



**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ**

**Белорусский национальный
технический университет**

Кафедра «Тепловые электрические станции»

**ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА
И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СТАНЦИЙ**

Лабораторный практикум

Часть 1

**Минск
БНТУ
2012**

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
Белорусский национальный технический университет

Кафедра «Тепловые электрические станции»

ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Лабораторный практикум
для студентов специальности 1-43 01 04
«Тепловые электрические станции»

В 2 частях

Часть 1

Минск
БНТУ
2012

УДК 621.311.22.035.9 (076.5)

ББК 31.363я7

Т38

Составитель *С. А. Качан*

Рецензенты:

Ю. В. Макошко, Н. Г. Хутская

Т38 Технология монтажа и ремонта оборудования тепловых электрических станций : лабораторный практикум для студентов специальности 1-43 01 04 «Тепловые электрические станции» : в 2 ч. / сост. : С. А. Качан. – Минск : БНТУ, 2012. – ч. 1. – 2012. – 80 с. ISBN 978-985-525-981-8 (Ч.1).

Лабораторный практикум соответствует программе изучаемой в вузе дисциплины «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС».

Лабораторные работы проводятся в учебных лабораториях БНТУ, а также на действующей ТЭС и в цехах ремонтного предприятия.

Часть 1 лабораторного практикума посвящена изучению особенностей тепловой схемы и технических характеристик основного и вспомогательного оборудования ТЭС, а также технологии производства сварочных работ при монтаже и ремонте энергетического оборудования.

УДК 621.311.22.035.9 (076.5)

ББК 31.363я7

ISBN 978-985-525-981-8 (Ч.1)

ISBN 978-985-525-982-5

© Белорусский национальный
технический университет, 2012

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Список сокращений	4
Введение	5
Организация и требования техники безопасности при проведении лабораторных работ на действующей ТЭС и в цехах ремонтного предприятия.	6
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 1 Принципиальная тепловая схема ТЭС	7
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 2 Конструктивные особенно- сти паровых котлов (парогенераторов) ТЭС и их вспомога- тельного оборудования.	11
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 3 Конструктивные особенно- сти паротурбинных установок ТЭС и их вспомогательного оборудования.	16
ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 4 Организация сварочных работ на ТЭС	23
Литература.	29
Приложения.	31
П1. Принципиальная тепловая схема ТЭС.	31
П2. Конструктивные особенности основных узлов парогене- ратора.	35
П3. Конструктивные особенности основных узлов паротур- бинной установки.	54

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ВРЧ – верхняя радиационная часть
ВЭК – водяной экономайзер
КПП – конвективный пароперегреватель
ЛМЗ – Ленинградский металлический завод
НРЧ – нижняя радиационная часть
ПВД – подогреватель высокого давления
ПНД – подогреватель низкого давления
ПТУ – паротурбинная установка
РВП – регенеративный воздухоподогреватель
РВД – ротор высокого давления
РНД – ротор низкого давления
РСД – ротор среднего давления
СКД – сверхкритическое давление
СРЧ – средняя радиационная часть
ТВП – трубчатый воздухоподогреватель
ТМЗ (УТЗ) – Уральский турбомоторный завод
ЦВД – цилиндр высокого давления
ЦНД – цилиндр низкого давления
ЦСД – цилиндр среднего давления
ЧВД - часть высокого давления
ЧНД - часть низкого давления
ЧСД - часть среднего давления
ШПП – ширмовый пароперегреватель

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем практикуме содержатся методические указания и инструкции по выполнению лабораторных работ по курсу «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС» для студентов специальности 1-43 01 04 – «Тепловые электрические станции» в учебных лабораториях кафедры, на действующей ТЭС и в цехах ремонтного предприятия и.

Выполнение лабораторных работ на ТЭС и в цехах ремонтного предприятия имеет своей целью не только закрепление теоретических знаний по соответствующим разделам курса «Технология монтажа и ремонта оборудования ТЭС», но и дает возможность студентам составить целостное представление об особенностях тепловой схемы, компоновки главного корпуса и генерального плана ТЭС, конструкции и условиях работы современных котельных и паротурбинных установок ТЭС, повреждениях и способах восстановления основных их элементов, а также технологии производства сварочных работ при монтаже и ремонте оборудования ТЭС.

Проведение лабораторных работ в условиях действующего предприятия требует особенно четкой их организации. В частности, необходимо уделить должное внимание соблюдению техники безопасности и внутреннего распорядка предприятия.

Необходима также предварительная подготовка студентов с использованием рекомендуемой литературы с целью изучения основных особенностей тепловой схемы ТЭС их принципов ее работы; основных конструктивных особенностей, технических характеристик основного и вспомогательного оборудования ТЭС.

Этой задаче посвящаются занятия, проводимые в учебных лабораториях кафедры, методические указания и инструкции по выполнению которых приведены в 1-й части настоящего лабораторного практикума.

По результатам занятий студенты должны подготовить краткие отчеты, требования по оформлению которых приведены ниже.

Методические указания и инструкции по выполнению лабораторных работ, выполняемые на оборудовании (лабораторных установках) непосредственно в учебных лабораториях кафедры приведены во 2-й части настоящего лабораторного практикума.

ОРГАНИЗАЦИЯ И ТРЕБОВАНИЯ ТЕХНИКИ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ НА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ТЭС И В ЦЕХАХ РЕМОНТНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Работы на действующей ТЭС (в цехах ремонтного предприятия) проводятся под руководством работников ТЭС (ремонтного предприятия) с участием ответственного преподавателя кафедры.

Лабораторные работы на ТЭС (ремонтном предприятии) проводятся по расписанию кафедры в дни, удобные для данной учебной группы (подгруппы) и согласованные с руководством ТЭС (ремонтного предприятия). Предварительно оформляется разрешение на выполнение работ с приложением полного списка студентов.

Допуск студентов к выполнению лабораторных работ производится с соблюдением общих требований техники безопасности и внутреннего распорядка на ТЭС (ремонтном предприятии). Вначале старшим инженером ТЭС (ремонтного предприятия) по технике безопасности проводится вводный инструктаж, затем руководителем работ - инструктаж на рабочем месте. При инструктаже студентов присутствует ответственный преподаватель кафедры, который контролирует полноту проведения инструктажа и правильность записи его в соответствующих журналах, а также при необходимости акцентирует внимание студентов на отдельных требованиях внутреннего распорядка ТЭС (ремонтного предприятия) и общих вопросах организации и дисциплины при выполнении лабораторных работ.

Перед допуском студентов в котлотурбинный цех ТЭС необходимо проверить, чтобы их одежда была удобной для работы, исключалась возможность захвата частей ее вращающимися деталями, а волосы были аккуратно убраны под защитные каски.

Лабораторная работа № 1

ПРИНЦИПАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ТЭС

Цель работы

Изучение принципиальной тепловой схемы ТЭС

Общие сведения.

Тепловые электрические станции (ТЭС) работают за счет химической энергии сжигаемого органического топлива. ТЭС, производящие в основном электроэнергию, называются конденсационными (КЭС). Электростанции, которые, кроме электроэнергии, в большом количестве отпускают теплоту в виде пара или горячей воды для нужд промышленного производства, отопления зданий и т.д., называются теплоэлектростанциями (ТЭЦ).

На паротурбинных ТЭС реализуется термодинамический цикл Ренкина, где тепловым двигателем является паровая турбина [1, 5].

В парогенератор (паровой котел) подается питательная вода с параметрами $p_{п.в}$ и $h_{п.в}$ (рис. 1.1,а). Здесь за счет подвода теплоты q_1 происходит нагрев и испарение воды, перегрев пара, который с параметрами p_0 , t_0 , h_0 поступает в турбину. Расширяясь, пар совершает работу l_T и с параметрами p_k , t_k , h_k направляется в конденсатор, где отдает теплоту конденсации q_2 охлаждающей воде. Конденсат с энтальпией h'_k питательным насосом, потребляющим энергию l_n , подается в парогенератор.

В идеальном цикле Ренкина (рис. 1.1,б) процессы расширения пара ok в турбине и сжатия в насосе aa' происходят изоэнтропийно, без потерь; процесс $a'bc_0$ изображает изобарный подвод теплоты в котле (нагрев воды $a'b$, превращение воды в пар bc и перегрев пара co), а процесс ka — конденсацию пара в конденсаторе.

На рис. 1.2 показаны схема и цикл Ренкина для паротурбинных установок (ПТУ) с промежуточным перегревом пара и сверхкритическим начальным давлением (СКД): ad — подвод теплоты в котле; de_1 — расширение пара в ЧВД турбины; e_1f — промежуточный перегрев пара в котле; fg — расширение пара в ЧНД турбины; ga' — конденсация пара в конденсаторе; $a'a$ — сжатие воды в насосе.

Цикл Ренкина имеет сравнительно низкую экономичность, поскольку теплота конденсации рассеивается в окружающей среде. В современных ПТУ используется регенеративный подогрев питательной воды паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины (рис. 1.3): теплота конденсации этого пара передается питательной воде, а не безвозвратно теряется.

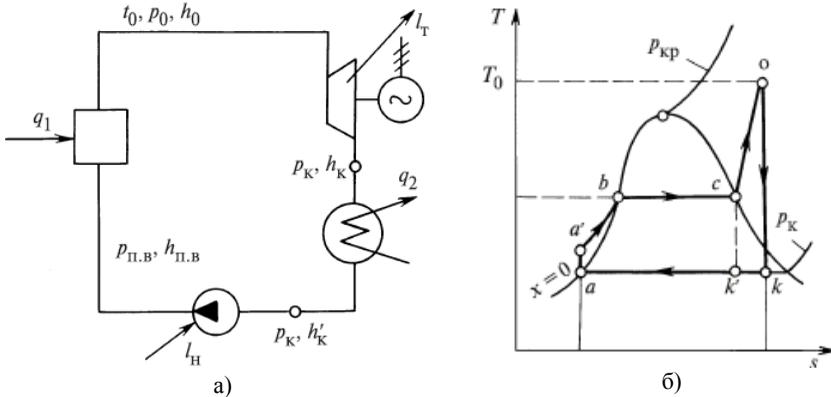


Рис. 1.1. Тепловая схема простейшей ПТУ на докритические параметры и идеальный цикл Ренкина для ТЭС с однократным перегревом пара

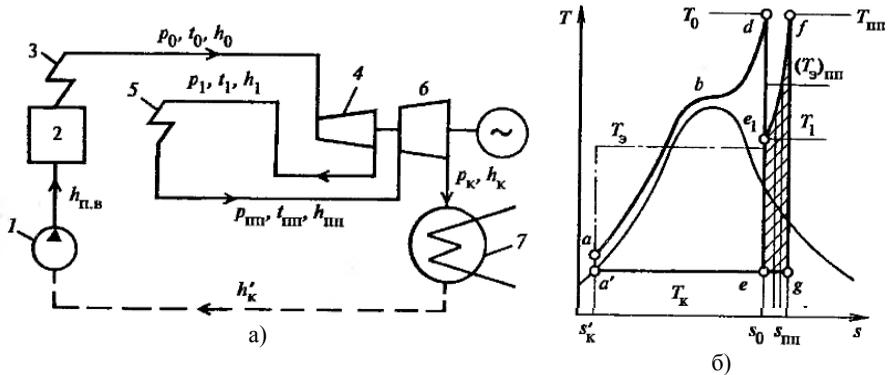


Рис. 1.2. Тепловая схема и цикл Ренкина для турбоустановок с промежуточным перегревом пара и сверхкритическим начальным давлением:

1 – питательный насос; 2 – котел; 3 – первичный пароперегреватель; 4 – часть высокого давления (ЧВД) турбины; 5 – промежуточный пароперегреватель; 6 – часть низкого давления (ЧНД) турбины; 7 – конденсатор

Использовать охлаждающую воду, нагретую в конденсаторе невозможно из-за ее низкой температуры ($\sim 30^\circ\text{C}$). Если для конденсации отработавшего в турбине пара использовать воду с большей температурой ($\sim 70^\circ\text{C}$), то после нагрева (до $\sim 100^\circ\text{C}$) ее можно использовать для отопления зданий или горячего водоснабжения (рис. 1.4). При этом мощность турбины несколько снизится, но использование теплоты топлива станет более полным за счет дополнительного полезного отпуска тепловой энергии потребителю.

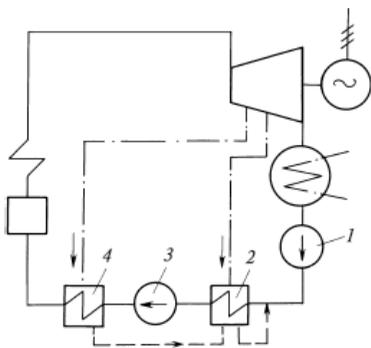


Рис. 1.3. РТУ с регенеративным подогревом питательной воды: 1, 3 – конденсатный и питательный насосы; 2, 4 – подогреватели низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления

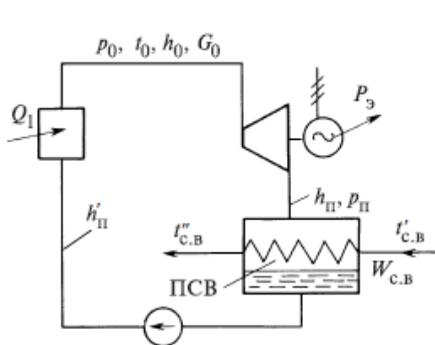


Рис. 1.4. Упрощенная схема РТУ с противодавленческой турбиной и теплофикационной установкой: ПСВ – подогреватель сетевой воды для потребителя

В Приложении 1 приведена технологическая схема (рис. П1) и рассмотрен процесс производства электроэнергии и теплоты на паротурбинном блоке 250 МВт сверхкритического давления ТЭЦ, работающей на природном газе и мазуте [5]. Такие энергетические блоки (энергоблоки), в которых котел вырабатывает пар для определенной турбины, работают на второй очереди Минской ТЭЦ-4, крупнейшей ТЭЦ Беларуси.

Часто компоновку энергетических установок на ТЭЦ, исходя из требований надежности снабжения потребителей теплоты, выполняют по неблочной компоновке (с параллельными связями). При этом несколько котлов работают на один или несколько общих па-

ропроводов (коллекторов пара), из которых питаются несколько турбин. Так выполнена первая очередь Минской ТЭЦ-4.

Оформление отчета

Оформление отчета производится в соответствии с индивидуальным заданием, выдаваемым преподавателем.

Отчет должен содержать следующие пункты.

1. **Цикл Ренкина в T-S-диаграмме**, построенный с учетом наличия или отсутствия промежуточного перегрева пара, величины начального давления пара (докритическое или сверхкритическое).

2. **Принципиальная тепловая схема**, на которой:

- подписать все основные элементы [при их наличии]:
 - цилиндры паровой турбины (ЦВД, ЦСД, ЦНД),
 - генератор (Г),
 - конденсатор (Кр),
 - стопорные (СК) и регулирующие (РК) клапана,
 - насосы: конденсатный (КН), питательный (ПЭН или ПТН), бустерный (БН), циркуляционные (ЦН), дренажные (ДН),
 - подогреватели системы регенерации - низкого (ПНД) и высокого (ПВД) давления,
 - сетевые подогреватели (СП),
 - деаэратор (Д) питательной воды,
 - промежуточный пароперегреватель (ПП)
- указать разными цветами трубопроводы [при их наличии]:
 - свежего пара и пара горячего промперегрева от котла к паровой турбине (*красным*);
 - отработавшего пара из отборов паровой турбины на подогреватели системы регенерации (ПВД и ПНД), деаэратор, турбопривод питательного насоса, на производство, на сетевые подогреватели и конденсатор (*оранжевым*);
 - конденсата (питательной воды), подогреваемого в системе регенерации (*зеленым*)
 - сетевой воды (*синим*).
- подписать значения давления и температуры в основных точках схемы;
 - свежего пара и пара после промперегрева;
 - пара, отбираемого из турбины на производство и теплофикацию;

- в конденсаторе;
- в деаэраторе питательной воды;
- питательной воды на входе в котел.

Контрольные вопросы

1. Отличия тепловой схемы КЭС и ТЭЦ.
2. Особенности тепловой схемы ПТУ при наличии промежуточного перегрева пара.
3. Назначение основных элементов тепловой схемы ТЭС.

Лабораторная работа № 2

КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПАРОВЫХ КОТЛОВ (ПАРОГЕНЕРАТОРОВ) ТЭС И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Цель работы:

Изучение конструктивных особенностей современных паровых котлов (парогенераторов) ТЭС и их вспомогательного оборудования

Общие сведения.

Паровой котел – это основной агрегат ТЭС [6 – 8].

Поверхностями нагрева называются части парогенератора, в которых обогреваемая среда (вода, пар, воздух) получает теплоту от продуктов сгорания.

Наиболее распространенной является П-образная *компоновка* поверхностей нагрева, когда топочная камера (топка), оснащенная горелочными устройствами и являющаяся восходящим газоходом, соединяется горизонтальным газоходом с нисходящим газоходом конвективной шахты (рис. 2.1, а – в).

По стадиям процесса генерации пара различают поверхности нагрева: водоподогревательные (водяной экономайзер), испарительные (парогенерирующие – топочные экраны) и пароперегревательные (ширмовый, конвективный и пр.).

По преобладающему способу передачи теплоты выделяют радиационные (тепло в основном передается излучением) и конвективные (тепло в основном передается конвекцией) поверхности нагре-

ва. Радиационные поверхности нагрева расположены по стенам топочной камеры (в зоне наиболее высоких температур газов), образуя экраны, а конвективные – внутри газоходов (для повышения интенсивности теплообмена).

Различают парогенераторы *барabanного* (рис. 2.2,а) и *прямоточного* типов (рис. 2.2, б, а также рис. П1).

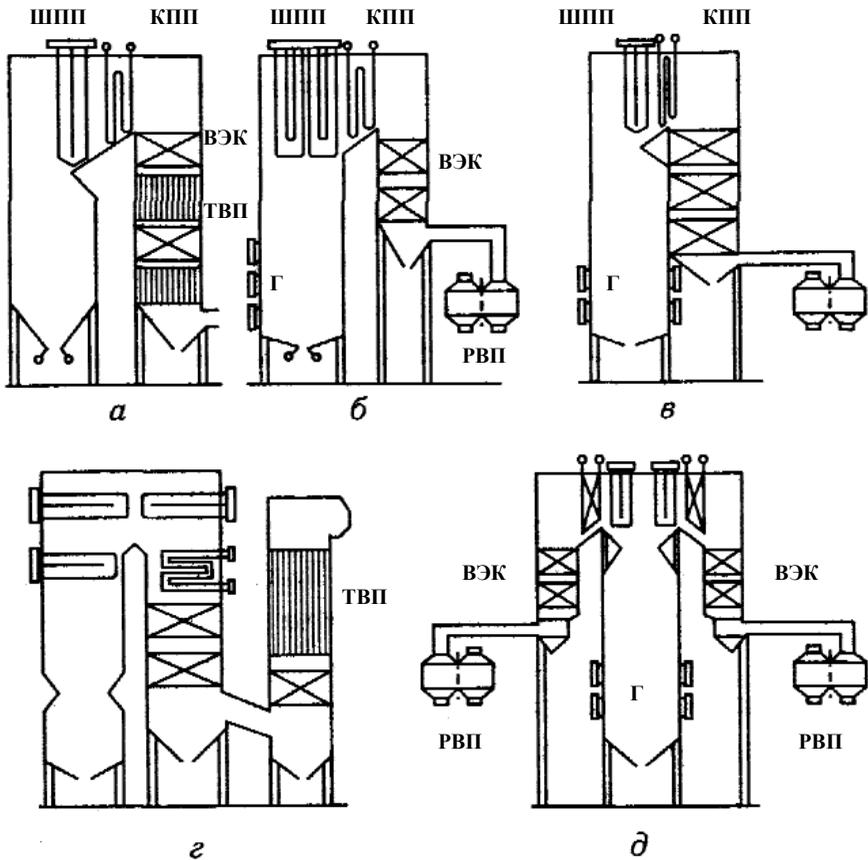


Рис. 2.1. Компоновки котлов: а – П-образная с ТВП; б – П-образная с РВП; в – со-мкнутая П-образная; г – N-образная; д – Т-образная; Г – горелочные устройства; ВЭК – водяной экономайзер; ШПП, КПП – ширмовый, конвективный пароперегреватели; ТВП, РВП – трубчатый (рекуперативный) и регенеративный (вращающийся) воздухоподогреватели

В котлах прямоточного типа рабочее тело по всем поверхностям нагрева проходит однократно. В барабанных котлах есть замкнутый контур циркуляции, включающий барабан и испарительные поверхности нагрева (экраны топочной камеры).

В Приложении 2 более подробно рассмотрены конструктивные особенности и условия работы основных узлов парогенератора.

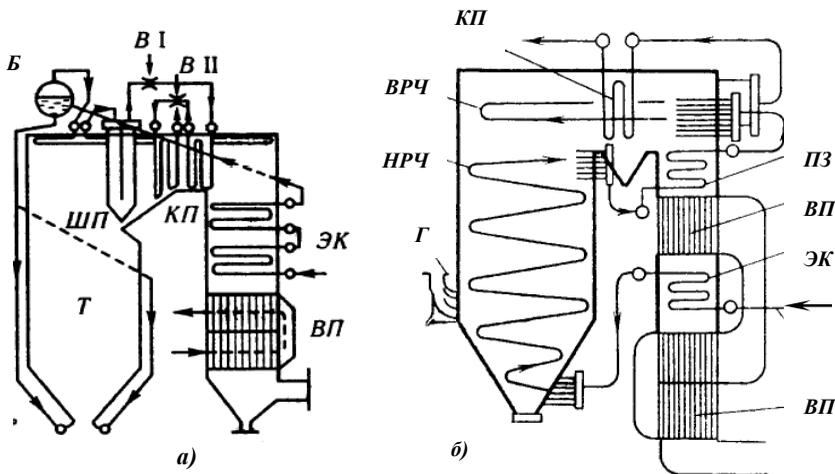


Рис. 2.2. Схемы котлов барабанного (а) и прямоточного котла Рамзина на докритические параметры пара (б): Б – барабан; Т – топочная камера; НРЧ, ВРЧ – нижняя и верхняя радиационные части топочной камеры; Г – горелочные устройства; ПЗ – переходная зона; ШП, КП – ширмовый и конвективный пароперегреватели; ЭК – экономайзер; ВП – воздухоподогреватель; В – впрыскивающий парохладитель

Оформление отчета

Оформление отчета производится в соответствии с индивидуальным заданием, выдаваемым преподавателем.

Отчет должен содержать следующие пункты.

1. **Техническое описание парогенератора** (табл. 2.1).
2. **Принципиальный чертеж парогенератора** (продольный и поперечный разрезы), на которых подписать основные элементы и указать (разными цветами) поверхности нагрева, где нагреваемой средой являются: вода (зеленым), насыщенный пар и пароводяная смесь (оранжевым), перегретый пар (красным), воздух (голубым).

Табл. 2.1

Наименование характеристики парогенератора	Описание
1	2
Заводская маркировка и маркировка по ГОСТ с ее расшифровкой: - тип парогенератора: барабанный (с естественной или принудительной циркуляцией) или прямоточный; - наличие или отсутствие промежуточного перегрева пара; - основные расчетные параметры работы парогенератора (расход и параметры генерируемого пара); - вид используемого топлива	
Особенности компоновки: - П-, Т-, N-образная пр.; - одно- или двухкорпусное исполнение; - габаритные размеры	
Конструктивные особенности барабана и внутрибарабанных устройств; особенности организации ступенчатого испарения (чистый и соленый отсеки)	
Конструктивные особенности топочных экранов (гладкотрубное или газоплотное исполнение; применение навивки Рамзина, одноходовых или многоходовых панелей)	
Конструктивные особенности ступеней пароперегревателя (в общем случае настенного, потолочного, ширмового, конвективного высокого и низкого давления)	
Конструктивные особенности воздухоподогревателя (трубчатого рекуперативного или вращающихся регенеративных)	
Тип, количество и расположение горелочных устройств	
Тип (осевой, центробежный и пр.) и количество применяемых тягодутьевых механизмов (в общем случае вентиляторов дымососов, дымососов рециркуляции)	
Способ работы газовоздушного тракта (под наддувом или с уравновешенной тягой)	
Способы регулирования температуры перегретого пара (впрыски, рециркуляция газов, поверхностные теплообменники и др.)	

1	2
Способы очистки поверхностей нагрева (обдувочные и обмывочные аппараты, дробеочистка, импульсная очистка и пр.)	
Особенности каркаса	
Особенности обмуровки (натрубная или щитовая накаркасная)	

3. Характеристика поверхностей теплообмена (табл. 2.2).

Табл. 2.2

Наименование поверхности теплообмена *	Процесс, происходящий с нагреваемой средой **	Преобладающий способ передачи теплоты ***	Применяемый материал ****

* указать последовательно, в порядке прохождения рабочего тела паросилового цикла по пароводяному тракту котла (включая все ступени пароперегревателя, в том числе промежуточного), а затем воздуха в воздухоподогревателе

** подогрев воды, парообразование, перегрев пара: первичный, вторичный (промежуточный), подогрев воздуха

*** радиационный (тепло в основном передается излучением), конвективный (тепло в основном передается конвекцией) или смешанный

**** указать марку стали (выделить разными цветами: углеродистую сталь – зеленым, низколегированную – оранжевым, высоколегированную – красным; нержавеющую сталь – синим).

Контрольные вопросы

1. Конструктивные особенности барабанных и прямоточных парогенераторов.
2. Особенности компоновки поверхностей нагрева котла.
3. Вспомогательное оборудование котельной установки.

Лабораторная работа № 3

КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ПАРОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ТЭС И ИХ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Цель работы

Изучение конструктивных особенностей современных турбоагрегатов и их вспомогательного оборудования

Общие сведения

Паротурбинная установка – это тепловой двигатель, превращающий потенциальную энергию пара в механическую энергию вращающегося ротора, которая затем либо затрачивается на привод механизмов (насосов и пр.), либо в электрогенераторе трансформируется в электроэнергию [3 – 6].

На рис. 3.1 условно показан разрез проточной части многоступенчатой турбины активного типа (рис. 3.1,а) и изменение параметров пара по ее ступеням (рис. 3.1,б).

Ступенью турбины называют совокупность ряда неподвижных лопаток, закрепленных в сопловой коробке или диафрагме, и ряда рабочих лопаток, закрепленных на следующем по ходу пара диске вала турбины. В каналах, образованных сопловыми лопатками, поток пара ускоряется и затем его кинетическая энергия превращается в энергию вращения дисков вала.

Совокупность всех неподвижных частей турбины называют статором, а вращающихся — ротором. Роторы последовательно расположенных цилиндров и генератора соединяются между собой в валопровод турбоагрегата.

На рис. 3.2. приведен продольный разрез одноцилиндровой конденсационной турбины [6].

В этой турбине применен комбинированный ротор 1: первые 19 дисков, работающих в зоне высоких температур, откованы как одно целое с валом турбины, последние три диска 16 — насадные.

Свежий пар подводится по перепускным трубам 21 от стопорных к четырем регулирующим клапанам 5, регулирующим подачу пара в турбину. Далее пар через сопловые каналы сопловой коробки 6 по-

падает на рабочее колесо первой ступени давления (регулирующую ступень), затем последовательно проходит по всем ступеням и уходит из цилиндра через выхлопной патрубок 15. Концевые уплотнения 20 не допускают пропуска пара из цилиндра в машинный зал.

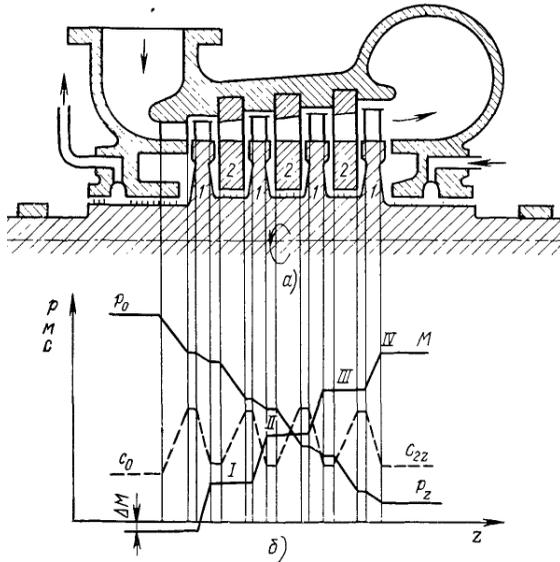


Рис. 3.1. Турбина активного типа (а) и изменение давлений p , крутящих моментов M и скоростей пара C по ее ступеням (б): 1 – диски с рабочими лопатками; 2 – диафрагмы с направляющими лопатками; I – IV – ступени турбины

По мере понижения давления пара при прохождении от первой к последней ступени удельный объем его сильно растет, что требует увеличения проходных сечений сопловых и рабочих решеток и соответственно высоты лопаток 17 и среднего диаметра ступеней. Со стороны выхода пара ротор турбины соединен полугибкой муфтой 14 с ротором генератора.

К переднему торцу ротора прикреплен вал, на котором установлены бойки двух предохранительных выключателей 22 (датчики автомата безопасности), воздействующие на стопорный и регулирующие клапаны, с целью прекращения доступа пара в турбину при повышении частоты вращения ротора на 10% по сравнению с расчетной.

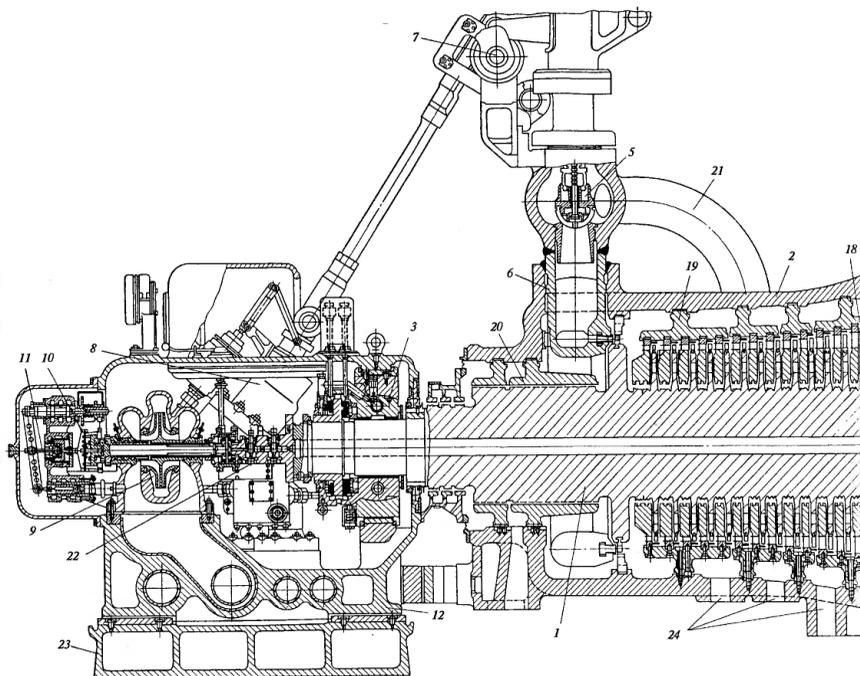
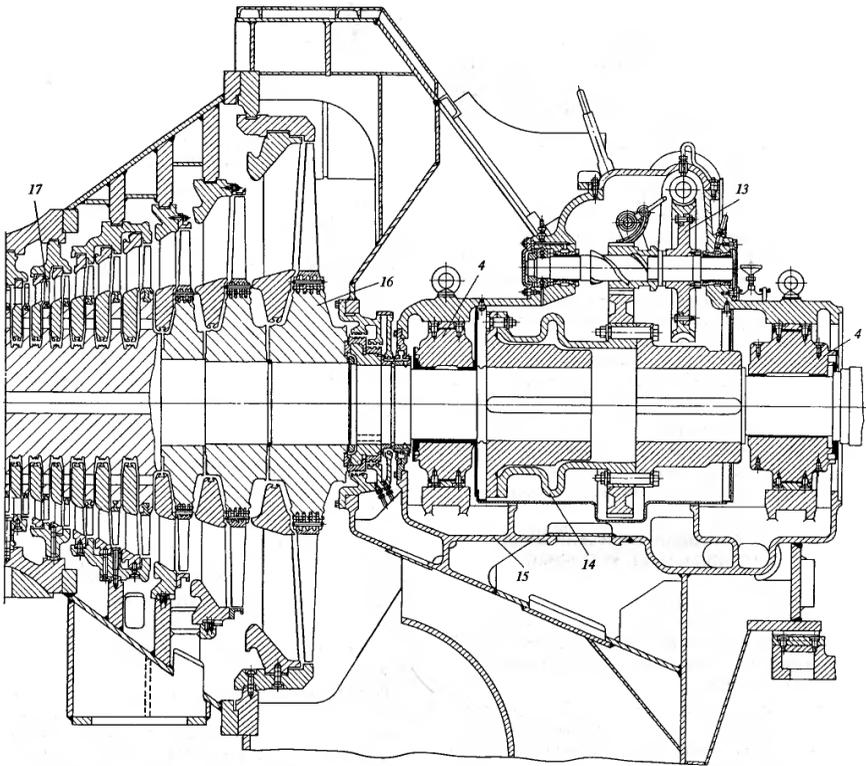


Рис. 3.2. Продольный разрез турбины: 1 – ротор турбины; 2 – корпус турбины; клапан; 6 – сопловая коробка; 7 – кулачковый вал; 8 – сервомотор; 9 – главный переднего подшипника; 13 – валоповоротное устройство; 14 – соединительная лопатки; 18 – диафрагмы; 19 – обоймы диафрагм; 20 – обоймы переднего клапану); 22 – датчики автомата безопасности; 23 – фундаментная плита;



3 – опорно-упорный подшипник; 4 – опорный подшипник; 5 – регулирующий масляный насос; 10 – регулятор скорости; 11 – следящий золотник; 12 – картер муфта; 15 – выходной патрубок турбины; 16 – насадные диски; 17 – рабочие концевые уплотнения; 21 – перепускная труба (от стопорного к регулиющему) 24 – патрубки отбора пара на регенерацию

Главный масляный насос 9 предназначен для подачи масла в систему смазки подшипников 3 и 4 турбины и генератора (при давлении 0,15 МПа) и в систему регулирования (при давлении 2 МПа), обеспечивающую автоматическое поддержание заданной частоты вращения ротора турбины.

Датчиком частоты вращения является регулятор скорости 10, установленный на конце вала насоса. Импульс от регулятора скорости 10 золотниками 11 передается сервомотору 8, который зубчатой рейкой поворачивает распределительный кулачковый валик 7, вследствие чего перемещаются штоки регулирующих клапанов 5. Статор турбины состоит из корпуса 2, в который вварены сопловые коробки 6, соединенные с клапанными коробками, установлены обоймы 20 концевых уплотнений, обоймы 19 диафрагм и сами диафрагмы 18 с уплотнениями. Корпус этой турбины кроме обычного горизонтального разъема имеет два вертикальных разъема, разделяющих его на литые переднюю и среднюю части и сварной выходной патрубком. К неподвижным частям турбины относятся также корпус 12 (картеры) подшипников. В переднем картере расположен опорно-упорный подшипник 3, в заднем — опорные подшипники 4. Передний картер 12 установлен на фундаментной плите 23 и при тепловом расширении корпуса перемещается по ней. Задний картер выполнен заодно с выходным патрубком 15 турбины и при тепловых расширениях остается неподвижным (на пересечении поперечной и продольной шпонок находится фиксупункт турбины). Передняя часть корпуса 2 опирается на передний картер 12 специальными лапами, предусмотренными на фланце горизонтального разъема корпуса 2.

В заднем картере расположено валоповоротное устройство 13, предназначенное для медленного вращения ротора при пуске и после останова турбины для предотвращения его теплового искривления вследствие неравномерного прогрева (охлаждения). В корпусе турбины предусмотрено несколько патрубков 24 нерегулируемых отборов, через которые пар отбирается из промежуточных ступеней на подогрев питательной воды в ПНД и ПВД.

В Приложении 3 более подробно рассмотрены конструктивные особенности и условия работы основных узлов паровой турбины и ее вспомогательного оборудования.

Оформление отчета

Оформление отчета производится в соответствии с индивидуальным заданием, выдаваемым преподавателем.

Отчет должен содержать:

1. Техническое описание турбоустановки (табл. 3.1).

Табл. 3.1

Наименование характеристики турбоустановки	Описание
1	2
Маркировка турбины с ее расшифровкой: - тип турбины (конденсационная или теплофикационная: с производственным, отопительным отборами или противодавлением); - мощность турбины и параметры пара	
Особенности тепловой схемы (наличие или отсутствие промперегрева; ступенчатого подогрева сетевой воды)	
Количество цилиндров и принцип деления турбины на части (в общем случае высокого (ЧВД), среднего (ЧСД) и низкого (ЧНД) давления)	
Особенности системы парораспределения (для теплофикационных турбин указать, исполнительные органы ЧСД и ЧНД: клапана или поворотные диафрагмы)	
Особенности корпусов цилиндров (обойменная или безобойменная конструкция; наличие внутреннего корпуса ЦВД и пр.)	
Особенности конструкции роторов (высокого (РВД), среднего (РСД) и низкого (РНД) давления: цельнокованные, с насадными дисками, комбинированные, сварные)	

Продолжение табл. 3.1

1	2
Особенности проточной части турбины (количество ступеней по цилиндрам, в том числе нерегулируемых; тип регулирующей ступени ЧВД: одно- или двухвенечная; наличие регулирующей ступени в ЧСД; способы крепления лопаток на дисках по ступеням (Г-отобразный, вильчатый хвостовик и др.), тип бандажа по ступеням (ленточный, проволоочный) и пр.)	
Тип муфт, соединяющих ротора турбины и генератора в валопровод (откованные заодно с валом или насадные; жесткие, полужесткие или упругие)	
Количество и тип подшипников (опорные, комбинированные опорно-упорные)	
Характеристики системы регенерации турбины (количество нерегулируемых отборов пара на ПВД, ПНД и деаэрактор из цилиндров, наличие смешивающих ПНД и пр.)	
Конструктивные особенности вспомогательного оборудования (конденсатора; теплообменников системы регенерации ПВД и ПНД (последние могут быть как поверхностными, так и смешивающими) и сетевых подогревателей (вертикальные или горизонтальные); насосов и пр.)	

2. Продольный разрез турбоагрегата, на котором подписать:

- исполнительные органы системы регулирования (регулирующие клапана, поворотные диафрагмы);
- регулирующую(-ие) ступень(-ни) с указанием типа (одно- или двухвенечная);
 - подшипники с указанием типа (опорные и опорно-упорные);
 - полумуфты с указанием типа (жесткая, полужесткая, гибкая);
 - указать уплотнения (концевые, диафрагменные, надбандажные);
 - валоповоротное устройство (ВПУ), разгрузочный поршень (думмис);
 - не регулируемые отборы в систему регенерации (на ПНД и ПВД);

- регулируемые отборы на производство и теплофикацию (на сетевые подогреватели);

- выхлоп(ы) в конденсатор или противодавление.

Также на чертеже контрастным цветом указать движение пара по проточной части (с учетом возможного петлевого движения пара, промперегрева, отборов из проточной части и пр.).

Контрольные вопросы

1. Конструктивные особенности ротора и статора паровых турбин.
2. Конструктивные особенности паровых турбин различного типа: К, Т, ПТ, ПР и пр.
3. Вспомогательное оборудование паротурбинной установки.

Лабораторная работа № 4

ОРГАНИЗАЦИЯ СВАРОЧНЫХ РАБОТ НА ТЭС

Цель работы

Изучение технологии подготовки и проведения сварочных работ при ремонте и монтаже оборудования ТЭС.

Общие сведения

Работы по сварке оборудования ТЭС выполняются в сложных условиях на значительной высоте, в труднодоступных местах, с расположением сварных швов в любых пространственных положениях. При выполнении ремонтных работ на ТЭС наиболее распространена ручная дуговая сварка плавлением, при которой нагрев осуществляется электрической дугой, горящей между электродом и свариваемым металлом. Инертные газы (аргон, гелий и их смеси) за счет защиты дуги и расплавленного металла от газов окружающего воздуха обеспечивают более высокое качество сварного шва.

Для сварки стыков труб из теплоустойчивых и высоколегированных аустенитных сталей может применяться [17 – 19]:

- ручная дуговая сварка покрытыми электродами (рис. 4.1);
- ручная аргонодуговая сварка (рис. 4.2);

- комбинированная сварка: корень шва выполняется аргонодуговой сваркой, заполняющие и облицовочный слои - ручной дуговой сваркой покрытыми электродами.

Рис. 4.1. Схема ручной дуговой сварки покрытым электродом (прямая полярность): 1 - основной металл; 2 - ванна; 3 - электрическая дуга; 4 - газовая защита; 5 - наплавленный металл; 6 - шлаковая корка; 7 - жидкий шлак; 8 - электродное покрытие; 9 - металлический стержень электрода; 10 - электрододержатель, 11 - капля расплавленного электродного металла

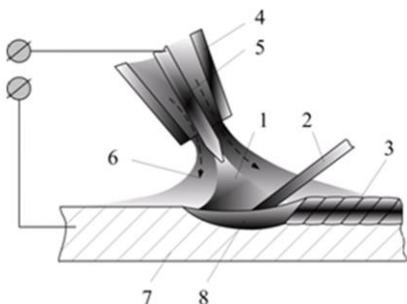
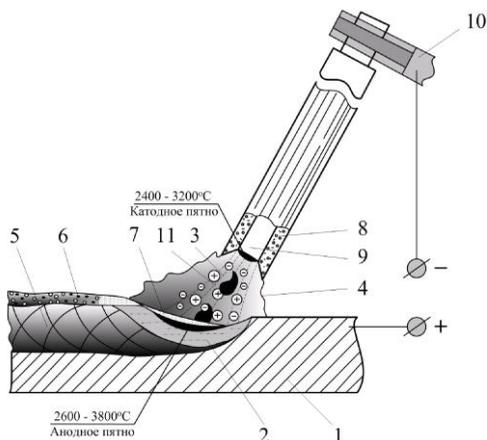


Рис. 4.2. Дуговая сварка неплавящимся электродом в среде инертных газов (аргона): 1 - электрическая дуга; 2 - присадочный пруток; 3 - сварочный шов; 4 - сопло горелки; 5 - тугоплавкий электрод; 6 - защитный газ (аргон); 7 - основной металл; 8 - сварочная ванна

Сварка на постоянном токе обратной полярности (рис. 4.1) применяется для тонкостенных заготовок и высоколегированных сталей с целью исключения их перегрева (при обратной полярности расплавляемый металл нагревается меньше, чем при прямой).

Сварку углеродистых сталей обычно выполняют на переменном токе.

Дуга на переменном токе горит менее устойчиво, чем на постоянном. Поэтому сварка на постоянном токе обеспечивает более высокое качество сварного шва, однако при этом используется более дорогое оборудование и выше расход электроэнергии.

Аргонодуговая сварка неплавящимся вольфрамовым электродом (рис. 4.2) проводится при подаче присадочного материала и его

плавлении дугой на постоянном токе прямой полярности (при прямой полярности электрод нагревается меньше).

На технологическую свариваемость (возможность получения прочных сварных соединений, работоспособных в условиях действия нагрузок) влияют следующие факторы.

Свойства основного металла: химический состав и структурное состояние стали, ее теплофизические, физико-химические и механические свойства. Из химических элементов, входящих в состав стали, наибольшее влияние на образование трещин оказывает углерод, действие которого усиливается легирующими элементами, вводимыми в сталь (хром, молибден, ванадий, марганец и др.).

Конструктивные факторы, обусловленные:

- типом сварной конструкции и сложностью ее узлов;
- формой и взаимным расположением свариваемых элементов, их массой и толщиной; жесткостью сварной конструкции, характером закрепления и напряженным состоянием элементов до сварки;
- последовательностью выполнения сварных соединений;
- типом сварного соединения (стыковое, угловое и пр.), формой подготовки кромок под сварку (с отбортовкой, без разделки кромок, V-, X-, Y-образная разделка кромок и пр.);
- пространственным положением сварки (вертикальный, горизонтальный, верхний, нижний шов) и др.

Стали, предварительно наклепанные или закаленные, обладают большей склонностью к образованию трещин, чем стали отожженные или отпущенные в процессе термообработки.

Технологические факторы: вид и режим сварки, состав используемых электродов, сварочной проволоки, флюса, защитных газов (например, аргон), температура окружающей среды (ее понижение влияет отрицательно на свариваемость), характер подготовки деталей под сварку и др. Важный вопрос технологии ручной электродуговой сварки — выбор оптимального сварочного режима.

Диаметр электрода и сила сварочного тока определяются в основном толщиной свариваемых элементов, типом сварных соединений и некоторыми конструктивными факторами.

Род тока и полярность выбираются в зависимости от марки свариваемого металла, его толщины, марки электрода, назначения конструкции.

Тип и марка электрода выбираются в зависимости от марки и механических свойств (σ_B , σ_T , δ и пр.) свариваемого металла, назначения и условий работы конструкции.

Сила сварочного тока I выбирается в зависимости от диаметра стержня электрода d_s и положения шва в пространстве.

Например, при сварке в нижнем положении

$$I = K d_s, A,$$

где K – коэффициент пропорциональности, при сварке углеродистых и низколегированных сталей в нижнем положении равный 35 – 60 А/мм для толщины металла 5 – 30 А/мм.

Для сварки швов в другом положении применяют силу сварочного тока на 10 – 20% меньше.

Для повышения качества сварных соединений применяют следующие специальные технологические мероприятия:

- используют термический цикл сварки, устраняющий образование закалочных структур (предварительный и сопутствующий подогревы, сварка короткими участками и др.);

- применяют технологические приемы, снижающие остаточные напряжения (сварка труб большого диаметра двумя сварщиками одновременно, сварка каскадом, с применением съемных или постоянных подкладочных колец, с использованием приспособлений, создающих напряжения сжатия и др.);

- с целью уменьшения содержания водорода в металле сварного соединения улучшают защиту металла сварочной ванны, выполняют тщательную подготовку поверхности свариваемых кромок и сварочных материалов, используют флюсы и электродные покрытия с низким содержанием водорода и др.;

- производят термическую обработку сварного соединения непосредственно после сварки (нормализация, закалка с отпуском и др.).

Контроль за технологией сварки и качеством выполнения сварных соединений осуществляется путем [17 – 20]:

- проверки исходных материалов (входной контроль труб, сварочных материалов, соединительных деталей и др.);

- проверки соответствия технологии сварки (технологических карт), оборудования и аппаратуры требованиям нормативных документов, проектным решениям;
- аттестации новых технологий сварки, сварочного оборудования перед производством работ;
- проверки квалификации сварщиков, контролеров, термистов и ИТР, установленных требованиями Госгортехнадзора;
- систематического операционного контроля, осуществляемого в процессе сборки и сварки трубопроводов;
- визуального контроля, замеров параметров швов;
- осуществления контроля качества физическими методами (радиографическим, ультразвуковым и др.);
- проведения механических испытаний сварных соединений;
- металлографического анализа;
- стилоскопирования сварных швов;
- контроля за своевременным и качественным оформлением исполнительной документации.

Сварочные работы должны выполняться в соответствии с предварительно разработанной технологической картой, в которой должны быть отражены технологические требования и режимы сварки (табл. 4.1).

Оформление отчета

Заполнить Карту технологического процесса сварки в соответствии с индивидуальным заданием, выдаваемым преподавателем (табл. 4.1).

Контрольные вопросы

1. Способы сварки стыков труб из теплоустойчивых и высоколегированных аустенитных сталей.
2. Технология и режимы ручной дуговой сварки.
3. Термическая обработка сварных соединений.
4. Требования по контролю качества сварных соединений.

КАРТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА СВАРКИ

1. Наименование изделия _____
2. Способ сварки _____
3. НТД по сварке (шифр) _____
4. Основной материал: индекс группы _____
 марка (марки, сочетания марок) _____
 типоразмер, мм диаметр (радиус кривизны) _____
 толщина _____
5. Соединение:
 вид соединения (стыковое, угловое и пр.) _____
 вид разделки кромок (односторонняя, двусторонняя) _____
 тип соединения (шифр по РТМ-1с-93, ОСТ 26-260.453-92 и др.) _____
6. Способ подготовки кромок (механическая обработка, газовая резка с последующей механической зачисткой кромок) _____
7. Способ сборки (в сборочном приспособлении, на прихватках) _____
8. Требования к прихватке (способ сварки, количество, размеры) _____
9. Сварочные материалы (марки, стандарт, ТУ) _____
10. Положение шва при сварке _____
11. Подогрев (температура) _____
12. Сварочное оборудование (тип) _____
13. Режимы сварки

Но- мер валика (слоя) шва	Спо- соб свар- ки	Диаметр электрода (присадочной проволоки, мм	Род тока, поляри- ность	Сила тока, А	Напря- жение, В	Ско- рость свар- ки, м/ч	Ско- рость подачи прово- локи, м/ч	Допол- нитель- ные пара- метры*

* диаметр W-электрода, расход защитного газа и др.

14. Технологические требования к сварке **: _____

** Приводятся требования к последовательности выполнения валиков (слоев) шва, температурному режиму сварки, наличию поворота и перемещению изделия при сварке, толщине корневой части шва, толщине и ширине валиков (слоев) шва и пр.

15. Термическая обработка сварного соединения:
 способ _____
 режим _____
16. Требования по контролю качества сварного соединения:

(методы, объемы, нормы, оценки качества)

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыжкин, В. Я. Тепловые электрические станции/ В.Я.Рыжкин – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 328 с.
2. Тепловые и атомные электростанции: Справочник/Под общ. Ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2003 – 648 с. – (Теплоэнергетика и теплотехника; Кн. 3).
3. Бойко Е.А. Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС): Справочное пособие / Е.А. Бойко, К.В. Баженов, П.А. Грачев. Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006, 152 с.
4. Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины. – 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоиздат, 1990. - 640 с.
5. Трухний А.Д., Ломакин Б.В. Теплофикационные паровые турбины и турбоустановки. – М.: МЭИ, 2002.
6. Турбины тепловых и атомных электрических станций. Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; Под ред. А.Г. Костюка, В.В. Фролова. - М.: Издательство МЭИ, 2001. – 488 с.
7. Двойнишников В.А., Деев Л.В., Изюмов М.А. Конструкция и расчет котлов и котельных установок: Учебник для техникумов по специальности «Котлостроение». – М.: Машиностроение, 1984. – 264 с.
8. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов): Справочное пособие... / Сост. Е.А. Бойко, А.А. Шпиков, КГТУ. Красноярск, 2003, 230 с.
9. Жихар Г.И., Карницкий Н.Б., Стриха И.И. Тепловые электрические станции: укрупненный расчет котла, выбор тягодутьевых машин, охрана окружающей среды: Учебное пособие / Под ред. Н.Б. Карницкого. – Минск: УП «Технопринт», 2004.
10. Жилин В.Н., Семенов В.М. Ремонт парогенераторов. – М.: Энергия, 1976.
11. Цешковский А.А. Ремонт оборудования котельных цехов электростанций. М., «Высшая школа», 1973
12. Цешковский А.А. Специализированный ремонт котельных агрегатов. М., «Высшая школа», 1975
13. Справочник по ремонту котлов и вспомогательного котель-

ного оборудования / Под общ. ред. В.Н. Шастина. – М.: Энергоиздат, 1981. – 496 с.

14. Энгель-Крон И.В. Ремонт паровых турбин. – М.: Энергоиздат, 1981.

15. Молочек В.А. Ремонт паровых турбин. –М.: Энергия, 1968.

16. Ремонт паровых турбин / Учебное пособие / Под общ. ред. Ю.М. Бродова, В.Н. Родина. – Екатеринбург. ГОУ УПИ 2002.

17. Ручная дуговая сварка. Материалы. Оборудование. Технология. / Жизняков С.Н., Сидлин З.А. – Киев: «Экотехнология», 2006. – 368 с.

18. Ручная сварка при сооружении и ремонте трубопроводов пара и горячей воды / Под общ. ред. О.И. Стеклова. – М.: Издательство «Союзло», 2008. – 73 с.

19. Ручная дуговая сварка неплавящимся электродом в защитных газах (TIG/WIG) / Под общ. ред. О.И. Стеклова. – М.: Издательство «Союзло», 2007. – 49 с.

20. Алешин Н.П., Щербинский В.Г. Контроль качества сварочных работ. – М.: Высшая школа, 1986.

ПРИЛОЖЕНИЯ

П1. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ТЭС

Рассмотрим работу теплофикационного паротурбинного блока ТЭЦ, работающей на природном газе и мазуте (рис. П1.1) [5].

Основным элементом котельной установки является *паровой котел (парогенератор)*. Газ из магистральной сети газоснабжения через газораспределительный пункт (ГРП) подается к *горелкам*. Сюда же непрерывно *дутьевым вентилятором* подается воздух, нагреваемый (до температуры порядка 300°C) в *воздухоподогревателе*. Вместо газа или одновременно с ним в горелках можно сжигать мазут, привозимый на ТЭЦ в цистернах и хранимый в специальных мазутных баках.

Горение топлива в среде горячего воздуха происходит в *топке*. При этом образуется факел, представляющий собой мощный источник лучистой энергии. Стены топки облицованы *экранами* — трубами, в которые подается питательная вода из *экономайзера*.

На схеме изображен *прямоточный* котел, в экранах которого питательная вода, проходя только один раз, нагревается и испаряется, превращаясь в сухой насыщенный пар. Широкое распространение получили *барабанные* котлы, в экранах которых осуществляется многократная циркуляция питательной воды, а отделение пара от котловой воды происходит в *барабане*. Сухой насыщенный пар поступает в *пароперегреватель*, где повышается его температура (примерно до 550°C) и, следовательно, потенциальная энергия.

После топочных экранов и пароперегревателя продукты сгорания поступают на экономайзер далее в воздухоподогреватель, где они охлаждаются до температуры 120 – 160°C и направляются с помощью *дымососа* к *дымовой трубе*. Дымосос и дымовая труба создают разрежение в топке и газоходах котла; кроме того, дымовая труба рассеивает вредные продукты сгорания в верхних слоях атмосферы, не допуская их высокой концентрации в нижних слоях.

Полученный на выходе из котельной установки пар высоких параметров поступает по паропроводу к *паровой турбине*. Расширяясь, пар вращает ее ротор, соединенный с ротором *электрического генератора*, в обмотках которого образуется электрический ток.

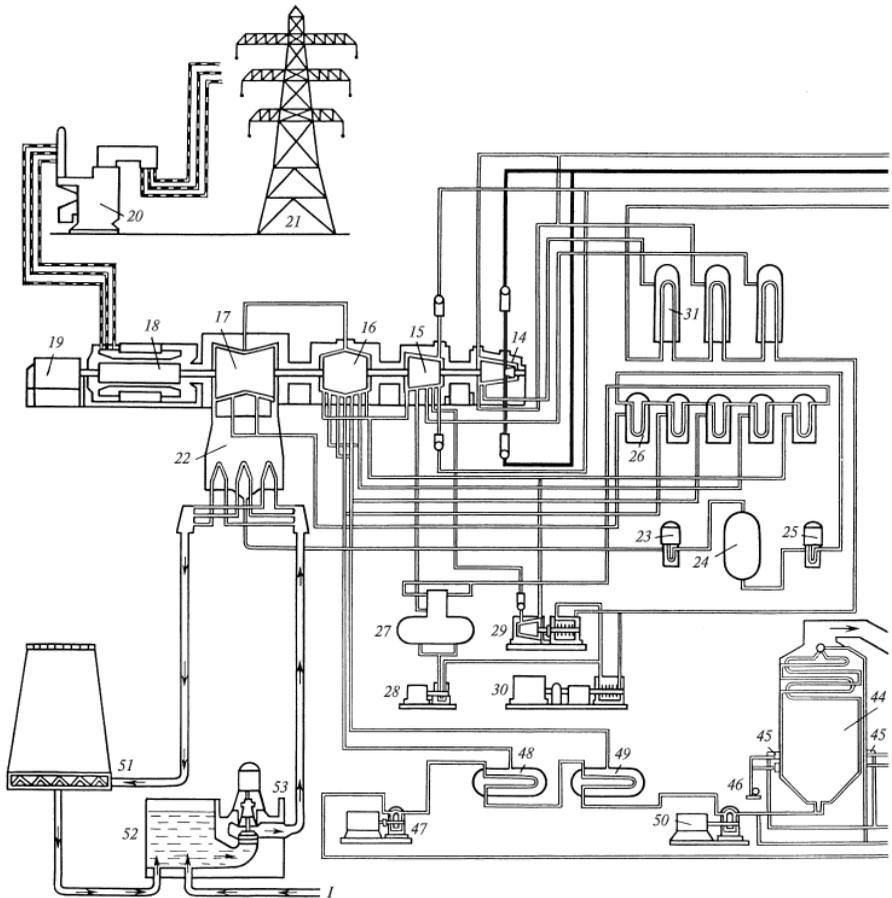


Рис. П1.1. Технологическая

1 — железнодорожный состав с мазутом; 2 — приемная емкость мазута; 3 — мазутный резервуар; 4 — мазутонасосная; 5 — пододымовых газов; 10 — дутьевой вентилятор; 11 — регенеративный воздухоподогреватель; 12 — дымосос; 13 — дымовая труба; 17 — цилиндр низкого давления (ЦНД); 18 — электрогенератор; 19 — возбудитель электрогенератора; 20 — трансформатор; конденсата через блочную обессоливающую установку (БОУ); 24 — БОУ; 25 — конденсатные насосы второго подъема (для подачи тельный) насос; 29 — питательный турбонасос (ПТН); 30 — питательный электронасос (ПЭН); 31 — регенеративный подогреватель 35 и 36 — соответственно средняя и верхняя радиационные части; 37 — экраны поворотной камеры; 38 — потолочный паропере-соответственно высокого давления, низкого давления № 1 и 2; 44 — водогрейный котел; 45 — горелки; 46 — дутьевые вентиляторы; 51 — градирня; 52 — аванкамера; 53 — циркуляционный насос; I — восполнение циркуляционной охлаждающей воды; IV — газ от магистрального газопровода

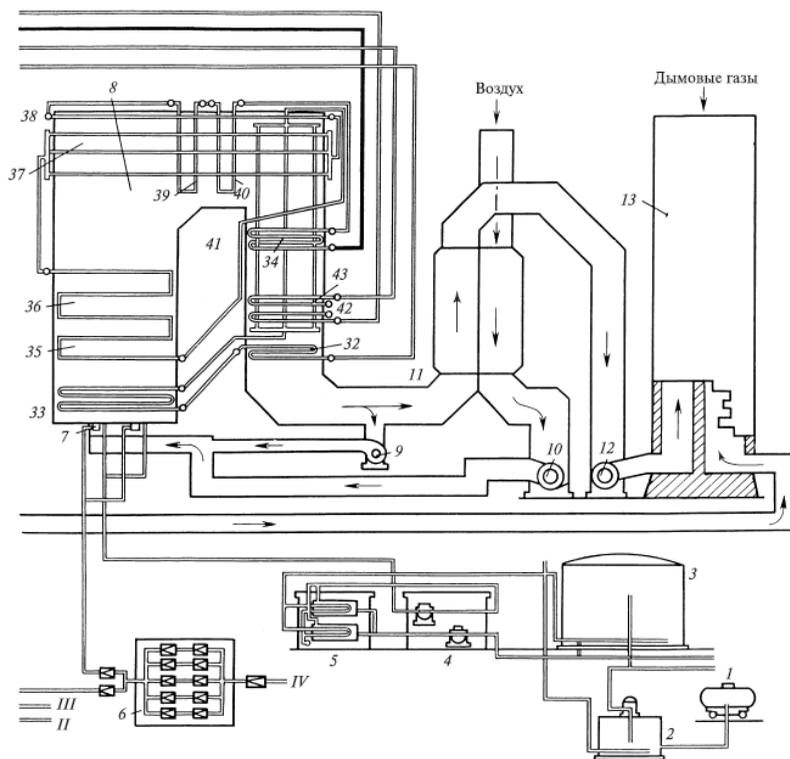


схема ТЭЦ

греватели мазута; 6 — газораспределительный пункт; 7 — газомазутные горелки; 8 — котел энергоблока; 9 — дымосос рециркуляции
 14 — цилиндр высокого давления (ЦВД); 15 и 16 — цилиндры среднего давления соответственно № 1 и 2 (ЦСД-1 и ЦСД-2);
 21 — линия передачи электроэнергии; 22 — конденсатор турбины; 23 — конденсатные насосы первого подъема (для прокачки
 конденсата в деаэрактор); 26 — регенеративный подогреватель низкого давления (ПНД); 27 — деаэрактор; 28 — бустерный (вспомога-
 высокого давления (ПВД); 32 — водяной экономайзер; 33 — нижняя радиационная часть; 34 — экраны подвесных труб;
 греватель; 39 и 40 — ширмовые пароперегреватели соответственно № 1 и 2; 41, 42 и 43 — конвективные пароперегреватели
 47 и 50 — сетевые насосы соответственно первого и второго подъема; 48 и 49 — сетевые подогреватели соответственно № 1 и 2;
 II — от теплового потребителя (обратная сетевая вода); III — к теплового потребителю (прямая сетевая вода);

Трансформаторы повышают напряжение для уменьшения потерь в линиях электропередачи, передают часть выработанной электроэнергии на питание собственных нужд ТЭС, а остальную — в энергетическую систему.

Паровая турбина из отдельных цилиндров, валы которых жестко связаны. Из основного пароперегревателя пар поступает в цилиндр высокого давления (ЦВД), а из него возвращается в промежуточный пароперегреватель котла. Здесь его температура вновь повышается до первоначальной, и он направляется в цилиндры среднего (ЦСД), а затем низкого (ЦНД) давления.

И котел, и турбина могут работать только при очень высоком качестве питательной воды и пара, допускающем ничтожные примеси других веществ. Расходы пара огромны (например, в теплофикационном энергоблоке 250 МВт за 1 с испаряется, проходит через турбину и конденсируется более 1/4 т воды). Поэтому нормальная работа энергоблока возможна только при создании замкнутого цикла циркуляции рабочего тела высокой чистоты.

Пар, покидающий турбину, поступает в **конденсатор** — теплообменник, по трубкам которого непрерывно протекает холодная вода, подаваемая **циркуляционным насосом** из специального охлаждающего устройства — **градирни**.

Пар поступает из турбины в межтрубное пространство конденсатора, конденсируется и стекает вниз; образующийся конденсат конденсатным насосом первого подъема подается в **блочную обессоливающую установку**, а из нее конденсатными насосами второго подъема — в **систему регенеративного подогрева питательной воды**. Эта система включает подогреватели низкого давления (ПНД), деаэратор и подогреватели высокого давления (ПВД). В подогревателях температура конденсата повышается за счет теплоты пара, отбираемого из турбины. Это позволяет уменьшить расход топлива в котле и повысить экономичность электростанции. В **деаэраторе** происходит деаэрация — удаление из конденсата растворенных в нем газов, нарушающих работу котла. Одновременно бак деаэратора представляет собой емкость питательной воды для котла.

Из деаэратора питательная вода **питательным насосом**, приводимым в действие электродвигателем (питательный электронасос — ПЭН) или специальной паровой турбиной (питательный турбо-

насос — ПТН), подается в экономайзер котла. Таким образом замыкается технологический пароводяной цикл преобразования химической энергии топлива в механическую энергию вращения ротора турбоагрегата.

Снабжение потребителей теплоты осуществляется с помощью отборов пара из турбины подобно тому, как это делается для регенеративного подогрева питательной воды. **Промышленный потребитель** обычно использует пар непосредственно из отборов турбин. Для целей теплофикации пар из отопительных отборов турбины направляется в **подогреватели сетевой воды** (устанавливаемые возле турбины), в трубках которых циркулирует сетевая вода, перекачиваемая **сетевыми насосами**. В очень холодное время, когда требуется повышенная температура сетевой воды, ее дополнительно направляют в **пиковый водогрейный котел** (ПВК), а из него — в отопительную систему.

П2. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ПАРОГЕНЕРАТОРА

Экраны топочной камеры могут быть гладкотрубными (рис. П2.1, а) и газоплотными (рис. П2.1, б,в). Преимущества газоплотного исполнения экранов — возможность работы котла под наддувом (рис. П2.19) и использования облегченной обмуровки.

В некоторых твердотопливных котлах в зоне горения экраны изготавливают из ошпированных труб и покрывают огнеупорной обмазкой (рис. П2,1, г).

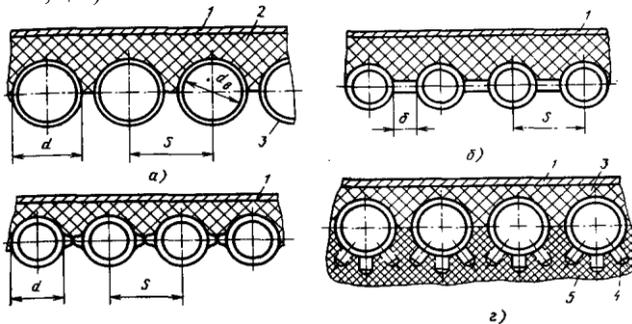


Рис. П2.1. Конструкция экранов: а — гладкотрубные; б — с проставкой (варенной полосой между соседними трубами); в — плавниковые; г — ошпированные; 1 — обшивка; 2 — обмуровка; 3 — труба; 4 — шипы; 5 — огнеупорная обмазка

Конструкция экранов должна обеспечивать свободу теплового расширения труб при нагреве и охлаждении во избежание появления в металле внутренних напряжений. Для этого трубы экранов подвешивают к балкам каркаса котла или здания котельной за верхние коллекторы с помощью тяг (рис. П2.2).

Для обеспечения жесткости экранов применяют пояса жесткости, которые фиксируют трубы в горизонтальной плоскости, но позволяют им свободно перемещаться по вертикали.

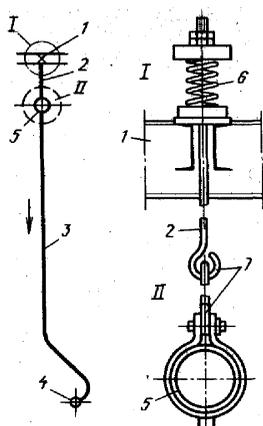


Рис. П2.2. Подвеска экрана: 1 – балка каркаса; 2 – тяга; 3 – труба экрана; 4, 5 – нижний и верхний коллекторы; 6 – пружинная подвеска; 7 – крюк (стрелкой показано направление тепловых расширений экрана)

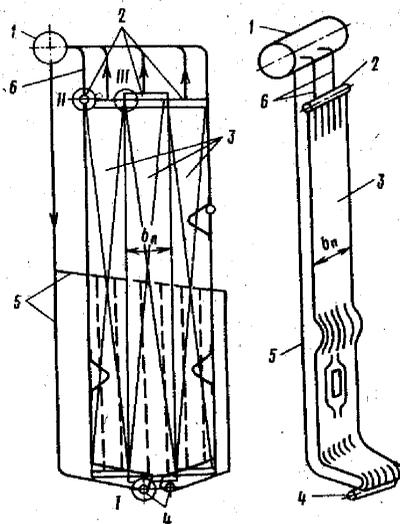


Рис. П2.3. Экраны котла с естественной циркуляцией: 1 – барабан; 2, 4 – верхние и нижние сборные коллекторы; 3 – панель экрана; 5 – опускная труба; 6 – труба подвода пароводяной смеси из экранов в барабан

Экраны *барабанных котлов с естественной циркуляцией*, для уменьшения их гидравлического сопротивления изготавливают из труб большего диаметра (50 – 60 мм при толщине стенки 4 – 5 мм) с минимальным числом гибов (рис. П2.3).

Гобы расположены у верхних и нижних сборных коллекторов, в местах расположения горелок и пр.

Для уменьшения влияния неравномерности обогрева по периметру топки на надежность циркуляции, экраны секционируются

делением их на части — панели, каждая из которых образует свой циркуляционный контур (рис. П2.3).

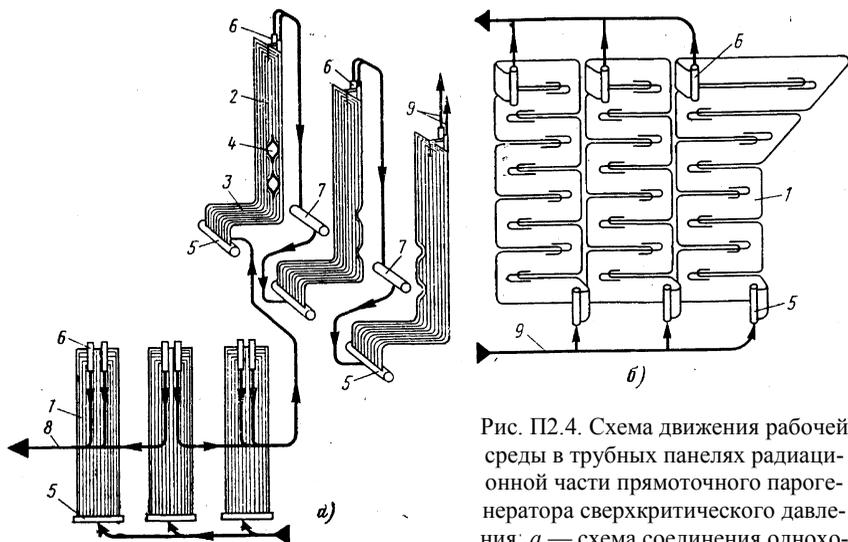


Рис. П2.4. Схема движения рабочей среды в трубных панелях радиационной части прямоточного парогенератора сверхкритического давления: а — схема соединения одноходовых панелей НРЧ; б — то же

многohодовых панелей СРЧ (вид со стороны обмуровки); 1 и 2 — панели правой боковой и задней стен топки; 3 — подовый экран; 4 — отверстие для горелки; 5 и 6 — входной и выходной коллекторы; 7 — промежуточный коллектор; 8 — трубопровод подачи рабочей среды к фронтальным панелям НРЧ; 9 — трубопровод подачи рабочей среды из НРЧ и СРЧ

Экраны **прямоточных котлов** конструктивно выполняют в виде навивки Рамзина с подъемом лент из труб по нескольким стенам топки на угол $15 - 20^\circ$ (рис. 2.2,б), горизонтально-подъемной навивки, многohодовых подъемно-опускных и многohодовых подъемных панелей (рис. П2.4).

По месту расположения в топке экраны делят на нижнюю (НРЧ), среднюю (СРЧ) и верхнюю (ВРЧ) радиационные части.

Пароперегреватели могут быть размещены (рис. П2.5):

- на стенах или потолке топки - *радиационные*;
- на выходе из топки - *полурadiационные (ширмы)*, получающие теплоту, как излучением, так и конвекцией;
- в соединительном (горизонтальном) и опускном газоходах котла - *конвективные*.

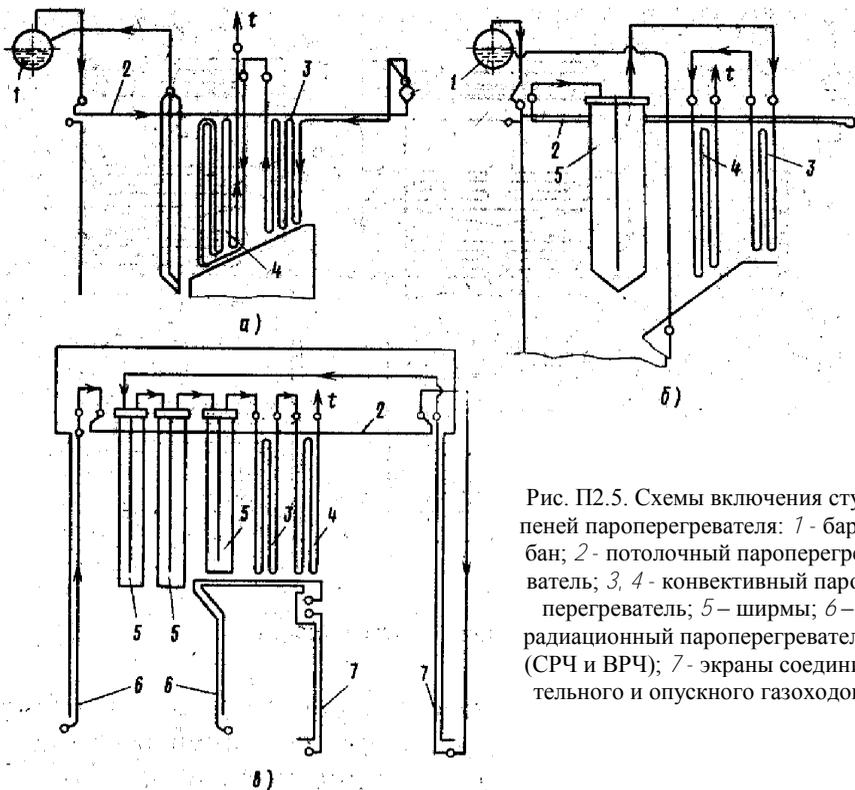


Рис. П2.5. Схемы включения ступеней пароперегревателя: 1 - барабан; 2 - потолочный пароперегреватель; 3, 4 - конвективный пароперегреватель; 5 - ширмы; 6 - радиационный пароперегреватель (СРЧ и ВРЧ); 7 - экраны соединительного и опускного газоходов

Число ступеней перегревателя определяется параметрами пара и типом котла (рис. П2.5). Ширмовую поверхность нагрева устанавливают при $p_0 \geq 10,8$ МПа; при $p_0 = 12,8$ МПа пароперегреватель состоит из четырех ступеней: потолочной, ширмовой и конвективных (рис. П2.5, б).

В котлах сверхкритического давления с $p_0 = 23,8$ МПа число ступеней перегревателя еще больше: СРЧ, ВРЧ, потолочный, экраны соединительного и опускного газоходов, ширмы, конвективные ступени (рис. П2.5, в).

При наличии в тепловой схеме промежуточного перегрева пара добавляется *промежуточный пароперегреватель*, называемый также конвективным пароперегревателем низкого давления.

Ширмы представляют собой систему труб с малым шагом, образующих плоскую ленту, имеющую входной и выходной паровые

коллекторы. По расположению в топке ширмы делят на горизонтальные и вертикальные (рис. П2.6).

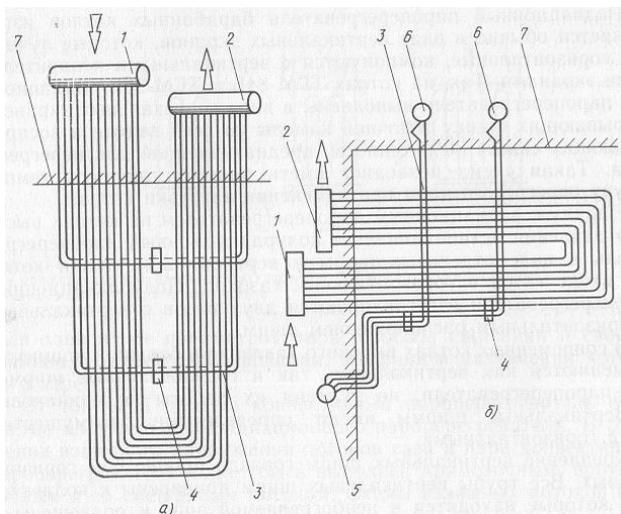


Рис. П2.6. Конструкция вертикальной (а) и горизонтальной (б) ширм:
 1, 2 - входной и выходной паровые коллекторы; 3 - труба крепления;
 4 - крепежная гребенка; 5, 6 - входной и выходной коллекторы питательной
 воды, охлаждающей подвесную систему

Большее распространение получили вертикальные ширмы, что объясняется простотой крепления, не требующего применения охлаждаемых подвесных труб и упрощающего трассировку паро- и водопроводов в пределах котла; удобством монтажа.

Недостатками вертикальных ширм можно считать их недренируемость, большую склонность к забиванию труб продуктами коррозии, различную длину труб (через более длинные трубы передается большее количество теплоты, особенно через наружные трубы, воспринимающие теплоту за счет излучения).

Конвективные перегреватели имеют змеевиковую поверхность нагрева с входным и выходным коллекторами. Располагают змеевики в горизонтальном (расположение труб вертикальное) и опускном (расположение труб горизонтальное) газоходах.

Различают противоточную, прямоточную и смешанную схемы движения (рис. П2.7).

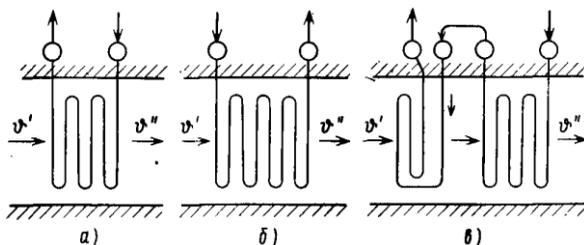


Рис. П2.7. Схемы движения продуктов сгорания и пара в конвективном пароперегревателе: *а* - противоточная, *б* - прямоточная, *в* - смешанная

При противотоке требуется меньшая площадь поверхности теплообмена, однако при этом повышается максимальная температура стенки металла труб. Чаще всего выходную часть перегревателя выполняют по прямоточной схеме, при этом змеевики с максимальной температурой пара располагают в области умеренных температур газов (не превосходящих 800 – 850°C).

Для надежной работы пароперегревателей их трубы выполняют из легированной стали: для входной части — из низколегированной (например, 12Х1МФ), а для выходной части — из высоколегированной (например, 1Х18Н12Т).

С целью снижения гидравлических потерь в промежуточном пароперегревателе применяются трубы большого диаметра. Диаметр труб перегревателей высокого давления 32 – 42 мм при толщине стенки 6 – 7 мм; а низкого давления – 50 – 60 мм и 4мм.

Экономайзер располагается в конвективном опускающем газоходе и представляет собой змеевики, приваренные к входным и выходным коллекторам. Схема движения нагреваемой воды по отношению к продуктам сгорания — противоточная, обтекание труб газом — поперечное, компоновка труб — шахматная или коридорная. Для интенсификации теплообмена применяют трубы малого диаметра $d = 21 - 32$ мм при толщине стенки 2,5 – 4 мм (большие значения для котлов СКД), выполненные из углеродистой стали 20.

Различают одно- и двухступенчатые экономайзеры.

В котлах с естественной циркуляцией нагретая вода из экономайзера (кипящего или не кипящего типа) поступает в барабан, а в прямоточных — в раздающие коллектора НРЧ.

Воздухоподогреватель – последняя по ходу газов поверхность нагрева котла, где подогревается воздух, подаваемый к горелкам. По принципу действия их делят на рекуперативные, которые располагаются в конвективной шахте, и регенеративные, вынесенные за пределы котельного отделения. В *рекуперативных трубчатых воздухоподогревателях* (ТВП) передача теплоты от газов к воздуху осуществляется через стенку трубы (рис. П2.8). В *регенеративных вращающихся воздухоподогревателях* (РВП) – поверхность нагрева при ее вращении омывается попеременно то дымовыми газами, нагреваясь, то воздухом, охлаждаясь (рис. П2.9).

Поверхность нагрева **ТВП** (рис. П2.8) состоит из отдельных секций (кубов), представляющих набор вертикальных стальных труб диаметром 28 – 51 мм и толщиной стенки 1,5 мм, концы которых герметично закреплены в отверстиях горизонтальных трубных досок. Дымовые газы движутся сверху вниз внутри труб, а воздух обтекает трубы в горизонтальном направлении. При работе на абразивном топливе для защиты внутренних входных участков труб от изнашивания золой используют съемные защитные вставки.

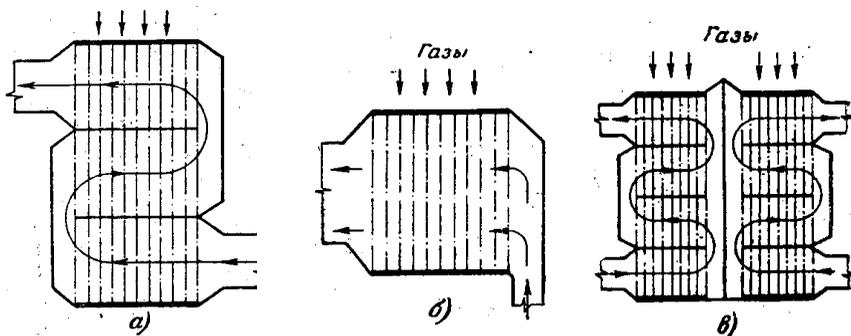


Рис. П2.8 Схема компоновки трубчатых воздухоподогревателей: *а* – многоходовая однопоточная; *б* – одноходовая однопоточная; *в* – многоходовая двухпоточная

Нижняя трубная доска ТВП опирается на рамную конструкцию, связанную с каркасом котла, поэтому тепловое расширение труб происходит снизу вверх. Для обеспечения герметичности и свободы теплового расширения применяются линзовые компенсаторы.

В одноступенчатом воздухоподогревателе воздух подогревается до $\sim 300^{\circ}\text{C}$. Для повышения температуры воздуха до $\sim 400^{\circ}\text{C}$ и выше вторую ступень ТВП устанавливают в рассечку между ступенями экономайзера (рис. 2.1,а).

РВП включает цилиндрический ротор, вращающийся на валу внутри неподвижного стального корпуса (рис. П2.9). Ротор состоит из секторов, заполненных пакетами с набивкой – вертикальными стальными пластинами толщиной 0,8 – 1,2 мм.

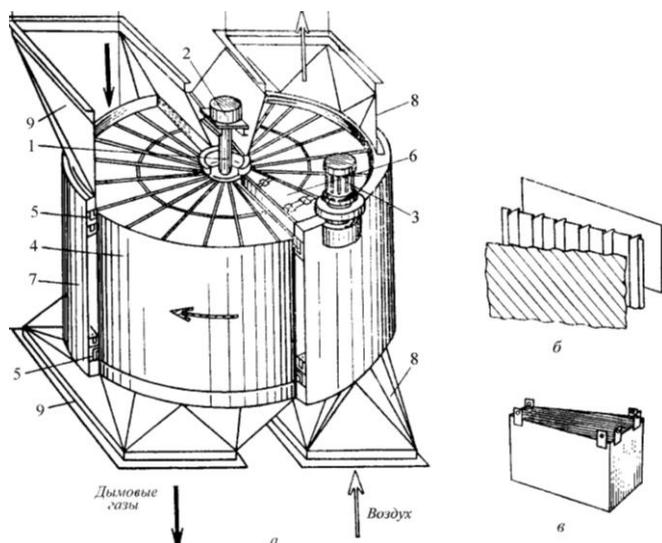


Рис. П2.9. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель: *а* – внешний вид аппарата (передняя часть верхних коробов и кожуха условно отрезана); *б* – отдельные пластины набивки различной формы; *в* – секция с набивкой; 1 – вал ротора; 2 – верхний подшипник (нижний подпятник не виден на чертеже); 3 – электродвигатель с редуктором; 4 – ротор; 5 – наружное уплотнение; 6 – радиальное уплотнение; 7 – наружный кожух; 8, 9 – воздушные и газовые патрубки

Верхняя и нижняя секторные плиты делят корпус на две части — газовую и воздушную. Газы движутся сверху вниз, а воздух — снизу вверх. При вращении ротора с частотой несколько оборотов в минуту набивка то нагревается в потоке газов, то охлаждается в потоке воздуха. Вращение обеспечивается электродвигателем, соединенным с ротором через редуктор.

Для увеличения площади поверхности теплообмена часть пластин гофрируют, что позволяет получить до 300 – 400 м² поверхности в 1 м³ объема. Небольшая толщина листов способствует не только быстрому прогреву и охлаждению, но и некоторой вибрации, приводящей к частичному удалению золовых загрязнений.

Зазор между вращающимся ротором и корпусом РВП приводит к необходимости уплотнять места сопряжения подвижных и неподвижных частей специальными уплотнениями. Это снижает присосы воздуха в газовый тракт, вызванные разностью давлений: вследствие работы тягодутьевых машин давление в газовом тракте воздухоподогревателя меньше, чем в воздушном (рис. П2.19). Тем не менее присосы воздуха в РВП (15 – 20% и более) выше, чем в ТВП (~3% на ступень).

В РВП воздух может быть нагрет до 360 °С.

РВП отличаются большей компактностью, меньшей металлоемкостью, чем ТВП. Часто их устанавливают вне котельного отделения. Количество устанавливаемых РВП на котел (обычно не менее двух) зависит от его мощности.

Барабан служит для разделения пароводяной смеси, поступающей из топочных экранов, на воду и пар, идущий затем на перегрев к пароперегревателям. Схемы типовых внутрибарабанных устройств, показаны на рис. П2.10.

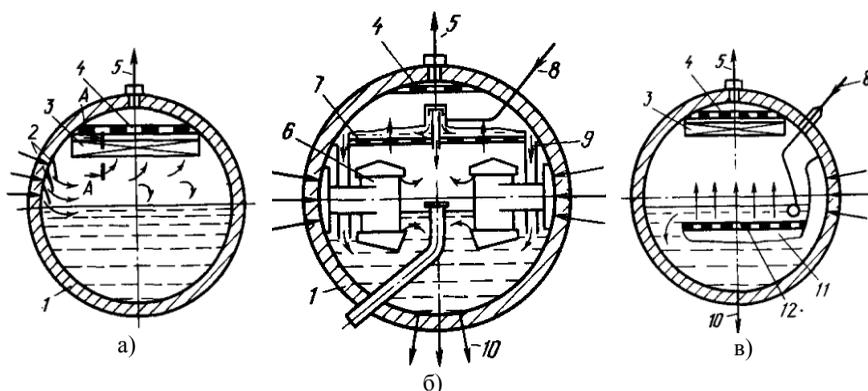


Рис. П2.10. Схемы типовых внутрибарабанных устройств:
а — среднего давления; *б* — высокого давления; *в* — низкого давления

Гашение кинетической энергии струи пароводяной смеси и ее начальное разделение в барабане 1 котла среднего давления осуществляется с помощью отбойных щитков 2 (рис. П2.10,а), а в барабане котла высокого давления — с помощью внутрибарабанных циклонов 6 (рис, П2.10,б).

Равномерность распределения пара по сечению барабана 1 и паропроводящим трубам 5 обеспечивается применением уравнивающих дроссельных щитов как в водяном объеме (погруженный щит 12 с отверстиями, рис. П2.10,в), так и в паровом объеме на выходе из барабана (пароприемный потолок 4, рис. П2.10,а,б).

Пароприемный потолок 4 имеет отверстия диаметром ~5 мм, число которых обеспечивает оптимальную скорость пара.

Для тонкой сушки пара помимо осадительной сепарации капель в паровом объеме, применяют инерционные сепараторы: жалюзийные сепараторы 3, внутрибарабанные 6 и выносные циклоны.

Жалюзийные сепараторы — это набор большого количества волнистых пластин шириной ~80 мм, расположенных на расстоянии ~10 мм. Отделение капель воды происходит из-за изменения направления движения пароводяного потока в криволинейных каналах. Капли влаги под действием сил инерции попадают на пластины и стекают в виде струек. Поскольку скорость пара мала, а капли влаги достаточно крупные, захвата влаги паром не происходит.

Внутрибарабанные циклоны используют в качестве основного паросепарационного устройства в мощных барабанных котлах (рис. П2.10,б). Он представляет собой цилиндрический вертикальный корпус 3 диаметром 0,3 – 0,35 м, к которому тангенциально через патрубок 2 подводится пароводяная смесь со скоростью 6 – 8 м/с (рис. П2.11). В циклоне осуществляется двухступенчатая сепарация. Первая ступень — центробежная: тангенциально подводимый поток закручивается, прижимаясь к поверхности циклона; вода стекает вниз, а пар со скоростью ~1 м/с по всему сечению циклона из-под крышки 1 выходит в паровой объем. Вторая ступень — осадительная — происходит при движении пара в объеме циклона.

Внутрибарабанные циклоны создают равномерную подачу пара в паровой объем барабана по его длине и позволяют снизить пенообразование котловой воды, однако их установка сложна. Число циклонов в барабане определяется его размерами и давлением пара.

При ступенчатом испарении пар может осушаться в **выносных циклонах**, которые располагают вне барабана и соединяют с ним по пару и воде. Высота циклона определяется суммой необходимых высот парового (1,5 – 2,5 м) и водяного (2 – 2,5 м) объемов.

Ступенчатое испарение является одним из эффективных методов снижения концентрации примесей в кипящей воде, а, следовательно, и в паре; позволяет повысить чистоту пара при заданном качестве питательной воды и заданном значении продувки.

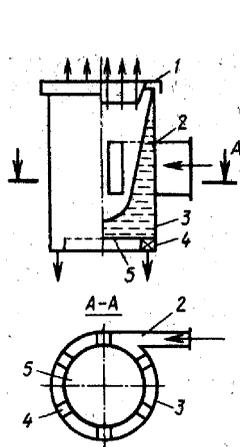


Рис. П2.11. Внутрибарабанный циклон: 1 – крышка; 2 – подводящий патрубок; 3 – цилиндрический корпус; 4 – направляющие лопатки; 5 – доньшко

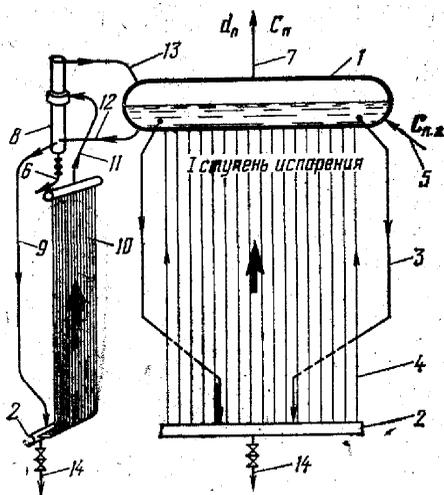


Рис. П2.12. Двухступенчатая схема испарения с выносным циклоном: 1 – барабан; 2 – нижний коллектор; 3, 4 – опускная и подъемная труба; 5 – подвод питательной воды; 6, 14 – постоянная и периодическая продувка; 7 – отвод насыщенного пара; 8 – выносной циклон; 9, 10 – опускные и парообразующие трубы контура соленого отсека; 11 – подвод пароводяной смеси; 12, 13 – водо- и пароперепускные трубы

На рис. П2.12 приведена двухступенчатая схема испарения с выносным циклоном. Выносной циклон питается не питательной, а котловой водой из барабана (при этом осуществляется его внутренняя продувка) с большим содержанием солей. Поэтому барабан со своей группой контуров циркуляции называют **чистым**, а выносной

циклон вместе со своим контуром циркуляции называют *соленым отсеком*. Большая высота выносных циклонов обеспечивает хорошую сушку пара даже при воде высокого солесодержания.

Непрерывная продувка осуществляется из барабана (или выносных циклонов) в количестве 0,5 – 1,5% расхода пара (в зависимости от качества подпиточной воды) для удаления части котловой воды с высоким солесодержанием.

Периодическую продувку производят из нижних коллекторов для удаления накапливающегося там шлама (твердых частиц окислов металла и минеральных соединений).

С увеличением давления в барабане возрастают растворимость кремниевой кислоты и ее содержание в паре. При давлении выше 11 МПа даже абсолютная сушка пара не обеспечивает его требуемого качества. Снижение содержания кремниевой кислоты в паре в этом случае достигается путем его промывки питательной водой в **паро-промывочном устройстве** барабана, состоящем из барботажных листов 7, устройства подачи питательной воды на листы и сливных коробов 9 (рис. П2.10,б).

Для достижения большего эффекта промывки пар пропускают через слой питательной воды мелкими струйками через отверстия в барботажных листах 7 диаметром 5 мм.

Количество воды, необходимое для промывки пара, зависит от паропроизводительности. В современных котлах вся питательная вода подается в раздающий короб, а ее избыток сливается через переливную щель в водяной объем барабана, минуя промывку.

Качество пара повышается благодаря следующему:

- капли воды, унесенные паром, смешиваются с питательной водой, и уходящий пар содержит влагу с меньшим солесодержанием;
- из-за большей растворимости примесей в воде, при прохождении паром слоя воды, растворенные вещества переходят в воду, а промытый пар уносит соли в количестве, пропорциональном их содержанию в питательной, а не в котловой воде.

После промывки пар подвергают повторной сепарации.

Регулирование температуры перегретого пара, идущего к паровой турбине, осуществляется методами парового и газового регулирования.

При **паровом регулировании** поверхность теплообмена пароперегревателя конструктивно выполняют с запасом, а излишний пере-

грев пара снимают в *поверхностных* (рис. П2.15) или *впрыскивающих* (рис. П2.13 — П2.15, а также рис. 2.2,а) пароохладителях.

Во *впрыскивающих* пароохладителях (рис. П2.13) излишняя теплота перегрева пара отбирается на испарение *впрыскиваемой* в паровой поток *обессоленной* воды. Впрыски применяют между ступенями пароперегревателя (рис. 2.2,а).

Прямоточные котлы питают водой высокого качества, поэтому ее можно непосредственно использовать для *впрыска*.

В барабанных котлах качество питательной воды ниже, поэтому для *впрыска* используют конденсат, получаемый в специальном конденсаторе котла за счет конденсации насыщенного пара из барабана питательной водой; подогретая в конденсаторе питательная вода затем подается в *экономайзер* (рис. П2.14).

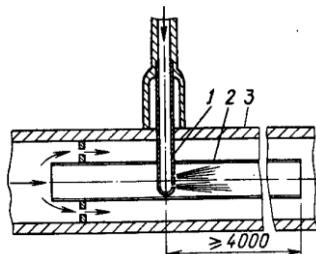


Рис. П2.13. Впрыскивающий пароохладитель: 1 — форсунка-распылитель; 2 — защитная рубашка 3 — паропровод

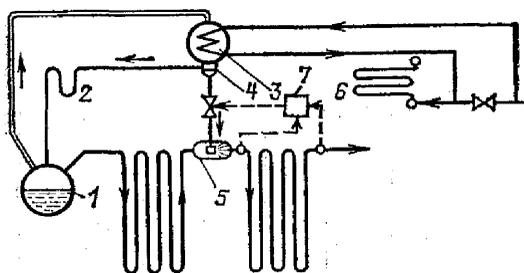


Рис. П2.14. Схема регулирования перегрева пара *впрыском* собственного конденсата: 1 — барабан; 2 — линия перелива; 3 — конденсатор; 4 — сборник конденсата; 5 — *впрыскивающий* пароохладитель; 6 — *экономайзер*; 7 — регулятор

Для регулирования температуры промежуточного перегрева часто применяют передачу теплоты от пара высокого давления к пару промперегрева (низкого давления) в паропаровом теплообменнике (рис. П2.15).

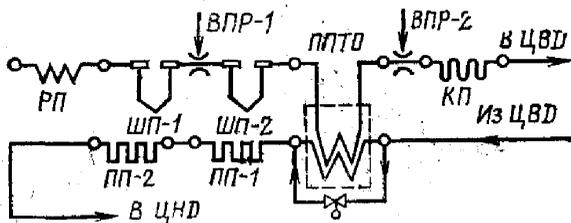
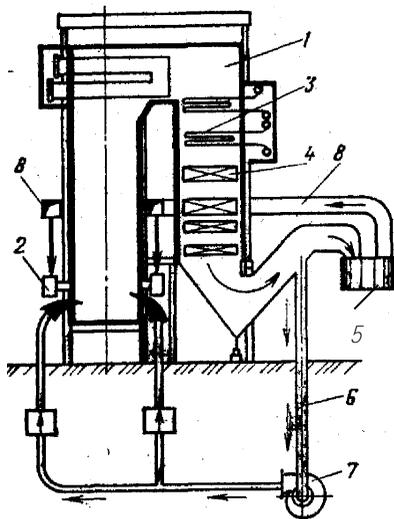


Рис. П2.15. Схема пароперегревателя котла СКД: РП – радиационный перегреватель; ШП – ширмовый перегреватель; КП – конвективный перегреватель; ВПР – впрыскивающий парохладитель; ППТО – паропаровой теплообменник; ПП – промежуточный пароперегреватель

К методам *газового регулирования* относят рециркуляцию дымовых газов и др.

Рис. П2.16. Схема рециркуляции газов на котле СКД: 1 – корпус котла; 2 – газомазутная горелка; 3 и 4 – соответственно выходная и входная часть промежуточного пароперегревателя; 5 – регенеративный воздухоподогреватель; 6 – линия отбираемых для рециркуляции дымовых газов; 7 – дымосос рециркуляции газов; 8 – короб горячего воздуха



Рециркуляция продуктов сгорания (рис. П2.16) обеспечивается возвратом части газов из газохода в области воздухоподогревателя

в топочную камеру (либо под горелки, либо в короб воздуха горелок), который осуществляется специальными дымососами (вентиляторами) рециркуляции дымовых газов (ВРДГ). Работа ВРДГ повышает затраты электроэнергии на тягодутьевые механизмы.

При вводе рециркулирующих газов происходит ослабление тепловосприятия топочных экранов, а в конвективных поверхностях нагрева в результате увеличения объема и скорости газов тепловосприятие наоборот увеличивается.

Ввод газов рециркуляции в область горения используют также для подавления образования окислов азота (NO_x) и защиты труб экранов от пережога.

Газомазутные топки

По тепловым характеристикам газ и мазут являются близкими топливами, что позволяет выполнять для них топки идентичной конструкции с комбинированными горелками.

Большинство газомазутных топок имеют традиционную призматическую форму со слабо наклонным подом ($15 - 20^\circ$) и одностороннюю (рис. П2.17, а) или встречную (рис. П2.17, б) компоновку горелок. Известны топки циклонного типа (рис. П2.17, в) и с подовым расположением горелок (рис. П2.17, г).

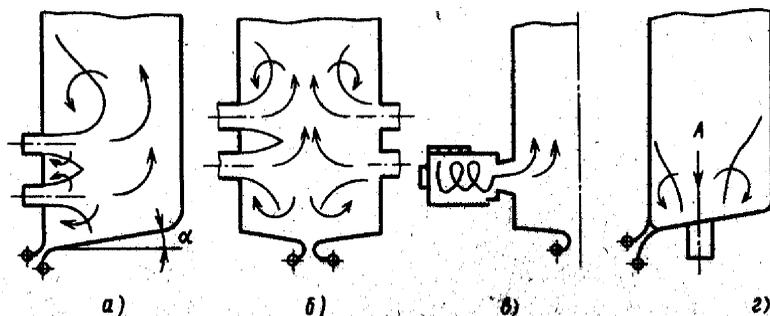


Рис. П2.17. Схемы топок для сжигания газа и мазута: а, б – с односторонней и встречной компоновками горелок; в – с циклонами; г – с подовыми горелками

Газомазутные горелки различают по способу аэродинамической организации процесса горения (вихревой, прямоточно-вихревой, прямоточный); количеству самостоятельных потоков воздуха; типу завихрителя; характеру ввода газа в поток воздуха (центральный, периферийный, комбинированный).

Горелки допускают как раздельное, так и совместное сжигание газа и мазута. Совместное сжигание имеет место при переходе работы котла с одного вида топлива на другой.

Горелки имеют центральный канал, внутри которого находится выдвижная мазутная форсунка. Внутренняя стенка центрального канала является одновременно стенкой кольцевого канала подвода газа. В каналах подвода воздуха устанавливаются лопаточные завихрители, обеспечивающие лучшее смешение воздуха и топлива.

На рис. П2.18 показана газомазутная горелка с центральной и периферийной (из кольцевого коллектора 4) подачей газа, а также центральной 1' и периферийной 1 подачей воздуха.

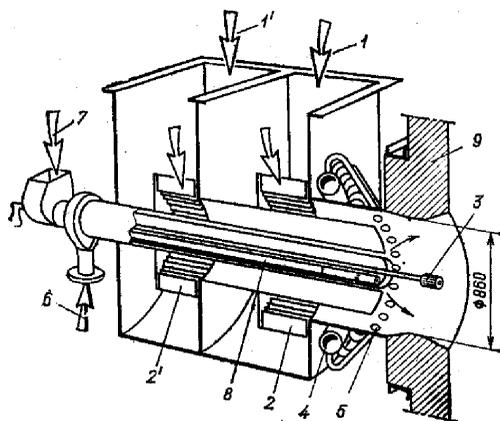


Рис. П2.18. Газомазутная горелка: 1, 1' – подача воздуха в периферийный и центральный воздушные каналы; 2, 2' – тангенциальные лопаточные аппараты; 3 – паромеханическая форсунка; 4 – кольцевой коллектор природного газа; 6 – центральная подача природного газа; 7 – центральная подача горячего воздуха; 8 – газовый электрозапальник; 9 – обмуровка топki

Тягодутьевые механизмы обеспечивают движение воздуха, а затем дымовых газов по газозвудушному тракту котла:

- *дымососы* отсасывают газы (продукты сгорания топлива) из котельного агрегата, создавая в нем разрежение, и выбрасывают их в дымовую трубу.

- дутьевые *вентиляторы* подают под напором воздух в воздухоподогреватель и затем в топку.

- *вспомогательные* вентиляторы: вентиляторы рециркуляции горячих (дымовых) газов (ВРДГ); мельничные вентиляторы, входящие в систему пылеприготовления и служащие для транспортирования пылевоздушной смеси (в пылеугольных котлах) и др.

Дымососы работают в более тяжелых условиях, чем дутьевые вентиляторы, так как уходящие газы имеют более высокую температуру, могут содержать коррозионно-активные вещества и абразивные частицы.

В котлах сопротивление воздушного (от воздухозаборных окон до топки) и газового (от топки до дымовой трубы) трактов может преодолеваться с помощью вентилятора и дымососа (работа котла с уравновешенной тягой) или одного вентилятора (работа котла наддувом) (рис. П2.19).

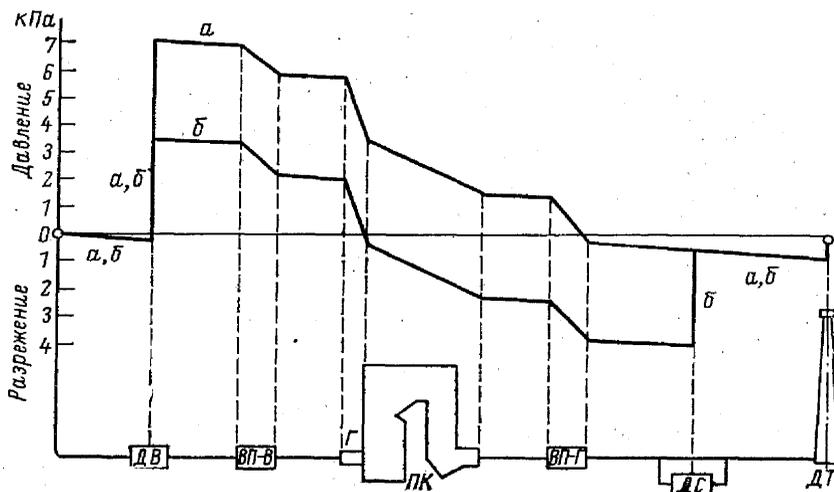


Рис. П2.19. Работа газозвудушного тракта котла: *а* – под наддувом, *б* – с уравновешенной тягой: ПК – паровой котел, ДВ – дутьевой вентилятор, Г – горелки, ДС – дымосос, ДТ – дымовая труба, ВП-В и ВП-Г – воздухоподогреватель с воздушной и газовой стороны

В котлах с уравновешенной тягой в газовом тракте дымосос создает разрежение, из-за чего исключается пыление из газоходов и загазованность котельного цеха, но появляются присосы воздуха по тракту, снижающие экономичность работы котла.

Применение наддува позволяет исключить присосы воздуха, однако предъявляет повышенные требования к герметичности котла (для исключения попадания пыли из газоходов в котельный цех).

В котельных установках применяются тягодутьевые машины *лопаточного типа* (рис. П2.20):

- осевые, в которых среда движется вдоль оси, не меняя направления (рис. П2.20,б);

- центробежные, в которых среда движется от центра к периферии за счет центробежных сил, создаваемых вращающимся ротором (рис. П2.20,а).

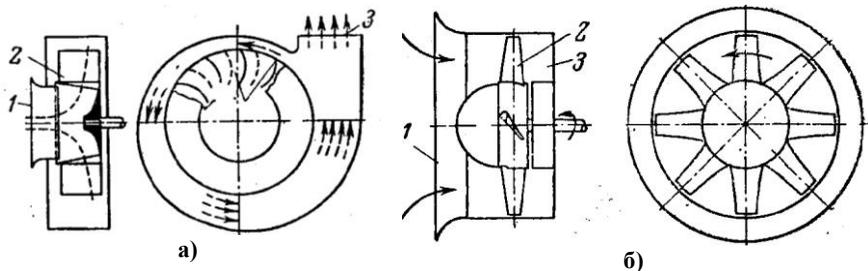


Рис. П2.20. Схемы вентиляторов: а – центробежного; б – осевого типов;
1 – вход воздуха; 2 – лопатки; 3 – выход

Дымососами *осевого типа* комплектуются в основном крупные котельные агрегаты. На котлах меньшей производительности устанавливаются дымососы и вентиляторы *центробежного типа*.

Регулирование расхода воздуха и газов осуществляют:

- дросселированием, т.е. изменением степени открытия шиберов или заслонок в газоходах после тягодутьевых машин;

- с помощью направляющих аппаратов с поворотными лопатками, установленных на входе;

- изменением частоты вращения: ступенчатое изменение частоты вращения с помощью двухскоростных двигателей или плавное – с помощью частотно-регулируемого электропривода (ЧРЭП).

Способы перечислены в порядке повышения экономичности.

Обмуровка котла предназначена для уменьшения потерь теплоты из газоходов котла (топки) в окружающую среду, а также для защиты обслуживающего персонала от ожогов.

Наименьшую толщину и высокую температуростойкость имеет многослойная обмуровка из разных материалов. Обычно внутренний слой обмуровки изготовляют *огнеупорным* (жаростойким), на него накладывают *изоляционный* слой, а затем *уплотнительный*. При газоплотном исполнении экранов (см. рис. П2.1) обмуровка облегченная, и огнеупорный (жаростойкий) слой отсутствует.

В современных котлах в основном применяется *натрубная* подвесная или *щитовая накаркасная* обмуровка.

Гарнитура — устройства, установленные на стенках топки и газоходов, для наблюдения за топкой и поверхностями нагрева во время работы котла, облегчения проникновения внутрь для проведения ремонта, т.е. для облегчения обслуживания котла.

Лазы (отверстия с внутренним проходом диаметром ~0,5 м) служат для проведения внутреннего осмотра котла, подачи в него материалов и инструмента во время ремонта. **Лючки** позволяют вводить внутрь газоходов измерительную и диагностическую аппаратуру, инструмент или приспособления во время работы котла или при его ремонте. Они значительно меньше лаза. **Гляделки** устанавливают преимущественно в топке и в зоне пароперегревателя для визуального наблюдения за процессом горения и состоянием поверхностей нагрева. Их используют также для проведения измерений во время испытаний котла. Они могут иметь в крышке смотровые окна, закрытые стеклом. **Взрывные клапаны** размещают на боковых и потолочных стенах топки и газоходов для предотвращения или уменьшения разрушений обмуровки и обшивки при хлопках и взрывах в топке. Наиболее распространены круглые взрывные клапаны диаметром 450 мм. На новых мощных котлах взрывные клапаны, не устанавливают.

Каркас котла — пространственная рамная металлоконструкция, предназначенная для крепления (опоры или подвески) поверхностей нагрева и трубопроводов, ограждений, изоляции, площадок обслуживания и других элементов котла и вспомогательного оборудования. Состоит из вертикальных колонн, горизонтальных балок, горизонтальных и вертикальных ферм и связей-раскосов, применяемых для придания поперечной устойчивости колоннам и повышения жесткости каркаса, и упрочненной конструкции потолочного перекрытия. Для уменьшения термических напряжений в каркасе его основные несущие элементы располагают за пределами газоходов.

Мощные прямоточные котлы могут не иметь собственного опорного каркаса: котел подвешен на потолочном перекрытии, опирающемся на металлоконструкции здания. Такое решение стало возможным благодаря использованию газоплотных мембранных панелей и облегченной обмуровки.

ПЗ. КОНСТРУКТИВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ ПАРОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Фундамент турбоагрегата

Фундамент турбоустановки – это мощная железобетонная конструкция, которая должна не только воспринимать массу установленного на нем оборудования, но и выдерживать значительные динамические нагрузки, возникающие во время работы турбины.

Установка двухцилиндровой турбины на фундаменте показана на рис. ПЗ.1.

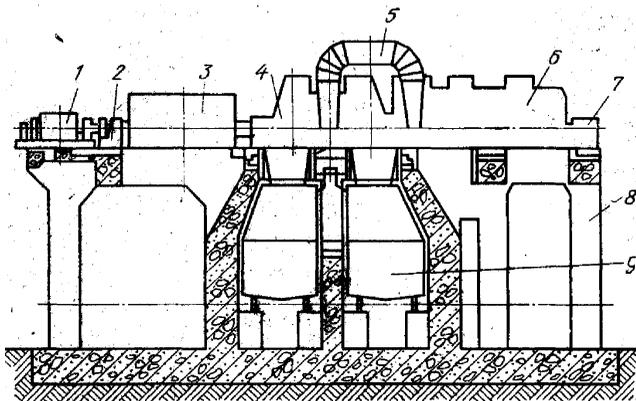


Рис. ПЗ.1. Установка двухцилиндровой паровой турбины на фундаменте:
1 – возбудитель, 2 – задний подшипник генератора, 3 – генератор, 4 – ЦНД,
5 – перепускные трубы, 6 – ЦВД, 7 – корпус переднего подшипника,
8 – фундамент, 9 – конденсатор

На верхнем поясе фундамента располагают корпуса подшипников и цилиндров, генератор с возбудителем. В проемах фундамента размещают трубопроводы и часть вспомогательного оборудования: конденсатор (под ЦНД), подогреватели системы регенерации и пр.

Цилиндры

Цилиндр турбины представляет собой сложную литую (ЦВД) или сварную (ЦНД) конструкцию и снабжен патрубками для присоединения паропроводов, клапанов и контрольно-измерительных приборов.

Для удобства изготовления, транспортирования, ремонта и монтажа (сборки) цилиндр изготавливают из нескольких частей. Горизон-

тальный разъем делит цилиндр на верхнюю и нижнюю половины, у ряда конструкций цилиндров есть один или два вертикальных разреза. Плотность горизонтального разреза обеспечивают соединением продольных фланцев шпильками. Для облегчения затяжки шпилек большого диаметра (при сборке ЦВД) их разогревают, используя нагреватели, вставляемые в осевое отверстие шпилек.

Чтобы фланцевое соединение не было очень громоздким, при высоких начальных параметрах корпус ЦВД выполняют двухстенным (рис: ПЗ.2). На внутренний и внешний корпус действует только часть разности давлений, поэтому они выполняются с более тонкими стенками и легкими фланцами, что повышает маневренность турбины (сокращается время прогрева при пуске). Дополнительно двухстенная конструкция позволяет локализовать во внутреннем корпусе зону высоких температур, и выполнить внешний корпус из более дешевых и технологичных материалов.

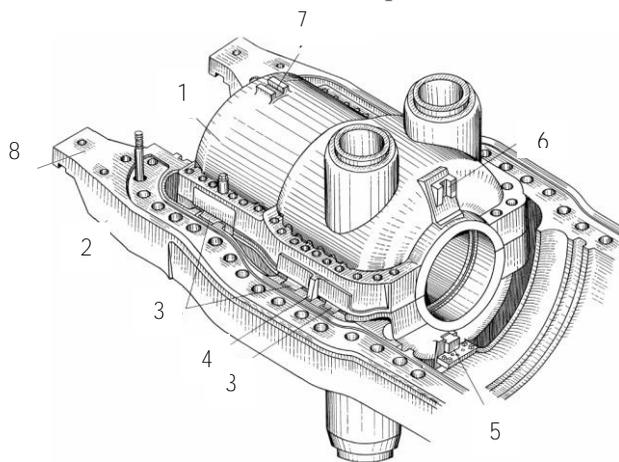


Рис. ПЗ.2. Двухстенный ЦВД: 1, 2 – внутренний и внешний корпус; 3 – опорные лапки внутреннего корпуса; 4 – окружная боковая шпонка; 5 – вертикальная центральная шпонка; 6 – направляющий паз вертикальной центральной шпонки; 7 – направляющий паз продольной шпонки; 8 – опорные лапы внешнего корпуса

Хотя перепад давлений на корпус ЦВД (свариваемый из листовой стали) невелик, из-за его габаритов на него действуют большие силы от атмосферного давления, поэтому для повышения жесткости корпус ЦВД имеет большое число ребер.

Корпус ЦВД обычно подвешивают на консольных лапах, опирающихся на корпуса подшипников (рис. ПЗ.2). Корпус ЦНД опирается непосредственно на фундаментные рамы (плиты) и объединен с корпусами подшипников. Такое объединение возможно, поскольку температура ЦНД ниже, чем ЦВД.

Крепление цилиндров и корпусов подшипников должно обеспечить их надежное соединение, способное противостоять паровым усилиям от присоединенных трубопроводов, сохранять центрирование агрегата и при этом допускать его свободное тепловое расширение. Это обеспечивается системой шпоночных соединений (продольных, поперечных и вертикальных) и дистанционных болтов. Для лучшего скольжения корпусов подшипников по фундаментным рамам соприкасающиеся поверхности перед сборкой покрывают материалом с низким коэффициентом трения.

Диафрагмы

В диафрагмах, устанавливаемых между дисками ротора, размещают направляющие лопатки. В ЧВД фрезерованные направляющие лопатки закрепляют электросваркой между стальным телом и ободом диафрагмы. В ЧНД штампованные направляющие лопатки заливают в чугунное тело диафрагмы во время ее отливки.

Для возможности разборки цилиндра диафрагмы горизонтальным разъемом делятся на верхнюю и нижнюю части, точность сборки которых обеспечивается шпоночными соединениями.

В большинстве конструкций современных турбин диафрагмы набирают в обоймы, которые устанавливают в расточки цилиндра и так же имеют горизонтальный разъем (рис. ПЗ.3).

При сборке нижние половины диафрагм подвешивают около горизонтального разреза на специальных лапках, а верхние устанавливают на нижние согласно шпоночным соединениям. При этом между расточкой обоймы и диафрагмой сохраняют радиальный зазор для их свободного теплового расширения.

В безобойменных конструкциях диафрагмы крепят непосредственно в расточках цилиндра. В этом случае верхние половины диафрагм устанавливают в перекантованную крышку цилиндра.

Для регулирования расхода пара в ЧНД теплофикационных турбин обычно используют *поворотные диафрагмы* (рис. ПЗ.4).

На диафрагме 1 обычной конструкции установлено поворотное кольцо 3, в котором выполнены два ряда окон 4 и 5. С помощью

сервомотора кольцо 3 может поворачиваться относительно диафрагмы 1. В закрытом положении окна кольца расположены напротив сопловых лопаток 2, и поэтому пар в ЧНД не проходит (есть лишь небольшой пропуск пара для охлаждения выхлопа ЧНД). При повороте диафрагмы по часовой стрелке сначала открывается проход пара через нижние окна, а затем через верхние, т.е. в рассмотренной конструкции реализуется сопловое парораспределение.

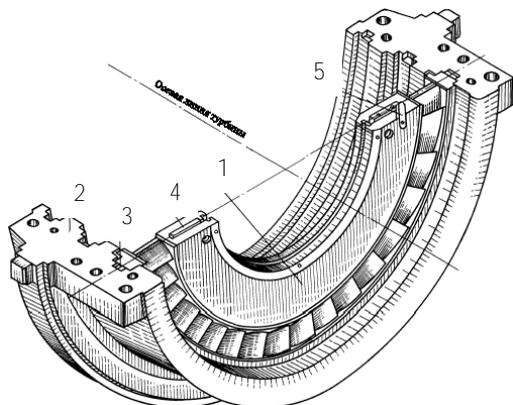


Рис. ПЗ.3. Установка нижней половины диафрагмы в обойме: 1 – диафрагма; 2 – обойма; 3 – опорные лапки нижней половины диафрагмы; 4 – радиальная шпонка; 5 – специальная шпонка

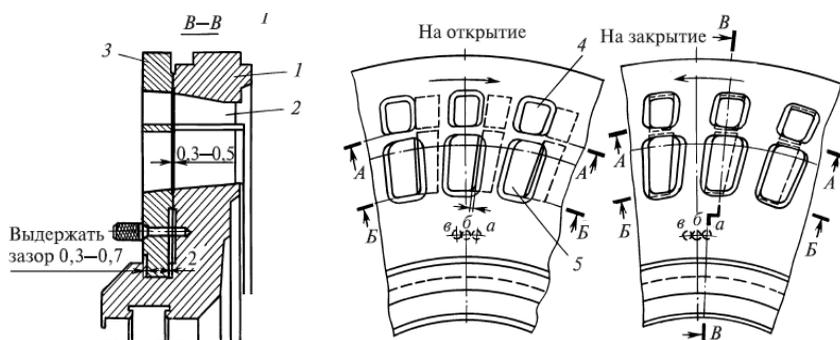


Рис. ПЗ.4. Пример конструкции регулирующей поворотной диафрагмы

Ротор

Роторы *активных* турбин выполняют цельноковаными, с насаженными дисками, комбинированными и сварными, ротора *реактивных* ЦВД могут быть барабанного типа.

Поскольку в зоне высоких температур пара (вызывающих ползучесть металла) затруднительно обеспечить надежную посадку дисков на вал, ротора ЧВД обычно являются *цельноковаными*, т.е. вал и диски выполняются из одной поковки.

Объем пара, покидающего ЧНД, велик, и выполнение последних дисков цельноковаными потребовало бы увеличения диаметра поковки ротора. Поэтому в ЧНД используют *сборные* ротора: диски и вал изготавливают отдельно, а затем собирают в единое целое с помощью горячего натяга. Размер внутренней расточки диска несколько меньше, чем диаметр поверхности посадки вала, и перед насадкой диск разогревают так, чтобы его внутренний диаметр стал больше. После охлаждения диск плотно садится на вал.

Натяг создает дополнительную напряженность в диске, и поэтому чрезмерный натяг вреден. Вместе с тем в условиях эксплуатации возможно временное ослабление посадки диска на валу, например, когда при прогреве цилиндра диск нагреется быстрее вала. Чтобы гарантировать передачу крутящего момента в таких условиях, между диском и валом устанавливают осевые шпонки (рис. ПЗ.5).

Шпоночный паз резко увеличивает напряжения, поэтому осевые шпонки устанавливают только под легкими дисками, а для нагруженных дисков используют торцевые шпонки, устанавливаемые между торцевой поверхностью диска и легкой насадной деталью.

Для одноцилиндровых турбин небольшой мощности и в ЦСД мощных турбин применяют *комбинированные* роторы, имеющие цельнокованую переднюю часть и насадные диски последних ступеней (рис. 3.2).

Роторы почти всегда выполняют с центральным отверстием (рис. 3.2). При затвердевании слитка, начинающегося с периферии, именно в его центральной зоне (и соответственно на оси будущего ротора) концентрируются вредные примеси и дефекты. Центральное отверстие, хотя и увеличивает напряжения в роторе, но позволяет удалить дефектный металл и, в процессе обслуживания турбины, проверять поверхность и устранять появляющиеся поверхностные дефекты не только снаружи, но и изнутри ротора.

Могут также применяться *сварные роторы*, которые образованы из ряда дисков, сваренных по ободам друг с другом (рис. ПЗ.6).

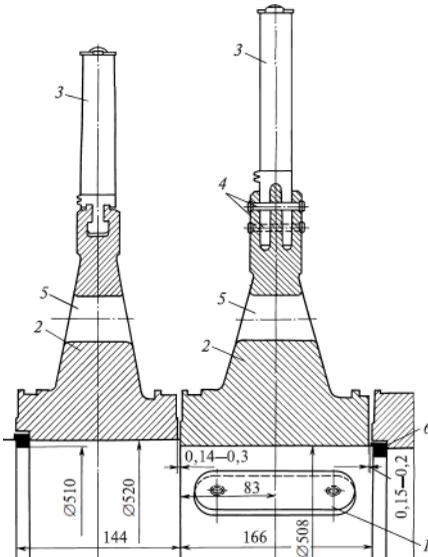


Рис. ПЗ.5. Диски с осевыми шпонками: 1 – осевые шпонки; 2 – насадные диски; 3 – рабочие лопатки (слева с Т-образным, справа – с вильчатым хвостом); 4 – штифты; 5 – разгрузочные отверстия; 6 – фиксирующие кольца

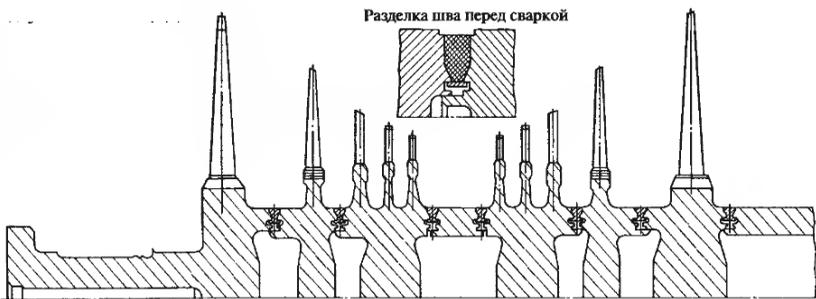


Рис. ПЗ.6. Сварной ротор двухпоточного ЦНД

Диски ступеней, омываемые паром достаточно высокого давления, имеют пароразгрузочные отверстия, снижающие осевые усилия (рис. ПЗ.5). На периферии дисков выполняют пазы для установки рабочих лопаток.

Рабочие лопатки представляют собой один из наиболее ответственных элементов турбины. Лопатки подвержены изгибающему действию струи пара и значительным нагрузкам от центробежных сил. Кроме того, лопатки ЧВД подвергаются действию высоких температур, а ЧНД — эрозии, т.е. износу капельками воды, находящимися во влажном паре.

Лопатки хвостами закрепляют в ободу диска несколькими способами (рис. ПЗ.5, ПЗ.7, ПЗ.8).

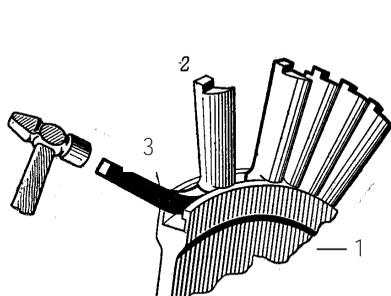


Рис. ПЗ.7. Набор лопаток с Т-образным хвостом в паз диска: 1 — диск; 2 — лопатка; 3 — оправка

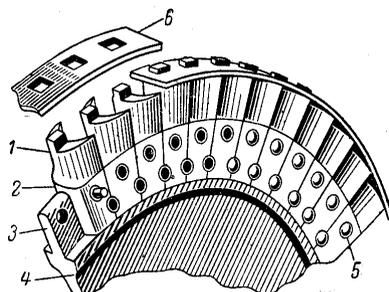


Рис. ПЗ.8. Верховая посадка на диск лопаток с вильчатым хвостом: 1 — лопатка; 2 — седло; 3 — гребень диска; 4 — обод диска; 5 — заклепки; 6 — сегмент бандажа

Для повышения вибрационной надежности лопаточного аппарата лопатки соединяются в пакеты бандажом: короткие — ленточным по их вершинам, а длинные — одним или несколькими проволочными бандажами, проходящими через тело лопаток.

Дополнительно периферийный бандаж позволяет уменьшить утечку пара, а бандажные связи длинных лопаток последних ступеней предотвращают их упругую раскрутку под действием центробежных сил, что сохраняет расчетное обтекание лопаток потоком пара. Таким образом, бандаж повышает КПД ступеней.

Бандажные связи объединяют в пакет 6 — 14 лопаток: объединение всех лопаток в один пакет не делают, так как при этом затрудняются тепловые расширения бандажа и лопаток.

Для коротких лопаток применяют либо накладные ленточные бандажи, крепление которых выполняют за счет расклепки шипа сверху лопатки (рис. ПЗ.8), либо (для лопаток регулирующей сту-

пени) – цельнофрезерованные (рис. ПЗ.9, ПЗ.10). На рис. ПЗ.10 показаны сварные пакеты из трех лопаток для регулирующей ступени ЧВД: на полках бандажа выполнены шипы, на которые дополнительно надевают облегченный ленточный бандаж.

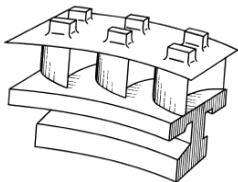


Рис. ПЗ.9. Сварной пакет из трех лопаток для регулирующей ступени

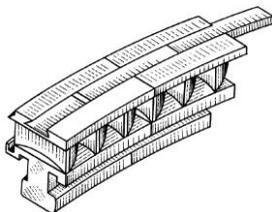


Рис. ПЗ.10. Пакеты рабочих лопаток с демпферной связью

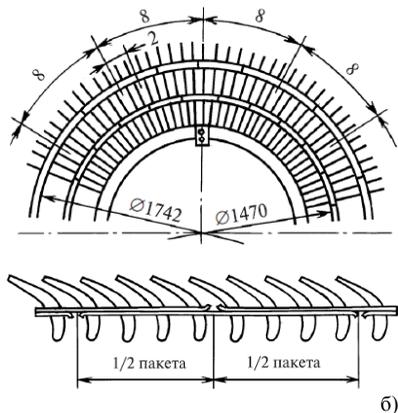
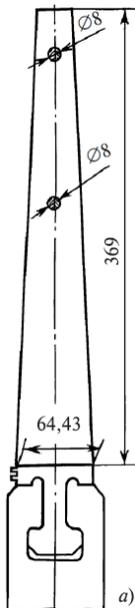


Рис. ПЗ.11. Установка демпферных проволочных связей на рабочих лопатках: а — лопатка со связями; б — установка проволоки в отверстиях и ее крепление

На длинных лопатках часто используют свободные демпферные проволочные связи, которые не припаиваются (рис. ПЗ.11). За счет центробежных сил они умеренно, допуская проскальзывание, прижимаются к поверхности отверстий в лопатках, и возникающие силы трения не дают развиваться интенсивным колебаниям.

Соединительные муфты

Роторы соединяются в валопровод муфтами. Качество изготовления, сборки и центровки полумуфт в значительной степени определяет вибрационное состояние турбоагрегата.

Наиболее простой является *жесткая муфта*, представляющая собой два стальных фланца, цельнокованых или насаженных на концы соединяемых валов и стянутых соединительными болтами. Жесткая муфта требует весьма точного центрирования соединяемых валов и не допускает его нарушения в процессе эксплуатации.

Для облегчения правильного соединения на одном из фланцев муфты выполняют выступ, а на другом — впадину. Такие центрирующие заточки обязательны, если жесткой муфтой соединяют два смежных вала, опирающихся на три подшипника.

Полужесткая муфта (рис. 2.2) благодаря наличию линзового компенсатора допускает незначительный перелом осей соединяемых роторов. *Гибкая муфта* допускает наибольшее отклонение при центрировании роторов. Однако значительные расцентровки соединяемых роторов вызывают быстрый износ зубьев полумуфт и соединительной пружины.

Уплотнения

По назначению уплотнения можно поделить на уплотнения, предотвращающие выход пара высокого давления из цилиндра или подсоса воздуха в вакуумную систему, и уплотнения, уменьшающие утечки в проточной части.

Первые называют *концевыми* — они уплотняют концы валов в месте их выхода из цилиндров (рис. ПЗ.12).

Ко вторым относятся: *промежуточные* — отделяют друг от друга отсеки проточной части; *диафрагменные* — препятствуют протечке пара между диафрагмой и валом; *надбандажные* — препятствуют протечке пара поверх бандажа рабочей решетки (рис. ПЗ.13).

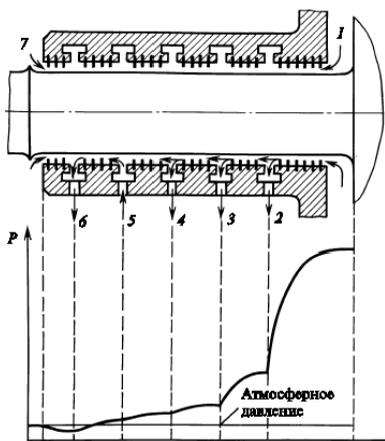
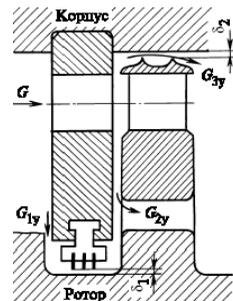


Рис. ПЗ.13. →
Утечки пара в проточной части: через диафрагменное G_{1y} и надбандажное G_{3y} уплотнения и через разгрузочные отверстия в диске G_{2y}



← Рис. ПЗ.12. Схема переднего концевой уплотнения ротора ЦВД мощной турбины: 1 — протечки пара; 2, 3, 4 — отсосы пара в подогреватели системы регенерации; 5 — подвод уплотняющего пара от регулятора давления; 6 — отсос пара эжектором уплотнений; 7 — подсос воздуха из атмосферы

Конструктивно применяемые лабиринтовые уплотнения представляют собой систему острых гребней, устанавливаемых с малым зазором по отношению к сопряженной поверхности. Для повышения экономичности турбины зазоры в уплотнениях должны быть возможно меньшими, однако для исключения повреждения уплотнений или ротора (т. е. для повышения надежности работы турбины) зазоры не должны быть меньше определенного предела.

Уплотнения сотовой конструкции (рис. ПЗ.14) – перспективный класс лабиринтных уплотнений, допускающих задевание уплотняющих поверхностей без ущерба работоспособности конструкции.

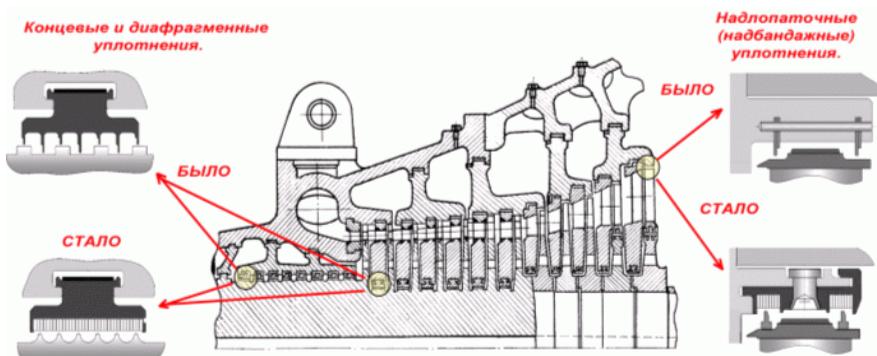


Рис. ПЗ.14. Предложения по установке сотовых уплотнений

Подшипники

Подшипники служат для фиксации вращающегося валопровода в положении, обеспечивающем надежную и экономичную работу турбоустановки. В паровых турбинах используют только подшипники скольжения.

Опорные подшипники воспринимают нагрузку от массы ротора, вибрационные нагрузки, возникающие при его вращении, а также обеспечивают правильное центрирование ротора относительно неподвижных деталей и сохранение необходимых радиальных зазоров в уплотнениях.

Схема опорного подшипника дана на рис. ПЗ.15.

Шейка вала 1 размещается во вкладыше 2 подшипника с небольшим зазором, в который по каналу 9 из масляного бака насосом подается масло. Оно проходит между шейкой и баббитовой заливкой 10 вкладыша 2, образуя масляную пленку, исключая контакт поверхностей вала и вкладыша. Отработавшее масло через торцевой зазор между валом и вкладышем стекает в корпус (картер) 7 подшипника, откуда направляется в масляный бак.

Положение шейки вала и, соответственно, валопровода определяется положением вкладыша подшипника. Для изменения его установки изменяют толщину регулировочных прокладок между вкладышем и тремя нижними колодками 8. Верхняя колодка 6 необходима для плотного зажатия вкладыша в корпусе подшипника.

На крышках подшипников могут устанавливать аварийные емкости 4 для запаса масла.

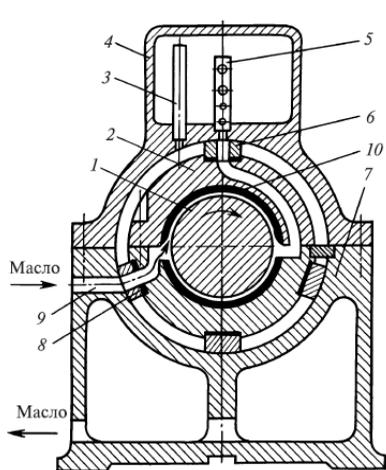
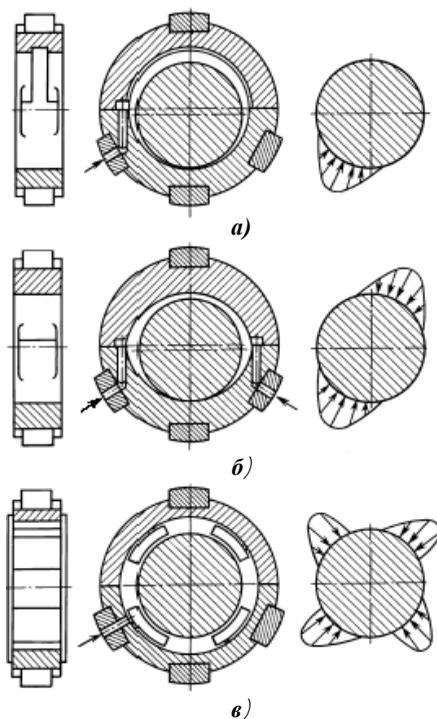


Рис. ПЗ.15. Схема опорного подшипника

Рис. ПЗ.16. Основные типы опорных подшипников: *а* – одноклиновые, *б* – двухклиновые, *в* – многоклиновые



Подшипник должен быть виброустойчивым и не реагировать на случайные возмущения, всегда возникающие при работе турбины.

При *цилиндрической* расточке (рис. ПЗ.16,а) боковые зазоры между шейкой вала и вкладышем в плоскости его разреза, примерно вдвое меньше верхнего зазора, составляющего около 0,002 от диаметра шейки вала. При *овальной* расточке (рис. ПЗ.16,б) боковые зазоры примерно вдвое больше, чем верхний, который составляет около 0,001 диаметра шейки вала.

При быстром вращении ротора масло увлекается в клиновидный зазор между шейкой вала и расточкой вкладыша. Давление под шейкой вала повышается и обеспечивает всплытие ротора на масляной пленке. Так как давление в масляном клине со стороны захода масла больше, то при работе турбины ротор несколько смещается от центра расточки подшипника.

Преимуществом овальной расточки вкладышей является то, что при подъеме ротора на масляной пленке между шейкой вала и верхним вкладышем образуется верхний масляный клин, который способствует более спокойной работе турбины.

Еще большую вибрационную устойчивость обеспечивают *сегментные* многоклиновые подшипники.

Упорный подшипник воспринимает результирующее осевое усилие, действующее на валопровод турбины (рис. ПЗ.17).

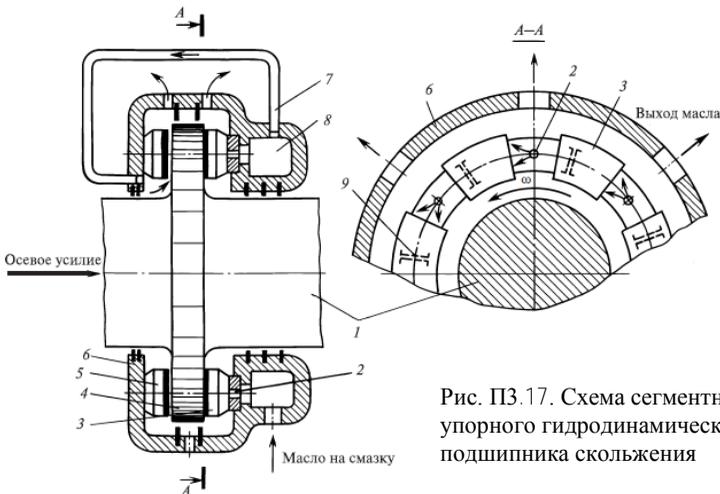


Рис. ПЗ.17. Схема сегментного упорного гидродинамического подшипника скольжения

На валу 1 турбины выполняют упорный диск (гребень) 4, который через масляный слой опирается в зависимости от направления осевого усилия на сегменты 3 или 5, поворачивающиеся около ребер качания 9. Образующаяся между упорными сегментами и гребнем масляная пленка, препятствует их контакту.

Широко распространены *комбинированные опорно-упорные подшипники* (рис. 3.2), в которых упорная и опорная части объединены. Это уменьшает длину ротора, создает более благоприятные условия для его работы и сокращает габариты турбоагрегата.

Чтобы масло, подаваемое к подшипникам, не вытекало из корпуса подшипника наружу, в месте выхода вала из корпуса устанавливают маслоотбойное уплотнение.

Система парораспределения

Поступающий к турбине пар последовательно проходит через стопорный и регулирующие клапаны, которые связаны с системами регулирования и защиты турбины.

Стопорный клапан во время работы турбины полностью открыт. Если нормальная работа турбины нарушается и создается опасность ее повреждения, стопорный клапан от действия соответствующих устройств (или вручную) быстро закрывается, прекращая впуск пара в турбину.

Регулирующие клапаны управляют подачей пара в турбину: от степени их открытия изменяется нагрузка турбины.

На рис. ПЗ.18 показана система управления подводом пара с помощью отдельных регулирующих клапанов, направляющих пар к своим сопловым коробкам и управляемых одним сервомотором.

Клапаны 5 установлены в корпусах 7, из которых пар поступает к соплам регулирующей ступени, расположенным в сопловых коробках 8. Каждый клапан перемещается за шток рычагами 6. Шток сервомотора 1 через систему рычагов, рейку 2 и зацепленное с ней зубчатое колесо вращает кулачковый вал 3. Кулачки 4, установленные на этом валу, при его вращении открывают регулирующие клапаны. Профили кулачков выполнены так, что регулирующие клапаны открываются поочередно один за другим.

Такое последовательное их открытие или закрытие позволяет при сниженных нагрузках турбины исключить дросселирование пара, проходящего через полностью открытые клапаны, т.е. дросселируется лишь та часть пара, которая проходит через частично от-

крытые клапаны. Эта система парораспределения называется *сопловой* в отличие от *дрессельной*, где дросселируется весь поток пара, проходящий через один регулирующий клапан (или через несколько одновременно открывающихся или закрывающихся клапанов).

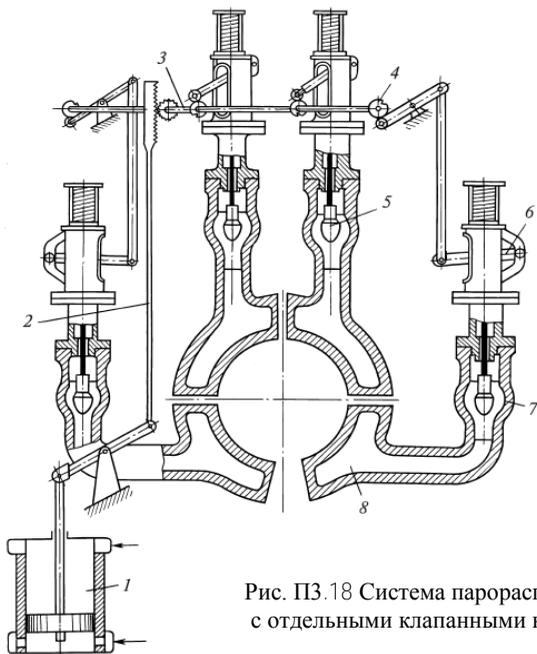


Рис. ПЗ.18 Система парораспределения с отдельными клапанными коробками

При срабатывании защиты турбины регулирующие клапаны, как и стопорный клапан, закрываются, обеспечивая надежное перекрытие доступа пара в турбину.

Система регулирования

Конденсационная турбина работает под управлением *регулятора частоты вращения* ротора, поддерживающего постоянную частоту вращения валопровода.

Турбина с регулируемым отбором пара или противодавлением кроме того управляется *регулятором давления* отбираемого пара, который поддерживает в определенных пределах давление пара, идущего к потребителю.

Регуляторы турбины, реагируя на изменение электрической или тепловой нагрузки, соответствующим образом изменяют положение *регулирующих клапанов и поворотных диафрагм* (рис. ПЗ.4.).

Связь, между регуляторами и клапанами осуществляется с помощью специальных устройств, усиливающих импульс регуляторов и помогающих им перемещать паровпускные клапаны. Такими устройствами являются *золотники и сервомоторы*, в которых используется энергия находящейся под давлением жидкости: турбинного масла, специального негорючего масла или конденсата, используемых в ряде конструкций для повышения пожарной безопасности.

Рассмотрим работу гидравлической *системы регулирования* турбины Ленинградского металлического завода (ЛМЗ), принципиальная схема которой дана на рис. ПЗ.19.

При повышении частоты вращения муфта регулятора 1 перемещается вправо (рис. ПЗ.20). При этом слив масла из сопла дифференциального поршня 3 следящего сервомотора увеличивается, давление перед ним падает и поршень, ранее находившийся в равновесии, смещается вправо на величину перемещения муфты регулятора. В этом положении поршня слив масла из его сопла достигает прежней величины, и поршень уравнивается в новом положении. Таким образом, дифференциальный поршень 3 следящего сервомотора перемещается в точном соответствии с перемещением муфты регулятора, как бы следит за ней.

Перемещение поршня 3 вызывает поворот рычага а-б вокруг точки а. При этом золотник 2 регулятора частоты вращения смещается вправо, увеличивая слив масла из-под золотника 16 сервомотора. Золотник 16 из-за падения давления под ним перемещается вниз, открывая впуск масла, поступающего от главного масляного насоса 22 в верхнюю полость сервомотора 12. Перемещаясь вниз, поршень сервомотора с помощью рейки и кулачкового вала прикрывает регулирующие клапаны 13, уменьшая впуск пара в турбину.

Для прекращения движения регулирующих клапанов существует *обратная связь*, действие которой состоит в том, что во время перемещения поршня сервомотора вниз золотник 15 системой рычагов 14 движется вверх, увеличивая подачу масла под золотник 16 сервомотора и тем самым смещая его в такое положение, при кото-

ром каналы подачи масла к сервомотору будут перекрыты и перемещение поршня сервомотора прекратится.

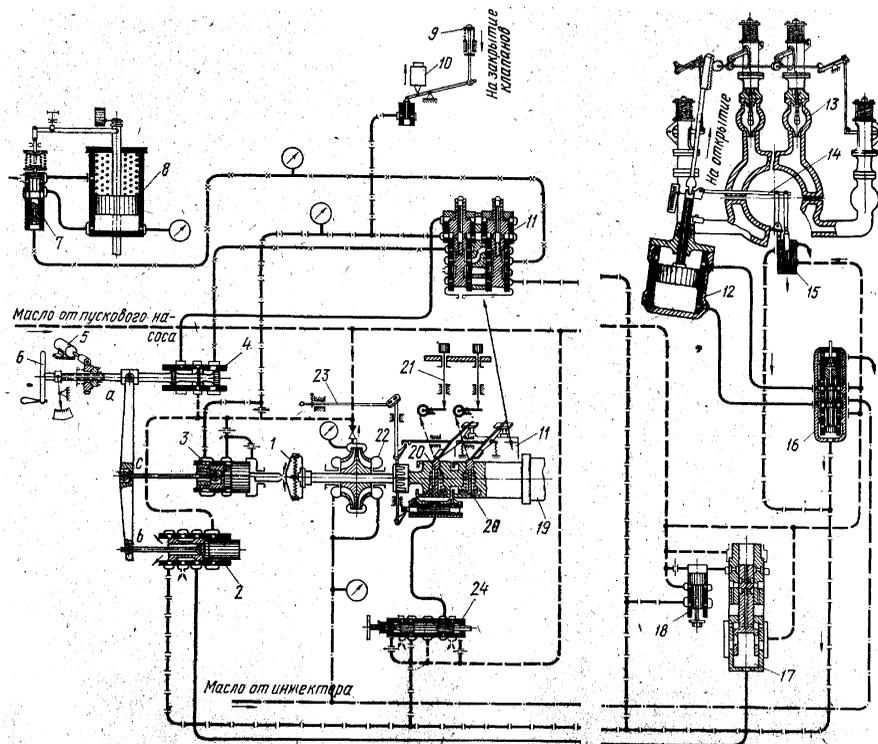


Рис. ПЗ.19. Схема регулирования и защиты конденсационной турбины ЛМЗ 1 – регулятор частоты вращения; **золотники**: 2 – регулятора частоты, 4 – механизма управления, 7 – стопорного клапана, 11 – регулятора безопасности, 15 – обратной связи, 16 сервомотора, 18 – исполнительного дифференциатора, 24 – для испытания бойков регулятора безопасности; 3 – дифференциальный поршень следящего сервомотора; 5 – электродвигатель механизма управления; 6 – маховик механизма управления; 8, 12 – сервомоторы стопорного и регулирующих клапанов; **выключатели**: 9 – ручной, 10 – электромагнитный; 13 – регулирующий клапан; 14 – рычаги обратной связи; 17 – дифференциатор; 19 – вал турбины; 20 – боек регулятора безопасности; 21 – указатели срабатывания бойков; 22 – главный масляный насос; 23 – переключатель автомата безопасности

При снижении частоты вращения органы регулирования перемещаются в обратном направлении.

Если генератор включен в сеть, то частота вращения турбоагрегата зависит от режима работы энергосистемы — соотношения сумм крутящих моментов всех турбин и тормозящих моментов всех генераторов, работающих в данной системе.

В этом случае при изменении нагрузки данного турбоагрегата положения регулятора частоты вращения и дифференциального поршня 3 следящего сервомотора практически не меняются.

Поднятие нагрузки турбоагрегата или ее снижение производится воздействием на механизм управления (МУТ) электродвигателем 5 со щита управления или вручную вращением маховика 6. При этом рычаг а-б поворачивается вокруг точки с, перемещая золотник 2 регулятора скорости, который подает импульс на перемещение регулирующих клапанов.

При значительных ускорениях вращения ротора, вызванных, например, мгновенным сбросом электрической нагрузки (отключением генератора), дифференциатор 17 ускоряет прикрытие регулирующих клапанов, предотвращая разгон турбины.

В турбинах ЛМЗ используется упругий *бесшарнирный регулятор частоты вращения* (рис. ПЗ.20). С валом турбины регулятор соединен кронштейном 1, на котором крепится ленточная пружина 3, соединенная с грузами 5. Грузы, кроме того, связаны между собой пружиной 2. При увеличении частоты вращения центробежная сила грузов 5 возрастает, пружина 2 растягивается, ленточная пружина 3 несколько выпрямляется и муфта 4 регулятора перемещается вправо. Перемещение муфты регулятора используется для передачи импульса паровпускным клапанам (рис. ПЗ.19).

В турбинах Уральского турбомоторного завода (ТМЗ) в качестве регулятора частоты вращения используется безрасходный насос-регулятор (*импеллер*).

Частота вращения роторов турбин, предназначенных для привода электрогенераторов, составляет 3000 об/мин. Чтобы избежать недопустимого повышения частоты вращения ротора во время сбросов нагрузки или неправильной работы системы регулирования, турбины снабжают *регуляторами (автоматами) безопасности*. При повышении частоты вращения свыше ~10% номинальной (т.е. ~3300 об/мин) регулятор безопасности должен воздействуя на систему парораспределения автоматически прекратить доступ пара

в турбину, поскольку при большей частоте возможно повреждение ротора (обрыв бандажей, лопаток, возникновение трещин и др.).

Основной узел регулятора безопасности – боек (кольцо) 2, установленный в выточке вала 3 с эксцентриситетом 5 и удерживаемый в первоначальном положении пружиной 4 (рис. ПЗ.21).

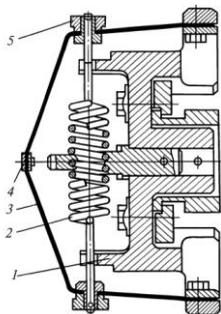


Рис. ПЗ.20. Бесшарнирный регулятор частоты вращения: 1 – кронштейн, 2 – пружина; 3 – ленточная пружина; 4 – муфта; 5 – груз

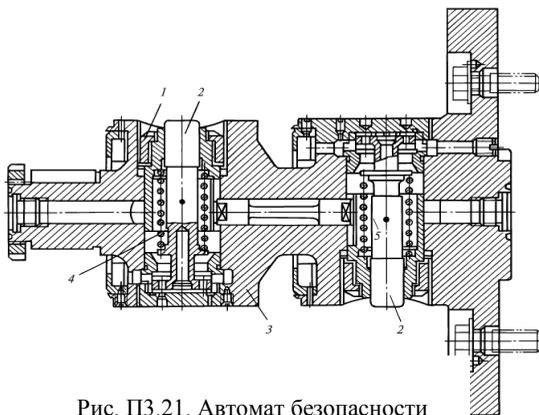


Рис. ПЗ.21. Автомат безопасности турбин ЛМЗ: 1 – регулирующая гайка; 2 – бойки; 3 – передний конец ротора турбины; 4 – пружина; 5 – центр тяжести бойка

По достижении, предельной частоты вращения неуравновешенная центробежная сила, преодолевает натяжение пружины и боек, выдвигаясь, ударяет по скобам регулятора, что вызывает перемещение золотников, связанных маслопроводом со стопорным и регулирующими клапанами, и быстрое закрытие последних (рис. ПЗ.19).

При необходимости быстрое закрытие стопорного и регулирующих клапанов может быть выполнено перемещением ручного выключателя 9 или воздействием на электромагнитный выключатель 10 (см. рис. ПЗ.19).

Работа турбины с неиспытанным или неисправным регулятором безопасности не допускается.

Вспомогательное оборудование турбоустановки

Работа паровой турбины обеспечивается вспомогательным оборудованием, к которому относятся масляная система, конденсационное устройство, система регенерации тепла, насосы и пр.

Масляная система обеспечивает подачу масла к подшипникам и органам регулирования. Поступающее к подшипникам масло является не только смазкой, оно также охлаждает шейки ротора и вкладыши подшипников. В системе регулирования масло служит для передачи импульсов регуляторов, а также выполняет функцию рабочего тела, перемещая поршни сервомоторов клапанов.

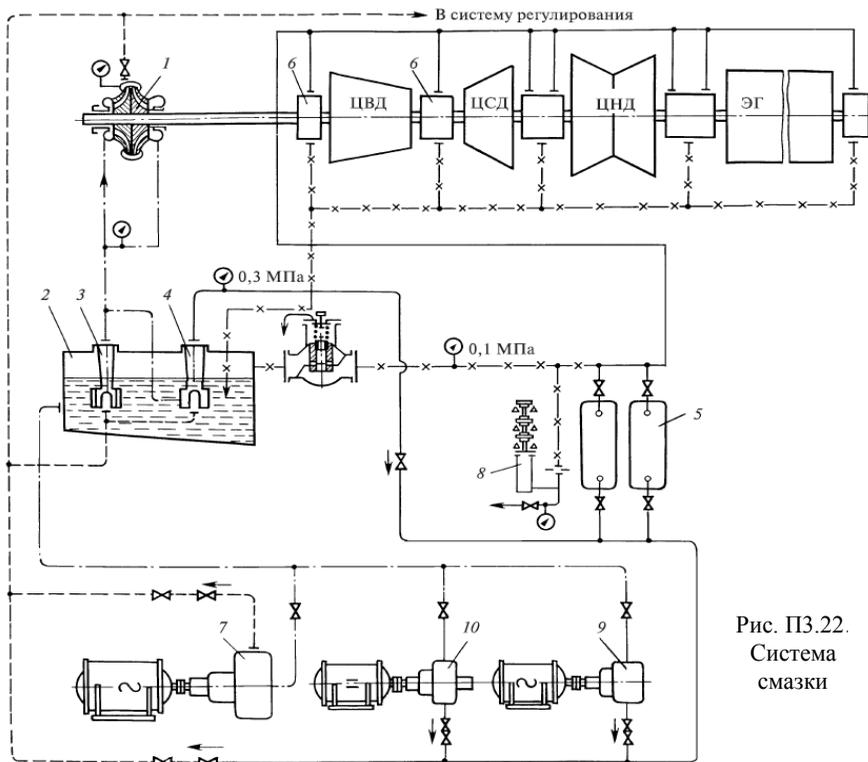


Рис. ПЗ.22.
Система
смазки

На рис. ПЗ.22 приведена схема смазки турбоагрегата с главным масляным насосом 1, установленным на валу турбины, в которой турбинное масло используется также в системе регулирования.

Масло из масляного бака 2 после охлаждения в маслоохладителях 5 подается в системы смазки (на подшипники) и регулирования. Нагревшееся в подшипниках 6 масло стекает самотеком в маслобак.

Маслобак располагают ниже отметки обслуживания турбины со стороны, противоположной генератору. Для создания гарантированного подпора на всасывающей стороне главного масляного насоса устанавливают инжекторы 3 и 4 — струйные насосы.

При пуске турбины системы смазки и регулирования обеспечивает пусковой масляный насос 7, приводимый электродвигателем.

При падении давления в системе смазки реле давления 8 включает электродвигатель переменного тока, питаемый от шин собственных нужд станции, который приводит в действие резервный насос 9. Для гарантированной подачи масла на смазку в случае не включения резервного насоса служит аварийный электронасос 10 постоянного тока, питаемый от аккумуляторной батареи, находящейся под постоянной подзарядкой.

С ростом мощности турбин и начальных параметров пара повысилась и давление в системе регулирования, что увеличило опасность разрыва маслопроводов и возникновения пожара. Поэтому в мощных турбинах системы смазки и регулирования разделены: в первой применяется органическое турбинное масло, а во второй — негорючие синтетические масла или конденсат. Каждая из этих систем имеет свои насосы, размещение которых на валу турбины в корпусе подшипника не рационально, поэтому их располагают вдали от турбины, используя для привода электродвигатели.

Маслоохладители состоят из пучка тонких латунных трубок, закрепленных в трубных досках вальцовкой. По трубкам проходит охлаждающая вода (от входной к выходной водяной камере), а масло движется внутри корпуса в пространстве между трубками.

Масляный бак (рис. ПЗ.23) разделен промежуточными фильтрующими перегородками на три отсека: грязный 1, промежуточный 2 и чистый 3. Масло от подшипников поступает в грязный отсек на медную сетку с мелкой ячейкой, затем через фильтры грубой очистки проходит в промежуточный отсек. Чистый отсек отделен от промежуточного сетчатыми фильтрами тонкой очистки. Бак имеет поплавковый указатель уровня 6 с электрической сигнализацией при крайних допустимых верхнем и нижнем уровнях поплавка.

Поочередное извлечение сеток фильтров позволяет производить их чистку в процессе работы турбоагрегата. Дно маслобака имеет уклон для возможности периодического слива шлама, воды и грязи.

Схема конденсационной установки приведена на рис. ПЗ.24.

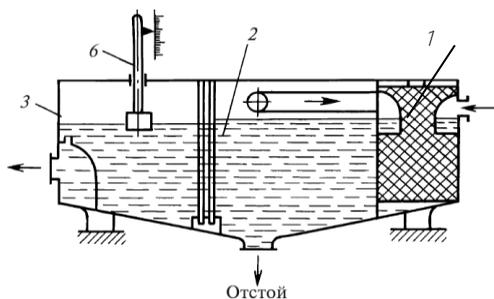


Рис. ПЗ.23. Схема масляного бака

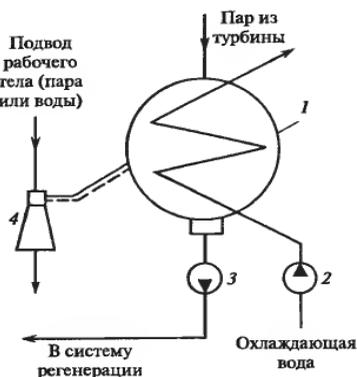


Рис. ПЗ.24. Схема конденсационной установки

Подача охлаждающей воды в трубную систему конденсатора 1 производится *циркуляционным насосом* 2. Образующийся конденсат откачивается *конденсатным насосом* 3 и подается в систему регенерации. Удаление воздуха, который попадает в паровое пространство конденсатора через неплотности узлов, находящихся под вакуумом, осуществляется *эжекторами* 4.

Схема *поверхностного конденсатора* приведена на рис. ПЗ.25.

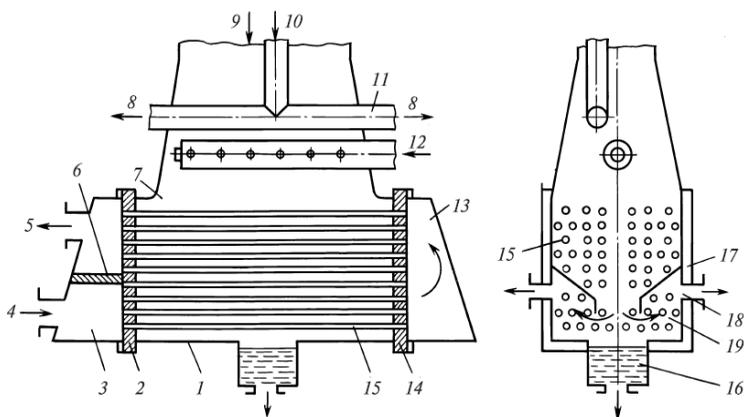


Рис. ПЗ.25. Схема поверхностного конденсатора

К фланцам корпуса 1 присоединены трубные доски 2 и 14, в отверстиях которых развальцованы трубки 15, образующие охлаждающую поверхность. К внешним поверхностям трубных досок крепятся передняя 3 и задняя 13 водяные камеры. Передняя водяная камера 3 разделена перегородкой 6 на два отсека. Охлаждающая вода по трубопроводу 4 поступает в нижний отсек, проходит по трубкам нижней половины конденсатора, поворачивает в камере 13 на 180°, проходит через трубки верхней половины конденсатора и удаляется из верхнего отсека передней водяной камеры через трубопровод 5. В рассмотренной конструкции вода совершает два хода, поэтому конденсатор называется двухходовым. Возможно большее число ходов (до четырех), а самые крупные конденсаторы для конденсационных турбин выполняются одноходовыми.

Паровое пространство конденсатора, в котором расположены трубки 15, посредством переходного патрубком (горловины) 7 соединено с выходным патрубком турбины.

Пар из ЧНД (по стрелке 9) поступает на трубную систему и движется к патрубку 18 отсоса неконденсирующихся газов; спускаясь вниз конденсируется на трубках, обходит продольный щит 17 и поступает на трубный пучок воздухоохладителя 19.

Конденсат пара собирается в конденсатосборнике 16, откуда откачивается конденсатным насосом. В выходном патрубке турбины размещают приемно-сбросное устройство для увлажнения и дрос-

селирования пара 12, поступающего из редукционных установок (БРОУ), а также выводные трубы 11 пара 10 из камеры отбора на ПНД (по стрелке 8).

Обычно в конденсаторе применяют трубки диаметром 22 – 28 мм при толщине стенки 1 мм. Расстояние между трубными досками достигает 9 м и более, поэтому между ними трубки поддерживаются рядом промежуточных перегородок.

Водяные камеры закрываются крышками.

Корпус конденсатора опирается на пружинные опоры, которые создают возможность свободного теплового расширения выхлопного патрубка турбины и самого корпуса конденсатора.

Система регенерации теплоты.

Для повышения экономичности турбоустановки конденсат (питательная вода) перед котлом подогревается паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Подогрев основного конденсата осуществляется в ПНД, включенных между конденсатным насосом и деаэратором; питательная вода подогревается в ПВД, включенных между питательным насосом и котлом (рис. П1.1).

ПНД бывают поверхностными и (один или два первых по ходу конденсата) смешивающими. ПВД – только поверхностными.

В поверхностных подогревателях греющий пар и нагреваемая среда (конденсат или питательная вода) разделены стенкой трубок. Теплота конденсирующегося в межтрубном пространстве пара передается воде через металл трубок. В смешивающих (контактных) подогревателях конденсирующийся греющий пар и нагреваемая среда вступают в непосредственный контакт и смешиваются.

На рис. П3.26 показана типичная конструкция ПНД поверхностного типа с одной трубной доской. Нагреваемый конденсат поступает в водяную камеру, разделенную вертикальной перегородкой на две половины и отделенную от парового пространства трубной доской с завальцованными в нее латунными U-образными трубками.

Конденсат, пройдя по трубкам, поступает во вторую половину водяной камеры и оттуда — в следующий подогреватель.

Греющий пар, омывая трубки, конденсируется и стекает вниз. Для лучшего теплообмена пучок трубок снабжен специальными перегородками. Для нормальной работы ПНД из его парового пространства необходимо постоянно удалять неконденсирующиеся газы, поэтому паровое пространство ПНД соединяют трубопроводом

с паровым пространством ПНД с меньшим давлением (конденсатором или с эжекторной установкой).

Водяной объем конденсата греющего пара, образующегося в нижней части ПНД, соединен либо с водяным объемом соседнего подогревателя с меньшим давлением, либо с входом дренажного насоса, подающего конденсат в линию основного конденсата.

В корпусе ПНД также имеется штуцер для приема конденсата из подогревателя с большим давлением пара.

На рис. ПЗ.27 показана типовая конструкция ПВД с коллекторной системой. В корпусе расположена трубная система, состоящая из четырех вертикальных стояков, между которыми расположены нагревательные спирали, выполненные из стальных трубок, и вертикальной центральной отводящей трубы. Все соединения выполнены сваркой, что обусловлено высоким давлением нагреваемой питательной воды.

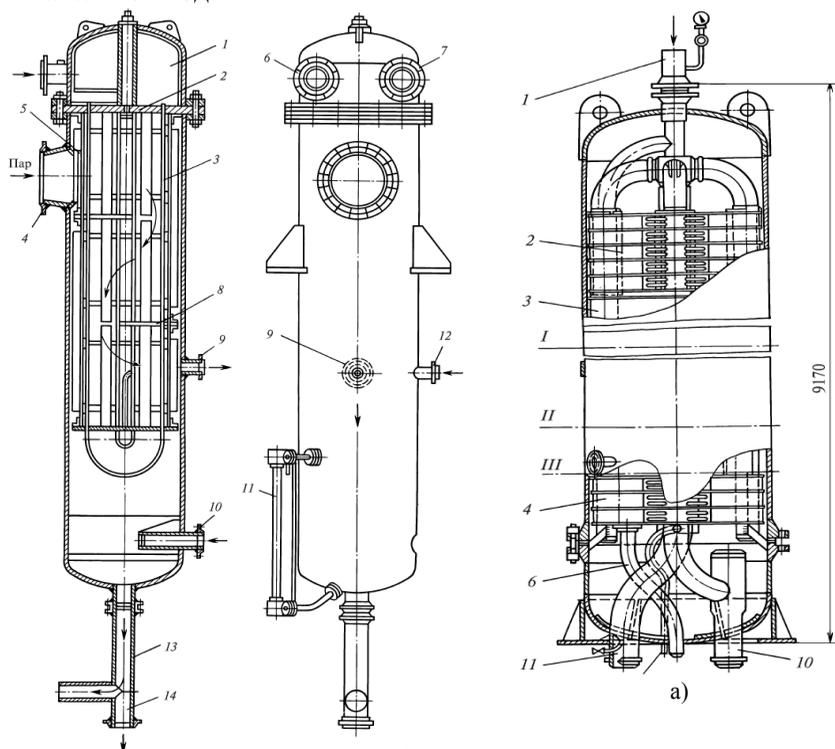


Рис. ПЗ.26. Подогреватель с трубной доской: 1 — водяная камера; 2 — трубная доска; 3 — U-образные трубки; 4 — подвод греющего пара; 5 — защитный щит; 6, 7 — входной и выходной патрубки основного конденсата; 8 — направляющие перегородки; 9 — отсос воздуха; 10, 12 — подвод дренажа и неконденсирующихся газов из верхнего подогревателя; 11 — водомерное стекло; 13 — слив конденсата греющего пара; 14 — штуцер для опорожнения

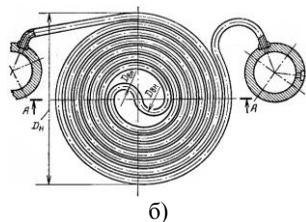


Рис. ПЗ.27. Подогреватель с коллекторной системой а — конструкция подогревателя; б — навивка спиральных труб; 1 — подвод греющего пара; 2 — охладитель

пара; 3 — поверхности основного подогревателя; 4 — охладитель дренажа; 5 — коллекторы питательной воды; 6 — отвод конденсата греющего пара; 10, 11 — подвод и отвод питательной воды

Греющий пар поступает в ПВД по трубопроводу сверху и движется навстречу нагреваемой воде.

Паровое пространство ПВД, занятое греющим паром, конструктивно разделено на три зоны: верхняя (где от горячего пара отнимается часть теплоты перегрева) называется охладителем пара, средняя (где происходит конденсация пара) — основной поверхностью и нижняя — охладителем конденсата греющего пара.

Охлажденный конденсат отводится либо в ПВД с более низким давлением, либо в деаэратор.

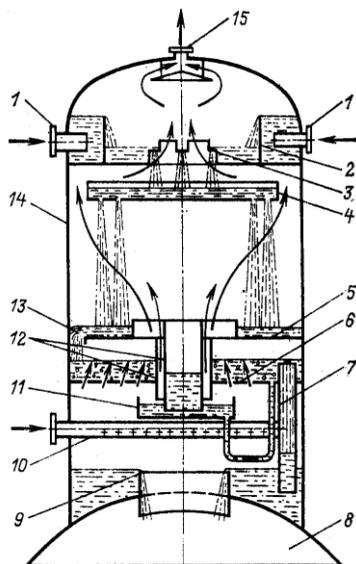
Как и ПНД, ПВД оборудован штуцерами для приема конденсата и паровоздушной смеси из подогревателя с более высоким давлением и для сброса паровоздушной смеси в подогреватель с более низким давлением.

Регенеративные подогреватели снабжают указателями уровня конденсата греющего пара и системами сигнализации и защиты от его превышения.

Деаэратор

В деаэрационной колонке деаэратора происходит деаэрация основного конденсата (удаление коррозионно-активных газов) и его нагрев, т.е. деаэратор работает как регенеративный подогреватель смешивающего типа (рис. ПЗ.28).

Рис. ПЗ.28. Схема двухступенчатой струйно-барботажной деаэрационной головки деаэратора ТЭЦ с поперечными связями: 1 — подвод конденсата для деаэрации; 2 — смешительно-распределительное устройство; 4 — перфорированная тарелка; 5 — водоперепускной лист; 6 — перфорированный лист барботажного устройства; 7 — сливные трубы; 8 — бак-аккумулятор; 9 — горловина бака; 10 — коллектор подачи греющего пара; 11 — поддон; 12 — пароперепускные трубы; 13 — сегментное отверстие; 14 — корпус; 15 — отвод пара



В аккумуляторном баке, на котором устанавливается деаэрационная колонка, создается запас питательной воды для котла.

Деаэрация происходит на струйном и барботажном устройствах (расположенных вверху и внизу колонки соответственно) при контакте подаваемого снизу греющего пара и поступающего сверху конденсата (рис. ПЗ.28).

Насосы.

Для подачи воды и масла на ТЭС, как правило, применяют *центробежные* насосы. Только крупные циркуляционные насосы выполняют *осевыми*.

Циркуляционные насосы предназначены для подачи в конденсатор большого количества воды при сравнительно невысоком напоре, поэтому их выполняют одноступенчатыми.

Конденсатные насосы выполняют с числом ступеней 3 – 5. Корпуса этих насосов обычно имеют горизонтальный разъем.

Питательные насосы высокого и сверхвысокого давления для большей надежности, как правило, выполняют двухкорпусными: внутренний корпус располагается внутри толстостенного внешнего корпуса. Число ступеней 6 – 12. Во избежание попадания воды из напорных трубопроводов во всасывающие при внезапной остановке насоса на его напорном патрубке устанавливают обратный клапан.

Для регулирования частоты вращения питательные насосы в некоторых случаях снабжают гидромуфтами, что повышает экономичность работы насоса при его частичной производительности.

Питательные насосы передают подаваемой к котлу воде большое количество энергии. Они приводятся во вращение мощными *электродвигателями* или специальными *приводными паровыми турбинами*, для работы которых используется пар, отбираемый из основной паровой турбины.

Эти насосы даже кратковременно не могут оставаться без расхода воды, поэтому предусматривается трубопровод рециркуляции питательной воды, соединяющий напорный патрубок питательного насоса с деаэратором.

Учебное издание

**ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА И РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ**

Лабораторный практикум
для студентов специальности 1-43 01 04
«Тепловые электрические станции»

В 2 частях

Часть 1

Составитель
КАЧАН Светлана Аркадьевна

Редактор *К. П. Юройть*
Компьютерная верстка *Н. А. Школьниковой*

Подписано в печать 30.11.2012. Формат 60×84 ¹/₁₆. Бумага офсетная. Ризография.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 3,64. Тираж 100. Заказ 791.

Издатель и полиграфическое исполнение: Белорусский национальный технический университет. ЛИ № 02330/0494349 от 16.03.2009. Пр. Независимости, 65. 220013, г. Минск.