Н. А. КИСЕЛЕВ

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Одобрено
Ученым советом
Государственного комитета СССР
по профессионально-техническому образованию
в качестве учебного пособия
для подготовки рабочих на производстве



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1979

ББК 31.361
К44
УДК 621.182

Со всеми предложениями и замечаниями просим обращаться по адресу: *Москва, К-51, Неглинная ул., 29/14, издательство «Высшая школа».*

Киселев Н. А.

К44 Котельные установки: Учеб. пособие для подгот. рабочих на пр-ве.— 2-е изд., перераб. и доп.— М.: Высш. школа, 1979.— 270 с., ил.— (Профтехобразование. Теплоэнергетика).

В пер: 55 к.

В книге приведены общие сведения о котельных установках малой и средней производительности различного назначения и устройства.

Дано описание элементов котельных агрегатов — топок, пароперегревателей, водяных экономайзеров и воздухоподогревателей, а также вспомогательного оборудования котельных.

Рассмотрены устройства контрольно-измерительных приборов дистанционного и автоматического управления.

Второе издание переработано в соответствии с новой программой.

Книга предназначена для подготовки на производстве машинистов (кочегаров) котельных по обслуживанию водогрейных котлов.

К $\frac{30303-510}{052(01)-79}$ 42—79 2303020100 6П2.22
ББК 31.361

©Издательство «Высшая школа», 1975
© Издательство «Высшая школа», 1979, с изменениями

ВВЕДЕНИЕ

В плане развития народного хозяйства СССР на десятую пятилетку, принятом на XXV съезде КПСС, видное место отводится электроэнергетике как ведущей отрасли в осуществлении технического прогресса.

За десятую пятилетку введены в эксплуатацию значительные объекты общественных, жилых и промышленных зданий и сооружений, в связи с чем повысилась соответственно потребность в тепловой и электрической энергии. Поэтому предусмотрено широкое строительство крупных тепловых электростанций, работающих на органическом топливе.

К числу крупных котельных агрегатов в настоящее время относятся установки с паропроизводительностью до 3950 т/ч, давлением пара до 25 МПа (255 кгс/см^2) и температурой пара 570°С.

Однако наряду с мощными современными котельными установками в стране имеется большое число котельных с агрегатами небольшой производительности для снабжения паром и горячей водой промышленных предприятий, предприятий сельского и коммунального хозяйства.

Пар в промышленности, сельском и коммунальном хозяйстве применяют для технологических нужд, вентиляционных установок, в сушилках, для отопления производственных и жилых помещений, а также для нагрева воды, используемой в производстве и для бытовых нужд.

Для удовлетворения потребности в паровых котлах отечественная промышленность в настоящее время выпускает котлы, которые различают по давлению: низкого 0,9 и 1,4 МПа; среднего 2,4 и 3,9 МПа; высокого 9,8 и 13,8 МПа и закритического 25 МПа.

Современные котельные установки непрерывно совершенствуют, оборудуют сложными агрегатами, оснащенными разными механизмами и контрольно-измерительными приборами, а также средствами автоматики и дистанционного управления. Поэтому требования к квалификации персонала, занятого эксплуатацией котельных установок, постоянно повышаются. В связи с этим непременным условием является планомерная подготовка высококвалифицированных кадров.

Настоящее учебное пособие рассчитано на подготовку на производстве машинистов (кочегаров) котлов, работающих под давлением не выше 3,9 МПа.

Глава I
КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ С ВОДОГРЕЙНЫМИ И ПАРОВЫМИ КОТЛАМИ И ИХ КОМПОНОВКА

§ 1. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ

Котельными установками называется комплекс оборудования, предназначенного для превращения химической энергии топлива в тепловую с целью получения горячей воды или пара заданных параметров.

В зависимости от назначения различают следующие котельные установки: отопительные — для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции и горячего водоснабжения; отопительно-производственные — для обеспечения теплом систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологического водоснабжения и производственные — для технологического теплоснабжения.

Котельная установка состоит из котельного агрегата, вспомогательных механизмов и устройств.

Котельный агрегат включает топочное устройство, трубную систему с барабанами, пароперегреватель, водяной экономайзер, воздухоподогреватель, а также каркас с лестницами и помостами для обслуживания, обмуровку, газоходы и арматуру.

К вспомогательным механизмам и устройствам относят дымососы и дутьевые вентиляторы, питательные, водоподготовительные и пылеприготовительные установки, системы топливоподачи, золоулавливания (при сжигании твердого топлива), мазутное хозяйство (при сжигании жидкого топлива), газорегуляторную станцию (при сжигании газообразного топлива), контрольно-измерительные приборы и автоматы.

В процессе получения горячей воды или пара для отопления, производственно-технических и технологических целей служат вода, топливо и воздух (рабочим телом является вода).

В промышленности, сельском и коммунальном хозяйстве применяют различные виды котлов.

Паровой котел представляет собой устройство с топкой, обогреваемое продуктами сжигаемого в ней топлива и предназначенное для получения пара давлением выше атмосферного, используемого вне устройства, а водогрейный котел — такое же устройство, но предназначенное для нагревания воды, находящейся под давлением

выше атмосферного и используемой в качестве теплоносителя вне устройства.

Котел-утилизатор — это паровой или водогрейный котел, в котором в качестве источника тепла используются горячие газы технологического процесса, котел-бойлер — паровой котел, в паровом пространстве которого размещено устройство для нагревания воды, используемой вне котла, а в естественную циркуляцию включен отдельно стоящий бойлер.

Стационарным называют котел, установленный на неподвижном фундаменте, передвижным — котел, имеющий ходовую часть или установленный на передвижном фундаменте.

Пароперегреватель представляет собой устройство, предназначенное для перегрева пара выше температуры насыщения, соответствующей давлению в котле, в результате передачи ему тепла дымовыми газами, а экономайзер — устройство, обогреваемое продуктами сгорания топлива и служащее для подогрева или частичного испарения воды, поступающей в котел.

Воздухоподогреватель предназначен для подогрева поступающего в топочное устройство воздуха теплом уходящих газов.

Питательная установка состоит из питательных насосов для подачи воды в котел под давлением, а также соответствующих трубопроводов и арматуры, тягодутьевое устройство — из дутьевых вентиляторов, системы газовоздуховодов, дымососа и дымовой трубы, обеспечивающих подачу необходимого количества воздуха в топочное устройство, движение продуктов сгорания по газоходам и удаление их за пределы котлоагрегата.

Устройство теплового контроля и автоматического управления включает контрольно-измерительные приборы и автоматы, обеспечивающие бесперебойную и согласованную работу котельной установки для выработки необходимого количества пара определенной температуры и давления.

В устройство для подготовки питательной воды входят аппараты и приспособления, обеспечивающие очистку воды от механических примесей и растворенных в ней накипеобразующих солей, а также удаление из нее газов.

Котельные установки, работающие на пылевидном топливе, оборудуют дробилками, сушилками, мельницами, питателями, вентиляторами, а также системой транспортеров и пылегазопроводов.

Устройство для удаления золы и шлака состоит из гидравлических систем и механических приспособлений: вагонеток или транспортеров или тех и других.

Топливный склад служит для хранения топлива. В зависимости от вида используемого топлива склад оборудуют:

при твердом топливе — механизмами для разгрузки и подачи топлива в котельную или топливоподготовительное устройство;

при жидком — приемными и подготовительными устройствами для слива топлива, а также хранилищами;

при газообразном — газорегуляторным пунктом (ГРП) или газорегуляторной установкой (ГРУ).

§ 2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛА КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКОЙ

Схема районной отопительной котельной с водогреиными котлами *2* показана на рис. 1, *а*. Котлы предназначены для работы на жидком и газообразном топливе.

Воздух, необходимый для горения, подается в топку дутьевыми вентиляторами *5*, а вода в котел — насосами *4*, дымовые газы из

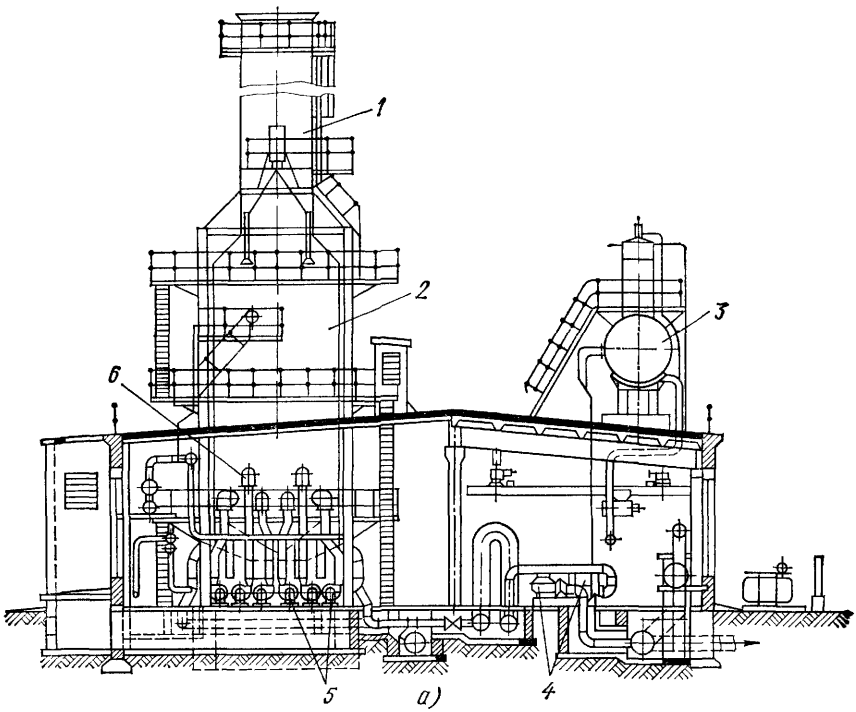


Рис. 1. Схема современных котельных установок:

а — с водогрейными котлами, *б* — с паровыми котлами; *1* — дымовая труба, *2* — котел, *3* — деаэратор, *4* — питательный насос с электроприводом, *5* — дутьевые вентиляторы, *6* — горелки, *7* — топка, *8* — экранные трубы, *9* — опускная труба для подвода воды в коллектор, *10* — труба для продувки барабана котла, *11* — барабан котла, *12* — сепарационные устройства, *13* и *14* — паропроводы насыщенного пара для собственных нужд и перегретого пара к потребителю, *15* — парозапорный вентиль (задвижка), *16* — коллектор, *17* — пароперегреватель, *18* — водяной экономайзер, *19* — питательный вентиль и обратный клапан, *20* — воздухоподогреватель, *21* — дымосос, *22* — питательный трубопровод, *23* — барботер, *24* — сепаратор непрерывной продувки, *25* — аккумулятор деаэратора, *26* — питательный насос с паровым приводом, *27* — конденсатный насос, *28* и *29* — дренажные паропровод и конденсатный бак, *30* и *31* — водоосветлитель и водоумягчитель, *32* и *34* — насос и бак сырой воды, *33* — конденсат от потребителя, *35* — воздушный колпак, *36* и *42* — насосы для подачи топлива к горелкам и в бак, *37* и *47* — фильтры для жидкого топлива и газа, *38* — конденсационные горшки, *39* — мазутохранилище, *40* — приямок, *41* — змеевик, *43* — железнодорожный путь, *44* — приемный лоток, *45* — железнодорожные цистерны, *46* — манометр, *48* — предохранительный клапан, *49* — регулятор давления, *50* — продувочная свеча, *51* — сбросная линия от предохранительного клапана, *52* — счетчик расхода газа, *53* — термометр, *54* и *55* — трубопроводы подвода газа и мазута к горелкам

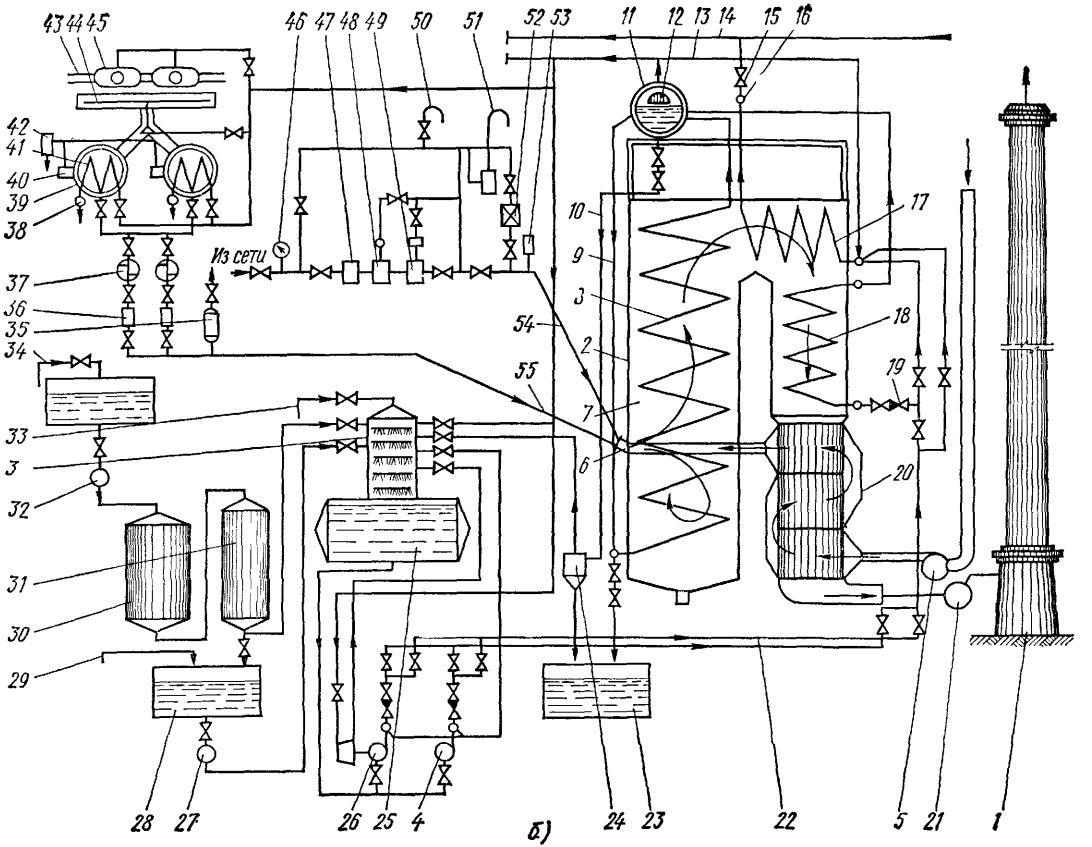


Рис. 1. Продолжение

котла удаляются в атмосферу за счет естественной тяги через трубу *1*. На перекрытии котельного здания установлен деаэратор *3*.

Вода, нагретая в котле, поступает к потребителю, где отдает часть тепла и с пониженной температурой снова возвращается в котел для последующего подогрева. Топочное устройство оборудовано горелками *6*.

Схема современной паровой котельной установки показана на рис. 1, *б*. Технологический процесс производства пара осуществляется в такой последовательности: жидкое топливо, поступающее в котельную по трубопроводу *55*, и газообразное – по трубопроводу *54*, смешиваются в горелке *6* с воздухом из воздухоподогревателя *20* и сгорают в топке *7*.

Воздух, необходимый для сгорания топлива, забирается вентилятором *5* из верхней зоны помещения котельной, подается в воздухоподогреватель *20* для подогрева за счет тепла дымовых газов. Тепло, выделившееся при сгорании топлива, передается воде через поверхности нагрева котла *2* излучением в топке *7* и конвекцией от нагретых газообразных продуктов сгорания в газоходах котла.

Образовавшийся в экранных трубах *8* котла насыщенный пар собирается в барабане *11*, откуда, пройдя сепарационные устройства *12*, направляется через коллектор в пароперегреватель *17*, где перегревается до заданной температуры, а затем через сборный коллектор *16* и главный паропровод (через запорный вентиль или задвижку *15*) идет к потребителю.

Конденсат *33* отработавшего пара, вернувшийся от потребителя, направляется в деаэратор *3*, который служит для удаления из воды воздуха и активных газов. Туда же насосом *27* подается добавочная химически очищенная вода.

После деаэрации вся питательная вода подается питательными насосами *4* или *26* в водяной экономайзер *18*, где за счет тепла уходящих газов вода подогревается и поступает в барабан *11*, а из барабана – в систему экранных труб *8*, где и происходит процесс парообразования.

Уходящие из топки нагретые газы проходят последовательно между трубами пароперегревателя, водяного экономайзера и внутри труб воздухоподогревателя, отдавая тепло на перегрев пара, подогрев питательной воды и воздуха, охлаждаются и дымососом *21* удаляются через трубу *1* в атмосферу.

Работа паровых котлов характеризуется паропроизводительностью D, т. е. количеством пара, вырабатываемого в единицу времени (измеряется в т/ч или кг/с), параметрами получаемого пара – давлением P, температурой t и коэффициентом полезного действия $\eta_к$, который определяет степень использования в котле теплоты сгорания топлива.

Работа водогрейных котлов характеризуется теплопроизводительностью Q – количеством тепла, вырабатываемого в единицу времени, температурой нагрева воды и коэффициентом полезного действия.

§ 3. УСТРОЙСТВО КОТЕЛЬНЫХ ПОМЕЩЕНИЙ

Котельная представляет собой промышленное здание, в котором размещаются котельный агрегат и вспомогательные устройства. Размещение оборудования котельной установки внутри здания или на открытой площадке называют компоновкой.

По характеру сооружения и компоновке оборудования котельные подразделяют на закрытые, полуоткрытые и открытые.

В закрытых котельных (рис. 2,*а*) все оборудование находится внутри здания. В котельных полуоткрытого типа задняя стена котельного здания располагается за экономайзером. Вне здания устанавливают дымососы, деаэраторы и другое оборудование, за которым не требуется постоянного надзора.

В котельных открытого типа (рис. 2,*б*), где закрывают только переднюю — фронтовую часть котлов *5*, находятся обслуживаю-

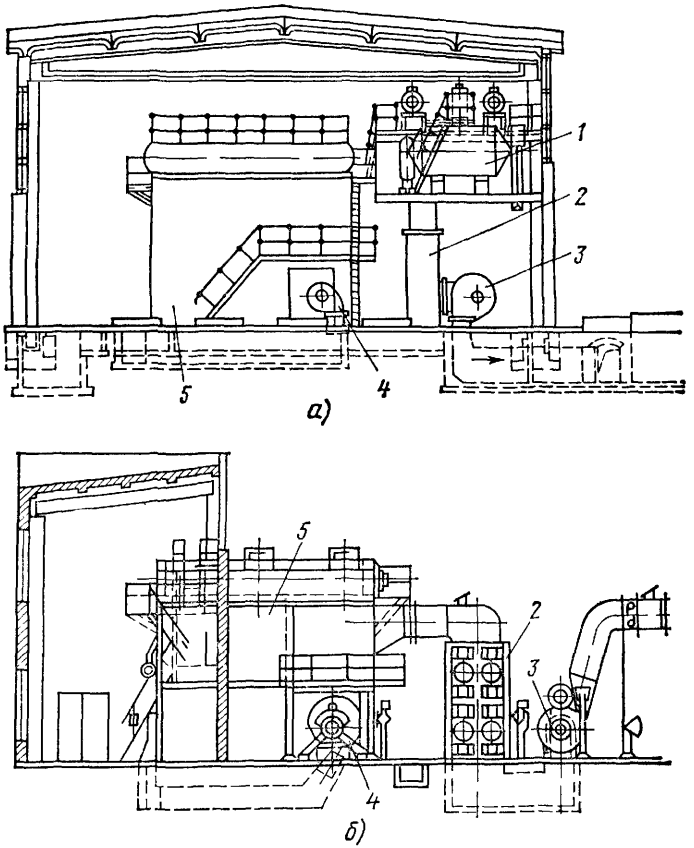


Рис. 2. Котельные установки:
а — закрытые, *б* — открытые; *1* — деаэратор, *2* — экономайзер, *3* — дымосос, *4* — дутьевой вентилятор, *5* — котел

щий персонал, измерительные приборы, устройства регулирования и управления работой котлов, питательные насосы, оборудование водоподготовки (за исключением деаэраторов).

Все котельные установки с температурой воды выше 115°С и давлением пара выше 0,07 МПа (0,7 кгс/см^2) подлежат регистрации в Госгортехнадзоре СССР, контролирующем соответствие оборудования и здания котельной установленным правилам.

Размеры зданий котельных и материалы, из которых их выполняют, величины проходов между стенами и оборудованием, а также расстояния до ферм и перекрытий определяются Правилами и нормами Госгортехнадзора и Госстроя СССР.

Контрольные вопросы

1. Какие виды котельных установок применяют в народном хозяйстве?
2. Из каких элементов состоит котельный агрегат и каково их назначение?
3. Что относят к вспомогательным устройствам котельного агрегата?
4. Как протекает технологический процесс в котельной установке?
5. Чем отличаются закрытые котельные от полуоткрытых и открытых?

Глава II
ВОДА ДЛЯ ПИТАНИЯ ПАРОВЫХ И ВОДОГРЕЙНЫХ КОТЛОВ

§ 4. ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИРОДНЫХ ВОД И ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Надежная и экономичная работа котельной установки в значительной степени зависит от качества воды, применяемой для питания котлов.

Источниками водоснабжения для питания котлов могут служить пруды, реки, озера, а также грунтовые или артезианские воды, городской или поселковый водопровод. Природные воды обычно содержат примеси в виде растворенных солей, коллоидные и механические примеси, поэтому непригодны для питания паровых котлов без предварительной очистки.

Водные растворы твердых веществ. Твердые вещества, содержащиеся в воде, разделяют на механически взвешенные примеси, состоящие из минеральных и иногда органических частиц, коллоидно-растворенные вещества и истинно растворенные вещества. Количество вещества, растворенного в единице раствора (воде), определяет концентрацию раствора и обычно выражается в миллиграммах на килограмм раствора (мг/кг).

Вода, как и всякая жидкость, может растворять только определенное количество того или иного вещества, образуя при этом насыщенный раствор, а избыточное количество вещества остается в нерастворенном состоянии и выпадает в осадок.

Различают вещества, хорошо и плохо растворимые в воде. К веществам, хорошо растворимым в воде, относят хлориды (соли хло-

ристоводородной кислоты) $CaCl_2$, $MgCl_2$, $NaCl$, к плохо растворимым — сульфиды (соли серной кислоты) $CaSO_4$, $MgSO_4$, $NaSO_4$ и силикаты (соли кремниевой кислоты) $CaSiO_3$, $MgSiO_3$. Присутствие сульфидов и силикатов в воде приводит к образованию твердой накипи на поверхности нагрева котлов.

Растворимость веществ зависит от температуры жидкости, в которой они растворяются. Различают вещества, у которых растворимость увеличивается с ростом температуры, например $CaCl_2$, $MgCl_2$, $Mg(NO_3)_2$, $Ca(NO_3)_2$, и у которых уменьшается, например $CaSO_4$, $CaSiO_3$, $MgSiO_3$.

В частности, при нагревании воды до 70—75°С начинается термический распад хорошо растворимых бикарбонатов кальция и магния с переходом в плохо растворимые карбонаты и гидраты по реакциям:

$$\left.\begin{aligned} &CaCO_3 + H_2O + CO_2 \rightleftarrows Ca(HCO_3)_2 \rightleftarrows Ca^{2+} + 2HCO_3;\\ &MgCO_3 + H_2O + CO_2 \rightleftarrows Mg(HCO_3)_2 \rightleftarrows Mg^{2+} + 2HCO_3;\\ &FeCO_3 + H_2O + CO_2 \rightleftarrows Fe(HCO_3)_2 \rightleftarrows Fe^{2+} + 2HCO_3. \end{aligned}\right\} \quad (1)$$

При дальнейшем нагреве воды в паровом котле до 200°С и выше могут возникнуть и другие реакции, например

$$CaSO_4 + Na_2CO_3 = CaCO_3 + NaSO_4. \quad (2)$$

Большинство твердых веществ, растворимых в воде, представляет собой электролиты, т. е. вещества, молекулы которых в водной среде распадаются на ионы, атомы или группу атомов, несущих электрический заряд. Молекула электролита распадается на два иона. Один из них имеет положительный заряд, называется *катионом* и обозначается знаком «+», другой имеет отрицательный заряд, называется *анионом* и обозначается знаком «—». Металлы, входящие в молекулу электролита (магний Mg, кальций Ca, железо Fe), становятся катионами, а металлоиды (хлор Cl, сера S) — анионами. При этом вода как электролит является всегда электрически нейтральной, поскольку сумма положительно заряженных ионов — катионов всегда равна сумме отрицательно заряженных ионов — анионов.

Обычно в природной воде присутствуют катионы Ca^{2+}, Mg^{2+} + + Na, Fe^{2+} и анионы HCO_3^- + Cl^-, SO_2^-, Si_3^{2-}. В слабых растворах на ионы распадается все количество электролита, растворенное в воде, в более концентрированных растворах — только часть растворенного электролита. Количество растворенного в воде электролита называется *степенью электролитической диссоциации.*

Газовые растворы. В неочищенной, так называемой сырой воде, обычно растворены азот, кислород, двуокись углерода и сероводород. Все они нежелательны, но особенно вредными являются коррозионно-активные газы: кислород и двуокись углерода. Кислород, попавший в котельный агрегат и трубопроводы, непосредственно вступает в реакцию с металлом. Газы имеют различную растворимость, которая всегда уменьшается с повышением температуры жидкости. При температуре кипения жидкости газы полностью те-

ряют способность растворяться. Степень растворимости в воде при атмосферном давлении кислорода, двуокиси углерода и сероводорода приведена в табл. 1. Согласно закону Генри концентрация газа, растворенного в жидкости, прямо пропорциональна давлению газа над раствором.

Таблица 1. **Содержание растворенных газов, мг/кг, в зависимости от температуры жидкости**

Температура жидкости, °С	Кислород O_2	Двуокись углерода CO_2	Сероводород H_2S
0	69,5	3350	7070
20	43,4	1690	3850
40	30,8	970	2360
60	22,8	580	1480
80	13,8	—	765

Примечание. При температуре жидкости 100°С и выше кислород, двуокись углерода и сероводород отсутствуют.

Показатели качества воды. Качество воды характеризуется прозрачностью (содержанием взвешенных веществ), сухим остатком, жесткостью, щелочностью, окисляемостью.

Сухой остаток содержит общее количество растворенных в воде веществ: кальция, магния, натрия, аммония, железа, алюминия и др., которые остаются после выпаривания воды и высушивания остатка при 110°С. Сухой остаток выражают в миллиграммах на килограмм или в микрограммах на килограмм.

Жесткость воды характеризуется суммарным содержанием в воде солей кальция и магния, являющихся накипеобразователями. Различают жесткость общую, временную (карбонатную) и постоянную (некарбонатную).

Общая жесткость представляет собой сумму величин временной и постоянной жесткости и характеризуется суммой содержания в воде кальциевых и магниевых солей: сернокислых ($CaSO_4$ и $MgSO_4$), хлористых ($CaCl_2$ и $MgCl_2$), азотнокислых ($Ca(NO_3)_2$ и $Mg(NO_3)_2$), кремнекислых ($CaSiO_3$ и $MgSiO_3$), фосфорнокислых ($Ca_3(PO_4)_2$ и $Mg(PO_4)_2$), двууглекислых ($Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$).

Временная жесткость характеризуется содержанием в воде бикарбонатов кальция и магния $Ca(HCO_3)_2$ и $Mg(HCO_3)_2$. Постоянная жесткость обусловливается содержанием указанных выше солей кальция и магния, за исключением двууглекислых.

Для определения величины жесткости в настоящее время установлена согласно ГОСТ 6055—51 единица показателя жесткости — миллиграмм-эквивалент на 1 кг раствора (мг-экв/кг) или микрограмм-эквивалент на 1 кг раствора (мкг-экв/кг); 1 мг-экв/кг жесткости соответствует содержанию 20,04 мг/кг иона кальция Ca^{2+} или 12,16 мг/кг иона магния Mg^{2+}.

Общая жесткость воды, мг-экв/кг, выражается суммарной концентрацией в воде катионов Ca^{2+} (кальциевая жесткость) и Mg^{2+} (магниевая жесткость)

$$Ж_о = \frac{Ca^{2+}}{20{,}04} + \frac{Mg^{2+}}{12{,}16}, \qquad (3)$$

где Ca^{2+} и Mg^{2+} – концентрация в воде соответственно катионов кальция и магния, мг/кг; 20,04 и 12,16 – соответственно их эквивалентные массы, мг-экв/кг.

Карбонатная жесткость, мг-экв/кг,

$$Ж_к = \frac{HCO_3^-}{61{,}02}, \quad (4)$$

где HCO_3^- – концентрация в воде соответственно анионов бикарбонатов кальция и магния, мг/кг; 61,02 – их эквивалентная масса, мг-экв/кг.

Постоянная (некарбонатная) жесткость, мг-экв/кг,

$$Ж_п = Ж_о - Ж_к. \quad (5)$$

Эквивалентная масса равна молекулярной массе вещества, деленной на его валентность.

В качестве примера приведена табл. 2 эквивалентных масс солей жесткости.

Таблица 2. **Эквивалентные массы солей жесткости**

Соединение	Символ	Молекулярная масса	Эквивалентная масса, мг-экв/кг
Бикарбонат кальция	$Ca(HCO_3)_2$	162,12	81,06
Сульфат кальция	$CaSO_4$	136,14	68,07
Хлорид кальция	$CaCl_2$	110,99	55,495
Сульфат магния	$MgSO_4$	120,38	60,19
Хлорид магния	$MgCl_2$	95,23	47,615

Щелочность воды характеризуется содержанием в ней щелочных соединений. Сюда относят гидраты, например NaOH – едкий натр, карбонаты Na_2CO_3 – кальцинированная сода, бикарбонаты $NaHCO_3$, Na_3PO_4 и др. Величина щелочности воды равна суммарной концентрации в ней гидроксильных, карбонатных, бикарбонатных, фосфатных и других анионов слабых кислот, выраженной в эквивалентных единицах (мг-экв/кг или мкг-экв/кг). В зависимости от преобладающего наличия в воде анионов тех или иных солей различают щелочность: гидратную (концентрация в воде гидроксильных анионов OH), карбонатную (концентрация карбонатных анионов CO_3^{2-}) и бикарбонатную (концентрация бикарбонатных анионов HCO_3^{3-}).

Окисляемость характеризуется наличием в воде кислорода и двуокиси углерода, выраженных в миллиграммах или микрограммах на килограмм.

Данные о составе некоторых речных вод Советского Союза приведены в табл. 3.

Таблица 3. Данные анализов воды некоторых рек и водоемов СССР

Наименование водоемов	Сухой остаток, мг/кг	Жесткость, мг-экв/кг	
		карбонатная	некарбонатная
Реки			
Амур	134,2	1,017	0,431
Волга в нижнем течении	433	3,316	3,174
Воронеж	320,4	4,586	0,496
Днепр	345	4,244	0,81
Днестр	506	5,92	1,212
Дон	480	4,208	1,569
Енисей	297	3,566	1,783
Казенный Торец (Донбасс)	1569	9,343	3,744
Кама	338	1,252	1,091
Москва	344	4,244	0,249
Нева	67,2	0,496	0,296
Обь	256	2,603	0,571
Ока в нижнем течении	427	2,204	3,181
Печора	180	2,425	0,863
Северная Двина	390	4,707	1,783
Северный Донец	772	4,707	3,459
Томь	172	1,783	0,571
Урал	550	4,992	3,21
Уфа	380,8	3,895	2,346
Исеть	200	2,75	0,05
Кальмиус	3876	6,53	19,7
Кура	445,6	3,5	1,86
Миас	1191,7	5,8	4,86
Сейм	428	3,68	1,92
Чусовая	68	0,83	—
Озера			
Балхаш	1775	3,18	7,55
Верхне-Исетское	80	0,4	0,122
Телецкое	68	0,83	—
Водохранилища			
Луганское	1700	4,8	7,5
Ольховское	1000	4,65	2,93
Шатарское	349,2	4,4	1,18

Вода, подготовленная для питания котельной установки, не должна давать отложений шлама и накипи, разъедать стенки котла и его вспомогательные поверхности нагрева, а также вспениваться.

Общие понятия о водном режиме паровых котлов. В питательной воде, поступающей в котел, независимо от того, каким способом производилось ее умягчение, всегда остается какая-то часть примесей.

В процессе получения пара и отвода его из котла, а также поступления в котел все новых порций питательной воды в котловой воде увеличивается количество солей, так как сухой пар не растворяет их.

При увеличении содержания солей в котловой воде выше нормы начнется выпадение их в осадок и образование накипи на поверхности нагрева и шлама в толще воды, появится пенообразование и усилится унос паром котловой воды с растворенными в ней солями, что приведет к заносу паропровода и паропотребляющих устройств солями. Поэтому для надежной работы котельной установки недостаточно только очистки питательной воды, необходимо обеспечить также нормальный внутрикотловой режим, заключающийся в поддержании состава котловой воды в пределах установленных норм. Для получения пара нужного качества котловая вода обрабатывается специальными реагентами, которые заставляют накипеобразующие соли выпадать в котле в виде шлама, легко удаляемого продувкой.

Требования к качеству насыщенного пара в котлоагрегатах приведены в табл. 4.

Таблица 4 **Требования к качеству насыщенного пара**

Котлоагрегаты	Возможные пределы напряжения парового пространства, $м^3/(м^3 \cdot ч)$	Допустимое содержание в паре			Примечание
		влаги, %	всех солей, мкг/кг	двуокиси углерода, мкг/кг	
Жаротрубные и дымогарные вертикальные и горизонтальные, $p \leqslant 0{,}9$ МПа . . .	100—1000	1,0	1,0	—	Если вырабатываемый пар соприкасается с пищевыми продуктами и используется в теплообменниках с медными, латунными трубками или в открытой системе теплоснабжения, содержание в паре аммиака недопустимо
Водотрубные неэкранированные, $p \leqslant 1{,}4$ МПа . . .	250—400	0,5	0,5	20	
Водотрубные экранированные, $p \leqslant 1{,}4$ МПа . . .	450—900	0,3	0,5		
То же, $p \leqslant 4{,}5$ МПа	350—500	0,2	0,2		

Для паровых турбин качество пара должно быть еще выше, оно регламентировано Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей (ПТЭ).

Требования к качеству питательной и котловой воды для производственных и отопительных котельных приведены в табл. 5 и 6.

Для водогрейных котлов качество подпиточной воды должно удовлетворять следующим требованиям: карбонатная жесткость не более 700 мкг-экв/кг, содержание растворенного кислорода — 50 мкг/кг, взвешенных веществ — 5 мкг/кг, содержание свободной двуокиси углерода не допускается, значение показателя pH не менее 7. Значение pH характеризует концентрацию ионов водорода в растворе. Последнее требование означает, что реакция воды должна быть либо нейтральной (pH = 7), либо щелочной (pH > 7).

Таблица 5. **Требования к качеству питательной воды котлоагрегатов**

Котлоагрегаты	Общая жесткость, мг-экв/кг	Растворенный кислород, мг/кг, в котлоагрегатах с экономайзерами		Содержание в воде, мг/кг			Продувка, %
		стальными водяными	чугунными	железа	меди	масел	
Жаротрубные и дымогарные, $p \leqslant 0{,}9$ МПа (9 кгс/см^2) . . .	0,03 – 0,5	⩽ 0,03	⩽ 0,10	–	–	< 5	< 10
Водотрубные неэкранированные, $p = 1{,}4$ МПа (14 кгс/см^2) . . .	⩽ 0,1	⩽ 0,03	⩽ 0,10	< 0,20	< 5	< 5	< 8
Водотрубные экранированные, $p = 1{,}4$ МПа	⩽ 0,03	⩽ 0,03	⩽ 0,10	< 0,2	< 3	< 5	5 – 7
То же, $p \leqslant 4{,}5$ МПа (45 кгс/см^2)	0,01 – 0,015	⩽ 0,03	0,03 – 0,1	0,1 – 0,2	< 1	1 – 3	< 5
Стальные водогрейные . . .	0,04 – 0,7	⩽ 0,05	–	⩽ 0,3	–	–	–

Таблица 6. **Требования к качеству котловой воды**

Котлоагрегаты	Допустимый сухой остаток в продувке, мг/кг, при механических сепарационных устройствах и испарении			Общая щелочность	
	без ступенчатого испарения	двухступенчатом внутри барабана	ступенчатом в выносных циклонах	абсолютная, мг-экв/кг	относительная, %
Жаротрубные и дымогарные, $p \leqslant 0{,}9$ МПа	4000 – 16000*	–	–	30 – 80	⩽ 50*
Водотрубные неэкранированные с нижним барабаном или грязевиком, $p \leqslant 1{,}4$ МПа	4000 – 8000	7000 – 12000	10000 – 16000	30 – 60	< 20
Водотрубные экранированные с нижним барабаном, $p \leqslant 1{,}4$ МПа	2000 – 4000	3000 – 7000	5000 – 10000	15 – 30	< 20
То же, но без нижних барабанов . . .	1000 – 2000	1500 – 3000	3000 – 8000	10 – 15	< 20
То же, $p \leqslant 4{,}5$ МПа	800 – 1500	1000 – 3000	3000 – 6000	9 – 12	< 20

* При внутрикотловой обработке воды.

Расход воды в котельных установках. Вода, поступающая в отопительные и производственные котельные из водопровода, артезианских скважин или водоемов, расходуется на восполнение потерь сетевой воды, конденсата, пара и собственные нужды котельной установки, включая техническое водоснабжение.

В водогрейных котельных установках вода теряется при обмывке поверхностей нагрева, деаэрации, разогреве мазута, утечках через

неплотности, а также в системах теплоснабжения. При открытой системе теплоснабжения к потерям добавляется расход воды на горячее водоснабжение потребителей.

В паровых котельных установках потери воды происходят за счет расхода части пара на собственные нужды (привод насосов, подогрев и распыливание мазута, продувку котлоагрегатов, обдувку и очистку его поверхностей нагрева, утечки через неплотности) и других расходов. Кроме потерь пара теряется и его конденсат. При снабжении потребителей паром часть конденсата теряется из-за загрязнения в результате несовершенства теплообменных аппаратов, а иногда из-за технологического процесса без возврата конденсата. Расходы воды возмещают в специальных устройствах, комплекс которых называют водоподготовительной установкой.

§ 5. ПОДГОТОВКА ВОДЫ ДЛЯ ПИТАНИЯ КОТЛОВ

Источники водоснабжения. Выбор источников водоснабжения котельной установки, схему забора и транспортировки воды от источника выполняют в каждом случае, исходя из местных условий.

В котельных установках для освобождения воды от содержащихся в ней взвешенных и растворенных веществ применяют следующие методы: коагуляции, осаждения накипеобразователей химическим путем и фильтрования до поступления ее в котлы. При сравнительно мягкой воде и наличии в ней преобладающего количества взвешенных веществ ограничиваются фильтрованием ее или коагуляцией.

В мелких котельных установках при небольшом расходе пара обычно применяют внутрикотловую обработку воды, а в крупных установках при значительной жесткости воды производят докотловую водоподготовку. Нормальная и бесперебойная работа котла во многом зависит от правильно выбранного способа водоподготовки.

Целесообразность того или другого способа водоумягчения может быть установлена только в зависимости от результатов химического анализа воды. Водоподготовка должна обеспечить осветление воды и удаление из нее взвешенных веществ, умягчение ее (снижение щелочности и солесодержания), а также удаление растворенных газов, в том числе кислорода и двуокиси углерода.

В воде для питания паровых котлов, забираемой из прудов, небольших озер и рек в паводковый период, содержится большое количество органических веществ, поэтому необходимо проводить к о а г у л я ц и ю. Процесс коагуляции заключается в том, что в воду добавляют вещества, называемые коагуляторами, с помощью которых в воде образуются легко оседающие хлопья. Коагуляторами могут служить сернокислый алюминий $Al_2(SO_4)_3$ или сернокислое железо $FeSO_4$, а также другие вещества.

При добавлении в воду, например, сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3$, последний вступает в химическую реакцию с водой H_2O, образуя свободную серную кислоту H_2SO_4 и гидрат окиси алюминия $Al(OH)_3$. Серная кислота, находящаяся в воде, нейтрализуется

бикарбонатами $Ca(HCO_3)_2$, также присутствующими в воде. Реакция протекает следующим образом:

$$Al_2(SO_4)_3 + 6H_2O = 2Al(OH)_3 + 3H_2SO_4 \qquad (6)$$

и далее

$$H_2SO_4 + Ca(HCO_3)_2 = CaSO_4 + 2H_2O + 2CO_2.$$

Умягчение воды методом осаждения накипеобразователей заключается в создании условий, при которых образуется труднорастворимые соединения $CaCO_3$ и $Mg(OH)_2$, выпадающие в осадок и удаляемые из воды.

В качестве осадителей применяют: негашеную (CaO) или гашеную $CaOH_2$ (пушонка) известь, едкий натр (каустическая сода) NaOH, углекислый натрий (кальцинированная сода) Na_2CO_3. Эти реагенты применяют каждый в отдельности и в различной комбинации. В зависимости от этого различают следующие способы обработки: известковый (реагент CaO), содоизвестковый (реагент $Na_2CO_3 + CaO$), едконатровый (реагент NaOH), содоедконатровый (реагент $Na_2CO_3 + NaOH$), известково-едконатровый (реагент $CaO + NaOH$).

Известкование применяют в тех случаях, когда необходимо снизить щелочность исходной воды, хотя глубокого умягчения воды при этом не достигают.

Удаление взвешенных веществ осуществляют отстаиванием и фильтрацией воды в фильтрах (рис. 3). Фильтрующим мате-

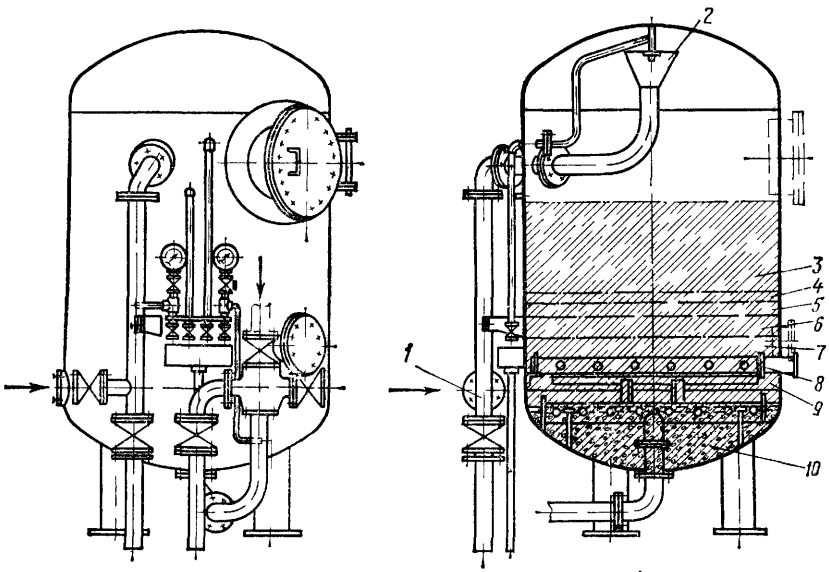


Рис 3. Однослойный кварцевый фильтр:
а — общий вид, *б* — устройство, *1* — водоподводящая труба *2* — воронка, *3, 4, 5, 6* и *7* — слои кварца (размер кусочков, мм 5—8, 0,5—1, 1—2,5, 2,5—5, 10—20), *8* — дренажное устройство, *9* — цементное покрытие, *10* — бетонная подушка

риалом служит дробленый гравий, кварцевый песок, антрацит, мраморная крошка.

Фильтр, представляющий собой металлический бак, в котором слои антрацита чередуются со слоями гравия, снабжен дренажным устройством *8*, предназначенным для равномерного распределения потока воды по площади фильтра, а также для предотвращения выноса фильтрующего материала из фильтра.

Широкое применение в котельных установках всех мощностей получил катионитовый способ умягчения воды. Водоподготовка в катионитовых установках заключается в замене при фильтрации накипеобразующих катионов кальция и магния на катионы солей, обладающих хорошей растворимостью или образующих летучие соединения.

В качестве катионитового материала на современных водоподготовительных установках используют в основном глауконит, сульфированные угли и синтетические смолы.

Наиболее распространен сульфоуголь, который получают после обработки бурого или каменного угля дымящейся серной кислотой. В настоящее время в промышленных котельных установках применяют новейший катионит — полистирольный синтетический марки КУ-2. Обменная емкость катионитов этой марки при Na-катионировании примерно в 2 раза выше, чем у сульфоугля, и в 1,5 раза выше, чем при H-катионировании.

В зависимости от выбранных обменных катионитов водоумягчение осуществляют тремя методами: Na-катионированием, Na-H-катионированием и NH_4-катионированием (аммоний-катионированием).

Сложная формула катионитового материала, не участвующего в ионном обмене, условно обозначается буквой R. Растворенные в воде соли кальция и магния при фильтрации через катионитовый материал обменивают Ca и Mg только на натриевые соли, обладающие большой растворимостью.

В процессе катионирования соли жесткости почти полностью удаляются из воды; остаточная жесткость умягченной воды может быть доведена до 0,015-0,02 мг-экв/кг.

Регенерацию Na-катионитовых фильтров осуществляют 6—8%-ным раствором поваренной соли, в результате действие сульфоугля восстанавливается. Реакции идут по уравнениям:

$$\left.\begin{aligned} CaR_2 + 2NaCl &= 2NaR + CaCl_2; \\ MgR_2 + 2NaCl &= 2NaR + MgCl_2. \end{aligned}\right\} \qquad (7)$$

Концентрированные водные растворы хлоридов $CaCl_2$ и $MgCl_2$ и избыток раствора соли NaCl, оставшиеся неиспользованными, удаляют промывочной водой из фильтра в дренаж. Особенностью Na-катионирования является отсутствие солей, выпадающих в осадок.

При разложении бикарбоната натрия получается едкий натр, который дает вспенивание котловой воды и может вызвать коррозию металла котла, а двуокись углерода, остающаяся в конденсате,— кор-

розию конденсатопроводов. Если щелочность получается больше 20%, ее можно нейтрализовать присадкой в воду сульфата аммония или нитрата натрия $NaNO_3$. Сульфат аммония под действием высокой температуры в котле разлагается, серная кислота нейтрализует щелочь, а аммиак уходит из котла с паром:

$$(NH_4)_2SO_4 \rightarrow 2NH_3 + H_2SO_4. \quad (8)$$

Чистое Na-катионирование применяют только при умягчении воды с небольшой карбонатной жесткостью.

Для умягчения воды с большой карбонатной жесткостью применяют совместное Na-H-катионирование. Имеется несколько схем Na-H-катионирования, из которых наиболее распространены две: последовательного и параллельного Na-H-катионирования.

По схеме последовательного Na-H-катионирования вода, подлежащая умягчению, сначала проходит H-катионитовые фильтры, а затем поступает в Na-катионитовые.

По схеме параллельного Na-H-катионирования фильтры включают параллельно, и вода, подлежащая умягчению, проходит через них двумя параллельными потоками.

Кроме указанных схем катионирования воды существуют еще две схемы — последовательного и параллельного аммоний-катионирования (NH_4-катионирования), при которых все катионы исходной воды обмениваются в слое катионита на катион аммония по следующим уравнениям:

$$\left.\begin{aligned} 2NH_4R + CaS &= CaR_2 + (NH_4)_2S; \\ 2NH_4R + MgS &= MgR_2 + (NH_4)_2S; \\ 2NH_4R + 2NaS &= 2NaR + (NH_4)_2S, \end{aligned}\right\} \quad (9)$$

где S может обозначать SO_4, Cl_2, SiO_3, $(HCO_3)_2$.

Под действием высокой температуры соль NH_4HCO_3 разлагается:

$$NH_4HCO_3 \rightarrow NH_3 + H_2O + CO_2. \quad (10)$$

Выделившиеся в процессе реакции газообразный аммиак и двуокись углерода уходят с паром.

Регенерацию NH_4-катионита производят 2—3%-ным раствором сульфата аммония $(NH_4)_2SO_4$ или 6—8%-ным раствором хлорида аммония (NH_4Cl):

$$\left.\begin{aligned} CaR + (NH_4)_2SO_4 &= (NH_4)_2R + CaSO_4; \\ MgR + (NH_4)_2SO_4 &= (NH_4)_2R + MgSO_4. \end{aligned}\right\} \quad (11)$$

Оборудование и схемы водоподготовки методом катионирования. Устройство Na-катионитового фильтра первой ступени показано на рис. 4, *а*. Фильтр представляет собой цилиндрический сосуд со сферическими днищами. Внутри сосуда помещается слой катионита *2*, вода подается в фильтр через вентиль *1* на слой фильтрующего катиона, под которым располагается дренажное устройство, состоящее из коллектора и системы трубок, присоединенных к нему. От-

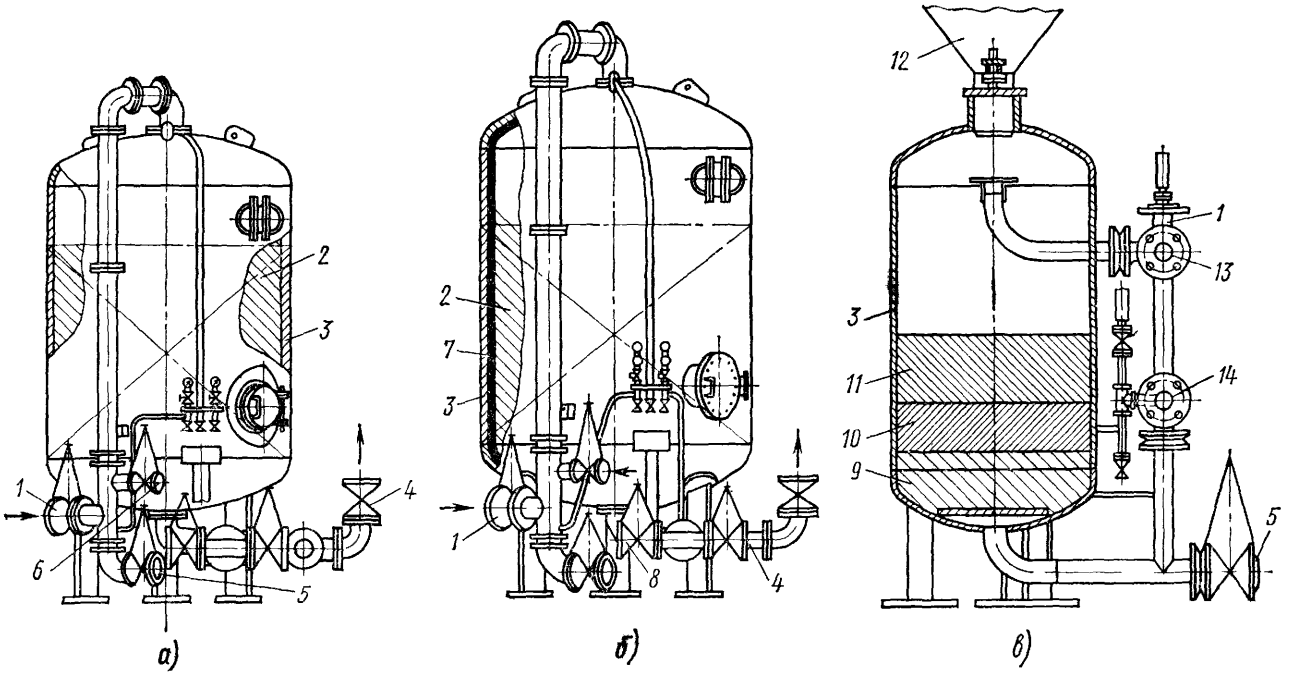


Рис. 4. Катионитовые фильтры Na и H (*а*, *б*) и солерастворитель (*в*):
1, *4*, *6* и *8* – вентили, *2* – катионит, *3* – корпус фильтра, *5* – задвижка (спуск в дренаж), *7* – антикоррозионный слой, *9*, *10* и *11* – слои кварца (размер кусочков, мм: 5–10; 2,5–5; 1–2,5), *12* – загрузочная воронка, *13* и *14* – трубы для выпуска воды и выхода раствора

фильтрованная вода выходит через вентиль *4*. Для регенерации фильтра соленый раствор подается через вентиль *6*.

На рис. 4,*б* показан Н-катионитовый фильтр первой ступени, представляющий собой цилиндрическую емкость со сферическими днищами, покрытую изнутри антикоррозионным защитным слоем *7* и заполненную катионитом *2*. Устройство этого фильтра аналогично Na-катионитовому.

Для приготовления раствора соли применяют специальные аппараты — солерастворители (рис. 4, *в*), не отличающиеся по конструкции от катионитовых фильтров. В нижней части солерастворителя помещают три слоя кварцевого песка *9*, *10* и *11* различного по крупности состава, который служит для предотвращения выноса соли вместе с потоком воды. Поваренная соль загружается в аппарат через воронку *12*, туда же через вентиль *1* подводится вода для раствора соли. Раствор соли выходит через трубу *14* и направляется в фильтр.

Использование конденсата для питания котлов. На предприятиях и электростанциях конденсат отработавшего пара, возвращаемый от внешних потребителей, используется как составная часть питательной воды после его предварительной очистки от посторонних примесей.

При питании котлов конденсатом достигается значительная экономия топлива. Например, при возвращении в котельную 25% конденсата экономия топлива составляет примерно 2,5%, при 50—5%, а при 75—7,5%. Поэтому конденсат должен собираться по возможности из всех аппаратов, потребляющих пар.

§ 6. ДЕАЭРАЦИЯ ПИТАТЕЛЬНОЙ И ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ

Деаэрацией называется освобождение питательной воды от растворенного в ней воздуха, в состав которого входят кислород и двуокись углерода. Будучи растворенными в воде, эти газы вызывают коррозию питательных трубопроводов и поверхностей нагрева котла, вследствие чего оборудование выходит из строя.

Существует ряд различных устройств для деаэрации питательной воды. Наибольшее распространение получили термические деаэраторы атмосферного типа низкого давления (0,02-0,025 МПа) и повышенного давления (0,6 МПа), а также вакуумные с давлением ниже атмосферного. Последние применяют в котельных с водогрейными котлами, так как в этих котельных отсутствует пар и дегазация питательной воды осуществляется за счет вакуума, создаваемого водоструйными эжекторами.

Термический деаэратор служит для удаления из питательной и подпиточной воды растворенного в ней кислорода и двуокиси углерода путем нагрева ее до температуры кипения. На рис. 5 показана схема работы атмосферного деаэратора смешивающего типа. Деаэратор состоит из бака *1* и колонки *13*, внутри которой установлен ряд распределительных тарелок *5*, *6* и *12*. Питательная вода (конденсат) от насосов поступает в верхнюю часть деаэратора на

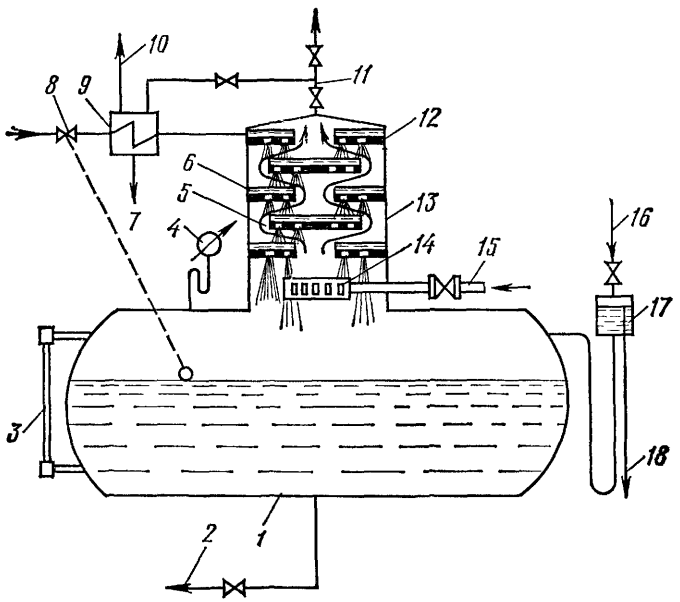


Рис. 5. Атмосферный деаэратор смешивающего типа:
1 — бак (аккумулятор), *2* — выпуск питательной воды из бака, *3* — водоуказательное стекло, *4* — манометр, *5*, *6* и *12* — тарелки, *7* — спуск воды в дренажный бак, *8* — автоматический регулятор подачи химически очищенной воды, *9* — охладитель пара, *10* — выпуск пара в атмосферу, *11* и *15* — трубы, *13* — деаэраторная колонка, *14* — парораспределитель, *16* — впуск воды в гидравлический затвор, *17* — гидравлический затвор, *18* — выпуск лишней воды из гидравлического затвора

распределительную тарелку *12*; по другому трубопроводу через регулятор *8* на тарелку *12* подводится в качестве добавки химически очищенная вода; с тарелки питательная вода отдельными и равномерными струйками распределяется по всей окружности деаэраторной колонки и стекает вниз последовательно через ряд расположенных одна под другой промежуточных тарелок *5* и *6* с мелкими отверстиями.

Пар для подогрева воды вводится в деаэратор по трубе *15* и парораспределитель *14* снизу под водяную завесу, образующуюся при стекании воды с тарелки на тарелку, и, расходясь во все стороны, поднимается вверх, навстречу питательной воде, нагревая ее до 104—106°С, что соответствует избыточному давлению в деаэраторе 0,02—0,025 МПа (0,20—0,25 кгс/см^2). При этой температуре воздух выделяется из воды и вместе с остатком несконденсировавшегося пара уходит через вестовую трубу *11*, расположенную в верхней части деаэрационной головки, непосредственно в атмосферу или охладитель пара *9*.

Освобожденная от кислорода и подогретая вода выливается в сборный бак *1*, расположенный под колонкой деаэратора, откуда расходуется для питания котлов.

Во избежание значительного повышения давления в деаэраторе на нем устанавливают два гидрозатвора, а также гидравлический затвор *17* на случай образования в нем разрежения. При превышении давления может произойти взрыв деаэратора, а при разрежении атмосферное давление может смять его.

Деаэратор снабжают водоуказательным стеклом *3* с тремя кранами — паровым, водяным и продувочным, регулятором уровня воды в баке, регулятором давления и необходимой измерительной аппаратурой. Для надежной работы питательных насосов деаэратор устанавливают на высоте не менее 7 м над насосом.

Воду обескислороживают также фильтрованием ее через слой обыкновенных стальных стружек, которые окисляются из-за растворенного в воде кислорода.

§ 7. ВОДНЫЙ РЕЖИМ КОТЕЛЬНЫХ АГРЕГАТОВ

Схемы ступенчатого испарения воды в паровом котле. Ступенчатое испарение позволяет получать пар требуемого качества при сниженном количестве продувочной воды, для чего в верхнем барабане *2* котла устанавливают перегородки *4* с отверстиями, которые разделяют водяной объем барабана на ряд уменьшающихся отсеков — ступеней (рис. 6,*а*), а паровое пространство остается общим. Обычно барабан разделяют на три отсека — два торцевых меньших размеров и один средний большего размера. Поверхность нагрева котла, подсоединенная к каждому из отсеков, должна иметь самостоятельный циркуляционный контур.

Вся питательная вода подается в первый — средний отсек, над которым размещен штуцер с вентилем для отвода пара из барабана. Через отверстия в перегородках проходит вся продувочная вода,

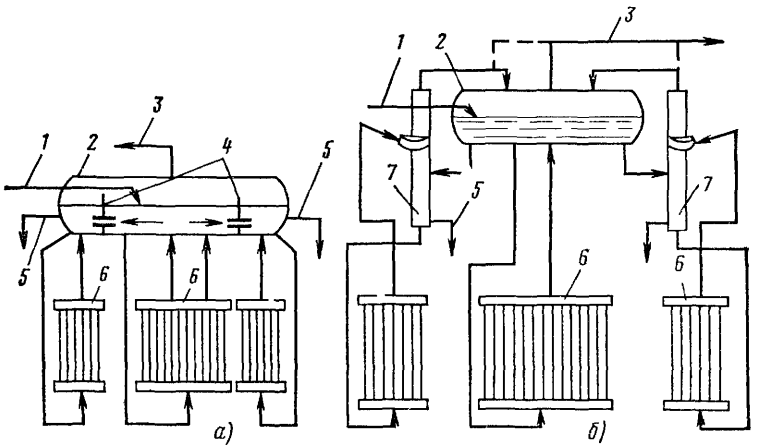


Рис. 6. Схемы ступенчатого испарения:
а — размещение второй ступени испарения с двух торцов барабана, *б* — двухступенчатое испарение с выносными циклонами; *1* — питательная магистраль, *2* — барабан котла, *3* — паропровод для отбора пара, *4* — перегородки, *5* — труба для продувки, *6* — экраны, *7* — выносные циклоны

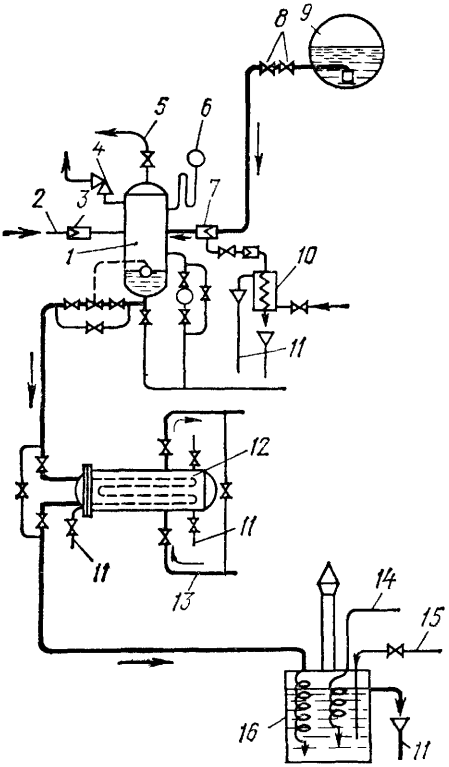


Рис. 7. Схема непрерывной продувки: *1* — расширитель, *2* — труба для подвода котловой воды в расширитель от других котлов, *3* и *7* — регулировочные вентили, *4* — предохранительный клапан, *5* — пар из расширителя *6* — манометр, *8* — отключающие вентили на линии непрерывной продувки, *9* — верхний барабан котла, *10* и *12* — поверхностные охладитель проб котловой воды и теплообменник, *11* — дренаж, *13* — охлаждающая вода, *14* и *15* — трубы для подвода в барботер воды периодической продувки и охлаждающей, *16* — барботер

которая в концевых отсеках (циркуляционных контурах) должна превратиться в пар. При этом по направлению к концевым отсекам концентрация солей в котловой воде увеличивается, а количество получаемого пара уменьшается. Основное количество пара получается в среднем чистом отсеке, в котором за счет большой продувки (равной расходу котловой воды в крайних отсеках) образуется пар с более низким солесодержанием.

На рис. 6, *б* показана схема испарения с выносными циклонами *7*, в которые поступает котловая вода с повышенной концентрацией солей, откуда они удаляются продувкой. Сухой остаток котловой воды в чистом отсеке должен быть не выше 1500 мг/л.

Вода непрерывной продувки подается в расширитель *1* (рис. 7), в котором давление ее падает до атмосферного. В результате часть воды испаряется и образовавшийся пар *5* поступает в деаэратор, где тепло его используется. Оставшаяся вода проходит в сливной колодец через теплообменник *12*, где также используется часть тепла продувочной воды.

Для соблюдения установленных норм качества пара осуществляют периодическую или непрерывную продувку, т. е. часть воды из паровых котлов выпускают и заменяют ее питательной водой. Периодическая продувка при наличии непрерывной служит для выпуска шлама. Непрерывную продувку в барабанных котлах выполняют из верхних барабанов *9* (см. рис. 7), где концентрируется наибольшее количество солей, а периодическую — из нижних барабанов или коллекторов-грязевиков и нижних коллекторов-экранов.

Непрерывная продувка должна обеспечивать при работе котла постоянный вывод избытка солей из котловой воды. Котловая вода непрерывной продувки из барабана *9* отводится в аппарат, назы-

ваемый сепаратором непрерывной продувки, в котором происходит расширение воды и отделение пара. Из сепаратора пар (выпар) отводится в деаэратор питательной воды, а горячая вода, содержащая соли, — в дренаж *11* или используется для подогрева сырой воды.

Образование накипи. Накипь образуется в котле из-за накапливания солей при испарении воды, в результате чего из котловой воды выпадают в осадок те соли, для которых будет достигнут предел их растворимости. Эти соли, вступая в химические реакции, образуют труднорастворимые соединения, дающие плотный осадок.

В зависимости от состава солей, находящихся в воде, различают накипь: силикатную — с повышенным содержанием кремния, плотную, трудно удаляемую при очистке котла; сульфатную — с содержанием сернокислого кальция более 50%, рыхлую, сравнительно легко удаляемую; карбонатную — с преимущественным содержанием углекислого кальция и магния, легко удаляемую; смешанную, в которой нет ярко выраженного преобладания тех или иных солей.

Накипь и шлам плохо проводят тепло (в 20—30 раз хуже железа). Особенно вредно масло, так как теплопроводность его в 20 раз меньше теплопроводности накипи и в 200—600 раз меньше теплопроводности железа. Поэтому использование воды, содержащей масло свыше допустимых норм, запрещается.

Накипь, отлагающаяся на стенках барабана котла и труб, препятствует их охлаждению. Температура труб повышается, в результате чего под давлением пара на них могут образовываться отдулины и даже разрывы. При загрязненной поверхности нагрева работа котла неэкономична, температура уходящих газов увеличивается, что приводит к снижению кпд котла и перерасходу топлива.

Внутренняя коррозия металла котельных агрегатов. Коррозия металла всегда начинается с поверхности и постепенно проникает вглубь. Иногда не вся поверхность металла поражается, а лишь отдельные участки в виде пятен, язвин и точек различной величины. Разъедание стенок котла может происходить от воздействия на них растворенных в питательной воде кислорода, двуокиси углерода, водорода, едкого натра и пр.

Кислородная коррозия происходит в трубах водяных экономайзеров под действием кислорода и двуокиси углерода, растворенных в воде. Для устранения ее необходима тщательная деаэрация питательной воды.

Щелочная коррозия происходит в испарительных поверхностях нагрева под действием едкого натра при высокой концентрации его в котловой воде и высокой температуре. Разновидностью щелочной коррозии является межкристаллитная коррозия — каустическая хрупкость, возникающая в вальцованных и заклепочных соединениях под влиянием местных механических напряжений при наличии высокой щелочности котловой воды. В результате происходит снижение механической прочности металла и образование в нем трещин. Для уменьшения агрессивных свойств котловой воды необходимо поддерживать в ней определенное соотношение концентрации гидратной щелочи и других ионов.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляют к качеству питательной воды?
2. Как очищают воду и какие аппараты при этом применяют?
3. В чем заключаются методы коагуляции и фильтрования воды?
4. Что такое деаэрация воды?
5. Какие существуют нормы качества питательной воды?

Глава III
ТОПЛИВО ДЛЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 8. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Великий русский ученый Д. И. Менделеев дал следующее определение топлива: «Топливом называется горючее вещество, умышленно сжигаемое для получения тепла».

Под топливом понимают углеродистые и углеводородистые соединения, которые, будучи нагреты до определенной температуры, активно вступают в реакцию с кислородом воздуха и выделяют при этом значительное количество тепла. Наиболее распространенными видами топлива являются: древесина, торф, ископаемые угли, горючие сланцы, нефть и продукты ее переработки, а также природные и искусственные газы.

По своему состоянию топливо делится на твердое, жидкое и газообразное, а по способу получения — на естественное и искусственное, а также топливные отходы.

К естественным видам твердого топлива относят антрациты, каменные и бурые угли, торф, горючие сланцы, дрова, отходы промышленности и сельского хозяйства (опилки, щепа, лузга, костра и др.), к искусственным — брикеты, кокс, полукокс и пр. Естественным жидким топливом является нефть, искусственным — продукты перегонки нефти — бензин, керосин, лигроин, мазут и пр. Естественным газовым топливом является природный газ, искусственным — газ генераторный, коксовый, нефтяной, полукоксовый, доменный, подземной газификации углей.

Приведенные виды топлива — продукты органического происхождения. Наряду с ними в энергетических установках все большее значение приобретает ядерное, получаемое при расщеплении изотопов урана.

Топливо разделяют на местное и дальнепривозное. Местным называют топливо, которое экономически нецелесообразно перевозить на большое расстояние из-за его низкого качества или небольшого масштаба добычи (торф, бурый уголь, сланцы и др.), дальнепривозным — высококачественное твердое и жидкое топливо (антрацит, каменный уголь, мазут), которое может перевозиться на большие расстояния.

Советский Союз располагает богатейшими ресурсами различного топлива. Геологические запасы ископаемых углей СССР

составляют свыше 50% общих мировых запасов и занимают первое место в мире. Во многих районах СССР природный газ является самым распространенным топливом.

§ 9. ТВЕРДОЕ ТОПЛИВО И ЕГО КЛАССИФИКАЦИЯ

Происхождение топлива. Все виды твердого топлива нашей планеты своим происхождением обязаны солнечной энергии и хлорофиллу – особому веществу, содержащемуся в листьях и других зеленых частях растений, которые создают сложные органические вещества, а в дальнейшем превращаются в топливо. В своих превращениях вещество топлива последовательно проходит стадии образования торфа, бурого угля, каменного угля, антрацита.

В природе существуют различные виды твердого топлива, отличающиеся разнообразными составом и свойствами. Твердое топливо в основном образуется из высокоорганизованных растений – древесины, листьев, хвои и т. п. Отмершие части высокоорганизованных растений разрушаются грибками при свободном доступе воздуха и превращаются в торф – рыхлую, расплывчатую массу перегноя, так называемых гуминовых кислот. Скопление торфа переходит в бурую массу, а затем в бурый уголь. В дальнейшем под воздействием высокого давления и повышенной температуры бурые угли подвергаются последующим превращениям, переходя в каменные угли, а затем в антрацит.

Состав топлива. Топливо в том виде, в котором оно добыто, включает в себя органическую массу и балласт. Органической массой топлива считают ту часть, которая произошла из органических веществ: углерода, водорода, кислорода и азота; в балласт включают серу, минеральные примеси – золу и влагу топлива:

$$C^o + H^o + O^o + N^o + S_o^o = 100\%. \qquad (12)$$

Твердое и жидкое топливо состоит из углерода C, водорода H, органической серы S_o и горючей колчеданной серы $S_к$, кислорода O и азота N, находящихся в виде сложных соединений. Кроме указанных элементов, составляющих *горючую массу топлива*, в состав топлива входит еще балласт – зола A и влага W:

$$Б = A^p + W^p. \qquad (13)$$

Летучей, или горючей, серой называется

$$S_л = S_o + S_к. \qquad (14)$$

Состав топлива выражают в процентах по массе.

В топочной технике различают рабочую, сухую и горючую массы топлива. В связи с этим при буквенном обозначении вещества, входящего в состав топлива, вверху ставят буквы р, с, или г. Под рабочей массой топлива понимают топливо в том виде, в каком оно поступает к потребителю. Состав рабочей массы топлива выражают так:

$$C^p + H^p + O^p + N^p + S_o^p + S_к^p + A^p + W^p = 100\%. \qquad (15)$$

Если из топлива исключить балласт, то получаем горючую массу топлива

$$C^г + H^г + O^г + N^г + S^г_о + S^г_к = 100\%. \quad (16)$$

Сухая масса топлива соответствует обезвоженному топливу и состав ее следующий:

$$C^с + H^с + O^с + N^с + S^с_о + S^с_к + A^с = 100\%. \quad (17)$$

Пересчет состава топлива с одной массы на другую производят с помощью коэффициентов (табл. 7).

Таблица 7. **Коэффициенты пересчета состава топлива с одной массы на другую**

Заданная масса топлива	Искомая масса топлива		
	рабочая	сухая	горючая
Рабочая	1	$\frac{100}{100-W^р}$	$\frac{100}{100-W^р-A^р}$
Сухая	$\frac{100-W^р}{100}$	1	$\frac{100}{100-A^с}$
Горючая	$\frac{100-W^р-A^р}{100}$	$\frac{100-A^с}{100}$	1

Пример 1. Определить состав рабочей массы топлива, содержание горючей массы которого равно: $C^г = 75{,}5\%$; $H^г = 5{,}5\%$; $S^г_{о+к} = 4{,}2\%$; $O^г = 13{,}2\%$; $N^г = 1{,}6\%$; $A^р = 18\%$; $W^р = 13\%$.

Находим коэффициент для перерасчета по табл. 7

$$\frac{100-(18+13)}{100} = 0{,}69.$$

Умножая на этот коэффициент элементы горючей массы топлива, получим состав его рабочей массы: $C^р = 75{,}5 \cdot 0{,}69 = 52{,}1\%$; $H^р = 5{,}5 \cdot 0{,}69 = 3{,}8\%$; $S^р_{о+к} = 4{,}2 \cdot 0{,}69 = 2{,}9\%$; $O^р = 13{,}2 \cdot 0{,}69 = 9{,}1\%$; $N^р = 1{,}6 \cdot 0{,}69 = 1{,}1\%$.

Углерод и водород — самые ценные части топлива.

Углерод содержится в значительном количестве в топливе всех видов: древесине и торфе 50—58%, в бурых и каменных углях 65—80%, в тощих углях и антрацитах 90—95%, в сланцах 61—73%, в мазуте 84—87% (цифры даны в процентах на горючую массу топлива). Чем больше углерода в топливе, тем больше оно выделяет тепла при сгорании.

Состав рабочей массы топлива значительно зависит от величины балласта, поэтому чаще всего приводятся данные по составу горючей массы топлива, которая более стабильна для топлива каждого вида и месторождения.

Водород является второй важнейшей частью каждого топлива. В топливе водород частично находится в связанном с кислородом виде, составляя внутреннюю влагу топлива, вследствие чего понижается тепловая ценность топлива. Водород играет большую роль в образовании летучих веществ, выделяющихся при нагревании топлива без доступа воздуха. В состав летучих водород входит в чистом виде и в виде углеводородных и других органических соединений.

Содержание водорода в процентах от горючей массы топлива составляет: в дровах и торфе до 6, бурых каменных углях 3,8—5,8, горючих сланцах до 9,5, в антраците 2 и в мазуте 10,6—11,1.

Кислород, содержащийся в топливе, является балластом. Не будучи теплообразующим элементом и связывая водород топлива, кислород снижает теплоту его сгорания. Содержание кислорода в органической массе топлива с его возрастом снижается с 41% для древесины до 2,2% для антрацита.

Азот также является балластной инертной составляющей топлива, снижающей процентное содержание в нем горючих элементов. При сгорании топлива азот в продуктах сгорания содержится как в свободном виде, так и в виде окислов NO_x. Последние относятся к вредным составляющим продуктов сгорания, количество которых должно быть лимитировано.

Сера содержится в топливе в виде органических соединений S_o и колчедана $S_к$, объединяемых в летучую серу $S_т$. Кроме того, сера входит в состав топлива в виде сернистых солей — сульфатов (например, гипса $CaSO_2$), не способных гореть. Сульфатную серу $S_а$ принято относить к золе топлива.

Присутствие серы значительно снижает качество топлива, так как сернистые газы SO_2 и SO_3 (соединяясь с H_2O, образуют H_2SO_4) разрушают металл котельного оборудования, попадая в атмосферу, вредно действуют на живые организмы и растительность. Поэтому сера — крайне нежелательный элемент для топлива. Сернистые газы, проникая в рабочие помещения, могут вызвать отравление обслуживающего персонала.

Зола топлива представляет собой балластную смесь различных минеральных веществ, остающихся после полного сгорания всей горючей части топлива. Зола влияет на качество сгорания топлива отрицательно.

Различают три разновидности золы по ее происхождению: первичная — внутренняя, вторичная и третичная. Первичная зола образуется из минеральных веществ, содержащихся в растениях. Содержание ее в топливе незначительно и распределение равномерно. Вторичная зола получается вследствие заноса растительных остатков землей и песком в период пластообразования. Третичная зола попадает в топливо во время его добычи, хранения или транспортировки.

Зола является нежелательным балластом топлива, снижающим содержание в нем других горючих элементов. Кроме того, зола, образуя отложения на поверхностях нагрева котлоагрегата, уменьшает теплопередачу от газов к воде, пару и воздуху в его элементах. Наличие большого количества золы затрудняет эксплуатацию котлоагрегата. Если зола легкоплавкая, она налипает на поверхности нагрева котла, нарушая нормальный режим его работы (шлакование).

Содержание золы в процентах от рабочей массы топлива составляет: в дровах 0,6, торфе 5—7, в бурых и каменных углях от 4 до 25, в мазуте 0,3.

При сжигании твердого топлива важное значение имеют характеристика золы, степень ее легкоплавкости. Плавкость золы определяют в лаборатории. В особую электропечь помещают несколько выполненных из золы пирамид «конусов» высотой 20 мм со стороной основания 7 мм. Одна из граней пирамиды должна быть перпендикулярна основанию.

В процессе постепенного нагревания пирамид в электрической печи отмечают три точки (рис. 8): температуру начала деформации t_1, определяемую в начале плавления верхушки пирамиды; температуру размягчения t_2, которая фиксируется в момент, когда верхушка пирамиды наклонится до основания или же пирамида превратится в шар, и температуру t_3, когда содержимое пирамиды растечется по основанию.

Зола бывает легкоплавкой с температурой размягчения ниже 1050°С, вызывающая шлакование топки при сжигании топлива, и тугоплавкой с температурой размягчения выше 1050°С. Учитывая большое влияние зольности на качественные характеристики топлива, для сравнительных подсчетов используют понятие приведенной зольности

$$A_{\text{п}}^{\text{р}} = A^{\text{р}}/Q_{\text{н}}^{\text{р}}, \qquad (18)$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — рабочая низшая теплота сгорания топлива, МДж/кг.

Влага топлива складывается из *внешней,* или механической, вызванной поверхностным увлажнением кусков топлива и заполнением влагой пор и капилляров, и *равновесной,* называемой гигроскопической, которая устанавливается в материале при длительном соприкосновении с окружающим воздухом. Содержание внешней влаги определяют высушиванием пробы топлива на воздухе до постоянной массы, а гигроскопической $W^{\text{г}}$ твердого топлива — высушиванием в сушильном шкафу измельченной пробы воздушно-сухого топлива до постоянной массы при 102—105°С.

Для определения влажности жидкого топлива отстаивают воду в течение суток при 40°С в специальных сосудах и взвешивают всю пробу и воду. При нахождении влажности газообразного топлива пропускают пробу газа через слой хлористого кальция, поглощающего влагу.

В топочной технике используют понятие приведенной влажности, которая показывает, сколько влаги в процентах от рабочей

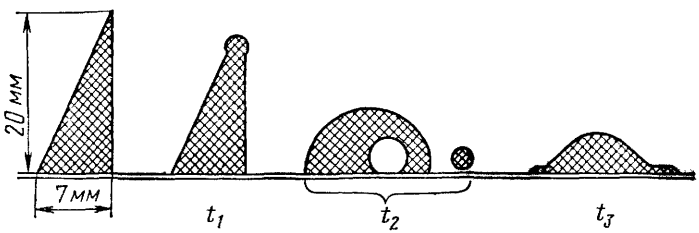


Рис. 8. Характер деформации лабораторного образца золы твердого топлива при определении ее плавкости

массы топлива приходится на 1 МДж низшей теплоты сгорания

$$W_{\text{н}}^{\text{р}} = W^{\text{р}}/Q_{\text{н}}^{\text{р}}. \quad (19)$$

Летучие вещества и кокс. Для оценки качества топлива и условий горения большое значение имеет выход летучих веществ. Если нагревать топливо без доступа воздуха, то под воздействием высокой температуры (от 200 до 800°С) происходит разложение его на газообразную часть — летучие вещества (водород, метан, тяжелые углеводороды, окись углерода, немного двуокиси углерода и некоторые другие газы, т. е. в основном газообразные горючие вещества) и твердый остаток — кокс. Выход летучих относят к горючей массе топлива и обозначают $Y^{\text{г}}\%$.

Выход летучих веществ, их состав, а также температура, при которой они начинают выделяться, определяются химическим возрастом топлива: чем топливо старше по возрасту, тем меньше выход летучих и выше температура начала их выделения. Например, выход летучих торфа составляет приблизительно 70% общей массы горючей части топлива, они начинают выделяться при 120—150°С; выход летучих бурых и молодых каменных углей уменьшается приблизительно от 13 до 58,5%, они начинают выделяться при 170—250°С, а антрацита — до 4% при температуре начала выделения газов около 400°С.

Летучие вещества оказывают большое влияние на процесс горения топлива: чем больше выход летучих, тем ниже температура воспламенения и легче зажигание топлива и тем больше поверхность фронта пламени. Топливо с большим выходом летучих (торф, бурый уголь, молодой каменный уголь) легко загорается и сгорает быстро с малой потерей тепла. Топливо с малым выходом летучих, например антрацит, загорается значительно труднее, горит медленнее и сгорает не полностью.

Кокс, оставшийся после полного выделения летучих, состоит из углерода и минеральных топливных примесей. В зависимости от вида термически разложенного топлива кокс может быть порошкообразным, слипшимся, спекшимся, сплавленным.

Теплота сгорания топлива. Наиболее важной характеристикой топлива является теплота сгорания, которой называют количество тепла, получаемого при сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива или 1 нм^3 газообразного топлива в кДж/кг (ккал/кг): 1 ккал — 4,1868, или 4,19, кДж.

Как указывалось ранее, к горючим элементам в топливе относят углерод С, водород Н и летучую горючую серу $S_{\text{л}}$. Элементарно их горение может быть представлено следующими уравнениями:

$$C + O_2 = CO_2;\ 2H_2 + O_2 = 2H_2O;\ S + O_2 = SO_2. \quad (20)$$

В процессе горения горючих элементов выделяется следующее количество тепла при сжигании 1 кг: углерода — 33,65 МДж (8031 ккал/кг), серы — 9 МДж (2172 ккал/кг), водорода — 141,5 МДж (33 770 ккал/кг).

Различают высшую и низшую теплоту сгорания. Высшей теплотой сгорания ($Q_{\text{в}}^{\text{р}}$) топлива называют все количество тепла, выделен-

ное при сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива, или 1 нм^3 газообразного (при нормальных условиях) и превращении водяных паров, содержащихся в продуктах сгорания, в жидкость. На практике, однако, не удается охладить продукты сгорания до полной конденсации и потому введено понятие низшей теплоты сгорания ($Q_н^р$), которую получают, вычитая из высшей теплоты сгорания теплоту парообразования водяных паров как содержащихся в топливе, так и образовавшихся при его сжигании. На парообразование 1 кг водяных паров расходуется 2514 кДж/кг (600 ккал/кг). Для твердого и жидкого топлива низшая теплота сгорания (кДж/кг или ккал/кг)

$$Q_н^р = Q_в^р - 2514\left(\frac{9H^р + W^р}{100}\right)$$

или

$$Q_н^р = Q_в^р - 600\left(\frac{9H^р + W^р}{100}\right), \qquad (21)$$

где 2514 – теплота парообразования при температуре 0°С и атмосферном давлении, кДж/кг; $H^р$ и $W^р$ – содержание водорода и водяных паров в рабочем топливе, %; 9 – коэффициент, показывающий, что при сгорании 1 кг водорода в соединении с кислородом образуется 9 кг воды.

Если известен элементарный состав топлива, то низшая теплота сгорания твердого и жидкого топлива, кДж/кг или ккал/кг, может быть определена по эмпирической формуле, предложенной Д. И. Менделеевым:

$$Q_н^р = 339{,}5C^р + 1256H^р - 109\,(O^р - S_л^р) - 25{,}14\,(9H^р + W^р)$$

или

$$Q_н^р = 81C^р + 246H^р - 26\,(O^р - S_л^р) - 6W^р. \qquad (22)$$

Пример 2. Определить низшую теплоту сгорания топлива, рабочая масса которого имеет следующий состав (из примера 1): $C^р = 52{,}1\%$; $H^р = 3{,}8$; $S_л^р = 2{,}9\%$; $N^р = 1{,}1\%$; $O^р = 9{,}1\%$; $A^р = 18\%$; $W^р = 13\%$.

Подставляя данные в формулу (22), получим $Q_н^р = 339{,}5 \cdot 52{,}1 + 1256 \cdot 3{,}8 - 109 \cdot (9{,}1 - 2{,}9) - 25{,}14 \cdot (9 \cdot 3{,}8 + 13) = 20{,}647$ МДж/кг или $Q_н^р = 81 \cdot 52{,}1 + 246 \cdot 3{,}8 - 26 \cdot (9{,}1 - 2{,}9) - 6 \cdot 13 = 4916$ ккал/кг.

Числовые коэффициенты в этой формуле подобраны экспериментально. Теплота сгорания твердого и жидкого топлива может быть определена и экспериментально, калориметрическим способом. Теплоту сгорания рабочего топлива определяют в калориметре (рис. 9), который состоит из калориметрического сосуда *5*, заполненного водой, калориметрической бомбы *2* с чашечкой для навески топлива, оболочки *6*, термометра *4*, двойной лупы *3*, вибратора электродвигателя, пропеллерной мешалки *1* для перемешивания воды в оболочке и подставки *7*. Для нахождения теплоты сгорания топлива в чашечку помещают навеску топлива и сжигают ее, а результаты испытания определяют по показаниям термометра.

Для удобства сравнительных расчетов при сжигании в котельных разных сортов топлива введено понятие «условное топ-

ливо». Условным принято считать топливо, теплота сгорания которого равна 29,35 МДж/кг (7000 ккал/кг). Пересчет расхода натурального топлива в условное, кг, производят по формуле

$$B_{усл} = B_н Q^р_н/29{,}35 \; (B_{усл} = \\ = B_н Q^р_н/7000). \qquad (23)$$

Производственные плановые задания и отчетные данные по топливу всегда удобно выражать в условном топливе.

Пример 3. В котельной в течение месяца сжигается $B_{н.мес} = 200$ т топлива с теплотой сгорания $Q^р_н = 20{,}647$ МДж/кг ($Q^р_н = 4916$ ккал/кг). Определить годовой расход условного топлива.

Расход условного топлива

$$B_{усл.мес} = 200 \frac{Q^р_н}{29{,}35} = 200 \frac{20{,}647}{29{,}35} = \\ = 140$$

$$\left(B_{усл.мес} = 200 \frac{Q^р_н}{7000} = 200 \frac{4916}{7000} = \right. \\ \left. = 140\right).$$

$$B_{усл.год} = 140 \cdot 12 = 1680.$$

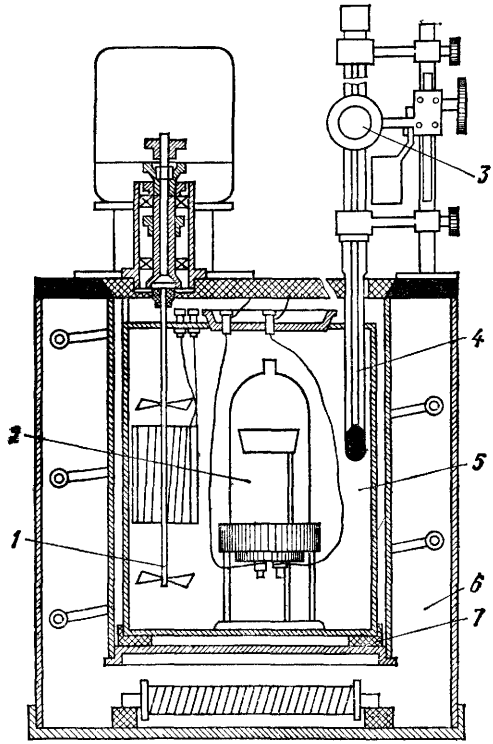


Рис. 9. Схема калориметра для определения удельной теплоты сгорания углей

Классификация твердого топлива. По химическому возрасту различают три стадии образования твердого топлива: торфяную, буроугольную и каменноугольную.

Древесина — это топливо, используемое преимущественно в мелких котельных установках. Широкое применение имеют отходы деревообделочного производства: горбыли, щепа, стружки, опилки, кора и др. Дрова применяют реже.

Влажность воздушно-сухих дров не превышает 25%, полусухих — 35%, свежесрубленных — 50%. Опилки обычно имеют влажность 45—60%. К полусухим относят дрова весенней заготовки, пролежавшие не менее 6 мес после рубки, в том числе не менее двух летних месяцев. К сухим относят дрова, пролежавшие после рубки около года в лесу и влажность которых не превышает 30%.

Дрова как топливо характеризуются высоким выходом летучих горючих веществ — до 85% и незначительным содержанием золы — в среднем до 1%, лишь в сплавных дровах зольность повышается до 5%. Следовательно, балласт дров определяется в основном их влажностью, от которой и зависит теплота сгорания. Теплота сгорания мало зависит от породы дров, что видно из табл. 8.

Таблица 8. **Органический состав древесины**

Порода	Органический состав древесины, %				Выход летучих $V^г$, %	Теплота сгорания	
	C^o	H^o	O^o	N^o		МДж/кг	ккал/кг
Лиственная	50,5	6,1	42,8	0,6	85	18,67	4460
Хвойная	51	6,15	42,25	0,6	85	19,1	4560
Смешанная	51	6,1	42,3	0,6	85	18,9	4510

Рабочий состав и теплота сгорания древесных отходов (щепы, опилок и др.) не отличаются от состава древесины, из которой они получены.

При пониженной теплоте сгорания дрова имеют преимущества: легкую воспламеняемость, отсутствие серы и малую зольность, что позволяет ограничиваться простыми топочными устройствами, работающими эффективно.

Торф по способу добычи подразделяют на три основных вида: машинно-формовочный (багерный), гидравлический и фрезерный.

При машинно-формовочном способе торфяная масса забирается из торфяного карьера экскаваторами (багерами) и подается на специальные прессы, где получает форму ленты, которая разрезается на отдельные кирпичи, а затем их механически транспортерами распределяют по полю сушки, после чего складывают в штабеля.

Гидравлический способ добычи торфа основан на размывке торфяного массива струей воды, идущей под сильным напором. Получающаяся жижа — пульпа пропускается через специальные растиратели, перекачивается насосами на площадку, где и высушивается. Высушенная торфяная масса особыми машинами нарезается на кирпичи.

Фрезерный способ заключается в том, что торфяное болото последовательно разрабатывается — вспахивается специальными машинами на глубину от 5 до 35 мм. Получаемая торфяная крошка подсушивается, а затем складывается в штабеля.

Торф как топливо по своим свойствам близок к дровам. Влажность торфа колеблется в зависимости от способа добычи, условий сушки и хранения от 30—40 до 50—55%. Влажность же фрезерного торфа выше кускового примерно на 5—10%. Зольность торфа ($A^р$), добываемого в центральных областях СССР, колеблется от 7 до 15%. Теплота сгорания $Q^р_н = 8{,}38 - 10{,}72$ МДж/кг ($Q^р_н = 3511 - 4492$ ккал/кг).

Ископаемые угли разделяют на бурые, каменные и антрациты.

При классификации угли различают по маркам, классам и группам, а также по составу, крупности, зольности. Марки отличаются одна от другой выходом летучих и степенью спекаемости. Группы углей определяют по величине их зольности. По крупности кусков ископаемые угли делят на классы.

Бурый уголь содержит много влаги, соединяется легко с кислородом воздуха и при длительном хранении на воздухе сильно выветривается и рассыпается в порошок. Кроме того, он обладает большой склонностью к самовозгоранию. По своей структуре отличается повышенным содержанием балласта и необычно высокой гигроскопичностью, вследствие чего влажность бурых углей $W^{р} = 17-55\%$. Бурые угли не спекаются, отличаются большим выходом летучих ($V^{г} = 33,5 - 58,5\%$) на горючую массу и зольностью на сухую массу ($A^{с} = 10,5 - 34\%$), высоким содержанием серы ($S_{п} = 0,6-5,9\%$). Рабочая теплота сгорания $Q_{н}^{р} = 10,7-17,5$ МДж/кг (4177 ккал/кг).

Каменный уголь на территории СССР имеется в огромных количествах и подразделяется: на длиннопламенный, газовый, паровичный жирный, коксовый паровичный спекающийся и тощий. Каменные угли отличаются высокой теплотой сгорания $Q_{н}^{р} = 21,20-28,07$ МДж/кг (5097–6700 ккал/кг). Выход летучих $V^{г} = 3,5-45\%$.

Каменный уголь применяют непосредственно как топливо или перерабатывают на кокс. По виду кокса различают угли неспекающиеся (порошкообразный кокс) и спекающиеся (сплавленный кокс, иногда вспученный). Каменные угли довольно плотны и малопористы и содержание внешней влаги в них значительно ниже, чем в бурых углях. Многие каменные угли обладают повышенной механической прочностью. В хранении они более устойчивы, меньше подвержены самовозгоранию, а некоторые их виды совсем не самовозгораются.

Антрацит относится к старейшим по происхождению каменным углям, отличается большой твердостью, трудно загорается, горит коротким пламенем, хорошо выдерживает перегрузки и перевозки. К ним относят угли с выходом летучих на горючую массу $V^{г} = 2-9\%$ и теплотой сгорания горючей массы $Q_{н}^{р} = 24,35-27,24$ МДж/кг (5800–6500 ккал/кг). Переходным между каменными углями и антрацитом является полуантрацит. Антрацит и полуантрацит не самовозгораются. Характеристика твердого топлива энергетического назначения приведена в табл. 9.

Марки углей отличаются одна от другой выходом летучих и степенью спекаемости. Различают следующие марки углей: Д (длиннопламенные), Г (газовые), Ж (жирные), КЖ (коксовые жирные), К (коксовые), С (отощенные спекающиеся), Т (тощие), СС (слабоспекающиеся). Все виды углей по размеру кусков делят на классы (табл. 10).

Горючие сланцы являются продуктами разложения растительных остатков, оседавших на дне больших водоемов; смешиваясь с минеральными осадками, образовывалось илистое вещество – сапропель, которое обогащалось водородом, уплотнялось и превращалось в горючие сланцы.

Сланцы имеют теплоту сгорания $Q_{н}^{р} = 10,38$ МДж/кг (2477 ккал/кг), при их сжигании образуется очень большое количество золы $A^{с} = 64,5\%$. Выход летучих у сланцев очень высок: $V^{г} = 90\%$, влажность $W^{р} = 13\%$. Сланцы являются местным топливом.

Таблица 9. Характеристика твердых

Бассейн, месторождение	Марка	Класс	Горючая масса					
			состав					выход летучих V^r, %
			C^r	H^r	N^r	O^r	$S^r + S^r_k$	
Каменные угли								
Кузнецкий	Д	ДР, ДК, ДМ, ДСШ	78,5	5,6	2,3	13,2	**0,4**	42,0
	Г	ГР, ГСШ, концентрат	84,2	5,8	2,2	9,0	**0,6**	40,0
	Ж	ЖР	85,5	5,6	2,4	5,8	**0,7**	38,0
	1СС	1ССА, 1ССК концентрат	84,1	5,1	2,1	8,2	**0,5**	30,9
	2СС	2ССР, 2ССШ	87,3	4,7	2,1	5,3	**0,6**	20,6
	ОС	2ССМ, отсев концентрата	90,5	4,2	2,0	2,9	**0,4**	15,0
	Т	ТР, ТОМСШ	89,0	4,4	2,0	3,8	**0,8**	13,0
Печорский								
Интинский	Д	ДК, ДМ, ДР	75,0	5,0	2,0	14,1	**8,9**	39,0
Воркутинский	Ж	В целом по марке	84,2	5,3	1,8	7,6	**1,1**	32,2
Донецкий	Д	ДО, ДМ, ДР	75,5	5,5	1,6	13,2	**4,2**	43,0
	Г	ГР, ГМ, отсев	81,0	5,4	1,5	7,8	**4,3**	40,0
	Т	ТР	89,0	4,2	1,5	2,2	**8,1**	12,0
	ПА	ПАР	91.0	3,5	1,3	2,2	**2,0**	7,5
	А	АШ, АСШ	92,5	2,0	0,8	2,6	**2,1**	3,5
Карагандинский	$К_1К_2$	КР, $К_2Р$	85.6	5,2	1,3	6,9	**1,0**	28,0
Кизеловский	Г6	Г6Р, Г6К, Г6М, отсев	77,0	5,7	1,3	9,2	**6,8**	45,0
Сучанский	Г6	Г6Р	82,3	5.3	1.3	10,4	**0,7**	36,0
Львовско-Волынский	Г	Г6	79,5	5,2	1,3	10,6	**3,4**	39,0
Ново-Волынский								
Экибастузские	СС	ССР	80,5	5,3	1,5	11,6	**1,6**	**31,0**
Бурые угли								
Канско-Ачинский	Б2	Б2Р	70,0	4,8	0,8	23,6	**0,8**	**48,0**
Назаровский								
Подмосковный	Б2	Б2К, Б20, Б2, МСШ, Б2Р	67,0	5,2	1,3	20,4	**6,1**	**47,0**
Челябинский	Б3	Б3Р, Б3К, Б30, Б3М	71,5	5,2	1,7	18,9	**2,7**	**44,0**
Днепровский	Б1	Б1Р	67,5	5,8	0,9	19,9	**5,9**	58,5
Райчихинский	Б2	Б2К, Б20, Б2, МСШ, Б2Р	71,0	4,3	1,1	23,0	**0,6**	44,0
Ангренский	Б2	Б2Р	76,5	3,8	0,4	16,9	**2,4**	**33,5**
Горючие сланцы								
Эстонские	–	–	74,0	9,5	0,3	11,3	–	90,0

и жидких топлив

топлива		Аналитическая проба $W^т$, %	Сухая масса топлива		Рабочее топливо			Коэффициент размолоспособности	Плавкость золы, °С		
теплота сгорания $Q_н^р$					$W^р$, %	$Q_н^р$			t_1	t_2	t_3
МДж/кг	ккал/кг		$A^с$, %	$S^с$, %		МДж/кг	ккал/кг				
31,25	7458	4,0	9,5	0,4	10,5	24,96	5957	—	1130	1120	1200
32,98	7859	3,0	10,0	0,5	8,0	27,30	6516	1,1—1,4	1100	1170—1200	1250—1270
34,45	8222	2,0	18 5	0,6	6,0	26,25	6265	—	—	—	—
32,60	7780	1,6	12,4	0,5	7,5	26,60	6348	—	1150	—	—
34,15	8150	1,5	12,0	0,5	6,0	28,07	6669	—	—	—	—
34,85	8317	1,5	16,5	0,3	5,5	27,35	6527	1,6	1150	1340	1440
34,25	8174	1,5	19,0	0,6	7,0	25,63	6117	1,5—1,9	1140	1300	1550
29,35	7005	7,0	28,0	3,0	11,0	18,44	4401	1,15	1050	1150	1170
33,60	8019	1,8	19,0	0,8	5,0	25,76	6148	1,5	1130—1150	1170—1200	1200—1250
31,65	7554	4,5	18,0	3,5	13,0	23,56	5623	1,1	1050	1150	1200
32,50	7756	3,0	19,5	3,5	7,0	24,76	5909	1,15	—	—	—
34,43	8217	1,5	17 0	2,6	4,5	25,10	5990	1,8	1060	1230	1260
34,46	8224	1,5	17,0	2,0	5,0	27,06	6458	1,3	1060	1240	1290
33,30	7947	2,5	20,5	1,7	7,5	24,85	5811	1,05	1075	1195	1200
33,40	7971	1,5	26,0	0,9	5,5	22,93	5473	1,4	1400	1430	1450
31,85	7601	1,5	28,0	5,0	5,0	21,63	5162	1,0	1400	1450	1500
32,93	7859	2,0	30 5	0.5	5,5	21,20	5106	1,5	1120	1320	1340
31,68	7561	3,5	17,0	2,8	10,0	24,20	5776	1,2	1100	1200	1230
30,90	7375	2,0	39,0	1,0	8,0	17,35	4141	1,85	1400	1500	—
25,20	6014	13,0	12,0	0,7	39,0	13,06	3117	1,1	1200	1220	1240
23,35	5573	7,5	34,0	4,0	33,0	10,70	2554	1,7	1350	1500	1500
23,48	5604	9,0	34,0	1,8	17,0	14,70	3508	1,25	1050	1150	1220
25,30	6038	12,0	27,0	4,3	55,0	17,47	4169	1,25	1130	1190	1210
23,80	5568	11,0	10,5	0,5	38,5	13,23	3157	1,3	1100	1260	1290
28,06	6697	11,0	17,5	2,0	36,0	13,90	3317	2,1	1160	1300	1320
34.65	8270	1,2	48 ± 1,65*	1,8	13,0	10,38	3282	2,5	1200	1400	1430

Бассейн, месторождение	Марка	Класс	Горючая масса					
			состав					выход летучих V^r, %
			C^r	H^r	N^r	O^r	$S^r + S^r_к$	
Торф фрезерный	—	—	56,5	6,0	2,5	34,7	—	70,0
Мазут:								
малосернистый	—	—	87,7	11,1	1,0	—	0,2	—
высокосернистый	—	—	85,9	10,6	1,0	—	2,5	—

* Первое слагаемое — зола, второе — двуокись углерода карбонатов (минеральная).

На рис. 10 приведена диаграмма состава рабочей массы различных видов топлива.

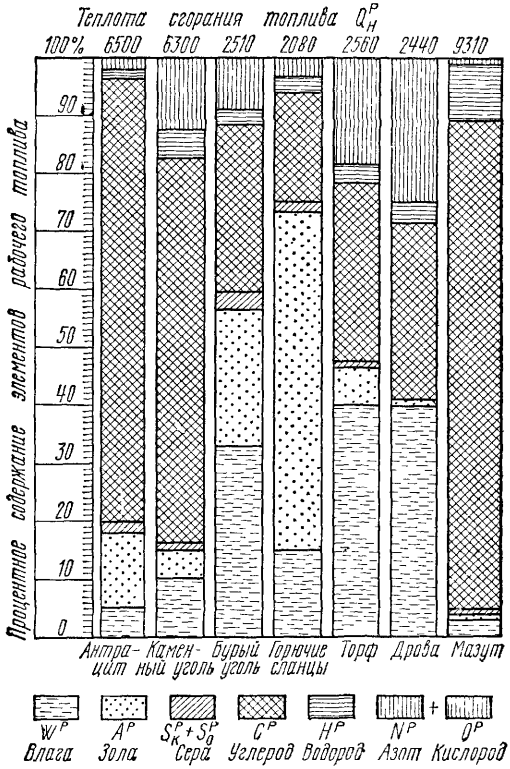


Рис. 10. Диаграмма состава рабочей массы различных видов топлива

топлива		Аналитическая проба $W^т$, %	Сухая масса топлива		Рабочее топливо			Коэффициент размолоспособности	Плавкость золы, °С		
теплота сгорания $Q_н^р$			A^c, %	S^c, %	$W^р$, %	$Q_н^р$			t_1	t_2	t_3
МДж/кг	ккал/кг					МДж/кг	ккал/кг				
21,58	5150	11,0	12,5	0,3	48,5	8,48	2024	—	1070	1150	1200
40,90	97,61	—	0,15	0,4	2,0	38,80	9260	—	—	—	—
40,20	9594	—	0,15	2,7	2,0	38,40	9165	—	—	—	—

Таблица 10. **Классификация углей по размеру кусков**

Обозначение	Наименование	Размер кусков, мм	Обозначение	Наименование	Размер кусков, мм
П	Плита	Больше 100	С	Семечко	От 6 до 13
К	Крупный	От 50 до 100	Ш	Штыб	Менее 6
О	Орех	» 25 » 50	Р	Рядовой	Размеры не ограничены
М	Мелкий	»13 » 25			

§ 10. ЖИДКОЕ ТОПЛИВО (КОТЕЛЬНЫЙ МАЗУТ)

Сырую нефть как топливо не используют. Ее предварительно перерабатывают и получают различные топлива (бензин, керосин, лигроин) и разнообразные масла. Остаток от переработки сырой нефти — мазут и является топливом для котлов.

Мазут относится к высококалорийным топливам: $Q_н^р = 38{,}3$ МДж/кг (9150 ккал/кг). По элементарному составу мазут характеризуется высоким содержанием углерода до 87%, водорода до 11,1%, кислорода и азота до 1%.

По содержанию серы нефть и мазут делят на два класса: малосернистые топлива с содержанием серы 1% и высокосернистые — 2,5%.

Мазут бывает маловязкий и высоковязкий с большим содержанием смолистых веществ и парафина. Вязкость мазута является важным эксплуатационным фактором, определяющим способность транспортировки, слива, перекачки и сжигания его. С повышением температуры вязкость мазута уменьшается, поэтому все операции с мазутом производят с подогревом.

Вязкость нефти и мазута обычно выражают в единицах условной вязкости ВУ. Согласно ГОСТ 6258—52 условной вязкостью называют отношение времени истечения из вискозиметра 200 мл ис-

пытуемого нефтепродукта при температуре испытания ко времени истечения 200 мл дистиллированной воды при 20°С. Это отношение выражается числом условных градусов.

В зависимости от вязкости мазут бывает нескольких марок, различающихся температурой застывания, которая всегда выше 0°С. Для наиболее вязких сортов мазута температура застывания —25°С и выше, поэтому необходим предварительный подогрев такого мазута: при перекачке до 60—70°С, а при сжигании до 140°С.

Температурой вспышки мазута называют такую температуру, при которой пары его образуют с окружающим воздухом смесь, воспламеняющуюся при поднесении к ней огня.

При разогреве мазутов в открытых (без давления) емкостях в целях пожарной безопасности температура подогрева должна быть примерно на 10°С ниже температуры вспышки. В закрытых емкостях (змеевиках, трубах), находящихся под давлением, топливо можно подогревать значительно выше температуры его вспышки.

Жидкое котельное топливо (топочный мазут) по своему элементарному составу мало отличается от сырой нефти. Мазут обычно содержит некоторое количество воды, увеличивающееся после водных перевозок, а также при разогреве в цистернах острым паром. Согласно ГОСТ 10585—75 мазут подразделяют на шесть марок: Ф5, Ф12, М40, М100, М200 и МП, из них в стационарных котельных установках сжигают мазут трех марок — М40, М100 и М200. Характеристика мазута разных марок приведена в табл. 11.

Таблица 11. **Характеристика мазута**

Показатель	Марка мазута				
	малосернистый		высокосернистый		
	М40	М100	М40	М100	М200
Условная вязкость, град:					
при 80°С	8	15,5	8	15,5	—
» 100 С	—	—	—	—	6,5—9,5
Температура, °С					
вспышки	90	110	90	110	140
застывания	10	25	10	25	35

§ 11. ГАЗООБРАЗНОЕ ТОПЛИВО

Газообразное топливо делится на природное и искусственное и представляет собой смесь горючих и негорючих газов, содержащую некоторое количество водяных паров, а иногда пыли и смолы. Количество газообразного топлива выражают в кубических метрах при нормальных условиях (760 мм рт. ст. и 0°С), а состав — в процентах по объему. Под составом топлива понимают состав его сухой газообразной части.

Наиболее распространенное газообразное топливо — это природный газ, обладающий высокой теплотой сгорания. Основой природных газов является метан, содержание которого в газе

76,7–98%. Другие газообразные соединения углеводородов входят в состав газа от 0,1 до 4,5%.

В состав горючих газов входят: водород H_2, метан CH_4, другие углеводородные соединения C_mH_n, сероводород H_2S и негорючие газы, двуокись углерода CO_2, кислород O_2, азот N_2 и незначительное количество водяных паров H_2O. Индексы m и n при С и Н характеризуют соединения различных углеводородов, например для метана CH_4 $m=1$ и $n=4$, для этана C_2H_6 $m=2$ и $n=6$ и т. д.

Состав сухого газообразного топлива (в процентах по объему):

$$CO + H_2 + \sum C_mH_n + H_2S + CO_2 + O_2 + N_2 = 100\%. \quad (24)$$

Негорючую часть – балласт – составляют азот и двуокись углерода CO_2.

Состав влажного газообразного топлива выражают следующим образом:

$$CO + H_2 + \sum C_mH_n + H_2S + CO_2 + O_2 + N_2 + H_2O = 100\%. \quad (25)$$

Теплоту сгорания, кДж/м (ккал/м^3), 1 м^3 чистого сухого газа при нормальных условиях определяют следующим образом:

$$Q_н^c = 0{,}01\,[Q_{CO}CO + Q_{H_2}H_2 + \sum Q_{C_mH_n}C_mH_n + Q_{H_2S}H_2S], \quad (26)$$

где Q_{CO}, Q_{H_2}, $Q_{C_mH_n}$, Q_{H_2S} – теплота сгорания отдельных газов, входящих в состав смеси, кДж/м^3 (ккал/м^3); CO, H_2, C_mH_n, H_2S – компоненты, составляющие газовую смесь, % по объему.

Теплота сгорания 1 м^3 сухого природного газа при нормальных условиях для большинства отечественных месторождений составляет 33,29 · 35,87 МДж/м^3 (7946–8560 ккал/м^3). Характеристика газообразного топлива приведена в табл. 12.

Таблица 12. **Характеристика газообразного топлива**

Газ	Обозначение	Теплота сгорания $Q_н^c$	
		кДж/м^3	ккал/м^3
Водород	H_2	10 820	2 579
Окись углерода	CO	12 640	3 018
Сероводород	H_2S	23 450	5 585
Метан	CH_4	35 850	8 555
Этан	C_2H_6	63 850	15 226
Пропан	C_3H_8	91 300	21 795
Бутан	C_4H_{10}	118 700	22 338
Пентан	C_5H_{12}	146 200	34 890
Этилен	C_2H_4	59 200	14 107
Пропилен	C_3H_6	85 980	20 541
Бутилен	C_4H_8	113 400	27 111
Бензол	C_6H_6	140 400	33 528

Пример 4. Определить низшую теплоту сгорания природного газа (при нормальных условиях) следующего состава: $H_2S = 1\%$; $CH_4 = 76{,}7\%$; $C_2H_6 = 4{,}5\%$; $C_3H_8 = 1{,}7\%$; $C_4H_{10} = 0{,}8\%$; $C_5H_{12} = 0{,}6\%$.

Подставляя в формулу (26) характеристики газов из табл. 12, получим:

$Q_н^c = 0{,}01\,[23\,450 \cdot 1 + 35\,850 \cdot 76{,}7 + 63\,850 \cdot 4{,}5 + 91\,300 \cdot 1{,}7 + 118\,700 \cdot 0{,}8 + 146\,200 \cdot 0{,}6] =$
$= 33\,981$ кДж/м^3 или $Q_н^c = 0{,}01\,(5585{,}1 + 8555 \cdot 76{,}7 + 15\,226 \cdot 4{,}5 + 21\,795 \cdot 1{,}7 +$
$+ 28\,338 \cdot 0{,}8 + 34\,890 \cdot 0{,}6) = 8109$ ккал/м^3.

Искусственные горючие газы являются топливом местного значения, имеют значительно меньшую теплоту сгорания. Основными горючими элементами их являются окись углерода (CO) и водород (H_2). Эти газы используют в пределах того производства, где они получаются в качестве топлива технологических и энергетических установок.

Все горючие газы являются взрывоопасными, способны воспламеняться при открытом огне или искре. Различают нижний и верхний пределы взрываемости газа, т. е. наименьшую и наибольшую процентную его концентрацию в воздухе, при которой возможен взрыв смеси. Нижний предел взрываемости природных газов колеблется от 3 до 6%, а верхний — от 12 до 16%. Все горючие газы способны вызывать отравление организма человека. Основными отравляющими веществами их являются: окись углерода (CO), сероводород (H_2S), аммиак (NH_3).

Горючие газы как природные, так и искусственные бесцветны (невидимы), не имеют запаха, что делает их опасными при проникновении в помещение котельной через неплотности газопроводов и арматуру. Во избежание отравления горючие газы следует обрабатывать одорантом — веществом с неприятным запахом.

Контрольные вопросы

1. Что называется топливом?
2. Каков элементарный состав топлива?
3. Какие химические элементы входят в состав горючей, сухой и рабочей массы?
4. Из каких химических элементов состоят летучие вещества топлива и какую роль они играют при сжигании топлива?
5. Что называется высшей и низшей теплотой сгорания?
6. Что такое условное топливо?
7. Какое жидкое топливо применяют в котельных установках?
8. Какие виды газообразного топлива применяют для сжигания в котельных установках?

Глава IV
ГОРЕНИЕ ТОПЛИВА

§ 12. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Горение представляет собой процесс быстрого и полного окисления горючего вещества, происходящий при высокой температуре и сопровождающийся выделением тепла. В горении участвуют окисляемое (горящее) вещество, называемое топливом, и окислитель — вещество, содержащее кислород, способный достаточно быстро вступать в реакцию с топливом. В топках котельных установок используют только самый распространенный в природе окислитель — атмосферный воздух, 21% по объему или 23,2% по массе которого составляет кислород.

Процессу горения твердого топлива сопутствуют такие стадии: подогрев и испарение влаги, возгонка летучих и образование кокса, горение летучих, горение кокса.

При сжигании жидкого топлива стадии образования кокса и шлака отсутствуют, а при сжигании газа имеются только две стадии – подогрев и горение. Такое разделение на стадии горения условно; хотя фактически они протекают последовательно, но частично налагаются друг на друга. Например, возгонка летучих начинается еще до полного окончания испарения всей влаги топлива и подогрева его до температуры воспламенения.

Воспламенение топлива происходит лишь тогда, когда температура его достигает определенной величины. Каждое топливо имеет свою температуру воспламенения. У твердых топлив она зависит от выхода летучих: чем больше выход летучих, тем меньше температура воспламенения топлива. Температура, при которой топливо начинает гореть, называется температурой воспламенения топлива. Для торфа она примерно 250, для дров – 300, каменного угля – 350, бурого угля – 400, антрацита – 500, жидкого топлива – 500–600, газа – 600°С.

Процессы горения в топке котельного агрегата подразделяют на гомогенный и гетерогенный. Гомогенным называют процесс горения, который происходит в однородной по агрегатному состоянию массе (т. е. горение смеси газообразного топлива с воздухом и смеси паров жидкого топлива с воздухом), гетерогенным – процесс горения, при котором горючее вещество и окислитель находятся в различных агрегатных состояниях (сюда относится горение твердого топлива).

Характер горения топлива в каждом отдельном случае определяется рядом факторов: видом сжигаемого топлива, способом сжигания. Способ сжигания сказывается на характере горения в основном при сжигании твердого топлива, когда различают горение кускового топлива в слое и размолотого, пылевидного топлива в факеле. Жидкое и газообразное топливо сжигается только в факеле, причем жидкое топливо предварительно распыливается на мелкие капли.

На особенности процесса горения влияет ряд факторов: конструкция топки, концентрация кислорода воздуха, подаваемого для горения, давление, при котором происходит горение, и др.

Горение твердого и жидкого топлива является процессом многостадийным.

Твердое топливо под влиянием внешнего источника тепла на первой стадии проходит процесс нагревания и коксования, в результате чего оно разделяется на летучую часть и коксовый остаток. На второй стадии происходит воспламенение летучих и сгорание их, а на третьей – горение кокса.

Жидкое топливо на первой стадии нагревается до температуры кипения и испаряется, а на второй стадии происходит сгорание.

Основной составляющей твердого топлива является углерод. Схема горения углерода приведена на *рис. 11,а*. Процесс горения

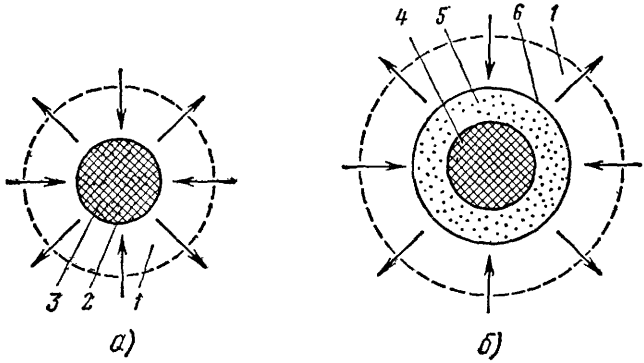


Рис. 11. Схемы горения отдельных частиц твердого топлива (*а*) и отдельных капель жидкого топлива (*б*):

1 — область диффузии окислителя и продуктов горения, *2* — поверхность реагирования раздела фаз, *3* — твердое горючее, *4* — жидкость, *5* — пары топлива, *6* — зона горения

твердых топлив в зависимости от способа сжигания находится в диффузионной, или промежуточной, области (между кинетической и диффузионной).

Схема горения капли жидкого топлива показана на рис. 11, *б*. Вследствие того что температура кипения жидкого топлива ниже температуры воспламенения, его капли сначала начинают испаряться, а затем возникает процесс горения топлива.

Воздух за счет диффузии через образующиеся продукты сгорания проникает к поверхности горения. От величины поверхности горения зависит скорость горения, а величина поверхности горения зависит от степени распыления жидкого топлива: чем мельче распыление, тем больше скорость и полнота сгорания.

§ 13. РЕАКЦИЯ ГОРЕНИЯ

Горение топлива — одна из форм процесса окисления, т. е. соединения химических элементов с кислородом. Отличительной особенностью процесса горения является то, что он протекает бурно, с выделением большого количества тепла и повышением температуры образующихся продуктов реакции. Такие процессы принято называть *эндотермическими* в отличие от процессов, протекающих с поглощением тепла, — *экзотермических*.

Широко распространенными в природе горючими элементами являются С, Н и S. Атомные массы различных элементов топлива приведены в табл. 13.

Реакции горения водорода, окиси углерода и углеводородов достаточно сложны и являются цепными, протекающими с образованием непрерывно возрастающего количества нестойких и химически активных промежуточных веществ, которые реагируют между собой до образования конечного продукта. В результате реакция,

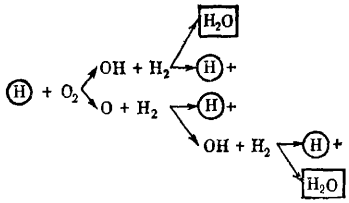


Рис. 12. Схема протекания цепной реакции горения водорода

раз начавшись, развивается, саморазгоняясь, и завершается практически мгновенно. Протекание цепной реакции горения водорода показано на рис. 12.

Таблица 13. Атомные массы химических элементов

Элемент	Обозначение	Атомная масса (приближенная)	Элемент	Обозначение	Атомная масса (приближенная)
Углерод	C	12	Кислород	O	16
Водород	H	1	Азот	N	14
Сера	S	32			

Реакции горения углерода, водорода и серы записываются в виде следующих уравнений:

Горение углерода

C	$+O_2$	$=CO_2$
1 моль (молекула)	+1 моль	= 1 моль
1 объемная часть	+1 объемная часть	= 1 объемная часть (полное сгорание)
12 массовых частей	+32 массовые части	= 44 массовые части

Горение окиси углерода

$2CO$	$+O_2$	$=2CO_2$
2 моля	+1 моль	= 2 моля
2 объемные части	+1 объемная часть	= 2 объемные части (полное сгорание)
56 массовых частей	+32 массовые части	= 88 массовых частей

Горение серы

S	$+O_2$	$=SO_2$
1 моль	+1 моль	= 1 моль
1 объемная часть	+1 объемная часть	= 1 объемная часть
32 массовые части	+32 массовые части	= 64 массовые части

Горение водорода

$2H_2$	$+O_2$	$=2H_2O$
2 моля	+1 моль	= 2 моля
2 объемные части	+1 объемная часть	= 2 объемные части
4 массовые части	+32 массовые части	= 36 массовых частей

Горение углеводородов

C_mH_n	$+\left(m+\frac{n}{4}\right)O_2$	$=mCO_2+\frac{n}{2}H_2O$
1 моль	$+\left(m+\frac{n}{4}\right)$ молей	$=m$ молей $+\frac{n}{2}$ молей
1 объемная часть	$+\left(m+\frac{n}{4}\right)$ объемных частей	$=m$ объемных частей $+\frac{n}{2}$ объемных частей
$12m+n$ массовых частей	$+32\left(m+\frac{n}{4}\right)$ массовых частей	$=44m$ массовых частей $+9n$ массовых частей

§ 14. ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЪЕМ ВОЗДУХА И ДЫМОВЫХ ГАЗОВ

Если известен элементарный состав рабочей массы топлива, можно теоретически определить количество воздуха, необходимого для горения топлива, и количество образующихся дымовых газов.

Количество воздуха, необходимое для горения, вычисляют в кубических метрах при нормальных условиях (0°С и 760 мм рт. ст) для 1 кг твердого или жидкого топлива и для 1 м³ газообразного.

Теоретический объем сухого воздуха. Для полного сгорания 1 кг твердого и жидкого топлива теоретически необходимый объем воздуха, м³/кг, находят делением массы израсходованного кислорода на его плотность при нормальных условиях $\rho^0_{O_2}=1{,}429$ кг/м³ и на 0,21, так как в воздухе содержится 21% кислорода

$$V^0_в=\frac{\frac{32}{12}\cdot C^р+\frac{32}{32}S^р_л+\frac{32}{4}\cdot H^р-O^р}{100\cdot 1{,}429\cdot 0{,}21} \qquad (27)$$

или $V^0_в=0{,}0889\,(C^р+0{,}375\,S^р_л)+0{,}265H^р-0{,}0333\cdot O^р$.

Вводя обозначение $C^р+0{,}375S^р_л=K^р$, получим

$$V^0_в=0{,}0889K^р+0{,}265H^р-0{,}0333\cdot O^р \text{ м}^3/\text{кг}, \qquad (28)$$

где $K^р$ — так называемое приведенное количество углерода.

Для полного сгорания 1 м³ сухого газообразного топлива необходимый объем воздуха, м³/м³,

$$V^0_в=0{,}0476\left[0{,}5\,(CO+H_2)+1{,}5H_2S+\sum\left(m+\frac{n}{4}\right)C_mH_n-O_2\right]. \qquad (29)$$

В приведенных формулах содержание элементов топлива выражается в процентах по массе, а состав горючих газов CO, H_2, CH_4 и др.— в процентах по объему; C_mH_n — углеводороды, входящие в состав газа, например метан CH_4 ($m=1$, $n=4$), этан C_2H_6 ($m=2$, $n=6$) и т. д. Эти цифровые обозначения составляют коэффициент $\left(m+\frac{n}{4}\right)$.

Пример 5. Определить теоретическое количество воздуха, необходимое для сгорания 1 кг топлива следующего состава: $C^р = 52{,}1\%$; $H^р = 3{,}8\%$; $S^р_л = 2{,}9\%$; $N^р = 1{,}1\%$; $O^р = 9{,}1\%$.

Подставляя эти величины в формулу (27), получим $V^0_в = 0{,}0889\,(52{,}1 + 0{,}375 \cdot 2{,}9) + 0{,}265 \cdot 3{,}8 - 0{,}0333 \cdot 9{,}1 = 5{,}03$ м³/кг.

Пример 6. Определить теоретическое количество воздуха, необходимое для горения 1 м³ сухого газа следующего состава:

$CH_4 = 76{,}7\%$; $C_2H_6 = 4{,}5\%$; $C_3H_8 = 1{,}7\%$; $C_4H_{10} = 0{,}8\%$; $C_5H_{12} = 0{,}6\%$; $H_2 = 1\%$; $CO_2 = 0{,}2\%$; $N_2 = 14{,}5\%$.

Подставляя числовые значения в формулу (29), получим

$$V^0_в = 0{,}0476\left[0{,}5 \cdot 1 + \left(1 + \frac{4}{4}\right)76{,}7 + \left(2 + \frac{6}{4}\right)4{,}5 + \left(3 + \frac{8}{4}\right)1{,}7 + \left(4 + \frac{10}{4}\right)0{,}8 + \left(5 + \frac{12}{4}\right)0{,}6\right] = 9{,}08 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объем дымовых газов. При полном сгорании топлива дымовые газы, уходящие из топки, содержат: двуокись углерода CO_2, пары H_2O (образующиеся при сгорании водорода топлива), сернистый ангидрид SO_2, азот N_2 — нейтральный газ, поступивший в топку с кислородом воздуха, азот из состава топлива N_2, а также кислород избыточного воздуха O_2. При неполном сгорании к указанным элементам добавляются еще окись углерода CO, водород H_2 и метан CH_4. Для удобства подсчетов продукты сгорания разделяют на сухие газы и водяные пары.

Объем сухих газов принимают за 100%. При полном сгорании топлива состав сухих продуктов сгорания (в процентах по объему) следующий:

$$CO_2 + SO_2 + O_2 + N_2 = 100\%. \tag{30}$$

Газообразные продукты сгорания состоят из трехатомных газов CO_2 и SO_2, сумму которых принято обозначать символом RO_2, и двухатомных газов — кислорода O_2 и азота N_2.

Тогда равенство будет иметь вид:

при полном сгорании

$$RO_2 + O_2 + N_2 = 100\%, \tag{31}$$

при неполном сгорании

$$RO_2 + O_2 + N_2 + CO = 100\%.$$

Объем сухих трехатомных газов находится делением масс газов CO_2 и SO_2 на их плотность при нормальных условиях.

Объем газов, получающийся при сжигании 1 кг топлива, определяется по реакциям горения и их выражениям в киломолях

$$V_{RO_2} = \frac{M_{CO_2}}{\rho^н_{CO_2}} + \frac{M_{SO_2}}{\rho^н_{SO_2}} = \frac{\frac{44}{12}\cdot\frac{C^р}{100}}{1{,}964} + \frac{\frac{64}{32}\cdot\frac{S^р_л}{100}}{2{,}86} = 1{,}866\cdot\frac{C^р + 0{,}375S^р_л}{100} =$$

$$= 1{,}866\frac{K^р}{100} \text{ м}^3/\text{кг}, \tag{32}$$

где $\rho^н_{CO_2} = 1{,}94$ и $\rho^н_{SO_2} = 2{,}86$ кг/м³ — плотности двуокиси углерода и сернистого газа при нормальных условиях.

Теоретический объем азота, м³/кг, находящегося в воздухе и топливе:

$$V_{N_2} = \left(\frac{V_в^o}{100} \cdot 79\right) + \frac{N^p}{100\rho_{N_2}} = 0{,}79V_в^o + \frac{N^p}{100 \cdot 1{,}25} = 0{,}79V_в^o + 0{,}8\frac{N^p}{100}, \quad (33)$$

где $V_в^o$ — теоретический объем воздуха, необходимый для горения; 0,79 — процентное содержание азота в воздухе по объему; $\rho_{N_2} = 1{,}25$ кг/м³ — плотность азота.

Теоретический объем водяных паров состоит:

из объема паров, м³/кг, полученных в результате сжигания водорода и испарения влаги топлива:

$$\frac{\left(\frac{36}{4} \cdot \frac{H^p}{100}\right) + \frac{W^p}{100}}{\rho_{H_2O}} = 0{,}111H^p + 0{,}0124W^p,$$

где $\rho_{H_2O} = 0{,}805$ кг/м³ — плотность водяных паров; H^p, W^p — водород и влага рабочего топлива;

из объема водяных паров, м³/кг, поступающих с воздухом:

$$\frac{V_в^o d/1000}{0{,}805} = 0{,}0161V_в^o \text{ м}^3/\text{кг}.$$

где $d = 13$ г/м³ — влагосодержание воздуха, поступающего при сжигании твердого и жидкого топлива;

из объема форсуночного пара, м³/кг, при сжигании мазута и его распылении с помощью паровых форсунок

$$W_ф/0{,}805 = 1{,}24W_ф,$$

где расход форсуночного пара для распыливания 1 кг мазута принимается $W_ф = 0{,}3 - 0{,}4$ кг.

Полный теоретический объем водяных паров, м³/кг,

$$V_{H_2O}^o = (0{,}111 \cdot H^p) + 0{,}0124W^p + 0{,}0161V_в^o + 1{,}24W_ф, \quad (34)$$

где H^p, W^p — водород и влага рабочего топлива, % по массе.

При избытке воздуха $\alpha > 1$ объем водяных паров, м³/кг, будет

$$V_{H_2O} + 0{,}0161V_в^o(\alpha - 1). \quad (35)$$

Полный объем дымовых газов, м³/кг,

$$V_г = V_{RO_2} + V_{N_2}^o + V_{H_2O} + V_в^o(\alpha - 1). \quad (36)$$

При сжигании газообразного топлива теоретический объем азота, м³/м³,

$$V_{N_2} = 0{,}79 \cdot V_o^п + N_2/100. \quad (37)$$

Объем сухих трехатомных газов, м³/м³,

$$V_{RO_2} = 0{,}01\,(CO_2 + CO + H_2S + \sum mC_mH_n). \quad (38)$$

Теоретический объем водяных паров, м³/м³,

$$V_{H_2O} = 0{,}01\left(H_2S + H_2 + \sum\frac{n}{2}C_mH_n + 0{,}124d\right) + 0{,}0161\,V^{\circ}_{в};\qquad (39)$$

где $d = 10$ г/м³ – влагосодержание газообразного топлива, отнесенное к 1 м³ сухого газа.

Пример 7. Определить объем продуктов сгорания при сжигании твердого топлива, состав которого дан в примере 5.

Объем сухих трехатомных газов по формуле (32)

$$V_{RO_2} = 1{,}866\frac{52{,}1 + 0{,}375\cdot 2{,}9}{100} = 0{,}99 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем азота по формуле (33)

$$V_{N_2} = 0{,}79\cdot 5{,}03 + 0{,}8\frac{1{,}1}{100} = 3{,}98 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Теоретический объем водяных паров по формуле (34) и из примера 5 без учета расхода пара на форсунки

$$V^{\circ}_{H_2O} = 0{,}111\cdot 3{,}8 + 0{,}0124\cdot 9{,}1 + 0{,}161\cdot 5{,}03 = 0{,}62 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Полный объем дымовых газов по формуле (36)

$$V_г = 0{,}99 + 3{,}98 + 0{,}62 = 5{,}59 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Пример 8. Определить объем продуктов сгорания при сжигании газообразного топлива, состав которого приведен в примере 6.

Объем сухих трехатомных газов по формуле (38)

$$V_{RO_2} = 0{,}01\,(0{,}2 + 1 + 76{,}7 + 2\cdot 4{,}5 + 371{,}7 + 4\cdot 0{,}8 + 5\cdot 0{,}6) = 0{,}98 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объем азота по формуле (33)

$$V_{N_2} = 0{,}79\cdot 9{,}08 + \frac{14{,}5}{100} = 7{,}32 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Теоретический объем водяных паров по формуле (39)

$$V^{\circ}_{H_2O} = 0{,}01\left(1 + \frac{4}{2}76{,}7 + \frac{6}{2}4{,}5 + \frac{8}{2}1{,}7 + \frac{10}{2}0{,}8 + \frac{12}{2}0{,}6 + 0{,}124\cdot 10\right) + 0{,}0161\cdot 9{,}08 =$$

$$= 1{,}98 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Полный объем дымовых газов по формуле (36)

$$V_г = 7{,}32 + 0{,}98 + 1.98 = 10{,}28 \text{ м}^3/\text{м}^3.$$

Пример 9. Определить массу продуктов сгорания по формуле (33)

$$V_{N_2} = 0{,}79\cdot 5{,}03 + 0{,}8\frac{1{,}1}{100} = 3{,}98 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$M_г = 0{,}99\cdot 1{,}964 + 3{,}98\cdot 1{,}293 + 0{,}62\cdot 0{,}805 = 7{,}48 \text{ кг/кг}.$$

§ 15. КОЭФФИЦИЕНТ ИЗБЫТКА ВОЗДУХА

Действительное количество воздуха, необходимое для полного сгорания 1 кг топлива, должно быть несколько бо́льшим теоретического, так как при практическом сжигании топлива не все количество теоретически необходимого воздуха используется для горения топлива; часть его не участвует в реакции горения в результате недостаточного перемешивания воздуха с топливом, а также из-за того, что воздух не успевает вступить в соприкосновение с углеродом

топлива и уходит в газоходы котла в свободном состоянии. Поэтому отношение количества воздуха, действительно подаваемого в топку, к теоретически необходимому называют *коэффициентом избытка воздуха в топке* $\alpha_т = V_в^д / V_в^о$, где $V_в^д$ — действительный объем воздуха, поданного в топку на 1 кг топлива, тогда

$$V_в^д = \alpha_т V_в^о. \qquad (40)$$

Коэффициент избытка воздуха зависит от вида сжигаемого топлива, способа его сжигания, конструкции топки и принимается на основании опытных данных.

Пример 10. Определить действительно необходимое количество воздуха для сжигания 1 кг топлива и полный объем дымовых газов при сжигании твердого топлива с составом, данным в примере 5. Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_т = 1{,}4$.

По формуле (40)

$$V_в^д = 1{,}4 \cdot 5{,}03 = 7{,}4 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

В действительный объем водяных паров при избытке воздуха больше единицы входят водяные пары, поступающие с избыточным воздухом в количестве 0,0161 $V_в^о(\alpha - 1)$ м³/кг.

Действительный объем водяных паров, м³/кг (см. формулу 35)

$$V_{H_2O}^o = V_{H_2O}^o + 0{,}0161\, V_в^o(\alpha - 1).$$

Полный объем дымовых газов, м³/кг, получающийся при сгорании 1 кг топлива (см. формулу 36):

$$V_г = V_{RO_2} + V_{N_2} + V_{H_2O}^o + V_в^o(\alpha - 1).$$

Объем водяных паров при $\alpha = 1{,}4$ по формуле (35)

$$V_{H_2O}^o = 0{,}69 + 0{,}0161 \cdot 5{,}03\,(1{,}4 - 1) = 0{,}72 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Полный объем дымовых газов по формуле (36)

$$V_г = 0{,}99 + 3{,}98 + 0{,}62 + 0{,}72 = 6{,}31 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

При работе топок всех видов необходимо постоянно наблюдать за исправным ведением топочных процессов по контрольно-измерительным приборам. На экономичность работы котельной установки значительное влияние оказывают потери тепла от химической неполноты сгорания топлива. Величина потерь зависит в основном от количества воздуха, поступающего в топку.

Для поддержания нормального горения нужно подводить воздуха в топку столько, сколько требуется для полного сгорания топлива, что достигается постоянным контролем за составом дымовых газов. Наиболее важно определение содержания в дымовых газах двуокиси и окиси углерода.

В случае неполного сгорания при недостатке воздуха в составе уходящих из топки газов будут углеводороды, окись углерода CO, а иногда и чистый водород H, а при чрезмерном избытке воздуха создаются условия для удаления из топки несгоревших летучих горючих веществ и уноса частичек твердого топлива. Поэтому при эксплуатации топки следует сводить неполноту сгорания к возможному минимуму. Как правило, котельный агрегат работает или при полном сгорании, или с незначительной химической неполнотой сгорания.

При присосе холодного воздуха в газоходы котлоагрегата экономичность работы его снижается, поэтому персонал, обслуживающий котлоагрегат, должен постоянно следить за исправностью обмуровки, плотным закрытием заслонок, дверок, гляделок и пр.

§ 16. ЭНТАЛЬПИЯ ВОЗДУХА И ПРОДУКТОВ СГОРАНИЯ

Энтальпия воздуха и продуктов сгорания 1 кг твердого, жидкого или 1 м³ газообразного топлива определяется по сумме энтальпий газообразных продуктов сгорания, входящих в состав дымовых газов.

Энтальпия воздуха, кДж/м³ (при $\alpha = 1$),

$$I_{в}^{0} = \alpha V_{в}^{0} C_{в} t_{в}, \tag{41}$$

где $C_{в}$ — теплоемкость воздуха, м³ · °С, при его температуре $t_{в}$, °С.

Энтальпия газообразных продуктов сгорания, кДж/м³ (при $\alpha = 1$),

$$I_{г}^{0} = (V_{RO_2} C_{CO_2} + V_{N_2} C_{N_2} + V_{H_2O}^{0} C_{H_2O}) t_{г}, \tag{42}$$

где C_{CO_2}, C_{N_2}, C_{H_2O} — средние объемные теплоемкости двуокиси углерода, азота и водяных паров при постоянном давлении и температуре, кДж/(м³·°С).

Энтальпия дымовых газов, кДж/м³, при $\alpha > 1$

$$I_{г} = I_{г}^{0} + (\alpha - 1) V_{в}^{0} C_{в} t_{г}. \tag{43}$$

Теплоемкость газов изменяется в зависимости от их температуры. Средние объемные значения теплоемкости для воздуха, водяного пара и дымовых газов приведены в табл. 14.

Таблица 14. **Средняя объемная теплоемкость газов при постоянном давлении и нормальных условиях**

Температура, °С	Двуокись углерода		Сухой воздух $C_{в}$		Водяной пар C_{H_2O}	
	кДж/(м³ × × °С)	ккал/(м³ × × °С)	кДж/(м³ × × °С)	ккал/(м³ × × °С)	кДж/(м³ × × °С)	ккал/(м³ × × °С)
0	1,0009	0,3821	1,2980	0,3098	1,4954	0,3569
100	1,7015	0,4061	1,3014	0,3106	1,5063	0,3595
200	1,7887	0,4269	1,3081	0,3122	1,5234	0,3636
300	1,8641	0,4449	1,3181	0,3146	1,5485	0,3684
400	1,9311	0,4609	1,3311	0,3177	1,5666	0,3739
500	1,9902	0,4750	1,3437	0,3207	1,5909	0,3797
600	2,0426	0,4875	1,3575	0,3240	1,6160	0,3857
700	2,0899	0,4988	1,3718	0,3274	1,6424	0,3920
800	2,1327	0,5090	1,3852	0,3306	1,6692	0,3984
900	2,1708	0,5181	1,3986	0,3338	1,6969	0,4050
1000	2,2051	0,5263	1,4107	0,3367	1,7241	0,4115
1100	2,2366	0,5338	1,4225	0,3395	1,7514	0,4180

Пример 11. Определить энтальпию уходящих дымовых газов при температуре 200°С и коэффициенте избытка воздуха за котлом $\alpha_{ух} = 1{,}4$ для топлива, данного в примере 5.

Подставляя данные из примеров 5 и 7 в формулы (42) и (43) и пользуясь табл. 12, получим (при $\alpha = 1$)

$$I_г^0 = (0{,}99 \cdot 1{,}789 + 3{,}98 \cdot 1{,}308 + 0{,}62 \cdot 1{,}523)200 = 1584 \text{ кДж/кг или}$$

$$I_г^0 = (0{,}99 \cdot 0{,}4269 + 3{,}98 \cdot 0{,}3122 + 0{,}62 \cdot 0{,}3636)200 = 378 \text{ ккал/кг.}$$

Энтальпия газов при $\alpha = 1{,}4$ по формуле (43)

$$I_г = 1584 + (1{,}4 - 1)\,5{,}03 \cdot 1{,}308 \cdot 200 = 2110 \text{ кДж/кг или}$$

$$I_г = 378 + (1{,}4 - 1)\,5{,}03 \cdot 0{,}3122 \cdot 0 = 503 \text{ ккал/кг.}$$

Контрольные вопросы

1. Что такое горение топлива?
2. Расскажите о способах сжигания твердого и жидкого топлива и их преимуществах.
3. Как происходит горение частиц твердого и капель жидкого топлива?
4. При какой температуре воспламеняются различные виды топлива?
5. Что такое коэффициент избытка воздуха?
6. Какой рекомендуется применять избыток воздуха при сжигании топлива?

Глава V
ТЕПЛОВОЙ БАЛАНС КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

§ 17. СОСТАВНЫЕ ЧАСТИ ТЕПЛОВОГО БАЛАНСА

Распределение тепла, выделившегося при сжигании топлива, на полезное и на потери, сопровождающие работу котлоагрегата, называется *тепловым балансом котельного агрегата.* За величину прихода тепла принимают тепло, внесенное в топку с рабочим топливом, т. е. низшую теплоту сгорания топлива.

При сжигании твердого и жидкого топлива тепловой баланс котельного агрегата составляют в килоджоулях (килокалориях) и относят к 1 кг израсходованного топлива, а при сжигании газообразного топлива баланс составляют также в килоджоулях (килокалориях) и относят к 1 м^3 газа, введенного в топку. В обоих случаях тепловой баланс можно представить также в процентах.

Уравнение теплового баланса котельного агрегата в килоджоулях при сжигании 1 кг твердого или 1 м^3 газообразного топлива можно представить следующим образом:

$$Q_р^р = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6, \qquad (44)$$

где $Q_р^р$ — располагаемое тепло, введенное в котельный агрегат; Q_1 — тепло, полезно использованное в котле на получение пара или горячей воды; Q_2 — потери тепла с дымовыми газами, уходящими из котельного агрегата; Q_3 — потери тепла от химической неполноты сгорания топлива; Q_4 — потери тепла от механической неполноты сгорания топлива; Q_5 — потери тепла в окружающую среду; Q_6 — потери с физическим теплом шлаков, удаляемых из топки.

В располагаемое тепло $Q_р^р$, приходящееся на 1 кг или 1 м^3 топлива, входит тепло, вносимое в топку самим топливом, но так как

величина физического тепла топлива исключительно мала и не превышает 0,1—0,2% теплоты сгорания топлива, ее обычно исключают и принимают $Q_р^р = Q_н^р$.

Разделив каждый член левой и правой частей уравнения (44) на $Q_н^р$ и умножив его на 100, получим тепловой баланс в процентах от теплоты сгорания:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6, \qquad (45)$$

где $q_1 = \frac{Q_1}{Q_н^р} 100\%$; $q_2 = \frac{Q_2}{Q_н^р} 100\%$ и т. д.

При сжигании жидкого и газообразного топлива потери тепла q_4 и q_6 отсутствуют, и уравнение теплового баланса котельного агрегата в процентах:

$$100 = q_1 + q_2 + q_3 + q_5. \qquad (46)$$

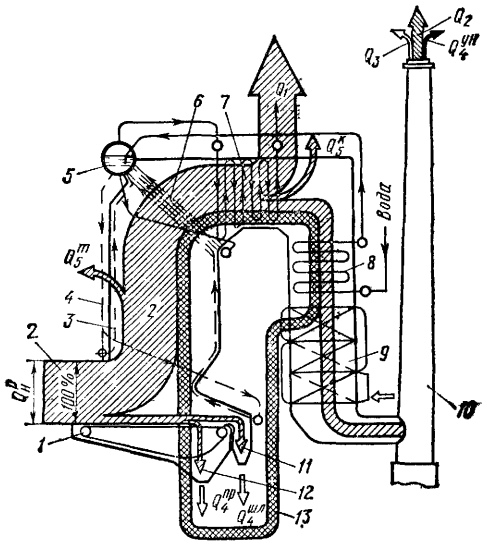


Рис. 13. Схема теплового баланса котельного агрегата:

1 — цепная решетка, *2* — топочная камера, *3* — экранные трубы, *4* — опускные трубы экранов, *5* — барабан котла, *6* — конвективный пучок, *7* — пароперегреватель, *8* — водяной экономайзер, *9* — воздухоподогреватель, *10* — дымовая труба, *11* — бункера для шлака, *12* — бункер для провала, *13* — замкнутый тепловой поток подогрева воздуха

Рассмотрим составные части теплового баланса. Схема теплового баланса котельного агрегата показана на рис. 13.

Полезно использованное тепло q_1. Полезно использованным считается тепло, затраченное на получение пара заданного давления и температуры, начиная от температуры питательной воды, поступающей в *водяной экономайзер*.

При нагреве воды в котле упругость образующегося в нем пара и давление возрастают одновременно увеличивается и температура кипения воды (выше 100°С), которая зависит от давления: чем выше давление, тем выше температура кипения.

Пар, находящийся в котле вместе с кипящей водой, называется *насыщенным*, температура, при которой происходит кипение жидкости (при данном давлении), — *температурой кипения* или *температурой насыщения* и обозначается $t_н$.

Массовая доля сухого насыщенного пара во влажном паре называется *степенью сухости пара*, обозначается буквой x и выражается в долях или процентах. Влажность пара в паровых котлах составляет от 0 до 0,1%, а при неблагоприятных условиях достигает бо́льших значений. Если в насыщенном паре нет капелек воды, он называется *сухим насыщенным паром* ($x = 1$ или $x = 100\%$).

Количество тепла, расходуемое для нагрева 1 кг воды от 0°С до температуры кипения при постоянном давлении, называется *теплотой* или *энтальпией жидкости* и обозначается i'.

Количество тепла, которое требуется для того, чтобы при неизменном давлении и температуре превратить 1 кг кипящей воды в пар, называется *скрытой теплотой парообразования* и обозначается буквой r.

Общее теплосодержание сухого насыщенного пара, кДж/кг (ккал/кг), складывается из теплосодержания жидкости при температуре кипения и скрытой теплоты парообразования $i'' = i' + r$.

При степени сухости пара, равной x, теплосодержание влажного пара $i = i' + rx$, так как в пар превращается не вся кипящая вода. Параметры водяного пара приведены в табл. 15.

Таблица 15. **Параметры водяного пара**

Абсолютное давление p, МПа (кгс/см²)	Температура насыщения $t_н$, °С	Энтальпия жидкости i'		Теплота парообразования r		Энтальпия сухого насыщенного пара $i'' = i' + r$		Удельный объем сухого насыщенного пара V'', м³/кг
		кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	кДж/кг	ккал/кг	
0,1 (1)	99,1	415,6	99,2	2260,5	539,5	2676 6	638,8	1,725
0,9 (9)	174,5	.739,5	176,5	2035,5	485,8	2775,0	662,3	0,219
1,4 (14)	194,1	826,7	197,3	1964,7	468,9	2791,4	666,2	0,1434
2,4 (24)	220,7	947,8	226,2	1856,2	443,0	2803,9	669,2	0,085
3,9 (40)	249,1	1082,7	258,4	1720,4	410,6	2813,0	669,0	0,0508

Пар, температура которого выше температуры насыщения при данном давлении, называется *перегретым*. Количество тепла, расходуемое для получения 1 кг перегретого пара из воды при 0°С, называется *энтальпией* (теплосодержанием) перегретого пара и обозначается $i_{пе}$. Параметры перегретого пара, вырабатываемого в котлах низкого и среднего давления, приведены в табл. 16.

Таблица 16. **Параметры перегретого пара, вырабатываемого в котлах низкого и среднего давления**

Абсолютное давление p, МПа (кгс/см²)	Температура перегретого пара t, °С	Энтальпия перегретого пара $i_{пе}$		Удельный объем V, м³/кг
		кДж/кг	ккал/кг	
0,9 (9)	225	2891,5	690,1	0,2501
	250	2946,4	703,2	0,2647
	440	3353,3	800,3	0,3693
	540	3569,9	852,0	0,4227
	570	3635,2	867,6	0,4387
1,4 (14)	225	2870,6	685,1	0,1567
	250	2928,4	698,9	0,1669
	440	3346,6	798,7	0,2361
	540	3564,4	850,7	0,2709
	570	3631,0	866,6	0,2813

Продолжение табл. 16.

Абсолютное давление p, МПа (кгс/см²)	Температура перегретого пара t, °С	Энтальпия перегретого пара $i_{пе}$		Удельный объем V, м³/кг
		кДж/кг	ккал/кг	
2,4 (24)	225	—	—	—
	250	2886,5	688,9	0,0932
	440	3332,3	795,3	0,1363
	540	3554,4	848,3	0,1570
	570	3622,3	864,5	0,1632
3,9 (40)	225	—	—	—
	250	2806,0	669,7	0,0510
	440	3309,3	789,8	0,0808
	540	3521,3	850,4	0,0946
	570	3609,3	861,4	0,0971

Потери тепла q_2 с уходящими газами в окружающую среду. Эти потери в процентах определяются как разность энтальпий продуктов сгорания, уходящих из котельного агрегата, и холодного воздуха, поступающего в агрегат.

При сжигании твердого топлива

$$q_2 = (I_{ух} - \alpha_{ух} I^{о}_{х.в})(100 - q_4)/Q^{р}_{н}, \qquad (47)$$

где $I_{ух}$ — энтальпия уходящих газов при коэффициенте избытка воздуха за агрегатом $\alpha_{ух}$ и температуре уходящих газов, кДж/кг (ккал/кг); $I^{о}_{х.в}$ — энтальпия воздуха, теоретически необходимого для горения, при температуре, с которой он поступает в котельный агрегат, кДж/кг (ккал/кг).

Множитель $100 - q_4$ вводится в формулу потому, что энтальпии дымовых газов и воздуха, необходимого для горения, определяются для 1 кг действительно сожженного топлива, а не для 1 кг топлива, поступившего в топку.

При сжигании жидкого и газообразного топлива

$$q_2 = \frac{I_{ух} - \alpha_{ух} I^{о}_{х.в}}{Q^{р}_{н}} \cdot 100\%. \qquad (48)$$

При сжигании твердого топлива в слое в котельных установках низкого давления величина q_2 составляет 10—15%, а в современных котельных агрегатах среднего давления при сжигании пылевидного жидкого и газообразного топлива — 6—8%.

Для понижения температуры уходящих газов и уменьшения потерь тепла с уходящими газами за котлом устанавливают водяной экономайзер, воздухоподогреватель или оба устройства.

Температура уходящих газов при проектировании установок выбирается с учетом очень многих факторов: вида и стоимости сжигаемого топлива, способа его сжигания, точки росы, мощности котельного агрегата и при нормальной нагрузке современных агрегатов составляет 120—150°С. Температура газов, при которой начинается конденсация водяных паров, называется *точкой росы.*

В небольших установках при отсутствии экономайзеров она составляет 300—400°С. Температура уходящих газов и потеря тепла

q_2 в значительной степени зависят от режима работы и состояния качества эксплуатации котельного агрегата. Например, потери тепла с уходящими газами в котлоагрегатах, оснащенных топками с ручным обслуживанием, бывают велики из-за периодичности загрузки топлива, неравномерного выделения тепла и расхода воздуха.

Потери тепла q_3 от химической неполноты горения. При сжигании твердых топлив показателем химической неполноты горения является присутствие в уходящих дымовых газах окиси углерода, а при сжигании газообразного топлива — окиси углерода и метана.

Зная содержание окиси углерода в отходящих дымовых газах, определяют потерю от неполноты горения. Обычно потеря составляет 3—7% в зависимости от рода топлива, а при большом недостатке воздуха может быть до 25% и больше. Например, 1% окиси углерода в уходящих газах соответствует примерно 6—7% потери тепла топлива.

Для полного сжигания топлива в топке нужно необходимое количество кислорода для горения летучих горючих веществ, соответствующая температура в топке (при пониженных температурах углерод не вступает в реакцию), достаточное время пребывания горючих частиц в топке и хорошее перемешивание топлива с воздухом.

При наиболее экономичной работе котельного агрегата содержание двуокиси углерода в дымовых газах в зависимости от рода топлива должно быть 13—15%. При большем коэффициенте избытка воздуха содержание двуокиси углерода за счет разбавления его воздухом в продуктах сгорания может снизиться до 3—5%, однако резко возрастет потеря тепла с уходящими газами. При нормальном ведении режима горения $q_3 = 1\%$ для слоевых и 0—0,5% для пылеугольных топок.

Потери тепла q_4 от механической неполноты горения. Потери тепла от механической неполноты горения состоят из потерь от провала несгоревших частиц топлива через колосники в зольник и уноса мелких частиц топлива в газоходы котла. Эти потери зависят от конструкции колосниковой решетки, силы тяги, размеров кусков топлива и его спекаемости.

Потери с уносом могут быть значительными при слоевом сжигании, если дутье слишком сильное и тяга излишне велика. В этом случае происходит большой вынос мелких частиц топлива, которые представляют собой несгоревший кокс.

Особенно нежелательна смесь крупного топлива с мелочью. В этом случае горение слоя получается неоднородным: мелочь выгорает быстрее и потоком воздуха выдувается из слоя, образуя кратеры, через которые в топку поступает лишний воздух, охлаждая ее. Крупные куски покрываются шлаковой коркой и полностью не выгорают.

В среднем потери с механической неполнотой сгорания для пылеугольных топок составляют 1%, а для слоевых от 5 до 7,5%.

Потери тепла q_5 в окружающую среду. Потери тепла нагретыми внешними поверхностями в окружающую среду зависят от типа

и паропроизводительности котла, его конструкции, качества обмуровки и нагрузки котлоагрегата.

Если в процессе эксплуатации котлоагрегата будут часто и на продолжительное время открывать дверки и лючки, то потери на лучеиспускание в окружающую среду возрастут. Возрастут потери также при сквозняках в котельном помещении.

Потери q_6 с физическим теплом шлаков, удаляемых из топки. Эти потери учитывают только при сжигании твердых топлив как в кусковом, так и в пылевидном состоянии. Они зависят от зольности топлива и системы шлакозолоудаления. С увеличением зольности потеря тепла возрастает.

§ 18. КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Отношение величины использования тепла в котельном агрегате к величине затраченного тепла топлива представляет собой коэффициент полезного действия котельного агрегата (кпд). Часть пара, произведенного в котельном агрегате, непосредственно расходуется на его собственные нужды, например на питательные насосы, дутьевые вентиляторы, дымососы, обдувку поверхностей нагрева. Учитывая эти расходы, вводят понятие кпд котельного агрегата нетто.

Тепло, использованное в котельном агрегате на получение пара или горячей воды,

$$BQ_{\text{р}}^{\text{р}}\eta_{\text{к а}} = Dq_{\text{к а}}, \tag{49}$$

где B — часовой расход топлива, кг/ч ($м^3$/ч); D — часовая производительность котельного агрегата, кг/ч; $q_{\text{к а}}$ — количество тепла, переданное в котельном агрегате воде для превращения ее в пар или для получения горячей воды и отнесенное к 1 кг пара или воды, кДж/кг (ккал/кг); $\eta_{\text{к а}}$ — кпд котельного агрегата.

Для котельного агрегата, в котором производится насыщенный пар

$$q_{\text{к.а}} = (i'' - i_{\text{п в}} + q_{\text{пр}}), \tag{50}$$

где i'' — энтальпия насыщенного пара; $i_{\text{п в}}$ — энтальпия питательной воды; $q_{\text{пр}}$ — количество тепла, удаляемого из котельного агрегата с продувочной водой, кДж/кг (ккал/кг); обычно $q_{\text{пр}} = (0{,}01-0{,}02)\,i'$, где i' — теплосодержание воды при температуре $t_{\text{н}}$.

Для водогрейного котельного агрегата, в котором получают горячую воду

$$q_{\text{к.а}} = i_2 - i_1, \tag{51}$$

где i_1 — энтальпия воды, поступающей в котел; i_2 — энтальпия воды, выходящей из котла.

Если известны количество полученного пара и его энтальпия, а также часовой расход топлива и теплота его сгорания, можно определить кпд котельного агрегата, %:

$$\eta_{\text{к.а}} = \frac{Dq_{\text{к а}}}{BQ_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100 = q_1. \tag{52}$$

Для современных котельных агрегатов величина q_1 в зависимости от паропроизводительности котельного агрегата, температуры уходящих газов, рода сжигаемого топлива и способа его сжигания может изменяться в очень широких пределах от 75 до 80% для котельных агрегатов небольшой производительности, в которых твердое топливо сжигается в слоевых топках, и до 91—95% для больших котельных агрегатов с факельным сжиганием топлива. Наиболее высокие кпд получаются для котельных агрегатов, работающих на жидком и газообразном топливе.

Для котельных агрегатов небольшой производительности потери тепла составляют от 20 до 25%, а для крупных от 5 до 9%. Основными потерями тепла являются потери с уходящими газами q_2.

Пример 12. Определить кпд и оценить тепловые потери котельного агрегата паропроизводительностью $D = 10$ т/ч при параметрах пара $p = 1{,}4$ МПа (14 кгс/см^2) и $t = 197{,}3$°С. Часовой расход топлива 1500 кг, температура питательной воды 100°С, теплота сгорания топлива $Q_н^р = 20\,647$ кДж/кг (4916 ккал/кг). Оценку тепловых потерь провести по средним значениям, данным в соответствующих разделах. Величину $q_{пр}$ принять равной 0.

По табл. 13 и заданным параметрам пара p и t находим его энтальпию — 2790 кДж/кг (666 ккал/кг). При 100°С теплосодержание питательной воды составит примерно 419 кДж/кг (100 ккал/кг). Следовательно, тепло, полученное 1 кг пара согласно формуле (51), $q_{к.а} = 2790 - 419 = 2371$ кДж/кг ($q_{к.а} = 666 - 100 = 566$ ккал/кг).

Коэффициент полезного действия котельного агрегата по формуле (52)

$$\eta_{к.а} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 2371}{1500 \cdot 20\,647} \cdot 100 = 76{,}8\% \quad \left(\eta_{к.а} = \frac{10 \cdot 10^3 \cdot 566}{1500 \cdot 4916} \cdot 100 = 76{,}8\%\right).$$

Величина потерь $\sum q_i = 100 - \eta_{к.а} = 100 - 76{,}8 = 23{,}2\%$. По средним значениям q_2, q_3, q_4, приведенным в § 17, находим $q_2 = 12{,}5\%$, $q_3 = 1\%$, $q_4 = 6{,}25\%$. Следовательно, величина потерь в окружающую среду $q_5 = \sum q_i - q_2 - q_3 - q_4 = 23{,}2 - 12{,}5 - 1 - 6{,}25 = 3{,}45\%$.

Контрольные вопросы

1. Что называется тепловым балансом котельного агрегата?
2. Из каких элементов складывается тепловой баланс?
3. Как определить полезно использованное тепло?
4. Как определить потери тепла с уходящими газами?
5. Как определяется кпд котельного агрегата?

Глава VI
ТОПОЧНЫЕ УСТРОЙСТВА ДЛЯ СЛОЕВОГО СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА

§ 19. СПОСОБЫ СЖИГАНИЯ ТОПЛИВА. ТИПЫ ТОПОЧНЫХ УСТРОЙСТВ

Топочное устройство, или топка, являясь основным элементом котельного агрегата, предназначена для сжигания топлива с целью выделения заключенного в нем тепла и получения продуктов сгорания с возможно большей температурой. В то же время топка слу-

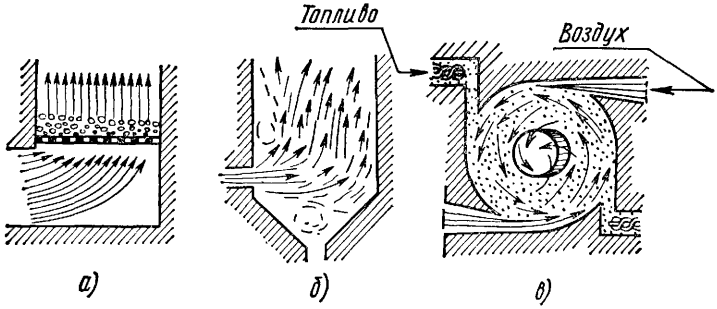


Рис. 14. Схемы процессов сжигания топлива:
а — слоевого, *б* — факельного, *в* — вихревого

жит теплообменным устройством, в котором происходит теплоотдача излучением из зоны горения на более холодные окружающие поверхности нагрева котла, а также устройством для улавливания и удаления некоторой части очаговых остатков при сжигании твердого топлива.

По способу сжигания топлива топочные устройства делятся на слоевые и камерные. В слоевых топках осуществляется сжигание твердого кускового топлива в слое, в камерных топках — газообразного, жидкого и пылевидного топлива во взвешенном состоянии.

В современных котельных установках обычно используются три основных способа сжигания твердого топлива (рис. 14): слоевой, факельный, вихревой.

Слоевые топки. Топки, в которых производится слоевое сжигание кускового твердого топлива, называются *слоевыми*. Эта топка состоит из колосниковой решетки, поддерживающей слой кускового топлива, и топочного пространства, в котором сгорают горючие летучие вещества. Каждая топка предназначена для сжигания определенного вида топлива. Конструкции топок разнообразны, и каждая из них соответствует определенному способу сжигания. От размеров и конструкции топки зависят производительность и экономичность котельной установки.

Слоевые топки для сжигания разнообразных видов твердого топлива делят на внутренние и выносные, с горизонтальными и наклонными колосниковыми решетками.

Топки, расположенные внутри обмуровки котла, называют *внутренними*, а расположенные за пределами обмуровки и дополнительно пристроенные к котлу,— *выносными*.

В зависимости от способа подачи топлива и организации обслуживания слоевые топки подразделяют на ручные, полумеханические и механизированные.

Ручными топками называют те, в которых все три операции — подача топлива в топку, его шуровка и удаление шлака (очаговых остатков) из топки — производятся машинистом вручную. Эти топки имеют горизонтальную колосниковую решетку.

Полумеханическими топками называют те, в которых механизированы одна или две операции. К ним относят шахтные с на-

клонными колосниковыми решетками, в которых топливо, загруженное в топку вручную, по мере прогорания нижних слоев перемещается по наклонным колосникам под действием собственной массы.

Механизированными топками называют те, в которых подача топлива в топку, его шуровка и удаление из топки очаговых остат-

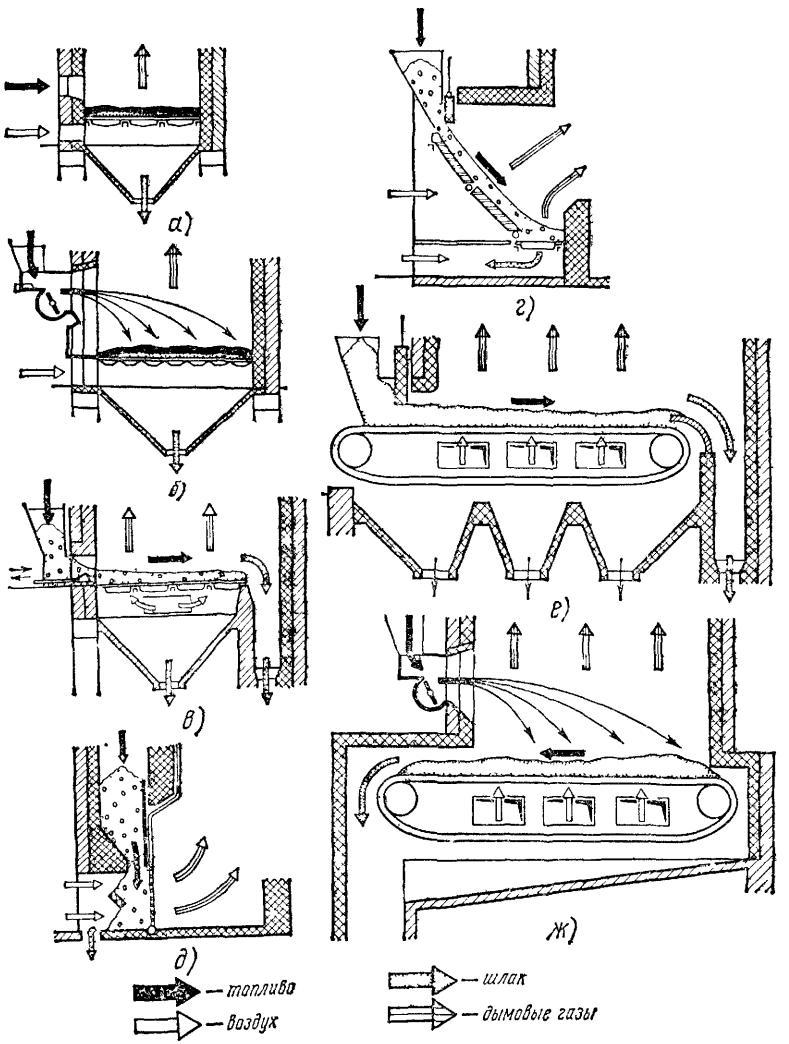


Рис. 15. Схемы топок для сжигания твердого топлива в слое: *а* — с ручной горизонтальной колосниковой решеткой, *б* — с забрасывателем на неподвижный слой, *в* — с шурующей планкой, *г* — с наклонной колосниковой решеткой, *д* — вертикальной, *е* — с цепной решеткой прямого хода, *ж* — с цепной решеткой обратного хода с забрасывателем

ков производятся механическим приводом без ручного вмешательства машиниста. Топливо в топку поступает непрерывным потоком.

Слоевые топки для сжигания твердого топлива (рис. 15) делят на три класса:

топки с неподвижной колосниковой решеткой и неподвижнолежащим на ней слоем топлива, к которым относят топку с ручной горизонтальной колосниковой решеткой (рис. 15, *а* и *б*). На этой решетке можно сжигать все виды твердого топлива, но вследствие ручного обслуживания ее применяют под котлами паропроизводительностью до 1—2 т/ч. Топки с забрасывателями, в которые непрерывно механически загружают свежее топливо и разбрасывают его по поверхности колосниковой решетки, устанавливают под котлами паропроизводительностью до 6,5—10 т/ч;

топки с неподвижной колосниковой решеткой и перемещающимся по ней слоем топлива (рис. 15, *в*, *г* и *д*), к которым относят топки с шурующей планкой и топки с наклонной колосниковой решеткой. В топках с шурующей планкой топливо перемещается вдоль неподвижной горизонтальной колосниковой решетки специальной планкой особой формы, совершающей возвратно-поступательное движение по колосниковой решетке. Применяют их для сжигания бурых углей под котлами паропроизводительностью до 6,5 т/ч;

в топках с наклонной колосниковой решеткой свежее топливо, загруженное в топку сверху, по мере сгорания под действием силы тяжести сползает в нижнюю часть топки. Такие топки применяют для сжигания древесных отходов и торфа под котлами паропроизводительностью до 2,5 т/ч;

скоростные шахтные топки системы В. В. Померанцева применяют для сжигания кускового торфа под котлами паропроизводительностью до 6,5 т/ч для сжигания древесных отходов под котлами паропроизводительностью 20 т/ч;

топки с движущимися механическими цепными колосниковыми решетками (рис. 15, *е* и *ж*) двух типов: прямого и обратного хода. Цепная решетка прямого хода движется от передней стенки в сторону задней стенки топки. Топливо на колосниковую решетку поступает самотеком. Цепная решетка обратного хода движется от задней к передней стенке топки. Топливо на колосниковую решетку подается забрасывателем. Топки с цепными колосниковыми решетками применяют для сжигания каменных, бурых углей и антрацитов под котлами паропроизводительностью от 10 до 35 т/ч.

Камерные (факельные) топки. Камерные топки (рис. 16) применяют для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива. При этом твердое топливо должно быть предварительно размолото в тонкий порошок в специальных пылеприготовительных установках — углеразмольных мельницах, а жидкое топливо — распылено на очень мелкие капли в мазутных форсунках. Газообразное топливо не требует предварительной подготовки.

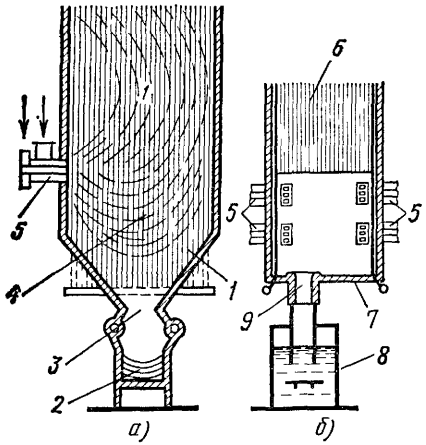


Рис. 16. Схемы камерных (факельных) топок:
а — для пылевидного топлива с твердым шлакоудалением, *б* — для пылевидного топлива с жидким шлакоудалением, *1* — шлаковая холодная воронка, *2* и *8* — шлакоприемные устройства и ванна, *3* — горловина, *4* и *6* — топки, *5* — горелка, *7* — под, *9* — летка

Факельный способ позволяет сжигать с высокой надежностью и экономичностью самые различные и низкосортные виды топлива. Твердые топлива в пылевидном состоянии сжигают под котлами паропроизводительностью от 35 т/ч и выше, а жидкое и газообразное под котлами любой паропроизводительности.

Камерные (факельные) топки представляют собой прямоугольные камеры призматической формы, выполняемые из огнеупорного кирпича или огнеупорного бетона. Стены топочной камеры изнутри покрывают системой кипятильных труб — топочными водяными экранами. Они представляют собой эффективную поверхность нагрева котла, воспринимающую большое количество тепла, излучаемого факелом, в то же время предохраняют кладку топочной камеры от износа и разрушения под действием высокой температуры факела и расплавленных шлаков.

По способу удаления шлака факельные топки для пылевидного топлива разделяют на два класса: с твердым и жидким шлакоудалением.

Камера топки с твердым шлакоудалением (рис. 16, *а*) снизу имеет воронкообразную форму, называемую холодной воронкой *1*. Капли шлака, выпадающие из факела, падают в эту воронку, затвердевают вследствие более низкой температуры в воронке, гранулируются в отдельные зерна и через горловину *3* попадают в шлакоприемное устройство *2*. Камеру топки *6* с жидким шлакоудалением (рис. 16, *б*) выполняют с горизонтальным или слегка наклонным подом *7*, который в нижней части топочных экранов имеет тепловую изоляцию для поддержания температуры, превышающей температуру плавления золы. Расплавленный шлак, выпавший из факела на под, остается в расплавленном состоянии и вытекает из топки через летку *9* в шлакоприемную ванну *8*, наполненную водой, затвердевает и растрескивается на мелкие частицы.

Топки с жидким шлакоудалением делят на однокамерные и двухкамерные.

В двухкамерных топка разделена на камеру горения топлива и камеру охлаждения продуктов горения. Камеру горения надежно покрывают тепловой изоляцией для создания максимальной температуры с целью надежного получения жидкого шлака.

Факельные топки для жидкого и газообразного топлива иногда выполняют с горизонтальным или слегка наклонным подом, который иногда не экранируют. Расположение горелок в топочной камере делают на передней и боковых стенках, а также по углам ее. Горелки бывают прямоточными и завихривающими.

Способ сжигания топлива выбирается в зависимости от вида и рода топлива, а также паропроизводительности котельного агрегата.

§ 20. ТОПКИ С НЕПОДВИЖНОЙ КОЛОСНИКОВОЙ РЕШЕТКОЙ И НЕПОДВИЖНЫМ СЛОЕМ ТОПЛИВА

Топка с неподвижной колосниковой решеткой и ручным обслуживанием показана на рис. 17. Она представляет собой кирпичную камеру, расположенную под котлом, и состоит из колосниковой решетки *4*, которая делит топку на топочное пространство *3* и шлаковый бункер (зольник) *8*. Решетка состоит из чугунных колосников, опирающихся на подколосниковые балки *6*. Через загрузочное отверстие *2*, закрываемое дверкой *1*, топливо вручную (лопатами) периодически забрасывается на неподвижную колосниковую решетку *4*, которая поддерживает слой горящего топлива. Нижняя часть бункера закрыта шлаковым затвором *9*, который открывают при спуске шлака и золы. Воздух для горения в топку может поступать естественным путем за счет создаваемого в ней разрежения или под давлением с помощью дутьевого вентилятора. Количество подаваемого воздуха регулируют воздушным шибером *7*. Объем, ограниченный снизу слоем горящего топлива, сверху — поверхностью нагрева котла и с боков — стенками кирпичной камеры, называется *топочным пространством*.

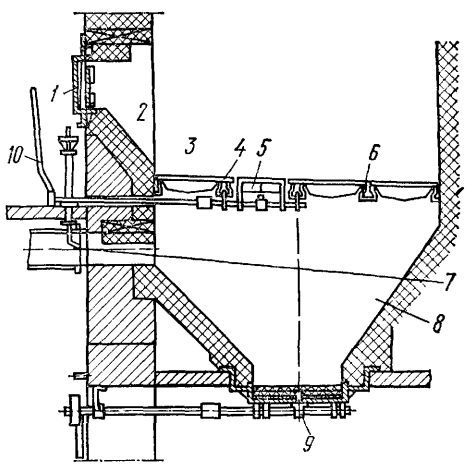


Рис. 17. Топка с ручной колосниковой решеткой:
1 — дверка, *2* — загрузочное отверстие, *3* — топочное пространство, *4* — колосниковая решетка, *5* — поворотные колосники, *6* — подколосниковая балка, *7* — шибер, *8* и *9* — шлаковые бункер и затвор, *10* — рукоятка

Зола, образующаяся при горении, проваливается сквозь отверстия в колосниках и собирается в бункере *8*. Для очистки топки от шлака часть решетки выполняют в виде поворотных колосников *5*. При повороте их рукояткой *10* в полотне решетки образуется отверстие, через которое удаляемый шлак сбрасывается в бункер *8*.

Топки обладают достаточным тепловым запасом благодаря кирпичной кладке стен, являющихся хорошим аккуму-

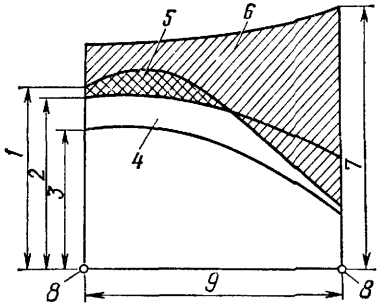


Рис. 18. Диаграмма использования воздуха, поступающего в топку:

1 — общее количество воздуха, необходимое для горения, *2* — воздух, поддающийся использованию, *3* — воздух, необходимый для горения кокса, *4* — воздух для горения летучих, *5* — нехватка воздуха, *6* — избыток воздуха, *7* — общее количество воздуха, поступающего в топку, *8* — период загрузки, *9* — период горения

лятором тепла. Наличие нижнего зажигания топлива создает хорошие условия для его воспламенения.

Топки с такими колосниковыми решетками крайне просты и дешевы и в то же время достаточно надежны, в них могут сжигаться все разновидности твердого топлива — дрова и торф (при умеренной влажности), бурые и каменные угли и антрациты (при умеренном содержании мелочи). К недостаткам относят большую затрату физического труда машиниста в процессе эксплуатации.

Вследствие ручного обслуживания топки тепловая мощность ее ограничена, а периодичность загрузки топлива приводит к значительным потерям тепла.

Механические потери топлива вследствие провала его через колосники при шуровке и чистке топки, а также со шлаками, удаляемыми из нее, достигают иногда значительных размеров. По ранее указанным причинам коэффициент полезного действия топок с ручным обслуживанием обычно низкий.

Работа топки с ручным обслуживанием показана на диаграмме рис. 18. Общее количество воздуха, поступающего в топку, изображено линией *7*, количество воздуха, необходимого для горения,— линией *1*. Остальной воздух уходит из топки неиспользованным в результате того, что слой топлива и выход летучих в топке между загрузками постоянно изменяется, достигая максимальных размеров при загрузке свежих порций и становясь тоньше по мере выгорания топлива в период до новой загрузки.

Топки с забрасывателями топлива имеют особое устройство, предназначенное для непрерывного механизированного заброса топлива в топку и распределения его по всей площади колосниковой решетки. Эти топки разделяют на три вида: с механическими забрасывателями (рис. 19, *а* и *б*), при которых топливо подается в топку ударами вращающихся плоскостей забрасывающего механизма; с пневматическими забрасывателями (рис. 19, *в*), при которых топливо вводится в топку струей воздуха или пара, и пневмомеханическими забрасывателями (рис. 19, *г*), в которых объединены оба указанных принципа. Топки с механическими забрасывателями получили меньшее распространение, поскольку топливо, забрасываемое в топку, распределяется недостаточно равномерно. Более мелкие куски топлива выпадают в передней части решетки, более крупные — в средней части, а средние по величине — ближе к концу решетки, поэтому сгорание топлива происходит неравномерно и топка работает недостаточно эффективно.

Топки с пневматическими забрасывателями являются лучшими, так как процесс загрузки топлива в них увязывается с процессом горения, а воздух, необходимый для перемещения частиц топлива в топке, одновременно используется и для горения этого же топлива, при этом более тяжелые куски топлива падают на переднюю часть решетки.

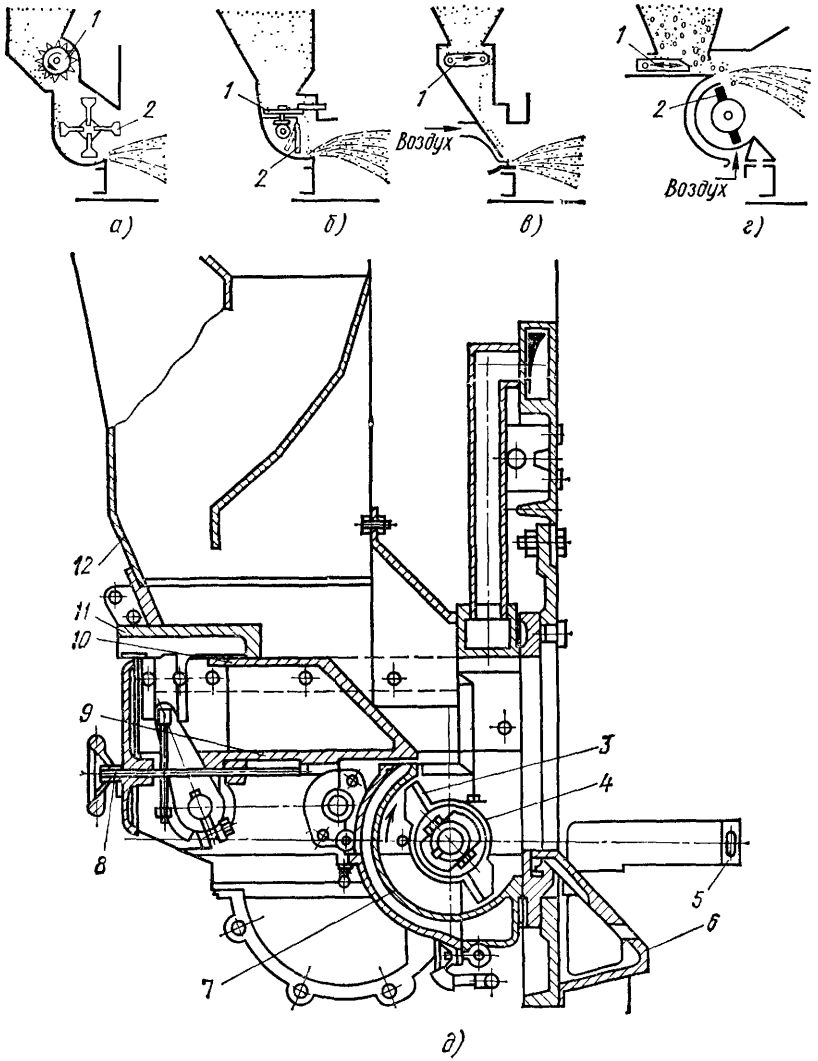


Рис. 19. Схема забрасывателя топлива:
(*а* и *б* – механических, *в* – пневматического, *г* – пневмомеханического) и общий вид пневмомеханического забрасывателя (*д*); *1* – дозирующее устройство, *2* – метатель, *3* – лопасти, *4* – ротор, *5* – боковые воздушные сопла, *6* – воздушная фурма, *7* – кожух, *8* – регулировочный винт, *9* и *10* – распределительная и разгонная плиты, *11* – питатель, *12* – бункер

Загорание свежих порций топлива, поступивших в топку, обеспечивает быстроту воспламенения топлива и достаточную полноту его сгорания. Кроме того, можно регулировать работу топки, уменьшая или увеличивая подачу топлива в топку с помощью пневмомеханического забрасывателя (рис. 19, *д*). Топливо из бункера *12* поступает на распределительную плиту *9*, с которой его сбрасывает в кожух *7* вращателя питатель *11*, передвигающийся по плите вперед и назад. Лопастями *3* вращающегося ротора *4* топливо забрасывается на колосниковое полотно. Ротор имеет полый барабан, укрепленный на валу. Количество подаваемого топлива регулируется изменением числа ходов питателя, частоты вращения ротора, положения распределительной плиты при помощи регулировочного винта *8* и поворотного питателя. Воздух для рассеивания мелочи, не более 20% общего расхода, подается по фурме *6*.

К недостаткам топки относят необходимость дробления топлива и ограничение количества мелочи, наличие которой может приводить к повышенной потере с провалом в период шуровки топлива.

Мощность топки ограничена, поскольку покачивание колосниковой решетки производится вручную.

Наибольшее распространение в СССР получили топки с пневмомеханическими забрасывателями ПМЗ и поворотной колосниковой решеткой РПК (рис. 20). Топка состоит из колосниковой решетки *5* с чугунными поворотными колосниками, набранными в несколько рядов и насаженными на валы *4* прямоугольного сечения. При повороте вала с помощью рукоятки *9* на некоторый угол (до 30°) в каждую сторону ряды колосников наклоняются и через образовавшиеся между ними просветы шлак с решетки просыпается в шлаковый бункер *6*, при этом происходит шуровка топлива и провал шлака в бункер. Полотно решетки набирается из узких ребристых колосников беспровального профиля.

Преимуществом топки является механизированная подача топлива в топку, снижение ручного труда на шуровку его и удаление шлаков.

Процесс горения твердого топлива на горизонтальной колосниковой решетке *5* (рис. 21) состоит из следующих фаз: подсушки свежего топлива *2*, выделения надслойного пламени *1* и горения летучих, зажигания и горения кокса *3*. По окончании последней фазы, длящейся довольно долго, остаются шлак *4* и зола.

Воздух, проходящий через слой топлива, лежащего на решетке, должен обеспечить как полное сжигание кокса в слое, так и полное сжигание летучих в топочном пространстве. Это достигается тем, что процесс горения ведут, стремясь держать на решетке тонкий слой топлива. Толщину его с учетом толщины слоя шлака поддерживают в пределах 40—70 мм при сжигании бурых углей и до 100—120 мм при сжигании антрацита.

Топливо, загруженное на решетку, зажигается под действием тепла, отдаваемого нижележащим слоем раскаленного горящего топлива, и образует нижнюю границу зажигания. Одновременно

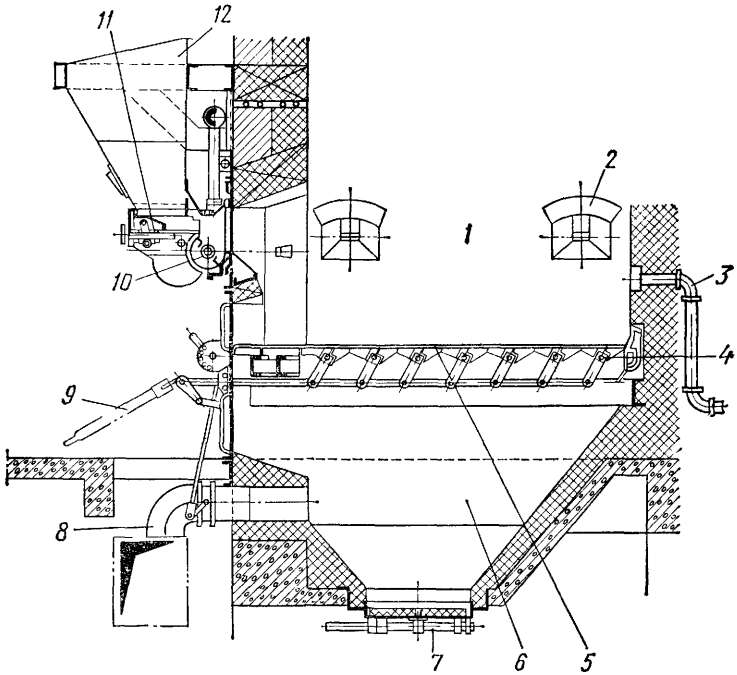


Рис. 20. Топка ПМЗ-РПК ЦКТИ с пневмомеханическим забрасывателем:

1 — топка, *2* — гляделки, *3* — воздухоподводящая труба для подачи в топку вторичного воздуха, *4* — вал, *5* — колосниковая решетка с опрокидными колосниками, *6* — шлаковый бункер, *7* — затвор, *8* — воздухоподводящая труба, *9* — рукоятка для опрокидывания колосников, *10* — забрасыватель в цилиндрическом лотке, *11* — регулирующая плита, *12* — бункер для топлива

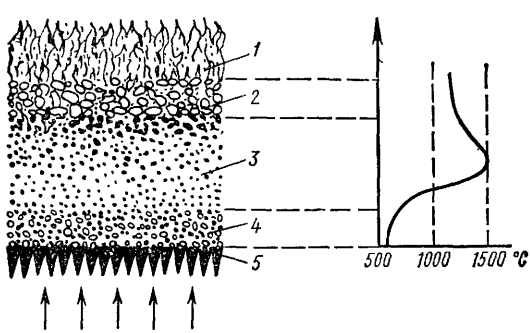


Рис. 21. Структура горящего слоя топлива:

1 — надслойное пламя (воспламенение), *2* — свежее топливо, *3* — горящий кокс, *4* — шлак, *5* — колосниковая решетка. Стрелками показан воздух

топливо реагирует и сверху под действием тепла, излучаемого пламенем горящих в топочном пространстве летучих веществ, образуя верхнюю границу зажигания. Следовательно, в топках с неподвижным слоем топливо зажигается как снизу, так и сверху, что позволяет эффективно сжигать в этих топках топливо с высокой влажностью.

В процессе горения топлива развивается высокая температура, при которой может плавиться зола, из-за чего зашлаковываются колосники. Во избежание зашлаковывания отверстий в колосниках расплавленной золой после чистки топки на решетке оставляют слой мелкого шлака толщиной до 50 мм, что обеспечивает нормальную работу колосниковой решетки. Шлаковый слой предохраняет колосники от разрушающего действия высокой температуры, развивающейся в слое горящего кокса, а при сжигании топлива с легкоплавкой золой предотвращает покрытие решетки не успевшим остыть расплавленным шлаком. Расплавленный шлак, затвердевая у самой поверхности решетки, образует плотную шлаковую корку, закрывающую отверстия в решетке, что приводит к прекращению горения.

Горение определяется по цвету горящего слоя. При большом избытке воздуха цвет слоя, ослепительно белый, при неполноте горения из-за нехватки воздуха — красный с синеватым огоньком, а при нормальном горении — желто-розовый.

§ 21. ТОПКИ С НЕПОДВИЖНОЙ КОЛОСНИКОВОЙ РЕШЕТКОЙ И ПЕРЕМЕЩАЮЩИМСЯ ПО НЕЙ СЛОЕМ ТОПЛИВА

Топка с неподвижной колосниковой решеткой и перемещающимся по ней слоем топлива (рис. 22) состоит из отдельных беспровальных колосников в форме плит. Топливо поступает из топливного бункера *6* на колосниковую решетку *2* и постепенно перемещается по ней шурующей трехгранной планкой *7* в сторону задней стенки топки. Планка приводится в движение штангами *5* от электродвигателя *3* через редуктор.

Решетка с шурующей планкой отличается периодической подачей топлива на неподвижное колосниковое полотно и механизированной шуровкой слоя топлива. Сделав несколько неполных ходов, планка осуществляет полный ход до конца решетки и сбрасывает шлак в шахту *1*.

Передняя грань шурующей планки, обращенная к шлаковому бункеру, расположена под углом 40—60° к горизонтали, а грань, обращенная в сторону бункера с топливом, под углом 15—16°. Вследствие такого расположения граней топливо из бункера при каждом ходе планки поступает в топку в большем количестве, а при обратном движении увлекается в меньшем количестве.

При ходе планки вперед все топливо, лежащее на решетке, движется волнообразно, что способствует его перемешиванию, а при обратном ходе часть раскаленного топлива с середины решетки перемещается к фронту, благодаря чему улучшаются условия во-

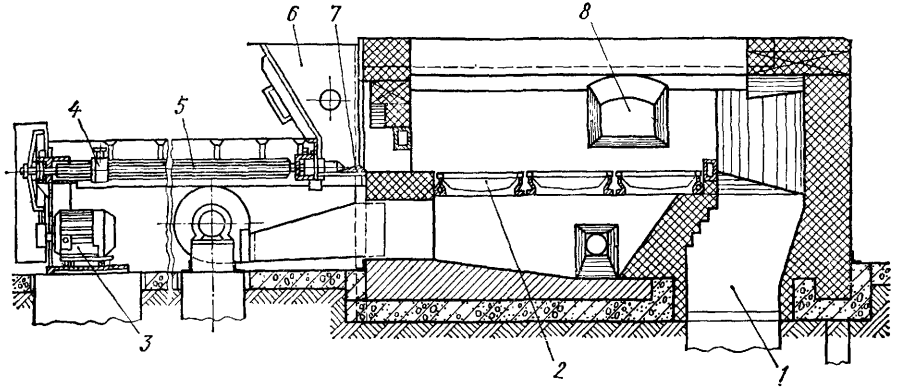


Рис. 22. Топка с неподвижной колосниковой решеткой и шурующей планкой: *1* — шахта, *2* — колосниковая решетка, *3* — электродвигатель, *4* — каретка, *5* — штанга, *6* — бункер для топлива, *7* — шурующая планка, *8* — лаз в топку

спламенения угля, поступающего на решетку, поскольку раскаленные частицы являются очагами воспламенения свежего топлива. Топка с шурующей планкой предназначена в основном для сжигания бурых углей.

К преимуществам топки с шурующей планкой можно отнести: возможность работы на рядовых углях; нечувствительность к сильной спекаемости углей и повышенной зольности топлива; автоматическое удаление шлаков. Кроме того, шурующее действие планки препятствует образованию прогаров — кратеров.

В топке с шурующей планкой механизированы все три операции: подача топлива в топку, шуровка и удаление шлака.

Для сжигания кускового торфа применяют полумеханическую шахтную топку с наклонным слоем топлива (рис. 23). Топка состоит из загрузочного бункера *1* и шахты *2*, в которую загружают топливо. Ниже установлены наклонные *3* и горизонтальные *4* колосники. Подсушка топлива происходит в шахте. По мере выгорания нижележащего слоя топливо под влиянием силы тяжести постепенно сползает по наклонной решетке на горизонтальную, где окончательно догорает. В нижней части слоя развивается высокая температура, так как тонкий слой топлива позволяет большему количеству воздуха поступать в топочное пространство для сжигания летучих.

Несмотря на то что в топках с наклонным подвижным слоем границы отдельных фаз горения перекрывают друг друга, их можно определить: на верхних наклонных колосниках протекает первая фаза (зажигание слоя), на нижних наклонных колосниках — вторая фаза (горение слоя) и на горизонтальных колосниках — третья фаза (дожигание).

В топке хорошо сгорает топливо с влажностью до 50—55%. В топках для сжигания торфа делают фронтальные окна *5* для шуровки слоя топлива

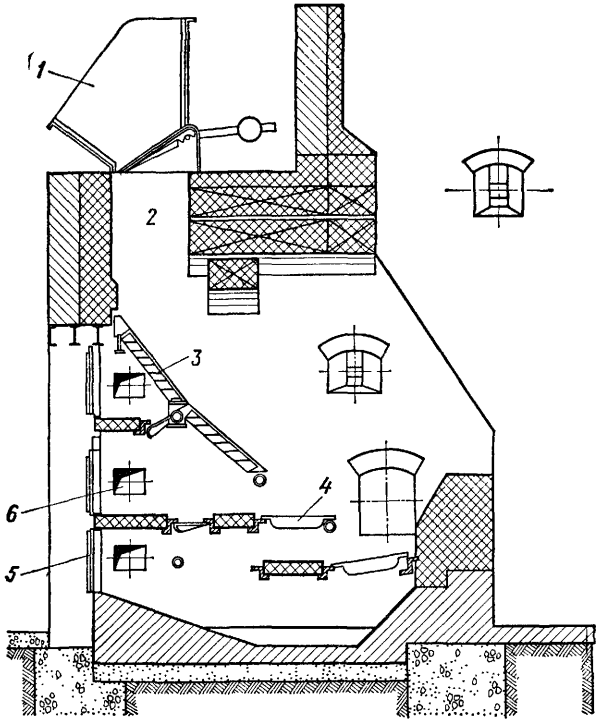


Рис. 23. Шахтная топка для сжигания торфа с наклонным слоем топлива:
1 – бункер для загрузки топлива, *2* – шахта, *3* и *4* – наклонные и горизонтальные колосники, *5* – фронтальные окна, *6* – отверстия для подвода воздуха в разные зоны горения

На рис. 24 показана топка скоростного горения В. В. Померанцева с котлоагрегатом ДКВР для сжигания древесной щепы. Топливо в топку поступает по рукаву *6* в предтопок *5*, разделенный по высоте на две части пережимом *1*. Стенка шахты, обращенная к котлу, выполнена в виде решетки *3*, состоящей из труб переднего топочного экрана, в нижней части к которым через одну трубу приварены шипы, предназначенные для уменьшения выноса мелких фракций топлива в топочную камеру. В верхней части предтопка *5* происходит подсушка топлива, а в нижней – горение. Воздух поступает в слой топлива из воздухопровода, а продукты горения выходят в топочную камеру между трубами решетки. При проходе из верхней части шахты в нижнюю топливо задерживается в месте пережимов предтопка, обеспечивающих достаточную пористость слоя, необходимую для хорошего горения.

Факельно-слоевая топка С. В. Татищева (рис. 25) предназначена для сжигания фрезерного торфа в котлах паропроизводительностью до 75 т/ч, а также бурых и каменных углей. При работе

топки на торфе и влажных бурых углях топливо из бункера питателем *8* подается в шахту *6*, где прогревается и подсушивается горячими дымовыми газами, которые засасываются из топочной камеры через окно *7* воздушной струей, вытекающей из сопла *4*. Для усиления эжекции под задней стенкой шахты делают наклонный свод *5*. Из шахты *6* подготовленное топливо попадает в веерообразную струю воздуха, выходящего на сопла *4*, и ею подается в топочную камеру. Здесь хорошо подсушенные и разогретые в шахте мелкие фракции топлива быстро выделяют летучие и полностью сгорают во взвешенном состоянии в вихревых газовоздушных потоках, создаваемых эжектирующим воздухом и вторичным воздухом, поступающим в топку через сопла *1*. Более крупные фракции выпадают на решетку топки с шурующей планкой *3*, где в условиях неограниченного воспламенения сгорают в слое, воздух для горения подают из короба через верхнее окно *2*. Образовавшийся на решетке шлак удаляется шурующей планкой в шлаковый бункер, который служит также для устранения возникающих на решетке завалов топлива. Для улучшения регулирования процесса горения в топку подается дополнительно воздух из короба через нижнее окно *2*. При сжигании каменных, а также бурых углей с влажностью не выше 25% факельно-слоевую топку С. В. Татищева выполняют без шахты.

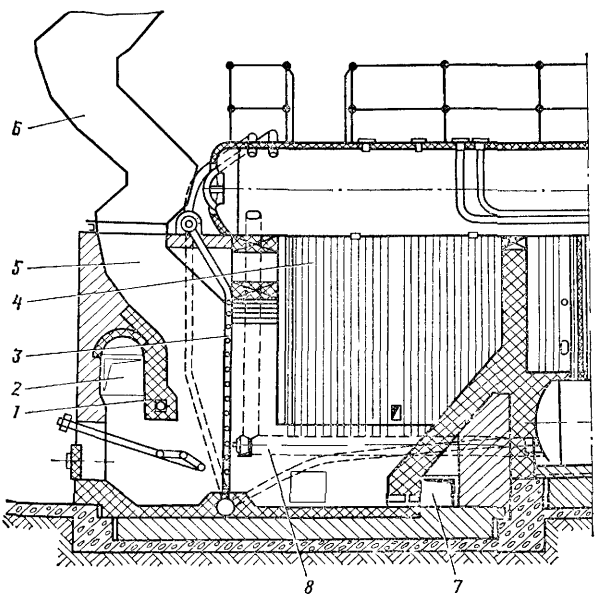


Рис. 24. Топка скоростного горения В. В. Померанцева:
1 — неподвижный пережим, *2* и *7* — вводы первичного и вторичного воздуха, *3* — зажимающая решетка, *4* — топочная камера, *5* — предтопок, *6* — топливный рукав, *8* — водоподводящие трубы

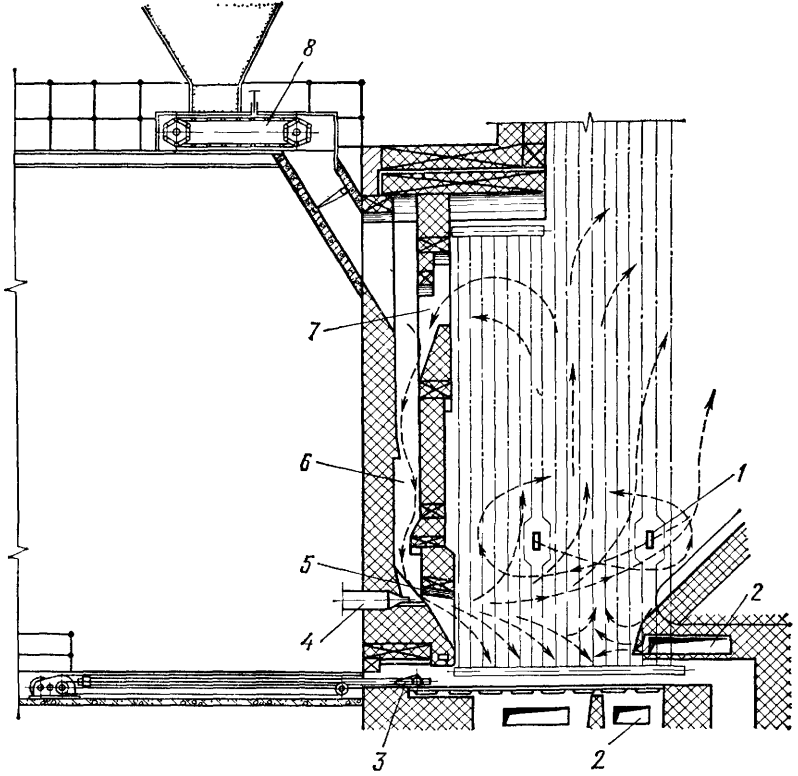


Рис. 25. Факельно-слоевая топка С. В. Татищева:
1 и *4* – сопла, *2* и *7* – окна, *3* – шурующая планка, *5* – наклонный свод, *6* – шахта, *8* – питатель топлива

Для рационального сжигания древесных отходов лесопиления и деревообработки Белгородским котельным заводом разработана многотопливная конструкция топки с цепной решеткой (рис. 26), в которой возможно сжигание коры и древесных отходов, угольной пыли, мазута и газа. Топка имеет две камеры и предтопок *4*, оборудованный наклонно неподвижной решеткой *2* и чешуйчатой цепной решеткой *1*. Древесные отходы и кора, сползая по наклонной решетке, подсушиваются и догорают на цепной решетке. Предтопок снабжен мазутными подсвечивающими горелками *9*. В основной топочной камере *6* для сжигания угольной пыли, мазута и газа размещены четыре комбинированные горелки *7*.

Подаваемый в топку воздух распределяется следующим образом: 20% – в предтопок на острое дутье; 45% – под наклонную решетку и 35% – под цепную решетку. В первую и последнюю зоны цепной решетки поступает 5–7% холодного воздуха. Топки применяют под котлами паропроизводительностью до 75 т/ч.

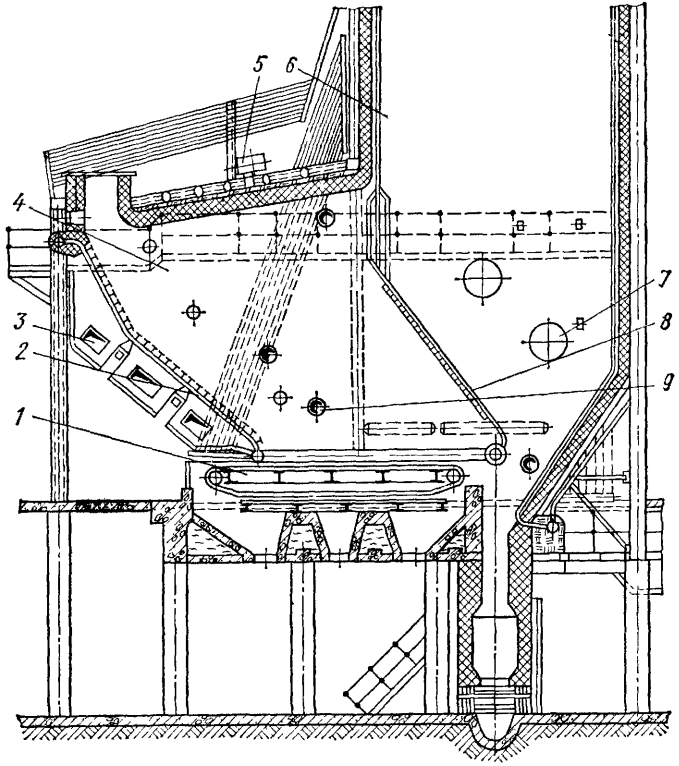


Рис. 26. Топка Белгородского котельного завода:
1 и *2* — решетки, *3* — дутьевые зоны, *4* — предтопок, *5* — сопло острого дутья, *6* — топочная камера, *7* и *9* — комбинированные и подсвечивающие горелки, *8* — зажигательный пояс

§ 22. ТОПКИ С ДВИЖУЩЕЙСЯ КОЛОСНИКОВОЙ РЕШЕТКОЙ

Топка с цепной решеткой прямого хода ВТИ-Комега-БЦР (рис. 27) представляет собой собранное из фасонных колосников бесконечное полотно *1*, которое монтируется на цепях *6* специальной конструкции, надеваемых на два зубчатых колеса-звездочки *7*. Последние посажены на валы, укрепленные в раме решетки. Решетка дополнительно оборудована специальным предтопком *8*, предназначенным для сжигания бурых и каменных углей с повышенным содержанием мелочи. Топливо, пройдя скребковый питатель *10*, поступает на наклонную плоскость *9*, с которой скатывается вниз на цепную решетку. Решетка приводится в движение электродвигателем через редуктор, коробку скоростей и передний вал. Колосниковое полотно движется от передней стенки топки к задней.

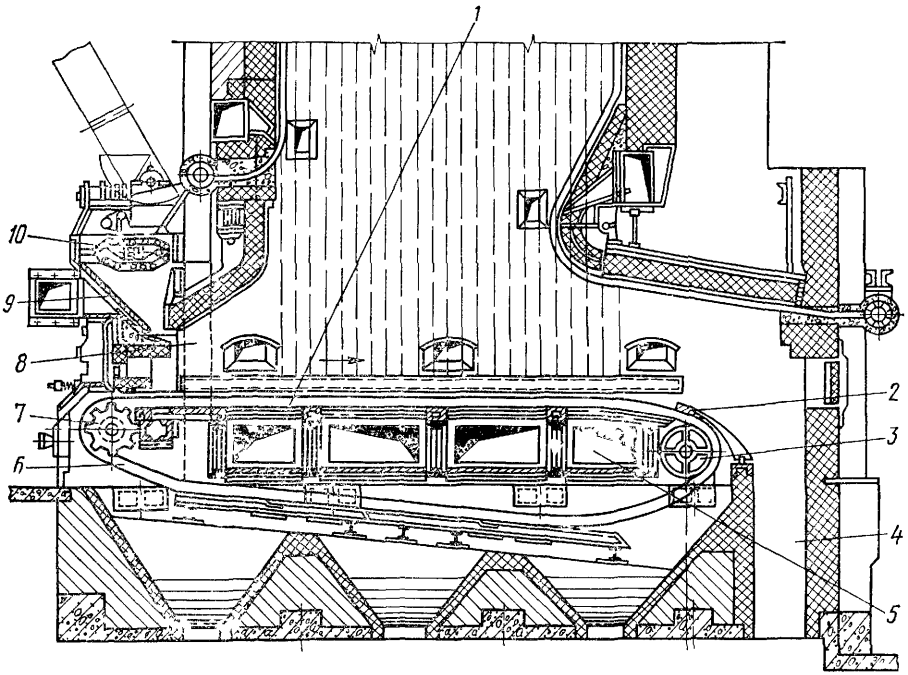


Рис. 27. Топка с цепной решеткой прямого хода ВТИ-Комега-БЦР:
1 – колосниковое полотно, *2* – шлакосниматель, *3* – задний ролик, *4* – шлаковый бункер, *5* – зонные воздушные камеры, *6* – цепи, *7* – зубчатое колесо-звездочка, *8* – предтопок, *9* – наклонная плоскость, *10* – скребковый питатель

Свежее топливо, поступающее на решетку, подается на чистые и холодные колосники, поэтому в этих топках происходит верхнее зажигание слоя в результате притока тепла от уже горящего топлива, раскаленных сводов, стен и продуктов горения топлива. Процесс розжига слоя идет сверху вниз и спереди назад.

Для очищения решетки и замедления схода шлака с целью улучшения его выжига в конце решетки устанавливают шлакосниматель *2*. При огибании полотном решетки заднего ролика *3* шлак ссыпается в бункер *4*.

Зонные воздушные камеры *5* располагаются под полотном решетки и отделяются друг от друга герметическими металлическими стенками. Подвод воздуха в каждую зону осуществляется по самостоятельному коробу и регулируется клапанным устройством. Чтобы воздух не проникал в топку через щель между движущимся полотном и боковыми стенками топки, устанавливают боковые уплотнения.

Особенности работы цепной решетки – горизонтальное расположение слоя топлива и его непрерывное движение вместе с решеткой, обеспечивающее лучшее распределение фаз процесса горения топлива.

Преимуществом топки является ее большая тепловая мощность и высокий кпд, а ее недостатком — большая масса и высокая стоимость.

Топка с цепной решеткой обратного хода ПМЗ-ЛЦР (рис. 28) состоит из ленточного колосникового полотна 5 типа ЛЦР или чешуйчатого полотна ЧЦР. Эти топки снабжают механическими забрасывателями топлива *3* или пневмомеханическими ПМЗ. Полотно решетки движется от задней стенки топки к передней, в результате чего создаются более благоприятные условия сжигания топлива. При забросе топлива более мелкие куски его выпадают в передней части решетки, более крупные в середине и к концу решетки, поэтому происходит рациональное сжигание топлива. Самые мелкие частицы топлива сгорают во взвешенном состоянии в топочном пространстве. Условия зажигания топлива лучше, чем в топке с цепной решеткой прямого хода, так как происходит нижнее и верхнее зажигание, поскольку частицы топлива по всей длине решетки падают на слой горящего топлива, а кроме того, при полете в топочном пространстве заброшенные частицы топлива в результате высокой температуры в топке подсушиваются и частично газифицируются.

Рассмотренные топки предназначены для сжигания различных видов твердого топлива.

Топка с наклонными и переталкивающими колосниками Ломшакова — Крууль (рис. 29) предназначена для сжигания сланцев и городских отходов и состоит из трех подвижных рам-тележек, расположенных рядом друг с другом и снабженных раздельными

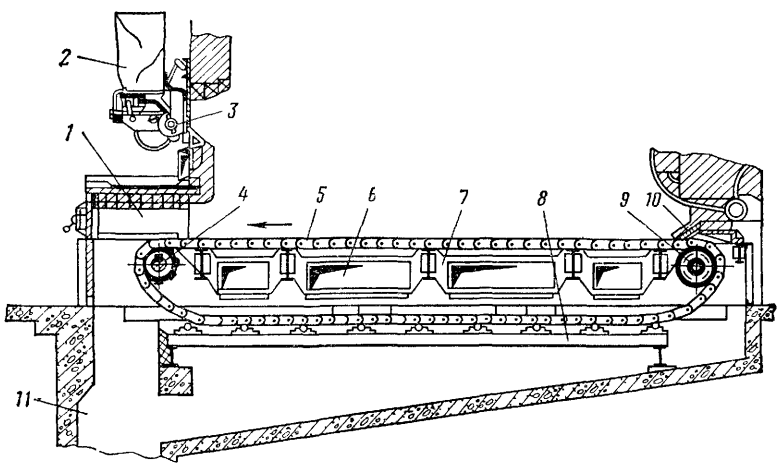


Рис. 28. Топка с цепной решеткой обратного хода ПМЗ-ЛЦР:

1 — предтопок, *2* — угольный ящик, *3* — забрасыватель топлива, *4* — передний ведущий вал, *5* — колосниковое полотно, *6* — зонное дутье, *7* — рама решетки, *8* — опорный рольганг, *9* и *10* — задние вал и уплотнение, *11* — шлаковый бункер

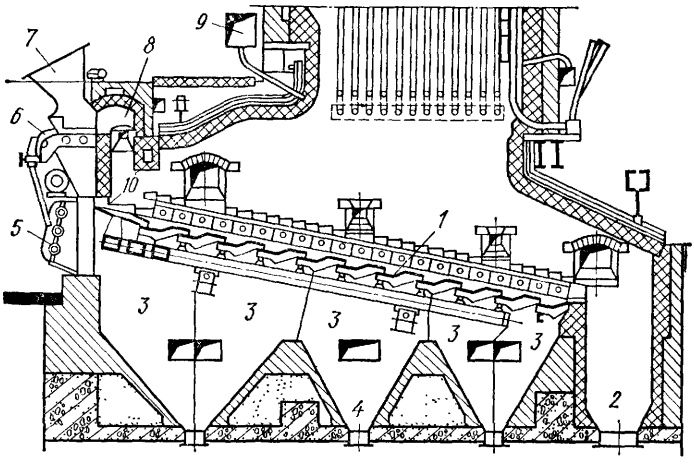


Рис. 29. Топка с наклонно-переталкивающими колосниками Ломшакова — Крууль:

1 — колосники решетки, *2* — бункер для шлака, *3* — зоны подачи воздуха, *4* — шиберы для спуска провала, *5* — привод тележек, *6* — устройство управления тележками, *7* и *8* — предтопочные бункер и шахта, *9* — вторичное острое дутье, *10* — направляющая плита

приводами *5*. Рамы могут перемещаться относительно друг друга с числом ходов 2 или 4 в минуту на относительную длину в 60, 110, 145, 160 мм. Топливо из бункера *7* подается в предтопочную шахту *8*, из которой поступает на направляющую плиту *10* и колосники *1*, затем с помощью переталкивающих колосников шуруется и передвигается вниз, к последнему ряду колосников, где лежит шлак. С колосников шлак удаляется в бункер *2*.

Решетки такого типа предназначены для котельных агрегатов производительностью от 0,8 до 23 МВт (от 0,7 до 20 Гкал/ч).

§ 23. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЛОЕВЫХ ТОПОК

Основное назначение каждой топки и топочного устройства — обеспечение наиболее полного и экономичного сжигания топлива, которое зависит от типа топки и свойств сжигаемого топлива. Показателями слоевой топки служат площадь колосниковой решетки в квадратных метрах и объем топочного пространства в кубических.

Количество килограммов топлива, сжигаемого на 1 м^2 площади колосниковой решетки в течение 1 ч, называется *весовым напряжением площади колосниковой решетки*, а количество килоджоулей (калорий) тепла, выделяющегося в течение 1 ч на 1 м^2 зеркала горе-

Таблица 17. **Технические характеристики колосниковых решеток**

Тип топки	Наименование топлива	Коэффициент избытка воздуха в топке $\alpha_т$	Видимое тепловое напряжение зеркала горения 10^3		Видимое тепловое напряжение топочного объема 10^3		Потери тепла, %, от неполноты сгорания	
			кВт/м²	ккал/(м²·ч)	кВт/м³	ккал/м³	химической	механической
С механизированной подачей топлива на неподвижный слой	Бурые угли:							
	типа челябинского	1,4	1046,7	900	—	—	0,5	7,0
	типа подмосковного	1,4	1046,7—1279,3	900—1100	—	—	0,5	11,0
	Каменные угли ($V^г \geqslant 25\%$)	1,4	1046,7	900	290,7	250	0,5	8,0
С цепной решеткой прямого хода	Антрацит марок: АС и АМ	1,6	1279,3	1100	348,9	300	0,5	14,0
С цепной решеткой обратного хода и забрасывателем	АС и АМ	1,6	1279,3	1100	290,7—348,9	350—300	0,5	10,0
	Бурые угли:							
	типа челябинского	1,3	1279,3—1628,2	1100—1400	290,7	250	0,5	6,0
	типа подмосковного	1,3	1046,7—1279,3	900—1100	290,7	250	0,5	9,0
	Каменные угли ($V^г \geqslant 25\%$)	1,3	1279,3—1628,2	1100—1400	232,6—290,7	200—250	0,5	7,0
С шурующей планкой	Бурые угли:							
	типа челябинского	1,4	930,4—1046,7	800—900	232,6—290,7	200—250	1,0	6,0
	типа подмосковного	1,4	814,1—930,4	700—800	232,6—290,7	—	1,0	9,0
Шахтная	Кусковой торф ($W^р = 40-50\%$)	1,4	1279,3	1100	232,6—290,7	200—250	2,0	2,0
Шахтно-цепная	Кусковой торф ($W^р = 40-50\%$)	1,3	1644,5	1500	232,6—290,7	200—250	1,0	2,0
Скоростная ЦКТИ В. В. Померанцева	Рубленая щепа ($W^р = 40-50\%$)	1,2	5815,0—9304,5	5000—8000	—	—	3,0	3,0
	Отходы с опилками ($W^р$—40—60%)	1,25—1,45	4652,0	4000	348,9—465,2	300—400	3,0	4,0

ния, — *тепловым напряжением*, кВт/м^2, и представляет собой отношение

$$\frac{Q}{R}=\frac{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}}{R\cdot 3.6}, \tag{53}$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания топлива, кДж/кг (ккал/кг), B — количество топлива, сжигаемого в данной топке за 1 ч, кг/ч; R — площадь колосниковой решетки, м^2.

Технические характеристики колосниковых решеток приведены в табл. 17. Таблица составлена по расчетным нормалям РН 5—03 и РН5—04 нормативного метода теплового расчета котельных агрегатов с коррективами ЦКТИ (Центрального котлотурбинного института).

Для обеспечения эффективного сжигания летучих, выделяющихся из топлива, требуется соответствующий объем топочного пространства, кВт/м^3 (ккал/(м$^3\cdot$ч)), который определяется по тепловому напряжению топочного пространства

$$\frac{Q}{V_{\text{т}}}=\frac{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}}{3{,}6V_{\text{т}}}\left(\frac{Q}{V_{\text{т}}}=\frac{BQ_{\text{н}}^{\text{р}}}{V_{\text{т}}}\right), \tag{54}$$

где $V_{\text{т}}$ — объем топочного пространства, м^3.

Пример 13. Определить площадь колосниковой решетки R с механизированной подачей топлива при сжигании в час 1500 кг топлива с низшей теплотой сгорания 20647 кДж кг (4916 ккал/кг), принимая тепловое напряжение зеркала горения согласно табл. 17. $Q/R = 1279$ тыс. кВт/(м$^2\cdot$ч) или $Q/R = 1100$ тыс. ккал/(м$^2\cdot$ч) по формуле 53

$$R=\frac{1500\cdot 20\,647}{1279\cdot 10^3\cdot 3{,}6}=6{,}7\ \text{м}^2$$

$$\left(R=\frac{1500\cdot 4916}{1100\cdot 10^3}=6{,}7\ \text{м}^2\right).$$

Пример 14. Определить объем топочной камеры, принимая **тепловое напряжение** топочного объема при сжигании антрацита марки Д **349 тыс. кВт**/(м$^3\cdot$ч) (**300** тыс. ккал/(м$^3\cdot$ч) согласно табл. 17 по формуле 54

$$V_{\text{т}}=\frac{1500\cdot 20\,647}{349\cdot 10^3\cdot 3{,}6}=24{,}5\ \text{м}^3$$

$$\left(V_{\text{т}}=\frac{1500\cdot 4916}{300\cdot 10^3}=24{,}5\ \text{м}^3\right).$$

Контрольные вопросы

1. Какие способы применяют для сжигания твердого топлива и в каких котлах?
2. Какие топки называют ручными, полумеханическими и механическими?
3. Какие топки применяют для сжигания твердого, жидкого и газообразного топлива?

4. Из каких основных элементов состоит топка с перемещающимся слоем топлива?

5. Какие имеются типы топок с движущимися колосниковыми решетками?

6. Дайте техническую характеристику слоевых топок.

Глава VII
ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

§ 24. СИСТЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВЛЕНИЯ

В котельных агрегатах средней и большой мощности, где невозможно использовать устройства колосниковых решеток, топливо сжигают в пылевидном состоянии*.

Пылевидное сжигание позволяет рационально использовать местные многозольные, подмосковные, украинские, челябинские и другие угли, а также отходы при добыче топлива в виде мелочи и антрацитового штыба.

Для подсушки и размола топлива применяют два вида систем пылеприготовления: индивидуальную и центральную. В котельных установках небольшой мощности это преимущественно индивидуальные пылеприготовительные устройства, размещенные перед фронтом котла и предназначенные для обслуживания только одного котельного агрегата. Центральную систему пылеприготовления применяют обычно на мощных электростанциях, но иногда и на станциях небольшой мощности.

Дробление и размол топлива. Дробление и размол топлива представляют собой процессы разрушения твердого топлива под воздействием внешних динамических сил. Раздробленное и размолотое топливо состоит из большого количества различных по величине отдельных частиц. Частицы топливной пыли имеют размеры от нескольких микронов до 300—1000 мкм и более. Степень измельчения топлива определяют просеиванием его через сита с соответствующими размерами отверстий, приведенными в табл. 18.

Таблица 18 **Сита для определения тонкости помола**

№ сита	Количество отверстий на 1 см² площади сита	Ширина отверстий, мкм	Диаметр проволоки, мкм
30	900	200	130
50	2500	120	80
70	4900	88	55
80	6400	75	50
100	10000	60	40

* При этом должны соблюдаться Правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии, утвержденные Минтяжмашем.

Сушка топлива. В состав топлива обычно входит небольшое количество глины, придающей при обычной влажности некоторую пластичность топливу, которая ухудшает условия размола. При подсушке топлива глина переходит в хрупкое состояние, что обеспечивает возможность размола топлива.

Подсушивать топливо следует до определенной температуры. При недостаточной подсушке топливо плохо размалывается и плохо воспламеняется, а также утрачивает сыпучесть, при пересушке топлива (кроме антрацита и полуантрацита) возникает опасность самовозгорания и взрыва пыли.

Нижний предел температуры при сушке топлива должен быть не ниже 50—60°С, а верхний предел не должен превышать для тощих углей 130°С, а для прочих топлив, за исключением антрацита и полуантрацита, 70—80°С. В установках с молотковыми мельницами верхний предел температуры составляет при размоле каменных углей 130, бурых углей 100, торфа и сланцев 80°С.

§ 25. СХЕМЫ ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Пылеприготовительные установки в зависимости от типа мельницы выполняют преимущественно по трем схемам (рис. 30).

При размоле топлива в шаровой барабанной мельнице установку выполняют по схеме, показанной на рис. 30, *а*, в которой топливо из бункера *20*, пройдя через весы *19* и весовой бункер *18*, поступает в питатель *17*, предназначенный для регулирования количества топлива, подаваемого в мельницу. Далее топливо поступает в верхнюю часть короба *16*, туда же из воздухоподогревателя *7* дутьевым вентилятором *5* котлоагрегата по воздуховоду *11* подается горячий воздух с температурой от 250 до 400°С. Одновременно в нисходящий короб *16* поступают крупные частицы топлива, отделившиеся от готовой пыли в сепараторе *14*. В нисходящем коробе производится предварительная подсушка топлива до поступления его в мельницу *15*, а окончательная подсушка топлива происходит при размоле в мельнице. Готовая пыль, пройдя сепаратор *14*, поступает в циклон *1*.

Из циклона воздух с некоторым количеством неуловленной пыли мельничным вентилятором *13* подается в распределительный короб *12* и далее к горелкам *8*. В воздуховоды, по которым пыль поступает к горелкам, встроены смесители *10*, в которые из бункера *4* особыми питателями подается пыль, подхватываемая потоком воздуха, направляющегося через горелки в топку *6* котлоагрегата. Воздух, поступающий в топку через горелки, называется первичным. Для полного сгорания топлива его недостаточно. Недостающее количество воздуха, называемого вторичным, подается в горелки из воздушного короба *9*.

Шаровые барабанные мельницы применяют для приготовления пыли из антрацита и каменных углей, в которых выход летучих на горячую массу не выше 30%.

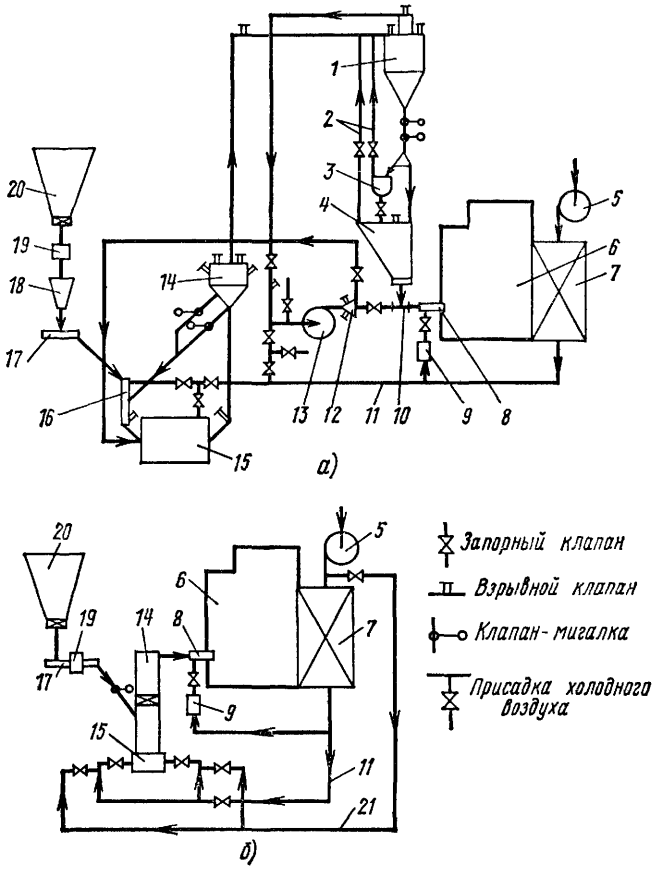


Рис. 30. Схемы пылеприготовительных установок:

а — с шаровой барабанной мельницей и промежуточным бункером, *б* — с молотковой мельницей и непосредственной подачей пыли в топку, *в* — с мельницей-вентилятором, *1* — циклон, *2, 11* и *21* — воздуховоды, *3* — пылевой шнек, *4* и *20* — бункера готовой пыли и сырого топлива, *5* и *13* — дутьевой и мельничный вентиляторы, *6* — топка котлоагрегата, *7* — воздухоподогреватель, *8* — горелка, *9, 12* и *16* — воздушный, распределительный и нисходящий короба, *10* — смеситель, *14* — сепаратор, *15* — мельница, *17* — питатель, *18* — весовой бункер, *19* — весы, *22* — окно для отсоса горячих газов

При размоле топлива в молотковой мельнице с непосредственной подачей пыли в топку установку выполняют по схеме, показанной на рис. 30, *б*, в которой сырое топливо из бункера *20* поступает в питатель *17* через весы *19* в сепаратор *14*, расположенный над молотковой мельницей *15*. Во избежание попадания в сепаратор холодного воздуха через питатель и соединительный рукав устанавливают клапан-мигалку, закрывающий сечение рукава, который открывается даже при незначительном количестве топлива. Через сепаратор сырое топливо падает в молотковую мельницу *15*, подвергается размолу и подсушивается горячим воздухом, подаваемым дутьевым вентилятором *5* через воздухоподогреватель *7*. Топливо размалывается ударами бил в мельнице и потоком воздуха, проходящим через мельницу, выносится в сепаратор. Крупные частицы под действием силы тяжести возвращаются в мельницу, подвергаясь размолу, а готовая пыль поступает с потоком воздуха в горелку *8*. Вторичный воздух подается из воздушного короба *9*.

Молотковые мельницы применяют для размола бурых углей, фрезерного торфа, горючих сланцев и в отдельных случаях каменных углей с выходом летучих на горючую массу свыше 30%.

При размоле топлива мельницей-вентилятором установку выполняют по схеме, показанной на рис. 30, *в*, в которой топливо перед поступлением в мельницу-вентилятор предварительно подсушивается в нисходящем коробе *16* дымовыми газами с температурой 700—900°С, отбираемыми из верхней части топки через окно *22*. Окончательная подсушка происходит в процессе размола топлива в мельнице *15*. Готовая пыль в смеси с воздухом мельницей-вентилятором подается к горелкам *8* через сепаратор *14*. Мельницу-вентилятор применяют для размола бурых углей.

§ 26. ОБОРУДОВАНИЕ ПЫЛЕПРИГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Для приготовления пыли применяют две разновидности мельниц: тихоходные и быстроходные. Для превращения раздробленного и подсушенного топлива в мельчайший порошок наибольшее распространение в котельных средней мощности получили тихоходные барабанно-шаровые мельницы, предназначенные для размола антрацита (рис. 31, *а*). Мельница представляет собой цилиндрический барабан *7* диаметром 2—3 м и длиной 3—5 м, выложенный внутри волнистыми броневыми плитами *6*. Барабан заполняется на 20—35% своего объема стальными шарами *8* диаметром 30—60 мм и вращается с частотой 16—23 об/мин. При вращении барабана шары поднимаются, а затем падают, размалывая уголь силой своего удара.

Поступающий в мельницу подогретый воздух или газовоздушная смесь сушит и транспортирует угольную пыль по пылепроводу *9* в топку котла или запасной бункер.

Крупные частицы, вынесенные из шаровой барабанной мельницы, отделяются от готовой пыли в сепараторе (рис. 31, *б*). Сепара-

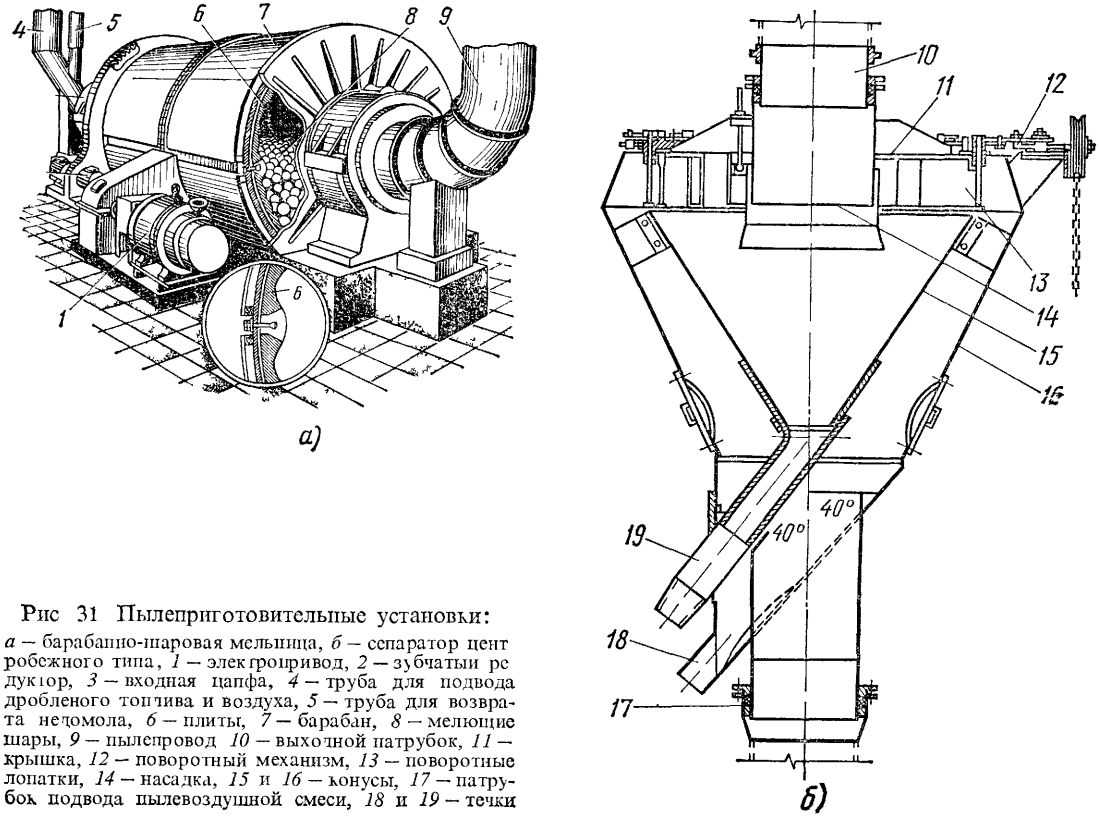


Рис 31 Пылеприготовительные установки:

а — барабанно-шаровая мельница, *б* — сепаратор центробежного типа, *1* — электропривод, *2* — зубчатый редуктор, *3* — входная цапфа, *4* — труба для подвода дробленого топлива и воздуха, *5* — труба для возврата недомола, *6* — плиты, *7* — барабан, *8* — мелющие шары, *9* — пылепровод *10* — выходной патрубок, *11* — крышка, *12* — поворотный механизм, *13* — поворотные лопатки, *14* — насадка, *15* и *16* — конусы, *17* — патрубок подвода пылевоздушной смеси, *18* и *19* — течки

тор имеет вид усеченного конуса *15* и снабжен крышкой *11*. Внутри конуса *16* находится второй конус *15*, между ним и крышкой *11* размещены чугунные лопатки *13*, которые можно поворачивать для нужного положения механизмом *12*. К нижней части наружного конуса присоединен цилиндрический входной патрубок *17*. В центре крышки сепаратора имеется выходной патрубок с чугунными лопатками. Пылевоздушная смесь, прошедшая через мельницу, поступает через входной патрубок *17* в пространство между наружным и внутренним конусами, где скорость потока смеси уменьшается, а самые крупные частицы пыли из потока выпадают и через течку *18* возвращаются в мельницу.

Далее поток смеси с оставшимся в нем большим количеством недостаточно тонко размолотой пыли проходит во внутренний конус через зазор между верхним его краем и крышкой сепаратора, закручиваясь поворотными лопатками вокруг вертикальной оси. Под давлением возникшей центробежной силы более крупные частицы пыли отбрасываются к стенке внутреннего конуса, выпадают из потока и через течку *19* также возвращаются в мельницу. Оставшиеся в потоке более мелкие частицы пыли, не успевшие достигнуть стенки внутреннего конуса, выносятся им из сепаратора через выходной патрубок *10*.

Для автоматического поддержания в заданных пределах параметров рабочего процесса котельного агрегата, работающего на пылевидном топливе, применяют блоки регулирования (рис. 32) электромеханического типа.

При помощи такого блока осуществляется регулирование режима пылеприготовления в шаровых углеразмольных мельницах, загрузки мельниц и температуры аэропыли, соотношения количества топлива и воздуха, поступающих в топку.

Топливо со склада поступает в бункер сырого угля *5*, затем через питатель *4* по трубопроводу ссыпается в шаровую мельницу *3*, размельчается, подсушивается горячим воздухом из воздухоподогревателя и его потоком выносится через сепаратор *6* в циклон *7*. Далее, пройдя приборы *8*, регулирующие подачу пыли из циклона в бункер *9*, поступает в горелку *10*. Загрузка мельницы и температура пыли регулируются колонками *2* и *11*, а подача пыли в горелки – скребковыми или дисковыми питателями.

Для размола каменных и бурых углей с влажностью до 10% и умеренной твердостью применяют валковую среднеходовую мельницу ВСМ (рис. 33).

Мельница состоит из вертикального корпуса *8*, дном которого является вращающийся размольный стол (диск) *9*. К его поверхности с помощью пружины *6* прижимаются три валка *7*, свободно сидящие на своих осях. Вращение валков происходит за счет трения, возникающего между вращающимися размольным столом и поверхностями валков.

Размол топлива происходит в результате раздавливания и истирания кусочков угля, попадающих между размольным столом и валками. Горячий воздух подается в корпус мельницы под раз-

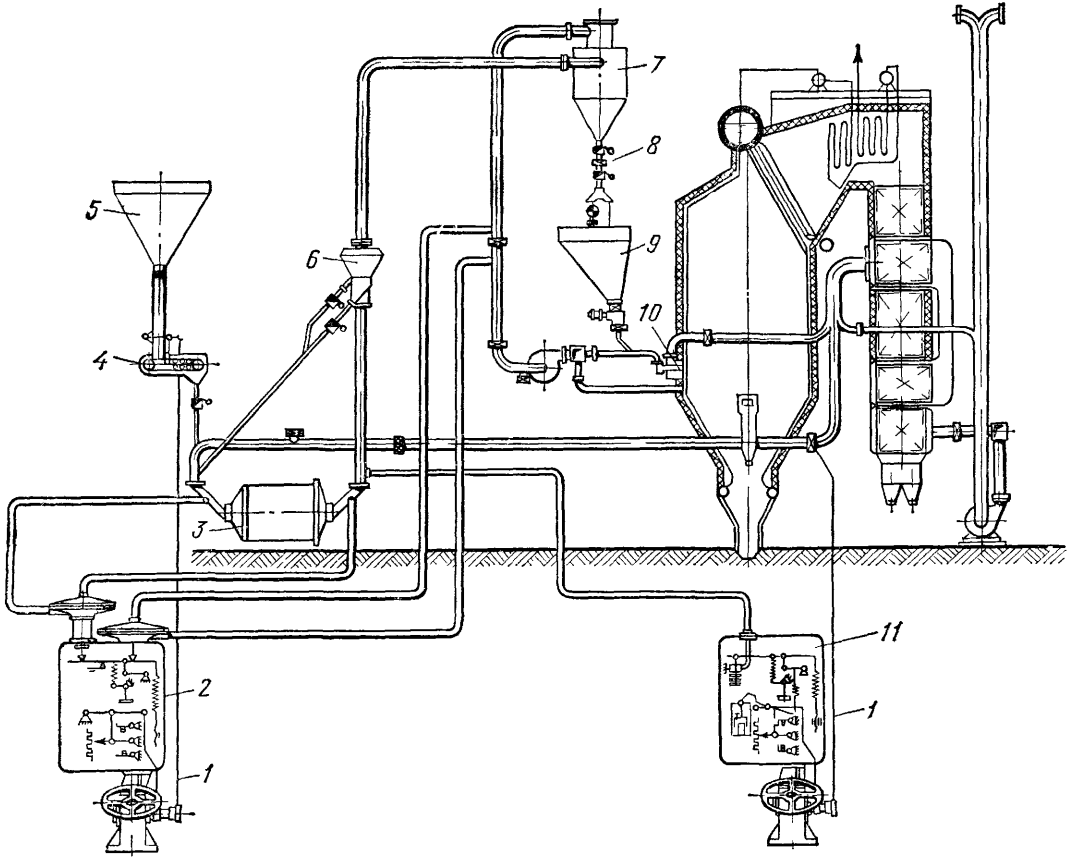


Рис. 32. Схема блока автоматического регулирования пылеприготовления:

1 — штанга, *2* и *11* — колонки регулирования загрузки мельниц и температуры пыли, *3* — шаровая мельница, *4* — питатель угля, *5* и *9* — бункера сырого и размолотого угля, *6* — сепаратор, *7* — циклон, *8* — приборы, регулирующие подачу пыли из циклона в бункер готовой пыли, *10* — горелки

мольный стол и, проходя через кольцевое отверстие между столом и корпусом, подхватывает отбрасываемую к периферии угольную пыль и уносит ее в сепаратор.

Сепаратор установлен в верхней части корпуса мельницы и приводится во вращение от самостоятельного мотора. Пылевоздушный поток из сепаратора через верхнюю крышку корпуса поступает в мельничный вентилятор, расположенный на одном валу с мельницей. При такой компоновке ротор вентилятора является маховиком, выравнивающим нагрузку двигателя.

Валковые мельницы выпускают производительностью от 3 до 30 т/ч. Размол кусков топлива допускается до 2,5 мм, температура сушильного воздуха 220°С, а отработанного сушильного агента для тощего угля за мельницей 100°С.

Быстроходные мельницы применяют двух типов: молотковые и мельницы-вентиляторы.

Быстроходные молотковые мельницы устанавливают к котельным агрегатам средней мощности и применяют для размола

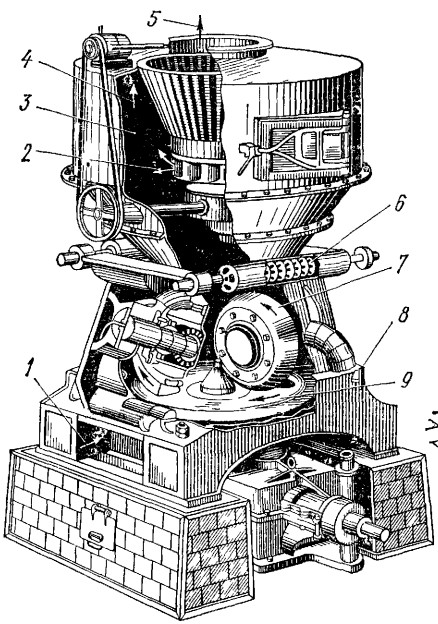


Рис. 33. Валковая среднеходовая мельница ВСМ.

1 — вход горячего воздуха *2* — выход грубых частиц, *3* — подача сырого угля, *4* — движение потока аэросмеси *5* — выход аэросмеси, *6* — пружина, *7* — валок, *8* — корпус мельницы, *9* — стол

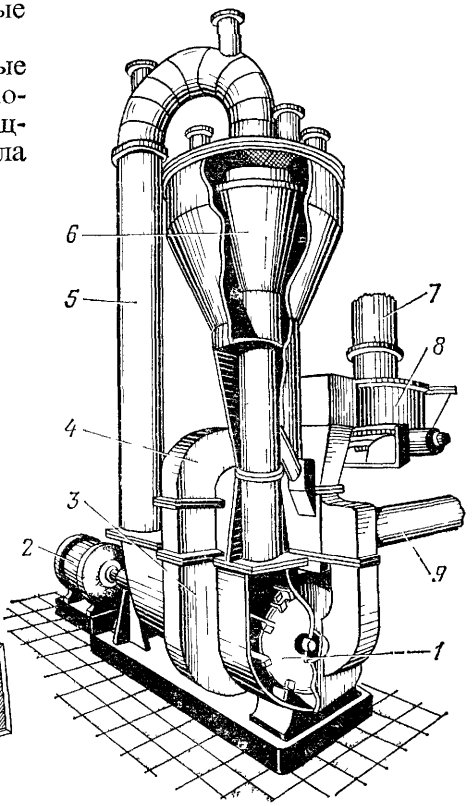


Рис 34 Молотковая мельница:

1 — ротор с билами *2* — электропривод, *3* — мельничный вентилятор, *4* — выход пылевоздушной смеси *5* — отсос пылевоздушной смеси, *6* — сепаратор *7* и *9* — трубы для подвода сырого угля и горячего воздуха, *8* — питатель сырого угля

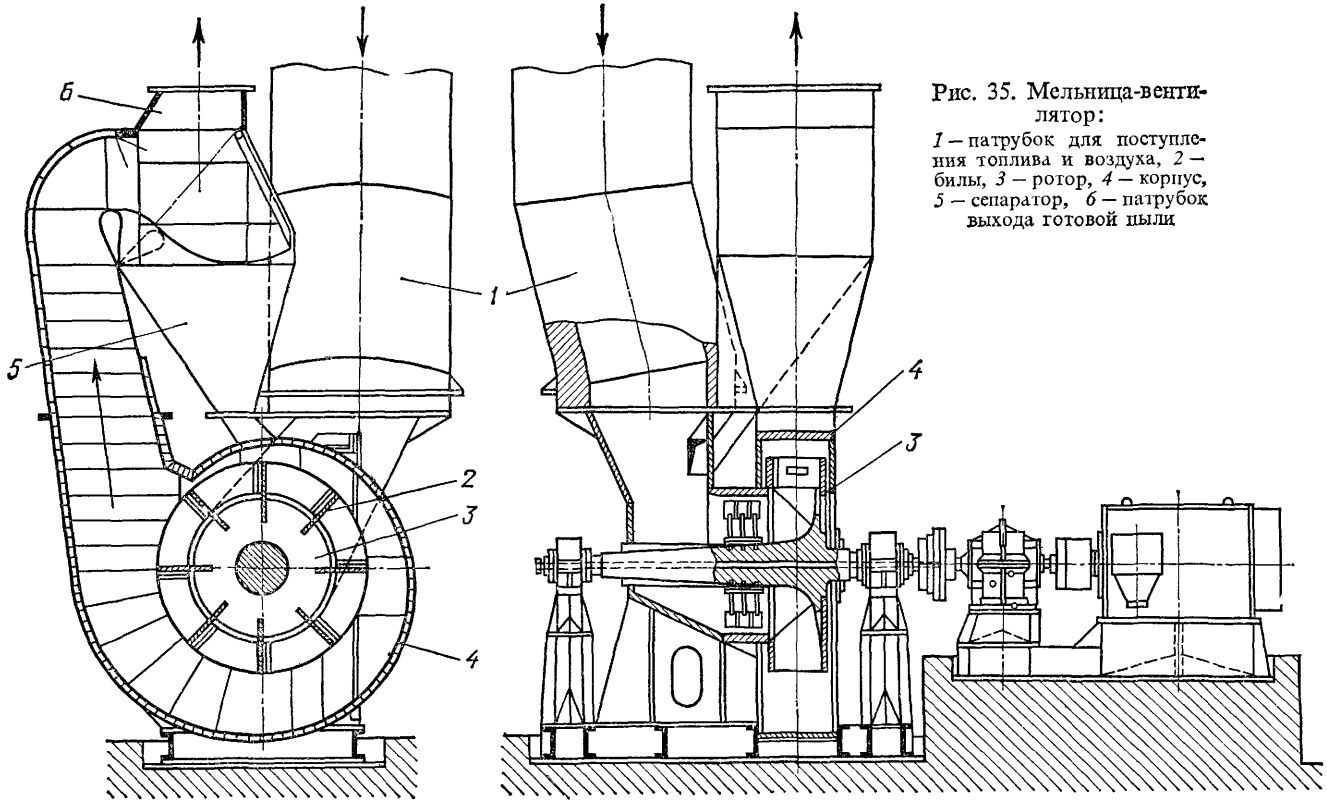


Рис. 35. Мельница-вентилятор:

1 — патрубок для поступления топлива и воздуха, *2* — билы, *3* — ротор, *4* — корпус, *5* — сепаратор, *6* — патрубок выхода готовой пыли

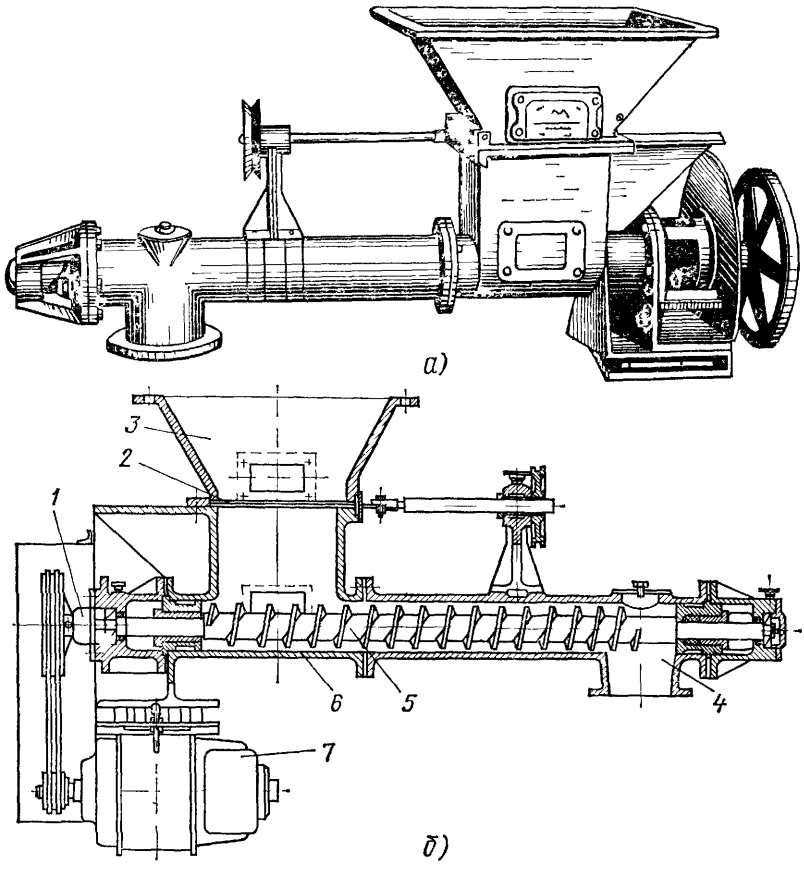


Рис 36 Шнековый питатель пыли для пылеугольных горелок:
а — общий вид, *б* — продольный разрез *1* — привод шнека *2* — шибер *3* — загрузочная (приемная) воронка, *4* — тройник, *5* — шнек, *6* — корпус питателя, *7* — электродвигатель

мягкого топлива с большим выходом летучих: бурых углей, молодых каменных углей, фрезерного торфа и горючих сланцев.

Молотковые мельницы (рис. 34) устроены так, что горячий воздух подается непосредственно в корпус мельницы. Образующаяся угольная пыль частично благодаря давлению потока горячего воздуха, а частично в результате разрежения, имеющегося в топочном пространстве, поступает непосредственно в топку.

Мельницы-вентиляторы (рис. 35) применяют в котельных агрегатах средней паропроизводительности для размола высоковлажных бурых углей и фрезерного торфа.

Мельница-вентилятор состоит из ротора *3* в виде крыльчатки, снабженной билами, и сепаратора *5* и находится в металлическом корпусе *4*, покрытом внутри броней. Топливо размалывается билами *2* ротора. К мельнице присоединяется шахта, в которой проис-

ходит начальная сушка топлива дымовыми газами, отбираемыми из топки, окончательная подсушка производится в самой мельнице. Из мельницы топливо выносится в сепаратор, в котором происходит отделение от готовой пыли более крупных частиц, обратно возвращающихся в мельницу, а готовая пыль поступает по пылепроводам непосредственно в пылеугольные горелки топки.

Для подачи пыли из бункера к горелкам котельного агрегата применяют питатели пыли. Различают два вида питателей пыли: шнековые и лопастные.

Шнековые питатели пыли служат для подачи угольной пыли из промежуточного бункера к пылеугольным и муфельным горелкам парового котла. Питатель пыли (рис. 36, *а*) состоит из чугунного литого корпуса *6* и загрузочной воронки *3* (рис. 36, *б*). Внутри корпуса помещается шнек *5*, который приводится в движение от электродвигателя *7*. Горизонтальное расположение витков шнека обеспечивает устойчивую работу питателя за счет забирания пыли из пылевого бункера равными порциями и создания «подпрессовки» на выходе.

Производительность питателя регулируют частотой вращения электродвигателя, а подачу пыли в питатель — шибером под приемной воронкой питателя. Лопастные питатели пыли служат для подачи пыли бурых углей и антрацитов и регулирования расхода равномерной подачи угольной пыли из бункеров к горелкам парового котла. Питатель пыли представляет собой устройство с вращающимися лопастными колесами, которые захватывают угольную пыль, поступающую из пылевого бункера.

Контрольные вопросы

1. Какими способами ведется первичная обработка топлива?
2. Расскажите о системах пылеприготовления.
3. Какие применяют схемы пылеприготовительных установок?
4. Какие углеразмольные мельницы используют для размола топлива?
5. Каков принцип размола топлива?

Глава VIII
КАМЕРНЫЕ ТОПКИ И ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ МАЗУТА И ГАЗА

§ 27. ПЫЛЕУГОЛЬНЫЕ ТОПКИ

Камерные топки представляют собой устройства, в которых топливо горит в объеме камеры в виде факела при отсутствии какого-либо слоя топлива. В зависимости от вида топлива камерные топки делят на пылеугольные и для сжигания жидкого и газообразного топлива. На рис. 37 показана пылеугольная топка, стены которой покрыты вертикально расположенными кипятильными трубами *3*. Верхняя часть камеры примыкает к газоходу пароперегревателя

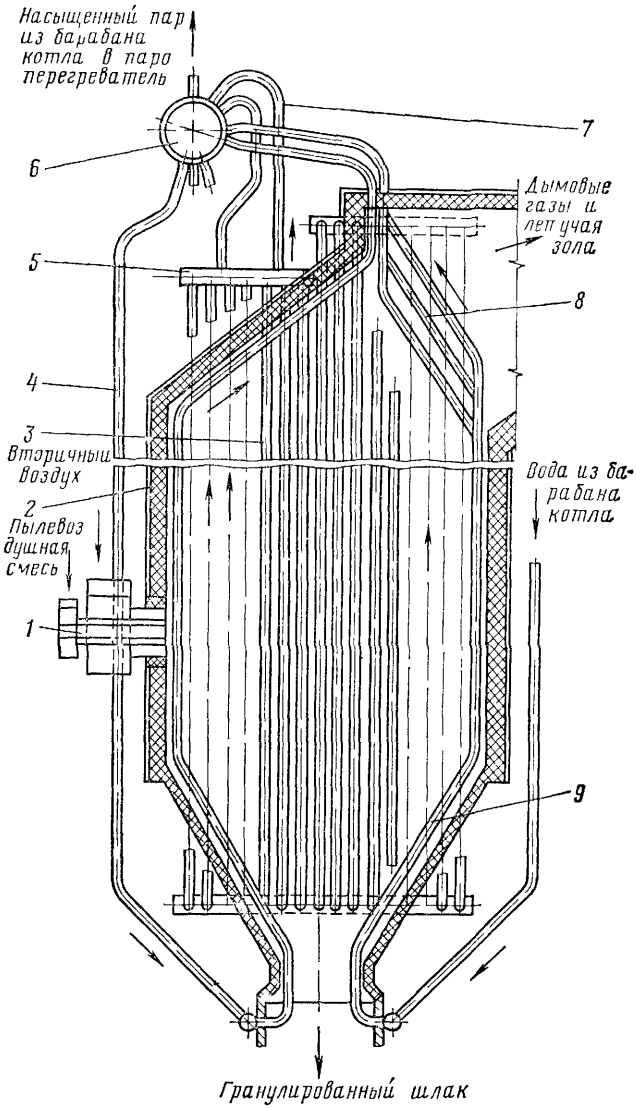


Рис 37 Схема топки для сжигания топлива в пылевидном состоянии

1 — горелка, *2* — обмуровка, *3* — кипятильные трубы экраны *4* и *7* — опускные и пароотводящие трубы, *5* — коллектор, *6* — барабан котла, *8* — фестон, *9* — воронка

и отделяется от него разреженными рядами кипятильных труб, так называемым фестоном *8*. Нижняя часть, выполняемая в виде усеченной воронки *9*, называется холодной воронкой. В стенах камеры размещают пылеугольные горелки *1*. Кипятильные трубы, размещенные на стенах топки и воронки, называют экранами.

Сгорание топлива происходит в камере топки во взвешенном состоянии, образуя факел в виде ярко светящегося пламени. Температура, возникающая в факеле пылеугольной топки, снижается при выходе из нее вследствие поглощения большого количества тепла трубками топочных экранов.

Образующаяся зола в процессе горения топлива уносится потоком уходящих дымовых газов, образовавшийся шлак выпадает в холодную воронку, а оттуда через горловину удаляется из топки.

При сжигании трудновоспламеняющегося топлива (антрацита или каменных углей) часть экранов на уровне горелок покрывают зажигательным поясом из огнеупорного материала высотой от 2 до 4 м. Зажигательный пояс выполняют из фасонного огнеупорного кирпича или специальной огнеупорной массы, прикрепляемой к экранным трубам на специально приваренные к экранам шипы.

Горелки для сжигания пылевидного топлива применяют двух видов: круглые вихревые и прямоточные щелевые.

В котельных агрегатах паропроизводительностью до 75 т/ч горелки размещают фронтально как наиболее рациональное положение по условиям обслуживания котлов. Наиболее распространены круглые вихревые горелки ТКЗ (Таганрогского завода) и ОРГРЭС (Государственного треста по организации и рационализации районных электрических станций и сетей).

В горелке ТКЗ (рис. 38, *а*) пылевоздушная смесь поступает в улитку *8*, закручивается в ней и выходит в топку по кольцевому каналу *7*, созданному двумя концентрическими стальными трубами *5* и *6*. Вторичный воздух поступает в улитку *4*, закручивается в ней и выходит в топку по кольцевому каналу *3*, образованному трубой и амбразурой горелки, выложенной в кладке стены топки. Обе струи перемешиваются, причем центробежная сила способствует переносу частиц в струю вторичного воздуха, в результате достигается более равномерное распределение пыли в воздухе. Поскольку трубы *5* и *6* постепенно обгорают под действием тепла, излучаемого факелом, концевые их части *2* и *1* выполняют сменными.

Для регулирования работы горелки изменяют скорость первичного и вторичного воздуха. Внутри трубы *6* размещают растопочную мазутную форсунку *9*. Горелки ТКЗ в зависимости от вида топлива изготовляют 18 типоразмеров с производительностью от 2 до 9 т/ч по углю. Пылеугольные горелки ОРГРЭС (рис. 38, *б*) снабжаются конусообразным рассекателем. При помощи рассекателя осуществляется развертывание выходящего из горелки пылевоздушного потока и подсос к нему горячих газов из топки, вследствие чего огнеупорная масса рассекателя накаляется и происходит быстрое воспламенение и устойчивое горение пыли. Эти горелки дают короткий факел. Пылевоздушная смесь поступает в топку через стальную трубу *11*, на которой имеется сменная чугунная насадка *13*. Поступление пылевоздушной смеси регулируют давлением первичного воздуха и оборотами штурвалов *10*, изменяя положение конуса *14*, а изменение расхода вторичного воздуха производят шибером *12*, размещенным в улитке *17* с помощью рычага *16*.

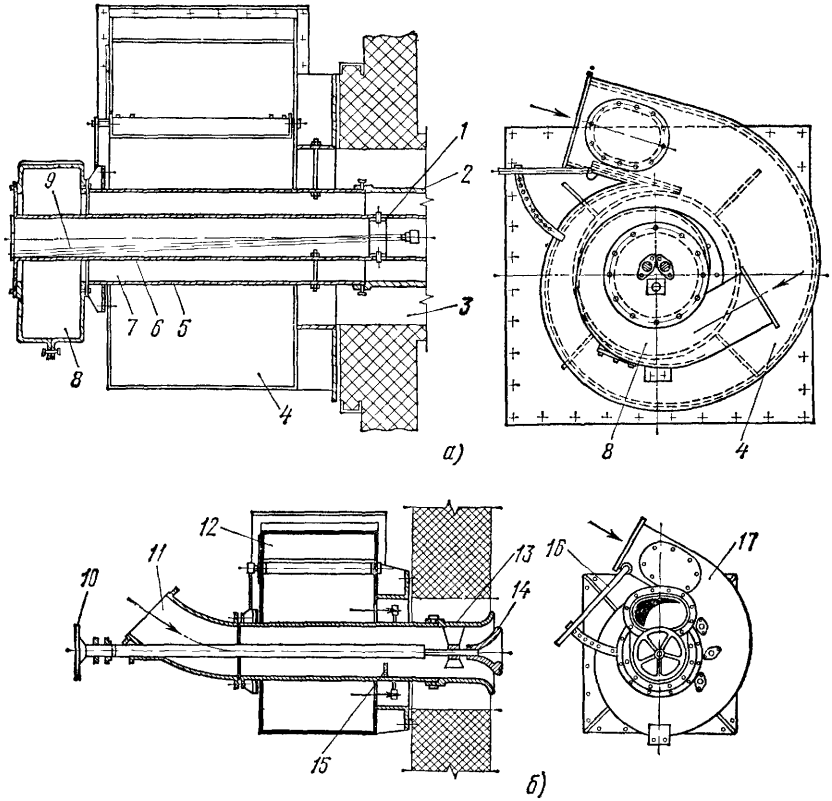


Рис. 38. Круглые вихревые горелки для фронтального и бокового размещения в топках котлов:
а – ТКЗ, *б* – ОРГРЭС; *1* и *2* – концевые части форсунок, *3* и *7* – кольцевые каналы, *4*, *8* и *17* – улитки, *5*, *6* и *11* – стальные трубы, *9* – мазутная форсунка, *10* – штурвал, *12* – шибер, *13* – чугунная насадка, *14* – конус, *15* – порожек, *16* – рычаг

Скорость пылевоздушной смеси в круглых вихревых горелках при сжигании антрацитной пыли принимают от 12 до 16 м/с, для пыли тощих углей – от 16 до 20 м/с, для пыли каменных и бурых углей – от 20 до 26 м/с, а скорости вторичного воздуха соответственно 18–22, 20–25 и 20–30 м/с.

В процессе работы котла при пылевидном сжигании топлива на его поверхностях нагрева могут образовываться золовые отложения, для удаления которых применяют систематическую обдувку.

При обдувке поверхностей нагрева котла в котельных установках с давлением пара до 1,4 МПа используют насыщенный, перегретый пар и сжатый воздух давлением 0,5–0,6 МПа, а с давлением 2,4 МПа и выше – только перегретый пар и сжатый воздух давлением не выше 3 МПа.

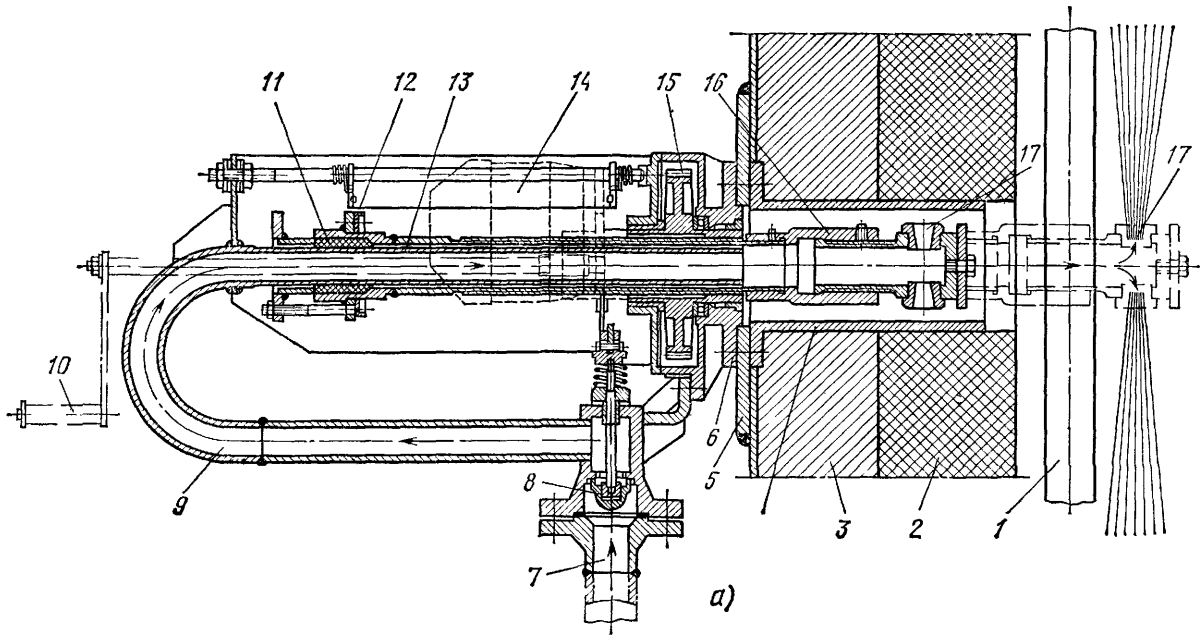
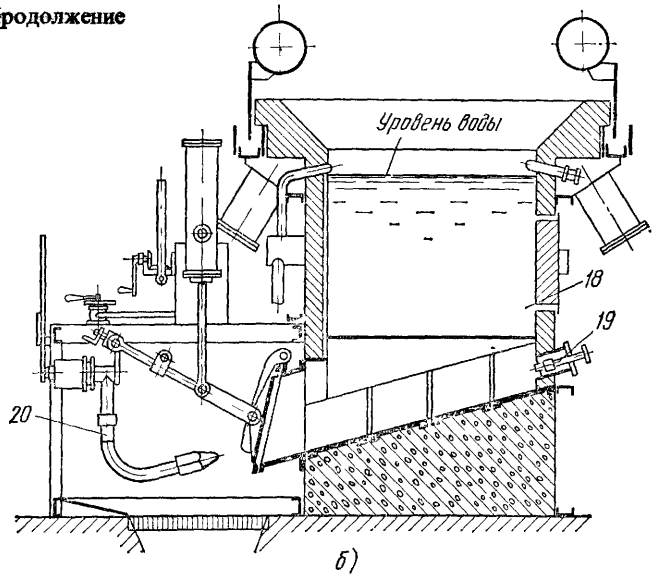


Рис. 39. Шлакозолоудаляющее устройство:

а — золообдувочное выдвижное ОПР-5, *б* — шлакосмывная шахта, *1* — кипятильные трубы экрана, *2* и *3* — обмуровки, *4* — закладная втулка, *5* — фланец, *6* — корпус редуктора, *7* — труба для подвода пара, *8* — запорный клапан, *9* — U-образная паровая труба, *10* и *14* — ручной и электрический приводы, *11* — сальниковое уплотнение шпинделя, *12* — кулачок сигнализации хода обдувки, *13* — шпиндель, *15* — шестерня с ленточной резьбой во втулке, *16* — муфта, *17*, *19* и *20* — обдувочные сопла, *18* — ванна

Рис. 39. Продолжение



б)

Для обдувки поверхностей нагрева котла в обмуровке предусматриваются специальные дверцы, гляделки и отверстия. В небольших котельных агрегатах обдувку поверхностей нагрева производят с помощью ручного переносного брандспойта. Для более крупных котельных агрегатов устанавливают специальные обдувочные устройства.

Для обдувки экранов, пароперегревателей применяют выдвижные обдувочные устройства (рис. 39, *а*). В нерабочем состоянии эти устройства размещаются в амбразурах, защищенных от непосредственного действия пламени, и только на время обдувки они вводятся в топочную камеру.

Зола, а также шлак, образующийся при работе котла, удаляется в смывную шахту (рис. 39, *б*), размещаемую под холодной воронкой. Выпадающие из факела капли шлака, охладившись при проходе через холодную воронку, скапливаются на дне ванны *18*, а оттуда периодически удаляются струей воды из сопл *19* и *20* в шлаковое устройство, расположенное под котлом.

§ 28. ВИХРЕВЫЕ И ЦИКЛОННЫЕ ТОПКИ

Из-за трудности факельного сжигания твердого топлива (вследствие сложности тонкого помола его, золового износа и шлакования поверхности нагрева, заноса их золой) был разработан способ сжигания его во взвешенном состоянии, получивший название вихревого.

В вихревых топках осуществляется устойчивое движение вращающегося воздушного потока, в котором находятся во взвешенном состоянии кусочки каменного угля размером от 0,5 до 5 мм.

Вихревой характер движения топлива воздушного потока создает хорошие условия перемешивания топлива с воздухом, а следовательно, способствует более быстрому и полному выгоранию топлива.

Для наиболее рационального сжигания фрезерного торфа применяют пневматические вихревые топки ЦКТИ А. А. Шершнева (рис. 40), используемые для сжигания фрезерного торфа с влажностью до 55% и древесных опилок. Принцип работы топки заключается в огневой подсушке и сжигании топлива во взвешенном состоянии в вихревых потоках с горизонтальной осью вращения. Вихревое движение потока создается воздушными струями, выходя-

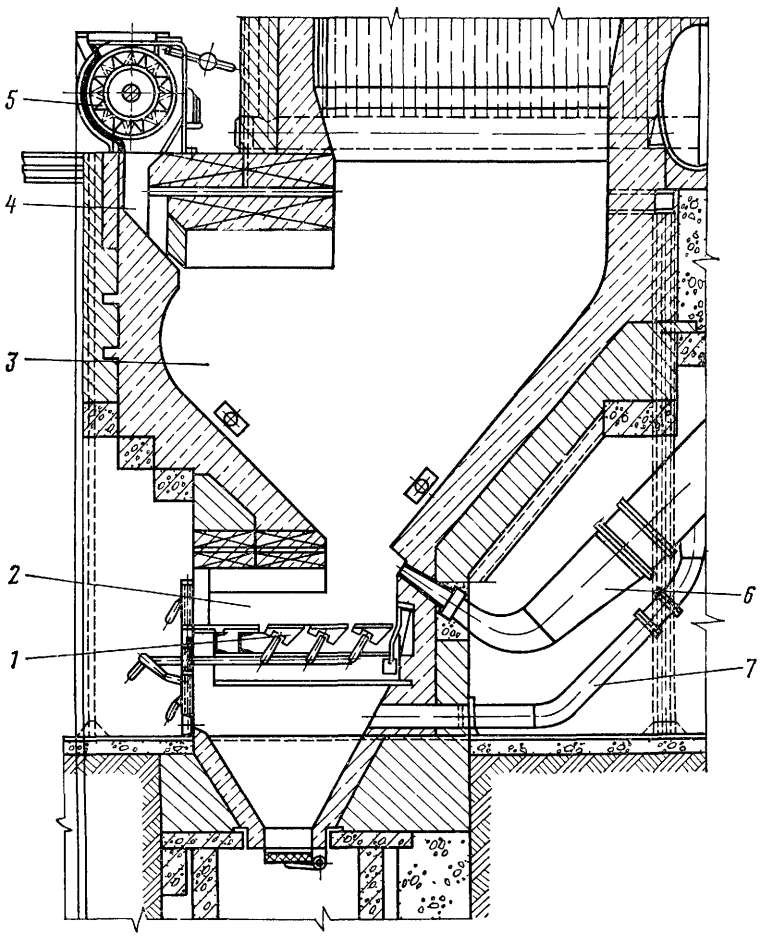


Рис 40 Пневматическая вихревая топка ЦКТИ А А. Шершнева:
1 — дожигательная колосниковая решетка, *2* — предтопок, *3* — камера, *4* — канал для поступления топлива в топку, *5* — питатель, *6* — дутьевые эжекторные сопла, *7* — трубопровод для подачи первичного воздуха

щими из дутьевых эжекторных сопл *6* и специальной обтекаемой конфигурации камеры *3*. Для дожигания наиболее крупных отсепарированных частиц топлива в нижней части топки установлена дожигательная колосниковая решетка *1*, под которую подается по трубе 20% первичного воздуха.

Фронтовая стенка камеры *3* делается с отбойным порогом, который имеет форму воронки. Топливо подается питателями *5* барабанного типа через канал *4* по всей ширине передней части потолочного перекрытия камеры. В нижней части воронки для подачи вторичного воздуха по всей ширине топки расположены сопла *6* эжекторного устройства. Подогретый первичный воздух поступает через трубопровод *7* под колосниковую решетку.

По характеру расположения камеры циклонные топки разделяют на горизонтальные и вертикальные. На рис. 41, *а* показана схема горизонтальной циклонной топки. Смесь топлива с воздухом подается тангенциально (по касательной) в камеру горения *4*, в результате чего в камере создается вихревое движение и время пребывания частичек топлива увеличивается, что позволяет сжигать пыль более грубого помола. Поскольку камера горения торкретирована изнутри огнеупорным материалом, в ней практически отсутствует отвод тепла от продуктов сгорания и создается высокая температура, способствующая повышению скорости сгорания топлива и образованию жидкого шлака.

Продукты сгорания с незначительным содержанием мельчайшей золы поступают через выходную горловину *2*, а основная масса образующегося жидкого шлака стекает через летку *3*.

Циклонная вертикальная топка, показанная на рис. 41, *б*, предназначена для сжигания всевозможной топливной мелочи: опилок, лузги, топливной крошки. К обычной топочной камере присоединяется вертикальная цилиндрическая камера (шахта) *9*, дно которой представляет собой кирпичный конус *8*. Основной поток первичного воздуха нагнетается вентилятором через два канала *6* с выхода-

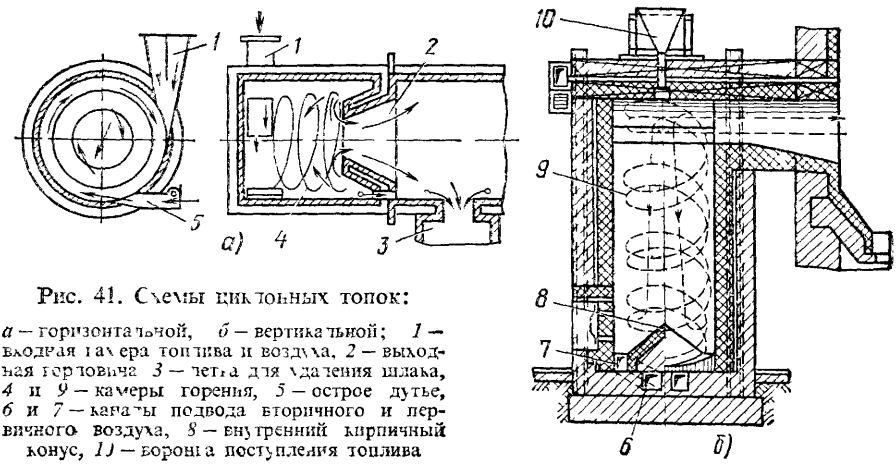


Рис. 41. Схемы циклонных топок:

а — горизонтальной, *б* — вертикальной; *1* — входная камера топлива и воздуха, *2* — выходная горловина *3* — летка для удаления шлака, *4* и *9* — камеры горения, *5* — острое дутье, *6* и *7* — каналы подвода вторичного и первичного воздуха, *8* — внутренний кирпичный конус, *10* — воронка поступления топлива

мимо канал 7. Такой способ подвода воздуха создает циклонное движение воздуха по шахте снизу вверх. При этом на периферии вихря возникает зона повышенного давления, а в центре его зона разрежения и, следовательно, частичная обратная циркуляция воздуха сверху вниз. Этот обратный поток, идущий по центру шахты, служит для подачи свежего топлива, которое поступает через верхний свод в циклон. Таким образом, поток топлива как бы засасывается обратным вихрем в глубину циклона и в нижней его части подхватывается двумя винтообразными потоками основного воздуха. Выход образующегося в результате возгонки топлива полугаза в топочную камеру осуществляется через диффузор, ось которого совпадает с осью дожигательной камеры. В этот поток полугаза вводится остальная часть воздуха в качестве вторичного.

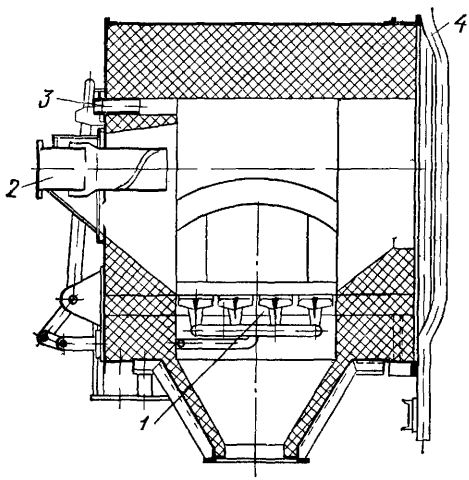


Рис. 42. Схема муфельной горелки с колосниковой решеткой:
1 — колосниковая решетка, *2* — пылевая амбразура, *3* — подвод вторичного воздуха, *4* — экран топки

Растопка котлов при пылевидном сжигании топлива. Угольная пыль может загореться и гореть только в том случае, если температура в топке будет достаточно высокой. Поэтому для включения котла в работу на пыли необходимо предварительно создать в топке соответствующую температуру, что достигается специальными растопочными устройствами, называемыми *муфельными горелками* (рис. 42). Они представляют собой небольшую ручную топку с неподвижной колосниковой решеткой *1*, которая располагается под шахтой топки таким образом, чтобы горячие газы из муфельной горелки выходили в пылевую амбразуру *2* ниже потока пыли. Аэропыль, проходя над горячими газами, воспламеняется и продолжает гореть в топке. После достижения необходимой температуры в топке муфели выключают из работы.

§ 29. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТОПОК ДЛЯ СЖИГАНИЯ ПЫЛЕВИДНОГО ТОПЛИВА

Интенсивность работы топки характеризуется тепловым напряжением топочного объема, Вт/м^3 (ккал/(м^3 · ч), которое выражается отношением количества тепла, выделяемого в единицу времени, к объему топочного пространства

$$\frac{Q}{V_т} = \frac{\left|BQ_н^р \cdot 4{,}19 \cdot 10^3\right|}{V_т 3600} \text{ или } \frac{Q}{V_т} = \frac{BQ_н^р}{V_т}, \qquad (55)$$

где Q – тепловыделение в топке, ккал/ч; $V_т$ – объем топочной камеры, м^3.

Основные технические характеристики пылеугольных топок приведены в табл. 19.

Таблица 19. **Технические характеристики пылеугольных топок**

Топки	Топливо	Коэффициент избытка воздуха в топке	Допустимое по условиям горения тепловое напряжение топочного объема, 10^3		Потери тепла, %		
					от химической неполноты сгорания	от механической неполноты сгорания для котлов, т/ч	
			кВт/м^3	ккал/(ч м^3)		менее 50	более 50
Пылеугольные с шаровыми барабанными, среднеходовыми и быстроходными мельницами с центробежными и инерционными сепараторами	АШ (утепленные шлаковые воронки)	1,25	145	125	–	2–3	3–4
	Тощие угли	1,25	185,6	–	–	2	3
	Каменные угли	1,20	185,6	160	–	2	3
	Каменные угли		185,6	–	0,5	1,5	2,5
	Бурые угли		232	200	0,5	0,5	1
Пылеугольные с быстроходными молотковыми мельницами и шахтными сепараторами	Каменные угли	1,25	150,8	130	0,5	4	6
	Бурые угли		174	150	0,5	1	2
	Сланцы гдовские и эстонские		139,2	120	0,5	1	1,5
	Фрезерный торф		174	150	1	1	2
Для сжигания мазута и газа	Мазут	1,05–1,15	290	250	1	–	–
	Газ	1,10	696	600	1	–	–

Таблица 20. **Рекомендуемые температуры подогрева воздуха при сжигании пылевидного топлива**

Топки	Топливо	Рекомендуемая температура подогрева воздуха, °С
Факельные с твердым шлакоудалением, факельные и вихревые с жидким шлакоудалением	Антрацитовый штыб и тощие угли	380–420
	Каменные угли, сланцы северо-западных месторождений и другие топлива с влажностью до 8%	250–300
	Бурые угли, фрезерный торф и другие топлива с влажностью выше 8%	380–420
Факельные	Мазут и природный газ	200–300

Топливо сжигают в пылевидном состоянии при обязательном подогреве воздуха, который обеспечивает сушку топлива, а также наилучшие условия его сжигания. Рекомендуемые температуры подогрева воздуха приведены в табл. 20.

§ 30. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ МАЗУТА

В качестве жидкого топлива в котельных установках применяют мазут. Практика показывает, что сжигание мазута в топках котлов возможно только во взвешенном мелкораспыленном состоянии. Для распыливания применяют специальные форсунки. Для полного сгорания топлива необходимы достаточное распыливание его и хорошее смешивание с воздухом.

Топочную камеру и лучевоспринимающую поверхность нагрева при сжигании мазута выполняют так же, как и при сжигании пылевидного топлива, но низ камеры делают горизонтальным или слегка наклонным подом в сторону фронта топки.

Форсунки бывают с механическим (рис. 43, *а*) или паровым распыливанием (рис. 43, *б*). В механических форсунках распыливание осуществляется за счет высокого давления топлива, создаваемого насосом, а в паровых распыливается паром. В паровых форсунках топливо поступает по центру, а пар по окружности.

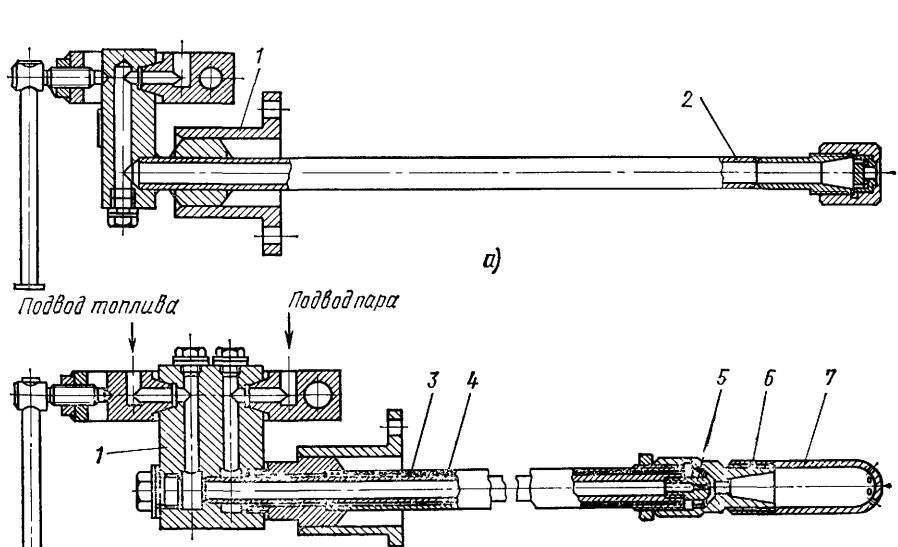


Рис. 43. Мазутные форсунки:
а – с механическим распыливанием, *б* – с паровым распыливанием, *1* – корпус, *2* – подводящий ствол с распределительными дисками, *3* и *4* – наружная и внутренняя трубы, *5* – сопло, *6* – диффузор, *7* – насадка

§ 31. ТОПКИ ДЛЯ СЖИГАНИЯ ГАЗА

Топки для сжигания газа по своему устройству не отличаются от топок для сжигания жидкого топлива. В них возможно также одновременное сжигание газа и мазута.

При сжигании газообразного топлива основным элементом топочного устройства служат газовая горелка, обеспечивающая подачу в топочную камеру газа и воздуха в необходимом соотношении, их интенсивное перемешивание и быстрое зажигание газовоздушной смеси.

Применяют различные конструкции газовых горелок: щелевые, круглые кольцевые, факельные и беспламенные, низкого, среднего и высокого давления, инжекционные и с принудительной подачей воздуха. Кроме того, используют также горелки комбинированные, газомазутные — для сжигания газа и мазута, а также пылегазомазутные — для сжигания пыли, газа и мазута.

На рис. 44, *а* показана атмосферная подовая горелка низкого давления, применяемая для сжигания природного газа в котельных установках низкого давления, а на рис. 44, *б* — инжекционная прямоточная газовая горелка среднего давления с однопроводным смеси-

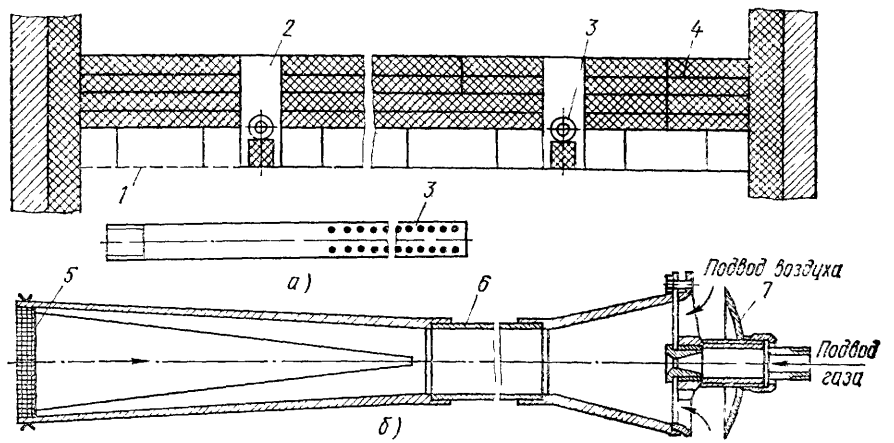
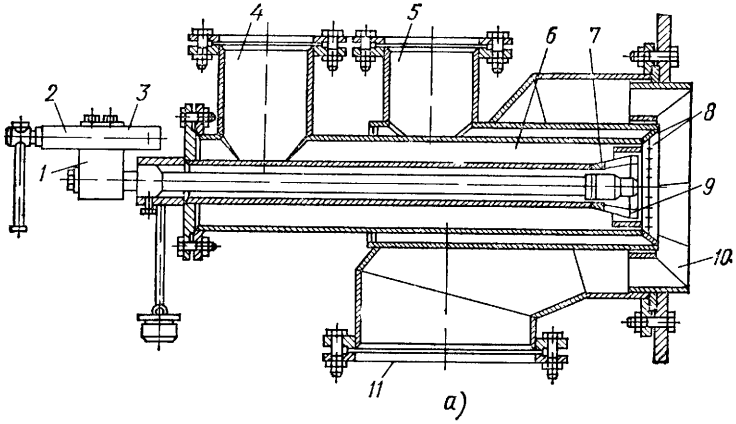


Рис. 44. Газовые горелки:

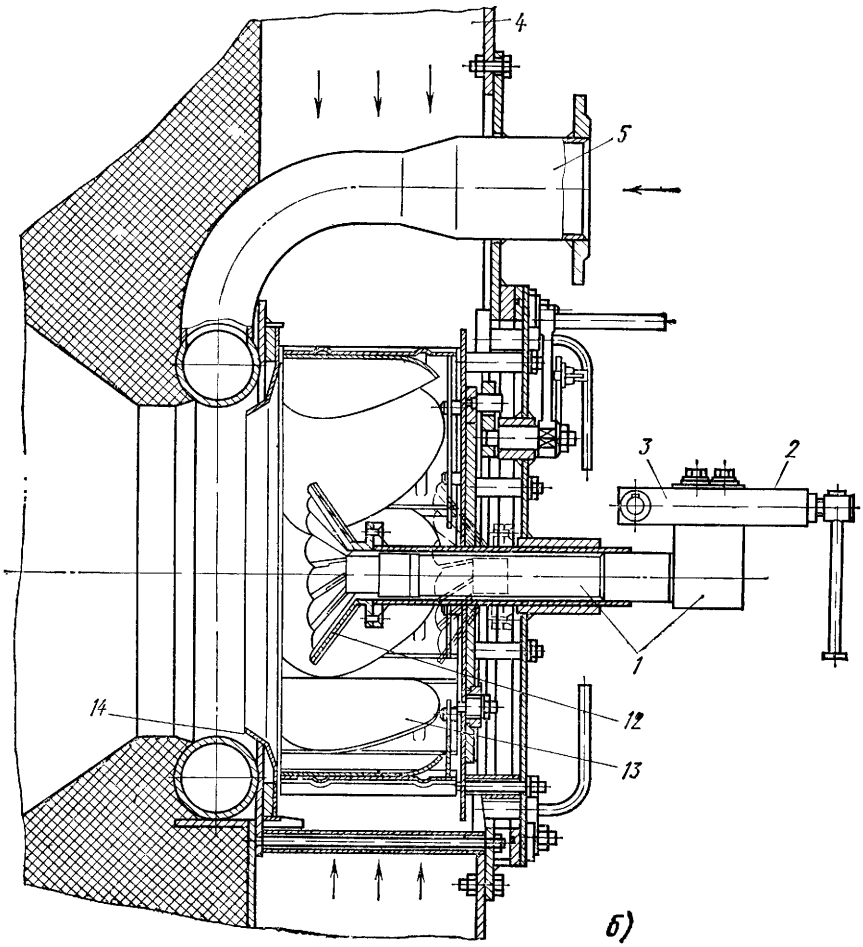
а — атмосферная подовая низкого давления, *б* — инжекционная прямоточная среднего давления; *1* — стальной лист с отверстиями, *2* — каналы-смесители газа и воздуха, *3* — горелка-коллектор, *4* — огнеупорная кладка, *5* — стабилизатор, *6* — смеситель, *7* — регулятор воздуха

Рис. 45. Комбинированные горелки ЦКТИ:

а — НГМГ, *б* — ГМГБ; *1* — мазутная форсунка, *2* и *3* — трубы для подвода мазута и пара, *4* и *11* — патрубки подвода первичного и вторичного воздуха, *5* — газоподводящий патрубок, *6* — кольцевая камера, *7* — газовыходное отверстие, *8* — регистр, *9* и *10* — внутренний и внешний завихрители, *12* — диффузор, *13* — профилированные лопатки, направляющие воздух, *14* — конус



а)



б)

телем *6*, в котором необходимый воздух для горения инжектируется в топку за счет энергии струи газа. Горелка снабжается пластинчатым стабилизатором *5*, который состоит из пакета стальных пластинок толщиной 0,5 мм и расстоянием между ними 1,5 мм, создающим равномерное распределение потока газа и его подогрев.

На рис. 45, *а* показаны комбинированные газомазутные горелки низкого давления ЦКТИ типа НГМГ и ГМГБ (рис. 45, *б*), которые выполняют как с воздушной, так и с паромеханической мазутной форсункой и применяют для котельных агрегатов среднего давления. Газообразное топливо через патрубок *5* поступает в кольцевую камеру *6* и через отверстие *7* к регистру *8*. Газ, смешиваясь с вторичным воздухом, поступает через завихритель *9* в топку. При установке мазутной форсунки и одновременном сжигании газа и мазута мазут попадает в зону завихрителей *9* и *10* и сгорает в общем потоке газовоздушной смеси.

Топочные устройства, работающие на газе, а также жидком топливе, должны снабжаться взрывными клапанами, которые устанавливают в верхних точках газоходов котла, где возможно скопление газов. Запорные устройства на газопроводах должны содержаться в исправном состоянии и всегда быть готовыми к быстрому закрытию.

Контрольные вопросы

1. Каково устройство факельных топок и пылеугольных горелок?
2. Как работают вихревые и циклонные топки и каково их устройство?
3. Расскажите об устройстве топок для сжигания мазута и газа, в чем их различие?
4. Какие горелки применяют для сжигания мазута и газа и для обоих видов топлива?
5. В чем заключается отличие горелок с паровым и механическим распыливанием топлива?

Глава IX
ЭЛЕМЕНТЫ КОТЛОАГРЕГАТОВ

§ 32. БАРАБАНЫ ПАРОВЫХ КОТЛОВ И ВНУТРИБАРАБАННЫЕ УСТРОЙСТВА

Основным элементом парового барабанного котла (рис. 46) является барабан *1*, к которому присоединяются кипятильные *17* и опускные *18* трубы, питательные трубы *6*, предохранительные устройства и контрольно-измерительные приборы. Внутри барабана размещаются сепарационные устройства *5*.

Барабаны изготовляют из листовой котельной стали толщиной от 13 до 40 мм (в зависимости от давления пара) диаметром до 1000 мм со штампованными днищами *7* и лазом *8*.

Внутреннюю часть объема барабана, всегда заполненную водой до определенного уровня, называют *водяным объемом*, а заполнен-

ную паром при работе котла – *паровым объемом*. Паровой объем необходим для сбора пара, образующегося в кипятильных трубах.

Поверхность кипящей воды в барабане, отделяющая водяной объем от парового, называется *зеркалом испарения*, которое должно находиться между отметками низшего и высшего уровня воды в котле. Уровень воды, заключенный в этом объеме, в процессе парообразования непрерывно изменяется как в сторону повышения, так и в сторону понижения, но в пределах, установленных отметками уровня воды, что позволяет машинисту регулировать работу котла.

Поверхность стенок котла, омываемая с внутренней стороны водой или паром, а с наружной – газами, называется *поверхностью нагрева*, измеряется в квадратных метрах и обозначается $H_к$. Поверхность нагрева определяют обычно со стороны, обогреваемой газами.

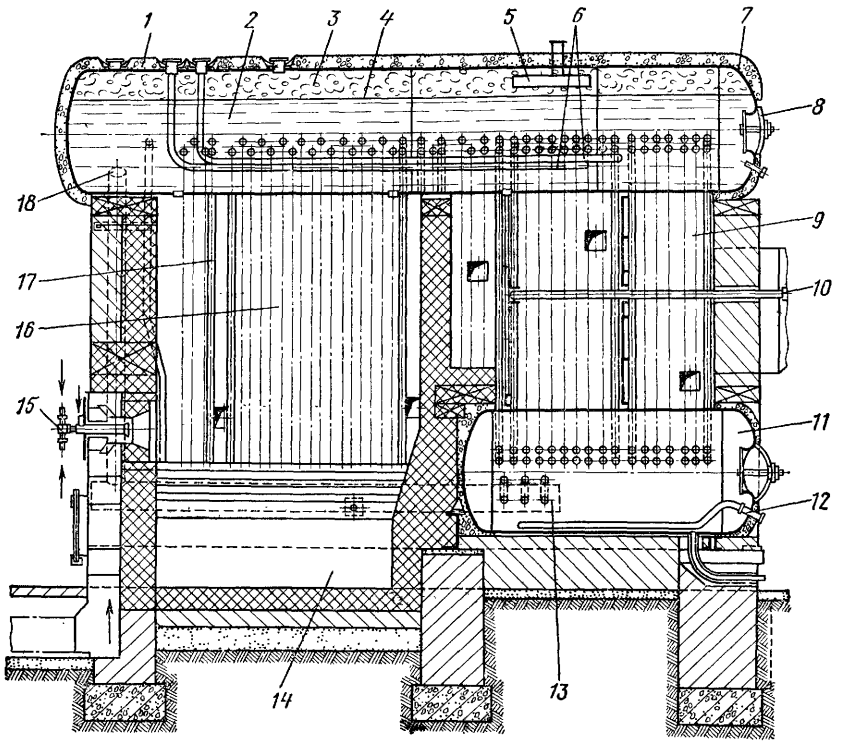


Рис. 46. Паровой двухбарабанный водотрубный котел ДКВ:

1 и *11* – верхний и нижний барабаны котла, *2* – водяной объем, *3* – паровое пространство, *4* – зеркало испарения, *5* и *10* – сепарационное и обдувочное устройства, *6* и *18* – питательная и опускная трубы, *7* – днище котла, *8* – лаз, *9* – место размещения пароперегревателя, *12* – труба для продувки котла, *13* – коллектор бокового экрана, *14* – зольник, *15* – горелка, *16* – топка, *17* – кипятильные трубы

Поверхность нагрева, получающая тепло излучением горящего слоя твердого топлива или факела жидкого или газообразного топлива в топке, называется *радиационной*.

Поверхность нагрева остальных частей котла, воспринимающая тепло горячих дымовых газов путем соприкосновения с ними, называется *конвективной*. В паровом котле горячими газами омывается только та часть его, которая с внутренней стороны охлаждается водой. Линия, отделяющая обогреваемую газами поверхность от необогреваемой, называется *огневой линией*.

Во избежание обнажения стенок котла и для обеспечения надежности и безопасности его работы низший допустимый уровень воды в барабане, омываемом газами, должен располагаться на 100 мм выше стенок поверхности нагрева, обогреваемых газами.

Для наблюдения за уровнем воды в котле устанавливают водоуказательные приборы (водоуказатели). Низший и высший допустимые уровни воды в котле отмечаются на приборах металлическими стрелками, прикрепленными к водоуказателю. Низший уровень воды должен быть не менее чем на 25 мм выше нижней видимой кромки стекла водоуказателя, а высший уровень – не менее чем на 25 мм ниже верхней видимой кромки водоуказателя (сверх этого уровня нельзя накачивать воду в котел во избежание выброса воды в паропровод). Расстояние между высшим и низшим уровнями выбирают от 50 до 100 мм (в зависимости от размеров котла). Кроме того, на этих уровнях ставят пароводопробные краны, с помощью которых также можно определить, находится ли уровень воды в допустимых пределах.

Давление пара в котле при его работе должно быть постоянным; оно называется рабочим давлением и контролируется манометром, устанавливаемым на сифонной изогнутой трубке, снабженной трехходовым краном. При увеличении давления пара свыше рабочего на котле ставят предохранительные клапаны, которые автоматически выпускают избыток пара в атмосферу.

Кроме указанных контрольных приборов на котле устанавливают: питательный обратный клапан и вентиль, через который в котел подается питательная вода; паровой запорный вентиль или задвижку, через которую отбирается пар из котла; спускные приборы-вентили, размещаемые в самой нижней части котла для периодической продувки от осевшей грязи (шлама) и спуска воды.

Циркуляция воды в котлах. Для надежной работы котельного агрегата большое значение имеет правильная организация движения воды в паровом котле, которая называется *циркуляцией*. Циркуляция может быть естественной и принудительной. Естественная циркуляция происходит под действием сил, обусловленных разностью плотностей воды на необогреваемых участках (опускных трубах) и пароводяной смеси на подогреваемых участках (экранных трубах).

Естественная циркуляция может происходить в замкнутом контуре (рис. 47, *а*), состоящем из двух систем труб, которые соединены последовательно и заполнены водой. Если в этом контуре одна си-

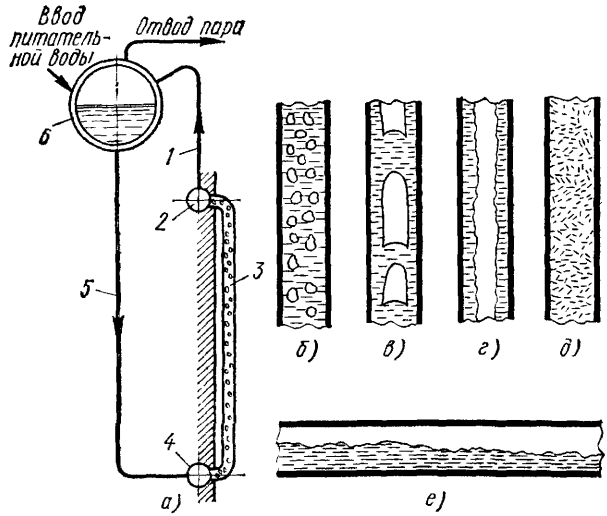


Рис. 47. Упрощенная схема естественной циркуляции (*а*) и структура потока пароводяной смеси в трубах (*б* – *е*):

1 и *5* – отводящие и подводящие (опускные) трубы, *2* и *4* – верхний и нижний коллекторы, *3* – обогреваемые подъемные трубы, *6* – барабан

стема труб *3* обогревается, а другая нет, то вода, заполняющая контур, приходит в движение в направлении стрелок, указанных на рисунке. Причинами такого движения являются интенсивное парообразование в обогреваемых трубах, расположенных в топке, образование пароводяной смеси с плотностью меньшей, чем воды, находящейся в менее обогреваемых или совсем не обогреваемых опускных трубах *5*, что создает напор естественной циркуляции.

Последовательность процесса парообразования в кипятильных трубах котла показана на рис. 47, *б* – *д*. Образовавшиеся пузырьки пара сначала небольшого объема (рис. 47, *б*), поднимаясь вверх, соединяются, образуя так называемый снарядный поток (рис. 47, *в*), затем отдельные пузыри-снаряды сливаются, образуя в центре трубы стержень (рис. 47, *г*) и оставляя на стенках обогреваемой трубы слой воды, при этом скорость пароводяной смеси возрастает, в результате чего пленка воды будет срываться со стенок труб в виде капель, распределяться по всему объему (рис. 47, *д*, *е*) и в таком состоянии поступать в барабан котла.

Расход воды через любой циркуляционный контур значительно превышает количество образующегося в нем пара. Отношение количества воды, вошедшей в контур, к количеству образующегося в нем пара, называется кратностью циркуляции, т. е. $K_ц = Cm_в/Cm_п$. Эта величина изменяется в широких пределах (от 5 до 200 и более) для различных конструкций котлов, их рабочих давлений и паро-

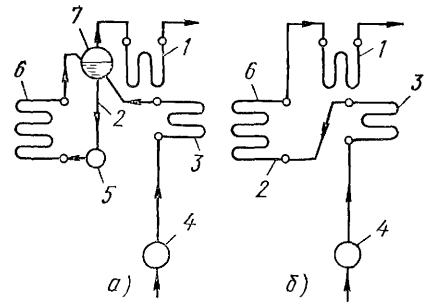


Рис 48. Схемы организации движения воды, пароводяной смеси и пара в котельном агрегате:

а – в котле с многократной принудительной циркуляцией, *б* – в прямоточном котле; *1* – пароперегреватель, *2* – опускная труба, *3* – экономайзер, *4* и *5* – питательный и циркуляционный насосы, *6* – испарительный контур, *7* – верхний барабан

производительности, например, кратность циркуляции для экранированных котлов с давлением до 3,9 МПа: трехбарабанных 40–50; двухбарабанных 30–40; однобарабанных 20–25, а для котлов малой мощности с давлением 1,4 МПа – 150–200.

В котельных агрегатах с принудительной циркуляцией (рис. 48, *а*) движение воды по испарительному контуру осуществляется специальными насосами.

В прямоточных котлах (рис. 48, *б*) полное испарение воды происходит за время однократного прямоточного прохождения воды в испарительной поверхности нагрева.

Сепарационные устройства. Пар, образующийся в испарительных поверхностях нагрева котла, с большими скоростями выносится через зеркало испарения в паровое пространство барабана котла, увлекая с собой мелкие капельки воды с растворенными в ней солями. Эти соли после испарения капелек воды в пароперегревателе отлагаются на внутренней поверхности змеевиков, в результате чего в них ухудшается теплообмен и возникает нежелательное повышение температуры трубок пароперегревателя. Соли могут отложиться также в арматуре паропроводов и привести к нарушению ее плотности. Размеры капелек воды, содержащихся в паре, колеблются в широких пределах.

Влажный пар характеризуется влажностью и солесодержанием. *Влажностью пара* называют отношение массы влаги, содержащейся в нем, к общей массе влажного пара, выраженное в процентах, а *солесодержанием пара* – отношение $W/C_{кв}$ (100 мг/кг), где W – влажность насыщенного пара, %; $C_{кв}$ – солесодержание котловой воды, мг/кг. Влажность пара, выходящего из барабана котла, увеличивается с повышением паронапряжения и напряжения зеркала испарения, т. е. с возрастанием отношения часового количества пара, произведенного котлом ($м^3$/ч), к площади зеркала испарения ($м^2$) и с повышением паронапряжения парового объема котла, т. е. с повышением отношения часового количества пара, произведенного котлом ($м^3$/ч), к объему парового пространства барабана ($м^3$), а также с подъемом воды в барабане.

Для отделения капелек воды от пара применяют различные сепарационные устройства (рис. 49), построенные на использовании разных механических факторов: гравитации, инерции, пленочного эффекта. Простейшей конструкцией является труба с отверстиями (рис. 49, *а*).

Гравитационная весовая сепарация осуществляется, естественно, в процессе движения пара в барабане котла вверх к выходу из него. Для выравнивания распределения скоростей подъема пара по барабану в его водяном пространстве (рис. 49, *г*) устанавливают погруженный дырчатый лист. Для дополнительной сепарации в паровом пространстве на выходе пара из барабана ставят пароприемный дырчатый лист. Инерционная сепарация (рис. 49, *б*, *в*) осуществляется созданием резких поворотов потока пароводяной смеси, поступающей в барабан котла из экранных труб, для чего ставят отбойные щитки, а с целью улучшения сепарации пара на его пути дополнительно устанавливают дырчатые листы (рис. 49, *д*), пар изменяет направление движения, и под действием силы инерции происходит дополнительное отделение капель воды.

Наиболее эффективное отделение капелек воды от пара происходит в циклоне (рис. 49, *е*) путем интенсивного закручивания потока пара, что объясняется использованием в них так называемой пленочной сепарации.

Пленочная сепарация основана на принципе прилипания частиц влаги, находящейся в паре, на увлажненную или сильно развитую поверхность. При ударе потока влажного пара о такую вертикальную или наклонную поверхность на ней образуется в результате слияния мельчайших частиц влаги сплошная водяная пленка, которая достаточно прочна и не отрывается паром, но в то же время беспрепятственно и непрерывно стекает в водяное пространство ба-

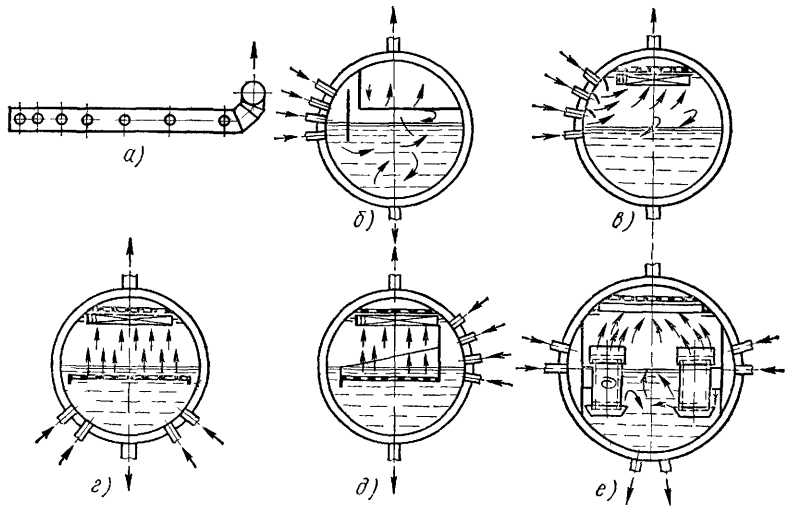


Рис. 49. Схемы сепарационных устройств в паровых котлах низкого и среднего давления

а – труба с отверстиями, *б* – отбойные щитки, *в* – отбойные щитки, жалюзийный сепаратор с дырчатым листом, *г* – утопленные листы, жалюзийный сепаратор с дырчатым листом, *д* – щитки, утопленный лист и жалюзийный сепаратор с дырчатым листом, *е* – внутрибарабанные циклоны, жалюзийный сепаратор и дырчатый лист (иногда циклоны размещены вне барабана – выносные циклоны)

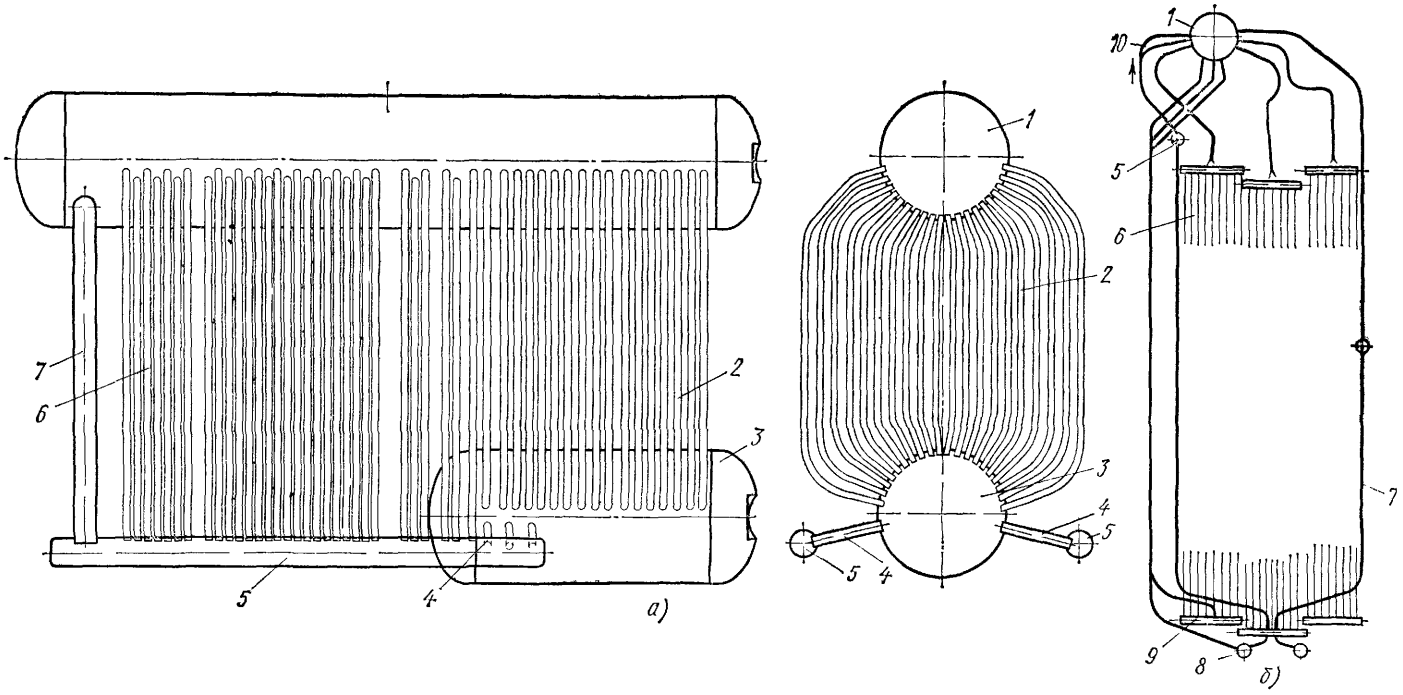


Рис. 50. Экранные поверхности нагрева котлов:
а — вертикально-водотрубных, *б* — экранного типа; *1* и *3* — верхний и нижний барабаны, *2* и *7* — кипятильные и опускные трубы, *4* и *10* — соединительные трубы, *5*, *8* и *9* — коллекторы, *6* — топочные экраны

рабана котла, а пар через крышку циклона выходит в паровое пространство котла. Установка жалюзей в верхней части циклона служит для перевода вихреобразного движения пара в прямолинейное, что способствует лучшему использованию пароводяного пространства барабана котла.

При использовании сепарационных устройств снижается содержание влаги в паре до 0,1—0,15%.

§ 33. ЭКРАННЫЕ ПОВЕРХНОСТИ НАГРЕВА

Система испарительных поверхностей различных котлов разнообразна. В вертикально-водотрубных котлах (рис. 50, *а*) она состоит из развитого пучка кипятильных труб *2*, ввальцованных в верхний *1* и нижний *3* барабаны, топочных экранов *6*, питаемых водой из котельных барабанов через опускные трубы *7* и соединительные *4* из камер (коллекторов *5*).

Испарительные поверхности нагрева котельных агрегатов экранного типа (рис. 50. *б*) состоят из барабана *1*, системы экранных труб *6* с нижними *8* и *9* и верхними *5* экранными коллекторами, систем опускных *7* и соединительных *10* труб.

§ 34. ПАРОПЕРЕГРЕВАТЕЛИ

Пароперегреватель представляет собой систему стальных цельнотянутых труб, изогнутых в виде змеевиков и присоединенных к двум или более коллекторам. Расположение пароперегревателя в газоходе котла может быть горизонтальным или вертикальным.

Пароперегреватель является одним из основных и наиболее ответственных элементов котлоагрегата, так как из всех поверхностей нагрева котельной установки поверхность нагрева пароперегревателя находится в самых тяжелых температурных условиях.

Применяют пароперегреватели конвективные, полурадиационные и радиационные. В котельных агрегатах низкого и среднего давления используют конвективные пароперегреватели.

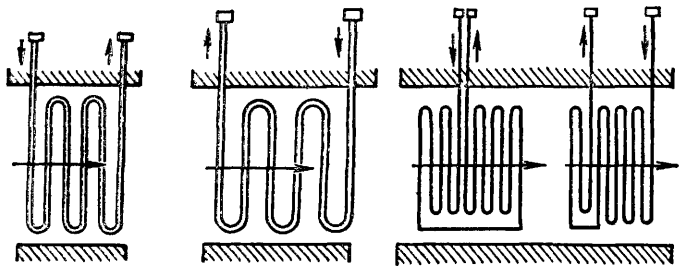


Рис. 51. Схемы включения пароперегревателей в газовый поток:
а — прямоточная, *б* — противоточная, *в* — смешанная

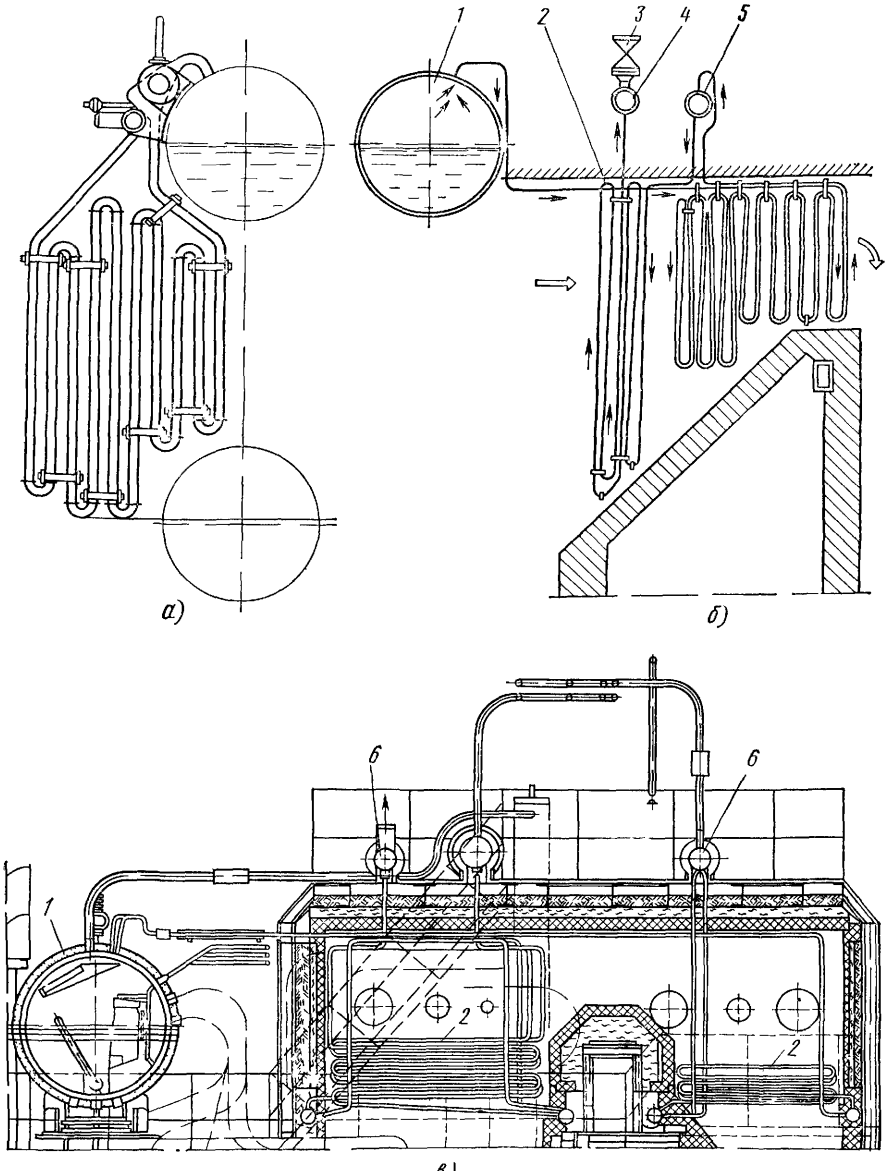


Рис. 52 Пароперегреватели

а **— одноходовой вертикальный,** *б* — двухходовой, *в* — горизонтальный; *1* — **барабан котла,** *2* — **змеевик,** *3* — **парозапорный** вентиль, *4* — выходной коллектор перегретого пара, *5* — **регулятор** перегрева (пароохладитель), *6* — камеры

В зависимости от направления движений газов и пара различают три основные схемы включения пароперегревателя в газовый поток: прямоточную, при которой движение газов и пара осуществляется параллельно, противоточную — с движением газов и пара навстречу друг другу и смешанную (рис. 51, *а*, *б*, *в*).

При противоточной схеме пароперегревателя достигается наибольшая разность температур дымовых газов и пара, поэтому при противотоке поверхность нагрева пароперегревателя получается наименьшей. Средний температурный напор при прямоточной схеме меньше, чем при противоточной, поэтому требуется большая поверхность нагрева пароперегревателя.

При противотоке через трубки переднего ряда протекает перегретый пар, поэтому передний выходной ряд трубок находится в тяжелых температурных условиях, так как они обогреваются газами с наивысшей температурой, в результате чего стенки их подвержены большей опасности пережога, чем в первой схеме.

Пароперегреватели котлов на давление 1,4 и 2,4 МПа (14 и 24 кгс/см^2) выполняют одноходовыми (рис. 52, *а*), а на давление 3,9 МПа (40 кгс/см^2) — двухходовыми (рис. 52, *б*). Кроме того, в котельных агрегатах используют и горизонтальные конвективные пароперегреватели (рис. 52, *в*).

В зависимости от нагрузки котла и температуры питательной воды, коэффициента избытка воздуха в топке, величины продувки котла и отбора насыщенного пара, а также от степени шлакования поверхностей нагрева котла, размещенных перед перегревателем, температура перегретого пара может резко меняться. Для поддержания неизменного уровня ее регулируют различными методами.

Температура пара в котлах с давлением 1,4 и 2,4 МПа не регулируется, а с давлением 3,9 МПа регулируется поверхностными пароохладителями (рис. 53), которые работают на котловой или питательной воде, просты и надежны в эксплуатации. Регулирование перегрева пара осуществляется изменением количества котловой или

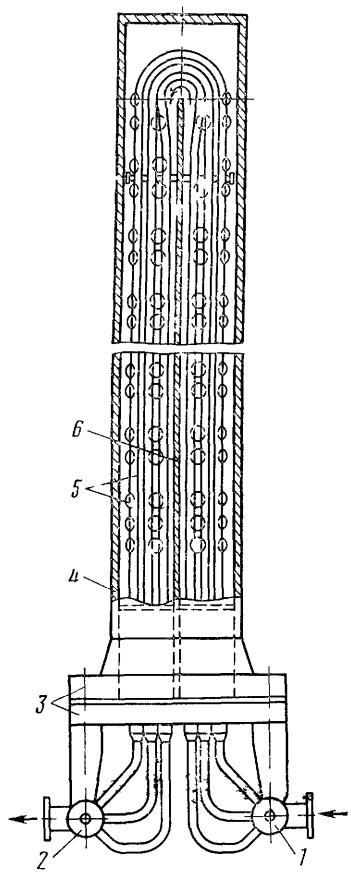


Рис. 53 Поверхностный пароохладитель регулирования температуры перегретого пара:
1 и *2* — входной и выходной коллекторы охлаждающей воды, *3* — фланцы, *4* и *5* — корпус и змеевик пароохладителя, *6* — перегородка паровой части. Стрелками указаны вход и выход пара

питательной воды, подаваемой в пароохладитель. Охлаждающая вода поступает в пароохладитель через коллектор *1*, а через выходной коллектор *2* отводится в паровое пространство барабана котла. Пароохладители размещают либо до перегревателя, либо после него, либо в его рассечке. Наиболее надежным является последний способ размещения.

Пароперегреватель должен иметь: манометр, предохранительный клапан, устанавливаемый со стороны перегретого пара, запорный вентиль для отключения пароперегревателя от паровой магистрали, прибор для измерения температуры перегретого пара, устанавливаемый на выходе пара из перегревателя, на штуцере коллектора или на пароотводящей трубе. расходомер, дренажи, впрыскивающие пароохладители и паровые теплообменники.

При наличии регулятора температуры перегретого пара приборы для измерения температуры размещают перед регулятором и за ним.

§ 35. ВОДЯНЫЕ ЭКОНОМАЙЗЕРЫ

Тепло, заключенное в уходящих дымовых газах, можно частично использовать путем подогрева питательной воды в водяном экономайзере. Подогрев воды в экономайзере целесообразен, так как обеспечивает экономию топлива и работу котла в более благоприятных температурных условиях.

Применяют экономайзеры индивидуальные, предназначенные для одного котла, и групповые — для нескольких котлов. Для рабочего давления 2,4 МПа (24 кгс/см^2) экономайзеры изготовляют из чугуна, а выше 3,9 МПа (40 кгс/см^2) — из стали.

По ходу воды экономайзер устанавливают между насосом и котлом. При подогреве воды в чугунном экономайзере не следует доводить ее до кипения во избежание разрушения экономайзера. Кроме того, могут возникать гидравлические удары, приводящие к разрыву труб. Поэтому нагрев воды в индивидуальном экономайзере должен быть на 20°С ниже температуры кипения воды, а групповой — на 40°С.

На рис. 54, *а, б* показана установка одноколонкового экономайзера ВТИ за котлом ДКВР-10-14, который может использоваться в котлах других конструкций. Колонка состоит из ребристых труб *3*. Несколько горизонтальных рядов (до восьми) труб образуют группы, которые компонуют в одну колонку или две, разделенные металлической перегородкой. Группы собирают в каркасе с глухими стенками, состоящими из изоляционных плит, обшитых металлическими листами. Торцы экономайзеров закрывают съемными металлическими щитами. Экономайзеры снабжены стационарными обдувочными устройствами *2*, встроенными в блоки.

Вода, нагнетаемая насосом в крайнюю нижнюю трубу нижнего ряда, последовательно проходит все трубы *12* экономайзера и отводится из крайней трубы верхнего ряда через соединительную трубу в барабан *10* котла. Для улучшения теплообмена движение воды

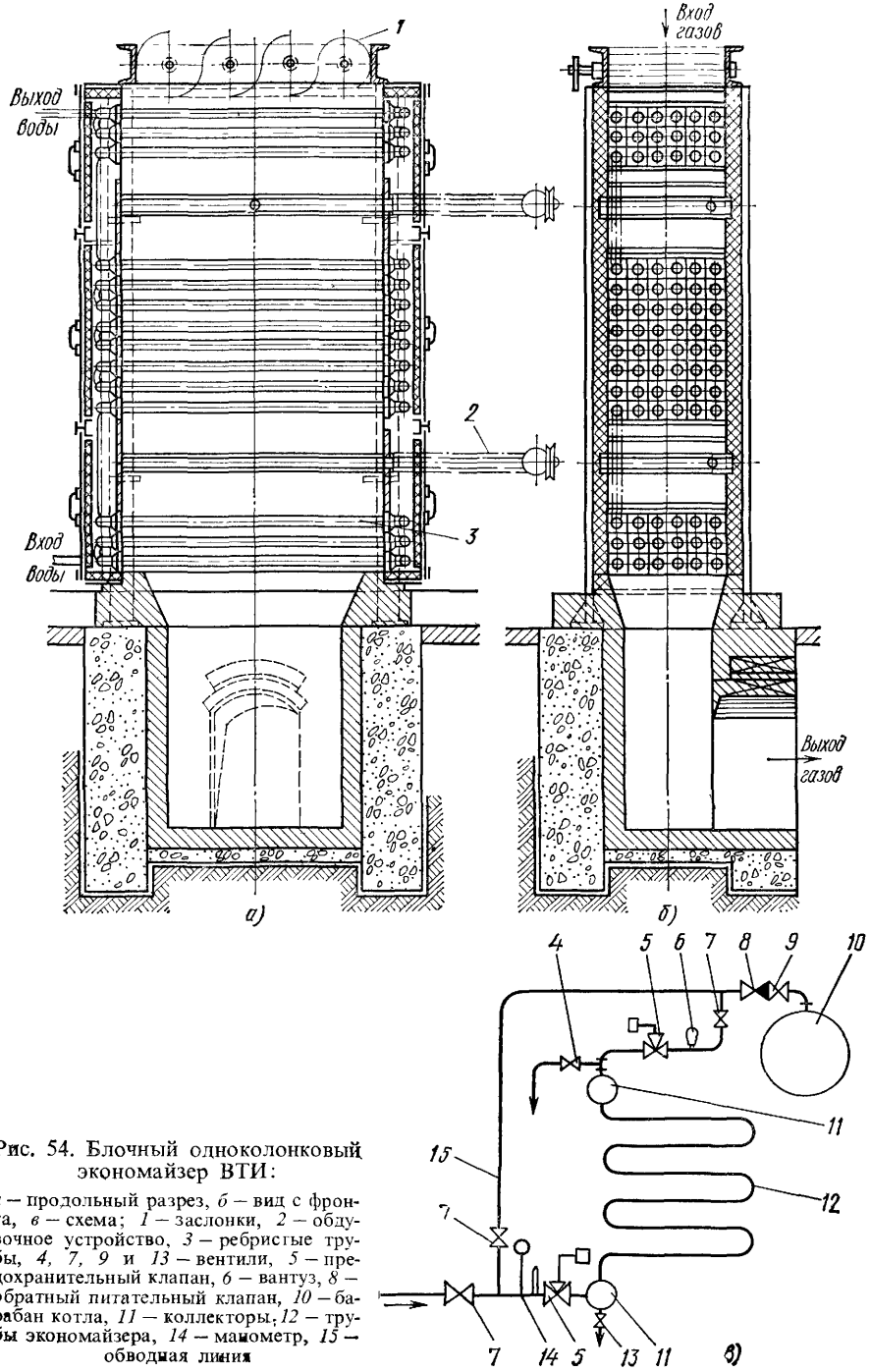


Рис. 54. Блочный одноколонковый экономайзер ВТИ:

а — продольный разрез, *б* — вид с фронта, *в* — схема; *1* — заслонки, *2* — обдувочное устройство, *3* — ребристые трубы, *4*, *7*, *9* и *13* — вентили, *5* — предохранительный клапан, *6* — вантуз, *8* — обратный питательный клапан, *10* — барабан котла, *11* — коллекторы, *12* — трубы экономайзера, *14* — манометр, *15* — обводная линия

в экономайзере происходит снизу вверх, а газов в газоходе — сверху вниз.

По нормам Котлонадзора при входе воды в экономайзер (рис. 54, *в*) и выходе ее из него должны быть установлены два предохранительных клапана *5* и два запорных вентиля *9*, причем при перекрытии запорных вентилей в системе экономайзера должен оставаться не отключенным от него хотя бы один из предохранительных клапанов. Кроме того, необходим манометр *14*, а в самой верхней части экономайзера — краники или приспособления для автоматического выпуска воздуха (вантуз *6*).

Предохранительный клапан ставят на входной линии перед запорным вентилем для защиты напорной линии от гидравлических ударов, которые могут возникнуть, например, при быстром пуске в ход поршневого нагнетательного насоса. Второй предохранительный клапан устанавливают в самой верхней точке экономайзера на выходной линии для выпуска воды при повышении давления в экономайзере.

Питательная линия присоединяется к водяному экономайзеру таким образом, что возможно питание котла, минуя экономайзер.

Следует особо отметить ответственное значение обводного вентиля. Случайное открытие его при непереключенном потоке дымовых газов может вызвать вскипание воды в экономайзере и аварию, поэтому его следует запломбировывать в закрытом состоянии. Срывать пломбу и открывать обводной вентиль можно только в случае необходимости выключения экономайзера для ремонта или осмотра.

Закипание воды в чугунном экономайзере вызывает нарушение питания котельной установки, сопровождается гидравлическими ударами и приводит к аварии. Кроме того, стенки чугунных труб, омываемые с одной стороны газами, с другой — в одном месте водой, а в другом — паром, получают дополнительные напряжения от неравномерного прогрева, что, в свою очередь, вызывает образование трещин в металле. Поэтому экономайзеры должны иметь обходной боров. Через него же пропускаются дымовые газы в период растопки котла.

Стальные водяные экономайзеры состоят из труб, согнутых в виде змеевиков, ввальцованных или вваренных в коллекторы круглого и квадратного сечений. Эти экономайзеры изготовляют двух типов: некипящего и кипящего (рис. 55).

На рис. 55, *а* показан общий вид стального трубчатого водяного экономайзера, который состоит из нижнего входного коллектора *2*, труб *3* и верхнего выходного коллектора *4*. На рис. 55, *б* приведена схема включения некипящего экономайзера. Эти экономайзеры должны иметь возможность отключаться от котла как по водяной, так и по газовой стороне, для чего у них обязательно делают обводной трубопровод питания *10* и обводной газоход помимо экономайзера. На питательном трубопроводе как перед барабаном, так и перед входным коллектором экономайзера устанавливают запорные вентили *7* и обратные клапаны *8*. На выходном коллекторе

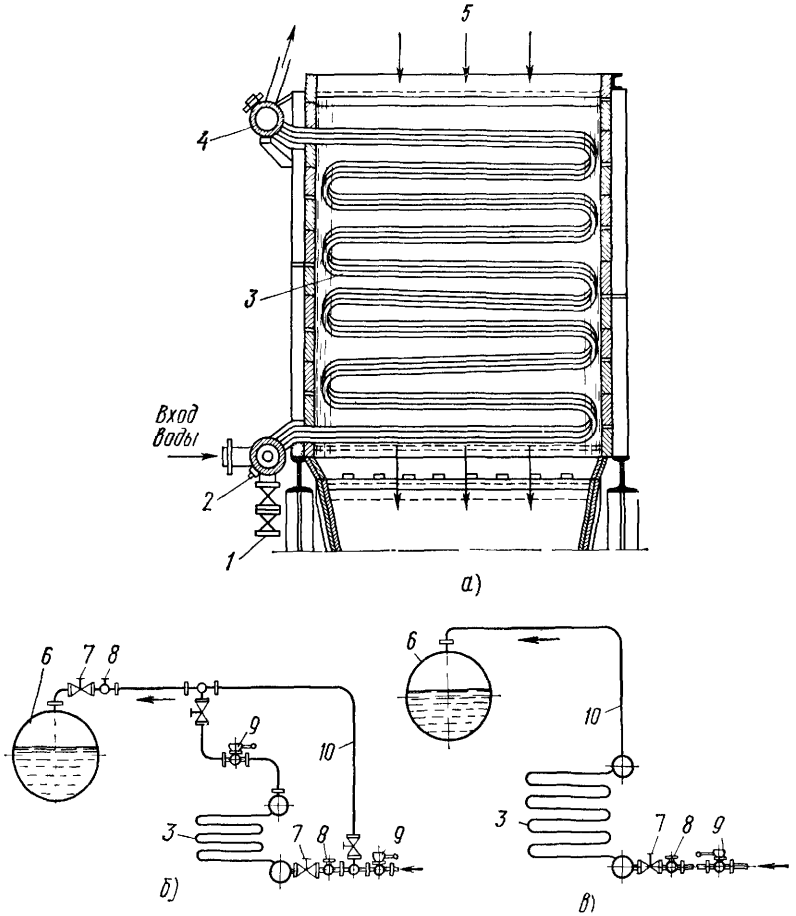


Рис. 55. Стальной трубчатый экономайзер:

а — общий вид, *б* — схема включения некипящего экономайзера, *в* — схема включения кипящего экономайзера, *1* и *7* — спускной и запорный вентили, *2* — входной коллектор, *3* — трубы экономайзера, *4* — выходной коллектор подогретой воды, *5* — вход газов, *6* — барабан котла, *8* и *9* — обратный питательный и предохранительный клапаны, *10* — обводной трубопровод питания

водяного экономайзера обязательно монтируют предохранительный клапан *9*.

На рис. 55, *в* показана схема включения кипящего экономайзера. Такие экономайзеры не отключаются ни по водяной, ни по газовой стороне. Вся питательная и запорная арматура, а также и обратный клапан *8* устанавливают до входного коллектора *2* экономайзера. Между экономайзером и барабаном никакой арматуры не монти-

руют, чтобы не мешать свободному выходу пара, образующегося в экономайзере, при перегреве воды свыше допустимой температуры.

§ 36. ВОЗДУХОПОДОГРЕВАТЕЛИ

В современных котельных установках воздухоподогреватель играет существенную роль: воспринимая тепло от уходящих газов и передавая его воздуху, он уменьшает потерю его с уходящими газами. Подогретый воздух от воздухоподогревателя направляется в топку котла, улучшая условия сгорания топлива. При этом увеличиваются температура горения и коэффициент полезного действия установки. Поэтому подогрев воздуха в современных котельных при использовании влажных топлив, а также трудно загорающихся антрацитов и тощих углей является необходимым мероприятием.

При установке воздухоподогревателей требуются искусственная тяга и дутье, т. е. установка дымососа и вентилятора для подачи воздуха в топку.

При наличии в котельной установке экономайзера и воздухоподогревателя первым по ходу газов устанавливают экономайзер, а вторым — воздухоподогреватель; тот же порядок в размещении сохраняется при выполнении воздухоподогревателя по двухступенчатой схеме: вторая ступень устанавливается в рассечку между ступенями водяного экономайзера.

Воздухоподогреватели бывают двух типов: рекуперативные и регенеративные.

Рекуперативный воздухоподогреватель Барнаульского завода показан на рис. 56.*а*. К двум трубным доскам *1* привариваются или развальцовываются в них трубы *2*, по которым проходят сверху вниз уходящие газы. Воздух направляется по горизонтальным газоходам. Воздухоподогреватели изготовляют двух-, трех- и четырехходовыми. Для облегчения очистки поверхности нагрева от золы и сажи газы направляются сверху вниз.

Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель РВП Белгородского котельного завода (рис. 56.*б*) представляет собой вертикальный цилиндрический ротор, заполненный набивкой и заключенный в неподвижный цилиндрический корпус. Вдоль оси ротора проходит вал, укрепленный в подшипниках и вращающийся от электродвигателя. Дымовые газы проходят через одну часть ротора сверху вниз, а воздух через другую — снизу вверх. Ротор вращается, вследствие чего все его элементы попеременно нагреваются проходящими между ними дымовыми газами, а затем охлаждаются потоком воздуха, отдавая ему тепло, полученное от дымовых газов.

Преимуществами регенеративных воздухоподогревателей являются их компактность и небольшая масса, а недостатком — трудность изготовления и создания надежных уплотнений, в результате чего подсос воздуха и газоход котла в регенеративном воздухоподогревателе больше, чем в трубчатом.

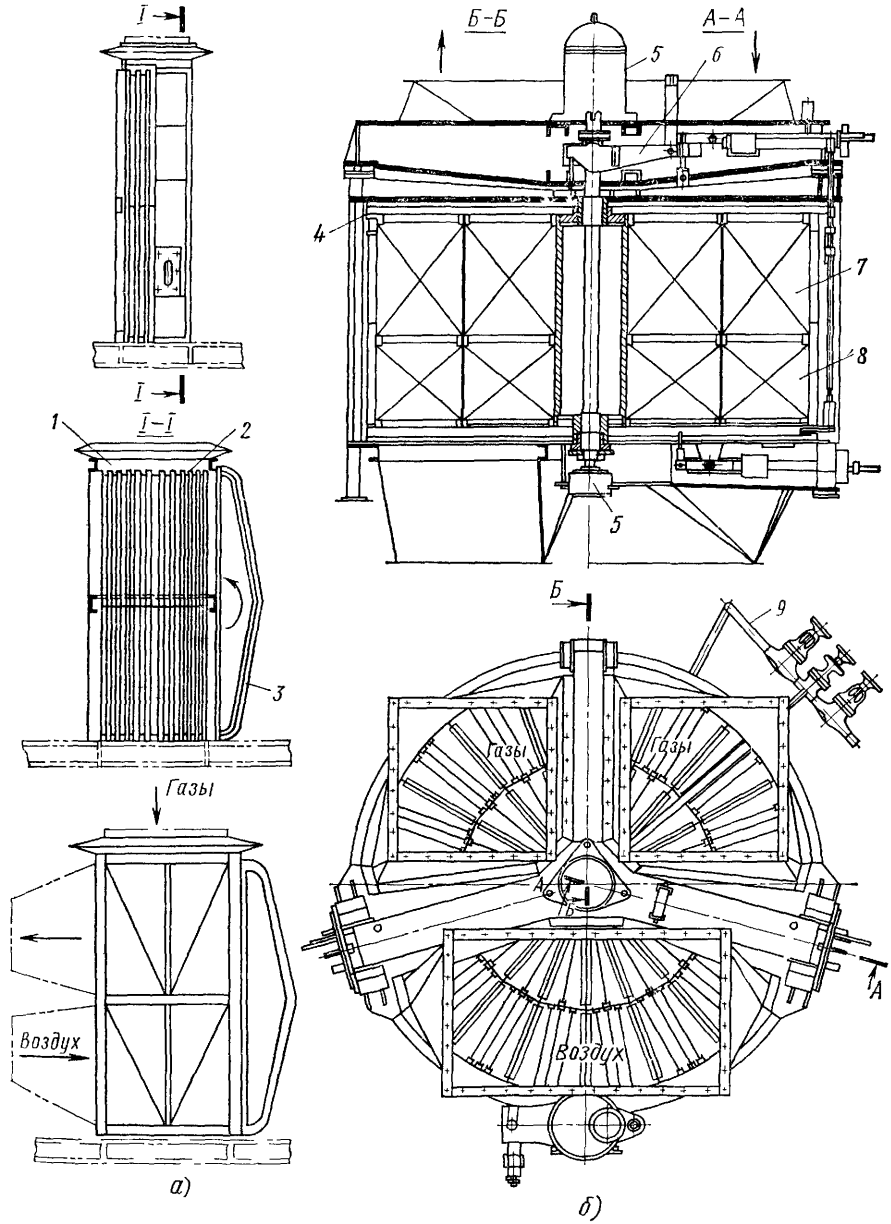


Рис. 56. Воздухоподогреватели:

а – стальной гладкотрубный рекуперативный, *б* – регенеративный вращающийся (РВП); *1* – трубные доски, *2* – трубы, *3* – короб, *4* – набивка, *5* и *6* – опоры и механизм подъема ротора, *7* и *8* – нагревательные листы горячей и холодной частей, *9* – трубопровод обдувки

§ 37. КАРКАС И ОБМУРОВКА

Каркасом котельного агрегата называют металлическую конструкцию, поддерживающую барабан котла, испарительные поверхности нагрева и другие устройства котельного агрегата. пароперегреватель, водяной экономайзер, воздухоподогреватель, лестницы и помосты, а также обмуровку.

Каркас котельного агрегата экранного типа (рис. 57) состоит из вертикальных колонн *2*, соединенных между собой горизонтальными балками *6*, которые для предотвращения продольного изгиба колонн связаны раскосами и крестовинами. На отдельных уровнях

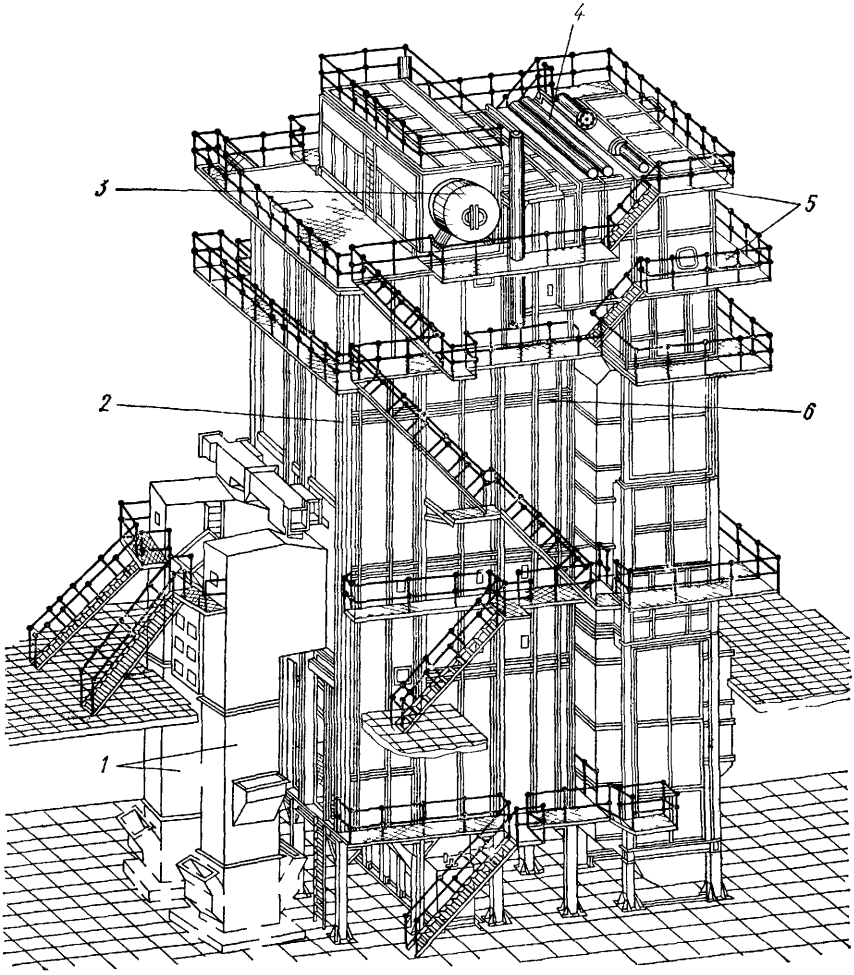


Рис 57 Каркас котельного агрегата:
1 — мельничные шахты, *2* — колонна, *3* — барабан, *4* — коллекторы, *5* — площадки, *6* — горизонтальные балки

каркаса устанавливают площадки 5. Каркас в целом ставят на бетонный фундамент.

Барабан 3 котла, коллекторы 4 экранов, пароперегреватель, водяной экономайзер и воздухоподогреватель при нагреве удлиняются, поэтому во избежание возникновения в них больших температурных напряжений их устанавливают на специальных опорах, закрепленных на горизонтальных балках, или подвешивают к этим балкам.

В котлах небольшой паропроизводительности, например в ДКВР, каркаса не изготовляют; масса котла передается непосредственно на опорную раму, а для укрепления обмуровки делают металлическую обвязку.

Обмуровкой котельного агрегата называют стенки, отделяющие топочную камеру и газоходы от окружающей среды. Кроме того, обмуровка служит для направления движения потока дымовых газов в пределах котельного агрегата.

Выбор типа обмуровки зависит от паропроизводительности котла, его размеров и конструкции, от системы топочного устройства и др. Для газоходов, в которых температура внутренней стороны обмуровки не превышает 600°С, применяют красный кирпич, а при температуре свыше 600°С – огнеупорный шамотный кирпич.

Обмуровки бывают тяжелые, облегченные и легкие. По способам крепления их делят на свободностоящие (на фундаментах), каркасные (опирающиеся на каркас) и натрубные (висящие на трубах).

Обмуровку выполняют так, чтобы она при нагревании могла беспрепятственно расширяться во всех направлениях. Внутренняя часть обмуровки подвергается воздействию высоких температур, нагревается сильнее, чем наружная, и выполняется из огнеупорного кирпича. Наружную часть кладки выполняют из красного кирпича. Применяют также наружную металлическую обшивку.

Котельный агрегат имеет обмуровку вертикальных стен, потолочных покрытий, подвесных сводов, золовых воронок и пода. Обмуровка вертикальных стен бывает свободностоящей, массивной, облегченной накаркасной, щитовой и натрубной (рис. 58).

Свободностоящую обмуровку (рис. 58, *а*) выполняют толщиной не менее чем в два кирпича на специальной раме. Каждый вид кирпича обмуровки располагают в самостоятельном ряду, но для ее предохранения от расслоения и выпучивания футеровки внутри газохода огнеупорную кладку через каждые 5–8 рядов перевязывают с кладкой из красного кирпича *1* путем выпуска всего ряда огнеупорной кладки на полкирпича в кладку из красного кирпича. Кирпичную массивную обмуровку (рис. 58, *б*) выполняют обычно в котельных агрегатах небольшой паропроизводительности.

Облегченную накаркасную обмуровку (рис. 58, *в*) вертикальных стен осуществляют в котельных агрегатах паропроизводительностью 50–75 т/ч и выше. Облегченная обмуровка состоит из слоя нормального шамотного кирпича *2*, укладываемого в полкирпича или в один кирпич, а также фасонного кирпича *6*, образующего футеровку, слоя легковесной теплоизолирующей шамотной массы *10*

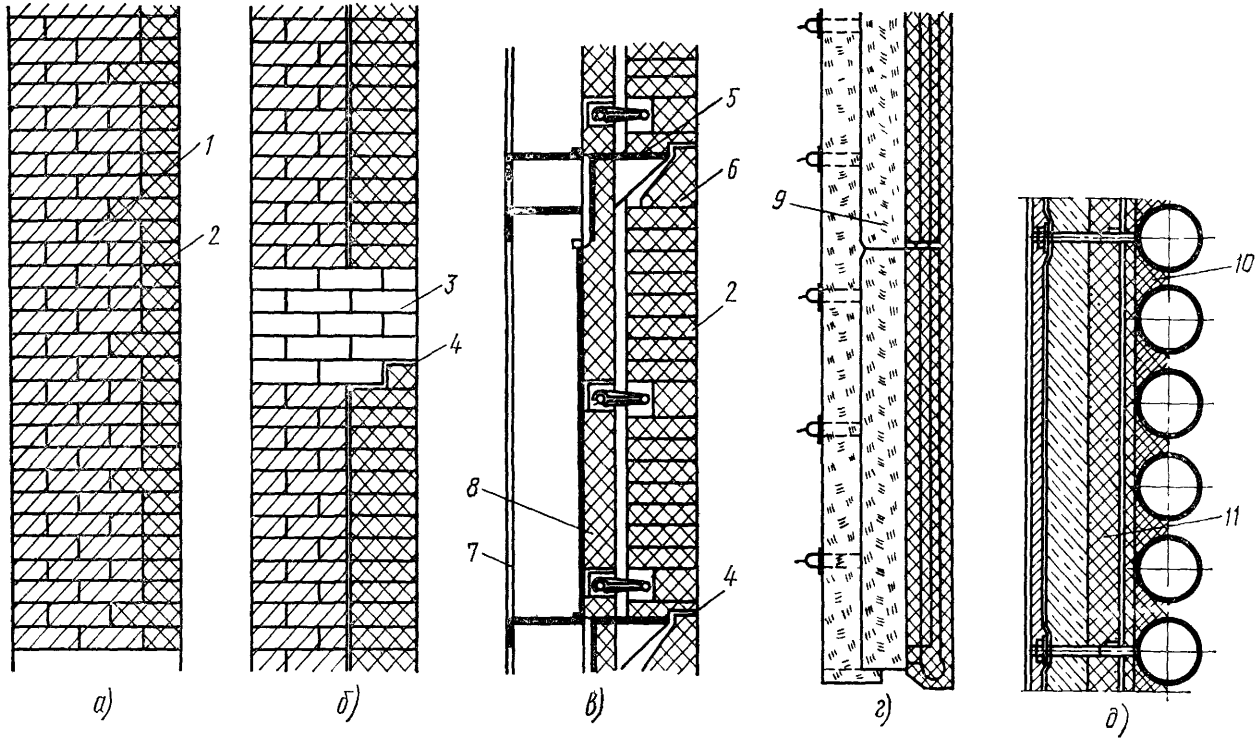


Рис. 58. Обмуровка котельного агрегата:

а — свободностоящая, *б* — массивная, *в* — облегченная накаркасная, *г* — щитовая, *д* — натрубная; *1* и *2* — красный и шамотный кирпич, *3* — перевязочный ярус, *4* — температурный шов, *5* и *6* — фасонный шамотный кирпич, *7* — металлическая обшивка, *8* — разгрузочный пояс, *9* и *11* — теплоизолирующие и теплоизоляционные плиты, *10* — хромитовая или шамотная масса

или плит *9*. Для придания обмуровке необходимой устойчивости ее связывают с каркасом котла разгрузочными притягивающими поясами *8*.

Щитовую обмуровку (рис. 58, *г*) выполняют в виде отдельных прямоугольных щитов из различных видов бетона, которые укрепляют на каркасе котла. Щит делают многослойным, слой, обращенный в газоход, выполняют из огнеупорного бетона, армированного стальной сеткой.

Натрубная обмуровка (рис. 58, *д*) крепится непосредственно к трубам и состоит из слоя хромитовой или шамотной массы *10*. Следующий слой делают из легкого термоизоляционного материала, затем укладывают теплоизоляционные плиты *11* и производят газонепроницаемую обмазку.

Топочные камеры и газоходы современных котельных агрегатов выполняют из огнеупорных теплоизоляционных бетонов.

Обмуровку холодной воронки изготовляют из огнеупорного бетона. Основой этой обмуровки служит металлический каркас. Обмуровка пода топок для сжигания мазута и газа почти аналогична по конструкции обмуровке холодной воронки.

§ 38. АРМАТУРА КОТЛОВ

На всех элементах и трубопроводах котельного агрегата и его вспомогательных устройствах, заполненных рабочим телом и находящихся под давлением, устанавливается соответствующая арматура. К арматуре относят устройства и приборы для управления работой элементов и частей котельной установки, находящихся под давлением, для включения, регулирования и отключения трубопроводов воды, пара или предохраняющие от превышения давления, а также контрольные приборы котлоагрегата (водоуказательные стекла для наблюдения за уровнем воды в барабане).

Основной арматурой, установленной на котлоагрегате, являются задвижки, вентили и клапаны. По способу соединения с трубопроводами арматуру разделяют на фланцевую, муфтовую и вварную. В местах соединения арматуры с фланцами ставят прокладки или уплотнения.

Для контроля уровня воды в паровом котле применяют водоуказательные приборы (рис. 59). Каждый паровой котел должен иметь не менее двух водоуказателей. У котлов паропроизводительностью менее 0,7 т/ч разрешается устанавливать один водоуказатель и два пароводопробных крана (рис. 59, *в*), один из которых помещают на низшем уровне воды в котле, т. е. на 100 мм выше огневой линии, другой — на высшем.

Чаще всего используют водоуказатель с плоскими стеклами «Клингер», вставленными на прокладке в рамку (рис. 59, *а*). Плоские стекла имеют сложное устройство, но удобны и безопасны в работе. Они лопаются редко, оставаясь при этом в металлической рамке и не разлетаясь на куски, вследствие чего для этих стекол не нужны ограждения. На внутренней стороне стек-

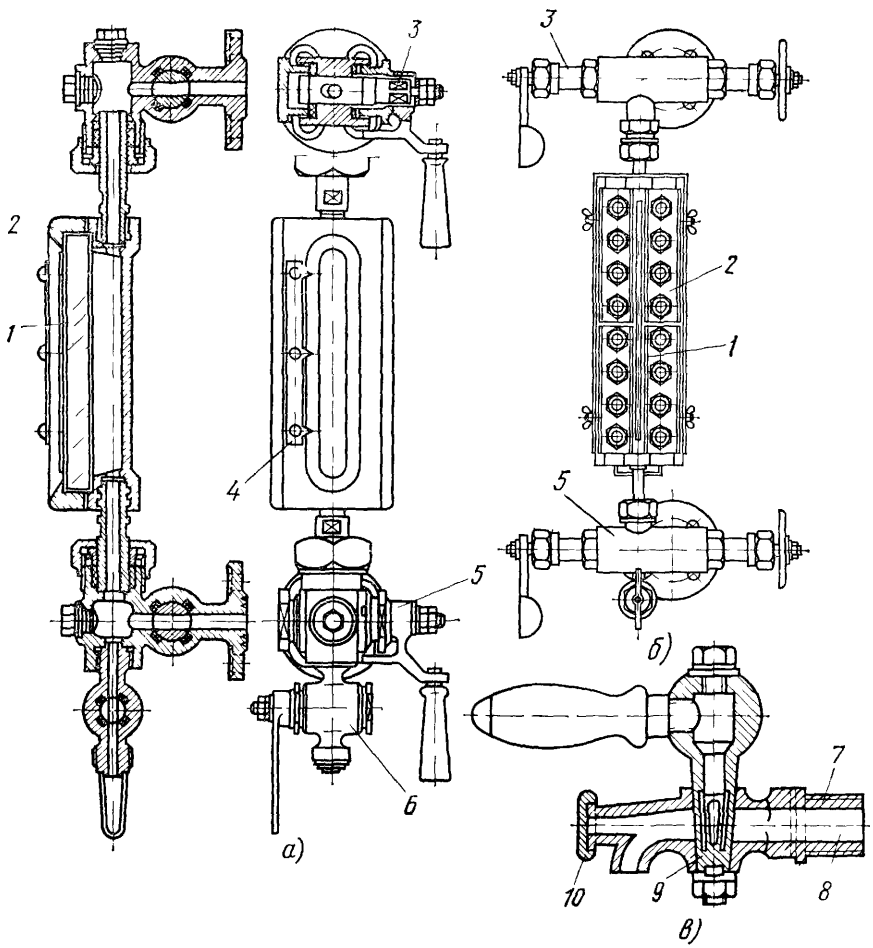


Рис 59. Водоуказатели (*а* — с плоским стеклом, *б* — со слюдяными пластинками) и пароводопробный кран (*в*)

1 — стекло, *2* — металлическая рама, *3* — паропробный кран, *4* — указатель уровня воды, *5* — водопробный кран, *6* — спускной кран, *7* — корпус крана, *8* — канал, *9* — пробка крана с ручкой, *10* — заглушка для прочистки канала крана

ла имеются продольные риски, благодаря которым вода в стекле кажется темной, а пар — светлым, т. е. создается отчетливая граница между темной полосой воды и светлой полосой пара над ней. Такие стекла устанавливают на паровых котлах с давлением до 2,4 МПа (24 кгс/см^2) включительно.

Для котлов с давлением 3,9 МПа (40 кгс/см^2) применяют водоуказатели с гладкими стеклами (рис. 59, *б*), но на них со стороны воды накладывают слюдяные пластинки (5 шт.) толщиной по 0,3 мм для предохранения стекла от агрессивного воздействия воды и пара.

На паровых котлах с высоко расположенными водоуказательными приборами (более 6 м от пола котельной), когда затруднительно или даже невозможно наблюдение за уровнем воды в водоуказательном стекле, применяют сниженные указатели уровня воды, которые делят на механические и гидравлические.

Механический указатель (рис. 60, *а*) состоит из стального цилиндрического сосуда *1*, соединенного двумя трубками *8* и *9* с водяным и паровым пространствами барабана котла. К нижнему концу сосуда присоединена вертикальная трубка *4*, на нижнем конце которой закреплен указатель *6*, состоящий из двух плоских стекол, расположенных одно против другого и заключенных в металлическую оправу. Водоуказатель размещается на высоте примерно 1,5 м от пола котельной. В сосуде помещается полый поплавок *2*, частично заполненный водой для уравновешивания наружного давления. К поплавку подвешен металлический стержень *7*, нижний конец которого находится в пространстве между стеклами указателя. По положению конца этого стержня и судят о высоте уровня воды в барабане котла. Для лучшей видимости уровня воды за указателем помещают лампу с рефлектором, освещающую стекло. Такие указатели уровня воды изготовляют также с дистанционной передачей при помощи электроизмерительного прибора, по показаниям которого судят о высоте уровня воды в котле.

Гидравлические сниженные указатели уровня воды в котле (рис. 60, *б*), основанные на принципе измерения давления двух водяных столбов, получили наиболее широкое применение в котельных установках среднего давления.

Каждый паровой котел должен быть снабжен двумя независимыми предохранительными клапанами, которые устраивают так, чтобы давление пара в котле не могло превышать допускаемое рабочее. Предохранительные клапаны выпускают излишний пар при чрезмерном повышении давления, т. е. когда стрелка манометра переходит за красную черту.

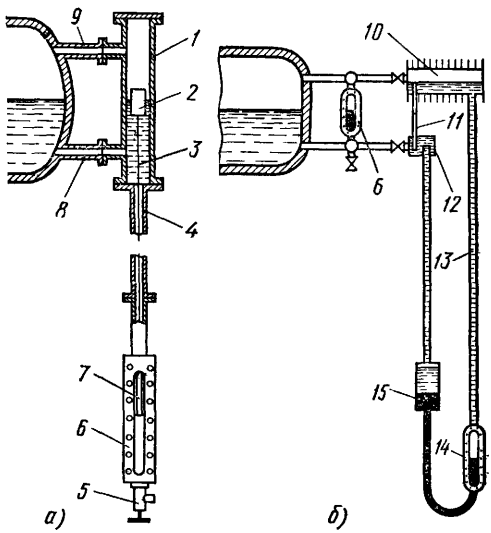


Рис. 60. Сниженные указатели уровня воды:
а — поплавковый механический, *б* — гидравлический; *1* и *10* — стальной и конденсационный сосуды, *2* — поплавок, *3* — трос, *4*, *8* и *9* — соединительные трубки, *5* — вентиль, *6* — указатель, *7* — стержень, *11* — переливная трубка, *12* — грязевик, *13* — спускные трубки к сниженному указателю, *14* — указательное стекло, *15* — резервуар с тяжелой жидкостью

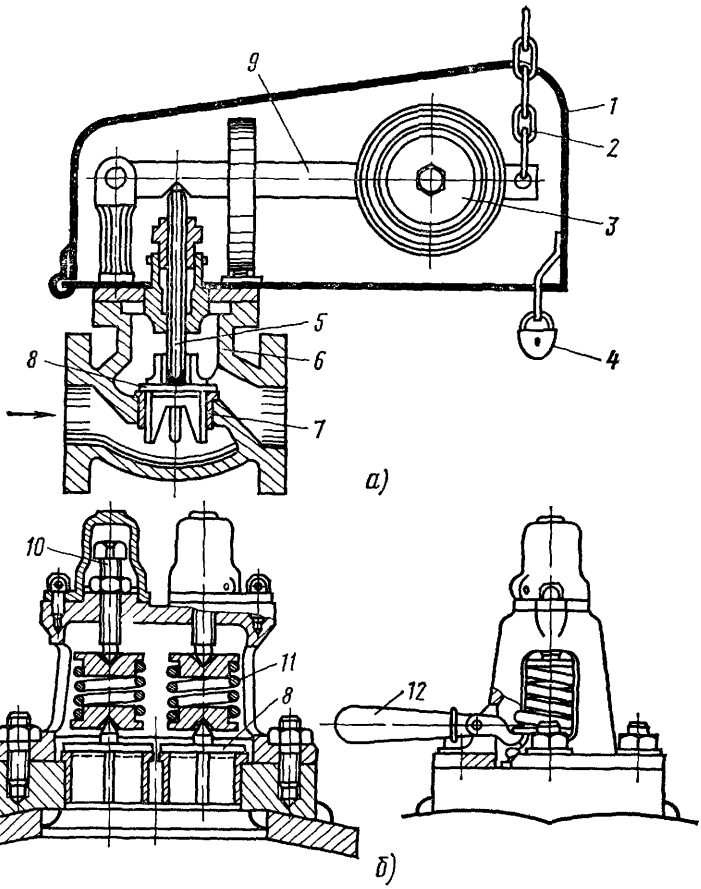


Рис. 61 Предохранительные клапаны:

а — рычажный грузовой, *б* — пружинный, *1* — кожух для контрольного предохранительного клапана, *2* — цепочка для продувки контрольного клапана, *3* — груз, *4* — замок, *5* — шток, *6* — корпус, *7* — седло, *8* — тарелка, *9* — рычаг, *10* — нажимной винт, *11* — пружина, *12* — ручка для открывания клапана

Предохранительные клапаны на паровых котлах с давлением пара до 3,9 МПа (40 кгс/см^2) могут быть рычажными или пружинными. В передвижных паровых котлах применяют пружинные, а в стационарных — преимущественно рычажные клапаны.

На рис. 61, *а* показан рычажный предохранительный клапан. Выход пара из клапана закрывается тарелкой *8*, которая грузом *3* прижимается к седлу *7*, вставленному в корпус *6*. Направляющие ребра тарелки не позволяют ей перекашиваться относительно седла. Снизу на клапан давит пар, стремясь вырваться из парового котла, сверху на клапан передается давление от груза *3*, закрепленного на конце рычага *9*. Масса груза и длина рычага подбираются таким

образом, чтобы тарелка поднималась, как только давление в паровом котле превысит допускаемое.

В пружинных предохранительных клапанах (рис. 61,*б*) давление на тарелку создает пружина *11*. Один из предохранительных клапанов на котле называется рабочим, а второй – контрольным.

Рычажный контрольный клапан заключают в футляр и закрывают на замок *4*. Для проверки работы клапана к рычагу прикрепляют цепочку *2*, которую пропускают через крышку футляра, для выхода пара в корпусе клапана имеется отверстие.

Предохранительные клапаны настраивают на рабочее давление при гидравлическом испытании и проверяют при растопке котла. После того как давление пара в паровом котле поднимется до рабочего, окончательно закрепляют грузы на рычагах или нажимные винты *10* пружинных клапанов.

Промышленностью выпускаются паровые котлы на давление 4.3 МПа (43 кгс/см^2), на которых вместо предохранительных клапанов устанавливают импульсные предохранительные устройства.

Импульсное предохранительное устройство ИПУ (рис. 62,*а*) состоит из главного предохранительного клапана с соединительными импульсными трубками *3* и *9*, импульсного клапана *8*, электромагнитов *5* и *6* и фильтров *4*. Схема работы импульсного предохранительного устройства показана на рис. 62,*б*. При увеличении давления в барабане котла выше допустимого стрелка электроконтактного манометра *ЭКМ*, перемещаясь от одного контакта к другому, выключает ток в цепи верхнего электромагнита *ЭО*. Его сердечник втягивается в катушку, в результате чего открывается импульсный клапан *ИК*, пропуская пар по соединительным импульсным трубкам в поршневую камеру главного предохранительного клапана. После заполнения камеры паром на верхнюю плоскость поршня, находящегося в камере, действует сила

$$Q_1 = p\frac{\pi d_{\text{п}}^2}{4},$$

где p – давление пара в котле, МПа, $d_{\text{п}}$ – диаметр поршня, мм.

Нижний конец штока *14* (см. рис. 62,*а*) поршня соединен с тарелкой *11*, которая прижимается к седлу *12* давлением пара из котла. Сила, действующая на тарелку,

$$Q_2 = p\frac{\pi d_{\text{т}}^2}{4},$$

где $d_{\text{т}}$ – диаметр тарелки (уплотнительной поверхности затвора).

Поршень *15* выполняют диаметром, бо́льшим диаметра тарелки *11*, поэтому Q_1 будет больше Q_2 и поршень под действием силы $Q_1 - Q_2$ начнет перемещаться вниз, открывая тарелку, которая выпустит излишний пар из своей нижней полости *2* предохранительного устройства, сообщающейся с паровым пространством котла, в выхлопную трубу, выведенную в атмосферу.

При снижении давления пара в котле до номинального стрелка электроконтактного манометра *ЭКМ* (см. рис. 62,*б*) переместится

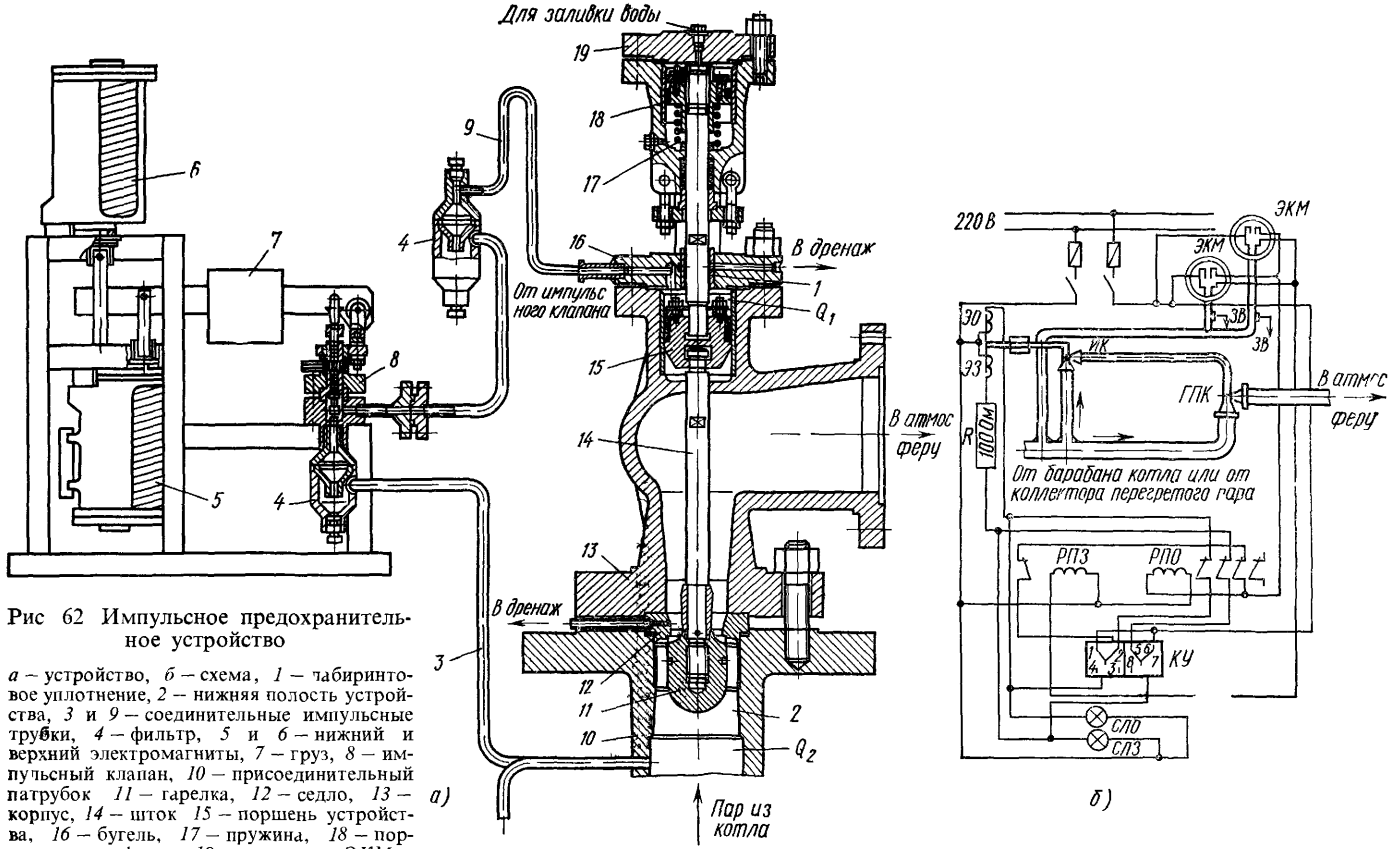


Рис 62 Импульсное предохранительное устройство

а – устройство, *б* – схема, *1* – лабиринтовое уплотнение, *2* – нижняя полость устройства, *3* и *9* – соединительные импульсные трубки, *4* – фильтр, *5* и *6* – нижний и верхний электромагниты, *7* – груз, *8* – импульсный клапан, *10* – присоединительный патрубок *11* – тарелка, *12* – седло, *13* – корпус, *14* – шток *15* – поршень устройства, *16* – бугель, *17* – пружина, *18* – поршень демпфера, *19* – крышка, *ЭКМ* – электроконтактные манометры, *ЭО* и *ЭЗ* – электромагниты, *ИК* – импульсный клапан с электромагнитом, *ГПК* – главный предохранительный клапан, *РПЗ* и *РПО* – промежуточные реле, *КУ* – ключ управления, *ЗВ* – запорный вентиль, *СЛО* и *СЛЗ* – сигнальные лампы

в обратном направлении и выключит ток в цепи верхнего электромагнита *ЭО* и включит ток в цепь нижнего электромагнита *Э3*.

До включения нижнего электромагнита импульсный клапан закрывается под действием груза 7, прекращая доступ пара в поршневую камеру главного предохранительного клапана, а последующее включение электромагнита *Э3* создает на уплотнительных поверхностях затвора удельное давление, необходимое для его плотного закрытия.

После закрытия импульсного клапана *8* (см. рис. 62, *а*) давление в поршневой камере снизится до атмосферного за счет утечки пара через лабиринтовое уплотнение *1* и дренажную трубку бугеля *16* и главный предохранительный клапан под действием давления пара в котле закроется.

При использовании электромагнитного устройства увеличивается сила прижатия тарелки импульсного клапана к седлу в несколько раз и тем самым предотвращается перетечка пара из котла в поршневую камеру. Например, у котла с давлением 25 МПа (255 кгс/см^2) удельное давление на седло клапана без электромагнитного устройства равно примерно 6,7 МПа (67 кгс/см^2), а с электромагнитным устройством – 44 МПа (440 кгс/см^2).

Пример 15. Определить разность давлений на поршень и тарелку, если давление пара в котле 4,3 МПа (43 кгс/см^2), диаметр поршня 5,5 см, а тарелки 5 см.

$$Q_1 = 4{,}3\frac{3{,}14 \cdot 5{,}5^2}{4} = 4{,}3 \cdot 0{,}78 \cdot 30 \simeq 100 \text{ МПа } (981 \text{ кг/см}^2),$$

$$Q_2 = 4{,}3\frac{3{,}14 \cdot 5^2}{4} = 4{,}3 \cdot 0{,}78 \cdot 25 \simeq 84 \text{ МПа } (824 \text{ кг/см}^2).$$

Разность давлений составит $100 - 84 \approx 16$ МПа (157 кг/см^2).

Парозапорные устройства (вентили и задвижки), предназначенные для отключения котла от потребителя воды или пара, показаны на рис. 63. В зависимости от параметров протекающей среды и размеров вентили могут соединяться с трубопроводами на фланцах, резьбе или с помощью сварки. Вентили имеют плоский или игольчатый клапан. Вентили с плоским клапаном используют в качестве запорных устройств, а с игольчатым клапаном – для дросселирования.

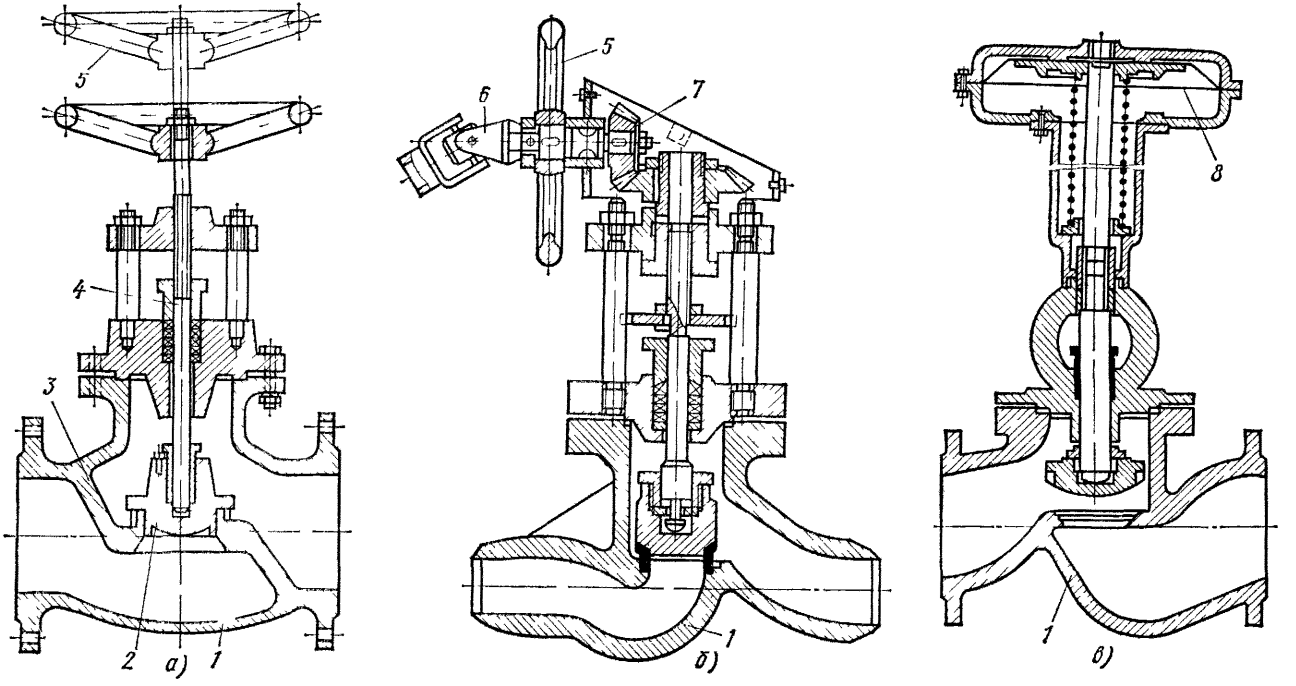
На рис. 63, *а, б, в* показаны парозапорные вентили, устанавливаемые непосредственно на паропроводе котла. Внутренняя полость корпуса *1* парового вентиля (рис. 63, *а*) разделена на две части перегородкой *3*, в которой имеется отверстие, закрываемое тарелкой *2*. Тарелка перемещается вместе со шпинделем *4*, на конце которого она закреплена.

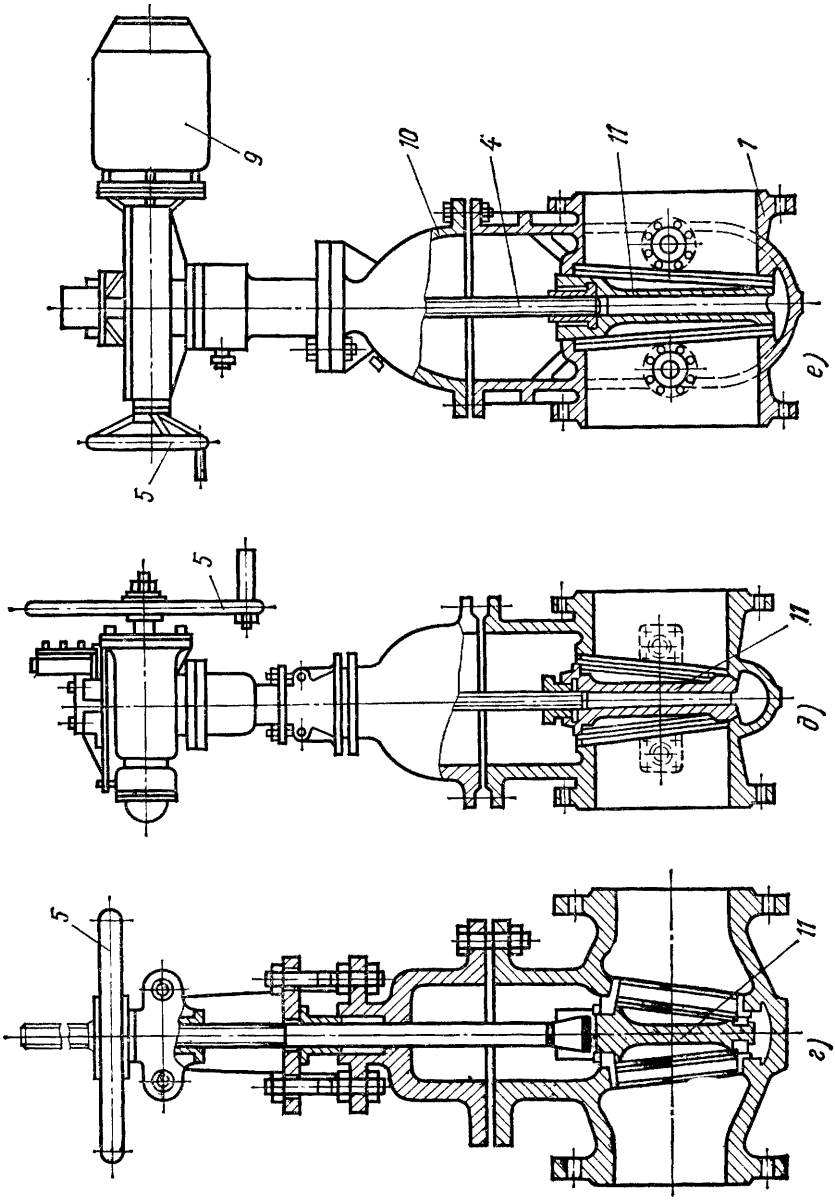
Вентиль ставят так, чтобы пар из котла шел под тарелку, стремясь поднять ее. Тарелка имеет ребра, предотвращающие ее перекашивание и неправильную посадку на седло.

Задвижки клинового типа (ручная и с приводами) показаны на рис. 63, *г, д, е*. При вращении маховика *5* (при открывании вентиля) диски *11* поднимаются вверх, а при закрывании вентиля с помощью

Рис 63 Парозапорные устройства:

а — вентиль, устанавливаемый на паропроводе *о* — стальной вентиль, вваривяемый в трубопровод *в* — вентиль с мембранным испол-нительным механизмом, *е* — ручная задвижка *д* — задвижка с редуктором, *е* — задвижка от электродвигателя, *1* — корпус, *2* — тарелка, *3* — перегородка, *4* — шпиндель, *5* — маховик, *6* — шарнир, *7* — зубчатая коническая передача, *8* — мембрана, *9* — электродвигатель, *10* — крышка, *11* — диски




9
10
4
11
1
5
е)
5
11
д)
5
11
г)

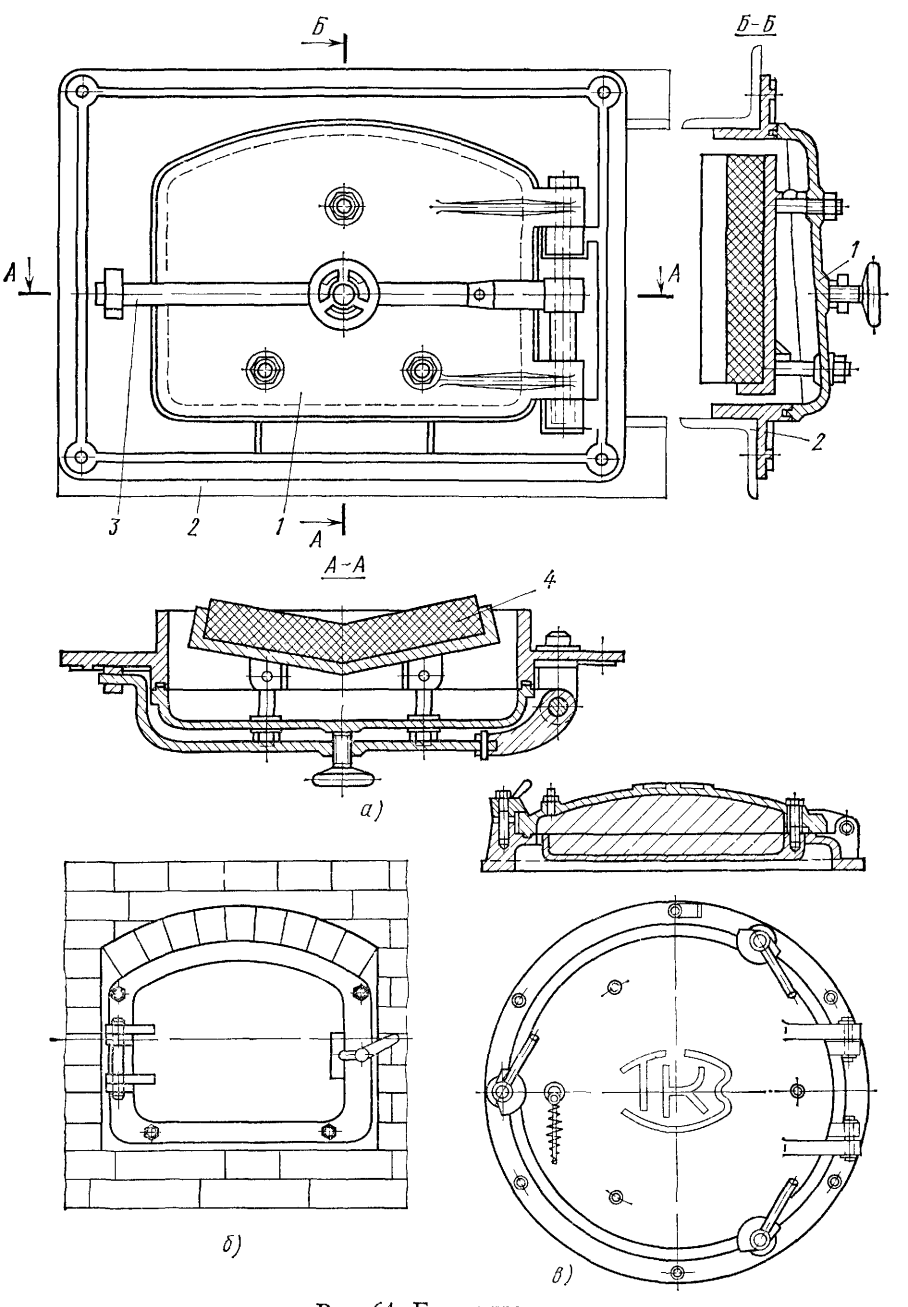
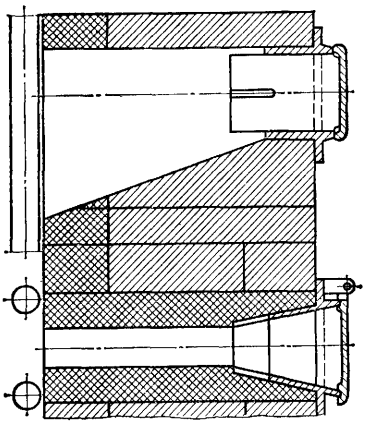
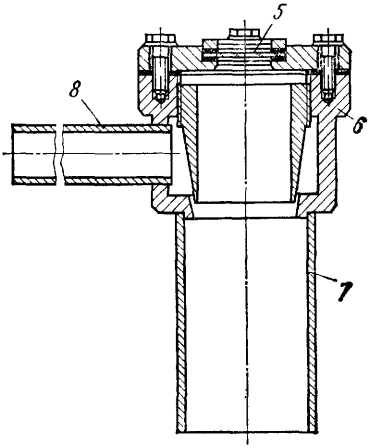


Рис. 64. Гарнитура котла:

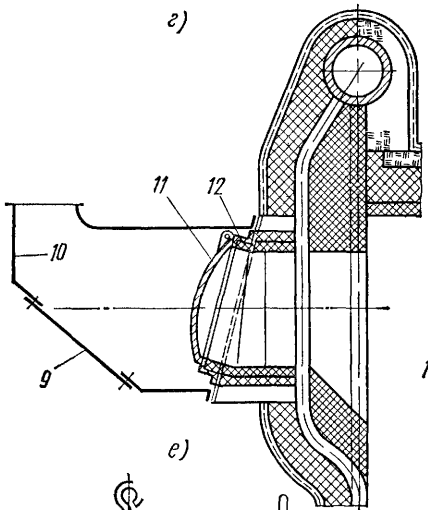
а — дверца с уплотнением и обмурованным металлическим экраном к топочным камерам, ***б*** и *в* — лазы прямоугольной и круглой формы в обмуровке для осмотра поверхностей нагрева, *г* и *д* — гляделки для топочных камер и конвективных работающих газоходов (*г* — под разрежением, *д* — с наддувом), *е* и *ж* — взрывные клапаны для установки на бо-



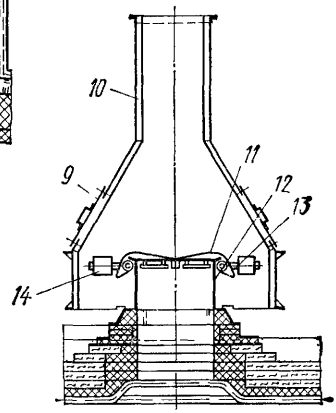
г)



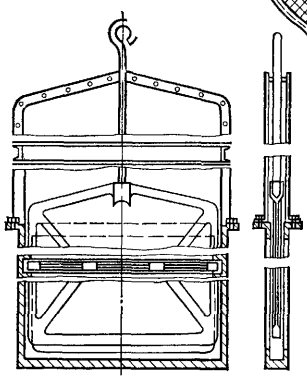
д)



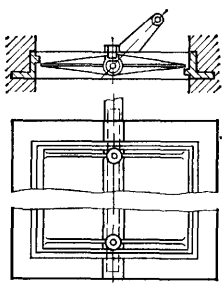
е)



ж)



з)



и)

ковых стенах и потолке котельного агрегата, *з* — шибер, *и* — поворотная заслонка; *1* — дверца, *2* — рама, *3* — щеколда, *4* — экран, *5* — стекло, *6* и *12* — корпуса, *7* — патрубок, *8* — труба для подвода воздуха, *9* — люк, *10* — отводящий короб, *11* — створка клапана, *13* — рычаг, *14* — груз

клина они прижимаются к корпусу, перекрывая проходное отверстие.

Чугунные задвижки применяют в котлах с давлением до 1 МПа (10 кгс/см^2), а стальные – для более высоких давлений и температуры среды до 200°С, а также для труб диаметром более 400 мм.

Гарнитура котельного агрегата. В гарнитуру котельного агрегата входят дверца, лазы, гляделки, взрывные клапаны, шиберы или поворотные заслонки.

Чугунную дверцу (рис. 64, *а*) обычно устанавливают при ручной загрузке топлива в топку котла. Лазы (рис. 64, *б*, *в*), закрываемые дверцами, делают в обмуровке с целью осмотра, ремонта и очистки газоходов от золы.

Для наблюдения за процессом горения топлива и конвективных газоходов в обмуровке котлоагрегата выполняют гляделки (рис. 64, *г*, *д*). Взрывные клапаны (рис. 64, *е*, *ж*) предохраняют обмуровку от разрушения при случайных хлопках в газоходах котла. С помощью чугунных дымовых шиберов (рис. 64, *з*) или поворотных заслонок (рис. 64, *и*) регулируют тягу и перекрывают боров.

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой барабан котла?
2. Что такое сепарационные устройства и на чем основан принцип естественной циркуляции воды в котле?
3. Какие пароперегреватели применяют в котельных агрегатах и в чем их отличительные особенности?
4. Какие приборы используют для регулирования перегрева пара и каково их устройство?
5. Какие водяные экономайзеры применяют для подогрева питательной воды, каковы их устройство и схемы включения?
6. Какие воздухоподогреватели используют в котельных установках, что дает горячее дутье, в чем его преимущество перед холодным дутьем?
7. Каково устройство каркаса и обмуровки котла?
8. Какую арматуру устанавливают на паровых котлах?

Глава X
ВОДОГРЕЙНЫЕ И ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

§ 39. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

В дореволюционной России собственного котлостроения практически не было и в основном потребность в паровых котлах обеспечивалась за счет импорта из Англии, Германии и других стран. Русские заводы в небольшом количестве выпускали некоторые иностранные типы котлов.

Из отечественных котлов выделялся оригинальной конструкции секционный горизонтально-водотрубный паровой котел системы В. Г. Шухова (рис. 65, *а*), построенный на Московском заводе Бари в 1891 г. Кипятильные трубы этого котла соединялись в отдельные секции *1*, которые затем комбинировались между собой и с бараба-

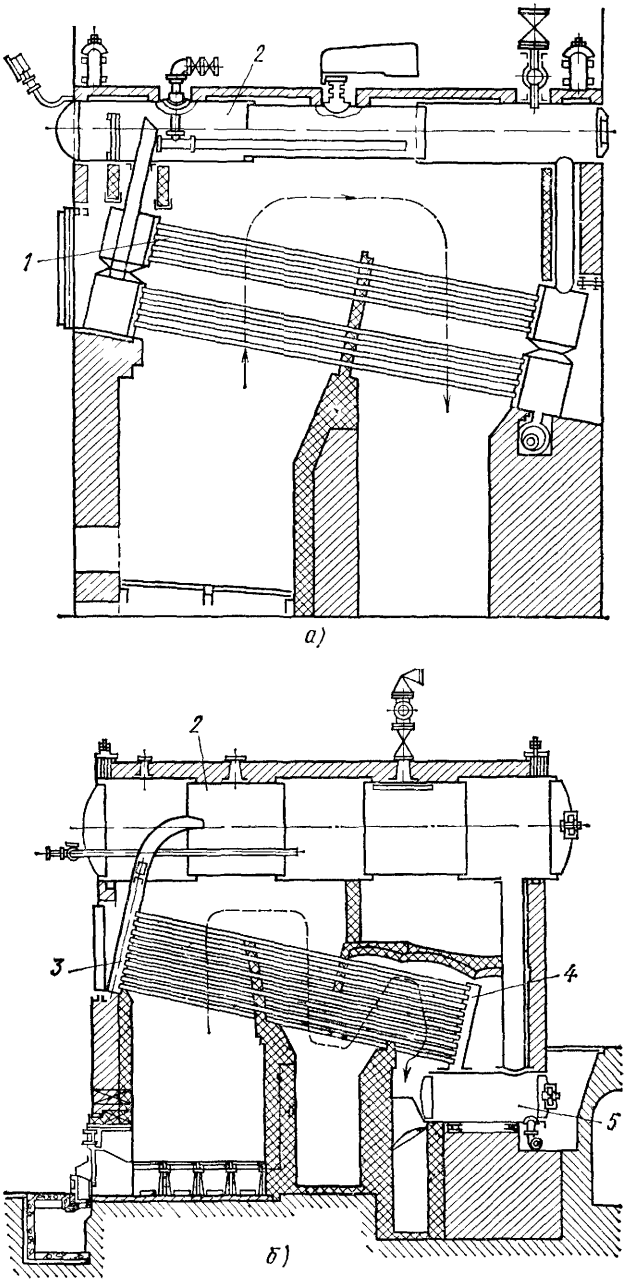


Рис. 65. Схемы развития конструкций паровых котлов:

а секционный горизонтально-водотрубный системы В. Г. Шухова, *б* – двухкамерный системы А. И. Лукина, *1* – кипятильные секции, *2* – барабан, *3* и *4* – передняя и задняя камеры, *5* – грязевик

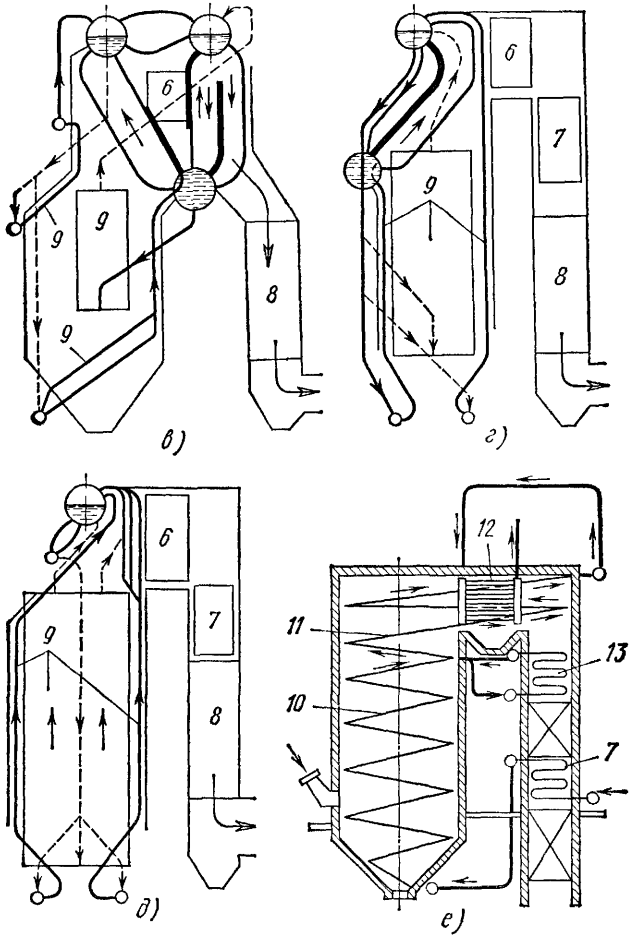


Рис. 65. Продолжение

в, *г* и *д* — вертикально-водотрубные экранные трех-, двух- и однобарабанные, *е* — прямоточный однотрубный конструкции Л. К. Рамзина; *6* — пароперегреватель, *7* — водяной экономайзер, *8* — воздухоподогреватель, *9* — топочные экраны *10* — котел, *11* — верхняя радиационная часть котла, *12* и *13* — радиационный и конвективный перегреватели

ном 2. Эти котлы получили большое распространение и изготовлялись на рабочее давление 0,8 МПа (8 кгс/см^2), в дальнейшем использовались для давлений в 1,5 МПа (15 кгс/см^2).

В послереволюционный период эти котлы производительностью от 1 до 7 т/ч продолжали выпускать до 1937 г. на том же заводе (переименованном в «Паростроя»).

В последующий период был построен двухкамерный горизонтально-водотрубный паровой котел системы А. И. Лукина

(рис. 65, *б*), однако из-за сложности изготовления и обнаружившихся недостатков эти котлы широкого распространения не получили и были сняты с производства.

В период с 1930 по 1935 г. появились трех- и двухбарабанные котлы (рис. 65, *в, г, д*), а также был создан однотрубный прямоточный котел Л. К. Рамзина (рис. 65, *е*). Котлы выпускались на давление 1,7; 2,2; 3,2 и 3,4 МПа (17, 22, 32 и 34 кгс/см^2) и производительностью от 14 до 200 т/ч с температурой перегрева пара до 425°С. Впоследствии число барабанов в котлах было сокращено до одного.

С развитием тяжелого машиностроения в первой пятилетке, в 1934—1935 гг., наша страна полностью отказалась от импорта топочно-котельного оборудования.

В настоящее время основными центрами современного котлостроения являются Таганрогский, Барнаульский и другие специализированные котельные заводы, которые обеспечивают своей продукцией потребности нашей страны и экспорт паровых котлов в социалистические страны.

Котлостроительная промышленность в СССР в соответствии с потребностями народного хозяйства выпускает свыше 60 типов различных котлов.

§ 40. ВОДОГРЕЙНЫЕ КОТЛЫ

Водогрейные котлы применяют для получения горячей воды с температурой выше 115°С. Котлостроительной промышленностью выпускается серия унифицированных водогрейных котлов КВ-ГМ, КВ-ТС и КВ-ТК (К — котел, В — водогрейный, ГМ — газомазутный, Т — на твердом топливе, С — слоевой метод сжигания, К — камерный метод сжигания), имеющих следующий диапазон по теплопроизводительности: 4,6; 7,5; 11,6; 23 и 34,8 МВт (4; 6,5; 10; 20; 30 Гкал/ч).

На рис. 66,*а* показан водогрейный котел КЗ-ЦКТИ, который снабжен цепной решеткой обратного хода *1* с пневмомеханическим забрасывателем *2*. Внутри котла имеется перегородка, разделяющая топочную камеру на топку и камеру догорания. Дымовые газы в конвективный блок *6* попадают снизу, а отводятся из него сверху.

Промежуточная стенка в топке образована верхним и нижним коллекторами *4* и соединительными трубами *7*, пространство между которыми заполнено шамотной массой. Дымовые газы из топки поступают в конвективный блок *6*, а из него в воздухоподогреватель *5*. Коэффициент полезного действия котла 85%.

Водогрейный котел КВ-ГМ-4 показан на рис. 66, *б*. Топочная камера полностью экранирована, газы из топки проходят через фестон *13* и далее обогревают конвективный пакет *11*. Котел оборудован газомазутной горелкой *16* и дробеочистительным устройством *10*.

Обмуровка котлов делается облегченной натрубной, каркас упрощенный. Котлы оборудуют системами дробеочистки конвек-

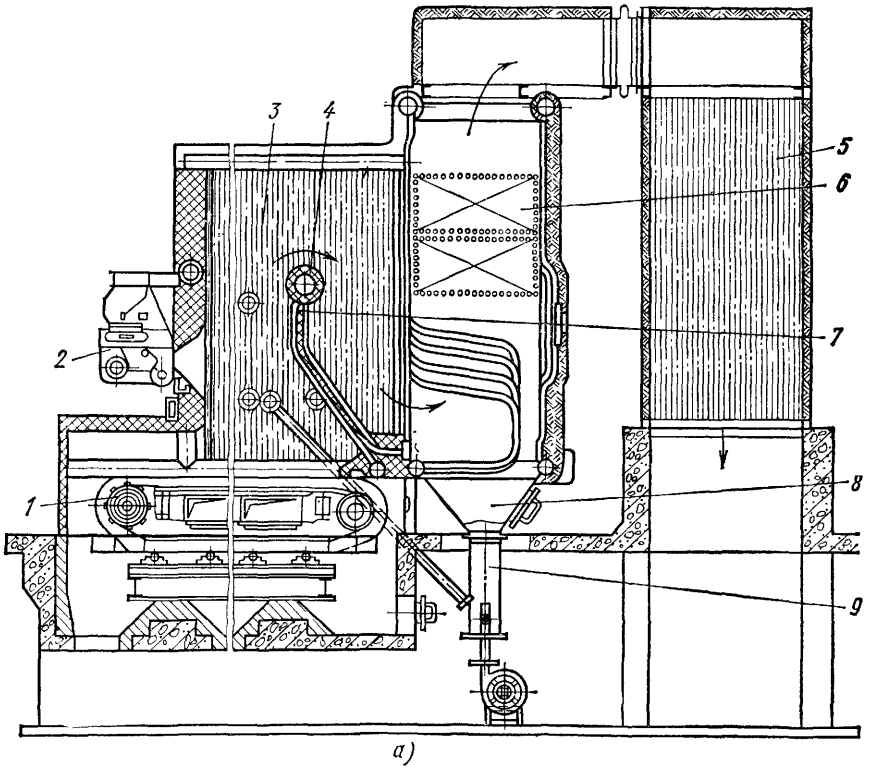
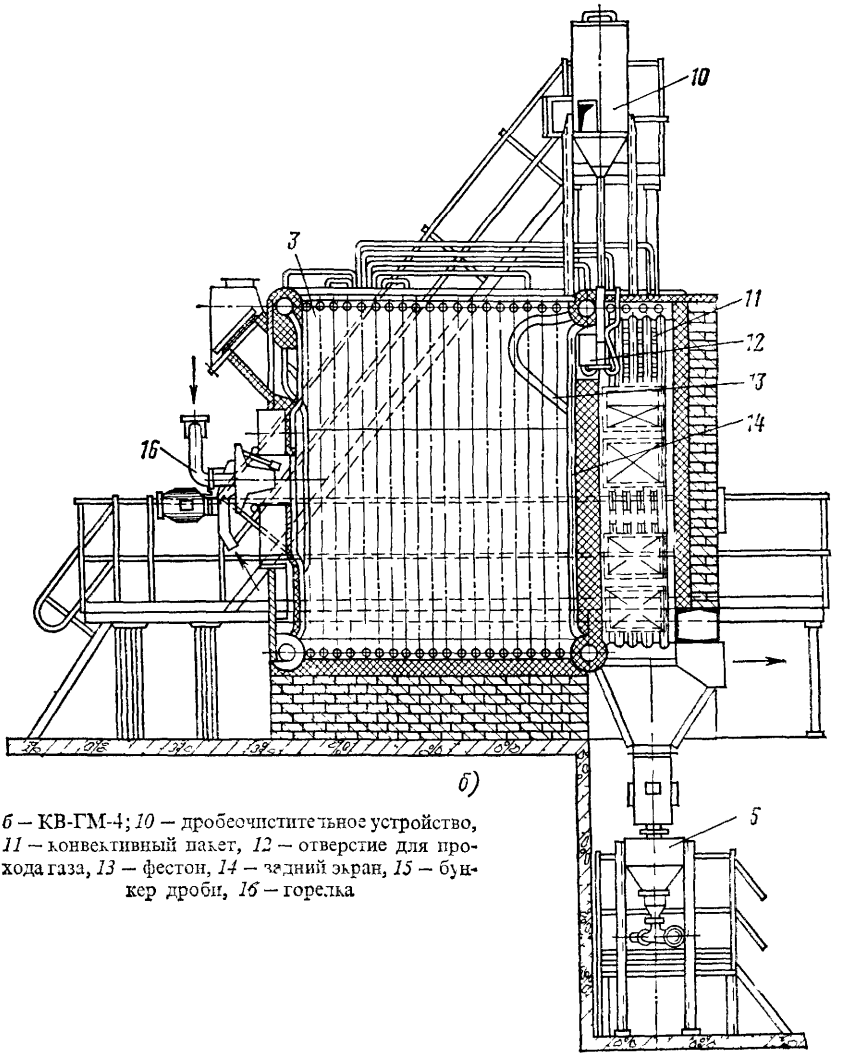


Рис. 66. Водогрейные котлы:
а – КЗ-ЦКТИ, *1* – цепная решетка обратного хода, *2* – забрасыватель топлива, *3* – экранированная боковая стенка, *4* – коллекторы, *5* – воздухоподогреватель, *6* – конвективный блок, *7* – соединительные трубы, *8* – золовой бункер, *9* – воздуховод,

тивных и обдувки радиационных поверхностей нагрева. Работа котлов регулируется с помощью автоматики. Все агрегаты разработаны для установки в закрытых и полуоткрытых котельных.

§ 41. ПАРОВЫЕ ВЕРТИКАЛЬНО-ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ КОТЛЫ

Вертикально-цилиндрические котлы изготовляли водотрубными и водотрубно-газотрубными (рис. 67, *а, б*). В настоящее время они сняты с производства, но значительное число их продолжает работать в промышленности и сельском хозяйстве. Они имеют два цилиндра, наружный *17* и внутренний *16* с верхними сферическими днищами. Во внутреннем цилиндре размещаются топка и небольшая конвективная поверхность, выполненная из наклонно расположенных пучков кипятильных труб *9*. Пучки труб ввальцовываются в стенки внутреннего цилиндра. Против труб в наружном цилин-



б — КВ-ГМ-4; *10* — дробеочистительное устройство, *11* — конвективный пакет, *12* — отверстие для прохода газа, *13* — фестон, *14* — задний экран, *15* — бункер дроби, *16* — горелка

дрическом корпусе котла имеются отверстия, закрываемые крышками *1*. Наружный и внутренний корпуса соединяются между собой цилиндрической дымовой трубой *4*, в верхней части которой расположена регулирующая дымовая заслонка *14* с приводом. Вертикальные котлы компактны, не имеют обмуровки и характерны незначительным газовым сопротивлением, но как всякий котел с внутренней топкой в основном предназначены для сжигания высокосортного твердого топлива. При сжигании жидкого, газообразного и низкосортного топлива котел устанавливают на кирпичном постаменте (рис. 67, *б*), который является в то же время топкой.

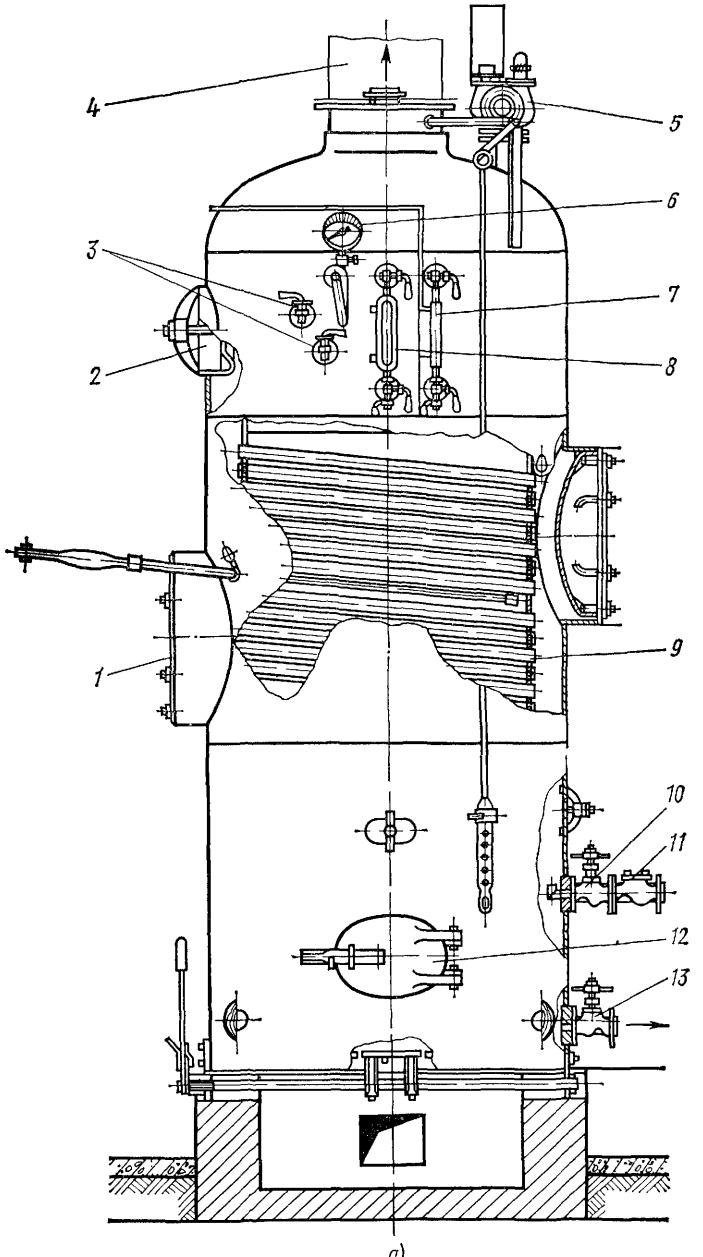
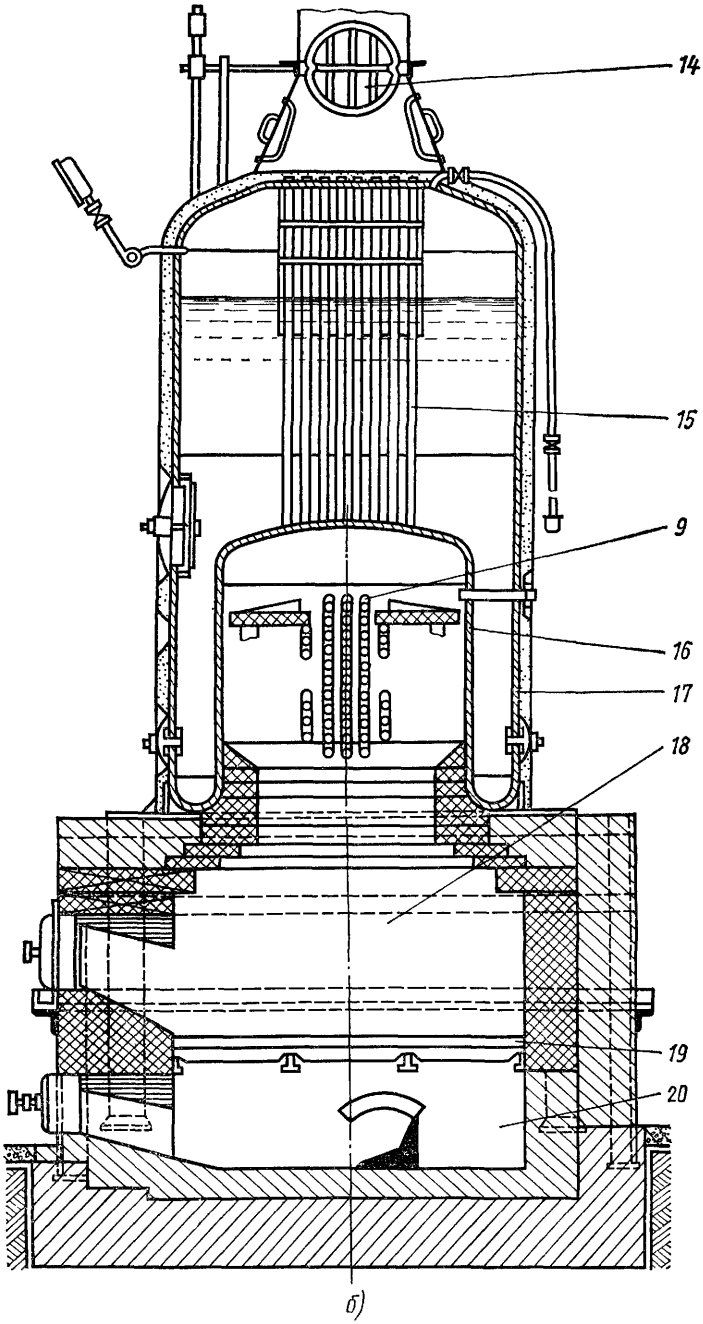


Рис. 67. Вертикально-цилиндрические паровые котлы:
а — водотрубный ММЗ-IV-0,8/9, *б* — водотрубно-газотрубный ВГД-28/9; *1* — крышка, *2* — лаз, *3* — пароводопробные краны, *4* и *14* — дымовые труба и заслонка, *5* — предохранительный клапан, *6* — манометр, *7* — сигнализатор предельного уровня воды в котле, *8* — водоуказатель, *9* и *15* — кипятильные и дымогарные трубы, *10* — питательный вентиль, *11* — обратный питатель-



ный клапан, *12* — топочная дверка, *13* — вентиль для продувки котла, *16* и *17* — внутренний и наружный цилиндры, *18* — топка, *19* — колосниковая решетка, *20* — зольник-поддувало

В эксплуатации используют два типа таких котлов: ММЗ (Московский механический завод) и ВГД (водотрубно-газотрубный Добрина) паропроизводительностью до 1 т/ч и рабочим давлением 0,9 МПа (9 кгс/см^2). Котлы по конструкции почти аналогичны и отличаются лишь различным расположением кипятильных труб. Кроме того, котел (рис. 67, *б*) в отличие от водотрубного котла (рис. 67, *а*) имеет дополнительно пучок вертикально расположенных дымогарных труб *15*, поэтому и называется водотрубно-газотрубным.

§ 42. ПАРОВЫЕ ВЕРТИКАЛЬНО-ВОДОТРУБНЫЕ КОТЛЫ

В вертикально-водотрубных котлах барабаны котлов располагаются по длине или по фронту котла, а кипятильные трубы, составляющие поверхность нагрева,— вертикально или с небольшим наклоном.

Ниже приводится краткое описание различных конструкций вертикально-водотрубных паровых котлов, работающих на кусковом, пылевидном, жидком или газообразном топливе с рабочим давлением пара 0,9; 1,4; 2,4 и 3,9 МПа (9; 14; 24 и 40 кгс/см^2) и снабженных автоматическими устройствами для регулирования работы котельных агрегатов, а также приборами безопасности.

Различают котлы малой (до 100 т/ч) и средней (от 100 до 160 т/ч) паропроизводительности. Разделение котлов по основным параметрам приведено в табл. 21.

Из современных паровых котлов котлостроительная промышленность выпускает вертикально-цилиндрические, вертикально-водотрубные (двухбарабанные и однобарабанные) и прямоточные. В настоящее время появились малометражные паровые котлы производительностью до 1 т/ч и рабочим давлением 0,9 МПа (9 кгс/см^2).

Московским опытным заводом выпускаются автоматизированные котлоагрегаты двух типов: МЗК-7 и МЗК-8. В зависимости от вида сжигаемого топлива им присваивают индексы Г или Ж.

На рис. 68 показан котлоагрегат МЗК-7Г (Е-1/9Г), состоящий из верхнего *7* и нижнего *12* кольцеобразных коллекторов, в которые ввальцованы вертикально расположенные в два ряда экранные трубы *1* и конвективные *11*. В верхней части котлоагрегата установлена газовая горелка *6*, дающая короткий факел. Воздух, необходимый для горения, вентилятором *21* подается в воздушный кольцевой канал, расположенный между внутренней жаростойкой обшивкой и наружной обшивкой *9*, являющейся наружной тепловой изоляцией котла. Воздух, подогретый отходящими дымовыми газами в кольцевом канале, через воздуховод *3* и воздушный регистр *5* поступает в газовую горелку *6*.

Вода в котел подается питательным насосом *20* по трубе *4*. Дымовые газы из топочной камеры, работающей под наддувом, отводятся по кольцевому газоходу двумя потоками в противоположные стороны, а затем удаляются в дымовую трубу.

На рис. 69 показаны вертикальные паровые котлы Пр-0,4/9Г и П-0,4/9Г с наддувом, предназначенные для работы на природном

Таблица 21. **Основные параметры паровых котлов низкого и среднего давлений**

Группа котлов по давлению	Типоразмер	Паропроизводительность, т/ч	Абсолютное давление пара, МПа (кгс/см²)	Состояние или температура пара, °С	Температура питательной воды, °С
Низкое давление	Пр-0,16-9 Пр-0,25-9 Пр-0,4-9 Пр-0,7-9 Пр-1-9	0,16 0,25 0,40 0,70 1,00	**0,9 (9)**	Насыщенный	50
	Е-0,25-9 Е-0,4-9 Е-0,7-9 Е-1,0-9 Е-1,6-9 Е-2,5-9 Е-4,0-9 Е-6,5-9 Е-10-9	0,25 0,40 0,70 1,00 1,60 2,50 4,00 6,50 10,00		»	**50; 100**
	Е-2,5-14	2,50	**1,4 (14)**	»	**100**
	Е-4-14 Е-6,5-14 Е-10-14 Е-16-14	4,00 6,50 10,00 16,00		Насыщенный или перегретый 225	
Низкое давление	Е-25-14 Е-35-14	25 35	**1,4 (14)**	Насыщенный или перегретый 225	**100**
	Е-50-14 Е-75-14 Е-100-14	50 75 100		225	
	Е-10-24 Е-25-24 Е-35-24	10 25 35	**2,4 (24)**	Насыщенный или перегретый 250	**100**
	Е-50-24 Е-100-24 Е-160-24	50 100 160		250	
Среднее давление	(Е-10-40) * (Е-16-40) Е-25-40 Е-35-40 Е-50-40 Е-75-40	10 16 25 35 50 75	**3,9 (40)**	440	**145**

* Котлы, марки которых указаны **в скобках**, допускается **изготовлять с топками** *для сжигания мазута и других сернистых* **топлив.**

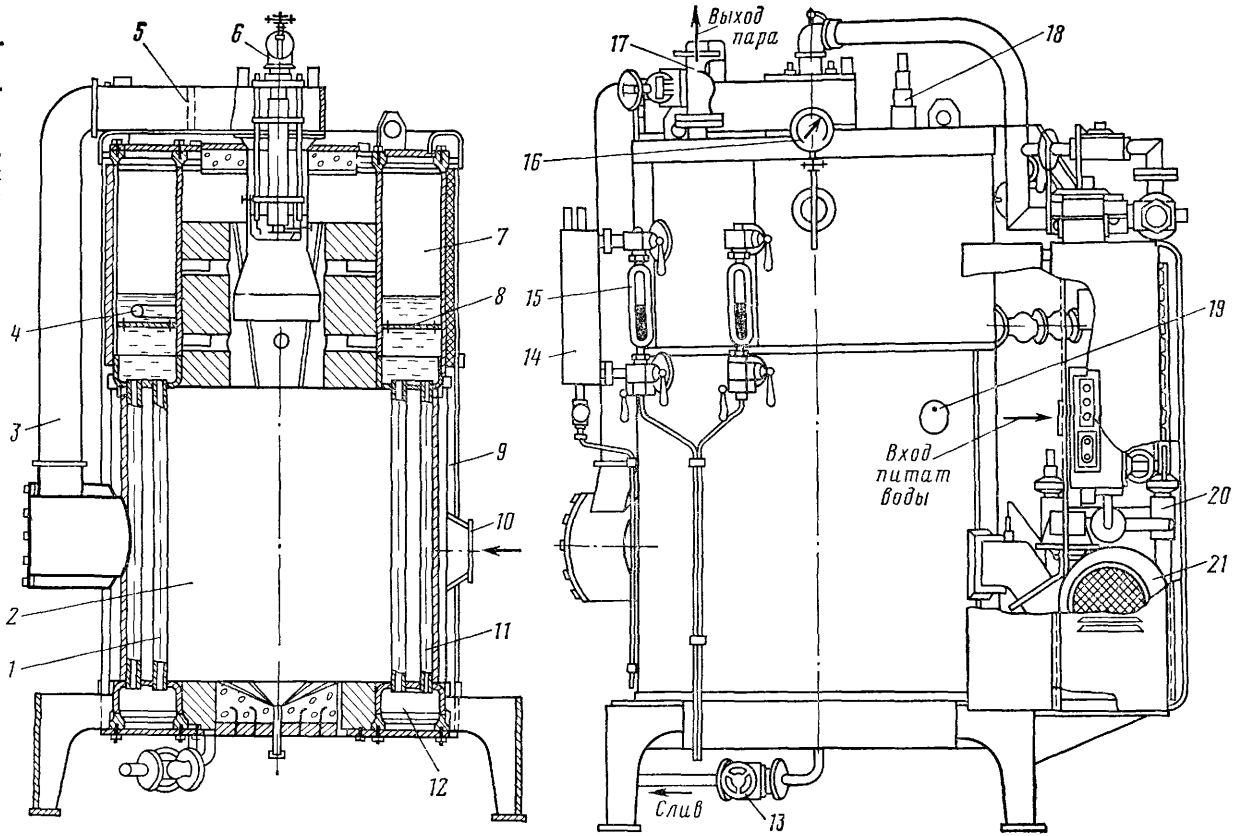


Рис. 68. Автоматизированный котлоагрегат МЗК-7Г (Е-I/9Г):
1 – экранные трубы, *2* – топочная камера, *3* – воздуховод горячего воздуха, *4* и *20* – питательные труба и насос, *5* – воздушный регистр, *6* – газовая горелка, *7* и *12* – верхний и нижний кольцеобразные коллекторы, *8* – пароораспределительная решетка, *9* – наружная обшивка, *10* – подвод воздуха от вентилятора, *11* – конвективные трубы, *13* – спускной вентиль, *14* – уровнемерная колонка, *15* – водоуказательные приборы, *16* – манометр, *17* – главный паровой вентиль, *18* – предохранительный клапан, *19* – гляделка, *21* – дутьевой вентилятор

газе. Котел с принудительной циркуляцией (рис. 69, *а*) производительностью 0,4 т/ч и рабочим давлением 0,9 МПа (9 кгс/см^2) состоит из четырех змеевиков. Полость внутреннего змеевика представляет собой топочную камеру, работающую с наддувом, а средние два и наружный змеевики образуют конвективную поверхность нагрева. Нижний торец топочной камеры экранирован плоскими спиральными змеевиками, образующими фестон *5*. Верхняя часть экрана *2* — коническая с амбразурой для газовой горелки *3*. Котел выполнен по схеме с многократной принудительной циркуляцией и снабжен комбинированным питательно-циркуляционным насосом двустороннего действия, одна полость которого подает питательную воду в сепаратор, а другая создает циркуляцию в змеевике. Газы из топочной камеры поступают в нижнюю часть газохода, омывают змеевики и через отверстие в верхней крышке выходят в дымовую трубу. В нагревательном элементе котла испаряется почти вся вода, нагнетаемая питательным насосом. Сухость пара на выходе из змеевика составляет примерно 85%.

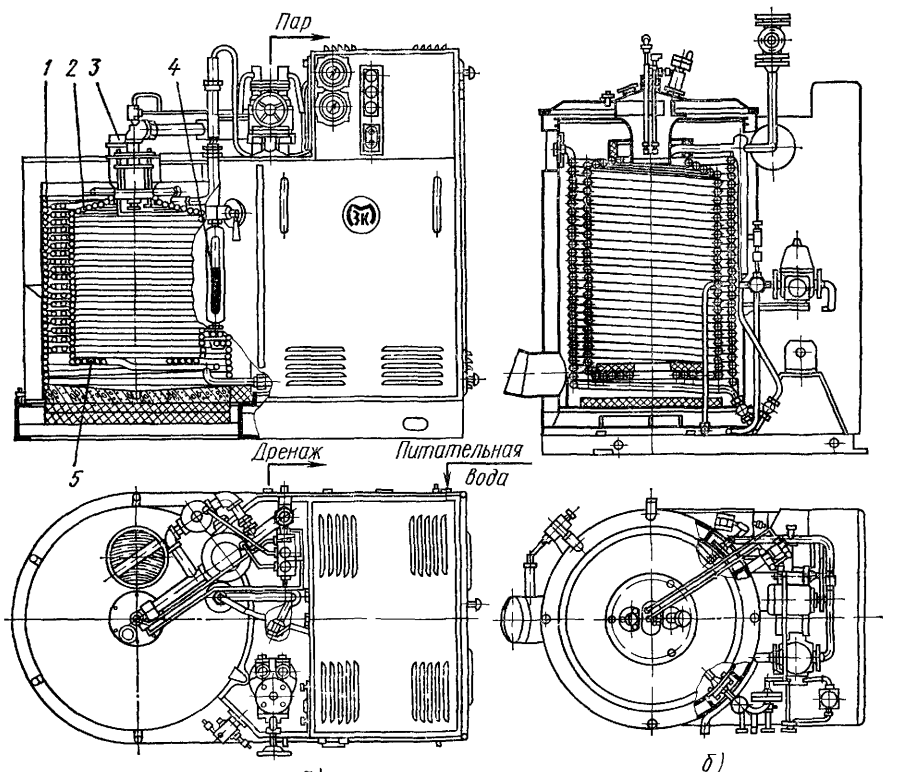


Рис. 69. Вертикальные паровые котлы Пр-0,4/9 Г и П-0,4/9 Г с наддувом для работы на природном газе:

а **— с принудительной циркуляцией,** *б* **— прямоточный;** *1* **— трубная система,** *2* **— верхний экран,** *3* **— газовая горелка,** *4* **— водоуказатель,** *5* **— фестон**

Рядом с змеевиками установлен вертикальный сепаратор, из которого пар поступает к потребителю, а отделившаяся котловая вода (с солями) направляется в теплообменник для подогрева питательной воды. Воздух, нагнетаемый вентилятором в металлический кожух, подогревается, омывая наружный змеевик, и поступает в горелку.

В отличие от предыдущего прямоточный котел (рис. 69, *б*) оборудован автоматизированной установкой химической водоподготовки и вместо мембранного имеет поршневой насос. В обоих котлах все вспомогательное оборудование смонтировано в специальном шкафу. Котлы имеют кпд около 85%, температура уходящих газов составляет примерно 350°С.

Котлы с естественной циркуляцией получили наибольшее распространение и изготовляются двух- и однобарабанными. Примерами двухбарабанного котла могут служить ПКН-2 для работы на мазуте (рис. 70, *а*) и Е-1/9 для работы на твердом топливе с ручной колосниковой решеткой (рис. 70, *б*). Оба котла предназначены для получения насыщенного пара до 1 т/ч при давлении 0,9 МПа (9 кгс/см^2).

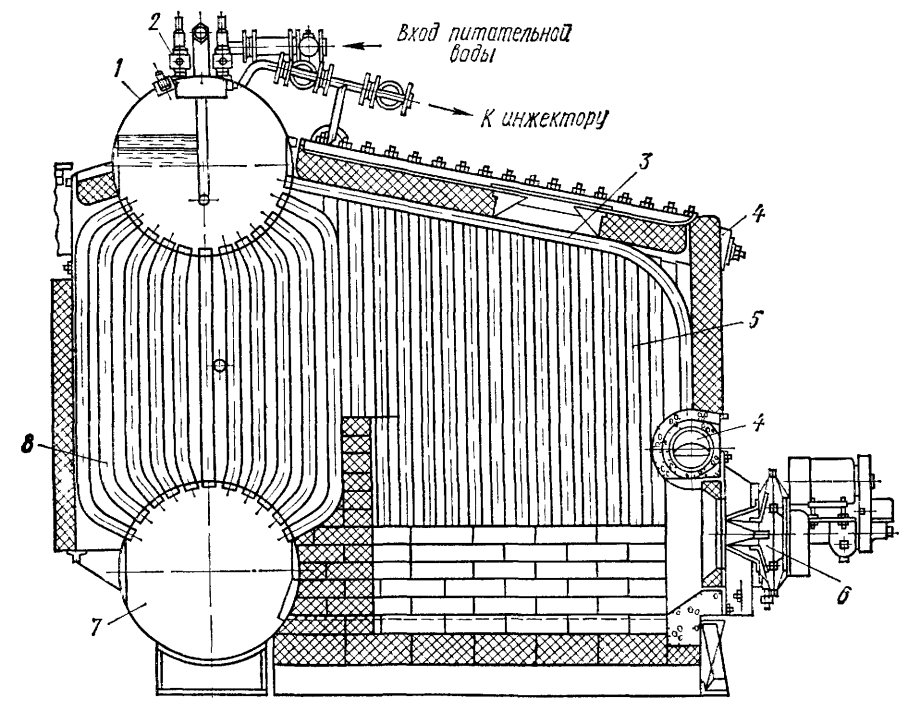


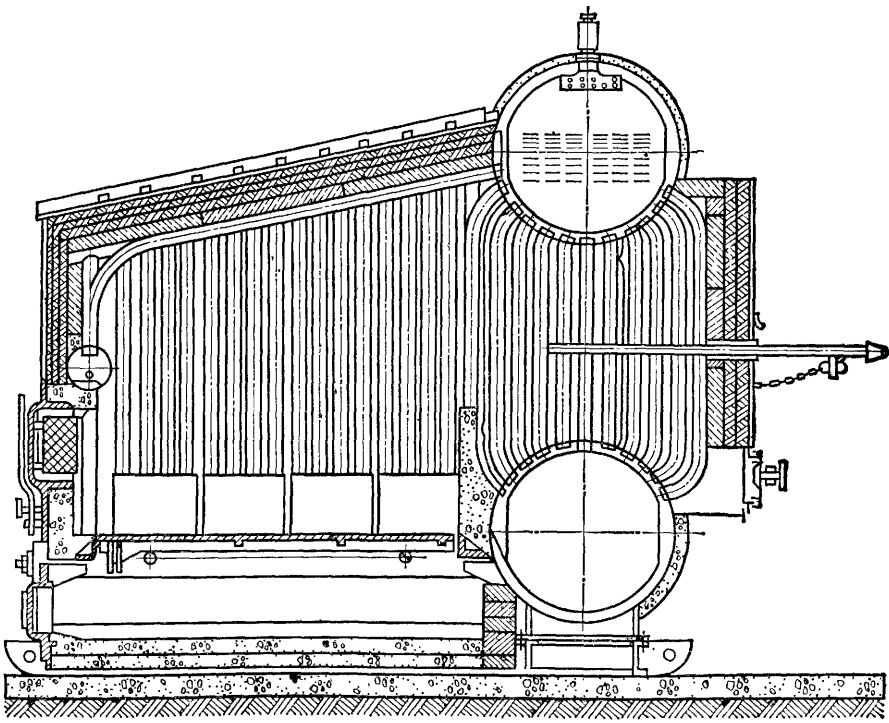
Рис. 70. Вертикально-водотрубные двухбарабанные котлы:
а — ПКН-2 для работы на мазуте, *б* — Е-1/9 для работы на твердом топливе; *1* и *7* — верхний и нижний барабаны, *2* — предохранительные клапаны, *3* и *5* — трубы потолочного и бокового экранов, *4* — коллектор, *6* — горелка, *8* — конвективный пучок труб

Топочная камера этих котлов полностью экранирована. Продукты сгорания из топочной камеры проходят конвективный коридорный пучок кипятильных труб *8*, омываемых поперечно, и выходят в газоход к дымовой трубе.

Обмуровка котла облегченная щитовая. Под и часть стен камерной топки выполнены из шамотного кирпича и огнеупорного бетона. Кпд котла 70—76%, температура уходящих газов 300—350°С.

На рабочее давление 1,4 МПа (14 кгс/см^2) с номинальной паропроизводительностью 2,5; 4; 6,5; 10; 25 и 35 т/ч промышленность выпускает паровые котлы ДКВР (двухбарабанный водотрубный реконструированный). Котлы этого типа изготовляют также на рабочее давление 2,4 и 3,9 МПа (24 и 40 кгс/см^2).

На рис. 71,*а,б* показаны два вида котлов ДКВ и ДКВР, широко применяемых в различных отраслях промышленности, сельском и коммунальном хозяйстве. Кроме того, их используют также для электростанций малой мощности. Котлы ДКВ и ДКВР удовлетворяют современным требованиям, предъявляемым к котлам малой производительности. Наличие в котлах развитого кипятильного пучка обеспечивает глубокое охлаждение дымовых газов, в результате чего достигается экономичная работа котлов.



б)

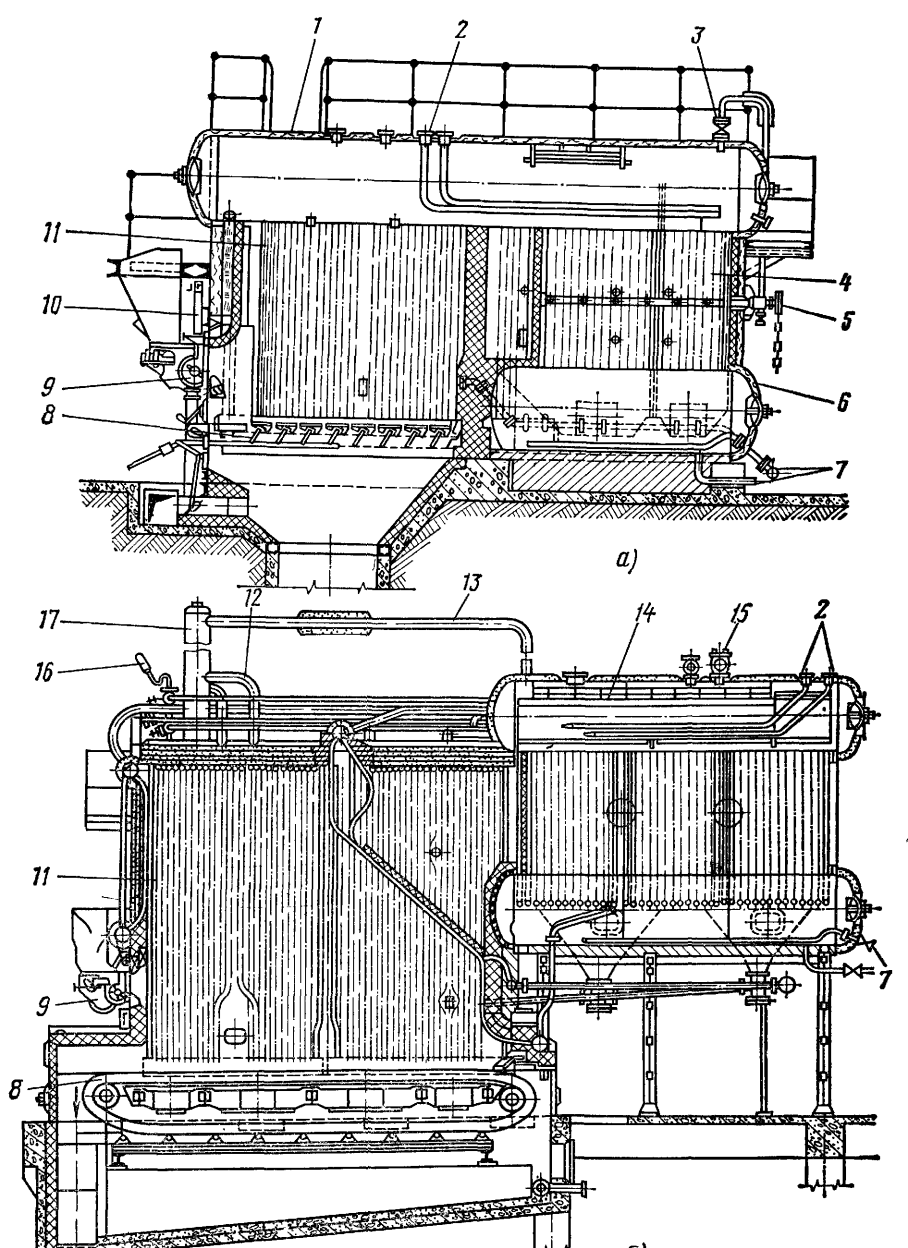


Рис. 71. Котлы ДКВ и ДКВР:

а – с удлиненным барабаном, *б* – с укороченным барабаном; *1* и *6* – верхний и нижний барабаны, *2* – трубы подвода питательной воды, *3* – вентиль для отвода служебного пара, *4* и *12* – кипятильные и пароотводящие трубы, *5*, *7* и *14* – обдувочное, продувочные и сепарационные устройства, *8* – колосниковая решетка, *9* – пневмомеханический забрасыватель, *10* – короб для подвода воздуха к забрасывателю, *11* – боковой экран, *13* – подвод пара в барабан, *15* – парозапорный вентиль, *16* – манометр, *17* – выносной вертикальный циклон

Котлы ДКВР, разработанные в результате реконструкции котлов ДКВ (см. рис. 71, *б*), в отличие от последних имеют меньшую длину верхнего барабана, экранированную топку и выполняются с облегченной обмуровкой. Вместо вертикального пароперегревателя применяется горизонтальный: при меньшей поверхности нагрева котлы ДКВР имеют ту же паропроизводительность, что и ДКВ, за счет улучшения теплопередачи.

Экранированная топочная камера обеспечивает низкую температуру уходящих газов, а небольшие тепловые напряжения экранов — надежную и длительную работу обмуровки котла. Движение газов в котлах — горизонтальное поперечное с несколькими поворотами.

Котлы ДКВ и ДКВР выпускают с топками для сжигания бурых и каменных углей, фрезерного торфа, древесных отходов, мазута и газа и снабжают звуковыми сигнализаторами предельных уровней воды и поплавковыми регуляторами питания котлов прямого действия. Нижний барабан *6* служит шламоотстойником и имеет продувочное устройство *7* с вентилями. Сепарационное устройство *14* котлов состоит из пластинчатого сепаратора, который размещен в паровом объеме барабана перед парозапорным вентилем *15*. Боковые экраны *11* котлов питаются из нижнего *6* и верхнего *1* барабанов с помощью перепускных труб. Такая схема питания обеспечивает надежную работу котла.

Пароперегреватели змеевикового типа в котлах ДКВ вертикальные, а в котлах ДКВР — горизонтальные. Кпд котлоагрегата составляет от 75 до 91,8%.

Котельный агрегат ГМ-50-14/250 (рис. 72) паропроизводительностью 50 т/ч предназначен для производства насыщенного или перегретого пара с температурой до 250°С с давлением пара в барабане 1,4 МПа (14 кгс/см^2) и работы на мазуте или газе.

Котельный агрегат представляет собой двухбарабанный вертикально-водотрубный котел с полностью экранированной топочной камерой *1*, выполненной по П-образной схеме с отдельно вынесенным трехсекционным водяным экономайзером *11*, имеет два основных вертикальных газохода, соединенных в верхней части небольшим горизонтальным газоходом, в котором расположены кипятильные трубы конвективного пучка *6*, соединяющие верхний *4* и нижний *7* барабаны. Трубы фронтового и заднего экранов образуют под топки, а трубы боковых экранов экранируют ее боковые стены и потолок. Горелки *2* размещены встречно на боковых стенах топки. По торцам барабаны *4* и *7* соединены двумя рядами необогреваемых опускных труб. В центре конвективного пучка *6* расположен ряд обогреваемых опускных труб. В нисходящем газоходе размещены пароперегреватель *8* и гладкотрубный воздухоподогреватель *10*. Из воздухоподогревателя дымовые газы проходят в двухходовой чугунный ребристый водяной экономайзер *11*.

Очистка труб воздухоподогревателя *10* от отложений, образующихся при сжигании мазута, производится дробеочистительной установкой *5*. Очистку водяного экономайзера *11* выполняют паровой обдувкой.

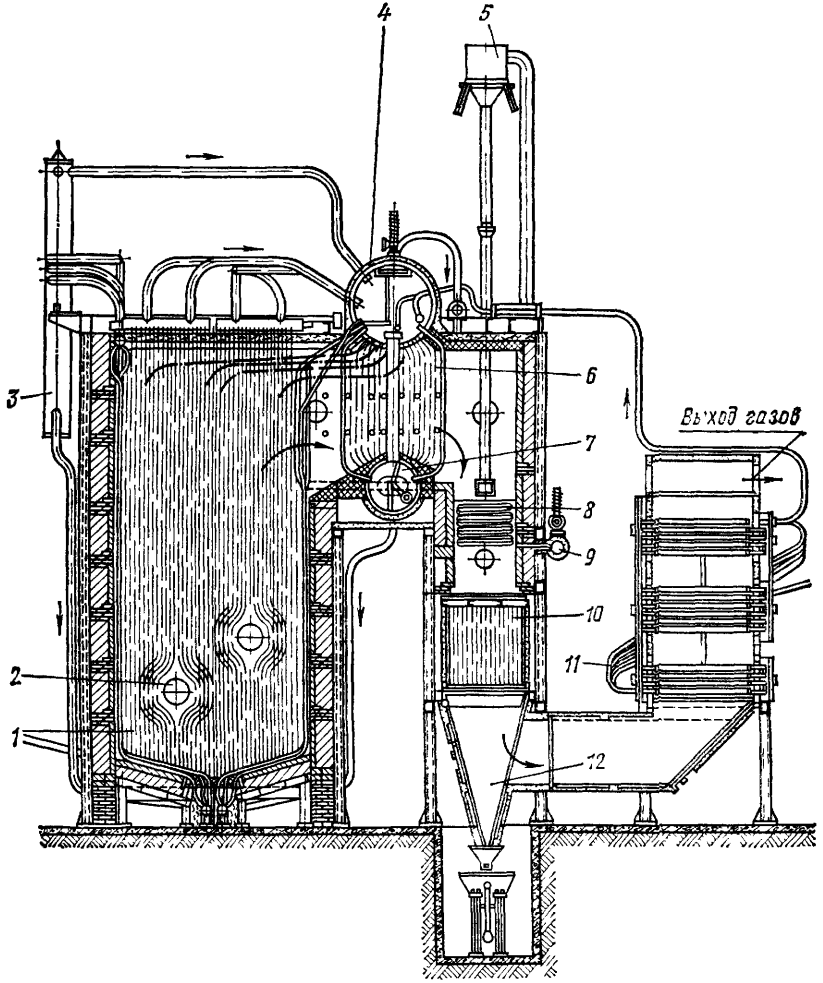


Рис. 72. Двухбарабанный котельный агрегат ГМ-50-14 250:
1 — экранированная топочная камера, *2* — газомазутные горелки, *3* — выносные циклоны, *4* и *7* — верхний и нижний барабаны, *5* — дробеочистительная установка, *6* — конвективный пучок кипятильных труб, *8* — пароперегреватель, *9* — выходной коллектор пара, *10* — гладкотрубный воздухоподогреватель, *11* — чугунный водяной экономайзер, *12* — золовой бункер

Бийским котельным заводом выпускаются газомазутные двухбарабанные паровые котлы Е-35-24ГМ (рис. 73) на давление 2,4 МПа и производительностью 35 т/ч, устройство которых аналогично устройству котлов ДКВР.

Наряду с двухбарабанными котлами низкого давления на 0,9 и 1,4 МПа получили большое распространение однобарабанные вертикально-водотрубные паровые котлы среднего давления на 2,4 и 3,9 МПа производительностью 20, 25, 35, 50 и 75 т/ч и температурой пара 440°С, выпускаемые котельным заводом.

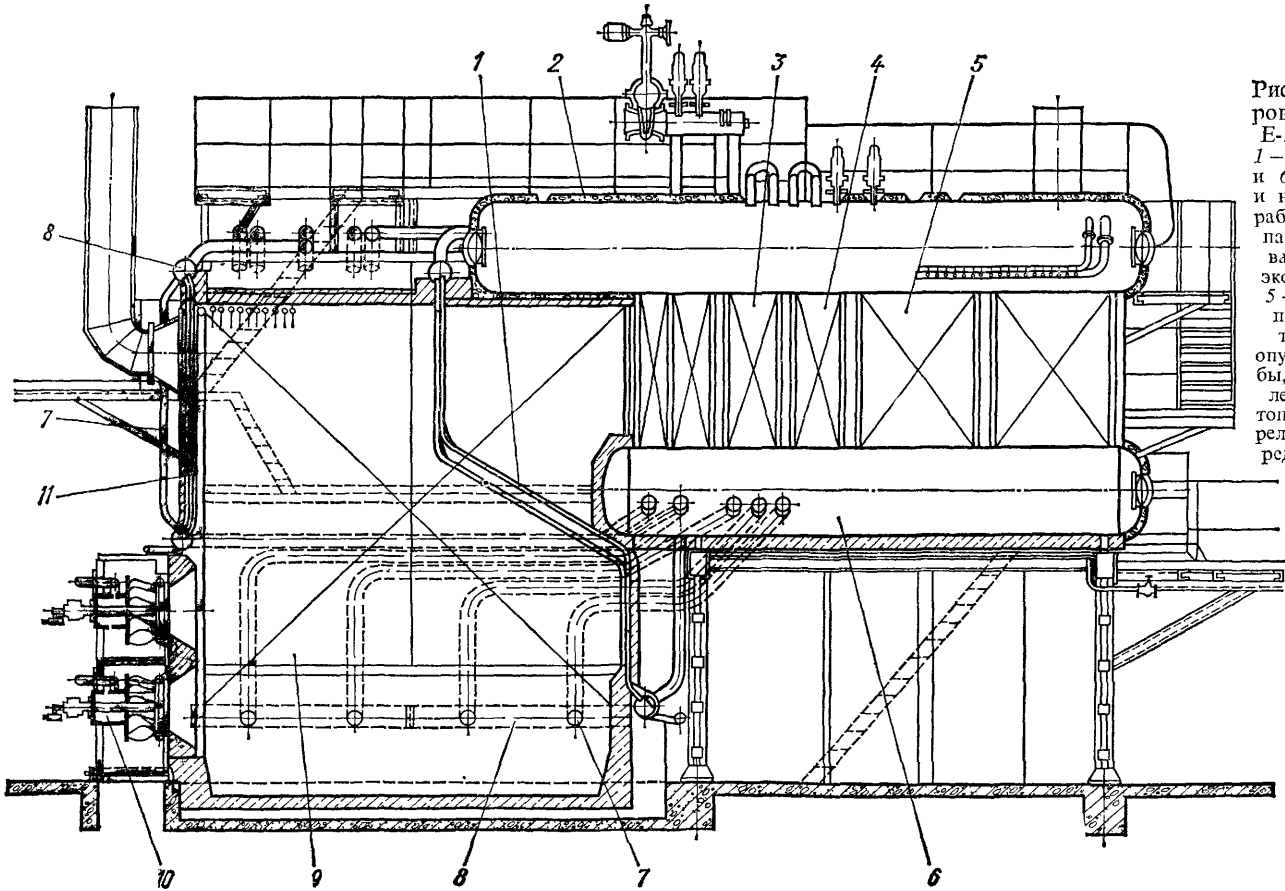


Рис. 73. Паровой котел Е-35-24ГМ: *1* – фестон, *2* и *6* – верхний и нижний барабаны, *3* – пароперегреватель, *4* – экономайзер, *5* – воздухоподогреватель, *7* – опускные трубы, *8* – коллектор, *9* – топка, *10* – горелки, *11* – передний экран

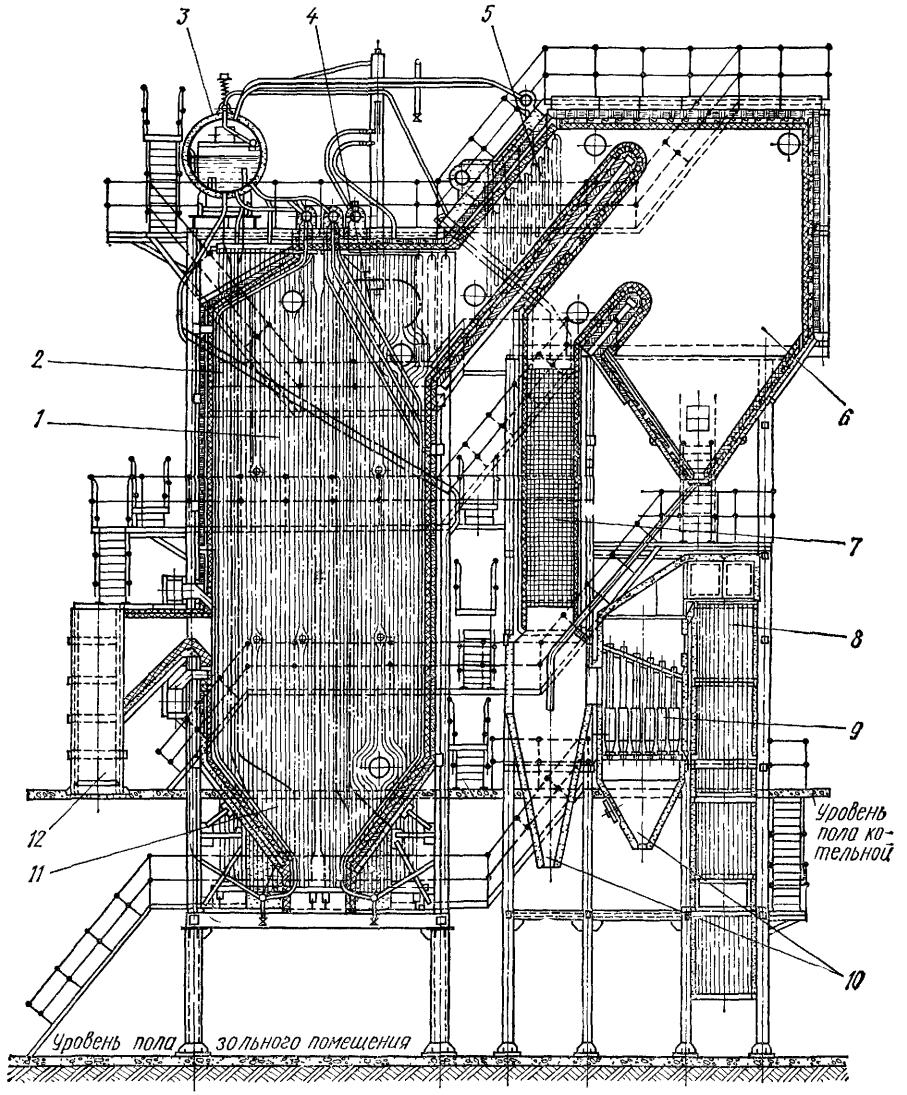


Рис. 74. Паровой котел С-35-40:

1 — топочная камера, *2* — экран, *3* — барабан, *4* — фестон, *5* — пароперегреватель, *6* — инерционно-осадительная камера, *7* — экономайзер, *8* — воздухоподогреватель, *9* — батарейный золоуловитель, *10* — золовые бункера, *11* — холодная воронка, *12* — мельничная шахта

Один из серии указанных котлов С-35-40 изображен на рис. 74. Котел выполнен по П-образной схеме, его топочная камера *1* полностью экранирована. Трубы фронтового и заднего экранов *2* в нижней части топочной камеры образуют холодную воронку *11*, а трубы заднего экрана в верхней части разведены в трехрядный

фестон *4*. Экраны котла разделены на десять самостоятельных циркуляционных контуров. Топочная камера *1* оборудована двумя мельничными шахтами *12*, расположенными с фронта котла. Растопку котла производят с помощью мазутных форсунок. Котел имеет двухступенчатое испарение с выносными циклонами.

Конвективный пароперегреватель *5* вертикального типа выполнен из двух частей, расположенных в наклонном газоходе за топочной камерой.

Температура перегретого пара регулируется пароохладителем поверхностного типа, размещенным в промежуточной камере между первой и второй ступенями пароперегревателя *5*. Котел снабжен водяным экономайзером *7* кипящего типа и трубчатым двухпоточным воздухоподогревателем *8* с вертикальным расположением труб. Для защиты экономайзера от золового износа за пароперегревателем размещена инерционно-осадительная камера *6*, в которой улавливаются наиболее крупные фракции золы, удаляемые через золовой бункер *10* и течку. Окончательная очистка газов от абразивных частиц осуществляется батарейным золоуловителем *9*, установленным за водяным экономайзером *7*.

Центральный котлотурбинный институт совместно с котельным заводом разработал конструкцию газомазутного котлоагрегата ГМН-75 (рис. 75) с последовательно расположенными по длине котлоагрегата поверхностями нагрева. Котлоагрегат выпускается производительностью 75 т/ч на давление 4,2 МПа с температурой перегретого пара 440°С.

Топочная камера *1* шатрового типа работает под наддувом. В топке установлены комбинированные газомазутные горелки *2*, которые допускают быстрый переход с мазута на газ и наоборот. Стены топочной камеры экранированы. В задней части топки размещены полурадиационные ширмовые поверхности нагрева из трех рядов труб. Котлоагрегат оборудован системой двухступенчатого испарения. В верхних и нижних камерах экранов расположены перегородки, отделяющие по 50 труб (от фронта). Пароводяная смесь из второй ступени по восьми трубам отводится к выносным циклонам, из которых пар направляется в барабан *3*, а вода по восьми трубам поступает в нижние камеры экранов. Отвод пароводяной смеси из верхних камер экранов первой ступени испарения производится по трубам в барабан котлоагрегата. Питание водой этих экранов, а также ширмовых поверхностей нагрева осуществляется 16 необогреваемыми трубами.

Питание водой котельных труб обеспечивается четырьмя опускными трубами, расположенными внутри пучка и защищенными от излучения из топки трубами первого ряда котельного пучка.

Пароперегреватель *7* горизонтального типа имеет четыре вертикальные камеры. Его поверхность нагрева разделена на две части: первая (от камеры насыщенного пара до первой промежуточной камеры) омывается газами по схеме противотока, а вторая (от промежуточной камеры до камеры перегретого пара) – по схеме смешанного тока. Для поддержания температуры пара при изменении

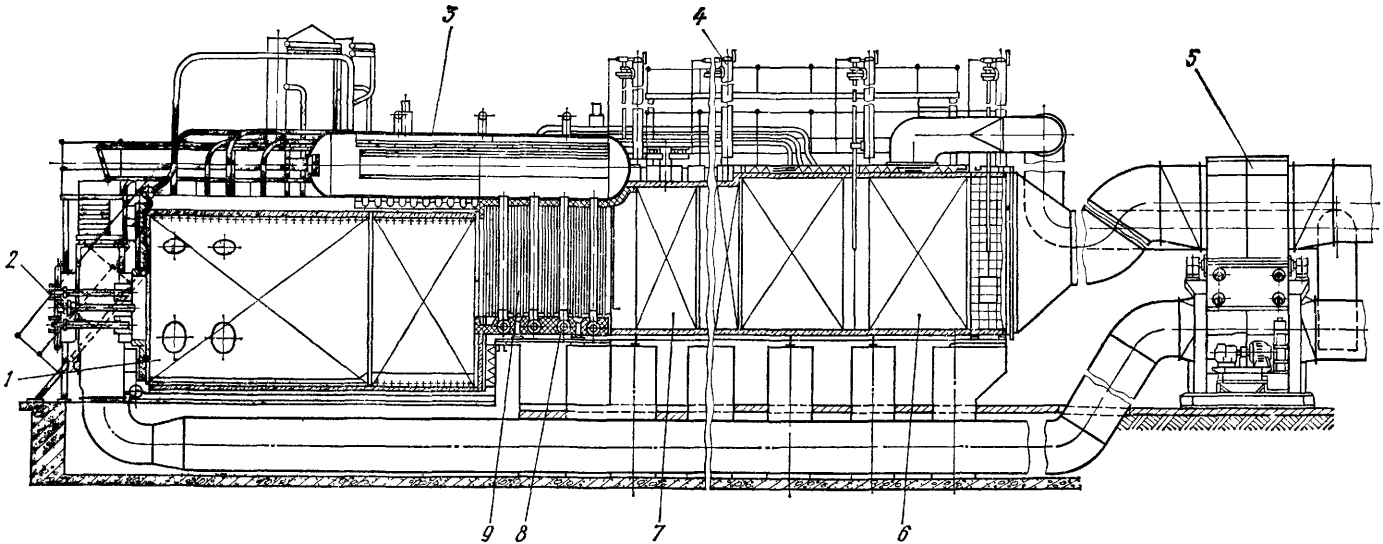


Рис. 75. Газомазутный котлоагрегат ГМН-75:

1 — топочная камера, *2* — газомазутные горелки, *3* — барабан, *4* — обдувочные аппараты, *5* — регенеративный воздухоподогреватель, *6* — экономайзер, *7* — горизонтальный пароперегреватель, *8* — опускные трубы, *9* — пучок кипятильных труб

нагрузки котлоагрегата имеется устройство для впрыска собственного конденсата.

Поверхность нагрева водяного экономайзера *6* с горизонтальными коридорными змеевиками размещается в двух блоках. Первая часть экономайзера (по ходу воды) работает по схеме противотока, вторая — по смешанной схеме.

Горизонтальный регенеративный воздухоподогреватель *5* вынесен за пределы котлоагрегата. Воздух подается от вентилятора в нижнюю часть воздухоподогревателя, а также в обмуровку экономайзера *6*, где распределяется по четырем стенкам котлоагрегата и поступает к горелкам *2*.

Жаротрубные паровые котлы. Жаротрубными называют горизонтально расположенные цилиндрические котлы, у которых внутри барабана от одного днища к другому в водяном пространстве проходят жаровые трубы. Топки в этих котлах размещаются внутри жаровых труб или делаются выносными. В настоящее время котлы сняты с производства, однако в народном хозяйстве они используются.

Жаротрубные котлы выпускались на давление до 1,2 МПа одно- и двухжаротрубными.

Жаротрубный котел (рис. 76) состоит из горизонтального цилиндрического барабана *1* со сферическими днищами, соединенными между собой двумя волнистыми жаровыми трубами *2*. Внутри жаровых труб расположены топки с колосниковыми решетками *11*. Топочные газы омывают изнутри жаровые трубы и выходят с противоположной стороны в дымовой канал, сделанный в обмуровке котла. Тяга регулируется дымовым шибером *10*, перекрывающим

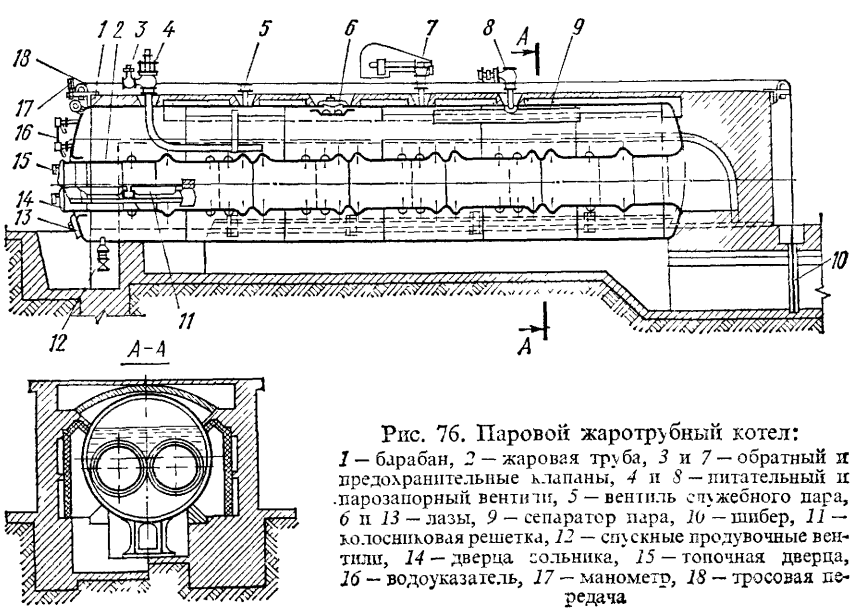


Рис. 76. Паровой жаротрубный котел:
1 — барабан, *2* — жаровая труба, *3* и *7* — обратный и предохранительные клапаны, *4* и *8* — питательный и паровой вентили, *5* — вентиль служебного пара, *6* и *13* — лазы, *9* — сепаратор пара, *10* — шибер, *11* — колосниковая решетка, *12* — спускные продувочные вентили, *14* — дверца зольника, *15* — топочная дверца, *16* — водоуказатель, *17* — манометр, *18* — тросовая передача

газоход. Управление дымовым шибером вынесено с помощью тросовой передачи *18* на фронт котла.

У одножаротрубных котлов жаровую трубу выполняют с некоторым смещением относительно центра котла

§ 43. ГАЗОТРУБНЫЕ ПАРОВЫЕ КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ

Котлы-утилизаторы, предназначенные для использования тепла отходящих газов, обычно устанавливаются за мартеновскими, на-

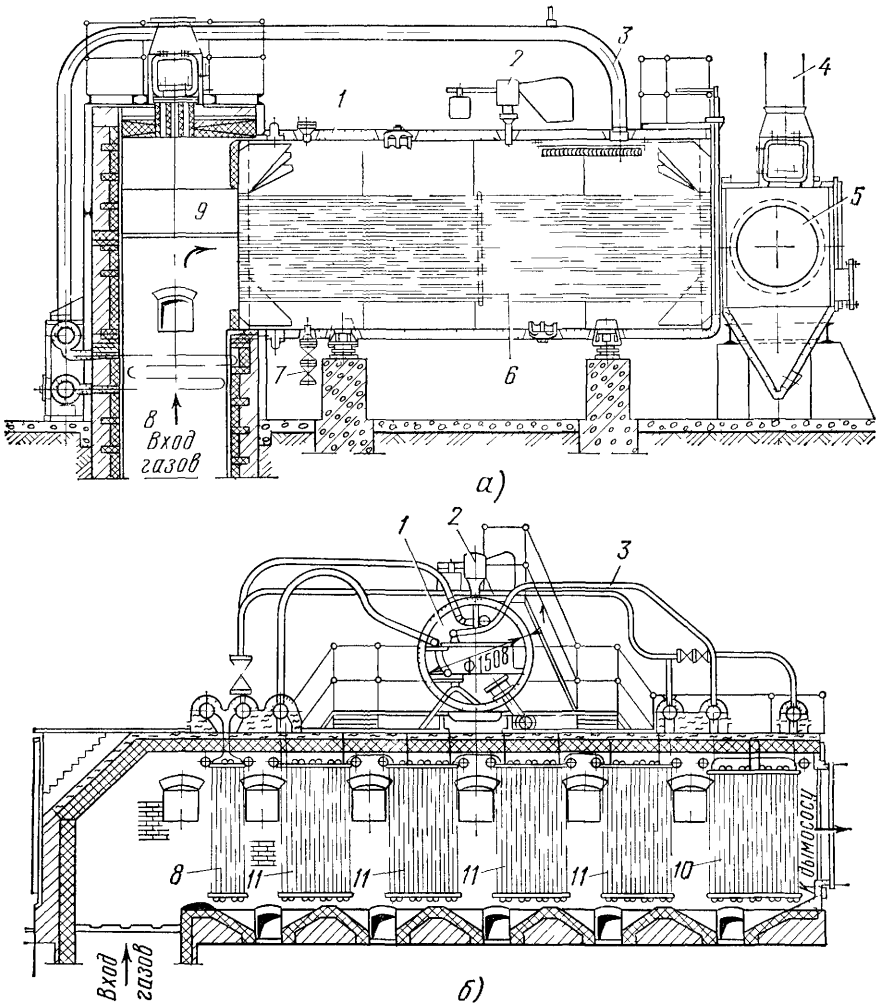


Рис 77 Паровые котлы-утилизаторы

а — КУ-40, *б* — КУ 50 *1* — барабан, *2* — предохранительный клапан, *3* — паропровод *4* и *6* — дымовая и дымогарные трубы, *5* и *9* — газовые выходная и входная камеры *7* — спускные продувочные вентили, *8* — пароперегреватель *10* — экономайзер, *11* — испарительные поверхности

гревательными и другими печами или газогенераторами. Наиболее распространены паровые котлы-утилизаторы КУ.

Паровой котел-утилизатор КУ-40 (рис. 77, *а*) с естественной циркуляцией предназначен для получения пара при использовании тепла отходящих газов сталеплавильных мартеновских печей.

Котел состоит из цилиндрического горизонтального барабана *1* с плоскими днищами и дымогарными трубами *6*, пароперегревателя змеевикового типа *8*, входной *9* и выходной *5* газовых камер.

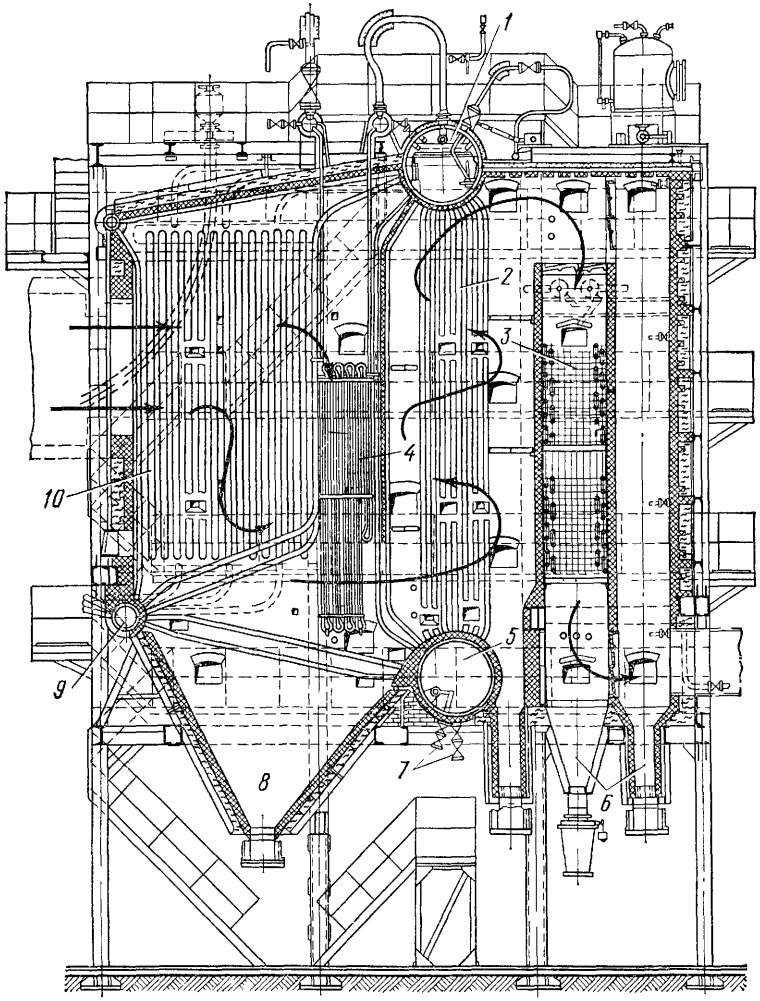


Рис. 78. Паровой котел-утилизатор ПКУ-17:
1 и *5* — верхний и нижний барабаны, *2* — кипятильные трубы, *3* — экономайзер, *4* — пароперегреватель, *6* и *8* — золовые бункера, *7* — спускные вентили, *9* — коллектор, *10* — экраны

Газы, отходящие из мартеновских печей, поступают в котел-утилизатор снизу по вертикальному каналу, омывают расположенный в этом канале змеевиковый пароперегреватель, проходят через пучок дымогарных труб и через выходную газовую камеру *5* отводятся в дымовую трубу *4*. На входной и выходной камерах установлены взрывные клапаны.

Котел-утилизатор снабжен автоматическим регулятором питания и установкой для отбора проб котловой воды. Питание котла должно осуществляться химически очищенной водой.

Паровые котлы-утилизаторы КУ с принудительной циркуляцией так же, как и котлы с естественной циркуляцией, используют отходы тепла металлургических предприятий.

Котел-утилизатор КУ-50 (рис. 77, *б*) состоит из цилиндрического горизонтального барабана *1* с внутренними сепарационным и продувочным устройствами, змеевиковой испарительной поверхности *11*, водяного экономайзера *10* и пароперегревателя *8*.

Отходящие газы из мартеновской печи поступают в котел-утилизатор снизу и, двигаясь по газоходу прямоугольного сечения, омывают пароперегреватель, змеевики испарительной поверхности и водяной экономайзер. Для очистки поверхностей нагрева котлы-утилизаторы оборудованы обдувочными и обмывочными устройствами.

Многократная принудительная циркуляция воды в котле осуществляется циркуляционным насосом. Питание котла-утилизатора должно производиться химически очищенной водой.

Котел-утилизатор снабжается устройством для отбора проб воды и пара и установкой автоматического питания. В боковых стенах газоходов котла ставят предохранительные взрывные клапаны.

Котел-утилизатор ПКУ-17 (рис. 78) представляет собой двухбарабанный паровой котел с естественной циркуляцией паропроизводительностью до 7 т/ч на давление 3,9 МПа (40 кгс/см^2) с перегревом пара до 440°С. Газы поступают в котел с температурой 700—800°С. Котел питается конденсатом с примесью до 45% химически очищенной воды. Температура воды, поступающей в экономайзер котла, 100°С.

Верхний *1* и нижний *5* барабаны соединены между собой пучком труб *2*, в верхнем барабане смонтировано сепарационное устройство для отделения влаги от пара. Газ поступает с фронта котла через круглую горловину в осадительную камеру, в которой охлаждается и частично очищается от золы. Камера имеет боковые, потолочные и фронтовые экраны *10* и гранулятор, образующийся из четырех рядов труб, выходящих из нижней фронтовой камеры, под которыми расположен золовой бункер *8*. Трубы гранулятора соединяют нижний барабан с коллектором *9*. Между нижней стенкой осадительной камеры и конвективным пучком размещен змеевиковый вертикальный пароперегреватель *4*. Газоход пароперегревателя снабжен лючками для обдувки поверхности змеевиков.

Конвективный пучок котла образуется рядами вертикально расположенных труб, ввальцованных в верхний и нижний барабаны

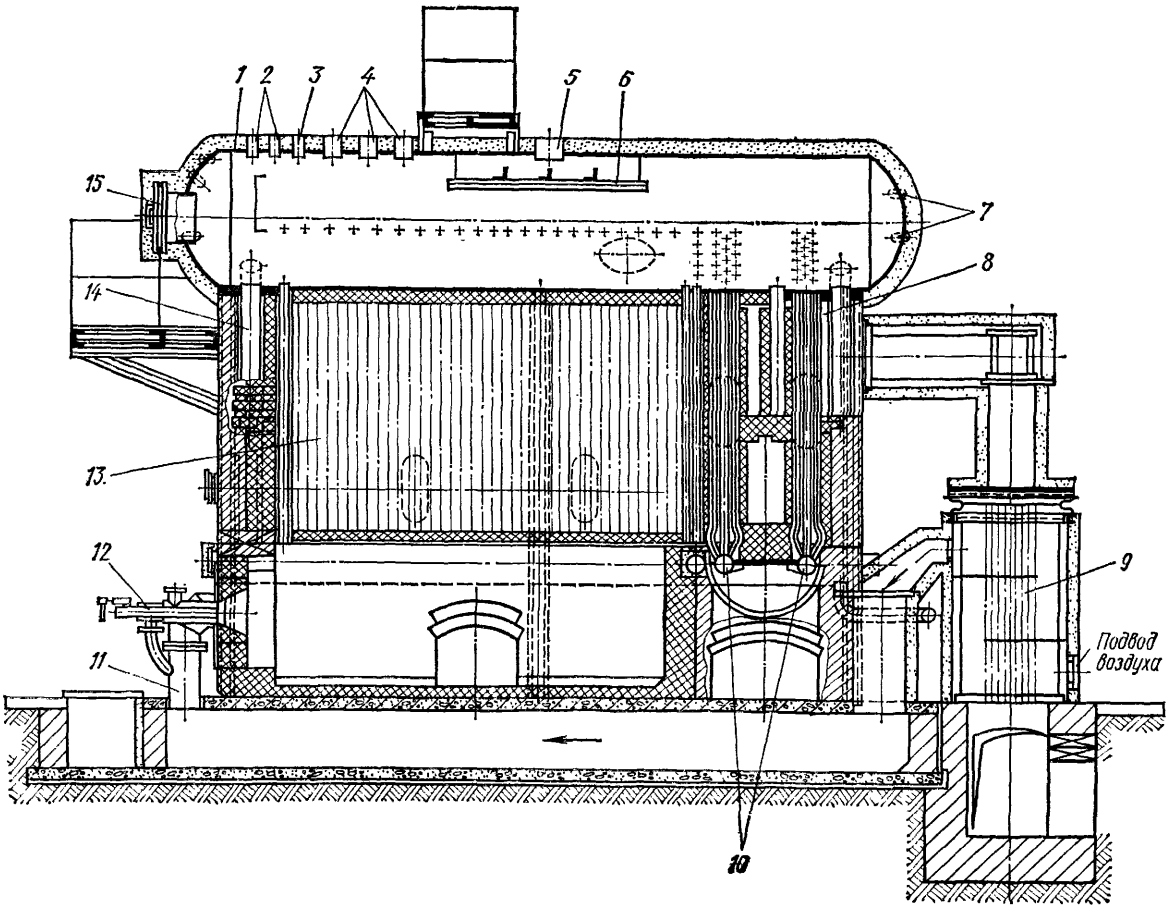


Рис. 79. Парогенератор с применением высококипящих органических теплоносителей (ВОТ): *1* — барабан, *2* и *3* — штуцера для ввода ВОТ и пара, *4* и *7* — штуцера к предохранительным клапанам и указателю уровня, *5* — штуцер барабана, *6* — сепарирующие устройства, *8* — конвективный пучок труб, *9* — воздухоподогреватель, *10* — коллекторы, *11* — труба для подвода воздуха, *12* — горелка, *13* — топочная камера, *14* — опускная труба, *15* — люк

котла. С передней стороны конвективный пучок ограждён шамотной перегородкой, а с задней – кладкой, отделяющей его от экономайзера.

Стальной гладкотрубный водяной экономайзер *3* состоит из змеевиков, разделенных по высоте на два пакета. Питательная вода поступает в нижнюю камеру экономайзера, а из его верхней камеры – в верхний барабан. Экономайзер оборудован стационарным обмывочным устройством.

Котлы с высококипящими органическими теплоносителями (парогенераторы). Для подогрева и испарения высококипящих органических теплоносителей (ВОТ) выпускают серию агрегатов мощностью от 0,58 до 4,64 МВт (от 0,5 до 4,0 Гкал/ч) на давление 0,8 МПа, температурой теплоносителя на выходе 375°С и температурой конденсата на выходе 340°С.

На рис. 79 показан котлоагрегат производительностью 2,3 МВт (2 Гкал/ч) с естественной циркуляцией. Топочная камера *13* экранирована и предназначена для сжигания газа и мазута, трубы экранов соединены с коллекторами *10*, к которым присоединяются опускные трубы *14* из барабана. За топкой смонтированы небольшой конвективный пучок труб *8* и воздухоподогреватель *9*. Барабан *1* опирается на трубы. Котел имеет обвязочный каркас. Подвод конденсата ВОТ осуществляется сзади через коллектор, а отвод пара – из штуцера *5* барабана.

Котлоагрегат имеет взрывные клапаны, а также ввод водяного пара в топку для тушения ВОТ при повреждении труб.

Контрольные вопросы

1. Как развивалось отечественное котлостроение?
2. Расскажите о классификации паровых котлов по их параметрам.
3. Как устроены вертикальные цилиндрические паровые котлы?
4. Каково устройство вертикально-водотрубных паровых котлов?
5. На чем основана естественная циркуляция воды в паровых котлах?
6. Для чего применяют сепарирующие устройства в паровых котлах?
7. Где используют стальные водогрейные котлы, каково их устройство?

Глава XI
ПИТАТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ И ИХ ЭЛЕМЕНТЫ

§ 44. ИНЖЕКТОРЫ

Для питания паровых котлов водой применяют три типа питательных установок: инжекторы, поршневые и центробежные насосы.

Инжектором называется пароструйный насос, в котором струя пара, поступающая с большой скоростью, подсасывает воду и подает ее в котел.

Пуск инжектора (рис. 80, *а*, *б*) производится следующим образом: при повороте рукоятки *1* в положение на пуск клапан *8* приподни-

мается и открывает доступ пара в суживающийся паровой конус *2* инжектора. Пар, выходя из парового конуса с большой скоростью, создает вокруг сопла разрежение, и вода засасывается в инжектор. Далее вода поступает в смесительный конус *3*, где пар перемешивается с водой и конденсируется, нагревая при этом воду.

Смесительный конус также суживается, вследствие чего скорость питательной воды при выходе из него возрастает. Питательная вода из смесительного конуса поступает с большой скоростью в расширяющийся нагнетательный конус *5*, где скорость ее уменьшается, а давление увеличивается настолько, что становится выше, чем в котле, тогда открывается обратный питательный клапан *6* и вода поступает в котел.

В начале пуска инжектора пар увлекает с собой воздух и поэтому не конденсируется, пока не засосется вода. В этот период между

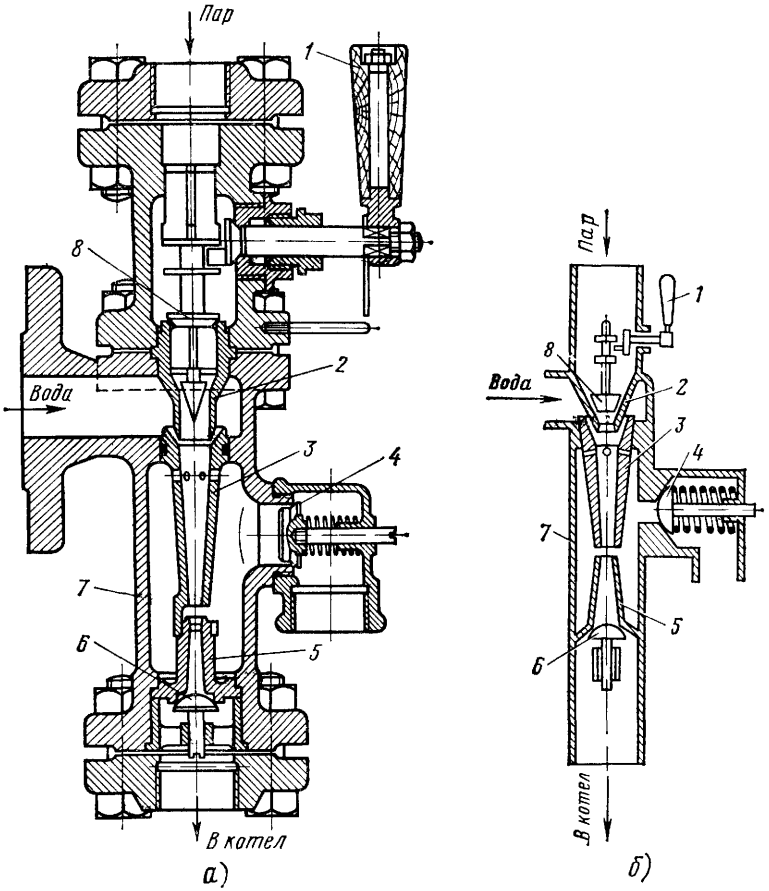


Рис 80 Инжектор:

а — общий вид, *б* — схема; *1* — рукоятка пускового клапана, *2*, *3* и *5* — паровой, смесительный и нагнетательный конусы, *4*, *6* и *8* — вестовой, обратный и пусковой игольчатый клапаны, *7* — корпус инжектора

смесительным и нагнетательным конусами создается избыточное давление, и вода в смеси с паром выбрасывается через вестовой клапан *4* и вестовую трубу. Затем, когда воздух будет вытеснен из инжектора и в него засосется вода, пар начнет конденсироваться в смесительном конусе и благодаря большой скорости горячей воды на выходе из смесительного конуса вокруг него создается разрежение, вестовой клапан присосется к седлу, а вода направится в котел. Во избежание срыва работы инжекторов температура питательной воды должна быть не выше 40°С и высота засасывания не более 2 м. Нагрев воды в инжекторах достигает 60—90°С. Чем выше давление пара, тем выше будет температура подаваемой в котел воды.

Инжекторы отличаются простотой устройства и ухода за ними, занимают очень мало места и поэтому применяются преимущественно для питания котлов в мелких стационарных котельных.

§ 45. ПОРШНЕВЫЕ НАСОСЫ

Для подачи питательной воды в котлы малой и средней мощности применяют паровые поршневые насосы (рис. 81).

На рис. 81, *а* показан паровой насос ПВД (поршневой вертикальный прямодействующий двухцилиндровый четверного действия), используемый для питания паровых котлов ДКВР при температуре питательной воды до 100°С. Насос состоит из двух чугунных блоков (паровых *1* и водяных *4* цилиндров), соединенных двумя стальными стойками *3*. На верхней части блока гидравлических цилиндров установлена стойка рычагов механизма *2* парораспределения. Парораспределение осуществляется цилиндрическими золотниками *9*, размещенными внутри парового блока.

В блоке водяных цилиндров находятся четыре нагнетательных и четыре всасывающих бронзовых тарельчатых клапана. Сальники парового блока снабжены асбестопроволочной набивкой, а сальники гидравлического блока — бумажной пропитанной набивкой.

Смазку рабочих поверхностей внутри парового блока осуществляют с помощью масленок, установленных на крышках цилиндров. Все шарнирные соединения смазывают вручную.

Принцип действия парового насоса показан на рис. 81, *б*. Поршень *16* при движении из крайнего левого положения в крайнее правое создает разрежение в полости цилиндра. Клапан *17* при этом прижимается к седлу, а клапан *15* поднимается и вода под атмосферным давлением поступает по всасывающей трубе *14* в полость цилиндра. При обратном движении поршня клапан *12* прижимается к седлу, а *13* поднимается и вода под давлением поршня поступает по трубе *11* в котел.

Подача воды поршневым насосом происходит периодически, толчками; для смягчения толчков и более равномерной подачи воды в котел устанавливают воздушный колпак *10*. Верхняя его часть заполняется воздухом. Когда поршень выжимает воду из цилиндра в котел, воздух в колпаке сжимается водой. При обратном движе-

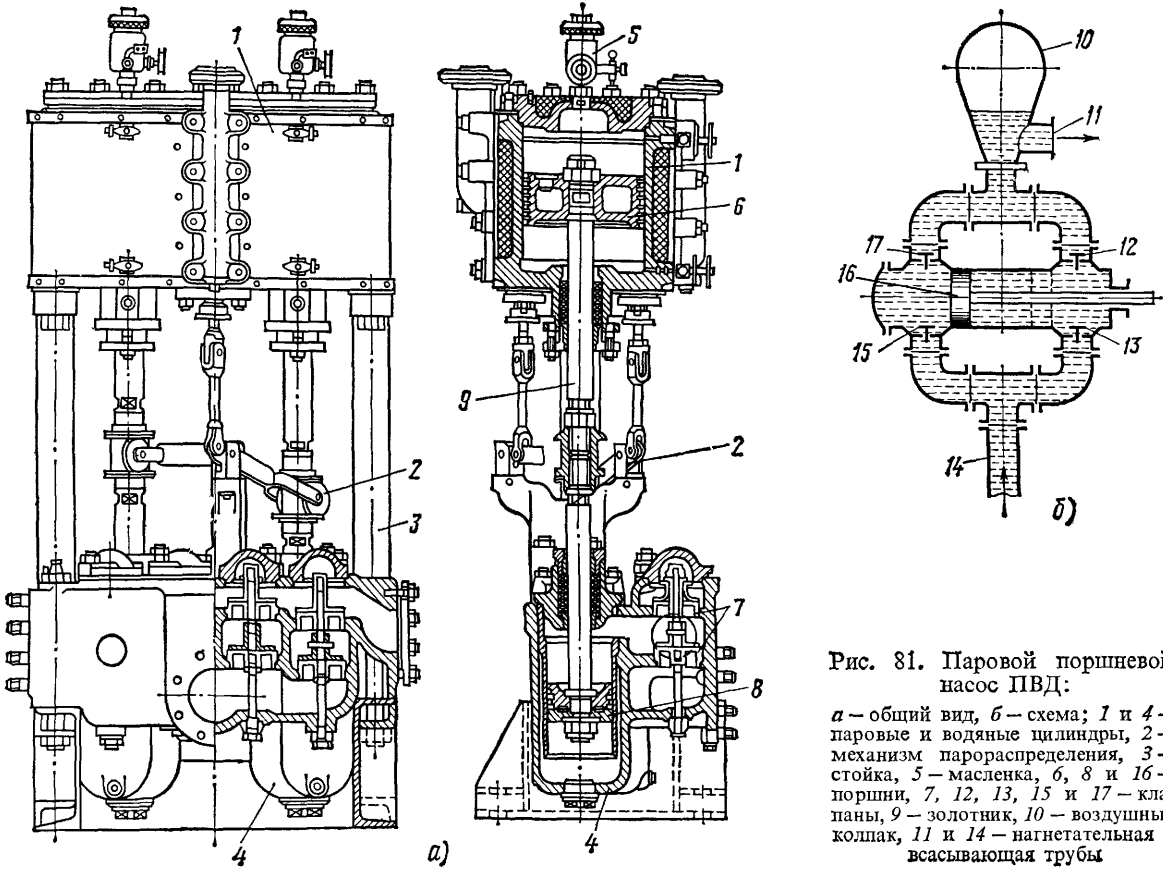


Рис. 81. Паровой поршневой насос ПВД:

а — общий вид, *б* — схема; *1* и *4* — паровые и водяные цилиндры, *2* — механизм парораспределения, *3* — стойка, *5* — масленка, *6*, *8* и *16* — поршни, *7*, *12*, *13*, *15* и *17* — клапаны, *9* — золотник, *10* — воздушный колпак, *11* и *14* — нагнетательная и всасывающая трубы

нии поршня вода из колпака вытесняется сжатым воздухом и подача воды происходит более равномерно.

Наибольшее распространение получили горизонтальные двухцилиндровые насосы двустороннего действия, называемые прямодействующими. Насосы этого типа состоят из паровой машины и водяного насоса.

На рис. 82,*а* показан насос марки ПДГ, предназначенный для питания паровых котлов, или подачи топлива к форсункам, либо нефтепродуктов с температурой перекачиваемой жидкости до 100°С и вязкостью до 8 Ст (110°ВУ). Насосы работают на насыщенном и перегретом паре.

Насос ПДГ – поршневой паровой прямодействующий двухцилиндровый горизонтальный (каждый цилиндр двойного действия) состоит из блока *1* парового цилиндра и блока гидроцилиндра *9*,

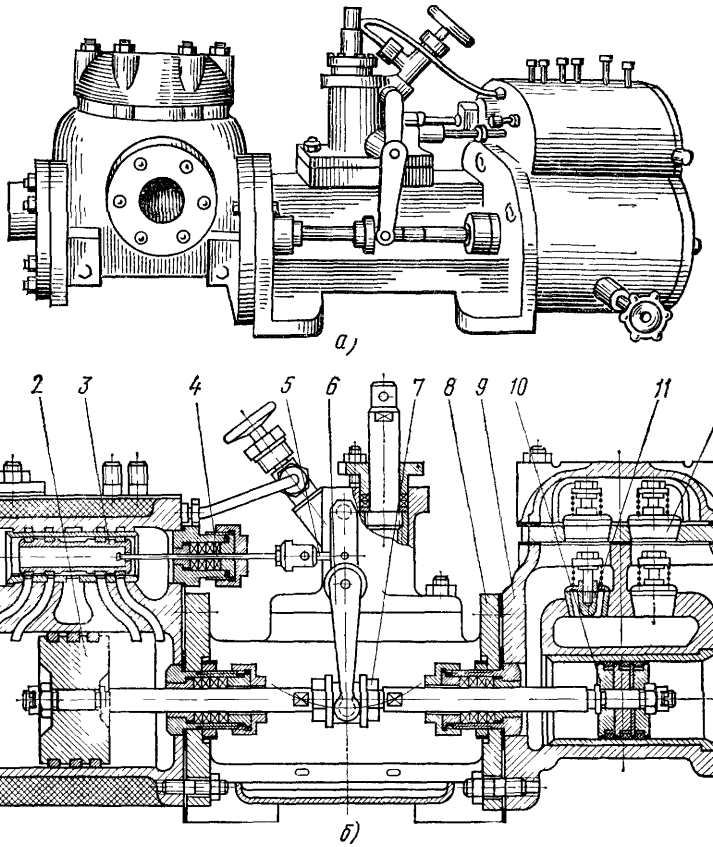


Рис. 82. Насос паровой горизонтальный ПДГ:

а – общий вид, *б* – схема; *1* – блок парового цилиндра, *2* и *10* – паровой и водяной поршни, *3* – золотник, *4* – шток, *5* – тяга, *6* – рычаг привода золотника, *7* – муфта, *8* – средник, *9* – блок гидроцилиндра, *11* и *12* – всасывающие и нагнетательные клапаны

соединенных между собой средником *8* (рис. 82, *б*). На среднике имеются лапы для крепления насоса к фундаменту.

Паровая часть – привод к насосу состоит из блока *1* парового цилиндра, отлитого вместе с золотниковыми коробками, двух поршней *2* со штоками и двух золотников *3*. Поршни и золотники снабжены уплотняющими кольцами. Впуск свежего пара в одну из рабочих полостей цилиндра и сообщение другой полости с выхлопом осуществляются золотниками *3*, связанными при помощи штока *4*, тяги *5* и рычага *6* с муфтой *7* соседнего цилиндра. Свежий пар, поступая попеременно в правую и левую полость парового цилиндра (в то время как противоположная полость сообщается с выхлопом), приводит в движение паровые поршни и сидящие на другом конце штока гидравлические поршни.

Гидравлическая часть (собственно насос) состоит из блока гидроцилиндра *9*, отлитого вместе с клапанными коробками, двух поршней *10* с уплотняющими кольцами и восьми клапанов – четырех всасывающих *11* и четырех нагнетательных *12*. Клапаны попеременно разделяют всасывающую и нагнетательную полости. Гидравлические поршни, перемещаясь в запрессованных в цилиндры втулках, создают попеременно в одной из рабочих полостей давление, в другой – разрежение. Паровую часть насоса смазывают с помощью пресс-масленки, отлитой заодно с рычажной стойкой, гидравлическую часть – перекачиваемой жидкостью. Смазку шарнирных соединений производят вручную.

Паровые горизонтальные насосы ПДГ применяют для работы на паровых котлах с рабочим давлением от 0,4 до 2,0 МПа производительностью от 2 до 6 т/ч.

§ 46. ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ НАСОСЫ

Центробежные питательные насосы изготовляют одно- или многоступенчатыми в зависимости от производительности и рабочего давления и приводят в действие от электродвигателя или паровой турбины.

На рис. 83, *а* показан насос 2,5ЦВ, предназначенный для питания котлов ДКВР паропроизводительностью 2–10 т/ч, давлением до 1,4 МПа при температуре питательной воды до 105°С.

На рис. 83, *б* показана схема работы центробежного насоса. Внутри полого корпуса находится диск с ребрами (колесо), который приводится в быстрое вращение от электродвигателя при помощи муфты сцепления.

Насос перед запуском заполняют водой. При вращении лопастного колеса *8* приходит во вращение и вода, находящаяся в кожухе-улитке *9*. Поскольку сил сцепления между частицами воды недостаточно, чтобы удержать их при круговом движении, эти частицы под действием центробежной силы выбрасываются в напорную трубу *6*. В корпусе около лопастного колеса создается пониженное давление. Атмосферным давлением вместо выходящей из корпуса воды по всасывающей трубе *10* подаются новые порции воды.

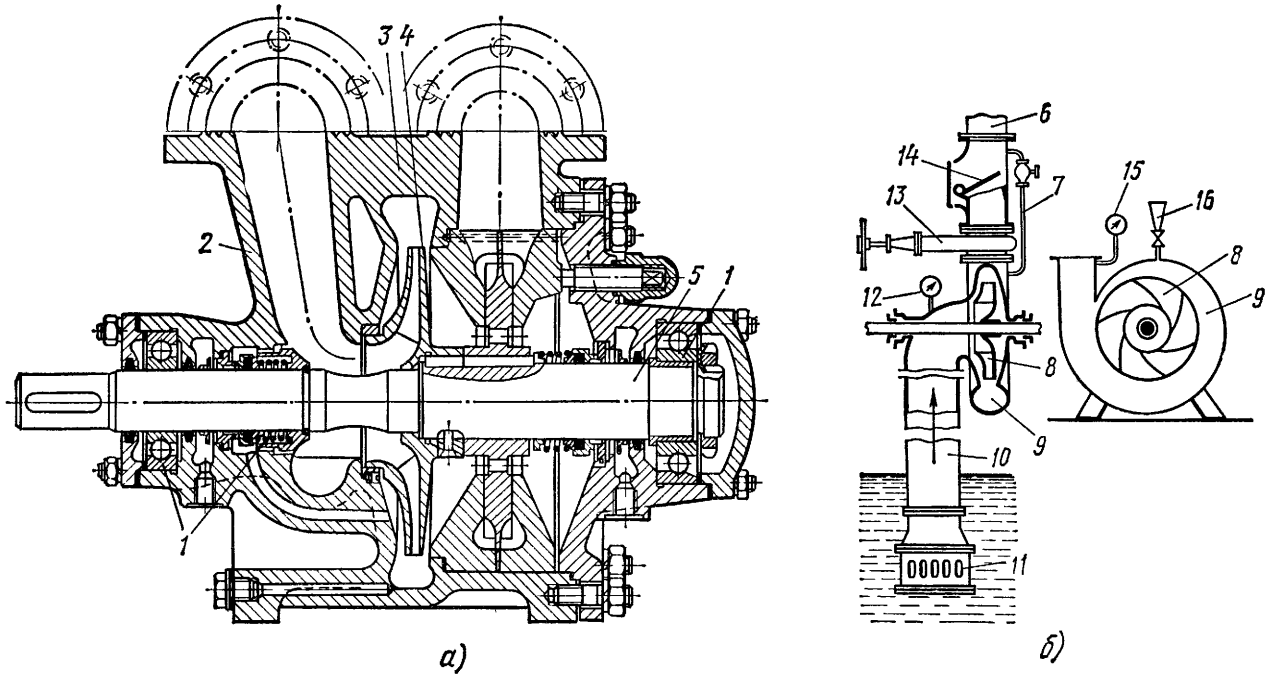


Рис. 83. Центробежный насос 2,5ЦВ:

а — общий вид, *б* — схема; *1* — подшипник, *2* — корпус, *3* — направляющий аппарат, *4* и *8* — лопастные колеса, *5* — вал, *6* и *10* — напорная и всасывающая трубы, *7* — перепускное устройство-байпас, *9* — кожух-улитка, *11* — приемный клапан с сеткой, *12* — вакуумметр, *13* — задвижка, *14* — обратный клапан, *15* — манометр, *16* — воронка для заливки насоса

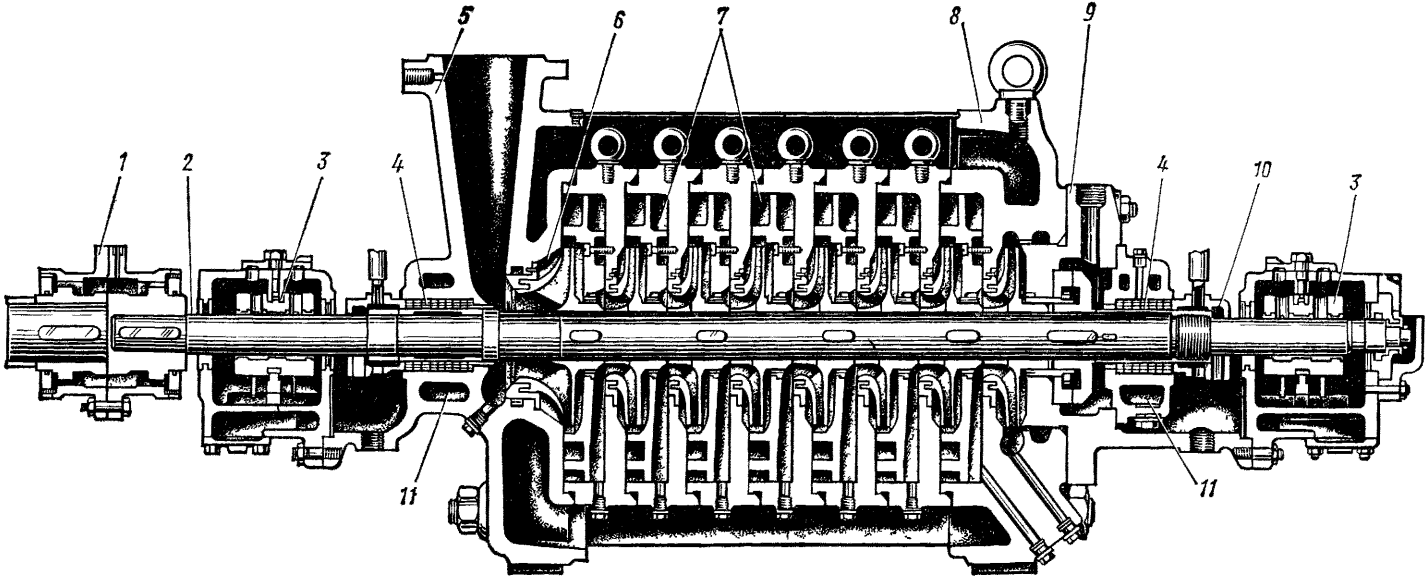


Рис. 84. Питательный центробежный насос ПС:

1 — муфта сцепления с электродвигателем, *2* — вал, *3* — подшипник, *4* — сальник, *5* — входная крышка, *6* — рабочее колесо, *7* — направляющий аппарат, *8* — напорная крышка, *9* — корпус гидравлической пяты, *10* — крышка сальника, *11* — кольцевые камеры

Недостатками центробежных насосов являются обязательная заливка насоса водой перед пуском его в ход и низкий кпд.

Для питания водой паровых котлов среднего давления применяют насосы ПС (рис. 84). Насос состоит из вала *2* и восьми рабочих колес *6*, насаженных на вал. Колесо первой ступени — с лопатками, загнутыми назад. У входа в рабочее колесо установлены сальники (защитно-уплотняющие кольца) *4*, направляющий аппарат *7*, который представляет собой диск с цилиндрическими лопатками. Насос имеет два сальника, состоящих из мягкой набивки. Предусмотрено охлаждение сальников водой, поступающей в кольцевые камеры *11*. Опорами для вала служат два подшипника *3* скользящего типа с кольцевой смазкой. Корпуса подшипников снабжены камерами водяного охлаждения.

Высота всасывания у центробежных насосов зависит от температуры воды: чем выше температура воды, тем меньше высота всасывания, например при температуре воды 0°С высота всасывания 6,5 м, при 20°С — 5,9 м, при 40°С — 4,7 м, при 60°С — 2,2 м, при 70°С — 0. Следовательно, при температуре воды свыше 70°С вода должна поступать под некоторым напором, т. е. центробежный насос должен быть установлен ниже бака, из которого вода идет в насос.

Контрольные вопросы

1. Как устроен и работает инжектор?
2. Каково устройство парового поршневого насоса?
3. Как работает центробежный насос?

Глава XII
ТРУБОПРОВОДЫ КОТЕЛЬНОЙ

§ 47. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Устройства, предназначенные для транспортирования пара, газов, воздуха, а также воды и других жидкостей, т. е. устройства, внутри которых указанные вещества могут передвигаться от одного места к другому, например из котла к потребителю, называются *трубопроводами*.

Из всех трубопроводов основными являются паропроводы, отводящие от котла насыщенный или перегретый пар, и питательные трубопроводы, по которым вода под давлением подается в котлы.

В котельной могут быть трубопроводы и другого назначения: для продувки котлов, для конденсата, теплофикационные, паропроводы для отборного и отработавшего пара от паровых машин, трубопроводы для мазута, масла, сжатого воздуха, газа при газовом отоплении, пожарные.

При нагревании паропроводы и трубопроводы горячей воды удлиняются. Удлинение стальных трубопроводов составляет в среднем 1,2 мм на 1 м длины на каждые 100°С. Например, паропровод

длиной 20 м, в котором протекает пар при температуре 200°С, получит удлинение $1{,}2 \cdot 2 \cdot 20 = 48$ мм. Для уравновешивания теплового удлинения трубопровода на прямолинейных длинных магистралях устанавливают компенсаторы, представляющие собой изгиб трубы в виде буквы П или лиры (рис. 85).

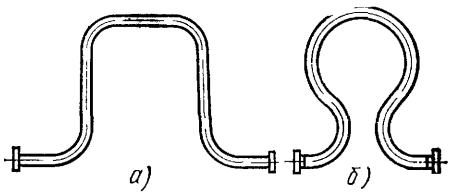


Рис. 85. Компенсаторы:
а – П-образный, *б* – лирообразный

Согласно правилам Котлонадзора трубопроводы окрашивают по всей длине в соответствии с данными, приведенными в табл. 22.

Таблица 22. **Окраска трубопроводов**

Назначение трубопровода	Условное обозначение	Цвет окраски	
		основной	кольца или полоски
Для перегретого пара	ПП	Красный	Без колец
Для насыщенного пара	ПН	»	Желтый
Для отборного пара при противодавлении	ПО	»	Зеленый
Для химчистки очищенной воды	ВХ	Зеленый	Белый
Для конденсата	ВК	»	Синий
Для питательной воды	ВП	»	Без колец
Для дренажа и продувки	ВД	»	Красный
Для технической воды	ВТ	Черный	Без колец
Пожарный водопровод	В. Пож	Оранжевый	То же
Теплофикационная водяная сеть. прямая	ПС	Зеленый	Желтый
обратная	ОС	»	Коричневый

Не допускается различная окраска одного и того же трубопровода, проходящего по нескольким помещениям.

На трубопроводах необходимо делать следующие надписи: на магистральных линиях – номер магистрали римской цифрой и стрелку, указывающую направление движения среды, в случае движения среды в обе стороны даются две стрелки, направленные в обе стороны; на ответвления вблизи магистралей – номер магистрали римской цифрой, буквенные обозначения агрегата, номер агрегата арабской цифрой и стрелку, указывающую направление движения.

Применяют следующие буквенные обозначения агрегатов: К – котел, Н – насос, ТН – турбонасос, ЭН – электронасос, И – испаритель, Б – бойлер, ПП – пароперегреватель, Эк – экономайзер, Т – турбина, ПМ – паровая машина.

§ 48. ПИТАТЕЛЬНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Для питания паровых котлов паропроизводительностью до 4 т/ч допускается один питательный трубопровод; для котлов большей паропроизводительности необходимы два трубопровода, чтобы в случае выхода из строя одного из них можно было бы пользоваться вторым.

Котлы, работающие с разным рабочим давлением, должны иметь самостоятельные питательные трубопроводы. Если разница в давлениях составляет не более 15%, допускается питание всех котлов по одному и тому же трубопроводу.

Питательные трубопроводы монтируют так, чтобы от любого насоса, имеющегося в котельной, можно было подавать воду в любой котел как по одной, так и по второй питательной линии.

На питательных трубопроводах должны находиться запорные устройства перед насосом и за насосом — вентили или задвижки, а непосредственно перед котлом — обратный клапан и вентиль. Все вновь изготовляемые паровые котлы паропроизводительностью от 2 т/ч и выше, а также котлы, находящиеся в эксплуатации, паропроизводительностью от 20 т/ч и выше должны быть оборудованы автоматическими регуляторами питания с рабочего места машиниста.

На рис. 86 показана схема питания котлов с двумя питательными трубопроводами. На питательной линии котла устанавливают вентиль и обратный клапан *1*, автоматически закрывающийся при движении воды в обратном направлении. Вода в котел подается насосом по питательному трубопроводу *14*, в конце которого, непо-

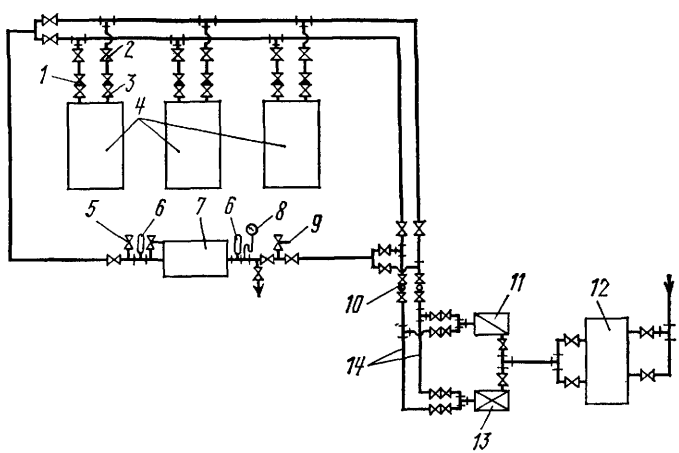


Рис. 86. Схема питания котлов:

1 и *9* — обратный и предохранительный клапаны, *2* и *3* — регулировочный и запорный вентили, *4* — котлы, *5* — воздухоотводчик, *6* — термометр, *7* — экономайзер, *8* — манометр, *10* — водомер, *11* и *13* — центробежный и паровой насосы, *12* — бак питательной воды, *14* — питательный трубопровод

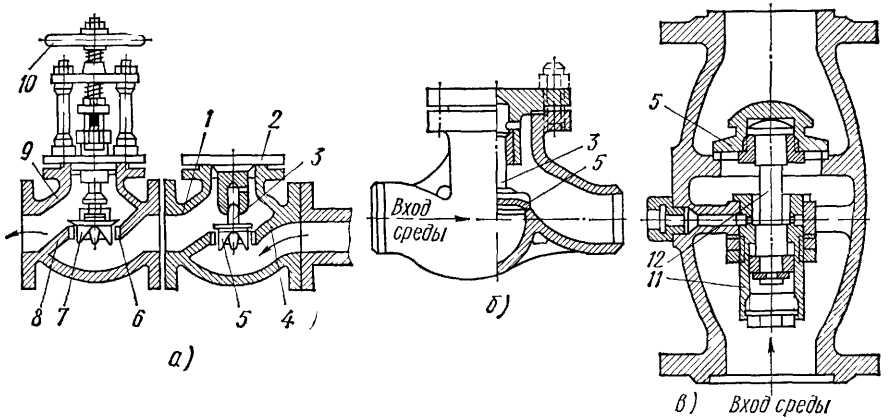


Рис. 87. Парозапорный вентиль с обратным клапаном, имеющим фланцы (*а*), и обратные клапаны для установки на горизонтальных паропроводах (*б*) и вертикальных трубопроводах (*в*):

1 — корпус обратного клапана, *2* и *6* — крышка и седло клапана, *3* — хвостовик, *4* и *8* — перегородки, *5* и *7* — тарелки, *9* — корпус вентиля, *10* — маховичок, *11* — стержень, *12* — муфта или втулка

средственно у котла, ставят запорный вентиль *3*, а к нему присоединяют обратный клапан *1*. Запорный вентиль служит для отключения питательной линии от котла при ремонте линии или обратного клапана.

На рис. 87, *а*, *б*, *в* показаны парозапорный вентиль и питательные обратные клапаны. Вентиль состоит из корпуса *9*, внутренней перегородки *8*, тарелки *7* и маховичка *10*, а обратный клапан — из корпуса *1*, разделенного внутри перегородкой *4*. В перегородке имеется проходное отверстие, в которое впрессовано седло *6*. Тарелка и седло должны быть хорошо притерты. Для правильной посадки тарелка имеет направляющие ребра. Клапан закрывается крышкой *2*.

Вода, подаваемая насосом, поступает под тарелку клапана, поднимает ее и проходит в котел. При прекращении подачи воды насосом тарелка клапана обратным давлением воды прижимается к седлу и не дает воде уйти из котла. Обратный клапан пропускает воду только в котел. Направление воды на корпусе клапана указывают стрелкой.

При автоматизации котель-

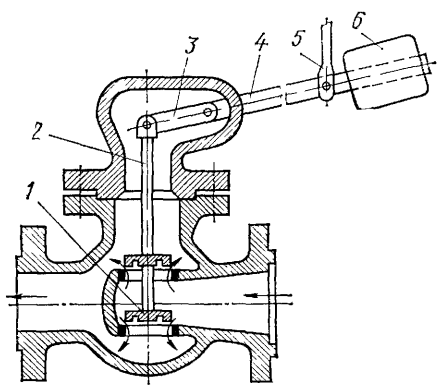


Рис. 88. Двухседельный регулирующий клапан:

1 — тарелки, *2* — шпиндель, *3* и *4* — внутренний и наружный рычаги, *5* — тяга к ручному или автоматическому дистанционному управлению, *6* — груз

ных установок применяют двухседельный регулирующий клапан (рис. 88). Подъем клапанов осуществляется сервомотором, связанным с термическим регулятором. Количество подаваемой воды регулируется вертикальным перемещением шпинделя *2*, связанного с наружным рычагом *4*, на конце которого укреплен груз *6*. Термический регулятор состоит из термической расширительной трубки, которая одним концом соединяется с паровым пространством барабана, а другим — с водяным объемом; уровень воды в барабане и трубке одинаков (при этом часть трубки заполнена котловой водой, а другая часть — паром). При нормальной работе котельного агрегата длина трубки остается постоянной.

§ 49. ПАРОПРОВОДЫ

Главный паропровод собирают по определенной схеме. На рис. 89 приведены основные схемы паропроводов, которые имеют двойную магистраль с одиночными ответвлениями к котлам и потребителям пара. При повреждении какого-либо ответвления отключают только один агрегат или потребитель пара. Все запорные устройства устанавливают обычно на ответвлениях. В нормальных условиях обе магистрали работают одновременно. При повреждении одной магистрали ее выключают и в работе остается только вторая магистраль. Обе магистрали должны находиться под паром, иначе при аварии невозможно немедленно перейти на работу другой магистрали, поскольку требуется некоторое время на разогрев холодного резервного паропровода.

Недостатками этой системы являются значительная длина паропровода и сложные вилочные соединения, а преимуществами — удобство переключений с одного паропровода на другой и отсутствие задвижек на главной магистрали. При любой аварии задвижки фланцевого соединения или тройника выходят из строя только один котел и один потребитель пара.

В котельных установках без автоматики применяют редукционный клапан (рис. 90), состоящий из корпуса *13* с тарелкой *14*, свободно скользящей по штанге *3*. На нижнем конце штанги укреплен поршень *8* с резиновым уплотнительным кольцом *9*. Цилиндр *10*, в котором находится поршень, соединен трубкой *4* с полостью клапана под тарелкой. Внутри этой трубки помещается штанга *3* с зазором. Над цилиндром находится поперечина *2*, которая служит опорой для пружины *11*.

Пар входит в отверстие *15* клапана под тарелку и одновременно по зазору между штангой и трубкой в цилиндр и давит вверх на тарелку и вниз на поршень. Если давления поршней равны, при вывернутом шпинделе и свободном состоянии пружины клапан уравновешен и пар в полость за тарелкой не поступает.

При вращении маховичков *7* и *17* по часовой стрелке штанга поднимается вверх, а пружина сжимается и свободно сидящая на ней тарелка поднимается и доходит до упора в гайку на верхнем конце штанги. В образовавшийся зазор между тарелкой и ее седлом начинает поступать пар, давление которого постепенно повышается

до предела, соответствующего натягу пружины. Когда давление пара превысит натяг, пружина начнет сжиматься и тарелка будет опускаться, пока давление за клапаном не снизится до требуемого. Таким образом, установка клапана на требующееся давление производится вращением маховичков *7* и *17* в ту или иную сторону. На паропроводе до клапана должен быть установлен вентиль, а за клапаном — вентиль, предохранительный клапан и манометр.

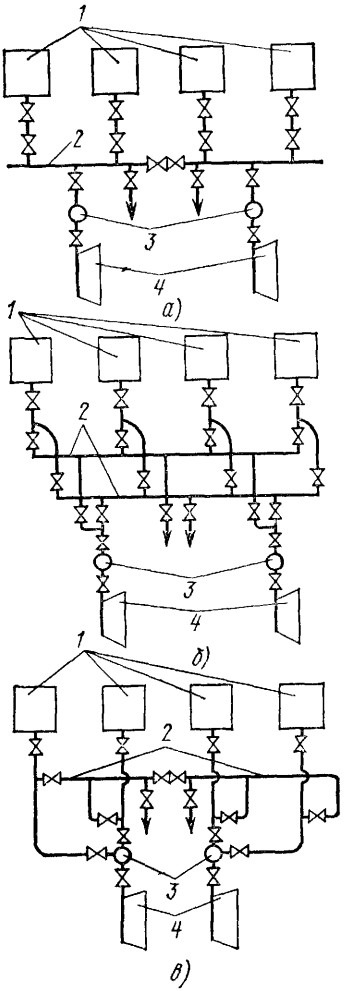


Рис. 89. Основные схемы главных паропроводов:

а — одинарная, *б* — двойная, *в* — с переключательным паропроводом; *1* — паровые котлы, *2* — главный паропровод, *3* — водоотделитель, *4* — потребители пара

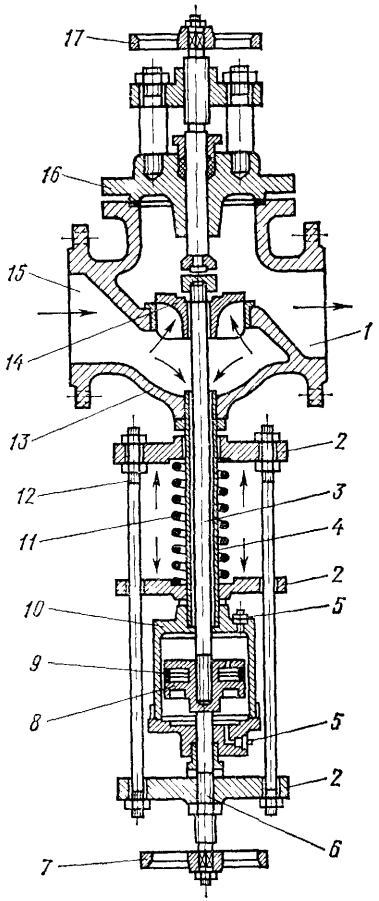


Рис. 90. Редукционный клапан:

1 и *15* — выходное и входное отверстия клапана, *2* — поперечины, *3* и *12* — штанги, *4* — трубка, *5* — пробки, *6* — шпиндель, *7* — маховичок для регулирования давления за клапаном, *8* — поршень, *9* — резиновое уплотнительное кольцо, *10* — цилиндр, *11* — пружина, *13* — корпус клапана, *14* — тарелка, *16* — фланец, *17* — маховичок запорного устройства

В котельных установках с применением автоматики для поддержания в заданных пределах температуры и давления пара используют редукционно-охладительные установки РОУ (рис. 91).

Эти установки оборудованы приборами автоматического контроля регулирования температуры и давления, называемыми колонками дистанционного управления (КДУ).

По паропроводу *19* острый пар с давлением P_1 и температурой T_1 поступает к регулирующему клапану *14*, приводимому в действие с помощью сервомотора *2*, в котором происходит снижение (дросселирование) давления пара; после регулирующего клапана пар проходит через охладитель пара *4*.

Давление и температуру вторичного пара за клапаном регулируют изменением количества впрыскиваемой воды через форсунку механического распыливания с помощью сервомоторов *2* и *18*. Вторичный пар из камеры, находящейся между регулирующими клапанами *14* и *16*, поступает в трубопровод редуцированного пара с давлением P_2 и температурой T_2, отвечающими заданному режиму работы установки.

Для подачи пара от котла потребителю или отключения от него на трубопроводе насыщенного пара (непосредственно у котла) устанавливают парозапорный вентиль (рис. 92, *а*) или задвижку (рис. 92, *б*).

Вентиль ставят так, чтобы пар из котла шел под тарелку, стремясь поднять ее. Тарелка имеет ребра, которые предотвращают перекашивание ее и неправильную посадку на седло.

При пуске пара в холодный паропровод в период его прогрева происходит значительная конденсация пара и скопление в нем воды. Кроме того, во время работы паропроводов возможны забросы воды из котлов в паропроводы, что может вызвать гидравлические удары и их разрушение.

Большую опасность представляют гидравлические удары в паропроводах для насыщенного пара, где может быстро происходить конденсация пара. Во избежание гидравлических ударов паропроводы снабжают водоотделителями (рис. 93, *а*), в которых происходит отделение воды от пара с помощью сепарации. Вода, скапливающаяся в нижней части водоотводчика, автоматически отводится в дренажную линию.

Паропроводы укрепляют на опорах, несущих массу всей системы паропроводов и являющихся направляющими при движении паропроводов под действием тепловых удлинений. Опоры бывают неподвижными и подвижными. Неподвижные опоры используют в качестве «мертвых точек», которыми называются места присоединений паропровода к котлу, водоотделителю и паровому двигателю. На подвижных опорах паропровод может перемещаться в заданном направлении. Различные типы опор показаны на рис. 94.

Тепловая изоляция трубопроводов. Для уменьшения потерь тепла горячими поверхностями трубопроводов и арматуры в окружающую среду применяют тепловую изоляцию — мастичную или сбор-

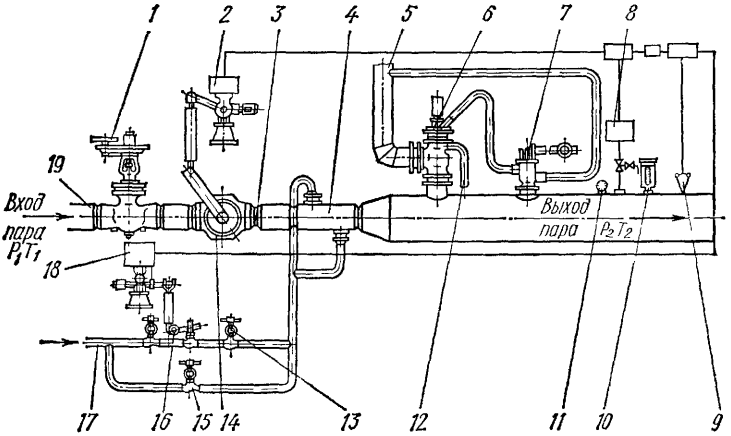


Рис. 91. Редукционно-охладительная установка:

1 — запорный вентиль или паровая задвижка, *2* и *18* — сервомоторы регулирования давления и температуры пара, *3* — дроссельная решетка с патрубком, *4* — охладитель пара, *5* — труба выхлопа пара в атмосферу, *6* и *7* — предохранительный и импульсный клапаны, *8* и *9* — импульсные устройства для регулирования давления и температуры, *10* — термометр, *11* — манометр, *12* — труба для спуска в канализацию, *13* и *15* — проходной и игольчатый вентили, *14* и *16* — регулирующие клапаны, *17* — вход охлаждающей воды, *19* — паропровод

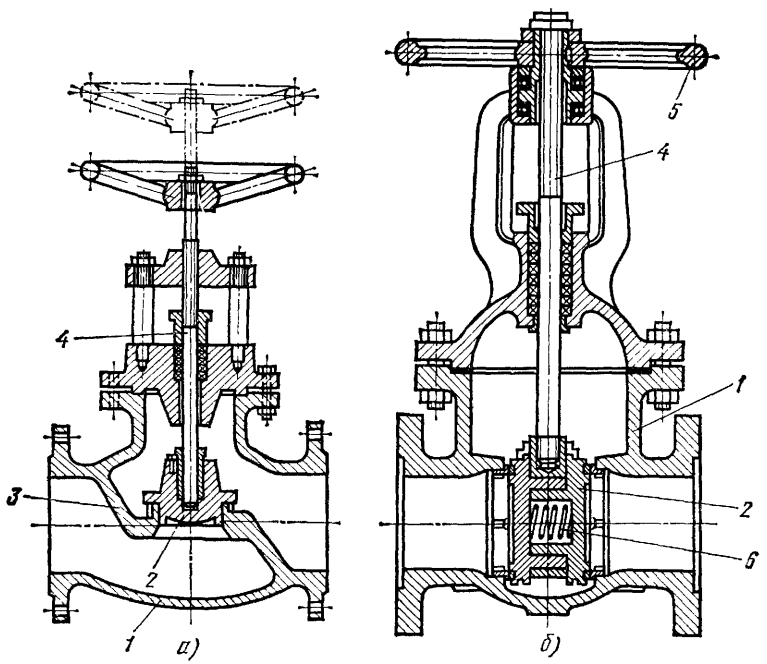


Рис. 92. Парозапорные устройства:

а — вентиль, *б* — задвижка; *1* — корпус, *2* — тарелка, *3* — перегородка, *4* — шпиндель, *5* — маховичок, *6* — пружина

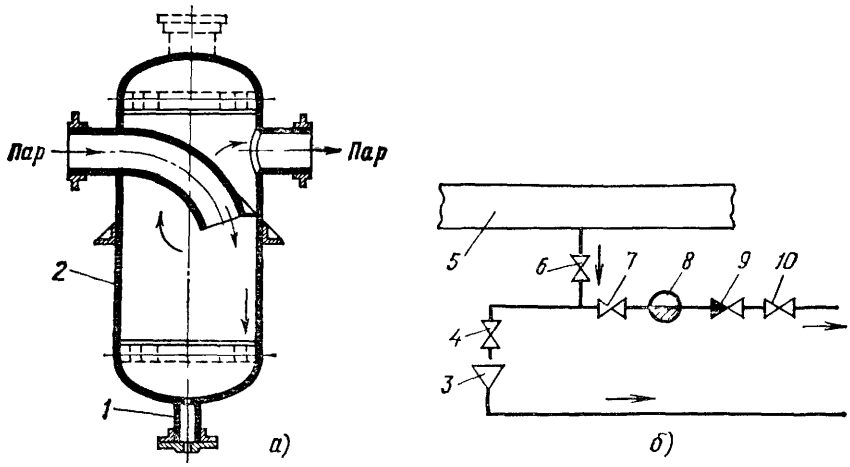


Рис 93 Водоотделяющие и дренажные устройства

а — водоотделитель *б* — схема дренажных устройств *1* — патрубок выпуска воды в дренаж, *2* — корпус, *3* — воронка, *4*, *6* *7* и *10* вентили *5* — паропровод, *8* — конденсационный горшок, *9* — обратный клапан

ную из штучных изделий (плит, скорлуп, сегментов и автоклавного пенобетона). В качестве изоляционных материалов используют пеностекло, асбестоцемент, минеральную вату, пенобетон и др.

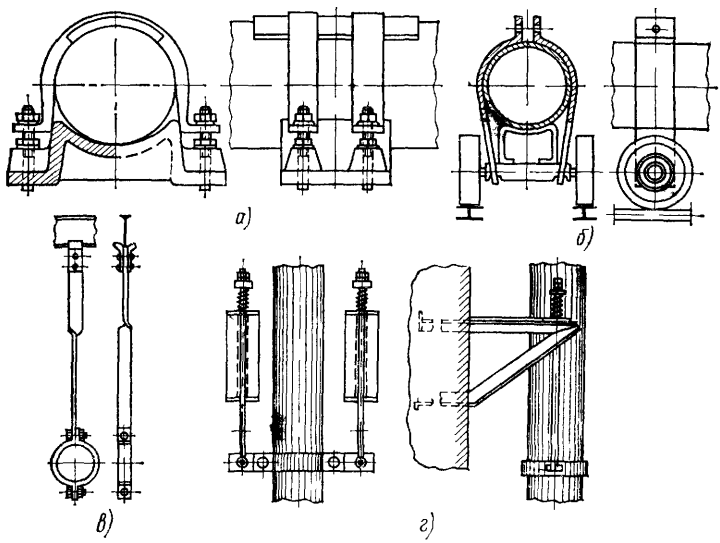


Рис 94 Опоры паропроводов

а — неподвижная, *б* — подвижная роликовая *в* — подвесная, *г* — подвеска вертикального паропровода на пружине

Тепловая изоляция (рис. 95) состоит из теплоизоляционного *2*, покровного *3* и отделочного *4* слоев. Для покровного и отделочного слоев применяют толь, пергамин, стеклоткань, фольгоизол, листовую сталь и дюралюминий. При бесканальной прокладке в умеренно влажных песчаных грунтах делают усиленную гидроизоляцию и асбестоцементную штукатурку по каркасу из проволочной сетки, при канальной и надземной прокладках – асбестоцементные полуцилиндры, кожух из тонколистового алюминиевого сплава АЛ1-Н и кожух из тонколистовой стали, оцинкованной или окрашенной алюминиевой краской АЛ-177.

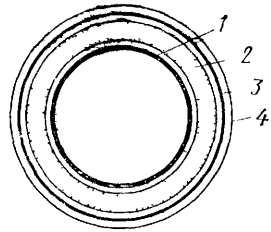


Рис 95 Расположение тепловой изоляции на трубопроводе

1 – труба, *2* *3* и *4* – слои изоляции

Для укрепления изоляционного материала на трубах используют плетеную сетку, проволочные бандажи, стяжные кольца и сшивки. В целях предохранения от коррозии трубы с наружной стороны покрывают защитным слоем в зависимости от температуры теплоносителя: до 100°С – битумной грунтовкой и двумя слоями изола по изольной мастике, оберточной бумагой; до 150 С – битумной грунтовкой и двумя слоями изола по изольной мастике, оберточной бумагой или шпаклевкой и эпоксидной эмалью; до 300°С – грунтовым и тремя стеклоэмалевыми покровными слоями.

§ 50. ПРОДУВОЧНЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ

Эти трубопроводы в котельных установках предназначены для удаления из котлов шлама и излишков растворенных солей, скапливающихся в котле в период его работы. Спускные и продувочные трубопроводы устанавливают в низкорасположенных участках котлов, экономайзеров и пароперегревателей, а также около зеркала испарения для непрерывной продувки и удаления солей из мест их наиболее высокой концентрации.

Продувочные и спускные трубопроводы снабжают вентилями. Для периодической продувки парового котла, работающего при давлении свыше 0,9 МПа, непосредственно за первым спускным приспособлением устанавливают дополнительный вентиль (рис. 96, *а*).

Вентиль ставят так, чтобы вода подходила под тарелку *1*, иначе при отрыве ее от шпинделя *3* будет трудно открыть вентиль. При вращении маховичка *5* против часовой стрелки и неподвижном маховичке *4* вентиль открывается, а при вращении по часовой стрелке закрывается. При вращении обоих маховичков с одинаковой скоростью в одну и ту же сторону тарелка будет вращаться на месте, не поднимаясь и не опускаясь, удаляя при этом застрявшие кусочки накипи и притираясь к седлу.

Труба продувочного крана должна быть расположена так, чтобы вода не просачивалась под котел, а при выходе наружу не могла причинить ожогов людям.

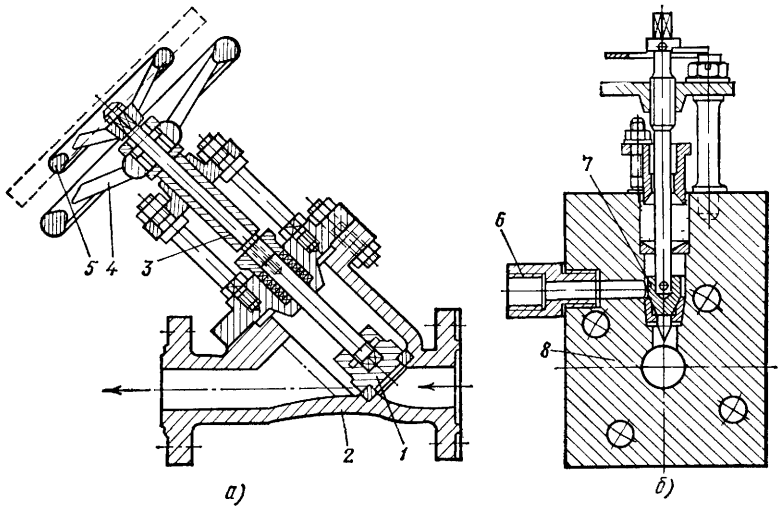


Рис. 96. Спускные и продувочные устройства:

а — вентиль, *б* — игольчатый клапан для непрерывной продувки; *1* — тарелка, *2* и *8* — корпуса, *3* — шпиндель, *4* и *5* — большой и малый маховички, *6* — штуцер, *7* — конус игольчатого клапана

Для непрерывной продувки котла, когда требуется постоянное удаление излишнего количества солей, накапливающихся в котловой воде, и шлама, применяют игольчатые клапаны (рис. 96,*б*) с небольшим проходом, которые регулируют количество выпускаемой воды. Непосредственно за игольчатым клапаном устанавливают обычный вентиль в качестве запорного устройства.

Контрольные вопросы

1. Какие трубопроводы устанавливают в котельных установках и каково их назначение?
2. Какие устройства предохраняют трубопроводы от разрушения?
3. Какие схемы паропроводов применяют в котельных?
4. Какую арматуру используют на паропроводах, питательных трубопроводах и в спускных продувочных трубопроводах?

Глава XIII
ТЯГОДУТЬЕВЫЕ УСТРОЙСТВА

§ 51. ТЯГА В КОТЕЛЬНОМ АГРЕГАТЕ

Для горения топлива необходим непрерывный подвод в топку атмосферного воздуха и удаление из нее образующихся дымовых газов в атмосферу. Тяга и ввод воздуха в топку могут быть естественными и искусственными.

Естественная тяга осуществляется в котельных агрегатах производительностью до 2.5 т/ч и с сопротивлением газового тракта не более 300 Па (30 мм вод. ст.) при сжигании нешлакующих или

малошлакующих топлив (дрова, торф) с помощью установки дымовой трубы. Естественной тягой называют разность давлений (появляющуюся вследствие различных плотностей наружного холодного воздуха и горячих дымовых газов в трубе котельной установки), которая приводит к возникновению движения потока дымовых газов в газоходах котла.

Тяга, Па, создаваемая в трубе газами,

$$P_г = H_{тр}\varrho_г g, \tag{56}$$

где $H_{тр}$ — высота дымовой трубы, м; $\varrho_г$ — плотность дымовых газов в дымовой трубе, кг/м^3; g — ускорение свободного падения (≈9,81 м/с^2). Давление, создаваемое на том же уровне наружным воздухом,

$$P_в = H_{тр}\varrho_в g, \tag{57}$$

где $\varrho_в$ — плотность наружного воздуха, зависящая от температуры и давления воздуха, кг/м^3.

Сила естественной тяги

$$S_т = P_в - P_г = \frac{H_{тр} g p_0 \left(\frac{1}{T_в} - \frac{1}{T_г}\right)}{287{,}1}, \tag{58}$$

где $S_т$ — тяга, создаваемая дымовой трубой; p_0 — давление воздуха по барометру, Па; $T_в$ — термодинамическая температура наружного воздуха, К; $T_г$ — средняя термодинамическая температура газов в дымовой трубе, К; 287,1 — газовая постоянная воздуха ($R_в$); газовая постоянная газообразных продуктов сгорания ($R_г$) зависит от их состава — $R_г \approx R_в$ (табл. 23).

Таблица 23. **Характеристика газов**

Наименование	Химическая формула	Молярная масса, кг/кмоль	Газовая постоянная, Дж/(кг·°С)	Плотность при 0°С и давлении p_0 = 101,3 кПа, кг/м^3
Кислород	O_2	32,00	259,8	1,129
Азот	N_2	28,02	296,7	1,251
Воздух	—	28,96	287,1	1,293
Водяной пар	H_2O	18,02	461,5	0,804
Водород	H_2	2,016	412,4	0,090
Окись углерода	CO	28,01	297,0	1,250
Двуокись углерода	CO_2	44,01	188,9	1,977
Сернистый газ	SO_2	64,06	129,0	2,926
Сероводород	H_2S	34,08	243,2	1,520
Метан	CH_4	16,04	518,8	0,716
Этан	C_2H_6	30,07	276,6	1,342
Пропан	C_3H_8	44,09	188,8	1,967
Бутан	C_4H_{10}	58,12	143,1	2,593
Пентан	C_5H_{12}	72,15	115,2	3,218
Этилен	C_2H_4	28,05	296,7	1,251
Пропилен	C_3H_6	42,08	197,6	1,877
Бутилен	C_4H_8	56,10	148,2	2,503
Ацетилен	C_2H_2	26,04	319,3	1,171
Бензол	C_6H_6	78,11	106,5	3,490

Пример 16. Определить тягу, развиваемую дымовой трубой высотой 50 м в зимнее время, при средней температуре уходящих дымовых газов $t_г = 300°C$, температуре и давлении наружного воздуха $t_в = -30°C$ и $P_в = 100$ кПа (750 мм рт. ст.).

Находим значения $T_г$ и $T_в$ в градусах Кельвина. $T_г = t_г + 273 = 300 + 273 = 573K$, $T_в = t_в + 273 = -30 + 273 = 243K$.

По формуле (58) определяем тягу, развиваемую трубой

$$S_т = \frac{H_{тр} g \rho_0 \left(\frac{1}{T_в} - \frac{1}{T_г}\right)}{287,1} = \frac{50\ 9,81\ 100\ 10^3 \left(\frac{1}{243} - \frac{1}{573}\right)}{287,1} =$$

$$= \frac{50\ 9,81\ 10^5 (4,10\ 10^{-3} - 1,74\ 10^{-3})}{287\ 1} = 410 \text{ Па (40,2 мм вод. ст).}$$

В летнее время при $t_в = 30$ С и том же барометрическом давлении $p_в$

$$T_в = t_в + 273 = 30 + 273 = 303\,K;$$

$$S_г = \frac{50\ 9,81\ 100\ 10^3 \left(\frac{1}{303} - \frac{1}{573}\right)}{287,1} = \frac{50\ 9\ 81\ 10^5 (3\ 3\ 10^{-3} - 1,74 \cdot 10^{-3})}{287,1} =$$

$$= 267 \text{ Па (27,2 мм вод. ст.).}$$

Схема создания естественной тяги показана на рис. 97. В установку включены топка *2*, котел и экономайзер *4*. Тяга осуществляется дымовой трубой *5*.

Дымовые газы при прохождении через котлоагрегат испытывают сопротивление о твердые поверхности газохода и сопротивление, вызываемое изменением направления движения потока газа.

Высоту трубы принимают такой, чтобы всегда имелся некоторый запас тяги, т. е. разрежение в топке (создаваемое трубой), которое должно быть больше суммы всех сопротивлений, получающихся в процессе прохождения газов по газоходам котлоагрегата. Для нормальной работы топки необходимо поддерживать в ней постоянное разрежение 20—30 Па (2—3 мм вод. ст.). Поэтому полная

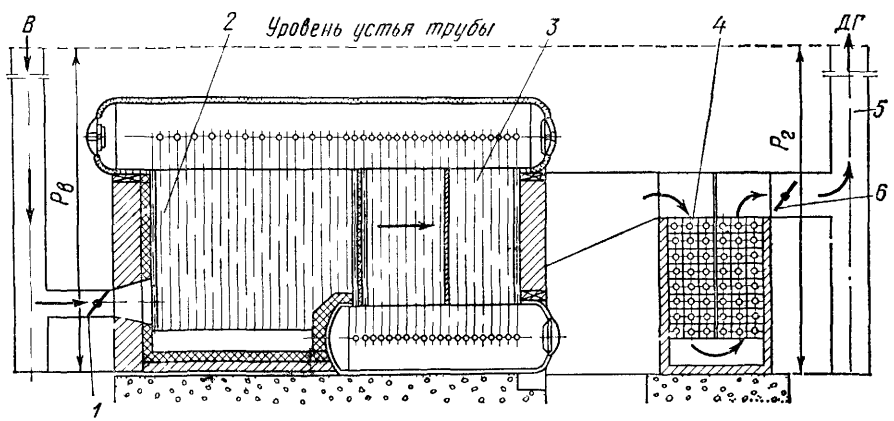


Рис 97 Схема создания естественной тяги:

1 — воздушная заслонка, *2* — топка, *3* — газоход котла, *4* — экономайзер, *5* и *6* — дымовые труба и заслонка, $P_в$ — высота столба воздуха, $P_г$ — высота столба дымовых газов

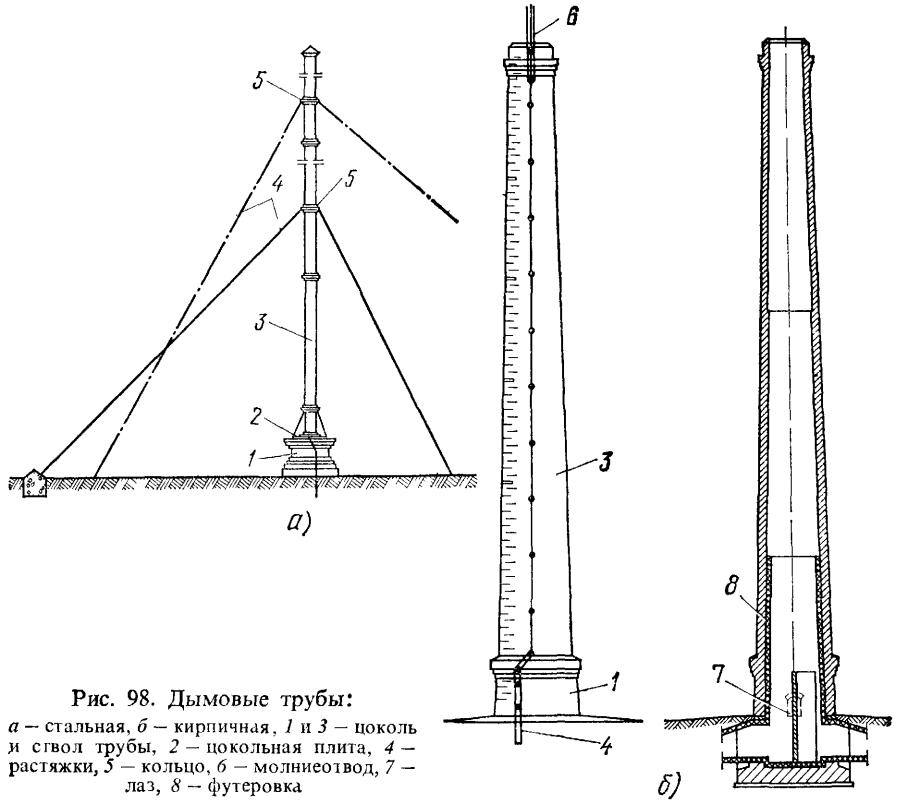


Рис. 98. Дымовые трубы:
а – стальная, *б* – кирпичная, *1* и *3* – цоколь и ствол трубы, *2* – цокольная плита, *4* – растяжки, *5* – кольцо, *6* – молниеотвод, *7* – лаз, *8* – футеровка

тяга, Па, создаваемая дымовой трубой и обозначаемая S, должна быть достаточной для преодоления всех аэродинамических сопротивлений котельного агрегата и создания разрежения в топке

$$S_т = \Sigma\Delta S_{к.а} + 20 - 30, \qquad (59)$$

где $\Sigma\Delta S_{к.а}$ – сумма сопротивлений всех элементов котельного агрегата.

В зависимости от температуры наружного воздуха тяга дымовой трубы изменяется; чем ниже температура наружного воздуха, тем больше разность плотностей этого воздуха и дымовых газов в трубе и тем больше тяга, а чем выше температура наружного воздуха, тем меньше тяга. Изменение тяги происходит и при изменении режима работы парового котла. В этом случае тягу регулируют бо́льшим или меньшим открытием соответствующих заслонок. При увеличении нагрузки котлов увеличивают часовое количество сжигаемого топлива, количество подаваемого в топку воздуха и усиливают тягу, что осуществляется бо́льшим открытием соответствующих заслонок, а при снижении нагрузки котла уменьшают подачу в топку топлива и воздуха и соответственно прикрывают заслонки.

Дымовые трубы строят стальными, кирпичными или железобетонными в зависимости от мощности котельных агрегатов или котельной установки и срока работы, на который котельная установка рассчитана.

Стальные трубы (рис. 98, *а*) применяют редко, главным образом при временных установках и не выше 30—40 м. Для котельных установок средней и большой мощности строят кирпичные трубы (рис. 98, *б*) высотой до 80 м и железобетонные высотой 80—250 м.

Для предохранения кирпичной кладки и железобетонной трубы от действия горячих газов внутри трубы выводят футеровку *8* из огнеупорного кирпича приблизительно на $^1/_4$ ее высоты.

В кирпичных и железобетонных трубах газы остывают приблизительно на 1°С, а в остальных — на 1,5—2°С на каждый метр высоты трубы.

§ 52. ВЕНТИЛЯТОРЫ И ДЫМОСОСЫ

Искусственную тягу осуществляют в котельных установках производительностью свыше 2,5 т/ч при сопротивлении газового тракта более 300 Па, для чего устанавливают дутьевые вентиляторы, подающие воздух в топку под небольшим давлением, и дымососы, отсасывающие дымовые газы из котлоагрегата и выбрасывающие их в дымовую трубу. Дымовая труба при этом служит для выноса дымовых газов в более высокие слои атмосферы, а тяга, которую она создает, является только добавлением к тяге, создаваемой дымососом. Следовательно, принцип действия дымовой трубы одинаков как в установках с естественной, так и в установках с искусственной тягой.

Центробежные вентиляторы, применяемые для преодоления сопротивления газоходов и удаления дымовых газов из котлоагрегата, называют дымососами.

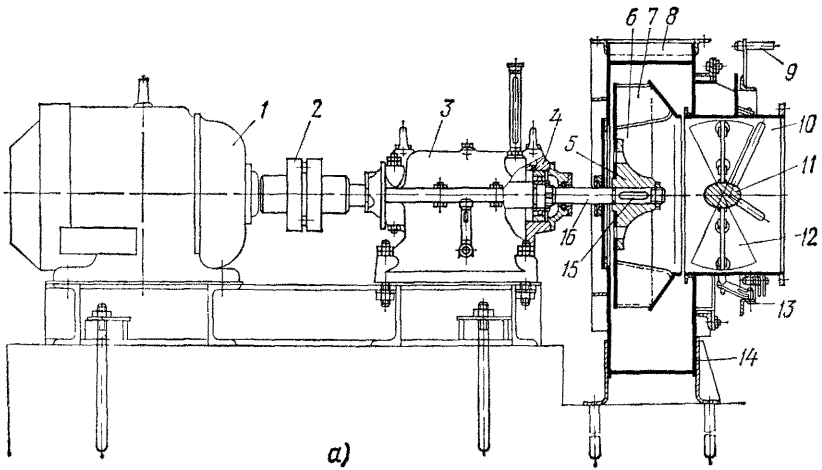
Устройство дымососа приведено на рис. 99, *а*. Дымовые газы поступают (засасываются) через входной всасывающий патрубок *10* в центральную часть ротора *5*, вращающегося с большой частотой в подшипниках *3*, вынесенных за пределы кожуха, который представляет собой спиральную камеру. Ротор дымососа представляет собой устройство, состоящее из диска *6*, по окружности которого приварены или прикреплены лопатки *7*. Диск насажен на втулку *15*, через которую проходит вал *16*. Лопатки *7* ротора *5* забирают газы из внутренней полости дымососа и отбрасывают в обечайку, откуда через выходной патрубок *8* (диффузор) отводятся в дымовую трубу *19*.

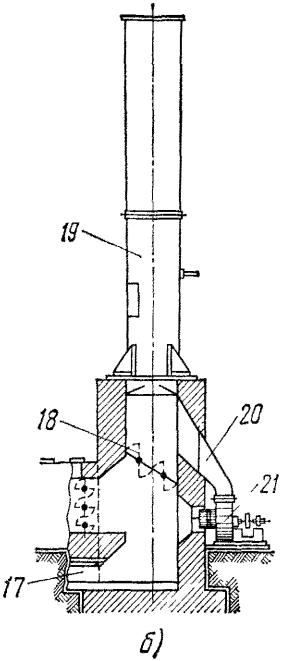
Дымовые газы из дымососа *21* должны проходить через расширяющийся патрубок с небольшим углом раскрытия. Для регулирования производительности дымососов во впускном патрубке размещены поворотные лопасти *12* с ручным управлением.

В котельных агрегатах средней мощности для дымососа кроме центробежных вентиляторов применяют пропеллерные. Последние отличаются компактностью конструкции и более высоким кпд.

Рис. 99. Схемы дымососной установки:

а — с вентилятором, *б* — с железной дымовой трубой; *1* — электродвигатель, *2* — муфта, *3* и *4* — подшипники, *5* — ротор, *6* — диск, *7* — лопатки (крыльчатка), *8* и *10* — выходной и входной патрубки, *9* — рукоятка поворота лопастей, *11* — центральный рассекатель, *12*, *13* и *18* — поворотные лопасти механизма и заслонки, *14* — улитка, *15* — втулка, *16* — вал, *17* — боров, *19* — дымовая труба, *20* — диффузор, *21* — дымосос





Поскольку дымосос работает в более тяжелых условиях, чем дутьевой вентилятор, подвергаясь действию высоких температур газов и механическому износу (истиранию) летучей золой, его лопатки выполняют большей толщины, а для подшипников применяют водяное охлаждение.

Направляющий аппарат позволяет осуществить плавное регулирование напора, благодаря чему расход электроэнергии на привод дымососа при малых нагрузках котла значительно сокращается. Дутьевой вентилятор, работая в облегченных условиях, преодолевает сопротивления всасывающего трубопровода, воздушного подогревателя, подводящих воздуховодов к топке, топочного устройства (решетки со слоем топлива) в сумме меньше, чем дымосос, и не имеет водяного охлаждения подшипников.

Дымососная установка для небольшой котельной, подключенная к цоколю железной дымовой трубы (рис. 99, *б*), состоит из дымососа *21*, дымовых заслонок *18*, дымовой трубы *19*. Газы, засасываемые из котла, при помощи дымососа через диффузор *20* выбрасываются в трубу *19*. Заслонки *18* размещены так, что газы можно пропускать и мимо дымососа, непосредственно в трубу.

Контрольные вопросы

1. На чем основана естественная тяга в котельном агрегате?
2. Как устроены дымовые трубы?
3. В чем отличие устройств вентиляторов и дымососов?

Глава XIV
ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ И ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

§ 53. ЗОЛОУЛАВЛИВАНИЕ

При сжигании твердого топлива зола и частично недогоревшее топливо выпадают в топочном устройстве, газоходах, золоуловителе, а также уносятся в дымовую трубу. Все осаждающиеся в пределах котельного агрегата твердые частицы принято делить на две группы — *шлак и золу*. Доля шлака и золы от общего содержания минеральной части в топливе зависит от способа сжигания твердого топлива. Ориентировочные значения распределения зольности топлива приведены в табл. 24, где большие значения $a_з$ даны для топок без возврата уноса.

Топочные газы, движущиеся по газоходам котельного агрегата, уносят с собой твердые частицы летучей золы и несгоревшего топлива. Зола, оседая на поверхность нагрева, ухудшает теплопередачу, увеличивает сопротивление газоходов и причиняет большой вред оборудованию котельной установки, вызывая износ дымососов и истирание поверхностей нагрева котельного агрегата.

При слоевом сжигании твердого топлива с продуктами сгорания уносится до 35, а при пылевидном — до 90% золы, содержащейся в топливе. Находящиеся в уходящих газах твердые частицы золы, окислы серы и азота загрязняют окружающий воздух.

Таблица 24. **Распределение зольности топлива на шлак и золу**

Топочное устройство	Доля золы топлива, %	
	в шлаке $a_{шл}$	в золе $a_з$
Слоевая топка с ручным забросом или с ПМЗ	80—90	10—20
Слоевые цепные решетки для угля	75—90	10—25
Камерные топки:		
с молотковыми мельницами и мельницами-вентиляторами	5—15	85—95
с среднеходовыми и другими мельницами	5—10	90—95

Для уменьшения вредного влияния золы применяют высокие дымовые трубы, обеспечивающие ее рассеивание в атмосфере. Так, например, при высоте трубы 40 м зола рассеивается на расстоянии 3000 м от трубы, а при высоте 80 м — на расстоянии 6000 м. Однако при сырой погоде выпадение золы может происходить на более близких расстояниях. Поэтому увеличение высоты дымовой трубы не может обеспечить очищения атмосферы, в результате чего целесообразно улавливать золу до выхода ее в атмосферу.

Для очистки дымовых газов от летучей золы в настоящее время используют золоуловители трех типов: механические (сухие и мокрые), электрические и комбинированные.

К механическим относят циклонные и жалюзийные золоуловители. В котельных установках малой и средней мощности наиболее распространен батарейный циклон (рис. 100), состоящий из нескольких циклонов небольшого диаметра. Принцип действия циклона заключается в том, что к цилиндрическому корпусу подводится с высокой скоростью запыленный газ. Твердые частицы золы, двигаясь по инерции прямо, прижимаются к корпусу циклона и вместе с газовым потоком спускаются по спирали 2 циклона вниз. От этого вихревого движения и центробежной силы образуется пониженное давление в центре циклонов, вследствие чего поток газов в нижней части корпуса ме-

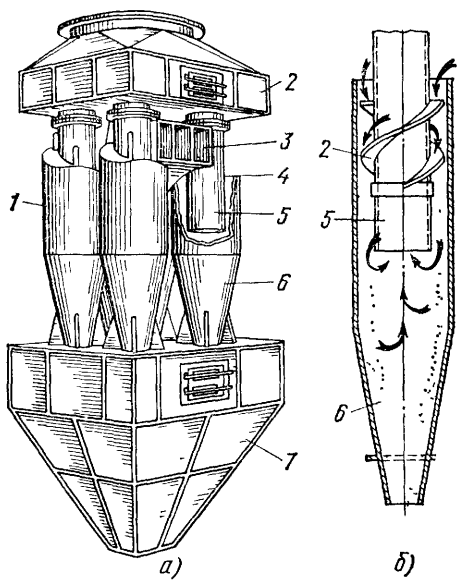


Рис. 100. Батарейный циклон:

а — общий вид, *б* — улитка циклона; *1* — циклон, *2* — спираль (улитка), *3* — входной коллектор, *4* — винтовая крышка, *5* — выхлопная труба, *6* — корпус циклона, *7* — бункер сбора золы и пыли

няет свое направление и идет в центре циклона вверх, направляясь в выхлопную трубу *5*. Поскольку плотность золы выше плотности газа, ее движение тормозится из-за трения о стенки и зола осаждается внизу, откуда ее периодически или непрерывно удаляют. Степень очистки газов от золы в батарейном циклоне достигает 75–85%.

Жалюзийные золоуловители используют обычно в котельных установках небольшой мощности. Схемы жалюзийных золоуловителей с одним и двумя циклонами показаны на рис. 101, *а, б*. Золоуловитель состоит из двух решеток *3*, выполненных из равнобоких металлических уголков *2*, установленных в вертикальном газоходе на прямом участке прямоугольного сечения. Решетка разделяет газоход на входную *1* и выходную *9* камеры. Газ проходит между лопастями решеток, увлекая с собой незначительное количество более мелких частиц золы, а более крупные частицы собираются в отсосной щели *4* и далее через диффузор *5* попадают в сборник золы (циклон) *7*. Степень очистки газов от золы в жалюзийных уловителях при слоевом сжигании топлива достигает 80%.

Небольшие размеры, а также возможность установки жалюзийного уловителя как в вертикальных, так и в горизонтальных газоходах котла являются его преимуществами.

Электрические золоуловители для очистки дымовых газов от золы применяют в котельных агрегатах средней и большой паропроизводительности. Отечественной промышленностью выпускаются пластинчатые электрические золоуловители двух видов: с вертикальным и горизонтальным потоком газов.

Уходящие дымовые газы проходят по трубе электрического золоуловителя (рис. 102), в которой помещен провод коронирующего электрода *3*, присоединенного к отрицательному полюсу источника постоянного тока. Сама труба присоединяется к положительному полюсу. Уходящие газы, проходя около электродов, попадают в электромагнитное поле, при этом одни пылинки приобретают свойства положительно заряженного тела, другие – отрицательного. Пылинки, заряженные положительно, направляются к коронирующему электроду, а заряженные отрицательно – к поверхности трубы.

Слой золы, постепенно нарастая на электродах *2*, под действием силы тяжести частично осыпается, а оставшийся удаляется путем автоматического встряхивания электродов ударами специальных устройств (молотков).

Опавшая зола собирается в конические бункера *5*, откуда ссыпается в систему золоудаления.

Напряжение постоянного тока принимается до 80 кВ, кпд составляет 90–98%.

Если требуется особенно тщательная очистка дымовых газов, применяют комбинированные золоуловители, в которых первоначальная, грубая очистка газов осуществляется в жалюзийном или батарейном циклоне, а окончательная, тонкая – в электрофильтре. Степень очистки в такой установке может быть 98–99%.

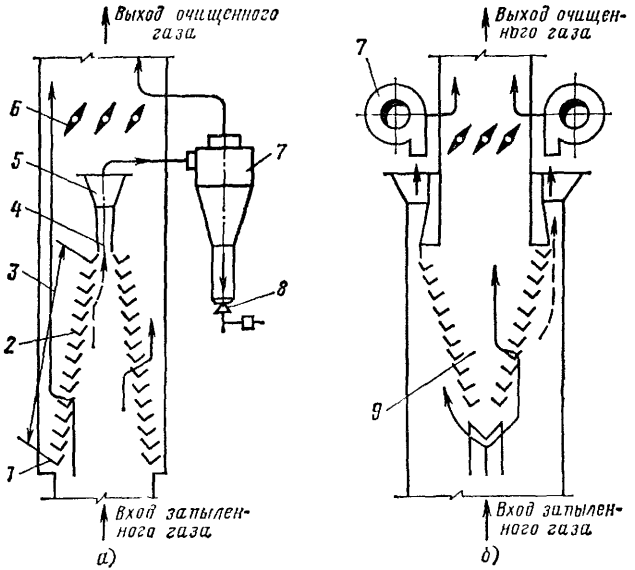


Рис. 101. Схемы жалюзийных золоуловителей:

а — с одним циклоном, *б* — с двумя циклонами; *1* и *9* — входная и выходная камеры, *2* — уголок, *3* — решетка, *4* — отсосная щель, *5* — диффузор, *6* — поворотная заслонка, *7* — циклон, *8* — мигалка

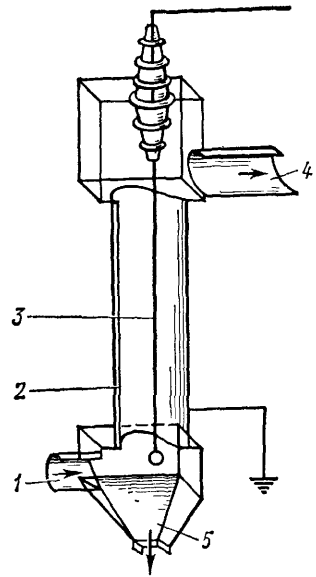


Рис. 102. Схема электрического золоуловителя:

1 — вход газов, *2* и *3* — осаждающий и коронирующий электроды, *4* — выход газов, *5* — бункер осевшей золы

§ 54. ШЛАКОЗОЛОУДАЛЕНИЕ

В зависимости от мощности котельной установки используют следующие способы удаления золы и шлаков: механический, гидравлический и пневматический.

В котельных установках производительностью менее 2 т/ч обычно применяют ручное шлакоудаление с помощью вагонеток узкой колеи, загружаемых непосредственно из бункеров топок или газоходов котла. Вагонетки до места временного хранения шлака перегоняют вручную, а разгружают в зависимости от механизации внешнего транспорта.

В настоящее время во вновь сооружаемых котельных с котлами производительностью 2 т/ч и более удаление шлаков и золы в соответствии с требованиями Госгортехнадзора СССР механизируется.

Механический способ удаления золы и шлака применяют в котельных с выходом очаговых остатков до 10 т/ч и при установке в них котлов с механическими или ручными топками для слоевого сжигания.

Для механизации всех процессов шлакозолоудаления широкое распространение получили системы с прокладкой перед фронтом котлов или под ними скреперного канала с ковшом или другим транспортером, способным выполнять одновременно как горизонтальную транспортировку, так и подъем на небольшую высоту в приемный бункер. Из бункера золу и шлак удаляют автотранспортом за пределы территории котельной (рис. 103).

При скреперном золоудалении применяют как сухой, так и мокрый способ, при последнем весь канал заполняют водой.

Гидравлический способ удаления золы и шлака (рис. 104, *а*) используют в котельных установках при пылевидном сжигании топлива и в тех случаях, когда в котельной имеются сбросные воды, применяемые для гидрозолоудаления. Наиболее распространенной является система с багерными насосами *8*. Под

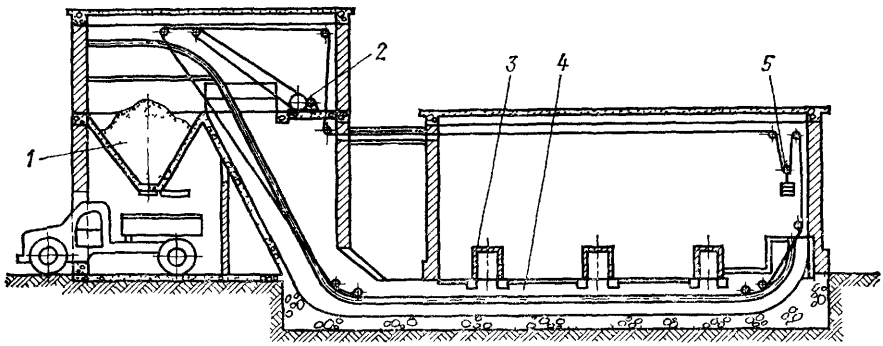


Рис 103 Скреперное золоудаление

1 **— бункер для золы,** *2* — лебедка, *3* — бункера топок, *4* — скреперный канал, *5* — натяжное устройство

шлакосмывными шахтами *4* вдоль всей котельной устраивают смывные шлаковые каналы *13* с большим уклоном. Зола из сборных бункеров и золоуловителей *2*, а также гранулированный шлак из шлакосмывной шахты *4* через золосмывные аппараты *14* поступают в каналы. Поток воды, текущий в каналах *13*, смывает спускаемые золу и шлак; в местах, где возможно оседание золы и шлака, устанавливают водяные сопла *12*, питаемые насосом *1*.

Гидрозолошлаковая смесь поступает в багерную насосную *5*, где проходит металлоуловитель *11* и неподвижный грохот *10*, а крупные куски шлака, не прошедшие грохот, поступают в дробилку *9*. Из багерной насосной *5* образовавшаяся пульпа перекачивается багерным насосом *8* в золоотвал *6*, который обычно располагается от котельной на расстоянии до 3 км.

Иногда применяют комбинированные способы удаления золы и шлака (рис. 104, *б*), для чего используют внутренний транспорт — механический, а внешний — гидравлический, или в обратном порядке — внутренний гидравлический, а внешний — механический.

Пневматический способ удаления золы и шлака применяют в котельных, оборудованных котлами для слоевого и камерного сжигания топлива при выходе очаговых остатков от 0,3 до 10 т/ч. Пневматическую систему осуществляют как по нагнетательной, так и по всасывающей схемам.

Пневматические системы удаления шлака и золы могут работать как всасывающие или нагнетающие: первые применяют в тех случаях, когда расстояние от котельной до осадительной или разгрузочной установки не более 200 м, вторые — до 600 м (при сухом использовании шлака и золы).

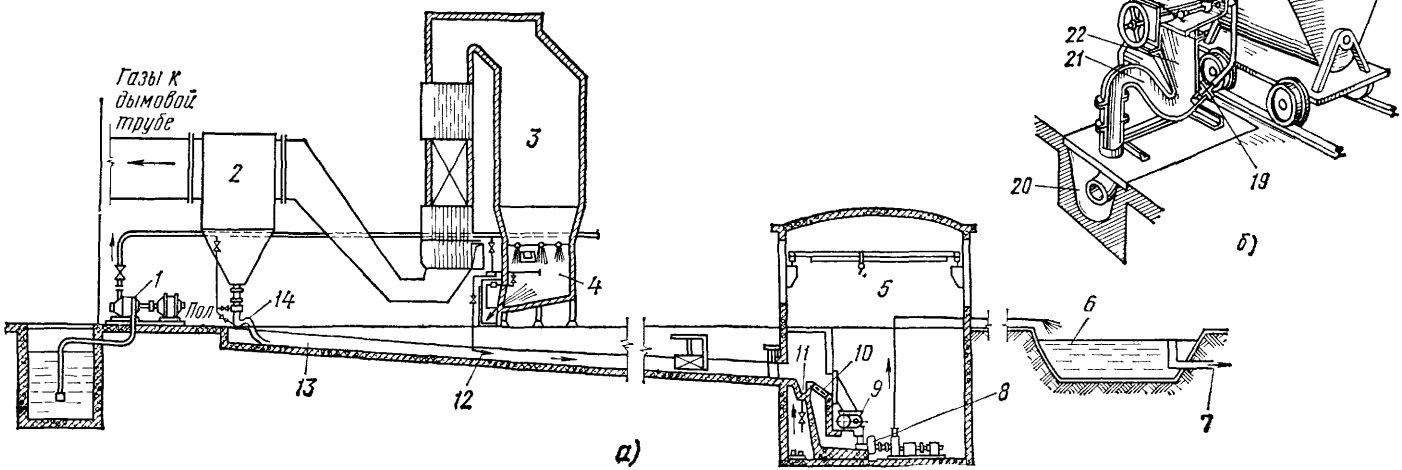
Общая схема пневматической системы удаления шлака и золы из котельной показана на рис. 104, *в*. Шлак с температурой до 600°С из бункеров *27* топочного устройства через затворы *28* поступает в трехвалковую шлаковую дробилку *9*, где измельчается до 20—25 мм. Далее шлак попадает во всасывающую насадку *29*. Смесь воздуха и шлака с концентрацией 4—8 кг шлака и золы на 1 кг воздуха со скоростью 22—25 м/с через отключающий пробковый кран *30* по золопроводу *35* направляется в циклон-осадитель *36*. Из него воздух с неуловленной пылью поступает в следующий циклон *38*, а затем через эжектор *40* сбрасывается в дымовую трубу. После удаления шлака краном *30* и затворами *28* часть трубопроводов и бункера для шлака отключаются от системы. С помощью затворов *32* к системе подключают бункера *31* с золой, а затем через течку *33* по золопроводу *35* к циклону *36*.

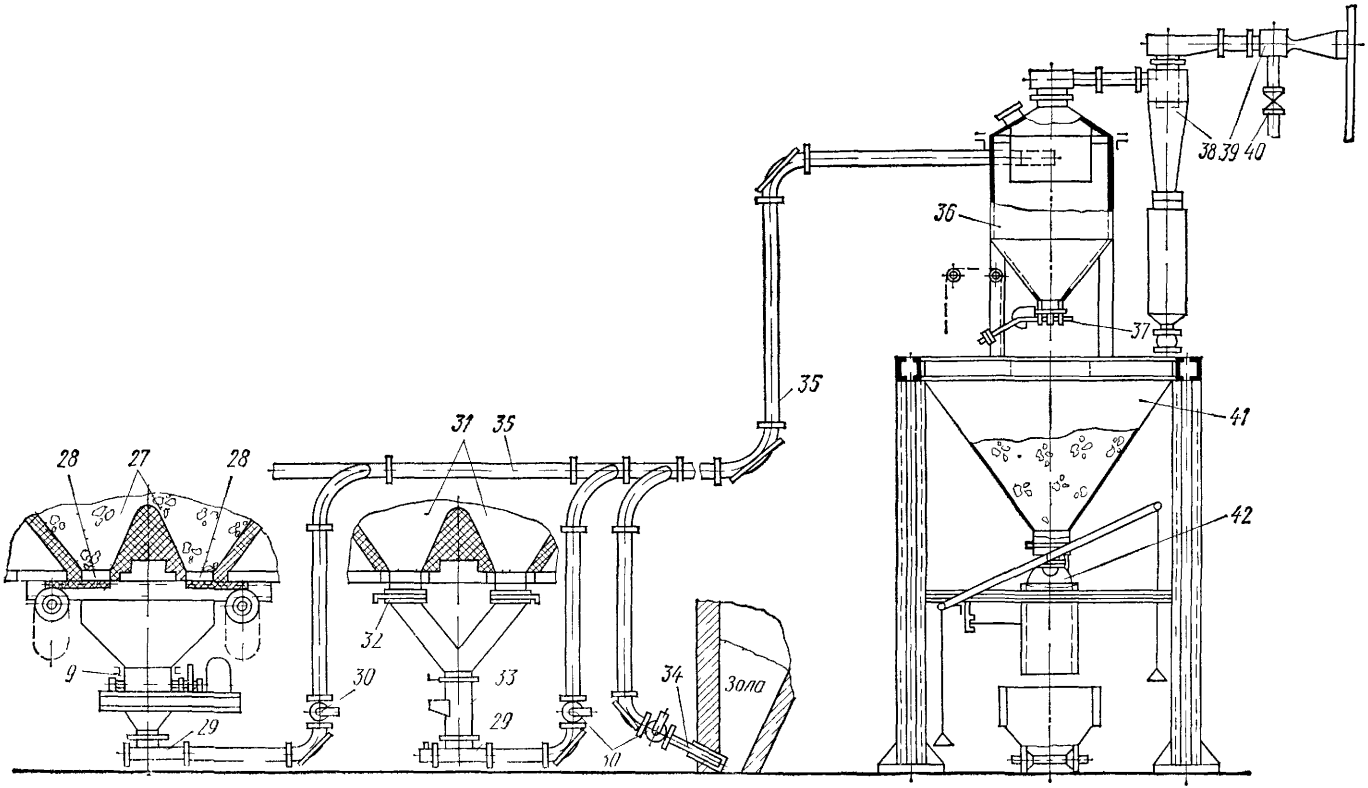
Иногда золу можно транспортировать прямо из бункера через насадку *29* телескопического типа. Из циклонов *36* и *38* через затворы *37* шлак и зола ссыпаются в бункер *41*, а из последнего периодически через затвор *42* загружаются в вагоны или автомашины; при необходимости шлак и золу увлажняют после бункера.

Для работы системы требуется разрежение в 36—40 кПа (0,36—0,4 кгс/см^2), которое может быть создано с помощью многосопловых эжекторов или водокольцевого вакуум-насоса.

Рис. 104. Схема устройства гидрозолоудаления (*а*), золосмывной аппарат с резервным удалением золы вагонеткой (*б*) и пневматическая система удаления шлака и золы (*в*):

1 и *8* — насосы, *2* — золоуловители, 3 — котлоагрегат, *4* — шлакосмывная шахта, *5* — багерная насосная, *6* — золоотвал, *7* — осветленная вода, *9* — дробилка, *10* — неподвижный грохот, *11* — металлоуловитель, *12, 19* и *24* — водяное, побудительное и сливное сопла, *13* — шлаковый канал, *14* — золосмывной аппарат, *15, 27, 31* и *41* — бункера, *16* и *23* — распределительная и золосмывная камеры, *17* — откидной люк, *18* — вагонетка, *20* — канал гидрозолоудаления, *21, 28, 32, 37* и *42* — затворы, *22* — спускная труба, *25* и *26* — поворотный и переключательный шиберы, *29* и *34* — насадки, *30* — кран, *33* — течка, *35* — золопровод, *36* и *38* — циклоны, *39* — вентиль, *40* — эжектор





в)

Полный выход очаговых остатков, кг/ч, получающихся при сжигании твердого топлива в котельной, определяют по формуле

$$G = B\left(A^{\text{р}} + \frac{q_4 Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{8100}\right)\cdot 0{,}01, \qquad (60)$$

где B – максимальный расход топлива в котельной, кг/ч; $A^{\text{р}}$ – зольность топлива, %; q_4 – потери топлива с механическим недожогом, %.

В зависимости от способа сжигания топлива выход шлака и золы по отдельным элементам котельного агрегата распределяется примерно так, как приводится в табл. 25.

Таблица 25. **Примерное распределение золы и шлака по отдельным элементам котельного агрегата, %**

Способ сжигания	Бункера		
	шлаковый	под газоходами котла	золоуловителей
Слоевой	75	10	15
Камерный	15	10	75

Контрольные вопросы

1. Почему возникают шлаковые и золовые отложения и каковы способы их удаления из котельного агрегата?
2. Какие установки применяют для улавливания золы и каково их устройство?
3. Какие способы золоудаления распространены в котельных установках низкого и среднего давления?

Глава XV
КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Современная котельная установка – это сложное технологическое предприятие. Для безопасности и экономичной работы котельной установки с минимальным количеством обслуживающего персонала ее оснащают контрольно-измерительными приборами и автоматикой, которая должна отвечать характеру работы технологического оборудования.

Контрольно-измерительные приборы служат для показания параметров работы котельной установки с целью проверки соблюдения соответствующего режима работы и делятся на показывающие, регистрирующие и суммирующие.

В ряде случаев приборы выполняют комбинированными, например регистрирующие приборы имеют показывающую шкалу и стрелку, которая совмещается с записывающим пером.

В котельных установках среднего давления для удобства наблюдения за показаниями приборов и ухода за ними приборы выносят на тепловой щит, устанавливаемый перед фронтом котла: на нем же размещают кнопки дистанционного управления вспомогательными механизмами котельной установки.

§ 55. РАСХОДОМЕРЫ И ВОДОМЕРЫ

Дроссельные расходомеры состоят из дроссельной шайбы (диафрагмы) или сопла и дифференциального манометра, который показывает разность давлений пара перед диафрагмой (или соплом) и после нее.

При протекании пара, газа или воды через сужение в трубопроводе скорость их увеличивается, а давление уменьшается; это явление называется *дросселированием*, а разность давлений перед диафрагмой и после нее — *перепадом давлений*. Каждой скорости среды соответствует определенный перепад давлений, поэтому, измеряя его, можно определить расход пара, газа или воды.

Установка диафрагмы с дифманометром, измеряющим перепад давлений в ней, показана на рис. 105. Дифференциальный манометр (дифманометр) 5 с помощью двух трубок 4 и уравнительных сосудов 3 присоединяется к диафрагме 2. Перепад давлений передается через промежуточный механизм стрелке на циферблате, которая показывает расход пара.

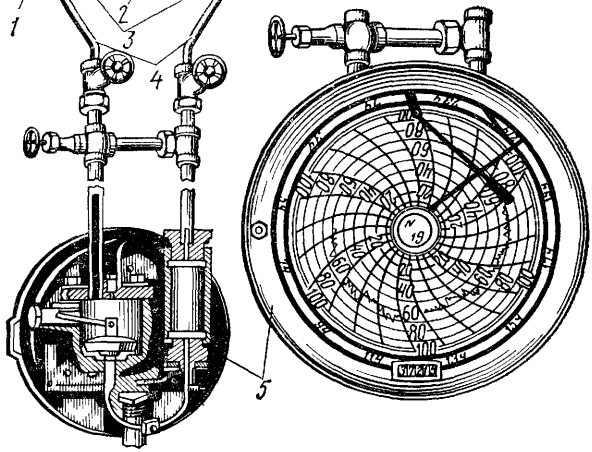


Рис. 105. Установка диафрагмы с манометром:
1 — трубопровод, *2* — диафрагма, *3* — уравнительные сосуды, *4* — трубки соединяющие манометр с местом установки диафрагмы, *5* — механический поплавковый дифманометр с указанием расхода среды

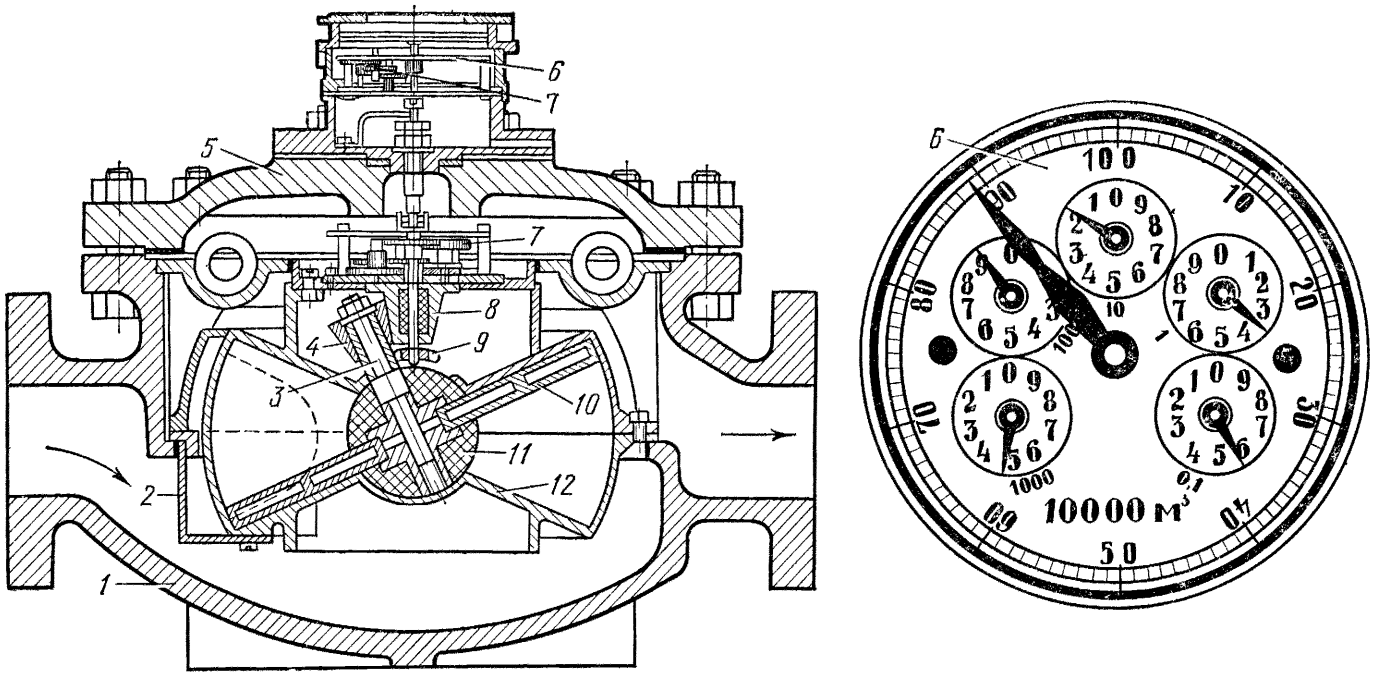


Рис. 106 Дисковый водомер:

1 — корпус, *2* — сетчатый фильтр, *3* — ось, *4* и *8* — ведущий и направляющие ролики, *5* — крышка, *6* — шкала, *7* — счетный и передаточный механизмы, *9* — крылышко, *10* — диск, *11* — шаровая пята, *12* — измерительная камера

Для замера расхода воды, потребляемой котельной установкой, применяют водомерные устройства (водомеры) и мерные баки.

В соответствии с существующими методами измерений количества и расхода жидкости измерительные приборы делят на две группы: дисковые водомеры и скоростные водомеры с винтовой вертушкой. Принцип действия водомеров основан на отмеривании ими определенного объема проходящего через прибор вещества и суммирования результатов этих измерений.

Дисковый водомер, используемый главным образом для учета питательной воды и мазута в небольших котельных, показан на рис. 106. Принцип действия этого прибора заключается в вытеснении из камеры определенного объема жидкости диском *10*, совершающим колебательное движение. Водомер состоит из чугунного корпуса *1* с крышкой *5*, внутри которого закреплена бронзовая измерительная камера *12*, ограниченная с боков шаровой поверхностью, а сверху и снизу — двумя коническими поверхностями, обращенными вершинами друг к другу.

Дисковые водомеры применяют обычно для жидкостей с температурой до 90°С и давлением до 1,2 МПа (12 кгс/см^2); их пропускная способность приведена в табл. 26.

Таблица 26. **Пропускная способность дисковых водомеров**

Калибр водомера	Номинальный расход жидкости, м^3/ч	Допустимая нагрузка, м^3/ч		
		временная максимальная	минимальная	
			воды	нефти
15	0,6	1,5	0,2	0,3
20	0,8	2,5	0,3	0,4
30	1,5	5	0,4	0,6
40	3	10	0,8	1,2
50	4,5	15	1,2	1,5
80	10	25	2	3
100	20	50	4	5
150	40	100	8	10

Дисковые водомеры монтируют горизонтально, циферблатом вверх, с обводной линией для отключения водомера на время чистки и ремонта. До и после водомера и на обводной линии устанавливают запорные органы. Для предохранения водомера от гидравлического удара при заедании диска на обводной линии перед запорным органом ставят предохранительный клапан.

На рис. 107 показан скоростной водомер с винтовой вертушкой. Эти водомеры чаще всего устанавливают на горизонтальных участках трубопровода, хотя при восходящем потоке можно размещать и на вертикальных трубах.

Установку скоростных водомеров на трубопроводах производят без обводных линий, так как их повреждение не вызывает прекращения подачи воды. При неподвижной застопоренной вертушке

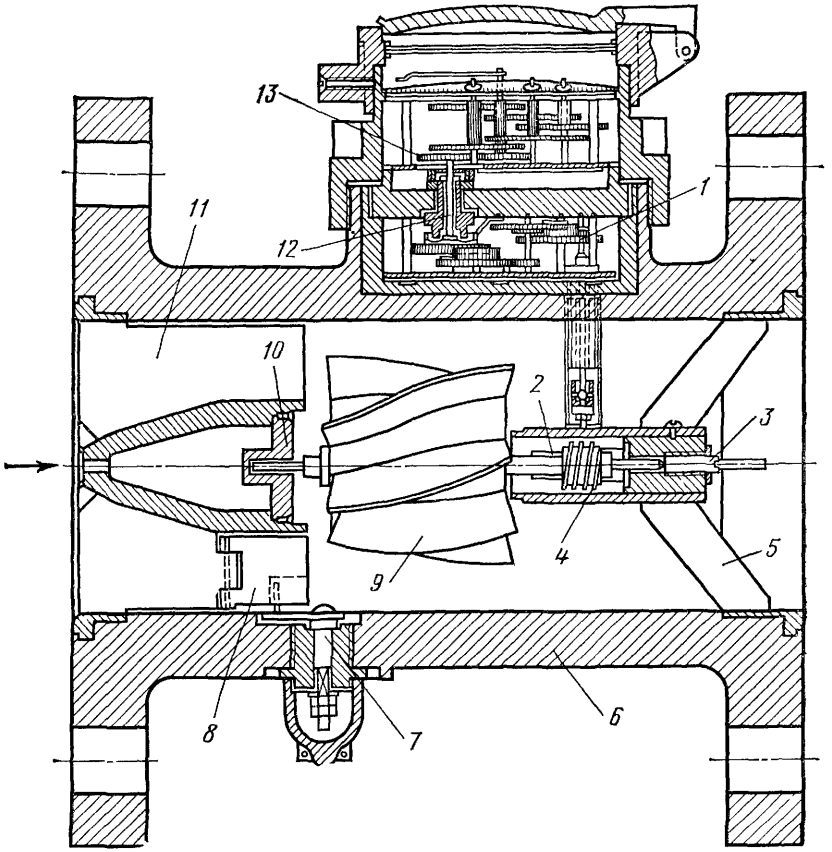


Рис. 107. Водомер с винтовой вертушкой:
1 и *13* — передаточный и счетный механизмы, *2* — червячное колесо, *3* и *10* — подшипники, *4* — червяк, *5* — кронштейн, *6* — корпус, *7* — рычаг регулятора, *8* — регулятор, *9* — вертушка, *11* — струевыпрямитель, *12* — сальник

гидравлическое сопротивление винтового водомера возрастает приблизительно в 3 раза. Для успокоения потока длину прямого участка трубопровода перед водомером выбирают равной 10 диаметрам трубопровода, а после водомера — 5.

Пропускная способность водомеров с винтовой вертушкой для холодной воды с указанием наименьшей длины переходных конических патрубков для трубопроводов различных диаметров приведена в табл. 27.

Водомеры для горячей воды имеют номинальный и временный максимальный расход на 35—40% ниже, чем указано в таблице. Однако допустимый минимальный расход у них в 2—4 раза выше благодаря большому зазору между вертушкой и корпусом.

В теплосиловых установках скоростные водомеры применяют только для измерения количества сырой воды и мазута, а в во-

Таблица 27. **Пропускная способность водомеров с винтовой вертушкой**

Калибр водомера	Номинальный расход жидкости, м³/ч	Допустимая нагрузка, м³/ч		Диаметр трубопровода, мм	Наименьшая длина переходного патрубка, мм
		временная максимальная	минимальная		
50	13	35	3,5	80–100	150–200
80	46	110	5	100–150	200–300
100	73	175	7	125–200	150–400
150	158	380	10	175–300	150–500
200	270	650	20	225–350	150–500
325	416	1000	36	300–400	400–600

дяных тепловых сетях теплофикационных установок – для учета отпуска потребителям воды и тепла.

Скоростные водомеры используют при давлении воды до 1 МПа (10 кгс/см²). Погрешность их составляет $\pm 2-3\%$ действительного значения.

§ 56. МАНОМЕТРЫ

Каждый паровой котел должен быть снабжен исправным манометром. На рис. 108, *а* показан манометр с одновитковой трубчатой пружиной *2* и секторным механизмом, снабженный ниппелем *7* для соединения с сифонной трубкой *16*. Пружина эллиптического сечения одним концом жестко соединена с держателем *8*, укрепленным в корпусе *10* манометра, а другим концом, закрытым пробкой *5*

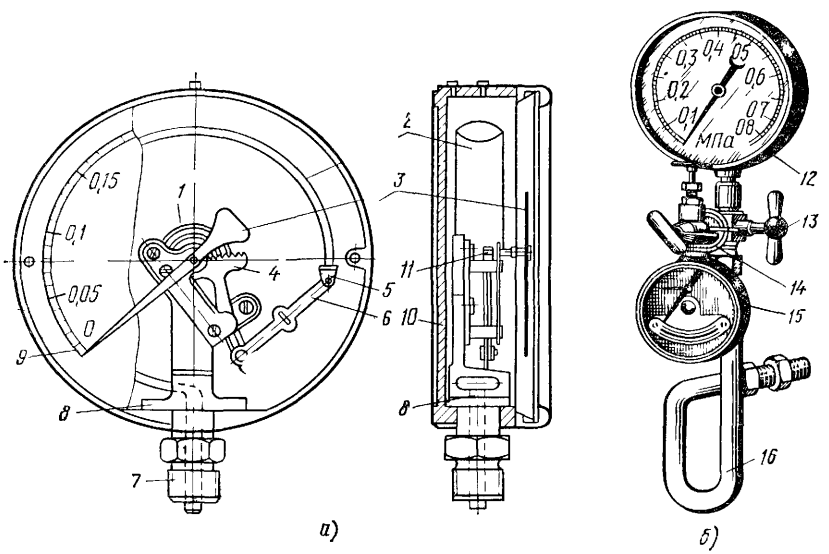


Рис. 108. Пружинные манометры:

а – рабочий, *б* – контрольный; *1* и *2* – плоская спиральная и трубчатая пружины, *3* – стрелка, *4* – зубчатый сектор, *5* – пробка с шарнирной осью, *6* – поводок, *7* – ниппель, *8* – держатель, *9* – шкала, *10* – корпус, *11* – шестеренка, *12* и *15* – манометры, *13* – трехходовой кран, *14* – фланец трехходового крана, *16* – сифонная трубка

с шарнирной осью, поводком *6* — с зубчатым сектором *4* и шестеренкой *11*, укрепленной неподвижно на оси вместе со стрелкой *3*. Спиральная пружина *1* предназначена для устранения мертвого хода в зубчатом зацеплении секторного механизма. На шкале *9* указано давление в меганьютонах на квадратный метр (килограмм-сила на квадратный сантиметр). Движение свободного конца пружины *1* передается с помощью рычажка через зубчатый сектор и шестеренку стрелке, которая указывает на шкале давление.

Свободный конец трубчатой пружины отходит под действием давления пара от своего начального положения тем дальше, чем больше давление пара в котле. Предельное давление пара в котле отмечается на шкале красной чертой.

Манометр на котле устанавливают на сифонной трубке *16*, а между манометром и трубкой монтируют трехходовой кран *13*. В пробке трехходового крана имеются два канала, из которых один — сквозной, а другой — перпендикулярный, доходящий только до сквозного. На ручке крана нанесены риски, совпадающие с направлением каналов в пробке. На фланец *14* трехходового крана *13* устанавливают контрольный манометр *15* (рис. 108, *б*) для проверки показаний рабочего манометра и в то же время производят продувку сифонной трубки.

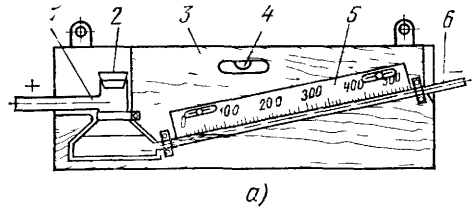
§ 57. ТЯГОМЕРЫ

Тягомеры служат для измерения разрежения или давления газа в топках, газоходах и воздуховодах котельных установок и разделяются на жидкостные стеклянные простые, дифференциальные и мембранные. Простые тягомеры применяют для замера разрежений в топке или за котлом, а дифференциальные — для замера сопротивлений газоходов котла.

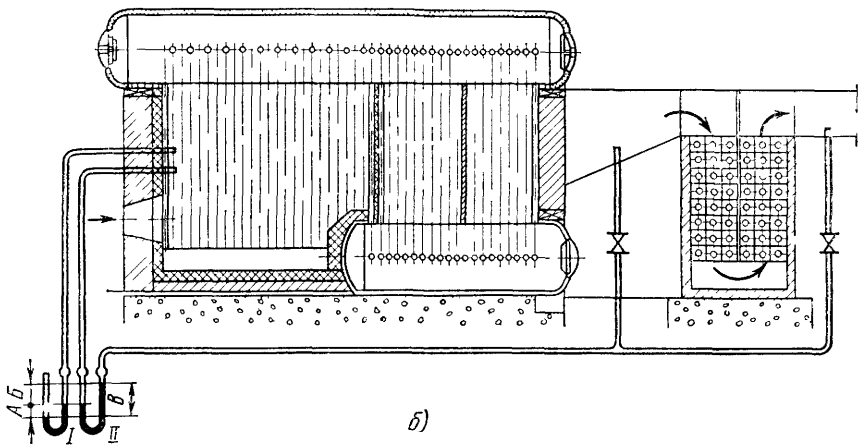
Самым распространенным прибором для измерения небольших избыточных давлений или разрежений (примерно до 1000 Па и ниже) является жидкостный стеклянный тягомер с наклонной трубкой (рис. 109, *а*), который состоит из сосуда *1* с припаянной к нему под углом измерительной трубкой *6*, укрепленной на деревянной доске *3*. Вдоль трубки расположена шкала *5*, проградуированная в паскалях. Для правильной установки прибора на доске имеется уровень *4*. Тягомер заполняют подкрашенным спиртом с плотностью 0,85 г/см^3 при 20°С.

Шкала *5* прибора выполнена подвижной, что позволяет при установке тягомера совмещать нулевое деление шкалы с мениском спирта в трубке. Сосуд *1* всегда соединяется со средой большего, а конец измерительной трубки *6* — со средой меньшего давления. В верхней части сосуда имеется отверстие, плотно закрытое резиновой пробкой *2* и служащее для заливки прибора рабочей жидкостью.

Подобные тягомеры изготовляют на четыре предела измерений: до 150, 300, 500 и 1000 Па. В зависимости от предела измерений угол наклона измерительной трубки меняется.



а)



б)

Рис 109. Устройство простого стеклянного тягомера с наклонной трубкой (*а*) и схемы расположения простого *I* и дифференциального *II* тягомеров (*б*): *1* — стеклянный сосуд, *2* — резиновая пробка, *3* — доска, *4* — уровень, *5* — шкала *6* — измерительная трубка, *А* — разрежение в топке, *Б* — разность между разрежениями за котлом и в топке, *В* — разрежение за экономайзером

Схема расположения простого и дифференциального тягомеров показана на рис. 109, *б*. Из схемы видно, что при установке простого тягомера одно колено трубки остается открытым, другое соединяется с тем местом газового канала, в котором должна быть измерена сила тяги. При установке дифференциального тягомера оба колена трубки присоединяют к местам измерений разрежения.

Приборостроительной промышленностью СССР выпускаются мембранные профильные тягомеры трех типов: НМ-890 для измерения давления, ТМ-890 для измерения разрежения и ТНМ-890 для измерения давления и разрежения (с нулем посередине шкалы).

Мембранный тягомер ТМ-890 с профильной шкалой (рис. 110, *а*) имеет герметически закрытый корпус (на рисунке не показан), внутри которого на плите *1* с помощью втулки *7* укреплена мембранная коробка *2*, состоящая из двух спаянных по краям гофрированных дисковых мембран. Внутренняя полость мембранной коробки по трубке *17* (рис. 110, *б*) сообщается со средой большего давления, а внутренняя полость корпуса с помощью трубки *16* — с атмосферой. В результате изменения разности давлений мембранная коробка сжимается или разжимается, вызывая перемещение

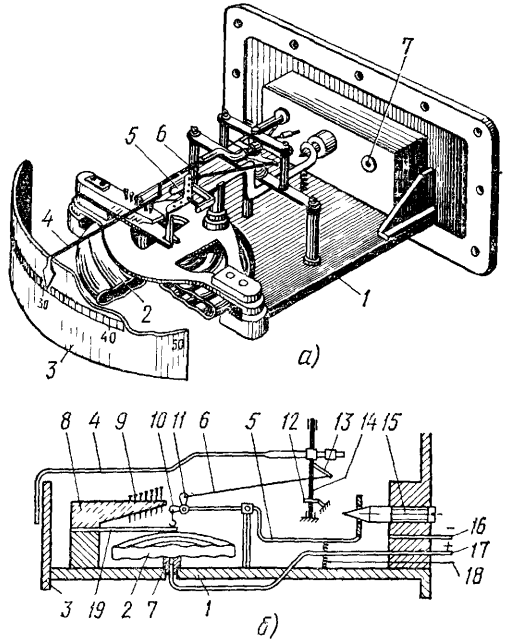


Рис. 110. Профильный мембранный тягомер ТМ-890:

а — общий вид, *б* — схема; *1* — плита, *2* — мембранная коробка, *3* — шкала, *4* — стрелка, *5*, *11* и *13* — рычаги, *6* — тяга, *7* — втулка, *8* — кронштейн (глобан), *9* — установочные винты, *10* — штифт, *12*, *18* и *19* — пружины, *14* — ось стрелки, *15* — корректор нуля, *16* — соединительная трубка внутренней части прибора с атмосферой, *17* — соединительная трубка для подвода давления

вниз или вверх закрепленного на ней ведущего штифта *10*, связанного с помощью коленчатого рычага *11*, тяги *6*, рычага *13* и оси *14* со стрелкой *4*. Спиральная пружина (волосок) *12*, закрепленная одним концом на оси стрелки, а другим на неподвижной части прибора, служит для устранения мертвого хода из-за зазоров в сочленениях рычагов.

Деформация мембранной коробки непропорциональна изменению давления и с увеличением его уменьшается, поэтому для выравнивания шкалы тягомера применяют устройство, состоящее из пластинчатой пружины *19* и кронштейна (глобан) *8* с установочными винтами *9*. Один конец пластинчатой пружины закреплен неподвижно, а другой нажимает на ведущий штифт *10*, противодействуя свободному перемещению подвижной системы. При увеличении разности измеряемых давлений пружина гибает концы установочных винтов глобана, которые являются лекалом, выравнивающим ход мембраны, а следовательно, и шкалу тягомера.

Для установки стрелки прибора на начальное деление шкалы служит корректор нуля *15*, выполненный в виде винта с конусом. При вращении винта конус перемещается в круглом отверстии двуплечего рычага *5*, прижатого к конусу пружиной *18*, и вызывает подъем или опускание коленчатого рычага *11*, связанного со стрелкой.

§ 58. ПРИБОРЫ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУР

Измерение температур производят различными приборами: термометрами расширения, термоэлектрическими приборами, называемыми пирометрами (от 500 до 2000°С), и электрическими термометрами сопротивления (до 500°С).

В качестве термометров расширения наиболее широкое распространение получили ртутные стеклянные термометры, имеющие по сравнению с другими преимущества: большой диапазон измерения, несмачиваемость стекла ртутью.

Изготовляют их двух видов: с вложенной шкалой (рис. 111, *а*) и палочные (рис. 111, *б*). Ртутный термометр является показывающим измерительным прибором и состоит из термобаллона *2* с ртутью, капиллярной трубки *1* и шкалы *3*. Ртутные термометры из специального термометрического стекла предназначены для измерения температур от —30 до 550 С, а из плавленого кварца — до 750°С.

Термоэлектрические пирометры (рис. 112, *а*, *б*) нашли широкое применение

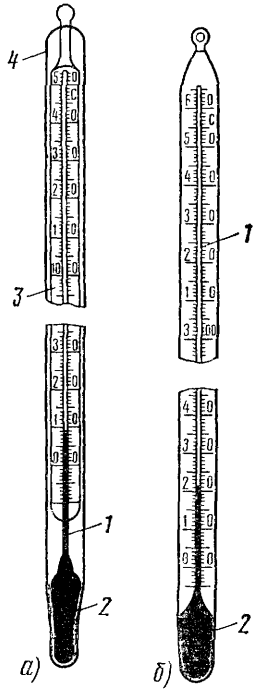


Рис. 111 Ртутные термометры

а — с вложенной шкалой, *б* — палочный, *1* — капиллярная трубка *2* — термобаллон, *3* — шкала, *4* — оболочка

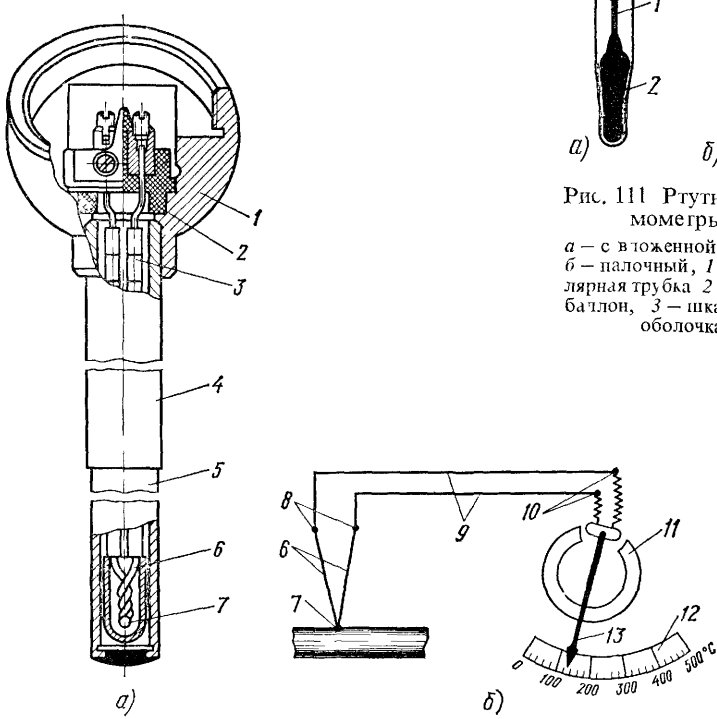


Рис 112. Термоэлектрический пирометр ТХА:

а — общий вид, *б* — схема, *1* — головка термопары, *2* — насадка, *3* — фарфоровые изоляторы, *4* — защитный чехол, *5* — жароупорный наконечник, *6* — термоэлектроды, *7* и *8* — горячий и холодный спаи, *9* — провода соединяющие термоэлектроды с гальванометрами, *10*, *12* и *13* — зажимы, шкала и стрелка гальванометра, *11* — гальванометр

в теплотехнических установках для измерения температуры дымовых газов и перегретого пара.

Принцип действия термоэлектрических пирометров основан на свойстве металлов и сплавов создавать термоэлектродвижущую силу (термо-эдс) при нагревании спая двух разнородных проводников, образующих так называемую термопару или первичный прибор пирометра. В качестве вторичного прибора, измеряющего развиваемую термопарой термо-эдс, служит чувствительный электроизмерительный прибор.

К преимуществам этих приборов относят: широкий предел измерений, большую чувствительность, отсутствие постороннего источника тока и осуществление дистанционной передачи показаний. Термоэлектрические пирометры изготовляют различных классов точности. Они бывают как показывающими, так и самопишущими, а применяются чаще всего для совместной записи на общей диаграммной бумаге нескольких измеряемых температур.

Измерение температуры с помощью термометров сопротивления основано на изменении сопротивления металлических проводников при нагревании. Термометры сопротивления выпол-

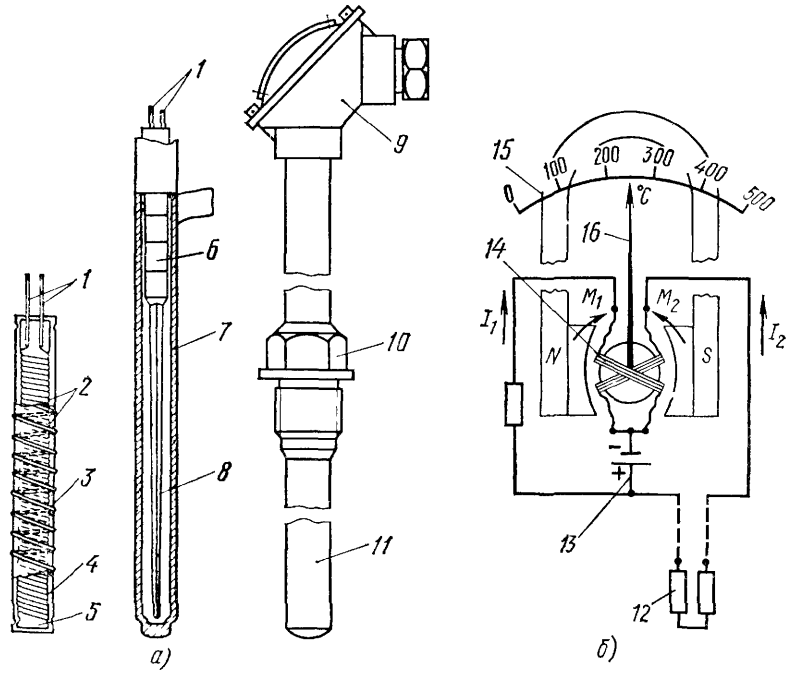


Рис. 113. Электрический термометр сопротивления ЭТ-1:

а — общий вид, *б* — схема логометра со скрещенными рамками; *1* и *3* — серебряные ленты и выводы, *2* и *5* — слюдяные накладки и пластинка, *4* — платиновая проволока, *6* — фарфоровые цилиндрики, *7* и *11* — защитные чехол и оболочка, *8* — алюминиевый вкладыш, *9* — головка, *10* — штуцер, *12* — термометр сопротивления, *13* — источник питания, *14* — цилиндрический сердечник, *15* — шкала, *16* — стрелка

няются из тонкой металлической проволоки, которая наматывается на каркас из изоляционного материала, питаются от постороннего источника тока и являются первичными приборами измерительного устройства.

Термометр сопротивления ЭТ-1 (рис. 113, *а*) применяют для замера температур пара и воды. На каркасе из слюдяной пластинки *5*, имеющей по бокам выступы, намотана платиновая проволока *4*. К концам платиновой обмотки припаяны выводы *3* из серебряной проволоки, присоединенные к зажимам в головке термометра. Слюдяная пластинка *5* с обмоткой изолирована с двух сторон слюдяными накладками *2* и связана в общий пакет серебряной лентой *1*.

Выполненный таким образом чувствительный элемент термометра вставляется в алюминиевый вкладыш *8* и вместе с ним помещается в трубчатый защитный чехол *7* из алюминия. Серебряные выводы изолируют фарфоровыми цилиндриками *6*. Чехол с чувствительным элементом помещают в защитную стальную оболочку *11* с приваренным к ней штуцером *10*, предназначенным для установки термометра на трубопроводах пара и горячей воды.

В верхней части защитной стальной оболочки закрепляют алюминиевую головку *9* термометра, внутри которой помещен бакелитовый вкладыш с зажимами для присоединения проводов.

Одним из наиболее распространенных вторичных приборов сопротивления является магнитоэлектрический логометр. На рис. 113, *б* приведена схема показывающего логометра с подключенным к нему термометром сопротивления *12* и источником питания *13*. Между полюсными наконечниками постоянного магнита (обозначенными на схеме *N* и *S*) расположен цилиндрический сердечник *14*.

При повышении температуры и увеличении сопротивления термометра ток в цепи уменьшится, а момент M_1 станет больше M_2. Под влиянием появившейся разности вращающих моментов подвижная система логометра начнет поворачиваться в сторону действия большего момента по часовой стрелке и стрелка *16* покажет на шкале *15* температуру измеряемой среды (пара или воды).

§ 59. ГАЗОАНАЛИЗАТОРЫ

Основное влияние на экономичность работы котельного агрегата оказывают потери тепла из-за химической неполноты сгорания и потери с уходящими газами. Величина этих потерь зависит от количества воздуха, подаваемого в топку котла.

Для поддержания нормального режима работы топки котла требуется непрерывный контроль количественного состава дымовых газов, особенно содержание двуокиси углерода, окиси углерода и водорода, характеризующих достигнутое соотношение между количествами топлива и воздуха.

Для количественного анализа отходящих газов служат газоанализаторы. При полном сгорании топлива дымовые газы содержат азот N_2, кислород O_2, двуокись углерода CO_2, водяной пар H_2O, а при наличии в топливе горючей серы сернистый газ SO_2. При не-

полном сгорании в дымовых газах дополнительно появляются горючие газы – окись углерода CO, водород H_2 и метан CH_4.

Для анализа количественного состава дымового газа в газоанализатор поступает проба исследуемого газа, отбираемая из газохода котла. Содержание в ней отдельных компонентов определяется газоанализатором в объемных единицах, выражаемых в процентах от общего объема газовой смеси.

Существуют ручные и автоматические объемные газоанализаторы. Ручные газоанализаторы – переносные, обладают большой точностью измерения и применяются для контрольных лабораторных измерений. Автоматические газоанализаторы выполняются показывающими и самопишущими, могут иметь дистанционную передачу показаний и используются для непрерывного анализа газов в промышленных установках.

По принципу действия объемные газоанализаторы делят на три группы: химические, механические и электрические.

Химические газоанализаторы определяют отдельные компоненты газовой смеси поглощением (абсорбцией). Механические газоанализаторы основаны на сравнении плотностей исследуемого газа и воздуха при одинаковых температуре и влажности. Электрические газоанализаторы основаны на сравнении теплопроводности дымовых газов и воздуха или на выделении тепла при дожигании в газоанализаторе смеси горючих газов. Шкалы газоанализаторов градуируются в процентах объемного содержания в газовой смеси искомых компонентов.

Ручной переносной газоанализатор (рис. 114) служит для определения содержания в дымовых газах двуокиси углерода CO_2, кислорода O_2 и окиси углерода CO. В газоанализатор входят три стек-

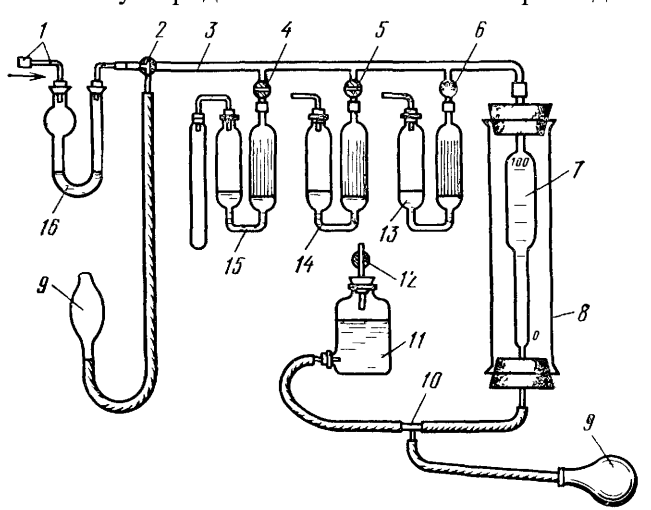


Рис 114. Ручной переносной газоанализатор

1 – газоподводящая трубка, *2, 4, 5 6* и *12* – краны, *3* – гребенка, *7* – измерительная бюретка, *8* – рубашка, *9* – резиновая груша, *10* – тройник, *11* – напорный сосуд, *13, 14* и *15* – сосуды с реактивами, *16* – фильтр

лянных сосуда *13*, *14* и *15*, наполненных реактивами. Каждый из этих сосудов состоит из двух сообщающихся сосудов — поглотительного и буферного. В поглотительных сосудах помещены тонкие стеклянные трубочки для увеличения поверхности соприкосновения реактива с исследуемым газом. Эти сосуды соединены со стеклянной распределительной гребенкой *3*. На правом конце гребенки укреплена измерительная бюретка *7* емкостью 100 мл, которая помещена в стеклянную рубашку *8*, наполненную водой для охлаждения отбираемой в бюретку пробы газов и поддержания постоянной температуры во время анализа. Измерительная бюретка соединена резиновой трубкой с напорным сосудом *11*. Для более точного отсчета нижняя часть бюретки имеет меньшее сечение и проградуирована от 0 до 20 мл.

На левом конце распределительной гребенки имеется трехходовой кран *2*, соединенный с резиновой грушей *9* и фильтром *16*, заполненным стеклянной ватой и водой. Газоанализатор соединен с газоподводящей трубкой *1*, установленной в дымоходе котла.

С помощью напорного сосуда *11* с водой засасывают из дымохода 100 мл газа в измерительную бюретку *7*. Затем пропускают газ последовательно через сосуды с реактивами *15*, *14* и *13*.

Сосуд *13* служит для поглощения двуокиси углерода CO_2. В качестве реактива применяют водный раствор едкого кали (КОН), состоящий из 33% КОН и 67% H_2O. Реакция поглощения CO_2 в сосуде протекает по уравнению

$$CO_2 + 2KOH = K_2CO_3 + H_2O. \qquad (61)$$

Сосуд *14* предназначен для поглощения O_2, реактивом служит щелочной раствор пирогаллоловой кислоты $C_6H_3(OH)_3$, содержащий по массе 13% $C_6H_3(OH)_3$, 29% КОН и 58% H_2O.

Сосуд *15* служит для поглощения окиси углерода CO щелочным раствором полухлористой меди Cu_2Cl_2, содержащим по массе 17% Cu_2Cl_2, 21% NH_4Cl (хлористый аммоний) и 62% H_2O.

Схема автоматического химического газоанализатора ГД-3 с водяным приводом на CO_2 и $CO + H_2$ приведена на рис. 115. Засасывание газа и перемешивание его в приборе создается периодической зарядкой сифона *14*. Из напорного бака, устанавливаемого на 6—7 мм выше прибора, через регулировочный кран *23* вода поступает в напорную трубку *22* и силовой сосуд *15*.

Количество анализов в час зависит от скорости подачи воды в силовую часть прибора. Нормальная продолжительность анализа 2 мин, что составляет 30 анализов в час. Газоанализатор ГД-3 служит для определения содержания в дымовых газах CO_2 от 0 до 20% и $CO + H_2$ от 0 до 0,5%. Для автоматических химических газоанализаторов допускаются погрешности от 2 до 2,5% при измерении CO_2 и от 7 до 8% при измерении $CO + H_2$.

Газоанализатор ГД-3 зарекомендовал себя в работе как вполне надежный прибор. Если из схемы прибора исключить ртутный переключатель *21* и электрическую печь, получится схема газоанализатора на CO_2.

Автоматические химические газоанализаторы приводятся в действие обычно с помощью водяного, электромеханического или электрического привода, так называемого силового устройства. Приборы, использующие электромеханический привод, несколько проще газоанализаторов с водяным приводом.

Автоматический химический газоанализатор на CO_2 (рис. 116) с электрическим приводом, наиболее распространенный в котельных установках, имеет самопишущее устройство и дистанцион-

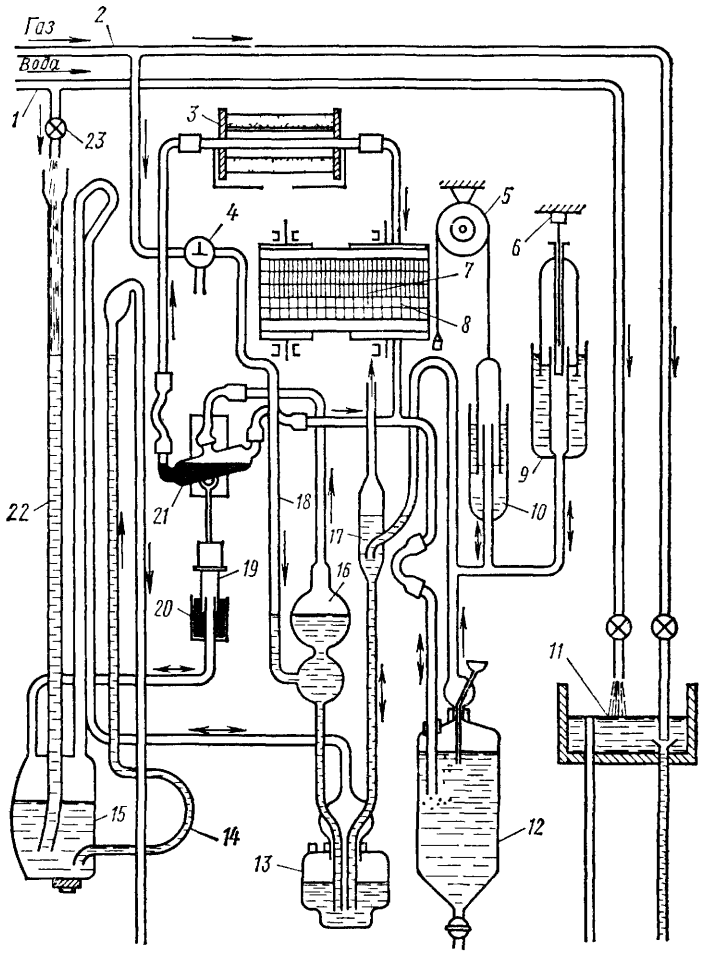


Рис. 115. Схема химического газоанализатора ГД-3 с водяным приводом:

1 — водоподводящая трубка, *2* и *18* — газоподводящие трубки, *3* — дожигательная печь, *4* и *23* — трехходовой и регулировочный краны, *5* — блок, *6* — упор, *7* — перо, *8* — бумажная лента, *9* и *10* — большой и малый измерительные сосуды, *11* — водоструйный эжектор, *12*, *13* и *15* — поглотительный, рабочий и силовой сосуды, *14* — сифон, *16* — волюмометр, *17* и *22* — запорная и напорная трубки, *19* — колокол, *20* — сосуд с ртутью, *21* — ртутный переключатель

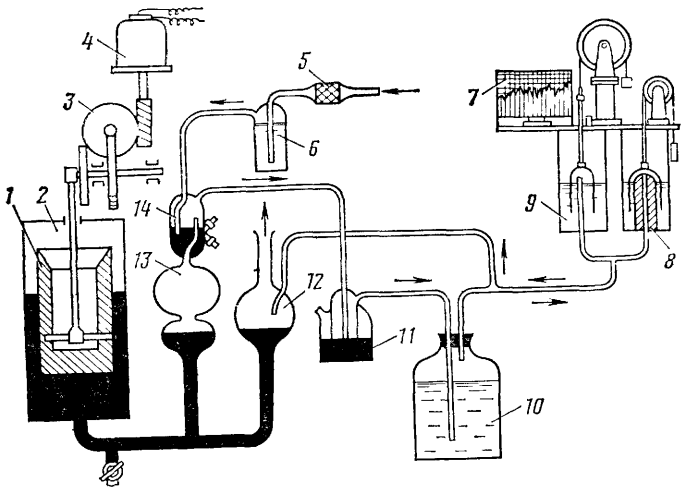


Рис. 116. Схема автоматического химического газоанализатора с электрическим приводом:

1 — плунжер, *2* *10* и *12* — сливной, поглотительный и выхлопной сосуды, *3* — редуктор, *4* — электродвигатель, *5* — фильтр, *6* — увлажнитель, *7* — барабан, *8* и *9* — вспомогательный и рабочий колокола, *11* и *14* — затворы, *13* — водомер

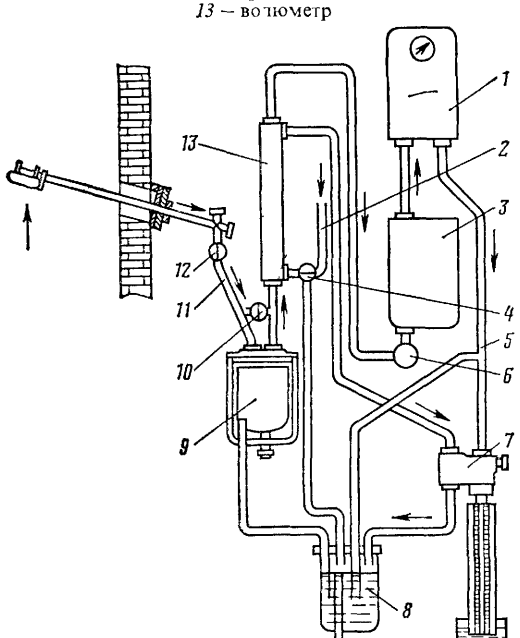


Рис 117 Схема электрического газоанализатора ГЭД-49:

1 — приемник CO_2, *2* — водоподводящая трубка, *3* — приемник $CO - H_2$, *4*, *10* и *12* — краны *5* и *11* — газоотводящая и газоподводящая трубки, *6* и *9* — контрольный и сернистый фильтры, *7* — водоструйный эжектор, *8* — конденсационный горшок, *13* — холодильник

ную передачу показаний. В качестве замыкающей жидкости в приборе используют ртуть. Погрешность измерений для прибора допускается 2%.

Отечественной приборостроительной промышленностью выпускаются электрические газоанализаторы ГЭД-49 на CO_2 и $CO + H_2$ (рис. 117). Прибор состоит из двух приемников *1* и *3*, расположенных в отдельных корпусах. По газоподводящей трубке *11* газ поступает в сернистый фильтр *9*, из которого через холодильник *13*, контрольный фильтр *6* направляется в приемник *3*. Отсюда газ выходит и поступает в приемник *1*, откуда по газоотводящей трубке *5* отсасывается водоструйным эжектором *7* с водяным манометром.

§ 60. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

При автоматическом регулировании работы котельного агрегата и вспомогательных установок котельной создается экономический надежный режим работы установки в условиях периодически меняющейся нагрузки. Кроме того, автоматизация наряду с механизацией сводит к минимуму затраты физического труда обслуживающего персонала и требует повышения культуры эксплуатации оборудования.

В котельных установках применяют различные системы автоматического регулирования: гидравлическую, пневматическую, электрическую и смешанные.

Для нормальной работы паровой и водогрейной котельной установки необходимо непрерывно и точно поддерживать при различных нагрузках давление и температуру производимого пара или воды, а также процесса горения.

В котельных установках обычно автоматизируют и регулируют: процесс горения; уровень воды в барабане; температуру перегрева пара; температуру воды в деаэраторе на заданном уровне (для атмосферного деаэратора 104°С); уровень воды в баке деаэратора; температуру воды, подаваемой в теплосеть из теплообменной установки; температуру воды, подаваемой к водогрейным котлам на уровне выше точки росы; количество воды, подаваемой в теплосеть для подпитки; давление газа, подаваемого в котельную на заданном уровне. Ниже рассматриваются схемы автоматического регулирования процесса горения электрогидравлическими регуляторами.

Принципиальная схема блока электрогидравлических регуляторов приведена на рис. 118. Полая манометрическая трубка *9* в качестве измерительного органа регулятора давления соединена одним закрепленным концом с импульсной линией, а другим свободным — с рычагом.

При изменении давления пара манометрическая трубка изменяет форму и через систему рычагов перемещает золотник вправо или влево до соприкосновения с контактом. В зависимости от этого открывается один или другой клапан гидрорегулятора топлива и сервомотор *7* топлива, связанный с регулятором давления жест-

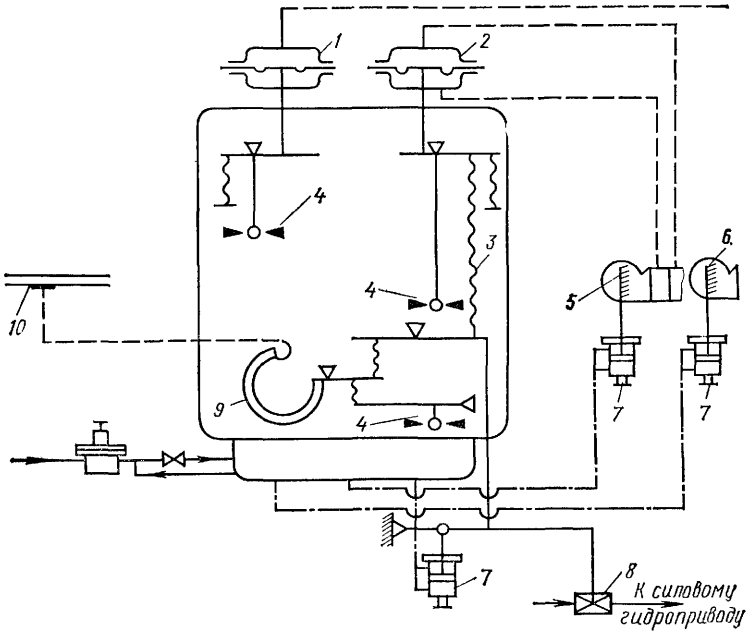


Рис. 118. Принципиальная схема блока электрогидравлических регуляторов:

1 и *2* — регуляторы, *3* — пружина, *4* — неподвижные контакты с электрозолотниками, *5* — дутьевой вентилятор, *6* — дымосос, *7* — сервомотор, *8* — дроссельный клапан, *9* — полая манометрическая трубка, *10* — паропровод

кой обратной связью (тягой), воздействует на дроссельный клапан *8* маслопровода для топки с твердым топливом или на заслонку в газо- или мазутопроводе, регулирующую подачу топлива, прикрывая или открывая ее.

Пружина *3*, связанная с рычагами регулятора давления, воздействует на рычаг, перемещающий золотник, который через систему гидрорегулятора приводит в действие сервомотор дутьевого вентилятора *5* для поддержания правильного соотношения топливо — воздух. В свою очередь мембранный регулятор *2*, связанный с диафрагмой, которая установлена в воздухопроводе после дутьевого вентилятора, корректирует количество подаваемого воздуха.

При изменении расхода топлива и воздуха меняется разрежение в топке, что воздействует на мембрану регулятора разрежения *1*. Мембрана с помощью рычага перемещает золотник, который через систему гидрорегулятора приводит в действие сервомотор *7* дымососа *6* для восстановления требуемого разрежения. Обратная связь в этом случае не требуется, так как по разрежению в топке вся система обладает саморегулированием.

На рис. 119 приведена принципиальная схема электрогидравлического регулятора. Измерительный орган *13* (например, мембранный регулятор) настраивается на заданный регулируемый параметр натяжением пружины *11* с помощью винта настройки так,

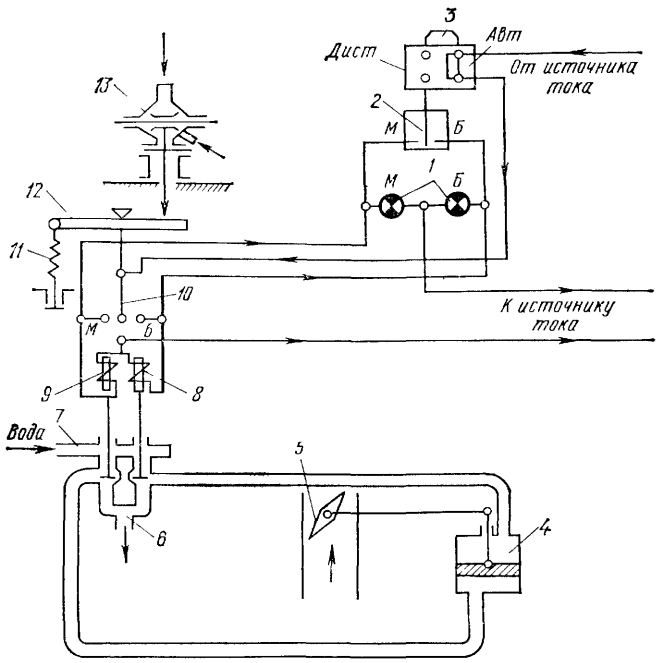


Рис 119 Принципиальная схема электрогидравлического регулятора:

1 — сигнальная лампа, *2* и *3* — ключ и пульт управления, *4* — сервомотор, *5* и *13* — регулирующий и измерительный органы, *6* — слив воды, *7* — водоподводящая труба, *8* и *9* — катушки гидрореле, *10* — электрозолотник, *11* — пружина, *12* — рычаг

чтобы жестко связанный с рычагом *12* электрозолотник *10* находился в среднем положении между неподвижными контактами *М* (меньше) и *Б* (больше).

При изменении регулируемого параметра золотник замыкает один из контактов, тогда через соответствующую катушку гидрореле *8* или *9* проходит ток. Якорь втягивается в катушку и золотник якоря закрывает доступ воды в соответствующую полость сервомотора *4*, соединяя ее со сливом воды *6*. После этого регулирующий орган *5*, связанный системой рычагов с поршнем сервомотора *4*, изменяет свое положение.

Катушки питаются постоянным током напряжением 24 В через понижающий трансформатор и выпрямитель. Гидрореле может управляться не только автоматически, но и дистанционно с помощью ключа управления *2*, при этом переключатель пульта управления *3* устанавливается в положение *Дист.*

На рис. 120 показана схема следящей колонки, которая применяется для дублирования работы командной регулирующей колонки в тех случаях, когда движение от сервомотора командного регулятора необходимо передать одновременно нескольким регулирую-

щим органам. В отличие от регулирующих следящая колонка не имеет измерительных органов, главного рычага и изодромного устройства.

Следящая колонка связана с сервомотором командного регулятора стальным тросом *1* и диском *2*. На одном валу с диском насажен сектор *3* с контактными ламелями *4*. На том же валу свободно поворачивается движок *5* с контактором. Один конец движка *5* связан с возвратной пружиной *6*, а другой — с тягой *7*. Последняя соединена с рычагом *9* выключателя. Контактные ламели *4* через концевые выключатели *11* включены в цепи катушек реверсивного магнитного контактора.

При перемещении выходного вала сервомотора командного регулятора приходят в движение диск *2* и сектор *3*; движок *5* замы-

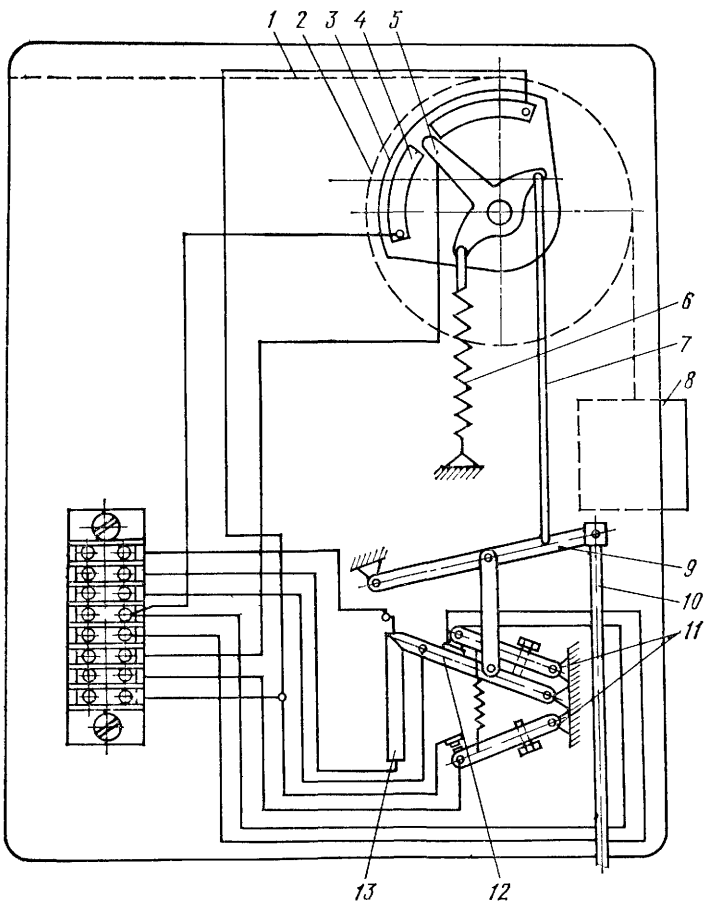


Рис. 120. Схема следящей колонки КС:

1 — трос, *2* — диск, *3* — сектор, *4* — контактные ламели, *5* и *12* — **движки,** *6* — возвратная пружина, *7* и *10* — тяги, *8* — груз, *9* — рычаг выключателя, *11* — концевые выключатели, *13* — потенциометр

кает электрическую цепь и включает в работу сервомотор, соединенный со следящей колонкой и регулирующим органом. Для перемещения регулирующих органов электромеханического регулятора служит сервомотор (рис. 121), представляющий собой двухступенчатый червячный редуктор 7 с фланцевым асинхронным короткозамкнутым электродвигателем 1.

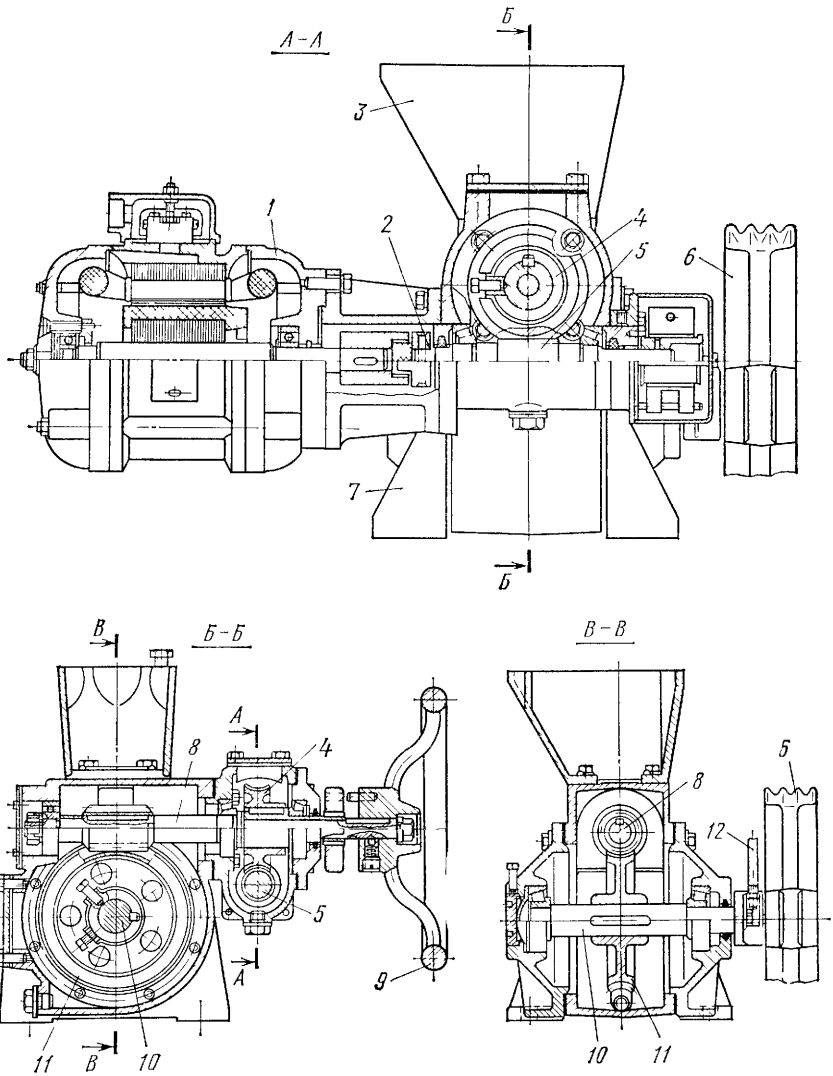


Рис. 121. Сервомотор электромеханического регулятора:

1 — электродвигатель, *2* — соединительная муфта, *3* — площадка для крепления колонки регулирования, *4* и *11* — шестерни первой и второй ступеней, *5* и *8* — червячные валы первой и второй ступеней, *6* — шкив, *7* — редуктор, *9* — маховичок ручного обслуживания, *10* — выходной вал, *12* — тяга выключения

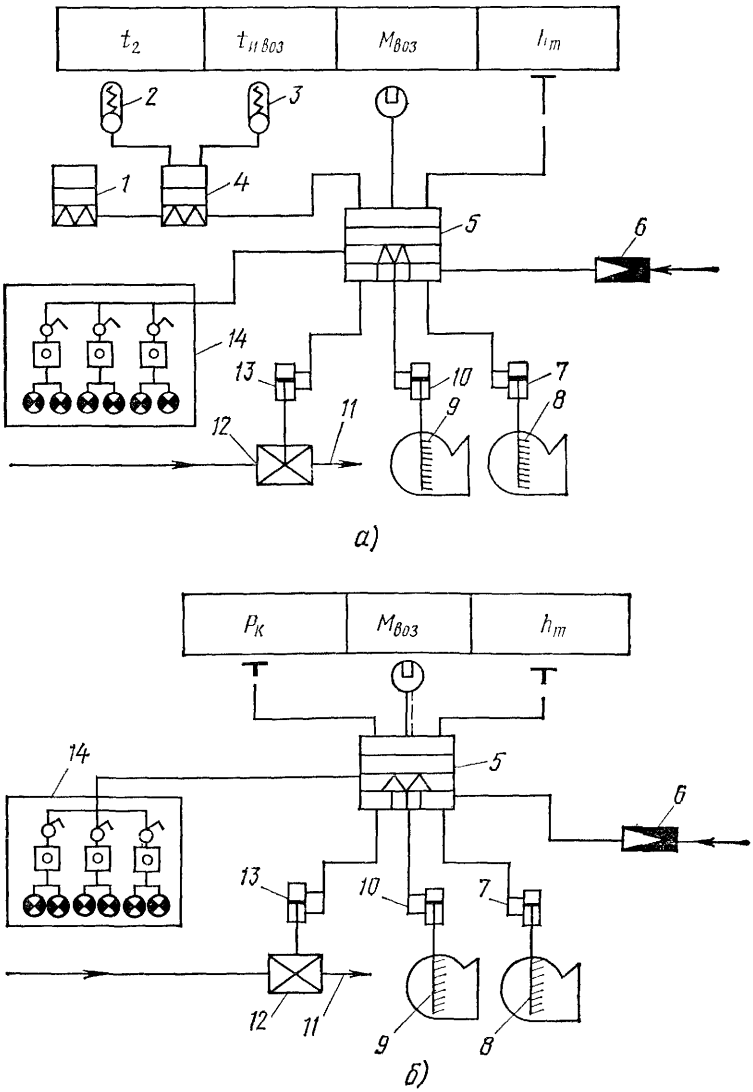


Рис. 122. Схемы автоматического регулирования при сжигании твердого топлива:

а — водогрейного котла, *б* — парового котла; *1* — задатчик, *2* и *3* — платиновый и медный термометры сопротивления, *4* — электрический регулятор, *5* — блок электрогидравлических регуляторов, *6* и *12* — редукционный и дроссельный клапаны, *7*, *10* и *13* — сервомоторы дутьевого вентилятора, дымососа и подачи топлива, *8* и *9* — направляющие аппараты дутьевого вентилятора и дымососа, *11* — масло к силовому гидроприводу топки, *14* — пульт управления (переключатели, ключи управления, сигнальные лампы)

Электродвигатель *1* управляется колонкой регулирования, устанавливаемой на площадке *3* редуктора, а включается реверсивным магнитным контактором.

Допустимое число включений редуктора из условий работоспособности электрической и механической схем не должно превышать 250 в час. На выходной вал *10* редуктора насажен либо рычаг для сочленения с регулирующим органом, либо шкив *6*, либо сектор для тросовой передачи к регулирующему органу или следящим колонкам. На этот же вал насажен кривошип с тягой выключения *12*, соединенной с выключающим органом регулирующей колонки. На конец червячного вала *8* второй ступени редуктора насажен маховичок *9*, с помощью которого при необходимости управляют регулирующим органом вручную.

Московский завод тепловой автоматики (МЗТА) для промышленных котельных малой и средней мощности выпускает электронногидравлические системы авторегулирования «Кристалл». Эта система включает регуляторы питания, горения и температуры.

Автоматическое регулирование применяется как для водогрейных, так и паровых котельных установок.

Автоматизация в водогрейной отопительной котельной установке необходима для поддержания температуры подогрева сетевой воды в соответствии с температурой наружного воздуха. Схема регулирования водогрейного котла показана на рис. 122, *а*. В наружной стене здания устанавливают медный термометр сопротивления *3*, а в трубопроводе горячей воды — платиновый *2*.

При нарушении необходимого соотношения между температурами наружного воздуха и горячей воды, установленного задатчиком *1* по отопительному графику, импульс от электрического регулятора *4* передается на электрогидравлический регулятор температуры, который воздействует на сервомотор *13* подачи топлива.

Для парового барабанного котла автоматическое регулирование процесса горения служит для поддержания давления пара в заданных пределах, причем изменяется оно в зависимости от соотношения между количеством потребляемого пара и количеством пара, вырабатываемого котлом. Схема регулирования парового котла при сжигании твердого топлива приведена на рис. 122, *б*.

С изменением давления пара $P_к$ (первый импульс) регулятор давления воздействует на сервомотор *13*, который изменяет положение дроссельного клапана *12* в маслопроводе, в результате чего изменяется количество топлива, подаваемого в топку.

Регулятор воздуха воздействует на сервомотор *7*, который перемещает рычаг, изменяющий положение лопаток направляющего аппарата *8* дутьевого вентилятора для поддержания правильного соотношения топливо — воздух. Для корректировки регулятор воздуха получает второй импульс по расходу воздуха за вентилятором $M_{воз}$, который фиксируется с помощью диафрагмы, вставленной в воздухопровод.

С изменением расхода топлива и воздуха меняется разрежение в топке $h_т$, поэтому регулятор разрежения с помощью сервомотора

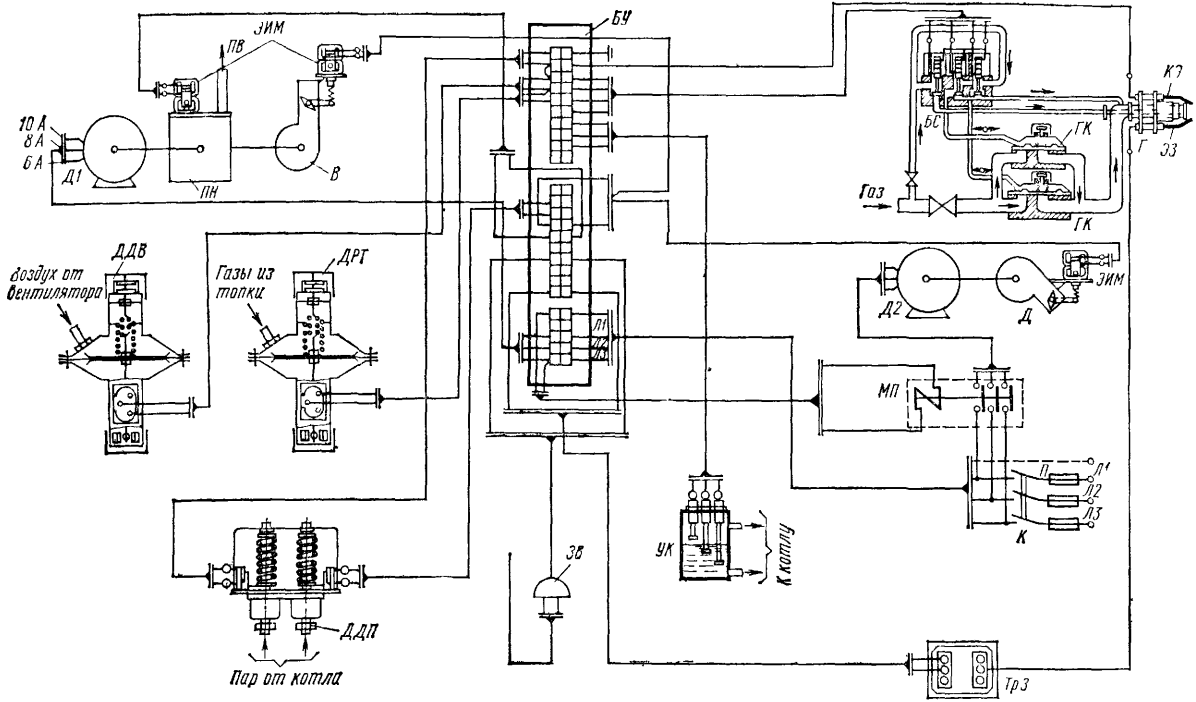


Рис. 123. Схема автоматики системы АМК:

ЭИМ — электромагнитный исполнительный механизм, *Д1* — двигатель вентилятора и питательного насоса, *Д2* — двигатель дымососа, *ПВ* — питательная вода, *В* — вентилятор, *ПН* — питательный насос, *ДДВ* — датчик давления воздуха, *ДРГ* — датчик разрежения в топке, *ДДП* — датчик давления пара, *БУ* — блок управления, *БС* — блок соленоидов, *Л1* — *Л3* — линии, *Зв* — звонок, *ГК* — газовый клапан, *КЭ* — контрольный электрод, *ЭЗ* — электрод зажигания, *Г* — горелка, *Д* — дымосос, *МП* — магнитный пускатель, *П* — переключатель, *Тр3* — трансформатор зажигания, *УК* — уровнемерная колонка

10 перемещает направляющий аппарат *9* дымососа для восстановления заданного разрежения.

При сжигании жидкого и газообразного топлива регулирование имеет свои особенности: сервомотор *13* подачи топлива воздействует непосредственно на дроссельную заслонку, расположенную в трубопроводе, подающем мазут или газ; автоматическая защита котла выполняется перекрытием соленоидного клапана на мазуто- или газопроводе. Клапан необходимо перекрывать: при давлении в котле выше допустимого, уменьшении разрежения в топке ниже допустимого, снижении яркости или затухании пламени, упуске воды или перепитке котла.

Автоматическое регулирование и дистанционное управление работой котлов низкого и среднего давления. Для комплексной автоматизации паровых и водогрейных котлов выпускается унифицированная система автоматического регулирования управления и защиты АМК и система электронно-автоматического регулирования и электродистанционного управления. На рис. 123 показана схема автоматики системы АМК (автоматика малых котельных), применяемая для комплексной автоматизации паровых котлов паропроизводительностью до 1 т/ч, работающих на газообразном топливе.

Система АМК представляет собой комплекс приборов и устройств, которые в различных сочетаниях позволяют создавать схемы, способные решать задачи автоматизации паровых котлов низкого давления указанной производительности независимо от вида сжигаемого топлива.

Система автоматизации АМК по назначению делится на автоматику регулирования и автоматику безопасности.

Система регулирования предусматривает: полуавтоматический пуск котла; поддержание в заданных пределах давления пара, уровня воды в котле, регулирование подачи воздуха и тяги в соответствии с подачей топлива, регулирование температуры жидкого топлива; защиту котла при аварийном повышении давления пара, упуске воды, прекращении подачи воздуха и тяги, понижении давления жидкого топлива и погасании пламени горелки или форсунки, а также световую сигнализацию о нормальной работе котла, световую и звуковую сигнализацию при упуске воды.

На рис. 124 показана принципиальная схема электронно-автоматического регулирования и электродистанционного управления, предназначенная для регулирования работы котельного агрегата среднего давления (3,9 МПа) паропроизводительностью 75 т/ч, работающего на газе и мазуте. В этой схеме предусматривается электронно-автоматическое регулирование процессами горения, питания водой и перегрева пара, а также электродистанционное управление вспомогательными процессами (тяга и дутье), осуществляемое с помощью колонок дистанционного управления *15* и *17*.

Наряду с автоматическим предусматривается ручное управление с помощью регулирующих органов, установленных на щите котельного агрегата. Электронная автоматика, дублируемая ручным и электродистанционным управлением тягой и дутьем, создает ста-

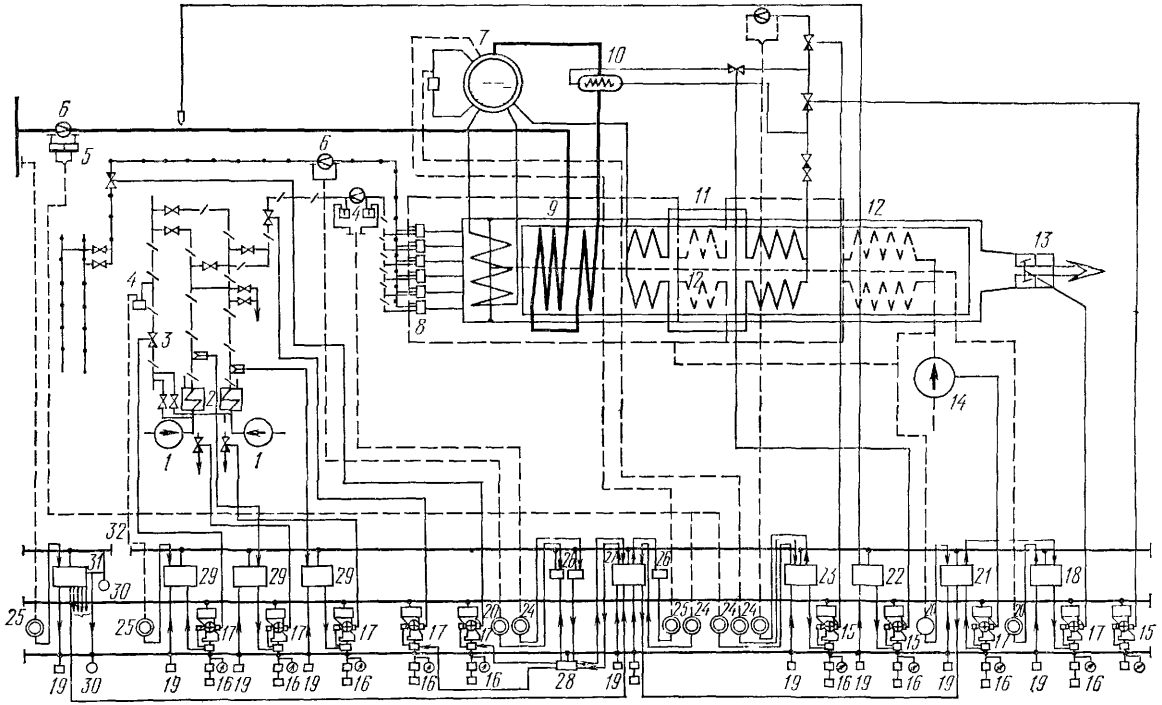


Рис 124. Принципиальная схема электронно-автоматического регулирования и электродистанционного управления:

1 — мазутный насос, *2* — подогреватель мазута, *3* — регулирующий клапан, *4* и *5* — разделительный и конденсатный бачки, *6* — импульсная шайба, *7* — барабан котла, *8* — газомазутные горелки, *9* — пароперегреватель, *10* — пароохладитель, *11* — водяной экономайзер, *12* — воздухоподогреватель, *13* — дымосос, *14* — вентилятор, *15* — колонка дистанционного управления, *16* — ключ и переключатель дистанционного управления *17* — колонка дистанционного управления с индукционным датчиком, *18, 21, 22, 23, 27* и *29* — регуляторы разрежения общего воздуха, температуры пара, питания, тепловой нагрузки, температуры мазута, *19* — задатчик, *20* — дифференциальный тягомер, *24* и *25* — дифференциальный и чувствительный манометры, *26* — электронный дифманометр, *28* — переключатель топлива, *30* — указатель нагрузки, *31* — главный регулятор, *32* — щит общих измерений

бильную и надежную работу котельного агрегата при разных режимах.

Для дистанционного управления используют устройства, позволяющие с рабочего места машиниста парового котла включать в работу различные механизмы котла и его приборы, находящиеся на значительном расстоянии, с помощью механического, гидравлического или электрического привода.

В системах дистанционного управления котельными установками широкое применение получили электрические приборы. С их помощью включаются в работу устройства для подачи топлива в котельную, его дробления, размола, подачи в топку, насосы, подающие воду в котел, вентиляторы и дымососы, открываются шиберы и заслонки, открываются и закрываются вентили и задвижки на паропроводе и т. д.

§ 61. АВТОМАТИЧЕСКИЕ СИГНАЛИЗАТОРЫ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ ВОДЫ В КОТЛЕ

Наибольшее количество аварий котельных установок происходит в результате упуска воды из котла или переполнения его из-за недосмотра обслуживающим персоналом, а также неисправного состояния водоуказательных приборов. Во избежание этого паровые котлы паропроизводительностью 0,7 т/ч и выше оборудуют автоматическими сигнализаторами нижнего и верхнего уровней воды. На рис. 125 показан сигнализатор предельных уровней воды Бийского котельного завода, состоящий из корпуса *1*, съемной крышки *2*, двух паровых свистков *3*, двух полых поплавков *4*, двух штуцеров с фланцами *5* для присоединения подводящих труб, двух штуцеров *6* с фланцами для присоединения водоуказательного прибора и штуцера *7* с фланцем, к которому присоединяется кран для продувки сигнализатора от скапливающихся в нем осадков шлама.

Сигнализатор представляет собой автоматический прибор прямого действия, подающий звуковой сигнал при отклонении уровня воды в барабане котла более чем на 90 мм от среднего уровня. При снижении уровня воды до нижнего предела подается сигнал высокого тона, при повышении до верхнего — сигнал низкого тона.

Сигнализатор этого типа предназначен для котлов ДКВ и ДКВР с рабочим давлением 0,9 и 1,4 МПа (9 и 14 кгс/см^2) и присоединяется на трубах водоуказателя к верхнему барабану котла на постоянное включение.

При нормальном уровне воды в барабане котла нижний поплавок находится в водяном объеме и сигнальный клапан закрыт под действием подъемной силы полого поплавка сигнализатора и давления пара на клапан. При снижении уровня воды в барабане котла поплавок выходит из воды, подъемная сила его уменьшается и при достижении нижнего предела уровня и полного выхода поплавка из воды сигнальный клапан под действием массы поплавка открывается, пар поступает к свистку и, расширяясь, производит звук высокого тона.

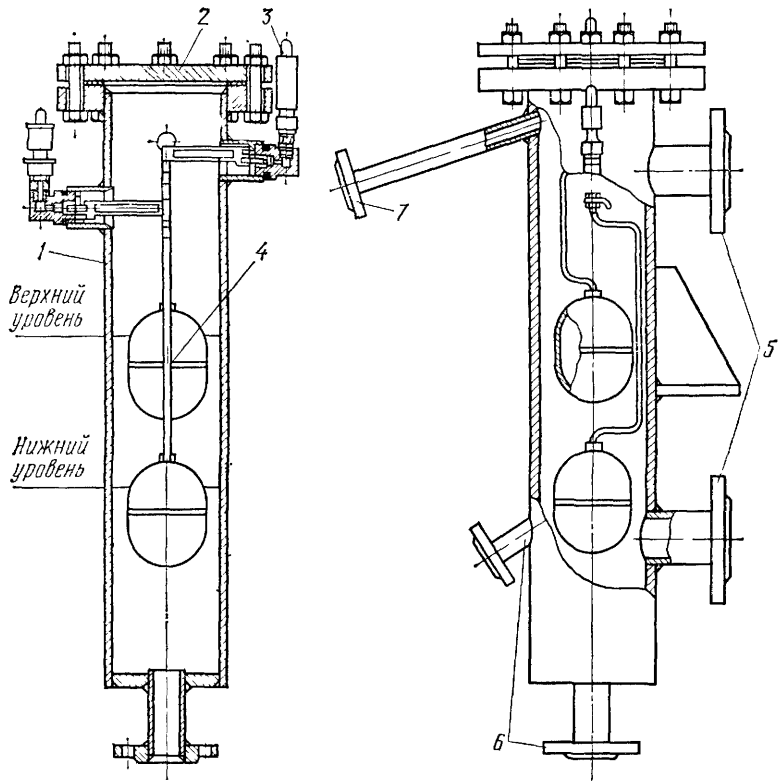


Рис. 125. Сигнализатор предельных уровней воды Бийского котельного завода на котлах ДКВ и ДКВР:

1 — корпус сигнализатора, *2* — крышка, *3* — свисток, *4* — поплавки, *5*, *6* и *7* — штуцера с фланцами

При нормальном уровне воды верхний поплавок находится в паровом пространстве; под действием массы поплавка с тягой и давления пара сигнальный клапан закрыт. При повышении уровня воды в барабане котла вода подходит под поплавок и разгружает сигнальный клапан. При достижении верхнего предела сигнальный клапан полностью разгружается, пропускает пар в свисток, который производит звук низкого тона.

Контрольные вопросы

1. Какие контрольно-измерительные приборы устанавливают на котле?
2. Какие приборы применяют для измерения высоких температур пара и газа и каково их устройство?
3. Какие приборы служат для замера расхода пара и каково их устройство?
4. Какие приборы устанавливают для измерения расхода воды?
5. Расскажите о способах присоединения простого и дифференциального тягомера и об их устройстве?
6. Какие приборы применяют для анализа продуктов сгорания?
7. Какие приборы автоматики используют в котельных установках?

Глава XVI
ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 62. ПОДГОТОВКА КОТЛА К РАБОТЕ

Надежная и экономичная работа котельных установок зависит от их правильно организованной эксплуатации, технического совершенства оборудования и квалификации обслуживающего персонала.

Поэтому эксплуатация котельных установок производится в соответствии с Правилами и инструкциями Госгортехнадзора СССР, Правилами технической эксплуатации электростанций и сетей и производственными инструкциями предприятий. Знание этих правил и инструкций обязательно для персонала котельной.

Уход за котлами может быть поручен лицам в возрасте не моложе 18 лет, прошедшим медицинское освидетельствование, курс обучения по программам профтехобразования и имеющим соответствующее удостоверение на право занятия должности машиниста котла.

После длительной остановки или капитального ремонта котельная установка принимается специальной комиссией, которая производит тщательный осмотр всего оборудования и следит за пуском его в ход и правильной растопкой котла.

При осмотре котельной установки необходимо проверить:

очищен ли котел с внутренней стороны от накипи и шлама;

нет ли видимых дефектов в барабане котла и других его элементах (отдулин. трещин, разъеданий, расслоений и др.);

исправность всей арматуры и гарнитуры котла (предохранительных устройств, клапанов, манометров, термометров, водоуказательных и питательных приборов, продувочных и дренажных вентилей, задвижек на паропроводе, шиберов и заслонок);

не засорились ли отверстия, через которые поступает вода в барабан котла, и отверстия водоуказательной арматуры накипью и нет ли внутри котла посторонних предметов;

внутреннюю исправность топки и газоходов котельной установки, т. е. нет ли выпавших кирпичей, исправны ли своды и газовые перегородки, правильно ли установлена колосниковая решетка, исправны ли механизмы решеток (опробовать);

очистку топки и газоходов котельного агрегата от шлака и золы;

снятие заглушек, поставленных перед остановкой котла на паровой, водяной, продувочных и дренажных линиях;

нет ли каких-либо предметов (инструмента, тряпок, досок) в топке и газоходах котельного агрегата;

плотность закрытия лазов и люков;

готовность к пуску дымососа, дутьевого вентилятора, механизмов и аппаратов золоулавливания и золоудаления; после осмотра

механизмы должны быть пущены вхолостую (при их работе не должно быть нагревания, стука и вибрации);

полную исправность контрольно-измерительных приборов, сигнализации, освещения;

наличие достаточного количества топлива и питательной воды;

исправность ограждений, свободный проход по лестницам и площадкам.

Замеченные дефекты заносят в ведомость и о них сообщают начальнику смены, который должен принять меры к их устранению. Получив от начальника смены разрешение на растопку, машинист приступает к заливке котла водой. При этом необходимо соблюдать такую последовательность:

открыть воздушник на котле и экономайзере или предохранительные клапаны, чтобы при заполнении котла водой и его растопке воздух мог свободно выходить из котла;

открыть питательный клапан и заполнить котел водой (если есть водяной экономайзер, котел заполняют водой через него при открытом воздушнике или предохранительном клапане, который необходимо закрыть при появлении в нем воды);

заполнить котел водой с температурой не выше 90°С;

испытать наполненный котел на рабочее давление.

Под рабочим давлением производят внимательный осмотр фланцевых соединений, сальников и проверяют исправность действия рабочего манометра по контрольному, а также исправность предохранительных клапанов. У контрольного предохранительного клапана футляр запирают на замок или ставят пломбу.

После испытания спускают воду из котла до уровня, который превышает низший уровень на 20—30 мм по водоуказательному стеклу. Затем проверяют, стоит ли стрелка манометра на нуле, не зашла ли она за ограничитель, а также исправность действия всей арматуры котла и вентилей.

Растопка котла и подключение его к паропроводу. При растопке котла проверяют положение всех кранов и вентилей. При этом должны быть открыты: кран или вентиль между питательным насосом и котлом, вентиль между пароперегревателем и котлом, верхний водопробный кран для выхода воздуха (он должен оставаться открытым в период растопки), спускной кран пароперегревателя, чтобы через пароперегреватель при растопке все время проходил пар, охлаждающий его трубки во избежание пережога. Спускной кран (задвижка или вентиль) котла должен быть закрыт. Когда растопка производится после непродолжительной остановки котлоагрегата, спускной кран пароперегревателя также может быть закрыт. Пароперегреватель предохраняется от перегрева водой, скопившейся в нем после остановки котла.

Если растопка производится после длительной остановки котла, предварительно на несколько минут открывают дымовую заслонку и топочные дверки, чтобы провентилировать газоходы котла во избежание взрыва газов, которые могли образоваться при догорании

остатков топлива. Экономайзер и воздухоподогреватель отключают со стороны газа, если имеется обходной боров. При отсутствии обходного борова должна быть обеспечена непрерывная прокачка воды через водяной экономайзер.

При первом пуске котла, когда дымовая труба не развивает нужной тяги, у ее основания раскладывают костер из сухих дров для создания начальной тяги.

Длительность растопки устанавливает начальник котельной. Быстрый нагрев котла при растопке вызывает неравномерное расширение поверхностей нагрева, что является основной причиной нарушения плотности кипятильных и особенно дымогарных труб и других соединений. Поэтому растопку котла производить быстро не рекомендуется. Ее ведут строго по пусковому графику, составляемому с учетом особенностей конструкции котла.

Пока избыточное давление в котле не выше 0,1 МПа (1 кгс/см^2), проверяют всю арматуру под давлением, т. е. пробуют все краны, продувают водоуказательные стекла и сифонную трубку манометра, проверяют манометр и на ощупь контролируют питательную и спускную трубы, чтобы убедиться в отсутствии течи воды из котла.

Для обеспечения равномерного нагревания воды при растопке котла воду приводят в движение, периодически выпуская ее из котла через спускной кран или вентиль. Наблюдают за выпуском воды по водоуказательному стеклу. Воду выпускают небольшими порциями примерно через каждые полчаса. Во время растопки котла, пока еще открыт пробный кран, подтягивают болты лазов и фланцевых соединений.

Как только избыточное давление пара в котле достигает 0,3—0,4 МПа (3—4 кгс/см^2), периодически пускают питательный насос, усиливающий циркуляцию воды в котле, и в течение нескольких минут выпускают пар, чтобы вызвать более оживленную циркуляцию воды в котле и выровнять температуру. Вновь проверяют исправность действия арматуры и осторожно подтягивают все болтовые соединения. Давление поднимают до тех пор, пока стрелка манометра не дойдет до красной черты, которой отмечено рабочее давление. Как только стрелка дойдет до этой черты и начнет ее переходить, предохранительные клапаны начнут выпускать пар. Если при подъеме давления стрелка манометра не сдвинулась с нуля, немедленно выясняют причину.

Перед подключением парового котла к общему паропроводу или при включении индивидуального паропровода в работу за 20—30 мин начинают прогревать паропровод; во избежание гидравлического удара открывают все дренажные вентили паропровода и конденсационные горшки, а затем немного приоткрывают главный парозапорный вентиль. Когда из конденсационных горшков и продувочных кранов будет выходить достаточно сухой пар, а в котле установится рабочее давление, котел осторожно подключают к общему рабочему паропроводу. Подключают паропровод в соответствии с производственной инструкцией.

Условия безопасной и надежной работы котельной установки определяются инструкциями по эксплуатации, выполнение которых для машиниста котла является обязательным.

Экономически правильно вести работу котельной установки — значит с меньшей затратой топлива дать больше пара соответствующей температуры и давления. Котельная установка должна вырабатывать столько пара, сколько нужно в тот или иной момент времени производству (в пределах мощности котла). Если пара нужно больше, чем дает в данный момент котел, давление пара будет падать, и, наоборот, при излишке пара давление в котле будет увеличиваться. В первом случае надо нагрузить котельную установку, выдать дополнительное количество пара, а во втором случае машинист должен снизить его выработку котельной установкой. Нельзя допускать, чтобы давление в котле превысило величину, отмеченную красной чертой на манометре, поскольку это грозит аварией котла, а повышенное давление может повредить машины и аппараты потребителя.

Снижение температуры пара вызывает значительный перерасход пара в паровых двигателях, поэтому обязанностью обслуживающего персонала является поддержание нормальных давления и температуры перегретого пара. Кроме того, нужно обеспечить работу котельной установки с высоким кпд, а следовательно, добиться низких тепловых потерь с уходящими газами от химического и механического недожогов.

На давление в котле сильное влияние оказывает подача питательной воды. При регулировании подачи воды вручную давление пара в котле сильно колеблется: при усиленном питании котла водой повышается ее уровень в барабане, а давление пара падает, при прекращении питания давление пара увеличивается. Равномерное давление в котле поддерживается регулировкой топочного процесса путем изменения подачи топлива и воздушного режима.

Подача дополнительного воздуха под решетку и соответственное увеличение тяги ускоряют процесс горения топлива и выделения тепла в топке, что ведет к повышению нагрузки, а также давления пара. Ускорение процесса горения объясняется увеличением скорости обтекания воздухом кусков угля, лежащих на решетке, что влечет за собой увеличение скорости реакции горения и скорости отвода продуктов горения.

Шуровка слоя топлива на решетке также способствует форсированию процесса горения, поскольку происходят разделение спекшихся кусков угля, разрушение самих кусков угля и освобождение их от золовой оболочки, причем обнажаются новые поверхности несгоревшего угля, воздух получает большую свободу для прохода через слой и процесс сжигания ускоряется.

Поддержание материального равновесия котла. Поддержание материального равновесия при ведении рабочего процесса котла сводится к следующим основным правилам.

1. Воду в котле надо держать на уровне, отмеченном на водоуказательном приборе. Если уровень воды начинает снижаться, увеличивают подачу воды в котел.

2. Топливо в топку котла необходимо подавать равномерно в достаточном количестве, соответствующем требуемой нагрузке.

3. Если манометр показывает снижение давления пара в котле при нормальном уровне воды и достаточном количестве топлива в топке, усиливают дутье и тягу. При сжигании газообразного или пылевидного топлива нужно одновременно увеличить подачу топлива и воздуха.

4. Если манометр показывает увеличение давления при указанных в п. 3 условиях, ослабляют тягу и дутье и сокращают подачу топлива.

Резкие колебания давления в котле против постоянного рабочего давления зависят от соотношения между содержанием воды в котле и размером колебаний в потреблении пара (т. е. только от работы машиниста и соблюдения им приведенных правил).

Уход за арматурой. При работе котла надо постоянно наблюдать за показаниями манометра, ежесменно проверяя его исправность с помощью трехходового крана, и одновременно продувать сифонную трубку манометра (см. рис. 108).

Для проверки манометра периодически сравнивают его показания с показаниями контрольного манометра. Ручку трехходового крана поворачивают медленно во избежание гидравлического удара, который может сбить стрелку.

Соединять один канал трехходового крана с котлом, другой — с манометром, а третий — с атмосферой нельзя, так как получаются сильные толчки пара в пружину манометра. Последний от этого быстро портится и дает неправильные показания.

Необходимо поддерживать нормальный уровень воды в котле, который контролируют по водоуказательному стеклу (он должен всегда находиться между нижней и верхней отметками). Вода в водоуказательном стекле должна слегка колебаться. Если вода колеблется слабо или ее столбик стоит спокойно, водяной кран или нижняя часть стекла засорены.

При засорении нижнего крана водоуказательное стекло доверху заполняется водой и его следует немедленно продуть. Продувая стекло, отмечают положение уровня воды в нем. Сначала открывают спускной кран, затем закрывают паровой; при этом будет продуваться водяной кран. Для продувки парового крана закрывают водяной кран. Продув паровой кран, открывают водяной, закрывают спускной и наблюдают за уровнем воды в стекле, который быстро поднимается до прежней высоты.

Засорившиеся краны водоуказательной арматуры прочищают согнутой под углом проволокой, надев на руку рукавицу и став сбоку от крана во избежание ожога.

Исправность предохранительных клапанов рекомендуется проверять не реже 1 раза в смену. Навешивание дополнительного груза на рычаги или их заклинивание воспрещается.

Обслуживание топок. Во время работы котла следует вести наблюдение за исправным состоянием оборудования как самой топки, так и всех вспомогательных устройств, связанных с ее работой.

При работе горизонтальной колосниковой решетки с ручным обслуживанием надо следить за исправностью колосниковой решетки, балок, приводов опрокидных и качающихся колосников, вентиляторов, дымососа, дымовой и дутьевой заслонок, обдувочного инструмента и постоянно содержать в готовности и исправности весь инструмент машиниста.

В топках, работающих с забрасывателями топлива, необходимо следить за исправностью действия всех механизмов, а в шахтных топках – за температурой воды, охлаждающей колосниковые балки; ее величина на выходе не должна превышать 50–60°С.

При работе цепной решетки обращают особое внимание на плотность ее соединений во избежание большого провала топлива через решетку, а также на смазку механизмов движения и охладительную систему.

При сжигании пылевидного топлива следят за исправностью и легкостью хода мельницы, исправностью работы питателей топлива, вентиляторов и температурой воздуха, равномерным поступлением пыли в топку и нормальным ее сгоранием. Необходимо своевременно производить обдувку поверхностей нагрева, не допуская образования шлаковых и золовых отложений в больших количествах.

Жидкое и газообразное топливо сжигают при минимальном избытке воздуха, при этом следят за исправным состоянием горелок и обмуровки топки. Нельзя допускать проливания мазута в топку при остановке котла во избежание взрыва при пуске котла в работу.

При работе топок всех видов необходимо постоянно наблюдать за исправным ведением топочных процессов по контрольно-измерительным приборам – тягомерам, газоанализаторам и др.

Уход за питательными устройствами. Все питательные устройства следует содержать в полной исправности и поочередно каждую смену включать в работу, чтобы в случае повреждения одного из них можно было немедленно заменить другим.

Питательный поршневой насос не будет работать при просачивании воздуха через неплотности фланцев всасывающей трубы и сальника или засорении всасывающей трубы. Просачивание воздуха может быть обнаружено зажженной свечой, пламя которой при приближении к неплотному соединению отклоняется в зависимости от движения поршня. Все обнаруженные в насосе неисправности необходимо немедленно устранять. Если набивка сальников высохла и уплотнилась, ее надо сменить полностью, поскольку при частичном добавлении новой набивки старая вызывает износ трущихся частей. При подтягивании крышки сальника гайки рекомендуется завертывать поочередно во избежание перекоса крышки.

Инжектор не будет работать в следующих случаях:

корпус инжектора сильно нагрет из-за пропуска пара через паровой вентиль или обратный питательный клапан, и в нагнетательной

камере не создается разрежение (корпус инжектора охлаждают тряпкой, смоченной холодной водой или льдом);

питательная вода нагрелась свыше 40 С; после смешения с паром в смесительной камере вода закипает, разрежение падает и прекращается дальнейшая подача воды (питательную воду в этом случае разбавляют холодной водой);

засорилась всасывающая труба или вентиль на ней; засорились или покрылись накипью конусы, обратный клапан. Эти причины не позволяют создать достаточно большую скорость движения воды (вода из инжектора будет выливаться через вестовой клапан);

паровой вентиль открыт недостаточно, и в нагнетательной камере не достигается необходимая скорость воды;

чрезмерно открыт паровой вентиль и пар не успевает сконденсироваться, снижается разрежение и из вестовой трубы идет пар;

перекосились конусы и изменилось их взаимное расположение или они неправильно установлены;

всасывающая труба пропускает воздух;

нарушена плотность вестового клапана и фланцевых соединений;

высота подъема воды больше 4 м.

Обслуживание вспомогательного оборудования. При подготовке к пуску вентиляторов и дымососов проверяют количество и качество масла в подшипниках. В случае смены масла подшипники промывают керосином. Проверяют положение смазочных колец, а при водяном охлаждении подшипников пускают воду. Проверяют положение шиберов (должны быть закрыты). Вручную проверяют легкость вращения роторов, исправность ограждения у муфт и положение пусковых приспособлений электродвигателя: реостат должен стоять в положении «Пуск».

Если электродвигатель дымососа (вентилятора) короткозамкнутый, пуск в работу производят простым включением пускателя. Если электродвигатель имеет контактные кольца, его пуск состоит из следующих операций: опускают щетки, ставят пусковой реостат в положение «Пуск», включают пускатель и медленно выводят сопротивление реостата, поднимают щетки.

Во время работы следят за температурой подшипников (температура масла должна быть не выше 70°С), исправностью масляной системы, достаточным поступлением к подшипникам охлаждающей воды (температура воды на выходе должна быть не больше 30—40°С), нагрузкой электродвигателя по амперметру, температурой статора двигателя, отсутствием вибрации и стуков, температурой уходящих газов и воздуха, подаваемого вентилятором.

При остановке дымососа (вентилятора) переводят газ на прямой ход, снижают нагрузку перекрытием регулирующего устройства (шибера, направляющего аппарата), выключают пускатель электродвигателя и приводят его в исходное, пусковое состояние (разомкнуть короткозамыкающее приспособление, опустить щетки и поставить рукоятку реостата в положение «Пуск»).

Дымосос и вентилятор должны быть немедленно остановлены: при появлении сильной вибрации и стуков, сильного нагрева под-

шипников (до 70°С и выше), задевании ротора дымососа (вентилятора) о кожух или ротора двигателя о статор или загорании несгоревшего топлива в газоходах.

Пуск и обслуживание центробежных насосов аналогичны пуску и обслуживанию дымососов и вентиляторов. Убедившись, что задвижка на нагнетательной линии насоса закрыта, заливают в него воду в том случае, если насос расположен выше бака, или открывают задвижку на всосе, если насос работает с подпором воды. Затем пускают охлаждающую воду к подшипникам и включают электродвигатель. Как только электродвигатель разовьет нормальную частоту вращения, постепенно открывают задвижку на напорной линии и по манометру устанавливают нагрузку насоса.

Во время работы проверяют подшипники и сальники насоса, следят за манометром и амперметром, периодически открывают воздушники для удаления воздуха.

Продувка котла. С питательной водой в котел поступают растворенные в ней соли, выпадающие в осадок в виде шлама. Особенно много шлама выделяется при питании котлов сырой водой, а также при внутрикотловом термическом умягчении воды. При этом в котле скапливается большое количество солей, приводящих к вспениванию воды. Для удаления из котла скапливающегося шлама, а также снижения солесодержания в котловой воде котел продувают.

Сроки и длительность продувок устанавливаются производственной инструкцией или начальником котельной в зависимости от качества питательной воды и мощности котельной установки.

Перед продувкой проверяют правильность показаний водоуказательного стекла, все питательные приборы и пробуют осторожно повернуть вентили или спускной кран с целью убедиться, что водоотводящая труба не забита грязью. Перед продувкой необходимо подкачать воду в котел до верхнего уровня, открыть второй по ходу вентиль продувочной трубы и слегка открыть первый для прогрева линии. Прогревается труба до полного прекращения характерного треска и ударов.

После прогрева трубы осторожно открывают вентиль и продувают, внимательно следя за уровнем воды в котле. Продувку прекращают при достижении низшего уровня воды, а также в случае обнаружения каких-либо отклонений. По окончании продувки закрывают сначала первый по ходу воды вентиль, а затем второй.

§ 64. ОСТАНОВКА КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА

Кратковременная остановка котла. При кратковременной остановке котла происходит потеря тепла, которую необходимо уменьшить. Для этого нужно:

прекратить подачу топлива в топку;

поддерживать уровень воды в котле около $^3/_4$ водоуказательного стекла;

прекратить дутье, остановить вентилятор;

провентилировать газоходы котла после выгорания топлива, находящегося в топке, остановить дымосос или закрыть шибер за котлом;

отключить котел от паропровода;

открыть на один оборот вентиль продувки пароперегревателя; следить за манометром, водоуказательными стеклами и общим состоянием топки и котла.

Наблюдение за котлом осуществляет машинист, который при остановке котла на короткое время должен находиться рядом. Оставлять котел под давлением пара и с горящей топкой строго воспрещается.

Длительная остановка котла. При остановке котла на длительный срок следует:

прекратить подачу топлива;

выгрести остатки топлива, золу, шлаки и очистить зольные бункера, а после отключения котла от паровой магистрали подпитывать его до допустимого высшего уровня;

прекратить подачу воздуха; в течение 10 мин провентилировать газоходы, остановить дымосос и закрыть шибер за котлом;

отключить котел от паропровода, как только прекратилась выработка пара;

открыть на один оборот продувку пароперегревателя;

спустя 6—10 ч (в зависимости от мощности котла) после остановки для ускорения охлаждения открыть шибер за котлом и пустить дымосос;

через 4—6 ч после остановки котел продуть и повторить продувку через 8 ч; полное удаление воды из котла можно начинать только после охлаждения ее до 70°С, при этом открывают воздушники или предохранительные клапаны;

отсоединить котел от других котлов, имеющихся в котельной, т. е. установить металлические заглушки между фланцами на трубопроводах (паровых, питательных, спускных и продувочных линиях); до установки заглушек производство работ по ремонту и очистке котла запрещается;

осмотреть котел, топку и все вспомогательное оборудование и все замеченные неисправности записать в журнал. За время простоя котла они должны быть устранены.

При остановке котла на длительный срок принимаются меры по защите котла от коррозии. Запрещается оставлять котлы не очищенными от шлака и накипи, золы, нагара и грязи.

С котла снимают всю арматуру, приводят ее в полную исправность, а вместо нее ставят на прокладках заглушки. Предохранительные клапаны притирают, их гнезда смазывают салом, а затем слегка прижимают грузом. Все открытые наружные части смазывают маслом с графитом или нефтью. Все люки закрывают крышками на прокладках.

Аварийная остановка котла. Обслуживающий персонал обязан немедленно прекратить работу котла и сообщить об этом ответственному лицу по котельной:

при отсутствии воды в водоуказательном стекле и нижнем водопробном кране — в этом случае прекращают питание котла водой;

при появлении в котле выпучин, трещин, накаливании докрасна стенки барабана, повреждении дымогарных или кипятильных труб или труб пароперегревателя;

при повреждении обоих питательных устройств и прекращении подачи воды в котел;

при повышении давления пара в котле и переходе стрелки манометра за красную черту, несмотря на выпуск пара предохранительными клапанами и энергичное подкачивание воды в котел;

при снижении уровня воды в водоуказательном стекле, несмотря на энергичное подкачивание ее в котел;

при выходе из строя обоих предохранительных клапанов;

при повреждении манометра, прорыве воды или пара, порче парового вентиля и непонятном шуме в котле;

при возникновении пожара, угрожающего котлу; в этом случае поднимают предохранительные клапаны и выпускают пар.

§ 65. ОЧИСТКА КОТЕЛЬНОГО АГРЕГАТА ОТ НАКИПИ И ПРЕДОХРАНЕНИЕ ЕГО ОТ КОРРОЗИИ

Ручной и механический способы очистки котла от накипи. При нагревании и испарении воды на внутренних стенках котла, пароперегревателя и экономайзера могут образовываться отложения накипи, которую удаляют ручным, механическим или химическим способом.

Ручной способ, применяемый преимущественно при очистке от накипи паровых котлов низкого давления, заключается в том, что отложения шлама удаляют промыванием водой, накипь счищают молотками, скребками или шаберами, а наружную очистку от шлака и нагара производят с помощью пик, ломиков, скребков, ершей и металлических щеток.

Паровые котлы среднего давления очищают механическим способом с помощью специального инструмента, приводимого в действие электродвигателями или пневматическими двигателями. Очистку труб производят из барабана сверху вниз, а коллекторов — через лючки в таком же порядке.

Механическую очистку котлов от накипи осуществляют с помощью шарошек (рис. 126, *а*), а также пневматическими зубилами с небольшой ударной силой и круглыми проволочными щетками.

В нераскидной головке шарошки (рис. 126, *б*) имеются небольшие шестеренки с притупленными зубьями, которые надеты на оси с большими зазорами в отверстиях обычно в несколько рядов и закреплены между фланцами. На раскидных головках (рис. 126, *в*) шестеренки *1* надеты на оси *2*, шарнирно связанные серьгами *3* с неподвижно укрепленными осями головки.

Во время вращения головок шестеренки расходятся в стороны под действием центробежной силы, прижимаются к стенкам трубы и счищают своими зубьями накипь. Шарошки через гибкий вал

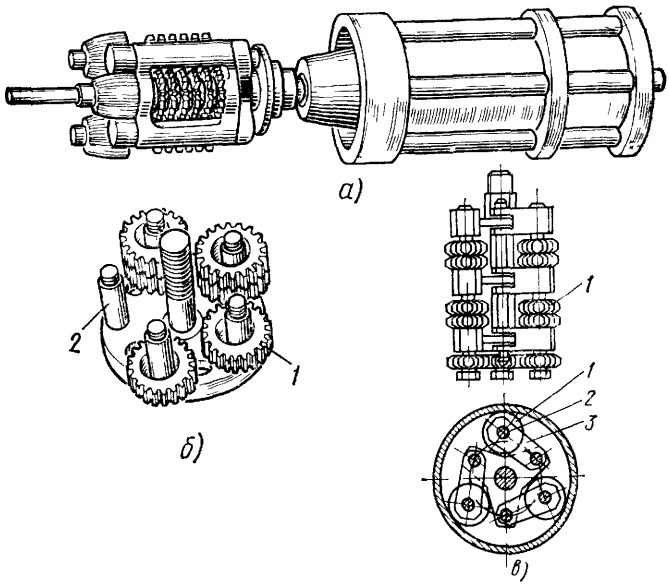


Рис. 126. Трубоочиститель (шарошка):
а — общий вид, *б* — нераскидная шарошечная головка, *в* — раскидная шарошечная головка; *1* — шестеренки, *2* — перемещающиеся оси шестеренок, *3* — серьга

приводятся во вращательное движение от электродвигателя, иногда применяют пневматический привод.

Для освещения внутри котла при очистке пользуются электролампами напряжением не свыше 12 В. Работу по очистке следует проводить вдвоем для оказания друг другу помощи, особенно при несчастном случае.

Качество очистки прямых труб проверяют просвечиванием электролампой, а изогнутых труб — пропусканием металлического шара с диаметром, равным 0,85 внутреннего диаметра трубы.

Химический способ очистки котлов от накипи. Химическим способом котлы от накипи очищают различными методами: содово-щелочным, фосфатным и др. Указанные методы применяют для очистки котлов низкого и среднего давления.

Содово-щелочным методом производят размягчение карбонатной, гипсовой или силикатной накипи, а также смешанных накипей. При этом методе берут 1—2 кг соды, каустика или фосфата на 1 м^3 котловой воды. Для размягчения накипи при содово-щелочном методе кипятят щелочной раствор продолжительное время, иногда несколько суток. После кипячения раствора твердая накипь переходит в рыхлые отложения в виде шлама. Котел вскрывают, тщательно промывают от шлама и немедленно приступают к его механической очистке, так как разрыхленная накипь обладает способностью быстро цементироваться.

Фосфатный метод размягчения накипи аналогичен по своему действию содово-щелочному, но в отличие от последнего может применяться для любого состава накипи.

Накипь, образовавшуюся в котле, выщелачивают раствором тринатрийфосфата из расчета 2 кг на 1 м^3 воды. Тринатрийфосфат хорошо размягчает отложившуюся накипь. Раствором заполняют котел до нормального уровня и поднимают давление в котле до 0,2—0,25 МПа (2—2,5 кгс/см^2) по манометру. Котел продувают через каждые полчаса с подкачкой питательной воды. Продувку котла прекращают после того, как из котла начнет вытекать чистая вода. В некоторых случаях котлы среднего давления очищают от накипи химическим способом с применением соляной, хромовой, серной или фосфорной кислоты, а также едкого натра.

При очистке котлов от накипи соляная кислота взаимодействует с карбонатной накипью, образуя легкорастворимые хлористые соединения магния и кальция и двуокись углерода, а для предотвращения разъедающего действия соляной кислоты на металл к ней добавляют так называемые ингибиторы: столярный клей, специальный препарат «Уникол», уротропин, замедляющие разъедание металла кислотой.

Кислотная промывка котлов может выполняться только хорошо обученным персоналом под руководством квалифицированного специалиста.

Очищенный от накипи котел внимательно осматривают с внутренней и наружной сторон, проверяют, нет ли трещин, опасных разъеданий и других дефектов. При выявлении дефектов, а также по истечении очередного срока внутреннего осмотра или гидравлического испытания котел предъявляют инспектору Котлонадзора для освидетельствования и получения соответствующего разрешения на работу.

Предохранение паровых котлов от коррозии. Коррозия металла всегда начинается с поверхности и постепенно проникает вглубь. Иногда не вся поверхность металла разрушается, а лишь ее отдельные участки (появляются пятна, язвины и точки различной величины). Разъедание стенок котла может возникать от воздействия на них растворенных в питательной воде кислорода, двуокиси углерода, водорода, едкого натра и пр.

В периоды простоев котла в холодном или горячем резерве и ремонта происходит интенсивная коррозия металла котла, пароперегревателя и водяного экономайзера, если не принимаются меры защиты, выполняемые одним из следующих трех способов.

Сухой способ защиты от коррозии состоит в том, что котел хорошо очищают от накипи и шлама, промывают и просушивают. В просушенный котел устанавливают противни с негашеной известью или безводным хлористым кальцием, и котел герметически закрывают. Негашеная известь и хлористый кальций поглощают влагу и котел сохраняется в сухом состоянии. Негашеную известь загружают в количестве 2—3 кг, а хлористый кальций 1—2 кг на 1 м^3 объема котла. Противни должны быть такой емкости, чтобы

при поглощении влаги негашеная известь (или хлористый кальций), увеличиваясь в объеме, не выливалась через края в котел.

Газовый способ защиты от коррозии заключается в заполнении котла газообразным аммиаком или азотом с давлением до 1000 Па (100 мм вод. ст.). Этот способ защиты является лучшим средством предохранения котла от коррозии.

Мокрый способ защиты от коррозии стальных котлов заключается в заполнении котла слабым щелочным раствором едкого или фосфатного натра. Для создания однородного состава щелочного раствора во всем объеме котла его подогревают до 80—100°С слабым огнем в топке, а затем перемешивают с помощью насоса. Воду из котла забирают из спускного штуцера, а обратно в котел подают через парозапорный вентиль или задвижку. При остановке котла на короткое время рекомендуется применять мокрый способ, а на длительное — сухой или газовый.

§ 66. НЕПОЛАДКИ И АВАРИИ В КОТЕЛЬНОЙ

Всякое повреждение, поломка, нарушение нормального режима работы котельной установки приводят к неполадкам или авариям. Большинство неполадок и аварий происходит из-за несоблюдения обслуживающим персоналом инструкций, правил техники безопасности, трудовой производственной дисциплины по обслуживанию и содержанию всего оборудования котельной установки, плохого ремонта, а также невыполнения административно-техническим персоналом технических правил и норм по эксплуатации котельных установок. Правильное содержание и обслуживание котельной установки, а следовательно, бесперебойная и безаварийная работа являются основным условием успешного выполнения производственного плана обслуживающим и административно-техническим персоналом.

Аварии и неполадки котельного оборудования вызывают большие простои его или выход из строя на длительный срок основного оборудования котельной установки, а иногда даже могут привести к взрыву котла.

Аварии возникают часто из-за небольшой неисправности, которая легко могла быть устранена. Например, при засорении отверстий водоуказателя и неисправности питательных приборов может произойти упуск воды из котла или ее перекачка в результате неправильного показания уровня воды. Перекачка воды может привести к ее забросу в паропровод и гидравлическому удару, который повредит и даже разрушит паропровод. К таким же последствиям приводит и вспенивание воды в котле из-за большого скопления солей в котловой воде при недостаточной продувке котла.

В процессе эксплуатации котельной установки возникают различные повреждения от целого ряда причин, например: вследствие некачественного изготовления или ремонта отдельных элементов установки, скрытых дефектов в металле, которые не были обнаружены при изготовлении или ремонте, а также из-за неудовлетвори-

тельной подготовки питательной воды, плохих условий эксплуатации, несвоевременной очистки наружных и внутренних поверхностей котельного агрегата, форсированной работы и т. д.

При питании паровых котлов сырой или неудовлетворительно подготовленной водой с внутренней стороны могут появляться различные протравливания. При значительном отложении накипи на поверхностях нагрева котла на них появляются отдулины, довольно часто приводящие к разрыву экранных и кипятильных труб; по той же причине происходит и разрыв труб пароперегревателя и водяного кипящего экономайзера.

При постоянном наличии в котловой воде большой щелочности нередко в загибах бортов отдельных элементов котла, а также в местах вальцовки труб появляются межкристаллитные трещины.

В котельных установках часто наблюдается износ (эрозия) поверхности металла под действием потока газа, пара или воды, протекающего с большой скоростью и увлекающего с собой частицы золы. При образовании свища в кипятильной или пароперегревательной трубе струя пара, выходящая с большой скоростью из свища, быстро перерезает соседние трубы. Аналогичным образом действует струя пара, выходящая из обдувочного аппарата, если она продолжительное время не перемещается.

Отложения шлака на экранных и кипятильных трубах первого газохода паровых котлов средней мощности повышают температуру отходящих дымовых газов, ухудшают тягу и повышают температуру перегретого пара. Особенно опасно скопление шлака на большой высоте в виде наростов, которые при неосторожном удалении могут обвалиться большими глыбами и при падении повредить трубы холодной воронки или колосниковую решетку.

Шлакование кипятильных и экранных труб может повлечь за собой нарушение циркуляции воды в котле, а шлакование пароперегревателя — неравномерный нагрев отдельных змеевиков, что может привести к их разрыву. Чрезмерно большое образование наростов шлака в топке приводит к остановке котла, которую необходимо производить осторожно и медленно для того, чтобы обмуровка котла охлаждалась постепенно и равномерно, в противном случае возможно растрескивание глыб шлака и их обвал.

Воспламенение топлива и его взрывы в газоходах, а также в топке котла происходят из-за несоблюдения правил взрывобезопасности при работе на жидком, газообразном или пылевидном топливах. Причина взрывов — недостаточное вентилирование газоходов котла при растопке. Взрыв может произойти и в том случае, если после погасания факела вновь зажечь горелки котла, не провентилировав предварительно топку и газоходы.

Взрыв может произойти и при слоевом сжигании топлива, когда при остановке котла на некоторое время забрасывают свежее топливо на оставшееся несгоревшее. При этом в топке и газоходах скапливается значительное количество горючих газов, выделяющихся из свежезаброшенного топлива. Воспламенение этих газов приводит к взрыву. Наиболее часто возникающие тяжелые аварии при работе котельных установок приведены в табл. 28.

Таблица 28. **Неисправности в работе котла, их последствия и меры предупреждения**

Неисправность	Причина	Возможное последствие	Мера предупреждения	Действие машиниста котла
Упуск воды из котла	Обманчивый уровень воды в водоуказателе вследствие его неисправности (засорение кранов водоуказателя)	Выпучины, трещины, взрыв котла	Содержание водоуказателя в исправном состоянии, наблюдение за уровнем воды (должен слегка колебаться)	При невозможности удержать нужный уровень воды в котле удалить из топки горящее топливо
	Быстрое падение уровня воды из-за утечки ее из котла в результате неполного закрытия вентиля или крана при продувке котла или разрыва экранных труб		Проверка каждую смену исправности питательного насоса и полного закрытия продувочного вентиля или крана	Закрыть парозапорный вентиль и сообщить заведующему котельной
Чрезмерное давление пара в котле	*Неисправность манометра* или предохранительных клапанов, заклинивание клапанов, навешивание дополнительного груза, установка заглушки на место клапанов	Взрыв котла	Проверка каждую смену предохранительных клапанов и манометра. Внимательное наблюдение за показаниями манометра и уровнем воды	Уменьшить или прекратить горение топлива, усилить питание, выпустить пар в атмосферу
Взрыв газов в топке	Зажигание огня при растопке без предварительной вентиляции топки, неполнота горения (большой слой топлива, загрязненность решетки), при жидком топливе прекращение его распыливания, неправильное включение или выключение форсунки	Разрушение котла или обмуровки	Проветривание дымоходов перед растопкой, наблюдение за толщиной поступающего слоя топлива и количеством поступающего воздуха, своевременная чистка топки, правильное включение и выключение форсунки	Немедленно остановить котел и сообщить заведующему котельной
Появление выпучин	Образование большого слоя накипи на стенках котла, попадание в котел масла, наличие в котле посторонних предметов	Взрыв котла	Тщательный внутренний осмотр котла перед пуском в работу, непрерывное наблюдение за его работой	Немедленно остановить котел

При возникновении аварии (или пожара) в котельной обслуживающий персонал должен соблюдать спокойствие и принимать меры к ее ликвидации в соответствии с инструкцией и распоряжениями технической администрации.

После устранения возникшей аварии или пожара производят запись в вахтенном журнале. Для предупреждения всяких неполадок и аварий необходимо тщательно расследовать и изучать их.

При возникновении пожара в котельной надо немедленно вызвать пожарную команду и одновременно принять меры к тушению пожара, пользуясь всеми имеющимися средствами. Загоревшийся мазут, масло или керосин засыпают песком, загоревшуюся электропроводку тушат сухим огнетушителем, а деревянные части здания — мокрым.

При пожаре нужно выпустить пар из котла через предохранительные клапаны, заклинив их каким-либо предметом; пустить на полную мощность питательные приборы; выгрести горящее топливо из топки или осторожно залить его из брандспойта водой, направляя струю воды только на горящее топливо, и закрыть дымовую заслонку или шибер.

О каждой аварии и каждом тяжелом несчастном случае, связанном с аварией или обслуживанием паровых котлов, пароперегревателей и водяных экономайзеров, администрация предприятия обязана немедленно уведомить инспектора Котлонадзора, с участием которого необходимо производить расследование.

До прибытия инспектора администрация предприятия должна обеспечить сохранность всей обстановки аварии или несчастного случая, если это не вызывает опасности для жизни людей и не нарушает производственного процесса.

Контрольные вопросы

1. Как осуществляются подготовка и пуск котлоагрегата?
2. Какие правила необходимо соблюдать во время работы котельной установки?
3. Какие используют способы для очистки котла от накипи?
4. В чем заключается способ химической очистки котла от накипи?
5. Как предохраняют котлы от коррозии?
6. Каковы причины повреждений паровых котлов и меры устранения их?
7. Почему происходят взрывы газов в топке и газоходах котла, какие меры предосторожности должны соблюдаться во избежание взрывов?
8. Какие меры принимают для ликвидации аварии в котельной?

Глава XVII
ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ЭКОНОМИКА РАБОТЫ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 67. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основные принципы организации эксплуатации котельной установки заключаются в том, чтобы обеспечить надежную, экономичную и бесперебойную ее работу. Для этого требуется:

поручать обслуживание котельной обученному персоналу и периодически повышать его квалификацию, организуя специальные курсы:

обеспечивать обслуживающий персонал «Правилами устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов Госгортехнадзора СССР», «Правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора СССР» и другими служебными инструкциями;

организовывать и вести постоянный контроль за состоянием и работой всего оборудования котельной установки, создавать систему технического учета, отчетности и планирования работы;

правильно использовать все оборудование в наиболее экономичных режимах и хранить топливо и вспомогательные материалы, содержать в полной исправности тепловую изоляцию всех горячих поверхностей и осуществлять другие меры для сбережения топлива, тепла и электроэнергии;

составлять и точно соблюдать годовые графики планово-предупредительного и капитального ремонтов всего оборудования котельной установки, иметь необходимое количество запасных частей, ремонтных и вспомогательных материалов;

повышать производительность труда, мобилизовывать творческую инициативу обслуживающего персонала для улучшения работы котельной установки.

Контроль работы котельной установки, технический учет и отчетность. Контроль работы котлов и вспомогательного оборудования должен производиться в соответствии с Правилами Госгортехнадзора СССР, в установленные сроки необходимо проверять все контрольно-измерительные приборы и арматуру, насосы, конденсационные горшки и другие устройства котельной установки, а также чистоту помещений и их освещенность.

Следует систематически следить за тем, чтобы в соответствии с нормами поддерживались давление и температура пара; горение происходило при наименьшем избытке воздуха; температура уходящих газов и разрежение по газовому тракту не превышали установленных норм; давление воздуха под решеткой или горелками не было ниже нормы. Температура воды в деаэраторе должна точно соответствовать температуре кипения при заданном давлении в деаэраторе. У вращающихся механизмов проверяют температуру и смазку подшипников, отсутствие вибрации и стука, наличие ограждений. Проверяют исправность агрегатов, находящихся под давлением, нет ли испарения или течи во фланцах и арматуре.

Первичный учет работы котельных установок производят на основании показаний контрольно-измерительных приборов и анализа отобранных проб: топлива и очаговых остатков, воды на различных этапах ее пути (сырой, химически очищенной, питательной, продувочной, возвращаемого конденсата), а также пара. Результаты анализов заносят в бланк суточного отчета о работе котельной. На основании суточных отчетов составляют месячные, затем квартальные, полугодовые и годовые отчеты о работе котельной установки.

Кроме описанной отчетности следует вести постоянный сменный журнал, в котором делают записи о всех отклонениях от нормального режима работы котельной и авариях, а также ремонтный журнал, в котором отмечают произведенный ремонт оборудования.

Планирование работы котельной установки и ее показатели. Планирование заключается в том, что на основе необходимого потребления пара или тепла устанавливают потребность (в топливе, воде, электроэнергии, смазочных и прочих вспомогательных материалах, а также в штате обслуживающего персонала), которую определяют построением годового графика отпуска пара и тепла.

Годовое потребление натурального топлива, т/год, котельной установки

$$B_{\text{н}}^{\text{год}} = Bn_{\text{к}}h_{\text{год}}\left(1+\frac{\Sigma_{\text{в}}}{100}\right), \tag{62}$$

где B — часовой расход натурального топлива на котельный агрегат при работе его в средних годовых условиях, т/ч; $n_{\text{к}}$ — количество котлов, установленных в котельной; $h_{\text{год}}$ — число часов работы котлоагрегата в году; $\Sigma_{\text{в}}$ — сумма потерь топлива на территории котельной, %.

Примерные потери твердого топлива, %, следующие: 0,5 — при транспортировке и хранении; 2—3 — при работе котельных агрегатов с расчетной паропроизводительностью и отклонениями от режимных условий (дополнительные); 1,5—2 — при продувке котлов и обдувке поверхностей нагрева котельных агрегатов (дополнительные); 2—3 — при собственном расходе пара котла (на паровые насосы, дутье, растопку и пр.).

Пересчет годового потребления натурального топлива, т/год, в условное производят следующим образом:

$$B_{\text{усл}}^{\text{год}} = B_{\text{н}}^{\text{год}}\frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{7000}\left(\frac{Q_{\text{н}}^{\text{р}}}{29\,300}\right). \tag{63}$$

Для получения потребного годового количества пара и нормальной работы котельной установки требуется соответствующее количество воды, кроме того, некоторое ее количество необходимо для собственных нужд котельной: охлаждения подшипников вращающихся механизмов, взрыхления фильтров, их отмывки и пр. При определении количества потребной воды учитывается количество конденсата, возвращаемого с производства.

§ 68. КАЛЬКУЛЯЦИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ПАРА, ВЫРАБАТЫВАЕМОГО КОТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКОЙ

Средства, затраченные на эксплуатацию котельной установки, состоят из постоянных и переменных.

К постоянным средствам относят амортизационные отчисления, содержание персонала, отчисления на текущий ремонт, общекотельные и прочие расходы, к переменным — стоимость топлива, воды и электроэнергии.

Самой крупной статьей расходов на эксплуатацию котельной установки (60—80%) являются затраты на топливо. Поэтому даже незначительная экономия топлива приводит к большой экономии денежных средств. Затраты на воду определяют умножением годовой потребности в воде на стоимость воды.

Отчисления на амортизацию принимают в процентах стоимости зданий, сооружений и оборудования котельной установки. Для каждого вида сооружений и оборудования установлена определенная продолжительность срока их работы и норма амортизации.

Расходы на содержание персонала складываются из зарплаты эксплуатационного и управленческого персонала. Кроме того, имеются общекотельные и прочие расходы на охрану труда и технику безопасности, содержание пожарной и сторожевой охраны, на выгрузку топлива на территории котельной и вывоз шлака, стоимость эксплуатационных материалов, налоги, сборы и прочие обязательные отчисления.

Себестоимость единицы выработанной продукции, руб/т, можно определить, разделив общую сумму годовых расходов на годовую выработку пара:

$$Cc = C_{\text{год}}/D^{\text{год}}_{\text{выр}}. \qquad (64)$$

Контрольные вопросы

1. В чем заключается организация эксплуатации котельных установок?
2. Как осуществляется планирование работы котельных установок?
3. Как определяют стоимость пара или тепла, вырабатываемого котельной установкой?

Глава XVIII
РЕМОНТ КОТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

§ 69. ВИДЫ РЕМОНТА

Планово-предупредительный ремонт. Ремонт производят в плановом порядке. План ремонтов составляет ответственный технический руководитель предприятия. Размер трудовых затрат определяется мощностью и степенью изношенности котельной установки.

Хорошее качество ремонта обеспечивается своевременной и тщательной подготовкой, в которую входят: составление дефектной ведомости и графика ремонта с указанием полного объема работ, подготовка измерительных приборов, инструмента, запасных деталей, материалов, приспособлений и такелажных принадлежностей, составление формуляров с указанием зазоров и допусков.

Перед ремонтом подготовляют и инструктируют персонал, решают вопросы технической и пожарной безопасности, оборудуют площадки для размещения деталей при разборке.

Система планово-предупредительного ремонта котельной установки обеспечивает безаварийную ее работу. В комплекс мероприятий планово-предупредительного ремонта входят:

межремонтное обслуживание, включающее уход и надзор за оборудованием котельной и различными трубопроводами с одновременным мелким ремонтом;

периодический осмотр и ремонт через определенные сроки, устанавливаемые годовым планом ремонта;

проведение профилактических испытаний отдельных агрегатов котельной для выявления их технического состояния.

По данным профилактических испытаний, обслуживающий персонал получает возможность своевременно выявить дефекты и недостатки, выполнить необходимый ремонт и таким образом предупредить выход из строя оборудования.

Внедрение системы планово-предупредительного ремонта на предприятиях позволяет снижать простои оборудования, сокращать сроки ремонта, повышать качество ремонта и удлинять сроки работы оборудования между ремонтами. Для выполнения указанных условий необходимо проводить следующие мероприятия:

выводить оборудование в ремонт строго по плану;

внедрять скоростные методы ремонта;

систематически проводить профилактические испытания;

внедрять новейшую технологию ремонта;

обеспечивать все виды ремонта запасными частями, как получаемыми со стороны, так и собственного изготовления;

обеспечивать ремонтные бригады специальными ремонтными приспособлениями, инструментами и чертежами;

соблюдать последовательность рабочих операций и заменять одни операции другими, менее трудоемкими;

правильно организовать рабочие места ремонтников и специализировать рабочих ремонтной бригады по отдельным видам работ;

внедрять ремонт узлов и агрегатов;

сокращать излишнюю рабочую ремонтную документацию и пути ее прохождения;

инструктировать рабочих по уходу за оборудованием и работе на нем.

Межремонтное обслуживание. Этот вид ремонта удлиняет сроки службы оборудования без снижения его качественного состояния, ускоряет и удешевляет ремонты.

В межремонтное обслуживание входят:

уход за оборудованием — смазка, обтирание, чистка, регулярный наружный осмотр для выявления степени изношенности деталей и своевременной их замены, проверка нагрева трущихся поверхностей, состояния масляной и охлаждающих систем дымососов и вентиляторов, продувка и дренаж трубопроводов и специальных устройств;

мелкий ремонт оборудования — исправление мелких дефектов, преимущественно на внешних крепежных деталях, подтяжка креплений, устранение дефектов в проводах и ограждениях, промывка и протирка последних.

Межремонтное обслуживание не планируется и выполняется в период работы котельного оборудования.

Текущий ремонт. В объем текущего ремонта входят: частичная разборка агрегата, разборка отдельных частей, ремонт и замена изношенных деталей, осмотр, замеры и определение состояния, составление предварительной ведомости дефектов, изготовление или проверка чертежей на запасные детали, проверка и опробование отремонтированных частей.

В зависимости от технологии проводимых операций текущий ремонт выполняется или на месте установки оборудования, или в ремонтной мастерской ремонтной бригадой цеха или эксплуатационным персоналом в сроки, предусмотренные планом ремонтов за счет цеховых расходов.

Капитальный ремонт. В объем капитального ремонта входят: полная разборка котельного агрегата, замена отдельных деталей частично или комплектно, проверка отремонтированных частей и агрегатов в целом.

Перед капитальным ремонтом составляется полная ведомость дефектов и подготовляется комплект необходимых запасных частей. При организации капитального ремонта на месте установки оборудования должна предусматриваться более широкая замена поврежденных деталей и сокращение их сроков ремонта.

Капитальный ремонт производит ремонтный цех или мастерская с привлечением эксплуатационного персонала, обслуживающего ремонтируемую котельную установку в сроки, предусмотренные планом ремонта. Капитальный ремонт выполняется (в зависимости от технологии ремонтных операций) или на месте установки оборудования, или в ремонтном цехе за счет средств капитального ремонта по утвержденной смете.

Аварийный ремонт. Правильно организованная система планово-предупредительных ремонтов сокращает до минимума необходимость аварийного ремонта.

Аварийный ремонт возникает вне плана при внезапных поломках деталей вследствие неправильной эксплуатации, перегрузок оборудования и других причин. В зависимости от объема аварийный ремонт может быть отнесен к текущему или капитальному.

При аварийном выходе из строя котельного оборудования составляют аварийный акт, в котором указывают причины аварии и объем работ, подлежащих выполнению.

Периодичность ремонтов котельного оборудования устанавливается в зависимости от допустимого износа отдельных частей и длительности беспрерывной работы. Основанием для определения плановых сроков и объема ремонтных работ должна служить заранее разработанная детальная техническая номенклатура работ по всем видам ремонта для каждого вида оборудования.

Техническая номенклатура, включающая характерные работы по ремонту отдельных видов деталей и частей оборудования и разделение работ по видам ремонта, является основой:

для технического персонала — при планировании ремонтов, определении объема работ, составлении смет и организации подготовки к ремонтам;

для мастеров и бригадиров — при определении необходимых материалов, инструмента, запасных частей и планировании работы ремонтников;

для бухгалтерии — при контроле правильности распределения расходов ремонтных средств.

При планировании, учете и отчетности по ремонту, определении стоимости ремонтных работ необходимо пользоваться нормативами времени на проведение ремонтов, в основу составления которых должен быть положен общий эквивалент для всех видов оборудования.

§ 70. ПЛАНИРОВАНИЕ И УЧЕТ РЕМОНТНЫХ ОПЕРАЦИЙ

Планирование и учет ремонтов основывается на номенклатуре ремонтных работ, нормативах, сроках ремонтов и времени их производства, на данных по износу деталей и результатах предыдущих ремонтов.

В планирование и учет ремонтных операций входят: составление карт, годового и месячного планов ремонта, составление сметы на капитальный ремонт и отчетов по его выполнению, а также учет аварий и брака в работе.

Составление карт ремонта. Основным документом для планирования и учета ремонтов котельного оборудования служит карта ремонта, которую составляют на основании данных о состоянии оборудования к данному моменту. В дальнейшем исходными материалами для ее заполнения являются ведомости дефектов, аварийные акты, данные о проведенных ремонтах. Карту ремонта составляют на каждую единицу оборудования. В карту записывают все ремонты оборудования в строгом порядке. Эти записи позволяют вести учет времени, отработанного оборудованием, и правильно назначать последующие ремонты и их вид. На основании практических данных по ремонту в начале каждого операционного года в карту вносят изменения и уточнения нормативов сроков и времени на проведение ремонтов.

Карты ремонтов хранят в картотеке главного механика и располагают по порядку инвентарных номеров.

Составление годового плана ремонта. Исходным материалом для составления годового плана служит карта ремонта, в которой указаны вид последнего ремонта и исправленные в соответствии с практическими данными предыдущего года нормативы сроков и времени на проведение ремонтов.

Составление месячного плана ремонта. Рабочим планом при выполнении ремонтных работ является месячный план, составляемый как задание ремонтной бригаде или эксплуатационному персоналу в зависимости от объема работы и величины установки. Исходным материалом для составления месячного плана служит годовой план ремонта с учетом хода выполнения последнего в предшествующем месяце.

Составление сметы на капитальный ремонт. Исходным материалом для составления сметы служат годовой план капитального ремонта, нормативы времени на производство ремонта и действующая на предприятии тарифная сетка сдельной оплаты труда рабочих. Стоимость материалов принимается в соответствии с действующими нормативами их расхода на данном предприятии. Стоимость демонтажа и монтажа, связанных с капитальным ремонтом оборудования, следует включить в смету.

Составление отчетов по выполнению плана ремонта. О выполнении плана ремонта составляются месячные, квартальные и годовые отчеты. Месячные отчеты составляют по приемным актам. Данные о выполнении ремонта заносят в карту ремонта оборудования. Месячный отчет о выполнении плана ремонта служит основанием для расчета с ремонтной бригадой или обслуживающим персоналом и начисления премии по принятому на данном предприятии положению о премиальной системе. Ежеквартально составляют сводные отчеты о выполнении плана ремонта за прошедший квартал.

Учет аварий и брака в работе. Сокращение аварий в котельном хозяйстве предприятия снижает расходы на эксплуатацию оборудования, а также уменьшает простои, поэтому необходимо вести учет аварий и брака. Каждая авария или брак должны быть тщательно расследованы, определены причины их возникновения, проведены анализы повторяющихся аварий и брака, а также намечены мероприятия по их устранению в дальнейшем.

§ 71. ПОВРЕЖДЕНИЯ И РЕМОНТ КОТЛА

Ремонт поверхностей нагрева котла. Наиболее частые повреждения кипятильных труб — течь, трещины у концов, разъедания, износ, изгиб, выпучины.

Причинами течи являются: неправильное крепление труб, овальность трубных отверстий, неравномерное удлинение труб. Течь легко обнаружить по накипи возле трубы. Устранить течь надолго с помощью подвальцовки невозможно. Кроме того, при частой вальцовке труб происходит повреждение трубных отверстий, поэтому вальцовку надо выполнять с особой осторожностью.

При возникновении течи часть труб заменяют. Поскольку старые трубы покрыты накипью, они при нагревании удлиняются меньше новых, что вызывает нарушение плотности соединений и течь. Поэтому старые трубы следует очищать от накипи.

Трещины образуются в результате частого изменения топочного режима парового котла, поступления холодного воздуха через топочную дверку, быстрого охлаждения при растопке парового котла, местного перегрева, местного уменьшения толщины металла из-за ржавчины.

Образованию трещин в трубных решетках способствуют напряжения, возникающие из-за частых подвальцовок кипятильных или дымогарных труб, которые проводятся для устранения течи, но без

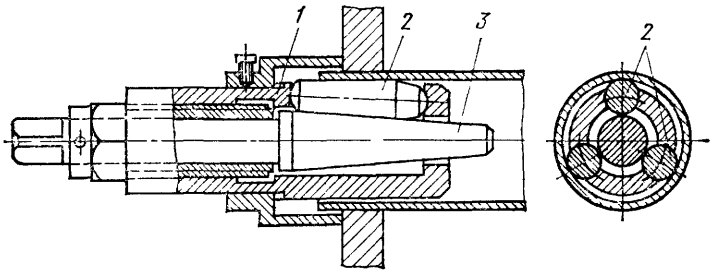


Рис. 127. Прибор для вальцовки труб:
1 — корпус труборасширителя, *2* — ролики, *3* — конус

предварительной очистки решетки от накипи. Соединение труб с решетками производят с помощью прибора для вальцовки (рис. 127). Подтягивая конус *3* прибора, вставляемый в конец трубы, и поворачивая его воротком за квадратный конец, заставляют ролики *2* обкатывать внутреннюю поверхность трубы. Для плотности и прочности соединения зазор между трубой и отверстием до развальцовки должен быть 0,2—0,5 мм. Если зазор больше, конец трубы необходимо раздать в горячем состоянии на оправке, а затем отжечь.

Вальцевать трубу очень сильно не следует, так как при длительном вальцевании материал теряет упругость. Кроме того, в перевальцованных перемычках (мостиках) между отверстиями могут появиться трещины. При вальцевании нельзя смазывать маслом или керосином отверстия и зачищенные концы труб. Слой смазки будет препятствовать плотному прилеганию трубы к стенкам отверстия.

Ремонт арматуры. В процессе эксплуатации котельных установок арматура изнашивается вследствие трения при вращении отдельных деталей, а также в результате воздействия на нее солей, содержащихся в питательной и котловой воде, поэтому ее необходимо периодически ремонтировать.

Манометр. Ремонтировать манометры самостоятельно не рекомендуется, лучше сдавать их для ремонта и проверки в специальные мастерские Комитета стандартов, мер и измерительных приборов.

Водоуказательная арматура. При ремонте осматривают водоуказательные стекла, прочищают и смазывают пароводопробные краны.

Пропуски пара и воды из водоуказательного стекла и пробных кранов устраняют путем их притирки, а также смены прокладок у стекол. При установке водоуказательные стекла следует закреплять, не допуская перекосов и одностороннего нажима, вызывающего поломку стекол. При отсутствии стекла нужного номера ставят новую коробку, соответствующую имеющемуся стеклу.

Предохранительные клапаны. Они должны быть сняты, разобраны, очищены и тщательно осмотрены. Неисправные детали ремонтируют или заменяют.

При сборке клапанов обращают внимание на отсутствие перекосов и заеданий во втулках для хвостовика.

Установка арматуры и присоединение трубопроводов. Перед установкой арматуры и прокладок на место необходимо проверить исправность плоскостей разъема. Они должны быть ровными и строго параллельными. Искривленные и перекошенные плоскости нельзя надежно уплотнить при использовании толстых прокладок и усиленной затяжке болтов (прокладки быстро приходят в негодность). Уплотняемые поверхности должны быть тщательно очищены от приставших остатков старых прокладок.

Прокладки надо выбирать наименьшей толщины. Толстая прокладка легче разрушается под давлением воды или пара. Для небольших фланцев наиболее подходящая толщина мягких прокладок 1—2 мм, для люков и фланцев больших размеров — 4—5 мм.

Прокладки для люков и фланцевых соединений, подвергающиеся частой разборке и смене, перед установкой на место покрывают с обеих сторон сухим графитом. Устанавливать прокладки с применением белил, сурика и других красочных материалов, вызывающих прилипание их к уплотняемым поверхностям, не рекомендуется.

Вырубают прокладки точно по размеру фланца и устанавливают строго по центру. Они не должны выступать внутрь трубы и препятствовать свободному движению жидкости или пара.

После пуска котла новые прокладки необходимо проверять в течение нескольких дней. Обнаруженные незначительные пропуски надо устранять немедленно во избежание быстрого разрушения прокладки, которое может привести к аварии.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит планово-предупредительный ремонт?
2. Какие виды ремонта элементов котельного агрегата применяют в котельных установках?
3. В чем заключается ремонт арматуры?

Глава XIX
СИСТЕМЫ ВОДЯНОГО, ПАРОВОГО И ВОЗДУШНОГО ОТОПЛЕНИЯ И ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

§ 72. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Отопительные системы служат для обеспечения в помещениях санитарно-гигиенических условий и создания нормального теплового режима человека.

Системы отопления различают: по месту размещения генератора (котла) тепла относительно отапливаемых помещений — местные и

центральные; по виду теплоносителя, подводящего тепло к отапливаемым помещениям, — водяные паровые и воздушные; по параметрам теплоносителя — водяные (с водой, нагретой ниже или выше 100°С) и паровые (низкого и высокого давления); по способу циркуляции — с естественной (гравитационной) и искусственной (под напором насосов). Кроме конструктивных особенностей системы отопления отличаются друг от друга схемами прокладки магистральных трубопроводов и стояков.

К местным относят системы, в которых генератор тепла и теплоотдающая часть находятся непосредственно в отапливаемом помещении, а к центральным — системы, в которых генераторы тепла расположены вне отапливаемых помещений.

В системах с верхней разводкой подающие магистрали прокладывают на чердаках или под потолком верхнего этажа, в системах с нижней разводкой — в подвале или подпольных каналах.

По способу подводки теплоносителя к нагревательным приборам и его отвода схемы стояков могут быть одно- или двухтрубные.

§ 73. СИСТЕМЫ ВОДЯНОГО ОТОПЛЕНИЯ

Водяными называют такие системы, в которых теплоносителем служит вода. Водяное отопление применяется в жилых и производственных помещениях, где требуется поддерживать постоянную температуру. Водяное отопление, выполняемое с естественной или искусственной циркуляцией, имеет преимущественное распространение. Схема водяного отопления с водогрейным котлом и естественной циркуляцией показана на рис. 128, *а*.

Система состоит из водогрейного котла *1*, расширительного сосуда *2*, подающего трубопровода *3*, нагревательных приборов *4* и трубопровода *5*. Поскольку в системе отопления объем воды при нагревании увеличивается, то во избежание повышения давления и возможных аварий (разрыв котла, трубопроводов) в самой высокой точке системы устанавливают расширительный сосуд *2*.

Естественная циркуляция воды в системе отопления происходит под влиянием разности плотностей нагретой и охлажденной воды. Расстояние H от центра котла до центра нагревательных приборов должно быть не менее 4 м. Вода, нагреваясь в котле, поднимается вверх и поступает в расширительный сосуд, а из него по трубопроводу *3* растекается по нагревательным приборам *4* (радиаторам). Отдавая тепло окружающей среде, вода охлаждается и по трубопроводу *5* возвращается в нижнюю часть котла. Таким образом, вода в системе отопления под действием непрерывного нагрева и гравитационного напора находится в постоянном движении.

Котлы с естественной циркуляцией воды в системе отопления необходимо устанавливать в заглубленные помещения, иначе вода не будет циркулировать.

Системы отопления с естественной циркуляцией применяют обычно в небольших производственных и жилых зданиях. Если устройство системы отопления с естественной циркуляцией невоз-

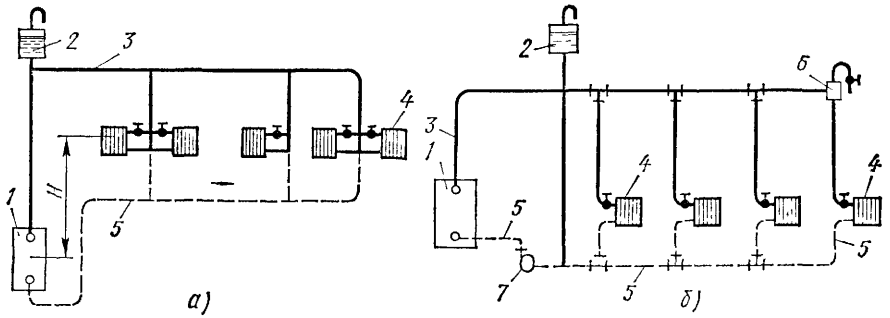


Рис. 128. Схемы водяного отопления:

а — с естественной циркуляцией, *б* — с насосной циркуляцией; *1* — котел, *2* — расширительный сосуд, *3* и *5* — трубопроводы горячей и охлажденной воды, *4* — нагревательные приборы (радиаторы), *6* — воздушный сборник, *7* — циркуляционный насос

можно, используют систему отопления с искусственной циркуляцией воды, для чего устанавливают центробежный циркуляционный насос *7* (рис. 128,*б*).

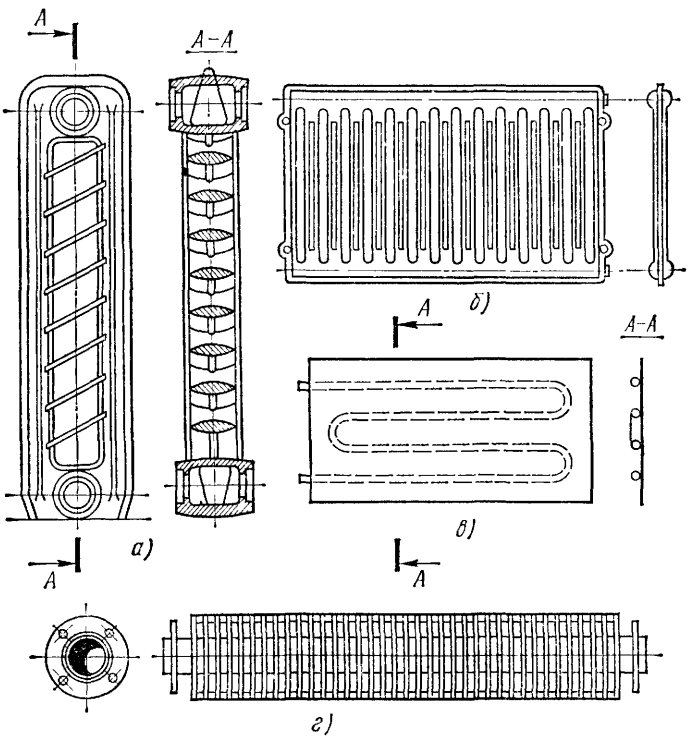


Рис. 129. Радиаторы:

а — чугунный секционный М-140-АО, *б* — стальной штампованный МЗ, *в* — листотрубный, *г* — в виде чугунной ребристой трубы

Нагретая в котле вода с помощью насоса направляется по трубопроводу *3* в нагревательные приборы, где происходит ее охлаждение. Остывшая вода по трубопроводу *5* возвращается в котел. Нагревательные приборы (радиаторы), изготовляемые из чугуна, стали и других материалов, представляют собой отдельные секции, которые могут быть одно-, двух-, трех- и многоколонными с разным сечением каналов (рис. 129).

§ 74. СИСТЕМЫ ПАРОВОГО ОТОПЛЕНИЯ

Паровое отопление применяют в помещениях, где требуется периодический нагрев, например в производственных помещениях при одно- или двухсменной работе (мастерских, гаражах, сушилках и др.).

Паровые системы отопления низкого давления. Системы выполняют с верхней, нижней и средней разводкой, последние в настоящее время используют редко.

Система парового отопления работает следующим образом: пар, образующийся в котлах, поступает в паропроводы, по которым расходится в нагревательные приборы, установленные в отапливаемых помещениях. В приборах пар конденсируется, отдавая тепло помещениям. Вода из приборов отводится по конденсатопроводам в котельную, где в большинстве случаев поступает в сборные баки. Из баков вода перекачивается насосами в котел. В небольших системах отопления воду из приборов можно возвращать непосредственно в котлы.

В системе отопления пар является более ценным теплоносителем, чем вода, поскольку теплосодержание 1 кг пара больше теплосодержания 1 кг воды на величину скрытой теплоты парообразования. Так, при манометрическом давлении пара 0,02 МПа (0,2 кгс/см^2) теплосодержание 1 кг воды равно 437 кДж/кг (104,3 ккал/кг), тогда как теплосодержание 1 кг пара 2684,5 кДж/кг (640,8 ккал/кг); температура же обоих теплоносителей составляет 104,2°С. Разница теплосодержания 1 кг пара и 1 кг воды определяет теплоту парообразования: $V = 2684{,}5 - 437 = 2247{,}5$ кДж/кг (536,5 ккал/кг). Это означает, что 1 кг пара, находившегося под давлением 0,02 МПа, сконденсируется в воду, которая будет тоже находиться под давлением 0,02 МПа, при этом выделится 2247,5 кДж тепла.

На рис. 130,*а* показана простейшая схема парового отопления низкого давления с верхней разводкой и самотечным возвратом конденсата в паровой котел. Пар из котла по разводящей трубе *5* поступает в нагревательные приборы (радиаторы) *9*, снабженные паровыми вентилями *10*. Сконденсировавшийся в приборах пар по трубопроводу *7* самотеком возвращается в котел.

Для создания нормальной работы системы отопления необходимо удалить находящийся в ней воздух. При открытии парового вентиля на котле пар постепенно вытеснит воздух в атмосферу. Величина h на каждую 0,01 МПа должна быть 1 м.

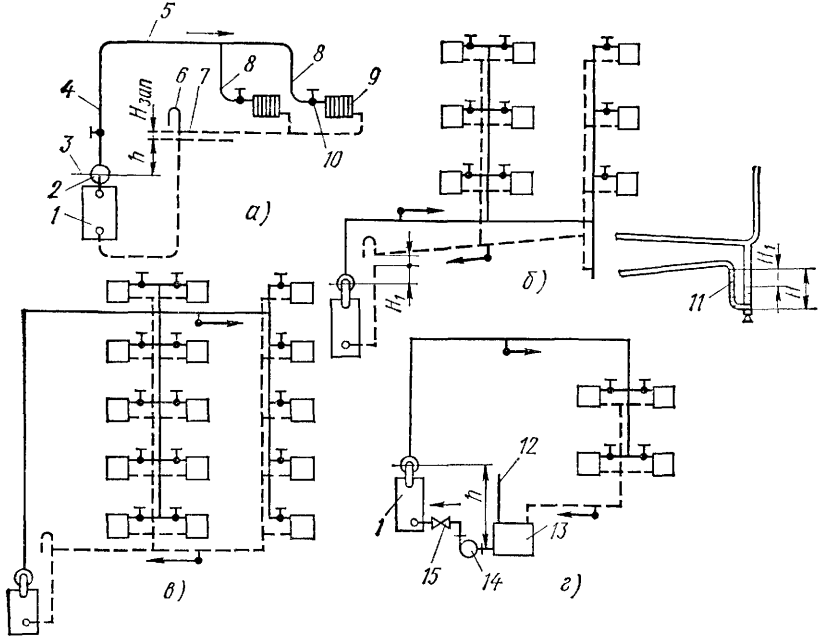


Рис. 130. Схемы парового отопления низкого давления:

а – простейшая, *б* – с нижней разводкой и самотечным возвратом конденсата, *в* – со средней разводкой и сухим конденсатопроводом, *г* – с перекачкой конденсата в генератор тепла с помощью насоса; *1* – котел, *2* – паросборник, *3* – уровень воды в паросборнике, *4* – стояк, *5* – разводящая труба с уклоном, *6* и *12* – воздушные трубы, *7* и *13* – конденсатные трубопроводы и бак, *8* – пароподводящие трубы, *9* – радиаторы, *10* – вентиль, *11* – конденсат, *14* – питательный центробежный насос, *15* – обратный клапан; *h* – высота подъема конденсата

Паровая схема отопления низкого давления с нижней разводкой и самотечным возвратом конденсата (рис. 130,*б*) отличается от схемы с верхней разводкой положением магистрального паропровода и устройством отвода (осушки) конденсата из пароводяной U-образной петли. На нижней части петли устанавливают тройник с пробкой, необходимой для прочистки петли, а также спуска воды из нее (при длительном прекращении работы системы) во избежание замерзания воды в петле. Высота U-образного гидравлического затвора $H = H_1 + H_{зап}$, где H_1 – высота столба воды, уравновешивающего давление пара в месте присоединения гидравлического затвора; $H_{зап}$ – запас, увеличивающий колебание давления пара в трубопроводе, уравновешиваемый столбом воды высотой 0,2 – 0,24 м.

Высоту H_1 определяют по формуле: $H_1 = P_т/V_в$, где $P_т$ – давление пара в трубе в месте присоединения гидравлического затвора, кг/м^2; $V_в$ – плотность воды, уравновешивающая давление пара в месте присоединения затвора, кг/м^3.

Паровую систему отопления низкого давления со средней разводкой и сухим конденсатопроводом (рис. 130,*в*) прокладывают

под потолком одного из этажей. Часть системы, располагаемая выше паровой магистрали, аналогична системе с нижней разводкой, а часть, располагаемая ниже паровой магистрали, — системе с верхней разводкой. В последнем случае отвод конденсата из паропровода происходит без специальных устройств, а отдача тепла паропроводом используется для отопления.

Кроме указанных выше систем применяют схему системы отопления низкого давления с перекачкой конденсата в генератор тепла с помощью насоса (рис. 130, *г*). В этом случае паровой котел *1* можно установить ниже радиаторов, а разводку паропроводов выполнить любой — верхней, нижней, средней. Конденсат из системы отопления поступает в конденсатный бак *13*, откуда с помощью центробежного питательного насоса *14* перекачивается в котел. В крышке конденсатного бака для выпуска воздуха устанавливают трубу *12*.

Паровые системы отопления высокого давления. Паровыми высокого давления называют системы, работающие под давлением от 0,07 до 0,3 МПа. На рис. 131 показана паровая система отопления высокого давления с верхней разводкой пара (тупиковая).

Пар под давлением 0,3 МПа подается из заводской котельной по паропроводу *1* в парораспределительную гребенку (коллектор) *10*, от которой по паропроводу *2* поступает на технологические нужды, а по паропроводу (стояку) *6* — в систему отопления.

В паровых системах высокого давления температура конденсата практически равна температуре пара, находящегося в приборе, т. е. выше 100°С, поэтому конденсат в отличие от паровых систем низкого давления удаляется не самотеком, а давлением пара через конденсатоотводчик.

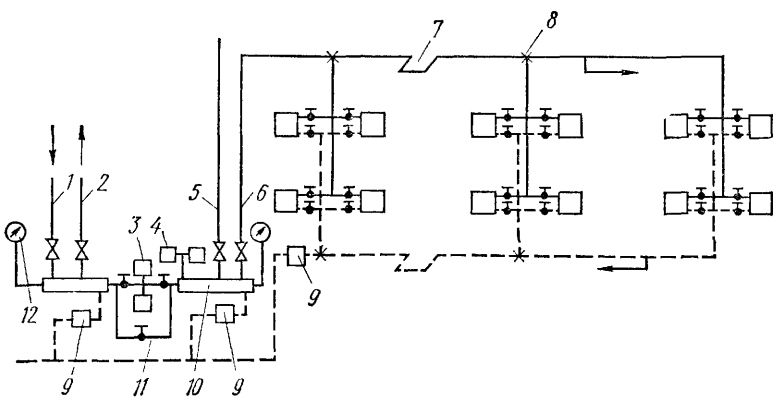


Рис. 131. Схема паровой системы отопления высокого давления с верхней разводкой пара (тупиковая):

1, *2*, *5* и *6* — паропроводы из котельной, для технологических нужд, к калориферам вентиляции, в систему отопления, *3* и *4* — редукционный и предохранительный клапаны, *7* — П-образный компенсатор, *8* — неподвижная опора, *9* — конденсационный горшок, *10* — коллектор, *11* — обводная линия (на случай ремонта редукционного клапана), *12* — манометр

§ 75. ВОЗДУШНОЕ ОТОПЛЕНИЕ

Системы, в которых теплоносителем является воздух, называют системами воздушного отопления. Система работает следующим образом: воздух, нагретый до температуры, превышающей температуру отапливаемого помещения, отдает ему свой излишек тепла. При этом температура нагретого воздуха снижается до температуры помещения. Воздушные системы отопления устраивают в промышленных и редко в жилых зданиях. В последних применяют только так называемые прямоточные системы. Приточный воздух подается в жилые комнаты, а удаляется через санитарные узлы. Воздушное отопление широко используют преимущественно в сельском хозяйстве на животноводческих фермах.

§ 76. СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Горячую воду для бытовых и производственных нужд можно получить в водогрейных котлах или путем подогрева воды отобранным из котла паром.

Тепловая схема представляет собой схему движения и распределения теплоносителя в пределах котельной: для паровой котельной это схема движения и распределения воды и пара, для водогрейной — движения и распределения холодной и горячей воды.

Пар из котлов по главному паропроводу поступает на производство к потребителям и на собственные нужды: подогрев питательной воды, питательные насосы, разогрев мазута и пр.

В паровых производственно-отопительных котельных для централизованного получения горячей воды для отопления, вентиляции и бытовых нужд сооружают бойлерную установку для подогрева сетевой воды, работающую на паре, вырабатываемом котлами. Циркуляцию воды в тепловой сети осуществляют сетевыми насосами, которые также размещают в котельной. Воду для подпитки сети умягчают и деаэрируют. Пример выполнения тепловой схемы установки для подогрева сетевой воды производственно-отопительной котельной показан на рис. 132.

Обратная сетевая вода, пройдя грязевик *1*, подается сетевыми насосами *8* в пароводяные подогреватели воды *6*, работающие на насыщенном паре, производимом в котельной. До этого сетевую воду пропускают через охладители *4* конденсата подогревателей *6* с тем, чтобы частично использовать его тепло и снизить температуру во избежание парения после слива в конденсатный бак *9*. За сетевыми подогревателями воды установлены конденсатоотводчики *5*, которые не позволяют выходить пару вместе с конденсатом. Чтобы предотвратить недопустимое повышение давления воды в сетевых подогревателях, перед ними размещают предохранительные клапаны *7*. Такой же клапан ставят на паровой линии перед подогревателями. Подпиточная вода подается в сеть из деаэратора насосами *3*. Для учета количества сетевой и подпиточной воды установлены расходомеры *2*.

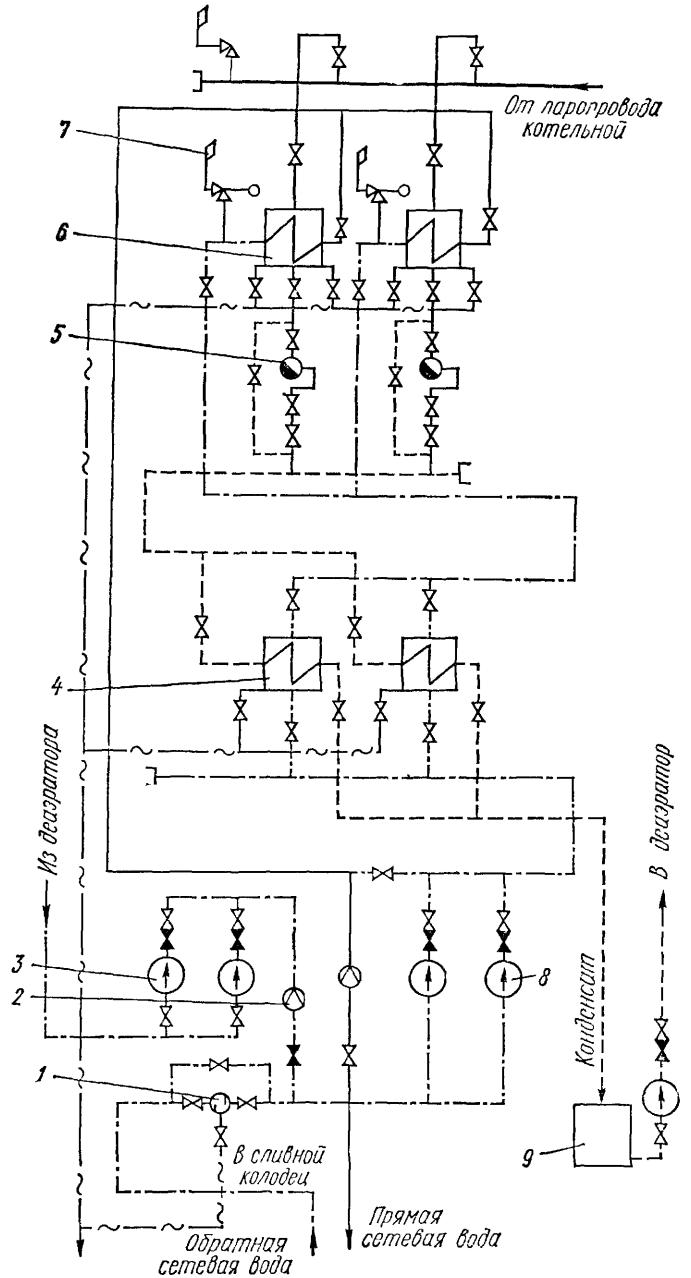


Рис. 132. Схема установки для подогрева сетевой воды производственно-отопительной котельной с паровыми котлами:

1 — грязевик, *2* — расходомер, *3* и *8* — подпиточный и сетевой насосы, *4* — охладитель конденсата, *5* — конденсатоотводчик, *6* — пароводяной подогреватель сетевой воды, *7* — предохранительный клапан, *9* — конденсатный бак

Контрольные вопросы

1. Какие системы отопления применяют в производственных и жилых помещениях?
2. Какие системы горячего водоснабжения используют в промышленности и для бытовых нужд?

Глава XX
ТОПЛИВНОЕ ХОЗЯЙСТВО

§ 77. ХРАНЕНИЕ ТВЕРДОГО ТОПЛИВА И ПОДАЧА ЕГО В КОТЕЛЬНУЮ

Топливное хозяйство котельной состоит из площадок для хранения топлива и системы различных механизмов для погрузки, перевозки и выгрузки топлива. Устройство и организация его должны обеспечивать сохранность качества топлива, минимальные потери его при разгрузке, хранении и доставке к котлам, бесперебойную подачу топлива к действующим котлам в соответствии с их потребностью, достаточный запас топлива на случай перебоев в его доставке, обработку подаваемого в котельную топлива: дробление и грохочение, удаление из него древесины, металла и других посторонних предметов.

Топливо может храниться под навесом или на открытой площадке, которые должны быть устроены и оборудованы так, чтобы производить быструю приемку и отпуск топлива, а также содержать его в чистоте и порядке.

В зависимости от мощности котельной склады топлива могут делиться на базисные, расходные и аварийные, или резервные. Базисные склады устраивают отдельно от котельной, недалеко от железной дороги и иногда используют для снабжения нескольких котельных. При котельной обычно сооружают расходные склады, емкость которых колеблется от недельного запаса топлива до месячного. В отдельных случаях, при небольшом расходе топлива, склады совмещают с приемно-разгрузочными устройствами для топлива.

Все виды топлива, имеющие значительный выход летучих веществ, кроме антрацита и тощих углей, подвержены самовозгоранию при хранении. Самовозгорание при проникновении внутрь слоя топлива воздуха может привести к возникновению пожара.

Самовозгорание может быть в местах, где соприкасаются разнообразные виды топлива, поэтому укладка в один штабель углей разных марок или кускового и фрезерного торфа не допускается, а также не допускается и выгрузка свежего топлива на площадку, плохо очищенную от остатков старого угля.

Для предупреждения самовозгорания топливо укладывают в штабеля по маркам и уплотняют катками, а для штабелирования применяют бульдозеры, углепогрузчики, краны и другие механизмы.

Уголь, подвергающийся самовозгоранию, следует расходовать в первую очередь. При хранении всех видов топлива, кроме антрацита и тощего угля, систематически контролируют температуру внутри штабеля, которая не должна превышать 60°С.

Во избежание ухудшения качества запасов топлива на резервном складе производят его обмен в следующие сроки: антрацит и тощий уголь — через 2 года, каменный и бурый уголь — через 1 год, фрезерный и кусковой торф — через 2 года.

Подача топлива в котельную зависит от вида, сорта и количества, способа его сжигания, а также от местных условий (рельефа местности) и осуществляется различными механизмами.

Для транспортирования твердого топлива на территории котельной применяют транспортеры, по которым топливо перемещается непрерывным потоком, емкостные устройства — грейферы, в которых топливо перемещается отдельными порциями.

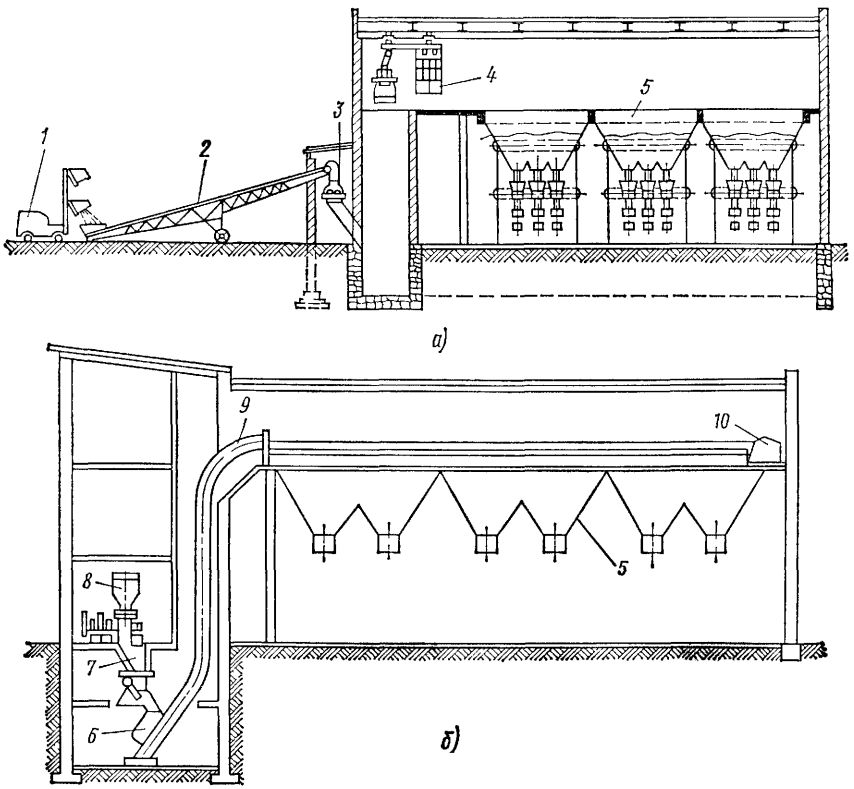


Рис. 133. Схемы подачи топлива в котельную:

а — однорельсовой тележкой с грейфером, *б* — вертикально-горизонтальным транспортером системы Шевьева; *1* — автопогрузчик, *2* — передвижной ленточный транспортер, *3* и *8* — дробилки топлива, *4* — тележка, *5* — бункера котлов, *6* — ковш, *7* — промежуточная воронка с решеткой, *9* — направляющие опоры подъемника, *10* — лебедка

Транспортеры разделяют на ленточные, пластинчатые, ковшовые и др. Основное распространение получили ленточные транспортеры, применяемые как при малом, так и большом расходе топлива. Передвижной ленточный транспортер с тележкой (рис. 133,*а*) состоит из бесконечной гибкой резиновой ленты, надетой на два концевых барабана по всей длине транспортера. Верхние — рабочая и нижняя холостая части ленты поддерживаются рядом роликовых опор. Топливо на ленту подается автопогрузчиком *1* через разгрузочную воронку. Емкостными транспортерами могут быть автопогрузчики, скреперы и пр.

Подача топлива в котельную вертикально-горизонтальным транспортером системы Шевьева показана на рис. 133, *б*. Топливо из штабеля подвозится автопогрузчиком по пандусу к приемному бункеру котельной и наклонным питателем подается в дробилку *8*, после дробления поступает в промежуточную воронку *7* с решеткой, размещенную под дробилкой. Из этой воронки уголь периодически засыпается в ковш *6* транспортера, а затем лебедкой *10* по направляющим опорам *9* подается в бункер *5* котла котельной.

На склады поступают рядовые марки топлива, обычно куски больших размеров, а в зимнее время оно может смерзаться, поэтому при работе механических топок и сжигании топлива в пылевидном состоянии уголь, подаваемый к зданию котельной, должен иметь куски не более 20 мм, для чего его подвергают дроблению.

Дробильную установку выбирают в зависимости от типа топочного устройства и требований к сжигаемому топливу: при слоевом сжигании топлива — валково-зубчатую, при камерном сжигании — молотковую.

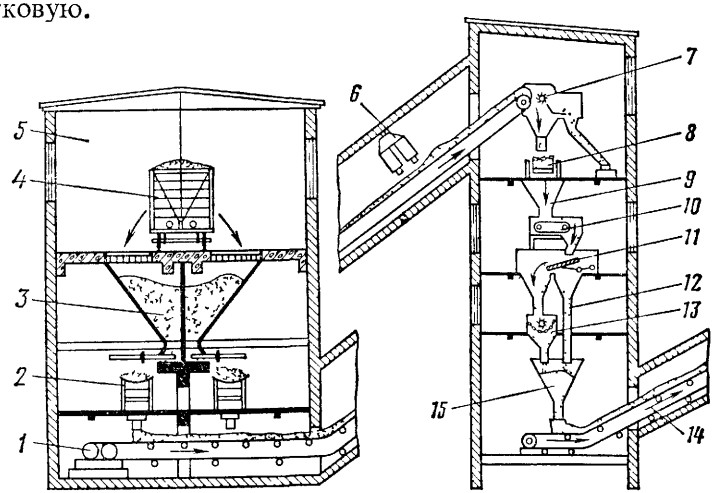


Рис. 134. Схема предварительной подготовки топлива:
1, 2, 8 и *14* — ленточные транспортеры, *3* — приемный бункер топлива, *4* — железнодорожный вагон, *5* — разгрузочный склад топлива, *6* — электромагнитный сепаратор, *7* — щепоуловитель, *9* и *15* — бункера угля и дробленого топлива, *10* — питатель, *11* — грохот, *12* — рукав, *13* — молотковая дробилка

На рис. 134 показана схема предварительной подготовки топлива. Топливо в вагонах *4* поступает на склад *5*, где выгружается в приемные железобетонные бункера *3*, а из них попадает на ленточные транспортеры *1* и *2* и подается в угледробильное помещение.

Топливо обычно бывает засорено щепой и посторонними предметами (болтами, гайками, гвоздями, обрезками железа), а также содержит серный колчедан. Наличие этих примесей в топливе выводит из строя дробильно-мельничное оборудование. Поэтому по пути подачи топливо проходит через электромагнитные сепараторы *6*, механические щепоуловители *7* и уловители колчедана, а затем поступает на транспортер *8*, с помощью которого распределяется по приемным бункерам *9* дробильной установки. Из бункера *9* топливо питателем *10* подается на грохот *11*, где происходит отсев мелких фракций (не требующих дробления), которые по обводному рукаву *12*, минуя молотковые дробилки *13*, направляются в бункер *15* дробленого топлива, расположенный под дробилкой.

Более крупные куски топлива, оставшиеся на грохоте, поступают в молотковую дробилку *13*, из которой в раздробленном виде попадают в тот же бункер *15*, а из него транспортером *14*, на котором установлены автоматические весы для регистрации количества поступающего топлива, подаются в бункера котлов.

Электромагнитный сепаратор выполняют в виде барабана, внутри которого размещают магнит. Выделенные из топлива металлические предметы притягиваются к поверхности барабана, а затем очищаются в специальном бункере.

Щепоуловитель *7*, устанавливаемый в месте схода топлива с барабана транспортера *1*, представляет собой гребенчатый ротор с загнутыми лопатками, насаженными в шахматном порядке. Лопатки прочесывают поток топлива, захватывают щепу и сбрасывают ее на небольшое сито для механического отделения от нее случайно попавшего топлива.

Серный колчедан улавливают в воздушных сепараторах, работающих по принципу использования разности удельных масс топлива и колчедана.

§ 78. ХРАНЕНИЕ ЖИДКОГО ТОПЛИВА И ПОДАЧА ЕГО В КОТЕЛЬНУЮ

В качестве жидкого топлива в котельных применяют мазут. Топливное хозяйство, называемое мазутным, состоит из приемных устройств для слива мазута, мазутохранилищ, мазутной станции, соединительных трубопроводов между насосной и зданием котельной и мазутопроводов в пределах котельной.

Мазут доставляют в железнодорожных или автомобильных цистернах или непосредственно по специальным нефтепроводам. В цистернах мазут подогревают паром до определенной температуры и сливают в приемные устройства, из которых он поступает в резервуары мазутохранилища *3*, а затем по мере надобности

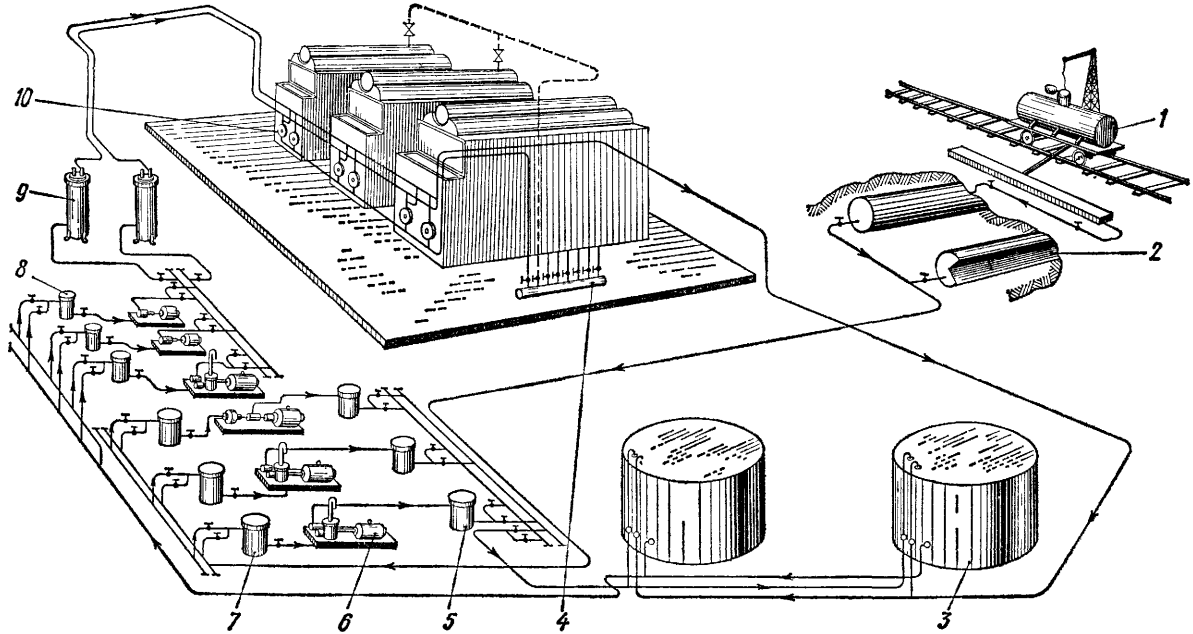


Рис. 135. Схема мазутного хозяйства с наземным мазутохранилищем:

1 — железнодорожная цистерна, *2* — приемные емкости, *3* — мазутохранилище, *4* — паровой коллектор, *5* и *8* — фильтры тонкой очистки, *6* — насосы, *7* — фильтры грубой очистки, *9* — подогреватели, *10* — котлы

подается насосом в котельную по мазутопроводу. Схема оборудования мазутного хозяйства показана на рис. 135.

Резервуары для мазута выполняют железными или железобетонными, наземными, полуподземными или подземными, цилиндрической или прямоугольной формы. Подземные резервуары имеют преимущества: пожаробезопасны, в них меньше тепловые потери от охлаждения, слив поступающего топлива происходит самотеком.

Подачу топлива в котлы *10* осуществляют мазутными насосами *6*, которые размещают недалеко от резервуаров, а в котельной — котлов. Во избежание засорения насосов посторонними примесями, содержащимися в мазуте, устанавливают фильтры тонкой очистки *5* и *8*. Насосы применяют центробежные или шестеренчатые, поршневые и скальчатые с электрическим или паровым приводами и обычно устанавливают на уровне дна резервуара мазутохранилища для того, чтобы они всегда были залиты.

Мазутопроводы, соединяющие мазутохранилища с котельной, выполняют одинарными. В котельных мазут проходит вторично через фильтры *5* и *8* тонкой очистки для предотвращения засорения форсунок. При подаче к форсункам котельной мазут подогревают до температуры, обеспечивающей такую вязкость, которая требуется для хорошего распыливания.

§ 79. ГАЗОВОЕ ХОЗЯЙСТВО

Устройство и эксплуатация газового хозяйства должны осуществляться при условии строгого соблюдения Правил безопасности в газовом хозяйстве, утвержденных Госгортехнадзором СССР. Газ, подаваемый в города и другие населенные пункты, должен удовлетворять требованиям ГОСТ 5542—50.

На территории городов и других населенных пунктов, а также промышленных, коммунальных и бытовых потребителей в зависимости от максимального рабочего давления газа, МПа, применяют следующие газопроводы: низкого давления — до 0,002 (для искусственного газа), до 0,003 (для природного) и 0,0035—0,004 (для сжиженного); среднего давления — от 0,005 до 0,3; высокого давления — от 0,3 до 0,6; высокого давления для подачи газа отдельным промышленным предприятиям — от 0,6 до 1,2.

Для промышленного потребления газ может подаваться непосредственно из дальних газопроводов или сетей газовых заводов, а в тех случаях, когда требуется меньшее давление газа, чем в газопроводе, снижение давления газа и автоматическое поддержание его на заданном уровне производятся:

в газорегуляторных пунктах (ГРП), сооружаемых на городских распределительных сетях, а также на территории промышленных и коммунальных предприятий;

в газорегуляторных установках (ГРУ), монтируемых непосредственно у потребителей и предназначенных для снабжения газом котлов и других агрегатов, расположенных только в одном помещении.

Газорегуляторные пункты и установки в зависимости от давления газа на входе в них делятся: на ГРП и ГРУ среднего давления (от 0,05 до 0,3 МПа) и высокого давления (от 0,3 до 1,2 МПа).

Газорегуляторные пункты должны размещаться в специальных зданиях или шкафах, устанавливаемых на отдельно стоящих несгораемых опорах, на расстояниях от различных зданий и сооружений, приведенных в табл. 29.

Таблица 29. **Расстояния ГРП от зданий и сооружений**

Давление газа на входе в ГРП, МПа	Расстояние по горизонтали в свету не менее, м			
	до зданий и сооружений	до железнодорожных и трамвайных путей (до ближнего рельса)	до автодорог	до воздушной линии электропередачи
До 0,6	10	10	5	Не менее 1,5 высоты опоры
От 0,6 до 1,2	15	15	8	То же

Устройство ГРП в подвальных и полуподвальных помещениях, а также в колодцах не допускается.

Схема газоснабжения котельной с регуляторным пунктом среднего давления показана на рис. 136. В газорегуляторные пункты входят регулятор давления *7*, фильтр *10*, предохранительный клапан *8*, запорные устройства (задвижки и краны), обводной газопровод и контрольно-измерительные приборы (рис. 136,*а*). В фильтре происходит очистка газа от механических примесей (пыли, окалины), в регуляторе — дросселирование до заданного давления. Предохранительный запорный клапан служит для прекращения подачи газа в сеть пониженного давления, если оно оказывается ниже или выше заданного (при неисправности регулятора). Обводной газопровод используют для подачи газа при ремонте основного оборудования регуляторного пункта. При переводе котельного агрегата на питание по обводному газопроводу давление регулируется вручную с помощью задвижек.

На газопроводе перед каждой горелкой ставят два запорных устройства (задвижки) — рабочее и основное.

Регулировочная задвижка *15* (рис. 136,*б*) находится непосредственно перед горелкой и служит для пуска газа в горелку, регулировки его подачи и отключения. Основную, или контрольную, задвижку устанавливают по ходу газа раньше регулировочной и перед началом работы полностью открывают. В нерабочее время обе задвижки плотно закрыты.

Газопровод безопасности отводит в атмосферу газ, просочившийся через неплотности контрольной задвижки, и предотвращает поступление газа в топку через неплотности регулировочной задвижки, когда котельный агрегат находится в нерабочем состоянии.

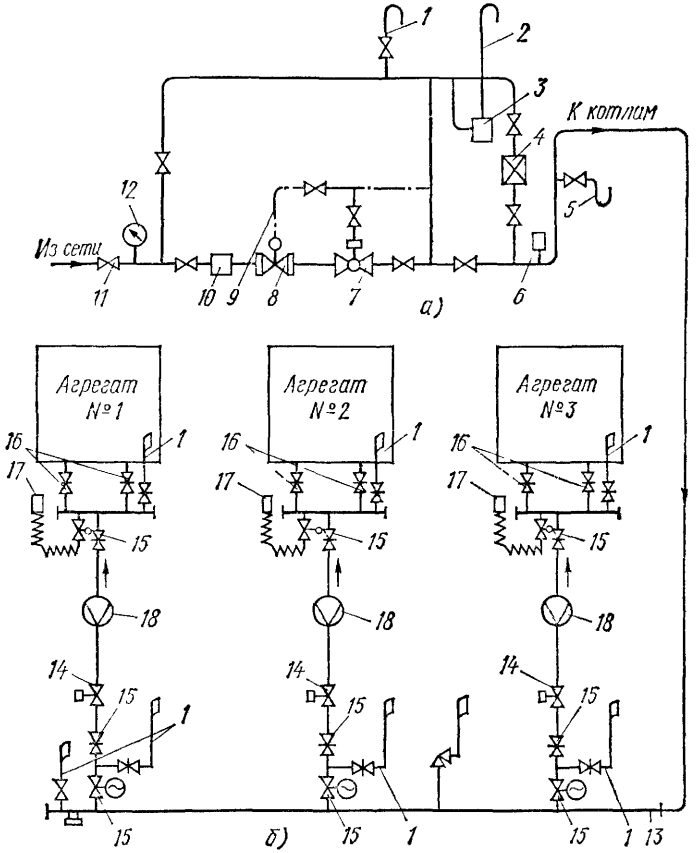


Рис. 136. Схемы газорегуляторных пунктов или установок (*а*) и подачи газа от ГРП к котлоагрегатам (*б*):

1 — продувочная свеча, *2* — сбросная линия от предохранительного клапана, *3* — предохранительный сбросной клапан, *4* — счетчик, *5* и *12* — манометры, *6* — термометр, *7* — регулятор давления, *8* — предохранительный клапан, *9* — импульсная линия, *10* — фильтр, *11* и *15* — задвижки, *13* — общая магистраль, *14*, — регуляторы расхода; *16* — самосмазывающиеся краны к горелкам, *17* — запальники, *18* — диафрагма для измерения расхода газа

Кроме газопровода безопасности на участке между контрольной и регулировочной задвижками, ближе к последней, подключается отвод с кранами для присоединения трубопровода продувочной свечи и гибкого шланга запальника *17*. Продувочная свеча используется для продувки газопровода перед пуском горелок, а запальник — для поджигания газа в горелках. Трубопроводы продувочных свечей размещают и в других местах газопровода для его продувки перед пуском котельных агрегатов.

Для контроля за давлением на вводе газопровода за регулятором давления и перед каждой горелкой установлены манометры,

снабженные отключающими кранами. Пружинные манометры, измеряющие давление до 0,1 МПа (1 кгс/см^2), должны иметь шкалу, градуированную в мегапаскалях.

Наиболее широко применяются усовершенствованные регуляторы РДУК-2 (рис. 137). Регулирующий клапан *2* соединен с мембраной *15*. Регулятор управления *8* связывает надклапанную полость *3* и камеру *14* с помощью импульсных трубок *7* и *13*. Подмембранная камера *14* в свою очередь трубкой *17* соединена с подклапанной полостью *18*, а надмембранная камера *16* трубкой *19* — с газопроводом низкого давления *20*.

Осмотр и ремонт регулирующего клапана *2* проводится через верхнее отверстие, закрываемое крышкой *5*. Газ, поступающий в регулятор управления *8*, очищается в фильтре *4*.

Работа регулятора осуществляется следующим образом. Газ (высокого или среднего давления) из газопровода *12* при открытой вводной задвижке заполняет надклапанную полость *3*. При закрытом регулирующем клапане *2* через фильтр *4* и импульсную трубку *7* поступает в регулятор управления *8*, который свободно пропускает газ по трубке *13* в подмембранную камеру *14*. Давление на мембрану снизу увеличивается, и регулирующий клапан *2* поднимается, пропуская газ в газопровод низкого давления *20*. В результате повышения давления в газопроводе *20* продолжает возрастать давление в подмембранной камере *14* и увеличивается подъем регулирующего клапана.

Когда давление в газопроводе низкого давления превысит заданное, мембрана *10* регулятора управления *8*, а вместе с ней и клапан *9* опускаются, уменьшая доступ газа под мембрану *15*. Это приводит к снижению давления в камере *14*, опусканию регу-

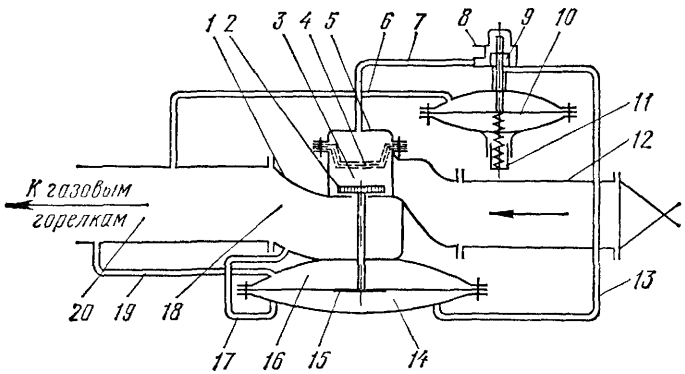


Рис. 137. Регулятор давления РДУК-2:

1 — корпус, *2* — регулирующий клапан, *3* и *18* — надклапанная и подклапанная полости регулятора, *4* — фильтр, *5* — крышка, *6*, *7*, *13*, *17* и *19* — импульсные трубки, *8* — регулятор управления, *9* — клапан регулятора управления, *10* и *15* — мембраны, *11* — регулировочный стакан, *12* — подводящий газопровод, *14* и *16* — подмембранная и надмембранная камеры, *20* — газопровод низкого давления

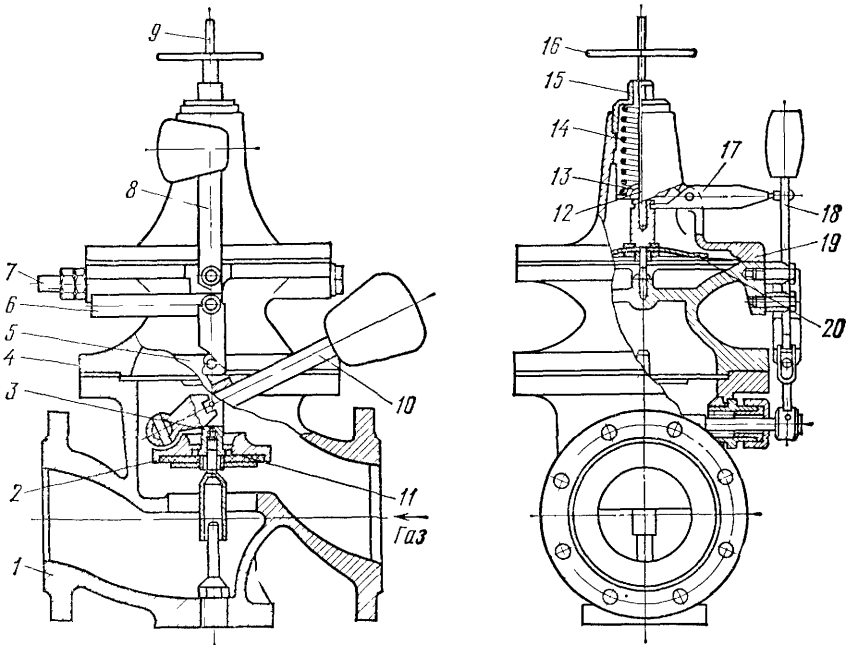


Рис. 138. Предохранительный запорный клапан ПКН:
1 и *4* — корпуса клапана и мембранной головки, *2* — клапан с резиновым уплотнением, *3* и *9* — штоки, *5* и *18* — штифты, *6* и *10* — анкерный с крючком и запорный рычаги, *7* — импульсная трубка, *8* — рычаг включения, *11* — перепускной малый клапан, *12* — гайка штока мембраны, *13* и *20* — тарелки, *14* — пружина, *15* и *16* — регулировочные стакан и груз, *17* — коромысло, *19* — мембрана

лирующего клапана *2* и, следовательно, дополнительному дросселированию, в результате которого в газопроводе низкого давления устанавливается заранее заданное оптимальное давление газа.

При снижении давления в газопроводе низкого давления система действует в обратном направлении. Оптимальное давление в газопроводе *20* устанавливается регулировочным стаканом *11*, с помощью которого изменяется напряжение пружины, подпирающей мембрану *10*. Для понижения давления регулировочный стакан *11* вывертывается, для повышения — ввертывается.

При резком изменении давления газа перед горелками подача газа прекращается с помощью предохранительного запорного клапана (рис. 138), который регулируется на давление, превышающее нормальное выходное давление регулятора на 500—700 Па (50—70 мм вод. ст.), но не более чем на 2200—2500 Па (220—250 мм вод. ст.)

Настройка клапана на закрытие при минимально допустимом давлении газа осуществляется подбором грузов *16*, а при максимально допустимом давлении — поворотом регулировочного стакана *15*, изменяющего сжатие пружины *14*.

В рабочем положении клапан *2* открыт и газ свободно проходит к регулятору давления. Давление передается по импульсной трубке *7* под мембрану *19*. Если давление за регулятором в газопроводе низкого давления понижается до минимального, мембрана опускается вниз. Вместе с ней опускается тарелка *13*, на которую действует нижний конец пружины *14*, увлекая вниз левое плечо коромысла *17*. Последнее поворачивается против часовой стрелки, и штифт *18* на его правом конце выходит из зацепления с коромыслом. То же происходит, когда в трубопроводе низкого давления давление возрастает выше допустимого. Давление под мембраной, передаваемое по импульсной трубке *7*, увеличится. Мембрана переместится вверх, пружина *14* сожмется и тарелка *13* поднимет вверх левое плечо коромысла *17*. В результате этого штифт на правом конце выйдет из зацепления с коромыслом.

Далее система действует следующим образом. Освобожденный от зацепления рычаг *8* падает на анкерный рычаг *6* и выводит его из зацепления с запорным рычагом *10*, который, свободно поворачиваясь вокруг оси, под действием груза падает на шток *3* клапана *2*, опуская последний на свое гнездо, проходное сечение закрывается и подача газа прекращается.

Контрольные вопросы

1. Расскажите о порядке хранения топлива и подаче его в котельную.
2. Как хранится и расходуется жидкое топливо?
3. Расскажите о подаче газообразного топлива к котлам и учете его.
4. Как действует регулятор давления РДУК-2?
5. Для чего служит предохранительный клапан ПКН?

Глава XXI
ОХРАНА ТРУДА И ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

§ 80. ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР ЗА ПАРОВЫМИ И ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЛАМИ

Инспекцией Котлонадзора Госгортехнадзора СССР утверждены 11 июля 1972 г. «Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов», которые обязательны для всех заводов СССР, изготовляющих паровые котлы. В этих правилах приводятся требования, предъявляемые к качеству материала при изготовлении и ремонте, а также устройству, установке, освидетельствованию и обслуживанию паровых котлов.

Инспекция Котлонадзора в соответствии с Правилами производит внутренние осмотры парового котла через каждые 4 года и его гидравлическое испытание через каждые 8 лет.

Каждый год котельную установку обследует инспектор Котлонадзора, проверяя состояние парового котла и правильность его эксплуатации, состояние помещения и оборудования и одновременно знания персонала и документы о сдаче им соответствующих

экзаменов. Инспектор имеет право отстранить от работы персонал, не сдавший требуемых экзаменов или не обладающий достаточными знаниями и практическими навыками по обслуживанию парового котла и его оборудования.

При внутреннем осмотре котлоагрегата инспектор проверяет состояние стенок, связей, заклепочных и сварных швов, поверхностей нагрева, вальцовочных соединений, чистоту поверхностей нагрева, свойства накипи и состояние обмуровки.

При первом внутреннем осмотре изготовленного парового котла инспектор определяет соответствие его чертежу и расчету на прочность.

Паровые котлы, недоступные для внутреннего осмотра, подвергают гидравлическим испытаниям в сроки, установленные для внутреннего осмотра. При испытании паровой котел (пароперегреватель, экономайзер) должен находиться под пробным давлением в течение 5 мин. Подъем и снижение давления производятся постепенно. Давление, равное рабочему, поддерживается все время, необходимое для осмотра парового котла. При гидравлическом испытании пробное давление измеряется контрольным манометром инспектора Котлонадзора. Пресс для гидравлического испытания подготовляется предприятием.

Паровой котел считается выдержавшим гидравлическое испытание, если: в нем нет признаков разрыва; не замечается течи, выхода воды через заклепочные швы в виде мелкой пыли или капель («слезок»); после испытания не наблюдается остаточных деформаций. При появлении «слезок» и потения в сварных швах паровой котел признается не выдержавшим испытание.

Паровой котел перед внутренним осмотром и гидравлическим испытанием должен быть охлажден и тщательно очищен от накипи, грязи, сажи и золы. При необходимости осмотра скрытых элементов парового котла инспектор Котлонадзора может потребовать частичного или полного вскрытия обмуровки или изоляции.

Обнаруженные при гидравлическом испытании дефекты немедленно устраняют, после чего паровой котел подвергают повторному испытанию.

Каждый паровой котел может быть пущен в работу или находиться в работе, если имеется разрешение инспекции Котлонадзора. Для получения разрешения на пуск необходимо котел предварительно зарегистрировать в областной (местной) инспекции Котлонадзора. За нарушение правил виновные привлекаются к ответственности инспекцией Котлонадзора в соответствии с действующим законодательством.

§ 81. ЗАДАЧИ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ

Основной задачей техники безопасности при эксплуатации котельной установки является охрана здоровья и жизни людей, обслуживающих установку, от несчастных случаев, которые могут про-

изойти либо по вине самого обслуживающего персонала, либо по вине администрации предприятия.

Для выполнения этой задачи персонал, обслуживающий котельную установку, должен быть обучен и иметь удостоверение на право ее обслуживания, обязан строго выполнять все требования, изложенные в инструкции и в правилах технической эксплуатации, и не допускать их нарушений, а также выполнять распоряжения администрации предприятия. Администрация предприятия в свою очередь обязана: обеспечить рабочее место необходимыми инструкциями и правилами по обслуживанию котельной установки, а обслуживающий персонал — защитными средствами (рукавицы, очки и др.) и спецодеждой, а также основным инструментом (рис. 139); создать нормальные условия труда для безопасного выполнения порученной работы и не допускать сверхурочной работы более одной смены; осуществлять эксплуатацию котельного агрегата в строгом соответствии с Правилами Котлонадзора; не допускать к обслуживанию котлоагрегата лиц, не обученных и не имеющих удостоверений на право обслуживания котлов; иметь в котельной список с указанием адресов и телефонов администрации предприятия, аварийной бригады, пожарной команды и скорой помощи.

Оказание первой помощи при несчастных случаях. Если произошел несчастный случай, пострадавшему надо оказать первую помощь, а при необходимости немедленно направить в ближайшее лечебное учреждение.

В случае ожога горячей водой, паром или огнем с покраснением кожи и мелкими пузырями место ожога следует смочить раствором марганцевокислого калия (раствор должен быть прозрачным) и перевязать бинтом. При ожогах тяжелой формы необходимо немедленно вызвать скорую помощь.

Если загорелась одежда и ее нельзя быстро снять, немедленно уложить пострадавшего, накрыть его брезентом или чем-нибудь плотным и облить водой, при отсутствии воды закутать и прижать к земле горящим местом. На место, пораженное ожогом, надо наложить стерильную повязку и отправить пострадавшего в медпункт.

При отравлении окисью углерода (угарным газом) пострадавшего необходимо вынести на свежий воздух, снять или расстегнуть всю стесняющую дыхание одежду, прикладывать холодные компрессы на область сердца и голову, давать нюхать нашатырный спирт на вате. При остановке дыхания надо делать искусственное.

При ранениях рекомендуется края раны смазать, не касаясь ее руками, настойкой йода или спиртом (нельзя промывать рану водой), после чего наложить сухую стерильную повязку из индивидуального пакета. Если под руками не окажется йода или спирта, наложить сухую повязку. При сильном кровотечении следует наложить давящую повязку, т. е. кусок чистой марли, затем ваты из пакета и плотно перебинтовать. Если кровотечение не приоста-

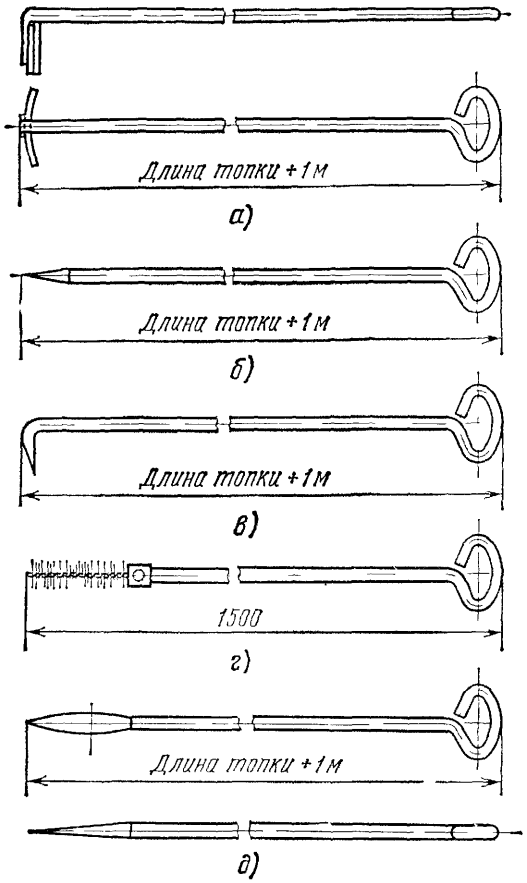


Рис. 139. Инструмент для обслуживания котла при работе на кусковом топливе:
а — гребок, *б* — лом, *в* — кочерга, *г* — ерш, *д* — резак

новится, раненую конечность перетянуть выше раны бинтом или платком и доставить пострадавшего в медпункт. Если в течение полутора часов пострадавший не будет доставлен в медпункт, перетяжку необходимо снять, чтобы не было омертвения конечности, и через несколько минут наложить ее снова, но выше того места, где она была.

При поражении электрическим током первую помощь необходимо организовать немедленно. Если пострадавший находится под действием тока, немедленно освободить его от соприкосновения с проводником тока. Оказывающий помощь должен помнить, что пострадавший в этом случае сам является проводником тока и прикосновение к нему так же опасно, как к источнику тока.

Для изоляции от пострадавшего оказывающий помощь обязан надеть резиновые перчатки или набросить на руку сухую шерстяную или прорезиненную одежду. Для изоляции от земли следует надеть галоши или положить под ноги сухую доску, одежду или другой материал, не проводящий электрического тока.

После освобождения пострадавшего от действия электрического тока надо уложить его на что-нибудь сухое и теплое и согреть (тепло укрыть, дать горячий чай и т. п.). При отсутствии признаков жизни необходимо сразу же начать искусственное дыхание и немедленно вызвать врача.

Противопожарные мероприятия. В котельных установках малой мощности на случай возникновения пожара всегда должны быть в полной готовности огнетушители, ящик с песком, лопата, ведро, аварийное освещение (фонари типа «летучая мышь» и др.), а в котельных установках средней мощности кроме указанных предметов — пожарный насос достаточной мощности.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляют к нормальной эксплуатации котельных установок?
2. Кем осуществляется технический надзор за котельными установками и каков порядок освидетельствования и испытания котлов?
3. Расскажите о задачах техники безопасности и охране труда при эксплуатации котельных установок.
4. В чем заключается первая помощь при несчастном случае?

ЛИТЕРАТУРА

Александров В. Г. Паровые котлы средней и малой мощности.— М.: Энергия, 1972.

Вихров В. Ф., Шкроб М. С. Водоподготовка.— М.: Энергия, 1973.

Дроздов В. Ф. Отопление.— М.: Высшая школа, 1976.

Ицкович А. М. Основы теплотехники.— М.: Высшая школа, 1975.

Киселев Н. А. Котельные установки.— М.: Высшая школа, 1975.

Киселев Н. А. Устройство и эксплуатация котлов и котельного оборудования.— М.: Высшая школа, 1976.

Лахматов В. М. Автоматизация промышленных котельных.— М.: Энергия, 1970.

Мурзаков В. В. Основы теории и практики сжигания газа в паровых котлах.— М.: Энергия, 1969.

Раддатис К. Э. Котельные установки.— М.: Энергия, 1977.

Сборник правил и руководящих материалов по Котлонадзору.— М.: Недра, 1977.

Справочник по объектам Котлонадзора.— М.: Энергия, 1974.

Щеголев М. М., Гусев Ю. Л., Иванов М. С. Котельные установки.— М.: Стройиздат, 1972.

Щукин А. А. и др. Теплотехника.— М.: Металлургия, 1973.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение 3

Глава I. **Котельные установки с водогрейными и паровыми котлами и их компоновка** 5

§ 1. Определение котельной установки 5
§ 2. Технологическая схема производства тепла котельной установкой . . . 7
§ 3. Устройство котельных помещений 10

Глава II. **Вода для питания паровых и водогрейных котлов** 11

§ 4. Характеристика природных вод и требования к качеству питательной воды 11
§ 5. Подготовка воды для питания котлов 18
§ 6. Деаэрация питательной и подпиточной воды 23
§ 7. Водный режим котельных агрегатов 25

Глава III. **Топливо для котельных установок** 28

§ 8. Общие сведения 28
§ 9. Твердое топливо и его классификация 29
§ 10. Жидкое топливо (котельный мазут) 41
§ 11. Газообразное топливо 42

Глава IV. **Горение топлива** 44

§ 12. Общие сведения 44
§ 13. Реакция горения 46
§ 14. Теоретический объем воздуха и дымовых газов 48
§ 15. Коэффициент избытка воздуха 51
§ 16. Энтальпия воздуха и продуктов сгорания 53

Глава V. **Тепловой баланс котельного агрегата** 54

§ 17. Составные части теплового баланса 54
§ 18. Коэффициент полезного действия котельного агрегата 59

Глава VI. **Топочные устройства для слоевого сжигания топлива** 60

§ 19. Способы сжигания топлива. Типы топочных устройств 60
§ 20. Топки с неподвижной колосниковой решеткой и неподвижным слоем топлива 65
§ 21. Топки с неподвижной колосниковой решеткой и перемещающимся по ней слоем топлива 70
§ 22. Топки с движущейся колосниковой решеткой 75
§ 23. Техническая характеристика слоевых топок 78

Глава VII. **Пылеприготовительные установки** 81

§ 24. Системы пылеприготовления 81
§ 25. Схемы пылеприготовительных установок 82
§ 26. Оборудование пылеприготовительных установок 84

Глава VIII. Камерные топки и топки для сжигания мазута и газа 91

§ 27. Пылеугольные топки 91
§ 28. Вихревые и циклонные топки 96
§ 29. Техническая характеристика топок для сжигания пылевидного топлива 99
§ 30. Топки для сжигания мазута 101
§ 31. Топки для сжигания газа 102

Глава IX. Элементы котлоагрегатов 104

§ 32. Барабаны паровых котлов и внутрибарабанные устройства 104
§ 33. Экранные поверхности нагрева 111
§ 34. Пароперегреватели 111
§ 35. Водяные экономайзеры 114
§ 36. Воздухоподогреватели 118
§ 37. Каркас и обмуровка 120
§ 38. Арматура котлов 123

Глава X. Водогрейные и паровые котлы 134

§ 39. Общие сведения 134
§ 40. Водогрейные котлы 137
§ 41. Паровые вертикально-цилиндрические котлы 138
§ 42. Паровые вертикально-водотрубные котлы 142
§ 43. Газотрубные паровые котлы-утилизаторы 156

Глава XI. Питательные установки и их элементы 160

§ 44. Инжекторы 160
§ 45. Поршневые насосы 162
§ 46. Центробежные насосы 165

Глава XII. Трубопроводы котельной 168

§ 47. Общие сведения 168
§ 48. Питательные трубопроводы 170
§ 49. Паропроводы. 172
§ 50. Продувочные трубопроводы 177

Глава XIII. Тягодутьевые устройства 178

§ 51. Тяга в котельном агрегате 178
§ 52. Вентиляторы и дымососы 182

Глава XIV. Золоулавливание и шлакозолоудаление 184

§ 53. Золоулавливание 184
§ 54. Шлакозолоудаление 188

Глава XV. Контрольно-измерительные приборы и система автоматического регулирования. 192

§ 55. Расходомеры и водомеры 193
§ 56. Манометры 197
§ 57. Тягомеры 198
§ 58. Приборы для измерения высоких температур 200
§ 59. Газоанализаторы 203
§ 60. Автоматическое регулирование работы котельных установок . . . 208
§ 61. Автоматические сигнализаторы предельных уровней воды в котле . . . 218

Глава XVI. Эксплуатация котельных установок 220

§ 62. Подготовка котла к работе 220
§ 63. Обслуживание котельной установки во время работы 223
§ 64. Остановка котельного агрегата 227
§ 65. Очистка котельного агрегата от накипи и предохранение его от коррозии 229
§ 66. Неполадки и аварии в котельной 232

Глава XVII. **Организация эксплуатации и экономика работы котельных установок** 235
§ 67. Организация эксплуатации 235
§ 68. Калькуляция себестоимости пара, вырабатываемого котельной установкой 237
Глава XVIII. **Ремонт котельных установок** 238
§ 69. Виды ремонта 238
§ 70. Планирование и учет ремонтных операций 241
§ 71. Повреждения и ремонт котла 242
Глава XIX. **Системы водяного, парового и воздушного отопления и горячего водоснабжения** 244
§ 72. Общие сведения 244
§ 73. Системы водяного отопления 245
§ 74. Системы парового отопления 247
§ 75. Воздушное отопление 250
§ 76. Системы горячего водоснабжения 250
Глава XX. **Топливное хозяйство** 252
§ 77. Хранение твердого топлива и подача его в котельную 252
§ 78. Хранение жидкого топлива и подача его в котельную 255
§ 79. Газовое хозяйство 257
Глава XXI. **Охрана труда и техника безопасности** 262
§ 80. Технический надзор за паровыми и водогрейными котлами 262
§ 81. Задачи техники безопасности 263
Литература 267

Николай Александрович Киселев

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Научный редактор А. Л. Коротев. Редактор М. В. Зотоева. Художник Ю Д Федичкин. Художественный редактор Т. В Панина. Технический редактор Н. А. Бигюкова. Корректор Г. А. Чечеткина

ИБ №1828

Изд № ЭГ-333. Сдано в набор 11 05 79. Подп. в печать 28 11 79 Т-21613. Формат $60\times90^{1}/_{16}$. Бум. тип № 1. Гарнитура Таймс. Печать высокая Объем 17 усл. печ. л. 18 уч.-изд. л. Тираж 135 000 экз. Зак. № 545. Цена 55 коп.

Издательство «Высшая школа»,
Москва, К-51, Неглинная ул., д 29/14

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького «Союзполиграфпрома» при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский пр., 15.

ИЗДАТЕЛЬСТВО «ВЫСШАЯ ШКОЛА»

ВЫПУСТИТ В СВЕТ В 1980 г.
для учащихся средних профтехучилищ следующие учебники и учебные пособия:

Гольцман В. А. **Приборы контроля и средств автоматики тепловых процессов**: Учеб. пособие.— 2-е изд., перераб. и доп.— 18 л., ил.— В пер.: 70 к.
Дано описание основных приборов, применяемых для контроля и регулирования теплотехнических процессов, и особенностей их эксплуатации.
Изложены теоретические основы автоматического регулирования, в доступной форме рассказано о работе электронных и электрических схем регуляторов, описаны конструкции щитов и даны принципы диспетчерского управления.
Второе издание книги (1-е — в 1976 г.) переработано с учетом практических достижений в области автоматизации производства, введен дополнительный материал по ряду новых приборов и приборов перспективного направления.
Для средних профтехучилищ, готовящих электрослесарей по обслуживанию теплоизмерительных приборов и автоматики.

Днепров Ю. В., Смирнов Д. Н., Файнштейн М. С. **Монтаж котельных установок малой и средней мощности:** Учебник.— 3-е изд., перераб. и доп.— 22 л., ил.— В пер.: 65 к.
Описаны технология монтажа оборудования котельных установок: каркасов котла, поверхностей нагрева, топочных устройств и обдувочных аппаратов, котельно-вспомогательного оборудования, оборудование водоподготовки, стальных дымовых труб и трубопроводов. Приведены сведения об оборудовании, трубопроводах и арматуре, изготовлении узлов трубопроводов, металлоконструкций и агрегированных блоков; описаны правила техники безопасности и противопожарные мероприятия.
Третье издание (2-е — в 1975 г.) дополнено сведениями о новых конструкциях оборудования и методах его монтажа укрупненными блоками.
Для учащихся средних профтехучилищ, осваивающих профессию слесаря-монтажника по оборудованию котельных установок.

УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Издательство «Высшая школа» выпускает учебники, учебные и методические пособия, плакаты. Подробнее познакомиться с учебной литературой вам поможет аннотированный план выпуска литературы на 1980 год (профтехобразование), который имеется в книжных магазинах.
Предварительные заявки на книги вы можете сделать в магазинах Книготорга или потребительской кооперации.