

Часть II. ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ

3.1. Топливо, его состав и основные характеристики. Теплота сгорания, условное топливо и приведенные характеристики.

По определению Д.И.Менделеева, *«топливом называется горючее вещество, умышленно сжигаемое для получения тепла»*.

В данном разделе будут рассматриваться органические топлива, применяемые в промышленности и энергетике. По своему состоянию они делятся на твердые, жидкие и газообразные, а по способу получения - на естественные и искусственные.

Состав и основные характеристики твердого топлива.

Ископаемые твердые топлива (за исключением сланцев) являются продуктами разложения органической массы растений. Самое молодое из них - торф, представляет собой плотную массу, образовавшуюся из перегнивших остатков болотных растений. Следующими по «возрасту» являются бурые угли - землистая или черная однородная масса, которая при длительном хранении на воздухе частично окисляется («выветривается») и рассыпается в порошок. Затем идут каменные угли, обладающие, как правило, повышенной прочностью и меньшей пористостью. Органическая масса наиболее старых из них - антрацитов - претерпела наибольшие изменения и на 93 % состоит из углерода. Антрацит отличается высокой твердостью.

Возобновляемым твердым топливом является древесина. Доля ее в энергобалансе мира сейчас чрезвычайно невелика, но в некоторых регионах древесина (а чаще ее отходы) еще используются в качестве топлива.

Органическое топливо характеризуется элементарным составом, который условно представляют как сумму химических элементов и их соединений, входящих в топливо. При этом их содержание дается в процентах от массы одного кг топлива. Элементарный состав не дает представление о молекулярной химической структуре.

Свойства топлива как горючего материала определяются составом его *горючей массы* (обозначается индексом «г»), в которую включаются элементы, составляющие органическую массу топлива, и колчеданная сера, сгорающая вместе с органической массой. Поскольку химический состав горючей массы твердого топлива сложен и обычно неизвестен, его характеризуют массовым содержанием образующих ее элементов, определяемым в результате элементного анализа, %

$$C^g + H^g + O^g + N^g + S_g^g = 100\%$$

Собственно горючими в органическом топливе являются *углерод, водород и сера*. С увеличением возраста топлива содержание углерода увеличивается (от 40% у древесины до 93 % у антрацита), а водорода — слегка уменьшается (от 6 до 2 %). Кислород, как и остальные элементы, содержится в виде сложных органических соединений. Чем больше в них кислорода, тем большая доля водорода и углерода топлива химически связана с ним, т.е. фактически сгорела, и тем меньше выделится теплоты при сгорании единицы массы. С увеличением возраста топлива O_2 уменьшается от 42% у древесины до 2 % у антрацита.

При полном сгорании углерода образуется относительно безвредный диоксид углерода CO_2 и выделяется 32,8 МДж теплоты на 1 кг углерода. При неправильной организации процесса горения (обычно при недостатке воздуха) продуктом

сгорания является очень токсичный оксид углерода CO и выделяется всего 9,2 МДж теплоты.

При сгорании серы образуется токсичный сернистый ангидрид SO₂ и (в небольших количествах) еще более токсичный серный ангидрид SO₃. Выброс их с продуктами сгорания вызывает загрязнение воздушного бассейна. Количество серы, входящей в состав органической массы топлива (так называемой органической серы S^{op}), не зависит от возраста угля и различно в углях разных месторождений.

Количество колчеданной серы S^к определяется составом минеральной части, которая может содержать железный FeS₂ и медный CuFeS₂ колчеданы. В большинстве углей восточных районов страны (за исключением кизеловского) содержание серы невелико (<1%), в то время как у украинских, подмосковных и некоторых других углей доходит до 9%.

Содержание **азота** в горючей массе твердых топлив обычно составляет 1-2% по массе. Несмотря на столь малое количество, азот является весьма вредным компонентом, поскольку при сгорании азотсодержащих соединений в высокотемпературных топках образуются сильнотоксичные оксид NO и диоксид NO₂ (при температуре свыше 1200°C они образуются также и из атмосферного азота).

Топливо в том виде, в котором оно сжигается в технических устройствах, характеризуется его рабочей массой (индекс «р»). Кроме горючей массы в ее состав входят **зола** A и **влага** W, составляющие **балласт** топлива:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S^p + A^p + W^p = 100\%$$

Содержание любого элемента Э^р в горючей массе легко подсчитывается по известному его содержанию Э^р в рабочей массе из очевидного соотношения:

$$\mathcal{E}^g (100 - A^p - W^p) = 100 \mathcal{E}^p$$

Максимальная влажность рабочей массы W^р доходит до 50 % и более и определяет экономическую целесообразность использования данного горючего материала и возможность его сжигания, поскольку для превращения 1 кг воды, взятой при 0°C, в пар комнатной температуры нужно в соответствии с формулой затратить примерно 2,5 МДж теплоты.

Состав топлива, высушенного при 105-110°C, характеризуется его **сухой массой**:

$$C^c + H^c + O^c + N^c + S^c + A^c = 100\%$$

$$\mathcal{E}^c (100 - W^p) = 100 \mathcal{E}^p$$

Часто приходится производить перерасчет с одной массы на другую:

Заданная масса топлива	Коэффициенты пересчета на массу		
	рабочую	горючую	сухую
Рабочая	1	100/[100 - (A ^p + W ^p)]	100/(100 - W ^p)
Горючая	[100 - (A ^p + W ^p)]/100	1	(100 - A ^c)/100
Сухая	(100 - W ^p) / 100	100 / (100 - A ^c)	1

Зола включает в себя минеральные примеси, занесенные водой и ветром в период образования пластов топлива, и просто частицы породы, захватываемые вместе с ним при добыче. Небольшое количество минеральных примесей (не более 1 - 2 %) входит в состав растений, из которых образовалось топливо.

Зольность рабочей массы топлива подсчитывается по формуле

$$100 A^p = A^c (100 - W^p)$$

В соответствии с существующими санитарными нормами образующуюся при сгорании топлива золу необходимо улавливать. Транспорт ее в отвалы усложняет и удорожает производство, поэтому ее стараются использовать в народном хозяйстве (добавка к цементу, раскисление почв).

Встречаются твердые топлива (прежде всего древесина, торф, угли некоторых пластов), зольность которых в сухом состоянии A^c не превышает 10%. Максимальное значение A^c доходит до 50 % и более. Поскольку большая часть золы не связана с органической массой, зольность можно существенно уменьшить путем **обогащения**, т.е. отделения пустой породы (с небольшим количеством топлива). Процесс этот достаточно дорогой, поэтому применяется главным образом для углей, предназначенных для коксования. Отходы обогащения часто используют в энергетике в качестве топлива.

При нагревании твердого топлива без доступа воздуха его органическая масса разлагается, в результате чего образуются газы, водяные и смоляные пары и углеродсодержащий остаток. Суммарное количество выделяющихся **летучих веществ** увеличивается с ростом температуры и времени выдержки. Этот процесс в основном заканчивается при 700—800°C. В состав летучих веществ входят CO, CO₂, H₂, различные углеводороды и газы, кроме H₂O. Выход летучих является важнейшей характеристикой топлива и уменьшается по мере увеличения его возраста. Чем больше выход летучих, т.е. чем больше топлива превращается при нагревании в горючий газ, тем проще зажечь это топливо и легче поддерживать устойчивое горение. Органическая часть древесины и горючих сланцев при нагревании без доступа воздуха почти целиком переходит в летучие вещества ($V^e = 85 \div 90\%$), в то время как у антрацитов $V^e = 3 \div 4\%$. Именно большой выход летучих определяет хорошую горючесть древесины.

Определение зольности, влажности, выхода летучих и теплоты сгорания (о ней будет сказано ниже) составляет содержание так называемого технического анализа топлива. Иногда в него включают и содержание нелетучего углерода.

На определенной стадии разложения органической массы при нагревании она может становиться вязкой, текучей пластичной. При дальнейшем разложении пластичная масса снова затвердевает. В зависимости от того, происходит пластификация или нет и какова степень ее (а это зависит от сорта угля), коксовый остаток может быть плотным, спекшимся или рыхлым рассыпающимся. В первом случае угли относятся к разряду коксующихся. Кокс – это образовавшийся после разложения твердый остаток (95% C). Запасы таких углей относительно невелики, они весьма дефицитны и используются только для получения металлургического кокса. Топливо, дающее твердый кокс называется спекающимся.

В энергетических и технологических установках сжигают только угли, непригодные для получения кокса, или коксовые отсева мельче 10 мм и отходы углеобогащения.

Состав и основные характеристики жидкого топлива.

Практически все жидкие топлива пока получают путем переработки нефти. Сырую нефть нагревают до 300—370°C, после чего полученные пары разгоняют на фракции, конденсирующиеся при различной температуре t_k : сжиженный газ (выход около 1%), бензиновую (около 15%, $t_k=30\div 180^\circ\text{C}$), керосиновую (около 17%, $t_k=120\div 135^\circ\text{C}$), дизельную (около 18%, $t_k=180\div 350^\circ\text{C}$). Жидкий остаток с температурой начала кипения 330—350°C называется **мазутом**. Указанные фракции служат исходным сырьем для получения смазочных материалов и топлив для двигателей внутреннего сгорания и газотурбинных установок — бензина, керосина, дизельных топлив и т.д.

Мазутная фракция может подвергаться дальнейшей переработке на светлые нефтепродукты путем крекинга, т. е. расщепления тяжелых молекул на более легкие. Большое количество мазута (с некоторыми добавками) все еще используется в качестве топлива. Мазут, как и моторные топлива, представляет собой сложную смесь углеводородов, в состав которых входят в основном углерод ($C^P=84\div 86\%$) и водород ($H^P=10\div 12\%$). Мазуты, получаемые из нефти ряда месторождений, могут содержать много серы (до 4,3%), что резко усложняет защиту оборудования и окружающей среды при их сжигании.

Состав и основные характеристики газообразного топлива.

Газообразное топливо представляет собой механическую смесь горючих и негорючих газов (горючие — H_2 , CO, CH_4 , H_2S , углеводороды, негорючие — CO_2 , N_2 , SO_2 , SO_3 , O_2). Кроме того, в газах содержатся водяные пары и другие вещества в парообразном, капельном и твердом виде (различные смолы, угольная пыль). Практически не содержат серы. Химический состав газообразного топлива задается в % по объему и все расчеты производятся для 1 м³.

К газообразным топливам относится, прежде всего, **природный газ**, огромными запасами которого располагает Россия. Основным его компонентом является метан CH_4 , кроме того, в газе разных месторождений содержатся небольшие количества водорода H_2 , азота N_2 , высших углеводородов C_nH_m , оксида CO и диоксида углерода CO_2 . В процессе добычи природного газа его очищают от сернистых соединений, но часть их (в основном сероводород) может оставаться. Кроме того, в бытовой газ для обнаружения утечек добавляют так называемые одоризаторы, придающие газу специфический запах; они тоже содержат соединения серы. Принято считать, что концентрация водяного пара в природном газе соответствует состоянию насыщения при температуре газа в трубопроводе.

При добыче нефти выделяется так называемый **попутный газ**, содержащий меньше метана, чем природный, но больше высших углеводородов и поэтому выделяющий при сгорании больше теплоты. Проблема полного его использования сейчас весьма актуальна. Так, на попутном газе работает Сургутская ГРЭС мощностью 2,5 ГВт, в том же районе сооружаются аналогичные ГРЭС. Естественно, если близко есть газопровод природного газа, попутный газ проще всего закачивать в него.

В промышленности и особенно в быту находит широкое распространение **сжиженный газ**, получаемый при первичной переработке нефти и попутных нефтяных газов. Выпускают технический пропан (не менее 93% $C_3H_8 + C_3H_6$), технический бутан (не менее 93% $C_4H_{10} + C_4H_8$) и их смеси. Эти газы транспортируют в жидком виде в баллонах под небольшим давлением (менее 2 МПа). В зависимости от назначения и условий использования смеси содержание в ней пропановой и бутановой фракций должно быть разным.

На металлургических заводах в качестве попутных продуктов получают **коксовый** и **доменный газы**. И тот и другой используются здесь же на заводах для отопления печей и технологических аппаратов. Коксовый газ иногда (после очистки от сернистых соединений) применяют для бытового газоснабжения прилегающих жилых массивов. Из-за большого содержания СО (5-10%) он значительно токсичнее природного. Избытки доменного газа обычно сжигают в топках заводских электростанций.

В районе расположения угольных шахт своеобразным «топливом» может служить метан, выделяющийся из пластов при их вентиляции. Концентрация его в смеси с воздухом может составлять от 2,5 до 40 % и выше. Поскольку метано-воздушная смесь взрывоопасна при концентрации метана в ней более 5, но менее 15% и может загореться (взорваться) в подводящих трубопроводах, для сжигания используют лишь смеси с концентрацией, лежащей за этими пределами.

В последнее время в ряде мест все большее применение находит биогаз - продукт анаэробной ферментации (сбраживания) органических отходов (навоза, растительных остатков, мусора, сточных вод и т.д.). По данным академика И.В.Петрянова-Соколова в Китае на самых разных отбросах работают уже свыше миллиона фабрик биогаза (по данным Юнеско - до 7 млн.). В Японии источниками биогаза служат свалки предварительно отсортированного бытового мусора. «Фабрика» производительностью до $20 \cdot 10^3$ м³ газа в сутки отапливает небольшую электростанцию мощностью 716 кВт. В СССР первые установки для получения биогаза были построены в Латвийском совхозе «Огре». Конструкция небольшого ферментатора для индивидуального потребителя предельно проста: тепло- и гидроизолированная яма с гидрозатвором, заполненная разжиженным сырьем (влажность 88—94 %) с плавающим в ней колоколом-аккумулятором для вывода газа. Производительность ферментатора составляет грубо около 1 м³ газа в сутки с 1 м³ его объема при температуре в нем 30—40 °С. Ферментатора размерами $2 \times 2 \times 1,5$ м вполне достаточно для работы двух бытовых газовых горелок. Сырье загружается порциями, по крайней мере, 1 раз в сутки. Получающийся газ состоит в основном из метана и диоксида углерода с небольшими количествами сероводорода, азота и водорода. Его сжигание (учитывая более высокую эффективность) дает не меньше энергии, чем непосредственное сжигание кизяка. Получающиеся в процессах ферментации жидкие отходы используются в качестве высококачественного удобрения, содержащего вдвое больше связанного азота, чем исходное сырье.

Анаэробное сбраживание отходов крупных животноводческих комплексов позволяет решить чрезвычайно острую проблему загрязнения окружающей среды жидкими отходами путем превращения их в биогаз (примерно 1 м³ в сутки на единицу крупного рогатого скота) и высококачественные удобрения.

Теплота сгорания топлива.

Важной характеристикой топлива является его теплота сгорания.

Под **теплотой сгорания** понимается количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы топлива. Теплоту сгорания твердого и жидкого топлива обычно относят к 1 кг, а газообразного — к 1 м³ (в нормальных условиях) рабочей, сухой или горючей массы топлива. По ГОСТ 147—74 она определяется в калориметре. Продукты сгорания пробы топлива охлаждаются в калориметре до комнатной температуры. При этом вода, образующаяся при сгорании водорода и содержащаяся во влажном топливе, оказывается в жидком виде. Если в результате сгорания вода получается в виде жидкости, теплота сгорания называется высшей - Q_v .

В технических устройствах вода обычно выбрасывается вместе с продуктами сгорания в виде пара. Если в результате сгорания вода получается в виде пара, теплота сгорания называется низшей - Q_H . Она меньше, чем Q_g , на количество затрат теплоты на испарение.

Величины высшей и низшей теплоты сгорания рабочей, горючей и сухой массы твердого (жидкого) топлива связаны выражениями:

$$Q^p_{\text{в}} = Q^p_{\text{н}} + 225 H^p + 25 W^p ;$$

$$Q^r_{\text{в}} = Q^r_{\text{н}} + 225 H^r ;$$

$$Q^c_{\text{в}} = Q^c_{\text{н}} + 225 H^c ;$$

Значения H и W подставляются в эту формулу в %, Q - в кДж/кг.

Тепловые расчеты котлов выполняют, пользуясь **низшей теплотой** сгорания рабочей массы топлива:

а) низшая теплота сгорания (кДж/кг) рабочей массы **твердого и жидкого** топлива

$$Q^p_{\text{н}} = 338C^p + 1025H^p_{\text{н}} - 108,5 (O^p - S^p_{\text{л}}) - 25W^p , (3.12)$$

где C^p , H^p , O^p , $S^p_{\text{л}}$, W^p - содержание элементов в рабочей массе топлива, %;

б) низшая теплота сгорания (кДж/м³) **газообразного** топлива

$$Q^c_{\text{н}} = 108H_2 + 126CO + 234H_2S + 358CH_4 + 591C_2H_4 + 638C_2H_6 + \\ + 860C_3H_6 + 913C_3H_8 + 1135C_4H_8 + 1187C_4H_{10} + \\ + 1461C_5H_{12} + 1403C_6H_6 , (3.13)$$

где H_2 , CO , H_2S , CH_4 , C_2H_4 и т. д. - объемное содержание газов, входящих в состав газообразного топлива, %.

При пересчете низшей теплоты сгорания пользуются следующими формулами:

а). с горючей массы на рабочую и обратно

$$Q^p_{\text{н}} = Q^r_{\text{н}} [100 - (A^p + W^p)] / 100 - 25W^p ; (3.14)$$

$$Q^r_{\text{н}} = [Q^p_{\text{н}} + 25W^p] 100 / [100 - (A^p + W^p)] ; (3.15)$$

б). с сухой массы на рабочую и обратно

$$Q^p_{\text{н}} = Q^c_{\text{н}} (100 - W^p) / 100 - 25W^p ; (3.16)$$

$$Q^c_{\text{н}} = (Q^p_{\text{н}} + 25W^p) 100 / (100 - W^p) ; (3.17)$$

в). для горючих сланцев - с горючей массы на рабочую и обратно

$$Q^p_{\text{н}} = Q^r_{\text{н}} [100 - A^p - W^p - (CO_2)^p_{\text{к}}] / 100 - 25W^p - 40(CO_2)^p_{\text{к}} ; (3.18)$$

$$Q^r_{\text{н}} = [Q^p_{\text{н}} + 25W^p + 40(CO_2)^p_{\text{к}}] 100 / [100 - A^p_{\text{н}} - W^p - (CO_2)^p_{\text{к}}]; (3.19)$$

з). при изменении влажности

$$Q^p_{\text{н}2} = (Q^p_{\text{н}1} + 25W^p_{1}) (100 - W^p_{2}) / (100 - W^p_{1}) - 25W^p_{2} . (3.20)$$

Для смеси двух твердых, жидких или газообразных топлив низшая теплота сгорания определяется по формуле

$$Q^p_{\text{н.см.}} = b_1 Q^p_{\text{н}1} + (1 - b_1) Q^p_{\text{н}2} , (3.21)$$

где b_1 - массовая доля одного из топлив в смеси; $Q^p_{\text{н}1}$ - низшая теплота сгорания одного вида топлива в смеси, кДж/кг, (кДж/м³); $Q^p_{\text{н}2}$ - низшая теплота сгорания второго вида топлива, кДж/кг, (кДж/м³).

Условное топливо. Приведенные характеристики.

Экономические расчеты, сравнение показателей топливоиспользующих устройств друг с другом и планирование необходимо осуществлять на единой базе. Поэтому введено понятие так называемого условного топлива, теплота сгорания которого принята равной 29,35 МДж/кг (7000 ккал/кг), что соответствует хорошему малозольному сухому углю.

Отношение теплоты сгорания данного топлива к теплоте сгорания условного топлива называют тепловым эквивалентом:

$$\mathcal{E} = Q_n^p / 29,3.$$

Пересчет расхода натурального топлива на условное осуществляется по формуле

$$V_y = V \mathcal{E}, \quad (3.22)$$

где V_y и V - соответственно расход условного и натурального топлива, кг/с; \mathcal{E} - тепловой эквивалент топлива.

Часто такие характеристики топлива, как зольность и влажность или содержание серы, получают более наглядными при их отнесении не на единицу массы топлива, а на единицу выделяющейся при сгорании теплоты. Это обусловило появление так называемых приведенных характеристик.

Под приведенным понимается содержание данного компонента в граммах, отнесенное к одному мегаджоулю теплоты, выделяющейся при сгорании топлива. Приведенная зольность, например, показывает, какое количество золы в граммах ежесекундно образуется при сжигании данного топлива в установке с тепловой мощностью 1 МВт. Чаще всего используют приведенные влажность и зольность, а иногда и приведенное содержание серы:

$$\begin{aligned} W^n &= 10 W^p / Q_n^p, \\ A^n &= 10 A^p / Q_n^p, \\ S^n &= 10 S_n^p / Q_n^p. \end{aligned}$$

В эти формулы значения W^p , A^p и S_n^p подставляются в процентах, а Q_n^p - в МДж/кг. Значение A^n доходит до 30 г/МДж, а W^n до 60 г/МДж (у некоторых молодых сильно влажных бурых углей). Приведенное содержание серы доходит до 3 г/МДж у кизеловского угля и до 2,6 г/МДж у подмосковного. Высокосернистый мазут имеет $S^n = 0,7$ г/МДж.

Использование упрощенных характеристик существенно упрощает некоторые расчеты.

3.2. Основы расчета процессов горения топлива.

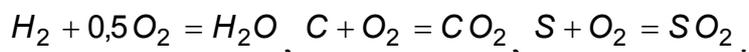
Реакции горения топлива связаны с изменением оболочек атомов и не касаются ядер, т.к. при химических реакциях ядра реагирующих атомов остаются не тронутыми и целиком переходят в молекулы новых соединений. Атомные электростанции работают на ядерном топливе, где теплота образуется за счет распада атомных ядер тяжелых элементов.

Количество воздуха, необходимого для горения. Теплота «сгорания» воздуха.

Каким бы сложным ни был состав углеводородного топлива, при его полном сгорании углерод окисляется до CO_2 , водород — до H_2O , сера — до SO_2 . Окислителем обычно служит воздух. Количество его должно быть, естественно, достаточным для полного сгорания всех горючих элементов.

Балансовые уравнения, показывающие исходные и конечные состояния участвующих в реакциях компонентов, называются стехиометрическими.

В соответствии со стехиометрическими уравнениями:



Объем воздуха, необходимый для сгорания топлива. Теоретический (при коэффициенте избытка воздуха в топке $\alpha_T = 1$) объем сухого воздуха ($\text{м}^3/\text{кг}$), необходимый для полного сгорания 1 кг твердого или жидкого топлива, определяется по формуле :

$$V^0 = 0,089C^p + 0,267H^p + 0,033(S^p_{\text{л}} - O^p). \quad (3.27)$$

Теоретический объем воздуха ($\text{м}^3/\text{м}^3$ необходимый для полного сгорания 1 м^3 сухого газообразного топлива, определяется по формуле :

$$V^0 = 0,0478[0,5(\text{CO} + \text{H}_2) + 1,5\text{H}_2\text{S} + 2\text{CH}_4 + \sum (m + n/4)C_nH_n - \text{O}_2]. \quad (3.28)$$

В формуле (3.27) содержание элементов топлива выражается в процентах на 1 кг массы топлива, а в (3.28) содержание горючих газов CO , H_2 , H_2S , CH_4 и т. д. - в процентах по объему.

Для сгорания смеси двух твердых, жидких или газообразных топлив теоретический объем сухого воздуха определяется по формуле :

$$V^0 = b_1V^0_1 + (1 - b_1)V^0_2, \quad (3.29)$$

где b_1 - массовая доля одного из топлив в смеси.

Выше указывалось, что теплоту, выделяющуюся в реакции горения, принято относить к единице массы топлива, называя теплотой его сгорания. Поскольку в реакции в равной мере участвуют и горючие элементы (топливо), и кислород (воздух), эту теплоту можно отнести и к единице массы воздуха. Расчеты показывают, что отнесенная к единице полностью прореагировавшего воздуха теплота сгорания различных топлив несколько различается, однако в среднем ее можно принять равной 3,8 МДж на 1 м^3 (в нормальных условиях) действительно прореагировавшего воздуха. Эта цифра удобна для приближенных расчетов, обеспечивающих точность в пределах 10—15 %. Поэтому для оценочных расчетов можно принять $V_0 = Q_H^p / 3,8$.

Поскольку равномерно перемешать воздух с топливом трудно, в топку приходится подавать больше воздуха, чем необходимо теоретически. *Отношение количества воздуха $V_{\text{в}}$, действительно поданного в топку, к теоретически необходимому V^0 называется коэффициентом избытка воздуха:*

$$\alpha_{\text{в}} = V_{\text{в}} / V^0$$

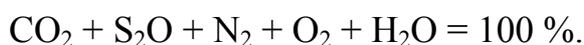
При нормальной организации топочного процесса $\alpha_e > 1$, причем, чем совершеннее топка и лучше горелочные устройства, тем меньше приходится подавать «лишнего» воздуха. В лучших топочных устройствах $\alpha_e = 1,05 \div 1,1$, в плохих - до $1,3 \div 1,5$.

Объемы и состав продуктов сгорания.

При проектировании теплотехнических агрегатов нужно знать количество образующихся газов, чтобы правильно рассчитать газоходы, дымовую трубу, выбрать устройство (дымосос) для удаления этих газов и т.д. Как правило, количества продуктов сгорания (как и подаваемого воздуха) относят на единицу топлива (на 1 кг для твердого и жидкого и на 1 м^3 в нормальных условиях для газа). Их рассчитывают исходя из уравнения материального баланса горения.

Для грубых оценок можно считать, что в нормальных условиях объем продуктов сгорания V_{Γ} твердого и жидкого топлив равен объему воздуха V_e , а газообразного топлива $V_e + 1$, ибо объем основной составляющей дымовых газов - азота, так же как и «избыточного» кислорода, при горении не меняется. В реакциях выше объем газов тоже остается постоянным. Для более точных расчетов необходимо все же учитывать, что при сжигании твердого топлива $V_{\Gamma} > V_e$ (обычно на 15—25%) прежде всего из-за испарения содержащейся в нем влаги, а также из-за образования водяного пара при сгорании водородсодержащих соединений.

Состав и объем продуктов сгорания топлива. При полном сгорании топлива продукты сгорания содержат газы: CO_2 , S_2O , N_2 , O_2 и пары воды H_2O , т. е.



Полный объем продуктов сгорания V_{Γ} ($\text{м}^3/\text{кг}$) представляет собой сумму объемов сухих газов $V_{\text{с.г.}}$ и водяных паров $V_{\text{H}_2\text{O}}$:

$$V_{\Gamma} = V_{\text{с.г.}} + V_{\text{H}_2\text{O}}, \quad (3.31) \quad \text{при этом } V_{\text{с.г.}} = V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2},$$

где $V_{\text{RO}_2} = V_{\text{CO}_2} + V_{\text{SO}_2}$ - объем трехатомных газов, $\text{м}^3/\text{кг}$;

$V_{\text{N}_2} + V_{\text{O}_2}$ - объем двухатомных газов, $\text{м}^3/\text{кг}$.

А. При $\alpha_{\tau} = 1$

1. Для твердых (кроме сланцев) и жидких топлив теоретические объемы $\text{м}^3/\text{кг}$) продуктов полного сгорания определяются по формулам:

а). объем двухатомных газов :

$$V_{\text{N}_2}^0 = 0,79V^0 + 0,8N^0/100 ; \quad (3.32)$$

б). объем трехатомных газов :

$$V_{\text{RO}_2} = 0,0187(C^{\text{P}} + 0,375 S^{\text{P}}_{\text{л}}) ; \quad (3.33)$$

в). объем сухих газов :

$$\begin{aligned} V_{\text{с.г.}}^0 &= V_{\text{RO}_2} + V_{\text{N}_2}^0 = \\ &= 0,0187 (C^{\text{P}} + 0,3753 S^{\text{P}}_{\text{л}}) + 0,79V^0 + 0,8N^0/100; \quad (3.34) \end{aligned}$$

г). объем водяных паров :

$$V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0124(9H^{\text{P}} + W^{\text{P}}) + 0,0161V^0 ; \quad (3.35)$$

д). полный объем продуктов сгорания :

$$V_{\Gamma}^0 = V_{\text{с.г.}}^0 + V_{\text{H}_2\text{O}}^0 = 0,0187 (C^{\text{P}} + 0,3753 S^{\text{P}}_{\text{л}}) + 0,79V^0 +$$

$$+ 0,8N^0/100 + 0,0124(9H^p + W^p) + 0,0161V^0; \quad (3.36)$$

2. Для сланцев объем трехатомных газов определяется по формуле :

$$V_{RO_2K} = V_{RO_2} + [0,509(CO_2)^p_k / 100] K = \\ = 0,0187(C^p + 0,375 S^p_{л}) [0,509(CO_2)^p_k / 100] K, \quad (3.37)$$

где K - коэффициент разложения карбонатов:

при слоевом сжигании $K = 0,7$;

при камерном- $1,0$.

3. Для газообразного топлива теоретические объемы продуктов сгорания (m^3/m^3) определяются по формулам:

а). объем двухатомных газов

$$V^0_{N_2} = 0,79 V^0 + N_2 / 100; \quad (3.38)$$

б). объем трехатомных газов

$$V_{RO_2} = 0,01[CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n]; \quad (3.39)$$

в). объем сухих газов :

$$V^0_{с.г.} = V_{RO_2} + V^0_{N_2}; \quad (3.40)$$

г). объем водяных паров

$$V^0_{H_2O} = 0,01[H_2S + H_2 + \sum (n/2)C_mH_n + 0,124d_r + 0,0161V^0], \quad (3.41)$$

где d_r - влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к $1 m^3$ сухого газа, $г/м^3$;

д). полный объем продуктов сгорания

$$V^0_{г} = V^0_{с.г.} + V^0_{H_2O}. \quad (3.42)$$

Б. При $\alpha_T > 1$

1. Для твердых (кроме сланцев), жидких и газообразных топлив объемы продуктов полного сгорания ($мД/кг$) определяются по формулам:

а). объем сухих газов :

$$V_{с.г.} = V^0_{с.г.} + (\alpha_T - 1)V^0 = V_{RO_2} + V^0_{N_2} + (\alpha_T - 1)V^0; \quad (3.43)$$

б). объем водяных паров :

$$V_{H_2O} = V^0_{H_2O} + 0,0161(\alpha_T - 1)V^0; \quad (3.44)$$

в). полный объем продуктов сгорания определяется по (3.31) .

2. Для сланцев полный объем продуктов сгорания ($м^3/кг$) :

$$V_{г.к.} = V_{RO_2K} + V^0_{N_2} + V_{H_2O} = \\ = V_{RO_2K} + V^0_{N_2} + 0,0124(9H^p + W^p) + 0,0161\alpha_T V^0. \quad (3.45)$$

Содержание CO_2 , S_2O и RO_2 в сухих газах при полном сгорании топлива определяется по формулам:

$$CO_2 = (V_{CO_2} / V_{с.г.}); \quad (3.46)$$

$$S_2O = (V_{SO_2} / V_{с.г.}); \quad (3.47)$$

$$RO_2 = (V_{RO_2} / V_{с.г.}). \quad (3.48)$$

Максимальное содержание (%) трехатомных газов RO_2^{\max} в сухих газах при полном сгорании топлива :

$$RO_2^{\max} = 21 / (1 + \beta), \quad (3.49)$$

β - характеристика топлива;

для твердого и жидкого :

$$\beta = 2,35 (H^P - 0,126O^P + 0,04N^P) / (C^P + 0,375S^P_{\text{л}}); \quad (3.50)$$

для газообразного :

$$\beta = 0,21 (0,01N_2 + 0,79V^0) / V_{RO_2} - 0,79. \quad (3.51)$$

Содержание (%) азота N_2 , и кислорода, в сухих газах и полном сгорании топлива :

$$N_2 = 100 - RO_2 - O_2; \quad (3.52)$$

$$O_2 = 21 - \beta RO_2 - RO_2. \quad (3.53)$$

Масса продуктов сгорания.

а). Для твердого (кроме сланцев) и жидкого топлива (кг/кг) :

$$M_r = 1 - 0,01A^P + 1,306\alpha_T V^0; \quad (3.54)$$

б). для газообразного топлива (кг/м³) :

$$M_r = \rho_{\text{г.т.}}^c + 0,001d_{\text{г.т.}} + 1,306\alpha_T V^0, \quad (3.55)$$

$\rho_{\text{г.т.}}^c$ - плотность сухого газа, кг/м³ ;

$d_{\text{г.т.}}$ - содержание влаги в топливе, кг/м³ ;

в). для сланцев (кг/кг) :

$$M_{\text{г.к.}} = 1 - 0,01A^P_{\text{к}} + 1,306\alpha_T V^0 + 0,01(CO_2)^P_{\text{к}} K, \quad (3.56)$$

где $A^P_{\text{к}}$ - расчетное содержание золы в топливе с учетом неразложившихся карбонатов, %, K - коэффициент разложения карбонатов: при слоевом сжигании $K = 0,7$, при камерном - $1,0$.

Расчетное содержание (%) золы в топливе с учетом неразложившихся карбонатов

$$A^P_{\text{к}} = A^P + (1 - K) (CO_2)^P_{\text{к}}. \quad (3.57)$$

Для твердых топлив концентрация золы в продуктах сгорания определяется по формуле :

$$\eta_{\text{зл}} = A^P a_{\text{ун}} / (100 M_r), \quad (3.58)$$

где $a_{\text{ун}}$ - доля золы топлива, уносимой продуктами сгорания.

Коэффициент избытка воздуха в топке. При полном сгорании топлива коэффициент избытка воздуха в топке определяется по формуле :

$$\alpha_T = 21 / (21 - 79 O_2 / N_2), \quad (3.59)$$

где O_2 и N_2 - содержание кислорода и азота в газах, (%).

Энтальпия продуктов сгорания. H, t – диаграмма.

В соответствии с уравнением первого закона термодинамики количество теплоты, отдаваемой потоком газов в теплообменнике, равно разности энтальпий газов до и после теплообменника, если изменением скоростного напора можно пренебречь, а техническая работа не совершается. Поэтому основой тепловых расчетов топливоиспользующих устройств является энтальпия продуктов сгорания, которую принято рассчитывать на единицу количества топлива, из которого получились эти продукты (чтобы отличить от принятой в термодинамике удельной

энтальпии, отнесенной к 1 кг рабочего тела, энтальпию продуктов сгорания обозначают H , а не h):

$$H_2 = V_2 c_2 t$$

Здесь t - температура, а c_2 - средняя в диапазоне температур $0-t$ °С теплоемкость продуктов сгорания при постоянном давлении, отнесенная к единице их объема в нормальных условиях. Энтальпия H_2 измеряется в Дж/кг или Дж/м³. Удельная теплоемкость дымовых газов чуть больше, чем воздуха, поскольку вместо двухатомного кислорода в них появляются более теплоемкие трехатомные CO_2 и H_2O , однако разница не превышает 5-10%. Как и у всех газов, теплоемкость продуктов сгорания заметно возрастает с температурой. Для более точных расчетов ее можно рассчитать, как теплоемкость смеси по составу газов.

Поскольку объем продуктов сгорания V_2 увеличивается с увеличением $\alpha_в$, то их энтальпия при принятом методе расчета (на единицу количества топлива, а не продуктов сгорания) при этом также увеличивается. В практике котлостроения расчет энтальпий унифицирован и ведется по формуле

$$H_2 = H_2^0 + (\alpha_в - 1)H_в^0,$$

где H_2^0 - энтальпия продуктов сгорания данного топлива при данной температуре, $\alpha_в = 1$, а $H_в^0$ - энтальпия воздуха (при той же температуре), теоретически необходимого для полного сжигания единицы количества данного топлива. Для всех топлив значения H_2 и $H_в^0$ табулированы.

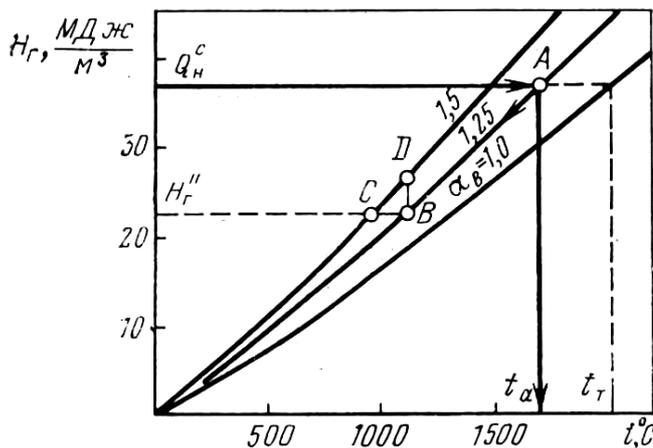


Рис. 119. H, t - диаграмма продуктов сгорания природного газа.

Расчеты теплообменников удобно выполнять с помощью H, t - диаграммы, представляющей собой ряд линий, дающих зависимость энтальпии продуктов сгорания от их температуры при разных значениях $\alpha_в$.

Для примера см. диаграмму на рис. 119.

Прежде всего, по H, t - диаграмме можно определить температуру, которую бы имели продукты сгорания при условии, что вся теплота горения затрачивается только на их нагрев, а теплотери отсутствуют. Эта температура называется адиабатной, поскольку горение осуществляется в адиабатно-изолированной системе, без теплотерь. Если продуктов неполного сгорания нет, теплота в зону горения не подводится, из нее не

отводится и сжигание организовано в потоке (практически при постоянном давлении), то количество выделяющейся теплоты равно энтальпии продуктов сгорания:

$$H^a_e = Q_H^p + h_{тл} + H_{e,т}$$

Если воздух и топливо поступают холодными, то $H^a_e = Q_H^p$.

Откладывая на диаграмме значение H_e , найдем на пересечении с кривой, построенной для выбранного значения α_e , соответствующую адиабатную температуру. Естественно, адиабатная температура будет максимальной для стехиометрической смеси, т.е. для $\alpha_e = 1$. Она называется теоретической t_T . С увеличением α_e в продуктах сгорания появляется «лишний» воздух, на нагрев которого также затрачивается теплота, поэтому адиабатная температура уменьшается.

Действительная температура оказывается тем ниже адиабатной, чем больше теплотопери (в основном излучением) из зоны горения на холодные стены топки и в окружающую среду, и обычно отличается от нее на 20-25%. При нагреве воздуха или обогащении его кислородом адиабатная температура увеличивается.

В процессе сгорания топлива в топочной камере теплота может передаваться конвекцией и излучением нагреваемому материалу в печах или охлаждающим поверхностям в котлах. В результате газы охлаждаются, их энтальпия снижается. Это процесс на рис.119 изображается линией $\alpha_e = const$. В любом случае теплота, отдаваемая продуктами сгорания в процессе их охлаждения (в расчете на единицу количества сгоревшего топлива), равна уменьшению их энтальпии:

$$Q_e = H'_e - H''_e,$$

где H'_e и H''_e - энтальпии газов соответственно до и после теплоприемника.

Уравнение теплового баланса служит основой для расчета всех теплообменных поверхностей.

Очень часто для удаления продуктов сгорания из агрегата их отсасывают, т.е. они движутся в агрегате под разрежением. Через неплотности к ним подсасывается атмосферный воздух. Энтальпия газов при этом практически не изменится, поскольку энтальпия подсасываемого холодного воздуха близка к нулю. Следовательно, подмешивание (присос) холодного воздуха к продуктам сгорания изобразится в H, t -диаграмме горизонтальной линией. Чем больше присосы, тем меньше окажется разность энтальпий при той же разности температур, поэтому из-за присосов через неплотности в газоходах, когда газ движется под разрежением, экономичность теплообменника снижается так же, как и из-за утечек части горячего газа через те же неплотности, когда газ по газоходу движется под давлением.

3.3. Топочные устройства, их основные параметры. Схемы топок (слоевые, факельные, циклонные и с кипящим слоем).

Основы расчета и основные параметры топочных устройств.

Учитывая чрезвычайное разнообразие топлив и условий их сжигания, в данном параграфе будут рассмотрены лишь основные принципы организации процессов горения применительно, прежде всего, к топкам промышленных печей и паровых котлов. Назначение печи состоит в передаче теплоты технологическим материалам – нагреваемому металлу, обжигаемой руде или другому сырью, прокаливаемым изделиям и т.п., т. е. для термической обработки (в широком смысле слова) различных материалов. В бытовых отопительных печах теплота передается аккумулирующим ее стенкам, которые, остывая, выделяют ее в отапливаемое помещение.

Назначением котла является производство из воды пара с давлением выше атмосферного, используемого вне этого котла. Водогрейный котел предназначен для нагрева воды. Таким образом, в котле выделяющаяся при сгорании теплота передается воде или пару.

В обоих случаях агрегатом, в котором за счет сжигания топлива получается теплота, является топочная камера, или топка.

Требования к топкам:

1. Обеспечение полного и экономичного сгорания топлива;
2. Надежность и простота при монтаже и обслуживании;
3. Безопасность.

Топочные устройства должны обладать следующими характеристиками: обладать повышенным к.п.д., позволять быстро и в широких пределах регулировать нагрузку агрегата с сохранением экономичности, работать с теми же параметрами на замещающем топливе.

Классификация топок по способу сжигания. В основу такой классификации положены признаки аэродинамического характера, т.к. ими определяется подвод окислителя к реагирующей поверхности, что сильно влияет на производительность и экономичность топочного процесса.



В общем случае тепловой расчет любого агрегата базируется на уравнении его теплового баланса, которое составляется путем приравнивания потоков входящей в агрегат и выходящей из него теплоты.

В стационарном режиме, отнеся все составляющие к 1 кг поданного в топку топлива, тепловой баланс топki можно записать в следующем виде:

$$Q_H^p + h_{\text{тл}} + H_{\text{в,т}} + Q'_{\text{доп}} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q''_{\text{доп}}$$

Здесь $h_{\text{тл}}$ и $H_{\text{е,т}} = V^0 \alpha_{\text{е}} c_{\text{е}} t_{\text{е,т}}$ - физическая теплота, вносимая в топку соответственно топливом и воздухом (воздух имеет теплоемкость $c_{\text{в}}$ и температуру $t_{\text{в,т}}$); $Q'_{\text{доп}}$ - дополнительная теплота, вносимая в топку поступающими в нее материалами, паром (например, на распыливание мазута), транспортными устройствами (например, транспортером в обжиговых печах) и т.д.; Q_1 - полезно использованная теплота, затраченная на нагрев материала или осуществление в нем эндотермических реакций либо на нагрев воды и пара; Q_2 - теплота, уносимая из топки продуктами сгорания, $Q_2 = H_2 = V_2 c_2 t''_{\text{т}}$, где $t''_{\text{т}}$ - температура газов на выходе из топки; Q_3 - потеря теплоты от химической неполноты сгорания 1 кг (1 м^3) топлива (так называемый химический недожег), определяемая наличием уходящих из топки газов продуктов неполного сгорания, находящихся в газовой фазе (CO , H_2 , CH_4 и т.д.). Газы на выходе из топки могут содержать продукты неполного горения (CO , H_2). Теплота, которую могли бы дать эти газы при их догорании, и составляет химический недожег.

Причины химического недожега:

- 1) Химический недожег является, прежде всего, следствием общего или локального недостатка воздуха в зоне горения. При недостатке окислителя $\alpha < 1$ (т.е. часть элементов не может сгореть). Локальный недостаток связан обычно с некачественным перемешиванием топлива и воздуха. При этом может быть $\alpha \geq 1$ (т.е. местный недостаток кислорода в месте горения или наоборот).
- 2) Увеличению потерь с химическим недожегом способствует также уменьшение температуры в топке при снижении нагрузки и малое время пребывания топлива в топочной камере. Последнее наблюдается при форсировании топки, когда повышается скорость топливовоздушной смеси и реакция горения не успевает завершиться в пределах топки.
- 3) Большой избыток воздуха вызывает повышение температуры горения, что уменьшает скорость реакции горения и делает процесс сгорания неустойчивым;
- 4) Малое или чрезмерно большое удельное энерговыделение в топке $q_v = (BQ_{\text{н}}^P) / V_{\text{т}}$, кВт/м³. Это является причиной сильного удельного рассеяния тепла в топке, и как следствие уменьшение температуры и ее оказывается недостаточно для завершения реакции горения, что ведет к появлению в продуктах сгорания горючих элементов.

При испытаниях котлов Q_3 рассчитывают по результатам газового анализа.

Q_4 - потери теплоты от механической неполноты сгорания. Они наблюдаются только при сжигании твердых топлив и связаны с тем, что часть поступившего в топку топлива удаляется из нее в твердом (в отличие от химического недожога) виде. При этом из каждого кг топлива не выделилась при сгорании часть теплоты, равная Q_4 . В эту потерю включают:

- 1) потери за счет провала мелких частиц топлива сквозь зазоры колосниковой решетки;
- 2) потери за счет удаления некоторой части недогоревшего топлива со шлаком и золой;
- 3) потери с уносом мелких частиц топлива дымовыми газами $Q_{\text{вн}}$;

Эти потери, особенно последние, принимают большие значения при сжигании неспекающихся углей в слое с неподвижными решетками. Значения $Q_{\text{вн}}$ для слоевых

топок зависит от видимого удельного энерговыделения – теплонапряжение зеркала горения $q_R = (BQ_H^P)/R$, кВт/м², - количество выделяющегося тепла отнесенного к 1 м² горящего слоя топлива. Для пылевидного сгорания значения $q_4 = 0,5-5\%$, для слоевого сгорания $q_4 = 1-10\%$.

Q_5 - теплота, отдаваемая во внешнюю среду и побочным теплоприемникам в самой топке. Сюда включаются теплопотери через ограждения (стены) топки, теплота, затраченная на нагрев транспортных устройств, передаваемая воде, охлаждающей опорные металлические конструкции в высокотемпературных металлургических печах, и т.д. Значение Q_5 рассчитывается в каждом конкретном случае по уравнениям теплопередачи. Q_5 зависит от большого числа факторов: от размеров, конструкции котла и топки, от теплопроводности материала и обмуровки, от производительности котла, от температуры окружающей среды и т.д. Потери тепла в окружающую среду при номинальной производительности котла определяют по нормативам в зависимости от мощности котла и наличия поверхностей нагрева.

Для паровых котлов с производительностью 2,78 кг/с пара $q_5 = 2-4\%$, до 16,7 кг/с $q_5 = 1-2\%$, больше 16,7 кг/с $q_5 = 0,5-1\%$. Эти потери распределяются по разным газоходам пропорционально теплу, отдаваемому газами этим газоходам.

$Q_{доп}''$ - все дополнительные, непосредственно не учтенные потери теплоты. В топках, работающих в нестационарном режиме, сюда же можно отнести теплоту, аккумулируемую стенами при их нагреве или отдаваемую ими при охлаждении.

Таким образом, работу топок характеризуют:

1. Тепловое напряжение зеркала горения (количества тепла, которое приходится на 1 м² зеркала горения в единицу времени) $q_R = (BQ_H^P)/R$, кВт/м², R - площадь слоя топлива, $350 < q_R < 1100$,
2. Тепловое напряжение топочного пространства (объема) (количества тепла, которое выделяется в 1 м³ топочного пространства в единицу времени) $q_V = (BQ_H^P)/V_T$, кВт/м², где B - расход топлива, а V_T - объем топки, $145 < q_V < 460$,

Обычно баланс составляют в целом для печи или котла, поэтому потери Q_5 и $\Delta Q_{доп} = Q_{доп}'' - Q_{доп}'$ относят ко всему агрегату. Теплота Q_2 , уносимая газами из топки, в целом для агрегата не является потерянной, т.к. используется в следующих за ней элементах агрегата. Топочными потерями, характеризующими процесс горения, являются лишь Q_3 и Q_4 . Отнеся их к располагаемой теплоте $Q_p^P = Q_H^P + h_{тл} + H_{в}$, получим:

$$q_3 = 100 Q_3 / Q_p^P,$$

$$q_4 = 100 Q_4 / Q_p^P.$$

Здесь потери от химического и механического недожога выражены в процентах. Они зависят от типа сжигаемого топлива, конструкции и размеров топки, способа механизации топочных процессов (при сжигании твердых топлив) и т.д.

Существенное влияние на них оказывает коэффициент избытка воздуха α_v . Увеличение количества подаваемого в топку воздуха сначала улучшает горение, приводя к уменьшению q_3 и q_4 , однако чрезмерное увеличение α_v снижает температуру горения, что может привести к увеличению q_3 и q_4 . В каждом конкретном случае существуют оптимальные значения коэффициента избытка воздуха.

Практикой установлены оптимальные величины q_v и q_F для разных типов топок. Объем и площадь поперечного сечения топки определяют по формулам, а температуру газов на выходе из топки рассчитывают по уравнениям теплопередачи с учетом уравнения теплового баланса и выбранных по соответствующим нормативам значений q_3 и q_4 .

Особенности сжигания твердых топлив

Горючие газы и пары смол (так называемые летучие), выделяющиеся при термическом разложении натурального твердого топлива в процессе его нагревания, смешиваясь с окислителем (воздухом), при высокой температуре сгорают достаточно интенсивно, как обычное газообразное топливо. Поэтому сжигание топлив с большим выходом летучих (дрова, торф, сланец) не вызывает затруднений, если, конечно, содержание балласта в них (влажность плюс зольность) не настолько велико, чтобы стать препятствием для получения нужной для горения температуры.

Время сгорания топлив со средним (бурые и каменные угли) и небольшим (тощие угли и антрациты) выходом летучих практически определяется скоростью реакции на поверхности коксового остатка, образующегося после выделения летучих. Сгорание этого остатка обеспечивает и выделение основного количества теплоты.

Реакция, протекающая на поверхности раздела двух фаз (в данном случае на поверхности коксового кусочка) называется гетерогенной. Она состоит, по крайней мере, из двух последовательных процессов: диффузии кислорода к поверхности и его химической реакции с топливом (почти чистым углеродом, оставшимся после выхода летучих) на поверхности. Увеличиваясь по закону Аррениуса, скорость химической реакции при высокой температуре становится столь большой, что весь кислород, подводимый к поверхности, немедленно вступает в реакцию. В результате скорость горения оказывается зависящей только от интенсивности доставки кислорода к поверхности горящей частицы путем массообмена и диффузии. На нее практически перестают влиять как температура процесса, так и реакционные свойства коксового остатка. Такой режим гетерогенной реакции называется диффузионным. Интенсифицировать горение в этом режиме можно только путем интенсификации подвода реагента к поверхности топливной частицы. В разных топках это достигается различными методами.

Слоевые топки. Классификация слоевых топок:

1. Топки с неподвижной колосниковой решеткой и лежащей на ней топлива. Топливо загружают вручную и так же удаляют зольные остатки через зольник. Для котлов с производительностью до 0,5 кг/с.
2. Топки с неподвижной решеткой и подвижным топливом на ней.
3. Топки с подвижной решеткой и движущимся топливом на ней.

Твердое топливо, загруженное слоем определенной толщины на распределительную решетку, поджигается и продувается (чаще всего снизу вверх) воздухом (рис.123,а). Фильтруясь между кусочками топлива, он теряет кислород и обогащается оксидами (CO_2 , CO) углерода вследствие горения угля, восстановления углем водяного пара и диоксида углерода. Для ускорения горения и уменьшения недожега в топочное пространство под давлением 3-4 кПа вводится вторичный воздух в количестве от 5 до 10% всего необходимого воздуха.

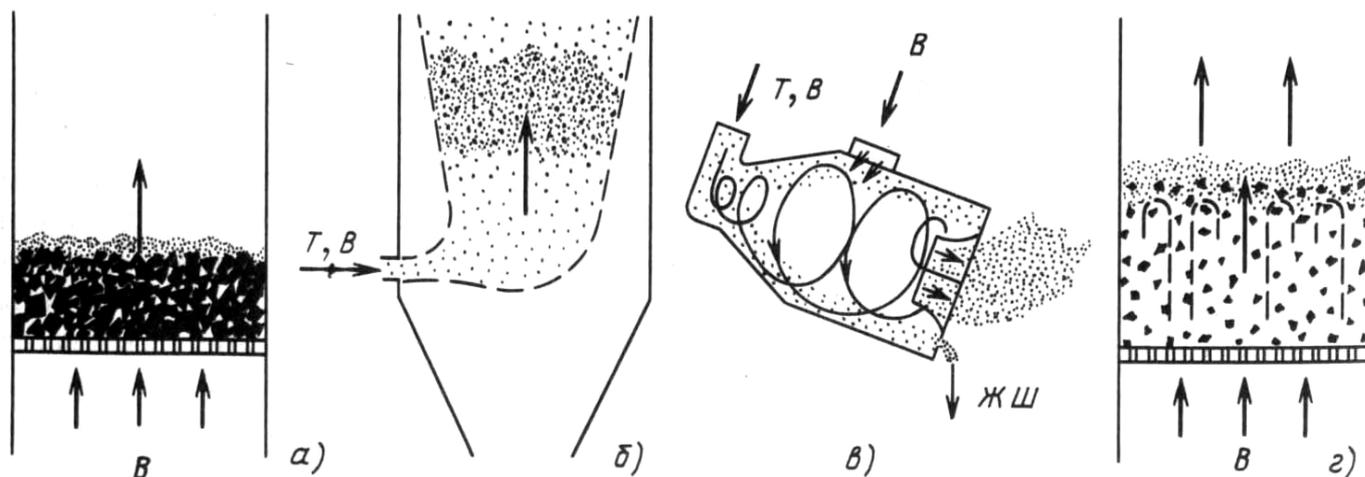


Рис. 123. Схемы организации топочных процессов:

а - в плотном слое; б - в пылевидном состоянии; в - в циклонной топке; г - в кипящем слое;

В - воздух; Т, В - топливо, воздух; ЖШ - жидкий шлак.

Зона, в пределах которой практически полностью исчезает кислород, называется кислородной; ее высота составляет два-три диаметра кусков топлива. В выходящих из нее газах содержатся не только CO_2 , H_2O и N_2 , но и горючие газы CO и H_2 , образовавшиеся как из-за восстановления CO_2 и H_2O углем, так и из выделяющихся из угля летучих. Если высота слоя больше, чем кислородной зоны, то за кислородной следует восстановительная зона, в которой идут только реакции $\text{CO}_2 + \text{C} = 2\text{CO}$ и $\text{H}_2\text{O} + \text{C} = \text{CO} + \text{H}_2$. В результате концентрация выходящих из слоя горючих газов увеличивается по мере увеличения его высоты.

В слоевых топках высоту слоя стараются держать равной высоте кислородной зоны или большей ее. Для дожигания продуктов неполного сгорания (H_2 , CO), выходящих из слоя, а также для дожигания выносимой из него пыли в топочный объем над слоем подают дополнительный воздух.

Количество сгоревшего топлива пропорционально количеству поданного воздуха, однако увеличение скорости воздуха сверх определенного предела нарушает устойчивость плотного слоя, так как воздух, прорывающийся через слой в отдельных местах, образует кратеры.

Топочные устройства для слоевого сжигания классифицируют в зависимости от способа подачи, перемещения и шуровки слоя топлива (*шуровка - разрушение спеков (при сжигании спекающихся углей) и шлаковых агломератов, образующихся в процессе горения) на колосниковой решетке. В немеханизированных топках, в которых все три операции осуществляют вручную, можно сжигать не более 300—400 кг/ч угля. Наибольшее распространение в промышленности получили полностью механизированные слоевые топки с пневмомеханическими забрасывателями и цепной решеткой обратного хода (рис.124). Их особенность -

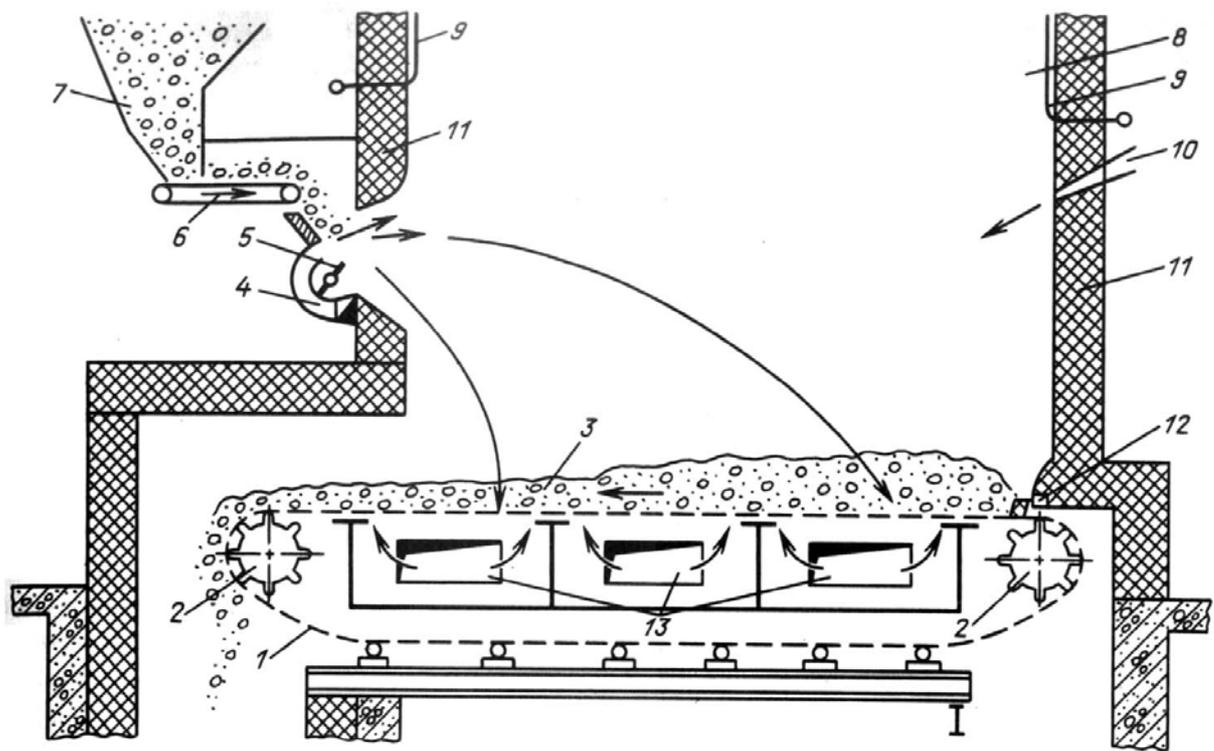


Рис. 124. Схема топки с пневмомеханическим забрасывателем и цепной решеткой обратного хода:

1 - полотно колосниковой решетки; 2 - приводные «звездочки»; 3 - слой топлива и шлака; 4 - подвод воздуха к забрасывателю; 5 - ротор забрасывателя; 6 - ленточный питатель; 7 - топливный бункер; 8 - топочный объем; 9 - экранные трубы; 10 - острое дутье и возврат уноса; // - обмуровка топки; 12 - заднее уплотнение; 13 - окна для подвода воздуха под слой.

горение топлива на непрерывно движущейся со скоростью 1—15 м/ч колосниковой решетке, сконструированной в виде полотна транспортной ленты, имеющей привод от электродвигателя. Полотно решетки состоит из отдельных колосниковых элементов, закрепленных на бесконечных шарнирных цепях, приводимых в движение «звездочками». Необходимый для горения воздух подводится под решетку через зазоры между элементами колосников.

Подача топлива осуществляется пневмомеханическим забрасывателем, основным элементом которого является ротор, вращающийся с частотой 500-1000 об/мин. Ленточным питателем, т. е. небольшим транспортером, топливо подается из бункера на лопасти ротора и забрасывается им в топку. Крупные куски летят к задней стенке и движутся на решетке дольше, мелкие падают ближе, а самые тонкие фракции (мельче 1 мм) сгорают в топочном объеме на лету, для чего специально подводится воздух (10—15 % всего расхода) со скоростью 20 м/с.

Описанная топка относится к разряду *факельно-слоевых*, поскольку часть топлива сгорает в факеле. Для интенсификации горения в объеме через сопла, расположенные на задней стенке, дополнительно подают воздух (5-10 % общего количества) в виде струй «острого дутья» со скоростью 50-70 м/с. Эти струи интенсивно перемешивают потоки в объеме топки. Обычно вместе с острым дутьем в топку возвращают уловленный в золоуловителе унос с высоким содержанием горючих, что позволяет дожечь вынесенные из топки недогоревшие частицы.

Шуровка слоя в таких топках не требуется, поскольку, прогреваясь в процессе полета, частицы угля теряют способность спекаться. Шлак сбрасывается в шлаковую шахту, а из нее — в систему шлакоудаления.

Основными потерями в слоевых топках являются потери от механического недожога. При отсутствии острого дутья и возврата уноса значение q_4 может достигать 13%, при возврате уноса оно значительно ниже.

Оптимальный размер кусков угля для слоевых топок составляет 25-50 мм. Этому соответствует скорость газа в слое $w=1,5\div 2,5$ м/с, т.е. $w_n=0,3\div 0,5$ м/с при $t=1200$ °С и в соответствии с формулой значение $q_R=1\div 1,5$ МВт/м². С увеличением q_R увеличивается q_4 из-за выноса несгоревшей мелочи как содержащейся в рядовом (несортированном) топливе, так и образующейся из-за растрескивания топлива при сгорании.

Большая концентрация топлива в плотном слое создает развитую поверхность реагирования, поэтому в единице объема самого слоя выделяется огромное количество теплоты. Однако необходимость дожигания выносимых из слоя продуктов неполного сгорания (СО, Н₂) и мелких топливных частиц, а также охлаждения газов в топке до температур, при которых затвердевают уносимые ими зольные частицы (1000-1100 °С в зависимости от плавкости золы), заставляет предусматривать над слоем достаточно большой топочный объем, тогда $q_V=250\div 450$ кВт/м³.

Из-за неравномерной высоты слоя коэффициент избытка воздуха в слоевых топках приходится держать довольно высоким: $\alpha_g=1,3-1,4$, тогда $q_3=0,5\div 1$ %.

В России выпускают цепные решетки с площадью зеркала горения от 3,3 до 24,4 м², что приблизительно соответствует тепловой мощности от 3 до 30 МВт. Областью их применения являются небольшие паровые и водогрейные котлы и печи мощностью не более 70 МВт. Преимуществом слоевых топок является простота эксплуатации, отсутствие углеразмольных устройств, возможность устойчивой (без погасаний) работы в широком диапазоне нагрузок. Их недостатком является, прежде всего, небольшая производительность, поскольку площадь топок даже с цепными решетками не превышает 50 м². В слоевых топках не удастся сжигать топлива с очень высокой зольностью и влажностью (правда, имеются специальные топки для сжигания сильно влажных торфа и древесных отходов), а в ряде конструкций не горят и спекающиеся угли, образующие в процессе нагрева корку, не пропускающую воздух (избирательность по топливу).

Имеются специальные слоевые топки для сжигания торфа и древесных отходов (щепы, коры и т.п.).

Факельные топки. В прошлом веке для сжигания в слоевых топках (а других тогда не было) использовали только уголь, не содержащий мелочи (обычно фракцию 6-25мм). Фракция мельче 6мм - штыб (от немецкого staub — пыль) являлась отходом. В начале этого века для ее сжигания был разработан пылевидный способ, при котором угли измельчали до 0,1 мм, а трудносжигаемые антрациты — еще мельче. Такие пылинки увлекаются потоком газа, относительная скорость между ними очень мала. Но и время их сгорания чрезвычайно мало — секунды и доли секунд. Поэтому при вертикальной скорости газа менее 10 м/с и достаточной высоте топки (десятки метров в современных котлах) пыль успевает полностью сгореть на лету в процессе движения вместе с газом от горелки до выхода из топки.

Этот принцип и положен в основу *факельных (камерных)* топок, в которые тонко размолотая горючая пыль вдувается через горелки вместе с необходимым для горения воздухом (рис.123,б) аналогично тому, как сжигаются газообразные или жидкие топлива. Таким образом, камерные топки пригодны для сжигания любых

топлив, что является большим их преимуществом перед слоевыми. Второе преимущество - возможность создания топки на любую практически сколь угодно большую мощность. Поэтому камерные топки занимают сейчас в энергетике доминирующее положение. В то же время пыль не удается устойчиво сжигать в маленьких топках, особенно при переменных режимах работы, поэтому пылеугольные топки с тепловой мощностью менее 20 МВт не делают.

Преимущества камерных топок:

- 1) возможность экономичного использования практически всех видов угля (даже низкокачественного);
- 2) имеют хорошее перемешивание топлива с воздухом, поэтому работают с коэффициентом избытка воздуха 1,2-1,25;
- 3) возможность повышения мощности;
- 4) относительная простота регулирования.

Топливо измельчается в мельничных устройствах и вдувается в топочную камеру через пылеугольные горелки. Транспортирующий воздух, вдуваемый вместе с пылью, называется первичным.

При камерном сжигании твердых топлив в виде пыли летучие вещества, выделяясь в процессе ее прогрева, сгорают в факеле как газообразное топливо, что способствует разогреву твердых частиц до температуры воспламенения и облегчает стабилизацию факела. Количество первичного воздуха должно быть достаточным для сжигания летучих. Оно составляет от 15—25 % всего количества воздуха для углей с малым выходом летучих (например, антрацитов) до 20—55 % для топлив с большим их выходом (бурых углей). Остальной необходимый для горения воздух (его называют вторичным) подают в топку отдельно и перемешивают с пылью уже в процессе горения.

Для того чтобы пыль загорелась, ее нужно сначала нагреть до достаточно высокой температуры. Вместе с нею, естественно, приходится нагревать и транспортирующий ее (т.е. первичный) воздух. Это удастся сделать только путем, подмешивания к потоку пылевзвеси раскаленных продуктов сгорания.

Хорошую организацию сжигания твердых топлив (особенно трудносжигаемых, с малым выходом летучих) обеспечивает использование так называемых улиточных горелок (рис.125).

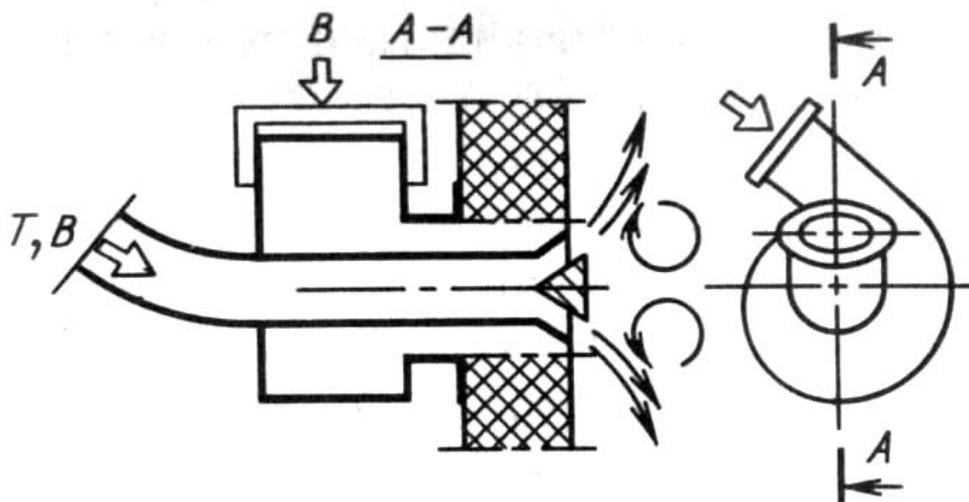


Рис. 125. Прямоточно-улиточная горелка для твердого пылевидного топлива:
B - воздух; *T, B* - топливо, воздух.

Угольная пыль с первичным воздухом подается в них через центральную трубу и благодаря наличию рассекателя выходит в топку в виде тонкой кольцевой струи. Вторичный воздух подается через «улитку», сильно закручивается в ней и, выходя в топку, создает мощный турбулентный закрученный факел, который обеспечивает подсос больших количеств раскаленных газов из ядра факела к устью горелки. Это ускоряет прогрев смеси топлива с первичным воздухом и ее воспламенение, т.е. создает хорошую стабилизацию факела. Вторичный воздух хорошо перемешивается с уже воспламенившейся пылью благодаря сильной его турбулизации. Наиболее крупные пылинки догорают в процессе их полета в потоке газов в пределах топочного объема.

При факельном сжигании угольной пыли в каждый момент времени в топке находится ничтожный запас топлива - не более нескольких десятков килограммов. Это делает факельный процесс весьма чувствительным к изменениям расходов топлива и воздуха и позволяет при необходимости практически мгновенно изменять производительность топки, как при сжигании мазута или газа. Одновременно это повышает требования к надежности снабжения топки пылью, ибо малейший (в несколько секунд!) перерыв приведет к погасанию факела, что связано с опасностью взрыва при возобновлении подачи пыли. Поэтому в пылеугольных топках устанавливают, как правило, несколько горелок.

При пылевидном сжигании топлив в ядре факела, расположенном недалеко от устья горелки, развиваются высокие температуры (до 1400—1500°C), при которых зола становится жидкой или тестообразной. Налипание этой золы на стенки топки может привести к их зарастанию шлаком. Поэтому сжигание пылевидного топлива чаще всего применяют в котлах, где стены топки закрыты водоохлаждаемыми трубами (экранами), около которых газ охлаждается и взвешенные в нем частицы золы успевают затвердеть до соприкосновения со стенкой. Пылевидное сжигание может применяться также в топках с жидким шлакоудалением, в которых стены покрыты тонкой пленкой жидкого шлака, и расплавленные частицы золы стекают в этой пленке.

Теплонапряжение объема в пылеугольных топках обычно составляет 150-175 кВт/м³, увеличиваясь в небольших топках до 250 кВт/м³. При хорошем

перемешивании воздуха с топливом принимается $\alpha_g = 1,2 \div 1,25$; механический недожег $\eta_{ка} = 0,5 \div 6\%$ (большие цифры - при сжигании антрацитов в небольших топках); химический недожег $q_3 = 0,5 \div 1\%$.

В камерных топках удается после дополнительного размола сжигать отходы углей, образующиеся при их обогащении на коксохимических заводах (промпродукт), коксовые отсевы и еще более мелкий коксовый шлам.

Циклонные топки. Специфический способ сжигания осуществлен в циклонных топках (см. рис.123,в). В них используют достаточно мелкие частицы угля (обычно мельче 5 мм), а необходимый для горения воздух подают с огромными скоростями (до 100 м/с) по касательной к образующей циклона. В топке создается мощный вихрь, вовлекающий частицы в циркуляционное движение, в котором они интенсивно обдуваются потоком. В результате интенсивного горения в топке развиваются температуры, близкие к адиабатным (до 2000°C). Зола угля плавится, жидкий шлак стекает по стенкам. По ряду причин от применения таких топок в энергетике отказались, и сейчас они используются в качестве технологических - для сжигания серы с целью получения SO₂ в производстве H₂SO₄, обжига руд и т. д. Иногда в циклонных топках осуществляют огневое обезвреживание сточных вод, т. е. выжигание содержащихся в них вредных веществ за счет подачи дополнительного (обычно газообразного или жидкого) топлива.

3.4. Классификация котельных установок. Классификация котлов.

Устройства, предназначенные для получения пара или горячей воды повышенного давления за счет теплоты, выделяемой при сжигании топлива или подводимой от посторонних источников (обычно с горючими газами), называют котлами. Они делятся соответственно на котлы паровые и котлы водогрейные. Котлы, использующие (т. е. утилизирующие) теплоту отходящих из печей газов или других основных и побочных продуктов различных технологических процессов, называют котлами-утилизаторами.

С целью обеспечения стабильной и безопасной работы котла его снабжают вспомогательным оборудованием, служащим для подготовки и подачи топлива, воздуха, очистки и подачи воды, отвода продуктов сгорания и их очистки от золы и токсичных примесей, удаления золошлаковых остатков.

Комплекс устройств, включающий в себя собственно котел и вспомогательное оборудование, называют котельной установкой. В зависимости от вида сжигаемого топлива и других условий некоторые из указанных элементов вспомогательного оборудования могут отсутствовать.

Котельные установки, снабжающие паром турбины тепловых электрических станций, называют энергетическими (вырабатывают пар повышенного (более 9 МПа), среднего (более 3,5 МПа) давления, который используется для привода паровых турбин). Для снабжения паром производственных потребителей и отопления зданий в ряде случаев создают специальные производственные (предназначены для получения пара и горячей воды, которую используют для технологических нужд) и отопительные (вырабатывают пар пониженного давления или нагревают воду только для отопления и горячего водоснабжения) котельные установки.

В качестве источников теплоты для котельных установок используются природные и искусственные топлива, отходящие газы промышленных печей и других устройств, солнечная энергия, энергия деления ядер тяжелых элементов (урана, плутония) и т. д.

3.5. Основные элементы парового котла. Тепловой баланс котельного агрегата. Поверхности нагрева котла и их расчет.

Котельный агрегат является основным элементом котельной установки и включает в себя комплекс элементов, предназначенных для сжигания топлива и передачи теплоты от продуктов сгорания к рабочему телу (пару или воде).

Рабочий процесс в паровом котле состоит из следующих стадий:

- 1) горение топлива;
- 2) теплопередача от горячих дымовых газов к воде или газу;
- 3) парообразование – нагрев воды до кипения, ее испарение и перегрев насыщенного пара.

Технологическая схема котельной установки барабанным паровым котлом, работающим на пылевидном угле, приведена на рис.127. Топливо с угольного склада после дробления подается конвейером в бункер сырого угля 1, из которого

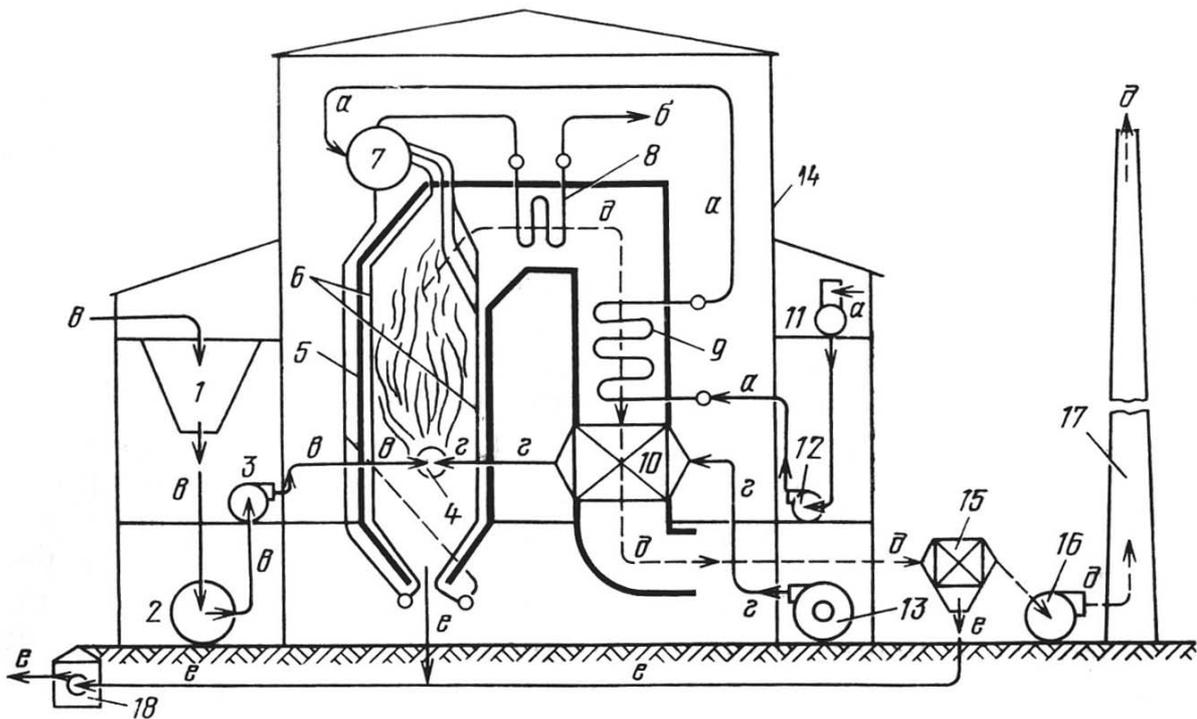


Рис. 127. Технологическая схема котельной установки.

а — водяной тракт; *б* — перегретый пар; *в* — топливный тракт; *г* — путь движения воздуха; *д* — тракт продуктов сгорания; *е* — путь золы и шлака; 1 — бункер топлива; 2 — уголеразмельняющая мельница; 3 — мельничный вентилятор; 4 — горелка; 5 — контур топки и газоходов котельного агрегата; 6 — экраны топки; 7 — барабан; 8 — пароперегреватель; 9 — водяной экономайзер; 10 — воздухоподогреватель; 11 — бак запаса воды с деаэрационным устройством; 12 — питательный насос; 13 — вентилятор; 14 — контур здания котельной (помещения котельного отделения); 15 — золоулавливающее устройство; 16 — дымосос; 17 — дымовая труба; 18 — насосная для откачки золошлаковой пульпы.

направляется в систему пылеприготовления, имеющую углеразмольную мельницу 2. пылевидное топливо с помощью специального вентилятора 3 транспортируется по трубам в воздушном потоке к горелкам 4 топки котла 5, находящегося в котельной 14. к горелкам подводится также вторичный воздух дутьевым вентилятором 13 (обычно через воздухоподогреватель котла 10). Вода для питания котла подается в его барабан 7 питательным насосом 12 из бака питательной воды 11, имеющего деаэрационное устройство. Перед подачей воды в барабан она подогревается в водяном экономайзере 9 котла. Испарение воды происходит в трубной системе 6. сухой насыщенный пар из барабана поступает в пароперегреватель 8, затем направляется к потребителю.

Топливо-воздушная смесь, подаваемая горелками в топочную камеру (топку) парового котла, сгорает, образуя высокотемпературный (1500°C) факел, излучающий теплоту на трубы 6, расположенные на внутренней поверхности стен топки. Это испарительные поверхности нагрева – *экраны*. Отдав часть теплоты экранам, топочные газы с температурой около 1000°C проходят через верхнюю часть заднего экрана, трубы которого здесь разведены в два-три ряда (эта часть носит название *фестона*), и омывают пароперегреватель 3. Затем продукты сгорания движутся через водяной экономайзер, воздухоподогреватель и покидают котел с температурой около $110\text{—}150^{\circ}\text{C}$. Уходящие из котла газы очищаются от золы в золоулавливающем устройстве 15 и дымососом 16 выбрасываются в атмосферу через дымовую трубу 17. уловленная из дымовых газов пылевидная зола и выпавший в нижнюю часть топки шлак удаляются, как правило, в потоке воды по каналам, а затем образующаяся пульпа откачивается специальными багерными насосами 18 и удаляется по трубопроводам.

Устройство современного парового котла.

Одна из схем котла с естественной циркуляцией приведена на рис.127. Барабанный паровой котел состоит из топочной камеры и газоходов, барабана, поверхностей нагрева, находящихся под давлением рабочей среды (воды, пароводяной смеси, пара), воздухоподогревателя, соединительных трубопроводов и воздухопроводов.

Поверхности нагрева, находящиеся под давлением, включают в себя водяной экономайзер, испарительные элементы, образованные в основном экранами топки и фестонами, и пароперегреватель. Все поверхности нагрева котла, в том числе и воздухоподогреватель, как правило, трубчатые. Лишь некоторые мощные паровые котлы имеют воздухоподогреватели иной конструкции. Вода, поступающая в паровой котел, называется питательной. Она подогревается в водяном экономайзере, забирая теплоту от продуктов сгорания (уходящих газов), экономя тем самым теплоту сожженного топлива. Испарение воды происходит в экранных трубах. Испарительные поверхности подключены к барабану и вместе с опускными трубами, соединяющими барабан с нижними коллекторами экранов, образуют циркуляционный контур. В барабане происходит разделение пара и воды, кроме того, большой запас воды в нем повышает надежность работы котла. Сухой насыщенный пар из барабана поступает в пароперегреватель, перегретый пар направляется к потребителю.

Нижнюю трапециевидную часть топки котельного агрегата называют холодной воронкой — в ней охлаждается выпадающий из факела частично спекшийся зольный остаток, который в виде шлака проваливается в специальное

приемное устройство. Газомазутные котлы не имеют холодной воронки. Газоход, в котором расположены водяной экономайзер и воздухоподогреватель, называют конвективным (конвективная шахта), в нем теплота передается воде и воздуху в основном конвекцией. Поверхности нагрева, встроенные в этот газоход и называемые также хвостовыми, позволяют снизить температуру продуктов сгорания от 500—700°C после пароперегревателя почти до 100°C, т.е. полнее использовать теплоту сжигаемого топлива.

Вся трубная система и барабан котла поддерживаются каркасом, состоящим из колонн и поперечных балок. Топка и газоходы защищены от наружных теплопотерь обмуровкой - слоем огнеупорных и изоляционных материалов. С наружной стороны обмуровки стенки котла имеют газоплотную обшивку стальным листом с целью предотвращения присосов в топку избыточного воздуха и выбивания наружу запыленных горячих продуктов сгорания, содержащих токсичные компоненты.

На предприятиях страны установлены изготовленные отечественными заводами паровые котлы различных конструкций. Размеры паровых котлов также различны. Некоторые в собранном виде можно перевозить автомобильным транспортом; в то же время крупнейшие котлы тепловых электрических станций имеют высоту до 100 м.

Паровые котлы оснащаются системами дистанционного управления и автоматизации, обеспечивающими надежную, безопасную и экономичную их

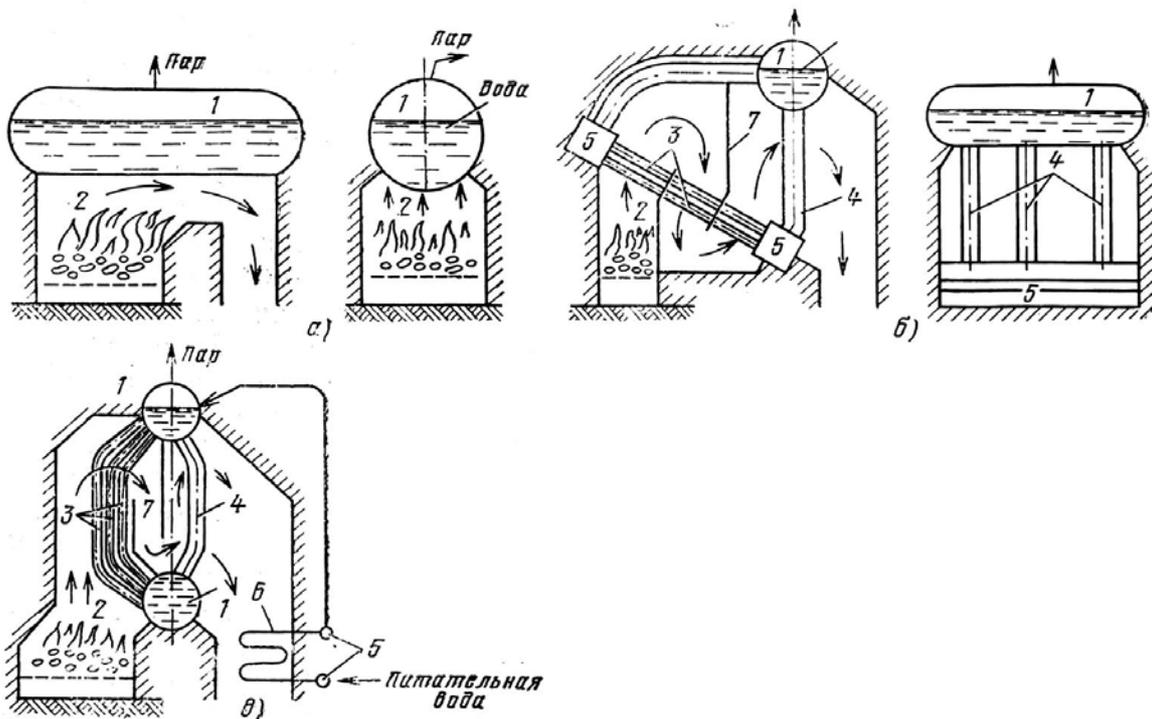


Рис. 128. Схемы развития паровых котлов.

а — простой цилиндрический котел; б — водотрубный котел с наклонным трубным пучком; в — двухбарабанный вертикально-водотрубный котел.

Стрелками показано движение продуктов сгорания в газоходах.

1 — барабан; 2 — топка; 3 — трубы кипятильного пучка; 4 — опускные трубы; 5 — коллекторы, объединяющие трубы поверхностей нагрева; 6 — водяной экономайзер; 7 — перегородки в газоходах котла.

работу.

Развитие конструкций котлов.

Исторически развитие паровых котлов шло в направлении повышения паропроизводительности, параметров производимого пара (давления и температуры), надежности и безопасности в эксплуатации, увеличения экономичности (КПД) и снижения массы металлоконструкций, приходящейся на 1 т вырабатываемого пара. Эти задачи решались, прежде всего, путем увеличения поверхностей нагрева и выноса барабана из зоны обогрева.

Исходным типом современных котлов был простой цилиндрический котел (рис.128,а), выполненный в виде горизонтального барабана с топкой под ним. Стенки барабана были одновременно и поверхностью нагрева. В дальнейшем

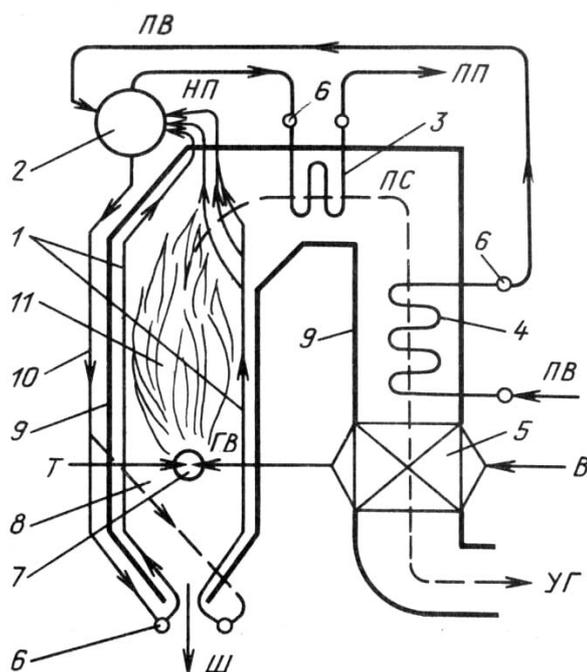


Рис. 129. Современный вертикально-водотрубный барабаный паровой котел с естественной циркуляцией:

- ПВ — подача питательной воды;
 НП — линия насыщенного пара;
 ПП — отвод перегретого пара
 Т — подача топлива к горелке;
 В — подвод воздуха к воздухоподогревателю;
 ГВ — горячий воздух;
 ПС — УГ — тракт продуктов сгорания топлива уходящих (из котла) газов;
 Ш — шлак;
 1 — экраны трубы; 2 — барабан;
 3 — пароперегреватель; 4 — водяной экономайзер; 5 — воздухоподогреватель;
 6 — коллекторы; 7 — горелка; 8 — топка;
 9 - контур (стена) топки и газодухов;
 10 - опускная труба; 11 — излучающий теплоту топочный факел.

увеличение поверхности нагрева шло по двум направлениям. В одном случае непосредственно в водяном пространстве барабана размещались большие и малые трубы; при этом большие одновременно являлись топкой (котлы с жаровыми трубами), а по малым пропускались продукты сгорания (котлы с дымогарными трубами). В другом случае к барабану присоединялись дополнительные наружные трубные поверхности нагрева - кипяtilьные пучки, заполненные водой и обогреваемые топочными газами (водотрубные котлы). Уменьшение диаметра труб этих поверхностей и увеличение их количества вели к росту удельной поверхности нагрева ($\text{м}^2/\text{м}^3$ объема газохода). В котлах этого типа движение среды через кипяtilьный пучок труб обеспечивалось за счет естественной циркуляции: пароводяная смесь в трубах кипяtilьного (испарительного) пучка, которая, естественно, легче воды, поднималась вверх, вытесняемая водой, поступающей из барабана по опускным трубам. Чтобы предотвратить образование пароводяной смеси в опускных трубах и уменьшить их

сопротивление, увеличивали их диаметр по сравнению с подъемными — кипяtilьными (рис.128,б) и уменьшал обогрев, располагая их в зоне более низких температур продуктов сгорания (рис.128,в). В дальнейшем опускные трубы вынесли за изоляционную стенку (обмуровку) котла (рис.129). Использование вертикальных трубок в качестве кипяtilьного пучка (см. рис. 128,в) повысило надежность циркуляции пароводяной смеси в них. Котлы этого типа получили название вертикально-водотрубных. Впоследствии вертикальные (подъемные) трубы испарительной поверхности нагрева стали располагать и на стенах топки. Так появились экранные поверхности нагрева. (Название связано с тем, что они, выполняя свою основную функцию в качестве испарительной поверхности, еще и экранируют стены топки от излучения топочного объема, препятствуя налипанию на них размягченного шлака и золы.) Вместо нижних барабанов в качестве коллекторов (рис.129, 128,б), объединяющих трубы поверхностей нагрева и являющихся переходными элементами между ними и опускными трубами, в котлах высокого давления используются цилиндрические камеры (трубы) относительно небольшого диаметра. Барабан постепенно перестал играть роль поверхности нагрева. Более того, стремление повысить надежность работы котла явилось причиной выноса барабана из зоны обогрева.

Целесообразность перегрева пара для энергетических установок потребовала размещения специальных поверхностей нагрева — пароперегревателей. Так, к середине XX века оформилась принципиальная схема конструкции барабанного вертикально-водотрубного котла с многократной естественной циркуляцией, имеющего экранированную топку (рис.129).

Для повышения надежности работы котла в ряде случаев движение воды и пароводяной смеси в циркуляционном контуре (барабан - опускные трубы — нижний коллектор — подъемные трубы — барабан) осуществляется принудительно (насосом). Это - котлы с многократной принудительной циркуляцией.

Одними из последних являются конструкции прямоточных котлов с принудительным - при помощи питательного насоса - движением воды, пароводяной смеси и перегретого пара. Для этих агрегатов необходимость в барабане отпадает, и он не устанавливается. По прямоточной схеме работают также практически все водогрейные котлы, не имеющие ни испарительных, ни перегревающих поверхностей. Основные схемы движения потока вода - пароводяная смесь - пар в современных котельных агрегатах показаны на рис.130.

В газоходах и топке котла за счет тяги специально устанавливаемого дымососа поддерживается разрежение. Оно не позволяет продуктам сгорания выбиваться в атмосферу котельного цеха через возможные неплотности обмуровки, через лючки и лазы.

Наиболее крупными из выпускаемых в настоящее время котлов являются энергетические. Их паропроизводительность достигает 4000 т/ч, а мощность питающейся от них турбины может достигать до 1200 МВт, давление пара — до 25 МПа, температура перегретого пара — до 560°С.

Энергетические котлы, работающие в блоке с мощными турбинами, часто имеют еще один пароперегреватель, служащий для перегрева пара, отбираемого из промежуточных ступеней турбины с целью повышения его потенциала. Этот пароперегреватель называют промежуточным.

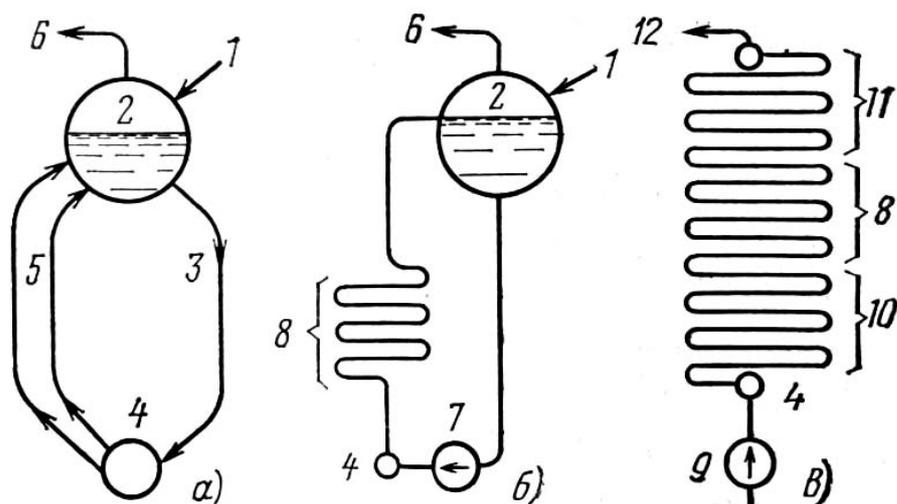


Рис. 130. Схемы движения потока воды, пароводяной смеси и пара в котельном агрегате.

а — естественная циркуляция; *б* — многократно-принудительная циркуляция; *в* — прямоточное движение; 1 — подвод питательной воды; 2 — барабан; 3 — необогреваемые опускные трубы; 4 — нижний коллектор; 5 — обогреваемые подъемные трубы; 6 — отвод насыщенного пара; 7 — циркуляционный насос; 8 — испарительная поверхность; 9 — питательный насос; 10 — экономайзерная часть поверхности нагрева; 11 — пароперегревательная часть поверхности нагрева; 12 — отвод перегретого пара.

Тепловой баланс парового котла.

Тепловой баланс рассмотрим в наиболее сложном случае — на примере барабанного котельного агрегата, работающего на твердом топливе и имеющего продувку для удаления солей (с частью воды). Тепловой баланс парогенератора, как и любого теплотехнического агрегата, характеризуется равенством между количествами подведенной и расходуемой теплоты: $Q_{\text{прих}} = Q_{\text{расх}}$. Обычно тепловой баланс составляют на единицу массы сжигаемого топлива — 1 кг твердого или жидкого либо 1 м³ газообразного топлива, взятый при нормальных условиях: 0°C и 0,1013 МПа (760 мм рт.ст.).

Суммарное количество теплоты, внесенной в котельный агрегат, называют располагаемой теплотой Q_p . Оно является приходной частью теплового баланса. В общем случае

$$Q_{\text{прих}} = Q_p = Q_N^p + h_{\text{тл}} + Q_{\text{хв}} + Q_{\text{пар}},$$

где Q_N^p — низшая теплота сгорания единицы рабочей массы топлива,

Q_p — не учитывает теплоту, которая могла бы выделиться при конденсации водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания. Это связано с тем, что температура уходящих из котла газов обычно не бывает ниже 110°C,

$h_{\text{тл}}$ — физическая теплота топлива, носимая в топку, $h_{\text{тл}} = c_T \cdot t_T$, где c_T — удельная теплоемкость топлива, t_T — его температура. Эта составляющая часть

баланса играет заметную роль при предварительном подогреве топлива, например мазута.

$Q_{xв}$ - теплота холодного воздуха, поступающего в воздухоподогреватель котла, а также воздуха, проникшего в топку и газоходы извне в виде присосов. $Q_{xв} = \alpha_{yx} V^o c_{\epsilon} t_{xв}$, где α_{yx} - коэффициент избытка воздуха в уходящих газах, V^o - теоретически необходимое количество воздуха; c_{ϵ} - теплоемкость одного кубометра воздуха в нормальных условиях; $t_{xв}$ - температура воздуха перед воздухоподогревателем (холодного).

$Q_{пар}$ - теплота, вносимая в котельный агрегат с паром, используемым для распыливания мазута, наружной обдувки поверхностей нагрева или подачи под решетку при слоевом сжигании антрацита.

В выражении не учтена теплота, вносимая в топку горячим воздухом. Дело в том, что это же количество теплоты отдается продуктами сгорания воздуху в воздухоподогревателе в пределах котельного агрегата, т.е. осуществляется своего рода рециркуляция (возврат) тепла.

Обычно составляющие приходной части баланса в сравнении с величиной Q_H^p невелики и ими в приближенных расчетах можно пренебречь. Тогда

$$Q_{прих} = Q_p \cong Q_H^p.$$

Величина Q_p есть количество теплоты, которое могло бы быть использовано в котельном агрегате при отсутствии потерь. Часть теплоты, затрачиваемая на подогрев, испарение воды и перегрев пара, составляет использованную теплоту Q_1 .

Часть располагаемой теплоты, которая по условиям процесса не может быть использована, составляет тепловые потери (Q_2, Q_3, \dots, Q_6). В общепринятых обозначениях расходная часть теплового баланса записывается так:

$$Q_{расх} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6.$$

В этом выражении Q_2 - потери теплоты с уходящими газами (Котлоагрегаты работают при некотором разрежении, создаваемом дымососом и дымовой трубой, поэтому $\alpha_{yx} = \alpha_t + \Delta\alpha$, общий подсос воздуха $\Delta\alpha < 0,2-0,3$. Из всех потерь тепла Q_2 самая значительная), Q_3 - потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, Q_4 - потери теплоты от механического недожега, Q_5 - потери теплоты котлоагрегатом через ограждения топки и конвективных газоходов, Q_6 - потери с физическим теплом шлака, удаляемого из котельного агрегата.

Тогда уравнение теплового баланса котла будет иметь вид:

$$Q_p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6.$$

В процентах от подведенного тепла Q_p тепловой баланс может быть записан так:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6.$$

Доля теплоты, использованной в котельном агрегате (переданной воде и пару), есть коэффициент полезного действия котла брутто $\eta_{ка}$ (так называют КПД, подсчитанный без учета затрат энергии на собственные нужды).

Таким образом,

$$\eta_{ка} = \frac{Q_1 \cdot 100}{Q_p} = q_1,$$

или

$$\eta_{ка} = 100 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6).$$

Поверхности нагрева котла и их расчет

Испарительные поверхности. Парогенерирующие (испарительные) поверхности нагрева отличаются друг от друга в котлах различных систем, но, как правило, располагаются в основном в топочной камере и воспринимают теплоту излучения. Это - экранные трубы, а также устанавливаемый на выходе из топки небольших котлов конвективный пучок труб (рис.127).

Экраны котлов с естественной циркуляцией, работающих под разрежением в топке, выполняются из гладких труб с внутренним диаметром 40-60 мм. Экраны представляют собой ряд параллельно включенных вертикальных подъемных труб, соединенных между собой коллекторами. Зазор между трубами обычно составляет 4-6 мм. Размеры топки и величину поверхности экранов рассчитывают таким образом, чтобы на выходе из топки температура продуктов сгорания не превышала температуру размягчения золы, иначе зола будет прилипать к деталям котла, расположенным за топкой, и забьет («зашлакует») путь для прохода газа.

Трубы заднего экрана в месте выхода продуктов сгорания из топки разводятся в 2-3 ряда. Такая разрядка труб называется *фестонированием*, она позволяет увеличить сечение для прохода газов, снизить их скорость и предотвращает забивание зазоров между трубами затвердевшими при охлаждении расплавленными частицами золы, выносимыми газами из топки.

В парогенераторах повышенной мощности кроме настенных экранов ставятся дополнительные экраны, которые делят топку на дополнительные отсеки.

Пароперегреватели. Пароперегреватель предназначен для повышения температуры пара, поступающего из испарительной системы котла. Он является одним из наиболее ответственных элементов котельного агрегата. Его трубы (диаметром 22—54 мм) могут располагаться на стенах или потолке топки и воспринимать теплоту излучением - радиационный пароперегреватель либо в основном конвекцией - конвективный пароперегреватель. В этом случае трубы пароперегревателя располагаются в горизонтальном газоходе или в начале конвективной шахты в виде плотных пакетов, образованных змеевиками с шагом по ширине газохода, равным 2,5-3 диаметрам трубы. Они могут быть прямоточными, противоточными или смешанными. Бывают полурadiационные пароперегреватели.

Температура перегретого пара должна поддерживаться постоянной всегда, независимо от режима работы и нагрузки котлоагрегата, поскольку при ее понижении повышается влажность пара в последних ступенях турбины, а при повышении температуры сверх расчетной появляется опасность чрезмерных термических деформаций и снижения прочности отдельных элементов турбины. Поддерживают температуру пара на постоянном уровне с помощью регулирующих устройств - пароохладителей. Наиболее широко распространены пароохладители впрыскивающего типа, в которых регулирование производится путем впрыскивания обессоленной воды (конденсата) в поток пара. Вода при испарении отнимает часть теплоты у пара и снижает его температуру.

Низкотемпературные поверхности нагрева. Низкотемпературными считаются поверхности, расположенные в конвективном газоходе и работающие при относительно невысоких температурах продуктов сгорания. К ним относятся водяные экономайзеры и воздухоподогреватели. Основная цель их установки - максимальное использование теплоты уходящих из котла газов.

Водяные экономайзеры, предназначенные для подогрева питательной воды перед поступлением в барабан, обычно выполняют из стальных труб диаметром 28—38 мм, согнутых в вертикальные змеевики и скомпонованных в пакеты. Трубы в пакетах располагаются в шахматном порядке довольно плотно: расстояние между осями соседних труб поперек потока дымовых газов составляют 2—2,5 диаметра трубы, а между рядами - вдоль потока - 1-1,5. Крепление труб змеевиков и их дистанционирование осуществляются опорными стойками, закрепленными в большинстве случаев на полых (для воздушного охлаждения), изолированных со стороны горячих газов балках каркаса (рис.131).

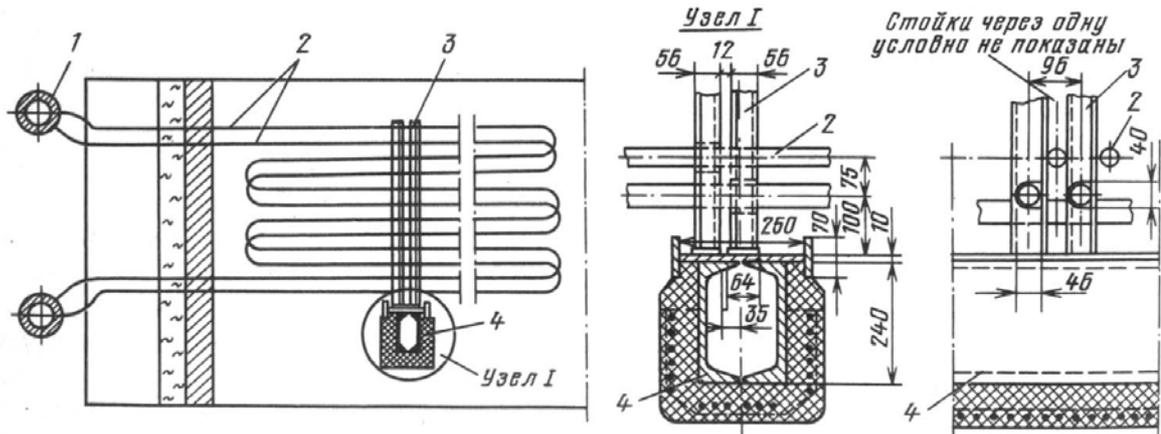


Рис. 131. Секция (пакет) водяного экономайзера и его крепление:
1 — коллектор; 2 — трубы змеевиков экономайзера; 3 — стойки; 4 — опорная воздухоохлаждаемая балка.

В зависимости от степени подогрева воды экономайзеры делят на некипящие и кипящие. В экономайзере котлов высокого давления до 20 % воды может превращаться в пар.

Общее число параллельно работающих труб выбирается исходя из скорости воды не ниже 0,5—1 м/с. Эти скорости обусловлены необходимостью смывания со стенок труб пузырьков воздуха, способствующих коррозии, и предотвращения расслоения пароводяной смеси, которое может привести к перегреву слабо охлаждаемой паром верхней стенки трубы и ее разрыву. Движение воды в экономайзере обязательно восходящее; в этом случае имеющийся в трубах после монтажа (ремонта) воздух легко вытесняется водой.

Число труб в пакете в горизонтальной плоскости выбирается исходя из скорости продуктов сгорания 6—9 м/с. Скорость эта определяется стремлением, с одной стороны, получить высокие коэффициенты теплоотдачи, а с другой — не допустить чрезмерного эолового износа. Коэффициенты теплопередачи при этих условиях составляют обычно несколько десятков Вт/(м²-К). Для удобства ремонта и очистки труб от наружных загрязнений экономайзер разделяют на пакеты высотой 1-1,5 м с зазорами между ними до 800 мм.

Наружные загрязнения с поверхности змеевиков удаляются, например, путем периодического включения в работу системы дробеочистки, в которой поток металлической дроби пропускается (падает) сверху вниз через конвективные поверхности нагрева, сбивая налипшие на трубы отложения. Налипание золы может быть следствием выпадения росы из дымовых газов на относительно холодной поверхности труб, особенно при сжигании сернистых топлив (пары H₂SO₃ конденсируются при более высокой температуре, чем H₂O). В теплоэнергетических

установках питательная вода перед поступлением в котел обязательно подвергается регенеративному подогреву, поэтому ни налипания золы, ни наружной коррозии (ржавления) труб вследствие выпадения росы в экономайзерах таких котлов не бывает.

Верхние ряды труб экономайзера при работе котла на твердом топливе даже при относительно невысоких скоростях газов подвержены заметному износу золой. Для его предотвращения на эти трубы крепятся различного рода защитные накладки (обычно сверху вдоль трубы приваривают уголок).

Воздухоподогреватели.

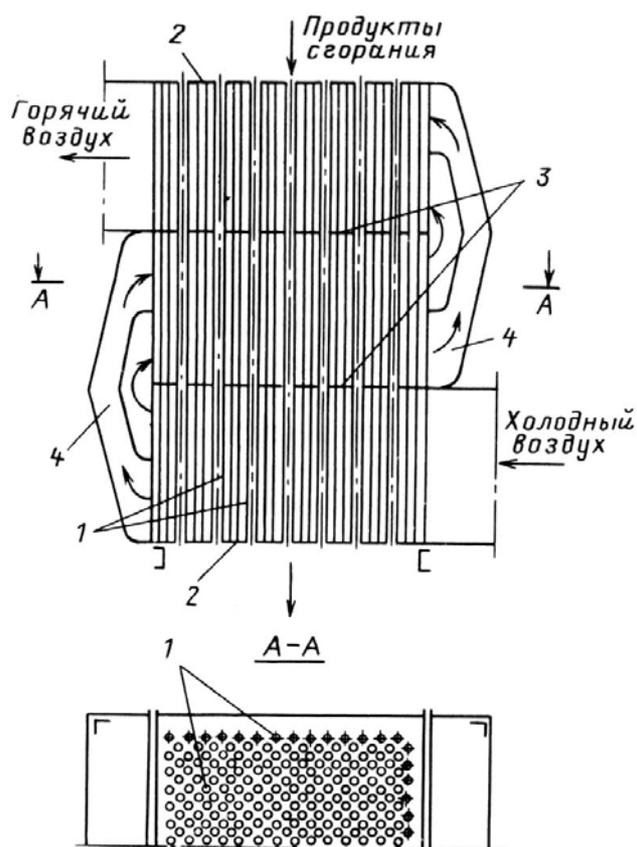


Рис. 132. Рекуперативный трубчатый трехходовой воздухоподогреватель: 1 — трубки; 2 — трубные доски; 3 — перегородка; 4 — перепускные короба.

(диаметр трубок 30—40мм). Схема такого подогревателя приведена на рис.132. Трубки в нем расположены обычно вертикально, внутри них движутся продукты сгорания; воздух омывает их поперечным потоком в несколько ходов, организуемых за счет перепускных воздухопроводов (коробов) и промежуточных перегородок.

Газ в трубках движется со скоростью 9-13 м/с, воздух между трубками - вдвое медленнее. Это позволяет иметь примерно равные коэффициенты теплоотдачи с обеих сторон стенки трубы.

Температуру стенок труб воздухоподогревателя во избежание конденсации на них водяных паров из уходящих газов желательно поддерживать выше точки росы. Этого можно достичь предварительным подогревом воздуха в паровом калорифере либо рециркуляцией части горячего воздуха.

энергетических котлов имеет высокую температуру $t_{пв}$ после регенеративного нагрева (при $p=10$ МПа, например, $t_{п-в} = 230^{\circ}\text{C}$), глубоко охладить уходящие из котла газы с ее помощью нельзя. Для дальнейшего охлаждения газов после экономайзера ставят воздухоподогреватель, в котором нагревают воздух, забираемый из атмосферы и идущий затем в топку на горение. Т.е. устанавливаются с целью повышения температуры воздуха, подаваемого в топку за счет использования теплоты уходящих газов. При сжигании влажного угля нагретый воздух предварительно используется для его сушки в углеразмольном устройстве и транспортировки полученной пыли в горелку.

По принципу действия воздухоподогреватели разделяются на рекуперативные и регенеративные. Рекуперативные - это, как правило, стальные трубчатые воздухоподогреватели

В регенеративном воздухоподогревателе тепло передается металлической насадкой, которая периодически нагревается газообразными продуктами сгорания, после чего переносится в поток воздуха и отдает ему аккумулированное тепло. Регенеративный воздухоподогреватель котла (рис.133) представляет собой медленно вращающийся (3-5 об/мин) барабан (ротор) с набивкой (насадкой) из гофрированных тонких стальных листов, заключенный в неподвижный корпус. Секторными плитами корпус разделен на две части - воздушную и газовую. При вращении ротора набивка попеременно пересекает то газовый, то воздушный поток. Несмотря на то что набивка работает в нестационарном режиме, подогрев идущего сплошным потоком воздуха осуществляется непрерывно без колебаний температуры. Движение газов и воздуха - противоточное.

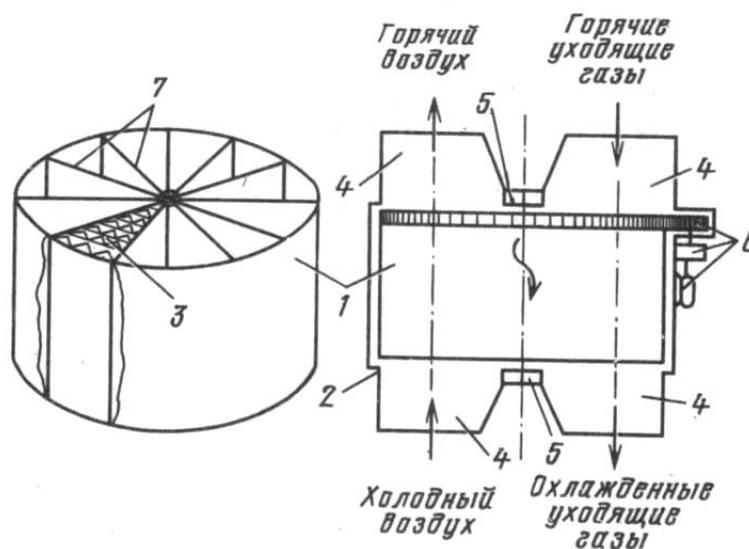


Рис. 133. Устройство регенеративного вращающегося воздухоподогревателя:

1 — ротор; 2 — неподвижный корпус; 3 — набивка; 4 — коробка подвода и отвода воздуха и газа; 5 — секторные плиты, разделяющие газовый и воздушный потоки; 6 — механизм привода (электродвигатель, редуктор, шестерня); 7 — сплошные перегородки ротора, препятствующие перемещению воздуха и продуктов сгорания.

Регенеративный воздухоподогреватель отличается компактностью (до 250 м² поверхности нагрева в 1 м³ набивки); он широко распространен на мощных энергетических котлоагрегатах. Недостатком его являются большие (до 10%) перетоки воздуха в тракт газов, что ведет к перегрузкам дутьевых вентиляторов и дымососов и увеличению потерь теплоты с уходящими газами.

Все описанные тепловоспринимающие элементы котла (поверхности нагрева) являются типичными теплообменниками, и расчет их ведется по формулам, приведенным ранее. Поверхность нагрева рассчитывается по уравнению теплопередачи

$$F = \frac{B_p Q}{k \Delta t_{cp}}$$

где k - коэффициент теплопередачи; Δt_{cp} - среднелогарифмическая разность температур продуктов сгорания и рабочей среды; $B_p Q$ - количество воспринятой теплоты.

Особенность расчета котлов состоит в том, что его принято осуществлять для 1 кг твердого и жидкого и 1 м³ газообразного топлива. В этом случае Q - теплота, отданная продуктами сгорания 1 кг (м³) топлива и равна разности энтальпий продуктов сгорания до (H') и после (H'') рассматриваемой конвективной поверхности, т.е.

$$Q = H' - H''$$

Под B_p понимается расчетный расход топлива, т. е. его количество, действительно сгоревшее в топке. Это же количество теплоты передается в данной поверхности рабочему телу (воде, пару, воздуху):

$$B_p Q = D(h_{вых} - h_{вх})$$

В этой формуле D - расход рабочего тела; $h_{вх}$ и $h_{вых}$ - энтальпии рабочего тела на входе в поверхность нагрева и выходе из нее, рассчитанные, как обычно, на 1 кг рабочего тела.

3.6. Внутрикотловые процессы. Поддержание водного режима паровых котлов.

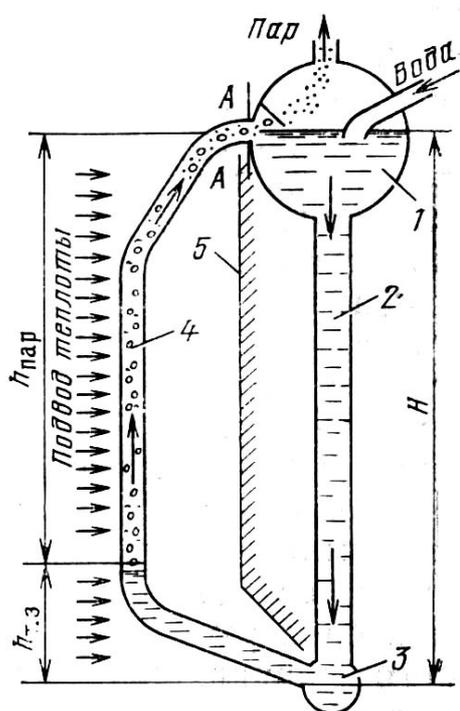


Рис. 134. Простейший контур естественной циркуляции.

1 — барабан; 2 — опускная необогреваемая труба; 3 — нижний коллектор; 4 — подъемная испарительная труба; 5 — внутренняя поверхность топочной камеры.

Внутрикотловая гидродинамика. Внутрикотловая гидродинамика в испарительных поверхностях нагрева барабанных и прямоточных котлов организуется по-разному.

В барабанных котлах обычно осуществляется естественная циркуляция — движение рабочей среды по замкнутому контуру, состоящему из обогреваемых и необогреваемых труб и коллекторов (рис.134). Это движение возникает вследствие разности плотностей пароводяной смеси в левой ветви контура и воды в правой. При естественной циркуляции количество жидкости, проходящей через экранные трубы в единицу времени, многократно превращает количество образующегося в них пара, что обеспечивает интенсивное охлаждение стенок труб и поддержание их при температуре, близкой к температуре кипящей воды.

Режим циркуляции характеризуется рядом величин. Это — скорость циркуляции w_0 , подсчитываемая обычно, как скорость воды на входе в подъемную

трубу, и кратность циркуляции k . Кратностью циркуляции называют отношение количеств воды и пара G , проходящих через любое сечение данного контура в единицу времени, к количеству выделившегося за то же время в контуре пара D :

$$k = G/D.$$

Обычно w_0 находится в пределах 0,5-1,5 м/с. В контурах, включающих экраны, кратность циркуляции составляет от 4 до 20; в контурах, состоящих из барабанов, соединенных пучками кипятильных труб, - от 10 до 100.

Водный режим парового котла и получение чистого пара.

В водяном пространстве барабана котла и трубах в процессе испарения накапливаются соли, которые содержались в питательной воде и не уносятся паром. Накопление этих солей в циркулирующей воде может вызвать их выпадение на внутренних поверхностях нагрева в виде плотной накипи или рыхлого шлама. При наличии этих отложений, имеющих низкую теплопроводность и высокое термическое сопротивление, охлаждение труб изнутри ухудшается, они могут перегреться («перегореть») и потерять прочность, что, как правило, приводит к их разрыву. Поэтому для надежной работы парового котла он должен питаться относительно чистой (питательной) водой. Например, общая жесткость (содержание солей Са и Mg) питательной воды для барабанных котлов с давлением ниже 4 МПа должна быть менее 10 мкг-экв/кг. При давлении до 10 МПа общая жесткость питательной воды должна быть менее 5 мкг-экв/кг. (Принятый за единицу жесткости 1 мкг-экв/кг соответствует содержанию 20,04 мкг кальция или 12,16 мкг магния в 1 кг воды).

Пар, выходя из барабана котла, может захватывать капельки воды, а вместе с ними и содержащиеся в них соли. Кроме того, при давлении более 10 МПа содержащиеся в котловой воде соли кремниевой кислоты способны растворяться в паре и уноситься им, причем их растворимость тем выше, чем больше их содержание в котловой воде. Уносимые паром из барабана соли и кремниевая кислота отлагаются в пароперегревателе и на лопатках турбины, ухудшая их работу.

Таким образом, для надежной работы парового котла необходимо соблюдать определенный внутрикотловой режим, для чего:

1) поддерживается относительно низкая концентрация солей в котловой воде в пределах установленных норм с помощью непрерывного удаления части воды вместе с солями из барабана (непрерывная продувка), а также ступенчатого испарения, смысл которого разъяснен далее;

2) проводится внутрикотловая обработка воды специальными (корректирующими) реагентами для обеспечения возможности выпадения накипеобразующих солей в виде рыхлого неприкипающего шлама, который легко удаляется из нижних точек котла кратковременными продувками (периодическая продувка);

3) организуется сепарация пара – отделение его от капель котловой воды и его промывка.

Количество солей в котловой воде в процессе работы парогенератора поддерживается на одинаковом предельно допустимом уровне. Однажды достигнув этого уровня, концентрация солей должна стабилизироваться, т.е. с непрерывной продувкой должно удаляться практически столько же солей, сколько их вносит

питательная вода. Величина продувки $D_{пр}$ выражается обычно в процентах от производительности парогенератора:

$$\rho = \frac{D_{пр}}{D} 100.$$

Расход питательной воды составляет:

$$D_{п.в.} = D + D_{пр}.$$

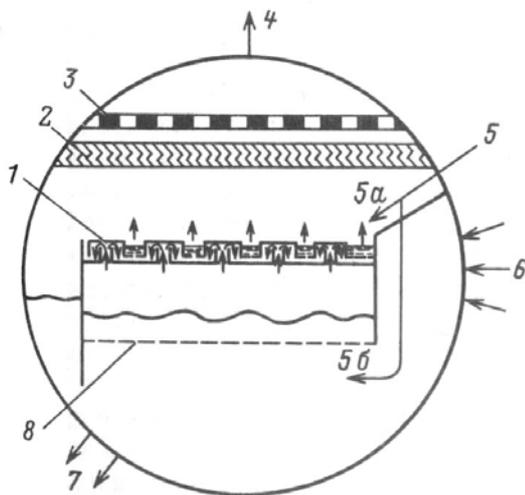


Рис. 135. Схема барботажной промывки пара в барабане:

- 1 — щит с промывочными корытами; 2 — жалюзийный сепаратор; 3 — пароприемный щит; 4 — отвод пара; 5 — подвод питательной воды; 5а — на промывку; 5б — под уровень; 6 — ввод пароводяной смеси из испарительных труб; 7 — опускающиеся трубы; 8 — дырчатый щит.

Величина непрерывной продувки обычно лежит в пределах 0,5-5%. Продувка связана с увеличением расхода питательной воды, т.е. с тепловыми потерями.

Средством уменьшения уноса солей с паром является промывка его чистой (питательной) водой. Для этого в паровом пространстве барабана размещается щит, на который подается до 50% всей вводимой в барабан питательной воды (рис.135).

Щит обычно выполнен в виде системы корыт. Вода покрывает щит слоем до 70 мм и стекает с него в водяное пространство барабана. Пар проходит через слой питательной воды, капли

котловой воды, содержащиеся в паре, уносятся питательной водой, а пар захватывает уже капли питательной воды, в которой солей меньше. Затем при прохождении пара через ряд перегородок или иных специальных устройств в барабане капли влаги осаждаются на перегородках и, еще более укрупняясь, стекают с них в водяное пространство барабана. Таким образом, пар очищается и от влаги (влаги сепарируется), и от солей. В итоге пар, выходящий из барабана, оказывается достаточно чистым.

Коррозия поверхностей нагрева котла.

В результате физико-химических процессов, происходящих при взаимодействии металла со средой, металл разрушается, происходит коррозия.

Внешняя коррозия.

Зависит от состав продуктов горения и температуры омывания труб. Оксиды ванадия, которые содержатся в золе мазута, воздействуя на элементы котла при температуре 680 градусов и больше вызывают высокотемпературную коррозию.

Низкотемпературная коррозия вызывается H_2SO_4 , пары которой образуются при соединении SO_3 и воды, и конденсируются при температуре 100 градусов — точка росы для серной кислоты. От этой коррозии особенно страдают хвостовые поверхности нагрева: экономайзеры, воздухоподогреватели. Это наблюдается при работе котлов на сернистом мазуте.

Для борьбы с этой коррозией необходимо снизить коэффициент избытка воздуха до 1,02-1,05. это снижает количество SO_3 , т.к. сера сжигается до SO_2 .

Кроме того, в этих условиях следует повысить температуру уходящих газов выше 140 градусов, чтобы избежать конденсации водяных паров.

Внутренняя коррозия.

Обусловлена электрохимическими процессами. При электрохимической коррозии происходит окисление металла с переходом его ионов в раствор (воду) и накопление электронов в металле. В результате появляется разность потенциалов и получается «коррозионный» ток. Окислителями являются растворенные в воде газы (диоксид углерода, кислород). При высоких температурах наблюдается химическая коррозия, окислитель – водяной пар.

При температуре стали более 250 градусов на его поверхности образуется плотная оксидная пленка Fe_3O_4 , которая препятствует углублению коррозии. Образованию этой пленки способствует повышенное значение pH воды – показатель концентрации ионов H и характеризует кислую и щелочную реакции.

pH=7 – нейтральная среда, pH<7 – кислотная, pH>7 – щелочная.

Будучи растворенными в воде кислород и диоксид углерода повышают кислотность, при этом уменьшается pH и уменьшается прочность защитной пленки. Происходит кислородная коррозия, которая характеризуется локально-язвенными, особенно в местах соединения деталей.

Взаимодействие водяного пара с металлом происходит при температуре 500-570. для предотвращения коррозии, растворимые в воде газы удаляются из питательной воды в специальных приборах – деаэраторах, кроме того в котловой воде поддерживается щелочная среда.

Для удаления солей служит химводоочистка. Производится Na-H-катионирование. Деаэрация бывает: термическая, вакуумная, химическая. Деаэраторы: атмосферные, высокого давления.

Особенно распространена термическая. Она основана на том, что при нагревании воды до температуры насыщения из нее начинают выделяться газы.