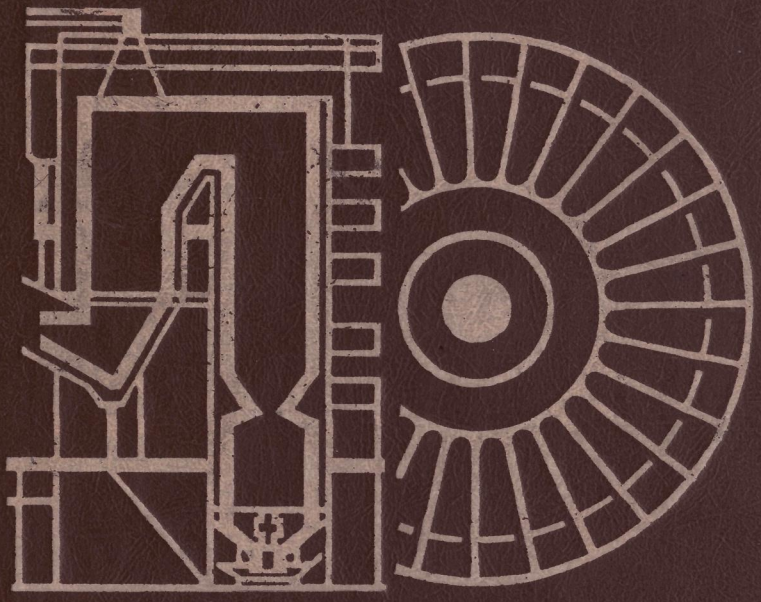
В. С. Соколов, Л. В. Деев

УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БЛОКА



ПРОФЕССИОНАЛЬНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

В. С. СОКОЛОВ, Л. В. ДЕЕВ

УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БЛОКА

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Одобрено Ученым советом
Государственного комитета СССР
по профессионально-техническому образованию
в качестве учебника
для средних профессионально-
технических училищ

МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1985

ББК 31
С 59
УДК 620.9

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. П. А. Акользин; д-р техн. наук, проф. А. А. Кот (кафедра теплоэнергетических установок Всесоюзного заочного политехнического института).

Соколов В. С., Деев Л. В.

С 59 Устройство и обслуживание энергетического блока: Учеб. для сред. проф.-техн. училищ. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Высш. шк., 1985. — 279 с., ил. — (Профессионально-техническое образование).

В пер.: 75 к.

В книге приведены основы энергетической техники и энерготехнологии, описаны конструкции, принцип действия и обслуживание котлов, турбин и их вспомогательного оборудования.

Второе издание дополнено описанием турбин мощностью 500, 800 и 1200 МВт.

Учебник может быть использован при профессиональном обучении рабочих на производстве.

С $\frac{2303020100-252}{052(01)-85}$ 23—85

ББК 31
6П2

© Издательство «Высшая школа», 1980
© Издательство «Высшая школа», 1985, с изменениями

ВВЕДЕНИЕ

Электроэнергетика играет ведущую роль в развитии всех отраслей народного хозяйства. На современном этапе эта роль неизмеримо возрастает.

В решениях партии и правительства подчеркивается необходимость серьезного пересмотра отношения к использованию топливных, энергетических и материальных ресурсов. Важнейшими путями достижения этого являются внедрение энергосберегающей техники и технологии, совершенствование топливно-энергетических комплексов, опережающие темпы роста производства электроэнергии по сравнению с темпами роста добычи и производства первичных энергоресурсов. При этом предполагается высокий уровень добычи твердого и жидкого топлива и ускоренное развитие газовой промышленности.

Прирост производства электроэнергии планируется за счет использования ядерного горючего, гидроэнергетики и твердого топлива. Крупнейшими разрабатываемыми каменноугольными бассейнами являются Донецкий, Печорский, Экибастузский, Карагандинский, Кизеловский. Значительные запасы каменных углей имеются в Закавказье, Киргизии, Таджикистане, Сибири, на Украине и Сахалине. Наибольшие разведанные запасы расположены в Тунгусском бассейне. Существенны запасы бурых углей и широка география их распространения: Подмосковье и Урал, Заполярье, Хабаровский, Приморский и Красноярский края, Иркутская и Читинская области, Украина, Киргизия, Таджикистан. Так, крупнейшие электростанции вводятся на каменных углях Экибастузского бассейна и на бурых углях Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК). Значимость запасов, небольшая глубина залегания и большая мощность пластов на обширных площадях обеспечивают дешевую добычу этих углей открытым способом.

По-прежнему будет существенна доля электроэнергии, вырабатываемой на газообразном топливе. Среди наиболее крупных газовых месторождений следует отметить Западно-Сибирское (Тюменская и Омская области). Большие газовые месторождения находятся на Северном Кавказе, Украине и Северном Урале, в бассейне Волги и в Средней Азии.

Основные запасы жидкого топлива сосредоточены в Южно-Каспийском, Волго-Уральском, Краснодарском, Тимано-Печорском, Мангышлакском, Западно-Сибирском и Сахалинском нефтегазовых бассейнах. Главным нефтедобывающим районом на ближай-

шее время останется Западно-Сибирский. Однако в целях совершенствования структуры энергетического баланса постепенно жидкое топливо будет заменяться природным газом.

Дальнейшему наращиванию энергетических мощностей, внедрению энергосберегающей техники должно способствовать строительство в Европейской части СССР крупных атомных электростанций и в восточных районах конденсационных тепловых электростанций на органическом топливе с использованием энергоблоков мощностью 300—800 МВт. В связи с этим перед энергомашиностроителями и эксплуатационным персоналом ставится задача разработки и внедрения высокоэкономичных, надежных и маневренных энергоблоков. Кроме того, резко возрастает необходимость совершенствования знаний и постоянного повышения квалификации обслуживающего персонала.

Как бы ни была совершенна техника, в неумелых руках она не может проявить все свои возможности и длительно сохранять работоспособность. Поэтому наряду с совершенствованием технических средств необходимо постоянно повышать уровень эксплуатации, изучать конструкции и процессы, протекающие в энергоблоке, системы автоматики, типовые схемы и инструкции по обслуживанию, анализировать результаты испытаний.

Настоящий учебник посвящен современной технологии производства электроэнергии на мощных энергетических установках. Большое внимание уделяется принципам действия современных мощных энергоблоков, методам их экономичного, надежного и безопасного обслуживания.

В учебнике рассматриваются не только нормальные (обычные) режимы эксплуатации новейших типов паровых котлов, турбин и их вспомогательного оборудования, но и возможные аварийные ситуации, характерные признаки и причины их возникновения, анализируются последствия. Достаточно подробно описываются способы обнаружения и предупреждения неполадок и аварийных ситуаций.

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

§ 1. Назначение и принцип действия

Комплекс оборудования, с помощью которого внутреннюю энергию топлива (химическую или ядерную) можно преобразовать в электрическую энергию, называют *тепловой электрической станцией* (ТЭС).

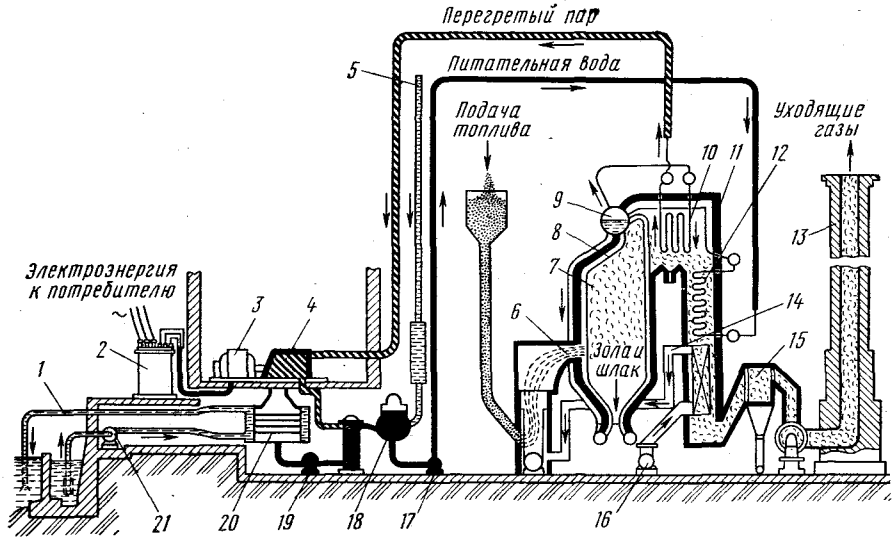


Рис. 1. Устройство тепловой электрической станции:

1 — слив охлаждающей воды, *2* — трансформатор, *3* — электрический генератор; *4* — паровая турбина, *5* — добавочная сырая вода, *6* — горелка, *7* — топка котла, *8* — кипятильные трубы, *9* — барабан, *10* — пароперегреватель, *11* — паровой котел, *12* — экономайзер, *13* — дымовая труба, *14* — горячий воздух, *15* — фильтр, *16* — вентилятор, *17* — питательный насос, *18* — деаэратор, *19* — конденсатный насос, *20* — конденсатор, *21* — циркуляционный насос

Большинство современных ТЭС работает по такой схеме: внутренняя энергия топлива вначале преобразуется в тепловую энергию, затем в механическую и, наконец, в электрическую. Рассмотрим принцип действия простейшей ТЭС (рис. 1), в которой в электрическую энергию преобразуется внутренняя химическая энергия органического твердого топлива (например, каменного угля).

Основным оборудованием такой ТЭС являются паровой котел, паровая турбина и электрический генератор.

В паровом котле внутренняя энергия топлива в результате сжигания преобразуется в теплоту, и турбина за счет этой теплоты вырабатывает механическую энергию, а электрический генератор, потребляя механическую энергию, преобразует ее в электрическую. В качестве рабочего тела, с помощью которого тепловая энергия из котла передается турбине, служат вода и пар. Котел и турбина соединены паропроводами и трубопроводами в замкнутый контур, по которому циркулирует рабочее тело (пар или вода).

Топливо и подогретый воздух, служащий окислителем, через горелки *6* поступают в топку *7* парогенератора *11*. Выделяемая при сгорании топлива теплота расходуется на нагревание воды и превращение ее в пар. Вода из барабана *9*, куда она подается питательным насосом *17*, по трубам *8* проходит снизу вверх и, нагреваясь, частично превращается в пар. В верхней части барабана пароводяная смесь разделяется на пар и воду и пар направляется в перегреватель *10*. Нагретый в парогенераторе до 500—550° С пар (перегретый пар) поступает по паропроводу в паровую турбину, откуда направляется в конденсатор, где охлаждается и конденсируется. Теплота, выделяемая при конденсации, отбирается охлаждающей водой, которая циркуляционным насосом *21* прокачивается через трубки конденсатора, не смешиваясь с паром. Конденсат откачивается конденсатным насосом *19* в питательный бак, обычно объединенный с деаэратором *18*, служащим для удаления растворенного в конденсате воздуха. Затем вода поступает в питательный насос *17*, который подает ее в барабан котла. Далее процесс повторяется.

Элементы ТЭС принято изображать на схемах условно, без конструктивных подробностей (рис. 2). Для оценки мощности и экономичности ТЭС необходимо знать давление, температуру, энтальпию и энтропию, характеризующие состояние пара или воды в различных точках схемы.

Питательный насос *1* повышает давление воды до p_0, затрачивая на каждый килограмм работу $L_н$. Энтальпия воды при этом равна $i_{пв}$. В паровом котле *2* на каждый килограмм питательной воды расходуется теплота q_1. Выходящий из котла пар, имеющий давление p_0 и температуру T_0, называют свежим. Этим параметрам пара соответствует энтальпия i_0.

Расширяясь в турбине *4*, пар совершает полезную работу $L_т$. За турбиной давление пара уменьшается до $p_к$, а его энтальпия составляет $i_к$. Конденсируясь в конденсаторе *5* при постоянном давлении $p_к$, этот пар отдает теплоту конденсации охлаждающей воде. Конденсат, имеющий энтальпию $i_к'$, откачивается насосом. Для конденсации каждого килограмма пара необходимо отвести количество теплоты q_2. Цикл изменения состояния рабочего тела — пара или воды (рис. 3) может быть представлен Ts-диаграммой (температура — энтропия). Участок ab соответствует нагреву воды в паровом котле до температуры кипения, bc — ее испарению при

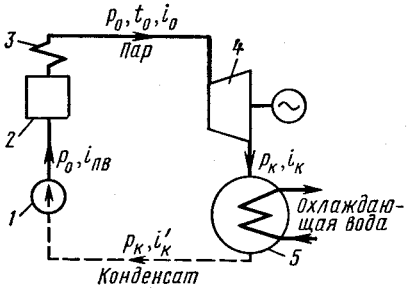


Рис. 2. Простейшая тепловая схема паротурбинной электростанции:

1 — питательный насос, *2* — паровой котел, *3* — перегреватель, *4* — турбина, *5* — конденсатор

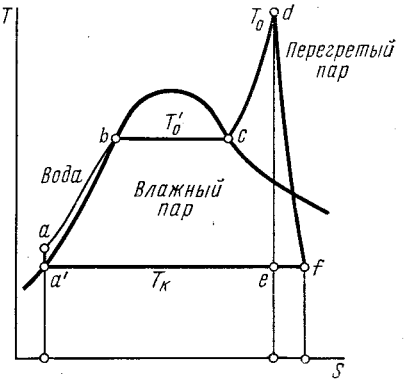


Рис. 3. Действительный тепловой цикл в *Ts*-диаграмме

температуре кипения T_0', cd — перегреву пара при постоянном давлении. Процесс расширения пара в турбине — это участок df, отвод тепла в конденсаторе — участок af. Пар конденсируется при постоянной температуре $T_к$.

§ 2. Классификация

В зависимости от вида вырабатываемой энергии тепловые электрические станции подразделяют на *конденсационные* (КЭС), вырабатывающие только электроэнергию, и *теплоэлектроцентрали* (ТЭЦ), вырабатывающие как электрическую, так и тепловую энергию.

На ТЭС используют органическое топливо (твердое, жидкое, газообразное) и ядерное горючее. При сжигании органического топлива его химическая энергия преобразуется в тепловую. Окислителем, который необходим для поддержания процесса горения, служит кислород воздуха. При использовании ядерного горючего тепловая энергия образуется в результате деления тяжелых ядер изотопов урана. Такие электрические станции называют *атомными* (АЭС). Процессы преобразования тепловой энергии в механическую и электрическую на станциях обоих типов весьма схожи.

Кроме того, тепловые электрические станции подразделяют по схеме компоновки основного оборудования. Если один паровой котел вырабатывает пар только для одной турбины, такую установку называют *блоком*. На одной электростанции может быть установ-

лено несколько блоков и ее называют *блочной.* Если любая турбина, установленная на ТЭС, может снабжаться паром от любого парового котла, такую ТЭС называют *станцией с поперечными связями.*

В период до двухтысячного года предполагается интенсивное развитие электрических станций, работающих на твердом топливе и преимущественное наращивание мощностей АЭС, особенно в Европейской части СССР.

В настоящее время ведутся работы по использованию энергии, выделяющейся в результате термоядерной реакции при слиянии ядер дейтерия и трития. Эту энергию можно преобразовывать в электрическую, например по рассмотренной выше схеме. Термоядерная реакция даст человечеству в недалеком будущем практически неисчерпаемый источник энергии, так как дейтерия много в обычной морской воде, а тритий можно получать из лития в самом термоядерном реакторе.

§ 3. Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций

Кроме основного оборудования на ТЭС используется большое количество вспомогательного: конденсаторы, насосы, деаэраторы, подогреватели и др. Совокупность основного и вспомогательного оборудования, исключая электрический генератор и электрическую часть станции, называют *теплоэнергетической установкой.* Схема простейшей теплоэнергетической установки была показана на рис. 2. В действительности теплоэнергетические установки весьма сложны, что объясняется прежде всего необходимостью выполнять ТЭС наиболее экономичными.

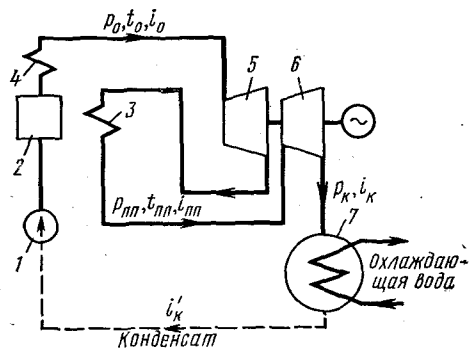


Рис. 4. Тепловая схема паротурбинной электростанции с промежуточным перегревом пара:

1 — питательный насос, *2* — паровой котел, *3* — промежуточный пароперегреватель, *4* — пароперегреватель, *5*, *6* — части высокого и низкого давления турбины, *7* — конденсатор

Для повышения коэффициента полезного действия теплоэнергетических установок, основным элементом которых является паровая турбина, применяют промежуточный (вторичный) перегрев пара (рис. 4). В такой установке в отличие от простейшей паровой котел имеет дополнительный агрегат — промежуточный перегрева-

тель *3*. Турбина конструктивно разделяется на две части — высокого *5* и низкого *6* давления. В части высокого давления пар расширяется до p_1, при этом его температура падает до T_1, а энтальпия до i_1. Этот пар поступает в промежуточный перегреватель, где его температура повышается до $T_{пп}$, энтальпия до $i_{пп}$, а давление падает до $p_{пп}$. Вторично перегретый пар направляется в часть низкого давления.

Цикл установки с промежуточным перегревом пара может быть представлен в *Ts*-диаграмме (рис. 5), где процессы расширения пара в части высокого давления — это участок df_1, в части низкого давления турбины — d_1f, а процесс промежуточного перегрева — d_1f_1.

Для повышения экономичности электростанций применяют также регенеративный подогрев питательной воды (рис. 6). Вода

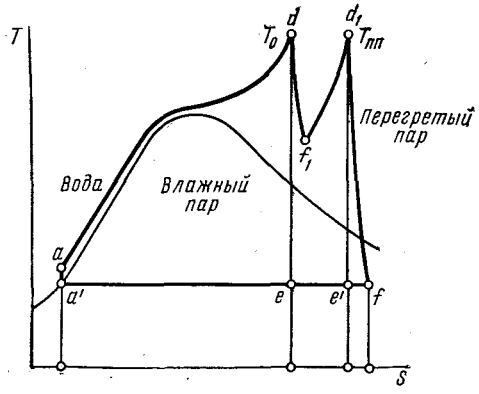


Рис. 5. Тепловой цикл паротурбинной электростанции с промежуточным перегревом пара в *Ts*-диаграмме

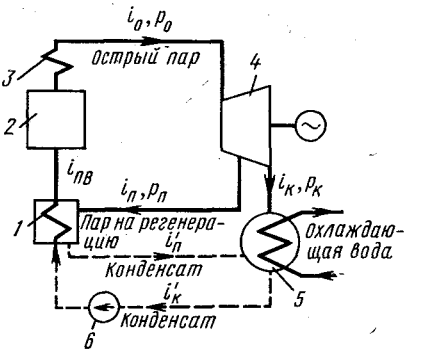


Рис. 6. Тепловая схема паротурбинной установки с регенеративным подогревом питательной воды:

1 — теплообменник, *2* — паровой котел, *3* — перегреватель, *4* — турбина, *5* — конденсатор, *6* — питательный насос

после питательного насоса поступает в трубчатый теплообменник *1*, куда из турбины *4* подается пар, имеющий давление $p_п$ и энтальпию $i_п$. Конденсируясь в теплообменнике, пар отдает тепло питательной воде, а конденсат сбрасывается в конденсатор *5*. Таким образом происходит отбор пара из турбины, называемый *регенеративным*. Обычно применяют схемы с несколькими регенеративными отборами.

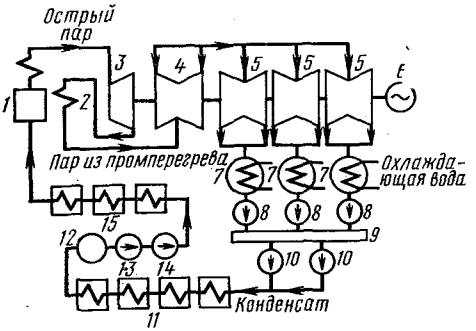


Рис. 7. Тепловая схема блока с одновальной турбиной К-800-240:

1 — паровой котел, *2* — промежуточный пароперегреватель, *3, 4, 5* — части высокого, среднего и низкого давления турбины, *6* — электрогенератор, *7* — конденсатор, *8* — конденсатный насос, *9* — конденсатоочистка, *10* — конденсатные насосы второй ступени, *11, 15* — подогреватели низкого и высокого давления, *12* — деаэратор, *13, 14* — бустерный и питательный насосы

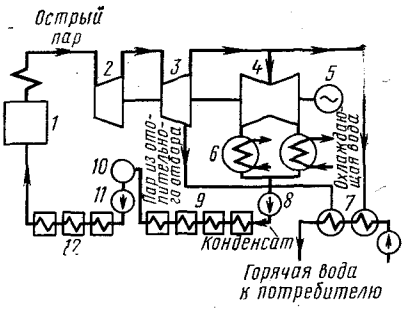


Рис. 8. Тепловая схема блока ТЭЦ с турбиной Т-100-130 мощностью 100 МВт:

1 — котлоагрегат, *2, 3, 4* — части высокого, среднего и низкого давления турбины, *5* — электрогенератор, *6* — конденсатор, *7* — бойлер (подогреватель сетевой воды), *8* — конденсатный насос, *9, 12* — подогреватели низкого и высокого давления, *10* — деаэратор, *11* — питательный насос

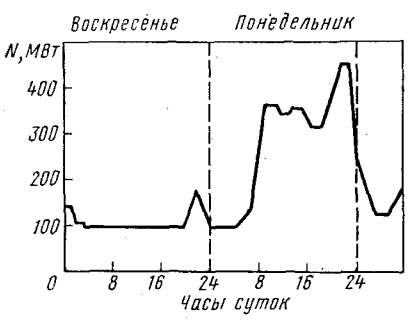


Рис. 9. Суточный график нагрузки электростанции

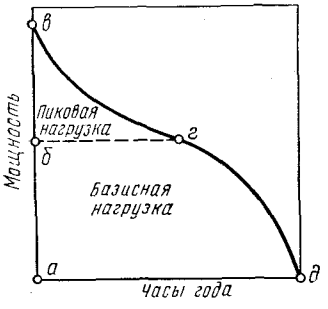


Рис. 10. График годовой нагрузки электростанции

Промышленным районам и городам необходима не только электрическая, но и тепловая энергия. Поэтому на паротурбинных электростанциях устанавливают так называемые теплофикационные турбины, позволяющие отбирать пар и направлять его потребителям тепла и одновременно вырабатывать электрическую энергию. Для этого объединяют на общем валу две турбины, приводящие в действие один генератор. После первой турбины часть пара поступает к потребителям тепловой энергии, а оставшийся направляется во вторую турбину.

Теплоэнергетическими установками, вырабатывающими только электроэнергию, оборудуются КЭС (рис. 7), а вырабатывающими тепло и электроэнергию — ТЭЦ (рис. 8). Строительство электростанций ведется с учетом распределения электроэнергии и характера ее потребления.

Потребность в электроэнергии изменяется в разные дни недели и в течение суток. На одной и той же электростанции нагрузки в выходные и рабочие дни разные (рис. 9), так как в выходные дни не работают многие предприятия, а в ночное время почти не расходуется энергия на бытовые нужды и электротранспорт. Зимой и летом суточные графики нагрузки также различны. Все это учитывают при составлении графика годовой нагрузки (рис. 10). Некоторая часть нагрузки электростанции или энергосистемы (*а*, *б*, *г*, *д*) действует длительное время, другая часть (площадь *б*, *в*, *г*) — сравнительно короткое время. Нагрузка, соответствующая нижней части графика, называется *базисной,* а верхней — *пиковой.*

Иногда график годовой продолжительности нагрузки делят на три части, соответствующие базисной, полупиковой и пиковой нагрузкам. Базисную нагрузку несут наиболее экономичные электростанции с мощными агрегатами, пиковую — наименее экономичные. Обычно пиковая нагрузка равна 10—20% от полной и существует короткое время (до 10% по времени). Для получения такой мощности строят относительно дешевые электростанции с простыми установками, которые можно быстро пускать и останавливать. Кроме того, в энергосистемы входят аварийные электростанции, которые автоматически включаются при уменьшении напряжения в сети ниже допустимого, чтобы обеспечить электроэнергией предприятия, которые нельзя отключать по условиям работы.

Контрольные вопросы

1. Что такое тепловая электрическая станция?
2. Какие существуют типы тепловых электростанций?
3. Чем отличается блочная ТЭС от ТЭС с поперечными связями?
4. Какое оборудование входит в теплоэнергетическую установку?

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО

§ 4. Требования к энергетическому топливу, его классификация и использование

В энергетических установках требуемые параметры рабочего тела получают, используя энергию топлива. Под *энергетическим топливом* понимают вещества, выделяющие при определенных условиях значительное количество теплоты, которые экономически целесообразно использовать как источник энергии. Как уже отмечалось, на тепловых электрических станциях используют органическое и ядерное топливо. Топливо, которое основное количество теплоты выделяет в процессе химического реагирования (горения), называется *органическим*. Топливо, выделяющее теплоту в результате ядерного распада вещества, называют *ядерным*. В качестве ядерного топлива служат изотопы урана ^{235}U и ^{238}U, а также плутония ^{239}Pu.

В зависимости от агрегатного состояния различают твердое, жидкое и газообразное органическое топливо, которое по способу получения делится на естественное и искусственное. *Естественным* является топливо, которое применяют в том виде, в котором оно находится в природных условиях: твердое — угли, торф, сланцы; жидкое — сырая нефть; газообразное — природные газы. Искусственные топлива получают переработкой естественных.

Органическое топливо имеет растительное или животное происхождение. Твердое топливо образовалось из продуктов разложения органических остатков вымершей растительности под действием повышенных температур и давлений окружающих пород земной коры. С увеличением длительности геологического возраста растет содержание углерода C и одновременно снижаются содержания водорода H, кислорода O, азота N и так называемых летучих веществ V^r. Твердым топливом являются торф, бурые и каменные угли, антрациты.

Торф — наиболее геологически молодое топливо, характеризующееся невысокой степенью разложения, относительно низкой теплотой сгорания и высоким содержанием летучих ($V^r=70\%$) и влажности (в неподсушенном торфе $W=85—90\%$). Влажность поступающего на ТЭС торфа доходит до 60%.

Бурые угли — следующая за торфом по геологическому происхождению разновидность твердого топлива, в котором еще достаточно велико содержание летучих, высоки гигроскопичность и влажность, но одновременно возрастает степень углефикации ($C^r=55\div78\%$) и уменьшается количество слаборазложившихся растительных остатков. В зависимости от влажности проведена промышленная классификация бурых углей: Б1 — влажностью более 40%, Б2 — от 30 до 40% и Б3 — менее 30%.

Каменные угли характеризуются высокой степенью угле-

фикации ($C^r = 75 \div 97\%$), значительной плотностью и большой теплотой сгорания.

Мазут — высоковязкий, тяжелый остаток перегонки нефти, получающийся после отгона легких фракций (бензина, керосина, лигроина и др.), применяют в энергетике преимущественно в качестве жидкого топлива. Мазуты классифицируют по вязкости и содержанию соединений серы на малосернистые ($S < 0{,}5\%$), сернистые ($S = 0{,}5 \div 2\%$) и высокосернистые ($S > 2\%$).

Доля потребления на тепловых электростанциях жидкого топлива постепенно сокращается, но оно продолжает оставаться одним из основных видов растопочного топлива.

§ 5. Характеристики топлива

Рассмотрим такие основные характеристики топлива, как состав, теплота сгорания, выход летучих, а также коэффициент размолоспособности для твердых и вязкость для жидких и влияние их на работу парового котла.

Состав топлива. Органическое твердое и жидкое топливо представляет собой совокупность сложных углеводородов, в состав которых кроме углерода и водорода входят в ощутимых количествах азот, сера и кислород. Учитывая сложность, а подчас и невозможность представления топлива через входящие в него соединения, принято выражать его в виде массового элементарного состава, т. е. в процентах (по массе) определенных количеств основных элементов: углерода C, водорода H, азота N, кислорода O и серы S. Кроме того, в состав топлива входят минеральная негорючая часть — зола A и влага W. В зависимости от составляющих компонентов различают рабочую, сухую (без влаги), горючую (без влаги и золы) и органическую массы топлива. Наиболее часто топливо характеризуют по составу рабочей массы.

Под *рабочей массой* понимают топливо такого состава, в котором оно добыто и поставляется потребителю. Рабочая масса топлива включает все компоненты: $C^p + H^p + N^p + O^p + S^p + A^p + W^p = 100\%$ (где индекс р указывает, что состав относится к рабочей массе топлива).

Элементарный состав не дает исчерпывающего представления о свойствах топлива, однако позволяет оценивать его теплотехнические характеристики, рассчитывать тепловой и материальный балансы процесса горения.

Рабочая и сухая массы топлива, зависящие от погоды и условий добычи, могут колебаться в широких пределах из-за изменения содержания золы и влаги. Углерод, водород и частично сера являются горючей частью топлива, а азот и кислород — внутренним балластом, уменьшающим содержание горючих элементов, так как азот — негорючий элемент, а кислород входит в продукты окисления части горючих элементов. Сера, имея невысокую теплоту сгорания, не является теплотехнически ценной составляющей топлива, но, образуя агрессивные продукты сгорания

(сернистый ангидрид — SO_2 и особенно серный ангидрид SO_3), способствует интенсивной коррозии металлических поверхностей нагрева, контактирующих с продуктами сгорания.

В л а г а — нежелательный компонент, так как ее присутствие ведет к уменьшению горючей массы топлива, вызывает дополнительные затраты теплоты на нагрев и испарение, снижает температуру и устойчивость процесса горения. Кроме того, при повышении влажности топлива усложняются погрузочно-разгрузочные работы, увеличиваются транспортные расходы, усиливается коррозия деталей оборудования, ухудшается сыпучесть топлива и наблюдается смерзание его кусков. Все это ведет к снижению надежности и экономичности устройств топливоподачи, котлов и станций в целом.

З о л а состоит из минеральных негорючих соединений. Засоренность топлива золой обычно оценивают по его сухой массе A^c. Являясь, как и влага, балластом топлива, зола вызывает увеличение объема и удорожание погрузочно-разгрузочных работ и транспортных расходов. Кроме того, зола доставляет много неприятностей в работе котлов: под ее действием происходит шлакование (налипание жидкой или размягченной золы на поверхности), загрязнение топки и поверхностей нагрева; занос и забивание газовых проходов; износ поверхностей нагрева. Золовые отложения в некоторых случаях способствуют интенсивному развитию коррозии. Шлакующие и загрязняющие свойства золы в значительной степени зависят от ее химического состава и температурных характеристик, которые определяются температурами начала деформации t_1, размягченного состояния t_2 и плавления t_3 золы. Способность золы изнашивать поверхности нагрева характеризует коэффициент абразивности $K_{абр}$.

Топливо бывает высокой ($K_{абр}>0{,}5$), средней ($0{,}5>K_{абр}>0{,}3$) и низкой ($K_{абр}<0{,}3$) абразивности. Среди углей первой группы можно отметить Кизеловский Г, Экибастузский СС, Подмосковный Б2 и некоторые другие.

Выход летучих. При нагреве топлива до 800° С без доступа воздуха часть его переходит в газообразное состояние и называется *выходом летучих.* Чем выше выход летучих (задаваемый в процентах к горючей массе), тем раньше при прочих равных условиях происходит воспламенение и горение топлива. Наибольший выход летучих имеют торф ($V^r=70\%$) и бурые угли ($V^r=40\div65\%$), а наименьший — антрацит ($V^r=2\div9\%$). Оставшаяся после газификации твердая горючая часть топлива — коксовый остаток — выгорает в отличие от летучих медленно.

Теплота сгорания. Одной из важных характеристик топлива является теплота сгорания, которой определяются количество сжигаемого топлива, габариты, металлоемкость и сложность топливно-транспортного хозяйства и размольного оборудования. Количество теплоты, выделяющейся при сжигании единицы массы или объема топлива (1 кг твердого либо жидкого или 1 м³ газа), называют его *теплотой сгорания.*

В работающем паровом котле и других топливосжигающих установках по всему газовому тракту температура продуктов сгорания достаточно высока и конденсации водяных паров не происходит, т. е. теплота, затраченная на образование водяных паров, не используется. Поэтому на практике используют *низшую теплоту сгорания,* в которую не входит теплота образования (конденсации) водяных паров.

Коэффициент размолоспособности. В современных паровых котлах твердое топливо преимущественно сжигается в пылевидном состоянии. Чтобы превратить куски угля в мелкую пыль, их надо размолоть, т. е. затратить энергию, количество которой тем больше, чем тверже топливо. Коэффициент размолоспособности $K_{ло}$ — это отношение расхода энергии на размол единицы массы эталонного топлива к расходу энергии на размол такого же количества рассматриваемого топлива. Уменьшение коэффициента $K_{ло}$ снижает производительность размольных устройств.

Вязкость топлива. Одним из важных свойств жидкого топлива является его вязкость, обычно измеряемая в градусах условной вязкости (°ВУ), выражающих отношение времени вытекания определенного объема ($2 \cdot 10^{-4}$ м^3) рассматриваемой жидкости к времени вытекания такого же объема воды при 20° С. В маркировке жидких топлив обычно дается его условная вязкость при 50° С. Так, мазуты М40 и М200 при 50° С имеют соответственно вязкость 40 и 200° ВУ. В энергетике преимущественно используют мазуты М40 и М100.

Используемые при расчетах и анализе работы котла характеристики топлива берут из нормативных материалов (табл. 1).

§ 6. Подготовка топлива к сжиганию

На электростанциях топливо перед сжиганием специально подготовляют, что обеспечивает надежную и экономичную работу топочных устройств и всего котла. Характер подготовительных операций зависит от вида топлива.

Газообразное топливо. Природный газ, подаваемый по газопроводам, имеет давление, значительно превышающее необходимое при сжигании. Поэтому предварительно на газораспределительных станциях (ГРС) или пунктах (ГРП) электростанции снижают давление газа, а также очищают его от механических примесей и влаги. Искусственный газ (коксовый, доменный), наоборот, требует повышения давления для транспортировки по газопроводам к месту потребления. Подготовка газообразного топлива наиболее проста и требует небольших площадей и материальных затрат.

Жидкое топливо. Горение жидкого топлива происходит после его испарения. Скорость испарения жидкости, а следовательно, горения тем выше, чем больше ее удельная поверхность, т. е. поверхность, приходящаяся на единицу массы топлива. Чтобы получить большую удельную поверхность жидкого топлива, его распыляют

Таблица 1. Характеристики твердых топлив

Каменноугольный бассейн	Марка топлива	Элементарный состав (рабочая масса)							Температура золы, °С			Выход летучих V^r, %	Теплота сгорания $Q_н^р$, МДж/кг	Коэффициент размолоспособности, $K_{ло}$	Объем воздуха и продуктов сгорания, м³/кг				
		$C^р$	$H^р$	$N^р$	$O^р$	$S^р$	$A^р$	$W^р$	t_1	t_2	t_3				V^0	V_{RO_2}	$V^0_{H_2}$	$V^0_{H_2O}$	$V^0_г$
Донецкий	Т	62,7	3,1	0,9	1,7	2,8	23,8	5,0	1060	1200	1250	12	24,16	1,8	6,34	1,19	5,09	0,51	6,79
Донецкий	А	63,8	1,2	0,6	1,3	1,7	19	7,5	1100	1200	1250	3,5	22,53	0,95	6,04	1,2	4,78	0,34	6,32
Кузнецкий	Г	66,0	4,7	1,8	7,5	0,5	11	8,5	1100	1200	1250	40	26,08	1,3	6,88	1,24	5,45	0,74	7,42
Карагандинский	К	54,7	3,3	0,8	4,8	0,8	27,6	8,0	1400	1450	1470	28	21,28	1,4	5,6	1,03	4,43	0,56	6,02
Экибастузский	СС	43,4	2,9	0,8	7,0	0,8	38,1	7,0	1300	1500	1500	30	16,72	1,35	4,42	0,81	3,50	0,48	4,79
Подмосковный	Б2	28,7	2,2	0,6	8,6	2,7	25,2	32	1350	1500	1500	50	10,4	1,7	2,94	0,55	2,33	0,69	3,57
Бабаевский	Б1	25,4	2,4	0,2	8,0	0,5	7,0	56,5	1070	1150	1190	65	8,74	1,7	2,65	0,48	2,09	1,01	3,58
Кизеловский	Г	48,5	3,6	0,8	4,0	6,1	31,0	6,0	1200	1450	1500	42	19,65	1,00	5,33	0,95	4,22	0,56	5,73
Челябинский	БЗ	37,3	2,8	0,9	10,5	1,0	29,5	18,0	1150	1250	1300	45	13,93	1,32	3,74	0,7	2,96	0,59	4,26
Назаровский	Б2	37,6	2,6	0,4	12,7	0,4	7,3	39,0	1200	1220	1240	48	13,0	1,1	3,62	0,70	2,86	0,83	4,39
Ирша-Бородинский	Б2	43,7	3,0	0,6	13,5	0,2	6,0	33,0	1180	1210	1230	48	15,63	1,2	4,24	0,82	3,35	0,81	4,98
Азейский	БЗ	46,0	3,3	0,9	11,6	0,4	12,8	25,0	1100	1300	1310	46	17,3	1,12	4,59	0,86	3,63	0,75	5,25

на мелкие частицы. Для качественного распыления и надежной транспортировки по трубопроводам мазут марок М40 и М100 предварительно подогревают до 95—135° С, чтобы его вязкость не превышала 2—3° ВУ. Кроме того, мазут, как и газообразное топливо, очищают от механических примесей, а также повышают в зависимости от типа распыляющих устройств — горелок — до определенных значений его давление.

Твердое топливо. Наиболее трудоемка подготовка к сжиганию твердого топлива. В мощных паровых котлах энергоблоков твердое топливо сжигают в пылевидном состоянии. Для получения угольной пыли поступающее на станцию топливо подсушивают и измельчают. Степень подсушки и измельчения топлива зависит от его начальной влажности и ряда характеристик, в первую очередь от выхода летучих. Чем больше выход летучих, тем лучшей способностью к воспламенению обладает топливо и тем крупнее может быть угольная пыль.

Системы подготовки твердого топлива к сжиганию включают в себя различного типа размольные устройства, устройства обеспечения необходимого фракционного состава пыли, сушильные установки (часто совмещенные с размольными устройствами). Кроме того, в эти системы входят порционирующие расход сырого топлива и пыли устройства (питатели), конвейеры, емкости запасов угля и пыли для каждого котла, пылепроводы и т. д. Так как системы подготовки твердого топлива к сжиганию сложны, требуют значительных площадей, потребляют большое количество энергии и материалоемки, на электростанциях им уделяется серьезное внимание.

§ 7. Сжигание топлива

Подготовленное к сжиганию топливо направляют в топку парового котла, представляющую собой камеру значительных размеров, в которой осуществляется процесс горения. Под *горением* понимают химический процесс окисления горючих элементов топлива, протекающий с интенсивным выделением теплоты. Протекание процесса горения в топочных устройствах обеспечивается поддержанием высоких температур и непрерывным, равномерным подводом топлива и окислителя (обычно это кислород воздуха). Вводят топливо и окислитель в топку через специальные устройства — горелки, обеспечивающие требуемые скорости, местоположение и перемешивание потоков топлива и воздуха.

В зависимости от условий, создаваемых в топочной камере, происходит полное или частичное выгорание топлива. При полном выгорании конечные продукты не могут далее соединяться с кислородом и выделять теплоту. Продуктами полного горения являются оксиды углерода CO_2, водорода H_2O и серы SO_2, получающиеся в результате следующих реакций

$$C + O_2 \rightarrow CO_2;\ 2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O;\ S + O_2 \rightarrow SO_2.$$

При неполном горении либо часть горючих не реагирует с кислородом, либо при реагировании образуются продукты (например, CO), которые могли бы дальше окисляться с выделением теплоты. Причины неполного горения связаны с недостаточной подачей окислителя, неравномерным поступлением топлива и воздуха (во времени, по сечению горелок или отдельным горелкам), недостаточным перемешиванием топлива и воздуха, несовершенством конструкции горелочных устройств. Чтобы топливо сгорело полностью, необходимо подать на его единицу массы (объема — для газа) некоторое минимальное, достаточное для полного горения количество воздуха (если окислитель — кислород воздуда), называемое *теоретически необходимым количеством воздуха* V^0 (м³/кг или м³/м³), которое зависит от состава топлива. Чем больше горючих элементов в топливе, т. е. чем выше теплота сгорания, тем больше V^0.

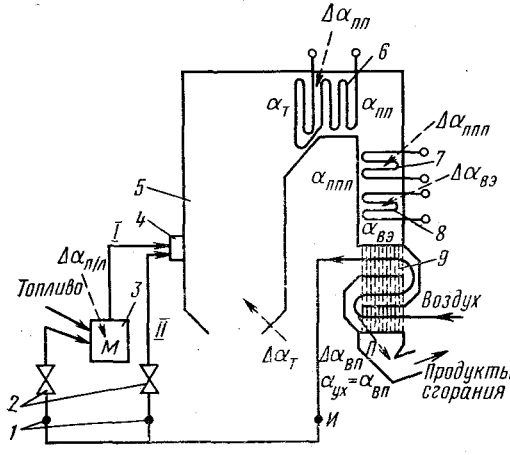


Рис. 11. Движения потоков воздуха, его присосов и продуктов сгорания в котле:

1 — устройства измерения расхода воздуха, *2* — регулирующие заслонки, *3* — мельница, *4* — горелки, *5* — топка, *6*, *7* — пароперегреватели, *8* — водяной экономайзер, *9* — воздухоподогреватель; *I*, *II* — первичный и вторичный воздух; $\Delta\alpha_т$ — присосы воздуха

Для предупреждения неполноты сгорания топлива в топочную камеру обычно подают воздух в большем количестве, чем это требуется для процесса горения. Отношение действительно подаваемого количества воздуха к теоретически необходимому для полного сжигания называют *коэффициентом избытка воздуха* $\alpha = V_в/V^0$. Расход подаваемого в котел воздуха, выраженный через коэффициент избытка, позволяет более правильно характеризовать процесс горения и сопоставить условия работы котлов различной конструкции и производительности.

В котлах и их системах пылеприготовления при работе под давлением ниже атмосферного возможны присосы воздуха из-за неплотностей и возникающего перепада давлений, что приводит к изменению коэффициента избытка воздуха на различных участках газовоздушного тракта котла (рис. 11). Общее количество воздуха, поступающего в топку, определяется коэффициентом избытка, который складывается из коэффициента избытка воздуха $\alpha_г$, подаваемого через горелки, и присосов $\Delta\alpha_т$ в топочной камере

$$\alpha_т = \alpha_г + \Delta\alpha_т.$$

Перед подачей в топку воздух обычно подогревают до 200—

400° С в воздухоподогревателе *9*, что позволяет повысить температурный уровень, устойчивость и экономичность процесса горения. Горячий воздух после воздухоподогревателя частично используется для сушки топлива, а остальная часть в виде *вторичного воздуха* (*II*) поступает непосредственно в горелочные устройства *4*. Воздух вместе с топливом поступает в мельницу *3*, где осуществляется размол и сушка топлива. Поступающий в горелки воздух (*I*) из мельницы, включающий также присосы в системе пылеприготовления, называют *первичным*. Количество воздуха, поступающего в горелки, складывается из избытков первичного α_I и вторичного α_{II} воздуха: $\alpha_т = \alpha_I + \alpha_{II}$.

Расход первичного, вторичного и общего воздуха можно регулировать с помощью заслонок *2*. Экономичность топочного процесса определяется воздухом, поступающим через горелки, так как присосы используются при горении плохо. В большинстве топочных устройств экономичное сжигание получают при $\alpha_т \geqslant 1 \div 1{,}1$. Избытки воздуха обычно задаются в режимных картах (см. § 67) в виде содержания в продуктах сгорания за выбранной поверхностью нагрева определенного количества CO_2 или O_2, которые измеряются газоанализаторами, а также могут оцениваться с помощью измеряющих расход воздуха устройств *1*. Приближенно избыток воздуха по составу продуктов сгорания (при отсутствии химического недожога) вычисляют по формуле

$$\alpha = 21/(21 - O_2) \text{ или } \alpha = CO_2^{max}/CO_2,$$

где O_2, CO_2 — соответственно процентные содержания кислорода и углекислого газа в продуктах сгорания; CO_2 — содержание углекислого газа при $\alpha = 1$; 21 — процентное содержание O_2 в воздухе.

Газовый состав продуктов сгорания обычно определяют после пароперегревателя *6*, промежуточного пароперегревателя *7* или экономайзера *8*, когда происходит перемешивание продуктов сгорания. Коэффициенты избытка воздуха в топке в этом случае

$$\alpha_т = \alpha_{пп} - \Delta\alpha_{пп} \text{ или } \alpha_т = \alpha_{эк} - \Delta\alpha_{пп} - \Delta\alpha_{эк},$$

где $\alpha_{пп}$, $\alpha_{эк}$ и $\Delta\alpha_{пп}$, $\Delta\alpha_{эк}$ — избытки воздуха за соответствующими поверхностями и присосы в этих поверхностях, которые ориентировочно составляют $\Delta\alpha_{пп} \approx \Delta\alpha_{эк} \approx 0{,}02 \div 0{,}03$.

Коэффициент избытка воздуха тесно связан с экономичностью процесса горения, количеством образующихся продуктов сгорания и температурным уровнем процесса горения. Показателем температурного уровня процесса горения может быть адиабатическая температура $\vartheta_а$, т. е. температура, которую имели бы продукты сгорания при условии, что вся теплота, вносимая топливом и воздухом, расходуется на нагрев продуктов сгорания. Адиабатическая температура горения, а с нею и действительная температура в топке с ростом $\alpha_т$ резко уменьшается. Кривые *1* и *2* зависимости $\vartheta_а = f(\alpha_т)$ при сжигании Карагандинского угля при $\Delta\alpha_т = 0{,}05$, $t_{гв} = 200°$ С

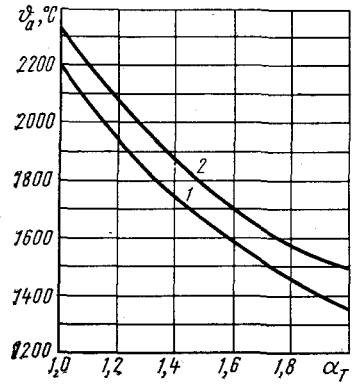


Рис. 12. Кривые зависимости адиабатической температуры ϑ_a от коэффициента избытков воздуха $\alpha_т$:
1 — при $t_{г.в}$=200°С, *2* — при $t_{г.в}$=400°С

и $t_{гв}$=400°С показаны на рис. 12 При увеличении избытка воздуха от 1,1 до 2 адиабатическая температура горения снижается с 2200°С ($t_{гв}$=400°С) до 1500°С. Такое же снижение температуры ϑ_a происходит при $t_{гв}$=200°С. Особенно сильно на понижение адиабатической температуры и устойчивости горения воздействуют присосы в топке.

Следовательно, при работе котлов необходимо поддерживать оптимальные значения $\alpha_т^{опт}$, так как при $\alpha_т < \alpha_т^{опт}$ появляется недожог, а при $\alpha_т > \alpha_т^{опт}$ снижаются температурный уровень и устойчивость процесса горения, а также экономичность котла вследствие увеличения потерь с уходящими газами (см. § 16).

Контрольные вопросы

1. Какие агрегатные состояния топлива вы знаете? Зависит ли подготовка топлива к сжиганию от его агрегатного состояния?
2. Каков элементарный состав топлива? Что такое рабочая, сухая, горючая и органическая массы топлива?
3. Как влага и зола влияют на работу парового котла?
4. Что такое теплота сгорания топлива и от чего она зависит?
5. Что такое теоретически необходимое количество воздуха?
6. Как влияют присосы в топке на температуру горения?

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

§ 8. Назначение и устройство

Используемый в паровой турбине перегретый пар получают в паровых котлах передачей теплоты, выделяющейся в процессе сжигания топлива, рабочему телу (воде) при его движении по обогреваемым трубам, называемым *поверхностями нагрева.* Так как вода поступает в паровой котел значительно недогретой до кипения, а покидает его в состоянии перегрева, она должна пройти стадии подогрева до кипения, испарения и перегрева. В соответствии с этим поверхности нагрева котла подразделяют на *подогревательные, парообразующие и перегревательные* (пароперегреватели).

Сжигают топливо в топочной камере — топке *2* (рис. 13), оборудованной горелочными устройствами — горелками *1* для подачи топлива и воздуха. Образующиеся при горении высокотемпературн-

ные продукты сгорания (теплоноситель) передают свою теплоту поверхностям нагрева *3, 4, 5, 6, 7* излучением (радиацией), или соприкосновением (конвекцией). В зависимости от преобладающего способа получения теплоты от теплоносителя различают радиационные, конвективные и радиационно-конвективные поверхности нагрева. Так как в зоне высоких температур теплоотдача излучением превышает теплоотдачу конвекций, там преимущественно располагают радиационные или полурадиационные поверхности нагрева.

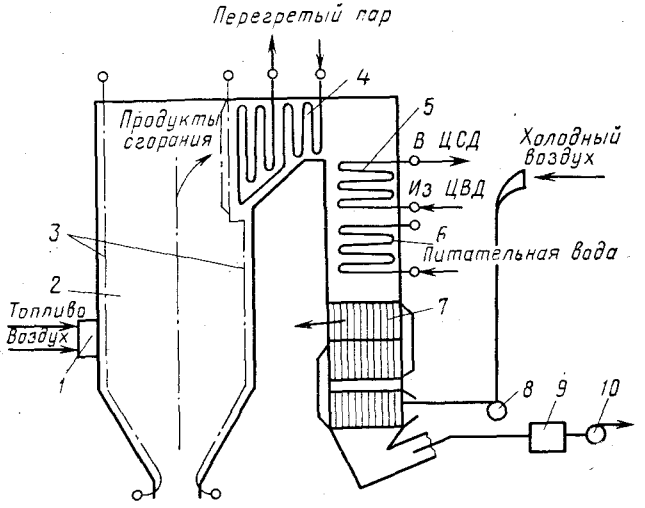


Рис. 13. Схема парового котла:

1 — горелки, *2* — топочная камера, *3* — топочные (обогреваемые) экраны, *4, 5* — пароперегреватели, *6* — экономайзер, *7* — воздухоподогреватель, *8* — дутьевой вентилятор, *9* — золоулавливающее устройство, *10* — дымосос

Из топочной камеры продукты сгорания проходят последовательно все поверхности нагрева и после очистки от золы в золоуловителе *9* выносятся дымососом *10* через дымовую трубу в атмосферу. Паровые котлы, работающие по схеме, при которой в газоходах создается давление ниже, а в воздуховодах выше атмосферного, называют *котлами с уравновешенной тягой*. Все большее распространение получают схемы с котлами, работающими под наддувом. При этом воздуховоды и газоходы находятся под давлением, превышающим атмосферное. Так как в этом случае возможно повышенное пыление, котлы должны быть газоплотными.

Радиационно-конвективные (полурадиационные) и конвективные поверхности нагрева располагают в переходных *2* и конвективных (опускных) *3* газоходах при П- или Т-образной компоновке топки и газоходов котла (рис. 14, *а, б*) или в суженных частях *2* и *3* подъемного газохода при башенной компоновке (рис. 14, *в*). Выходные ступени пароперегревателей, по трубам которых движется перегретый пар высоких параметров, требуют значительных тем-

пературы продуктов сгорания и поэтому их размещают в переходных газоходах или как топочные экраны в виде настенных радиационных пароперегревателей. Начальные ступени пароперегревателей и пароперегреватели *5* промежуточного перегрева пара (см. рис. 13), применяемые в котлах высокого и сверхкритического давления, обычно устанавливают в конце переходных или в начале опускных газоходов.

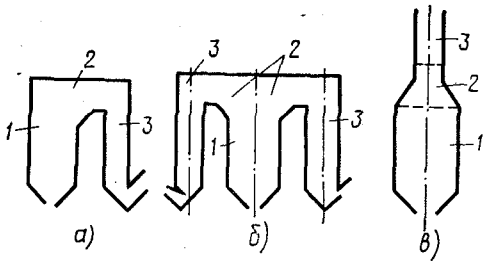


Рис. 14. Схемы компоновки топок и газоходов паровых котлов:

а, б — П и Т-образные, *в* — башенная; *1* — топочная камера, *2, 3* — переходный и конвективный (конвективная шахта) газоходы

Питательная вода, поступающая в подогревательные поверхности — экономайзеры *6*, имеет относительно невысокую температуру, и для ее нагрева используют теплоту, преимущественно передаваемую конвекцией. Обычно экономайзеры размещают в опускных газоходах (или в конце суженного подъемного газохода при башенной компоновке), называемых *конвективными шахтами*. Наиболее низкие начальные температуры имеет холодный воздух, который подают в воздухоподогреватели *7*, обычно являющиеся последними поверхностями нагрева конвективных шахт. (Необходимость нагрева воздуха, его распределения и использования были рассмотрены в § 7.)

Кроме перечисленных элементов паровые котлы имеют установки шлакозолоулавливания и шлакозолоудаления, устройства регулирования температуры перегретого пара и др.

§ 9. Классификация, технологические схемы

Наиболее распространены барабанные котлы с естественной циркуляцией и прямоточные. Рассмотрим технологические схемы этих котлов.

В подогревательных и перегревательных поверхностях процесс нагрева воды и пара заканчивается при однократном прохождении по ним, в то время как процесс парообразования может заканчиваться как при многократном, так и при однократном прохождении пароводяной смеси по испарительным поверхностям. При многократном прохождении количество поступающей в трубы воды должно быть больше количества образующегося пара. Отделение пара от воды происходит в специальных устройствах — барабанах, расположенных на выходном участке обогреваемых труб. При однократном прохождении воды по испарительным поверхностям барабан не нужен. В зависимости от схемы испарительных поверхностей нагрева паровые котлы подразделяют на барабанные и прямоточные (рис. 15, *а — в*).

В барабанных котлах вода из подогревательной поверхности *2*, называемой *экономайзером*, поступает в барабан *4* и далее из него по системе опускных подводящих труб *5* через коллектор *7* в систему подъемных обогреваемых труб *6* (испарительная поверхность нагрева). Получающаяся в подъемных трубах пароводяная смесь снова поступает в барабан. Систему опускных и подъ-

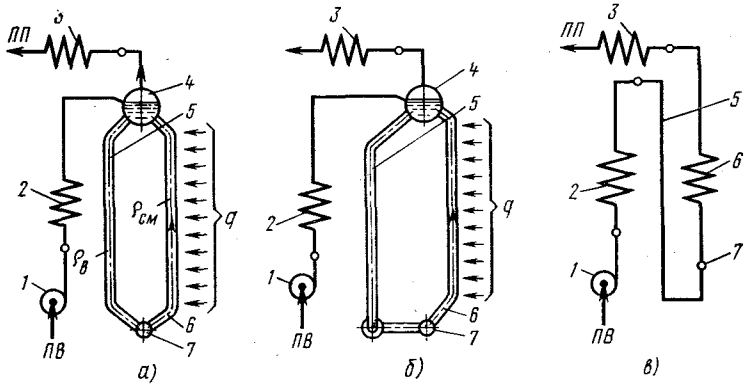


Рис. 15. Схемы паровых котлов:

а, б — барабанных с естественной и принудительной циркуляцией, *в* — прямоточного; *1* — питательный насос, *2* — водяной экономайзер, *3* — пароперегреватель, *4* — барабан, *5* — опускные подводящие трубы, *6* — испарительная поверхность нагрева, *7* — коллектор; *ПВ* — питательная вода, *ПП* — перегретый пар

емных труб с барабаном и коллекторами называют *циркуляционным контуром*. Пар после отделения в барабане от воды поступает в пароперегреватель *3*, а вода — снова в циркуляционный контур. Отношение количества воды, поступающей в опускные трубы, к количеству образующегося пара называют *кратностью циркуляции*.

В опускных трубах барабанных паровых котлов вода близка к закипанию, а в подъемных трубах после нагрева образуется пароводяная смесь, плотность которой меньше плотности воды. Так как подъемные и опускные трубы соединены коллектором и барабаном, под действием разности давлений столбов жидкости в необогреваемых и обогреваемых трубах появляется перепад давления, под действием которого в циркуляционном контуре возникает движение — опускное в необогреваемых трубах и подъемное в обогреваемых (естественная циркуляция). Такие паровые котлы называют *барабанными с естественной циркуляцией*.

Возникающий перепад давления (движущий напор естественной циркуляции) расходуется на преодоление сопротивления движению рабочего тела по трубам. Обычно в котлах с естественной циркуляцией он относительно невелик (не более 0,01 МПа), что не позволяет развивать в контурах циркуляции высокие скорости. При невысоких скоростях пароводяной смеси возможно ее расслоение. Для предупреждения этого в котлах с естественной циркуляцией обогреваемые трубы преимущественно располагают вертикально.

Чтобы увеличить движущий напор циркуляции, иногда в системе опускных труб устанавливают дополнительный насос. Такие паровые котлы называют *барабанными с принудительной циркуляцией.* Так как пароводяная смесь в этих котлах движется с увеличенной скоростью, возможно любое расположение обогреваемых испарительных труб (вплоть до опускного), а также повышение степени парообразования.

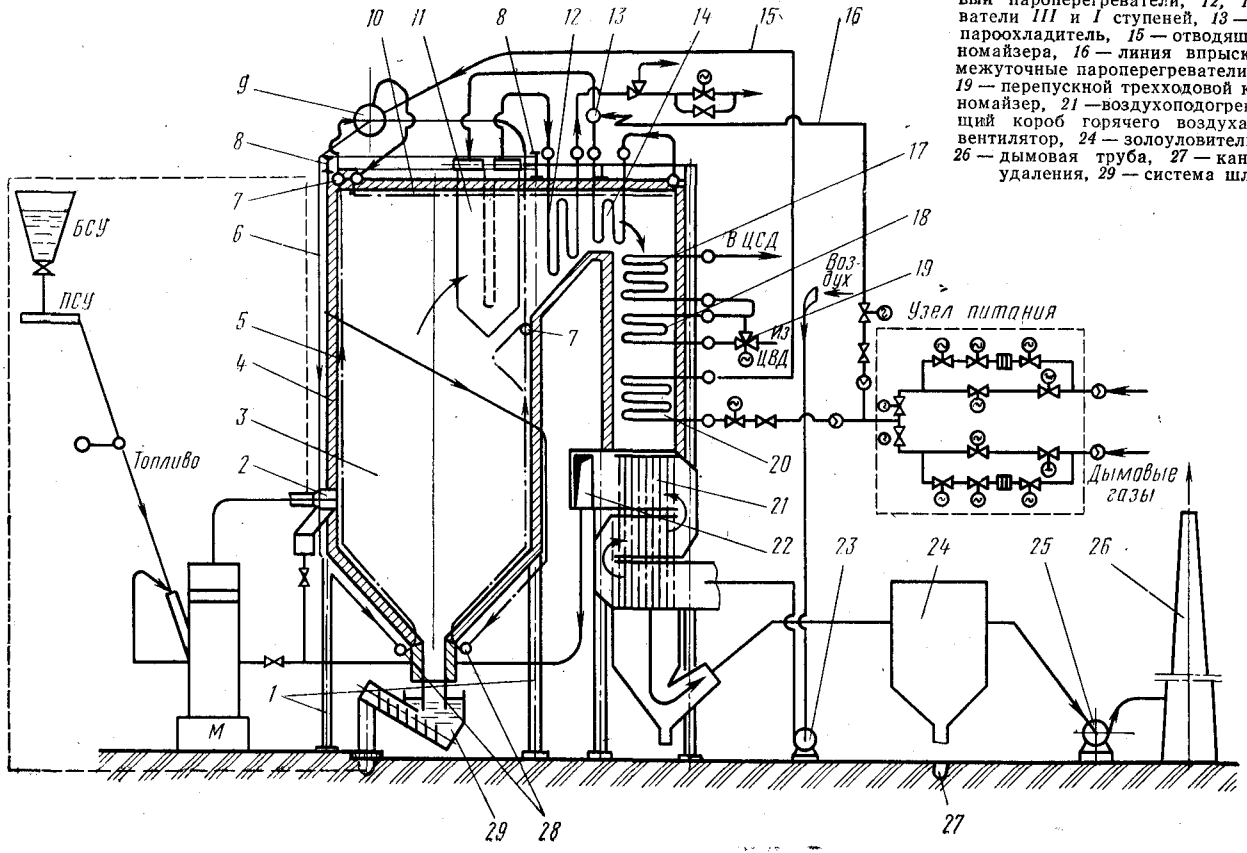
Кроме того, все поверхности нагрева могут быть расположены последовательно, с однократным прохождением через них рабочего тела под действием напора, развиваемого питательным насосом *1.* Такие паровые котлы получили название *прямоточных.* В отличие от барабанных котлов, имеющих строго фиксированные точки фазового перехода (начало и конец испарения) и соответственно фиксированное разделение поверхностей нагрева на подогревательные, испарительные и перегревательные, в прямоточных котлах такой фиксации нет. Начало и конец испарения в этих котлах являются скользящими по длине труб поверхностей нагрева в зависимости от изменения режима их работы. Другим отличием прямоточных котлов от барабанных является то, что в них недопустимо применение экономайзера кипящего типа. Это связано с трудностью равномерной раздачи пароводяной смеси из коллектора по трубам испарительной поверхности.

Технологическая схема барабанного котла с естественной циркуляцией, работающего на твердом топливе, показана на рис. 16. Системы подготовки и транспортировки топлива, устройства его сжигания, подогрева и транспортировки воздуха, а также очистки охлажденных продуктов сгорания, которые рассматриваются ниже, являются типичными для различных типов котлов на твердом топливе при прямом вдувании пыли. Находящийся в бункерах *БСУ* сырой уголь питателем *ПСУ* подается в мельницы *М,* куда одновременно поступает горячий воздух для его сушки. Размолотое топливо вместе с воздухом через горелки *2* вводится в топку *3* для сжигания. Продукты сгорания после передачи части теплоты топочным экранам поступают из топки в полурадиационные и конвективные поверхности нагрева *12, 14, 17, 18, 20* и *21.* Котлы с естественной циркуляцией обязательно имеют барабан *9,* являющийся элементом циркуляционного контура.

Поверхности нагрева по ходу рабочего тела имеют следующее расположение. Питательная вода из подогревателей высокого давления по двум магистралям, пройдя узел питания, поступает в экономайзер *20* и далее по отводящим трубам *15* — в барабан *9.* Из барабана по опускным трубам *6* вода подается в нижние коллекторы *28,* откуда раздается по подъемным трубам топочных экранов. Собираясь в верхних коллекторах *7,* пароводяная смесь снова поступает по отводящим трубам в барабан, где происходит отделение пара от воды. Пар подается в потолочный пароперегреватель *10* радиационного типа и далее последовательно проходит пароперегреватель I ступени *14,* ширмовый (полурадиационный) пароперегреватель II ступени *11* и после пароперегревателя III ступени

Рис. 16. Технологическая схема барабанного парового котла с естественной циркуляцией:

1 — колонны, *2* — горелки, *3* — топка, *4* — обмуровка, *5* — топочные экраны, *6* — опускные трубы, *7*, *28* — верхние и нижние коллекторы, *8* — балки, *9* — барабан, *10*, *11* — потолочный и ширмовый пароперегреватели, *12*, *14* — пароперегреватели *III* и *I* ступеней, *13* — впрыскивающий пароохладитель, *15* — отводящие трубы экономайзера, *16* — линия впрыска, *17*, *18* — промежуточные пароперегреватели *II* и *I* ступеней, *19* — перепускной трехходовой клапан, *20* — экономайзер, *21* —воздухоподогреватель, *22* — общий короб горячего воздуха, *23* — дутьевой вентилятор, *24* — золоуловитель, *25* — дымосос, *26* — дымовая труба, *27* — каналы гидрозолоудаления, *29* — система шлакоудаления



12 направляется к турбине. Пароперегреватели I и III ступеней конвективные. Для регулирования температуры перегретого пара служат регуляторы перегрева (впрыскивающий пароохладитель *13* с линией подвода воды для впрыска *16*).

Промежуточные пароперегреватели *17* и *18* устанавливают по ходу газов за перегревателями пара *12* и *14*. Регулируют промежуточный перегрев изменением расхода пара через I ступень с помощью, например, трехходового клапана *19* или топочного режима, рециркуляцией дымовых газов, паропаровыми теплообменниками и др. (см. § 13). Для снижения потерь теплоты с уходящими газами и повышения устойчивости процесса горения после экономайзера по ходу газов располагают воздухоподогреватель *21*, для которого забор воздуха из атмосферы или котельного цеха осуществляется дутьевыми вентиляторами. Улавливаемый в топке шлак в твердом или жидком состоянии поступает в систему шлакоудаления *29* и далее по каналам гидрозолоудаления *27* транспортируется на золоотвалы станции. С целью снижения потерь в окружающую среду и понижения температуры наружной поверхности котла топочная камера и газоходы имеют обмуровку *4*. Массовая нагрузка котла через балки *8* и колонны *1* передается на фундамент.

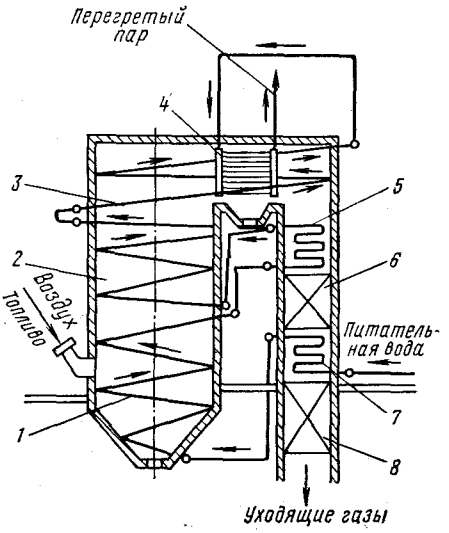


Рис. 17. Схема прямоточного парового котла:

1, 2, 3 — нижняя, средняя и верхняя радиационные части, *4* — конвективный пароперегреватель, *5* — переходная зона, *6, 8* — воздухоподогреватели II и I ступеней, *7* — экономайзер

Схема прямоточного парового котла показана на рис. 17. Прямоточные котлы получили преимущественное распространение, так как в крупных блочных установках, работающих большей частью при сверхкритических давлениях, они являются единственно возможными. Как уже отмечалось, прямоточные котлы характеризуются однократным движением рабочего тела по всем поверхностям нагрева (в том числе и испарительным) под действием напора, создаваемого питательными насосами. Особенность их конструкции состоит в системе равномерного распределения пароводяной смеси по параллельно установленным змеевикам.

Испарительные поверхности размещаются в нижней части топки, называемой *нижней радиационной частью* (НРЧ). При докритическом давлении в НРЧ необходимо подавать недогретую до кипения воду. Поэтому в прямоточных паровых котлах невозможно

применение экономайзеров кипящего типа и промежуточных коллекторов в испарительной поверхности нагрева. Чтобы снизить опасность пережога труб испарительной части, в некоторых котлах зону с максимальной интенсивностью выпадения на стенки труб растворенных в воде солей выносят в область умеренных температур — в конвективную шахту (рис. 17). Эта поверхность нагрева, называемая *переходной зоной* (ПЗ), по конструкции подобна конвективным поверхностям с горизонтальными змеевиками. Для полного оседания солей на выходе из переходной зоны получают перегретый пар. Осевшие соли периодически выводят из этой зоны промывками.

Топочные экраны представляют собой испарительные НРЧ и перегревательные поверхности нагрева — среднюю (СРЧ) и верхнюю (ВРЧ) радиационные части. Трубы НРЧ, СРЧ и ВРЧ могут иметь вертикальную или горизонтальную навивку. Отсутствие барабанов снижает общую металлоемкость таких котлов в 1,4—1,8 раза по сравнению с барабанными котлами аналогичной производительности. Уменьшение металлоемкости и поверхностей нагрева ведет также к уменьшению аккумулирования теплоты в элементах парового котла, повышает его маневренные свойства, обеспечивает более быструю растопку и останов. Однако вследствие малой аккумулирующей способности повышается чувствительность котла к изменению режимов по всем показателям, в том числе и по температуре перегрева пара в достаточно широких пределах. При изменении режимов температура перегретого пара может быть стабильной за счет поддержания постоянного соотношения между расходами топлива и рабочей среды. Увеличение тепловосприятия радиационных поверхностей нагрева при снижении расхода топлива и пропорциональном уменьшении расхода воды компенсируется соответствующим снижением конвективного тепловосприятия.

На конструкцию паровых котлов существенное влияние оказывают параметры рабочего тела, вид сжигаемого топлива, характеристики газовоздушного и шлакозолоудалительного трактов. В энергетических блоках применяют котлы в основном высокого ($p \geqslant 9{,}8$ МПа) и сверхкритического ($p = 25$ МПа) давления.

При росте давления изменяется соотношение между нагревательными, испарительными и перегревательными поверхностями нагрева. Так, увеличение давления с 4 до 14 МПа (рис. 18) приводит к уменьшению количества теплоты (тепловосприятия) на испарение с 64 до 44% при соответствующем увеличении количества теплоты, расходуемой на подогрев воды с 16 до 25% и перегрев пара с 20 до 31%. В связи с этим в паровых котлах высокого давления вместо испарительных поверхностей применяют перегревательные и экономайзерные поверхности нагрева. С ростом давления плотности воды и пара постепенно сближаются, а следовательно, уменьшается движущий напор естественной циркуляции. При давлении, большем или равном критическому (22 МПа), паровые котлы с естественной циркуляцией работать не могут и в этих случаях применяют только прямоточные. Для повышения кпд электро-

станций с ростом давления повышают температуру перегретого пара и питательной воды, а также вводят промежуточный перегрев пара. Основные характеристики паровых котлов энергоблоков ($p \geqslant 9{,}8$ МПа) приведены в табл. 2 (ГОСТ 3619—82).

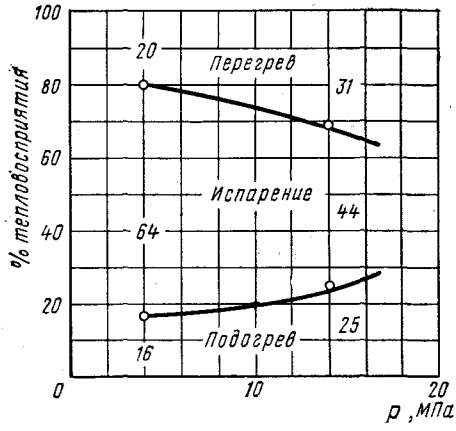


Рис. 18. Зависимость распределения количества теплоты, воспринимаемой поверхностями нагрева, от давления

Мощность котельной установки характеризуется *паропроизводительностью Д* (кг/с или т/ч), т. е. количеством пара, вырабатываемого в единицу времени. По виду сжигаемого топлива различают котлы для газообразного, жидкого и твердого топлива; а по принципу улавливания золы в топочной камере котлы для твердого топлива бывают с жидким и твердым шлакоудалением.

Наиболее характерные особенности и основные параметры отражают в обозначении котла. Так, в обозначении указывают тип котла, паропроизводительность и давление, вид сжигаемого топлива и тип системы шлакоудаления при сжигании твердого топлива, а также возможность работы котла под наддувом. Тип котла и вид топлива указывают буквы: Е — с естественной циркуляцией, $П_р$ — с принудительной циркуляцией, П — прямоточный, $П_п$ — прямоточный с промежуточным перегревом, $Е_п$ — с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом, $К_п$ — с комбинированной циркуляцией и промежуточным перегревом пара, Г — газ, М — мазут. При сжига-

Таблица 2. **Основные характеристики паровых котлов**

Тип котла	Абсолютное давление перегретого пара, МПа (кгс/см²)	Температура, °С			Паропроизводительность, т/ч
		пара	промежуточного перегрева пара	питательной воды	
Е	9,8 (100) 13,8 (140)	540 560	— —	215 230	160; 220 210; 320; 420; 500; 820
$Е_м$	13,8 (140)	545	545	230	500; 640; 660; 1650
$П_п$	13,8 (140)	515	515	240	1800
$К_п$	25 (255)	545	542	270	1000; 1650; 2650; 3950

нии твердого топлива указываются его вид и тип топки: К — каменный уголь, Б — бурый, Д — другие виды топлива, Т — топка с твердым шлакоудалением, Ж — с жидким, В — вихревая. Например прямоточный котел паропроизводительностью 2650 т/ч с абсолютным давлением пара 25 МПа и температурой 545°С, с промежуточным перегревом до 542°С, на буром угле с твердым шлакоудалением обозначается $П_п$-2650-25-545/542-БТ.

§ 10. Топочные устройства и радиационные поверхности нагрева

Топочные устройства. Различают топочные устройства (топки) для сжигания газообразного, жидкого и твердого топлива (рис. 19, *а — в*). Топка представляет собой камеру *1* прямоугольного или квадратного сечения, имеющую в верхней части газовое окно *5* для

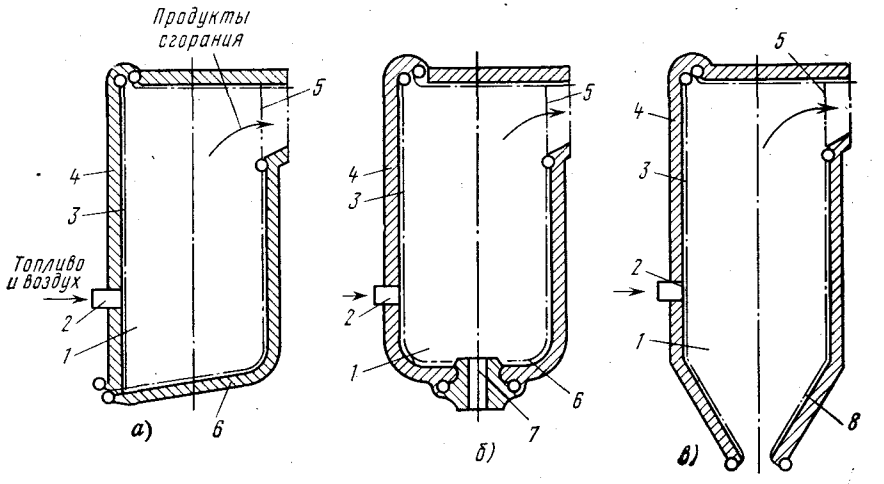


Рис. 19. Схемы топочных камер:

а — для газа и мазута, *б, в* — для твердого топлива с жидким и твердым шлакоудалением; *1* — топочная камера, *2* — горелки, *3* — топочные экраны, *4* — обмуровка, *5* — газовое окно, *6* — под, *7* — шлаковая летка, *8* — скаты холодной воронки

выхода продуктов сгорания, а в нижней — под *6*. В зависимости от вида сжигаемого топлива под может быть горизонтальным или слабонаклонным (например, при сжигании газообразного и жидкого топлива, твердого топлива с жидким шлакоудалением) или иметь крутонаклонные скаты, образующие так называемую холодную воронку *8* (при сжигании твердого топлива с твердым шлакоудалением).

Топливовоздушная смесь и добавочный (вторичный) воздух, необходимый для сжигания топлива, подаются в топку через горелочные устройства *2*. Чаще всего используют вихревые или прямо-

точные горелки. В вихревых горелках (рис. 20, *а—в*) потоки топливовоздушной смеси (ТВС), вторичного воздуха (ВВ) или оба потока закручиваются в специальных улиточных подводах *1* (рис. 20, *а, в*) или в направляющих лопаточных аппаратах *4* и *5* (рис. 20, *б*).

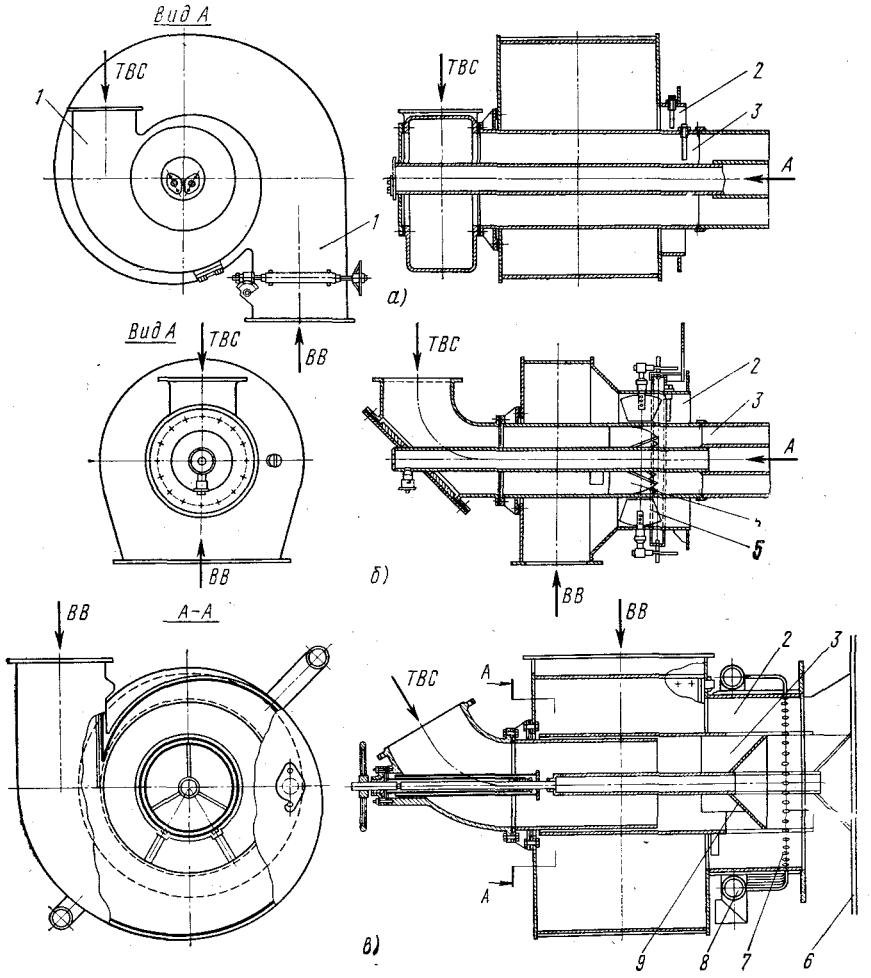


Рис. 20. Вихревые горелки:

а — двухулиточная, *б* — двухлопаточная, *в* — аксиальноулиточная; *1* — улитка, *2* — каналы вторичного воздуха, *3* — каналы топливовоздушной смеси, *4, 5* — неподвижные и поворотные лопатки, *6* — трубы топочных экранов, *7* — отверстие для газа, *8* — газовый коллектор, *9* — конический рассекатель

В зависимости от наличия и способа закрутки потоков вихревые горелки называют двухулиточными, улиточно-лопаточными, двухлопаточными, аксиально-улиточными, аксиально-лопаточными. При этом первым указывается способ ввода пылевоздушной смеси. Например, в аксиально-улиточной горелке (рис. 20, *в*) пылевоздушная

смесь подается без закрутки вдоль оси горелки — аксиально, а вторичный воздух закручивается в устройстве улиточного типа. Прямоточные горелки (рис. 21) характеризуются тем, что оба потока подаются в топку без закрутки, аксиально.

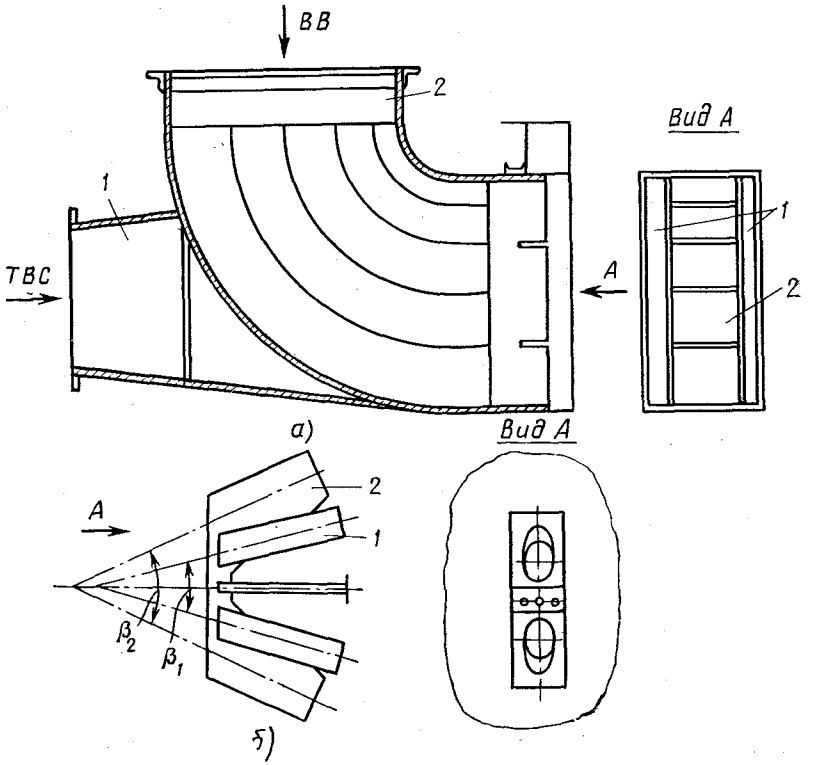


Рис. 21. Прямоточная горелка:
1 — каналы топливовоздушной смеси, *2* — каналы вторичного воздуха

Зажигание топливовоздушной смеси производится высокотемпературным источником теплоты, находящимся, в топке, — топочными газами. При растопке холодного котла, работающего на твердом топливе, первоначально сжигают топливо с высокой устойчивостью воспламенения — газ или мазут. По мере прогрева топки постепенно переходят на сжигание твердого топлива. При установившемся процессе горения топливовоздушная смесь при истечении в топку воспламеняется от горячих топочных газов, которые увлекаются в пылевоздушную струю, прогревают ее и зажигают. Поэтому целесообразно выполнять горелки таким образом, чтобы топочные газы непосредственно контактировали с пылевоздушным потоком, а не с вторичным воздухом. В прямоточных горелках это

достигается внешней подачей пылевоздушной смеси, а в вихревых, в которых происходит внутреннее раскрытие струи под действием вращения и газы эжектируются в приосевую зону, — подачей пылевоздушного потока в эту зону (см. рис. 20, *а—в*). Увеличивают степень раскрытия струи установкой конического рассекателя *9* по оси горелки (см. рис. 20, *в*).

При сжигании газообразного топлива в качестве резервного применяют мазут или для мазута — газ. Газ и мазут — быстро воспламеняющиеся топлива, поэтому в большинстве горелок их смешивают с воздухом непосредственно перед входом в топку. Газ обычно подводят в прямоточную или вихревую горелку через ряд отверстий из коллектора, установленного у внешней стенки горелки, или по специальным трубкам *2*, расположенным по ее оси (рис. 22). Возможна комбинация наружной и внутренней подачи газа.

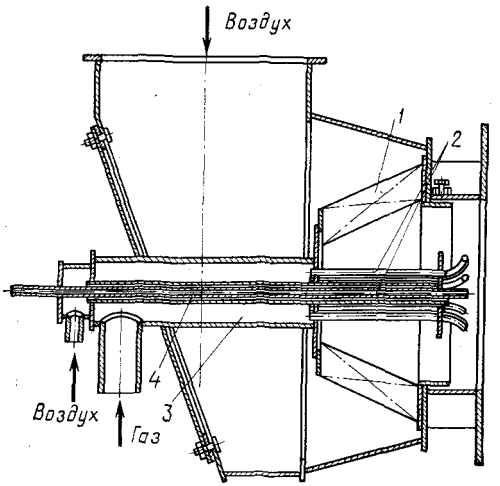


Рис. 22. Газомазутная горелка:

1 — лопатки для закрутки воздуха, 2 — газовые трубки, 3 — газовый коллектор, 4 — труба мазутной форсунки

Мазут сжигают в распыленном состоянии с помощью паровых и механических мазутных форсунок. В паровых форсунках (рис. 23, *а*) мазут распыляют, вводя в быстро движущийся поток пара. В механических форсунках (рис. 23, *б*) мазут подается с высокой скоростью и под действием трения с окружающей средой происходит его дробление, поэтому требуется высокое давление (до 3,5—4 МПа). Все большее распространение получают паромеханические форсунки, имеющие расширенный диапазон регулирования. При больших расходах топлива используют механическое распыление, а при малых переходят на паровое.

Радиационные поверхности нагрева. В топочных камерах получают наиболее высокие температуры и соответственно максимальные лучистые тепловые потоки. В паровых котлах топочная камера является не только устройством для сжигания топлива, но и эффективной поверхностью нагрева радиационного типа. Стены топочной камеры, под и наклонные скаты плотно покрыты топочными экранами (рис. 24, *а, б*). В мощных паровых котлах применяют газоплотные цельносварные трубные панели, что уменьшает массу поверхности нагрева и позволяет работать под наддувом, снижать присосы, уменьшать толщину обмуровки (из-за снижения излуче-

ния на нее). Это дает также возможность облегчить несущие конструкции (каркас и фундамент).

Экраны имеют неподвижные и подвижные крепления. Неподвижное крепление вертикальных экранов выполняют подвеской верхних коллекторов или с помощью консольных скоб в верхней части трубы (рис. 25, *а*). Подвижное крепление (рис. 25, *б*) позволяет

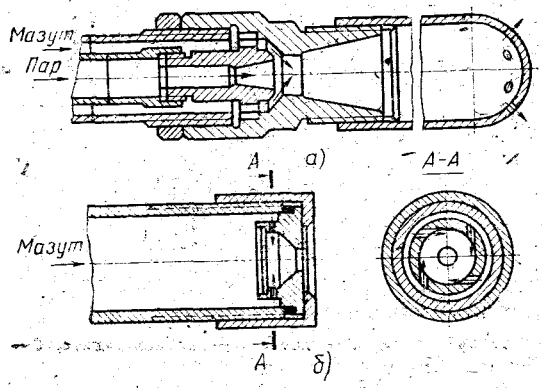


Рис. 23. Мазутные форсунки:
а — паровая, *б* — механическая

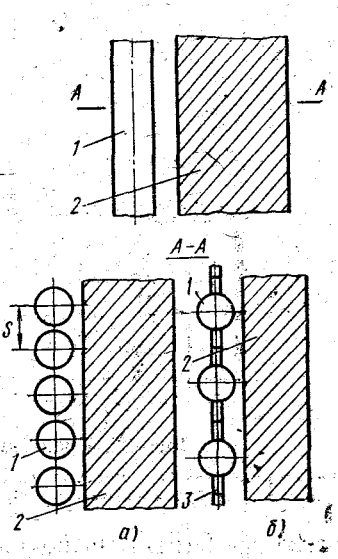


Рис. 24. Топочные экраны:
а — с гладкими трубами, *б* — с газоплотными цельносварными панелями; *1* — экранная труба, *2* — обмуровка, *3* — плавники

экранной трубе *1* со скобой *2* свободно перемещаться в вертикальном направлении относительно неподвижной тяги *7*, исключая поперечное перемещение в топку.

При горизонтальной навивке трубы экранов (10—15 шт.) объединены в ленты. В зависимости от степени расширения экранов при работе котла неподвижные крепления (рис. 26, *а*) могут устанавливаться на всех четырех стенах или только на одной стене, а соответственно в углах или на свободных стенах ставятся скользящие опоры. В подвижных креплениях (рис. 26, *б*) каждая труба *1* ленты опирается на нижележащую трубу (через приваренную к ней дистанционную проставку *3*) и свободно скользит по ней. К нижней трубе ленты приварен опорный башмак (швеллер) *4*, свободно опирающийся на кронштейн *5*. Такая конструкция подвижного крепления обеспечивает как перемещение всей ленты, так и относительное движение отдельных труб в ней. В неподвижных опорах трубы через гребенку приварены к кронштейнам *5*.

Широкое распространение получили топки с подвесными экранами (рис. 27), в которых к балкам каркаса *1* подвешиваются верх-

ние коллекторы *3*, а вся система труб *4* свободно расширяется вниз. Расположение подвешенных труб в одной плоскости обеспечивается специальными поясами жесткости *6*. Обмуровка *5* топки выполняется подвесной к трубам. Во вновь создаваемых мощных котлах

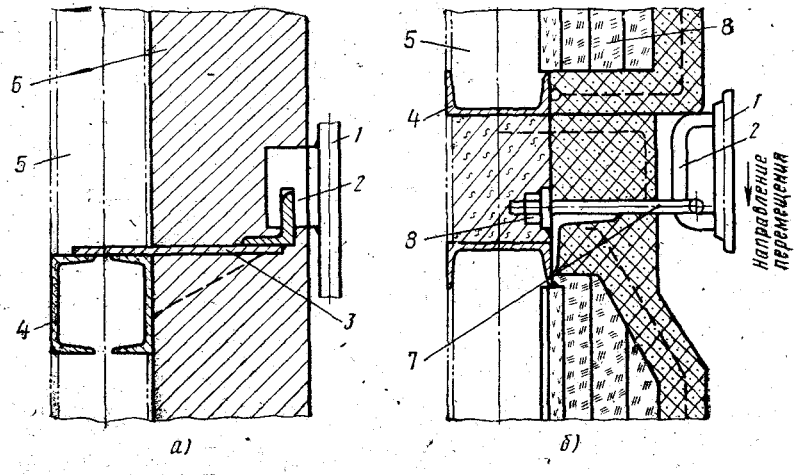


Рис. 25. Крепление вертикальных топочных экранов:

а — неподвижное, *б* — подвижное; *1* — экранная труба, *2* — скоба, *3* — опорная плита, *4* — балки каркаса, *5* — колонна, *6* — обмуровка, *7* — тяга, *8* — гайка

топочные экраны выполняют в виде сварных панелей из мембранных труб (см. рис. 24, *б*), образующих жесткие рамные системы, которые подвешивают к балкам каркаса котла или здания.

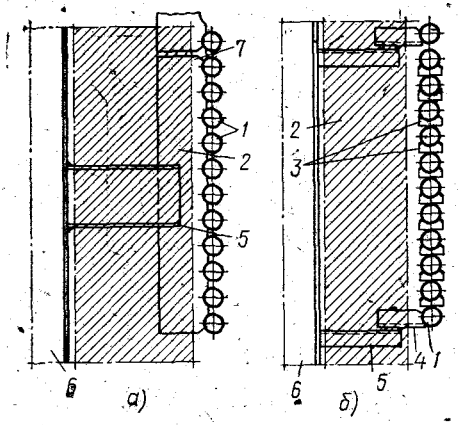


Рис. 26. Крепление горизонтальных экранов:

а — неподвижное, *б* — подвижное; *1* — трубы ленты, *2* — обмуровка, *3* — дистанционная проставка, *4* — опорный башмак, *5* — кронштейн, *6* — колонна, *7* — гребенка

К радиационным поверхностям нагрева, размещаемым в топочной камере, относятся также потолочные пароперегреватели, в которых трубы подвешиваются с помощью тяг к расположенным выше балкам каркаса, а обмуровка свободно лежит на трубах (см. рис. 16).

Топки классифицируют и по другим признакам, например по способу компоновки горелок (рис. 28), — на однофронтальные, встречные, угловые, вихревые, а также по конфигурации и числу камер — на однокамерные открытые, однокамерные полуоткрытые, многокамерные, с предтопками и т. п.

Для сжигания твердых топлив низкой реакционной способности (например, топлива АШ, Т и др.) и шлакующихся топлив пониженной температуры плавления (например, бурых углей Канско-Ачин-

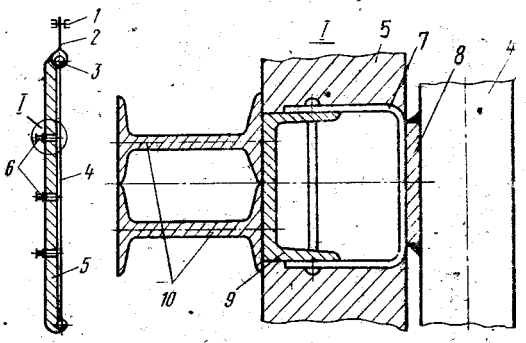


Рис. 27. Подвесной экран:

1 — балка каркаса, *2* — подвеска, *3* — коллектор, *4* — трубы экрана, *5* — обмуровка, *6* — пояс жесткости, *7* — скоба, *8* — планка, *9* — швеллер, *10* — балки жесткости

ского бассейна) используют котлы с жидким шлакоудалением. Жидкое шлакоудаление осуществляется повышением температурного уровня процесса горения, что достигается либо увеличением температуры подогрева воздуха и топлива, либо уменьшением теп-

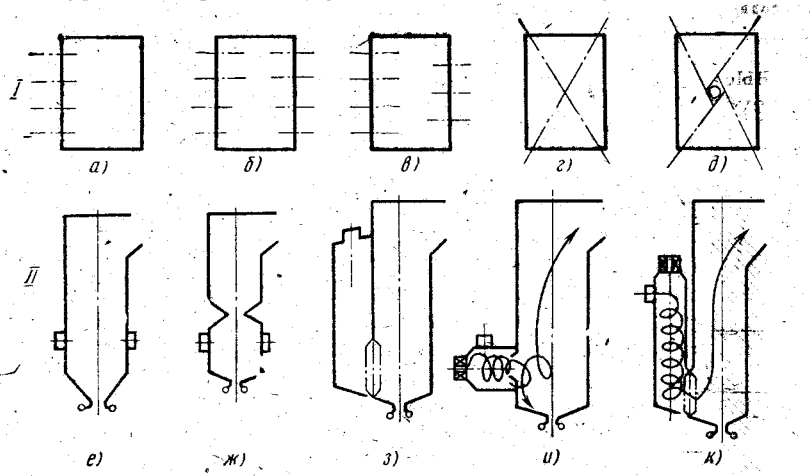


Рис. 28. Компоновка горелок в топочных камерах по конфигурации (*I*) и числу камер (*II*):

а — однофронтальная, *б*, *в* — двухфронтальные встречная и встречносмещенная, *г* — угловая встречная, *д* — тангенциальная, *е* — открытая, *ж* — полуоткрытая, *з* — двухкамерная, *и*, *к* — с горизонтальными и вертикальными циклонами

лоотвода излучением на топочные экраны. Для уменьшения теплоотвода (рис. 29) трубы *4* стен топочной камеры в районе горелок покрывают слоем обмазки *1*, удерживаемой на шипах *2*, или закрывают профилированными кирпичами *5*. Теплоотвод из зоны горения, стены которой утеплены таким способом, можно дополнительно

уменьшить установкой над ней пережимов (см. рис. 28, *ж*), что снижает излучение на вышележащие экраны, а также выделением зоны горения в самостоятельную камеру (см. рис. 28, *з*) или устройством специальных предтопков (см. рис. 28, *и, к*).

Основные характеристики топочных камер. Надежность топок определяется в первую очередь степенью шлакования, устойчивостью горения, сепарацией топлива, а экономичность зависит от

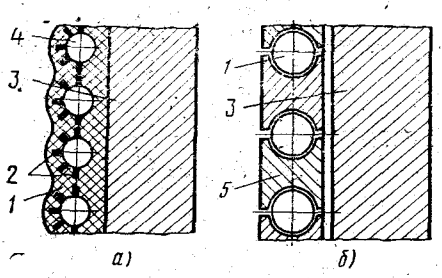


Рис. 29. Утепление экранов в топках с жидким шлакоудалением:

а — огнеупорной обмазкой, *б* — кирпичом; *1* — обмазка, *2* — шипы, *3* — обмуровка, *4* — труба экрана, *5* — профилированный кирпич

потерь теплоты с недожогом. Надежность и экономичность топок зависят от ряда теплотехнических характеристик, основными из которых являются:

тепловая мощность, или количество (МВт) выделяющейся в единицу времени теплоты; $Q_{тг}=B_{тг}Q_н^р$ (где $B_{тг}$ — расход топлива в паровом котле, кг/с, $Q_н^р$ — теплова сгорания топлива, МДж/кг);

тепловое напряжение объема (МВт/м³), или тепловая мощность в единице объема $V_т$ топки; $q_V=Q_{тг}/V_т$;

тепловое напряжение сечения (МВт/м²) топочной камеры: $q_F=Q_{тг}/F$ (где $F=a\times b$ — площадь сечения топки, м², a — ее ширина и b — глубина, м);

тепловое напряжение сечения яруса горелок: $q_{Fя}=q_F/n_я$ (где $n_я$ — число ярусов горелок).

Увеличение тепловых показателей способствует уменьшению габаритов топочных камер и материальных затрат на их производство. При этом топочная камера находится в более тяжелых условиях работы, так как рост теплонапряженности обеспечивается интенсификацией горения и повышением температур. В двухкамерных или многокамерных топках, где функции горения топлива и охлаждения продуктов сгорания частично разделены, возможны более высокие тепловые показатели камер горения и топок в целом.

§ 11. Полурадиационные и конвективные поверхности нагрева

Покидающие топочную камеру газы имеют достаточно высокую температуру — до 1100—1150°С (для пылеугольных топок) и до 1200—1300°С (для газомазутных). При таких температурах излучением передается до 40—50% общего тепловосприятия. Поэтому первые поверхности нагрева, расположенные за топочной камерой,

получили название *полурадиационных*. В качестве таких поверхностей могут применяться испарительные поверхности нагрева — фестоны или котельные пучки (при среднем давлении) либо перегревательные поверхности — ширмы (при высоком и сверхвысоком). В конвективных поверхностях рабочее тело нагревают от

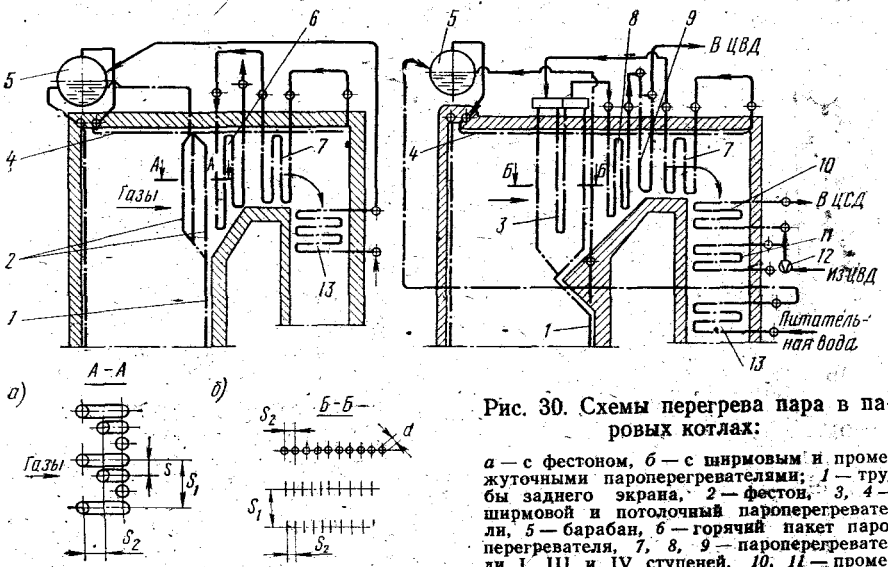


Рис. 30. Схемы перегрева пара в паровых котлах:

а — с фестоном, *б* — с ширмовым и промежуточными пароперегревателями; *1* — трубы заднего экрана, *2* — фестон, *3, 4* — ширмовой и потолочный пароперегреватели, *5* — барабан, *6* — горячий пакет пароперегревателя, *7, 8, 9* — пароперегреватели I, III и IV ступеней, *10, 11* — промежуточные пароперегреватели II и I ступеней, *12* — трехходовой клапан, *13* — экономайзер

самых низких входных температур (водяные экономайзеры) до высоких температур пара (перегреватели). Последними по ходу газов устанавливают воздушные подогреватели или специальные калориферы.

Фестон — испарительная поверхность нагрева, образованная трубами заднего экрана, разведенными в шахматном порядке в три-четыре ряда (рис. 30, *а*). Для уменьшения шлакования и забивания золой трубы фестона расположены на значительном расстоянии друг от друга как в продольном ($S_2 = 200 \div 300$ мм), так и в поперечном направлениях ($S_1 = n_р S$, где $n_р$ — число рядов в фестоне — на рис. 30, а $n_р = 3$; S — расстояние между экранными трубами топки).

Ширма (рис. 31) представляет собой систему тесно ($S_2 = 1{,}05 \div 1{,}08d$) размещенных в одной плоскости труб диаметром d, объединенных расположенными в этой плоскости (или параллельно ей) входными и выходными коллекторами *1*. Для уменьшения загрязнения ширмы расположены на расстоянии $S_1 = 450 \div 1000$ мм одна от другой. Для увеличения поперечной жесткости ширм попарно объединяют хомутами *2* связующие трубы *3* соседних ширм. Трубы ширм удерживаются в своей плоскости с помощью дистанционных планок и обвязочных труб *4*, охватывающих их с обеих

сторон. Наряду с гладкотрубными находят применение плавниковые и мембранные ширмы, конструкция которых отличается большей жесткостью и меньшей массой, так как не имеет обвязочных труб.

Пароперегреватели располагаются за полурадиационными поверхностями в переходном горизонтальном газоходе и в верхней части опускной конвективной шахты. Пароперегреватели находятся в зоне относительно высокой температуры (600—1050°С), при которой возможно шлакование. Поэтому их трубы имеют коридорное расположение, причем первые по ходу газов змеевики устанавливают с увеличенным шагом. В горизонтальном газоходе пароперегреватели преимущественно имеют вертикальное расположение трубных змеевиков, а в конвективной шахте — горизонтальное. При вертикальном расположении трубы *2* пароперегревателя подвешивают гибами к потолочным трубам *1* с помощью скоб *3* или опорных сухарей *6* (рис. 32, *а*). Шаг между трубами выдерживается по дистанционным гребенкам *4* и накладкам *5* из жаростойких материалов.

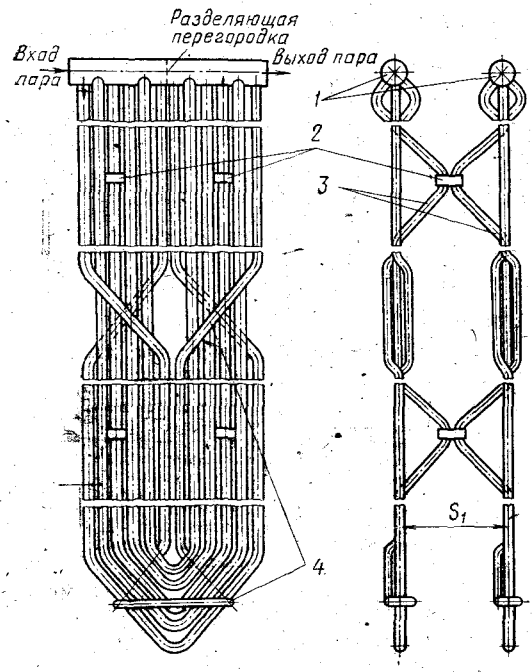


Рис. 31. Ширма:

1 — коллекторы, *2* — хомуты, *3*, *4* — связующие и обвязочные трубы

Вертикальное расположение пароперегревателей в переходном горизонтальном газоходе обеспечивает удобство подвески и монтажа, упрощает конструкцию и снижает загрязнение и шлакование. Однако, как и в вертикальных ширмах, в этих пароперегревателях змеевики не имеют дренажа, что увеличивает возможность коррозии при остановах. Поэтому на ряде паровых котлов применяют горизонтальные пароперегреватели.

Горизонтальные пароперегреватели (рис. 33) опускной конвективной шахты выполняются в виде трубных змеевиков *3*, которые с помощью профилированных или прямых опорных стоек *1* с приваренными к ним опорными скобами *2* опираются на установленные в газоходах балки *4* или подвешиваются к ним. В зависимости от температуры газов опорные балки имеют изоляцию и могут

дополнительно охлаждаться воздухом или водой. Иногда в качестве опорных балок используют коллекторы 5 рабочего тела.

Наряду с опорными конструкциями горизонтальных конвективных поверхностей нагрева применяют подвесные на охлаждаемых трубах. Подвесными конструкциями могут служить трубы потолочного пароперегревателя или нижележащих поверхностей — вторичного пароперегревателя и экономайзера.

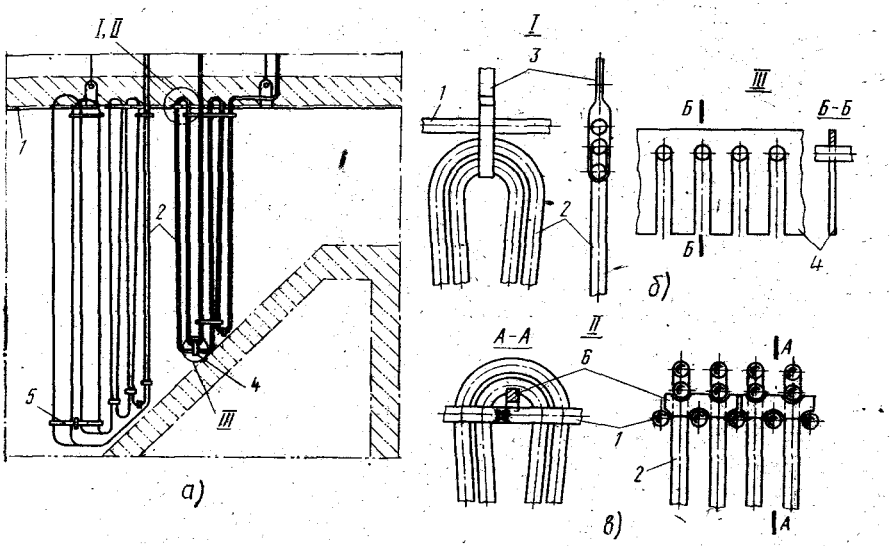


Рис. 32. Вертикальный пароперегреватель (*а*) и подвеска его труб скобами (*б*) и на опорных сухарях (*в*):

1 — потолочные трубы, *2* — трубы пароперегревателя, *3* — скобы, *4* — дистанционные гребенки, *5* — накладки, *6* — опорные сухари

Пароперегреватели работают в самых тяжелых условиях, так как температура рабочего тела в них наибольшая и они расположены в зоне высокой температуры газов. Поэтому значительные отклонения температуры пара недопустимы. Температура газов по ширине газоходов обычно неравномерна. Для уменьшения перегрева в отдельных змеевиках усложняют схемы пароперегревателей, например применяют три-четыре ступени со смешивающими коллекторами в каждой (см. рис. 30, *б*) или перебросы пара, обеспечивают его перемещивание и выравнивание температуры на входе в следующую ступень. Установкой промежуточных коллекторов одновременно решаются задачи увеличения сечения труб при переходе к более нагретой части и регулирования температуры перегрева (использование коллекторов в качестве регуляторов).

Последующие конвективные поверхности нагрева — промежуточные пароперегреватели и экономайзеры — выполняются змеевикового типа с горизонтальным расположением труб, аналогично описанному выше пароперегревателю (см. рис. 33). Змеевики бы-

вают гладкотрубными, из труб с плавниками (рис. 34, *а*) или мембранного типа (рис. 34, *б*).

Экономайзеры могут быть кипящего и некипящего типов. Кипящие экономайзеры с предельным паросодержанием 20—25%

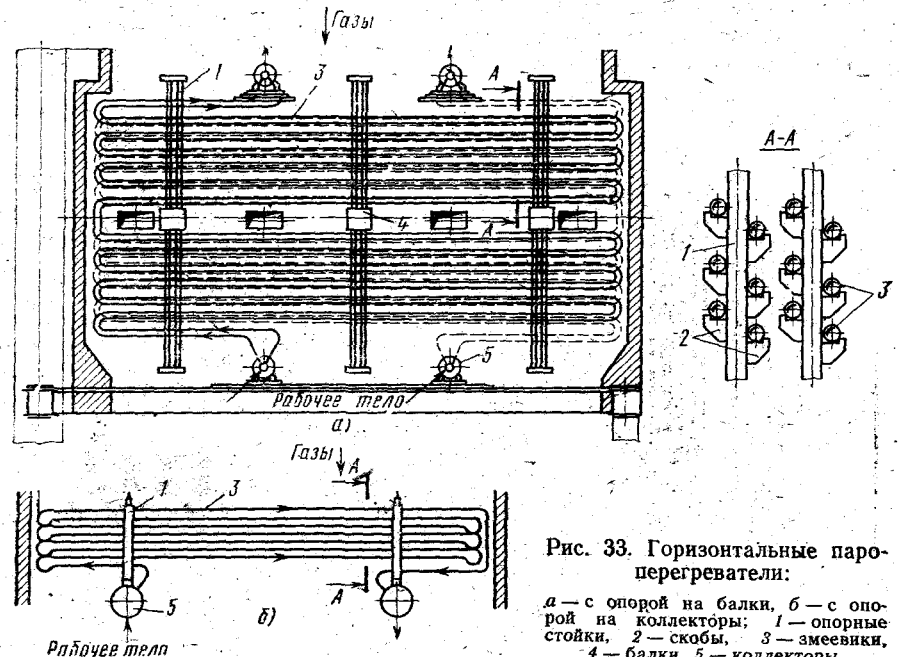


Рис. 33. Горизонтальные пароперегреватели:

а — с опорой на балки, *б* — с опорой на коллекторы; *1* — опорные стойки, *2* — скобы, *3* — змеевики, *4* — балки, *5* — коллекторы

применяют в барабанных паровых котлах. Во избежание расслоения пароводяной смеси и исключения кислородной коррозии поверхностей массовая скорость воды в кипящих экономайзерах должна быть не ниже 1000—1200 кг/(м²·с) и 500—600 кг/(м²·с) — в некипящих. В газоплотных котлах большой производительности входные коллекторы экономайзеров располагаются в газоходах и служат опорой для змеевиков (см. рис. 33, *б*).

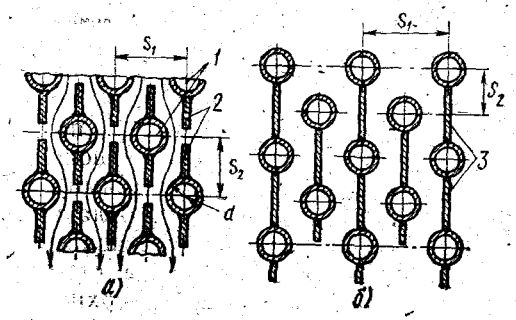


Рис. 34. Змеевики конвективных поверхностей нагрева: из труб (*а*) и мембранные (*б*)

1 — трубы, *2* — плавники, *3* — мембраны

Рекуперативный трубчатый воздухоподогреватель (рис. 35) состоит из системы вертикально расположенных тонкостенных труб *1* (толщиной 1,2—1,5 мм), вставляемых с обоих концов в отвер-

стия трубных досок *2* и *6* и привариваемых к ним. Через нижнюю трубную доску *6* толщиной 20—25 мм, служащую опорой, воздухоподогреватель опирается на балки *8* каркаса. По трубам пропускаются продукты сгорания, а в межтрубном пространстве в поперечном направлении движется воздух, который может совершать

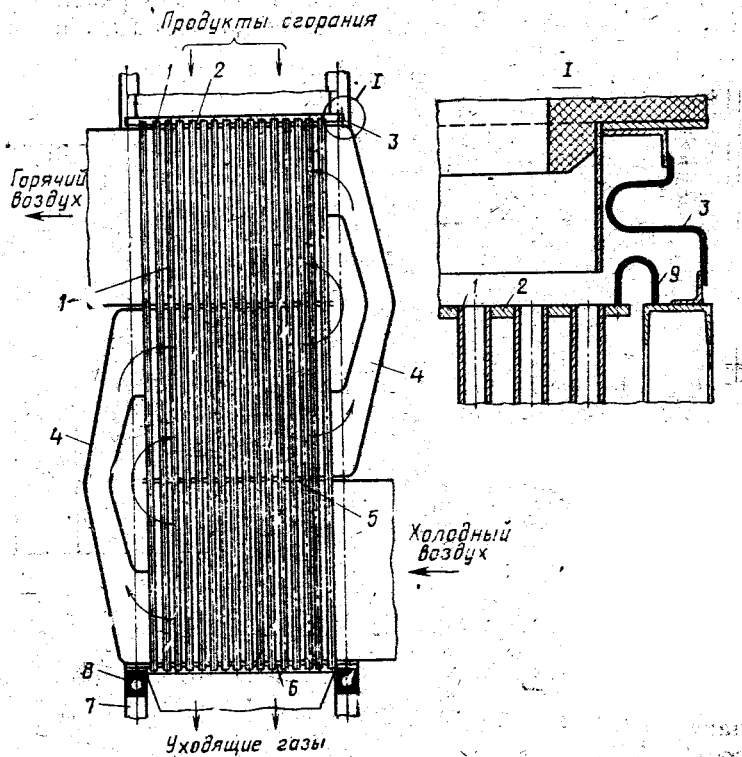


Рис. 35. Рекуперативный трубчатый воздухоподогреватель:

1 — трубы, *2, 5, 6* — верхняя, промежуточные и нижняя трубные доски, *3, 9* — компенсаторы, *4* — перепускной короб, *7* — колонны, *8* — балки каркаса

несколько перекрестных ходов, для чего устанавливаются промежуточные трубные доски *5*. От окружающей среды воздухоподогреватель огражден перепускными коробками *4* и металлическими стенками, соединенными с трубными досками. При работе котла трубная система, опирающаяся на нижнюю трубную доску, расширяется вверх и перемещается относительно перепускных коробов, стенок и обмуровки или ограждения каркаса вышележащих поверхностей. Для обеспечения относительных перемещений при сохранении плотности между газоходом и окружающей средой, а также между воздушным и газовым объемом предусмотрены линзовые компенсаторы *3* и *9*.

Регенеративные воздухоподогреватели РВП (рис. 36) выполняются в виде вращающегося внутри металлического неподвижного корпуса *1* ротора, состоящего из насаженных на вал *3* секций *5*, заполненных набивкой *2* из чередующихся гофрированных и плоских металлических тонкостенных листов. Секции разделены радиальными перегородками *6*. На верхней и нижней частях корпуса имеются большие короба *7* для газа и меньшие

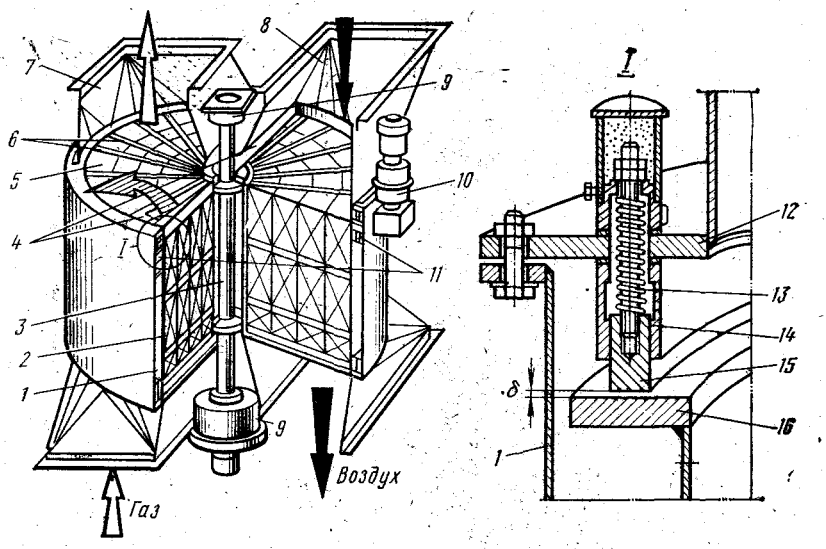


Рис. 36. Регенеративный воздухоподогреватель

1 — корпус, *2* — набивка, *3* — вал ротора, *4* — разделительный сектор с радиальными уплотнениями, *5* — секции, *6* — разделительные стенки, *7*, *8* — газовый и воздушный короба, *9* — подшипники, *10* — привод, *11* — кольцевое уплотнение, *12*, *16* — фланцы крышки корпуса и ротора, *13* — пружины, *14* — направляющая планка, *15* — уплотнительное кольцо.

короба *8* для воздуха. При работе через секции ротора, расположенные под газовыми коробками, проходят горячие продукты сгорания, которые нагревают набивку. После поворота нагретая набивка занимает положение напротив воздушных коробов и воздух, нагреваясь, отбирает ее теплоту.

Небольшая частота вращения (0,008÷0,065 1/с) ротора обеспечивает эффективный теплообмен и приемлемую перетечку воздуха в теплоноситель. Для уменьшения перетечек воздуха в теплоноситель между газовыми и воздушными окнами устанавливают разделительную секцию с радиальными уплотнениями *4*. Кроме радиальных применяют кольцевые, наружные и внутренние (у вала) периферийные уплотнения *11*. Зазор δ между неподвижным уплотнительным кольцом *15* и подвижным фланцем *16* ротора регулируется пружинами *13*.

Регенеративные воздухоподогреватели имеют вертикально (РВВ) и горизонтально (РВГ) расположенный ротор. Регенеративные воздухоподогреватели по сравнению с трубчатыми отлича-

ются компактностью, меньшей металлоемкостью и сопротивлением; коррозия их рабочих поверхностей меньше сказывается на работе парового котла; при одноступенчатой компоновке они обеспечивают более высокий нагрев воздуха (до 350—380°С). В то же время наличие вращающихся деталей требует установки сложных и не-

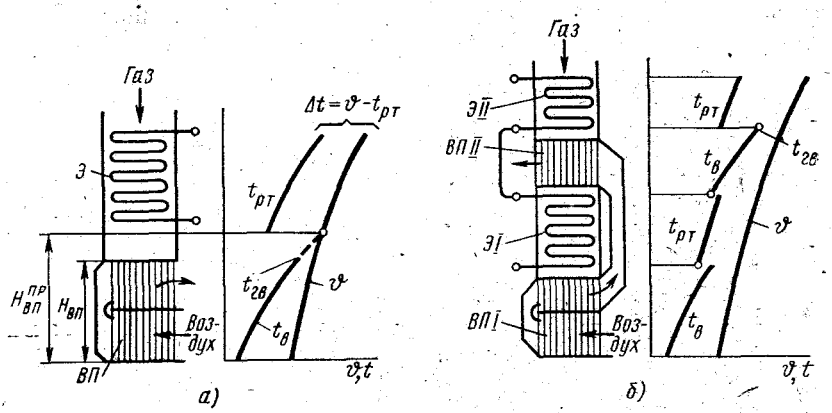


Рис. 37. Схемы нагрева воздуха в паровом котле:

а — одноступенчатая, *б* — двухступенчатая; ϑ — температура газов, $t_в$ — температура воздуха, $t_{г.в}$ — температура воздуха на выходе из воздухоподогревателя, $t_{р.т}$ — температура рабочего тела (воды); *ВПI, ВПII* — воздухоподогреватели I и II ступеней ЭI, ЭII — экономайзеры I и II ступеней

надежных в работе уплотнений, охлаждения и постоянного контроля работы ротора и подшипников, усложняет эксплуатацию из-за повышенных перетечек воздуха.

При нагреве воздуха происходит постепенное снижение температуры газов, причем охлаждение газов на 1°С вызывает нагрев воздуха на 1,3—1,6°С. При противоточном движении сред в воздухоподогревателе на горячем его конце температурный напор быстро уменьшается, приближаясь к 0°С с ростом поверхности до $H_{вп}^{пр}$ (рис. 37, *а*). Дальнейшее увеличение поверхности при заданном значении температуры уходящих газов не обеспечивает нагрева воздуха. Для подогрева воздуха до более высоких температур применяют двухступенчатую схему. Между ступенями устанавливают экономайзер (рис. 37, *б*). Вынос второй ступени в область более высоких температур позволяет повысить температурный напор $\Delta t = \vartheta - t_{рт}$ и обеспечить высокий подогрев воздуха при уменьшении размеров поверхности нагрева и сохранении на низком уровне температуры уходящих газов.

§ 12. Каркас, обмуровка и гарнитура

Каркас. Массовую нагрузку парового котла воспринимает каркас, который используется также для крепления поверхностей нагрева и элементов оборудования. Каркас представляет собой метал-

лическую рамную конструкцию из профильного проката и сварных балок. Основные элементы каркаса (рис. 38) — вертикальные колонны *1* и поперечные несущие балки *3* потолочного перекрытия. Увеличению продольной и поперечной жесткости каркаса способствуют горизонтальные балки *2*, связи *4* и вертикальные стойки.

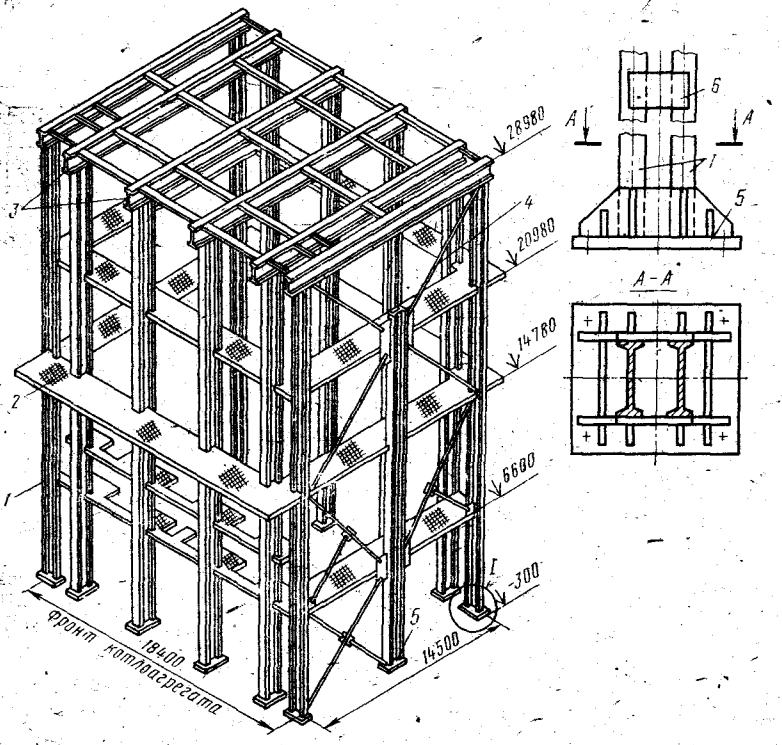


Рис. 38. Каркас котла:

1 — колонны, 2 — площадки с расположенными под ними балками связи, 3 — несущие балки потолочного перекрытия, 4 — связи, 5 — опорный башмак, 6 — накладки

Колонны каркаса располагают по углам топочной камеры и конвективной шахты, а также вдоль стен. Число промежуточных колонн зависит от мощности котла. Колонны изготовляют из одной или двух прокатных балок, жестко соединенных накладками *6* из листовой стали. Для уменьшения удельной нагрузки на фундамент под колонны каркаса устанавливают опорные башмаки *5*.

Кроме основного оборудования на каркасе крепят помосты и лестницы, необходимые для обслуживания и ремонта парового котла и его элементов. Для уменьшения термических напряжений основные несущие элементы каркаса располагают за пределами газоходов и их обмуровки. Сочленение же обогреваемых балок, например опорных балок поверхностей нагрева конвективной шахты с балками каркаса, выполняют с одной стороны в виде скользящей опоры, а с другой крепят неподвижно.

Применение мембранных поверхностей нагрева газоплотного исполнения позволяет уменьшить массу поверхностей нагрева парового котла и его обмуровки, что дает возможность применять котел подвесного типа без каркаса, используя для подвески каркас здания.

Обмуровка. Для защиты персонала от высоких температур и уменьшения потерь тепла в окружающую среду все газоходы отде-

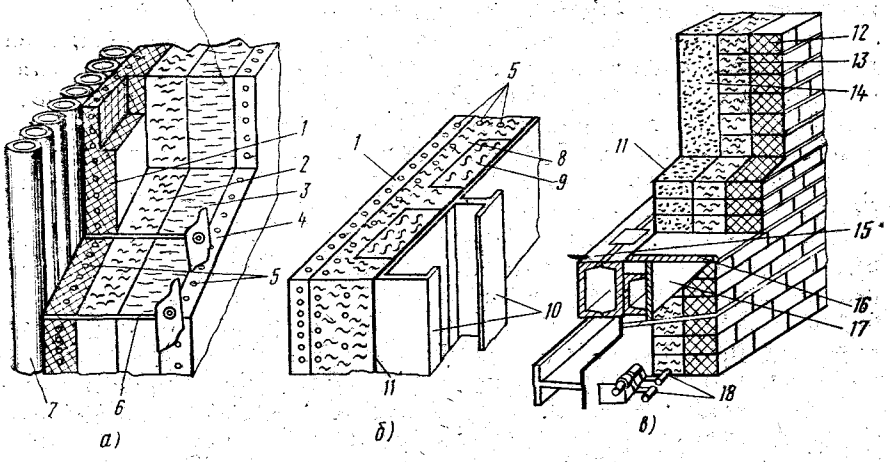


Рис. 39. Обмуровка котлов:

а — натрубная (подвесная), *б* — накаркасная щитовая, *в* — кирпичная; *1* — шамотобетон, *2* — диатомобетон, *3* — совелитовая плита, *4* — уплотнительная обмазка, *5* — сетка, *6* — штыри, *7* — трубы экранов, *8, 9* — теплоизоляционный бетон, *10* — каркас щита, *11* — металлическая обшивка, *12, 13* — шамотные и диатомовые кирпичи, *14* — изоляционные плиты, *15* — балки каркаса, *16* — разгрузочная полка, *17* — кронштейны, *18* — натяжной крюк

ляют от окружающей среды слоем обмуровки, которую обычно выполняют многослойной. Внутренний слой обмуровки является огнеупорным, жаростойким, далее следует изоляционный слой и, наконец, уплотнительный. В качестве огнеупорных материалов, выдерживающих температуру до 1600—1800°С, наиболее часто применяют шамотные кирпичи, шамотобетон или хромитобетон. Изоляционный слой при температурах 800—900°С выполняют из диатомового и пенодиатомового кирпича, теплоизоляционного бетона, а при более низких температурах — из совелита, перлита, асбестового картона, минеральной ваты. Уплотнительный слой наносят в виде обмазок толщиной 15—25 мм или листовой металлической обшивки толщиной 2—3 мм.

На крупных котлах выполняют обмуровку следующих типов: натрубную (подвесную), накаркасную щитовую и кирпичную, а также изоляцию по внутреннему обшивочному листу или по стенам из мембранных панелей.

Натрубную (подвесную) обмуровку (рис. 39, *а*) делают трехслойной: из внутреннего шамотобетонного слоя *1*, за которым следуют слои диатомобетона *2* и совелита *3*. Снаружи наносят слой

уплотнительной штукатурки или обмазки *4*. Первый и последний слои укладывают на металлическую сетку *5*, на которой с помощью натяжных штырей *6* крепят обмуровку. Натрубная обмуровка облегченного типа проста по конструкции, однако имеет существенный недостаток — невысокую плотность из-за появляющихся при эксплуатации трещин, образующихся вследствие частых изменений давлений в газоходах. Для уплотнения стен с натрубной обмуровкой трубы *7* экранов со стороны обмуровки покрывают плоским или гофрированным металлическим листом.

Накаркасную щитовую обмуровку (рис. 39, *б*) выполняют в виде отдельных блоков, имеющих собственную рамную конструкцию и состоящих из многослойных армированных бетонных плит. Внутренний слой состоит из жароупорного бетона *1*, а следующие за ним один-два слоя — из теплоизоляционного бетона *8* и *9*. Снаружи на бетонные плиты наносят газоплотную обмазку или приваривают к каркасу *10* металическую обшивку *11*.

Накаркасную кирпичную обмуровку (рис. 39, *в*) применяют редко, в основном в высокотемпературных газоходах, не защищенных экранами. Кирпичная кладка своей массой воздействует на балки *15* каркаса через полки *16* с кронштейнами *17*. Выпадание кирпичей предупреждают с помощью натяжных крюков *18* или кляммерных креплений, входящих в пазы фасонных кирпичей.

Если в паровых котлах применяют подвижную и неподвижную обмуровку, места стыковки (температурные швы) уплотняют асбестовым шнуром.

Гарнитура. Устройства, устанавливаемые на стенах топочной камеры и газоходов и предназначенные для облегчения обслуживания и повышения надежности работы котла, называют *гарнитурой*. Гарнитурой являются лазовые затворы, гляделки, взрывные клапаны, шуровочные лючки и др. Лазовые затворы устанавливают в обмуровке для обслуживания и ремонта топки, поверхностей нагрева и газоходов. Гляделки служат для наблюдения за режимом горения в топке и состоянием поверхностей нагрева. Взрывные клапаны монтируют на боковых и потолочных стенах топки и газоходов для устранения или уменьшения разрушений обмуровки и обшивки при хлопках и взрывах в топочной камере. Взрывной клапан выполняется в виде горизонтально или наклонно расположенного затвора, шарнирно связанного с металлическим корпусом подводящего газохода. При хлопке затвор открывается, выпуская газы и снижая давление в газоходе, а затем под действием собственной массы закрывается. Количество взрывных клапанов на котел зависит от объема его топки или газохода.

§ 13. Регулирование температуры перегрева пара

При эксплуатации котла температура перегретого пара и пара промежуточного перегрева постоянно изменяется, что зависит от качества топлива, избытка воздуха, загрязнения или шлакования труб и других факторов. Особенно сильно сказывается на темпе-

ратуре перегретого пара изменение нагрузки. Характер изменения температуры перегрева радиационных и конвективных пароперегревателей различен (рис. 40). При росте нагрузки температура пара в радиационном пароперегревателе падает (кривая *1*), в конвективном (кривая *2*) увеличивается, а в комбинированном (кривая *3*) может не изменяться.

Пароперегреватели являются наиболее напряженными поверхностями нагрева и в них не допускаются значительные отклонения температуры рабочего тела. Этого же требуют условия работы турбинной установки. Поэтому регламентируемые отклонения температуры перегретого пара должны лежать в пределах от +5 до —10°С. Для регулирования температуры перегретого пара с целью поддержания ее номинального значения в котлах устанавливают специальные регуляторы перегрева. Принцип действия этих регуляторов основан на снижении температуры пара отводом теплоты в специальном теплообменнике или смешением с более холодным рабочим телом. В зависимости от принципа действия различают поверхностные и впрыскивающие регуляторы. Кроме того, перегрев регулируют рециркуляцией и байпасированием продуктов сгорания, изменением положения факела в топке, а промежуточный перегрев также байпасированием пара через первую ступень при двухступенчатом исполнении вторичного пароперегревателя (см. рис. 30, *б*).

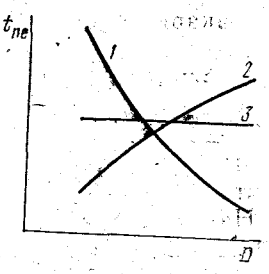


Рис. 40. Изменение температуры пара за пароперегревателем:

1 — радиационным, *2* — конвективным, *3* — комбинированным

Поверхностный регулятор перегрева представляет собой трубчатый теплообменник, в котором по трубам протекает охлаждающая среда, а в межтрубном пространстве — пар. Трубы расположены в металлическом корпусе, к которому подводится и от которого отводится пар. Как правило, в качестве охлаждающей среды используют рабочее тело с более низкими параметрами (питательную воду или пар промежуточного перегрева после цилиндра высокого давления ЦВД). Во втором случае регуляторы называют паропаровыми теплообменниками (ППТО), они служат преимущественно для регулирования температуры промежуточного пара и выполняются в виде теплообменника «труба в трубе» (или нескольких труб меньшего диаметра в трубе большого диаметра). По внутренним трубам проходит перегретый пар.

Наиболее простым и распространенным способом регулирования температуры перегретого пара является впрыск холодного рабочего тела в поток пара (рис. 41). Впрыскиваемую среду, которой является конденсат или питательная вода с малым солесодержанием, подают в паропровод *1* (или коллектор) через распыляющие сопла *2*. Для предупреждения попадания воды на стенки паропровода, чтобы уменьшить колебания температуры

стенки и исключить возникновение термических напряжений в местах впрыска устанавливают защитный кожух *3*.

В описанных регуляторах перегрева, когда охлаждение пара производится тем же рабочим телом, только более низкой температуры, так же как и в некоторых других случаях, важное значение имеет выбор места установки пароохладителя (регулятора) по ходу рабочего тела (рис. 42). Установка регулятора перегрева на

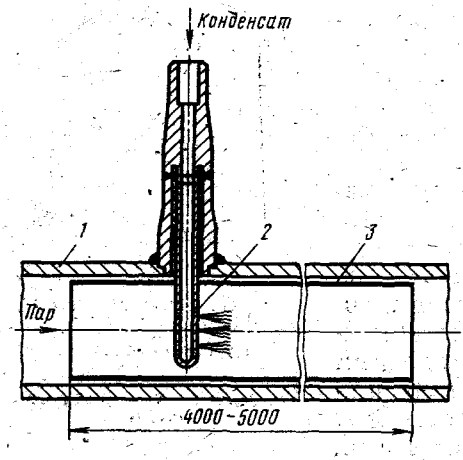


Рис. 41. Впрыскивающий регулятор перегрева:

1 — паропровод, *2* — распыливающие сопла, *3* — защитный кожух

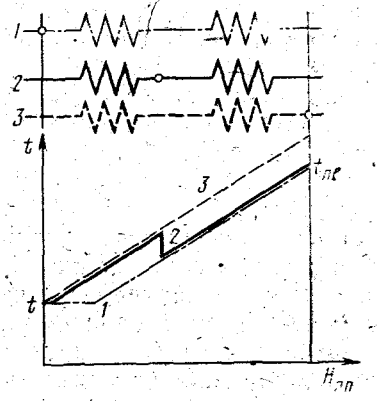


Рис. 42. Изменение температуры пара, проходящего по тракту, в зависимости от места установки пароохладителя:

1 — до пароперегревателя, *2* — в рассечке ступеней, *3* — за пароперегревателем

входе пароперегревателя ПП (линия 1) обеспечивает снижение температуры по всему тракту и защиту всего ПП, но при такой схеме велика инерционность. Установка же регулятора за ПП (линия *3*) позволяет безынерционно поддерживать требуемую температуру пара, но так как весь ПП остается незащищенным от «выбегов» температуры, то при этой схеме металл труб работает в тяжелых условиях. Наиболее приемлемой является установка регулятора в рассечку (линия *2*). На крупных котлах по ходу пара устанавливают несколько регуляторов перегрева.

При байпасировании пара температуру перегрева регулируют, изменяя его пропуск через первую ступень. Уменьшение пропуска и ввод пара непосредственно во вторую ступень снижают его конечную температуру.

При байпасировании продуктов сгорания конвективную шахту делят на два или несколько параллельных газоходов, в одном из которых устанавливают ПП. Увеличение пропуска газов через газоход с ПП способствует повышению температуры перегрева пара.

Регулирование температуры пара рециркуляцией продуктов сгорания заключается в отборе части газов за одной из низкотемпературных поверхностей нагрева и вводе их в верхнюю или нижнюю часть топки. Рециркуляция может применяться для регулирования температуры перегрева острого пара, но в большей степени — промперегрева. Ввод холодных газов в нижнюю часть топки увеличивает температуру острого пара. При рециркуляции вверх происходит резкое снижение температуры газов перед ПП и температура острого пара падает. С ростом нагрузки рециркуляцию газов в нижнюю часть топки уменьшают, а в верхнюю — увеличивают. При обоих способах увеличения ввода рециркуляционных газов температура промперегрева повышается.

Для изменения положения факела в топке, а следовательно, температуры газов перед пароперегревателем регулируют наклон поворотных горелок или переключают ярусы горелок при их многоярусном расположении. Наклон горелок вверх или увеличение нагрузки верхнего яруса горелок при соответствующем снижении нагрузки нижних способствует перемещению факела в сторону выходного сечения топки, повышению температуры газов и соответственно температуры перегрева. При повышении нагрузки, когда температуру пара следует снизить, производят обратные действия.

§ 14. Обработка воды и получение чистого пара

Обработка воды. Природная вода содержит значительное количество солей, которые могут вызвать образование накипи и отложений на стенках труб парового котла, появление шлама, занос проточной части турбины и снижение ее экономичности, а также коррозию поверхностей. Кроме того, отложения солей на поверхностях нагрева повышают температуру стенок труб, что приводит к их пережогу.

В образовании накипи основную роль играют соли кальция и магния, содержащиеся в природной воде, которые при ее нагревании образуют осадок, оседающий на стенках труб поверхностей нагрева. Наиболее интенсивно накипеобразование протекает в конце процесса упаривания воды в испарительных поверхностях нагрева. Соли, уносимые паром, могут оседать также в котле и на лопатках турбины, вызывая так называемый занос турбин, которому способствует присутствие в воде кремниевой кислоты, солей меди и т. д. С повышением давления растворимость кремниевой кислоты в паре, а следовательно, и занос турбин возрастают. Поэтому при давлении $p \geqslant 10$ МПа значительно повышаются требования к чистоте воды и пара по кремниевой кислоте. В усилении коррозии существенную роль наряду с солями играют растворенные в воде газы — CO_2, O_2 и др. Использование природных вод в качестве питательной воды недопустимо, так как содержание в них солей, кремниевой кислоты и газов значительно превышает допустимое по условиям эксплуатации котла.

Для приготовления питательной воды требуемого качества на электростанциях имеется цех химической подготовки, где природная вода проходит через ряд установок, в которых из нее удаляют механические и органические примеси, соли жесткости (Ca, Mg) с заменой их легкорастворимыми солями щелочных металлов (K, Na), выполняют общее обессоливание с получением обессоленного конденсата, обескремнивание и дегазацию (удаление растворенных в воде газов).

Наряду с такой подготовкой проводят обработку воды в самом котле. В основном это касается барабанных котлов. В барабане котлов проводят фосфатирование и обработку воды гидразином (N_2H_4) или сульфитом натрия (Na_2SO_3), периодическую и непрерывную продувку. Фосфатирование заключается в обработке воды растворами фосфорной кислоты, в результате чего ионы Ca^{2+} после взаимодействия с ионами PO_4^{3-} образуют рыхлый шлам, который удаляется из котла с продувочной водой. Ввод N_2H_4 или Na_2SO_3 замедляет коррозию вследствие связывания кислорода, растворенного в воде.

В барабанных котлах по мере упаривания воды происходит увеличение концентрации солей. Концентрацию солей можно поддерживать на определенном уровне, если часть их выводить из котла вместе с водой. Вывод воды с повышенной концентрацией солей называют *продувкой*. В зависимости от метода вывода различают непрерывную и периодическую продувку. Продувку производят из барабана котла. Расход продувочной воды определяется солесодержанием в ней, в питательной воде и паре. С продувочной водой теряется часть теплоты и увеличивается количество воды, проходящей обработку. Чтобы снизить количество воды, повышают солесодержание продувочной воды, однако при этом необходимо принять меры к уменьшению выноса солей с паром.

Для уменьшения продувки без снижения качества вырабатываемого пара применяют схемы ступенчатого испарения. Сущность метода заключается в разделении барабана на два-три отсека, выделенных в самостоятельные контуры циркуляции, питание которых осуществляется последовательно (рис. 43, *а*), т. е. во второй отсек вода поступает из первого, а в третий — из второго. Отсеки могут быть выносными (рис. 43, *б*). Подачу воды в каждый отсек можно рассматривать как соответствующую продувку предыдущего. Производительность отсеков по ходу продувки уменьшается; последний имеет наименьшую. Соответственно солесодержание воды растет. Так, при трехступенчатой схеме производительность третьей ступени составляет не более 10—15%. Продувку производят из последней ступени. По отношению к небольшому количеству пароводяной смеси последней ступени можно применять более совершенные способы очистки пара (например, выносные циклоны), что позволяет в 5—8 раз поднять солесодержание воды в ступени и тем снизить продувку без заметного ухудшения качества пара.

Получение чистого пара. Загрязнение пара определяется его способностью растворять соли и выносом частиц влаги со значительным их содержанием, соответствующим солесодержанию воды в барабане. Растворимость солей паром начинает играть заметную роль при давлениях более 13,8 МПа. Поэтому методы получения чистого пара основаны на достижении наиболее высокой его сухости отделением частиц влаги, увлекаемых паром с поверхности испарения.

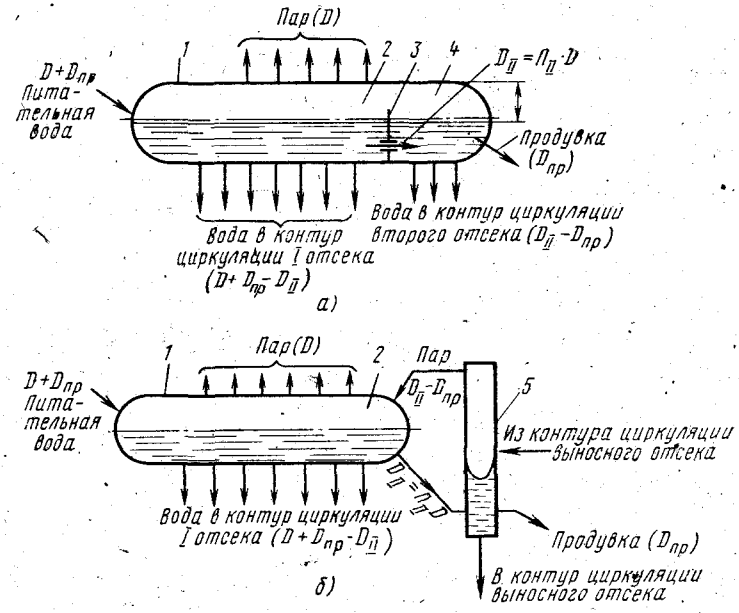


Рис. 43. Схемы ступенчатого испарения:

а — с внутрибарабанными отсеками; *б* — с выносными циклонами; *1* — барабан, *2*, *4* — чистый и соленый отсеки, *3* — перегородка с отверстием, *5* — выносной циклон

Вынос влаги зависит от скорости и равномерности движения пара, высоты парового объема барабана $h_б^п$ (рис. 44, *а*, *б*). С ростом скорости (производительности) вынос влаги и солей увеличивается. Увеличение парового объема способствует снижению выноса, так как крупные частицы влаги выпадают обратно. Для выравнивания распределения пара по поверхности зеркала испарения повышают сопротивление, для чего в барабан котла устанавливают погружной *1* и пароприемный *2* дырчатые листы и равномерно подводят пароводяную смесь по длине корпуса *5* барабана (рис. 44, *а*). Частицы влаги выпадают под действием силы тяжести.

Широкое распространение получили инерционные сепараторы влаги, выполненные в виде жалюзей *3*, а также внутрибарабанные (рис. 44, *б* и 45, *а*) и выносные циклоны (рис. 45, *б*). Во внутрибарабанных циклонах (рис. 45, *а*) пароводяная смесь поступает в цилиндрический корпус *3* по патрубку *2*, установленному по каса-

тельной к внутренней поверхности корпуса. Под действием центробежной силы вода отжимается к стенке, стекая вниз, а пар направляется в сторону крышки *1* к выходному отверстию. В нижней

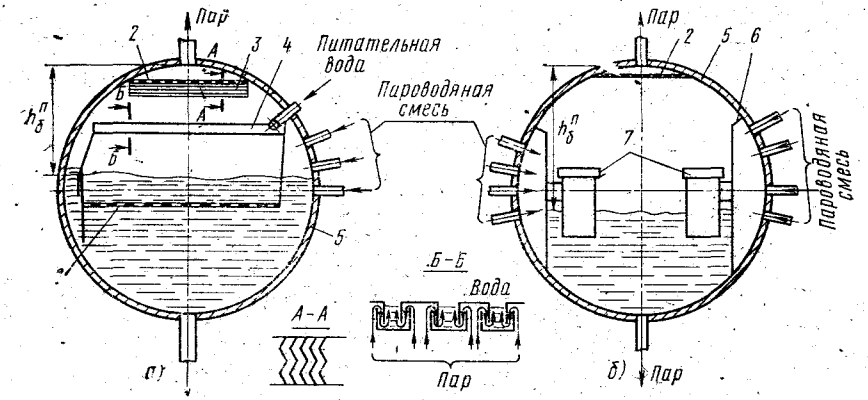


Рис. 44. Внутрибарабанные устройства:

а — с гравитационной сепарацией, *б* — с инерционными сепараторами; *1, 2* — погружной и пароприемный дырчатые листы, *3* — жалюзийный сепаратор, *4* — пароромывочное устройство, *5* — корпус барабана, *6* — распределительный щит, *7* — внутрибарабанные циклоны

части циклонов установлены направляющие лопатки *4*, гасящие вращение водяного потока. Выносные циклоны (рис. 45, *б*) расположены вне барабана, что позволяет увеличить их высоту до 3,5—5 м и повысить степень отделения влаги.

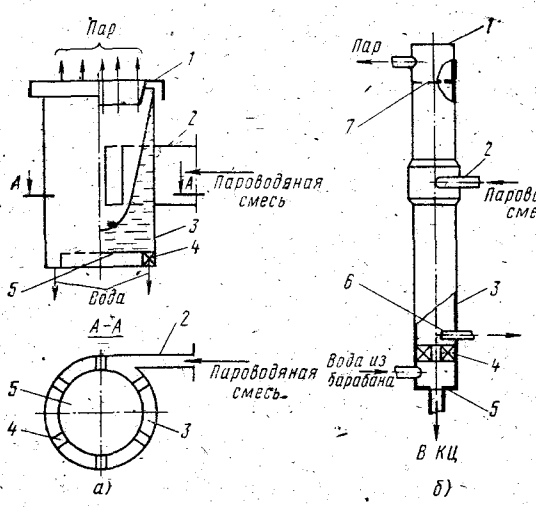


Рис. 45. Сепарационные циклоны:

а — внутрибарабанный, *б* — выносной; *1* — крышка, *2* — подводящий патрубок, *3* — цилиндрический корпус, *4* — направляющие лопатки, *5* — донышко, *6* — продувка, *7* — пароприемный щит; *КЦ* — контур циркуляции

Для уменьшения солесодержания применяют также «промывку» пара, которая заключается в его пропуске через слой более чистой (чем в барабане) воды (см. рис. 44, *а*). При «промывке»

происходит замена влаги с бо́льшим солесодержанием влагой с меньшим солесодержанием, при этом общее влагосодержание может не уменьшаться. В качестве промывочной используют питательную воду или конденсат.

В прямоточных котлах все соли, поступающие в паровой котел, оседают на его поверхностях. Для уменьшения отложений солей качество питательной воды должно быть близко к качеству пара. Кроме того, для удаления отложений в прямоточных котлах проводят водяные (например, при пусках блоков) и кислотные промывки.

§ 15. Паровые котлы мощных энергетических блоков

До 80-х годов наиболее распространенным типом энергетического оборудования были блоки 200 и 300 МВт. Основными направлениями экономического и социального развития СССР на 1981—1985 годы и на период до 1990 года намечено значительное наращивание производства энергоблоков мощностью 500—800 МВт. Переход на оборудование большой мощности требует новых технических решений.

В настоящее время почти все блочные установки изготовляются на сверхкритическое давление (СКД) и температуру пара 545—560°С. Как уже отмечалось, при СКД могут применяться только прямоточные паровые котлы.

В отличие от барабанных котлов в прямоточных при изменении нагрузки происходит пропорциональное изменение расхода пароводяной смеси в нижних и пара — в верхних радиационных частях, Температура горения и общий тепловой поток в них при изменении расхода топлива изменяются мало, поэтому при пониженной производительности (например, при пусковых режимах) возможны пережог и разрывы труб НРЧ. Для снижения температуры стенок труб НРЧ при пониженной нагрузке в прямоточных котлах применяют внутреннюю рециркуляцию рабочего тела, т. е. увеличивают количество проходящей пароводяной смеси. Для этого часть рабочего тела после НРЧ отбирают и снова подают насосами через смеситель на вход НРЧ (комбинированная циркуляция).

Работа прямоточных паровых котлов на сверхкритическом давлении характеризуется некоторыми особенностями, требующими изменения их конструкции. При сверхкритическом давлении исчезает разность в плотностях пара и воды, рабочее тело становится более однородным и поверхности с двухфазной средой исчезают. Это позволяет снять в экономайзерах ограничения по тепловосприятию.

Повышение надежности работы блока вызывает необходимость проведения водяных промывок перед каждым пуском блока после останова более чем на два-три дня и после длительной эксплуатации. В таком режиме работают как котлы с выносными переходными зонами (или зонами максимальной теплоемкости), размещаемыми в области умеренных температур, так и котлы с непрерывным

движением среды в топочных экранах (НРЧ, СРЧ, ВРЧ). По первой схеме изготовлены котлы П-59 и П-57 соответственно для блоков 300 и 500 МВт, по второй — котлы ТП-324А, ТГМП-204 для блоков 300 и 800 МВт и котел для блока 1200 МВт.

При отсутствии выносной зоны большой теплоемкости часто применяют такую последовательность расположения поверхностей нагрева: водяной экономайзер, НРЧ, СРЧ, ВРЧ, потолочный пароперегреватель, конвективный пароперегреватель (КПП) острого пара. Кроме того, между ВРЧ и КПП могут находиться экраны конвективной шахты и поворотного газохода.

Для снижения длительности и тепловых затрат пусковые операции обычно производят на скользящих параметрах. При снижении давления в некоторых поверхностях нагрева (в НРЧ или СРЧ, а иногда в водяных экономайзерах) может наступать закипание воды и образование двухфазной среды, которое приводит к перегреву и пережогу труб. Поэтому в прямоточных котлах СКД за поверхностями топочных экранов (за ВРЧ или потолочным пароперегревателем) в водопаровом тракте устанавливают встроенные задвижки. При любом режиме работы котла, в том числе пусковом, давление в поверхностях нагрева до задвижек поддерживают выше критического, что исключает появление пароводяной смеси. При пусках или значительном снижении нагрузки вода из трубопровода перед задвижкой сбрасывается в растопочный сепаратор, где происходит отделение от нее пара. Далее вода направляется в растопочный расширитель и питательный тракт блока или сбрасывается в циркуляционные водоводы. Необходимое количество образующегося в сепараторе при снижении давления пара направляют из растопочного сепаратора в пароперегревательные поверхности для их охлаждения и для прогрева паропроводов и элементов турбин.

Особенностью прямоточных паровых котлов сверхкритического давления (и частично высокого) является также применение промежуточных пароперегревателей или пароперегревателей низкого давления (ППНД). Установка ППНД целесообразна в зоне умеренных температур, что позволяет отказаться от их охлаждения в периоды пусков, а иногда и при пониженных нагрузках (менее 30% номинальной, при режиме холостого хода и т. д.). С повышением мощности котлов рост объема топки опережает увеличение поверхности настенных топочных экранов. Это приводит либо к значительному повышению температуры на выходе из топки и соответственно опасности шлакования поверхностей нагрева в переходном газоходе, либо к чрезмерному увеличению размеров топки и котла. Чтобы обеспечить достаточную температуру газа на выходе из топки, не увеличивая ее, необходимо устанавливать двусветные экраны и топочные ширмы. Эту проблему частично решают, применяя двухкорпусные котлы как с несимметричными так и с симметричными корпусами. Сложность растопки котла и регулирования температуры промежуточного перегрева пара, так как промпароперегреватель расположен в одном из корпусов, заставили отказаться от несимметричных котлов.

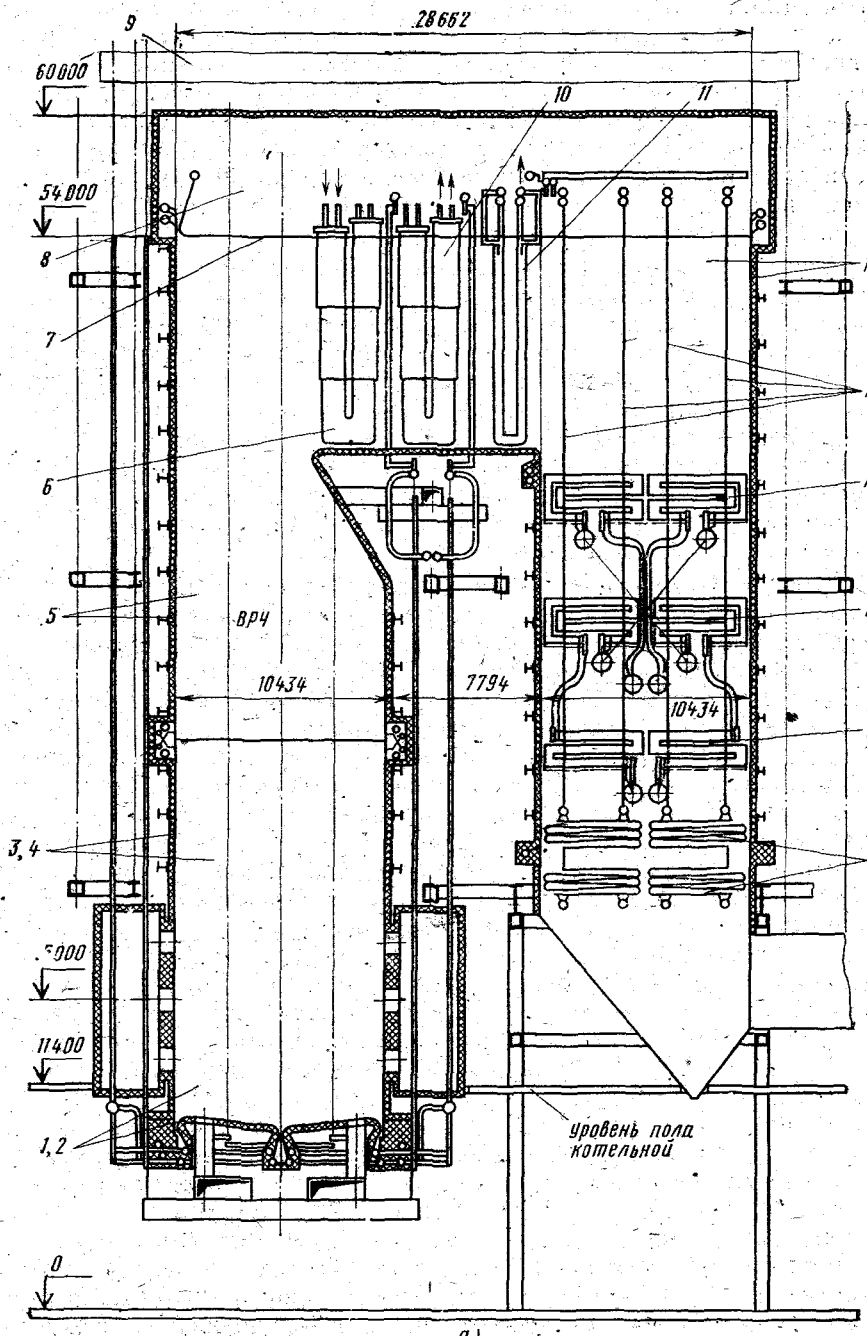
Корпуса симметричных котлов выполнены одинаково, со всеми необходимыми поверхностями и могут работать независимо друг от друга, с частичной нагрузкой, что повышает надежность блока. Однако опыт работы показал, что с позиций снижения капитальных затрат и максимального учета требований пусковых режимов и режимов переменной нагрузки целеeообразны однокорпусные (моноблочные) паровые котлы сверхкритического давления, обеспечивающие сокращение количества паропроводов, запорной арматуры, пускосбросных и пусковых устройств, а также упрощение и унификацию пускоостановочных операций.

Повышение мощности существенно увеличивает также размеры топочных панелей, при этом в них растут тепловые разверки. Для уменьшения тепловых разверок в теплонапряженных многоступенчатых поверхностях нагрева (топочные экраны, пароперегреватели) общий поток рабочего тела разделяют на несколько параллельных несмешивающихся потоков, ограничивая тепловосприятие в отдельных ступенях. После прохождения ступеней потоки рабочего тела перемешиваются. По сравнению с котлами на докритические параметры в топках прямоточных котлов СКД кроме НРЧ и ВРЧ появляются средние радиационные части (СРЧ); иногда эти элементы, в свою очередь, делят на 2—3 части.

Устройство паровых котлов и последовательность движения рабочего тела по поверхностям нагрева можно проследить по упрощенным схемам котлов и их пароводяных трактов. Рассмотрим схемы некоторых котлов для блоков 300—800 МВт.

В прямоточном газомазутном котле ТГМП-204 для энергоблока 800 МВт (рис. 46) нашли применение наиболее прогрессивные решения: наддув, рециркуляция дымовых газов, отсутствие собственного несущего каркаса и подвеска через балки потолочного перекрытия к металлоконструкциям здания. Все коллекторы, расположенные над потолочным пароперегревателем *7*, размещены в так называемом «теплом ящике» *8*, в который подается воздух под давлением, равным давлению наддува в газоходах котла. Питательная вода после прохождения экономайзера *17* поступает в трубы *13* подвесной системы конвективной шахты, а затем — в нижнюю радиационную часть (НРЧ), имеющую ходы *1* и *2*. После прохождения двух ступеней СРЧ *3* и *4* вода поступает в трубы *5* ВРЧ, а затем — в потолочный пароперегреватель *9* и экраны конвективной шахты *12*. В паропроводах перед ширмовым пароперегревателем *6* установлены встроенные задвижки *20* и растопочные встроенные сепараторы *18*. После ширмового пароперегревателя пар последовательно проходит конвективные пароперегреватели высокого давления I ступени *10* и II ступени *11*. Далее пар направляется в цилиндр высокого давления (ЦВД) турбины.

Вторично перегреваемый пар после ЦВД частично поступает в регулирующую ступень конвективного пароперегревателя низкого давления *16*. Далее весь пар последовательно проходит конвективные пароперегреватели низкого давления I ступени *15* и II ступени


28662
9
60000
54000
10
11
12
8
7
13
6
14
5
ВРЧ
15
10434
7794
10434
16
3, 4
17
5000
11400
1, 2
уровень пола котельной
0

а)

14. Все ступени вторично перегреваемого пара находятся в зоне умеренных температур.

Увеличение высоты переходных (горизонтальных) газоходов и вызванные этим рост неравномерности распределения расхода температуры газов, необходимость установки высоких ширм и пароперегревателей привели к появлению котлов с Т-образной компоновкой газоходов (например, П-67, П-57).

Все более широкое распространение получают котлы для сжигания твердых топлив. Схемы пылеугольного однокорпусного котла П-59 для блока 300 МВт и его пароводяного тракта показаны на рис. 47, *а, б*. В топке котла расположены *НРЧ, СРЧ* с вертикальными трубами, две ступени *ВРЧ* и ширмы I ступени. Котел имеет Т-образную компоновку с симметричным расположением поверхностей нагрева в опускных газоходах. Зона большой теплоемкости *ЗБТ* вынесена в конвективную шахту. Воздух нагревается в двух ступенях трубчатого воздухоподогревателя. Двухпоточный пароводяной тракт имеет независимое регулирование в каждом потоке. Перегретый пар регулируют впрыском конденсата перед конвективным пароперегревателем *КПП* и *ВРЧ2* и поддержанием соотношения вода — топливо. Для пара промежуточного перегрева в конвективной шахте установлены две ступени промпароперегревателя *ПрППI* и *ПрППII*. Между паропаровым теплообменником *ППТО* и *ВРЧ1* установлены встроенная задвижка *ВЗ* и трубопроводы, соединяющие встроенный растопочный сепаратор *ВС* с *ВРЧ1* и перегревательной частью котла. Последовательность включения поверхностей нагрева по пару — воде видна из схемы пароводяного тракта.

Однокорпусный котел П-57 для моноблока 500 МВт (рис. 48), предназначенный для сжигания экибастузского угля, также имеет Т-образную компоновку с симметричными газоходами (по поверхностям нагрева). Движение среды двухпоточное с дополнительным делением на нерегулируемые подпотоки в экономайзере *Э, НРЧ,*

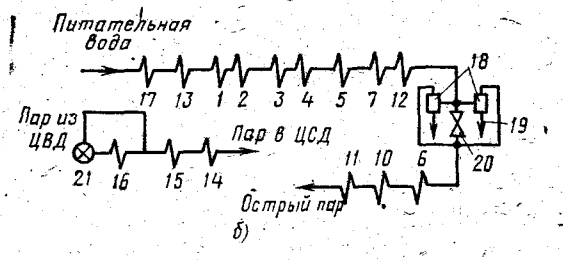


Рис. 46. Прямоточный газомазутный паровой котел ТГМП-204 для энергоблока 800 МВт:

а — устройство, *б* — схема пароводяного тракта; *1, 2* — первый и второй ходы НРЧ (*НРЧ1*) и (*НРЧ2*), *3, 4* — первый и второй ходы СРЧ (*СРЧ1* и *СРЧ2*), *5* — ВРЧ, *6* — ширмовый пароперегреватель (ШПП), *7* — потолочный пароперегреватель (ПТЭ), *8* — «теплый ящик», *9* — балки потолочного перекрытия, *10, 11* — конвективные пароперегреватели первой и второй ступеней (*КПП1* и *КПП2*), *12* — экраны конвективной шахты (ЭКШ), *13* — подвесные трубы, *14, 15* — конвективные промпароперегреватели второй и первой ступеней (*КППНД2* и *КППНД1*), *16* — регулирующая ступень конвективного промпароперегревателя первой ступени, *17* — экономайзер (*Э*), *18* — растопочный сепаратор (*РС*), *19* — сброс воды из растопочного сепаратора, *20* — встроенная задвижка (ВЗ), *21* — трехходовый клапан

состоящей из двух частей (*НРЧ1* и *НРЧ2*), зоне *ЗБТ* большой теплоемкости, *СРЧ1* и *СРЧ2*, потолочных топочных экранах *ПТЭ*, *ППТО*, после которых подпотоки перед встроенными задвижками *ВЗ* объединяются. После *ВЗ* потоки снова делятся на два подпотока, проходя *ВРЧ*, двухступенчатый ширмовый *ШПП* и конвективный *КПП* пароперегреватели. Перед *НРЧ2* и за *СРЧ1* подпотоки

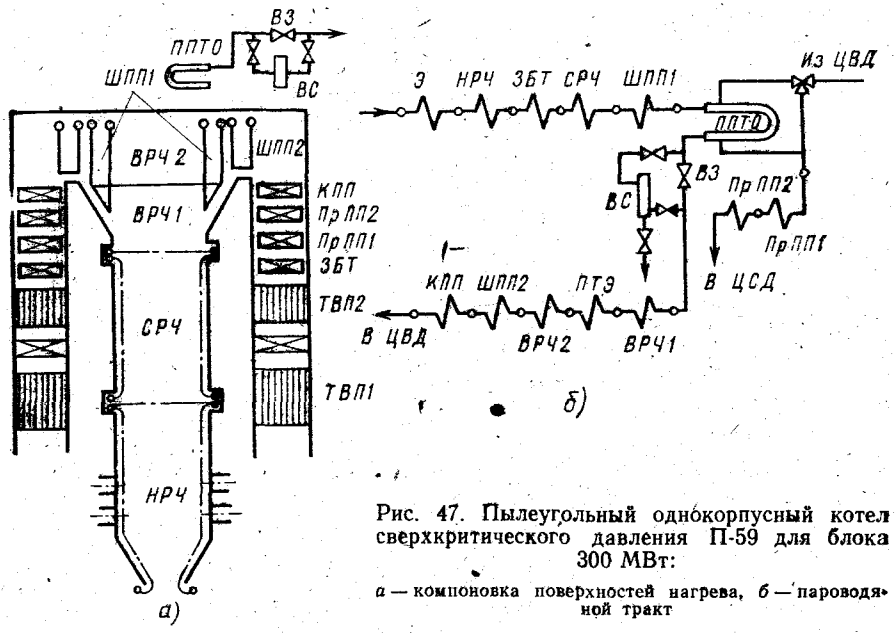


Рис. 47. Пылеугольный однокорпусный котел сверхкритического давления П-59 для блока 300 МВт:

а — компоновка поверхностей нагрева, *б* — пароводяной тракт

перемешиваются. Регулирование острого пара (впрыск перед *СРЧ2* и *ШПП*) и пара промперегрева производится так же, как в котле П-59. Экраны переходного и опускного газоходов выполнены из мембранных панелей. Для подогрева воздуха использованы регенеративные воздухоподогреватели.

Котел П-67 (рис. 49), разработанный для энергоблоков 800 МВт комплекса электростанций, вводимых на бурых углях Канско-Ачинского бассейна, как и рассмотренные выше котлы имеет однокорпусное исполнение. Стены топки и газоходов изготовлены из цельносварных панелей с плавниковыми трубами. Расположенная в топке *НРЧ* выполнена в виде двух частей (*НРЧ1* и *НРЧ2*), переходящих в *ВРЧ*. Для уменьшения разницы температур между соседними трубами *НРЧ1* и *НРЧ2* часть воды, минуя экономайзер и *НРЧ1*, сразу поступает на вход в *НРЧ2*. Туда же подается также часть воды из экономайзера. Таким образом, в *НРЧ1* (составляющую около 30% поверхности *НРЧ*) направляется лишь часть рабочего тела (около 43%).

Зона максимальной теплоемкости находится в топке (без выноса в конвективную шахту). В переходных газоходах расположе-

ны ширмовые пароперегреватели *ШПП2, ШПП3* и *ШПП1* (по ходу газов). Промежуточный перегрев пара достигается в конвективном и ширмовом промпароперегревателях (*ШПНД*). Конвективные по-

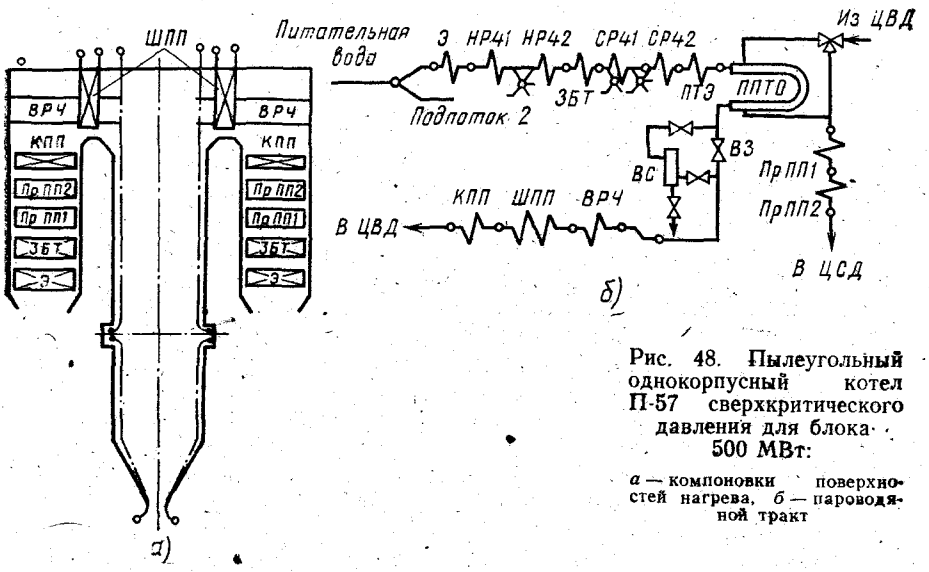


Рис. 48. Пылеугольный однокорпусный котел П-57 сверхкритического давления для блока 500 МВт:

а — компоновки поверхностей нагрева, *б* — пароводяной тракт

верхности нагрева, находящиеся в опускных газоходах, подвешены на подвесных трубах, находящихся после экономайзера. Для обеспечения надежной работы *НРЧ* при пусковых режимах и малых

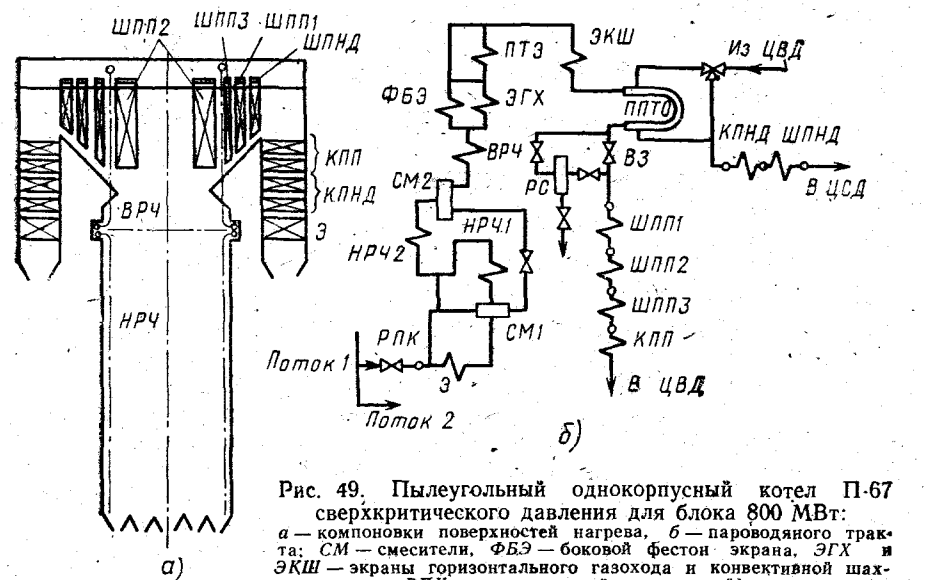


Рис. 49. Пылеугольный однокорпусный котел П-67 сверхкритического давления для блока 800 МВт:

а — компоновки поверхностей нагрева, *б* — пароводяного тракта; *СМ* — смесители, *ФБЭ* — боковой фестон экрана, *ЭГХ* и *ЭКШ* — экраны горизонтального газохода и конвективной шахты, *РПК* — регулирующий питательный клапан

расходах с целью повышения массовой скорости предусмотрена естественная циркуляция в ней рабочей среды.

Котел подвешен к собственным несущим балкам, опирающимся на каркас здания.

§ 16. Тепловой баланс и экономичность котлов

Часть теплоты, вносимой в паровой котел, теряется, снижая его экономичность, которая оценивается коэффициентами полезного действия $\eta_{бр}$ и $\eta_{нт}$ (кпд брутто и нетто), соответственно учитывающими только тепловые потери в самом котле и дополнительно — потери энергии на привод основного и вспомогательного оборудования, а также тепловые потери на собственные нужды. Общая экономичность работы котла определяется экономичностью процесса горения (или работы топочного устройства) и экономичностью процесса теплообмена в поверхностях нагрева, т. е. эффективностью передачи теплоты от продуктов сгорания рабочему телу.

Количество теплоты, которое может быть передано рабочему телу при сжигании единицы массы (или объема — для газообразного топлива) исходного топлива, или *располагаемая теплота топлива* (МДж/кг), слагается из низшей теплоты сгорания $Q_н^р$, теплоты, внесенной в топку воздухом в результате его нагрева вне котла $Q_{в.вн}$, физической теплоты топлива $Q_{ф.т}$, теплоты, вносимой в топку паром, используемым на распыление жидкого топлива $Q_ф$ (если применяют паровые форсунки) за вычетом теплоты $Q_к$, затрачиваемой на разложение карбонатов топлива,

$$Q_р^р = Q_н^р + Q_{в.вн} + Q_{ф.т} + Q_ф - Q_к.$$

Полезно используемая теплота $Q_{пол}$ (МДж/кг) слагается из теплоты нагрева рабочего тела высокого давления (первичного) — от питательной воды до перегретого пара, из теплоты дополнительного нагрева вторичного пара (промежуточный перегрев) и теплоты, затраченной на подогрев рабочего тела, впоследствии выводимого из котла (продувочной воды и др.). На единицу массы топлива она составляет

$$Q_{пол} = [D(i_{пе} - i_{пв}) + D_{II}(i''_{II} - i'_{II}) + D_{пр}(i_{пр} - i_{пв})]/B,$$

где D, D_{II}, $D_{пр}$, B — соответственно расходы первичного, вторичного пара, продувочной воды и топлива, кг/с; $i_{пе}$, $i_{пв}$, i''_{II}, i'_{II} $i_{пр}$ — энтальпия первичного пара, питательной воды, вторичного пара на выходе и входе в котел и продувочной воды, МДж/кг.

Теплота $Q_р^р - Q_{пол}$ безвозвратно теряется в котле. Продукты горения покидают последнюю поверхность нагрева котла при температуре $\vartheta_{ух}$, значительно более высокой, чем температура воздуха $t_{х.в}$, поступавшего из атмосферы в котел. Покидающие котел продукты сгорания уносят с собой теплоту Q_2, равную разности теплоты уходящих газов и теплоты воздуха, внесенного в котел. Это так называемые *потери теплоты с уходящими газами.*

Часть топлива вследствие несовершенства процесса горения может вообще не вступить в реакцию и покинуть котел в твердом виде, газифицироваться (до H_2, CH_4 и т. д.) или прореагировать до газообразных продуктов неполного горения (CO). Потери теплоты с твердым непрореагировавшим топливом или несгоревшими газообразными горючими продуктами (H_2; CH_4; CO) соответственно называют *потерями теплоты с механическим* (Q_4) или *химическим* (Q_3) *недожогом*.

Наружная поверхность стен котла имеет более высокую температуру, чем температура окружающей среды, поэтому происходит передача теплоты от нагретых стен атмосферному воздуху. Это — *потери теплоты в окружающую среду* (Q_5). В топках возможны также *потери теплоты со шлаком* (Q_6), так как часть минеральных примесей топлива, имеющих высокую температуру, выпадает из топки в шлаковую шахту (в виде золы, кусков твердого шлака, расплавленной жидкой массы шлака) и далее, не передав своей теплоты рабочему телу, выводится из котла. Потери теплоты с химическим, механическим недожогом, а также со шлаком относятся к топочным, а потери в окружающую среду и с уходящими газами являются общими для всего котла.

Располагаемую теплоту в виде полезной использованной и тепловых потерь называют *тепловым балансом котла* и выражают в процентах

$$q_1+q_2+q_3+q_4+q_5+q_6=100\%,$$

где $q_1=(Q_{пол}/Q_р^р)\cdot 100\%=\eta_{бр}$, $q_2=(Q_2/Q_р^р)\cdot 100\%$ и т. д.

При эксплуатации котла необходимо стремиться к снижению тепловых потерь. Рассмотрим, от каких факторов зависят потери и каким образом можно воздействовать на работу котла, чтобы снизить их. Наибольшими являются потери теплоты (до 10—12%) с уходящими газами

$$q_2=\frac{V_г c_г \vartheta_{ух}-\alpha_{ух}V^0 c_{х.в}t_{х.в}}{Q_р^р}\cdot(100-q_4),\ \%,$$

где $c_г$ и $c_{х.в}$ — теплоемкость газов и холодного воздуха, МДж ($м^3\times$ $\times°C$); $\alpha_{ух}$ — коэффициент избытка воздуха в уходящих газах; $V_г$ — объем уходящих газов в расчете на 1 кг топлива, $м^3/кг$.

Объем газов ($м^3/кг$) можно рассчитать по формуле

$$V_г=V_{RO_2}+V^0_{H_2O}+V^0_{N_2}+1{,}0161(\alpha-1)V^0=V^0_г+1{,}0161(\alpha-1)V^0,$$

где V^0 — теоретически необходимый объем воздуха, V_{RO_2}, $V^0_{H_2O}$ $V^0_{N_2}$ — объем углекислого газа CO_2 и сернистого ангидрида SO_2, водяных паров и азота при $\alpha=1$, которые могут быть взяты из табл. 1.

Если принять $(CV^0/Q_р^р)\cdot(100-q_4)=\beta$; $V_г/(\alpha_{ух}V^0)\approx K_\alpha$ и $C_{х.в}\approx$ $\approx C_г=C$, это выражение можно записать так:

$$q_2\approx\beta\alpha_{ух}(K_\alpha\vartheta_{ух}-t_{х.в}).$$

Учитывая незначительное изменение коэффициентов β и K_α, получим, что потери q_2 в основном зависят от избытка воздуха $\alpha_{ух}$ и температуры $\vartheta_{ух}$ уходящих газов (рис. 50). Снижение q_2 связано с совершенствованием эксплуатации. Для уменьшения избытка воздуха в уходящих газах $\alpha_{ух}$ необходимо своевременно устранять неплотности обшивки и обмуровки, проводить топочный режим при оптимальных избытках воздуха, исключающих потери с механическим и химическим недожогом (q_4 и q_3). Последнее, так же как и

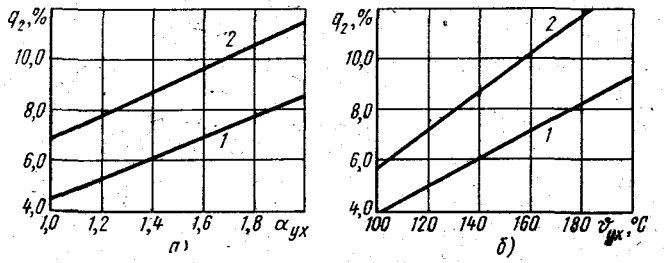


Рис. 50. Зависимость потерь q_2 от коэффициента избытка воздуха $\alpha_{ух}$ (а) и температуры уходящих газов $\vartheta_{ух}$ (б):

1 — карагандинский уголь, *2* — фрезерный торф

своевременная очистка от отложений поверхностей нагрева, позволяет снизить $\vartheta_{ух}$. Потери теплоты с химическим недожогом q_3 определяются теплотой, которую могли выделить (но не выделили) некоторые горючие газы, находящиеся в продуктах сгорания за котлом. Эти потери зависят от процентного содержания непрореагировавших газов (H_2, CH_4, CO) в продуктах сгорания и их теплоты сгорания (Q_{H_2}, Q_{CH_4} и т. д.):

$$q_3 = \frac{(H_2 \cdot Q_{H_2} + CH_4 \cdot Q_{CH_4} + CO \cdot Q_{CO} + \cdots)}{Q_р^р} \cdot \frac{100 - q_4}{100}.$$

В основном на потери q_3 влияют избытки воздуха в горелках, которые резко возрастают при $\alpha_г < 1$. Правильное проведение топочного режима ($\alpha_г \geqslant 1$) практически позволяет исключить эти потери. На потери теплоты с механическим недожогом q_4, так же как и на потери q_3, наибольшее влияние оказывают избытки воздуха в горелках. При недостаточной подаче воздуха в золе (или шлаке) остаются твердые горючие вещества, преимущественно углерод — коксовый остаток. Если обозначить содержание горючих в уносимых золе и шлаке (%) соответственно через $Г_{ун}$ и $Г_{шл}$, а долю уносимых золы и шлака — $a_{ун}$ и $a_{шл}$, потери

$$q_4 = \frac{32{,}6}{Q_р^р} \cdot A^р \left(a_{ун} \cdot \frac{Г_{ун}}{100 - Г_{ун}} - a_{шл} \cdot \frac{Г_{шл}}{100 - Г_{шл}} \right),$$

где 32,6 МДж/кг — теплота сгорания кокса; $A^р$ — зольность топлива, %.

Механический недожог может также появиться при чрезмерно больших избытках воздуха. В этом случае происходит снижение температурного уровня и интенсивности процесса горения (см. рис. 12). Минимальные потери q_4 удается получить при некоторых оптимальных избытках воздуха $\alpha^{опт}$, которые устанавливают при испытаниях и вносят в режимные карты.

Потери теплоты в окружающую среду q_5 зависят от конструкции и состояния обмуровки. С увеличением мощности котла они уменьшаются и для крупных котлов составляют 0,2—0,3%. Разрушение обмуровки или уменьшение ее толщины ведет к увеличению этих потерь.

Потери теплоты со шлаком (%) появляются при сжигании многозольных твердых топлив и в основном зависят от доли шлака $a_{шл}$, его температуры $t_{шл}$ (°С) и теплоты плавления $q_{пл}$ (МДж/кг):

$$q_6 = [a_{шл}(A^р C_{шл} t_{шл} + q_{пл}/100)]/Q^р_р,$$

где $A^р$ — зольность топлива, %; $C_{шл}$ — теплопроводность шлака, МДж/(кг·°С).

Контрольные вопросы

1. Какие типы паровых котлов вы знаете?
2. Из каких основных элементов состоит паровой котел?
3. Какие топочные устройства вы знаете?
4. Для чего применяют конвективные поверхности нагрева?
5. Что такое обмуровка и как ее крепят?
6. Почему необходимо регулировать температуру пара?
7. Каково назначение водоподготовки?
8. В чем состоит внутрикотловая обработка воды? Что такое продувка?
9. Для чего служат внутрибарабанные сепарационные устройства и выносные циклоны?
10. Каковы особенности котлов мощных энергоблоков?
11. Как влияют избытки воздуха на температуру горения и потери?
12. Каковы основные потери теплоты в котле, от чего они зависят и каковы пути их уменьшения?

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ПОДАЧА ТОПЛИВА В ПАРОВЫЕ КОТЛЫ

§ 17. Топливо-транспортное оборудование электростанций

Газовое хозяйство (рис. 51). Газ перед подачей из магистрали *1* в паровые котлы *ПК1, ПК2* и *ПК3* очищают в фильтрах *3* от влаги и механических примесей. Для снижения магистрального давления газа (0,5—0,6 МПа) и поддержания рабочего (0,08—0,13 МПа) служат установленные на газорегуляторной станции *ГРС* регуляторы *4*. От газорегуляторной станции газ направляется к котлам по двум газопроводам, рассчитанным на пропуск 70% газа каждый. При аварийной ситуации подача газа к котлу прекращается быстродействующим запорным (отсекающим) клапаном *8*. Перед растопкой парового котла газопроводы продувают

газом для удаления из них воздуха, который вместе с газом выводят в атмосферу через специальные отводные трубы — свечи *12*. Продувку заканчивают, когда содержание кислорода в газе составляет менее 1%. Утечки газа, перерывы в снабжении, а также срыв процесса горения недопустимы. В опасных ситуациях необходимо мгновенно прекратить подачу газа, для чего служит быстродействующий отсекающий клапан *8*.

Мазутное хозяйство. Мазут является одним из основных видов топлива газомазутных электростанций и основным растопочным топливом пылеугольных. В зависимости от месторасполо-

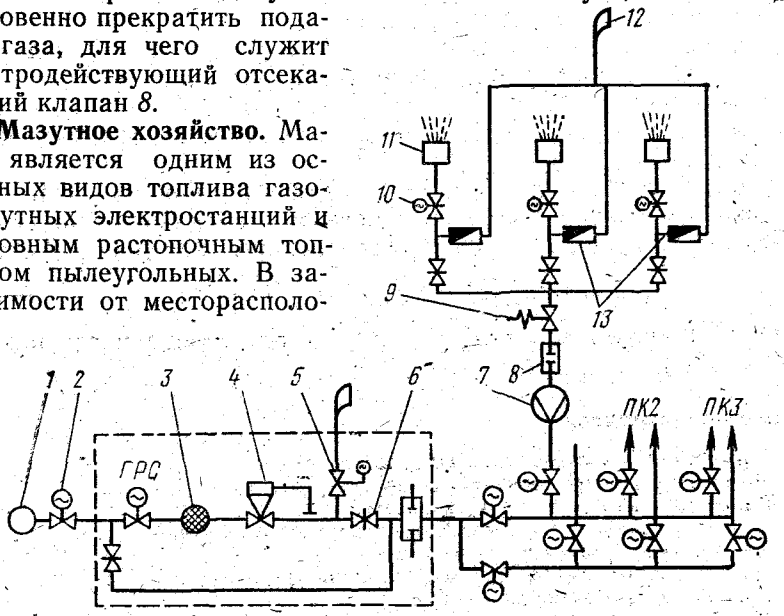


Рис. 51. Схема газового хозяйства электростанции:

1 — газовая магистраль, *2* — задвижки с электроприводом, *3* — фильтр, *4* — регулятор давления, *5*, *8* — предохранительный и быстродействующий отсекающий клапаны, *6*, *10* — запорные и регулирующие задвижки, *7* — расходомер, *9* — заслонка регулятора расхода газа, *11* — газовые горелки, *12* — свечи, *13* — пробковые краны

жения нефтеперерабатывающих заводов мазут транспортируют по трубопроводам, железнодорожным или водным транспортом. Для повышения эффективности выгрузки мазута из транспортных емкостей его предварительно подогревают в обогреваемых разгрузсараях или на приемной эстакаде паром, подаваемым в цистерны через шланги с сопловыми насадками. Для сжигания необходимы дополнительное снижение вязкости мазута до 2—3° ВУ и очистка от механических примесей. Поэтому наряду с приемно-сливными устройствами, хранилищами, мазутопроводами и насосами требуются устройства для предварительной подготовки мазута к сжиганию (очистки от механических примесей, подогрева и повышения давления).

Примерная схема транспортировки и подготовки мазута на электростанции показана на рис. 52. Из подогреваемой транспортной емкости — цистерны *5* через сливные эстакады *4* и фильтр грубой очистки *3* нагретый до 60—70°С мазут поступает в сливные резервуары *2*, в которых установлены погружные перекачивающие

насосы *1*, подающие его в основные наземные резервуары *6*. В основных резервуарах, как и в сливных, мазут подогревается. В основных резервуарах подогрев производится рециркулирующим, подогреваемым во внешних подогревателях *19* мазутом. В зависимости от марки сжигаемый мазут подогревают во внешних подогревателях до 120—135°С (М100) или до 75—115°С (М40). Применение циркуляционного подогрева в основных резервуарах позволяет поддерживать требуемую температуру мазута равномерно

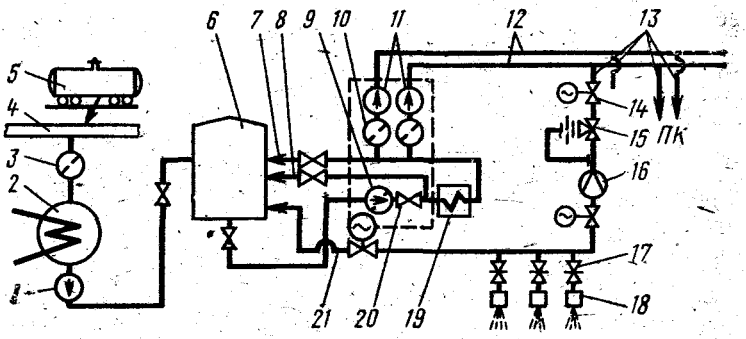


Рис. 52. Схема мазутного тракта:

1 — погружной перекачивающий насос, *2, 6* — сливной и основной резервуары, *3, 10* — фильтры грубой и тонкой очистки, *4* — сливная эстакада, *5* — цистерна с мазутом, *7, 8, 21* — линии рециркуляции, *9, 11* — насосы первой и второй ступеней, *12, 13* — мазутопроводы общие и котла, *14* — запорные задвижки с электроприводом, *15, 17* — регулирующие задвижки, *16* — расходомер, *18* — форсунки, *19* — подогреватели мазута, *20* — обратный клапан

по всему объему, а также предупреждать накопление загрязнений в нижней части резервуаров.

Из основных резервуаров насосами *9* и *11* мазут по общим мазутопроводам *12* подается в магистрали паровых котлов *13*. Последовательно установленные насосы *9* и *11* первой и второй ступеней позволяют повысить давление мазута до 3,5—4,5 МПа и использовать форсунки с механическим распылением. При этом упрощается конструкция подогревателей и фильтров *10* тонкой очистки, работающих при пониженном давлении. Из мазутопроводов *13* мазут поступает в форсунки *18*, последовательно проходя запорные *14* и регулирующие *15* задвижки, расходомер *16*. Наряду с рециркуляцией мазута до и после внешних подогревателей (линии *7* и *8*) предусмотрена линия рециркуляции *21* из магистралей паровых котлов, обеспечивающая его прокачку при остановах, что исключает застывание и застой. Все элементы мазутного тракта из-за повышенной взрывопожароопасности оборудуют специальными устройствами пожаротушения, к состоянию которых предъявляются повышенные требования.

При паровом распылении мазута схема мазутного хозяйства может быть упрощена: исключаются высокотемпературный подогрев и насосы второй ступени, так как достаточно давление 0,3—0,5 МПа.

Тракт сырого твердого топлива. Бо́льшая часть тепловых электростанций работает на твердом органическом топливе, доставку которого в основном осуществляют железнодорожным транспортом. В связи с большими расходами топлива на блочных электростанциях погрузочно-разгрузочные работы и транспортировка механизированы. Разгрузочные устройства бывают двух видов: с вагоноопрокидывателями (для самонеразгружающихся вагонов) и со щелевыми бункерами (для саморазгружающихся).

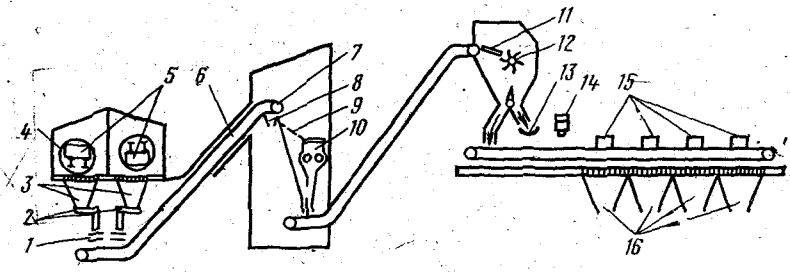


Рис. 53. Схема тракта сырого топлива с роторными вагоноопрокидывателями:

1 — конвейеры, *2* — питатели, *3* — приемные бункера, *4* — вагоноопрокидыватели, *5* — вагоны с топливом, *6* — транспортеры топливоподачи, *7, 14* — барабанный и подвесной магнитные сепараторы, *8* — бункер уловленного металла, *9* — грохот, *10* — дробилка, *11* — щелевая решетка, *12* — щепоуловитель, *13* — отвод уловленной щепы, *15* — разгрузочное устройство, *16* — бункера сырого топлива котла

Типичной является схема приемно-разгрузочного устройства с роторными вагоноопрокидывателями (рис. 53). Вагон *5* с топливом устанавливают в вагоноопрокидыватель *4*, переворачивают и топливо высыпается в приемные бункера *3*, из которых питателями *2* подается на отводящие ленточные конвейеры *1*. Для повышения эффективности разгрузки в зимнее время применяют предварительный подогрев железнодорожного состава с топливом в специальных тепляках с трубчатыми излучателями и соплами, выдувающими горячий воздух. Щелевые бункера располагают под путями разгрузочных устройств, и поступление топлива в них обеспечивается открытием нижних створок саморазгружающихся вагонов.

Из приемно-разгрузочного устройства топливо системой конвейеров топливоподачи *6* поступает в бункера сырого топлива *16* котельного цеха или на склад. На пути следования предусматриваются устройства для отделения металлических предметов (металлоуловители — барабанный магнитный сепаратор *7* и подвесной магнитный сепаратор *14*) и длинномерных неразмалывающихся включений (щепоуловитель *12*), а также дробилки *10* для предварительного дробления крупных кусков угля. Для уменьшения расхода энергии на дробление из топлива, подаваемого в дробилки, предварительно на виброгрохотах *9* отделяют мелкие фракции. В бункера паровых котлов сырое топливо подают разгрузочными подвижными тележками или опускными разгрузочными устройствами *15*, устанавливаемыми над каждым бункером.

§ 18. Схемы пылеприготовления

В крупных паровых котлах твердое топливо преимущественно сжигают в пылевидном состоянии. Подготовка топлива к сжиганию осуществляется в системе пылеприготовления, в которой производятся его сушка, размол и дозирование специальными питателями. Для сушки топлива используют сушильный агент. После отдачи теплоты топливу его называют отработанным сушильным агентом.

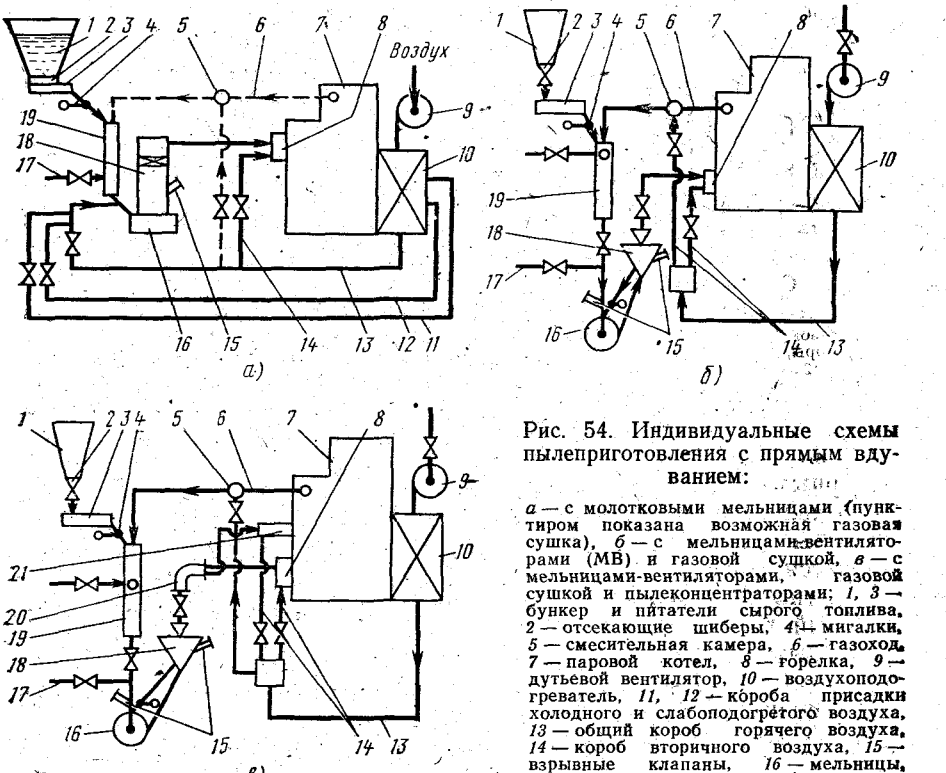


Рис. 54. Индивидуальные схемы пылеприготовления с прямым вдуванием:

а — с молотковыми мельницами (пунктиром показана возможная газовая сушка), *б* — с мельницами-вентиляторами (МВ) и газовой сушкой, *в* — с мельницами-вентиляторами, газовой сушкой и пылеконцентраторами; *1, 3* — бункер и питатели сырого топлива, *2* — отсекающие шиберы, *4* — мигалки, *5* — смесительная камера, *6* — газоход, *7* — паровой котел, *8* — горелка, *9* — дутьевой вентилятор, *10* — воздухоподогреватель, *11, 12* — короба присадки холодного и слабоподогретого воздуха, *13* — общий короб горячего воздуха, *14* — короб вторичного воздуха, *15* — взрывные клапаны, *16* — мельницы, *17* — клапан магистрали присадки атмосферного воздуха, *18* — сепараторы, *19* — устройство нисходящей сушки, *20* — пылеконцентраторы, *21* — сопло подачи сушильного агента

Выбор системы пылеприготовления определяется видом топлива и его физико-химическими свойствами. Различают центральные и индивидуальные системы пылеприготовления. В центральных устройства сушки и размола топлива вынесены на пылезаводы, за пределы котельных цехов, и готовая пыль может быть направлена к любому котлу, а в индивидуальных размещены вблизи котла и их работа связана с работой данного котла. Наибольшее распространение получили индивидуальные системы пылеприготовления,

выполненные по схеме прямого вдувания, когда готовая пыль отработанным сушильным агентом транспортируется к горелкам топочного устройства, и по схеме с пылевыми бункерами, когда готовая пыль после отделения от сушильного агента поступает в пылевые бункера, а очищенный от пыли отработанный сушильный агент используется для транспортирования готовой пыли или сбрасывается в топочную камеру либо атмосферу. При сбросе сушильного агента пыль транспортируется горячим воздухом.

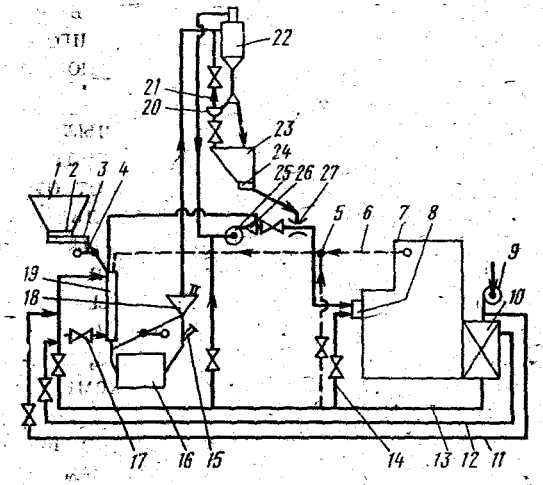


Рис. 55. Индивидуальная схема пылеприготовления с пылевым бункером (позиции *1—19* те же, что и на рис. 54):

20 — реверсивный шнек, *21* — линия влагоотсоса, *22* — циклон, *23* — пылевой бункер, *24* — питатель пыли, *25* — мельничный вентилятор, *26* — короб первичного воздуха, *27* — смеситель

В значительной степени схема пылеприготовления определяется типом размольного устройства. В основном используют молотковые (ММ), шаровые барабанные (ШБМ), среднеходные (шаровые и валковые) мельницы и мельницы-вентиляторы (рис. 54, *а—в*). В схемах прямого вдувания преимущественно применяют молотковые мельницы и мельницы - вентиляторы, реже — шаробарабанные и среднеходные, а в схемах с пылевыми бункерами—шаробарабанные, молотковые и среднеходные. Индивидуальные схемы прямого вдувания с молотковыми мельницами применяют для бурых углей, сланцев, фрезерного торфа и каменных углей с большим выходом летучих ($V^r > 28\%$). Горячий воздух (350—400°С) обеспечивает сушку углей, начальная влажность которых составляет 35—40% и торфа влажностью 50%. При более высокой влажности топлива в качестве сушильного агента используют топочные газы или их смесь с воздухом. При газовой сушке топлива более рациональны мельницы-вентиляторы, создающие разрежение, достаточное для отбора на сушку топочных газов при температуре 900—1000°С.

В индивидуальных схемах (рис. 54 и 55) сырое топливо из бункеров *1* питателями *3* подается в мельницы *16*. При размоле сушка протекает интенсивнее, поэтому в мельницу вместе с топливом подается сушильный агент — горячий воздух из воздухоподогревателя *10*, топочные газы по газоходу *6* или их смесь. Для регулирования температуры сушильного агента предусматривается присадка холодного воздуха, поступающего из атмосферы через кла-

пан *17*, или от вентилятора *9* по трубопроводу *11*, а также слабо подогретого воздуха из короба *12*.

Отделение готовой пыли от крупных частиц происходит в сепараторах *18*. Уловленная крупная пыль по течке возврата снова подается в мельницу. Течка возврата может быть совмещена с сепаратором (см. рис. 54, *а*) или выполнена отдельно (см. рис. 54, *б, в* и 55). Чтобы исключить обратное движение сушильного агента на течках возврата и течках после питателей сырого топлива, устанавливают мигалки *4*. Для обеспечения безопасных условий выполнения ремонта мельничного оборудования система пылеприготовления может быть отключена от бункеров и топки отсекающими шиберами *2*.

Кроме того, используют схемы прямого вдувания с пылеконцентраторами (см. рис. 54, *в*). Установка пылеконцентраторов после мельниц позволяет отделить большую часть пыли от отработанного сушильного агента и подать ее в основные горелки *8*, а основную часть сушильного агента и оставшуюся часть пыли — в горелки *21*. Отделение зоны горения, в которой сжигается основная часть подсушенной пыли с горячим воздухом, от зоны сброса сушильного агента повышает адиабатическую температуру, общий температурный уровень процесса горения и, следовательно, значительно увеличивает его устойчивость. Применение этой схемы позволяет надежно сжигать угли влажностью до 55—58% и более.

В индивидуальных схемах с пылевыми бункерами чаще всего применяют шаробарабанные мельницы. Установка пылевых бункеров, являющихся емкостями для накопления готовой пыли, позволяет уменьшить зависимость работы котла от системы пылеприготовления, что обеспечивает оптимальные режимы работы мельниц. При наполнении бункеров пылью мельницы останавливаются, а при срабатывании пыли до минимально допустимого уровня вновь включаются. При останове мельниц на работающем котле готовая пыль подается в горелки горячим воздухом, отбираемым из общего короба после воздухоподогревателя.

В индивидуальных схемах прямого вдувания с пылевыми бункерами (см. рис. 55) в отличие от рассмотренных схем готовая пыль вместе с отработанным сушильным агентом после сепаратора *18* направляется в циклон *22*, где происходит ее отделение от сушильного агента. После циклона пыль по течкам поступает в бункер *23*, откуда питателями *24* подается в смеситель *27*, установленный на пылепроводе к горелкам *8*. В этот пылепровод поступает из циклона сушильный агент, который далее транспортирует пыль к горелкам. Для преодоления значительного гидравлического сопротивления тракта пылеприготовления в схемах предусматривают мельничные вентиляторы *25*. Размещение их после циклонов позволяет обеспечить работу всей системы пылеприготовления при давлении ниже атмосферного, что снижает запыленность помещений. Реверсивные шнеки *20* позволяют заполнять пылью не только бункера работающей мельницы, но и бункера соседних котлов. Установка линий влагоотсоса *21* на бункерах и ре-

версивных шнеках способствует уменьшению увлажнения пыли из-за конденсации водяных паров.

Для повышения устойчивости процесса горения и его температурного уровня применяют схемы с подачей отработанного сушильного агента после циклонов вне основной зоны горения топлива — через сопла подачи сушильного агента. Транспортирование подсушенной пыли осуществляют горячим воздухом. Эти схемы рекомендуется использовать для углей влажностью 30—40%. Для углей большей влажности рекомендуются разомкнутые схемы пылеприготовления, в которых сушка топлива происходит горячими продуктами сгорания, отбираемыми из топочной камеры или за поверхностями нагрева котла. Отработанный сушильный агент после циклона сбрасывается в атмосферу. В этих схемах устанавливают пылеуловители высокой степени очистки. Обеспечивая надежное сжигание низкокачественных топлив ($Q^{p}_{н}$=5÷6 МДж/кг), такие схемы требуют повышенных капитальных и эксплуатационных затрат, имеют пониженную экономичность из-за выноса пыли после пылеуловителей в атмосферу и являются источником загрязнения окружающей среды, что ограничивает возможность их применения.

При подаче пыли отработанным сушильным агентом или горячим воздухом необходимо поддерживать в пылепроводах большие расходы и высокие скорости транспортирующего агента (25—30 м/с), чтобы не происходило отложений пыли. Это вызывает сильный износ пылепроводов на прямых и особенно на поворотных участках. При больших диаметрах пылепроводов (300—600 мм и более), т. е. значительных расходах транспортирующего агента, замена изношенных участков сложна; при этом в котельных цехах наблюдается повышенное запыление.

В последнее время все чаще в схемах пылеприготовления с бункерами пыли устанавливают пылепроводы высокой концентрации (ПВК). При этом пыль в смесителях смешивается с небольшим количеством воздуха, приобретает свойства текучести и подобно жидкости по наклонным пылепроводам малого диаметра (80—100 мм) с невысокими скоростями направляется к горелкам. Подачу воздуха могут обеспечивать высоконапорные вентиляторы или компрессоры, устанавливаемые перед смесителем, или паровые эжекторы, обычно размещаемые в горелках. В первом случае система пылепроводов высокой концентрации находится под давлением (ПВКд), а во втором — под разрежением (ПВКр).

§ 19. Размольные устройства. Регулирование тонкости помола

Мельницы. Выбор типа мельниц определяется видом сжигаемого топлива. Размольные устройства отличаются принципом измельчения и скоростью движения мелющих органов.

Шаровые барабанные мельницы ШБМ, обычно применяемые для трудноразмалываемого топлива с малым выходом летучих, являются универсальными, могут использоваться для любого топлива и относятся к тихоходным.

Мельница (рис. 56) представляет собой вращающийся цилиндрический стальной барабан *6* диаметром 2—4 м и длиной 2,5—10 м, покрытый внутри волнистыми броневыми плитами *8*. Барабан заполняется стальными шарами *9* диаметром 25—75 мм и приводится во вращение электродвигателем *11* через редуктор *12*. Вращение происходит с частотой 0,25—0,4 1/с. Топливо подается в бара-

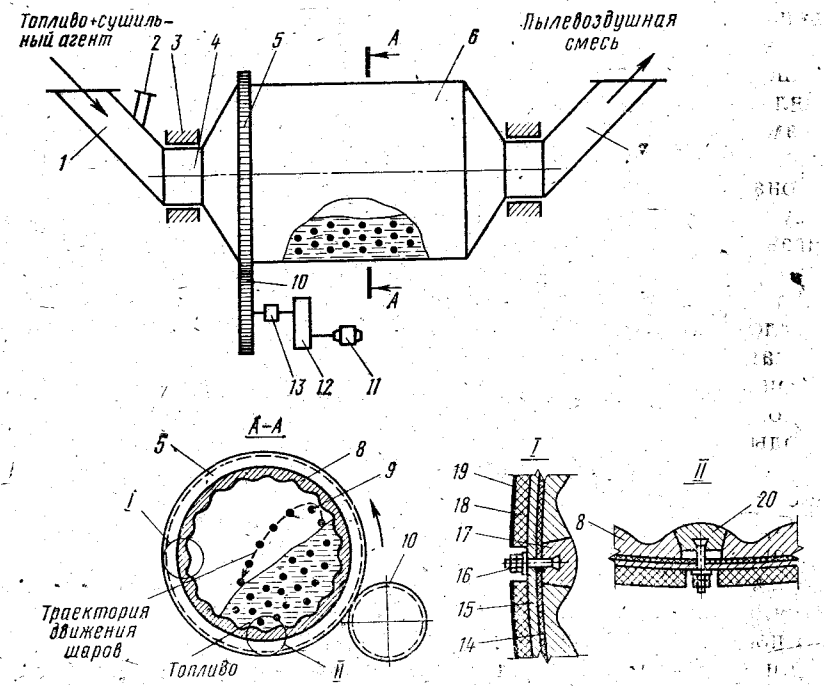


Рис. 56. Шаровая барабанная мельница:

1, 7 — входной и выходной патрубки, *2* — течка возврата (из сепаратора), *3* — подшипники, *4* — цапфы, *5, 10* — зубчатые колеса, *6* — барабан, *8* — броневые плиты, *9* — шары, *11* — электродвигатель, *12* — редуктор, *13* — муфта, *14* — асбестовая изоляция, *15* — стенка корпуса, *16* — болты, *17, 20* — клинья, *18* — изоляция (войлок), *19* — обшивка

бан через входной патрубок *1*, а готовая пыль выносится транспортирующим ее сушильным агентом через патрубок *7*. Броневые плиты крепятся к корпусу барабана болтами *16* и клиньями *17* и *20*. Для уменьшения шума и потерь теплоты в окружающую среду служат асбестовая изоляция *14* (между броневыми плитами и корпусом барабана) и войлочная изоляция *18* (между корпусом и наружной металлической обшивкой *19*). Сочленения подвижного барабана и неподвижных патрубков тщательно уплотняют во избежание присосов воздуха и пыления.

При вращении барабана в результате взаимодействия с волновой броней шары и частицы топлива приходят в движение. Поднимаясь на определенную высоту, часть шаров отрывается от брони и падает на слой перекатывающихся топлива и шаров. Размол

происходит как под действием удара при падении, так и от истирающего действия шаров, находящихся в слое движущегося топлива. По мере истирания шары периодически добавляют в мельницу. Наряду с вентилируемыми шаровыми барабанными мельницами в центральных системах пылеприготовления используют невентилируемые (ШБМН), из которых после размола пыль удаляют механически.

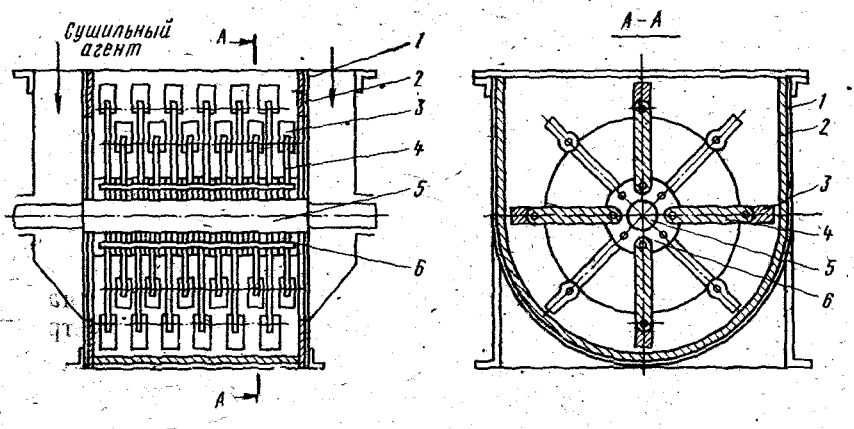


Рис. 57. Молотковая (аксиальная) мельница:
1 — корпус, *2* — броня, *3* — била, *4* — билодержатели, *5* — вал, *6* — диски

Молотковые мельницы ММ (рис. 57) широко используют при сжигании каменных углей с повышенным выходом летучих ($V^г > 30\%$), бурых углей, сланцев и фрезерного торфа. Размол в этих мельницах основан на ударном действии быстровращающихся бил *3* о слой медленно вращающегося топлива. Дополнительное измельчение происходит при истирании топлива между вращающимися билами и слоем, находящимся между билами и броней корпуса. С увеличением зазора между броней и билами (по мере их истирания) эффективность размола снижается. Мелющие органы — билы с помощью билодержателей *4* и дисков *6* свободно подвешены на валу *5* приводимом в движение электродвигателем с частотой вращения 9,8—16,5 1/с. Ротор с навешенными на него билами размещен в стальном корпусе *1*, покрытом внутри гладкими броневыми плитами *2* (броней). Для замены наиболее изнашиваемых деталей — бил на корпусе имеются навешиваемые на петлях дверцы. Длительность работы мельницы с хорошим помолом в зависимости от вида топлива колеблется от 100 до 3000 ч и лимитируется износом бил.

Сушильный агент подводится к мельнице вдоль ротора — аксиальные ММ (рис. 58, *а*) или по касательной к окружности вращения бил — тангенциальные ММ (рис. 58, *б*). Достоинства молотковых мельниц — несложность и малая металлоемкость конструкции, простота и высокая экономичность эксплуатации, возможность по-

мола топлива высокой взрывоопасности. Недостатками являются грубость помола и интенсивный износ мелющих органов при измельчении топлива повышенной прочности.

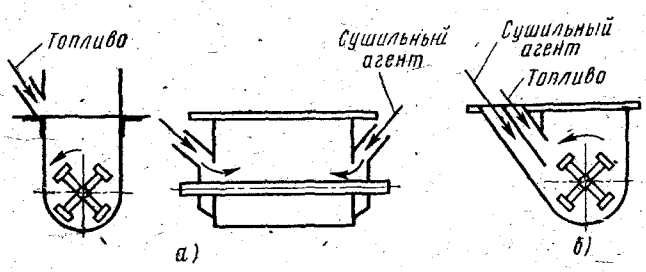


Рис. 58. Схемы молотковых мельниц:
а — аксиальной, *б* — тангенциальной

Мельницы-вентиляторы (рис. 59), имеющие частоту вращения 9,8—24,5 1/с, как и молотковые, являются быстроход-

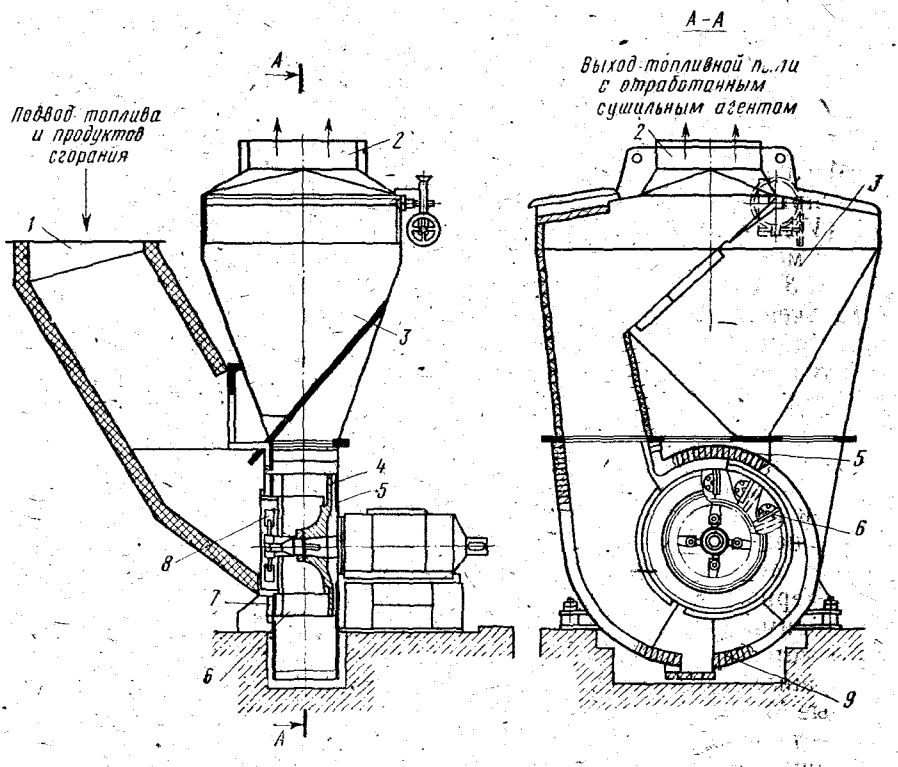


Рис. 59. Мельница-вентилятор:
1, 2 — входной и выходной патрубки, *3* — сепаратор, *4* — несущий диск, *5* — корпус, *6* — лопатки, *7* — кольцевой диск, *8* — предвключенные била, *9* — броневые плиты

ными. В корпусе *5*, обшитом внутри броневыми плитами *9*, размещен ротор, имеющий несущий *4* и кольцевой *7* диски, соединенные между собой плоскими радиальными лопатками *6*, к которым крепятся также броневые плиты. Поступающее по патрубку *1* сырое топливо попадает на быстро вращающиеся лопатки и дробится. Дополнительное измельчение происходит в результате вторичного соударения и трения частиц топлива с броней корпуса. Измельченное топливо несущим сушильным агентом подается в выходной

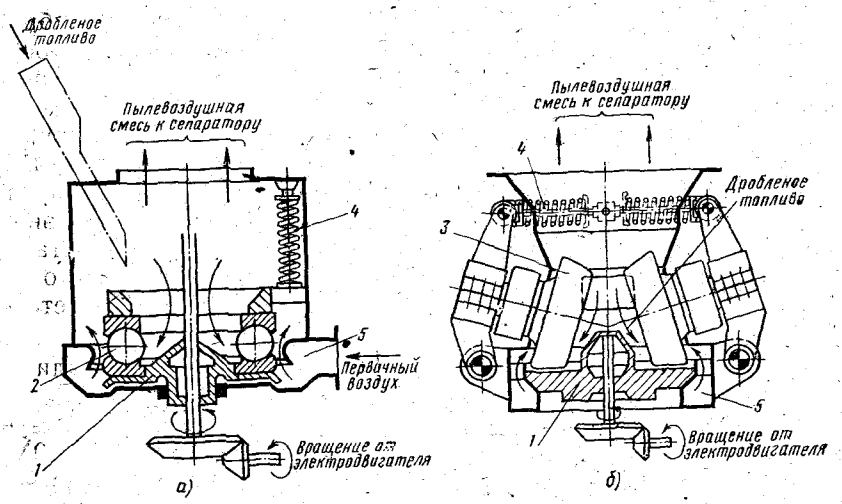


Рис. 60. Среднеходная мельница:

а — шаровая, *б* — валковая; *1* — нижний стол, *2* — шары, *3* — валки, *4* — упорные пружины, *5* — короб горячего воздуха

патрубок *2* и расположенный перед ним инерционный или центробежный сепаратор *3*. В сепараторе крупная пыль отделяется и возвращается в мельницу, а сушильный агент с готовой пылью направляется в горелки.

Так как мельница-вентилятор является не только размольной, но и простейшей тягодутьевой установкой, развивающей напор до 2—3 кПа, то в этом случае облегчается отбор топочных газов на сушку, а следовательно, сжигание высоковлажных топлив. Системы пылеприготовления с мельницами-вентиляторами все шире применяют для блоков различной мощности, особенно при сжигании высоковлажных углей (при $W^{р} > 50\%$). При подаче сырого топлива в опускной участок газозаборной шахты можно использовать для сушки топочные газы, имеющие температуру до 1000°С, при этом необходимо, чтобы температура перед мельницей была не выше 450°С.

Среднеходные мельницы (рис. 60, *а, б*) чаще всего используют в схемах прямого вдувания. Измельчение топлива при этом происходит в результате раздавливания его кусков на подвижном нижнем столе *1* прижимаемыми к нему шарами *2* (в ша-

ровых) или коническими валками *3* (в валковых) под действием упорных пружин *4*. Шары и валки получают вращение от стола через расположенный между ними слой размалываемого топлива. Частота вращения стола в зависимости от его диаметра (900—1800 мм) составляет 1,3÷0,67 1/с.

Системы пылеприготовления со среднеходными мельницами могут работать как при повышенном давлении до 8 кПа, так и при пониженном. Во втором случае за мельницей устанавливают вентилятор. Сырое топливо, поступая сверху на центральную часть вращающегося стола, под действием центробежных сил отбрасывается под шары или конические валки и, измельчаясь, выносится к сепаратору сушильным агентом, вводимым из короба *5* по периферии нижнего стола. Так как сушильным агентом в этих мельницах служит преимущественно воздух, имеющий температуру до 350—400°С, их применяют для топлив умеренной влажности. Повышенная чувствительность к попаданию металлических предметов пока ограничивает их использование в отечественной энергетике. Однако, учитывая, что среднеходные мельницы достаточно компактны, имеют небольшой износ мелющих органов и относительно небольшие затраты энергии на размол, предполагается их *более широкое использование*.

Регулирование тонкости помола. Требуемое качество пыли зависит от тонкости помола, фракционного состава, который определяется по результатам рассевки пыли на ситах и характеризуется остатками на двух ситах с ячейками 90 мкм (R_{90}) и 200 мкм (R_{200}) — для тонкого размола и 200 мкм и 1000 мкм (R_{1000}) — для грубого. Наличие крупных частиц топлива ухудшает процесс горения (возрастают потери с механическим недожогом), а очень мелких — приводит к росту затрат энергии на размол. Для каждого сорта топлива, топочного устройства и схемы пылеприготовления в процессе эксплуатации устанавливается оптимальная тонкость помола, определяемая наименьшими суммарными затратами. Оптимальная тонкость помола возрастает с увеличением реакционной способности топлива, определяемой выходом летучих. Так, если для топлива АШ при $V^r=3{,}5\div7\%$ требуется помол до $R_{90}=7\div15\%$ и $R_{200}=0{,}3\div1{,}2\%$, то для каменных длиннопламенных углей при $V^r=30\div45\%$ можно допустить $R_{90}=15\div40\%$ и $R_{200}=1{,}3\div13\%$.

При эксплуатации требуемую тонину помола получают как регулированием работы мельницы, изменением скорости движения и расхода сушильного агента, так и с помощью специальных устройств — сепараторов пыли, в которых крупные частицы отделяются и возвращаются в мельницу на доразмалывание. В схемах пылеприготовления используют гравитационные (или осадительные), инерционные и центробежные сепараторы (рис. 61, *а—в*). Гравитационные сепараторы основаны на принципе осаждения крупных частиц из пылевоздушного потока под действием силы тяжести, а инерционные и центробежные — на инерционном эффекте отделения частиц повышенной плотности из несущего их потока соответственно при резком повороте или вращении. В инер-

ционных сепараторах повороты потока обеспечивают направляющие поворотные шиберы и соответствующая внутренняя конфигурация корпуса, а в центробежном — поток закручивается направляющими поворотными лопатками.

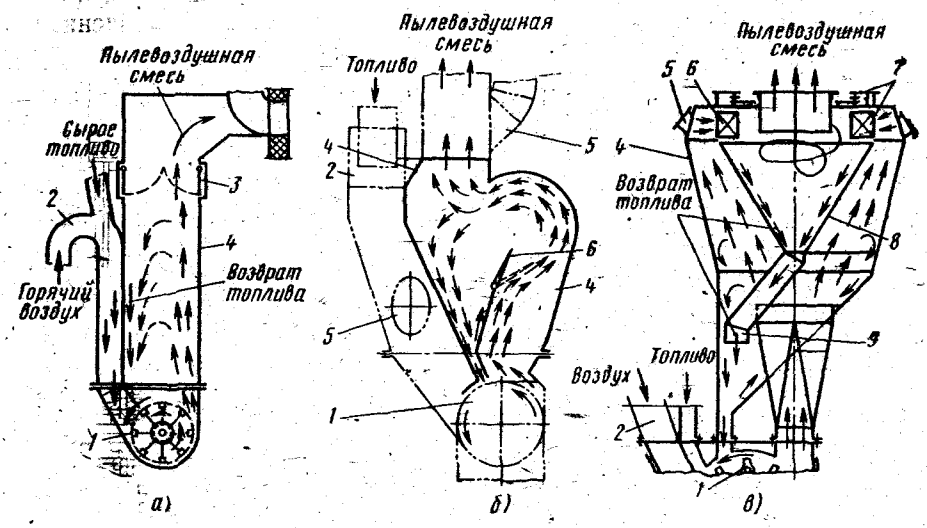


Рис. 61. Сепараторы пыли:

а — гравитационные, *б* — инерционные, *в* — центробежные; *1* — мельница, *2* — подвод сушильного агента, *3* — отключающие шиберы, *4* — корпус, *5* — взрывные клапаны, *6* — поворотные лопатки, *7* — привод лопаток, *8* — внутренний конус, *9* — течки возврата отсепарированного топлива.

§ 20. Порционирование и транспортирование пыли. Экономичность пылеприготовления

Устройства порционирования пыли. В отличие от схем прямого вдувания, в которых расход топлива на котел определяется производительностью питателей сырого топлива, в схемах с пылевыми бункерами количество сжигаемого в котле топлива дозируется питателями, устанавливаемыми под пылевыми бункерами. Основными типами питателей являются шнековые и лопастные; менее распространены барабанно-ячейковые. Шнековые питатели применяют для дозирования бурых и каменных углей, а лопастные — более сухих топлив (АШ, тощих и каменных углей).

Шнековый питатель (рис. 62) имеет расположенный в цилиндрической части корпуса *8* шнек с витками переменного постепенно увеличивающегося сечения в приемной части *10*, что обеспечивает равномерное поступление пыли из бункера по всей его длине. Расход пыли регулируется изменением частоты вращения шнека. Основным недостатком шнекового питателя является самопроизвольное перетекание пыли (особенно сухой), для умень-

шения которого в последних витках подающей части сокращают шаг между витками.

Лопастные питатели (рис. 63) имеют цилиндрический корпус *6*, по оси которого расположен вал *3* с последовательно насаженными на него по ходу пыли ворошителем *14*, верхним (мерительным) *13* и нижним (подающим) *7* колесами. Разрыхленная

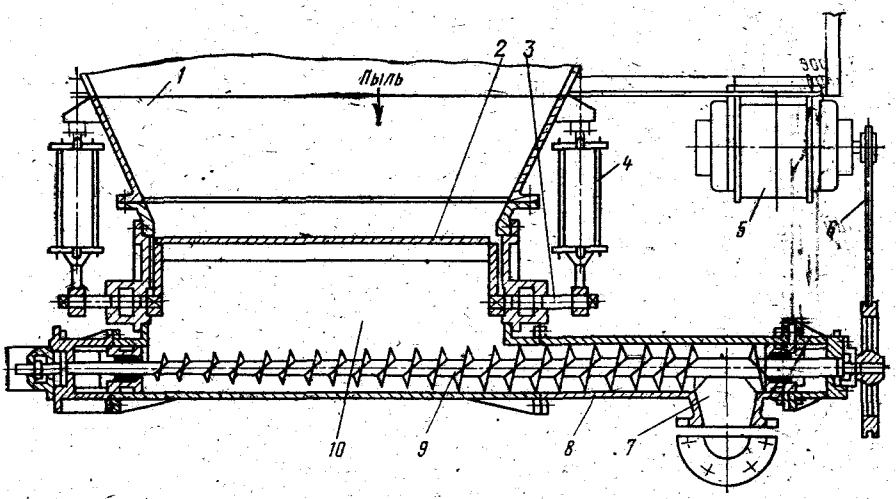


Рис. 62. Шнековый питатель пыли:

1 — бункер, *2*, *3*, *4* — отсекающий шибер, его ось и привод, *5* — электродвигатель, *6* — текстропная передача, *7* — пылевыдающий патрубок, *8* — корпус шнека, *9* — шнек, *10* — приемное окно

ворошителем пыль из бункера *1* через приемное окно *4* в верхней крышке *5* поступает в полость вращения верхнего колеса. После поворота на 180° через промежуточное окно *12* пыль поступает в объем нижнего колеса и, разворачиваясь также на 180°, через выходное окно *8* в дне нижней чашки *11* направляется в пылевыдающий патрубок *9* и далее через смесители по пылепроводам — к горелкам. Нижнее и верхнее колеса (звездочки) представляют собой стальные диски с профрезерованными в них ячейками для забора пыли. Регулируют расход пыли, изменяя частоту вращения электродвигателя, соединенного через редуктор *10* с валом.

Для перемещения угольной пыли по пылепроводам к горелкам в зависимости от схемы пылеприготовления используют отработанный сушильный агент или горячий воздух. Пылепроводы обычно имеют круглое сечение. Во избежание сепарации пыли скорость в пылепроводах должна быть не менее 25 м/с. Значительное увеличение скорости недопустимо по условиям износа пылепроводов, особенно на переходных участках и изгибах.

Экономичность пылеприготовления. Общая экономичность системы пылеприготовления и топки определяется суммарными затра-

тами на размол и пневмотранспорт пыли, а также потерями при сжигании. В качестве экономических показателей работы системы пылеприготовления более распространены суммарные удельные затраты энергии на размол и пневмотранспорт пыли с учетом затрат на ремонт и замену оборудования. Удельные затраты электроэнергии на размол $Э_р$ и пневмотранспорт $Э_{тр}$ (МДж/кг) определяются количеством энергии, требующейся для получения 1 кг пыли заданного фракционного состава и на ее транспортирование:

$$Э_р = N_р / B_м \text{ и } Э_{тр} = N_{тр} / B_м,$$

где $N_р$ и $N_{тр}$ — потребляемая мельницей мощность и мощность пневмотранспорта, МВт; $B_м$ — расход топлива через мельницу, кг/с.

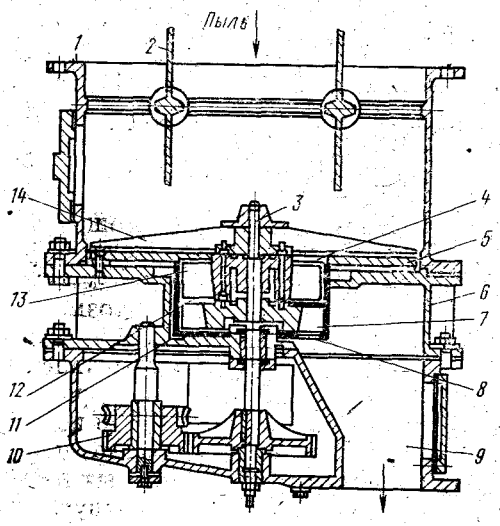


Рис. 63. Лопастной питатель пыли:

1 — бункер, *2* — отсекающие заслонки, *3* — вал, *4, 8* — приемное и выходное окна, *5* — верхняя крышка, *6* — корпус питателя, *7, 13* — нижнее и верхнее колеса, *9* — пылевыдающий патрубок, *10* — редуктор, *11* — нижняя чашка, *12* — промежуточное окно, *14* — ворошитель

Затраты энергии на размол в значительной степени определяются типом применяемой мельницы и характеристиками топлива, а расходы на пневмотранспорт — схемой пылеприготовления. Наибольшие затраты энергии на размол получают в шаровых барабанных мельницах, наименьшие — в молотковых. Однако при выборе мельниц следует помнить, что стоимость замены изнашиваемых мелющих органов в молотковых мельницах существенно больше ремонтных затрат в шаровых барабанных. В шаровых барабанных мельницах энергия тратится не только на размол топлива, но и на вращение больших масс барабана с шарами. Наиболее целесообразна работа этих мельниц при максимальной производительности. Поэтому они получили наибольшее распространение в схемах с пылевыми бункерами и работают с полной нагрузкой до заполнения бункеров, а затем останавливаются.

Удельные затраты энергии на размол в значительной мере зависят от скорости (расхода) сушильного агента в мельницах. При малых расходах сушильного агента происходит переизмельчение топлива и, как следствие, наблюдается повышенная загрузка мельниц, а пыль получается неравномерной по составу. Улучшение вентиляции снижает затраты энергии на размол, но одновременно происходит огрубление помола пыли. При эксплуатации котлов следует учитывать подобный характер воздействия венти-

ляции мельниц на экономичность работы системы пылеприготовления и котла в целом.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные элементы и назначение топливных трактов (газового, мазутного и твердого топлива)?
2. Каковы особенности индивидуальных схем пылеприготовления?
3. Каково назначение элементов систем пылеприготовления?
4. Какие размольные устройства вы знаете?
5. Каков принцип действия мельниц?
6. Как обеспечивается дозирование топлива?
7. От каких параметров зависит экономичность систем пылеприготовления?

ГЛАВА ПЯТАЯ

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ПОВЕРХНОСТЕЙ НАГРЕВА ПАРОВЫХ КОТЛОВ

§ 21. Шлакование топок и поверхностей нагрева

Процесс шлакования наблюдается в котлах, работающих на твердом топливе. При сжигании твердое топливо прогревается до температур, при которых золовой остаток переходит в размягченное или расплавленное состояние, в результате чего возможно интенсивное налипание частиц золы на поверхностях труб и обмуровки. Этот процесс, называемый *шлакованием*, сопровождается образованием значительных наростов, которые время от времени обрушиваются, выпадая в нижнюю часть топки и шлаковый комод. При падении наростов возможны деформация или разрушение трубной системы и обмуровки топочной камеры и шлаковых комодов. Иногда глыбы шлака полностью перекрывают холодную воронку и требуется немедленный останов котла.

Шлакование может происходить также на трубах поверхностей нагрева, расположенных на выходе из топки, что приводит к забиванию проходов между трубами. При частичном перекрытии проходов возрастает сопротивление поверхности нагрева, увеличивается загрузка дымососов, поэтому необходимо снижение нагрузки котла. Значительное шлакование и перекрытие сечения для прохода газов требуют останова котла на расшлаковку. Расшлаковка топочной камеры и поверхностей нагрева — трудоемкий и опасный процесс, требующий значительных материальных и трудовых затрат в течение продолжительного времени.

Причинами шлакования могут быть: низкие температурные характеристики золы, определяемые ее химическим составом, размягчение или плавление золовых частиц; прямой удар и большая скорость набегания газового потока на шлакуемую поверхность и ее высокая температура. Для устранения шлакования необходима правильная эксплуатация котла: наблюдение за слабо экранированными участками стен; очистка труб от отложений; переключение горелок и оптимальная их загрузка для изменения скорости удара и угла набегания потока.

При организации топочного режима учитываются также физико-химические свойства золы. На снижение температурных характеристик золы и увеличение ее шлакующих свойств влияет повышенное содержание соединений щелочных металлов и железа. Большое влияние на шлакование топки оказывает среда в ней. При недостаточной подаче воздуха процесс горения протекает в условиях нехватки кислорода и в топке создается восстановительная или полувосстановительная среда, в которой температура размягчения и плавления золы снижается на 100—150°С и более.

При анализе шлакования следует иметь также в виду временной фактор и связанное с ним состояние поверхности. Шероховатая поверхность может удерживать частицы золы и создавать условия для повышенного шлакования. С увеличением длительности эксплуатации вследствие коррозионных процессов, загрязнения труб и т. п. шероховатость труб растет и со временем даже слабошлакующие топлива дают значительное шлакование.

Для снижения или ликвидации шлакования необходимо тщательно следить за поддержанием окислительной среды в топке (по показаниям кислородомеров), равномерностью распределения топлива и воздуха по отдельным горелкам, состоянием поверхности стен топки и труб и своевременно проводить обдувки. При увеличении температуры стен топочной камеры и появлении шлака следует уменьшить загрузку горелок, направленных в зону повышенного шлакования. Если уменьшить шлакование не удается, вводят ограничение по составу топлива или изменяют схему сжигания и конструкцию топочного устройства.

§ 22. Износ и коррозия поверхностей нагрева

Сжигание твердого топлива сопровождается еще одним нежелательным явлением — эрозионным износом труб поверхностей нагрева, который происходит вследствие удара и трения твердых золовых частиц об их поверхность, в результате чего наблюдается истирание и уменьшение толщины стенок. Износ труб приводит к их разрывам, необходимости останова котла и определяется концентрацией золы μ в газовом потоке, ее скоростью v и истирающими (абразивными) свойствами, износостойкостью металла труб, формой и размером золовых частиц, конструктивными характеристиками поверхности нагрева, равномерностью распределения золы и скорости газового потока по сечению газоходов. Зависимость износа (кг/м^2) единицы поверхности трубы за определенное время τ выражается формулой

$$I = \eta A \mu v^3 \tau,$$

где η — коэффициент захвата, показывающий долю золовых частиц, ударяющихся о поверхность трубы; A — коэффициент пропорциональности. Вследствие малых размеров частиц золы их скорость обычно близка к скорости газового потока, которую и используют при расчетах.

Наибольшее влияние на износ оказывает скорость газового потока. При сжигании топлив с высокоабразивной золой (экибастузский и подмосковный угли) скорость газов в поверхностях нагрева в зависимости от плотности установки труб ограничивают 6—8 м/с, в то время как для топлив с низкой абразивностью золы она составляет 10,5—12 м/с. Абразивные свойства золы в значительной степени определяются формой частиц: при сферической форме износ наименьший. Поэтому одним из путей снижения износа является переход на жидкое шлакоудаление, при котором происходит расплавление частиц золы, приобретающих сферическую форму Размеры золовых частиц определяются интенсивностью протекания процесса горения и начальными размерами угольной пыли, подаваемой в топку. С угрублением размола топлива увеличиваются размеры частиц золы и растет золовой износ труб. Большое влияние на золовой износ и работу парового котла оказывает неравномерность распределения скорости и концентрации золовых частиц в газовом потоке. При поворотах газового потока золовые частицы, особенно ее крупные фракции, под действием инерционных сил отжимаются к наружной части поворота газохода, где значительно возрастает концентрация золы и происходит повышенный износ труб поверхностей нагрева.

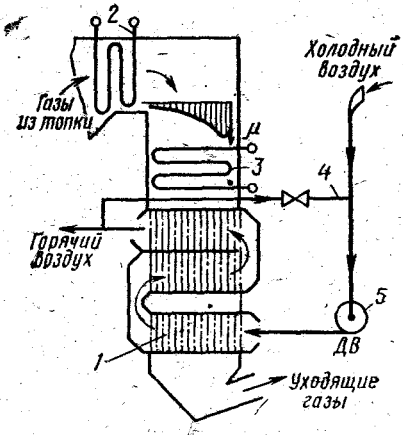


Рис. 64. Схема конвективной шахты:

1 — первый, второй и третий ходы воздухоподогревателя, *2* — пароперегреватель, *3* — экономайзер, *4* — линия рециркуляции воздуха, *5* — дутьевой вентилятор

Подобная картина имеет место при входе газового потока из горизонтального переходного газохода в конвективную шахту (рис. 64). В первых поверхностях нагрева конвективной шахты наибольшему износу подвергаются участки труб, расположенные у задней стенки газохода в зоне повышенной концентрации золы. Для предупреждения износа труб поверхностей нагрева снижают скорость газового потока, применяют жидкое шлакоудаление, повышенное измельчение пыли в тракте пылеприготовления, различные накладки на трубы.

Нарушение работы котла из-за разрывов труб поверхностей нагрева вызывает также коррозия (разрушение металла в результате химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой). Наряду с внутренней коррозией под действием рабочего тела в паровых котлах при сжигании сернистых жидких и твердых топлив наблюдается интенсивная наружная коррозия, вызываемая газовым потоком. Различают высокотемпературную коррозию, которой преимущественно подвергаются трубы и не-

охлаждаемые металлические элементы топочных экранов и пароперегревателей, и низкотемпературную коррозию труб поверхностей нагрева, расположенных последними по ходу газов.

Наиболее интенсивные коррозионные процессы наблюдаются при сжигании сернистых мазутов. Высокотемпературная коррозия вызывается воздействием соединений серы и ванадия в виде смеси оксидов V_2O_5 и V_2O_4 или $Na_2O_4 \cdot V_2O_4 \cdot 5V_2O_5$. В высокотемпературной коррозии могут участвовать также хлориды различных металлов, особенно щелочных. Сложные сульфаты и ванадиевые соединения имеют низкую температуру плавления (625—690°С, а иногда до 490—520°С — смеси сложных сульфатов) и обладают высокой текучестью — способностью проникать через мельчайшие поры к металлу трубы. Ванадиевая и сульфатная коррозия значительно уменьшается при отсутствии избыточного кислорода в процессе горения. Поэтому для снижения этих видов высокотемпературной коррозии топливо сжигают с малыми избытками воздуха в топке ($\alpha_т = 1 \div 1{,}03$).

Низкотемпературная коррозия вызывается серным ангидридом SO_3, переходящим в присутствии водяных паров в пары серной кислоты H_2SO_4. При пониженных температурах пары серной кислоты конденсируются и, поглощая водяные пары, образуют на поверхности труб разбавленную серную кислоту, активно взаимодействующую с металлом. Температуру, при которой на трубах наблюдается появление конденсированной жидкой пленки, называют *температурой точки росы дымовых газов*. В зависимости от содержания SO_3 и водяных паров в дымовых газах температура точки росы может доходить до 160—170°С, а низкотемпературная коррозия наблюдается даже при температурах газа 180—190°С (при сжигании высокосернистых мазутов).

Наибольшему воздействию низкотемпературной коррозии подвержен воздухоподогреватель (ВП), особенно его наиболее холодные, первые по ходу воздуха кубы (последние — по ходу газов), которые отделяют от остальных для упрощения ремонта. Низкотемпературную коррозию и ее последствия ослабляют предварительным нагревом воздуха в калориферах и рециркуляцией (рис. 64); сжиганием топлива с малыми избытками воздуха; применением в низкотемпературных поверхностях нагрева коррозионно-стойких материалов (стекла, керамики, эмалированных покрытий и др.), а также различных присадок. Рециркуляция горячего воздуха повышает температуру воздуха на входе в ВП и температуру стенок труб. Управляя заслонкой на линии рециркуляции, поддерживают требуемую температуру воздуха перед ВП (в зависимости от вида топлива в пределах 60—100°С).

§ 23. Загрязнение поверхностей нагрева

Наружные отложения. Наличие золы в дымовых газах приводит также к загрязнению труб поверхностей нагрева и образованию золовых отложений, что снижает передачу тепла вследствие

уменьшения коэффициента теплопередачи. Количество теплоты Q (Вт), передаваемой любой поверхностью нагрева, пропорционально ее площади H (м^2), разности температур теплоносителя и рабочего тела, называемой *температурным напором* Δt (К), и коэффициенту теплопередачи k, Вт/(м^2·К):

$$Q = k\Delta t H.$$

Коэффициент теплопередачи k зависит от коэффициентов теплоотдачи теплоносителя и рабочего тела, толщины наружных и внутренних отложений, металлической стенки и их коэффициентов теплопроводности.

Коэффициент теплопроводности наружных и внутренних отложений обычно мал — 0,08—4,0 Вт/(м^2·К), и поэтому при появлении даже незначительных отложений (несколько мм) происходит резкое снижение коэффициента теплопередачи k и эффективности работы поверхностей нагрева.

На частицы золы, соприкасающиеся с поверхностью трубы, одновременно действуют силы притяжения к трубе и силы, стремящиеся оторвать их от ее поверхности. Частицы удерживаются на поверхности силами молекулярного и электростатического притяжения, а также поверхностными силами, возникающими при ударе о поверхность трубы деформирующихся частиц. Между отдельными частицами осевшей золы может происходить химическое взаимодействие, приводящее к укреплению взаимной связи. Отрыв частиц от поверхности происходит под действием сил инерции и тяжести. В зависимости от того, какие силы преобладают, происходит образование отложений на трубах или эрозионный износ. В значительной степени это зависит от размеров частиц золы: с их уменьшением преобладающими становятся силы притяжения, и оседание золы на трубах возрастает. Крупные частицы золы, располагая значительными силами инерции, при ударе о поверхность трубы с отложениями разрушают слой, вырывая его частицы и даже металл труб. Загрязнение лобовой части труб происходит как результат одновременного оседания мелкой золы и абразивного износа образовавшегося слоя крупными частицами золы. В тыльной части труб всегда образуются отложения мельчайших золовых частиц.

Различают сыпучие и связанные отложения. Сыпучие отложения возникают, когда между частицами золы, осевшими на трубах, действуют лишь силы взаимного притяжения, которые являются относительно слабыми. Такие отложения рыхлые, слабо связаны с поверхностью и легко удаляются небольшим механическим воздействием (например, увеличением скорости газового потока).

Связанные отложения прочно соединяются с поверхностью труб и удаляются трудно. Образование их вызывается размягчением или расплавлением всей золовой частицы или присутствием на ее поверхности (или поверхности труб) липких пленок, которые появляются при наличии в золе легкоплавких соединений (соединений щелочных металлов, сульфидов, метафосфорной кислоты, сложных

сульфатов и др.). Жидкие пленки на поверхности частиц золы и труб возникают также в результате конденсации ранее (в процессе горения) испарившихся соединений (например, щелочных металлов). Связывание отложений может происходить под воздействием вторичных процессов в слое осевшей золы (например, сульфатизации свободного оксида кальция или других его соединений). Скорость сульфатизации снижается при уменьшении содержания O_2 и свободного оксида кальция (CaO). Содержание O_2 уменьшают, снижая избытки воздуха, а CaO — повышая температурный уровень горения.

Связанные отложения значительно более опасны, чем сыпучие, так как могут расти неограниченно — до полного забивания проходов между трубами. Образование связанных наружных отложений уменьшают, работая с малыми избытками воздуха; применяя высокотемпературные топочные устройства при сжигании топлива, дающего золу с большим содержанием кальция, и низкотемпературные при повышенном содержании в золе соединений щелочных металлов; уменьшая температуру газов перед поверхностью до 800—850°С; устанавливая в выходной части топки «разреженные» поверхности нагрева (ширмы, пароперегреватели с большими расстояниями между соседними трубами); применяя присадки и различные способы очистки поверхностей.

Внутренние отложения. Наличие солей в питательной воде ведет к образованию внутренних отложений в экономайзерных и испарительных поверхностях, пароперегревателях. В экономайзерных и испарительных поверхностях осаждаются в виде накипи преимущественно труднорастворимые в воде вещества, например соли кальция, магния, алюминия, вносимые с добавками очищенной воды, и соли железа и меди, накапливаемые в процессе коррозии поверхностей нагрева и теплообменников (например, конденсаторов, подогревателей питательной воды). Скорость образования внутренних отложений (особенно солей железа и меди) зависит от плотности теплового потока и увеличивается с его ростом. Наибольшие отложения этих солей наблюдаются в топочной камере, особенно в зоне максимальных температур (на уровне расположения горелочных устройств). В значительной степени этим объясняются разрывы труб нижних радиационных частей в газомазутных котлах.

Образование внутренних отложений кроме снижения эффективности работы поверхностей нагрева ведет к перегреву и пережогу труб. Температура стенок труб кроме температуры рабочего тела $t_{р.т}$ определяется также тепловым потоком $q_н$, толщиной отложений $\delta_{отл}$, их коэффициентом теплопроводности $\lambda_{отл}$ и коэффициентом теплоотдачи α_2 от рабочего тела к стенке:

$$t_{ст} = t_{р.т} + q_н(1/\alpha_2 + \delta_{отл}/\lambda_{отл}).$$

При отсутствии наружных загрязнений, когда обогрев с газовой стороны наибольший и тепловые потоки высоки, температура стенки может превысить опасные значения.

Для предупреждения внутренних отложений используют: совершенные методы водоподготовки и получения чистого пара; продувку барабанных котлов; устанавливают сепарационные устройства; постоянно контролируют водный режим и качество пара, питательной воды и воды в барабане; организуют борьбу с внутренней коррозией труб. В прямоточных котлах, где основное количество поступающих с питательной водой солей осаждается на поверхностях нагрева, периодически при эксплуатации или останове производят водяные и кислотные промывки поверхностей нагрева. Кроме того, для снижения опасности пережога труб уменьшают плотность тепловых потоков, а также увеличивают скорость рабочего тела, для чего при пусковых режимах и малых нагрузках (менее 30% номинальной) применяют рециркуляцию внутренней среды.

§ 24. Очистка поверхностей нагрева

Для повышения эффективности работы поверхностей нагрева и устранения отложений золы и шлака на трубах применяют различные способы очистки, выполняемые при останове котла или регулярно в процессе эксплуатации (профилактические). На оста-

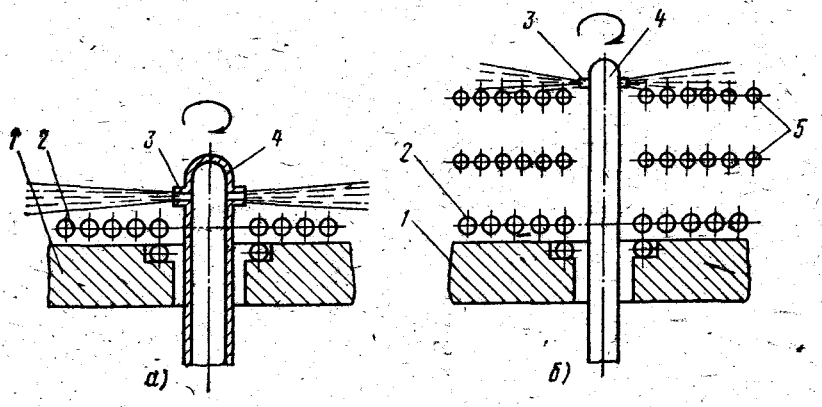


Рис. 65. Схемы обдувки:

а — экранов, *б* — конвективных поверхностей нагрева и ширм; *1* — обмуровка, *2* — экранные трубы, *3* — сопло, *4* — насадка, *5* — ширмы (или трубы конвективной поверхности)

новленных котлах преимущественно выполняют механическую очистку различными скребками и водяную обмывку, а при эксплуатации — паровую и воздушную (пневматическую) обдувку, водяную термоциклическую очистку, дробе- и виброочистку.

Обдувку труб (рис. 65) топочных экранов *2* или поверхностей нагрева (ширм) *5* осуществляют динамическим и термическим воздействием струй, вытекающих из сопл *3*, расположенных на вращающихся насадках *4* под углом 90° по отношению к их оси, что обеспечивает движение струй вдоль поверхности обдуваемых труб экранов или поверхностей нагрева. В зависимости от назна-

чения и места установки применяют обдувочные невыдвижные, маловыдвижные и глубоковыдвижные аппараты.

Невыдвижные аппараты (рис. 66, *а*) устанавливают в зоне относительно невысокой температуры газов (до 700°С). Трубу-насад-

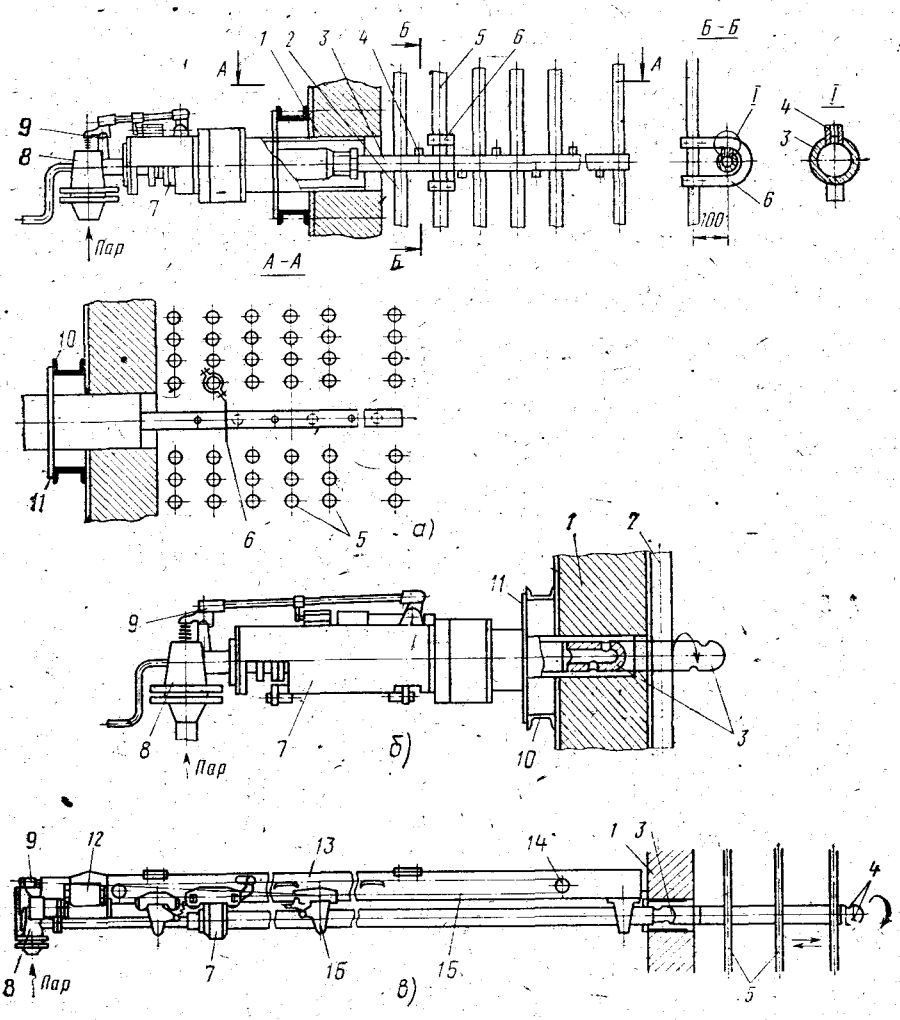


Рис. 66. Обдувочные аппараты:

а — невыдвижные, *б* — маловыдвижные, *в* — глубоковыдвижные; *1* — обмуровка, *2* — экранные трубы, *3* — труба-насадка, *4* — сопло, *5* — трубы обдуваемой поверхности, *6* — хомуты крепления трубы-насадки, *7* — приводной механизм, *8*, *9* — клапан и его привод, *10* — рама (несущая балка), *11* — фланец, *12* — редуктор, *13* — несущая балка, *14* — колесо цепного привода, *15* — цепная передача, *16* — передвижная опора

ку *3* с соплами *4* свободно подвешивают хомутами *6* к трубам *5* обдуваемой поверхности. При обдувке во время вращения трубы-насадки *3* в нее подается пар или сжатый воздух.

Маловыдвижные аппараты (рис. 66, *б*) преимущественно применяют для очистки экранных труб. Труба-насадка *3* с соплами *4* получает вращательное и поступательное движения через приводной механизм *7*. При ее полном вводе в топку (расстояние сопл от труб *2* составляет от 50 до 90 мм) открывается клапан *8* и обдувочный агент (пар давлением 1,3—4 МПа или сжатый воздух)

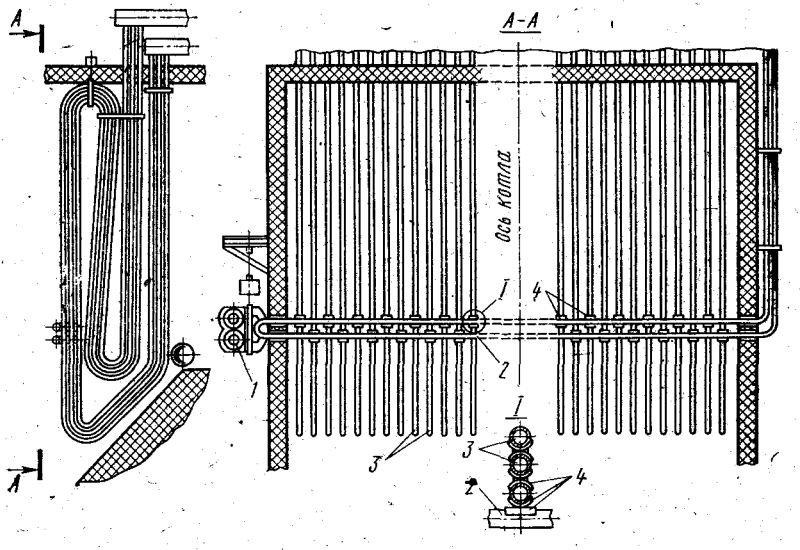


Рис. 67. Виброочистка конвективного пароперегревателя:
1 — вибратор, *2* — виброштанги, *3* — очищаемые трубы, *4* — накладки

поступает в трубу-насадку. По окончании обдувки клапан закрывается и труба-насадка выводится из топки. Эффективный радиус действия струи 2,5—3 м.

Глубоковыдвижные аппараты для обдувки фестонов, ширмовых и конвективных пароперегревателей, расположенных в зоне температур 700—1000°С (рис. 66, *в*), отличаются от маловыдвижных длиной трубы-насадки и ее ходом, а также наличием раздельных приводов вращательного и поступательного движений. Совмещение на одной несущей балке *13* подвесного и опорного аппаратов с поступательным движением в противоположных направлениях позволяет выполнять обдувку сразу двух котлов, т. е. получается аппарат двустороннего действия.

Для очистки экранных труб котлов, работающих на сильношлакующихся топливах, используют водяную очистку. В этом случае отложения разрушаются под действием напряжений, возникающих при их охлаждении водяными струями, истекающими из сопл. Устройства водяной очистки монтируют на базе маловыдвижных аппаратов (см. рис. 66, *б*) или специально. По сравнению с паровой и пневматической водяная очистка более эффективна и вследствие невысоких скоростей истечения воды не вызывает сильный

золовый износ обрабатываемых труб. Однако обязательна защита, прекращающая подачу воды в аппарат в случае его застревания в топке, так как из-за переохлаждения экранов может произойти нарушение циркуляции. Водяная очистка повышает опасность появления трещин в трубах.

Очистку ширмовых и частично конвективных пароперегревателей выполняют вибрационным методом. Отложения с очищаемых труб удаляются под воздействием поперечных или продольных колебаний, возбуждаемых в них электромоторным или пневматическим вибратором (рис. 67). Трубы *3* связаны с вибраторами *1* виброштангами *2*, которые приварены к крайним из них через полуцилиндрические накладки *4*. При мембранных змеевиковых поверхностях вибрационный метод очистки проще.

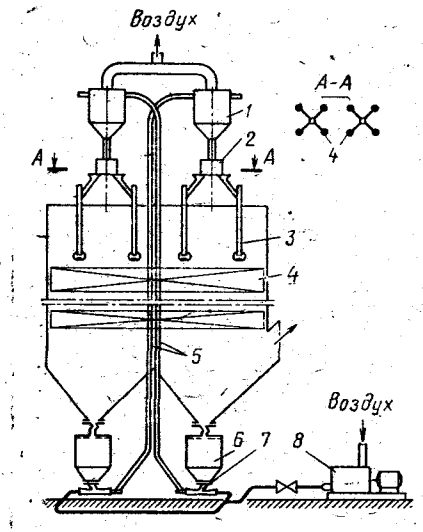


Рис. 68. Установка дробеочистки с пневмотранспортом дроби (под давлением):

1 — дробеуловитель, *2* — тарельчатый питатель, *3* — трубопроводы с разбрасывателями, *4* — очищаемые поверхности, *5* — подъемный дробепровод, *6* — бункера, *7* — нижние питатели дроби, *8* — воздуходувка

Для охлаждения виброштанг, расположенных в зоне высоких температур, используют пар котла. Для повышения эффективности очистки и надежности работы металла змеевиков и виброштанг увеличивают частоту колебаний и плавность ее регулирования, например пневматическим генератором колебаний. Виброочисткой продольными колебаниями в основном удаляют отложения с ширм. При этом вибраторы устанавливают на коллекторах, подвешенных на пружинных подвесках к балкам каркаса, что значительно упрощает конструкцию виброустановки. Эффективность такой очистки ниже, чем при использовании поперечных колебаний, и, кроме того, требуются большие возмущающие усилия вибраторов.

При сжигании мазутов и топлив с большим содержанием в золе соединений щелочных и щелочноземельных металлов появляются прочносвязанные с трубами плотные отложения, удаление которых описанными методами затруднительно. Достаточную эффективность удаления отложений получают, используя дробевую очистку (рис. 68), при которой равномерно на всю площадь очищаемой поверхности нагрева подают дробь (диаметром 3—7 мм). При ударе дробь разрушает отложения на трубах как с лобовой, так и с тыльной стороны (в результате отскока от нижележащих труб).

Зола с газами уносится в золоуловитель, а дробь выпадает и скапливается в специальных бункерах *6*. При включении установки дробь из этого бункера питателем *7* подается по дробепроводу *5* в установленный наверху дробеуловитель *1*. Из дробеуловителя дробь с помощью тарельчатого питателя *2* распределяется по

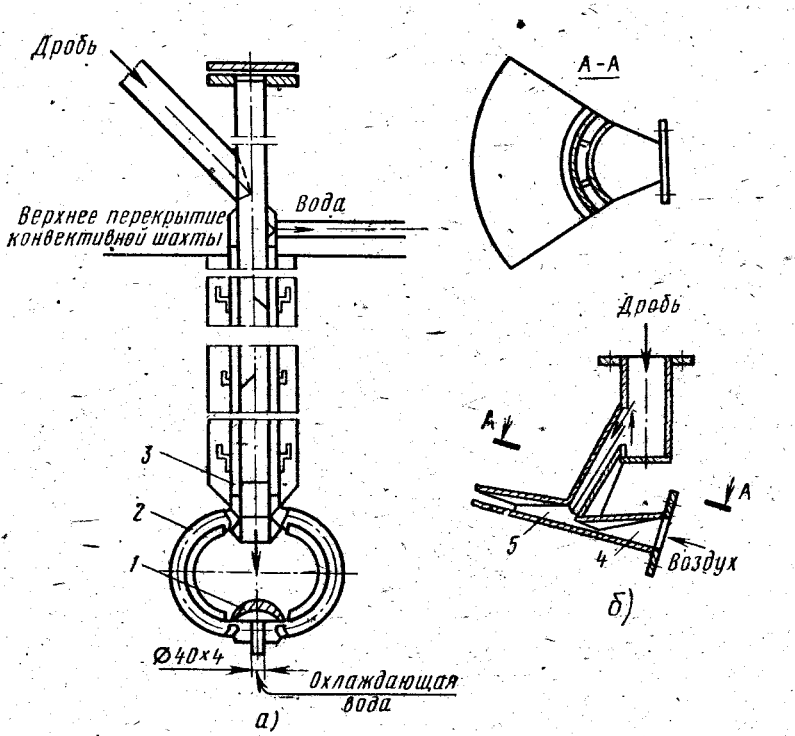


Рис. 69. Разбрасыватели дроби:

а — полусферический, *б* — пневматический; *1* — полусфера, *2*, *3* — охлаждающие трубы, *4* — подводящий канал, *5* — разгонный участок

отдельным разбрасывающим устройствам *3*. В качестве разбрасывающих устройств применяют обращенные вверх полусферические разбрасыватели (рис. 69, *а*) или устанавливаемые на стенах газохода пневматические (рис. 69, *б*), в которых разброс дроби осуществляется сжатым воздухом либо паром, поступающим по подводящему каналу в разгонный участок. Из-за большей скорости удара дроби о поверхность труб их износ в последнем случае более высок. Дробевые установки с пневмотранспортом дроби работают под вакуумом или под давлением.

При интенсивном загрязнении поверхностей нагрева различные методы очистки используют комплексно.

Контрольные вопросы

1. Что такое шлакование и от чего оно зависит?
2. В чем сущность износа?
3. Какие виды загрязнений вы знаете?
4. Какими способами очищают трубы от шлака и загрязнений?
5. Как влияют внутренние отложения солей и наружные загрязнения на надежность котлов?
6. От чего зависят тепловая эффективность и надежность работы стенок труб?

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ГАЗОВОЗДУШНЫЙ ТРАКТ ПАРОВЫХ КОТЛОВ. ЗАЩИТА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

§ 25. Газовоздушный тракт и условия его работы

Газовоздушный тракт паровых котлов служит для движения поступающего для горения воздуха и образующихся продуктов сгорания, улавливания золы и шлака и рассеяния на значительные расстояния остающихся после улавливания вредных выбросов (золы, оксидов азота и серы, нагретых газов и др.). В комплект оборудования газовоздушного тракта наряду с тягодутьевыми машинами, всасывающими и нагнетательными воздухо- и газоходами входят золо- и шлакоулавливающие и удаляющие устройства, а также дымовые трубы значительной высоты.

Газовоздушный тракт (рис. 70) начинается от воздухозаборных окон *ВЗО* и заканчивается выходной насадкой дымовой трубы *17*. Необходимый для горения воздух забирается дутьевым вентилятором *1* через воздухозаборные окна *ВЗО* из атмосферы или котельного цеха, проходит воздухоподогреватель *3* и короб *4*, из которого часть его подается на сушку по коробу *6* первичного воздуха в мельницу *7*, а часть — по коробу *8* в горелку *12*. Образующиеся в топке *13* продукты сгорания, охлаждаясь, проходят через пароперегреватель *14*, экономайзер *15*, воздухоподогреватель *3* и выходят из котла. Значительная часть содержащейся в продуктах сгорания золы улавливается расположенными за котлом золоуловителями *16*. Очищенные от золы дымовые газы направляются в дымовую трубу *17* и выбрасываются в атмосферу, а уловленные зола и шлак направляются по каналам *19* в золошлакоотвалы.

Движение воздуха и продуктов сгорания сопровождается потерями давления, которые определяются размерами поверхностей нагрева и скоростью воздуха и газов в них. Сопротивление любого участка газохода пропорционально квадрату скорости v газов: $\Delta p = kv^2$ (где k — коэффициент пропорциональности). Преодоление потерь давления обеспечивается тягодутьевыми установками, тип и число которых определяются мощностью и конструкцией котла. При эксплуатации котла расход и скорость воздуха и газов могут изменяться даже при стабильной нагрузке, что объясняется присосами воздуха и загрязнением поверхностей нагрева. С увеличением при-

сосов пропорционально возрастает количество перемещаемых газов и их скорость. При значительных присосах тягодутьевые машины могут не обеспечить подачу и перемещение требуемого количества воздуха и образующихся продуктов сгорания.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» присосы воздуха в газовом тракте (от пароперегревателя до дымосо-

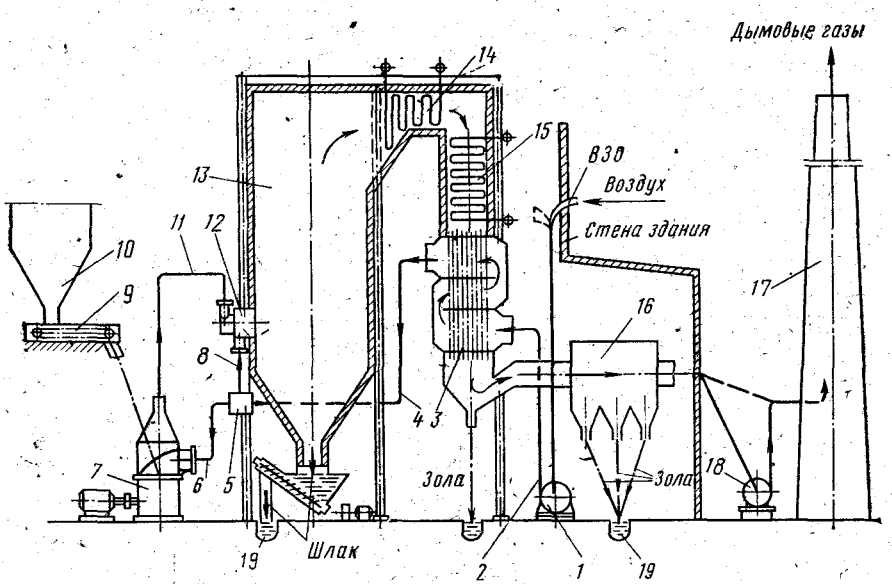


Рис. 70. Схема газовоздушного тракта с уравновешенной тягой:

1 — дутьевой вентилятор, *2, 4* — короба холодного и горячего воздуха, *3* — воздухоподогреватель, *5* — коллектор горячего воздуха, *6, 8* — короба первичного и вторичного воздуха, *7* — мельница, *9* — питатель сырого топлива, *10* — бункер топлива, *11* — пылепровод, *12* — горелка, *13* — топка, *14* — пароперегреватель, *15* — экономайзер, *16* — золоуловитель, *18* — дымосос, *17* — дымовая труба, *19* — канады золошлакоудаления

сов) не должны превышать $\Delta\alpha=0{,}1$ — при трубчатых и $\Delta\alpha=0{,}2$ при регенеративных воздухоподогревателях. Загрязнение поверхностей уменьшает сечение тракта и повышает скорость газа и сопротивление поверхностей нагрева. Для преодоления сопротивления газовоздушного тракта применяют вентилятор и дымосос или только вентилятор. В первом случае воздушный тракт находится при давлении ниже атмосферного, а газовый — при вакууме, и котел работает с уравновешенной тягой. Работа газового тракта при давлении выше атмосферного исключает пыление из газоходов (снижается загазованность котельного цеха), но ведет к появлению присосов. Во втором случае весь газовоздушный тракт находится при давлении выше атмосферного, и котел работает под наддувом.

Наддув наряду с ростом экономичности работы котла в результате ликвидации присосов позволяет дополнительно повысить надежность и экономичность установки, так как исключаются дымосо-

сы. По сравнению с котлами с уравновешенной тягой в котлах, работающих под наддувом, для тягодутьевых машин требуется только холодный воздух меньшего объема. Кроме того, снижается металлоемкость газоходов в результате упрощения их компоновки (так как отсутствуют дымососы) и сопротивление в них падает, исключается износ лопаток тягодутьевых машин, занос их золой, уменьшаются коррозионные процессы в рабочих колесах и корпусах машин. Однако наддув требует изменения конструкций котлов, перехода на газоплотное их исполнение с использованием цельносварных мембранных и плавниковых панелей. При этом, чтобы исключить пыление из газоходов в цех, повышаются требования к герметичности котлов.

§ 26. Тягодутьевые машины

Тягодутьевыми машинами являются вентиляторы, дымососы, компрессоры, воздуходувки. В котельных установках наибольшее применение нашли машины лопаточного типа: дутьевые вентиляторы — для подачи воздуха в котел; дымососы — для вывода отра-

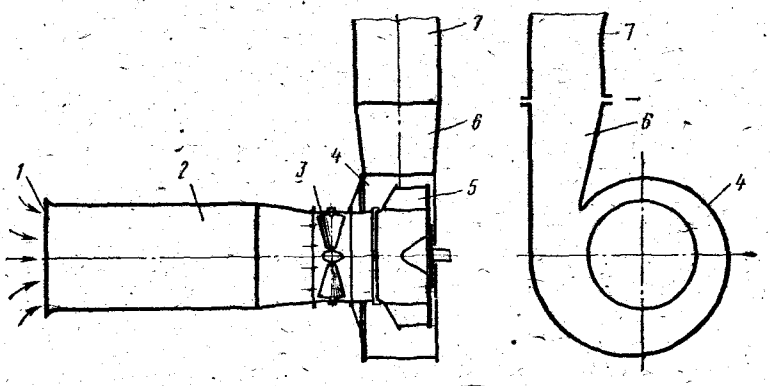


Рис. 71. Тягодутьевая установка с машиной лопаточного типа:
1 — воздухозаборное окно, *2* — всасывающий патрубок, *3* — направляющий аппарат, *4* — улитка, *5* — рабочее колесо, *6* — диффузор, *7* — нагнетательная линия

ботавших продуктов сгорания; мельничные вентиляторы — для транспортирования сушильного агента и пылевоздушной смеси в системе пылеприготовления и ввода ее через горелки в топочную камеру.

Машины лопаточного типа (рис. 71) засасывают через патрубок *2* из атмосферы воздух, который под действием установленных на рабочем колесе *5* вращающихся лопаток вытесняется в улитку *4*, а далее — диффузор *6* и поступает в нагнетательную линию *7*. Регулируется расход воздуха направляющими аппаратами *3*. На всем участке от места забора воздуха из атмосферы до рабочего колеса создается вакуум, а за тягодутьевой машиной давление повышается.

Основные элементы воздушного тракта (воздухоподогреватели, распределительные короба, воздуховоды, горелки и т. д.) располагаются на нагнетательной стороне. Поэтому развиваемое вентиляторами давление значительно превосходит давление на всасывающей стороне. При установке на котлах дымососов, наоборот, основное оборудование газового тракта (поверхности нагрева, газоходы, золоулавливатели и т. д.) устанавливают на всасывающей стороне.

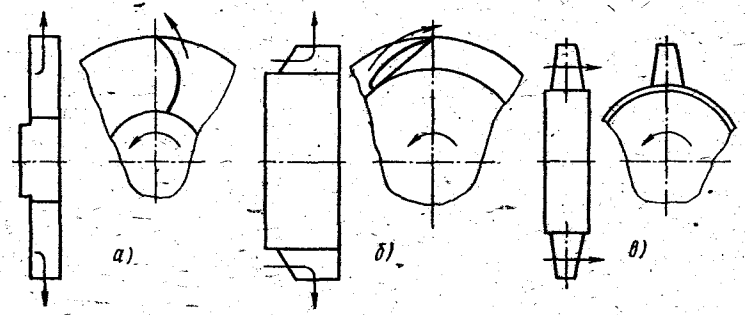


Рис. 72. Схемы тягодутьевых машин:
а, б — радиальных с загнутыми вперед и назад лопатками, *в* — осевой

Дутьевые вентиляторы работают в благоприятных условиях: при малой загрязненности воздуха, низких температурах и пониженных расходах воздуха. Дымососы работают при температуре 110—160°С продуктов сгорания, содержащих золу и агрессивные соединения. Поэтому их рабочие колеса, направляющие лопатки, улитки и диффузоры подвержены износу, коррозии и заносам золой.

Мельничные вентиляторы применяют в системах пылеприготовления с большим сопротивлением, например с пылевыми бункерами. Для уменьшения пыления размольные устройства и пылевоздушный тракт до пылевых бункеров работают под вакуумом, а пылепитатели, смесители, пылепроводы и горелки — под повышенным давлением. Для исключения отложений пыли в системе пылеприготовления применяют большие скорости пылевоздушной смеси (20—35 м/с), что требует высоких напоров (до 0,01 МПа) и частоты вращения ($n=1500$ об/мин или $n=25$ 1/с) мельничных вентиляторов. Как и дымососы, мельничные вентиляторы работают в неблагоприятных условиях (при повышенных температурах, в запыленной среде), поэтому проточную часть их защищают от износа, а в ряде случаев (при высокой температуре сушильного агента) применяют водяное или воздушное охлаждение рабочих колес.

По способу отвода рабочей среды различают тягодутьевые машины радиального (рис. 72, *а, б*) и осевого (рис. 72, *в*) типов. В машинах радиального типа всасываемый поток поступает на лопатки вдоль оси рабочего колеса, а отводится в радиальном направлении (с поворотом на 90°). В осевых машинах общее направление движе-

ния потока (вдоль оси вращения рабочего колеса) сохраняется. Загнутые вперед лопатки применяют, как правило, в тихоходных радиальных (центробежных) машинах, а загнутые назад — в средне- и быстроходных. Радиальные машины бывают одностороннего и двустороннего всасывания.

Характеристики тягодутьевых машин. Выбирают тягодутьевую машину в зависимости от условий работы (температуры) и основных характеристик: производительности Q (м³/с); полного развиваемого напора H (кПа); мощности N (кВт); коэффициента полезного действия η (%).

Полное давление тягодутьевой машины определяется по полным сопротивлениям всех элементов тракта (всасывающей $\Delta p_{вс}$ и нагнетательной $\Delta p_{н}$ частей) с учетом самотяги $H_{с}$ и потерь на выходе из тракта $\rho u_{вт}^2/2$:

$$H_1 = \Delta p_{вс} + \Delta p_{н} + H_{с} + \rho u_{вт}^2/2,$$

где ρ и $u_{вт}$ — соответственно плотность, кг/м³, и скорость, м/с, среды на выходе из тракта.

С учетом коэффициента запаса ($\beta_2 = 1{,}1$) полный развиваемый машиной напор $H = \beta_2 H_1$.

Коэффициент полезного действия машины определяется отношением полезно затраченной мощности $N_{пол}$ (кВт) к полной мощности N ее привода: $\eta = N_{пол}/N$ (где $N_{пол} = QH$).

При выборе тягодутьевых машин обычно пользуются их аэродинамическими характеристиками, представляющими собой графическое выражение зависимостей H, N, η от производительности Q, которые строят по результатам испытаний машин или их моделей. Характеристики обычно приводят к давлению 760 мм рт. ст. и стандартным температурным условиям (70°С — для мельничных вентиляторов, 20°С — для дутьевых и 200°С — для дымососов). Показатели работы установки наряду с аэродинамическими характеристиками тягодутьевой машины зависят от сопротивления (Па) подключенного к ней тракта $\Delta p = kQ^y$ (где k — коэффициент пропорциональности, зависящий от конструктивного оформления тракта, y — показатель степени, обычно равный 2). Введение дополнительного сопротивления (например, прикрытие шибера) в газовоздушный тракт уменьшает производительность машины и расход среды.

При изменении условий работы характеристики тягодутьевых машин также изменяются: уменьшение плотности и повышение температуры снижают производительность и развиваемый напор. К тем же результатам приводит увеличение запыленности потока.

Характеристики тягодутьевых машин зависят от качества их исполнения и монтажа. Большое влияние оказывают состояние поверхности и зазоры между выходной частью всасывающего патрубка и рабочим колесом. При ухудшении качества поверхности лопаток и диска рабочего колеса возрастают гидравлические потери на трение. Значительные зазоры δ (рис. 73, *а*) ведут к перетечке части потока и возникновению циркуляционных вихрей, которые вызыва-

ют дополнительные потери мощности и снижают производительность. Зазоры должны быть в пределах 4—20 мм и соответствовать паспортным данным машины или сопряжение всасывающего патрубка с рабочим колесом (особенно при загнутых назад лопатках) должно выполняться так, как показано на рис. 73, *б*.

Регулирование тягодутьевых машин. При работе котла приходится постоянно изменять расход воздуха и продуктов сгорания. Существует несколько способов регулирования производительности тягодутьевых машин: дроссельное, с помощью направляющих аппаратов; изменением ширины рабочего колеса; элеронное; изменением частоты вращения; поворотом рабочих лопаток вращающегося рабочего колеса. Характеристики тягодутьевых машин зависят также от ширины и длины лопаток.

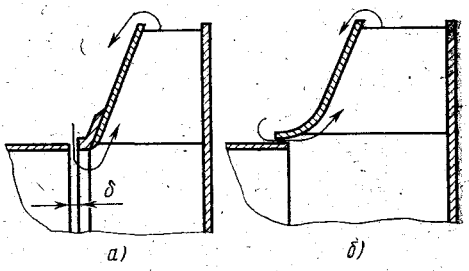


Рис. 73. Сопряжение рабочего колеса с входным патрубком:
а — примыканием, *б* — перекрытием

При дроссельном регулировании изменяют степень открытия шиберов (своеобразных дополнительных сопротивлений тракта). Этот способ прост, неэкономичен. Наиболее распространен способ регулирования расхода направляющими аппаратами с поворотными лопатками (см. рис. 71), установленными на входе в рабочее колесо. При изменении угла наклона лопаток направляющего аппарата изменяется угол и предварительная закрутка потока на входе в рабочее колесо и тем самым развиваемый напор и потребляемая мощность. Этот способ достаточно прост, надежен и имеет удовлетворительную экономичность.

При регулировании расхода изменением ширины рабочих лопаток в машинах радиального типа устанавливают промежуточный подвижный диск *2* (рис. 74, *а*). При элеронном регулировании (рис. 74, *б*) характеристики машины изменяют поворотом закрылков (элеронов) *3*, установленных за лопатками *4* рабочего колеса, что приводит к изменению угла выхода потока. Наиболее целесообразным и экономичным считается регулирование изменением частоты вращения рабочего колеса. Однако скользящее изменение частоты вращения в широком диапазоне усложняет конструкцию электродвигателей и привода. Поэтому более широкое распространение получило комбинированное регулирование: применение двухскоростных двигателей с промежуточным регулированием направляющими аппаратами.

На практике характеристики тягодутьевых машин оказываются иногда завышенными или заниженными для данного котла. В этом случае в радиальных машинах широко используют укорачивание или наращивание лопаток рабочего колеса. Обычно на котлах устанавливают несколько тягодутьевых машин, которые

могут располагаться последовательно друг за другом или на параллельных газоходах. Наиболее распространена параллельная работа двух машин с одинаковыми характеристиками и сопротивлениями параллельных ветвей тракта.

Надежность и экономичность тягодутьевых машин. При работе крупных энергетических установок большое внимание уделяют надежности и экономичности работы вспомогательного оборудова-

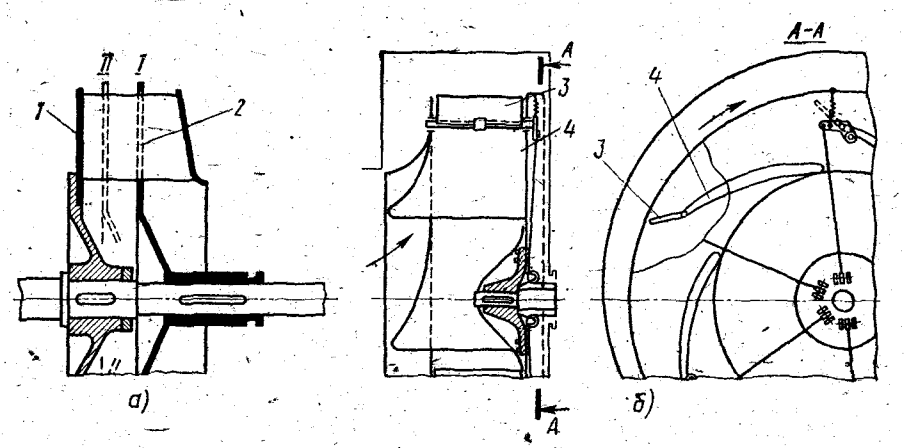


Рис. 74. Регулирование тягодутьевых машин:

а — изменением ширины лопаток, *б* — элеронное; *1, 2* — основной и передвижной диски рабочего колеса, *3* — поворотные закрылки, *4* — лопатки

ния, в частности дымососам и дутьевым вентиляторам. Из-за износа и появления отложений на лопатках и в улитках, несовершенства схемы и других причин происходит уменьшение производительности и экономичности тягодутьевых машин, что ограничивает нагрузку блоков. Так, снижение нагрузки блока 800 МВт на 10% ведет к недовыработке электроэнергии $57{,}6 \cdot 10^6$ кВт·ч в месяц, что при различии отпускной стоимости электроэнергии и ее себестоимости в 0,4 коп/кВт·ч дает 230 тыс. руб. убытков в месяц. Еще большие убытки приносят вынужденные остановы. Сопоставление затрат на приобретение оборудования с убытками, которые наносятся станции от неудовлетворительной работы тягодутьевых машин, приводит к выводу о целесообразности замены неудовлетворительно работающих дымососов и вентиляторов более совершенными, с высоким кпд.

Обычно машины выбирают на основании технико-экономических расчетов по минимальным суммарным затратам (руб/год)

$$C = (C_к/T_{ок}) + C_э,$$

(где $C_к$ — суммарная стоимость капитальных затрат; $T_{ок}$ — срок окупаемости оборудования (8 лет); $C_э$ — стоимость эксплуатации, складывающаяся из стоимости израсходованной электроэнергии

привода, ремонта и обслуживания, а также амортизационных отчислений). Основную часть эксплуатационных затрат составляет стоимость электроэнергии, которая определяется условиями работы блока и сопротивлением его газовоздушного тракта. Для уменьшения дополнительных затрат электроэнергии на привод тягодутьевых машин следует предупреждать появление присосов, отложений золы в газоходах, на поверхностях нагрева и в дымососах, принимать меры к совершенствованию газовоздушного тракта и горелок.

§ 27. Защита окружающей среды от выбросов золы. Золошлакоудаление

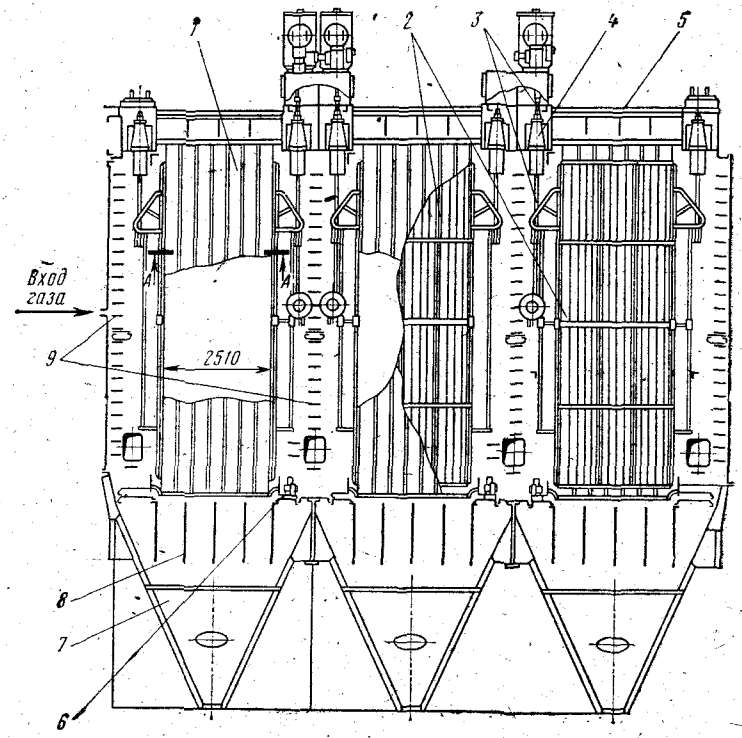
При сжигании твердых топлив в дымовых газах содержится зола, выброс которой в атмосферу загрязняет окружающую среду. Для снижения выброса золы в атмосферу в газовоздушном тракте устанавливают специальные золоулавливающие устройства: циклоны, электрофильтры, скрубберы.

Наиболее распространенными устройствами являются электрофильтры (рис. 75), которые представляют собой систему коронирующих *2* и осадительных *1* металлических электродов, заключенных в корпус *5*, одновременно являющийся каркасом фильтра. Для равномерного распределения газов по секциям электрофильтра предусмотрены распределительные решетки *9* и отражательные листы *8*.

Коронирующие электроды выполнены в виде узких полос с равномерно расположенными на них иглами. Токопроводящие подвески *3* электродов изолированы от корпуса изоляторами *4*. Осадительные электроды имеют развитую поверхность и расположены вокруг коронирующих так, что их углубления находятся против игл коронирующих. Осадительные электроды собраны на балках, крепящихся верхней частью к корпусу электрофильтра.

Коронирующие электроды соединены с отрицательным полюсом источника питания высокого напряжения (60—90 кВ), а осадительные заземлены. При подаче напряжения вблизи игл возникает коронный разряд и образующиеся вокруг короны положительные ионы газа быстро достигают поверхности коронирующего электрода, а отрицательные ионы и электроны под действием электрического поля движутся в сторону осадительных электродов. Причем часть электронов и отрицательных ионов оседает на поверхности золовых частиц и увлекает их к осадительным электродам. При включении механизма встряхивания *6* осевшая на осадительных электродах зола осыпается в золовые бункеры *7*. С коронирующих электродов осевшая зола также удаляется встряской, но с меньшим динамическим воздействием. Мелкие частицы золы, обладая большой удельной поверхностью и небольшой электропроводностью, дольше и сильнее удерживаются на электродах, чем крупные. Поэтому электрофильтры эффективнее применять для очистки от мелкой золы. Этим способом улавливается до 99,5% золы.

Действие батарейных циклонов (рис. 76) основано на инерционном осаждении золы. Запыленный поток по тангенциально установленному патрубку *2* поступает в корпус *3* циклона. При вращении потока частицы золы отжимаются к внутренним стенкам кор-



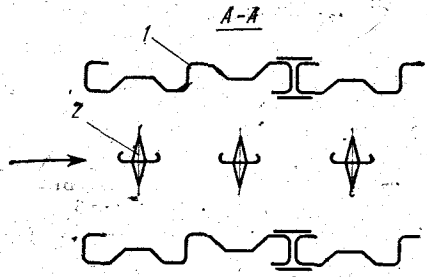


Рис. 75. Электрофильтр:

1, 2 — осадительные и коронирующие электроды, *3* — токоподводящая подвеска коронирующих электродов, *4* — изолятор, *5* — корпус, *6* — встряхивающее устройство, *7* — золовой бункер, *8* — отражательные листы, *9* — распределительная решетка

пуса и выпадают в бункеры-накопители *4* или в золопроводы *5*, а очищенный газ отводится по патрубку *1*. Уменьшение диаметра циклона повышает эффективность очистки. Поэтому обычно для очистки дымовых газов от золы устанавливают большое количество циклонов малого диаметра (0,15—0,25 м), собираемых в секции — батареи, объединенные подводящими *7* и отводящими *6* газопроводами. В одном корпусе может быть установлено до 750

циклонов. Для закрутки потока в циклонах используют улиточные и тангенциальные подводы или направляющие лопатки.

В батарейных циклонах зола сильно изнашивает входные патрубки и участки выходных патрубков первых циклонов, расположенных в газораспределительном коробе. По мере износа возрастают присосы, перетечки запыленного газа и снижается эффективность циклонов. Так как степень очистки газов в батарейных циклонах ниже, чем в электрофильтрах и скрубберах (эффективность выше при крупных частицах золы), обычно их используют в качестве первой ступени очистки для улавливания крупной золы.

Действие скрубберов, или мокрых золоуловителей (рис. 77), также основано на принципе инерционной сепарации. Запыленный газовый поток подводится по тангенциально установленному патрубку *1* в нижнюю часть золоуловителя цилиндрической формы. Для увеличения степени улавливания во входных патрубках располагают смачивающее устройство *2*, в котором золовые частицы увлажняются при прохождении через прутковую решетку, орошаемую водой. Увлажненная зола частично оседает на орошаемых прутках и стенках подводящего короба, а также на внутренних стенках цилиндрического корпуса *3*, к которым она отжимается под действием центробежных сил. Стенки корпуса также смачиваются водой, подаваемой в верхнюю часть золоуловителя через систему сопл *4*. При стекании воды осевшая на стенках увлажненная зола смывается. Предварительно зола также может увлажняться в специальных сужающихся устройствах (трубах Вентури). В мокрых золоуловителях зола откладывается на стенках входных патрубков и прутковых решетках, при забивании которых резко возрастает сопротивление и снижается степень очистки. Степень очистки газов в прутковых мокрых золоуловителях 90—95%, а с трубами Вентури — 95—98%.

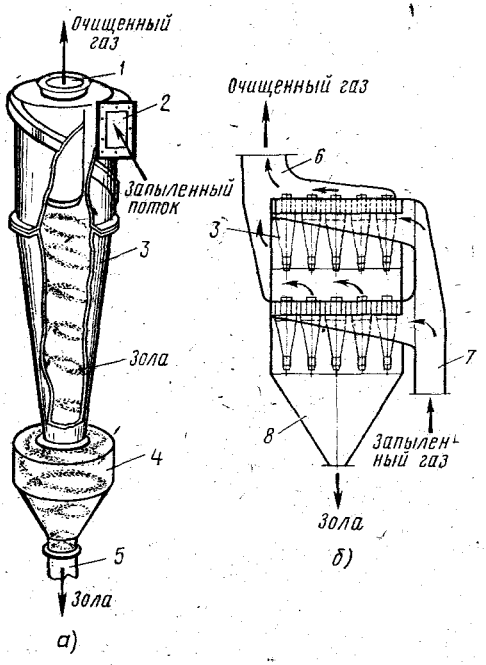


Рис. 76. Батарейные циклоны:

а — циклон, *б* — батарея циклонов; *1*, *2* — отводящий и подводящий патрубки, *3* — корпус, *4* — бункер-накопитель, *5* — золопровод, *6*, *7* — отводящий и подводящий газопроводы, *8* — сборный бункер

Уловленная зола и выпадающий в топочной камере шлак подаются механизированными устройствами в системы золошлакоуда-

ления, по которым транспортируются на расстояния до 10 км от электростанции в котлованы (золошлакоотвалы).

Для бесперебойного удаления золы из золоулавливающих устройств или расположенных под ними сборных бункеров применяют

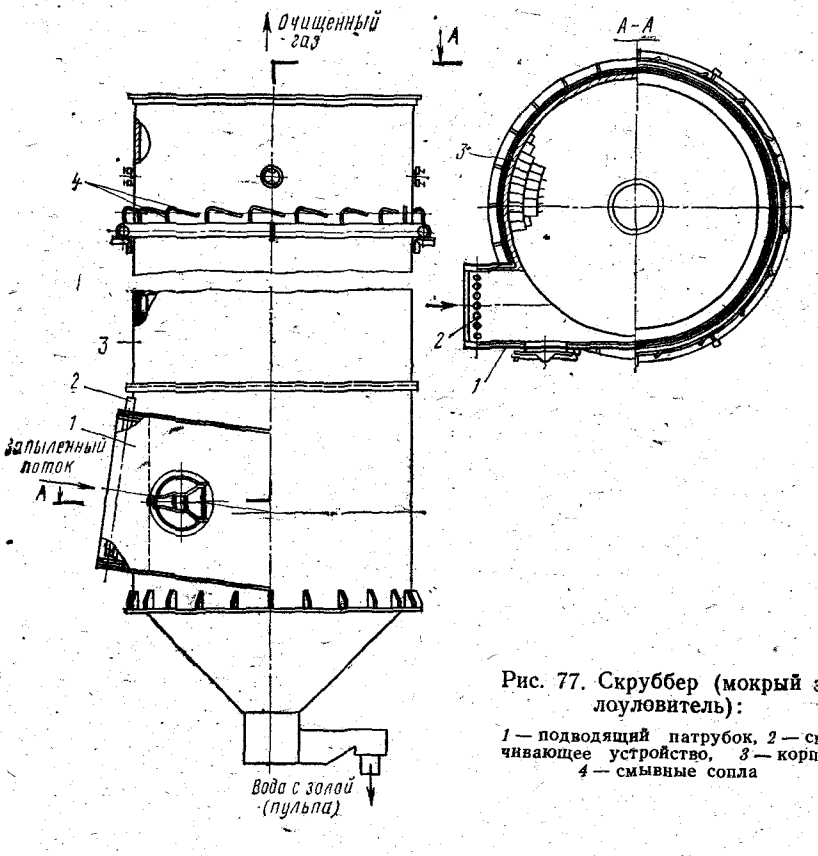


Рис. 77. Скруббер (мокрый золоуловитель):

1 — подводящий патрубок, *2* — смачивающее устройство, *3* — корпус, *4* — смывные сопла

разгрузочные устройства (конвейеры, аэрожелоба) либо зола падает в каналы золоудаления под действием собственной тяжести. Так как газовый тракт большинства котлов работает под вакуумом, в отводящих золопроводах устанавливают шлюзовые затворы, или мигалки (рис. 78), препятствующие проникновению в него присосов воздуха. Клапаны мигалок *1* связаны с противовесом и открываются, когда масса золы превышает усилие противовеса. Чтобы устранить прорывы воздуха, последовательно устанавливают несколько мигалок.

В топках с твердым шлакоудалением осыпающийся со стен шлак через холодную воронку попадает в шлаковые шахты, в большинстве случаев имеющие заполненные водой ванны. При соприкосновении с водой раскаленный шлак растрескивается и под действием больших термических напряжений рассыпается.

При жидком шлакоудалении стекающий в воду шлак затвердевает в виде частиц небольших размеров. Выпавший в воду шлак скапливается на дне шлаковой шахты, откуда удаляется находящимся в воде и получающим вращение от электропривода шнеком *2* (рис. 79, *а*) или скребковым конвейером *3* (рис. 79, *б*). Непрерывное поступление воды в шлаковую ванну *1* и поддержание ее уровня выше нижнего отверстия шлаковой шахты предотвращает проникновение присосов через нее в топку и создает гидрозатвор. Зола из золоуловителей и шлак из шлакоотводных патрубков поступают в каналы золошлакоудаления.

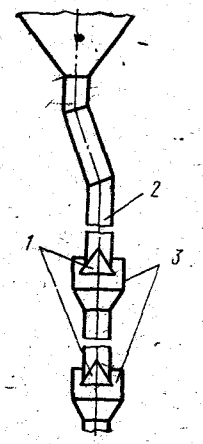


Рис. 78. Установка мигалок:

1, 3 — клапаны и корпуса мигалок, *2* — золопровод

Наибольшее распространение получило гидравлическое золошлакоудаление (рис. 80). Поступившие в золошлаковые каналы *2* зола и шлак смываются водой, подаваемой через побудительные сопла *1* к багерным насосам *8* с расположенной перед ними дробилкой *7*. Смесь измельченного шлака и золы с водой (пульпа) подается багерными насосами по золошлакопроводам *9* к золоотвалам *10*. Наряду с гидравлическим золошлакоудалением используют пневматическое.

§ 28. Вывод продуктов сгорания в атмосферу

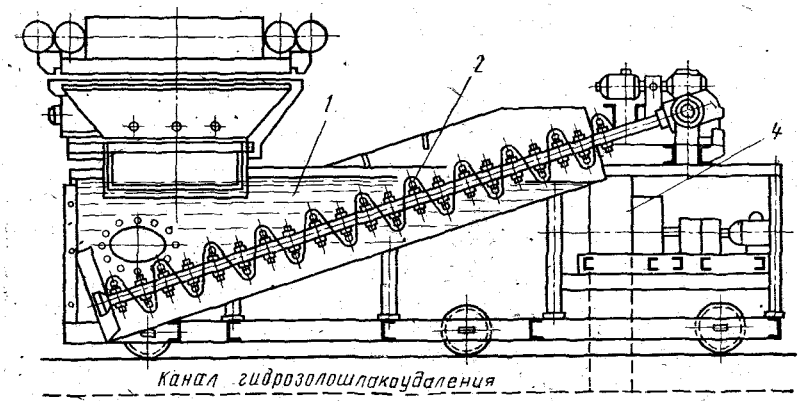
При сжигании топлива появляется некоторое количество оксидов и других соединений таких элементов, как сера, азот, щелочные металлы, ванадий, фтор, хлор. Вместе с основными продуктами сгорания и неуловленной золой они выводятся из котельных установок в атмосферу и оказывают вредное воздействие на окружающую среду и человека, так как токсичны даже в небольших дозах.

Ввод крупных блочных установок и рост единичных мощностей увеличивают общее количество вредных выбросов в зоне расположения электростанций. Так, при сжигании экибастузских углей в топках с твердым шлакоудалением на электростанции мощностью 2400 МВт ежесуточно в атмосферу выбрасывается около $(2 \div 2{,}5) \times \times 10^8$ м^3 продуктов сгорания, в которых может содержаться до $(5{,}5 \div 6) \cdot 10^5$ кг оксидов серы и до $(0{,}5 \div 1) \cdot 10^5$ кг оксидов азота.

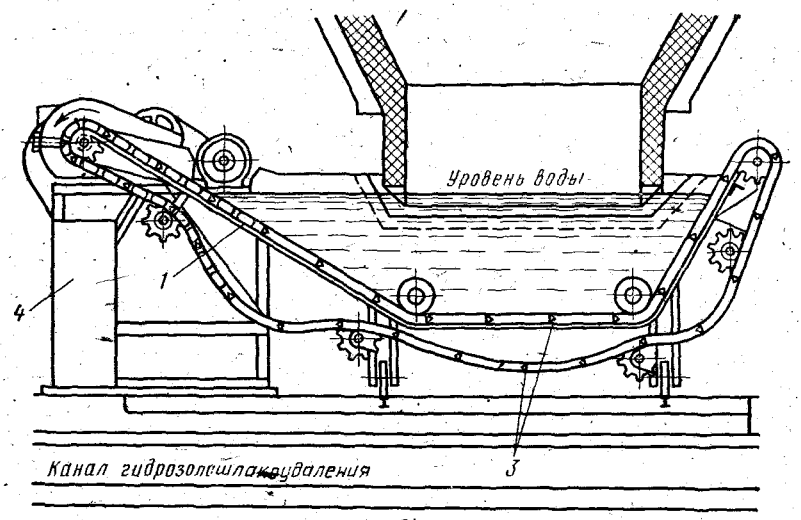
Даже при наиболее совершенных золоулавливающих устройствах ($\eta = 99{,}5$) в окружающую среду ежесуточно выбрасывается до 70—80 т золы. Улавливание газообразных соединений затруднено.

Содержащийся в топливе и воздухе азот при высоких температурах соединяется с кислородом и образует оксиды типа NO_x. Чем выше температура горения, тем больше образуется оксидов NO_x, воздействие которых на человека является отравляющим. Вредными для человека являются оксиды серы (SO_2 и особенно SO_3), так-

же образующиеся при наличии свободного кислорода. Содержание оксидов NO_x и SO_3 можно уменьшить, установив за котлом специальные улавливающие их устройства, например установки получения азотной или серной кислоты из продуктов сгорания, которые пока дорогостоящи и нерентабельны.



а)



б)

Рис. 79. Механизированное шлакозолоудаление:

а — шнековое, *б* — со скребковым транспортером; *1* — шлаковая ванна, *2* — шнек, *3* — скребковый транспортер, *4* — шлакодробилка

В настоящее время гораздо целесообразнее (по крайней мере для борьбы с оксидами NO_x) правильное ведение топочного режима и применение соответствующих топочных устройств. Содержание NO_x значительно снижается при уменьшении температуры горения

или подачи воздуха в зону основного горения либо ее задержке. Понижают температуру горения подачей охлажденных продуктов сгорания (рециркуляция газов) или пара, применением многократной циркуляции газов (вихревые топки, топки с пересекающимися струями и др.).

Для уменьшения содержания воздуха (и избыточного кислорода) в зоне горения снижают общий расход воздуха в топке (до избытков $\alpha_т = 1 \div 1{,}02$) или подают его с задержкой. Для задержки смешения воздуха с топливом и снижения содержания оксидов NO_x

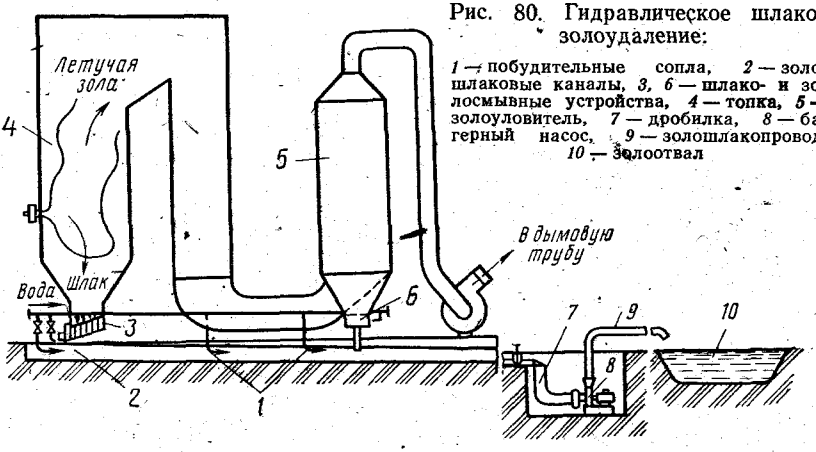


Рис. 80. Гидравлическое шлакозолоудаление:

1 — побудительные сопла, *2* — золошлаковые каналы, *3, 6* — шлако- и золосмывные устройства, *4* — топка, *5* — золоуловитель, *7* — дробилка, *8* — багерный насос, *9* — золошлакопровод, *10* — золоотвал

используют двухступенчатое сжигание (в зону горения подают воздух при $\alpha < 1$, а недостающий для горения воздух вводят выше — через специальные сопла), многопоточные (по вторичному воздуху) горелки и др. Однако следует учитывать, что в восстановительной среде могут образовываться вредные вещества (типа бензопирена), которые также оказывают вредное воздействие на человека.

Органами здравоохранения СССР введены ограничения на суммарное содержание вредных выбросов, а также предельно допустимые концентрации (ПДК) отдельных вредностей. В настоящее время утверждены следующие (среднесуточные) ПДК вредных веществ (мг/м^3): нетоксичной пыли — 0,15; SO_2 — 0,05; CO — 1; NO_2 — 0,085. Если учесть, что предельная суточная концентрация оксидов серы и азота в воздушном бассейне не должна превышать 0,15 мг/м^3, то электростанция мощностью 2400 МВт должна рассеивать выбросы в объеме $(4 \div 5) \cdot 10^{12}$ м^3. Эта задача может быть решена применением дымовых труб значительной высоты (до 300—320 м). Ужесточение требований к охране окружающей среды, а также дальнейший рост единичных мощностей электростанций вызовут увеличение высоты труб до 400—500 м и более.

Дымовая труба (рис. 81) опирается на фундамент, выполненный в виде круглой или прямоугольной плиты *1* и цилиндрического или конического стакана *2*. В стенках стакана имеются окна *3* для

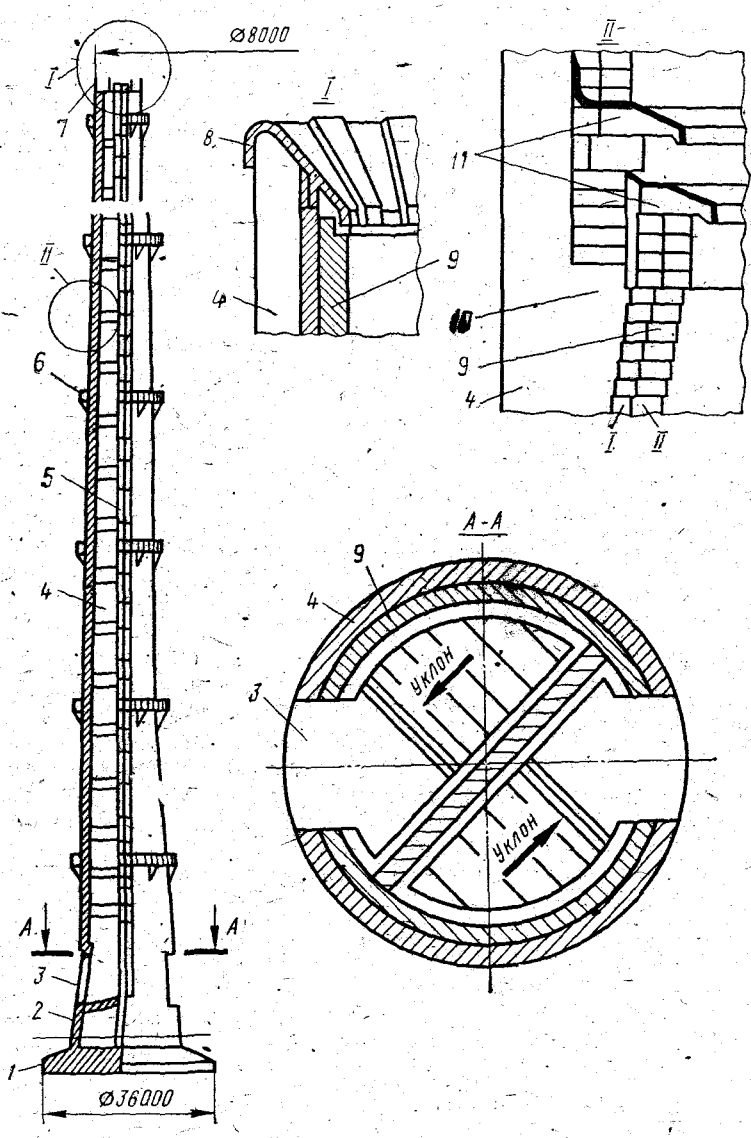


Рис. 81. Одноствольная дымовая труба:

1 — опорная плита, *2* — стакан, *3* — окно, *4* — железобетонный ствол, *5* — лестницы, *6* — светофорная площадка, *7* — грозозащита, *8* — насадка, *9* — внутренняя футеровка, *10* — консоль, *11* — слезниковые кирпичи; *I* — красный кирпич, *II* — кислотоупорный кирпич

подвода дымовых газов. Опирающийся на фундамент ствол *4* может быть металлическим, кирпичным или железобетонным. Металлические стволы с расчалками имеют трубы высотой до 60—80 м, а кирпичные — до 120 м. Железобетонные стволы позволяют повысить массовые и ветровые нагрузки труб и увеличить их высоту до 500 м. Для защиты от воздействия повышенных температур, влаги и агрессивных (сернистых) соединений ствол внутри имеет футеровку *9*, опирающуюся через каждые 30—50 м на железобетонные консоли *10*, и покрыт стеклотканью, пропитанной эпоксидным лаком. Футеровка обычно выполняется многослойной: из красного (*I*) и кислотоупорного (*II*) кирпича. Конденсирующаяся и накапливающаяся на стенах влага отводится в поток газов слезниковыми кирпичами *11*. Верхняя часть трубы защищается от разрушения чугунными насадками *8*, собираемыми из отдельных секций. Кроме того, на дымовых трубах предусмотрена установка ходовых лестниц *5*, светофорных площадок *6* и грозозащиты *7*.

Для уменьшения агрессивного воздействия влаги и газов, проникающих через футеровку к стволу, появились так называемые дымовые трубы с разделенными стволами. В них концентрически установлены железобетонный ствол и внутренняя футеровка, разделенные зазором, через который вентилируется воздух. Зазор может использоваться также для установки лестниц, площадок лифтов и для ремонта труб без отключения котлов.

На крупных блочных станциях преимущественное применение получают дымовые трубы, в которые дымовые газы подаются от нескольких блоков. В этом случае в нижней части ствола устанавливают разделяющие перегородки. Наряду с одноствольными трубами все большее применение находят многоствольные, в которых в общем несущем стволе располагается несколько газоотводящих. Преимуществом многоствольных дымовых труб является возможность отключения и ремонта отдельных газоотводящих стволов.

Контрольные вопросы

1. Из каких элементов состоит газовоздушный тракт?
2. По каким признакам классифицируют тягодутьевые машины?
3. Как выбирают тягодутьевые машины?
4. Какие способы регулирования тягодутьевых машин вы знаете?
5. Почему охраняют окружающую среду от вредных выбросов?
6. В чем отличие электрофильтров от золоуловителей инерционного типа?
7. Как работают системы золошлакоулавливания и золошлакоудаления?
8. Каковы назначение и устройство дымовых труб?

ГЛАВА СЕДЬМАЯ

ПАРОВЫЕ ТУРБИНЫ

§ 29. Устройство и назначение

Паровая турбина представляет собой тепловой двигатель, в котором потенциальная энергия пара преобразуется в механическую энергию.

Одноступенчатая турбина (рис. 82) имеет корпус *5*, в котором размещен ротор, состоящий из вала *1* с диском *2*. В корпусе установлены сопловые лопатки *4*, а на диске укреплены рабочие лопатки *3* специального профиля, между которыми образуются каналы для прохода пара (сопла и рабочие каналы).

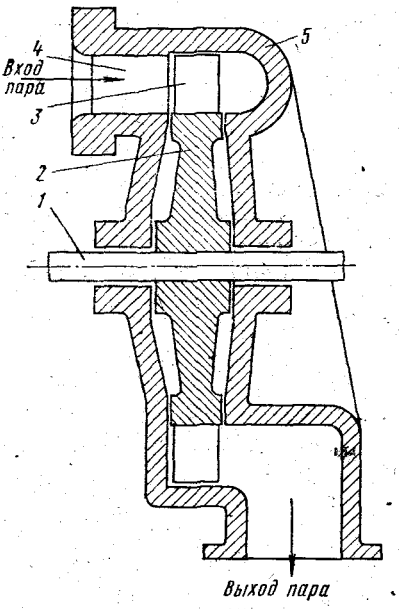


Рис. 82. Одноступенчатая турбина:
1 — вал, *2* — диск, *3* — рабочие лопатки, *4* — сопла, *5* — корпус

В корпусе имеются отверстия для входа и выхода пара. Пар поступает в турбину от парового котла и его давление перед ней значительно больше, чем за ней. Под действием перепада давлений потенциальная энергия пара преобразуется в соплах в кинетическую энергию, т. е. пар разгоняется до большой скорости и попадает в рабочие каналы, где направление его движения изменяется. При этом возникают усилия, воздействующие на рабочие лопатки. Эти усилия создают крутящий момент, вращающий диск. Если вал турбины соединить с потребителем механической энергии, крутящий момент с вала турбины будет передаваться валу потребителя. На электростанции таким потребителем является электрический генератор.

Сопловые лопатки, установленные в корпусе турбины, образуют *сопловую решетку*, а рабочие лопатки, укрепленные на диске, — *рабочую решетку*. Сопловую и расположенную за ней по ходу пара рабочую решетку называют *ступенью турбины*. Турбина, показанная на рис. 82, имеет одну ступень и поэтому называется *одноступенчатой*. Одноступенчатые турбины развивают небольшую мощность и для привода мощных электрических генераторов не используются.

Если на вал насадить несколько дисков с рабочими лопатками и разместить между ними сопловые решетки, пар будет последовательно проходить все сопловые и рабочие решетки. При этом на каждом диске будет развиваться крутящий момент. Турбины, имеющие несколько ступеней и называемые *многоступенчатыми*, позволяют получить большую мощность при относительно небольшой частоте вращения.

Все элементы, характерные для мощных агрегатов, содержит многоступенчатая конденсационная турбина (рис. 83), ротор *4* которой имеет 22 диска *12* с рабочими лопатками *11*. Первые 19 дисков откованы заодно с валом, а три последних насажены на него

с натягом. Ротор опирается на передний *3* и задний *15* подшипники скольжения.

Между дисками расположены неподвижно укрепленные в корпусе *8* диафрагмы *9*, в которых по всей окружности размещены сопловые решетки. Перед первым диском сопловые решетки находятся в сопловых коробках *6*. В каждую из них пар поступает через регулирующие клапаны *7*. Расход пара через турбину изменяется этими клапанами, автоматически управляемыми системой регулирования, размещенной в корпусе переднего подшипника *3*. Из сопловой коробки пар через сопловую решетку попадает на рабочие лопатки первой ступени, а затем проходит через остальные ступени. Пар находится в замкнутом объеме, ограниченном корпусом *8* и выхлопным патрубком *13*. В местах выхода вала из корпуса находятся переднее *5* и заднее *14* уплотнения, предотвращающие утечку пара в окружающую среду из головной части турбины, где давление его велико, и не допускающие попадания воздуха внутрь корпуса в выхлопной части турбины, где оно намного ниже атмосферного. Последовательно проходя ступени турбины, пар теряет энергию, при этом температура и давление его падают. Вследствие интенсивного уменьшения давления удельный объем пара растет, что вынуждает увеличивать длину сопловых и рабочих лопаток по ходу пара. За последней ступенью пар через выхлопной патрубок *13* направляется в конденсатор.

§ 30. Классификация и основные характеристики

Паровые турбины классифицируют по характеру рабочего процесса, назначению, количеству отборов пара и другим признакам.

Согласно ГОСТ 3618—69 шесть основных типов турбин имеют следующие буквенные обозначения: К — конденсационная, Т — конденсационная с отопительным (теплофикационным) отбором пара, П — с производственным отбором пара для промышленного потребителя, ПТ — с двумя регулируемыми отборами пара, Р — с противодавлением, ПР — с производственным отбором и противодавлением.

После букв приводятся номинальная мощность турбины (МВт) и начальное давление пара перед стопорным клапаном (кгс/см^2), а под чертой иногда указывается максимальная мощность. Для турбин типов П, ПТ также под чертой дается номинальное давление производственного отбора, типа Р — противодавление, а типа ПР — номинальное давление производственного отбора (кгс/см^2) и под второй чертой — противодавление. Кроме того, турбины относят к одной из четырех групп: I — среднего давления, II — повышенного, III — высокого и IV — сверхкритических параметров. Турбины каждой группы имеют приведенные ниже начальные давление и температуру пара:

Начальное давление пара, кгс/см^2	35	90	130	240
Начальная температура пара, °С	435	535	565 и 540	560 и 540

Начальная температура пара блоков, работающих в режимах частых пусков и остановов, 540°С. Конденсационные турбины мощностью 160 МВт и более имеют промежуточный перегрев пара до температуры 540, 560 и 565°С.

Мощные конденсационные турбины типа К характеризуются тем, что почти весь пар, пройдя через них, направляется в конденсатор. Часть пара отбирается из нескольких промежуточных ступеней турбины для подогрева питательной воды. Таких отборов, называемых *нерегулируемыми*, так как в них не поддерживается постоянное давление, может быть от 2—3 до 8—9. Давление за конденсационной турбиной значительно меньше атмосферного.

В конденсационных турбинах типа Т, предназначенных для совместной выработки электрической энергии и теплоты, пар, отработав в нескольких ступенях, отбирается на теплофикацию. Этот расход пара значительно больше расхода на регенеративный подогрев питательной воды. Оставшийся пар, пройдя через турбину, направляется в конденсатор. Давление отбираемого на теплофикацию пара

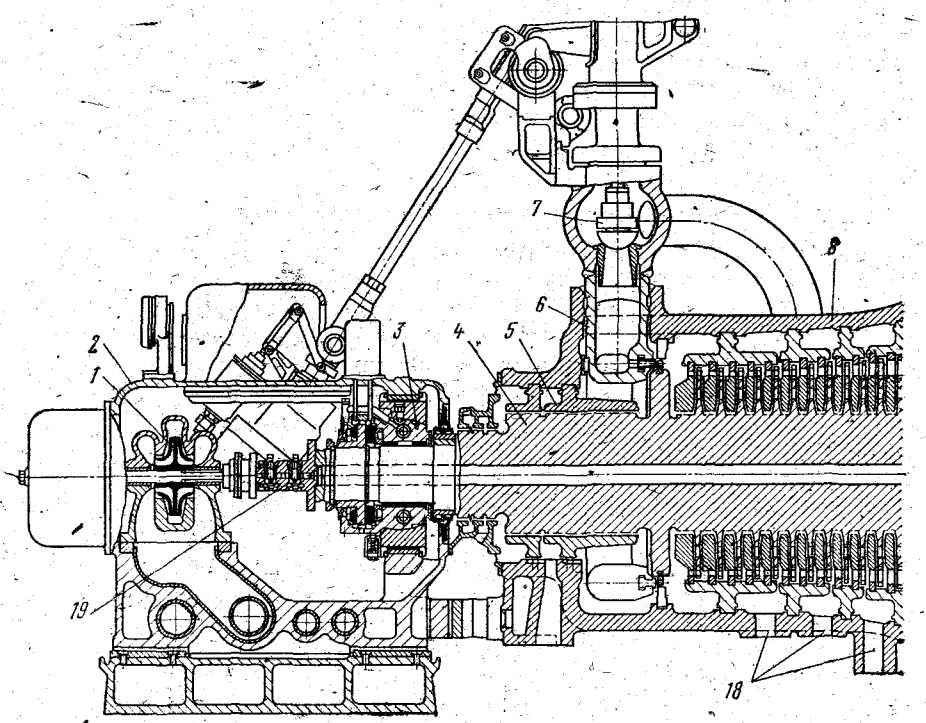


Рис. 83. Конденсационная турбина мощностью 50 МВт (продольный разрез):

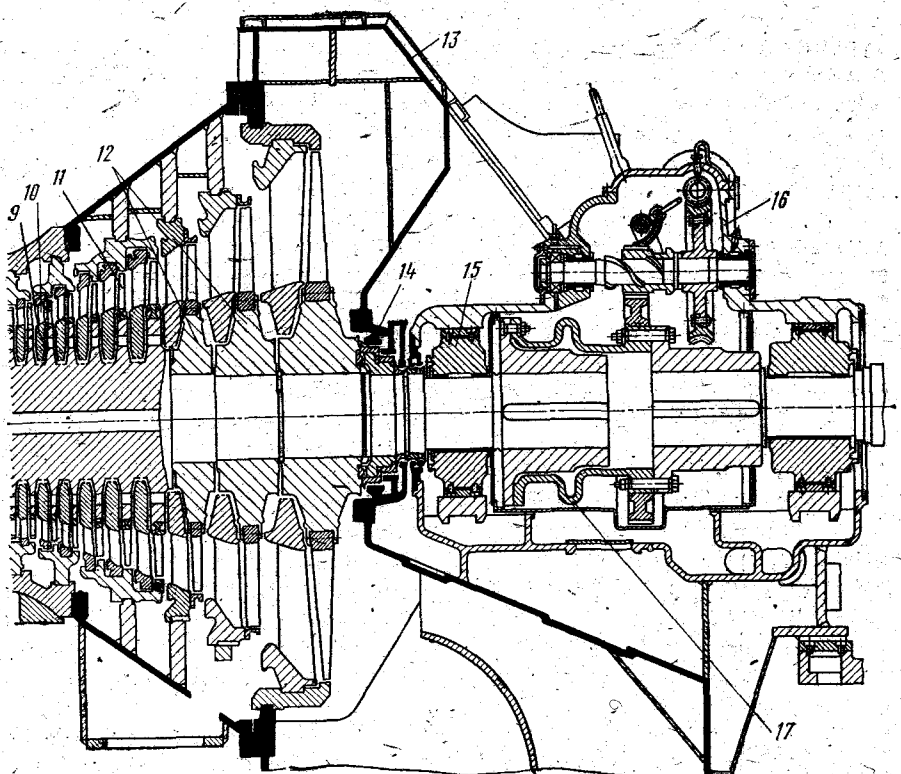
1 — центробежный масляный насос, *2* — корпус переднего подшипника, *3, 15* — передний и задний опорные подшипники, *4* — ротор, *5, 14* — переднее и заднее уплотнения, *6* — сопловая коробка, *7* — регулирующий клапан, *8* — корпус, *9* — диафрагма с сопловыми лопатками, *10, 11* — сопловые и рабочие лопатки, *12* — диски, *13* — выхлопной патрубок, *16* — валоповоротное устройство, *17* — полугибкая муфта, *18* — нерегулируемые отборы, *19* — бойки автомата безопасности

поддерживается постоянным, поэтому такой отбор называют *регулируемым.*

Турбины типа П отличаются от турбин типа Т лишь тем, что пар из них отбирается для промышленного потребления и имеет более высокие температуру и давление. Промышленный отбор пара также является регулируемым, так как при этом поддерживается его постоянное давление.

В турбинах типа ПТ пар отбирается как на теплофикацию, так и для промышленного потребления.

Турбины типа Р отличаются от рассмотренных тем, что не имеют конденсатора и весь отработавший пар используется для отопления или производственных нужд. Турбинами с противодавлением являются также предвключенные турбины, после которых пар направляется в турбину среднего давления. Такие турбины используют для «надстройки» турбинного оборудования электрических станций при переводе их на пар более высоких параметров, чтобы повысить экономичность.



Турбины с противодавлением типа ПР имеют промышленный регулируемый отбор пара.

Кроме того, турбины классифицируют по числу ступеней, направлению движения пара (осевые и радиальные) и числу цилиндров (одно-, двух- и многоцилиндровые).

Турбины, все роторы которых вместе с ротором генератора собраны в единый вал, называют *одновальными*, а турбины с роторами, соединенными в несколько валов, расположенных параллельно и имеющих каждый свой генератор, — *многовальными*.

Способ парораспределения в турбинах может быть *дроссельным* или *сопловым*. При дроссельном пар подается в турбину через один или несколько одновременно открывающихся регулирующих клапанов, а при сопловом эти клапаны открываются один за другим.

В зависимости от типа используемых ступеней турбины бывают *активными* или *реактивными*. В активной ступени преобразование потенциальной энергии пара в кинетическую происходит только в сопловой решетке. В реактивной ступени преобразование потенциальной энергии в кинетическую происходит в сопловой и рабочей решетках. Активные турбины имеют роторы с дисками (см. рис. 83), а реактивные — барабанные роторы (рис. 84). Поступающий в турбину пар характеризуется рядом параметров: номинальными давлением и температурой свежего пара, номинальными давлениями регулируемых отборов пара и противодавления. Если эти параметры находятся в пределах, указанных в ГОСТ 3618—69, наибольшую мощность, которую турбина должна длительно развивать на зажимах генератора, называют *номинальной*.

Так как потребление электрической энергии в течение суток, дней недели, времени года неодинаково, турбины большую часть времени не должны вырабатывать номинальную мощность и работают с меньшей нагрузкой. Поэтому их проектируют так, чтобы получить наибольший кпд при мощности, несколько меньшей, чем номинальная. Эту мощность называют *экономической* (мощность, при которой турбина работает с наибольшей экономичностью).

В зависимости от назначения турбины и параметров свежего пара номинальная мощность может быть равна экономической или больше нее на 10—25%. В турбинах с регулируемым отбором пара регламентируется номинальный расход регулируемого отбора.

В турбинах с одним регулируемым отбором этот расход соответствует номинальной мощности. В турбинах с двумя регулируемыми отборами номинальная мощность развивается при номинальных значениях обоих отборов. Наибольший из двух отбор получают при номинальной мощности и отключенном втором отборе.

К номинальным параметрам относят номинальную температуру охлаждающей воды — такую температуру воды при входе в конденсатор, для которой завод-изготовитель турбины гарантирует определенный расход пара или тепла на 1 кВт·ч, вырабатываемой электрической энергии. ГОСТом оговаривается также номинальная температура регенеративного подогрева питательной воды — температура питательной воды за последним (по ее ходу) подогревателем.

Кроме номинальных параметров ограничиваются предельные отклонения от их значений.

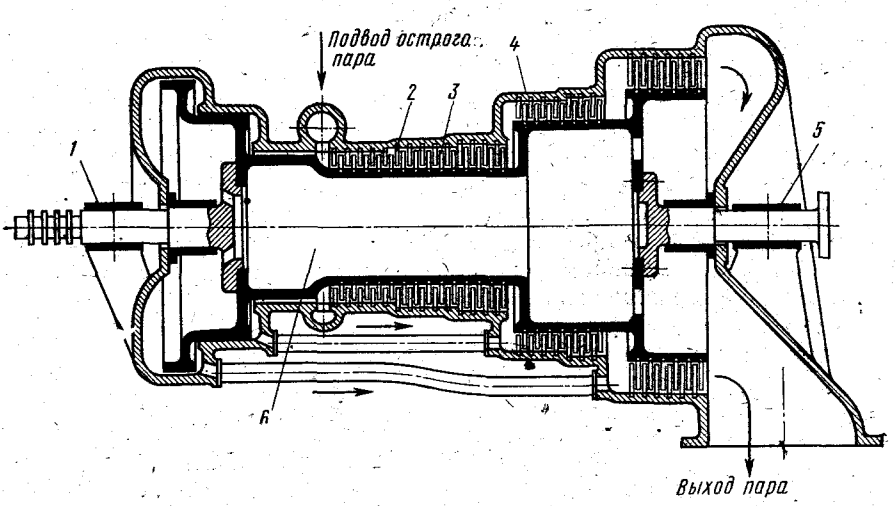


Рис. 84. Многоступенчатая реактивная турбина:

1, 5 — передний и задний подшипники, *2, 3* — сопловые и рабочие лопатки, *4* — корпус, *6* — барабан

§ 31. Преобразование энергии в турбине

Потенциальная энергия пара, имеющего начальные давление p_0 и температуру t_0, преобразуется в ступенях турбины в механическую (рис. 85, *а*). Вышедший из сопловой решетки *1* под углом α_1

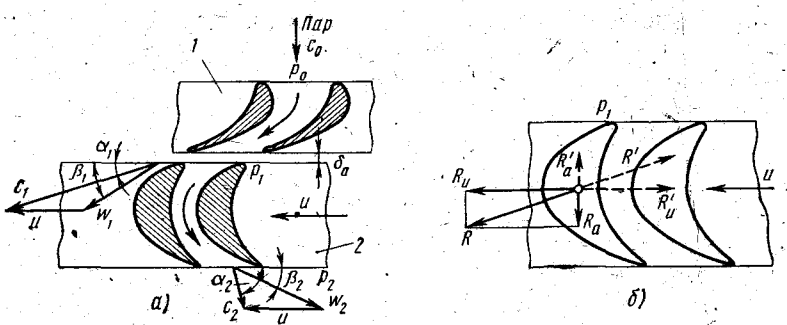


Рис. 85. Треугольники скоростей пара в ступени турбины активного типа (*а*) и схема усилий, действующих на рабочую лопатку (*б*):

1, 2 — сопловая и рабочая решетки

пар проходит со скоростью c_1 зазор δ_a и попадает со скоростью w_1, равной разности векторов $\vec{c}_1$ и $\vec{u}$, в каналы рабочей решетки. Эта скорость, называемая относительной, составляет угол β_1 с направлением окружной скорости u. При обтекании рабочей решетки пар

изменяет направление и частично ускоряется. Давление пара перед рабочей решеткой p_1, а за ней p_2. При выходе из рабочей решетки пар имеет относительную скорость $\vec{w}_2$ и абсолютную скорость c_2, которая равна разности векторов $\vec{w}_2$ и $\vec{u}$. Значение и направление скорости пара при воздействии на его поток усилий, прикладываемых со стороны рабочих лопаток, изменяются. Если обозначить через R' равнодействующую усилий, с которыми лопатки действуют на струю пара, то пар оказывает на них равное, но противоположное по направлению усилие R (рис. 85, *б*), которое позволяет передать энергию его потока рабочим лопаткам и, следовательно, валу турбины.

Рабочие лопатки вращаются вместе с диском с угловой скоростью ω. Окружная скорость рабочей решетки $u=\omega d/2$ (где d — средний диаметр ступени). Составляющие усилия R, действующие на лопатки в окружном R_u и в осевом R_a направлениях

$$R_u=G(c_1\cos\alpha_1+c_2\cos\alpha_2);$$

$$R_a=G(c_1\sin\alpha_1-c_2\sin\alpha_2)+\Omega(p_1-p_2),$$

где G — расход пара через ступень; $\Omega=\pi(d_п^2-d_к^2)$ — площадь кольца на диске, занятого рабочими лопатками; $d_п=d+(l/2)$ — диаметр вершин рабочих лопаток; $d_к=d-(l/2)$ — диаметр корневого сечения рабочих лопаток; l — длина рабочих лопаток.

Механическая работа создается составляющей усилия R_u при вращении ротора турбины. Составляющая R_a работы не совершает, так как ротор в осевом направлении не перемещается. Усилие R_a стремится сдвинуть ротор в осевом направлении, чему препятствует упорный подшипник.

Мощность, которую развивает поток пара на рабочих лопатках одной ступени (мощность на лопатках турбины), равна произведению составляющей R_u и окружной скорости u:

$$P_u=R_u u.$$

Удельная работа, которую совершает поток пара расходом в 1 кг/с,

$$L_u=P_u/G.$$

Состоянию пара перед ступенью, определяемому температурой $\bar{t}_0$ и давлением $\bar{p}_0$ торможения, соответствует энтальпия $\bar{i}_0$. В *is*-диаграмме (рис. 86) участок от состояния $\bar{i}_0$ до точки 0 соответствует кинетической энергии пара перед сопловой решеткой, имеющего на входе в нее скорость c_0.

В сопловой решетке без потерь процесс расширения пара закончился бы при давлении p_1 и энтальпии i_{1t}. Вследствие потерь, которые преобразуются в теплоту, процесс расширения пара заканчивается в точке *1* при том же давлении p_1, однако при более высокой энтальпии i_1. От точки *1* начинается процесс расширения пара в рабочей решетке. Если бы потери в ней отсутствовали, процесс рас-

ширения протекал бы при постоянной энтропии (изоэнтропийный) и закончился при давлении p_2 и энтальпии i_{2t}. Вследствие потерь реальный процесс расширения пара в рабочей решетке заканчивается в точке 2 при том же давлении, но при более высокой энтальпии i_2. Величины $\bar{h}_{0c}=\bar{i}_0-i_{1t}$ и $h_{0p}=i_1-i_{2t}$ называют *располагаемыми теплоперепадами*, а $h_c=i_0-i_1$ и $h_p=i_1-i_2$ — *использованными теплоперепадами* на сопловую и рабочую решетки.

Тип решетки количественно характеризуют величиной, которую называют *степенью реакции*

$$\rho=h_{0p}/(h_{0p}+\bar{h}_{0c})\approx h_{0p}/\bar{h}_0.$$

В ступенях активного типа h_{0p} гораздо меньше $\bar{h}_0$ и степень реакции близка к нулю. Если h_{0p} составляет примерно половину $\bar{h}_0$, ступень называют *реактивной* и $\rho=0{,}5$.

Скорость истечения пара из сопловой решетки определяют по формуле

$$c_1=\varphi\sqrt{2(i_0-i_{1t})}=\varphi\sqrt{2\bar{h}_{0c}}.$$

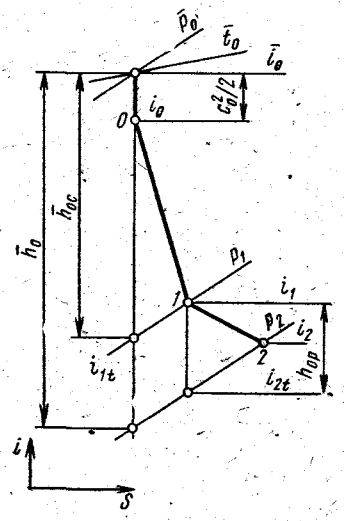


Рис. 86. Схема процесса расширения пара в ступени турбины в *is*-диаграмме

Энтальпию i_{1t} определяют по *is*-диаграмме при условии, что процесс расширения пара изоэнтропийный и давление за сопловой решеткой равно p_1. Коэффициент скорости φ показывает, как отличается скорость c_1 истечения пара из реальной сопловой решетки от скорости c_{1t} его истечения из идеальной, в которой отсутствуют потери, т. е. $\varphi=c_1/c_{1t}$. Потери энергии (Дж/кг) в сопловой решетке

$$\Delta h_c=c_{1t}^2/2-c_1^2/2=\zeta_c c_{1t}^2,$$

где $\zeta_c=1-\varphi^2$ — коэффициент потерь в сопловой решетке.

Энтальпия за сопловой решеткой

$$i_1=i_{1t}+\Delta h_c.$$

Если скорость c_1 известна, определяемая с помощью треугольника скоростей (см. рис. 85) относительная скорость на входе в рабочую решетку

$$w_1=\sqrt{c_1^2+u^2-2uc_1\cos\alpha_1}.$$

Относительная скорость выхода пара из рабочей решетки

$$w_2=\psi\sqrt{2(i_1-i_{2t})+w_1^2}=\psi\sqrt{2h_{0p}+w_1^2}.$$

При этом i_{2t} определяют по *is*-диаграмме как энтальпию в конце изоэнтропийного расширения пара в рабочей решетке при давле-

нии p_2; коэффициент скорости ψ имеет тот же физический смысл, что и для сопловой решетки, и равен отношению скоростей: $\psi = w_2/w_{2t}$.

Для сопловой и рабочей решеток коэффициенты скорости меньше единицы (обычно $\varphi = 0{,}95 \div 0{,}098$; $\psi = 0{,}89 \div 0{,}97$).

Потеря энергии в рабочей решетке турбинной ступени (Дж/кг)

$$\Delta h_р = i_2 - i_{2t} = w_{2t}^2/2 - w_2^2/2 = \zeta_р w_{2t}^2/2,$$

где $\zeta_р = 1 - \psi^2$ — коэффициент потерь в рабочей решетке.

Абсолютную скорость пара за турбинной ступенью определяют по треугольнику скоростей (см. рис. 85)

$$c_2 = \sqrt{w_2^2 + u^2 - 2uw_2 \cos\beta_2}.$$

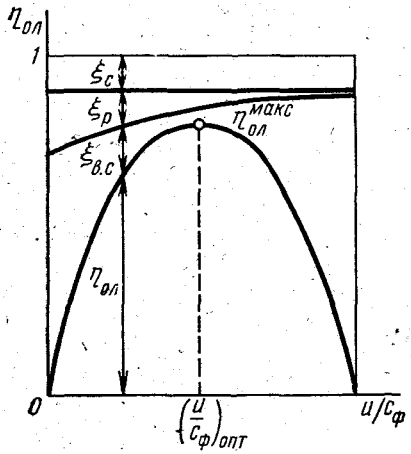


Рис. 87. Зависимость потерь и кпд ступени турбины от отношения скоростей

Кинетическая энергия пара, покидающего ступень со скоростью c_2, если она не может быть использована в дальнейших элементах турбины, также переходит в теплоту. Если располагаемую энергию обозначить для данной ступени через E_0, удельная полезная работа будет отличаться от нее на потери в сопловой $\Delta h_с$ и рабочей $\Delta h_р$ решетках, а также потери с выходной скоростью $\Delta h_{вс} = c_2^2/2$:

$$L_u = E_0 - \Delta h_с - \Delta h_р - \Delta h_{вс}.$$

Под располагаемой энергией ступени подразумевают разность $E_0 = \bar{h}_0 - \varkappa_{вс}(c_2^2/2)$,

где $\bar{h}_0 = c_0^2/2 + h_0 = c_0^2/2 + \bar{h}_{ос} + h_{оф}$ — располагаемый теплоперепад ступени, отсчитываемый от параметров торможения $\bar{p}_0$, $\bar{t}_0$ (рис. 86), а $\varkappa_{вс}(c_2^2/2)$ — доля кинетической энергии пара, уходящего из ступени, которая используется в следующей ступени. Если энергия выходящего пара не используется, коэффициент $\varkappa_{вс} = 0$, а если полностью используется в следующей ступени, $\varkappa_{вс} = 1$. Обычно $\varkappa_{вс}$ имеет промежуточное значение между нулем и единицей.

Отношение удельной полезной работы L_u к располагаемой энергии ступени E_0 называют *относительным лопаточным кпд:* $\eta_{ол} = L_u/E_0$. Относительный лопаточный кпд зависит от отношения $u/c_ф$, степени реакции ρ, коэффициентов скорости φ и ψ, углов выхода потока α_1 и β_2 из решеток. Скорость $c_ф$ — некоторая фиктивная скорость, соответствующая кинетической энергии, равной располагаемому теплоперепаду $\bar{h}_0 = c_ф^2/2$. Характер изменения $\eta_{ол}$ ступени в основном зависит от потерь с выходной скоростью $\zeta_{вс}$, а также в сопловой $\zeta_с$ и рабочей $\zeta_р$ решетках (рис. 87), которые определяют

по формулам

$$\zeta_{вс} = \Delta h_{вс}/E_0;\ \zeta_с = \Delta h_с/E_0;\ \zeta_р = \Delta h_р/E_0.$$

Потери с выходной скоростью будут минимальны, когда пар за ступенью движется вдоль оси турбины, т. е. угол $\alpha_2 = 90°$. При этом $\eta_{ол}$ ступени будет близок к максимальному.

Значение $u/c_ф$ выбирают таким, чтобы относительный лопаточный кпд был наибольшим, называют оптимальным $(u/c_ф)_{опт}$ и рассчитывают по формуле

$$(u/c_ф)_{опт} \approx \varphi \cos \alpha_1/(2\sqrt{1-\rho}).$$

Угол α_1 выхода потока пара из сопловой решетки обычно выбирают в пределах 11—16°, поэтому $\cos \alpha_1$ близок к единице, а коэффициент скорости φ также близок к единице. Для ступени активного типа со степенью реакции $\rho \approx 0$, следовательно $(u/c_ф)_{опт} \approx 0{,}5$. Для ступени реактивного типа $(u/c_ф)_{опт} \approx 0{,}75$, так как ее степень реакции $\rho \approx 0{,}5$.

Кроме потерь в решетках и с выходной скоростью часть энергии в ступени дополнительно теряется в результате трения поверхностей вращающегося диска о пар, утечек пара мимо сопловой или рабочей решеток, дополнительных потерь в решетках с парциальным подводом пара, а также из-за присутствия мельчайших капель влаги в ступенях, работающих на влажном паре.

При вращении диска пар, заполняющий камеры, ограниченные двумя диафрагмами и диском (рис. 88), приводится в движение: вращается вокруг оси турбины и одновременно перемещается вдоль поверхностей диска. На вращение диска в камере, заполненной паром, расходуется мощность $\Delta P_{тр}$. При подводе пара в ступени к рабочим лопаткам не по всей окружности (т. е. при парциальном подводе) возникают дополнительные потери энергии. Каналы рабочей решетки то заполняются паром, который вырабатывает полезную мощность, то выходят из парового потока. При этом рабочая решетка работает как вентилятор, перемещая пар, заполняющий камеру ступени, на что расходуется некоторая энергия — потери на вентиляцию $\Delta P_в$, которые можно уменьшить, закрыв рабочие лопатки на участке, где нет подвода пара, защитным кожухом (рис. 89). На концах дуги сегмента, занятого сопловыми лопатками, поток пара в каналах рабочей решетки резко искажается: возникают потери, на преодоление которых затрачивается мощность $\Delta P_{сегм}$. В промежуточной ступени активного типа (рис. 90) часть пара G_{1y} проходит в зазор между диафрагмой и ротором, минуя сопловую решетку, а часть G_{2y} уходит через зазор между бандажом и корпусом турбины. Для уменьшения этих утечек между диафрагмой и валом устанавливают лабиринтовые уплотнения (рис. 91, *а*), между дисками и диафрагмой — корневые (рис. 91, *б, в*), а между бандажами рабочих лопаток и корпусом (рис. 91, *г*) — бандажные.

Потери мощности от утечек P_y связаны с тем, что часть пара не участвует в выработке полезной мощности и искажает течение ос-

новного его потока. В последних ступенях конденсационных турбин пар становится влажным — содержит мельчайшие капельки влаги. При этом увеличиваются потери энергии в сопловой решетке, затрачивается энергия на разгон частичек влаги в зазоре между сопловой и рабочей решетками, уменьшается энергия, преобразуемая на рабочих лопатках, (на выпуклую сторону лопаток попадает часть капель жидкости и тормозит их, увеличивая потери в рабочей решетке).

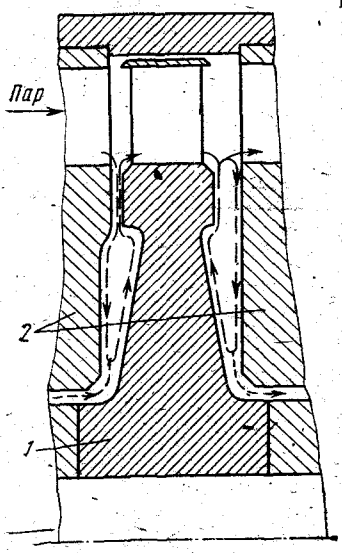


Рис. 88. Схема движения пара в зазоре между диском и диафрагмами:
1 — диск, *2* — диафрагмы

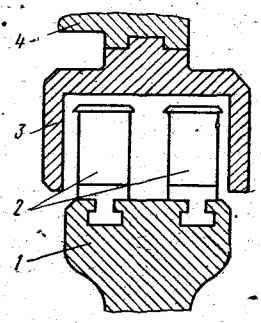


Рис. 89. Защитный кожух для уменьшения вентиляционных потерь в ступенях с парциальным подводом пара:
1 — диск, *2* — рабочие лопатки, *3* — кожух, *4* — корпус турбины

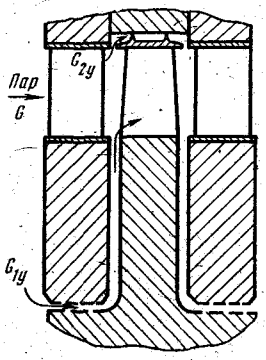


Рис. 90. Схема перетечек пара в ступени активного типа

В сумме эти потери принято называть *потерями от влажности пара* $\Delta P_{вл}$.

Мощность, которая передается на вал турбины от одной ступени (внутренняя мощность), оказывается меньше мощности P_u, развиваемой потоком пара на рабочих лопатках ступени, на дополнительные потери

$$P_i^{ст} = P_u - \Delta P_{тр} - \Delta P_{сегм} - \Delta P_y - \Delta P_{вл},$$

где $\Delta P_{сегм}$ — потери, возникающие при парциальном подводе пара, когда сопловые лопатки занимают только часть окружности, образованной средним диаметром ступени.

Коэффициент полезного действия, учитывающий эти потери, называют *внутренним относительным кпд ступени*

$$\eta_{0i}^{ст} = P_i/P_0 = (P_u/P_0) - (\Delta P_{тр}/P_0) - (\Delta P_{сегм}/P_0) - (\Delta P_y/P_0) - (\Delta P_{вл}/P_0 = \eta_{ол} - \zeta_{тр} - \zeta_{сегм} - \zeta_y - \zeta_{вл}.$$

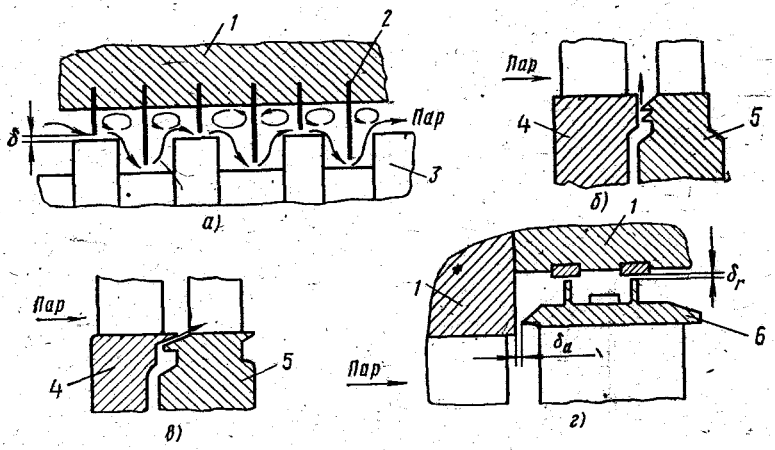


Рис. 91. Уплотнения:

а — лабиринтовое, *б*, *в* — корневые, *г* — бандажное; *1* — корпус турбины, *2* — гребень уплотнения, *3* — ротор, *4* — диафрагма, *5* — диск, *6* — бандаж

§ 32. Экономичность турбины

Турбину в сборе с электрическим генератором называют *турбоагрегатом.*

Экономичность турбины больше экономичности отдельной ее ступени, а экономичность турбоагрегата меньше экономичности турбины. Отличия определяются особенностями работы проточной части турбины, состоящей из многих ступеней, и дополнительными механическими потерями.

Рассмотрим особенности работы проточной части многоступенчатой турбины. Пар перед турбиной имеет давление p_0 и температуру t_0, которые определяют ее энтальпию i_0 (рис. 92). В турбине пар расширяется до конечного давления $p_к$. Если бы турбина была идеальным двигателем, процесс расширения закончился бы в точке *е* и при давлении $p_к$ пар имел бы энтальпию $t_{кt}$. В действительности небольшая часть энергии пара снова преобразуется в тепловую энергию в основном за счет трения его потока о поверхности ротора и корпуса. Процесс расширения пара в реальной турбине происходит при росте энтропии (соответствует кривой *df*) и заканчивается при том же давлении $p_к$, но при влажности $x_к$. Величину $H_0 = i_0 - i_{кt}$ называют *располагаемым теплоперепадом.*

Часть потенциальной энергии пара, которая вместо механической энергии преобразуется в другие виды энергии (в основном в тепловую), является потерями. Работа $L_т$, которую развивает 1 кг пара, меньше располагаемого теплоперепада и равна использованному теплоперепаду $L_т = i_0 - i_к = H_i$.

Отношение использованного теплоперепада к располагаемому — *относительный внутренний кпд турбины* $\eta_{0i} = H_i/H_0$ — характеризует совершенство процесса расширения пара в турбине.

В многоступенчатой турбине располагаемый теплоперепад H_0 от начального состояния пара до давления в выходном патрубке распределяется между ступенями турбины. Из *is*-диаграммы (рис. 93) видно, что потери энергии в каждой ступени реальной турбины вызывают повышение температуры пара перед последующими ступенями по сравнению с идеальной турбиной, в которой энтропия по-

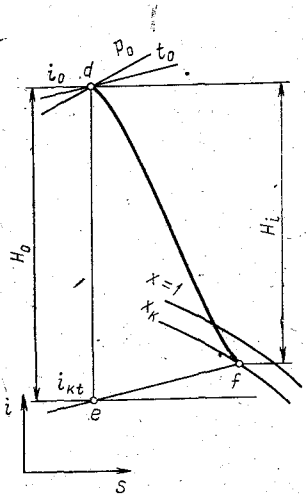


Рис. 92. Схема процесса расширения пара в реальной турбине в *is*-диаграмме

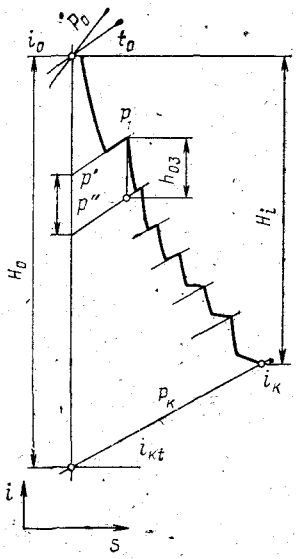


Рис. 93. Схема процесса расширения пара в многоступенчатой турбине в *is*-диаграмме

стоянна. Располагаемый теплоперепад для любой промежуточной ступени реальной турбины, например для третьей h_{03}, несколько превышает располагаемый теплоперепад h'_{03}, приходящийся на ту же ступень в идеальной турбине, из-за того что вследствие потерь в предыдущих ступенях температура пара перед реальной ступенью выше, чем была бы перед идеальной. Потери в предыдущих ступенях, увеличивая теплоперепад в последующих, частично используются для получения дополнительной работы. Поэтому кпд турбины становится больше кпд ступени:

$$\eta_{0i} = \eta_{0i}^{ст} [(H_0 + Q)/H_0] = \eta_{0i}^{ст} (1 + q_т),$$

где $q_т = Q/H$ — коэффициент возврата тепла, характеризующий долю потерь, которая используется в турбине для увеличения полезной работы. Так как $q_т$ всегда больше нуля, относительный внутренний кпд турбины η_{0i} всегда больше относительного внутреннего кпд отдельной ступени $\eta_{0i}^{ст}$. Обычно $q_т$ составляет от 0,04 до 0,1.

Отношение теплоты H_i, превращенной в механическую работу внутри турбины, к теплоте q_1, сообщенной рабочему телу в котле, называют *абсолютным внутренним кпд*

$$\eta_i = H_i/q_1.$$

Если расход пара G через турбину известен и постоянен, можно определить внутренние мощности соответственно развиваемые реальной и идеальной турбинами: $P_i = GH_i$ и $P_0 = GH_0$. Потребителем используется не вся мощность P_i, часть ее расходуется на преодоление механических потерь $\Delta P_м$ турбины (привод масляного насоса, трение в подшипниках и др.). Эффективная мощность развиваемая турбиной на муфте, соединяющей ее вал с валом приводимой машины, меньше внутренней мощности на механические потери $P_e = P_i - \Delta P_м$. Отношение эффективной мощности к внутренней — *механический кпд* турбины $\eta_м = P_e/P_i$. Отношение эффективной мощности к мощности идеальной турбины называют *относительным эффективным кпд*

$$\eta_{0e} = P_e/P_0 = P_i P_e/P_0 P_i = \eta_{0i}\eta_м.$$

Отношение эффективной мощности турбины к расходуемой в котле за 1 с теплоте Q называют *абсолютным эффективным кпд*

$$\eta_e = P_e/Q = P_e P_i/P_i Q = \eta_i \eta_м.$$

Электрический генератор, который приводится во вращение турбиной, имеет собственные потери. Электрическая мощность $P_э$, отдаваемая генератором в электрическую сеть, меньше эффективной мощности P_e турбины на потери $\Delta P_{эг}$ генератора

$$P_э = P_e - \Delta P_{эг}.$$

Отношение электрической мощности, отдаваемой генератором, к эффективной мощности турбины, называют *кпд электрического генератора*

$$\eta_{эг} = P_э/P_e.$$

Отношение электрической мощности к мощности идеальной турбины называют *относительным электрическим кпд*

$$\eta_{0э} = P_э/P_0 = \eta_{0e}\eta_{эг} = \eta_{0i}\eta_м\eta_{эг}.$$

Отношение электрической мощности к расходуемой в котле теплоте за единицу времени называют *абсолютным электрическим кпд*

$$\eta_э = P_э/Q = \eta_e\eta_{эг}.$$

Одной из оценок эффективности работы конденсационных турбин является удельный расход пара $d_э$, необходимый для выработки 1 кВт·ч; $d_э = M/P = 3600/H_0\eta_{0э}$ (где M — часовой расход пара, равный $3600\,G$).

Экономичность конденсационных турбинных установок обычно оценивают по удельному расходу теплоты $q_э$ ккал/(кВт·ч). Количество (кДж) затрачиваемой на выработку 1 кВт·ч энергии теплоты

$q_э = 1/\eta_э$. В зависимости от типа турбины удельный расход теплоты может быть разным: для турбин К-300-240 он составляет 1840 ккал/(кВт·ч), а для турбин К-6-35 равен 2930 ккал/(кВт·ч).

Конструкция и экономичность турбин в значительной степени зависят от числа ступеней. Чтобы определить число ступеней z, нужно знать средний теплоперепад $h_{0\,ср}$ на одну ступень:

$$z = [H_0(1 + q_т)]/h_{0ср}.$$

Для определения среднего теплоперепада предварительно задают изменения среднего диаметра, степени реакции и отношения $u/c_ф$ вдоль проточной части. Зная эти величины, можно рассчитать теплоперепады в первой и последней ступенях, а также в нескольких промежуточных точках проточной части. Осредняя полученные значения, находят $h_{0\,ср}$.

Средний теплоперепад прежде всего зависит от средних диаметров d ступеней и частоты вращения ω ротора. Средний диаметр современных энергетических турбин определяется диаметрами поковок, используемых для изготовления ротора и дисков, что, в свою очередь, зависит от возможностей заводов-изготовителей. Частота вращения ротора ω определяется конструкцией электрического генератора и частотой электрического тока сети. В соответствии с принятой в СССР частотой тока 50 Гц и в зависимости от числа полюсов генератора частота вращения роторов турбин должна составлять 50 1/с и 25 1/с.

Кроме того, конструкция турбины определяется ее мощностью. Наибольшая мощность, которую можно получить от однопоточной турбины, ограничивается прочностью рабочих лопаток последней ступени и обычно не превышает 150 МВт. Для увеличения единичной мощности разделяют потоки пара в части низкого давления турбин.

§ 33. Статор турбины

В мощных многоцилиндровых одновальных паровых турбинах по ходу пара располагают цилиндр высокого (ЦВД) и среднего (ЦСД) давления, а затем один (или несколько) цилиндров низкого давления (ЦНД), за которым устанавливается генератор. Цилиндры турбин могут быть одно- и двухкорпусными (одно- и двухстенными). В корпусе турбины размещены сопловые аппараты ступеней и имеются подводящие и распределяющие пар каналы, а также патрубки для промежуточных отборов и выпуска пара.

Корпуса ЦВД турбин высоких и сверхвысоких параметров изготовляют из специальных легированных сталей с присадками хрома, никеля, молибдена, вольфрама, ванадия и др. Для удобства сборки и разборки турбины корпус выполняют разъемным по горизонтали (рис. 94). Вдоль горизонтального разъема *5* корпус имеет толстые фланцы *4*, которые позволяют шпильками *2* или болтами скрепить верхнюю и нижнюю половины цилиндра. Для выравнивания температуры нагрева фланцев и избежания нарушения

плотности разъема во время пуска турбины фланцы снаружи обогревают паром, который подается в специальные короба *1*. Обычно ЦВД мощных турбин с высокими параметрами пара имеют двухстенные корпуса. Пространство между наружной и внутренней стенками заполнено паром среднего давления, поэтому их толщина и размеры фланцев меньше, чем одностенных. Хотя двухстенные корпуса сложнее, однако они значительно дешевле, так как из дорогих легированных сталей изготовляется только внутренняя часть, а наружную, омываемую паром более низкой температуры, выполняют из более дешевых сталей.

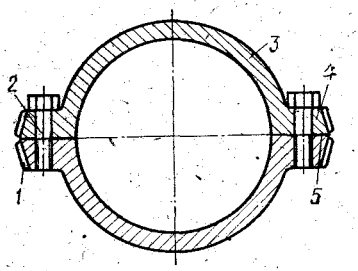


Рис. 94. Поперечное сечение корпуса турбины:

1 — короб для обогрева фланцев, *2* — шпилька, *3* — корпус турбины, *4* — фланец корпуса, *5* — горизонтальный разъем

Конденсационная турбина мощностью 1200 МВт имеет ЦВД (рис. 95) с двухстенным литым корпусом. Пар вначале поступает в сопловую коробку *5*, расположенную во внутреннем корпусе *4*, проходит через четыре ступени справа налево, а затем поворачивает в обратную сторону, проходит между внутренним и наружным корпусами *2* и поступает в оставшиеся пять ступеней. В многоцилиндровой турбине стремятся так организовать противоположное направление потоков пара, чтобы уравновесить осевые усилия, действующие на ротор. Во внутреннем корпусе турбины диафрагмы *1* крепят непосредственно в его расточках, а в наружном — в промежуточных обоймах *7*. Обоймы позволяют хорошо организовать отборы пара для регенерации и других нужд, облегчают использование одних и тех же корпусов для различных проточных частей, упрощают обработку корпуса. Внутренний корпут имеет горизонтальный разъем и опирается четырьмя точками на наружный вблизи его горизонтального разъема. Внутренний корпус центрируется относительно наружного вертикальными и продольными шпонками *3* и зафиксирован от перемещений в осевом направлении только в одном сечении — в месте паровыпуска.

Корпуса ЦСД (рис. 96) выполняют литыми или сварнолитыми. Внутренние корпуса обычно располагают после промежуточного перегрева пара, где он имеет высокую температуру, а также при двух потоках пара, направленных в противоположные стороны.

Корпуса ЦНД (рис. 97) и выхлопные патрубки большинства конденсационных турбин выполняют сварными из листовой углеродистой стали. Пар поступает в середину корпуса по трубопроводу, а затем разделяется на два потока. После выхода из проточной части ЦНД отработавший пар направляется в конденсатор.

Турбину не крепят на фундаменте совершенно неподвижно, так как при нагреве корпуса в результате теплового расширения возникают большие усилия, которые могут привести к его разрушению. Корпус должен расширяться свободно, сохраняя центровку с ротором, и крепится так, чтобы при его расширении оси расточек в

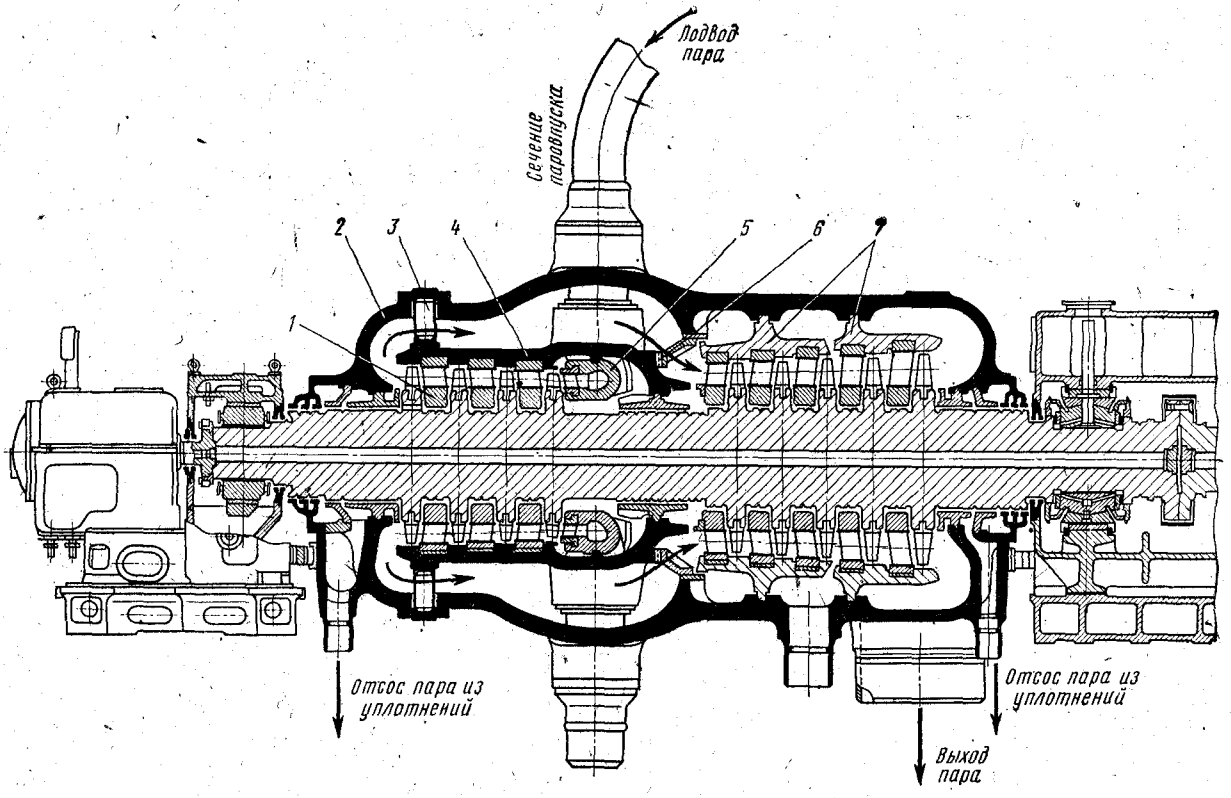


Рис. 95. Цилиндр высокого давления конденсационной турбины на сверхкритические параметры пара:
1 — диафрагмы, *2, 4* — наружный и внутренний корпуса, *3, 6* — продольная и вертикальная шпонки, *5* — сопловая коробка, *7* — обоймы

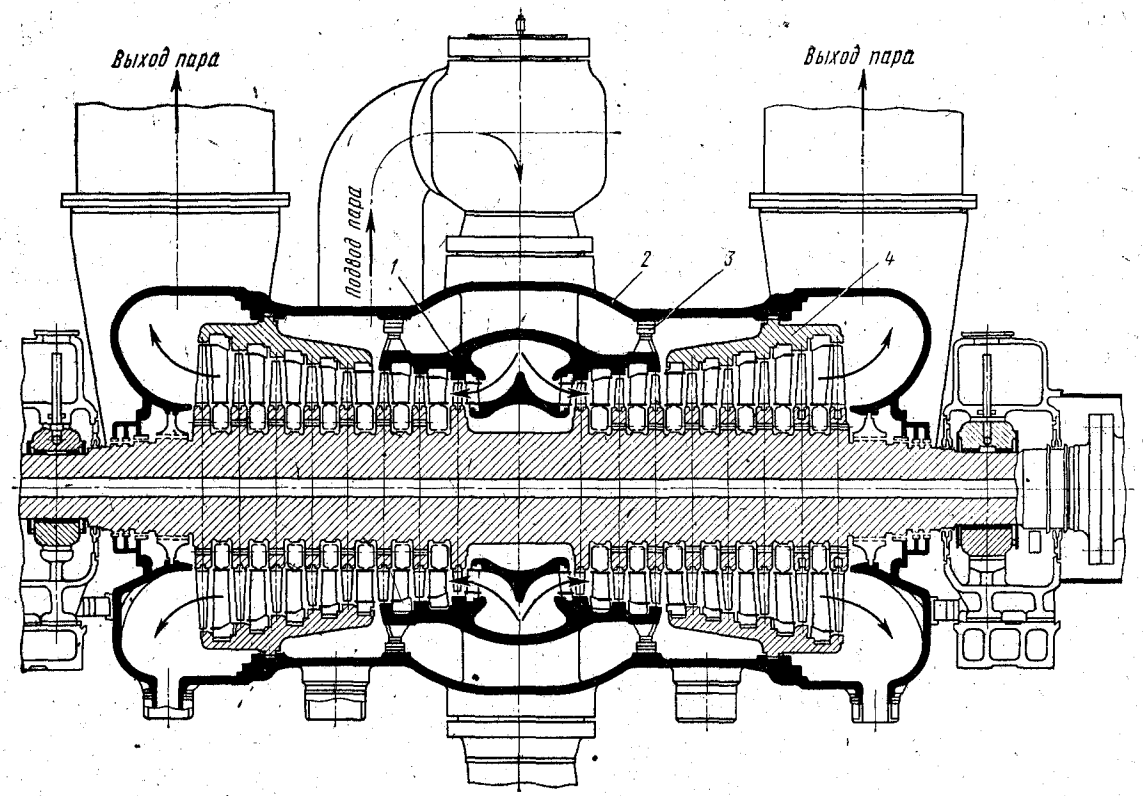


Рис. 96. Цилиндр среднего давления конденсационной паровой турбины мощностью 1200 МВт:

1, 2 — внутренний и наружный корпуса, 3 — продольная шпонка, 4 — обойма

подшипниках и цилиндрах турбины совпадали (рис. 98). При этом корпус ЦВД должен опираться на корпуса (стулья) подшипников и не касаться фундамента, для чего фланцы его нижней половины имеют приливы — лапы *3*, которые лежат на стульях подшипников почти на уровне горизонтального разъема. Между лапами и стульями подшипников вкладывают поперечные шпонки *2 5, 6,*

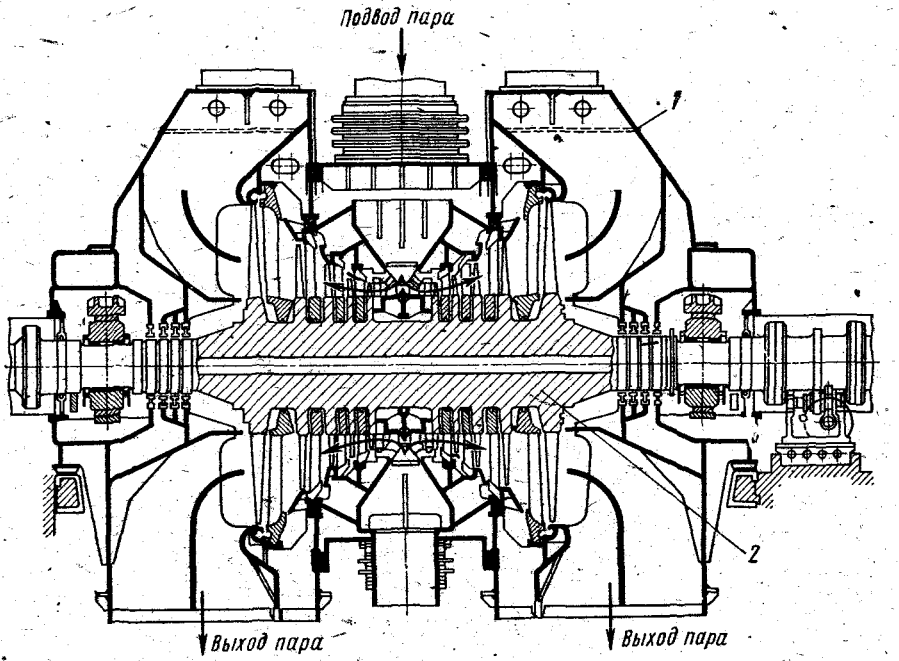


Рис. 97. Цилиндр низкого давления конденсационной паровой турбины мощностью 1200 МВт:

1 — корпус, *2* — ротор

позволяющие корпусу свободно расширяться в поперечном направлении и ограничивающие его смещение относительно корпуса подшипника вдоль оси вращения. Чтобы ось корпуса не смещалась относительно оси подшипника в поперечном направлении, применяют вертикальные (радиальные) шпонки. Корпуса переднего и заднего подшипников установлены на фундаментных рамах *11* и *14*.

Цилиндры низкого давления обычно опираются боковыми лапами на фундаментные рамы. Между корпусом ЦНД и фундаментной рамой также устанавливают поперечные шпонки, которые ограничивают его перемещение вдоль оси вращения ротора. Чтобы зафиксировать положение корпуса ЦНД в поперечном направлении, устанавливают продольную шпонку *16*. Косые шпонки *8* ограничивают сдвиг корпуса ЦНД в поперечном направлении, но позволяют его левой части перемещаться по фундаментной раме вдоль оси вращения ротора.

Пересечение линий, соединяющих косые шпонки *8* с продольной шпонкой *16* и плоскостью, проходящей через поперечные шпонки *15*, образует так называемую мертвую точку (фикс-пункт), от которой система корпус — подшипники расширяется во все стороны. При тепловом расширении корпуса турбины передний подшипник начинает скользить по фундаментной плите. Для предупреждения

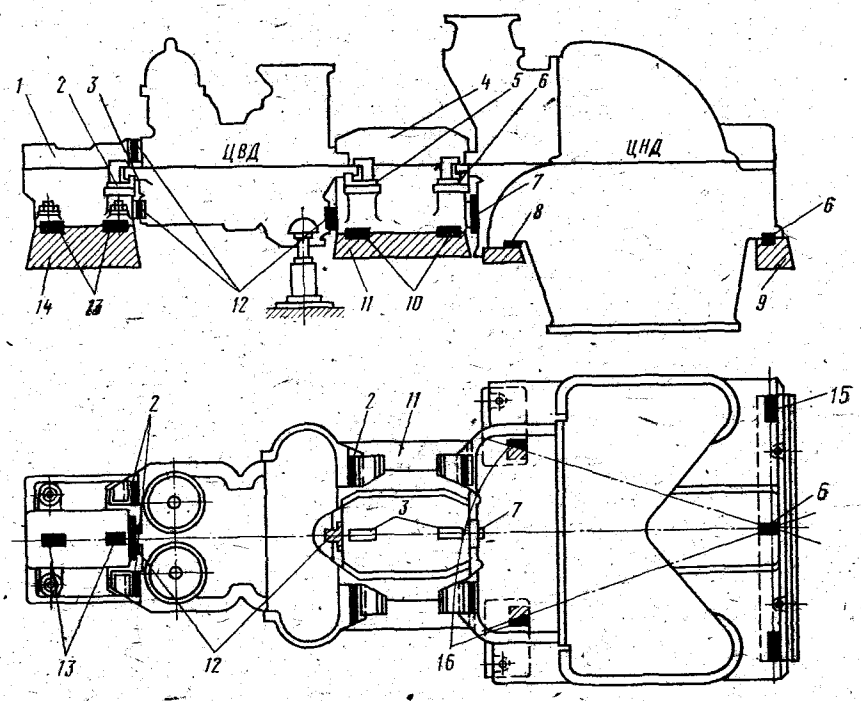


Рис. 98. Крепление турбины на фундаменте:

1, 4 — передний и средний подшипники, *2, 5, 6, 15* — поперечные шпонки, *3* — лапы, *8* — косые шпонки, *9, 11, 14* — фундаментные рамы, *10, 13, 16* — продольные шпонки, *7, 12* — вертикальные (радиальные) шпонки

расцентровки переднего и заднего подшипников между их корпусами и фундаментными плитами под осью турбины располагают продольные шпонки, которые позволяют корпусам подшипников перемещаться только строго вдоль оси турбины.

Аналогично крепят цилиндры среднего давления.

В многоцилиндровых турбинах подшипники ЦНД устанавливают независимо от корпуса турбины на фундаментных балках или крепят к нему (встроенные подшипники). Мертвая точка конденсационных турбин находится в зоне одного из ЦНД. Турбины с несколькими ЦНД в одном агрегате и, следовательно, большой длины могут иметь несколько мертвых точек.

Фундаментные плиты под корпуса подшипников представляют собой коробчатые литые конструкции с одной обработанной пло-

ской поверхностью, обращенной при установке на фундамент вверх. Фундаментом для плит служит железобетонная конструкция сложной формы, на которую опирается турбинная установка и внутри которой в специальных проемах устанавливают вспомогательное оборудование и прокладывают трубопроводы.

§ 34. Ротор турбины

В отечественных паровых турбинах применяют цельнокованые, с насадными дисками и сварные роторы. Цельнокованые роторы вытачивают заодно с дисками из одной поковки, поэтому их диаметры ограничены размерами поковок и составляют немногим более 1 м. Роторы с насадными дисками состоят из отдельно изготовленного вала и насаженных на него с натягом дисков. Перед насадкой диски нагревают в воде или масле, а затем напрессовывают на вал. Сварные роторы изготовляют из отдельных элементов, имеющих относительно небольшие размеры. В часто применяемых комбинированных роторах на цельнокованый вал насаживают несколько дисков (см. рис. 83).

Все типы роторов могут одновременно использоваться в одной турбине. Цельнокованые роторы устанавливают в ЦВД; в ЦСД, где требуются большие диаметры дисков, обычно применяют роторы с насадными дисками или комбинированные; в ЦНД получили распространение роторы с насадными дисками или сварные.

Валы роторов ЦВД, ЦСД, ЦНД и электрического генератора соединяются муфтами и образуют один валопровод. В зависимости от условий работы устанавливают жесткие, полужесткие, шлицевые, кулачковые или гибкие муфты.

Ротор турбины устанавливают в подшипниках. Массивный ротор прогибается под действием силы тяжести. Если оси всех подшипников турбогенератора находятся на одной прямой, при прогибе отдельных валов торцевые поверхности полумуфт оказываются не параллельными. Поэтому валы устанавливают так, чтобы оси подшипников находились на разных уровнях. В этом случае ось валов в прогнутом состоянии представляет собой плавную кривую и перекос торцевых плоскостей муфт не наблюдается.

Мощные паровые турбины оснащаются валоповоротным устройством, предназначенным для медленного проворачивания ротора с частотой вращения 4—30 1/мин неработающей турбины. Ротор необходимо проворачивать, так как при подаче пара неподвижный ротор прогревается неравномерно и искривляется.

После останова турбины неподвижный ротор остывает также неравномерно; нижняя сторона охлаждается быстрее верхней и он выгибается вверх. Полностью турбина остывает через 25—30 ч, после чего ротор выпрямляется. Запускать турбину с неостывшим ротором нельзя, так как возможно его задевание о статор и большие вибрации всей турбины. Поэтому валоповоротное устройство включают перед подачей пара на концевые уплотнения и при останове турбин.

§ 35. Маслоснабжение, регулирование и защита турбины

Маслоснабжение. Система маслоснабжения предназначена для подачи масла в подшипники и к другим трущимся деталям. В большинстве случаев система смазывания подшипников совмещается с системой подачи масла в элементы регулирования турбины. Для надежного смазывания подшипников необходимо давление масла

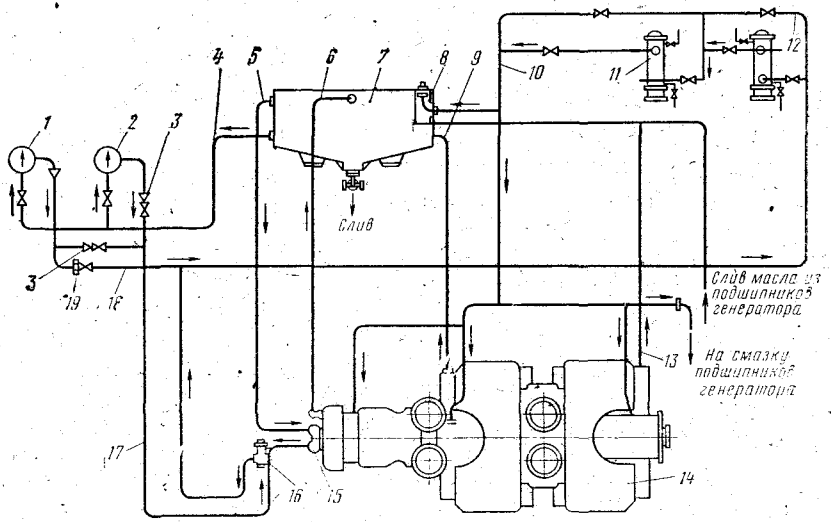


Рис. 99. Схема маслоснабжения подшипников турбины насосом объемного типа:

1 — масляный электронасос, *2* — масляный пусковой турбонасос, *3* — задвижка и обратный клапан, *4* — всасывающий трубопровод турбо- и электронасосов, *5* — всасывающий трубопровод главного насоса, *6, 9, 13* — трубопроводы слива масла из переднего, среднего и заднего подшипников, *7* — масляный бак, *8* — сливной клапан, *10* — трубопровод смазывания подшипников, *11* — маслоохладитель, *12* — обводной маслопровод для очистки маслоохладителей, *14* — турбина, *15* — главный масляный насос, *16* — редукционный и предохранительный клапаны, *17, 18* — нагнетательные трубопроводы электронасоса, *19* — дросселирующая диафрагма

$(1{,}5 \div 1{,}7) \cdot 10^5$ Па, а для системы регулирования — до $1{,}3 \cdot 10^6$ Па. Поэтому используют два масляных насоса: высокого давления — для системы регулирования и низкого — для подшипников. Иногда обе системы обслуживает один насос высокого давления. При этом масло к подшипникам подается через понижающие давление редукционные клапаны.

В систему маслоснабжения подшипников турбины (рис. 99) входят главный масляный насос *15*, масляный бак *7*, маслоохладители *11*, масляный электронасос *1* и пусковой масляный турбонасос *2*. Главный масляный насос *15* засасывает масло через трубопровод из масляного бака *7* и подает его под давлением $1{,}3 \cdot 10^6$ Па в систему регулирования. Часть масла через редукционный клапан, понижающий давление до $1{,}6 \cdot 10^5$ Па, направляется на смазывание подшипников турбины и электрогенератора, предварительно пройдя маслоохладители, где остывает до температуры 35—40°С. За маслоохладителями сливным клапаном *8*, сбрасываю-

щим избыток масла в масляный бак, поддерживается давление $1{,}4 \cdot 10^5$ Па. После подшипников турбины *14* масло по сливным трубопроводам *6, 9* и *13* снова поступает в масляный бак.

При такой схеме маслоснабжения применяют зубчатый винтовой главный масляный насос объемного типа.

Главный масляный насос *15* приводится во вращение непосредственно ротором турбины, поэтому когда она не работает, масло не подается. При пуске турбины масло в систему до редукционного

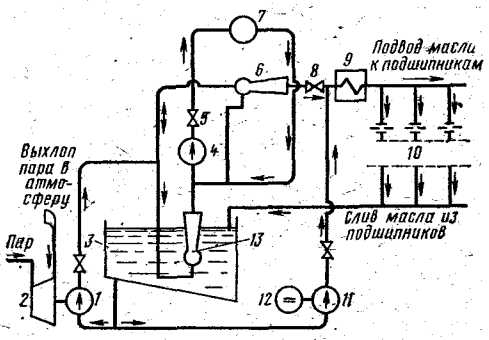


Рис. 100. Схема маслоснабжения подшипников турбины с насосом центробежного типа:

1 — вспомогательный масляный турбонасос, *2, 5, 8* — обратные клапаны, *3* — масляный бак, *4* — главный масляный насос, *6, 13* — инжекторы, *7* — система регулирования, *9* — маслоохладитель, *10* — подшипники, *11* — аварийный масляный электронасос, *12* — электродвигатель постоянного тока

клапана *16* подает пусковой турбонасос *2*, который обеспечивает работу системы до достижения ротором определенной частоты вращения, когда включается главный масляный насос, создающий необходимое давление.

При аварийном останове турбины, как только давление падает до $1{,}2 \cdot 10^5$ Па, автоматически включается аварийный центробежный насос с приводом от электродвигателя — электронасос *1*, который подает масло под давлением $3{,}5 \cdot 10^5$ Па до пуска турбонасоса.

Кроме того, широко используют схему маслоснабжения с главным масляным насосом центробежного типа (рис. 100), непосредственно соединенным с валом турбины. Для начала работы этого насоса необходимо, чтобы его рабочий объем и всасывающая линия были заполнены маслом, для чего используют струйный насос (инжектор) *13*, установленный непосредственно в масляном баке и обеспечивающий подачу масла с небольшим давлением $(0{,}3 \div 0{,}5) \cdot 10^5$ Па. Перед пуском турбины запускают вспомогательный турбонасос *1*, подающий масло в систему регулирования и к инжекторам *13* и *6*. Инжектор *6* служит для подачи масла давлением $(1 \div 1{,}5) \cdot 10^5$ Па к подшипникам турбины и электрогенератора.

При увеличении частоты вращения ротора давление масла за главным масляным насосом *4* растет и при определенной частоте вращения открывается обратный клапан *5* за главным насосом и закрывается обратный клапан *2* за пусковым турбонасосом, который после этого отключается. В схеме предусмотрен также аварийный масляный электронасос *11*.

Как в первой, так и во второй схеме количество масла, подаваемое к каждому подшипнику, регулируется специальными дозирующими шайбами, установленными на напорных трубопроводах.

Масляный бак (рис. 101) размещается под полом машинного зала, вблизи передней части турбины и его емкость зависит от типа турбины, числа подшипников и частоты вращения ротора. Масла должно хватать примерно на 4—8 мин работы главного

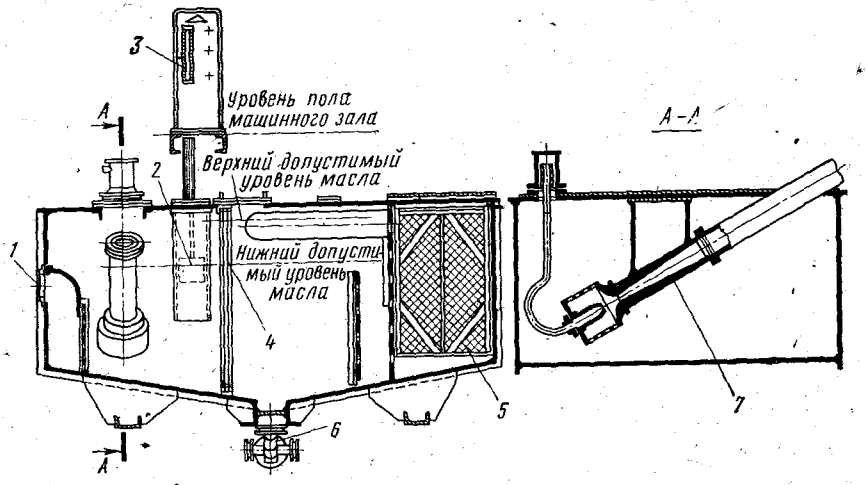


Рис. 101. Масляный бак турбины:

1 — всасывающая труба главного масляного насоса, *2* — маслоуказатель, *3* — шкала, *4, 5* — фильтры тонкой и грубой очистки, *6* — слив масла, *7* — масляный инжектор

масляного насоса. Из подшипников масло сливается в правую часть бака и проходит через фильтры грубой очистки *5*, состоящие из мелких металлических сеток. В месте подвода сливных труб на уровне поверхности масла находятся карманы, в которых задерживается пена и удаляются газы. Внутри бака установлена перегородка, задерживающая грязь, которая вместе с собирающейся водой у дна опускается через имеющееся там отверстие.

Фильтры *4* тонкой очистки с более частой металлической сеткой, чем фильтры *5* грубой очистки, отделяют левую часть бака, из которой масло подается к главному масляному насосу, турбо- и электронасосом. Отсек, из которого засасывается масло, отделен от остальной части бака металлическим листом со сверлениями большого диаметра, задерживающим крупные предметы. В баке расположен также инжектор *7*, подающий масло к подшипникам. Уровень масла в баке контролируется поплавковым маслоуказателем *2* со шкалой *3*. Маслоуказатель оснащен электрическими контактами, которые замыкают цепь реле, включающего сигнал о предельно низком или предельно высоком уровне масла в баке.

Обязательным элементом системы маслоснабжения является маслоохладитель, предназначенный для охлаждения масла, которое нагревается в подшипниках турбины и электрогенератора.

В стальном или чугунном корпусе маслоохладителя размещены трубки, через которые проходит охлаждающая вода. Водяные камеры отделены от пространства, занятого маслом, трубными досками. Масло поступает в маслоохладитель снизу и перемещается вверх, омывая трубки снаружи в поперечном направлении. Давление масла в охладителе должно быть больше давления воды, чтобы она не попала в масло через неплотности соединений.

Автоматическое регулирование. Для управления турбиной применяют систему автоматического регулирования (рис. 102), которая в простейшем случае состоит из центробежного регулятора *2* с грузами, вращающегося вместе с валом турбины. При увеличении частоты вращения грузы расходятся и перемещают муфту *A* вверх, а при уменьшении сходятся и муфта опускается. С муфтой связан шарнирно закрепленный в точке *C* рычаг *AB*. Когда муфта *A* перемещается вместе с рычагом вверх, его конец *B* опускается и перемещает вниз клапан *D*, закрывающий доступ пара в турбину. Следовательно, при увеличении частоты вращения количество пара, поступающего в турбину, уменьшается. При этом уменьшаются крутящий момент, развиваемый турбиной, и частота вращения турбины.

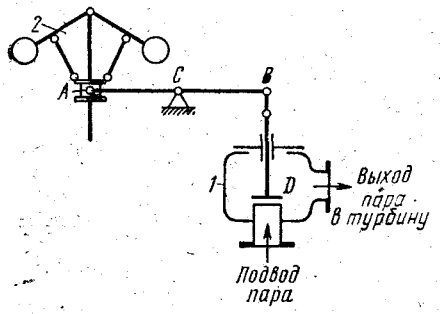


Рис. 102. Простейшая схема регулирования турбины:

1 — регулирующий клапан, *2* — центробежный регулятор

Систему регулирования настраивают так, чтобы при номинальной частоте вращения муфта *A* и клапан *D* находились в определенном положении. Такую систему регулирования, при которой регулятор скорости воздействует непосредственно на клапаны, называют *системой прямого регулирования.*

Мощность турбины зависит от количества поступающего в нее пара. Расход определяется положением клапанов, которое жестко связано с положением муфты регулятора скорости. Так как положение этой муфты зависит от частоты вращения ротора, существует связь между частотой вращения ротора и мощностью турбины. Кривую, изображающую эту связь, называют *статической характеристикой регулирования.*

Наибольшее изменение частоты вращения (от n_1 до n_2), при котором мощность изменяется от нуля до полной, должно быть ограничено. Это изменение называют *степенью неравномерности,* или *неравномерностью регулирования,* $\delta = (n_2 - n_1)/n_0$ (где n_0 — номинальная частота вращения ротора турбины). Чаще всего в системах автоматического регулирования современных паровых турбин степень неравномерности составляет 4,5—5,5%.

Схемы прямого регулирования в мощных турбинах не применяют, так как усилия, которые может развивать регулятор скорости, недостаточны, чтобы переместить их клапаны. В мощных турбинах для перемещения клапанов между ними и центробежным регулятором размещают устройство, называемое *цепью усиления.*

В системе автоматического регулирования скорости с цепью усиления (рис. 103) муфту регулятора скорости *А* соединяют с золотником *2,* который управляет подводом масла высокого давления в верхнюю или нижнюю полость сервомотора *4.* Поршень сервомотора перемещается вниз, когда масло подано в верхнюю полость, и вверх, когда оно подано в нижнюю. При этом шток сервомотора перемещает клапаны турбины. Для перемещения золотника, направляющего масло в сервомотор, достаточно небольшого усилия от центробежного регулятора. Поршень сервомотора развивает большое усилие, необходимое для перемещения клапанов. Рычаг, связывающий муфту *А* центробежного регулятора с золотником, соединен шарниром *В* со штоком сервомотора. При увеличении частоты вращения ротора муфта центробежного регулятора *3* поднимает конец рычага *А* вверх. В это время конец рычага *В* неподвижен и шарнир *С,* с которым связан поршень золотника, движется вверх. При этом масло, поступающее от насоса в среднюю полость золотника, через его верхние окна направляется в полость над поршнем сервомотора, а из-под поршня сервомотора через нижнее окно золотника сливается в сливную линию. Поршень сервомотора начинает перемещаться вниз, закрывая клапаны турбины. Одновременно шток сервомотора увлекает поршень золотника вниз, так

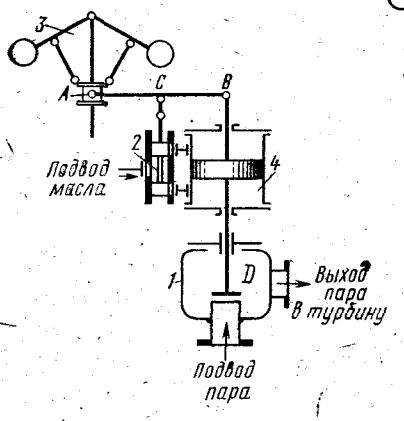


Рис. 103. Схема регулирования турбины с цепью усиления:

1 — корпус регулирующего клапана, *2* — золотник, *3* — центробежный регулятор, *4* — сервомотор

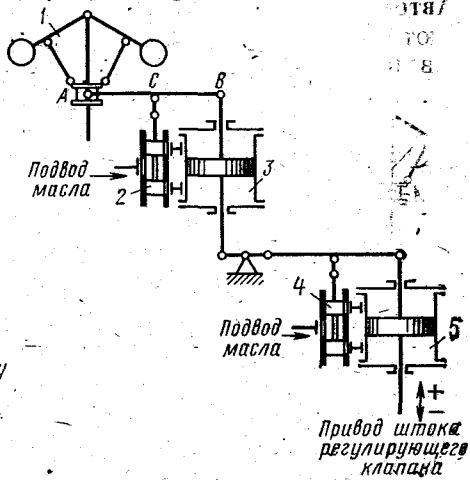


Рис. 104. Схема регулирования турбины с последовательным двукратным усилением:

1 — центробежный регулятор, *2, 4* — золотники, *3* — промежуточный сервомотор, *5* — главный сервомотор

как конец *B* рычага вместе со штоком опускается, и поршень золотника возвращается в среднее положение. Это происходит до тех пор, пока не прекращается поступление масла в верхнюю полость сервомотора. При снижении частоты вращения сервомотор открывает клапаны турбины. Соединение золотника со штоком сервомотора, которое возвращает золотник к среднему положению, называется *обратной связью,* а процесс возвращения золотника в сред-

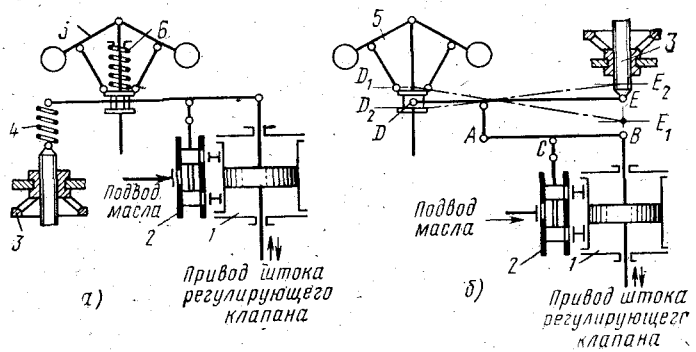


Рис. 105. Схемы регулирования с синхронизаторами:

а — с пружиной, *б* — воздействующим на передаточный механизм; *1* — сервомотор, *2* — золотник, *3, 4* — маховичок и пружина синхронизатора, *5, 6* — центробежный регулятор и его пружина

нее положение — *выключением золотника.* Введение обратной связи в систему автоматического регулирования повышает ее устойчивость.

В системах регулирования турбин большой мощности объемы сервомоторов, а следовательно, и расход масла достаточно велики, что приводит к увеличению площади сечения поршня золотника и усилий на нем. В этом случае применяют последовательное двукратное усиление (рис. 104). Центробежный регулятор *1* управляет легким золотником *2* промежуточного сервомотора *3* первого звена усиления, поршень которого перемещает большой золотник *4* главного сервомотора *5*. Каждый золотник возвращается в среднее положение штоком поршня своего сервомотора.

Во время работы турбины необходимо поддерживать постоянную частоту вращения, чтобы не изменялась частота электрического тока, вырабатываемого электрическим генератором. В соответствии со статической характеристикой частота вращения изменяется при изменении нагрузки. Поэтому в системах регулирования предусматривается специальное устройство — синхронизатор, который позволяет несколько изменять частоту вращения турбины и восстанавливать ее до номинальной даже после больших изменений нагрузки.

Существуют схемы с различными синхронизаторами. Так, в схеме с синхронизатором, имеющим дополнительную пружину (рис. 105, *а*), усилие, развиваемое вращающимися грузами центробеж-

ного регулятора *5*, уравновешивается сжатием его пружины и натяжением пружины *4* синхронизатора. Вращая маховичок *3*, перемещают винт, к которому крепится пружина *4*, изменяющая натяжение. При перемещении винта вверх натяг пружины *4* уменьшается, муфта центробежного регулятора перемещается вверх и вверх идет золотник *2* сервомотора *1*. Эти элементы связаны рычагом, который поворачивается относительно шарнира, расположенного на штоке сервомотора. Золотник подает масло в верхнюю полость сервомотора и заставляет его поршень двигаться вниз, что уменьшает поступление пара в турбину. При этом частота вращения уменьшается, муфта регулятора скорости перемещается вниз, возвращая золотник в нейтральное положение, и вся система приходит в равновесие. При перемещении винта вниз точка крепления пружины *4* идет вниз и тянет за собой муфту регулятора скорости и золотник сервомотора. Масло попадает в нижнюю полость под поршнем, сервомотор идет вверх, увеличивая расход пара в турбину. Частота вращения возрастает и система регулирования приходит в положение равновесия.

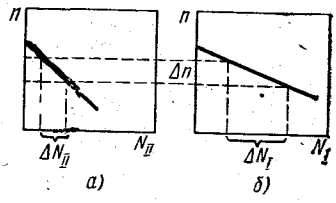


Рис. 106. Перераспределение мощности двух турбин с большой (*а*) и малой степенями (*б*) неравномерности

В схеме регулирования с синхронизатором, воздействующим на передаточный механизм (рис. 105, *б*), с помощью маховичка *3* синхронизатора можно перемещать конец *E* рычага *DE*. При этом муфта центробежного регулятора *5* и поршень сервомотора *1* вначале остаются неподвижными, а смещается лишь золотник *2*. Система работает так же, как и в предыдущем случае: при движении точки *E* вверх частота вращения увеличивается, а вниз — уменьшается.

Современные системы регулирования позволяют автоматически поддерживать такую заданную частоту вращения на холостом ходу, которой соответствует определенное положение синхронизатора. Центробежные регуляторы, способные управлять системой регулирования в широком диапазоне изменения частоты вращения, называют *всережимными*.

Выше была рассмотрена работа систем регулирования при неподключенном к сети электрогенераторе. Турбина обычно работает на общую электрическую сеть и ее мощность по сравнению с мощностью сети мала (по сравнению с общей мощностью всех других одновременно работающих турбин). В этом случае изменение нагрузки одной турбины практически не сказывается на частоте тока сети. При изменении потребления энергии (например, в вечернее время) частота вращения всех турбин изменяется. Системы регулирования реагируют на это изменение и изменяют расход пара так, чтобы восстановить частоту вращения всех турбин, а следовательно,

частоту тока сети. Это осуществляется изменением мощности турбин в зависимости от крутизны их статических характеристик.

Допустим, что на сеть работают только две турбины, характеристики систем регулирования которых показаны на рис. 106, *а, б*. При изменении Δn частоты вращения мощность первой турбины изменяется на ΔN_{I}, а мощность второй турбины, статическая характеристика регулирования которой более крутая,— на меньшее значение ΔN_{II}. При параллельной работе двух турбин на общую сеть колебания нагрузки сильнее сказываются на тех турбинах, которые имеют более пологие характеристики. Если в энергосистеме одновременно работают турбины разной экономичности, более экономичные должны иметь более крутые статические характеристики регулирования (рис. 106, *а*). В этом случае они будут работать с устойчивой нагрузкой и слабо реагировать на ее изменение. Пиковую нагрузку возьмут на себя менее экономичные турбины (рис. 106, *б*).

Защита турбин. Во время эксплуатации могут возникнуть аварийные ситуации, при которых система регулирования не в состоянии воздействовать на работу турбины, например при неисправности (заедании) регулирующих клапанов или золотника сервомотора. Если при такой неисправности отключить электрогенератор от сети, частота вращения будет расти до тех пор, пока под действием центробежных сил не разрушатся детали турбины или сама турбина. Поэтому турбины снабжают независимыми системами защиты, которые должны полностью прекращать доступ пара в них, если частота вращения начинает превышать максимально допустимую.

Система защиты турбин (рис. 107) должна иметь собственное устройство для измерения частоты вращения, независимый (стопорный) клапан, прекращающий доступ пара в турбину и систему управления им. Вал *1* турбины имеет поперечное отверстие, где находится удерживаемый пружиной боек *2*, центр тяжести которого смещен относительно оси вращения. При превышении расчетной частоты вращения центробежная сила, воздействующая на боек, становится больше, чем удерживающая сила пружины. При этом головка бойка выходит из отверстия и ударяет по управляющему стопорным клапаном рычагу *3*. Стопорный клапан быстро закрывается пружиной *5*, которая постоянно находится в сжатом состоянии и удерживается защелкой *6*. Когда боек предохранительного выключателя ударяет по рычагу *3*, пружина *8*, нагружающая защелку *6*, получает возможность через тягу и рычаг повернуть ее. Гильза *7* стопорного клапана, связанная с пружиной *5*, освобождается, клапан закрывается и прекращает доступ пара в турбину. Система защиты срабатывает, когда частота вращения турбины превышает расчетную на 10—12%.

Кроме того, на турбинах устанавливают устройства, закрывающие стопорный клапан при слишком большом осевом сдвиге ротора, недопустимом ухудшении вакуума в конденсаторе, чрезмер-

ном снижении давления в маслоподводящей системе подшипников и др. Стопорные клапаны имеют также ручное управление.

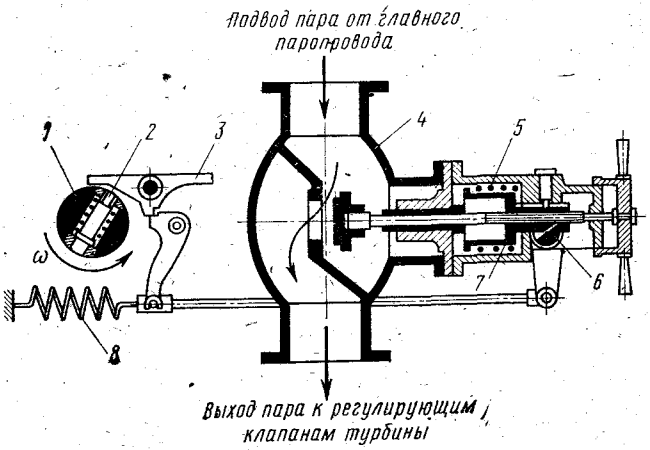


Рис. 107. Защита турбины от недопустимого превышения частоты вращения:

1 — вал турбины, *2* — боек предохранительного выключателя, *3* — рычаг, *4*, *5*, *6*, *7* — корпус, пружина, защелка и гильза стопорного клапана, *8* — пружина, нагружающая защелку

Контрольные вопросы

1. Из каких элементов состоит паровая турбина? Какие типы турбин вы знаете?
2. Как в ступени турбины энергия пара преобразуется в механическую работу?
3. В чем отличия η_t от η_{0i}; η_c от η_{0c}; $\eta_э$ от $\eta_{0э}$?
4. Как определяют мощность на лопатках турбины?
5. Каковы устройства ротора и статора турбины?
6. Как организовано тепловое расширение корпуса турбины?
7. Каково устройство системы маслоснабжения турбины и какие насосы ее обслуживают?
8. Каковы устройства систем регулирования и защиты турбины?

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

УСЛОВИЯ РАБОТЫ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТУРБИН

§ 36. Усилия, воздействующие на сопловые и рабочие лопатки, ротор и корпус

На элементы турбин постоянно воздействуют силы тяжести, давления пара, центробежные, а также возникающие в потоке пара.

Наиболее массивными элементами турбины являются корпус и ротор, которые под действием сил тяжести прогибаются. Этот прогиб учитывают при установке подшипников (рис. 108). На каждый подшипник приходится примерно половина веса ротора.

Вес корпуса передается корпусам подшипников (рис. 109) через лапы. Каждая лапа воспринимает нагрузку, примерно равную весу корпуса, поделенному на число лап. Корпус значительно жестче ротора, поэтому его прогиб меньше.

Давление пара на входе в турбину велико, а на выходе из нее создается глубокий вакуум. Таким образом, головная часть турбины подвергается воздействию давления пара изнутри, а хвостовая, где его давление ниже атмосферного,— снаружи (рис. 110). Проходя через сопловые и рабочие лопатки, пар ускоряется, направление его движения изменяется и возникают силы, стремящиеся изогнуть сопловые и рабочие лопатки. Эти же силы создают крутящий момент, который передается через диски валу турбины, а с него — валу генератора. В результате валы скручиваются. Наибольший крутящий момент действует на валы за последней ступеней турбины.

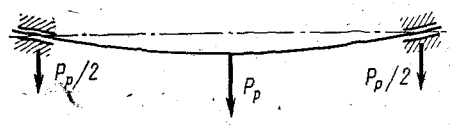


Рис. 108. Прогиб ротора

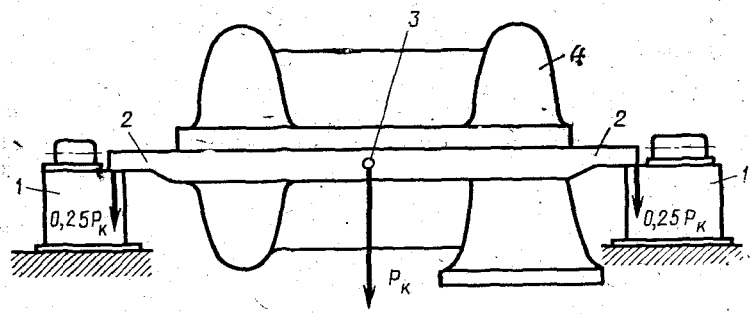


Рис. 109. Распределение нагрузки на корпуса подшипников турбины:

1 — корпуса подшипников, *2* — лапы корпуса турбины, *3* — центр тяжести турбины, *4* — корпус турбины

Вследствие изменения давления пара в проточной части турбины на рабочие лопатки и диски воздействуют усилия, стремящиеся сдвинуть ротор в осевом по ходу пара направлении. Так как давление перед сопловыми решетками всегда значительно больше давления за ними, на диафрагмы в осевом направлении также воздействуют усилия. Все эти силы во время работы турбины либо постоянны, либо медленно изменяются. Кроме них в турбине возникают нестационарные, периодические и быстро изменяющиеся во времени силы. Периодические силы появляются вследствие неравномерности потока пара в проточной части турбины.

Так как абсолютно точно выдержать расстояния между сопловыми лопатками одной решетки не удается, скорости за соседними

сопловыми каналами несколько отличаются и действующее на рабочую лопатку окружное усилие изменяется (рис. 111).

В ступени с парциальным подводом рабочая лопатка то попадает в поток пара за соплами, то выходит из него. За перемычками между группами сопл регулирующей ступени и стойками, свя-

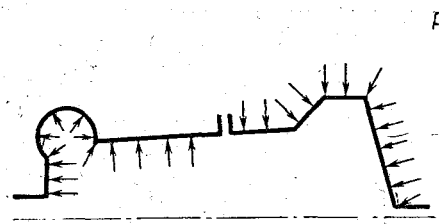


Рис. 110. Распределение давления в корпусе турбины

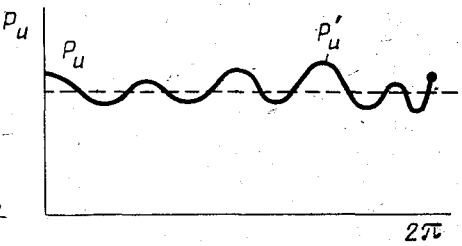


Рис. 111. Изменение усилия по окружности ступени

зывающими наружный и внутренний ободы диафрагм, скорость пара уменьшается. Поток искажается также в тех местах, где пар отводится на регенерацию и теплофикацию.

Особым источником возмущений являются сопловые лопатки. Если измерить распределение скоростей за сопловой решеткой, окажется, что за кромкой каждой сопловой лопатки скорость уменьшается (рис. 112). Зона уменьшенной скорости тянется за выходными кромками сопловых лопаток по направлению движения пара и называется *кромочным следом.* Кромочный след возникает вследствие торможения потока пара на поверхностях сопловых лопаток в результате трения. При каждом обороте ротора рабочие лопатки проходят весь поток пара и испытывают изменения усилий, появляющихся из-за его неравномерности. Таким образом, возмущающие усилия в проточной части оказываются кратными частоте вращения ротора.

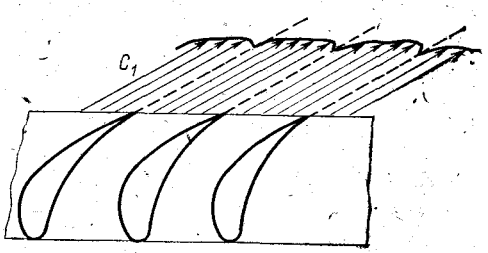


Рис. 112. Распределение скоростей за сопловой решеткой

Кроме того, в проточной части турбины возникают периодические возмущающие силы, связанные с колебаниями ротора (венцовые, надбандажные, лабиринтные). Периодические возмущающие силы могут возникать также в масляном слое подшипников.

§ 37. Статические напряжения в элементах турбин

В стенках корпуса турбины под действием давления пара появляются напряжения сжатия или растяжения. Напряжения сжатия возникают в той части корпуса, где давление пара меньше атмосферного, а напряжения растяжения — где оно больше атмосферного. Чтобы пар не оторвал верхнюю половину корпуса от нижней там, где действует повышенное давление, их фланцы стягивают

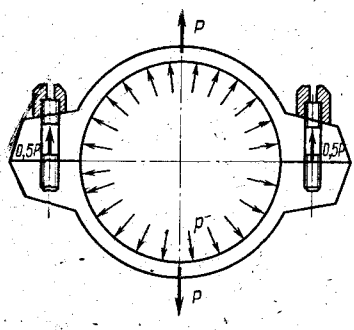


Рис. 113. Схема нагружения шпилек

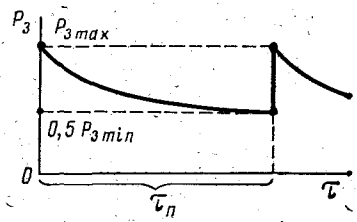


Рис. 114. Изменение усилий затяжки шпилек в зависимости от времени работы

шпильками (рис. 113). Усилия затяжки шпилек рассчитывают так, чтобы фланцы соединялись плотно, иначе возникнет утечка пара через горизонтальный разъем (пропаривание).

Если шпильки работают при высокой температуре, усилие $P_з$ их затяжки со временем уменьшается (рис. 114), что происходит из-за ползучести материала шпилек. Через какое-то время это усилие уменьшается настолько, что приходится вновь затягивать шпильки, иначе между фланцами появится зазор и начнется их «пропаривание». Время τ, через которое шпильки нужно перезатянуть, чтобы не допустить пропаривания фланцев, называют *временем перезатяжки*. После определенного количества перезатяжек шпильки необходимо заменить, так как они исчерпали запас длительной прочности.

При пуске холодный корпус турбины прогревается паром. Внутренняя поверхность оказывается гораздо горячее наружной и в результате в стенках корпуса возникают температурные напряжения, которые могут быть настолько велики, что корпус пластически деформируется. Повторные пуски с пластическим деформированием недопустимы, так как приводят к появлению трещин и разрушению корпуса.

Особенно большие температурные напряжения возникают во фланцах, так как они имеют значительную толщину и хуже прогреваются. Чтобы выровнять распределение температуры фланцев их при пуске обогревают снаружи, подавая пар в специальные короба. Шпильки также обогревают. Скорость набора турбиной

нагрузки должна быть такой, чтобы в стенках корпуса и фланцах не возникало недопустимо больших температурных напряжений.

Наиболее напряженными в турбине являются рабочие лопатки, в которых под действием центробежных сил возникают напряжения растяжения, достигающие максимального значения у их корней (рис. 115, *а, б*). Дополнительно на эти напряжения накладываются напряжения от изгиба лопаток потоком пара. Наибольшие напряжения растяжения возникают во входной кромке рабочих лопаток.

В дисках ротора без центрального сверления под действием центробежных сил возникают напряжения растяжения, а в дисках с центральным отверстием, которые насаживают на вал с «натягом», вблизи отверстия — радиальные напряжения сжатия.

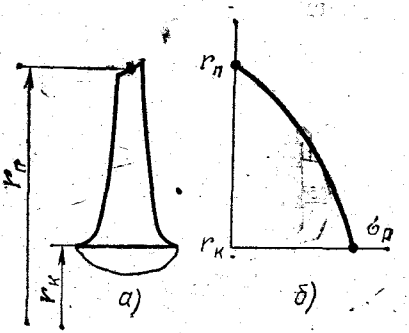


Рис. 115. Рабочая лопатка (*а*) и распределение напряжений в ней от центробежных сил (*б*)

Вал турбины нагружен крутящими моментами, создаваемыми паром в каждой ступени, в результате чего в роторе возникают касательные напряжения. Вал ротора рассчитывают с большим запасом, так как при коротком замыкании крутящий момент на роторе может возрасти почти в десять раз.

§ 38. Вибрация лопаток и ротора

Если лопатку вывести из положения равновесия, а затем освободить, она будет колебаться с определенной частотой (рис. 116, *а, б, в*), которая зависит от ее конструкции и формы прогиба. Каждая форма прогиба при колебаниях характеризуется *тоном колебаний* и отличается от других тонов количеством «узлов». Определенным тонам соответствуют вполне определенные частоты колебаний, которые называются *собственными*.

Под действием возмущающих сил лопатки совершают вынужденные колебания (рис. 117). Если частота f возмущающей силы совпадает с частотой собственных колебаний $f_{л1}$, $f_{л2}$ лопатки, амплитуда A колебаний резко возрастает, т. е. лопатка попадает в резонанс. При этом напряжения в металле лопатки могут возрасти во много раз. При росте частоты возмущающей силы лопатка может попасть в резонанс, соответствующий следующему тону колебаний. Так как частоты вращения ротора, на которых в резонанс попадают те или иные лопатки, известны, нельзя на них задерживать ротор при пусках или остановах; проходить их следует возможно быстрее.

Кроме того, ротор турбины имеет собственные частоты и форму колебаний. При определенных частотах вращения, соответствующих собственным частотам, амплитуда колебаний ротора на-

чинает расти. Эти частоты вращения называются *критическими.* Чтобы не допустить большого увеличения амплитуды колебаний, которая может привести к задеваниям ротора о корпус, критические скорости при пусках и остановах турбины также проходят возможно быстрее. В роторе могут возбуждаться также изгибные

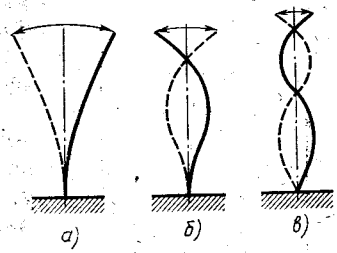


Рис. 116. Формы колебаний одиночной лопатки по первому (*а*), второму (*б*) и третьему (*в*) тонам

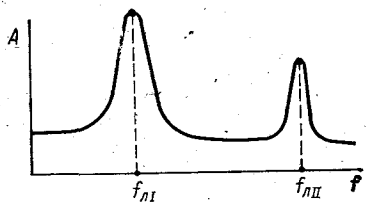


Рис. 117. Зависимости амплитуды колебаний лопатки от частоты возмущающей силы

и крутильные колебания. На практике наблюдаются, кроме того, самовозбуждающиеся колебания роторов с относительно низкой частотой. Причиной их являются силы, возникающие в масляном слое подшипников, а также венцовые, надбандажные и лабиринтные силы. Обычно резонансы возникают при определенной частоте вращения, уменьшение или увеличение которой резко уменьшает амплитуду колебаний. Самовозбуждающиеся колебания могут возникать при постоянной частоте вращения определенной мощности, называемой *пороговой.* При дальнейшем увеличении мощности амплитуда самовозбуждающихся колебаний ротора непрерывно растет. При возникновении самовозбуждающихся колебаний необходимо немедленно выявить их причину и устранить ее.

§ 39. Эрозия и коррозия элементов проточной части турбин. Занос солями

По мере расширения пара в проточной части турбины его давление и температура уменьшаются и при определенных значениях этих параметров пар становится влажным, так как происходит образование мелких капель воды. Двигаясь с потоком пара, капли воды с большой скоростью сталкиваются с поверхностью сопловых и рабочих лопаток, разрушая их. Этот процесс, называемый *эрозией,* происходит тем интенсивнее, чем больше влажность пара. Наиболее сильной эрозии подвергаются лопатки последних ступеней конденсационных турбин. Эрозия лопаток не ведет к немедленной аварии. Однако из-за их неравномерного износа может нарастать вибрация ротора, падают экономичность и мощность трубины. Длительная работа в условиях эрозии может привести к отрыву рабочих лопаток.

Для уменьшения износа лопаток вследствие эрозии в проточной части устанавливают специальные устройства — сепараторы, отбирающие значительную часть влаги. Кроме того, упрочняют входные кромки рабочих лопаток у периферии — там, где эрозионный износ наиболее значителен.

Ухудшение качества питательной воды приводит к коррозии элементов проточной части. Несмотря на очистку воды, циркулирующей в контуре паротурбинной установки, наблюдается занос солей в ее проточную часть. В котлах высокого и закритического давлений паром уносятся кремниевая кислота и растворимые окислы металла. В питательную воду и пар через неплотности заделки трубок конденсаторов и сетевых подогревателей, а также дренажи конденсата теплообменников питательной воды и при нарушении нормальной работы обессоливающей установки попадают загрязнения с протечками циркуляционной и сетевой воды. Эти загрязнения откладываются на элементах проточной части. Так как расход пара через проточную часть велик, даже при очень малой концентрации примесей отложения на лопатках могут быть заметной толщины. На лопатках турбин, работающих при давлении 9 МПа (90 кгс/см^2), откладываются преимущественно водорастворимые сульфаты, хлориды и бикарбонаты натрия. При увеличении давления до 13 МПа (130 кгс/см^2) в паре возрастает количество растворенной кремниевой кислоты, которая оседает на поверхности лопаток в кристаллическом или аморфном виде. Добавлением в пар едкого натра превращают кремниевую кислоту в натриевые растворимые в воде соли кремния. В турбинах сверхкритических параметров преимущественно отлагаются оксиды металлов. В этих отложениях содержится около 50—80% оксидов меди, остальное — оксиды железа, соли натрия и кремния.

Появление отложений на поверхности сопловых и рабочих лопаток искажает форму их профилей и снижает кпд турбины. Уменьшение площади проходного сечения сопловых и рабочих каналов повышает гидравлическое сопротивление проточной части турбины и, следовательно, давление в ее ступенях, что увеличивает осевое усилие и нагрузки на упорный подшипник и диафрагмы. При значительной толщине отложения могут отрываться и повреждать лопатки. Металл под отложениями начинает корродировать, ухудшаются его прочностные свойства и сопротивление усталости. Наиболее интенсивную коррозию наблюдают в той ступени, где пар становится влажным.

Контроль за состоянием проточной части турбины ведут по предельным давлениям в контрольных ступенях. Давление в ступенях зависит от расхода пара и состояния проточной части. При каждом расходе пара и чистой проточной части в контрольной ступени устанавливают вполне определенное давление, которое при заносе ее солями увеличивается. Определяют степень заноса проточной части солями, измеряя давления в контрольных ступенях и сравнивая их с давлениями, указанными заводом-изготовителем.

Не реже одного раза в месяц проводят экспресс-испытания тур-

бины с измерением давлений в контрольных ступенях при двух расходах пара, близких к расчетному. Относительное (%) изменение давления в контрольных ступенях $\Delta p=[(p_{уд}^{зан}-p_{уд}^{чист})/p_{уд}^{чист}]\times 100\%$ (где $p_{уд}=p_{к.ст}/D_0$ — удельное давление — отношение абсолютного давления в контрольной ступени $p_{к.ст}$ к расходу пара D_0, приведенному к его параметрам при испытаниях). Результаты испытаний заносят в журнал контроля за чистотой проточной части.

Для удаления отложений промывают проточную часть, не останавливая турбину. Нагрузка турбин высокого давления при промывке составляет 30—50% номинальной, а турбин, работающих в блочных установках,— до 25%. Водорастворимые соединения удаляются из проточной части влажным паром, а отложения кремниевой кислоты — специальными химическими составами, которые вводят в пар. Нагрузка турбин при такой промывке — ниже 30—50%. Окончив промывку, проводят контрольные испытания, измеряя давления в контрольных ступенях.

Контрольные вопросы

1. Какие силы воздействуют на ротор, корпус и лопатки турбины?
2. Каковы причины появления возмущающих сил?
3. Зачем перезатягивают шпильки?
4. Для чего обогревают фланцы при пуске турбины?
5. Что такое критические скорости ротора?
6. Почему лопатки турбин подвержены эрозии и коррозии?

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

КОНДЕНСАЦИОННЫЕ УСТАНОВКИ

§ 40. Назначение и устройство

Конденсатор вместе с необходимым оборудованием (конденсатными насосами, эжекторами, регуляторами уровня конденсата, гидравлическими затворами и др.) называют *конденсационной установкой* (рис. 118).

Основным элементом конденсационной установки является конденсатор *2*, куда пар поступает после турбины *1* и конденсируется. Конденсат откачивается конденсатным насосом *4* и направляется в ПНД, а затем в деаэратор.

Во время конденсации пара выделяется теплота конденсации, которую необходимо постоянно отводить. Для отвода этой теплоты в конденсатор подается циркуляционным насосом *3* циркуляционная вода, которая нагревается, а затем отводится для охлаждения.

В конденсатор поступает не чистый пар, а паровоздушная смесь: часть воздуха приносится паром, а часть подсасывается через неплотности вакуумной системы. Количество воздуха, поступающего в вакуумную систему (присос), зависит от плотности фланцевых соединений турбины, конденсатора, регенеративных подогревате-

лей, трубопроводов, арматуры. При снижении нагрузки турбины присос воздуха обычно растет, так как зона разрежения продвигается к ее головной части и увеличивается количество неплотностей, через которые поступает воздух.

Воздух не конденсируется, поэтому если его не удалять он будет постепенно накапливаться в конденсаторе. Это ухудшает теплообмен, повышает температуру и давление пара в конденсаторе, а следовательно, снижает экономичность паротурбинной установки. Для удаления воздуха служит воздушный насос — эжектор *5*.

В паротурбинных установках обычно применяют конденсаторы, в которых охлаждающая вода не перемешивается с паром, а течет внутри металлических трубок и отделена от пара их стенками. Конденсаторы такого типа называют *поверхностными* (рис. 119), состоят из корпуса *3*, двух трубных досок *5* и *9* с закрепленными в них трубками *8* (трубный пучок), а также передней *1* и задней *6* водяных камер, закрытых крышками *2* и *7*.

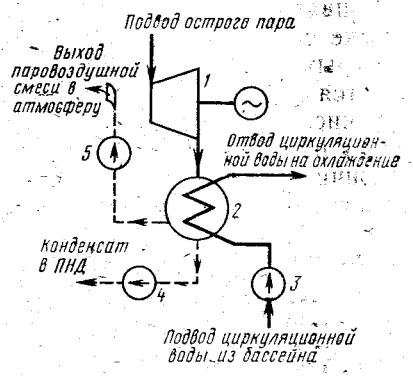


Рис. 118. Схема конденсационной установки:

1 — турбина, *2* — конденсатор, *3* — циркуляционный насос, *4* — конденсатный насос, *5* — эжектор

Пар поступает в конденсатор через горловину *4*, омывая снаружи трубки *8*, и конденсируется на их поверхности. Образовавшийся конденсат стекает в конденсатосборник, откуда откачивается конденсатным насосом. Охлаждающая вода подается циркуляционным насосом в нижнюю часть разделенной перегородкой передней водяной камеры *1*, проходит по нижней части трубного пучка, попадает в заднюю водяную камеру *6* и из нее возвращается в верхнюю половину передней водяной камеры *1*. Конденсаторы с такой схемой течения охлаждающей воды называют *двухходовыми*. Существуют также одно-, трех и четырехходовые поверхностные конденсаторы.

Конденсаторы могут иметь различные схемы отсоса воздуха и при этом возникают соответствующие схемы движения пара (рис. 120, *а — в*): с восходящим, центральным и нисходящим потоками пара. В современных конденсаторах трубный пучок в поперечном сечении напоминает ленту, сложенную так, что между отдельными ее частями остаются проходы для равномерного распределения пара по всем трубкам. При такой компоновке трубного пучка, называемой *ленточной*, конденсат, стекая из верхних рядов трубок вниз и попадая на нижние трубки, охлаждается ниже температуры насыщения. В результате образуется переохлажденный конденсат, который подогревают до температуры насыщения паром после турбины, подаваемым в конденсатосборник. Для этого в централь-

ной части трубного пучка делают широкий проход, обеспечивающий свободный доступ пара к зеркалу конденсата. Такие конденсаторы называют *регенеративными.*

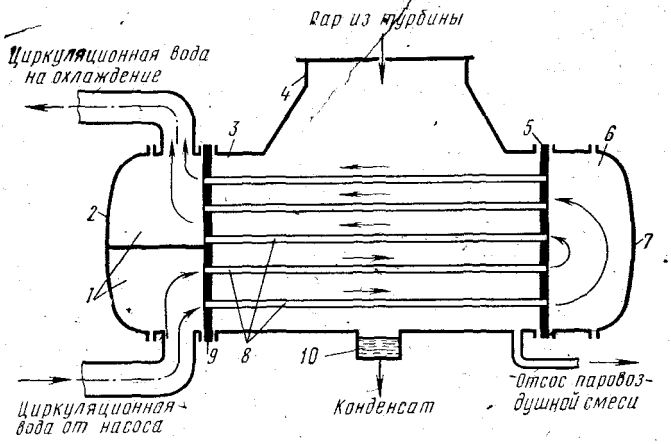


Рис. 119. Горизонтальный поверхностный конденсатор:

1, 6 — передняя и задняя водяные камеры, *2, 7* — крышки, *3* — корпус, *4* — горловина, *5, 9* — трубные доски, *8* — трубный пучок, *10* — конденсатосборник

Широкое распространение получили конденсаторы ЛМЗ-200-КЦС-2 (рис. 121), левый *6* и правый *4* корпуса которых соединены в верхней части уравнительным патрубком *2* и имеют симметричные трубные пучки *1* ленточного типа. По схеме течения охлаж-

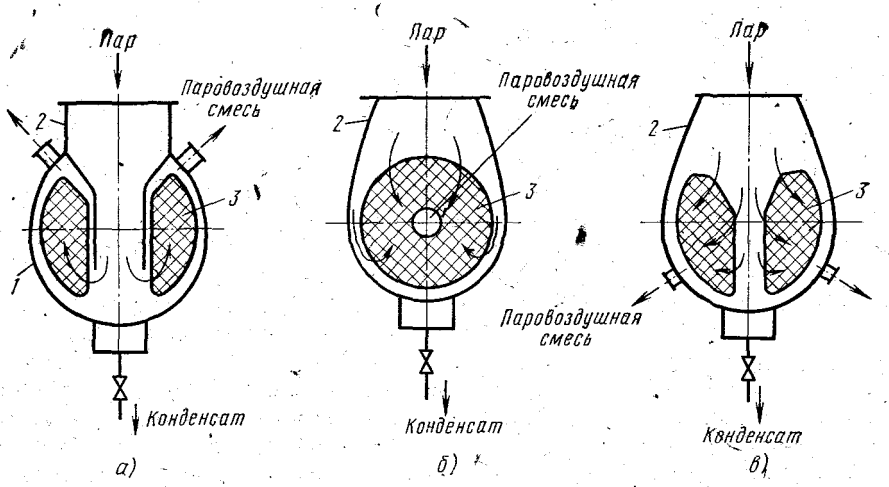


Рис. 120. Схемы конденсаторов:

а — с восходящим (*а*), с центральным (*б*) и с боковым (*в*) потоками пара: *1* — корпус, *2* — горловина, *3* — трубный пучок

дающей воды такие конденсаторы двухходовые. В середине пучков имеются проходы для пара, а по бокам — камеры для отсоса паровоздушной смеси. Корпуса конденсатора сварены из стальных листов толщиной 10—12 мм, а горловина *3* приварена к выхлопному патрубку турбины. Вваренные в корпус трубные доски и промежуточные перегородки одновременно служат внутренним каркасом

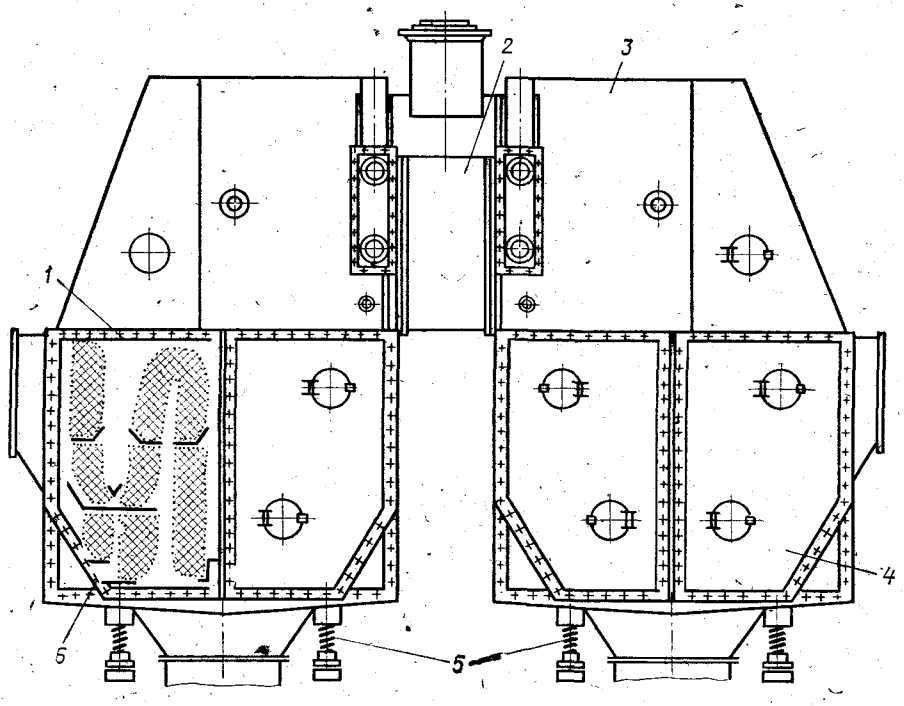


Рис. 121. Конденсатор ЛМЗ-200-КЦС-2:

1 — трубный пучок, *2* — уравнительный патрубок, *3* — горловина, *4, 6* — правый и левый корпуса, *5* — пружинные опоры

конденсатора. Каждая водяная камера разделена вертикальной перегородкой, что позволяет отключать одну половину конденсатора для чистки трубок при работающей турбине. Трубопроводы подачи охлаждающей воды присоединены к корпусу водяной камеры сваркой. Пружинные опоры *5* обеспечивают компенсацию изменения размеров корпусов конденсатора и патрубка при нагреве и охлаждении. Установленные в водяных камерах анкерные связи увеличивают жесткость их крышек и трубных досок. Латунные трубки пучков имеют толщину стенки 1 мм, наружный диаметр 30 мм и длину 8055 мм. Для предупреждения прогиба и вибрации трубок во время работы турбины служат поперечные перегородки, на которые опирается трубный пучок.

На тепловых электрических станциях иногда возникают режимы, когда котел вырабатывает пара больше, чем можно пропустить

через турбину. В этих случаях излишек пара предварительно охлаждается в специальных устройствах и сбрасывается в конденсатор, причем предварительно пускосбросным устройством он увлажняется и его давление снижается до давления в конденсаторе.

§ 41. Воздухоудаление и откачка конденсата. Защита конденсаторов

Попадающий в конденсатор воздух удаляют из него *эжекторами* — насосами струйного типа, способными создавать глубокий вакуум.

Пароструйный эжектор (рис. 122) состоит из рабочего сопла *1*, камеры смешения *2* и диффузора *3*. В сопло подается рабочее тело (пар или вода), которое вытекает из него с большой скоростью и имеет малое статическое давление. В результате давление в камере смешения оказывается ниже давления в месте отсоса паровоздушной смеси из конденсатора. Камера смешения соединяется трубопроводом с местом отсоса. Вытекающая из сопла струя увлекает за собой паровоздушную смесь из камеры смешения в диффузор, где скорость потока падает и давление в нем повышается. В конце диффузора давление становится равным атмосферному и паровоздушная смесь выбрасывается в окружающую среду.

В качестве рабочего тела, вытекающего из сопла эжектора в камеру смешения, используют пар или воду. Для разгона воды применяют суживающиеся сопла, а для разгона пара до сверхзвуковой скорости — сопла Лаваля. В зависимости от вида рабочего тела эжекторы подразделяют на водо- и пароструйные. Одноступенчатые пароструйные эжекторы малоэкономичны, поэтому их обычно выполняют двух-, трех-, а иногда и четырехступенчатыми. Для этого последовательно включают два, три или четыре эжектора.

В двухступенчатом пароструйном эжекторе (рис. 123) паровоздушная смесь после первой ступени *2* поступает в холодильник *1*, в котором давление имеет промежуточное значение между давлением в конденсаторе и атмосферным. При этом часть пара конденсируется в холодильнике, а оставшаяся паровоздушная смесь отсасывается эжектором второй ступени *3*, за которым давление ее становится чуть выше атмосферного. Затем паровоздушная смесь поступает в холодильник *4* второй ступени, где конденсируется большая часть пара, а оставшаяся паровоздушная смесь выбрасывается в окружающую среду. Охлаждающей средой холодильника служит конденсат после конденсатного насоса. Конденсат из холодильника первой ступени, где давление значительно выше давления в конденсаторе, обычно отводится в конденсатор через гидравлический затвор в виде U-образной трубки. Конденсат из холодильника второй ступени либо перепускают в холодильник первой ступени через дроссельные шайбы, либо направляют в другое место конденсатной линии.

Различают пусковые и рабочие (главные) эжекторы. Пусковые эжекторы необходимы для того, чтобы за небольшое время отсосать воздух из конденсатора перед пуском турбины, для чего их подключают параллельно главным. Кроме того, пусковые эжекторы используют для засасывания воды в трубопроводы насосов, расположенных выше уровня воды в источнике водоснабжения. Пусковые эжекторы работают короткое время, поэтому просты по конструкции, выполняются одноступенчатыми без холодильников; паровоздушная смесь выбрасывается из них в атмосферу. Эти эжекто-

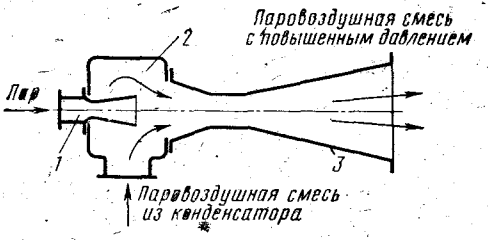


Рис. 122. Пароструйный эжектор:
1 — рабочее сопло, *2* — камера смещения, *3* — диффузор

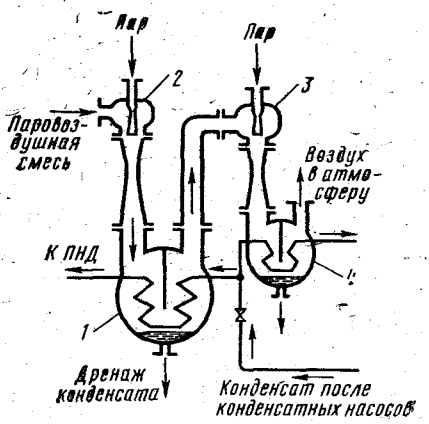


Рис. 123. Двухступенчатый пароструйный эжектор:
1, 4 — холодильники первой и второй ступеней, *2, 3* — первая и вторая ступени эжектора

ры малоэкономичны, и как только давление в конденсаторе становится достаточным для пуска турбины, их отключают.

После монтажа паротурбинные установки обязательно проверяют на воздушную плотность. Правилами технической эксплуатации установлены максимально допустимые присосы воздуха, которые зависят от мощности и типа турбины. Расход воздуха должен составлять сотые или тысячные доли процента от расхода пара. Если расход воздуха не укладывается в нормы, необходимо обнаружить место наибольшего присоса и устранить его.

Так как конденсаторы рассчитаны на внутреннее давление, близкое к нулю, их обязательно снабжают защитными устройствами, которые исключают повышение давления в них выше атмосферного. Повышение давления внутри конденсатора может произойти, например, из-за перерыва подачи охлаждающей воды или резкого нарушения воздушной плотности вакуумной системы. Для защиты конденсаторов от повышения давления служат атмосферные клапаны. В мощных паротурбинных установках применяют атмосферные клапаны-диафрагмы, устанавливаемые на коробках, приваренных в горловинах конденсаторов, или на выхлопных патрубках турбин (два и более клапанов).

Основным элементом клапана-диафрагмы (рис. 124) является тарелка *1*, которая может откидываться вверх на серьге *5* и открывать имеющееся в коробе или выхлопном патрубке круглое отверстие. Края отверстия образуют седло *6* клапана — место, на которое садится тарелка. Стык между седлом и тарелкой уплотняют

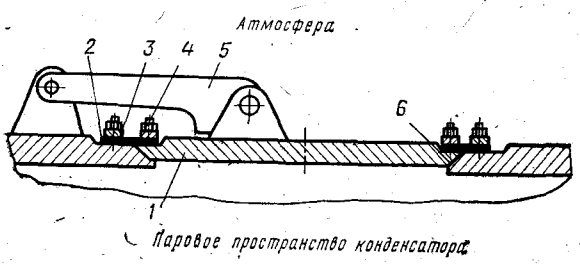


Рис. 124. Атмосферный клапан-диафрагма:

1 — тарелка, *2* — кольцевая прокладка из паронита, *3* — прижимное кольцо, *4* — шпилька, *5* — серьга, *6* — седло

тонкой (0,5—1 мм) паронитовой прокладкой *2*, которая притягивается к поверхности седла и тарелки прижимными кольцами *3*. При увеличении давления в конденсаторе выше атмосферного создается значительное усилие, стремящееся откинуть тарелку, под действием которого паронитовая прокладка разрывается, тарелка откидывается и пар выпускается из конденсатора в атмосферу. В нормальном состоянии поверхность атмосферного клапана должна быть залита водой, так как через неплотности между его седлом и тарелкой в конденсатор может попадать воздух. Если поверхность клапана залита, вместо воздуха в конденсатор просачивается вода и содержание воздуха в нем не увеличивается.

§ 42. Загрязнение конденсаторов

В периоды интенсивных дождей и весенних паводков в воде содержится большое количество взвешенных примесей (глина, чернозем, мелкие водоросли), которые, попадая вместе с водой в конденсатор, отлагаются на внутренней поверхности его трубок. Отложения ухудшают передачу тепла конденсирующегося пара охлаждающей воде и увеличивают гидравлическое сопротивление, так как площадь проходного сечения трубок уменьшается.

Для очистки внутренних стенок трубок при работающей турбине применяют резиновые шарики, которые загружают в большом количестве в охлаждающую воду и вместе с ней прокачивают через трубки. При сильном загрязнении трубки чистят вручную специальными приспособлениями, отключив подачу охлаждающей воды в соответствующую секцию конденсатора и открыв крышки водяных камер.

Вследствие недостаточной предварительной очистки охлаждающей воды наблюдаются значительные засорения трубных досок передних водяных камер. В этом случае конденсатор останавливают на чистку. Для предупреждения загрязнения трубных досок в водозаборниках насосной станции устанавливают водоочистные

сетки. Признаками засорения трубных досок и трубок конденсатора являются увеличение давления воды перед конденсатором и одновременное повышение температуры ее нагрева в нем.

Со стороны парового пространства конденсатора трубки загрязняются гораздо меньше. Сюда с паром попадают продукты коррозии деталей парового тракта, частицы масла и графита, которым во время сборки натирают чугунные сопрягаемые детали; возможно

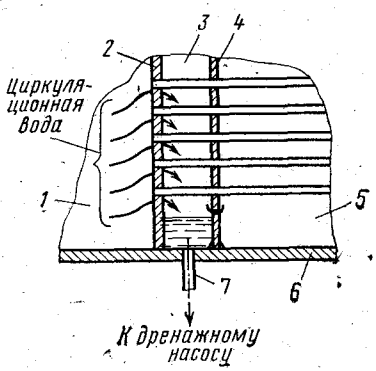


Рис. 125. Солевой отсек конденсатора:

1 — водяная камера, *2* — трубная доска, *3* — солевой отсек, *4* — перегородка, *5* — паровое пространство конденсатора, *6* — корпус конденсатора, *7* — отвод засоленной воды

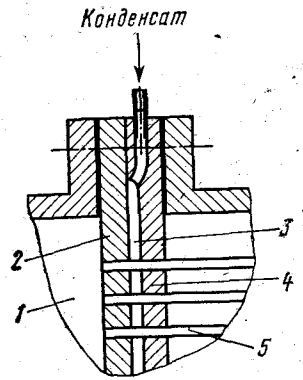


Рис. 126. Двойная трубная доска:

1 — водяная камера, *2, 4* — наружная и внутренняя трубные доски, *3* — камера гидравлического уплотнения, *5* — трубка конденсатора

также попадание крупных предметов, забытых, по небрежности при ремонте. Наиболее интенсивно загрязняются верхние ряды трубок, первые по ходу пара. Очистка наружной поверхности трубок трудоемка и проводится во время ремонта турбины, так как проникнуть в конденсатор можно только через ее выхлопной патрубок.

Загрязняются не только поверхности теплообмена, но и конденсат, в основном охлаждающей водой, содержащей большое количество растворенных солей. Вода проникает в паровое пространство конденсатора через неплотности в соединениях трубной доски и трубок, появляющиеся при работе из-за вибраций и тепловых перемещений трубок. Это опасно для поверхностей нагрева котлов и элементов проточной части турбин, так как содержащиеся в воде соли вызывают их интенсивную коррозию. Для уменьшения загрязнения конденсата вблизи трубных досок располагают солевые отсеки (рис. 125), образующиеся между трубной доской *2* и перегородкой *4*, через отверстия которой трубки проходят свободно с зазором 0,3—0,4 мм. Конденсаторные трубки развальцованы в трубной доске. Проникающая через неплотности вальцевания охлаждающая вода улавливается в солевом отсеке *3* и удаляется через отвод *7* дренажным насосом.

Другим способом предупреждения загрязнения конденсата является применение двойных трубных досок (рис. 126). С каждой

стороны конденсатора устанавливаются на расстоянии около 15 мм друг от друга по две трубные доски *2* и *4* с развальцованными в них трубками *5*. Пространство между трубными досками заполняется конденсатом, давление которого немного выше давления охлаждающей воды в водяной камере *1*. Конденсат из этого пространства через неплотности вальцовки просачивается как в паровое пространство конденсатора, так и в водяную камеру. Таким образом, потерей некоторой части конденсата предотвращается попадание охлаждающей воды в паровое пространство конденсатора.

Причиной загрязнения конденсата охлаждающей водой может быть коррозионное разрушение трубок конденсатора. Нормальным сроком службы конденсаторных трубок для пресных охлаждающих вод условно считается 20 лет, а для сильно минерализованных прудовых и морских — 10 лет. Кроме того, при эксплуатации наблюдаются случаи разрушения трубок конденсатора остатками рабочих лопаток, вылетевших при аварии из проточной части турбины. Трубки могут разрушаться также в результате повышенной вибрации. Основным признаком разрушения трубок конденсатора является резкое увеличение содержания солей в конденсате.

Контрольные вопросы

1. Каковы назначение и принцип действия конденсатора?
2. Зачем необходим регенеративный подогрев конденсата и какие конструкции подогревателей вы знаете?
3. Как повышают надежность и экономичность работы конденсатора?
4. Чем вызывается загрязнение конденсата?
5. Какие меры применяют для предупреждения загрязнений конденсатора?

ГЛАВА ДЕСЯТАЯ

РЕГЕНЕРАТИВНАЯ И ТЕПЛОФИКАЦИОННАЯ УСТАНОВКИ. НАСОСЫ

§ 43. Регенеративный подогрев питательной воды и деаэрация

Конденсат и питательная вода перед котлом проходят через трубки теплообменников, омываемые снаружи паром, отобранным из турбины. Пар, подогревая конденсат или питательную воду, конденсируется и отводится из теплообменников. Теплообменники, трубопроводы и вспомогательное оборудование, обеспечивающие подогрев конденсата и питательной воды частично отработавшим в турбине паром, называются *системой регенеративного подогрева*. Основными элементами системы регенеративного подогрева питательной воды являются подогреватели низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления (рис. 127, 128). Регенеративные подогреватели мощных установок имеют настолько большую поверхность тепло-

обмена, что их приходится размещать в двух — четырех корпусах и включать в систему подогрева воды параллельно. Конденсат греющего пара из ПВД обычно сливается в деаэратор, а из ПНД поступает в конденсатор или специальным насосом возвращается в трубопровод основного конденсата.

Обязательным элементом каждой тепловой электрической станции является *деаэратор* (рис. 129), предназначенный для удаления из конденсата коррозионно-активных газов (O_2 и CO_2). В деаэраторе вода нагревается до кипения и из нее выделяются газы, удаляемые в атмосферу. Конденсат поступает в верхнюю часть колонки *3* деаэратора, разбрызгивается на ситах *2* (дырчатых тарелках) и сливается вниз. Навстречу газу движется пар, который нагревает конденсат до кипения и, отдавая ему тепло, конденсируется и стекает вниз. Оставшаяся небольшая часть пара и выделившиеся газы удаляются из верхней части колонки через выпар *1*. Частично деаэрированный конденсат сливается в бак *5*, где дополнительно подогревается паром через барботажное устройство *8* и поступает к питательным насосам. При начальном давлении $9{,}8 \cdot 10^4$ Па (100—240 ат) остаточное содержание кислорода в воде должно быть не более 10 мгк/кг.

Бак *5* деаэратора служит аккумулятором конденсата и вмещает его столько, сколько необходимо для обеспечения работы турбинной установки в течение 20 мин. На ТЭС применяют деаэраторы нескольких типов, отличающиеся рабочими давлениями: вакуумные (давление 0,05 МПа), атмосферные (0,12 МПа) и повышенного давления 0,6—0,7 МПа. Вакуумные и атмосферные

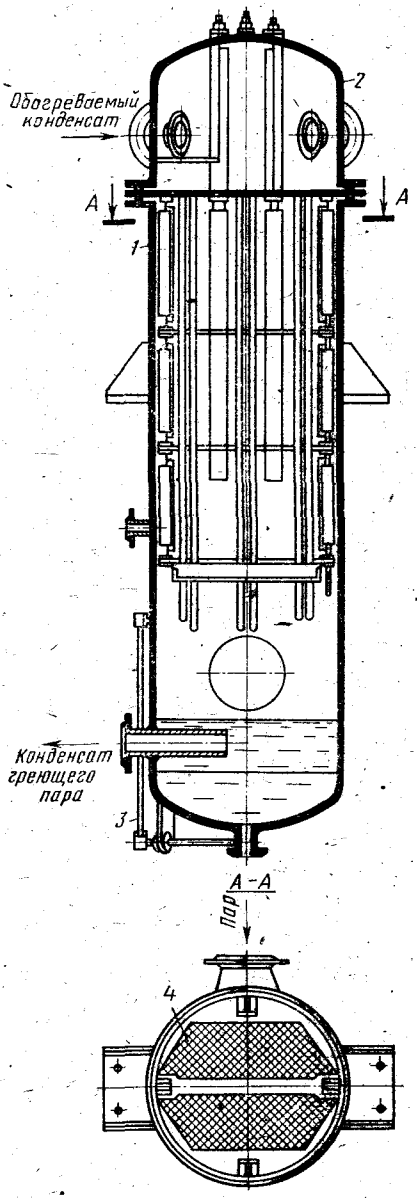


Рис. 127. Подогреватель низкого давления:

1 — корпус, *2* — крышка водяной камеры, *3* — водомерное стекло, *4* — трубный пучок

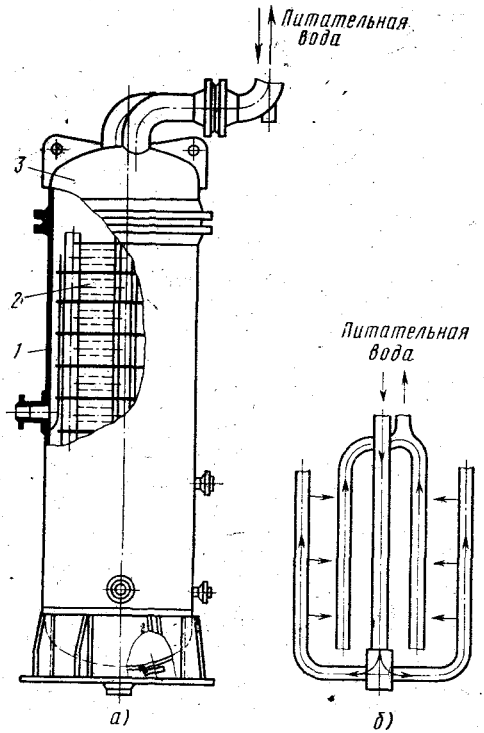


Рис. 128. Подогреватель высокого давления:
1 — корпус, *2* — трубный пучок, *3* — крышка водяной камеры

деаэраторы используют в установках небольшой мощности, а повышенного давления — в мощных. Деаэратор считают элементом системы регенерации, так как конденсат в нем подогревается паром из турбины.

§ 44. Теплофикационная установка

Тепловая отопительная нагрузка электростанции складывается из расхода тепла на отопление и вентиляцию жилых, промышленных, общественных зданий и горячее водоснабжение. В качестве теплоносителя в теплофикационных установках используют воду, которая служит для переноса теплоты от ТЭЦ к потребителю по теплофикационной сети (так называемая *сетевая вода*). Уходящую с ТЭЦ сетевую воду называют *прямой*, а приходящую от потребителя — *обратной*. Для регулирования количества теплоты, передаваемой сетевой водой, применяют два способа — качественный и количественный. При качественном регулировании изменяют температуру прямой воды, а при количественном — расход сетевой. Кроме того, используют смешанное качественно-количественное регулирование. Изменение температуры прямой и обратной воды в зависимости от температуры наружного воздуха называют *температурным графиком*. Распространен температурный график 150—70°С: температура прямой воды 150, а обратной 70°С.

Системы горячего водоснабжения бывают закрытые и открытые. При закрытой системе к потребителю поступает горячая водопроводная вода, нагретая в местных водоводяных теплообменниках сетевой водой, которая практически полностью возвращается на ТЭЦ. При открытой системе воду для потребления получают смешением прямой и обратной сетевой воды. Так как часть сетевой воды в этом случае на ТЭЦ не возвращается, потери ее восполняются подпиточной водой, для очистки, подогрева и деаэрации которой на станции устанавливаются специальные системы.

Для нагрева сетевой воды используется пар отопительного отбора турбины. При двухступенчатом (рис. 130) подогреве сетевая вода последовательно подается в несколько поверхностных теплообменников, куда поступает пар из отопительных отборов турбины *1*. Пар, обогревающий холодную воду, поступает из отбора с низким давлением. Для нагрева воды в следующих ступенях используется пар более высокого давления. При такой схеме сетевые подогреватели *4* питаются паром из отборов турбины *1*. Конденсат греющего пара из сетевых подогревателей насосами подается в линию регенеративного подогрева питательной воды турбины. Пиковый водогрейный котел *3*, который используется кратковременно (например, при резком увеличении потребления теплоты), не принято считать ступенью подогрева сетевой воды.

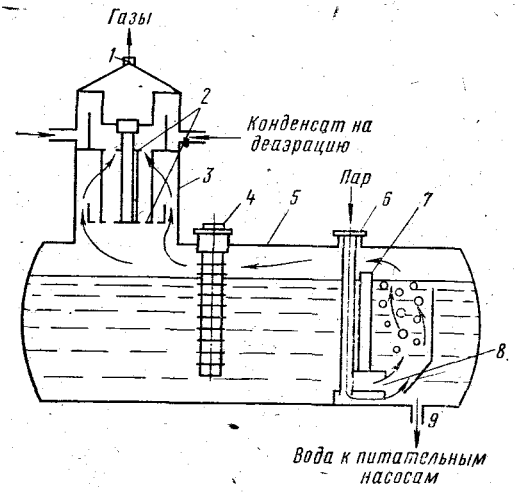


Рис. 129. Двухступенчатый деаэратор:

1 — выпар, *2* — дырчатые тарелки, *3* — колонка, *4* — люк, *5* — бак, *6* — подвод пара на барботаж, *7* — перегородка, *8* — барботажное устройство, *9* — отвод деаэрированной воды

§ 45. Насосы

На тепловых электростанциях в основном используют насосы двух типов: струйные и лопастные. Струйные насосы (рис. 131) по принципу действия аналогичны эжектору и имеют кпд не более 30%. Поэтому при больших напорах и значительных расходах жидкости применяют более экономичные лопастные насосы — центробежные и осевые. В центробежном насосе (рис. 132, *а*) на вал *4* насажено рабочее колесо *2*, представляющее собой диск с расположенными на его боковой поверхности лопатками, которое размещается в корпусе *3* спиральной формы.

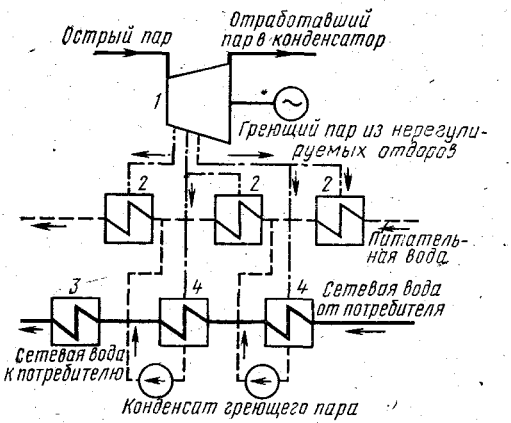


Рис. 130. Схема двухступенчатого подогрева сетевой воды:

1 — турбина, *2* — регенеративные подогреватели, *3* — пиковый водогрейный котел, *4* — сетевые подогреватели

Жидкость поступает к оси вращения рабочего колеса по всасывающему трубопроводу и по каналам, образованным лопатками, отбрасывается центробежными силами в спиральную камеру, а далее — в нагнетательный трубопровод 5. Напор (Дж/кг) — энергия, сообщенная насосом единице массы жидкости $H = (p_к - p_0)/\rho + gz + 1/2(C_к^2 - C_0^2) + h_т$ (где $p_к$ и p_0 — абсолютные давления над уровнями жидкости потребителя и источника, Па; $C_к$ и C_0 — скорости жидкости, м/с; z — высота подъема жидкости от уровня источника, м; $h_т$ — гидравлическое сопротивление трубопроводов, соединяющих источник, насос и потребитель, Па; ρ — плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²).

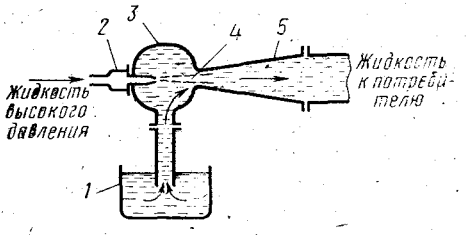


Рис. 131. Струйный насос:

1 — бак нагнетаемой жидкости, *2* — рабочее сопло, *3* — камера смешения, *4* — струя, *5* — диффузор

Мощность N (Вт), которую потребляет насос, развиваемый им напор H (Дж/кг) и кпд η зависят от подачи Q (м³/с) и частоты вращения рабочего колеса. Зависимость этих величин от подачи при известной частоте вращения называют *характеристикой насоса* (рис. 132, *б*). Мощность $N = \rho HQ/\eta$.

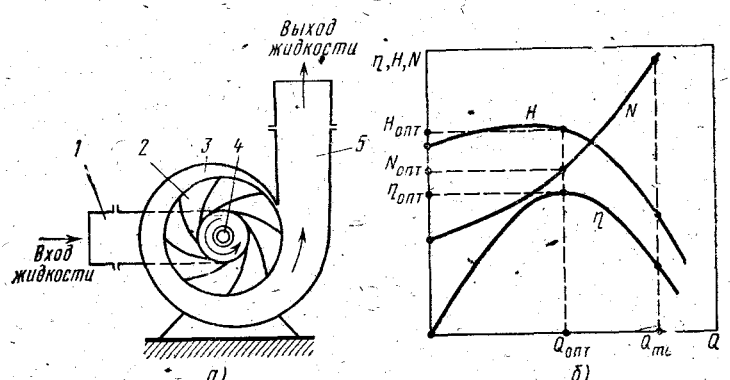


Рис. 132. Центробежный насос (*а*) и его характеристика (*б*):

1, *5* — всасывающий и нагнетательный трубопроводы, *2* — рабочее колесо, *3* — корпус, *4* — вал

Когда подача равна нулю (задвижка на напорной линии закрыта), равен нулю кпд насоса, а напор и мощность не равны нулю. Такой режим называют *режимом холостого хода*. При увеличении подачи кпд будет расти и при некотором значении станет наибольшим. Режим работы, соответствующий наибольшему кпд, называют *оптимальным*. Наибольшую подачу получают при полностью откры-

той задвижке на линии нагнетания. Однако это не наилучший режим работы, так как при значительном увеличении подачи кпд снова падает и будет меньше, чем при оптимальном режиме.

Как правило, насосы устанавливают на некотором расстоянии от поверхности источника воды — высоте $H_{вс}=gl_{вс}+h_{вс}+C_0^2/2$ (где $l_{вс}$ — расстояние по вертикали от оси вращения горизонтально расположенного насоса до уровня воды в источнике, м; $h_{вс}$ — сопротивление всасывающей линии, Па, называемое *высотой всасывания*).

Устанавливать насосы на произвольной высоте над уровнем источника нельзя. Чтобы насос работал бесперебойно, следует поддерживать абсолютное давление жидкости перед его рабочим колесом выше давления насыщения водяных паров при данной температуре воды, т. е. необходимо, чтобы жидкость перед рабочим колесом при данной температуре не закипала. Допустимая высота всасывания $H_{вс}^{доп}=B-h_{вп}-\Delta h$, (где B — атмосферное давление, или давление над уровнем воды в источнике, Па; $h_{вп}$ — давление насыщения водяных паров при температуре жидкости на входе в насос, Па; Δh — дополнительное снижение высоты всасывания во избежание кавитации, м).

Образование парогазовых пузырей в потоке из-за местного вскипания жидкости, которые переносятся в каналы рабочего колеса и при повышении давления разрушаются («схлопываются») вследствие конденсации заполняющих их паров, называют *кавитацией*. «Схлопывание» пузырей происходит с большой скоростью и сопровождается гидравлическим ударом. При «схлопывании» большого количества пузырей возникает характерный шипящий звук, по которому можно определить наступление кавитации. В результате кавитации металл рабочего колеса разрушается. Обычно не допускается даже кратковременная работа насоса в режиме кавитации. Чтобы не допустить возникновения кавитационного режима, уменьшают высоту всасывания.

Конденсатные насосы центробежного типа (рис. 133) развивают напор 0,4—0,8 МПа. Допустимая высота всасывания конденсатных насосов — отрицательная величина, так как в конденсаторах перед ними создается глубокий вакуум. Поэтому, как правило, конденсатные насосы в конденсатосборнике устанавливают на 0,5—0,8 м ниже уровня конденсата, который регулятором уровня автоматически поддерживается постоянным. Действительное давление над уровнем конденсата в конденсатосборнике практически равно давлению насыщения водяных паров, допустимая высота всасывания которых, определяемая запасом на кавитацию, составляет $H_{вс}^{доп}=-\Delta h$.

Конденсатные насосы имеют одну или несколько ступеней с одно- или двусторонним всасыванием. В крупных конденсаторах используют насосы с вертикальным валом *4*, вращающимся в верхнем и нижнем подшипниках качения *5* и скольжения *12*, который через гибкую муфту соединен с электродвигателем. На вал насажено пять рабочих колес *10*, размещенных во внутреннем фигурном

корпусе *1* насоса. Для уменьшения возможности попадания атмосферного воздуха в конденсат насос заключен в наружный корпус *9*, который имеет в нижней части опоры *11*.

Конденсат через нижний патрубок подается к первой ступени насоса, проходит ее (нижнее рабочее колесо) и через каналы во внутреннем корпусе поступает на всасывание к двум рабочим колесам (верхнему и второму снизу), которые образуют вторую ступень. Затем он двумя потоками идет на всасывание к двум другим колесам, образующим третью ступень. После третьей ступени конденсат направляется через верхний патрубок в конденсатную линию. Чтобы воздух не попадал внутрь насоса, в месте выхода вала из внутреннего корпуса имеется уплотнение *7*, в которое подается конденсат. Часть конденсата проходит ко второй ступени, а избыток через трубку сливается в нижнюю часть наружного корпуса. Из верхней части наружного корпуса предусмотрен отвод *8* воздуха в паровое пространство конденсатора.

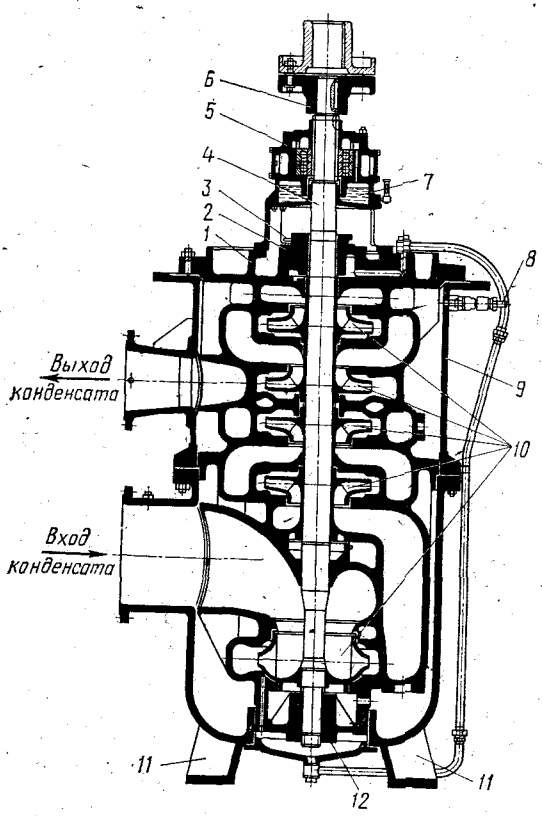


Рис. 133. Конденсатный насос:

1, 9 — внутренний и наружный корпуса, *2* — сальник, *3* — подвод конденсата к сальнику, *4* — вал, *5, 12* — подшипники качения и скольжения, *6* — муфта, *7* — уплотнение, *8* — отвод воздуха в паровое пространство конденсатора, *10* — рабочие колеса, *11* — опоры

Циркуляционные насосы снабжают охлаждающей водой конденсатор, масло- и воздухоохладители и должны обеспечивать сравнительно небольшой напор при очень большой производительности. В качестве циркуляционных используют центробежные и осевые насосы.

Центробежные одноступенчатые с двусторонним всасыванием и горизонтальным расположением вала насосы (рис. 134) имеют литой корпус *8* с горизонтальным разъемом. На нижней половине корпуса вблизи горизонтального разъема укреплены опорные подшип-

ники скольжения *2*, в которых вращается вал *3*. Подшипники смазываются маслом, которое подается из их картера свободно висящим на валу кольцом. Левый конец вала установлен в упорный подшипник качения *1*. На вал насоса насажено рабочее колесо *5* с двусторонним подводом воды в камеры всасывания *11*. Вода, пройдя рабочее колесо с лопатками, попадает в камеру нагнетания *10* и

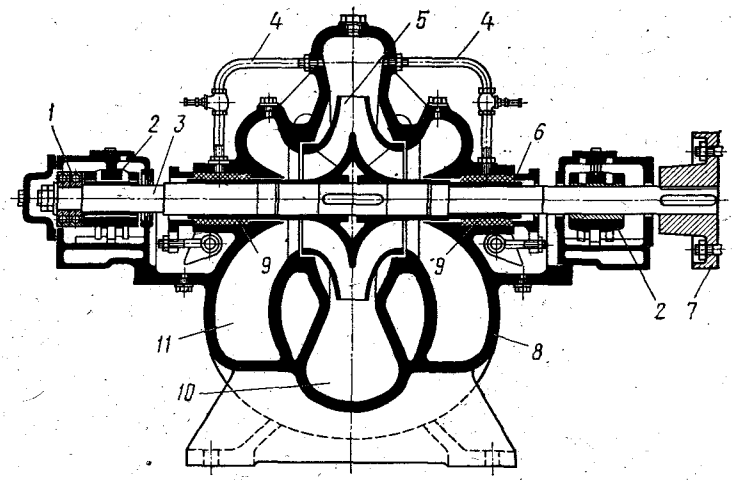


Рис. 134. Центробежный циркуляционный насос с двусторонним всасыванием воды:

1 — упорный подшипник, *2* — опорные подшипники, *3* — вал, *4* — соединительные трубки, *5* — рабочее колесо, *6* — защитная втулка, *7* — муфта, *8* — корпус, *9* — сальники, *10*, *11* — камеры нагнетания и всасывания

оттуда направляется в трубопровод. В месте выхода вала из корпуса установлены уплотнения с мягкой набивкой — сальники *9*. Так как в камере всасывания давление чуть ниже атмосферного, сальники уплотняются водой, поступающей из камеры нагнетания по соединительным трубкам. Насос крепится на фундаменте с помощью опор, отлитых заодно с нижней половиной корпуса.

Осевые насосы (рис. 135) применяют в качестве циркуляционных на наиболее крупных насосных установках. На фундаментной плите *8* насоса устанавливается опорная часть его отвода *6*, на которой крепятся отвод *4* циркуляционной воды, а с другой стороны — камера *1* рабочего колеса. Внутри корпуса расположен вал на двух подшипниках, на конце которого консольно крепится рабочее колесо *11* с лопатками. За рабочим колесом размещен неподвижный направляющий аппарат *2*. Подшипник, расположенный вблизи рабочего колеса, закрыт обтекателем. По условиям кавитации осевые насосы устанавливают так, чтобы их рабочее колесо находилось ниже уровня воды в бассейне, давление над которым равно атмосферному.

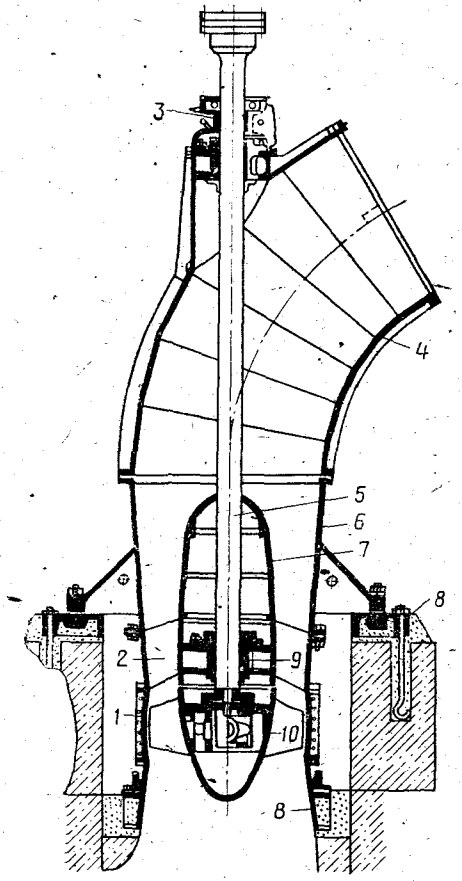


Рис. 135. Осевой циркуляционный насос:

1 — камера рабочего колеса, *2* — направляющий аппарат, *3* — сальник, *4*, *6* — отвод насоса и его опорная часть, *5* — вал, *7* — обтекатель, *8* — фундаментные плиты, *9* — подшипники, *10* — рабочее колесо

Питательные насосы представляют собой многоступенчатые насосы центробежного типа, приводом для которых служат паровые турбины или электродвигатели. Особенностью работы питательных насосов является очень высокое давление и большая температура питательной воды за ними. Чтобы обеспечить высокое давление питательной воды эти насосы выполняют многоступенчатыми и на линии нагнетания за ними устанавливают обратный клапан, который при остановке насоса предотвращает поступление воды в обратном направлении.

Контрольные вопросы

1. Как производят регенерацию питательной воды?
2. Как и зачем деаэрируют питательную воду?
3. Какую теплоту используют для нагрева сетевой воды?
4. Какие насосы применяют на тепловых электростанциях и каково их назначение?

ГЛАВА ОДИННАДЦАТАЯ

ТЕХНИЧЕСКОЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ И ТРУБОПРОВОДЫ ЭНЕРГОБЛОКОВ

§ 46. Потребители охлаждающей воды

Основными потребителями охлаждающей воды на тепловых электростанциях являются конденсаторы, так как на конденсацию пара расходуется 85—90% охлаждающей воды. Примерно 5% охлаждающей воды потребляет система гидрозолоудаления, а остальная идет на охлаждение масла, в газоохладители электрогенераторов и для охлаждения подшипников вспомогательных механизмов. Схема снабжения охлаждающей водой конденсатора, масло- и газоохладителей при установке в машинном зале электростанции двух циркуляционных насосов, приводимых в действие электродвигателями, показана на рис. 136.

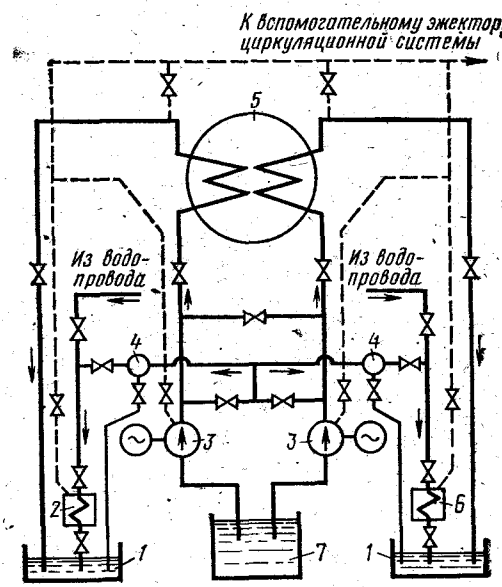


Рис. 136. Схема снабжения охлаждающей водой конденсатора, масло- и газоохладителей:

1 — сливные бассейны, *2, 6* — масло- и газоохладители, *3* — циркуляционные насосы, *4* — фильтры, *5* — конденсатор, *7* — источник охлаждающей воды

Вода поступает от насосов в конденсатор, к маслоохладителям *2* и газоохладителям *6*. Перед масло- и газоохладителями она проходит через фильтры *4*. Напорные линии соединены перемычкой, позволяющей переключать насосы для совместной подачи воды только в одну половину конденсатора, когда вторая половина отключена для ремонта.

Для заполнения водой всей системы перед пуском насосов необходимо из нее удалить воздух, для чего используют вспомогательный эжектор. При включении циркуляционных насосов вначале полностью открывают задвижки за конденсатором, а потом постепенно перед ним, чтобы не ставить конденсатор сразу под полное давление, которое развивают насосы на холостом ходу.

Кроме индивидуального снабжения конденсаторов охлаждающей водой, которое широко распространено в теплоэнергетических установках, их снабжают через общий коллектор. В этом случае

циркуляционные насосы устанавливают в общей центральной насосной станции, а их напорные трубопроводы объединяют в общий коллектор, что обеспечивает большие возможности регулирования подачи охлаждающей воды на каждый конденсатор.

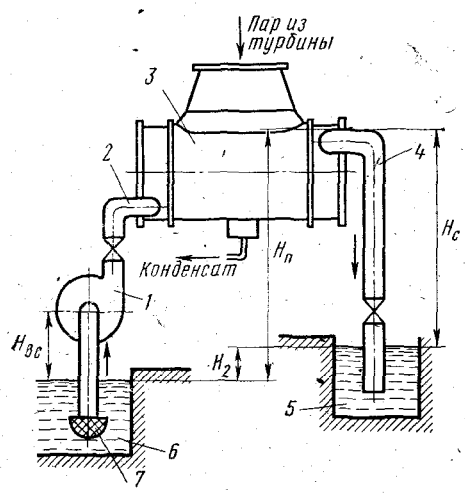


Рис. 137. Использование эффекта сифона при охлаждении конденсатора:

1 — циркуляционный насос, *2* — напорный трубопровод, *3* — конденсатор, *4* — сливная магистраль, *5, 6* — сливной и приемный колодцы, *7* — всасывающий фильтр

При прямоточной схеме водоснабжения, когда вода возвращается в водоем самотеком, часто используют эффект сифона (рис. 137). При этом конец сливной магистрали *4* должен находиться ниже уровня воды в сливном колодце *5*. Высота столба жидкости (высота сифона) в замкнутом сосуде, погруженном открытым концом в воду, находящуюся под атмосферным давлением, может достигать 10 м. Если высота сифона H_c меньше 10 м, столб жидкости будет удерживаться в нем атмосферным давлением. Таким образом, насос, вместо того чтобы создавать напор, необходимый для подачи воды на высоту $H_п$ до верхней точки трубопровода, должен развивать напор, равный разности уровней в приемном и сливном колодце $H_2 = H_п - H_c$. Обычно высота сифона 7,5—8 м. Дополнительно к напору H_2 насос должен развивать напор, достаточный для преодоления гидравлического сопротивления конденсатора и соединительных трубопроводов.

§ 47. Циркуляционные насосные станции

Тепловая электростанция снабжается охлаждающей водой несколькими циркуляционными насосами, одни из которых работают, а другие находятся в резерве. Вода поступает в циркуляционные насосы из водоприемников, представляющих собой цементированные бассейны, имеющие на входе системы решеток, предотвращающих попадание посторонних предметов во всасывающий трубопровод.

Резервные циркуляционные насосы обычно не работают, но задвижки на их напорном трубопроводе должны быть открыты и рабочее пространство заполнено водой от работающих насосов. Всасывающие трубопроводы насосов имеют обратные клапаны, которые допускают движение воды только в одном направлении — от водоприемника к насосу. Резервный насос автоматически включает-

ся в работу, если давление циркуляционной воды падает ниже требуемого уровня.

Перед пуском каждый насос должен быть заполнен водой, так как иначе она не поступит к рабочему колесу. Кроме того, необходимо, чтобы во всасывающем трубопроводе и корпусе насоса не было полостей, заполненных воздухом, который при попадании в рабочее колесо после пуска насоса может создавать перерывы в подаче воды и вызывать гидроудары. При попадании большого количества воздуха в рабочее колесо может произойти «срыв» в работе насоса — он перестанет засасывать воду из водоприемника и подавать ее в напорную линию.

Для удаления воздуха во всех местах, где он может скапливаться (например, в верхних точках всасывающего трубопровода, корпуса насоса, обратного клапана), устанавливают так называемые «воздушники» — трубки с вентилями, которые открывают перед пуском при заполнении насоса водой от работающих насосов или городской сети водопровода. Появление воды из воздушников означает, что воздух из всасывающей магистрали и корпуса насоса удален и насос готов к пуску. Для заполнения насоса водой перед пуском можно использовать также вакуум-насос или эжектор, который подсоединяют к насосу так, чтобы при закрытой напорной задвижке создавался вакуум в его корпусе и всасывающем трубопроводе и подсасывалась вода из водоприемника.

Во всех случаях, кроме режима работы в резерве, насос пускают при закрытой задвижке на напорной линии. Пуск при открытой задвижке сильно перегружает электродвигатель насоса. В аварийных случаях резервный насос пускают при открытой задвижке, чтобы сократить время пуска.

На тепловых электрических станциях используют прямоточную (рис. 138, *а*) и оборотную системы водоснабжения (рис. 138, *б — г*). При прямоточной системе холодную воду забирают из естественного источника (реки, моря или большого озера). При оборотной системе воду, которая нагревается в конденсаторе, охлаждают в специальных устройствах и возвращают в конденсатор, используя многократно.

При оборотном водоснабжении вода может поступать из естественного или искусственного водоема (рис. 138, *б*), например кольцевой формы с дамбой-перемычкой *6*. Холодная вода засасывается насосами с одной стороны перемычки, направляется на электростанцию, а затем сбрасывается в тот же водоем, но уже с другой стороны, где остывает вследствие теплообмена с воздухом. Площадь водоема, необходимая для достаточного охлаждения воды, должна составлять 6—8 м^2 на 1 кВт вырабатываемой электроэнергии. Такие водоемы требуют больших пространств, часто полезных для сельского хозяйства.

Гораздо меньше площади занимают так называемые брызгальные бассейны (рис. 138, *в*), в которых теплая вода специальными брызгалами разбивается на мелкие капли и охлаждается за счет теплообмена с воздухом на поверхности этих капель и частичного

испарения. В последнее время тепловые электростанции строятся с градирнями, которые позволяют создать систему оборотного водоснабжения, занимающую наименьшую площадь (рис. 138, *г*).

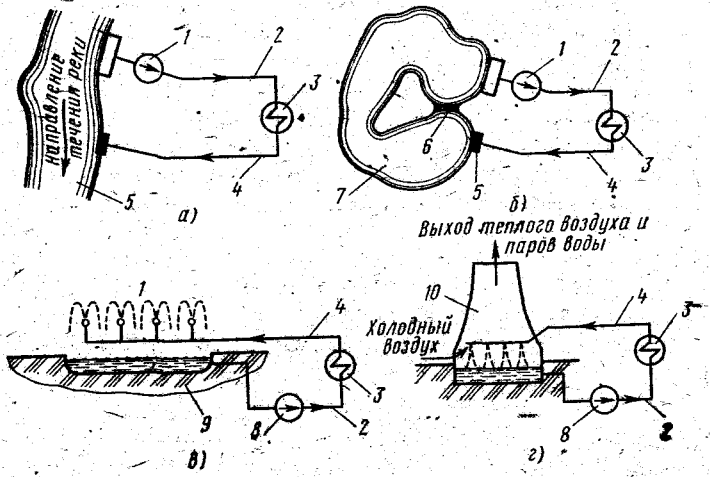


Рис. 138. Системы водоснабжения:

а — прямоточная, *б*, *в*, *г* — оборотные с прудом-охладителем, брызгальными бассейнами и градирнями; *1* — береговая насосная, *2*, *4* — напорный и сливной трубопроводы, *3* — конденсатор турбины, *5* — водосброс, *6* — дамба, *7* — пруд-охладитель, *8* — циркуляционный насос, *9* — бассейн, *10* — градирня

§ 48. Градирни

Градирня (рис. 139) представляет собой пустотелую без крыши башню высотой до 130 м, выполненную из дерева или бетона, нижняя часть которой (не более 20%) занята оросительным устройством *2*. Для свободного доступа воздуха к оросительному устройству в корпусе *1* башни сделаны окна. Таким образом, башня позволяет за счет естественной или искусственной тяги организовать приток холодного воздуха снизу к оросительному устройству и отвод теплого через верх.

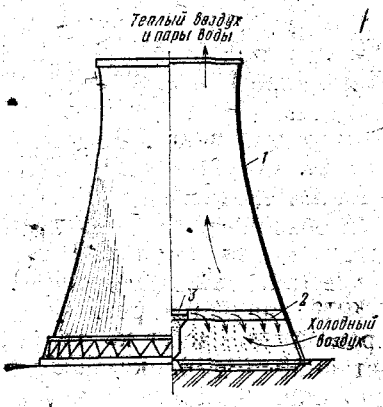


Рис. 139. Градирня:

1 — корпус, *2* — оросительное устройство, *3* — лоток подвода теплой воды

Оросительное устройство выполняется из дерева или синтетических материалов и представляет собой густую решетку либо набор щитов. Подводимая по специальным лоткам *3* теплая вода равномерно распределяется по верху оросительного устройства, стекает струями, попадает на специальные фаянсовые розетки, разбрызгивается в них, а за-

тем по решеткам каплями или пленкой стекает вниз. Навстречу воде из нижней части оросительного устройства движется холодный воздух. Вода охлаждается в основном за счет испарения и частично в результате теплообмена с воздухом. Теплый воздух и пары воды поднимаются вверх и удаляются через верхнюю открытую часть башни, а охлажденная вода сливается из оросительного устройства в водоприемник градирни, откуда перетекает в водоприемник циркуляционных насосов. Зимой окна для прохода охлаждающего воздуха закрывают щитами, чтобы предотвратить замерзание воды. Нижняя часть градирни зимой снаружи обмерзает. Для очистки ее от льда по специальным трубам подают горячую воду.

§ 49. Назначение и устройство трубопроводов

В зависимости от назначения трубопроводы разделяют на несколько групп.

Паропроводы предназначены для транспортировки перегретого пара высокого и среднего давления, насыщенного пара, пара после промежуточного перегрева, отборов турбины и отбираемого от турбин с противодавлением.

Водопроводы используют для подачи питательной воды от питательных насосов к котлу, для транспортировки конденсата и подачи химически очищенной воды. Водопроводы большой протяженности необходимы для теплофикационных водяных сетей. Для подачи охлаждающей воды к конденсатору и другим потребителям также используют водопроводы. Кроме того, водопроводами оснащаются дренажи, система продувки котла, с их помощью организуется подача технической пожарной воды.

Масло- и нефтепроводы служат для подачи мазута, керосина и масла.

Воздухопроводы и короба используют для подачи сжатого, а также горячего и холодного дутьевого воздуха в котел. Для транспортировки дымовых газов применяют короба, а горючих (ацетилена и кислорода внутри зданий) — газопроводы.

Пылепроводы служат для транспортировки аэропыли.

Паропроводы, по которым к турбинам поступает пар максимальных температуры и давления, называют *главными* и изготовляют из толстостенных бесшовных труб. В основном используют две схемы главных паропроводов, соединяющих котлы и турбины: секционную и блочную. При секционной схеме (рис. 140) число турбин и котлов неодинаково, так как один котел является резервным. Каждая турбина может снабжаться паром как от своего котла, так и от другого, работающего на данной станции, т. е. блоки котел — турбина могут работать как независимо друг от друга, так и от общей паровой магистрали, объединяющей все паропроводы свежего пара.

При блочной схеме перемычка на главных паропроводах отсутствует, блоки могут работать только изолированно, и один котел

(рис. 141, *а*) или два (рис. 141, *б*) обслуживают одну турбину. Недостатком этой схемы является отсутствие общего для всех турбин резервного котла, однако она обладает большей надежностью, чем секционная, так как находящиеся под большим давлением и работающие при высокой температуре трубопроводы имеют меньшую длину и меньше арматуры.

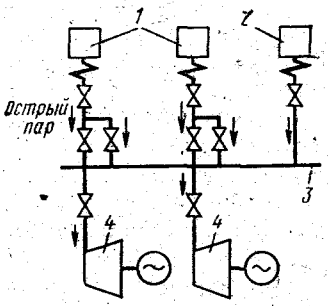


Рис. 140. Секционная схема главных паропроводов с одиночной переключательной магистралью:

1 — парогенераторы, *2* — резервный парогенератор, *3* — общая паровая магистраль, *4* — турбины

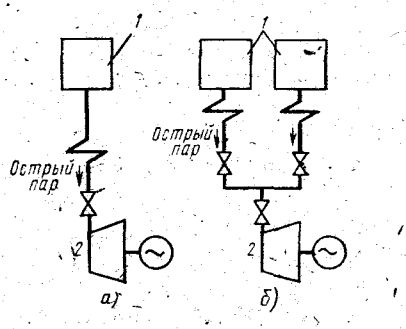


Рис. 141. Блочная схема главных паропроводов с одним (*а*) и двумя (*б*) котлами:

1 — парогенераторы, *2* — турбина

Длина паропровода в нагретом состоянии заметно больше, чем в холодном. Поэтому в горячем состоянии между ним, турбиной и котлом возникают достаточно большие усилия. Чтобы по возможности уменьшить эти усилия, трассу, по которой прокладывают паропровод, выбирают такой формы, чтобы на нем образовались так называемые *компенсационные петли,* за счет изгиба которых компенсируется изменение длины паропровода.

Трубопроводы подвешивают на опорах с пружинными подвесками. Опоры воспринимают вес паропровода, а пружинные подвески позволяют ему свободно перемещаться при тепловых расширениях. В отдельных точках паропровода устанавливают специальные указатели, по которым можно следить за его перемещением при прогреве. Прогрев холодного паропровода требует особого внимания. Когда в холодный паропровод попадает пар, некоторое его количество конденсируется, так как температура металла ниже температуры конденсации. При прогреве паропровода конденсат очень быстро вскипает, что вызывает гидроудары, прослушиваемые как щелчки, и давление резко увеличивается, что может привести к повреждению арматуры и даже разрушению паропровода. Чтобы предотвратить гидроудары, в нижних точках трубопроводов (карманах) вваривают дренажные трубки с вентилями, которые открывают на время прогрева для удаления образующегося конденсата.

§ 50. Материалы, изоляция, маркировка и арматура трубопроводов

Главные паропроводы блока, работающие в наиболее тяжелых условиях (при температуре до 570°С и давлении до 25,5 МПа), выполняют из специальных труб, изготовляемых из высококачественной стали с добавками хрома, молибдена, ванадия. Такие же трубы используют для питательных трубопроводов, в которых давление достигает 38 МПа.

Все горячие трубопроводы и паропроводы покрывают асбестовой изоляцией: прямые участки — кирпичами, а поверх них — асбестовой тканью или алюминиевой фольгой; места сложной формы обмазывают жидкой асбестовой массой. Без изоляции остаются лишь небольшие участки вблизи фланцев.

Снаружи паропроводы окрашивают в красный цвет и маркируют в зависимости от назначения: на них наносят сокращенное условное обозначение и кольца определенного цвета. На главные

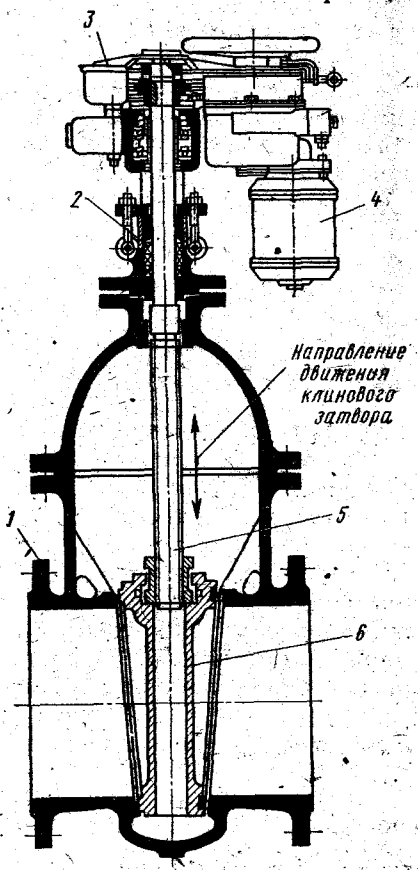


Рис. 142. Задвижка с электрическим приводом:

1 — корпус, *2* — сальник, *3* — редуктор, *4* — электродвигатель, *5* — шпиндель, *6* — клиновый затвор

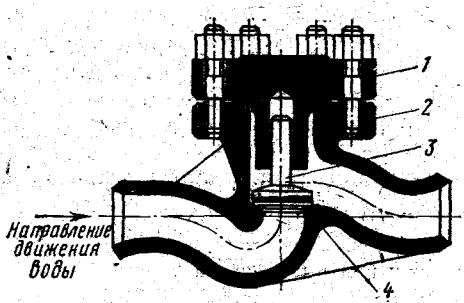


Рис. 143. Обратный клапан:

1 — крышка, *2* — корпус, *3* — клапан, *4* — седло

(магистральные) линии, обязательно наносят номер магистрали (римской цифрой) и стрелку в направлении движения рабочего тела. Если от магистали отходит ответвление к какому-то агрегату, его обозначают римской цифрой номера магистрали, условной буквой агрегата, его номером и стрелкой указывают направление движения рабочего тела.

Для пара давлением до 4 МПа и температурой до 440°С используют бесшовные трубы из стали 20. Аналогичные трубы применяют для водопроводов, нефте- и маслопроводов. Воздухопроводы и короба, как правило, изготовляют из тонколистового железа.

Трубопроводы любого назначения оснащают необходимой арматурой (задвижками, вентилями, клапанами и др.). Вода, конденсат и другие рабочие тела направляются от агрегата к агрегату и распределяются между ними в нужном направлении с помощью арматуры, которая по назначению делится на запорную, предохранительную и регулирующую. По способу действия различают приводную и самодействующую арматуру. Обычно арматура имеет электропривод с дистанционным управлением; арматуру с ручным приводом используют реже. Запорной арматурой являются задвижки с ручным и электрическим (рис. 142) приводами.

Предохранительная арматура — предохранительные и обратные клапаны — является, как правило, самодействующей. Предохранительные клапаны устанавливают на агрегатах и резервуарах, в которых давление может подняться выше допустимого. Под действием давления клапан открывается, выпускает избыток рабочего тела в атмосферу и, как только давление упадет до нормального, закрывается.

Обратные клапаны предназначены для предупреждения изменения направления движения рабочего тела. Если пар от потребителя будет поступать в турбину по трубопроводу отбора пара, то за короткое время он может «разогнать» ротор турбины до частоты вращения, превышающей допустимую, что приведет к аварии. На всех магистралях отбора пара вблизи турбины устанавливают быстродействующие обратные клапаны-захлопки, которые закрываются при изменении направления движения пара. Обратные клапаны обязательно устанавливают на линии питательной воды сразу за питательным насосом и на всасывающей линии циркуляционных насосов.

Регулирующую арматуру используют для изменения расхода рабочего тела.

Контрольные вопросы

1. Как распределяется охлаждающая вода между потребителями?
2. Каковы источники охлаждающей воды?
3. Как охлаждается вода в градирне?
4. Каков порядок пуска насоса?
5. Как используют эффект сифона в схеме водоснабжения?
6. Каково назначение трубопроводов?
7. Что происходит с трубопроводом при нагреве и охлаждении?
8. Чем отличается приводная арматура от самодействующей?

ГЛАВА ДВЕНАДЦАТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ

§ 51. Основные задачи и средства управления энергоблоком

Управление энергоблоком состоит в настройке и поддержании его режимов работы при постоянной и переменной нагрузках, подготовке к пуску, пуске, а также останове. При этом персонал должен руководствоваться нормативными документами, правилами и инструкциями, предписывающими определенную последовательность действий при различных ситуациях. Правильность действий персонала и поддержание работы энергоблока контролируют по показаниям контрольно-измерительных приборов. При отклонении от установленного режима воздействуют на определенные органы (средства) управления для возвращения энергоблока на заданный режим. Органы управления служат также для перехода на другие режимы пуска и останова блока. Эти операции персонал выполняет, непосредственно воздействуя на регулирующие органы, или через специальные системы автоматизации.

Контрольно-измерительные (показывающие и регистрирующие) приборы и средства воздействия на регулирующие органы (ключи управления) располагаются на щитах и пультах, которые подразделяют на центральные и местные.

Для правильного управления энергоблоком обслуживающий персонал должен хорошо знать устройство его элементов, их взаимосвязь и взаимозависимость, протекающие процессы, средства воздействия и управления ими, влияние изменения положения регулирующих органов на работу блока. Кроме того, необходимо ясно представлять последствия неправильных действий и неблагоприятных условий работы оборудования, аварий, неполадок, накапливая практический навык их предупреждения и ликвидации. Эксплуатация энергетического оборудования должна давать экономический эффект при максимальных топливо-, энерго- и материалосбережениях. При этом обязательно следует соблюдать безопасные условия работы обслуживающего персонала при минимальных отрицательных воздействиях на окружающую среду и человека.

На тепловых электростанциях блочного типа применяется бесцеховая структура административно-технического управления (рис. 144). Основная часть информации сосредоточена на блочных щитах управления (БЩУ), где находится оператор блока, связанный через старших операторов с дежурным инженером станции. Обслуживаемые обходчиками местные щиты управления (МЩУ) удовлетворяют общестанционные нужды: систему топливоподачи, химводоочистку, мазутонасосную, компрессорную, электролизерную и т. д.

Сведения о работе блоков и общестанционных устройств передаются на центральный щит управления (ЦЩУ), с которого осуществляется связь с вышестоящими организациями энергообъеди-

нения. ЦЩУ обслуживается дежурным инженером станции (ДИС) и оборудуется информационно-вычислительными комплексами. Блочный щит представляет собой совокупность вертикальных приборных панелей, на которых размещена вся необходимая контрольно-измерительная и пускорегулирующая аппаратура, и пред-

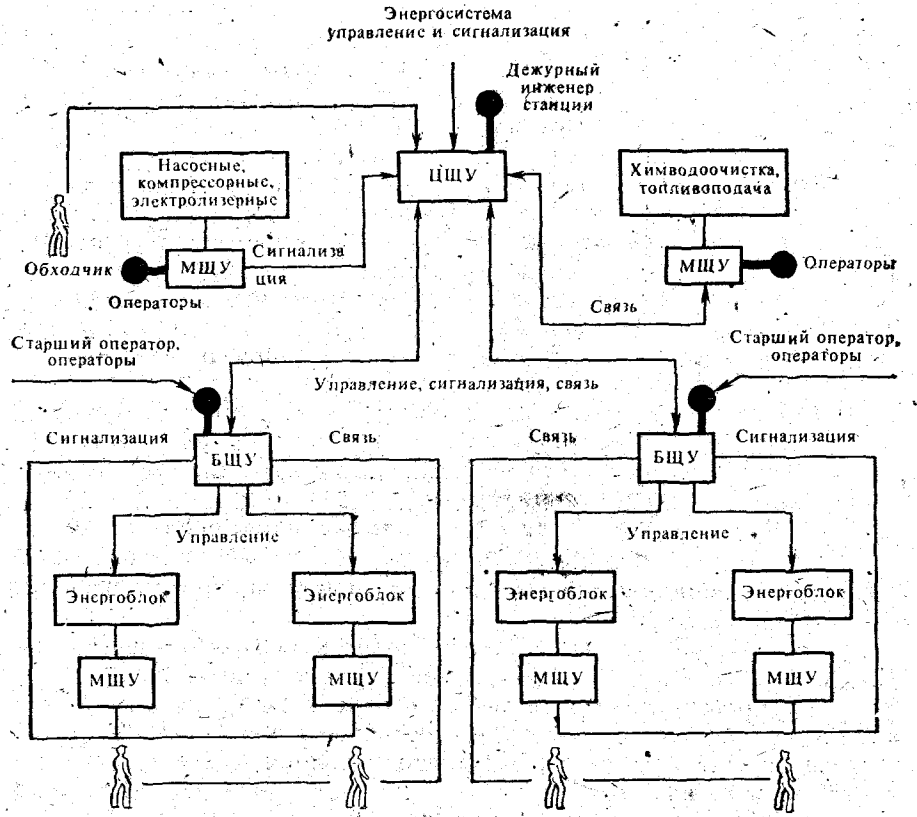


Рис. 144. Схема управления тепловой электрической станцией блочного типа

назначен для эффективного управления энергоблоком. Напротив панелей расположен пульт с местом для оператора. Одна из наиболее распространенных компоновок БЩУ для двух энергоблоков показана на рис. 145.

Управление энергоблоком в установившемся режиме сводится к наблюдению за работой основного (котел, турбина, генератор) и вспомогательного оборудования и поддержанию необходимых параметров. При отсутствии возмущающих факторов машинист блока лишь наблюдает за работой оборудования и записывает показания контрольно-измерительных приборов. Однако, как уже отмечалось, условия работы элементов блока изменяются (например, появляются отложения в котле, турбине, возможно шлакование и др.),

выходит из строя некоторое оборудование, появляются перебои в подаче топлива (особенно при сжигании твердого топлива) по отдельным топливосистемам или возникает необходимость перехода с одного топлива на другое, либо с одного оборудования на другое и т. д. В этих условиях персонал должен принять соответствующие меры (например, провести обдувку, расшлаковку, временно изме-

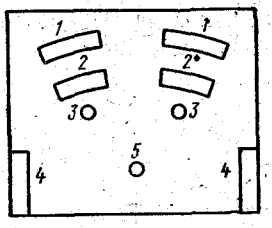


Рис. 145. Компоновка блочного щита управления двумя блоками:

1, 4 — оперативные и неоперативные панели, *2* — пульты управления, *3* — операторы, *5* — старший оператор

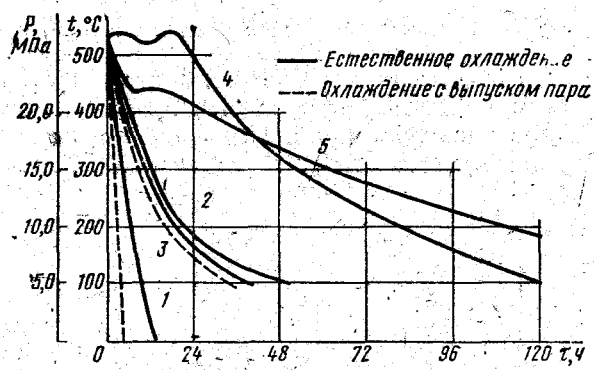


Рис. 146. Охлаждение элементов парового котла и турбины:

1 — давление в котле, *2* — температура паропроводов перед главной паровой задвижкой, *3* — температура встроенного сепаратора, *4* — температура верхнего паровпускного участка ЦВД, *5* — температура нижнего паровпускного участка ЦСД

нить положение регулирующих органов) и обеспечить возврат энергоблока на заданный режим.

Более сложной является работа энергоблоков при переменном режиме, их пусках из различного состояния и остановах.

Пуск энергоблока состоит в подготовке к работе и выполнении ряда операций, обеспечивающих последовательный ввод в действие основного и вспомогательного оборудования, постепенное доведение параметров до номинальных и установление заданного режима. Технология пуска может быть различной и в основном зависит от предшествующего останова энергоблока и степени охлаждения его отдельных элементов. Изменения температуры элементов (парового котла и турбины) после останова энергоблока мощностью 300 МВт показаны на рис. 146.

В зависимости от степени охлаждения блока при простое различают пуски из холодного, горячего и неостывшего состояний, каждый из которых имеет свою технологию.

Условиями проведения пуска блока из холодного состояния считают полное охлаждение, потерю давления в паровом котле при температурах паровпускных участков ЦВД и ЦСД соответственно менее 150 и 100°С. Этому состоянию соответствует простой более 3—4 сут., если при останове не проводилось усиленное расхолаживание. Пуски из горячего состояния проводят при сохранении давления пара в котле и температуре металла паровпускных участков

ЦВД и ЦСД соответственно выше 420 и 440°С. При промежуточных состояниях парового котла и турбины пуск выполняют так же, как из неостывшего состояния, принимая во внимание степень охлаждения и продолжительность простоя (15—20; 35—40 и 60—70 ч).

§ 52. Типовые пусковые схемы энергоблоков

До 50-х годов в СССР турбинные установки работали с одним общим коллектором, в который перегретый пар поступал от всех котлов электростанций. Подача в котлы питательной воды также осуществлялась из общей магистрали. Таким образом, все котлы и

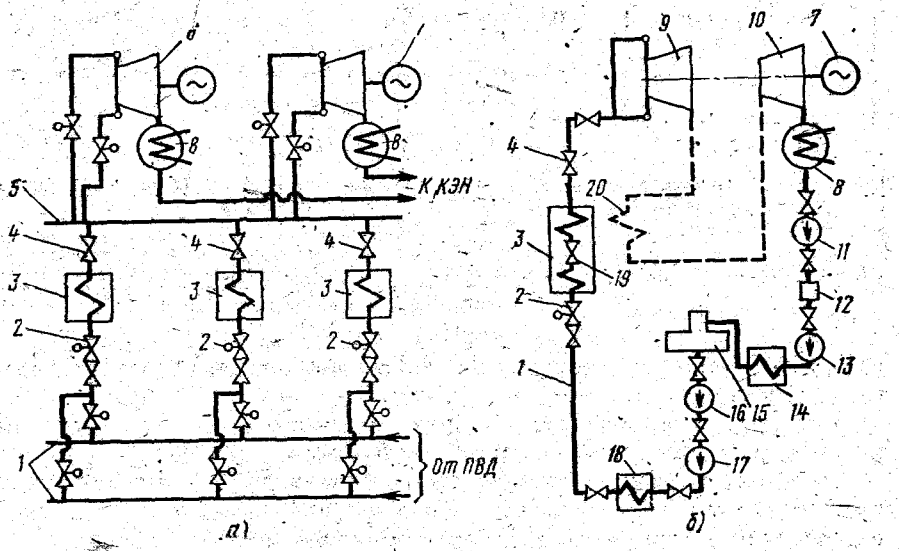


Рис. 147. Упрощенная схема электростанции с поперечными (*а*) и блочной (*б*) связями:

1 — магистраль питательной воды, *2* — регулирующий питательный клапан, *3* — паровой котел, *4*, *19* — главная паровая и встроенная задвижки, *5* — коллектор перегретого пара, *6* — турбина, *7* — генератор, *8* — конденсатор, *9*, *10* — цилиндры высокого и среднего давления, *11*, *13* — конденсатные насосы I и II ступеней, *12* — блочная обессоливающая установка, *14*, *18* — подогреватели низкого и высокого давления, *15* — деаэратор, *16*, *17* — бустерный и питательный насосы, *20* — промежуточный пароперегреватель

турбинные установки электростанции были связаны по пару и питательной воде, т. е. имели так называемые *поперечные связи по рабочему телу* (рис. 147, *а*). При этом рост выработки электроэнергии вызывает необходимость увеличения единичной мощности котлов и турбин, а следовательно, электростанции в целом, что требует упрощения схем соединительных общестанционных коммуникаций. Одновременно ставится вопрос об увеличении экономичности электростанций повышением основных параметров вырабатываемого пара (давления и температуры). Повышение давления па-

ра влечет за собой рост его влажности в последних ступенях турбины, что снижает экономичность и надежность ее работы.

Для решения этой задачи был применен промежуточный перегрев пара: из ЦВД турбины пар подается на дополнительный перегрев в промежуточный пароперегреватель, откуда поступает в ЦСД. Промежуточный перегрев пара сделал невозможным применение поперечных связей, так как наряду с общими паропроводами свежего пара и магистралями питательной воды появляются общие паропроводы «холодного» и «горячего» промежуточного пара, что чрезвычайно усложняет тепловую схему, затрудняет регулирование работы котлов и турбин, не позволяет применять схемы автоматического регулирования.

В результате были предложены блочные энергоустановки (рис. 147, *б*), в которых паровой котел, турбина, генератор и трансформатор технологически связаны между собой. Необходимость тесной взаимосвязанной работы элементов блочной энергоустановки выдвинула проблему разработки режимов ее эксплуатации в различных условиях, особенно при пуске, останове, сбросе нагрузки и переменных режимах.

Развитие электрификации увеличило неравномерность загрузки электростанций в течение суток. Так, графики нагрузки имеют характерные провалы мощности в ночные и обеденные часы и интенсивный рост в утренние, что вынуждает повышать нагрузку блоков со скоростью до 0,5—0,65% в минуту от номинальной. Еще с большей скоростью приходится снижать мощность блока в условиях разгрузки. Необходимость обеспечения маневренности и мобильности блоков, сохранение их высокой надежности и экономичности при различных режимах работы требуют большого внимания к разработке тепловых и пусковых схем.

Структурную схему пароводяного тракта энергоблока, предназначенного для производства теплоты и выработки электроэнергии, называют *принципиальной тепловой схемой.*

Схему оборудования, обеспечивающего проведение пусковых и остановочных операций, поддержание режима холостого хода и защиту при переменных режимах называют *пусковой.* Специфическими элементами пусковых схем являются пусковые сепараторы, редукционно-охладительные (РОУ), быстродействующие редукционно-охладительные (БРОУ) или пускосбросные быстродействующие (ПСБУ) установки, соединительные трубопроводы с арматурой. На пусковых схемах обычно показывают эти элементы, а также значительную часть основного и вспомогательного оборудования блока и связи между ними. Пусковые схемы должны обеспечивать надежный пуск блоков из любого теплового состояния при минимальных продолжительности, затратах теплоты и электроэнергии, а также удерживать их в работе при сбросе нагрузки до холостого хода или до нагрузки собственных нужд. В связи с проведением при этих режимах множества операций в относительно короткие сроки необходимо стремиться к унификации и упрощению пусковых схем и программ автоматического регулирования.

Разнообразие пусковых схем объясняется применением различных типов котлов, турбин, растопочных и пускосбросных устройств, методов регулирования температуры основного и промежуточного пара, а также конструкций и способов охлаждения промежуточного пароперегревателя. В зависимости от типа котла различают пусковые схемы моноблоков и дубль-блоков с прямоточными и барабанными котлами, одно- и многопоточные схемы и т. д. По способу регулирования турбин различают пусковые схемы с дроссельным и с сопловым регулированием. По месту установки растопочных устройств пусковые схемы бывают с встроенными и выносными сепараторами, а по типу пускосбросных устройств и способу охлаждения промежуточного пароперегревателя — одно- и двухбайпасные.

Рассматривая пусковые схемы, уделим основное внимание блокам с прямоточными паровыми котлами сверхкритического давления как наиболее распространенным и перспективным.

При разработке пусковой схемы основное внимание уделяют надежности работы поверхностей нагрева котла, паропроводов и турбин. Надежность блока в пусковых режимах сводится: к поддержанию работы испарительных поверхностей при отсутствии значительных выбегов температур и расходов по отдельным змеевикам; плавному прогреву перегревательных поверхностей, паропроводов и турбин паром постепенно повышающихся параметров (давления и температуры); обеспечению сопоставимых (по условиям возникновения температурных напряжений) начальных температур греющего пара и стенок прогреваемого оборудования; прогреву или охлаждению оборудования с допустимыми скоростями при исключении резких бросков; поддержанию температуры наиболее напряженной поверхности в допустимых пределах.

Наиболее полно условия надежного пуска блока удовлетворяются при режиме скользящего изменения параметров свежего и промежуточного пара. Для обеспечения температурной и гидравлической устойчивости потоков в испарительных поверхностях прямоточного котла целесообразно стремиться к повышению давления. В то же время прогрев пароперегревателя, паропроводов и турбин желательно вести паром невысоких начальных параметров. Удовлетворение этих двух условий возможно, если в тракте котла имеются встроенные задвижки. Тогда перед задвижкой давление поддерживается близким к рабочему, а за ней снижается до требуемого уровня (в зависимости от условий прогрева последующих поверхностей и турбины).

Чтобы обеспечить режим работы на скользящих параметрах, наряду с встроенными задвижками предусматривают растопочные сепараторы, которые могут располагаться за паровым котлом или у задвижки. В соответствии с этим схемы получили названия: с выносными и встроенными сепараторами.

Наиболее часто используют схему с встроенными сепараторами *4* (рис. 148), которые через трубопроводы с дроссельными клапанами *5* присоединяют к тракту *2* котла перед встроенной задвижкой *6*. Сепараторы устанавливают на каждый поток рабочего тела.

Отсепарированная влага через систему трубопроводов и дроссельный клапан *3* сбрасывается в конденсатор *14* турбины, а пар поступает в перегревательный тракт *8* за встроенной задвижкой. Расход пара регулируется открытием редукционно-охладительной установки *9* (РОУ) или пускосбросного устройства *10* (ПСБУ).

При расчете пусковых схем важное значение имеет выбор начальных расходов топлива и рабочего тела, особенно в зоне максимального тепловыделения — в топочных экранах. По условиям охлаждения топочных экранов при пуске целесообразно поддерживать расход рабочего тела около 30% номинального. Максимальный расход топлива при пуске определяется температурными условиями работы первого пакета пароперегревателя за встроенной задвижкой. По результатам исследований температуры стенки этого пакета на обеспаренном режиме стартовый расход топлива при пуске из холодного состояния должен быть не более 10—12% (иногда до 20%) номинального. Контрольным параметром является температура газов перед этой поверхностью или за ней, которая зависит от расхода топлива.

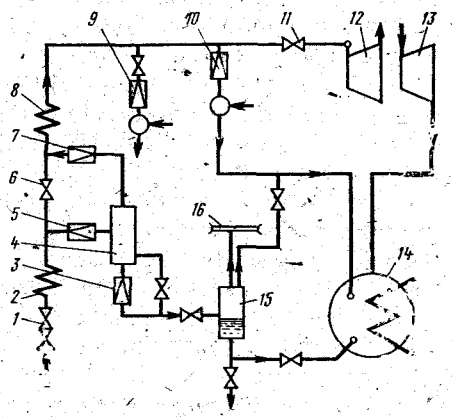


Рис. 148. Пусковая схема моноблока мощностью 300 МВт со встроенными сепараторами:

1 — регулирующий питательный клапан, *2, 8* — парообразующий и пароперегревательный тракты котла, *3, 5, 7* — дроссельные клапаны Др2, Др1 и Др3 на сбросе воды из сепаратора, на входе в него и на выпаре, *4* — встроенный сепаратор, *6, 11* — встроенная и главная паровые задвижки, *9* — редукционно-охладительная установка, *10* — пускосбросное устройство, *12, 13* — цилиндры высокого и низкого давления, *14* — конденсатор, *15* — растопочный расширитель, *16* — коллектор пара

Кроме того, важное значение придается обеспечению равномерности обогрева (и охлаждения) участков и деталей паропроводов и паровых турбин. Наибольшая разность температур может возникать в толстостенных деталях. В связи с этим предусматривается обогрев по всему периметру паровпускных клапанов, фланцев и шпилек турбины. В начальные моменты пуска для обогрева используют пар от постороннего источника (общественной магистрали) или из растопочного узла котла.

При сбросе нагрузки, особенно в аварийных режимах, необходимо быстро перевести котел на растопочную нагрузку, а турбину — на холостой ход или нагрузку собственных нужд. Появившиеся значительные избытки пара необходимо быстро сбросить в конденсатор (или деаэратор), для чего используют пускосбросные устройства (ПСБУ, БРОУ), имеющие электрический или электрогидравлический привод. При сбросе нагрузки, несмотря на прекращение поступления основного пара из сепаратора *4*, необходимо обес-

печить охлаждение промежуточного пароперегревателя, для чего используют пар от постороннего источника или сбрасываемый из паропровода свежего пара. В зависимости от схемы сброса пара и охлаждения в этот момент промежуточного пароперегревателя различают одно- и двухбайпасные пусковые схемы блоков.

При однобайпасной схеме (рис. 149, *а*) избыток свежего пара из паропровода через пускосбросное устройство *6* сбрасывается в конденсатор *7*. Промежуточный пароперегреватель *1* либо не охлаждается, либо охлаждается паром из коллектора собственных нужд или растопочного узла котла.

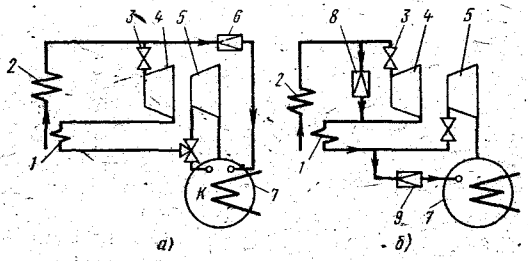


Рис. 149. Пусковые схемы блока:

а — однобайпасная, *б* — двухбайпасная; *1* — промежуточный пароперегреватель, *2* — паровой котел, *3* — главная паровая задвижка, *4, 5* — цилиндры высокого и среднего давления, *6* — пускосбросное устройство, *7* — конденсатор, *8, 9* — быстродействующие редукционно-охладительные установки БРОУ-1 и БРОУ-2

В двухбайпасной схеме (рис. 149, *б*) предусмотрен сброс пара из паропровода свежего пара в «холодный» паропровод промперегрева, а затем после прохождения промежуточного пароперегревателя *1* — из «горячего» паропровода промперегрева в конденсатор *7*. Для этой цели устанавливают два пускосбросных устройства *8* и *9* (БРОУ-1 и БРОУ-2), которые должны работать синхронно. Двухбайпасную схему применяют, когда промежуточный пароперегреватель располагается в зоне высоких температур газа (около 1000°С) и его необходимо обязательно охлаждать.

По сравнению с однобайпасной схемой двухбайпасная более сложна в эксплуатации и требует больших затрат. Кроме того, синхронное регулирование работы двух БРОУ затруднено, что обусловливает появление значительных выбегов температур. В двухбайпасной схеме при пуске на прямоточном режиме температуры свежего и промежуточного пара близки. Это, с одной стороны, ведет к появлению значительной разности температур пара и стенок труб в высокотемпературной части промежуточного пароперегревателя, а с другой — требует дополнительного снижения температуры промежуточного пара с использованием пусковых впрысков, что повышает расход теплоты и увеличивает время пуска блока.

Для работы промежуточного пароперегревателя в зоне высоких температур вместо труб из перлитных сталей необходимы аустенитные, что снижает экономичность, а следовательно, целесообразность применения двухбайпасных схем.

Исходя из этого в качестве типового решения для блоков 300—800 МВт, рассчитанных на длительное удержание нагрузки холостого хода (до 10—15 мин), рекомендуются однобайпасные схемы

с встроенными задвижками и сепараторами и сбросом пара от ПСБУ в пароприемное устройство конденсатора, а также из горячих паропроводов промежуточного перегрева в верхнюю часть конденсатора через быстровключающийся клапан (БВК) с гидравлическим приводом, связанным с системой регулирования турбины. Промежуточный пароперегреватель размещают в зоне умеренных температур (700—800°С). На рис. 150 в качестве примера приведена пусковая схема моноблока СКД мощностью 300 МВт.

§ 53. Основные элементы типовых пусковых схем энергоблоков

На пусковых схемах наряду с основным оборудованием — паровым котлом, турбиной, конденсатором и связывающими их паропроводами — изображают конденсатный тракт, тракт подготовки питательной воды, а также оборудование промежуточного перегрева и устройство его охлаждения, пусковые (растопочные) и пускосбросные узлы и их коммуникационные связи с основным оборудованием и общестанционными трубопроводами.

В конденсатную группу оборудования, или конденсатный тракт блока, входят: конденсатные электронасосы *20* и *24 (КЭН-1* и *КЭН-2)* первой и второй ступеней; блочная обессоливающая установка *21 (БОУ* или *КОУ);* подогреватели, использующие теплоту пара сальниковых уплотнений и эжектора уплотнения *22 (ЭУ);* основной эжектор *23 (ОЭ);* подогреватели низкого давления *25.* Кроме того, к конденсатному тракту относятся трубопроводы рециркуляции от *КЭН-1* или *КЭН-2* к конденсатору и линии подачи конденсата во впрыскивающие пароохладители пускосбросных устройств *36* и редукционно-охладительную установку. При подготовке блока к пуску линию рециркуляции используют для промывки конденсатного тракта. Подачу конденсата к пароохладителям пускосбросных устройств *36* и ПСБУ собственных нужд, а также в РОУ применяют для охлаждения и регулирования температуры пара, сбрасываемого в конденсатор *19* или коллектор собственных нужд *10.*

В тракт подготовки питательной воды, или питательную группу *(IV),* входят: деаэратор *35* с присоединенными к нему паропроводами подачи пара от отборов турбин, магистрали собственных нужд блока и выпара растопочного узла; бустерный насос *26* и питательные электро- и турбонасосы *28* и *27 (ПЭН* и *ПТН);* подогреватели высокого давления *31 (ПВД)* и их обводные трубопроводы — байпасы; линия рециркуляции от питательных насосов к деаэратору и трубопроводы от питательных насосов к пусковым впрыскивающим пароохладителям промперегрева, используемым в пусковые периоды для поддержания требуемой температуры пара перед ЦСД.

Линия рециркуляции питательной группы служит для предпусковой деаэрации воды, производимой до получения требуемого содержания растворенных газов (O_2, CO_2). Движение среды по трубопроводам в этот период обеспечивают бустерные насосы. Подо-

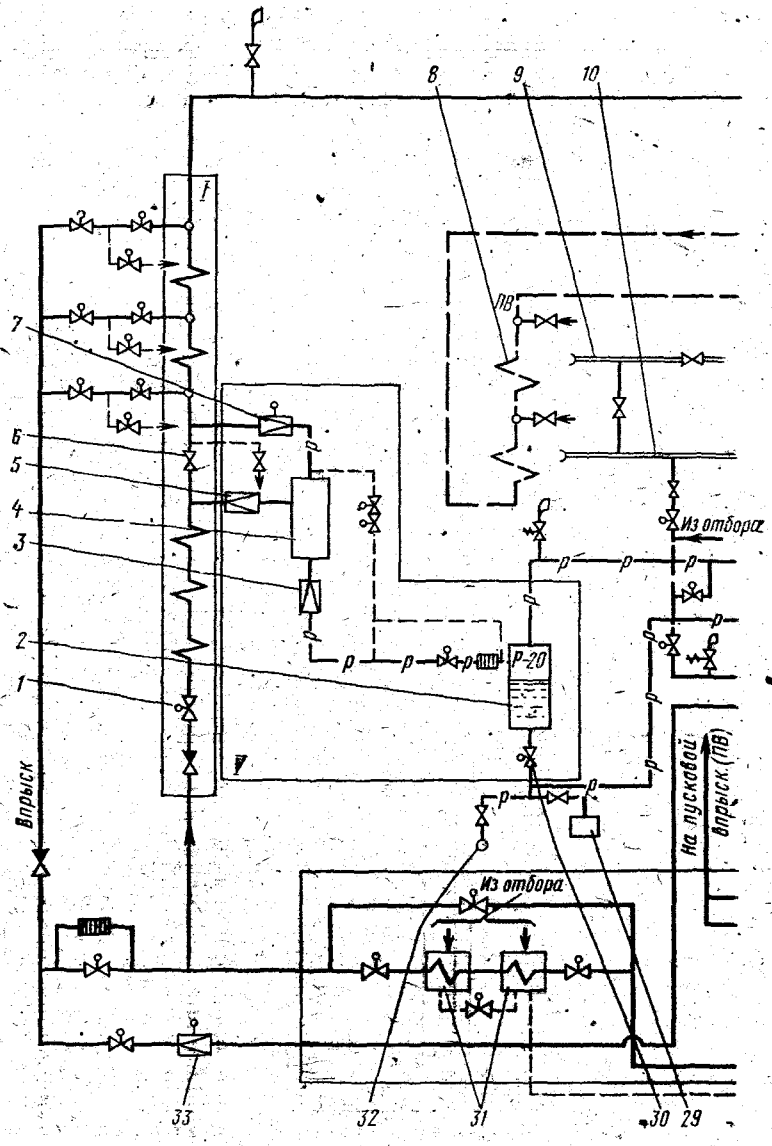
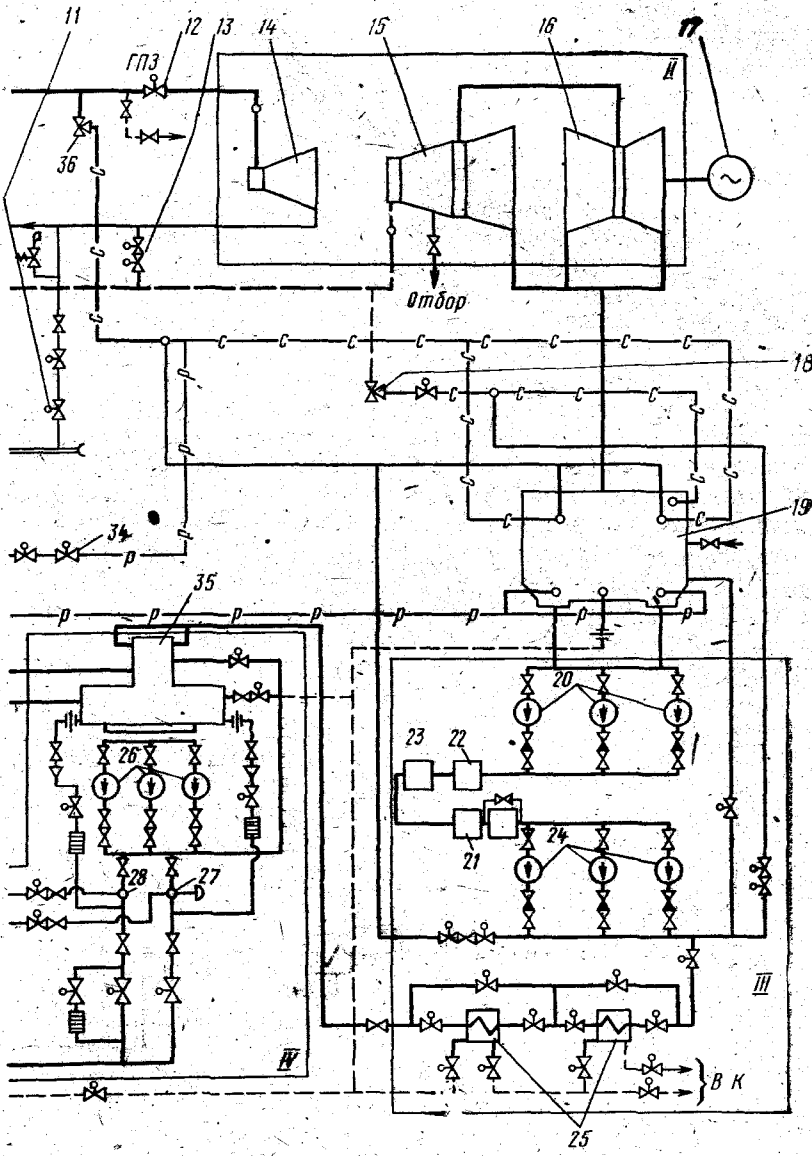


Рис. 150. Пусковая однобайпасная схема моноблока на сверхкритическое

1 — регулирующий питательный клапан, *2* — растопочный расширитель, *3*, *5*, *7* — пара из сепаратора, *4* — растопочный встроенный сепаратор, *6*, *12* — встроенная и онная магистраль пара, *10* — коллектор собственных нужд блока, *11* — редуцирующее цилиндры высокого, среднего и низкого давления, *17* — электрический генератор, *18* — первой и второй ступеней, *21* — блочная обессоливающая установка, *22*, *23* — ления, *26* — бустерные насосы, *27*, *28* — питательные турбо- и электронасосы, *29* — расширителя, *32* — циркуляционный водовод, *33* — дроссельный клапан Др5 линии котел, *II* — турбина, *III* и *IV* — конденсатная и питательная группы, *V* — пусковой



давление мощностью 300 МВт с турбинами К-300-240:

дроссельные клапаны на сбросе воды из сепаратора, на входе в него и на выходе главная паровые задвижки, *8* — промежуточный пароперегреватель, *9* — общестанционное устройство, *13* — регулирующий байпасный клапан промперегрева, *14, 15, 16* — цибыстровключаемый клапан, *19* — конденсатор, *20, 24* — конденсатные электронасосы эжекторы уплотнений и основной, *25, 31* — подогреватели низкого и высокого давбак запаса конденсата, *30, 34* — регулирующие клапаны на сбросе воды и пара из рециркуляции впрыска, *35* — деаэратор, *36* — пускосбросное устройство; *I* — паровой узел

грев питательной воды осуществляется в *ПВД* паром из отборов турбины. Слив образующегося конденсата производится каскадно: из подогревателя в подогреватель (пунктирная линия) и далее — в деаэратор, в *ПНД* или конденсатор. Из питательной группы вода поступает в котел и на впрыски до встроенной задвижки *ВЗ*, а также в перегревательный тракт свежего пара. В пусковой период вода на впрыски подается по байпасной линии с установленным в ней набором дроссельных шайб. Расход воды на котел регулируется питательным клапаном *1 (РПК)*. Перед пуском встроенная задвижка закрыта, а рабочая среда сбрасывается в пусковой узел.

Основными элементами пускового узла *(V)* являются: встроенный сепаратор *4 (ВС)* и растопочный расширитель *2 (Р-20)*, рассчитанный на давление 2 МПа (20 кгс/см^2), с подводящими и отводящими трубопроводами и арматурой. Встроенный сепаратор имеет относительно небольшое сопротивление, что позволяет использовать его при переходе на прямоточный режим, когда вся среда из тракта до встроенной задвижки направляется в перегревательный тракт без ее открытия. На подводе смеси от котла к встроенному сепаратору установлен дроссельный клапан *5 (Др-1)*, позволяющий поддерживать номинальное давление в тракте до встроенной задвижки на протяжении всего периода пуска блока.

Дроссельный клапан *3 (Др-2)* регулирует расход смеси, сбрасываемой в растопочный расширитель. Для уменьшения заброса влаги и регулирования охлаждения металла перегревательных трубопроводов служит клапан *7 (Др-3)* на выводе пара (на выпаре) из встроенного сепаратора в перегревательную часть котла. Этот клапан позволяет повысить давление в сепараторе и обеспечить требуемые расход, давление и температуру пара в тракте за встроенной задвижкой, перед *ЦВД* и в пусковом устройстве. Чтобы уменьшить заброс скапливающегося в период закрытия клапана *Др-3* конденсата перед ним и за ним, а также в нижней точке тракта за встроенной задвижкой устанавливают дренажи.

Сбросы из растопочных сепараторов, устанавливаемых на каждом потоке среды, поступают в растопочный расширитель *Р-20*. Обычно на блоке монтируют по одному расширителю с верхним основным подводом смеси. Из расширителя пар направляется в деаэратор, коллектор собственных нужд или через клапан *34 (КР-2)* — в конденсатор, а вода поступает в циркуляционный водовод *32*, в бак запаса конденсата *29* или нижнюю часть конденсатора. В водовод вода сбрасывается в первые моменты пуска, пока не завершена промывка контура котла до встроенной задвижки. Сброс воды из расширителя *Р-20* регулируется по уровню воды в нем клапаном *30 (РК-1)*. В пусковой период пар из расширителя *Р-20* может использоваться в деаэраторе, тракте охлаждения промперегрева, а избыток сбрасываться в верхнюю часть конденсатора через трубопроводы с клапанами *34 (РК-2)*, которыми поддерживается заданное давление в расширителе. Пускосбросные устройства *36* соединяются сбросными трубопроводами с главным паропроводом свежего пара и горячим паропроводом промперегрева.

В однобайпасной схеме (см. рис. 149, *а*) от *ПСБУ* рабочая среда сбрасывается в конденсатор, минуя турбину, т. е. через *ПСБУ* создается обход турбины. В *ПСБУ* происходит снижение давления и охлаждение свежего (или промежуточного) пара впрыском воды из конденсатного тракта. Наибольшее распространение в качестве *ПСБУ* получили быстродействующие редукционно-охладительные установки.

На мощных блоках наряду с *ПСБУ* применяют *ПСБУСН* (собственных нужд), позволяющие обеспечить работу турбопривода, деаэратора, сальниковых уплотнений и эжекторов турбин при сбросе нагрузки, когда прекращается поступление пара из отборов турбин. Для снижения температуры пара до требуемой по условиям работы (340—350°С) производят впрыск воды из конденсатного тракта или промежуточной ступени питательных турбонасосов. Сброс пара через *ПСБУ* собственных нужд может осуществляться непосредственно в устройства собственных нужд либо в коллектор.

В систему промперегрева входят промежуточные пароперегреватели *8*, паропроводы с арматурой и устройства, обеспечивающие регулирование температуры промперегрева. В однобайпасной схеме для охлаждения перегревателей и прогрева паропроводов промперегрева используют пар из расширителя *Р-20* (при пуске из холодного состояния), свежий пар, подаваемый через редукционно-охладительную установку и пускосбросное устройство собственных нужд, или пар от постороннего источника (преимущественно при пуске из неостывшего или горячего состояния, когда собственный пар из расширителя *Р-20* является более холодным, чем стенки паропровода и *ЦСД*). Прогрев паром от расширителя *Р-20* или общестанционной магистрали *9* позволяет параллельно вести растопку котла и прогрев паропроводов промперегрева и *ЦВД*. На дубль-блоках, чтобы предотвратить попадание холодного пара из подключаемого корпуса в *ЦСД* и *ЦВД*, на холодном (*ППХ*) и горячем (*ППГ*) паропроводах промперегрева устанавливают отключающие задвижки. При пуске и сбросе нагрузки пар из системы промперегрева выводится через быстровключающийся клапан *18*, после которого на сбросном трубопроводе установлен впрыскивающий пароохладитель, обеспечивающий требуемое снижение температуры пара перед конденсатором.

§ 54. Останов энергоблоков

Способы останова энергоблока зависят от вызывающих их причин и условий последующей работы. При плановом снижении нагрузки в энергосистеме (провалах в потреблении электроэнергии) останов отдельных энергоблоков или их частичная разгрузка, вплоть до перехода на так называемый моторный режим (когда турбогенератор работает как электродвигатель, потребляя электроэнергию из электрической сети), определяется экономической целесообразностью. При любом способе останов должен производиться с

наименьшими потерями теплоты, исходя из конечного состояния охлаждения и готовности энергоблока к последующему пуску.

В зависимости от конечного теплового состояния блока различают остановы без расхолаживания оборудования и с расхолаживанием турбины, котла и паропроводов, тракта котла (прямоточного) до встроенной задвижки. Останов без расхолаживания выполняют при выводе блока в горячий резерв и для проведения непродолжительных ремонтных работ, не связанных с тепловым состоянием блока, а с расхолаживанием — для проведения ремонтных работ повышенной продолжительности, причем полнота охлаждения зависит от вида предполагаемого ремонта. Так как охлаждение толстостенных элементов оборудования (барабанов, корпусов турбин и др.) до безопасных температур в естественных условиях протекает медленно (от 2 до 6 сут.), останов с расхолаживанием (см. рис. 146) позволяет значительно сократить простой блока в ремонте.

При останове энергоблока без расхолаживания стремятся максимально сохранить аккумулированную оборудованием теплоту. Для этого после вентиляции топки и газоходов уплотняют газовоздушный тракт, закрывая шиберы и направляющие аппараты дутьевых вентиляторов и дымососов и газовые задвижки. Высокие температуры острого и промежуточного пара стараются сохранить до полного останова блока. Если предполагается кратковременный останов, пароперегреватели можно не обеспаривать. При необходимости обеспаривания основного пароперегревателя и поддержания требуемого давления пар сбрасывают через ПСБУ.

В последнее время все чаще применяют следующую схему останова энергоблока в горячий резерв: разгрузку на рабочем питательном насосе до мощности $0{,}5\,N_{ном}$, останов котла и после снижения нагрузки турбины до $0{,}3\,N_{ном}$ останов ее при сохранении в тракте котла давления, близкого к номинальному. Такая схема позволяет исключить переход с основных насосов на резервные (с питательного турбонасоса на электронасос) и с рабочего топлива — на резервное.

При останове энергоблока с расхолаживанием турбины на нагрузках, соответствующих пропускной способности растопочного узла прямоточного котла, переходят на сепараторный режим и далее, руководствуясь графиком-заданием, снижают давление, температуру свежего и промежуточного пара и нагрузку блока до предельно устойчивой. При дальнейшем снижении нагрузки переходят на резервное топливо (газ, мазут). На нагрузках $0{,}5\,N_{ном}$ переходят на резервные питательные электронасосы. Температуру острого пара в процессе разгрузки регулируют пусковыми и основными впрысками. При снижении нагрузки от $0{,}3\,N_{ном}$ до минимальных значений $(0{,}05 \div 0{,}07)\,N_{ном}$ постепенно прикрывают регулирующие клапаны турбины, включая ПСБУ. Изменяя степень пропуска пара в конденсатор через ПСБУ, поддерживают рекомендуемое инструкцией давление острого пара. После выдержки блока

на минимальной нагрузке (до стабилизации теплового состояния турбины) останавливают все оборудование.

При останове энергоблока с расхолаживанием котла и паропроводов разгрузку ведут до расходов, соответствующих пропускной способности ПСБУ, затем отключают турбину с перепуском пара через ПСБУ в конденсатор. Постепенно уменьшая тепловыделение в топке, снижают температуру пара до насыщения (давление сохраняют постоянным), закрывают встроенную задвижку и охлаждают пароперегреватель и паропроводы насыщенным паром, температуру которого снижают, уменьшая давление за задвижкой. При температуре среды за котлом 300—320°С полностью открывают регулирующие клапаны дренажей перед главной паровой задвижкой, увеличивают расход воды, открывают шиберы на газовоздушном тракте и, включив тягодутьевые машины, полностью расхолаживают котел.

При расхолаживании тракта до встроенной задвижки после снижения нагрузки и останова котла закрывают задвижки и дроссельный клапан на линии к пароперегревателю, подают воду, включают регулятор давления перед встроенной задвижкой и, воздействуя на дроссельные задвижки на входе во встроенный сепаратор и на сбросе, постепенно понижают давление в сепараторе. Включением тягодутьевых машин и постоянной прокачкой воды охлаждают тракт до встроенной задвижки.

При останове блоков с барабанными котлами ограничивающими условиями являются разность температур верхней и нижней частей барабана (40°С), скорость охлаждения его стенок (менее 1,5°С/мин) и др. В таких энергоблоках после останова не разрешаются длительная вентиляция газовоздушного тракта (более 5—10 мин), спуск воды из остановленного котла при давлении, большем атмосферного, и интенсификация охлаждения котла подпиткой и дренированием воды, а также расхолаживание газоходов с помощью дымососов ранее, чем через 10 ч при давлении до 14 МПа (140 кгс/см^2) и через 18 ч при большем давлении.

Технология аварийного останова определяется видом аварии и моментом установления ее причин. Первоначально, до момента выяснения причины аварии, но не более 10 мин, останов ведут с минимально возможным расхолаживанием оборудования (сохраняя рабочее давление и уплотнение газовоздушного тракта). Если в течение 10 мин выявлена и устранена причина аварии, производят пуск энергоблока как из горячего резерва. Если за это время причина аварии не выявлена или обнаружена поломка оборудования, производят останов с соответствующим расхолаживанием.

При останове блока в ремонт его отсоединяют от общестанционных магистралей и трубопроводов соседних блоков.

Схемы пусков и остановов блока не являются установившимися и с развитием техники совершенствуются. Учитывая многообразие вариантов пусковых схем блоков, при эксплуатации следует пользоваться инструкциями по пуску и останову.

§ 55. Показатели надежности и экономичности энергоблоков

Работа энергетических блоков и станций в целом характеризуется такими определяющими их надежность и экономичность показателями, как количество выработанной и отпущенной электрической энергии и теплоты, удельный расход условного топлива на их производство, себестоимость, коэффициент готовности оборудования к работе, удельные стоимость ремонтного обслуживания и численность промышленно-производственного персонала.

Количество вырабатываемой блоками электростанции электроэнергии, определяемое по показаниям счетчиков генераторов, превышает количество отпускаемой электроэнергии, так как часть ее расходуется на собственные нужды и определяется по показаниям счетчиков трансформаторов собственных нужд.

Под *количеством отпущенной теплоты* понимают теплоту, выработанную блоками станции и переданную внешним потребителям, за исключением теплоты, возвращенной на электростанцию в виде мятого пара, конденсата и сетевой воды.

Коэффициент готовности является одним из показателей надежности блоков и определяет, сколько времени из общего календарного времени $\tau_{год}$ блоки находятся в работе $\tau_{раб}$ и в резерве $\tau_{рез}$:

$$K_{гот}=(\tau_{раб}+\tau_{рез})/\tau_{год}.$$

В общее календарное время, кроме того, входит время планово-предупредительных и аварийных ремонтов $\tau_{рем}$, $\tau_{ав}$. Коэффициент готовности современных блочных установок равен 0,85—0,88.

Показатель аварийности $K_{ав}=\tau_{ав}/(\tau_{раб}+\tau_{ав})$ также характеризует надежность блоков. Большее количество аварийных остановов происходит в первый период работы блоков, когда выявляются и устраняются скрытые дефекты, сглаживаются недостатки конструкций.

При всех расчетах экономичности используют теплоту сгорания условного топлива $Q_{ну}^{р}=29\,330$ кДж/кг (7000 ккал/кг). Расход условного топлива определяют по фактическому расходу топлива B и его теплоте сгорания $Q_{н}^{р}$:

$$B_{у}=BQ_{н}^{р}/Q_{ну}^{р}.$$

Обычно рассчитывают среднегодовые удельные расходы условного топлива $b_{у}$, кг$_{усл.т}$/(кВт·ч).

Под *среднегодовым удельным расходом условного топлива на отпущенную электроэнергию* понимают отношение годового абсолютного расхода условного топлива $B_{уг}^{э}$, относимого к отпуску электроэнергии, на годовое количество отпущенной с шин электростанции электроэнергии $Э_{г.отп}$:

$$b_{у}^{э}=B_{уг}^{э}/Э_{г.отп}.$$

Среднегодовой удельный расход условного топлива на отпущенную теплоту $B_{уг}^{т}$ выражается отношением годового абсолютного

расхода условного топлива $B_{уг}^{т}$, относимого к отпуску теплоты, к годовому количеству отпущенной теплоты $Q_{г.отп}$:

$$b_{у}^{т} = B_{уг}^{т} / Q_{г.отп}.$$

Себестоимость, руб/(кВт·ч), *отпущенной электрической энергии* $и_э$ *и теплоты* $и_т$ определяют по соответствующей сумме затрат на производство электрической $З_э$ или тепловой $З_т$ энергии, приходящейся на единицу отпущенного вида энергии:

$$и_э = З_э / Э_{г.отп};\ и_т = З_т / Э_{г.отп}.$$

Об экономичности работы электростанции принято также судить по удельной численности промышленно-производственного персонала или штатному коэффициенту станции и по удельной стоимости ремонтного обслуживания. Удельная численность промышленно-производственного персонала исчисляется количеством работающих на 1 МВт установленной мощности электростанции. Промышленно-производственным персоналом являются рабочие, инженерно-технические работники цехов станции, ее управления и охраны, а также ремонтный персонал, включая временно привлекаемый. Удельная стоимость ремонтного обслуживания определяется суммарными затратами на ремонты (планово-предупредительные и аварийные), отнесенные к единице установленной мощности.

Работа электростанций и энергосистем характеризуется улучшением показателей, повышением экономичности и надежности. Повышению технико-экономических показателей способствуют переход на современное оборудование, применение высоких параметров пара. Однако совершенное оборудование, как правило, дороже и сложнее, так как более механизировано и автоматизировано и для обслуживания требует высококвалифицированного персонала. Наряду с внедрением нового оборудования необходимо совершенствование работы действующего. С этой целью по результатам испытаний блоков разрабатываются прогрессивные нормативные характеристики для каждого показателя в зависимости от электрической и тепловой нагрузок. Они доводятся до сведения персонала в виде режимных карт, графиков, таблиц, инструкций и плакатов. Систематический анализ показателей работы электростанции и отдельных энергоблоков, а также выполнения нормативных характеристик позволяет выявить недостатки и наметить меры по повышению их технико-экономических характеристик и надежности.

Контрольные вопросы

1. Каковы задачи и средства управления энергоблоком?
2. Чем отличаются блочные станции от станций с поперечными связями?
3. Каково назначение элементов пусковой схемы энергоблока?
4. Какие способы пусков энергоблоков вы знаете и в чем их отличие?
5. Какие способы остановов энергоблоков вы знаете?
6. От каких факторов зависят показатели надежности и экономичности работы энергоблоков?

ГЛАВА ТРИНАДЦАТАЯ

АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЛОКОМ

§ 56. Измерения в энергоблоках

Современные блочные установки — сложное технологическое оборудование, безопасная и экономичная работа которого возможна при непрерывном получении информации об управлении производственными процессами. Эту информацию получают с помощью измерений. Определение физической величины с помощью специальных технических средств — измерительных приборов — называют *измерением.* Измерения могут быть прямыми и косвенными. При прямых измерениях измеряемую величину отсчитывают непосредственно по показанию прибора (например, линейное расширение трубопровода). Косвенные измерения характеризуются выражением одной величины в виде функции другой величины прямого измерения (например, определение температуры по расширению нагреваемой жидкости). При выборе измерительного прибора учитывают такие его характеристики, как диапазоны показаний и измерений, чувствительность и погрешность.

Диапазон показаний — эта часть шкалы прибора, заключенная между конечным и начальным ее значениями, а *диапазон измерений* — значения измеряемой величины, при которых выдерживается нормированная точность прибора.

Под чувствительностью понимают отношение изменения показания прибора Δl к вызывающему его изменению Δx измеряемой величины: $s = \Delta l / \Delta x$.

Абсолютная погрешность измерений — это разность между измеряемой величиной $x_{из}$ и ее истинным значением $x_и$. Кроме абсолютной погрешности $x_{из} - x_и$ используют *относительную и приведенную погрешности,* выражаемые в процентах от измеряемой или нормирующей величины $x_н$:

$$\overline{\Delta x}_{из} = 100\% \cdot (x_{из} - x_и)/x_{из};$$

$$\overline{\Delta x}_н = 100\% \cdot (x_{из} - x_и)/x_н.$$

За нормирующую величину обычно принимают максимальное (конечное) значение шкалы прибора.

Выбор прибора в зависимости от его характеристик позволяет получать надежную и исчерпывающую информацию. На основании показаний приборов режим работы энергоблока приводят в соответствие нормативным характеристикам. В то же время по показаниям приборов судят об отклонениях, возникающих неисправностях и аварийных ситуациях. Часть измерительных приборов непосредственно соединена с системой сигнализации, защиты и управления блоком и работает в его схеме автоматики, что обеспечивает безопасность, способствует повышению экономичности энергоблока и позволяет уменьшить численность обслуживающего персонала.

Для обеспечения экономичной и надежной работы необходимо

в процессе эксплуатации энергоблока иметь сведения о параметрах, которые позволяют оценить режимы работы его теплового и электрического оборудования. При этом измеряют: расходы пара, воды, топлива, масла, водорода; их температуру и давление; температуру пламени в топке котла, а также фланцев турбины, подшипников и других элементов; уровни конденсата в конденсаторе, деаэраторе, регенеративных подогревателях и масла в маслобаках; содержание кислорода в питательной воде; напряжение и силу тока; потребляемую и вырабатываемую электрическую мощность; частоту и фазу электрического тока; частоту вращения роторов; зазоры между деталями энергетического оборудования и перемещения отдельных деталей; уровень вибрации.

Для получения этих данных основное и вспомогательное оборудование оснащают устройствами теплотехнического контроля, контрольно-измерительными устройствами и приборами. Измеряют необходимые параметры с помощью расположенных на оборудовании уровнемеров, расходомеров, трансформаторов тока и напряжения, которые устанавливают на трубо-, воздухо- и газопроводах, в топках, на корпусах, электрических линиях и т. д. Как правило, для измерения теплотехнических параметров используют комплексы, состоящие из заборного устройства, преобразователя и вторичного прибора. Вторичные приборы могут иметь устройства для визуального наблюдения (шкалы) и быть показывающими или регистрирующими. Вторичные регистрирующие приборы выдают сигналы в системы автоматического управления и регулирования, средствам дистанционного управления, технологической защиты, блокировки и сигнализации, а также в информационно-вычислительные машины.

За исправность средств контроля отвечает персонал цеха тепловой автоматики и измерений, задачей которого является их квалифицированные наладка и испытания после монтажа, необходимый ремонт и проверка после отказа, проведение профилактических мероприятий согласно инструкции по эксплуатации. Для работы приборов создаются нормальные условия, при которых точность измерений соответствует классу прибора. Нормальные условия работы оговариваются заводом-изготовителем в паспорте прибора (например, температура и влажность окружающей среды, допустимый уровень вибрации и др.). Щиты контроля и управления, расположенные в изолированных помещениях, снабжаются кондиционерами воздуха. Все приборы контроля имеют резервное электрическое питание с автоматическим и ручным переключением.

К некоторым приборам теплотехнического контроля (манометрам, расходомерам, уровнемерам и т. д.) сигнал поступает по трубным соединительным линиям, называемым импульсными, которые должны быть прямыми, наименьшей длины, с минимальным числом поворотов и изгибов. Чтобы обеспечить сток конденсата, выход воздуха или газа, импульсные линии прокладывают с уклоном. В линиях, заполненных жидкостью, не должно образовываться воздушных или газовых мешков, а в воздушных и газовых — жидких пробок.

В нижней точке линий, заполненных паром, газом или воздухом, для слива жидкости устанавливают дренаж, а в верхних точках линий, заполненных жидкостью,— газосборники для отвода газа. Импульсные линии прокладывают в отапливаемом помещении, а если необходимо, подогревают (например, линии для мазута). Импульсные линии обязательно продувают и проверяют на прочность после капитального или текущих ремонтов и очистки. Все работы на импульсных линиях выполняют по нарядам.

Измерительные кабели линий контроля защищают от теплового излучения, механического повреждения и маркируют.

Средства измерения снабжают паспортами или другими документами, в которых содержатся первоначальные технические данные и их изменения при ремонтах, проверках, настройках. Все приборы периодически проходят ведомственную или государственную метрологическую поверку, которая подтверждается специальным клеймом или пломбой и свидетельством установленной формы.

Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) электрических станций и сетей предусмотрена ответственность оперативного персонала соответствующих цехов электростанции за сохранность и чистоту внешних частей устройств автоматики, защиты и теплотехнических измерений. Персонал должен следить, чтобы на эти устройства не попадали вода, пыль, пар, мазут, масла, твердые предметы, не допускать перегрева или переохлаждения их корпусов. При необходимости следует отбирать, обдувать, очищать внешние места установки приборов, приводов, щитов, кабельных и трубных линий, проводить уборку внутри щитов. Во время ремонта основного и вспомогательного оборудования оперативный персонал обязан следить за сохранностью и чистотой средств контроля и управления.

§ 57. Приборы и методы измерений

Теплотехнические процессы характеризуются такими параметрами, как давление, расход, температура, скорость, состав и состояние среды. Одни из этих параметров определяют прямым замером, а измерительная информация о других подается к измерительным преобразователям выходного сигнала в удобную для измерения форму. В современных системах контроля и управления наибольшее распространение получили электрические и пневматические выходные сигналы.

По характеру фиксации измеряемой величины измерительные приборы подразделяют на показывающие, регистрирующие и индикаторные. Показывающие приборы позволяют фиксировать значение измеряемой величины по положению стрелки, перемещаемой относительно шкалы. Регистрирующие приборы записывают значение параметра на диаграммной бумаге перьевым наконечником, совмещенным со стрелкой. Индикаторные приборы имеют звуковые, световые и другие сигнализаторы, включающиеся при отклонении параметра от установленного пре-

дела. Кроме того, иногда применяют суммирующие расходные приборы, которые показывают расход среды, электроэнергии и т. д. за определенный промежуток времени. Приборы часто выполняются комбинированными: показывающе-регистрирующими, показывающе-индикаторными и т. д.

Измерение давления. Для измерения давлений, отличающихся от давления окружающей среды, применяют манометры и тягонапоромеры. Манометрами измеряют высокие давления пара и воды,

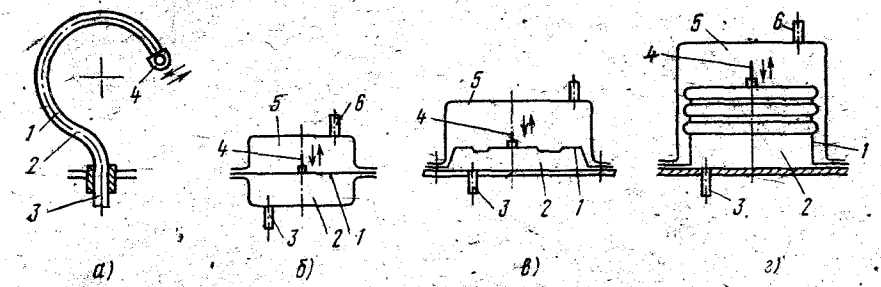


Рис. 151. Манометры деформационного типа:

а — с изогнутой полой трубкой, *б*, *в* — с мембранами, *г* — с мембранными коробками; *1* — упругий элемент, *2*, *5* — полости повышенного и пониженного давления, *3*, *6* — штуцеры, *4* — тяга, *5* — полость

а тягонапоромерами — невысокие давления теплоносителя или воздуха. Для измерения атмосферного давления служат барометры и анероиды.

Преимущественное распространение получили манометры и тягонапоромеры деформационного типа (рис. 151), принцип действия которых основан на зависимости изменения положения (перемещения) упругого элемента *1* от воздействующего на него давления, передаваемого через штуцер *3* в полость *2*. Перемещение упругого элемента воспринимается тягой *4* и через систему привода фиксируется на предварительно отградуированной шкале в виде измеряемого давления. Индикатором может служить стрелка или записывающее перо. В качестве упругих элементов в зависимости от измеряемого давления используют полые изогнутые трубки, упругие мембраны и сильфонные коробки. Линейное перемещение упругого элемента и тяги может также преобразовываться специальным устройством в электрический сигнал, отклоняющий стрелку вторичного прибора. Преобразователи могут быть индуктивные, емкостные, дифференциально-трансформаторные и др.

В пружинном манометре с механическим приводом (рис. 152) упругим элементом является полая изогнутая (пружинная) трубка *1*, заделанная в держатель *2*, крепящийся к корпусу *3*. Внутреннее пространство трубки через штуцер *10* сообщается с импульсной линией, связанной с трубопроводом, в котором измеряют давление. Другой конец пружинной трубки закрыт пробкой *8*, шарнирно сое-

диненной через поводок *9* с зубчатым сектором *7*. При изменении давления изгиб пружины изменяется и ее свободный конец отходит от первоначального положения, увлекая за собой поводок и конец зубчатого сектора, перемещение которого передается стрелке *6* через установленное на ее оси зубчатое колесо.

Деформационные тягонапоромеры имеют аналогичное устройство (рис. 153, *а*, *б*). Упругим элементом в них служит мембранная

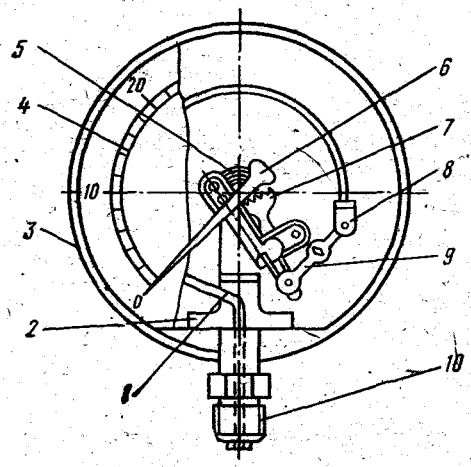


Рис. 152. Пружинный манометр:

1 — упругая полая трубка, *2* — держатель, *3* — корпус, *4* — шкала, *5* — спиральная пружина, *6* — стрелка, *7* — зубчатый сектор, *8* — пробка, *9* — поводок, *10* — штуцер

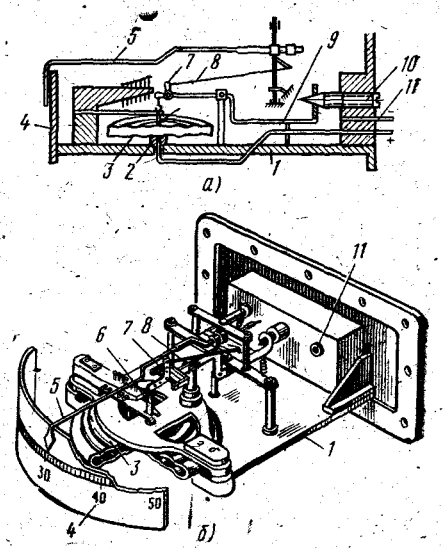


Рис. 153. Мембранный тягонапоромер:

а — разрез, *б* — устройство; *1* — плита, *2* — трубка подвода измеряемого давления, *3* — мембрана, *4* — шкала, *5* — стрелка, *6* — штифт, *7*, *9* — рычаги, *8* — тяга, *10* — винт, *11* — трубка, соединенная с атмосферой

коробка *3*. Измеряемое давление передается по трубке *2*, соединенной с импульсной линией, во внутреннюю полость манометра. Под действием разности атмосферного давления и давления в мембранной коробке происходит ее сжатие или расширение, которое через штифт *6*, рычаг *7* и тягу *8* передается стрелке *5*. Стрелку прибора устанавливают на нуль винтом *10* корректора с коническим концом, который перемещает двуплечий рычаг *9*, связанный с осью рычага *7*.

Кроме деформационных тягонапоромеров используют жидкостные приборы в виде стеклянных U-образных трубок, частично заполненных жидкостью, или наклонных трубок, присоединенных к закрытому пробкой бачку с жидкостью (рис. 154). Для правильной установки тягонапоромера с наклонной трубкой *4* служит уровнемер *5*. Шкала *6* может перемещаться по продольным прорезям *7* в местах ее крепления к плите *3*, что позволяет совмещать начало

шкалы с уровнем жидкости при отсутствии давления. Приборы заполняются жидкостями с допустимой испаряемостью, плохо смачивающими стеклянные стенки (этиловый спирт, толуол и др.).

Манометры и тягонапоромеры используют также для измерения перепадов давлений. В этом случае их называют *дифференциальными* и включают в линию так, чтобы большее давление подавалось к одному концу трубки или бачку, а меньшее — к другому ее концу.

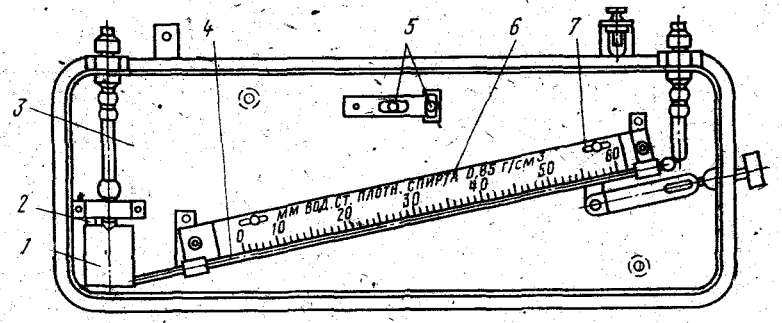


Рис. 154. Жидкостной тягонапоромер:

1 — бачок, *2* — пробка, *3* — плита, *4* — наклонная трубка, *5* — уровнемер, *6* — шкала, *7* — прорезь

или наклонной трубке. Дифманометры деформационного типа имеют дополнительный герметичный корпус со штуцером *6*, создающим с другой стороны мембран полость пониженного давления *5* (см. рис. 151, *в*).

Измерение расходов. Для измерения расходов жидкостей и газов используют сужающие устройства в комплекте с дифференциальными манометрами *2* (рис. 155) или суммирующие приборы — водомеры, газовые счетчики и др. Сужающие устройства выполняют в виде диафрагм *1* или сопл, устанавливаемых в трубопроводах. При протекании измеряемой среды через сужение скорость увеличивается и соответственно уменьшается статическое давление. Возникающая разность давлений до и после сужения, называемая *перепадом давлений* $\Delta p = p_1 - p_2$, пропорциональна расходу среды и измеряется дифманометром.

Суммирующие расходомеры выполняют в виде скоростных счетчиков с винтовой вертушкой (или крыльчаткой), устанавливаемых в трубе и соединенных через привод с прибором. Принцип действия их состоит в измерении количества протекающей жидкости в зависимости от частоты вращения вертушки.

Измерение температуры. Для измерения температуры используют жидкостные термометры (типа градусников), термометры сопротивления, термоэлектрические термометры и оптические пирометры. Принцип действие электрического термометра сопротивления основан на изменении электрического сопротивления вещества в зависимости от температуры. По типу чувствительного элемента различают платиновые (ТСП) и медные (ТСМ) проволочные тер-

мометры сопротивления, а также терморезисторы (термисторы) — полупроводниковые термометры сопротивления (ММТ — медно-марганцовые и КМТ — кобальто-марганцовые). Чувствительный элемент проволочных термометров сопротивления (рис. 156) выполнен в виде намотанной на каркас *1* проволоки *2*, покрытой изоляцией *3*, к концам которой припаивают серебряные выводы *4*, присоединяемые к зажимам термометра. Чувствительный элемент

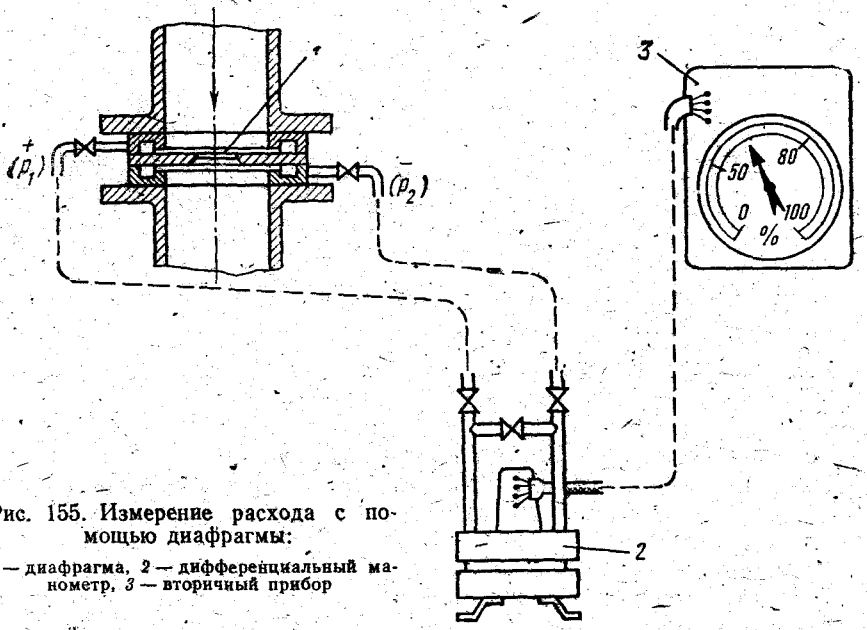


Рис. 155. Измерение расхода с помощью диафрагмы:
1 — диафрагма, *2* — дифференциальный манометр, *3* — вторичный прибор

вставляется в гильзу термометра, помещаемую в объект измерения.

В терморезисторах (рис. 157) чувствительный полупроводниковый элемент *3* размещен в металлическом чехле *2* и с одной стороны залит оловом *1*, а с другой имеет медные выводы *4* в стеклянной изоляции *5*. Пространство между чехлом и полупроводниковым элементом залито эмалью.

Проволочные платиновые термометры сопротивления позволяют измерять температуру от —200 до +750°С, а медные — от —50 до +180°С; терморезисторами ММТ измеряют температуру от —70 до +120°С, а КМТ — от —70 до +180°С. Терморезисторы имеют малые размеры, небольшую инерционность и широко применяются в системах технологической сигнализации.

Принцип действия термоэлектрических термометров основан на возникновении электродвижущей силы на стыке (в спае) разнородных металлов или сплавов при их нагреве. Термоэлектрический термометр состоит из чувствительного элемента — термопары, вторичного электроизмерительного прибора и соединительных проводов. Термопара представляет собой два спаянных между собой разно-

родных металлических электрода, покрытых изоляцией и помещенных в металлический корпус. Для измерения различных температур (°С) применяют следующие термопары *:

Платинородий-платиновые (ПП) . . .	от —20 до +1300 (1600)
Хромель-алюмелевые (ХА)	от —50 до +1000 (1300)
Хромель-копелевые (ХК)	от —50 до + 600 (800)
Медь-константановые	от —200 до +200 (500)

Термометры сопротивления и термоэлектрические термометры комплектуют как с показывающими, так и с регистрирующими вторичными приборами. Вторичными приборами служат уравновешенные и неуравновешенные мосты и дополнительно — логометры для ТСП или ТСМ и милливольтметры для термопар.

Принцип действия оптических пирометров основан на сопоставлении светимости измеряемого объекта (например, факела) со светимостью нити, нагреваемой источником тока. Эти приборы в основном используют для измерения высоких температур (до 2000 °С).

Газоанализаторы. Для определения количественного состава газообразного топлива или продуктов сгорания применяют химические, тепловые и магнитные газоанализаторы. Принцип действия химических газоанализаторов основан на последовательном поглощении отдельных компонентов газов различными химическими реактивами.

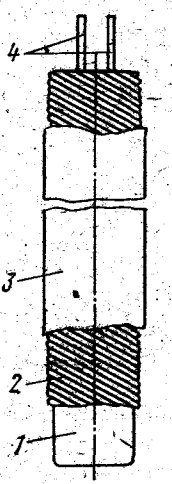


Рис. 156. Электрический термометр сопротивления:

1 — каркас, *2* — проволока, *3* — изоляция, *4* — выводы

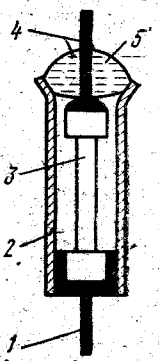


Рис. 157. Терморезистор:

1 — олово, *2* — чехол, *3* — полупроводниковый элемент, *4* — вывод, *5* — изоляция (стекло)

Наиболее широкое распространение получили ручные переносные химические газоанализаторы ОРС (рис, 158), которые преимущественно используют для определения содержания диоксида углерода, кислорода и реже — оксида углерода. Анализируемый газ через фильтр *1*, трехходовой кран *2* и распределительную гребенку *4* с помощью уравнительного сосуда *6* отбирается в измерительную бюретку *5*. После отбора пробы распределительная гребенка трехходовым краном отключается от линии отбора и дымовые газы направляются к отсасывающему устройству *10*, а отобранная проба из измерительной бюретки через распределительную гребенку и краны *3* последовательно направляется в заполненные реактивами поглотительные сосуды *7*, *8* и *9* соответственно для CO_2, O_2 и CO.

* В скобках даны кратковременно допускаемые температуры измерения.

Для автоматизированного контроля используют магнитные газоанализаторы кислорода и тепловые газоанализаторы диоксида углерода.

Тепловые газоанализаторы подразделяют на термокондуктометрические и термохимические. Принцип действия термокондуктометрических газоанализаторов (рис. 159, *а*) основан на сопоставлении теплопроводностей анализируемой и сравнительной (воздух) смесей. Анализируемая проба газа, пройдя поглотительный фильтр *1*, поступает в основной канал *2*, откуда часть ее проходит в измерительную камеру *3* с проволочным нагревателем *4*, одновременно являющимся плечом *R4* измерительного моста регистрирующего прибора (рис. 159, *б*). В другое плечо *R5* моста включена сравнительная камера *5*, заполненная воздухом. Кроме того, в плечи моста включены постоянные *R1* и *R3* и регулировочный *R2* резисторы. Прибор получает питание от источника постоянного тока, для регулирования и контроля которого служат соответственно пе-

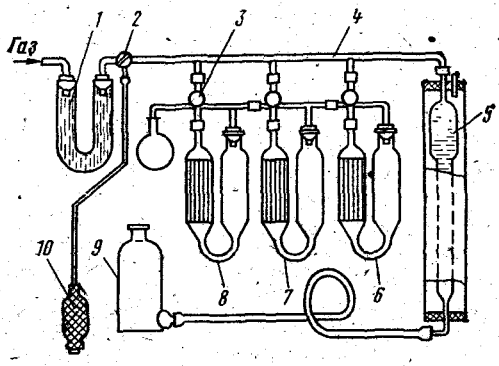


Рис. 158. Переносной газоанализатор:

1 — фильтр, *2* — трехходовой кран, *3* — краны поглотительных сосудов, *4* — распределительная гребенка, *5* — измерительная бюретка, *6* — уравнительный сосуд, *7*, *8*, *9* — поглотительные сосуды, *10* — отсасывающее устройство

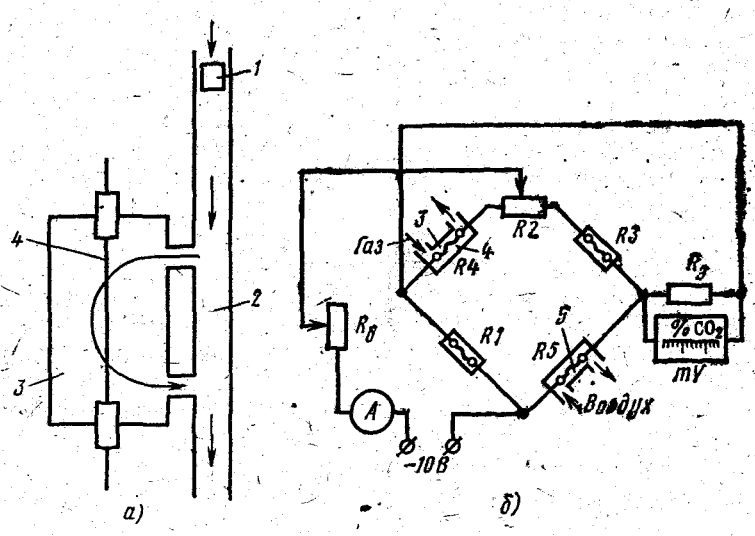


Рис. 159. Термокондуктометрический газоанализатор для определения содержания диоксида углерода (*а*) и его измерительный мост (*б*):

1 — поглотительный фильтр, *2* — канал, *3*, *5* — измерительная и сравнительная камеры, *4* — проволочный нагреватель

ременный резистор $R_б$ и амперметр A. Когда через все камеры пропускают воздух, измерительный прибор — милливольтметр, установленный в диагонали моста, показывает нуль. При подаче в рабочие камеры исследуемой пробы газа равновесие моста нарушается и в его диагонали появляется ток. Падение напряжения на эталонном резисторе $R_э$ в измерительной диагонали моста фиксируется

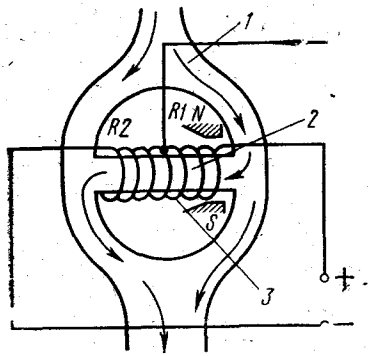


Рис. 160. Магнитный газоанализатор (кислородомер):

1 — кольцевая камера, *2* — соединительная трубка, *3* — платиновая проволока

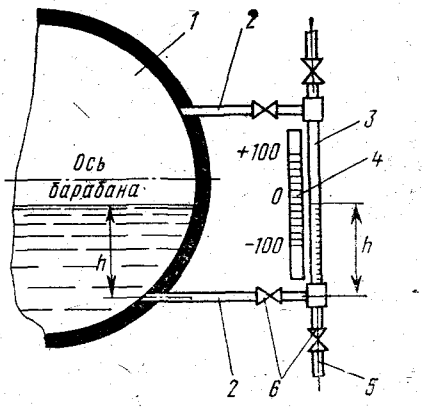


Рис. 161. Жидкостной уровнемер:

1 — барабан котла, *2* — соединительные трубки, *3* — водомерное стекло, *4* — шкала, *5* — продувочная линия, *6* — краны

милливольтметром mV, отградуированном в процентном содержании измеряемых компонентов, например CO_2.

Термохимические газоанализаторы применяют ограниченно.

Магнитные газоанализаторы (кислородомеры), основанные на магнитных свойствах кислорода (рис. 160), представляют собой кольцевую камеру *1* из немагнитного материала. На трубку *2*, соединяющую каналы кольцевой камеры, намотана платиновая проволока *3*, нагреваемая источником постоянного тока до температуры 100—250°С. У одного из концов трубки расположен постоянный магнит, создающий неравномерное по длине магнитное поле. При поступлении в рабочую камеру пробы газа имеющийся в ней кислород втягивается под действием магнитного поля в трубку *2*, выталкивая из нее нагретые газы и одновременно охлаждая проволоку *3*. Чем выше содержание кислорода в пробе, тем больше охлаждается проволока и соответственно разность сопротивлений ее начальной *R1* и конечной *R2* частей, включенных в разные плечи измерительного моста. Таким образом, содержание кислорода в измерительной пробе определяют по разности сопротивлений. Для нормальной работы прибора необходимо устанавливать его в зонах с отсутствием магнитных полей и поддерживать постоянными силу тока, расход, давление и температуру измеряемой газовой смеси.

Как уже отмечалось, работа блочной установки существенно зависит от таких характеристик пара (воды), как солесодержание,

кислотность, наличие минеральных примесей. Солесодержание среды можно определить непосредственно химическим анализом. Однако из-за трудоемкости отбора проб этот метод заменяют косвенными измерениями приборами, показывающими, например, изменение электропроводности среды в присутствии солей. При этом в измеряемую среду (конденсат пара, воду) помещают электроды, соединенные с источником тока. В зависимости от электропроводности среды сопротивление и ток в измерительной цепи изменяются. Предварительно приборы тарируют, используя растворы различных солей (например, NaCl) и градуируют в единицах солесодержания.

Измерение уровня. В энергетических блоках учитывают и измеряют уровни твердого топлива в бункерах и жидкого в резервуарах, воды в барабане котла, деаэраторах, баках, сепараторах и др.

Для измерения уровня жидкости используют простейшие уровнемеры с водомерными стеклами (рис. 161), основанные на принципе сообщающихся сосудов. Водомерные стекла *3* соединены трубками *2* с нижней и верхней частями барабана *1* котла. По шкале прибора *4* отмечают уровень жидкости, наполняющей барабан. Для возможности отключения и продувки уровнемера на соединительных трубках имеются краны *6* и продувочные линии *5*. В поплавковых уровнемерах на поверхности измеряемой жидкости находится плавающий поплавок, соединенный системой привода с измерительной частью прибора.

Уровни твердых тел (угля, угольной пыли, твердых реактивов) обычно измеряют различными щупами, мерными линейками и др. Однако эти измерения неточны и носят приблизительный характер.

§ 58. Автоматизация управления энергоблоком

Средства автоматизации (регуляторы, коммутирующая аппаратура, электроприводы запорных и перепускных регулирующих клапанов и др.) должны обеспечивать надежный и экономичный режим эксплуатации объектов управления. Различают четыре уровня автоматизации энергоблоков. При первом уровне энергоблок должен иметь такие средства автоматизации управления и защиты, которые позволяют вести технологический режим силами двух операторов и нескольких обходчиков. При втором уровне автоматизации блоком могут управлять оператор и обходчик. Третий уровень позволяет вести автоматическую обработку информации в ходе технологического процесса и автоматический расчет показателей блока с передачей этих данных в вышестоящие организации. Четвертый уровень отвечает высшей степени развития систем управления и позволяет вести технологический процесс, отыскивая наивыгоднейшие режимы работы.

Для автоматизации энергоблока оборудование оснащают датчиками параметров рабочих тел (давления, температуры, влажности), расходов и измерительными устройствами (датчики оборотов, температуры металла, вибрации, перемещений и др.), поз-

воляющими следить за его состоянием, а также необходимой арматурой, автоматически управляемой электроприводом. Для согласованного контроля и управления оборудованием при разных уровнях автоматизации используют различные средства.

Информационно-вычислительные машины энергоблоков непрерывно и периодически контролируют и регистрируют технологические параметры, сигнализируют об их отклонениях, рассчитывают технико-экономические показатели, выдают обобщенные сведения в вычислительную машину системы управления станции или энергосистемы. Значение наиболее важных параметров (давление пара, частоту сети, мощность генератора и др.) оператор может наблюдать непосредственно на пульте.

Управляющие вычислительные машины решают задачи, часть которых совпадает с задачами информационно-вычислительных машин. Вместе с тем их возможности гораздо шире. Так, они осуществляют автоматический пуск блока из различных тепловых состояний и останов его; управляют блоком при аварийных ситуациях, выбирая такой безопасный режим, при котором он работает с максимально возможной загрузкой.

Автоматизированные системы управления (АСУ) обеспечивают решение таких задач, как контроль процессов, режимов и состояния оборудования, управление основным и вспомогательным оборудованием во всех режимах его работы, позволяют автоматически регулировать технологические параметры во всем диапазоне нагрузок, включая пуски и остановы оборудования, его защиту при аварийных ситуациях, сигнализируют при отклонениях параметров от допустимых пределов. Кроме того, с их помощью производятся сбор и обработка информации для расчета технико-экономических показателей энергоблоков. Степень автоматизации зависит от мощности энергоблока, типа оборудования, заданных технологических параметров и должна обеспечивать надежную и эффективную работу оборудования в различных режимах без вмешательства обслуживающего персонала.

Автоматическая система управления позволяет оператору своевременно принять правильное решение, обеспечивает быстроту выполнения необходимых операций и тем самым надежность и экономичность эксплуатации. Однако даже при использовании самой современной АСУ ведущая роль в управлении и контроле остается за человеком.

Автоматическое регулирование работы оборудования осуществляется местными регуляторами или группами регуляторов технологических процессов и параметров. Различают общестанционные и локальные системы автоматического управления.

Общестанционными являются системы регулирования частоты и мощности вырабатываемой электроэнергии, которые должны поддерживать их на заданном уровне. При отклонении частоты от заданного значения измерительное устройство подает сигнал в систему регулирования нагрузки турбины и устройство изменения нагрузки котла. Нагрузку турбины при изменении нагрузки котла

изменяют с помощью систем, в которые входит главный регулятор, или регулятор нагрузки.

Структурная схема системы регулирования нагрузки парового котла показана на рис. 162. Главный регулятор *2* получает два сигнала: сигнал по давлению свежего пара перед турбиной p_0 и опережающий сигнал по положению регулирующих клапанов $h_{рк}$. Опережающий, или скоростной, сигнал формируется, проходя через специальное устройство *1* — дифференциатор. Сформированный регулятором управляющий сигнал через размножитель *3* поступает в качестве сигнала задания для других местных схем регулирования: к регуляторам питания котла по различным трубопроводам (сигналы *а* и *б*) и к регуляторам питательных насосов (сигнал *в*). Локальные системы регулирования питания и питательных насосов могут быть выполнены по разнообразным схемам.

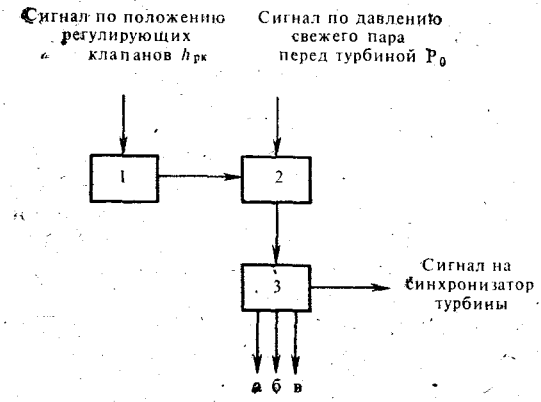


Рис. 162. Структурная схема регулирования нагрузки парового котла:
1 — дифференциатор, *2* — главный регулятор, *3* — размножитель сигналов

Автоматическое регулирование подачи питательной воды и топлива в энергоблоках с прямоточными котлами должно поддержи-

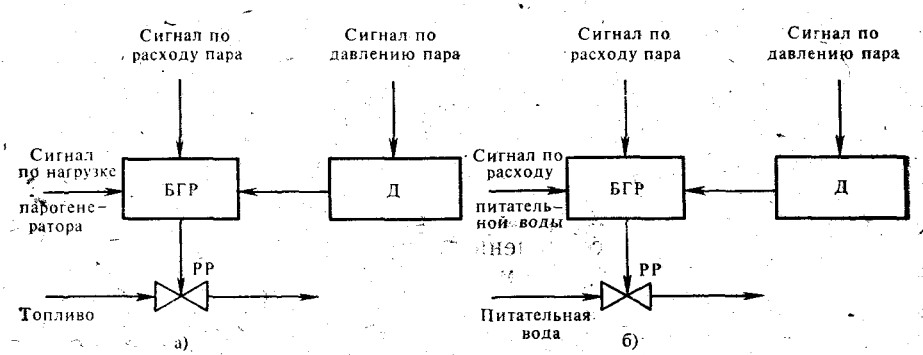


Рис. 163. Схемы регулирования подачи топлива (*а*) и питательной воды (*б*)

вать устойчивое соотношение между количеством питательной воды и топлива, которое зависит от температуры перегретого пара в перегревателе. Заданная температура перегрева обеспечивается изменением подачи питательной воды либо топлива (рис. 163, *а*, *б*).

Сигнал зависит от изменения расхода пара в средней радиационной части водопарового тракта и скорости изменения в ней давления. Котел имеет также регуляторы подачи воздуха, удаления дымовых газов, температуры перегрева пара и другие, которые выполняются по аналогичным схемам, но с использованием других формирующих сигналов.

§ 59. Средства автоматизации

Основными средствами автоматизации являются регуляторы и исполнительные механизмы. Регуляторы служат для создания требуемого воздействия на регулирующие органы и, как правило, предназначены для работы с электрическими исполнительными механизмами с постоянной скоростью перемещения. Регулятор (рис. 164) состоит из установленных в общем корпусе измерительного ИБ и электронного *ЭБ* блоков. На вход измерительного блока поступают сигналы от преобразователя *Д* и сигнал от преобразователя *З*, с помощью которого изменяется заданное значение регулируемой величины. Управляющий сигнал с выхода электронного блока поступает на исполнительный механизм *ИМ*, управляющий регулирующими органами *РО*. Главная обратная связь внутри электронного блока позволяет формировать закон регулирования.

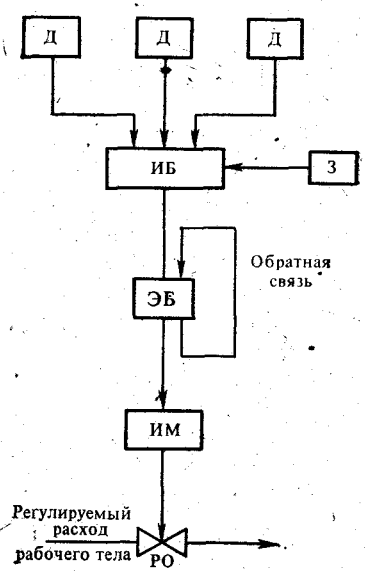


Рис. 164. Структурная схема электронного регулятора

Исполнительные механизмы предназначены для перемещения регулирующих органов и состоят из электрического сервопривода и колонки дистанционного управления. Сервопривод представляет собой трехфазный асинхронный электродвигатель переменного тока, соединенный с двухступенчатым редуктором. Колонка дистанционного управления служит для управления сервоприводом и снабжена преобразователем перемещения его выходного вала. По принципу действия исполнительные механизмы делятся на контактные и бесконтактные.

§ 60. Технологические защиты энергоблока

Защита служит для предотвращения аварий оборудования при выходе параметров за допустимые пределы и воздействует на запорные органы, управляет аварийным пуском или остановом

основного и вспомогательного оборудования. Приборы и устройства автоматической защиты контролируют наиболее важные параметры и вступают в действие, когда возможности автоматического управления исчерпаны или оператор оказался не в состоянии во время среагировать на недопустимое отклонение контролируемой величины.

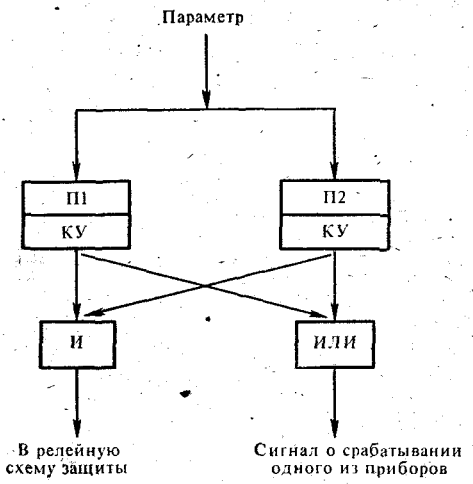


Рис. 165. Схема включения приборов защиты

Надежность защиты определяется надежностью первичных приборов, которые измеряют контролируемый параметр. В схемах защиты (рис. 165) информация от первичных приборов поступает в релейную логическую систему, которая по заданной программе с помощью программных устройств П1 и П2 управляет оборудованием. Сигнал с контактных устройств КУ1 и КУ2 поступает на логический элемент «*И*», откуда направляется в релейную схему защиты. Для повышения надежности информация поступает от двух контактных устройств. Элемент «ИЛИ» используется в схемах защиты оборудования, не требующего повышенной надежности, или если ложные срабатывания маловероятны. Сигнал с релейных схем защиты поступает на устройства пуска и останова исполнительных механизмов.

Технологические защиты разделяют на главные и местные. Все агрегаты и устройства, подвергавшиеся воздействию защиты после устранения причин, вызвавших ее срабатывание, возвращаются в исходное положение. Эту операцию выполняет персонал.

Контрольные вопросы

1. Какие методы измерения вы знаете?
2. Какие приборы применяют для измерения параметров рабочего тела?
3. Каково назначение автоматической системы управления на электростанции?
4. Из каких элементов состоит автоматический регулятор?
5. Каково назначение технологических защит?

ГЛАВА ЧЕТЫРНАДЦАТАЯ

УСЛОВИЯ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКОВ

§ 61. Основные положения системы безопасности труда

Основная задача системы безопасности труда — обеспечение таких условий обслуживания, монтажа и ремонта оборудования, при которых жизнь и здоровье персонала не подвергались бы опасности. Сферы деятельности эксплуатационников, монтажников и ремонтников различны, поэтому различны требования безопасности, которые они должны соблюдать. Однако эксплуатационному персоналу иногда приходится выполнять ремонтные и некоторые монтажные работы. К самостоятельной работе в качестве машинистов энергоблоков допускаются лица не моложе 18 лет, выдержавшие установленные Госгортехнадзором испытания и имеющие об этом отметку в удостоверении в разделе «Свидетельство на право производства специальных работ».

Каждый работник из числа дежурного персонала до назначения его на самостоятельную работу или при переводе с одной работы (должности) на другую обязан пройти производственное обучение на рабочем месте с последующей работой в качестве дублера. Дублер, как и опытный рабочий, руководящий им и контролирующий его действия, отвечает за соблюдение правил безопасности труда.

Персонал электростанций обеспечивается спецодеждой и спецобувью. Спецодежда не должна иметь развевающихся частей, которые могут быть захвачены движущимися (вращающимися) механизмами. Запрещается засучивать рукава спецодежды. Волосы должны быть убраны под головной убор. Женщины, обслуживающие движущиеся (вращающиеся) механизмы, должны носить брюки, комбинезон или полукомбинезон. При нарушении правил безопасности труда или обнаружении неисправности в работе оборудования о них следует немедленно сообщить непосредственному руководителю, а при его отсутствии — вышестоящему руководителю. Нарушение правил безопасности труда любым работником рассматривается как несоблюдение производственной дисциплины. Каждый такой случай обязательно расследуется администрацией и обсуждается на собраниях работников бригады, участка, цеха в присутствии виновных. Виновные в нарушении правил безопасности труда подвергаются дисциплинарным взысканиям.

Одним из важных условий безопасности при эксплуатации оборудования электростанций является порядок на рабочем месте. Полы и междуэтажные перекрытия всех производственных помещений должны быть полностью исправными; стоки, дренажные и другие каналы, а также люки колодцев перекрыты заподлицо с полом. Все проходы и проезды должны быть хорошо освещены, свободны и безопасны для движения пешеходов и транспорта. В течение рабочего дня, после каждой смены или при перерывах

в работе необходимо убирать рабочие места, проходы и проезды беспылевым способом. Нельзя хранить в теплосиловых цехах легковоспламеняющиеся материалы. Суточный запас смазочных масел можно хранить вблизи рабочих мест в специальных металлических бачках, ящиках и масленках. Чистые и грязные обтирочные материалы хранят отдельно в закрытых металлических ящиках. Грязный обтирочный материал ежедневно убирают.

Персонал электростанций должен быть обучен приемам борьбы с пожаром. Необходимые средства пожаротушения (пожарные краны, стволы, рукава, огнетушители, ящики с песком и т. д.) располагают в доступных местах цеха.

В определенных местах, отведенных администрацией цеха по согласованию с медпунктом, располагают аптечки с перевязочными материалами и медикаментами. Персонал электростанций должен быть обучен приемам оказания первой помощи пострадавшим от электрического тока и при других несчастных случаях. Работник электростанции, оказавшийся поблизости от пострадавшего, должен остановить оборудование или соответствующий механизм, снять напряжение, отключить подачу пара, оказать первую помощь, вызвать старшего по смене (вахте) и в дальнейшем действовать по его указанию.

Запрещается чистить, обтирать и смазывать вращающиеся или движущиеся части механизмов, опираться или становиться на барьеры площадок, предохранительные кожухи муфт, подшипники, трубопроводы, конструкции и перекрытия, не предназначенные для прохода по ним и не имеющие специальных ограждений и поручней. Нельзя находиться на площадках агрегатов, в плоскости фланцевых соединений, вблизи арматуры трубопроводов, предохранительных клапанов, люков и лазов системы пылеприготовления и газоходов котла, если это не вызвано необходимостью обслуживания или ремонта.

При пуске, останове и испытании оборудования вблизи него и на его площадках может находится только персонал, выполняющий эти работы, и лица, имеющие разрешение начальника цеха.

§ 62. Безопасное обслуживание оборудования

Для обеспечения безопасности труда особое внимание обращают на обслуживание котлов, пылеприготовительных установок, бункеров топлива, систем оборудования газового и мазутного хозяйства.

Теплосиловые цеха следует тщательно убирать, удалять пыль со стен, подоконников, перекрытий, лестниц и поверхностей оборудования отсасыванием или влажным способом. По условиям взрывоопасности необходимо не реже 1 раза в сутки отбирать пробы угольной пыли на влажность, тонину помола, записывая результаты анализа в ведомость смены. Перед пуском пылеприготовительных установок следует убедиться в отсутствии отложений и тлеющи очагов угольной пыли. Запрещается курить и работать с откры-

тым огнем в помещениях пылеприготовительных установок. Допускается сваривать только тяжелые громоздкие детали, которые нельзя вынести.

Бункеры топлива. Спуск людей в бункер для проталкивания застрявшего топлива, а также в неработающий бункер с пылью или фрезерным торфом запрещается. Только в исключительных случаях — перед ремонтом котлов или переводом их на длительное время на сжигание газа или мазута — разрешается спуск людей в бункера топлива для их очистки. При этом необходимо строго соблюдать специальные правила техники безопасности. Допускается непрерывное пребывание людей в бункере для его очистки от топлива не более 20 мин с перерывами по 15—20 мин.

Рабочий должен спускаться в бункер в брезентовой одежде, сапогах, рукавицах и маске, с кислородным прибором наготове. При спуске рабочего в бункер страхующий канат поддерживают в слегка натянутом состоянии, а при работе — натягивают полностью. Запрещается спускать рабочего ниже уровня нависшего топлива. При случайном падении человека в бункер следует немедленно прекратить подачу топлива, перекрыть отсекающий шибер или остановить питатели и принять экстренные меры к подъему упавшего. Запрещается спуск в бункер женщин и подростков до 18 лет, а также работа в бункерах с тлеющим или дымящимся топливом.

Газовое и мазутное хозяйство. Обслуживание газового хозяйства ведут в соответствии с требованиями «Правил безопасности в газовом хозяйстве». Так как газовоздушная смесь при определенной концентрации взрывоопасна, топки работающих на газе котлов и газопроводы оборудуют взрывными предохранительными клапанами. При включении газопровод тщательно продувают газом через продувочные свечи, чтобы не допустить образования взрывоопасных газовоздушных смесей. Эксплуатация газопровода при наличии утечки газа не допускается.

Плотность соединений газопровода проверяют, нанося на них мыльный раствор (в местах утечки газа появляются пузыри). При разрыве или разрушении газопровода следует немедленно перекрыть задвижкой поврежденный участок со стороны поступления газа, проветрить помещение, прекратить все работы, вывести людей и удалить возможные источники воспламенения газа. В журнале обхода газопроводов должны быть указаны опасные в отношении загазованности места. Такими местами считаются помещения, в которых концентрация газа может быть выше допустимой. По санитарным нормам она не должна превышать 1/5 от нижнего предела взрывоопасности. Освещают такие помещения только переносной взрывобезопасной лампой шахтерского типа; входить в них в обуви, подбитой стальными гвоздями или подковами, запрещается; инструмент при работе не должен давать искры (быть медным или омедненным). Опасные в отношении загазованности помещения можно посещать только вдвоем, причем один остается снаружи и непрерывно наблюдает за работающим. Обнаружив утечку газа,

следует немедленно сообщить об этом начальнику соответствующего цеха или главному инженеру электростанции.

Обслуживание мазутного хозяйства ведут в соответствии с требованиями «Правил техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций». В помещениях, где расположены мазутные насосы, запрещается курение и применение открытого огня. Разлитый или протекающий мазут следует немедленно удалить и досуха вытереть места, где он был пролит. Запрещается отогревать открытым огнем замерзшие участки мазутопроводов.

Котлы. При обслуживании котлов необходимо соблюдать требования «Правил устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов» Госгортехнадзора. Эксплуатация котлов с неисправными предохранительными клапанами запрещается. Во избежание взрыва нельзя вносить открытое пламя или другие источники запала в топку котла без предварительной вентиляции ее и газоходов. При обрыве факела пламени запрещается зажигать его от раскаленной кладки или через амбразуры без растопочного факела и предварительной вентиляции. Обивать шлак в топке можно только с разрешения начальника смены. Машинист котла должен быть уведомлен об обивке шлака с котла и обязан в это время обеспечить устойчивый режим горения, а также достаточный вакуум в топке и газоходах. Работать внутри топок и газоходов разрешается только при остановленном и достаточно охлажденном котле. При 50—60°С осмотр или аварийные работы выполняют в тяжелой спецодежде и валенках; при более высокой температуре работы в топке и газоходах запрещены.

При очистке топки внутри должно находиться не менее двух человек. Нельзя проводить чистку топки при работе в газоходах и на поверхностях нагрева котла.

Работы в барабане котла можно проводить, если на расстоянии вытянутой руки от его торца температура составляет не более 45°С. Длительность работы в барабане без перерыва — не более 20 мин. Чистку барабана должны выполнять не менее двух человек.

Турбоагрегат. При обслуживании турбоагрегата особое внимание обращают на возможность воспламенения масла, поэтому маслопроводы высокого давления заключают в специальные стальные короба со сливом, маслопроводы без коробов отделяют от горячих поверхностей экранами, а фланцы и тройники заключают в специальные кожухи со сливом. Во избежание пожара запрещается производить какие-либо работы, связанные с заменой и ремонтом арматуры на маслопроводах и разборкой деталей системы регулирования при работающей турбине или включенном маслонасосе.

Полы помещения турбинного цеха должны быть чистыми и сухими. Пролитое масло нужно немедленно насухо вытереть. При работе с огнестойким токсичным маслом «Иввиоль» необходимо соблюдать особые меры безопасности: утечки этого масла недопустимы.

Ремонтные работы на турбоагрегате проводят в соответствии со специальными правилами безопасности. Остановленная на ремонт турбина должна быть отключена от общих паропроводов. Теплосиловое оборудования давлением выше $6 \cdot 10^6$ Па (60 ат) отключают двумя последовательно установленными задвижками при наличии между ними дренажного устройства (с диаметром условного прохода не менее 20 мм), которое соединяется непосредственно с атмосферой. Опробуют и прогревают паропроводы после ремонта или подтяжки болтов фланцевых соединений при давлении не более $5 \cdot 10^5$ Па (5 ат).

Безаварийное обслуживание оборудования. В каждом цехе имеются необходимые инструкции и технологические схемы, перечень которых утверждается главным инженером электростанции. Строгое соблюдение этих инструкций обеспечивает безаварийное обслуживание оборудования.

Основное и вспомогательное оборудование электростанций, тепловых и электрических сетей, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, заслонки газо- и воздухопроводов нумеруются. Схемы оборудования вывешивают на видном месте в помещении, где оно находится. Необходимые инструкции должны быть на всех рабочих местах.

В инструкции по эксплуатации обязательно входят краткая характеристика данной установки, последовательность операций при подготовке ее к пуску, пуске, останове и обслуживании при нормальных условиях и в аварийных режимах, порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям, требования по технике безопасности. При изменении условий эксплуатации или состояния оборудования в инструкции вносятся необходимые дополнения, которые доводятся до сведения работников. Пересматривают инструкции 1 раз в 3 года. Четкое и неуклонное выполнение инструкций обеспечивает надежную, экономичную и слаженную работу всех элементов электростанций.

§ 63. Обязанности обслуживающего персонала

Основные обязанности работников электростанций записаны в «Правилах технической эксплуатации станций и сетей». Соблюдение этих правил способствует бесперебойному энергоснабжению потребителей; надежной работе оборудования; выработке электроэнергии и теплоты требуемого качества (частота и напряжение электрического тока, давление и температура промышленного и теплофикационного отборов пара и горячей воды); выполнению диспетчерских графиков электрической и тепловой нагрузок; максимальной экономичности работы оборудования; защите окружающей среды.

Каждый работник электростанции должен всемерно укреплять и соблюдать государственную, трудовую и технологическую дисциплину, выполнять «Правила технической эксплуатации станций

и сетей», правила безопасности труда, инструкции, касающиеся его деятельности, а также правила внутреннего распорядка.

Состав, функции и взаимоотношения производственных служб, цехов и других подразделений электростанций устанавливаются в соответствии с типовыми организационными структурами. Внутри подразделений обязанности распределяются между мастерами и другим персоналом. На каждой электростанции здания, сооружения, оборудование и коммуникации распределяются между производственными цехами, службами, участками и лабораториями.

Должностными инструкциями устанавливается круг обязанностей каждого работника, его служебные отношения с вышестоящим и подчиненным персоналом. На каждом рабочем месте имеются перечни инструкций по обслуживанию оборудования и его схем, которые обязан знать работник. Обязательно указываются права, обязанности и ответственность данного работника, оговариваются служебные отношения между вышестоящим, подчиненным и другим персоналом, с которым он связан по работе.

Для регистрации режимов работы оборудования обслуживающий персонал цехов электростанций обязан вести по установленным формам суточные ведомости.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные обязанности работника электростанций?
2. Где располагают средства пожаротушения?
3. Каковы последствия нарушений правил техники безопасности?
4. Какие меры предосторожности нужно соблюдать, работая во взрывоопасном помещении?
5. Чем обеспечивается безаварийное обслуживание оборудования?

ГЛАВА ПЯТНАДЦАТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПАРОВЫХ КОТЛОВ И ИХ ОБОРУДОВАНИЯ

§ 64. Подготовка котла к растопке

Растопку котла производят после очередного останова или ремонта. Предварительно проверяют качество выполнения ремонтных работ, а также устранены ли дефекты и учтены ли замечания, записанные в журнал дефектов перед остановом котла. Для этого осматривают котел и его вспомогательное оборудование, проверяя состояние горелок, обмуровки, обшивки, коллекторов, паро- и водопроводов, их арматуры и подвесок (опор). После значительных внутренних ремонтов контролируют состояние топочных экранов, внутренних элементов горелок, поверхностей нагрева, их подвесок, опор, защитных и дистанционных устройств, обращая внимание на отсутствие трещин, свищей и вздутий, следов коррозии и загрязнений труб, правильность их установки и обеспечение термических расширений.

Кроме того, осматривают: вспомогательные механизмы и их приводы, тягодутьевые машины (вентиляторы, дымососы, воздуходувки, электро- и турбоприводы, системы охлаждения и смазки); мельницы, питатели сырого топлива и пыли, бункера; элементы системы пылеприготовления, обдувки и дробеочистки; системы шлакозолоулавливания и удаления. Обязательным условием является проверка связи, освещения, противопожарной готовности блока. Затем проверяют запасы топлива в бункерах и воды в баках конденсата, положение арматуры и гарнитуры на пароводяном и газовоздушном трактах, подготовку мазутного и газового хозяйства, работу защитно-запальных устройств, бесперебойность подачи пара от постороннего источника, правильность установки грузов предохранительных клапанов.

После осмотра основного и вспомогательного оборудования, проверки выполнения работ и закрытия нарядов начальник смены цеха делает соответствующую запись в оперативном журнале с указанием времени начала пусковых операций, о чем оповещаются связанные с пуском начальники электрического, химического, топливного и транспортного цехов, а также цеха контрольно-измерительных приборов и автоматики.

После сборки электрических схем дистанционного управления, сигнализации, блокировок, защит и автоматики, их проверки в соответствии с местными условиями и включения контрольно-измерительных приборов собирают электрические схемы электропривода собственных нужд блока и начинают собирать и готовить к включению технологические схемы котла (газовоздушного тракта, растопочного, паромазутного хозяйства, пылеприготовления, шлакозолоулавливания и удаления, обдувки и очистки).

К подготовке газовоздушного тракта относятся: открытие запорных шиберов на воздуховодах и индивидуальных на горелках, закрытие всех направляющих аппаратов тягодутьевых машин; открытие шиберов на стороне всасывания дымососов и напорной стороне вентиляторов, закрытие регулирующих шиберов подачи горячего воздуха на мельницы и добавки (присадки) в них холодного воздуха; открытие линий рециркуляции воздуха.

После проверки работы конденсатных и питательных насосов и завершения деаэрации питательной воды (до содержания $O_2 \leqslant 10$ мкг/кг — для *СКД*) производится сборка пароводяного тракта. Рассмотрим в качестве примера последовательность операций сборки пароводяного тракта моноблока мощностью 300 МВт (рис. 166) при подготовке его к растопке после длительного останова (из холодного состояния). Перед заполнением котла водой закрывают встроенную задвижку *6* (*ВЗ*) и открывают регулирующий питательный клапан *1* (РПК), воздушники на тракте до *ВЗ*, дроссельные клапаны *3* и *5* (*Др-1, Др-2*) встроенного сепаратора *4* (*ВС*). Кроме того, при закрытии общей *41* (*СЗ-7*) и индивидуальной задвижек впрыска открывается арматура (*СЗ-8*) и *33* (*Др-5*) на линии слива из коллекторов впрыска в деаэратор *35*. Во избежание заброса воды в перегревательный тракт за *ВЗ* и загрязненной во-

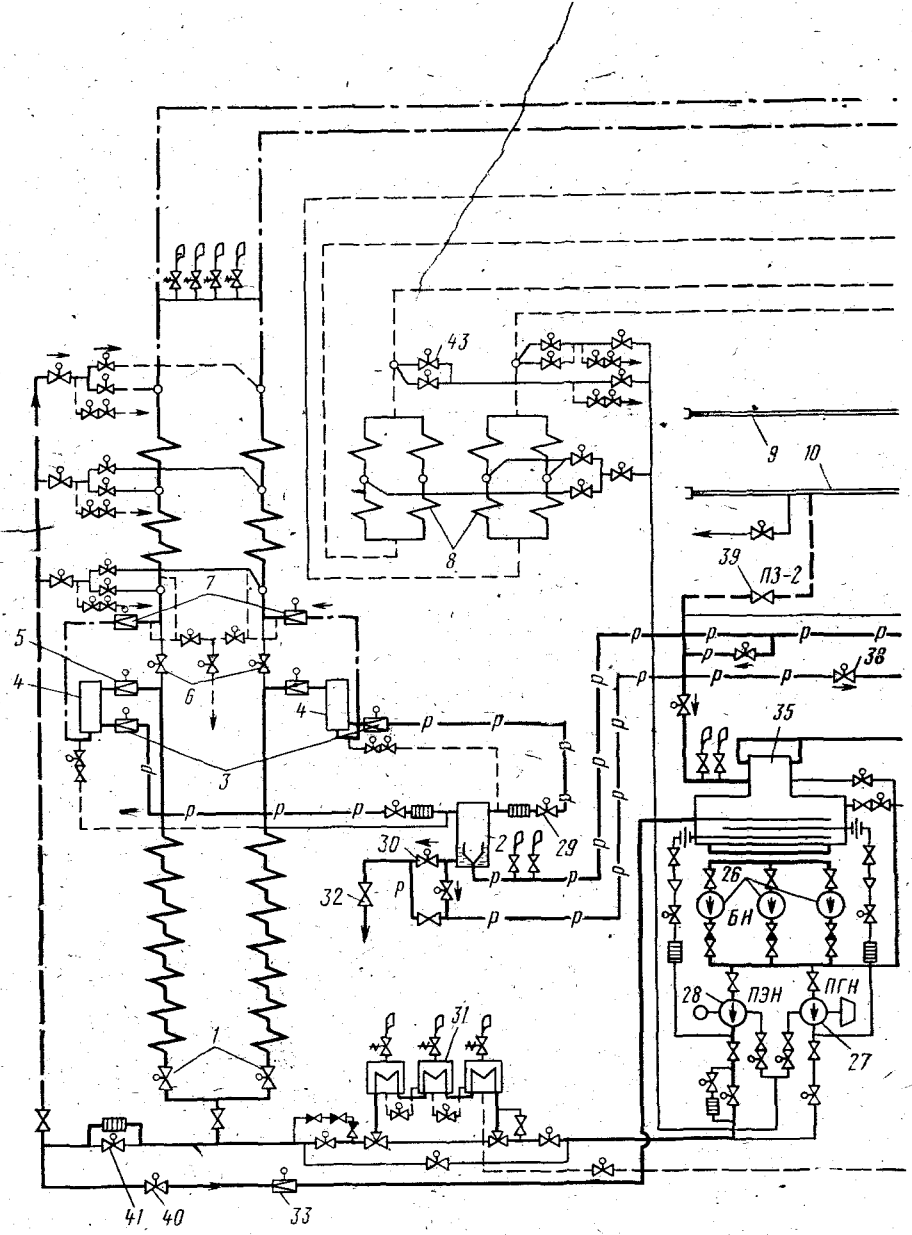
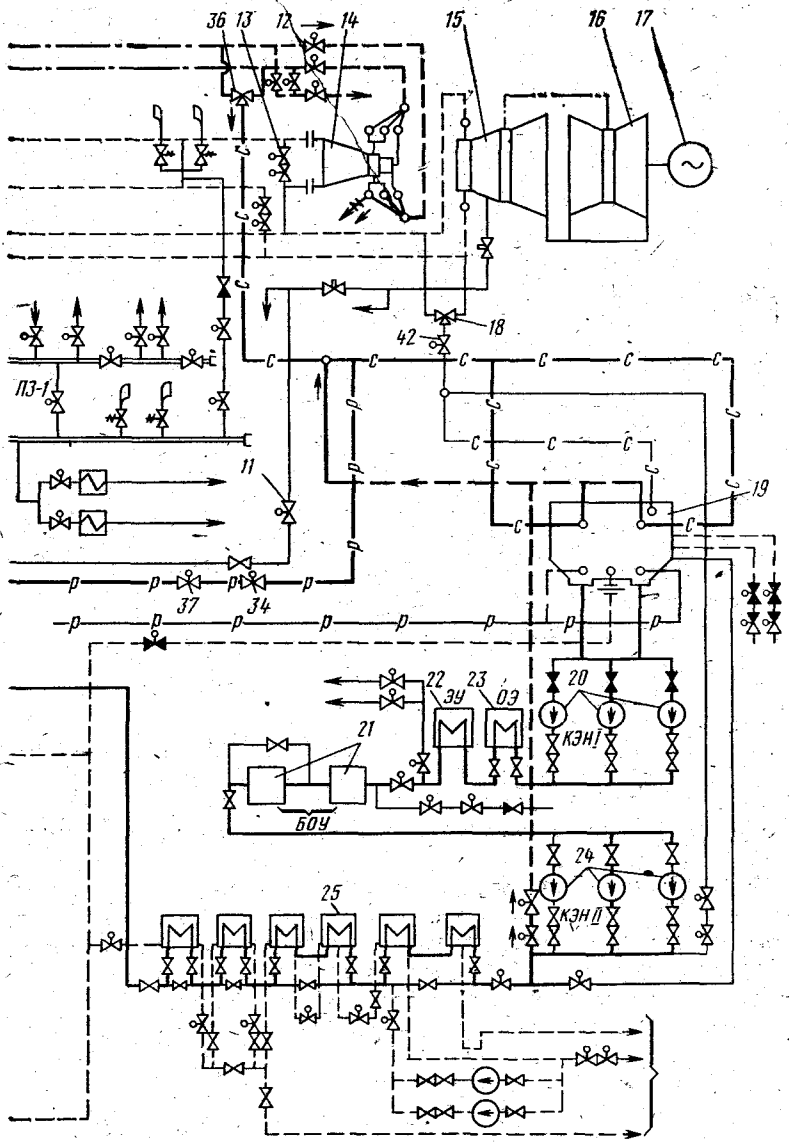


Рис. 166. Схема движения среды и положения арматуры при растопке

1 — регулирующий питательный клапан, *2* — расширитель, *3, 5, 7* — дроссельные клапаны на встроенный сепаратор, *6, 12, 39* — встроенная, главная паровая и переключающая задвижки, собственных нужд блока, *11* — редуцирующее устройство, *13* — регулирующий байпасный электрический генератор, *18* — быстродействующий включающий клапан, *19* — конденсатор, установка, *22, 23* — эжекторы уплотнений и основной, *25, 31* — подогреватели низкого и *29, 32, 37, 38, 40, 41, 42* — сбросные задвижки, *30, 34* — регулирующие клапаны на сбросе деаэратор, *36* — пускосбросное устройство (ПСБУ), *43* — пусковой впрыск



из холодного сотояния моноблока мощностью 300 МВт:

сбросе воды из сепаратора, на входе ее и на выходе пара из сепаратора, *4* — растопочный *8* — промежуточный пароперегреватель, *9* — общестанционная магистраль, *10* — коллектор клапан промперегрева, *14, 15, 16* — цилиндры высокого, среднего и низкого давления, *17* — *20, 24* — конденсатные насосы первой и второй ступеней, *21* — блочная обессоливающая *высокого давления, 26* — *бустерные насосы, 27, 28* — питательные турбо- и электронасосы, воды и пара из расширителя, *33* — дроссельный клапан линии рециркуляции впрыска, *35* —

ды из растопочного расширителя *2* (*Р-20*) закрывают клапан *7* (*Др-3*) на линии отвода от сепаратора *4* к перегревателю за *ВЗ* и на линиях отвода пара *37* (*СЗ-4*), *34* (*РК-2*) и воды *38* (*СЗ-3*) от расширителя к конденсатору *19*, открыв клапан *30* (*РК-1*) и задвижку *32* (*СЗ-2*) для сброса воды в циркуляционный водовод (*ЦВ*).

Одновременно с подготовкой циркуляционного растопочного контура производится сборка схемы паропроводов свежего и промежуточного пара, заключающаяся в открытии главной паровой задвижки *12* (*ГПЗ*) и ее дренажей, задвижек *36* (*ПСБУ*) и их впрысков, дренажей промперегрева и сбросной задвижки *42* (*СЗ-9*) и закрытии регулирующих клапанов *ПСБУ*, их охладителей и впрысков в трубопроводе сброса пара за быстродействующим включающим клапаном *18*; задвижек, регулирующих байпасных клапанов *13* и воздушников промперегрева. После сборки схемы включают питательный электронасос *28* и заполняют котел водой. По мере заполнения ранее открытые воздушники постепенно закрывают. Далее повышают давление воды перед *ВЗ* до требуемого уровня и прокачивают растопочный расход воды (примерно 30%) по контуру: *К — КЭН-1 — БОУ — КЭН-2 — ПНД—Д—БН—ПЭН—ПВД—РПК—ПГ* (до *ВЗ*) — *ВС — Р-20 — ЦВ*. Для надежного удаления воздуха несколько раз увеличивают расход воды и снова возвращаются к растопочному расходу.

Завершив заполнение и прокачку котла водой, включают дымососы, дутьевые вентиляторы, регенеративные воздухоподогреватели, их вспомогательное оборудование и вентилируют газовоздушный тракт. При подготовке к растопке на газе заполняют и продувают газопроводы; используя мазут, ставят под давление мазутные и паровые магистрали. При остановах более чем на трое суток параллельно с пуском котла производят водяную промывку тракта до *ВЗ*, пока содержание в воде соединений железа не достигнет нормы.

Отличия подготовки к растопке из холодного состояния котлов других конструкций, а также к растопкам из других состояний заключаются преимущественно в особенностях подготовки схемы пароводяного тракта. Так, при подготовке к растопке из горячего состояния отсутствуют операции, связанные с заполнением котла водой, и упрощаются операции подготовки пароводяного тракта. Подготовительные предпусковые работы, особенно касающиеся проверки и осмотра оборудования, значительно усложняются при подготовке пуска после капитальных ремонтов и еще более — после монтажа.

§ 65. Пусковые операции

В настоящее время все более широкое распространение получает пуск на скользящих параметрах, т. е. при постепенно повышающихся давлении и температуре пара перед турбиной. Это обеспечивает постепенный прогрев металла труб, паропроводов и

турбин без возникновения значительных термических напряжений. Пуск прямоточных котлов может производиться на прямоточном или сепараторном режиме. В первом случае рабочая среда (с одинаковым расходом) проходит последовательно все поверхности нагрева. При этом ее параметры (давление и температура) и состояние меняются непрерывно. При сепараторном режиме перед *ВЗ* рабочая среда направляется в сепаратор *4*, после которого требуемое количество пара поступает в перегревательные поверхности, а остальная часть — в растопочный расширитель. Применение встроенной задвижки позволяет поддерживать номинальное давление среды до нее и переменные, постепенно повышающиеся давление и температуру в перегревательных поверхностях, паропроводах и перед турбиной. Это обеспечивает надежную работу напряженных поверхностей до *ВЗ* при постепенном прогреве их и паропроводов за ней. Повышение параметров за *ВЗ* определяется начальным состоянием котла перед пуском и требуемой скоростью прогрева наиболее толстостенных деталей — коллекторов, арматуры, корпусов устройств парораспределения и турбин.

Пуск из холодного состояния. После длительного останова пуск блока начинается при низком уровне температуры и давления рабочей среды и обычно сопровождается горячей промывкой поверхностей нагрева до *ВЗ*, проводимой при включенных растопочных горелках. Тракты промперегрева начинают прогреваться после толчка турбины и поступления в них пара. При этом постоянно контролируют температуру пара, стенок элементов котла и паропроводов и регулируют ее, включая впрыски и охлаждение. После прогрева паропроводов подают пар в ЦСД и начинают постепенно повышать нагрузку. Последовательность выполнения операций при пуске из холодного состояния блока 300 МВт с прямоточным однокорпусным котлом СКД и турбиной К-300-240 можно проследить по рис. 166.

Завершив подготовительные операции, включают форсунки, после чего сразу открывается клапан *7* (*Др-3*) во избежание последующих тепловых ударов при внезапном вводе в перегреватели разогретого пара и его конденсации на еще холодных поверхностях. При проведении горячей промывки до ее окончания устанавливают расход топлива $B=(0{,}06\div0{,}07)\ B_{ном}$. Окончив горячую промывку, переводят воду из расширителя *Р*-20 в конденсатор *19* и настраивают регулятор уровня *Р*-20. Затем начинают повышать параметры и расход пара, увеличивая расход топлива до растопочного $B_р=(0{,}14\div0{,}15)\ B_{ном}$. При этом контролируют температуру среды перед *ВЗ* ($t'_{вз}\approx300\div310$°С) и газов в поворотной камере ($\vartheta_{пк}\leqslant420$°С).

При температуре свежего пара более 180—200°С включают впрыск в *ПСБУ* и одновременно следят за тем, чтобы температура сбрасываемого в конденсатор пара превышала (на 15—20°С) температуру насыщения. При дальнейшем повышении температуры перегретого пара (более 280°С) включают пусковой впрыск *43*

и его регулятор, предварительно включив регулятор давления *33* (*Др-5*) в системе впрысков.

При температуре свежего пара 220—230°С открывают регулирующие клапаны ЦВД, при этом производится толчок ротора. Затем увеличивают частоту вращения ротора турбины до $n=15$ 1/с (900 об/мин). Длительность работы при этом режиме определяется необходимостью прогрева ротора и увеличивается с уменьшением температуры стенок цилиндров турбин и их паровпуска. При температуре стенок «горячих» паропроводов промперегрева более 100°С открывают стопорные клапаны ЦСД.

После создания в конденсаторе вакуума 0,088 МПа повышают частоту вращения ротора до 50 1/с (3000 об/мин) и одновременно увеличивают вакуум в конденсаторе до номинального значения (0,097 МПа). Температуру промежуточного пара перед ЦСД регулируют клапаном байпасного паропровода промежуточного пароперегревателя *13* или ППТО, который открывают при 250—270°С.

После повышения частоты вращения ротора до 50 1/с синхронизируют и включают генератор *17*, набирая начальную нагрузку (20 МВт), полностью открывая регулирующие клапаны турбины и закрывая *ПСБУ*, ее впрыски и дренажи паропроводов (свежего пара и пара промежуточного перегрева).

По мере нагружения блока переходят на рабочее питание механизмов собственных нужд при нагрузке 0,1—0,12 $N_{ном}$, с байпасирования — на пусковые впрыски при регулировании температуры промперегрева (при нагрузке 0,2—0,22 $N_{ном}$) и на подачу пара в деаэратор из отборов турбины (при нагрузке 0,25—0,28 $N_{ном}$), так как из-за прикрытия клапанов *3* (*Др-2*) давление в растопочном расширителе снижается до 0,13—0,15 МПа. После достижения перед *ВЗ* температуры $t'_{вз}=410$°С, превышающей температуру насыщения, переходят на прямоточный режим, полностью закрывая клапан *Др-2* и задвижки на сбросе воды и пара из сепаратора *4*. Дальнейшее нагружение турбины проводят на прямоточном режиме, увеличивая тепловыделение в котле (расход топлива) и переходя в это время на основное топливо.

При нагрузке $N=0{,}6$ $N_{ном}$, прикрывая регулирующие клапаны, переводят свежий пар на номинальное давление $p=24$ МПа, включают регулятор давления блока, полностью открывают *ВЗ* и переводят систему впрысков на полное давление, закрывая задвижки *40* и регулирующий клапан *33* (*Др-5*) на линии рециркуляции впрыска. С переходом на номинальное давление нагружают блок на 100%-ную нагрузку, постепенно повышая температуру пара. До достижения номинальной температуры свежего пара и пара промперегрева регулирование ведут пусковыми впрысками, а затем переходят на штатные впрыски, отключая пусковые. Дальнейшая работа блока ведется в соответствии с диспетчерским графиком на основе режимной карты и инструкций по эксплуатации.

Пуски блока из холодного состояния и их графики-задания являются базовыми для проведения пусков из других состояний. По описанной технологии пуск блока производят в том случае,

когда предварительное охлаждение котла полное (при температуре коллекторов пароперегревателя менее 80°С).

Пуски из неостывшего и горячего состояния, из горячего резерва. При неполном охлаждении котла (температура коллектора превышает 80°С) пуск производят как из неостывшего состояния. Различают несколько разновидностей пусков блоков из неостывшего состояния в зависимости от продолжительности предыдущего останова и степени охлаждения коллекторов, паропроводов и толстостенных деталей турбин. Условно выделяют пуски из неостывшего состояния после длительных остановов (70—90 и 50—60 ч), когда требуется прогрев паропроводов промперегрева, и после остановов меньшей продолжительности (32—45, 24—30 и 12—18 ч), когда предварительный прогрев не требуется.

При растопке после останова на 50—90 ч устанавливают расход топлива $B=(0{,}17\div0{,}18)\ B_{ном}$, переводят сброс воды и пара из расширителя в конденсатор, прогревая трубопроводы, а деаэратор — на питание паром из расширителя при температуре перед встроенной задвижкой 200—210°С. При температуре среды перед встроенной задвижкой 260—270°С медленно (по 5% от полного расхода до 30% и далее — 40, 50 и 100%) с выдержками 5—2 мин открывают клапан *7* (*Др-3*), сепаратора *4*, направляя пар в перегревательный тракт за *ВЗ*. Постепенное открытие клапана *7* исключает заброс влаги в разогретую перегревательную часть.

Впрыск за *ПСБУ* открывают при тех же условиях, что при пуске из холодного состояния. Пусковые впрыски свежего пара включают для предупреждения превышения его температуры над температурой металла паровпуска ЦВД более 80—100°С. При получении перегретого пара открывают главную паровую задвижку и прогревают блок клапанов так, чтобы их температура не превышала температуру паровпускной части ЦВД более чем на 50°С. В это же время, готовясь к толчку турбины, начинают повышать расход топлива (до 21—22% номинального). После выравнивания температуры паропроводов и паровпускной части ЦВД производят толчок турбины открытием регулирующих клапанов при некотором закрытии клапана *Др-3* и открытии *ПСБУ*.

Систему промперегрева прогревают также при частоте вращения ротора турбины $n=15$ 1/с, пока температура паропроводов перед ЦСД не достигнет 100°С. Окончив прогрев паропроводов промперегрева, открывают доступ пара в ЦСД, закрывают сбросной паропровод в конденсатор и, повышая частоту вращения до 50 1/с, синхронизируют и включают генератор. Далее операции выполняют как при пуске из холодного состояния.

Пуск из неостывшего состояния после останова небольшой длительности отличается от описанного более высокими расходами топлива и меньшей продолжительностью операций.

Пуск из горячего состояния производится после останова блока на 2—8 ч и характеризуется более быстрым его включением, исключением сброса воды из расширителя в циркуляционный водовод, уменьшением или отсутствием пропуска пара на предвари-

тельный прогрев паропроводов, так как они могут быть более горячими, чем подаваемый пар, повышением частоты вращения после толчка турбины сразу до $n=50$ 1/с без выдержек на промежуточной частоте. Время пуска из горячего состояния до полной нагрузки составляет до 2,5 ч, что в 1,8—2,5 раза меньше времени пуска из неостывшего и холодного состояния.

Пуск из горячего резерва (после простоя менее 30 мин) непродолжителен и может выполняться по прямоточному режиму.

Существующая тенденция развития энергетики и энергопотребления предполагает частый вывод блоков в горячий резерв или на останов, поэтому пуски их из неостывшего и горячего состояния становятся наиболее распространенными.

§ 66. Обслуживание работающего котла

Надежность и экономичность работы энергоблока и его оборудования связана с четкой организацией службы эксплуатации. В понятие организации технической эксплуатации входит широкий круг мероприятий:

постоянный контроль исправности работы оборудования, арматуры, контрольно-измерительных приборов, схем автоматики и уход за ними, обеспечение их работы в соответствии с нормативными характеристиками;

обеспечение требуемых параметров рабочего тела, режима горения, соотношений расходов вода — пар, топливо — воздух, тяга — дутье и водного режима;

поддержание в эксплуатационной чистоте поверхностей нагрева и их очистка;

повышение производительности труда и квалификации персонала;

экономия топлива, теплоты, воды, вспомогательных материалов;

организация учета работы оборудования и планирование улучшения показателей работы блока и станции;

контроль соблюдения сроков и объемов планово-предупредительных и капитальных ремонтов.

Работа котла может проходить при постоянной (базовой) и переменной нагрузках. Изменение условий работы изменяет параметры теплоносителя и рабочего тела, о чем судят по показаниям контрольно-измерительных приборов и работе системы защит. При любых условиях требуется обеспечение в каждой ступени пароперегревателей и промпароперегревателей допустимой температуры. Уменьшение температуры снижает экономичность работы турбины (блока) и ведет к росту расходов пара, а повышение — опасность перегрева и пережога труб. В диапазоне 70—100%-ных нагрузок на выходе из котла должны быть номинальные давление и температура пара. Для котлов СКД возможно снижение параметров острого пара при промежуточных нагрузках, т. е. работа на сколь-

зящих параметрах, которая однако допустима лишь после проведения испытаний и получения соответствующих рекомендаций.

Выработка пара зависит от потребностей турбины, которые определяются графиком тепловой и электрической нагрузок электростанции и энергоблока. Если потребление пара турбиной больше его производства в котле, давление свежего пара снижается. Повысить давление пара можно соответствующим увеличением тепловыделения в топке вводом дополнительного количества топлива, воздействуя на привод питателей топлива. Одновременно увеличивают подачу воды в котел. Давление свежего пара является важнейшим показателем регулировки нагрузки котла и настройки схемы ее автоматического регулирования. Давление пара не должно превышать предельно допустимых значений, так как при этом возможен разрыв паропроводов и труб поверхностей нагрева. Для предупреждения чрезмерного повышения давления на выходе из котла устанавливают контрольные и рабочие импульсные предохранительные клапаны, соответственно срабатывающие при давлении на 3—5% выше номинального (при $p \leqslant 6$ МПа); на 5 и 8% (6 МПа$< p \leqslant$ 14 МПа); на 8% (14 МПа$< p <$ 22,5 МПа); на 10% ($p >$ 22,5 МПа).

Температуру пара поддерживают на требуемом уровне (с отклонениями ± 5°С) регуляторами перегрева и расходом воды в соответствии с тепловыделением в топке. В барабанных котлах соотношение между подачей воды и расходом пара контролируют по положению уровня воды в барабане, а в прямоточных котлах — по температуре пара за одной из поверхностей нагрева (например, за переходной зоной). Колебания уровня воды в барабане не должны выходить за пределы, регламентируемые заводами-изготовителями. Отсутствие колебаний является признаком засорения водомерных стекол, импульсных трубок или арматуры. Поэтому их периодически продувают.

Изменение нагрузки и расхода топлива должно сопровождаться соответствующим изменением расхода воздуха и загрузки вентиляторов и дымососов. О правильном соотношении расходов топлива и воздуха судят по показаниям газоанализаторов (O_2 или CO_2) или расходомеров, а тяги и дутья — по вакууму в топке. Содержание в дымовых газах O_2 выше нормы свидетельствует об избыточной подаче воздуха. В этом случае необходимо снизить загрузку дутьевых вентиляторов, прикрыв их направляющие аппараты. Увеличение вакуума в топке свидетельствует о превышении тяги над дутьем и необходимости прикрытия направляющих аппаратов дымососов или переходе на более низкую частоту вращения (для двускоростных двигателей). Создание давления в топке негазоплотных котлов нежелательно, так как это вызывает повышенную загазованность помещения. Обычно в верхней части топки котлов с уравновешенной тягой давление поддерживают на уровне 10—30 Па (1—3 кгс/м^2).

В ходе топочного процесса могут коробиться и обгорать горелочные устройства, забиваться пылью пылепроводы и горелки, что

ведет к нарушению аэродинамических условий в топке и ухудшению процесса горения. Это, в свою очередь, способствует увеличению потерь (q_3, q_4), повышению температуры газов около топочных экранов и на выходе из топки, шлакованию экранов и конвективных поверхностей нагрева. К таким же последствиям ведет недостаточная подача воздуха в горелки и увеличение присосов в топке. Воздух, поступающий с присосами через неплотности малых размеров, двигаясь вблизи экранов, в зоне относительно невысоких температур, в процессе горения не используется, так как не может глубоко проникнуть внутрь топки. В основной же зоне горения воздуха не хватает, и часть топлива, не выгорев, выносится, поднимая температуру за топкой и создавая там восстановительную среду, что усиливает шлакование и загрязнение труб. Для поддержания оптимального воздушного режима топочного процесса при эксплуатации энергоблока необходимо постоянно следить за исправностью газоанализаторов (O_2 или CO_2) и вести текущий контроль плотности топки и конвективных газоходов наружным осмотром и определением присосов.

Чрезмерная подача воздуха снижает температуру газов в топке, понижает устойчивость горения, увеличивает потери с уходящими газами и затраты на привод дымососов и дутьевых вентиляторов. Поэтому при ведении топочного процесса необходимо: постоянно наблюдать за состоянием горелочных устройств, пылепроводов, обмуровки; осматривать топку, ширмы, фестон, пароперегреватель (для предупреждения шлакования); следить за устойчивостью воспламенения, достаточностью подачи воздуха, равномерностью поступления топлива и воздуха в горелки и распределения смеси по их сечению, качеством распыления жидкого топлива и появлением его протечек на топочные экраны, обмуровку и т. д. Чтобы обеспечить надежную работу поверхностей нагрева кроме визуального наблюдения контролируют температуру дымовых газов, рабочего тела, металла наиболее напряженных участков установки (в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов»). При визуальном наблюдении и замере сопротивлений отдельных поверхностей нагрева определяют степень их загрязнения и забивания. Уменьшают последствия загрязнений своевременной обдувкой и очисткой поверхностей нагрева и топочных экранов. Периодичность обдувки определяется испытаниями и зависит от предельного сопротивления поверхностей нагрева.

При эксплуатации энергоблока необходимо постоянно повышать его экономичность, снижать тепловые потери (q_2, q_3 и q_4) и затраты энергии на собственные нужды. Потери с химическим (q_3) и механическим (q_4) недожогом определяются совершенством ведения топочного процесса, в первую очередь соотношением топливо — воздух, равномерностью их поступления, перемешивания и использования при горении. Потери с химическим недожогом косвенно оценивают по показаниям щитовых газоанализаторов (O_2 или CO_2). Потери с механическим недожогом при сжигании твер-

дых топлив определяют по анализу проб уноса, обычно отбираемых не реже чем 1 раз в сутки, а для АШ и тощих углей — не реже 1 раза в смену. При повышенных потерях проверяют работу газоанализаторов, изменяют топочный режим, например, увеличивая расход воздуха или перераспределяя его по горелкам, уплотняют топку. Снижение потерь с уходящими газами связано с интенсификацией топочных процессов, уменьшением загрязнения поверхностей нагрева и присосов в них. Присосы воздуха в конвективной шахте жестко регламентируются и не должны превышать 10 и 25% соответственно в современных котлах с трубчатыми и регенеративными воздухоподогревателями. Присосы контролируют внешним осмотром газового тракта и проведением анализов (не реже 1 раза в месяц).

Количество солей, выносимых из барабана котла в пароперегреватель, зависит от их содержания в питательной воде, солевом и чистом отсеках барабана, расхода продувочной воды и контролируется по показаниям приборов. О степени заноса в пароперегреватель солей можно косвенно судить по температуре металла обогреваемых труб. Для снижения солесодержания в паре улучшают работу химводоочистки, увеличивают расход воды непрерывной продувки, снижают уровень воды в барабане, включают периодическую продувку. Перед периодической продувкой следует убедиться в исправности уровнемеров и линии продувки.

При значительном заносе пароперегревателя солями проводят промывки (водяные или химические), а если необходимо, — механическую чистку внутренних поверхностей труб. Водяные промывки барабанных котлов производятся конденсатом или обессоленной водой в соответствии с местными инструкциями. На мощных прямоточных котлах СКД водяные промывки тракта до встроенной задвижки производят деаэрированной питательной водой после каждого длительного останова и после длительной непрерывной работы (например, 1500 ч для моноблоков мощностью 300 МВт). При химической промывке используют растворы минеральных (соляная, фосфорная) и органических (лимонная, фталевая) кислот и комплексообразующие реагенты (трилон Б). Чтобы предупредить разъедающее действие растворов кислот, в них добавляют замедлители реакции — ингибиторы (уротропин, хромпик, каптакс) и проводят последующую нейтрализацию (например, щелочение с использованием аммиака).

В процессе эксплуатации ведут постоянный учет работы котла, регистрацию и обработку показаний контрольно-измерительных приборов, анализ проб топлива, воды, пара, занося результаты в бланки суточных ведомостей и эксплуатационные журналы. Регулярный контроль записей в ведомостях и журналах позволяет своевременно выявлять отклонения, их причину и разрабатывать меры для их устранения. На основе суточных ведомостей составляют пятидневные, декадные, месячные, квартальные, полугодовые и годовые отчеты о работе оборудования. Наряду с этой документацией эксплуатационный персонал ведет сменный (вахтенный) жур-

нал, в котором фиксирует отклонения и нарушения режима работы, неполадки, аварии и др. Кроме того, ведутся ремонтный журнал и журнал дефектов и неисправностей, которые должны устраняться на работающем оборудовании, либо в ближайший останов или ремонт.

Обработка всех материалов и отчетов позволяет выявить основные пути совершенствования работы оборудования, разработать конкретные меры и спланировать технические показатели экономичной и надежной эксплуатации, наметить последовательность, сроки и объемы планово-предупредительных и капитальных ремонтов.

§ 67. Режимные карты

Режимные карты представляют собой документ, выполненный чаще всего в виде таблицы с указанием параметров, которые должны выдерживаться для надежной и экономичной работы энергоблока. Режимные карты составляют по результатам испытаний при оптимальных, наиболее экономичных и надежных режимах, определенных нагрузках, качестве топлива и сочетаниях основного и вспомогательного оборудования. В случае установки на станции однотипного оборудования для каждого конкретного последующего котла испытания проводят в сокращенном объеме или не проводят (при этом используют режимную карту ранее испытанных котлов).

Время от времени режимные карты пересматривают и на основе дополнительных испытаний изменяют. Изменение режимной карты производится при переходе на новые виды (сорта) топлива, после проведения реконструкционных работ и капитальных ремонтов, а также с целью усовершенствования и повышения надежности оборудования и экономичности его работы.

В режимную карту входят: давление и температура острого и промежуточного пара, питательной воды; температура уходящих газов; количество и сочетание работающих мельниц, горелочных устройств, дутьевых вентиляторов и дымососов; состав продуктов сгорания (O_2 или CO_2); показатели надежности и экономичности работы поверхностей или элементов котла; расход воздуха на мельницы и их загрузка; температура среды и металла некоторых наиболее опасных с точки зрения перегрева поверхностей нагрева и другие показатели, например характеризующие шлакование, загрязнение.

Кроме того, в режимной карте находят отражение: периодичность включения средств очистки поверхностей нагрева и особые условия работы оборудования котла (например, степень открытия регулирующих воздушных и газовых шиберов, открытие шиберов первичного и вторичного воздуха горелок); периодичность удаления шлака; условия работы линий рециркуляции газов и рабочей среды. При сжигании мазута в режимные карты дополнительно вносят температуру предварительного подогрева, при которой обес-

печивается его надежное транспортирование по трубопроводам и распыление в форсунках.

По параметрам, входящим в режимную карту, настраивают защиты и системы автоматического регулирования. Паровые котлы, вводимые после монтажа, подлежат первичной наладке, на основе которой составляются временные режимные указания, действующие до завершения режимно-наладочных испытаний и появления режимной карты.

Испытания котлов разнообразны. Среди них можно выделить пусконаладочные, режимно-наладочные и исследовательские. По необходимости проведения различают регулярные, плановые и экстренные работы, а по сложности — работы I, II и III категорий, отличающиеся объемом и точностью проведения.

Пусконаладочные испытания, включающие комплексное опробование котла и проверку гарантийных расчетных показателей его надежности и экономичности работы, проводят после окончания монтажных работ. В объем испытаний головных блоков входят также поэлементная проверка оборудования, его испытания и приемка.

Режимно-наладочные испытания проводят для выявления оптимальных условий работы котла, его основного и вспомогательного оборудования и проверки надежности работы поверхностей нагрева при различных режимах.

Проводя эти испытания на определенных нагрузках, проверяют и фиксируют параметры при разных условиях топочного режима (воздушный режим горения, число и сочетание работающих горелок, мельниц, распределение первичного и вторичного воздуха) и работы системы пылеприготовления (степень сушки, тонина помола, вентиляция мельниц и др.), а также при сжигании различных видов топлива. Во время испытаний обращают внимание на надежность работы отдельных элементов котла (топки, горелочных устройств, поверхностей нагрева), явления, снижающие ее (шлакование, занос, высоко- и низкотемпературная коррозия, перегрев и пережог труб и т. д.), экономичность работы отдельных видов оборудования (удельные затраты электроэнергии, сопротивление тракта), маневренность, диапазон регулирования и другие специфические особенности (например, выход шлака в топках с жидким шлакоудалением).

Испытания проводят по заранее составленной программе, в которой отражают их цель, основные задачи, условия, объем, методику проведения и обработки результатов, потребность в рабочей силе, а также приводят перечень подготовительных мероприятий и указывают ответственных исполнителей. Программа утверждается руководством электростанции и доводится до сведения сменного вахтенного персонала, дежурного инженера и диспетчерской службы.

Перед испытаниями проверяют основные и вспомогательные щитовые приборы, устанавливают дополнительные приборы и специально изготовленные приспособления (газозаборные трубки

штуцеры, зонды, линии отсоса газов и охлаждения приборов, пылезаборные трубки, топливоотборники и др.). С целью повышения качества проведения испытаний и исключения серьезных ошибок выделенный персонал проходит предварительную учебу. Все это входит в комплекс подготовительных мероприятий и отражается в программе. Испытания проводят работники цеха наладки совместно с эксплуатационным персоналом станции или специализированной наладочной организацией.

§ 68. Останов котла

При останове котла постепенно снижают нагрузку, уменьшая расход топлива, питательной воды, воздуха и загрузку дымососов. В схемах с прямым вдуванием пыли расход топлива уменьшают разгрузкой питателей сырого топлива и последующим постепенным остановом их и соответствующих мельниц. В схемах с промежуточными бункерами первоначально отключают питатели сырого топлива и мельницы, а затем уменьшают загрузку питателей пыли и постепенно выводят их из работы. Скорость снижения нагрузки определяется допустимой скоростью изменения температуры металла наиболее толстостенных элементов оборудования. Чтобы не появились значительные температурные напряжения в начальный период останова (иногда до минимально устойчивой нагрузки), поддерживают номинальную температуру пара.

Разгрузку барабанных и некоторых прямоточных котлов ведут при скользящем давлении. Скорость снижения давления в этом случае зависит от условий поддержания заданной температуры и допустимой скорости снижения температуры насыщения (в барабанных), определяемой давлением. Останов прямоточных котлов можно вести как в прямоточном, так и в сепараторном режиме. Переход на сепараторный режим останова начинают при расходе среды, меньшем пропускной способности растопочного узла. Перед переходом на сепараторный режим открывают дроссельные клапаны *5* и *3* (*Др-1* и *Др-2*) встроенного сепаратора *4* и расширителя *Р*-20 (см. рис. 166) и арматуру их сбросных трубопроводов с целью прогрева, после чего закрывают встроенную задвижку *ВЗ*. Изменяя открытие дроссельных клапанов, поддерживают регулятором рабочее давление в тракте до встроенной задвижки. Останов двухкорпусных котлов ведут либо разгрузкой обоих корпусов, либо чаще — постепенной разгрузкой с остановом сначала одного, а затем другого корпуса.

После разгрузки блока до минимально устойчивой нагрузки гасят топку, обязательно проверяя отключение горелок, прекращают подачу питательной воды и останавливают питательные и бустерные насосы. При снижении мощности до значений, на которые рассчитана пропускная способность пускосбросных устройств (*ПСБУ*), отключают турбину. Последующее обеспаривание промежуточного и основного пароперегревателей производится в конденсатор открытием арматуры на сбросных паропроводах промпере-

грева и *ПСБУ*. После останова котла в течение 5—10 мин вентилируют топку и газоходы. Действия персонала после останова котла и его оборудования зависят от вида останова (см. § 54).

При останове котла в ремонт его отсоединяют от общестанционных магистралей и трубопроводов соседних котлов, устанавливая соответствующие заглушки. При сжигании твердого топлива его полностью удаляют из бункеров. Внутренним и внешним осмотрами газоходов, топки, поверхностей нагрева основного и вспомогательного оборудования определяют неисправности, о чем делают соответствующие записи в журналах ремонта и дефектов. При последующих ремонтах контролируют устранение отмеченных недостатков.

§ 69. Эксплуатация вспомогательного оборудования

Надежность котла в значительной степени определяется работой вспомогательного оборудования — вентиляторов, дымососов, арматуры, систем золоулавливания и шлакозолоудаления, устройств очистки и др. О совершенстве работы вспомогательного и основного оборудования судят по показаниям контрольно-измерительных приборов (КИП). Перед включением вспомогательного оборудования проверяют показания КИП и исправность технологических защит, арматуры, предохранительных и регулирующих устройств.

Тягодутьевые машины. Во избежание чрезмерной перегрузки электродвигателей пуск дымососов и вентиляторов производят при закрытых направляющих аппаратах и шиберах на стороне нагнетания. Предварительно проверяют: наличие ограждений около вращающихся частей и сеток на всасывающей стороне вентиляторов; затяжку фундаментных болтов; наличие масла в подшипниках, подачу охлаждающей воды; исправность отключающих шиберов и направляющих аппаратов и их приводов; дистанционное управление. После капитального ремонта дополнительно при внутреннем осмотре проверяют: отсутствие посторонних предметов; легкость хода рабочего колеса и привода регулирующих устройств; зазоры и их соответствие техническим условиям; состояние рабочих колес, корпуса, лопаток направляющего аппарата. Выявленные неисправности устраняют. После оформления акта приемки из ремонта, проверки готовности к пуску и подачи напряжения производят пуск и постепенно открывают запорные шиберы и направляющие аппараты. В период загрузки электродвигателей и при дальнейшей работе постоянно контролируют силу тока, работу машин, подшипников и др.

Эксплуатационная загрузка тягодутьевых машин определяется потребностями котла и состоянием его поверхностей нагрева, а также работой системы пылеприготовления. Изменяют загрузку преимущественно регулировкой направляющих аппаратов и частоты вращения ротора. При эксплуатации наблюдают за смазкой и охлаждением подшипников, вибрацией рабочего колеса и корпуса

(они не должны задевать друг за друга), степенью нагрева электродвигателей и подшипников, правильностью работы КИП, систем управления, защиты и сигнализации. Перед каждой сменой (при приемке) проводят внешний осмотр оборудования. При останове одного из вентиляторов или дымососов необходимо обеспечить равномерность раздачи воздуха по горелкам и исключить переток его (или газа) через остановленную машину. Останов, как и пуск, производят дистанционно со щита управления, постепенно закрывая направляющий аппарат и отключая электродвигатель. После останова разбирают электрическую схему, чтобы исключить возможность подачи напряжения на остановленную машину.

Устройства золоулавливания. В современных мощных установках наибольшее распространение получили электрофильтры и мокрые золоуловители (скрубберы). Иногда в качестве первой ступени при двуступенчатой схеме очистки газов используют сухие инерционные золоуловители.

При работе электрофильтров особое внимание уделяют электробезопасности, качеству тепловой изоляции и обшивки, поддержанию режимов электропитания и встряхивания электродов, а также равномерности распределения газа по секциям, которая обеспечивается газораспределительными решетками и шиберами, установленными на входе. Важность стабильности режимов электропитания объясняется тем, что наибольшую эффективность очистки получают при напряжении, близком к напряжению возникновения электрического разряда. Повышение напряжения эффективность очистки практически не улучшает и увеличивает энергетические затраты. На пробивное напряжение и ток коронного разряда сильное влияние оказывает загрязнение электродов. Так как золовые отложения снижают ток и эффективность очистки, электроды необходимо периодически встряхивать. Однако при частом встряхивании часть осыпающейся золы захватывается газовым потоком и выносится в атмосферу.

Работу электрофильтров значительно ухудшают неплотности обшивки и возникающие в результате этого присосы, увеличивающие вторичный вынос золы из золоуловителей, а также скорость газового потока и ведущие к повышенному эрозионно-коррозионному износу мест присосов. При эксплуатации необходимо ежесуточно осматривать электрофильтры и следить за работой систем золоудаления, не допуская накопления и зависания золы в бункерах, а также электрофильтрах, что может привести к короткому замыканию в активной части фильтра и отключению напряжения. При останове котлов на длительный срок электрофильтры подлежат очистке, так как зола, осевшая на электродах и стенках, постепенно слеживается и увлажняется, что при последующем включении фильтра может вызвать короткое замыкание и нарушения в работе.

В котлах с мокрыми золоуловителями следует обращать внимание на изменение их сопротивления, температуру газов за ними, давление и расход орошающей воды. Для удаления отложений,

повышающих сопротивление, периодически промывают решетки и входные патрубки. При значительном снижении температуры газов интенсивность выноса влаги (брызгоунос) растет, что способствует развитию коррозионных процессов и отложений увлажненной золы в газоходах за золоуловителями и на лопатках дымососов. Увеличение расхода орошающей воды позволяет улучшить улавливание золы, но одновременно повышает охлаждение газов и брызгоунос. Повышенный брызгоунос отмечается также при росте давления воды в соплах орошения. При ежесуточном осмотре золоуловителей проверяют их состояние, закрытие лазов, люков, отсутствие присосов, подачу орошающей воды.

Устройство шлакозолоудаления. При эксплуатации шлаковых комодов важно обеспечить полное охлаждение и дробление шлака, достаточное поступление воды и поддержание ее уровня, исправность транспортеров, шнеков и др. Гляделки и лазы на шахте должны быть плотно закрыты. При выпадении значительных глыб шлака принимают к их измельчению и удалению. В золосмывных аппаратах следят за поступлением воды и ее давлением перед соплом, отсутствием присосов, равномерностью схода золы и отсутствием забивания аппаратов.

При транспортировании шлакозоловодяной пульпы по каналам гидрозолоудаления (ГЗУ) обращают внимание на состояние облицовки каналов и качество смыва отложений. Чтобы в каналы не попадали посторонние предметы, а также для безопасности движения людей каналы закрывают съемными перекрытиями.

Надежность работы системы гидрозолоудаления, особенно багерных насосов, значительно снижается при попадании в них металлических предметов. Поэтому необходимо контролировать работу металлоуловителей (ловушек) и своевременно очищать их от уловленных предметов в соответствии с графиком и при остановах насосов.

Отложения в пульпопроводах от багерной до золоотвала и в обратных трубопроводах осветленной воды увеличивают сопротивление и создают условия для повышенного износа, поэтому их необходимо своевременно очищать через люки. Уплотнение и цементирование осевшей золы наблюдается при отключении золошлакопроводов. В связи с этим при выводе золошлакопроводов в резерв или ремонте их необходимо промывать чистой водой, которую сливают.

Арматура и средства очистки. Одним из недостаточно надежных элементов оборудования станций является арматура. При приеме смены контролируют основную арматуру, проверяют отсутствие трещин и плотность сальников, соответствие хода приводов перемещению штоков, а также табличкам и надписям.

Средства очистки поверхностей нагрева должны постоянно находиться в состоянии готовности. Обычно их включают дистанционно со щита управления или с местных щитов. Обдувочные аппараты ежесменно контролируют внешним осмотром для выявления неисправностей, неплотности уплотнений, парения. При обдувке

необходимо следить за входом и выходом из котла вдвижных обдувочных аппаратов и подачей в них пара, за эффективностью обдувки. Перед включением обдувочных аппаратов для уменьшения водозолового износа конденсат дренируют из подводящих паропроводов.

При монтаже обдувочных аппаратов особое внимание обращают на правильность их установки и глубину ввода трубы-насадки в котел. Увеличенный по сравнению с рекомендуемым ввод маловдвижных обдувочных аппаратов не обеспечивает эффективную очистку экранных поверхностей, а уменьшенный — вызывает усиленный износ труб и обмуровки. В установках дробеочистки проверяют работу и состояние дробеотделителей, тракта подачи дроби в бункера, исправность и достаточность охлаждения дробераспределителей и подводящих труб. При останове котлов выявляют степень наклепа и износ очищаемых труб и распределителей дроби, контролируют правильность их установки и равномерность распределения дроби по очищаемой поверхности нагрева.

Дробеочистку включают пуском воздуходувки или эжектора. Вследствие создаваемого перепада давлений опорожняется нижний бункер и дробь подается в верхний. Заполнив верхний бункер, воздуходувку останавливают и открывают клапан для ввода дроби в распределители или пневмозабрасыватели-дробеметы, куда предварительно подается пар (воздух) для ее разброса.

В установках виброочистки проверяют действие вибраторов, исправность и достаточность охлаждения приводных штанг, плотность устройств их ввода в котел. Контролируют эффективность очистки.

§ 70. Эксплуатация топливоподачи и сушильно-мельничных установок

Обеспечение парового котла топливом требуемого качества является одной из важных операций работы энергетических блоков. Надежность снабжения котла твердым топливом в первую очередь определяется работой бункеров сырого топлива. При эксплуатации равномерность поступления топлива проверяется с помощью щупов-индикаторов, а при прекращении его подачи включаются устройства, устраняющие зависание топлива, обогревающие стенки, осуществляющие пневмо- и виброобрушение. Учитывая неопределенность времени прекращения подачи топлива, эти устройства следует держать постоянно готовыми к действию. Зависание топлива в бункерах увеличивается при попадании крупногабаритных предметов, корней, щепы, которые в дальнейшем могут также вызывать остановы или поломку питателей, мельниц и др. Поэтому при эксплуатации постоянно контролируют работу дробилок, щепо- и металлоуловителей, а также удаляют уловленные предметы. Так как со временем слеживаемость топлива увеличивается, необходимо периодически (через 7—10 сут.) выбирать топливо из бункеров до

минимального уровня, а перед выводом котла или системы пылеприготовления из работы на длительный срок — удалять его полностью и очищать стенки. Аналогично эксплуатируют пылевые бункера.

Расход топлива на горелки регулируют, изменяя загрузку питателей сырого топлива (в схемах прямого вдувания) и пыли (в схемах с промбункером). Расход топлива в питателях регулируется специальным устройством (регулятором слоя) и изменением частоты вращения приводного устройства, а в пылепитателях — только изменением частоты вращения. При попадании в питатель крупных посторонних предметов и увеличении влажности топлива увеличивается потребляемый приводом ток. В этом случае следует выявить причину перегрузок и устранить ее. При забивании бункеров посторонними предметами, зависании и застревании (обрывах) топлива его поступление прекращается, о чем сигнализируют установленные на питателе индикаторы и приборы защиты, включающие пневмо- и виброобрушение.

Требуемое качество пыли обеспечивают мельницы, сепараторы и весь тракт пылеприготовления. В работе мельниц наблюдаются перегрузки или расхолащивание. Перегрузки возникают из-за чрезмерной подачи топлива или попадания посторонних предметов, а также при уменьшении вентиляции. В этих случаях увеличивают поступление воздуха на вентиляцию мельницы, а если это не помогает, отключают питатель до снятия перегрузки. Расхолащивание происходит при прекращении подачи топлива или чрезмерной вентиляции.

Мелющие органы постепенно изнашиваются, что ухудшает размол и увеличивает потери теплоты с механическим недожогом. Поэтому необходимо систематически осматривать изнашивающиеся элементы и заменять их (по графику). При эксплуатации систем топливоподачи и пылеприготовления следует своевременно удалять скопления и отложения пыли, особенно с горячих поверхностей, регулярно убирать помещения и оборудование. Появление пыли в помещении происходит из-за неплотностей в элементах топливоподачи и пылеприготовления, а также изношенных участков пылепроводов; их выявляют и своевременно устраняют.

Наряду с наружными загораниями пыли часто наблюдаются загорания, хлопки и взрывы внутри самой системы пылеприготовления из-за внутренних отложений на стенках пылепроводов, сепараторов, циклонов. Для выявления внутренних отложений пыли оборудование после остановов регулярно осматривают. Ликвидация отложений на работающем оборудовании (открытие лазов и люков) запрещена. При повышении температуры сушильного агента в конце установки загорания учащаются. Хлопки и взрывы происходят при взрыхлении тлеющей пыли, например при пусках и остановах мельниц, случайных ударах. Учитывая зависимость загораний от температуры сушильного агента за мельницей, для каждого вида топлива регламентируется определенное ее значение. Для ликвидации загораний в системе пылеприготовления служат средства пожа-

ротушения, которые применяют при повышении температуры, а также видимом разогреве элементов мельницы.

Склонностью пыли к загораниям определяется последовательность операций при пусках и остановах системы пылеприготовления. При включении системы пускают мельницу, подают сушильный агент и включают питатель сырого топлива, а при выключении сначала останавливают питатель, затем мельницу и после ее вентиляции перекрывают подачу сушильного агента.

Качество готовой пыли регулируют створками сепараторов. Для каждого топлива в результате испытаний находят наиболее оптимальную тонину помола пыли и обеспечивающие ее режимы работы установки, которые отражаются в режимных картах и местных инструкциях.

При эксплуатации пылеприготовительных установок следят за поступлением топлива и равномерностью загрузки питателей и мельниц; контролируют уровни сырого топлива и пыли в бункерах, не допуская отклонения за предельные отметки; поддерживают требуемые температуру и состав сушильного агента за мельницей; контролируют температуру пыли в бункере и принимают меры безопасности при превышении ею предельных значений; проверяют состояние изоляции и взрывных клапанов, исправность и правильность работы всего оборудования, плотность соединения элементов.

Для текущего контроля и надежной работы топливный тракт и пылеприготовительные установки оборудуют измерительными приборами, автоматическими регуляторами, системами защиты и блокировки. Эксплуатация систем топливоподачи и пылеприготовления, применяемые приборы и оборудование должны соответствовать требованиям «Правил взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций» и «Правил взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии».

Контрольные вопросы

1. Как подготовляют котел к пуску?
2. В чем отличие пусков из холодного, неостывшего и горячего состояний? Что такое пуск на скользящих параметрах?
3. На что следует обращать особое внимание при обслуживании котла и его вспомогательного оборудования?
4. Что способствует снижению тепловых потерь и повышению надежности работы котла?
5. Что такое режимные карты и как их составляют?
6. Как останавливают котел при полном расхолаживании?

ГЛАВА ШЕСТНАДЦАТАЯ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТУРБИННЫХ УСТАНОВОК

§ 71. Подготовка к пуску и пуск турбины

Нормальная работа турбинной установки складывается из нескольких характерных режимов: пуска, длительной работы на номинальной мощности или частичных нагрузках, переходных режимов, останова. Пуск турбины — одну из ответственных операций — выполняют, точно соблюдая Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, а также действующие инструкции. Особенностью пуска является необходимость прогрева металлоемкого оборудования: паропроводов, стопорных клапанов и арматуры, корпуса и ротора турбины. При слишком быстром прогреве в металле оборудования возникают большие разности температур, которые вызывают появление опасных температурных напряжений, тем больших, чем выше температура пара, его расход и разница температур между металлом и паром в начале пуска. Температура металла оборудования перед пуском зависит от того, сколько времени прошло с момента останова турбинной установки.

Паропроводы свежего пара и стопорные клапаны остывают двое-трое суток, а цилиндры турбины — только через пять-шесть суток. Температура оборудования зависит от времени простоя перед пуском.

Различают пуски из холодного, горячего и неостывшего состояний. Холодным называют такое состояние оборудования, когда котел и паропроводы блока остыли полностью, а температура металла турбины составляют не более 150°С. Мощные энергоблоки остывают до такого состояния за 90—100 ч. Горячим называют такое состояние, при котором металл турбины имеет температуру не ниже 420—450°С (обычно через 6—10 ч после останова). Состояния, соответствующие промежуточным температурам металла турбины, называют неостывшими.

Принципиально схема пуска при всех тепловых состояниях примерно одинакова. Начальное тепловое состояние оборудования в основном влияет на длительность отдельных операций, которые должны выполняться в строгом соответствии с указаниями станционной инструкции по пуску турбины.

Любой пуск включает в себя такие этапы, как подготовка к нему, прогрев паропроводов и арматуры, пуск конденсационной установки и турбины, синхронизация генератора, нагружение турбины. Проверка оборудования — важный элемент подготовки к пуску.

Перед пуском турбины обязательно проверяют исправность и положение всех ее запорных и управляющих органов и состояние средств технологической защиты (плотность задвижек, стопорных и регулирующих клапанов и т. д.). При полностью закрытых регулирующих и стопорных клапанах и электрогенераторе, отключен-

ном от сети, ротор турбины не должен вращаться. Если закрыт только стопорный или регулирующий клапан, ротор разгоняется паром, проходящим через неплотности между седлами и головками клапанов. Эти неплотности появляются в процессе работы, например из-за тепловых расширений. Нельзя пускать турбину, если неисправны элементы автоматической защиты (реле осевого сдвига, вакуум-реле, реле падения давления масла в системе смазки и др.). При срабатывании любой из защит турбины появляются световой и звуковой сигналы. До пуска должна быть проверена и опробована система регулирования и защиты турбины от разгона. Это особенно важно, так как разгон турбины при внезапном сбросе нагрузки может вызвать серьезную аварию, если неисправна система регулирования или защиты.

Особое внимание уделяют системе маслоснабжения турбины. Масло должно быть прозрачным, без влаги и механических примесей и иметь температуру не менее 40—45°С. При более низкой температуре масло становится слишком вязким, и ротор после пуска может начать вибрировать на масляной пленке. Для подогрева масла его до пуска некоторое время (особенно зимой) прокачивают масляным насосом через систему смазки. Нельзя пускать турбину, если неисправны один из вспомогательных масляных насосов или система автоматического включения резерва.

Перед пуском необходимо убедиться также, что все контрольно-измерительные приборы, позволяющие следить за режимом работы турбины и вспомогательного оборудования, исправны и включены, а дистанционное управление готово к работе.

Одной из первых пусковых операций является прогрев паропроводов свежего пара и промперегрева, а также стопорных клапанов турбины. В это время из паропроводов и органов паровпуска через дренажные линии отводится конденсат, образующийся при прогреве холодных стенок паром. Скорость прогрева паропроводов и стопорных клапанов обязательно контролируют. Контроль температуры позволяет следить за тепловым состоянием элементов и вести прогрев в точном соответствии с требованиями инструкции. Нельзя превышать предписанную инструкцией скорость прогрева, так как при слишком быстром прогреве из-за температурных напряжений в стенках паропроводов и стопорных клапанов могут появиться трещины. Во время прогрева необходимо следить по указателям в контрольных сечениях за перемещением паропроводов в результате расширения.

После прогрева паропроводов и стопорных клапанов включают систему маслоснабжения турбины, проверив уровень масла в масляном баке, а затем вспомогательный масляный турбонасос, после чего масло начинает поступать в систему смазки и регулирования. Давление, которое должен создать вспомогательный масляный насос, указано в инструкции по пуску. При давлении ниже необходимого ротор турбины задевает поверхности вкладышей подшипников. При малом давлении масла система регулирования турбины не работоспособна, так как развиваемые им усилия недостаточны

для перемещения отдельных элементов системы регулирования (золотников, поршней и др.). Поэтому, если давление масла меньше указанного в инструкции, пуск турбины запрещается. При проверке системы следует убедиться, что масло поступает ко всем подшипникам и его температура после подшипников, а также давление в контрольных точках соответствует инструкции. Затем проводят пробный пуск валоповоротного устройства.

Следующей операцией является пуск конденсационной установки. До подачи пара на концевые уплотнения турбина и конденсационная установка заполнены воздухом атмосферного давления. Для эффективного конденсирования пара после турбины необходимо откачать этот воздух из конденсатора. Предварительно конденсатор заполняют конденсатом или химически очищенной водой, так чтобы уровень по водоуказательному стеклу находился на $^3/_4$ его высоты, запускают циркуляционные насосы с закрытыми задвижками на напорной линии и подают в трубки конденсатора циркуляционную воду, для чего сначала открывают задвижки на выходе ее из конденсатора, а потом — на впуске. Затем включают конденсатные насосы, работающие в это время в режиме рециркуляции, и запускают основной и пусковой эжекторы, которые начинают откачивать воздух из конденсатора и корпуса турбины. После включения валоповоротного устройства, когда начинает вращаться ротор, пар подается на концевые уплотнения турбины. Если ротор неподвижен, подавать пар на концевые уплотнения нельзя. Из-за неравномерного прогрева возникает тепловой прогиб ротора и турбину нельзя будет пускать. Поступающий на уплотнения пар имеет температуру около 140°С и давление примерно 0,15 МПа (1,1 мм рт. ст.), Температуру пара регулируют, впрыскивая в него конденсат. Количество пара, которое подается на уплотнения, зависит от давления в корпусе турбины и конденсаторе. По мере того как это давление уменьшается («углубляется вакуум»), расход пара на уплотнения увеличивают.

При вакууме в конденсаторе 40 МПа (300 мм рт. ст.) начинают сбрасывать пар и горячий конденсат из пускосбросных устройств и дренажей паропроводов, что уменьшает потери воды при пусках. Так как поступающий в конденсатор конденсат может быть загрязнен, его возвращают в цикл тепловой электростанции после очистки в блочной обессоливающей установке. Температура, при которой могут эксплуатироваться фильтры этих установок, ограничивает давление в конденсаторе. После прогрева паропроводов и стопорного клапана, проверки нормальной работы маслосистемы и конденсационной установки пар подается в проточную часть турбины. В конденсаторе в это время вакуум должен быть равен 53—77 МПа (400—500 мм рт. ст.).

Когда под действием пара ротор начинает вращаться, валоповоротное устройство автоматически отключается. Момент начала ускорения вращения ротора под действием пара называют *толчком ротора.*

Вначале подают такое количество пара, которое обеспечивает частоту вращения ротора 400—500 об/мин, убеждаются, прослушиванием, в нормальной работе подшипников турбины и проверяют температуру масла после них. При вакууме в конденсаторе примерно 80 МПа (600 мм рт. ст.) отключают пусковой эжектор и оставляют работать только основной. К моменту выхода ротора турбины на номинальную частоту вращения вакуум должен быть не менее 86 МПа (650 мм рт. ст.).

Чтобы снизить температуру в выхлопной части низкого давления и не допустить ее перегрев, а также перегрев рабочих лопаток последней ступени, необходимо при работе на холостом ходу поддерживать вакуум на уровне 86 МПа. Особенно опасен перегрев турбин, у которых лопатки последней ступени выполнены из титановых сплавов, так как прочность этих сплавов значительно снижается с увеличением температуры.

Для каждой турбины существуют такие частоты вращения, при которых резко увеличивается вибрация турбоагрегата, т. е. роторы турбины и электрогенератора попадают в резонанс. Эти частоты, называемые *критическими,* необходимо «проходить» быстро и не допускать работу турбины при них.

Когда частота вращения ротора увеличивается до 1500—2000 об/мин, убедившись, что главный масляный насос вступил в работу, отключают вспомогательный масляный турбонасос. Для проверки начала работы главного насоса уменьшают частоту вращения ротора вспомогательного масляного турбонасоса и следят за давлением масла. Если оно не падает, значит, главный масляный насос работает нормально. После этого частоту вращения ротора турбины доводят до номинальной, увеличивая пропуск пара через проточную часть, проверяют регулирование турбины, автомат безопасности и, если турбина устойчиво работает на холостом ходу, синхронизируют работу электрогенератора с сетью и подключают его к сети.

В мощных турбинах скорость прогрева металла корпуса и ротора существенно зависит от расхода пара и, следовательно, от нагрузки. Нагружать турбину нужно быстро, но с такой скоростью, при которой не возникает опасных температурных напряжений и деформаций. Именно такой график нагружения предписан инструкцией по пуску. Увеличение нагрузки быстрее, чем это допускается инструкцией, может привести к аварии. При нагружении турбины необходимо обращать внимание на работу системы обогрева фланцев и смещение ротора относительно корпуса. При нагрузке, равной 25—30% номинальной, расход пара, поступающего в конденсатор, достаточен, чтобы, отключив рециркуляцию конденсата, довести нагрузку турбины с заданной скоростью до номинальной.

Особенностью пусковых режимов блочных установок является то, что одновременно пускают котел и турбину. График и режим их пуска должны быть хорошо согласованы друг с другом. Пуск блоков из холодного состояния производят на скользящих пара-

метрах. Котел постепенно увеличивает выработку пара, соответственно растут его давление и температура. Это позволяет экономить топливо, так как котел при пуске вырабатывает практически столько пара, сколько потребляется турбиной. В начальный момент пара требуется немного: для прогрева паропроводов и «разворота» ротора турбины. При пуске из холодного состояния прогревать паровпускные устройства и цилиндр высокого давления нужно паром возможно меньшей температуры, которая определяется пусковой схемой блока. Однако давление должно быть таким, чтобы температура была выше температуры насыщения не менее чем на 50°С. При меньшем перегреве в турбину может попасть влажный пар, вызывающий быстрый износ рабочих лопаток.

Наилучшие условия пуска создаются при температуре свежего пара 250—300°С. Пар такой температуры должен поступать в турбину при толчке ротора и увеличении частоты вращения до номинальной. При использовании в блоке прямоточных котлов без встроенных сепараторов пуск их возможен только при номинальном давлении, полностью открытых регулирующих клапанах турбины и закрытой главной паровой задвижке. Пар в турбину подается в обход главной паровой задвижки через байпасную линию с задвижкой, на которой он дросселируется до необходимых температуры и давления.

Особенности пуска блока с неостывшей турбиной связаны с тем, что металл турбины нагрет, а паропроводы успевают остыть и их необходимо прогреть. Кроме того, нельзя подавать в горячую турбину пар, температура которого ниже температуры металла. Расхолаживание корпуса и ротора турбины опасно тем, что могут возникнуть большие температурные напряжения, особенно в роторе. Для предупреждения расхолаживания температура свежего пара в трубопроводе перед главной паровой задвижкой должна за паровпускными устройствами не менее чем на 50°С превышать температуру наиболее нагретых частей турбины. Учитывая, что в перепускных трубах после главных паровых задвижек до турбины пар остывает, температура пара перед ними должна быть выбрана с запасом. Так, для блоков 300 МВт температура свежего пара должна быть больше температуры металла наружного корпуса ЦВД на 80°С.

При останове блока на короткое время температура металла оказывается настолько высокой, что выполнить условие по перегреву пара оказывается невозможно. Поэтому при пуске после коротких простоев температура свежего пара должна быть номинальной. При пусках из горячего состояния особое внимание уделяют температурному режиму паропровода и турбины. Пуск производят очень быстро. Например, на блоке мощностью 300 МВт номинальную нагрузку набирают за 60—90 мин с момента растопки котла. Такое короткое время пуска требует жесткого соблюдения последовательности и продолжительности пусковых операций. Для четкого выполнения режима пуска из горячего состояния в рабочих

инструкциях и сетевых графиках пусковые операции распределяются между работниками оперативной вахты.

Правила технической эксплуатации предписывают во время пуска блока из любого состояния контролировать скорость прогрева паропроводов, стопорных клапанов, пароперепускных труб, относительное удлинение и осевое положение роторов, вибрацию подшипников турбины, генератора и возбудителя, прогиб ротора части высокого давления турбины, разность температур в верхней и нижней частях ее цилиндров, фланцев и шпилек, температуру масла на сливе из подшипников.

При пуске турбины действующие на ротор и воспринимаемые упорным подшипником осевые усилия могут достигать предельных значений. При этом поверхности колодок подшипника могут подплавиться, в результате чего ротор будет задевать корпус. Поэтому во время пуска важно постоянно следить за осевым положением ротора. Об увеличении осевого усилия можно судить по температуре масла на сливе из упорного подшипника или упорных колодок.

Особо ответственным является пуск турбины после капитального ремонта. Операции, которые необходимо дополнительно провести в этом случае, оговариваются специальной инструкцией.

§ 72. Обслуживание турбины во время работы

Безусловное и сознательное выполнение требований инструкций — главное условие обеспечения надежной работы турбины. При нормальной работе турбинной установки условия ее обслуживания спокойные, ритм — монотонный. Но в случае возникновения аварийных ситуаций ритм работы резко возрастает, отдельные операции требуется выполнять быстро, в строго заданной последовательности. Поэтому последовательность операций необходимо не только запомнить, но и закрепить неоднократными тренировками на оборудовании с имитацией аварийных ситуаций.

При работе турбин следует проводить регулярные обходы по заранее разработанному маршруту, осматривать агрегат и вспомогательное оборудование, записывать необходимые показания приборов, периодически «прослушивать» турбину.

При эксплуатации паротурбинных установок должны выполняться определенные требования, предусматриваемые «Правилами технической эксплуатации». Так, должны обеспечиваться: надежность работы основного и вспомогательного оборудования; чистота проточной части турбины и теплообменных поверхностей конденсаторов, подогревателей и испарителей; экономический вакуум без переохлаждения конденсата, отсутствие повышенных присосов воздуха в вакуумную систему; нормальный подогрев конденсата и питательной воды во всех ступенях регенеративной установки.

Надежная и экономичная работа турбины зависит прежде всего от состояния ее проточной части, уплотнений диафрагм и концевых уплотнений. Износ рабочих и сопловых лопаток, появление на них

отложений, износ уплотнений и диафрагм, изменение их формы и расположения относительно других элементов увеличивают потери в проточной части и снижают кпд установки в целом. Чрезмерный износ, уменьшение механической прочности, появление трещин в элементах проточной части и корпуса снижают надежность турбины. В наихудших условиях в проточной части турбины находятся рабочие лопатки, которые подвергаются силовому воздействию со стороны потока пара и центробежных сил, вибрируют из-за неравномерности потока пара, загрязняются и корродируют.

Увеличение температуры пара по сравнению с расчетной резко уменьшает надежность лопаток первых ступеней части высокого давления вследствие ухудшения механических свойств и роста скорости ползучести металла, увеличения вероятности появления трещин и других повреждений. Повышение температуры сказывается также на надежности других элементов турбины: корпуса, диафрагм, дисков, уплотнений, органов парораспределения.

Рабочие лопатки всех ступеней (кроме регулирующей) и диафрагмы оказываются наиболее нагруженными при максимальном расходе пара. Для турбин с сопловым парораспределением тяжелым является также режим работы с одним или двумя полностью открытыми регулирующими клапанами, при котором наибольшие напряжения возникают в рабочих лопатках регулирующих ступеней.

Уменьшение температуры по сравнению с номинальной также недопустимо, так как повышается влажность пара в последних ступенях и увеличивается число ступеней, работающих во влажном паре, которые подвергаются сильному эрозионному износу, что способствует возникновению дополнительных осевых усилий и росту нагрузки на упорный подшипник. Снижение температуры свежего пара уменьшает кпд турбины как само по себе, так и вследствие роста потерь в проточной части от повышенной влажности.

Во время регулярных обходов турбины кроме контроля режима работы проводят внешний осмотр и «прослушивание», которое позволяет обнаружить механические повреждения. Признаками повреждений являются появление слышимых металлических звуков и необычных шумов внутри турбины. При нормальном состоянии турбины слышен равномерный шум разных тонов. Регулярное «прослушивание» турбины позволяет привыкнуть к характеру этого шума и при появлении необычных звуков сразу же их обнаружить.

Внешний осмотр позволяет выявить трещины в трубопроводах, судить о нормальной работе подшипников и концевых уплотнений (появление дыма и искр из подшипников или уплотнений требует немедленного останова турбины). Особое внимание уделяют состоянию упорных подшипников при резком изменении нагрузки турбины. При сильном нагружении подшипников температуру баббитового слоя колодок измеряют термопарами (она не должна превышать 90°С).

Обязательным является также контроль вибрационного состояния турбины. На работающей турбине измеряют амплитуду вибраций подшипников в трех направлениях: вертикальном, горизон-

тальном и осевом. Вибрационное состояние турбины оценивают по двойной амплитуде вибрации того подшипника, который вибрирует больше остальных. Двойные амплитуды вибраций подшипников турбины, генератора и возбудителя турбоагрегатов мощностью 150 МВт и более, находящихся в эксплуатации, не должны превышать 30 мкм. Периодичность измерений вибраций подшипников зависит от вибрационного состояния турбины, которое оценивают, как отличное, хорошее или удовлетворительное. В турбинах отличного или хорошего вибрационного состояния измерения проводят 1 раз в месяц, а удовлетворительного — 1 раз в две недели. Контролируют вибрации при одной и той же нагрузке турбины (не менее 50% номинальной). Кроме периодических измерений вибрацию контролируют перед остановом турбоагрегата на капитальный ремонт, при вводе после капитального ремонта, а также при заметном повышении вибрации подшипников. До ремонта и после него вибрацию контролируют при нескольких установившихся режимах работы: на холостом ходу без возбуждения и с возбуждением, при половинной и полной нагрузке турбины.

§ 73. Обслуживание систем маслоснабжения, регулирования и защиты турбины

Так как системы маслоснабжения различных турбин имеют свои особенности, прежде чем приступить к их обслуживанию, необходимо тщательно изучить схему, принцип действия, ознакомиться с инструкциями по эксплуатации и приобрести необходимые практические навыки. Несмотря на отличия и особенности систем маслоснабжения различных турбин, существуют общие требования, оговоренные «Правилами технической эксплуатации», которые необходимо соблюдать. Во время работы турбоагрегата следует постоянно контролировать давление и температуру масла в определенных точках маслосистемы. Особенно тщательно следят за температурой масла после подшипников. При обходе турбоагрегата обращают внимание на состояние насосов; проверяют температуру подшипников, устраняют протечки масла через уплотнения, следят за уровнем вибрации, не допускают перегрузки электродвигателя. Не допускается подтекание масла, а также его работа в местах соединений маслопровода при появлении на отдельных участках трещин из-за повышенной вибрации, которые при быстром развитии могут привести к разрушению.

Надежная работа маслосистемы обеспечивается включением в схему резервных масляных электро- или турбонасосов, которые при недопустимом снижении давления масла автоматически включаются в работу. Устройство автоматического включения и сами насосы должны опробоваться не реже 2 раз в месяц (без останова турбины). Для нормальной работы насосов необходимо постоянно отводить воздух из верхних точек их камер и трубопроводов, чтобы предупредить образование воздушных подушек. Попадание воздуха на рабочее колесо может привести к срыву работы насоса.

Для опробования насосов машинист турбины по указанию начальника смены или старшего машиниста поочередно включает их. При пуске давление на линии нагнетания поднимается на 5—10 МПа (0,05—0,1 кгс/см²) и поток масла через подшипники увеличивается (что можно видеть через смотровые стекла на сливных маслопроводах после подшипников турбоагрегата); после подшипников температура масла уменьшается. Резервные масляные насосы подключают к маслосистеме так, чтобы их можно было опробовать в режиме автоматического запуска, для чего на том участке маслопровода, где подключено реле пуска маслонасоса, давление намеренно снижают до срабатывания реле. Результаты опробования устройств автоматического запуска и самих насосов заносят в журнал.

Надежность работы маслосистемы зависит также от качества и чистоты масла. В турбинном цехе качество масла контролируют 1 раз в сутки (в дневную смену). Кроме того, выполняют сокращенный анализ 1 раз в два месяца, если кислотное число не больше 0,5 мг КОН и масло полностью прозрачно, и 1 раз в две недели, если кислотное число больше 0,5 мг КОН и в масле содержатся шлам и вода. Если ежедневный контроль свидетельствует о резком ухудшении качества масла, проводят внеочередной анализ. Очищают и восстанавливают загрязненные масла в центральных масляных хозяйствах и на мощных тепловых электрических станциях.

Чистота масла обеспечивается фильтрами, установленными в масляном баке турбины. Загрязнение фильтров снижает давление в системе смазки из-за уменьшения производительности насоса. В результате к подшипникам поступает меньше масла, которое отводит меньше теплоты, что увеличивает нагрев подшипников.

Очищают фильтры по графику. После монтажа или ремонта это делают чаще, чем при обычной эксплуатации. Фильтры поочередно извлекают из масляного бака 1 раз в неделю и продувают сжатым воздухом. Машинист турбины во время замены фильтра и в течение 1 ч после ее должен наблюдать за давлением масла в системе смазки и температурой подшипников. Конструкция фильтров современных турбоустановок такова, что их очищают, не останавливая турбину. Поддержание необходимого качества и своевременное восполнение утечек масла из системы смазки, а также меры, предотвращающие его попадание на обмотки турбогенератора, входят в обязанности персонала турбинного цеха.

Обычно на маслопроводах и трубопроводах охлаждающей воды возле маслоохладителей устанавливают запорную арматуру, позволяющую отключить любой маслоохладитель от маслосистемы, что бывает необходимо, например, при обнаружении утечки масла через маслоохладитель. Ошибочное отключение маслоохладителей приводит к подплавлению подшипников турбины, поэтому маховики всех задвижек, которыми можно перекрыть доступ масла к турбине, пломбируют, о чем начальник смены или старший машинист делает запись в оперативном журнале. Целостность пломб на ма-

ховиках машинист проверяет при приемке смены. Необходимые отключения или переключения маслоохладителей производит дежурный персонал турбинного цеха с ведома дежурного инженера станции под руководством начальника смены или старшего машиниста, о чем делается запись в оперативном журнале.

Все турбинные установки имеют системы автоматического регулирования, сигнализации и защиты, которые освобождают обслуживающий персонал от необходимости управлять различными процессами. Системы регулирования и парораспределения и связи между ними имеют большое количество трущихся соединений. Силы трения в них и люфты снижают чувствительность системы регулирования, что вызывает неустойчивость работы турбины либо более серьезные последствия. Так, если силы трения велики, возможно заклинивание штоков регулирующих клапанов и сервомоторов. Это случается, если они длительное время находились в неизменном положении, а также при отложении между штоком и корпусом солей, которые выделялись из просачивающегося вдоль штока пара. При таком заклинивании в случае аварийного отключения электрогенератора от сети доступ пара в турбину не прекращается, что может привести к аварии турбоагрегата.

«Правилами технической эксплуатации» предусмотрено ежедневное «расхаживание» клапанов на часть хода, для чего их перемещают вверх-вниз на небольшое расстояние. Шток при этом перемещается относительно корпуса и разрушает постоянно возникающие солевые отложения. На стопорных клапанах предусматривают специальные устройства. Для расхаживания регулирующих клапанов изменяют нагрузку турбины. Эту операцию выполняют не реже 1 раза в две недели, наблюдая, насколько плавно изменяется нагрузка турбины при изменении положения синхронизатора.

Надежность обратных клапанов отборов проверяют 1 раз в месяц. Свободу движения клапана контролируют механическим перемещением его тарелки. Плотность закрытия обратных клапанов обычно проверяют паром от постороннего источника на холостом ходу турбины. Если клапан садится неплотно, часть пара через неплотность посадки будет проникать в турбину и «разгонять» ротор.

Защита от повышения частоты вращения — одна из важнейших защит, которая предотвращает разрушение турбины даже в том случае, если не срабатывает система регулирования. Автомат безопасности срабатывает только в аварийной ситуации. Во время длительной эксплуатации турбины при нормальных режимах, несмотря на специально принимаемые меры, на автомате оседают влага, отложения из турбинного масла и др., в результате чего детали загрязняются, возникает коррозия на их поверхности и возможно несрабатывание автомата при недопустимой частоте вращения. Автоматы безопасности современных турбин имеют специальную систему для проверки на номинальной частоте вращения «расхаживания» бойков. С помощью этой системы автомат опробуют не

реже 1 раза в 4 месяца. Если турбина не имеет специальной системы для опробования автомата на номинальной частоте вращения, проверку проводят, повышая частоту вращения на холостом ходу выше номинальной до срабатывания автомата безопасности. Если частота вращения примерно на 12% превысила номинальную, а автомат безопасности не сработал, необходимо для останова турбины вручную выбить предохранительный выключатель и устранить неисправность.

Широкое распространение нашли системы регулирования, в которых в качестве рабочего тела используют конденсат после конденсатных насосов. Такие системы снабжаются фильтрами, требующими периодической очистки. На фильтре устанавливается дифференциальный манометр со световой сигнализацией, позволяющий измерять разницу давлений (перепад) до фильтра и после него. Если перепад давлений больше указанного заводом-изготовителем, это свидетельствует о загрязнении фильтра. Для очистки рабочего фильтра включается резервный. Рабочий фильтр промывается обратным потоком воды. После промывки этот фильтр переводят в резерв. Обычно пропускная способность фильтра восстанавливается через 10—15 мин.

§ 74. Обслуживание конденсационной установки и вспомогательного оборудования

Конденсационная установка. Конденсатор должен обеспечивать необходимое давление пара за турбиной, которое зависит от режима ее работы, температуры и расхода охлаждающей воды, воздушной плотности вакуумной системы, состояния поверхности охлаждения и режима работы воздухоудаляющего устройства (эжектора). При увеличении давления в конденсаторе мощность турбины уменьшается. Для каждого типа турбины существует определенная зависимость изменения мощности от давления в конденсаторе. В процессе эксплуатации периодически необходимо проверять плотность вакуумной системы и устранять присосы воздуха, которые определяют на остановленной турбине. Для этого вакуумную систему заполняют водой и о наличии присосов судят по местам течей. При эксплуатации количество воздуха, отсасываемого пароструйным эжектором, измеряют дроссельным расходомерным устройством.

Необходимо также вести контроль за жесткостью выходящего из конденсатора конденсата. Отбирая пробы и проводя химический анализ, следят за водяной плотностью конденсатора, которая должна быть такой, чтобы обеспечивалось необходимое качество конденсата. На качество конденсата влияют присосы воздуха на участке трубопровода от конденсатора до конденсатного насоса. Вместе с воздухом подсасывается кислород, вызывающий коррозию элементов оборудования. Для проведения химического анализа на содержание кислорода в конденсате после каждого конденсатного насоса 1 раз в сутки отбирают пробу. При увеличении содержания

кислорода в конденсате обнаруживают и устраняют места присосов воздуха.

Давление пара в конденсаторе зависит от состояния поверхностей его трубок, загрязнение которых приводит к ухудшению условий охлаждения и конденсации пара. Большое значение для предупреждения загрязнения трубок имеют профилактические мероприятия. При развитии водной растительности в водохранилищах-охладителях, брызгальных бассейнах, резервуарах и оросителях градирен воду обрабатывают медным купоросом, соблюдая правила безопасности. Купорос позволяет избавиться от низших водорослей, не нанося ущерба рыбному хозяйству, так как вводится в воду в ничтожно малых дозах. На водохранилищах-охладителях регулярно контролируют качество воды. При загрязнении воды промышленными и бытовыми стоками принимают меры, устраняющие причины загрязнения.

Заметно влияет на эффективность работы конденсационной установки переохлаждение конденсата. Для снижения переохлаждения конденсата необходимо поддерживать его уровень ниже нижнего ряда трубок конденсатора, максимально увеличивать плотность вакуумной системы, следить за исправностью воздухоотсасывающих устройств.

Снижение абсолютного давления в конденсаторе ведет к росту мощности турбины при одном и том же расходе пара, так как увеличивается располагаемый теплоперепад. Однако беспредельно уменьшать давление в конденсаторе бессмысленно, так как, начиная с некоторого его значения, скорость пара на выходе из рабочих каналов последней ступени достигнет скорости звука, пропускная способность последней ступени будет исчерпана и дальнейшее снижение давления не приведет к приросту мощности турбины. При уменьшении давления в конденсаторе мощность турбины увеличивается на $\Delta N_т$. Однако для этого необходимо прогонять через конденсатор больше охлаждающей воды и, следовательно, увеличить мощность, потребляемую циркуляционными насосами на $\Delta N_н$, поэтому фактический выигрыш мощности турбогенератора равен разности этих величин: $\Delta N_э = \Delta N_т - \Delta N_н$.

В конденсаторе следует поддерживать такое давление, чтобы выигрыш в мощности турбогенератора $\Delta N_э$ был наибольшим. При каждом расходе пара через турбину при заданной температуре охлаждающей воды перед конденсатором существует вполне определенный расход охлаждающей воды, обеспечивающий наивыгоднейшее давление в конденсаторе. Соответствующий этому давлению вакуум в конденсаторе, называемый *экономическим*, должен поддерживаться в течение всего времени эксплуатации.

Регенеративные подогреватели. При обслуживании регенеративных подогревателей в первую очередь контролируют температуру и давление греющего пара, а также питательной воды до подогревателей и после них. Кроме того, необходимо следить за расходами питательной воды, пара и конденсата греющего пара. Подогреватели высокого давления обязательно снабжают автома-

тическими защитными устройствами от переполнения парового пространства водой, чтобы она не попала в паровое пространство турбины. Защита отключает подачу питательной воды в группу подогревателей, как только уровень ее в корпусе любого из них поднимается до аварийного; одновременно прекращается доступ пара в подогреватели. В мощных блоках предусмотрена вторая ступень защиты, которая отключает блок, если после срабатывания первой ступени уровень воды в подогревателе поднимается более чем на 2,5 м. Защиту от повышения уровня и связанную с ней сигнализацию опробуют не реже 1 раза в 3 месяца и перед каждым пуском подогревателя.

Деаэрационная установка. При эксплуатации деаэрационной установки необходимо прежде всего руководствоваться инструкцией. Обслуживание деаэратора состоит из нескольких этапов. Первый из них — подготовка деаэратора к включению. На этом этапе необходимо проверить исправность контрольно-измерительных приборов, указателя уровня воды, арматуры, фланцевых соединений и предохранительных устройств (гидрозатвора, предохранительного клапана). Все задвижки на линиях подвода конденсата, греющего пара и химически очищенной воды должны быть закрыты. Следующим этапом является включение деаэратора, которое разрешается лишь после его осмотра и подготовки. Деаэратор заполняют химически очищенной водой и проверяют заполнение водой гидрозатвора. Перед прогревом полностью открывают вентиль на линии удаления газов из деаэратора. Затем прогревают воду в деаэраторе паром от постороннего источника, который подают через барботажные сопла. Для этого на всех деаэраторах блочных установок имеется резервный подвод пара от постороннего источника. Резервный подвод пара от соседних блоков используют для деаэрации воды как при растопке котла, так и при сбросе нагрузки.

При непродолжительной остановке блока в деаэраторе поддерживают небольшой вакуум (около 5 МПа) паром от постороннего источника. Это позволяет предотвратить попадание кислорода из окружающего воздуха в конденсат и держать деаэратор в постоянной готовности к пуску блока. По окончании прогрева воды конденсат от турбины и химически очищенную воду через холодильник деаэратора подают в его головку, куда затем поступает греющий пар. Конденсат от подогревателей сетевой воды и подогревателей высокого давления подается после включения их в работу. Автоматические регуляторы давления и уровня включаются после того, как установлен нормальный режим работы деаэратора.

Необходимо регулярно осматривать деаэрационную установку в соответствии со сроками, указанными в инструкции по эксплуатации, выявляя места «парений» и течи из фланцевых соединений паропроводов, водопроводов и сальников задвижек, проверяя заливку гидрозатвора и исправность теплоизоляции, а также контролируя показания приборов, уровень воды в баке, давление в верхней части головки и температуру воды в аккумуляторном баке. Для

остановки деаэратора отключают подачу конденсата, греющего пара и очищенной воды.

Снабжение потребителей паром. Промышленные предприятия обычно используют пар повышенной температуры, который поступает из отборов конденсационных турбин или после турбин с противодавлением. Расход потребляемого пара зависит от режима работы предприятий. Для бесперебойного снабжения предприятий паром на электростанциях обычно параллельно с турбинами, от которых отбирается пар, имеются резервные установки — редукционные (РУ), редукционно-охладительные (РОУ) и быстродействующие редукционно-охладительные (БРОУ). Эти установки включаются автоматически и расход пара через них автоматически поддерживается на заданном уровне с помощью регулятора давления. Резервные установки обеспечивают также потребителей паром при выходе из строя основного источника.

Каждая редукционно-охладительная установка снабжена предохранительными клапанами, установленными в той ее части, где подготовляется пар с давлением и температурой, необходимой потребителю. «Правилами технической эксплуатации» запрещается эксплуатировать редукционно-охладительные установки, если предохранительные клапаны отключены или неисправны. Предохранительные клапаны проверяют не реже 1 раза в полгода, а также перед каждым включением и после монтажа или ремонта. Если предохранительные клапаны отключены или неисправны, при отказе регулятора давления в паропроводах, подающих пар к потребителю, давление может превысить допустимое. В этом случае агрегаты, потребляющие пар на предприятиях, могут быть выведены из строя.

Теплофикационная установка. Для снабжения потребителей теплоты обычно в качестве теплоносителя используют воду. Режим работы теплофикационных установок определяется необходимой температурой воды в подающем трубопроводе, зависит от давления и расхода в этом трубопроводе и от давления в обратном. Эти данные диспетчер тепловой сети ежесуточно задает персоналу тепловой электрической станции. Обратная вода из тепловой сети поступает в конденсатор турбины (если она работает с ухудшенным вакуумом) или в сетевой подогреватель. При работе сетевых подогревателей необходимо следить за уровнем конденсата, который образуется из пара, обогревающего трубки с сетевой водой. Обычно необходимый уровень конденсата поддерживается автоматически регулятором уровня и устройством сброса конденсата.

При конденсации греющего пара в паровом пространстве сетевого подогревателя, так же как и в конденсаторе, остаются несконденсировавшиеся газы, в основном воздух, присутствие которого резко уменьшает интенсивность отдачи теплоты паром. Для отсоса газов служит специальной эжектор, выбрасывающий их в атмосферу, или паровое пространство сетевого подогревателя соединяют с конденсатором, куда отсасывается паровоздушная смесь.

При эксплуатации сетевых подогревателей неконденсирующиеся газы должны отсасываться непрерывно.

Скорость изменения температуры горячей воды, отпускаемой потребителю, ограничена и не должна превышать 30°С в час. Если при изменении режима работы теплофикационных установок это условие не выполняется, возможны разрывы сварных швов трубопроводов, по которым подается вода, либо сдвиг или разрушение опор, на которых они установлены.

В реальных условиях даже в замкнутых тепловых сетях наблюдается утечка воды через неплотности в соединениях труб, сальников, арматуры и др. Для восполнения потерь устанавливают специальные подпиточные насосы, которые подают подпиточную воду в обратный трубопровод. Сетевые и подпиточные насосы должны иметь задвижки и обратные клапаны на стороне нагнетания. Обратный клапан служит для защиты насоса от разрушения гидравлическим ударом, возникающим при его останове. Задвижка, устанавливаемая после обратного клапана, необходима для отключения насоса от магистрали, если необходим профилактический осмотр или ремонт.

§ 75. Эксплуатация питательных насосов

Питательные насосы обслуживают в точном соответствии с инструкцией. Перед пуском при внешнем осмотре насоса необходимо убедиться, что ремонт и монтаж закончены, рабочая площадка освобождена от приспособлений и инструментов, установлены и закреплены ограждения муфт, электродвигатель заземлен, положение задвижек и вентилей соответствует пусковой схеме, Обычно вентили на рециркуляционной и всасывающей линиях должны быть открыты, а на линии нагнетания — закрыты. Кроме того, проверяют исправность контрольно-измерительных приборов, наличие масла и осевое положение ротора насоса. Если насос сблокирован с другими насосами, необходимо перед пуском отключить блокировку.

Все питательные насосы снабжены рядом защит: от понижения давления питательной воды в линии нагнетания до обратного клапана и масла перед подшипниками; от недопустимо большого осевого смещения ротора; от уменьшения расхода воды через насос. Эти защиты позволяют предотвратить повреждение самого насоса и избежать развития аварии и повреждения другого оборудования энергоблока. «Правилами технической эксплуатации» запрещается пуск питательного насоса, если неисправна хотя бы одна из защит или какое-либо средство дистанционного управления, которым обслуживающий персонал пользуется в том случае, когда не срабатывает защита.

После пуска насоса при работе на рециркуляцию необходимо контролировать температуру воды перед насосом и после него, осевое положение ротора, уровень вибрации. При нормальной работе насос подключают к питательной магистрали.

Режим пуска питательного турбонасоса имеет особенности, связанные с подготовкой и пуском приводной паровой турбины (особенности пуска турбин были рассмотрены выше). На каждой электростанции имеются резервные питательные турбонасосы, которые запускаются автоматически при недопустимом уменьшении давления питательной воды. Так как при возникновении аварийной ситуации резервный питательный турбонасос должен быть немедленно запущен в работу, он постоянно находится в готовности к пуску. Задвижки на напорных и всасывающих трубопроводах резервных питательных насосов должны быть открыты; к стопорному клапану приводной турбины должен быть подведен пар; паропровод, арматура и турбина должны быть прогреты; через дренажи удален весь конденсат. При соблюдении этих условий быстрый пуск не вызовет повреждения турбины. При пуске резервный питательный насос медленно набирает обороты и постоянно растет давление в линии нагнетания до обратного клапана. Когда давление, развиваемое насосом, становится больше давления в магистрали питательной воды, начинается подача воды в котел от резервного насоса. Резервные насосы опробуют не реже 1 раза в месяц. Это необходимо для опробования всей системы автоматического ввода резерва, так как в работе автоматических устройств, бездействовавших длительное время, возможны отказы. Насос при этом нагружается до полной производительности и некоторое время находится в пробной эксплуатации. При этом основной питательный насос останавливают.

Для надежной защиты турбопривода от разгона в соответствии с «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей» не реже 1 раза в полгода, а также после ремонта или простоя более 1 месяца проводят испытания автомата безопасности турбины. При обслуживании питательного насоса наблюдают показания контрольных приборов, следят за нормальной работой электро- или турбопривода, а также систем смазки и охлаждения. При аварийном останове основного питательного насоса пускают резервный.

§ 76. Плановый и аварийный остановы турбины

При плановом останове турбины известны время и цель. Время и причины аварийного останова турбины заранее неизвестны. Останов турбины производят в основном двумя способами: без расхолаживания и с расхолаживанием. «Правила технической эксплуатации» не предписывают единых жестких требований к режимам останова, так как каждая установка имеет свои особенности. Общими требованиями являются проверка исправности и опробование резервных и аварийных масляных насосов, а также стопорного клапана.

При останове турбины без расхолаживания важно так подобрать режим, чтобы возможно дольше сохранить ее в горячем состоянии. Например, при останове блока мощностью

300 МВт сначала производят плавную разгрузку до 150 МВт. На этом режиме блок еще работает устойчиво (по условиям работы питательного турбонасоса). Затем котел гасят, в течение 1—2 мин турбину разгружают до 90—100 МВт и отключают. При этом давление в котле сохраняется близким к номинальному и блок находится в состоянии «горячего резерва».

При нулевом расходе пара цилиндры среднего и низкого давления быстро разогреваются до недопустимых температур, если электрогенератор не отключен от сети и ротор вращается на холостом ходу. Потери на вентиляцию преобразуются в теплоту, которая разогревает турбину. Поэтому работа на беспаровом режиме не должна превышать 10—20 мин. Из этого состояния можно наиболее быстро выйти на исходную нагрузку.

При останове турбины с расхолаживанием следует поддерживать температуру пара не менее чем на 50°С больше, чем температура насыщения при данном давлении. Это условие необходимо, чтобы в турбину не попал влажный пар. Начиная с определенного давления, система автоматики перестает работать и далее температуру свежего пара снижают с помощью ручного управления. Из-за трудности ручного управления на этом этапе допускается поочередное изменение паропроизводительности, температуры и давления свежего пара. Одновременное снижение паропроизводительности, давления и температуры свежего пара возможно в конце расхолаживания при сепараторном режиме. Расхолаживание можно вести без перевода котла на сепараторный режим, т. е. на прямоточном режиме, как это делается на блоках 300 МВт. При постоянных параметрах свежего пара блок разгружают примерно наполовину. Затем закрывают встроенные задвижки котла и полностью открывают регулирующие клапаны турбины при необходимом снижении температуры и давления пара. Далее при постоянных температуре и давлении паропроизводительность котла уменьшают до растопочной. На последнем этапе часть пара через БРОУ сбрасывают в конденсатор турбины, и расход пара через турбину уменьшается. Для прекращения подачи пара в турбину закрывают стопорный кран и отключают электрогенератор. При этом остается подача пара на уплотнения и запускается резервный масляный насос.

При выбеге ротора турбины ее необходимо «прослушивать». В это время ротор вращается по инерции, пар не шумит внутри турбины, поэтому и хорошо прослушиваются посторонние звуки. С момента прекращения подачи пара в проточную часть до полной остановки ротора проходит определенное для каждой турбины время. Согласно «Правилам технической эксплуатации» время выбега ротора определяют при всех остановах турбины. Через 200—300 ч эксплуатации на исправной турбине проводят специальные испытания, во время которых снимают график выбега ротора при ее останове с нормальным вакуумом в конденсаторе. Этот график показывает зависимость частоты вращения ротора от времени с момента закрытия стопорного клапана до момента полной оста-

новки ротора. Такой график имеется у машиниста турбины. При изменении состояния турбины (увеличении трения в подшипниках или редукторах, задеваниях) время выбега заметно уменьшается. Задевания легко определяют на слух во время выбега ротора. Появление неплотностей в стопорном или регулирующих клапанах и запорной арматуре отборов также увеличивает время выбега ротора. Об отклонении времени выбега более чем на 2—3 мин от контрольного ставят в известность дежурного инженера станции и руководство цеха. Для разных турбин время выбега колеблется от 20 до 30 мин.

После снижения частоты вращения ротора до 400—500 об/мин, уменьшая подачу пара в конденсатор, чтобы к моменту остановки ротора в нем установилось атмосферное давление, одновременно уменьшают подачу пара на эжекторы. Сразу после остановки ротора включают валоповоротное устройство, время работы которого для каждой турбины оговорено инструкцией и обычно составляет несколько часов. В это время масло на смазывание подшипников подается от резервного масляного насоса.

Конденсатные насосы останавливают после прекращения подачи пара в турбину. Через 1 ч после полного останова турбины можно остановить циркуляционные насосы. Заключительной операцией является закрытие всех запорных органов паропровода. Паропровод, подводящий пар к турбине, отключают от паровой магистрали и соединяют с атмосферой. При останове турбины необходимо следить за разницей температур между верхом и низом ее корпуса, фланцами и шпильками, наружными и внутренними стенками стопорных клапанов и паропроводов.

К плановому относят также режим останова, близкий к аварийному, при испытаниях на мгновенный сброс нагрузки для проверки системы регулирования. Программа этих испытаний утверждается главным инженером станции, а подготовка и сами испытания ведутся в присутствии начальника цеха или его заместителя. Сброс нагрузки проводят, начиная с 50% от номинальной, а затем с 75 и со 100%. При этом температура и давление пара не должны отличаться от нормальных более чем на 5%. Если после отключения генератора от сети срабатывает автомат безопасности, испытания прерывают для наладки системы регулирования. При нормальной работе системы регулирования турбогенератор удерживается на холостом ходу при сбросе любой нагрузки.

При возникновении аварийных ситуаций, если не сработала одна из защит, персонал обязан прекратить доступ пара в турбину командой с дистанционного щита управления или нажатием кнопки автомата безопасности на корпусе переднего подшипника. При этом необходимо убедиться, что стопорный и регулирующий клапаны закрылись, и подать на главный щит управления сигнал «Машина в опасности». «Правилами технической эксплуатации» предусмотрены следующие основные причины останова:

частота вращения ротора выше уровня, при котором срабатывает автомат безопасности;

недопустимо большие осевой сдвиг или относительное перемещение ротора турбины;

резкие отклонения температуры свежего пара и пара промежуточного перегрева от установленных верхних и нижних предельных значений;

слышимые металлические звуки и необычные шумы внутри турбины;

появление искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора;

внезапная сильная вибрация турбоагрегата;

появление признаков гидравлических ударов в паропроводах свежего пара или турбине;

разрыв или трещины в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева или отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в корпусах клапанов и распределительных коробках;

воспламенение масла на турбине и невозможность немедленной ликвидации пожара имеющимися средствами;

уменьшение разности давлений между маслом и водородом ниже предельного значения;

недопустимое снижение давления масла в системе смазки турбины или его уровня в масляном баке, а также недопустимое повышение температуры масла на сливе из любого подшипника или на любой из колодок упорного подшипника;

снижение вакуума в конденсаторе до аварийного.

После закрытия стопорного клапана отключают от сети генератор и перекрывают доступ пара к стопорному клапану и отборам турбины. Для этого закрывают главные паровые задвижки на паропроводах регулируемых отборов. Время работы на беспаровом режиме ограничено.

В ряде случаев немедленный останов турбины не требуется. Решение о времени останова принимает главный инженер электростанции. «Правила технической эксплуатации» предусматривают необходимость разгружения или останова турбины в случаях заеданий стопорных клапанов свежего пара или пара промежуточного перегрева, регулирующих клапанов или обратных клапанов отборов; при ненормальной работе вспомогательного оборудования (невозможности устранения причин нарушения нормальной работы без останова турбины); обнаружении свищей в паропроводах свежего пара, пара промежуточного перегрева и отбора, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, маслопроводах, коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в клапанах и парораспределительных коробках.

§ 77. Работа турбины на скользящих параметрах

Энергоблоки почти всех электростанций, использующих органическое топливо, работают не только на номинальной мощности,

но и изменяют свою нагрузку. При снижении нагрузки энергоблока кпд турбины и котла заметно уменьшаются. Как при дроссельном, так и при сопловом парораспределении кпд турбины резко падает с уменьшением нагрузки в результате снижения расхода пара прикрытием регулирующих клапанов. Уменьшение расхода пара сопровождается падением температуры и давления за регулирующими клапанами (пар дросселируется). При этом питательный насос работает на полную мощность, поднимая давление питательной воды до номинального.

Значительно уменьшить потери при работе на малых нагрузках позволяет регулирование мощности турбины способом скользящего давления (при работе турбины на скользящих параметрах). В этом случае регулирующие клапаны турбины все время полностью открыты, пар не дросселируется и его расход изменяется вследствие изменения давления в котле: чем ниже нагрузка турбины, тем меньше должно быть давление пара в котле, а его температура при этом остается постоянной. Работа на скользящих параметрах позволяет уменьшить потери от дросселирования пара в регулирующих клапанах и снизить затраты энергии на привод питательного насоса, так как в этом случае он должен развивать давление, значительно меньшее номинального. При малых нагрузках этим способом можно увеличить на 2—2,4% экономичность блоков мощностью 300 МВт.

Кроме того, работа при малых нагрузках на скользящих параметрах увеличивает надежность работы котла, паропровода свежего пара и турбины. Трубчатые поверхности нагрева котла при этом работают при пониженном давлении, следовательно, при меньших напряжениях. Турбина практически все время работает при постоянной температуре. Таким образом, уменьшение нагрузки не вызывает появление больших температурных напряжений в стенках корпуса турбины и фланцах и опасных температурных перекосов ее корпуса.

Недостатком регулирования мощности скользящим давлением является уменьшение скорости изменения нагрузки, а следовательно, снижение приемистости. Так как регулирующие клапаны турбины открыты полностью, увеличение мощности увеличением расхода пара при открытии регулирующих клапанов невозможно. Расход пара будет увеличиваться только при повышении его давления, что, в свою очередь определяется особенностями работы котла. Котел не может быстро изменять давление и, следовательно, возможность изменения нагрузки при работе на скользящем давлении полностью зависит от инерционности котла.

§ 78. Основные сведения об устройстве и обслуживании генератора

Вал генератора соединяется непосредственно с валом турбины. В качестве генераторов на электростанциях используются трехфазные электрогенераторы переменного тока (рис. 167), основ-

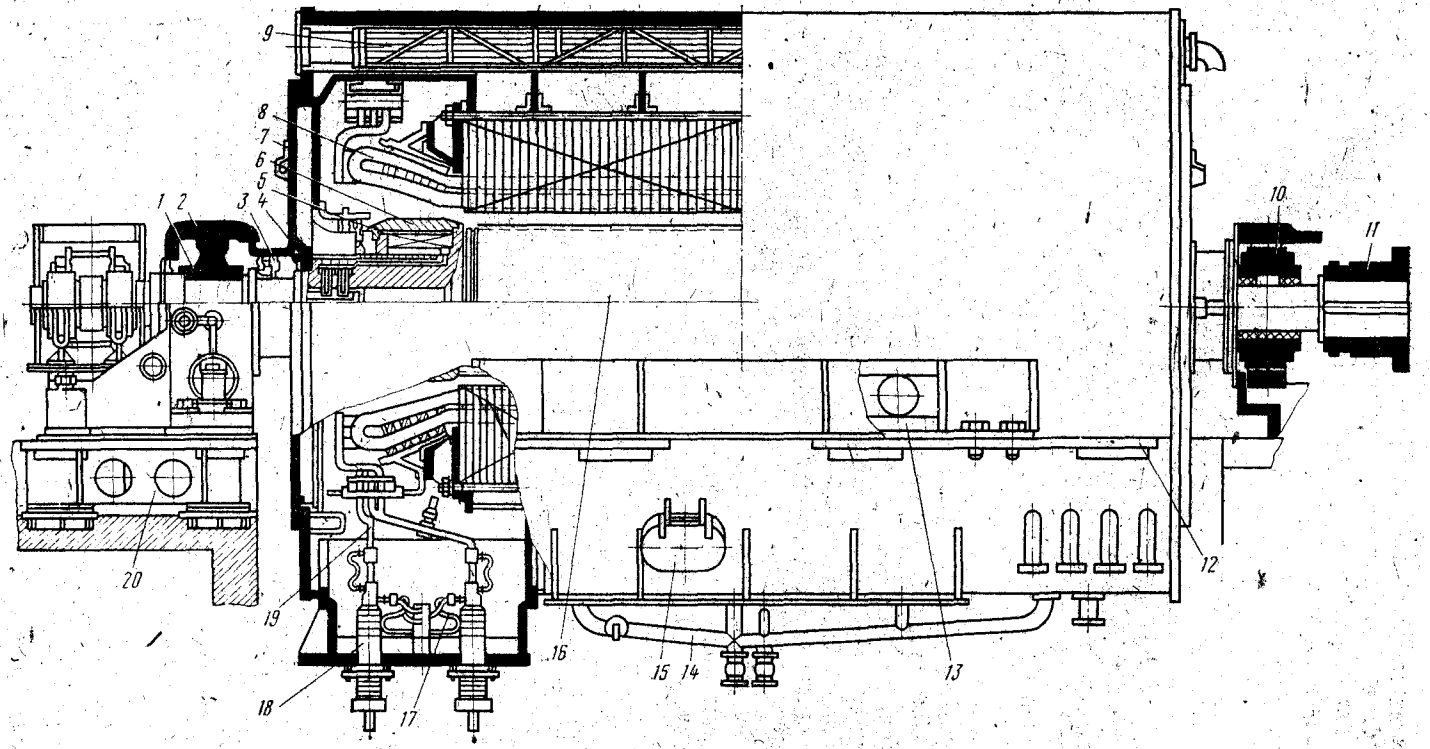


Рис. 167. Генератор серии ТВВ:

1, 10 — задний и передний подшипники, *2* — крышка корпуса заднего подшипника, *3* — уплотняющий подшипник, *4* — токоподвод к обмотке ротора, *5* — вентилятор, *6* — бандаж, *7* — торцовый щит, *8* — лобовая часть обмотки статора, *9* — газоохладитель, *11* — полумуфта, *12* — фундаментная плита, *13* — рым-лапа, *14* — трубопровод системы водородного охлаждения, *15* — лазовый люк, *16* — ротор, *17* — трубопроводы водяного охлаждения обмоток статора, *18* — проходной изолятор, *19* — выводы обмотки из статора, *20* — фундаментная рама заднего подшипника

ным элементом которых является цельнокованый ротор *16*, вращающийся в подшипниках скольжения *1* и *10*, расположенный внутри статора, который установлен на фундаменте. В пазы ротора уложены обмотки, питаемые постоянным током от постороннего источника, называемого возбудителем. Ток подается через неподвижные щетки, контактные кольца и токопроводы. При вращении ротора создается вращающееся магнитное поле. В статоре генератора располагается сердечник, изготовленный из большого числа листов тонкой электротехнической стали. На внутренней поверхности сердечника (со стороны ротора) имеются каналы, в которых расположена обмотка статора. Вращающееся магнитное поле, возникающее в обмотках ротора, пересекает обмотки статора и наводит в них эдс, в результате чего появляется электрический ток, который поступает в первичную обмотку повышающего трансформатора. Из вторичной обмотки трансформатора ток поступает в электрическую сеть и распределяется между потребителями.

Статор генератора выполняется сварным из листов стали и не имеет горизонтального разъема. Снаружи к цилиндрическому корпусу статора приварены рам-лапы *13*. Торцы корпуса статора закрываются щитами *7*, в которые встроены уплотнения. В корпусе статора расположены также газоохладители *9* для охлаждения среды, циркулирующей внутри корпуса генератора, представляющие собой теплообменники из тонкостенных латунных трубок, внутри которых проходит охлаждающая вода.

В местах выхода вала генератора из щитов имеются уплотняющие подшипники (рис. 168), которые позволяют полностью изолировать пространство внутри статора от окружающей среды. Такое уплотнение необходимо при использовании в качестве охлаждающей среды водорода, так как в смеси с воздухом он при определенной концентрации взрывоопасен и утечка его недопустима. Корпус *7* подшипника крепится болтами к наружной стороне торцового щита и электрически изолирован от него прокладкой *8*, втулками *9* и шайбами *10* из электроизоляционного материала. Основным уплотняющим элементом является невращающийся вкладыш *26*, который прижимается к упорному гребню *20* ротора. Усилие прижатия создается давлением масла в камере *23*. Давление масла зависит от давления водорода внутри статора и автоматически регулируется специальным устройством. В месте контакта с гребнем ротора вкладыш заливается баббитом. Для уменьшения трения в зазор между баббитом и гребнем ротора из камеры *24* подается масло, которое также не позволяет находящемуся внутри статора водороду вытекать наружу. Масло из камеры между уплотняющим подшипником и маслоуловителем по трубе *25* сливается в маслосистему генератора.

Уплотняющие подшипники имеют автономную систему маслоснабжения (рис. 169). Масло из маслосистемы турбоагрегата забирается насосами *9* или инжектором *10* и через маслоохладитель *8* и фильтр *7* поступает к регуляторам *6* и *13*, которые соответственно управляют подачей прижимного масла и масла на сма-

зывание баббитовой заливки вкладыша уплотняющего подшипника генератора *4*, поддерживая его необходимое давление. Чтобы во время переключения маслонасосов или маслопроводов подача масла не прекращалась, в схеме маслоснабжения предусмотрена специальная емкость — демпферный бак *1* с необходимым запасом масла. Это масло при открытом вентиле самотеком поступает к уплотняющим подшипникам *3* и *5* и, отработав, че-

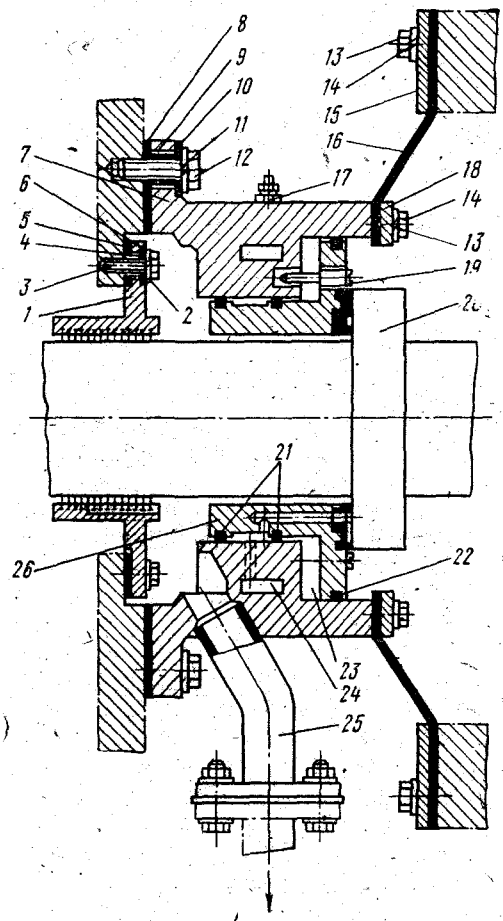


Рис. 168. Двухкамерный уплотняющий подшипник генератора ТВВ-320-2:

1 — маслоуловитель, *2*, *10* — изоляционные шайбы, *3*, *12*, *13* — болты, *4*, *9* — изоляционные втулки, *5*, *8* — уплотнительные прокладки, *6*, *11*, *14* — пружинные шайбы, *7* — корпус, *15*, *18* — нажимные полукольца, *16* — пластиковая шайба, *17* — штуцер к манометру, *19* — стопор, *20* — упорный гребень вала, *21*, *22* — уплотняющие шнуры, *23*, *24* — камеры прижимного и уплотняющего масла, *25* — трубопровод слива масла, *26* — вкладыш

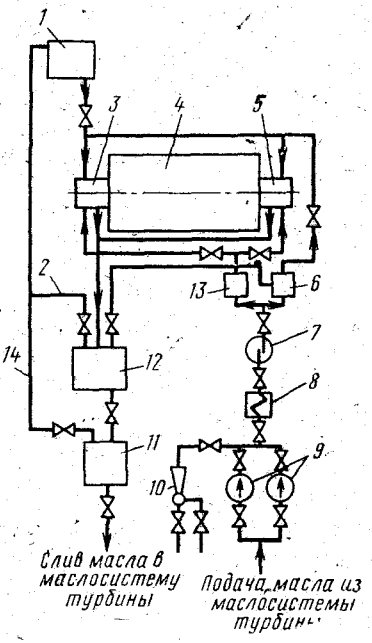


Рис. 169. Система маслоснабжения двухкамерных уплотняющих подшипников генератора ТВВ-320-2:

1 — демпферный бак, *2*, *14* — переливные трубы, *3*, *5* — уплотняющие подшипники, *4* — генератор, *6*, *13* — регуляторы давления прижимного и уплотнительного масла, *7* — фильтр, *8* — маслоохладитель, *9* — насосы, *10* — инжектор, *11* — поплавковый затвор, *12* — бачок продувки

рез бачок продувки *12* и поплавковый затвор *11* сливается в маслосистему турбоагрегата.

При работе генератора часть мощности (1,5—2,5%) теряется и превращается в теплоту, которая, если ее не отводить, вызывает чрезмерный разогрев генератора. Перегрев генератора недопустим, так как под действием высокой температуры изоляция обмоток ротора и статора теряет механическую прочность и изолирующие свойства. В зависимости от вида применяемой изоляции нормальная температура деталей генератора 130—180° С.

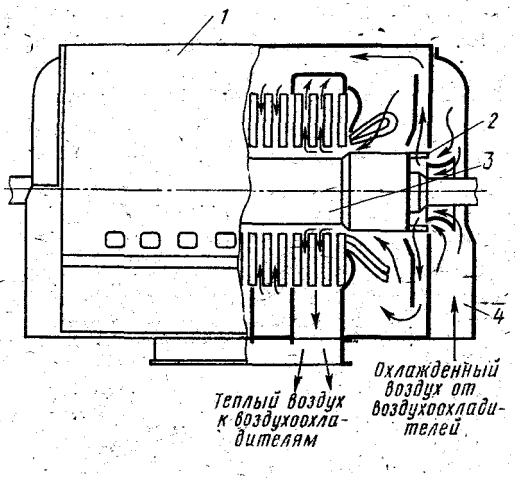


Рис. 170. Замкнутая система вентиляции генератора:

1 — турбогенератор, *2* — вентилятор, *3* — ротор, *4* — охладитель

Генераторы могут иметь воздушное, водородное, водородно-жидкостное или жидкостное охлаждение. При использовании газов применяют косвенный (поверхностный) или непосредственный способ охлаждения. При косвенном охлаждении газ охлаждает проводники снаружи. Между газом и проводниками находится слой изоляции. Так как проводники горячие, температура изоляции значительно выше температуры охлаждающей среды. При непосредственном охлаждении водород, вода или масло проходят по каналам внутри проводников обмотки.

Воздушные системы охлаждения (рис. 170) выполняются косвенными и в настоящее время используются в генераторах относительно небольшой мощности (до 12 МВт), хотя существуют в ранее выпускавшихся генераторах мощностью до 100 МВт, еще находящихся в эксплуатации. Вентиляторы *2*, расположенные на роторе *4* генератора, забирают воздух из воздухоохладителей и направляют его к охлаждаемым поверхностям статора и ротора. Нагретый воздух уходит из корпуса *1* генератора в воздухоохладители, находящиеся под ним. Охлаждающей средой в воздухоохладителях служит вода. При непосредственном охлаждении чаще используют дистиллированную воду, имеющую удельное сопротивление не менее $2 \cdot 10^5$ Ом·см. Масло применяют в качестве охладителя значительно реже, так как его теплопроводность примерно в 2,5 раза меньше, чем у воды, и оно пожароопасно.

Генераторы, имеющие непосредственное охлаждение, подразделяют на четыре группы: с косвенным охлаждением статора и непосредственным охлаждением ротора водородом; с непосредственным охлаждением ротора и статора водородом; с непосредствен-

ным охлаждением статора водой и ротора самовентиляцией водорода; с непосредственным охлаждением статора и ротора водой.

Для пуска генератора необходима система возбуждения, которая может быть электромашинной и вентильной. При электромашинной системе источником постоянного тока служит вспомогательный электрогенератор постоянного тока, называемый возбудителем, который может быть механически соединен с ротором турбогенератора либо приводиться в действие независимым синхронным или асинхронным электродвигателем. При вентильной системе источником постоянного тока служат ртутные или полупроводниковые вентили, которые питаются током от главного турбогенератора либо вспомогательного синхронного электрогенератора.

Системы возбуждения изготовляют по схеме независимого возбуждения или самовозбуждения. Чаще используют схемы независимого возбуждения, в которых возбудитель не связан с электрической сетью, а приводится во вращение ротором возбуждаемого генератора. В этом случае возбудителем служит электрогенератор постоянного тока с вентильными выпрямителями. В схемах с самовозбуждением в возбудителе используется электрическая энергия, вырабатываемая самим генератором или отбираемая из электрической сети. В этом случае в качестве возбудителя служит электрогенератор постоянного тока или вентильные выпрямители.

В настоящее время электромашинные возбудители применяют для генераторов мощностью до 100 МВт и в качестве резервных возбудителей для генераторов с вентильными системами возбуждения. В генераторах большой мощности используют системы возбуждения с неуправляемыми или управляемыми вентилями. В генераторах ТВВ мощностью 165, 200, 300 и 500 МВт применяют полупроводниковую систему возбуждения с высокочастотным возбудителем.

Рассмотренные системы возбуждения являются контактными: обмотка возбуждения синхронного генератора соединяется с возбудителем через вращающиеся контактные кольца. Перспективными являются бесконтактные системы возбуждения, когда возбудитель непосредственно соединен с обмотками возбуждения генератора без скользящих контактов. Для этого необходимо, чтобы полупроводниковые неуправляемые вентили и предохранители были расположены во вращающемся барабане, который размещают между якорем возбудителя и муфтой, соединяющей его с ротором генератора. Обмотка возбудителя, выпрямители и обмотки возбуждения вращаются с одинаковой угловой скоростью, поэтому их можно электрически соединить друг с другом без контактных колец и щеток. Такая схема возбуждения разработана для генераторов мощностью 300 МВт и более.

Включают генераторы в сеть (на параллельную работу с другими генераторами) способом точной синхронизации или самосинхронизации. Задача синхронизации состоит в том, чтобы напряжение сети, в которую включается генератор, по значению, частоте и фазе практически совпадало с вырабатываемым им напря-

жением. При точной синхронизации отклонение напряжения генератора от напряжения сети должно по фазе составлять не более 15%, по абсолютному значению — не более 20% (как правило 5%), а по частоте — не более 0,1%. При самосинхронизации обмотка возбуждения замыкается на специальное гасительное сопротивление, при этом отключается автомат гашения поля и генератор включается в сеть без синхронизации. Частота вращения генератора при этом может отличаться от частоты сети не более чем на 2%. Сразу же после включения в сеть генератор возбуждается и плавно синхронизируется с сетью. На всех электростанциях, как правило, применяют точную синхронизацию, а самосинхронизацию — лишь в аварийных условиях.

При нормальной работе основными параметрами генератора являются мощность, напряжение, токи статора и ротора, коэффициент мощности, частота, температура и давление охлаждающей среды. При длительном установившемся режиме работы эти параметры должны поддерживаться постоянными. Допускается отклонение тока статора на ±3%, тока возбуждения и частоты — на ±1%. Температура медных обмоток и стали статора не должна отклоняться от установившегося значения более чем на 1°С в течение 1 ч. Температура охлаждающего газа не должна изменяться более чем на 1°С за 1 ч, а охлаждающей жидкости — более чем на 0,5°С за 1 ч. При номинальной активной мощности турбогенератор в нормальных условиях должен работать неограниченно долго.

Контрольные вопросы

1. Какие операции выполняют при подготовке турбины к пуску и при пуске?
2. При каких условиях запрещен пуск турбины?
3. Каковы особенности пуска турбин энергоблоков?
4. Что необходимо контролировать во время работы турбины?
5. Что такое вакуумная система и экономический вакуум?
6. Когда машинист турбины подает сигнал «Машина в опасности»?

ГЛАВА СЕМНАДЦАТАЯ

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ И НЕПОЛАДОК ЭНЕРГОБЛОКОВ

§ 79. Аварии и неполадки паровых котлов

При эксплуатации паровых котлов возможны нарушения — устранимые и неустранимые, для ликвидации которых соответственно требуется или не требуется останавливать оборудование. В зависимости от характера неполадок, их последствий и степени повреждения оборудования различают отказы, аварии и внезапные (незапланированные) отключения потребителя.

Нарушение работоспособности оборудования электростанции называют *отказом*. Различают отказы I и II степеней. Внезапное

возникновение режима работы, создающего условия, опасные для обслуживающего персонала, либо приводящего к полному или частичному разрушению оборудования, называют *аварией*. Тяжесть последствий аварии определяется вызвавшей ее причиной. В подавляющем большинстве случаев ликвидация аварии зависит от четкости и слаженности действий обслуживающего персонала. Аварийная ситуация возникает внезапно, при этом резко изменяются ритм работы и порядок выполнения операций. Решения необходимо принимать быстро и правильно, так как под угрозой находятся огромные материальные ценности, возникает опасность для жизни персонала. В связи с тем, что аварийные ситуации очень редки, а готовность к ним должна быть постоянной, необходимо регулярно изучать действующие инструкции и периодически закреплять практические навыки обращения с оборудованием.

При возникновении аварийных ситуаций необходимы быстрые, решительные действия, порядок выполнения которых строго регламентирован. Большое значение имеют противоаварийные тренировки, во время которых отрабатываются практические навыки работы с оборудованием в аварийных ситуациях.

При обнаружении неполадок в работе оборудования прежде всего следует восстановить в памяти порядок действий. Выполнять операции необходимо, соблюдая правила техники безопасности, пожарной безопасности, технической эксплуатации, а также инструкции по эксплуатации и должностные инструкции. Действовать по намеченному плану следует быстро, решительно, но без спешки и суеты.

Категорически запрещается нарушение в любых ситуациях «Правил технической эксплуатации». Ответственность за каждое допущенное нарушение в первую очередь несут работники, непосредственно обслуживающие и ремонтирующие оборудование, здания и сооружения электростанций и сетей.

Электрические системы и станции могут и должны работать без аварий и неполадок. При повышении единичных мощностей энергоблоков возникновение аварий и неполадок влечет за собой большие тепловые и электрические потери (в частности, на пуск и останов) и значительный недоотпуск энергии потребителям. Аварии и отказы в работе происходят в результате поломок оборудования, вызванных физическими и химическими процессами, а также неправильных действий обслуживающего персонала электростанции, низкого качества изготовления оборудования, его монтажа или ремонта. Воздействие физико-химических процессов на оборудование может быть своевременно зарегистрировано персоналом с помощью средств контроля.

Аварии и отказы по вине обслуживающего персонала происходят из-за неправильных действий, невыполнения производственных инструкций и указаний, «Правил технической эксплуатации», несоблюдения требований техники безопасности и др. Нарушения чаще всего вызываются недостаточными знаниями, невнимател-

ностью и недисциплинированностью персонала, отсутствием или некачественным выполнением текущего контроля работы оборудования.

При несвоевременном принятии мер по устранению аварийных очагов и дефектов оборудования, невыполнении приказов и директивных указаний вышестоящих организаций, неполном объеме ремонтов, профилактических осмотров и испытаний виновником аварий может быть руководящий персонал. Вина персонала других организаций может состоять в недоброкачественности изготовления, недостатках проектирования, создании несовершенного оборудования, некачественных испытаниях и др.

Наряду с повышением квалификации и дисциплины персонала разработкой и выполнением мероприятий, направленных на устранение выявленных недостатков в работе оборудования с устранением в нем конструктивных и технологических дефектов, повышением качества изготовления, монтажа и ремонта, важное значение имеет систематизация аварий, выявление их причин и проведение противоаварийных тренировок. Эту работу можно успешно проводить при хорошо поставленном учете аварий и отказов, тщательном расследовании их причин и установлении виновников. На электростанциях эту работу, как и надзор за состоянием и работой оборудования, кроме обслуживающего персонала проводит инженер по технадзору.

Большую помощь в выявлении, изучении и предотвращении аварий оперативному персоналу оказывают службы Минэнерго, выпускающие обзоры аварий по станциям, в которых отражаются причины их возникновения, обращается внимание на необходимость дополнительных контрольных проверок и предлагаются мероприятия по исключению аварийных положений.

В зависимости от степени охвата оборудования аварии делят на системные, тепло- и электросетевые и внутристанционные. Системные аварии охватывают всю энергосистему с полным отключением оборудования входящих в нее электростанций. В большинстве случаев такие аварии вызываются стихийными бедствиями. Тепло- и электросетевые аварии происходят в сетях тепло- и электроснабжения. Внутристанционные аварии происходят как из-за неполадок электрооборудования, так и вследствие отказа котлов и турбин и могут быть с полным сбросом нагрузки, с отключением или без отключения собственных нужд, с остановом энергоблока, котла или турбины.

В котельных цехах аварийные остановы вызываются разрывами труб поверхностей нагрева, а также трубопроводов пара и воды; пожарами, хлопками взрывами в топке, газоходах, системах топливоподачи и пылеприготовления; повреждениями арматуры; разрушением обмуровки и элементов каркаса; шлакованием топочных экранов и поверхностей нагрева; выходом из строя отдельных видов оборудования, вызывающим останов котла или блока.

Кроме того, причиной останова может быть повреждение или неисправность контрольно-измерительных приборов, системы уп-

равления, автоматики и защиты. На крупных блочных установках особенно значительна роль систем защиты, автоматики, управления и контрольно-измерительных приборов, определяющих степень серьезности последствий при создании аварийных ситуаций. Поэтому запрещается пуск энергоблока при неисправности любой из технологических защит, воздействующих на останов оборудования, дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматуры, используемой для ликвидации аварийных ситуаций.

§ 80. Обнаружение и устранение аварий и неполадок в паровых котлах

Разрывы труб поверхностей нагрева являются основной причиной аварийных остановов и отказов котлов. Наиболее серьезные последствия с обязательным остановом котла наблюдаются при разрывах экранных труб . При появлении свищей и трещин в экономайзерах и пароперегревателях иногда допускается работа котла в течение некоторого времени, однако при этом усиливают контроль, особенно дефектных участков, и, как только предоставляется возможность, котел останавливают, чтобы избежать более серьезных повреждений. Разрывы экранных труб в барабанных котлах сопровождаются сильным шумом в топочной камере и газоходах, понижением уровня воды в барабане (несмотря на усиленное питание), ростом давления в топке и выбиванием из нее газов, снижением давления в барабане и др. При разрывах в других поверхностях нагрева вследствие меньших диаметров труб эти же признаки проявляются в меньшей степени: разрыв труб пароперегревателей не сказывается на изменении уровня воды.

Основными причинами разрывов труб поверхностей нагрева являются: превышение давления; нарушение температурных условий работы; коррозионно-эрозионные процессы, происходящие на наружной и внутренней поверхностях труб; неудовлетворительный водный режим котла; усталостные разрушения и повышенные напряжения (например, при защемлениях труб); низкое качество изготовления труб и применение несоответствующего материала; некачественные монтаж и ремонт (особенно плохая сварка); недостаточный технический надзор за состоянием труб.

Во избежание чрезмерного повышения давления на паропроводах свежего и вторично перегретого пара устанавливают предохранительные клапаны, исправность которых регулярно контролируют. Пуск котла при неисправных предохранительных клапанах запрещается.Нарушения температурных условий работы труб наблюдаются при повышении температуры сверх допустимых пределов или резких ее колебаниях, вызывающих появление усталостных трещин. Сопротивление металла действующим нагрузкам уменьшается при повышении температуры, которое может быть вызвано недостаточным расходом пара или воды через трубу, ростом температуры газа и тепловых потоков, образованием значительных внутренних отложений из-за неустойчивой циркуляции среды по трубам.

Недостаточный расход охлаждающей среды может возникнуть из-за невнимательности машиниста, упуска воды из барабана, появления разрывов в трубах, неустойчивости или нарушения циркуляции, неисправности контрольно-измерительных приборов, связанных с питанием котла. Причиной повышения температуры газов может быть чрезмерный расход топлива, неудовлетворительный топочный режим, вызывающий общее затягивание горения, или неравномерность («перекосы» температур) газов по сечению топки и газоходов (неправильная загрузка горелок).

Внутренние отложения появляются при неудовлетворительных водном режиме и химподготовке, интенсивном протекании коррозионных процессов, недостаточной очистке пара. Увеличение содержания солей в котлах вызывается забросом влаги из барабана при повышении уровня воды сверх допустимого. Кроме точного соблюдения режима эксплуатации и топочного процесса, а также постоянного контроля показаний приборов для сокращения аварий из-за разрыва труб персоналу станции следует регулярно проводить водяные и кислотные промывки внутренних поверхностей труб.

Коррозионные процессы протекают как с внутренней стороны труб, так и со стороны движения газа. Внутренняя коррозия определяется наличием в воде или паре коррозионно-активных соединений (кислорода, водорода, углекислого газа, нитратов, нитритов и др.). Коррозия может протекать как при работающем, так и остановленном котле (стояночная коррозия). При работе оборудования в большинстве случаев внутренняя коррозия происходит из-за неудовлетворительной деаэрации питательной воды и низкого качества внутрикотловой обработки воды.

Стояночную коррозию, вызванную проникновением атмосферного воздуха в трубы при остановах оборудования, устраняют при консервации котлов, которую выполняют в соответствии с «Руководящими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования». Наружная коррозия труб в высокотемпературных котлах наиболее сильно проявляется при сжигании мазута и твердых топлив с повышенным содержанием серы (ванадиевая, сульфидная коррозия) и в поверхностях нагрева в зоне низких температур газов (низкотемпературная сернистая коррозия).

Водный режим котла в значительной степени определяет коррозионные процессы и образование внутренних отложений. Для снижения аварийности в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации» следует: поддерживать общее солесодержание питательной воды и содержание соединений железа, меди, кремния, кислорода не выше допустимых пределов; правильно дозировать обрабатывающие материалы (гидразин, аммиак, фосфат и др.); выдерживать требуемый расход воды непрерывной продувки и своевременно выполнять периодическую продувку; проводить предпусковые промывки котлов. Повышенные напряжения и усталостные разрушения могут быть вызваны неправильным проектированием оборудования, а также заклиниванием (защемлением) труб, резкими сменами температур. При пусках, остановах и экс-

плуатации оборудования контролируют удлинение трубопроводов и состояние поверхности труб, выявляют поврежденные участки и своевременно заменяют их.

Аварии и отказы из-за низкого качества изготовления, монтажа и ремонта вызываются: браком металла; отсутствием входного контроля; браком заводских, монтажных или ремонтных сварных стыков; применением несоответствующих материалов; нарушениями технологии и объема работ.

Выявление причин разрывов труб позволяет определить пути их устранения и аварийные ситуации, при которых следует немедленно остановить котел (даже если повреждение не произошло), чтобы избежать серьезных последствий и выхода его из строя на значительный срок.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» котел немедленно останавливается действием защит или персоналом при: упуске воды; недопустимом повышении или понижении ее уровня в барабане, либо выходе из строя всех водоуказательных приборов; быстром снижении уровня воды, несмотря на усиленное питание; выходе из строя всех расходомеров питательной воды (в прямоточном котле) или прекращении питания любого из его потоков более чем на 30 с; прекращении действия питательных насосов; недопустимом повышении давления в пароводяном тракте; прекращении действия более 50% предохранительных клапанов или заменяющих их устройств.

При разрыве труб пароводяного тракта, появлении трещин, выпучин, пропусков в сварных стыках и соединениях основных элементов (барабане, коллекторе, перепускных трубах и др.) котел следует немедленно остановить. В прямоточных котлах при резком снижении давления в тракте до встроенной задвижки может произойти вскипание воды, что приводит к неравномерной раздаче пароводяной смеси по отдельным трубам, вызывает пульсацию давлений и расхода в них, увеличение температуры. Поэтому при недопустимом превышении или понижении давления до встроенной задвижки котел должен быть остановлен.

Разрывы питательных трубопроводов и основных паропроводов наблюдаются значительно реже, чем разрывы труб поверхностей нагрева. Однако по своим разрушающим последствиям эти повреждения гораздо опаснее. Среди причин разрывов следует отметить: превышение давления рабочей среды; коррозионные (внутренние) процессы; эрозионный (внутренний) износ в местах установки регулирующей арматуры; развитие усталостных трещин; появление повышенных напряжений при защемлениях трубопроводов или резкой смене температур; низкое качество металла, сварных соединений или конструкций; несоответствие материала труб.

Для предупреждения этих разрывов состояние трубопроводов регулярно проверяют в соответствии с «Инструкцией по наблюдению и контролю за металлом трубопроводов и котлов». В ходе проверок своевременно выбраковывают поврежденные участки трубо-

проводов и впоследствии заменяют их. Особенно тщательно осматривают трубы, которые проработали время, близкое к предельно допустимому. В случае разрыва участка трубопровода (или паропровода) паровой котел немедленно останавливают, отключая все подводы к аварийному участку и отводы от него. Признаками разрыва трубопроводов являются сильный шум и парение в помещении цеха, резкое падение давления в магистрали, снижение расхода пара и воды (за участком разрыва, в трубопроводах питательной магистрали).

Повреждения арматуры вызываются превышением давления, развитием трещин усталостного и коррозионного характера, нарушением плотности сальниковых и фланцевых соединений, а также износом и разрушением уплотнительных поверхностей (колец, затворов и шпинделя). При разрыве или обнаружении трещин в арматуре трубопроводов больших диаметров (более 50 мм) котел следует немедленно остановить. При обнаружении небольших течей и парений котел также требует останова, однако по разрешению главного инженера может работать еще некоторое время.

Хлопки и взрывы в топках и газоходах происходят из-за скопления значительных количеств непрореагировавшего топлива при неналаженном топочном режиме, обрыве факела и повторном зажигании его без вентиляции, и особенно при подаче угольной пыли в ненагретую топку. Хлопки и взрывы могут происходить также при обрушении значительных глыб шлака в водяную ванну шлакового комода. При сжигании газообразного топлива взрывы (часто с тяжелыми последствиями) наблюдаются во время растопки котла с непровентилированной топкой при утечке в нее газа, а также зажигании факела (после обрыва) без предварительной вентиляции топки и газоходов. Пожары и взрывы при сжигании жидкого топлива происходят вследствие плохого его распыла и неналаженного топочного процесса. При взрыве в топке или газоходах, особенно в случае разрушения обмуровки, каркаса или других элементов, котел следует немедленно остановить. Котел должен быть также остановлен в ситуациях, которые могут вызвать взрыв с серьезными последствиями. Такими аварийными ситуациями являются погасание факела и недопустимое понижение давления за регулирующими клапанами газа или мазута. Аварии с хлопками и взрывами большей частью происходят по вине обслуживающего персонала, нарушающего пусковые и эксплуатационные инструкции, в частности указания о вентиляции котла перед пуском.

Пожары в газоходах возникают вследствие неудовлетворительного ведения топочного процесса, когда продукты неполного сгорания (несгоревшее топливо, сажа, смолистые вещества) оседают и скапливаются на поверхностях нагрева экономайзеров и воздухоподогревателей. Возгорание этих отложений вызывает серьезные повреждения поверхностей нагрева и газоходов. Признаками загораний являются несвойственное для данной зоны повышение температуры газов, ухудшение тяги, выбивание пламени, разогрев обшивки. Обнаружив пожар, немедленно прекращают подачу топ-

лива, локализуют горение (отключением дутьевых вентиляторов и дымососов и плотным закрытием газовых и воздушных шиберов) и включают местное пожаротушение.

Кроме пожара в газоходах могут возникать пожары в помещении котельного или других цехов. В зависимости от места и размеров пожара принимают соответствующие меры и ликвидируют его всеми доступными средствами. При пожаре, угрожающем персоналу или оборудованию, а также системе дистанционного управления и отключающей арматуре защиты, котел останавливают немедленно.

Шлакование топок и поверхностей нагрева также снижает надежность работы и создает аварийные ситуации. Кроме неравномерности обогрева труб и нарушения циркуляции шлакование вызывает деформацию и повреждение отдельных экранных труб и их подвесной системы, разрушение холодной воронки, шлаковых шахт, устройств шлакоудаления и обмуровки (при падении глыб шлака), повышает температуру в топке и увеличивает тепловые потоки на незашлакованные участки труб. Шлакование экранов и поверхностей нагрева значительно ограничивает мощность котла и увеличивает затраты на тягу. При сильном шлаковании топки, когда наблюдаются перекрытие шлаком ее нижней части и прекращение его выхода с накоплением в топке, производят аварийный останов котла.

§ 81. Неполадки и повреждения систем топливоподачи, пылеприготовления и вспомогательного оборудования

В системах топливоподачи наиболее часто возникают неполадки в работе конвейеров, бункеров и питателей сырого угля. Выход из строя конвейеров происходит чаще всего из-за разрывов лент при попадании на них крупных кусков топлива и посторонних предметов, а также в результате низкого качества ремонта. Поэтому необходимо обеспечивать надежную работу металло- и щепоуловителей. Налипание топлива на стенки, его обвалы и образование «сводов» в бункерах сырого топлива и пыли ухудшает работу котла. При обвалах топлива полотно ленточных конвейеров и питатели испытывают удары и дополнительные усилия, что приводит к их поломке. Для предупреждения сводообразования и налипания топлива на стенки устанавливают специальные виброторы или сопла пневмообрушения, утепляют снаружи стенки бункеров, чтобы не происходила конденсация паров на них и повысилась сыпучесть материалов вдоль них. Вибраторы и сопла включаются при обрывах топлива в системе топливоподачи.

В питателях сырого топлива наиболее часто происходит заклинивание или обрыв лент либо цепей (в скребковых) из-за попадания крупногабаритных предметов, налипания топлива на стенки и ленту. Кроме того, иногда происходят перегрев и выход из строя электропривода и редукторов питателей из-за их перегрузки, недостаточной смазки и неправильной сборки.

Система пылеприготовления выходит из строя при повреждении мельниц, бункеров и питателей пыли, а также забивании пылепроводов. В мельницах наиболее часто отмечаются повреждения подшипников, брони, размольных органов — бил, билодержателей (в молотковых) и лопаток рабочих колес (в мельницах-вентиляторах). Выход из строя подшипников происходит при их перегреве, недостаточной смазке и охлаждении, попадании пыли, а также вследствие плохого качества ремонта и сборки. В большинстве случаев эти повреждения являются следствием недостаточности или отсутствия контроля и нарушения обслуживающим персоналом местных инструкций.

Повреждения размольных органов происходят как вследствие естественного износа, так и попадания тяжелых предметов и предупреждаются хорошей работой системы металлоулавливания в тракте топливоподачи. Размольные органы следует регулярно осматривать и заменять изношенные элементы. Забивание пылепроводов наблюдается при пониженных скоростях транспортирующего агента, а также их неправильной конструкции (наличии резких поворотов и переходов, изменениях размеров сечения). Чтобы устранить забивания, увеличивают расход транспортирующего агента и продувают пылепроводы (при этом соответствующий питатель пыли можно отключить).

От работы системы пылеприготовления зависят равномерность подачи топлива и прекращение ее. Признаками обрывов в подаче топлива являются расхолаживание мельницы, повышение температуры сушильного агента за ней и сброс нагрузки котла. Установив причину и место нарушения, принимают соответствующие меры: подают топливо по другой нитке; включают вибраторы или сопла пневмообрушения на бункерах; подают топливо только после опорожнения бункера. При поломке или заклинивании питателя останавливают соответствующую мельничную систему и принимают меры к восстановлению питателя.

В системах топливоподачи и пылеприготовления возможны загорания, хлопки и взрывы. Загорание ускоряется при скоплении мелкой пыли, длительном ее лежании без движения и повышении температуры при достаточном доступе воздуха. Наиболее часто загорания и взрывы происходят в мельницах, пылепроводах, бункерах сырого топлива и пыли, в помещениях системы топливоподачи и пылеприготовления при недостаточной вакуумной плотности механизмов, низком качестве очистки воздуха от пыли и плохой уборке.

Признаками загорания являются повышение температуры, разогрев оборудования в местах возгорания и рост давления. Для уменьшения последствий от взрывов в системах топливоподачи, пылеприготовления и пневмотранспорта устанавливают взрывные клапаны, с помощью которых газы и пламя выводятся в безопасное для персонала и оборудования место. Для предупреждения возникновения аварийных ситуаций необходимо: поддерживать режим работы оборудования в соответствии с инструкциями и указаниями

режимной карты; обеспечивать надежную работу системы пароводотушения; следить за плотностью соединения всех элементов системы. В помещениях топливоподачи и пылеприготовления (особенно на горячих поверхностях) не допускается скопление угольной пыли. В них необходимо поддерживать чистоту, проводить регулярную влажную уборку (без взвихривания пыли).

Безаварийная работа котла зависит от состояния тягодутьевых машин, систем шлакозолоулавливания и удаления, устройств очистки поверхностей нагрева. Отказы тягодутьевых машин (дымососов, вентиляторов) наиболее часто происходят из-за перегрева и повреждения подшипников, вибраций ротора и его задеваний за корпус. Перегрев и повреждение подшипников (вплоть до расплавления) чаще всего вызываются нарушением смазки, снижением уровня или отсутствием масла в системе маслоснабжения, ухудшением или прекращением охлаждения подшипников, а также низким качеством ремонта и сборки. Вибрации и поломки роторов наблюдаются при их неправильной балансировке или разбалансировке вследствие износа и отложений золы (или пыли) на лопатках. При выходе из строя всех дымососов, вентиляторов, а также регенеративных воздухоподогревателей котел немедленно останавливают.

Повреждения воздухоподогревателей происходят из-за поломок опорных подшипников валов (часто при неправильной установке), коррозии набивки, сопровождающейся отрывом листов и деталей крепления.

Наиболее распространенными неисправностями электрофильтров являются отказы их электрической части, забивание газораспределительных решеток, прекращение выпуска золы, значительные отложения ее на осадительных электродах, повышенная коррозия. Во всех случаях устанавливают причину отказа и принимают соответствующие меры: исправляют электрическую схему; очищают газораспределительные решетки и др.

В установках с сухими инерционными золоулавливателями наиболее часто отмечается износ входных элементов и подводящих газопроводов летучей золой, налипание ее и коррозия поверхностей, а также ухудшение схода золы из бункеров. При осмотрах выявляют участки износа и коррозии и ремонтируют их. В мокрых золоулавливателях при использовании некоторых топлив появляются значительные отложения на стенках входных патрубков и скрубберов, которые обнаруживают при регулярном внутреннем осмотре и очищают (в том числе и на работающем котле). При прекращении работы золоулавливателей, если их не удается исправить, котел останавливают.

Недостатки в работе котлов, а иногда и аварийные ситуации могут возникать из-за неудовлетворительной работы системы золошлакоудаления. Наиболее повреждаемыми элементами являются шлакоудаляющие устройства (шнековые или скреперные), каналы гидрозолоудаления (или пневмоудаления) и багерные насосы. Шлакоудаляющие устройства выходят из строя при попадании в них значительных глыб шлака (при обрушении) или посторонних пред-

метов. При повреждении большинства или всех устройств временно снижают нагрузку и через имеющиеся в шлаковых шахтах лазы освобождают конвейеры от выпавших глыб шлака. Работы проводят очень осторожно, соблюдая правила техники безопасности. Если освободить все конвейеры не удается, котел во избежание полной зашлаковки топки останавливают.

Поломка багерных насосов происходит из-за попадания в них металлических и других предметов. Необходимо, чтобы каналы системы гидрозолоудаления были постоянно закрыты. При обнаружении в каналах посторонних предметов их удаляют. Нарушения в работе золошлакопроводов гидрозолоудаления вызываются износом поверхностей и забиванием их золой. Для предупреждения повреждений их регулярно контролируют. Поврежденные участки ремонтируют или поворачивают на 90—120°. Для уменьшения износа стальные трубы золошлакопроводов облицовывают чугунными или базальтовыми плитами. При снижении скорости пульпы в золошлакопроводах ниже критической (для золы — 1,2 м/с, для шлака — 1,6—2,1 м/с) происходит оседание частиц золы и шлака и забивание трубопроводов, что может создать серьезную аварийную ситуацию для всей электростанции. Для предупреждения забивания увеличивают расход воды в пульпопроводах или, если это не помогает, останавливают их для очистки и включают резервные. Через остановленные пульпопроводы в течение некоторого времени после прекращения подачи золы и шлаков прокачивают воду, чтобы исключить их оседание. Кроме того, регулярно контролируют каналы, выявляя износ облицовки и выбоины в стыках. Работа при появлении значительных уступов и больших выбоин, в которых может начаться оседание золы и шлаков, не допускается.

В обдувочных аппаратах наиболее подверженными повреждениям элементами являются насадки, рычаги переключателей обратного хода, цепи управления. Повреждение насадок происходит вследствие их обгорания при неисправности управления и обрывах рычагов переключателей обратного хода. Обгоревшие или деформированные насадки не позволяют в дальнейшем вывести трубы аппаратов из котла. При такой поломке принимают меры к удалению аппарата из топки (газохода) и ремонтируют его.

§ 82. Нарушение режимов работы механизмов собственных нужд

На современных тепловых электростанциях установлены многочисленные механизмы, обслуживающие как основное (котлы и турбины), так и вспомогательное оборудование, называемые *механизмами собственных нужд*. На их привод используется электрическая или тепловая энергия. Потребители энергии собственных нужд должны обладать повышенной надежностью (первая категория надежности) и поэтому обеспечиваются двумя независимыми

источниками электроснабжения. Внутри первой категории они делятся на ответственные и неответственные. Даже кратковременный останов ответственных механизмов собственных нужд приводит к аварийному отключению или разгрузке основных агрегатов станции. Кратковременный останов неответственных механизмов собственных нужд к немедленному аварийному останову основного оборудования электростанций не приводит, однако их снабжение электроэнергией должно быть быстро восстановлено (длительное отключение может привести к прекращению производства электроэнергии).

В котельном отделении ответственными являются дымососы, дутьевые вентиляторы, питатели угольной пыли, питательные насосы, а неответственными — насосы системы гидрозолоудаления и электрофильтры. Останов дымососов, дутьевых вентиляторов и питателей пыли вызывает погасание факела и останов котла. Мощность, потребляемая питательными насосами, составляет около 40% общей мощности собственных нужд и достигает нескольких мегаватт. Прекращение работы питательных насосов приводит к аварийному останову котла.

В турбинном отделении ответственными являются маслонасосы турбин и генераторов, циркуляционные и конденсатные насосы, подъемные насосы газоохладителей генераторов, маслонасосы систем смазки и уплотнения вала генератора, а неответственными — сливные насосы регенеративных перегревателей, дренажные, эжекторные и сетевые насосы, насосы бойлеров и подпитки тепловой сети.

К особо ответственным потребителям энергии собственных нужд относятся маслонасосы системы смазки турбоагрегата и уплотнения вала генератора. Так, если при аварийном останове станции прекратится питание электроэнергией механизмов собственных нужд и не будут работать резервные масляные насосы, это приведет не только к прекращению выработки электроэнергии, но и к таким серьезным повреждениям основного оборудования, как выплавление баббитовой заливки вкладышей подшипников турбины и генератора. Питание этих маслонасосов резервируется аккумуляторными батареями. Прекращение работы конденсатных и циркуляционных насосов приводит к срыву вакуума в конденсаторе турбины и ее аварийному останову.

Ответственными являются также некоторые потребители энергии собственных нужд электрической части станции: электродвигатели и генераторы питателей пыли, электродвигатели охлаждения трансформаторов.

Большинство механизмов собственных нужд общестанционного назначения относятся к группе неответственных. Кратковременный останов дробилок, мельниц размола угля, мельничных вентиляторов, конвейеров топливоподачи, кранов-перегружателей, вагоноопрокидывателей не приводит к прекращению выработки электрической и тепловой энергии. В бункерах всегда имеется запас сырого топлива (запас угольной пыли в промежуточных бункерах рассчи-

тан примерно на 2 ч работы котла с номинальной производительностью). Кратковременный останов насосов химводоочистки и хозяйственного водоснабжения также обычно не приводит к аварийным ситуациям. Исключением являются насосы подачи воды в турбинное отделение — при ее нехватке может возникнуть аварийная ситуация. Вентиляторы, компрессоры, крановое хозяйство, частично электрическое освещение, оборудование мастерских, зарядные устройства аккумуляторных батарей являются неответственными потребителями. К ним относятся также потребители, не работающие при нормальной эксплуатации основного оборудования: резервные возбудители, насосы кислотной промывки и противопожарные.

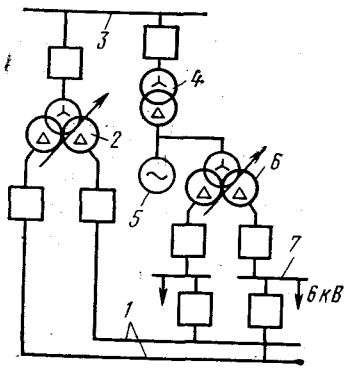


Рис. 171. Схема питания механизмов собственных нужд от генератора и энергосистемы:

1 — линия резервного питания, *2*, *6* — пускорезервный и рабочий трансформаторы, *3* — распределительное устройство высшего напряжения станции, *4* — разделительный трансформатор, *5* — генератор, *7* — распределительное устройство

Электроэнергия к механизмам собственных нужд подается через понижающие трансформаторы или реактированные линии, подключенные непосредственно к выводам генератора либо к его распределительному устройству (рис. 171). Для надежной и устойчивой работы механизмов собственных нужд применяют асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором, которые самозапускаются от общей сети без регулирующих устройств, что важно при восстановлении напряжения после отключения объектов при коротких замыканиях в энергосистеме и сети. Все элементы механизмов собственных нужд и присоединения к ним имеют быстродействующие релейные защиты, выключатели и устройства системной автоматики.

Пускорезервные источники питания механизмов собственных нужд присоединяют к распределительным устройствам электростанции или ближайших подстанций. Кроме того, на электростанциях имеются независимые от энергосистемы источники энергии, с помощью которых останавливают и расхолаживают без повреждений оборудование. На тепловых электростанциях для этой цели применяют аккумуляторные батареи, а на мощных блочных устанавливают дизель-генераторы мощностью 200—500 кВт, которые

обеспечивают сохранение остановленного оборудования в готовности к пуску.

Расход энергии на собственные нужды современных мощных конденсационных энергоблоков электростанций, работающих на разных видах топлива, составляет (%):

на угле, с электроприводом всех механизмов	6—7,5
на мазуте и газе, с электроприводом всех механизмов	4,5—5,5
на угле, с паротурбинным приводом питательных насосов	4—4,5
на мазуте и газе с паротурбинным приводом питательных насосов	2,5—3

Основными причинами, вызывающими кратковременное прекращение подачи электроэнергии потребителям собственных нужд, являются: отключение рабочего трансформатора или линии питания при повреждении на линии электроснабжения собственных нужд; совпадение короткого замыкания с отказом соответствующего выключателя, автоматическое отключение всего блока при повреждении турбины, генератора, трансформатора блока или собственных нужд; недопустимое снижение напряжения; ошибочное или самопроизвольное отключение основного оборудования электростанции или оборудования собственных нужд.

Если подача электроэнергии на собственные нужды прекращается на короткое время, при восстановлении напряжения устойчивая работа оборудования электростанции обеспечивается самозапуском электродвигателей потребителей собственных нужд. Успешность и длительность самозапуска в основном зависят от продолжительности перерыва питания. Если перерыв превышает 5 с, электрический ток и напряжение при самозапуске будут практически такими же, как при одновременном групповом пуске всех электродвигателей. На блочных электростанциях схема питания потребителей собственных нужд также блочная, что увеличивает надежность электростанции, так как повреждение любого элемента собственных нужд одного блока не сказывается на нормальной работе других.

§ 83. Аварии и неполадки турбин

Причинами аварий и неполадок работы турбин часто являются ошибки, допущенные при их сборке и монтаже. После ремонта и монтажа в трубопроводах могут остаться сварочный град, грязь, остатки электродов, посторонние предметы. Поэтому перед пуском турбины паропроводы тщательно продувают паром, но так как гарантии, что все эти предметы будут удалены, нет, необходим особенно тщательный контроль.

Посторонние предметы, попавшие в проточную часть турбины, вызывают поломку рабочих и сопловых лопаток, а следовательно,

повреждение статора и ротора. Попадание посторонних предметов на седла регулирующих или стопорных клапанов не позволяет своевременно прекратить доступ пара в турбину.

Недопустимы также повреждения деталей при сборке и монтаже, например стропы, наложенные на шейки подшипников ротора, повреждают их поверхность, что ведет к усиленному износу вкладышей. Недостаточная затяжка шпилек горизонтального разъема может служить причиной пропаривания или дополнительного присоса воздуха, ускорение режимов пуска и останова вызывает появление трещин и быстрый их рост в корпусах турбин, стопорных и регулирующих клапанах, паропроводах острого пара. Применение масла, температура которого выше допустимой, ведет к подплавлению подшипников, а эксплуатация турбин с ухудшенным вакуумом — к быстрой поломке рабочих лопаток последней ступени. Повышенное содержание солей в паре приводит к осаждению их в проточной части турбины. Несвоевременная очистка охлаждающей воды способствует преждевременному загрязнению конденсатора.

§ 84. Разрушения и неполадки в проточной части турбин

Рабочие лопатки турбин работают в тяжелых условиях: на них воздействуют большие центробежные силы, потоки пара высокой скорости и температуры, а также переменные нагрузки. Наиболее часто наблюдается усталостное разрушение лопаток турбин, бандажей и бандажной проволоки. Усталостные разрушения возникают вследствие того, что собственная частота колебаний лопаток совпадает с частотой возмущающей силы, т. е. лопатки попадают в резонанс. Такие разрушения чаще происходят в регулирующих ступенях, вблизи мест расположения отборов и в последних ступенях турбин. В регулирующих ступенях почти всегда рабочие лопатки работают в условиях резонанса. Особенно большие нагрузки они испытывают при одном открытом регулирующем клапане. При этом неравномерность потока пара перед рабочими лопатками регулирующей ступени достигает наибольшего значения.

На рабочие лопатки, расположенные вблизи отборов, также воздействует неравномерный поток пара. Сила, воздействующая на лопатки при каждом обороте, тем больше, чем больше расход в отбор. Лопатки последних ступеней, работающие в условиях низких температур, имеют большие размеры, и центробежные силы, воздействующие на каждую из них, составляют примерно 10^6Н. Частота переменных усилий, действующих на лопатку со стороны пара, зависит от частоты вращения ротора. Даже при небольшом снижении частоты вращения лопатки последних ступеней могут попасть в резонанс и разрушиться через короткое время. Частота вращения ротора турбины зависит от частоты электрического тока сети, в которую включен генератор, следовательно, работа при пониженной частоте недопустима.

При усталостном разрушении происходит отрыв части или всей лопатки, части бандажа или бандажной проволоки. Отрыв одной рабочей лопатки обычно приводит к поломке всех других данной ступени, а также к повреждению сопловых лопаток соседней ступени. Внешне повреждение рабочих лопаток проявляется в появлении слышимых металлических звуков и необычных шумов внутри турбины. Если слышны удары различной силы в области проточной части или явно посторонние звуки, турбину немедленно останавливают.

Внезапная сильная вибрация ротора возникает при поломке тяжелых длинных лопаток последних ступеней и задеваниях в проточной части турбины. Лопатки проточной части высокого и среднего давления, как правило, не пробивают толстостенный корпус и остаются внутри. Тяжелые лопатки последних ступеней при обрыве могут пробить тонкостенный корпус части низкого давления и крышу здания электростанции. В месте вылета лопатки на корпусе турбины остается рваное отверстие, через которое в часть низкого давления поступает воздух.

О поломке нескольких рядов лопаток судят по снижению нагрузки при постоянном расходе пара (особенно при эксплуатации реактивных турбин). В этом случае давление пара в промежуточных ступенях становится выше номинального.

Каждая из этих причин служит основанием для останова турбины независимо от того, наблюдались другие или нет.

Причиной поломки лопаточного аппарата может служить также попадание влаги в проточную часть турбины при гидравлическом ударе в трубопроводе. При этом резко уменьшается температура свежего пара, из вестовых труб, фланцев паропровода и стопорного клапана появляется влажный пар белого цвета, увеличивается осевой сдвиг ротора, слышен металлический шум, появляются удары в корпусе, и турбину следует немедленно остановить.

Повреждение рабочих лопаток не всегда сопровождается их поломкой. Последние ступени мощных турбин, а также турбины атомных электростанций, работающие на влажном паре, подвергаются интенсивной эрозии. Прежде всего разрушаются вершины рабочих и сопловых лопаток, где велики содержание влаги в потоке и его скорость. Как правило, рабочие лопатки подвергаются эрозии со стороны входной кромки, а сопловые — со стороны выходной. Лопатки, поврежденные эрозией, легко обнаруживают при очередном ремонте и заменяют. Лопатки первых ступеней турбин покрываются окалиной, остающимся после монтажа или ремонта мелким сварочным градом. Их поверхность становится шероховатой, входные кромки имеют вмятины и загибы. В зависимости от состояния и наличия трещин такие лопатки при ремонте заменяют.

Диафрагмы турбин повреждаются меньше, чем рабочие лопатки. Разрушение диафрагм возможно лишь при сильном гидравлическом ударе или массовом отрыве рабочих лопаток. Типичным признаком неполадок в работе диафрагм является пропаривание в горизонтальном разъеме. В увеличенный зазор между верхней и нижн-

ней половиной диафрагмы начинает поступать значительное количество пара. Для самой диафрагмы эта протечка неопасна, однако в рабочих лопатках данной ступени возникают дополнительные напряжения, связанные с увеличением неравномерности потока пара по окружности. Увеличение зазоров между верхом и низом диафрагмы может появиться из-за неправильной сборки или размыва влажным паром.

§ 85. Нарушение условий нормальной работы ротора и подшипников

Ротор является основным элементом каждой турбины и работает в наиболее тяжелых условиях: при высокой температуре на него действуют большие центробежные силы, пропорциональные квадрату его частоты вращения. Особенно опасно увеличение частоты вращения ротора выше установленного, когда разрушаются рабочие лопатки турбины (в первую очередь, длинные лопатки последних ступеней). При значительном повышении частоты вращения разрушается и сам ротор, что приводит к разрушению корпуса турбины, а зачастую и здания электростанции.

При нормальной работе системы регулирования повышение частоты вращения ротора при сбросе нагрузки невелико и автомат безопасности при этом не срабатывает. Следовательно, основным условием безопасной работы ротора является нормальное состояние системы регулирования, соответствующее требованиям «Правил технической эксплуатации», а также своевременное проведение необходимых испытаний и ремонтных работ. Особого внимания требует защита ротора от разгона паром из системы регенерации, что возможно даже при полностью исправной системе регулирования, так как пар из системы регенерации может поступать в турбину и после того, как регулирующие клапаны полностью закрылись во время сброса нагрузки. Пар проходит в конденсатор, и расширяясь, совершает работу, которая тратится на разгон ротора. Опасность возникает в том случае, когда не срабатывают обратные клапаны подогревателей системы регенерации, в которых всегда находится конденсат, образовавшийся из греющего пара. При падении давления конденсат греющего пара, находящийся в корпусе подогревателя, «вскипает», и этот пар через турбину попадает в конденсатор, разгоняя ротор до такой частоты вращения, при которой должен сработать автомат безопасности. Для предупреждения аварийной ситуации кроме жестких требований к системе регулирования предъявляют столь же жесткие требования к надежности и быстродействию защитных обратных клапанов и устройств их принудительного привода. Такие клапаны устанавливают как на паропроводах системы регенерации, так и регулируемых отборов пара.

Работа турбины с повышенной вибрацией, причиной которой может быть небаланс ротора, недопустима. Небаланс появляется в

результате загрязнения проточной части турбины отложениями солей, отрыва лопаток, прогиба оси ротора из-за задеваний в уплотнениях вала, неравномерного прогрева при пуске или остывания при останове. Отложение солей в проточной части приводит к небалансу ротора из-за неравномерного распределения их по его окружности на периферии и срыва толстых слоев с рабочих лопаток. Небаланс появляется также при отрыве рабочей лопатки. При вылете какой-либо рабочей лопатки последней ступени мощной конденсационной турбины на ротор воздействует центробежная сила, создаваемая другой рабочей лопаткой, расположенной напротив вылетевшей на том же диске. При вылете всех рабочих лопаток одной ступени вибрация возрастает незначительно, однако уменьшается вырабатываемая турбиной мощность.

Последствиями основной наблюдающейся неисправности подшипников турбины — подплавления баббитовой заливки — являются уменьшение минимальных осевого зазора между статором и ротором (при подплавлении баббита упорного подшипника) и радиального (при подплавлении баббита опорного подшипника). В том и другом случаях ротор начинает задевать за статор и возможно его повреждение. Упорные подшипники выходят из строя в первую очередь при увеличении осевого усилия. Как правило, повреждение подшипников не наступает мгновенно, о нем можно судить заранее по увеличению температуры масла на сливе из них.

В современных турбинах непосредственно в баббит подшипников устанавливают термопары, с помощью которых измеряют его температуру. Перегрев и подплавление колодок подшипников могут произойти также при снижении давления в системе смазки. Обычно устанавливают три контрольных уровня давления масла. При снижении давления масла до первого и второго уровней включаются соответственно резервный и аварийный маслонасосы; при третьем контрольном уровне срабатывает электромагнитный выключатель, который подает сигнал на закрытие всех клапанов турбины. Если защита не срабатывает, турбину останавливает машинист. При плохом качестве заливки баббит может отслаиваться от вкладышей, особенно при работе подшипника в условиях повышенной вибрации. Если турбина не снабжена реле осевого сдвига, осевой зазор контролируют по шаблону на корпусе переднего подшипника и при увеличении его на 0,15—0,20 мм турбину отключают.

§ 86. Причины и последствия повышенной вибрации турбинной установки

Основными источниками вибрации турбинной установки являются наиболее массивные вращающиеся детали: роторы турбины, генератора и возбудителя. Причины, вызывающие повышенную вибрацию, могут быть различны. Одни из них связаны с особенностями конструкции турбинной установки, другие появляются при ее

изготовлении и монтаже, третьи обусловлены режимом эксплуатации. При воздействии периодической силы, изменяющейся с частотой, равной одной из частот собственных колебаний ротора, он попадает в резонанс. При этом отклонения ротора от положения равновесия будут наибольшими и вибрация турбоагрегата резко увеличится. Когда ротор разгоняется до рабочей частоты вращения, он может один или несколько раз попадать в резонанс с различными формами колебаний.

Инструкцией по эксплуатации оговариваются резонансные частоты вращения турбин. Частота собственных колебаний ротора зависит от его размеров и массы, а резонансная частота — от жесткости подшипников, корпуса турбины и фундамента. Некоторые турбины подвержены низкочастотной вибрации, возбуждаемой, например, периодическими силами, возникающими в масляном слое подшипников и потоке пара, текущем через уплотнения.

Вибрацию подшипников оценивают при пуске. Если при первом пуске вибрация не укладывается в оценку «хорошо», монтажная организация или завод-изготовитель проводят работы, необходимые для снижения ее уровня.

Повышенная вибрация может быть вызвана также недостаточно тщательным монтажом турбоагрегата. Длинный массивный ротор имеет заметный прогиб. Если при этом оси подшипников выставлены неточно, появляется повышенная вибрация турбоагрегата и монтажная организация должна выполнить дополнительные работы по устранению ее причин.

При эксплуатации турбины разбалансировка ротора может увеличиться вследствие остаточного прогиба его оси из-за задеваний в уплотнениях вала, смещения обмотки ротора генератора в пазах или лобовых частях, замыкания ее витков на землю или между собой. Вибрация повышается и в том случае, когда коробятся цилиндры из-за неравномерного нагрева или заеданий между корпусами подшипников и фундаментными плитами, препятствующими их свободному перемещению при прогреве и остывании турбины.

Повышенная вибрация может служить причиной разрушения паропроводов, маслопроводов, водоводов, трубок конденсатора и других элементов турбоагрегата. Под воздействием вибрации оседает фундамент и нарушается установка подшипников, что, в свою очередь, увеличивает ее.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации» вибрация турбины, генератора и возбудителя должна быть минимальной. Вибрационное состояние турбоагрегата обычно оценивают по двойной амплитуде колебаний корпусов подшипников и измеряют в вертикальном, продольном и поперечном направлениях в установленные сроки. Амплитуду вибрации измеряют также при заметном ее увеличении хотя бы у одного из подшипников. Измерения выполняют при разных частотах вращения ротора (0.3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8 и 1 от номинальной частоты вращения) и нагрузках турбоагрегата (0; 0,25; 0,5; 0,75 и 1 от номинальной). Вибрацию каждого подшипника измеряют виброметром (или вибрографом), который

обязательно должен иметь паспорт. Прибор устанавливают на специально предусмотренное место на корпусе подшипника. Все измерения сравнивают с проведенными ранее, что позволяет оценить вибрационное состояние турбоагрегата.

§ 87. Аварийные ситуации при сбросе нагрузки

Запланированный сброс нагрузки проводится персоналом электростанции для проверки работы системы регулирования турбины (при сдаче ее в эксплуатацию после реконструкции, изменении характеристик системы регулирования при эксплуатации или после капитального ремонта). Эксплуатация турбины допускается только с исправной системой регулирования, полностью прошедшей испытания на сброс нагрузки.

При эксплуатации турбоагрегатов бывают также случаи незапланированного полного сброса нагрузки по разным причинам, которые в основном связаны с неполадками в электрической части станции и сети или теплотехническом оборудовании. Так, к сбросу нагрузки могут привести перегрузка линии электропередачи, короткое замыкание на линии или в оборудовании подстанции, повреждение обмоток генератора или повышающего трансформатора. Неполадки теплотехнического оборудования, в первую очередь самой турбины, также могут вызвать необходимость мгновенного сброса нагрузки, например при обрыве рабочих лопаток, появлении сильной вибрации, резком увеличении осевого сдвига, неустранимом ухудшении вакуума.

Для предупреждения аварий обслуживающий персонал должен четко знать порядок действий при сбросе нагрузки в различных условиях, подробно изложенный в инструкциях по эксплуатации. При обслуживании практически всех турбоагрегатов должны соблюдаться общие требования. Незапланированный сброс нагрузки может произойти с отключением и без отключения от сети генератора. В зависимости от качества работы системы регулирования признаки режима сброса нагрузки и действия персонала различны.

При сбросе нагрузки с отключением генератора от сети возможны два варианта.

1. Система регулирования удерживает турбину на необходимой частоте вращения без срабатывания автомата безопасности; ваттметр, измеряющий мощность генератора, показывает нуль; частота вращения ротора повышена, но не превышает на 8—12% номинальную и остается постоянной; регулирующие клапаны закрыты. В этом случае с помощью синхронизатора немедленно уменьшают частоту вращения до номинальной, проверяют работу турбоагрегата и убеждаются, что давление и температура свежего пара, вибрация турбоагрегата и температура колодок упорного подшипника нормальные, а осевой сдвиг не превышает заданного. При отсутствии ненормальностей в работе турбоагрегата на щит управления

подают команды «Внимание» и «Готово». После устранения неполадок в электрической части генератор можно синхронизировать и включить в сеть.

2. Так как система регулирования не удерживает турбоагрегат от чрезмерного увеличения частоты вращения, срабатывает автомат безопасности; ваттметр показывает нуль; частота вращения ротора повышена, но постепенно уменьшается; закрыты не только регулирующие, но и стопорные клапаны. При этом прежде всего убеждаются, что регулирующие и стопорные клапаны полностью закрыты, частота вращения не увеличивается и давление масла, поступающего на смазку подшипников, нормальное. Затем выводят синхронизатор в сторону «понижения» до упора и загорания сигнальной лампы. Когда частота вращения уменьшается до уровня, оговоренного инструкцией по эксплуатации (примерно 2600 об/мин), включают пусковой маслонасос. При падении давления масла до указанного в инструкции уровня включается резервный маслонасос.

После этого, так же как и в первом случае, проверяют работу турбины и, если ненормальностей нет, подготавливают к работе стопорный клапан и с помощью синхронизатора медленно открывают стопорный и регулирующие клапаны. После того как частота вращения достигает номинальной, останавливают пусковой и резервный маслонасосы, устранив неполадки в электрической части, синхронизируют и включают генератор в сеть. Систему регулирования этой турбины проверяют и испытывают на сброс нагрузки при первой же возможности.

При сбросе нагрузки без отключения генератора от сети генератор работает в моторном режиме, т. е. вращается, потребляя энергию из сети, куда она поступает от других генераторов. В этом случае пар в турбину не поступает, так как закрыты стопорные и регулирующие клапаны; ваттметр показывает «отрицательную» мощность (стрелка за нулем): электрический ток проходит через генератор (контролируют по показанию амперметра); частота вращения ротора по сравнению с номинальной не изменяется и остается постоянной; реле показывает наличие «обратной мощности» (потребляемой генератором от сети).

Такой режим работы генератора может наступить по нескольким причинам: обслуживающий персонал щита управления отключил турбину; сработала одна из ее защит (например, ее осевого сдвига ротора); самопроизвольно сработали автомат безопасности, система защиты турбины, стопорный или регулирующие клапаны либо главная паровая задвижка на паропроводе свежего пара.

Причинами могут быть также неисправность элементов управления стопорным и регулирующими клапанами и главной паровой задвижкой или обрыв их штоков. Так, регулирующие клапаны могут самопроизвольно закрыться при разрушении связи их штока с сервомотором. Работа турбоагрегата в моторном режиме допустима не более 4 мин, так как при этом быстро разогреваются лопатки турбины и ухудшаются прочностные свойства металла. Дли-

тельная работа турбины в моторном режиме может привести к повреждению рабочих лопаток, в первую очередь лопаток последних ступеней, имеющих большую длину и нагруженных большими центробежными силами. Таким образом, в течение 4 мин необходимо выяснить причину сброса нагрузки и принять решение о дальнейших действиях.

При быстром устранении причины сброса синхронизатор переводят в нулевое положение, открывают стопорный клапан и в случае нормальной работы турбоагрегата на щит управления подают сигналы «Внимание», «Готово» и «Прибавка», т. е. можно нагружать турбину.

Если причину сброса нагрузки быстро устранить нельзя, турбину останавливают для ликвидации неполадок. До отключения генератора от сети прежде всего убеждаются, что турбоагрегат действительно работает в моторном режиме, так как ротор турбины может вращаться даже при закрытых регулирующих и стопорном клапанах вследствие протечек пара через неплотности в клапанах и задвижках свежего и отборного пара. Если при этом отключить генератор, ротор турбины пойдет вразнос. Прежде чем отключить генератор, с помощью реле обратной мощности устанавливают, что он потребляет энергию из сети, т. е. турбоагрегат работает в моторном режиме. Только после этого отключают генератор от сети и останавливают турбину для устранения неисправностей. Если турбина до сброса нагрузки работала с регулируемыми отборами пара, они должны быть отключены.

§ 88. Аварии и неполадки насосов

Прекращение подачи питательной и охлаждающей воды или конденсата ведет к немедленному останову электростанции. Насосам свойственны все достоинства и недостатки турбомашин. Однако в отличие от рассмотренных аварийных ситуаций турбин существует характерный аварийный режим насосов — срыв их работы. Признаком срыва работы насоса является прекращение подачи рабочего тела, причиной которого служит заполнение насоса газообразной средой или паром. В этом случае насос не может создавать необходимое разрежение на входе или требуемый напор на выходе.

Особого внимания при пусках требуют питательные насосы. Так как перед нагружением турбину некоторое время прогревают, питательный насос в это время должен обеспечивать небольшой расход воды. При этом его кпд мал и все потери превращаются в тепло, которое идет на нагрев воды. В случае ненормального режима работы насоса возможно вскипание воды, в результате чего происходит срыв его работы, что особенно опасно при работе блока на малых нагрузках, когда расход потребляемой котлом воды мал. Чтобы предупредить опасный перегрев насоса и тем более вскипа-

ние воды, через него прогоняют больше питательной воды, чем нужно котлу, часть которой все время идет в линию рециркуляции, соединяющую через деаэратор нагнетание питательного насоса со всасом.

Серьезные последствия может вызвать разрушение на напорной линии питательного насоса обратного клапана. При аварийном останове насоса вода из котла, имеющая большое давление и высокую температуру, попадает в деаэратор. В этом случае необходимо быстро закрыть задвижку на напорной линии.

При эксплуатации внимательно следят также за осевым положением ротора. Так как осевые усилия в многоступенчатых насосах очень велики, при недопустимом уменьшении осевого зазора может произойти разрушение ротора насоса.

Срыв работы конденсатных насосов возникает также при осушении конденсатосборника. Обычно такая ситуация невозможна, так как при нормальной работе уровень конденсата автоматически поддерживается регулятором уровня. Регулятор уровня управляет подачей конденсата через линию рециркуляции от его напорной линии в паровое пространство конденсатора. Аварийная ситуация, вызванная срывом работы конденсатного насоса, может возникнуть при поломке регулятора уровня или пусках турбинной установки, когда он еще не вступил в работу. При срыве работы конденсатного насоса его останавливают, закрывают напорную задвижку, дожидаются появления воды в конденсатосборнике, а затем запускают насос. Положения напорной задвижки и задвижки на линии рециркуляции регулируют так, чтобы уровень конденсата был постоянным. Эти операции проводят быстро, так как запасы конденсата в баках деаэратора ограничены и после их исчерпания придется остановить электростанцию, так как иначе котел останется без воды и поверхности нагрева будут повреждены.

Срыв работы циркуляционных насосов происходит при слишком большом понижении уровня воды в водоприемнике. При разомкнутой системе водоснабжения понижение уровня ведет к останову электростанции, а при замкнутой возможно пополнение запасов воды из постороннего источника (например, городской водой).

Случаи разрушения при пуске насоса возможны, например, из-за гидравлических ударов, которые приводят к повреждению ротора, задвижек или водовода. Особенно подвержены этому насосы, расположенные выше уровня всасываемой жидкости, в которых, если не весь воздух удален из корпуса и водовода перед пуском, может возникнуть гидравлический удар. При неисправном обратном клапане на всасывающей линии насоса запуск его невозможен, так как вода сливается через неплотный обратный клапан в водоприемник и насос ею заполнить нельзя. К снижению напора, развиваемого насосом, приводят засорение сеток в водоприемнике, абразивный и кавитационный износ рабочего колеса и его поломка, а также износ щелевых уплотнений, диска разгрузочной пяты, течи в напорном водоводе и подсос воздуха во всасывающий патрубок. После выявления этих неполадок насос ставят в ремонт.

Неполадками насосов являются их повышенная вибрация, которая может быть вызвана разбалансировкой рабочего колеса, ослаблением крепления к фундаменту, работой с малым расходом воды.

§ 89. Аварии и неполадки трубопроводов

При работе паропроводов их размеры из-за высоких температур увеличиваются. Особенность напряженного состояния паропроводов такова, что вследствие ползучести металла их длина со временем не изменяется, а увеличивается диаметр. При определенной деформации металл паропровода разрушается. Разрушение паропровода острого пара — одна и самых тяжелых аварий на электростанции. Так как трещина вдоль паропровода может достигать нескольких метров, через нее устремляется огромное количество перегретого пара. Чтобы не допустить такую аварию, на всех станциях непрерывно контролируют размеры паропровода. При увеличении диаметра паропровода на 1% его заменяют. Первое измерение проводят до пуска оборудования в эксплуатацию, а последующие обычно через 7—8 тыс. ч эксплуатации.

Если паропровод во время пусков и остановов не может свободно перемещаться при прогреве и остывании, в нем возникают большие напряжения и пластические деформации. После определенного числа пусков — остановов паропровод может разрушиться от повторного пластического деформирования вследствие многоцикловой усталости. Для предупреждения разрушения на всем протяжении паропровода должны отсутствовать ограничения его свободного перемещения, возникающие в результате ошибок при монтаже или разрушения опор при эксплуатации.

Большую опасность представляет собой разрушение паропровода от гидравлического удара из-за внезапного вскипания скопившегося при прогреве конденсата. Чтобы не допустить скопления конденсата, перед пуском блока убеждаются в исправности дренажной арматуры и воздушников. Кроме того, в соответствии с действующей инструкцией по обслуживанию оборудования проверяют состояние опор паропроводов, предохранительные клапаны и запорные органы. Во время эксплуатации, особенно при пусках и остановах, следят за перемещением контрольных сечений паропроводов по реперам.

Кроме напряжений, возникающих в паропроводах при прогреве, пусках и остановах, появляются дополнительные напряжения из-за неравномерности температуры по толщине их стенки. При слишком быстром прогреве температурные напряжения в стенках паропровода могут быть велики и служить причиной появления больших пластических деформаций. После определенного количества пусков — остановов возможно также разрушение металла вследствие малоцикловой усталости. В связи с этим «Правилами технической

эксплуатации» особо оговаривается то, что во время прогрева главных паропроводов, имеющих давление пара 9 МПа и выше, а также паропроводов промежуточного перегрева должны строго соблюдаться установленные скорости изменения температуры металла и контролироваться тепловые расширения.

В значительной степени напряжения стенок паропровода зависят от состояния теплоизоляции. При отсутствии изоляции на каком-либо участке паропровода в его стенке возникают большие температурные напряжения. Кроме того, неудовлетворительное состояние теплоизоляции резко увеличивает потери теплоты в окружающую среду и создает опасность для обслуживающего персонала, так как могут быть оголены значительные участки паропроводов, имеющих высокую температуру. Поэтому эксплуатация паропроводов с нарушенной теплоизоляцией не разрешается. Оголенные участки паропровода до начала эксплуатации закрывают сухим изоляционным материалом. Исправность изоляции проверяют при периодических осмотрах.

Большую опасность представляют утечки пара (свищи) через неплотности фланцевых соединений или дефекты сварных соединений. Вытекающий из паропровода, находящегося под большим давлением, пар высокой температуры практически в месте утечки не виден. Попадание человека в струю такого пара может закончиться не только тяжелыми ожогами, но и привести к более серьезным последствиям.

Чтобы предупредить нарушения плотности фланцевых соединений на паропроводах и арматуре, работающих под давлением 9 МПа и выше, при затяжке шпилек контролируют усилия. При прогреве паропровода шпильки оказываются холоднее фланцев, вследствие чего происходит их самозатяжка, нагружение дополнительными растягивающими силами. Если разница между температурами фланца и шпилек велика, с течением времени шпильки разрушаются от больших дополнительных растягивающих усилий или ослабляется затяжка фланцевого соединения и появляется свищ. При нарушении целостности прокладок между фланцами также возможно появление свищей. Чтобы уменьшить опасность поражения обслуживающего персонала струей пара из неплотностей фланцевого соединения, их закрывают металлической обечайкой. Свищи выявляют при осмотрах паропроводов по характерному шуму (свисту) и появлению облака влажного видимого пара на некотором расстоянии от свища.

Большую опасность представляет повышенная вибрация трубопроводов. Если амплитуда вибрации велика, трубопровод может выйти из строя из-за усталостного разрушения. Частота колебаний трубопроводов зависит от их размеров. Наиболее часто наблюдаются колебания главных и вспомогательных трубопроводов соответственно с частотой 1—2 и 4—5 $^{1}/_{с}$. Двойная амплитуда колебаний главных паропроводов не должна превышать 0,5 мм, а вспомогательных —1 мм. При большей амплитуде колебаний на трубопроводах устанавливают дополнительные опоры или укрепляют их.

Разрывы трубопроводов могут наступить и в том случае, когда давление в них значительно превышает расчетное. Обычно, чтобы исключить возможность недопустимого повышения давления в трубопроводах, на них устанавливают предохранительные и обратные клапаны, которые периодически проверяют. Частота проверок и последовательность операций предписываются инструкцией по обслуживанию.

Контрольные вопросы

1. Каковы причины и последствия аварий?
2. Чем вызываются разрывы труб поверхностей нагрева и трубопроводов?
3. В каких случаях следует останавливать котел и турбину?
4. Какие методы борьбы с пожарами на электростанциях вы знаете?
5. В чем состоят неполадки в работе мельниц, тягодутьевых машин и систем гидрозолоудаления?
6. Каковы признаки разрушения рабочих лопаток?
7. Каковы причины появления повышенной вибрации турбин?
8. Каковы причины срыва работы насосов?

Охотин В. С. и др. Основы теплотехники. — М.: Высшая школа, 1984.

Бордюков А. П., Гинзбург-Шик Л. Д. Тепломеханическое оборудование тепловых электростанций. — М.: Энергия, 1978.

Трухний А. Д., Лосев С. М. Стационарные паровые турбины. — М.: Энергоиздат, 1982.

Котельные и турбинные установки энергоблоков мощностью 500 и 800 МВт. Создание, освоение/ Под ред. *В. Е. Дорощука* и *В. Б. Рубина*. — М.: Энергия, 1979.

Пособие для изучения «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей». — Разделы 4, 5. — М.: Энергия, 1980.

Резников М. И. Парогенераторные установки электростанций. — М.: Энергия, 1974.

Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. — М.: Энергия, 1976.

Шегляев А. В. Паровые турбины. — М.: Энергия, 1976.

Кириллов И. И., Иванов В. А., Кириллов и А. И. Паровые турбины и паротурбинные установки. — Л.: Машиностроение, 1978.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Введение 3

Глава первая. **Тепловые электрические станции** 5

§ 1. Назначение и принцип действия 5
§ 2. Классификация 7
§ 3. Теплоэнергетические установки тепловых электрических станций . . 8

Глава вторая. **Энергетическое топливо** 12

§ 4. Требования к энергетическому топливу, его классификация и использование 12
§ 5. Характеристики топлива 13
§ 6. Подготовка топлива к сжиганию 15
§ 7. Сжигание топлива 17

Глава третья. **Паровые котлы** 20

§ 8. Назначение и устройство 20
§ 9. Классификация, технологические схемы и характеристики 22
§ 10. Топочные устройства и радиационные поверхности нагрева 29
§ 11. Полурадиационные и конвективные поверхности нагрева 36
§ 12. Каркас, обмуровка и гарнитура 43
§ 13. Регулирование температуры перегрева пара 46
§ 14. Обработка воды и получение чистого пара 49
§ 15. Паровые котлы мощных энергетических блоков 53
§ 16. Тепловой баланс и экономичность котлов 60

Глава четвертая. **Подача топлива в паровые котлы** 63

§ 17. Топливо-транспортное оборудование электростанций 63
§ 18. Схемы пылеприготовления 67
§ 19. Размольные устройства. Регулирование тонкости помола 70
§ 20. Порционирование и транспортирование пыли. Экономичность пылеприготовления 76

Глава пятая. **Условия работы поверхностей нагрева паровых котлов** 79

§ 21. Шлакование топок и поверхностей нагрева 79
§ 22. Износ и коррозия поверхностей нагрева 80
§ 23. Загрязнение поверхностей нагрева 82
§ 24. Очистка поверхностей нагрева 85

Глава шестая. **Газовоздушный тракт паровых котлов. Защита окружающей среды** 90

§ 25. Газовоздушный тракт и условия его работы 90
§ 26. Тягодутьевые машины 92
§ 27. Защита окружающей среды от выбросов золы. Золошлакоудаление 97
§ 28. Вывод продуктов сгорания в атмосферу 101

Глава седьмая. **Паровые турбины** 105

§ 29. Устройство и назначение 105
§ 30. Классификация и основные характеристики 107
§ 31. Преобразование энергии в турбине 111
§ 32. Экономичность турбины 117
§ 33. Статор турбины 120
§ 34. Ротор турбины 126
§ 35. Маслоснабжение, регулирование и защита турбины 127

Стр.

Глава восьмая. **Условия работы основных элементов турбин** 135

§ 36. Усилия, воздействующие на сопловые и рабочие лопатки, ротор и корпус 135
§ 37. Статические напряжения в элементах турбин 138
§ 38. Вибрация лопаток и ротора 139
§ 39. Эрозия и коррозия элементов проточной части турбин. Занос солями 140

Глава девятая. **Конденсационные установки** 142

§ 40. Назначение и устройство 142
§ 41. Воздухоудаление и откачка конденсата. Защита конденсаторов 148
§ 42. Загрязнение конденсаторов 150

Глава десятая. **Регенеративная и теплофикационная установки. Насосы** 150

§ 43. Регенеративный подогрев питательной воды и деаэрация 150
§ 44. Теплофикационная установка 152
§ 45. Насосы 153

Глава одиннадцатая. **Техническое водоснабжение и трубопроводы энергоблоков** 159

§ 46. Потребители охлаждающей воды 159
§ 47. Циркуляционные насосные станции 160
§ 48. Градирни 162
§ 49. Назначение и устройство трубопроводов 163
§ 50. Материалы, изоляция, маркировка и арматура трубопроводов . . 165

Глава двенадцатая. **Эксплуатация энергоблоков** 167

§ 51. Основные задачи и средства управления энергоблоком 167
§ 52. Типовые пусковые схемы энергоблоков 170
§ 53. Основные элементы типовых пусковых схем энергоблоков 175
§ 54. Останов энергоблоков 179
§ 55. Показатели надежности и экономичности энергоблоков 182

Глава тринадцатая. **Автоматизация управления энергоблоком** . . 184

§ 56. Измерения в энергоблоках 184
§ 57. Приборы и методы измерений 186
§ 58. Автоматизация управления энергоблоком 194
§ 59. Средства автоматизации 197
§ 60. Технологические защиты энергоблока 197

Глава четырнадцатая. **Условия безопасной эксплуатации энергоблоков** 199

§ 61. Основные положения системы безопасности труда 199
§ 62. Безопасное обслуживание оборудования 200
§ 63. Обязанности обслуживающего персонала 203

Глава пятнадцатая. **Эксплуатация паровых котлов и их оборудования** 204

§ 64. Подготовка котла к растопке 204
§ 65. Пусковые операции 208
§ 66. Обслуживание работающего котла 212
§ 67. Режимные карты 216
§ 68. Останов котла 218
§ 69. Эксплуатация вспомогательного оборудования 219
§ 70. Эксплуатация топливоподачи и сушильно-мельничных установок 222

Глава шестнадцатая. **Эксплуатация турбинных установок** 225

§ 71. Подготовка к пуску и пуск турбины 225
§ 72. Обслуживание турбины во время работы 230

Стр.

§ 73. Обслуживание систем маслоснабжения, регулирования и защиты турбины 232
§ 74. Обслуживание конденсационной установки и вспомогательного оборудования 235
§ 75. Эксплуатация питательных насосов 239
§ 76. Плановый и аварийный остановы турбины 240
§ 77. Работа турбины на скользящих параметрах 243
§ 78. Основные сведения об устройстве и обслуживании генератора . . 244

Глава семнадцатая. **Предупреждение аварий и наполадок энергоблоков** 250

§ 79. Аварии и неполадки паровых котлов 250
§ 80. Обнаружение и устранение аварий и неполадок в паровых котлах 253
§ 81. Неполадки и повреждения систем топливоподачи, пылеприготовления и вспомогательного оборудования 257
§ 82. Нарушение режимов работы механизмов собственных нужд 260
§ 83. Аварии и неполадки турбин 263
§ 84. Разрушения и неполадки в проточной части турбин 264
§ 85. Нарушение условий нормальной работы ротора и подшипников 266
§ 86. Причины и последствия повышенной вибрации турбинной установки 267
§ 87. Аварийные ситуации при сбросе нагрузки 269
§ 88. Аварии и неполадки насосов 271
§ 89. Аварии и неполадки трубопроводов 273

Рекомендуемая литература 276

Виталий Сергеевич Соколов,
Леонид Васильевич Деев

УСТРОЙСТВО И ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БЛОКА

Зав. редакцией Э. М. Концевая
Редактор А. Ш. Долгова
Мл. редактор В. А. Короткина
Художник В. В. Коренев
Художественный редактор Л. К. Громова
Технический редактор Т. А. Новикова
Корректор Т. Д. Венедиктова

ИБ № 5197

Изд. № ЭГ-81. Сдано в набор 21.01.85. Подп. в печать 15.04.85. Т-05091. Формат 60×90$^{1}/_{16}$. Бум. тип. № 3. Гарнитура литературная. Печать высокая. Объем 17,5 усл. печ. л. 17,5 усл. кр.-отт. 19,61 уч.-изд. л. Тираж 9000 экз. Зак. № 1197. Цена 75 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Московская типография № 8 Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли, 101898, Москва, Центр, Хохловский пер., 7.