НАЧАЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

УСКОРЕННАЯ ФОРМА ПОДГОТОВКИ

Б. А. СОКОЛОВ

УСТРОЙСТВО И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ГАЗОМАЗУТНЫХ КОТЕЛЬНЫХ

Допущено
Экспертным советом по профессиональному образованию
в качестве учебного пособия для образовательных учреждений,
реализующих программы начального профессионального образования

ACADEMA

Москва
Издательский центр «Академия»
2007

УДК 621.183(075.32)
ББК 31.38я722
С594

Рецензенты:
ведущий научный сотрудник ОАО «Промгаз», канд. техн. наук *В.М. Смирнов*;
преподаватель ГУЦ «Профессионал» *О.В. Воронина*

Соколов Б.А.

С594 Устройство и эксплуатация оборудования газомазутных котельных : учеб. пособие для нач. проф. образования / Б.А. Соколов. — М. : Издательский центр «Академия», 2007. — 304 с. — (Ускоренная форма подготовки).

ISBN 5-7695-2571-1

Рассмотрены свойства газообразных и жидких топлив, способы и устройства для их сжигания. Приведены конструкции паровых и водогрейных котлов и вспомогательного оборудования. Дано описание процесса подготовки воды в котельной. Значительное место отведено описанию контрольно-измерительных приборов и автоматики котельных агрегатов.

Особое внимание уделено вопросам эксплуатации котельных агрегатов, проблемам охраны труда и охраны окружающей среды от вредных выбросов.

Для ускоренной подготовки операторов котельных, работающих на газообразном и жидком топливе. Может быть использовано при других формах обучения.

УДК 621.183(075.32)
ББК 31.38я722

Оригинал-макет данного издания является собственностью Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым способом без согласия правообладателя запрещается

ISBN 5-7695-2571-1

© Соколов Б.А., 2007
© Образовательно-издательский центр «Академия», 2007
© Оформление. Издательский центр «Академия», 2007

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное пособие предназначено для ускоренной подготовки операторов 2-го и 3-го разрядов производственных, производственно-отопительных и отопительных котельных, работающих на газообразном и жидком топливе. Надежность и эффективность работы оборудования котельных напрямую зависит от культуры эксплуатации, грамотности обслуживающего персонала, умения работников быстро ориентироваться в разных рабочих ситуациях и принимать оптимальные правильные решения, четко и до конца выполнять свои функциональные обязанности. Это возможно лишь при хорошем знании эксплуатируемого оборудования, условий его работы, происходящих в нем физико-химических процессов и путей управления этими процессами.

В книге рассматриваются принципы работы и конструкции котельных установок малой и средней мощности, используемых в производственных, производственно-отопительных и отопительных котельных, работающих на газообразном и жидком топливе. Особое внимание уделяется изучению физических основ рабочих процессов, протекающих в котельных агрегатах. Рассматриваются также вспомогательные устройства котельных установок, в том числе системы подготовки воды и топлива, а также вопросы защиты окружающей среды от вредных выбросов. Большое внимание уделено вопросам эксплуатации основного и вспомогательного оборудования.

После каждой главы приведены контрольные вопросы для лучшего усвоения материала.

ВВЕДЕНИЕ

Промышленность и энергетика являются ведущими звеньями современного индустриально развитого народного хозяйства. Понятием «энергетика» охватывается широкий круг установок для производства, транспортирования и использования электрической и тепловой энергии и других энергоносителей, таких как сжатый воздух, кислород и др. Особо важное значение имеет электроэнергия в силу универсальности ее применения в промышленности, на транспорте, в быту и большой транспортабельности — на многие сотни километров при минимальных потерях.

Электрические станции, электрические и тепловые сети, а также потребители электрической и тепловой энергии в совокупности составляют энергетическую систему.

В настоящее время в промышленности, на тепловых электрических станциях, производственных и отопительных котельных устанавливаются полностью автоматизированные котельные агрегаты для выработки пара и горячей воды, отличающиеся высокими энергетическими и экологическими показателями.

Паровым котлом называется устройство, имеющее топочную камеру, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для получения пара с давлением выше атмосферного, который используется вне самого устройства.

К основным показателям работы паровых котлов относятся: паропроизводительность, т/ч; давление пара, МПа (или кгс/см^2); температура пара, °С; коэффициент полезного действия, %.

В соответствии с ГОСТ 3619—82 принята следующая маркировка паровых котлов: Е — котлы с естественной циркуляцией; П — котлы прямоточные; Пр — котлы с многократной принудительной циркуляцией. В обозначении типоразмеров паровых котлов указываются основные показатели их работы: первое число — паропроизводительность котла; второе число — давление пара; буквы в конце марки — используемое топливо.

Например, марка парового котла Е-2,5-13 ГМ означает, что котел с естественной циркуляцией имеет паропроизводительность 2,5 т/ч, вырабатывает пар давлением 13 кгс/см^2 (1,3 МПа), работает на газомазутном топливе.

Водогрейным котлом называется устройство, имеющее топочную камеру, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для нагревания воды, находящейся в системе

под давлением выше атмосферного и используемой после нагревания в качестве теплоносителя вне самого устройства.

К основным показателям работы водогрейных котлов относятся: теплопроизводительность, МВт (или Гкал/ч); температура воды на входе и выходе из котла, °С; давление воды на выходе из котла, МПа (или кгс/см^2).

Пример маркировки водогрейных котлов: КВ-ГМ-30-150 — котел водогрейный газомазутный, теплопроизводительность 30 Гкал/ч, температура воды на выходе из котла 150 °С.

Объектом изучения для операторов является оборудование производственных, отопительных и производственно-отопительных котельных, работающих на газообразном и жидком видах топлива, а также основные методы и приемы безопасной его эксплуатации.

ГЛАВА 1
КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ ИЗ ТЕПЛОТЕХНИКИ

1.1. Состав вещества и его агрегатные состояния

Теплотехника — отрасль техники, которая охватывает методы получения и использования тепловой энергии путем преобразования ее в другие виды энергии, распределения и транспортирования теплоты. Для понимания теплотехнических процессов необходимо иметь представления о свойствах основных материалов, используемых в теплотехнике, и веществ, являющихся источником теплоты, т.е. о свойствах используемого в теплотехнике органического топлива.

Тела в природе могут находиться в твердом, жидком и газообразном агрегатных состояниях. Способность веществ к превращениям определяется их строением на микроскопическом (атомарном) уровне. *Атом* представляет собой химически неделимую минимальную частицу вещества, имеющую, в свою очередь, сложное строение: каждый атом состоит из элементарных частиц, одна часть которых — протоны, нейтроны и др. — образует положительно заряженное ядро, а другая представлена отрицательно заряженными электронами.

Химический элемент — это вид атомов с одинаковым зарядом ядра. *Вещества*, образованные атомами одного химического элемента, *называются простыми*, например, кислород O_2, водород H_2, азот N_2, углерод C, железо Fe, сера S и др. *Вещества*, состоящие из атомов разных элементов, *называются сложными*, например, диоксид углерода CO_2 (углекислый газ), вода H_2O, хлорид натрия NaCl (поваренная, или каменная соль), метан CH_4 и др. Свойства сложного вещества отличаются от свойств простых веществ, из которых оно образуется. Изменения, которые могут претерпевать физические тела, основаны на химических и физических свойствах составляющих их веществ, и называются соответственно химическими и физическими явлениями.

Химические явления связаны со способностью веществ при определенных условиях взаимодействия с другими веществами образовывать новые. Процессы превращения одних веществ (исходных реагентов) в другие вещества (продукты реакции) называются *химическими реакциями*. Например, при сжигании угля образу-

ются газообразные продукты горения, которые являются совершенно новыми веществами. Химические реакции происходят не только при горении, но и в процессах коррозии металлов, при получении металлов из руд и др.

Физические явления — это изменения формы или агрегатного состояния веществ, в результате которых новые вещества не образуются. Наряду с агрегатным состоянием (твердое, жидкое, газообразное) к физическим свойствам относятся температуры кипения и плавления вещества, его плотность, растворимость, цвет, запах, вкус. Например, вода — жидкое при обычных условиях вещество без цвета, запаха и вкуса. При температуре кипения (373 K, или 100 °C) физически превращается в пар (переходит в газообразное агрегатное состояние). При температуре плавления (273 K, или 0 °C) начинается таяние льда, т.е. переход воды из твердого состояния в жидкое.

Наиболее общими физическими свойствами, которые используются для характеристики веществ в трех указанных ранее агрегатных состояниях, являются форма, объем, сжимаемость и плотность вещества. Например, *твердые вещества* отличаются от жидкостей и газов тем, что имеют собственную форму, определенный объем, большую плотность и чрезвычайно малую сжимаемость. Чтобы сжать твердое тело или разделить его на части, необходимо приложить значительное усилие.

В *жидких веществах* сила межмолекулярного притяжения значительно меньше, чем в твердых, а подвижность молекул намного больше. Жидкости практически не сжимаются и в свободном состоянии не имеют определенной формы. Объем жидкости измеряется размером сосуда, в котором она находится.

В *газообразных веществах* сила межмолекулярного притяжения очень мала и, напротив, межмолекулярные расстояния, а следовательно, и подвижность молекул очень велики. Если жидкость занимает фиксированный объем в сосуде, то объем, занимаемый газами, совпадает с объемом сосуда, в котором они находятся. По сравнению с твердыми телами и жидкостями газы легко сжимаются и имеют высокую текучесть.

1.2. Понятие о теплоносителе и его параметрах

Теплоноситель (рабочее тело) — газообразное или жидкое вещество, используемое в машинах как средство для преобразования энергии, получения теплоты или холода. В котельных в качестве теплоносителей применяют воду и водяной пар, для характеристики которых используют такие параметры их физического состояния, как температура, давление, удельный объем, плотность, теплоемкость, концентрация компонентов, энтальпия (теп-

лосодержание), влажность (для пара), скрытая теплота парообразования (конденсации) и др.

Температура является мерой теплового состояния или степени нагрева тела. Тепловое состояние характеризуется интенсивностью теплового движения атомов, молекул. Температура тела характеризуется его средней внутренней энергией. При нагревании температура тела начинает повышаться, но при определенной температуре, соответствующей моменту перехода тела из одного агрегатного состояния в другое, например при конденсации или плавлении, температура не изменяется.

Единицей измерения температуры является градус. В отечественной технической литературе используют градусы шкал Цельсия (°С) и Кельвина (К). На шкале Цельсия 1 °С = 1/100 разности температуры кипения воды (100 °С) при атмосферном давлении 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) и температуры таяния льда (0 °С). В системе СИ используют шкалу Кельвина, на которой 1 К (кельвин) = = 1/273,16 термодинамической температуры тройной точки воды. На шкале Кельвина температура +273,26 К соответствует точке, в которой три фазы воды — твердая, жидкая и газообразная — находятся в равновесии. Размер делений на шкалах Цельсия и Кельвина одинаков, поэтому 1 °С = 1 К. Таким образом, точка таяния льда по шкале Кельвина равна 273,16 (округленно 273) К, а точка кипения воды 373 К. Связь между температурами Кельвина (T, К) и Цельсия (t, °С) определяется соотношениями: $T = (t + 273)$, К; $t = (T - 273)$, °С.

Давление — это физическая величина, характеризующая интенсивность сил, действующих на тело. Давление равно отношению нормально (перпендикулярно к поверхности) направленной силы F к площади поверхности S, на которую она действует, т.е. $p = F/S$, Н/м^2 (эта размерность имеет название «паскаль», т.е. 1 Па = 1Н/м^2). Различают давление атмосферное, избыточное и абсолютное.

Атмосферным называют давление воздуха на землю и на предметы, расположенные на ней. Это давление измеряется барометром, поэтому его также называют барометрическим и обозначают $p_{бар}$. В Международной системе единиц (СИ) 1 бар = 10^5 Па (или 10^5 Н/м^2, или 0,1 МПа).

Избыточное давление $p_{изб}$ характеризует превышение давления в системе над атмосферным. Это давление измеряется манометром, поэтому также его называют манометрическим. Абсолютное давление $p_{абс}$, т.е. давление жидкости или газа в закрытом сосуде, равно сумме атмосферного и избыточного давлений:

$$p_{абс} = p_{бар} + p_{изб}.$$

Абсолютное давление может быть как выше, так и ниже атмосферного. Если давление в системе ниже атмосферного, то оно

называется разрежением (вакуумом) $p_{разр}$. В этом случае давление в закрытом сосуде

$$p_{абс} = p_{бар} - p_{разр}.$$

В практике применяют единицу давления «паскаль» и кратные ей значения. Таким образом 1 Н/м^2 = 1 Па; 1 килопаскаль (кПа) = = 10^3 Па; 1 мегапаскаль (МПа) = 10^6 Па. Используются также внесистемные принятые в отрасли единицы измерения давления: кгс/см^2 — килограмм-сила на квадратный сантиметр; мм рт. ст. — миллиметры ртутного столба; мм вод. ст. — миллиметры водяного столба; физическая и техническая атмосферы. Все эти единицы связаны между собой следующим образом:

физическая атмосфера (давление воздуха на уровне моря, равное 760 мм рт. ст. при температуре 0 °С)

1 атм = 760 мм рт. ст. ≈ 101 325 Па ≈ 101 кПа ≈ 0,1 МПа;

техническая атмосфера

1 ат = 1 кгс/см^2 = 795,56 мм рт. ст. ≈ 98 066,5 Па ≈ 0,098 МПа;

миллиметр ртутного столба и миллиметр водяного столба

1 мм рт. ст. ≈ 133 Па; 1 мм вод. ст. = 9,81 Па ≈ 10 Па.

Удельный объем V_0 газа, воды или пара — это объем единицы массы соответствующего рабочего тела (вещества). Если рабочее тело (вещество) массой m, кг, занимает объем V, м^3, то удельный его объем составит, м^3/кг,

$$V_0 = \frac{V}{m}.$$

Плотность ρ газа, воды или пара — величина, обратная удельному объему, кг/м^3,

$$\rho = \frac{1}{V_0} = \frac{m}{V}.$$

Определение остальных физических параметров (теплоемкости как параметра процесса, энтальпии и др.) приведено далее в соответствующих разделах настоящего пособия.

1.3. Основные сведения о внутренней энергии и теплоте

Энергия — мера способности тела или системы совершать работу; это общая количественная мера различных форм движения

материи. Соответственно различие отдельных видов энергии (механической, химической, электромагнитной, гравитационной, ядерной и т.д.) обусловлено конкретными формами движения материи. Вследствие того, что по закону сохранения энергии все явления природы связаны воедино и любое изменение энергии свидетельствует только о ее превращении, меру этого превращения оценивают работой, Дж, совершаемой в единицу времени, т.е. ***мощностью***. Мощность измеряется в ваттах (Вт); 1 Вт = 1 Дж/с.

Каждое вещество в любом из состояний рассматривают как термодинамическую систему, которая обладает запасом энергии, всегда присутствующей в веществе в скрытом виде. Она называется ***внутренней энергией*** системы (U) и представляет собой сумму кинетической энергии движения частиц вещества и их потенциальной энергии, обусловленной электростатическими силами притяжения и отталкивания между частицами и внутри них. Любые превращения вещества приводят к изменению внутренней энергии, определяемой разностью внутренних энергий вещества конечного и начального состояний: $\Delta U = U_{\text{конечн}} - U_{\text{нач}}$. По определению теплота Q, подводимая к системе, расходуется на изменение внутренней энергии и на совершение работы, т.е. $Q = \Delta U + A$. Таким образом, передача энергии системе или от системы может происходить только в форме теплоты и работы. Процесс передачи энергии в форме теплоты называют *теплообменом*.

Внутренняя энергия выражается в тех же единицах, что и работа, т.е. в джоулях:

$$1 \text{ Дж} = \text{импульс силы} \times \text{метр} = 1 \text{ Н}\cdot\text{м}.$$

Для связи с другими, в том числе тепловыми, параметрами используют соотношения между джоулем и допускаемыми внесистемными единицами:

$$1 \text{ Дж} = 10^7 \text{ эрг} = 0{,}102 \text{ кгс}\cdot\text{м} = 0{,}239 \text{ кал}.$$

Теплота — внутренняя энергия, которая самопроизвольно (без внешнего воздействия) переходит от тел более нагретых к телам менее нагретым путем теплопроводности или лучеиспускания.

Теплота — энергетическая характеристика процесса теплообмена, определяется количеством энергии, которое получает или отдает тело при теплообмене. Теплота измеряется в тех же единицах, что работа и энергия. Для практических целей используются кратные единицы количества теплоты: 1 килоджоуль (кДж) = 10^3 Дж; 1 мегаджоуль (МДж) = 10^6 Дж; 1 гигаджоуль (ГДж) = 10^9 Дж.

Соотношение между внесистемной единицей — калорией — и джоулем: 1 кал $\approx$ 4,19 Дж; 1 ккал = 4,19 кДж.

Теплоемкость — это термодинамический параметр процесса, определяющий интенсивность повышения (понижения) температуры вещества при подводе (отводе) теплоты. Теплоемкость тела

равна количеству теплоты, необходимому для повышения температуры тела на 1 К, или 1 °С.

Удельная теплоемкость c равна количеству теплоты, необходимому для нагревания единицы массы вещества на 1 К, или 1 °С, т.е. удельная теплоемкость c измеряется в кДж/(кг·К), или кДж/(кг · °С) (численно эти величины равны). Для газообразных веществ удельную теплоемкость вычисляют для единицы объема, $c_г$, кДж/(м^3 · °С).

В практических расчетах количество теплоты Q, необходимое для нагревания тела массой m от температуры t_1 до температуры t_2, рассчитывают по формуле

$$Q = cm(t_2 - t_1).$$

Удельная теплоемкость некоторых веществ в сравнении с теплоемкостью воды, кДж/(кг · °С):

Чугун, сталь	0,470
Медь и ее сплавы	0,372
Шлаковая вата	0,764
Красный кирпич	0,882
Вода	4,190

Энтальпия является однозначной функцией состояния, характеризует энергетическое состояние вещества, его *теплосодержание*. Методов, позволяющих определять абсолютные значения энтальпии, в настоящее время не существует. Для характеристики процесса используют величины изменения энтальпии тела ΔH в результате конкретного процесса, численно равное энергии ΔU, связанной с данным состоянием тела. Для процессов, проводимых при постоянном давлении в открытых сосудах, когда внутреннее давление системы совпадает с внешним (атмосферным) $\Delta H = Q$, т.е. изменение энтальпии системы равно количеству теплоты, поглощаемой системой. Так, например, для газообразного вещества при температуре $t_г$, °С, и постоянном давлении газа p, Па, $Q = \Delta H = H_г - H_{исх}$, т.е. $Q = H_г$, так как значения энтальпии $H_{исх}$ исходных веществ при давлении 1 атм, или 0,1 МПа, и температуре 0 °С приняты равными нулю. Тогда, зная удельную теплоемкость газообразного вещества при постоянном давлении $c_г$, кДж/(м^3 · °С), и перепад температур $\Delta t_г$, °С, в интервале после и до нагрева, получим значение энтальпии газообразного вещества, кДж/м^3:

$$H_г = c_г \Delta t_г.$$

По аналогии энтальпия кипящей воды в открытом сосуде при 100 °С (при нагреве воды от 0 °С) составляет

$$H_{к.в} = c_в \Delta t_в = 4{,}19 \cdot 100 = 419 \text{ кДж/кг},$$

где 4,19 — удельная теплоемкость воды, кДж/(кг · °С), а энтальпия сухого насыщенного пара при атмосферном давлении

$$H_{н.п} = c_в \Delta t_в + r = 4{,}19 \cdot 100 + 2\,258 = 2\,667 \text{ кДж/кг},$$

где $r = 2\,258$ кДж/кг — скрытая теплота парообразования воды при атмосферном давлении.

1.4. Вода, водяной пар и их свойства

Вода — самое распространенное на Земле вещество, представляет собой химическое соединение водорода с кислородом. Вода является прекрасным растворителем, и поэтому все природные воды — это растворы, содержащие разнообразные вещества — соли, газы и другие примеси.

Вода и водяной пар получили наибольшее применение в промышленности в качестве рабочего тела и теплоносителя. Это объясняется, в первую очередь, доступностью благодаря распространению воды в природе, а также тем, что вода и водяной пар обладают относительно хорошими термодинамическими характеристиками.

Так, удельная теплоемкость воды выше по сравнению с многими жидкостями и твердыми телами (при повышении температуры до температуры кипения, т.е. в интервале температур 0...100 °С при атмосферном давлении $c = 4{,}19$ кДж/(кг · К)). В отличие от других жидких и твердых тел теплопроводность воды с повышением температуры до 120...140 °С увеличивается в зависимости от давления, а при дальнейшем повышении температуры — уменьшается. Наибольшая плотность воды (1,000 г/см^3) достигается при 4 °С. Температура плавления (таяния льда) 0 °С.

Изменение агрегатного состояния воды из жидкого в газообразное называется *парообразованием*, а из газообразного в жидкое — *конденсацией*.

Превращение жидкой воды в пар — парообразование — возможно при испарении и при кипении воды.

Испарение воды — процесс парообразования путем отрыва и улетучивания молекул воды с открытой ее поверхности, происходящий при температуре ниже точки кипения при данном давлении. При испарении с поверхности жидкости отрываются и улетают молекулы, обладающие повышенными относительно равновесного значения скоростями движения, вследствие чего средняя скорость движения молекул в массе жидкости снижается и, как следствие, снижается температура всей массы воды.

При подводе теплоты к массе жидкости, т.е. при нагревании воды, ее температура и интенсивность испарения увеличиваются, и наступает момент, соответствующий определенным значениям температуры и давления, когда испарение начинается в объеме воды — вода закипает.

Кипение воды — процесс интенсивного испарения не только на ее свободной поверхности, но и внутри образующихся пузырьков пара, при определенной температуре нагрева воды, называемой температурой кипения. При атмосферном давлении температура кипения составляет приблизительно 100 °С, с повышением давления температура кипения возрастает.

Количество теплоты, которое необходимо сообщить 1 кг воды для ее превращения из жидкого состояния в парообразное при температуре кипения, называется *скрытой теплотой парообразования r.* С повышением давления скрытая теплота парообразования уменьшается (табл. 1.1).

Конденсация — обратный процесс превращения пара в жидкость. Такую жидкость называют конденсатом. Данный процесс сопровождается выделением теплоты. Количество теплоты, выделяющееся при конденсации 1 кг пара, называется *теплотой конденсации пара*, она численно равна скрытой теплоте парообразования *r.*

Водяной пар — вода в газообразном агрегатном состоянии. Водяной пар, имеющий максимальную плотность при данном давлении, называется *насыщенным.* Насыщенным является пар, находящийся в термодинамическом равновесии с жидкой фазой, т.е. имеющий одинаковые температуру и давление с кипящей водой. Насыщенный водяной пар может быть влажным и сухим. В объеме влажного насыщенного пара в виде мельчайших капелек находится вода, которая образуется при разрыве оболочек паровых пузырьков. *Сухой насыщенный пар* не содержит капелек воды, он характеризуется температурой насыщения. Свойства насыщенного пара (плотность, удельная теплоемкость и др.) определяются только давлением. *Пар*, температура которого для определенного давления превышает температуру насыщенного пара, называется *перегретым.* Разность температур между перегретым и сухим насыщенным паром при том же давлении называется *перегревом пара.*

Отношение массы сухого насыщенного пара к массе влажного насыщенного пара называется паросодержанием, или *степенью сухости* пара *x.* Эта важная характеристика влажного насыщенного водяного пара определяет долю пара в пароводяной смеси, где *y* — доля жидкости:

$$x = 1 - y.$$

Отделение капель воды от пара называется *сепарацией*, а устройства, предназначенные для этой цели, — сепараторами.

Энтальпия влажного насыщенного пара h_x, кДж/кг, выражается через степень сухости следующим образом:

$$h_x = h' + rx,$$

где h' — энтальпия воды при температуре кипения, кДж/кг.

Таблица 1.1

Свойства воды и сухого насыщенного пара в зависимости от давления

Абсолютное давление		Температура кипения, °С	Плотность пара, кг/м³	Удельный объем пара, м³/кг	Энтальпия, кДж/кг		Скрытая теплота парообразования, кДж/кг
МПа	кгс/см²				кипящей воды	пара	
0,02	0,2	59,67	0,129	7,789	250,7	2 617,0	2 366,3
0,04	0,4	75,42	0,246	4,066	316,7	2 643,9	2 327,2
0,06	0,6	85,45	0,360	2,782	359,1	2 660,7	2 301,6
0,08	0,8	92,99	0,471	2,125	390,6	2 672,9	2 282,3
0,10	1,0	99,09	0,580	1,725	416,6	2 682,9	2 266,3
0,12	1,2	104,5	0,687	1,455	438,5	2 691,0	2 252,5
0,17	1,7	115,00	0,956	1,044	483,0	2 709,0	2 226,0
0,20	2,0	119,62	1,109	0,902	499,8	2 714,5	2 210,9
0,50	5,0	151,11	2,620	0,382	554,8	2 756,5	2 117,6
0,90	9,0	174,33	4,456	0,219	741,3	2 781,7	2 040,4
1,40	14,0	194,13	6,974	0,143	828,7	2 798,0	1 969,4
2,00	20,0	211,38	9,852	0,102	906,8	2 807,7	1 909,9
4,00	40,0	249,18	19,700	0,051	1 085,3	2 809,8	1 724,5
5,00	50,0	262,70	25,000	0,040	1 149,3	2 795,6	1 646,3
6,00	60,0	247,29	30,300	0,033	1 208,4	2 786,8	1 578,4
7,00	70,0	284,48	35,714	0,028	1 266,6	2 775,5	1 513,8
8,00	80,0	293,62	41,667	0,024	1 311,1	2 762,0	1 451,0
9,00	90,0	301,92	47,619	0,021	1 357,1	2 747,0	1 389,8
10,00	100,00	309,53	55,556	0,018	1 401,1	2 730,2	1 329,1

Энтальпия перегретого пара $h_{\text{п.п}}$, кДж/кг:

$$h_{\text{п.п}} = h'' + c_p(t_{\text{п.п}} - t_{\text{н}}),$$

где h'' — энтальпия сухого насыщенного пара, кДж/кг; c_p — удельная теплоемкость пара, кДж/(кг · °С); $t_{\text{п.п}}$, $t_{\text{н}}$ — температура перегретого и насыщенного пара, °С.

1.5. Способы передачи теплоты

В котельных установках теплота продуктов горения топлива передается рабочему телу (нагреваемой воде, пароводяной смеси, пару, воздуху) разными способами — тепловым излучением (радиацией), конвекцией и теплопроводностью.

Тепловое излучение (радиация) — процесс распространения тепловой энергии от одного тела к другому на расстоянии путем электромагнитных волн, например, от факела к поверхностям нагрева котельного агрегата.

Конвекция — процесс переноса тепловой энергии при перемещении объемов жидкости или газа в пространстве. *Конвекция* является *естественной* (свободной), если движение вызвано разностью плотностей жидкости или газа. Пример естественной конвекции — распространение теплоты в помещении от горячей батареи. Слои воздуха, находящиеся в соприкосновении с горячей батареей, нагреваются, плотность нагретого объема воздуха уменьшается и он вытесняется вверх более тяжелым холодным воздухом.

При движении жидкости или газа под давлением, создаваемым насосом или вентилятором, *конвекцию* называют *вынужденной*.

Теплопроводность — это передача теплоты между непосредственно соприкасающимися частями тела. Этот вид теплообмена отражает процесс переноса тепловой энергии в результате теплового движения атомов, молекул, свободных электронов вещества. Теплопроводность приводит к выравниванию температуры тела. Так осуществляется, например, передача теплоты от наружной стенки обогреваемой трубы к внутренней поверхности трубы, омываемой более холодным теплоносителем. Явления теплопроводности наблюдаются в твердых телах, газах и жидкостях.

Тепловое состояние тела характеризуется уровнем его температуры. Если температура отдельных частей тела не одинакова, то при наличии теплопроводности она меняется непрерывно от точки к точке в так называемом температурном поле. Это вид теплопередачи, при котором тепловая энергия передается без перемещения вещества.

Самопроизвольный перенос тепловой энергии приводит к выравниванию температуры в сторону убывания ее начального значения. Количество переносимой теплоты в единицу времени $\dot{Q}$, кДж/с, или кВт, называется *тепловым потоком*. Тепловой поток через единицу площади сечения или поверхности F, м^2, в сторону убывания температуры называется *плотностью теплового потока* q, кВт/м^2, или *удельным тепловым потоком*

$$q = \frac{\dot{Q}}{F}.$$

При передаче теплоты путем теплопроводности количество переданной теплоты зависит от вида материала и разности температур на границах тела. Способность вещества проводить теплоту характеризуется коэффициентом теплопроводности λ, Вт/(м · К).

Значения коэффициента теплопроводности для разных веществ сильно различаются, но для каждого из них зависят от структуры, плотности, влажности, давления и температуры. Примерные значения коэффициента теплопроводности для некоторых веществ указаны в табл. 1.2. Из приведенных данных следует, что лучшими проводниками теплоты являются металлы, а худшими — газы.

В жидких средах и газах перенос теплоты в основном осуществляется в процессе перемещения вещества, т.е. путем конвекции. При малых скоростях движения характер течения частиц вещества струйчатый (*ламинарный режим*), а при больших — неупорядоченно-вихревой (*турбулентный режим*). Переход из ламинарного режима в турбулентный зависит от скорости движения w, вязкости жидкости (или газа), диаметра трубопровода (или канала) d.

Количество переносимой теплоты путем конвекции, кДж/с:

$$Q = \alpha F (t_{ст} - t_{ж}),$$

где α — *коэффициент теплоотдачи*, Вт/(м^2 · К), значение которого равно количеству теплоты, переданной в единицу времени через единицу поверхности при разности температур стенки $t_{ст}$ и жидкости $t_{ж}$ в 1 К (или, что то же, 1 °С).

Коэффициент теплоотдачи при вынужденной конвекции увеличивается с ростом скорости движения теплоносителя, при уменьшении диаметра труб. Коэффициент теплоотдачи зависит также от направления движения теплоносителя по отношению к омываемой поверхности нагрева (продольное или поперечное движение).

При прочих равных условиях (скорость движения и температура теплоносителя, диаметр труб и т.д.) коэффициент теплоотдачи конвекцией при поперечном омывании шахматного пучка труб выше, чем при коридорном их расположении.

Таблица 1.2

Коэффициент теплопроводности λ разных веществ

Вещество	λ, Вт/(м·К)
Строительные и изоляционные материалы	0,023 ... 3,0
Красный кирпич, 0 ... 300 °С	0,46 ... 0,7
Дерево	0,058 ... 0,4
Медь	394
Железо	46
Сталь	11,6 ... 58
Вода, 0 ... 100 °С	0,14 ... 0,28
Воздух, 0 ... 1 000 °С	0,093 ... 0,7

В нагретом теле всегда часть тепловой энергии превращается в лучистую. Лучеиспускание свойственно всем телам и каждое из них постоянно излучает энергию. При попадании на другие тела эта энергия частично поглощается, отражается и проходит сквозь тело. Та часть лучистой энергии, которая поглощается телом, снова превращается в тепловую. Часть энергии, которая отражается, попадает на другие рядом находящиеся тела и поглощается ими. То же происходит и с частью энергии, которая проходит сквозь тело.

Другими словами, тела постоянно излучают и поглощают лучистую энергию. Таким путем, связанным с двойным взаимным превращением энергии (тепловая — лучистая — тепловая), осуществляется процесс лучистого теплообмена. Количество отдаваемой или воспринимаемой теплоты определяется разностью количеств излучаемой и поглощаемой телом лучистой энергии.

Ранее элементарные явления переноса теплоты были рассмотрены раздельно. В реальных условиях эти процессы, как правило, протекают одновременно и действуют совместно. Например, от высокотемпературных продуктов сгорания топлива к внешней поверхности кипятильных труб в паровом котле перенос теплоты осуществляется конвекцией и излучением; через стенку трубы, которая имеет наружные загрязнения с внешней стороны и слой накипи с внутренней, теплота передается теплопроводностью, а от внутренней поверхности трубы к воде — конвекцией. В целом такой процесс называется теплопередачей, и его количественной характеристикой является коэффициент теплопередачи K, определяющий интенсивность передачи теплоты через единицу поверхности в единицу времени от одного теплоносителя к другому при разности температур между ними в 1К (или 1 °С). В расчетной формуле теплопередачи Q, кВт, учитывается площадь поверхности нагрева F, м^2, и усредненная по поверхности нагрева разность температур продуктов горения и нагреваемой воды, ΔT, К:

$$Q = KF\Delta T.$$

Коэффициент теплопередачи K, Вт/(м^2·К), в общем случае определяется в виде следующего уравнения:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_н}{\lambda_н} + \frac{\delta_м}{\lambda_м} + \frac{\delta_{вн}}{\lambda_{вн}} + \frac{1}{\alpha_2}},$$

где $\alpha_1 = \alpha_к + \alpha_л$ — суммарный (путем конвекции $\alpha_к$ и излучения $\alpha_л$) коэффициент теплоотдачи от продуктов горения к стенке кипятильной трубы, Вт/(м^2·К); $\delta_н$, $\delta_м$, $\delta_{вн}$ — толщина соответственно наружного загрязнения, металлической стенки и внут-

ренних отложений, м; $\lambda_н$, $\lambda_м$, $\lambda_{вн}$ — коэффициенты теплопроводности соответственно наружного загрязнения, металлической стенки и внутренних отложений, Вт/(м · К); α_2 — коэффициент теплоотдачи конвекцией от внутреннего слоя загрязнений к воде, Вт/(м^2 · К).

Контрольные вопросы

1. В чем разница между простыми и сложными веществами?
2. Какие явления относятся к физическим, а какие к химическим?
3. Какие вещества в котельном агрегате являются теплоносителями и какими параметрами они характеризуются?
4. Что такое «температура вещества»? Назовите единицу измерения температуры? Какие температурные шкалы имеют широкое применение в настоящее время?
5. Что называется давлением? Какие виды давлений используются в технике?
6. В каких единицах измеряется давление?
7. Поясните понятия «теплота», «энергия», «мощность».
8. Что характеризует энтальпия вещества?
9. Назовите основные теплофизические свойства воды.
10. Дайте определение понятиям «испарение», «кипение», «конденсация».
11. Какой пар является насыщенным, а какой перегретым? Что такое степень сухости пара?
12. Назовите основные способы передачи теплоты и поясните, в чем суть каждого из этих способов.
13. Какие вещества хорошо и какие плохо передают теплоту от одной части тела к другой? Чем объясняется это явление?
14. Что такое конвективный теплообмен и от каких факторов зависит его эффективность?
15. Что характеризует коэффициент теплопередачи и от чего он зависит?

ГЛАВА 2

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВЕННО-ОТОПИТЕЛЬНОЙ ГАЗОМАЗУТНОЙ КОТЕЛЬНОЙ И ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

2.1. Технологическая схема котельной

Производственно-отопительная котельная, одна из возможных схем которой представлена на рис. 2.1, предназначена для выработки пара с необходимыми параметрами качества, который используется технологическими потребителями, а также для выработки горячей воды для обеспечения систем отопления, вентиляции, кондиционирования и горячего водоснабжения.

Система отопления обеспечивает заданный тепловой режим в помещениях в холодное время года, компенсируя теплопотери через наружные ограждения зданий.

Система вентиляции создает требуемую чистоту воздуха в рабочей зоне производственных зданий, необходимый воздушный и тепловой режимы в общественных зданиях путем организации воздухообмена в помещениях.

Система кондиционирования воздуха применяется для создания в помещении микроклимата, удовлетворяющего повышенным санитарно-гигиеническим или технологическим требованиям, путем обеспечения строго заданных температуры, влажности, подвижности и чистоты воздуха в рабочей зоне.

Система горячего водоснабжения предназначена для подогрева и транспортирования воды к местам водоразбора на хозяйственно-бытовые или производственные нужды.

Теплотехнологическое оборудование является потребителем тепловой энергии в виде подогретой воды или водяного пара и включает в себя как специальные теплопроводы, так и разные теплообменные аппараты.

Природный газ по газопроводу поступает на территорию предприятия в газорегуляторный пункт (ГРП) *27* или газорегуляторную установку (ГРУ), где давление городского газа снижают до рабочего и поддерживают его на заданном уровне. Из ГРП газ подается к горелкам *24* котельного агрегата.

Мазут может быть основным топливом, резервным (например, в зимние месяцы), аварийным, позволяющим в случае необходимости быстро перевести котельную с одного вида топлива на другой.

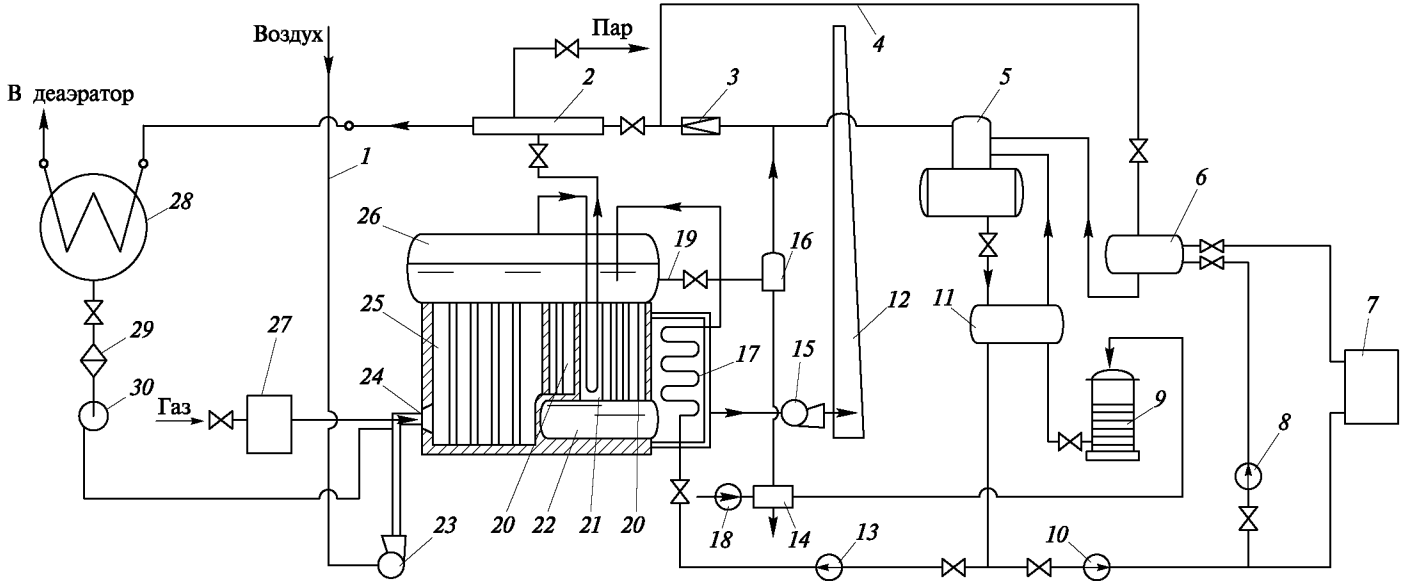


Рис. 2.1. Технологическая схема производственно-отопительной котельной:

1 — воздухозаборный короб; *2* — паросборный коллектор; *3* — редукционная установка; *4* — паропровод к бойлеру; *5* — деаэратор; *6* — пароводяной бойлер; *7* — потребитель; *8* — сетевой насос; *9* — система химической подготовки воды; *10* — подпиточный насос; *11* — охладитель деаэрированной воды; *12* — дымовая труба; *13* — питательный насос; *14* — подогреватель сырой воды; *15* — дымосос; *16* — расширитель непрерывной продувки; *17* — водяной экономайзер; *18* — насос; *19* — трубопровод непрерывной продувки; *20* — конвективные поверхности нагрева; *21* — пароперегреватель; *22*, *26* — нижний и верхний барабаны; *23* — дутьевой вентилятор; *24* — горелка; *25* — топка котельного агрегата; *27* — ГРП котельной; *28* — мазутохранилище; *29* — фильтр; *30* — насос

Из мазутохранилища *28*, обогреваемого паром, через фильтры *29* тонкой очистки насосами *30* мазут подается в горелку *24* и после смешивания с воздухом сгорает.

Котельный агрегат имеет топку *25* с расположенными в ней испарительными поверхностями нагрева (кипятильными трубами), верхний *26* и нижний *22* барабаны, конвективные поверхности нагрева *20*, пароперегреватель *21*, водяной экономайзер *17*.

Воздух, необходимый для сжигания газа, забирается из верхней части котельной и по воздухозаборному коробу *1* поступает на вход дутьевого вентилятора *23*, откуда под давлением подается в горелки *24*. Продукты горения проходят последовательно через все теплоиспользующие элементы и с помощью дымососа *15* выбрасываются в дымовую трубу *12*.

Пар поступает в общий сборный коллектор *2*, откуда направляется к технологическим потребителям. Часть пара после снижения давления в редукционной установке *3* подается в деаэратор *5*, где происходит удаление из питательной воды растворенных в ней агрессивных газов для предотвращения коррозии поверхностей нагрева.

Для получения горячей воды, расходуемой на технологические нужды и теплоснабжение, в котельной установлен пароводяной бойлер *6*. Пар в бойлер поступает из общего паросборного коллектора *2* по специальному паропроводу *4*. Сетевая вода сетевым насосом *8*, установленным на обратной линии, подается для нагрева в бойлер, из которого поступает в прямую линию системы теплоснабжения к потребителям *7* теплоты. Конденсат пара из бойлера поступает в деаэратор *5*. Подпитка тепловой сети осуществляется подпиточным насосом *10*, забирающим воду из деаэратора, общего для системы теплоснабжения и питания котла. Для уменьшения солесодержания котловой воды из барабана *26* по трубопроводу *19* производится непрерывная продувка. Котловая вода направляется в расширитель непрерывной продувки *16*, где в результате снижения давления вскипает. Образующийся при этом пар поступает в паровую линию к деаэратору, а горячая вода — в подогреватель сырой воды *14*, которая насосом *18* подается в систему *9* химической подготовки воды. Химически очищенная вода перед поступлением в деаэратор подогревается в охладителе *11* деаэрированной воды. Деаэрированная вода питательным насосом *13* направляется в водяной экономайзер *17* котла.

2.2. Системы теплоснабжения и тепловые сети

Выработанная в котельной тепловая энергия в виде пара или горячей воды направляется в систему теплоснабжения, основной задачей которой является обеспечение тепловой энергией всех

потребителей, имеющих разные требования к виду, количеству и параметрам теплоносителей.

В зависимости от типа источника тепловой энергии системы теплоснабжения подразделяются:

• на централизованные — от тепловых электрических станций и районных или квартальных котельных, которые применяются как в больших жилых массивах, так и в отдельных жилых кварталах;

• местные — от котельных для теплоснабжения одного или группы зданий;

• децентрализованные — от теплогенераторов, устанавливаемых непосредственно в отапливаемых помещениях и на предприятиях.

В последние годы в связи с развитием новых экономических отношений в стране наметилась децентрализация теплоснабжения промышленных предприятий и жилого сектора. Широко развивается строительство автономных источников теплоснабжения: блочных, модульных и крышных котельных, оснащенных полностью автоматизированными котельными агрегатами, имеющими высокие энергетические и экологические показатели.

Параметрами, которые также используются для классификации систем теплоснабжения, могут быть:

• вид транспортируемого теплоносителя: паровые, водяные, смешанные;

• число параллельно проложенных теплопроводов: одно-, двух-, трех- и многотрубные;

• использование теплоносителя в системах горячего водоснабжения и технологических потребителей: закрытые (замкнутые) и открытые (разомкнутые).

В закрытой системе теплоснабжения система горячего водоснабжения и другие потребители присоединены к тепловым сетям через теплообменные аппараты, в которых подогревается поступающая на водоразбор водопроводная вода (или воздух). Теплоноситель в этой системе отдает часть тепловой энергии и полностью возвращается к источнику.

В открытой системе теплоснабжения вода, предназначенная для горячего водоснабжения и технологических нужд, забирается непосредственно из тепловой сети. Таким образом, в этой системе используется не только тепловая энергия теплоносителя, но и собственно теплоноситель. Часть теплоносителя, не использованная у потребителей (в системах отопления и вентиляции), возвращается в котельную.

Теплоноситель от котельной к потребителю поступает по тепловым сетям, которые прокладываются как в земле, так и над землей. Наименьшие капитальные затраты требуются на сооружение тепловых сетей при надземной их прокладке. Подземная про-

кладка бывает двух типов: канальная (непроходная, полупроходная и проходная) и бесканальная (засыпная, сборная, сборно-литая, монолитная и литая).

Каналы предохраняют теплопроводы от воздействия грунтовых, атмосферных и паводковых вод. Трубопроводы в них укладывают на подвижные и неподвижные опоры, при этом обеспечивается организованное тепловое удлинение труб.

При бесканальной прокладке для защиты трубопроводов от механических воздействий выполняют усиленную тепловую изоляцию — оболочку.

Для обслуживания оборудования, установленного на тепловых сетях при подземной прокладке, предусматривают теплофикационные камеры, в которых размещается запорная арматура, сальниковые и дренажные устройства.

Основной причиной выхода из строя трубопроводов является коррозия внутренней и наружной поверхностей стенки трубопровода. Для предотвращения внутренней коррозии воду для заполнения и подпитки сетевой воды подвергают умягчению и дегазации с целью удаления растворенных в воде кислорода O_2 и углекислого газа CO_2 (диоксида углерода). Для защиты теплопроводов от наружной коррозии, вызываемой химическими и электрохимическими процессами под воздействием окружающей среды, используют антикоррозионные покрытия.

Для уменьшения тепловых потерь служит тепловая изоляция, выполняемая из таких специальных материалов, как минеральная вата, пенобетон, пеностекло, перлит, асбоцемент, совелит, керамзитобетон, пенополиуретан.

В системах теплоснабжения и вентиляции применяют разные теплообменные аппараты, предназначенные для подогрева, испарения, охлаждения и конденсации рабочего тела (теплоносителя); подогрева воды для технологических и бытовых целей; подогрева и охлаждения воздуха, поступающего для отопления, вентиляции и кондиционирования помещений жилых, общественных и производственных зданий.

Отпуск тепловой энергии каждому зданию-абоненту осуществляется через тепловой ввод. Тепловым, или абонентским, вводом называются концевые участки ответвлений тепловой сети, расположенные в специальных тепловых пунктах — местных (МТП) или центральных (ЦТП). На тепловом вводе устанавливают оборудование, арматуру и устройства, обеспечивающие надежную эксплуатацию местных систем. Центральные тепловые пункты располагают в отдельно стоящих зданиях и помещениях, пристроенных к зданиям промышленного назначения, а местные тепловые пункты размещают, как правило, в обслуживаемых зданиях.

В ЦТП и МТП устанавливаются различные подогреватели (секционные, кожухотрубные, пластинчатые). Наиболее эффективны-

ми являются пластинчатые водоподогреватели. Они отличаются высокой степенью компактности, имеют небольшие размеры при повышенной степени теплообмена, простотой монтажа, легкостью изменения поверхности нагрева, а также сборки-разборки, очистки от накипи или замены.

Для присоединения систем отопления к тепловым сетям широкое применение нашли водоструйные элеваторы, центробежные насосы с электрическим приводом, грязевики для осаждения взвешенных частиц, находящихся в воде тепловой сети или системы отопления. В тепловых пунктах устанавливаются также тепломеры, регуляторы температуры, регуляторы расхода тепловой энергии на отопление.

Присоединение систем отопления и горячего водоснабжения к тепловым сетям осуществляется по разным схемам, рассмотрение которых не входит в изучаемый курс.

Контрольные вопросы

1. Проследите по рис. 2.1 движение потоков газа, мазута, воздуха, дымовых газов, пара.
2. В каких элементах технологической схемы используется пар, вырабатываемый котельным агрегатом?
3. Назовите основные элементы котельного агрегата.
4. Какая существует классификация систем теплоснабжения в зависимости от источников теплоснабжения?
5. Назовите способы прокладки теплопроводов в тепловых сетях.
6. Определите назначение тепловых пунктов и назовите основное оборудование в них.

ГЛАВА 3
ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО И ЕГО СЖИГАНИЕ

3.1. Природные и искусственные газы и их состав

Горючие газы, используемые для сжигания в топках котлов и печей, по своему происхождению разделяются на природные и искусственные.

К природным газам относятся газы, добываемые из недр земли, а к искусственным — получаемые на газовых, нефтеперерабатывающих, металлургических заводах из твердого или жидкого топлива. Искусственными газами являются доменный, коксовый, генераторный, газ пиролиза нефти. Газообразные топлива представляют собой смеси различных газов, наряду с горючими газами в смеси могут использоваться и негорючие газы.

В составе природного газа (табл. 3.1) горючими компонентами являются метан CH_4 (75...99,3 %), этан C_2H_6, пропан C_3H_8, бутан C_4H_{10}, пентан C_5H_{12} и другие углеводороды (0,1...20,4 %), водород H_2 (0...1,5 %). Негорючую часть топлива (т. е. балласт) составляют диоксид углерода (углекислый газ) CO_2, азот N_2 (0,6...5,2 %).

В составе промышленных горючих газов (табл. 3.1) содержится метан CH_4 (0,3...25,5 %), монооксид углерода CO (6,5...27 %), водород H_2 (5...59,8 %), балласт — N_2, O_2, CO_2 (может составлять 5,9...67,9 %).

3.2. Основные свойства природного газа

Природный газ, добываемый из недр земли, не имеет вкуса, цвета и запаха. Для придания запаха с целью распознавания его в воздухе в случае утечки используется одоризация — внесение в газ сильнопахнущего вещества. В качестве одоранта используется этилмеркаптан в количестве 16 г на 1 000 м^3 природного газа. Это позволяет обнаружить природный газ при концентрации его в воздухе 1 %, что составляет 1/5 нижнего предела взрываемости.

Важнейшей теплотехнической характеристикой природного газа является ***теплота сгорания*** — количество теплоты, выделяющееся при сгорании 1 м^3 сухого газа и зависящее от того, в каком агрегатном состоянии находится в продуктах горения вода, выделя-

Таблица 3.1

Состав и теплота сгорания природных и искусственных газов

Источник газа	Состав, об. %										Теплота сгорания, МДж/м^3
	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	N_2	CO_2	O_2	CO	H_2	
Природные газы											
Месторождение:											
Уренгойское	98;40	0,10	—	—	—	1,20	0,30	—	—	—	35,29
Ямбургское	98,60	0,10	—	—	—	1,20	0,10	—	—	—	35,36
Заполярное	99,30	0,10	—	—	—	0,40	0,20	—	—	—	35,61
Медвежье	97,30	1,00	0,10	0,10	0,10	0,50	0,50	—	—	—	35,82
Оренбургское	83,77	4,60	1,64	0,81	1,88	4,34	0,87	—	—	1,49	38,47
Вуктыльское	75,10	8,90	3,60	1,50	6,40	4,40	0,10	—	—	—	46,97
Шебелинское	92,07	3,26	0,59	0,18	0,60	1,30	2,00	—	—	—	36,66
Газлинское	96,90	1,74	0,04	0,01	0,01	1,15	0,15	—	—	—	35,86
Астраханское	90,48	2,07	0,99	1,75	0,61	3,45	0,65	—	—	—	37,63
*Промышленные газы**											
Доменный	0,30	—	—	—	—	55,00	12,50	0,2	27,0	5,0	3,78
Коксовый	25,5	—	—	—	—	3,00	2,40	0,5	6,5	59,8	16,97

* Доменный газ — колошниковый газ доменных печей; коксовый газ — газ коксовых печей.

ющаяся из топлива и образующаяся при сгорании водорода и углеводородов, — в парообразном или жидком. Если в продуктах горения все водяные пары конденсируются и образуют жидкую фазу, то теплота сгорания называется высшей $Q_в^с$. Если же конденсации водяного пара не происходит, то теплоту сгорания называют низшей $Q_н^с = 35{,}8$.

Обычно продукты горения покидают котельные установки при температуре, при которой не происходит конденсации водяных паров, поэтому в теплотехнических расчетах используется величина $Q_н^с$, которая для природного газа близка к теплоте сгорания метана и составляет 35,8 МДж/м^3 (8 550 ккал/м^3).

Плотность природного газа (метана) при нормальных условиях (0 °С и 0,1 МПа, т.е. 760 мм рт. ст.) $\rho_г = 0{,}73$ кг/м^3. Плотность воздуха при тех же условиях $\rho_в = 1{,}293$ кг/м^3. Таким образом, природный газ легче воздуха примерно в 1,8 раза. Поэтому при утечках газа он будет подниматься вверх и скапливаться у потолка, перекрытий, верхней части топки.

Температура самовоспламенения природного газа $t_{воспл} = 645 ... 700$ °С. Это означает, что любая смесь газа с воздухом после нагревания до этой температуры воспламенится сама без источника зажигания и будет гореть.

Концентрационные границы воспламенения (взрыва) природного газа (метана) находятся в диапазоне 5...15 %. Вне этих границ газовоздушная смесь не способна к распространению пламени. При взрыве давление в замкнутом объеме повышается до 0,8...1 МПа.

К преимуществам природного газа по сравнению с другими видами топлива (в первую очередь с твердыми) относятся высокая теплота сгорания; относительно низкая стоимость; отсутствие складских помещений для хранения; относительно высокая экологичность, характеризующаяся отсутствием в продуктах горения твердых включений и меньшим количеством вредных газообразных выбросов; легкость автоматизации процесса сжигания; возможность повышения коэффициента полезного действия (КПД) котельного агрегата; облегчение труда обслуживающего персонала.

3.3. Суть процесса горения и условия, необходимые для полного сгорания топлива

Горение — это сложный физико-химический процесс взаимодействия горючих компонентов топлива с окислителем, в частности, горение топлива — это реакция быстрого окисления его компонентов, сопровождающаяся интенсивным тепловыделением и резким повышением температуры. Для получения максимального КПД, т.е. для полного сгорания топлива, необходимы: непрерывный подвод топлива и воздуха в достаточном для горения количе-

стве; хорошее перемешивание топлива с воздухом; высокая температура в топке; достаточное для горения время пребывания топливовоздушной смеси в топке.

В отличие от твердых и жидких топлив, которые гореть не могут без предварительного подогрева до температуры воспламенения, газовое топливо может гореть и холодным, если оно перемешано с воздухом в концентрационных пределах границы воспламенения. Такую газовоздушную смесь можно воспламенить искрой, раскаленным телом, пламенем.

3.4. Расход воздуха на сжигание природного газа. Коэффициент избытка воздуха

Рассмотрим реакцию горения метана как основного компонента из числа составляющих природного газа:

$$CH_4 + 2O_2 = CO_2 + 2H_2O.$$

Из уравнения этой реакции следует, что для окисления одной молекулы метана необходимы две молекулы кислорода, т.е. для полного сгорания 1 м^3 метана требуется 2 м^3 кислорода.

В качестве окислителя при сжигании топлива в котельных агрегатах используется атмосферный воздух, который представляет собой сложную смесь веществ, в числе которых 21 об. % O_2, 78 об. % N_2 и 1 об. % CO_2, инертных газов и др. Для технических расчетов обычно принимают условный состав воздуха из двух компонентов: кислорода (21 об. %) и азота (79 об. %). С учетом такого состава воздуха для проведения любой реакции горения на воздухе для полного сжигания топлива потребуется воздуха по объему в 100/21 = 4,76 раза больше, чем кислорода.

Следовательно, для приведенной реакции горения на полное сгорание 1 м^3 метана (природного газа) должно быть израсходовано 2 м^3 кислорода или $2 \cdot 4{,}76 = 9{,}52$ м^3 воздуха. Это количество воздуха называется *теоретическим расходом воздуха*, необходимым для полного сгорания 1 м^3 природного газа, и обозначается $V_в^o$, м^3/м^3.

Однако на практике для обеспечения полного сгорания природного газа требуется расход воздуха несколько больший, чем теоретический.

Отношение действительного расхода воздуха $V_в^д$, подаваемого на сжигание топлива, к его теоретическому значению $V_в^o$ называют *коэффициентом избытка воздуха*

$$\alpha = V_в^д / V_в^o .$$

Коэффициент избытка воздуха в общем случае зависит от вида сжигаемого топлива, его состава, типа горелок, способа подачи

воздуха, конструкции топочного устройства и т.д. Для сжигания природного газа обычно принимают $\alpha = 1{,}05 \ldots 1{,}15$.

3.5. Продукты полного и неполного сгорания топлива

При полном сгорании природного газа с теоретически необходимым количеством воздуха, т.е. при $\alpha = 1$, в составе продуктов горения присутствуют следующие компоненты, об. %:

$$CO_2 + H_2O + N_2 = 100.$$

Азот в продукты сгорания поступает из топлива и воздуха, используемого для сжигания топлива.

При полном сгорании топлива в условиях избытка воздуха, т.е. при $\alpha > 1$, в продуктах сгорания будет присутствовать также избыточный кислород, об. %:

$$CO_2 + H_2 + N_2 + O_2 = 100.$$

При недостатке воздуха или плохом перемешивании с окислителем будет реагировать только часть топлива по реакции

$$CH_4 + 1{,}5O_2 = CO + 2H_2O.$$

Таким образом, горение будет неполным и в продуктах сгорания появится монооксид углерода (угарный газ).

Если и далее уменьшать подачу окислителя, то помимо CO в продуктах горения будут присутствовать водород и даже углерод в виде сажи:

$$CH_4 + O_2 = CO + H_2 + H_2O;$$
$$CH_4 + 0{,}5O_2 = C + H_2 + H_2O.$$

Таким образом, в общем случае полный состав продуктов горения при сжигании топлива с $\alpha < 1$ будет следующим, об. %:

$$CO_2 + H_2O + N_2 + CO + H_2 + CH_4 = 100.$$

Помимо газообразных компонентов в продуктах горения может присутствовать углерод в виде сажи.

3.6. Газовые горелки котельных агрегатов

Классификация газовых горелок. Газовая горелка — это устройство для образования горючих смесей газового топлива и подачи их к месту сжигания с обеспечением его устойчивого горения и возможностью регулирования процесса горения.

Для сжигания топлива в топках котельных агрегатов используется много разнообразных горелочных устройств, которые можно классифицировать по ряду признаков, в том числе:

по степени подготовки горючей смеси — без предварительного смешения газа с окислителем; с полным предварительным смешением; с неполным предварительным смешением; с частичным предварительным смешением;

по способу подачи воздуха — с принудительной подачей воздуха от вентилятора; инжектированием воздуха газовой струей, а также за счет разрежения в топке;

по давлению газа перед горелками — низкого давления — до 5 кПа (500 мм вод. ст.); среднего давления — до критического перепада давлений (разности давлений в горелке и топке), при котором скорость истечения газа, а следовательно, и расход газа достигают максимальных (так называемых критических) значений; высокого давления — при критическом и сверхкритическом перепаде давлений (скорость истечения и расход газа при этом равны максимальным (критическим) значениям и не растут даже при увеличении давления);

по степени автоматизации управления горелками — с ручным управлением, полуавтоматические, автоматические;

по скорости истечения продуктов горения — низкая — до 20 м/с; средняя — 20...70 м/с; высокая — более 70 м/с.

Принципы сжигания газа. В зависимости от способа подачи в топочную камеру газа и воздуха и условий их смешения различают варианты организации процесса горения, основанные на следующих принципах горения:

- диффузионный — с внешним (после горелки) смешением газа и воздуха;
- кинетический — с полным предварительным (в горелке) смешением до образования однородной смеси;
- диффузионно-кинетический — с неполным предварительным смешением без образования однородной смеси;
- то же, с частичным предварительным смешением с образованием однородной смеси, но с недостатком окислителя в начальной смеси.

Для сжигания, например, природного газа требуется определенное время $\tau_г$, которое складывается из времени смешения $\tau_{см}$ газа с воздухом, времени нагрева $\tau_н$ газовоздушной смеси до температуры воспламенения и времени $\tau_{х.р}$, необходимого для протекания собственно химических реакций горения:

$$\tau_г = \tau_{см} + \tau_н + \tau_{х.р}.$$

Первые два временных периода составляют физическую стадию процесса горения $\tau_{физ} = \tau_{см} + \tau_н$, а $\tau_{х.р}$ — продолжительность химической стадии процесса горения.

На рис. 3.1, *а* показана принципиальная схема организации диффузионного принципа сжигания. Видно, что газ и воздух в пределах горелки не контактируют. Смешение компонентов, участвующих в горении, в данном случае осуществляется в топочной камере. Для диффузионного принципа сжигания $\tau_{физ} \gg \tau_{х.р}$, процесс горения при этом затягивается, и при достаточном для сжигания количестве воздуха получается относительно длинный светящийся факел ярко-соломенного цвета. Сгорание топлива происходит в тонком поверхностном слое факела, называемом фрон-

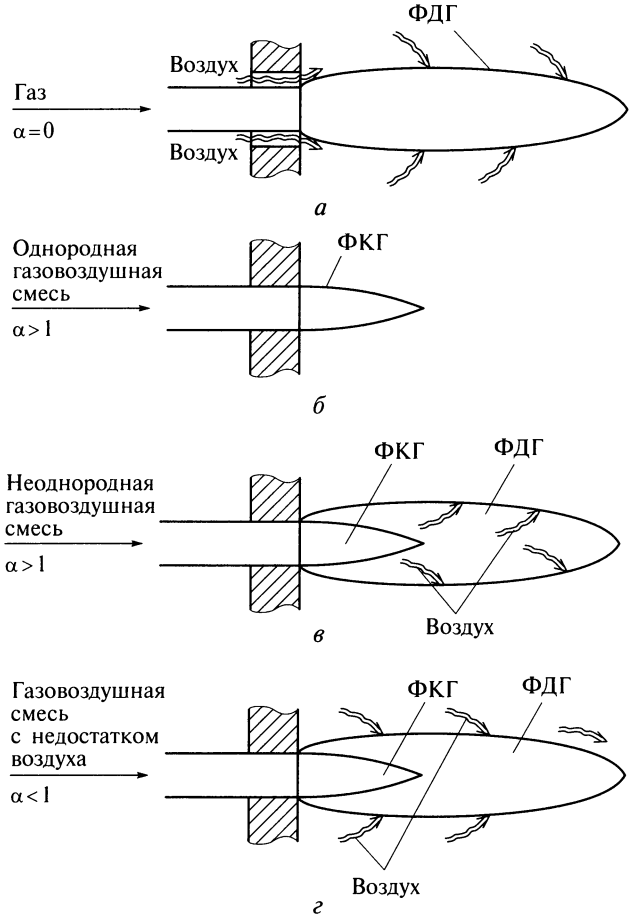


Рис. 3.1. Схемы, иллюстрирующие осуществление принципов сжигания газа:

а — диффузионный; *б* — кинетический; *в* — диффузионно-кинетический в горелках с неполным предварительным смешением; *г* — то же, в горелках с частичным предварительным смешением; ФДГ — фронт диффузионного горения; ФКГ — фронт кинетического горения; α — коэффициент избытка воздуха

том горения, к которому из внутренней части факела поступает газ, а из топки — воздух.

При кинетическом принципе сжигания (рис. 3.1, *б*) наиболее продолжительная часть процесса — стадия смешения топлива с окислителем длительностью $\tau_{см}$ — переносится в горелку. При этом $\tau_{х.р} \gg \tau_{физ}$, т.е. $\tau_г \approx \tau_{х.р}$. При достаточных температурах в топке процесс горения топлива происходит очень быстро и образуется короткий факел в виде голубого прозрачного конуса. Сгорание топлива в данном случае осуществляется на поверхности этого конуса, называемой фронтом кинетического горения.

При реализации диффузионно-кинетического способа сжигания (в горелках с неполным и частичным предварительным смешением), при котором продолжительности физической и химической стадий процесса соизмеримы, т.е. $\tau_{физ} \approx \tau_{х.р}$, факел имеет два фронта горения (рис. 3.1, *в*, *г*): кинетический в виде голубого прозрачного конуса и диффузионный, в котором происходит догорание топлива в прозрачном факеле бледно-голубого цвета.

Диффузионные горелки. В этих горелках газ смешивается с воздухом в топке вследствие взаимной диффузии (взаимного проникновения) газа и воздуха на границах вытекающего потока.

Разновидностью диффузионных горелок является подовая горелка (рис. 3.2), которая состоит из газового коллектора *2* диаметром 32...80 мм. Коллектор изготовлен из стальной трубы, заглушенной с одного торца, имеет два ряда отверстий диаметром 1...3 мм, просверленных одно относительно другого под углом 60...120°. Газовый коллектор устанавливается в щели *4*, выполненной из огнеупорного кирпича, опирающегося на колосниковую решетку *3*. Газ через отверстия в коллекторе выходит в щель, равномерно распределяясь по ее длине. Воздух для горения поступает в ту же щель через колосниковую решетку за счет разрежения в топке или принудительно с помощью вентилятора. В процессе работы огнеупорная футеровка щели разогревается, обеспечивая стабилизацию пламени на всех режимах работы горелки.

Для наблюдения за процессом горения и розжига горелки служит смотровое окно *1*. Подовые горелки могут работать на низком и среднем давлении газа и используются в секционных котлах, котлах ТВГ, КВ-Г, ДКВР.

Инжекционные горелки низкого и среднего давления. Показанная на рис. 3.3 инжекционная газовая горелка низкого давления по принципу организации смешения газа с воздухом относится к горелкам с частичным предварительным смешением.

Струя газа под давлением выходит из сопла *1* с большой скоростью и за счет своей энергии захватывает в конфузоре *2* воздух, увлекая его внутрь горелки. Смешение газа с воздухом происходит в смесителе, состоящем из конфузора *2*, горловины *3* и диффузора *4*. Разрежение, создаваемое инжектором, возрастает с увеличе-

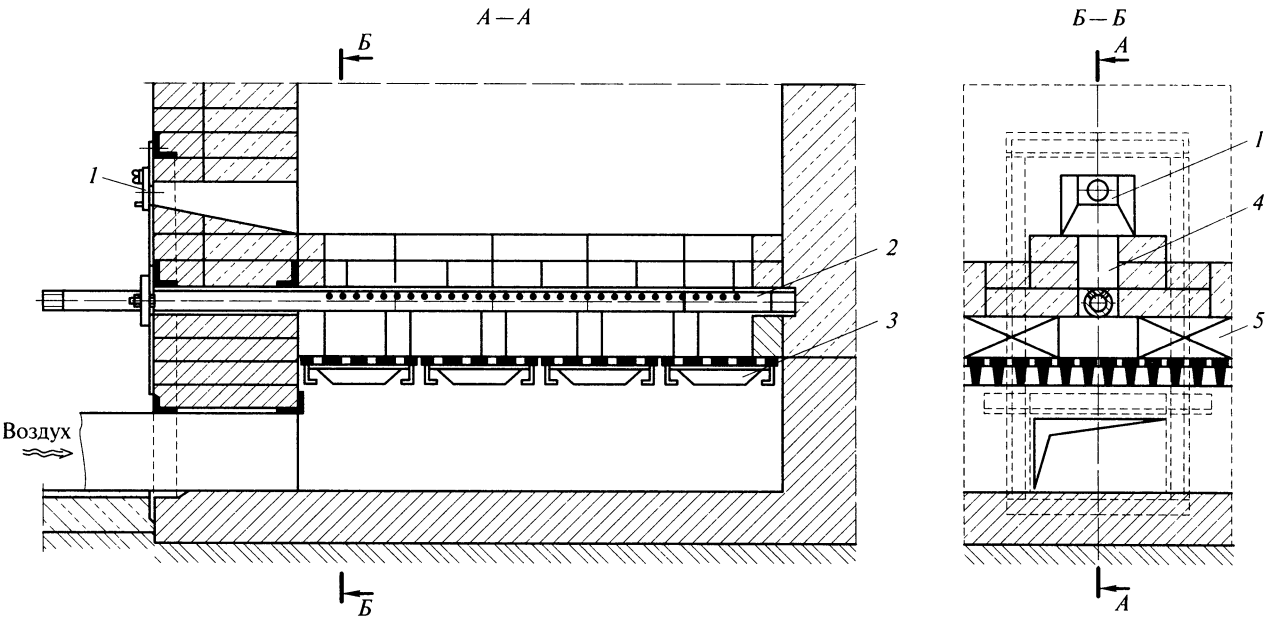


Рис. 3.2. Подовая горелка:

1 — смотровое окно; *2* — газовый коллектор; *3* — колосниковая решетка; *4* — щель; *5* — огнеупорные кирпичи

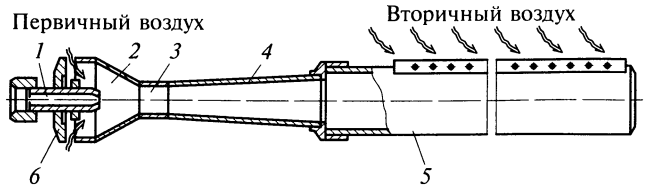


Рис. 3.3. Инжекционная газовая горелка низкого давления:
1 — сопло; *2* — конфузор; *3* — горловина; *4* — диффузор; *5* — огневой насадок; *6* — регулятор первичного воздуха

нием давления газа, и при этом изменяется количество подсасываемого первичного воздуха (от 30 до 70 %), необходимого для полного сгорания газа. Количество воздуха, поступающего в горелку, можно изменять при помощи регулятора *6* первичного воздуха, представляющего собой шайбу, вращающуюся на резьбе. При вращении регулятора изменяется расстояние между шайбой и конфузором, и таким образом регулируется подача воздуха.

Для обеспечения полного сгорания топлива часть воздуха поступает за счет разрежения в топке. Регулирование расхода вторичного воздуха производится путем изменения разрежения в топке.

Инжекционные горелки низкого давления выполняются огневыми насадками *5* разной формы.

Инжекционные горелки обладают свойством саморегулирования, т.е. возможностью обеспечения постоянства соотношения между количеством поступающего в горелку газа и количеством подсасываемого ими первичного воздуха. При этом, если подача воздуха в горелку при помощи шайбы отрегулирована по цвету пламени или показанию газоанализатора на полное сгорание газа и горелка работает спокойно без шума, то дальнейшее изменение ее нагрузки можно проводить, увеличивая или уменьшая только расход газа, не меняя положения воздушной шайбы.

Изменяя режим работы горелки, необходимо следить за устойчивостью ее пламени, так как на характер горения газа влияют не только количество подаваемого в нее первичного воздуха, но и количество вторичного воздуха, поступающего в топку.

Инжекционная горелка среднего давления ИГК конструкции Ф.Ф.Казанцева (рис. 3.4) относится к горелкам с полным предварительным смешением и устойчиво работает при давлении газа 2...60 кПа (200...6 000 мм вод. ст.).

Газ, поступающий в горелку через газовое сопло *4*, инжектирует воздух в необходимом для сжигания количестве. В смесителе *2*, состоящем из конфузора, горловины и диффузора, осуществляется полное перемешивание газа с воздухом.

В конце диффузора установлен пластинчатый стабилизатор *1*, который обеспечивает устойчивую работу горелок без отрыва и

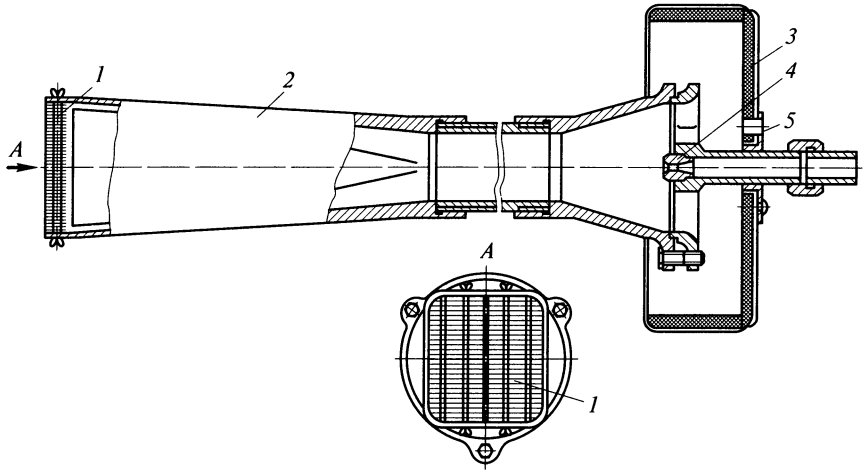


Рис. 3.4. Инжекционная горелка ИГК среднего давления конструкции Ф. Ф. Казанцева:

1 — пластинчатый стабилизатор горения; *2* — смеситель; *3* — регулятор подачи воздуха; *4* — газовое сопло; *5* — гляделка

проскока пламени в широком диапазоне нагрузок. Стабилизатор горения состоит из тонких стальных пластин, расположенных на расстоянии примерно 1,5 мм одна от другой. Пластины стабилизатора стянуты между собой стальными стержнями, которые на пути движения газовоздушной смеси создают зону обратных токов горячих продуктов горения, за счет теплоты которых происходит непрерывное поджигание газовоздушной смеси. Фронт пламени удерживается на определенном расстоянии от устья горелки.

Регулирование подачи воздуха производится с помощью регулятора *3*. На внутренней его поверхности укреплен клеем шумопоглощающий материал. В регуляторе выполнено смотровое окно — гляделка *5* для наблюдения за целостностью стабилизатора.

Вследствие хорошего перемешивания газа с воздухом инжекционные горелки обеспечивают создание малосветящегося факела с полным сгоранием газа при малых коэффициентах избытка воздуха $\alpha \approx 1{,}05$.

К преимуществам инжекционных горелок относятся:

- простота конструкции;
- устойчивая работа горелки при изменении нагрузок;
- надежность работы и простота обслуживания;
- отсутствие вентилятора, электродвигателя для его привода, воздухопроводов к горелкам;
- возможность саморегулирования, т. е. поддержания постоянного соотношения газ — воздух.

К недостаткам инжекционных горелок относятся:

• значительные габариты горелок по длине, особенно горелок увеличенной производительности (например, горелка ИГК-250-00 номинальной производительностью 135 м^3/ч имеет длину 1 914 мм);

• высокий уровень шума у инжекционных горелок среднего давления при истечении газовой струи и инжектировании воздуха;

• зависимость поступления вторичного воздуха от разрежения в топке (для инжекционных горелок низкого давления), плохие условия смесеобразования в топке, приводящие к необходимости увеличения общего коэффициента избытка воздуха до $\alpha = 1{,}3 \ldots 1{,}5$ и даже выше для обеспечения полного сгорания топлива.

Горелки с принудительной подачей воздуха. У большинства горелок с принудительной подачей воздуха образование газовоздушной смеси начинается в самой горелке и завершается в топке. Воздух для сгорания газа подается с помощью вентилятора. Подачу газа и воздуха осуществляют по отдельным трубам, поэтому такие горелки часто называют двухпроводными и смесительными. Работают они на газе низкого и среднего давления. Для лучшего перемешивания поток газа чаще всего направляют через многочисленные отверстия под углом к потоку воздуха. В зависимости от направления газового потока различают горелки с центральной подачей газа, если поток направлен от центра к периферии, и горелки с периферийной подачей газа, если поток направлен от периферии к центру горелки.

Во многих конструкциях горелок для улучшения условий смешения потоку воздуха сообщают вращательное движение, для чего используют завихрители с постоянным и регулируемым углом

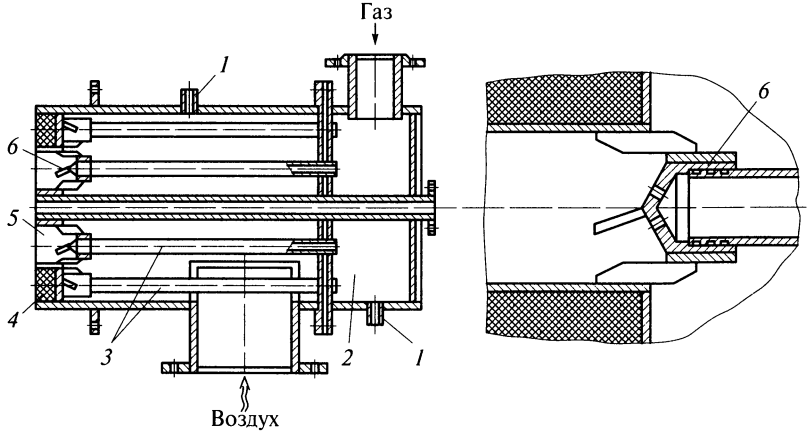


Рис. 3.5. Горелка ГА с принудительной подачей воздуха:

1 — штуцеры для измерения давления газа и воздуха; *2* — распределительная камера; *3* — газовые трубки; *4* — огнеупорная футеровка; *5* — смесительная камера; *6* — головка с направляющими ребрами для закручивания воздуха

установки лопаток либо вводят воздух тангенциально в горелку цилиндрической формы. Горелки могут работать на горячем воздухе, подогретом за счет использования теплоты отходящих газов. На ряде горелок с принудительной подачей воздуха можно регулировать длину и светимость факела. На котлах малой и средней мощности устанавливают горелки типов ГА, ГГВ, Г-1,0 и др.

Горелка типа ГА с принудительной подачей воздуха приведена на рис. 3.5. Газ низкого или среднего давления подается в распределительную камеру *2*, из которой поступает в трубки *3*. На концы трубок навернуты конические головки *6*, в которых просверлены отверстия для выхода газа под углом к потоку воздуха. Конические головки имеют ребра, предназначенные для закручивания воздуха, поступающего к месту его смешения с газом.

Расположенная в центре горелки трубка предназначена для наблюдения за процессом горения, а при сжигании мазута ее используют для установки форсунки. Свободные пространства между головками трубок в устье горелки уплотняют огнеупорной футеровкой *4* (из жароупорного бетона). Это предохраняет горелку от перегрева и обеспечивает поступление воздуха только к газораспределительным головкам.

В горелке газовой вихревой ГГВ (рис. 3.6) газ из газораспределительного коллектора *2* выходит через отверстия, просверленные в один ряд, и под углом 90° поступает в закрученный с помо-

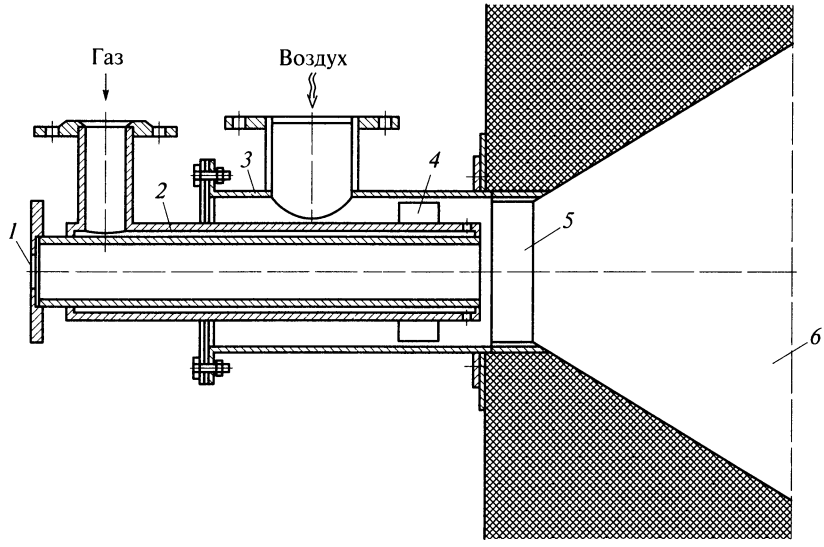


Рис. 3.6. Горелка газовая вихревая ГГВ:

1 — смотровое окно; *2* — газовый коллектор; *3* — корпус горелки; *4* — лопаточный завихритель; *5* — устье горелки; *6* — конический туннель

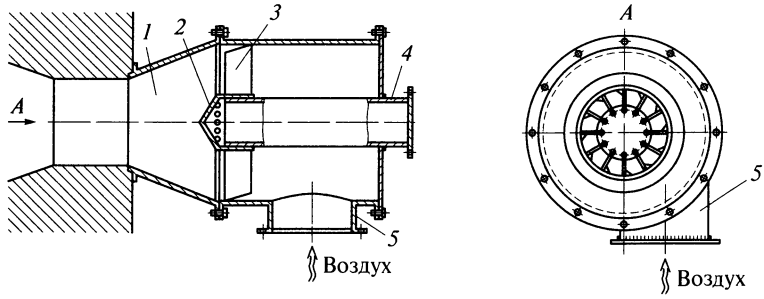


Рис. 3.7. Горелка для природного газа:

1 — камера смешения; *2* — конусная насадка; *3* — направляющие лопатки; *4* — трубопровод для подачи газа; *5* — трубопровод для тангенциального подвода воздуха

щью лопаточного завихрителя *4* поток воздуха. Лопатки приварены под углом 45° к наружной поверхности газового коллектора. Внутри газового коллектора расположена труба для наблюдения через смотровое окно *1* за процессом горения. При работе на мазуте в нее устанавливают паромеханическую форсунку.

На рис. 3.7 показана горелка для природного газа. Производительность данной вихревой горелки до 750 м^3/ч. Газ поступает в центральный трубопровод *4* горелки и выходит в камеру смешения *1* через ряд мелких отверстий в конусной насадке *2*, установленной на выходе из трубопровода подачи газа. Воздух по трубопроводу *5* поступает в камеру смешения по межтрубному пространству, имея вращательное движение, обеспечиваемое тангенциальным подводом к горелке и направляющими лопатками *3*.

Комбинированные горелки. В комбинированных горелках раздельно или совместно сжигается жидкое и газообразное топливо. Например, газомазутная горелка ГМГ (рис. 3.8) состоит из трех вставленных одна в другую камер. Газ поступает в среднюю узкую камеру и выходит через один или два ряда отверстий *4*, расположенных по окружности. В центре горелки размещена паромеханическая форсунка, включаемая при работе на мазуте.

Необходимый для горения воздух подается в горелку двумя потоками, из которых один (примерно 15 % общего расхода воздуха) проходит через завихритель *3*, состоящий из лопаток, установленных под углом непосредственно к корню факела. Этот воздух, называемый первичным, способствует улучшению перемешивания с газом, особенно при малых тепловых нагрузках котла. Другой поток воздуха, называемый вторичным и являющийся основным, проходит через завихритель *2* и закрученным потоком поступает к месту горения.

В последнее время выпускаются модернизированные горелки ГМГМ, в которых несколько изменены паромеханическая фор-

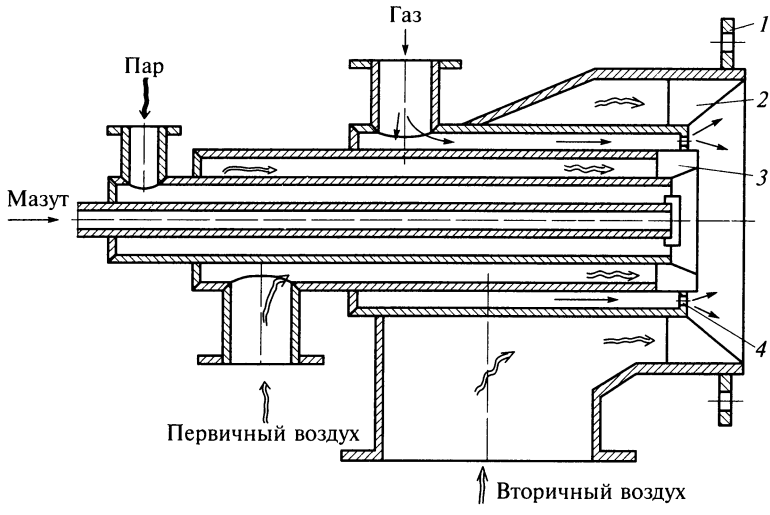


Рис. 3.8. Газомазутная горелка ГМГ:

1 — монтажная плита; *2*, *3* — завихритель вторичного и первичного воздуха соответственно; *4* — газовыходное отверстие

сунка, завихрители первичного и вторичного воздуха. Газ выходит через отверстия, расположенные в один ряд по направлению движения воздуха и в два ряда в перпендикулярном направлении, что дает хорошее перемешивание газа с воздухом. Горелки ГМГМ обеспечивают полное сгорание газа при $\alpha = 1{,}05$.

В газомазутных горелках котлов ПТВМ газ из газопровода поступает в кольцеобразную газовую камеру *5* горелки (рис. 3.9) и выходит через два ряда отверстий в направлении, перпендикулярном направлению потока воздуха. В центральной части горелки расположена мазутная форсунка *3*, которая во время работы охлаждается проточной водой. При сжигании газа форсунка должна быть удалена из зоны горения. Воздух к каждой горелке подается отдельным центробежным вентилятором. Для лучшего перемешивания с газом воздух закручивается завихрителем *4*.

Запальные горелки. Для розжига основной горелки служит запальная горелка. Запальные горелки могут быть переносными (для ручного розжига) и стационарными (для автоматического розжига).

Широкое распространение для ручного розжига горелок получили переносные газовые запальные горелки конструкции Мосгазпроекта. Газовая горелка присоединяется к газопроводу с помощью гибкого шланга *7* (рис. 3.10). Поток газа, выходящего из сопла *6*, подсасывает через отверстие *2* воздух из окружающей среды. Газовоздушная смесь поступает в огневой насадок *4* и через ряд мелких отверстий выходит из него, образуя множество факелов небольшого размера.

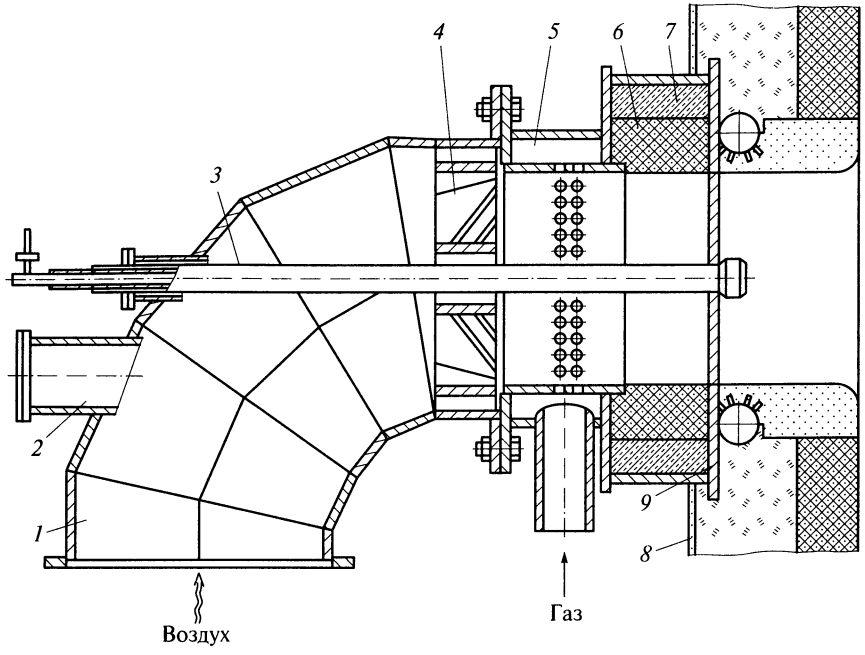


Рис. 3.9. Газомазутная горелка котлов ПТВМ:

1 — короб; *2* — смотровое окно; *3* — мазутная форсунка; *4* — завихритель воздуха; *5* — газовая камера; *6* — шамотобетон; *7* — асбестодиатомитовый бетон; *8* — магнезиальная обмазка; *9* — концевой упор горелки в экраны

Запальная горелка как вспомогательное приспособление вводится к устью разжигаемой горелки через специальное отверстие. Запальное отверстие располагается над горелкой или сбоку от нее. Для правильной установки относительно устья разжигаемой горелки запальная горелка имеет ограничитель.

Стационарные запальные горелки являются элементами запально-защитных устройств (ЗЗУ). Они предназначены для автоматического и дистанционного розжига горелочных устройств.

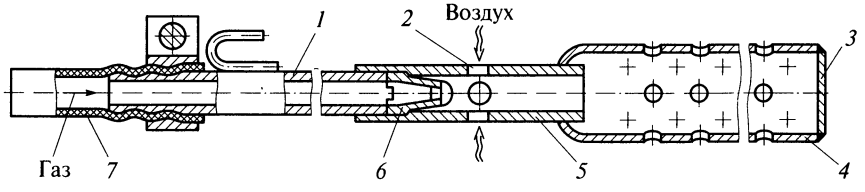


Рис. 3.10. Газовая запальная горелка конструкции Мосгазпроекта:

1 — штуцер-удлинитель для присоединения шланга; *2* — отверстия для прохода воздуха; *3* — торцевая пластинка; *4* — огневой насадок; *5* — воздушная обойма; *6* — сопло; *7* — гибкий шланг

Электрозапальники осуществляют воспламенение поступающего в них газа и контроль собственного пламени. В комплект электрозапальника входит трансформатор (или катушка) зажигания и электромагнитный клапан. Электрозапальник имеет трубопровод *1* (рис. 3.11) подачи газа, изолированный высоковольтный центральный электрод *6*, конец которого загнут так, что между ним и корпусом горелки образуется небольшой зазор порядка 6...8 мм, стабилизатор *7* горения и контрольный электрод.

При подаче тока на трансформатор зажигания между центральным электродом и корпусом возникает высокое напряжение 8...10 кВ, в результате вследствие пробоя воздушного зазора образуется искра. Одновременно с включением трансформатора зажигания открывается электромагнитный клапан подачи газа на электрозапальник. Газ поджигается искрой, и таким образом возникает факел. Контроль горения факела осуществляется с помощью контрольного электрода, включенного в электрическую цепь автомата контроля пламени. При наличии факела эта цепь замкнута, так как при высоких температурах факел электропроводен. При погасании факела электрическая цепь разрывается, и автомат контроля пламени отключает питание электромагнитного клапана. Подача газа на запальник при этом прекращается.

Блочные автоматизированные горелки со встроенным вентилятором. В последнее время в промышленности, коммунально-бытовом секторе и сельском хозяйстве появилось значительное ко-

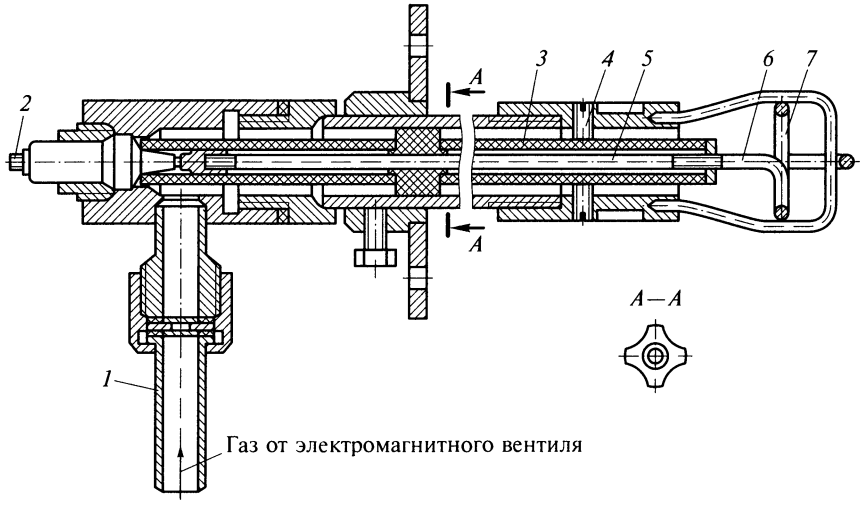


Рис. 3.11. Электрозапальник:

1 — трубопровод подачи газа; *2* — клемма высоковольтного электрода; *3* — изолятор; *4* — винт для центровки электрода; *5* — фарфоровая трубка; *6* — высоковольтный центральный электрод; *7* — стабилизатор горения

личество котельных агрегатов (в основном жарогазотрубных) с высоким КПД, низким выбросом токсичных газов, оснащенных полностью автоматизированными горелками.

Горелочные устройства характеризуются широким диапазоном теплопроизводительности — 10...20 000 кВт и предназначены для работы на природном и сжиженном газе, легких жидких топливах и мазуте. В комбинированных горелках сжигаются как газообразные, так и жидкие топлива.

Одной из ведущих мировых фирм по производству горелок является фирма Weishaupt (Германия), разрабатывающая и выпускающая полностью автоматизированные газовые, жидкотопливные и комбинированные горелки с одноступенчатым, двухступенчатым, плавно-двухступенчатым и модулируемым регулированием производительности.

На рис. 3.12 в качестве примера приведена автоматическая газовая горелка типа WG-5 мощностью 12,5...50 кВт. Горелка предназначена для сжигания природного и сжиженного газа и оснащена следующей арматурой: шаровым краном *9* для подачи газа к горелке; реле *8* давления газа; многофункциональным газовым мультиблоком *7*, в котором имеются фильтр (грязеуловитель), два

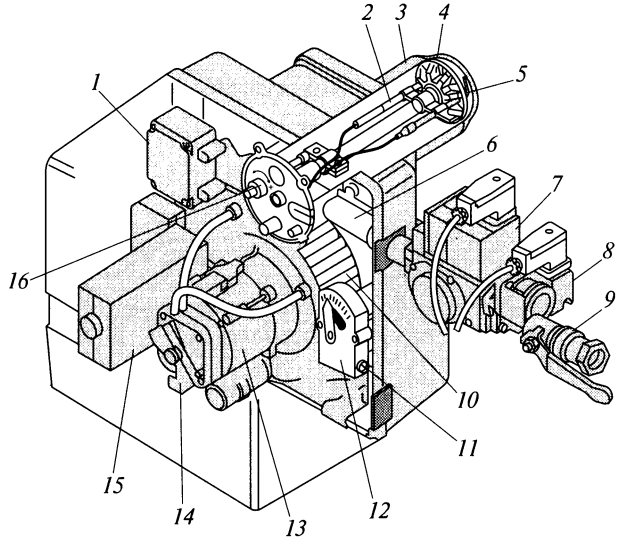


Рис. 3.12. Автоматическая газовая горелка типа WG-5:

1 — электронный прибор зажигания; *2* — электрод зажигания; *3* — пламенная труба; *4* — подпорная шайба; *5* — ионизационный электрод; *6* — присоединительный канал; *7* — многофункциональный газовый мультиблок; *8* — реле давления газа; *9* — шаровой кран; *10* — колесо вентилятора; *11* — винт регулировки воздушной заслонки; *12* — указатель положения воздушной заслонки; *13* — электродвигатель; *14* — реле давления воздуха; *15* — менеджер горения; *16* — регулировочный винт подпорной шайбы

магнитных клапана, регулятор давления газа. По присоединительному каналу *6* газ поступает в пламенную трубу *3*.

В корпусе горелки расположены вентилятор, который приводится в действие с помощью электродвигателя *13*, электронный прибор *1* зажигания, микропроцессорный менеджер горения *15*.

Колесо *10* вентилятора, приводимое в действие электродвигателем, всасывает воздух через решетку воздухозаборника в корпус регулятора воздуха, в котором расположена воздушная заслонка. Положение воздушной заслонки можно изменять с помощью винта *11*, и этим в процессе наладки работы горелки достигается оптимизация количества подводимого воздуха на стороне всасывания. Воздух вентилятором подается в пламенную трубу *3*.

На конической части пламенной трубы находится подпорная шайба *4*, за которой происходит смешивание газа и воздуха, поступающего под давлением. Регулировочным винтом *16* можно менять положение подпорной шайбы и таким образом изменять количество подаваемого воздуха на напорной стороне.

Управление работой горелки и диагностика неисправностей осуществляется с помощью микропроцессорного менеджера горения *15*.

При работе горелки осуществляется постоянный контроль минимального давления газа с помощью реле *8* давления газа. Реле *14* давления воздуха контролирует работу вентилятора горелки. Контроль наличия пламени происходит с помощью контрольного ионизационного электрода *5*.

При включении горелки термостат (регулятор температуры) посылает на менеджер горения команду на включение. После этого запускается электродвигатель *13* горелки, и вентилятор начинает нагнетать воздух в камеру горения. Условием включения электродвигателя является замыкание контакта реле давления газа, подтверждающего наличие достаточного давления газа. В начале предварительной продувки топки срабатывает реле давления воздуха. По окончании продувки начинается розжиг горелки, при этом электронный прибор *1* зажигания создает высокое напряжение между электродом *2* зажигания и подпорной шайбой *4*. При появлении искры открываются магнитные запорные клапаны в многофункциональном мультиблоке и происходит розжиг горелки. Сообщение о наличии пламени, контролируемое ионизационным электродом, поступает на менеджер горения.

3.7. Эксплуатация газовых горелок

Розжиг газовых горелок, регулирование процесса горения, отключение горелок. При работающих дымососе и вентиляторе:

- установить разрежение в топке 10...20 Па (1...2 мм вод. ст.);

• закрыть полностью заслонки на воздухопроводах перед горелками с принудительной подачей воздуха;

• закрыть полностью регулятор подачи первичного воздуха на инжекционных горелках низкого давления;

• инжекционные горелки среднего давления ИГК разжигаются при открытом положении регулятора подачи воздуха, так как при исправном стабилизаторе горения проскок пламени в них невозможен.

Порядок включения горелок и последовательность действий при их розжиге зависят от конструкции горелок, расположения их на котле, типа запального устройства, наличия и типа приборов автоматики, схемы газопроводов на котле и других условий.

Котлы могут оснащаться переносными запальниками и электрозапальниками, входящими в ЗЗУ.

Для розжига запальника необходимо вставить в огневой насадок зажженную спичку, а затем открыть кран для подачи газа. При зажигании газа при помощи переносного запальника нужно учитывать, что газовоздушная смесь, выходящая из устья основной горелки, отклоняется кверху. Поэтому запальное отверстие в топке должно находиться над горелкой или сбоку от нее. Если запальный факел окажется вне потока газовоздушной смеси основной горелки, то смесь не воспламенится. А если запальный факел полностью войдет в поток, то может произойти срыв пламени запальника. Поэтому запальник необходимо вводить на такую глубину, при которой в поток газовоздушной смеси попадает половина запального факела. Для этого запальник должен иметь фиксатор глубины ввода.

При розжиге горелок переносным запальником необходимо:

• разжечь запальник;

• ввести запальник в топку, проследив, чтобы он не погас;

• приоткрыть запорное устройство на газовой линии, установить давление газа перед горелкой, соответствующее минимально устойчивому режиму (10...15 % номинального давления), и убедиться, что газ, выходящий из горелки, воспламеняется сразу;

• при устойчивом пламени приоткрыть заслонку, регулирующую подачу воздуха на горелку;

• отрегулировать разрежение на выходе из топки;

• после розжига горелки погасить запальник и извлечь его из топки;

• в соответствии с режимной картой увеличивать теплопроизводительность горелки.

Для розжига горелки с помощью электрозапальника необходимо повернуть ключ управления котлом в положение «розжиг». При этом срабатывает запально-защитное устройство в следующей последовательности: включается реле времени; включается катушка зажигания и между корпусом запальника и его централь-

ным электродом возникает искра; открывается электромагнитный клапан запальника на линии подачи газа; при появлении пламени запальника контрольный электрод (либо фотодатчик) дает импульс на отключение катушки зажигания. Если за установленное время не произойдет воспламенение газа, реле времени отключит подачу газа.

Регулирование производительности горелок зависит от их типа. Для увеличения расхода газа в горелках с принудительной подачей воздуха сначала увеличивают расход газа, затем расход воздуха, далее регулируют разрежение на выходе из топки. Уменьшение расхода газа выполняется в иной последовательности: вначале уменьшают расход воздуха, затем газа и устанавливают заданное разрежение на выходе из топки.

Для увеличения или уменьшения расхода газа в инжекционных горелках соответственно повышают или понижают давление газа перед горелками и регулируют разрежение на выходе из топки.

В отрегулированных по условиям нормального горения топлива инжекционных горелках подачу воздуха регулировать не требуется, поскольку эти горелки обладают свойством саморегулирования.

При плановом отключении горелок необходимо медленно и небольшими порциями (в соответствии с производственной инструкцией) снижать расход газа и по достижении минимальной производительности полностью прекратить подачу газа.

Проскок и отрыв пламени в горелках. При работе горелок возможны случаи неустойчивого горения пламени двух видов — проскок пламени в горелку и отрыв пламени от горелки.

Проскок пламени в горелку — это перемещение фронта пламени из топки в горелку, при котором горение топлива начинается непосредственно в горелке. При проскоке пламени в горелку образуются продукты неполного сгорания топлива, горелка раскаляется и может выйти из строя.

Отрыв пламени от горелки — это перемещение фронта пламени от выходного отверстия горелки в направлении движения газовоздушной смеси, сопровождающееся погасанием пламени. Отрыв приводит к наполнению топки газовоздушной смесью, а затем к хлопку или взрыву.

Отрыв пламени может произойти при любом принципе сжигания топлива. Отрыв пламени от горелок любого типа происходит в том случае, когда скорость выхода газа или газовоздушной смеси больше скорости распространения пламени. Проскок пламени в горелку невозможен при диффузионном принципе сжигания. Проскок пламени для горелок с предварительным смешением топлива с окислителем может произойти, если скорость выхода газовоздушной смеси меньше скорости распространения пламени.

Причинами отрыва факела от горелки могут быть резкое повышение давления газа или воздуха, нарушение соотношения рас-

ходов газ — воздух, резкое увеличение разрежения на выходе из топки, работа горелки за верхним пределом производительности, указанным в паспорте.

Причинами проскока пламени в горелку могут быть понижение давления газа или воздуха, уменьшение производительности горелок с предварительным смешением газа и воздуха ниже значений, указанных в паспорте.

Контрольные вопросы

1. Дайте определение процесса горения топлива.
2. Что такое температура самовоспламенения топлива?
3. Что понимают под концентрационными границами воспламенения газообразного топлива? От каких факторов они зависят?
4. Почему газовоздушные смеси, находящиеся вне концентрационных границ воспламенения, не способны к распространению пламени?
5. Дайте определение взрыва газовоздушной смеси.
6. Укажите причины проскока пламени в горелки и негативные последствия этого явления.
7. Какова причина отрыва пламени от горелки? Какая опасность возникает при этом?
8. Назовите основные методы предотвращения отрывов пламени от горелки и проскоков пламени в горелку.
9. По каким признакам классифицируются газовые горелки?
10. Перечислите основные принципы организации сжигания газа.
11. Каковы характеристики факела при диффузионном, кинетическом и диффузионно-кинетическом принципах сжигания газа?
12. Укажите основные различия горелок с неполным предварительным и частичным предварительным смешением газа с воздухом.
13. Каково устройство и принцип работы диффузионной газовой горелки?
14. Каково устройство и принцип работы инжекционной горелки низкого давления?
15. Опишите устройство и принцип работы инжекционной горелки среднего давления.
16. Что понимается под свойством саморегулирования инжекционных горелок?
17. Укажите преимущества и недостатки инжекционных горелок.
18. Опишите устройство и принцип работы горелок с принудительной подачей воздуха типов ГА и ГГВ.
19. Каково устройство и принцип работы комбинированной газомазутной горелки ГМГ?
20. Укажите преимущества и недостатки горелок с принудительной подачей воздуха.
21. Укажите порядок действий при розжиге инжекционных горелок.
22. Укажите порядок действий при розжиге горелок с принудительной подачей воздуха.

ГЛАВА 4
ГАЗОСНАБЖЕНИЕ ПРЕДПРИЯТИЙ

4.1. Добыча, подготовка к использованию и транспортирование газа

Природные газы скапливаются в горных породах земли, образуя газоносные пласты. Такими породами являются пористые структуры (песчаники, известняки и др.). Газоносные пласты сверху и снизу ограничены газонепроницаемыми породами.

Разведка газовых месторождений и добыча природного газа проводятся бурением скважин на глубину залегания газоносного слоя. Давление газа в скважине зависит от ее глубины и достигает десятков и сотен атмосфер[1]. В начале действия скважины давление примерно равно 0,1 МПа (1 кгс/см^2) на каждые 10 м ее глубины. С течением времени по мере выработки газа давление в скважине понижается.

На промыслах природные газы до направления их в магистральные газопроводы очищаются от токсичного газа — сероводорода H_2S, влаги и песка, увлекаемых газовым фонтаном из скважины. Очистка газа от взвешенных частиц песка и от паров влаги проводится в центробежных сепараторах, от сероводорода и также от паров влаги — в абсорбционной установке (остаточное содержание H_2S в газе не более 0,02 г/м^3).

Глубокая очистка газа от водяных паров необходима для предотвращения образования в магистральных газопроводах высокого давления твердых кристаллических веществ — кристаллогидратов (веществ типа $CH_4 \cdot 6H_2O$ или $CH_4 \cdot 7H_2O$), способных закупорить газопровод и нарушить его нормальную работу.

После очистки газ направляется в головную компрессорную станцию, где его давление повышают до 7,5 МПа (75 кгс/см^2), и далее в магистральный газопровод. На трассе газопровода по мере естественного снижения давления газа до 2,5...3,0 МПа (25...30 кгс/см^2) через каждые 120...160 км устанавливают промежуточные компрессорные станции, на которых давление газа восстанавливается до 7,5 МПа.

---

[1] Для представления порядка величины в единицах СИ 1 ат = 1 кгс/см^2 = $= 9{,}81 \cdot 10^4$ Па $\approx$ 0,1 МПа.

4.2. Газовые сети

Газопроводы, прокладываемые в городах, поселках и сельских населенных пунктах, классифицируются:

по виду транспортируемого газа — природного, попутного, сжиженного углеводородного, искусственного, смешанного;

по избыточному давлению — высокого давления I категории (от 0,6 до 1,2 МПа), высокого давления II категории (выше 0,3 до 0,6 МПа), среднего давления (выше 0,005 до 0,3 МПа), низкого давления (до 0,005 МПа);

по местоположению относительно отметки земли — подземные (подводные), надземные (надводные), наземные;

по расположению в системе планировки городов и населенных пунктов — наружные (уличные, внутриквартальные, дворовые, межцеховые, межпоселковые) и внутренние (расположенные внутри зданий и помещений);

по назначению в системе газоснабжения — городские магистральные, распределительные, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и т.д.) и продувочные;

по материалу труб — металлические (стальные), неметаллические (пластмассовые, резинотканевые и т.д.).

Городскими магистральными считают газопроводы, идущие от газорегуляторной станции (ГРС) до головных газорегуляторных пунктов (ГРП). Газопроводы, идущие от источника газоснабжения до газопроводов потребителей газа, называются распределительными. Они могут быть уличными, внутриквартальными, дворовыми, межцеховыми и т.д.

Вводный газопровод — это участок газопровода от установленного снаружи отключающего устройства на вводе в здание при установке устройства снаружи до внутреннего газопровода, включая газопровод, проложенный в футляре через стену здания.

Внутренним газопроводом является газопровод, прокладываемый внутри здания от вводного газопровода до места подключения теплового агрегата.

Газораспределительная сеть города может иметь газопроводы разного давления. Связь между такими газопроводами, входящими в систему газоснабжения, должна осуществляться только через ГРП или ГРУ. Для строительства систем газоснабжения чаще всего применяют стальные трубы, изготовленные из хорошо свариваемых сталей, так как для их соединения используется сварка. Сварное соединение стальных труб должно быть равнопрочным основному металлу труб.

В городских распределительных газопроводах, а также для подземных межпоселковых газопроводов давлением до 0,6 МПа и подземных газопроводов давлением до 0,3 МПа, прокладываемых на территории сельских поселений, целесообразно использовать

пластмассовые трубы, в частности, полиэтиленовые трубы, для соединения которых применяют метод контактного плавления. Пластмассовые трубы имеют небольшую массу, не подвергаются коррозии, имеют низкие потери на трение, хорошо поддаются механической обработке и удобны при монтаже.

В городах и населенных пунктах газопроводы независимо от их назначения и давления, как правило, прокладываются в земле. Глубина прокладки составляет не менее 0,8 м от верха газопровода. Подземные стальные газопроводы подвержены поверхностному разрушению — коррозии. Развитие коррозии происходит под действием электрохимических процессов, возникающих между металлом труб и окружающей их почвой, с участием блуждающих в земле электрических токов.

Защита газопроводов от влияния почвы и блуждающих электрических токов разделяется на пассивную и активную. Пассивная защита — это покрытие поверхности газопровода антикоррозионной изоляцией (используют битумные, битумно-резиновые покрытия с применением стеклоткани, пластмассовых лент и т.д.). Активная электрическая защита газопроводов от воздействия блуждающих токов разделяется на катодную (нейтрализация блуждающих электрических токов подачей внешнего тока), протекторную (нейтрализация блуждающих электрических токов путем направления их на протектор — металл, разрушаемый вместо газопровода); дренажную (отвод блуждающих токов) защиту.

Надземные межцеховые газопроводы на территориях предприятий прокладываются на специальных опорах (колоннах, эстакадах, отдельных мачтах), а также с помощью кронштейнов по стенам зданий, выполненных из несгораемых материалов. Наименьшая высота расположения надземных газопроводов в непроезжей части в местах прохода людей — 2,2 м, считая от нижней поверхности трубы.

4.3. Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки

Назначение и принципиальная схема. Газорегуляторные пункты (ГРП) и газорегуляторные установки (ГРУ) предназначены для снижения входного давления газа до заданного выходного (рабочего) и поддержания его постоянным независимо от изменения входного давления и потребления газа. Колебания давления газа на выходе из ГРП (ГРУ) допускаются в пределах 10 % рабочего давления. В ГРП (ГРУ) осуществляются также очистка газа от механических примесей, контроль входного и выходного давления и температуры газа, предохранение рабочего давления от повышения или понижения, учет расхода газа.

В зависимости от давления газа на вводе различают ГРП (ГРУ) среднего (более 0,005 до 0,3 МПа) и высокого (более 0,3 до 1,2 МПа) давления. Газорегуляторные пункты могут быть размещены в отдельно стоящих зданиях, быть встроенными в одноэтажные производственные здания, находиться в шкафах на наружных несгораемых стенах на отдельно стоящих опорах (шкафные ГРП).

Газорегуляторные установки размещаются в газифицированных зданиях непосредственно в помещениях котельных или цехов, где находятся газоиспользующие агрегаты, или в смежных помещениях, имеющих не менее чем трехкратный воздухообмен в час и соединенных с первым открытым проемом. Подача газа от ГРУ к потребителям в других отдельно стоящих зданиях не допускается. Принципиальные технологические схемы ГРП и ГРУ аналогичны (рис. 4.1) и в дальнейшем рассмотрение ведется только для ГРП.

В ГРП можно выделить три линии: основная, байпасная *6* (обводная) и рабочая. На основной линии газовое оборудование располагается в такой последовательности: запорное устройство на входе (задвижка *8*); продувочный газопровод *5*; фильтр *9* для очистки газа от возможных механических примесей; предохранительно-запорный клапан (ПЗК) *10*, автоматически отключающий подачу газа при повышении или понижении давления газа в ра-

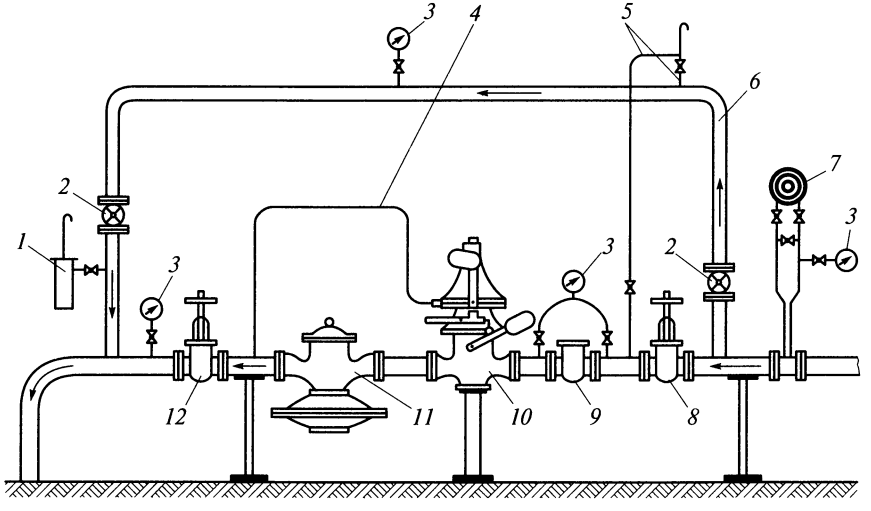


Рис. 4.1. Принципиальная схема газорегуляторного пункта (установки):

1 — предохранительно-сбросный клапан (сбросное устройство); *2* — задвижки на байпасной линии; *3* — манометры; *4* — импульсная линия ПЗК; *5* — продувочный газопровод; *6* — байпасная линия; *7* — расходомер газа; *8* — задвижка на входе; *9* — фильтр; *10* — предохранительно-запорный клапан (ПЗК); *11* — регулятор давления газа; *12* — задвижка на выходе

бочей линии за установленные пределы; регулятор *11* давления газа, который снижает давление газа на рабочей линии и автоматически поддерживает его на заданном уровне независимо от расхода газа потребителями; запорное устройство (задвижка *12*) на выходе из основной линии.

На байпасной линии имеется продувочный газопровод *5*, два запорных устройства (задвижки *2*), одно из которых используется для ручного регулирования давления газа в рабочей линии во время выполнения ремонтных работ на отключенной основной линии.

На линии рабочего давления (рабочая линия) устанавливается предохранительно-сбросный клапан *1* (ПСК), который служит для сброса газа через сбросную свечу в атмосферу при повышении давления газа в рабочей линии выше установленного предела.

В ГРП устанавливаются следующие контрольно-измерительные приборы: термометры для измерения температуры газа и в помещении ГРП; расходомер газа *7* (газовый счетчик, дроссельный расходомер); манометры *3* для измерения входного давления газа, давления в рабочей линии, давления на входе и выходе газового фильтра.

Газовые фильтры. Фильтры предназначены для очистки газа от механических примесей: пыли, ржавчины и содержащихся в газе включений. Очистка газа необходима для уменьшения механического износа запорной и регулирующей арматуры, предотвращения засорения импульсных трубок, дроссельных отверстий, защиты мембран от преждевременного старения и потери эластичности и т.д.

В зависимости от расходов газа, его давления, типа регуляторов применяются различные конструкции фильтров.

В шкафных ГРП и ГРП с условным диаметром трубопроводов до 50 мм устанавливаются угловые сетчатые газовые фильтры (рис. 4.2, *а*). Газовый фильтр состоит из корпуса *1*, фильтрующего элемента — обоймы *2*, обтянутой мелкой металлической сеткой. Газ, поступающий по входному патрубку, очищается на обойме от пыли и по выходному патрубку покидает фильтр. Частицы пыли осаждаются на внутренней поверхности металлической сетки обоймы. Для ревизии фильтра и его замены предусмотрена пробка *3*, отвернув которую можно извлечь фильтрующий элемент из корпуса.

В ГРП с условным диаметром трубопроводов 50 мм и более широко применяются чугунные волосяные газовые фильтры (рис. 4.2, *б*). Фильтр состоит из корпуса *1*, крышки *5* и кассеты *4*. Очистка газа от пыли происходит в кассете из проволочных сеток, между которыми помещают конский волос или капроновую нить. Фильтрующий материал пропитывают висциновым маслом. На выходной стороне кассеты устанавливают перфорированный

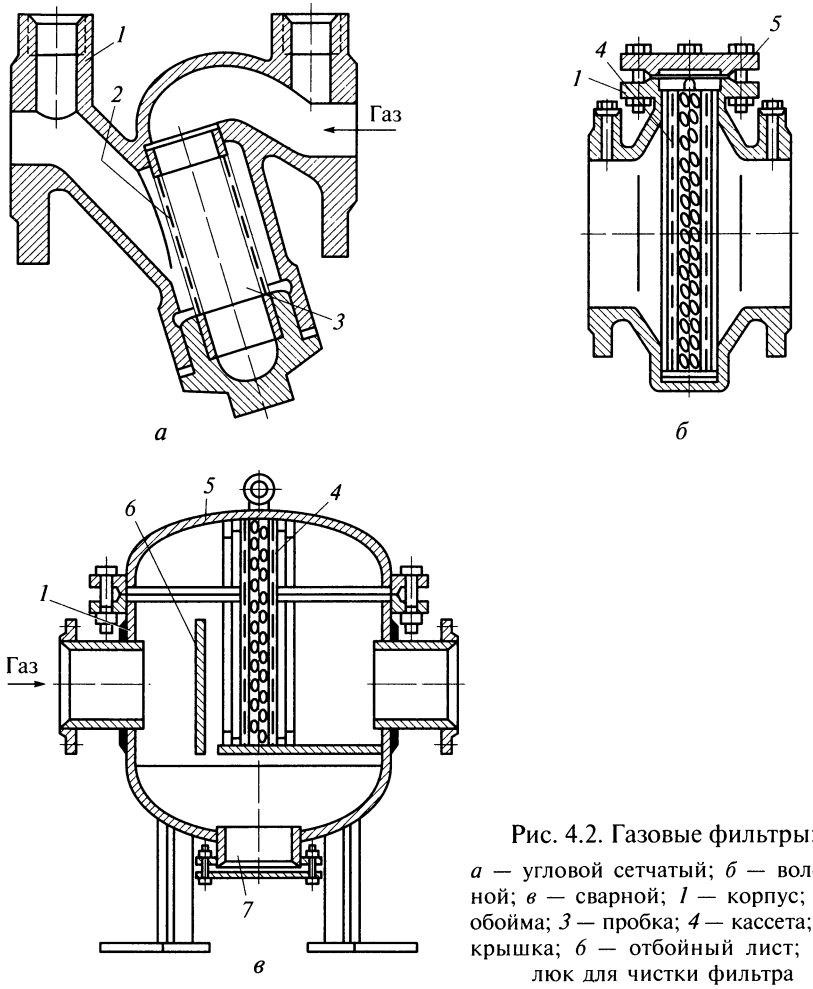


Рис. 4.2. Газовые фильтры:

а — угловой сетчатый; *б* — волосяной; *в* — сварной; *1* — корпус; *2* — обойма; *3* — пробка; *4* — кассета; *5* — крышка; *6* — отбойный лист; *7* — люк для чистки фильтра

лист, предохраняющий заднюю (по ходу газа) сетку от разрыва и предотвращающий унос фильтрующего материала.

Фильтры газовые сварные (рис. 4.2, *в*) предназначены для ГРП с расходом газа 7... 100 тыс. м^3/ч. Фильтр состоит из сварного корпуса *1* с присоединительными патрубками для входа и выхода газа, крышки *5*, люка *7* для чистки фильтра и кассеты *4*, заполненной капроновой нитью. Со стороны входа газа внутри корпуса приварен отбойный лист *6*.

Крупные частицы, попадая в фильтр, ударяются об отбойный лист, теряют скорость и падают на дно. Мелкие частицы улавливаются в кассете с фильтрующим материалом, пропитанным вискиновым маслом.

В процессе работы происходит увеличение аэродинамического сопротивления фильтров, которое определяется по разнице давлений газа на входе и выходе из фильтра. Перепад давления газа на кассете не должен превышать величины, установленной заводом-изготовителем. При техническом обслуживании фильтров разборку и очистку кассеты проводят вне помещения ГРП в местах, удаленных от легковоспламеняющихся веществ и материалов не менее чем на 5 м.

Предохранительно-запорные клапаны. Наиболее распространенными предохранительно-запорными клапанами являются клапаны ПКН и ПКВ (соответственно низкого и высокого давления), выпускаемые с условным проходом (диаметром) 50; 80; 100 и 200 мм. Они устанавливаются перед регулятором давления. В своей принципиальной конструкции клапаны ПКН и ПКВ практически одинаковы.

Предохранительно-запорный клапан типа ПКН (ПКВ) (рис. 4.3) состоит из литого корпуса *4* вентильного типа, мембранной камеры, настроечной головки и системы рычагов. Внутри корпуса размещается клапан *5*, шток которого входит в соединение с рычагом *3* (один конец рычага закреплен шарнирно внутри корпуса, а другой с грузом выведен наружу). При открывании клапана *5* с помощью

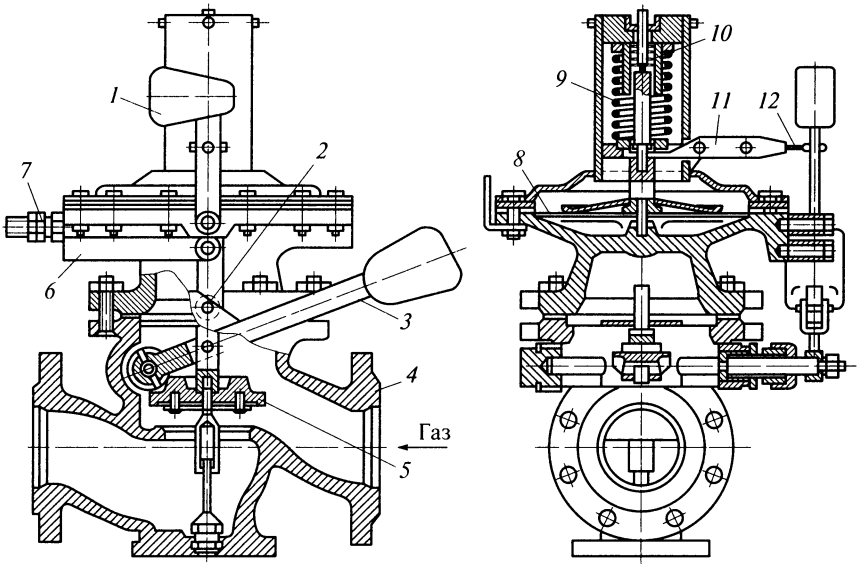


Рис. 4.3. Предохранительно-запорный клапан типа ПКН (ПКВ):

1 — ударный молоточек; *2* — штифт рычага; *3* — рычаг с грузом; *4* — чугунный корпус; *5* — клапан; *6* — рычаг анкерный; *7* — штуцер; *8* — мембрана; *9* — большая настроечная пружина; *10* — малая настроечная пружина; *11* — коромысло; *12* — штифт

рычага *3* сначала немного поднимается шток и удерживается в таком положении, при этом открывается отверстие в клапане и перепад давления до и после него уменьшается. Рычаг *3* с грузом вводится в зацепление с одним из концов анкерного рычага *6*, который укреплен на корпусе шарнирно. Ударный молоточек *1* также крепится шарнирно и расположен над другим свободным плечом анкерного рычага.

Над корпусом под настроечной головкой расположена мембранная камера, в которую через штуцер *7* под мембрану *8* поступает импульс давления газа из рабочей линии. На мембране сверху расположен шток с гнездом, в которое одним плечом входит коромысло *11*. Другое плечо коромысла входит в зацепление со штифтом *12* ударного молоточка.

Если в рабочем газопроводе давление превысит верхний заданный предел или снизится ниже нижнего заданного предела, то мембрана начнет перемещать шток, выводя из зацепления штифт ударного молоточка с коромыслом. Молоточек при этом падает, ударяет по плечу анкерного рычага, выводя другое его плечо из зацепления с рычагом с грузом. Под действием груза клапан опускается и закрывает подачу газа. Для настройки предохранительно-запорного клапана на верхний предел срабатывания используется большая настроечная пружина *9*, а на нижний — малая настроечная пружина *10*.

Предохранительно-запорный клапан типа КПЗ (рис. 4.4) состоит из литого корпуса *4*, клапана *3*, закрепленного на оси *1*. На оси установлены пружины *2*, один конец которых упирается в

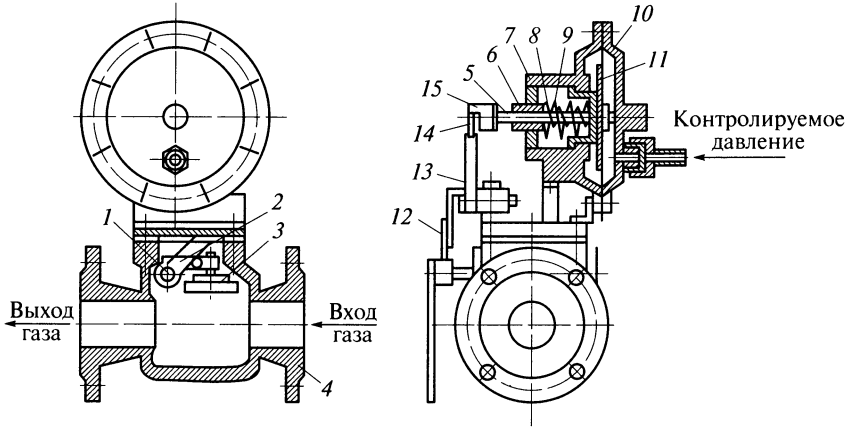


Рис. 4.4. Клапан предохранительно-запорный типа КПЗ:

1 — ось; *2*, *8*, *9* — пружины; *3* — клапан; *4* — корпус; *5* — шток; *6*, *7* — втулки; *10* — механизм контроля; *11* — мембрана; *12*, *13* — рычаги; *14* — упор; *15* — наконечник

корпус *4*, а другой — в клапан *3*. На конце оси, выходящем наружу, закреплен рычаг *13*, который через промежуточный рычаг *12* с упором *14* удерживается в вертикальном положении наконечником *15* механизма контроля *10*. Механизм контроля включает в себя мембрану *11*, шток *5* и закрепленный на штоке наконечник *15*. Мембрана уравновешивается контролируемым давлением и пружинами *8* и *9*, усилия которых регулируются резьбовыми втулками *6* и *7*.

При повышении или понижении давления газа в подмембранной области за пределы настройки наконечник *15* перемещается влево или вправо и упор *14*, установленный на рычаге *12*, выходит из зацепления с наконечником *15*, освобождает связанные между собой рычаги *12* и *13* и дает возможность оси *1* повернуться под действием пружин *2*. При этом клапан *3* прекращает подачу газа.

Верхний предел срабатывания предохранительно-запорных клапанов не должен превышать номинальное рабочее давление газа после регулятора более чем на 25 %. Нижний предел определяется указанным в паспорте горелки минимально допустимым давлением, при котором, по данным наладочных испытаний, могут погаснуть горелки, а также может произойти проскок пламени.

Регуляторы давления. По способу воздействия на регулирующий орган регуляторы давления бывают прямого и непрямого действия. У регуляторов прямого действия импульс конечного давления газа подается на чувствительный элемент, связанный системой рычагов с регулирующим органом. У регуляторов непрямого действия чувствительный элемент воздействует на регулирующий орган через специальное управляющее устройство, которое называется пилотом.

Примером регуляторов прямого действия являются регуляторы РД-32М, -50М, а также комбинированные регуляторы РДГД-20, РДСК-50, РГД-80, РДНК-400. Регуляторы давления прямого действия менее чувствительны, чем регуляторы непрямого действия. Наибольшее распространение в ГРП получили регуляторы непрерывного действия с усилителями (пилотами), например, типа РДУК-2. Регулятор давления РДУК-2 (рис. 4.5) (универсальный, конструкции Ф. Ф. Казанцева) состоит из собственно регулятора и регулятора управления — пилота.

Газ под входным (городским) давлением через фильтр *8* по трубке *А* поступает в надклапанное пространство пилота. Своим давлением газ прижимает клапаны (плунжеры) *2* (пилота) и *9* (регулятора) к седлам *7* и *10*; при этом газ не поступает в рабочий газопровод и давление в нем отсутствует. Для пуска регулятора давления в работу необходимо медленно вкручивать стакан *4* в тело пилота. Пружина *5*, сжимаясь, воздействует на мембрану и преодолевает силу давления газа в надклапанном про-

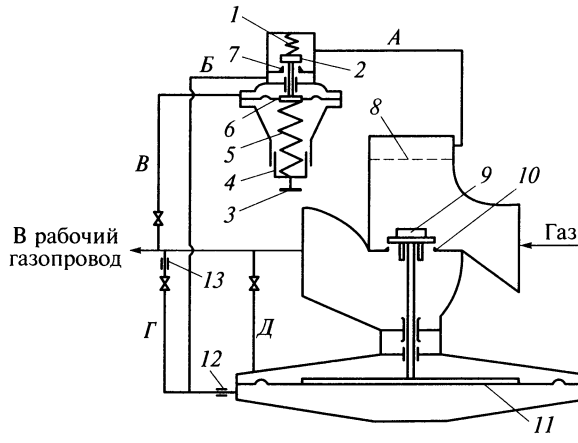


Рис. 4.5. Регулятор давления РДУК-2 универсальный конструкции Ф. Ф. Казанцева:

1, *5* — пружины; *2* — клапан пилота; *3* — ручка; *4* — стакан; *6* — мембрана пилота; *7*, *10* — седла; *8* — фильтр; *9* — клапан регулятора; *11* — мембрана регулятора; *12*, *13* — дроссели; *А*, ..., *Д* — трубки

странстве пилота и усилие пружины *1*. Клапан пилота открывается и газ из надклапанного пространства пилота поступает в подклапанное и далее по соединительной трубке *Б* через дроссель *12* под мембрану *11* регулятора. Часть газа через дроссель *13* сбрасывается в рабочий газопровод, причем давление под мембраной регулятора всегда несколько больше давления в рабочем газопроводе. Под воздействием перепада давления под и над мембраной *11* она приподнимается, приоткрывая клапан *9* регулятора, и газ поступает в рабочую линию к потребителю. Стакан пилота вкручивают до тех пор, пока давление в газопроводе не станет равным заданному для рабочей линии.

При изменении расхода газа у потребителя в рабочем газопроводе изменяется давление. Благодаря импульсной трубке *В* изменяется давление и над мембраной *6* пилота, которая, опускаясь и сжимая пружину *5* или приподнимаясь под воздействием пружины, соответственно прикрывает или приоткрывает клапан *2* пилота. При этом уменьшается или увеличивается подача газа через трубку *Б* под мембрану регулятора давления. Например, при уменьшении расхода газа у потребителя давление в рабочей линии повышается, клапан *2* пилота прикрывается и клапан *9* регулятора тоже прикроется, восстанавливая давление в рабочем газопроводе до заданного. При увеличении расхода и снижении давления газа в рабочем газопроводе клапаны пилота и регулятора приоткрываются, давление газа в рабочем газопроводе восстановится до заданного.

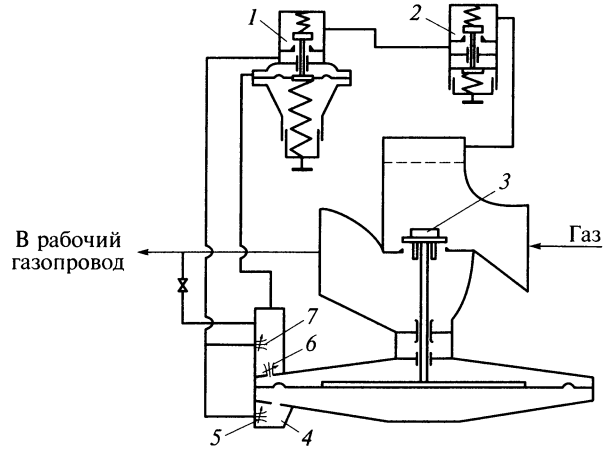


Рис. 4.6. Регулятор давления РДБК-1 блочный конструкции Ф. Ф. Казанцева:

1 — пилот (регулятор управления); *2* — стабилизатор; *3* — регулятор давления; *4* — импульсная колонка; *5*— *7* — регулируемые дроссели

Регулятор давления РДБК-1 (блочный, конструкции Ф. Ф. Казанцева) состоит из трех узлов: регулятора управления (пилот) *1* (рис. 4.6), стабилизатора *2* и регулятора давления *3*. По конструкции РДБК-1 аналогичен клапану РДУК-2 и отличается наличием импульсной колонки *4* с тремя регулируемыми дросселями *5*— *7*.

Газ под входным давлением поступает в стабилизатор, а после него в регулятор управления (пилот). Стабилизатор создает при работе постоянный перепад давлений на регуляторе управления (пилоте), что делает работу регулятора мало зависимой от колебаний входного давления. Регулируемые дроссели *5*— *7* служат для настройки на спокойную работу регулятора.

Предохранительно-сбросный клапан. Приведенный на рис. 4.7 предохранительно-сбросный клапан ПСК-50 состоит из корпуса *1*, мембраны *2* с тарелкой, на которой укреплен плунжер *4* (клапан), настроечной пружины *5* и регулировочного винта *6*. С рабочим газопроводом клапан сообщается через боковой патрубок. При повышении давления газа в рабочей линии выше заданного настроечная пружина *5* сжимается, мембрана *2* вместе с плунжером *4* опускаются, открывая выход газу через сбросную свечу в атмосферу. При снижении давления плунжер под действием силы пружины перекрывает седло, сброс газа прекращается.

Предохранительно-сбросный клапан устанавливается за регулятором давления, а при наличии расходомера — за ним. Перед предохранительно-сбросным клапаном устанавливается отключа-

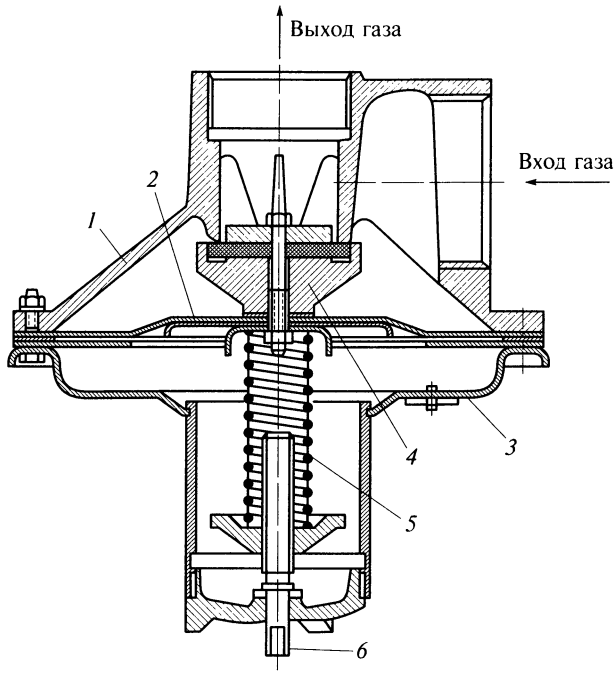


Рис. 4.7. Предохранительно-сбросный клапан ПСК-50:

1 — корпус; *2* — мембрана с тарелкой; *3* — крышка; *4* — плунжер; *5* — пружина; *6* — регулировочный винт

ющее устройство, открытое при нормальной работе и используемое при выполнении ремонта клапана ПСК-50.

Контрольно-измерительные приборы. Показывающие и регистрирующие контрольно-измерительные приборы (КИП), установленные в ГРП (ГРУ), применяются для измерения входного и выходного давления и температуры газа. Если учет расхода газа не предусмотрен, то допускается не устанавливать регистрирующий прибор для измерения температуры газа.

Контрольно-измерительные приборы с электрическим выходным сигналом и электрооборудование в помещении ГРП должны быть во взрывозащищенном исполнении, КИП с электрическим выходным сигналом в нормальном исполнении размещают снаружи в закрывающемся шкафу или в обособленном помещении, пристроенном к противопожарной газонепроницаемой стене ГРП.

Требования к помещениям газорегуляторных пунктов. В соответствии со строительными нормами и правилами ГРП запрещено встраивать или пристраивать к общественным, административным и бытовым зданиям непроизводственного характера, а также раз-

мещать в подвальных и цокольных помещениях зданий. Используемые для размещения ГРП отдельно стоящие здания должны быть одноэтажными I и II степеней огнестойкости с совмещенной кровлей. Материал полов, устройство окон и дверей помещений ГРП должны исключать образование искр.

В ГРП предусматривается естественное и искусственное освещение и естественная постоянно действующая вентиляция, обеспечивающая не менее чем трехкратный воздухообмен в 1 ч. Температура воздуха должна соответствовать требованиям, указанным в паспортах оборудования и КИП. Ширина основного прохода в ГРП должна быть не менее 0,8 м. В помещениях ГРП допускается установка телефонного аппарата во взрывозащищенном исполнении. Дверь в ГРП должна открываться наружу. Снаружи здания ГРП должна быть предупредительная надпись «Огнеопасно — газ».

4.4. Эксплуатация газорегуляторных пунктов и установок

Осмотр технического состояния, техническое обслуживание, текущий ремонт. При эксплуатации ГРП и ГРУ необходимо выполнение следующих работ:

- контроль технического состояния в сроки, установленные производственной инструкцией;
- проверка параметров срабатывания предохранительно-запорного (ПЗК) и предохранительно-сбросного (ПСК) клапанов не реже одного раза в 3 мес, а также по окончании ремонта оборудования;
- техническое обслуживание не реже одного раза в 6 мес;
- текущий ремонт не реже одного раза в 12 мес;
- капитальный ремонт — при замене оборудования, средств измерений, ремонте здания, систем отопления, вентиляции, освещения — на основании дефектных ведомостей, составленных по результатам осмотров и текущих ремонтов.

***Работы по оценке технического состояния оборудования при обходе*:**

- проверка по приборам давления газа до и после регулятора, перепада давления на фильтре, температуры воздуха в помещении, отсутствия утечек газа;
- контроль правильности положения молоточка и надежности сцепления рычагов предохранительно-запорного клапана (ПЗК);
- смена картограмм регистрирующих приборов, прочистка и заправка перьев, завод часового механизма; установка пера на «нуль» — не реже одного раза в 15 дней;
- проверка состояния и работы электроосвещения, вентиляции, системы отопления, выявление трещин и неплотностей в

стенах, отделяющих основные и вспомогательные помещения; осмотр здания, очистка помещения и оборудования ГРП от загрязнения.

Работы при техническом обслуживании:

- проверка работоспособности и герметичности запорной арматуры и предохранительных клапанов;
- проверка плотности соединений и арматуры, отсутствия утечек газа, осмотр и очистка фильтра;
- определение плотности и чувствительности мембран регулятора давления и регулятора управления (пилота);
- продувка импульсных трубок к КИП, ПЗК и регулятору давления;
- проверка параметров настройки ПЗК и ПСК.

Работы при текущем ремонте:

- разборка регуляторов давления, предохранительных клапанов с их очисткой от коррозии и загрязнения, проверка плотности прилегания к седлам клапанов, состояния мембран, смазка трущихся частей, ремонт или замена изношенных деталей, проверка крепления узлов, не подлежащих разборке;
- разборка и ремонт негерметичной запорной арматуры;
- ремонт строительных конструкций;
- ремонт системы отопления ГРП — один раз в год перед отопительным сезоном.

Пуск в работу газорегуляторного пункта (установки). Пуск газа при вводе ГРП (ГРУ) в эксплуатацию после ремонта и расконсервирования выполняется бригадой из не менее двух рабочих под руководством специалиста. Подготовка и пуск, изменение режима выполняются в соответствии с инструкцией.

Перед пуском в работу ГРП необходимо проверить отсутствие загазованности, исправность оборудования и соответствие помещения предъявляемым требованиям (см. с. 58). Все запорные устройства кроме кранов на продувочных газопроводах и перед ПСК должны быть закрыты, ПЗК должен быть закрыт, пилот (регулятор управления) разгружен.

Для пуска газа по основной линии необходимо:

- открыть отключающее устройство на входе в котельную (при подаче газа от ГРП) и на выходе основной линии;
- открыть краны на импульсных линиях регулятора давления;
- открыть ПЗК на проход газа;
- обеспечить работу манометра, открыть кран на импульсной линии к манометру перед фильтром;
- медленно открыть входное запорное устройство на входе газа в основную линию;
- продуть газопровод и закрыть кран на продувочную свечу;
- медленно вворачивая стакан в тело пилота, установить необходимое рабочее давление;

• после пуска первого котельного агрегата открыть кран на импульсной линии ПЗК и взвести ударный молоточек.

Переход на работу с линии регулирования на обводную (байпасную) линию. Данная операция проводится с целью обеспечения возможности ручного регулирования давления газа в рабочей линии во время выполнения ремонтных работ на отключенной основной линии.

Порядок перехода изложен в производственной инструкции, в общем виде он сводится к следующему:

• предупредить персонал котельной о переходе на байпас;

• вывести из зацепления ударный молоточек ПЗК, уложить его на плечо анкерного рычага, закрыть импульсную линию;

• с помощью пилота РДУК снизить давление в выходном газопроводе примерно на 10 %;

• открыть запорное устройство на входе в байпас;

• после продувки закрыть кран на свечу байпасной линии;

• медленно, следя за показаниями манометра на рабочей линии, открывать второе по ходу газа запорное устройство на байпасе и восстанавливать заданное давление в рабочей линии;

• контролируя давление газа в рабочей линии, полностью разгрузить пилот РДУК, закрыть запорные устройства на импульсных линиях регулятора давления;

• закрыть запорные устройства на основной линии и ПЗК;

• открыть продувочную свечу на основной линии.

После перехода с основной линии на обводную (байпас) регулирование давления газа выполняется вручную с помощью запорно-регулирующего устройства на выходе байпасной линии.

Переход на работу с обводной (байпасной) линии на линию регулирования. По окончании ремонтных работ на основной линии выполняют обратный переход с обводной (байпасной) линии на линию регулирования. Переход должен проводиться в соответствии с конкретной производственной инструкцией. Возможен следующий порядок перехода:

• предупредить персонал котельной;

• открыть запорные устройства на выходе линии регулирования и на импульсных линиях регулятора;

• запорно-регулирующим устройством на выходе обводной линии снизить давление газа примерно на 10 %;

• открыть ПЗК на проход газа и запорное устройство на входе в линию регулирования;

• закрыть после продувки свечу на основной линии;

• медленно вворачивая стакан в тело пилота регулятора управления, восстановить давление газа в рабочей линии газопровода;

• закрывая запорно-регулирующее устройство на выходе обводной линии и поддерживая с помощью пилота постоянным выходное давление, перейти на подачу газа через основную линию;

• открыть кран на импульсной линии ПЗК и поставить ударный молоточек в рабочее положение;

• закрыть отключающее устройство на входе в обводную линию (байпас) и открыть кран на продувочную свечу этой линии.

Отключение газорегуляторного пункта (установки). Предварительно необходимо остановить все работающие котлы, перед отключением последней горелки открыть кран на продувочном трубопроводе газового коллектора. Отключение ГРП (ГРУ) проводить в соответствии с производственной инструкцией, общие положения которой сводятся к следующему:

• вывести из зацепления молоточек ПЗК, уложить на плечо анкерного рычага, закрыть кран на импульсной линии к ПЗК;

• закрыть первое по ходу газа отключающее устройство и ПЗК;

• закрыть второе по ходу газа отключающее устройство;

• открыть кран на продувочную свечу.

При кратковременном отключении пилот регулятора можно не разгружать и импульсные линии не закрывать. При отключении ГРП (ГРУ) на длительное время после запорного устройства на вводе устанавливают заглушку, а саму задвижку пломбируют в закрытом положении. Пилот разгружают, импульсные линии закрывают.

4.5. Внутренние газопроводы в котельной

Внутренние газопроводы выполняются из стальных труб. Трубы соединяются с помощью сварки, разъемные соединения (фланцевые, резьбовые) допускаются для установки арматуры, приборов, КИП и др. Газопроводы прокладываются, как правило, открыто. Скрытая проводка допускается в бороздах стен с легко снимаемыми щитами с отверстиями для вентиляции.

Газопроводы не должны пересекать вентиляционные решетки, оконные и дверные проемы. В местах прохода людей газопроводы прокладываются на высоте не менее 2,2 м. Крепятся трубы при помощи кронштейнов, хомутов, крючьев и подвесок.

Запрещается использовать газопроводы в качестве опорных конструкций, заземления. Газопроводы окрашиваются водостойкими лакокрасочными материалами желтого цвета.

Принципиальная схема внутренних газопроводов котельной с несколькими котлами приведена на рис. 4.8. Газ по вводному газопроводу проходит через футляр, установленный в стене помещения котельной. Футляр *1* выполняется из отрезка стальной трубы, внутренний диаметр которой не менее чем на 100 мм больше диаметра газопровода. Футляр обеспечивает защиту газопровода при возможной осадке стен. Общее отключающее устройство *2* предназначено для отключения всех котлов при плановом или аварий-

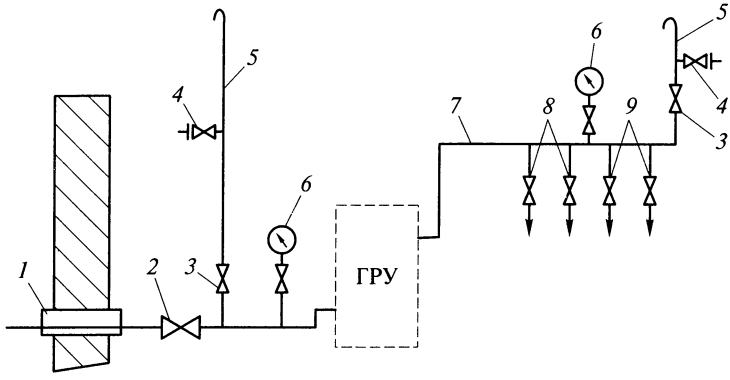


Рис. 4.8. Принципиальная схема внутренних газопроводов котельной:

1 — футляр; *2* — общее отключающее устройство; *3* — кран на продувочном газопроводе; *4* — штуцер с краном для взятия пробы; *5* — продувочный газопровод; *6* — манометр; *7* — распределительный коллектор; *8* — опуски (ответвления к котлу); *9* — отключающие устройства на опусках

ном отключении котельной. Отключающие устройства *9* на опусках *8* (ответвлениях к котлам) предназначены для отключения отдельных котлов.

Схема расположения газопроводов и газового оборудования котла с двумя горелками показана на рис. 4.9.

Газ из распределительного газового коллектора *1* котельной по ответвлению к котлу (опуску) *2* проходит через отключающее устройство *3* на опуске, предохранительно-запорный клапан *4*, регулирующую газовую заслонку *5*, запорные устройства *7* и поступает в горелки *8*.

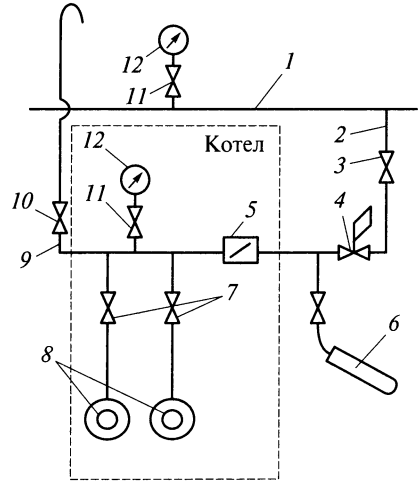


Рис. 4.9. Газопроводы и газовое оборудование в пределах котла:

1 — газовый коллектор; *2* — опуск (ответвление к котлу); *3* — отключающее устройство на опуске; *4* — предохранительно-запорный клапан (ПЗК) на котле; *5* — регулирующая газовая заслонка; *6* — газовый запальник; *7* — запорное устройство перед горелкой; *8* — горелки; *9* — продувочный газопровод (продувочная свеча); *10* — кран на продувочном газопроводе; *11* — кран к манометру; *12* — манометр

На внутренних газопроводах и на газовом оборудовании должны регулярно выполняться работы по техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту не реже одного раза в 12 мес в случаях, если в паспорте завода-изготовителя нет ресурса эксплуатации и нет данных о сроках ремонта.

Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом топок или газоходов, а также при выходе из работы установок сезонного действия газовое оборудование и запальные трубопроводы должны быть отключены от газопроводов и после запорной аппаратуры должны быть установлены заглушки.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируются газовые сети по величине давления газа?
2. Какие газопроводы являются распределительными, вводными и импульсными, а какие наружными и внутренними?
3. Какие материалы используются при строительстве газопроводов?
4. Какие методы используются для защиты стальных газопроводов от коррозии?
5. Укажите назначение ГРП (ГРУ).
6. В чем основные отличия ГРП от ГРУ?
7. Где размещаются ГРП?
8. Перечислите основные элементы, входящие в состав ГРП (ГРУ).
9. Каковы назначение, устройство и принципы действия газового фильтра в ГРП?
10. Как определить степень засоренности фильтра?
11. Укажите назначение, устройство и принцип действия предохранительно-запорного клапана типа ПКН (ПКВ).
12. Как пустить в работу ПЗК типа ПКН (ПКВ)?
13. Укажите пределы настройки ПЗК.
14. Каковы назначение регулятора давления РДУК-2, его устройство и принцип действия?
15. Как пустить в работу регулятор давления типа РДУК-2?
16. Укажите назначение, устройство и принцип действия предохранительно-сбросного клапана типа ПСК-50.
17. Сформулируйте основные требования, предъявляемые к помещениям ГРП.
18. Какие работы выполняются при осмотре технического состояния ГРП?
19. Какие работы выполняются при техническом обслуживании ГРП?
20. Какие работы выполняются при текущем ремонте ГРП?
21. Как пустить в работу ГРП при вводе его в эксплуатацию после ремонта, расконсервации?
22. Каким образом осуществляется в ГРП переход с линии регулирования на обводную линию (байпас)?
23. Как перейти с байпаса на линию регулирования в ГРП?
24. Каким образом проводится отключение ГРП?

ГЛАВА 5
ЖИДКОЕ ТОПЛИВО И ЕГО СЖИГАНИЕ

5.1. Жидкое котельное топливо

Энергетическим жидким топливом, используемым в котельных агрегатах, является мазут — остаточный продукт переработки нефти.

Нефть представляет собой горючую маслянистую жидкость, добываемую из недр земли. Нефть — это природная смесь различных углеводородов с примесями других органических веществ. Она залегает в осадочных пористых породах (песчаники, известняки и т.д.), расположенных на глубине 5 000 м и более.

Добывается нефть путем бурения скважин диаметром 0,15...0,25 м, по которым она поступает на поверхность земли. В зависимости от давления в нефтеносном слое извлекается нефть из пласта одним из трех способов: фонтанным, компрессорным (газлифтным) и глубинно-насосным.

Фонтанный способ используется в начальный период эксплуатации скважин. При этом нефть из пласта через скважину выталкивается под давлением нефтяных газов, достигающим 20 МПа. После прекращения естественного фонтанирования для извлечения нефти служат компрессорный или насосный способы.

При компрессорном способе в скважину опускают две колонны труб. По кольцевому каналу между ними компрессором закачивается под большим давлением воздух или нефтяной газ. Смешиваясь с нефтью, воздух (газ) понижает ее плотность, в результате нефть под избыточным давлением пласта поднимается по внутренней трубе на поверхность. Глубинно-насосный способ заключается в том, что извлечение нефти из пласта производится посредством глубинного насоса, опускаемого в скважину на уровень нефтяной залежи.

5.2. Состав жидкого топлива

Жидкое органическое топливо представляет собой сложные химические соединения горючих и негорючих веществ, структура которых до настоящего времени изучена недостаточно. Методами

Таблица 5.1

Расчетные характеристики мазутов

Сорт мазута	Содержание, об. %, элемента							Низшая теплота сгорания $Q_н^р$, МДж/кг	$V_в^o$, м³/кг	$V_г^o$, м³/кг
	$C^р$	$H^р$	$O^р$	$N^р$	$S^р$	$A^р$	$W^р$			
Малосернистый	84,65	11,7	0,15	0,15	0,3	0,05	3,0	40,31	10,62	11,48
Сернистый	83,80	11,2	0,25	0,25	1,4	0,10	3,0	39,76	10,45	11,28
Высокосернистый	83,00	10,4	0,35	0,35	2,8	0,10	3,0	38,80	10,20	10,99

химического анализа определяется так называемый элементарный состав топлива, т.е. процентное содержание в массе топлива тех или иных химических элементов.

Основными химическими элементами, входящими в состав любого жидкого топлива, являются углерод C, водород H, кислород O, азот N и сера S. Помимо указанных элементов в составе жидкого топлива имеются влага W и негорючие минеральные вещества, образующие при сжигании золу A.

Топливо, поступающее к потребителю, называют рабочим топливом, а его массу — рабочей массой. Элементарный состав рабочей массы топлива, %, выражают в виде суммы:

$$C^р + H^р + O^р + N^р + S^р + A^р + W^р = 100,$$

где индекс «р» указывает на то, что данный состав относится к рабочей массе топлива.

Составы мазута, теплота сгорания, теоретические расходы воздуха $V_в^o$ и объем продуктов горения $V_г^o$ приведены в табл. 5.1.

5.3. Основные свойства мазута

В котлах крупных тепловых станций и отопительных котельных, работающих на жидком топливе, как правило, применяют мазут.

Физические свойства мазута характеризуются следующими показателями: относительной плотностью $\rho_{t_1}^{t_2}$, вязкостью условной, °УВ, и динамической η, Па·с, температурами вспышки $t_{всп}$ и застывания $t_{заст}$, °C.

Относительная плотность $\rho_{t_1}^{t_2}$ — отношение плотности мазута при температуре t_2 = 20 °С к плотности дистиллированной воды при температуре t_1 = 4 °С.

Условная вязкость — отношение времени, необходимого для непрерывного истечения 200 см^3 мазута при определенной температуре, ко времени истечения этого же объема дистиллированной воды при температуре 20 °С.

Температура вспышки — температура, при которой мазут, будучи нагрет в строго определенных условиях, выделяет достаточное количество паров для того, чтобы смесь этих паров с окружающим воздухом могла вспыхнуть при поднесении к ней пламени.

Температура застывания — такая температура мазута, при которой он застывает настолько, что при наклоне пробирки с топливом на 45° к горизонту его уровень остается неподвижным в течение 1 мин.

Мазут, применяемый для получения тепловой энергии при сжигании в топках котлов (табл. 5.2), делится на флотский марок Ф5 и Ф12 (легкие виды топлива) и топочный марок М40 (мало- и среднесернистый — средний вид топлива), М100 и М200 (мало-, средне-, высокосернистый — тяжелый вид топлива).

Флотский мазут предназначен для использования в судовых котлах, газотурбинных установках и двигателях. Топочный мазут марки 40 используется в судовых котлах, промышленных печах, отопительных котельных. Мазуты марок 100 и 200 в основном используются на крупных тепловых электростанциях и теплоэлектроцентралях.

Таблица 5.2

Основные технические характеристики мазутов

Показатель	Значения показателей для мазутов разных марок						
	Флотские		Топочные				
	Ф5	Ф12	Малосернистые		Средне- и высокосернистые		
			М40	М100	М40	М100	М200
Вязкость, °УВ:							
при t = 50 °С	5	12	—	—	—	—	—
при t = 80 °С	—	—	6	10	8	15,5	24
Плотность при 20 °С, кг/м^3	—	—	970	990	1 005	945	960
Температура вспышки, °С, не ниже	80	90	90	110	90	110	140
Температура застывания, °С, не выше	–5	–8	10	25	10	25	36

Топочный мазут по содержанию в нем серы делится на три группы: малосернистые ($S^p < 0{,}5\,\%$), сернистые ($S^p = 0{,}5 \ldots 2\,\%$) и высокосернистые ($S^p > 2\,\%$).

Зольность мазутов A^p не превышает 0,1 %. В минеральной части мазута содержится Fe_2O_3 (оксид железа) 3...10 % и V_2O_5 (пентаоксид ванадия) 0...29 %. Содержание воды в мазуте колеблется в весьма широких пределах (0,5...3 % и выше), что связано с технологией его разогрева в процессе доставки и приемки у потребителя.

Низшая теплота сгорания мазута $Q_н^c$ в зависимости от его влажности составляет 39...42 МДж/кг.

5.4. Механизм горения мазута

В топочных устройствах мазут сжигается в распыленном состоянии — в виде капель в потоке воздуха. Горение распыленного топлива зависит от качества распыления, от среднего диаметра капель, скорости воспламенения, коэффициента избытка воздуха. Механизм горения распыленного топлива осуществляется путем умножения очагов самовоспламенения множества капель, при этом процессу горения каждой капли предшествуют стадии ее нагревания и испарения. В итоге горение каждой отдельной капли, поступившей в топочное устройство, происходит в паровой фазе, которая появляется и увеличивается по мере испарения с поверхности нагретой капли паров горючего. В результате вокруг каждой капли образуется сферическая зона, насыщенная парами горючей жидкости. При наличии окислителя и достижении температуры воспламенения происходит загорание паров жидкости на внешней части сферической поверхности в тонком слое, называемым фронтом горения. Выделяющаяся при этом теплота способствует еще более интенсивному испарению капли. Таким образом, скорость сгорания мазута, определяемая скоростью его испарения с поверхности капли, многократно увеличивается при распылении жидкого топлива не мелкие капли.

Поэтому важнейшим этапом подготовки жидкого топлива к сжиганию является распыление его на мельчайшие частицы. Например, из капли диаметром 1 мм дроблением может быть получено 10^6 капель диаметром 10 мкм. Площадь поверхности испарения при этом увеличивается в 100 раз.

При распылении мазута получают капли разных размеров — от нескольких десятков до сотен микрометров. Наиболее мелкие капли испаряются и воспламеняются первыми, способствуя испарению и воспламенению более крупных.

При сжигании мазута для испарения его наиболее тяжелых фракций требуется прогрев капель до температур порядка 400 °С и даже выше. При этом происходит термическое разложение топли-

ва с образованием газообразной и твердой фаз (сажа, кокс), которые сгорают так же, как и частицы твердого топлива. Раскаленные частицы сажи и кокса в пламени определяют высокую светимость факела.

Таким образом, процесс сжигания мазута состоит из следующих последовательных стадий:

- распыление топлива и образование горючей смеси;
- воспламенение и горение горючей смеси.

Эффективность сжигания мазута в значительной степени зависит от первых подготовительных этапов, определяемых работой топливосжигающих устройств — мазутных форсунок.

5.5. Классификация и устройство форсунок для сжигания мазута

Классификация форсунок. По способу распыления мазута форсунки можно разделить на три группы: механические (рис. 5.1, *а—в*), с распыливающей средой (рис. 5.1, *г*, *д*), комбинированные (рис. 5.1, *е*).

В *механических* форсунках распыление осуществляется за счет энергии топлива при продавливании его под значительным давлением через малое отверстие — сопло, либо за счет центробежных сил, создаваемых при закручивании топлива, или при вращении элементов самой форсунки. Дальнейшее дробление полученных капель происходит под воздействием давления окружающей среды.

В форсунках с *распыляющей средой* (см. рис. 5.1, *г* и *д*) распыление топлива осуществляется главным образом за счет энергии движущегося с большой скоростью распылителя — пара или воздуха.

В *комбинированных* форсунках (см. рис. 5.1, *е*) распыление топлива осуществляется за счет совместного использования энергии топлива, подаваемого под давлением, и энергии распыляющей среды.

Механические форсунки. Качество распыления в механических форсунках зависит в значительной мере от давления мазута, создаваемого насосом. Обычно мазут поступает к форсункам под давлением 2,0...3,5 МПа. Наличие механических примесей в мазуте и малые выходные отверстия (1,5...3,5 мм) форсунок обусловливают необходимость тщательной фильтрации топлива перед сжиганием. Для механических форсунок вязкость мазута рекомендуется поддерживать около 2,5 °ВУ. Для этого мазут марки 40 подогревают до 90...100 °С, а мазут марки 100 — до 110...120 °С.

На рис. 5.2 приведена конструкция механической форсунки. Пройдя штангу *2*, мазут поступает в распыляющую головку *3*, в которой установлен завихритель-распылитель *5*, имеющий не-

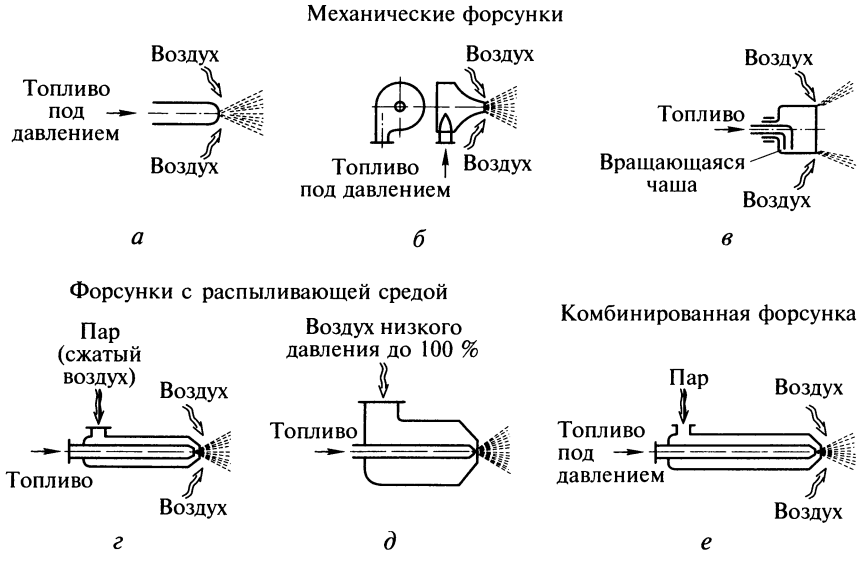


Рис. 5.1. Схема форсунок для распыления жидкого топлива:

а — в — механические (*а* — прямоструйная; *б* — центробежная; *в* — с вращающейся чашей); *г*, *д* — с распыливающей средой высокого и низкого давления соответственно; *е* — комбинированная

сколько тангенциально расположенных отверстий, закручивающих поток мазута. Через эти отверстия мазут поступает в центральную камеру завихрителя, а оттуда через центрально расположенное небольшое отверстие с большой скоростью и сильным завихрением выбрасывается в топочную камеру, где, взаимодействуя с газовой средой, распыляется на мелкие капли.

Производительность механических форсунок регулируют изменением давления мазута перед форсункой.

При снижении давления качество распыления резко ухудшается, поэтому такие форсунки имеют малый диапазон регулирования. Чтобы не снижать качество распыления топлива, регулирование мощности при уменьшении нагрузки может осуществляться отключением части работающих форсунок.

Форсунки с распыляющей средой. Для распыления мазута форсунками высокого давления применяют пар или компрессорный воздух, а форсунками низкого давления — вентиляторный воздух. При паровой пульверизации мазута применяют пар давлением 0,5...2,5 МПа. Удельный расход пара при этом составляет 0,3... 0,35 кг/кг мазута.

При распылении мазута в форсунках высокого давления используют компрессорный воздух с давлением 0,3...0,6 МПа при

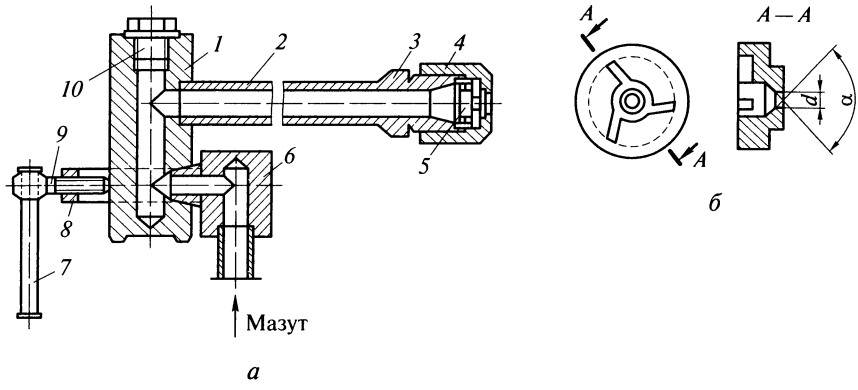


Рис. 5.2. Мазутная форсунка с механическим распылением:

а — форсунка; *б* — завихритель-распылитель; *1* — корпус; *2* — штанга; *3* — головка; *4* — накидная гайка; *5* — завихритель-распылитель; *6* — колодка; *7* — рукоятка; *8* — скоба; *9* — стопорный винт; *10* — пробка; *d* — диаметр сопла; α — угол раскрытия факела

его удельном расходе 0,6... 1,0 кг/кг мазута. Через форсунку в этом случае поступает всего 5... 10 % воздуха, необходимого для полного сгорания мазута. Остальной воздух подается к корню факела.

В форсунках высокого давления относительная скорость распыляющего агента достигает 1 000 м/с, что обеспечивает хорошее дробление капелек мазута, т.е. получение тонкого распыления. Давление мазута перед форсунками с учетом относительно больших размеров их каналов может быть небольшим. Менее жесткие требования предъявляются и к очистке мазута.

Перед высоконапорными форсунками с паровым или воздушным распылением вязкость мазута должна быть около 6 °ВУ, поэтому при работе на мазуте марки 40 рекомендуется поддерживать его температуру не ниже 85 °С, а при работе на мазуте марки 100 — не ниже 105 °С.

На рис. 5.3 приведена паровая форсунка типа ФП. Из входного штуцера мазут попадает в кольцевой канал ствола *2* между внутренней и наружной трубками. Пар подается во внутреннюю трубу и выходит через расширяющееся сопло *3* с высокой скоростью. Мазут, пройдя кольцевой канал, попадает в поток пара через кольцевую щель, на выходе из которой и распыляется. Имеющийся на выходе форсунки насадок *5* предназначен для увеличения угла раскрытия конуса распыления мазута.

Паровые высоконапорные форсунки характеризуются высоким качеством распыления и широким диапазоном регулирования производительности, однако их работа характеризуется значительным потреблением энергии; на распыление мазута расходуется до 5 % выработки пара котлом. Паровое распыление мазута приводит

к потере конденсата, увеличению содержания водяных паров в продуктах горения, повышению потерь с уходящими газами, а также к усилению коррозии поверхностей нагрева. Работа таких форсунок отличается повышенным шумом. В высоконапорных форсунках с воздушным распылением мазута воздух не только распыляет топливо, но и интенсифицирует горение.

В форсунках с распыляющей средой низкого давления применяют воздух под давлением 0,002...0,007 МПа. Через форсунку подают 50...100 % воздуха, необходимого для сгорания мазута, поэтому такие форсунки имеют относительно большие размеры. Мазут к форсунке поступает под небольшим (0,03...0,2 МПа) давлением.

Комбинированные форсунки. В комбинированных паромеханических форсунках устраняется основной недостаток механических форсунок — малый диапазон регулирования производительности, так как форсунки при повышенных нагрузках котла работают как механические, а при малых нагрузках (менее 60 %), а также в пусковых режимах — как паровые (в них подают также пар).

Мазутная форсунка с паромеханическим распылением приведена на рис. 5.4. Мазут по трубе *7* через распределительную шайбу *5* подается в кольцевую камеру распылителя *4* и затем по тангенциальным каналам поступает в его завихрительную камеру. Закрученная струя мазута под действием центробежных сил прижимается к стенкам завихрительной камеры и, продолжая двигаться поступательно, срывается с кромки сопла распылителя, разбиваясь на множество мельчайших капель. Пар из трубы *8* поступает в полость между деталями, пропускающими мазут, и концевой гайкой *1*. Из этой полости пар поступает через тангенциальные каналы в камеру парового завихрителя *3*. Затем пар выходит под углом из цилиндрической щели и охватывает с внешней стороны распыленную струю мазута. Подача пара в форсунку необходима при пониженной мощности (50...70 % номинальной). Однако, так как

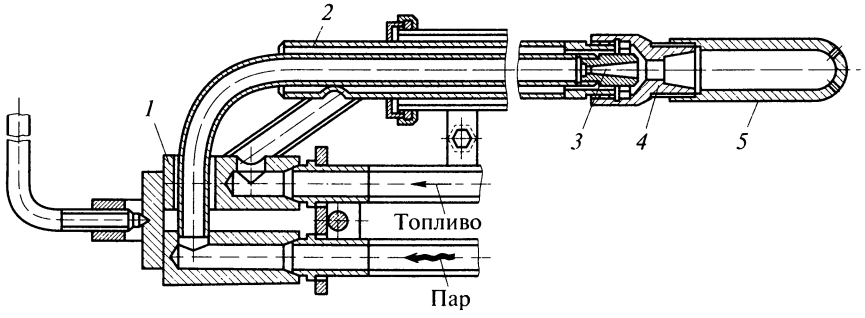
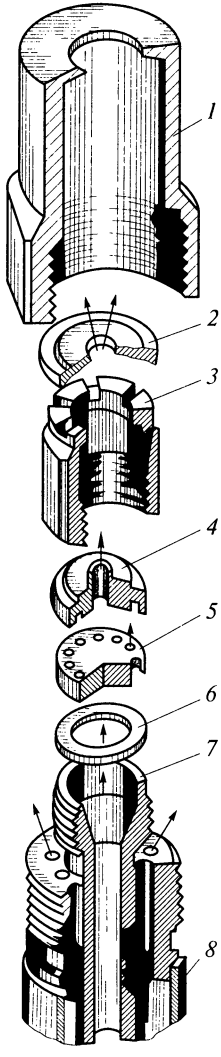


Рис. 5.3. Паровая форсунка типа ФП:

1 — колодка; *2* — ствол; *3* — сопло; *4* — диффузор; *5* — насадок

расход пара мал, его подают при всех нагрузках форсунки с давлением 70...200 кПа. Регулирование мощности форсунки выполняется изменением давления перед ней в диапазоне 1,3...2,5 МПа.

К комбинированным форсункам относятся также ротационные форсунки (рис. 5.5). Мазут по полому валу *6* подается в распыливающую чашу *5*, вращающуюся со скоростью 5...7 тыс. мин$^{-1}$. Мазут распределяется по внутренней поверхности чаши и в виде тонкой пленки выбрасывается в топочную камеру. Дроблению пленки способствует первичный воздух, поступающий при давлении 0,01 МПа через зазор на выходе из чаши. Воздух подается крыльчаткой *7* вентилятора, закрепленной на вращающемся валу.



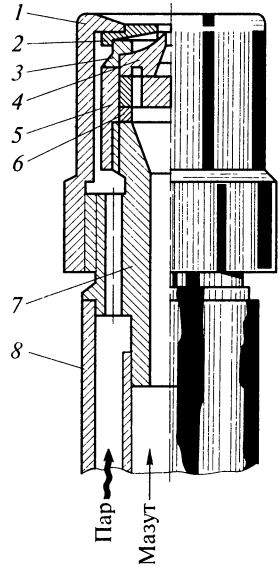


Рис. 5.4. Мазутная форсунка с паромеханическим распылением:

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

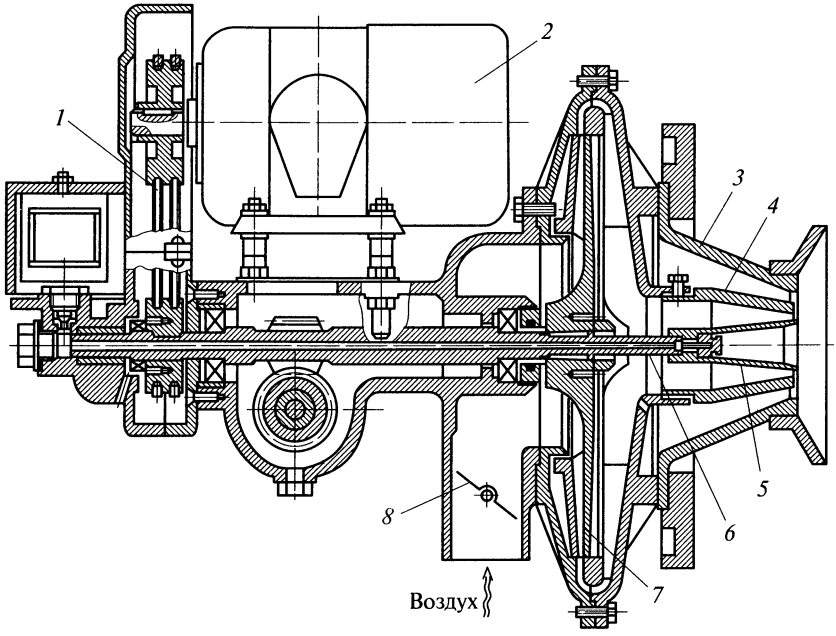


Рис. 5.5. Ротационная форсунка:

1 — клиноременная передача; *2* — электродвигатель; *3* — внешний кожух; *4* — внутренний кожух; *5* — распыливающая чаша; *6* — полый вал; *7* — крыльчатка вентилятора; *8* — поворотная заслонка

В качестве привода применяется электродвигатель *2*, который вращает вал через клиноременную передачу *1*. Количество первичного воздуха составляет около 20 % от общего его расхода, необходимого для горения мазута. Остальной воздух подается в топку через кольцевое пространство, образуемое внешним *3* и внутренним *4* кожухами форсунки. Регулирование подачи воздуха осуществляется с помощью поворотной заслонки *8*, расположенной во всасывающем патрубке вентилятора.

Ротационные форсунки не требуют тщательной фильтрации мазута, обеспечивают хорошее распыление и обладают широким диапазоном (15...100 %) регулирования производительности.

5.6. Мазутное хозяйство котельных

Схема мазутного хозяйства. Мазут может быть основным топливом, резервным (например, в зимнее время), аварийным, растопочным, когда основным является сжигаемое в пылевидном состоянии твердое топливо.

Мазут к потребителю доставляется железнодорожным транспортом, нефтеналивными судами, по трубопроводам (если нефтеперерабатывающие заводы находятся на небольших расстояниях). Мазутное хозяйство при доставке мазута железнодорожным транспортом состоит из следующих сооружений и устройств: сливной эстакады с промежуточной емкостью; мазутохранилища; мазутонасосной станции; системы мазутопроводов между емкостями мазута, мазутонасосной и котельными установками, устройствами для подогрева мазута; установок для приема, хранения и ввода в мазут жидких присадок.

Схема мазутного хозяйства с наземным мазутохранилищем приведена на рис. 5.6. Из железнодорожных цистерн *1*, располагающихся при сливе на эстакаде *2*, мазут по переносному сливному лотку *3* поступает в сливной желоб *4* и затем по отводящей трубе *5* — в приемную емкость *6*. Из нее мазут по мазутопроводам подается в фильтр *10* грубой очистки и насосами *9* через фильтры *8* тонкой очистки закачивается в емкость мазутохранилища *7*. Из емкости мазутохранилища через фильтры *11* тонкой очистки и подогреватели *13* насосами *12* мазут подается в горелки *14* котельных агрегатов. Часть разогретого мазута направляется по линии *15* рециркуляции в мазутохранилище для разогрева находящегося там мазута. Рециркуляция мазута предназначена для предупреждения застывания мазута в трубопроводах при уменьшении или прекращении его потребления.

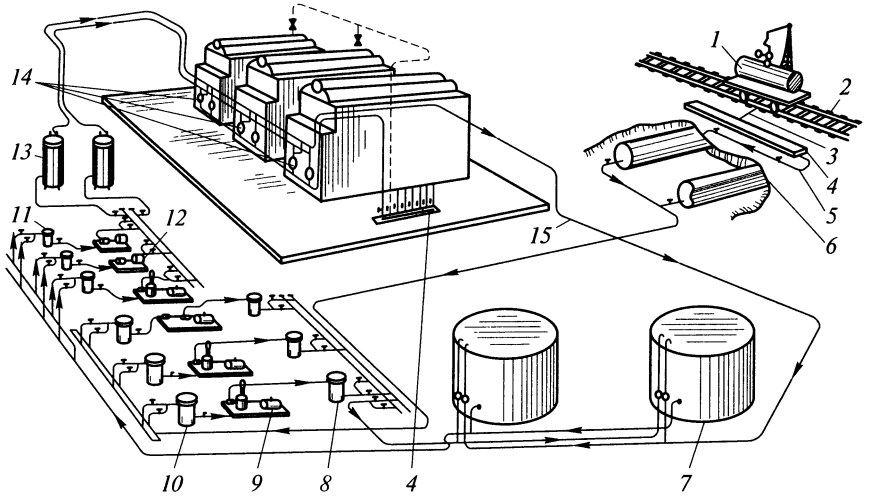


Рис. 5.6. Схема мазутного хозяйства с наземным мазутохранилищем:

1 — железнодорожная цистерна; *2* — эстакада; *3* — переносный сливной лоток; *4* — сливной желоб; *5* — отводящая труба; *6* — приемная емкость; *7* — мазутохранилище; *8*, *11* — фильтры тонкой очистки; *9*, *12* — насосы; *10* — фильтр грубой очистки; *13* — подогреватель; *14* — горелки котлов; *15* — линия рециркуляции

При сливе из железнодорожной цистерны мазут самотеком движется по открытым лоткам (желобам) в приемные баки. По дну лотков проложены паропроводы. Слив мазута из цистерн происходит через нижний сливной прибор в межрельсовые желоба. Мазут из приемных резервуаров перекачивается погружными нефтяными насосами в основные резервуары для хранения. Подогрев мазута в приемных и основных резервуарах до 70 °С проводится обычно трубчатыми подогревателями поверхностного типа, обогреваемыми паром. В водогрейных котельных пар отсутствует, поэтому подогрев мазута осуществляется горячей водой с температурой до 150 °С.

Для уменьшения опасности донных отложений и загрязнения поверхностей нагрева при длительном хранении к мазуту добавляют жидкие присадки типа ВНИИНП-102 и ВНИИНП-103.

Мазутохранилища. Запас мазута содержится в резервуарах — мазутохранилищах, которых, как правило, не менее двух. Суммарная вместимость резервуаров выбирается в зависимости от производительности котельной, дальности и способа доставки (железнодорожный, трубопроводный и др.). Применяют нормальный ряд мазутохранилищ вместимостью 100; 200; 500; 1 000; 2 000; 3 000; 5 000; 10 000 и 20 000 м^3. Выполняются мазутохранилища наземными, полуподземными (заглубленными) и подземными. Резервуары бывают основные, расходные и резервные. Все они должны обладать безопасностью хранения топлива в пожарном отношении; полной герметичностью; несгораемостью, долговечностью, коррозионной стойкостью против воздействия агрессивных грунтовых вод; удобствами обслуживания и очистки от отстоя и осадков; возможностью установки внутри резервуара подогревающих устройств и другого технологического оборудования.

Резервуары мазутохранилища обычно выполняют железобетонными или металлическими. Последние применяют в районах Крайнего Севера и в сейсмически опасных районах. Теплоизоляция металлических хранилищ выполнена из полиуретана, обшитого металлическими листами.

Насосы для перекачки мазута. Наибольшее применение для перекачки мазута находят шестеренные и винтовые насосы. Схема шестеренного насоса приведена на рис. 5.7, *а*. При вращении шестерен *2* в направлении, обозначенном на рисунке стрелками, жидкость попадает во впадины, образованные зубьями шестерни и корпусом *4* насоса, и перемещается из всасывающей полости *3* в нагнетательную *1*. Для бесшумной и плавной подачи перекачиваемой жидкости зубья шестерен часто выполняют косыми. Производительность шестеренных насосов обычно не превышает 20 м^3/ч, а напор — 12 МПа (1 200 м вод. ст.).

В винтовых насосах (рис. 5.7, *б*) мазут подается путем выдавливания его роторами с винтовой нарезкой. Винтовые насосы

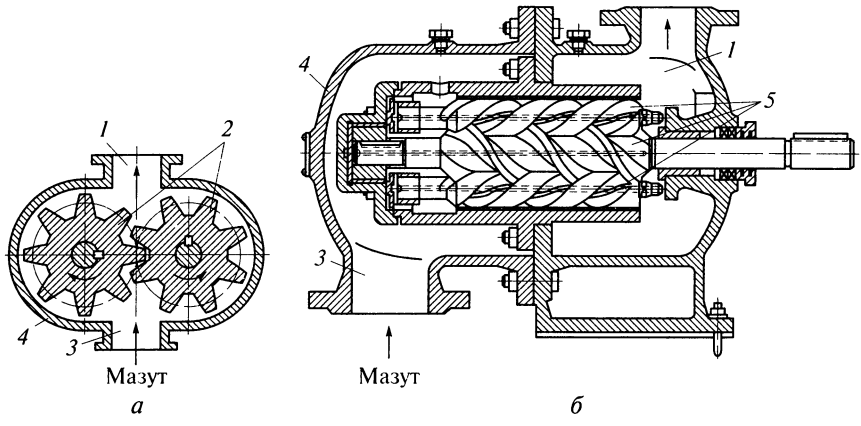


Рис. 5.7. Шестеренный (*а*) и винтовой (*б*) насосы:

1 — нагнетательная полость; *2* — шестерни; *3* — всасывающая полость; *4* — корпус; *5* — винтовые роторы

по сравнению с шестеренными бесшумны и работают с бóльшим числом оборотов. Наиболее распространены трехвинтовые насосы с центральным ведущим ротором. При вращении винтовых роторов *5* в раскрывающуюся впадину винтового канала из всасывающей полости *3* поступает мазут. При дальнейшем вращении роторов эта впадина закрывается и мазут, находящийся в ней, переносится в нагнетательную полость *1*. Там впадина раскрывается, и мазут выдавливается выступами винтов роторов.

Подогреватели мазута. Перед сжиганием мазут необходимо подогреть, для чего используется кожухотрубный теплообменный аппарат конструкции Гипронефтемаша (рис. 5.8). Аппарат состоит из трех основных частей: корпуса *6*, трубной доски *10* с развальцованными в ней U-образными трубками и крышки. К цилиндрическому корпусу с одной стороны приварен фланец, с другой стороны — днище *1* эллиптической формы. В центре корпуса снаружи приварены две опоры *9* сегментного типа и патрубки *8* для подвода и отвода мазута, движущегося в межтрубной полости. Трубная доска с развальцованными в ней U-образными трубками представляет собой трубный пучок *5*, который может выниматься из корпуса при разборке аппарата и снова вставляться после проведения осмотра и при необходимости чистки. Крышка (распределительная коробка) состоит из цилиндрической части, эллиптического днища, приваренного с одного конца, и фланца, приваренного с другого конца. К цилиндрической части крышки приварены патрубки *2* с фланцами для присоединения трубопроводов подвода и отвода теплоносителя, движущегося в трубной полости. В крышке также предусмотрена перегородка *3*, обеспечивающая двухходовой поток теплоносителя по трубкам аппарата.

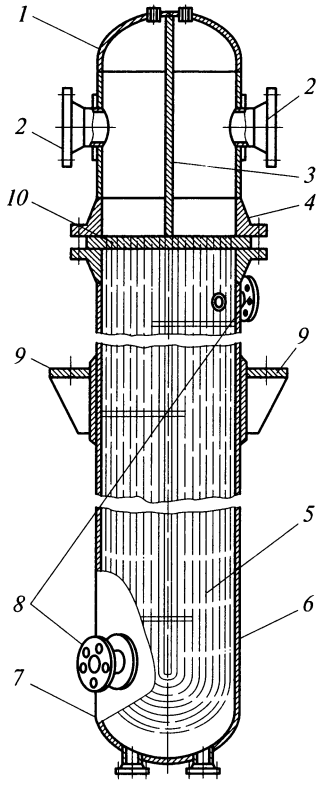


Рис. 5.8. Кожухотрубный теплообменный аппарат с U-образными трубками конструкции Гипронефтемаша:

1, *7* — днище; *2* — патрубки для подвода и отвода теплоносителя; *3* — перегородка; *4* — фланец; *5* — трубный пучок; *6* — корпус; *8* — патрубки для подвода и отвода мазута; *9* — опора; *10* — трубная доска

Для подогрева небольших количеств жидкого топлива нашли достаточно широкое применение подогреватели типа «труба в трубе».

Секционный подогреватель топлива типа ПТС показан на рис. 5.9. Конструкция парового секционного подогревателя жидкого топлива представляет собой ряд секций, соединенных последовательно по пару и топливу при помощи соединительных трубок типа «калач» с фланцами. Секция подогревателя состоит из трех основных частей: корпуса *8*, крышки *11* и нагревательной трубки *7*.

Корпус подогревателя выполнен из двух параллельно расположенных труб одного диаметра, к концам которых с одной стороны приварен фланец *9* прямоугольной формы, а с другой — специальные патрубки для монтажа клапанов входа *6* и выхода *3* топлива, а также фланцы для обеспечения плотности при переходе топлива из одной секции в другую. На корпусе предусмотрен патрубок для установки предохранительного устройства при повышении давления. Крышка *11* подогревателя сварная, фланцами крепится к корпусу. Нагревательная трубка имеет U-образную форму, снабжена продольными ребрами *13*, приваренными к наружной поверхности на всю длину прямой части трубки и предназначенными для увеличения поверхности теплоотдачи со стороны топлива. Снаружи подогреватель закрыт изоляцией *12*.

Принцип работы подогревателя заключается в следующем. Топливо из магистрали через запорный клапан поступает в межтрубное пространство (между корпусом и нагревательной трубкой), омывает наружную поверхность и ребра нагревательной трубки, нагревается и через крышку переходит в другую секцию или через клапан на выход. Греющий пар из паропровода через паро-

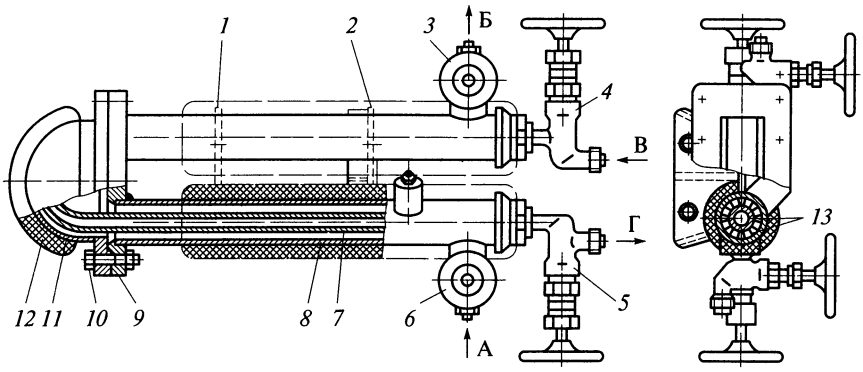


Рис. 5.9. Секционный подогреватель топлива типа ПТС:

1 — опора подвижная; *2* — опора неподвижная; *3* — клапан выхода топлива; *4* — паровой клапан; *5* — клапан выхода конденсата; *6* — клапан входа топлива; *7* — трубка нагревательная; *8* — корпус подогревателя; *9* — фланец корпуса; *10* — болт; *11* — крышка; *12* — изоляция; *13* — ребра нагревательной трубки; А и Б — вход и выход топлива; В — вход пара; Г — выход конденсата

вой клапан *4* попадает в нагревательную трубку; через стенку трубки и ребра теплота пара передается топливу, далее пар конденсируется и в виде конденсата через клапан *5* удаляется из подогревателя в систему подготовки питательной воды.

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные физические свойства мазута.
2. Поясните механизм горения капли мазута.
3. Как принято классифицировать форсунки для сжигания жидкого топлива?
4. В чем заключается принцип работы механических форсунок?
5. Поясните принцип работы форсунок с распыляющей средой.
6. Каков принцип работы комбинированных форсунок?
7. Укажите преимущества и недостатки разных типов форсунок.
8. Назовите типы насосов, используемых для перекачки мазута.
9. Каково устройство и принцип работы кожухотрубного подогревателя мазута?

ГЛАВА 6
ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

6.1. Общее уравнение теплового баланса котельного агрегата

Целями составления теплового баланса котельного агрегата являются определение значений всех приходных и расходных статей баланса; расчет КПД котельного агрегата; анализ расходных статей баланса с целью установления причин ухудшения работы котельного агрегата.

На основе такого анализа разрабатываются мероприятия по повышению энергетической эффективности котельного агрегата.

В котельном агрегате при сжигании топлива происходит преобразование химической энергии топлива в тепловую энергию продуктов сгорания. Выделившаяся теплота топлива расходуется на выработку полезной теплоты, содержащейся в паре или горячей воде, и на покрытие тепловых потерь.

В соответствии с законом сохранения энергии между приходом и расходом теплоты в котельном агрегате должно существовать равенство, т.е.

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{расх}}.$$

Для котельных установок, работающих на газообразном и жидком топливах, тепловой баланс обычно составляют на 1 м^3 газа или на 1 кг жидкого топлива, находящегося при нормальных условиях (0 °С и 0,1 МПа). Статьи прихода и расхода в уравнении теплового баланса имеют размерность МДж/м^3 для газообразного и МДж/кг для жидкого топлива.

Поступившая в котельный агрегат теплота от сжигания топлива называется также *располагаемой теплотой*, ее обозначают $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$. В общем случае *приходная часть* теплового баланса записывается в виде

$$Q_{\text{прих}} = Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_{\text{н}}^{\text{р}}\left(Q_{\text{н}}^{\text{с}}\right) + Q_{\text{ф.л}} + Q_{\text{ф.в}} + Q_{\text{пар}},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания жидкого топлива на рабочую массу, МДж/кг; $Q_{\text{н}}^{\text{с}}$ — низшая теплота сгорания газообразного топлива на сухую массу, МДж/м^3; $Q_{\text{ф.л}}$ — физическая теплота топлива; $Q_{\text{ф.в}}$ — то же, воздуха; $Q_{\text{пар}}$ — теплота, вносимая в топку котла с паром.

Физическая теплота топлива $Q_{ф.т}$ определяется по формуле

$$Q_{ф.т} = c_т \Delta t_т,$$

где $c_т$ — удельная теплоемкость топлива, МДж/(кг·°С) для мазута или МДж/(м^3·°С) для газа; $\Delta t_т$ — температура нагрева топлива, °С.

Мазут для снижения вязкости и улучшения распыления поступает в топку подогретым до температуры 80...120 °С, поэтому его физическая теплота учитывается при выполнении расчетов.

Учет $Q_{ф.т}$ проводится только при сжигании газообразного топлива с низкой теплотой сгорания (например, доменного газа) при условии его подогрева (до 200...300 °С).

Физическая теплота воздуха $Q_{ф.в}$ учитывается лишь при подогреве его вне котла за счет постороннего источника (например, в паровом калорифере или в автономном подогревателе при сжигании в нем дополнительного топлива).

Теплота, вносимая в топку котла с паром, $Q_{пар}$ при паровом распылении мазута учитывается в виде формулы

$$Q_{пар} = G_п (h_п - 2{,}51),$$

где $G_п$ — расход пара, кг, на 1 кг топлива (при паровом распылении мазута $G_п$ = 0,3...0,35 кг/кг); $h_п$ — энтальпия пара, МДж/кг; 2,51 — примерное значение энтальпии водяного пара в продуктах сгорания, покидающих котельный агрегат, МДж/кг.

Расходная часть теплового баланса включает в себя полезно используемую теплоту $Q_{пол}$ в котельном агрегате, т.е. теплоту, затраченную на выработку пара (или горячей воды), и разные тепловые потери $\sum Q_{потерь}$, т.е.

$$Q_{расх} = Q_р^р = Q_{пол} + \sum Q_{потерь} = Q_{пол} + Q_{у.г} + Q_{х.н} + Q_{н.о},$$

или

$$Q_р^р = Q_{пол} + Q_{у.г} + Q_{х.н} + Q_{н.о},$$

где $Q_р^р$ — располагаемая теплота котельного агрегата; $Q_{у.г}$ — потери теплоты с уходящими газами; $Q_{х.н}$ — потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива; $Q_{н.о}$ — потери теплоты от наружного охлаждения внешних ограждений котла.

Если обе части приведенного уравнения умножить на 100 % и разделить на $Q_р^р$, то получим при установившемся тепловом режиме котла

$$100 = q_{пол} + q_{у.г} + q_{х.н} + q_{н.о},$$

где $q_i = \dfrac{Q_i}{Q_р^р} 100$ — слагаемые расходной части теплового баланса, %.

6.2. Полезно используемая теплота для производства водяного пара и горячей воды

Полное количество полезно используемой теплоты для производства водяного пара расходуется в общем случае на подогрев воды, поступающей в котел, до ее кипения, испарения и перегрев пара в пароперегревателе. При использовании теплоты продувки в системе подготовки химически очищенной воды в полезное тепловосприятие включается и количество теплоты, уносимое из котла с непрерывной продувкой. Вычисление количества полезно используемой теплоты, МДж/кг, ведут по формуле

$$Q_{\text{пол}} = \frac{D\left(h_{\text{п.п}} - h_{\text{п.в}}\right) + D_{\text{пр}}\left(h_{\text{к.в}} - h_{\text{п.в}}\right)}{B},$$

где D, $D_{\text{пр}}$ — соответственно расходы перегретого пара и котловой воды на продувку, кг/с; $h_{\text{п.п}}$, $h_{\text{п.в}}$, $h_{\text{к.в}}$ — соответственно энтальпии перегретого пара, питательной воды, кипящей воды в барабане котла, МДж/кг; B — расход топлива, кг/с (для мазута) или м^3/с (для газа).

Полезно используемая теплота при нагреве воды в водогрейном котле, МДж/кг мазута или МДж/м^3 газа:

$$Q_{\text{пол}} = \frac{G_{\text{в}}\left(h''_{\text{в}} - h'_{\text{в}}\right)}{B},$$

где $G_{\text{в}}$ — расход воды, кг/с; $h'_{\text{в}}$ и $h''_{\text{в}}$ — энтальпии воды на входе и выходе из котельного агрегата соответственно, МДж/кг.

6.3. Потери теплоты с уходящими газами

Потери теплоты $Q_{\text{у.г}}$ ($q_{\text{у.г}}$) с уходящими газами возникают из-за того, что физическая теплота (энтальпия) газов $H_{\text{у.г}}$, покидающих котел при температуре $t_{\text{у.г}}$, превышает физическую теплоту поступающих в котел воздуха $\alpha_{\text{у.г}} H^{\text{о}}_{\text{х.в}}$ и топлива $c_{\text{т}}\Delta t_{\text{т}}$. Эти потери теплоты занимают обычно основное место среди тепловых потерь котла и составляют $q_{\text{у.г}} = 5 \ldots 12\,\%$ располагаемой теплоты.

С учетом энтальпии уходящих газов $H_{\text{у.г}}$, МДж/кг (или МДж/м^3), и энтальпии теоретически необходимого количества воздуха $H^{\text{о}}_{\text{х.в}}$, МДж/кг (или МДж/м^3), определяют потери теплоты с уходящими газами

$$Q_{\text{у.г}} = H_{\text{у.г}} - \alpha_{\text{у.г}} H^{\text{о}}_{\text{х.в}}.$$

Потери теплоты с уходящими газами зависят в основном от объема и температуры уходящих газов. Для снижения этих потерь следует уменьшать коэффициент избытка воздуха $\alpha_{у.г}$ в уходящих газах, который зависит от коэффициента избытка воздуха в топке $\alpha_т$ и балластного воздуха $\Delta\alpha_{подс}$, за счет подсосов в газоходы котла, находящиеся обычно под разрежением:

$$\alpha_{у.г} = \alpha_т + \Delta\alpha_{подс}.$$

Оптимальное по условию минимума суммарных потерь теплоты ($q_{у.г} + q_{х.н}$) значение $\alpha_т^{опт}$ находится из графика (рис. 6.1, *а*).

Возможность уменьшения $\alpha_т$ зависит от вида топлива, способа его сжигания, типа горелок и топочного устройства. При благоприятных условиях смешения топлива и воздуха избыток воздуха $\alpha_т$, необходимый для горения, может быть уменьшен. При сжигании газообразного топлива коэффициент избытка воздуха принимают $\alpha_т \leq 1{,}1$, при сжигании мазута $\alpha_т = 1{,}1 \ldots 1{,}15$.

Подсосы воздуха по газовому тракту $\Delta\alpha_{подс}$ в пределе могут быть сведены к нулю в котлах, работающих под наддувом, т.е. под давлением в дымовом тракте. Для котлов, работающих под разрежением, подсосы составляют $\Delta\alpha_{подс} = 0{,}15 \ldots 0{,}3$ и даже больше. Воздух окружающей среды проникает в систему в местах прохода труб через обмуровку, через уплотнения лючков, дверок, гляделок, по трещинам и неплотностям обмуровки.

Балластный воздух в продуктах сгорания помимо увеличения потерь теплоты $Q_{у.г}$ приводит также к дополнительным затратам электроэнергии на дымосос.

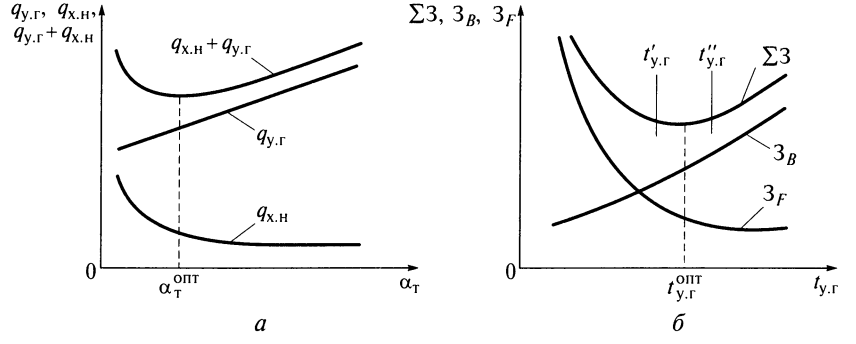


Рис. 6.1. Графическое определение оптимальных значений коэффициента избытка воздуха $\alpha_т^{опт}$ в топке котла (*а*) и температуры $t_{у.г}^{опт}$ уходящих газов (*б*):

$q_{у.г}$, $q_{х.н}$ — потери теплоты с уходящими газами и от химической неполноты сгорания, %; $t'_{у.г}$, $t''_{у.г}$ — расчетные температуры уходящих газов, °С; $\Sigma З$ — суммарные затраты, руб./год; $З_B$ — затраты на топливо, руб./год; $З_F$ — затраты на поверхность нагрева, руб./год

Важнейшим фактором, влияющим на величину $Q_{у.г}$, является температура уходящих газов $t_{у.г}$. Ее снижение достигается установкой в хвостовой части котла теплоиспользующих элементов (экономайзера, воздушного подогревателя). Чем ниже температура уходящих газов и, соответственно, меньше разность температур Δt между газами и нагреваемым рабочим телом (например, воздухом), тем большая площадь поверхности нагрева требуется для охлаждения продуктов сгорания.

Повышение же температуры уходящих газов приводит к увеличению потери с $Q_{у.г}$ и, следовательно, к дополнительным затратам топлива ΔB на выработку одного и того же количества пара или горячей воды.

В связи с этим оптимальная температура $t_{у.г}$ определяется на основе технико-экономических расчетов при сопоставлении годовых капитальных затрат на сооружение поверхности нагрева и затрат на топливо (рис. 6.1, *б*).

С увеличением тепловой нагрузки котельного агрегата (увеличением расхода топлива B и выхода пара D) потеря теплоты с уходящими газами $q_{у.г}$ возрастает. Это связано с тем, что с ростом нагрузки увеличивается количество выделенной теплоты в топке. Одновременно увеличивается объем продуктов сгорания и их скорость в газоходах котла. При этом теплоотдача к конвективным поверхностям нагрева возрастает пропорционально увеличению скорости лишь в степени 0,6...0,8. Таким образом, тепловыделение превышает тепловосприятие, и температура уходящих газов с увеличением нагрузки повышается.

При работе котла на газообразном и жидком топливах поверхности нагрева могут загрязняться сажей и золой топлива. Это приводит к ухудшению теплообмена продуктов сгорания с поверхностями нагрева. При этом для сохранения заданной паропроизводительности приходится идти на увеличение расхода топлива. Занос поверхностей нагрева приводит также к увеличению сопротивления газового тракта котла. В связи с этим для обеспечения нормальной эксплуатации агрегата требуется систематическая очистка его поверхностей нагрева.

6.4. Потери теплоты от химической неполноты сгорания

Потери теплоты от химической неполноты сгорания $Q_{х.н}$ ($q_{х.н}$) возникают при неполном сгорании топлива в пределах топочной камеры и появлении в продуктах горения горючих газообразных составляющих — CO, H_2, CH_4, C_mH_n и др. Догорание же этих горючих газов за пределами топки практически невозможно из-за относительно низкой температуры.

Причинами появления химической неполноты сгорания могут быть:

- общий недостаток количества воздуха;
- плохое смесеобразование, особенно на начальных стадиях горения топлива;
- низкая температура в топочной камере, особенно в зоне догорания топлива;
- недостаточное время пребывания топлива в пределах топочной камеры, в течение которого химическая реакция горения не может завершиться полностью.

При достаточном для полного сгорания топлива количестве воздуха и хорошем смесеобразовании потери $q_{х.н}$ зависят от объемной плотности тепловыделения, МВт/м^3, в топке $q_V = BQ_н^р/V_т$, где B — расход топлива, кг/с; $Q_н^р$ — низшая рабочая теплота сгорания топлива, МДж/кг; $V_т$ — объем топки, м^3. Характер зависимости $q_{х.н}$ от q_V приведен на рис. 6.2. В области низких значений q_V (левая часть кривой), т.е. при малых расходах топлива B, потери $q_{х.н}$ увеличиваются в связи со снижением температурного уровня в топочной камере. Увеличение объемной плотности тепловыделения q_V (с увеличением расхода топлива) приводит к повышению температурного уровня в топке и снижению $q_{х.н.}$ Однако по достижении определенного уровня q_V при дальнейшем увеличении расхода топлива (правая часть кривой) потери $q_{х.н}$ вновь начинают возрастать, что связано с уменьшением времени пребывания газов в объеме топки и невозможностью в связи с этим завершения реакции горения.

Оптимальное значение q_V, при котором потери $q_{х.н}$ минимальны, зависит от вида топлива, способа его сжигания и конструкции топки. Для современных котлов, работающих на газообразном и жидком топливе, потери теплоты по причине химической неполноты сгорания достигают 0,5 % и рассчитываются по формуле

$$Q_{х.н} = V_{CO}Q_{CO} + V_{H_2}Q_{H_2} + V_{CH_4}Q_{CH_4},$$

где V_{CO}, V_{H_2}, V_{CH_4} — объемы горючих газов CO, H_2 и CH_4 в продуктах горения топлива, м^3/кг мазута или м^3/м^3 газа; Q_{CO}, Q_{H_2}, Q_{CH_4} — теплоты сгорания соответственно CO, H_2 и CH_4, МДж/м^3, в частности Q_{CO} = 12,64 МДж/м^3; Q_{H_2} = 10,79 МДж/м^3; Q_{CH_4} = 35,82 МДж/м^3.

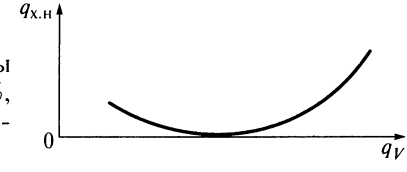


Рис. 6.2. Зависимость потери теплоты от химической неполноты сгорания $q_{х.н}$, %, от объемной плотности тепловыделения в топке q_V, МВт/м^3

При разработке мероприятий по снижению величины $q_{х.н}$ следует иметь в виду, что при наличии условий для появления продуктов неполного сгорания в первую очередь образуется CO как наиболее трудносжигаемый компонент, а затем H_2 и другие газы. Из этого следует, что если в продуктах горения отсутствует CO, то в них нет и H_2.

6.5. Потери теплоты от наружного охлаждения

Потери теплоты от наружного охлаждения $Q_{н.о}$ ($q_{н.о}$) связаны с тем, что температура наружной поверхности котла выше температуры окружающей среды.

Расчет значения $Q_{н.о}$ с предварительным экспериментальным определением необходимых для этого составляющих представляет определенные трудности. Учитывая, что относительные потери $q_{н.о} = 100Q_{н.о}/Q_р^р$ малы по значению и уменьшаются с увеличением мощности котла, при проектировании и тепловых расчетах пользуются нормативными рекомендациями. На рис. 6.3 приведена зависимость величины $q_{н.о}$ от паропроизводительности котла.

Абсолютные потери теплоты от наружного охлаждения $BQ_{н.о}$ мало меняются с изменением нагрузки, поэтому относительные потери $q_{н.о}$ изменяются обратно пропорционально нагрузке:

$$q_{н.о} = q_{н.о}^{ном} \frac{D_{ном}}{D},$$

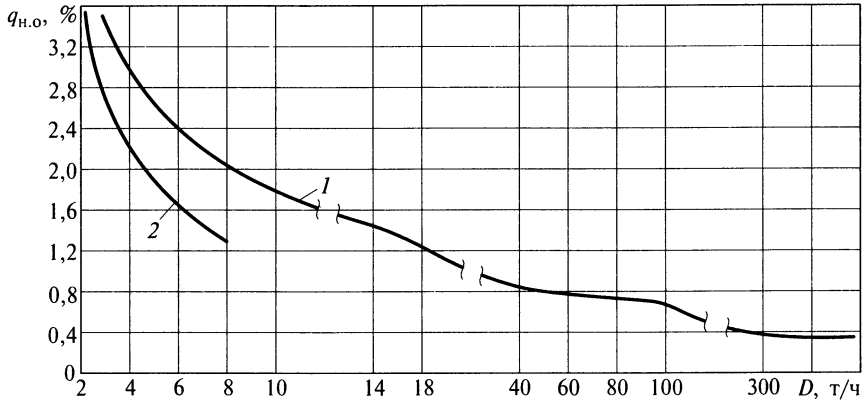


Рис. 6.3. Зависимость потери теплоты за счет наружного охлаждения $q_{н.о}$ от паропроизводительности D котла:

1 — котел с «хвостовыми» поверхностями нагрева (экономайзером и воздушным подогревателем); *2* — то же, без теплоиспользующих элементов

где $q_{н.о}^{ном}$, $q_{н.о}$ — относительные потери теплоты от наружного охлаждения при номинальной нагрузке котла $D_{ном}$ и при нагрузке D, отличающейся от номинальной.

6.6. Коэффициент полезного действия котельного агрегата

Коэффициентом полезного действия котельного агрегата называют отношение полезной теплоты, израсходованной на выработку пара (или горячей воды), к располагаемой теплоте котельного агрегата. Не вся полезная теплота, выработанная котельным агрегатом, направляется потребителям, часть теплоты расходуется на собственные нужды. С учетом этого различают КПД котельного агрегата по выработанной теплоте (КПД-*брутто*) и по отпущенной теплоте (КПД-*нетто*).

По разности выработанной и отпущенной теплот определяется расход на собственные нужды. На собственные нужды расходуется не только теплота, но и электрическая энергия (например, на привод дымососа, вентилятора, питательных насосов, механизмов топливоподачи), т.е. расход на собственные нужды включает в себя расход всех видов энергии, затраченных на производство пара или горячей воды.

В итоге КПД-брутто котельного агрегата характеризует степень его технического совершенства, а КПД-нетто — коммерческую экономичность. Для котельного агрегата КПД-брутто, %:

по уравнению прямого баланса

$$\eta_{бр} = 100 \frac{Q_{пол}}{Q_р^р},$$

где $Q_{пол}$ — количество полезно используемой теплоты, МДж/кг; $Q_р^р$ — располагаемая теплота, МДж/кг;

по уравнению обратного баланса

$$\eta_{бр} = 100 - (q_{у.г} + q_{х.н} + q_{н.о}),$$

где $q_{у.г}$, $q_{х.н}$, $q_{н.о}$ — относительные потери теплоты с уходящими газами, от химической неполноты сгорания топлива, от наружного охлаждения.

Тогда КПД-нетто по уравнению обратного баланса

$$\eta_{нетто} = \eta_{бр} - q_{с.н},$$

где $q_{с.н}$ — расход энергии на собственные нужды, %.

Определение КПД по уравнению прямого баланса проводят преимущественно при отчетности за отдельный период (декада,

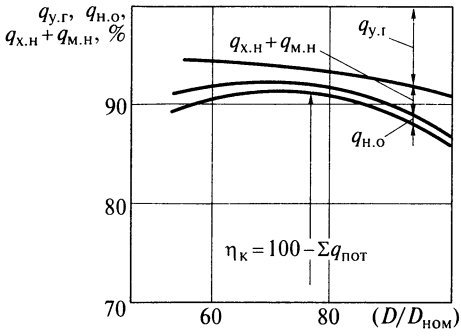


Рис. 6.4. Зависимость КПД котла $\eta_к$ от его нагрузки $(D/D_{ном})100$: $q_{у.г}$, $q_{х.н}$, $q_{н.о}$, $\Sigma q_{пот}$ — потери теплоты с уходящими газами, от химической и механической неполноты сгорания, от наружного охлаждения и суммарные потери

месяц), а по уравнению обратного баланса — при испытании котельных агрегатов. Вычисление КПД по обратному балансу значительно точнее, так как погрешности при измерении потерь теплоты меньше, чем при определении расхода топлива.

Таким образом, для повышения эффективности котельных агрегатов недостаточно стремиться к снижению тепловых потерь; необходимо также всемерно сокращать расходы тепловой и электрической энергии на собственные нужды, которые составляют в среднем 3...5 % теплоты, располагаемой котельным агрегатом.

Изменение КПД котельного агрегата зависит от его нагрузки. Для построения этой зависимости (рис. 6.4) нужно от 100 % вычесть последовательно все потери котельного агрегата, которые зависят от нагрузки, т.е. $q_{у.г}$, $q_{х.н}$, $q_{н.о}$. Как видно из рис. 6.4, КПД котельного агрегата при определенной нагрузке имеет максимальное значение. Работа котла на этой нагрузке наиболее экономична.

Контрольные вопросы

1. С какой целью составляют тепловой баланс котельного агрегата?
2. Какие статьи входят в приходную часть теплового баланса?
3. Из каких статей состоит расходная часть теплового баланса?
4. Что является полезно используемой теплотой для парового котла?
5. От чего зависят потери теплоты с уходящими газами и каким образом их можно снизить?
6. Как определяется оптимальная температура уходящих газов из котельного агрегата?
7. Что называется потерями теплоты от химической неполноты сгорания? Каковы причины появления этих потерь?
8. Что означает потеря теплоты от наружного охлаждения котла?
9. Как определяется КПД-брутто котельного агрегата по прямому и обратному балансам?
10. Как определяется КПД-нетто котельного агрегата?
11. Как изменяется КПД котельного агрегата от его нагрузки?

ГЛАВА 7

ПАРОВЫЕ И ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

7.1. Классификация котельных агрегатов

Котлы как технические устройства для производства пара или горячей воды различаются по производительности, конструктивным формам, принципу действия, используемым видам топлива. По способу организации движения воды и пароводяной смеси они могут быть разделены на две группы:

- котлы с естественной циркуляцией (рис. 7.1, *а*);
- котлы с принудительным движением теплоносителя (воды, пароводяной смеси) (рис. 7.1, *б*, *в*), которые в свою оче-

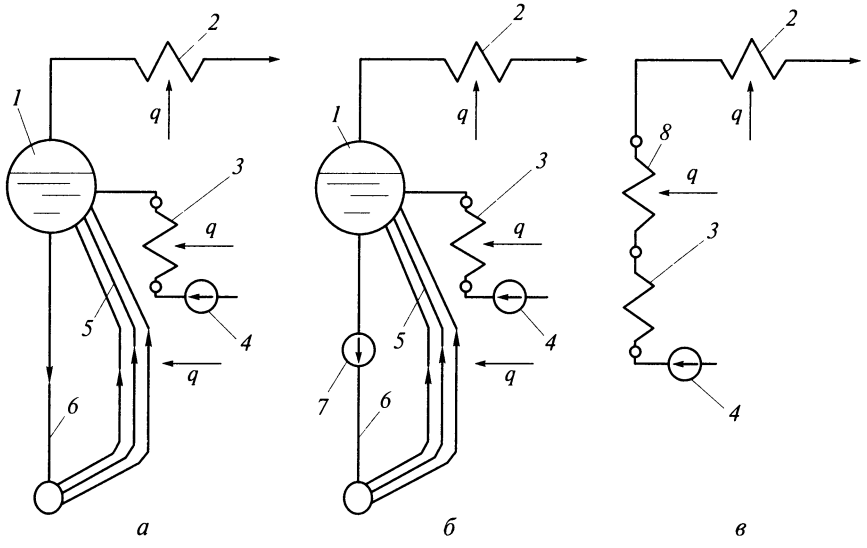


Рис. 7.1. Схемы движения воды, пароводяной смеси и пара в котлах с циркуляцией теплоносителя:

а — естественной; *б* — принудительной многократной; *в* — принудительной прямоточной; *1* — барабан; *2* — пароперегреватель; *3* — водяной экономайзер; *4* — питательный насос; *5* — обогреваемые (подъемные) трубы; *6* — опускные трубы; *7* — циркуляционный насос; *8* — испарительная поверхность нагрева; *q* — тепловой поток, действующий в направлении, показанном стрелкой

редь разделяются на котлы с многократной принудительной циркуляцией (см. рис. 7.1, *б*) и прямоточные (см. рис. 7.1, *в*).

В современных отопительных и отопительно-производственных котельных для производства пара используются в основном котлы с естественной циркуляцией, а для производства горячей воды — котлы с принудительным движением теплоносителя, работающие по прямоточному принципу.

Современные паровые котлы с естественной циркуляцией выполняются из вертикальных труб, расположенных между двумя коллекторами (барабанами). Одна часть труб, называемых «подъемными трубами», обогревается факелом и продуктами горения топлива (q — падающий тепловой поток), а другая, обычно не обогреваемая часть труб, находится вне котельного агрегата и носит название «опускные трубы». В обогреваемых подъемных трубах вода нагревается до кипения, частично испаряется и в виде пароводяной смеси поступает в барабан котла, где происходит ее разделение на пар и воду. По не обогреваемым опускным трубам вода из верхнего барабана поступает в нижний коллектор (барабан).

Движение теплоносителя в котлах с естественной циркуляцией осуществляется за счет *движущего напора*, создаваемого разностью давлений столбов воды в опускных трубах и пароводяной смеси в подъемных трубах. *Кратность циркуляции* (отношение расхода воды через циркуляционный контур к количеству пара, производимого в нем) в таких котлах от 10 до 100.

В паровых котлах с многократной принудительной циркуляцией поверхности нагрева выполняются в виде змеевиков, образующих циркуляционные контуры. Движение воды и пароводяной смеси в таких контурах осуществляется с помощью циркуляционного насоса. В этих котлах достигается кратность циркуляции от 5 до 10.

В прямоточных паровых котлах кратность циркуляции равна единице, т.е. питательная вода, нагреваясь, последовательно превращается в пароводяную смесь, насыщенный и перегретый пар. В водогрейных котлах вода при движении по контуру циркуляции нагревается за один заход от начальной до конечной температуры.

7.2. Основные элементы паровых и водогрейных котлов

Топки для сжигания газообразных и жидких топлив. *Топка* — это устройство стационарного котла, предназначенное для сжигания органического топлива и частичного охлаждения продуктов горения.

При сжигании газа и мазута используются камерные топки. Топка ограничена фронтальной, задней, боковыми стенами, а также подом и сводом. Вдоль стен топки располагаются испари-

тельные поверхности нагрева (кипятильные трубы) диаметром 50...80 мм, воспринимающие излучаемую теплоту от факела и продуктов горения. При сжигании газообразного и жидкого топлива под камерной топки обычно не экранируют.

Верхние концы труб ввальцованы или приварены к днищу барабана, а нижние — присоединены к коллекторам путем вальцовки или сварки. У ряда котлов кипятильные трубы заднего экрана перед присоединением их к барабану разводят в верхней части топки в несколько рядов, расположенных в шахматном порядке и образующих фестон.

Расположение горелок в топке может быть фронтальным, боковым (на боковых стенах) и угловым (в углах топки). В местах установки горелок стены могут не экранироваться, а кипятильные трубы разводят таким образом, чтобы не были перекрыты амбразуры горелок.

Для обслуживания топки и газоходов в котельном агрегате используется следующая гарнитура (рис. 7.2): лазы, закрываемые дверцы, гляделки, взрывные клапаны, шиберы, поворотные заслонки, обдувочные аппараты, дробеочистка.

Закрываемые дверцы (рис. 7.2, *а*), лазы в обмуровке (рис. 7.2, *б*, *в*) предназначены для осмотра и производства ремонтных работ при остановке котла. Для наблюдения за процессом горения топлива в топке и состоянием конвективных газоходов выполняют гляделки (рис. 7.2, *г*, *д*). Взрывные предохранительные клапаны (рис. 7.2, *е*, *ж*) используются для защиты обмуровки от разрушения при хлопках в топке и газоходах котла и устанавливаются в верхних частях топки, в последнем газоходе агрегата, в экономайзере, в своде.

При проектировании котельного агрегата размещение, число и размеры предохранительных клапанов выбирают из расчета 250 $см^2$ площади взрывного клапана на 1 $м^3$ объема топки или газоходов котла.

Взрывные клапаны представляют собой рамки из углового железа круглой или квадратной формы, закрытые листовым асбестом толщиной 2...2,5 мм, плотно закрепленные в соответствующих проемах в кладке топки и дымоходах котла. В случае взрыва асбестовый картон под давлением образовавшихся газов прорвется, и газы получат возможность выхода наружу, благодаря чему их давление в дымоходе снизится, предотвращая возможность опасного разрушения. В момент взрыва створка клапана после разрушения картона откроется, а после выхода газов наружу через газоотводящий короб под действием своего веса или специальных грузов закроется.

Для регулирования тяги и перекрытия борова служат чугунные дымовые шиберы (рис. 7.2, *з*) или поворотные заслонки (рис. 7.2, *и*).

При работе на газообразном топливе для предотвращения скопления горючих газов в топочной камере, дымоходах и борове котельной установки во время перерыва в работе всегда должна под-

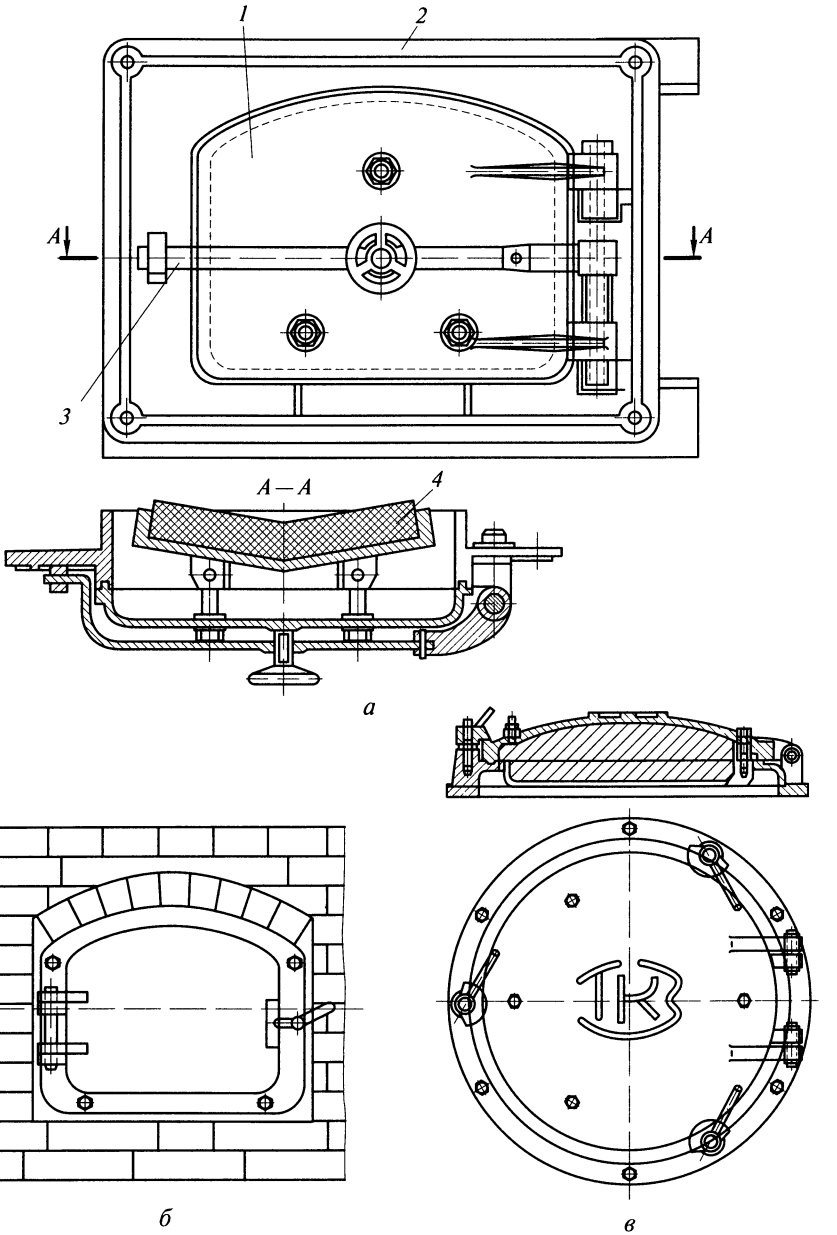
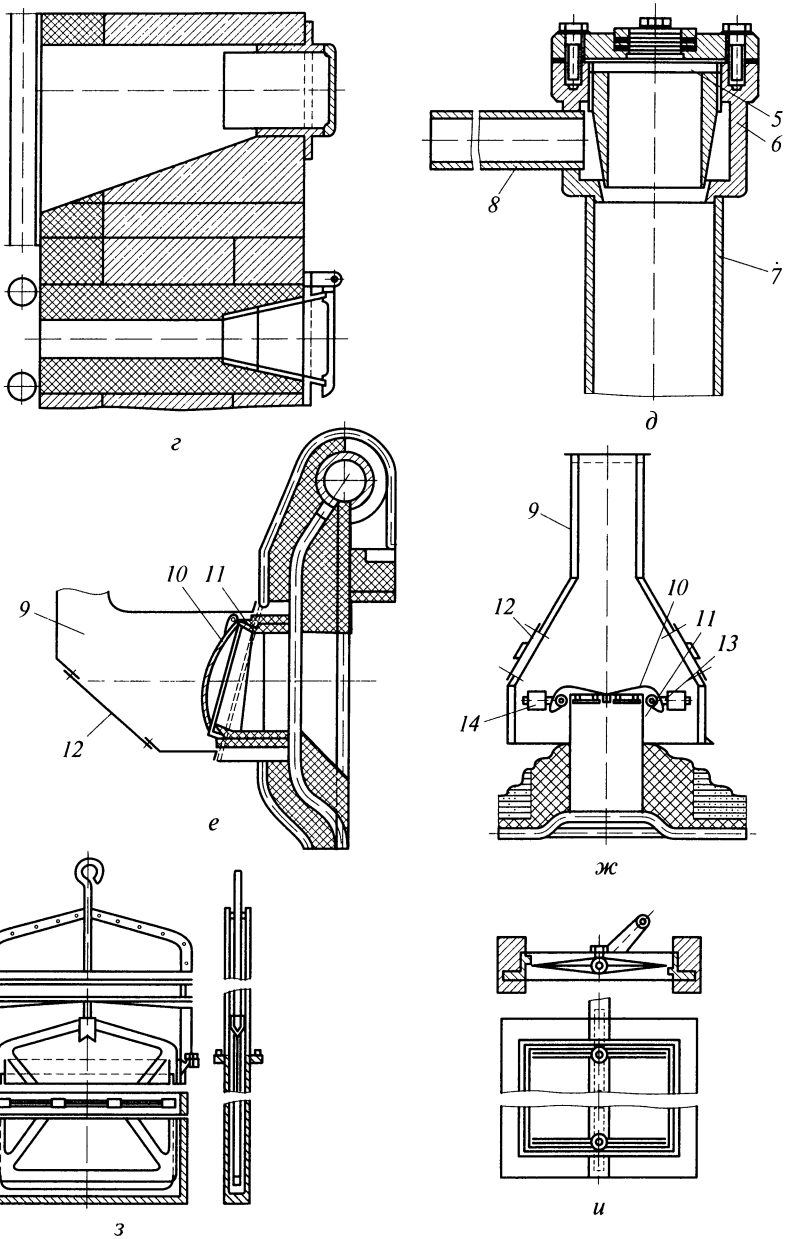


Рис. 7.2. Гарнитура

а — дверца с уплотнением и обмурованным металлическим экраном к топочной делки для топочных камер и газоходов (*г* — под разрежением, *д* — под наддуного агрегата; *з* — шибер; *и* — поворотная заслонка; *1* — дверца; *2* — рама; *3* — для подвода воздуха; *9* — отводящий короб; *10* — створка



котла:

камере; *б*, *в* — лазы прямоугольной и круглой формы в обмуровке; *г*, *д* — гляв-ом); *е*, *ж* — взрывные клапаны для установки в боковых стенах и своде котельщеколда; *4* — экран; *5* — стекло; *6*, *11* — корпуса; *7* — патрубок; *8* — труба клапана; *12* — люк; *13* — рычаг; *14* — груз

держиваться небольшая тяга; для этого каждый отдельный боров котла, направленный к сборному борову, должен иметь свой шибер с отверстием в верхней части диаметром не менее 50 мм.

Обдувочные аппараты и дробеочистка предназначены для очистки поверхностей нагрева от золы и сажи.

Каркас и обмуровка котла. Металлическая конструкция, опирающаяся на бетонный фундамент, поддерживающая барабан котла, трубную систему с водой, лестницы и помосты, а иногда и обмуровку, представляет собой *каркас котельного агрегата.* В настоящее время чаще всего применяют опорные (несущие) и обвязочные каркасы. Паровые и водогрейные котлы малой мощности обычно имеют обвязочные каркасы, служащие для укрепления обмуровки, гарнитуры и других деталей. Вес металлической части котлов через специальные стойки или рамы передается непосредственно на фундамент.

Котлы вертикальной ориентации обычно имеют несущий каркас (рис. 7.3), который состоит из вертикальных колонн *1*, горизонтальных балок, горизонтальных ферм *5*, связей-раскосов *2* и упрочненной конструкции балок *6* потолочного перекрытия. Колонны котлов изготовляют из сварных профильных балок большого размера. Для уменьшения удельной нагрузки на фундамент под колонны устанавливают опорные башмаки *3*, состоящие из опорных плит *7* и ребер жесткости *8.* Связи-раскосы фермы выполняют из профильного проката (швеллера, двутавра), связывая их между собой накладками *4* при помощи сварки.

Горизонтальные фермы *5*, балки и связи-раскосы *2* применяют для придания поперечной устойчивости колоннам и повышения жесткости каркаса.

Для уменьшения термических напряжений в каркасе основные несущие его элементы располагают за пределами газоходов и их обмуровки. Сочленение же оборудованных 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 выполняют опирающимися на них. Их изготовляют из сортового проката, покрывая проходные площадки просечно-вытяжным или рифленым листом.

Обмуровка котла служит для ограждения топочной камеры и газоходов от окружающей среды и для направления движения потока дымовых газов в пределах котельного агрегата. Она работает в условиях достаточно высоких температур и резкого их изменения и должна обеспечивать минимальные потери теплоты в окружающую среду, быть плотной, механически прочной, простой и доступной для ремонта.

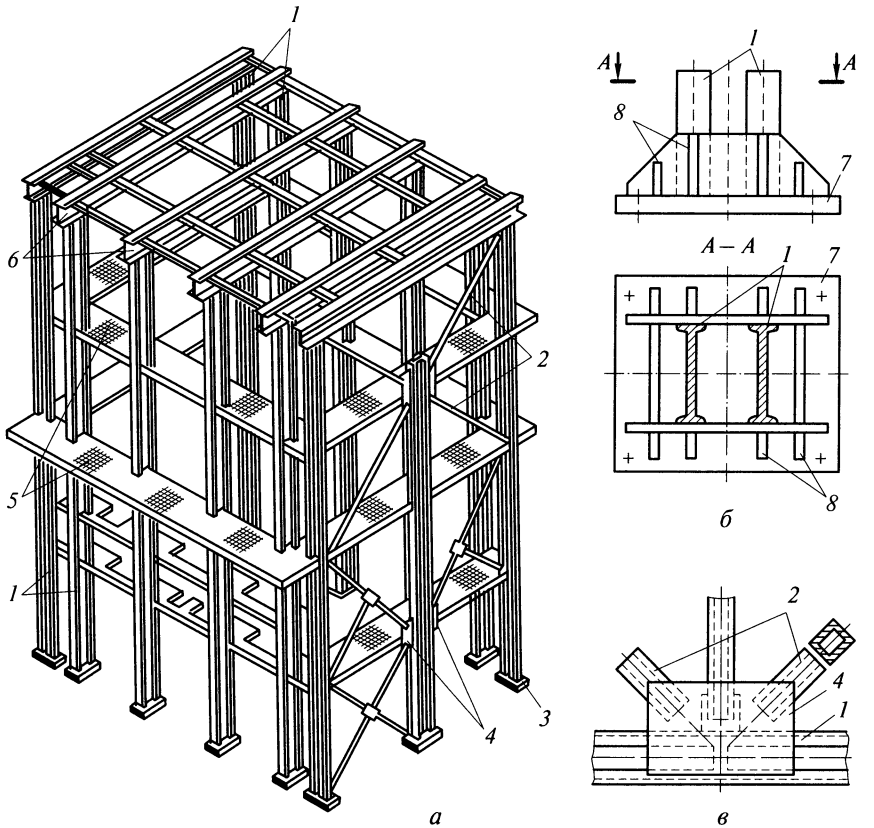


Рис. 7.3. Несущий каркас котла и его элементы:

а — общий вид; *б* — башмак; *в* — сочленение балок с раскосами; *1* — колонны; *2* — связи-раскосы; *3* — опорный башмак; *4* — накладки; *5* — горизонтальные фермы (площадки); *6* — балки потолочного перекрытия; *7* — опорная плита; *8* — ребра жесткости

Обмуровки принято условно подразделять на тяжелые (по способам крепления — свободно стоящие и массивные), облегченные (накаркасные) и легкие (щитовые, натрубные).

Внутренняя часть свободно стоящей обмуровки (рис. 7.4, *а*), обращенная в сторону высоких температур, выполняется из огнеупорного (шамотного) кирпича и называется *футеровкой*. Наружная часть обмуровки — *облицовка* — выполняется из строительного (красного) кирпича.

Кирпичную массивную обмуровку (рис. 7.4, *б*) с перевязочным ярусом из огнеупорного кирпича выполняют в котлах небольшой производительности. Для котлов производительностью 50...75 т/ч и выше применяют облегченную накаркасную обму-

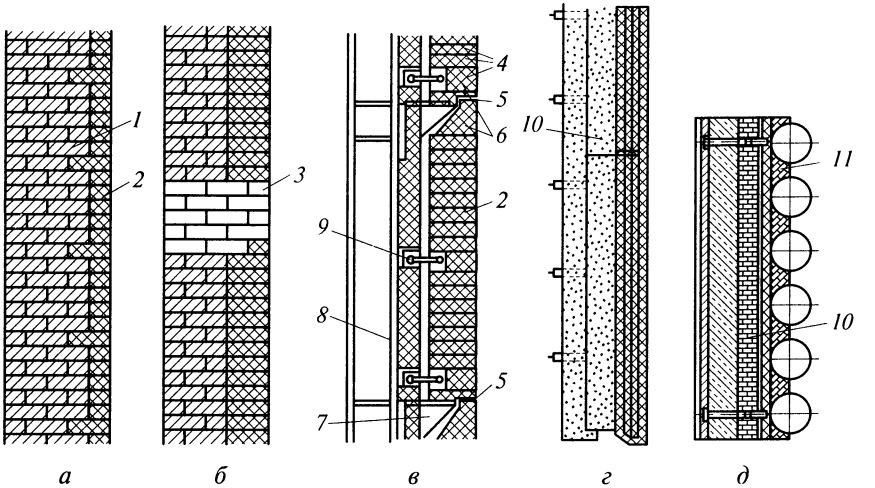


Рис. 7.4. Обмуровка котельного агрегата:

а — свободно стоящая; *б* — массивная; *в* — облегченная накаркасная; *г* — щитовая; *д* — натрубная; *1*, *2* — красный и шамотный кирпичи; *3* — перевязочный ярус; *4*, *6* — шамотные и фасонные шамотные кирпичи; *5* — температурный шов; *7* — кронштейн; *8* — металлическая обшивка; *9* — разгрузочный пояс; *10* — теплоизоляционный слой; *11* — хромитовая или шамотная масса

ровку (рис. 7.4, *в*), состоящую из слоя шамотного *4* и шамотного фасонного *6* кирпичей, образующих футеровку, и слоя легковесной теплоизолирующей шамотной массы. Через каждые 2,5...3 м устанавливают разгрузочные кронштейны *7*, на которые опирается обмуровка.

Щитовую обмуровку (рис. 7.4, *г*) выполняют в виде отдельных прямоугольных щитов, которые укрепляют на каркасе котла. Щит делают многослойным из огнеупорного бетона, армированного стальной сеткой, и теплоизолирующих слоев.

Натрубная обмуровка (рис. 7.4, *д*) крепится непосредственно к трубам и состоит из слоя хромитовой или шамотной массы *11* и теплоизоляционного слоя *10* из минераловатных матрацев, на которые нанесена газонепроницаемая магнезиальная обмазка.

Барабаны паровых котлов. Назначением барабанов паровых котлов является:

- разделение пароводяной смеси, поступающей из подъемных обогреваемых труб, на пар и воду и сбор пара;
- прием питательной воды из водяного экономайзера либо непосредственно из питательной магистрали;
- внутрикотловая обработка воды (термическое и химическое умягчение воды);
- непрерывная продувка;
- осушка пара от капелек котловой воды;

• промывка пара от растворенных в нем солей;
• защита от превышения давления пара.

Барабаны котлов изготовляют из котельной стали со штампованными днищами и лазом. Внутреннюю часть объема барабана, заполненную до определенного уровня водой, называют *водяным объемом*, а заполненную паром при работе котла — *паровым объемом*. Поверхность кипящей воды в барабане, отделяющая водяной объем от парового, называется *зеркалом испарения*. В паровом котле горячими газами омывается только та часть барабана, которая с внутренней стороны охлаждается водой. Линия, отделяющая обогреваемую газами поверхность от необогреваемой, называется *огневой линией*.

Пароводяная смесь поступает по подъемным кипятильным трубам, ввальцованным в днище барабана. Из барабана вода по опускным трубам подается в нижние коллекторы.

На поверхности зеркала испарения возможно возникновение выбросов, гребней и даже фонтанов, при этом в пар может попасть значительное количество капелек котловой воды, что снижает его качество в результате повышения солесодержания. Капли котловой воды испаряются, а соли, содержащиеся в них, осаждаются на внутренней поверхности пароперегревателя, ухудшая теплообмен. В результате повышается температура стенок пароперегревателя, возникает опасность их пережога. Соли могут также откладываться в арматуре паропроводов и привести к нарушению ее плотности.

Для равномерного поступления пара в паровое пространство барабана и снижения его влажности используются разные сепарационные устройства. На рис. 7.5 показана схема сепарационного устройства с погружным дырчатым листом. Ввод *5* пароводяной смеси в барабан перекрывается глухим щитом *6*, который гасит кинетическую энергию струй и направляет их под уровень воды в барабан. На 50...75 мм ниже уровня воды в барабане расположен погружной дырчатый лист *7*, обеспечивающий равномерное поступление пара в паровое пространство. Питательная вода подает-

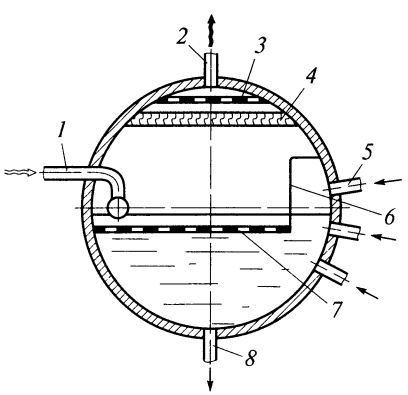


Рис. 7.5. Схема сепарационного устройства барабана:

1 — трубопровод для ввода питательной воды; *2* — пароотводящая труба; *3* — дырчатый лист для осушки пара; *4* — жалюзийный сепаратор; *5* — ввод пароводяной смеси в барабан; *6* — щит; *7* — погружной дырчатый лист; *8* — опускная труба; ≈→ — поступление питательной воды; → — поступление пароводяной смеси; ➡ — отвод пара

ся по трубопроводу *1* через отверстия, имеющиеся в нем, по всей длине барабана.

Пар выходит в паровое пространство, в котором происходит выпадение наиболее крупных капель воды под действием силы их тяжести, и далее поступает в жалюзийный сепаратор *4*. При резких поворотах пара в жалюзийном сепараторе происходит выделение капель котловой воды под действием сил инерции. Последней ступенью осушки является дырчатый лист *3*. Осушенный пар поступает в пароотводящие трубы *2*, а вода — в опускные трубы *8*.

Для снижения возможности отложения накипи на испарительных поверхностях нагрева применяется внутрикотловая обработка воды: фосфатирование, щелочение, использование комплексонов.

Фосфатирование воды проводят с целью выделения накипеобразователей в котловой воде в форме неприкипающего шлама. Для этого в барабан котла через специальный трубопровод вводят 6...8 % раствора тринатрийфосфата Na_3PO_4 или $Na_5P_3O_{10}$. При *щелочении* котловой воды накипеобразователи выпадают в виде шлама, состоящего из $CaCO_3$ и $Mg(OH)_2$. Для осуществления этого необходимо поддерживать определенную щелочность котловой воды. В отличие от фосфатирования *обработка* воды *комплексонами* может обеспечить безнакипный и бесшламовый режимы обработки котловой воды. В качестве комплексона может быть использована натриевая соль Трилон Б.

Поддержание допустимого по нормам солесодержания в котловой воде осуществляется *продувкой котла*, т. е. удалением из него некоторой части котловой воды, всегда имеющей более высокую концентрацию солей, чем питательная вода.

Различают периодическую и непрерывную продувку. В котлах малой мощности обычно ограничиваются применением периодической продувки, в котлах средних и больших мощностей применяют и непрерывную, и периодическую продувки. Периодическая продувка применяется в основном для удаления шлама и производится из нижних коллекторов и барабанов котлов, являющихся шламоотстойниками. Непрерывная продувка предназначена для удаления избыточной щелочности и снижения солесодержания котловой воды, и она осуществляется из верхнего барабана. Для уменьшения потерь воды с продувкой, снижения тепловых потерь при обеспечении выработки пара заданного качества в котлах используется ступенчатое испарение воды.

Для осуществления ступенчатого испарения воды барабан котла делят перегородкой на несколько отсеков (рис. 7.6), имеющих самостоятельные контуры циркуляции. В один из отсеков, называемый чистым, поступает питательная вода. Проходя через контур циркуляции, вода испаряется, а солесодержание котловой воды в чистом отсеке повышается до определенного уровня. Для поддержания солесодержания в этом отсеке часть котловой воды из чи-

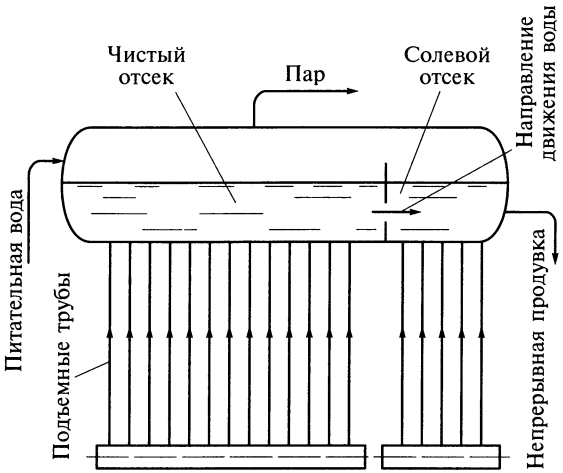


Рис. 7.6. Схема ступенчатого испарения воды

стого отсека самотеком направляют через специальное отверстие-диффузор в нижней части перегородки в другой отсек, называемый солевым, так как солесодержание в нем существенно выше, чем в чистом отсеке.

Непрерывная продувка воды осуществляется из места с наибольшей концентрацией солей, т.е. из солевого отсека. Пар, образующийся на обеих ступенях испарения, смешивается в паровом пространстве и выходит из барабана через ряд труб, расположенных в его верхней части.

С повышением давления возрастает способность пара растворять некоторые примеси котловой воды (кремниевую кислоту, оксиды металлов). Для снижения солесодержания пара в некоторых котлах применяется промывка пара питательной водой. При этом содержание кремниевой кислоты в паре снижается в десятки раз.

Для наблюдения за уровнем воды в барабане устанавливаются не менее двух водоуказательных приборов прямого действия. Для защиты барабана от превышения давления на нем устанавливаются два предохранительных клапана. Предохранительные клапаны рассчитаны на выпуск излишнего пара при превышении его давления на 10 % выше расчетного (разрешенного).

Пароперегреватели котлов. Получение перегретого пара из сухого насыщенного осуществляется в пароперегревателе. Пароперегреватель — один из наиболее ответственных элементов котельного агрегата, так как из всех поверхностей нагрева он эксплуатируется в наиболее тяжелых температурных условиях. Змеевики пароперегревателя и коллекторы, выполненные из углеродистой стали, могут работать при температурах перегрева до 425 °С.

По способу тепловосприятия пароперегреватели подразделяются на конвективные, радиационно-конвективные и радиационные. В котельных агрегатах низкого и среднего давлений используются конвективные пароперегреватели с вертикальным или горизонтальным расположением труб. Для получения пара с температурой перегрева более 500 °С применяют комбинированные пароперегреватели, т.е. такие, в которых тепловосприятие в одной части поверхности происходит за счет излучения, а в другой — путем конвекции. Радиационная часть поверхности нагрева пароперегревателя расположена в виде ширм непосредственно в верхней части топочной камеры.

В зависимости от направления движения газов и пара различают три основные схемы включения пароперегревателя в газовый поток: прямоточную (рис. 7.7, *а*) — газы и пар движутся в одном направлении; противоточную (рис. 7.7, *б*) — газы и пар движутся в противоположных направлениях; смешанную (рис. 7.7, *в*) — в одной части змеевиков пароперегревателя газы и пар движутся прямоточно, а в другой — в противоположных направлениях.

В случае прямоточной схемы наиболее высокая температура газов соответствует области наиболее низкой температуры пара. В принципе это должно обеспечивать низкие температуры металла пароперегревателя, однако при наличии капель котловой воды, поступающих с насыщенным паром из сепарационных устройств барабана, соли, содержащиеся в данных каплях, будут осаждаться на первых рядах змеевиков, приводя к резкому повышению температуры металла. Кроме того, при такой схеме движения теплоносителей *температурный напор* (усредненная по поверхности разность температур греющей и нагреваемой сред) минимален, что требует увеличения необходимой поверхности пароперегревателя.

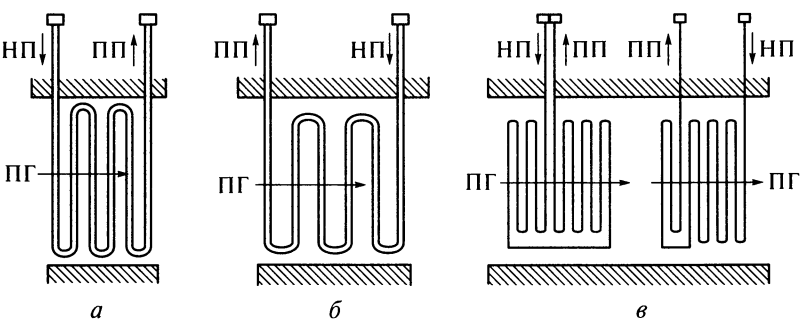


Рис. 7.7. Схемы включения пароперегревателей в газовый поток:

а — прямоточная; *б* — противоточная; *в* — смешанная; стрелками показано движение насыщенного пара (НП), перегретого пара (ПП) и продуктов горения (ПГ)

При противоточной схеме движения змеевики, обогреваемые продуктами горения с наиболее высокой температурой, встречают уже перегретый пар и охлаждаются при этом недостаточно. В результате, несмотря на то, что металл змеевиков пароперегревателя работает в наиболее тяжелых температурных условиях, температурный напор в этой схеме максимальный, а необходимая поверхность теплообмена минимальна, что позволяет делать пароперегреватели с такой схемой движения весьма компактными.

Оптимальной по условиям надежности работы является смешанная схема включения пароперегревателя, при которой первая по ходу пара часть пароперегревателя выполняется противоточной, а завершение перегрева пара происходит во второй его части при прямоточном движении теплоносителей. При этом в части змеевиков, расположенных в области наибольшей тепловой нагрузки пароперегревателя (в начале газохода), будет умеренная температура пара, а завершение процесса его перегрева происходит при меньшей тепловой нагрузке. Соотношение противоточной и прямоточной частей пароперегревателя выбирается из условия одинаковых температур металла в начале и в конце змеевика его прямоточной части.

Вертикальный конвективный пароперегреватель (рис. 7.8) обычно устанавливают в горизонтальном соединительном газоходе между топкой и конвективной шахтой котла. Такой пароперегреватель изготовляют из цельнотянутых труб внутренним диаметром 20...30 мм, образующих змеевики, ввальцованные или приваренные к круглым коллекторам *3* и *4*. Насыщенный пар из барабана *1* котла по потолочным трубам поступает в змеевики *7* первой ступени пароперегревателя. На этой ступени пар вначале движется противоточно, а затем прямоточно по отношению к дымовым газам. Из первой ступени частично перегретый пар направляется в промежуточный коллектор *4*, в котором расположен поверхностный пароохладитель (регулятор перегрева пара). В змеевики регулятора перегрева пара подается питательная вода, а в межтрубное пространство — пар, который частично охлаждается, омывая более холодные поверхности труб.

Регулирование перегрева пара осуществляется изменением количества питательной воды, пропускаемой через пароохладитель. Из регулятора перегрева пара пар поступает в змеевики *10* второй ступени пароперегревателя, в которой движется сначала противоточно, а затем противоточно по отношению к газовому потоку. Перегретый пар из второй ступени пароперегревателя направляется в выходной коллектор *3*, на котором установлена главная паровая задвижка *2*.

Змеевики пароперегревателя с помощью подвесок *6* подвешиваются к потолочным балкам *5*. Заданное расстояние между от-

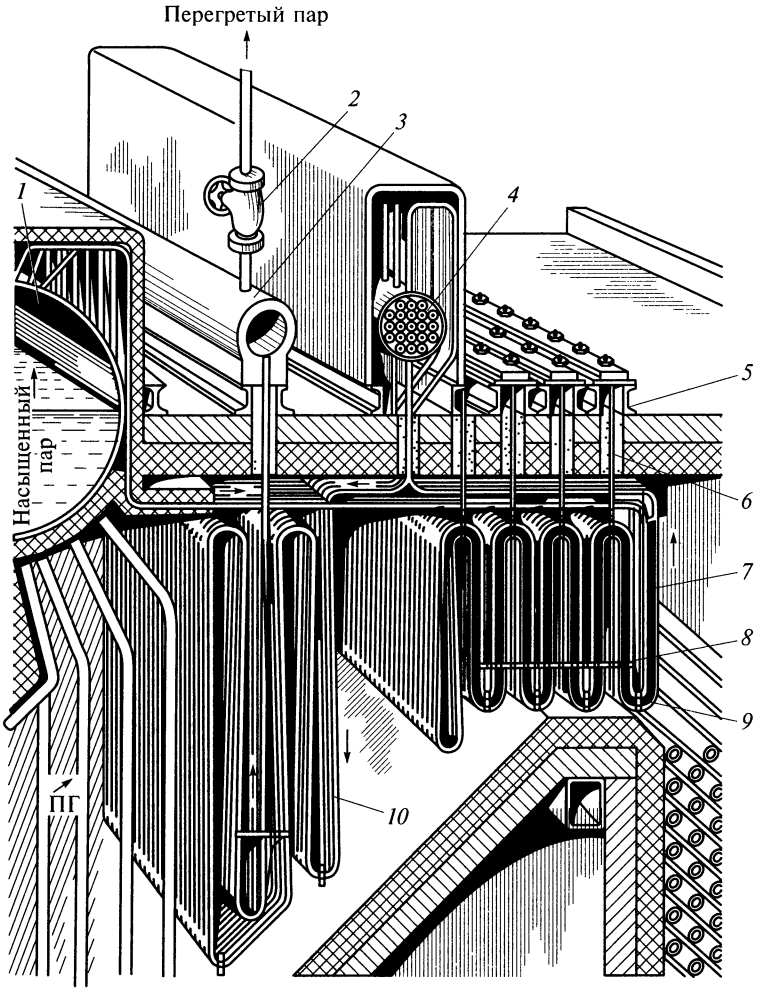


Рис. 7.8. Вертикальный конвективный пароперегреватель:

1 — барабан котла; *2* — главная паровая задвижка; *3* — выходной коллектор перегретого пара; *4* — промежуточный коллектор с поверхностным пароохладителем; *5* — балка для подвески змеевиков; *6* — подвеска змеевиков; *7* — змеевик первой ступени пароперегревателя; *8* — дистанционная планка; *9* — дистанционная гребенка; *10* — змеевик второй ступени пароперегревателя; ПГ — продукты горения; → — движение пара

дельными змеевиками поддерживается с помощью дистанционных планок *8* и дистанционных гребенок *9*.

Температуру пара в котлах с давлением до 2,4 МПа не регулируют, а в котлах с давлением 3,9 МПа и выше регулируют следующими способами: впрыском конденсата в пар; в поверхностных пароохладителях; с помощью газового регулирования путем из-

менения расхода продуктов горения через пароперегреватель либо перемещения положения факела в топке с помощью поворотных горелок.

Пароперегреватель должен быть оборудован манометром, предохранительным клапаном, запорным вентилем для отключения пароперегревателя от паровой магистрали, прибором для измерения температуры перегретого пара.

Водяные экономайзеры. В данном теплообменном элементе котла теплота продуктов горения топлива используется для предварительного подогрева или частичного испарения питательной воды, поступающей в барабан котла. В зависимости от температуры подогрева воды экономайзеры делят на некипящие и кипящие. В некипящих экономайзерах по условиям надежности их работы подогрев воды осуществляется до температуры на 20 °С ниже температуры насыщенного пара в паровом котле или температуры кипения воды при рабочем давлении в конкретном водогрейном котле. В кипящих экономайзерах происходит не только подогрев воды, но и частичное (до 15 мас. %) ее испарение.

В зависимости от металла, из которого изготовляют экономайзеры, они могут быть чугунными и стальными. Чугунные экономайзеры используют при давлении в барабане котла не более 2,4 МПа, а стальные могут применяться при любых давлениях.

Чугунный водяной блочный одноколонковый экономайзер выполняется из оребренных труб *3* (рис. 7.9), соединяемых между собой посредством калачей. Питательная вода проходит последовательно по всем трубам снизу вверх, а продукты горения проходят через зазоры между ребрами труб. В чугунных экономайзерах недопустимо кипение воды, так как это приводит к гидравлическим ударам и разрушению экономайзера. Для очистки поверхности нагрева водяные экономайзеры имеют обдувочные аппараты.

В соответствии с требованиями Ростехнадзора экономайзеры некипящего типа должны быть отключаемыми по водяному тракту и тракту продуктов горения, т.е. должны иметь обводные (байпасные) линии.

Устройство обводного газохода для отключения индивидуального водяного экономайзера по тракту продуктов горения необязательно при наличии сгонной линии, обеспечивающей возможность постоянного пропуска воды через экономайзер в деаэратор в случае повышения температуры после него. Сгонной линией пользуются при растопке котла. Схема включения чугунного экономайзера с устройством сгонной линии представлена на рис. 7.10.

На входе воды в экономайзер и выходе из него должны быть установлены два предохранительных клапана *5* и два запорных вентиля *2*. Кроме того, необходимы манометр, вентиль *6* воздушника для удаления воздуха при заполнении системы водой, вен-

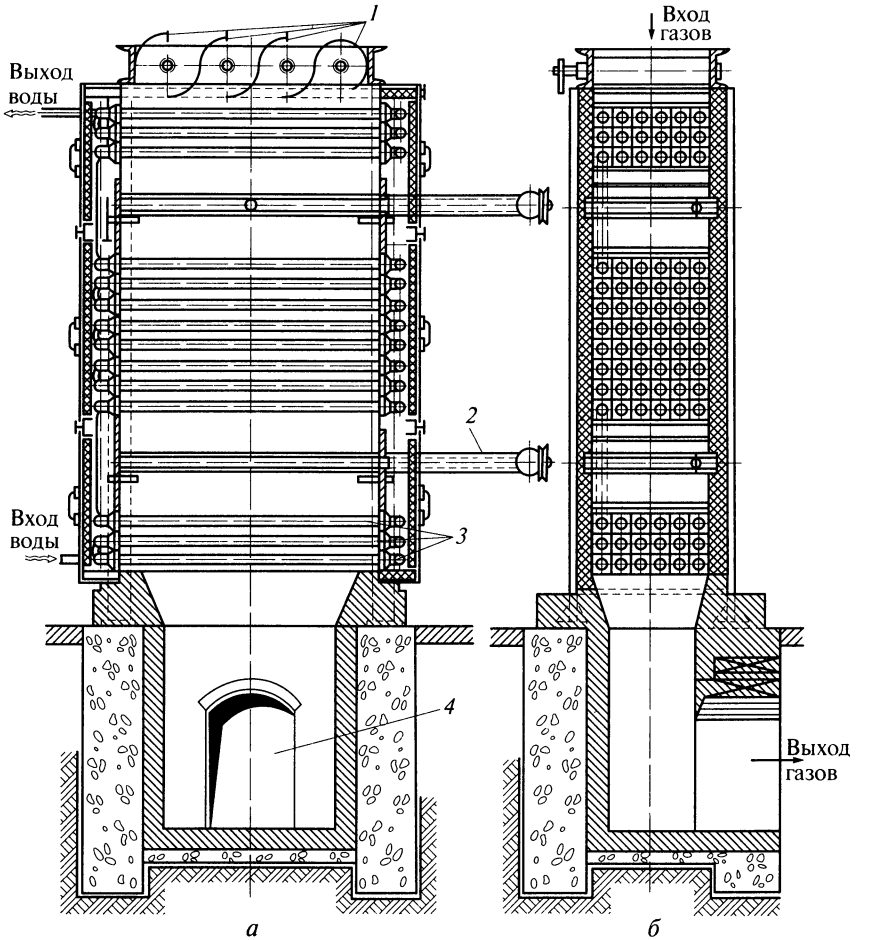


Рис. 7.9. Блочный одноколонковый чугунный водяной экономайзер:

а — продольный разрез; *б* — поперечный разрез; *1* — заслонки; *2* — обдувочное устройство; *3* — чугунные оребренные трубы; *4* — газоход

тиль *8* на дренажной линии для слива воды из экономайзера, обратные клапаны *3*.

Стальные трубчатые экономайзеры (рис. 7.11, *а*) изготовляются из труб ∅28...38 мм, которые изгибают в змеевики *2*, ввальцованные или вваренные в коллекторы *1* круглого или квадратного сечений, размещаемые за пределами газохода.

Змеевики располагают в шахматном порядке и подвешивают с помощью специальных подвесок или опирают на опорные балки *3*. Для выдерживания заданного шага между змеевиками служат дистанционные гребенки *4*.

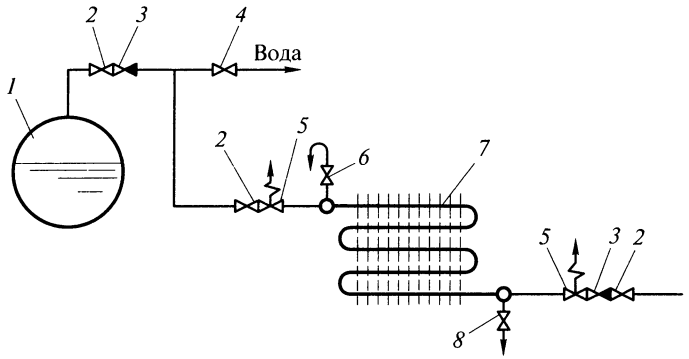


Рис. 7.10. Схема включения чугунного экономайзера:

1 — барабан котла; *2* — запорный вентиль; *3* — обратный клапан; *4* — вентиль на сгонной линии; *5* — предохранительный клапан; *6* — вентиль воздушника (стрелкой показано удаление воздуха в процессе заполнения экономайзера водой); *7* — чугунный водяной экономайзер; *8* — вентиль на дренажной линии

Схема включения кипящего стального трубчатого экономайзера приведена на рис. 7.11, *б*. Такие экономайзеры выполняются неотключаемыми по водяному и дымовому трактам. Во избежание превращения всей воды, находящейся в экономайзере, в пар при растопке котла и его отключении предусматривается устройство рециркуляционной линии. Эта линия соединяет входной коллектор *9* экономайзера с барабаном *5* котла и обеспечивает поступление воды в экономайзер при ее испарении в периоды растопки и останова котла, когда питательная вода в экономайзер не подается. На линии рециркуляции имеется вентиль *11*, который открывают при растопке и отключении котла и закрывают при включении котла в паровую магистраль.

Для удобства очистки поверхности нагрева от наружных загрязнений и его ремонта экономайзер разделяют на пакеты высотой до 1 м. Разрывы между пакетами составляют 550...600 мм. Змеевики водяного экономайзера располагают перпендикулярно и параллельно фронтальной стене котла (рис. 7.12, *а*, *б*). В первом случае (см. рис. 7.12, *а*) длина змеевиков невелика, что облегчает их крепление, а во втором случае (см. рис. 7.12, *б*) резко уменьшается число параллельно включенных змеевиков, но усложняется их крепление. В котлах небольшой мощности применяют одностороннее расположение коллекторов. В котлах с развитой фронтальной поверхностью (рис. 7.12, *в*, *г*) экономайзеры выполняют двусторонними, с расположением коллекторов с двух боковых сторон конвективной шахты.

Скорость воды в экономайзере принимают, исходя из условий предотвращения расслоения в них пароводяной смеси или прили-

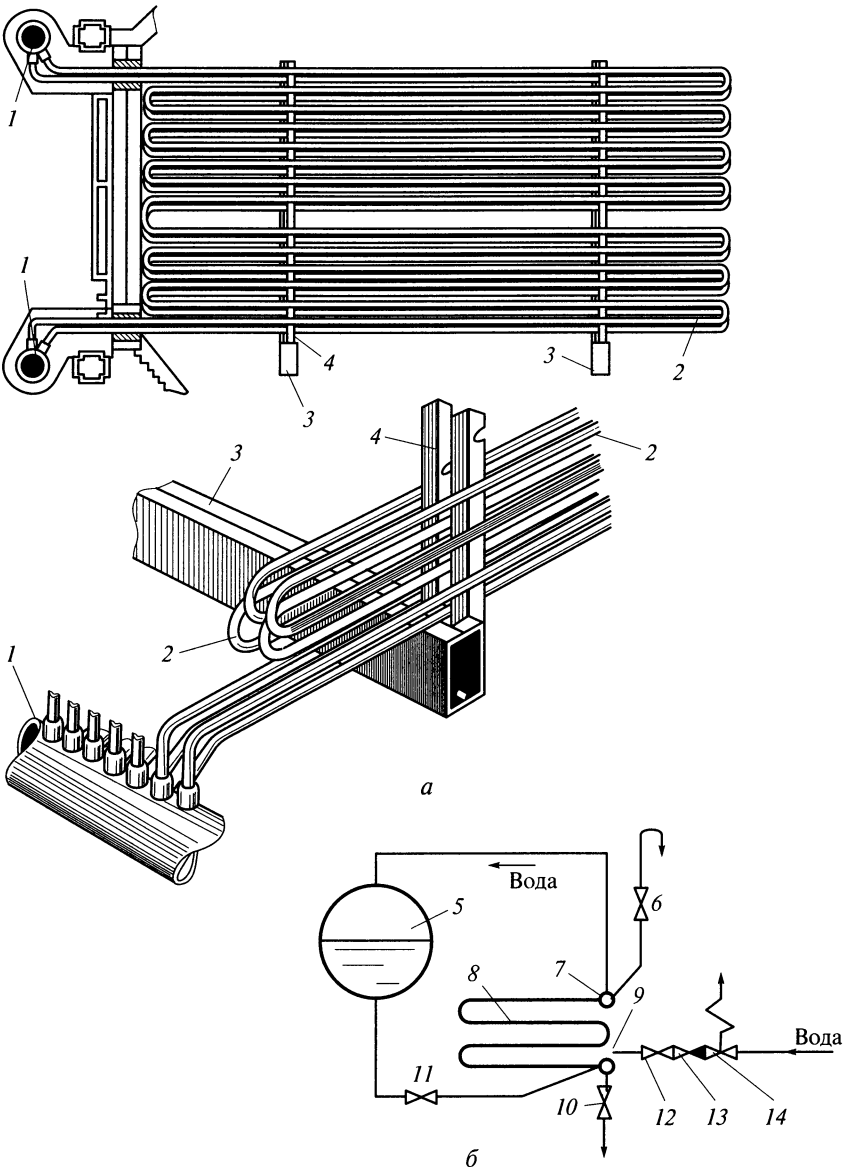


Рис. 7.11. Стальной трубчатый экономайзер:

а — общий вид; *б* — схема включения кипящего экономайзера; *1* — коллекторы; *2* — змеевик; *3* — опорная балка; *4* — дистанционная гребенка; *5* — барабан; *6* — вентиль воздушника; *7* — выходной коллектор подогретой воды; *8* — экономайзер; *9* — входной коллектор; *10* — вентиль на дренажной линии; *11* — вентиль на линии рециркуляции; *12* — запорный вентиль; *13* — обратный клапан; *14* — предохранительный клапан

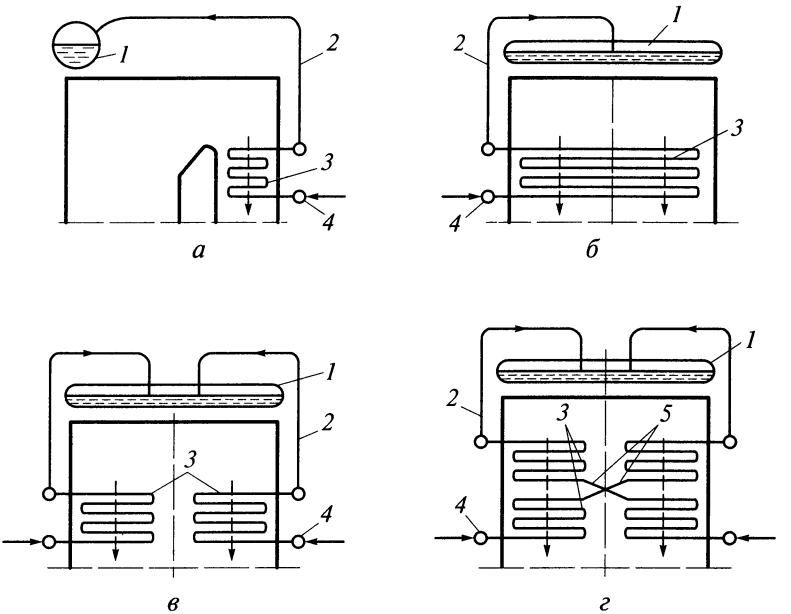


Рис. 7.12. Варианты компоновки экономайзера:

а — расположение змеевиков перпендикулярно фронтальной стене котла; *б* — то же, параллельно; *в*, *г* — двусторонне-параллельное фронтальной стене расположение змеевиков; *1* — барабан; *2* — водоперепускные трубы; *3* — экономайзер; *4* — входные коллекторы; *5* — перекидные трубы; ⟶ — ввод питательной воды; ⇢ — движение продуктов горения

пания пузырьков воздуха к внутренней поверхности. Для некипящих экономайзеров скорость воды должна быть не менее 0,3 м/с, а для кипящих экономайзеров — не менее 1 м/с.

Воздухоподогреватели. В котельных агрегатах воздухоподогреватель играет весьма существенную роль, воспринимая теплоту отходящих газов и передавая ее воздуху, он уменьшает в тепловом балансе наиболее существенную статью потерь теплоты с уходящими газами. При использовании подогретого воздуха повышается температура горения топлива, интенсифицируется процесс сжигания, повышается КПД котельного агрегата. Вместе с тем при установке воздушного подогревателя увеличивается аэродинамическое сопротивление воздушного и дымового трактов.

Температура подогрева воздуха выбирается в зависимости от способа сжигания топлива и его вида. Для природного газа и мазута, сжигаемых в камерных топках, температура горячего воздуха составляет 200...250 °С.

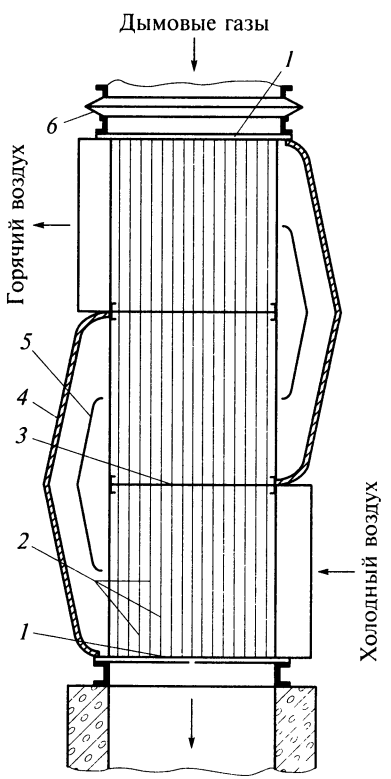
При наличии в котельном агрегате экономайзера и воздухоподогревателя первым по ходу газа устанавливается экономайзер, а

вторым — воздухоподогреватель, что позволяет более глубоко охладить продукты горения, так как температура холодного воздуха ниже температуры питательной воды на входе в экономайзер.

По принципу действия воздухоподогреватели разделяют на рекуперативные и регенеративные. В *рекуперативном воздухоподогревателе* передача теплоты от продуктов горения к воздуху происходит непрерывно через разделительную стенку, по одну сторону которой движутся продукты горения, а по другую — нагреваемый воздух. В *регенеративных воздухоподогревателях* передача теплоты от продуктов горения к нагреваемому воздуху осуществляется путем попеременного нагревания и охлаждения одной и той же поверхности нагрева.

На рис. 7.13 приведен рекуперативный стальной трубчатый воздухоподогреватель. К двум трубным доскам *1* толщиной 20...30 мм привариваются стальные трубы с наружным диаметром 33...40 мм и толщиной стенки 1,2...1,5 мм.

Продукты горения движутся внутри труб *2* сверху вниз, а воздух поперечным потоком обтекает расположенные в шахматном порядке трубы снаружи.



Воздухоподогреватель может быть разделен поперечными перегородками *3* по воздушной стороне на два, три, четыре и даже пять ходов. Снаружи секции заключены в кожух *4* из листового железа, покрытый изоляцией толщиной 60...70 мм.

В воздушных перепускных коробах предусмотрены направляющие лопатки *5* для более равномерного обтекания воздухом труб воздухоподогревателя.

Для компенсации температурных удлинений труб и кожуха в воздухоподогревателе предусмотрен линзовый компенсатор *6*.

Рис. 7.13. Рекуперативный стальной трубчатый воздухоподогреватель:

1 — трубные доски; *2* — трубы; *3* — перегородка; *4* — кожух; *5* — направляющая лопатка; *6* — линзовый компенсатор

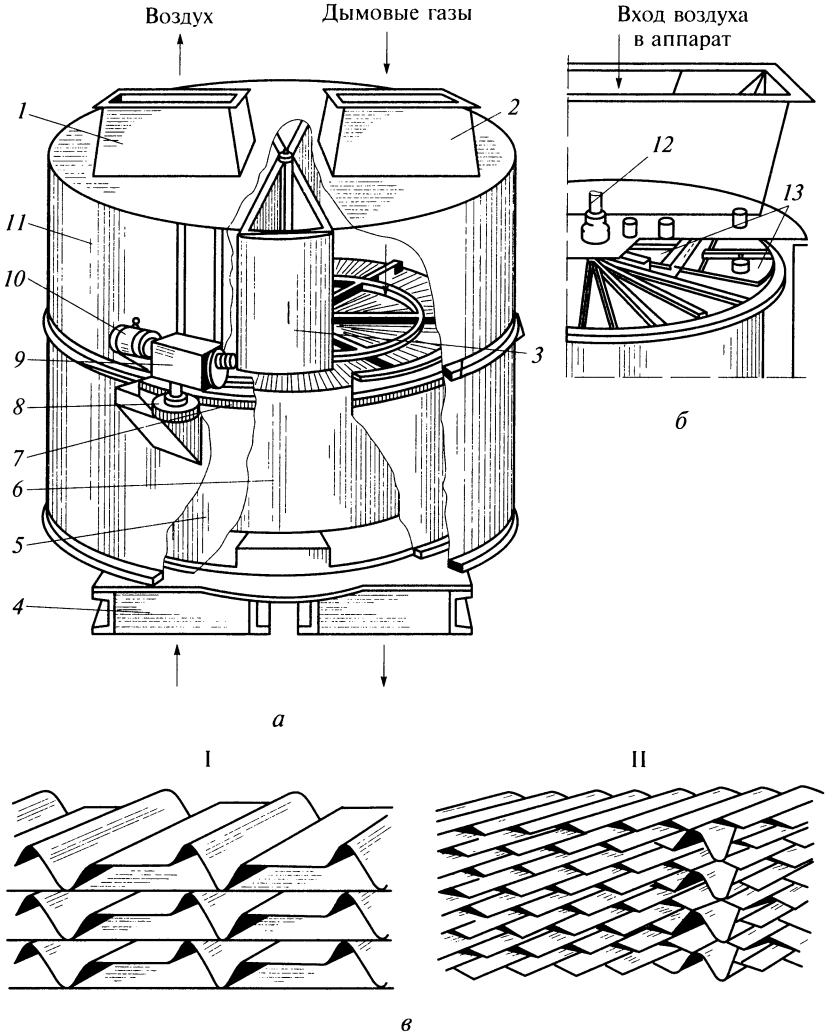


Рис. 7.14. Регенеративный воздухоподогреватель:

а — общий вид; *б* — схема размещения радиальных уплотнений; *в* — листовая набивка гладкая (I) и интенсифицированная (II); *1*, *2* — воздушный и газовый патрубки; *3* — разделительная перегородка; *4* — опорная рама; *5* — ротор; *6* — набивка; *7*, *8* — зубчатое колесо и шестерня; *9* — редуктор; *10* — электродвигатель; *11* — корпус; *12* — вал; *13* — уплотнительные плиты радиального уплотнения

Регенеративный воздухоподогреватель (рис. 7.14) имеет металлический корпус *11*, внутри которого на валу *12* вращается ротор *5* с набивкой *6* из тонких (0,6...1,0 мм) стальных гофрированных и плоских листов, образующих каналы малого размера (4...5 мм) для прохода воздуха и продуктов горения. Набивкой, которая слу-

жит поверхностью теплообмена, заполняется пустотелый ротор, разделенный сплошными перегородками на изолированные один от другого секторы. На корпусе, опирающемся на раму *4*, установлены патрубки *1* и *2* соответственно подвода и отвода воздуха и газов, привод зубчатого колеса *7*, включающий в себя шестерню *8*, редуктор *9* и электродвигатель *10*, а также на корпусе крепятся разделительные перегородки *3*, под которыми расположены уплотнительные плиты, обеспечивающие радиальное уплотнение.

Ротор медленно (с частотой вращения 2...6 мин$^{-1}$) вращается в неподвижном корпусе. Пластины ротора нагреваются газом (при прохождении под газовыми патрубками), а после поворота ротора (при прохождении под воздушными патрубками) отдают теплоту проходящему воздуху.

Регенеративные воздухонагреватели применяются как с вертикально (РВВ), так и с горизонтально (РВГ) расположенным ротором. Регенеративные воздухоподогреватели более компактны, имеют меньшую металлоемкость и сопротивление по сравнению с трубчатыми, их коррозия меньше сказывается на работе котла. Площадь поверхности нагрева 1 м^3 набивки составляет 200...250 м^2.

В то же время наличие вращающихся деталей требует установки сложных и ненадежных в работе уплотнений, приводящих к повышенному перетоку воздуха в газовую среду (нормативный подсос воздуха $\Delta\alpha_{подс}$ = 0,2...0,25), постоянного контроля за охлаждением вала ротора и подшипников, усложняет эксплуатацию из-за забивания межпластинчатых зазоров. Вследствие коробления набивки подогрев воздуха в регенеративных подогревателях ограничен температурой 300 °С.

7.3. Паровые котлы

Паровой котел МЗК-7АГ. Вертикально-цилиндрический паровой котел МЗК-7АГ — это котел с естественной циркуляцией, состоит из верхнего *13* (рис. 7.15) и нижнего *10* кольцевых коллекторов, соединенных между собой прямыми вертикальными трубами *11*, расположенными по концентрическим окружностям в шахматном порядке. Первый внутренний кольцевой ряд образует цилиндрическую топочную камеру. Шаг труб обеспечивает их крепление в трубных решетках вальцовкой или сваркой. Для обеспечения работы котла под наддувом при избыточном давлении 200...500 Па (20...50 кгс/м^2) топочная камера выполняется газоплотной за счет применения плавниковых труб, сваренных между собой по плавникам.

Часть экранных труб, между которыми выходят топочные газы, установлена с интервалами и не имеет плавников. Радиационная

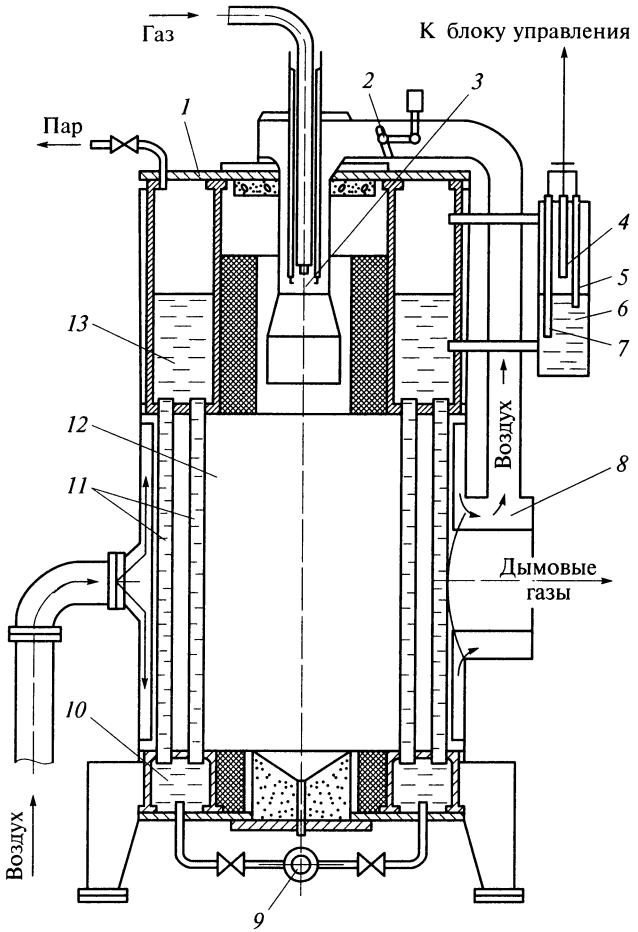


Рис. 7.15. Паровой котел МЗК-7АГ:

1 — крышка; *2* — поворотная заслонка; *3* — горелка; *4*, *5*, *7* — электроды соответственно верхнего, нижнего и аварийного уровней воды; *6* — уровнемерная колонка; *8* — воздушный регистр; *9* — вентиль продувки котла; *10* — нижний коллектор; *11* — трубы; *12* — камерная топка; *13* — верхний коллектор

поверхность топки и последующие ряды труб, образующие конвективную поверхность, выполнены из труб с наружным диаметром 38 мм.

Верхний кольцевой коллектор *13* имеет съемную крышку *1*, обеспечивающую доступ для осмотра, очистки и ремонта поверхностей нагрева и коллекторов. Нижний коллектор *10* образован нижней трубной решеткой и штампованным упорным кольцом. Питательная вода поступает в верхний коллектор, опускается по

менее обогреваемым конвективным трубам в нижний коллектор, а по экранным трубам пароводяная смесь поступает в верхний коллектор, где происходит отделение пара от воды.

Отвод пара осуществляется из верхнего коллектора через паровой запорный вентиль, установленный на верхней крышке котла. Там же установлены два пружинных предохранительных клапана. На боковой поверхности верхнего коллектора размещены два водоуказательных прибора и манометр. Продувка котла из нижней кольцевой камеры производится через вентиль *9*.

Котел снабжен питательным насосом и дутьевым вентилятором. Воздух, необходимый для горения, подается вентилятором через патрубок в воздушный кольцевой канал, образованный внутренней жаростойкой и наружной обшивками, являющийся одновременно и тепловой изоляцией котла. Нагретый воздух из кольцевого канала через воздухопровод и воздушный регистр *8* подается в горелку *3* котла. На воздушном регистре предусмотрена поворотная заслонка *2*, осуществляющая двухпозиционное регулирование подачи воздуха в зависимости от расхода используемого топлива.

Короткофакельная смесительная газовая горелка *3* состоит из центральной трубы, по которой подается газ, запального устройства и двух электродов. Продукты горения через два окна, образованные трубами, двумя потоками расходятся по газоходу кольцеобразной формы в противоположные стороны. Омывая на своем пути конвективные трубы, потоки соединяются на противоположной входу стороне и отводятся в дымовую трубу.

Паровой котел Е-1-9-1г. Вертикально-водотрубный паровой котел Е-1-9-1г (рис. 7.16) состоит из камерной топки *8*, топочных экранов *3*—*5*, двух барабанов (верхнего *1* и нижнего *9*) и котельного пучка труб *10*. Топка экранирована фронтальным *5* экраном, переходящим в потолочный *4*, а также боковыми экранами *3*. Для топочных экранов и котельного пучка используют трубы $\varnothing 51 \times 2{,}5$ мм. Топочные экраны включены в контуры циркуляции с помощью фронтального и четырех боковых коллекторов *6*, вваренных в барабаны.

Горелка *7* расположена в нижней части фронтальной стены. Продукты горения из топки поступают в котельный пучок, разделенный металлической перегородкой, что обеспечивает необходимую скорость газового потока, и через газоход в верхней части задней стены котла направляется в дымовую трубу *11*. Продувка котла осуществляется из нижнего барабана, КПД котла 86 %.

Паровые котлы типа ДКВР. Вертикально-водотрубные котлы типа ДКВР предназначены для выработки насыщенного и перегретого пара с температурой 250, 370 и 440 °С, имеют несколько типоразмеров в зависимости от рабочего давления пара 1,4; 2,4; 3,9 МПа и номинальной паропроизводительности 2,5; 4; 6,5; 10; 20; 35 т/ч.

Котлы типа ДКВР являются унифицированными. Они представляют собой двухбарабанные вертикально-водотрубные котлы с естественной циркуляцией. По длине верхнего барабана котлы ДКВР имеют две модификации — с длинным барабаном и укороченным. У котлов паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5 и 10 т/ч (раннего выпуска) верхний барабан значительно длиннее нижне-

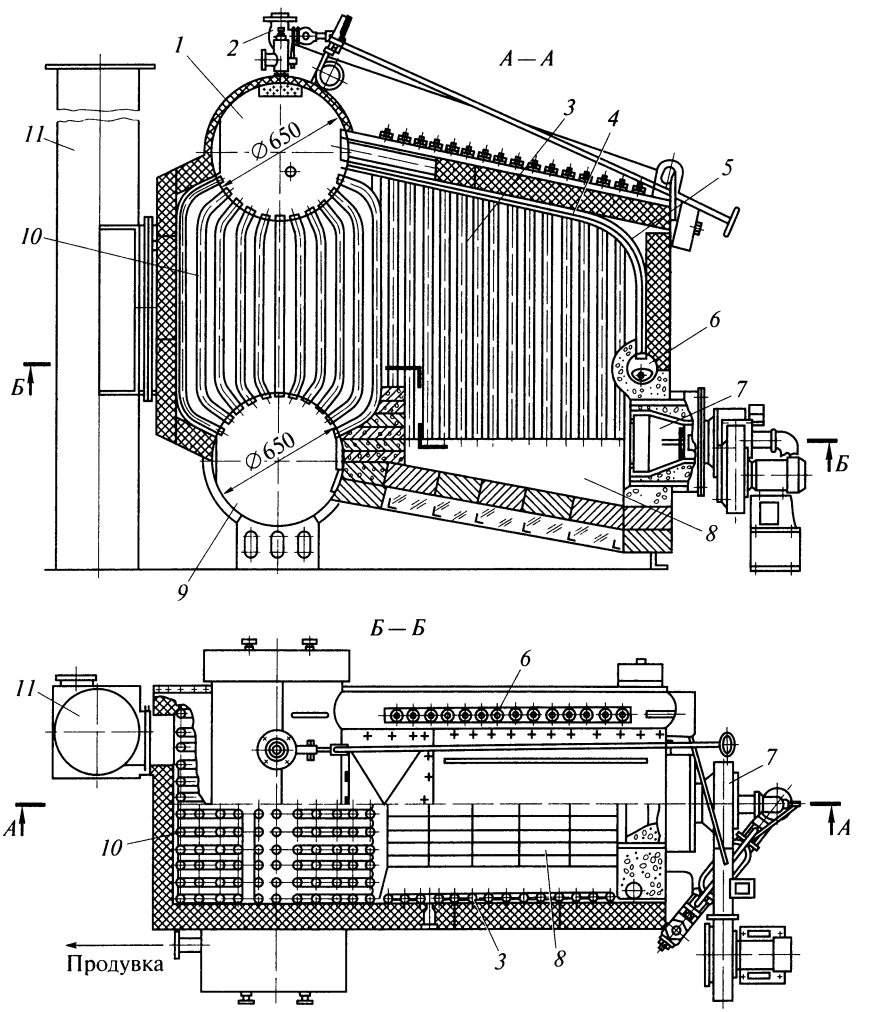


Рис. 7.16. Вертикально-водотрубный паровой котел Е-1-9-1г:

1 — верхний барабан; *2* — главный паровой вентиль; *3* — боковой экран; *4* — потолочный экран; *5* — фронтальный экран; *6* — коллектор; *7* — горелка; *8* — камерная топка; *9* — нижний барабан; *10* — котельный пучок труб; *11* — дымовая труба

го. У котлов паропроизводительностью 10 т/ч последней модификации, а также 20 и 35 т/ч верхний барабан значительно укорочен. Комплекция котлов типа ДКВР теми или иными топочными устройствами зависит от вида топлива. Котлы ДКВР-2,5-13, ДКВР-4-13 и ДКВР-6,5-13 имеют одинаковое конструктивное оформление.

Для примера на рис. 7.17 приведено устройство котла ДКВР-6,5-13. Два барабана котла — верхний *2* и нижний *13* — изготовлены из стали 16ГС и имеют одинаковый внутренний диаметр 1 000 мм. Нижний барабан укорочен на размер топки. Котел имеет экранированную топочную камеру *1* и развитый кипятильный пучок труб *10*. Топочные экраны и трубы кипятильного пучка выполнены из труб ∅51 × 2,5 мм. Топочная камера разделена кирпичной стенкой *15* на собственно топку и камеру догорания *8*, устраняющую опасность затягивания пламени в пучок кипятильных труб, а также снижающую потери от химической неполноты сгорания.

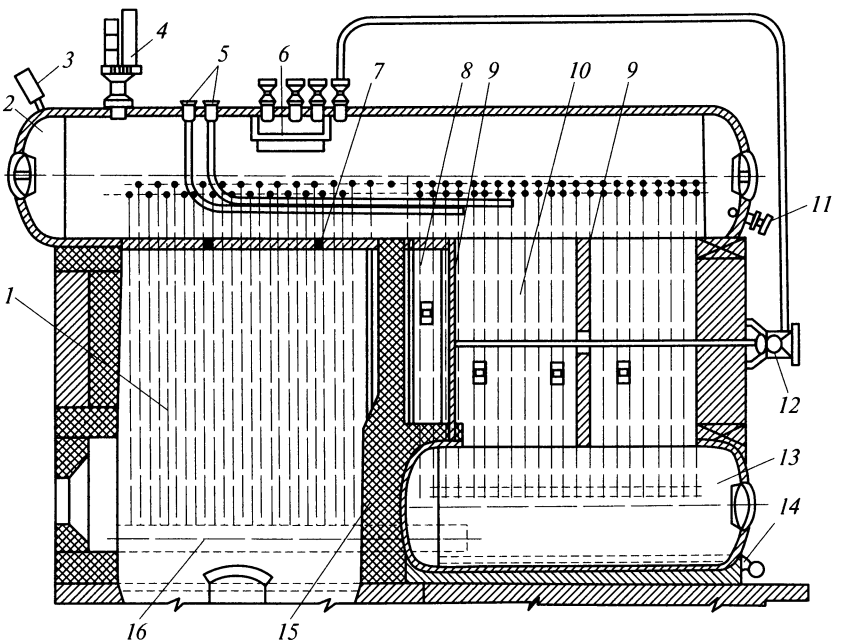


Рис. 7.17. Паровой котел ДКВР-6,5-13:

1 — топочная камера; *2* — верхний барабан; *3* — манометр; *4* — предохранительный клапан; *5* — питательные трубопроводы; *6* — сепарационное устройство; *7* — легкоплавкая пробка; *8* — камера догорания; *9* — перегородка; *10* — кипятильный пучок труб; *11* — трубопровод непрерывной продувки; *12* — обдувочное устройство; *13* — нижний барабан; *14* — трубопровод периодической продувки; *15* — кирпичная стенка; *16* — коллектор

Ход движения продуктов горения топлива в котлах разных типов схематично показан на рис. 7.18, *а—в*. Дымовые газы из топки выходят через окно, расположенное в правом углу стены топки, и поступают в камеру догорания *8* (см. рис. 7.17). С помощью двух перегородок *9*, шамотной (первая по ходу газов) и чугунной, внутри котла образуются два газохода, по которым движутся дымовые газы, поперечно омывающие все трубы конвективного пучка. После этого они выходят из котла через специальное окно, расположенное с левой стороны в задней стене котла.

Верхний барабан в передней части соединен с двумя коллекторами *16* трубами, образующими два боковых топочных экрана. Одним концом экранные трубы ввальцованы в верхний барабан, а другим приварены к коллекторам ∅108 × 4 мм. В задней части верхний барабан соединен с нижним барабаном пучком кипятильных труб, которые образуют развитую конвективную поверхность нагрева. Расположение труб коридорное с одинаковым шагом 110 мм в продольном и поперечном направлениях. Коллекторы соединены с нижним барабаном с помощью перепускных труб.

Питательная вода подается в котел по двум перфорированным (с боковыми отверстиями) питательным трубопроводам *5* под уровень воды в верхний барабан. По опускным трубам вода из барабана поступает в коллекторы *16*, а по боковым экранным трубам пароводяная смесь поднимается в верхний барабан, образуя таким образом два контура естественной циркуляции.

Третий контур циркуляции образуют верхний и нижний барабаны котла и кипятильный пучок. Опускными трубами этого кон-

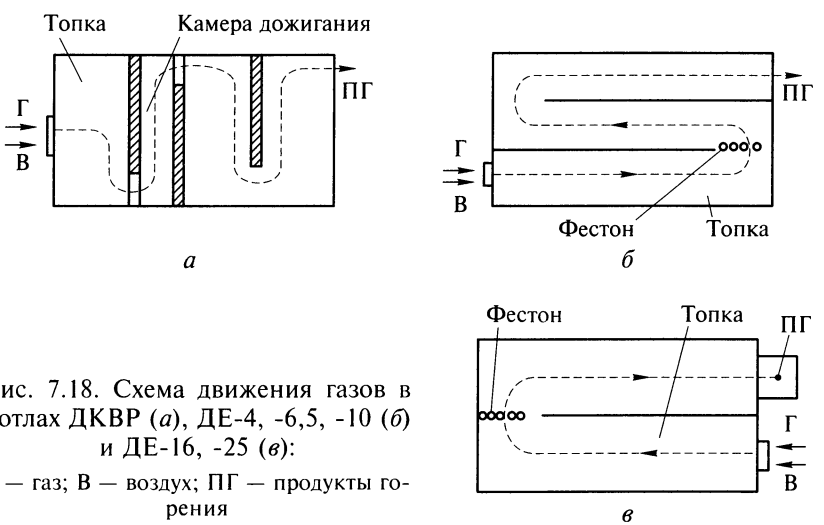


Рис. 7.18. Схема движения газов в котлах ДКВР (*а*), ДЕ-4, -6,5, -10 (*б*) и ДЕ-16, -25 (*в*):

Г — газ; В — воздух; ПГ — продукты горения

тура являются трубы наименее обогреваемых последних рядов (по ходу газов) кипятильного пучка.

Вода по опускным трубам поступает из верхнего барабана в нижний, а пароводяная смесь по остальным трубам котельного пучка, имеющим повышенную тепловую нагрузку, поднимается в верхний барабан. В верхнем барабане котла происходит разделение пароводяной смеси на пар и воду. Для снижения солесодержания и влажности пара в верхнем барабане установлено сепарационное устройство *6* из жалюзи и дырчатого листа, улавливающее капли уносимой с паром котловой воды. При необходимости производства перегретого пара пароперегреватель устанавливают после второго или третьего ряда труб кипятильного пучка, заменяя часть его труб. Для котлов с давлением 1,4 МПа и перегревом 225... 250 °С пароперегреватель выполняют из одной вертикальной петли, а для котлов давлением 2,4 МПа — из нескольких петель труб ∅32 × 3 мм.

В нижней части верхнего барабана имеются патрубок, через который осуществляется непрерывная продувка котла (см. рис. 7.17, поз. *11*) с целью снижения солесодержания котловой воды и поддержания его на заданном уровне, а также две контрольные легкоплавкие пробки *7*, сигнализирующие об упуске воды.

Нижний барабан является шламоотстойником; из него по специальному перфорированному трубопроводу *14* проводится периодическая продувка котла. Кроме того, в нижнем барабане имеются линия для слива воды и устройство для подогрева паром в период растопки котла.

На верхнем барабане установлены два водоуказательных стекла, манометр *3*, предохранительные клапаны *4*, имеется патрубок для отбора пара на собственные нужды, парозапорный вентиль. Для защиты обмуровки и газоходов от разрушения и предотвращения возможных взрывов котла в верхних частях топки и кипятильного пучка расположены взрывные предохранительные клапаны. Для очистки наружных поверхностей труб от загрязнений котел оборудуют обдувочным устройством *12* — вращающейся трубой с соплами. Обдувка выполняется паром.

Рассматриваемый котел не имеет несущего каркаса, трубно-барабанная система его размещается на опорной раме, с помощью которой котел крепится к фундаменту.

Паровые котлы производительностью 10; 20; 30 т/ч имеют рабочее давление 1,4; 2,4 и 3,9 МПа и выполняются как с пароперегревателем, так и без него.

Обмуровка котлов типа ДКВР выполняется из шамотного и обыкновенного кирпича или облегченной из термоизоляционных плит.

Все котлы типа ДКВР и особенно с повышенным рабочим давлением работают на химически очищенной и деаэрированной воде. При сжигании газа и мазута КПД этих котлов 90 %.

Паровые котлы серии ДЕ. Вертикально-водотрубный котел серии ДЕ (Д-образный с естественной (Е) циркуляцией) предназначен для выработки насыщенного и перегретого пара с температурой 225 °С, имеет несколько типоразмеров с рабочим давлением пара 1,4 МПа и номинальной паропроизводительностью 4; 6,5; 10; 16 и 25 т/ч. Котлы специализированы на сжигание газа и мазута, что дает возможность более полно реализовать преимущества этих топлив с высокой теплотой сгорания.

Характерной конструктивной особенностью котлов серии ДЕ является расположение топочной камеры *9* (рис. 7.19) сбоку от конвективного пучка *11*, что предотвращает обогрев верхнего барабана *1* и значительно уменьшает площадь ограждающих поверхностей. Котлы всех типоразмеров имеют единый поперечный профиль (ширина топочной камеры — 1 790 мм, средняя высота топки — 2 500 мм) и различаются лишь длиной и схемой движения газов в конвективном газоходе.

Топка котла полностью экранирована и отделена от конвективного пучка газоплотной перегородкой *7*, выполненной, как и все тепловоспринимающие поверхности котла, из труб ∅51 × 2,5 мм. В задней части перегородки имеется окно (фестон) для прохода газов в конвективный пучок, который образован коридорно-расположенными вертикальными трубами. Трубы правого экрана *8*, покрывающего также пол и потолок топочной камеры, а также левого бокового экрана (перегородка *7* и фестон) и конвективного пучка ввальцованы непосредственно в верхний *1* и нижний *10* барабаны.

Трубы заднего экрана крепятся посредством сварки к нижнему и верхнему коллекторам ∅159 × 6 мм. Фронтальный экран паровых котлов ДЕ-4; -6,5; -10 аналогичен заднему и отличается лишь отсутствием части труб в середине (для размещения амбразуры горелки *6* и лаза, совмещенного со взрывным клапаном).

У котлов ДЕ-16 и ДЕ-25 фронтальный экран образован четырьмя трубами, замкнутыми непосредственно на верхний и нижний барабаны. Под топки закрыт слоем огнеупорного кирпича. На фронтальной стене котлов серии ДЕ установлено по одной газомазутной горелке: на котлах ДЕ-4; -6,5 и -10 — вихревые горелки соответственно ГМ-2,5; -4,5; -7 тепловой мощностью[1] соответственно 2,9; 5 и 8 МВт (2,5; 4,5 и 7 Гкал/ч); на котле ДЕ-16 — горелка ГМ-10 с цилиндрической амбразурой тепловой мощностью 11,6 МВт (10 Гкал/ч); на котле ДЕ-25 — камера двухступенчатого сжигания с горелкой ГМ-16 тепловой мощностью 18,6 МВт (16 Гкал/ч).

---

[1] Для перевода тепловой мощности (теплопроизводительности) в единицы СИ использовать коэффициент пересчета 1 ккал/ч = 1,16 Вт, тогда 1 Гкал/ч = = 1,16 МВт.

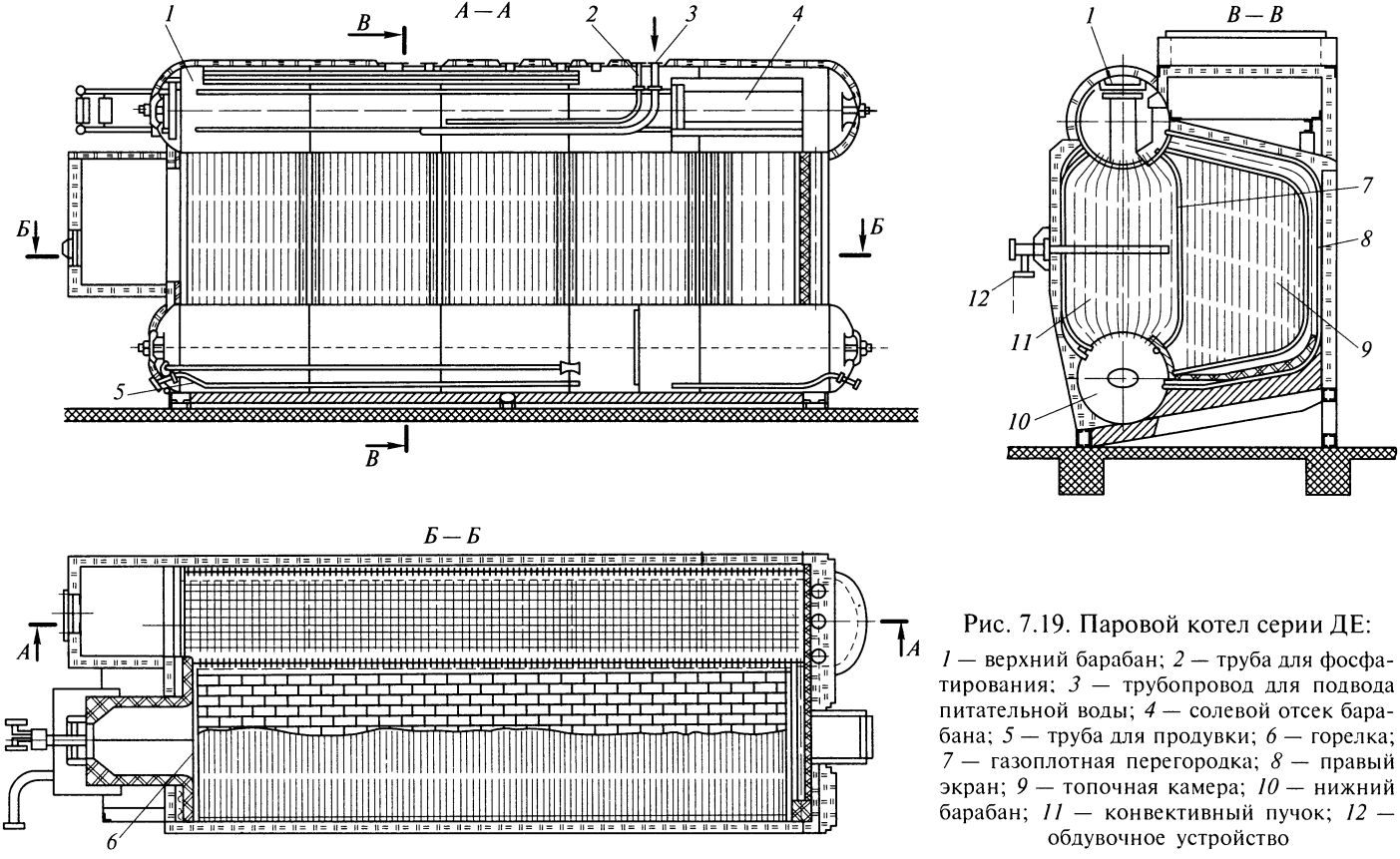


Рис. 7.19. Паровой котел серии ДЕ:

1 — верхний барабан; *2* — труба для фосфатирования; *3* — трубопровод для подвода питательной воды; *4* — солевой отсек барабана; *5* — труба для продувки; *6* — горелка; *7* — газоплотная перегородка; *8* — правый экран; *9* — топочная камера; *10* — нижний барабан; *11* — конвективный пучок; *12* — обдувочное устройство

Схема движения газов в котлах ДЕ приведена на рис. 7.18, *б*, *в*. Дымовые газы проходят топку, поступают через окно в перегородке в конвективный пучок. Котлы паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч имеют в конвективных пучках продольные перегородки, что обеспечивает разворот газов в пучке и выход газов через заднюю стену котла (см. рис. 7.18, *б*). Котлы паропроизводительностью 16 и 25 т/ч таких перегородок не имеют (см. рис. 7.18, *в*). Переброс дымовых газов с фронтальной зоны котлов к расположенному сзади экономайзеру осуществляется через газовый короб, который размещен над топочной камерой.

Контуры боковых экранов и конвективного пучка всех типоразмеров котлов, а также фронтального экрана котлов паропроизводительностью 16 и 25 т/ч замкнуты на барабаны непосредственно, а контуры заднего экрана всех котлов и фронтального экрана котлов паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч — через промежуточные коллекторы, причем нижний расположен горизонтально, а верхний — наклонно.

Котлы паропроизводительностью 4; 6,5 и 10 т/ч не имеют ступенчатого испарения. В то же время котлы паропроизводительностью 16 и 25 т/ч имеют ступенчатую систему испарения с внутрибарабанным солевым отсеком *4* (см. рис. 7.19). Ступенчатое испарение воды в котельном агрегате позволяет повысить качество пара (уменьшить солесодержание пара при сниженной величине непрерывной продувки).

Во вторую ступень испарения выделены первые по ходу газов ряды труб конвективного пучка. Опускная система контура солевого отсека состоит из необогреваемых труб $\varnothing 159 \times 4{,}5$ мм (две трубы у котла паропроизводительностью 16 т/ч и три трубы у котла паропроизводительностью 25 т/ч). Опускная система первой ступени испарения включает в себя последние по ходу газов трубы конвективного пучка.

В качестве сепарационных устройств первой ступени испарения используют установленные в верхнем барабане щитки и козырьки, направляющие пароводяную смесь из экранных труб на уровень воды. Для выравнивания скорости пара по всей длине барабан котла снабжают дырчатым пароприемным потолком. На всех котлах кроме котла паропроизводительностью 4 т/ч перед пароприемным потолком устанавливается горизонтальный жалюзийный сепаратор. Питательная вода поступает в водяное пространство барабана по трубопроводу *3*. Для проведения внутрикотловой обработки воды — фосфатирования — через специальную трубу *2* в верхний барабан подается водный раствор тринатрийфосфата, который вступая в химическую реакцию с растворенными в котловой воде солями, переводит их в нерастворимое состояние. Образующийся шлам по опускным трубам поступает в нижний барабан.

В нижнем барабане расположены перфорированные трубы, через которые для котлов паропроизводительностью 4...10 т/ч осуществляется вся продувка котла. На котлах паропроизводительностью 16...25 т/ч через эти трубы проводят только периодическую продувку котла, а непрерывную продувку ведут из солевого отсека верхнего барабана.

Для контроля за работой котла в верхнем барабане размещены котловой манометр и два водоуказательных стекла. Кроме того, на верхнем барабане установлены два предохранительных клапана, главный парозапорный вентиль, трубопроводы отбора пара на собственные нужды. Котлы оснащены обдувочными аппаратами *12* для очистки поверхностей нагрева от загрязнений. Обмуровка боковых стен котла выполнена натрубной и состоит из шамотобетона по сетке и изоляционных плит. Для уменьшения подсосов в газовый тракт котла снаружи натрубная обмуровка покрывается металлической листовой обшивкой, которую приваривают к обвязочному каркасу. Хвостовыми поверхностями нагрева котла являются отдельно стоящие стандартные чугунные экономайзеры. В зависимости от производительности КПД котла составляет 90,3...92,8 % при работе на газовом топливе и 88,7...91,4 % при работе на мазуте.

Паровой котел БМ-35. Современный паровой котел БМ-35 (рис. 7.20) с естественной циркуляцией производства Белгородского завода энергетического машиностроения предназначен для работы на природном газе и мазуте и имеет следующие характеристики: паропроизводительность 50 т/ч; давление перегретого пара 3,9 МПа; температура перегретого пара 440 °С.

Камерная топка *6* экранирована трубами ∅60 × 3 мм, опускные трубы ∅83 × 4 мм расположены вне топки. На фронтальной стене котла установлены четыре газовые горелки *7* диффузионного типа. Смесеобразование газа с завихренным потоком воздуха осуществляется в амбразуре горелки и заканчивается в топке. Горизонтальный под топки не экранирован и выполнен из огнеупорного кирпича, уложенного на слой теплоизоляционного материала.

Задний экран на выходе из топки разведен и образует трехрядный фестон *8*. В горизонтальном газоходе котла установлен пароперегреватель *3*, а в опускной шахте — водяной экономайзер *4*, состоящий из четырех пакетов, и воздухоподогреватель *5*.

Пароперегреватель *3* котла состоит из двух ступеней и выполнен из труб ∅38 × 4 мм. Расположение труб коридорное. Насыщенный пар из барабана *1* по потолочным трубам поступает в первую по ходу пара ступень пароперегревателя и движется в ней противоточно по отношению к потоку дымовых газов. Далее пар поступает в коллектор, где расположен регулятор *2* перегрева пара — пароохладитель поверхностного типа, в который поступает охлаждающая питательная вода из питательной магист-

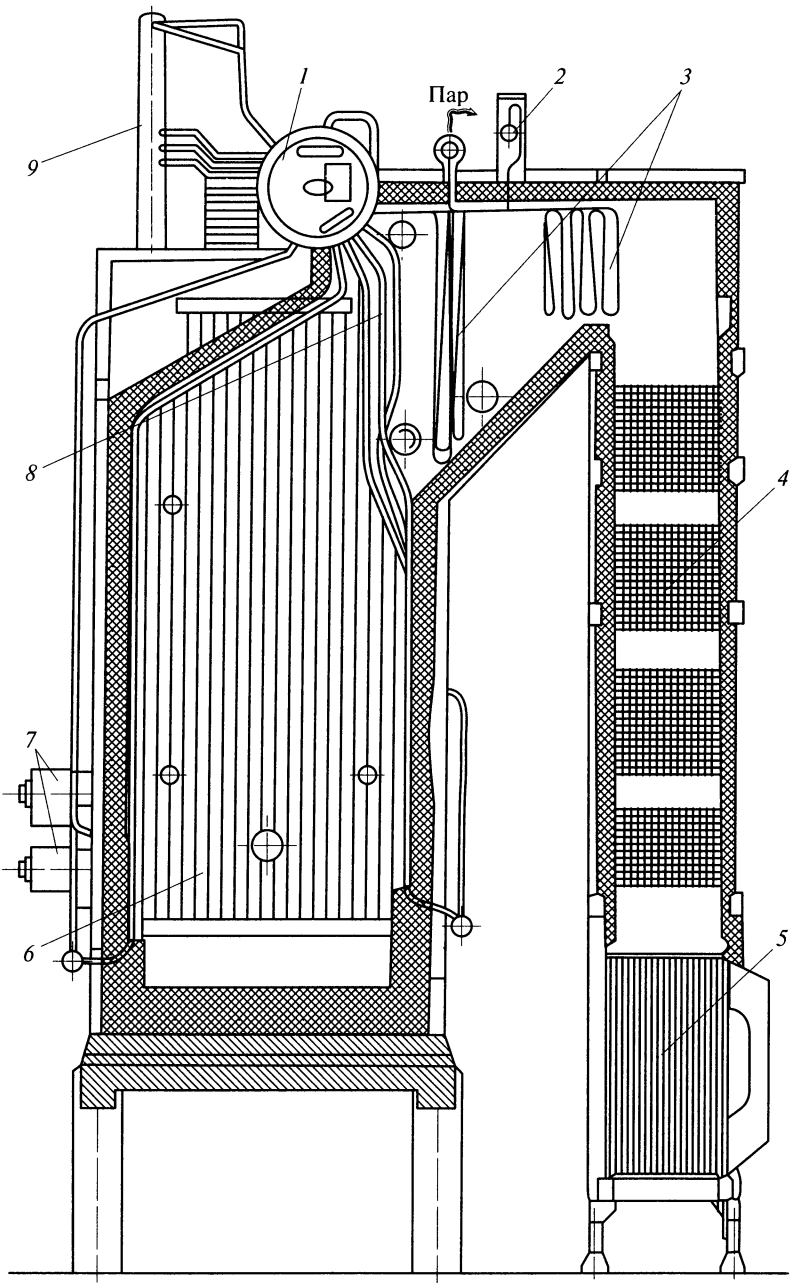


Рис. 7.20. Паровой котел БМ-35:

1 — барабан; *2* — регулятор перегрева пара; *3* — пароперегреватели; *4* — водяной экономайзер; *5* — воздухоподогреватель; *6* — камерная топка; *7* — горелки; *8* — фестон; *9* — выносной циклон

рали. Из регулятора перегрева пар поступает во вторую по ходу пара ступень пароперегревателя, где входные змеевики включены противоточно, а выходные — прямоточно по отношению к направлению движения продуктов горения. Над выходным коллектором пароперегревателя расположена главная паровая задвижка.

Водяной экономайзер *4* кипящего типа выполнен из стальных труб ∅32 × 3 мм, расположенных в шахматном порядке. Отвод пароводяной смеси из верхнего коллектора последнего по ходу воды пакета осуществляется по четырем трубопроводам, подведенным к барабану. В горизонтальном и вертикальном направлениях змеевики пакетов экономайзера дистанционированы специальными планками и подвесками, изготовленными из жароупорной стали. В период растопки и останова котла экономайзер может быть включен в линию рециркуляции воды, что обеспечивает надежное его охлаждение в эти периоды.

Воздухоподогреватель *5* стальной трубчатый двухходовой по воздуху, состоит из шести секций, в которых используют трубы ∅40 × 1,5 мм. Верхняя трубная доска воздухоподогревателя соединена с газоходом линзовым компенсатором, что обеспечивает его плотность с воздушной и газовой сторон при разных термических расширениях труб и кожуха. Подогрев воздуха в воздушном подогревателе достигает 200...250 °С.

Обмуровка котла облегченного типа закреплена на каркасе котла и выполнена в два слоя: первый, обращенный внутрь газохода, выложен из шамотного кирпича, второй — из изоляционной керамзитовой плитки. Уплотнение обмуровки осуществляется с помощью металлической обшивки.

Испарительная система котла выполнена по схеме двухступенчатого испарения, в которой испарительные контуры первой ступени испарения включены непосредственно в барабан. Разделение пароводяной смеси, поступающей из первой ступени испарения, осуществляется в циклонах, установленных в барабане. Для очистки пара от влаги в барабане установлены жалюзийный сепаратор и за ними дырчатый распределительный щит. Пар из выносных циклонов *9* второй ступени испарения подается в паровое пространство барабана под жалюзийные сепараторы и смешивается с основным потоком пара. Питательная вода подается через распределительные жалюзи под уровень воды в барабане. Питание водой второй ступени испарения каждого выносного циклона осуществляется из торцов барабана по двум трубам. Непрерывная продувка котла осуществляется из выносных циклонов.

Котел имеет восемь контуров естественной циркуляции: фронтальный, задний, два основных боковых экрана, расположенных в средней части боковых стен, и четыре экрана, расположенных с обеих сторон основных экранов. Основные боковые экраны вклю-

чены в выносные циклоны второй ступени испарения. Все остальные контуры циркуляции включены в барабан — первую ступень испарения.

7.4. Водогрейные котлы

Водогрейные котлы, назначением которых является получение горячей воды заданных параметров, применяют для теплоснабжения систем отопления и вентиляции, бытовых и технологических потребителей. Водогрейные котлы, работающие обычно по прямоточному принципу с постоянным расходом воды, устанавливают не только на ТЭЦ, но и в районных отопительных, а также отопительно-производственных котельных в качестве основного источника теплоснабжения.

Промышленность выпускает широкий ассортимент унифицированных по конструкции водогрейных котлов, их характеризуют по теплопроизводительности, температуре и давлению воды, а также по роду металла, из которого они изготовлены. Показатели работы чугунных котлов: тепловая мощность 1,15... 1,75 МВт (1... 1,5 Гкал/ч), давление 0,7 МПа и температура горячей воды до 115 °С. Стальные котлы изготовляют в соответствии с шкалой тепловой мощности на 4,5; 7,5; 11,6; 23,2; 35; 58; 116 и 210 МВт (4; 6,5; 10; 20; 30; 50; 100; 180 Гкал/ч).

Водогрейные котлы тепловой мощностью до 35 МВт (30 Гкал/ч) обычно обеспечивают работу только в основном режиме с подогревом воды до 150 °С при давлении воды на входе в котел 1,6 МПа. Для котлов мощностью выше 35 МВт предусматривается возможность работы как в основном, так и в пиковых режимах с подогревом воды до 200 °С при максимальном ее давлении на входе в котел 2,5 МПа.

Водогрейные котлы типа ТВГ. Теплофикационные водогрейные котлы типа ТВГ имеют мощность 4,5 и 9,3 МВт (4 и 8 Гкал/ч). Это секционные сварные котлы, предназначены для работы на газе с нагревом воды не более 150 °С. На рис. 7.21 приведен водогрейный котел ТВГ-8. Радиационная поверхность *12* топки и конвективная поверхность *11* нагрева состоят из отдельных секций, выполненных из труб ∅51 × 2,5 мм. Трубы в секциях конвективной поверхности расположены горизонтально, а в секциях радиационной поверхности — вертикально. Радиационная поверхность состоит из потолочно-фронтального экрана и пяти секций экранов, три из которых двухсветные *8* (двойного облучения).

Котел оборудован подовыми горелками *15*, которые размещены между секциями радиационной поверхности. Воздух от вентилятора поступает в воздушный канал *13*, из которого подается в подподовые каналы *16*, соединенные с горелками. Продукты го-

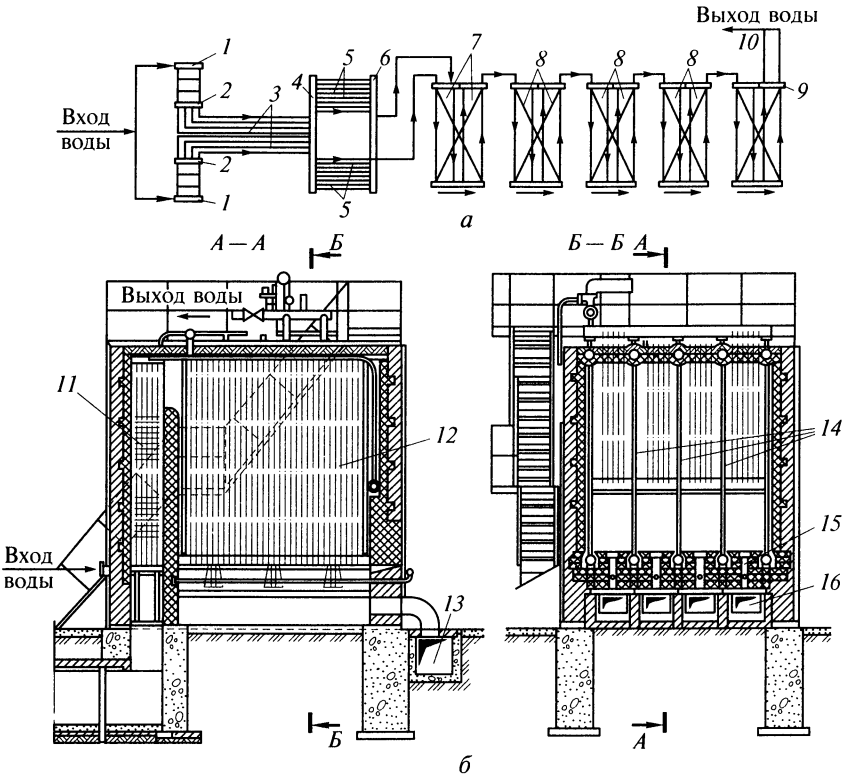


Рис. 7.21. Водогрейный котел ТВГ-8:

а — схема циркуляции воды; *б* — устройство котла; *1*, *2* — нижние и верхние коллекторы конвективной поверхности; *3*, *5* — потолочно-фронтальные трубы; *4*, *6* — нижний и верхний коллекторы потолочного экрана; *7* — левый боковой экран; *8*, *14* — двухсветные экраны; *9* — правый боковой экран; *10* — выход воды в теплосеть; *11* — конвективная поверхность нагрева; *12* — радиационная поверхность топки; *13* — воздушный канал; *15* — горелки; *16* — подподовые каналы

рения топлива движутся вдоль труб радиационной поверхности, проходят через окно в задней части топки и поступают в опускную шахту, омывая конвективную поверхность поперечным потоком.

Вода для подогрева поступает в два нижних коллектора *1* конвективной поверхности, пройдя последнюю, она собирается в верхних коллекторах *2* конвективной поверхности и далее по нескольким потолочно-фронтальным трубам *3* направляется в нижний коллектор *4* потолочного экрана, откуда по потолочно-фронтальным трубам *5* поступает в верхний коллектор *6* этого же потолочного экрана. Далее вода последовательно проходит через экраны: левый боковой *7*, три двухсветных *8* и правый боковой *9*.

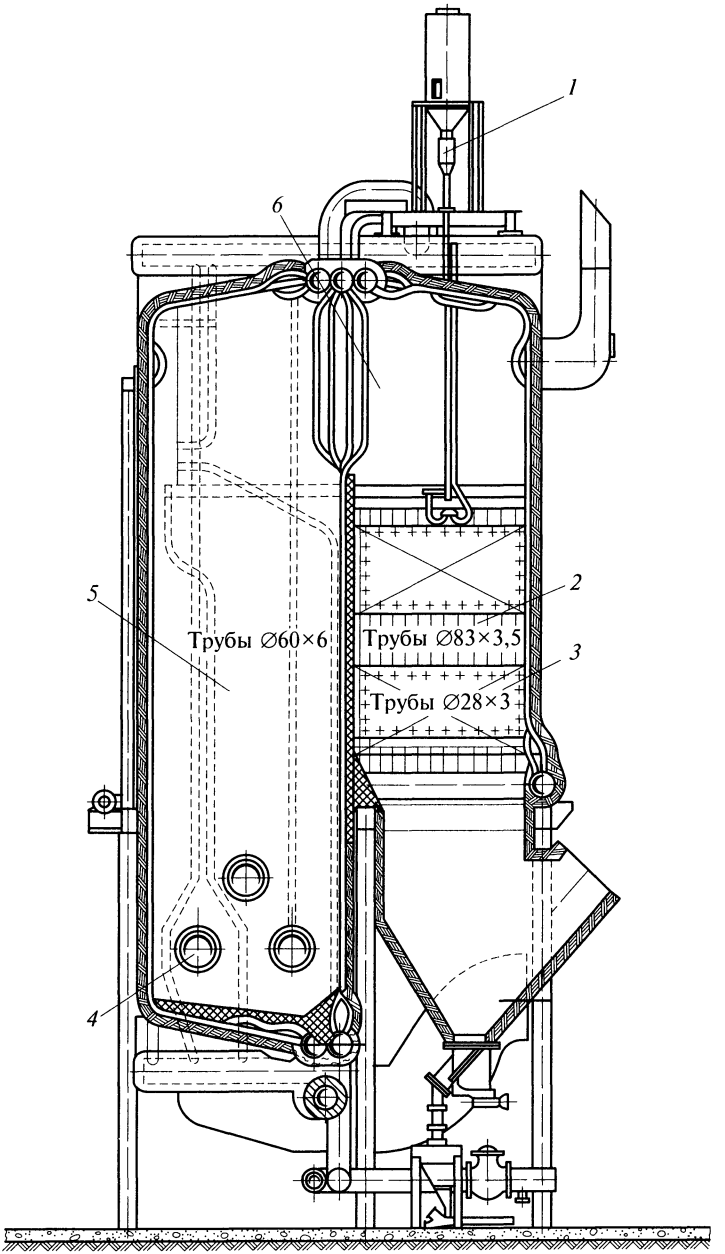


Рис. 7.22. Водогрейный котел ПТВМ-30 (КВГМ-30-150М):

1 — дробеочистительное устройство; *2* — конвективная шахта; *3* — конвективная поверхность нагрева; *4* — газомазутная горелка; *5* — топочная камера; *6* — поворотная камера

Нагретая вода через коллектор правого бокового экрана попадает на выход *10* в теплосеть. Водогрейные котлы типа ТВГ имеют КПД 91,5 %.

Водогрейные котлы типа ПТВМ. Котлы данного типа выпускаются средней и большой тепловой мощностью 35; 58 и 116 МВт (30; 50 и 100 Гкал/ч), работают на газообразном и жидком топливах. Эти котлы бывают с П-образной компоновкой и башенной конструкции. Давление воды на входе в котел составляет 2,5 МПа (25 кгс/см^2). Температура воды на входе в котел в основном режиме 70 °С, в пиковом режиме 104 °С. Температура воды на выходе 150 °С.

Водогрейный котел ПТВМ-30 (КВГМ-30-150М) (рис. 7.22) — пиковый теплофикационный водогрейный газомазутный котел тепловой мощностью 35 МВт (30 Гкал/ч), имеющий П-образную компоновку, состоит из топочной камеры *5*, конвективной шахты *2* и соединяющей их поворотной камеры *6*.

Все стены топочной камеры котла, а также задняя стена и потолок конвективной шахты экранированы трубами ∅60 × 3 мм с

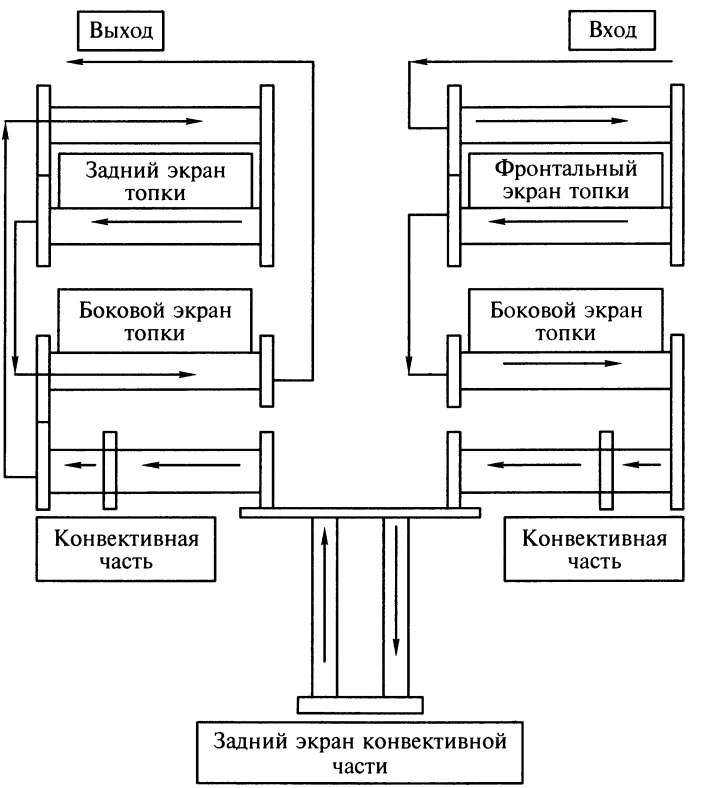


Рис. 7.23. Циркуляционная схема водогрейного котла ПТВМ-30

шагом S = 64 мм. Боковые стены конвективной шахты закрыты трубами ∅84 × 4 мм с шагом S = 128 мм.

Конвективная поверхность *3* нагрева котла, выполненная из труб ∅28 × 3 мм, состоит из двух пакетов. Змеевики конвективной части собраны в ленты по шесть-семь штук, которые присоединены к вертикальным стойкам.

Котел оборудован шестью газомазутными горелками *4*, установленными по три встречно на каждой боковой стенке топочной камеры. Диапазон регулирования нагрузки котлов — 30...100 % номинальной производительности. Регулирование производительности осуществляется путем изменения числа работающих горелок. Для очистки внешних поверхностей нагрева от загрязнений предусмотрено дробеочистительное устройство *1*. Дробь поднимается в верхний бункер пневмотранспортом от специальной воздуходувки. Тяга в котле обеспечивается дымососом, а подача воздуха — двумя вентиляторами.

Трубная система котла опирается на рамку каркаса. Облегченная обмуровка котла общей толщиной 110 мм крепится непосредственно к экранным трубам. При работе на газе КПД котла 91 %, а при работе на мазуте — 88 %. Схема циркуляции водогрейного котла ПТВМ-30 приведена на рис. 7.23.

Водогрейные котлы ПТВМ-50 и -100 (рис. 7.24) имеют башенную компоновку и выполнены в виде прямоугольной шахты, в нижней части которой находится полностью экранированная камерная топка *3*. Экранная поверхность изготовлена из труб ∅60 × 3 мм и состоит из двух боковых, фронтального и заднего экранов. Сверху над топкой раз-

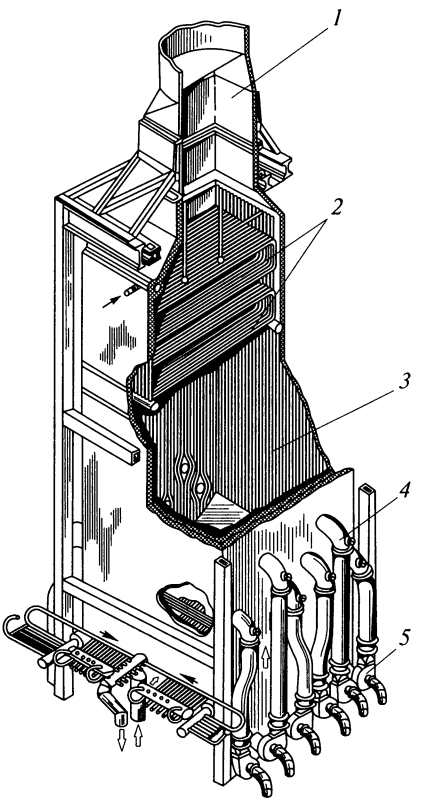


Рис. 7.24. Водогрейные котлы ПТВМ-50 и -100:

1 — дымовая труба; *2* — конвективные поверхности нагрева; *3* — камерная топка; *4* — газомазутная горелка; *5* — вентилятор

мещается конвективная поверхность нагрева *2*, выполненная в виде змеевиковых пакетов из труб ∅28 × 3 мм. Трубы змеевиков приварены к вертикальным коллекторам.

Топка котла ПТВМ-50 оборудована двенадцатью газомазутными горелками *4* с индивидуальными дутьевыми вентиляторами *5*. Горелки расположены на боковых стенах (по шесть штук на каждой стороне) в два яруса по высоте. Котел ПТВМ-100 имеет шестнадцать газомазутных горелок с индивидуальными вентиляторами.

Над каждым котлом устанавливают дымовую трубу *1*, обеспечивающую естественную тягу. Труба *1* опирается на каркас. Котлы

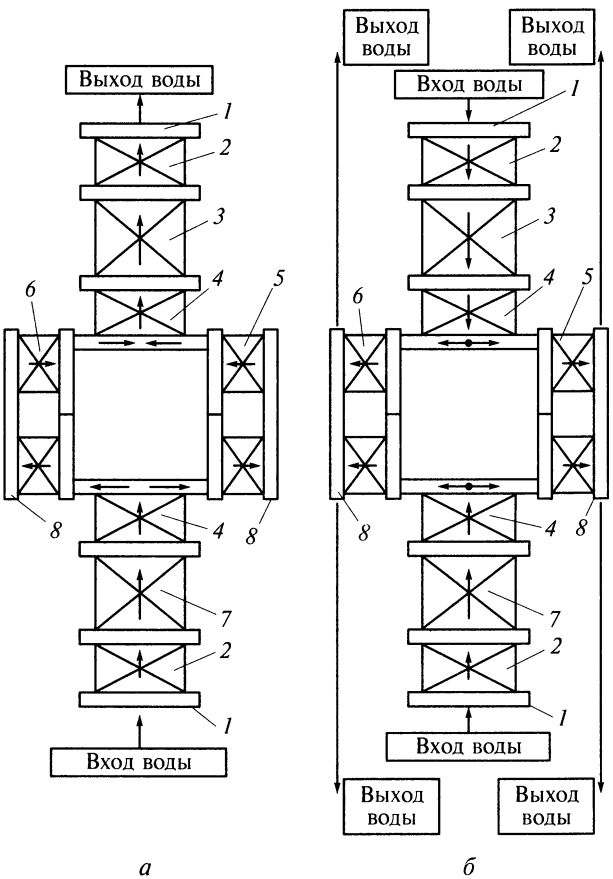


Рис. 7.25. Схема движения воды в котле ПТВМ-50:

а — основной режим; *б* — пиковый режим; *1* — подводящие и отводящие коллекторы; *2* — соединительные трубы; *3* — фронтальный экран; *4* — конвективный пучок труб; *5*, *6* — левый и правый боковые экраны; *7* — задний экран; *8* — коллекторы контуров; → — движение воды

устанавливаются полуоткрыто: в помещении размещаются только горелки, арматура, вентиляторы и т.д. (т.е. нижняя часть котлоагрегата), а все остальные элементы котла расположены на открытом воздухе.

Вода в котле циркулирует с помощью насосов. Расход воды зависит от режима работы котла: при работе в зимний период применяется четырехходовая схема циркуляции воды по основному режиму (рис. 7.25, *а*), а в летний — двухходовая по пиковому режиму (рис. 7.25, *б*).

При четырехходовой схеме циркуляции вода из теплосети подводится в один нижний коллектор и последовательно проходит через все элементы поверхности нагрева котла, преодолевая подъемы и опуски, после чего вода также через нижний коллектор отводится в тепловую сеть.

При двухходовой схеме вода поступает одновременно в два нижних коллектора и, перемещаясь по поверхности нагрева (см. рис. 7.25, *б*), нагревается, после чего отводится в тепловую сеть. При двухходовой схеме циркуляции через котел пропускается почти вдвое больше воды, чем при четырехходовой схеме. Это объясняется тем, что при летнем режиме работы котла нагревается большее, чем в зимний период, количество воды и она поступает в котел с более высокой температурой (110 вместо 70 °С).

Водогрейные котлы серии КВ-ГМ. Стальные прямоточные котлы КВ-ГМ конструктивно подразделяются на четыре унифицированные серии, из которых каждая включает в себя котлы тепловой мощностью 4,6 и 7,5; 11,6, 23 и 35; 58 и 116; 209 МВт (соответственно 4 и 6,5; 10, 20 и 30; 50 и 100; 180 Гкал/ч). Котлы не имеют несущего каркаса. Обмуровка у них облегченная трехслойная (шамотобетон, минераловатные плиты и магнезиальная обмазка) крепится к трубам топки и конвективной части. Котлы КВ-ГМ-4 и -6,5 имеют единый профиль, так же, как и котлы КВ-ГМ-10, -20 и -30, и различаются глубиной топочной камеры и конвективной части. Котлы КВ-ГМ-50 и -100 по конструкции сходны и различаются только размерами.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-4 и -6,5 имеют топочную камеру *6* (рис. 7.26), отделенную перегородкой от конвективной части — конвективной поверхности *5*. Топочная камера полностью экранирована трубами ∅60 × 30 мм. Боковые экраны, верх и под топочной камеры образованы одинаковыми Г-образными трубами. На фронтальной стене котла установлены газомазутная ротационная горелка *1* и взрывной предохранительный клапан *2*. Неэкранированные поверхности фронтальной стены закрыты огнеупорной кладкой, примыкающей к воздушному коробу горелки.

На левой боковой стене котла имеется лаз *4* в топочную камеру. Частично трубы заднего экрана в верхней части выдвинуты в топку и сварены между собой при помощи вставок для устранения попада-

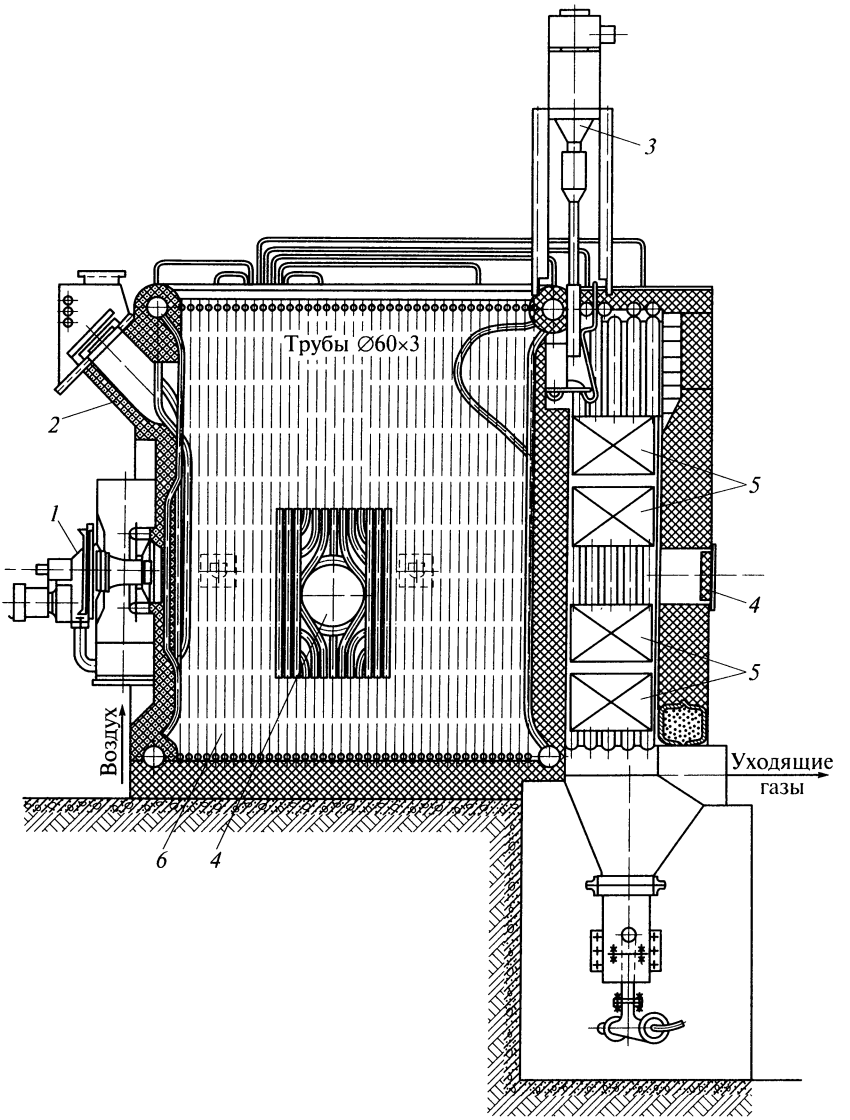


Рис. 7.26. Водогрейные котлы КВ-ГМ-4 и -6,5:

1 — горелка; *2* — взрывной предохранительный клапан; *3* — установка дробеочистки; *4* — лаз; *5* — конвективная поверхность котла; *6* — топочная камера

ния в топку дроби при работе установки дробеочистки *3*, используемой для очистки конвективных поверхностей от загрязнения.

Все трубы экранов выведены в верхние и нижние коллекторы ∅159×7 мм, внутри которых имеются глухие перегородки, на-

правляющие воду. Топочная камера отделена от конвективной части перегородкой из огнеупорной кирпичной кладки. Продукты горения через верхнюю часть топочной камеры и далее через фестон попадают в конвективную часть, проходят ее сверху вниз и через боковой отвод покидают котельный агрегат.

Конвективная поверхность *5* котла состоит из двух пакетов, каждый из которых набирается из U-образных ширм, выполненных из труб ∅28 × 3 мм. Ширмы расположены параллельно фронтальной стене котла, образуя шахматный пучок труб. Боковые стены конвективной части экранированы трубами ∅83 × 3,5 мм, имеющими плавники, эти трубы являются коллекторами (стояками) для труб конвективных пакетов. Потолок конвективной части также экранирован трубами ∅83 × 3,5 мм. Задняя стена не экранирована и имеет лазы *4* вверху и внизу. Вес котла передается на нижние коллекторы, имеющие опоры.

При работе на газе КПД котла КВ-ГМ-4 — 90,5 %, при работе на мазуте — 86,4 %; КПД котла КВ-ГМ-6,5 при работе на газе — 91,1 % и при работе на мазуте — 87 %.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20 и -30 имеют топочную камеру *3* (рис. 7.27), экранированную трубами ∅60 × 3 мм, а также фронтальный, два боковых и промежуточный *4* экраны, которые полностью (за исключением части фронтальной стены с установленными на ней взрывным клапаном *2* и газомазутной горелкой *1* с ротационной форсункой) покрывают стены и под топки. Экранные трубы привариваются к коллекторам ∅219 × 10 мм. Промежуточный экран выполнен из труб, расположенных в два ряда, при этом образуется камера *5*, в которой происходит догорание топлива.

Конвективная поверхность нагрева *8* включает в себя два конвективных пучка труб и расположена в вертикальной шахте с полностью экранированными стенами. Конвективные пучки набраны из U-образных ширм, расположенных в шахматном порядке, выполненных из труб ∅28 × 3 мм. Задняя и передняя стены шахты экранированы вертикальными трубами ∅60 × 3 мм, боковые стены — трубами ∅85 × 3 мм, которые служат стояками для ширм конвективных пакетов.

Передняя стена шахты, являющаяся одновременно задней стеной топки, выполнена цельносварной. В нижней части стены трубы разведены в четырехрядный фестон *6*. Трубы, расположенные на передней, боковой и задней стенах конвективной шахты, вварены в коллекторы ∅219 × 10 мм.

Продукты горения из топки проходят в камеру догорания *5*, далее через фестон в конвективную шахту и из нее через отверстие в верхней части покидают котел. Для очистки конвективных поверхностей предусмотрена установка дробеочистки *7*.

Водогрейные котлы КВ-ГМ-50 и -100 (рис. 7.28) выполнены по П-образной схеме и могут быть использованы как в основном

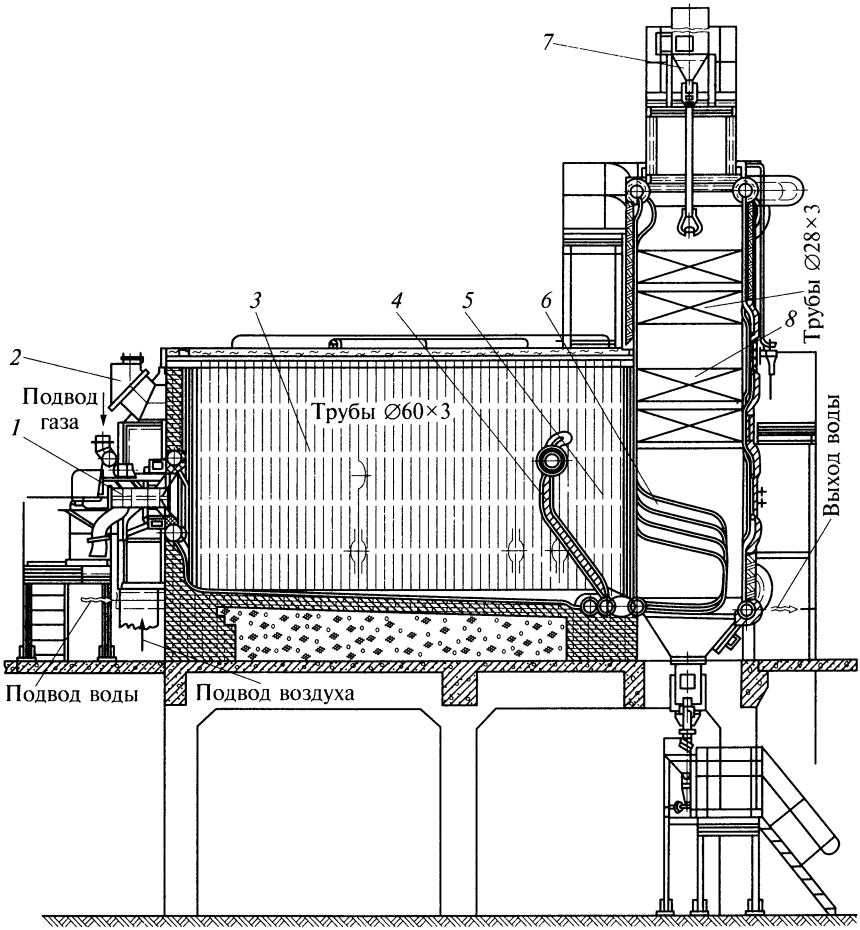


Рис. 7.27. Водогрейные котлы КВ-ГМ-10, -20, -30:

1 — газомазутная горелка; *2* — взрывной клапан; *3* — топочная камера; *4* — промежуточный экран; *5* — камера догорания; *6* — фестон; *7* — установка дробеочистки; *8* — конвективная поверхность нагрева

(70...150 °С), так и пиковом (100...150 °С) режимах. Котлы могут быть использованы также для подогрева воды до 200 °С.

Котлы состоят из топочной камеры и конвективной шахты. Топочная камера *2* котлов и задняя стена конвективной шахты закрыты экранами из труб ∅60 × 3 мм. Конвективная поверхность *5* нагрева котлов состоит из трех пакетов, набираемых из U-образных ширм, выполненных из труб ∅28 × 3 мм.

Фронтальный экран снабжен коллекторами: верхним, нижним и двумя промежуточными, между которыми находятся кольца для

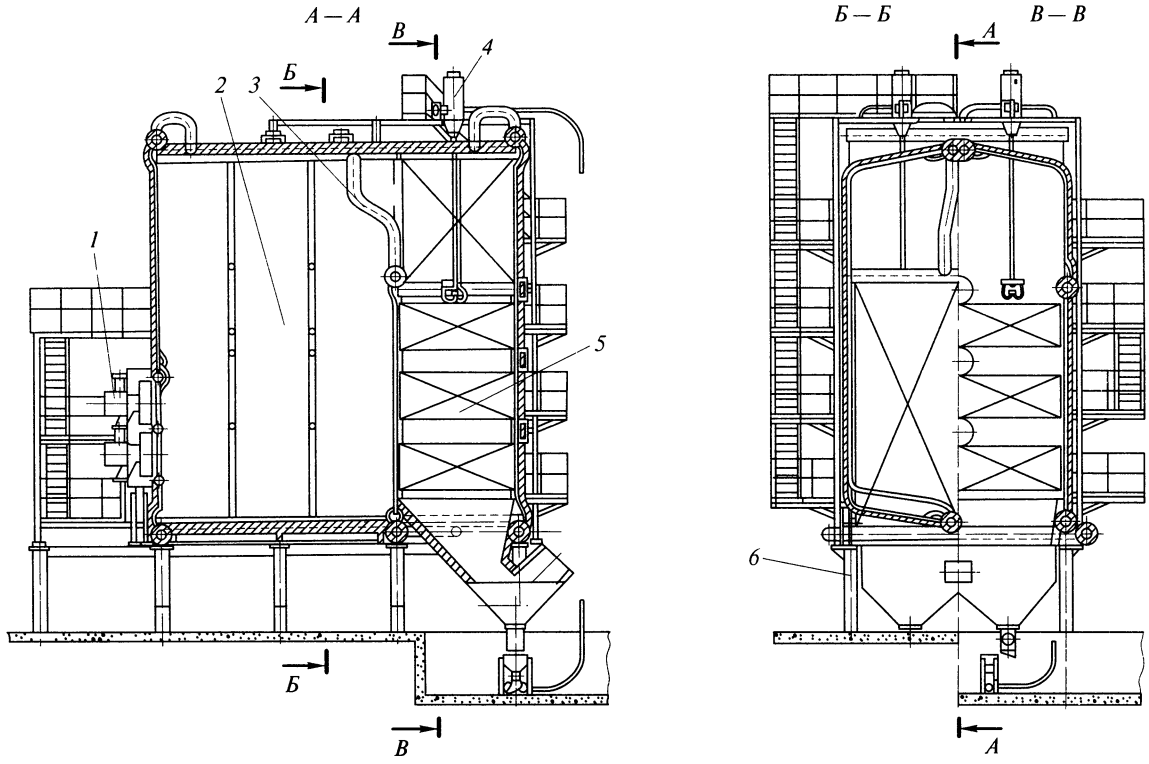


Рис. 7.28. Водогрейные котлы КВ-ГМ-50, -100:

1 — газомазутная горелка; *2* — топочная камера; *3* — проход газов из топочной камеры в конвективную шахту; *4* — установка дробеочистки; *5* — конвективная поверхность нагрева; *6* — портал

формирования амбразур газомазутных горелок *1* с ротационными форсунками. Боковые стены конвективной шахты закрыты трубами ∅83 × 3,5 мм, служащими стояками для ширм.

Продукты горения, покидающие топочную камеру через проход *3* между задним экраном и потолком топочной камеры, движутся сверху вниз через конвективную шахту. Котел оборудован взрывными предохранительными клапанами, установленными на потолке топочной камеры. Для удаления воздуха из трубной системы при заполнении котла водой на верхних коллекторах установлены воздушники. Очистка поверхностей нагрева котельного агрегата осуществляется с помощью установки *4* дробеочистки.

Нижние коллекторы фронтального и заднего экранов конвективной шахты опираются на портал *6* котла. Опора, расположенная в середине нижнего коллектора задней стены топочной каме-

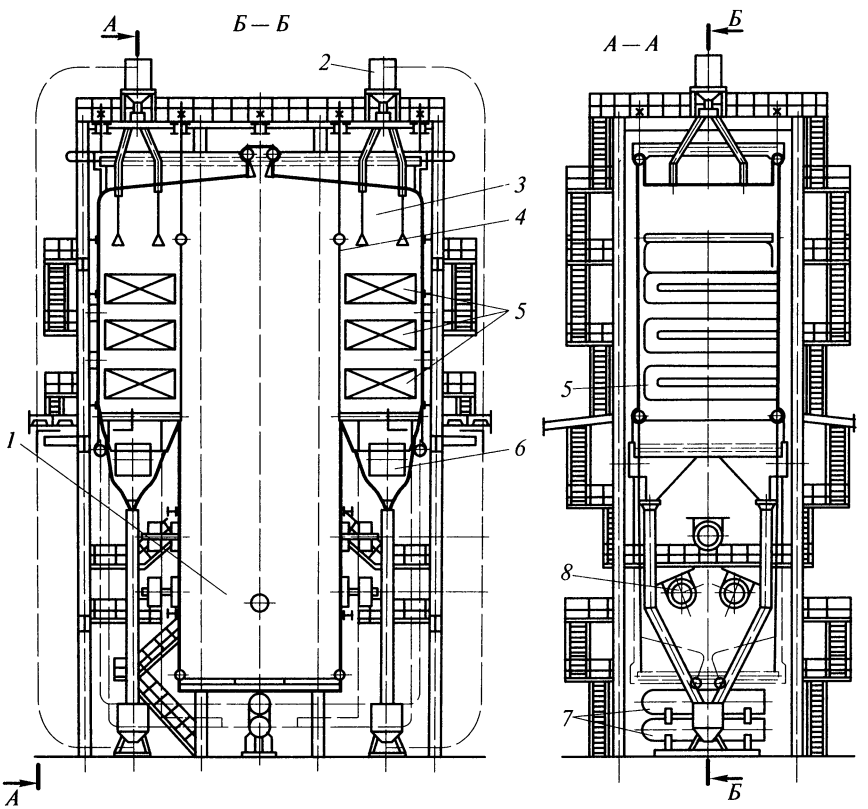


Рис. 7.29. Водогрейный котел КВ-ГМ-180:

1 — камерная топка; *2* — установка дробеочистки; *3* — поворотный газоход; *4* — разделительный экран; *5* — конвективная поверхность нагрева; *6* — газоход уходящих газов; *7* — нижние коллекторы; *8* — газомазутные горелки

ры, является неподвижной. Вес боковых экранов топочной камеры передается на портал через фронтальный и задний экраны.

При работе на газе КПД котла КВ-ГМ-100 составляет 92,5 %, а при работе на мазуте — 91,3 %.

Водогрейный котел КВ-ГМ-180 (рис. 7.29) — это газомазутный котел, выполненный по Т-образной сомкнутой схеме с двумя конвективными шахтами, в которых размещены по три конвективных пакета (конвективные поверхности *5*). Котел по проекту должен выполняться для работы под наддувом с мембранными экранными панелями.

При негазоплотном исполнении котла все стены камерной топки *1* экранируют панелями из труб ∅60 × 3 мм. Такими же экранными панелями закрывают стены конвективных шахт и потолок котла. Конвективные пакеты набираются из U-образных ширм, выполненных из труб ∅28 × 3 мм, вваренных в стояки ∅83 × 3,5 мм. На боковых стенах камерной топки под конвективными шахтами установлены по три-четыре газомазутных горелки *8*, имеющих встречное расположение факелов. Для более глубокого регулирования теплопроизводительности котла без отключения отдельных горелок последние снабжаются паромеханическими форсунками с широким диапазоном регулирования.

Продукты горения из топки через два поворотных газохода *3* направляются в конвективные шахты. Камерная топка отделена от конвективных шахт с помощью разделительных экранов *4*. Для очистки поверхностей нагрева конвективных шахт от загрязнения котел оборудован установкой *2* дробеочистки.

7.5. Новые перспективные направления развития котельной техники малой и средней тепловой мощности

Современная котельная техника малой и средней тепловой мощности развивается в следующих направлениях:

- повышение энергетической эффективности путем всемерного снижения тепловых потерь и наиболее полного использования энергетического потенциала топлива;
- уменьшение габаритов котельного агрегата за счет интенсификации процесса сжигания топлива и теплообмена в топочной камере и на поверхностях нагрева;
- снижение загрязняющих атмосферу газообразных выбросов (CO, NO_x, SO_x);
- повышение надежности работы котельного агрегата.

Новая технология сжигания реализуется, например, в котлах с пульсирующим горением. Топочная камера такого котла представляет собой акустическую систему с высокой степенью турбулиза-

ции дымовых газов. В топочной камере котлов с пульсирующим горением отсутствуют горелки, а следовательно, и факел. Подача газа и воздуха осуществляется прерывисто с частотой примерно 50 раз в секунду через специальные пульсирующие клапаны, и процесс горения порций газа происходит во всем топочном объеме. При сжигании в топке повышается давление, увеличивается скорость продуктов горения, что приводит к существенной интенсификации процесса теплообмена, дает возможность уменьшить габариты и массу котла, организовать процесс сжигания без использования громоздких и дорогих дымовых труб.

Работа таких котлов отличается низкими выбросами CO и NO_x, КПД таких котлов достигает 96 %.

Энергетическая эффективность котельных агрегатов оценивается уровнем КПД. При работе на газообразном и жидком топливах КПД зависит в основном от потери теплоты с уходящими газами $q_{у.г}$. При полном сжигании топлива потери теплоты от химической неполноты сгорания $q_{х.н}$ равны нулю, а потери теплоты через наружные ограждения в окружающую среду $q_{н.о}$ для современных котлов сведены к минимуму и составляют доли процента. При снижении температуры уходящих газов до такой степени, при которой происходит конденсация водяных паров продуктов горения, достигается двойной эффект, когда, с одной стороны, выделяемая скрытая теплота конденсации водяных паров существенно повышает используемый энергетический потенциал топлива (он усваивается хвостовыми поверхностями нагрева котла), а с другой стороны, уменьшаются потери теплоты с уходящими газами.

Подобные котлы получили название *низкотемпературных* (при отсутствии конденсации водяных паров продуктов сгорания) и *конденсационных* (при наличии конденсации водяных паров). Такие котлы выпускают фирмы Wiessmann (Германия), Buderus (Германия), CTC (Швеция) и др.

В настоящее время для умягчения и обессоливания подпиточной воды используются весьма сложные установки, зачастую требующие для своей работы дорогостоящие компоненты. Кроме того, необходимо платить и за сбросы солевого концентрата, который оказывает губительное влияние на окружающую среду.

Вакуумный водогрейный котел японской фирмы Takuma — это герметичная емкость, наполненная определенным количеством хорошо очищенной воды. Топочная камера котла представляет собой жаровую трубу, находящуюся ниже уровня жидкости. Выше уровня воды в паровом пространстве установлены два теплообменника, один из них включен в отопительный контур, другой работает в системе горячего водоснабжения.

Благодаря небольшому вакууму, автоматически поддерживаемому внутри котла, вода закипает в нем при температуре ниже

100 °С (температуры кипения при атмосферном давлении). Испаряясь, вода конденсируется на теплообменниках и поступает обратно в жидкую фазу. Очищенная вода не выводится из агрегата, и обеспечить необходимое ее количество несложно. Таким образом снимается проблема химической подготовки котловой воды, качество которой является непременным условием надежной и длительной работы котельного агрегата.

Отопительные котлы американской фирмы Teledyne Laars — это водотрубные установки с горизонтальным теплообменником из оребренных медных труб. Особенностью таких котлов, получивших название «гидронные», является возможность использования для них неподготовленной сетевой воды. В этих котлах предусматривается обеспечение высокой скорости (более 2 м/с) протекания воды через теплообменник. Таким образом, если вода и вызывает коррозию оборудования, то образующийся осадок будет образовываться, но не в теплообменнике котла. В случае использования жесткой воды быстрый поток снизит или предотвратит образование накипи. Использование принципа высокой скорости воды привело разработчиков к решению максимального уменьшенного объема водяной части котла, так как в противном случае необходим слишком мощный циркуляционный насос, потребляющий большое количество электроэнергии.

В последнее время на российском рынке котельную технику наряду с российскими производителями предлагают многочисленные зарубежные фирмы, появились и совместные разработки с участием как иностранных, так и российских предприятий.

Современные водогрейные и паровые котлы малой и средней мощности часто выполняются жаротрубными или жарогазотрубными. Эти котлы отличаются высоким КПД, низкими выбросами газообразных отходов, компактностью, высокой степенью автоматизации, простотой эксплуатации и надежностью.

На рис. 7.30 приведен комбинированный жарогазотрубный водогрейный котел Unimat международной компании LOOS. Котел имеет топочную камеру, выполненную в виде жаровой трубы *7*, омываемую с боковых сторон водой. В переднем торце жаровой трубы расположена откидывающаяся дверца *2* с двухслойной тепловой изоляцией *4*, в которой установлена горелка *1*. Продукты горения из жаровой трубы поступают в конвективную газотрубную поверхность *5*, в которой совершают двухходовое движение, а затем по газоходу *10* покидают котел.

Подвод воды в котел осуществляется через патрубок *8*, а для отвода горячей воды служит патрубок *9*. Наружные поверхности котла имеют тепловую изоляцию *4*. Наблюдение за факелом возможно через гляделку *3* в дверце котла. Осмотр состояния наружной части газотрубной поверхности может быть проведен через лючок *6*, а торцевой части корпуса — через смотровое окно *11*.

10. Опишите устройство, принцип работы и схему включения в дымовый тракт чугунного водяного экономайзера.

11. Опишите устройство, принцип работы и схему включения в дымовый тракт стального экономайзера.

12. Каковы устройство и принцип работы стального трубчатого воздухоподогревателя?

13. Каковы устройство и принцип работы регенеративного воздухоподогревателя?

14. Опишите конструкцию парового котла МЗК-7АГ.

15. Опишите конструкцию вертикально-водотрубного котла Е-1-9-1г.

16. Перечислите основные конструктивные особенности котлов ДКВР.

17. Опишите конструкцию котла ДКВР-6,5-13. Укажите контуры циркуляции этого котла и ход дымовых газов.

18. Каковы конструктивные особенности газомазутных котлов серии ДЕ? Укажите контуры циркуляции и ход дымовых газов.

19. Опишите устройство и принцип работы парового котла БМ-35.

20. Укажите основные особенности работы водогрейных котлов.

21. Опишите конструкцию водогрейного котла ТВГ.

22. Опишите конструкцию котла ПТВМ-30.

23. Какие особенности конструкции котлов ПТВМ-50 и -100?

24. Какие особенности циркуляции имеют водогрейные котлы типа ПТВМ-50 и -100 в зимний и летний периоды?

25. Какие преимущества и недостатки имеют водогрейные котлы башенной компоновки?

26. Укажите конструктивные особенности водогрейных котлов КВ-ГМ-4 и -6,5?

27. Укажите особенности водогрейных котлов КВ-ГМ-10, -20 и -30.

28. Опишите конструкцию водогрейных котлов КВ-ГМ-50 и -100.

29. Опишите конструкцию водогрейного котла КВ-ГМ-180.

30. Укажите основные направления совершенствования котельной техники.

ГЛАВА 8

ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОТЕЛЬНОЙ

8.1. Схемы подачи воздуха и удаления продуктов горения топлива

Нормальная работа котла возможна при условии непрерывной подачи в топочную камеру воздуха, необходимого для горения топлива, и удаления в атмосферу продуктов горения после их охлаждения. Используемые схемы подачи воздуха в топочную камеру и организации движения продуктов горения в газоходах котельного агрегата показаны на рис. 8.1.

В системе с естественной тягой (рис. 8.1, *а*) сопротивление движению потоков воздуха и продуктов горения преодолевается за счет разности давлений воздуха, поступающего в топку, и продуктов горения, удаляемых через дымовую трубу в атмосферу. В этом случае весь газовоздушный тракт находится под разрежением. Такая

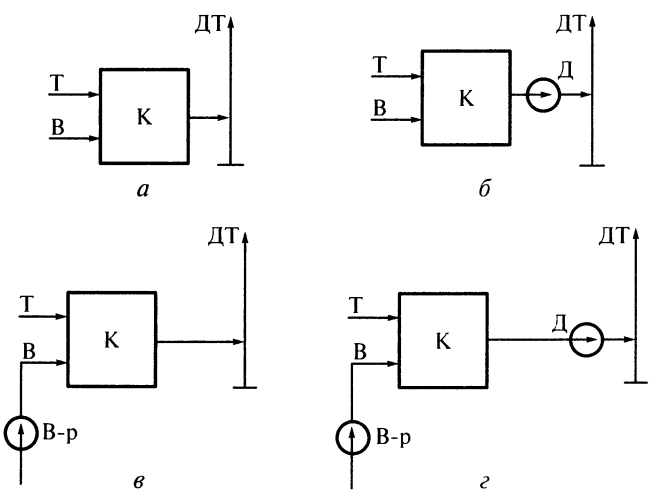


Рис. 8.1. Схемы подачи воздуха в топочную камеру котельного агрегата и движения продуктов горения:

а — за счет естественной тяги, создаваемой дымовой трубой; *б* — за счет искусственной тяги, создаваемой дымососом; *в* — с помощью дутьевого вентилятора и дымовой трубы; *г* — с помощью дутьевого вентилятора и дымососа; Т — топливо; В — воздух; К — котел; В-р — вентилятор; ДТ — дымовая труба

система применяется в котлах малой мощности при малых сопротивлениях движению потоков воздуха и продуктов горения.

В схеме, представленной на рис. 8.1, *б*, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается за счет разрежения, создаваемого дымососом и дымовой трубой. В схеме, приведенной на рис. 8.1, *в*, сопротивление воздушного и дымового трактов преодолевается вентилятором. При этом газоходы котла находятся под давлением. Такая система используется в котлах, работающих под наддувом.

Наибольшее распространение в настоящее время получила схема, показанная на рис. 8.1, *г*, в которой подача воздуха в топку осуществляется вентилятором, а продукты горения удаляются дымососом. В этом случае воздушный тракт находится под давлением, а газовый тракт под разрежением, такая схема используется в котлах с уравновешенной тягой.

8.2. Естественная и искусственная тяга. Принцип работы дымовой трубы

Внешняя сила, действие которой обеспечивает принудительное поступление воздуха в топочную камеру при одновременном движении газообразных продуктов горения по газоходам и дымовой трубе в атмосферу, называется ***тягой***. Различают естественную и искусственную тягу. Естественная тяга обеспечивается дымовой трубой, а искусственная создается дымососом.

Действие дымовой трубы основано на законе сообщающихся сосудов. Вес атмосферного воздуха (рис. 8.2) больше веса такого же столба горячих продуктов горения в дымовой трубе. Вследствие этого наружный холодный воздух поступает в топку, преодолевая сопротивление топки, газоходов, теплоиспользующих элементов.

Тяга $P_т$, Па, создаваемая дымовой трубой, зависит от высоты трубы $H_{тр}$, м, и разности плотностей, кг/м^3, атмосферного воздуха $\rho_а$ и продуктов горения $\rho_{п.г}$:

$$P_т = H_{тр} g(\rho_а - \rho_{п.г}),$$

где g — ускорение свободного падения (9,81 м/с^2).

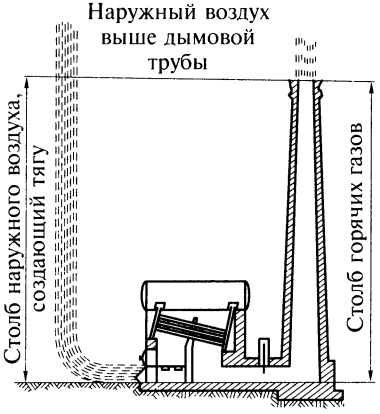


Рис. 8.2. Схема к расчету естественной тяги

Естественная тяга тем больше, чем ниже температура атмосферного воздуха, выше температура продуктов горения, барометрическое давление и больше высота дымовой трубы.

Дымовые трубы выполняются стальными при высоте до 35 м, кирпичными — до 100 м, железобетонными — более 100 м.

8.3. Регулирование тяги. Причины нарушения тяги

Регулирование естественной ***тяги*** осуществляется с помощью шиберов, которые устанавливаются в газоходах между котельным агрегатом и дымовой трубой. Шиберы обычно выполняют в виде металлической (чугунной) пластины. Для котлов, работающих на газообразном топливе, в верхней части шибера делается отверстие диаметром не менее 50 мм. Через это отверстие осуществляется вентиляция топочной камеры и газоходов в случае негазоплотных запорных устройств на газовой линии неработающего котла.

Регулирование тяги в схемах с искусственной тягой чаще всего выполняется с помощью изменения угла поворотных лопаток осевого направляющего аппарата дымососа.

Недостаток тяги может быть причиной неполного сгорания газа из-за уменьшения количества поступающего в топку вторичного воздуха. При неполном сгорании топлива и недостатке тяги продукты неполного сгорания топлива могут попадать в помещение котельной и вызывать отравление обслуживающего персонала.

Излишне сильная тяга в топочной камере приводит к большим подсосам воздуха в топочную камеру и газоходы, в результате чего понижается температура в зоне горения, увеличиваются потери теплоты с уходящими газами. Кроме того, при излишне сильной тяге в топочной камере возможен отрыв пламени от горелки.

Причины нарушения тяги:

- увеличение подсосов воздуха в топочную камеру и газоходы;
- появление в борове сырости в результате действия подпочвенных вод или подъема канализационных вод;
- неисправность дымососа;
- ветровой подпор и «опрокидывание» тяги в результате воздействия ветра из-за недостаточной высоты трубы;
- частичное или полное обрушение газоходов.

8.4. Устройство и принцип работы дутьевого вентилятора (дымососа)

Установка с центробежным дутьевым вентилятором (дымососом) состоит из следующих узлов: ходовой части *3* (рис. 8.3), улиткообразного корпуса *14* с входным (всасывающим) *10* и выход-

ным (нагнетательным) *8* патрубками, крыльчатки *7*, ротора *5* и направляющего аппарата (рис. 8.4).

Ходовая часть *3* (см. рис. 8.3) состоит из вала *16*, который вращается на двух подшипниках *17*. Вся ходовая часть размещена в масляной ванне, которая имеет крышку и поддон. Температура масла контролируется термометром *4*, а уровень — по указателю уровня масла, который размещен в масляной ванне.

Рабочее колесо вентилятора — это устройство, состоящее из диска *6*, к которому приварены или приклепаны лопатки крыльчатки *7*, концы которых соединены кольцом. К диску приварена втулка *15* (ступица), которая закрепляется на валу.

При вращении рабочего колеса вентилятора воздух по воздуховоду подводится к его центру и за счет центробежных сил отбрасывается от центра к периферии, и далее нагнетается в воздуховод. В центре рабочего колеса образуется зона разрежения, куда беспрерывно затягивается воздух.

Направляющий аппарат (см. рис. 8.4) устанавливается перед вентилятором (дымососом) на всасывающем патрубке. Аппарат состоит из металлического патрубка с фланцами, внутри которого размещены поворотные лопатки *2*. Все поворотные лопатки имеют общий поворотный механизм, с помощью которого они могут поворачиваться одновременно на одинаковый угол.

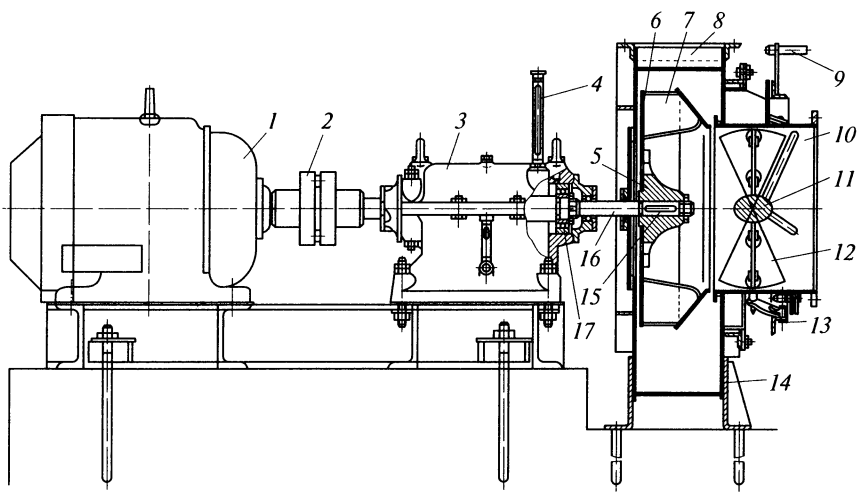


Рис. 8.3. Установка с центробежным дутьевым вентилятором (дымососом):

1 — электродвигатель; *2* — муфта; *3* — ходовая часть; *4* — термометр; *5* — ротор; *6* — диск; *7* — крыльчатка (лопатки); *8*, *10* — выходной и входной патрубки; *9* — рукоятка поворота лопастей; *11* — центральный рассекатель; *12* — поворотные лопасти; *13* — поворотное кольцо; *14* — улиткообразный корпус; *15* — втулка; *16* — вал; *17* — подшипник

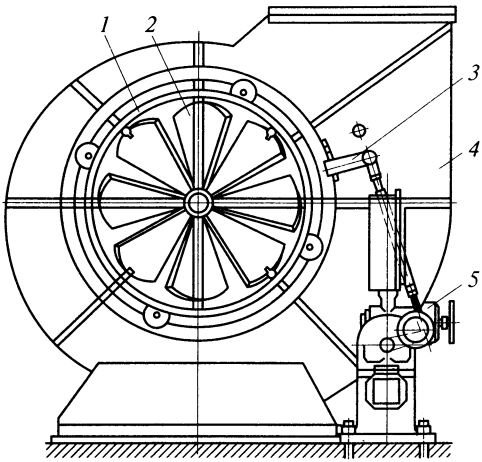


Рис. 8.4. Направляющий аппарат:

1 — кожух направляющего аппарата; *2* — поворотные лопатки; *3* — привод; *4* — кожух дымососа; *5* — колонка дистанционного управления

Наибольшее распространение получили центробежные дутьевые вентиляторы, которые выпускаются следующих марок: ВД-6; -8; -10; -12; -13,5; -15,5; -18; -20 (в написании марки В — вентилятор, Д — дутьевой, цифра — диаметр колеса в дециметрах).

Устройство дымососа типа Д аналогично устройству вентилятора типа ВД, но имеет свои особенности:

- корпус, рабочее колесо, ступица рабочего колеса, направляющий аппарат выполняются из жаропрочной стали, так как дымососы рассчитаны на работу при температуре газов 200...250 °С;
- в масляной ванне размещен змеевик с подводом воды для охлаждения масла;
- корпус дымососа покрывается тепловой изоляцией.

Выпускаемые дымососы этого типа имеют марки: Д-8; -10; -12; -13,5; -15,5; -18; -20.

8.5. Эксплуатация дымососов и вентиляторов

Перед пуском в работу необходимо осмотреть дымосос и вентилятор, обращая внимание на следующее:

- наличие ограждения валов и полумуфт;
- наличие заземления электродвигателей;
- прочность крепления электродвигателя, подшипников, дымососа (вентилятора);
- наличие масла в подшипниках по масломерному стеклу;

• наличие поступления воды на охлаждение подшипников;
• наличие уплотнений в местах прохода вала через кожух;
• наличие ограждающих сеток у всасывающих патрубков вентилятора;
• соответствие указателей положения регулирующих устройств у машины указателям, установленным на щите управления;
• плотность закрытия и легкость хода регулирующих устройств;
• отсутствие задеваний движущихся частей.

Для проверки работы дымососа (вентилятора) на холостом ходу необходимо направляющий аппарат или шибер полностью закрыть и включить электродвигатель. Проверить отсутствие посторонних шумов, задеваний движущихся частей о корпус, вибрации подшипников. Далее нужно медленно открывать направляющий аппарат или шибер таким образом, чтобы ток электродвигателя под нагрузкой не превышал допустимого значения.

В процессе работы дымососа и вентилятора необходимо:
• контролировать уровень масла в подшипниках;
• проверять температуру корпусов подшипников;
• следить за поступлением воды на охлаждение подшипников;
• контролировать показания амперметров электродвигателей;
• проверять на ощупь температуру статора электродвигателя;
• следить за исправным состоянием регулирующих устройств (направляющих аппаратов, шиберов).

8.6. Центробежные и поршневые насосы

Широкое применение в котельных получили центробежные насосы. Центробежный насос типа К (рис. 8.5) является горизонтальным одноступенчатым с односторонним всасыванием. Он состоит из чугунного корпуса *1*, внутренняя поверхность которого выполнена в виде улитки с диффузорным каналом, крышки *2*, которая шпильками крепится к корпусу. Нагнетательный (напорный) патрубок *3* расположен под углом 90° к оси насоса. Рабочее колесо *4* с лопатками закрепляется на конце вала *5*. Возникающее во время работы насоса усилие воспринимается подшипниками, расположенными в масляной ванне *8*. Для предотвращения утечки воды из насоса используется сальниковое уплотнение *9*. Вал *5* насоса соединяется с валом электродвигателя *7* с помощью муфты *6*.

Вода через всасывающий патрубок *10* поступает в насос и при вращении рабочего колеса *4* под действием центробежной силы отбрасывается к стенкам насоса и через нагнетательный патрубок *3* подается в напорную линию.

В самой высокой точке корпуса имеется закрытое пробкой отверстие для выпуска воздуха из корпуса и всасывающего патрубка в момент заливки насоса водой при первоначальном пуске. При

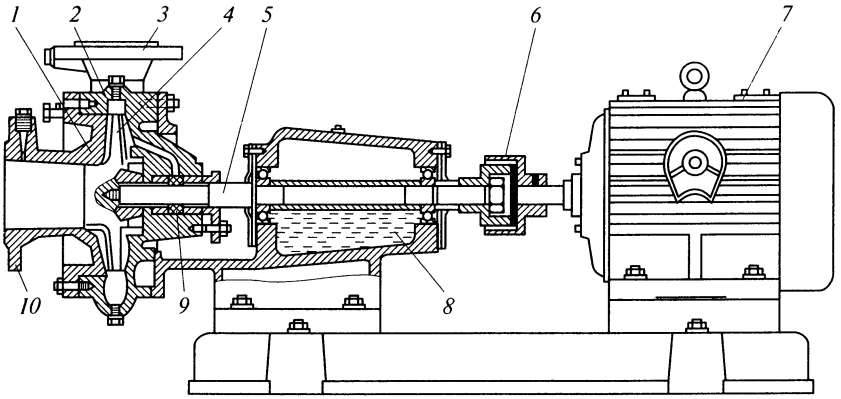


Рис. 8.5. Центробежный насос типа К:

1 — корпус; *2* — крышка корпуса; *3* — нагнетательный патрубок; *4* — рабочее колесо; *5* — вал; *6* — муфта; *7* — электродвигатель; *8* — масляная ванна; *9* — сальниковое уплотнение; *10* — всасывающий патрубок

продолжительной остановке вода сливается из насоса через отверстие в нижней части корпуса, также закрываемое пробкой.

Одноступенчатые насосы имеют одно рабочее колесо, создают сравнительно небольшой напор 120...550 кПа (12...55 м вод. ст.) и обеспечивают производительность 6,7...160 м^3/ч. Многоступенчатые насосы имеют до 12 ступеней (рабочих колес) и создают большой напор. Производительность их зависит от диаметра рабочих колес и скорости вращения. На центробежных насосах устанавливается следующая арматура и КИП (рис. 8.6):

- на всасывающей линии — приемный клапан *5* с сеткой, запорное устройство *7*, термометр *8*, вакуумметр *9*;
- на нагнетательной линии — запорное устройство *10*, обратный клапан *11*, манометр *12*.

Для предупреждения перегрева и повреждения насоса при отсутствии расхода воды необходим рециркуляционный трубопровод с вентилем. Перед пуском насоса необходимо провести осмотр, проверить наличие смазки в подшипниках, набивку сальников, отсутствие заедания при проворачивании рабочего колеса. Чтобы пустить насос в работу, необходимо залить его и всасывающий трубопровод через воронку *13* водой, открыть запорное устройство *7* на всасывающем трубопроводе, закрыть запорное устройство *10* на нагнетательном трубопроводе, включить электродвигатель и через 40...50 с, открывая запорное устройство на нагнетательном трубопроводе, установить заданное давление.

Во время работы насосов необходимо следить за температурой подшипников, которая не должна превышать 60...70 °С, состоя-

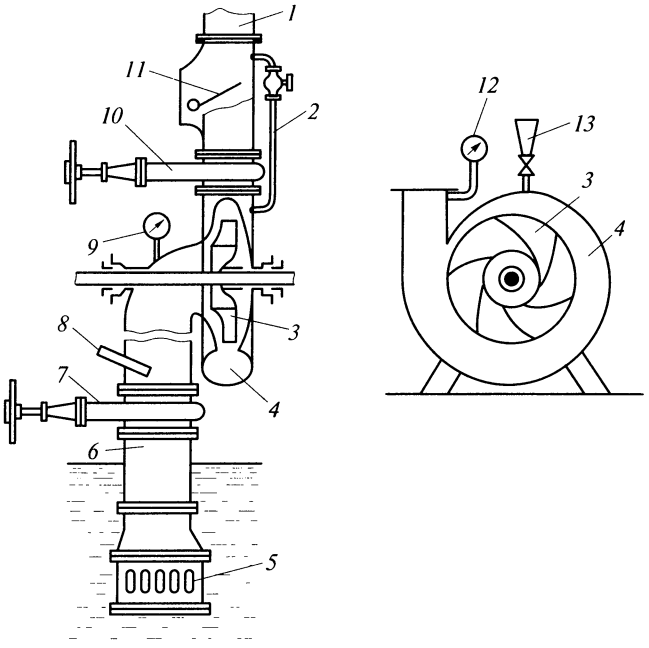


Рис. 8.6. Схема установки центробежного насоса:

1 — напорный трубопровод; *2* — перепускное устройство (байпас); *3* — лопастное колесо; *4* — кожух-улитка; *5* — приемный клапан с сеткой; *6* — всасывающий трубопровод; *7* — запорное устройство на всасывающем трубопроводе; *8* — термометр; *9* — вакуумметр; *10* — запорное устройство на нагнетательном трубопроводе; *11* — обратный клапан; *12* — манометр; *13* — воронка для заливки насоса

нием упругой муфты, сальниковой набивки, показаниями манометра, термометра, вакуумметра.

Для остановки насоса необходимо закрыть запорное устройство *10* на нагнетательном трубопроводе, выключить электродвигатель, закрыть запорное устройство *7* на всасывающем трубопроводе, слить воду из насоса и трубопровода.

Переход с рабочего насоса на резервный проводится следующим образом: заполнить резервный насос водой, включить электродвигатель резервного насоса, одновременно на резервном насосе открыть, а на рабочем насосе закрыть запорную арматуру на нагнетательной линии; после закрытия запорного устройства на нагнетательном трубопроводе выключить электродвигатель рабочего насоса; сделать запись в рабочем журнале о переходе с рабочего насоса на резервный с указанием времени.

К неисправностям центробежных насосов относятся:

- отсутствие смазки подшипников;
- утечка воды через сальниковые уплотнения;

• износ соединительной муфты;
• износ лопаток рабочего колеса;
• падение давления, снижение расхода воды и КПД в результате кавитации.

Кавитация в насосах происходит вследствие падения давления на всасывающей стороне насоса, которое приводит к вскипанию воды, образованию в жидкости пузырей, заполненных паром. Пузыри пара, двигаясь вместе с водой по лопаткам рабочего колеса, попадают в область более высоких давлений, где происходит резкая конденсация влаги, т.е. пузыри пара резко уменьшаются в объеме и жидкость, занимающая освободившееся пространство, приобретает в этих местах большую скорость. Давление при этом достигает сотен атмосфер, возникают сильные местные гидравлические удары жидкости о стенки корпуса и лопатки рабочего колеса, которые разрушают металл и насос выходит из строя буквально через несколько суток.

Паровые поршневые насосы применяют в котельных в качестве резервных устройств для питания паровых котлов водой. Вертикальный прямодействующий паровой поршневой насос (рис. 8.7) состоит из двух блоков, и если в одном блоке происходит всасывание, то в другом — нагнетание. Каждый блок состоит из паровой поршневой машины и поршневого водяного насоса.

Паровая поршневая машина включает в себя паровой цилиндр *1* с поршнем *15* и пароораспределительную золотниковую коробку *5* с цилиндрическим золотником *6*, в которой имеются два крайних (наружных) канала *3* для впуска пара и два средних (внутренних) канала *4* для выпуска пара. Водяная часть насоса состоит из водяного цилиндра *12* с поршнем *13* и клапанной коробки *10* с всасывающим *11* и нагнетательным *9* клапанами. Поршень водяного цилиндра получает движение от поршня паровой машины, находящегося с ним на одном штоке *14*.

Принцип работы поршневого насоса заключается в следующем. На цикле всасывания (рис. 8.7, *а*) при нижнем положении цилиндрического золотника *6* в верхнюю часть парового цилиндра через верхний (наружный) впускной канал *3* поступает пар и под его давлением поршень *15* опускается вниз, а отработавший пар из нижней части парового цилиндра по внутреннему каналу подается в паровыпускной патрубок. Синхронно с паровым поршнем вниз движется и водяной, в результате чего в водяном цилиндре и клапанной коробке *10* образуется разрежение, за счет которого нагнетательный клапан *9* закрывается, а всасывающий клапан *11* открывается, и вода поступает в водяной цилиндр.

Цикл нагнетания начинается как только поршни достигли своего нижнего положения, стойка рычагов механизма пароораспределения перемещает цилиндрический золотник вверх (рис. 8.7, *б*), при этом открывается нижний (наружный) впускной канал *3* и

пар поступает в нижнюю часть парового цилиндра *1*, под давлением которого паровой поршень *15* вместе с водяным *13* начинают двигаться вверх. При этом в водяном цилиндре и клапанной коробке создается давление, за счет которого всасывающий клапан *11* закрывается, а нагнетательный клапан *9* открывается, и вода поступает на питание котла.

К оборудованию паровых поршневых насосов относятся: манометр на нагнетательной линии, отключающие устройства на всасывающем и нагнетательном трубопроводах, на паропроводе к насосу; предохранительный клапан между насосом и запорным устройством на нагнетательном трубопроводе; продувочные краны *16* для выпуска конденсата из паровых цилиндров; масленка *2* для смазывания золотников и поршней паровых цилиндров.

Перед пуском насоса его нужно осмотреть, проверить наличие масла в масленках паровых цилиндров и смазать трущиеся части. После этого закрыть запорные устройства на всасывающем и нагнетательном трубопроводах и открыть продувочные краники. Если запорные устройства на питательной линии от насоса до входа воды в котел открыты, осторожно приоткрыть паровой пусковой

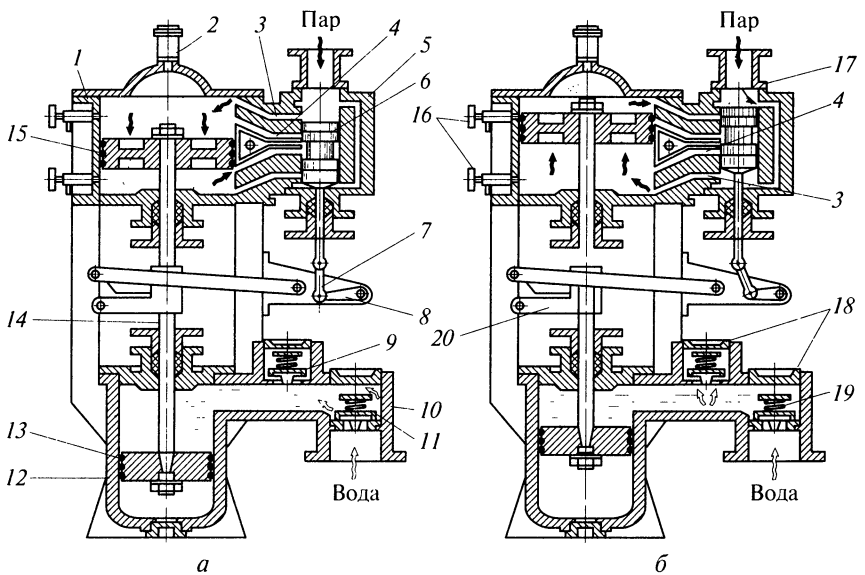


Рис. 8.7. Паровой поршневой насос:

а — блок всасывания; *б* — блок нагнетания; *1* — паровой цилиндр; *2* — масленка; *3* — наружный впускной канал; *4* — внутренний канал; *5* — золотниковая коробка; *6* — цилиндрический золотник; *7* — тяга золотника; *8* — рычаг тяги; *9* — нагнетательный клапан; *10* — клапанная коробка; *11* — всасывающий клапан; *12* — водяной цилиндр; *13*, *15* — поршни; *14* — шток; *16* — продувочные краны; *17* — паровой патрубок; *18* — крышки; *19* — пружина; *20* — муфта

вентиль, при этом насос должен приходить в движение медленно, постепенно. Через продувочные краны должен выходить пар. Закрыть их можно только тогда, когда из них пойдет сухой пар. Затем воздушным краником на нагнетательной линии следует проверить отсутствие воздуха и открыть паровой вентиль для создания необходимой производительности насоса.

При появлении стуков в насосе нужно усилить смазку и выпустить конденсат из паровых цилиндров, открыв для этого продувочные краники. По манометру на нагнетательном трубопроводе нужно следить за давлением воды, которое должно превышать давление в котле не менее чем на 0,05...0,15 МПа (0,5...1,5 кгс/см^2).

Для остановки парового поршневого насоса необходимо закрыть запорное устройство на линии подачи пара, затем закрыть задвижки на нагнетательном и всасывающих трубопроводах и открыть продувочные краны у паровых цилиндров, чтобы выпустить конденсат.

Контрольные вопросы

1. Что такое естественная и искусственная тяга?
2. Каков принцип работы дымовой трубы?
3. От каких факторов зависит тяга, создаваемая дымовой трубой?
4. Укажите основные причины нарушения тяги.
5. Каким образом регулируется тяга?
6. Опишите конструкцию дымососа (вентилятора).
7. Что необходимо проверить перед пуском дымососа (вентилятора)?
8. Как включить в работу дымосос (вентилятор)?
9. Изобразите принципиальную схему подачи воздуха и удаления продуктов горения для котлов с уравновешенной тягой.
10. Какие устройства используются для питания котлов водой?
11. Поясните устройство и принцип действия центробежного насоса.
12. Как пустить в работу центробежный насос?
13. В чем заключается обслуживание центробежного насоса?
14. Каковы возможные неисправности центробежных насосов?
15. Каковы устройство и принцип действия парового поршневого насоса?
16. Как пустить в работу поршневой насос?

ГЛАВА 9
АРМАТУРА КОТЛОВ

9.1. Классификация арматуры котельного агрегата

Арматурой называют приборы и предохранительные устройства, обеспечивающие безопасную и безаварийную работу котла, а также устройства, служащие для управления и регулирования котельного агрегата.

Для выполнения данных задач котлы должны быть оснащены:

- устройствами, предохраняющими от повышения давления (предохранительными устройствами);
- указателями уровня воды в барабанах паровых котельных агрегатов;
- манометрами;
- запорной и регулирующей арматурой.

Арматуру, применяемую для установки на трубопроводах воды и водяного пара, в зависимости от назначения подразделяют на четыре класса: запорную, регулирующую, предохранительную и контрольную.

Запорная арматура служит только для герметичного отключения котельного агрегата или его элементов, отдельных участков или всего трубопровода от сети. К запорной арматуре относятся задвижки, вентили и краны.

Регулирующая арматура предназначена для изменения или поддержания заданного давления или расхода среды. К такой арматуре относятся: регулировочные вентили, дроссельные клапаны, питательные клапаны, приборы для автоматического регулирования. Следует отметить, что использовать для регулирования запорную арматуру нежелательно, так как вследствие большой скорости рабочей среды, образующейся при дросселировании, детали запорных органов быстро изнашиваются, в результате чего арматура становится непригодной к эксплуатации.

Предохранительная арматура служит для ограничения давления, расхода и направления движения среды. К ней относятся предохранительные клапаны на питательных линиях, паропроводах, барабанах, обратные клапаны на питательных линиях.

К *контрольной арматуре* относятся указатели уровня воды и пробкоспускные краны.

9.2. Запорная арматура

Запорная арматура должна обеспечивать плотность отключения в закрытом состоянии и оказывать минимальное сопротивление протекающей среде в открытом состоянии. В качестве запорной арматуры применяют задвижки и вентили. По сравнению с вентилями задвижки создают относительно небольшое гидравлическое сопротивление, требуют меньшего усилия на открывание и закрывание, допускают протекание среды в обоих направлениях, имеют меньшую длину корпуса, могут быть изготовлены на большое проходное сечение. К недостаткам задвижек относятся более сложная, чем у вентилей, конструкция, быстрый износ уплотнительных поверхностей затвора и больший подъем затвора при полном открывании, что увеличивает ее габаритные размеры. Соответственно с этим вентили как запорные органы применяют преимущественно при небольшом проходном сечении (диаметр трубопровода до 100 мм), когда требуется большая плотность отключения (например, для дренажных и спускных трубопроводов), и в основном они используются в качестве регулирующих органов.

На рис. 9.1, *а* изображен наиболее распространенный тип запорного вентиля — нормальный фланцевый вентиль низкого и среднего давления. Он состоит из корпуса *4*, в который запрессовано стальное или бронзовое кольцо (седло *5*), и клапана (тарелки) *6*, соединенного со шпинделем *7*. На конце шпинделя имеется резьба, посредством которой он при вращении маховика *1* во время закрывания или открывания вентиля ввинчивается в траверсу *9*. Присоединение запорного вентиля к трубопроводу осуществляется с помощью фланцев *3*. На рис. 9.1, *б* показан запорный вентиль высокого давления бесфланцевый, который крепится к трубопроводам посредством сварки.

Количество пара (или воды), проходящего через вентиль, регулируется подъемом или опусканием клапана. Для облегчения открывания крупных вентилей применяют разгрузочные обводные (байпасные) линии малого диаметра, служащие для выравнивания давления среды до и после вентиля. Прежде чем открыть основной вентиль, открывают байпас и после того, как в трубопроводе до и после вентиля установится одинаковое давление, приступают к открыванию основного вентиля.

Для этой же цели некоторые вентили выполняются с двумя расположенными на одном шпинделе клапанами (тарелками), один из которых имеет меньший размер и устанавливается в средней части большого клапана (см. рис. 9.1, *б*). При подъеме шпинделя сначала поднимается малый разгрузочный клапан *11* на определенную высоту, а затем после выравнивания давления при дальнейшем открывании вентиля поднимается большой клапан *6*.

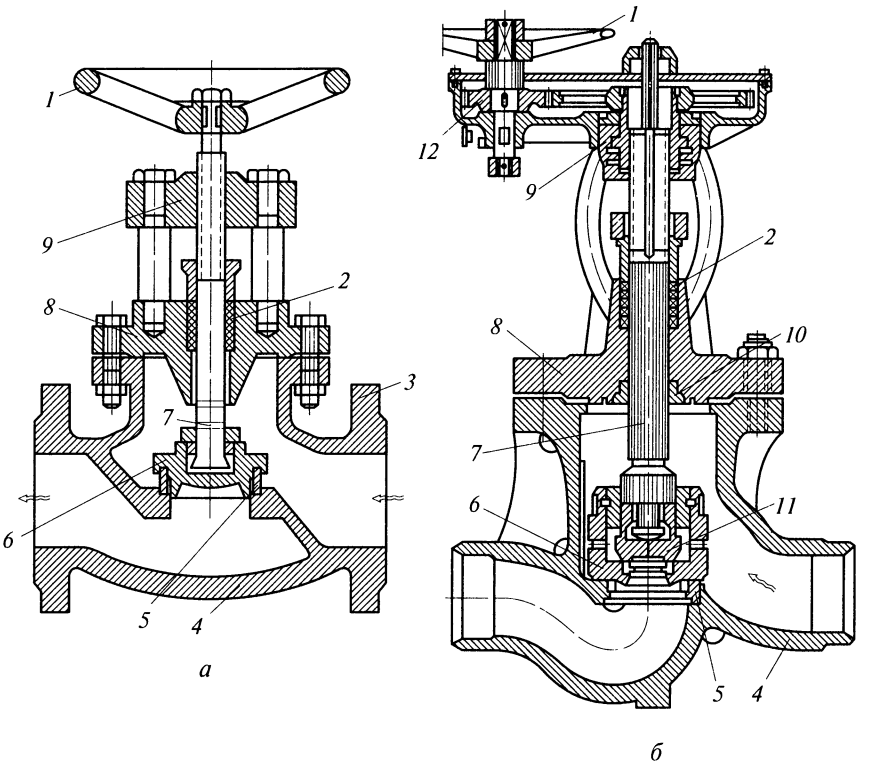


Рис. 9.1. Запорный вентиль:

а — фланцевый низкого и среднего давления; *б* — высокого давления, бесфланцевый; *1* — маховик; *2* — сальниковое уплотнение; *3* — фланец; *4* — корпус; *5* — седло; *6* — клапан (тарелка); *7* — шпиндель; *8* — крышка; *9* — траверса; *10* — втулка; *11* — разгрузочный клапан; *12* — шестерня; ⟹ — движение пара (или воды)

Для облегчения открывания вентиля привод шпинделя осуществляют через две цилиндрические шестерни *12* от маховика диаметром до 500 мм. При эксплуатации каждый вентиль должен обеспечивать полное перекрытие трубопроводов.

Вентиль является надежным запорным и регулирующим органом. Однако он создает большое сопротивление потоку среды вследствие резкого двукратного изменения направления ее движения.

На электростанциях и в котельных нашли широкое применение задвижки, которые создают значительно меньшее сопротивление потоку среды, чем вентили. Жидкость или пар к задвижкам подводится с любой стороны.

Задвижки могут иметь разные затворы (параллельные и клиновые), выдвижные и невыдвижные шпиндели.

На рис. 9.2, *а* приведена нормальная задвижка с параллельными уплотнительными дисками. Задвижка состоит из чугунного корпуса *7*, крышки *8*, маховика *1*, выдвижного шпинделя *3*, уплотнительных колец *4* и дисков *5*. Между дисками устанавливается распорное устройство *6*. При вращении маховика по часовой стрелке шпиндель вместе с дисками опускается, распорное устройство, упираясь в нижнюю часть корпуса, раздвигает диски и плотно прижимает их к уплотнительным кольцам, закрывая проход воде или пару. В задвижках с выдвижным шпинделем шпиндель и маховик имеют квадратную резьбу, и при вращении маховика шпиндель вывинчивается или ввинчивается в него, увлекая за собой диски.

Согласно Правилам Ростехнадзора у всех вновь устанавливаемых стационарных котлов паропроизводительностью более 4 т/ч управление парозапорными органами должно осуществляться дистанционно с рабочего места машиниста котла. На электростанциях или больших отопительных котельных часто применяются задвижки или вентили с электрическим приводом, позволяющим открывать или закрывать их дистанционно. На рис. 9.2, *б* приведе-

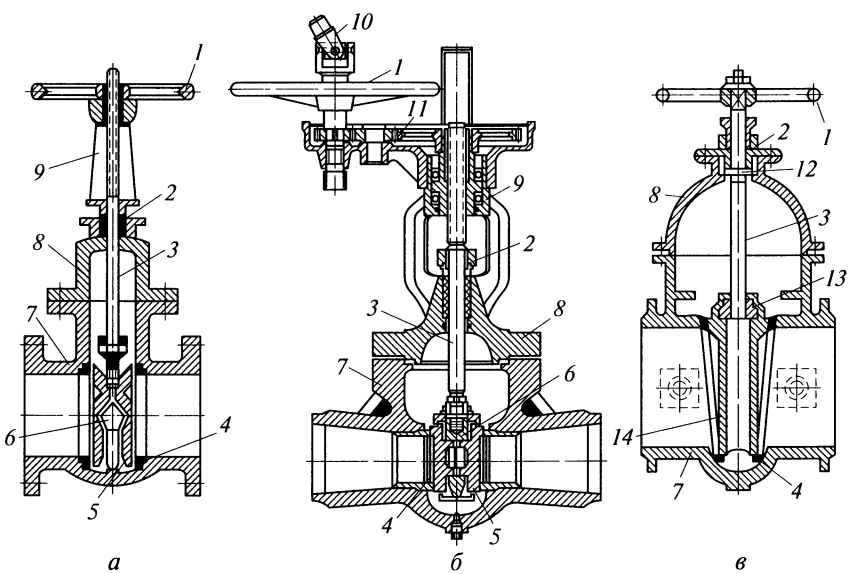


Рис. 9.2. Задвижки:

а — нормальная с параллельными уплотнительными дисками и выдвижным шпинделем; *б* — бесфланцевая высокого давления с дистанционным приводом; *в* — клиновая с невыдвижным шпинделем; *1* — маховик; *2* — сальниковая набивка; *3* — шпиндель; *4* — уплотнительные кольца; *5* — уплотнительные диски; *6* — распорное устройство; *7* — корпус; *8* — крышка; *9* — траверса; *10* — шарнир; *11* — зубчатая передача; *12* — буртик; *13* — нарезная втулка; *14* — клиновой затвор

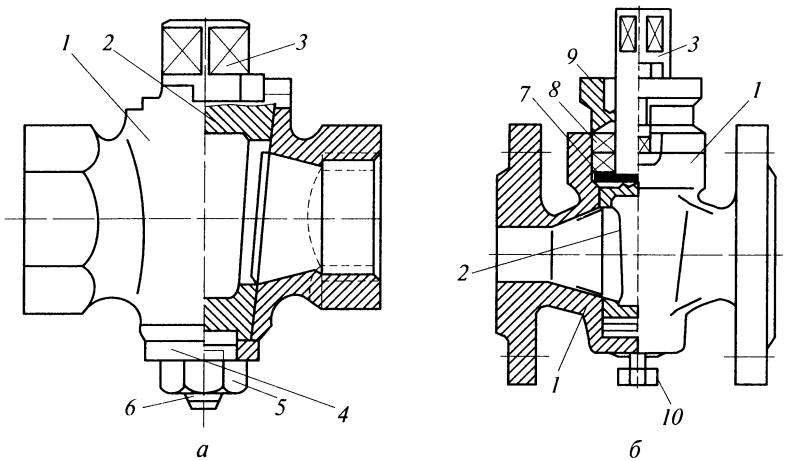


Рис. 9.3. Краны:

а — натяжной газовый муфтовый; *б* — сальниковый; *1* — корпус; *2* — пробка; *3* — четырехгранная головка; *4* — шайба; *5* — гайка; *6* — шпилька с резьбой; *7* — опорное кольцо; *8* — сальниковая набивка; *9* — крышка сальника; *10* — болт

на бесфланцевая задвижка высокого давления с дистанционным приводом. Бесфланцевая арматура непосредственно приваривается к трубопроводу.

В клиновых задвижках с невыдвижным шпинделем *3* (рис. 9.2, *в*) последний вращается вместе с маховиком *1*. На конце шпинделя *3* имеется резьба, которая входит в нарезную втулку *13*, расположенную в верхней части клинового затвора *14*. При вращении маховика шпиндель *3* из-за имеющегося на нем буртика *12* не может подняться и будет вращаться вместе с маховиком. При этом нарезная втулка *13* будет вращаться по его резьбе, поднимая или опуская клиновой затвор *14* задвижки.

Для надежной работы арматуры очень важно, чтобы место прохода шпинделя было тщательно обработано (отшлифовано) и уплотнено. Уплотнение достигается при помощи сальниковой набивки *2* и грундбуксы (сальникового уплотнения). Грундбукса с внешней стороны имеет резьбу, при помощи которой она ввинчивается в крышку и, таким образом, уплотняет набивку.

В качестве запорного устройства для низкого давления среды (0,3...0,5 МПа) применяются пробковые краны. Краны предназначены для быстрого открывания и закрывания прохода в трубопроводе и для регулирования расхода. Пробковые краны по способу уплотнения бывают натяжные (рис. 9.3, *а*) и сальниковые (рис. 9.3, *б*); по способу соединения — муфтовые, фланцевые и цапковые; по материалу корпуса и пробки — чугунные, бронзовые и комбинированные (чугунный корпус с бронзовой пробкой).

Основными элементами кранов являются корпус *1* и коническая пробка *2* с отверстием для прохода газа. На четырехгранной головке *3* под ключ наносится риска, совпадающая с направлением отверстия в пробке. Если риска на головке совпадает с направлением трубопровода, на котором установлен кран, то проход для среды открыт, а если риска направлена поперек трубопровода, то проход закрыт.

В натяжных кранах в нижней части пробки есть шпилька *6* с резьбой (см. рис. 9.3, *а*), на которую надевается шайба *4* и накручивается гайка *5*. Плотность в этих кранах обеспечивается натяжением гайки. Краны, устанавливаемые на газопроводах, должны иметь упоры, ограничивающие поворот пробки в границах 90°.

Плотность в сальниковых кранах обеспечивается сальниковой набивкой *8*. Уплотнение ее осуществляется затягиванием сальника с помощью крышки *9* сальника. Для облегчения разборки сальникового крана в нижней части корпуса устанавливается отжимной болт *10*.

В самосмазывающихся кранах (рис. 9.4) на конусных или цилиндрических уплотнительных поверхностях корпусов и пробок имеются канавки *4*. Их заполнение смазкой снижает давление,

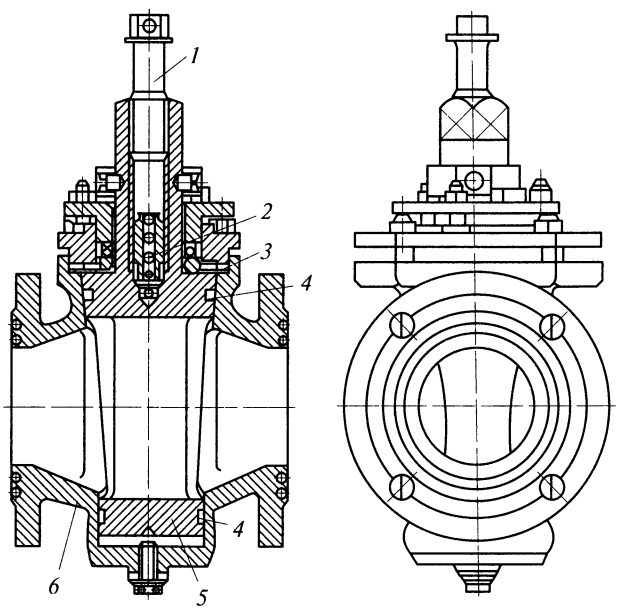


Рис. 9.4. Чугунный самосмазывающийся кран:

1 — болт; *2* — шариковый клапан; *3* — прокладка; *4* — канавки; *5* — пробка; *6* — корпус

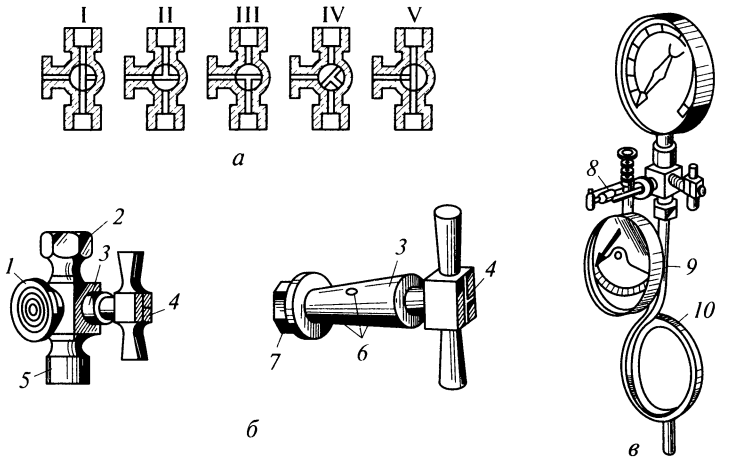


Рис. 9.5. Трехходовой кран:

а — положения I—V трехходового крана; *б* — детали крана; *в* — крепление контрольного манометра для проверки рабочего манометра; I — рабочее положение; II — постановка стрелки на ноль; III — продувка сифонной трубки; IV — промежуточное положение (набор конденсата в сифонной трубке); V — проверка рабочего манометра контрольным; *1* — фланец для контрольного манометра; *2* — штуцер для манометра; *3* — пробка крана; *4* — риски; *5* — ниппель для сифонной трубки; *6* — отверстия в пробке; *7* — гайка для затяжки пробки; *8* — скоба; *9* — контрольный манометр; *10* — сифонная трубка

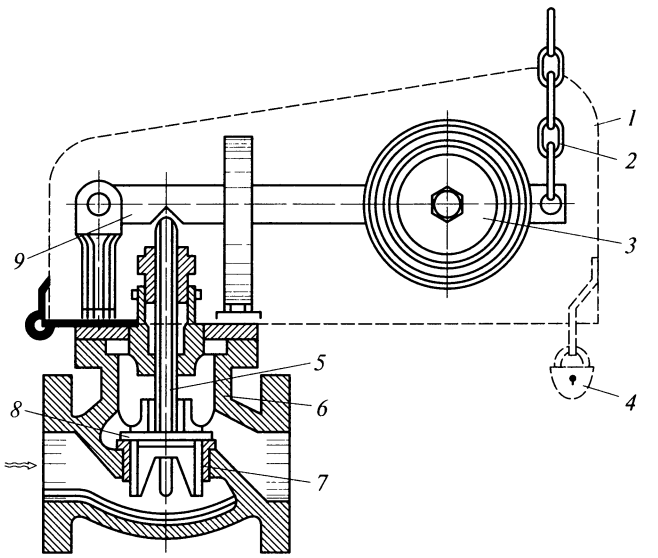
необходимое для герметичного закрытия прохода, и усилие, необходимое для поворота пробки. Периодическая подача смазки в канавки корпуса *6* и пробки *5* осуществляется нажимным болтом *1*.

Трехходовой кран (рис. 9.5) устанавливается между манометром и сифонной трубкой, которая защищает трубчатую пружину манометра от чрезмерного нагрева при измерении давления пара или горячей воды. На ручке трехходового крана в виде буквы Т нанесены риски, совпадающие с направлениями каналов в пробке. Поворотом ручки можно поставить кран в следующие положения:

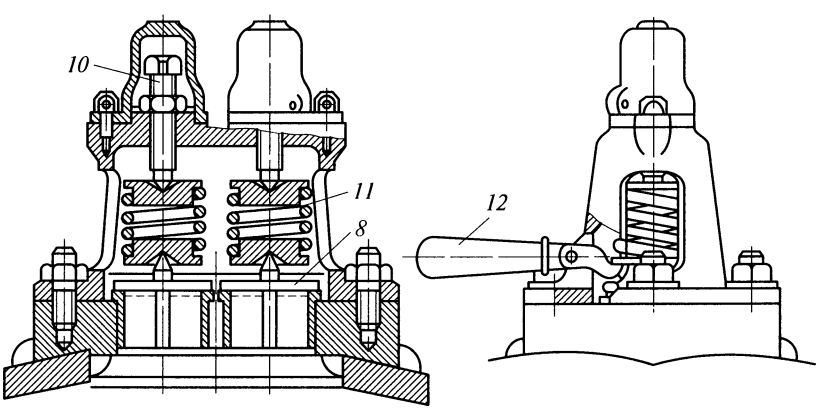
- рабочее положение — манометр соединен с источником давления (барабан котла, трубопровод и т.д.);
- проверка рабочего манометра постановкой стрелки на нуль (манометр при этом соединен с атмосферой);
- проверка рабочего манометра контрольным (все отверстия в пробке при этом совпадают с отверстиями в корпусе крана);
- продувка сифонной трубки (источник давления соединен с атмосферой);
- нейтральное положение для охлаждения воды или конденсации пара в сифонной трубке (отверстия в пробке и корпусе не совпадают). В этом положении можно заменить неисправный манометр.

9.3. Предохранительные клапаны

Предохранительные клапаны обеспечивают автоматический выпуск пара или воды из котлов, пароперегревателей и отключаемых (по воде) экономайзеров, в которых давление поднялось выше нормы. Они делятся на рычажно-грузовые, пружинные и импульсные.



а



б

Рис. 9.6. Предохранительные клапаны:

а — рычажный грузовой; *б* — пружинный; *1* — кожух предохранительного клапана; *2* — цепочка для подрыва клапана; *3* — груз; *4* — замок; *5* — шток; *6* — корпус; *7* — седло; *8* — тарелка; *9* — рычаг; *10* — нажимной винт; *11* — пружина; *12* — ручка для открывания клапана; ⇒ — направление движения потока

На каждом паровом и водогрейном котлах, экономайзере, отключаемом по рабочей среде, должно быть установлено не менее двух предохранительных клапанов (рабочий и контрольный). Предохранительные клапаны защищают котлы и водяные экономайзеры при превышении в них давления более чем на 10 % расчетного (разрешенного).

В рычажном грузовом предохранительном клапане (рис. 9.6, *а*) выход пара из клапана закрывается тарелкой *8*, которая грузом *3*, закрепленным на рычаге *9*, прижимается к седлу *7*, вставленному в корпус *6*. Направляющие ребра тарелки не дают ей перекашиваться относительно седла. Рычажный контрольный клапан после настройки заключают в кожух *1* и закрывают на замок *4*. Для проверки работы клапана к рычагу прикрепляют цепочку *2*, которую пропускают через крышку кожуха. Для выхода пара в корпусе имеется отверстие.

Методика и периодичность регулирования предохранительных клапанов на котлах, пароперегревателях и экономайзерах и давление начала их открывания должны быть указаны предприятием-изготовителем в инструкции по монтажу и эксплуатации котла.

В пружинных предохранительных клапанах (рис. 9.6, *б*) давление на тарелку *8* создает пружина *11*. Для настройки предохранительных клапанов на срабатывание при необходимом давлении используются нажимные винты *10*.

Импульсные предохранительные клапаны устанавливаются на паровых котлах с рабочим давлением более 3,9 МПа.

9.4. Обратные клапаны

Обратные клапаны пропускают среду только в одном направлении и предназначены для предотвращения движения среды в противоположном направлении. По устройству они делятся на подъемные и поворотные, по способу соединения с трубопроводом — на муфтовые и фланцевые.

Обратный подъемный клапан (рис. 9.7, *а*) состоит из корпуса *2*, в круглое проходное отверстие которого впрессовано бронзовое седло *4*, закрываемое клапанной тарелкой *3*. Для плотного закрывания клапана тарелка притирается к седлу. Сверху обратного клапана расположена крышка, куда входит направляющий шток тарелки. При движении воды тарелка поднимается, проходное отверстие открывается и вода проходит через клапан. При движении воды в обратном направлении тарелка опускается и обратное движение воды прекращается.

Обратный поворотный клапан (рис. 9.7, *б*) состоит из корпуса *2* с шарнирно закрепленной тарелкой *3* (захлопкой), которая под

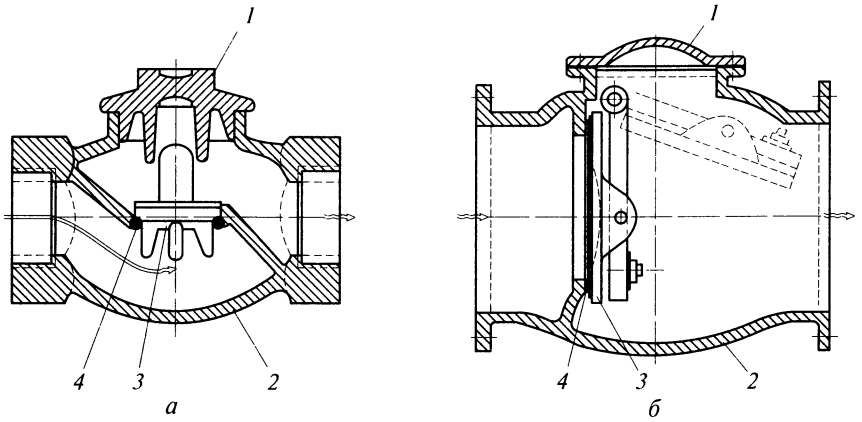


Рис. 9.7. Обратные клапаны:

а — подъемный; *б* — поворотный; *1* — крышка корпуса; *2* — корпус; *3* — тарелка (захлопка); *4* — седло; ⇒ — направление движения воды

давлением движущейся среды поднимается, открывая проход для воды. При выключении насоса или аварийном снижении давления в питательном трубопроводе тарелка падает, клапан закрывается и обратное движение воды прекращается.

Подъемный обратный клапан, изображенный на рис. 9.7, *а*, применим только на горизонтальных участках трубопроводов, поворотный (см. рис. 9.7, *б*) — на горизонтальных и вертикальных.

9.5. Регулирующие клапаны

При автоматизации котельных установок для регулирования подачи питательной воды в котел используют одно- и двухседельные питательные клапаны. В двухседельном регулирующем клапане (рис. 9.8) тарелки *1* разгружены и для их перемещения требуется небольшое усилие.

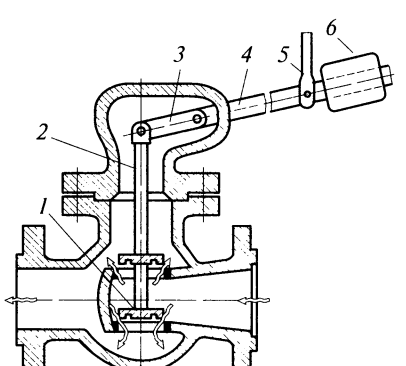


Рис. 9.8. Двухседельный регулирующий клапан:

1 — тарелка; *2* — шпиндель; *3*, *4* — внутренний и наружный рычаги; *5* — тяга к ручному или автоматическому дистанционному управлению; *6* — груз; ⇒ — направление движения воды

Количество подаваемой воды регулируется путем вертикального перемещения шпинделя *2*, связанного с внутренним *3* и наружным *4* рычагами. На конце наружного рычага установлен противовес (груз *6*). Исполнительный механизм регулятора с помощью тяги *5* связан с наружным рычагом питательного клапана.

9.6. Водоуказательные приборы

Для определения уровня воды в барабане котла применяются водоуказательные стекла. На рис. 9.9 приведен водоуказательный прибор, имеющий плоское стекло *3* с гладкой смотровой поверхностью и призматическими рисками на противоположной поверхности. Стекло вставлено в специальную металлическую рамку *2*. Водоуказательный прибор соединен стальными трубками с паровым и водяным пространствами барабана. На трубках установлены три крана *1*, *4*, *5*, позволяющие при продувке водоуказательного прибора соединить его с паровым и водяным пространствами барабана, а также с атмосферой.

На всех водоуказательных приборах против допустимых нижнего и верхнего уровней воды в барабане котла устанавливают неподвижные указатели. Высота прозрачного элемента каждого указателя уровня воды должна превышать допустимые пределы уровня воды, но не менее чем на 25 мм с каждой стороны.

Указатели уровня воды прямого действия должны устанавливаться вертикально или с наклоном вперед под углом не более 30° и должны быть расположены и освещены так, чтобы уровень воды был хорошо виден с рабочего места оператора.

На паровых котлах с высоко расположенными водоуказательными приборами (более 6 м от пола котельной), когда затруднительно или даже невозможно наблюдение за уровнем воды в водоуказательном стекле, применяют сниженные указатели уровня. На них

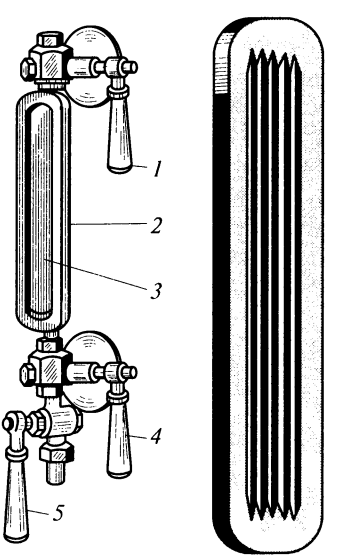


Рис. 9.9. Водоуказательный прибор с одним плоским стеклом:

а — общий вид прибора; *б* — стекло; *1* — паровой кран; *2* — рамка; *3* — плоское стекло; *4* — водяной кран; *5* — продувочный кран

должны быть нанесены низший и высший допустимые уровни по водоуказательному стеклу, которое установлено на этом же котле.

Исправность сниженных указателей уровня проверяется сверкой с показаниями водоуказательных стекол прямого действия.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение арматуры котельного агрегата? Укажите ее классификацию.
2. Что относится к запорной арматуре и каковы требования к ней?
3. Каково устройство вентиля?
4. Какие конструктивные особенности имеют крупные вентили, облегчающие их открытие?
5. Как устроена задвижка с параллельными уплотнительными дисками?
6. Поясните устройство натяжного крана.
7. Как устроен кран с сальниковым уплотнением?
8. Каковы особенности самосмазывающихся кранов?
9. Где используются трехходовые краны и каково их устройство?
10. Укажите назначение, типы и места установки предохранительных клапанов.
11. Каково назначение и устройство обратных клапанов?
12. Как устроен двухседельный регулирующий клапан?
13. Как устроены указатели уровня воды в барабане котла и каковы требования к ним?

ГЛАВА 10

ТРУБОПРОВОДЫ КОТЕЛЬНОЙ

10.1. Классификация трубопроводов

Элементы котельного агрегата, находящиеся под давлением рабочего вещества (вода, пар), сообщаются как между собой, так и с другим оборудованием системой трубопроводов. Трубопроводы состоят из труб, соединительных деталей к ним, арматуры, используемой для целей управления и регулирования котельных агрегатов и вспомогательного оборудования — опор и подвесок (подвесных креплений труб), компенсаторов и отводов для восприятия термических удлинений трубопроводов, тепловой изоляции.

По назначению трубопроводы разделяют на главные и вспомогательные. К *главным трубопроводам* относятся питательные трубопроводы и паропроводы насыщенного и перегретого пара; к *вспомогательным* — дренажные, продувочные, обдувочные, а также трубопроводы для отбора проб воды, пара и т. п.

К трубопроводам и арматуре предъявляются следующие основные требования:

- все паропроводы для давления выше 0,07 МПа и трубопроводы для воды, работающие под давлением или температуре выше 115 °С, независимо от степени важности, должны соответствовать правилам Ростехнадзора;
- должна быть обеспечена надежная работа трубопроводов, безопасная для обслуживающего персонала;
- система трубопроводов должна быть простой, наглядной и обеспечивать возможность легкого и безопасного переключения во время эксплуатации;
- потери давления рабочего тела и теплоты в окружающую среду должны быть по возможности минимальными.

10.2. Питательные трубопроводы

Схема питательных трубопроводов должна обеспечивать полную надежность питания котлов водой в нормальных и аварийных условиях. Для питания паровых котлов паропроизводительностью

до 40 т/ч допускается один питательный трубопровод; для котлов большей производительности необходимы два питательных трубопровода на случай выхода из строя одного из них. Питательные трубопроводы монтируются таким образом, чтобы от любого насоса, имеющегося в котельной, можно было подавать воду в любой котельный агрегат как по одной, так и по другой питательной линии.

На питательных трубопроводах должны находиться запорные устройства перед насосом и за ним, а непосредственно перед котлом — обратный клапан и вентиль. Все вновь изготовляемые паровые котлы паропроизводительностью от 2 т/ч и выше, а также котлы, находящиеся в эксплуатации, паропроизводительностью от 20 т/ч и выше, должны быть оборудованы автоматическими регуляторами питания, управляемыми с рабочего места оператора котла.

На рис. 10.1 приведена схема питательных трубопроводов с двойными магистралями. Вода из бака *12* питательной воды насосом *11* с электрическим приводом подается в питательные магистрали (трубопроводы *14*). На всасывающей и магистральных линиях насосов устанавливаются запорные устройства. От магистрали имеются два отвода воды к каждому из котлов. На отводах устанавливаются регулировочный вентиль *3*, обратный клапан *1* и запорный вентиль *2*. Обратный клапан пропускает воду только в котел.

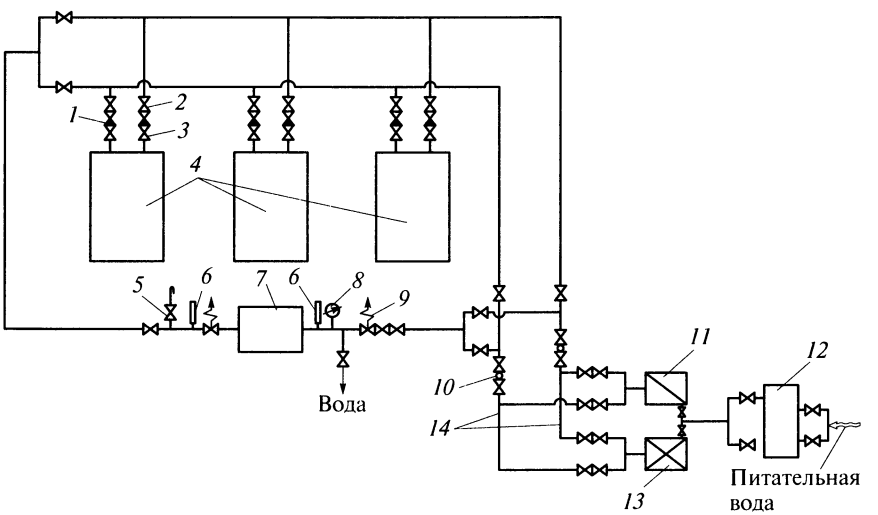


Рис. 10.1. Схема питательных трубопроводов с двойными магистралями:

1 — обратный клапан; *2*, *3* — запорный и регулировочный вентили; *4* — котлы; *5* — воздушник; *6* — термометр; *7* — экономайзер; *8* — манометр; *9* — предохранительный клапан; *10* — расходомер; *11*, *13* — центробежный и паровой насосы; *12* — бак питательной воды; *14* — питательные трубопроводы

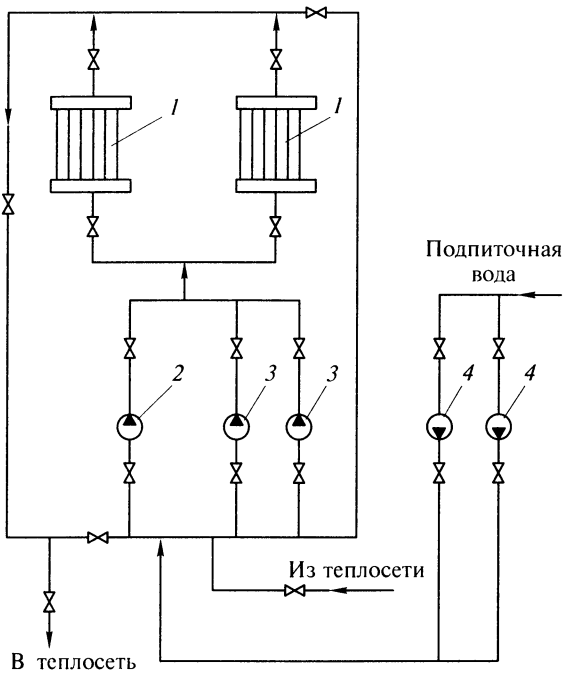


Рис. 10.2. Схема присоединения питательных трубопроводов к водогрейным котлам:

1 — водогрейный котел; *2* — резервный циркулярный насос; *3* — основные циркуляционные насосы; *4* — подпиточные насосы

При движении воды в противоположном направлении обратный клапан закрывается, что препятствует выходу воды из котла. Запорный вентиль *2* служит для отключения питательной линии от котла при ремонте линии или обратного клапана.

В работе обычно находятся обе магистрали. Одну из них, в случае необходимости, можно отключить, не нарушая нормального режима питания котлов.

Схема присоединения питательных трубопроводов к водогрейным котлам *1* приведена на рис. 10.2. В котельных с водогрейными котлами для перемещения воды в них и в системе трубопровода применяют как минимум два центробежных насоса с электроприводом (один — рабочий, другой — резервный).

10.3. Паропроводы

Главные паропроводы, служащие для подачи насыщенного и перегретого пара от котельных агрегатов к потребителям, могут

быть собраны по нескольким схемам. На рис. 10.3, *а* показана схема с одинарной сборной магистралью. По этой схеме все котельные агрегаты и потребители пара подключены к главному паропроводу *2*. При повреждении какого-либо участка на главном (общем) паропроводе используют разделительные задвижки, позволяющие отключить поврежденный участок и соответственно присоединенные к нему котельные агрегаты и потребители пара.

Схема с двойной сборной магистралью показана на рис. 10.3, *б*. Паропроводы от каждого котла присоединены к двум главным (магистральным) паропроводам *2* котельной, к которым присоединены и ответственные потребители *4* пара. Обычно в работе находятся оба паропровода, что позволяет быстро отключить поврежденный паропровод, не нарушая нормальной работы котельной.

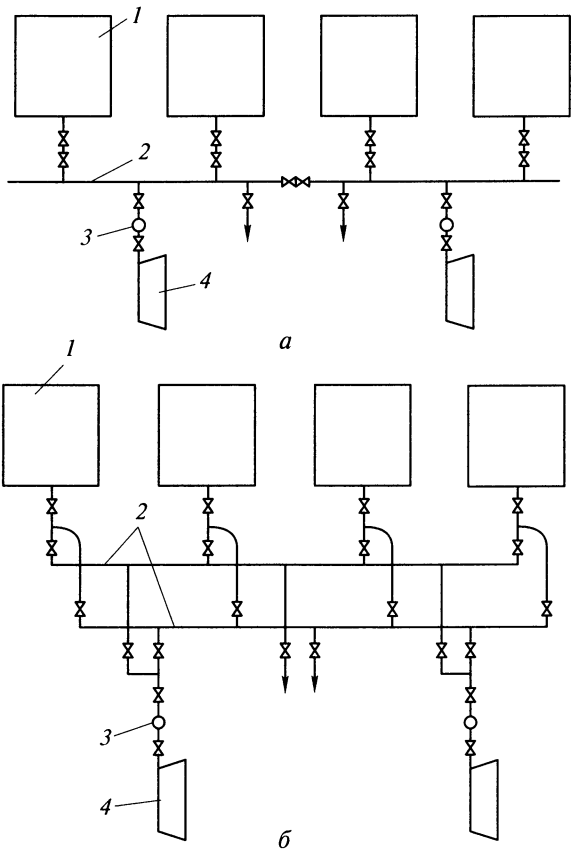


Рис. 10.3. Схемы паропроводов:

а — одинарная; *б* — двойная; *1* — котельный агрегат; *2* — главный паропровод; *3* — водоотделитель; *4* — потребитель пара; → — продувочные трубопроводы

В схеме с двойной сборной магистралью задвижки на главных паропроводах отсутствуют; их устанавливают на паропроводах от котельных агрегатов и на паропроводах, идущих к потребителям. Ремонт любой из задвижек требует отключения только одного котельного агрегата или одного потребителя. Благодаря высокой надежности схема с двойной магистралью получила широкое распространение в производственно-отопительных котельных.

10.4. Дренажные трубопроводы

Дренажные трубопроводы относятся к вспомогательным трубопроводам и предназначены для удаления конденсата из паропроводов. Конденсат в паропроводах накапливается в результате охлаждения пара. Наибольшее охлаждение пара происходит при прогреве и включении холодного паропровода. В это время и необходимо обеспечить усиленный отвод конденсата из него, чтобы не произошло накопления значительной массы конденсата в трубопроводе. При скорости движения пара в паропроводе примерно 20...40 м/с для насыщенного пара и 60...80 м/с для перегретого капли воды, находящиеся в нем во взвешенном состоянии, двигаясь вместе с паром на большой скорости, не могут менять направление своего движения так же быстро, как пар, по причине большой разности их плотностей, т.е. капли воды в момент изменения направления движения пароводяного потока по инерции будут двигаться прямолинейно. Это приводит к гидравлическим ударам, так как в паропроводе есть ряд колен и закруглений, задвижек и вентилей, о которые вода неизбежно ударяется как о препятствия. В зависимости от количества воды в паре такие гидравлические удары могут быть весьма большой силы и вызвать разрушение паропровода. Особенно опасно скопление воды в главных паропроводах, так как потоком пара она может быть заброшена в паровую турбину, что приведет к аварии.

Во избежание таких явлений паропроводы оборудуют соответствующими дренажными устройствами, как временными (пусковыми), так и постоянными (непрерывно действующими). *Временное дренажное устройство* служит для удаления конденсата из паропровода во время его прогрева. Такое дренажное устройство представляет собой самостоятельный трубопровод, который при нормальной работе паропровода отключен. *Постоянное дренажное устройство* предназначено для непрерывного отвода конденсата из паропровода (в том числе его тупиковых участков), находящегося под давлением пара, что осуществляется посредством автоматических конденсатоотводчиков (конденсационных горшков).

Постоянный дренаж трубопровода проводится в нижних точках каждого отключаемого задвижками участка паропровода и в

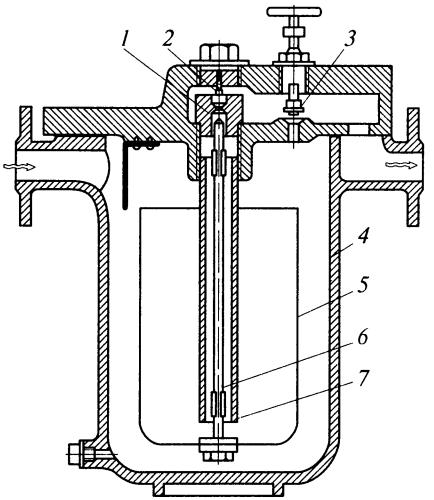


Рис. 10.4. Конденсационный горшок с открытым поплавком:

1 — игольчатый клапан; *2* — обратный клапан (часто отсутствует); *3* — вентиль (кран для спуска конденсата); *4* — корпус горшка; *5* — открытый поплавок; *6* — шпиндель поплавка; *7* — направляющая трубка; ⇨ — движение конденсата

нижних точках изгибов паропроводов. В верхних точках паропроводов должны быть установлены краны (воздушники) для отвода воздуха из трубопровода. Для лучшего отвода конденсата горизонтальные участки трубопровода должны иметь уклон не менее 0,004 в сторону движения пара.

Для продувки при прогреве паропровод снабжается штуцером с вентилем, а при давлении свыше 2,2 МПа — штуцером и двумя вентилями — запорным и регулировочным (дренажным).

На рис. 10.4 представлен конденсационный горшок с открытым поплавком. Принцип его работы основан на следующем. Поступающий в горшок конденсат накапливается в открытом поплавке *5* и силой тяжести способствует его погружению. В этом случае связанный с поплавком шпинделем *6* игольчатый клапан *1* открывает отверстие в крышке горшка, и вода из поплавка через направляющую трубку *7* и это отверстие выливается наружу в дренажную линию, а поплавок всплывает и игольчатый клапан закрывает отверстие. При эксплуатации данного устройства нужно следить за тем, чтобы клапан автоматического конденсатоотводчика не пропускал пар, так как это ведет к потерям теплоты.

Проверка нормальной работы конденсационного горшка проводится путем периодического открывания вентиля *3* (кран для спуска конденсата). Работу конденсационного горшка можно контролировать на слух — при нормальной работе внутри горшка слышится характерный шум, а если клапанное отверстие забивается накипью или окалиной или если подвижные части устройства «заело», то уровень шума в нем либо снижен, либо шум отсутствует. Работу конденсационного горшка можно оценить и по нагреву дренажной трубы: если труба горячая, то конденсационный горшок работает нормально.

10.5. Опоры и подвески

Опоры и подвески на трубопроводах служат для восприятия нагрузок силы тяжести трубопровода и протекающей по нему рабочей среды, арматуры, изоляции и других расположенных на нем устройств; нагрузок от деформации и теплового удлинения трубопровода, а также динамических нагрузок (вибрационных, ударных, в том числе сейсмических). Опоры могут быть неподвижными и подвижными.

Неподвижные опоры (рис. 10.5, *а*, *б*) воспринимают практически все перечисленные виды нагрузок. В зависимости от способа крепления трубопровода *1* к опорной раме *3* они выполняются приварными с помощью ребер *2* или закрепляются с помощью хомутов *4*.

Подвижные опоры (рис. 10.5, *в*, *г*) воспринимают преимущественно нагрузки силы тяжести и обеспечивают перемещение трубопроводов в осевом и боковых направлениях. По способу обеспечения перемещения различают опоры скользящие (см. рис. 10.5, *в*), которые подобны опорам на рис. 10.5, *а*, но без приварки ребер *2* к опорной раме *3*, имеющей ограничитель *5*, и катковые. В катко-

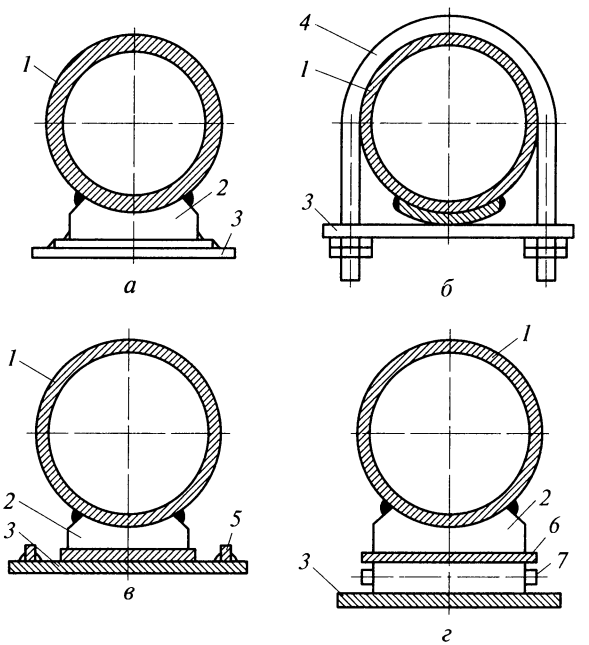


Рис. 10.5. Опоры трубопроводов:

а — неподвижная приварная; *б* — неподвижная хомутовая; *в* — подвижная скользящая; *г* — подвижная катковая; *1* — трубопровод; *2* — ребра; *3* — опорная рама; *4* — хомут; *5* — ограничитель; *6* — пластина; *7* — каток

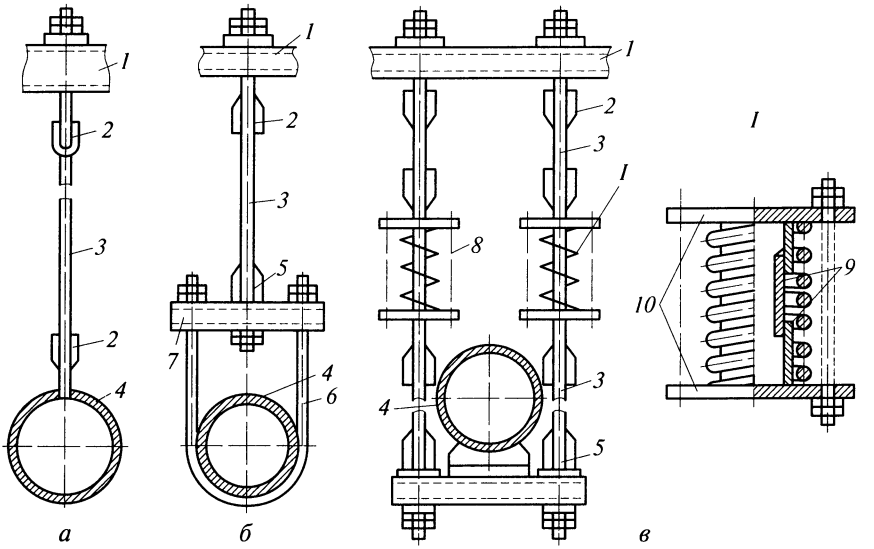


Рис. 10.6. Подвески трубопроводов:

а — тяговая; *б* — хомутовая; *в* — пружинная; *1* — опорная балка; *2*, *5* — шарнирные соединения; *3* — тяга; *4* — труба; *6* — хомут; *7* — траверса; *8* — пружинный блок; *9* — стаканы; *10* — пластины

вых опорах ребра *2* приварены к промежуточной пластине *6*, опирающейся на катки *7*.

Подвески трубопроводов выполняются с помощью тяг *3* (рис. 10.6, *а*), соединяемых непосредственно с трубами *4*, или траверс *7* (рис. 10.6, *б*), к которым на хомутах *6* подвешивается труба *4*, а также пружинных блоков *8* (рис. 10.6, *в*). Шарнирные соединения *2*, *5* обеспечивают перемещения трубопроводов. Направляющие стаканы *9* пружинных блоков, приваренные к опорным пластинам *10*, позволяют исключить поперечный прогиб пружин. Натяжение подвески обеспечивается с помощью гаек.

10.6. Компенсаторы

При нагревании или охлаждении трубопроводов рабочей и внешней средами происходит изменение длины трубопровода, величина которого зависит от температурного коэффициента линейного расширения материала трубопровода и температуры рабочего тела. В конструкции трубопроводов должны быть предусмотрены явления свободного расширения при нагревании и сокращения при охлаждении. В противном случае материал трубопровода будет находиться под действием недопустимых термиче-

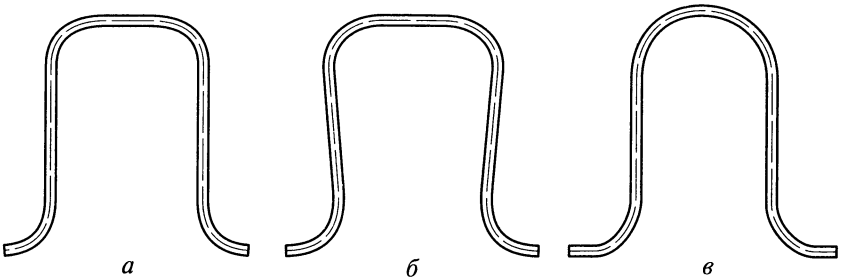


Рис. 10.7. Типы термических компенсаторов трубопроводов:
а — П-образный; *б* — лирообразный; *в* — лирообразный с прямыми участками

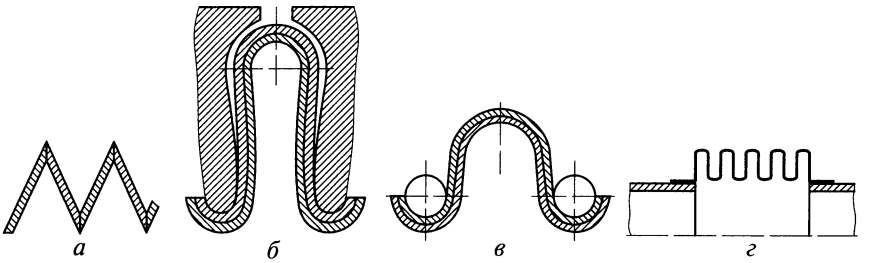


Рис. 10.8. Типы гофрированных термических компенсаторов трубопроводов:
а — линзовый; *б*, *в* — волнистый; *г* — сильфонный

ских напряжений, которые приведут к его разрыву или нарушениям фланцевых и сварных соединений.

Наиболее просто и надежно проблема компенсации термических деформаций трубопровода решается при выполнении самокомпенсирующихся трубопроводов, т.е. таких, в которых удлинение воспринимается изгибами или коленами. Для паропроводов и питательных линий обычно применяют гнутые термические компенсаторы (рис. 10.7), изготовленные из стальных цельнотянутых труб.

Использование принципа самокомпенсирующихся трубопроводов наиболее распространено для транспортирования сред под высоким давлением (не менее 6,4 МПа) и при использовании труб диаметром до 0,4 м. При меньших давлениях среды и для больших диаметров трубопроводов применяют гофрированные компенсаторы (рис. 10.8) — устройства, основным элементом которых является обечайка изогнутой формы.

10.7. Тепловая изоляция трубопроводов

Для уменьшения потерь теплоты горячими поверхностями трубопроводов и арматуры в окружающую среду применяют тепло-

вую изоляцию — мастичную или сборную из штучных изделий (плит, скорлуп, сегментов и автоклавного пенобетона). В качестве изоляционных материалов используют пеностекло, асбоцемент, минеральную вату, пенобетон и др.

Тепловая изоляция состоит из теплоизоляционного, покровного и отделочного слоев.

Мастичная изоляция производится путем нанесения на горячие поверхности теплоизоляционного материала, разведенного в воде до необходимой густоты. Для предохранения от внешних механических повреждений и от увлажнения изоляцию защищают снаружи штукатурным слоем толщиной 10...20 мм, который оклеивают мешковиной или хлопчатобумажной тканью и в завершение окрашивают масляной краской.

Мастичный способ изоляции весьма трудоемкий. В настоящее время получили широкое распространение готовые теплоизоляционные конструкции (скорлупы, сегменты), позволяющие значительно ускорить и удешевить изоляцию трубопроводов. Для крепления теплоизолирующих деталей используют железные кольца.

При эксплуатации тепловой изоляции необходим систематический контроль за ее состоянием с целью выявления и немедленного устранения повреждений. Наружная температура изолированных трубопроводов не должна превышать 45 °С.

Контрольные вопросы

1. Какие трубопроводы относят к главным, какие к вспомогательным?
2. На какие категории и по каким признакам подразделяются трубопроводы?
3. Какое оборудование и какая арматура устанавливаются на питательных трубопроводах, изображенных на рис. 10.1?
4. Укажите назначение дренажных трубопроводов.
5. Каковы устройство и назначение конденсационных горшков?
6. Перечислите основные типы компенсаторов температурных удлинений трубопроводов.
7. Каким образом выполняется тепловая изоляция трубопроводов?

ГЛАВА 11
ВОДОПОДГОТОВКА В КОТЕЛЬНОЙ

11.1. Физико-химические характеристики природной воды

Источниками водоснабжения для питания котлов являются пруды, реки, озера, используются также грунтовые или артезианские воды, вода из городского или поселкового водопровода. В составе природных вод имеются механические примеси минерального или органического происхождения, растворенные химические вещества и газы, поэтому без предварительной очистки такие воды непригодны для питания котлов.

Воду, используемую в паровых и водогрейных котлах, в зависимости от участка технологической цепи, на которой она используется, называют по-разному. Вода, поступающая в котельную от источников водоснабжения, называется *исходной* или *сырой* водой. Эта вода, как правило, требует предварительной химической подготовки перед использованием для питания котлов. Поступающая для питания котлов вода, параметры состояния которой (температура, давление и химический состав) соответствуют заданным, называется *питательной*. Прошедшая химическую и термическую обработку вода, подаваемая для восполнения потерь пара или расходов воды в тепловых сетях, называется *подпиточной*. Наконец, воду, циркулирующую внутри котла, называют *котловой*.

Пар, получаемый в промышленных котлах, направляют в разные теплоиспользующие устройства, конденсат из которых возвращается, но, как правило, не полностью, кроме этого, иногда он настолько загрязнен, что не может быть непосредственно использован. Наряду с этим часть пара и воды теряется из-за наличия неплотностей. В связи с этим в цикл систематически требуется добавлять некоторое количество воды извне. В водогрейные котлы также приходится добавлять воду из-за ее утечек в системе теплоснабжения или использования потребителями.

Качество исходной, питательной, подпиточной и котловой воды характеризуется количеством взвешенных частиц, сухим остатком, общим солесодержанием, жесткостью, щелочностью, содержанием кремниевой кислоты, концентрацией водородных ионов и содержанием коррозионно-активных газов.

К взвешенным веществам относятся механические примеси, удаляемые из воды путем фильтрования; их содержание выражается в миллиграммах на килограмм (мг/кг). Общее солесодержание, мг/кг, определяется по величине сухого остатка примесей, получающегося при испарении 1 кг профильтрованной воды и подсушивании этого остатка при температуре 105 °С.

Находящиеся в воде соли обладают той или иной степенью растворимости, означающей, что в воде при каждой данной температуре без остатка может растворяться определенная максимальная масса соли, которую выражают в граммах на литр (г/л). Различают хорошо растворимые (более 10 г вещества в 1 л H_2O), малорастворимые (0,01...10 г/л) и практически не растворимые (менее 0,01 г/л) соли. К хорошо растворимым следует отнести соли щелочных металлов (Na, K и др.), а также хлориды кальция, магния и др. — NaCl, KCl, $CaCl_2$, $MgCl_2$ и т.д. Растворимость солей возрастает с повышением температуры. Совокупность свойств воды, обусловленных содержанием в ней солей кальция и магния, в частности катионов кальция Ca^{2+} и магния Mg^{2+}, называют *жесткостью воды*. Различают общую $Ж_о$, карбонатную $Ж_к$ (временную) и некарбонатную $Ж_{нк}$ (постоянную) жесткость.

Карбонатная жесткость $Ж_к$ характеризуется содержанием в воде гидрокарбонатов кальция $Ca(HCO_3)_2$ и гидрокарбонатов магния $Mg(HCO_3)_2$. Карбонатная жесткость удаляется нагреванием воды, поэтому ее называют также *временной жесткостью*. При нагревании воды гидрокарбонаты $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$ постепенно переходят в малорастворимую форму солей — карбонаты $CaCO_3$ и $MgCO_3$, выпадающие в виде рыхлых осадков (шлама) и удаляемые при периодической продувке котлоагрегата. Процесс удаления временной жесткости можно описать в следующей форме:

$$Ca(HCO_3)_2 \xrightarrow{t,\,°C} CaCO_3 + H_2O + CO_2;$$

$$Mg(HCO_3)_2 \xrightarrow{t,\,°C} MgCO_3 + H_2O + CO_2.$$

Количественно карбонатная жесткость равна концентрации ионов Ca^{2+} и Mg^{2+}, которая соответствует удвоенной концентрации гидрокарбонат-ионов HCO_3^-.

Некарбонатная жесткость $Ж_{нк}$ вызвана наличием в воде всех остальных, помимо гидрокарбонатов, солей кальция и магния (например, хлоридов $CaCl_2$, $MgCl_2$, сульфатов $CaSO_4$, $MgSO_4$, нитратов $Ca(NO_3)_2$, $Mg(NO_3)_2$, различных силикатов и фосфатов кальция и магния и т.д.). Некарбонатная жесткость является неустранимой, она сохраняется при нагревании и кипячении, поэтому ее называют *постоянной жесткостью*. Так как условно принято некарбонатную жесткость определять через содержание $CaSO_4$ и $MgSO_4$, ее также называют *сульфатной жесткостью*.

Общая жесткость $Ж_0$ характеризуется суммарным содержанием в воде всех солей кальция и магния (хлоридов, сульфатов, гидрокарбонатов, нитратов, силикатов), т.е. складывается из карбонатной и некарбонатной жесткости.

За единицу измерения жесткости принимают миллиграмм-эквивалент ионов кальция и магния в 1 кг воды (мг-экв/кг), что соответствует содержанию в 1 кг воды 20,04 мг иона Ca^{2+} или 12,16 мг иона Mg^{2+} (молярной массе их эквивалентов).

Щелочность характеризуется наличием в воде таких щелочных соединений, как NaOH (едкий натр), Na_2CO_3 (кальцинированная сода), $NaHCO_3$ (гидрокарбонат натрия), Na_3PO_4 (тринатрийфосфат) и др.

Щелочность воды, как и ее кислотность, определяется водородным показателем pH. В кислой среде $C_{H^+} > C_{OH^-}$ и pH < 7, в щелочной среде $C_{H^+} < C_{OH^-}$ и pH > 7, в нейтральном растворе pH = 7.

Окисляемость воды характеризуется наличием в ней органических соединений. Окисляемость можно определить и по потере массы сухого остатка, сожженного при 800 °С. Важное значение для характеристики качества воды имеет также наличие кремнийсодержащих ионов — концентрация в воде разных соединений кремния. Содержание в воде растворенных газов O_2 и CO_2 определяет в основном ее коррозионные свойства. Вода, подготовленная для питания котла, не должна давать отложений шлама и накипи, разъедать внутренние стенки труб поверхностей нагрева, а также вспениваться.

11.2. Влияние качества воды на работу котла

Наличие примесей в питательной воде приводит к явлениям, существенно усложняющим работу котельного агрегата. В первую очередь среди них следует выделить накипеобразование, загрязнение пароперегревателей, внутреннюю коррозию в трубах.

Накипеобразование на внутренней поверхности обогреваемых труб является одним из нежелательных явлений.

При появлении накипи толщиной $\delta_н$ на внутренней поверхности труб повышается температура стенки $t_{ст}$ на наружной обогреваемой поверхности металла из-за низкой теплопроводности $\lambda_н$ вещества накипи.

Даже небольшой слой накипи приводит к весьма существенному повышению температуры металла труб и, как следствие, к их разрыву из-за потери механической прочности, что является тяжелой аварией на котлоагрегате.

Особая роль в загрязнении пароперегревателя принадлежит кремнекислоте (ее общая формула $mSiO_2 \cdot nH_2O$). С повышением давления пара растворимость кремнекислоты в паре возрастает.

В барабанах котлов и экранных трубах наблюдается щелочная коррозия, определяемая концентрацией щелочи NaOH, достигающей опасных значений при выпаривании котловой воды. Особенно активно коррозия протекает под слоем непрочных отложений (накипи и шлама).

Распространенным видом коррозии является кислородная коррозия. Свободный кислород, содержащийся в воде, электрохимически взаимодействует с металлом и вызывает его разрушение. Наиболее подвержены кислородной коррозии внутренние поверхности труб экономайзеров.

11.3. Нормы качества питательной, сетевой, подпиточной воды и пара

Водно-химический режим работы котлоагрегата должен обеспечивать надежную работу котла и питательного тракта без повреждения их элементов вследствие отложения накипи и шлама, повышения относительной щелочности (т.е. доли свободного едкого натра NaOH в общем солевом составе котловой воды) до опасных пределов или коррозии металла.

Все паровые котлы с естественной и многократной принудительной циркуляцией паропроизводительностью 0,7 т/ч и более, все паровые прямоточные, а также водогрейные котлы должны иметь установки для обработки воды. Выбор способа обработки воды для питания котлов осуществляет проектная организация.

На основании теплотехнических испытаний котлов и длительного опыта их эксплуатации установлены нормы качества питательной воды водотрубных котлов с естественной циркуляцией (табл. 11.1).

Таблица 11.1

Нормы качества питательной воды водотрубных промышленных паровых котлов

Показатель	Значение показателя для котла с рабочим давлением, МПа				
	0,9	1,4	2,4	4,0	10
Прозрачность по шрифту, см, не менее	30	40	40	40	—
Общая жесткость $Ж_0$, мкг-экв/кг	$\frac{30}{40}$	$\frac{15}{20}$	$\frac{10}{15}$	$\frac{5}{10}$	$\frac{1}{3}$
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	Не нормируется	300/Не нормируется	$\frac{100}{200}$	$\frac{50}{100}$	$\frac{20}{30}$

Окончание табл. 11.1

Показатель	Значение показателя для котла с рабочим давлением, МПа				
	0,9	1,4	2,4	4,0	10
Содержание соединений меди (в пересчете на Cu), мкг/кг	Не нормируется			10/Не нормируется	5/5
Содержание растворенного кислорода (для котлов с паропроизводительностью 2 т/ч и более), мкг/кг	50/100	30/50	20/50	20/50	10/10
Значение pH при 25 °C	8,5...10,5				9,1±±0,1
Содержание нефтепродуктов, мг/кг	5	3	3	0,5	0,3

Примечание. В числителе указаны значения для котлов, работающих на жидком топливе, в знаменателе — на других, в том числе газообразных, видах топлива.

Таблица 11.2

Нормы качества сетевой и подпиточной воды водогрейных котлов

Показатель	Значение показателя для котла с системой теплоснабжения					
	открытой			закрытой		
	Температура сетевой воды, °C					
	115	150	200	115	150	200
Прозрачность по шрифту, см, не менее	40	40	40	30	30	30
Карбонатная жесткость, мкг-экв/кг, при pH не более 8,5	700	600	300	700	600	300
То же, при pH более 8,5	Не допускается			По расчету ОСТ 108.030.47—81		
Содержание растворенного кислорода, мкг/кг	50	30	20	50	30	20
Содержание соединений железа (в пересчете на Fe), мкг/кг	300	250	200	500	400	300

Окончание табл. 11.2

Показатель	Значение показателя для котла с системой теплоснабжения					
	открытой			закрытой		
	Температура сетевой воды, °С					
	115	150	200	115	150	200
Значение pH при 25 °С	7...8,5			7...11		
Содержание нефтепродуктов, мг/кг	1,0					

Таблица 11.3

Предельные значения содержания примесей в насыщенном паре котлов с естественной циркуляцией

Показатель	Значение показателя для котла с рабочим давлением, МПа		
	1,4	2,4	4,0
Солесодержание (в пересчете на NaCl), мкг/кг	1 000	500	300
Содержание свободной углекислоты (по содержанию CO_2), мкг/кг	20	20	20
Содержание свободного аммиака, не связанного углекислотой	Не допускается		

Качество подпиточной и сетевой воды водогрейных котлов должно удовлетворять требованиям, изложенным в табл. 11.2.

Нормы качества котловой воды, необходимые режимы ее корреционной обработки, непрерывной и периодической продувок принимаются на основании инструкции предприятия — изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима и других ведомственных нормативных документов или на основании результатов теплотехнических испытаний.

Качество пара зависит от его влажности и концентрации загрязняющих котловую воду веществ. Насыщенный пар должен соответствовать нормам, приведенным в табл. 11.3. Ограничивается содержание растворимых соединений натрия в паре, а также содержание свободной углекислоты, оцениваемое по содержанию CO_2.

11.4. Удаление из воды механических примесей

Наряду с растворенными примесями природная вода содержит минеральные и органические примеси, которые значительно различаются по своей крупности. Для удаления веществ, находящих-

ся во взвешенном состоянии, используют методы отстаивания, фильтрования и коагуляции. *Отстаивание* проводится в отстойниках, длительность этого процесса зависит от плотности частиц, их размера и формы. Объем отстойника обычно равен полуторной или удвоенной часовой производительности. Скорость осаждения мелких частиц невелика, поэтому воду после отстаивания подвергают дальнейшему осветлению путем фильтрования.

Фильтрование заключается в пропускании воды через слой мелкозернистого материала (кварцевого песка, мрамора, доломита, антрацита) с размером частиц 0,6...1 мм, которыми заполнены закрытые напорные фильтры.

Значительно быстрее и полнее процессы отстаивания и фильтрования протекают при *коагуляции*, суть которой заключается в укрупнении наиболее мелких коллоидных частиц и выделении их наряду со взвесями в осадок при добавлении к воде специальных реагентов-коагулянтов. Наиболее эффективными коагулянтами являются соли алюминия и железа — сульфаты алюминия $Al_2(SO_4)_3$ и железа $FeSO_4 \cdot 7H_2O$ и хлорное железо $FeCl_3 \cdot 6H_2O$.

Осветлительный фильтр представляет собой цилиндрический металлический резервуар с эллиптическими днищами, в котором на дренажном расширительном устройстве располагается слой фильтрующего материала. Вода после предварительного отстаивания и коагуляции или непосредственно в смеси с коагулянтом поступает в верхнюю часть фильтра через дырчатое распределительное устройство. Просачиваясь со скоростью 12...15 м/ч через фильтрующий материал с высотой слоя 800...1 200 мм, вода оставляет на его поверхности и в толще взвешенные вещества и хлопья коагулянта и осветленная через дренажную систему отводится в бак.

11.5. Умягчение воды

Умягчение воды проводят методом осаждения и методом ионного обмена. Метод осаждения заключается в том, что присутствующие в обрабатываемой воде в растворенном состоянии накипеобразующие катионы Ca^{2+}, Mg^{2+} в результате химического взаимодействия их с вводимыми в воду реагентами (известь $Ca(OH)_2$, сода Na_2CO_3 и т.д.) или в результате термического воздействия образуют новые соединения, малорастворимые в воде и поэтому выделяющиеся из нее в твердом состоянии. Образованные таким путем вещества удаляют затем из воды в процессе отстаивания и фильтрования. При умягчении воды введением соды и извести, т.е. содово-известковым методом, не удается получить достаточно глубокого умягчения воды, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получил метод ионного обмена.

Обработка воды методом ионного обмена осуществляется в фильтрах, заполненных ионообменными смолами — ионитами в виде слоя зернистого материала. В процессе фильтрования ионы солей, содержащихся в воде, заменяются ионами, которыми насыщен ионит. В качестве обменных ионов в практике водоподготовки применяются катионы натрия Na^+, водорода H^+, аммония NH_4^+ и анионы гидроксидные OH^-, хлоридные Cl^-.

Если зернистый материал содержит катионы, он называется *катионитом*, а фильтрация воды через слой катионита — *катионированием* воды. В случае фильтра с использованием анионитной смолы ионит называется *анионитом*, а обработка воды — *анионированием*.

В зависимости от обменного катиона различают Na-катионирование и H-катионирование. При умягчении воды способом Na-катионирования в результате реакций ионного обмена соли жесткости удаляются из воды, а в умягченную воду переходят соли натрия, обладающие высокой растворимостью.

В качестве катионита на установках умягчения воды в настоящее время используются относительно дешевые сульфированные угли (сульфоугли) и более дорогие синтетические смолы. Сульфоуголь получают при обработке бурого или каменного угля высококонцентрированной серной кислотой. Широкое распространение получил катионит КУ-2 на основе полистирольного синтетического материала.

Катионитный фильтр (рис. 11.1) состоит из цилиндрического корпуса *3* со сферическими днищами. Катионит загружают в фильтр через верхний люк *4*, а выгружают через нижний *5*. Высота слоя катионита в зависимости от жесткости исходной воды может достигать 3...4 м. На бетонной подушке *7* устанавливается дренажное устройство *6*, предназначенное для равномерного распределения воды, проходящей по всему сечению фильтра. Оно состоит из коллекторов и системы труб, к которым приварены патрубки с резьбой. На них навинчиваются пластмассовые либо фарфоровые колпачки с отверстиями или щелями. Для равномерного распределения по поверхности катионита вода подается в фильтр через воронку *1*, обращенную широким концом кверху. Регенерирующий раствор поступает в фильтр через кольцевую трубку *2*, в которой имеется множество мелких отверстий.

Для регенерации фильтра необходимо проведение следующих операций: взрыхление катионита, собственно регенерация, отмывка катионита.

Взрыхление производится током воды снизу вверх с целью устранения спрессованности катионита за счет давления при фильтровании воды. Непосредственно регенерация заключается в пропуске сверху вниз регенерирующего раствора через слой катионита. При Na-катионировании регенерацию проводят 8...10%-ным

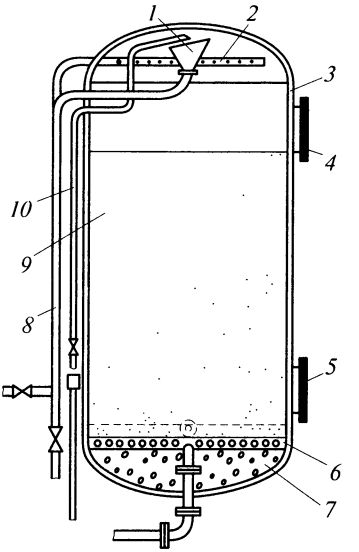


Рис. 11.1. Катионитный фильтр:

1 — воронка; *2* — кольцевая дырчатая трубка; *3* — корпус; *4* — верхний люк; *5* — нижний люк; *6* — дренажное устройство; *7* — бетонная подушка; *8* — трубопровод для подачи воды на умягчение или раствора соли на регенерацию; *9* — катионит; *10* — трубка для отбора проб

раствором поваренной соли NaCl. Ионы Na^+, содержащиеся в регенерирующем растворе, вытесняют ионы Ca^{2+} и Mg^{2+}, задержанные в процессе фильтрования. Вытесненные ионы переходят в раствор, и катионит, обогащаясь катионами Na^+, восстанавливает свою обменную способность.

Отмывка катионита заключается в том, что током воды сверху вниз катионит очищается от избытка регенерирующего раствора и от продуктов регенерации, вытесняемых из катионита.

Регенерацию катионитных фильтров в зависимости от качества воды проводят 1—3 раза в сутки. Во время регенерации, которая занимает около 2 ч, воду пропускают через резервный фильтр.

Чистое Na-катионирование применяют при умягчении воды только с небольшой карбонатной жесткостью. Для умягчения воды с большой карбонатной жесткостью используют совместное Na-H-катионирование.

После Na-катионирования получают щелочной фильтрат, а после H-катионирования — кислотный. Если смешать оба фильтрата в определенной пропорции, можно получить практически полностью умягченную воду с заданной величиной щелочности.

Устройство H-катионитного фильтра аналогично устройству Na-катионитного за исключением защитного антикоррозионного слоя, которым покрыта внутренняя поверхность H-катионитного фильтра. Регенерация H-катионитного фильтра осуществляется 1,5... 2,0%-ным раствором серной кислоты.

Наиболее простой и дешевой является установка Na-катионирования (рис. 11.2, *а*), состоящая из катионитных фильтров и реагентного хозяйства. Обрабатываемая в ней вода не должна содержать грубодисперсных и коллоидных загрязнений, а также гидроксида железа. Этим условиям удовлетворяют многие артезианские воды, а также вода из сети питьевого водоснабжения.

Схема на рис. 11.2, *б* с предвключенным механическим фильтром допускает обработку вод, содержащих взвешенные вещества

до 80...100 мг/кг, а также артезианских вод, загрязненных (более 5 мг/кг) железом. Ее целесообразно применять для обработки поверхностных вод, которые периодически загрязняются грубодисперсными веществами и хорошо удаляются осветлительными механическими фильтрами.

Схема на рис. 11.2, *в* более универсальна, чем схема на рис. 11.2, *б*, так как перед осветлительным механическим фильтром имеется насос-дозатор, который подает раствор коагулянта из расходного бачка. Выпадающая взвесь задерживается осветлительными фильтрами.

Основным недостатком рассмотренных схем является то, что посредством их реализации невозможно уменьшить щелочность исходной воды, которая может превышать требуемую величину.

В схемах параллельного и последовательного совместного H-Na-катионирования щелочность воды может быть снижена до приемлемого значения.

В схеме на рис. 11.2, *г* обрабатываемая вода, пройдя осветлительные фильтры, направляется двумя параллельными потоками

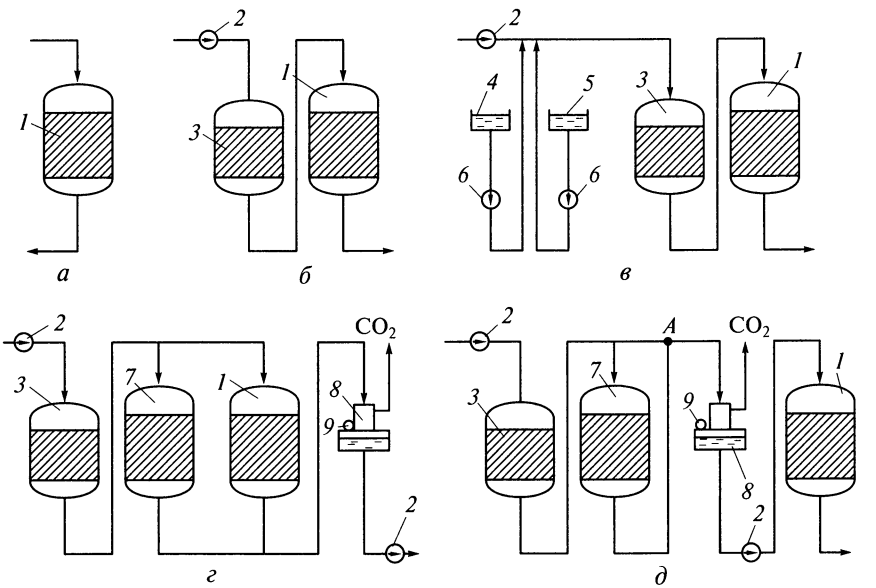


Рис. 11.2. Схема водоподготовительных установок:

а — с Na-катионитным фильтром; *б* — с предвключенным механическим фильтром; *в* — с предвключенным механическим фильтром и насосом-дозатором; *г* — с параллельно включенными Na- и H-катионитными фильтрами; *д* — с последовательно включенными Na- и H-катионитными фильтрами; *1* — Na-катионитный фильтр; *2* — насос; *3* — механический фильтр; *4* — раствор коагулянта; *5* — раствор щелочи; *6* — насос-дозатор; *7* — H-катионитный фильтр; *8* — декарбонизатор; *9* — вентилятор; *A* — точка смешения кислой воды с исходной водой

на водородные и натриевые катионитные фильтры. Пройдя фильтры, кислая вода смешивается со щелочной Na-катионированной и происходит нейтрализация свободных кислот.

Для удаления образующейся углекислоты (в виде диоксида углерода) вода после фильтров направляется в декарбонизатор, который содержит внутри специальную насадку, состоящую из керамических колец. Навстречу движению воды, стекающей по насадке в виде пленок или капель, вентилятором подается воздух, который и удаляет из нее CO_2; расход подаваемого воздуха 20...40 $м^3/м^3$ обрабатываемой воды. Остаточная концентрация CO_2 в воде после декарбонизатора составляет 2...6 мг/кг.

Схема параллельного H-, Na-катионирования обычно применяется для слабо минерализованных вод. После обработки получают умягченную воду с щелочностью 0,5...0,6 мг-экв/кг.

Для сильно минерализованных вод более целесообразна схема последовательного H-, Na-катионирования (рис. 11.2, *д*). После осветлительных фильтров осветленная вода поступает на H-катионитные фильтры. Кислая вода после H-катионитного фильтра нейтрализуется щелочностью исходной воды (смешивание проводят в точке *А* на схеме), после чего смесь поступает в декарбонизатор. Дегазированная вода второй группой насосов направляется в Na-катионитные фильтры для окончательного умягчения. Жесткость H-Na-катионированной воды составляет 10...15 мг-экв/кг.

11.6. Новые способы очистки воды

Основная задача исследований в области систем химической водоподготовки — поиск новых перспективных методов и схем подготовки воды, внедрение которых позволит резко сократить количество потребляемых при ее очистке реагентов и сбросов воды в окружающую среду.

К числу наиболее разработанных и перспективных относятся методы электродиализа и обратного осмоса. *Электродиализ* — ионнообменный процесс, отличающийся тем, что ионный слой заменен ионитными мембранами, получаемыми полимеризацией смеси реагентов. Для повышения механической прочности мембраны обычно формируют на металлических сетках. Этот метод используют для очистки пресных вод под действием постоянного электрического тока с помощью специальных мембран (пористых пленок), обладающих способностью пропускать соответственно только катионы или анионы. Установка состоит из ряда камер, разделенных чередующимися катионо- и анионопроницаемыми мембранами. Под действием электрического тока ионы растворенных в воде веществ устремляются к соответствующим электродам. Ионитные мембраны в присутствии воды ионизируются и приоб-

ретают соответствующие заряды: отрицательные — в катионитных и положительные — в анионитных мембранах.

На рис. 11.3 показана принципиальная схема многокамерного электродиализатора, используемого в процессе обессоливания воды, содержащей растворенную соль NaCl. Под действием электрического поля положительно заряженные ионы Na^+ движутся к отрицательному электроду-катоду. Встретив на своем пути катионопроницаемую мембрану, они проходят через нее в соседнюю камеру. Если же на их пути оказывается анионопроницаемая мембрана, то ион Na^+ не сможет пройти в соседнюю камеру и остается в той же камере. Поведение отрицательно заряженных ионов Cl^- аналогично, но противоположно по знаку. Таким образом, в одних камерах вода обессоливается, а в других, смежных с ними, происходит накопление солей, т.е. получается рассол.

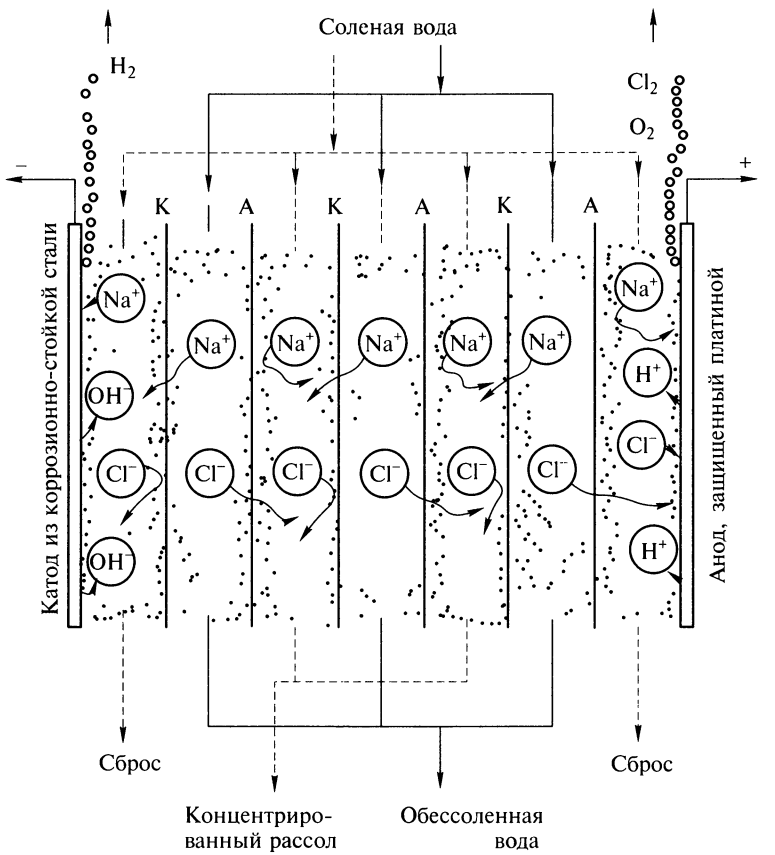


Рис. 11.3. Принципиальная схема многокамерного электродиализатора:
K, A — катод и анод; H_2, O_2, Cl_2 — удаляемые газы; Na^+, H^+, Cl^-, OH^- — ионы в растворе

Появление и развитие метода *обратноосмотического обессоливания* воды связано с изучением работы живой клетки. В природе процесс осмоса определяет, например, всасывание и подъем деревьями жидкости из почвы. Это процесс, при котором жидкость (растворитель) проходит через полупроницаемую перегородку (мембрану) из камеры с раствором меньшей концентрации либо с чистым растворителем в камеру с раствором солей. Следует отметить, что по размеру молекула воды меньше многих других молекул растворенных веществ. Данный осмотический процесс самопроизвольного перехода молекул воды в раствор в случае приложения определенного избыточного внешнего давления со стороны раствора, называемого осмотическим давлением, превращается в обратный осмотический процесс.

Метод разделения растворов, основанный на явлении обратного осмоса, заключается в том, что раствор под давлением подается на полупроницаемую мембрану, пропускающую растворитель и задерживающий полностью или частично молекулы или ионы растворенного вещества. Способ этот настолько эффективен, что позволяет очистить воду практически от всех примесей на 96...100 %. Основным элементом аппаратов обратного осмоса являются пористые мембраны, имеющие тонкий (до 25 мкм) поверхностный слой и микропористую подложку толщиной 100... 250 мкм для создания прочности мембраны. В настоящее время в промышленности работают обратноосмотические станции производительностью от единиц до сотен тонн воды в час.

11.7. Деаэрация воды

Деаэрацией называется процесс удаления из воды растворенных в ней газов. Кислород и диоксид углерода (углекислый газ), растворенные в воде, вызывают коррозию питательных трубопроводов, поверхностей нагрева, арматуры, вследствие чего оборудование выходит из строя.

Известны несколько способов деаэрации воды: термический, химический, электромагнитный, высокочастотный и ультразвуковой. Наибольшее распространение в паровых и водогрейных котельных получил термический способ. Растворение в воде газов уменьшается с повышением температуры и по достижении температуры кипения воды оно прекращается, растворенные газы полностью удаляются из воды.

Существует несколько типов термических деаэраторов, но в паровых котельных применяются в основном смешивающие деаэраторы атмосферного типа низкого (0,020...0,025 МПа) избыточного давления. В котельных с водогрейными котлами, где нет пара, используются вакуумные деаэраторы с водоструйными эжектора-

ми, которые работают при вакууме 0,06...0,09 МПа и вырабатывают деаэрированную воду с температурой 40...75 °С.

Атмосферный деаэратор смешивающего типа (рис. 11.4) состоит из горизонтального цилиндрического бака-аккумулятора *16* и вертикальной цилиндрической деаэраторной колонки *10* диаметром 1...2 и высотой 1,5...2 м. После умягчения вода насосами подается по трубопроводу в верхнюю часть деаэраторной колонки на распределительную тарелку *9*, с которой отдельными равномерными струйками она распределяется по всему сечению деаэраторной колонки и стекает вниз последовательно через ряд расположенных одна под другой промежуточных тарелок *6* и *7* с мелкими отверстиями. Пар для подогрева воды вводится в деаэратор по трубе *12* через пароraспределитель *11* снизу под водяную завесу, образующуюся при стекании воды с тарелки на тарелку, и, расходясь по всему сечению колонки, поднимается вверх навстречу питательной воде, нагревая ее до температуры кипения 104...106 °С. При этой температуре воздух выделяется из воды и вместе с ос-

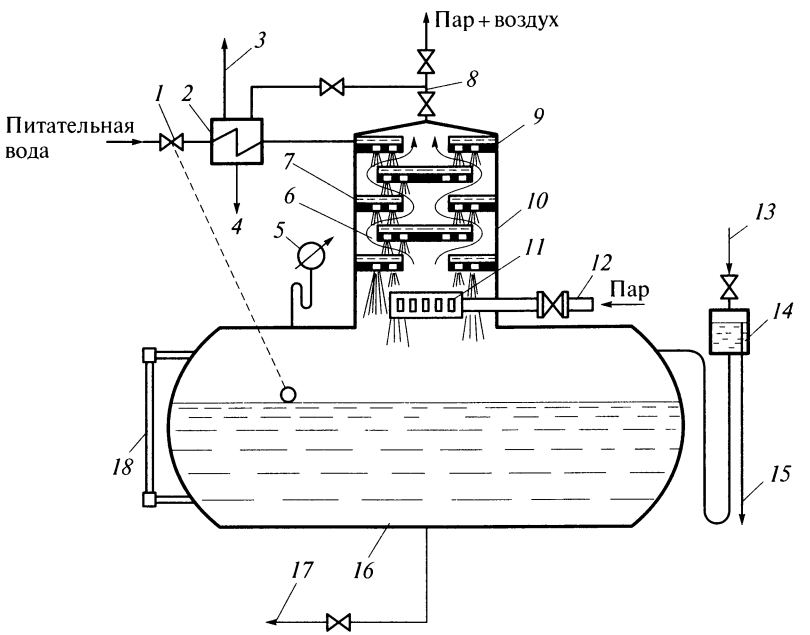


Рис. 11.4. Атмосферный деаэратор смешивающего типа:

1 — автоматический регулятор подачи химически очищенной воды в баке; *2* — охладитель пара; *3* — выпуск пара в атмосферу; *4* — спуск воды в дренажный бак; *5* — манометр; *6*, *7*, *9* — тарелки; *8*, *12* — трубы; *10* — деаэраторная колонка; *11* — пароraспределитель; *13* — трубопровод для впуска воды в гидрозатвор; *14* — гидрозатвор; *15* — трубопровод для выпуска избытка воды из гидрозатвора; *16* — бак-аккумулятор; *17* — выпуск питательной воды из бака; *18* — водоуказательное стекло

татком несконденсировавшегося пара уходит через вестовую трубу *8*, расположенную в верхней части деаэрационной головки, непосредственно в атмосферу или в охладитель пара *2*. Освобожденная от газов и подогретая вода выливается в бак-аккумулятор *16* деаэратора, откуда подается для питания котлов.

Во избежание значительного повышения давления в деаэраторе в нем устанавливают два предохранительных клапана (либо гидрозатвора), а также гидрозатвор *14* на случай образования в нем разрежения. Гидрозатвор имеет высоту 3,5...4 м. Вода в гидрозатвор подается по трубопроводу *13*, а для сброса избытка воды предусмотрен трубопровод *15*.

Деаэратор снабжен водоуказательным стеклом *18* с тремя кранами — паровым, водяным и продувочным, регулятором *1* уровня воды в баке, регулятором давления и измерительной аппаратурой. Для надежной работы питательных насосов деаэратор устанавливают на высоте не менее 7 м над питательным насосом.

Вакуумный деаэратор, как и атмосферный, состоит из колонки *1* (рис. 11.5) и бака-аккумулятора *2* деаэрированной воды. В отличие от атмосферного деаэратора, обогреваемого паром, вакуумный деаэратор обогревается горячей водой. Вакуум в деаэраторе создается водоструйным эжектором *7* либо вакуумным насосом, присоединяемым к верхней части деаэраторной колонки. Для облегчения работы эжектора перед ним устанавливают охладитель *9* выпара, так как водоструйный эжектор работает лучше, если температура выпара ниже.

Вода через эжектор перекачивается насосом *5*, создает разрежение, за счет которого из деаэратора отсасывается выпар и, сме-

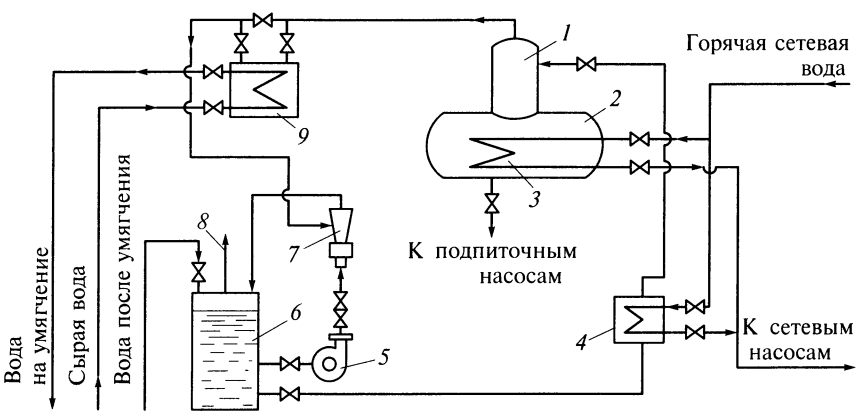


Рис. 11.5. Схема вакуумной деаэраторной установки:

1 — колонка деаэратора; *2* — бак-аккумулятор; *3* — змеевик; *4* — водоподогреватель; *5* — насос; *6* — бак-газоотделитель; *7* — эжектор; *8* — трубопровод выброса пара; *9* — охладитель выпара

шиваясь с водой, поступает в бак-газоотделитель *6*. Там вода опускается вниз, а выпар остается наверху и затем удаляется в атмосферу. Вода после умягчения проходит через водоподогреватель *4* и после подогрева до 75...80 °С подается в колонку *1* деаэратора, где закипает при давлении ниже атмосферного, освобождаясь от растворенных газов. Далее вода стекает в бак-аккумулятор *2*, из которого питательная вода подпиточным насосом подается на подпитку теплосети.

Питательная вода, собирающаяся в баке, должна находиться в состоянии кипения, поэтому в баке размещается змеевик, подогреваемый горячей водой из водогрейных котлов. Вакуумные деаэраторы, работающие при давлении 0,3 атм (вакуум 0,029 МПа), обеспечивают температуру кипения воды 68,9 °С.

11.8. Периодическая и непрерывная продувки котлов

В барабанных котлах с естественной и многократной принудительной циркуляцией для исключения возможности образования накипи необходимо поддерживать концентрацию солей в котловой воде ниже уровня критической концентрации, при которой начнется их выпадение из раствора. Эта задача решается непрерывной продувкой котла, во время которой из него выводится некоторая часть воды, а вместе с ней удаляются соли в таком количестве, в котором они поступили с питательной водой. В результате продувки количество солей, содержащихся в котловой воде, стабилизируется на допустимом уровне, исключающем их выпадение из раствора. Продувка котлов бывает двух видов — непрерывная и периодическая. *Непрерывная продувка* обеспечивает равномерное удаление из котла накапливающихся растворенных солей и осуществляется из места наибольшей их концентрации в

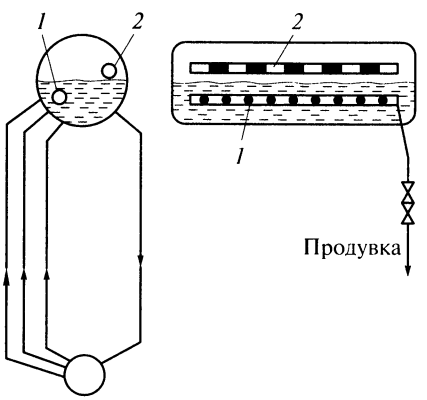


Рис. 11.6. Схема непрерывной продувки котла при одноступенчатой системе испарения:

1 — труба с отверстиями по длине для отвода продувочной воды; *2* — труба для подвода питательной воды; стрелками вверх показан ход воды в подъемных трубах, а стрелками вниз — в опускных

верхнем барабане. *Периодическая продувка* применяется для удаления шлама, осевшего в элементах котла, и проводится из нижних барабанов и коллекторов через каждые 12...16 ч.

Схема непрерывной продувки котлов показана на рис. 11.6. Вода непрерывной продувки подается в расширитель, где поддерживается давление, меньшее, чем в котле. В результате часть продувочной воды испаряется, и образовавшийся пар поступает в деаэратор. Оставшаяся в расширителе вода направляется в теплообменник и после ее охлаждения сливается в дренажную систему.

Непрерывная продувка устанавливается по допустимой концентрации в воде котла растворимых примесей, чаще всего по общему солесодержанию. Относительно номинальной паропроизводительности котла доля P, %, непрерывной продувки составляет:

$$P = \frac{D_{\text{пр}}}{D} 100,$$

где $D_{\text{пр}}$ и D — соответственно расходы продувочной воды и номинальная паропроизводительность котла, кг/ч.

Применение непрерывной продувки, являющейся основным средством поддержания требуемого качества воды барабанного котла, связано с увеличением расхода питательной воды и тепловыми потерями.

11.9. Ступенчатое испарение воды

Уменьшение потерь теплоты и потерь воды с продувкой достигается при ступенчатом испарении. Суть данного метода состоит в том, что испарительная система котла разделяется на несколько частей (ступеней), каждая из которых подключается к своему отсеку барабана (рис. 11.7, *а*). Отсеки соединены по пару и разделены по воде. Питательная вода подается в первый (чистый) отсек. Питание второго (солевого) отсека осуществляется котловой водой, поступающей из первого отсека, т.е. во второй отсек поступает продувочная вода первого отсека. Продувочная вода второго отсека направляется в третий отсек. Непрерывная продувка котла ведется из последнего отсека (второго при двухступенчатом испарении, третьего — при трехступенчатом). Концентрация солей в отсеке, откуда осуществляется непрерывная продувка, является наибольшей, поэтому при использовании ступенчатой схемы испарения процентная доля непрерывной продувки для вывода солей из котла оказывается меньше, чем при обычной схеме испарения. В системах ступенчатого испарения и продувки обычно применяют два или три отсека. При двухступенчатом испарении сис-

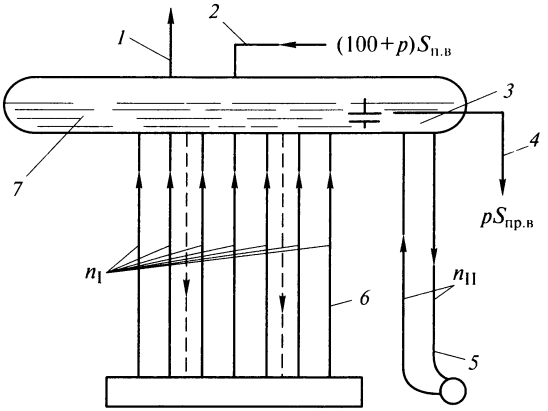


Рис. 11.7. Схема продувки котла при ступенчатой системе испарения: *1* — отвод пара; *2* — подвод питательной воды; *3* — солевой отсек; *4* — продувка солевого отсека; *5* — испарительные поверхности нагрева, включенные в солевой отсек; *6* — испарительные поверхности нагрева, включенные в чистый отсек; *7* — чистый отсек; n_I — паропроизводительность, %, поверхностей нагрева, включенных в чистый отсек; n_{II} — то же, для солевого отсека, %; p — расход воды на продувку, %; $S_{п.в}$, $S_{пр.в}$ — солесодержание воды соответственно питательной и продувочной

тема делится на два неравных отсека — чистый и солевой. В чистый отсек подается вся питательная вода и здесь вырабатывается 75...85 % пара, в солевом отсеке вырабатывается 25...15 % пара.

Контрольные вопросы

1. Какие вещества могут содержаться в природной воде?
2. Назовите характеристики качества сырой, питательной, подпиточной, котловой воды.
3. Что называется общей жесткостью воды и как она определяется?
4. Что такое щелочность воды?
5. В чем суть метода ступенчатого испарения воды?
6. Чем опасна накипь на внутренней поверхности труб?
7. Как удаляются механические примеси из воды?
8. С какой целью проводится коагуляция коллоидных частиц?
9. Каким образом осуществляется термическое умягчение воды?
10. В чем смысл катионитного метода умягчения воды?
11. Какие материалы используются для катионитных фильтров?
12. С какой целью проводятся периодичная и непрерывная продувки?
13. Опишите устройство катионитного фильтра.
14. Что такое электродиализ и обратный осмос?
15. Для чего проводится деаэрация питательной и подпиточной воды?
16. Опишите принцип работы атмосферного деаэратора.
17. Поясните принцип работы вакуумной деаэраторной установки.

ГЛАВА 12

МАТЕРИАЛЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В КОТЕЛЬНОЙ ТЕХНИКЕ

12.1. Металлы и сплавы

Главными конструкционными материалами, используемыми в котельной технике, являются металлы благодаря таким их свойствам, как прочность, жаростойкость и жаропрочность, коррозионная стойкость, а также свойствам коваться, вытягиваться в нить и провод, свариваться, хорошо проводить теплоту и электрический ток. Чистые металлы в технике почти не используются. Большая часть металлов используется в виде сплавов, в основном сплавов железа с углеродом и другими химическими элементами. Для теплоэнергетики важны такие свойства сплавов, как *жаростойкость* (при взаимодействии с воздухом или другой газовой окислительной средой — жароупорность или окалиностойкость, т.е. свойство противостоять при высоких температурах химическому воздействию, например, окислению) и жаропрочность (способность выдерживать механические нагрузки при высоких температурах без разрушения).

Сплавы на основе железа образуют группу черных металлов, из которых наиболее распространенными являются сталь и чугун. *Сталь* — это сплав железа с углеродом при содержании последнего менее 2 %. По химическому составу различают два класса сталей — углеродистые (нелегированные) и легированные. По назначению выделяют группы сталей: топочная, котельная, рельсовая, конструкционная, инструментальная и др. Стали классифицируют: по качеству (обыкновенного качества, качественные и высококачественные) в зависимости от вредных примесей; по характеру раскисления (сп. — спокойные, кп. — кипящие, пс. — полуспокойные); по способу производства (в начале марки К — конвертерная, М — мартеновская, Э — электросталь и др.) и т.д. Например, обозначение марок углеродистых сталей обыкновенного качества мартеновского производства — МСт1, МСт2 и т.д. Качественные углеродистые конструкционные стали обозначаются цифрами — стали 05, 08, 10, 15, 20 и т.д. до 85, что соответствует среднему содержанию углерода в сотых долях процента. Качественные углеродистые котельные стали имеют аналогичные обозначения и отличаются добавлением буквы К после цифр (напри-

мер, стали 10К, 15К, 20К и т.д.). В сталях марок 15К, 20К, 25К, 10 и 20, применяемых для изготовления барабанов котлов, труб поверхностей нагрева и трубопроводов для воды и пара при давлении до 6 МПа и температуре металла труб менее 500 °С, в зависимости от назначения может содержаться 0,08...0,16 % С, 0,35...0,8 % Mn, 0,15...0,37 % Si, не более 0,09 % S и P (в сумме).

Марки легированных сталей обозначаются буквами, соответствующими легирующим элементам, содержание которых в стали более 1 % указывается цифрами, стоящими после букв. В роли легирующих элементов используют, например, молибден (М), никель (Н), ванадий (Ф), вольфрам (В), алюминий (Ю), марганец (Г), ниобий (Б), бор (Р), хром (Х), титан (Т), кремний (С) и др.

Например, в числе низколегированных сталей — молибденовые и хромомолибденовые стали (в последних содержится 0,5 % Mo и 1 % Cr). Повышение жаропрочности стали достигается увеличением содержания хрома. Например, хромомолибденокремнистые стали могут быть использованы до рабочей температуры 580 °С.

Для деталей, работающих под нагрузкой при температуре 800...1 000 °С, применяются хромоникелевые аустенитные стали. Легированные стали применяются для изготовления барабанов, труб поверхностей нагрева и паропроводов котлов высокого давления при температурах металла 475...570 °С (марки 16М, 12МХ, 12МХФ, 15ХМ, 12Х1МФ).

Из легированных аустенитных сталей изготовляются трубы последних ступеней и коллекторов пароперегревателей, работающие в наиболее тяжелых условиях.

Сплавы железа, содержащие 2...6 % С (обычно 3...4 %), называются *чугунами*. Кроме углерода в чугуне содержится некоторое количество кремния, марганца, серы, фосфора и др. В зависимости от структуры чугун бывает серый, белый и половинчатый. В сером чугуне почти весь углерод находится в структурно-свободном состоянии в виде пластинчатого графита (чугун имеет излом серого цвета). В белом чугуне углерод химически связан в цементите Fe_3C (излом чугуна матово-белого цвета). В половинчатом чугуне углерод находится частично в свободном состоянии в виде графита, а частично в виде цементита. При отжиге белого чугуна из цементита образуется хлопьевидный графит, благодаря которому чугун приобретает свойства высоких прочности и пластичности. Такой чугун называют *ковким*. В зависимости от физико-химических и специальных свойств чугун бывает жаростойким (жароупорным), высокопрочным, жаропрочным и др.

Для котельного литья используют чугуны, содержащие 2...2,5 % Si, 0,6...1,0 % Mn, 0,2 % P, 0,06 % S. Жаростойкие чугуны содержат 1,6...2,4 % С, 5...10 % Si, 0,5...0,7 % P, до 0,1 % S. Они используются для изготовления деталей, работающих при температурах до 850...930 °С.

Из чугуна изготовляют лазы, люки, клапаны, гляделки, водяные экономайзеры, воздушные подогреватели, запорную и регулирующую арматуру и т.д.

Цветные металлы используются для изготовления деталей арматуры и в системах автоматики. Наибольшее распространение из цветных металлов получили:

- алюминий — электрические провода, детали автоматики;
- медь — электрические провода, импульсные линии датчиков автоматики;
- бронза (сплав меди с оловом, алюминием, свинцом, кремнием, бериллием) — детали арматуры;
- латунь (сплав меди с цинком с добавками алюминия, марганца, олова, свинца и т.д.) — детали арматуры, импульсные линии датчиков и т.д.

12.2. Огнеупорные и теплоизоляционные материалы

Для облицовки (обмуровки) котельных агрегатов применяются кирпич красный, разные огнеупорные и теплоизоляционные материалы.

Кирпич красный изготовляется из смеси каолиновой глины (Al_2O_3) и песка (SiO_2) путем обжига заготовок при высокой температуре. Красный кирпич применяется для кладки фундаментов, боровов, наружных стен обмуровки, сводов и других элементов, подвергающихся действию температуры не выше 700 °С.

К огнеупорным материалам, используемым для кладки в котлах, относятся шамотный кирпич, высокоглиноземистые и хромитовые огнеупоры, огнеупорный шамотобетон. К основным контролируемым свойствам огнеупоров относят: огнеупорность, термическую стойкость, шлакоустойчивость, а также плотность структуры, газопроницаемость, теплопроводность.

Огнеупорность характеризуется температурой размягчения, при которой происходит деформация образца без нагрузки, а также температурой начала деформации при нагрузке, создающей напряжение сжатию 0,2 Н/мм^2 (2 кг/см^2).

Термическая стойкость определяется изменением механической прочности огнеупора при температурных напряжениях, возникающих при сменах нагрева и охлаждения.

Шлакоустойчивость характеризуется потерей массы огнеупора под действием высокотемпературной газовой среды и шлака.

Шамотный кирпич и шамотные изделия получили наибольшее применение в качестве огнеупорного материала для котельных агрегатов. Они применяются для футеровки топочной камеры и газоходов в местах действия высоких (до 1 400 °С) температур.

Шамотный кирпич изготовляется из огнеупорной глины, состоящей из 50...65 % кремнезема (SiO_2), 30...45 % глинозема (Al_2O_3), при суммарном содержании до 5 % извести (CaO), магнезии (MgO) и диоксида титана (TiO_2).

Высокоглиноземистые огнеупоры изготовляются из высокоглиноземистого сырья на глинистой связке; при обжиге в топке происходит спекание материала. В зависимости от вида изделия содержание Al_2O_3 может составлять 45...75 %. Соответственно содержанию Al_2O_3 огнеупорность материала изменяется в пределах 1 750...2 000 °С. Высокоглиноземистые материалы обладают высокой термостойкостью, шлакоустойчивостью и высокой сопротивляемостью деформации под нагрузкой. Этот вид огнеупоров широко применяется в качестве защитных обмазок футеровки топок для уменьшения их износа.

Огнеупорный шамотобетон используют для изготовления огнеупорных плит обмуровки стен, а также подвесных сводов.

Изоляционные термостойкие материалы отличаются малыми плотностью и теплопроводностью. К числу таких материалов относятся кирпич диатомитовый — применяется для изоляции горячих частей котельного агрегата, работающих при температурах до 900 °С.

Для изоляции горячих поверхностей трубопроводов, арматуры, газовоздухопроводов, аппаратуры и т. п. применяются легковесные изоляционные материалы: асбест, асбослюда, пенодиатомит, диатомитовый кирпич, стекло и шлаковата, совелит и др. Асбест применяется в виде асбестового волокна, асбестового листа или шнура и используется при рабочих температурах до 500 °С.

12.3. Прокладочные и набивочные материалы

Прокладочные материалы применяют при монтаже арматуры для уплотнения фланцевых соединений. В качестве прокладочных материалов используют асбест, резину техническую листовую, паранит, картон прокладочный.

Асбест применяют в местах соединения секций чугунных котлов для уплотнения ниппелей, взрывных предохранительных клапанов, сальников арматуры и др.

Резина техническая листовая используется для изготовления прокладок между фланцами водопровода, газопровода, между секциями радиаторов.

Паранит — прокладочный материал на основе асбеста, резины и наполнителей, используется в виде листов толщиной 0,4...6 мм, выдерживает давление до 5 МПа (50 кгс/см^2) и температуру до 450 °С. Его используют для уплотнения фланцевых соединений

паропроводов, водопроводов горячей воды и газопроводов среднего и высокого давления.

Картон прокладочный применяют для прокладок на водопроводах холодной воды. Перед установкой между фланцами прокладки смачивают водой и проваривают в масле.

Набивочные материалы — различные сальниковые набивки и мастики, которые служат для предотвращения выхода пара или жидкости через зазоры сальников.

Сальниковые материалы должны иметь низкий коэффициент трения, высокую устойчивость против износа при высоких температурах. Сальниковые набивки выполняются в виде плетеного шнура из хлопчатобумажной, льняной или конопляной пряжи, а также асбестового шнура, пропитанных антифрикционной мастикой.

Контрольные вопросы

1. Какие стали применяются в котлостроении и по какому принципу их маркируют?
2. Для изготовления каких элементов котельного агрегата применяют чугун?
3. Для изготовления каких деталей используют цветные металлы?
4. Назовите основные огнеупорные материалы, применяемые в котлостроении.
5. Какими основными свойствами должны обладать огнеупорные материалы?
6. Из каких материалов выполняются защитные обмазки и зажигательные пояса?
7. Назовите основные теплоизоляционные материалы, применяемые в котлостроении.
8. Какие прокладочные материалы используются для уплотнения фланцевых соединений?
9. Из каких материалов выполняются сальниковые набивки?

ГЛАВА 13

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

13.1. Виды измерений. Погрешность измерения. Класс точности прибора

В ходе работы котельных агрегатов требуется проводить постоянные измерения таких показателей процесса, как температура, давление, расход теплоносителей, уровень воды в барабане, состав газов и т.д.

Точность измерения данных физических величин не может быть абсолютной из-за несовершенства измерительных приборов, методов измерений. Точность измерений зависит и от индивидуальных свойств исполнительного органа, а также от ряда случайных причин. Численные значения ошибок, возникающих при этом, называются погрешностью измерения. Рассмотрим отдельные ее составляющие.

Абсолютная погрешность — разность показаний прибора и действительного значения измеряемой величины.

Относительная погрешность — отношение абсолютной погрешности к действительному значению измеряемой величины. Относительная погрешность выражается в процентах.

Погрешность измерения, зависящая от свойств и состояния измерительного прибора при нормальных условиях его работы, называется *основной* (*инструментальной*) *погрешностью*, а все остальные погрешности являются *дополнительными*.

Любой, даже новый, прибор обладает основной погрешностью измерения, величина которой зависит от его назначения, устройства и качества изготовления. С течением времени основная погрешность прибора обычно возрастает за счет наложения действия остаточных деформаций пружин, износа трущихся частей, загрязнения или повреждения измерительного механизма и т.д. Вследствие этих причин требуется периодически контролировать работу прибора и при необходимости ремонтировать его.

Дополнительные погрешности возникают из-за неправильной установки приборов, влияния вибраций, температуры, влажности и т.д.

Для всех приборов в зависимости от их назначения, качества и предела измерения нормами устанавливаются *допустимые основные погрешности*, которые характеризуют наибольшее возможное

(предельное) отклонение показаний прибора от действительного значения в обе стороны (увеличения и уменьшения).

Если при проверке прибора основная погрешность в любой точке его шкалы или в рабочей ее части не превышает допустимой, то прибор признается годным к применению. В противном случае он должен быть подвергнут ремонту или переградуировке.

Приведенная основная погрешность прибора $П$, определяемая в зависимости от абсолютной основной погрешности A, выражается в процентах диапазона шкалы

$$П = \pm \frac{A}{A_в - A_н} 100,$$

где $A_в$ и $A_н$ — соответственно верхнее и нижнее предельные значения шкалы прибора.

По величине приведенной основной погрешности приборы разделяются на классы точности, условное обозначение которых соответствует величине приведенной основной погрешности. Так, приборы, приведенные основные погрешности которых равны, например, ±0,6 и ±1,6 %, относят к классу точности соответственно 0,6 и 1,6.

Согласно существующим нормам теплотехнические измерительные приборы делятся на следующие классы точности: 0,06; 0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5 и 4. Класс точности обычно указывается на циферблате прибора.

13.2. Приборы для измерения температуры

Термометры расширения. Работа термометров расширения основана на свойстве тел изменять под действием температуры объем, а следовательно, и линейные размеры.

В жидкостных стеклянных термометрах в качестве рабочего вещества применяют ртуть и органические жидкости — этиловый спирт, толуол, пентан и др.

Наиболее широкое распространение получили ртутные стеклянные термометры. При нормальном абсолютном давлении ртуть находится в жидком состоянии при температурах от –39 (точка замерзания) до 357 °С (точка кипения).

Верхний предел измерения ртутных термометров, ограничиваемый температурой размягчения стеклянной оболочки термометра, достигается при помощи искусственного повышения точки кипения ртути. С этой целью у термометров для измерения высоких температур до 500 °С и выше пространство капилляра над ртутью заполняется инертным газом (азотом) при давлении свыше 2 МПа (20 кгс/см^2).

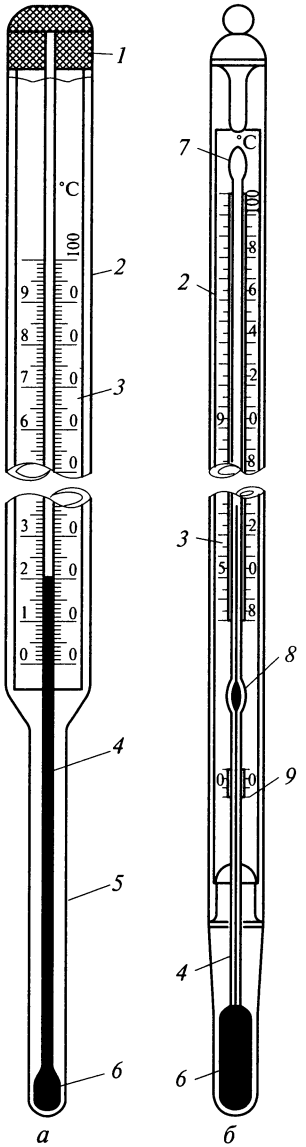


Рис. 13.1. Типы ртутных термометров:

а — технический с вложенной шкалой; *б* — лабораторный палочный с безнулевой шкалой; *1* — пробка, залитая гипсом; *2* — оболочка; *3* — шкала; *4* — капилляр; *5* — нижняя часть термометра; *6* — резервуар; *7*, *8* — расширения капилляра; *9* — дополнительная шкала

Ртутные стеклянные термометры изготовляются двух видов (рис. 13.1): с вложенной шкалой и палочные. Термометр технический с вложенной шкалой имеет заполненный ртутью резервуар *6*, капилляр *4*, шкалу *3*, выполненную из стеклянной пластинки молочного цвета, и наружную цилиндрическую оболочку *2*, в которой укреплены капилляр и шкала.

Лабораторный палочный термометр состоит из резервуара *6*, соединенного с толстостенным капилляром *4*, имеющим наружный диаметр 6...8 мм. Шкала термометра нанесена непосредственно на наружной поверхности капилляра в виде насечки по стеклу.

Применяются два способа установки ртутных термометров: в защитных гильзах и без них, т.е. путем непосредственного погружения термометра в измеряемую среду.

Наиболее распространенным способом является установка термометра в защитной гильзе (рис. 13.2), предохраняющей его от поломки.

Манометрические термометры. Действие манометрических термометров основано на изменении давления жидкости, газа или пара в замкнутом объеме в зависимости от температуры. Указанные термометры являются техническими показывающими или самопишущими приборами и предназначаются для измерения температуры в пределах от –150 до +600 °С. Класс их точности 1—2,5.

Схема манометрического термометра показана на рис. 13.3. Замкнутая система прибора, заполненная рабочим веществом, состоит из термобаллона *5*, погружаемого в измеряемую среду, трубча-

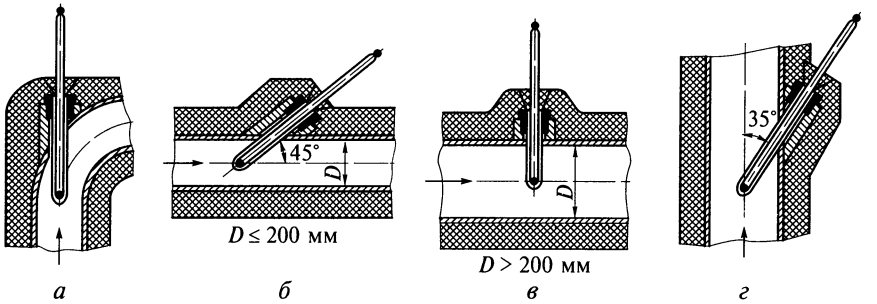


Рис. 13.2. Варианты установки ртутного термометра в защитной гильзе:
а — вдоль оси трубопровода; *б* — наклонно к оси горизонтального трубопровода; *в* — нормально к оси горизонтального трубопровода; *г* — на вертикальном трубопроводе; *D* — диаметр трубопровода; → — поток вещества

той (манометрической) пружины *2*, воздействующей посредством тяги *1* на стрелку или перо прибора, и капиллярной трубки (капилляра) *3*, соединяющей пружину с термобаллоном.

Термобаллон выполняется из стальной или латунной трубки, с одного конца закрытой, а с другого соединенного с капилляром посредством объемного штуцера *4* с сальниковым уплотнением и резьбой. Термобаллон устанавливается в трубопроводах, баках и т. п. При нагревании увеличение давления рабочего вещества в термобаллоне передается через капилляр трубчатой пружине и вызывает ее перемещение. Соединительный капилляр изготовляется из медной или стальной трубки с внутренним диаметром 0,2...0,4 мм и толщиной стенки 0,5...2 мм. Снаружи капилляр защищен металлической оплеткой. Длина капилляра достигает 60 м.

Газовые манометрические термометры заполняются азотом. Для заполнения жидкостных манометрических термометров применяется ртуть, ксилол, толуол при начальном давлении 1,5...2 МПа (15...20 кгс/см^2).

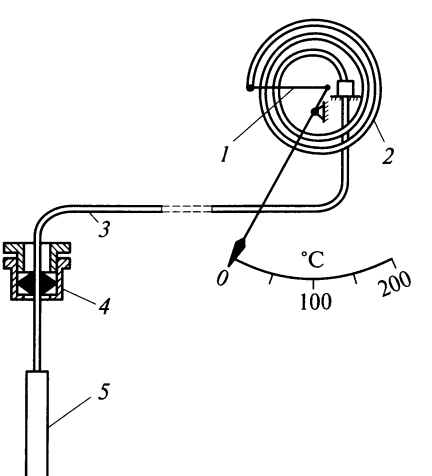


Рис. 13.3. Схема манометрического термометра:
1 — тяга; *2* — трубчатая пружина; *3* — капиллярная трубка; *4* — штуцер с сальниковым уплотнением и резьбой; *5* — термобаллон

В парожидкостных манометрических термометрах рабочим веществом служат низкокипящие органические жидкости: хлористый метил, ацетон, бензол и др.

Термометры сопротивления. Для измерения температуры широкое применение получили термометры сопротивления, основанные на изменении электрического сопротивления металлических проводников в зависимости от температуры. Электрическое сопротивление металлов при нагревании растет, следовательно, зная зависимость сопротивления проводника от температуры и определяя это сопротивление при помощи электроизмерительного прибора, можно судить о величине температуры проводника.

Термометры сопротивления применяются для измерения температуры в диапазоне от –260 до +750 °С (в отдельных случаях до +1 000 °С).

Термометр сопротивления выполняется из тонкой металлической проволоки, намотанной на каркас из электроизоляционного материала (слюды, кварца, пластмассы) и помещенной в метал-

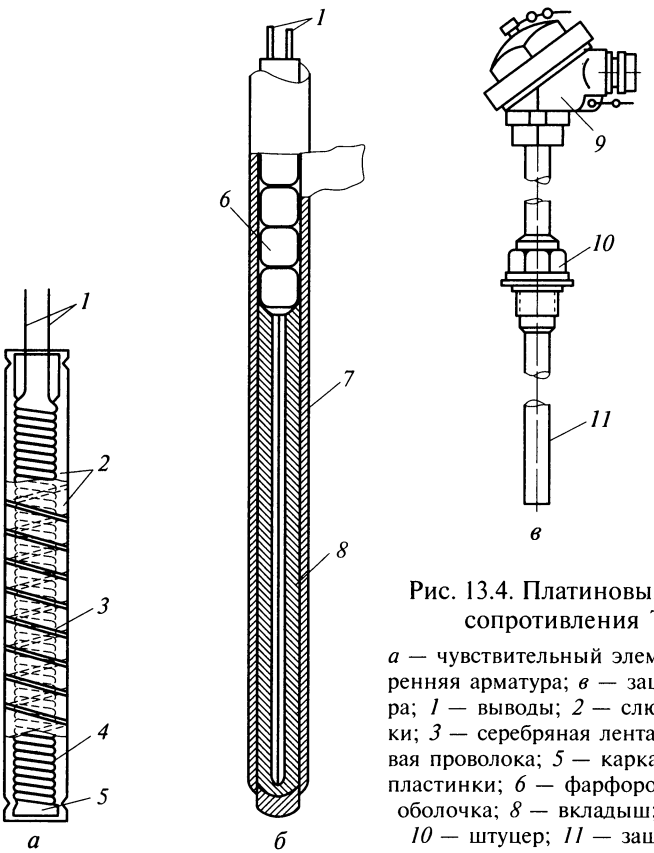


Рис. 13.4. Платиновый термометр сопротивления ТСП-1:

а — чувствительный элемент; *б* — внутренняя арматура; *в* — защитная арматура; *1* — выводы; *2* — слюдяные накладки; *3* — серебряная лента; *4* — платиновая проволока; *5* — каркас из слюдяной пластинки; *6* — фарфоровые бусы; *7* — оболочка; *8* — вкладыш; *9* — головка; *10* — штуцер; *11* — защитный чехол

лический защитный чехол с головкой для подключения соединительных проводов.

В качестве вторичных приборов, работающих с термометрами сопротивления, применяют измерительные мосты и логометры.

Стандартные технические термометры сопротивления имеют следующие условные обозначения: платиновые — ТСП, медные — ТСМ.

Устройство платинового термометра сопротивления ТСП-1 приведено на рис. 13.4. На каркасе *5* из слюдяной пластинки, имеющей по бокам зубчатую насечку, намотана платиновая проволока *4* диаметром 0,07 мм и длиной около 2 м. К концам платиновой обмотки припаяны два вывода *1* из серебряной проволоки диаметром 1 мм, присоединенные к латунным зажимам в головке *9* термометра. Слюдяная пластинка с обмоткой изолирована с двух сторон более широкими слюдяными накладками *2* и связана с ними в общий пакет серебряной лентой *3*.

Образованный таким образом чувствительный элемент термометра вставлен в плоский алюминиевый вкладыш и вместе с ним заключен в трубчатую оболочку *7* из алюминия. Серебряные выводы изолированы фарфоровыми бусами *6*. Оболочка с чувствительным элементом помещена в стальной защитный чехол *11* с приваренным к нему штуцером *10*, предназначенным для установки термометра в трубопроводах и резервуарах. В верхней части защитного чехла закреплена алюминиевая головка *9*, внутри которой помещен бакелитовый вкладыш с двумя зажимами для присоединения внешних соединительных проводов.

Термоэлектрические пирометры. Действие термоэлектрических пирометров заключается в том, что в замкнутом контуре, состоящем из двух разнородных проводников, образующих термопару, непрерывно течет электрический ток, если места спаев этих проводников имеют разную температуру.

Термоэлектрический пирометр (рис. 13.5) состоит из термопары (термоэлектроды *А* и *Б*) и подключенного к ней соединитель-

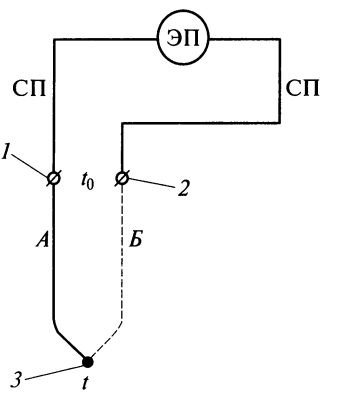


Рис. 13.5. Схема термоэлектрического пирометра:

1, *2* — свободные (холодные) концы термопары; *3* — рабочий конец термопары (горячий спай); *А*, *Б* — термоэлектроды; СП — соединительные провода; ЭП — вторичный электроизмерительный прибор; t_0 — температура холодных концов термопары; t — температура горячего спая

Таблица 13.1

Пределы измерения температур термопарами

Наименование термопары	Тип	Градуировка	Пределы измерения температур при длительном измерении, °С
Платинородий-платиновая (10 % родия)	ТПП	ПП-1	–20 ... +1 300
Платинородиевая (30 и 6 % родия)	ТПР	ПР-30/6	+300 ... +1 600
Хромель-алюмелевая	ТХА	ХА	–50 ... +1 000
Хромель-копелевая	ТХК	ХК	–50 ... +600

ными проводами СП вторичного электроизмерительного прибора ЭП. Величина термоэлектродвижущей силы (ТЭДС), развиваемой термопарой, зависит от материала термоэлектродов, а также от температуры рабочего *3* и свободных *1* и *2* концов термопары.

В качестве термоэлектродных материалов для изготовления термопар применяются, главным образом, чистые металлы с высокой электропроводностью, устойчивые к окислению, и их сплавы.

Наибольшее распространение для промышленных термопар получили материалы: платина, платинородий, хромель, алюмель и копель.

В табл. 13.1 приведены некоторые характеристики наиболее распространенных термопар.

Рабочий конец термометра из тонких проволочных термоэлектродов образуется сваркой двух концов (рис. 13.6, *а*, *б*), а из толстых — их скруткой и сваркой. Иногда для улучшения условий теплопередачи рабочий конец термопары из недрагоценных металлов приваривается к дну защитного металлического чехла (рис. 13.6, *в*).

Термоэлектроды термопары от спая до зажимов тщательно изолируются. В качестве изоляции применяются одно- и двухканальные фарфоровые трубки или бусы, надеваемые на термоэлектроды.

Общий вид термопары приведен на рис. 13.7. Термопара имеет стальной защитный чехол *5*, на который насажен подвижной фланец *6* со стопорным винтом, служащим для ее закрепления. Рабочий конец *7* термопары помещен в фарфоровый стаканчик *8*. Оба термоэлектрода изолированы по длине фарфоровыми бусами *9*. Головка состоит из литого корпуса *10*, крышки *1* и сальника *2* с уплотнением для вывода проводов. Внутри головки расположена колодка *4* с двумя зажимами *3*, несущими на себе две пары винтов *11* и *12* для закрепления термопроводов и соединительных проводов.

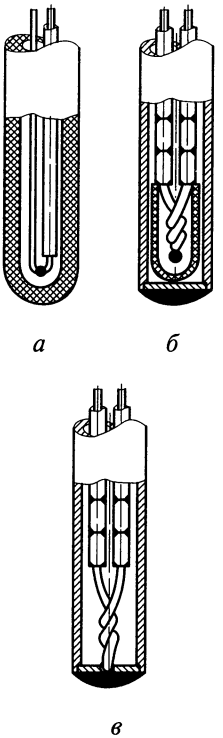


Рис. 13.6. Рабочие концы термопар:

а, *б* — термоэлектроды, соединенные сваркой; *в* — термоэлектроды, приваренные к дну защитного чехла

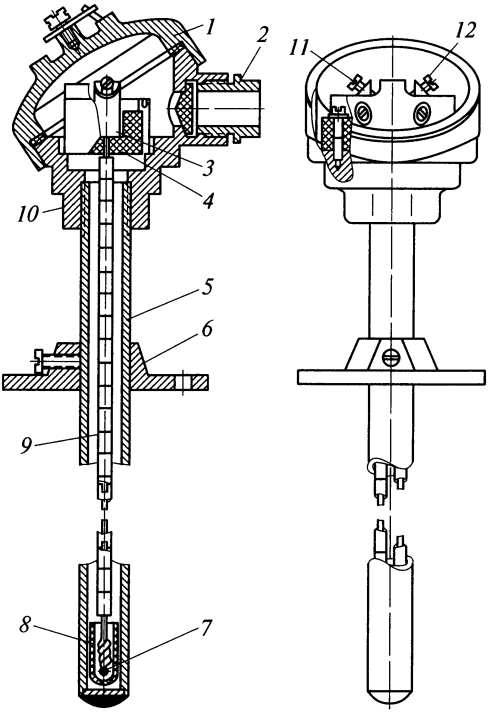


Рис. 13.7. Общий вид термопары:

1 — крышка; *2* — сальник с уплотнением для вывода проводов; *3* — зажимы; *4* — колодка; *5* — защитный чехол; *6* — подвижной фланец; *7* — рабочий конец термопары; *8* — фарфоровый стаканчик; *9* — фарфоровые бусы; *10* — корпус головки; *11*, *12* — винты

В качестве электроизмерительных приборов в термоэлектрических пирометрах применяются пирометрические милливольметры и потенциометры.

13.3. Приборы для измерения давления

Жидкостные стеклянные манометры. По конструкции жидкостные стеклянные манометры бывают двухтрубные (U-образные) и однотрубные (чашечные). Они используются для измерения давления газа или воздуха до 5 кПа (500 мм вод. ст.). В качестве рабочей жидкости в них используются вода, этиловый спирт, ртуть.

Жидкостный U-образный манометр (рис. 13.8) состоит из стеклянных измерительных трубок *3* и *4*, соединенных внизу между собой и укрепленных на вертикальном основании *1*. Между трубками помещена миллиметровая шкала *5* с нулевой отметкой посредине.

Измерительные трубки заполняются рабочей жидкостью до нулевой отметки шкалы. Трубка *3* сообщается резиновой трубкой *2* с

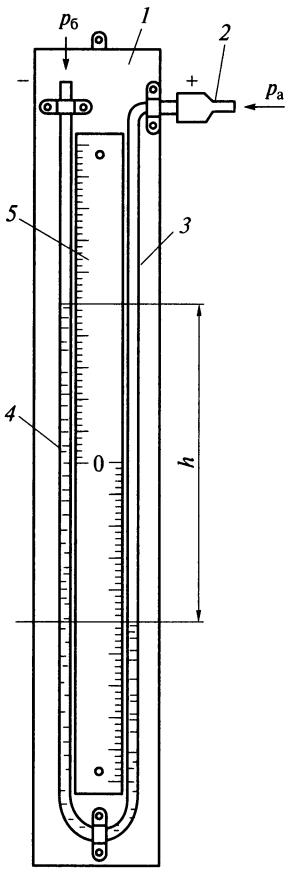


Рис. 13.8. Жидкостный двухтрубный (U-образный) манометр:

1 — основание; *2* — резиновая трубка; *3*, *4* — измерительные трубки; *5* — шкала; $p_а$, $p_б$ — соответственно абсолютное и барометрическое (атмосферное) давление; h — высота столба рабочей жидкости

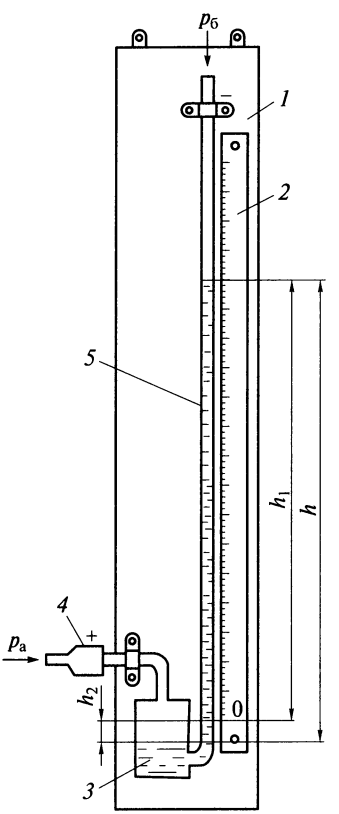


Рис. 13.9. Жидкостный однотрубный (чашечный) манометр:

1 — основание; *2* — шкала; *3* — стеклянный сосуд (чашка); *4* — соединительная трубка с измерительной средой; *5* — измерительная трубка; h — высота столба рабочей жидкости; h_1, h_2 — уровни жидкости; $p_а$, $p_б$ — то же, что на рис. 13.8

измеряемой средой, находящейся под абсолютным давлением $p_а$, а трубка *4* — с атмосферой, т.е. в ней барометрическое давление $p_б$.

При включении манометра в работу измеряемое давление уравновешивается высотой столба рабочей жидкости h, отсчитываемой по шкале прибора. Так как уровень жидкости в трубке *3* понизится, а в трубке *4* повысится, общая высота столба рабочей жидкости будет равна сумме отсчетов, проводимых по шкале выше и ниже нулевой отметки

В процессе эксплуатации U-образного манометра необходимо следить за уровнями рабочей жидкости, которые должны совпадать с нулевой отметкой при сообщении обеих трубок с атмосферой, а также за исправностью резиновой трубки и герметичностью ее соединения со стеклянной трубкой манометра.

В жидкостном однотрубном манометре (рис. 13.9) в отличие от U-образного двухтрубного манометра вместо одной из измерительных трубок имеется широкий сосуд — чашка *3*. К нижней части сосуда присоединена стеклянная измерительная трубка *5*, рядом с которой закреплена миллиметровая шкала *2*. Прибор смонтирован на вертикальном основании *1*. Сосуд манометра соединяется с местом измерения трубкой *4*. Свободный конец измерительной трубки сообщается с атмосферой. Сосуд и измерительная трубка заполнены рабочей жидкостью до нулевой отметки шкалы.

Тягомеры и напоромеры. Для измерения небольших разрежений и избыточных давлений (продуктов горения, газа, воздуха) применяются тягомеры (для разрежения), напоромеры (для давления) и тягонапоромеры (для разрежения и давления). Эти приборы широко используются для определения давления, разрежения в топках, газоходах и воздуховодах котлоагрегата и имеют одностороннюю или двустороннюю (тягонапоромеры) шкалу, градуированную в единицах измерения давления — Па, кгс/м^2 или мм вод. ст.

Так как между тягомерами, напоромерами и тягонапоромерами нет существенного различия, в дальнейшем они для простоты изложения называются тягонапоромерами.

Наибольшее распространение получили жидкостные стеклянные и мембранные тягонапоромеры. Приборы заполняют чаще всего этиловым спиртом или дистиллированной водой.

При относительно точных измерениях небольших избыточных давлений или разрежений до 2 кПа (200 кгс/м^2) применяются жидкостные однотрубные (чашечные) тягонапоромеры с наклонной измерительной трубкой ТНЖ-Н и ТНЖ-Щ, приспособленные соответственно для настенного и щитового монтажа.

Жидкостный однотрубный тягонапоромер ТНЖ-Н на рис. 13.10 показан со снятой передней крышкой. Он состоит из стеклянного сосуда *14* и присоединенной к нему стеклянной измерительной

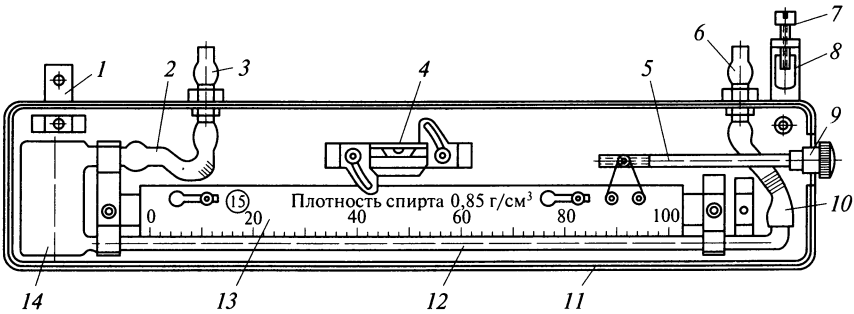


Рис. 13.10. Жидкостный однотрубный тягонапоромер ТНЖ-Н:

1, *8* — ушки; *2*, *10* — резиновые трубки; *3*, *6* — штуцеры; *4* — уровень; *5* — ходовой винт; *7* — винт для установки прибора по уровню; *9* — головка; *11* — корпус; *12* — измерительная трубка; *13* — шкала; *14* — стеклянный сосуд

трубки *12* внутренним диаметром 2...2,5 мм, укрепленных при помощи скоб и винтов в металлическом корпусе *11*. Около трубки расположена шкала *13*, которая может перемещаться с помощью ходового винта *5* с головкой *9*. Ходовой винт с головкой служит корректором нуля, позволяющим при установке и эксплуатации прибора совмещать нулевую отметку шкалы с меткой рабочей жидкости в измерительной трубке. В верхней части корпуса закреплены штуцеры *3* и *6*, соединенные резиновыми трубками *2* и *10* с сосудом и измерительной трубкой.

При измерении давления прибор сообщается со средой через штуцер *3*, а при измерении разрежения — через штуцер *6*.

Для установки тягонапоромера под определенным углом наклона служит уровень *4*. Прибор устанавливается при помощи ушек *1* и *8*, из которых последнее позволяет менять угол наклона корпуса с помощью винта *7*.

Для технических измерений применяется жидкостный дифференциальный тягонапоромер типа ТДЖ (рис. 13.11). Прибор имеет стеклянную измерительную трубку *3* с внутренним диаметром 10 мм, расположенную вертикально и соединенную резиновой трубкой *5* с сосудом *4*. Сосуд для установки нулевого положения мениска жидкости по шкале *2* может перемещаться по вертикали при помощи ходового винта *6*. Тягонапоромер комплектуется из отдельных приборов на одну, две, три, четыре и шесть точек измерения с общей фронтальной рамой *1*.

На рис. 13.12 изображена схема мембраного тягомера ТМ-П1. В прямоугольном корпусе (на схеме не показан) при помощи штуцера *8* закреплена упругая мембранная коробка *1*, состоящая из двух спаянных по краям гофрированных дисковых мембран, выполненных из бериллиевой бронзы. Внутренняя полость мембранной коробки сообщается с измеряемой средой, а полость корпуса

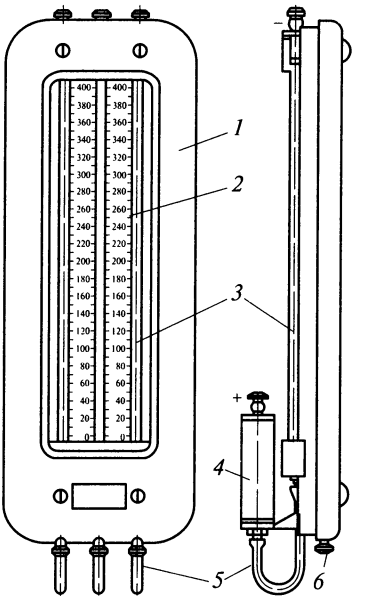


Рис. 13.11. Жидкостный дифференциальный тягонапоромер типа ТДЖ:

1 — фронтальная рама; *2* — шкала; *3* — измерительная трубка; *4* — сосуд с жидкостью; *5* — резиновая трубка; *6* — ходовой винт

прибора — с атмосферой. С помощью поводка *4* верхняя часть мембранной коробки соединена с фасонным рычагом *2*, сидящим на оси *3*. Для увеличения жесткости упругой системы ось *3* закреплена на скобообразной плоской пружине *5*.

Под воздействием переменной разности давлений мембранная коробка сжимается и разжимается, вызывая перемещение рычага *2*, тяги *14* и рычага *9*, сидящего на оси *12*. На этой же оси закреплена стопорным винтом *10* указывающая стрелка *13* с противовесом *11*. Конец стрелки передвигается вдоль горизонтальной профильной шкалы (на схеме не показана). Спиральная пружина (волосок *15*), закрепленная одним концом на оси стрелки и другим на неподвижной части прибора, служит для устранения влияния зазоров (люфтов) в сочленениях рычажного механизма.

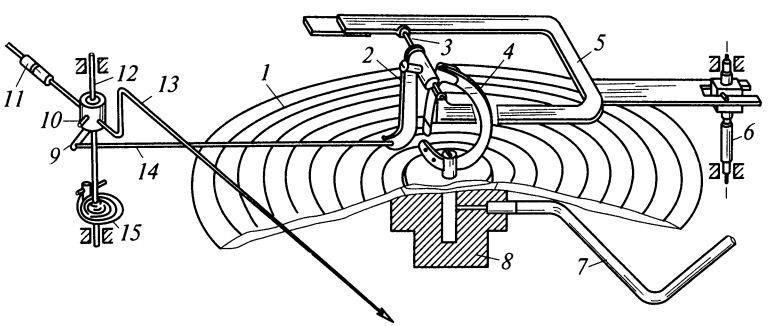


Рис. 13.12. Показывающий мембранный тягомер ТМ-П1 с профильной шкалой:

1 — мембранная коробка; *2* — фасонный рычаг; *3*, *12* — ось; *4* — поводок; *5* — пружина; *6* — корректор нуля; *7* — соединительная трубка; *8* — штуцер; *9* — рычаг; *10* — стопорный винт; *11* — противовес; *13* — стрелка; *14* — тяга; *15* — волосок

Для установки стрелки прибора на начальную отметку шкалы служит корректор нуля *6*. При вращении винта корректора происходит изгиб пружины *5* и передвижение рычажной системы, связанной со стрелкой.

Пружинные манометры. Наиболее широкое применение для измерения избыточного давления жидкости, газа и пара получили пружинные манометры.

Принцип действия пружинных манометров основан на использовании упругой деформации специальных пружин, возникающей под влиянием измеряемого давления. По роду применяемых пружин манометры делятся на трубчатые (с одновитковой и многовитковой трубчатыми пружинами) и мембранные (с гармониковой мембраной — сильфоном).

Показывающий манометр с одновитковой трубчатой пружиной приведен на рис. 13.13. Трубчатая пружина *1* эллиптического сечения одним концом жестко соединена с держателем *8*, укрепленным в корпусе *6* манометра. Держатель имеет штуцер *7* с резьбой, служащей для сообщения прибора с измеряемой средой. Свободный конец пружины закрыт запаянной пробкой *4* с шарнир-

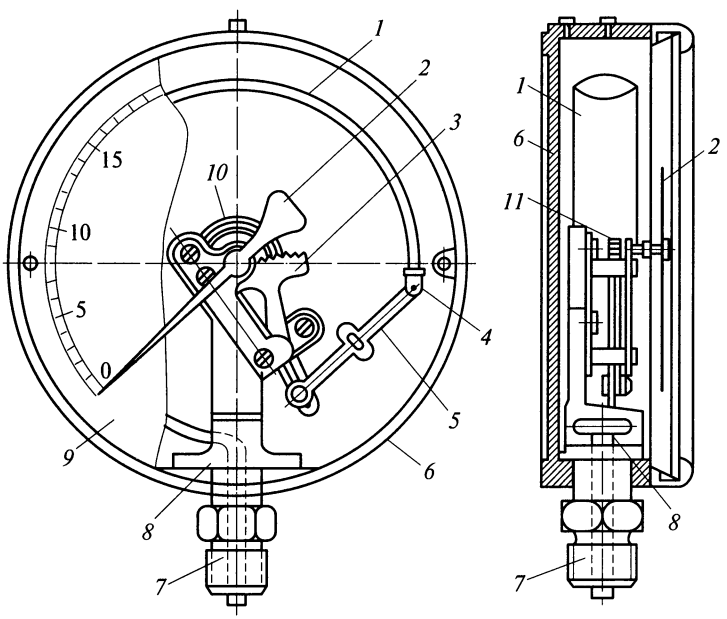


Рис. 13.13. Показывающий манометр с одновитковой трубчатой пружиной:

1 — трубчатая пружина; *2* — стрелка; *3* — зубчатый сектор; *4* — пробка; *5* — поводок; *6* — корпус; *7* — штуцер; *8* — держатель; *9* — шкала; *10* — спиральная пружина; *11* — шестеренка

ной осью. Посредством поводка *5* он связан с передаточным механизмом, состоящим из зубчатого сектора *3*, сцепленного с шестеренкой *11*, сидящей неподвижно на оси вместе с указывающей стрелкой *2*. Спиральная пружина *10* прижимает зубцы шестеренки к зубцам сектора и устраняет мертвый ход.

Под действием измеряемого давления трубчатая пружина частично раскручивается и тянет за собой поводок, приводящий в движение зубчато-секторный механизм и стрелку манометра, показывающую по шкале *9* величину этого давления.

Электроконтактные манометры. В системах автоматического регулирования технологических процессов, в схемах сигнализации, устройствах тепловой защиты применяют электроконтактные манометры. На рис. 13.14 показаны принципиальная схема и внешний вид электроконтактного манометра типа ЭКМ. В этом приборе в качестве упругого чувствительного элемента используется одновитковая трубчатая пружина.

По своему устройству прибор типа ЭКМ (см. рис. 13.14) отличается от рассмотренного пружинного манометра лишь наличием специальных электрических контактов *1*, *3* и *5*. Установка контактов *1* и *3* может быть выполнена на любые отметки рабочей шкалы манометра вращением винта в головке *2*, расположенной на наружной стороне стекла.

Если измеряемое давление среды в объекте уменьшится и достигнет того минимального значения шкалы, на которое установлен контакт *1*, стрелка *4* с помощью контакта *5* замкнет цепь и

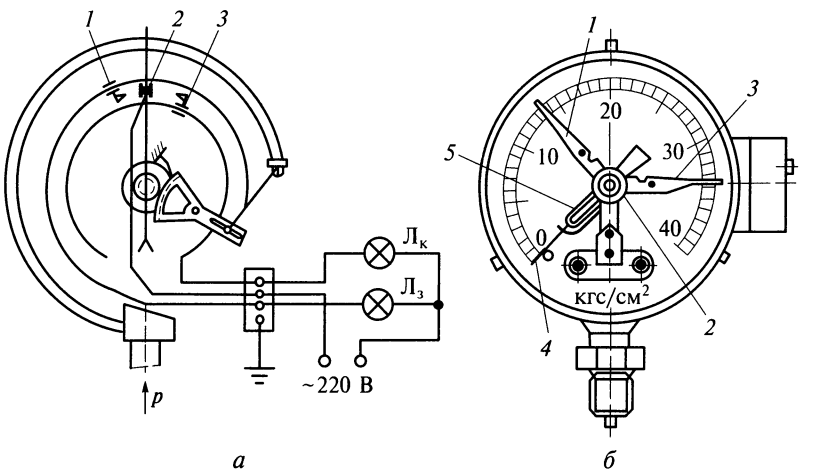


Рис. 13.14. Электроконтактный манометр типа ЭКМ:

а — схема прибора; *б* — внешний вид манометра; *1*, *3*, *5* — электрические контакты; *2* — головка с винтом; *4* — стрелка; $Л_к$, $Л_з$ — лампы красного и зеленого цвета; *p* — импульс давления среды

включит лампу определенного цвета, например, зеленого ($Л_3$). Если же давление среды увеличится до верхнего заданного значения, то стрелка с помощью контакта *5* замкнет контакт *3*, а следовательно, и цепь красной лампы $Л_к$.

Манометры электрические дистанционные. В пружинных электрических дистанционных манометрах типа МЭД происходит преобразование давления измеряемой среды, приводящего к механической деформации измерительной части прибора, в электрический сигнал.

Действие этого прибора основано на использовании деформации одновитковой трубчатой пружины *1* (рис. 13.15), свободный конец которой связан рычагом со стальным сердечником (плунжером) *2* дифференциально-трансформаторного преобразователя *3*.

Преобразователь состоит из двух секций первичной обмотки, намотанных последовательно (согласно), двух секций вторичной (выходной) обмотки, включенных встречно, и подвижного сердечника *2*. Создаваемый первичной обмоткой преобразователя магнитный поток индуцирует в секциях выходной обмотки ЭДС e_1 и e_2, значения которых зависят от тока питания первичной обмотки и взаимных индуктивностей L_1 и L_2 между секциями вторичной и первичной обмоток. Взаимные индуктивности L_1 и L_2 равны между собой при среднем положении сердечника внутри катушки преобразователя. При перемещении сердечника вверх из среднего положения значение L_1 увеличивается, а L_2 уменьшается. При этом изменяются величина и фаза выходного сигнала E дифференциально-трансформаторного преобразователя.

Дифференциальные манометры. Для определения разности (перепада) давлений между двумя точками измерения в жидкой, газовой или паровой среде используют дифференциальные манометры. Особенно большое распространение они получили для измерения перепада давления в дроссельных расходомерах.

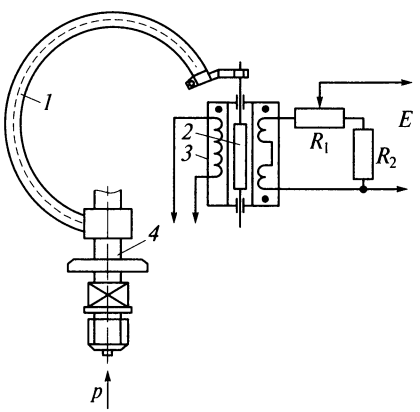


Рис. 13.15. Пружинный электрический дистанционный манометр типа МЭД:

1 — трубчатая пружина; *2* — сердечник (плунжер); *3* — дифференциально-трансформаторный преобразователь; R_1, R_2 — электрические сопротивления; p — импульс давления среды; E — сигнал на выходе

Технические дифференциальные манометры по конструкции и принципу действия разделяются на поплавковые, мембранные, сильфонные, колокольные и кольцевые.

Мембранные дифференциальные манометры типа ДМ (рис. 13.16) являются бесшкальными приборами с дифференциально-трансформаторным датчиком для дистанционной передачи показаний на вторичные приборы.

Чувствительным элементом дифференциального манометра является мембранный блок, состоящий из сообщающихся мембранных коробок *16* и *17*, изготовленных из бериллиевой бронзы или нержавеющей стали, ввернутых при помощи штуцеров *10* и *12* в разделительную диафрагму *11*. Каждая мембранная коробка состоит из двух сваренных по краям гофрированных мембран.

Мембранная коробка *16* расположена в нижней (плюсовой) камере прибора, а коробка *17* — в верхней (минусовой). Камеры образованы стальными крышками *13* и *18* и диафрагмой *11*, скрепленными болтами *14*. Внутренние полости мембранных коробок заполняют через ниппель *15* дистиллированной водой, после чего открытый его конец заваривают. В средней части мембранной коробки *17* укреплен стержень *8*, несущий стальной плунжер *7*, находящийся внутри разделительной трубки *5* из немагнитной стали. На эту трубку надета индукционная катушка *6* датчика, закрытая колпаком *4*, на котором расположен штепсельный разъем для подключения соединительных приборов от вторичного прибора.

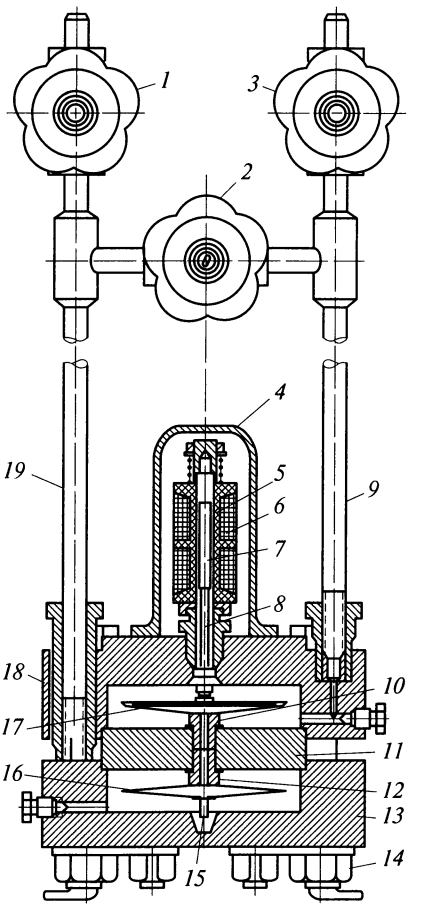


Рис. 13.16. Мембранный дифференциальный манометр типа ДМ:

1, *2*, *3* — запорные вентили; *4* — колпак; *5* — разделительная трубка; *6* — индукционная катушка; *7* — плунжер; *8* — стержень; *9*, *19* — соединительные трубки; *10*, *12* — штуцеры; *11* — разделительная диафрагма; *13*, *18* — крышки; *14* — болт; *15* — ниппель; *16*, *17* — мембранные коробки

Под действием разности давлений между нижней и верхней камерами дифференциального манометра, передаваемой соединительными трубками *9* и *19* с запорными вентилями *1* и *3*, мембранная коробка *16* сжимается, вытесняя находящуюся в ней воду в коробку *17*, которая, расширяясь, поднимает плунжер *7*. Движение плунжера происходит до тех пор, пока перепад давления не уравновесится упругой деформацией мембранных коробок. Для уравнивания давлений в камерах прибора при проверке нуля служит вентиль *2*.

13.4. Приборы для измерения количества и расхода вещества

Расход вещества и методы его измерения. Объем или масса вещества, перемещаемого в единицу времени по трубопроводу или любому каналу, называется расходом вещества и измеряется, как правило, в единицах объемного ($м^3/с$, $м^3/ч$, л/с) и массового (кг/с, кг/ч, т/ч) расхода. Для перевода объемных единиц измерения расхода в массовые и обратно используют формулу

$$G = V\rho,$$

где G — массовый расход вещества, кг/с; V — объемный расход вещества, $м^3/с$; ρ — плотность вещества, $кг/м^3$.

К приборам, измеряющим объем газа, относятся счетчики. С их помощью определяется суммарный объем вещества, прошедшего за известный промежуток времени, для чего отсчитываются показания прибора в начале и конце периода измерения и вычисляется разность этих показаний.

Приборы, измеряющие расход, называются *расходомерами*. Расходомеры показывают или записывают мгновенное значение расхода за единицу времени. В ряде случаев расходомер снабжается суммирующим счетным механизмом (интегратором).

Для определения массы и расхода жидкости, газа или пара обычно применяют следующие методы измерений: дроссельный, скоростной и объемный. Дроссельным методом проводится определение массового расхода, а скоростным и объемным — объемный расход жидкости, газа и пара.

Дроссельные расходомеры. Для измерения массового расхода вещества используют дроссельный метод, основанный на определении изменения статического давления среды, проходящей через искусственно суженное сечение трубопровода.

Дроссельный расходомер состоит из сужающего устройства, устанавливаемого в трубопроводе и служащего для местного сжатия струи (первичный прибор), дифференциального манометра, предназначенного для измерения разности статических давлений

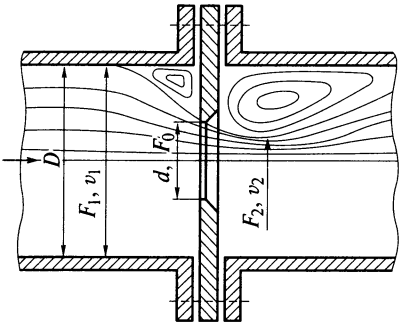


Рис. 13.17. Характер потока в трубопроводе при установке сужающего устройства — диафрагмы диаметром d:

D — диаметр трубопровода; F_1, F_0, F_2 — площади сечений соответственно трубопровода, сужающего устройства, максимально сжатого участка потока; v_1, v_2 — скорости потока в трубопроводе и максимально сжатом участке; ⟶ — поток вещества

протекающей среды до и после сужающего устройства (вторичный прибор), и соединительных линий (двух трубок), связывающих между собой оба прибора.

Сужающее устройство (диафрагма) имеет круглое отверстие, расположенное концентрично относительно стенок трубы. Диаметр d диафрагмы меньше внутреннего диаметра D трубопровода (рис. 13.17).

При прохождении потока через сужающее устройство происходит изменение потенциальной энергии вещества, часть которой вследствие сжатия струи и соответствующего увеличения скорости потока преобразуется в кинетическую энергию. Изменение потенциальной энергии приводит к появлению разности статических давлений (перепада давления), которая определяется при помощи дифференциального манометра. По измеренному перепаду давления может быть определена кинетическая энергия потока при дросселировании, а по ней — средняя скорость и расход вещества.

По способу отбора статического давления к дифференциальному манометру стандартные измерительные диафрагмы подразделяют на камерные и бескамерные (рис. 13.18). В камерной диафрагме им-

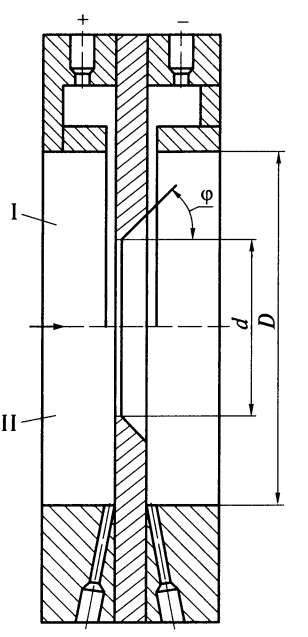


Рис. 13.18. Камерная (I) и бескамерная (II) стандартные измерительные диафрагмы:

D, d — диаметр трубопровода и сужающего устройства; φ — угол скоса; «+» и «–» — импульс давления соответственно до и после диафрагмы; ⟶ — поток вещества

пульсы давления к дифференциальному манометру передаются посредством двух кольцевых уравнительных камер, что позволяет усреднить давление по окружности трубопровода и получить более точное измерение перепада давления в камере.

Объемные счетчики для газа. Для измерения объемного расхода горючего газа используются объемные ротационные счетчики. Объемный ротационный счетчик (рис. 13.19) содержит измерительную камеру *1*, в которой размещены две широкие вращающиеся в разные стороны лопасти *2* и *3* восьмеричной формы.

Действие ротационного счетчика основано на вытеснении определенных объемов газа, заключенных между стенками измерительной камеры и лопастями, при вращении последних под влиянием разности давлений газа до счетчика и после него. Величина зазоров между шестернями и стенками измерительной камеры не превышает 0,03... 0,06 мм, т. е. погрешность измерения из-за перетекания газа через них невелика.

Прибор имеет роликовый счетный механизм *4*, связанный с одной из лопастей при помощи магнитной муфты или непосредственно выходной осью, пропущенной через сальниковое уплотнение. Для контроля за степенью засоренности счетчика в него встроен водяной двухтрубный дифференциальный манометр *5*, измеряющий перепад давления в приборе.

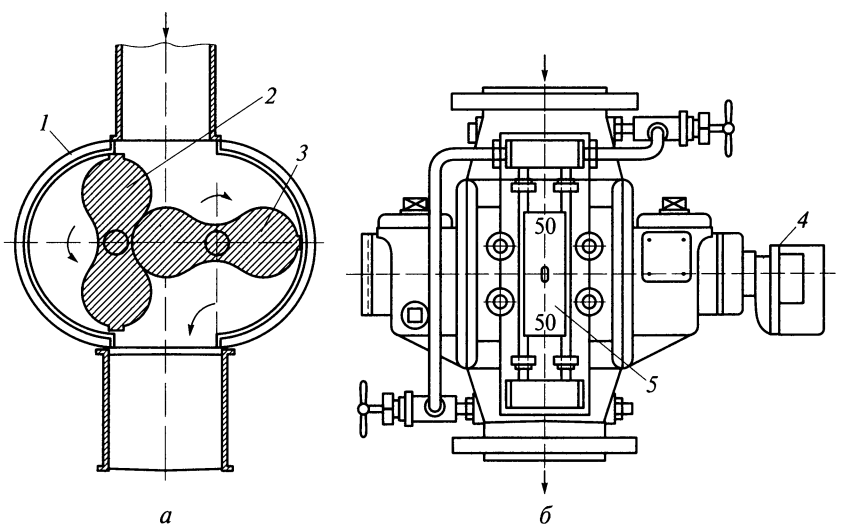


Рис. 13.19. Объемный ротационный счетчик:

а — схема действия; *б* — счетчик типа РС-100М; *1* — измерительная камера; *2*, *3* — лопасти; *4* — счетный механизм; *5* — дифференциальный манометр; ⟶ — поток газа

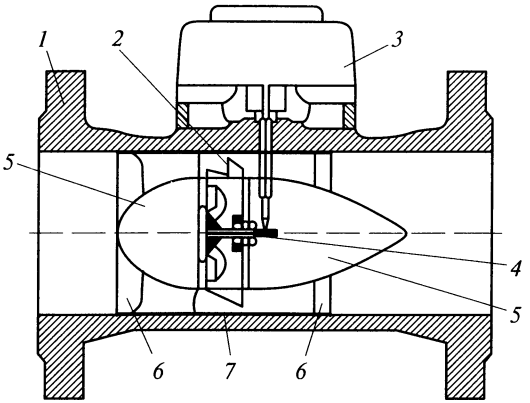


Рис. 13.20. Газовый турбинный (скоростной) счетчик:
1 — корпус; *2* — турбина; *3* — счетчик; *4* — редуктор; *5* — обтекатели; *6* — неподвижные направляющие лопатки; *7* — гильза

Ротационные счетчики устанавливают на вертикальных участках газопровода с нисходящим потоком газа. Входной патрубок счетчика снабжен сетчатым фильтром для очистки газа от механических примесей.

Ротационные счетчики типа РС выпускаются на номинальную производительность 40... 1 000 м^3/ч. Сопротивление счетчиков при номинальном расходе газа составляет 300 Па (30 мм вод. ст.).

Турбинные (скоростные) счетчики. Газовый турбинный (скоростной) счетчик (рис. 13.20) состоит из чугунного корпуса *1* с фланцами для присоединения к трубопроводу, турбины *2*, счетчика *3*, обтекателей *5*, расположенных с обеих сторон турбины. Лопатки турбины размещены в кольцевом зазоре между гильзой *7* и обтекателями и имеют наклон около 45°.

Спереди и сзади турбины установлены неподвижные направляющие лопатки *6*, выравнивающие поток газа. Турбина связана посредством червячной передачи редуктора *4* со счетчиком *3*.

Частота вращения турбины пропорциональна скорости течения газа, а следовательно, и его расходу.

Контрольные вопросы

1. Что такое абсолютная и относительная погрешность измерения?
2. Что характеризует класс точности прибора?
3. Какие приборы используются для измерения температуры?
4. Каков принцип действия манометрического термометра?
5. Каков принцип действия термометра сопротивления? Укажите область его применения.

6. На каком свойстве разнородных проводников основано действие термоэлектрических пирометров?

7. Укажите основные типы термопар и пределы их измерения.

8. Перечислите виды давления и единицы его измерения.

9. Каково устройство и принцип действия жидкостных однотрубных манометров типа ТДЖ и ТНЖ?

10. Поясните устройство мембранного тягомера ТМ-П1, используя рис. 13.12.

11. Каковы устройство и принцип действия пружинных манометров?

12. Каково назначение электроконтактных манометров и где они используются?

13. Каково назначение электрических дистанционных манометров?

14. Каким образом давление среды преобразуется в электрический сигнал и в каком устройстве происходят такие преобразования?

15. Каково устройство мембранного дифференциального манометра типа ДМ?

16. Поясните принцип действия дроссельного расходомера.

17. Каков принцип действия и как устроен ротационный газовый счетчик?

18. Поясните устройство и принцип действия турбинного счетчика.

ГЛАВА 14
АВТОМАТИКА КОТЛОВ

14.1. Функции, выполняемые автоматикой

Системы автоматики современных котлов выполняют разнообразные функции.

1. Автоматическое регулирование:

- давления пара в барабане паровых котлов или температуры горячей воды для водогрейных;
- расхода воздуха на горение (соотношение расходов газ : воздух);
- разрежения в топке;
- температуры перегрева пара;
- уровня воды в барабане (для паровых котлов).

2. Автоматическая защита котла (автоматика безопасности) отключением подачи газа при следующих предаварийных параметрах:

- повышение давления пара для паровых котлов и температуры горячей воды для водогрейных;
- повышение или понижение давления газа перед горелками;
- понижение давления воздуха перед горелками;
- понижение разрежения в топке;
- погасание факела;
- повышение или понижение уровня воды в барабане парового котла и отключение циркуляционных насосов для водогрейных котлов;
- отключение электроэнергии.

3. Световая и звуковая сигнализация при срабатывании автоматики по п. 2.

4. Дистанционный контроль ряда параметров, выносимых на щиты управления и контроля. Набор параметров определяется проектной организацией. Как правило, в их число входят разрежение в топке; давление воздуха за вентилятором; температура продуктов горения по дымовому тракту; силы тока электродвигателей дымососа и вентилятора и т.д.

5. Дистанционное управление направляющими аппаратами дымососа и вентилятора, питательным клапаном, регулирующим органом на газопроводе.

6. Полуавтоматический или автоматический пуск котла.

14.2. Схемы регулирования основных параметров котельного агрегата

Для котлов типа ДКВР, ДЕ схемами автоматического регулирования параметров предусмотрено автоматическое регулирование процесса горения топлива и питания котла водой. При автоматическом регулировании процесса горения обеспечиваются подача топлива в топку в зависимости от нагрузки котла, поддержание оптимального соотношения расходов топливо : воздух и устойчивого разрежения в топке.

Регулирование подачи топлива в топку обеспечивает соответствие паропроизводительности котла паровой нагрузке. Эту роль выполняет регулятор давления пара в барабане котла, воздействующий на изменение подачи топлива.

На рис. 14.1 приведена в общем виде принципиальная схема автоматического регулирования параметров котельного агрегата для распространенной системы автоматического регулирования «Контур».

Схема включает регулятор Р, в который поступает сигнал от датчика Д регулируемой величины. Датчик — первичный прибор, который воспринимает изменение регулируемого параметра и преобразует его в электрический сигнал. Функция регулятора Р — принять команду в виде электрического сигнала от датчика Д, сравнить ее с электрическим сигналом задатчика З, усилить имеющуюся разность электрических сигналов и дать команду на включение исполнительного механизма ИМ. Исполнительный меха-

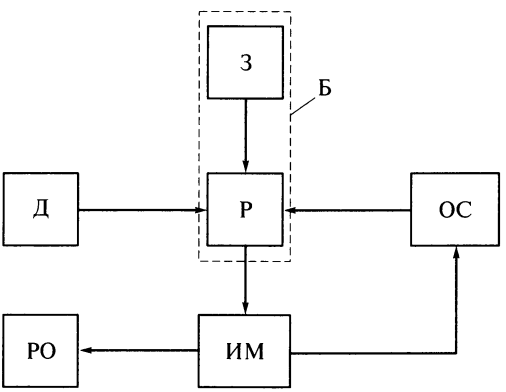


Рис. 14.1. Схема автоматического регулирования параметров котельного агрегата:

Б — блок регулятора Р с задатчиком З; Д — датчик; ИМ — исполнительный механизм; РО — регулирующий орган; ОС — обратная связь

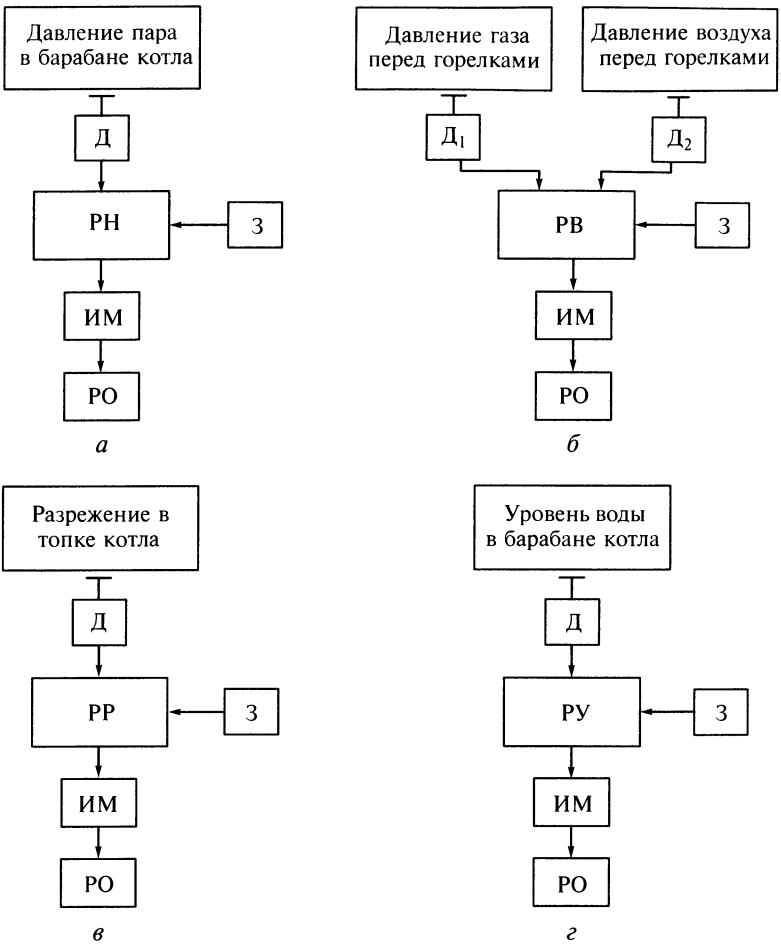


Рис. 14.2. Структурные схемы регулирования параметров работы котельного агрегата:

а — регулятор нагрузки; *б* — регулятор воздуха; *в* — регулятор разрежения; *г* — регулятор питания; Д, $Д_1$, $Д_2$ — датчики; З — задатчик; РН — регулятор нагрузки; РВ — регулятор воздуха; РР — регулятор разрежения; РУ — регулятор уровня; ИМ — исполнительный механизм; РО — регулирующий орган

низм воздействует на регулирующий орган РО. Обратная связь ОС (жесткая, гибкая и т.д.) улучшает качество регулирования.

На рис. 14.2 изображены структурные схемы регулирования параметров работы котельного агрегата: давления пара в барабане (рис. 14.2, *а*); расхода воздуха по заданному соотношению расходов газ:воздух (рис. 14.2, *б*); разрежения в топке (рис. 14.2, *в*); уровня воды в барабане (рис. 14.2, *г*).

14.3. Принципиальная схема автоматики безопасности котельного агрегата

Принципиальная схема автоматики безопасности котельного агрегата приведена на рис. 14.3.

Каждый регулируемый параметр контролируется индивидуальным комплексом приборов и устройств. Первичный электроконтактный прибор обеспечивает связь с контролируемой средой и в случае наступления предаварийного состояния размыкает (замыкает) контакты электрической цепи, включая промежуточное реле.

Промежуточное реле в свою очередь включает светозвуковую сигнализацию (сигнальные лампы, табло, звонок, сирена). Реле времени, если оно включено в данную схему, обеспечивает временную задержку, благодаря которой можно перейти на дистанционное управление и вернуть параметры в пределы регулирования.

Если контролируемый параметр не удалось вывести из предаварийного состояния, то реле времени разомкнет электрическую цепь предохранительно-запорного клапана (ЭПЗК).

В котлах типа ДКВР, ДЕ и ряда других в качестве клапанов-отсекателей используют клапаны ПКН (ПКВ), оборудованные электромагнитом, монтируемым, как правило, сбоку клапана на кронштейне. При наличии электрического напряжения на клеммах электромагнит удерживает ударный молоточек во взведенном состоянии. Если подача электрического тока на электромагнит прекращается, ударный молоточек падает, клапан закрывается, подача газа прекращается.

Для некоторых контролируемых параметров в схемах автоматики безопасности реле времени отсутствует. В случае достижения предаварийных значений данных параметров промежуточное реле не только включает световую и звуковую сигнализацию, но и размыкает цепь питания ЭПЗК.

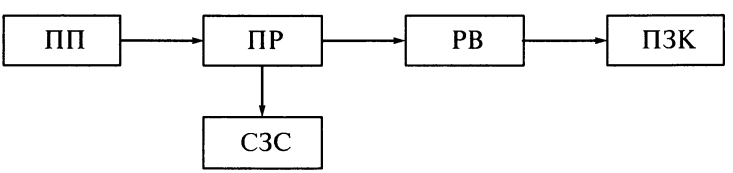


Рис. 14.3. Схема автоматики безопасности котельного агрегата:

ПП — первичный прибор; ПР — промежуточное реле; РВ — реле времени; СЗС — светозвуковая сигнализация; ПЗК — предохранительный запорный клапан

14.4. Первичные приборы (датчики) системы автоматического регулирования работы котлов

Датчиком регулятора давления пара в барабане котла является манометр электрический дистанционный типа МЭД, описание и принцип работы которого приведены в подразд. 13.3.

Датчиками в регуляторах расхода воздуха и разрежения в топке являются дифференциальные тягомеры ДТ-2 (рис. 14.4). Чувствительным элементом тягомера ДТ-2 является полая мембрана *8*, закрепленная между двумя пластмассовыми дисками *7* и помещенная в герметизированную камеру. Для подвода импульсов давления служат два штуцера *6*, один из которых связан с внутренней полостью мембраны, а другой — с надмембранным пространством камеры. При этом большее давление («плюс») подводится через нижний штуцер, а меньшее («минус») — через верхний штуцер.

При измерении избыточного давления верхний штуцер прибора соединяется с атмосферой, при измерении разрежения с атмосферой соединяется нижний штуцер. Под действием усилия, возникающего на мембране от перепада давления, перемещаются центр мембранного блока, а следовательно, и плунжер *4*, находящийся внутри катушки *2* дифференциально-трансформаторного преобразователя. При настройке катушку можно перемещать с помощью пружины *5* и регулировочной гайки *1* по разделительной трубке *3* из немагнитного материала.

Датчиком регулятора уровня воды в барабане является мембранный дифференциальный манометр (см. рис. 13.16), соединенный с двухкамерным уравнительным сосудом.

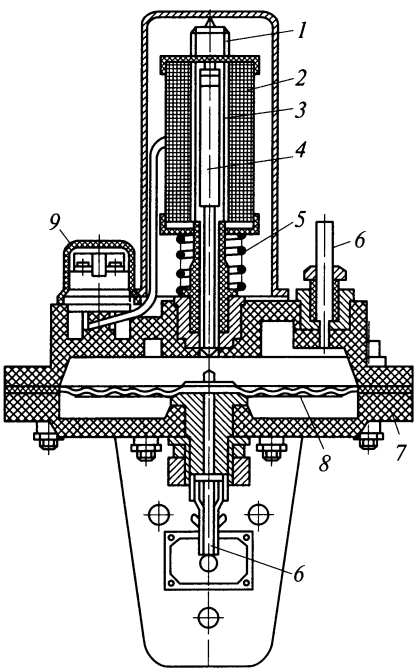


Рис. 14.4. Дифференциальный тягомер ДТ-2:

1 — регулировочная гайка; *2* — катушка дифференциально-трансформаторного преобразователя; *3* — разделительная трубка; *4* — плунжер; *5* — пружина; *6* — штуцеры; *7* — пластмассовый диск; *8* — полая мембрана; *9* — клеммная коробка

14.5. Первичные приборы (датчики) автоматики безопасности

Датчиками автоматики безопасности являются ЭКМ — электроконтактный манометр — датчик давления пара (устройство прибора приведено в подразд. 13.3, см. рис. 13.14); ЭКТ — электроконтактный термометр — контролирует температуру воды на выходе из водогрейного котла или экономайзера (см. подразд. 13.2); ДН — датчик напора; ДНТ — датчик напора и тяги; СПУ — сигнализатор предельных уровней. Эти датчики контролируют давление газа, давление воздуха и падение разрежения в топке котла.

Датчик-реле напора ДН-2,5 (рис. 14.5) или тяги ДТ состоит из штуцера *8*, через который подается импульс давления (тяги) измеряемой среды, чувствительного элемента — мембраны *7*, настроечной пружины *6*, механизма настройки реле (маховик *9* механизма настройки). Контролируемая среда воздействует на мембрану, которая, перемещаясь, действует на кнопку микропереключателя *5*, замыкая или размыкая электрическую цепь схемы защиты.

Сигнализатор предельных уровней (СПУ) (рис. 14.6) контролирует положение уровня воды в барабане котла. В уровнемерной колонке *2*, соединенной с барабаном *3* котла по принципу сообщающихся сосудов, установлены два электрода *1* (на верхний и нижний предельные уровни). На электроды подается напряжение.

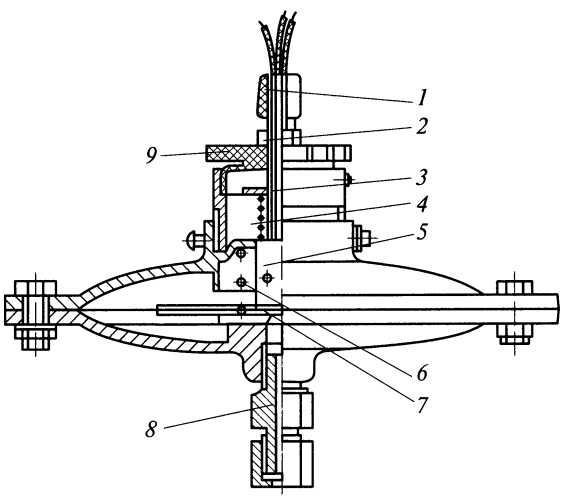


Рис. 14.5. Датчик-реле напора ДН-2,5:

1 — сальниковое уплотнение; *2* — гайка; *3* — шайба; *4* — возвратная пружина; *5* — микропереключатель; *6* — настроечная пружина; *7* — мембрана; *8* — штуцер; *9* — маховик механизма настройки

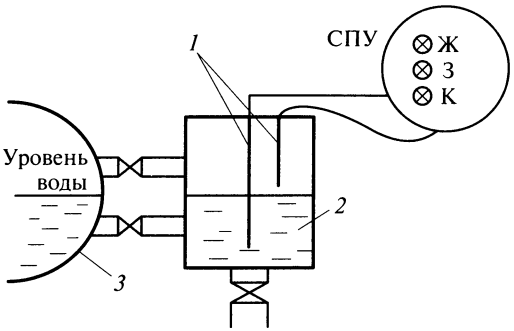


Рис. 14.6. Сигнализатор предельных уровней:

1 — электроды; *2* — уровнемерная колонка; *3* — барабан котла; СПУ — сигнализатор в виде табло с тремя лампочками — желтой Ж, зеленой З и красной К

При уровне воды, находящемся между электродами, горит зеленая лампочка З на табло СПУ. При снижении уровня ниже нижнего электрода происходит размыкание электрической цепи и загорается красная лампочка К. В случае повышения уровня воды выше верхнего электрода загорается желтая лампочка Ж.

Контроль погасания пламени в топочной камере осуществляется с помощью контрольного электрода (ионизационного датчика) или с помощью фотодатчика, которые входят в состав запально-защитного устройства ЗЗУ.

14.6. Запально-защитное устройство (ЗЗУ)

Запально-защитное устройство ЗЗУ (рис. 14.7) предназначено для автоматического или дистанционного розжига горелок, работающих на жидком или газообразном топливах. Входящие в комплект ЗЗУ управляющий прибор *10* (автомат контроля пламени АКП) с датчиком (фотодатчик *11*) осуществляют контроль за наличием факела в топке.

Управляющий импульс *1*, поступающий от автомата контроля пламени АКП *10*, одновременно подает напряжение на высоковольтный трансформатор *8* и открывает электромагнитный вентиль *5* запальника. Возникающее высокое напряжение поступает на центральный электрод *7* запальника. Между корпусом запальника и центральным электродом образуется искра, которая воспламеняет газ. Импульс от появившегося факела передается от фотодатчика *11* (либо ионизационного датчика — контрольного электрода) на управляющий прибор *10* АКП, где поступивший сигнал усиливается, в результате срабатывает промежеточное (выходное) реле *9* управляющего прибора. Сигнал используется как

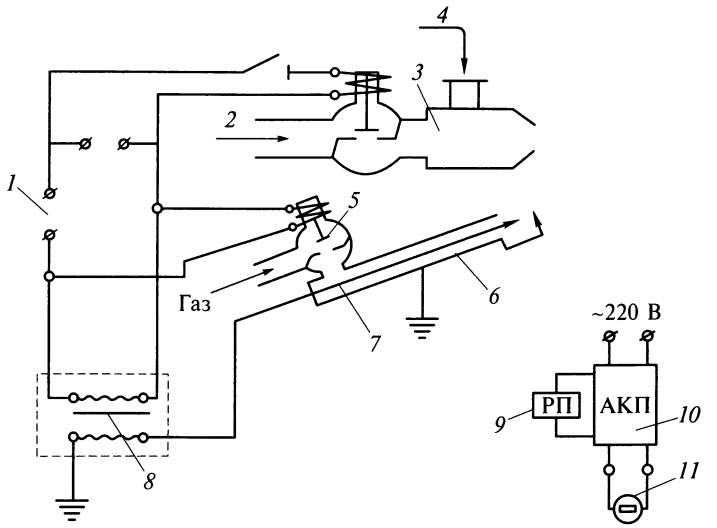


Рис. 14.7. Принципиальная схема запально-защитного устройства (ЗЗУ):

1 — управляющий импульс от автомата контроля пламени горелки (АКП); *2* — подача топлива в основную горелку; *3* — основная горелка; *4* — подача воздуха в основную горелку; *5* — электромагнитный вентиль; *6* — газовая линия запальника; *7* — центральный (высоковольтный) электрод; *8* — высоковольтный трансформатор; *9* — промежуточное реле (РП); *10* — управляющий прибор АКП; *11* — фотодатчик

разрешение на выполнение следующей операции при растопке, т. е. на розжиг основной горелки *3*. В процессе работы котлоагрегата фотодатчик *11* (либо ионизационный датчик) осуществляет контроль за факелом основной горелки, и в случае его погасания дает команду на прекращение подачи топлива *2*, при этом подача воздуха *4* на основную горелку не отключается.

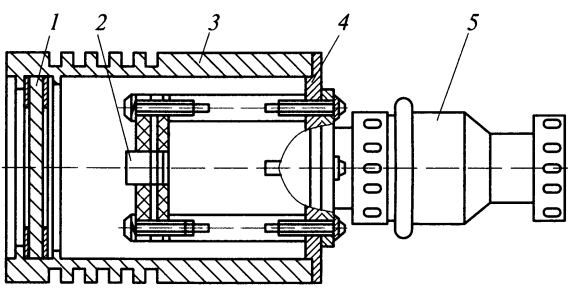


Рис. 14.8. Фотодатчик:

1 — стекло; *2* — фоторезистор; *3* — корпус; *4* — крышка; *5* — штепсельный разъем

Основными элементами конструкции фотодатчика, приведенной на рис. 14.8, являются корпус *3* и фоторезистор *2*. Фоторезистор защищен кварцевым стеклом *1*. Вывод проводов из фотодатчика осуществлен через штепсельный разъем *5*.

14.7. Автоматика «Контур»

Автоматика регулирования. Поддержание давления пара в барабане котла, регулирование подачи воздуха на горение и разрежения в топке, поддержание уровня воды в барабане — все эти важнейшие задачи выполняются средствами автоматики регулирования паровых котлов. Схема автоматики регулирования «Контур» приведена на рис. 14.9.

Датчиком в системе регулирования давления пара в барабане котла является манометр электрический дистанционный (МЭД), преобразующий давление пара в электрический сигнал, который поступает в регулятор газа Р-29, где сравнивается с электрическим сигналом задатчика, соответствующим нормальной величине давления пара. При наличии разности этих электрических сигналов в регуляторе происходит усиление этого разбаланса и включается в работу электрический исполнительный механизм ИМ, изменяющий положение регулирующей заслонки, установленной на газовой линии. Расход газа на котел при этом изменяется, и давление пара выравнивается.

На схеме рис. 14.9 заданное соотношение расходов газ : воздух регулируется путем измерения давлений газа и воздуха. Датчиками давления газа и воздуха являются дифференциальные тягомеры ДТ-2. Электрические сигналы от датчиков ДТ-2 поступают в регулятор расхода воздуха для сравнения с электрическим сигналом задатчика. При наличии разбаланса сигналов включается исполнительный механизм ИМ, который изменяет положение регулирующего органа на воздушной линии (осевого направляющего аппарата вентилятора, заслонки и др.). Датчиком в схеме регулирования разрежения в топке котла является также ДТ-2. Электрический сигнал от датчика поступает в регулятор разрежения, где сравнивается с электрическим сигналом задатчика. При включении исполнительного механизма ИМ происходит перемещение регулирующего органа (шибера, осевого направляющего аппарата дымососа).

В схеме регулирования уровня воды в барабане от датчика измерения уровня — дифференциального манометра ДМ-6, используемого в качестве гидростатического уровнемера, электрический сигнал поступает в регулятор уровня воды. При наличии разбаланса электрических сигналов ДМ-6 и задатчика включается исполнительный механизм ИМ, перемещающий положение пита-

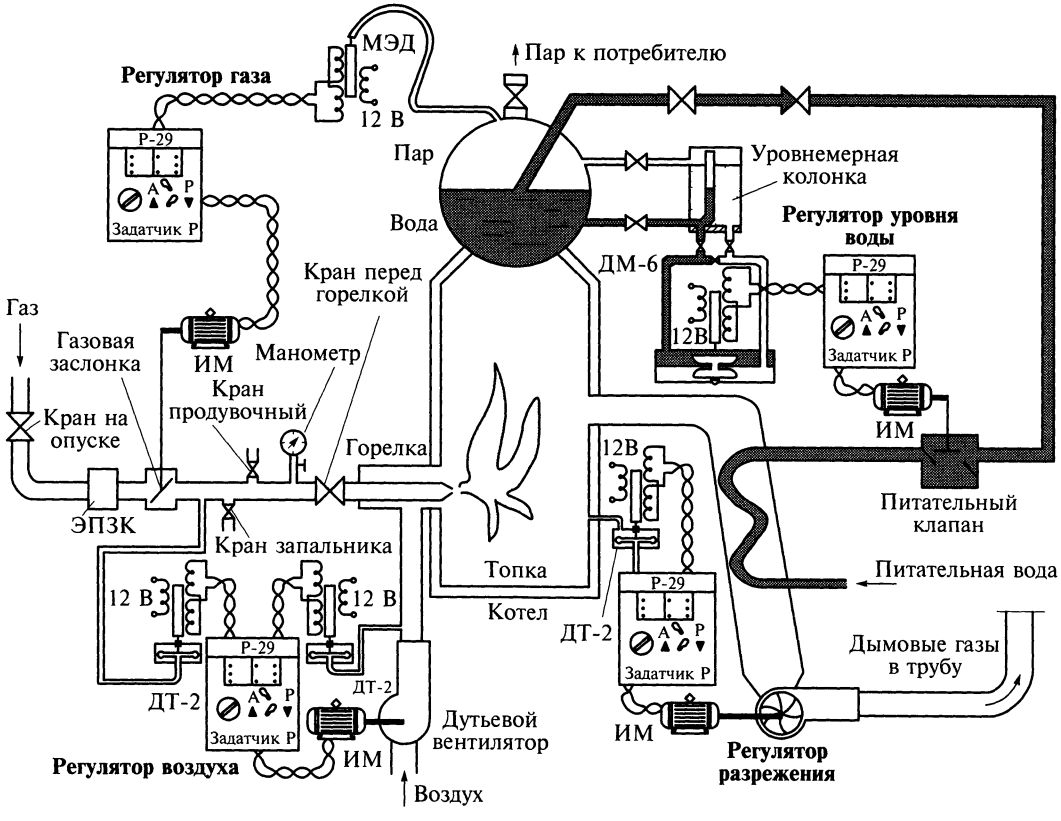

МЭД
Пар к потребителю
Регулятор газа
12 В
Р-29
Задатчик Р
Пар
Уровнемерная колонка
Вода
Регулятор уровня воды
ДМ-6
Кран перед горелкой
Газ
Газовая заслонка
ИМ
Манометр
Кран продувочный
Кран на опуске
Горелка
12В
Задатчик Р
ИМ
Питательный клапан
ЭПЗК
Кран запальника
Топка
Питательная вода
12 В
12 В
Котел
ДТ-2
Дымовые газы в трубу
ДТ-2
Дутьевой вентилятор
ИМ
Регулятор разрежения
Регулятор воздуха
ИМ
Воздух

Рис. 14.9. Система автоматики регулирования «Контур»:

МЭД — манометр электрический дистанционный; Р-29 — регулятор газа; ИМ — исполнительный механизм; ДМ-6 — дифференциальный манометр; ЭПЗК — электромагнитный предохранительный запорный клапан; ДТ-2 — дифференциальный тягомер

тельного клапана, регулирующего подачу питательной воды в барабан котла.

Автоматика регулирования проверяется ежесменно. Для проверки работы регуляторов необходимо следующее: зафиксировать по прибору на щите котла значение регулируемого параметра; перевести режим работы регулятора из положения А автоматического регулирования на ручное управление Р; тумблером в сторону «больше» или «меньше» изменить значение параметра (не более чем на 10 %); возвратить переключатель режима работы регулятора в положение А автоматического регулирования. Значение параметра по прибору должно восстановиться до начального.

Автоматика безопасности. Принципиальная схема автоматики безопасности парового котла в рабочем состоянии КИПиА приведена на рис. 14.10. Защита котла путем отключения подачи газа осуществляется при повышении давления пара, повышении и понижении уровня воды в барабане, понижении давления газа и воздуха перед горелками, понижении разрежения в топке, повышении температуры воды на выходе из экономайзера, отключении дымососа, погасании факела и прекращении подачи электроэнергии. На данной схеме для ряда контролируемых параметров в систему защиты включено реле времени. Рассмотрим работу автоматики безопасности на примере повышения температуры воды на выходе из экономайзера.

Датчиком температуры является электроконтактный термометр ЭКТ. При замыкании электрического контакта стрелки прибора с неподвижным контактом происходит замыкание электрической цепи промежуточного реле, которое, сработав, втянет три контакта и замкнет в свою очередь цепи световой и звуковой сигнализаций, а также цепь реле времени (при нормальной работе котла цепь реле времени обесточена). По истечении определенного времени, если машинист, перейдя с автоматического регулирования на дистанционное управление, не вывел данный контролируемый параметр из предаварийного состояния, через цепь реле времени пойдет ток. При этом произойдет размыкание контакта цепи, питающей электромагнитный клапан ЭПЗК. Подача газа на котел при этом прекратится.

Датчиком контроля давления пара является электроконтактный манометр ЭКМ. Датчиками контроля уровня в барабане являются два электрода ВАУ и НАУ (соответственно высшего и низшего аварийных уровней), расположенные в уровнемерной ко-

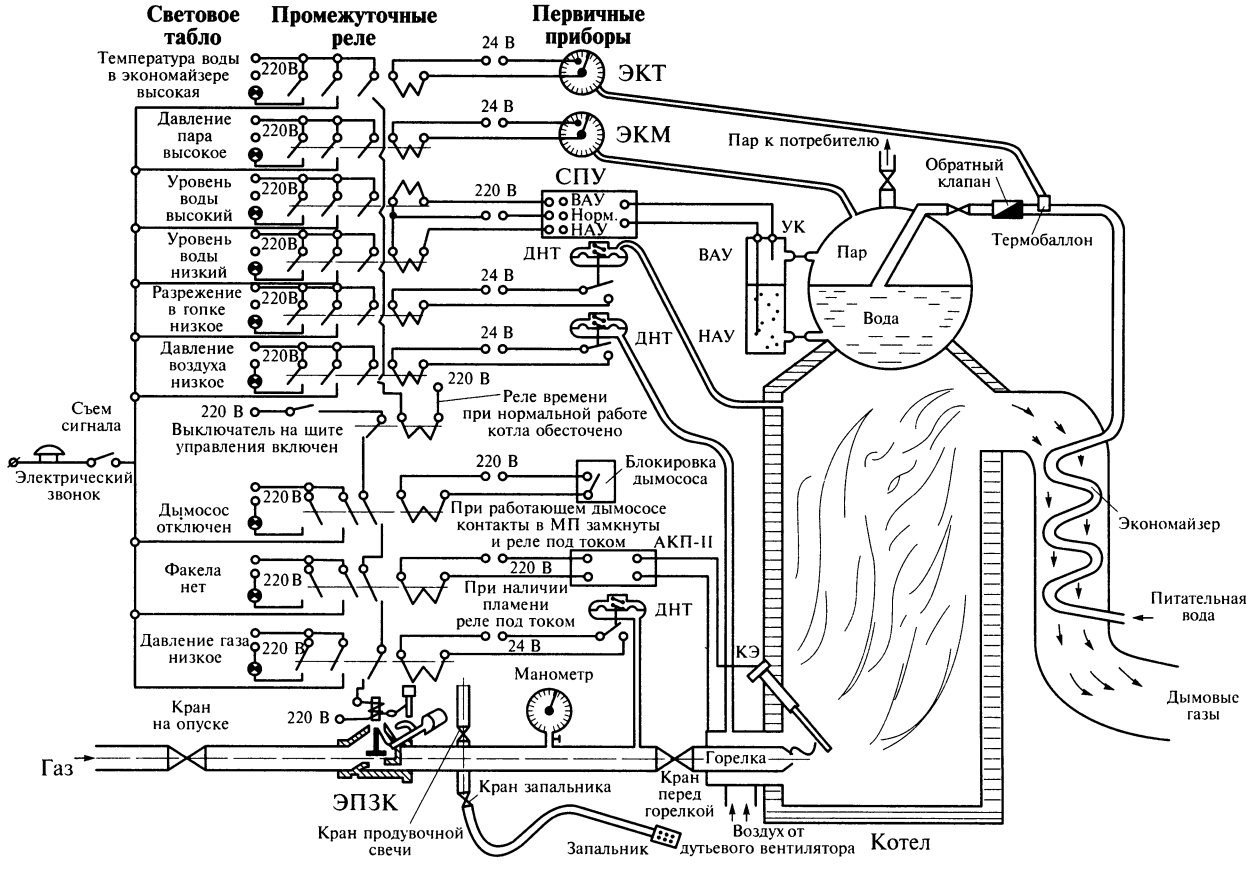

Световое табло
Промежуточные реле
Первичные приборы
Температура воды в экономайзере высокая
Давление пара высокое
Уровень воды высокий
Уровень воды низкий
Разрежение в топке низкое
Давление воздуха низкое
Дымосос отключен
Факела нет
Давление газа низкое
220В
24 В
220 В
ЭКТ
ЭКМ
СПУ
ВАУ
Норм.
НАУ
ДНТ
Пар к потребителю
Обратный клапан
Термобаллон
УК
Пар
Вода
Съем сигнала
Электрический звонок
Выключатель на щите управления включен
Реле времени при нормальной работе котла обесточено
Блокировка дымососа
При работающем дымососе контакты в МП замкнуты и реле под током
АКП-II
При наличии пламени реле под током
Манометр
Кран на опуске
Газ
ЭПЗК
Кран продувочной свечи
Кран запальника
Запальник
Горелка
Кран перед горелкой
Воздух от дутьевого вентилятора
Котел
КЭ
Экономайзер
Питательная вода
Дымовые газы

Рис. 14.10. Принципиальная схема автоматики безопасности парового котла в рабочем состоянии КИПиА:

ЭКТ — электроконтактный термометр (датчик температуры); ЭПЗК — электромагнитный предохранительный запорный клапан; ЭКМ — электроконтактный манометр (контроль давления пара); ВАУ, НАУ — датчики соответственно высшего и низшего аварийных уровней воды; Норм. — датчик нормального уровня воды; СПУ — сигнализатор положения уровня воды в барабане; КЭ — контрольный электрод; АКП-II — автомат контроля пламени горелки; ДНТ — датчик разрежения в топке и давления воздуха; МП — магнитный пускатель; УК — уровнемерная колонка

лонке барабана. Электроды подсоединены к сигнализатору положения уровня СПУ, который электрически связан с промежуточным реле. Датчиками разрежения в топке и давления воздуха являются датчики напора и тяги ДНТ.

При погасании факела, отключении дымососа или понижении давления газа перед горелкой произойдет немедленное отключение подачи газа на котел. Так, например, при погасании факела разорвется электрическая цепь между контрольным электродом КЭ и корпусом горелки. Автомат контроля пламени горелки АКП-II при этом разорвет электрическую цепь промежуточного реле. Одновременно замкнутся два контакта в цепях световой и звуковой сигнализации и разорвется электрическая цепь питания электромагнитного клапана ЭПЗК. Подача газа на котел прекратится.

Пуск и останов котла с автоматикой «Контур». При розжиге автоматизированного котла порядок работ идентичен пуску котла без автоматики, который подробно излагается в подразд. 15.2 и 15.3, однако требуется выполнение некоторых дополнительных операций.

***При подготовке котлоагрегата к работе*:**

- все ключи управления на щите котла перевести в положение «отключено», регуляторы перевести на дистанционное (ручное) управление;
- подать напряжение на щит управления;
- проверить работу каждого исполнительного механизма и регулирующего органа. При нажатии на кнопку (тумблер) «Больше» рычаг изменяет положение, открывая регулирующий орган. При нажатии на кнопку «Меньше» рычаг возвращается в исходное положение, закрывая регулирующий орган.

Котлы с автоматикой «Контур» могут оснащаться переносными запальниками и электрозапальниками, входящими в запально-защитное устройство (ЗЗУ).

***При розжиге запально-защитным устройством*:**

- повернуть ключ управления котлом в положение «Розжиг». При этом срабатывает ЗЗУ — включается реле времени, включается катушка зажигания, открывается газовый электромагнитный клапан (вентиль) запальника;

• при появлении пламени запальника контрольный электрод (или фотодатчик) ЗЗУ дает импульс на отключение катушки зажигания;

• после розжига горелок нажать на пульте котла кнопку «Пуск» и ввести в зацепление с электромагнитной защелкой ударный молоточек. На табло должна засветиться надпись «Автоматика безопасности включена»;

• проверить световую и звуковую сигнализацию автоматики безопасности.

Автоматику регулирования включают через 1,5...2 ч после розжига горелок. С этой целью, когда из воздушников или предохранительного клапана пойдет пар, закрыть их. Регулятор питания котла водой (регулятор уровня) перевести с дистанционного на автоматический режим. Когда давление пара станет равным или близким заданному значению, перевести переключатели режимов работы из положения дистанционного управления в автоматический режим, соблюдая последовательность:

• регулятор разрежения;

• регулятор расхода воздуха;

• регулятор давления пара в барабане котла.

Убедившись, что газовое оборудование и автоматика работают нормально, сделать запись в журнал о розжиге котла.

При плановом останове котла:

• вывести из зацепления с электромагнитной защелкой ударный молоточек ПЗК и уложить его на планку;

• перевести переключатель режима работы регулятора газа с автоматического на ручное управление;

• постепенно в соответствии с графиком останова котла снижать теплопроизводительность горелок до минимального уровня, при котором горелки котельного агрегата работают устойчиво;

• ключ управления котлом установить в положение «Защита отключена предварительно»;

• после выключения всех горелок ключ управления котлом поставить в положение «Выключено»;

• отключить питающее напряжение на щите управления котлом. Сделать запись в журнал о плановом останове котла.

14.8. Комплект средств управления

Вместо ранее выпускавшейся системы автоматического управления АМК-У разработан комплект средств управления (КСУ), предназначенный для водогрейных и паровых котлов малой мощности, работающих на жидком и газообразном топливе низкого и среднего давлений.

Для водогрейных котлов комплект средств управления выпускается в двух модификациях: КСУ-1-Г-2 для низкого и КСУ-1-Г-3 для среднего давления газа.

Для паровых котлов имеются три модификации комплекта: КСУ-2П-1-Г для котлов с естественной циркуляцией, работающих под разрежением; КСУ-2П-2-Г для котлов с естественной циркуляцией, работающих под наддувом, и КСУ-2П-3-Г для прямоточных котлов, работающих под наддувом.

Комплект средств управления КСУ-1-Г. Принципиальная схема комплекта средств управления КСУ-1-Г (рис. 14.11) обеспечивает двухпозиционное регулирование температуры горячей воды на выходе из водогрейного котла, регулирование подачи воздуха и разрежения в топке.

Защита котла (автоматика безопасности) осуществляется по следующим параметрам: повышение температуры горячей воды, понижение и повышение давления газа перед горелками, понижение и повышение давления воды в котле, понижение давления воздуха перед горелками, понижение разрежения в топке, погасание пламени горелки, исчезновение напряжения питания, неисправности блоков комплекта.

Автоматика обеспечивает: световую и звуковую аварийные сигнализации с запоминанием первопричины по каждому из аварийных параметров; предупредительную сигнализацию при нарушении работы одного из резервных каналов и при повышении температуры отходящих газов; выдачу на диспетчерский пункт сигналов о подаче питающего напряжения на комплект КСУ-1-Г и об аварийном останове котла; дистанционное включение и отключение котла, а также включение регулирования; работу общекотельного устройства регулирования; автоматические пуск и останов котла; рабочую сигнализацию. Основными элементами системы автоматики КСУ-1-Г являются шкаф *18* комплекта, в котором размещены все элементы, обеспечивающие управление пуском и остановом, регулирование, защиту, сигнализацию и т.д.; блок питания газовый; устройства розжига и контроля пламени; датчики давления, напора, тяги, уровня воды в барабане.

Блок питания газовый (рис. 14.12) — устройство, позволяющее проводить не только подачу и отсечку газа, но и ступенчатое регулирование расхода, а также включение или отключение газового запальника.

В корпусе *9* блока имеются два отверстия с седлами, перекрываемыми клапанами «большого» *11* и «малого» *8* горения, которые могут перемещаться в основной полости крышки *12*. В правой части крышки имеется дополнительная полость, в которой расположен клапан *7* запальника. Привод клапанов осуществляется специальными электромагнитами *1—3*. Клапаны с помощью што-

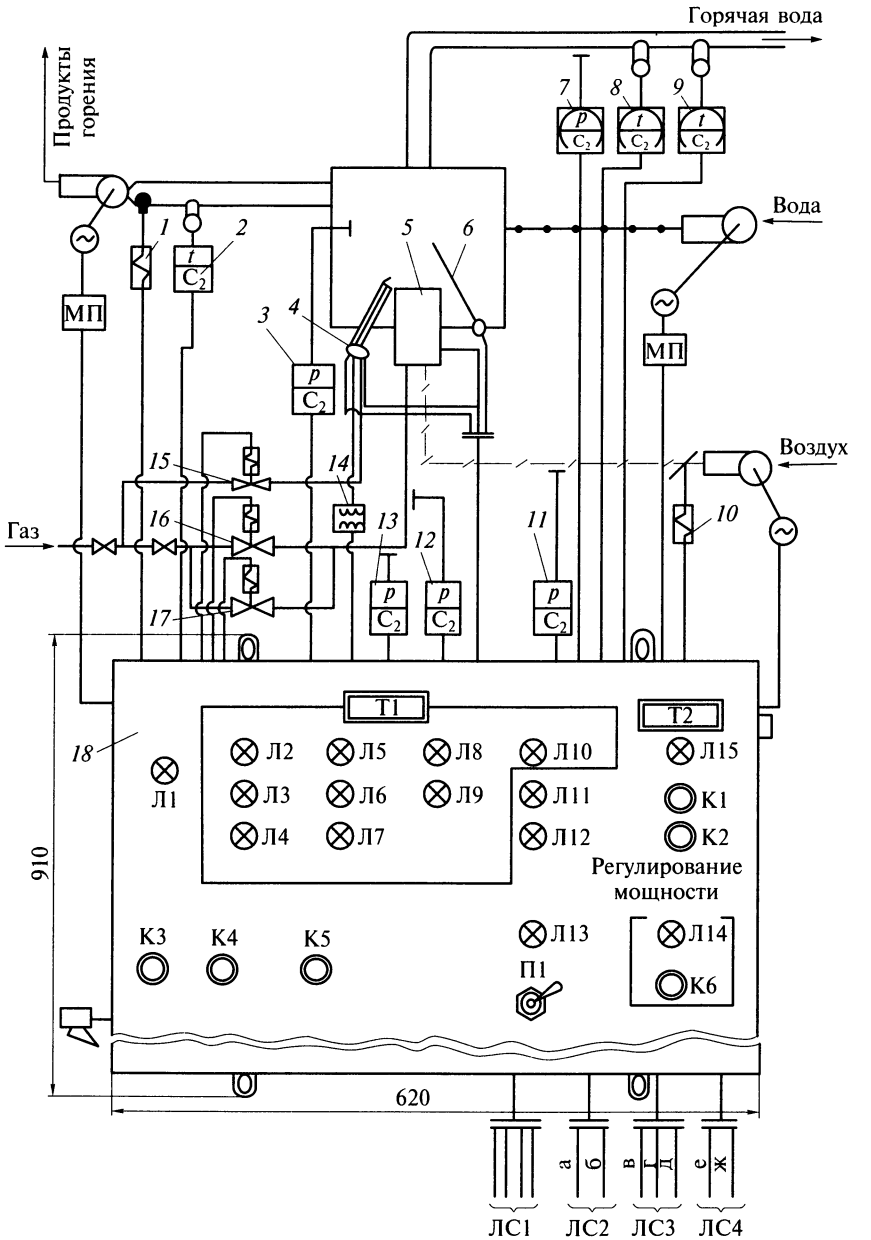

Горячая вода
Продукты горения
Вода
Воздух
Газ
МП
МП
1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
Т1
Т2
Л1
Л2
Л3
Л4
Л5
Л6
Л7
Л8
Л9
Л10
Л11
Л12
Л13
Л14
Л15
К1
К2
К3
К4
К5
К6
П1
Регулирование мощности
910
620
ЛС1
ЛС2
ЛС3
ЛС4
а
б
в
г
д
е
ж

Рис. 14.11. Принципиальная схема комплекта КСУ-1-Г средств автоматического управления работой котла:

1, *10* — исполнительные механизмы типа ЭИМ; *2* — датчик-реле температуры; *3*, *11*, *12*, *13* — датчики-реле тяги, напора и давления; *4* — электрозапальник; *5* — горелка; *6* — контрольный электрод; *7* — электроконтактный манометр; *8*, *9* — манометрические термометры; *14* — катушка зажигания; *15* — клапан-отсекатель запальника; *16*, *17* — отсечные клапаны «большого» и «малого» горения; *18* — шкаф комплекта; МП — магнитный пускатель; Т1 — табло «Авария»; Т2 — табло «Работа»; Л1 — Л15 — лампы (Л1 — «Сеть»; Л2 — «Нет пламени»; Л3 — «Разрежение низкое»; Л4 — «Давление воздуха низкое»; Л5 — «Давление воды низкое»; Л6 — «Давление воды высокое»; Л7 — «Температура воды высокая»; Л8 — «Давление газа низкое»; Л9 — «Давление газа высокое»; Л10 — «Комплект неисправен»; Л11 — «Нет резервирования»; Л12 — «Температура отходящих газов высокая»; Л13 — «Котел отключен общекотельным устройством»; Л14 — «Включено»; Л15 — «Пуск»); К1 — К6 — кнопки (К1 — «Пуск»; К2 — «Стоп»; К3 — «Отключение звуковой сигнализации»; К4 — «Отключение световой сигнализации»; К5 — «Контроль сигнализации»; К6 — «Регулирование мощности»); П1 — переключатель «Работа с общекотельным устройством»; ЛС1 — ЛС4 — линии связи (ЛС1 — «Питающая сеть 380/220 В, 50 Гц»; ЛС2 — «Сигнал диспетчеру» (а — «Включение питающего напряжения»; б — «Авария»); ЛС3 — «Дистанционное управление» (в — «Пуск»; г — «Останов»; д — «Включение регулирования»); ЛС4 — «Сигналы от общекотельного устройства регулирования» (е — «Пуск/Стоп»; ж — «Малое горение/Большое горение»)); C_2 — самопишущий прибор; p — давление, Па; t — температура, °С

ков *13* и *16* соединены с сердечниками электромагнитов и под действием пружин *15* прижимаются к седлам.

Для предотвращения проникновения газа из основной и дополнительной полостей крышки в коробку *4*, где находятся электромагниты, служат мембраны *14*.

В исходном положении, когда электромагниты обесточены, все три клапана находятся в закрытом положении, вследствие чего газ не подается к основной горелке и запальнику. При этом газ под действием входного давления поступает из корпуса через отверстия *10* в клапане «большого» горения в основную полость крышки и дополнительно поджимает клапан «малого» горения к седлу, обеспечивая его герметичность.

Через штуцер *5* газ подается к клапану запальника. При подаче электрического тока на электромагнит *3* в него втягивается сердечник, и за ним поднимается клапан *7*, при этом газ направляется к запальному устройству через штуцер *6*. Подача газа к основной горелке для ее работы на малом режиме происходит при подводе тока к электромагниту *2* и подъеме клапана *8*. В этом случае расход газа определяется диаметрами отверстий *10* в клапане *11* «большого» горения. При переводе основной горелки на номинальный режим горения на электромагнит *1* подается ток и клапан «большого» горения открывается.

Автоматика регулирования. Поддержание в заданных пределах температуры воды на выходе из котла, регулирование подачи воз-

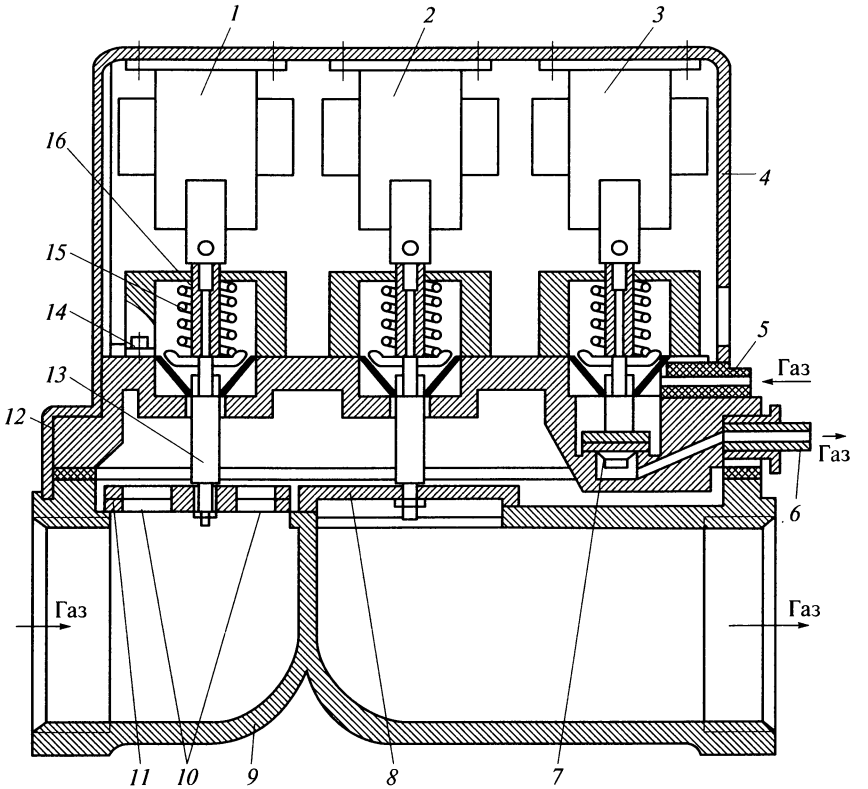


Рис. 14.12. Блок питания газовый:

1—3 — электромагниты; *4* — коробка; *5, 6* — штуцеры; *7* — клапан запальника; *8* — клапан «малого» горения; *9* — корпус блока; *10* — отверстия в клапане «большого» горения; *11* — клапан «большого» горения; *12* — крышка; *13, 16* — штоки; *14* — мембрана; *15* — пружина

духа, регулирование разрежения в топке — все эти функции обеспечивает автоматика регулирования, которое может выполняться в двух режимах: совместно с общекотельным устройством регулирования и без него. Выбор режима регулирования осуществляется переключателем П1 — «Работа с общекотельным устройством» (см. рис. 14.11). При работе без общекотельного устройства датчиком в системе регулирования является контактный манометрический термометр *8*.

Если температура горячей воды находится в интервале между нижним и верхним регулируемыми значениями, газ к горелке поступает через два клапана: «большого» *11* (см. рис. 14.12) и «малого» *8* горения. Заслонки на воздухопроводе и газоходе полностью открыты. В этом случае горелки котла работают со 100%-ной

тепловой мощностью. Температура горячей воды при этом повышается. При достижении верхнего регулируемого уровня температуры происходит замыкание контакта манометрического термометра и электрическое питание электромагнитного клапана «большого» горения отключается. Тепловая мощность горелки снижается при этом до 40 %. Одновременно с отключением клапана «большого» горения срабатывают электрические исполнительные механизмы типа ЭИМ *1* и *10* (см. рис. 14.11), перекрывая частично воздуховод и газоход, т. е. обеспечивая необходимые расход воздуха и разрежение в топке.

При работе с общекотельным устройством комплект КСУ-1-Г выполняет следующие команды: сигнал на пуск котла; сигнал на останов котла; сигнал на установку 100 % тепловой мощности; сигнал на установку 40 % тепловой мощности горелки и соответствующее этой нагрузке прикрытие заслонок на воздушной и дымовой линиях.

Автоматика систем безопасности. Далее приводятся параметры работы котла, по которым осуществляется его защита, и используемые при этом датчики:

- температура горячей воды — электроконтактный манометрический термометр *9* (см. рис. 14.11) типа ТПГ-СК;
- давление газа — датчик верхнего уровня (электроконтактный манометр ЭКМ-IV с датчиком-реле давления *12* типа ДД-06-11К) и датчик нижнего уровня (датчик-реле давления *13* типа ДД-06-11К);
- давление воздуха — датчик-реле напора *11* типа ДН-250-11К;
- разрежение в топке — датчик-реле тяги *3* типа ДТ-40-11К;
- давление воды — электроконтактный манометр *7* типа ЭКМ-IV;
- погасание пламени — контрольный электрод *6* типа КЭ.

При срабатывании датчиков, контролирующих параметры безопасности, а также при исчезновении напряжения питания исполнительные реле обесточиваются, разрывая цепи питания электромагнитных клапанов «большого» и «малого» горения, и подача газа к котлу прекращается. Одновременно загораются световое табло Т1 — «Авария» и сигнальная лампа первопричины аварии, замыкается цепь питания звукового сигнала.

Звуковой сигнал отключают нажатием кнопки К3 — «Отключение звуковой сигнализации». После сброса сигнализации и остановочной вентиляции комплект вновь готов к работе, но его запуск возможен только с помощью кнопки К1 «Пуск», а не дистанционно.

Пуск и останов котла. Перед началом работы комплекта необходимо выставить на наборном поле временны́е выдержки (программу работы автоматики), определяющие затраты времени на проведение ряда операций: включение приборов контроля разрежения; понижение давления воды и воздуха; предварительная вентиляция топки; розжиг запальника и основного факела; получе-

ние устойчивого горения основного факела; прогрев котла; послеостановочная вентиляция.

Перед каждым пуском необходимо (см. рис. 14.11): включить автоматический выключатель (при этом загорается лампа Л1 «Сеть»), проверить исправность световой и звуковой сигнализаций нажатием кнопки К5 «Контроль сигнализации», убедиться в отсутствии аварийных параметров, выбрать режим работы комплекта (с общекотельным устройством или без него) путем установки переключателя П1 в соответствующее положение.

Для пуска котла необходимо нажать кнопку К1 «Пуск», и комплект начинает отрабатывать программу розжига в определенной последовательности:

- ставится под контроль отсутствие аварийного состояния температуры и давления воды и включаются электродвигатели вентилятора, дымососа, циркуляционного насоса;
- заслонки на воздуховоде и газоходе открываются полностью (на 100 %) и проводится вентиляция топки и газоходов;
- начинается цикл розжига запальника: подается питание на катушку зажигания *14* типа Б-115 и открывается электромагнитный клапан запальника, включается контроль действия устройства защиты по погасанию пламени; после поступления сигнала о наличии пламени запальника подается питание на электромагнитный клапан «малого» горения; после отсчета определенного времени отключается контрольный электрод пламени запальника и подключается контрольный электрод горелки; загорается световое табло Т2 «Работа» и гаснет лампочка Л15 «Пуск»; отсчитывается время на достижение устойчивого горения факела и отключается электромагнитный клапан запальника; осуществляется прогрев котла, и котел готов к регулированию мощности. Включение кнопки К6 «Регулирование мощности» в режиме работы без общекотельного устройства осуществляется после включения светового табло Т2 «Работа» по истечении времени, указанного в инструкции по эксплуатации котла.

Для останова котла оператору достаточно нажать на кнопку К2 «Стоп», а при полном окончании работы — отключить автоматический выключатель сети.

14.9. Управление работой котельного агрегата с помощью программно-технического комплекса

Структурная схема систем управления. Современные котельные и тепловые электрические станции оснащены разными автоматическими системами управления технологическими процессами (АСУ ТП), различающимися структурой, техническими средствами и выполняемыми функциями.

Рассмотрим в качестве примера АСУ горелочными устройствами котельного агрегата. Объектом управления являются горелочные устройства котельного агрегата. Четыре горелки расположены на фронтальной стене в два яруса. К каждой горелке подведены газ и воздух с помощью трубопроводов, снабженных задвижками с электроприводами. Горелки оснащены ЗЗУ факелов запальника и основного факела. Розжиг горелок и их выключение проводятся с заданной очередностью. Операции по управлению арматурой и ЗЗУ выполняются в последовательности, определенной технологическим регламентом. Система выполняет в автоматизированном режиме совокупность информационно-вычислительных и управляющих функций. Информационно-вычислительные функции:

- информация о ходе технологического процесса и состоянии оборудования (режимы управления, положение арматуры и др.);
- сигнализация о нарушениях технологического процесса.

Информация о работе оборудования выводится на средства отображения автоматически или по запросу машиниста котла. Применяется следующий принцип представления информации: сначала выдается групповой сигнал о появлении нарушения, а затем (после вызова видеокадра с нарушением) указывается место и характер нарушения на вызванном видеокадре.

Управляющие функции АСУ ТП:

- программное логическое управление технологическими операциями по розжигу и управлению горелок;
- автоматическая защита и блокировка;
- дистанционное управление исполнительными механизмами (ИМ) с автоматизированного рабочего места (АРМ) на блочном щите управления (БЩУ) с помощью функциональной клавиатуры (ФК);
- управление ИМ с местных щитов управления (МЩУ), индивидуальных для каждой горелки.

Структурная схема автоматической системы управления АСУ ТП, приведенная на рис. 14.13, содержит:

- АРМ машиниста на БЩУ, выполненной на базе ПЭВМ, снабженной ФК;
- программируемый логический контроллер (микропроцессорный регулятор) (в схеме указан контроллер ТСМ-51);
- релейные блоки КУС, служащие для преобразования сигналов с напряжением 220 В, формируемых конечными выключателями ИМ, в сигналы с напряжением 24 В, поступающие на входы в контроллеры, а также для преобразования выходных сигналов контроллеров с напряжением 24 В в сигналы с напряжением 220 В, подаваемые на входы магнитных пускателей электродвигателей задвижек;
- МЩУ, предназначенные для управления ИМ горелок по месту.

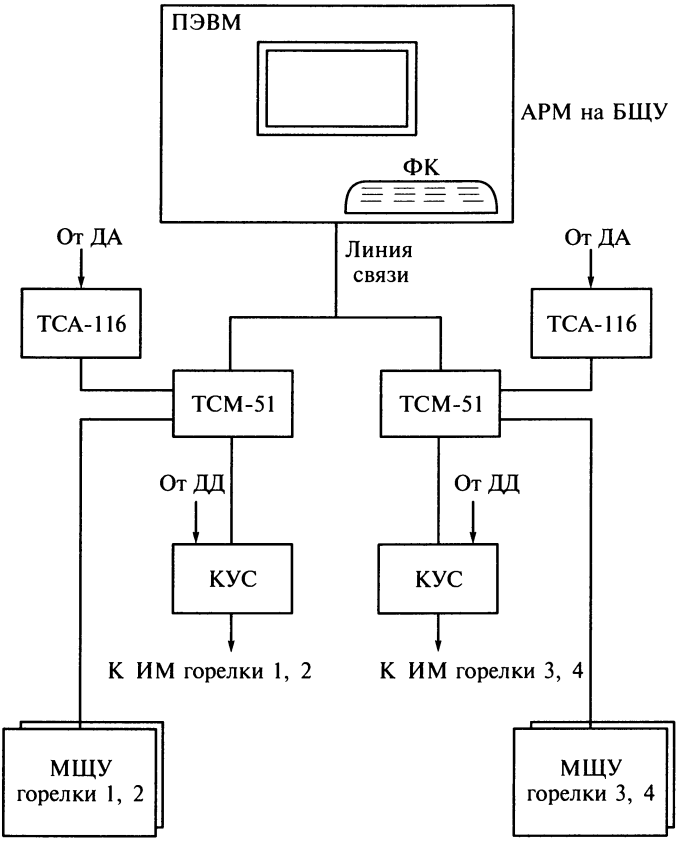


Рис. 14.13. Структурная схема автоматической системы управления АСУ ТП:

ПЭВМ — персональная электронно-вычислительная машина; ТСМ — программируемый логический контроллер; ТСА — блок ввода аналоговых сигналов от аналоговых датчиков ДА; КУС — релейный блок (преобразователь сигналов); АРМ — автоматизированное рабочее место; БЩУ — блочный щит управления; ФК — функциональная клавиатура; ДД — дискретный датчик; МЩУ — местные щиты управления; ИМ — исполнительный механизм

Контроллер ТСМ-51 имеет сравнительно небольшую информационную мощность, поэтому и используется в данной схеме для управления работой только двух горелок. Если котельный агрегат снабжен четырьмя горелками, то для их управления необходимо иметь два контроллера и т.д.

Контроллеры объединены между собой и ПЭВМ линией связи. Сигналы в систему поступают от аналоговых датчиков типа ДА (указатели положения шиберов на воздушных линиях горелок) и дискретных датчиков типа ДД (конечные выключатели, датчики наличия факела).

Работа машиниста котла с АСУ ТП. На БЩУ установлены ПЭВМ с дисплеем и управляющая ФК, сигналы от клавиш которой воспринимаются и обрабатываются специальным программным пакетом, используемым для организации АРМ машиниста. Лицевая панель ФК представлена на рис. 14.14. С этой клавиатуры можно осуществлять дистанционное ДУ и местное МУ управление.

При включении системы на экран дисплея автоматически вызывается обзорная мнемосхема, где условно изображены горелки нижнего и верхнего ярусов с указанием их номеров, отмечено, на каких горелках имеется факел, показаны расходы газа (мазута) и воздуха на отдельную горелку или группу горелок.

При нажатии на любую из кнопок **F1—F10** из группы «Вызов горелок» на экран выводится мнемосхема горелочного устройства с изображением вызванной горелки соответствующего номера и относящихся к ней исполнительных механизмов. Например, на рис. 14.15 показана мнемосхема горелки **1**, вызванная нажатием кнопки F1 на ФК (см. рис. 14.14). Кнопки «Мазут», «Воздух», «Сопло», «Газ», «Свеча», «ЗЗУ» и «ПЗК», расположенные на ФК, служат для вызова ИМ данной горелки. Кнопки группы «Управление»: «▲», «Стоп», «▼» используются для открывания/закрывания вызванной задвижки или включения/отключения ЗЗУ. Четыре кнопки из группы «Режимы управления» используются в целях задания для вызванной горелки одного из режимов: «Розжиг», «Выкл.» (выключение), ДУ (дистанционное управление), МУ (местное управление). При задании режима «Розжиг» необходимо с

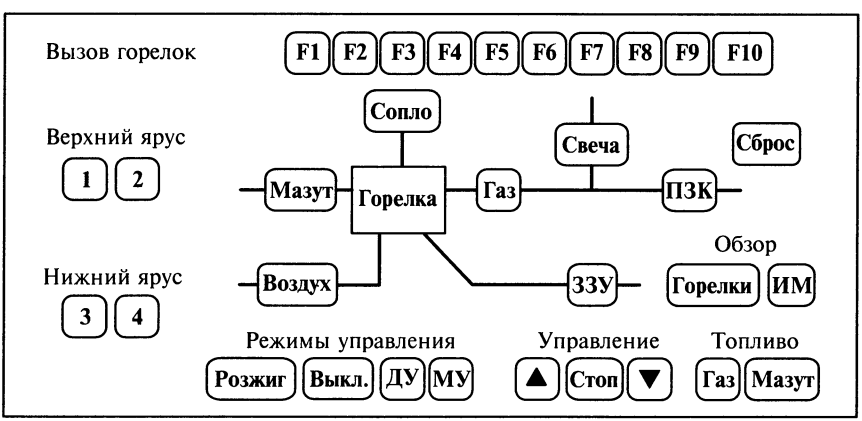


Рис. 14.14. Лицевая панель функциональной клавиатуры (ФК):

F1—F10 — программы вызова горелок; ЗЗУ — запально-защитное устройство; ПЗК — предохранительный запорный клапан; ИМ — исполнительный механизм; ДУ, МУ — соответственно дистанционное и местное управление; Выкл. — выключено

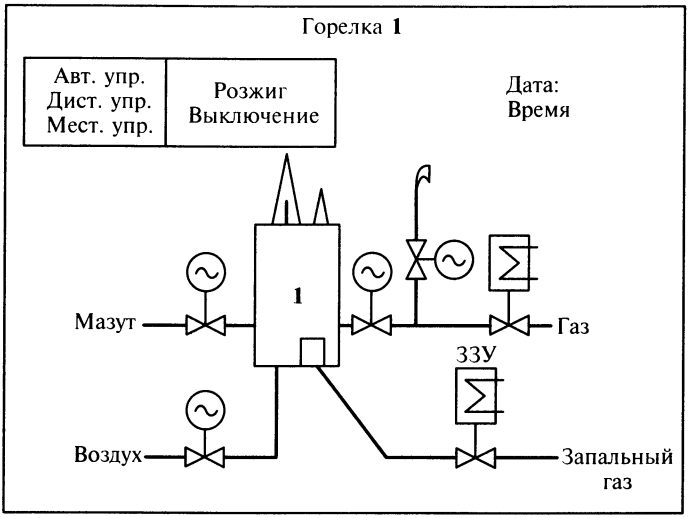


Рис. 14.15. Мнемосхема горелки 1, вызванная нажатием кнопки F1 на функциональной клавиатуре:

Авт. упр., Дист. упр., Мест. упр. — выбор соответственно автоматического, дистанционного и местного управления

помощью одной из кнопок группы «Топливо» указать вид используемого топлива («Газ» или «Мазут»).

Посредством двух кнопок группы «Обзор» можно вызвать стартовую обзорную мнемосхему (рис. 14.16), содержащую обобщенную информацию по всем четырем горелкам (см. на рис. 14.14 кнопка «Горелки»), или таблицу, в которой сведена информация о положении всех горелок (кнопка «ИМ»).

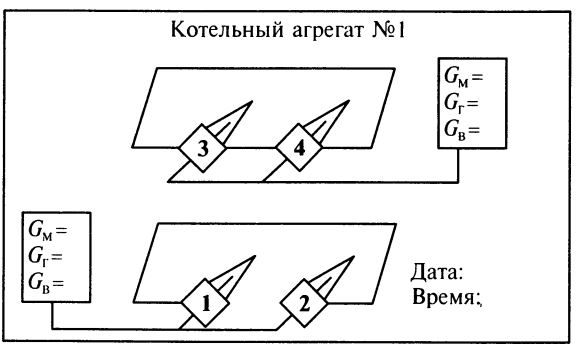


Рис. 14.16. Стартовая обзорная мнемосхема:

1—4 — горелки; $G_м$, $G_г$, $G_в$ — расходы мазута, газа и воздуха

С помощью кнопок на панели ФК из группы «Режимы управления» для вызванной горелки (в нашем случае для горелки **1**) могут быть заданы автоматический розжиг, автоматическое выключение, ДУ или МУ. В последнем случае переключение ИМ для данной горелки может проводиться только с МЩУ (см. рис. 14.13).

Заданный режим управления указывается в левом верхнем углу экрана (см. рис. 14.15). Для управления ИМ в режиме ДУ необходимо его вызвать нажатием соответствующей кнопки, расположенной на мнемосхеме горелочного устройства на ФК.

Управление ИМ с МЩУ осуществляется поворотом ключей, расположенных на его панели.

Контрольные вопросы

1. Какие функции выполняет автоматика котлов?
2. Какова структурная схема автоматики безопасности «Контур»?
3. Какие первичные приборы (датчики) используются в системе автоматического регулирования «Контур»?
4. Каков принцип действия дифференциального тягомера ДТ-2?
5. Поясните принцип действия датчика-реле напора ДН-2,5.
6. Каков принцип действия сигнализатора предельных уровней СПУ?
7. Каковы назначение и структура запально-защитного устройства?
8. Какие типы датчиков используются для контроля за наличием факела горелки? В чем принцип их работы?
9. При нарушении каких параметров работы котельного агрегата происходит отключение подачи топлива системой защиты котла?
10. Пользуясь схемой автоматики безопасности (см. рис. 14.10), проследите порядок действия защиты котла при достижении предаварийных значений параметров работы котельного агрегата.
11. В чем заключаются подготовка и включение в работу автоматики «Контур» при пуске котельного агрегата?
12. Каковы функции комплекта средств управления КСУ-1-Г?
13. Каким образом осуществляется регулирование параметров работы водогрейного котла, оборудованного автоматикой КСУ-1-Г (см. рис. 14.11)?
14. Каким образом осуществляется защита водогрейного котла с автоматикой КСУ-1-Г?
15. Как пустить в работу водогрейный котел с автоматикой КСУ-1-Г?
16. Поясните назначение основных элементов структурной схемы управления работой горелок (см. рис. 14.13).
17. Каким образом осуществляется работа машиниста котла с АСУ горелочными устройствами?

ГЛАВА 15

ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

15.1. Общие положения

Эксплуатация паровых и водогрейных котлов ведется в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов Ростехнадзора, Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ), Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления, инструкциями заводов-изготовителей, а также в соответствии с местными инструкциями, в числе которых:

- должностные — определяют права и обязанности персонала;
- технические — определяют условия безопасной и экономичной работы котлов и отдельных их элементов в разные периоды эксплуатации;
- по технике безопасности — в них указываются мероприятия, обеспечивающие условия безопасной работы персонала;
- аварийные — в них указываются мероприятия по предотвращению развития и ликвидации аварий;
- другие нормативно-технические документы.

Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов Ростехнадзора распространяются на котлы с давлением более 0,07 МПа и водогрейные котлы с температурой воды не ниже 115 °С. 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 обслуживаемому оборудованию.

Котельная установка является весьма опасным производственным объектом и поэтому на нее распространяются требования следующих федеральных законов: от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности производственных объектов» и от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании». Федеральный закон «О промышленной безопасности производственных объектов» определяет правовые и экономические основы обеспечения безопасной эксплуатации опасных производственных объектов и направлен на предупреждение аварий на опасных производственных объектах и обеспечение готовности организации,

эксплуатирующей опасные производственные объекты, к локализации и ликвидации последствий возможных аварий.

Федеральный закон «О техническом регулировании» регулирует отношения, возникающие при разработке, принятии, применении и исполнении обязательных требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации. В законе излагаются требования к содержанию и применению технических регламентов, принципы стандартизации, правила разработки и утверждения стандартов, организация обязательной сертификации, аккредитация органов по сертификации и осуществление государственного контроля за соблюдением технических регламентов.

В соответствии с Федеральным законом «О промышленной безопасности производственных объектов» правовую основу промышленной безопасности составляет следующий набор документов:

1) лицензирование видов деятельности (проектирования, строительства, эксплуатации, реконструкции, изготовления, монтажа, наладки, ремонта и т.д.) в области промышленной безопасности. Решение о выдаче лицензии на эксплуатацию опасного производственного объекта выдается при наличии акта приемки объекта в эксплуатацию или положительного заключения экспертизы промышленной безопасности, а также декларации промышленной безопасности опасного производственного объекта;

2) сертификация технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; экспертиза промышленной безопасности технических устройств;

3) требования промышленной безопасности к эксплуатации опасного производственного объекта (обеспечение укомплектованности штата работников опасного производственного объекта, удовлетворяющих соответствующим квалификационным требованиям; наличие на опасном производственном объекте нормативных правовых актов и нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте; организация и осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности; обеспечение наличия и функционирования необходимых приборов и систем контроля за производственными процессами; обеспечение проведения экспертизы промышленной безопасности зданий, диагностики и испытания технических устройств в установленные сроки и т.д.).

Эксплуатация паровых и водогрейных котлов и котельного оборудования заключается в обслуживании котельных агрегатов, вспомогательного оборудования (подачи и подготовки топлива, дымососов, вентиляторов, насосов, газоходов и дымовых труб). Кроме того, на персонал котельной возложена задача эксплуатации систем отопления, технического водоснабжения и пожаротушения,

систем дренажных и продувочных трубопроводов, зданий и сооружений цеха, организации ремонта этого оборудования с целью поддержания его в работоспособном состоянии и обеспечения готовности к несению нагрузки.

В соответствии с ПТЭ персонал котельной должен обеспечивать надежную работу всего основного и вспомогательного оборудования; возможность достижения номинальной производительности, параметров пара и воды, экономичный режим 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, остановы, основные режимы работы, условия немедленного останова работы оборудования и остановов, требующих соответствующего разрешения, и др.).

В инструкциях приводятся технические характеристики и подробное описание оборудования, порядок и сроки технического обслуживания, контроля, ремонтов, даются предельные значения и отклонения параметров, рекомендации по безопасному обслуживанию и правила безопасной работы обслуживающего персонала.

Все вновь принимаемые 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 профессиональных училищах (ПУ).

Лица, получившие теоретическую и производственную подготовку, проходят стажировку и проверку знаний на предприятиях, где они будут работать. В процессе стажировки изучаются оборудование котельной, производственные инструкции и действующие схемы, правила техники безопасности и пожарной безопасности, правила Ростехнадзора, должностные инструкции.

После этого стажер может быть допущен к стажировке — исполнению обязанностей на рабочем месте под наблюдением и руководством опытного работника. Срок стажировки — не менее 10 рабочих смен.

В котельных особое внимание уделяется проблеме профессиональной пригодности, физиологической, психологической и эмоционально-волевой подготовленности работника. Принимаются на работу люди, достигшие 18-летнего возраста, после положительного медицинского заключения. В дальнейшем медицинское освидетельствование проводится один раз в два года.

Обслуживающему персоналу необходимо постоянно углублять и совершенствовать знания, повышать свою квалификацию. Для этого с персоналом должна проводиться в организованном по-

рядке постоянная работа с целью повышения квалификации. Кроме того, для операторов котлов ежегодно должна проводиться проверка знаний безопасных методов труда и приемов выполнения работ, и один раз в два года — по ПТЭ, Правилам пожарной безопасности, производственным и должностным инструкциям.

Для успешного выполнения производственных задач оператору котла должны быть предоставлены: соответствующая техническая документация, руководящие и справочные материалы, а именно комплект действующих производственных и должностных инструкций, тепловых схем, режимные карты котлов, температурный график отпуска тепловой энергии, графики растопки котлов из разных тепловых состояний, инструкция по пожарной безопасности, ПТЭ, правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования котельной и др.

15.2. Подготовка котельного агрегата и вспомогательного оборудования к пуску котла

Пуск котла в работу проводят после его монтажа при вводе в эксплуатацию, реконструкции, после ремонта, плановых и внеплановых остановов. Это сложный процесс, выполнение которого связано с большим числом многообразных действий, требующих четкого распределения обязанностей персонала, координации этих действий, высокой оперативности и технической дисциплины. К пуску котла допускается наиболее квалифицированный персонал. Руководит операциями пуска котла начальник смены или старший оператор.

Перед растопкой котла проводят детальный осмотр агрегата с целью проверки его исправности и готовности к работе. Осмотру подлежат топка, радиационные и конвективные поверхности нагрева, пароперегреватель, водяной экономайзер, воздушный подогреватель, обмуровка, взрывные клапаны, обшивка, коллекторы, трубопроводы и арматура, газо- и мазутопроводы, горелки, подвески, опоры, защитные и дистанционирующие элементы.

При осмотре поверхностей нагрева котла внимание обращается на отсутствие трещин, свищей, отдулин, следов коррозии и загрязнения труб, на правильность установки труб с обеспечением возможности их термического расширения.

Все посторонние предметы и мусор из топки и газоходов должны быть убраны, а лазы газовоздушного тракта плотно закрыты. Проверяется снятие заглушек на газопроводе, паровой, водяной, продувочной и дренажной линиях. Проверяется исправность приводов и легкость хода шиберов, осевых направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов, управляемость ими с главного щита,

соответствие положения «Открыт»/«Закрыт» обозначениям и показаниям приборов, заземление электродвигателей, наличие масла в подшипниках, наличие подачи воды на их охлаждение, наличие ограждающих кожухов на вращающихся механизмах, свобода их вращения. После осмотра вспомогательного оборудования эти механизмы должны быть включены вхолостую, при этом не должно быть стука, вибрации, чрезмерного нагрева подшипников, электродвигателей.

Проводится проверка исправности всей водяной и паровой арматуры котла, водоуказательных приборов, подтверждается исправность действия дистанционных приводов.

Проверяются работа запально-защитных устройств, исправность предохранительных клапанов и правильность установки грузов на них, а также исправность и готовность к включению контрольно-измерительных приборов, автоматических регуляторов, 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, паро- и газомазутного хозяйства, обдувки и очистки котла и т.д. Открываются запорные общие и индивидуальные шиберы (на воздуховодах, горелках, форсунках), закрываются направляющие аппараты вентиляторов, дымососов, регулирующие воздушные шиберы.

Перед заполнением котла водой проверяется закрытие главного парозапорного вентиля, всех дренажных и продувочных вентилей, открываются воздушники барабана и водяного экономайзера, включаются в рабочее положение водоуказательные стекла, вентили по воде и пару сниженных указателей уровня, манометр на барабане должен быть в рабочем состоянии, открываются запорные устройства на питательных трубопроводах перед водяным экономайзером, регулировочные устройства должны быть плотно закрыты.

У котлов с чугунным экономайзером открывается шибер прямого хода для пропуска продуктов горения мимо экономайзера. При отсутствии обводного газохода вода через экономайзер должна непрерывно прокачиваться и направляться по сгонной линии в деаэратор. У котлов со стальным экономайзером открывается вентиль на линии рециркуляции.

Для подачи воды в котел необходимо открыть питательный вентиль и заполнить водой водяной экономайзер; при появлении воды закрыть воздушник на выходном коллекторе экономайзера. Котел заполняется водой до растопочного уровня.

Во избежание нарушения плотности вальцовочных соединений и термических деформаций от неравномерного прогрева не до-

пускается заполнение котла водой с температурой выше 90 °С в летнее время и 50...60 °С в зимний период.

После заполнения котла водой убедиться в плотности арматуры путем ощупывания спускных дренажных труб. Если в течение 0,5 ч после заполнения котла водой при закрытом питательном клапане не произойдет снижения или повышения уровня воды в барабане котла, можно продолжать операции по подготовке котла к пуску. При наличии устройства для парового обогрева нижнего барабана открывается подача пара от работающих котлов и подогрев воды в котле ведется до температуры 90...100 °С.

Перед растопкой из холодного состояния котла, работающего на газе, необходима предпусковая проверка герметичности затворов (контрольная опрессовка) запорных устройств перед горелками и предохранительно-запорных клапанов. Порядок предпусковой проверки устанавливается производственной инструкцией.

Возможный порядок контрольной опрессовки запорных устройств котла для схемы, приведенной на рис. 4.9, следующий:

- закрыть кран продувочного газопровода *9* и открыть предохранительно-запорный клапан *4* на проход. Регулирующая газовая заслонка *5* должна находиться в приоткрытом состоянии. Если через время, указанное в производственной инструкции (обычно 3... 5 мин), манометр на газовой линии перед горелками не покажет изменения давления газа, то это означает, что запорное (отключающее) устройство *3* на опуске газоплотное;
- закрыть ПЗК и приоткрыть запорное устройство на опуске. Если на газовой линии котла манометр не покажет изменения давления, то это означает, что ПЗК газоплотный;
- поместить огневой насадок переносного запальника в ведро с водой, открыть ПЗК, запорное устройство на опуске и наблюдать за появлением или отсутствием пузырей газа;
- открыть ПЗК, удостовериться, что манометры перед горелками показывают рабочее давление;
- закрыть запорное устройство на опуске. Если рабочее давление газа не падает, это означает, что запорные устройства перед горелками и на продувочной свече газоплотные.

На автоматических и блочных газовых горелках, которыми в настоящее время оснащены многие котельные агрегаты, устанавливаются приборы для автоматической проверки герметичности.

При подготовке к растопке котла, работающего на газе, газопровод до запорных устройств горелки должен быть продут газом через продувочные свечи. Применительно к схеме на рис. 4.9 для этого нужно открыть ПЗК на проход и приоткрыть запорное устройство на опуске, и в течение времени, указанного в производственной инструкции, проводить продувку газопровода через продувочную свечу *9*.

Окончание продувки определяется с помощью газоанализатора по содержанию кислорода в газопроводе. В продутом газопроводе содержание кислорода не должно превышать 1 %.

Перед включением газовых горелок или мазутных форсунок необходимо провести вентиляцию топки и газоходов, используя сначала естественную тягу, а затем принудительную. При естественной вентиляции полностью открывают шиберы газового тракта и заслонки для регулирования подачи воздуха на горелки. Для принудительной вентиляции включают в работу дымосос, а затем вентилятор и в течение 10...15 мин при их совместной работе осуществляется вентиляция дымового тракта котельного агрегата.

15.3. Пуск парового котла из холодного состояния

Пуск котла в работу возможен по письменному распоряжению начальника котельной.

Последовательность операций при пуске котлов зависит от их теплового состояния после соответствующего простоя (в ремонте или в 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 разных тепловых состояний.

В зависимости от степени охлаждения котла после предшествующего останова различают пуски из холодного, неостывшего, горячего состояний и из горячего резерва. Для каждого вида пуска разработана своя определенная технология. Пуск из холодного состояния проводится через 3...4 сут и более после останова при полном охлаждении котла и отсутствии в нем давления. Пуск по данному режиму начинается с наиболее низких уровней температуры и давления в котле и имеет наибольшую продолжительность.

Надежность *розжига газовых горелок* с принудительной подачей воздуха зависит главным образом от плотности шиберов, регулирующих подачу воздуха в горелку. Розжиг каждой из установленных горелок должен проводиться от индивидуального запальника, установленного в запальном отверстии. Устойчивость пламени запальника зависит от разрежения в топочной камере и плотности шибера, регулирующего подачу воздуха в горелку. Поэтому перед вводом запальника в топку необходимо убедиться в плотном закрытии шибера, регулирующего подачу воздуха, и отрегулировать разрежение в верхней части топки в соответствии с рекомендуемым значением. Пламя запальника должно быть сбоку и в непосредственной близости от амбразуры или над ней.

При устойчивой работе запальника подача газа в горелку осуществляется плавно, чтобы давление газа не превышало 10...15 %

номинального. Воспламенение газа, выходящего из горелки, должно быть немедленным. Если газ, выходящий из горелки, сразу же не воспламеняется, необходимо быстро прервать подачу газа к горелке и к запальнику, удалить последний из топки и в течение 10...15 мин провентилировать ее. Повторный розжиг горелки разрешается только после устранения причин, препятствующих ее нормальному пуску.

При внесении запальника в топку и розжиге горелки необходимо соблюдать осторожность, быть в стороне от запального отверстия. После воспламенения газа включают подачу воздуха с таким расчетом, чтобы светимость факела уменьшилась, но в то же время не произошло отрыва его от горелки. Для повышения производительности горелки сначала увеличивают на 10...15 % давление газа, а затем соответственно повышают давление воздуха, после чего восстанавливают заданное значение разрежения в топке.

При растопке очередность зажигания горелок выбирается с таким расчетом, чтобы обеспечить равномерное распределение температур в объеме топки.

Для котлов, работающих на мазуте, после завершения вентиляции топки и газоходов (при работе дымососа и вентиляторов) поочередно *разжигают мазутные форсунки*. Так, например, перед зажиганием форсунки с паровым распылением мазута необходимо закрыть полностью лючки и гляделки, отключить подачу воздуха на форсунку, отрегулировать разрежение в верхней части топки, установив его равным 10...20 Па, и убедиться, что установилась требуемая температура подогрева мазута. Затем следует вставить в запальное отверстие мазутный растопочный факел. При устойчивом горении факела в форсунку сначала подается немного воздуха и пара, а затем и мазут путем постепенного открывания регулировочного вентиля. При воспламенении мазута необходимо отрегулировать горение, изменяя подачу мазута, пара и воздуха. При достижении устойчивого горения растопочный факел удаляют. Все операции по изменению подачи пара, воздуха и мазута при регулировании работы форсунки следует проводить постепенно, наблюдая за факелом и не допуская подтекания мазута. Факел должен быть устойчивым, ярким, без черных полос. Аналогично разжигаются и другие форсунки.

При растопке котла осуществляют *контроль за уровнем воды в барабане*. Контроль ведется по водоуказательным колонкам на барабане и по сниженным указателям уровня. Для обеспечения правильных показаний водоуказательные колонки должны быть продуты. На котлах с давлением до 4 МПа водоуказательные колонки продуваются при атмосферном давлении 0,1 МПа (1 ат), а вторично — перед включением котла в общий паропровод. Во время подъема давления уровень воды в барабане повышается. При превышении уровня воды допустимого предела часть воды необхо-

димо спустить из котла через линию периодической продувки. Напротив, при понижении уровня воды вследствие продувки котла и пароперегревателя необходимо провести подпитку водой. Перед включением котла в паропровод обязательной является сверка показателей сниженных указателей уровня с показаниями водоуказательных колонок — их показания должны быть одинаковыми.

В процессе растопки котла из холодного состояния необходимо следить за тепловым расширением экранов, барабана, коллекторов и трубопроводов по установленным на них реперам. При отставании прогрева какого-либо экрана его следует продуть через дренажи нижних коллекторов в течение 25 с. При нагревании котла должно обеспечиваться свободное перемещение его элементов 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.

При повышении давления пара в котле выше атмосферного из воздушников начнет выходить пар, после чего необходимо закрыть вентили воздушников и продуть котловые манометры.

При *пуске после ремонта* проводят регулировку и настройку предохранительных клапанов, установленных на барабане и выходном коллекторе пароперегревателя.

Прогрев соединительных паропроводов от котла к главному паропроводу ведут одновременно с растопкой котла. В процессе прогрева паропровода осуществляют контроль за его расширением по установленным реперам и проверку состояния опор и подвесок. При защемлении паропровода или ослаблении подвесок дефекты должны быть устранены.

Во время прогрева паропровода нельзя допускать появления гидравлических ударов. При их возникновении прогрев необходимо приостановить, чтобы выяснить причину ударов и устранить ее.

Котел включают в общий паропровод при температуре, близкой к расчетной, и по достижении в нем давления, на 0,05... 0,1 МПа меньшего, чем давление в общем паропроводе. Запорные устройства на паропроводе открывают очень медленно, чтобы исключить возможность появления гидравлических ударов. Тем не менее, если во время включения котла в общий паропровод возникают толчки и гидравлические удары, следует немедленно приостановить операцию включения котла, ослабить горение в топке, открыть больше вентиль продувки пароперегревателя и усилить дренаж паропровода.

После включения котла в общий паропровод скорость подъема нагрузки определяется местными инструкциями и диспетчерским графиком.

15.4. Обслуживание котельной установки во время работы

Обслуживание котельной установки заключается в контроле ее работы и в управлении ее органами и вспомогательными механизмами, позволяющими регулировать рабочий процесс в котле.

Для контроля работы котел снабжен контрольно-измерительными приборами, расположенными как на самом агрегате, так и на тепловом щите. Для регулирования работы агрегат оснащен средствами управления с приводами на месте их установки или дистанционными. Дистанционное управление посредством электроприводов осуществляется с пульта управления котла. Важнейшими задачами обслуживания паровых котлов являются:

- поддержание заданных давления пара и производительности (нагрузки) котла при достижении максимальной надежности и экономичности агрегата с использованием для этого средств регулирования расхода топлива, воздуха и тяги в соответствии с указаниями режимной карты;
- поддержание заданной температуры перегретого пара;
- равномерное питание котла водой и поддержание нормального уровня воды в барабане;
- обеспечение нормальной чистоты насыщенного пара;
- уход за всем оборудованием котла.

Основными задачами обслуживания водогрейных котлов являются:

- обеспечение заданной тепловой нагрузки;
- поддержание заданных температур воды на входе и выходе из котла.

Поддержание заданных давления пара и производительности котла. В зависимости от режима работы котельной основное оборудование может более или менее длительно работать при постоянном (базовом) режиме. При этом колебания нагрузки и изменение параметров пара происходят в относительно небольших пределах. Нарушение стационарного режима может быть вызвано изменением тепловыделения в топке и подачи воды, а также оно возможно при перебросе нагрузки с одного котельного агрегата на другой. Основной задачей персонала при работе котла на постоянной нагрузке является поддержание наиболее экономичных режимов сжигания топлива, что в основном определяет тепловую экономичность работы котла.

Так, например, максимальный КПД котельного агрегата, работающего на газообразном топливе, достигается при минимальных суммарных потерях теплоты с уходящими газами и минимальных потерях теплоты от химической неполноты сгорания. При данной нагрузке потери теплоты с уходящими газами зависят от коэффициента расхода воздуха в топке, подсосов воздуха

по газоходам котла и температуры уходящих газов, а потеря теплоты от химической неполноты сгорания — от коэффициентов $\alpha_т$ избытка воздуха на выходе из топки и $\alpha_г$ избытка воздуха при распределении воздуха и газа по горелкам. На величину этих потерь влияет также положение факела в топке, которое зависит от скорости газа и воздуха на выходе из горелок и разрежения в топке.

При обслуживании котельного агрегата оператор должен следить за следующими показателями работы: температура уходящих газов, коэффициент избытка воздуха в уходящих газах (по содержанию O_2 или CO_2), давление газа и воздуха перед горелками. Для получения наибольшей экономичности работы необходимо поддерживать топочный режим в соответствии с режимной картой, которая составляется на основе специальных испытаний котла. В результате данных испытаний устанавливается наибольший КПД при каждой из исследуемых нагрузок.

Поддержание нормального давления пара в котле должно осуществляться путем регулирования работы топки. Постоянное давление пара служит показателем правильности ведения режима котла. Колебания давления могут быть в допустимых пределах, но не выше предельного, указанного на манометре котла. При подъеме давления более чем на 10 % расчетного (разрешенного) должны срабатывать предохранительные клапаны котла.

Повышение давления пара против нормы свидетельствует об избыточной паропроизводительности котла. Для ее снижения необходимо уменьшить подачу газа и воздуха в топку. Снижение давления пара указывает на недостаточную паропроизводительность котла. Для ее повышения необходимо увеличить подачу газа и воздуха. Отклонения давления пара могут быть вызваны изменениями расхода пара у потребителя, расхода газа, подаваемого в топку, и температуры питательной воды.

Следовательно, регулирование давления пара в котле непосредственно связано с регулированием паропроизводительности котла и осуществляется путем изменения подачи топлива и воздуха в топку и установления надлежащей тяги.

Регулируя нагрузку, следует изменять подачу газа и воздуха постепенно, небольшими последовательными ступенями.

Во время работы котла необходим постоянный визуальный контроль за процессом горения (факелом) в топке через гляделки. Необходимо поддержание правильного, хорошего горения, признаками которого является следующее:

- факел должен равномерно заполнять камеру топки;
- в зависимости от типа горелок факел должен иметь определенные окраску и длину;
- горение должно заканчиваться в топке, а конец факела должен быть чистым.

Режим горения в топке контролируется по показаниям приборов, с помощью которых устанавливается коэффициент избытка воздуха, который должен соответствовать режимной карте.

Поддержание нормальной температуры пара. При работе котла с постоянной по времени нагрузкой отклонения температуры перегретого пара от среднего значения невелики и регулирование его температуры практически не требуется.

Необходимость в регулировании температуры перегретого пара возникает при установлении оптимального режима горения или изменении нагрузки котла. Повышение температуры перегретого пара может произойти вследствие увеличения нагрузки котла, избытка воздуха в топке, понижения температуры питательной воды, уменьшения расхода охлаждающей воды через пароохладитель, увеличения отбора от котла насыщенного пара.

Питание котла водой. При работе котла необходимо поддерживать нормальное его питание водой, т.е. обеспечивать материальный баланс по воде и пару. Питание регулируется автоматическим или ручным способом. При автоматическом регулировании равномерное питание котла водой обеспечивается в соответствии с расходом пара и поддержанием заданного уровня воды в барабане.

Контроль правильности работы регуляторов питания оператор ведет по показаниям приборов, указывающих уровень воды в барабане (водоуказательные стекла, сниженные указатели уровня). Уровень воды в водоуказательных стеклах должен слегка колебаться около нормального (среднего) значения. Совершенно спокойный уровень воды в них может быть признаком засорения водоуказательных стекол. Не следует допускать приближения уровня к предельным положениям во избежание упуска уровня из видимой зоны водоуказательного стекла.

В процессе питания котла вручную или при работе регуляторов питания необходимо внимательно следить за уровнем воды в барабане, проверять правильность работы водоуказательных приборов и наблюдать за равномерностью питания по указателям расхода воды и пара, а по манометру на питательной линии следить за поддержанием нормального давления питательной воды.

Водный режим котла. Обеспечение работы котла без повреждения его элементов вследствие отложений накипи и шлама, а также повышения щелочности котловой воды до опасных пределов достигается необходимым водным режимом.

Поддержание заданного солесодержания котловой воды достигается непрерывной продувкой. Для удаления шлама из нижних точек используют периодическую продувку.

При проведении непрерывной продувки теряется значительное количество теплоты. При давлении пара 1,0...1,3 МПа каждый 1 % продувки, теплота которой не используется, приводит к

увеличению расхода топлива примерно на 0,3 %. Снижения этих потерь можно добиться путем использования теплоты непрерывной продувки в системе отопления или в специально устанавливаемых сепараторах для получения вторичного пара.

Для регулирования величины непрерывной продувки используются игольчатые вентили. Из общего коллектора непрерывной продувки вода поступает в сепаратор, где в результате снижения давления происходит вскипание части воды. Образующийся пар направляется в деаэратор, а вода — для подогрева сырой воды, поступающей на химическую водоподготовку.

Сроки и длительность периодических продувок устанавливаются производственной инструкцией. Перед продувкой следует убедиться в исправной работе питательных насосов, в наличии воды в питательных баках, подпитать котел до верхнего уровня воды в барабане. Продувка осуществляется в следующем порядке:

- открыть второй по ходу вентиль продувочной трубы, а затем первый, и прогреть продувочный трубопровод;
- во время продувки установить непрерывный контроль по водоуказательному стеклу за уровнем воды в барабане котла;
- при гидравлических ударах в продувочном трубопроводе прикрыть продувочный вентиль до прекращения стука в трубопроводе, затем вентиль снова постепенно открыть;
- по окончании продувки закрыть сначала первый по ходу воды вентиль, а затем второй;
- через некоторое время после окончания продувки проверить плотность запорной арматуры путем ощупывания продувочного трубопровода, который должен быть холодным.

Обслуживание оборудования котла. Приведем перечень работ по обслуживанию котла.

1. При работе котла необходимо следить за состоянием запорной и регулирующей арматуры, подтягивать сальники, если они пропускают; при неисправности прокладок, а также неплотности арматуры назначать ее ремонт.

Исправность предохранительных клапанов проверять ежесменно путем осторожного их открывания («подрыва»).

Плотность продувочных вентилей экранов, пароперегревателя, водяного экономайзера проверять ежесменно на ощупь по температуре труб: высокая температура труб при закрытой арматуре указывает на неплотность вентилей.

2. Проверку исправности манометра проводить ежесменно установкой его стрелки на нуль («посадка на нуль») путем медленного перекрытия трехходового крана манометра и соединения его с атмосферой. После того как стрелка манометра достигнет нуля, осторожно вернуть трехходовой кран в рабочее положение, стремясь не упустить воду из сифонной трубки во избежание прогрева пружины и порчи манометра. Для проверки мано-

метра не реже одного раза в шесть месяцев его показания сравнивать с показаниями контрольного манометра.

3. Исправность действия водоуказательных стекол проверять продувкой в следующем порядке:

• открыть продувочный кран, чтобы продуть водяную и паровую трубки, а также водоуказательное стекло;

• закрыть водяной кран, чтобы продуть паровую трубку и водоуказательное стекло;

• открыть водяной кран и закрыть паровой, чтобы продуть водяную трубку и водоуказательное стекло;

• открыть паровой кран и закрыть продувочный кран, при этом уровень воды в водоуказательном стекле достигает рабочего положения, отражая уровень воды в барабане.

Все действия по продувке надлежит проводить медленно, предусмотрев защиту глаз очками и обязательно надев рукавицы.

4. Во время работы котла необходимо внимательно следить за плотностью газовой арматуры и газопроводов. Периодически, не менее одного раза в смену, проводить проверку на утечку газа по содержанию метана в помещении; в случае содержания в воздухе более 1 % CH_4 необходимо выявить места утечки и принять меры по их ликвидации.

5. Необходимо следить за состоянием обмуровки котла, плотностью лазов и лючков — при визуальном осмотре их во время обхода, а также при анализе показаний кислородомера можно оценить степень подсоса по тракту. Приоткрывая лючки для выявления повреждения труб во время осмотра следует также прислушиваться к звукам в топке и газоходах — повреждения сопровождаются сильным шумом.

6. Периодически необходимо проверять работу дымососов, вентиляторов, насосов котлов. Температуру статоров электродвигателей и подшипников проверяют на ощупь; шум вращающихся машин должен быть монотонным, без резких ударов, свидетельствующих о задевании, и без вибраций, которые выявляются на ощупь у основания подшипников и опорных плит; гайки фундаментных болтов электродвигателей, насосов, дымососов и вентиляторов должны быть плотно затянуты.

7. Важнейшим документом для оператора котельной является режимная карта, в которой приведены основные характеристики работы котельного агрегата на разных его нагрузках. Поддерживая значения регулируемых параметров на уровне, указанном в режимной карте, оператор обеспечивает безопасную и экономичную работу котельного агрегата в нужном диапазоне производительности. Режимные карты составляют наладочные организации на 30; 50; 75 и 100 % производительности. Испытания должны проводиться не реже одного раза в три года.

Примерная режимная карта парового котла приведена в табл. 15.1.

Таблица 15.1

Примерная режимная карта работы парового котла ДКВР-10-13

«Утверждаю»
Главный инженер предприятия

_____

«____» _____ 2006 г.

№ п/п	Наименование параметров	Единица измерения	Паропроизводительность, т/ч		
			3,5	6,6	8,0
1	Давление пара в барабане котла	МПа	1,3	1,3	1,3
2	Число работающих горелок*	шт.	2	2	2
3	Давление газа перед горелками	Па	600	1 500	2 000
4	Давление первичного воздуха перед горелками	Па	100	300	550
5	Давление вторичного воздуха перед горелками	Па	50	230	300
6	Разрежение в топке котла	Па	30	30	30
7	Температура питательной воды	°С	100	100	100
8	Давление питательной воды	МПа	1,4	1,4	1,4
9	Содержание CO_2 за котлоагрегатом	%	9,2	9,4	9,6
10	Содержание O_2 за котлоагрегатом	%	4,0	3,8	3,6
11	Содержание CO за котлоагрегатом	%	0	0	0
12	Коэффициент избытка воздуха за котлоагрегатом	—	1,24	1,22	1,21
13	Температура уходящих газов	°С	140	150	160
14	Потери теплоты с уходящими газами	%	6,3	6,02	7,19
15	Потери теплоты от химической неполноты горения	%	0	0	0
16	Потери теплоты через наружные ограждения котла	%	4,27	2,33	1,87
17	КПД-брутто котла	%	89,43	90,58	90,94
18	Расход теплоты на собственные нужды	%	0,74	0,42	0,36
19	КПД-нетто котла	%	88,69	90,16	90,6
20	Расход топлива	$м^3/ч$	268	497	602

* Тип горелок — газомазутные ГМГ-2,5.

Режимную карту составил _____

Должность работника наладочной организации _____

Особенности обслуживания водогрейных котлов. При работе водогрейного котла температура воды на входе в котел должна быть выше т мпературы точки росы, т.е. не ниже 60 °С. Это достигается смешением выходящей из котла воды с обратной сетевой водой, т.е. путем рециркуляции горячей воды, что предусматривается схемой включения водогрейного котла в сеть.

Горячая вода из выходного коллектора котла рециркуляционным насосом подается во входной коллектор и, смешиваясь с обратной сетевой водой, подогревает ее. Заданная температура воды в теплосети при этом достигается направлением в нее обратной воды по перемычке. При регулировании расхода воды, подаваемой на рециркуляцию, необходимо следить за тем, чтобы расход воды через водогрейный котел всегда был больше минимально допустимого по условиям вскипания.

При работе водогрейного котла необходимо обеспечивать температурный график отпуска тепловой энергии, которым руководствуется в своей работе оператор при установлении режимных параметров работы котла. Примерный температурный график отпуска тепловой энергии следующий:

Температура наружного воздуха, °С	−25	−20	−15	−10	−5	0	+5	+10
Температура воды на выходе из котла, °С	150	144	129	114	101	86	74	56

Обязанности операторов котельных установок. Перед началом работы смена, вступающая на дежурство, должна ознакомиться с записями в эксплуатационном журнале и проверить исправность обслуживаемых агрегатов и относящихся к ним газового и вспомогательного оборудования, а также контрольно-измерительных приборов и автоматики. Принимающая и сдающая смены проводят снятие показаний приборов и проверяют их соответствие регламенту. Прием и сдача смены оформляются записью в журнале с указанием результатов проверки.

Запрещается проводить прием смены лицам больным и в нетрезвом состоянии; прием и сдачу смены во время ликвидации аварий; покидать котельную до прихода принимающей смены.

Оператор должен четко знать и выполнять все требования, изложенные в инструкции по безопасным методам работ и в производственной инструкции.

В обязанности оператора входят:

- поддержание параметров работы котельного агрегата, газового и другого оборудования в соответствии с режимной картой;
- контроль работы котельного агрегата, газового хозяйства, систем КИПиА;

• обеспечение останова отдельных котлов или котельной в аварийных ситуациях;

• снятие показаний КИП в сменный журнал с периодичностью, указанной в производственной инструкции;

• вести запись в журнал всех замечаний о работе котельных агрегатов и вспомогательного оборудования;

• содержать помещения и оборудование в чистоте и исправном состоянии.

Операторам запрещается оставлять котлы без наблюдения до полного прекращения горения топлива и снижения давления в котле до нуля, а также отвлекаться от обязанностей, возложенных на них инструкциями. Посторонним лицам без разрешения администрации запрещается находиться в помещении котельной.

15.5. Плановый останов котельного агрегата

Плановый останов котельного агрегата осуществляется по письменному распоряжению начальника котельной.

Технология останова, объем и последовательность операций определяются типом котла, используемым топливом и видом останова. По конечному тепловому состоянию котла различают два вида остановов — без расхолаживания оборудования и с его расхолаживанием. *Останов без расхолаживания* проводят при выводе котла в горячий резерв и для проведения небольших ремонтных работ, как правило, снаружи котла. *Останов с расхолаживанием* необходим для проведения ремонтных работ повышенной продолжительности, при этом степень охлаждения зависит от вида предполагаемого ремонта.

При нахождении котла в горячем резерве необходимо принять меры по сохранению в нем давления и максимальному аккумулированию теплоты в оборудовании. Для этого после проведения вентиляции топки и газоходов проводится уплотнение газовоздушного тракта путем закрывания шиберов и направляющих аппаратов дымососов и дутьевых вентиляторов.

Запрещается держать в горячем резерве котельной агрегат подключенным к паропроводу. Для поддержания давления в котле разрешается периодически его подтапливать. При нахождении котла в горячем резерве его дежурный персонал должен постоянно находиться на рабочих местах.

При *останове котла с расхолаживанием* необходимо уменьшить подачу топлива и дутья, поддерживая постоянное разрежение в топке; при этом необходимо следить за уровнем воды в барабане, поддерживая нормальный уровень воды по водоуказательным стеклам.

Уменьшение подачи газообразного и жидкого топлива достигается постепенным снижением давления сначала воздуха, а затем газа и мазута перед горелками при поддержании необходимого разрежения на выходе из топки. По достижении предельных минимальных значений давления топлива горелки по очереди отключают. После прекращения подачи топлива на котел необходимо закрыть главную паровую задвижку, отключить котел от паровой магистрали и открыть продувку пароперегревателя. В течение определенного времени, в соответствии с производственной инструкцией, провести вентиляцию топки и газоходов, после чего остановить вентиляторы, а затем дымосос, закрыть дымовые шиберы и лопатки осевых направляющих аппаратов дымососов и вентиляторов. Наполнить барабан котла водой до верхней отметки в водомерном стекле и поддерживать такой уровень до спуска воды. Спуск воды из остановленного барабанного котла разрешается после снижения давления в нем до атмосферного.

После останова котла не разрешается до его расхолаживания открывать люки и лазы. Открытые люки и лазы могут создать местные зоны ускоренного охлаждения, т.е. привести к температурным напряжениям в экранной системе и в теле барабана.

При выводе котлов в ремонт или в резерв консервируют поверхность нагрева во избежание развития стояночной коррозии.

В зимний период в заполненном водой котле во избежание замерзания воды 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 и автоматики. Температура внутри топки и газоходов должна быть выше 0 °С, для чего периодически подогревают топку и газоходы, включая мазутные форсунки или подавая горячий воздух от соседних котлов, следят за плотностью шиберов, лазов и люков. В водогрейных котлах должна быть обеспечена циркуляция воды через котел.

15.6. Аварийный останов котла

В процессе эксплуатации котла в нем могут возникнуть повреждения, неполадки, создающие опасные ситуации, чреватые выходом из строя оборудования или котла в целом, вызывающие разрушения с большими материальными потерями, и даже с человеческими жертвами. В зависимости от сложности обнаруженных нарушений и дефектов, они могут устраняться либо без останова котла, либо с обязательным и немедленным его остановом.

Основой правильной тактики ликвидации аварии являются исключение травмирования персонала, сохранение оборудования

и предотвращение крупных его разрушений (из-за неправильных действий персонала или задержки ликвидации аварии). Любое котельное оборудование, имеющее дефекты, потенциально опасные для жизни персонала, должно быть немедленно выведено из эксплуатации. Если авария произошла на стыке смен, персонал, принимающий смену, привлекается к ликвидации аварии и выполняет распоряжения руководителя 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 выполняется пуск котла из состояния горячего резерва. Если в этот срок причина не выявлена, а также если произошла поломка оборудования, то необходим останов котла.

Обязательный немедленный останов котла проводят в следующих случаях:

- 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, исчезновением электрического питания и т.д.;
- отказах всех расходомеров питательной воды;
- остановах всех питательных насосов;
- недопустимом повышении давления в пароводяном тракте и отказе хотя бы одного предохранительного клапана;
- разрыве труб пароводяного тракта или появлении трещин, вздутий, пропусков в сварных швах основных элементов котла, в паропроводах, арматуре.

Кроме того, останов котлов является обязательным:

- при прекращении горения топлива и недопустимом понижении или повышении давления газа и понижения давления мазута за регулирующим клапаном;
- недопустимых понижении давления воздуха перед горелками и уменьшении разрежения в топке котла, вызванных соответственно остановом вентиляторов и дымососов;
- 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 электрического напряжения в линиях дистанционного и автоматического управления и КИП.

Водогрейные котлы должны быть остановлены также при снижении расхода воды и давления перед котлом ниже минимально допустимого уровня.

15.7. Неполадки и аварии в котельной. Повреждения и ремонт котла

Аварии из-за перепитки и упуска воды в котле. При значительном повышении уровня воды в барабане («перепитка» котла) котловая вода вместе с паром забрасывается в пароперегреватель и оттуда (если не успеет испариться) может быть вынесена потоком в паропровод. Движущаяся вместе с паром с очень большой скоростью вода является причиной возникновения гидравлических ударов, которые иногда бывают очень большой силы и могут вызвать повреждения паропроводов.

При «глубоком» упуске воды в котле ниже нижнего аварийного уровня металл кипятильных и экранных труб и частей барабанов, обогреваемых горячими газами, перегревается, вследствие чего теряет свою прочность, деформируется, а иногда и разрывается. Из опыта эксплуатации такая ситуация, приводящая к взрыву барабана котла, сопровождается большими разрушениями с тяжелыми последствиями. При менее значительных упусках воды возможны нарушение циркуляции в отдельных пучках кипятильных и экранных труб, ослабление и пропуск вальцовочных соединений, а также разрыв труб.

В случае снижения уровня воды в котле относительно нижнего допускаемого при нормальном давлении воды в питательной линии и пара оператору необходимо:

- провести продувку водоуказательных приборов и убедиться в правильности их показаний;
- проверить работу регулятора питания и, если дефект трудно устраним, перейти на ручное регулирование, усилить питание котла;
- проверить исправность питательных насосов и, в случае их повреждения, включить резервные;
- закрыть вентиль непрерывной продувки и проверить плотность всех продувочных вентилей котла;
- проверить при внешнем осмотре (а также оценить на слух по шуму) отсутствие течи в швах, трубах, люках.

Если уровень продолжает снижаться и находится уже на 25 мм выше нижней кромки водоуказательного стекла, необходим аварийный останов котла.

При перепитке котла, когда уровень воды поднялся до верхнего допускаемого уровня при нормальном давлении в котле и в питательной линии, оператор должен:

• провести продувку водоуказательных приборов и убедиться в правильности их показаний;

• проверить работу автоматического регулятора питания и, если он неисправен, перейти на ручное регулирование, убавить расход питательной воды;

• при продолжающемся, несмотря на принятые меры, повышении уровня воды еще уменьшить расход питательной воды и усилить непрерывную продувку;

• осторожно открыть вентили периодической продувки, но как только уровень воды начнет снижаться, продувку прекратить.

Если уровень воды ушел за верхнюю кромку водоуказательного стекла, необходимо аварийно отключить котел.

Быстрое повышение уровня воды в водоуказательных стеклах может быть также по причине внезапного вскипания (вспенивания) и бросков воды в котле. Вспенивание сопровождается резкими колебаниями уровня и снижением температуры перегретого пара. В этом случае необходимы следующие меры:

• прекратить подачу в котел (если она проводится) фосфатов и других химических реагентов и увеличить непрерывную продувку котла;

• снизить «форсировку котла», уменьшив подачу топлива, убавив дутье и тягу;

• отобрать пробу котловой воды для анализа и в дальнейшем поступать согласно указаниям руководителя.

Вскипание воды в котле может быть вызвано резким увеличением расхода пара и снижением давления в котле, а также повышением солесодержания или щелочности котловой воды.

Повреждения кипятильных и экранных труб, питательных и паровых трубопроводов. Опыт эксплуатации паровых котлов показывает, что повреждения кипятильных и экранных труб происходит чаще всего из-за нарушений водного режима, вызванных неудовлетворительной работой химической водоподготовки, попадания сырой воды с конденсатом вследствие пропуска в конденсаторах, неправильного режима фосфатирования и т.д.

Причинами разрывов труб также могут быть превышение давления, нарушение температурных условий их работы, коррозия или износ труб, некачественное изготовление и монтаж, несоответствие используемых материалов и др. На разрушения экранных труб оказывает влияние неналаженность топочного процесса: удар факела в экранные панели.

Иногда выход из строя кипятильных и экранных труб происходит из-за нарушения циркуляции вследствие неравномерного обогрева труб из-за несимметричного расположения по ширине топки форсунок или горелок, а также из-за понижения уровня воды в котле, отложений шлама на горизонтальных или пологих участках труб, неравномерного отсоса топочных газов из котла и др.

Иногда на концах кипятильных и экранных труб, ввальцованных в барабаны или коллекторы, наблюдаются кольцевые трещины. Причиной таких повреждений являются агрессивность котловой воды и значительные местные напряжения вследствие невозможности свободного термического расширения труб или коллекторов из-за зажатия их в местах прохождения через обмуровку и пр. Признаками появления кольцевых трещин в кипятильных и экранных трубах являются отложения шлама в виде валиков, которые можно обнаружить на внутренней части колокольчика труб или на теле барабана вокруг колокольчиков при осмотре барабанов до их очистки от шлама и накипи.

Разрывы питательных трубопроводов и основных паропроводов наблюдаются значительно реже, чем разрывы труб поверхностей нагрева, и по своим разрушающим последствиям эти повреждения гораздо более опасны. Учитывая это, необходимо регулярно проверять состояние трубопроводов. Проверку проводят в соответствии с Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов.

Из опыта эксплуатации нарушения преимущественно наблюдаются на участках гибов, вблизи установки арматуры, в местах переходов с одной толщины на другую, в местах сварных стыков.

Признаками разрыва кипятильных или экранных труб являются быстрое снижение уровня воды в барабанах котлов, несмотря на усиленное их питание; значительное расхождение между количеством питательной воды, поступающей в котел, и количеством пара, вырабатываемого котлом, что определяется по показаниям приборов; сильный шум вырывающегося пара в топочной камере или газоходах котла; повышение давления в топочной камере и выбивание газов из неплотностей обмуровки и лючков гляделок.

Аварии и неполадки пароперегревателей. Пароперегреватель относится к числу наименее надежных элементов котельного агрегата. Основным видом аварий в нем является пережог змеевиков из-за чрезмерного повышения температуры стенки трубы относительно расчетной величины. Причины повышения температуры стенки змеевиков следующие:

- наличие теплового и аэродинамического перекосов для потока газов, т.е. неравномерного распределения температур и скоростей продуктов горения по ширине газохода, в котором расположен пароперегреватель;
- неравномерное распределение пара по змеевикам, в результате чего скорость пара в отдельных змеевиках значительно уменьшается, теплоотдача при этом от стенки к пару снижается и металл трубы перегревается;
- зарастание труб пароперегревателя отложениями солей, что приводит к ухудшению условий теплопередачи от стенок труб к пару;

• недостаточно высокое качество металла труб, из которого выполнен пароперегреватель.

Неполадки в работе пароперегревателя, выражающиеся в чрезмерном повышении температуры перегрева пара, вызываются следующими причинами:

• понижение температуры питательной воды. В этом случае для сохранения паропроизводительности котла требуется сжигать больше топлива, но при этом увеличиваются количество продуктов горения и скорость их движения, что приводит к увеличению тепловой нагрузки пароперегревателя;

• увеличение коэффициента избытка воздуха, что также приводит к возрастанию объема газов и их скорости;

• повышение нагрузки котла;

• чрезмерное повышение температуры дымовых газов перед пароперегревателем по сравнению с расчетной вследствие затягивания факела в область пароперегревателя и догорания газов в нем.

Аварии и неполадки водяных экономайзеров. Повреждения стальных змеевиковых экономайзеров чаще всего являются следствием внутренней и внешней коррозии труб. Кроме того, как результат неудовлетворительного качества сварочных работ возможно образование свищей и разрывов в местах сварки змеевиков.

Внутренняя коррозия труб возникает обычно в том случае, когда питание экономайзера ведут недеаэрированной водой с большим содержанием кислорода или углекислого газа. Наружная коррозия экономайзера чаще встречается при работе котлов на сернистых топливах. Причинами ее появления являются охлаждение и конденсация на стенках труб водяных паров и сернистого ангидрида, находящихся в продуктах сжигания топлива.

Повреждения чугунных экономайзеров чаще всего бывают из-за разрыва оребренных труб и соединительных калачей, и из-за повреждения прокладок во фланцевых соединениях. Эти повреждения могут быть вызваны гидравлическими ударами в экономайзере, неправильной установкой прокладок, чрезмерной затяжкой фланцев и т.д.

Первыми признаками аварии с водяными экономайзерами (разрыв трубы, течь и т.д.) являются резкое снижение уровня воды в барабане котла при его нормальной работе, шум в области экономайзера и появление влаги в газоходе экономайзера или через неплотности в его обмуровке.

Взрывы и хлопки в топке и газоходах. В котлах на газовом топливе взрывы в топке могут быть вызваны утечками газа, плохой вентиляцией топки и газоходов перед растопкой и неполной продувкой газопроводов до горелок (через свечи), повторным зажиганием газа после обрыва факела, выполненным без достаточной предварительной повторной вентиляции. Эти взрывы, как правило, имеют тяжелые последствия.

При сжигании жидкого топлива опасность пожара и взрыва в топке и газоходах возникает при некачественном его распылении форсунками, сопровождающемся вытеканием мазута в амбразуры и на стены топки с накоплением его в значительных количествах, а также повышенным выносом в газоходы сажи, появляющейся при плохом смешении мазута с воздухом и неполном его горении. В таких случаях происходит накопление, а в определенных условиях и возгорание отложений на поверхностях нагрева. При этом отмечается повышение температуры газов, уменьшается тяга, происходит разогрев обшивки, а иногда выбивается пламя.

Взрывы и хлопки могут вызвать разрушение обмуровки и локальный разогрев обшивки и балок каркаса, снижающий их несущую способность.

Неполадки и аварии газовоздушного тракта. К оборудованию газовоздушного тракта относятся тягодутьевые машины (дымососы, вентиляторы), устройства очистки поверхностей нагрева.

При работе тягодутьевых машин возможны перегрев и повреждение подшипников, вибрации и поломки роторов. Перегрев и повреждение подшипников происходят вследствие нарушения режимов смазки, снижения уровня масла или его отсутствия 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 его износа. При повышенных 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 и др. Контроль газоплотности тракта осуществляется регулярно при осмотрах, периодически (один раз в месяц) выполняется контроль на наличие подсосов 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 воздуха до +25 °С).

Для наблюдения за износом и коррозией газоходов периодически выполняют замеры толщины стенок, по результатам получаемых данных устанавливают сроки и объемы ремонтных работ.

Средства очистки поверхностей нагрева обеспечивают эффективность работы поверхностей нагрева, удаление наружных отложений на трубах. 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 об-

рывах 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).

В котлах с дробеочисткой проверяют состояние и работоспособность дробеотделителей, тракта подачи дроби в бункера, привод пневмотранспорта, исправность и достаточность охлаждения дробераспределителей. При внутренних осмотрах котла контролируют износ и наклеп очищаемых труб, проверяют равномерность распределения дроби по очищаемой поверхности.

В установках виброочистки следует проверять исправность вибраторов, исправность и достаточность охлаждения приводных штанг, плотность узла ввода штанги в котел, эффективность очистки всей поверхности в целом и отдельных ширм (змеевиков).

15.8. Организация и проведение ремонта котельного агрегата

Виды ремонтов котельного агрегата. В процессе работы котельной установки наряду с естественным износом основного и вспомогательного оборудования нередки случаи разных повреждений и связанной с этим необходимостью восстановления изношенных элементов. В этой связи наряду с межремонтным обслуживанием требуются планово-предупредительные (профилактические) ремонты, которые подразделяются на текущие и капитальные ремонты.

Межремонтное обслуживание включает в себя уход и надзор за оборудованием котельной, а именно систематическую смазку, обтирку, чистку, регулярный наружный осмотр, выявление всех неисправностей, проверку степени нагрева отдельных частей и элементов оборудования и по мере необходимости мелкий ремонт оборудования, исправление незначительных дефектов, крепление деталей и т.д. Все мелкие дефекты, выявленные во время эксплуатации, должны устраняться немедленно, без остановки агрегата, если это допускается правилами техники безопасности. Межремонтное обслуживание не планируют, эти работы входят в должностные обязанности персонала вахты и дежурного слесаря.

Планово-предупредительные ремонты котельного оборудования проводят согласно плану: текущий ремонт два-три раза в год, капитальный — один раз в год. Объем работ зависит от типа оборудования и его состояния.

В состав текущего ремонта входят следующие операции: частичная разборка оборудования, разборка и проверка отдельных узлов, ремонт или замена изношенных деталей, осмотр и

выявление состояния отдельных элементов, проверка и опробование отремонтированного оборудования. При текущем ремонте проводятся наружная и внутренняя чистка поверхностей нагрева, чистка топочной камеры от шлаков и ремонт обмуровки, устранение подсосов; промывка пароперегревателя и замена отдельных изношенных труб; ремонт дефектной арматуры и гарнитуры котла; устранение неплотности воздушного подогревателя; ремонт дымососов и вентиляторов; проверка состояния подшипников; проверка состояния, чистка и ремонт контрольно-измерительных приборов и аппаратуры автоматики.

Текущий ремонт выполняется на месте установки оборудования или в ремонтной мастерской.

При капитальном ремонте котельного агрегата полностью восстанавливается первоначальное состояние оборудования и улучшаются его технические характеристики путем проведения модернизации.

Капитальный ремонт предусматривает выполнение следующих операций: полную разборку котельного оборудования; замену основных частей, узлов и деталей, имеющих значительный износ; исправление обнаруженных дефектов и повреждений; проверку отремонтированных частей и деталей; их опробование. После окончания ремонта производят сдачу-приемку оборудования.

Ремонт поверхностей нагрева котла и пароперегревателя. Перед началом ремонта котел отключается от питательной линии, магистралей перегретого и насыщенного пара, линии непрерывной продувки путем установки заглушек с хвостовиками. Затем очищаются концы экранных и кипятильных труб у барабанов и коллекторов для их осмотра при проверке агрегата на плотность. После этого проводится гидравлическое испытание при рабочем давлении. Во время испытания внимательно осматривают поверхности нагрева, коллекторы, сварные швы, вальцовочные соединения. После наружного осмотра котла выпускают из него воду и на питательной и спускных линиях (линии периодической продувки) устанавливают заглушки.

Перед открытием лазов в барабанах и лючков коллекторов необходимо еще раз убедиться в отсутствии давления в котле. Внутренний осмотр состояния барабанов и коллекторов проводится после их полного охлаждения и вентиляции. В случае проведения ремонтных работ в барабане необходимо все трубы, входящие в него, закрыть деревянными пробками во избежание попадания в них посторонних предметов.

К работе по очистке поверхностей нагрева и топки от золы и шлака приступают после охлаждения топки и проведения ее вентиляции. Одновременно следует обратить внимание на положение змеевиков пароперегревателя, состояние дистанционных гребенок, подвесок и др.

Некоторые виды ремонта труб, например выправление прогнутых труб или имеющих отдулины и вмятины, наварку изношенных снаружи стенок труб, замену поврежденных участков труб можно проводить без удаления их из барабана или коллектора. Все трубы, которые не могут быть отремонтированы на месте, нужно вырезать и заменить новыми.

В случае невозможности по разным причинам проведения исправления отдельных повреждений труб котла или пароперегревателя их удаляют и на это место устанавливают заглушки колпачкового типа.

Перед развальцовкой концы труб на длину 200...250 мм подвергают отжигу для устранения структуры возможной закалки и придания металлу пластичного состояния, исключающего появление трещин при развальцовке.

После установки труб в гнезда и тщательной их выверки приступают к вальцовке, которая заключается в расширении (раздаче) каждой трубы в отверстии трубной решетки при помощи особого инструмента — вальцовки, обеспечивающей плотное и прочное соединение их с телом барабана или коллектора.

Ремонт водяных экономайзеров. Перед началом ремонта необходимо выявить дефекты экономайзера путем гидравлического испытания и внешнего осмотра. Опрессовку проводят одновременно со всем котельным агрегатом на рабочее давление котла после наружной очистки агрегата.

У чугунных ребристых экономайзеров часто наблюдается течь во фланцах между калачами и ребристыми трубами. Эти неплотности возникают вследствие износа прокладок, а также поверхностей фланцев (забоины, канавки, риски и т.п. на уплотнительных поверхностях). Дефекты поверхностей фланцев устраняются путем проточки их на станках или вручную. Для соединения ребристых труб с калачами применяют паронитовые прокладки толщиной 2 мм, которые перед установкой на место размачивают в горячей воде и натирают сухим графитом. В случае разрыва ребристой трубы ее заменяют новой или выключают из работы путем перестановки калачей.

При ремонте стальных экономайзеров необходимо тщательно проверить состояние участков труб вблизи вальцовочных соединений и сварных стыков. Подтеки воды указывают на нарушение плотности или образование свищей.

Уплотнительные поверхности лючковых отверстий и лючки должны быть очищены до металлического блеска. Поверхности лючковых отверстий осматриваются при помощи переносной лампы и небольшого зеркала. Следует учесть, что незначительные риски и раковины на уплотнительных поверхностях часто приводят к повреждениям и авариям. Поэтому они должны немедленно удаляться проточкой и шлифовкой.

В случае повреждения отдельных участков змеевиков последние в период текущих ремонтов вырезаются, и на их место ставятся вставки. Если выполнить это по каким-либо причинам невозможно, разрешается удалить змеевик и на место трубы поставить колпачковую заглушку. При ближайшем капитальном ремонте все временные вставки и заглушки должны быть заменены новыми змеевиками.

Ремонт арматуры. Перед снятием или вскрытием арматуры необходимо сначала очистить ее от изоляции, а болты и гайки смазать керосином. В процессе осмотра арматуры необходимо проверить исправность корпуса (на отсутствие свищей, трещин и других дефектов), состояние уплотнительных поверхностей (отсутствие на них царапин и забоев), чистоту обработки цилиндрической и нарезной частей шпинделя и легкость его вращения.

Наиболее ответственными узлами в арматуре, обеспечивающими герметичность запорного органа, являются уплотнительные поверхности. Поэтому при разборке и осмотре арматуры необходимо обращать особое внимание на состояние рабочих поверхностей клапанов и уплотнительных колец.

Одним из основных методов устранения небольших дефектов уплотнительных поверхностей арматуры является их притирка с помощью абразивного материала (наждака, корунда, стеклянной пыли и т.д.), помещаемого между притираемыми поверхностями. Притиркой можно удалять незначительные повреждения и неровности поверхностей глубиной до 0,05 мм, а также следы от резца. Более глубокие неровности в 0,1...0,2 мм устраняются шлифовкой или проточкой с последующей притиркой этих поверхностей. Притирка седел и клапанов производится с помощью устройств, называемых притирами. Притиры изготовляют из мягкого чугуна. Формы и размеры их зависят от формы и конструкции притираемых поверхностей. Рабочая часть притира должна иметь более высокие чистоту и точность, чем притираемые поверхности. Перед притиркой необходимо тщательно очистить рабочие поверхности притира и притираемые поверхности. Далее на притираемые поверхности наносится тонкий слой притирочного абразивного материала, смешанного с машинным маслом. Притирочный материал выбирают в зависимости от твердости металла притираемых поверхностей.

Притирку проводят в две стадии: на первой, предварительной, используют абразивные микропорошки, на второй, окончательной, — самые тонкие абразивные материалы марки М7. Доводку заканчивают с помощью пасты ГОИ.

Надежность работы арматуры во многом зависит от сальниковых уплотнений, исправность которых, в свою очередь, зависит главным образом от состояния шпинделя, втулок, а также от качества и типа набивочных материалов. При ремонте арматуры не-

обходимо обращать особое внимание на состояние поверхности шпинделя в месте прохода его через сальниковую набивку. Износ шпинделя не должен быть больше 0,1 мм для арматуры среднего давления и не больше 0,05 мм для арматуры высокого давления.

Сальниковая набивка, применяемая для арматуры, имеет квадратное сечение. Толщина ее должна соответствовать зазору между шпинделем и стенками сальника. Закладку сальниковой набивки следует проводить в виде колец, которые по диаметру должны соответствовать кольцевому отверстию между шпинделем и стенкой сальника, и уплотнение их выполнять только деревянными бородками. После ремонта арматуру нужно осмотреть и подвергнуть гидравлическому испытанию на прочность и плотность.

15.9. Очистка котельного агрегата от внутренних отложений

При нагревании и испарении воды на внутренних стенках экранных и кипятильных труб, пароперегревателя и водяного экономайзера могут образовываться отложения накипи, которую удаляют ручным, механическим или химическим способами.

Ручной способ очистки применяют для паровых котлов низкого давления. Отложения шлама удаляют промыванием водой. Накипь счищают молотками, скребками или шаберами.

Паровые котлы среднего давления очищают *механическим способом* с помощью специального инструмента, приводимого в действие электродвигателями или пневматическими двигателями. Очистку труб проводят из барабана сверху вниз, а коллекторов — через лючки. Механическую очистку котлов от накипи осуществляют с помощью трубоочистителя (шарошки), а также пневматическими зубилами и круглыми проволочными щетками. Во время вращения головок шестеренки трубоочистителя шарошки расходятся в стороны под действием центробежной силы, прижимаются к стенкам трубы и счищают своими зубьями накипь.

Котлы низкого и среднего давления очищаются от накипи также и *химическими методами*: содово-щелочным или фосфатным. Содово-щелочной метод заключается в размягчении карбонатной, гипсовой, силикатной накипи или накипи смешанного типа. С этой целью готовят раствор 1 ... 2 кг соды или каустика на 1 $м^3$ котловой воды. Для размягчения накипи щелочной раствор кипятят продолжительное время, иногда несколько суток; в процессе кипячения твердая накипь превращается в рыхлый шлам. Далее котел вскрывают, тщательно промывают от шлама и немедленно приступают к его механической очистке, так как разрыхленная накипь обладает способностью быстро цементироваться.

Фосфатный метод очистки от накипи может применяться для любого состава накипи. Для выщелачивания готовят раствор Na_3PO_4 (тринатрийфосфата) из расчета 2 кг на 1 $м^3$ воды. Котел заполняют раствором до нормального уровня и поднимают давление в котле до 0,25 МПа. Котел продувают через каждые полчаса с подкачкой питательной воды. Продувку котла прекращают после того, как из котла начнет вытекать чистая вода.

Очищенный от накипи котел внимательно осматривают с внутренней и наружной сторон, проверяя отсутствие трещин, опасных разъеданий и других дефектов. После устранения дефектов, а также по истечении очередного срока внутреннего осмотра или гидравлического испытания котел предъявляют инспектору котлонадзора для освидетельствования и получения соответствующего разрешения на работу.

15.10. Консервация и защита котла от стояночной коррозии

Как основное, так и вспомогательное теплоэнергетическое оборудование подвергается коррозии не только тогда, когда оно находится в работе, но, главным образом, тогда, когда оборудование простаивает. Опыт эксплуатации показывает, что продолжительность простоев может колебаться в широких пределах — от суток до нескольких месяцев. Когда котлы ставят на капитальный и текущий ремонты или когда их переводят в холодный или горячий резерв, температура металла котельного агрегата существенно снижена, при этом изменяются факторы коррозии. Так, если в паровом тракте в обычных условиях эксплуатации поверхности металла соприкасаются с перегретым паром и подвергаются газовой коррозии, то в процессе останова оборудования конденсация пара приводит к образованию на поверхности металла пленки влаги, т.е. возникает возможность протекания процессов электрохимической коррозии.

В большинстве случаев коррозионные повреждения оборудования во время простоев, в частности, так называемая «стояночная коррозия», обусловлены попаданием атмосферного воздуха в трубную систему котла. Так, во время капитальных и текущих ремонтов, когда проводится ревизия арматуры, замена поверхностей нагрева, вскрытие с целью осмотра коллекторов и барабанов котлов и т.д., герметичность аппаратуры нарушается, вода из системы удаляется частично или полностью. Даже при полном дренировании осушить внутреннюю поверхность таких сложных и развитых трубных систем, как пароводяные тракты современных котлов, практически невозможно. В процессе охлаждения происходит конденсация оставшегося пара, в результате чего внутренние по-

верхности металла покрываются пленкой влаги. В остальных элементах оборудования имеются недренированные участки, например нижние сгибы вертикальных змеевиков пароперегревателей, в которых скапливается вода. Кислород воздуха диффундирует через пленку влаги, в результате чего происходит коррозия поверхностей нагрева.

Чтобы устранить опасные последствия стояночной коррозии, нужно своевременно принимать меры по ее предотвращению. Специальные меры защиты оборудования от разрушения за счет его коррозии во время простоев объединяются общим понятием — *консервация оборудования.*

Для защиты котлов от коррозии используют разные методы. В котлах малой и средней производительности используется *сухой метод защиты.* Метод заключается в том, что котел хорошо очищают от накипи и шлама, промывают и просушивают. В просушенный котел устанавливают противни с кусками прокаленного хлористого калия, негашеной извести или силикагеля — веществ, обладающих свойством поглощать влагу, после чего котел герметично закрывают. *Газовый способ защиты* заключается в заполнении котла азотом с давлением около 1 кПа (100 мм вод. ст.). *Мокрый способ защиты* от коррозии заключается в заполнении котла слабым щелочным раствором едкого натра (гидроксида натрия NaOH) или фосфата натрия (ортофосфата Na_3PO_4). Для создания однородного состава щелочного раствора во всем объеме котла его подогревают до 80...100 °С на слабом огне в топочной камере, а затем перемешивают с помощью насоса (воду из котла забирают из спускного штуцера, а обратно подают через парозапорный вентиль).

При останове котла на короткое время рекомендуется мокрый способ защиты, а на длительный — сухой или газовый.

15.11. Техническое освидетельствование котлов

Каждый котел должен подвергаться техническому освидетельствованию до пуска в работу, периодически в процессе эксплуатации и внеочередному освидетельствованию в необходимых случаях. Первичное и внеочередное технические освидетельствования проводятся инспектором Ростехнадзора, а периодические — инженером специализированной организации, имеющим разрешение органов Ростехнадзора на выполнение такой работы.

Техническое освидетельствование состоит из наружного, внутреннего осмотров и гидравлического испытания. При наружном и внутреннем осмотрах выполняются следующие задачи:

• при первичном освидетельствовании проверить, что котел и его элементы не имеют повреждений и установлен в соответствии с Правилами [18];

• при периодических и внеочередных освидетельствованиях подтвердить исправность котла и возможность его дальнейшей работы.

При наружном и внутреннем осмотрах котла обращается внимание на выявление возможных трещин, надрывов, отдулин, выпучин, коррозии стенок, пропусков в сварных, вальцовочных соединениях, а также повреждения обмуровки. Гидравлическими испытаниями проверяется прочность элементов котла и плотность соединений. Технические освидетельствования проводятся специализированной организацией в следующие сроки:

• наружный и внутренний осмотры — не реже одного раза в четыре года;

• гидравлические испытания — не реже одного раза в восемь лет.

Организация — владелец котла должна самостоятельно проводить наружный и внутренний осмотры после каждой чистки внутренних поверхностей или ремонта элементов, но не реже чем через 12 мес, а также перед предъявлением котла для освидетельствования. Гидравлические испытания под рабочим давлением владелец котла обязан проводить каждый раз после вскрытия барабана, коллектора или ремонта котла.

Внеочередное освидетельствование проводится в следующих случаях: если котел находился в бездействии более 12 мес; если котел был демонтирован и установлен на новом месте; после выправления выпучин или вмятин, а также после ремонта основных элементов котла с помощью сварки; после замены барабана, коллектора, экрана, пароперегревателя, водяного экономайзера; после замены более 50 % общего числа экранных и кипятильных труб.

Результаты технического освидетельствования должны регистрироваться в паспорте котла.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляются к машинистам котлов и каков порядок допуска их к самостоятельной работе?
2. В чем заключается подготовка к пуску котельного агрегата?
3. На что необходимо обратить особое внимание при наружном и внутреннем осмотрах котла перед его пуском?
4. Каким образом проверяется исправность вспомогательного оборудования котла?
5. В чем заключается проверка газовоздушного тракта котла?
6. Как проверяется водопаровой тракт котла?
7. Каким образом проверяется исправность и готовность к включению контрольно-измерительных приборов и автоматики?
8. Каков порядок действий при заполнении водой парового котла?
9. Как проводится контрольная опрессовка запорных устройств газового оборудования котла?
10. Как продувается газопровод перед подачей газа в горелки?

11. Каким образом вентилируются топка и газоходы котла?
12. Каков порядок розжига газовой горелки?
13. Как разжечь мазутную форсунку?
14. Когда и каким образом продуваются водоуказательные приборы парового котла?
15. Как в период пуска котла следят за тепловым расширением экранов, барабана, коллекторов, трубопроводов?
16. Каким образом прогревается соединительный паропровод от котла к главному паропроводу и проводится включение котла в общий паропровод?
17. Каковы основные задачи обслуживания паровых и водогрейных котлов?
18. Каким образом поддерживаются давление пара, паропроизводительность котла и заданная температура перегретого пара?
19. Как осуществляется питание котла водой?
20. Как выполняется периодическая продувка котла?
21. Как проверить исправность предохранительных клапанов, манометра, водоуказательных стекол?
22. Каков порядок выполнения продувки водоуказательных стекол?
23. Как проверяется работа дымососов, вентиляторов, питательных насосов?
24. Как выполняется плановый останов котельного агрегата?
25. В каких случаях проводится аварийный останов котла?
26. Какие аварии могут произойти из-за «перепитки» и упуска воды из барабана котла?
27. Каковы причины повреждения кипятильных и экранных труб, питательных и паровых трубопроводов?
28. Какие основные причины пережога труб пароперегревателей?
29. Каковы основные причины повреждения стальных змеевиковых и чугунных водяных экономайзеров?
30. Каковы причины взрывов и хлопков в топке и газоходах при сжигании топлива?
31. Какие неполадки и аварии возникают в оборудовании газовоздушного тракта?
32. Назовите виды ремонтов котельных агрегатов.
33. Какие работы выполняются во время текущего и капитального ремонтов?
34. Каков порядок выполнения ремонта поверхностей нагрева котла и пароперегревателя?
35. Назовите порядок выполнения ремонтных работ стальных и чугунных водяных экономайзеров.
36. Каков порядок проведения ремонта трубопроводов с фланцевыми соединениями?
37. Как выполняется ремонт арматуры?
38. Как проводится очистка поверхности котла от внутренних отложений?
39. Как выполняются консервация котла и защита от стояночной коррозии?
40. Каков порядок технического освидетельствования котлов?

ГЛАВА 16

ОХРАНА ТРУДА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ПРЕДПРИЯТИИ

16.1. Основные положения законодательства по охране труда

В соответствии с Федеральным законом от 17.07.1999 № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации» *охрана труда* — это система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые, социально-экономические, лечебно-профилактические, реабилитационные и другие мероприятия.

Основными направлениями государственной политики в области охраны труда в соответствии с действующим законодательством являются:

- обеспечение приоритета сохранения жизни и здоровья работников;
- принятие и реализация федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации об охране труда, а также федеральных и отраслевых целевых программ улучшения условий труда;
- государственное управление охраной труда;
- государственный надзор и контроль за соблюдением требований охраны труда;
- расследование несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- защита законных интересов работников, пострадавших от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, а также членов их семей на основе обязательного социального страхования работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- установление компенсаций за тяжелую работу с вредными и опасными условиями труда, неустранимыми при современном техническом уровне производства и организации труда;
- участие государства в финансировании мероприятий по охране труда;
- подготовка и повышение квалификации специалистов по охране труда.

В соответствии с Федеральным законом «Об основах охраны труда в Российской Федерации» каждый работник имеет право:

• на рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
• обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
• получение достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных или опасных производственных факторов;
• отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для жизни и здоровья работника вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
• при отказе работника от выполнения опасных для жизни и здоровья работ работодатель обязан предоставить ему другую работу на время устранения такой опасности;
• отказ работника от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда либо от выполнения тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, не предусмотренных трудовым договором (контрактом), не влечет за собой его привлечения к дисциплинарной ответственности;
• обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты работников в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
• при необеспечении работника средствами индивидуальной защиты (в соответствии с нормами) работодатель не вправе требовать от работника выполнения трудовых обязанностей и обязан оплатить возникший по этой причине простой;
• обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;
• профессиональную переподготовку за счет средств работодателя в случае ликвидации рабочего места вследствие нарушения требований охраны труда;
• личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с правовым решением по поводу несчастного случая с ним на производстве или его профессионального заболевания.

В целях обеспечения соблюдения требований охраны труда, осуществления контроля за их выполнением в каждой организации, осуществляющей производственную деятельность, создается служба охраны труда или вводится должность специалиста по охране труда, имеющего соответствующую подготовку или опыт работ в этой области. В организациях с численностью более 10 работников работодателями создаются комитеты (комиссии) по охране труда, в состав которых входят представители работо-

дателей, профессиональных союзов или иного уполномоченного работниками представительского органа.

Обязанности по обеспечению безопасных условий и охраны труда возлагаются на работодателя, который должен обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации оборудования и осуществлении технологических процессов;
- применение средств индивидуальной и коллективной защиты работников;
- выполнение требований охраны труда на каждом рабочем месте;
- режим труда и отдыха работников в соответствии с законодательством Российской Федерации;
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ, инструктаж по охране труда, стажировку на рабочих местах работников и проверку их знаний по требованиям охраны труда;
- принятие мер по предотвращению аварийных состояний, а при возникновении таких ситуаций принятие мер на сохранение жизни и здоровья работников;
- обязательное социальное страхование работников от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

Государственный надзор и контроль требований охраны труда осуществляется Федеральной инспекцией труда. Государственные инспекторы труда при исполнении своих обязанностей имеют право:

- беспрепятственно в любое время при наличии удостоверений установленного образца посещать в целях проведения инспекции организации всех организационно-правовых форм;
- защищать и безвозмездно получать от руководителей и иных должностных лиц организаций, органов исполнительной власти, органов местного самоуправления, работодателей документы, объяснения, информацию, необходимую для выполнения надзорных и контрольных функций;
- расследовать в установленном порядке несчастные случаи на производстве;
- приостановить работу организаций, отдельных производственных подразделений и оборудования при выявлении нарушений требований охраны труда, которые создают угрозу жизни и здоровью работников, до устранения указанных нарушений.

Лица, виновные в нарушении требований охраны труда, невыполнении обязательств по охране труда, предусмотренных коллективными договорами и соглашениями, трудовыми договорами (контрактами), или препятствующие деятельности представителей органов государственного надзора и контроля за соблюдением требований охраны труда, несут ответственность в соответствии с законодательством Российской Федерации.

16.2. Причины несчастных случаев на производстве

Несчастным случаем на производстве называется случай, связанный с воздействием опасных для жизни производственных факторов на работников. Причины несчастных случаев на производстве разделяются на объективные и субъективные.

К *объективным* относятся технические и санитарно-гигиенические причины, к *субъективным* — организационные и психофизиологические. В частности, к санитарно-гигиеническим причинам относятся нерациональное освещение, загрязнение воздуха, ионизационное излучение и др.

Организационными причинами являются неправильная организация труда, непроведение инструктажа по вопросам охраны труда, ослабление самоконтроля, самонадеянность, неоправданный и неправомерный риск.

Как показывает практика, 60...80 % аварий и травм связаны с ошибочными или запоздалыми действиями персонала.

16.3. Расследование и учет несчастных случаев

Согласно Положениям о расследовании и учете несчастных случаев, профессиональных заболеваний и аварий на предприятиях, в учреждениях и организациях расследованию подлежат все несчастные случаи, которые произошли на производстве. Сложившаяся практика показывает многообразие несчастных случаев, принятых на учет, в их числе случаи, которые произошли:

- во время выполнения трудовых обязанностей, а также действия в интересах предприятия без поручения собственника;
- на рабочем месте, на территории предприятия или в другом месте работы в течение рабочего времени, включая установленные перерывы;
- на протяжении времени, необходимого для приведения в порядок средств производства, способов защиты, одежды перед началом или после окончания работы, а также для личной гигиены;
- во время проезда на работу или с работы на транспорте предприятия или посторонней организации, которая предоставила его согласно договору (заявке), а также на собственном транспорте, используемом в интересах производства;
- во время аварий (пожаров и т. п.), а также во время их ликвидации на производственных объектах;
- во время представления предприятием шефской помощи;
- во время следования пешком или на транспортном средстве к месту работы или обратно по разовому заданию собственника без оформления удостоверения о командировке.

При несчастном случае, вследствие которого работник согласно медицинскому заключению утратил работоспособность на один день и более, возникает необходимость составления акта по форме Н-1. Не принимаются на учет и не составляются акты по форме Н-1 на несчастные случаи, которые произошли с лицами:

- следовавшими на работу или возвращающимися с нее пешком, на общественном или собственном транспортном средстве;
- по месту проживания в полевых или вахтенных поселках;
- при отравлении алкоголем или из-за его применения;
- во время пребывания на территории предприятия в нерабочее время, выходные и праздничные дни без поручения собственника, с личной необходимостью (получение зарплаты, посещение медицинского учреждения или собраний, совещаний и т. п.).

Владелец предприятия, получив сообщение о несчастном случае, приказом назначает комиссию по расследованию в составе руководителя (специалиста) службы охраны труда (председателя комиссии); руководителя структурного подразделения или главного специалиста; специалиста санэпидемстанции (при острых отравлениях); представителя профсоюзной организации; уполномоченного трудового коллектива по вопросам охраны труда.

На расследование несчастного случая отводится трое суток. Владелец предприятия в течение суток утверждает пять экземпляров акта по форме Н-1. Акт по форме Н-1 вместе с материалами расследования подлежит сохранению в течение 45 лет на предприятии, где несчастный случай принят на учет.

16.4. Инструктаж по вопросам охраны труда

По характеру и времени проведения инструктаж по вопросам охраны труда подразделяется на вступительный, первичный, повторный, внеплановый и целевой.

Вступительный инструктаж проводится со всеми работниками при принятии на работу. Его проводит специалист по охране труда или лицо, на которое приказом по предприятию возложены эти обязанности. Вступительный инструктаж проводится в кабинете охраны труда или в помещении, специально для этого оборудованном, с использованием современных технических средств обучения и наглядных пособий. Программа инструктажа разрабатывается службой охраны труда с учетом особенностей производства и утверждается руководителем предприятия.

Запись о проведении вступительного инструктажа делается в специальном журнале инструктажа, а также в документе о принятии работника на работу.

Первичный инструктаж проводится на рабочем месте перед началом работы индивидуально или с группой лиц общей специ-

альности по программе, составленной с учетом требований соответствующих инструкций по охране труда. Программа первичного инструктажа разрабатывается начальником котельной, согласовывается со службой охраны труда и утверждается руководителем предприятия.

Машинисты котлов после первичного инструктажа на рабочем месте должны пройти стажировку в течение не менее 10 смен под руководством опытных, квалифицированных работников.

Повторный инструктаж проводится в котельных один раз в три месяца индивидуально или с группой работников одной специальности по программе первичного инструктажа в полном объеме.

Внеплановый инструктаж проводится с работниками на рабочем месте или в кабинете охраны труда:

- при введении новых или пересмотренных актов по охране труда, а также при внесении изменений и дополнений к ним;
- изменении технологического процесса, замене или модернизации оборудования и других факторов, влияющих на охрану труда;
- нарушении работником нормативных актов по охране труда, которое может привести или привело к травме или аварии;
- ликвидации аварии, стихийных бедствий;
- проведении работ, на которые оформляются наряд-допуск, разрешение и прочие документы;
- по требованию сотрудников органа государственного надзора по охране труда.

Целевой инструктаж проводится перед проведением работ по наряду-допуску или другой документации, которая разрешает проведение работ.

Первичный, повторный, внеплановый и целевой инструктажи проводит непосредственный руководитель работ. О проведении каждого из инструктажей, о стажировке и о допуске к работе лицо, которое проводило инструктаж, делает запись в журнале инструктажа, при этом обязательными являются подписи как инструктированного, так и инструктора. Журналы инструктажа должны быть пронумерованы, прошнурованы и скреплены печатью.

Руководство предприятия обязано выдать работнику экземпляр инструкции по охране труда в его профессии либо инструкция должна висеть на его рабочем месте.

16.5. Безопасность труда при обслуживании газового хозяйства. Газоопасные работы и порядок их выполнения

Безопасность труда в газовом хозяйстве имеет исключительно важное значение, которое определяется взрывоопасностью и по-

жароопасностью горючих газов, отравляющими свойствами продуктов их неполного сгорания.

Загазованность помещений может произойти:

- вследствие утечек газа из мест соединений газопроводов, газовой арматуры и оборудования на газопроводах;
- через их неплотности;
- из запорной арматуры, случайно оставленной открытой без присмотра;
- в случае сжигания газа с недостатком воздуха и при недостаточном разрежении;
- при плохой вентиляции помещения; при разрыве сварных соединений на газопроводе и т.д.

Для обнаружения мест утечек газа из внутренних газопроводов проводят обмыливание сварных, резьбовых и фланцевых соединений, сальниковых уплотнений. Признак наличия утечек газа в этом случае — пузырьки мыльного раствора. Обнаружение утечки устраняется следующими способами: сменой прокладок или подтяжкой болтов во фланцевых соединениях, заменой сальниковой набивки арматуры, заваркой или заменой шва с дефектами на газопроводе.

Во всех случаях до устранения утечек запрещается включать электроосвещение, пользоваться звонками, плитками и другими электрическими приборами, вносить открытый огонь и применять его для отыскания утечек газа.

Очень важное значение имеют вентиляция помещений и организованный отвод продуктов горения газа. Неудовлетворительное действие вентиляции может привести к накапливанию в помещении вредных примесей и образованию взрывоопасных концентраций газа.

Работы, выполняемые в загазованной среде, или работы, при которых возможен выход газа из газопроводов и агрегатов, называют *газоопасными*. В Правилах [16] безопасности систем газораспределения и газопотребления приводится следующий перечень газоопасных работ:

- присоединение (врезка) вновь построенных наружных и внутренних газопроводов к действующим, отключение (обрезка) газопроводов;
- пуск газа в газопроводы при вводе в эксплуатацию, при расконсервации, после ремонта (реконструкции), ввод в эксплуатацию ГРП, блочных ГРП (ГРПБ), шкафных ГРП (ШРП), ГРУ;
- техническое обслуживание и ремонт действующих наружных и внутренних газопроводов, газовое оборудование газоиспользующих установок ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ;
- удаление закупорок, установка и снятие заглушек на действующих газопроводах, а также отключение или подключение к газопроводам газоиспользующих установок;

• продувка газопроводов при отключении или включении газоиспользующих установок в работу;

• обход наружных газопроводов, ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ, ремонт, осмотр, проветривание колодцев, проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;

• ремонт с выполнением огневых (сварочных) работ и газовой резки на действующих газопроводах, оборудовании ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ.

Газоопасные работы должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее двух человек под руководством специалиста. Газоопасные работы в колодцах, туннелях, коллекторах, а также в траншеях и котлованах глубиной более 1 м должны выполняться бригадой рабочих в составе не менее трех человек.

На производство газоопасных работ выдается наряд-допуск установленной формы, предусматривающий разработку и последующее осуществление комплекса мероприятий по подготовке и безопасному проведению этих работ.

В организации должен быть разработан и утвержден техническим руководителем перечень газоопасных работ, в том числе выполняемых без оформления наряда-допуска, по производственным инструкциям, обеспечивающим их безопасное проведение.

Периодически повторяющиеся газоопасные работы, выполняемые, как правило, постоянным составом работающих, могут проводиться без оформления наряда-допуска по утвержденным производственным инструкциям. К таким работам относятся:

• обход наружных газопроводов, ГРП, ГРПБ, ШРП и ГРУ;

• ремонт, осмотр и проветривание колодцев;

• проверка и откачка конденсата из конденсатосборников;

• техническое обслуживание запорной арматуры и компенсаторов, расположенных вне колодцев;

• обслуживание (технологическое) газоиспользующих установок (котлов и печей и др.).

Указанные работы должны, как правило, выполняться двумя рабочими и в специальном журнале должна быть запись о задании с указанием времени начала и окончания работ.

При выполнении газоопасных работ используют взрывобезопасный инструмент из цветных металлов, не дающий искр при работе. Для предотвращения искрообразования проводят омеднение стальных инструментов. Инструменты для рубки металла и другие приспособления из неомедненных сталей перед употреблением во взрывоопасных условиях необходимо густо смазывать тавотом, солидолом или техническим вазелином. Применение электроинструментов, дающих искрение (дрелей и т.д.), в загазованной среде не допускается. При газоопасных работах для освещения применяются переносные взрывобезопасные светильники или аккумуляторные переносные лампы.

16.6. Основы эксплуатации электрооборудования котельной

Большинство основного и вспомогательного оборудования котельной установки, перемещающиеся механизмы, системы управления, контроля, защиты и блокировки 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) подается напряжение 6 или 10 кВ, на более мелкие (электродвигатели насосов, осветительные сети и цепи управления) — напряжение 0,4 кВ.

Практически все электродвигатели имеют защиту на отключение при повреждениях или перегрузках, сохраняющую их от разрушения и загорания. Кроме защиты в электрических цепях управления установлены различные блокировки.

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 защиты или блокировки и предпринимать какие-либо действия по замене плавких предохранителей, отключению кабелей от электродвигателей, их ремонту и т.д.

Информацию об отключении электродвигателей или исчезновении напряжения на секциях собственных нужд машинист котла получает визуально по миганию сигнальных ламп в цепях управления электродвигателей или по показаниям вольтметров на секциях. В этих случаях машинист котла обязан немедленно сообщить об этом на главный щит управления и начальнику смены, затем, изменением положения ключей управления, прекратить мигание сигнальных ламп и ждать указания со щита управления о возможности включения или о выводе оборудования в ремонт.

Машинист котла должен знать принцип работы основных схем питания электродвигателей собственных нужд (СН), основных защит 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 СН 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.

16.7. Пожарная безопасность на предприятии

В каждой котельной приказом назначается лицо, ответственное за выполнение Правил пожарной безопасности, за исправное состояние пожарного инвентаря.

Котельные должны быть обеспечены противопожарным инвентарем: огнетушителями, ящиком с песком не менее 0,5 $м^3$, пожарными ведрами, лопатами, багром, ломом, асбестовыми холстами (кошма), противопожарным водопроводом с шлангами. В качестве огнетушащих веществ используют химическую пену, а также инертный диоксид углерода (углекислый газ) в виде пенного состава или порошковые составы и т.д.

Пенный огнетушитель ОХП-10 состоит из цилиндрического корпуса с крышкой, через которую пропущен шток. На одном конце штока укреплен резиновый клапан для закрывания, а на другом — рукоятка для открывания стакана с кислотной частью.

В огнетушителе, заполненном водным раствором щелочи, содержится также пенообразующее вещество. С помощью данного огнетушителя образуется химическая пена в результате реакции между кислотой и щелочью.

Для приведения огнетушителя в действие необходимо иглой прочистить спрыск, повернуть рукоятку в вертикальной плоскости на 180° и перевернуть огнетушитель вверх дном. При этом кислотная часть смешивается с щелочной, выделяется углекислый газ, который, скапливаясь, с силой выбрасывает жидкость из корпуса огнетушителя через спрыск. Образующуюся струю пены направляют непосредственно в очаг пожара. Длина струи пены достигает 5...6 м, время действия огнетушителя 1...2 мин.

Пенные огнетушители нельзя применять для тушения электропроводов и электроустановок, находящихся под напряжением, а также веществ, воспламеняющихся при соприкосновении с водой.

Углекислотные огнетушители ОУ-2, -5, -8 служат для тушения ряда горючих веществ и материалов, в том числе и таких, которые нельзя тушить водой или пеной, а также для тушения электроустановок, находящихся под напряжением. Баллон огнетушителя заправляют жидкой углекислотой под давлением 6 МПа. При выбросе в атмосферу воздуха углекислота переходит в газообразное состояние, значительно снижая при этом температуру в окружающей среде. Для приведения в действие огнетушителя необходимо открыть вентиль. Углекислота по сифонной трубке поступает в раструб огнетушителя, откуда выбрасывается наружу в виде «снеговой шубы», покрывающей горящий предмет, т.е. шуба прерывает доступ кислорода и тем самым препятствует распространению огня. Время действия огнетушителя 25...30 с, длина струи 1,5 м.

При пользовании ***порошковым огнетушителем*** (например, ОП-2, -10 и т.д.) необходимо снять его крышку вращением по направлению стрелки, затем подойти как можно ближе к очагу загорания, взяв за нижнюю часть корпуса, энергично встряхнуть его и направить порошок в огонь.

При пожаре в котельной оператор в первую очередь обязан сообщить о возгорании пожарной охране предприятия или городской пожарной охране, администрации котельной и только после этого приступить к тушению пожара с помощью первичных средств пожаротушения. При этом он должен следить за работой котлов, и если пожар угрожает им, выполнить аварийный останов котлов.

Контрольные вопросы

1. Укажите основные права работника и обязанности работодателя, изложенные в Федеральном законе «Об основах охраны труда в Российской Федерации» [21].
2. Какие случаи квалифицируются как «несчастные», а какие ими не являются в соответствии с Положением о расследовании и учете несчастных случаев, профессиональных заболеваний и аварий на предприятиях, в учреждениях и организациях?
3. Какие виды инструктажа по вопросам охраны труда существуют и каков порядок их проведения?
4. Какие виды работ относятся к газоопасным и каков порядок их выполнения?
5. Перечислите предметы, составляющие противопожарный инвентарь котельной.
6. Перечислите основные виды огнетушителей и правила их применения.

ГЛАВА 17

ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ОТ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ПРИ РАБОТЕ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

17.1. Вредные примеси в продуктах горения

В продуктах горения природного газа и мазута в котельных установках содержатся оксиды азота (NO_x), серы (SO_2, SO_3), и ванадия (V_2O_5). При неполном сгорании топлива в дымовых газах содержатся монооксид углерода (CO) и углеводороды типа CH_4, C_2H_5 и бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$.

Загрязнение вредными примесями атмосферы, земли и воды ухудшает санитарно-гигиеническое состояние городов, поселков, полей, лесов, водоемов, оказывая вредное действие на организм человека и растительность, качество продукции предприятий, увеличивает износ механизмов и разрушает строительные конструкции зданий и сооружений.

Образующийся при неполном сгорании монооксид углерода — чрезвычайно сильный отравляющий газ (угарный газ). При содержании 0,4...0,5 % CO в воздухе вдыхание его в течение нескольких минут уже опасно для жизни.

Образующийся при сжигании топлива диоксид углерода CO_2 (углекислый газ) пропускает коротковолновое УФ-излучение Солнца, но эффективно поглощает длинноволновое ИК-излучение, отраженное от поверхности Земли. Поэтому CO_2, присутствующий в атмосфере, действует как защитный экран, уменьшая тепловые потери планеты. «Парниковый эффект», связанный с присутствием CO_2, — важнейший фактор, регулирующий температуру земного шара. Так, по данным некоторых исследователей повышение концентрации CO_2 в атмосфере до 0,06 об. % (в настоящее время 0,03 об. %) может привести к повышению среднегодовой температуры на Земле на 3...4 °C, что повлечет за собой такие глобальные явления, как таяние ледников и морского льда и затопление примерно четверти суши.

В результате медико-биологических исследований установлено, что при кратковременном воздействии на человека диоксида серы SO_2 (сернистого газа) — ядовитого газа с резким удушливым запахом наступает сильное раздражение голосовых связок и последующее удушье. Чувствительны к диоксиду серы и растения. Диоксид серы действует непосредственно на листья. В клетках за счет

содержащейся воды образуется сернистая кислота H_2SO_3, далее в результате ряда биохимических превращений происходит обесцвечивание хлорофилла, а затем отмирание участков листа, т.е. нарушаются процессы фотосинтеза. При длительном воздействии SO_2 растения гибнут. Около 90 % SO_2 в атмосфере является продуктом человеческой деятельности.

При сжигании органических топлив (природного газа, угля, бензина, мазута) азот, содержащийся в воздухе и топливе, становится реакционноспособным и, соединяясь с кислородом, образует оксиды NO, NO_2, N_2O. Основная доля оксидов азота, а именно более 95 %, приходится на монооксид азота NO. Наиболее токсичным веществом в продуктах сгорания является бенз(а)пирен, который образуется в результате неполного сгорания топлива из-за неудовлетворительного смешения топлива и окислителя, а также из-за торможения реакций окисления углеводородов у холодных стенок топочных устройств.

Степень опасности воздействия вредного вещества на живой организм оценивают отношением его концентрации C_i к предельно допустимой концентрации (ПДК), мг/м^3, в воздухе в зоне пребывания человека: $K_i = C_i/\text{ПДК}$. Значение K_i должно быть меньше единицы. При одновременном содержании в воздухе нескольких вредных веществ степень опасности находят по суммарному воздействию каждого из вредных компонентов:

$$\frac{C_{NO_2}}{\text{ПДК}_{NO_2}} + \frac{C_{NO}}{\text{ПДК}_{NO}} + \frac{C_{SO_2}}{\text{ПДК}_{SO_2}} + \frac{C_{SO_3}}{\text{ПДК}_{SO_3}} + \frac{C_{CO}}{\text{ПДК}_{CO}} \le 1.$$

Таблица 17.1

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных выбросов котельных

Вещество	ПДК, мг/м^3	
	максимальная разовая	среднесуточная
Диоксид азота NO_2	0,085	0,085
Монооксид азота NO	0,250	0,250
Триоксид серы (серный ангидрид) SO_3	0,300	0,10
Диоксид серы (сернистый ангидрид) SO_2	0,500	0,050
Монооксид углерода CO	3,000	1,00
Сероводород H_2S	0,080	0,008
Сажа	0,150	0,050
Пыль (золовые частицы)	0,500	0,15
Пентаоксид ванадия V_2O_5	—	0,002
Бенз(а)пирен $C_{20}H_{12}$	—	$1 \cdot 10^{-6}$

В нашей стране приняты три вида норм выбросов вредных веществ в атмосферу: $ПДК_{р.з}$ — в рабочей зоне; $ПДК_{м.р}$ — максимальные разовые; $ПДК_{сс}$ — среднесуточные.

При этом $ПДК_{р.з}$ относится к рабочей зоне помещений котельной, $ПДК_{м.р}$ — показатель возможного повышенного кратковременного (в течение 20...30 мин) выброса вредных веществ (в помещении котельной это обычно период пуска или резкого изменения нагрузки), а $ПДК_{сс}$ является основным контролируемым показателем, цель которого не допустить неблагоприятного влияния вредного выброса на здоровье людей в результате длительного воздействия.

В табл. 17.1 приведены предельно допустимые концентрации вредных выбросов котельных.

17.2. Методы снижения вредных газообразных выбросов

Снижения вредных газообразных выбросов при сжигании газообразного и жидкого топлива достигают разными методами на всех стадиях технологического процесса в котельных:

- при подготовке топлива к сжиганию;
- при сжигании топлива;
- в процессе охлаждения продуктов сгорания топлива.

Так, на стадии подготовки мазута к сжиганию применяются следующие методы: получение «чистого» топлива и высокотемпературный подогрев мазута. Получение «чистого» топлива (путем десульфурации) достигается за счет удаления из топлива содержащейся в нем серы.

Процесс газификации жидкого топлива заключается в неполном окислении органической части топлива разными газообразными окислителями при высоких (900...1 300 °С) температурах с образованием генераторного газа, основными компонентами которого являются CO, CO_2, H_2, CH_4, N_2. К побочным продуктам газификации относятся зола, H_2S, NH_3. После их удаления генераторный газ может рассматриваться как «чистое» энергетическое топливо.

Использование очищенного генераторного газа позволяет снизить выбросы оксидов азота и серы до 10 раз.

Экспериментальными исследованиями установлено, что выход оксидов азота зависит от температуры подогрева мазута. С повышением температуры подогрева от 130 до 170 °С выход оксидов азота увеличивается примерно на 20 %, дальнейшее повышение температуры до 250 °С приводит к уменьшению выхода на 40...50 %.

Основными путями снижения выбросов оксидов азота на стадии сжигания газообразного и жидкого топлив, приводящими к

подавлению их образования, являются двухступенчатое сжигание топлива; рециркуляция продуктов горения; впрыск воды или ввод пара в факел; применение специальных горелочных устройств; выбор оптимального коэффициента избытка воздуха.

При двухступенчатом сжигании в первичную зону горения воздух подается при расходе, меньшем теоретически необходимого для сжигания топлива (α = 0,80...0,95). В результате в этой зоне происходит неполное сгорание топлива с частичной его газификацией при пониженной температуре и, следовательно, сниженном содержании оксидов азота. Во вторичную зону подается чистый воздух или обедненная топливом смесь для дожигания продуктов неполного сгорания. Этот метод позволяет снизить содержание оксидов азота на 25...35 %.

Для организации рециркуляции продукты горения обычно после водяного экономайзера в количестве до 20 % при температуре 300...400 °С отбирают специальным рециркуляционным дымососом и подают в топочную камеру. Наиболее эффективна (приблизительно в 1,8 раза больше, чем с воздухом) рециркуляция газов с топливом. При рециркуляции 20 % продуктов горения с топливом снижение выбросов оксидов азота составляет около 90 %.

При впрыске в топливо воды (расход воды 0,35 кг/м^3 топлива) или вводе в факел пара (3...3,5 % массы воздуха) достигается снижение содержания оксидов азота в 2 раза. Помимо этого в продуктах горения снижается содержание бенз(а)пирена. Введение водяных паров приводит к снижению максимума температуры горения и к замедлению скорости образования оксидов азота.

Применение специальных плоскопламенных горелочных устройств с внутренней рециркуляцией газов, обеспечивающих температуру 800...1 200 °С к фронту воспламенения, позволяет снизить выбросы оксидов азота на 40...50 %.

Существенное влияние на выход оксидов азота оказывает величина коэффициента избытка воздуха. Изменением режимных параметров работы горелок достигают существенного снижения выброса оксидов азота. Так, например, при температуре в зоне горения 1 600...1 700 °С максимальное содержание оксидов азота имеет место при коэффициенте избытка воздуха α = 1,2, а при его уменьшении до 1,02 удается снизить содержание оксидов азота в 2 раза.

Снижение содержания оксидов азота в выбросах на стадии охлаждения продуктов горения осуществляется с помощью методов, основанных на восстановлении оксидов азота до молекулярного азота N_2.

Одним из относительно дешевых методов является метод селективного некаталитического восстановления (СНКВ) оксидов азота разными азотсодержащими веществами при высоких температурах. В качестве восстановителей используются аммиак NH_3,

мочевина (карбамид) $CO(NH_2)_2$, циануровая кислота $(HOCN)_3$. Термин «селективный» отражает избирательное протекание реакций между восстановителем и оксидами азота по сравнению с другими компонентами дымовых газов.

Восстановление монооксида азота NO с помощью NH_3 до N_2 протекает наиболее эффективно в присутствии избыточного кислорода в диапазоне температур 870... 1 100 °С по реакции

$$4NO + 4NH_3 + O_2 \rightarrow 4N_2 + 6H_2O$$

Восстановитель в методе СНКВ вводится в поток дымовых газов через систему охлаждаемых инжекторов, которые располагаются на выходе из топочной камеры и внутри газоходов в необходимой температурной зоне (обычно между ширмовым и конвективным пароперегревателями). Степень снижения содержания оксидов азота при использовании методов СНКВ составляет 60... 70 %.

Метод селективного каталитического восстановления (СКВ) оксидов азота основан на реакции восстановления NO_x аммиаком на поверхности катализатора в присутствии кислорода при температуре газов 300... 400 °С. Реакция восстановления NO_x записывается в том же виде, как и в методе СНКВ.

В методе СКВ предусмотрено использование каталитического реактора, в активной зоне которого в несколько рядов размещаются модули с каталитическими элементами. Активная масса катализатора выполнена на основе диоксида титана TiO_2, пентаоксида ванадия V_2O_5 с добавками триоксидов вольфрама WO_3 или молибдена MoO_3. Порошковый материал катализатора закрепляется на поверхности металлического или керамического носителя. Наибольшее распространение получили два типа катализаторных элементов: пластинчатый из легированной стали и сотовый из керамики. Срок службы катализатора составляет 2 — 3,5 года. Очистку поверхности катализатора от наружных загрязнений проводят с помощью специальных устройств, установленных перед каждым модулем.

Каталитические реакторы размещают в рассечку между водяным экономайзером и воздушным подогревателем либо после золоуловителя, однако при этом необходим подогрев дымовых газов до необходимой температуры.

СКВ является весьма эффективным (снижение содержания оксидов азота на 90 %), но и дорогим методом восстановления оксидов азота. Доля стоимости катализаторов составляет 50 % стоимости всей установки СКВ, а их общая масса может достигать нескольких сотен тонн.

Контрольные вопросы

1. Какие вредные примеси содержатся в продуктах горения газообразного и жидкого топлива?

2. Каким образом оценивается степень опасности вредного вещества на организм человека?

3. Каким образом снижают вредные выбросы на стадии подготовки жидкого топлива к сжиганию?

4. Перечислите основные методы снижения вредных газообразных выбросов на стадии сжигания топлива.

5. Перечислите методы снижения вредных газообразных выбросов на стадии охлаждения продуктов горения.

ГЛАВА 18

ГИГИЕНА ТРУДА, ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ САНИТАРИЯ И ПРОФИЛАКТИКА ТРАВМАТИЗМА

18.1. Задачи производственной санитарии

Производственная санитария — это система организационных мероприятий и технических средств, которые не допускают или уменьшают действие на работающих вредных производственных факторов. К производственной санитарии относятся также гигиенические и лечебно-профилактические мероприятия.

Организационные мероприятия направлены на то, чтобы предусмотреть возможные действия работников в той или иной ситуации. Эти мероприятия сами по себе не исключают возможных случаев опасности или вредности, а осуществляются через сознание людей, принимающих участие в производстве, т.е. имеют субъективный характер, поскольку зависят от состояния людей и степени их сознательности (например, при обучении правилам безопасности).

Технические мероприятия (например, создание ограждения) влияют на объективные факторы и непосредственно защищают людей от опасности, вредности, в связи с этим их эффективность высокая.

Опасные производственные факторы — это такие факторы, действие которых на работников в определенных условиях приводит к травме или внезапному ухудшению здоровья. Например, горячая вода, пар — опасные факторы, так как могут быть причиной травматизма.

Вредные производственные факторы — это факторы, которые при действии на работников при определенных условиях приводят к заболеванию или снижению работоспособности.

Монотонный труд, повышенный уровень шума и вибрации — факторы, которые при долговременном воздействии на человека могут привести к серьезным профессиональным заболеваниям.

Опасные и вредные факторы по природе своего действия на человека подразделяются на следующие группы:

- *физические* — подвижные части технологического оборудования, температура воздуха на рабочих местах, температура поверхностей нагрева, уровень шума на рабочем месте и т.д.;
- *химические* — по характеру действия на организм: вредные, раздражающие и др., а в зависимости от пути проникновения в организм — через органы дыхания, кожу и др.;

• *биологические* — микроорганизмы и продукты их жизнедеятельности;

• *психофизиологические* — физические и нервно-психические перегрузки (в зависимости от характера действия).

Для помещений, в которых размещаются котельные установки, характерны избыточное тепловыделение, наличие зон с повышенной запыленностью и загрязненностью, наличие сквозняков, недостаточная освещенность. Все эти особенности условий работы в котельных должны учитываться при выработке требования к созданию нормальных условий труда.

Температура воздуха на рабочих местах в холодный и переходной периоды года должна быть в пределах 16...22 °С, относительная влажность воздуха в помещении 30...60 %, в теплый период года температура в помещении должна быть не более чем на 5 °С выше средней температуры наружного воздуха. Для поддержания температуры на рабочих местах должна быть предусмотрена система вентиляции и кондиционирования воздуха.

Помещения котельных должны быть оборудованы раздевалками, бытовыми помещениями, душевыми, умывальниками, сушилками, обслуживающий персонал должен быть обеспечен газированной и охлажденной питьевой водой, спецодеждой, мылом и т.д. в соответствии с утвержденными нормами выдачи.

Условия труда на рабочих местах по показателям освещенности, запыленности, уровню шума и вибрации, температурному режиму должны периодически обследоваться санитарными органами.

18.2. Средства индивидуальной защиты

Согласно типовым отраслевым нормам машинисты котлов обеспечиваются следующей спецодеждой и средствами индивидуальной защиты:

- костюм хлопчатобумажный;
- рукавицы комбинированные;
- каска;
- очки защитные.

При работе в загазованной среде работники газовой службы предприятия или подрядных организаций используют противогазы и спасательные пояса.

Разрешается использовать только шланговые или кислородноизолирующие противогазы. Применение фильтрующих (воинских противохимических) и различных противопылевых респираторов категорически запрещается. Это объясняется тем, что фильтрующие противогазы не поглощают природный газ и другие газы, а также продукты их горения.

Шланговый самовсасывающий противогаз ПШ-1 состоит из резинового шлема (маски), стеклянных очков в оправе, гофрированного шланга длиной до 15 м. Свободный конец шланга с помощью штыря закрепляют с наветренной стороны для поступления свежего воздуха. Если свежий воздух приходится подавать с расстояния более 15 м, то вдыхание становится затруднительным и в этом случае применяют противогаз типа ПШ-2 с подачей воздуха небольшим вентилятором с ручным или электрическим приводом. При пользовании шланговыми противогазами необходимо убедиться в их исправности, для чего определяют состояние маски и герметичность шланга. Для проверки противогаза на плотность его надевают и крепко зажимают конец гофрированной трубки. Если дыхание при этом невозможно, то противогаз пригоден к применению.

Кислородно-изолирующие противогазы полностью изолируют органы дыхания от загазованной среды и подают воздух, обогащенный кислородом.

Кислородно-изолирующие противогазы имеют замкнутую систему циркуляции воздуха, в которой во время пользования непрерывно восстанавливается состав воздуха. Поглощение углекислого газа из выдыхаемого человеком воздуха осуществляется в регенеративном патроне, наполненном специальным поглотителем. Запас кислорода пополняется из баллона вместимостью до 2 л, находящегося под высоким давлением.

Продолжительность работ в противогазе без перерыва не должна превышать 30 мин.

Спасательные пояса и веревки применяются при работах в колодцах, котлованах и траншеях. Они предназначены для возможности быстрого извлечения рабочих в случае необходимости. Спасательный пояс должен охватывать талию человека и иметь две лямки, надеваемые на плечи и соединенные на спине между лопатками. В месте соединения лямок имеется стальное кольцо с карабином. К этому кольцу или пружинной защелке-карабину крепят капроновые или пеньковые веревки. Спасательные пояса с кольцами для карабинов испытывают на прочность под нагрузкой 2 кН в течение 5 мин, спасательные веревки при испытании на прочность должны выдерживать ту же нагрузку 2 кН (массу 200 кг, подвешенную на всю длину веревки) в течение 15 мин.

18.3. Оказание первой доврачебной помощи пострадавшим

Первая доврачебная помощь — совокупность простых, целесообразных действий, направленных на сохранение здоровья и жизни потерпевшего.

При предоставлении такой помощи нужно руководствоваться такими принципами, как правильность, целесообразность, скорость, продуманность, решительность и хладнокровие.

Для оказания помощи целесообразно вынести потерпевшего с места события (если в этом есть необходимость, а также если существует такая возможность), затем нужно осмотреть поврежденные участки тела, оценить состояние потерпевшего, постараться остановить кровотечение и обработать поврежденные участки.

Первая доврачебная помощь пострадавшим оказывается при тепловых ударах, ожогах, отравлениях монооксидом углерода (CO), поражениях электрическим током.

Тепловой удар может возникнуть, если человек находится долговременно под действием высокой температуры. Признаками теплового удара являются внезапная слабость, головная боль, тошнота, частое и усиленное дыхание, сердцебиение, покраснение кожи лица, а в тяжелых случаях — потеря сознания.

Потерпевшего надо вывести или вынести на свежий воздух или в хорошо проветриваемое помещение, расстегнуть одежду и освободить все, что мешает дыханию, напоить водой, смочить голову и грудь. При потере сознания протереть виски и поднести к носу вату, смоченную нашатырным спиртом.

Ожоги возможны по ряду причин:

- неправильные действия персонала при пользовании продувочными и пробными кранами;
- выход пара или горячей воды через неплотности трубопроводов или их соединений;
- выброс горячих газов из топки и т. п.

Загоревшуюся одежду нужно быстро погасить, например, набросив на нее любую плотную ткань. Тлеющую одежду нужно быстро снять с пострадавшего.

При легких ожогах (*ожоги первой степени*) происходит покраснение кожи. При поверхностных, незначительных по размеру термических (вызванных воздействием высокой температуры) ожогах сразу же после травмы обожженное место надо подержать под струей холодной воды в течение 5... 10 мин. Это уменьшит боль и ослабит жжение. При ожогах первой степени на коже нет пузырей, поэтому пораженное место можно смочить спиртом или одеколоном, затем наложить стерильную повязку.

Ожоги второй степени характеризуются образованием пузырей, наполненных жидкостью. При оказании первой помощи в таких случаях необходимо на обожженные места наложить стерильную повязку. Прорезать или прокалывать пузыри не разрешается, так как можно внести в рану инфекцию.

При *ожогах третьей степени* происходит обугливание кожи и мышц. В таких случаях обязательно требуется помощь медицинского работника.

Отравление угарным газом CO, который образуется при неполном сгорании топлива, является опасным для здоровья и жизни людей. Степень отравления зависит от содержания CO в воздухе и длительности нахождения человека в загазованной среде. Угарный газ опасен тем, что не имеет запаха и цвета, т.е. его трудно обнаружить органами чувств. При содержании в воздухе 0,01... 0,02 % CO человек испытывает легкое кислородное голодание, а при большем содержании угарного газа состояние удушья усиливается и возможен смертельный исход.

Признаки отравления угарным газом — головная боль, головокружение, усиленное сердцебиение, слабость, тошнота, рвота, озноб. При сильном отравлении появляется сонливость, тяжесть в теле, апатия, наступает потеря сознания, иногда прекращается дыхание. Действие CO заключается в том, что его молекулы в 210 раз быстрее присоединяются к гемоглобину крови, чем молекула кислорода. Ткани тела, не получая кислорода, постепенно отмирают. Поэтому при повышенных концентрациях угарный газ — смертельно опасный яд.

Пострадавшего нужно быстро вывести или вынести на свежий воздух или в другое помещение, освободить от стесняющей одежды, дать 2—3 ложки горячего чая или кофе и вызвать скорую помощь. До приезда врача нужно согреть конечности пострадавшего грелками или бутылками с горячей водой, проследить, чтобы он не заснул.

Если отравившийся потерял сознание, его необходимо привести в чувство, поднеся к носу вату, смоченную нашатырным спиртом, и потерев ей виски.

Если пострадавший не дышит, нужно сделать искусственное дыхание способом «изо рта в рот» или «изо рта в нос». Для этого человека следует положить на спину, положив под лопатки валик из одежды, освободить рот от посторонних предметов, разжать рот, вытащить язык и через тонкую ткань вдувать воздух в рот или в нос с периодичностью 10—12 раз в минуту.

При остановке сердца одновременно с искусственным дыханием нужно провести закрытый (непрямой массаж) сердца. Оказывающий помощь накладывает на нижнюю часть грудины пострадавшего обе руки одну на другую ладонями вниз и надавливает на грудину быстрым толчком такой силы, чтобы сместить ее на 4...5 см. После каждого надавливания с частотой 1 раз в секунду в течение 15 с следует отнимать руки от грудины, чтобы не мешать свободному выпрямлению грудной клетки.

Для проверки устойчивости пульса массаж прерывают на 2...3 с. Если пульс сохраняется, значит сердечная деятельность восстановилась. Исчезновение пульса указывает на остановку сердца. В этом случае необходимо немедленно восстановить массаж и продолжать его до прибытия врача или доставки пострадавшего в ле-

чебное учреждение. Характерный признак эффективности оказанной помощи — сужение зрачков; их расширение — признак ухудшения кровообращения мозга.

При поражении электрическим током пострадавшего прежде всего освобождают от действия тока, отключив с помощью ближайшего рубильника, кнопочного магнитного пускателя или выключателя ту часть энергоустановки, которой он касается.

Если установку быстро отключить невозможно, пострадавшего следует оттянуть от токоведущих частей за сухую часть одежды, например, за полы пиджака или пальто. Нельзя касаться его тела, сырой одежды или других заземленных предметов, и на руки следует надеть диэлектрические перчатки или, по крайней мере, обмотать их сухой тканью, шарфом, платком и т. п. Можно также использовать сухую доску, деревянную палку для того, чтобы отбросить провод, которого касается пострадавший, а также перерубить провода лопатой или топором с сухой деревянной ручкой.

После освобождения пострадавшего от действия электрического тока следует вызвать врача и приступить к оказанию первой помощи. Если он дышит очень редко, судорожно, следует приступить к искусственному дыханию и непрямому массажу сердца.

Контрольные вопросы

1. Перечислите основные средства индивидуальной защиты машиниста котлов.
2. Укажите принципы действия шланговых и кислородно-изолирующих противогазов. Расскажите о правилах пользования противогазами.
3. Каким образом оказывается первая доврачебная помощь при тепловых ударах и ожогах?
4. Каковы признаки отравления монооксидом углерода (угарным газом)?
5. Как оказать первую доврачебную помощь при отравлениях CO?

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Белан Ф. И.* Водоподготовка : учебник для техникумов / Ф. И. Белан. — 3-е изд., перераб. — М. : Энергия, 1979. — 208 с.

2. *Деев Л. В.* Котельные установки и их обслуживание : практ. пособие для ПТУ / Л. В. Деев, Н. А. Балахничев. — М. : Высш. шк., 1990. — 239 с.

3. *Киселев Н. А.* Котельные установки : учеб. пособие для подготовки рабочих на производстве / Н. А. Киселев. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Высш. шк., 1979. — 270 с.

4. *Кязимов К. Г.* Устройство и эксплуатация газового хозяйства : учеб. пособие для нач. проф. образования / К. Г. Кязимов, В. Е. Гусев. — М. : Колос, 1997. — 407 с.

5. *Мурин Г. А.* Теплотехнические измерения / Г. А. Мурин. — М. : Энергия, 1968. — 584 с.

6. *Павлов И. И.* Котельные установки и тепловые сети : учебник для техникумов / И. И. Павлов, М. Н. Федоров. — 3-е изд., перераб. и доп. — М. : Стройиздат, 1986. — 584 с.

7. *Сидельковский Л. Н.* Котельные установки промышленных предприятий : учебник для вузов / Л. Н. Сидельковский, В. Н. Юренев. — 3-е изд., перераб. — М. : Энергоатомиздат, 1988. — 528 с.

8. *Соколов Б. А.* Котельные установки : пособие для подготовки операторов газифицированных котельных / Б. А. Соколов. — М. : ГУЦ «Профессионал», 2001. — 154 с.

9. *Соколов Б. А.* Газовое топливо и газовое оборудование : пособие для подготовки операторов газифицированных котельных / Б. А. Соколов, М. А. Фельдман. — 3-е изд., перераб. и доп. — М. : ГУЦ «Профессионал», 2002. — 100 с.

10. *Соколов Б. А.* Контрольно-измерительные приборы и автоматика газифицированных котельных : учеб. пособие / Б. А. Соколов. — М. : ГУЦ «Профессионал», 2001. — 104 с.

11. *Соколов Б. А.* Котельные установки и их эксплуатация: учебник для нач. проф. образования / Б. А. Соколов. — М. : Издательский центр «Академия», 2005. — 432 с.

12. *Тарасюк В. М.* Эксплуатация котлов : практ. пособие для оператора котельной / В. М. Тарасюк; под ред. Б. А. Соколова. — М. : Изд-во «НЦ ЭНАС», 2003. — 272 с.

13. *Чеботарев В. П.* Справочник работника газифицированных котельных : настольная книга обслуживающего персонала котельных / В. П. Чеботарев. — Киев : Основа, 2000. — 296 с.

14. *Эстеркин Р. И.* Эксплуатация, наладка и испытание теплотехнического оборудования промышленных предприятий : учебник для техникумов / Р. И. Эстеркин. — 2-е изд., перераб. и доп. — Энергоатомиздат, 1984. — 288 с.

15. *Эстеркин Р. И.* Промышленные парогенерирующие установки : учебник для техникумов / Р. И. Эстеркин. — Л. : Энергия, 1980. — 400 с.

16. ПБ 12-529—03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. — М. : ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2003. — 200 с.

17. Правила технической эксплуатации электрических станций и тепловых сетей. — М. : Энергия, 1977. — 288 с.

18. ПБ 10-574—03. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. — М. : ГУП «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2004. — 214 с.

19. Сборник правил и руководящих материалов по Котлонадзору / 4-е изд. — М. : Недра, 1977. — 480 с.

20. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» №116-ФЗ от 21.07.1997 г. (ред. от 09.05.2005).

21. Федеральный закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации» № 181-ФЗ от 17.07.1999 г. (ред. от 09.05.2005).

22. Федеральный закон «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12.2002 г. (ред. от 09.05.2005).

23. Федеральный закон «Об энергосбережении» № 28-ФЗ от 03.04.1996 г. (ред. от 05.04.2003).

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Введение 4

Глава 1. Краткие сведения из теплотехники 6

1.1. Состав вещества и его агрегатные состояния 6
1.2. Понятие о теплоносителе и его параметрах 7
1.3. Основные сведения о внутренней энергии и теплоте 9
1.4. Вода, водяной пар и их свойства 12
1.5. Способы передачи теплоты 14

Глава 2. Технологическая схема производственно-отопительной газомазутной котельной и тепловые сети 19

2.1. Технологическая схема котельной 19
2.2. Системы теплоснабжения и тепловые сети 21

Глава 3. Газообразное топливо и его сжигание 25

3.1. Природные и искусственные газы и их состав 25
3.2. Основные свойства природного газа 25
3.3. Суть процесса горения и условия, необходимые для полного сгорания топлива 27
3.4. Расход воздуха на сжигание природного газа. Коэффициент избытка воздуха 28
3.5. Продукты полного и неполного сгорания топлива 29
3.6. Газовые горелки котельных агрегатов 29
3.7. Эксплуатация газовых горелок 43

Глава 4. Газоснабжение предприятий 47

4.1. Добыча, подготовка к использованию и транспортирование газа 47
4.2. Газовые сети 48
4.3. Газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки 49
4.4. Эксплуатация газорегуляторных пунктов и установок 59
4.5. Внутренние газопроводы в котельной 62

Глава 5. Жидкое топливо и его сжигание 65

5.1. Жидкое котельное топливо 65
5.2. Состав жидкого топлива 65
5.3. Основные свойства мазута 66
5.4. Механизм горения мазута 68
5.5. Классификация и устройство форсунок для сжигания мазута 69
5.6. Мазутное хозяйство котельных 74

Глава 6. Тепловой баланс котельного агрегата 80
6.1. Общее уравнение теплового баланса котельного агрегата 80
6.2. Полезно используемая теплота для производства водяного пара и горячей воды 82
6.3. Потери теплоты с уходящими газами 82
6.4. Потери теплоты от химической неполноты сгорания 84
6.5. Потери теплоты от наружного охлаждения 86
6.6. Коэффициент полезного действия котельного агрегата 87

Глава 7. Паровые и водогрейные котлы малой мощности 89
7.1. Классификация котельных агрегатов 89
7.2. Основные элементы паровых и водогрейных котлов 90
7.3. Паровые котлы 110
7.4. Водогрейные котлы 123
7.5. Новые перспективные направления развития котельной техники малой и средней тепловой мощности 135

Глава 8. Вспомогательное оборудование котельной 140
8.1. Схемы подачи воздуха и удаления продуктов горения топлива 140
8.2. Естественная и искусственная тяга. Принцип работы дымовой трубы 141
8.3. Регулирование тяги. Причины нарушения тяги 142
8.4. Устройство и принцип работы дутьевого вентилятора (дымососа) 142
8.5. Эксплуатация дымососов и вентиляторов 144
8.6. Центробежные и поршневые насосы 145

Глава 9. Арматура котлов 151
9.1. Классификация арматуры котельного агрегата 151
9.2. Запорная арматура 152
9.3. Предохранительные клапаны 158
9.4. Обратные клапаны 159
9.5. Регулирующие клапаны 160
9.6. Водоуказательные приборы 161

Глава 10. Трубопроводы котельной 163
10.1. Классификация трубопроводов 163
10.2. Питательные трубопроводы 163
10.3. Паропроводы 165
10.4. Дренажные трубопроводы 167
10.5. Опоры и подвески 169
10.6. Компенсаторы 170
10.7. Тепловая изоляция трубопроводов 171

Глава 11. Водоподготовка в котельной 173
11.1. Физико-химические характеристики природной воды 173
11.2. Влияние качества воды на работу котла 175
11.3. Нормы качества питательной, сетевой, подпиточной воды и пара 176

11.4. Удаление из воды механических примесей ... 178
11.5. Умягчение воды ... 179
11.6. Новые способы очистки воды ... 183
11.7. Деаэрация воды ... 185
11.8. Периодическая и непрерывная продувки котлов ... 188
11.9. Ступенчатое испарение воды ... 189

Глава 12. Материалы, используемые в котельной технике ... 191

12.1. Металлы и сплавы ... 191
12.2. Огнеупорные и теплоизоляционные материалы ... 193
12.3. Прокладочные и набивочные материалы ... 194

Глава 13. Контрольно-измерительные приборы ... 196

13.1. Виды измерений. Погрешность измерения. Класс точности прибора ... 196
13.2. Приборы для измерения температуры ... 197
13.3. Приборы для измерения давления ... 203
13.4. Приборы для измерения количества и расхода вещества ... 212

Глава 14. Автоматика котлов ... 217

14.1. Функции, выполняемые автоматикой ... 217
14.2. Схемы регулирования основных параметров котельного агрегата ... 218
14.3. Принципиальная схема автоматики безопасности котельного агрегата ... 220
14.4. Первичные приборы (датчики) системы автоматического регулирования работы котлов ... 221
14.5. Первичные приборы (датчики) автоматики безопасности ... 222
14.6. Запально-защитное устройство (ЗЗУ) ... 223
14.7. Автоматика «Контур» ... 225
14.8. Комплект средств управления ... 230
14.9. Управление работой котельного агрегата с помощью программно-технического комплекса ... 236

Глава 15. Эксплуатация котельных установок ... 242

15.1. Общие положения ... 242
15.2. Подготовка котельного агрегата и вспомогательного оборудования к пуску котла ... 245
15.3. Пуск парового котла из холодного состояния ... 248
15.4. Обслуживание котельной установки во время работы ... 251
15.5. Плановый останов котельного агрегата ... 258
15.6. Аварийный останов котла ... 259
15.7. Неполадки и аварии в котельной. Повреждения и ремонт котла ... 261
15.8. Организация и проведение ремонта котельного агрегата ... 266
15.9. Очистка котельного агрегата от внутренних отложений ... 270
15.10. Консервация и защита котла от стояночной коррозии ... 271
15.11. Техническое освидетельствование котлов ... 272

Глава 16. Охрана труда, электробезопасность и пожарная безопасность на предприятии 275
16.1. Основные положения законодательства по охране труда 275
16.2. Причины несчастных случаев на производстве 278
16.3. Расследование и учет несчастных случаев 278
16.4. Инструктаж по вопросам охраны труда 279
16.5. Безопасность труда при обслуживании газового хозяйства. Газоопасные работы и порядок их выполнения 280
16.6. Основы эксплуатации электрооборудования котельной 283
16.7. Пожарная безопасность на предприятии 284

Глава 17. Защита окружающей среды от вредных выбросов при работе котельных агрегатов 286
17.1. Вредные примеси в продуктах сгорания 286
17.2. Методы снижения вредных газообразных выбросов 288

Глава 18. Гигиена труда, производственная санитария и профилактика травматизма 292
18.1. Задачи производственной санитарии 292
18.2. Средства индивидуальной защиты 293
18.3. Оказание первой доврачебной помощи пострадавшим 294

Список литературы 298

Учебное издание

Соколов Борис Александрович

Устройство и эксплуатация оборудования газомазутных котельных

Учебное пособие

Редактор *Л. А. Левченкова*
Технический редактор *Е. Ф. Коржуева*
Компьютерная верстка: *В. А. Крыжко*
Корректоры *С. Ю. Свиридова*, *Т. Н. Морозова*

Изд. № 101112085. Подписано в печать 25.09.2006. Формат 60×90/16.
Бумага тип. № 2. Гарнитура «Таймс». Печать офсетная. Усл. печ. л. 19,0.
Тираж 4 000 экз. Заказ № 1977.

Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953.Д.004796.07.04 от 20.07.2(
117342, Москва, ул. Бутлерова, 17-Б, к. 360. Тел./факс: (495)334-8337, 330-1092.

Отпечатано с электронных носителей издательства.
ОАО "Тверской полиграфический комбинат", 170024, г. Тверь, пр-т Ленина, 5.
Телефон: (4822) 44-52-03, 44-50-34, Телефон/факс (4822) 44-42-15
Home page - www.tverpk.ru Электронная почта (E-mail) - sales@tverpk.ru