



БОЙКО ЕВГЕНИЙ АНАТОЛЬЕВИЧ

Доктор технических наук, профессор,
заведующий кафедрой тепловых
электрических станций политехнического
института ФГАОУ ВО «Сибирский
федеральный университет»
(г. Красноярск)

**УСТРОЙСТВО И КОНСТРУКЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПАРОТУРБИННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**



Е. А. БОЙКО



Е. А. БОЙКО

**УСТРОЙСТВО
И КОНСТРУКЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПАРОТУРБИННЫХ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**



«Инфра-Инженерия»

Е. А. БОЙКО

**УСТРОЙСТВО
И КОНСТРУКЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПАРОТУРБИННЫХ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

Учебное пособие

Москва Вологда
«Инфра-Инженерия»
2021

УДК 621.165
ББК 31.363
Б77

Р е ц е н з и я :

кандидат технических наук, доцент, начальник отдела службы испытания
и наладки тепломеханического оборудования

АО «Красноярский инженерно-аналитический центр»

ООО «Сибирская генерирующая компания» *Пачковский Сергей Владимирович;*

кандидат технических наук, доцент, главный специалист дирекции

по техническому перевооружению и новому строительству ОСП «Сибирьэнергоонтаж»

АО «Сибирьэнергоремонт» *Янов Сергей Романович*

Бойко, Е. А.

Б77 Устройство и конструкционные характеристики паротурбинных энергетических установок : учебное пособие / Е. А. Бойко. – Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2021. – 368 с. : ил.; табл.
ISBN 978-5-9729-0660-4

Представлены устройство и конструктивные характеристики энергетических стационарных паровых турбин мощностью 25 МВт и выше, предназначенных для привода электрических генераторов трехфазного тока. Приведены типовые конструкции узлов и элементов, технические характеристики и описание конструктивных особенностей паротурбинных установок и вспомогательного оборудования.

Для студентов энергетических и технических вузов тепло- и электроэнергетических, энергомашиностроительных направлений подготовки. Может быть полезно производственно-техническим специалистам, занятым проектированием, наладкой и эксплуатацией паротурбинных установок тепловых электростанций.

УДК 621.165
ББК 31.363

ISBN 978-5-9729-0660-4

© Е. А. Бойко, 2021

© Издательство «Инфра-Инженерия», 2021

© Оформление. Издательство «Инфра-Инженерия», 2021

ПРЕДИСЛОВИЕ

Современная техника паровых турбин основывается на развивавшихся в течение длительного времени своеобразных конструктивных решениях. Эти решения коренным образом сказывались на главнейших технических экономических показателях турбинных энергетических установок. Примером этого является постепенное совершенствование конструкции последних лопаток паровых турбин, приведшее к повышению мощности па один выход до 100 МВт. Знание основных идей, используемых в современном турбостроении, является обязательным условием самостоятельной и активной инженерной деятельности в этой области. При этом следует иметь представление не только об общем устройстве агрегатов, но и о конструкции отдельных узлов и их главных деталей. Так как сведения об общем устройстве паровых турбин в достаточном объеме представлены в существующей технической литературе, включая и ряд атласов по паровым и газовым турбинам, в настоящем издании особое внимание уделяется конструкциям отдельных элементов турбин. Не связывая эти конструктивные решения с конкретным разбором устройства той или иной турбины, автор предоставляет возможность читателю самому решать задачу выбора рациональных конструктивных решений при разработке конструкции машины. Это, вероятно, повысит степень самостоятельности студентов при проектировании турбин.

В данном учебном пособии описаны типовые конструкции узлов и деталей энергетических стационарных паровых турбин мощностью 25 МВт и выше, выпускаемых производственными объединениями турбостроения «Ленинградский Металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) и «Турбомоторный завод» им. К.Е. Ворошилова (ПОТ ТМЗ) и предназначенные для привода электрических генераторов трехфазного тока. Даны технические характеристики и конструктивные особенности паротурбинных установок, вспомогательного оборудования.

Описание каждой паротурбинной установки дополнено сведениями о ее технических возможностях при работе на номинальных и переменных режимах, особенно при работе на теплофикационных режимах, что позволяет более строго судить о технических достоинствах турбины.

В учебном пособии приведены сведения о развитии паротурбостроения за рубежом и даны аналоги выпускаемых отечественными заводами энергетических паровых турбин.

Данное пособие предназначено студентам вузов, обучающимся по направлениям и уровням подготовки: 13.03.01 и 13.04.01 – теплоэнергетика и теплотехника; 13.03.03 и 13.04.03 – энергетическое машиностроение, для выполнения курсового и дипломного проектирования, а также может быть использовано производственно-техническим персоналом, занимающимся проектированием, наладкой и эксплуатацией паротурбинных установок тепловых электростанций.

1. УСТРОЙСТВО ПАРОВЫХ ТУРБИН

Стационарные паровые турбины классифицируются по ряду признаков на следующие типы:

1. **По назначению** различают турбины энергетические, промышленные и вспомогательные.

Энергетические турбины служат для привода электрического генератора, включенного в энергосистему, и отпуска теплоты крупным потребителям, например жилым районам, городам и т. д. Их устанавливают на крупных ТЭС и АЭС. Энергетические турбины характеризуются прежде всего большой мощностью, а их режим работы — практически постоянной частотой вращения. Подавляющее большинство энергетических турбин выполняют на номинальную частоту вращения 3000 1/мин. Их называют быстроходными. В последние годы некоторые мощные турбины для АЭС стали выполнять тихоходными — на частоту вращения 1500 1/мин.

Промышленные турбины также служат для производства теплоты и электрической энергии, однако их главной целью является обслуживание промышленного предприятия, например металлургического, текстильного, химического, сахароваренного и др. Часто такие турбины работают на маломощную индивидуальную электрическую сеть, а иногда используются для привода агрегатов с переменной частотой вращения, например воздуховодок доменных печей. Мощность промышленных турбин существенно меньше, чем энергетических.

Вспомогательные турбины используются для обеспечения технологического процесса производства электроэнергии — обычно для привода питательных насосов и воздуховодов котла.

2. **По характеру теплового процесса** различают турбины конденсационные и теплофикационные. Их маркировка выполняется в строгом соответствии с государственным стандартом.

В конденсационных турбинах (типа К) нар из последней ступени отводится в конденсатор, они не имеют регулируемых (при неизменном давлении) отборов пара, хотя, как правило, имеют много нерегулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды, а иногда и для внешних тепловых потребителей. Главное назначение конденсационных турбин — обеспечивать производство электроэнергии, поэтому они являются основными агрегатами мощных ТЭС и АЭС. Мощность самых крупных конденсационных турбоагрегатов достигает 1000 — 1200 МВт.

Теплофикационные турбины имеют один или несколько регулируемых отборов пара, в которых поддерживается заданное давление. Они предназначены для выработки тепловой и электрической энергии. Теплофикационная турбина может выполняться с конденсацией пара и без нее. В первом случае она может иметь отопительный отбор пара (турбины типа Т) для

отопления зданий, предприятий и т. д. или производственный отбор пара (турбины типа П) для технологических нужд промышленных предприятий или тот и другой отборы (турбины типа ПТ). Во втором случае турбина носит название турбины с противодавлением (турбины типа Р). В ней пар из последней ступени направляется не в конденсатор, а обычно производственному потребителю. Таким образом, главным назначением турбины с противодавлением является производство пара заданного давления (в пределах 0,3-3 МПа). Турбина с противодавлением может также иметь и регулируемый отбор пара, и тогда она относится к типу ТР или ПР.

Теплофикационные турбины с отопительным отбором пара (типа Т) спроектированы так, чтобы при максимальной теплофикационной нагрузке ступени, расположенные за зоной отбора, мощности не вырабатывали. В последние годы ряд турбин проектируются так, что даже при максимальной теплофикационной нагрузке последние ступени вырабатывают мощность. Такие турбины относятся к типу ТК.

Для обозначения типов турбин ГОСТ предусматривает специальную маркировку, состоящую из буквенной и числовой частей.

Буквенная часть указывает тип турбины, следующее за ней число – номинальную мощность турбины в мегаваттах. Если необходимо указать и максимальную мощность турбины, то ее значение приводят через косую черту. Следующее число указывает номинальное давление пара перед турбиной в кгс/см² (для новых турбин – в МПа); для теплофикационных турбин далее через косую черту указывают давление в отборах или противодавление в кгс/см².

Наконец, последняя цифра, если она имеется, указывает номер модификации турбины, принятый на заводе-изготовителе.

Приведем несколько примеров обозначений турбин.

Турбина К-210-130-3 – типа К, номинальной мощностью 210 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа (130 кгс/см²), третьей модификации.

Турбина П-6-35/5 – типа П, номинальной мощностью 6 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 3,4 МПа и абсолютным давлением отбираемого пара 0,5 МПа.

Турбина Т-110/120-130 – типа Т, номинальной мощностью 110 МВт и максимальной мощностью 120 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа.

Турбина ПТ-25/30-90/10 – типа ПТ, номинальной мощностью 25 МВт и максимальной мощностью 30 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 8,8 МПа и абсолютным давлением отбираемого пара 1 МПа.

Турбина Р-100/105-130/15 – типа Р, номинальной мощностью 100 МВт и максимальной мощностью 105 МВт, с начальным абсолютным давлением пара 12,8 МПа и абсолютным противодавлением 1,45 МПа.

Турбина ПР-12/15-90/15/7 – типа ПР, номинальной мощностью 12 МВт и максимальной мощностью 15 МВт, с начальным абсолютным давлением 8,8 МПа, давлением в отборе 1,45 МПа и противодавлением 0,7 МПа.

Для турбин АЭС, частота вращения которых может составлять как 3000 1/мин, так и 1500 1/мин, иногда указывают частоту вращения. Например, турбина паровая К-500-60/1500 выполнена на частоту вращения 1500 1/мин.

3. По используемым начальным параметрам пара паровые турбины можно разделить на турбины до-критического и сверхкритического начального давления, перегретого и насыщенного пара, без промежуточного перегрева и с промежуточным перегревом пара.

Все турбины для ТЭС выполняют для работы на свежем (остром) перегретом паре, турбины для АЭС в подавляющем большинстве случаев – на насыщенном паре или с очень малой степенью влажности.

Турбины для мощных ТЭС выполняют на начальные сверхкритические параметры пара и с промежуточным перегревом. Эти мероприятия существенно повышают экономичность.

Для ТЭЦ за редким исключением экономически целесообразным оказывается строительство турбин на докритические начальные параметры без промежуточного перегрева.

Турбины насыщенного пара выполняют с промежуточными сепарацией и перегревом свежим паром.

4. По конструктивным особенностям турбины можно разделить по числу цилиндров, по числу валопроводов и по типу ступеней, применяемых в части высокого давления.

По числу цилиндров различают турбины одно- и многоцилиндровые. Одноцилиндровыми удается выполнить лишь турбины со значительным противодавлением, теплотеряда которых сравнительно мал. Большинство турбин выполняют многоцилиндровыми. Это позволяет получить более высокую мощность в одном агрегате, что удешевляет и турбину, и электростанцию. Наибольшее число цилиндров, из которых состоит современная турбина – 5.

По числу валопроводов различают турбины одноваловые (имеющие один валопровод – соединенные муфтами роторы отдельных цилиндров и генератора) и двухваловые (имеющие два валопровода каждый со своим генератором и связанные только потоком пара). У нас в стране имеется единственная двухваловая турбина мощностью 800 МВт.

По типу ступеней, применяемых в части высокого и среднего давления, различают турбины активные (с малой степенью реактивности) и реактивные (со степенью реактивности около 0,5). У нас в стране строят турбины, имеющие диафрагменную конструкцию и дисковые роторы.

Рассмотрим устройство паровых турбин на примере конденсационной турбины К-225-12,8 (рис. 1.1.). Турбина К-225-12,8 сконструирована на начальные параметры 12,8 МПа и 565 °С с промежуточным перегревом пара

до 565 °С. Давление в конденсаторе 3,46 кПа. Тепловая схема обеспечивает подогрев питательной воды до 240 °С в четырех подогревателях низкого давления, деаэраторе на 0,7 МПа и трех подогревателях высокого давления.

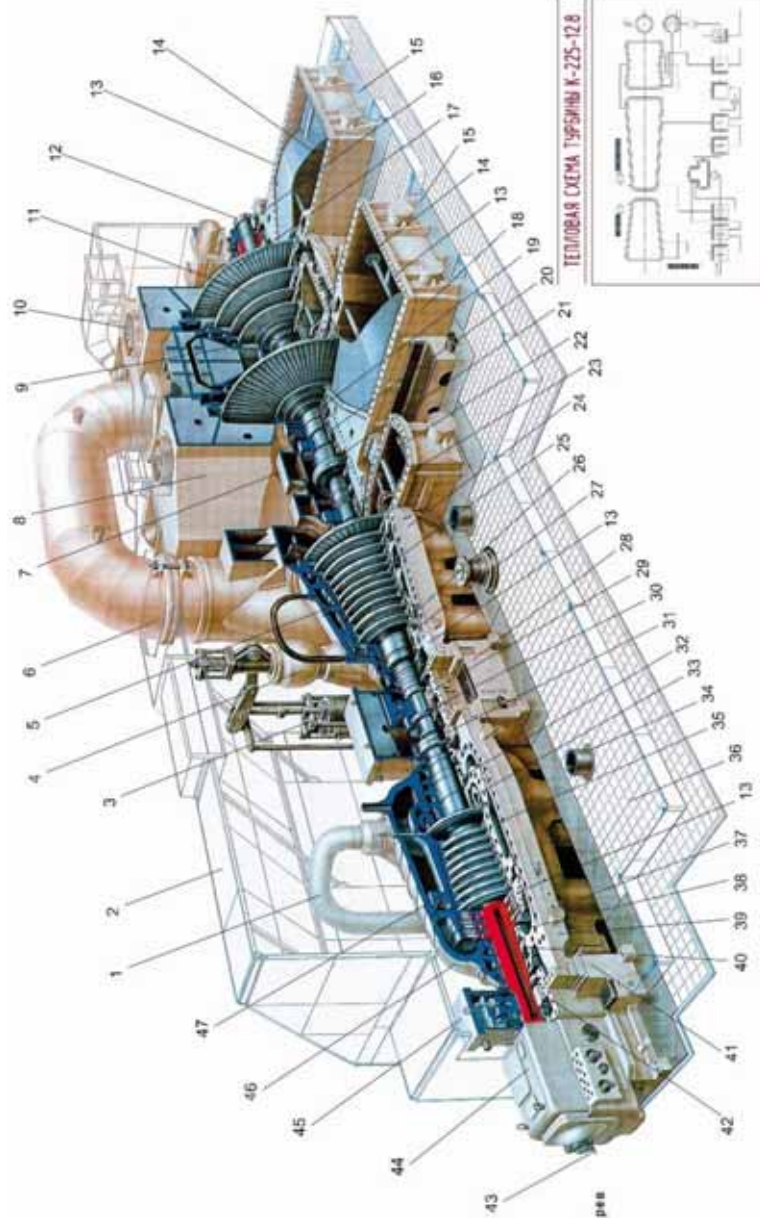


Рис. 1.1. Паровая турбина К-225-12,8: 1 – паропровод подвода свежего пара к ЦВД; 3 – кожух; 3 – сервомотор регулирующего клапана ЦСД; 4 – регулирующий клапан ЦСД; 5 – ротор ЦСД; 6 – ресиверная труба, перепускающая пар из ЦСД в ЦНД; 7 – опора ротора ЦНД; 8 – верхняя половина корпуса ЦНД; 9 – паровпускная камера ЦНД; 10 – атмосферный клапан, открывающийся при недопустимом повышении давления в выходном патрубке ЦНД; 11 – ротор ЦНД; 12 – полумуфта для присоединения ротора электрогенератора; 13 – поверхность горизонтального разъема корпусов цилиндра; 14 – выходной патрубок ЦНД, из которого пар поступает в конденсатор, расположенный под турбиной; 15 – опорный пояс ЦНД; 16 – вкладыш заднего подшипника ЦНД; 17 – рабочие лопатки последней ступени ЦНД; 18 – нижняя половина корпуса ЦНД; 19 – переднее концевое уплотнение ЦНД; 19 – вкладыш переднего опорного подшипника ЦНД; 20 – муфта, соединяющая роторы ЦСД и ЦНД; 21 – выходной патрубок ЦСД; 22 – вкладыш заднего опорного подшипника ЦСД; 23 – нижняя половина корпуса ЦСД; 24 – рабочие лопатки ротора ЦСД; 25 – паровпускная камера ЦСД; 26 – переднее концевое уплотнение ЦСД; 27 – нижняя половина средней опоры валопровода; 28 – опорный вкладыш среднего подшипника; 29 – гребень упорного подшипника; 30 – муфта, соединяющая роторы ЦВД и ЦСД; 31 – заднее концевое уплотнение ЦВД; 32 – паровпускная камера для острого пара; 33 – паропровод подвода пара к ЦВД (такой же, как и 1); 34 – внутренний корпус ЦВД; 35 – верхняя фундаментная плита; 36 – выходной патрубок отвода пара из ЦВД на промежуточный перегрев; 37 – выходная камера ЦВД; 38 – нижняя половина внешнего корпуса ЦВД; 39 – переднее концевое уплотнение ЦВД; 40 – нижняя половина корпуса передней опоры ЦВД; 41 – вкладыш переднего опорного подшипника ЦВД; 42 – механизм управления турбиной; 43 – блок регулирования и управления турбиной; 44 – передняя опора; 45 – верхняя половина внешнего корпуса ЦВД; 46 – ротор ЦВД

Пар от котла по двум паропроводам диаметром 325 мм подводится к двум стопорным клапанам цилиндра высокого давления (ЦВД), от которых поступает к четырем регулирующим клапанам.

Турбина имеет сопловое парораспределение, при котором регулирующие клапаны работают последовательно, прикрываясь или открываясь один за другим при изменении мощности, и от каждого клапана пар подается к своей сопловой коробке с сопловыми лопатками первой ступени. Эта ступень называется регулирующей. Пройдя регулирующую ступень и 11 нерегулируемых ступеней ЦВД, пар с параметрами 2,52 МПа и 347 °С по двум паропроводам отводится в промежуточный пароперегреватель котла, откуда с параметрами 2,31 МПа и 565 °С поступает к двум блокам стопорных клапанов цилиндра среднего давления (ЦСД). Работа стопорных клапанов ЦСД увязывается с работой сбросных клапанов. При открытых стопорных клапанах и закрытых сбросных пар направляется в ЦСД, а при закрытых стопорных и открытых сбросных - в конденсатор.

После стопорных клапанов ЦСД пар поступает к четырем регулирующим клапанам. Работа регулирующих клапанов ЦСД отличается от работы клапанов ЦВД тем, что клапаны ЦСД участвуют в регулировании расхода только при очень малой мощности - от нуля до 30%. Их работа особенно важна при резких сбросах нагрузки с отключением электрического генератора от сети, когда необходимо удержать турбину на холостом ходу. При больших нагрузках регулирующие клапаны ЦСД полностью открыты и в регулировании мощности не участвуют.

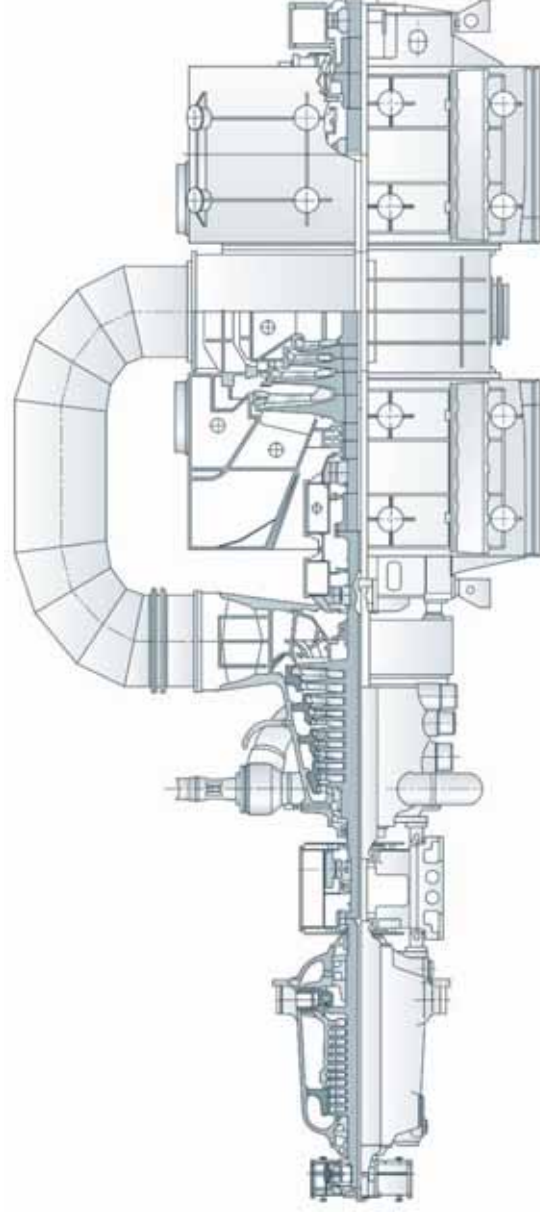


Рис. 1.2. Продольный разрез паровой турбины К-225-12,8

Пройдя 11 ступеней ЦСД, пар с параметрами 0,16 МПа и 235 °С по двум ресиверным трубам диаметром 1,52 м направляется в двухпоточный цилиндр низкого давления (ЦНД). В каждом потоке ЦНД содержится по 4 ступени. Из выходного патрубка турбины пар поступает в конденсатор 200-КЦС-2. Роторы ЦВД, ЦСД, ЦНД и электрического генератора соединены жесткими муфтами. Ротор ЦВД-цельнокованый, из стали Р2М. В центре ротора просверлено отверстие для контроля качества поковки на этапе изготовления и для осмотра при капитальных ремонтах. Ротор ЦСД-комбинированный: передняя часть ротора цельнокованая, из стали Р2М, а последние четыре диска-насадные, из стали 34ХНЗМ. Ротор ЦНД-сборный: на вал из стали Р2 насажены диски из стали 34ХНЗМ.

Турбина опирается на фундамент корпусами переднего и среднего подшипников, а также опорным поясом корпуса ЦНД. Фикспункт турбины расположен на опорной раме ЦНД. От фикспункта корпуса цилиндриков и подшипников могут свободно расширяться в продольном направлении, скользя по горизонтальным шпонкам, установленным на фундаментных рамах. В турбине предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек, а также подача пара на уплотнения. Продольный разрез турбина К-225-12,8 представлен на рис. 1.2.

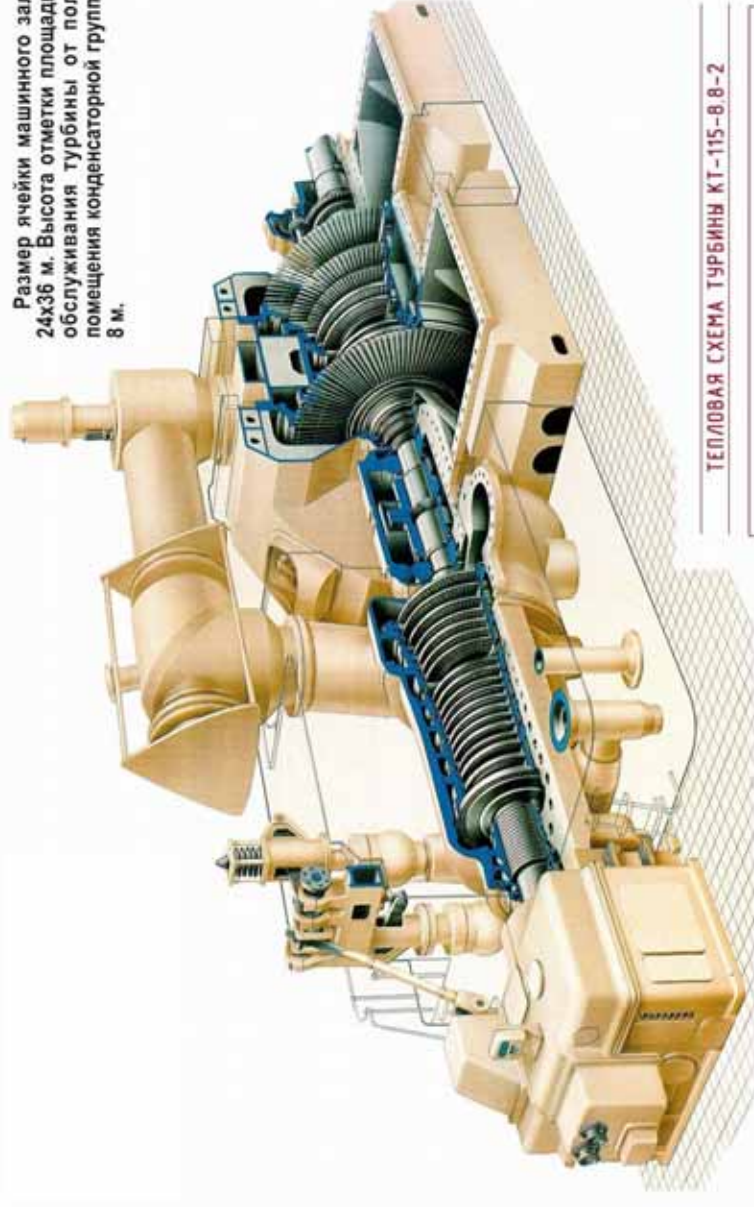
На рис. 1.3. представлена паровая турбина КТ-115-8,8. Двухцилиндровая конденсационная паровая турбина с двумя выхлопами в конденсатор, одноступенчатый регулируемым отбором пара на теплофикацию и нерегулируемым отбором пара на производство.

Регулирование давления пара теплофикационного отбора осуществляется регулирующими клапанами, установленными на перепускных трубах из цилиндра высокого в цилиндр низкого давления.

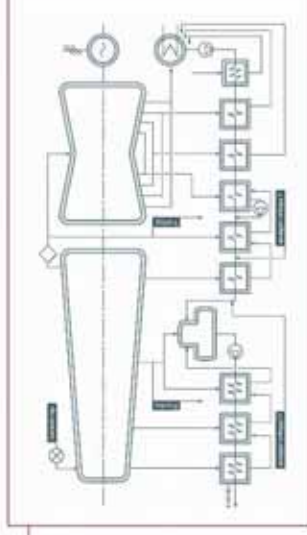
Предусмотрена возможность установки турбины на существующие фундаменты турбин аналогичного класса в случае их замены по исчерпанию ресурса с максимальным использованием существующих строительных конструкций.

На рис. 1.4. представлена одноцилиндровая конденсационная паровая турбина с двумя регулируемыми отборами пара – на производство и теплофикацию, ПТ-30-3,4. Турбина предназначена для замены отработавших ресурс турбин серий АП и АТ, а также для вновь строящихся и расширяемых ТЭЦ промышленных предприятий (металлургических, химических, бу-магоделательных производств) и отопительных ТЭЦ. Турбина ПТ-30-3,4 является базовой для перспективной серии теплофикационных турбин малой мощности: ПТ-30-2,9; ПТ-35/50-3,2. Турбины изготавливаются по индивидуальным проектам с учетом параметров пара и специфики конкретного производства.

Размер ячейки машинного зала
24x36 м. Высота отметки площадки
обслуживания турбины от пола
помещения конденсаторной группы
8 м.



ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ТУРБИНЫ КТ-115-8-8-2



Параметры турбины	КТ-115-8-8-2
мощность номинальная/максимальная, МВт	115/120
начальные параметры пара: давление, МПа	8,8 12,8
начальные параметры пара: температура, °С	500
номинальный расход свежего пара, т/ч	446
максимальная производительность	220
диапазон регулирования давления в тепловыделительном отборе, МПа	0,2-0,4
максимальный отбор пара на производственные нужды, т/ч	100
максимальное давление в производственном отборе, МПа	0,9
длина рабочей части лопатки последней ступени, мм	665
номинальная температура охлаждающей воды, °С	12

ПРОДОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ТУРБИНЫ КТ-115-8-8-2

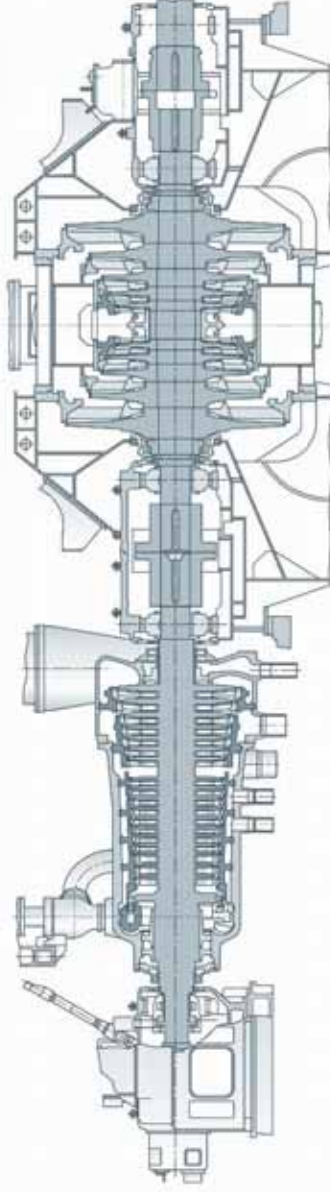
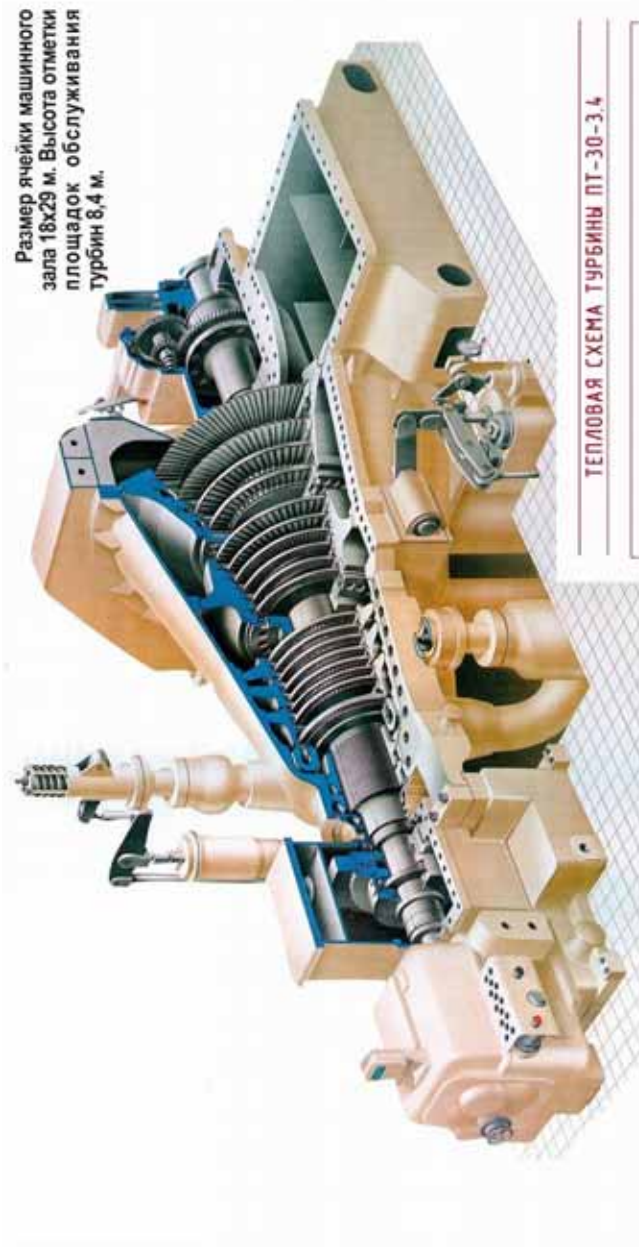
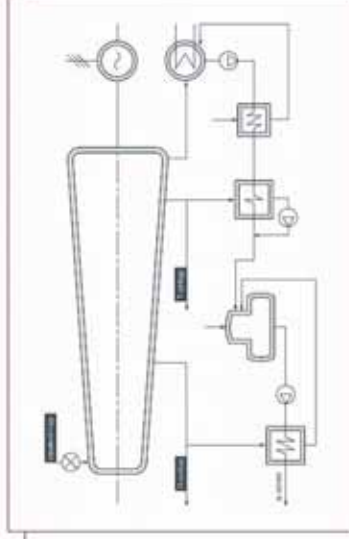


Рис. 1.3. Паровая турбина КТ-115-8-8-2



ТЕПЛОВАЯ СХЕМА ТУРБИНЫ ПТ-30-3.4



ПРОДОЛЬНЫЙ РАЗРЕЗ ТУРБИНЫ ПТ-30-3.4

Параметры турбины	ПТ-30-3.4
мощность номинальная/максимальная, МВт	30/40
начальные параметры пара: давление, МПа	3.4
начальные параметры пара: температура, °С	435
номинальный расход свежего пара, т/ч	225
максимальная производительность теплофикационного отбора, ГДж/ч	330
диапазон регулирования давления в теплофикационном отборе, МПа	0,05-0,25
максимальный отбор пара на производственные нужды, т/ч	150
максимальное давление в производственном отборе, МПа	1,3
длина рабочей части лопатки последней ступени, мм	540
номинальная температура охлаждающей воды, °С	30

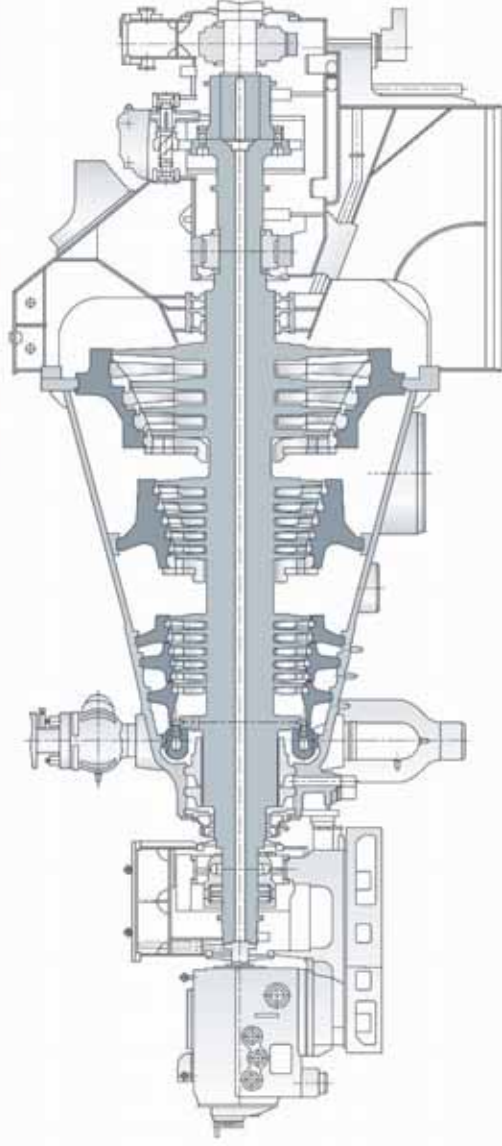


Рис. 1.4. Паровая турбина ПТ-30-3,4

Из рассмотрения технологической схемы паротурбинной установки следует, что в ее состав входят (см. рис. 1.5):

– конструкция цилиндров, включая цилиндры высокого, среднего и низкого давления, уплотнения турбины, обогрев фланцев и шпилек, система управления КОС и дренажи турбины;

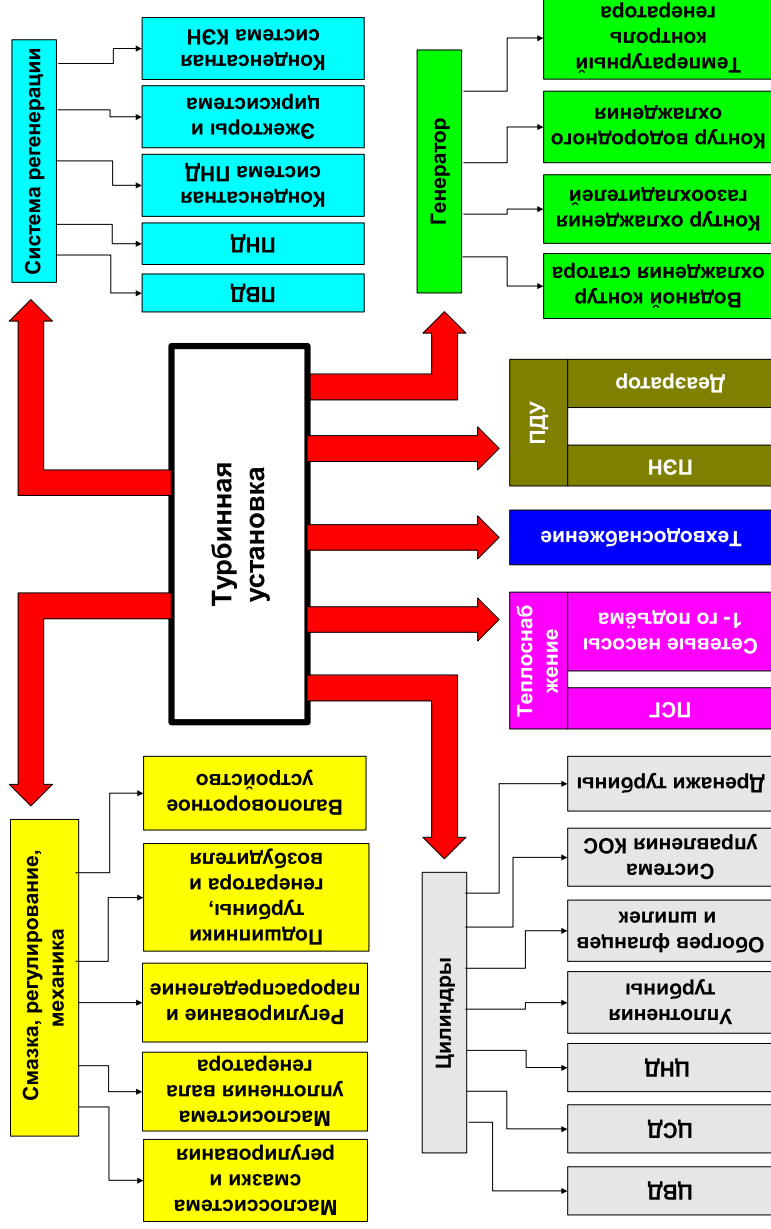


Рис. 1.5. Функционально-узловая структура паротурбинной установки

- система смазки, регулирования и механики, включая маслосистемы смазки и уплотнения вала генератора, систему регулирования и парораспределения, подшипники турбины, генератора и возбуждителя, валоповоротное устройство;
- система регенерации, включая подогреватели низкого и высокого давления, конденсационную установку, эжекторы и циркустему;
- систему теплоснабжения, включая сетевые подогреватели и сетевые насосы;
- система технического водоснабжения;
- система питательных и деаэрационных установок;
- генератор, включая водяной контур охлаждения статора, контур газоохладителей, схему охлаждения водорода и систему температурного контроля генератора.

2. КОНСТРУКЦИЯ ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ

2.1. Конструкция и основные материалы рабочих лопаток

Рабочие лопатки являются одними из наиболее ответственных и дорогостоящих элементов турбины. Во время работы они подвергаются воздействию различных факторов: высоких температур, коррозии, эрозии, а также статических, динамических и температурных напряжений. Выбор конструктивной формы, размеров и материала зависит от условий, в которых им приходится работать и в значительной степени определяет надежность и экономичность эксплуатации турбин.

Конструктивно рабочую лопатку можно разделить на следующие части: рабочая часть, промтельная часть, хвостовик и элементы связей ступени рабочих лопаток.

Рабочая часть (перо лопатки) по периметру сечения подразделяется на внутренний и наружный профили. Профиль рабочих лопаток может быть постоянным по всей высоте лопаток или переменным по высоте. Кроме этого, в рабочих ступенях применяются лопатки с закрученным пером. Постоянный профиль имеют, как правило, короткие лопатки, устанавливаемые в ЧВД и на первые ступени ЧСД.

Хвостовик – часть рабочей лопатки, посредством которой она закрепляется на рабочем колесе и через которую передаются на диск все нагрузки лопатки. По способу установки лопаток на рабочее колесо различают рабочие лопатки с тангенциальной заводкой лопаток, верховой (радиальной) посадкой и осевой заводкой. Конструкция хвостовика лопатки выбирается исходя из условий обеспечения необходимой прочности. На рис. 2.1 в качестве примера показаны некоторые типы хвостовиков лопаток.

В ЧВД и ряде ступеней ЧСД, как правило, применяется «Г-образное» хвостовое соединение (рис. .1, б, в), которое отличается простотой конструкции и наиболее технологично в изготовлении. Особенность сборки ступени с таким хвостовым соединением заключается в том, что заводка лопаток в паз производится через два диаметрально расположенных колодца. Перед заводкой хвостовики пригоняются друг к другу по краске по прилегающим поверхностям. Для предотвращения изгиба щечек диска на лопатках и диске могут быть выполнены заплечики.

Для турбин ХТЗ характерно использование различных конструкций грибовидных хвостовиков. В зависимости от нагрузки они могут быть одноопорные, двухопорные, трехопорные (рис. .1, г, д), Наборка лопаток на диск осуществляется аналогично «Г-образному» соединению с установкой одной замковой лопатки или замка.

Тангенциальный натяг по окружности создается за счет установки замковых лопаток с определенной толщиной хвостовиков, крепление которых в диске осуществляется одной или двумя заклепками.

У хвостового соединения с тангенциальной заводкой имеется существенный недостаток – при необходимости замены одной лопатки должен быть удален хотя бы один замок и все лопатки от замка до поврежденной лопатки.

Большой несущей способностью обладают вильчатые хвостовые соединения (рис. 2.1, *е, ж*) с верхней (радиальной) посадкой рабочих лопаток. Прочность такого соединения обеспечивается определенным количеством вилок. Крепление каждой лопатки на диске осуществляется одной или двумя заклепками. Заклепки могут устанавливаться либо по середине каждого хвостовика лопаток, либо в стыке хвостовиков соседних лопаток (рис. 2.2). Перед сборкой на рабочее колесо лопатки подгоняются друг к другу по прилегающим плоскостям.

Радиальное положение рабочих лопаток обеспечивается их плотной посадкой на гребень (гребни) диска (рис. 2.3). Требуемый натяг в окружном направлении в такой конструкции достигается специальными технологическими приемами при облопачивании. Для повышения несущей способности вилки могут быть выполнены переменного сечения по высоте.

Существуют также конструкции вильчатых хвостовиков типа «наездник», в которых вилки закрывают обод диска (рис. 2.1, *е*).

Самой большой несущей способностью обладают елочные хвостовые соединения с торцевой заводкой лопаток в диск. Заводка лопаток с елочными хвостовиками в диск производится либо строго аксиально, либо под углом к оси, либо по дуге в зависимости от профиля корневого сечения. Прижатие лопатки к диску по контактному площадкам при осевой заводке лопаток происходит под действием центробежных сил.

Для удобства сборки и установки связей, а также для стопорения лопаток в осевом направлении производится установка стопорных пластин или стопорных пластин с клиньями в паз диска под нижний торец хвостовика лопатки.

В паровых турбинах КТЗ применяются зубчиковые хвостовые соединения, профиль которых аналогичен елочному, но заводка лопаток в паз диска осуществляется тангенциально. Принцип сборки и работы колеса с такими лопатками, а следовательно и недостатки такого соединения, такие же, как для других лопаток с торцевой заводкой.

Прометельная часть – это переходный участок лопатки от хвостовика к рабочей части, который находится за пределами диска, но не является рабочей частью.

Для снижения вибрационных напряжений, возникающих в процессе эксплуатации, на рабочие лопатки устанавливаются **связи разных конструкций** (рис. 2.4). Установка связей требует внесения на рабочую часть лопатки дополнительных конструктивных элементов:

- отверстий под проволоку и усиления профиля в виде поясков на наружном профиле в зоне отверстий;

- шипов (круглых или профильных) на верхнем торце лопаток под ленточные бандажи;
- цельнофрезерованных, выполненных заодно с лопаткой, бандажей в виде полок.

Материалы, применяемые при изготовлении лопаток, выбираются исходя из условий эксплуатации лопатки и действующих на нее усилий. Основными материалами, традиционно используемыми в отечественном турбостроении, являются нержавеющие стали мартенситного класса марок 12X13, 20X13, 15X11МФ. В настоящее время эти стали получают методом шлакового переплава (12X13Ш, 20X13Ш, 15X11МФШ), что позволило улучшить их качество за счет снижения содержания в них неметаллических включений.

Для лопаточного аппарата регулирующих ступеней ЦВД и первых ступеней, расположенных после промпрегрева пара, применяют стали марок 20X12ВНМФШ или 18X11МНФБШ, как наиболее жаростойкие.

Стали марок 12X13Ш и 20X13Ш рассчитаны на работу до температуры не выше 400–450 °С, поэтому они применяются для рабочих лопаток части среднего и низкого давления.

Для ступеней давления ЧВД используется сталь марки 15X11МФШ. Она же применяется для изготовления лопаток наиболее нагруженных ступеней ЧНД. Сталь этой марки может работать до температуры 500–550 °С и обладает высокой прочностью и пластичностью, так как может быть термообработана до категории прочности КП70.

Есть опыт применения стали марки 13X1Ш2В2МФ-Ш (ЭИ961-Ш) КП-75 в лопатках последней ступени турбин К-300-240, К-500-240, К-800-240 производства ЛМЗ, однако известны случаи повреждений этих лопаток.

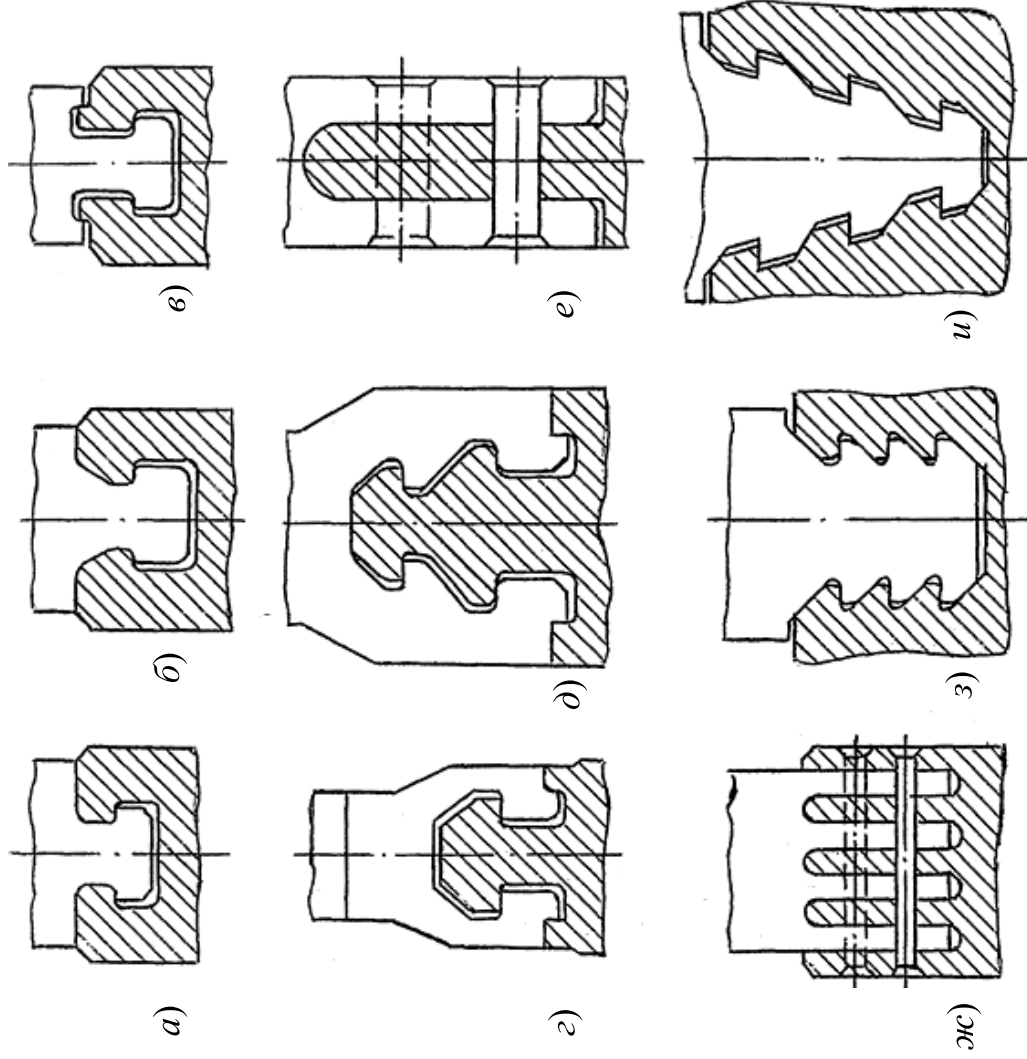


Рис. 2.1. Конструкция хвостовых соединений рабочих лопаток

a, б, в – «Г-образное» хвостовое соединение различной конфигурации и изготовления; *г* – одноопорное; *д* – двухопорное грибовидное хвостовое соединение; *е, ж* – однопазовое и многопазовое вильчатое хвостовое соединение; *з* – зубчатый профиль; *и* – елсочный профиль хвостового соединения

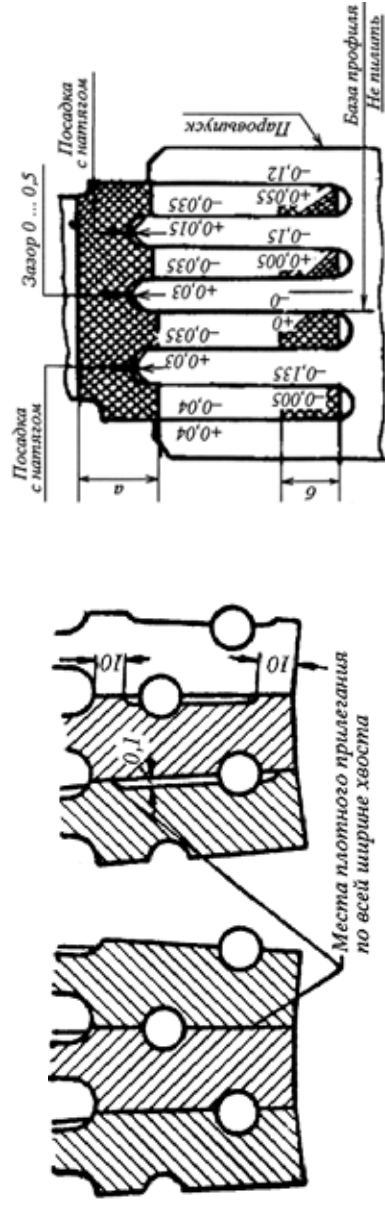


Рис. 2.2. Расположение заклепок в стыках лопатки на гребни диска хвостовиков соседних лопаток с вильчатой лопатки на гребни диска посадкой

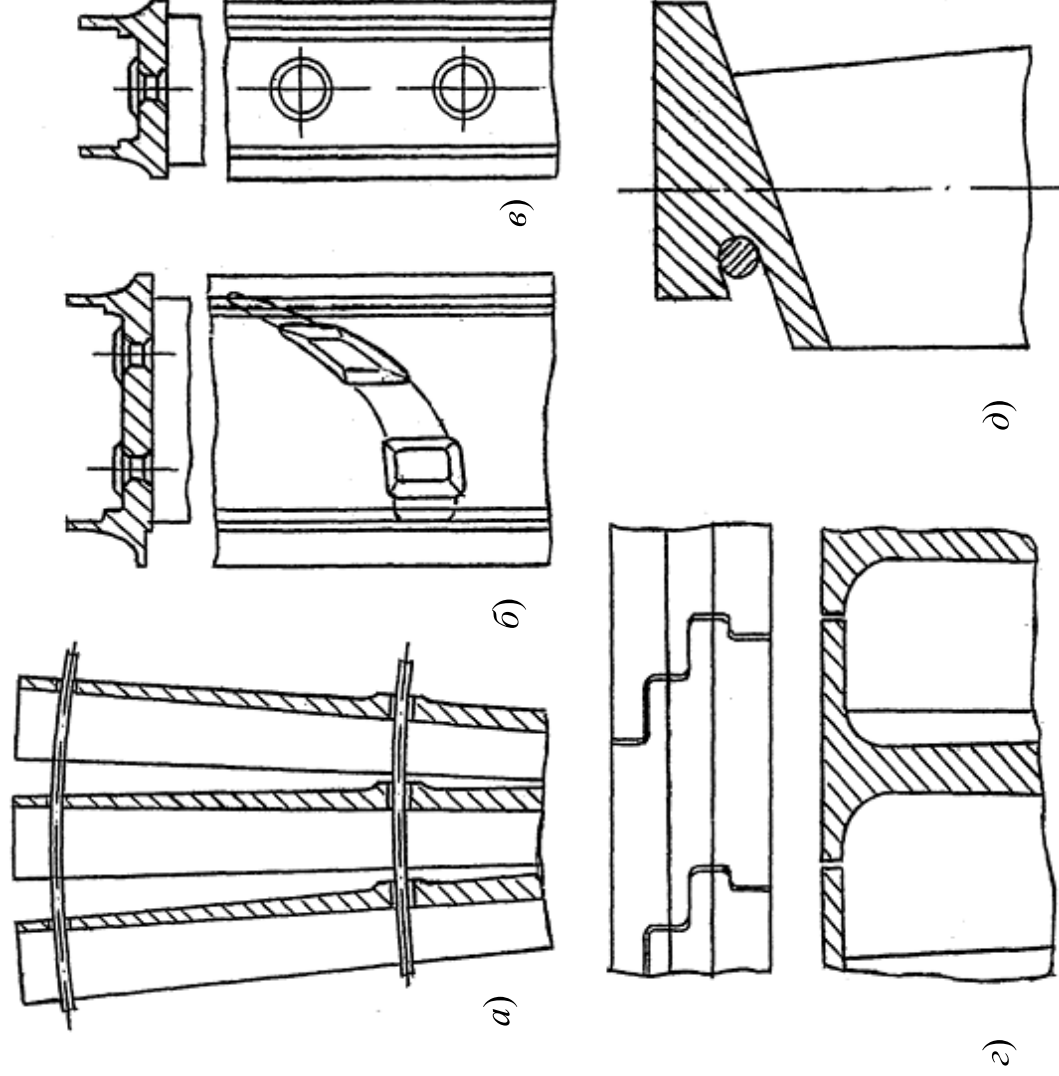


Рис. 2.4. Связи рабочих лопаток различных конструкций

2.2. Типовые конструкции роторов паровых турбин

Роторы представляют собой один из самых ответственных узлов паровой турбины. Они несут на себе рабочие лопатки, образующие вместе с направляющими лопатками, расположенными в корпусе цилиндра, проточную часть турбины, и передают на генератор крутящий момент, возникающий от окружного усилия, развиваемого потоком пара на лопатках.

Ротор турбины включает в себя вал, облопаченные диски, втулки концевых уплотнений, втулки масляных уплотнений подшипников и ряд других деталей. На валу выполнены опорные шейки под вкладыши подшипников и посадочные поверхности для насадки дисков, втулок уплотнений, полумуфта и других деталей.

Конструкции роторов и применяемые при их изготовлении материалы определяются особенностями и условиями их работы: высокой частотой

вращения, значительными усилиями от центробежных сил, длительным воздействием высоких температур и быстрым их изменением, коррозионно-эрозионным разрушением металла.

Роторы турбины бывают дисковой и барабанной конструкции (рис. 2.5). Дисковая конструкция характерна для турбин активного типа, а барабанная – для турбин реактивного типа.

Конструктивно ротор может быть выполнен с **насадными дисками, цельнокованным, комбинированным, сварным.**

Роторы с насадными дисками (сборные роторы) могут работать только при умеренных температурах пара, так как при высоких температурах пара вследствие релаксации напряжений может происходить ослабление посадки диска на вал; такие роторы применяются в турбинах низких и средних параметров пара и в части низкого давления мощных турбоагрегатов.

Ротор (рис. 2.5, а) состоит из ступенчатого вала, на который насаживаются диски, уплотнительные втулки, паро- и маслозащитные кольца, упорные диски, соединительные муфты и другие детали.

Посадка на вал всех насадных деталей выполняется с натягом, который должен обеспечивать передачу крутящего момента от диска к валу или от вала к муфте. При расчете натяга необходимо учесть его ослабление в процессе эксплуатации под действием центробежных сил и температуры. Посадка дисков на вал осуществляется в нагретом состоянии. Нагрев дисков ведется до температур, обеспечивающих соответствующее увеличение посадочного диаметра и свободную, без закусываний и перекосов, сборку.

С целью предотвращения проворачивания дисков на валу при чрезвычайных ситуациях, например при коротком замыкании обмоток генератора, между валом и дисками существует система продольных и торцевых шпонок. Каждый диск обычно устанавливается на одну осевую шпонку. Осевые шпоночные пазы на валу под отдельные диски смещены по окружности один относительно другого. Для нагруженных дисков, в частности дисков последних ступеней турбины, используют торцевые шпонки, устанавливаемые между торцевой поверхностью диска и легкой деталью, насаживаемой на вал. Торцевые шпонки между дисками устанавливаются попарно диаметрально противоположно относительно друг друга.

Основными недостатками сборных роторов являются напряженность дисков по посадочной поверхности, особенно при наличии продольного паза, и необходимости разборки при контроле и ремонте.

Цельнокованные роторы состоят из вала и дисков, выточенных заодно с валом из одной поковки. Цельнокованные роторы значительно компактнее, обладают более высокой жесткостью, чем роторы с насадными дисками и в основном применяются в цилиндрах с высокими параметрами пара.

Цельнокованный ротор высокого давления (рис. 2.5, б) состоит из передней части вала с концевым уплотнением большой длины, массивного диска регулирующей ступени с двумя (или одной) ступенями скорости, дисков

постоянной толщины для активных ступеней давления и задней части вала с концевым уплотнением.

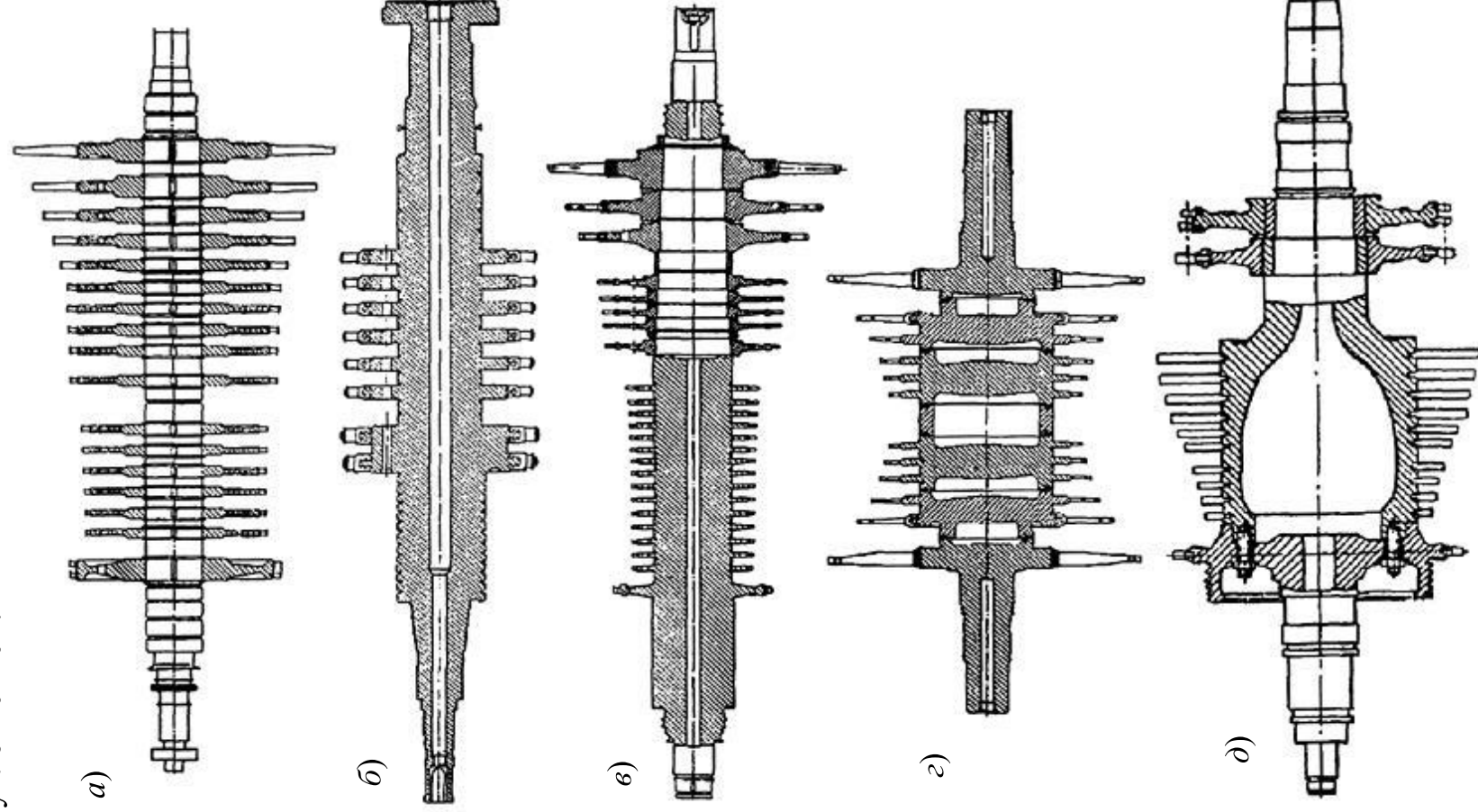


Рис. 2.5. Конструкции роторов: *а* – ротор с насадными дисками; *б* – цельнокованный; *в* – комбинированный; *г* – сварной; *д* – барабанного типа

Из-за сложности изготовления высококачественных поковок больших размеров диаметры цельнокованных роторов ограничены обычно 1,30 м, длина – 6 м.

Цельнокованные роторы (так же как валы для сборных роторов) почти всегда выполняются с центральным осевым каналом, который предназначен для механического удаления дефектов металла слитка, возникающих в этой зоне (при остывании отливки ротора в этой зоне концентрируются вредные примеси и возникают дефекты металла). Центральное отверстие ротора мало влияет на изменение поперечной жесткости, а при механической обработке ротора на заводе является базой для его обработки.

Уплотнительные втулки, паро- и маслозащитные кольца, упорные диски, соединительные муфты и другие детали роторов, работающие в зоне не очень высоких температур, чаще всего изготавливаются заодно с валом, но могут выполняться и насадными, в этом случае их посадка на ротор выполняется с натягом.

Основным недостатком цельнокованных роторов является необходимость замены или серьезной реконструкции всего ротора при повреждениях одного из дисков.

Роторы комбинированного типа представляют собой комбинацию двух вышеописанных типов роторов. У роторов комбинированного типа диски нескольких первых ступеней выполнены заодно с валом, а диски последующих ступеней насаживаются на вал (рис. 2.5, в). Роторы комбинированного типа применяют в турбинах, у которых в одном цилиндре температура пара изменяется в большом интервале, например РСД турбин К-200-130, К-300-240 ЛМЗ, К-300-240 ХТЗ и других, где на вход цилиндра поступает пар из промпрегрева с температурой 540 °С, а последние ступени этих роторов являются частью низкого давления.

Сварные роторы изготавливают из отдельных дисков и концевых частей, соединяемых кольцевыми сварочными швами по специальной технологии. Части ротора представляют собой поковки умеренных размеров, что позволяет получить равномерную структуру металла по объему детали и улучшить тепловую стабильность ротора. Сварные роторы имеют ряд преимуществ перед другими типами роторов: меньшую массу и, следовательно, меньшие нагрузки на опорные подшипники, меньшие осевые размеры при том же количестве ступеней и как следствие большая жесткость роторов.

Сварные роторы (рис. 2.5, г) применяются в ЦНД современных турбин большой мощности, например, ХТЗ и ЛМЗ применяют сварную конструкцию для двухпоточных роторов низкого давления. Сварные роторы в своих турбинах в течение нескольких десятков лет успешно применяют и другие фирмы, например ВВС (ABB).

Представляет интерес конструкция ротора из сваренных между собой дисков, применяемая ХТЗ для роторов низкого давления. Крайние диски этих

роторов откованы заодно с концами вала, средние диски представляют собой самостоятельные поковки, сваренные между собой по центрирующим пояскам.

Определенным недостатком сварного ротора является затрудненный контроль состояния металла в зоне сварных соединений при капитальных ремонтах.

Роторы барабанного типа применяются главным образом при реактивном облопачивании, где нет необходимости в установке диафрагм. Барабанный ротор представляет собой барабан, откованный заодно с валом, в пазы которого посажены рабочие лопатки. Такие роторы для облегчения их изготовления иногда делают составными, скрепленными при помощи болтов. При небольших диаметрах барабанов и значительных окружных скоростях барабанные роторы выполняются цельноковаными или сварными; в некоторых других конструкциях барабаны отковываются вместе с одной частью вала, а другая часть вала, изготовленная отдельно, закрепляется в барабане горячей посадкой или болтами. На рис. 2.5, *д* в качестве примера представлена одна из конструкций барабанного ротора.

Барабанные роторы применяются в основном на тихоходных паровых турбинах.

Составные роторы являются одной из разновидностей роторов с насадными дисками. Такие роторы во всех своих турбинах применяет КТЗ. Главными отличительными особенностями составных роторов (рис. 2.6) являются: автофретгированные (предварительно напряженные) диски без ступиц 2; валы постоянного диаметра 4 (под посадку дисков); крепление дисков на валу в осевом направлении с помощью специальных колец 3; закрепление усиков концевых уплотнений в валу.

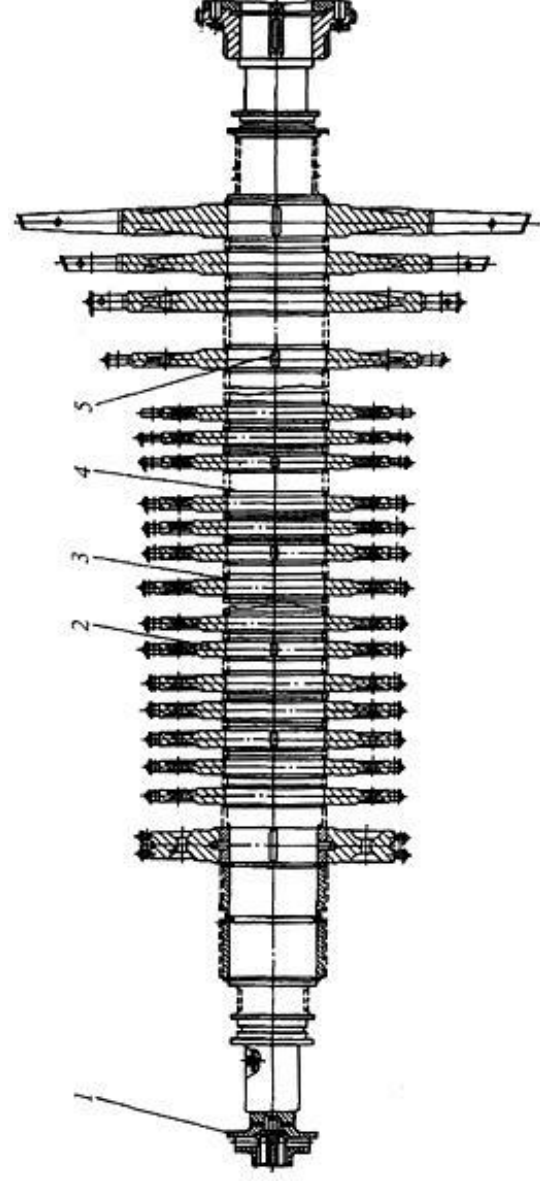


Рис. 2.6. Составной ротор КТЗ: 1 – рабочее колесо главного масляного насоса; 2 – диск; 3 – кольцо; 4 – вал; 5 – осевая шпонка

Для роторов и валов турбин используют высокопрочные углеродистые или легированные релаксационно-устойчивые жаропрочные стали. Материалом дисков служат как простая углеродистая сталь, так и специальные стали (хромоникелевая, хромо-молибденовая и другие).

Для цельнокованых и комбинированных роторов ЦВД и ЦСД наиболее часто употребляются стали марок ЭЙ 415 (20ХЗМВФ), Р2 (25Х1М1Ф), Р2МА (25Х1М1ФА), ЭЙ 572, обладающие высоким сопротивлением ползучести и термической усталости.

Для роторов НД применяются стали марок 34ХНЗМ, 34ХМ, обладающие высокой статической прочностью, вязкостью разрушения и высоким сопротивлением коррозионному разрушению.

Валы роторов с насадными дисками, сами диски и другие насадные детали изготавливаются чаще всего из стали марок 34ХЗМ, 35Х12Ф, 35ХМЮА; 34ХН1МА; 34ХНЗМА; 35ХНЗМФАР.

Рабочие лопатки, ленточные и проволочные бандажи изготавливаются из стали марок 20Х12ВНМФ, 15Х11МФ, 08Х13, 20Х13, 12Х13.

2.3. Конструкция соединительных муфт

Соединительные муфты предназначены для соединения между собой роторов в единый валопровод, а также для передачи крутящего момента от отдельных роторов турбины к ротору генератора. В многоцилиндровых турбинах, имеющих один упорный подшипник, муфты передают и осевое усилие.

По своей конструкции соединительные муфты подразделяются на жесткие, полугибкие и гибкие.

Жесткие муфты состоят из двух фланцев, откованных вместе с валами или насаженных на них и стянутых по окружности призонными болтами. Крутящий момент в жестких муфтах передается за счет сил трения между торцами полумуфт, возникающих в результате стягивания их болтами.

На рис. 2.7 показан пример простейшей жесткой муфты, чаще всего используемой для соединения роторов высокого и среднего давления. Полумуфты 1 и 3 выполнены в виде фланцев заодно с валами соединяемых роторов. Радиальная центровка полумуфт обеспечивается с помощью кольцевого выступа на одной полумуфте и впадины на другой (такая конструкция применяется обычно в случаях с трехопорной схемой опирания пары роторов конструкции ЛМЗ) или в процессе сборки при плоских торцах полумуфт турбин конструкции ХТЗ.

Полумуфты стягиваются призонными болтами 2, устанавливаемыми в строго соосные, обработанные заодно отверстия в полумуфтах с зазором 0,010–0,025 мм. Для облегчения повторяемости сборки валопровода после

разъединения полумуфт в некоторых конструкциях муфт используются конические болты 5.

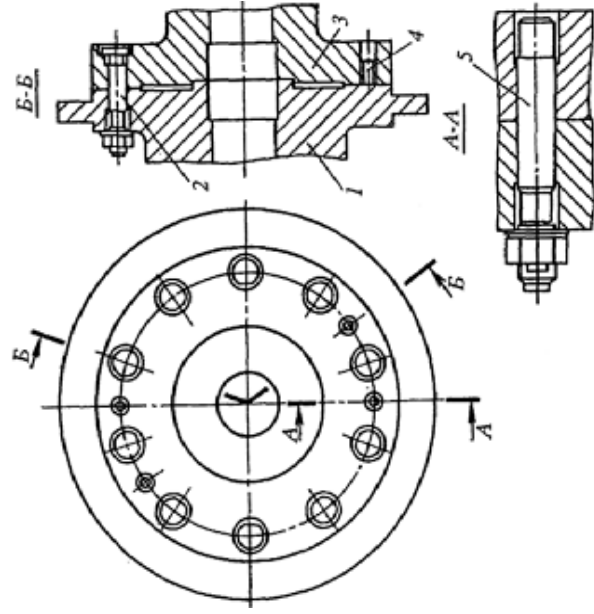


Рис. 2.7. Простейшая жесткая муфта:

1, 3 – полумуфты; 2 – призонный болт; 4 – технологическое отверстие под отжимной болт; 5 – конический болт

При соединении роторов жесткими муфтами предъявляются строгие требования к качеству изготовления и сборки муфт.

Для жестких муфт допускается (рис. 2.8):

– торцевое биение фланцев муфты не более 0,02–0,03 мм;

– радиальное биение по центрирующему выступу (и выточке) не более 0,02 мм;

Вид на фланец полумуфты ротора ЦВД со стороны ЦВД

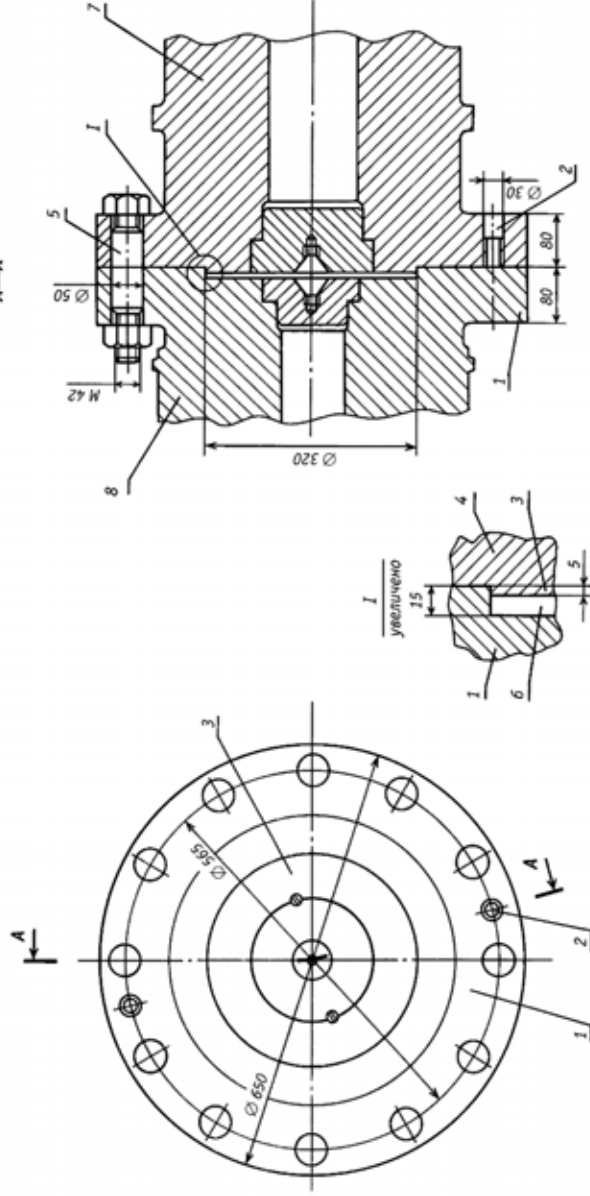


Рис. 2.8. Жесткая муфта соединения ротора высокого и среднего давления турбины К-300-240: 1 – фланец полумуфты ротора ЦВД; 2 – отверстие с резьбой для отжимного болта; 3 – кольцевой выступ; 4 – фланец полумуфты ротора ЦСД; 5 – призонный болт; 6 – впадина; 7 – ротор ЦСД; 8 – ротор ЦВД

– радиальное биение по наружному диаметру фланца относительно оси не более 0,03 мм;
 – величина несоосности (коленчатости) при сборке жестких муфт не должна превышать 0,01–0,03 мм.

Отверстия под соединительные болты и сами соединительные болты (призонные болты) выполняются под скользящую посадку (H7/g7).

Полугибкие муфты, иногда называемые полужесткими, выполнены в виде двух полумуфт, насаживаемых на концы роторов, связанных между собой промежуточной соединительной частью (одной или двумя) гофрированной или волнистой формы. В качестве упругого элемента могут быть использованы линзовый компенсатор, торсионный вал или тонкостенная цилиндрическая вставка.

За счет наличия в конструкции упругого промежуточного элемента муфта допускает небольшой излом и позволяет компенсировать возникающие при этом изгибающие усилия. Этот излом может возникнуть в процессе работы турбоагрегата вследствие различного температурного расширения по высоте опор соединяемых валов (эксплуатационной расцентровки опор).

Крутящий момент в полужестких муфтах, так же как и в жестких, передается за счет сил трения между торцами полумуфт и упругого элемента, возникающих в результате стягивания их призонными болтами.

На рис. 2.9 показана конструкция полугибкой муфты, применяемой в турбинах производства ЛМЗ.

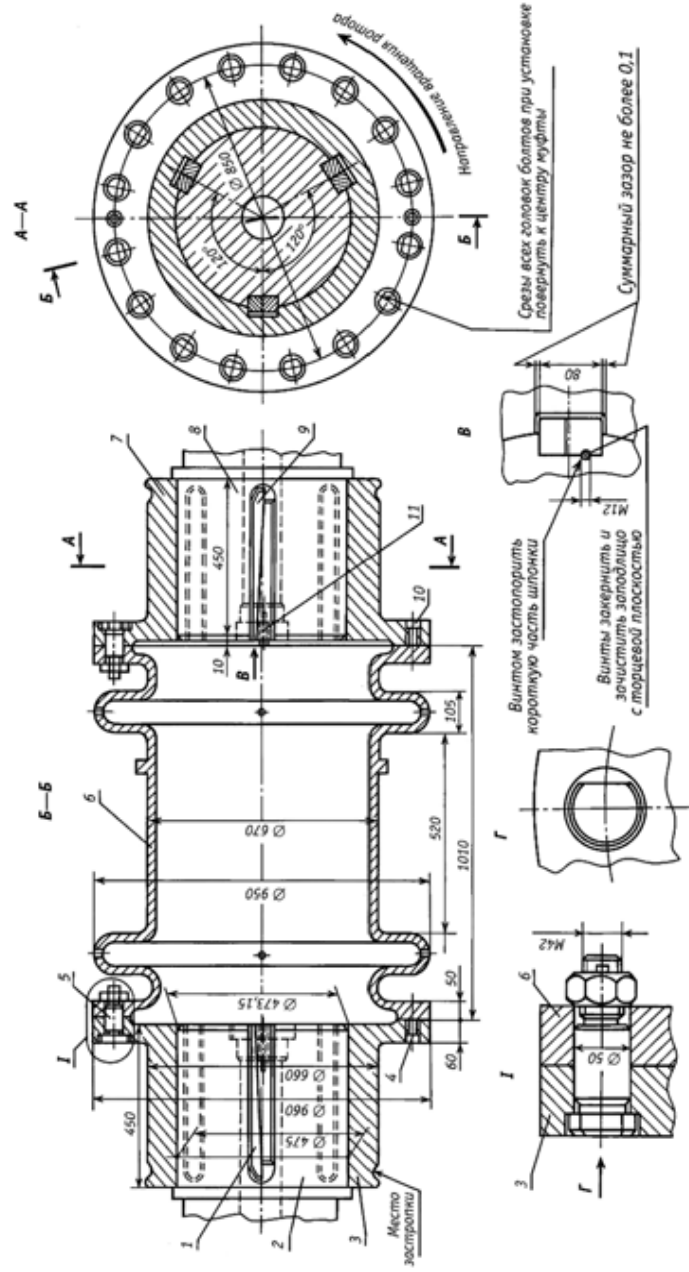


Рис. 2.9. Полужесткая муфта ЛМЗ: 1, 9 – клиновидная шпонка; 2 – вал ротора ЦСД; 3 – полумуфта на валу ротора ЦСД; 4, 10 – отверстия для отжимных болтов; 5 – призонные болты; 6 – соединительный элемент; 7 – полумуфта ротора ЦНД; 8 – вал ротора ЦНД; 11 – винт

При соединении роторов полугибкими муфтами допускается:

- торцевое биение фланцев муфты не более 0,04 мм;
- радиальное биение по наружному диаметру фланца относительно оси – 0,04 мм. Взаимное соосное расположение трех основных деталей полугибкой муфты (двух полумуфт и упругого элемента) обеспечивается:
- на заводе выверкой их положения относительно друг друга на карусельном станке с последующей совместной обработкой отверстий под призонные болты;

- во время ремонтов и на монтаже проверкой колленчатости пары собранных роторов с последующей расточкой или развертыванием отверстий (в случае обнаружения отклонений от требований) с изготовлением нового комплекта призонных болтов.

Важным элементом жестких и полугибких муфт являются призонные болты. Количество и диаметр болтов определяются из условий надежной передачи крутящего момента муфтой за счет сил трения в них, при этом в случае возникновения тормозящего усилия короткого замыкания в генераторе в первую очередь должны разрушаться болты и ни в коем случае фланцы муфт. Для обеспечения изложенных требований максимальный диаметр призонных болтов не должен превышать величин, разрешенных заводом для этих муфт; в случае получения больших диаметров отверстий в полумуфтах, чем допустимые заводом-изготовителем (это возможно после нескольких расточек отверстий), в отверстия муфты необходимо установить втулки для обеспечения требуемых размеров болтов.

Гибкие муфты, называемые иногда подвижными, имеют разнообразную конструкцию (зубчатые, эвольвентные, пружинные, кулачковые). Гибкие муфты допускают некоторую расцентровку роторов, вызываемую неточностью их установки и тепловыми деформациями, возникающими в процессе работы турбины. В случае применения в конструкции турбины гибких муфт осевое положение каждого из роторов, соединяемых с их помощью, фиксируется собственным упорным подшипником.

Гибкие муфты используют обычно для передачи небольших крутящих моментов, поэтому такие муфты устанавливались в турбинах низкого, среднего и высокого давления единичной мощностью до 100 МВт, а в настоящее время применяются в энергетике, в основном для вспомогательных механизмов, например для турбопитательных насосов.

Для нормальной работы гибких муфт перечисленных конструкций необходима непрерывная смазка.

На рис. 2.10 показана конструкция зубчатой муфты, состоящей из двух полумуфт 5 и 7. На периферии полумуфт выполнены зубья 8 эвольвентного профиля, на которые надет кожух 1 с соответствующими зубьями 9. Фиксация кожуха на полумуфтах осуществляется кольцами 2 и 6. Крутящий момент с вала на вал передается через зубья с ведущего вала на кожух, а с кожуха на ведомый вал.

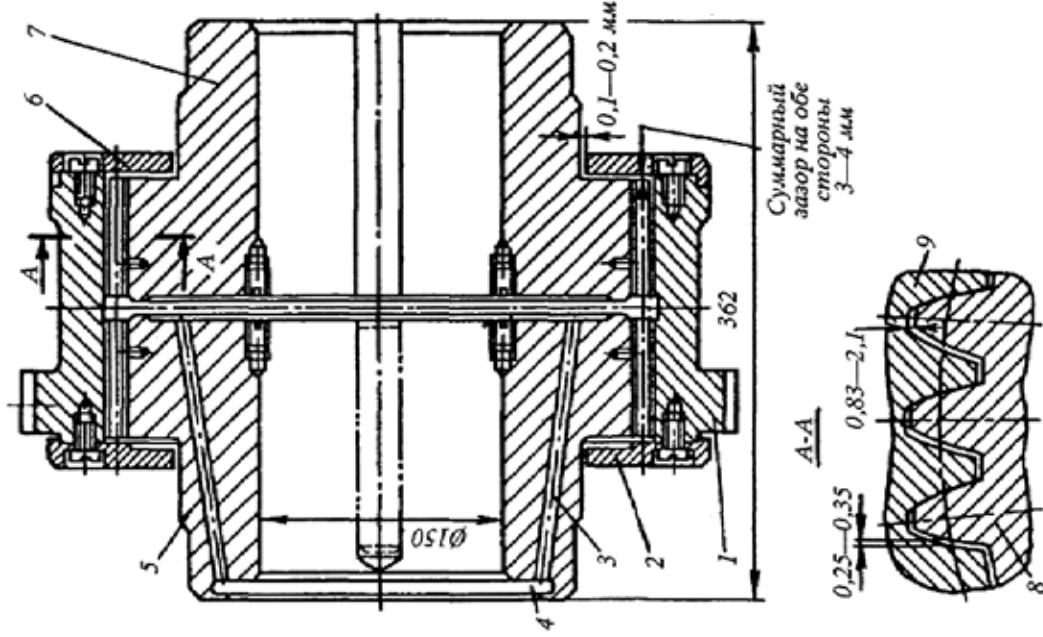
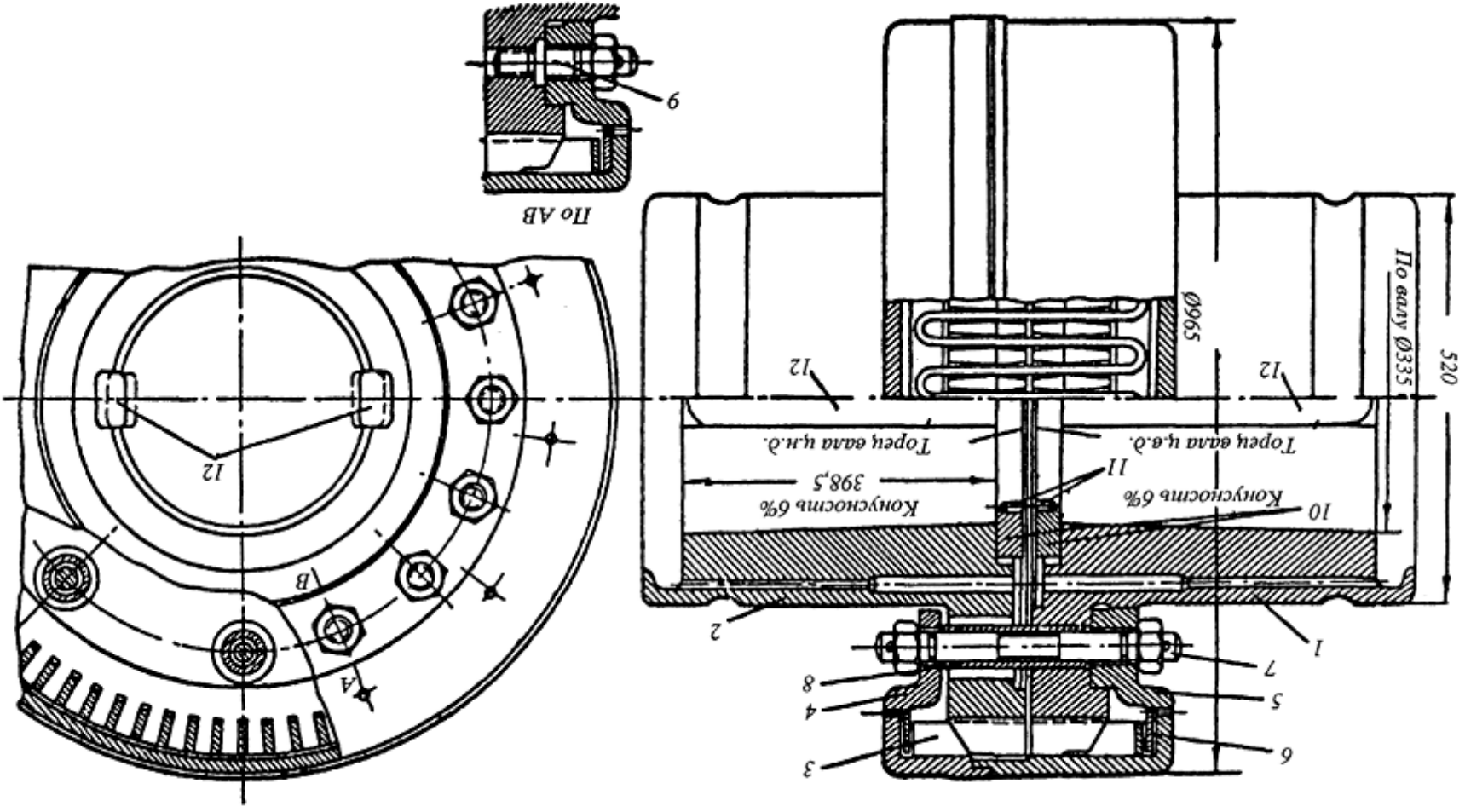


Рис. 2.10. Конструкция зубчатой муфты: 1 — кожух; 2, 6 — фиксирующие кольца; 3 — отверстие маслоподвода; 4 — маслораздаточная канавка; 5, 7 — полумуфты; 8, 9 — элементы зацепления муфты

Допуская значительные осевые перемещения валов, зубчатые муфты требуют довольно точной центровки, хотя и уступающей по точности жестким муфтам: непараллельность торцов полумуфт допускается не более 0,08 мм, а взаимное их биение по окружности до 0,1 мм [13].

На рис. 9.4 показана конструкция муфты со змеевидной пружиной, иногда называемой муфтой Вельман-Биби, широко применявшаяся в турбинах производства ЛМЗ мощностью до 100 МВт. Две полумуфты 1 и 2 посажены с натягом на конусные концы соединяемых валов. По внешней цилиндрической поверхности полумуфт профрезерованы пазы, в которые заложена змеевидная пружина 3 из полосовой стали, составленная из нескольких сегментов. Пружина передает крутящий момент от одного вала к другому. Пружины, отжимаемые центробежной силой, удерживаются в пазах корпусом муфты, состоящим из двух половин 4 и 5. Левая половина корпуса крепится к ведущей полумуфте шпильками 9, а правая соединяется с левой шпильками 7 с дистанционными втулками 8. Таким образом, корпус связан только с ведущей полумуфтой, а связь между валами осуществляется только с помощью пружины.

Рис. 2.11. Тиска муфта со змевиной пружиной: 1, 2 – полуфуты; 3 – змевиная пружина; 4, 5 – корпус муфты; 6 – дистанционное кольцо; 7 – стяжная шпилька; 8 – дистанционная втулка; 9 – шпилька крепления левой половины корпуса; 10 – стопорная гайка полуфуты; 11 – стопорный винт; 12 – продольные шпонки



При сборке пружинной муфты должны быть выдержаны следующие величины зазоров:

- между торцами валов — не более 8 мм;
- между правой половиной корпуса и правой полумуфтой не менее 3 мм;
- между торцом дистанционной втулки 8 и внутренней торцевой поверхностью правой полумуфты 1 мм;
- пружина в пазы полумуфты закладывается с зазором 0,5–0,8 мм.

Для пружинной муфты, допускающей независимый продольный сдвиг роторов, а также незначительный эксцентриситет соединяемых валов, допускается непараллельность торцов муфты не более 0,05 мм, взаимное биение полумуфт не более 0,06 мм.

Основные детали муфт изготавливаются из поковок углеродистых и легированных сталей марок 25; 35; 45; 34ХН1М; 34ХН3М; 34 ХМА; 35ХМ; 35ХМА и других.

Пружины гибких муфт изготавливаются из сталей марок 80; 60С2; 60С2А.

Для изготовления болтов применяются стали марок 35; 35ХМ и 25Х1МФ (ЭИ10). Гайки и шайбы изготавливаются из углеродистой стали, а также из стали 35ХМ.

2.4. Типовые конструкции корпусов цилиндров

2.4.1. Типы цилиндров

Корпус цилиндра является одной из основных деталей турбины, имеет сложную форму с переменным по длине диаметром, с горизонтальными, а в некоторых случаях и вертикальными фланцами. В цилиндре закреплены сопловые и направляющие аппараты, обоймы диафрагм, диафрагмы, обоймы концевых уплотнений и другие элементы статора. Корпуса цилиндров имеют патрубки для промежуточных регулируемых и нерегулируемых отборов пара, патрубки для подвода и отвода пара из цилиндров.

Конструкции цилиндров зависят от их назначения, начальных параметров пара, мощности турбины, наличия промежуточного перегрева пара и отборов пара, предполагаемых режимов эксплуатации турбоустановки.

На всех режимах эксплуатации (пуск из холодного состояния, прогрев, несение нагрузки и останов) конструкции цилиндров должны обеспечивать правильность взаимного расположения узлов и деталей статора (сопловых аппаратов, концевых уплотнений, диафрагм, корпусов подшипников) относительно валопровода.

Вследствие сложности конструктивных форм для удобства проведения сборочных и монтажных работ, осуществления эксплуатационного контроля и ремонтных работ цилиндры выполняются с горизонтальными разъемами, а в частях среднего и низкого давления иногда предусматривают дополнительный вертикальный разъем. Плотность горизонтального разъема обеспечивается с помощью фланцев. Для обеспечения необходимой плотности стыков фланцы разъемов корпусов должны иметь значительную толщину. Наличие таких фланцев вызывает затруднения при эксплуатации турбин, так как приводит к замедлению процесса прогрева турбины перед пуском из-за того, что массивные фланцы прогреваются значительно медленнее тонких стенок. В связи с этим для ускорения процессов пуска в конструкции большинства турбин предусмотрена специальная система обогрева фланцев.

Корпуса цилиндров могут выполняться литыми, сварными или комбинированными. Литые цилиндры применяются для изготовления ЦВД и ЦСД; сварные цилиндры применяются для изготовления ЦНД. У многих современных турбин цилиндры выполняются комбинированными, например, ЦСД турбин К-300-240 ЛМЗ, К-300-240 ХТЗ, Т-100/120-130 ТМЗ, у двухцилиндровой турбины ПТ-135/165-130 ТМЗ паровпускная часть цилиндра низкого давления выполняется литой, а выхлопная часть цилиндра выполняется сварной; части собираются между собой с помощью вертикальных разъемов.

Цилиндры турбин могут выполняться однокорпусными (одностенными) и двухкорпусными. Применение двухкорпусных конструкций цилиндров, имеющих наружный и внутренний корпуса, позволяет уменьшить толщину

фланцев горизонтального разъема и толщину стенок корпусов за счет снижения разности температур и давлений, действующих на каждый из корпусов.

В турбинах с большими объемными расходами пара на входе в цилиндр, для цилиндров среднего и низкого давления иногда применяются двухпоточную конструкцию корпусов с одинаковыми потоками пара и одинаковой геометрией проточной части. Двухпоточная конструкция цилиндров позволяет уменьшить радиальные размеры цилиндров и разгрузить ротора этих цилиндров от осевых усилий.

Цилиндры высокого давления турбин среднего и высокого давления выполняются литыми одностенными. На рис. 2.12 показана конструкция одностенного корпуса ЦВД. Корпус состоит из нижней и верхней половин, соединяемых фланцами и шпильками. Внутренняя поверхность корпуса имеет ряд расточек для установки деталей статора: обойм, диафрагм, концевых уплотнений.

Цилиндры высокого давления турбин, работающих на сверхкритических параметрах пара, выполняются литыми двухкорпусными. На рис. 2.13 в качестве примера показан двухстенный корпус ЦВД турбины К-300-240 ЛМЗ. Внешний корпус состоит из верхней и нижней половин. Нижняя половина с помощью четырех опорных лап 3, 13 устанавливается на поперечные шпонки на приливах корпусов подшипников. Внутренний корпус устанавливается во внешнем и закрепляется в нем.

Детали подвески внутреннего корпуса ЦВД во внешнем корпусе и общий вид установки показаны на рис. 2.14. Для крепления внутреннего корпуса во внешнем в нижней половине внешнего корпуса выполнены специальные неглубокие выборки, а на фланце нижней половины внутреннего корпуса – лапки 5, 7, с помощью которых он свободно подвешивается во внешнем корпусе. Для обеспечения центровки корпусов друг относительно друга в поперечном направлении применяются окружные продольные шпонки б, а для центровки в осевом направлении в приливах внешнего корпуса в районе горизонтального разъема выполнена вертикальная расточка, в которую внутренний корпус устанавливается зубом 8 (внутренняя вертикальная шпонка). Для улучшения прогрева фланцев и шпилек внутреннего корпуса во фланцах выполнена обнизка (выборка).

Для обеспечения надежности работы турбины, соединение патрубков внешнего и внутреннего корпусов выполняется геометрически подвижным (рис. 2.15). К паровпускным патрубкам внешнего корпуса приварены штуцеры б, на их концевых частях помещены разрезные поршневые кольца 3, которые в силу своей упругости плотно прижимаются к внутренней поверхности втулки 4 и препятствуют утечке свежего пара в межкорпусное пространство, но допускают взаимные тепловые расширения внешнего и внутреннего корпусов.

ЦСД выполняются литыми или комбинированными (паровпускная часть корпуса — литая, а выхлопная часть — сварная). На рис. 2.16 в качестве примера показана литая часть корпуса ЦСД турбины К-300-240 ЛМЗ. Корпус имеет горизонтальный разъем, совпадающий с осью турбины, со ступенчатым по длине изменением сечения фланца. К нижней половине присоединяются паровпускные патрубки и патрубки отборов. Литая часть корпуса ЦСД заканчивается вертикальным кольцевым фланцем, которым она жестко присоединяется к сварной части. В некоторых типах турбин, например, у К-300-240 ХТЗ, выхлопная часть ЦСД является первым потоком части низкого давления.

В ряде турбин, работающих на сверхкритических параметрах пара, в том числе и в последних модификациях турбины К-300-240 ХТЗ, цилиндры среднего давления, аналогично цилиндрам высокого давления, выполняются двухкорпусными. На рис. 2.17 показан двухкорпусной ЦСД турбины К-500-240 ХТЗ.

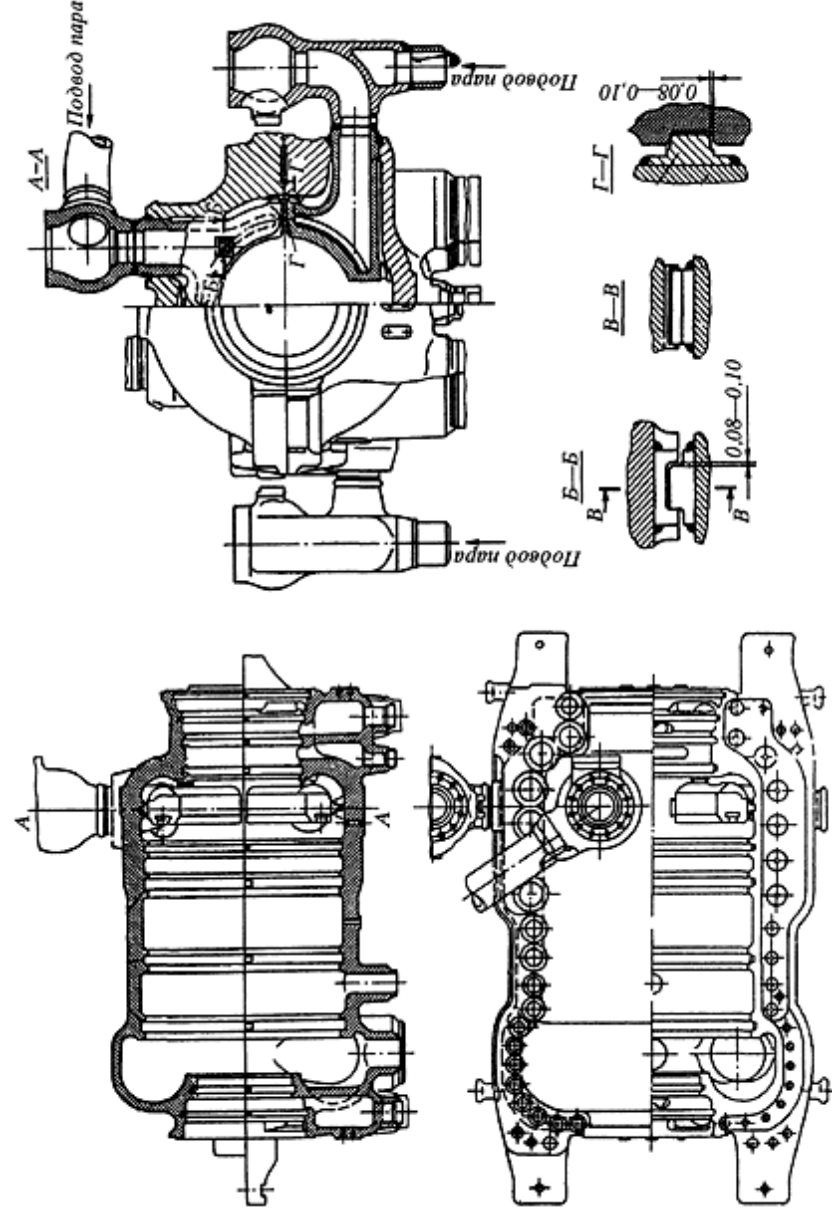


Рис. 2.12. Литой одностенный цилиндр высокого давления

Рис. 2.13. Литой двухстенный цилиндр высокого давления турбины К-300-240 ЛМЗ: 1 – внутренний корпус; 2 – внешний корпус; 3, 13 – опорная лапа внешнего корпуса; 4 – короб для оботрва фланцев; 5, 7 – опорные лапки (соответственно задние и передние) корпуса внутреннего цилиндра; 6 – окружающая шпонка; 8 – внутренняя вертикальная шпонка; 9 – планка с пазом для вертикальной шпонки, установленной на корпусе подшпинника; 10 – направляющая колонка; 11 – колпачковая гайка; 12 – шпилька

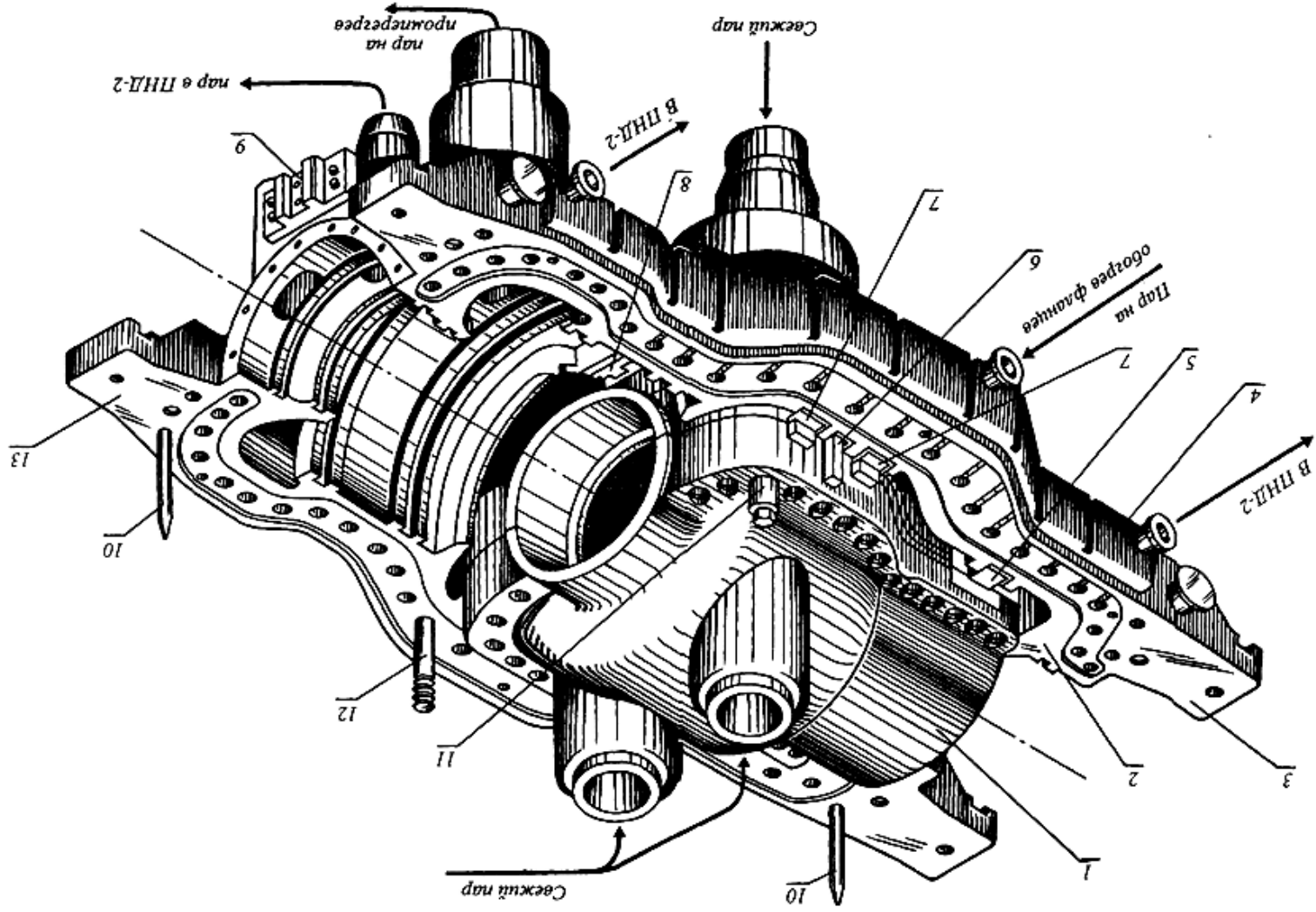


Рис. 2.14. Установка внутреннего корпуса цилиндра в наружном корпусе: 1 – внутренний корпус; 2 – внешний корпус; 3, 13 – опорные лапы внешнего корпуса; 4 – короб для оборота фланцев; 5, 7 – опорные лапки (соответственно задние и передние) корпуса внутреннего цилиндра; 6 – окружная шпонка; 8 – внутренняя вертикальная шпонка; 9 – планка с пазом для вертикальной шпонки, устанавливаемой на корпусе подшипника; 10 – направляющая колонка; 11 – колачковая гайка; 12 – шпилька; 14 – фиксшпункт; 15 – планка; 16 – колачковая гайка; 17 – контрольный болт; 18 – фланец верхней половины внутреннего корпуса; 19 – фланец нижней половины внутреннего корпуса; 20 – болт

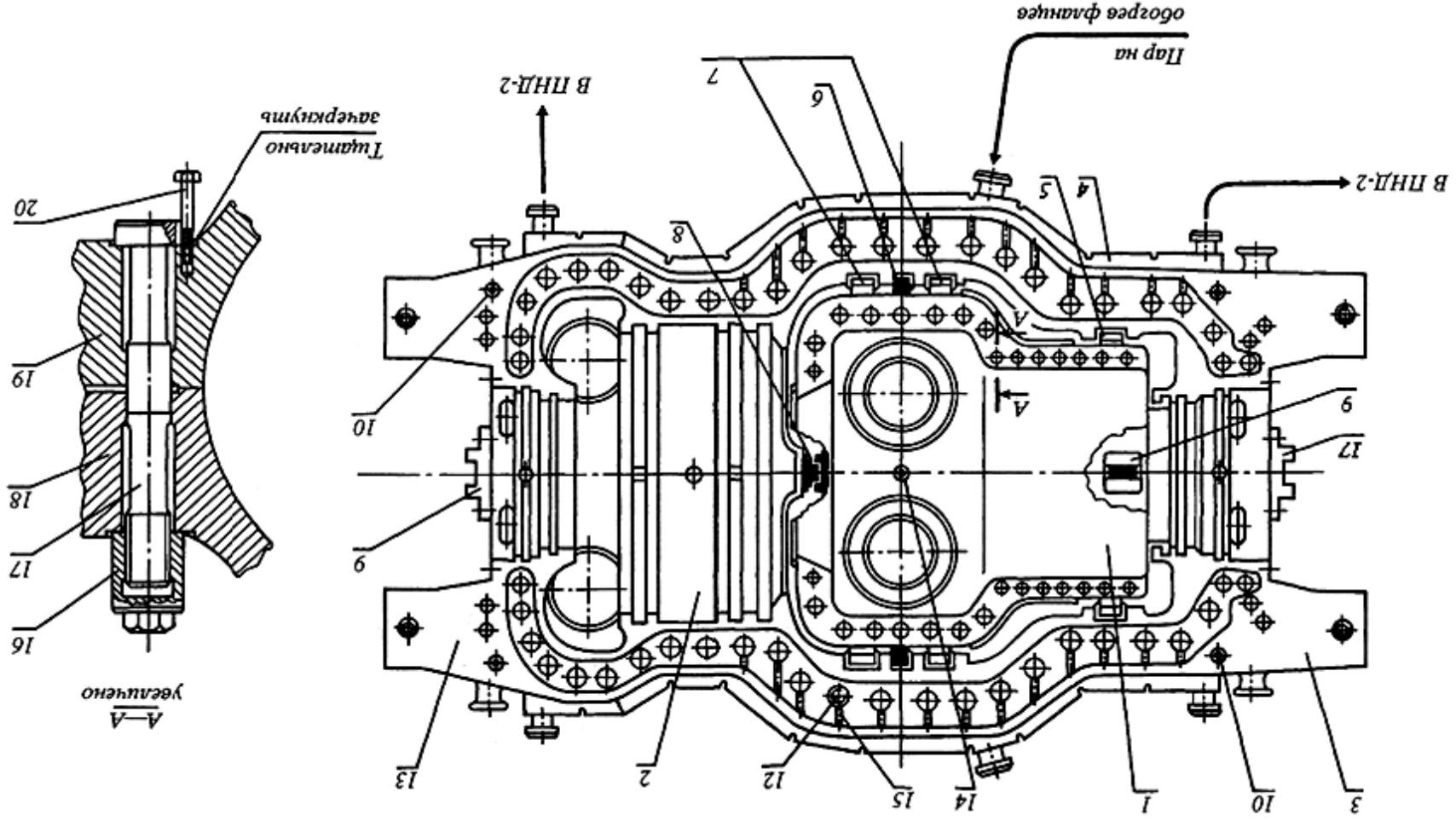
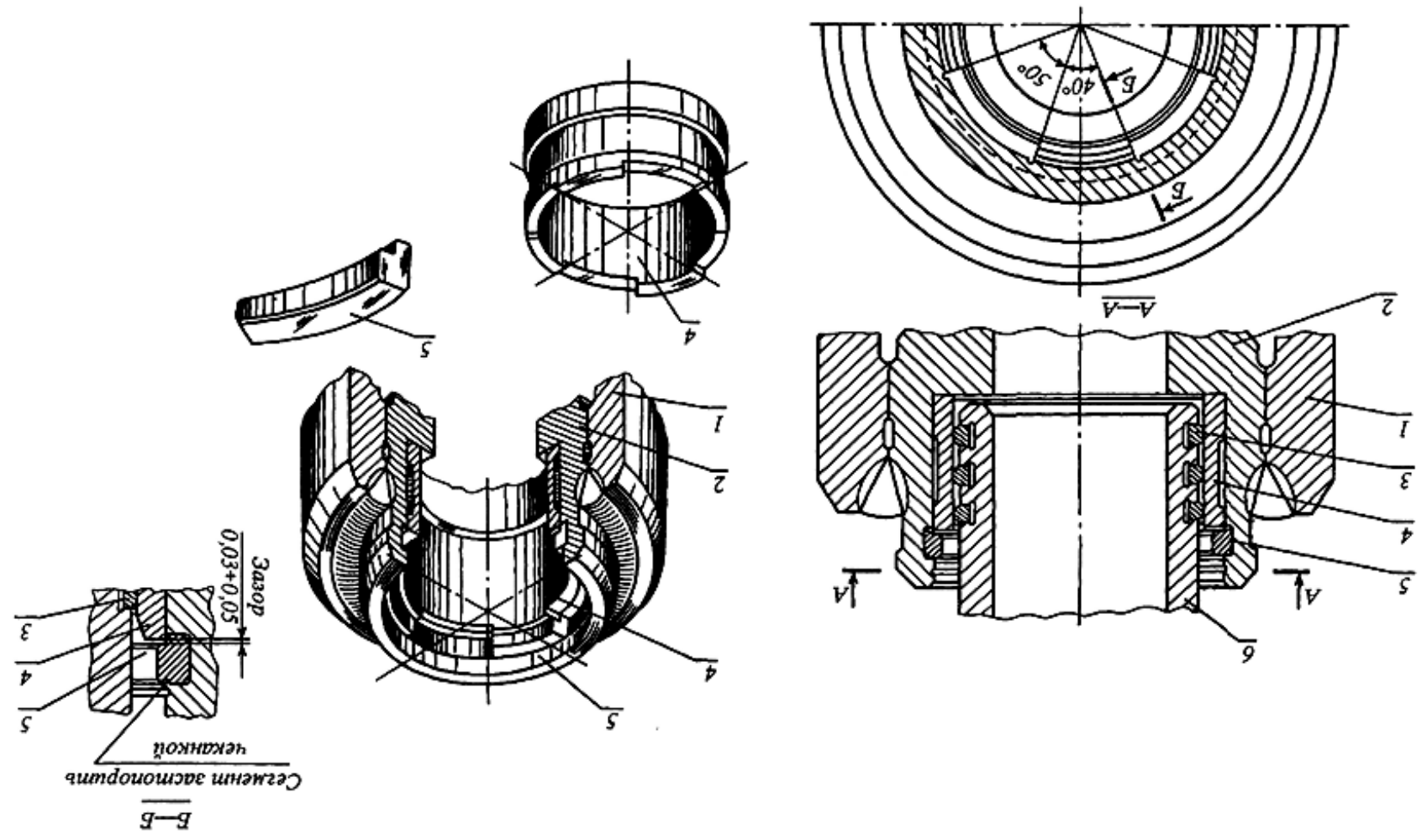


Рис. 2.15. Поршневое соединение патрубков внутреннего и наружного корпусов цилиндра: 1 – корпус внутреннего цилиндра; 2 – паровпускной патрубок сопловой коробки; 3 – поршневое кольцо; 4 – втулка; 5 – стопорный сегмент; 6 – паровпускной штуцер



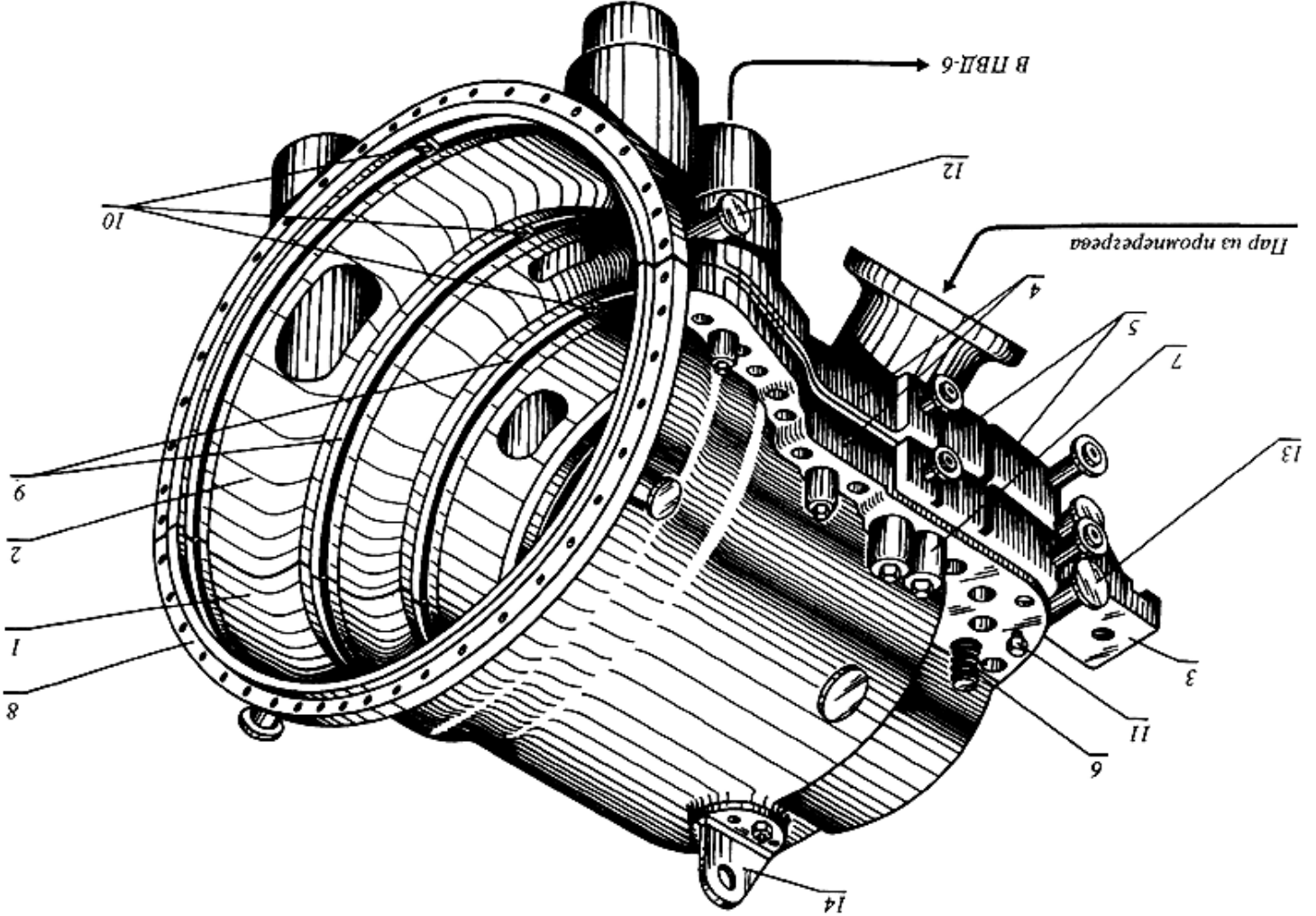


Рис. 2.16. Литая передняя часть корпуса цилиндра среднего давления турбины К-300-240 ЛМ3: 1 – верхняя половина корпуса; 2 – нижняя половина корпуса; 3 – опорная лапа; 4 – фланцы горизонтального разреза; 5 – короб для обогрева фланцев; 6 – шпиль; 7 – колачковая гайка; 8 – фланец вертикального разреза со средней частью корпуса ЦСД; 9 – расточка под обоймы диафрагм; 10 – продольные шпонки; 11 – отжимной болт; 12, 13 – рым

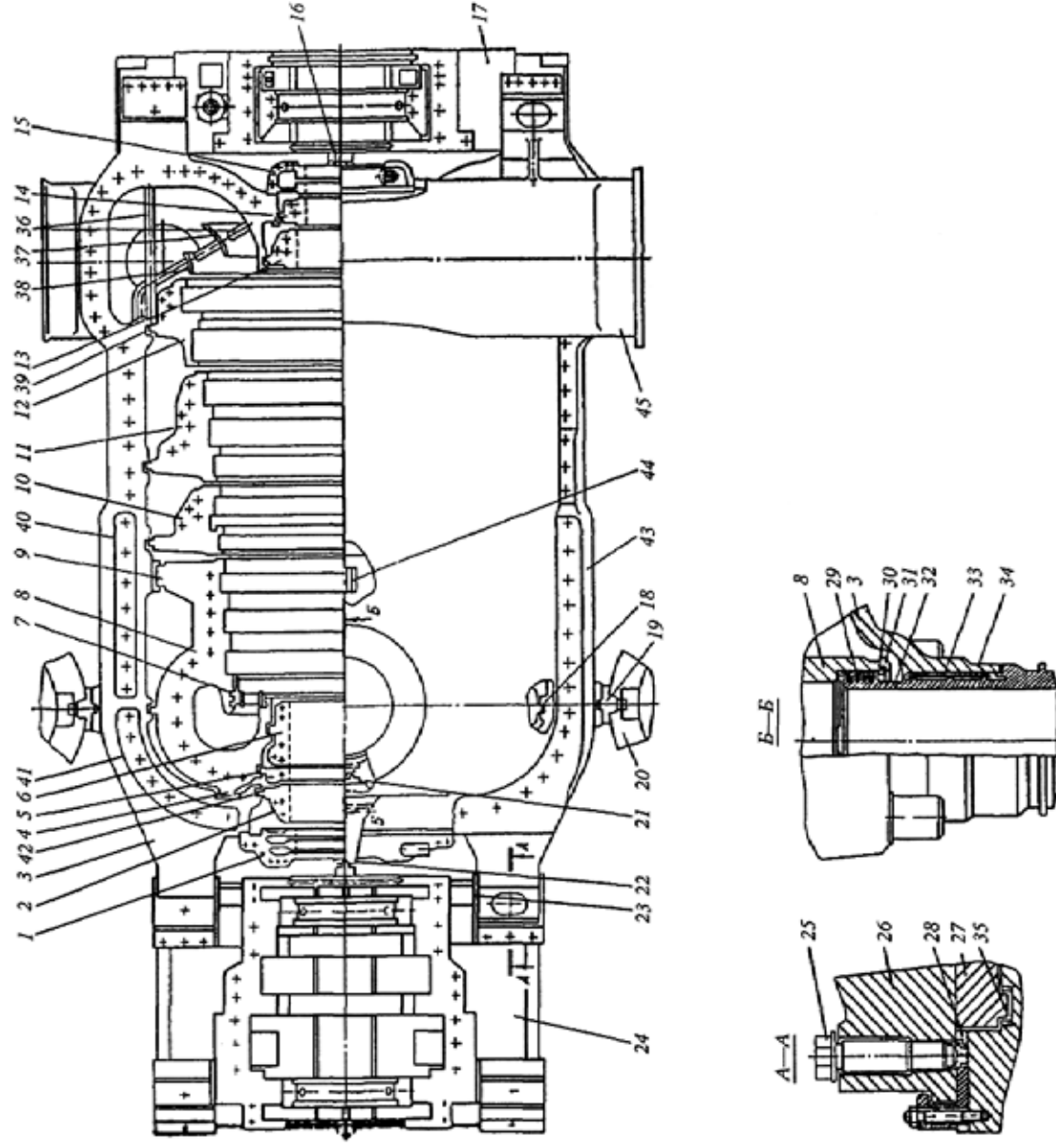
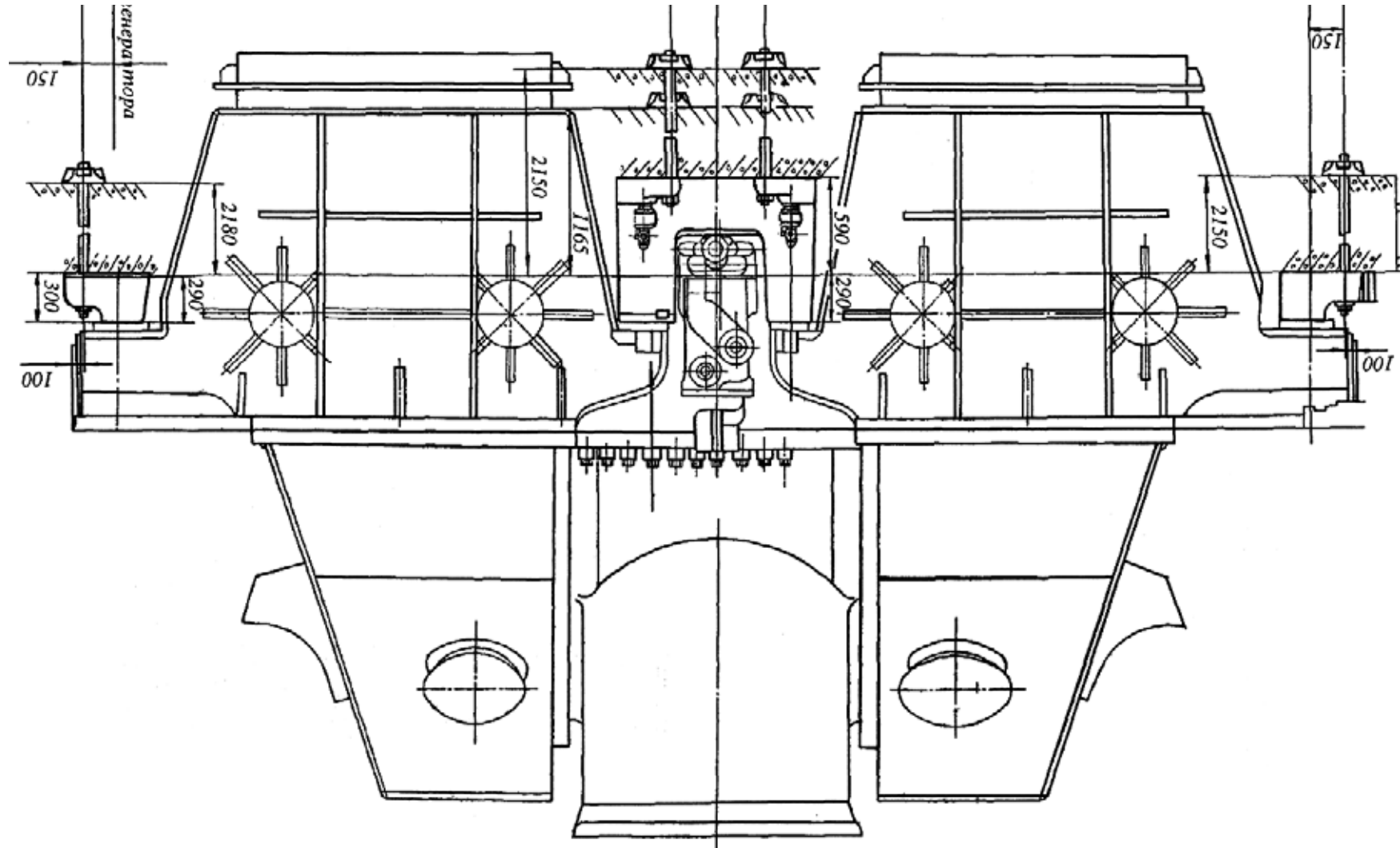


Рис. 2.17. Литой цилиндр среднего давления турбины К-500-240 ХТЗ:

1, 15 – корпуса концевых уплотнений; 2,5,6,13,14 – обоймы концевых уплотнений; 3 – наружный корпус ЦСД; 4 – передняя лапа внутреннего корпуса; 7 – закатная диафрагма первой ступени давления ЦСД; 8 – внутренний корпус ЦСД; 9 – боковая лапа внутреннего корпуса; 10 – обойма диафрагм 5 и 6 ступеней; 11 – обойма диафрагм 7, 8 и 9 ступеней; 12 – обойма диафрагм 10 и 11 ступеней; 16, 22 – шпоночные соединения поперечного фиксирования наружного корпуса; 17 – приставная опора подшипника №4; 18 – шпоночное соединение осевого фиксирования внутреннего корпуса; 19 – шпоночный башмак; 20 – стопорно-регулирующий клапан; 21, 44 – шпоночное соединение поперечного фиксирования внутреннего корпуса; 23 – экран лапы наружного корпуса; 24 – опора подшипников №2 и 3; 25 – дистанционный болт; 26 – верхняя лапа наружного корпуса; 27 – нижняя лапа наружного корпуса; 28 – прокладка; 29 – поршневое кольцо; 30 – втулка; 31 – сегментная шпонка; 32 – паровпускной патрубок; 33 – экран паровпускного патрубка; 34 – патрубко-прилив; 35 – призматический шпоночный выступ; 36 – стержень; 37 – направляющий лист; 38 – козырек; 39 – кольцевая расточка для обоймы диафрагм; 40, 41 – обнизки на горизонтальном разьеме; 42 – кольцевая расточка для обоймы уплотнений; 43 – боковая поверхность фланца; 45 – выхлопной патрубок

Рис. 2.18. Одностенный, двухпоточный цилиндр низкого давления турбины Т-100/120-130 ТМЗ



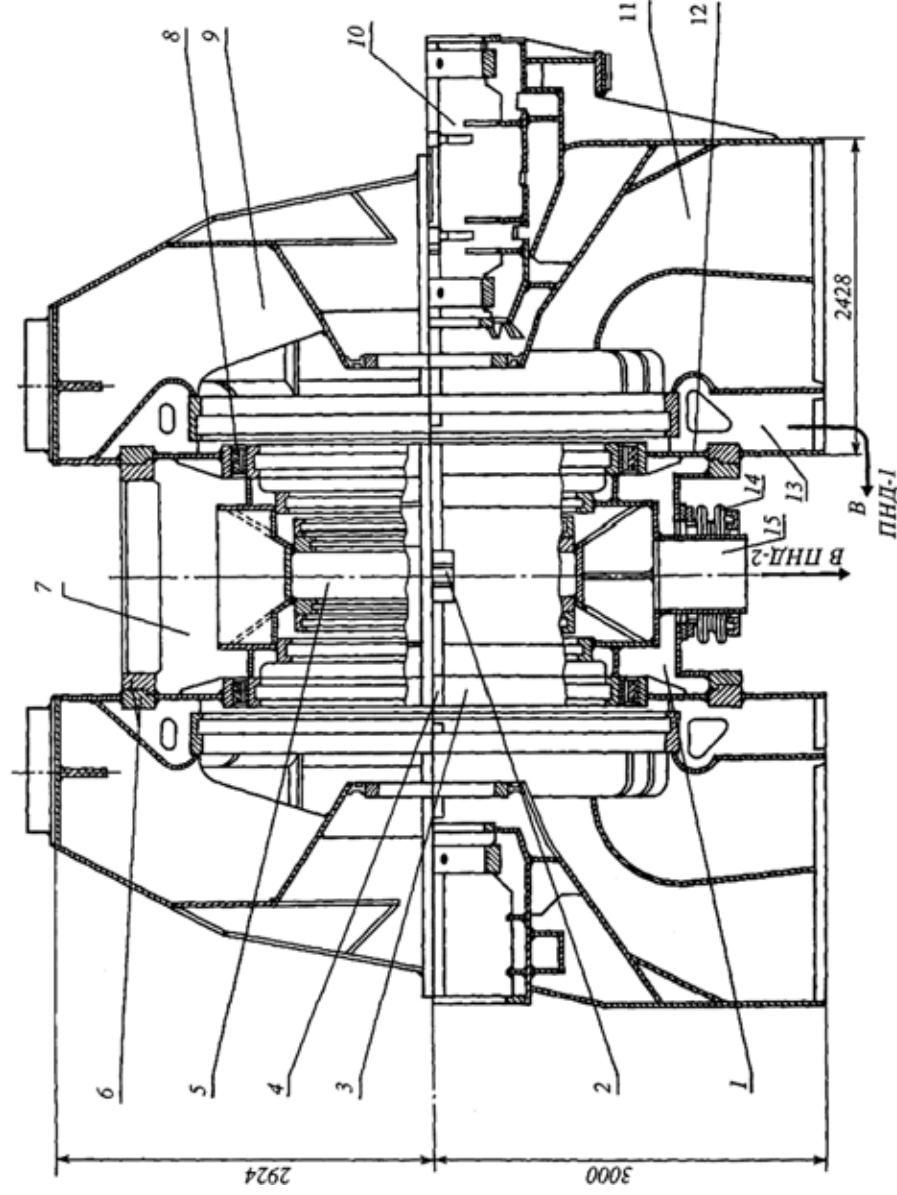


Рис. 2.19 Двухстенный двухлопчатый ЦНД турбины К-300-240 ЛМЗ:

1 – нижняя половина внешнего корпуса средней части ЦНД; 2 – окружная шпонка; 3 – нижняя половина обоймы; 4 – опорная лапка обоймы ЦНД; 5 – верхняя половина обоймы; 6 – фланцы вертикального разъема выхлопной части ЦНД со средней; 7 – верхняя половина внешнего корпуса средней части ЦНД; 8 – продольная шпонка; 9 – верхняя половина заднего выхлопного патрубка; 10 – корпус встроеного подшипника; 11 – нижняя половина заднего выхлопного патрубка; 12 – нижнее поперечное полукольцо; 13 – патрубок отбора пара в ПНД-1; 14 – компенсатор; 15 – патрубок отбора пара в ПНД-2

Корпуса цилиндров низкого давления обычно выполняются сварными из листовых и литых заготовок. Для обеспечения достаточной жесткости на корпусах выполняются ребра жесткости и подкосы.

Корпуса цилиндров низкого давления могут выполняться одностенными (рис. 2.18), но в большинстве современных турбин выполняются двухстенными. На рис. 2.19 показан двухлопчатый ЦНД турбины К-300-240 ЛМЗ. В нем в качестве внутреннего корпуса используется обойма (рис. 2.20), устанавливаемая во внешнем корпусе с помощью лапок 4, расположенных на фланце нижней части обоймы и прижимных скоб. Для совмещения центральных осей обоймы и внешнего корпуса, а также их поперечных плоскостей в конструкции предусмотрены шпонки 5.

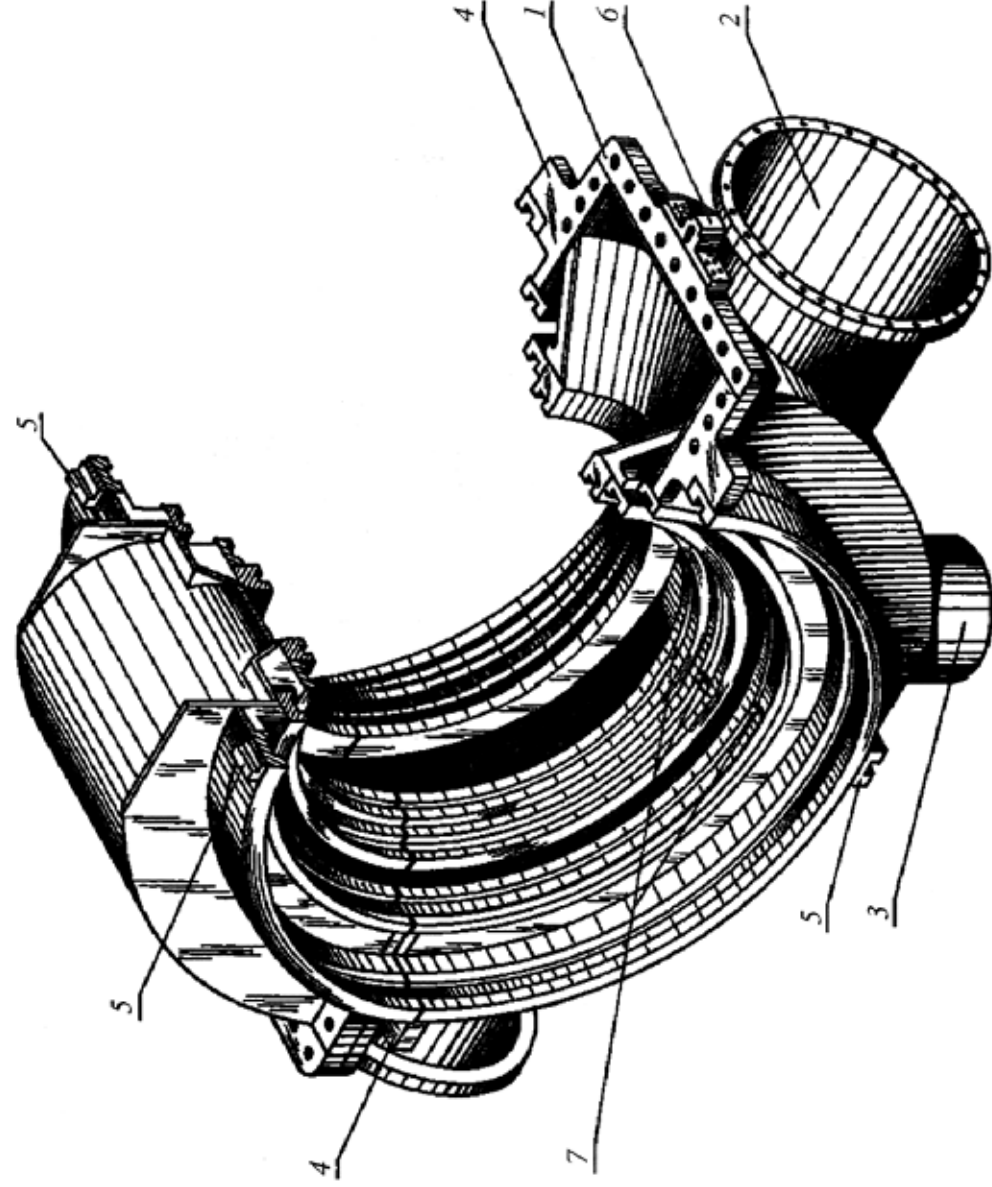


Рис. 2.20. Обойма внутреннего ЦНД турбины К-300-240 ЛМЗ:

1 – обойма цилиндра; 2 – патрубок паровпуска ЦНД; 3 – патрубок отбора ПНД-1; 4 – вертикальные подвески обоймы; 5 – поперечные шпонки, 6 – окружающая шпонка; 7 – шпонки диафрагм

2.4.2. Применяемые материалы

Выбор марки материала, применяемого для корпусов цилиндров, определяется температурой и давлением рабочей среды [7, 15, 55, 61].

Для внутренних корпусов ЦВД и ЦСД в основном используются легированные жаропрочные стали типа 20ХМФЛ, 15Х1М1ФЛ, а также нержавеющей сталь типа 15Х11МФБ.

Для внешних корпусов ЦВД и корпусов ЦСД турбин с промпрегревом обычно используются менее жаропрочные и более дешевые стали 15ХМЛ, 20ХМЛ, 20ХМФЛ. Иногда для внешних корпусов используется сталь 15Х1М1ФЛ.

Литые корпуса ЦСД турбин без промпрегрева, работающие при более низких температурах, выполняются из стали 25Л.

Корпуса ЦНД турбин и выхлопные части ЦСД изготавливаются сварными из листов углеродистой стали типа Ст. 20.

Для крепежа (шпилек и болтов), работающего при температуре 565...570 °С, применяются стали типа ЭП-182 (20Х1М1ФТР) и ЭП-44; при температуре 520...530 °С применяются стали ЭИ-723 (25Х2М1Ф); при температуре 500...510 °С стали типа ЭИ-10 (25Х1М1Ф). Для крепежа, работающего в зоне температур менее 400 °С, используется хромомолибденовая сталь 35ХМ, а менее 300 °С — углеродистая сталь 35.

2.5. Узлы крепления

Корпуса литых цилиндров высокого и среднего давления обычно опираются на корпуса выносных подшипников (стулья), устанавливаемые на фундаментных рамах. Цилиндры, корпуса подшипников и фундаментные рамы соединяются между собой системой шпонок.

На рис. 2.21 в качестве примера показано крепление к фундаменту двухцилиндровой турбины ПТ-135/165-130ГМЗ, состоящей из ЦВД и однопоточного ЦНД. Каждый корпус выносных подшипников установлен на фундаментную раму и фиксируется двумя продольными шпонками 13, исключающими перемещения стульев в поперечном направлении. Выхлопная часть ЦНД опирается на фундаментную раму и ее положение в поперечном направлении также фиксируется продольной шпонкой 13. На опорные площадки выносных корпусов подшипников цилиндры опираются консольными лапами, расположенными справа и слева от продольной оси турбины. В осевом направлении корпуса выносных подшипников и консольные лапы цилиндров фиксируются между собой поперечными шпонками 4, которые служат также для организации тепловых расширений корпусов цилиндров в поперечном направлении, перпендикулярно оси турбины. Вертикальные шпонки 5 фиксируют положение цилиндров относительно корпусов подшипников в поперечном направлении и служат

также для направления тепловых расширений корпусов цилиндров перпендикулярно оси турбины в вертикальном направлении. Продольные и вертикальные шпонки установлены в плоскости оси валопровода. Точка пересечения осей поперечных шпонок 4 и продольной шпонки 13, связывающих выхлопную часть ЦНД и фундаментную раму, называется **фикспунктом турбины**.

Вертикальные перемещения корпусов подшипников и консольных лап цилиндров ограничиваются «г-образными» шпонками (зажимами) 3, а перемещения выхлопной части ЦНД дистанционными шайбами фундаментных болтов.

На рис. 2.22 изображены конструкции дистанционных болтов, применяемых турбинными заводами. Отличие дистанционного болта конструкции ХТЗ от болтов, применяемых ЛМЗ и ТМЗ, заключается в том, что на него надета дистанционная втулка 5. Обеспечение необходимой величины рабочего зазора реализуется соответствующим изменением ее высоты, путем опиловки или шабровки.

В турбинах ХТЗ цилиндры опираются на опорные поверхности выносных корпусов подшипников консольными лапами *верхней половины цилиндра*, скрепленной шпильками с нижней половиной цилиндра. На рис. 2.23, а в качестве примера показано соединение консольных лап ЦВД турбины К-300-240 ХТЗ с передним подшипником.

В период ремонта под консольные лапы нижней части цилиндров устанавливаются специальные технологические подкладки, на которые переносится опора цилиндра.

В турбинах ЛМЗ и ТМЗ цилиндры опираются на опорные поверхности выносных корпусов подшипников консольными лапами *нижней половины цилиндра*. На рис. 2.23, б показаны конструкция соединения консольной лапы цилиндра с корпусом подшипника, применяемая ЛМЗ и ТМЗ, а также величины зазоров, которые должны соблюдаться при сборке.

Цилиндр турбин КТЗ своей передней частью опирается на гибкую опору, располагающуюся поперек оси турбины (рис. 2.24). При тепловых смещениях цилиндра опора несколько изгибается, сохраняя при этом поперечную центровку цилиндра.

Систему шпоночных соединений (рис. 2.23, а, б), соединяющих между собой лапы цилиндра и ступ, и фиксирующую их взаимное расположение в осевом и вертикальном направлениях часто называют консольными шпонками. Это соединение не препятствует перемещению лап цилиндров в поперечном направлении.

Для сохранения взаимного расположения цилиндра и выносного подшипника в поперечном направлении предназначены вертикальные шпонки. Эти шпонки не препятствуют тепловым расширениям цилиндра в вертикальном направлении.

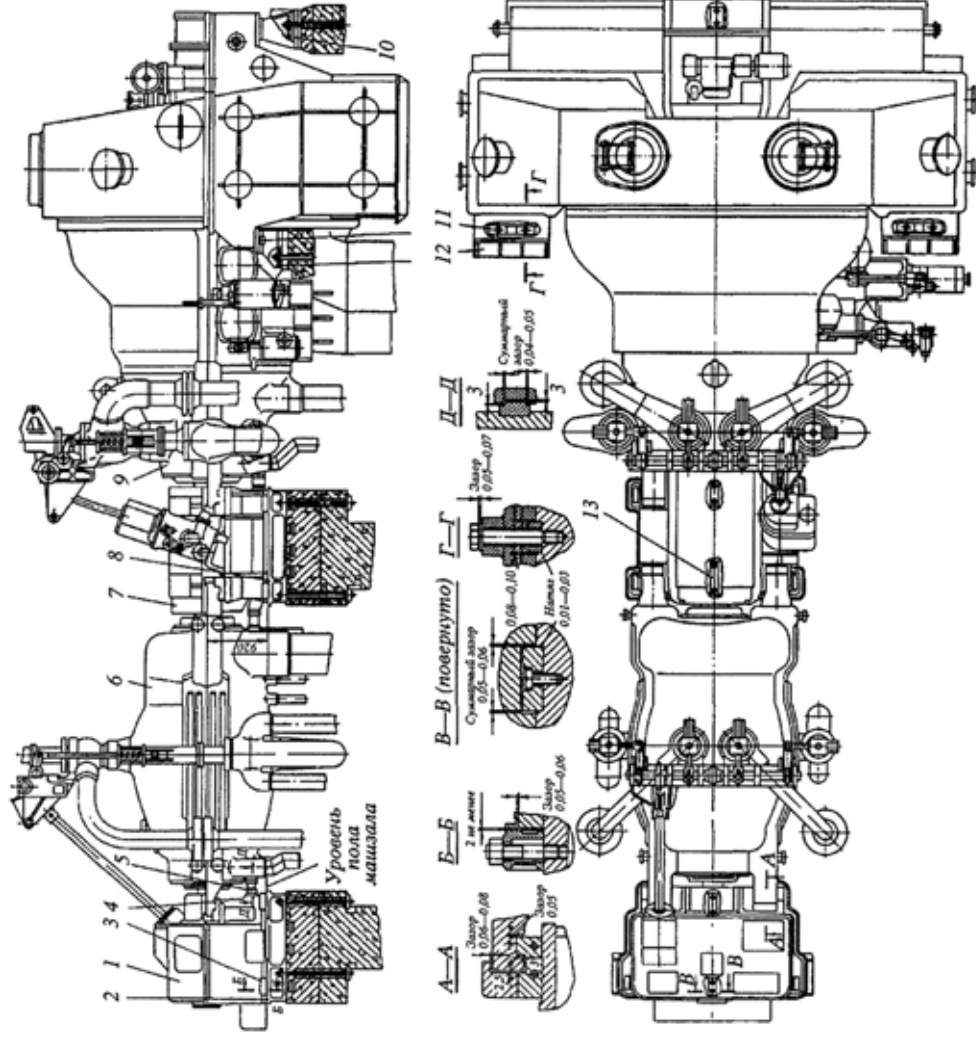


Рис. 2.21. Установка турбины ПТ-135/165-130 ТМЗ на фундаменте: 1 – корпус переднего подшипника; 2 – фундаментная рама переднего подшипника; 3 – зажим «Г-образный»; 4 – шпонка поперечная; 5 – шпонка вертикальная; 6 – цилиндр высокого давления; 7 – корпус второго и третьего подшипников; 8 – фундаментная рама корпуса второго и третьего подшипников; 9 – цилиндр низкого давления; 10 – фундаментная рама задняя; 11 – шпонка поперечная (фикспункт); 12 – фундаментная рама боковая; 13 – шпонка продольная

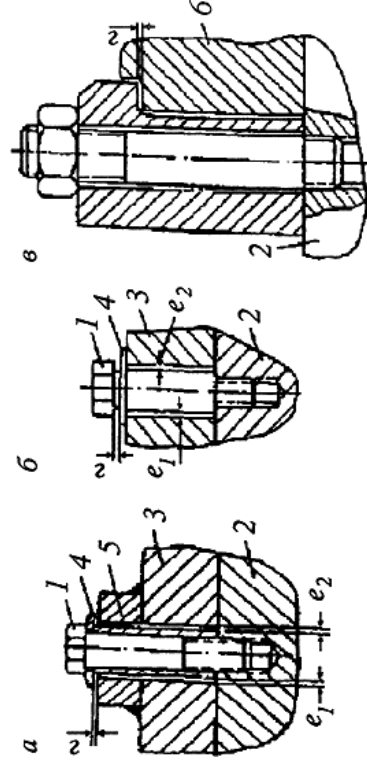


Рис. 2.22. Установка дистанционных болтов и «Г-образных» шпонок: а – дистанционный болт ХТЗ; б – дистанционный болт ЛМЗ и ТМЗ; в – «Г-образная» шпонка; 1 – дистанционный болт, 2 – фундаментная рама, 3 – опора цилиндра, 4 – шайба, 5 – дистанционная втулка, 6 – корпус подшипника

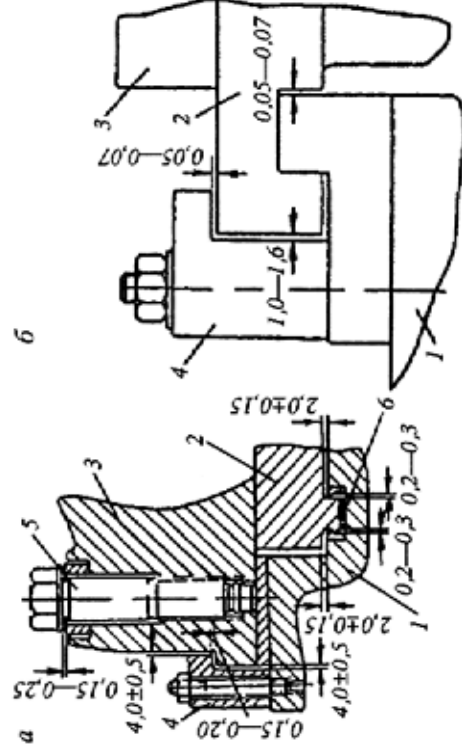


Рис. 2.23. Соединение консольных лап литых цилиндров с корпусами выносных подшипников: *a* – у турбины К-300-240 ХТЗ; *б* – у турбин конструкции ЛМЗ, ТМЗ; 1 – корпус подшипника; 2 – лапа нижней половины цилиндра, 3 – лапа крышки цилиндра, 4 – «г-образные» шпонки, 5 – отжимной болт

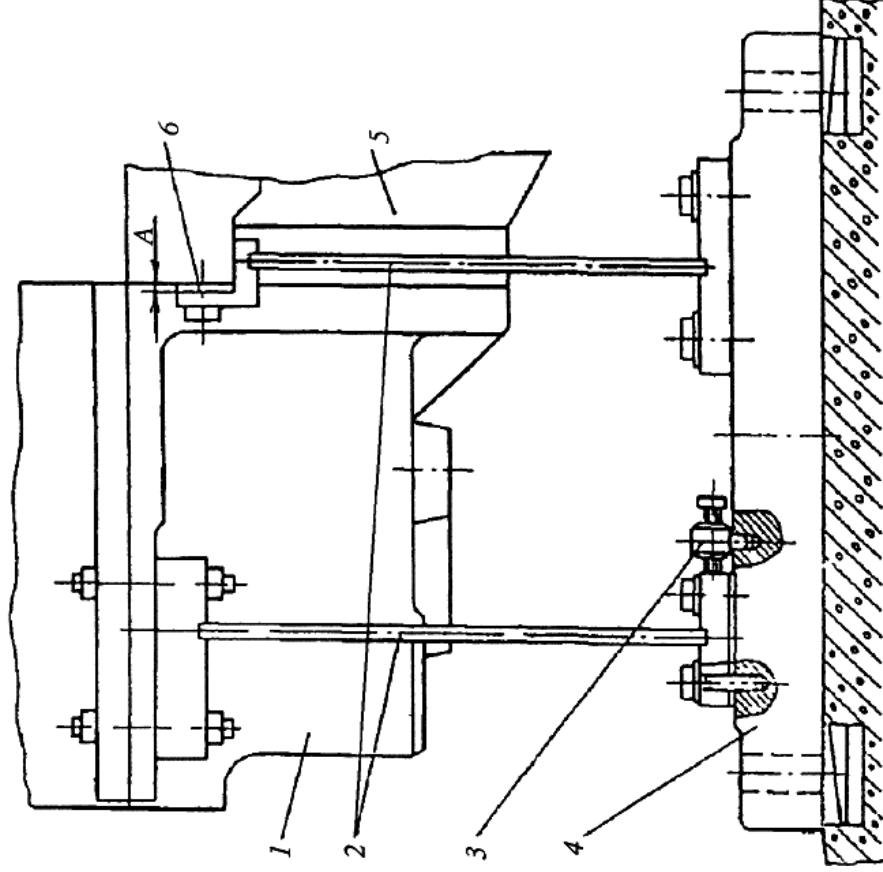


Рис. 2.24. Схема расположения гибких опор конструкции КТЗ: 1 – корпус подшипника; 2 – гибкие опоры; 3 – приспособление для смещения опоры; 4 – фундаментная плита; 5 – цилиндр турбины; 6 – дистанционная прокладка; *A* – предварительный натяг гибкой опоры (дистанционная пластина)

Как правило, заводы-изготовители турбин в шпоночных соединениях устанавливают величину рабочего зазора в пределах 0,05–0,08 мм, а тепловые зазоры (гарантированные) по неработающим поверхностям в пределах 1,5–3,0 мм. В табл. 2.1 приведены допускаемые величины зазоров в шпоночных сочленениях фундаментных рам и опорах цилиндров.

Таблица 2.1

Допускаемые величины зазоров в шпоночных соединениях
и у дистанционных болтов

Зазор	Суммированная величина зазора, мм
Боковой суммарный зазор у продольных шпоночных соединений	0,04–0,07
Боковой суммарный зазор у поперечных шпоночных соединений	0,04–0,07
Боковой суммарный зазор у поперечных шпоночных соединений под консольными лапами цилиндра	0,04–0,07
Боковой суммарный зазор у вертикальных шпоночных соединений	0,06–0,10
Зазор между верхней частью шпонок и дном паза	не менее 1,5
Зазор у прижимных скоб крепления корпусов к фундаментным рамам:	0,05–0,08
а) величина верхнего зазора;	не менее 2,0
б) величина бокового зазора.	
Зазор между дистанционной шайбой и головкой болта для болтового крепления опор цилиндра к фундаментным рамам	0,05–0,08

2.6. Типовые конструкции диафрагм и обойм паровых турбин

Диафрагмы турбин представляют собой кольцевые перегородки, которые разделяют внутреннюю полость проточной части на различные зоны с постепенно уменьшающимися давлением и температурой рабочей среды по ходу ее движения в цилиндре. В каждой диафрагме размещены неподвижные сопловые (направляющие) лопатки, проходя между которыми поток пара ускоряется и приобретает направление, необходимое для входа в каналы, образованные рабочими лопатками.

На рис. 2.25 показано принципиальное устройство диафрагмы, состоящей из двух полукольцевых пластин, имеющих горизонтальный разъем, позволяющий установить ротор. Половины диафрагмы устанавливаются соответственно, в верхней и нижней половинах цилиндра (при безобойменной конструкции цилиндров) или в верхней и нижней половинах промежуточной обоймы. Каждая половина диафрагмы состоит из соединенных между собой обода 2, 5, которым диафрагма сопрягается с обоймой, или корпусом турбины, *тела 1, 6 и сопловых лопаток 3*. Положение половин диафрагм относительно друг друга в осевом направлении фиксируется шпонкой δ , устанавливаемой в разьеме, а в поперечном — специальным штифтом или небольшой

вертикальной шпонкой. На внутренней расточке диафрагм размещены сегменты колец лабиринтовых уплотнений, предназначенные для уменьшения протечек из одной ступени в другую вдоль ротора.

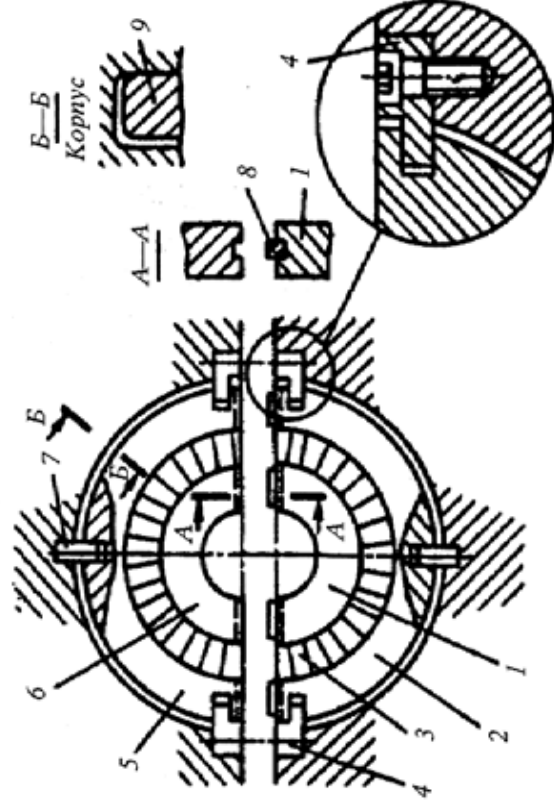


Рис. 2.25. Принципиальное устройство диафрагмы: 1, 6 – тело диафрагмы; 2, 5 – обод; 3 – сопловые лопатки; 4 – лапки подвески диафрагмы в расточке цилиндра; 7 – продольная шпонка; 8 – шпонка; 9 – положение диафрагмы в расточке цилиндра

По своей конструкции диафрагмы можно подразделить на следующие основные группы: стальные (с залитыми лопатками, с наборными лопатками, сварные с приваренной решеткой лопаток) и чугунные (с залитыми в них лопатками).

Стальные диафрагмы (рис. 2.26) изготавливаются сварными и устанавливаются в зонах высоких температур пара. К двум бандажам 7 и 8 приварены лопатки 9, а получившаяся решетка приварена к ободу 10 и к телу диафрагмы 1, 6. Периферийная часть некоторых сварных диафрагм со стороны выхода пара имеет кольцевой козырек для установки надбандажных уплотнений. На горизонтальном разрезе в нижних половинах стальных диафрагм закрепляются продольные шпонки 4, которые уменьшают протечки пара и обеспечивают совпадение плоскостей обеих половин диафрагм в осевом направлении. Для улучшения условий сборки и исключения перемещения половин по разрезу в радиальном направлении на нижних половинах разреза закрепляется вертикальная шпонка 5.

Чугунные диафрагмы устанавливаются в зонах низких температур, они выполняются литыми и представляют собой обод с плотно залитыми в них лопатками из нержавеющей стали (рис. 2.27). Ободы, как правило, имеют влагоулавливающие устройства. Устанавливают литые диафрагмы в корпусе цилиндра аналогично сварным диафрагмам, часть литых диафрагм фиксируется в поперечном направлении не вертикальной шпонкой, а пригоняемыми, радиально установленными в обод винтами – «пинами».

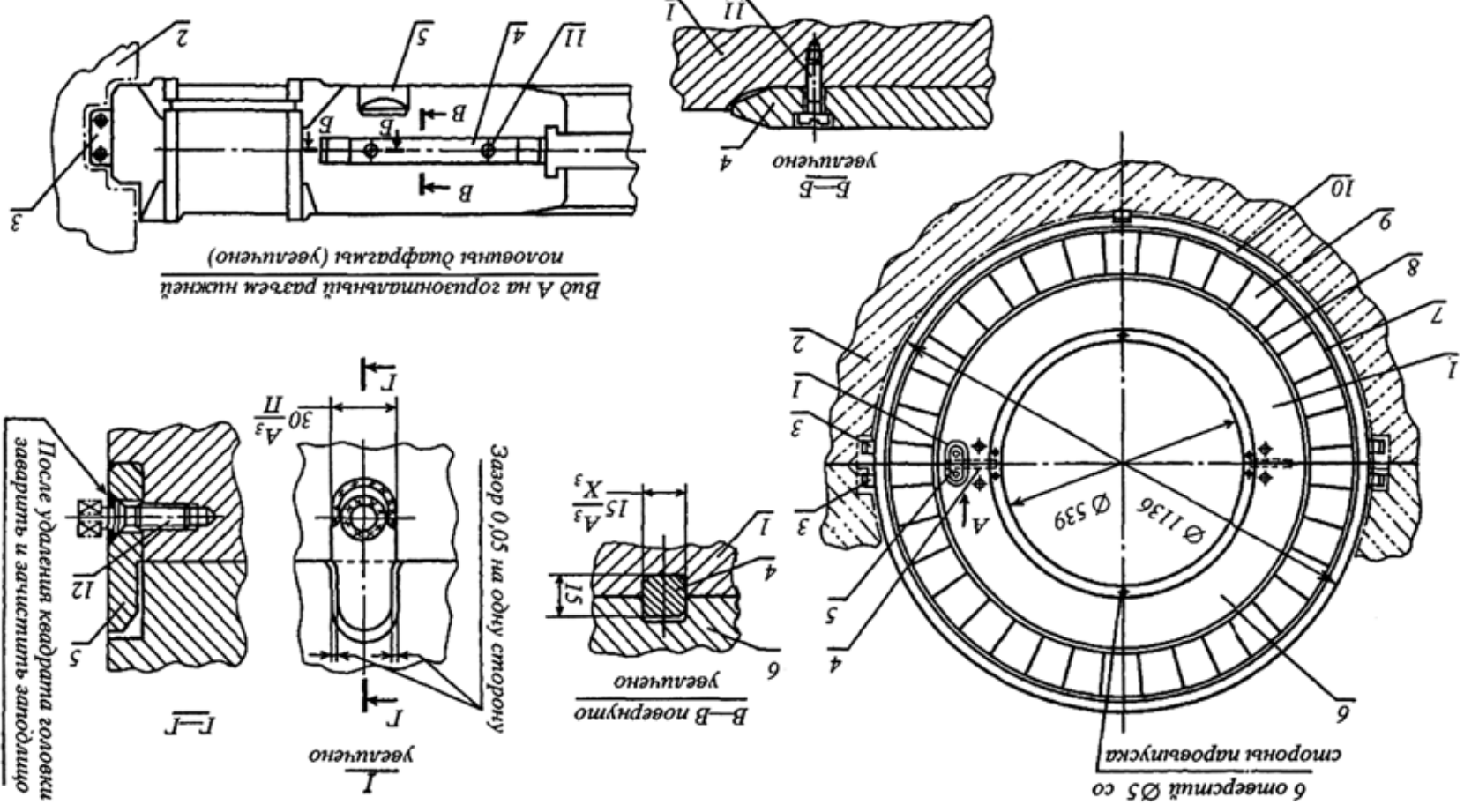


Рис. 2.26. Стальная сварная диафрагма турбины К-300-240 ЛМЗ:

1, 6 – тело диафрагмы; 2 – цилиндр подвески диафрагмы; 4 – продольная шпонка разъема диафрагмы; 5 – вертикальная шпонка разъема диафрагмы; 7, 8 – бандаж; 9 – лопатки; 10 – обод; 11 – крепежный винт

В турбинах низкого давления малой мощности использовались диафрагмы с наборными направляющими лопатками. В наборных диафрагмах паровой канал выфрезеровывается в лопатках, которые, в свою очередь, крепятся к телу диафрагмы (рис. 2.28).

По конструктивному исполнению горизонтальный разъем диафрагм (рис. 2.29) может быть прямым, косым и комбинированным. Разъем стальных диафрагм выполняется прямым. Косой и комбинированный разъемы применяются в литых крупногабаритных диафрагмах с длинными лопатками для того, чтобы исключить разрезку лопаток, падающих на разъем.

В турбинах с регулируемыми отборами пара применяют регулирующую (поворотные) диафрагмы, выполняющие две функции: разделение внутренней полости цилиндра на отсеки с различными параметрами пара и регулирование пропуска пара в последующие отсеки турбины. Поворотная диафрагма турбины Т-175-130 ТМЗ, представленная в качестве примера на рис. 2.30, состоит из двух половин, соединенных болтами по горизонтальному разъему. Перед диафрагмой со стороны входа пара расположено поворотное стальное кольцо 2, также выполненное из двух сболченных половин. Четыре планки 3 ограничивают перемещение поворотного кольца в осевом направлении. Поворот кольца производится сервомотором, расположенным вне цилиндра, через рычажную передачу, соединенную с серьгой 4.

Для организации отборов пара из цилиндров между цилиндром и диафрагмами конструктивно выполнен дополнительный элемент – **обойма диафрагм**. Обоймы диафрагм представляют собой литые конструкции, состоящие из двух половин — верхней и нижней, соединяемых между собой фланцами горизонтального разъема и скрепляемых шпильками. На периферийной части обойм выполнен кольцевой выступ (зуб) для установки в соответствующей расточке цилиндра. Типовая конструкция обоймы показана на рис. 2.31. В некоторых случаях (для уменьшения радиальных размеров обойм) при размещении усиков уплотнений на бандажах рабочих лопаток во внутреннюю расточку обойм диафрагм напротив бандажей рабочих лопаток турбины устанавливаются усики надбандажных уплотнений или металлокерамические вставки.

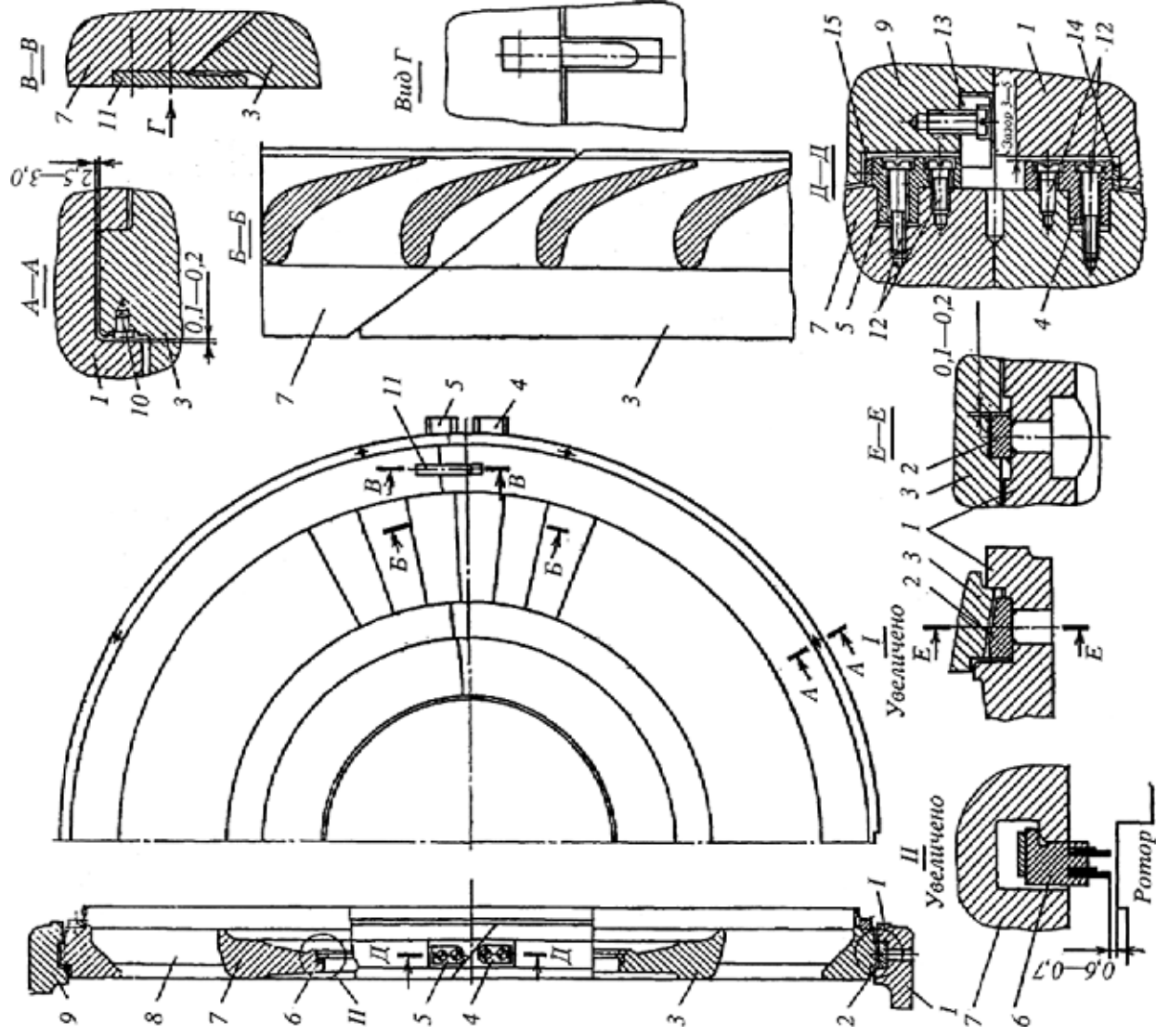


Рис. 2.27. Литая чугунная диафрагма:

1, 9 – обойма диафрагмы; 2 – вертикальная шпонка; 3, 7 – тело диафрагмы; 4 – лапка подвески нижней половины диафрагмы; 5 – лапка подвески верхней половины диафрагмы; 6 – сегмент уплотнения; 8 – направляющая лопатка; 10 – регулировочный пин; 11 – вертикальная шпонка разъема диафрагмы; 12 – крепежные винты лапок подвесок диафрагмы; 13 – сухарь подвески верхней половины диафрагмы; 14, 15 – регулировочные пластины лапок подвески

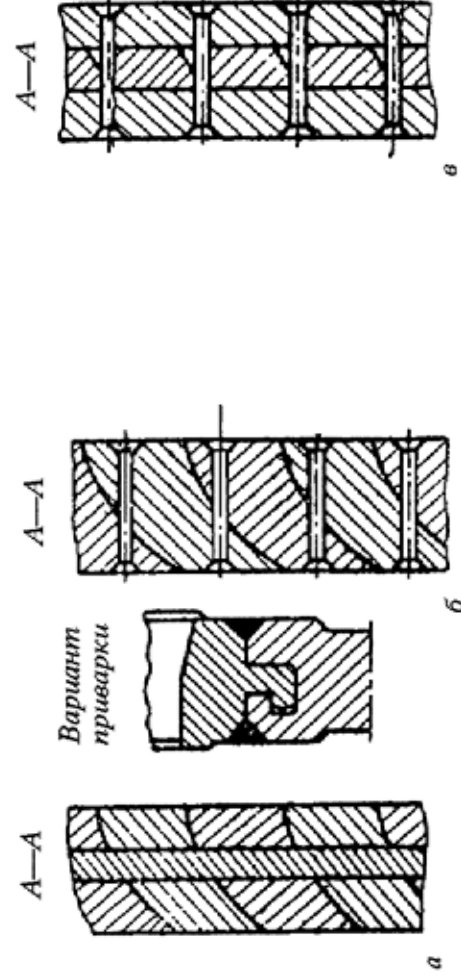
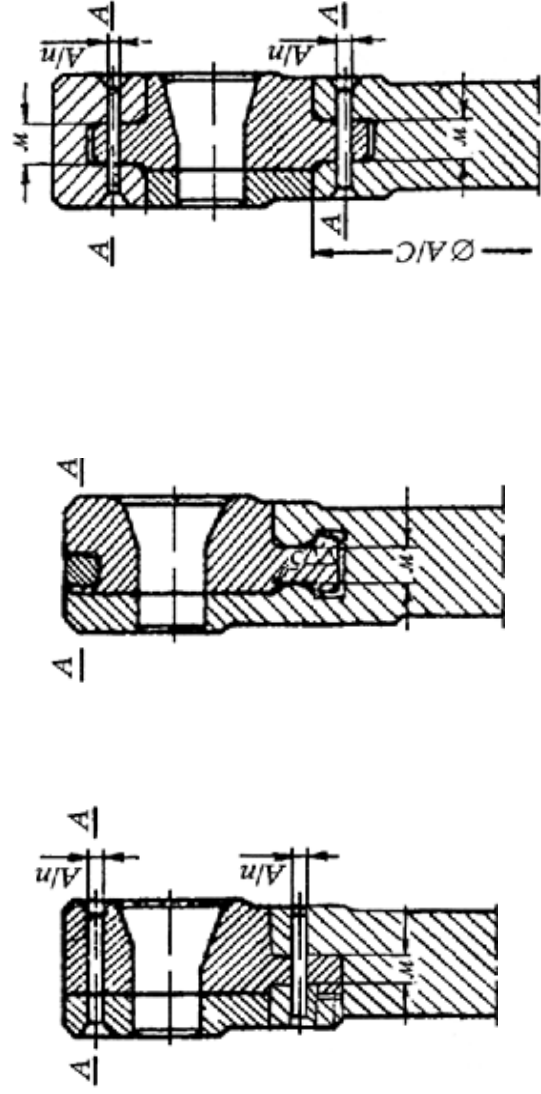


Рис.2.28. Способы крепления направляющих лопаток в наборных диафрагмах:
 а – конструкция фирмы «Вумаг»; б – конструкция фирмы «АЕГ»;
 в – конструкция фирмы «ДЖИИ»



Рис. 2.29. Разъемы диафрагм:
 а – прямой разъем; б – косой, в – комбинированный

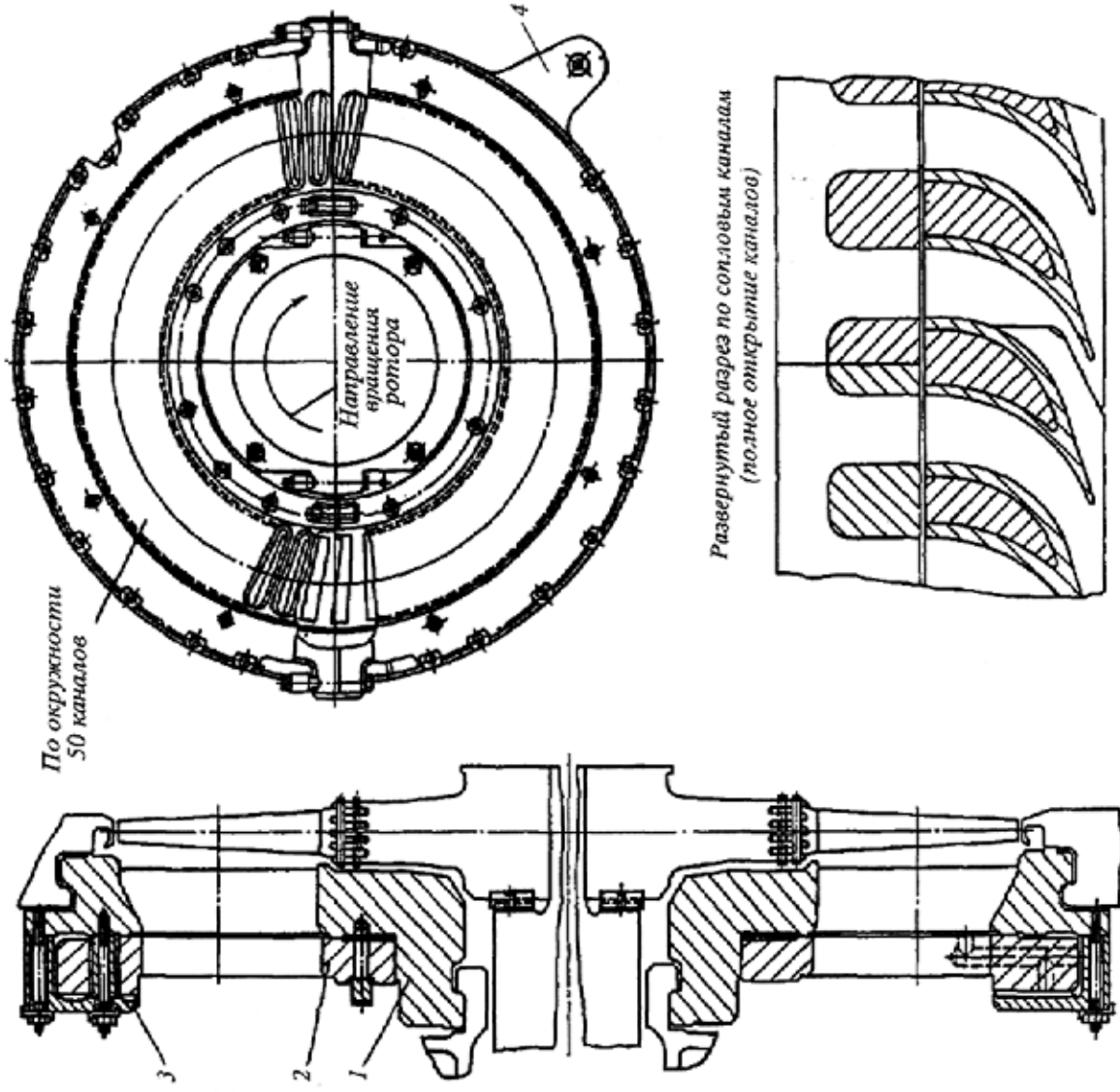


Рис. 2.30. Поворотная диафрагма

Диафрагмы устанавливают непосредственно во внутренние расточки цилиндров или обойм и закрепляют таким образом, чтобы они могли при нагревании свободно расширяться в радиальном направлении, не оказывая давления на стенки цилиндра или обоймы. Для этого между наружной цилиндрической поверхностью диафрагмы и расточкой цилиндра или обоймы предусмотрен тепловой радиальный зазор, составляющий обычно 2–3 мм.

Цилиндрические расточки определяют также осевое положение диафрагм в проточной части. Вследствие разности давлений по обе стороны диафрагма прижимается кольцевой поверхностью обода к расточке корпуса; для обеспечения тепловых расширений обод диафрагмы входит в расточку с осевым зазором 0,1–0,3 мм.

Диафрагмы устанавливаются в цилиндрическую расточку с помощью

системы подвесок и шпонок или штифтов. Для установки диафрагм в цилиндрах и обоймах применяют схемы, показанные на рис. 2.32.

В вертикальной плоскости нижняя половина диафрагмы подвешена на шпонках 5, верхняя половина устанавливается на нижнюю и крепится с помощью штифтов и шпилек 2. Верхние половины диафрагм подвешиваются в верхней половине цилиндра с помощью специальных подвесок 8 и при закрытии свободно ложатся на разъем нижней половины. В поперечной плоскости положение диафрагм фиксируется с помощью шпонки или радиально установленных штифтов.

Обоймы и диафрагмы имеют на наружной поверхности обода зуб, который входит в кольцевую проточку в цилиндре или обойме, фиксируя их осевое положение. Ширина зуба меньше ширины проточки на 0,10–0,25 мм, что обеспечивает возможность снятия и установки как верхних половин цилиндров, так и самих обойм и диафрагм. У чугунных диафрагм зуб выполняется меньше паза на 1,5–2,0 мм и со стороны паровпуска в зуб вставляются стальные штифты, за счет которых выдерживается требуемый зазор. На рис. 2.33 показан пример установки нижней половины сварной диафрагмы в обойму.

Для правильного соединения верхней и нижней половин и для исключения (ограничения) пропуска пара через горизонтальный разъем в нем устанавливается система шпонок, а сам разъем тщательно пригоняется путем шабровки. На рис. 2.34 показан общий вид узлов соединения верхней и нижней половин диафрагмы.

Существенные конструктивные различия имеют диафрагмы активных ступеней и направляющие аппараты реактивных ступеней. Направляющие аппараты реактивных ступеней в отличие от рассмотренных выше диафрагм активных ступеней не несут значительных осевых усилий и выполняются соответственно более легкими элементами конструкции. В эксплуатируемых в настоящее время на электростанциях паровых турбинах, выпускавшихся отечественной промышленностью, реактивные ступени практически не применяются.

Отдельно необходимо обратить внимание на конструкцию и установку сопловых аппаратов регулирующих ступеней ЦВД и первых ступеней давления однопоточных цилиндров среднего и низкого давления.

Для организации парциального подвода пара к регулирующей ступени ЦВД ее сопловой аппарат на большинстве турбин состоит из нескольких (чаще всего четырех) отдельных групп сопел, устанавливаемых в отдельные герметичные камеры — паровые коробки. Таким образом, сопловой аппарат регулирующей ступени представляет собой четыре отдельных сегмента, установленных в одной плоскости в кольцевую "г-образную" расточку сопловых коробок (рис. 4.11). Для устранения протечек пара по "г-образной" расточке паровых коробок на концах сегментов сопел в специальные пазы устанавливаются уплотняющие шпонки, от смещения в паровой коробке сегменты удерживаются стопорными штифтами.

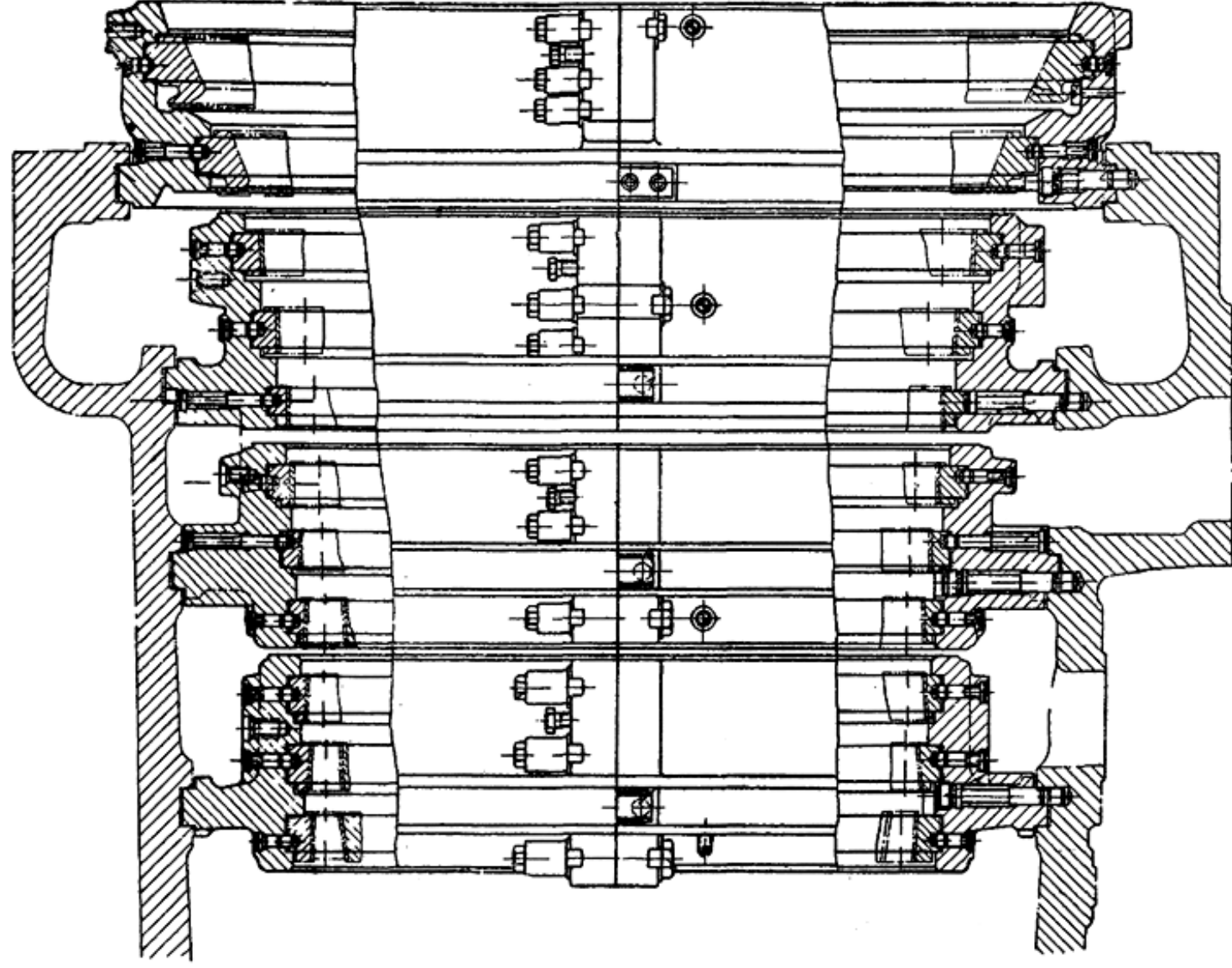


Рис. 2.31. Установка обойм диафрагм в ЦДН турбины К-50-90 ЛМЗ

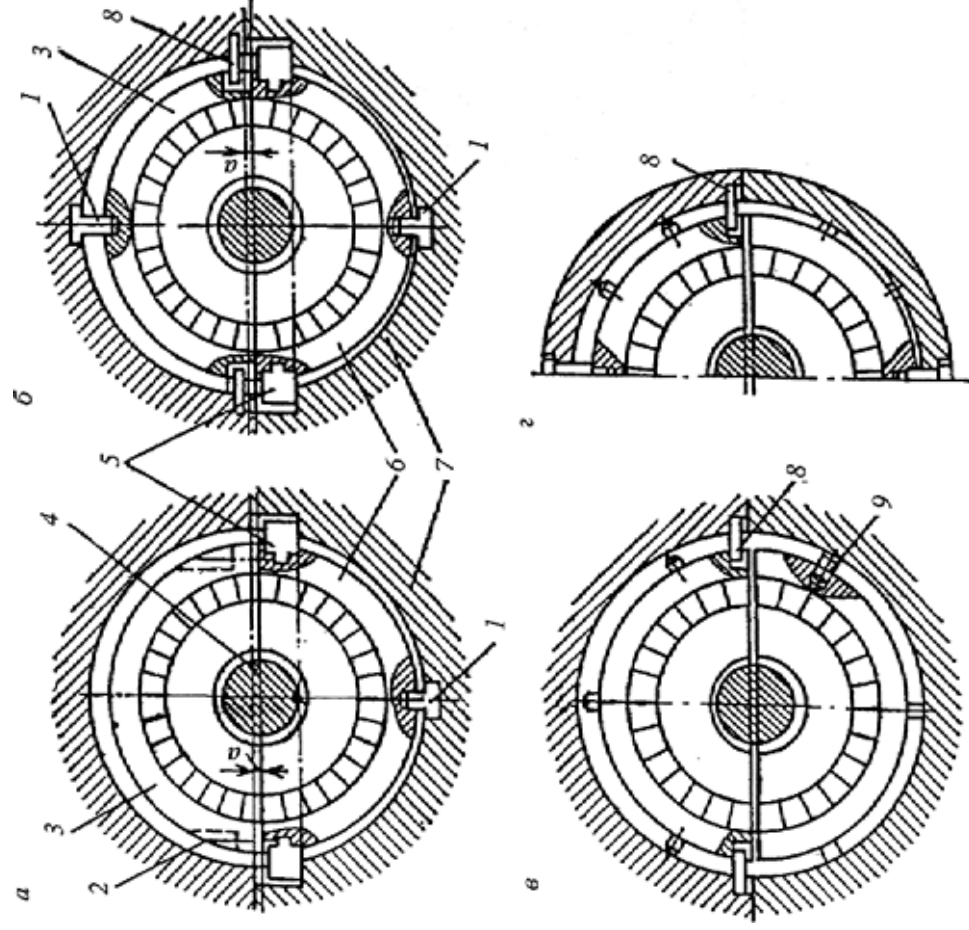


Рис. 2.32. Способы установки диафрагм в расточку:

a – установка диафрагмы с помощью подвесок и вертикальной шпонки в нижней половине, верхняя половина диафрагмы крепится с помощью крепежа; *б* – установка диафрагмы с помощью подвесок и вертикальных шпонок в нижней и верхней половине; *в, г* – установка диафрагмы с помощью подвесок и штифтов; *1* – шпонки для центровки диафрагмы; *2* – шпилька; *3* – верхняя половина диафрагмы; *4* – ротор; *5* – шпонки для подвески нижней половины диафрагмы; *6* – нижняя половина диафрагмы; *7* – корпус цилиндра; *8* – шпонки для подвески верхней половины диафрагмы; *9* – штифт

Для уменьшения линейных размеров одно поточных цилиндров среднего и низкого давления первая ступень давления этих цилиндров устанавливается в кольцевую «т-образную» расточку входной сопловой камеры цилиндра и представляет собой два полукольца, закатываемых в расточку.

В зависимости от условий работы диафрагм (температура пара, усилие воспринимаемые диафрагмой, и пр.) для их изготовления применяются различные материалы.

Для температуры пара до 250 °С применяются чугунные диафрагмы, изготовленные из чугуна марок СЧ-18-36, СЧ-21-40, СЧ-24-44, с залитыми в них штампованными лопатками из нержавеющей стали 12Х13.

При температуре до 300 °С диафрагмы могут быть изготовлены из перлитного чугуна марки СЧ-28-48.

При температурах свыше $300\text{ }^{\circ}\text{C}$ применяются стальные диафрагмы. При температурах до $450\text{ }^{\circ}\text{C}$ для изготовления тела и ободьев диафрагм применяется листовый прокат из малоуглеродистых сталей марок 15, 20; при температурах $450\text{...}530\text{ }^{\circ}\text{C}$ поковки из хромомолибденовых сталей марок 20ХМ, 15ХМА, 20ХМА; при температурах $530\text{...}565\text{ }^{\circ}\text{C}$ поковки из хромомолибденованадиевых сталей марок 12ХМФ, 20ХМФ, ЭИ-10 (20Х1М1Ф).

Направляющие лопатки для сварных диафрагм, работающих при температуре до $480\text{ }^{\circ}\text{C}$, изготавливаются из хромистой нержавеющей стали марок 12Х13, 20Х13; при температуре до $550\text{ }^{\circ}\text{C}$ – из стали марки 15Х11МФ, а при температуре до $580\text{ }^{\circ}\text{C}$ – из стали марки ЭИ-802.

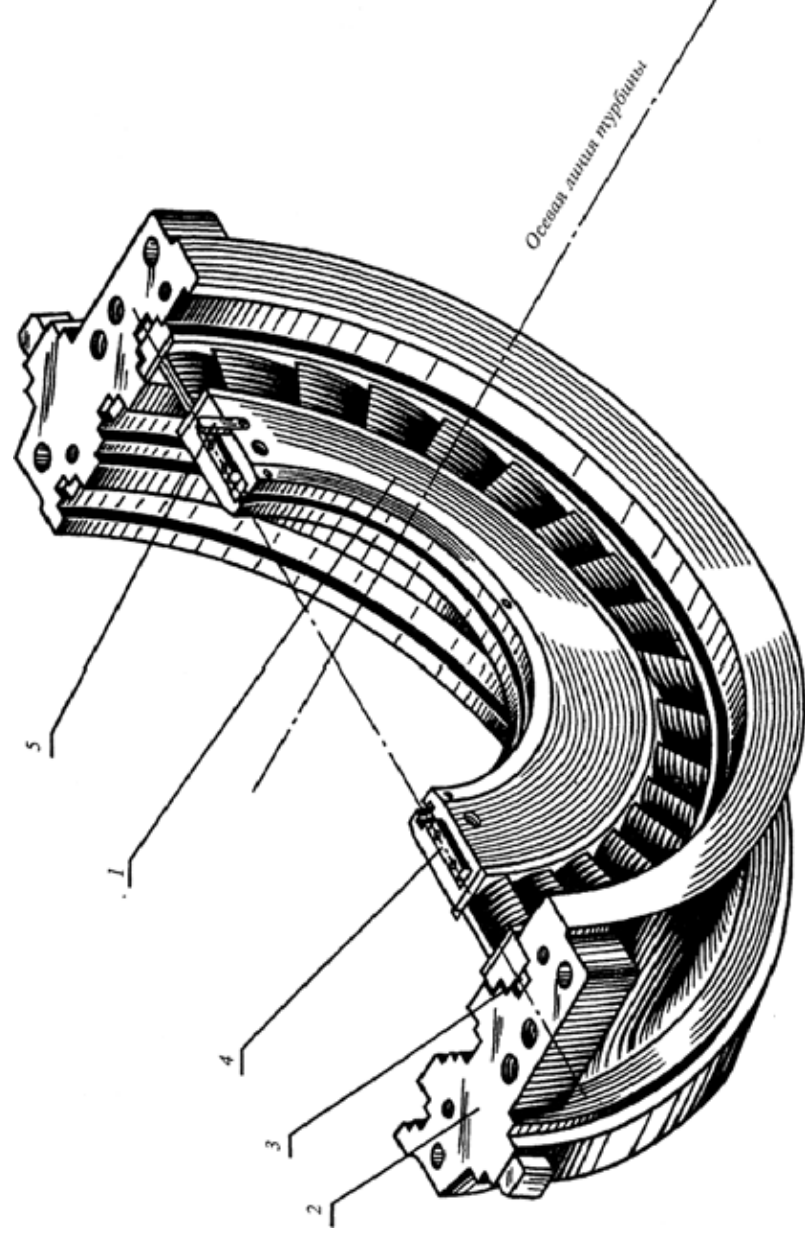


Рис. 2.33. Установка сварной диафрагмы в обойму: 1 – диафрагма; 2 – обойма; 3 – подвеска диафрагмы; 4 – продольная шпонка; 5 – поперечная шпонка

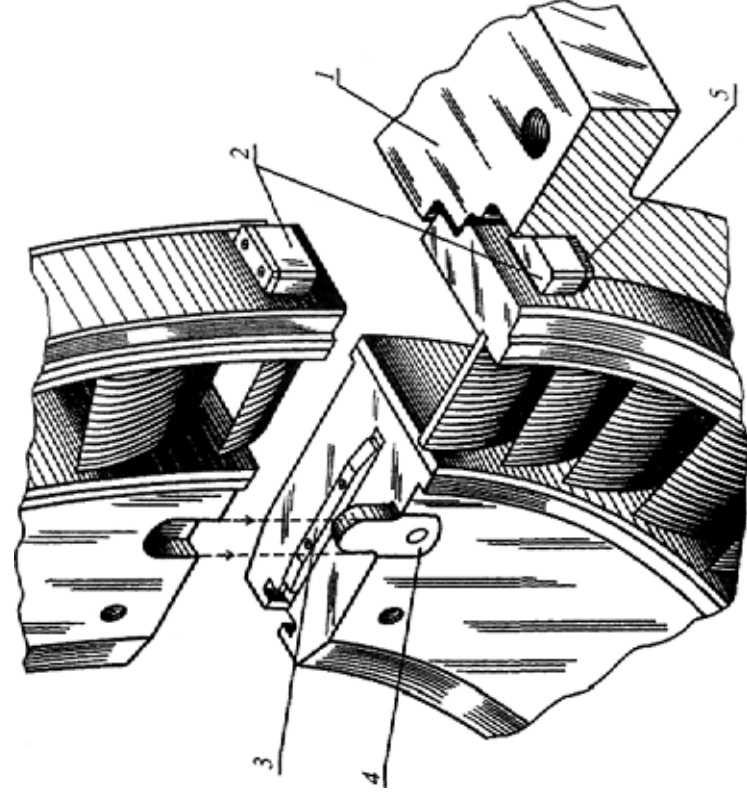


Рис. 2.34. Узлы соединения верхней и нижней половин диафрагм: 1 – обойма; 2 – лапки подвески диафрагмы; 3 – продольная шпонка; 4 – поперечная шпонка; 5 – регулировочная пластина

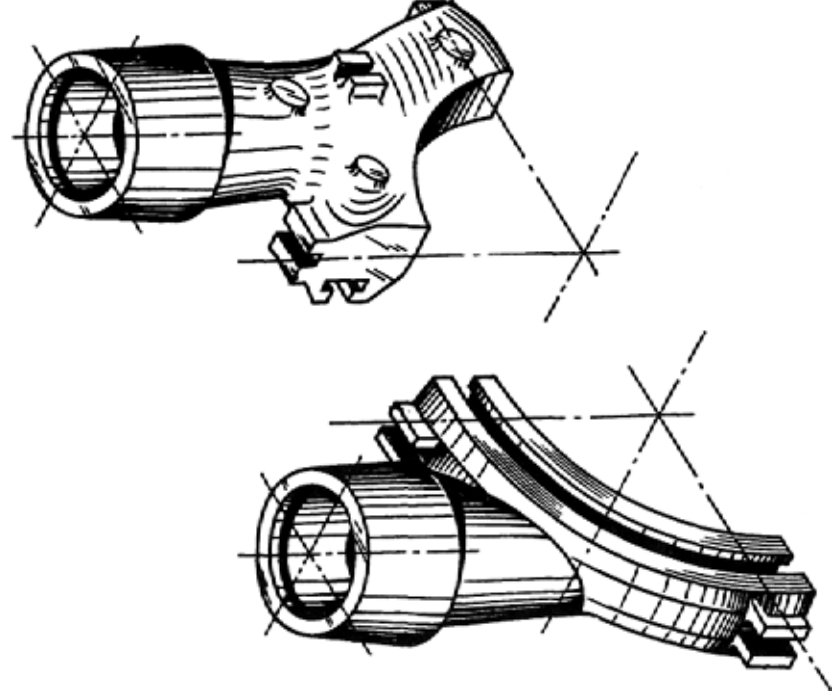


Рис. 2.35. Сопловая коробка регулирующей ступени

2.7. Типовые конструкции уплотнений

В паровых турбинах применяются несколько видов уплотнений: концевые, диафрагменные, уплотнения рабочей решетки, маслоотбойные уплотнения.

Концевые уплотнения устанавливаются в местах выхода концов ротора из корпуса цилиндра и служат для предотвращения протечек пара из цилиндров и для устранения подсоса воздуха во внутренние полости цилиндров (если давление в них меньше барометрического).

Диафрагменные уплотнения служат для уменьшения перетекания пара с одной стороны диафрагмы на другую в местах прохода вала.

Уплотнения рабочей решетки, включающие в себя надбандажные и осевые уплотнения, предназначены для уменьшения потерь от утечек пара в ступени.

Маслоотбойные уплотнения установлены в корпусах подшипников и служат для предотвращения протечек масла из подшипника вдоль вала.

В паровых турбинах исторически применялись концевые уплотнения трех типов: металлические, гидравлические и графитно-угольные. В современных турбинах большой единичной мощности применяются только металлические лабиринтовые уплотнения.

Гидравлическое уплотнение, показанное на рис. 2.36, представляет собой гидравлический затвор, препятствующий проникновению воздуха в цилиндр или протечкам пара из цилиндра. Уплотнение состоит из лопастного колеса, закрепленного на валу и вращающегося в кожухе. С каждой стороны кожуха расположено по несколько уплотнительных колец. При работе турбины в кожух подводится вода под давлением. Вращающееся лопастное колесо увлекает за собой воду, отбрасывает ее к периферии и образует водяное кольцо, которое предохраняет от попадания воздуха в турбину или от протечки пара из нее.

Водяное уплотнение начинает действовать только при частоте вращения ротора выше 1000 об/мин. При неподвижном роторе и во время прогрева турбины на малых частотах вращения к водяному уплотнению необходимо подводить пар. Недостатком гидравлических уплотнений являются также значительные потери мощности.

Угольные уплотнения применялись в турбинах при небольшой разнице давлений по обе стороны уплотнения (до 0,5 МПа) и при невысокой окружной скорости вала (до 30–50 м/сек).

Конструкция угольных уплотнений представлена на рис. 2.37. На вал насажена чугунная или стальная втулка, на которой расположены шесть угольных колец (в различных конструкциях число колец от 3 до 8), разрезанных каждое на три-четыре сегмента. Сегменты стянуты спиральной пружиной 2 и поддерживаются плоскими пружинками б, предотвращающими передачу веса колец на вал. Угольные кольца вставлены в «г-образные»

чугунные или стальные обоймы 3. Угольные кольца удерживаются от вращения стопорными пластинками 5, входящими в стык сегментов. Между валом и кольцами должен быть зазор, величина которого зависит от диаметра вала, температуры пара и места установки кольца. При температурах пара не выше 350 °С принято устанавливать величину зазора равную 0,02 мм на каждые 10 мм диаметра вала для первого снаружи кольца и 0,03 мм на каждые 10 мм диаметра вала для последнего кольца, работающего в самой горячей зоне; зазоры промежуточных колец возрастают в этих пределах.

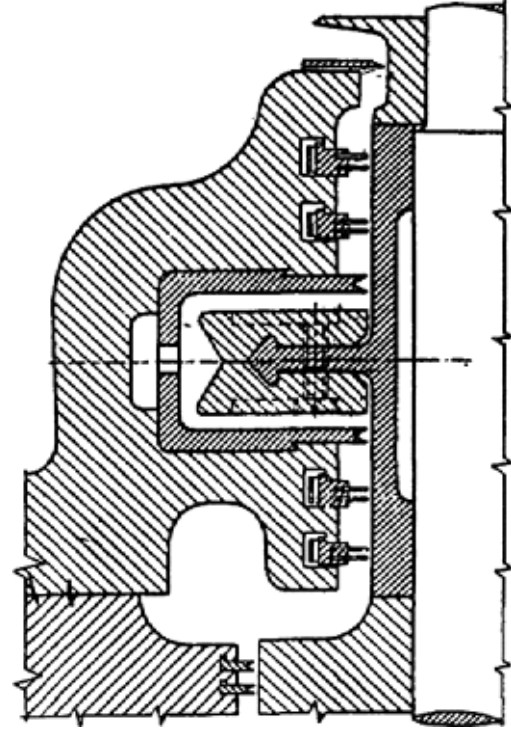


Рис. 2.36. Конструкция гидравлического уплотнения

В некоторых конструкциях зарубежных фирм применяются концевые уплотнения и уплотнения диафрагм (рис. 2.38), в которых лабиринтовые гребни (усики) втулок, насаженных на вал, работают против угольных вкладышей, установленных в корпусе турбины. При сборке установка уплотнения производится без зазоров между гребнями и угольными вкладышами; в процессе работы гребни протачивают во вкладышах небольшие канавки, в которых и происходит дресселирование пара.

Лабиринтовые уплотнения являются наиболее распространенным типом уплотнений, в котором происходит многократное изменение направления потока пара и расширение в камерах уплотнения после прохода через узкие щели, что сопровождается потерей давления и уменьшением утечки. Конструктивно лабиринтовые уплотнения представляют собой (рис. 2.39, а) ряд сужений – зазоров между усиками и ротором, чередующихся с относительно широкими камерами между усиками, в которых энергия скорости, приобретенная в сужениях, переходит в тепловую энергию. Канавки на роторе (рис. 2.39, б), в которые входят чередующиеся с короткими длинными усиками, создают ломаную траекторию струи, поворот ее в каждой камере способствует гашению скорости и, следовательно, уменьшению расхода утечки вдоль уплотнения. Такая конструкция лабиринтового уплотнения требует более тщательного определения осевого положения колец уплотнений относительно ротора и приводит к увеличению его линейных размеров.

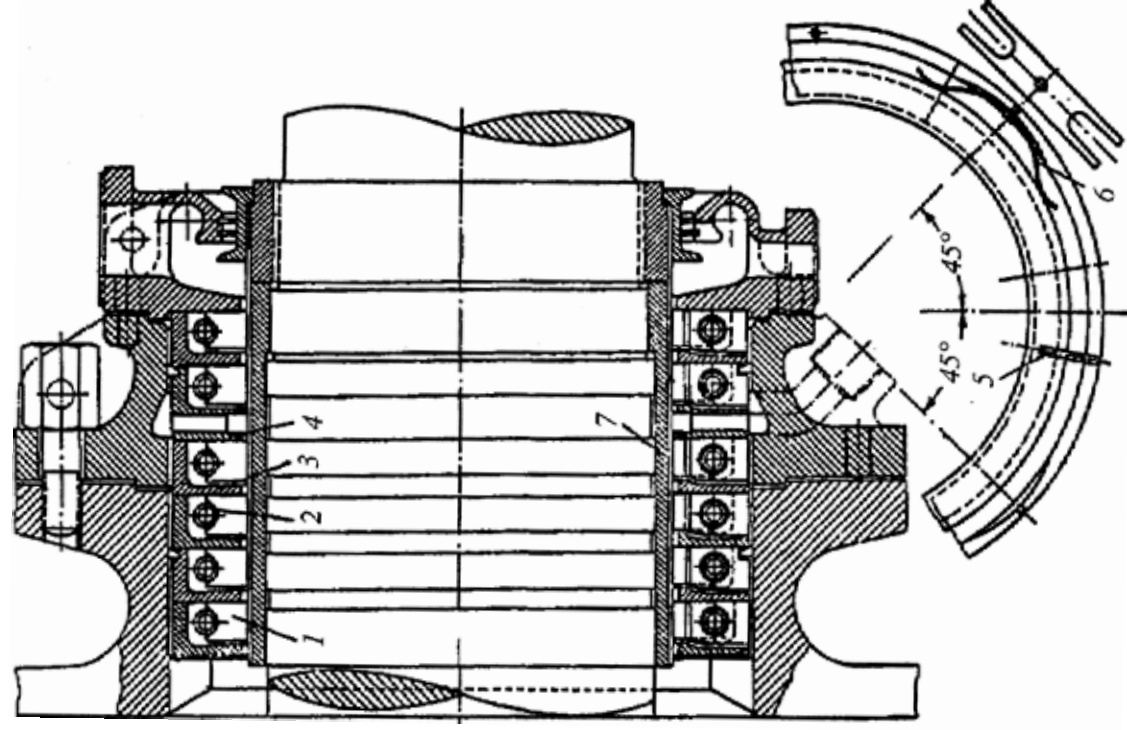


Рис. 2.37. Угольное уплотнение:
 1 – кольцо угольное; 2 – пружина; 3 – обойма; 4 – кольцо с отверстиями; 5 – стопорная пластинка; 6 – пружина для поддержки колец; 7 – втулка

В турбинах применяются различные конструкции лабиринтов, имеющие целью сокращение длины уплотнения или размещение большого числа гребешков на данной длине. На рис. 2.40 в качестве примера представлены конструкции лабиринтов, применяемые различными заводами-изготовителями турбин.

Концевые уплотнения и уплотнения диафрагм у большинства турбин отечественного производства имеют уплотняющие гребни на неподвижной части уплотнений, а на соответствующих им местах вала ротора — канавки. Исключение составляют только ЦВД и ЦСД турбин К-300-240 ЛМЗ, К-800-240 ЛМЗ и турбины КТЗ, у которых гребни концевых уплотнений завальцованы на валу ротора, а на неподвижной части выполнены соответствующие им канавки.

Конструкцию концевых уплотнений рассмотрим на примере уплотнений турбин ТМЗ, показанных на рис. 2.41. Уплотнение образовано усиками, расположенными на статоре, а также выступами и впадинами прямоугольного

сечения, выполненными на роторе. Усики на статоре располагают в уплотнительных кольцах, составленных из четырех или шести сегментов, заведенных в пазы обоймы 2. «Т-образные» хвостовики сегментов прижимаются к опорной поверхности «т-образных» пазов расточки обоймы с помощью плоских пружин 6, а также под давлением пара, поступающим в полость расточки паза через специальные отверстия или фрезерованные канавки со стороны высокого давления уплотнительного кольца. В осевом направлении уплотнительное кольцо прижимается за счет перепада давления пара к торцевой поверхности паза, в результате этого перетечки пара через паз практически исключаются.

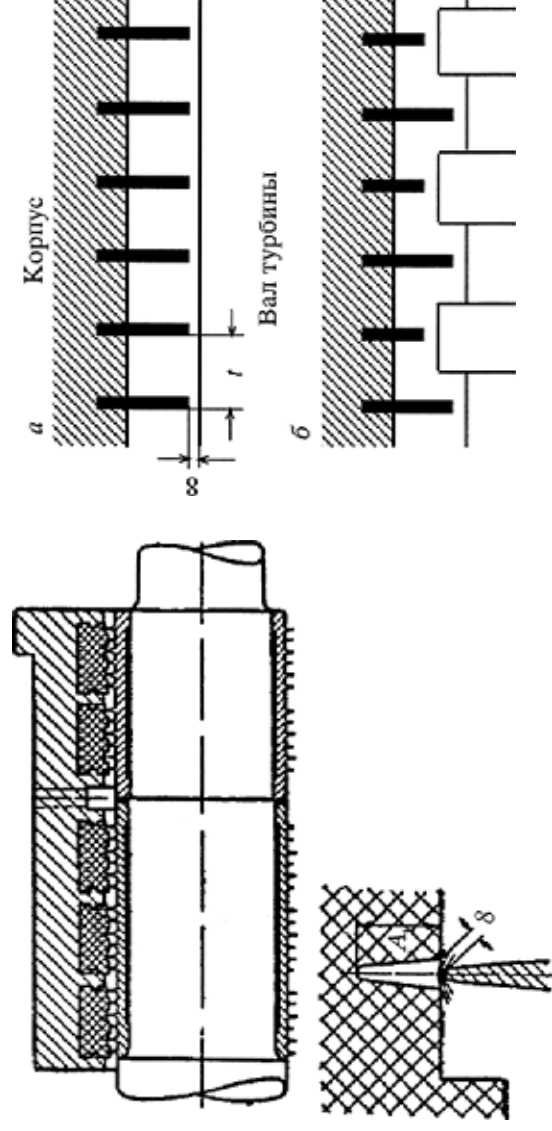


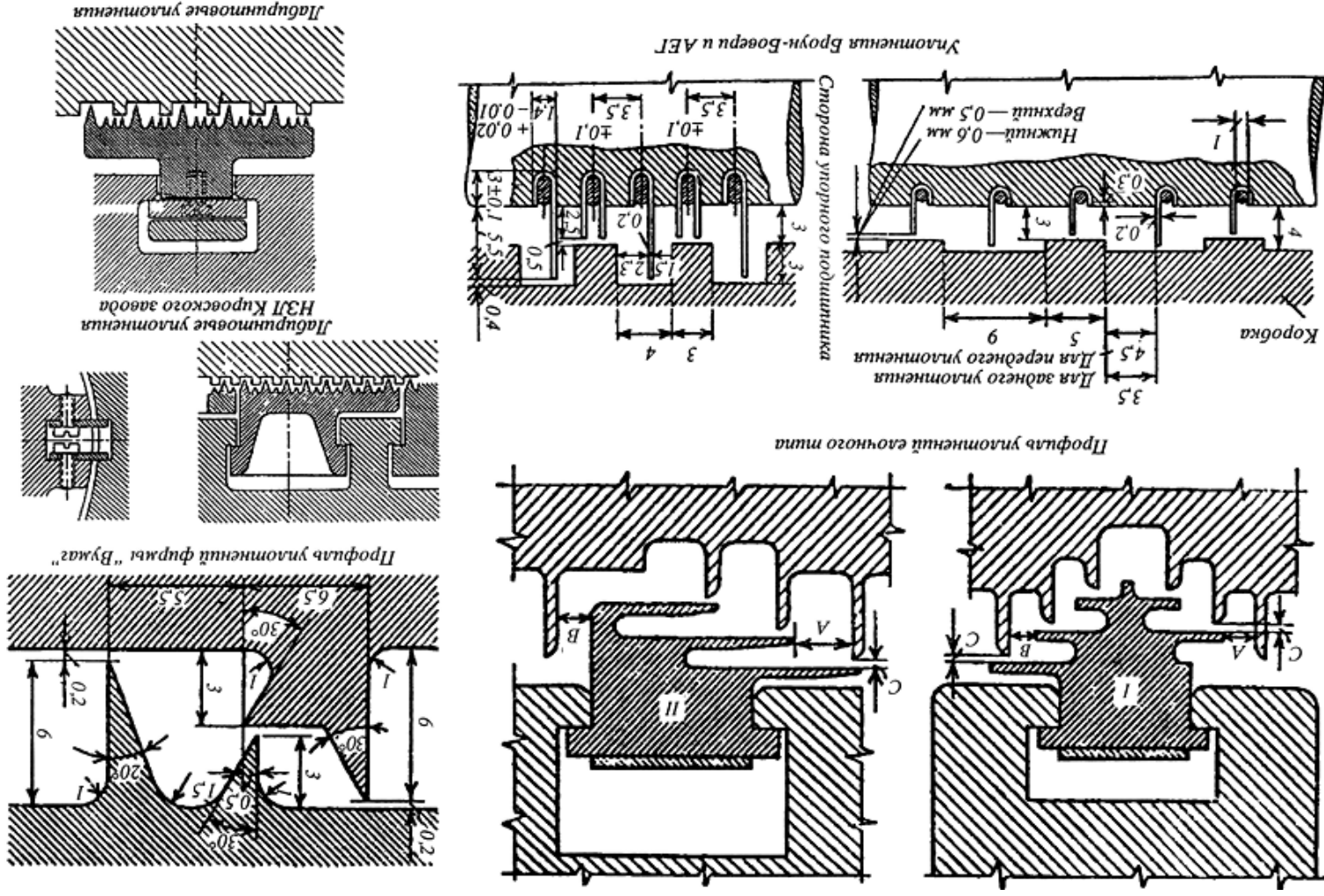
Рис. 2.38. Лабиринтовые уплотнения с угольными втулками
Рис. 2.39. Схема работы лабиринтового уплотнения

Несколько уплотнительных колец, установленных в обойме, образуют отсек уплотнения. Между отсеками располагаются камеры для отвода или подвода пара. В зависимости от давления перед концевым уплотнением число камер в них составляет от 2 до 5.

Для безопасной работы турбины толщина гребней уплотнений в зоне возможного контакта с ротором должна быть 0,2–0,3 мм. Уплотняющие гребни могут изготавливаться заодно с телом сегментов уплотнений или выполняться наборными и зачеканиваться в пазы сегментов (рис. 2.42). Ширина паза, в который устанавливается уплотняющий гребень, обычно составляет не менее 1 мм (технологически невозможно проточить паз в теле сегмента уплотнений меньшей ширины).

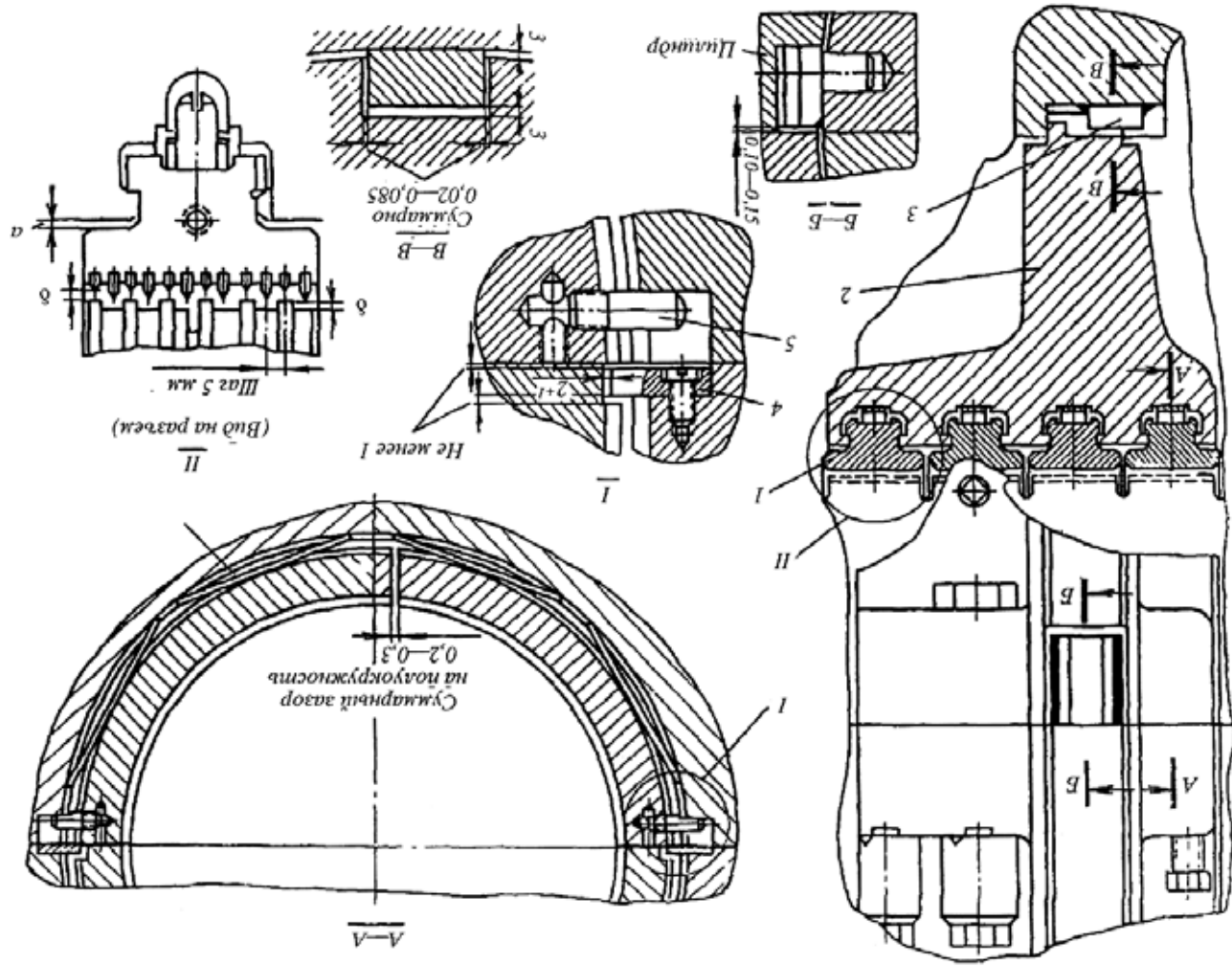
Обоймы концевых уплотнений предназначены для установки в них уплотнительных колец и образования кольцевых камер, из которых отводится прошедший у вала пар (или подводится). По своей конструкции, способу центровки в корпусах цилиндров и по характеру воспринимаемых нагрузок обоймы уплотнений аналогичны обоймам диафрагм, описанным в разделе 2.6.

Рис. 2.40. Конструкция лабиринтовых уплотнений



1 – кольцо уплотнительное из четырех сегментов; 2 – обойма уплотнений из двух половин; 3 – шпонка радиальная; 4 – пластина стопорная; 5 – винт опорный; 6 – плоская пружина

Рис. 2.41. Уплотнение конструкции ТМЗ:



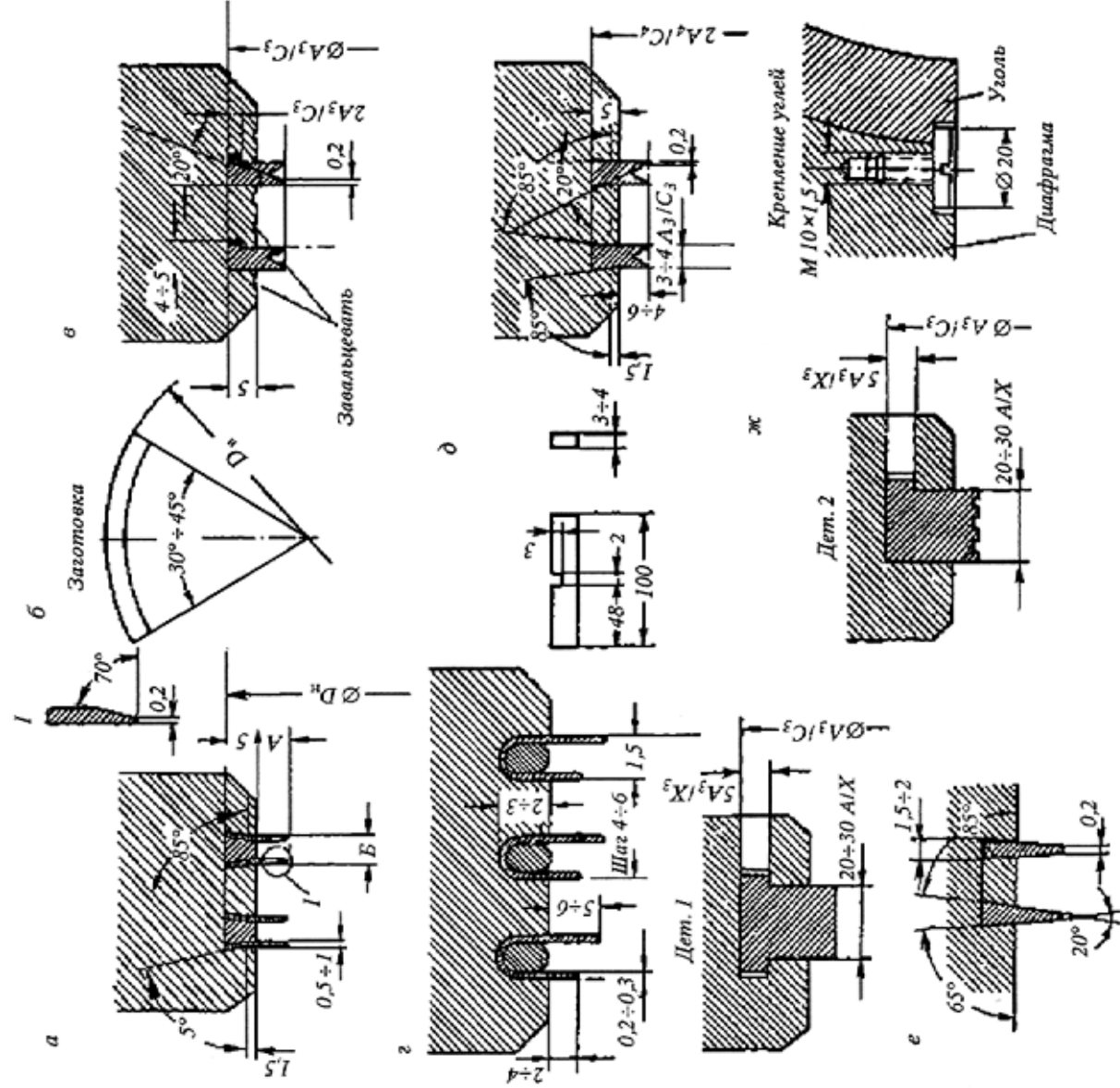


Рис. 2.42. Конструкции наборных гребней уплотнений: а, г – установка тонких уплотняющих гребней с промежуточным телом; б – заготовка уплотняющего гребня; в, д, е – установка уплотняющего гребня, выполненного по ширине паза

У ряда турбин температура паровоздушной смеси в крайних камерах уплотнений значительно отличается от температуры в соседних камерах. Например, в турбине К-300-240 ХТЗ температура паровоздушной смеси в крайних камерах уплотнений ($90\text{ }^{\circ}\text{C}$) и подводимого в предпоследнюю камеру «холодного» пара ($160\text{ }^{\circ}\text{C}$) на номинальном режиме работы турбины намного ниже, чем в соседних камерах отбора ЦВД ($t = 245\text{ }^{\circ}\text{C}$) на стороне выхлопа и $t = 305\text{ }^{\circ}\text{C}$ на стороне паровпуска) и ЦСД ($t = 438\text{ }^{\circ}\text{C}$). Выполнение этих камер в корпусах цилиндров привело бы к значительным термическим напряжениям в этих зонах и неизбежным деформациям корпусов с раскрытием разъема у роторов. В связи с этим последние (одна или несколько) камеры часто выделяют в отдельные корпуса уплотнений, присоединяемые к торцам корпусов цилиндров. Такие корпуса концевых уплотнений устанавливаются на вертикальные разъемы цилиндров с помощью фланцев и замыкают паровое пространство цилиндров. На рис. 2.43 представлен сварно-литой корпус концевого уплотнения ЦСД турбины К-500-240 ХТЗ, состоящий из двух частей – верхней и нижней, стягиваемых по горизонтальному разъему болтами. В каждой из частей имеются приливы двух симметрично расположенных патрубков, к которым привариваются трубы подвода уплотняющего пара и отсоса паровоздушной смеси.

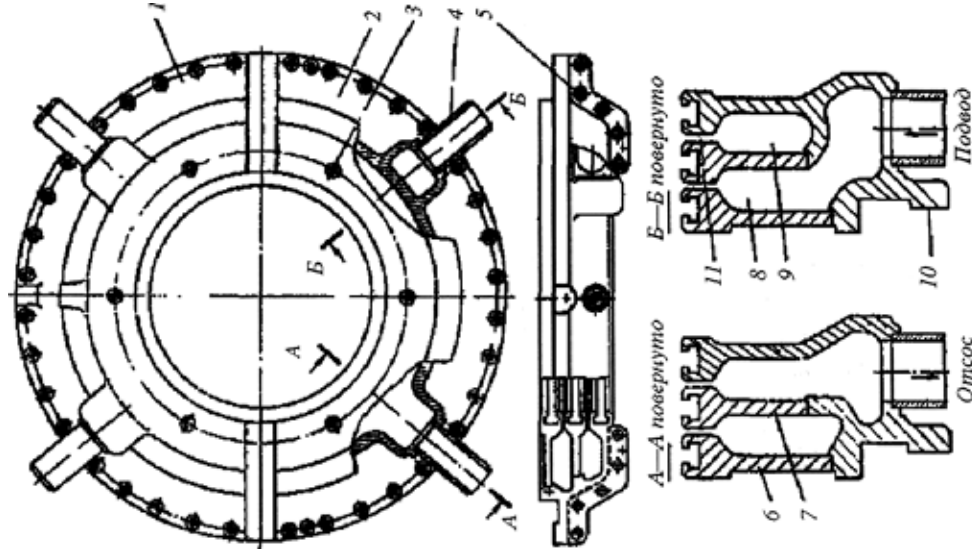


Рис. 2.43. Сварно-литой корпус концевого уплотнения турбины К-500-240 ХТЗ: 1, 2 – верхняя и нижняя части корпуса; 3 – стержень-стяжка; 4 – труба; 5 – болт; 6, 7 – профильные кольца; 8 – камера подвода уплотняющего пара; 9 – камера отсоса паровоздушной смеси; 10 – присоединительный плоский фланец; 11 – кольцевая щель

В большинстве турбин уплотнительная часть передних и задних лабиринтовых уплотнений отличается количеством и шагом уплотнительных усиков. На рис. 2.44 в качестве примера приведены конструкции концевых уплотнений ЦВД, ЦСД и ЦНД турбины К-500-240 ХТЗ.

Выбор марки материала, применяемого для изготовления элементов уплотнений, определяется температурой и давлением рабочей среды.

Материалом для уплотнительных гребней лабиринтовых уплотнений, работающих при температуре до 250 °С, служит латунь марки Л68М; при температурах до 400 °С – нейзильбер марки МНЦ15-20; при температурах до 500 °С – монель-металл марки НМЖМц28-2,5-1,5; при температурах до 600 °С – сталь марок Х18Н9Т, 12Х18Н10Т. При выборе материалов необходимо обратить внимание на их твердость, поэтому целесообразно применять сталь марки 08Х18Н9Т — с твердостью не более 110 НВ и латунь марки Л68М — мягкую, а не Л68.

Плоские пружины уплотнений для температур до 400 °С изготавливаются из стали 40Х13, а для температур до 600 °С — из стали ЭИ-612 (Х15Н35Б3Т).

Обоймы уплотнений изготавливаются из стальных поковок или чугуна литья. Обоймы современных турбин, работающие в зоне высоких температур, обычно изготавливаются из стали марок 15Х1М1Ф-Л, 20ХМФ-Л, а обоймы, работающие в зоне средних температур, — из стали 25Л.

Корпуса концевых уплотнений выполняются литыми из стали марок 15Х1М1Ф-Л, 20ХМФ-Л, 20Л для цилиндров высокого и среднего давления и сварными из Ст. 20 для выходных частей ЦСД и ЦНД.

В качестве материала для шпилек и гаек обойм, работающих в зоне высоких температур, применяется сталь марки ЭП-182 (20Х1М1Ф1ТР), а работающих в условиях средних температур — сталь марки ЭИ-10 (25Х1МФА). Специальные установочные шпонки и мелкий крепеж изготавливаются из стали марки 1Х12ВНМФ.

Конструкция диафрагменных уплотнений аналогична конструкции концевых уплотнений. Уплотнение обычно состоит из одного или нескольких составных колец, которые вставлены в фасонные канавки, проточенные по внутреннему диаметру диафрагмы. Кольца снабжены уплотнительными гребешками различных типов. Кольца с гребешками составлены из нескольких сегментов и прижимаются к опорным выступам пазов расточки диафрагмы при помощи пружин, как показано на рис. 5.10. В плоскости разъема турбины кольца предохраняются от проворачивания стопорной пластиной.

На рис. 2.45 показаны примеры конструкций надбандажных уплотнений турбин ЛМЗ. С момента создания турбины конструкция надбандажных уплотнений претерпела несколько реконструкций с целью повышения их надежности и экономичности: металллокерамические вставки были заменены на вставки из мягкого армкожелеза, трапециевидальная их форма менялась на

корытообразную, в трапециевидальные вставки врезались дополнительные усы (модификация корытообразных вставок). Реконструкции подвергались также надбандажные уплотнения большинства типов турбин ЛМЗ, ХТЗ, ТМЗ. В настоящее время все заводы применяют в новых конструкциях своих турбин и предлагают для реконструкции турбин, находящихся в эксплуатации, примерно одинаковые по конструкции виброустойчивые надбандажные уплотнения.

Уплотнение, показанное на рис. 2.46, а, применяется для ЦВД и ЦСД. В обойме 1 выполнены кольцевые проточки типа «ласточкина хвоста», в которые заведены вставки 2 из мягкого армкожелеза, а на бандажной ленте выточены гребешки 3. Для ступеней с длинными лопатками используют уплотнение (рис. 2.46, б) с уплотняющими гребешками, которые вставлены в кольцевые выточки на козырьке 4 диафрагмы. Виброустойчивое уплотнение, показанное на рис. 2.46, б, предназначено для исключения аэродинамических самовозбуждающихся сил, вызывающих низкочастотную вибрацию валопровода.

ТМЗ использует в ряде своих турбин осерадиальные надбандажные уплотнения, также предназначенные для устранения аэродинамических сил, вызывающих низкочастотную вибрацию.

Применение этого типа уплотнений повышает экономичность проточной части из-за уменьшения их повреждаемости в процессе эксплуатации в результате увеличения зазоров. На рис. 2.47 в качестве примера показаны конструкция и основные размеры осерадиальных уплотнений для части высокого давления турбины Т-250/300-240.

Аналогичные конструкции виброустойчивых (осерадиальных) уплотнений применяются в своих новых серийных турбинах ХТЗ, а ЦКБ «Энергопрогресс» разработал проекты реконструкции турбин большой мощности с целью повышения устойчивости к низкочастотной вибрации роторов высокого и среднего давления путем применения осерадиальных уплотнений.

Рис. 2.44. Конструкции концовых уплотнений ЦВД, ЦСД и ЦНД турбины К-500-240 ХТЗ:

а – переднее концевое уплотнение ЦВД; б – заднее концевое уплотнение ЦВД (сторона паровпуска); в – переднее концевое уплотнение ЦСД; г – заднее концевое уплотнение ЦСД; д – концевое уплотнение ЦНД; 1 – корпус переднего концевое уплотнения ЦВД; 2 – обойма № 2 переднего концевое уплотнения ЦВД; 3 – внешний корпус ЦВД; 4 – обойма № 1 переднего концевое уплотнения ЦВД; 5 – обойма № 1 заднего концевое уплотнения ЦВД; 6 – внутренний корпус ЦВД; 7 – обойма № 2 заднего концевое уплотнения ЦВД; 8, 9, 10 – обоймы № 3, 4, 5 заднего концевое уплотнения ЦВД; 11 – корпус заднего концевое уплотнения ЦВД; 12 – кольцо уплотнений из четырех сегментов; 13 – корпус переднего концевое уплотнения ЦВД (сторона генератора); 14 – внешний корпус ЦСД; 15 – обойма № 3 переднего концевое уплотнения ЦСД; 16 – обойма № 2 переднего концевое уплотнения ЦСД; 17 – внутренний корпус ЦСД; 18 – обойма № 1 заднего концевое уплотнения ЦСД; 19, 20 – концевое уплотнение ЦСД; 21 – корпус заднего концевое уплотнения ЦСД; 22 – корпус концевое уплотнения ЦНД; 23 – корпус ЦНД

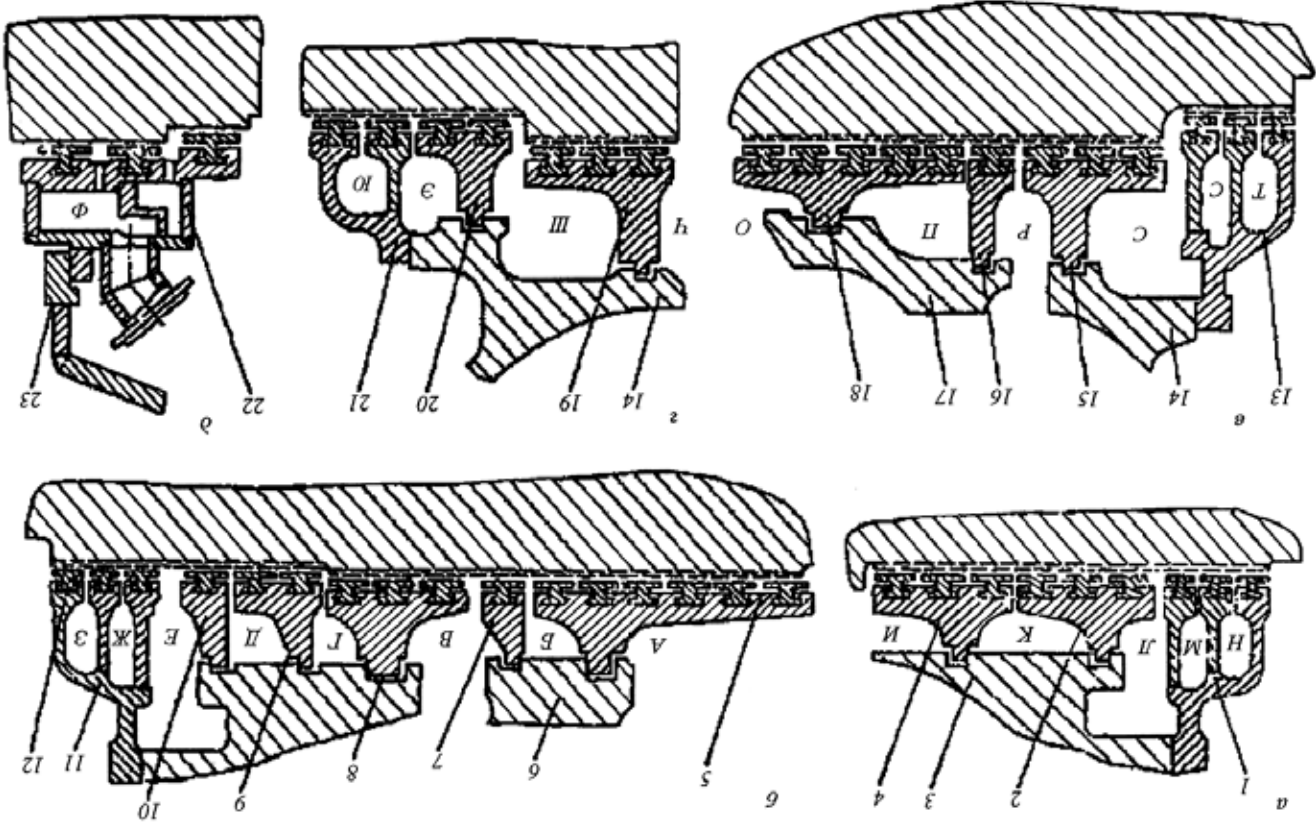
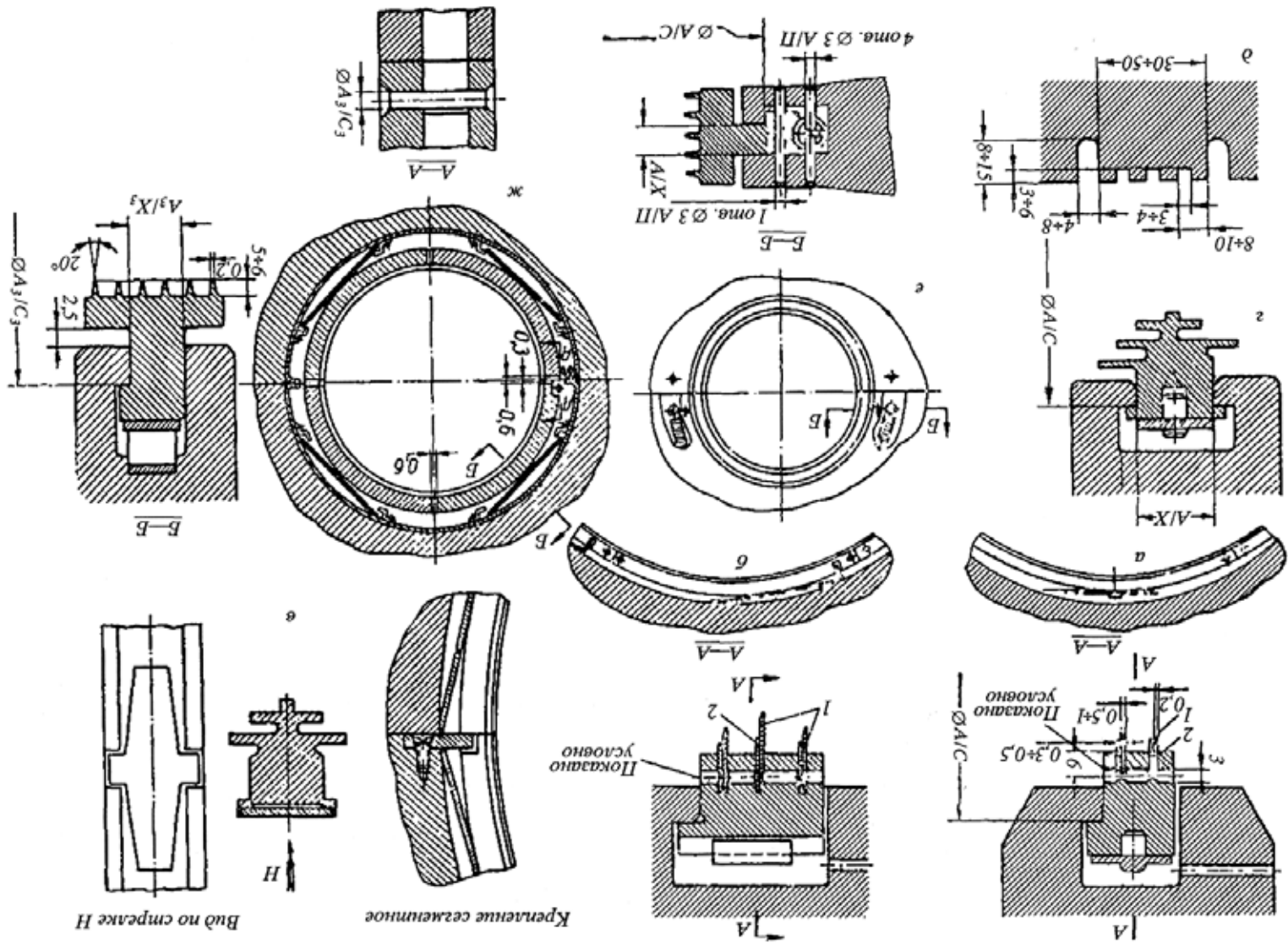


Рис. 2.45. Способы крепления колец уплотнений в расточке обоймы



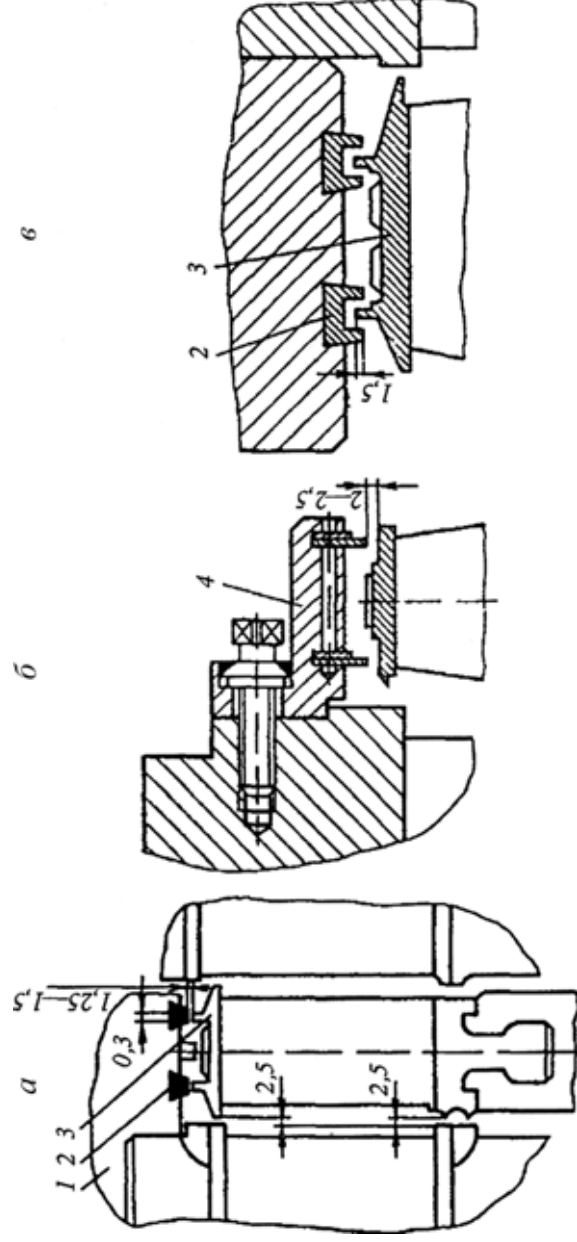


Рис. 2.46. Конструкции надбандажных уплотнений турбин ЛМЗ:

a – надбандажное уплотнение ЦВД и ЦСД с металлокерамическими вставками; *б* – надбандажное уплотнение с усиками уплотнений, зачеканенными в козырек диафрагмы; *в* – виброустойчивое надбандажное уплотнение ЦВД и ЦСД; 1 – обойма; 2 – вставка; 3 – бандаж; 4 – козырек диафрагмы

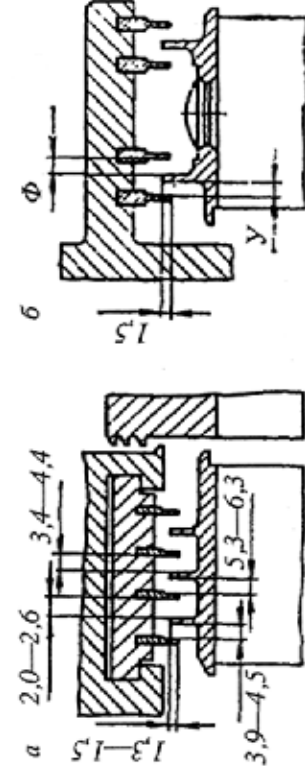


Рис. 2.47. Конструкция осерадиальных уплотнений для части высокого давления турбины Т-250/300-240 ЛМЗ:
a – установка усов уплотнения в сегменте вставки; *б* – установка усов уплотнения в козырек диафрагмы

2.8. Типовые конструкции опорных подшипников

Вал ротора паровой турбины устанавливается в опорных подшипниках, которые воспринимают и передают на детали статора радиальные нагрузки от собственного веса валопровода; его неуравновешенных центробежных сил и расцентровок; аэродинамических сил, возникающих в проточной части и уплотнениях турбины.

В паровых турбинах применяются только *подшипники скольжения с жидкостным трением*, в которых между вращающимися и неподвижными деталями при нормальной работе существует тонкий слой смазки.

На рис. 2.48 показана принципиальная конструкция опорного подшипника. В расточке вкладыша, состоящего из нижней (3) и верхней (6) половин вкладыша, вращается шейка ротора 11. Вкладыш устанавливается в корпусе 2. Подача масла в подшипник регулируется дроссельной ограничительной шайбой в регулируемой колодке 5. Отработавшее масло выдавливается через радиальный зазор и стекает в корпус подшипника, откуда по сливному маслопроводу сливается в масляный бак.

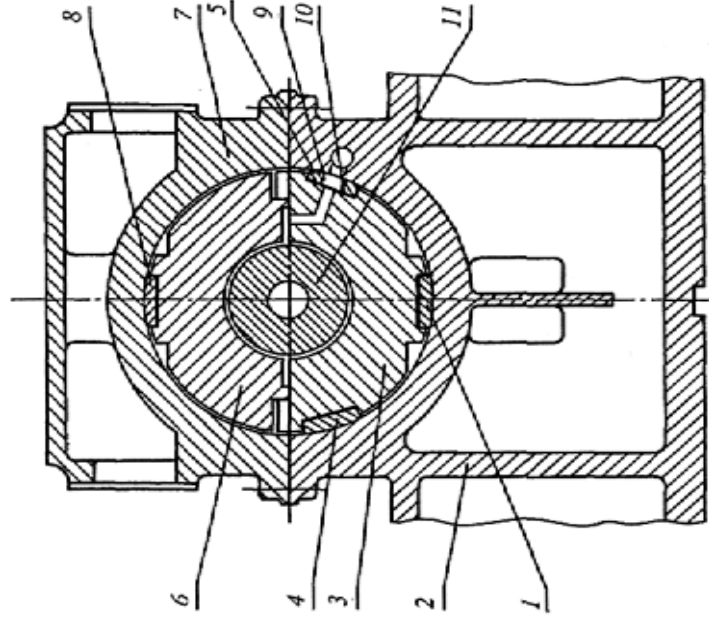


Рис. 2.48. Установка вкладыша опорного подшипника в корпусе: 1, 4, 8 – регулируемые опорные колодки; 2 – корпус подшипника; 3 – нижняя половина вкладыша; 5 – регулируемая опорная колодка с отверстием маслопровода и дроссельной шайбой; 6 – верхняя половина вкладыша; 7 – крашка корпуса подшипника; 9 – канал маслопровода; 10 – регулируемая подкладка; 11 – опорная шейка ротора

В различных конструкциях паровых турбин применяются либо *выносные корпуса подшипников* (стулья), которые устанавливаются отдельно от цилиндров на свои фундаментные рамы, либо *встроенные корпуса подшипников*, которые свариваются непосредственно в конструкцию сварных цилиндров и составляют с ними одно целое.

Внутри корпусов подшипников размещаются:

- встроенная система маслоснабжения вкладышей и слива масла;
- масляные уплотнения (маслоотбойные кольца), расположенные в местах выхода роторов из корпусов подшипников и предназначенные для предотвращения протечек масла вдоль роторов;
- перегородки, разделяющие внутреннюю полость корпусов подшипников на отсеки в местах установки вкладышей и расположения муфт, которые препятствуют пенообразованию масла.

В нижней половине внутренней полости корпусов подшипников устанавливаются кронштейны, предназначенные для крепления датчиков системы контроля и защиты турбины.

Выносные корпуса подшипников (стулья) устанавливаются непосредственно на чугунные фундаментные рамы и, одновременно с функцией опоры роторов, выполняют функцию опоры цилиндров. Цилиндры опираются на стулья лапами и соединяются с ними системой консольных и вертикальных шпонок. Относительно фундаментной рамы корпус подшипника фиксируется с помощью продольной шпонки в поперечном направлении и имеет возможность скользить по фундаментной раме при возникновении тепловых расширений, не нарушая центровки ротора. На рис. 2.49 в качестве примера показана нижняя половина корпуса опорно-упорного подшипника турбины. В верхней части корпусов выносных подшипников современных турбин встроены аварийные маслобаки, обеспечивающие подачу масла на подшипники турбины во время ее останова при аварийных ситуациях.

Встроенные корпуса подшипников (картера подшипников) выполняются заодно со сварными цилиндрами низкого давления и имеют общую с цилиндрами систему опирания на фундаментные рамы. На рис. 2.50 показан встроенный корпус опорных подшипников в выхлопном патрубке ЦНД турбины К-300-240 ЛМЗ.

В крышку картера подшипников ЦНД обычно встраивается валопоротное устройство турбины (ВПУ), предназначенное для проворота роторов при прогреве турбины в период пусков и при остывании после ее останова.

В настоящее время все корпуса подшипников турбин ХТЗ, ТМЗ и КТЗ выполняются сварными. В турбинах старых конструкций (производства до середины 70-х годов) и всех турбинах ЛМЗ выносные корпуса подшипников выполняются литыми из высококачественного чугуна марки СЧ-21-40.

В корпус подшипника устанавливается вкладыш. К вкладышам подшипников турбины предъявляются жесткие требования по долговечности, прочности в работе, величине потерь на трение и максимально возможной точности их установок. Любое отклонение от этих жестко регламентируемых показателей, как правило, вызывает повышенную вибрацию турбины.

Вкладыши опорных подшипников подразделяют на нерегулируемые и регулируемые.

Нерегулируемый вкладыш подшипника, показанный на рис. 2.51, плотно устанавливается в расточке корпуса подшипника, а смещение оси баббитовой расточки вкладыша при центровке роторов может быть достигнуто за счет эксцентричного растачивания рабочей поверхности вкладыша или перемещения всего корпуса подшипника. Вкладыши такого типа в турбинах современных конструкций применяются редко.

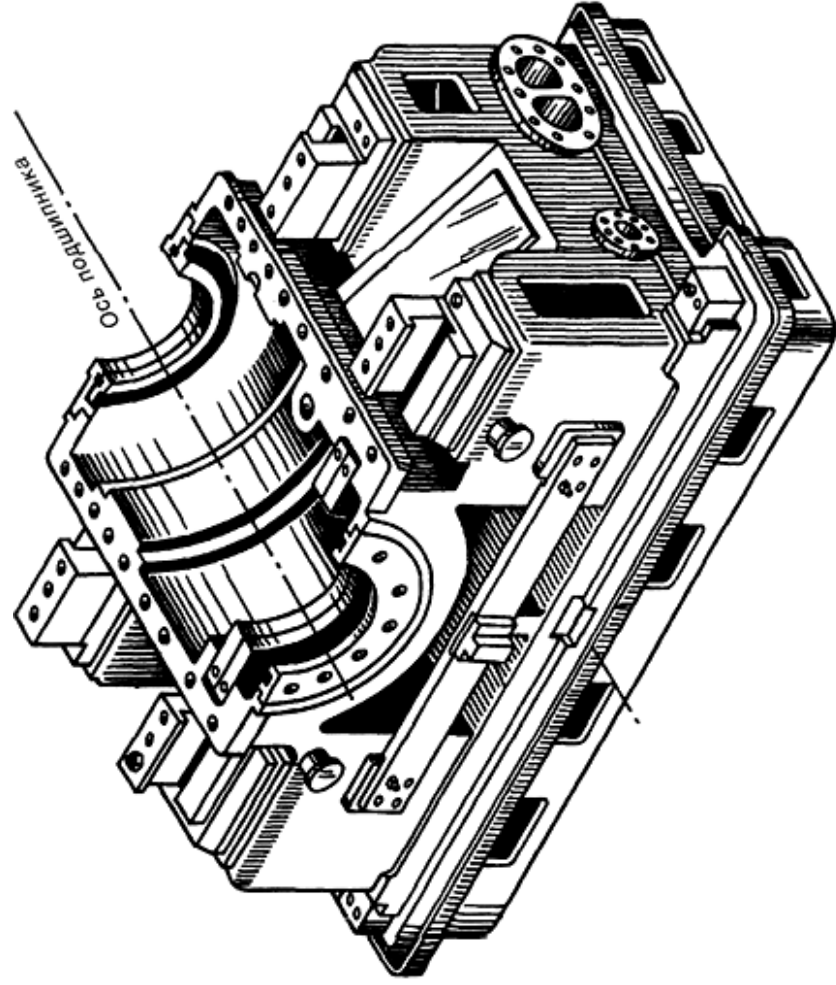


Рис. 2.49. Корпус выносного подшипника на фундаментной раме

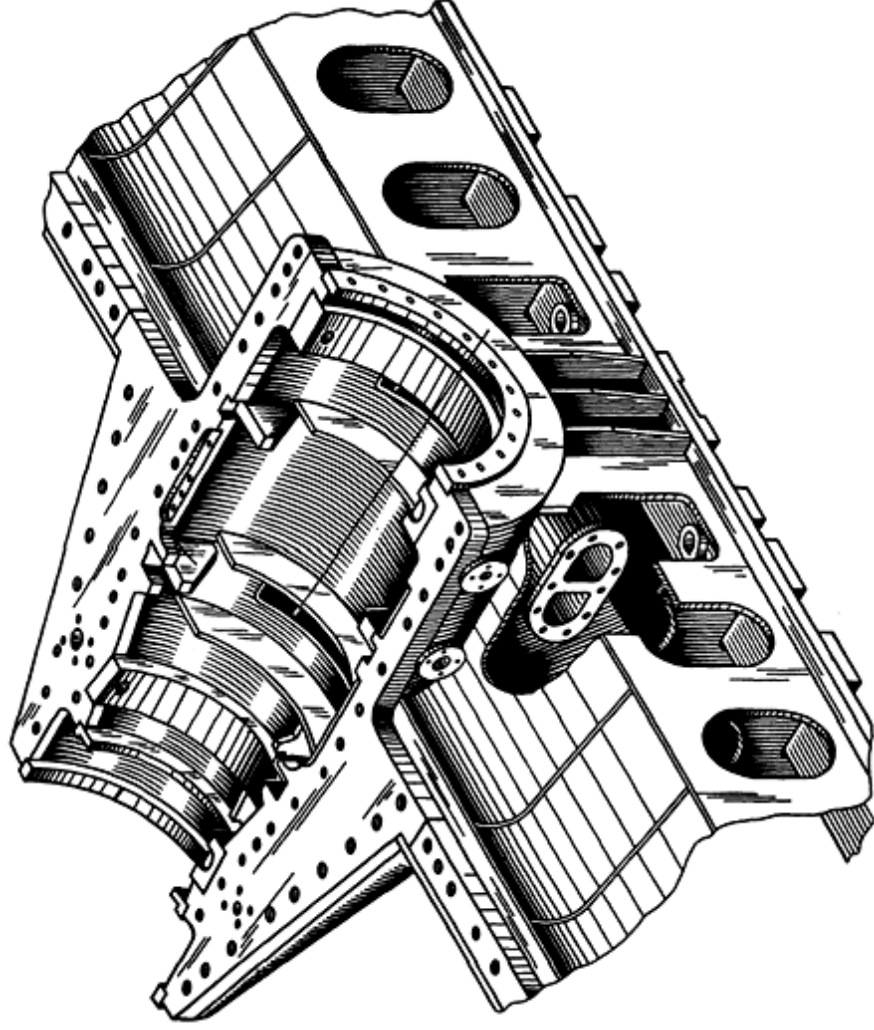


Рис. 2.50. Корпус встроенных подшипников (картер подшипников)

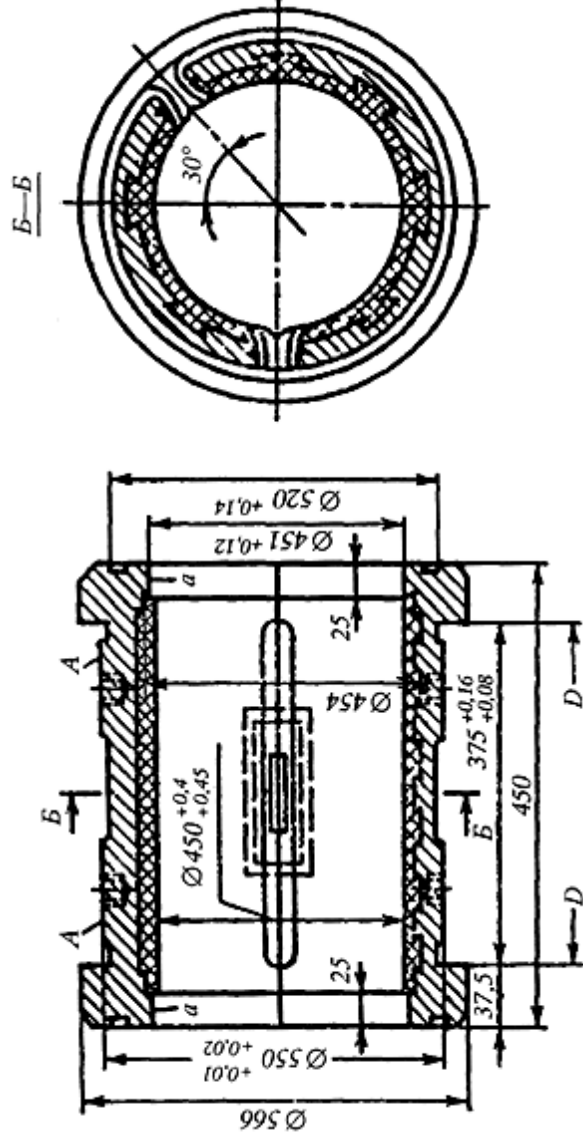


Рис. 2.51. Нерегулируемый вкладыш опорного подшипника

Регулируемый вкладыш подшипника имеет в цилиндрической наружной поверхности специальные гнезда, в которые на винтах устанавливаются регулирующие колодки, а сама наружная поверхность вкладыша выполнена со значительно меньшими линейными размерами, чем соответствующие размеры расточки в корпусе подшипника. Радиальное перемещение этих вкладышей подшипников, необходимое при центровке роторов, может быть осуществлено установкой стальных прокладок под регулирующие колодки.

На рис. 2.52 в качестве примера показан регулируемый опорный вкладыш турбины ЛМЗ. Вкладыш состоит из двух половин 1 и 3, скрепляемых после укладки валопровода четырьмя болтами 2. Вкладыш имеет бабитовую заливку (расточку) 7. В верхней половине вкладыша выполнена маслораздаточная канавка 9, а на уровне разъема, в месте подачи масла, — маслораздаточный карман 6. Нижняя половина вкладыша устанавливается на трех регулирующих колодках 4 с цилиндрической внешней поверхностью. Колодки крепятся к вкладышу винтами. Между колодками и вкладышем устанавливаются прокладки 5, при изменении толщины которых можно изменить положение вкладыша по отношению к корпусу подшипника при центровке. Верхняя колодка используется для плотного зажатия вкладыша в корпусе подшипника. На ряде турбин дроссельная шайба, регулирующая подачу масла в расточку, устанавливается в специальную выточку, выполненную в нижней половине вкладыша, или в нижнюю колодку (в этом случае прокладка под этой колодкой также должна иметь отверстие для подвода масла).

На рис. 2.53 показан опорный подшипник турбин ХТЗ. Вкладыш этого подшипника имеет сферическую наружную поверхность и устанавливается не в корпусе подшипника, а в обойме, которая закрепляется и центруется в корпусе подшипника с помощью колодок 3 и прокладок 2 под ними. Такие

вкладыши называются *самоустанавливающимися*. Баббитовая расточка самоустанавливающегося вкладыша при укладке на нее ротора всегда занимает положение, соответствующее положению шейки ротора. Центровка самоустанавливающихся подшипников выполняется путем перемещения обоймы.

В паровых турбинах большой единичной мощности для предотвращения возникновения низкочастотной вибрации применяются *сегментные подшипники*, которые представляют собой регулируемую обойму с четырьмя и более самоустанавливающимися в ней опорными сегментами. На рис. 2.54, 2.54, а показаны сегментные подшипники конструкции ЛМЗ и ХТЗ.

Рабочая поверхность сегментного подшипника разделена на 4–6 подвижных вкладыша — сегменты, каждый из которых состоит из жесткой опоры и тонкой накладки, снабженной баббитовой наплавкой. Опора с тыльной стороны имеет сферическую поверхность для обеспечения близкого к точечному контакту с несущими элементами (установочным кольцом для нижних сегментов и крышкой подшипника для остальных). Наличие сферического сопряжения опоры сегмента и несущего элемента обеспечивает их самоцентрирование, свободу качаний сегмента в окружном направлении и некоторую компенсацию возможного эксплуатационного перекоса осей подшипника и шейки вала.

Сегментные подшипники конструкции ЛМЗ (рис. 2.54), работают в масляной ванне.

Сегментные подшипники конструкции ХТЗ, рис. 2.55 работают с принудительной системой подвода масла к каждому сегменту с помощью сосел 3 к верхним сегментам и специального подвода масла через втулку 13, далее под накладками 17, между сегментами 11 и накладкой 12 к шейке вала. Для снижения потерь на трение при вращении ротора турбины на валоповороте нижние сегменты этих подшипников снабжены системой гидроподъема.

Элементы подшипников изготавливаются из следующих материалов. Вкладыши подшипников изготавливаются из чугуна марки СЧ-21-40. Вкладыши самоустанавливающихся, комбинированных и сегментных подшипников, а также обойм выполняются из поковок низкоуглеродистых сталей марок Ст. 10, Ст. 15. В качестве антифрикционного материала для заливки подшипников применяется баббит марки Б-83, имеющий следующий состав, %: олово — 83, сурьма — 11, медь — 6.

Диаметр рабочей поверхности — баббитовой постели (в дальнейшем расточки) всех типов опорных подшипников, применяемых в паровых турбинах, — выполняется несколько большего диаметра, чем шейка ротора, что необходимо для образования масляного клина. По конструктивному оформлению, в зависимости от количества создаваемых масляных клиньев, расточки подразделяются на одноклиновые (цилиндрические), двухклиновые (эллиптические, часто называемые лимонными) и многоклиновые (сегментные).

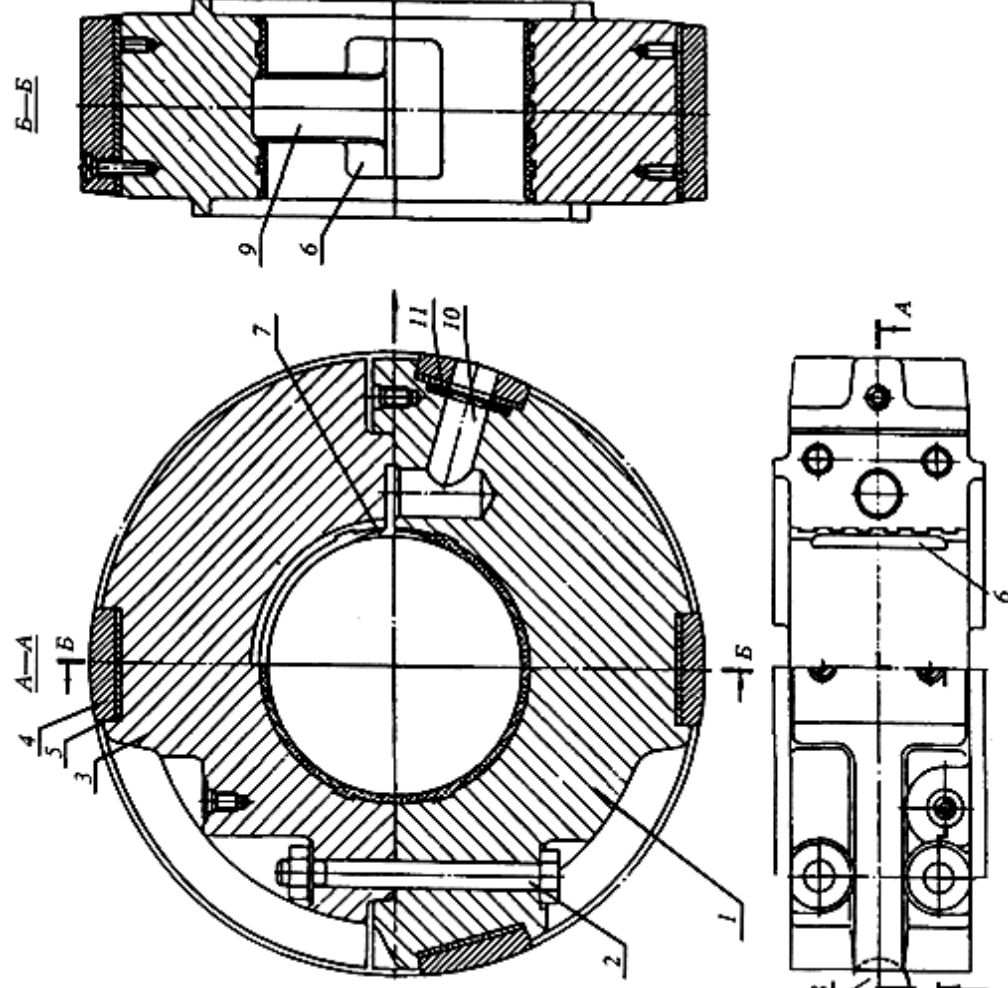


Рис. 2.52. Регулируемый вкладыш опорного подшипника: 1 – нижняя половина вкладыша; 2 – крепежные болты; 3 – верхняя половина вкладыша; 4 – регулируемая колодка; 5 – набор регулируемых прокладок; 6 – маслораздаточный карман; 7 – бабитовая расточка вкладыша; 8 – стопорная шайба; 9 – маслораздаточная канавка; 10 – канал маслопровода; 11 – дроссельная шайба

Одноклиновые вкладыши с цилиндрической расточкой (рис. 2.56, а) применяются преимущественно для опорных подшипников турбин малой мощности. До последнего времени цилиндрические расточки применялись также на всех подшипниках генераторов и возбuditелей генераторов независимо от диаметра шейки ротора. В последние годы электромашиностроительные заводы для роторов с большими диаметрами шеек роторов начали применять эллиптические расточки.

Почти на всех современных турбинах при диаметре шейки ротора более 300 мм для повышения вибрационной устойчивости роторов применяются опорные подшипники с *двухклиновой — лимонной (эллиптической) расточкой* вкладышей (рис. 2.56, б).

В сегментных подшипниках (рис. 2.56, в) создается несколько масляных клиньев (в соответствии с количеством сегментов). Для создания надежного

масляного клина между верхними сегментами и ротором большое значение имеют величины зазоров, устанавливаемые между ротором и верхними колодками. Регулировку зазоров, по верхним сегментам необходимо осуществлять после всех остальных регулировок, в том числе и натяга по подшипнику, так как при выполнении этих работ возможна деформация деталей подшипника и, соответственно, изменение зазоров по верхним колодкам.

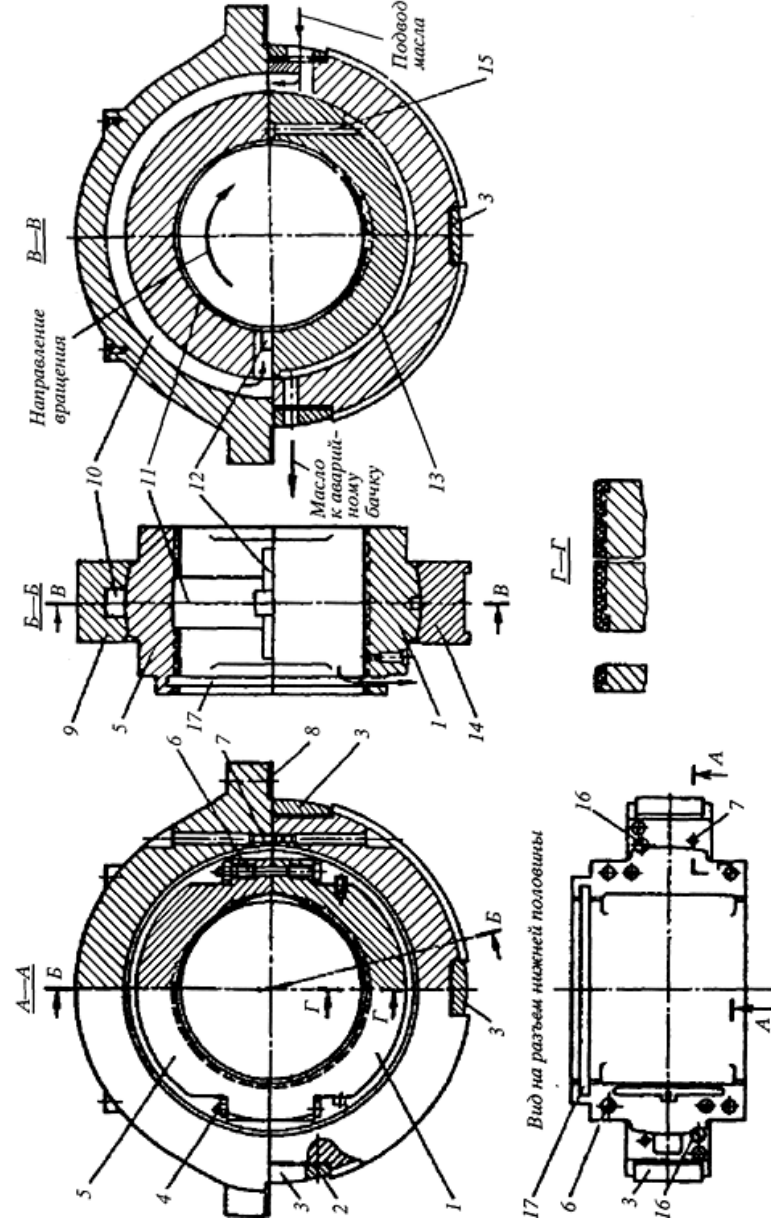


Рис. 2.53. Вкладыш опорного самоустанавливающегося подшипника конструкции ХТЗ: 1, 5 – нижняя и верхняя половины вкладыша; 2 – прокладка; 3 – опорные колодки; 4 – призонные скрепляющие болты вкладыша; 6 – скрепляющие болты вкладыша; 7 – установочные штифты обоймы; 8 – прокладка; 9, 14 – верхняя и нижняя половина обоймы; 10 – канал в сфере вкладыша для подачи масла; 11 – маслораздаточная канавка; 12 – маслораздаточный карман; 13, 15 – каналы подачи масла к аварийной емкости и аварийной подачи масла; 16 – стопорные винты; 17 – маслославливающая канавка

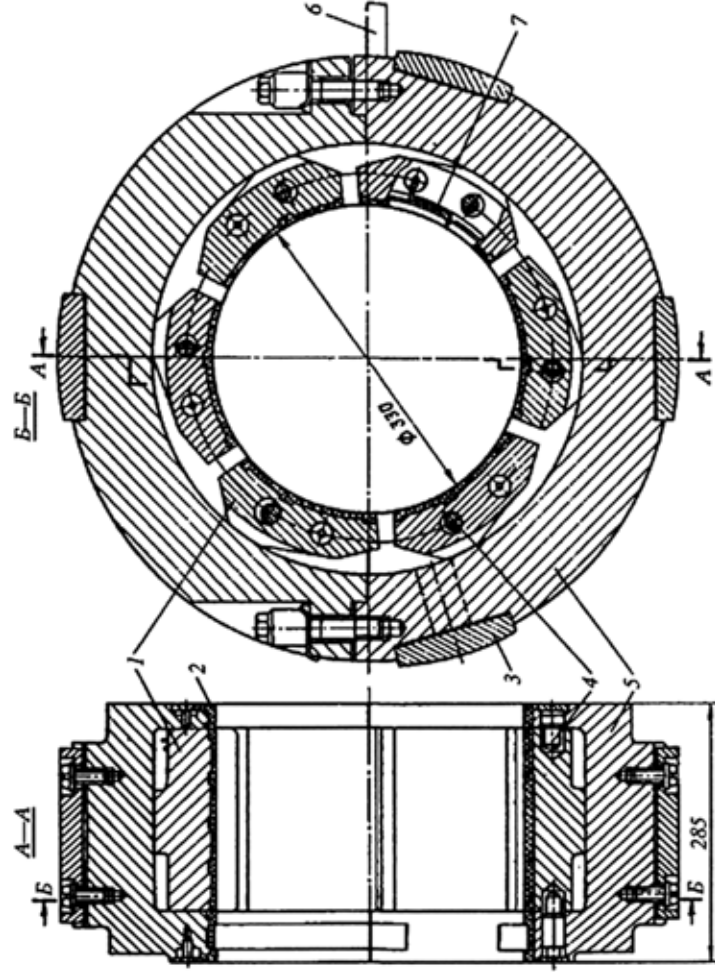


Рис. 2.54. Сегментный подшипник конструкции ЛМЗ: 1 – сегменты; 2 – уплотнение; 3 – установочные колодки; 4 – штифты; 5 – вкладыш; 6 – стопорная шайба; 7 – термопласта

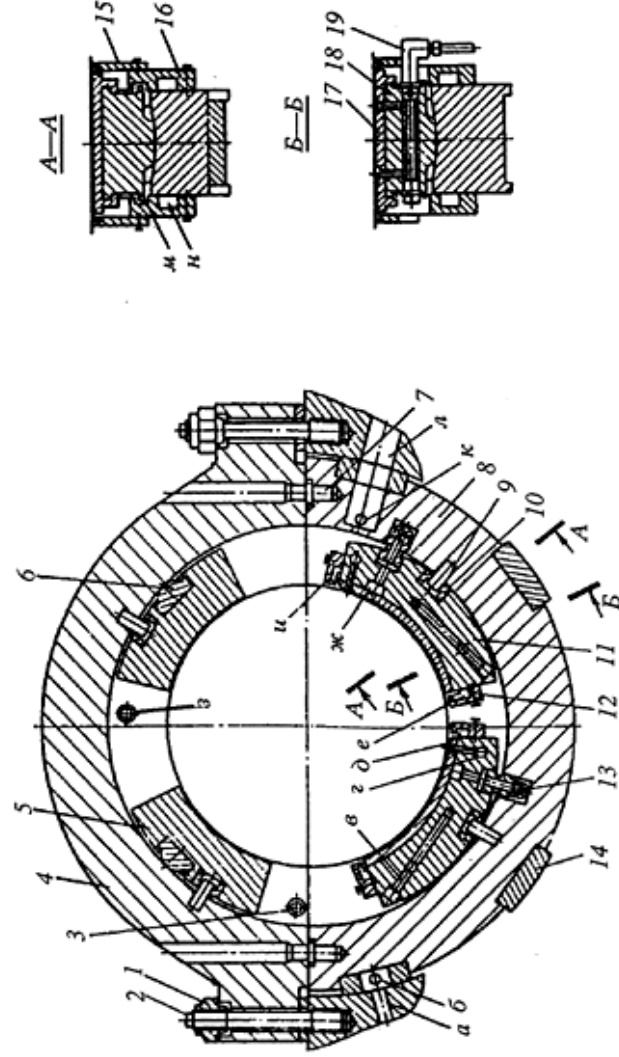


Рис. 2.55. Сегментный подшипник конструкции ХТЗ: 1 – гайка; 2 – шпилька; 3 – сошло; 4 – крышка (бутиль) подшипника; 5 – сегмент верхний; 6 – упор; 7 – штифт; 8 – установочное полукольцо; 9 – штифт; 10 – втулка; 11 – сегмент нижний; 12 – накладка; 13 – шарнирная втулка; 14 – регулирующая колодка; 15 – уплотнения; 16 – крышка торцевая; 17 – накладка; 18 – опора (тело) сегмента; 19 – обратный клапан гидроподъема; а, б – каналы аварийного маслоподвода подшипника; в, г – маслоканалы гидроподъема; д – опорная накладка сегмента; е, и – накладки, образующие камеру подвода масла на смазку; ж – канал маслоподвода смазки к нижним сегментам; з – коллектор маслоподвода смазки к верхним сегментам; к, л – каналы основного маслоподвода подшипника; м – паз, удерживающий сегмент от выпадания; н – канал разводки масла смазки к сегментам

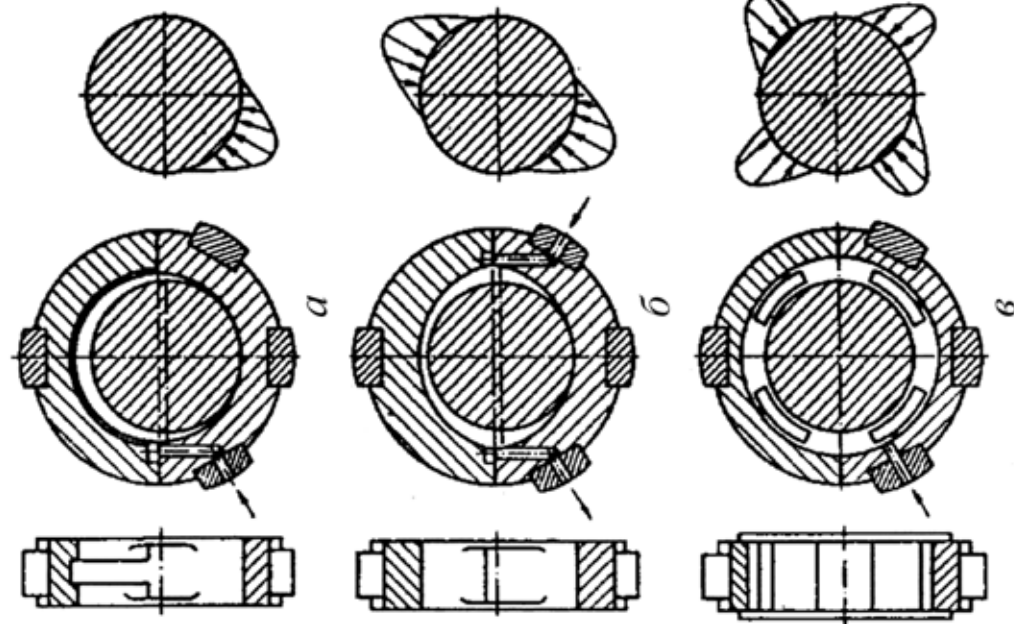


Рис. 2.56. Варианты расточки опорных подшипников: *a* – одноклиновые вкладыши с цилиндрической расточкой; *б* – двухклиновая-лимонная (эллиптическая) расточка; *в* – сегментные подшипники

Для обеспечения вибрационной надежности турбины необходимо точное соответствие формы и размеров расточки вкладыша указанным в чертежах завода.

Геометрические размеры расточки определяются заводами-изготовителями, а усредненные их величины можно определить по нижеприведенным формулам.

1. Для цилиндрической расточки: $D_{раст} = 1,002 \times D_{ш}$, где $D_{раст}$ – диаметр расточки вкладыша; $D_{ш}$ – диаметр шейки ротора.

При этом зазоры между шейкой и баббитом будут составлять:

- верхний $V = 0,002 \times D_{ш}$;

- боковые (левый, правый) $L = P = 0,001 \times D_{ш}$.

2. Для лимонной расточки:

- верхний $V = (0,001-0,0015) \times D_{ш}$;

- боковые $L = P = 0,002 \times D_{ш}$.

Технологически лимонная расточка выполняется расточкой баббита вкладыша в диаметр

$$D_{раст} = D_{ш} + L + P = 1,004 \times D_{ш}$$

Для соблюдения требуемого верхнего зазора в разъем вкладыша устанавливается прокладка толщиной t :

$$t = L + P - B = 0,004 \times D_{ш} - (0,001 - 0,0015) \times D_{ш}.$$

В табл. 2.2 приведены требования заводов-изготовителей к величине зазоров в подшипнике и рекомендуемые диаметры расточки вкладышей.

Таблица 2.2
Зазоры в некоторых опорных подшипниках и диаметр расточки баббита при их изготовлении

Диаметр шейки ротора $D_{ш}$ мм	Величина зазоров		Диаметр расточки вкладыша $D_{рост}$, мм	Толщина прокладки для расточки t , мм	Завод-изготовитель
	Боковой зазор b , мм	Верхний зазор B , мм			
280	0,45...0,5	0,3...0,35	281,1 ^{+0,05}	0,80	ЛМЗ
300	0,5...0,6	0,35...0,4	301,2 ^{+0,05}	0,85	
325	0,65...0,7	0,4...0,45	326,3 ^{+0,05}	0,90	
350	0,7...0,75	0,4...0,45	351,4 ^{+0,05}	1,00	
360	0,7...0,75	0,4...0,45	361,4 ^{+0,05}	1,00	
240	0,5...0,55	0,25...0,35	241,1 ^{+0,05}	0,85	ТМЗ
280	0,55...0,6	0,30...0,40	281,2 ^{+0,05}	0,90	
300	0,57...0,62	0,30...0,40	301,2 ^{+0,05}	0,90	
325	0,60...0,67	0,30...0,45	326,3 ^{+0,05}	1,00	
360	0,67...0,72	0,35...0,45	361,4 ^{+0,05}	1,05	

2.9. Типовые конструкции упорных подшипников

Упорный подшипник служит для восприятия осевого усилия, действующего на ротор во время работы турбины, и передачи его на детали статора.

Упорный подшипник фиксирует осевое положение вращающегося ротора турбины по отношению к ее неподвижным деталям; при этом положение ротора в упорном подшипнике и положение самого упорного подшипника в корпусе определяют величину осевых зазоров в проточной части турбины и уплотнениях.

На величину зазоров в проточной части турбины и в уплотнениях во время работы турбины влияет также разница температурных удлинений цилиндра и ротора. Это обстоятельство должно учитываться при первоначальной установке упорного подшипника, его пригонке, а также проверке осевых зазоров в турбине, особенно в тех уплотнениях, которые максимально удалены от упорного подшипника (диафрагмы последних ступеней, заднее концевое уплотнение).

В паровых турбинах применяются два типа упорных подшипников: гребенчатые и сегментные.

Гребенчатые упорные подшипники благодаря простоте конструкции и большой упорной поверхности (что способствует хорошему отводу теплоты и достаточной надежности в эксплуатации) имели широкое распространение в турбинах низких и средних параметров пара. На рис. 2.57 показан разрез гребенчатого упорного подшипника турбин ХТЗ. Втулка с гребнями насажена на вал и заклинена шпонками. Кольцевые канавки вкладыша залиты баббитом, и каждая из них имеет свой подвод масла через сверления в теле вала и гребенчатой втулки.

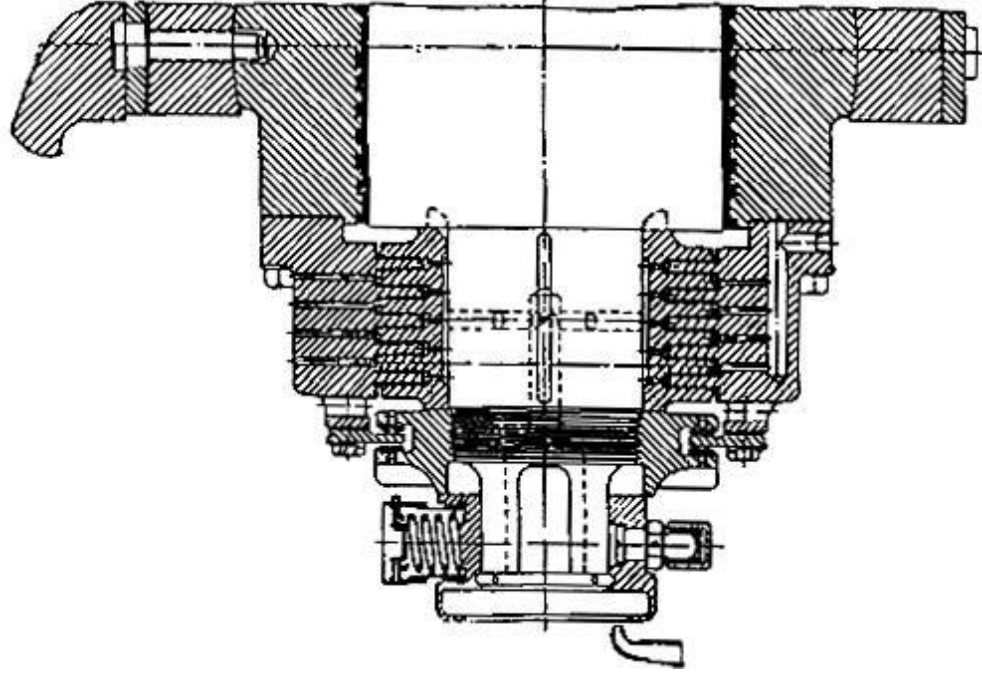


Рис. 2.57. Гребенчатый подшипник

Недостатками этих подшипников являются: большие линейные размеры (длина), значительные потери на трение, трудности обеспечения равномерного распределения давления между гребнями и отсутствие условий для образования масляного клина.

В современных паровых турбинах применяются только сегментные упорные гидродинамические подшипники скольжения.

Конструкция сегментных упорных подшипников реализуется таким образом, чтобы подвижная и неподвижная поверхности образовывали между

собой суживающийся в направлении вращения вала зазор. С этой целью вкладыш разделен на несколько отдельных сегментов (рис. 2.58), каждый из которых устанавливается под небольшим углом к поверхности движущейся части. Благодаря разделению опорной поверхности на сегменты и выделению их в отдельный узел с возможностью изменения положения относительно опорного диска для организации масляного клина подшипник работает в условиях жидкостного трения (на масляном клине).

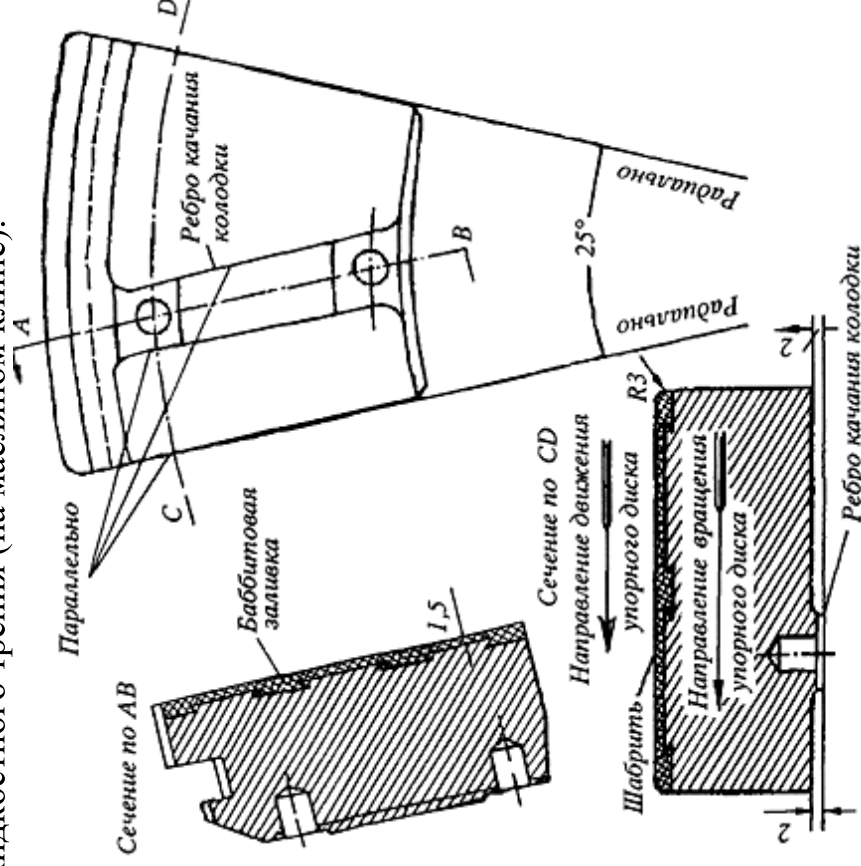


Рис. 2.58. Конструкция опорного сегмента (колодки) подшипника

По способу установки сегментов различают два вида сегментных подшипников:

- подшипник с жесткой установкой сегментов, иногда называемый «подшипником Митчеля»;
- подшипник с самоустанавливающимися колодками «типа Кингсбери», называемый так же подшипником балансирного типа.

Упорный подшипник с жесткой установкой сегментов (чаще всего выполняется комбинированным опорно-упорным) применяется заводами ЛМЗ и ТМЗ во всех типах выпускаемых турбин. Обойма опорно-упорного подшипника с регулируемыми колодками устанавливается в расточку корпуса подшипника, а в осевом направлении фиксируется установочными кольцами.

Сферический опорно-упорный вкладыш устанавливается в обойму с натягом 0,02 – 0,05 мм. Шаровая поверхность вкладыша обеспечивает его правильное пространственное положение (при сборке) относительно ротора и

воспринимает осевые нагрузки во время работы. Для компенсации веса консольной части вкладыша под ней устанавливается пружинный амортизатор.

Сегменты (колодки), на которые опирается ротор при работе турбины, принято называть **рабочими колодками**, а колодки, воспринимающие усилия при перемещении ротора в противоположную сторону, – **установочными**.

Сегменты упорных рабочих и установочных колодок опираются и фиксируются на опорных полукольцах. С помощью изменения толщины рабочих и установочных колец регулируется масляный зазор (разбег ротора) в упорной части подшипника. При нормальной работе упорного подшипника **величина масляного разбега ротора в подшипнике должна составлять 0,5-0,7 мм**.

На рис. 2.59 представлен односторонний опорно-упорный вкладыш подшипника турбины Т-100-130 ТМЗ. Опорная часть вкладыша помещена внутри обоймы; упорная часть является консольной, под ней размещен пружинный амортизатор. Упорная часть вкладыша имеет два ряда колодок, расположенных по обеим сторонам упорного диска ротора. Колодки опираются на опорные кольца и удерживаются на них полукольцами с зубом, входящим в паз на колодках, и пальцами, входящими в отверстия на опорных площадках.

На некоторых типах турбин, например К-300-240 ЛМЗ, Т-250/300-240 ТМЗ, Т-175-130 ТМЗ и других, применяется комбинированный двухсторонний опорно-упорный вкладыш с симметричной установкой упорных сегментов (по обе стороны опорной части).

На рис. 2.60 показан комбинированный двухсторонний опорно-упорный подшипник турбины Т-250/300-240 ТМЗ. Такая конструкция характерна для мощных паровых турбин, в которых на переменных режимах работы осевое усилие может менять свое направление. Сегменты расположены на установочных кольцах. Каждый сегмент подвешивается на двух специальных винтах, удерживается с помощью запечиков и контактирует ребром качения с установочным кольцом.

В турбинах производства КТЗ также применяются опорно-упорные подшипники с жесткой установкой сегментов. Отличительной чертой турбин КТЗ является объединение главного масляного насоса в один узел с опорно-упорным подшипником. Конструкция насос-подшипник, показанная на рис. 6.15, имеет следующие особенности:

- в качестве упорного диска использовано колесо центробежного масляного насоса, который обеспечивает подачу масла на все узлы агрегата;
- вкладыш переднего опорного подшипника одновременно является уплотнением насоса;

— подвод масла к опорным колодкам осуществляется по периферии, а отвод — от внутренней поверхности.

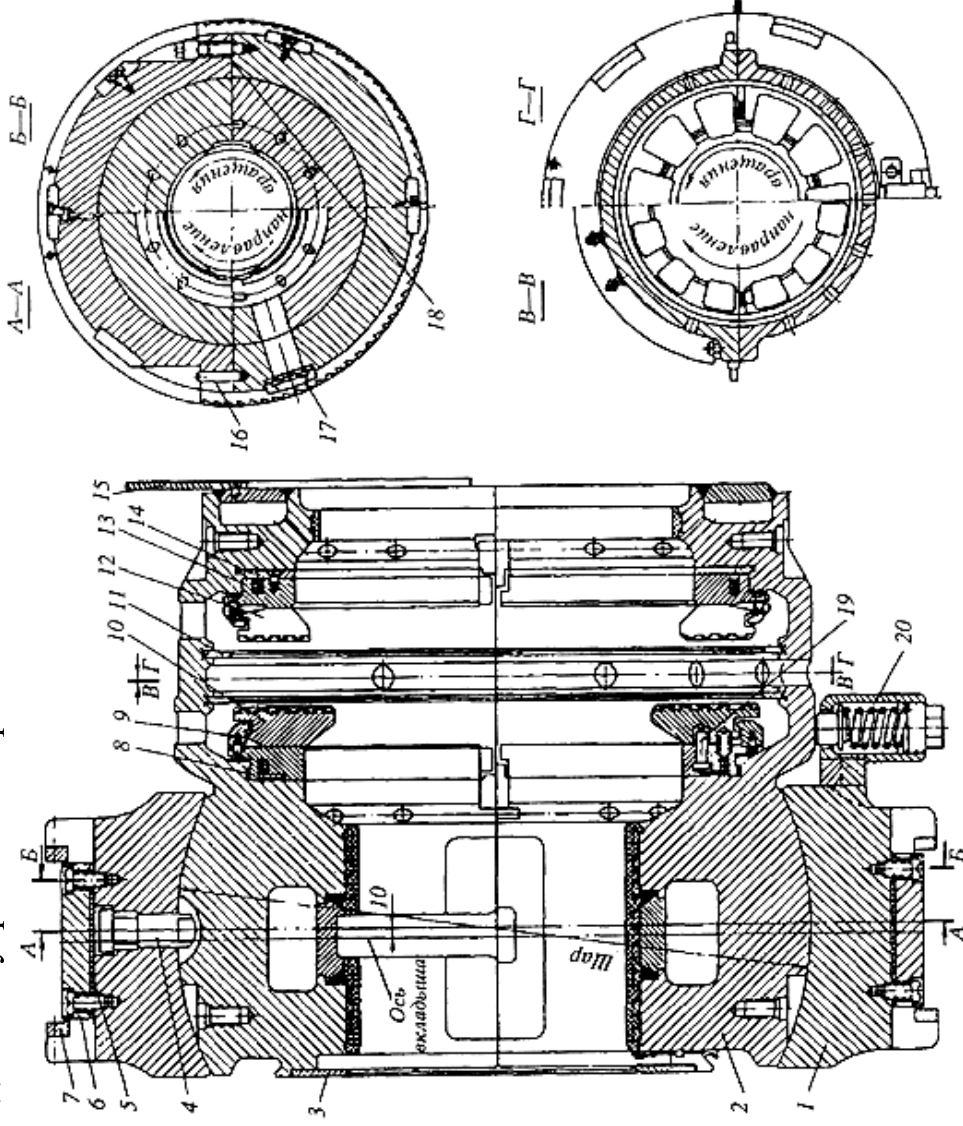


Рис. 2.59. Опорно-упорный подшипник: 1 — сферический вкладыш; 2 — сферическая обойма вкладыша; 3 — маслоотбойное кольцо; 4 — стопор; 5 — винт; 6 — регулирующая колодка; 7 — установочное полукольцо; 9 — рабочее упорное полукольцо с защитным щитком; 8, 10 — рабочая колодка; 11 — гребешок уплотнения; 12 — установочная колодка; 13 — установочное упорное полукольцо с регулирующей прокладкой; 14, 15 — маслоотбойный щиток; 16, 19 — штифты; 17 — регулирующая колодка с дроссельной шайбой; 18 — крепежный болт; 20 — амортизатор

Опорно-упорный подшипник турбин КТЗ выполняется без обоймы и опирается на цилиндрическую расточку корпуса.

Недостатком конструкции упорного подшипника с жестким опиранием сегментов с точки зрения ремонтпригодности можно считать необходимость точной пригонки толщины рабочих колодок, устанавливаемых на шлифованные полукольца (разнотолщинность сегментов не должна превышать 0,02 мм).

В турбинах производства ХТЗ применяются упорные подшипники «типа Кингсбери» с самоустанавливающимися колодками, опирающимися на

выравнивающую систему. На рис. 2.63 показан упорный подшипник турбины К-300-240 ХТЗ.

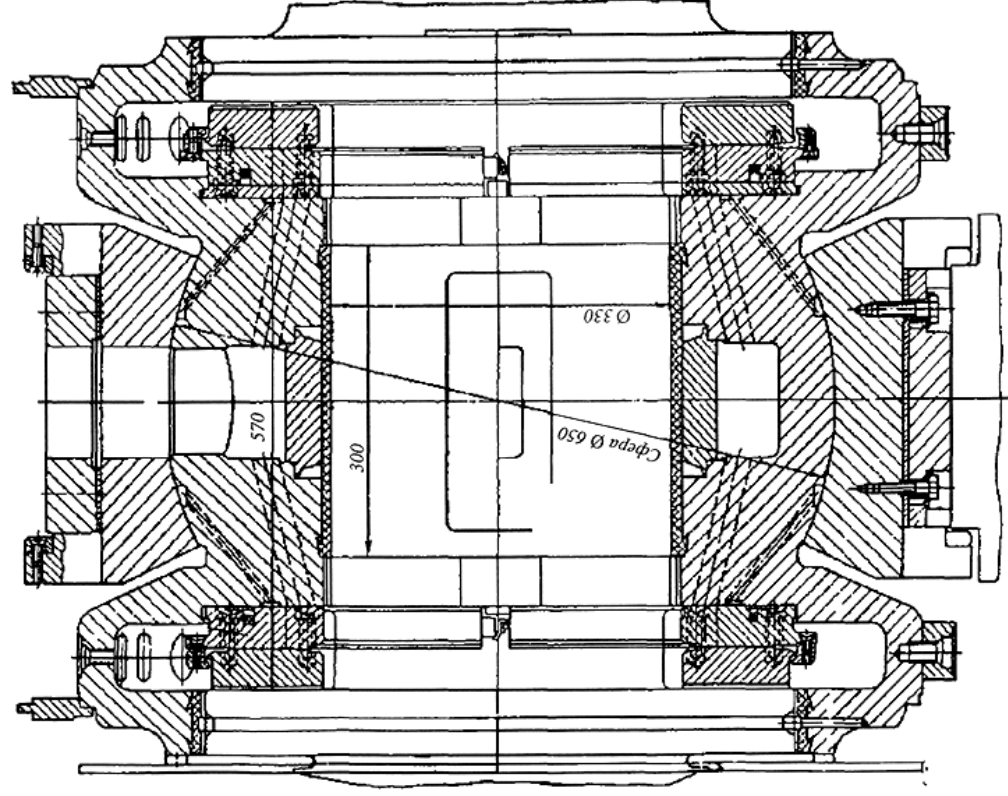


Рис. 2.60. Симметричный опорно-упорный подшипник

Отличительной особенностью данного типа упорного подшипника является то, что при увеличении нагрузки на одну из колодок перемещение этой колодки передается на обе соседние колодки через опоры выравнивающей системы, отжимая их в сторону упорного гребня. Под этими колодками уменьшается толщина масляного клина, возрастает давление, а между ними происходит перераспределение нагрузки. Такая система установки упорных колодок позволяет равномерно распределить на них нагрузку и не требует повышенной точности пригонки толщины колодок.

Недостатком упорного подшипника балансирующего типа можно считать сложность регулировки масляного разбега ротора в связи с наличием в системе дополнительных упругих элементов.

Вкладыши самоустанавливающихся комбинированных подшипников и обойм выполняются из поковок низкоуглеродистых сталей марок Ст. 10(15).

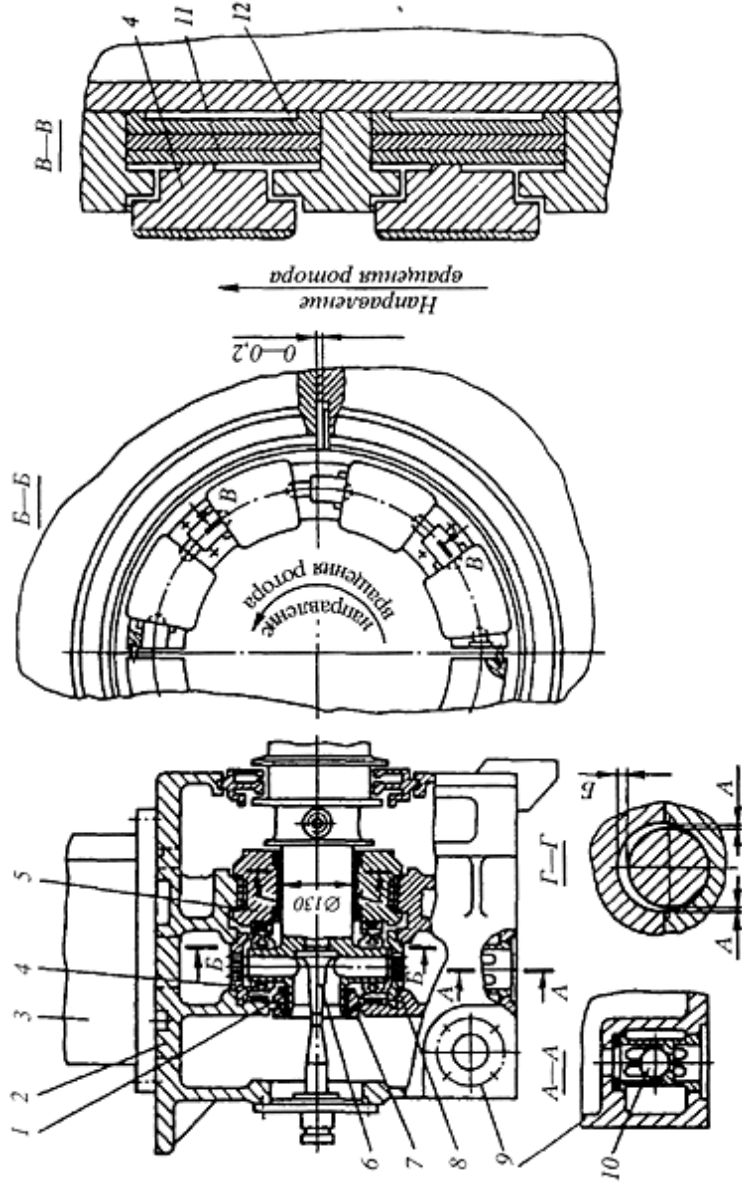


Рис. 2.61. Опорно-упорный подшипник конструкции КТЗ: 1 – рабочее колесо главного масляного насоса; 2 – крышка подшипника; 3 – блок регулирования; 4 – колодки упорного подшипника; 5 – вкладыш опорного подшипника; 6 – обтекатель; 7 – плавающее уплотнительное кольцо; 8 – направляющий аппарат (сетка); 9 – корпус подшипника; 10 – обратный клапан; 11, 12 – опорные пластины

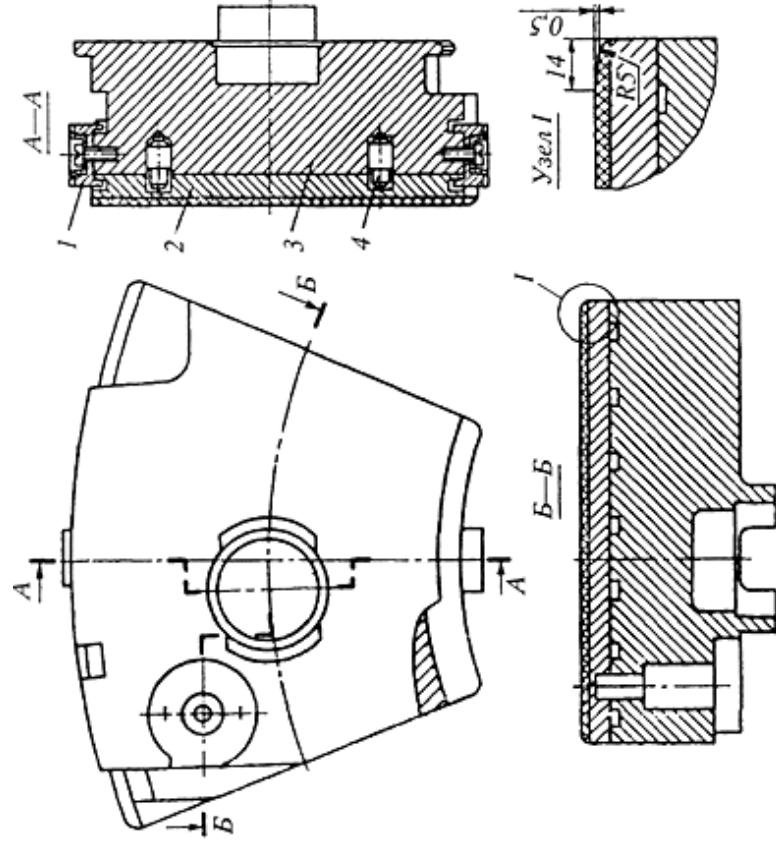
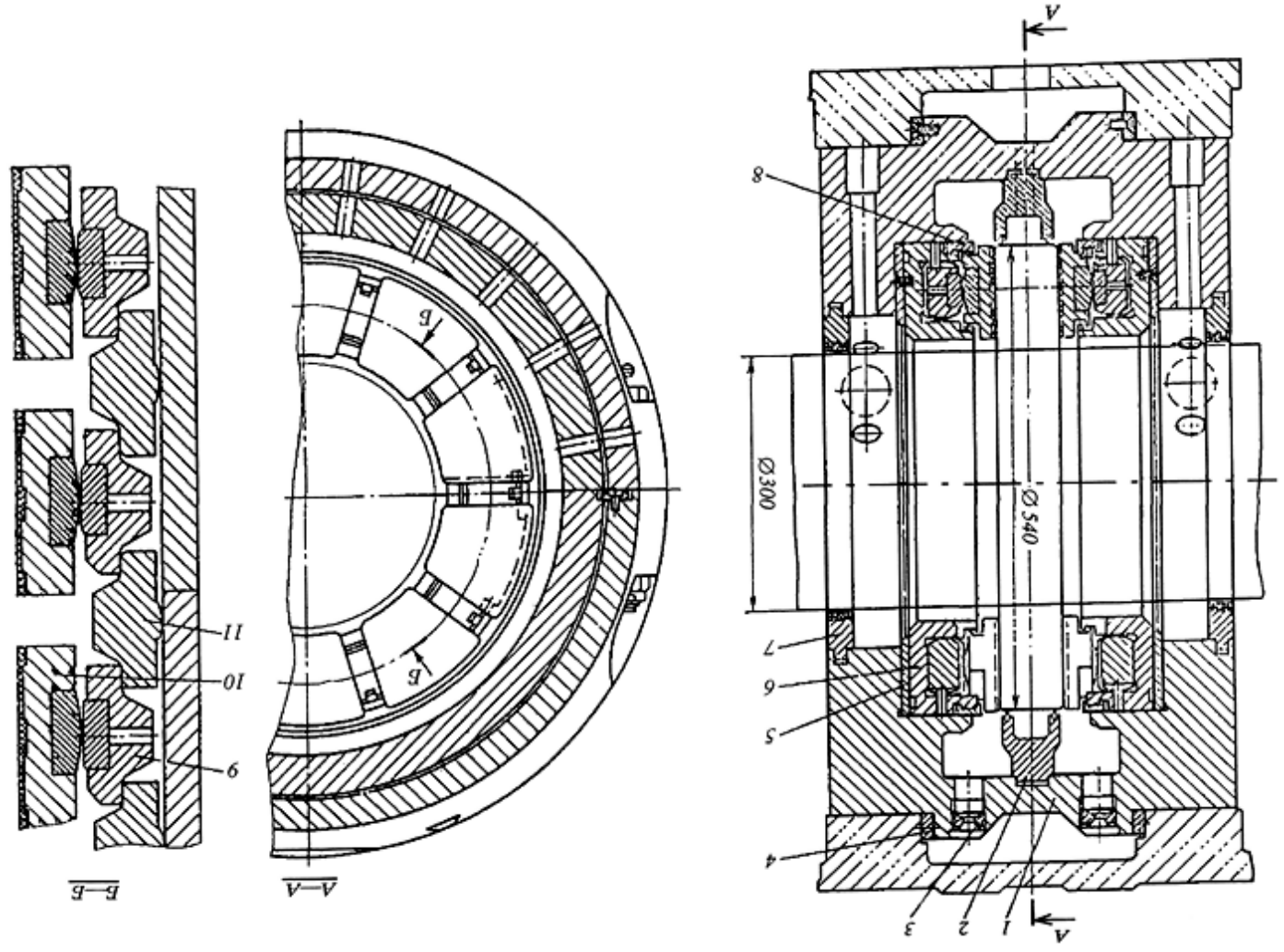


Рис. 2.62. Колодка упорного подшипника: 1 – планка; 2 – накладка; 3 – основание; 4 – установочный штифт

Рис. 2.63. Подшипник упорный: 1 – корпус; 2, 7 – кольцо уплотнительное; 3 – диафрагма; 4, 5 – кольцо установочное; 6 – обойма; 8 – кольцо; 9 – опора верхняя; 10 – колодка упорная; 11 – опора нижняя



Сегменты упорных подшипников изготавливаются из бронзы ОФ-10-1, а в качестве антифрикционного материала для заливки сегментов применяется баббит марки Б-83.

Несущая способность упорного подшипника определяется:

- обеспечением равномерного распределения нагрузки между отдельными колодками;
- рациональной конструкцией упорных колодок;
- организацией надежного маслоснабжения, определяющего условия теплоотвода от колодок.

Для повышения несущей способности упорных подшипников мощных паровых турбин в последние годы были разработаны специальные конструкции. Одно из основных их отличий — изменение конструкции упорной колодки. На рис. 2.62 показана упорная колодка новой конструкции. На стальное основание с помощью планок и штифтов крепится тонкая стальная накладка с наплавленным на рабочей стороне слоем баббита толщиной 1 мм. На основании выполнены радиальные канавки прямоугольного сечения, по которым движется масло, охлаждающая наладку и основание, сделанные из стали В СТ-3сп4.

Введение охлаждения обеспечивает выравнивание температурного поля в упорной колодке и повышение ее средней удельной нагрузки примерно на 30% по сравнению с колодкой без охлаждения.

2.10. Устройство системы тепловых расширений турбины

Система тепловых расширений турбины предназначена для сохранения в допустимых пределах взаимного положения роторных и статорных деталей турбоагрегата, изменяющих свои геометрические размеры по мере прогрева или остывания. Система тепловых расширений должна одновременно обеспечивать:

- свободные тепловые перемещения цилиндров и корпусов подшипников относительно фундамента и друг друга в заданных направлениях;
- надежное крепление цилиндров низкого давления к фундаментным рамам;
- надлежащее прилегание корпусов подшипников к фундаментным рамам;
- соосность проточной части, валопровода и расточек корпусов подшипников в заданных пределах на всех режимах работы;
- осевые зазоры между деталями ротора и статора в заданных пределах.

В одноцилиндровых турбинах малой мощности, имеющих длину не более пяти метров, величина тепловых перемещений незначительна и основная

задача элементов системы тепловых расширений – обеспечение совпадения геометрических осей турбины и генератора.

В мощных многоцилиндровых турбинах величина тепловых расширений, изменяющаяся в зависимости от режима работы турбины при переходе из холодного состояния к работе с полной нагрузкой и обратно, достигает значительных значений. Например, тепловое расширение двухцилиндровой турбины АТ-25-1, имеющей общую длину 10 м и температуру в головной части при полной нагрузке 380 °С, составляет около 12 мм, а у турбины К-1200-240, имеющей пять цилиндров и общую длину без генератора более 47 м, величина перемещения переднего корпуса подшипника достигает 49 мм.

Конструктивное оформление системы тепловых расширений зависит от мощности турбины и ее размеров. Ниже будет рассмотрена организация систем тепловых расширений в целом у различных турбин.

В одноцилиндровых турбинах малой мощности цилиндр стороной высокого давления обычно опирается на стойку (корпус) переднего подшипника (рис. 2.64, *а*). Часть низкого давления опирается на фундаментную раму боковыми или задними лапами, отлитыми вместе с выхлопным патрубком. Сочленение корпуса переднего подшипника и цилиндра осуществляется фланцевым соединением δ (рис. 2.64, *б*) или при помощи лап и системы шпоночных соединений. Корпус подшипника устанавливается непосредственно на фундаментную раму или на гибкую опору 7.

При монтаже турбоагрегата гибкая опора предварительно отклоняется на половину размера полного теплового расширения в сторону, противоположную направлению расширения турбины. В процессе расширения турбины при пуске гибкая опора проходит вертикальное положение и при стационарном номинальном режиме отклоняется в обратную сторону на такую же величину. В настоящее время такую схему опирания на корпуса подшипников применяет КТЗ.

В случае опирания корпуса подшипника непосредственно на фундаментную раму постоянное взаимное положение корпуса подшипника и цилиндра в осевом направлении (осевое расстояние) обеспечивается поперечными шпонками 1, 4, расположенными на корпусе подшипника под лапами цилиндра. Совпадение осей расточки цилиндра и подшипника обеспечивается вертикальной шпонкой 3, установленной внизу между цилиндром и корпусом подшипника. Во избежание заклинивания при нагреве цилиндра в большинстве конструкций шпоночный паз выполняется на цилиндре, а шпонка крепится винтами к корпусу подшипника, являющемуся более холодной частью, чем цилиндр. От боковых смещений корпус подшипника, установленный на фундаментную раму, удерживается продольными (осевыми) шпонками 2, 5, расположенными на фундаментной раме.

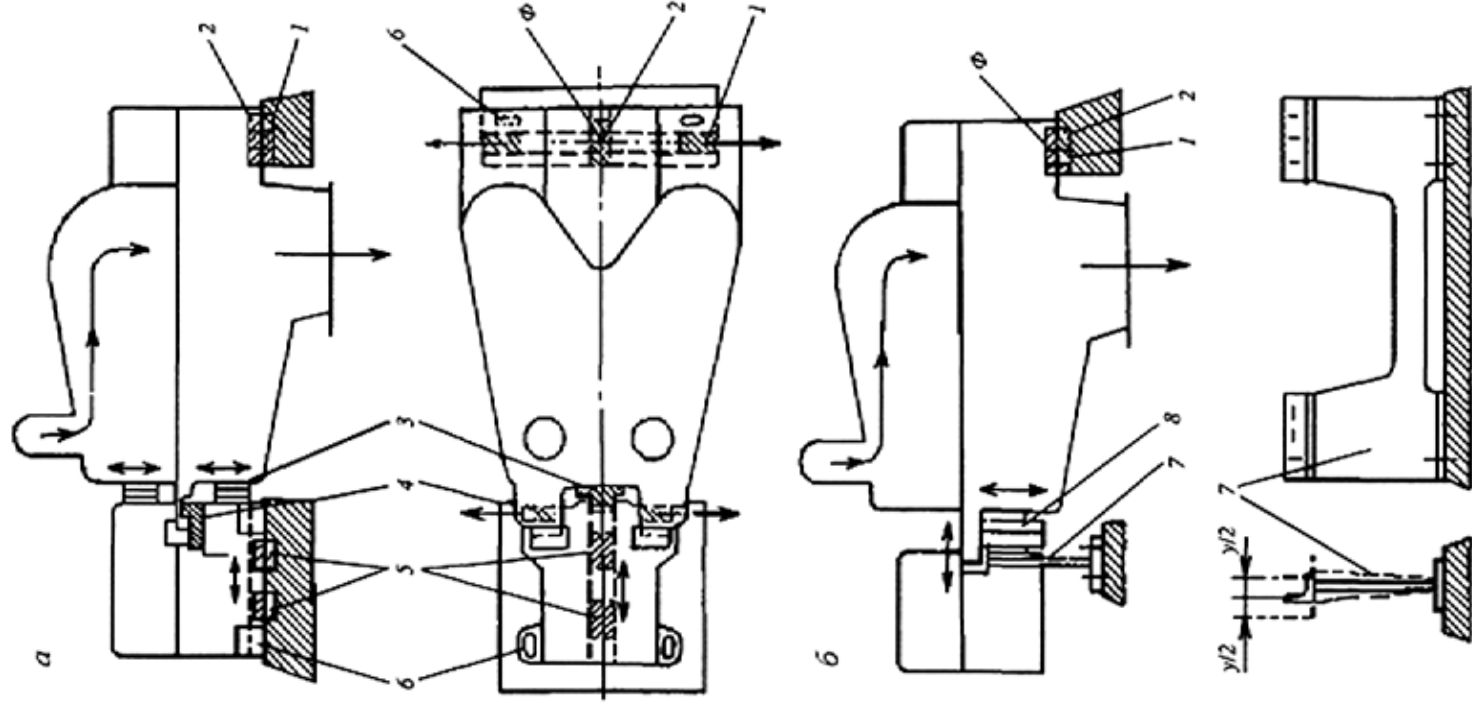


Рис. 2.64. Схемы организации тепловых расширений одноцилиндровых турбин малой мощности: 1, 4 – поперечные шпонки; 2, 5 – продольные (осевые) шпонки; 3 – вертикальные шпонки; 6 – подвижное болтовое соединение; 7 – гибкая опора; 8 – соединение полуфланцами (Ф – мертвая или фиксирующая точка)

Часть низкого давления удерживается от боковых смещений продольной или вертикальной шпонкой, установленной на выхлопном патрубке. Поперечные шпонки, заложённые между лапами части низкого давления и фундаментной плитой, не допускают смещения лап вдоль оси турбины. **Фиксунктом (неподвижной точкой)** такой турбины является точка пересечения оси, проведённой через поперечные шпонки части низкого

давления, с вертикальной плоскостью симметрии, проходящей через продольные шпонки корпуса подшипника и продольную шпонку (или выступ) части низкого давления.

Изменение размеров турбин и значительное повышение параметров пара практически не отразились ни на организации системы тепловых расширений, ни на конструкции ее основных элементов. На рис. 2.65 представлена схема системы тепловых расширений и опирания цилиндров на фундамент паровой турбины К-800-240 ЛМЗ. Такая схема организации тепловых расширений, с некоторыми уточнениями, типична для большинства современных турбин.

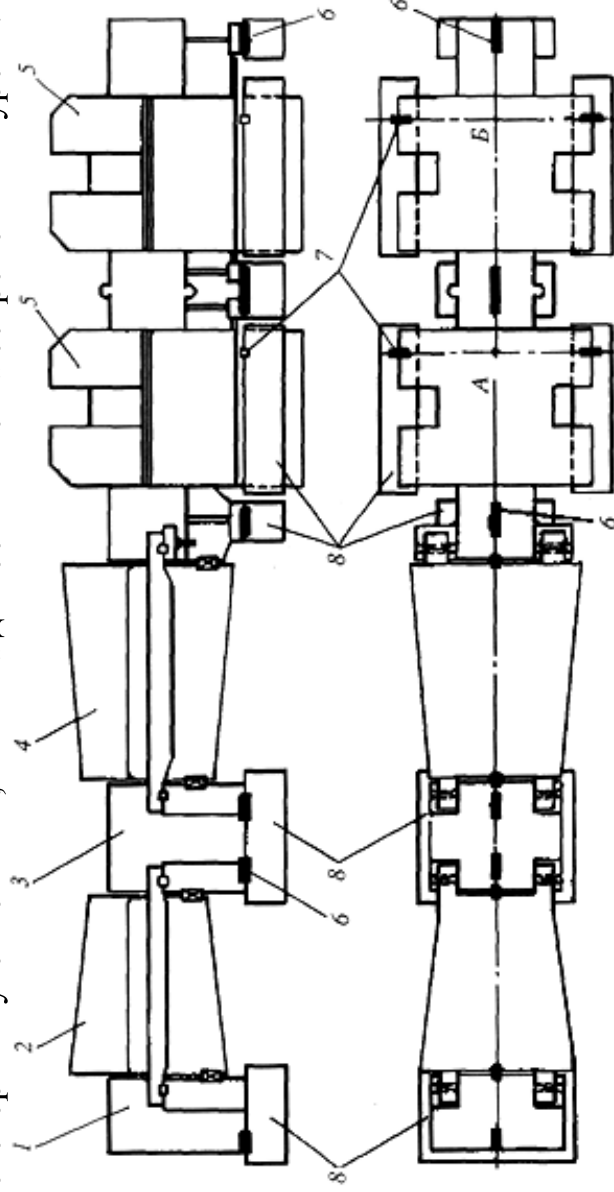


Рис. 2.65. Установка многоцилиндровой турбины на фундаменте: 1 – корпус переднего подшипника; 2 – ЦВД; 3 – корпус среднего подшипника; 4 – ЦСД; 5 – ЦНД; 6 – продольные шпонки; 7 – поперечные шпонки; 8 – фундаментные рамы

В рассматриваемом случае турбоагрегат состоит из ЦВД, ЦСД и двух ЦНД. Цилиндры высокого и среднего давления опираются на выносные корпуса подшипников. Оба ЦНД имеют встроенные подшипники, причем к корпусу первого из них приварены горизонтальные площадки, на которые установлен своими лапами ЦСД. В последние годы в турбинах большой мощности, например К-1200-240 ЛМЗ, подшипники ЦНД выполняют выносными, независимыми от выхлопного патрубка и устанавливают на собственных фундаментных рамах. Такое изменение конструкции вызвано повышением требований к жесткости опор валопроводов. В вертикальной плоскости, между корпусами подшипников и фундаментными рамами, установлены продольные шпонки 6, вдоль которых может перемещаться турбоагрегат. Для исключения произвольного перемещения турбоагрегата вдоль продольных шпонок под действием вибрации или сил, возникающих при тепловом расширении присоединенных трубопроводов, между лапами ЦНД и фундаментными рамами закладывают поперечные шпонки 7.

Пересечение горизонтальной плоскости фундаментных рам, вертикальной плоскости турбоагрегата и осей поперечных шпонок образует фиксункты — неподвижные в пространстве точки, относительно которых происходит тепловое расширение и перемещение турбоагрегата. Фиксункт может быть расположен в любом месте опирания турбины на фундаментные рамы. Чаще всего его располагают в районе выхлопных патрубков ЦНД. Это позволяет в конденсационных турбинах избежать значительных перемещений конденсатора, масса которого с водой может превышать массу турбины, а в турбинах с противодавлением — деформаций паропроводов большого диаметра. Турбоагрегат, показанный на рис. 2.65, имеет два фиксункта. От первого из них (точка *A*) ЦНД, ЦСД и ЦВД расширяются и сокращаются вдоль продольных шпонок как единое целое. Второй фиксункт (точка *B*) фиксирует положение второго ЦНД. Для того чтобы не препятствовать взаимному перемещению ЦНД, корпус подшипника, расположенный между ними, снабжен гибким элементом.

Опирание ЦВД и ЦСД на выносные корпуса подшипников осуществляется при помощи консольных лап цилиндров (рис. 2.66). Сочленение лап цилиндров с корпусами подшипников и передача осевого усилия осуществляются через призматические поперечные шпонки. На рис. 2.66 представлена конструкция поперечной шпонки 4, применяемой при сочленении лап цилиндров и корпусов подшипников на турбинах производства ЛМЗ и ТМЗ.

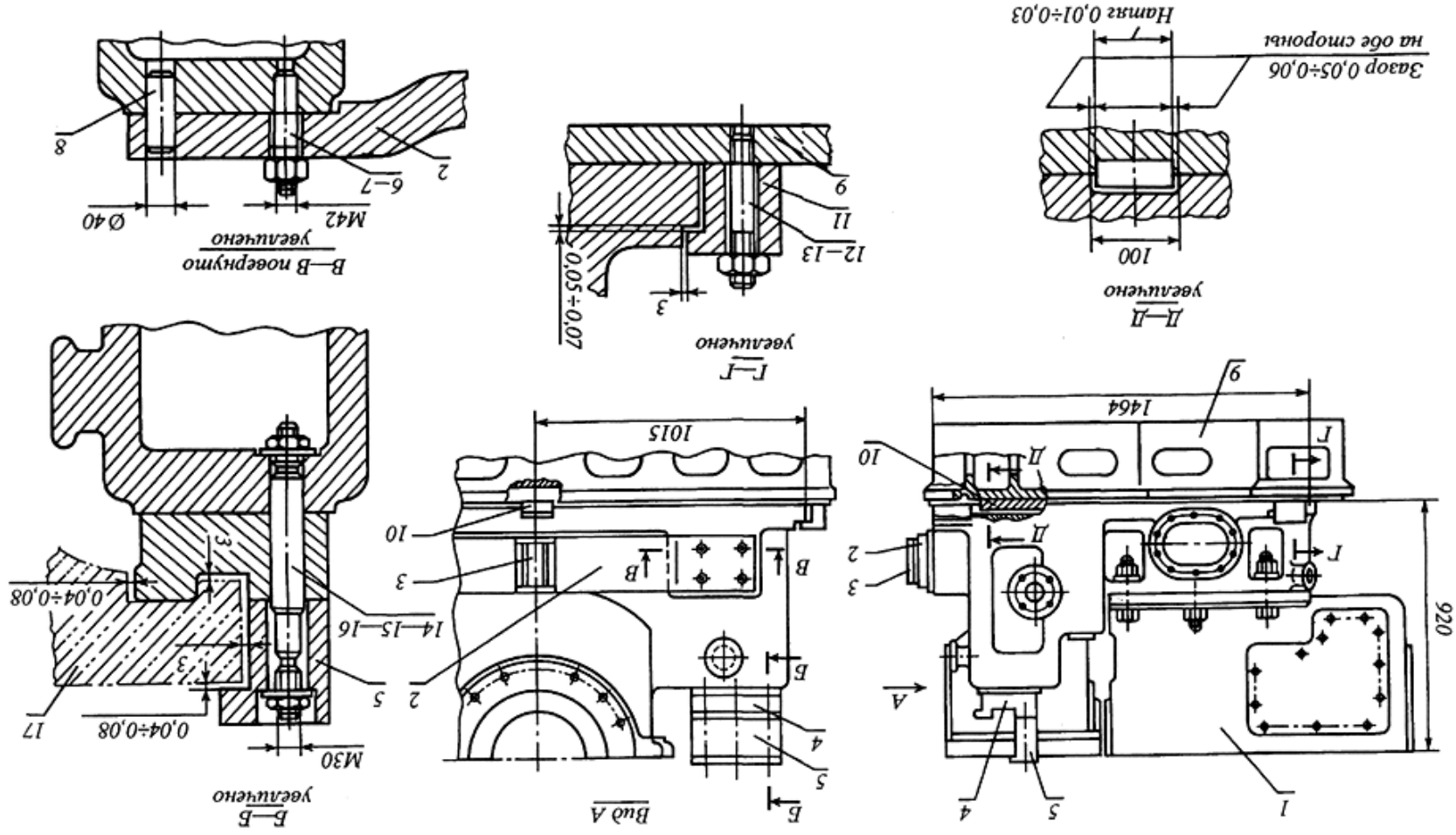
Шпонка выполняется с таким вертикальным размером *L*, чтобы плоскость разъема турбины совпала с осью ротора. Тепловые зазоры в шпонке составляют 0,04...0,08 мм.

Прижимная скоба 5 препятствует отрыву лапы от плоскости опирания, который может произойти под действием сил от нескомпенсированных тепловых расширений трубопроводов, присоединенных к корпусу турбины, или от реактивного крутящего момента, приложенного к корпусу турбины через сопловые лопатки, диафрагмы и обоймы. При сборке между скобой и лапой оставляют тепловой зазор для свободного перемещения лапы вдоль шпонки.

Совмещение вертикальных плоскостей симметрии корпусов подшипников и цилиндров турбины обеспечивают вертикальные шпонки 3.

На рис. 2.66 показана конструкция вертикального шпоночного соединения: к торцевым поверхностям ступлев подшипника крепится поперечная планка 2, в середине которой вваривается шпонка 3; к корпусу турбины, строго в ее вертикальной плоскости, крепится шпоночный паз; шпонка входит в паз с тепловым зазором, поэтому более горячий корпус турбины свободно расширяется вниз относительно корпуса подшипника, установленного на фундаментной раме.

Рис. 2.66. Система крепления цилиндра и корпуса подшипника к фундаментной раме: 1 – корпус подшипника; 2 – поперечная планка; 3 – вертикальная шпонка; 4 – поперечная шпонка; 5, 11 – Г-образная шпонка (прижимная скоба); 6, 7, 12, 13 – шпилька, гайка; 8 – контрольный штифт; 9 – фундаментная рама; 10 – продольная шпонка; 14, 15, 16 – консольная шпилька, шайба и гайка; 17 – консольная лапа



Все корпуса подшипников, а также цилиндров, устанавливаемых непосредственно на фундамент, помещают строго на одной линии с помощью продольных шпонок *10*, расположенных под опорными поверхностями цилиндров и корпусов подшипников по оси турбины и привинчиваемых к фундаментным рамам.

В турбинах производства ХТЗ цилиндр опирается на корпус подшипника строго на уровне разъема лапами, выполненными на продолжении фланцев верхней крышки корпуса (рис. 2.67). Лапа 3 корпуса турбины через подгоночную прокладку 6 подвешивается на стул корпуса подшипника, 1 обеспечивая совпадение их горизонтальных плоскостей при любых режимах. Лапа 2 нижней половины корпуса используется, во-первых, для размещения поперечной шпонки 7 и, во-вторых, для монтажа, когда нижняя половина корпуса укладывается на стулья подшипника на технологические прокладки 5. После сборки и закрытия цилиндра весь корпус поднимается с помощью домкратных болтов 4, монтажная прокладка извлекается, и корпус опускается на стулья.

Корпуса подшипников скользят по фундаментным рамам вдоль продольных шпонок только при малых силах трения между поверхностями фундаментных рам и опорными поверхностями корпусов подшипников, а также при отсутствии перекоса в шпонках. В противном случае возникает явление "опрокидывания" корпуса подшипника (рис. 2.68). *Например, при снижении мощности турбины, как следствие, уменьшается температура металла ЦВД, цилиндр сокращается и от лапы 1 к шпонке 2 прикладывается осевое усилие $F_{ос}$. Под действием осевого усилия корпус может повернуться около точки В с появлением зазора а. При этом будет возникать перекоп вкладыша относительно шейки вала и его износ.*

Для исключения "опрокидывания" корпуса подшипника его основание выполняют с фланцами 3, за которые он удерживается с помощью прижимных скоб 4, прикрепляемых к фундаментной раме 5. Прижимные скобы устанавливаются по отношению к фланцу с тепловым зазором 0,04...0,08 мм, обеспечивающим свободное перемещение корпуса подшипников, но не допускающим его отрыва от фундаментных рам. Поскольку при увеличении температуры корпуса турбины сила $F_{ос}$ будет приложена в противоположную сторону и тогда зазор может возникнуть в точке В, корпус подшипника снабжается четырьмя прижимными скобами, расположенными по его сторонам.

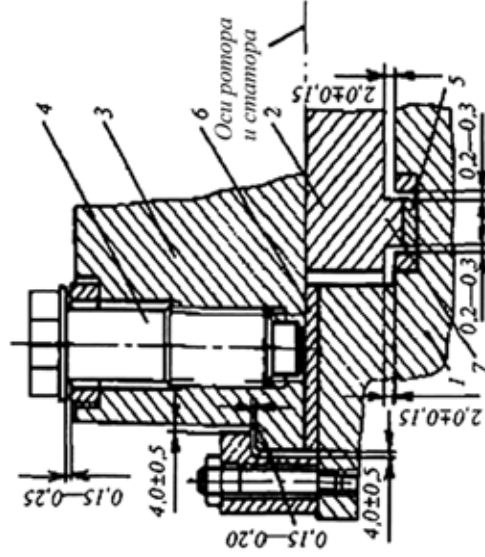


Рис. 2.67. Опираие цилиндров ВД и СД турбин ХТЗ на корпус подшипника: 1 – корпус подшипника; 2 – нижняя лапа; 3 – верхняя лапа; 4 – домкратный болт; 5 – технологическая прокладка; 6 – подгоночная прокладка; 7 – поперечная шпонка

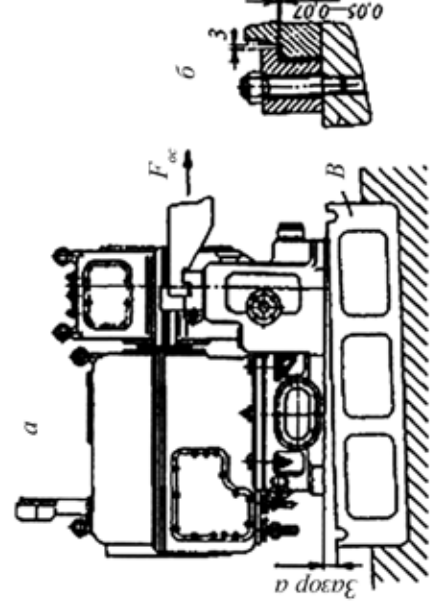


Рис. 2.68. Крепление корпуса подшипника к фундаментной раме: а – «опрокидывание» подшипника при отсутствии прижимных скоб; б – крепление корпуса подшипника к фундаментной раме прижимными скобами; 1 – лапа, 2 – поперечная шпонка, 3 – фланец корпуса подшипника, 4 – прижимная скоба, 5 – фундаментная рама

2.11. Установка турбоагрегата на фундаменте

Турбоагрегат, в общем случае состоящий из многоцилиндровой турбины и электрического генератора, устанавливаются на специальное строение, называемое фундаментом. Фундамент должен обеспечить при всех режимах работы такое положение корпусов подшипников и цилиндров турбины, при котором не возникает интенсивной вибрации. Кроме того, он помогает компактно разместить все основное и вспомогательное оборудование турбоустановки и сократить затраты на строительство здания электростанции.

Типичный фундамент так называемой рамной конструкции показан на рис. 2.69. Он состоит из верхней и нижней фундаментных плит, связанных вертикальными колоннами. Верхняя фундаментная плита образована продольными и поперечными балками. Последние часто называют ригелями. Нижняя фундаментная плита, часто достигающая толщины 2-3 м, кладется на специально подготовленное грунтовое основание. Она должна исключить деформацию фундамента при его неравномерной осадке на грунте.

На фундамент действуют значительные нагрузки от веса оборудования, установленного на нем, от сил трения, вызванных расширением турбины по фундаментным рамам, и от вибрации. При достаточной жесткости всех

элементов фундамента верхняя плита не будет деформироваться, исключая не-одинаковость смещений опор турбоагрегата и появления вибрации, и приводить к быстрому износу подшипников и уплотнений.

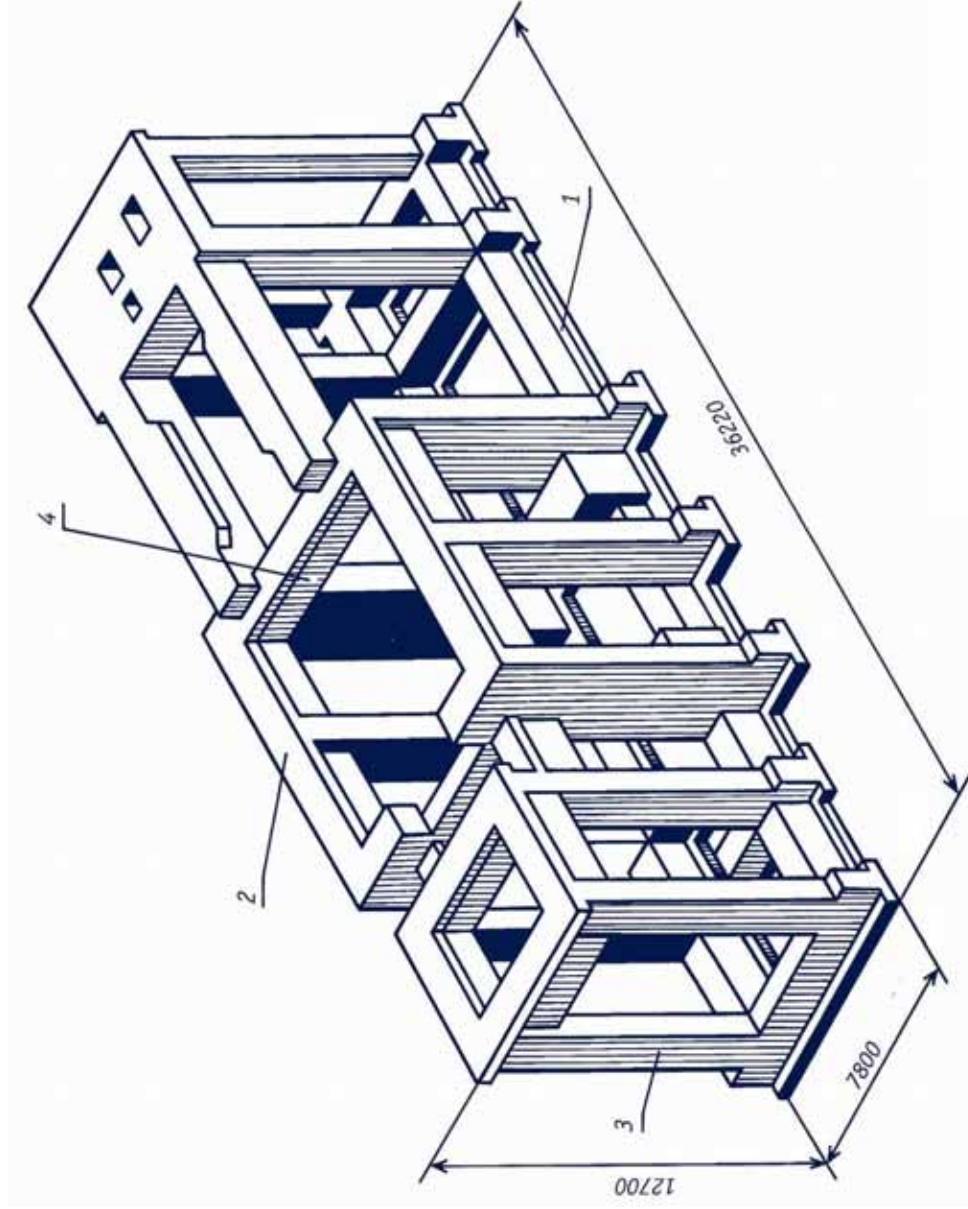


Рис. 2.69. Фундамент турбоагрегата: 1 – нижняя фундаментная плита; 2 – верхняя фундаментная плита; 3 – колонна; 4 – ригель

Пространство между верхней и нижней фундаментными плитами называется конденсационным. Оно используется для размещения конденсатора, сетевых подогревателей, масляного бака и масляных насосов, конденсатных насосов и другого вспомогательного оборудования.

Турбоагрегат устанавливается на фундаментные рамы, которые с помощью подливки бетоном и специальных фундаментных болтов закрепляются в верхней фундаментной плите.

На рис. 2.70 изображена верхняя фундаментная плита с установленными на ней фундаментными рамами. Передний и средний подшипники турбоагрегата выносные, поэтому они помещаются на отдельные мощные фундаментные рамы, заливаемые в ригели. ЦНД

имеет встроенные подшипники, поэтому эти цилиндры устанавливаются на опорный пояс из многочисленных узких фундаментных рам. На аналогичные рамы помещают и корпус генератора и возбудителя. Все фундаментные рамы закрепляют в верхней фундаментной плите таким образом, чтобы их верхние поверхности лежали в одной плоскости.

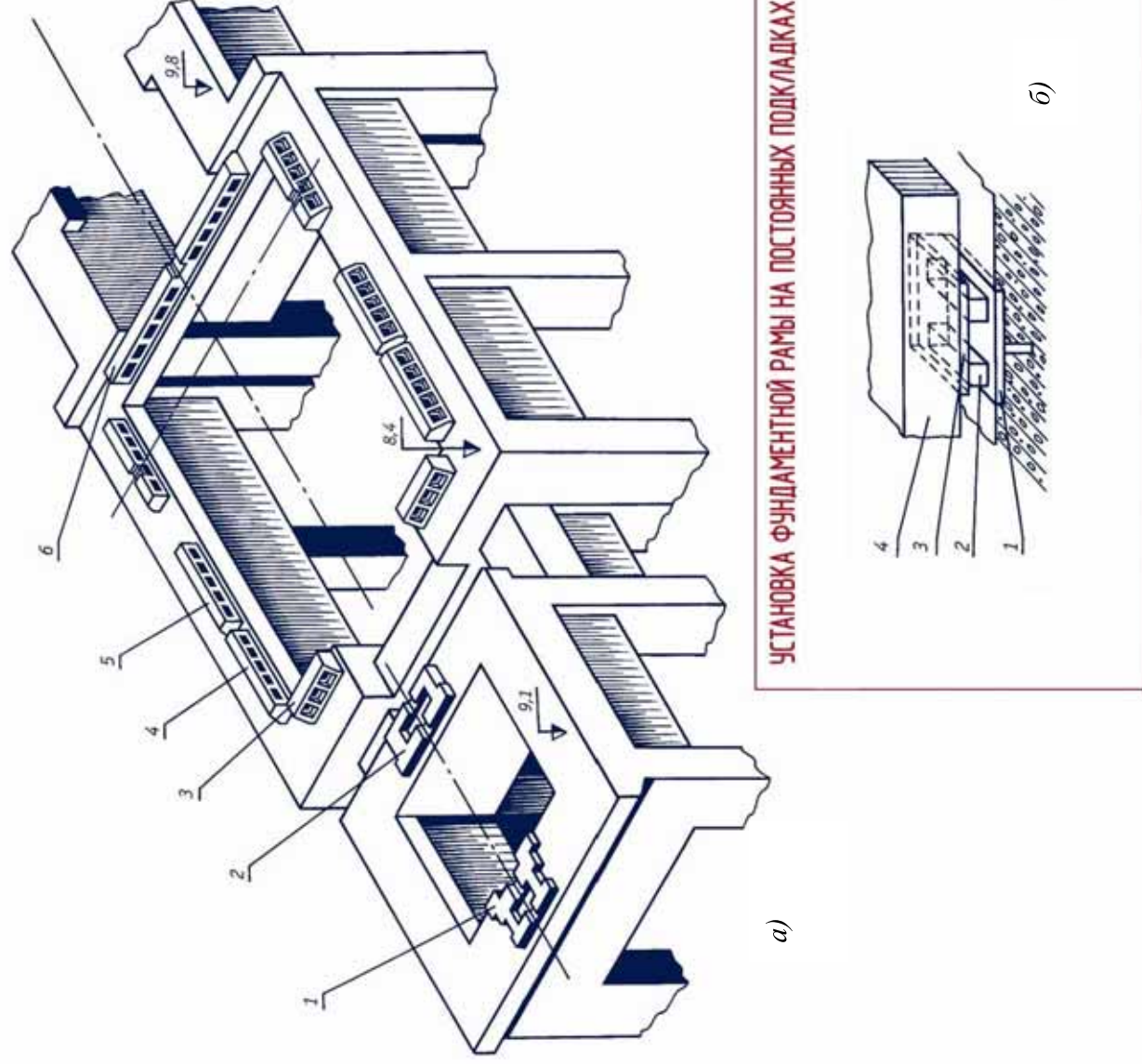


Рис. 2.70. Расположение фундаментных рам на фундаменте турбины (а) и установка фундаментной рамы на постоянных подкладках (б): 1 – фундаментная рама передней опоры; 2 – фундаментная рама средней опоры; 3 – поперечные фундаментные рамы выходной части ЦСД; 4 – продольные фундаментные рамы выходной части ЦСД; 5 – продольные фундаментные рамы ЦНД; 6 – задняя поперечная фундаментная рама ЦНД. Для рис. б: 1 – закладная плита; 2 – опорный брус закладной плиты; 3 – постоянная подкладка; 4 – фундаментная рама

Способ установки отдельных цилиндров зависит от условий их работы. Для одноцилиндровых турбин с противодавлением и ЦВД многоцилиндровых турбин характерны высокие температуры как в области паровпуска, так и на выходе. Для типичных ЦВД температура пара, поступающего в цилиндр, составляет 500-510 °С, а на выходе из него равна 300-360 °С. Эти температуры достаточно велики по сравнению с температурой корпусов подшипников, температура масла на выходе из которых обычно не превышает 60-65 °С. Поэтому подшипники ЦВД должны быть выносной конструкции, а их соединение с корпусом турбины должно обеспечивать центровку и свободу тепловых расширений.

Современный турбоагрегат представляет собой сложную конструкцию, состоящую из четырех-пяти цилиндров и генератора с единым водопроводом (см. рис. 2.71). Радиальные зазоры в турбине составляют 0,5-1,5 мм, осевые – 2-7 мм. При монтаже турбины установить даже меньшие зазоры не представляет особого труда. Однако должны быть исключены заедания при любых режимах работы, когда температура корпусов цилиндров и подшипников будет существенно отличаться от их температуры при монтаже. Для этого весь турбоагрегат устанавливается на фундамент так, чтобы обеспечивалось его свободное, но вполне определенное тепловое расширение с помощью направляющих шпонок.

У многоцилиндровых турбин в вертикальных плоскостях всех корпусов цилиндров и подшипников между ними и фундаментными рамами установлены продольные шпонки, вдоль которых может перемещаться турбоагрегат. Для того чтобы он не перемещался вдоль продольных шпонок произвольным образом под действием вибрации или теплового расширения присоединенных трубопроводов, на фундаментных рамах устанавливают поперечные шпонки. Пересечение горизонтальной плоскости фундаментных рам, вертикальных плоскостей турбоагрегата и осей поперечных шпонок образует фиксипункт. При этом осевые усилия с цилиндра на цилиндр передаются через поперечные шпонки лап.

Принципиально фиксипункт может находиться в любом месте опирания турбины на фундаментные рамы. Чаще всего его располагают в районе выходных патрубков ЦНД. В турбинах с конденсацией пара это позволяет избежать значительных перемещений конденсатора, масса которого с водой может быть больше массы турбины, а в турбинах с противодавлением – перемещений трудно деформируемых паропроводов большого диаметра. При этом, однако, на корпусах ЦВД и ЦСД могут возникнуть усилия от некомпенсированных тепловых расширений паропроводов свежего пара и пара промежуточного перегрева. Поэтому

выбор расположения фикспунктов и их числа осуществляется с учетом этих факторов.

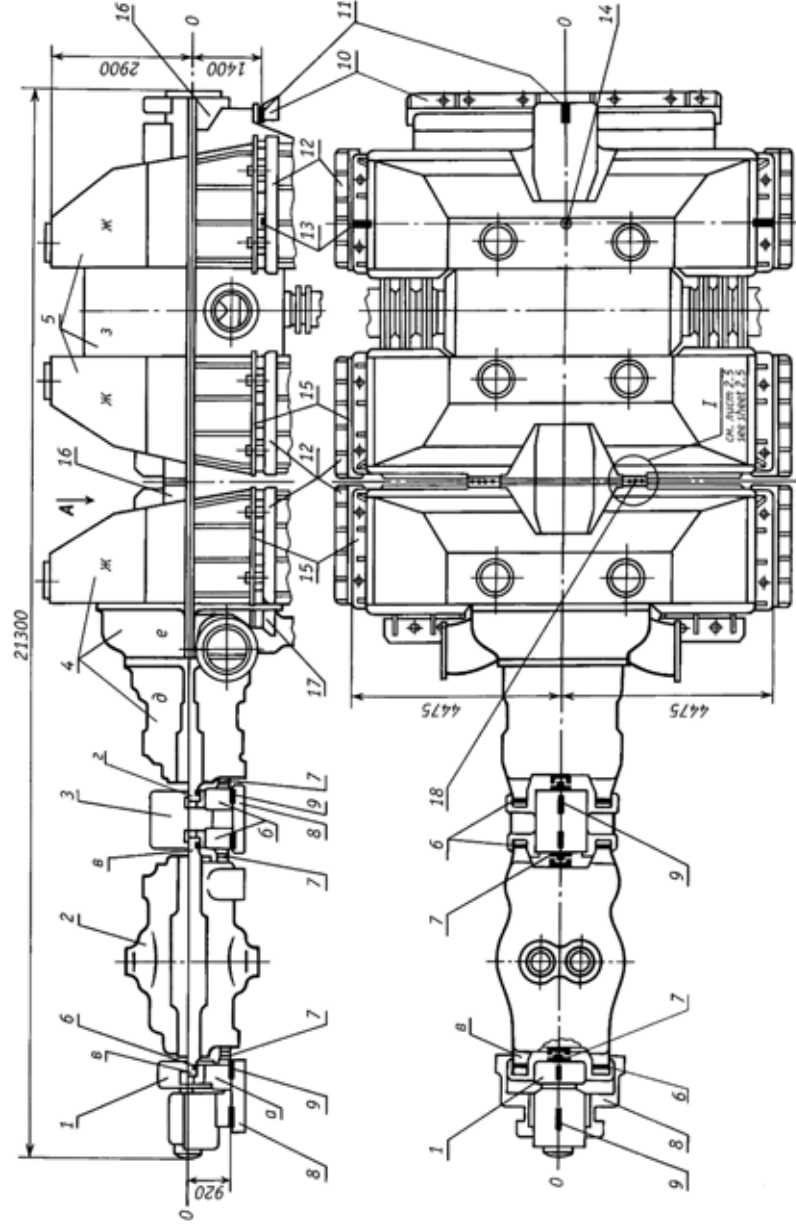


Рис. 2.71. Схема опирания турбины на фундамент: 1 – корпус передней опоры ЦВД; 2 – ЦВД; 3 – корпус средней опоры; 4 – ЦСД; 5 – ЦНД; 6 – поперечная шпонка; 7 – вертикальная шпонка; 8 – фундаментная рама; 9 – продольная шпонка; 10 – задняя фундаментная рама; 11 – продольная специальная шпонка; 12 – продольная фундаментная рама; 13 – поперечные шпонки; 14 – фикспункт; 15 – опорный пояс; 16 – корпус встроенной опоры; 17 – поперечная фундаментная рама; 18 – шпоночная планка; 0-0 – ось турбоагрегата; а – стул корпуса передней опоры; б – стулья корпуса средней опоры; в – лапы корпуса ЦВД; г – лапы корпуса ЦСД; д – передняя часть ЦСД; е – средняя часть ЦСД; ж – выходные части ЦСД и ЦНД; з – передняя часть ЦНД

2.12. Валооборотное устройство

Валооборотные устройства служат для медленного вращения валопровода турбины, исключаяющего его изгиб из-за температурной неравномерности по сечению, появление вибрации и задеваний вращающихся деталей о неподвижные. Необходимость в работе вало-поворотного устройства возникает при пуске и остановке.

При пуске турбины для создания внутри нее и в конденсаторе разрежения на концевые уплотнения подается пар и включается отсос воздуха. Если уплотняющий пар подать в турбину с неподвижным ротором, то температура его поверхности по окружности станет различной. Соответствующим образом будет изменяться температурное удлинение его отдельных волокон, и в

результате ротор изогнется. Это может привести к вибрации, выборке радиальных зазоров и задеваниям с тяжелой аварией.

Еще больший отрицательный эффект наблюдается при остановке турбины. Остановленный горячий ротор снизу будет остывать быстрее, чем сверху, и в результате также возникнет изгиб ротора.

Для исключения этих явлений используется *валоповоротное* устройство, представляющее собой электродвигатель мощностью в несколько десятков киловатт и понижающий редуктор, приводящий ротор с частотой вращения 4–30 об/мин. Все валоиоворотные устройства выполняют полуавтоматическими: включаются они машинистом, а выключаются автоматически при достижении турбиной частоты вращения большей, чем частота вращения валоповоротного устройства.

На рис. 2.72 показано валоповоротное устройство, применяемое на турбинах ТМЗ. Аналогичная конструкция используется и ЛМЗ. Вал турбины приводится во вращение электродвигателем 5 последовательно через червяк 7, червячное колесо 8, вал 3 и шестерни 4 и 2 с косыми зубьями. Шестерня 2 напрессована на полумуфту 1, что и обеспечивает вращение вала паровой турбины.

Шестерня 4 может перемещаться по валу 3 по винтовой нарезке. В крайнем правом положении она находится в зацеплении с шестерней 2, обеспечивая вращение валопровода турбины. В крайнем левом положении, показанном на рис. 3-85 штриховыми линиями, шестерни 4 и 2 расцеплены и валопровод турбины не вращается даже при работающем электродвигателе 5.

Для включения валоповоротного устройства освобождают специальную защелку, удерживающую шестерню 4 в крайнем левом положении, и, поворачивая рычагом 9 вал 10_y , с помощью вилки // подают шестерню 4 вправо по винтовой нарезке, вращая одновременно червяк 7 маховиком 6. При этом шестерня 4 будет перемещаться вправо, входя в зацепление с шестерней 2. При полном зацеплении (в крайнем правом положении) рычаг 9 нажмет на концевой выключатель и включит электродвигатель 5, который начнет вращать валопровод турбины. В дальнейшем зацепление шестерен будет обеспечиваться до тех пор, пока электродвигатель будет вращать валопровод турбины, так как осевое усилие, действующее на косые зубья шестерни 4, будет направлено слева направо.

При необходимости отключить валоповоротное устройство, когда оно приводит валопровод турбины, операции выполняют в обратном порядке.

При подаче пара в турбину ее валопровод начинает вращаться за счет энергии расширяющегося пара. При превышении частоты вращения, обеспечиваемой валоиоворот-ным устройством, осевое усилие на шестерне 4 изменяет направление и она автоматически перемещается в крайнее левое положение, выводя из работы валоповоротное устройство.

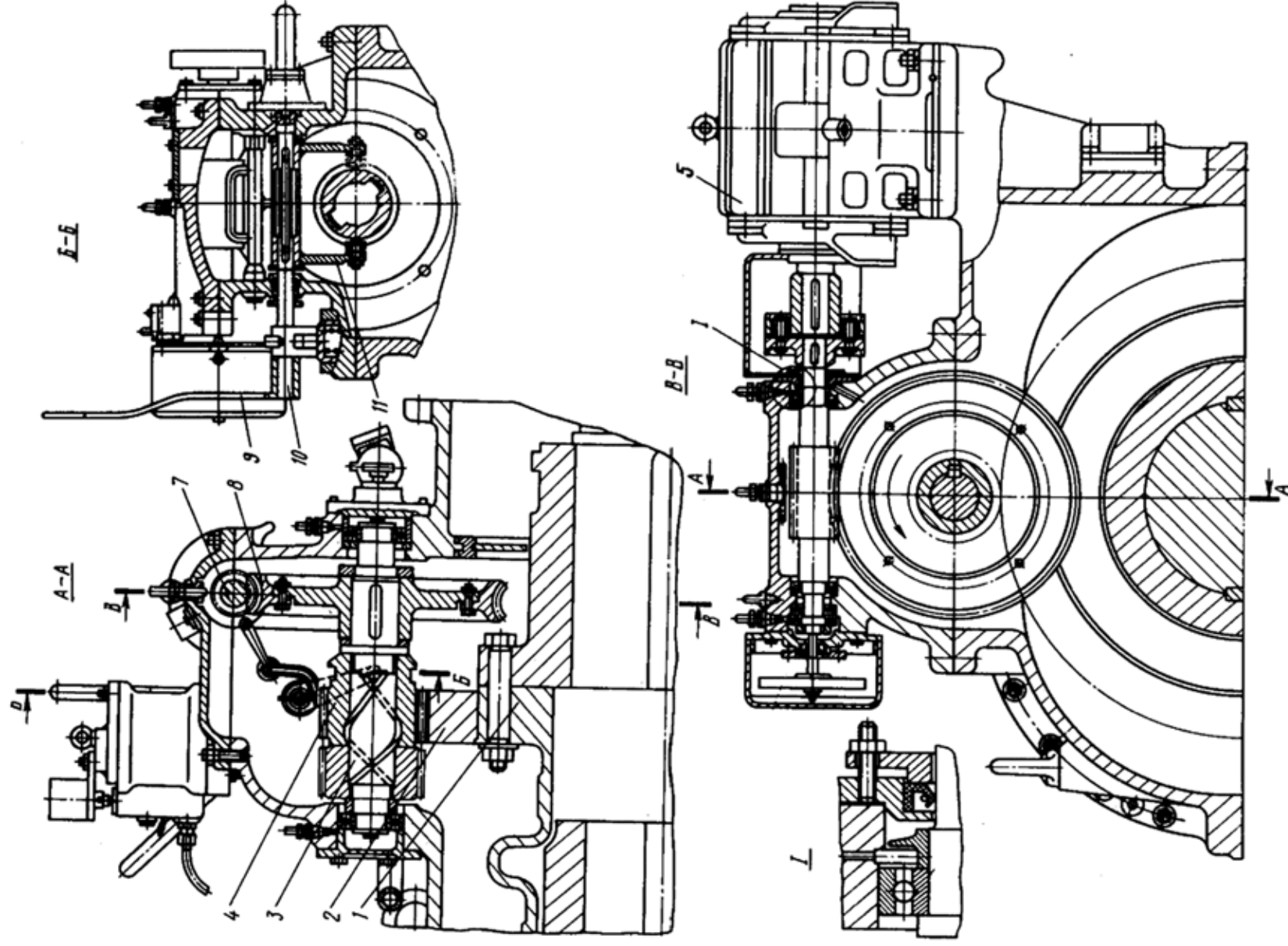


Рис. 2.72. Валоповоротное устройство ТМЗ

На рис. 2.73 показано валоповоротное устройство, применяемое ХТЗ для мощных турбин для АЭС при использовании гидростатического подъема валопровода. Оно состоит из электродвигателя, гидромуфты, червячной и зубчатой передач. Гидромуфта – это устройство, позволяющее передать вращение с вала электродвигателя на червяк нес помощью механического контакта (например, зубчатой передачи), а с помощью сил трения между ведущим и ведомым роторами через масляный слой.

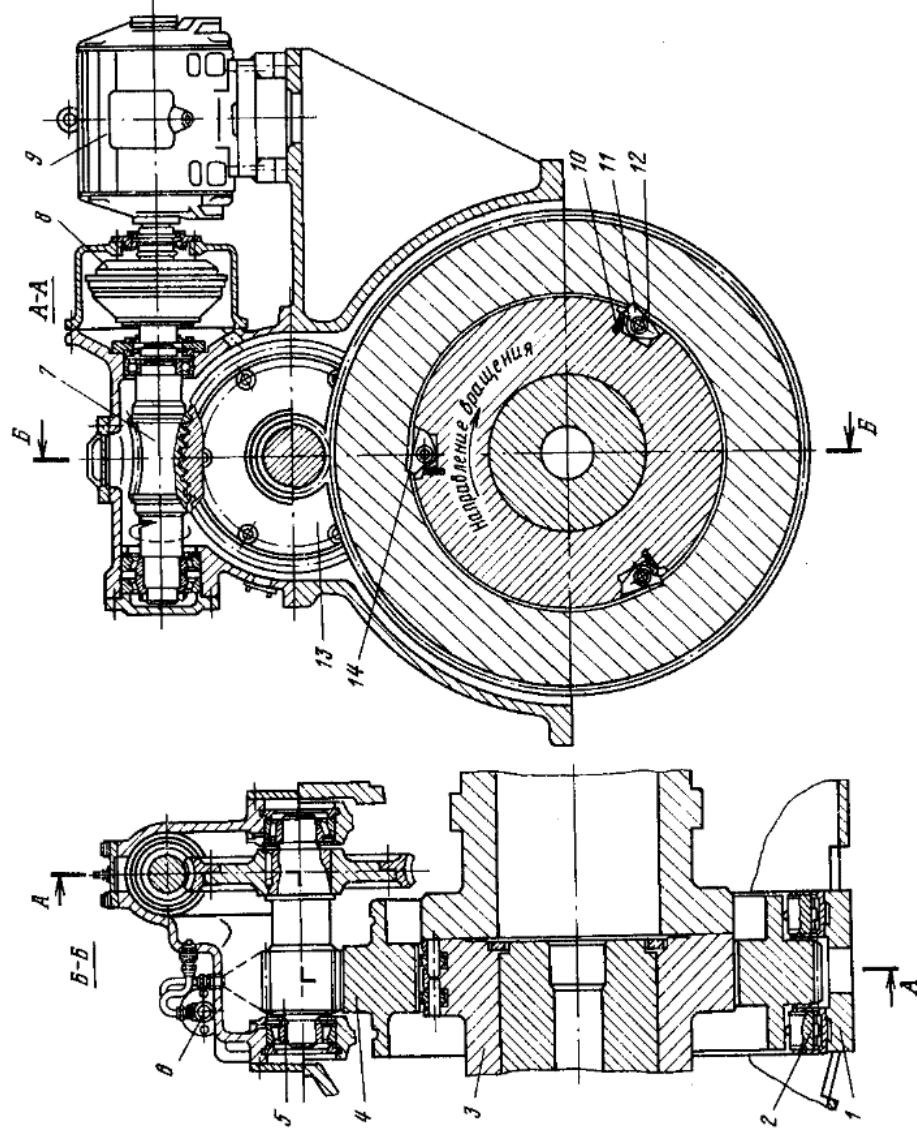


Рис. 2.73. Валоповоротное устройство ХТЗ: 1 – корпус ЦНД; 2 – опора качения; 3 – ротор турбины; 4 – зубчатое колесо; 5 – вал-шестерня; 6 – коллектор смазки; 7 – червяк; 8 – гидромуфта; 9 – электродвигатель; 10 – пружина кулака; 11 – кулак; 12 – ось кулака; 13 – червячное колесо; 14 – поверхность контакта кулака и ротора турбины

При включении валоповоротного устройства вращения с зубчатого колеса 4 передается на ротор турбины с помощью трех кулаков через поверхность контакта 14. Центр тяжести кулаков расположен так, что возникающая при вращении центробежная сила стремится их утопить в роторе и разъединить ротор и шестерню 4. Этому противодействует плоская пружина. При малой частоте вращения пружина преодолевает центробежную силу кулака и поэтому ротор и шестерня находятся в зацеплении. При достижении частоты вращения 180 1/мин центробежная сила преодолевает усилие пружины и происходит расцепление ротора и шестерни. Шестерня при этом вращается на специальных опорах качения, установленных в корпусе.

3. ТЕПЛООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПТУ

3.1. Конденсаторы

Понижение параметров пара в проточной части паровой турбины обычно осуществляется до давления, величина которого обеспечивается конденсацией отработавшего в турбине пара. Этой цели и служит *конденсационная установка*, которая обеспечивает также получение чистого конденсата для питания парового котла (парогенератора), замыкая тем самым термодинамический цикл ПТУ. Эффективная работа конденсатора непосредственно влияет на экономичность работы турбоустановки. Так, при изменении давления пара в конденсаторе на 1 кПа мощность паротурбинных установок ТЭС изменяется примерно на 1 %, а для АЭС это изменение достигает 1,5—2,0 %.

В табл. 3.1 приведены основные технические характеристики ряда конденсаторов паровых турбин различных турбинных заводов [2].

Все конденсаторы турбин ТЭС и АЭС спроектированы в подвальном исполнении, т. е. устанавливаются непосредственно под ЦНД турбины. В зависимости от мощности турбины, числа выхлопов пара и общей компоновки турбоагрегата применяются одно- и многокорпусные конденсаторы. Среди мощных турбин ТЭС однокорпусные конденсаторы имеют турбины К-160-130 ХТЗ (два выхлопа) и К-300-240 ЛМЗ и ХТЗ (три выхлопа). Конденсаторы турбин К-100-90 и К-200-130 ЛМЗ имеют два корпуса (по одному на каждый выхлоп), турбины К-500-240 ХТЗ – также два корпуса, каждый из которых обслуживает двухпоточный ЦНД. Все упомянутые конденсаторы имеют два хода охлаждающей воды и поперечное расположение корпусов относительно оси турбины. Конденсаторы турбин К-300-240 и К-160-130, двухпоточные по охлаждающей воде, имеют в водяных камерах вертикальные перегородки, позволяющие отключать по воде одну из половин конденсатора при работе турбины с пониженной нагрузкой для отыскания и отглушения поврежденных трубок или очистки трубок в отключенной половине. При аварийном выходе из строя одного из блочных циркуляционных насосов также возможна работа турбины на одной половине конденсатора при разгрузке в пределах, определяющихся допустимой температурой отработавшего пара.

Большинство из остальных указанных в табл. 3.1 конденсаторов (для турбин мощностью 50—300 МВт) имеют по два параллельно включенных по охлаждающей воде корпуса, паровые пространства которых соединены между собой перепускными патрубками, что позволяет отключать по воде один из корпусов при работе турбины.

Турбины ЛМЗ мощностью 500, 800 и 1200 МВт оснащены одноходовыми конденсаторами с аксиальным расположением корпусов (вдоль оси турбины). Аксиальные одноходовые конденсаторы имеют один или два последовательно включенных по воде (через общую промежуточную водяную

камеру) двухпоточных корпуса (турбины К-500-240 и К-800-240) или две параллельные группы по два последовательно включенных однопоточных корпуса (К-1200-240). В данном случае применение аксиальных конденсаторов упрощает схему и облегчает размещение циркуляционных водоводов.

Таблица 3.1

Характеристики конденсаторов паровых турбин

Завод-изготовитель, марка конденсатора	Тип турбины	Количество корпусов	Площадь поверхности охлаждения одного корпуса, м ²	Конденсаторные трубки		Число ходов по воде	Расчетные значения заводского изготовителя				
				Диаметр, мм	Длина в одном корпусе, мм		Удельная паровая нагрузка, кг/(м ² ·ч)	Кратность охлаждения	Температура охлаждающей воды на входе, °С	Давление пара, кПа	Гидравлическое сопротивление, кПа
ЛМЗ	50-КЦС-3	1	3000	25×1	6650	2	46,7	57,1	10	2,95	35,3
	50-КЦС-4	1	3000	25×1	6650	2	55,0	48,5	20	5,98	35,3
	50-КЦС-5	1	3000	25×1	6650	2	46,7	57,1	10	3,43	2503
	К-3000-2	1	3000	24×1	7390	2	46,7	50,0	15	3,92	37,3
	60-КЦС	1	3000	25×1	6600	2	60,0	44,4	15	3,92	35,3
	80-КЦС	1	3000	25×1	6600	2	73,3	36,4	20	5,88	35,3
	100-КЦС-2	2	3000	25×1	6650	2	46,7	57,1	10	3,43	35,3
	180-КЦС	1	9000	28×1	9000	2	51,2	47,7	20	6,27	48,1
	200-КЦС-2	2	4500	30×1	8065	2	44,4	62,5	10	3,43	37,3
	300-КЦС-1	1	15400	28×1	8930	2	37,2	62,8	12	3,43	47,1
	500-КЦС-4	2	11250	28×1	8930	1	39,6	57,7	12	3,50	44,1
	800-КЦС-3	2	20600	28×1	12000	1	35,8	50,7	12	3,43	58,8
	1200-КЦС-3	2	30000	28×1	12000	1	35,7	48,8	12	3,38	58,6
	К-100-3685	2	3685	25×1	7350	2	36,2	61,4	10	2,95	32,4
	К-150-9115	1	9115	28×1	8850	2	36,3	62,9	12	3,43	39,2
	К-10120	2	10120	28×1	8890	2	36,0	60,4	12	3,43	39,1
	К-12150	2	12150	28×1	8850	2	31,5	72,5	12	5,09	39,2
К-8170	2	8170	28×1	8890	2	44,0	50,9	5,0	2,94	39,1	
К-15240	1	15240	28×1	8850	2	37,0	61,7	12,0	3,43	42,2	
К-11520	2	11520	28×1	8890	2	41,7	53,6	15	4,42	39,3	
К-12150	4	12150	28×1	8890	2	36,3	53,8	18	4,9	35,6	
К-10120	4	10120	28×1	8890	2	40,6	51,6	12,0	3,92	35,7	
К-16560	4	16560	26×1	11460	2	38,3	48,3	15	4,41	50,5	
К-16360	6	16300	28×1	8890	1	34,3	47,4	15	3,92	68,2	
К-33160	3	33160	28×1	14000	2	34,7	49,2	15	3,92	74,4	
К-22550	2	22550	28×1	9800	2	39,1	53,8	22	5,88	42,2	
КТ2-6200	2	3100	24×1	7500	2	45,3	57,1	20	5,6	59,9	
К-6000-2	1	6010	24×1	9000	2	53,2	38,8	20	7,3	54,9	
ХТЗ	К-50-90-1	1	3000	25×1	6650	2	46,7	57,1	10	2,95	35,3
	ПТ-50-90	1	3000	25×1	6650	2	55,0	48,5	20	5,98	35,3
	К-50-90-3	1	3000	25×1	6650	2	46,7	57,1	10	3,43	2503
	Т-50-130	1	3000	24×1	7390	2	46,7	50,0	15	3,92	37,3
	ПТ-60-130/13	1	3000	25×1	6600	2	60,0	44,4	15	3,92	35,3
	ПТ-80-130/13	1	3000	25×1	6600	2	73,3	36,4	20	5,88	35,3
	К-100-90-2	2	3000	25×1	6650	2	46,7	57,1	10	3,43	35,3
	Т-180/210-130	1	9000	28×1	9000	2	51,2	47,7	20	6,27	48,1
	К-200-130	2	4500	30×1	8065	2	44,4	62,5	10	3,43	37,3
	К-300-240	1	15400	28×1	8930	2	37,2	62,8	12	3,43	47,1
	К-500-240-4	2	11250	28×1	8930	1	39,6	57,7	12	3,50	44,1
	К-800-240-3	2	20600	28×1	12000	1	35,8	50,7	12	3,43	58,8
	К-1200-240-3	2	30000	28×1	12000	1	35,7	48,8	12	3,38	58,6
	К-100-90	2	3685	25×1	7350	2	36,2	61,4	10	2,95	32,4
	К-160-130	1	9115	28×1	8850	2	36,3	62,9	12	3,43	39,2
	К-220-44	2	10120	28×1	8890	2	36,0	60,4	12	3,43	39,1
	К-220-44	2	12150	28×1	8850	2	31,5	72,5	12	5,09	39,2
К-220-44-2	2	8170	28×1	8890	2	44,0	50,9	5,0	2,94	39,1	
К-300-240	1	15240	28×1	8850	2	37,0	61,7	12,0	3,43	42,2	
К-500-240	2	11520	28×1	8890	2	41,7	53,6	15	4,42	39,3	
К-500-65/3000	4	12150	28×1	8890	2	36,3	53,8	18	4,9	35,6	
К-500-60/3000	4	10120	28×1	8890	2	40,6	51,6	12,0	3,92	35,7	
К-750-65/3000	4	16560	26×1	11460	2	38,3	48,3	15	4,41	50,5	
К-1000-60/1500	6	16300	28×1	8890	1	34,3	47,4	15	3,92	68,2	
К-1000-60/1500	3	33160	28×1	14000	2	34,7	49,2	15	3,92	74,4	
К-500-60/1500	2	22550	28×1	9800	2	39,1	53,8	22	5,88	42,2	
Т-110/120-130	2	3100	24×1	7500	2	45,3	57,1	20	5,6	59,9	
ПТ-140/165-130/15	1	6010	24×1	9000	2	53,2	38,8	20	7,3	54,9	

Окончание таблицы 3.1
Характеристики конденсаторов паровых турбин

Марка конденсатора	Тип турбины	Количество корпусов	Площадь поверхности охлаждения одного корпуса, м ²	Конденсаторные трубки		Число ходов по воде	Расчетные значения заводского изготовителя				
				Диаметр, мм	Длина в одном корпусе, мм		Удельная паровая нагрузка, кг/(м ² ·ч)	Кратность охлаждения	Температура охлаждающей воды на входе, °С	Давление пара, кПа	Термодинамическое сопротивление, кПа
УТЗ	КТ2-12000	2	5980	24×1	9000	1	42,6	48,6	20	5,0	74,5
	К2-14000	1	13800	24×1	9000	2	38,7	52,3	20	5,8	54,9
КТЗ	КП-540	2	540	24×1	4000	2	46,0	5,0	20	7,5	35,0
	КП-935	1	935	22×1	5000	2	45,0	81,0	20	5,0	49,0
	КП-935-1	1	935	22×1	5000	2	80,0	45,0	20	9,0	49,0
	КП-1220	1	1220	22×1	5750	2	39,0	79,0	40	14,0	42,0

Конденсаторы большинства теплофикационных турбин отличаются наличием наряду с основным также и встроенного трубного пучка со своими водяными камерами и независимыми подводами и отводами охлаждающей воды.

Конденсаторы быстроходных (3000 об/мин) турбин АЭС К-220-44, К-500-65 и К-750-65 – подвальные, двухходовые по охлаждающей воде, с поперечным расположением однопочечных корпусов. Турбина К-220-44 имеет по одному корпусу конденсатора на каждый из двух двухпочечных ЦНД, а две другие турбины – на каждый из четырех двухпочечных ЦНД. Боковые конденсаторы у турбины К-500-60/1500 имеют по одному, а у турбины К-1000-60/1500-1 – по три последовательно соединенных по охлаждающей воде корпуса с каждой стороны турбины, причем отработавший пар поступает в конденсаторы как из нижней, так и из верхней половины корпуса ЦНД. В отличие от подвальных конденсаторов, перегородки в водяных камерах, разделяющие два потока воды, у этих конденсаторов горизонтальные.

Рассмотрим некоторые типовые конструкции поверхностных конденсаторов, изготовляемых отечественными турбинными заводами.

На рис. 3.1 показана конструкция конденсатора КП-540 КТЗ, работающего с турбинами небольшой мощности (6 – 12 МВт).

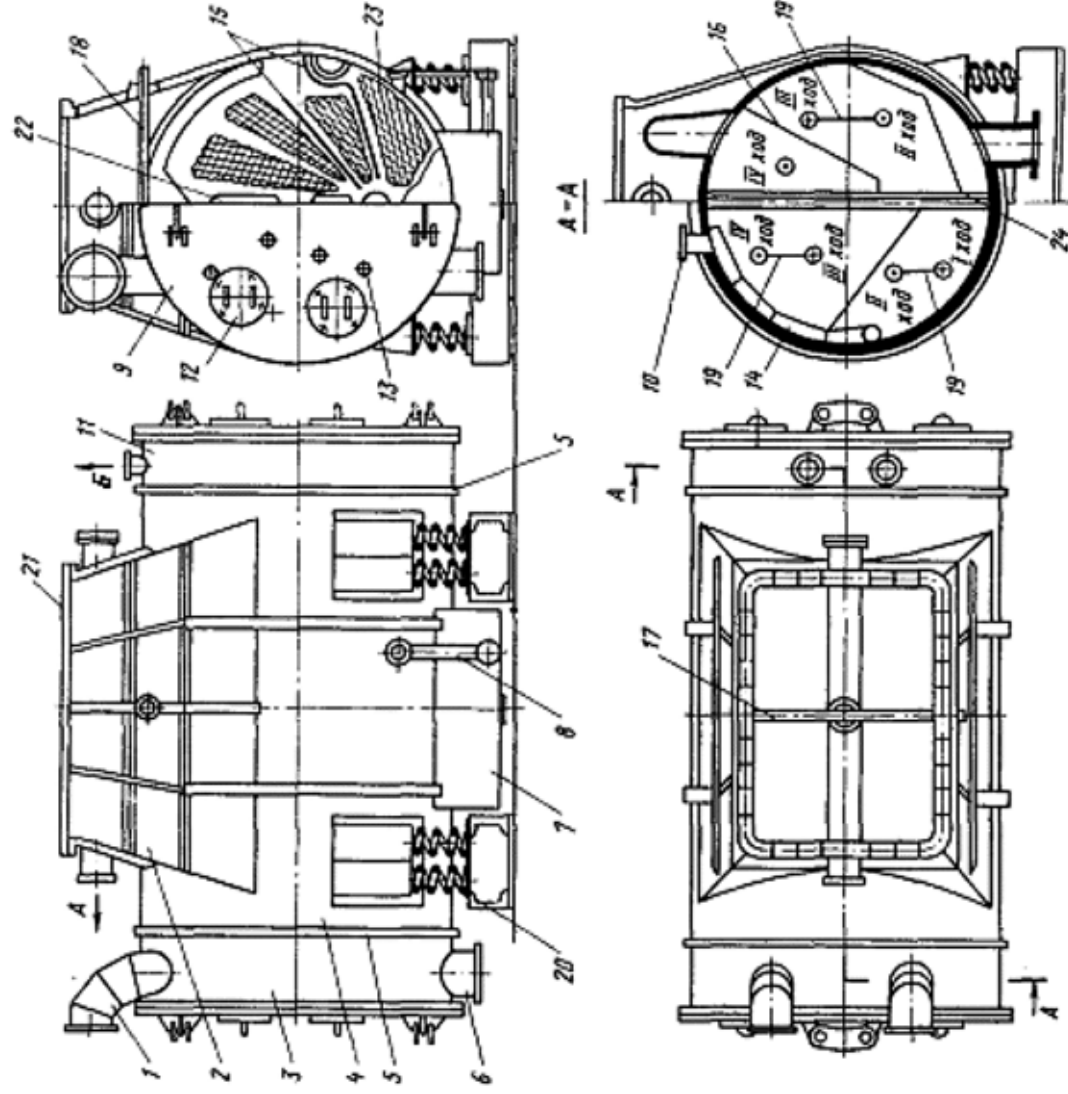


Рис. 3.1.1. Конденсатор КП-540 КТЗ (обозначения см. по тексту)

А – к атмосферному клапану; Б – отсос воздуха

Цилиндрический корпус конденсатора 4 сварной. К нему приварены переходный патрубок (горловина) 2, передняя и задняя трубные камеры 5, а также передняя 3 и поворотная (задняя) 11 водяные камеры. Корпус установлен на пружинных опорах 20 и соединяется с выходным патрубком турбины с помощью фланцев 21. Конденсатор по циркуляционной воде двухпоточный. Компоновка его трубного пучка обеспечивает проход пара к зеркалу конденсата в конденсатосборнике 7, что способствует уменьшению переохлаждения конденсата. В промежуточных перегородках 17 парового пространства (одна из них — на входе сверху) имеются окна 22, которые обеспечивают выравнивание давлений в объеме конденсатора. В паровом пространстве конденсатора установлены две пары глухих паронаправляющих щитов 15, служащих одновременно и для промежуточного улавливания конденсата, стекающего с верхних трубок. Нижний паронаправляющий щит, кроме того, выделяет зону воздухоохладителя 23. Два коллектора 14

направляют отсасываемую из конденсатора паровоздушную смесь к патрубку отсоса 10, расположенному в верхней точке корпуса. Подвод охлаждающей воды к конденсатору организован в нижней (патрубок 6), а выход – в верхней точке водяной камеры (патрубок 1). Конденсатор четырехходовой по воде, для чего в водяных камерах установлены перегородки 16 (две в передней водяной камере и одна в задней). Первый ход воды проходит через зону воздухоохладителя; остальные ходы воды показаны на рисунке стрелками 19. Передняя и задняя водяные камеры имеют вертикальные глухие перегородки 24, а крышки 9 водяных камер выполнены из двух половин. Поскольку конденсатор двухпоточный, производят осмотр, ремонт и очистку каждой из половин конденсатора можно без остановки турбины (при соответствующем снижении ее нагрузки). Люки 12 позволяют осматривать трубные доски и водяные камеры. Анкерные связи 13 удерживают водяные камеры и плоские крышки 9. В горловине конденсатора смонтирован трубопровод, соединенный с атмосферным предохранительным клапаном, а также коллектор 18, представляющий собой трубу, перфорированную отверстиями. При пуске турбины, когда в конденсатор может поступать перегретый пар, в распылитель подается вода, охлаждающая выхлопной патрубок и предохраняющая трубки конденсатора от перегрева (во избежание разгерметизации узла вальцованного соединения). Для определения уровня воды в конденсаторе служит указатель 8.

На рис. 3.2 показана конструкция конденсатора К-160-9115 турбины К-160-130 ХТЗ.

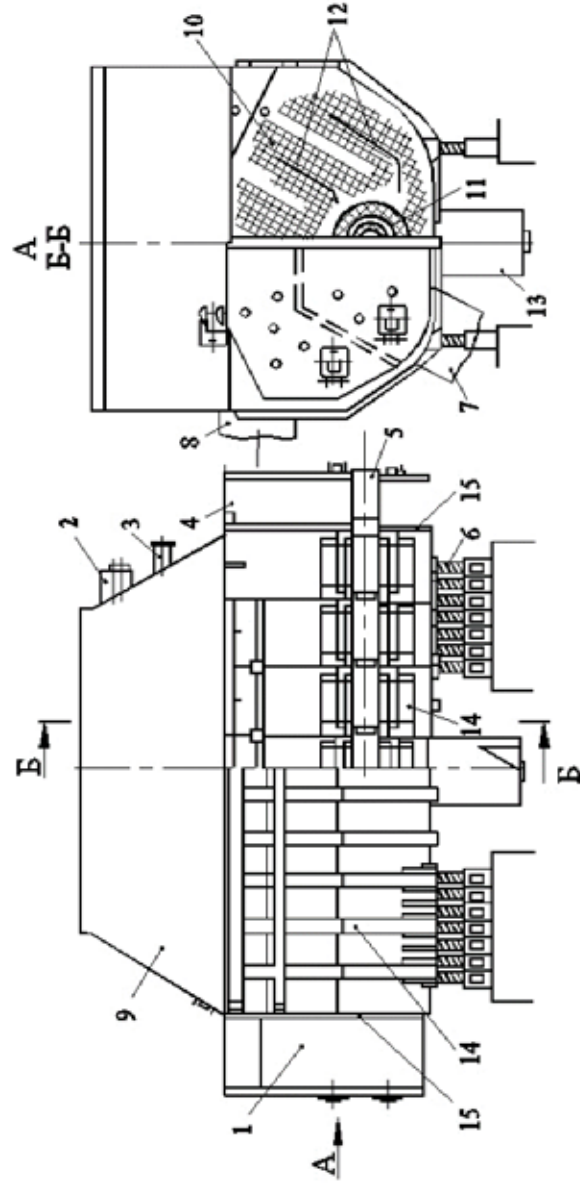


Рис. 3.2. Конденсатор К-160-9115 ХТЗ: 1, 4 – передняя и задняя водяные камеры; 2 – сбросное устройство; 3 – трубопровод отбора пара; 5 – отсос паровоздушной смеси; 6 – пружинная опора; 7, 8 – подвод и отвод охлаждающей воды (в одном потоке); 9 – входной патрубок (горловина); 10 – трубный пучок; 11 – воздушоохладитель; 12 – паровые щиты; 13 – конденсатосборник; 14 – ребра жесткости; 15 – трубные доски

Корпус конденсатора сварной из стальных листов, почти прямоугольной формы (с некоторыми скруглениями лишь в нижней части). Снаружи и внутри он имеет ребра жесткости 14, которые обычно выполняются из швеллера. К корпусу приварены горловина 9, трубные доски 15 и водяные камеры 1, 4.

Основной трубный пучок конденсатора 10 выполнен в виде ленты, а трубный пучок воздухоохладителя 11 – в виде трех коаксиальных цилиндров. Патрубок отсоса паровоздушной смеси 5 выведен через заднюю (поворотную) водяную камеру 4, что способствует хорошему охлаждению смеси и созданию высокого парциального давления воздуха в зоне отсоса. Организация потоков пара к воздухоохладителю осуществляется с помощью паровых щитов 12, которые, наряду с применяемыми *сливными трубками*, служат для промежуточного сбора конденсата и его отвода к трубным доскам и промежуточным перегородкам. Верхний ее край срезан, и поэтому трубка наполняется конденсатом, стекающим с расположенных выше трубок поверхности теплообмена. В нижней части трубки, в зоне трубных досок и перегородок, выполнены отверстия для опорожнения. Применение таких трубок способствует уменьшению переохлаждения конденсата и организации его направленного стока в зонах перегородок и трубных досок.

Охлаждающая вода подается в конденсатор двумя отдельными потоками (на рис. 3.2 показан один поток), что позволяет производить ревизию, чистку и ремонт конденсатора без останова турбины. Конденсатор двухходовой. На входе по стрелке А перегорodka показана двойной пунктирной линией (крышка водяной камеры закрыта); на разрезе Б-Б в трубном пучке предусмотрен симметричный просвет (зона без трубок) для аналогичной перегородки в правой части конденсатора. Подвод 7 охлаждающей воды организован в каждом потоке снизу, а отвод 8 сверху. В горловине конденсатора установлено сбросное устройство 2, обеспечивающее прием пара при пуске и резких сбросах нагрузки турбины. Здесь же проходит трубопровод 3 отбора пара из турбины. Трубные доски конденсатора выполнены двойными, с гидравлическим уплотнением конденсатом.

На рис. 3.3 показана конструкция конденсатора К-15240 турбины К-300-240 ХТЗ.

Конденсатор двухходовой, двухпоточный, имеет параллельное расположение ходов по воде по отношению к паровому потоку, т. е. пар одновременно поступает в трубные пучки первого и второго ходов воды. Подвод воды осуществляется снизу, отвод – сверху. Трубный пучок выполнен в виде ленты с треугольной разбивкой трубок. Периферийные трубки пучка, наиболее подверженные воздействию динамического напора потока пара, имеют толщину стенки 2 мм (остальные – 1 мм).

Поверхность теплообмена конденсатора с центральным проходом для пара и боковыми отсосами паровоздушной смеси 7 состоит из двух симметричных (относительно вертикальной оси конденсатора) трубных пучков 6, скомпонованных вокруг воздухоохладителя 8 и образующих проход

для пара в нижнюю часть конденсатора. Такая схема наиболее полно отвечает основным требованиям рациональной компоновки трубных пучков конденсаторов. Трубный пучок конденсатора размещен в стальном корпусе сварной конструкции. В поперечном сечении корпус имеет форму прямоугольника; с наружной стороны боковые плоские стенки укреплены элементами жесткости – швеллерами. Повышенная герметичность водяного пространства конденсатора обеспечивается нанесением на основные трубные доски со стороны водяных камер специального (битумного) покрытия (после развальцовки в них концов охлаждающих трубок). С обеих сторон корпуса к трубным доскам приварены передние 12 и задние 16 водяные камеры, которые заканчиваются фланцами. К этим фланцам на шпильках и болтах крепятся съемные крышки, дополнительно укрепленные анкерными шпильками. Герметичность фланцевых разъемов крышек обеспечивается резиновым жгутом прямоугольного сечения, закладываемым в имеющиеся во фланцах канавки. В ряде модификаций конденсатора крышки задних водяных камер 16 выполнены приварными.

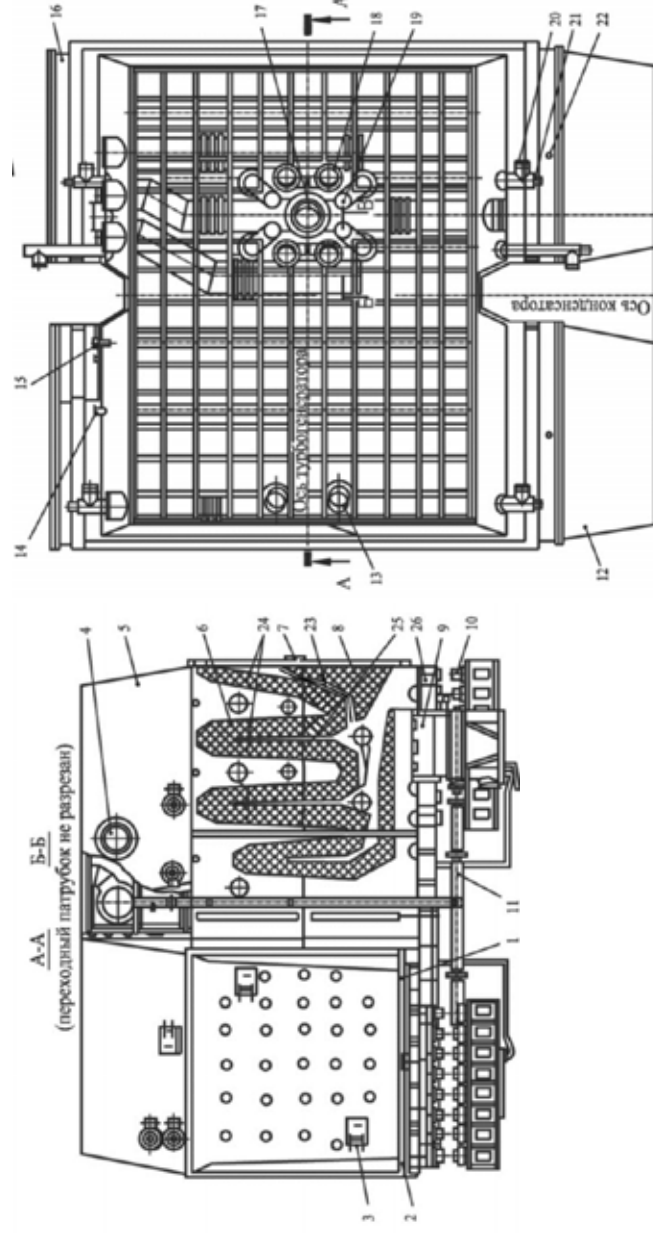


Рис. 3.3. Конденсатор К-15240 турбины К-300-240 ХТЗ: 1, 2 – выход и вход охлаждающей воды; 3 – люк; 4 – сброс отработавшего пара приводной турбины питательного насоса; 5 – горловина конденсатора; 6 – основная трубный пучок; 7 – патрубок отсоса паровоздушной смеси (4 шт.); 8 – воздухоохладитель; 9 – деаэрационный конденсатосборник; 10 – пружинная опора; 11 – патрубок подвода пара для деаэрации; 12, 16 – передняя и задняя водяные камеры; 13, 17, 18, 19 – трубопроводы соответственно из 7, 6, 8 и 9-го отборов турбины; 14 – подвод конденсата для охлаждения переходного патрубка; 15 – подвод химически очищенной воды; 20 – сброс пара в паросборное устройство из БРОУ (8 штуцеров); 21 – подвод охлаждающего конденсата; 22 – отсос воздуха из водяных камер (циркуляционной системы); 23 – паровой щит; 24 – зона установки сливных трубок; 25 – сечение, соответствующее месту установки перегородки; 26 – приварная опорная рама

Для организации двух ходов воды в каждом потоке воды в передней водяной камере имеется горизонтальная перегородка. Горловина конденсатора 5 имеет прямоугольное, расширяющееся в сторону конденсатора сечение и выполнена из плоских наклонных стальных листов, укрепленных внутри ребрами и скрещающимися тягами круглого сечения. Через горловину выведены трубопроводы отборов пара из ЦНД турбины, которые экранированы кожухами. Здесь же установлено приемно-сбросное устройство 20.

Днище конденсатора укреплено приварной опорной рамой 26, которая одновременно придает общую жесткость конденсатору в целом. Опорная рама состоит из сварных балок двутаврового сечения. Передаваемая опорной рамой нагрузка воспринимается четырьмя пружинными опорами 10 (по восемь пружин в каждой). Пружинные опоры расположены по торцам конденсатора со стороны передней и задней водяных камер каждого потока.

На рис. 3.4 показана типовая конструкция конденсатора турбин К-220-44, К-500-240 и К-500-65/3000 ХТЗ. Маркировка различных модификаций конденсаторов этих турбин, отличающихся в основном поверхностью теплообмена и количеством конденсаторов в составе конденсационной установки, приведена в табл. 3.1.

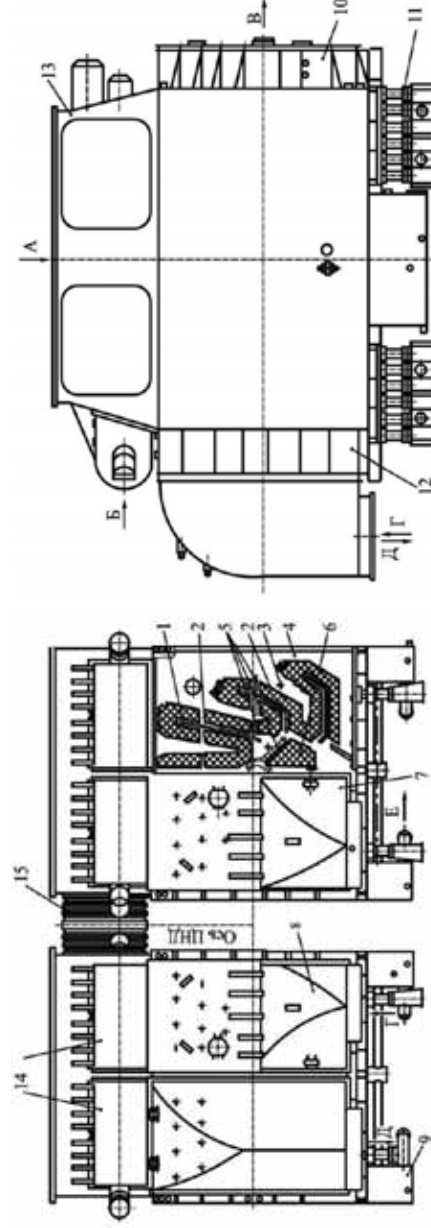


Рис. 3.4. Типовая конструкция конденсатора турбин К-220-44, К-500-240, К-500-65/ 3000 ХТЗ: 1 – трубный пучок; 2 – трубки сливные; 3 – тушниковый канал для пара; 4 – боковой канал для пара; 5 – щиты паровые; 6 – воздухоохладитель; 7 – правый конденсатор; 8 – левый конденсатор; 9 – конденсатосборник; 10 – задняя (поворотная) водяная камера; 11 – пружинная опора; 12 – передняя водяная камера; 13 – входной патрубков (горловина); 14 – приемно-сбросное устройство; 15 – перепускной патрубок; А – выход пара из турбины; В – вход сбрасываемого в конденсатор пара; В – отсос паровоздушной смеси; Г – подвод охлаждающей воды; Д – слив охлаждающей воды; Е – отвод конденсата

Конденсатор подвального типа, двухходовой по охлаждающей воде (перегородки в водяной камере расположены горизонтально), однопоточный. Такое решение позволило уменьшить число подводящих и сливных водоводов

циркуляционной воды и, как следствие, облегчить компоновку всего турбоагрегата в целом (основная сложность – большие диаметры водоводов).

Применение однопоточных конденсаторов привело к их объединению по паровому пространству (перепускной патрубков 15) для предотвращения полной потери мощности блока при вынужденном отключении одного из конденсаторов. Перепускные патрубки выполнены с системой компенсаторов, которая обеспечивает, с одной стороны, компенсацию температурных удлинений ЦНД от своих фикс-пунктов, а с другой – восприятие усилий от барометрического давления на стенки переходного патрубка в зоне расположения компенсаторов.

Конструкция крышек подвода и слива охлаждающей воды при нижнем расположении обоих водяных патрубков обеспечивает подвод воды в нижнюю половину трубного пучка (I ход), а слива – из верхней половины (II ход).

Трубный пучок I выполнен с центральным отсосом воздуха с компоновкой в виде ленты, симметричной для каждой половины конденсатора (относительно вертикальной оси). В центральной части и у боковых стенок конденсатора предусмотрены проходы для пара. Ширина сквозных проходов 4, так же как и тупиковых проходов 3 в трубном пучке, определялась расчетным путем из условия допустимости скорости пара 120 – 130 м/с.

Конденсатор имеет дополнительные конструктивные элементы, повышающие эффективность трубного пучка и конденсатора в целом: сливные трубки 2, паровые щиты 5, специальную сварку конденсаторосборников в корпус и пр. Конструктивное оформление этих элементов показано на рис. 3.5. Назначение этих элементов – предотвратить переохлаждение конденсата и его аэрацию, свести до минимума потери теплоты с охлаждающей водой.

Каждая продольная часть корпуса для обеспечения соосности отверстий в трубных досках и промежуточных перегородках изготавливается на специальных блоках с соответствующей центровкой трубных досок по отверстиям при помощи струны.

Входной патрубок (горловина) конденсатора 13 представляет собой коробчатую сварную конструкцию (см. рис. 3.4). Для ужесточения стенок внутри патрубка варены продольные и поперечные распорные стержни (в несколько ярусов), которые одновременно являются опорами для паропроводов, проходящих от ЦНД через патрубок к подогревателям системы регенерации.

Во входном патрубке также расположены приемно-сбросные устройства 14, приварка которых к стенке патрубка осуществляется при монтаже конденсатора.

Конструктивная схема одного из вариантов приемно-сбросного устройства, применяемого в конденсаторах ХТЗ, показана на рис. 3.6. Впрыском конденсата В можно регулировать температуру сбрасываемого пара А на входе в конденсатор. Сбрасываемый в конденсатор пар, в отличие от

основного потока пара, обычно поступает с некоторым перегревом, что обеспечивает испарение впрыскиваемого конденсата.

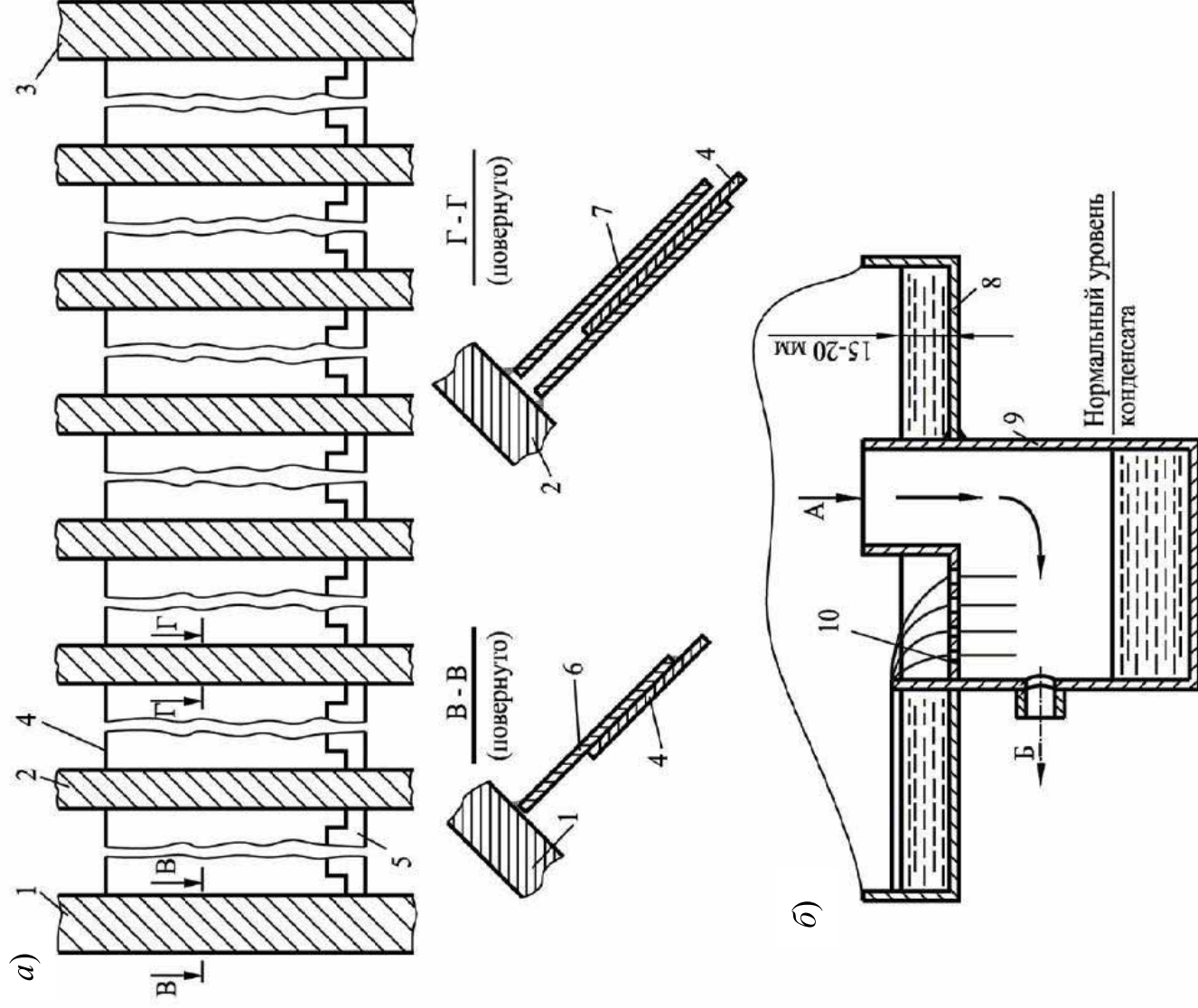


Рис. 3.5. Конструкция отдельных узлов конденсатора: а – установка паровых щитов; б – установка и схема работы деаэрационного конденсаторосборника; 1 – передняя трубная доска; 2 – промежуточная перегородка; 3 – задняя трубная доска; 4 – паровой щит; 5 – вырез в паровом щите; 6 – крепление щита к трубной доске; 7 – крепление щита к промежуточной перегородке; 8 – днище конденсатора; 9 – конденсаторосборник; 10 – перфорированный лист конденсаторосборника; А – вход отработавшего пара; Б – на вход в воздухоохладитель

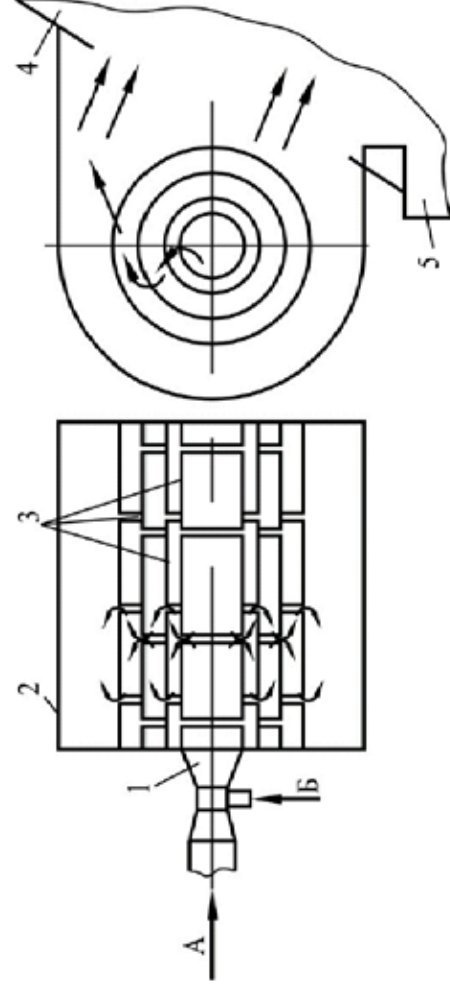


Рис. 3.6. Конструктивная схема приемно-сброного устройства, применяемого в конденсаторах ХТЗ: 1 – увлажнитель пара; 2 – корпус; 3 – кольцевые кожухи; 4 – патрубок; 5 – конденсатор; А – подвод сбрасываемого пара; В – подвод охлаждающего конденсата

Для придания конденсатору общей жесткости к его днущу приварены две (по одной с каждой стороны) продольные сварные балки Т-образного сечения, через которые нагрузка передается на четыре пружинные опоры 11, расположенные вдоль корпуса конденсатора по две с каждой стороны.

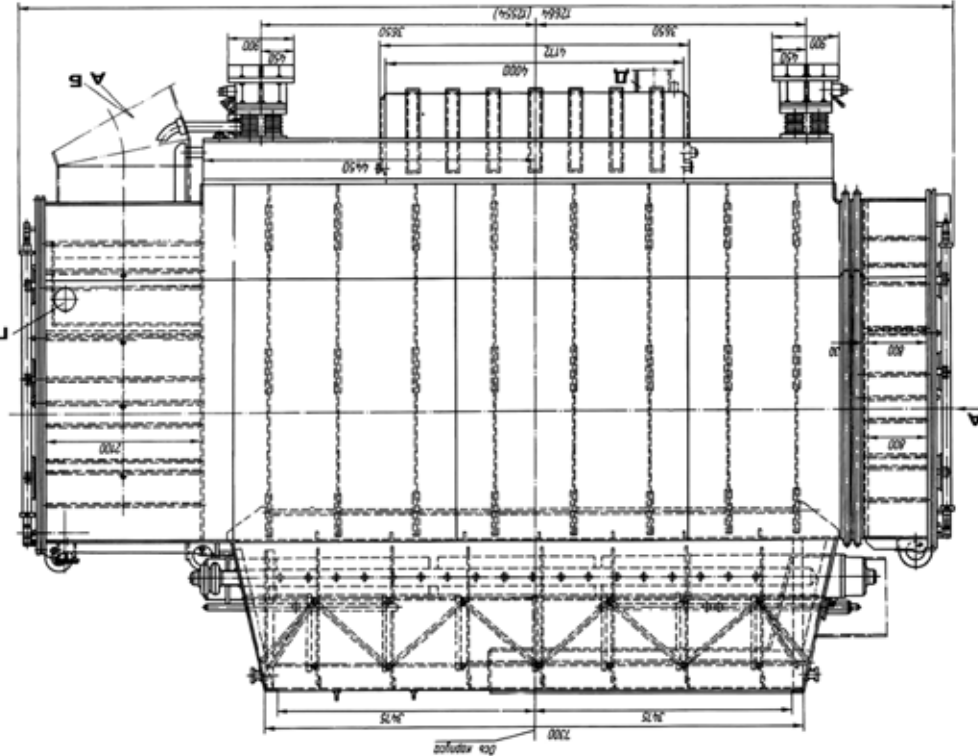
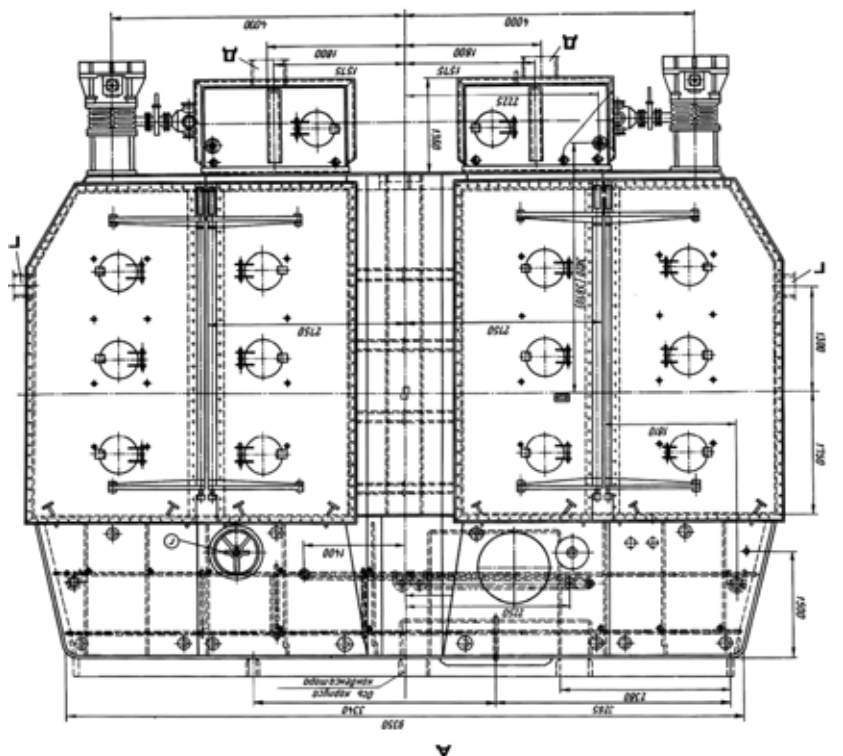
На рис. 3.7 показан конденсатор 300-КЦС-3 турбины К-300-240 ЛМЗ.

Трубный пучок конденсатора имеет ленточную компоновку с вертикальным расположением петель ленты, обеспечивающую широкий фронт натекания пара. Воздухоохладитель выделен в нижней части пучка, отсос боковой.

Охлаждающие трубки завальцованы в трубные доски толщиной 28 мм и уплотнены после этого битумом или специальным резиновым покрытием. Корпус конденсатора практически прямоугольной формы сваривается при монтаже из шестнадцати отдельных блоков.

Конденсатор выполнен двухходовым с двумя разделными потоками циркуляционной воды. Для этого каждая из передних водяных камер разделена вертикальной перегородкой. Подвод циркуляционной воды производится во внешние части корпуса, в зону, где расположен воздухоохладитель. Крышки водяных камер и трубные доски скреплены анкерными связями. Конденсатор имеет два деаэрационных конденсатосборника. Для подогрева в них конденсата используется пар из шестого отбора турбины. Конденсатор оборудован солевыми отсеками для обнаружения и улавливания конденсата, загрязненного присосами циркуляционной воды, отсеки расположены между основными трубными досками и ближайшими к ним промежуточными перегородками. На основе периодически проводимого химического анализа воды из солевых отсеков делается заключение о герметичности вальцованного соединения трубок конденсатора.

Рис. 3.7. Конденсатор 300-КЦС-3 ЛМЗ



В горловине конденсатора установлен ряд вспомогательных устройств, необходимых для работы ПТУ. Два пускосбросных устройства служат для сброса пара в конденсатор при пусках и остановах турбины. Каждое устройство представляет собой трубу 0 600 мм с большим количеством отверстий, проходя через которые пар снижает свое давление; внутри трубы помещена вторая труба диаметром 150 мм, из которой через большое количество мелких сверлений распыляется конденсат, подаваемый из напорной линии конденсатных насосов. Этим достигается охлаждение сбрасываемого во внешнюю трубу пара. По двум трубопроводам, установленным в горловине, подводится обессоленная вода для подпитки водяного контура турбоустановки, деаэрация этого потока воды производится в конденсаторе. Через горловину конденсатора проходят и трубопроводы последних отборов ЦНД, из которых пар поступает в подогреватели регенеративной системы подогрева питательной воды.

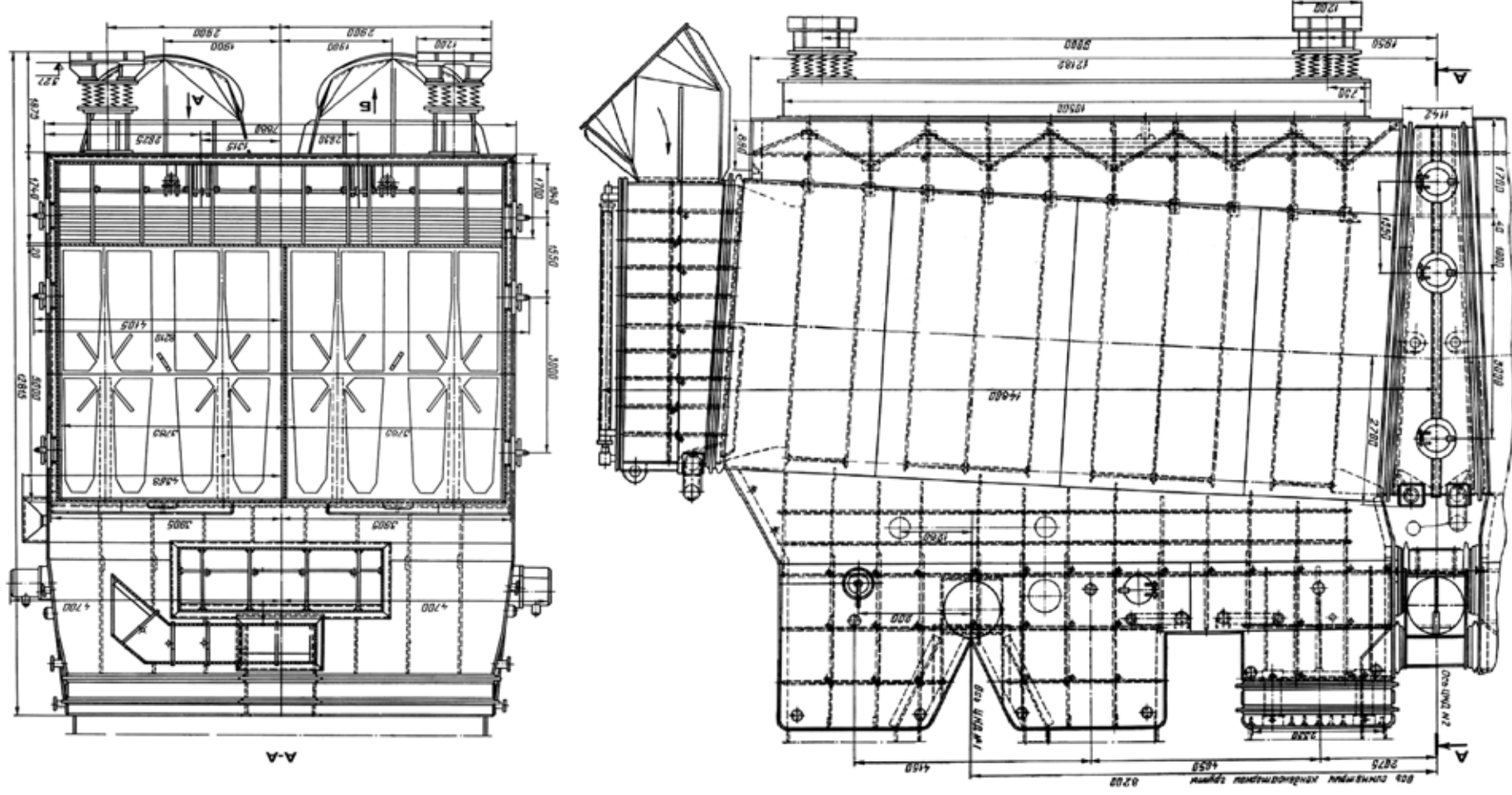
Конструкции конденсаторов турбин К-800-240 ЛМЗ различных модификаций претерпели ряд существенных изменений. Первая модификация конденсационной установки одновальная турбины К-800-240-2 ЛМЗ включала в себя три корпуса, расположенные каждый под отдельным ЦНД попереk оси турбины. Каждый конденсатор двухходовой, общая поверхность охлаждения трех корпусов составляет 35025 м².

В дальнейшем завод перешел к аксиальному расположению корпусов конденсаторов. Конденсационная установка турбины К-800-240-3 ЛМЗ состоит из двух корпусов, расположенных под турбиной вдоль оси. Общая площадь поверхности охлаждения двух корпусов 41200 м². В конденсаторе применен трубный пучок с углом наклона к горизонту 3°15'.

В данной и последующих модификациях турбин конденсаторы соединены по охлаждающей воде последовательно, т. е. вода проходит через первый («холодный») корпус в один ход (два потока), а затем из промежуточной водяной камеры, соединяющей между собой корпуса, во второй корпус («теплый») тоже в один ход. Давление пара в обоих корпусах конденсаторов турбины К-800-240-3 одинаковое, т. е. секционирование по давлению не предусмотрено. В верхней части корпусов конденсаторов турбины этой модификации имеется патрубок, соединяющий между собой их паровое пространство. В нижней части корпуса также соединены по пару и конденсату. Конденсаторы двухпоточные, что позволяет отключить для ремонта и очистки трубок одну из половин корпусов конденсаторов без останова турбины (с соответствующей ее разгрузкой). При этом допустимая нагрузка турбины определяется температурой ее выхлопной части, которая не должна превышать 60 °С.

На рис. 3.8 показан конденсатор 800-КЦС-5 турбины К-800-240-5 ЛМЗ. Принципиальное отличие этих конденсаторов от предыдущей модификации заключается в секционировании каждого конденсатора по давлению пара – корпуса конденсаторов по паровой стороне не сообщаются.

Рис. 3.8. Конденсатор 800-КПС-5 JM3



Последовательное включение по охлаждающей воде корпусов аксиальных конденсаторов позволило ограничить длину применяемых трубок (весьма существенное преимущество) и достаточно просто осуществить их секционирование. В первом по ходу воды корпусе устанавливается более низкое давление пара, чем во втором. «Холодный» корпус с более глубоким вакуумом образует первую ступень конденсации пара, а «теплый» корпус с меньшим вакуумом — вторую ступень. Среднее давление пара при этом оказывается меньше, чем при одинаковом давлении в корпусах, последовательно соединенных по охлаждающей воде. Благодаря этому удается повысить экономичность турбоустановки в целом. Каждый конденсатор группы имеет по три горловины, к которым присоединяются выхлопные патрубки трех ЦНД. Конденсат из конденсатора с более глубоким вакуумом через специальное устройство самотеком отводится в конденсатор с более высоким давлением и проходит к месту откачки конденсата из второго конденсатора в систему регенерации. Для откачки конденсата установлены три конденсатных электронасоса, один из которых является резервным.

Каждый корпус конденсатора, по условиям перевозки, делится на отдельные транспортные блоки, которые свариваются при монтаже на электростанции. Установка и развальцовка трубок в трубных досках производится после монтажа конденсатора. В целях противокоррозионной защиты детали, контактирующие с охлаждающей водой, после монтажа покрываются изолирующими материалами на основе эпоксидных или битумных составов. При этом покрытие трубных досок является дополнительным уплотнением мест соединения трубок с трубными досками.

Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах, рассчитанных на нагрузку от веса полностью собранных конструкций аппарата, без учета веса воды. Вес конденсата и циркуляционной воды, находящейся в конденсаторе, передается на опоры турбин и нагружает верхний пояс фундамента. Масса конденсаторной группы около 1100 т, масса циркуляционной воды в конденсаторной группе около 430 т, а воды, помещающейся в паровом пространстве при гидравлических испытаниях конденсатора — 1700 т.

Компенсация несоответствия тепловых расширений ЦНД и корпусов конденсаторов достигается применением линзовых компенсаторов, установленных на соединительных патрубках среднего ЦНД и на корпусах конденсатора около водяных камер.

В верхних частях корпусов конденсаторов, примыкающих к выхлопным патрубкам турбины (к каждому корпусу присоединяется три выходных патрубка ЦНД), размещаются паропроводы восьмого регенеративного отбора и пароприемные устройства для пара, сбрасываемого из котла через БРОУ и пусковые сепараторы в период его растопки и пуска, останова и аварийного сброса нагрузки турбины. Для охлаждения сбрасываемого пара в приемном устройстве конденсатора предусматривается подвод конденсата от напорной

линии конденсатных насосов. Корпус имеет сварную конструкцию. На фланцах закрепляются только крышки водяных камер.

Конденсаторная группа имеет также устройство для отбора проб конденсата из четырех отсеков каждого корпуса с целью определения его солевого содержания и для приема обессоленной воды. Расширители дренажей, устанавливаемые в нижней части корпуса конденсатора, рассчитаны на прием дренажей как из самой турбины, так и из основных трубопроводов блока при их прогреве. Уровень конденсата в конденсаторах регулируется и поддерживается электронным регулятором уровня на отметке, расположенной выше днища аппарата на 300 ± 100 мм.

Конденсаторы теплофикационных турбин УТЗ, кроме основного трубного пучка, имеют еще встроенный пучок со своими водяными камерами и независимым подводом, и отводом охлаждающей (нагреваемой) воды. Поверхность теплообмена встроенного пучка обычно составляет от 15 до 25 % общей поверхности теплообмена конденсатора. Например, у конденсаторов турбин Т-110/120-130 она равна 18, турбин ПТ-135/165-130/15 – 23, турбин Т-250/300-240-2 – 24 %. Необходимость такого специально выделенного пучка определяется следующими основными соображениями.

В теплофикационных турбинах на режимах работы с тепловой нагрузкой имеет место пропуск в конденсатор пара, служащего для охлаждения ступеней ЦНД. Потери теплоты в конденсаторе на этих режимах работы могут быть сведены к минимуму или полностью исключены (в частности, использованием теплоты пара, поступающего в конденсатор, в цикле электростанции, например для подогрева обратной сетевой или подпиточной воды тепловых сетей во встроенном пучке). При работе турбины на теплофикационном режиме с ограниченным пропуском пара в конденсатор отключается подвод циркуляционной воды к основному и встроенному пучкам, а последний охлаждается сетевой или подпиточной водой. Переход с одного режима на другой производится на ходу, без останова турбины.

На режиме работы турбины с конденсационной выработкой электроэнергии в основной и встроенный трубные пучки (или только в основной пучок) поступает циркуляционная вода, а подвод сетевой воды ко встроенному пучку на этом режиме работы турбины отключен.

На рис. 3.9 в качестве примера показана конструкция конденсатора К2-14000-1 турбины Т-250/300-240-2 УТЗ. Конденсатор расположен поперек оси турбины, приварен к выходному патрубку и дополнительно опирается на пружинные опоры. Основные трубные пучки *1* размещены симметрично относительно оси турбины; компоновка трубок в пучке ленточная с треугольной разбивкой. Воздухоохладитель *3* выделен в самостоятельный пучок (с помощью направляющих щитов по паровой стороне конденсатора). Конденсатор двухпоточный, двухходовой; перегородки *5* передних водяных камер делят трубный пучок на две части таким образом, что трубный пучок воздухоохладителя *6* охлаждается первым ходом воды.

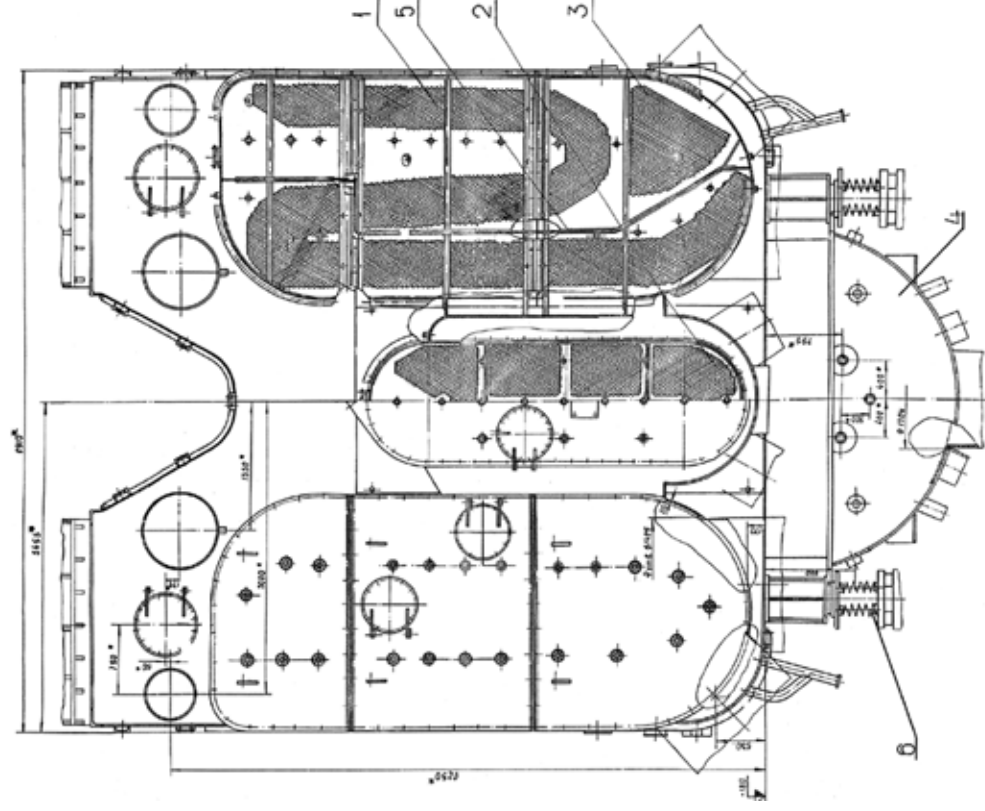


Рис. 3.9. Конденсатор К2-14000-1 УТЗ (вид сбоку со снятыми крышками основной водяной камеры и камеры встроенного пучка у половины конденсатора): 1 – основной трубный пучок; 2 – встроенный трубный пучок; 3 – воздухоохладитель; 4 – конденсатосборник; 5 – перегородка водяной камеры, делящая ее на два хода; 6 – пружинная опора

Встроенный трубный пучок 2 расположен на оси конденсатора, имеет свои водяные камеры и индивидуальный отсос воздуха. Разбивка трубного пучка также треугольная. Основные трубные доски конденсатора общие как для основного трубного пучка, так и для встроенного. Встроенный пучок однопогодный, четырехходовой по воде (возможен переход на двухходовой вариант). Конденсатор снабжен деаэрационным сборником конденсата.

Корпус конденсатора цельносварной, с приваренными водяными камерами. Фланцевые соединения предусмотрены только на крышках водяных камер. В первых модификациях турбины в горловину конденсатора, кроме пускосбросного устройства и подвода химически очищенной воды, был встроен подогреватель низкого давления (ПНД-1); позже завод вернулся к традиционной компоновке с вынесенным ПНД-1.

3.2. Аппараты системы регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды

Подогреватели системы регенерации (ПВД и ПНД) должны иметь следующие показатели надежности и долговечности [7]:

- установленный срок службы не менее 30 лет;
- средний ресурс между капитальными ремонтами не менее 40000 (50000) ч;
- средняя наработка на отказ не менее 8000 (16000) ч;
- коэффициент готовности не менее 0,993 (0,996).

3.2.1. Подогреватели высокого давления

Подогреватели высокого давления предназначены для регенеративного подогрева питательной воды за счет охлаждения и конденсации пара.

Принципиальная схема движения теплообменивающегося потоков в зонах ПВД представлена на рис. 3.10, а. Через охладитель конденсата проходит весь поток питательной воды или его часть, ограничиваемая установкой шайбы.

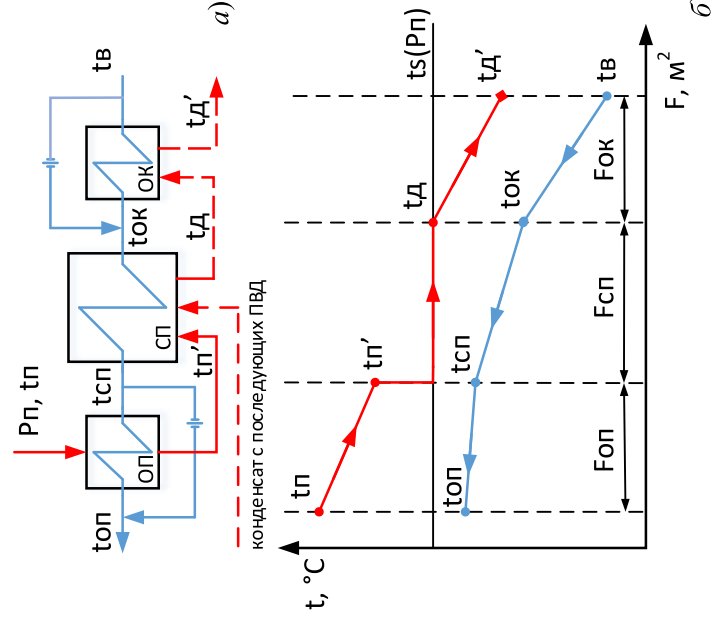


Рис. 3.10. Схема движения теплообменивающегося сред в ПВД (а) и графики изменения температур теплоносителей (б): ОК – охладитель конденсата; СП – собственно подогреватель; ОП – охладитель пара

Включение зоны охлаждения пара может быть различным. Например, возможно включение охладителя пара всех или какого-либо отдельного подогревателя параллельно по ходу воды для всех или некоторых подогревателей. Смещение потока воды, проходящего через каждый охладитель пара, с потоком питательной воды происходит на входе в паровой котел. Такая схема включения носит название схемы Рикара-Никольного. Может быть использована другая схема, когда охлаждение пара происходит потоком воды, направляемым в паровой котел после всех подогревателей (схема Виолен). Может быть применена последовательная схема включения всех зон, а также комбинированная схема. Во всех случаях через охладитель пара пропускается только часть питательной воды, а другая ее часть, большая, байпасируется помимо охладителя с помощью ограничивающей шайбы.

Конструктивно все подогреватели высокого давления (за исключением ПВД для блока К-500-60/1500) выполняются вертикальными, коллекторного типа. Поверхность теплообмена набирается из свитых в плоские спирали гладких труб наружным диаметром 32 мм, присоединенных к вертикальным раздающим и собирающим коллекторным трубам (рис. 3.11).

В табл. 3.2 приведены основные технические характеристики ПВД [7], выпущенных ранее отечественной промышленностью. В табл. 3.3 приводятся технические характеристики вновь разработанных подогревателей высокого давления типа ПВД [7].

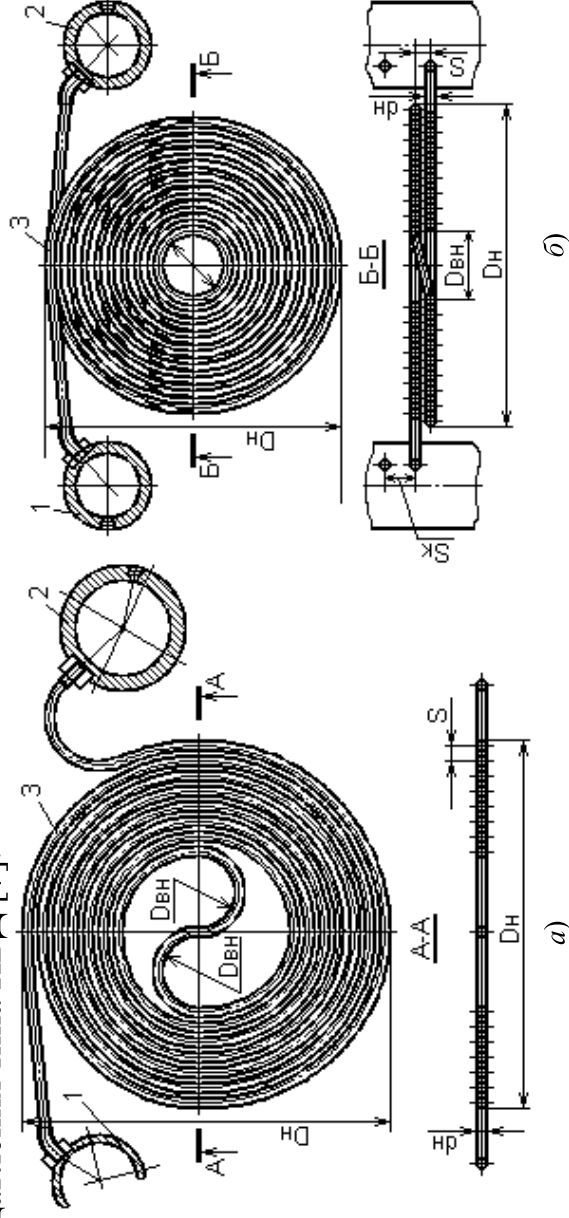


Рис. 3.11. Форма навивки спиральных труб: *а* – одноплоскостная; *б* – двухплоскостная; 1 – коллектор подвода питательной воды; 2 – коллектор отвода питательной воды; 3 – спиральный змеевик

Основными узлами подогревателя (рис. 3.12) являются корпус и трубная система.

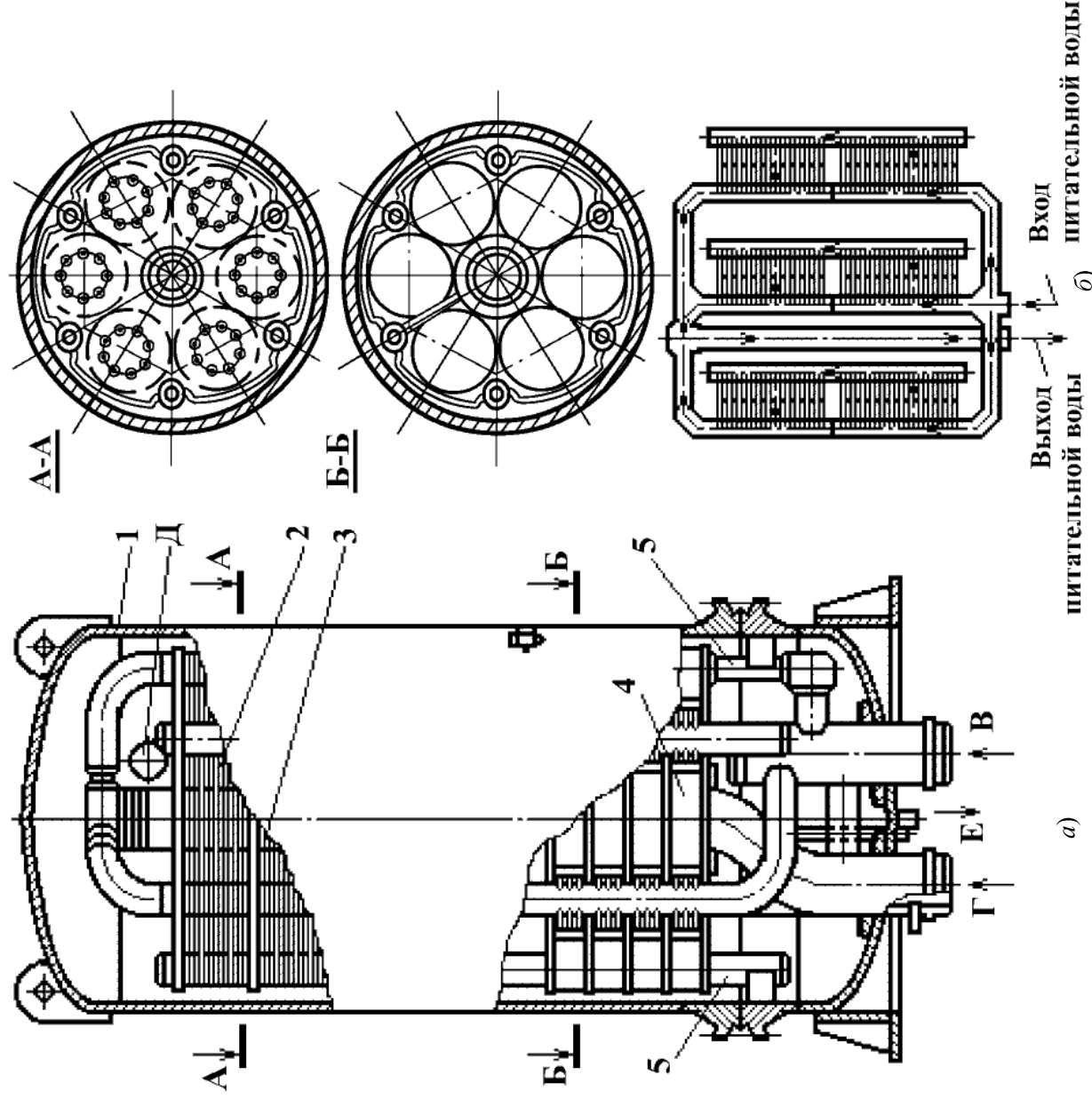


Рис. 3.12. Подогреватель высокого давления ПВ-1600: *а* – общий вид; *б* – схема движения воды в трубной системе; *1* – корпус; *2* – спиральный змеевик; *3* – перегородки трубной системы; *4* – охладитель дренажа; *5* – каркас-коллектор трубной системы; *В* – вход питательной воды; *Г* – выход питательной воды; *Д* – вход греющего пара; *Е* – отвод конденсата

Все элементы корпуса выполняются из качественной углеродистой стали 20К. Верхняя объемная часть корпуса крепится фланцевым соединением нижней части. Гидравлическая плотность соединения обеспечивается предварительной приваркой к фланцам корпуса и днища мембран, которые свариваются между собой по наружной кромке и другими методами. Само фланцевое соединение крепится шпильками.

Таблица 3.2

**Поверхностные подогреватели высокого давления
(изготовитель – ПО «Красный котельщик»)**

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа		Номинальный массовый расход воды, т/ч	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление, МПа
	Полная	Зоны ОП	Зоны ОК	Воды в трубной системе				
				Пара в корпусе				
Тепловые электрические станции								
ПВ-425-230-13	425	42,0	63,0	23	1,3	500	450	0,25
ПВ-425-230-23	425	42,0	63,0	23	2,5	550	530	0,25
ПВ-425-230-35	425	42,0	63,0	23	3,7	550	500	0,25
ПВ-475-230-50	477	85,0	41,5	23	5,0	600	416	0,42
ПВ-550-240-17	553	-	-	24	1,7	344	461	0,106
ПВ-550-240-35	553	-	-	24	3,5	324	357	0,098
ПВ-775-285-13	775	82,5	92,8	26,5	1,3	700	449	0,25
ПВ-775-265-31	775	72,4	92,8	26,5	3,1	700	341	0,24
ПВ-775-265-45	775	82,5	41,4	26,5	4,5	700	392	0,24
ПВ-760-230-14	760	84,5	95,0	23	1,4	850	500	0,15
ПВ-800-230-21	800	84,5	63,4	23	2,1	850	500	0,11
ПВ-800-230-32	800	4,5	31,7	23	3,2	850	475	0,12
ПВ-850-285-12	908	104	65,0	28,5	1,2	775	394	0,41
ПВ-850-285-18	908	117	104	25,5	1,8	775	447	0,48
ПВ-900-380-18	992	101	152	38	1,8	950	475	0,14
ПВ-900-380-66	980	101	75,0	38	6,6	950	390	0,14
ПВ-1100-285-38	1104	142	80	28,5	3,7	775	350	0,46
ПВ-1200-380-43	1203	125	188	38,0	4,3	950	335	0,18
ПВ-1250-380-21	1300	124	187	38	2,1	1030	424	0,1
ПВ-1550-380-70	1558	152	152	8	7,0	1030	363	0,11
ПВ-1600-380-17	1560	92,5	222	38	1,7	1390	441	0,24
ПВ-1600-380-66	1650	111	92,5	38	6,6	1390	350	0,24
ПВ-1700-380-51	1678	134	201	38	5,1	1030	308	0,24
ПВ-2000-380-40	2135	87	185	38	4,0	1390	290	0,24
ПВ-2100-380-17	2100	314	261	38	1,7	1705	432	0,4

Продолжение таблицы 3.2

Поверхностные подогреватели высокого давления

(изготовитель – ПО «Красный котельщик»)

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа		Номинальный массовый расход воды, т/ч	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление, МПа
	Полная	Зоны ОП	Зоны ОК	Воды в трубной системе				
				Пара в корпусе				
Тепловые электрические станции								
ПВ-1900-380-44	1898	202	261	38	4,4	1625	304	0,46
ПВ-2100-380-61	2100	314	139	38	6,1	1504	347	0,33
ПВ-2500-380-15	2505	235	250	38	1,6	1830	450	0,32
ПВ-2500-30-37	2531	141	270	38	3,6	1830	295	0,25
ПВ-2500-380-61	2579	188	121	38	6,0	130	355	0,25
Атомные электрические станции								
ПВ-1600-92-15-2А	1548	-	332	9,2	1,24	1460	188,6	0,2
ПВ-1600-92-20-2А	1548	-	332	9,2	1,87	1460	207,9	0,2
ПВ-1600-92-30-2А	1548	-	332	9,2	2,72	1460	227,3	0,2
ПВ-2500-97-10А	2500	-	364	9,7	1,04	3266	184,7	0,2
ПВ-2500-97-18А	2500	-	364	9,7	1,75	3266	216,0	0,2
ПВ-2500-97-28А	2500	-	364	9,7	2,8	3266	230,9	0,2

Конструкция трубной системы включает в себя четыре или шесть коллекторных труб для распределения и сбора воды. В нижней части корпуса устанавливаются специальные развилки и тройники для соединения коллекторных труб с патрубками подвода и отвода питательной воды.

Между спиральными трубными элементами в зоне СП через 8 – 12 рядов плоской навивки спираль установленны горизонтальные перегородки, предназначенные для организации движения пара и отвода конденсата. Спиральные элементы поверхности зон ОП и ОК располагаются в специальных кожухах.

В кожухе ОП перегретый пар в несколько ходов омывает трубный пучок и передает теплоту перегрева. В СП пар распределяется по всей высоте. Конденсат пара с помощью перегородок отводится за пределы трубного пучка

и вдоль стенок корпуса стекает в нижнюю часть, где расположена зона ОК. Неконденсирующиеся газы отводятся в подогреватель с более низким давлением пара по специальной трубе, установленной в зоне СП над верхним днищем кожуха зоны ОК.

Таблица 3.3

Технические характеристики ПВД

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа		Номинальный массовый расход воды, т/ч	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление, МПа
	Полная	Зоны ОП	Зоны ОК	Воды в трубной системе				
				Воды в трубной системе	Пара в корпусе			
ПВД-375-23-2,5-1	262,7	19,1	28,7	23,0	2,5	365	300	0,23
ПВД-375-23-2,5-1	262,7	19,1	28,7	23,0	3,5	365	410	0,24
ПВД-375-23-5,0-1	262,7	19,1	28,7	23,0	5,0	365	450	0,24
ПВД-550-230-25	450,0	48,0	72,0	22,6	2,45	550	450	0,2
ПВД-550-230-35	450,0	48,0	72,0	22,6	5,43	550	450	0,2
ПВД-550-230-50	450,0	48,0	48,0	22,6	4,9	550	450	0,2
ПВД-550-23-2,5-1	450,0	48,0	72,0	23,0	2,5	550	450	0,2
ПВД-550-23-3,5-1	450,0	48,0	72,0	23,0	3,5	550	450	0,2
ПВД-550-23-5,0-1	450,0	48,0	48,0	23,0	5,0	550	450	0,2
ПВД-650-23-2,5	506,7	47,8	47,8	23,0	2,5	650	450	0,3
ПВД-650-23-3,5	506,7	47,8	47,8	23,0	3,5	650	360	0,3
ПВД-650-23-5,0	506,7	47,8	47,8	23,0	5,0	650	400	0,3
ПВД-850-23-1,5	738,7	38,2	89,2	23,0	1,5	850	480	0,15
ПВД-850-23-3,5	738,7	38,2	89,2	23,0	3,5	850	350	0,2
ПВД-850-23-5,0	738,7	38,2	89,2	23,0	5,0	850	405	0,2
ПВД-1100-37-2,0	1017,0	185	146,7	37,0	2,0	1100	450	0,23
ПВД-1100-37-4,5	1105,0	-	146,7	37,0	4,5	1100	310	0,21
ПВД-1100-37-7,0	1037,0	107	88,0	37,0	7,0	1100	375	0,28
ПВД-1300-37-2,0	1203,0	185	146,7	37,0	2,0	1300	445	0,25
ПВД-1300-37-4,5	1262,0	-	146,7	37,0	4,5	1300	290	0,23
ПВД-1300-37-7,0	1223,0	107	88,0	37,0	7,0	1300	350	0,35

На рис. 3.12 показана конструкция ПВД типа ПВ-1600. Там же приведены схемы движения питательной воды, пара и конденсата.

Питательная вода подводится в нижний раздающий коллектор и разветвляется по трем вертикальным коллекторам. Диафрагмы, установленные в этих коллекторах, разделяют потоки в ОК и ОП. Через поверхности ОК проходит часть потока воды, которая смешивается с основным потоком после диафрагмы. Через СП проходит весь поток воды, а через ОП только часть его, ограниченная установленными в коллекторах диафрагмами. В собирающем коллекторе вода, прошедшая ОП, смешивается с основным потоком воды. Таким образом в этом подогревателе реализована схема встроенного охладителя пара.

Греющий пар подводится в корпус подогревателя через паровой штуцер. При нижнем подводе паровая труба, соединяющая этот штуцер с охладителем пара, помещается в отдельном кожухе, защищающем ее от переохлаждения. Спиральные элементы теплообменной поверхности охладителя конденсата и пара располагаются в специальных кожухах, в которых с помощью системы промежуточных перегородок в межтрубном пространстве создается направленное движение потоков пара и конденсата.

На рис. 3.13 приведена схема движения воды, пара и дренажа в ПВД блока мощностью 500 МВт. Все три однокорпусных ПВД типа ПВ-2300 выполнены в корпусах одинаковых размеров (внутренний диаметр равен 3200, высота – 11050 мм). В корпусе каждого ПВД размещены встроенный предвключенный охладитель конденсата (ОК), собственно подогреватель (СП) и встроенный пароохладитель (ПО). Пароохладители первого и второго ПВД включены по параллельной схеме Рикара-Никольного. Поверхностью нагрева подогревателей являются одноплоскостные спиральные змеевики из труб диаметром 32x5 мм.

Пар в ПО и конденсат в ОК движутся как и в ПВ-1600 перпендикулярно плоскости навивки змеевика и совершают многоходовое движение.

На рис. 3.14 показана схема движения воды, пара и дренажа в ПВД блока мощностью 800 МВт. Первый ПВД этой схемы имеет два пароохладителя, один из которых является встроенным, а другой включен по схеме Биолен.

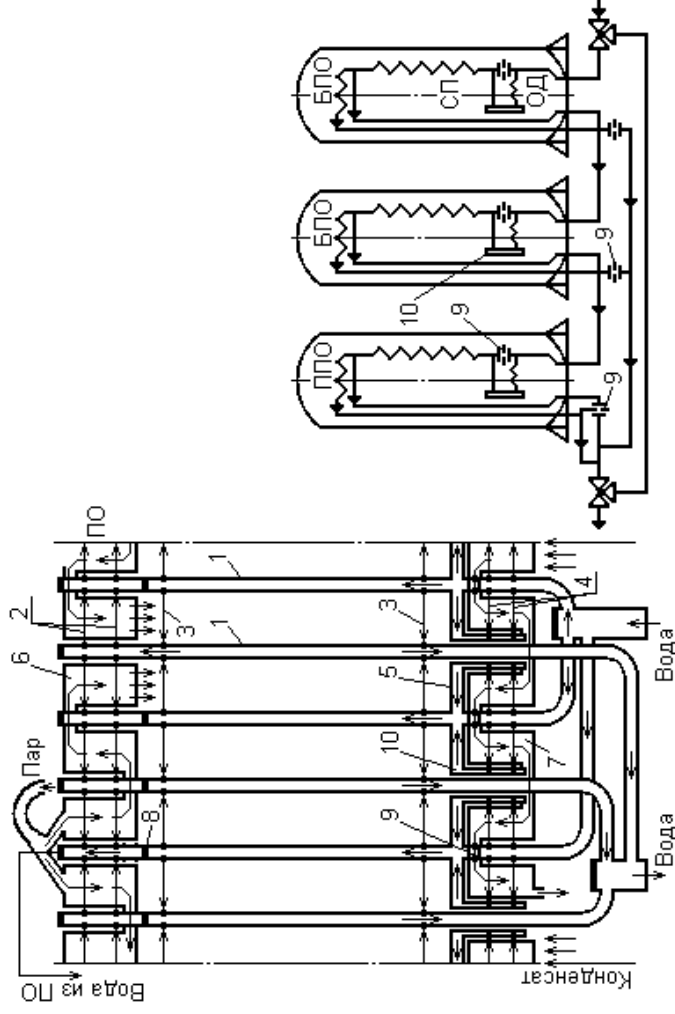


Рис. 3.13. Схема движения воды, пара и дренажа в ПВД блока мощностью 500 МВт: 1 – коллекторы; 2–4 – змеевики ПО, СП и охладителя дренажа (ОД); 5 – перепускная труба; 6, 7 – кожухи ПО и ОД; 8 – перегородки глухие; 9 – подпорные шайбы; 10 – дополнительные коллекторы ОД; ППО, БПО – последовательный и параллельный ПО

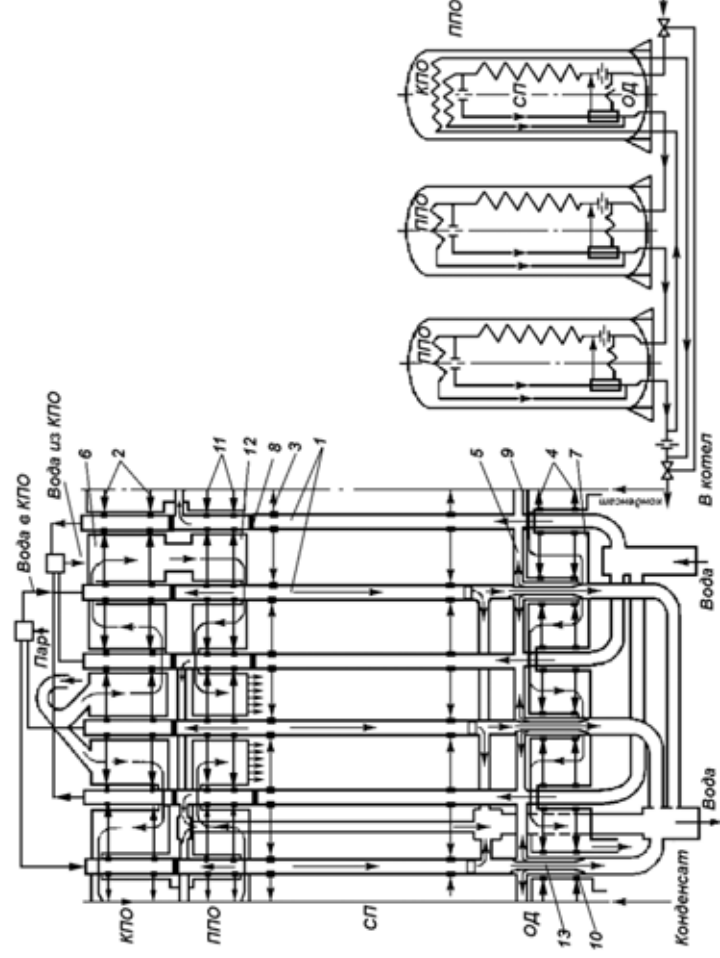


Рис. 3.14. Схема движения воды, пара и дренажа в ПВД блока мощностью 800 МВт: КПО – концевой ПО; 2 – змеевики КПО; 11 – змеевики ППО; 12 – кожух ППО; 13 – узел «труба в трубе»; остальные обозначения те же, что на рис. 3.13

На рис. 3.15 показана конструкция ПВД горизонтального типа (ПВ-2000-120-17А). Поверхность теплообмена этого подогревателя представляет собой два отдельных направленных в противоположные стороны U-образных трубных пучка. В центре корпуса расположена общая цилиндрическая водяная камера с двумя трубными досками.

В подогревателе отсутствует охладитель перегрева, а поверхность охладителя конденсата выделена в нижней части трубных пучков.

Греющий пар поперечным потоком омывает горизонтально расположенные трубки и конденсируется на их поверхности. Конденсат пара отводится в кожух охладителя конденсата, где передает теплоу питательной воде при продольно-встречном омывании трубок.

Все подогреватели высокого давления помимо автоматического устройства регулирования уровня конденсата в корпусе, которым оснащены и ПНД, имеют также автоматическое защитное устройство. Назначение этого устройства — защита турбины от попадания воды в случае превышения уровня ее в корпусе в результате разрыва труб, появления свищей в местах сварки и других причин.

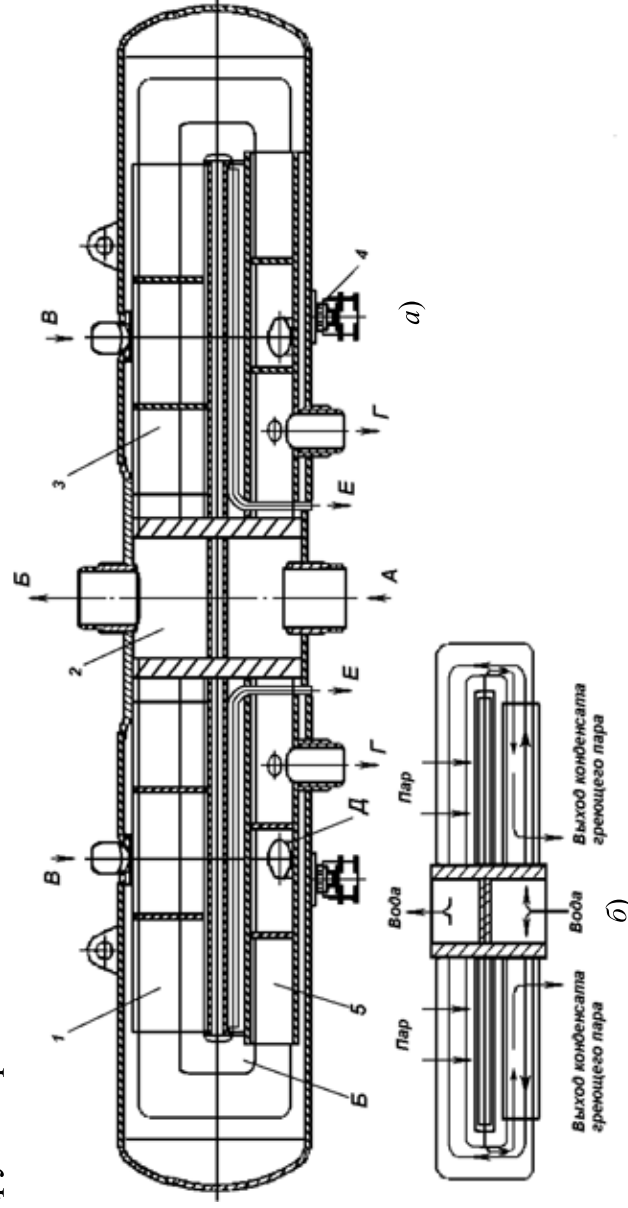


Рис. 3.15. Подогреватель высокого давления ПВ-2000-120-17А: *a* – общий вид; *б* – схема движения теплоносителей; *1* – корпус с трубной системой (левая часть); *2* – промежуточная водяная камера; *3* – корпус с трубной системой (правая часть); *4* – опора подвижная; *5* – поверхность охладителя конденсата; *б* – собственно подогреватель; *A* – вход питательной воды; *B* – выход питательной воды; *D* – вход греющего пара; *Г* – выход конденсата греющего пара; *E* – вход конденсата из подогревателя более высокого давления; *E* – отвод паровоздушной смеси

Поддержание нормального уровня конденсата в корпусе каждого из подогревателей в заданном диапазоне осуществляется регулирующим клапаном путем изменения количества конденсата, каскадно сбрасываемого в подогреватель более низкого давления. При превышении допустимого нормального уровня открывается клапан аварийного сброса конденсата. При дальнейшем повышении уровня сверх так называемого первого аварийного предела приборы защиты дают команду на включение клапана с электромагнитным приводом, закрывающего доступ питательной воды к ПВД и направляющего ее по байпасному трубопроводу в котел. При достижении уровнем конденсата второго аварийного предела приборы защиты дают команду на отключение питательных насосов и останов энергоблока.

Предусматривается одно защитное устройство на группу ПВД. Однако подача импульсов по уровню конденсата на него осуществляется от каждого корпуса подогревателя. При срабатывании защиты все ПВД отключаются по питательной воде.

3.2.2. Деаэраторы

Углекислота и кислород, растворимые в питательной воде, способствуют коррозии конструкционных материалов. Углекислота непосредственно не вызывает коррозию, однако ее присутствие активизирует этот процесс. Наличие кислорода в воде сказывается на процессе электрохимической коррозии. В основном кислород ускоряет процесс коррозии, хотя при определенных условиях может тормозить его. Присутствие кислорода, углекислоты, как и других газов в питательной воде и в паре крайне нежелательно, поэтому необходима возможно более полная деаэрация питательной воды. Деаэрации подвергается весь поток питательной воды, добавочные воды цикла, теплосети (подпитка), питательная вода испарителей и паропреобразователей. На электростанциях нашей страны и за рубежом наиболее широкое распространение получил метод термической деаэрации воды.

Термическая деаэрация – это процесс десорбции газа, при котором происходит переход растворенного газа из жидкости в находящийся с ней в контакте пар. Наличие такого процесса возможно при соблюдении законов равновесия между жидкой и газовой фазами. Совместное существование этих двух фаз возможно только при условии динамического равновесия между ними, которое устанавливается при длительном их соприкосновении. При динамическом равновесии (при определенных давлениях и температуре) каждому составу одной из фаз соответствует равновесный состав другой фазы.

Удаление газов при термической деаэрации происходит в результате диффузии и дисперсного выделения их. При этом должны быть созданы условия перехода газов из воды в паровое пространство. Одним из таких условий является увеличение площади поверхности контакта воды с паром, чтобы максимально приблизить частицы потока деаэрируемой воды к поверхности раздела фаз. Это достигается дроблением потока воды на тонкие струи, капли или пленки, а также при барботаже пара через тонкие слои воды.

Положительно сказывается на процессе деаэрации увеличение средней температуры деаэрируемой воды, так как при этом снижается вязкость ее и поверхностное натяжение и увеличивается диффузия газов. В то же время эффективное удаление газа из воды также не является достаточным для эффективной деаэрации. Выделившийся из воды газ находится на поверхности жидкости или в непосредственной близости от нее и при незначительном снижении температуры воды или повышении ее давления газ вновь поглощается водой.

Эффективная деаэрация достигается при полном отводе выделившихся газов за счет непрерывной вентиляции и вывода их из деаэратора. Газ из деаэратора отводится вместе с паром, который называют выпаром. Значение выпара оказывает существенное влияние на эффект деаэрации.

Таким образом, количество пара, подводимого к деаэратору, должно обеспечивать поддержание состояния кипения деаэрируемой воды и оптимальный выпар, а гидравлическая нагрузка деаэратора должна быть такой, чтобы динамическое воздействие потока пара было преобладающим на границе фаз.

Применяемые на ТЭС деаэраторы различают по рабочему давлению, при котором происходит выделение газов из воды: деаэраторы повышенного давления (0,6 – 1,2 МПа) типов ДСП-1600, ДСП-1000 и других с подогревом воды на 10 – 40 °С; деаэраторы атмосферные (с давлением 0,12 МПа) типов ДА-300, ДА-150 и других с подогревом воды на 10 – 50 °С и деаэраторы вакуумные (с давлением 0,0075 – 0,05 МПа) типов ДВ-2400, ДВ-2000 и других с подогревом воды на 15 ÷ 25 °С (числа в типоразмерах указывают производительность, т/ч). Технические характеристики деаэраторов представлены в табл. 3.4, 3.5 и 3.6 [7].

Под номинальной производительностью деаэратора понимается расход всех потоков воды, подлежащих деаэрации и количество сконденсировавшегося в деаэраторе пара.

Деаэраторы различают также по способу контакта воды с паром: пленочные, струйные, капельные, барботажные. При этом часто используются комбинированные схемы контакта (например, струйно-барботажные).

Таблица 3.4

Характеристика деаэраторов вакуумного типа

Тип деаэратаора	Номинальная производительность, т/ч	Габаритные размеры, мм		Диаметр отверстия, мм	Число отверстий			Масса, кг	Емкость, м ³
		Высота	Диаметр		На верхней тарелке	На барботажном листе			
ДВ-5	5	2400	616	6	88	130	471	0,67	
ДВ-15	15	2400	716	6	232	406	561	0,9	
ДВ-25	25	2400	806	7	378	405	666	1,2	
ДВ-50	50	2500	1016	7	710	817	964	1,96	
ДВ-75	75	2500	1016	7	924	1221	945	1,96	
ДВ-100	100	2500	1216	7	1210	1636	1225	2,8	
ДВ-150	150	2500	1420	7	1710	2436	1744	3,8	
ДВ-200	200	2500	1620	7	2560	3250	2075	5,0	
ДВ-300	300	2600	2020	7	3750	4875	2830	8,0	
ДВ-400М	400	3440	3032	8	-	4900	6199	14,0	
ДВ-800М	800	3440	3032	8	-	9800	10715	28,0	
ДВ-1200М	1200	3440	3032	8	-	14820	13700	42,0	

Таблица 3.5

Характеристика деаэраторов атмосферного типа

(рабочее давление – 0,12 МПа; температура деаэрируемой воды – 104,25 °С)

Тип деаэратаора	Номинальная производительность, т/ч	Размеры колонки, мм		Масса, кг	Полная емкость аккумулятора бака, м ³	Диаметр и толщина стенки аккумулятора бака, мм
		Диаметр и толщина стенки	Высота			
ДА-1	1	-	-	-	0,63	1116×8
ДА-3	3	-	-	-	1	1116×8
ДА-5/2	5	530×6	2230	258	2	1212×6
ДА-15/4	15	530×6	2195	258	4	1212×6
ДА-25/8	25	530×6	2195	280	8	1616×8
ДА-50/15	50	812×6	2360	474	15	2016×8
ДА-100/25	100	1020×6	2365	674	25	2216×8
ДА-200/50	200	1212×6	2760	943	50	3020×10
ДА-300/75	300	1612×6	2943	1296	75	3024×12

Таблица 3.6

Характеристика деаэраторов повышенного давления

Тип деаэратора	Номинальная производительность колонки, т/ч	Рабочее давление, МПа	Рабочая температура, °С	Размер колонки, мм		Масса, кг	Геометрическая емкость, м³	Полезная емкость бака и аккумулятора, м³ и число колонок
				Диаметр	Высота			
ДП-225	225	0,6	158,08	1800	3466	3285	8,0	65/1
ДП-500	500	0,6	158,08	2000	3150	3900	8,5	100/1
ДП-1000	1000	0,7	164,17	2400	4038	7000	17,0	100/1
ДП-1000-А	1000	0,7	164,17	2400	4124	6700	17,0	120/2
ДП-1600-А	1600	0,7	164,17	3400	7706	20000	58,0	185/2
ДП-2000	2000	0,7	164,17	3400	5056	12754	32,0	150/1
ДП-2200-А	2200	1,2	187,1	3400	6902	26000	53,0	120/1
ДП-2800	2800	0,75	167,5	3400	7166	19300	49,0	185/1

Большинство деаэраторов выполняется в виде вертикальной цилиндрической колонки, которая размещается над баком-аккумулятором. Бак-аккумулятор предназначен в основном для аккумуляирования запаса питательной (подпиточной) воды. Кроме того, в нем заканчивается процесс дегазации воды (выделение дисперсных газов и разложение бикарбонатов).

Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭ) содержание в воде растворенного кислорода нормируется: для питательной воды котлов с давлением выше 10 МПа не более 10 мкг/кг, для подпиточной воды тепловых сетей не более 50 мкг/кг. Свободная углекислота в воде после деаэратора должна отсутствовать.

На рис. 3.16 приведена колонка струйного атмосферного деаэратора. Деаэраторы такого типа широко распространены на отечественных электростанциях в комбинированных вариантах. Они просты по конструкции и имеют малое сопротивление при прохождении пара. Деаэрируемая вода подводится в верхнюю часть колонки. Дробление воды на струи осуществляется с помощью дырчатых тарелок, расположенных по высоте колонки на расстоянии 300 – 400 мм друг от друга. Тарелки имеют отверстия диаметром 5 – 7 мм, площадь которых составляет около 8% общей площади тарелки. В колонке устанавливаются тарелки двух типов с проходом пара через центральное отверстие, а также по периферии. Чередясь между собой, тарелки обеспечивают многократное пересечение потоком пара струй деаэрируемой воды. Число устанавливаемых тарелок определяется начальным

и конечным содержанием кислорода в деаэрируемой воде (обычно пять и более).

Струйное движение деаэрируемой воды обуславливает обязательную неравномерность интенсивности ее деаэрации, отнесенную к единице длины струи, что является существенным недостатком деаэраторов данного типа. Для его устранения колонки струйного типа выполняют большой высоты (3,5 – 4 м и более).

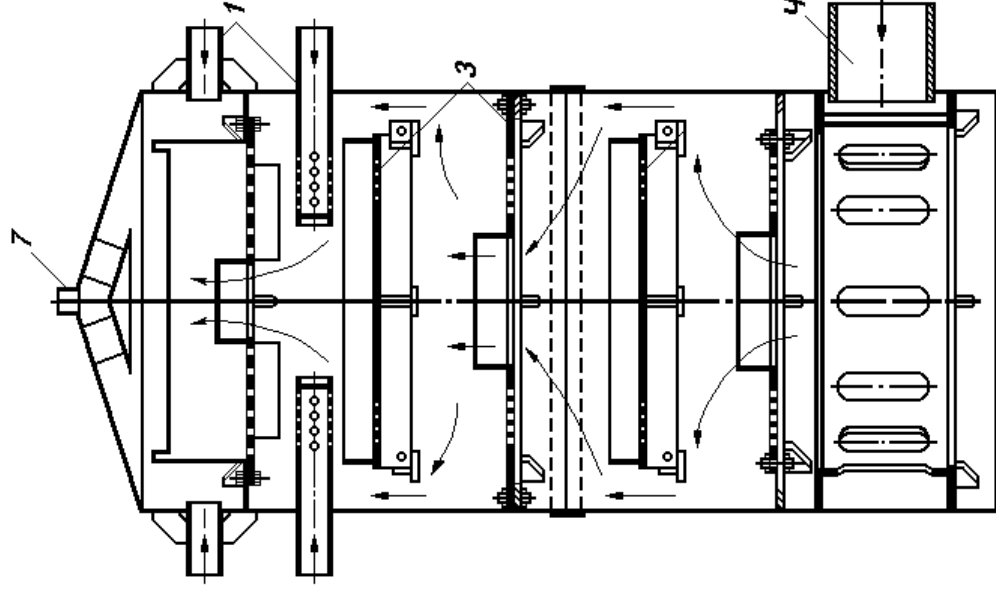


Рис. 3.16. Принципиальная схема конструкции атмосферного деаэратора струйного типа:

1 – подвод деаэрируемой воды; 2 – отвод пара; 3 – тарелки; 4 – подвод греющего пара

Важной характеристикой всех типов деаэраторов является приведенная плотность орошения (отношение расхода воды к площади поперечного сечения колонки). Для колонок струйного типа эта величина составляет 60 – 100 т/(м²·ч).

В настоящее время деаэрирующие устройства струйного типа с дырчатými тарелками широко используются в качестве первой ступени обработки воды в деаэраторах струйно-барботажного типа.

В деаэрационных колонках пленочного типа деаэрируемая вода разбивается на тонкие пленки, стекая вниз по поверхности насадки. Используется упорядоченная или неупорядоченная насадка. Упорядоченная насадка выполняется из вертикальных, наклонных или зигзагообразных листов, концентрических цилиндров, укладываемых правильными рядами колец или других элементов, обеспечивающих непрерывное направленное движение воды.

Колонка с упорядоченной насадкой позволяет работать с плотностью орошения до $300 \text{ т}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ при подогреве воды на $20 - 30 \text{ }^\circ\text{C}$. Они могут использоваться для дегазации неумягченной воды, а также воды загрязненной шламом или накипью. В то же время в них практически нельзя обеспечить равномерность распределения потока воды по насадке.

Неупорядоченная насадка выполняется из отдельных элементов определенной формы, которые заполняют объем колонки. Это могут быть шары, кольца, Ω -образные элементы и т.п.

Деаэрационная колонка с неупорядоченной насадкой допускает плотность орошения $90 - 110 \text{ т}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ при подогреве воды на $40 \text{ }^\circ\text{C}$, обеспечивает более высокий коэффициент массоотдачи и соответственно меньшее остаточное содержание газа в воде. В то же время предельная гидравлическая нагрузка в этих колонках существенно ниже чем в вышерассмотренных.

Конструкция деаэрационной колонки пленочного типа с неупорядоченной насадкой приведена на рис. 3.17.

В основном, пленочные деаэратеры применяются для дегазации подпиточной воды тепловых сетей. Им присущи: большая чувствительность к перегрузкам, которые могут привести к обращенному движению воды и к гидроударам; как правило, недостаточная удельная пропускная способность на единицу площади поперечного сечения колонки, что вызывает необходимость наличия нескольких параллельно работающих колонок; гидравлические и тепловые переносы за счет смещения слоя насадки, уменьшения ее удельной площади поверхности под действием потоков воды и пара.

Наилучший эффект деаэрации достигается при использовании деаэраторов, сочетающих струйный, пленочный или капельный принцип распределения воды с барботажем.

В барботажных устройствах контакт пара с водой происходит при дроблении ее. При этом обеспечивается интенсивная турбулизация и удельная площадь поверхности контакта фаз может достигать $1500 \text{ м}^2/\text{м}^3$. При проходе пара через слой воды происходит ее перегрев относительно температуры

насыщения, соответствующей давлению в паровом пространстве над поверхностью воды. При этом пузырьки пара увлекают за собой слой воды, которая вскипает при движении вверх. Это способствует лучшему выделению из воды растворенных газов. В процессе барботажа интенсивно выделяется не только кислород, но и углекислота, которая в деаэраторах других типов полностью не удаляется из воды.

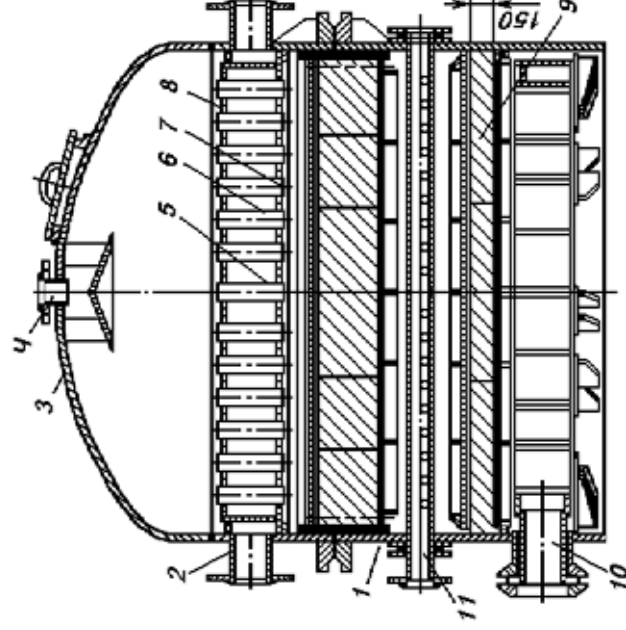


Рис. 3.17. Конструкция деаэрационной колонки плечного типа с неупорядоченной насадкой: 1 – корпус; 2 – подвод воды; 3 – крышка; 4 – отвод пара; 5 – отверстия для слива воды; 6 – патрубки для пара; 7, 8 – нижний и верхний листы водораспределительной камеры; 9 – орошаемая насадка; 10 – подвод пара; 11 – подвод дренажа

Барботажные деаэрирующие устройства компактны и хорошо сочетаются с устройствами струйного типа. Струйный отсек при этом служит лишь для нагрева воды до температуры, близкой к температуре насыщения, и для предварительной грубой ее деаэрации.

На рис. 3.18 показана конструктивная схема деаэрационной колонки струйно-барботажного типа. Предназначенная для деаэрации вода поступает в смесительное устройство 2 и через переливное устройство 3 сливается на дырчатую тарелку 4. Через отверстия дырчатой тарелки вода сливается на перепускную тарелку 5, откуда через сегментное отверстие 6 поступает на барботажную тарелку 7. На тарелке 7 вода барботируется паром, проходящим через отверстия. С этой тарелки вода переливается через порог 8 и поступает в гидрозатвор, после которого она сливается в бак-аккумулятор 12.

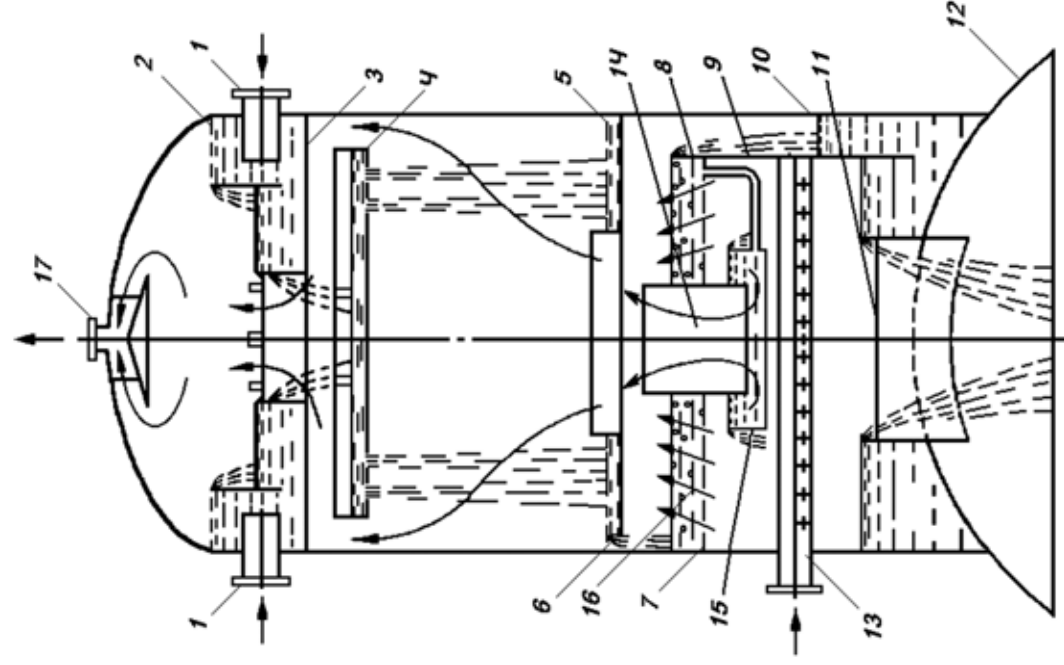


Рис. 3.18. Конструктивная схема деаэрационной колонки струйно-барботажного типа: 1 – подвод воды; 2 – смесительное устройство; 3 – переливное устройство; 4 – дырчатая тарелка; 5 – пароперепускная тарелка; 6 – сливной канал; 7 – барботажная тарелка; 8 – переливной порог; 9 – гидрозатвор; 10 – корпус; 11 – водослив; 12 – бак-аккумулятор; 13 – подвод пара; 14 – пароперепускная труба; 15 – гидрозатвор; 16 – барботажный слой; 17 – выпар

Пар из коллектора 13 подводится под барботажный лист. Степень перфорации барботажного листа принимается такой, чтобы под ним даже при минимальной нагрузке существовала устойчивая паровая подушка, препятствующая проходу воды через отверстия. При значительном повышении давления в паровой подушке при увеличении нагрузки (до 130 мм вод. ст.) часть пара из нее перепускается по трубе 14 в обвод барботажного листа. Это исключает нежелательное повышение уноса воды из слоя над листом. Постоянному проходу пара через трубу 14 препятствует гидрозатвор 15, который заполняется водой. Пройдя через слой воды над листом 7, пар

выходит через горловину перепускной тарелки 5, омывает струи воды и подогревает ее до температуры, близкой к температуре насыщения при давлении в колонке. Здесь же происходит первичная дегазация воды. Через штуцер 17 пар и выделившиеся газы удаляются из колонки.

Эффективность работы таких деаэрагоров весьма высока и они получили широкое распространение для блоков мощностью 300 МВт. Для блоков большей мощности их конструкция была несколько изменена с целью уменьшения габаритов и расширения диапазона эффективной работы барботажного устройства. Принципиальная схема колонки струйно-барботажного типа большой производительности показана на рис. 3.19.

Ввод основного потока подлежащей деаэрации воды осуществляется через штуцер 1 сверху корпуса. Это позволяет уменьшить высоту колонки и более рационально выполнить перфорацию распределительной тарелки 3. Водораспределительная тарелка 3 и водосмесительное устройство 2 в этой конструкции совмещены. Улучшение условий отвода выпара достигнуто за счет применения перфорированной трубы (коллектора). Перфорированный коллектор подвода пара установлен в переходном патрубке, соединяющем колонку с баком. Это позволило несколько сократить высоту колонки.

Существенное отличие этой колонки от рассмотренной ранее заключается в конструкции барботажного устройства. Оно разбито на три кольцевые перфорированные зоны, ограниченные снизу цилиндрическими перегородками различной высоты. При минимальной нагрузке деаэрагора работает первая (внутренняя) зона барботажа. Повышение нагрузки приводит к увеличению паровой подушки и включению в работу второй, а затем и третьей зоны барботажа. Дальнейшее увеличение нагрузки приводит к тому, что часть пара проходит помимо барботажного оттока через кольцевой канал. При уменьшении нагрузки вода с барботажного листа поступает в кольцевой канал, образуемый переливным порогом 7. уровень воды в нем увеличивается и зоны перфорации перекрываются в обратном порядке. Секционирование зон перфорации позволило существенно уменьшить диапазон изменения скорости пара в отверстиях барботажного листа при изменении нагрузки. Это создает условия для эффективной и надежной работы деаэрагора при переменных нагрузках.

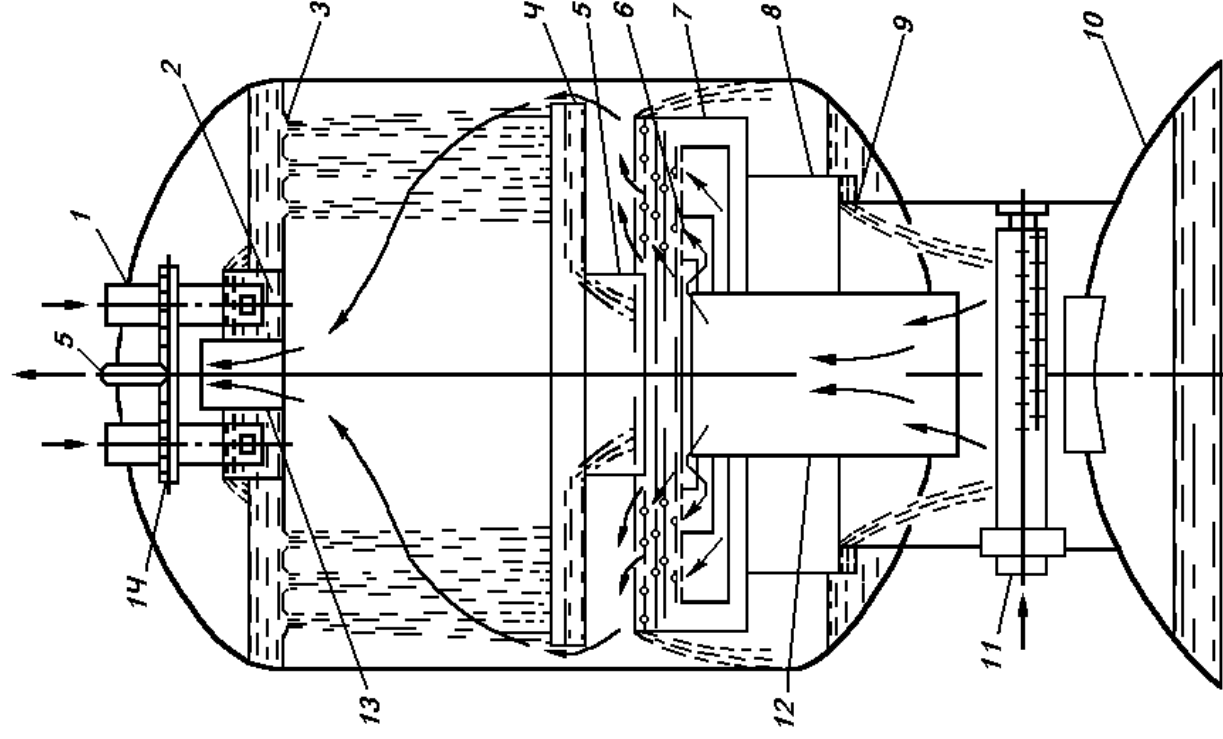


Рис. 3.19. Деаэрационная колонка струйно-барботажного типа большой производительности: 1 – подвод воды; 2 – водосмесительное устройство; 3 – водораспределительная тарелка; 4 – перепускная тарелка; 5, 8 – гидрозатворы; 6 – барботажная тарелка; 7, 9 – водослив; 10 – бак-аккумулятор; 11 – подвод пара; 12 – пароперепускная труба; 13 – перепуск пара; 14 – коллектор сбора пара; 15 – отвод пара

Упрощение конструкции барботажного устройства и технологии его изготовления достигается за счет организации потоков пара и воды. Пар в барботажном отсеке движется от центра к периферии, а в струйном отсеке – от периферии к центру. Важным также является то, что при сливе воды через

гидрозатвор в бак-аккумулятор она разбрызгивается и снимает перегрев поступающего в колонку греющего пара.

Дальнейшее совершенствование деаэраторов струйно-барботажного типа направлено на уменьшение их габаритов и повышение надежности эффекта деаэрации при переменных режимах работы. Для крупных блоков были разработаны и применены струйно-барботажные деаэраторы с горизонтальными колонками. Они удобны с точки зрения компоновки на ТЭС. Однако стесненное расположение тарелок из-за ограничений по высоте и чувствительность к отклонениям по горизонтали при установке провальных и непровальных тарелок привело к существенным гидравлическим и тепловым перекосам и к ухудшению качества деаэрации.

3.2.3. Подогреватели низкого давления (ПНД)

Конструктивная схема подогревателя должна обеспечить наиболее полное использование теплоты греющего пара, который может быть перегретым или насыщенным. В зависимости от этого можно выделить две или три зоны передачи теплоты. При охлаждении перегретого пара в подогревателе можно выделить участок поверхности, где температура стенки выше температуры насыщения греющего пара - охладитель перегрева (ОП). Конструктивно охладитель перегрева может располагаться как внутри подогревателя, так и выделяться в отдельный теплообменник. Основное количество теплоты греющего пара передается в зоне конденсации - собственно подогреватель (СП). В ряде случаев для более полного использования теплоты выделяется зона охлаждения конденсата греющего пара - охладитель конденсата (ОК), который может находиться в одном корпусе с поверхностью зоны конденсации или выделяться в отдельный теплообменник. Во всех регенеративных подогревателях поверхностного типа применяются гладкие трубы из латуни или нержавеющей стали. Движение нагреваемой воды происходит внутри труб, а греющего пара – в межтрубном пространстве.

В табл. 3.7 приведены основные технические характеристики выпускаемых подогревателей низкого давления [7]. Ниже представлены некоторые типовые конструкции ПНД.

На рис. 3.20 показана конструкция подогревателя ПН-400-26-2-IV, работающего в системе регенерации блока К-300-240.

Таблица 3.7

Технические характеристики подогревателей низкого давления

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности теплообмена, м ²			Рабочее давление, МПа		Номинальный расход воды, т/ч	Максимальная температура пара, °С	Гидравлическое сопротивление, МПа
	Полная	Зоны ОП	Зоны ОК	Воды в трубопроводной системе	Пара в корпусе			
ПН-100-16-4	100	-	-	1,6	0,4	260	240	0,03
ПН-130-16-10	130	-	-	1,6	1,0	230	400	0,09
ПН-200-16-7-I	200	-	-	1,6	0,7	350	240	0,07
ПН-200-16-7-II	200	-	-	1,6	0,7	350	240	0,07
ПН-250-16-7-II	250	-	-	1,6	0,7	400	425	0,042
ПН-250-16-7-III	250	-	-	1,6	0,7	400	400	0,1
ПН-250-16-7-IV	250	-	-	1,6	0,7	400	400	0,1
ПН-350-16-7-I	350	24	-	1,6	0,7	575	400	0,058
ПН-350-16-7-II	350	-	29	1,6	0,7	575	400	0,054
ПН-350-16-7-III	350	-	-	1,6	0,7	490	400	0,0495
ПН-400-26-7-I	400	98	-	2,6	0,7	750	400	0,1
ПН-400-26-7-II	400	-	-	2,6	0,7	750	400	0,045
ПН-400-26-2-IV	400	-	-	2,6	0,2	750	300	0,045
ПН-400-26-8-V	400	-	-	2,6	0,8	750	400	0,045
ПН-550-26-7-I	580	-	-	2,6	0,7	780	370	0,051
ПН-550-26-8-II	580	-	28	2,6	0,7	780	320	0,051
ПН-550-26-7-III	580	-	-	2,6	0,7	660	330	0,041
ПН-550-26-2-IV	580	-	-	2,6	0,2	660	223	0,041
ПН-850-25-6-I	857	135	-	2,5	0,6	1310	350	0,125
ПН-1100-23-6-I	1017	161	98	2,5	0,6	1310	350	0,113
ПН-1100-23-5-III	1165	-	-	2,3	0,5	1210	-	0,05
ПН-1100-23-5-II	1022	-	-	2,3	0,5	1210	-	0,05
ПН-1100-23-5-I	1177	117	54	2,3	0,5	1350	-	0,09
ПН-1900-32-7-I	1940	-	-	3,2	0,6	1940	310	0,065
ПН-1900-32-7-II	1940	-	-	3,2	0,6	1937	310	0,069
ПН-2300-25-7-I	2395	-	350	2,5	0,7	2842	280	0,089
ПН-2300-25-7-II	2300	405	196	2,5	0,7	2842	220	0,118
ПН-2300-25-7-III	2395	-	-	2,5	0,7	2842	150	0,089

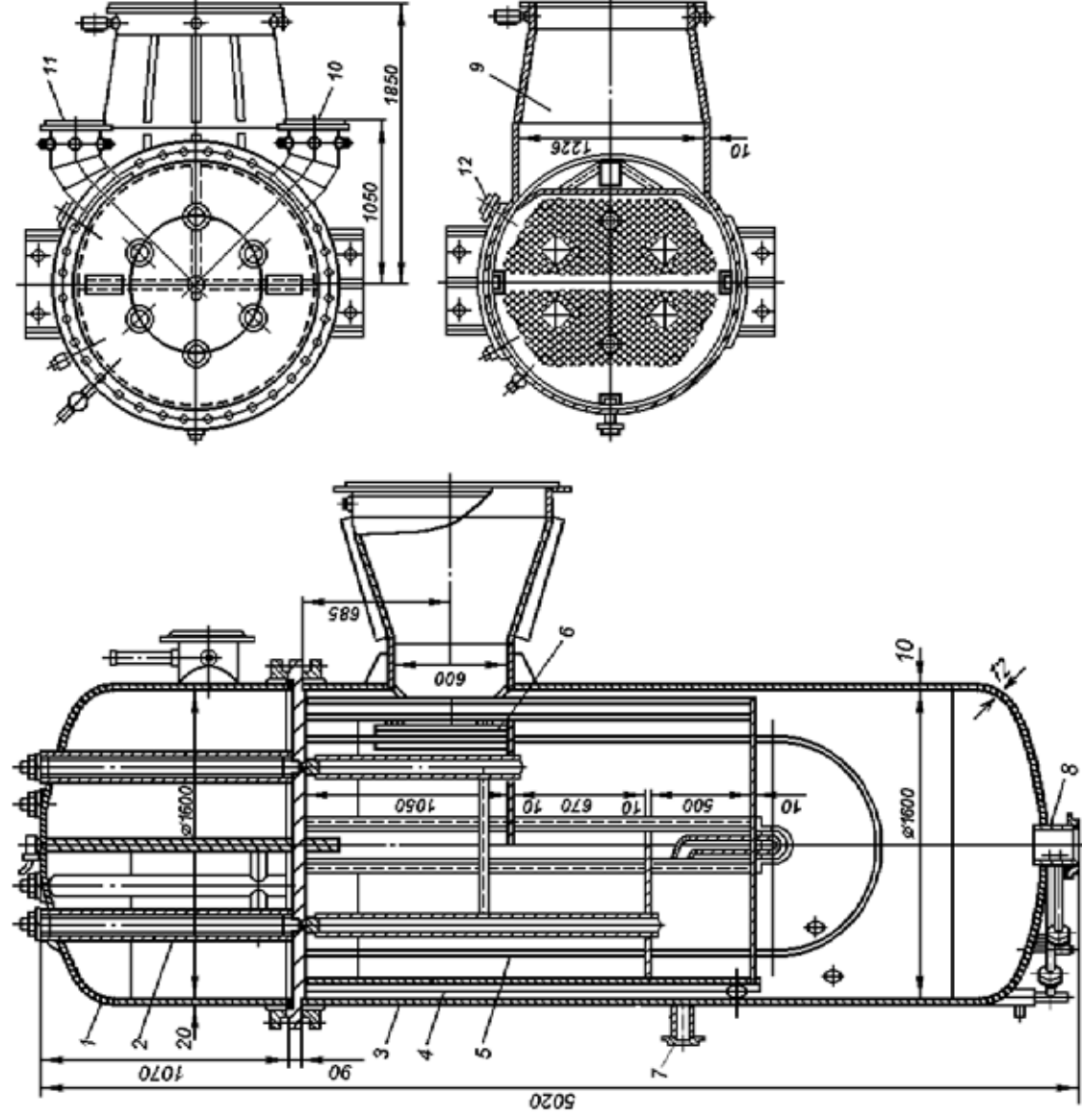


Рисунок 3.20. Подогреватель низкого давления ПН-400-26-2-IV: 1 – водяная камера; 2 – анкерная связь; 3 – корпус; 4 – каркас трубной системы; 5 – трубки; 6 – отбойный щиток; 7 – патрубок отсоса паровоздушной смеси; 8 – патрубок отвода конденсата греющего пара; 9 – вход пара; 10, 11 – патрубки подвода и отвода питательной воды; 12 – подвод паровоздушной смеси из вышестоящего подогревателя

Поверхность нагрева этого подогревателя включает 1452 U-образные трубки, концы которых закреплены в трубной доске, установленной между фланцами водяной камеры и корпуса. Внутри водяной камеры размещены анкерные болты для укрепления трубной доски и передачи части массы трубной системы на крышку корпуса. Там же устанавливаются перегородки для разделения потока воды на несколько ходов (рассматриваемый подогреватель имеет четыре хода воды).

Подвод греющего пара осуществляется через паровой патрубок, против которого установлен отбойный щит, связанный с каркасом трубного пучка. Для улучшения условий передачи теплоты в корпусе установлены перегородки, обеспечивающие трехходовое поперечное движение пара. Отвод конденсата греющего пара производится из нижней части корпуса. Из зоны над уровнем конденсата греющего пара через перфорированную полукольцевую трубу осуществляется отвод неконденсирующихся газов и воздуха. Для контроля за уровнем конденсата и его регулирования в корпусе нижней части его имеются штуцера присоединения водомерного стекла и импульсных трубок регулятора. Обычно уровень конденсата в корпусе ПНД не превышает 1000 мм.

Для блоков большой мощности на закритические параметры пара применение лагунных трубок в ПНД приводит к попаданию в питательную воду и последующему отложению в проточной части турбин оксидов меди. В связи с этим начали выпускаться ПНД с трубками из нержавеющей стали (1X18N10T) диаметром 16×1 мм. Основные узлы этих подогревателей унифицированы. В отличие от рассмотренных выше трубная доска таких ПНД вваривается в корпус ниже разъема присоединения водяной камеры. Патрубки подвода и отвода воды присоединены к корпусу ниже фланцевого разъема присоединения водяной камеры, что существенно улучшает удобства обслуживания и ремонта. Внутри водяной камеры имеются специальные устройства для установки анкерных связей. Трубный пучок в подогревателях имеет П-образные трубы.

На рис. 3.21 показана конструкция ПНД (ПН-1500-32-6-III) для блока К-800-240. Как видно из рисунка, греющий пар в корпус подогревателя подводится по двум симметрично расположенным патрубкам. Направленное движение потока пара через трубный пучок обеспечивается установкой промежуточных перегородок. Для сбора, стекающего по поверхности трубок конденсата на концах этих перегородок имеются бортики, а отвод его осуществляется по трубам каркаса трубного пучка. С этой целью в трубах каркаса имеются специальные окна на уровне прохода их через промежуточные перегородки. Отвод конденсата греющего пара осуществляется через патрубок, расположенный в нижней части корпуса. Для отвода воздуха из подогревателя над уровнем конденсата установлена кольцевая перфорированная труба. Чтобы исключить возможность отвода вместе с воздухом пара, над трубой отвода воздуха установлен кольцевой гидрозатвор, заполненный конденсатом.

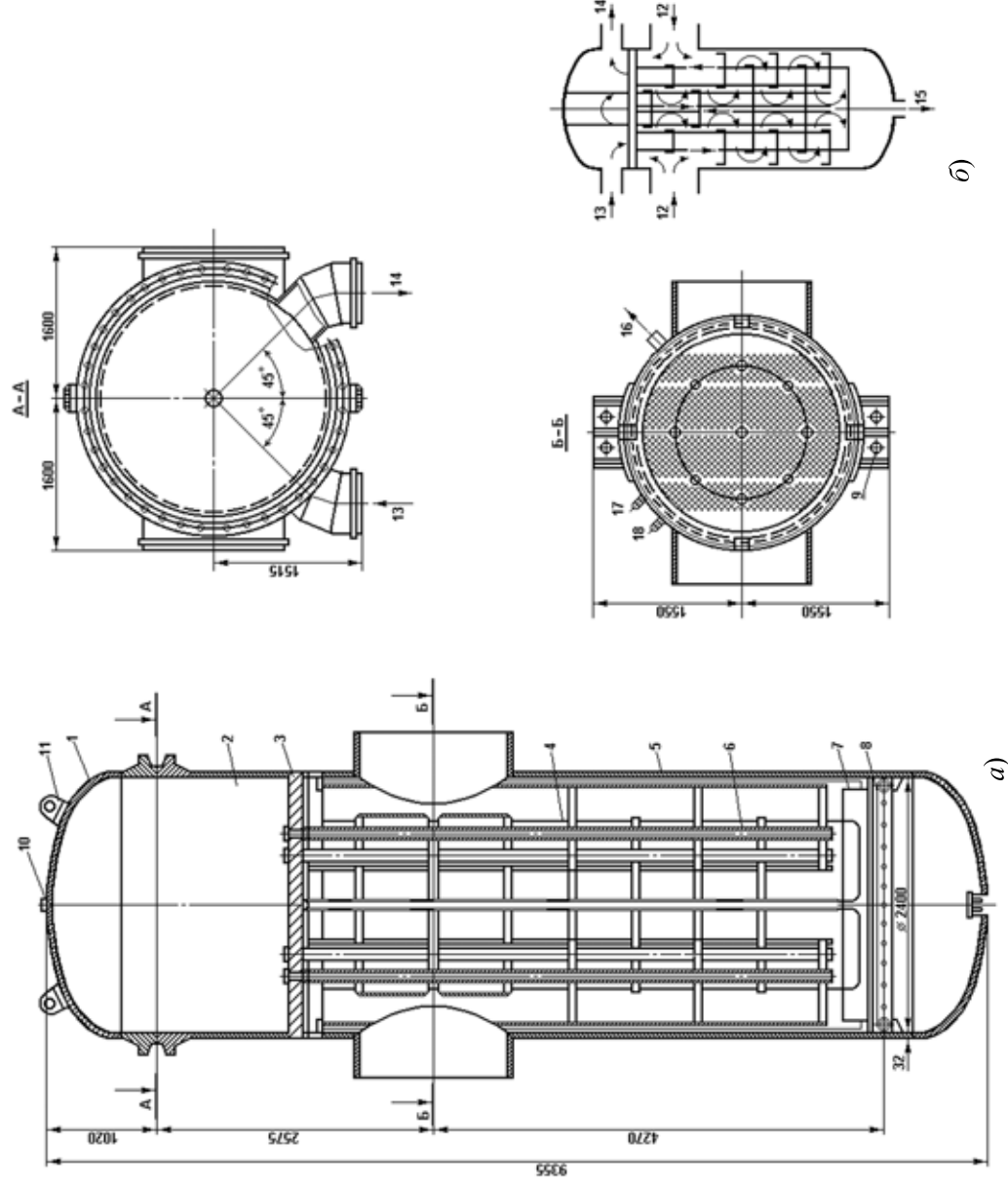


Рис. 3.2.1. Подогреватель низкого давления ПН-1500-32-6-III: *а* – общий вид; *б* – схема движения воды и пара; 1 – крышка водяной камеры; 2 – отсеки водяной камеры; 3 – сварная трубная доска; 4 – трубная система; 5 – корпус; 6 – трубы каркаса трубной системы; 7 – гидрозатвор; 8 – кольцевое воздухоотсасывающее устройство; 9 – опорные лапы; 10 – воздушник; 11 – рымы транспортировочные; 12 – вход греющего пара; 13, 14 – вход и выход основного конденсата; 15 – выход конденсата греющего пара; 16 – отвод воздуха; 17 – указатель уровня; 18 – коллектор для присоединения импульса регулятора уровня

На рис. 3.22 показана конструкция еще более крупного подогревателя ПН-2300-25-7-IV, который использован в регенеративной системе блока К-1200-240. В конструкции этого подогревателя использованы все технические достижения, примененные в ранее выпускаемых подогревателях, и сделан ряд дополнений. Так, на входе пара в трубный пучок организована парораспределительная камера, которая позволяет равномерно распределить пар по высоте поверхности нагрева.

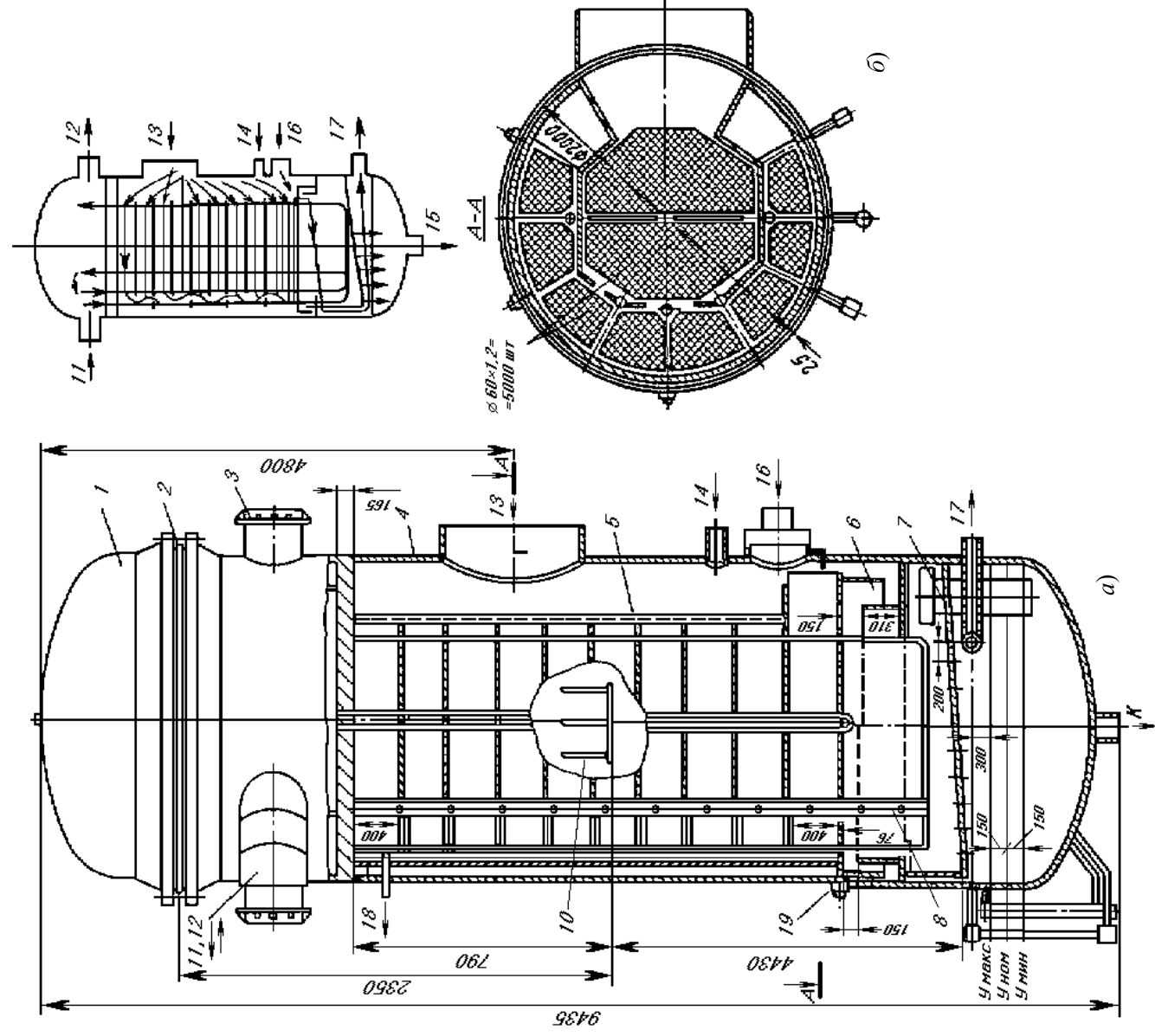


Рис. 3.22. Подогреватель низкого давления ПН-2300-25-7-IV: *a* – общий вид; *б* – схема движения воды и пара; *1* – водяная камера; *2* – мембранное уплотнение фланцевого разъема; *3* – рымы транспортировочные; *4* – корпус; *5* – трубная система; *б* – гидрозатвор; *7* – лоток (поддон); *8* – трубы каркаса грубой системы; *9* – отжимной болт; *10* – опоры; *11, 12* – вход и выход основного конденсата; *13* – подвод пара; *14* – подвод паровоздушной смеси; *15* – отвод конденсата греющего пара; *16* – подвод конденсата из подогревателя с более высоким давлением; *17, 18* – отвод паровоздушной смеси; *U_{макс}*, *U_{ном}*, *U_{мин}* – максимальный, номинальный и минимальный уровни конденсата греющего пара

Движение пара происходит десятью параллельными потоками. Это позволяет снизить потери давления пара, уменьшить длину свободных пролетов труб и повысить их вибрационную надежность. Для повышения эффективности отвода воздуха и неконденсирующихся газов в нижней части подогревателя установлены гидрозатвор и смешивающий воздухоохладитель.

Подогреватели низкого давления, использующие пар высокого потенциала (перегретый), оснащаются охладителем перегрева и охладителем конденсата. Пароохладитель выполняется в виде отдельного пучка труб, смонтированного в специальном кожухе, и размещается в центральной или боковой части подогревателя (последнее более целесообразно, так как существенно облегчает проведение осмотров и ремонтных работ).

У подогревателя низкого давления ПН-1900-32-7-I энергоблока К-800-240 ЛМЗ греющий пар (рис. 3.23) подводится в нижнюю часть пароохладителя, омывает трубы и через окна в верхней части кожуха поступает в зону конденсации. Устранение протечек пара из пароохладителя достигается устройством кольцевого гидрозатвора в нижней части трубного пучка подогревателя.

Охладитель конденсата представляет собой пучок U-образных труб, заключенных в кожух, размещается он в нижней части подогревателя в специальном поддоне и перекрывает все сечение корпуса. Трубы охладителя присоединены к трубной доске, расположенной между фланцами корпуса и водяной камеры. Конденсат греющего пара поступает в межтрубное пространство охладителя через окно в кожухе и отводится через отверстие в поддоне, совмещенное с отверстием в нижней части кожуха, в корпус подогревателя. Уровень конденсата в таких подогревателях поддерживается на уровне верхней образующей кожуха охладителя конденсата.

Для крупных турбоустановок НПО ЦКТИ совместно с ПО «Красный котельщик» разработаны специальные подогреватели низкого давления. На рис. 3.24 показана конструкция подогревателя ПН-1800-42-4-IA.

Поверхность нагрева состоит из вертикальных стальных трубок с $d = 16 \times 1$ мм, концы которых развальцованы в трубных досках с приваркой. Трубный пучок заключен в кожух с окном по всей высоте со стороны входа пара. Поток пара проходит перпендикулярно трубному пучку по восьми каналам, образованным перегородками, которые одновременно исключают вибрацию трубок. Нижняя трубная доска приварена к корпусу подогревателя, а нижняя водяная камера прикреплена с помощью фланца и шпилек к фланцу корпуса. Верхняя водяная камера соединена с трубной доской фланцевым соединением и может перемещаться вместе с трубным пучком, воспринимаемая

термические напряжения. Плотность разъема между водяной камерой и трубной доской обеспечивается установкой мембранного уплотнения.

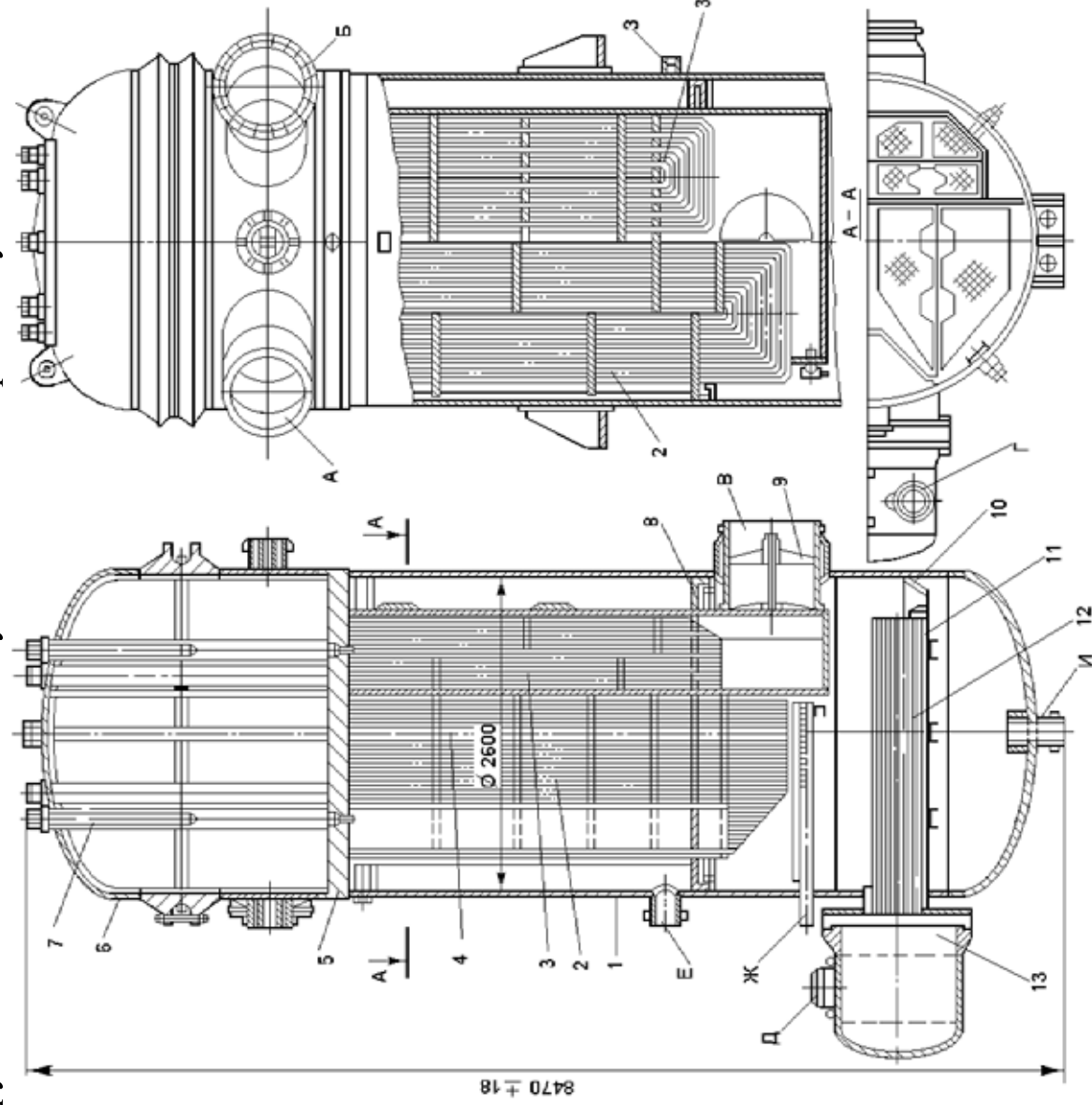


Рис. 3.23. Подогреватель низкого давления ПН-1900-32-7-1 энергоблока К-800-240 ЛМЗ:
 1 – корпус; 2 – трубный пучок собственно подогревателя; 3 – трубный пучок охладителя пара; 4 – кожух охладителя пара; 5 – трубная доска; 6 – крышка; 7 – анкерная связь; 8 – гидрозатвор; 9 – паровпускное устройство; 10 – поддон; 11 – кожух охладителя конденсата 12 – трубный пучок охладителя конденсата; 13 – водораспределительная камера охладителя дренажа; А – патрубок для подвода основного конденсата к собственно подогревателю; В – то же для отвода основного конденсата из собственно подогревателя; В – то же для подвода греющего пара к пароохладителю; Г, Д – то же для подвода и отвода основного конденсата к охладителю дренажа; Е – то же для подвода конденсата греющего пара из подогревателя более высокого давления; Ж – то же для отсоса паровоздушной смеси; З – то же для подвода паровоздушной смеси из подогревателя более высокого давления; И – то же для отвода конденсата греющего пара

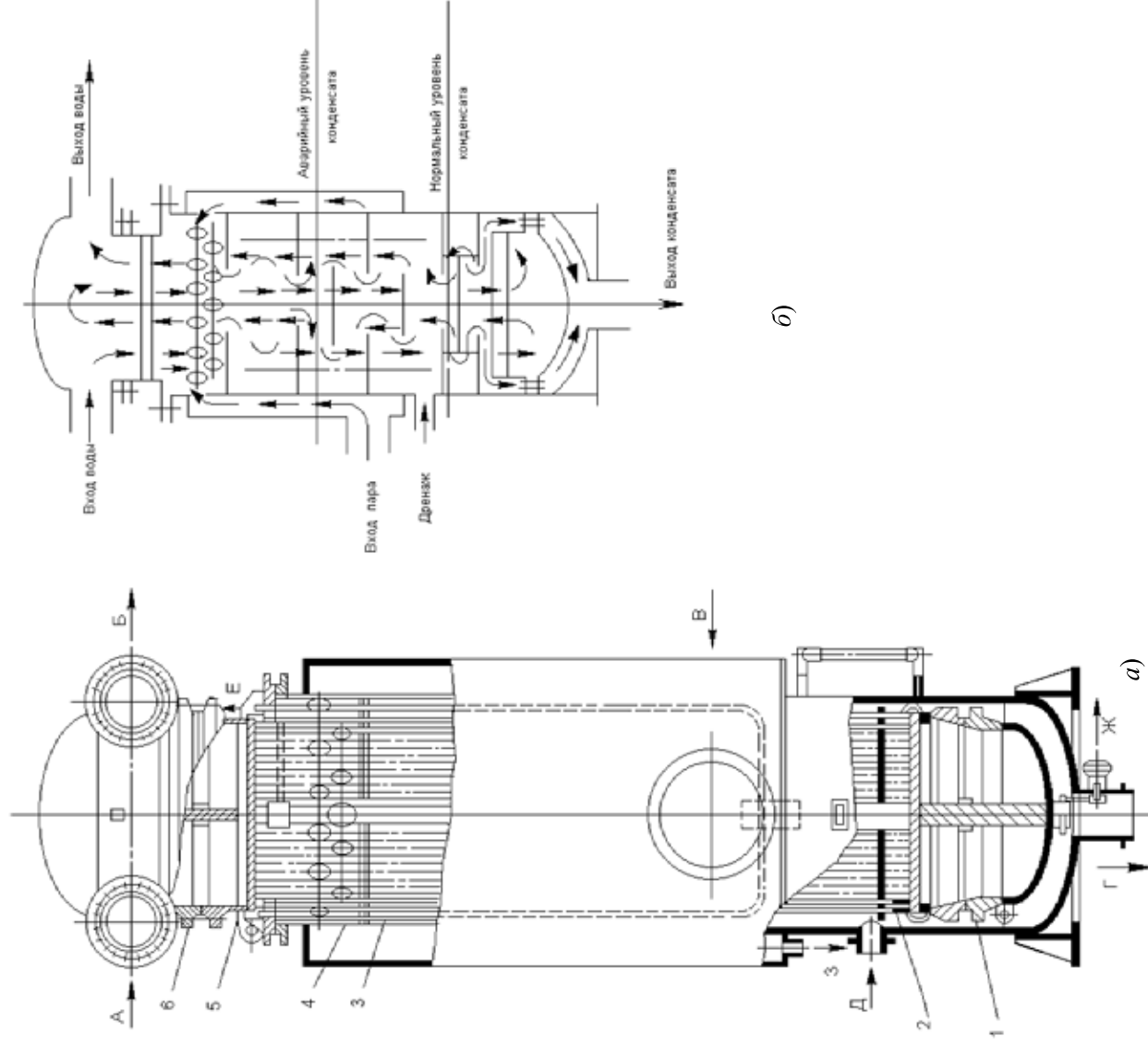


Рис. 3.24. Подогреватель низкого давления ПН-1800-42-4-1-А: *а* – общий вид; *б* – схема движения пара и воды; *А* – вход нагреваемого конденсата; *Б* – выход нагреваемого конденсата; *В* – вход греющего пара; *Г* – отвод конденсата греющего пара; *Д* – вход конденсата греющего пара из подогревателя более высокого давления; *Е* – отсос паровоздушной смеси; *Ж* – опорожнение трубной системы; *З* – отвод конденсата из паровой камеры; *И* – нижняя водяная камера; *2* – перегородки трубной системы; *3* – трубки; *4* – корпус; *5* – трубная доска; *б* – верхняя водяная камера

Основной конденсат поступает в подогреватель через патрубков в нижней водяной камере. Перегородка в камере обеспечивает двухходовое движение воды. При проходе пара между трубками происходит его конденсация.

Конденсат пара собирается на промежуточных перегородках, которые имеют вырезы.

Под вырезами в перегородке установлены лотки с перфорированными днищами. Конденсат пара переохлаждается при движении по перегородке и, соприкасаясь с трубками, по которым осуществляется первый ход воды, в виде струй стекает через отверстия в днище лотка. Контакт пара с переохлажденным конденсатом приводит к интенсивному выделению воздуха и неконденсирующихся газов, которые отводятся в вертикальную перфорированную трубу и выводятся из подогревателя.

Для уменьшения поверхности, затопливаемой конденсатом, отвод его осуществляется из объема корпуса ниже нижней трубной доски. В подогревателях с большой поверхностью отвод воздуха и неконденсирующихся газов может производиться из центральной части пучка при организации слива конденсата в центре промежуточных перегородок. Основным недостатком подогревателей низкого давления поверхностного типа являются высокие значения недогрева воды до температуры насыщения греющего пара. Особенно велик недогрев у подогревателей, работающих при давлении ниже атмосферного. Так, для большинства конденсационных блоков этот показатель составляет $8 - 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, что существенно превышает расчетные значения. Потери экономичности блока К-300-240 от недогрева питательной воды в вакуумных подогревателях по данным испытаний составляют $0,2 - 0,3\%$, что равносильно ежегодному перерасходу $2 - 3$ тыс. т условного топлива на каждом блоке.

Основной причиной высокого недогрева является наличие воздуха в греющем паре, который проникает в подогреватель через неплотности. При содержании воздуха в паре $0,2 - 0,3\%$ поверхностный подогреватель практически перестает работать.

Важной причиной высокого недогрева в ПНД является их высокое гидравлическое сопротивление при проходе пара и связанная этим потеря его давления. Так, для подогревателей типа ПН-400-26-2-IV блоков К-300-240 потери давления пара за счет гидравлического сопротивления трубного пучка достигали (по данным испытаний [1]) $0,007 - 0,008$ МПа, что соответствует снижению температуры насыщения греющего пара примерно на $10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Как отмечалось, система регенерации низкого давления с подогревателями поверхностного типа (особенно ПНД), работающие при давлении ниже атмосферного) является одним из основных источников поступления оксидов меди и железа в паровой тракт блока, что является результатом коррозии и эрозии труб. Эти недостатки могут быть устранены

при применении комбинированной схемы регенерации, когда подогреватели низкого давления, работающие при давлении выше атмосферного, выполняются поверхностного типа, а подогреватели с давлением греющего пара ниже атмосферного – смешивающего типа.

В настоящее время созданы подогреватели смешивающего типа, которые используются в регенеративных системах крупных энергоблоков (мощностью 300, 500 и 800 МВт). Технические характеристики таких подогревателей представлены в табл. 3.8 [7].

Основное условие эффективной работы подогревателей смешивающего типа – обеспечение равномерного распределения в аппарате взаимодействующих фаз (пара и воды). При этом необходимо обеспечить как можно большую поверхность их соприкосновения. Увеличение поверхности воды можно достигнуть путем дробления ее на капли или тонкие струи. Дробление воды производится с помощью перфорированных тарелок, различных разбрызгивающих сопел или насадок. Дробление воды может осуществляться также потоком пара.

Рассмотрим конструкции подогревателей смешивающего типа, использованных в системе регенерации энергоблока К-300-240.

На рис. 3.25 показана схема установки смешивающего типа. Подогреватели устанавливаются последовательно один над другим (гравитационная схема), что исключает необходимость применения дополнительных насосов для перекачивания конденсата греющего пара из П₁ в П₂. В то же время такое включение подогревателей требует обособленного выбора высоты их установки, так как при всех режимах работы необходимо обеспечивать достаточный напор для конденсатных насосов и возможность слива конденсата из верхнего подогревателя в нижний. Целесообразно водяную камеру нижнего подогревателя выполнять без напорной со свободным уровнем конденсата, все подводящие и отводящие трубопроводы верхнего подогревателя располагать в нижней части его корпуса, а у нижнего присоединять к верхней части его корпуса. Это позволяет уменьшить длину трубопроводов и упростить компоновку подогревателей.

Разность высот между подогревателями должна выбираться по максимально возможной разности давлений в них с учетом гидравлического сопротивления трубопроводов слива и некоторого запаса высоты.

Для энергоблока К-300-240 разница высот 8,5 – 9 м вполне обеспечивает нормальную работу подогревателей для большинства режимов. Для некоторых режимов работы блока за счет повышенной разности давлений в подогревателях происходит перегрузка («запирание») нижнего подогревателя.

В этом случае конденсат из верхнего подогревателя по линии перепуска поступает на всас конденсатных насосов, минуя нижний подогреватель.

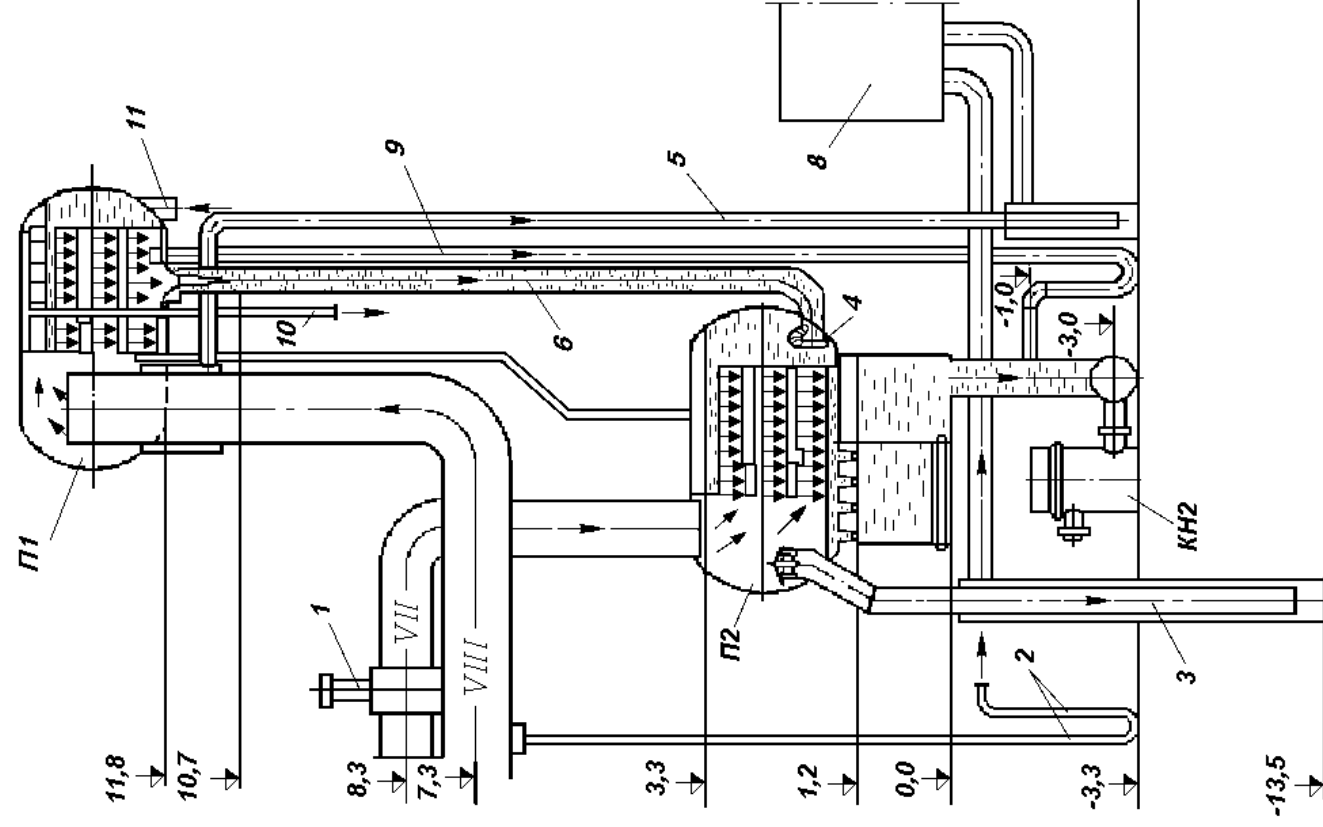


Рис. 3.25. Схема установки подогревателей низкого давления смешивающего типа блока К-300-240: П₁, П₂ – первый и второй подогреватели; КН₂ – конденсатный насос второго подъема; 1 – обратный затвор; 2 – гидрозатвор; 3 – аварийный слив; 4 – клапан; 5 – аварийный слив из П₁; 6 – подвод конденсата к П₂; 7 – отвод паровоздушной смеси; 8 – бак; 9 – слив конденсата помимо П₂; 10 – отвод паровоздушной смеси; 11 – подвод конденсата

Конструктивные схемы горизонтальных подогревателей смешивающего типа энергоблока К-300-240 приведены на рис. 3.26.

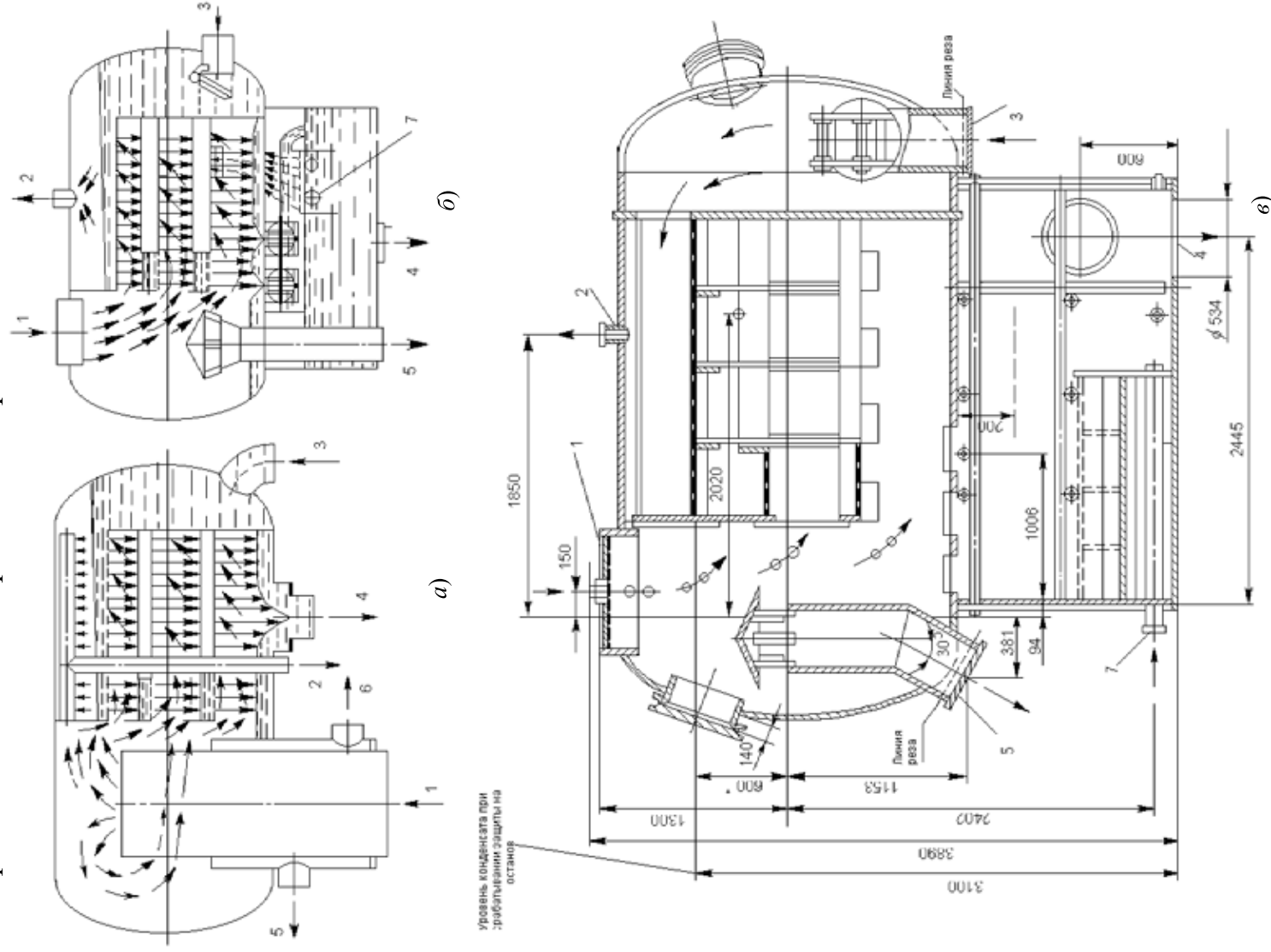


Рис. 3.26. Смешивающие подогреватели низкого давления блока К-300-240: *a* – конструктивная схема П1; *б* – то же П2; 1 – общий вид П2; 2 – подвод пара; 3 – подвод паровоздушной смеси; 4 – подвод конденсата; 5 – аварийный слив конденсата; 6 – аварийный отвод конденсата на всас насоса; 7 – подвод конденсата из подогревателя более высокого давления; НУВ – нижний уровень воды

Таблица 3.8

Технические характеристики подогревателей низкого давления

Типоразмер подогревателя	СМЕШИВАЮЩЕГО ТИПА							
	Расход конденсата, т/ч	Температура конденсата, °С ВХОД/ВЫХОД	Рабочее давление в корпусе, МПа	Гидравлическое сопротивление, МПа	Расход пара, т/ч	Температура пара, °С	Объем корпуса, м ³	Масса подогревателя с водой, т
ПНСВ-800-2	800	49/94	0,082	0,196	53,0	134	21,0	28,0
ПНСГ-800-1	800	29/56	0,0167	0,196	40,5	56,3	16,8	25,7
ПНСГ-800-2	800	56/95	0,0857	0,196	57,0	134	23,4	33,7
ПНСВ-2000-1	1800	25/60	0,0206	0,196	135,0	60,7	65,9	85,6
ПНСВ-2000-2	1900	60/101	0,0110	0,196	130,0	143	65,9	86,5
ПНСГ-2000-АП	3520	29/62	0,0227	0,196	128,0	63,1	29,0	44,0
ПНСГ-4000-1А	3748	62/95	0,0860	0,196	180,2	94,8	125,0	166,0

Первый по ходу конденсата подогреватель имеет диаметр 1,6 м и длину 4,5 м. Внутри корпуса последовательно расположены три яруса лотков с отверстиями диаметром 8 мм, между которыми (в центральной части корпуса) имеется канал для прохода пара. Последовательно перетекая с одного лотка на другой, вода дробится на тонкие струи. Установка лотков обеспечивает подвод пара одновременно ко всем струйным пучкам, кроме самого верхнего. Струи конденсата, стекающие с верхнего лотка, обеспечивают конденсацию пара, проходящего по каналу между лотками. Выделяемый в процессе конденсации пара воздух отводится по специальным каналам и выводится из аппарата. Верхний лоток является как бы приемной водяной камерой подогревателя, так как на него поступает весь поток конденсата турбины после конденсатных насосов первого подъема.

Пар в подогреватель подводится по трубопроводу диаметром 800 мм. Защита от попадания воды в турбину предусматривается установкой аварийных отводов конденсата в конденсатор или во всасывающий коллектор конденсатных насосов второго подъема. Конструкция второго подогревателя П₂ не отличается от описанной выше. Для обеспечения нормальной работы

насосов подогреватель оснащен конденсатосборником. Установка барботажных устройств и подвод к ним пара и дренажа из вышестоящих подогревателей позволяют проводить в конденсатосборнике деаэрацию конденсата. Конденсатосборник отделен от парового отсека подогревателя перегородкой с обратными затворами, что позволяет предотвратить попадание влаги в паропровод греющего пара и отказаться от установки на нем защитной арматуры.

Наряду с горизонтальными смешивающими подогревателями разработаны конструкции их вертикального исполнения (рис. 3.27) с напорным водораспределением.

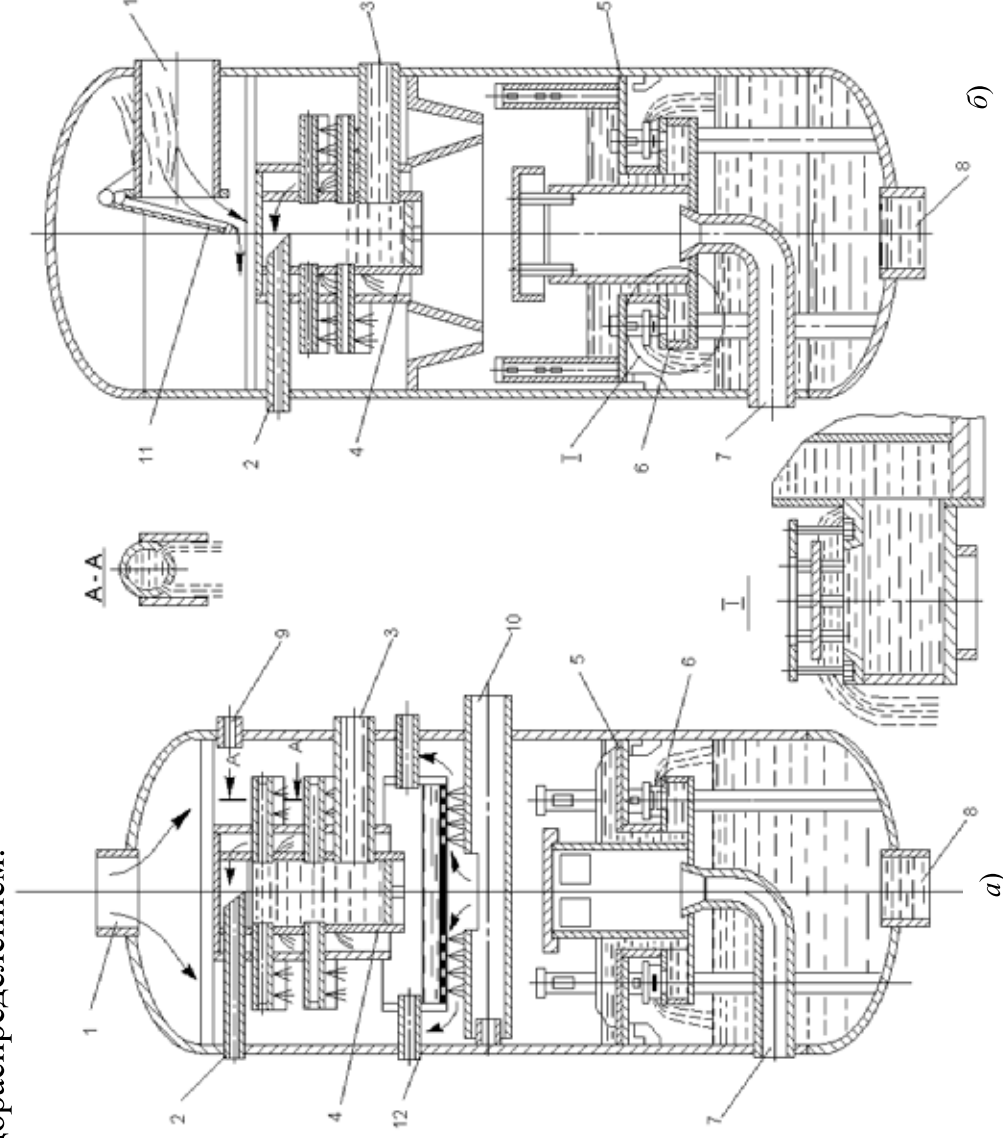


Рис. 3.27. Вертикальные смешивающие подогреватели: *a* – П₁; *б* – П₂; *1* – подвод из отбора турбины; *2* – отвод паровоздушной смеси; *3* – подвод основного конденсата; *4* – напорный коллектор; *5* – перегородка; *6* – водяной обратный затвор; *7* – аварийный перелив в конденсатор; *8* – отвод конденсата; *9* – подвод воды из обратного затвора; *10* – подвод пара из уплотнений турбины; *11* – паровой обратный затвор; *12* – слив из уплотнений питательных насосов

Нагревательная секция этих аппаратов выполнена с напорным пленочным водораспределением. Пар из отборов турбины поступает в верхнюю часть подогревателя, движется вниз и конденсируется на стекающих пленках воды. В центре корпуса размещается воздухоохладитель, куда поступает несконденсировавшаяся часть пара и воздуха. Паровоздушная смесь проходит через воздухоохладитель навстречу струям холодного конденсата и охлаждается. Конденсат после нагревательной секции собирается на горизонтальной лотке, под которой может подводиться пар из уплотнений турбины. В нижней части корпуса установлены обратные затворы, через которые конденсат поступает в водяное пространство.

Весьма важным при использовании подогревателей смешивающего типа является обеспечение условий, исключающих попадание воды в турбину. Вода в турбину может попасть при затоплении подогревателя и при сбросе нагрузки турбиной, когда из-за падения давления происходит ее вскипание и обратное движение пароводяной смеси. Затопление подогревателя и паропровода может произойти при выходе из строя клапана регулятора уровня или перекачивающих насосов. Время заполнения водой смешивающего подогревателя и паропровода составляет 3 – 4 мин. Чтобы избежать затопления предусматриваются гидрозатворы, соединяющие подогреватель с конденсатором. Высота гидрозатвора выбирается такой, чтобы столб воды в нем уравновешивал максимальную разность давлений между подогревателем и конденсатором. Гидрозатвор заполняется конденсатом и во избежание вскипания его предусматривается постоянный добавок холодного конденсата от насосов первой ступени. Самой простой защитой от обратного потока влажного пара при сбросе нагрузки турбиной является установка обратного затвора на трубопроводе отбора. Однако при диаметре паропровода 1100 – 1200 мм затвор весьма громоздок, малонадежен и имеет большое гидравлическое сопротивление. Поэтому вместо обратного затвора в подогревателе отделяют водяную емкость от нагревательного отсека горизонтальной перегородкой с обратным затвором, а также принимают достаточно большое расстояние между этой перегородкой и выходным сечением паровпускного патрубка.

Организация движения пара и воды в подогревателе не ограничивает скорость пара, что дает возможность обеспечить компактность подогревателя и деаэрирующие свойства. Проведенные испытания подобных подогревателей показали, что при всех режимах работы температура конденсата на выходе из подогревателя равна температуре насыщения пара при давлении в корпусе.

Следует отметить, что при гравитационной схеме включения подогревателей и размещения их около турбины более целесообразным

является применение подогревателей горизонтального типа. В схеме с перекачивающими насосами целесообразно использовать вертикальные конструкции.

3.2.4. Испарители

В настоящее время на тепловых электростанциях применяются в основном испарители поверхностного типа. Генерация вторичного пара в этих испарителях происходит из химически очищенной деаэрированной воды. Этот пар либо отпускается внешним потребителям на ТЭЦ (при этом конденсат греющего пара, отбираемого из турбины, сохраняется в цикле электростанции, а испаритель выполняет функцию паропреобразователя), либо конденсируется в конденсаторе испарителя и в виде дистиллята используется для восполнения потерь рабочего тела в цикле.

Такого типа испарители имеют вертикальное исполнение и оснащаются паропромывочными устройствами и сепаратором. Технические характеристики испарителей представлены в табл. 3.9 [7].

На рис. 3.28 показана типовая конструкция испарителя поверхностного типа, который маркируется буквой И с указанием площади поверхности теплообмена (греющей секции), например И-350 или И-1000. Основными узлами конструкции являются корпус, греющая секция, паропромывочные устройства, водораспределительные устройства и жалюзийный сепаратор.

Работа испарителя протекает следующим образом: первичный пар поступает в греющую секцию и, проходя в межтрубном пространстве, конденсируется на наружной поверхности труб. Конденсат пара стекает по трубам на нижнюю трубную доску греющей секции и отводится из нее.

Питательная (химически очищенная) вода поступает через регулирующей клапан в водораспределительное устройство над паропромывочным дырчатым листом, откуда по опускным трубам сливается в нижнюю часть корпуса и заполняет корпус и трубки греющей секции. За счет теплоты конденсации первичного пара происходит испарение части воды в трубках, где образуется пароводяная смесь. Таким образом, в трубках греющей секции создается подъемное движение воды, а в кольцевом зазоре между корпусом и греющей секцией – опускное, т.е. осуществляется естественная циркуляция жидкой фазы. Образовавшийся (вторичный) пар, пройдя через слой воды над греющей секцией, поступает в паровое пространство испарителя, проходит через слой промывочной воды над одним или двумя паропромывочными листами, жалюзийный сепаратор и отводится из испарителя.

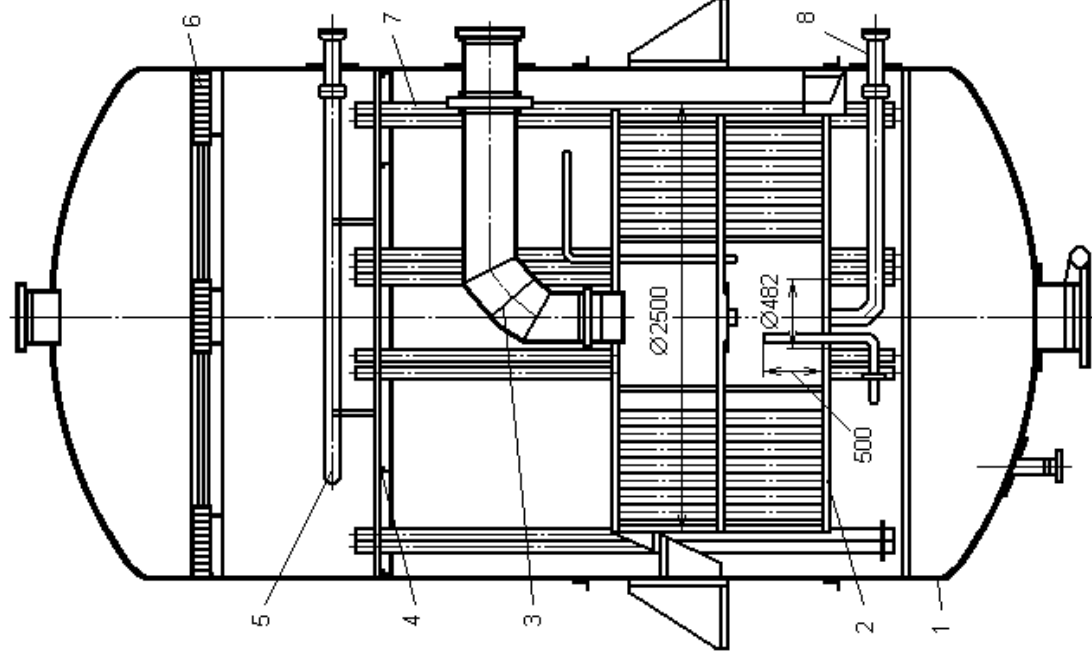


Рис. 3.28. Общий вид испарителя поверхностного типа: 1 – корпус; 2 – греющая секция; 3 – подвод греющего пара; 4 – паропромывочный дырчатый лист; 5 – водораспределительное устройство; 6 – жалюзийный сепаратор; 7 – опускные трубы; 8 – отвод конденсата греющего пара

Для обеспечения устойчивой естественной циркуляции и уменьшения выбросов капельной влаги в паровое пространство уровень воды в корпусе поддерживается выше верхней трубной доски греющей секции на 150–200 мм. Контроль за уровнем воды в корпусе и его регулирование осуществляются с помощью устройств, показанных на рис. 3.29.

Испаритель оборудован также устройствами контроля за уровнями воды над паропромывочными дырчатыми листами, а также контроля и регулирования уровня конденсата греющего пара в греющей секции. Для повышения эффективности теплообмена в греющей секции из нижней части межтрубного пространства предусмотрен перепуск в паровое пространство

неконденсирующихся газов. При этом эффективный отвод газов достигается при уровне конденсата греющего пара на 50 – 100 мм ниже газоотвода.

Таблица 3.9

Технические характеристики испарителей

Базовый тип	Обозначение испарителя	Площадь поверхности, м ²		Трубы греющих секций 38×2,5 мм		Допустимое давление, МПа	Производительность по вторичному пару, т/ч	Габаритные размеры, мм		Сухая масса, кг
		Число	Длина	Число	Длина			Высота	Длина	
И-120	И-120-0,6	120		902	1590	0,59	6,0	10000	2050	16000
	1,57					18,0				
И-250	И-250-0,6	250		1736	1625	0,59	11,0	11000	2850	30000
	1,57					27,0				
И-350	И-350-0,6	350		1764	2290	0,59	18,0	11500	2850	30000
И-600	И-600-0,6	600		1764	3590	0,59	18,0	13000	2850	45000
	1,57					32,0				
И-1000	И-1000-0,6	1000		2726	3590	0,59	50,0	13000	3450	63000
	1,57					84,0				

В корпусе испарителя предусматриваются лазы для осмотра и мелкого ремонта внутренних устройств. Сам корпус выполняется сварным из листовой стали. Крепление трубок к трубным доскам греющей секции осуществляется приваркой или вальцовкой.

На рис. 3.30 показана конструкция испарителя с вынесенной зоной кипения. Испарители такого типа при работе с давлением греющего пара, близком к атмосферному, позволяют использовать в качестве питательной «сырую» воду. Это достигается за счет того, что образование вторичного пара происходит не на поверхностях нагрева, а в объеме, в который вводится так называемая «затравка» (мелкодисперсный мел). Выпадение примесей в этих условиях происходит на частичках затравки, которая циркулирует в контуре. Количество примесей поддерживается продувкой.

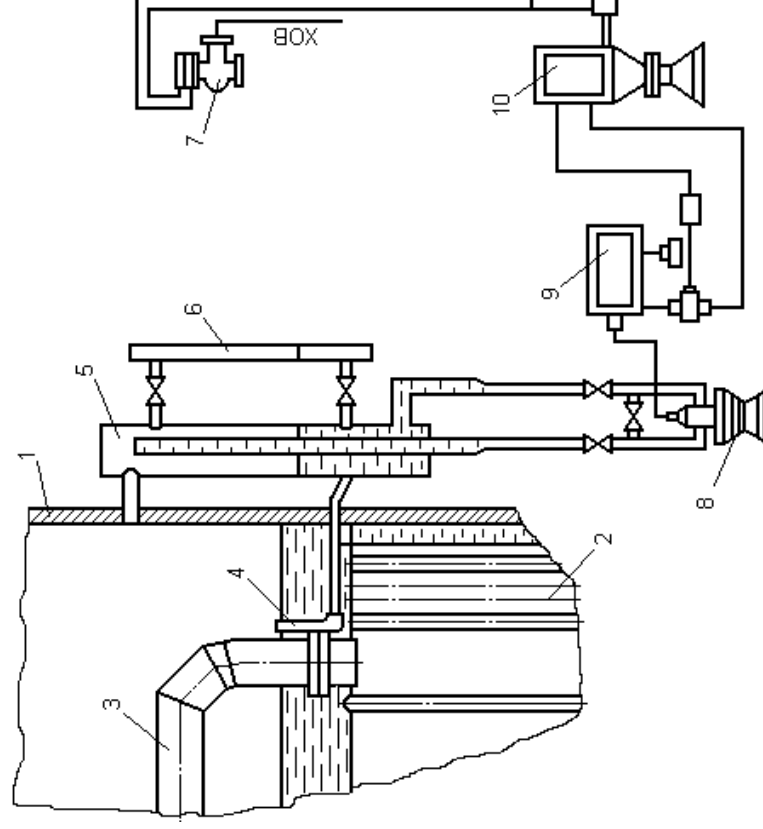


Рис. 3.29. Схема контроля уровня воды в испарителе: 1 – корпус испарителя; 2 – греющая секция; 3 – подвод греющего пара; 4 – импульсная трубка; 5 – уравнительная трубка; 6 – водомерное стекло; 7 – регулирующий клапан; 8 – датчик; 9 – электронный регулятор; 10 – колонка дистанционного управления

Принцип работы испарителя с вынесенной зоной кипения состоит в следующем. Греющий пар из отбора турбины подается в межтрубное пространство греющей секции, где конденсируется на поверхности трубок. Конденсат греющего пара отводится в систему регенерации турбины. Питательная вода заполняет трубки греющей секции и корпус испарителя до уровня на 200 – 250 мм ниже высоты подъемной трубы. Проходя трубки греющей секции, вода нагревается (без парообразования) до перегретого состояния по отношению к давлению насыщения в сепарационном объеме корпуса. На выходе из подъемной трубы она вскипает с образованием вторичного пара. Невскипевшая часть воды смешивается с питательной, проходит опускной участок корпуса и по опускным циркуляционным трубам вновь поступает в трубки греющей секции. Образовавшийся пар проходит паропромывочные устройства, жалюзийный сепаратор отводится от испарителя в конденсатор. В качестве промывочной воды в этих испарителях используется питательная вода цикла (конденсат).

В последние годы начинают получать распространение на ТЭС для подготовки добавочной воды испарители мгновенного (адиабатного) вскипания. Принцип работы таких испарителей показан на рис. 3.31.

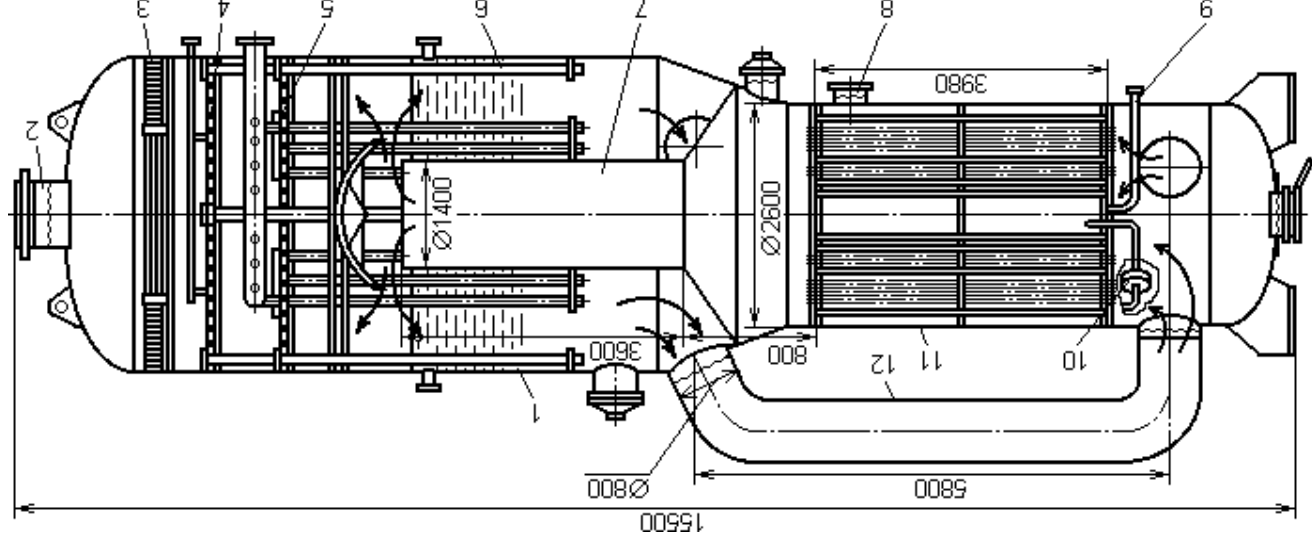


Рис. 3.30. Общий вид испарителя с вынесенной зоной кипения: 1 – корпус; 2 – отвод вторичного пара; 3 – жалюзийный сепаратор; 4, 5 – подвод паропромывочные устройства; 6 – опускные трубы; 7 – подъемная труба; 8 – подводящая греющего пара; 9 – отвод конденсата греющего пара; 10 – отвод неконденсирующихся газов; 11 – греющая секция; 12 – опускная труба

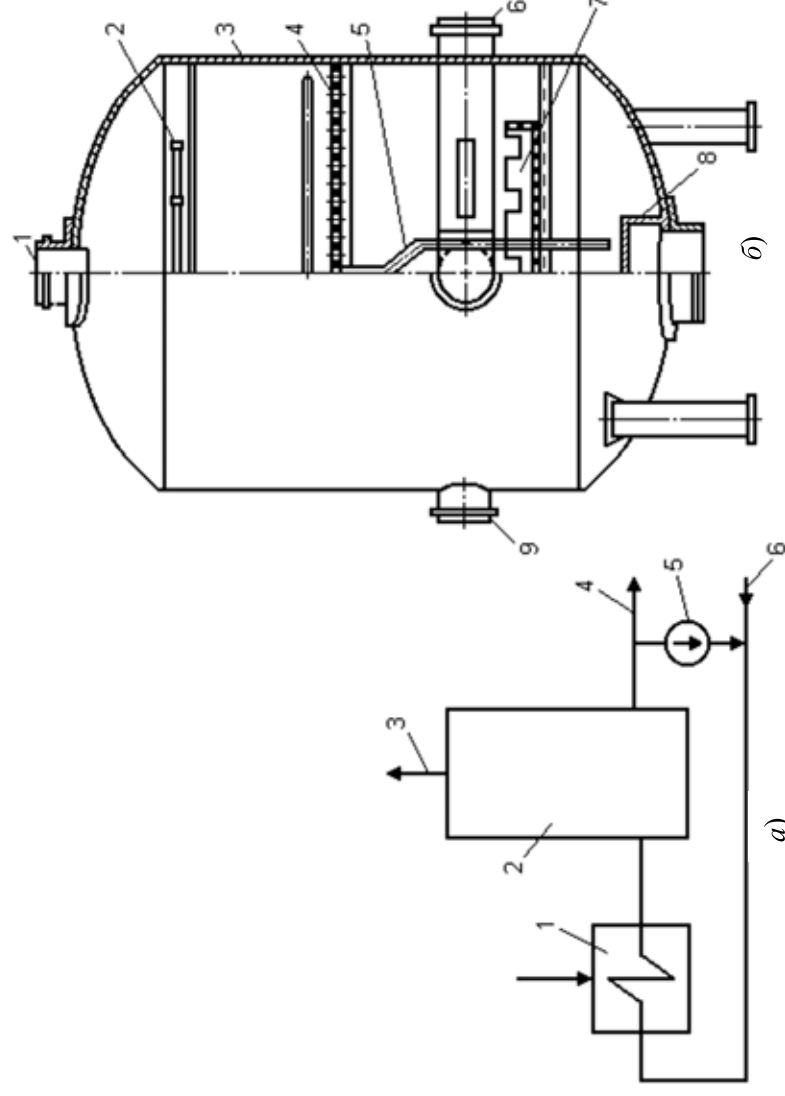


Рис. 3.31. Схема и конструкция испарителя мгновенного вскипания: *а* – схема; *1* – основной подогреватель; *2* – испаритель; *3* – отвод вторичного пара; *4* – продувка; *5* – циркуляционный насос; *6* – подвод исходной воды; *б* – конструкция; *1* – отвод вторичного пара; *2* – жалюзийный сепаратор; *3* – корпус; *4* – паропровывочный лист; *5* – опускающая труба; *6* – подвод воды от основного подогревателя; *7* – распределительная тарелка; *8* – успокоительный лист; *9* – отвод неиспарившейся воды

Питательная вода («сырая») нагревается в головном подогревателе паром из отбора турбины до состояния перегрева по отношению к давлению в корпусе испарителя-расширителя. Поступая в объем испарителя-расширителя, она частично вскипает, образуя вторичный пар. Неиспарившаяся часть воды, смешиваясь с питательной, вновь поступает в головной подогреватель. Для предотвращения отложений примесей на стенках корпуса и других элементах испарителя-расширителя в циркуляционный контур вводится «затравка», а концентрация примесей поддерживается продувкой.

3.2.5. Сальниковые подогреватели

Сальниковые подогреватели (СП) представляют собой теплообменники поверхностного типа, на наружной поверхности трубок которых происходит конденсация пара из паровоздушной смеси, отсасываемой эжектором из концевых уплотнений турбины. В табл. 3.10 приведены основные технические характеристики сальниковых подогревателей [7].

По водяной стороне салыниковые подогреватели чаще всего включены в линию основного конденсата, что позволяет использовать в них U- или П-образные трубки. В салыниковых подогревателях УТЗ. работающих на основном конденсате и иногда на сетевой воде, установлены прямые трубки, а компенсация температурных расширений производится за счет компенсатора на корпусе теплообменника. Эжектор уплотнений может быть расположен как вне. так и внутри корпуса охладителя, как. например, у ЭУ-8М и ЭУ-16 производства ХТЗ. ЛМЗ выпускает подогреватели ПС-50-1, ПС-115 и ПС-220-1, которые представляют собой вертикальные кожухотрубные теплообменники. Внутри трубок течет вода, а снаружи они омываются паровоздушной смесью.

Таблица 3.10

Технические характеристики салыниковых подогревателей

Типоразмер подогревателя	Поверхность, м ²	Число трубок	Диаметр трубок, мм	Расход основного конденсата, м ³ /ч	Температура основного конденсата на входе, °С	Давление пара, МПа	Гидравлическое сопротивление, МПа
ПС-50-1	50	-	19×1	400	-	-	0,013
ПС-115	115	345	19×1	700	26,4	0,095	0,042
ПС-220-1	220	928	19×1	1700	30	0,097	0,026
ПС-100-3	100	-	16×0,75	240	60	0,04	0,056
ПС-200-0,5-11,4	200	1675	19×0,8	4000	70	0,05	0,014
ПС-380-3,1-11,4	380	1520	19×0,8	4000	70	0,06	0,020
ПС-300-33-0,25	300	1139	19×1	1350	55,9	0,0249	0,0175

Аппарат ПС-50-1 поставляется в комплекте с эжектором, отсасывающим паровоздушную смесь из концевых уплотнений турбины. Трубная система подогревателя набирается из U-образных латунных (Л68) трубок диаметром 19 мм. толщиной стенки 1 мм. Корпус аппарата имеет плоские стенки, в верхней его части – фланцевый разъем. Трубная система закрепляется между фланцами корпуса и водяной камеры. В подогревателе ПС-50-1 паровое пространство разделено на два отсека, через которые паровоздушная смесь проходит последовательно. По тракту воды аппарат может быть двух- или шестиходовым. Число ходов изменяется снятием или установкой специальных крышек на перегородках водяной камеры. Трубки в трубной доске крепятся вальцеванием.

Аппарат ПС-115 (рис. 3.32) выполнен аналогичным аппаратом ПС-50-1. Паровое пространство разделено перегородками на три отсека, через которые отсасываемая из уплотнений паровоздушная смесь проходит последовательно.

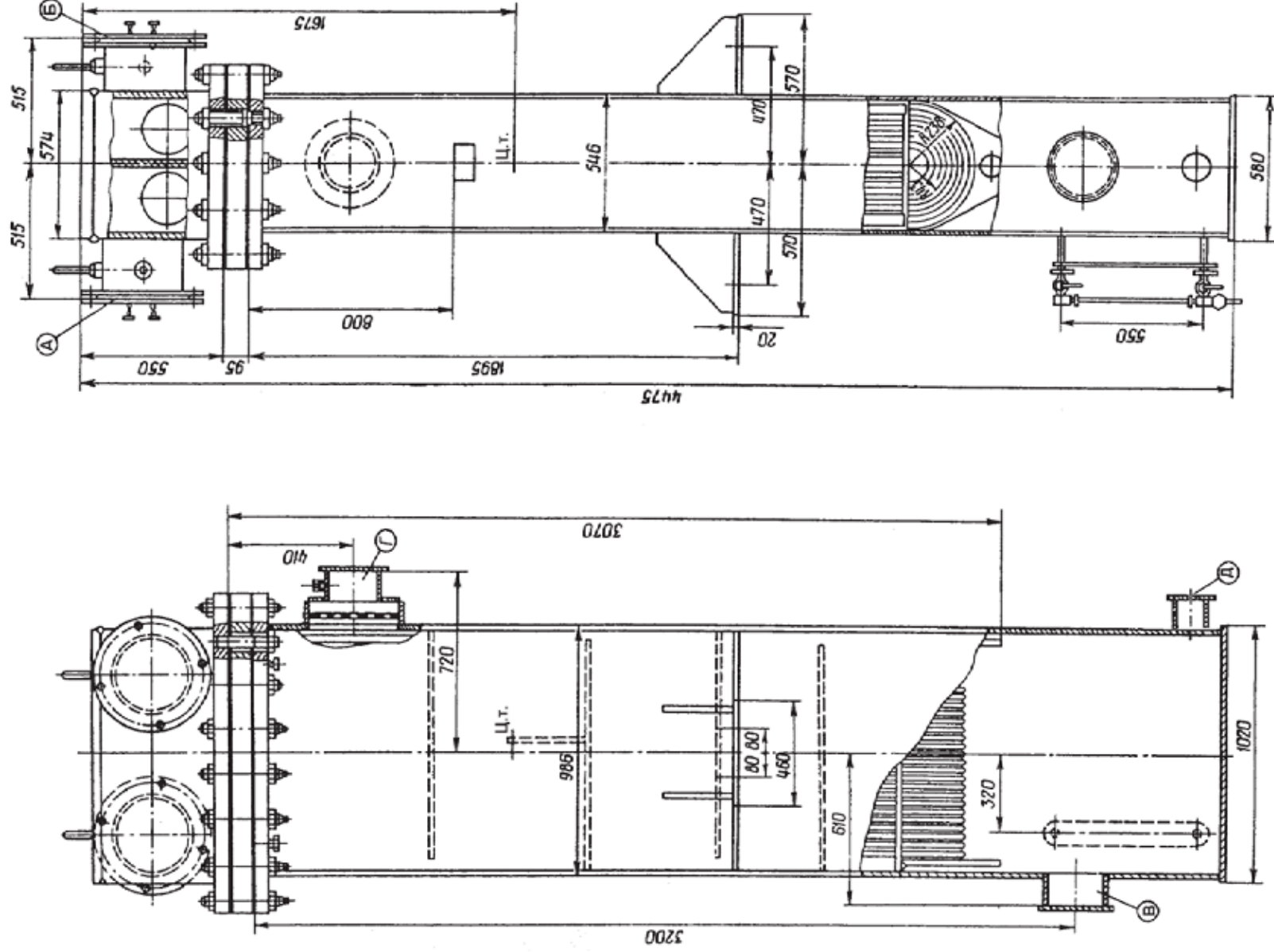


Рис. 3.32. Сальниковый подогреватель ПС-115: *А* – подвод охлаждающего конденсата; *Б* – отвод охлаждающего конденсата; *В* – отсос воздуха; *Г* – отсос пара от уплотнений турбины; *Д* – слив конденсата

Подогреватель по тракту воды может быть двух- или шестиходовым. В аппарате применены лагунные (Л68) U-образные трубки диаметром 19 мм с толщиной стенки 1 мм. Аппарат устанавливается на лапах, приваренных к боковым стенкам корпуса.

Подогреватель ПС-220-1 конструктивно близок к описанным ранее аппаратам ПС-50-1 и ПС-115. По тракту воды аппарат выполнен двухходовым. На водяных и паровом патрубках устанавливаются термометры с оправами, а в нижней части корпуса — указатель уровня воды. УТЗ выпускает вертикальный сальниковый подогреватель ПС-100-3 (рис. 3.33) для паротурбинных установок ПР-25-90, Р-40-130, Р-100-130. Горизонтальный одноходовой сальниковый подогреватель ПС-200-0,5-11,4 (рис. 3.34) применяется в турбоустановках Т-185-130, Т-250-240. Одноходовой горизонтальный сальниковый подогреватель ПС-380-3,1-11,4 (рис. 3.35) разработан в 2000 г. для турбоустановок ТР-110-130.

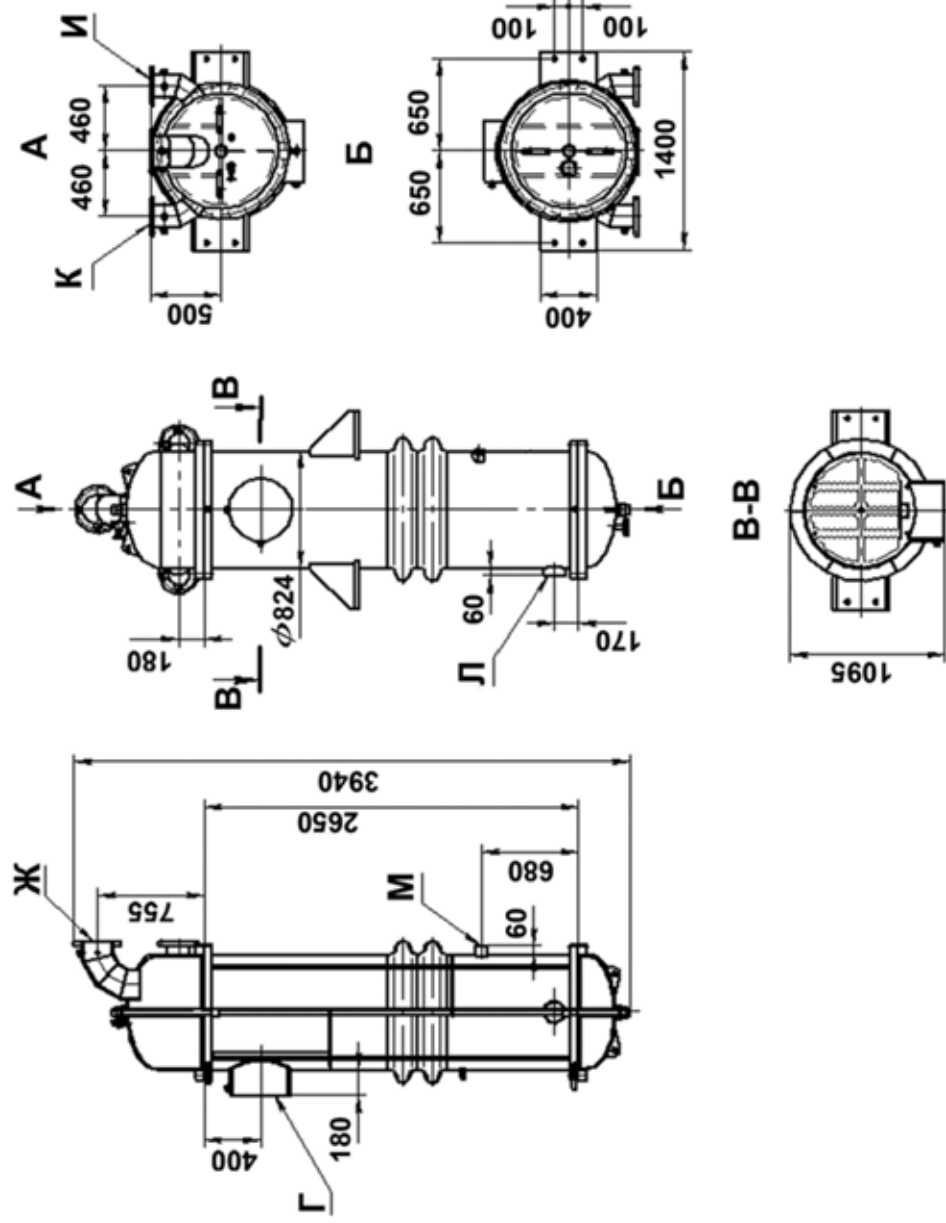


Рис. 3.33. Сальниковый подогреватель ПС-100-3: Г – подвод пара; Д – подвод охлаждающей воды; Е – отвод охлаждающей воды; Ж – подвод воды при пропуске в 4 хода; И – отвод воды при пропуске в 4 хода и подвод при пропуске в 8 ходов; К – отвод воды при пропуске в 4 и 8 ходов; Л – отвод конденсата; М – отвод паровоздушной смеси

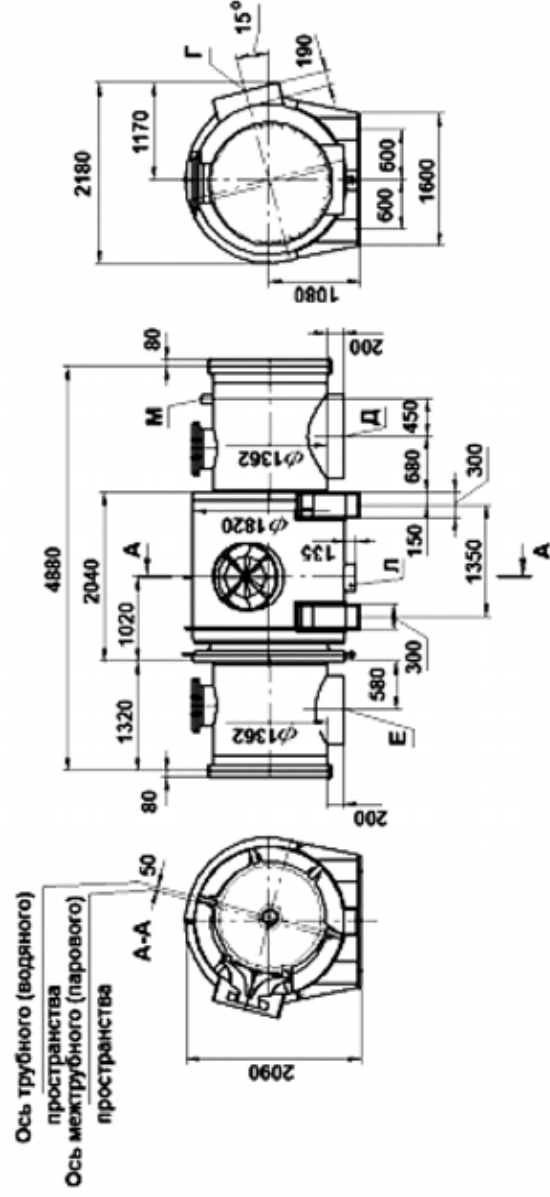


Рис. 3.34. Сальниковый подогреватель ПС-200-0,5-11,4. Обозначения см. на рис. 3.33

Каждый из сальниковых подогревателей состоит из корпуса и центрального невыемного трубного пучка из прямых трубок, развальцованных с обеих сторон в трубных досках и опирающихся на промежуточные трубные перегородки, установленные таким образом, чтобы устранить опасные формы колебаний при вибрации.

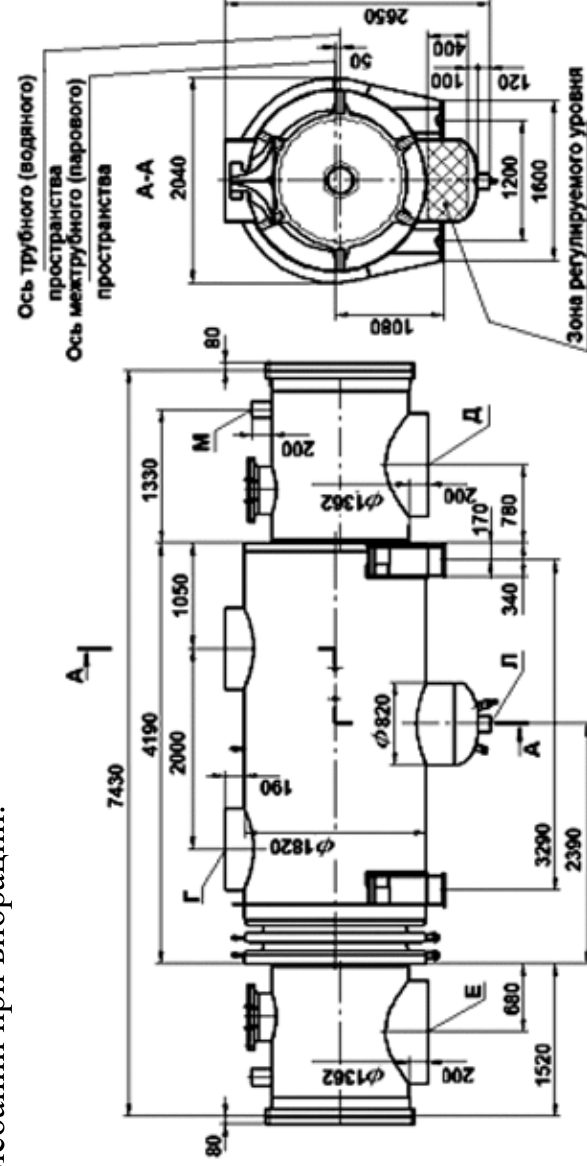


Рис. 3.35. Сальниковый подогреватель ПС-380-3,1-11,4. Обозначения см. на рис. 3.33

В вертикальном сальниковом подогревателе ПС-100 трубный пучок расположен концен-трично корпусу, водяные камеры выполнены съемными, и их конструкция позволяет осуществлять пропуск охлаждающей воды в зависимости от ее расхода и температуры в четыре или восемь ходов. В горизонтальных подогревателях корпус выполнен заодно с водяными камерами, трубный пучок расположен эксцентрично корпусу и образует с паровой обечайкой симметричный клиновой коллектор, охватывающий пучок по

наружному контуру и обеспечивающий саморегулируемую запишу трубного пучка греющим паром; крышки водяных камер съёмные, водяные камеры в тех модификациях, где это предусмотрено, снабжены лазовыми люками.

Задача пара вдоль трубного пучка и защита его от динамического воздействия паровых потоков обеспечивается в вертикальном сальниковом подогревателе установкой отбойника напротив пароприемного патрубка, в горизонтальных – установкой в пароприемных патрубках поворотных насадков, которые при необходимости использования патрубков в качестве ремонтных лазов могут быть временно демонтированы и затем возвращены на прежнее место.

Компенсация тепловых расширений обеспечивается линзовым температурным компенсатором у паровой обечайки сальниковых подогревателей и подвижным креплением к опорным конструкциям в вертикальном подогревателе консольных опор, а в горизонтальных – одной из седловых опор.

Пар поступает в сальниковый подогреватель из промежуточных камер концевых уплотнений турбины и, конденсируясь на трубном пучке, создает разрежение, соответствующее расходу и температуре проходящей через трубный пучок охлаждающей воды, одновременно нагревая ее. Паровоздушная смесь (смесь неконденсирующихся газов с водяным паром) удаляется из вертикального сальникового подогревателя напрямую, из горизонтальных — через воздухоохладитель, выделенный в трубном пучке для ее дополнительной конденсации и охлаждения, при этом в одноходовых по охлаждающей воды подогревателях с центральным отводом паровоздушной смеси воздухоохладителем служит внутренний контур трубного пучка, замыкающий пространство вокруг коллектора отсоса. Образовавшийся конденсат собирается на нижней трубной доске вертикального сальникового подогревателя и в нижней части паровой обечайки горизонтальных подогревателей, откуда через гидрозатвор сливается в расширитель конденсатора или в атмосферный сборник дренажей. Охлаждающая (нагреваемая) вода поступает во входную (распределительную) водяную камеру сальникового подогревателя и, пройдя через трубный пучок, отводится при четном числе ходов из этой же камеры, а при нечетном – из противоположной.

Завод «Красный котельщик» выпускает пароводяной подогреватель типа ПС-300-33-0,25 (рис. 3.36). Он предназначен для конденсации пара, поступающего из промежуточных камер лабиринтовых уплотнений турбин. Подогреватель представляет собой кожухотрубный теплообменник. Трубная система набрана из П-образных трубок диаметром 19 мм с толщиной стенки 1 мм. Концы трубок завальцованы в трубной доске. Материал трубок – латунь ЛЮ70-1. К трубной доске сверху на фланце крепится водяная камера, а снизу – корпус. По водяному тракту аппарат выполнен двухходовым. В нижней части корпуса подогревателя помещено воздухоотсасывающее устройство в виде кольцевой перфорированной трубы.

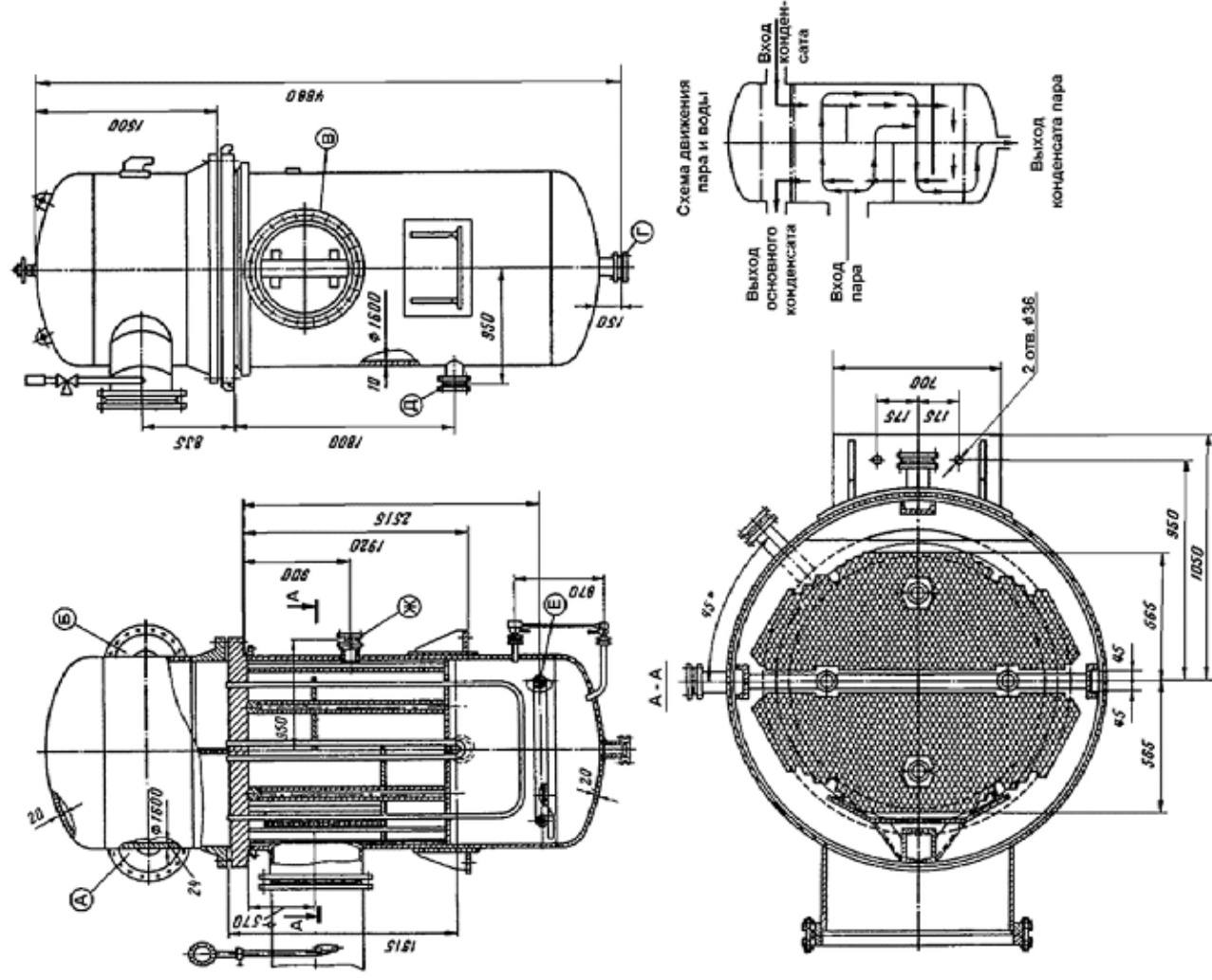


Рис. 3.36. Сальниковый подогреватель ПС-300-33-0.25: *А* – вход основного конденсата; *Б* – выход основного конденсата; *В* – вход паровоздушной смеси; *Г* – выход конденсата пара; *Д* – патрубок отсоса воздуха; *Е* – коллектор отсоса воздуха; *Ж* – подвод воздуха из ПНД-2

3.2.6. Охладители эжекторов

Пароструйные эжекторы (воздушные насосы) турбоустановок предназначены для удаления воздуха и поддержания необходимого вакуума в конденсаторе и циркуляционной системе, для отсоса паровоздушной смеси из уплотнений турбины и из различных теплообменников. Для уменьшения работы, производимой в эжекторах, и для использования теплоты рабочей и

отсасываемой среды пар конденсируется в охладителях, при этом уменьшаются потери конденсата в результате его возврата в цикл. Одна ступень эжектора повышает давление не более чем в 4—6 раз. Поэтому в паротурбинных установках одноступенчатые эжекторы применяются в качестве пусковых или для отсоса пара из уплотнений. Для обеспечения степени повышения давления отсасываемого воздуха до 25 – 30 (от 3 – 6 кПа до барометрического давления) основные эжекторы выполняются с двумя или тремя последовательно включенными ступенями, соответственно каждая ступень эжектора оборудована своим охладителем.

После первой ступени эжектора отсасываемая из конденсатора паровоздушная смесь попадает в охладитель, где происходит конденсация части пара. Оставшаяся смесь поступает для дальнейшего сжатия во вторую ступень эжектора с меньшим остаточным содержанием пара, что создает условия для сжатия смеси с меньшей затратой энергии. Расход рабочего пара в трехступенчатом эжекторе может быть на 20-25 % ниже, чем в двухступенчатом. Конденсат из охладителей отводится раздельно или каскадно в конденсатор, что позволяет предотвратить его потери. Чтобы вместе с конденсатом из охладителей в конденсатор не возвращался воздух, обычно используют гидравлический затвор.

Охладитель эжектора представляет собой теплообменник поверхностного типа, на наружной поверхности трубок которого происходит конденсация и охлаждение паровоздушной смеси; внутри трубок протекает основной конденсат, подаваемый из напорного коллектора конденсатных насосов. Технические характеристики эжекторов и их охладителей представлены в табл. 3.11 и 3.12 [7].

На рис. 3.37 в качестве примера показана конструкция трехступенчатого пароструйного эжектора ЭП-3-50/150. Аналогичную конструкцию имеют эжекторы ЭП-3-25/75, ЭП-3-55/150, ЭП-3-3, ЭП-3-750. Проточные части и охладители всех ступеней эжектора расположены вертикально в общем стальном корпусе с внутренними перегородками, разделяющими ступени между собой. В верхней части корпуса расположена крышка, состоящая из трех раздельных камер, в которых крепятся рабочие сопла и соединенные между собой камеры смешения и диффузоры.

Конструкция и технология сборки должны предусматривать надежную осевую центровку всех ступеней эжектора. Внутри парового пространства каждого из охладителей выполнены четыре перегородки, направляющие течение пара. Вторая и третья камеры верхней крышки эжектора имеют в нижнем днище отверстия, через которые паровоздушная смесь поступает в следующую ступень эжектора. По мере движения паровоздушной смеси в ступенях эжектора ее давление постепенно повышается от 3 кПа в конденсаторе до 110 кПа на выходе эжектора. В нижней части корпуса эжектора расположены горизонтальная трубная доска, в которой крепятся U-образные трубки охладителей, и нижняя крышка с водяными камерами.

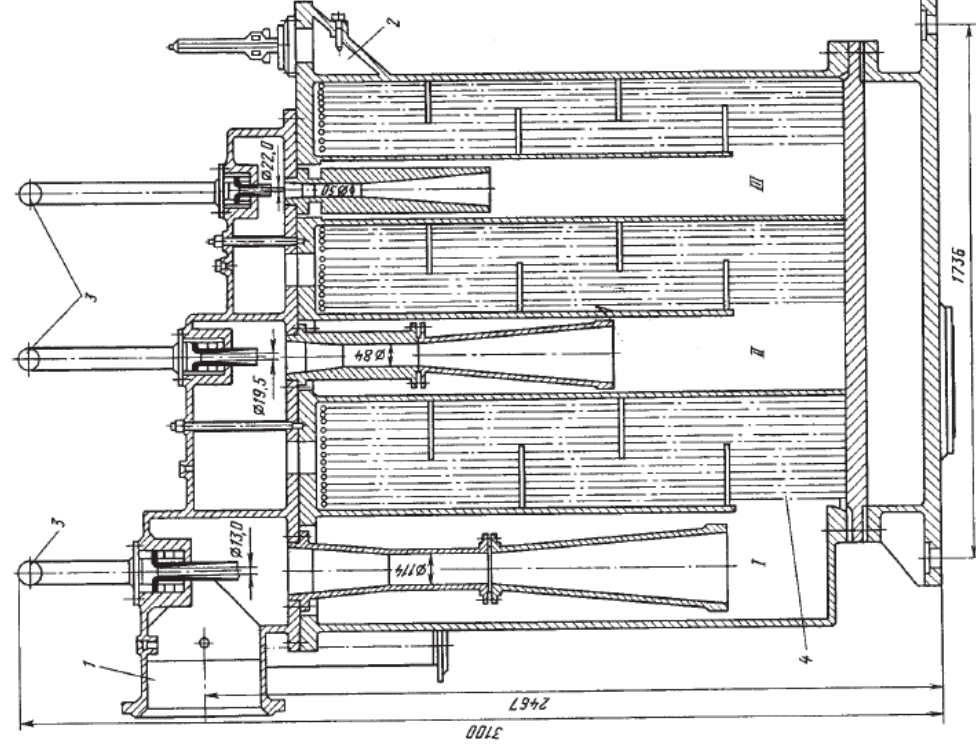


Рис. 3.37. Пароструйный эжектор ЭП-3-50/150: 1 – вход паровоздушной смеси; 2 – выход эжектора; 3 – подвод рабочего пара; 4 – охладители; I, II, III – ступени эжектора

Охладители выполнены по охлаждающей воде двухходовыми и включены параллельно. Перепуск дренажа осуществляется каскадно через гидрозатворы за охладителем каждой ступени.

Основной эжектор ЭПО-3-135 конструкции УТЗ (рис. 3.38) – это пароструйный компрессор с тремя ступенями сжатия и промежуточного охлаждения паровоздушной смеси. Каждый из трех охладителей представляет собой поверхностный кожухотрубный пароводяной тепло-обменный аппарат с цельносварным корпусом, выполненным заодно с водяными камерами и камерой всасывания. Одноходовые трубные пучка охладителей образованы прямыми трубками, развальцованными с обеих сторон в трубных досках. Модификации эжектора отличаются материалом трубок поверхности теплообмена – латунь в первой модификации и нержавеющей сталь во второй.

В рабочем положении для интенсификации теплообмена трубные пучки охладителей ориентированы наклонно (под углом 10° к горизонту) благодаря специальной конструкции опор, на которых устанавливается эжектор. Подвод паровоздушной смеси производится тангенциально в кольцевые камеры со смещением относительно раздающих окон во внутренних обечайках корпусов.

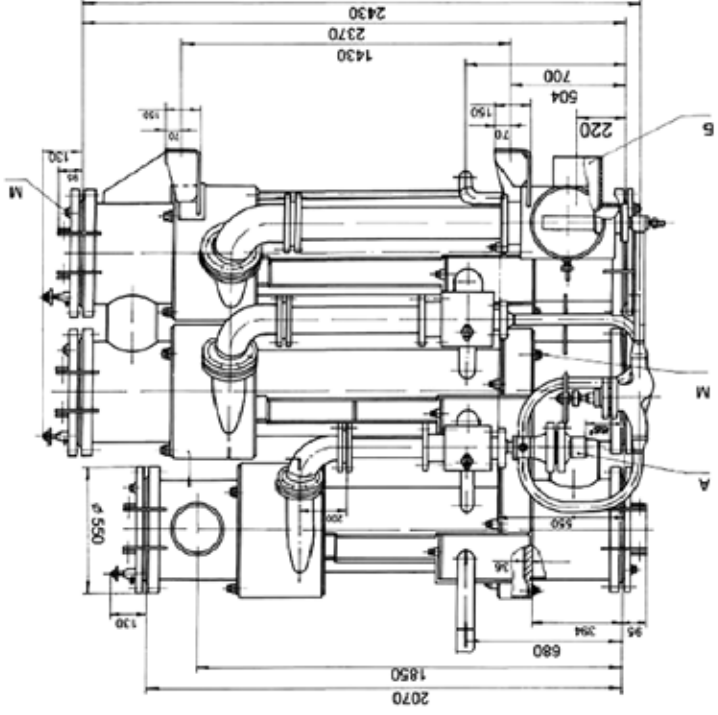
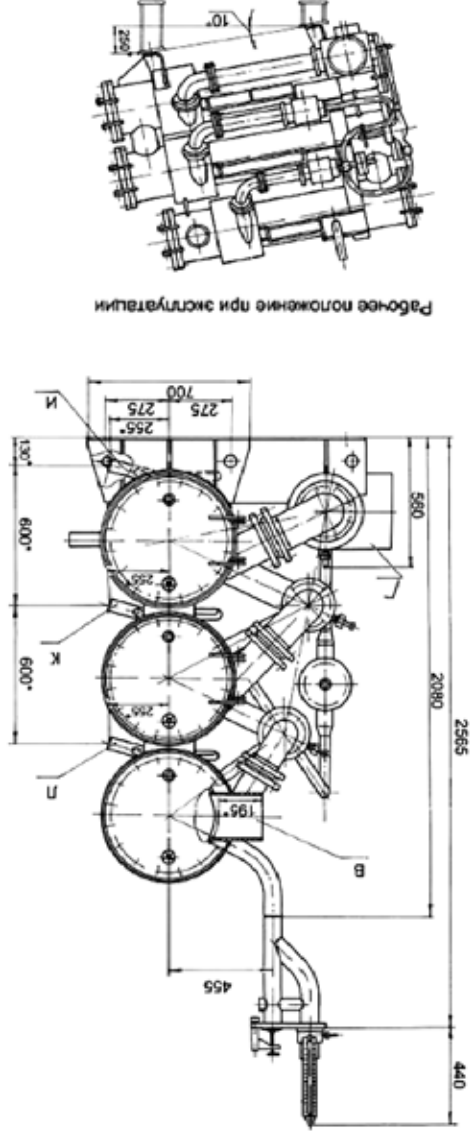


Рис. 3.38. Основной эжектор ЭПО-3-135: *A* – подвод рабочего пара; *B*, *B* – подвод и отвод охлаждающего конденсата; *Г* – подвод паровоздушной смеси; *И*, *К*, *Л* – отвод конденсата рабочего пара из I, II и III ступеней; *М* – опорожнение водяного пространства

Конструкция эжектора обеспечивает компенсацию температурных расширений, для чего со стороны выходной водяной камеры выполняется подвижное крепление опоры эжектора к опорным конструкциям. а также возможность осмотра, очистки или подвальцовки трубок без разборки эжектора, поскольку крышки водяных камер выполнены откидными.

Паровоздушная смесь поступает в камеру всасывания I ступени, после сжатия в диффузоре и охлаждения с частичной конденсацией в охладителе I ступени последовательно проходит II и III ступени сжатия и отводится в атмосферу Образовавшийся конденсат отводится из каждого охладителя отдельным гидрозатвором: из охладителей I и II ступеней – в паровое пространство конденсатора, из охладителя III ступени – в открытую воронку Основной конденсат подводится к охладителю I ступени, проходит последовательно через трубные пучки охладителей всех ступеней и отводится из эжектора.

Эжектор ЭПО-3-200 конструкции УТЗ (рис. 3.39) состоит из трех ступеней сжатия, причем первая ступень выполнена из двух одинаковых эжекторных групп, соединенных параллельно, каждая со своим охладителем, а вторая и третья ступени содержат по одной эжекторной группе с охладителем. Каждый из четырех одинаковых охладителей состоит из семи концентрично установленных друг в друга труб из углеродистой стали диаметром от $57 \times 3,5$ до 219×7 мм.

Сечение центральной трубы перекрыто обтекателями, остальные трубы соединены сваркой таким образом, что образуется по три чередующихся кольцевых канала для прохода паровоздушной смеси попарно и охлаждающего конденсата. Установкой обтекателей и скруглением сварных соединений труб каналов достигается безударный характер натекания паровоздушной смеси при входе в охладитель. В сочетании с соосным расположением охладителя и диффузора и продольным течением паровоздушной смеси такая конструкция охладителя позволяет избежать образования застойных зон и обеспечивает высокую интенсивность конденсации. Слив конденсата рабочего пара из охладителей первой и второй ступеней эжектора через разделенный по ступеням гидрозатвор производится в конденсатор, а охладитель третьей ступени имеет атмосферный слив с гидрозатвором.

Для пропуски охлаждающего конденсата эжектор снабжен двумя нижними и двумя верхними водяными камерами, каждая из которых соединена тремя трубами с кольцевыми каналами каждого из двух параллельно включенных по основному конденсату охладителей.

В зависимости от расхода основного конденсата, определяемого типом турбины, охладители могут быть соединены между собой в двух вариантах. При включении охладителей по первому варианту все они соединены по основному конденсату параллельно (одноходовой вариант), в этом случае основной конденсат подводится к двум нижним водяным камерам, проходит

параллельно через все охладители и отводится из двух верхних водяных камер. Расход основного конденсата в этом варианте меняется от 125 до 500 т/ч.

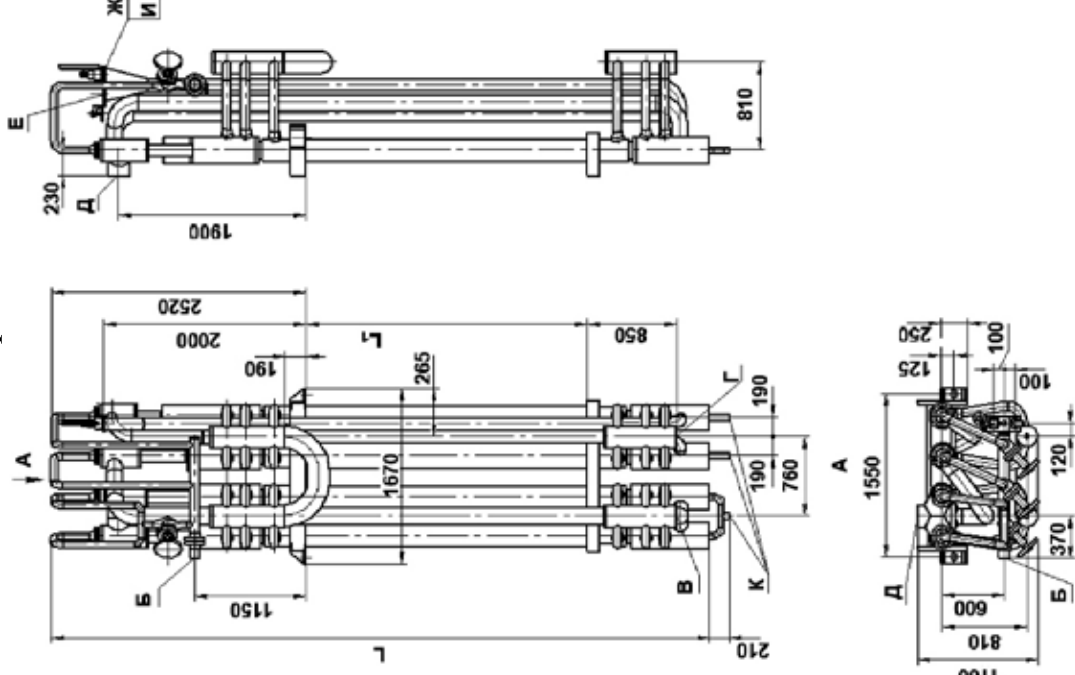


Рис. 3.39. Эжектор ЭПО-3-200: *Б* – подвод рабочего пара; *В* – подвод охлаждающей воды; *Г* – отвод охлаждающей воды; *Д* – подвод паровоздушной смеси; *Е* – отвод паровоздушной смеси; *Ж, И* – отвод через воздухомер; *К* – отвод конденсата; *Л* – основной эжектор; *2* – воздухомер

При соединении охладителей по второму варианту параллельные по основному конденсату охладители первой ступени включены последовательно с параллельными по основному конденсату охладителями второй и третьей ступеней (двухходовой вариант). В этом случае основной конденсат подводится к нижней водяной камере и отводится из верхней водяной камеры охладителя первой ступени, затем перепускается к верхней водяной камере и отводится от эжектора из нижней водяной камеры охладителей второй и третьей ступеней. Интервал расходов охлаждающего конденсата в этом варианте – от 70 до 250 т/ч. Определенным недостатком конструкции является ее низкая ремонтопригодность.

Для отсоса пара из концевых уплотнений турбин УТЗ выпускаются эжекторы типа ЭПУ-0,9-900 и ЭПУ-0,9-1900 (рис. 3.40).

Таблица 3.11
Технические характеристики основных пароструйных эжекторов

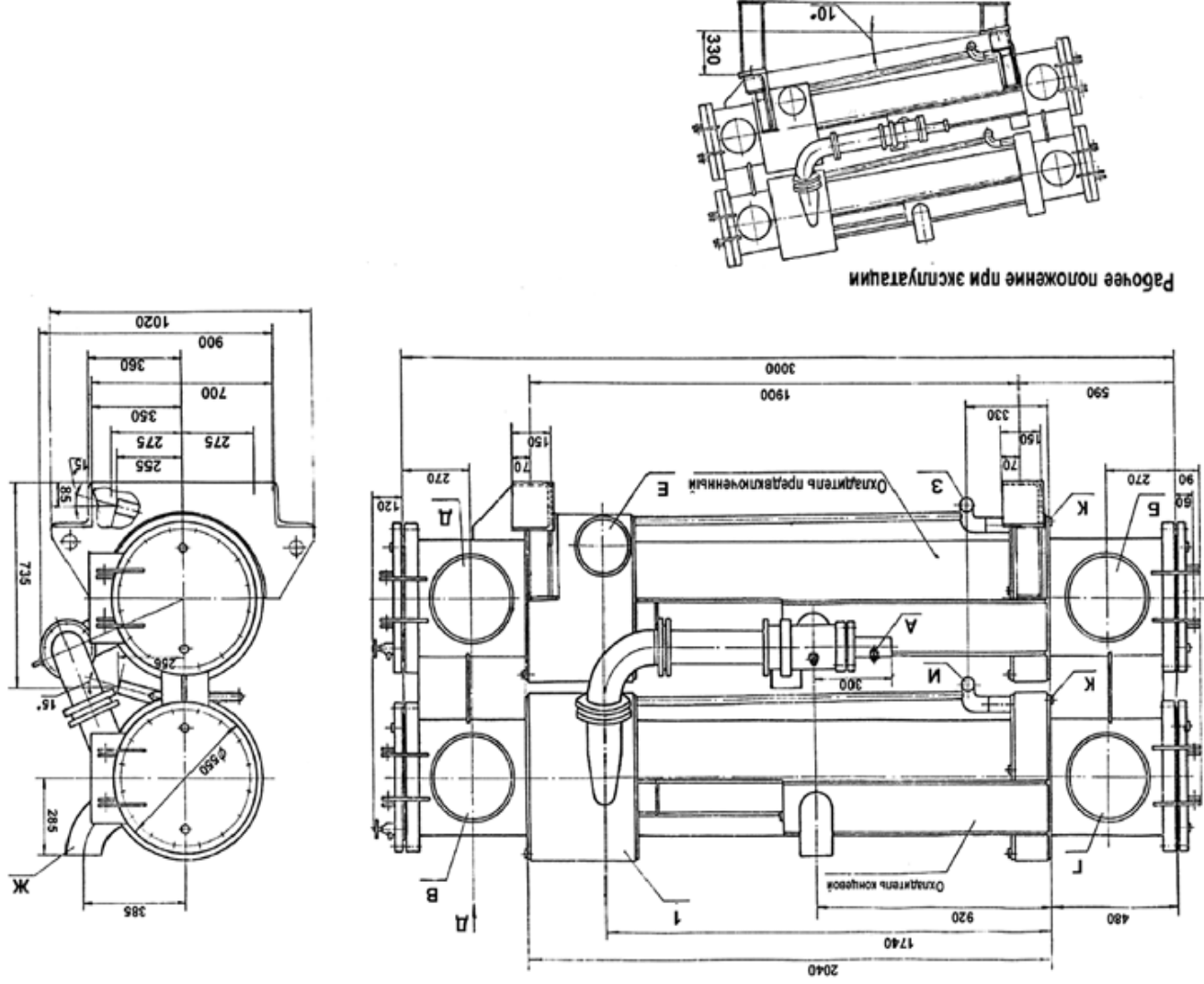
Тип эжектора	Номер ступени	Производительность в паровоздушной смеси, м ³ /ч	Производительность в сухом воздухе, м ³ /ч	Расход охлаждающей воды, т/ч	Расход рабочего пара, т/ч	Давление, МПа/Температура рабочего пара, °С	Поверхность охлаителя, м ²
ЭПО-3-75 (ЭП-3-25/75)	I	3840	25/75	165,0	171	0,51/160	14,0
	II						
	III						
ЭПО-3-150	I	4960	50/150	221,5	385	0,51/160	40,0
	II						
	III						
ЭП-3-100/300	I	13750	50/300	149,1	1700	0,51/160	30,0
	II						
	III						
ЭП-3-55/150	I	11200	40/150	283,0	1225	0,51/160	49,1
	II						
	III						
ЭП-3-100/220	I	7675	100/225	206,0	840	0,82/170	49,1
	II						
	III						
ЭП-2-400	I	1500	60	40,0	200	1,6/400	10,9
	II						
ЭП-3-600	I	3000	70	75,0	200	1,33/400	14,3
	II						
	III						
ЭПО-3-750-1	-	-	70	150	750	0,35/-	30
	I	-	85/135	70-120	630	0,39/155	28,5
ЭПО-3-200-1	I	-	210	150	296	0,51/330	20,0
	II						
	III						
ЭПО-3-200-2	I	-	210	120,0	296	0,51/160	14,2
	II						
	III						
ЭП-3-2	I	-	85/135	70-200	280	0,49/160	14,2
	II						
	III						
ЭП-3-3	I	-	85/135	70-200	280	0,49/160	14,2
	II						
	III						

Таблица 3.12
Технические характеристики охладителей эжекторов уплотнений
(диаметр трубок 19×1)

Типоразмер подогревателя	Площадь поверхности, м ²	Число трубок, шт	Число ходов по воде	Расход основного конденсата, м ³ /ч	Температура основного конденсата на входе, °С	Давление пара, МПа	Гидравлическое сопротивление, МПа
ЭУ-8М	120	601	4	305	25	0,59	-
ЭУ-16	270	1080	4	1600	30	0,59	-
ЭПУ-0,9-900-1	17,5	146	1	70-260	40	0,39	0,04
предвключенная ступень концевая ступень	17,5	146	1				
ЭПУ-0,9-900-2	17,5	146	1	70-260	40	0,39	0,04
предвключенная ступень концевая ступень	17,5	146	1				
ЭПУ-0,9-900-3	17,5	146	1	140-520	40	0,39	0,021
предвключенная ступень концевая ступень	17,5	146	1				
ЭП-0,9-900-4	17,5	146	1	140-520	40	0,39	0,0394
предвключенная ступень концевая ступень	17,5	146	1				
ЭПУ-0,9-1900-1	17,5	146	1	110-260	40	0,39	0,0485
предвключенная ступень концевая ступень	17,5	146	1	220-620			0,0854
ЭПУ-0,9-1900-2	17,5	146	1	110-310	40	0,39	0,0485
предвключенная ступень концевая ступень	17,5	146	1	220-620			0,0854
ЭУ-120	120	-	1	140-500	40	0,39	0,077

Эти эжекторы одинаковы по конструкции, но различаются расходом отсасываемой паровоздушной смеси. Эжекторы имеют одну ступень сжатия и два охладителя – предвключенный и концевой. По охлаждающей воде (основному конденсату) охладители могут быть соединены как параллельно, так и последовательно. Эжектор изготавливается в четырех модификациях: I – с латунными прямыми трубками и двумя вариантами включения охладителей, II – с нержавеющей стальными трубками и двумя вариантами включения охладителей. Рабочее положение эжектора наклонное (10° к горизонту), что позволяет повысить тепловую эффективность охладителей.

Рис. 3.40. Эжектор отсоса из уплотнений ЭПУ-0,9-1900: А – подвод рабочего пара; В, С – подвод и отвод охлаждающего конденсата при параллельном включении охладителей; Д, Е – подвод и отвод охлаждающего конденсата при параллельном включении охладителей и перепуск при последовательном; Ж – подвод и отвод паровоздушнoй смеси; З, И – отвод конденсата из предвключенного и конечного охладителей; К – опорожнение



3.3. Подогреватели сетевой воды

Сетевые подогреватели служат для подогрева паром отборов турбины сетевой воды, используемой для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей.

Небольшие сетевые подогревательные установки тепловой производительностью не более 20 МВт имеются практически на всех конденсационных электростанциях для отопления жилых поселков. Для подогрева воды здесь используется пар нерегулируемых отборов с давлением 0,05 – 0,15 МПа, а в холодное время года для пикового подогревателя – 0,4 – 0,6 МПа. Обычно на ГРЭС сетевые подогреватели устанавливаются на одной-двух турбоустановках первой очереди строительства.

Подогреватели сетевой воды выполняются двух типов: вертикальные (ПСВ) и горизонтальные (ПСГ).

Вертикальные сетевые подогреватели с площадью поверхности нагрева 90 – 500 м² выполняются двух- или четырехходовыми с прямыми трубками диаметром 19 мм из латуни. Основными узлами этих аппаратов (рис. 3.41.) являются: корпус, трубная система, верхняя и нижняя (плавающая) водяные камеры.

Верхняя водяная камера крепится к фланцу верхней части обечайки корпуса. Она имеет патрубки для подвода и отвода сетевой воды и систему перегородок для создания необходимого числа ходов воды.

Верхняя трубная доска размещается между фланцами корпуса и водяной камеры. Нижние концы трубок поверхности нагрева закрепляются в нижней трубной доске, к которой присоединяется нижняя (плавающая) водяная камера. В нижней камере, как и в верхней, предусмотрены перегородки для создания необходимого числа ходов, а также выводы для опорожнения и отвода паровоздушный смеси.

Сетевая вода поступает в приемный отсек верхней водяной камеры. Для создания четырех ходов в верхней камере устанавливаются две взаимно перпендикулярные перегородки. Из приемного отсека вода попадает в трубки и в нижнюю (плавающую) камеру. Для создания четырех ходов в нижней камере устанавливается одна расположенная по диаметру перегородка. Из нижней камеры вода вновь поступает в трубки. Отвод сетевой воды производится из патрубка верхней водяной камеры.

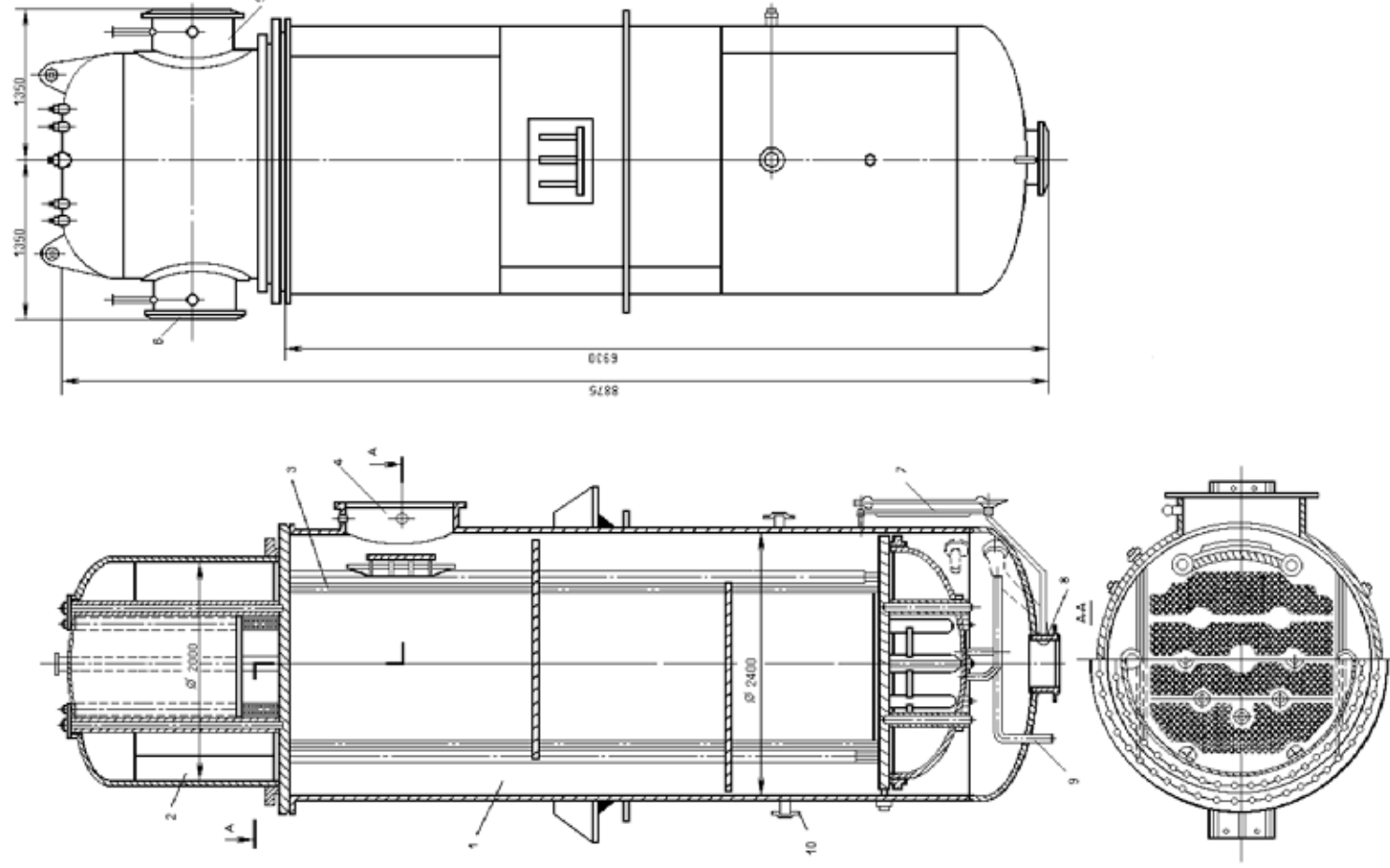


Рис. 3.41. Вертикальный сетевой подогреватель ПСВ-500-3-23: 1 – корпус; 2 – водяная камера; 3 – греющая секция; 4 – греющая секция; 4 – подвод пара; 5, 6 – подвод сетевой воды и отвод ее; 7 – указатель уровня; 8 – отвод конденсата; 9 – опорожнение греющей секции; 10 – отвод паровоздушной смеси

Греющий пар омывает трубки снаружи. При этом для организации направленного потока трубная система имеет наружные перегородки. Образующийся на поверхности трубок конденсат пара стекает в нижнюю часть корпуса подогревателя. На линии отвода конденсата из подогревателя устанавливается регулирующийся клапан, получающий импульс от датчика, фиксирующего положение уровня конденсата в корпусе подогревателя. Отвод воздуха при заполнении подогревателя производится через кран-воздушник, расположенный на верхней водяной камере. Отсос паровоздушной смеси ведется через патрубок, соединенный с паровым пространством подогревателя. Каждый типоразмер подогревателя типа ПСВ имеет свое обозначение (например, ПСВ-500-3-23), в котором первые цифры показывают площадь поверхности нагрева, м²; вторые – максимальное рабочее давление греющего пара в корпусе, кг/см²; третьи – максимальное рабочее давление сетевой воды в трубной системе, кг/см². Основные характеристики аппаратов типа ПСВ представлены в табл. 3.13 [7]. Сетевые подогреватели теплофикационных турбин большой мощности выполняются горизонтальными, что позволяет легче компоновать их в помещении машинного зала.

На рис. 3.42 в качестве примера показана *конструкция горизонтального подогревателя* ПСГ-2300-2-8-1. Подогреватель имеет цельносварной корпус и предназначен для работы в составе теплофикационной установки турбины Т-110/120-130 при рабочем давлении пара от 0,06 до 0,25 МПа и при номинальном расходе сетевой воды 970 кг/с с максимальной температурой ее подогрева до 120 °С.

Поверхность нагрева подогревателя выполнена в виде прямых латунных трубок диаметром 24×1 мм и длиной около 6000 мм, концы которых развальцованы в трубных досках. Греющий пар поступает в аппарат через два цилиндрических патрубка, внутри которых смонтированы поворотные концентрические насадки, позволяющие развернуть поток пара и обеспечивающие равномерное распределение его вдоль трубного пучка. Трубный пучок в корпусе подогревателя расположен эксцентрично, что позволяет создать в зоне, прилегающей к месту ввода пара, симметричный клиновой раздающий коллектор, охватывающий пучок. Паровоздушная смесь удаляется из подогревателя через перфорированный коллектор Ж, замыкающий воздухоохладитель, который выделен в трубном пучке первого хода для конденсации и охлаждения смеси. Суммарная площадь отверстий, через которые паровоздушная смесь поступает в коллекторы, принимается обычно равной площади патрубка на отводе паровоздушной смеси из трубного пучка, а площадь поперечного сечения коллекторов – равной утроенной суммарной площади отверстий, расположенных между патрубком отвода паровоздушной смеси и наиболее удаленным краем коллектора.

Таблица 3.13

Технические характеристики вертикальных подогревателей сетевой воды

Типоразмер	Площадь теплообмена, м ²	Температура пара на входе, °С	Греющие параметры					
			Греющий пар		Вода			
			Давление, МПа	Расход, т/ч	Давление, МПа	Температура на входе, °С	Температура на выходе, °С	Расход, т/ч
Двухходовые								
ПСВ-45-7-15	45	400	0,7	19,0	1,5	70	110	180
ПСВ-63-7-15	63	400	0,7	20,0	1,5	70	110	240
ПСВ-90-7-15	90	400	0,8	29,0	1,6	110	150	350
ПСВ-125-7-15	125	400	0,7	41,0	1,5	70	110	500
ПСВ-200-7-15	200	400	0,8	89,1	1,5	70	125	800
ПСВ-200-14-23	200	400	1,4	86,0	2,3	110	150	800
ПСВ-300-14-23	300	400	1,5	90,0	2,4	130	180	800
ПСВ-315-3-23	315	400	0,4	69,0	2,4	70	120	1130
ПСВ-315-1-23	315	400	1,4	92,5	2,3	110	150	1130
ПСВ-500-3-23	500	400	0,25	115,0	2,4	70	110	1500
ПСВ-500-14-23	500	400	0,8	122,5	2,4	110	150	1500
ПСВ-520	520	400	0,4	-	2,4	70	120	1130
ПСВ-550	546	330	1,5	-	2,6	110	150	1018
ПСВ-650-6-25	581	250	0,6	-	2,6	75	132	1158
Четырехходовые								
ПСВ-45-7-15	45	400	0,7	15,0	1,5	70	150	90
ПСВ-63-7-15	63	400	0,7	20,0	1,5	70	150	120
ПСВ-90-7-15	90	400	0,8	30,0	1,6	70	150	175
ПСВ-125-7-15	125	400	0,7	41,0	1,5	70	150	250
ПСВ-200-7-15	200	400	0,8	65,8	1,5	70	150	400
ПСВ-300-14-23	300	400	1,5	-	2,4	70	150	400

В результате создается зона равномерного всасывания по всей длине трубного пучка, минимизируется возможность возникновения воздушных мешков, нарушающих процесс теплообмена.

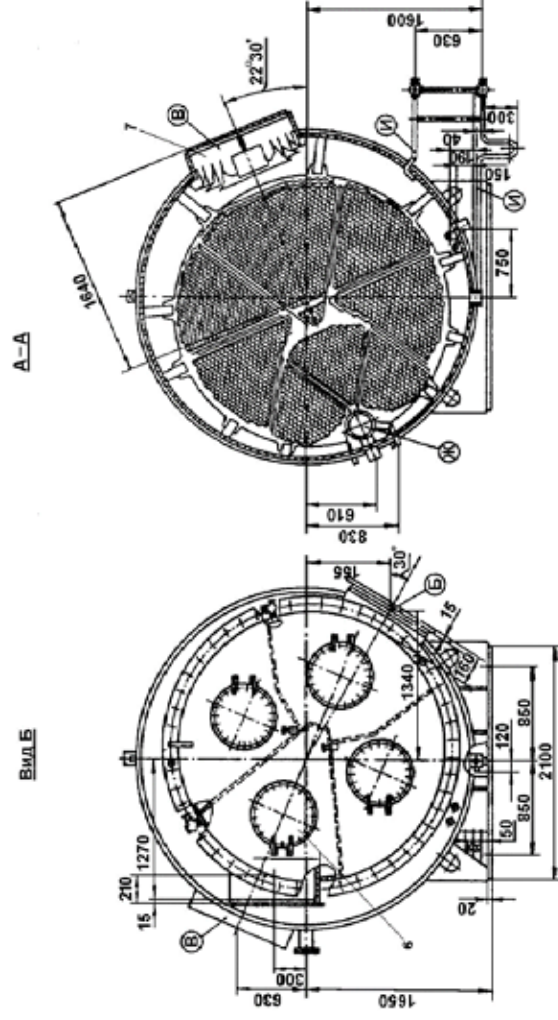
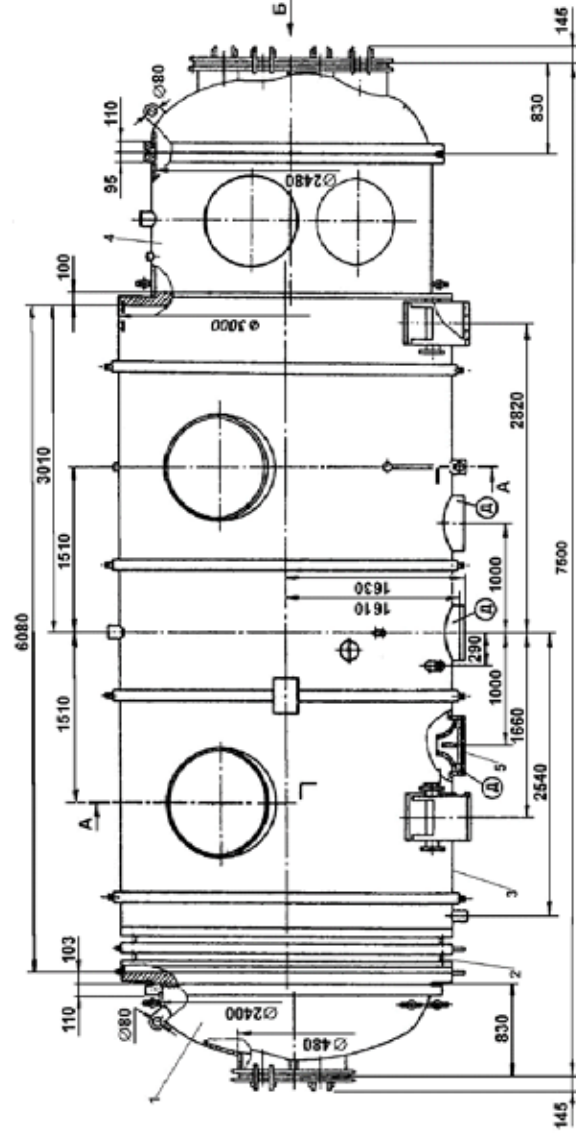


Рис. 3.42. Подогреватель сетевой воды ПСГ-2300-2-8-1 турбины Т-110/120-130УТЗ: 1 – поворотная водяная камера; 2 – линзовый компенсатор; 3 – корпус подогревателя; 4 – входная (передняя) водяная камера; 5 – воронка для слива конденсата; 6 – лазерный 7– концентрический рассекагель; 8 – паротбойный щит; 9 – промежуточная трубная перегородка

Конденсат греющего пара сливается в нижнюю часть корпуса, а оттуда в конденсатосборник. В патрубках, соединяющих корпус подогревателя с конденсатосборником, установлены специально профилированные воронки, препятствующие обратному ходу среды при вскипании конденсата в конденсатосборнике из-за сброса нагрузки турбиной и снижения давления пара в отборах. Контроль уровня конденсата в паровом пространстве осуществляется с помощью указателей уровня и датчиков дистанционного контроля.

Дополнительная защита трубок поверхности нагрева от эрозии со стороны входа пара обеспечивалась установкой в первом ряду пучка (по периферии) отглушенных стальных трубок. Для компенсации температурных расширений трубного пучка на корпусе подогревателя со стороны поворотной водяной камеры установлен двойной линзовый компенсатор-Аппарат снабжен двумя седловыми опорами, одна из которых является неподвижной. Расстояние между неподвижной и подвижной опорами определяется расчетом в зависимости от длины и массы аппарата с учетом температурных удлинений. Для давлений сетевой воды 1,14 и 1,6 МПа заводом разработан новый типоразмерный ряд подогревателей сетевой воды с необходимыми изменениями в конструкции водяных камер этих аппаратов.

С целью повышения ремонтпригодности подогревателей при полной или частичной замене трубок поверхности теплообмена, устранении неисправностей внутренних элементов и систем, а также дефектов в сварных соединениях в аппаратах новых типоразмеров усовершенствована конструкция поворотных насадок, устанавливаемых в пароприемные патрубки, и паровых щитов между секторами трубного пучка.

Поворотные насадки новой конструкции обеспечивают разворот парового потока при входе в ПСГ на 90 град, что позволило отказаться от установок в периферийных рядах стальных трубок-отбойников. Насадки выполнены составными из четырех секторов, соединенных попарно, что существенно облегчает их выемку при необходимости использования пароприемных патрубков в качестве лазовых люков и установку их на прежнее место.

В табл. 3.14 приведены основные технические характеристики ряда горизонтальных сетевых подогревателей [7].

На рис. 3.43 показан горизонтальный сетевой подогреватель типа ПСГ-5000-3,5-8, устанавливаемый на ТЭЦ с турбинами Т-250-240.

Поверхность трубного пучка подогревателя образована прямыми латунными трубками, концы которых развальцованы в трубных досках. Патрубки подвода и отвода подсоединяются к передней камере. В этой же камере устанавливаются перегородки для образования ходов воды. В крышке передней камеры предусмотрены лазы для осмотра и очистки внутренних поверхностей трубок. Патрубки подвода и отвода воды располагаются под углом к вертикальной оси подогревателя с целью удобства компоновки подводящих и отводящих труб диаметром 1000 – 1200 мм.

Задняя (поворотная) водяная камера также имеет внутренние перегородки для образования ходов воды. Для компенсации температурных расширений трубок на корпусе подогревателя со стороны поворотной камеры установлен двойной линзовый компенсатор. Крышка задней камеры, как и

передней, имеет лазы (обычно два) для осмотра и очистки внутренних поверхностей трубок.

Паропроводы к корпусу присоединяются через специальные диффузоры, внутри которых установлены концентрические рассекатели. Рассредоточение подвода пара по длине в сочетании с входными устройствами позволяет обеспечить равномерное распределение греющего пара по длине поверхности теплообмена. В первом ряду трубного пучка (по периферии) со стороны входа пара устанавливаются отбойники из стальных трубок для уменьшения эрозии поверхностей нагрева. По длине подогревателя в его паровом пространстве устанавливаются промежуточные перегородки, являющиеся дополнительными опорами для трубок. Перегородки устанавливаются на определенном расстоянии друг от друга, чтобы исключить опасные с точки зрения повреждения труб формы колебаний при их вибрации.

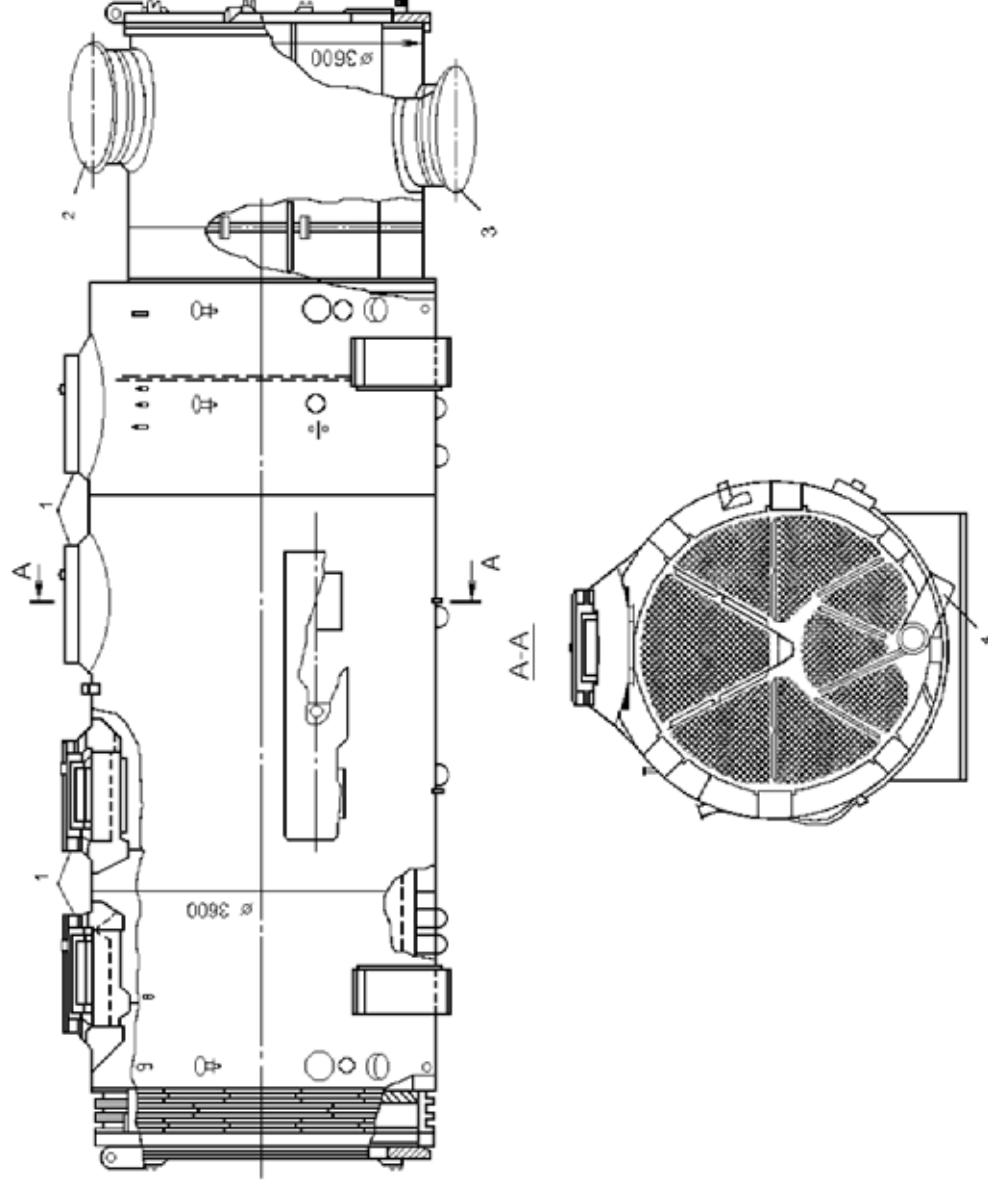


Рис. 3.43. Горизонтальный сетевой подогреватель ПСГ-5000-3,5-8: 1, 2 – подводы пара и сетевой воды; 3, 4 – отводы сетевой воды и паровоздушной смеси

Таблица 3.14

Технические характеристики вертикальных подогревателей сетевой воды

Типоразмер	Поверхность теплообмена, м ²	Греющий пар			Нагреваемая вода		Гидравлическое сопротивление вольного пространства, МПа
		Давление, МПа	Температура на входе, °С	Расход, т/ч	Температура на входе, °С	Расход, т/ч	
ПСГ-800-3-8	800	0,25	250	116	120	1500	0,035
ПСГ-1250-3-11,4	1250	0,25	250	220	127	2000	0,038
ПСГ-1300-3-8	1300	0,25	250	230	123	2300	0,084
ПСГ-2200-2-16	2200	0,23	250	345	123	3500	0,11
ПСГ-2200-3-16	2200	0,25	250	225	127	3500	0,11
ПСГ-2300-2-8	2300	0,2	250	360	123	3500	0,11
ПСГ-2300-3-8	2300	0,25	250	240	127	3500	0,11
ПСГ-3000-3-11,4-I	3000	0,25	250	235	124	3500	0,11
ПСГ-3000-3-11,4-II	3000	0,22	250	355	124	3500	0,11
ПСГ-4900-2,3-11,4	4900	0,2	300	645	120	6000	0,18
ПСГ-5000-2,5-8	4950	0,15	300	645	115	6000	0,165
ПСГ-5000-3,5-8-I	4950	0,2	300	430	120	6000	0,154
ПСГ-5000-3,5-8-II	4950	0,3	250	540	129	6000	0,129

Трубный пучок в корпусе подогревателя располагается эксцентрично, что позволяет создать внутри подогревателя в зоне, прилегающей к месту ввода пара, симметричный клиновой раздающий коллектор, охватывающий пучок. Это обеспечивает улучшение распределения парового потока по наружному контуру трубного пучка и одновременно облегчает доступ пара в глубину пучка через имеющиеся в нем специальные проходы, связанные с коллектором.

Паровоздушная смесь отводится из подогревателя через воздухоохладитель (специально выделенный трубный пучок). Конденсат греющего пара с поверхности труб сливается в нижнюю часть корпуса, а оттуда – в конденсатосборник. Конденсатосборник соединен с подогревателем

трубами, в которых установлены специально профилированные сопла (воронки), имеющие высокий коэффициент расхода при отекании конденсата в конденсатосборник и низкий коэффициент расхода при его движении в обратную сторону. Этим ограничивается поступление в корпус подогревателя и в отбор турбины вторичного пара, образующегося в конденсатосборнике от вскипания находящегося в нем конденсата при сбросах нагрузки турбины.

3.4. Маслоохладители

В системах маслоснабжения ПТУ преимущественное распространение получили вертикальные маслоохладители с поверхностью из гладких трубок. Общие технические требования к ним, типоразмерные ряды, правила приемки, методы испытаний и гарантии регламентированы ГОСТ 9916, который устанавливает два типа охладителей – МА и МБ, рассчитанные на использование охлаждающей воды с начальной температурой соответственно 20 и 33 °С (табл. 3.15) [7]. Стандарт не распространяется на маслоохладители, встроенные в масляный бак турбины.

Маслоохладители должны быть герметичными по масляной и водяной сторонам как при превышении давления масла над давлением воды, так и при превышении давления воды над давлением масла.

Конструкция маслоохладителей должна предусматривать:

- возможность очистки, химической промывки и консервации в эксплуатационных условиях;
- компенсацию термических расширений;
- возможность замены протекторной защиты;
- возможность проведения гидравлических испытаний корпуса совместно с трубной системой;
- удобство проведения монтажных и ремонтных работ.

Наружные необработанные поверхности маслоохладителей и внутренние поверхности водяных камер должны быть покрыты водостойкой краской или лаком. Перед покрытием поверхности необходимо очистить от грязи, продуктов коррозии, окалины и сварочного шлака, а также обезжирить. Покрытие должно лежать тонким, ровным слоем, без потеков, пузырей и трещин.

Маслоохладители должны иметь следующие показатели надежности и долговечности:

- установленный срок службы не менее 30 лет.
- установленный ресурс между капитальными ремонтами не менее 40000 (50000) ч.
- средняя наработка на отказ не менее 16000 ч.
- коэффициент готовности не менее 0,992 (0,993).

Таблица 3.15

Основные параметры маслоохладителей

№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителей	
		МА	МБ
1	Температура охлаждающей воды на входе, °С	20	33
2	Температура масла на входе, °С	55	55
3	Температура масла на выходе, °С	45	45
4	Гидравлическое сопротивление по масляной стороне, МПа	0,1	0,1
5	Кратность охлаждения (отношение массового расхода охлаждающей воды к массовому расходу масла)	1,6	1,6
6	Гидравлическое сопротивление по воде, МПа	< 0,04	< 0,04

На эффективность работы маслоохладителей большое влияние оказывают протечки масла помимо трубного пучка. Для их уменьшения в маслоохладителях типа МБ внутренняя поверхность корпуса и наружная кромка кольцевых перегородок подвергаются токарной обработке с целью обеспечения минимальных зазоров между ними. В некоторых маслоохладителях с целью уменьшения протечек применяются сегментные перегородки, а в маслоохладителях типа М перегородки со стороны масла вообще отсутствуют, при этом трубный пучок заключен в дополнительный кожух.

По-разному решается проблема компенсации температурных расширений трубной системы относительно корпуса. В маслоохладителях типа МБ, выпускаемых заводом «Красный гидропресс» (г. Таганрог), температурные расширения трубной системы относительно корпуса компенсируются с помощью мембраны в верхней части аппарата, а в маслоохладителях ХТЗ эта проблема решается с помощью плавающей верхней водяной камеры. В маслоохладителях типа М (ЛМЗ, УТЗ) для дополнительной компенсации температурных расширений трубной системы относительно корпуса в его верхней части имеется линзовый компенсатор.

Рассмотрим типовые конструкции ряда маслоохладителей.

Маслоохладители производства завода «Красный гидропресс».

На рис. 3.44 представлен маслоохладитель типа МБ-63-90, а в табл. 3.16 приведены характеристики выпускаемых заводом маслоохладителей.

МБ-63-90 представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменник, в котором охлаждающая вода движется внутри трубок, а охлаждаемое масло – в межтрубном пространстве.

Направление движения масла задается системой перегородок типа «диск – кольцо». Характер омывания трубок маслом приближается к поперечному. Величина зазоров между наружными кромками кольцевых перегородок и внутренней поверхностью корпуса не превышает 0,5 мм. Вода и масло подводятся снизу.

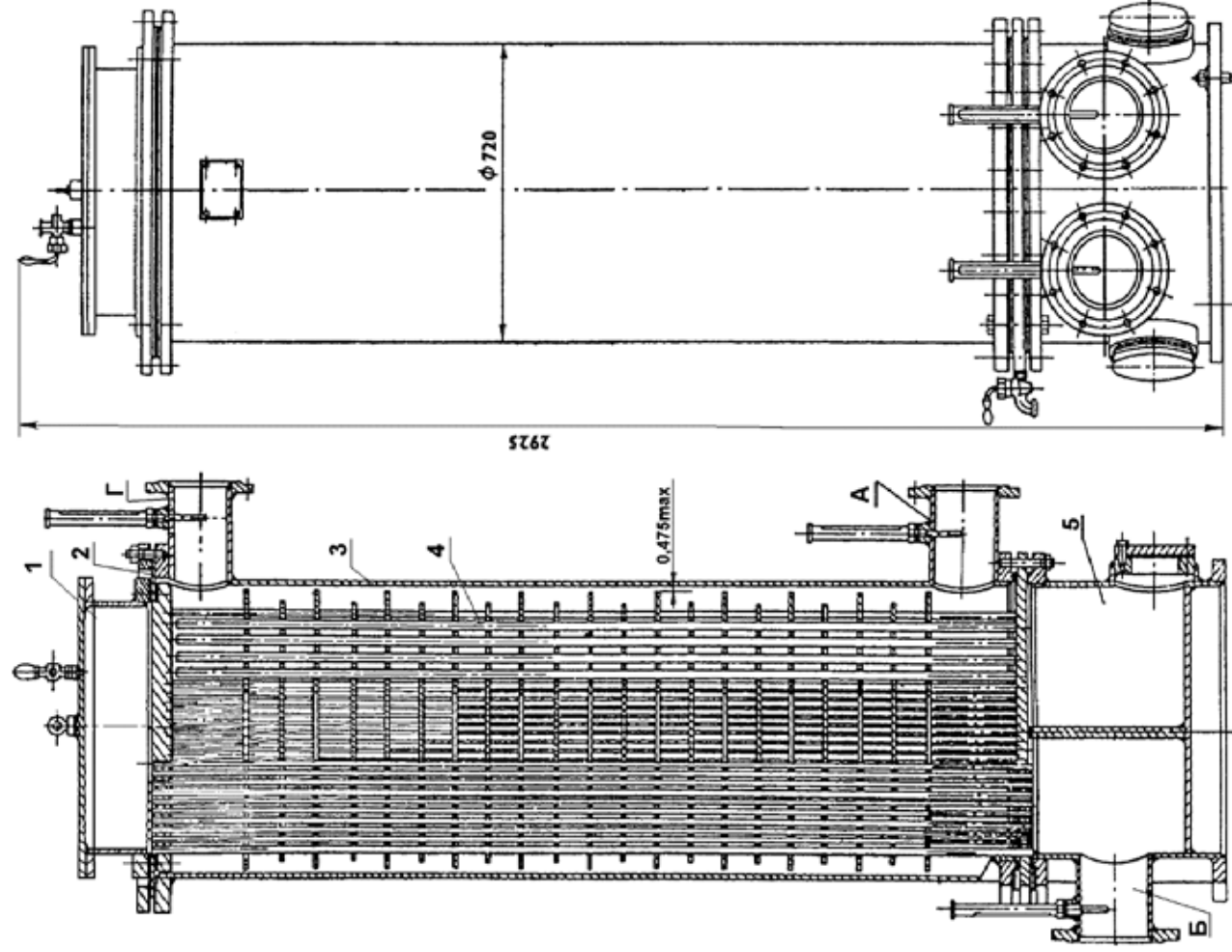


Рис. 3.44. Маслоохладитель МБ-63-90: 1 – верхняя водяная камера; 2 – мембрана; 3 – корпус; 4 – трубная система; 5 – нижняя водяная камера; А – вход масла; Б – вход воды; Г – выход масла

Охладитель состоит из следующих основных узлов: верхней водяной камеры 7, трубной системы 4, корпуса 5, нижней водяной камеры 5. Компенсация температурных расширений трубной системы относительно корпуса обеспечивается с помощью мембраны 2, установленной в верхней части корпуса. Для слива воды и масла, а также выпуска воздуха из полостей охладитель снабжен соответствующими кранами.

Таблица 3.16
Характеристика маслоохладителей завода «Красный гидропресс»
(г. Таганрог)

№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителя		
		МБ-20-30	МБ-25-37	МБ-40-60
1	Поверхность охлаждения, м ²	20	25	40
2	Номинальный расход масла, м ³ /ч	30	37	60
3	Номинальная кратность охлаждения	1,6	1,6	1,6
4	Температура масла, °С			
	на входе	55	55	55
	на выходе	45	45	45
5	Температура воды на входе, °С	33	33	33
6	Гидравлическое сопротивление, МПа			
	по воде	0,02	0,02	0,02
	по маслу	0,1	0,1	0,1
7	Общее число трубок, шт	288	288	576
8	Размер трубок, мм	16×1	16×1	16×1
9	Полная высота аппарата, мм	2230	2480	2208
10	Наружный диаметр корпуса, мм	530	530	720
11	Масса аппарата, кг	880	920	1340
				1650

Концы трубок в трубных досках закреплены с помощью вальцовки. В каждом из трех отсеков нижней водяной камеры (здесь установлена Т-образная перегородка) имеются окна со съемными крышками, через которые обеспечивается доступ в эти отсеки для ремонта аппарата. Для этих же целей на верхней водяной камере имеется съемная крышка.

Маслоохладители производства ЛМЗ. На рис. 3.45 показан маслоохладитель М-540. Он представляет собой вертикальный кожухотрубный теплообменник, поверхность охлаждения которого набрана из латунных трубок, несущих снаружи спиральное проволочное петельное оребрение. По тракту воды охладитель двухходовой, а по тракту масла — одноходовой.

Концы трубок, несущих оребрение (коэффициент оребрения 11), крепятся в трубных досках вальцеванием. В пучки между соседними трубками, расположенными в вершинах равносторонних треугольников, устанавливаются деревянные или пластмассовые вставки. Масло в аппарате движется в каналах, образованных наружными поверхностями трубок, несущих оребрение, и вставками. Проволочное оребрение на трубках, кроме общего увеличения поверхности теплообмена, предназначено для разрушения пограничного слоя и турбулизации потока масла. Оребрение выполнено из красномедной проволоки диаметром 0,69 мм. Для придания жесткости трубный пучок снаружи стягивается стальными бандажами и заключается в дополнительный кожух 5.

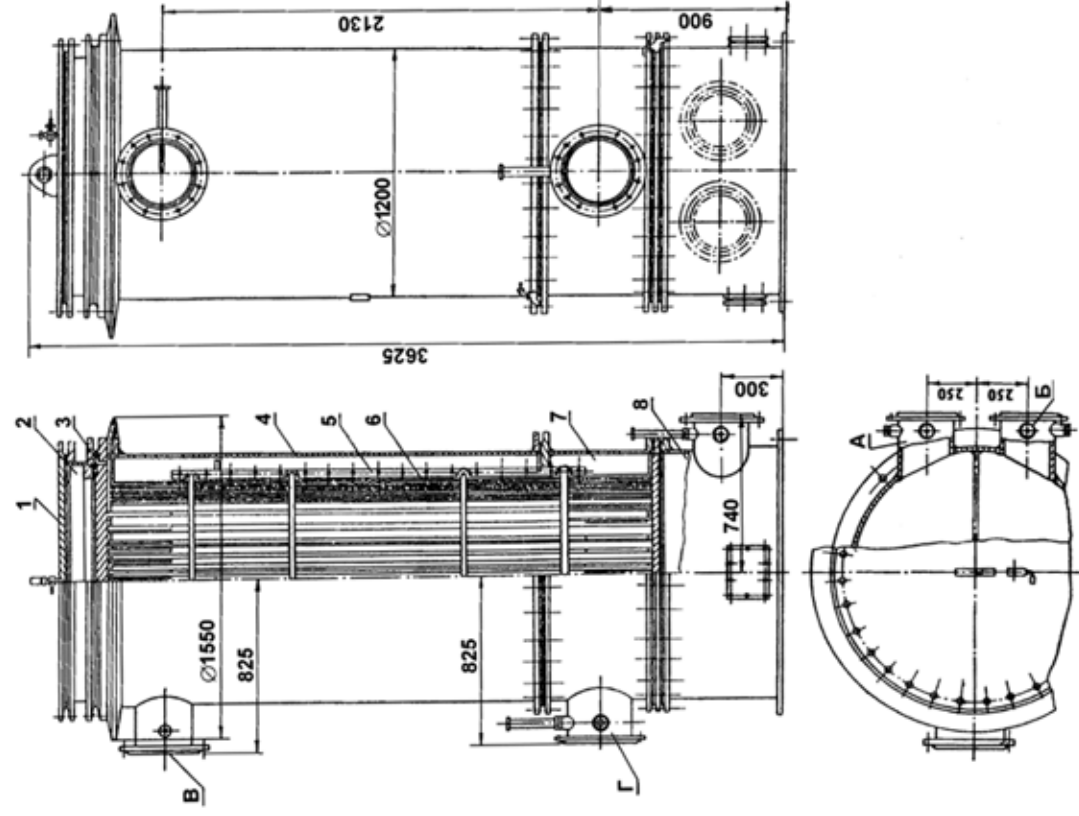


Рис. 3.45. Маслоохладитель М-540: 1 – крышка; 2 – верхняя водяная камера; 3 – мембрана; 4 – корпус; 5 – кожух; 6 – трубная система; 7 – нижняя система; 8 – нижняя водяная камера; А – вход воды; В – выход воды; Г – вход масла; Г – выход масла

Верхняя водяная камера имеет внутренний фланец для крепления по внутреннему контуру гибкой мембраны 5 к верхней плавающей трубной доске. В верхней части корпуса для дополнительной компенсации температурных расширений имеется компенсатор. Для облегчения доступа к трубной системе на корпусе имеется дополнительный фланцевый разъем. Основные узлы охладителя следующие: верхняя водяная камера 2 с крышкой 1, корпус 4, трубная система 6 с кожухом 5, нижняя водяная камера 8.

В настоящее время вместо маслоохладителей М-540 и М-240 на ЛМЗ изготавливаются маслоохладители МП-330-300-1 и МП-165-150-1, поверхность теплообмена которых образована стальными нержавеющей трубами с алюминиевым оребрением. Герметичность этих аппаратов обеспечивается сварным соединением трубок с трубными досками.

Ниже (табл. 3.17) приведены характеристики маслоохладителей, изготавливаемых ЛМЗ.

Таблица 3.17

Характеристики маслоохладителей ЛМЗ

№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителя		
		М-240	М-540	М-165-150
				М-330-300
1	Поверхность охлаждения, м ²	240	540	222
2	Коэффициент оребрения трубок	11,0	11,0	10,5
3	Номинальный расход масла, м ³ /ч	165	330	165
4	Номинальный расход воды, м ³ /ч	150	300	150
5	Температура масла, °С			
	на входе	55	55	55
	на выходе	45	45	44
6	Температура воды на входе, °С	33	33	33
7	Гидравлическое сопротивление, МПа			
	по воде	0,03	0,018	0,02
	по маслу	0,025	0,037	0,02
8	Общее число оребренных трубок, шт	184	444	178
9	Размер трубок, мм	19×1	19×1	19×1,2
10	Полная высота аппарата, мм	3522	3625	2840
11	Наружный диаметр корпуса, мм	850	1200	980
12	Масса аппарата (сухого), кг	2990	5796	2890
				4535

Маслоохладители производства ХТЗ. Технические характеристики маслоохладителей ХТЗ приводятся в табл. 3.18.

На рис. 3.46 показан маслоохладитель типа МБ-50-75. Этот маслоохладитель отличается от аппарата МБ-63-90 способом компенсации температурных расширений трубной системы относительно корпуса. Как видно из рис. 3.46, верхняя водяная камера является плавающей. В верхней части корпуса на фланцах крепится крышка.

Отвод воздуха из верхней водяной камеры осуществляется через трубку, выведенную из аппарата через сальник на крышке. Подвод масла в охладитель производится в верхнюю часть корпуса, а отвод – из нижней. Движение масла в межтрубном пространстве также организуется с помощью перегородок типа «диск – кольцо». Для создания в аппарате четырех ходов воды в нижней камере имеется Т-образная, а в верхней – продольная перегородки.

Маслоохладители производства УТЗ. Для теплофикационных турбин мощностью до 150 МВт УТЗ изготавливает встроенные в масляный бак турбины маслоохладители, технические характеристики которых приведены в табл. 3.19.

На рис. 3.47 показан встроенный маслоохладитель с поверхностью теплообмена 45 м². К верхней части корпуса 5 приварены фланцы, крепящие корпус к крышке маслобака 1. Нижняя водяная камера 7, трубная система 4, внутренний кожух 6 и верхняя часть корпуса с фланцем составляют единый узел. Подвод и отвод воды и масла в маслоохладителе осуществляется сверху.

Масло движется в межтрубном пространстве, ограниченном стенками внутреннего кожуха 6. Сегментные направляющие перегородки трубной системы создают близкий к поперечному характер обтекания трубок потоком масла. Компенсация температурных расширений трубной системы относительно нижней части корпуса 5 обеспечивается за счет плавающей нижней водяной камеры 7. Верхняя 3 и нижняя 7 водяные камеры съемные.

Таблица 3.18

Характеристики маслоохладителей ХТЗ

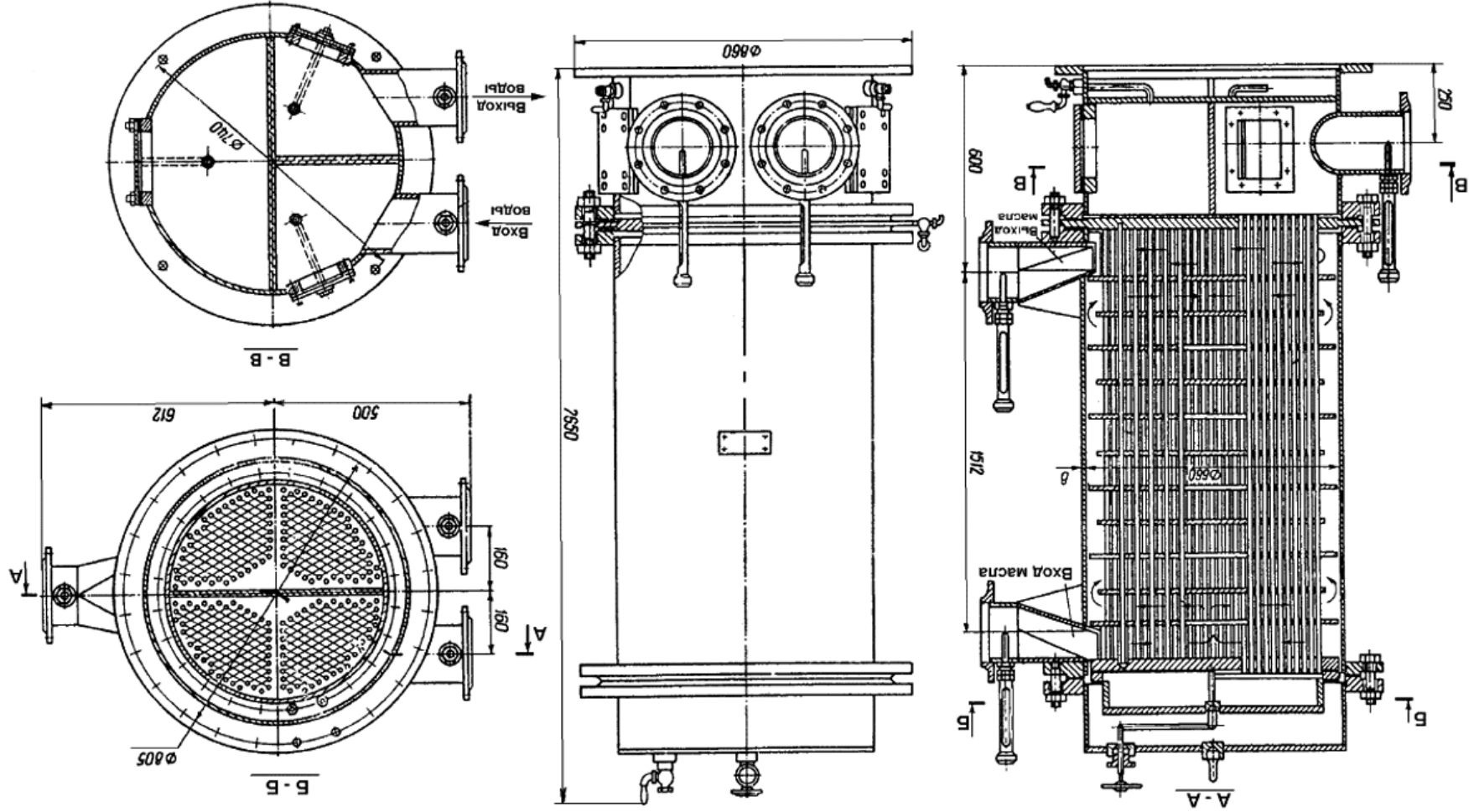
№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителя		
		МБ-50-75	МБ-25-135	МБ-190-250
1	Поверхность охлаждения, м ²	52,6	93,7	193,6
2	Номинальный расход масла, м ³ /ч	79,5	135	250
3	Номинальный расход воды, м ³ /ч	140	200	500
4	Температура масла, °С на входе на выходе	55 45	55 45	55 44
5	Температура воды на входе, °С	33	33	33
6	Гидравлическое сопротивление, МПа по воде по маслу	0,02 0,163	0,03 0,1	0,025 0,1
7	Общее число трубок, шт	640	964	1296
8	Размер трубок, мм	16×1	16×1	16×1
9	Полная высота аппарата, мм	2650	2900	4200
10	Наружный диаметр корпуса, мм	676	820	1020
11	Масса аппарата, кг	1735	2458	4580
				2532
				16×1
				4500
				1320
				8256

УТЗ изготавливает также и выносные маслоохладители типа М-240М представляющие собой вертикальный кожухотрубный теплообменник, поверхность охлаждения которого набрана из латунных трубок с проволочнопетельным оребрением. Технические характеристики этих маслоохладителей представлены в табл. 3.19.

Маслоохладители производства завода Нестандартмаш (г. Екатеринбург). По проекту УГТУ-УПИ (в настоящее время Уральский федеральный университет) для теплофикационных турбин УТЗ изготовлена новая серия выносных маслоохладителей типа МБ-12 5-165 повышенной эффективности и надежности.

Маслоохладитель МБ-125-165 (рис. 3.48) выполнен с габаритными и присоединительными размерами, соответствующими размерам серийных маслоохладителей М-240М.

Fig. 3.46. Маслосъбирач MB-50-75



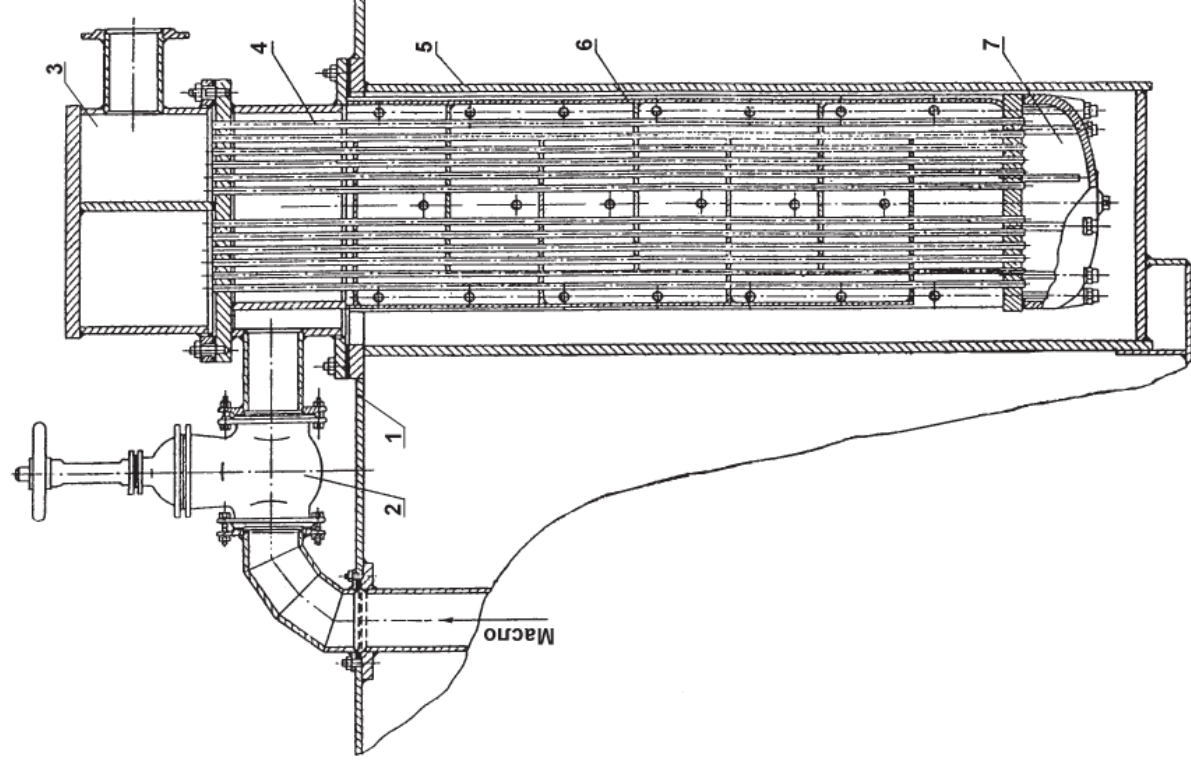


Рис. 3.47. Встроенный маслоохладитель для турбин УТЗ: 1 – крышка маслобака; 2 – задвижка на трубопроводе подвода масла; 3 – верхняя водяная камера; 4 – трубная система; 5 – корпус; 6 – кожух; 7 – нижняя водяная камера

Аппарат выполнен однокорпусным прямотрубным вертикального типа и состоит из следующих узлов:

- корпуса сварного с патрубками для входа и выхода масла;
- трубной системы с трубными досками и перегородками;
- камеры водяной верхней с крышкой;
- камеры водяной нижней с патрубками входа, выхода воды и смотровыми люками.

Нагретое масло поступает внутрь корпуса через патрубок входа и движется в межтрубном пространстве в продольно-поперечном направлении снизу вверх, обтекая промежуточные перегородки.

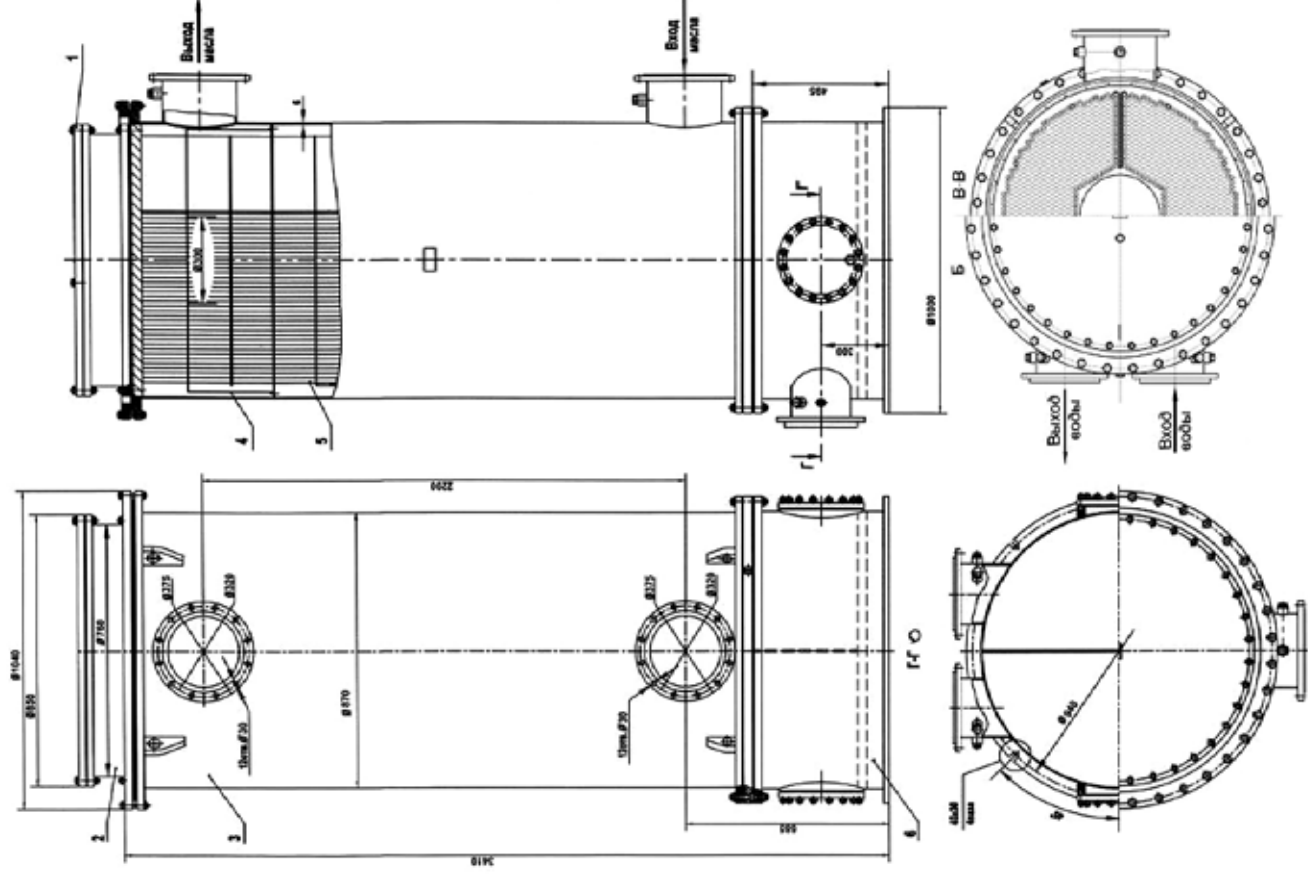


Рис. 3.48. Маслоохладитель МБ-125-165: 1 – крышка; 2 – верхняя водяная камера; 3 – корпус; 4 – кожух; 5 – трубная система; б – нижняя водяная камера

Охлажденное масло выходит через патрубок, расположенный в верхней части корпуса. По охлаждающей воде маслоохладитель двухходовой.

Трубная система модернизированного маслоохладителя набирается из нержавеющей профилированных трубок диаметром 16×0,8 мм. Трубная система оснащена поперечными перегородками типа «диск – кольцо», которые направляют поток масла в корпусе и одновременно служат промежуточными опорами для теплообменных трубок. В целях повышения эффективности работы маслоохладителя в верхней и нижней частях трубной системы установле-

ны специальные кожухи, обеспечивающие дополнительные ходы охлаждения масла в межтрубном пространстве. Для устранения протечек масла, помимо трубного пучка, на кольцевые перегородки установлены сегментные уплотнения, выполненные из фторопластовой ленты.

Нижняя трубная доска зажата между фланцами нижней водяной камеры и корпуса. Верхняя трубная доска имеет эластичное диафрагменное соединение с корпусом. Диафрагма по внутренней окружности зажимается шпильками между верхней трубной доской и фланцем верхней водяной камеры. По наружной окружности диафрагма зажимается между прижимным кольцом и фланцем корпуса. Такое соединение предохраняет трубную систему от нарушения герметичности при тепловом расширении.

Заводом изготавливаются спроектированные специалистами УрФУ для различных ТЭС маслоохладители, в конструкциях которых применены новые технические решения, описанные выше в конструкции маслоохладителя МБ-125-165. Основные характеристики этих аппаратов представлены в табл. 3.20.

Таблица 3.19

Характеристики маслоохладителей УТЗ

№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителя	
		М-240	Встроенный в маслосбак
1	Поверхность охлаждения, м ²	240	45
2	Номинальный расход масла, м ³ /ч	165	30
3	Номинальный расход воды, м ³ /ч	150	30
4	Температура масла, °С	55	55
		45	45
5	Температура воды на входе, °С	33	33
6	Гидравлическое сопротивление, МПа	0,002	0,0014
		0,025	0,04
7	Общее число трубок, шт	184	406
8	Размер трубок, мм	19×1	16×0,75
9	Полная высота аппарата, мм	3506	2676
10	Наружный диаметр корпуса, мм	850	597
11	Масса аппарата, кг	3031	815

Маслоохладители производства КТЗ. Для стационарных паровых турбин малой мощности Калужский турбинный завод (КТЗ) разработал маслоохладители типа МО. Их технические характеристики приведены в табл. 3.21. Маслоохладитель МО-2 имеет горизонтальное исполнение, остальные аппараты этой серии – вертикальные.

Основными узлами охладителя МО-16 (рис. 3.49) являются верхняя и нижняя водяные камеры 1 и 4, корпус 2, трубная система 3. Компенсация температурных расширений осуществляется за счет гибкой мембраны, которая

крепится к верхней трубной доске с помощью накладного кольца. Направление движения масла в аппарате задается перегородками типа «диск – кольцо» и близко к поперечному. Внутренние поверхности корпуса и кольцевые перегородки протачиваются.

Таблица 3.20

Характеристики маслоохладителей «Нестандартмаш»

№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителя	
		МБ-25-135	МБ-190-250 МБ-380-500
1	Поверхность охлаждения, м ²	45	125
2	Номинальный расход масла, м ³ /ч	26	165
3	Номинальный расход воды, м ³ /ч	26	150
4	Температура масла, °С на входе на выходе	55 45	55 44
5	Температура воды на входе, °С	33	33
6	Гидравлическое сопротивление, МПа по воде по маслу	0,04 0,025	0,01 0,05
7	Общее число трубок, шт	-	-
8	Размер трубок, мм	16×0,8	16×0,8
9	Полная высота аппарата, мм	2800	3460
10	Наружный диаметр корпуса, мм	840	1250
11	Масса аппарата, кг	900	2700

Таблица 3.21

Характеристики маслоохладителей КТЗ

№ п/п	Параметр	Тип маслоохладителя		
		МО-2	МО-10	МО-16 МО-20
1	Поверхность охлаждения, м ²	1,49	10	16
2	Номинальный расход масла, м ³ /ч	3,1	16,6	14,8
3	Номинальная кратность охлаждения	15	20	30
4	Температура масла, °С на входе на выходе	45 37	52 45	58,9 45
5	Температура воды на входе, °С	20	20	20
6	Гидравлическое сопротивление, МПа по воде по маслу	0,005 0,034	0,005 0,03	0,0062 0,021
7	Общее число трубок, шт	64	384	384
8	Размер трубок, мм	12×1	12×1	12×1
9	Полная высота аппарата, мм	850	1213	1617
10	Наружный диаметр корпуса, мм	159	426	426
11	Масса аппарата, кг	62	395	458

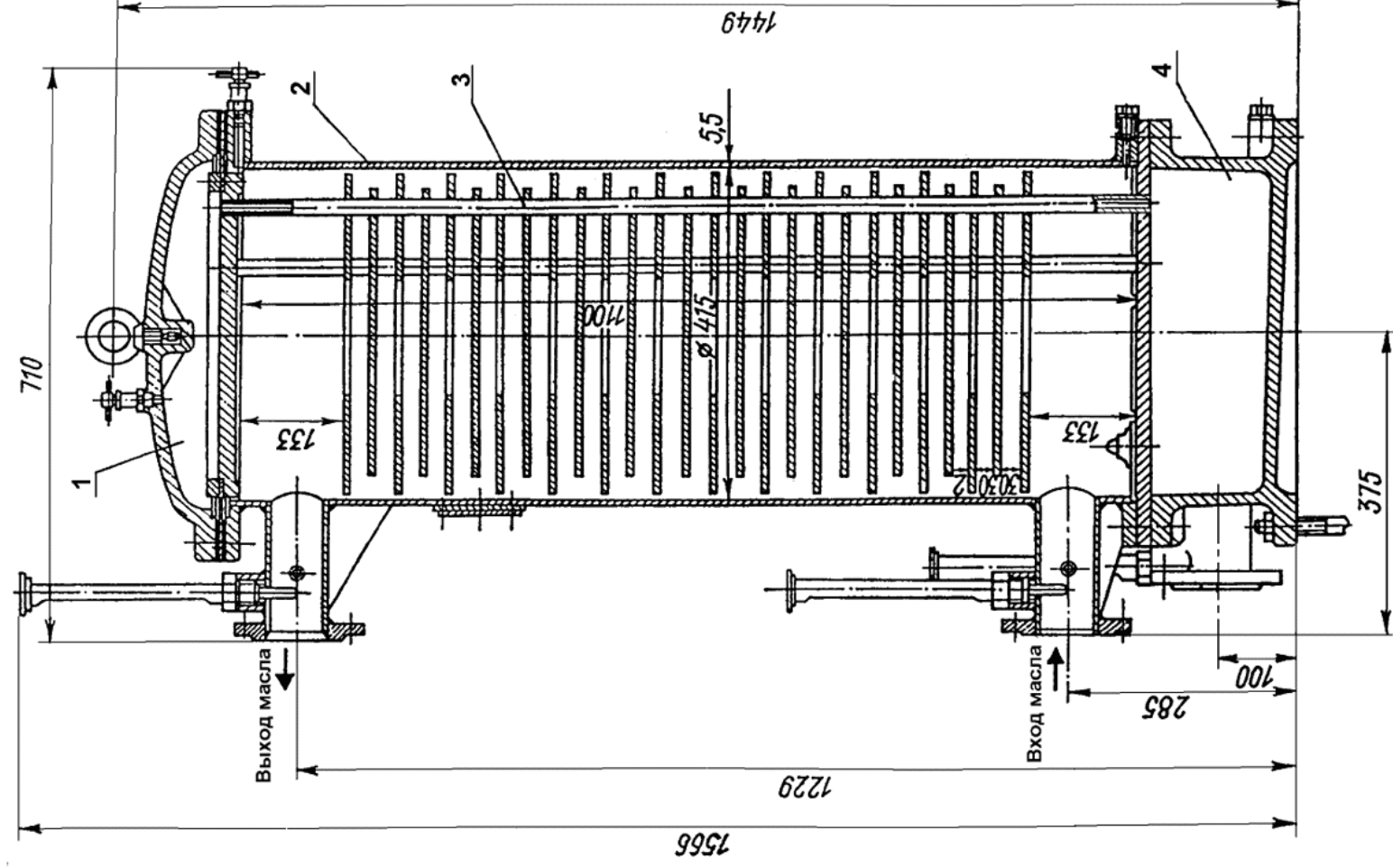


Рис. 3.49. Маслоохладитель МО-16: 1 – верхняя водяная камера; 2 – корпус; 3 – трубная система; 4 – нижняя водяная камера

4. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ

4.1. Паротурбинная установка К-100-90-7

Конденсационная паровая турбина К-100-90-7 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 100 МВт с начальным давлением 8,82 МПа предназначены для привода генераторов переменного тока ТВ-2-100-2, для базовой нагрузки нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы.

Турбина К-100-90-7 соответствует требованиям ГОСТ 24278–74.

Номинальные значения основных параметров турбины К-100-90-7 приведены в табл. 4.1.

Таблица 3.1

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-100-90-7
1. Мощность, МВт	200
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	8,82 535 420
3. Максимальный расход свежего пара, т/ч	
4. Температура воды, °С питательной охлаждающей	227 12
5. Расход охлаждающей воды, т/ч	
6. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина К-100-90-7 выпускается специально для энергоблоков с высокими параметрами конденсации (до 3,5 кПа), в том числе для конденсационных устройств с сухими башенными градирнями и смешивающими конденсаторами. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (рис. 4.1), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 227 °С при номинальных параметрах и нагрузке. Данные о регенеративных отборах пара приведены в табл. 4.2.

Таблица 3.2

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,168	405	5,27
ПВД № 2	2,04	345	5,27
ПВД № 1	1,147	283	4,16
Деаэрагор	1,147	283	2,77
ПНД № 5	0,402	175	3,88
ПНД № 4	0,215	125	4,72
ПНД № 3	0,079	93	2,22
ПНД № 2	0,041	76	2,22
ПНД № 1	0,017	56	3,05

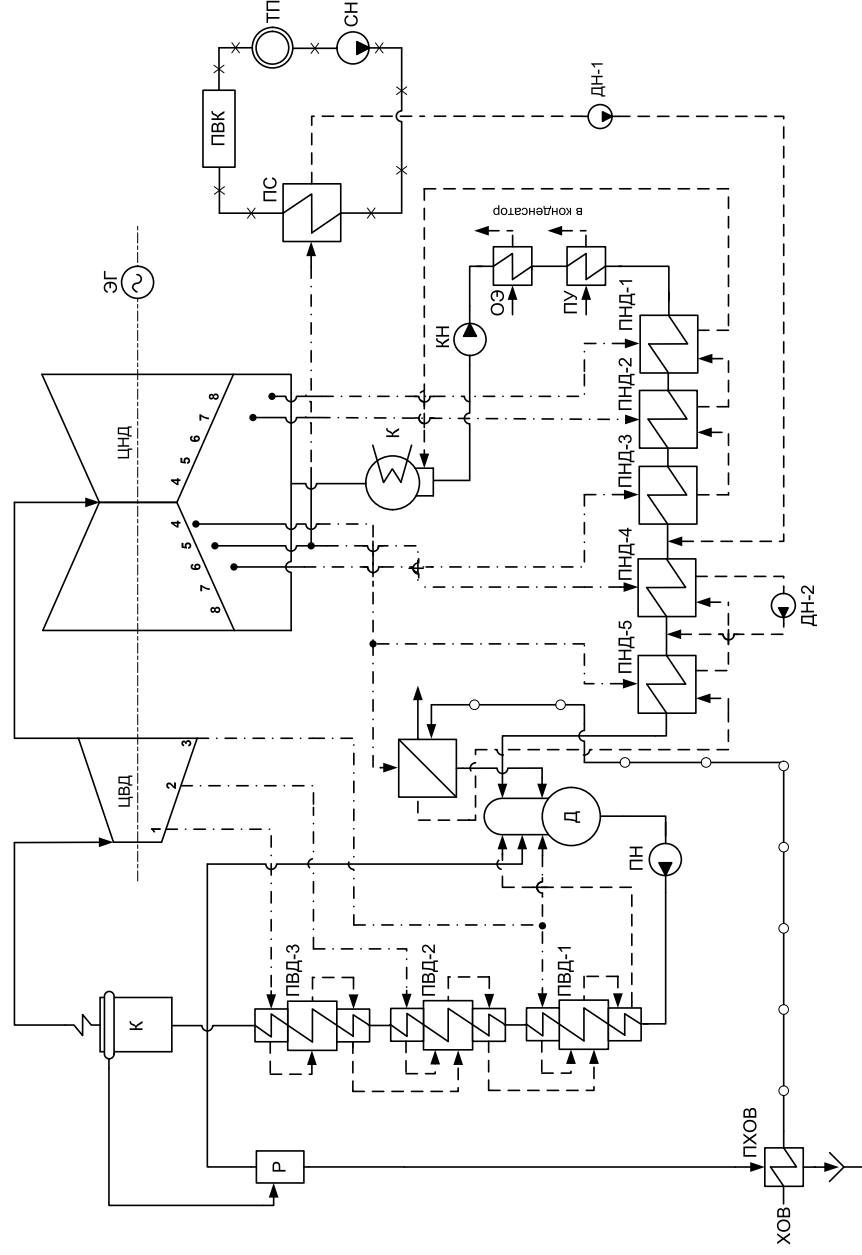


Рис. 3.1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-100-90-7

Конструкция турбины К-100-90-7. Турбина представляет одновалный двухкорпусной агрегат (рис. 4.2).

Проточная часть турбины состоит из двадцати одной ступени давления. В части высокого давления установлено семнадцать ступеней давления. Корпус низкого давления – двухплоточный, по четыре ступени в потоке.

Парораспределение турбины – дроссельное, с частичным подводом пара к пятой ступени. Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара на подогрев питательной воды до температуры 227 °С.

Сопловой аппарат первой ступени и диафрагмы последующих шести ступеней закреплены на внутреннем корпусе. Диафрагмы остальных ступеней части высокого давления установлены в обоймах. Корпус высокого давления по вертикальному разьему имеет сварное соединение.

Уплотнение концов вала – лабиринтовое, безтулочное, в схеме уплотнений предусмотрен регулятор давления уплотняющего пара.

Пар из части высокого давления по двум паропроводам диаметром 0,9 м подводится к средней части низкого давления, выполненной из чугунного литья. Диафрагма последней ступени имеет ребра усиления. Сегменты с узкими направляющими лопатками вставляются в расточку корпуса диафрагмы.

Рис. 4.2. Продольный разрез паровой турбины К-100-90-7 (начало)

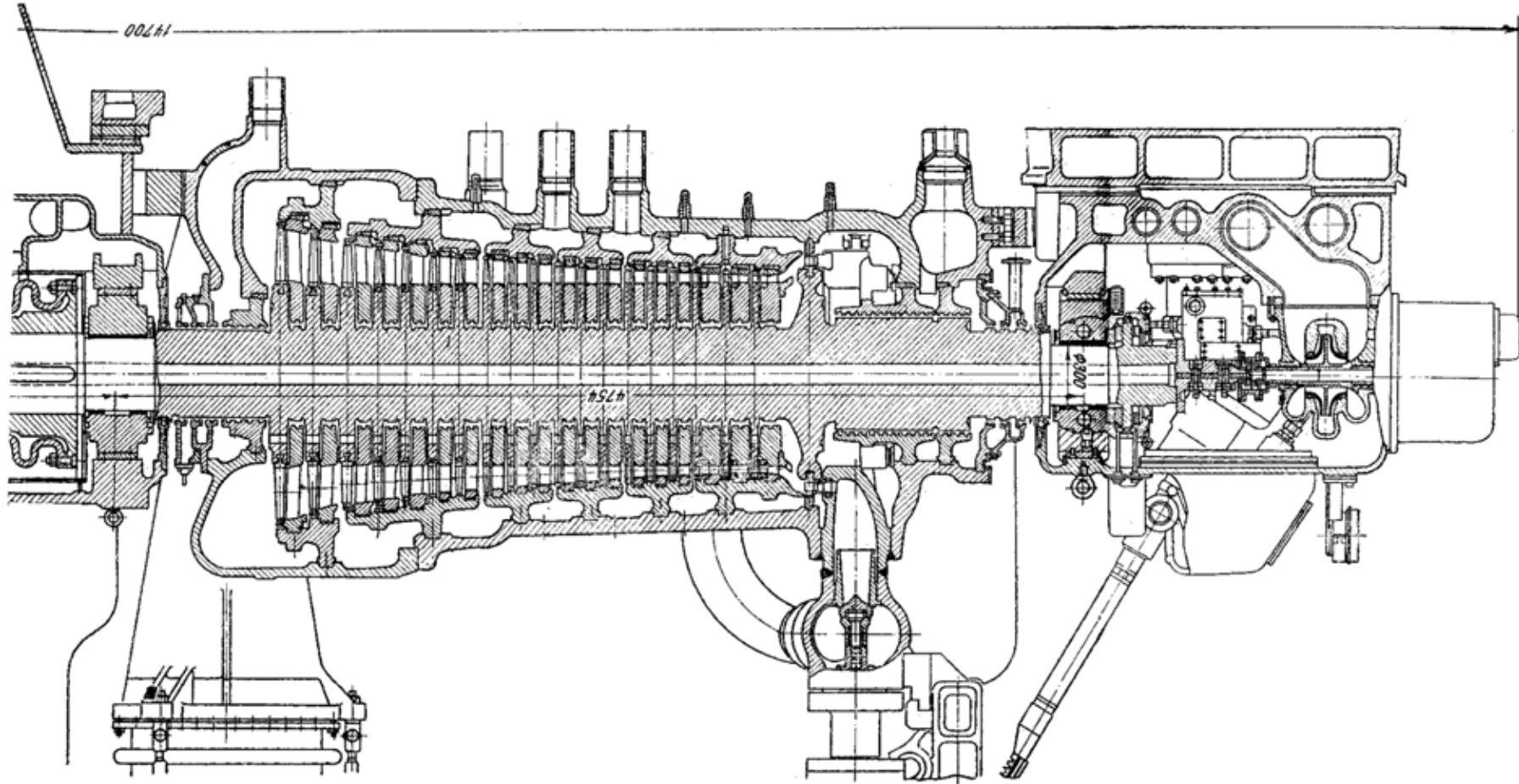
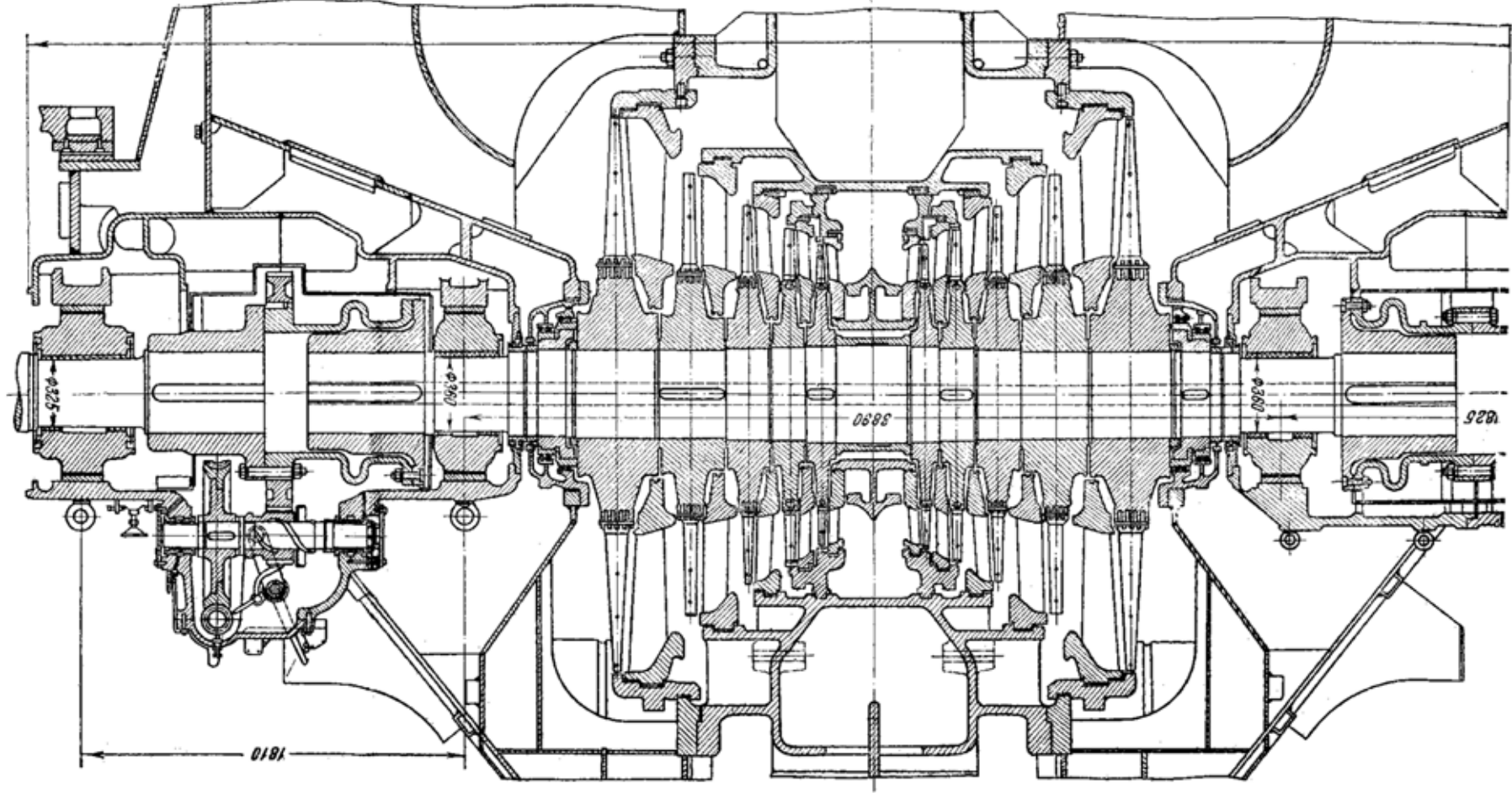


Рис. 4.2. Продольный разрез паровой турбины К-100-90-7 (окончание)



Отношение диаметра последней ступени к высоте лопатки 2,82.

Последний подшипник турбины – комбинированный, опорно-упорный, со сферической поверхностью вкладыша. Два конденсатора приварены к выходным патрубкам турбины, на фундамент они опираются при помощи пружин.

Ротор части высокого давления – цельнокованый. Ротор части низкого давления – с насадными дисками и радиальными шпонками. Ротор турбины и генератора соединены жесткой муфтой.

Турбина снабжена валоповоротным устройством.

Система регулирования. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Датчиком системы регулирования является механический датчик частоты вращения.

Исполнительными элементами системы регулирования являются гидравлические сервомоторы регулирующих клапанов и автоматических затворов ЦВД и ЦНД. Передача воздействий на исполнительные элементы осуществляется через гидравлические усилители.

Для ограничения возрастания частоты вращения при сбросе нагрузки в системе регулирования служит гидравлический дифференциатор, закрывающий клапаны турбины при достижении заданного порогового значения частоты вращения, и электрогидравлический преобразователь, закрывающий регулирующие клапаны турбины при отключении генератора.

Максимальное повышение частоты вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки и отключения генератора составляет не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Имеется механический ограничитель мощности, выполненный в виде упора промежуточного усилителя. Специальный регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной при падении давления свежего пара до минимально допустимой величины, обеспечивает поддержание давления не ниже этого значения.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,0 \pm 1,0)$ %. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,15 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(11,6 \pm 0,5)$ %. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов.

Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, настроенной на 114 % от номинальной частоты вращения, выполняемой в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при воздействии на который от защиты турбины и блока обеспечивается срабатывание

золотников регулятора безопасности и закрытие стопорных и регулирующих клапанов.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого в действие непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается с помощью двух инжекторов, включенных последовательно.

Турбина снабжена одним резервным насосом смазки.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 24 м³. Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров при работе турбины.

Для охлаждения масла предусматривается четыре маслоохладителя. Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен 140 м³/ч.

Конденсационная установка турбины предназначена для работы на охлаждающей пресной воде, состоит из двух двухходовых однопоточных конденсаторов с поверхностью охлаждения 3000 м², жестко присоединенных к турбине с помощью сварки и установленных на пружинных опорах.

Корпус конденсатора – сварной конструкции. Подводящие воду патрубки расположены внизу, отводящие – сбоку, наверху камер, с обеспечением отвода воздуха в сливной трубопровод. Корпус имеет линзовый компенсатор, снижающий напряжение при тепловых расширениях. Конденсат пара отводится из нижней части корпусов двумя трубопроводами, присоединенными к группе конденсатных насосов. Эжекторы для пуска и постоянной работы – пароструйные.

Регенеративная установка. В турбоустановке осуществлен восьмиступенчатый подогрев питательной воды до температуры 227 °С при номинальной нагрузке. Отборы на регенеративные подогреватели производятся из ЦНД (ПНД № 1, ПНД № 2, ПНД № 3, ПНД № 4 и ПНД № 5), из ЦВД (деаэратор, ПВД № 1, ПВД № 2 и ПВД № 3).

ПВД оборудованы охладителями пара и дренажа. ПНД № 5 – охладителем пара и ПНД №4 – охладителем дренажа.

Все охладители пара и конденсата отборов выполнены встроенными в корпус подогревателей.

Схема включения деаэратора в один отбор с подогревателем устраняет влияние дросселирования от турбины до деаэратора.

ПНД № 1 встроен в верхнюю часть конденсаторов. ПНД № 2, 3, 4 и 5 – поверхностные, вертикальные. Каждый из этих подогревателей представляет собой конструкцию, состоящую из трубной системы и корпуса. Трубная система образована 11-образными трубками, завальцованными в трубную доску. Каждый из ПНД, кроме ПНД № 1, снабжен регулирующим клапаном

отвода конденсата из подогревателя, управляемым автоматическим электрическим регулятором.

Конденсат греющего пара из ПНД № 1 направляется через гидрозатвор в конденсатор. Конденсат греющего пара из подогревателей № 2 и 3 сливается каскадно. Из ПНД № 4, в который поступает конденсат с испарителя и ПНД № 5 конденсат откачивается сливным насосом. Устанавливаются два электронасоса, из которых один резервный. ПНД №4 выполнен со встроенным охладителем дренажа, ПНД № 5 – со встроенным охладителем пара.

Три поверхностных ПВД № 1, 2 и 3 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэратора.

ПВД вертикальной конструкции имеют трубные секции, состоящие из стальных трубных спиралей, сваренных в коллекторы. Корпуса подогревателей выполнены сварными и имеют штампованные днища.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, автоматическим электрическим регулятором, воздействующим на регулирующий клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателях и уравнительными сосудами для присоединения датчиков I и II уровня.

Таблица 4.3

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	100 КЦС-4Б
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4 ПНД-5	встроен в конденсатор ПН-130-16-10-П ПН-130-16-10-П ПН-200-16-7-1 ПН-200-16-7-1
Деаэратор	Д	ДП-500М
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-250-180-21-1 ПВ-250-180-21-1 ПВ-250-180-33-1
Испаритель	И	И-350-1
Подогреватели сетевой воды	ПС	ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МБ-63-90
Конденсатный насос	КН	КСД-230-115/3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-50-110/4
Питательные насосы	ПЭН	ПН-450-180

ПВД № 1 и 2 снабжены предохранительными клапанами пружинного типа для предотвращения повышения давления в корпусах. Для предотвращения повышения давления в трубной системе подогревателей три

отключении подогревателей по воде устанавливаются обратные клапаны на байпасе запорной задвижки, отключающей группу подогревателей и установленной на трубопроводе питательной воды после ПВД.

Эжектор пароструйного типа питается паром от деаэрагора или из коллектора собственных нужд. Отсос пара из промежуточных отсеков лабиринтовых уплотнений турбины производится в охладитель, включенный в регенеративную схему подогрева основного конденсата после ПНД № 1. Конструкция охладителя аналогична конструкции ПНД. Кроме того, пар из уплотнений отсасывается в трубопровод отбора на ПНД № 4.

Испарительная установка включает один одноступенчатый испаритель.

4.2. Паротурбинная установка К-160-130

Конденсационная паровая турбина К-160-130 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) номинальной мощностью 160 МВт с начальным давлением 12,8 МПа предназначена для привода генераторов переменного тока ТВВ-165-2, для базовой нагрузки нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы.

Турбина К-160-130 соответствует требованиям ГОСТ 3618–58.

При заказе турбин, а также в другой документации, где их следует обозначать «Турбина паровая К-160-130».

Номинальные значения основных параметров турбины К-160-130 приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-160 -130
1. Мощность, МВт	160
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,8 565
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С	2,8 565
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	516
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей	229 12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,5–3,5

Турбина К-160-130 выпускается специально для энергоблоков с высокими параметрами конденсации (от 2,0 до 3,5 кПа), в том числе для конденсационных устройств с сухими башенными градирнями и смешивающими конденсаторами.

Турбина предназначена для работы в блоке в двух вариантах: дубли-блоки с двумя прямоточными котлами типов ПК-24 и ПК-38 и моноблоки с барабанным котлом типа ТП-90, ТП-92.

Турбина имеет семь регулируемых отборов пара (рис. 4.3), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 229 °С при номинальных параметрах и нагрузке. Данные о регенеративных отборах пара приведены в табл. 4.5.

Допускаются дополнительные отборы пара сверх отборов на регенерацию. Максимальный расход пара на турбину составляет 143,3 кг/с. Расход пара на холостом ходу – 71,5 кг/с.

Допускается длительная работа турбины при одновременных отклонениях (в любых сочетаниях) параметров от номинальных в следующих пределах: начального давления 12,25–13,25 МПа, начальной температуры 530–550 °С, температуры пара после промежуточного перегрева 530–550 °С.

Допускается кратковременная работа турбины не более 30 мин при отклонениях давления свежего пара 13,35–13,75 МПа при продолжительности не более 200 ч в год.

Конструкция турбины К-160-130. Турбина представляет обновленный агрегат (рис. 4.4), выполненный по схеме: 1ЦВД+1ЦНД.

Конструкция ЦВД такова, что совмещает в одном корпусе ступени части высокого и среднего давления, расположенные после промежуточного перегрева пара. В корпусе ЦВД размещена разделительная диафрагма между проточными частями высокого и среднего давления. По одну сторону разделительной диафрагмы находится камера отвода пара на промежуточный перегрев, по другую – камера паровпуска после перегрева. Число ступеней в части высокого давления относительно невелико за счет увеличения диаметра рабочих колес до максимально возможного.

Таблица 4.5

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,18	375	19,1
ПВД № 2	2,07	527	19,84
ПВД № 1	1,23	451	16,35
Деаэратор	1,23	451	11,39
ПНД № 4	0,45	322	25,94
ПНД № 3	0,14	200	11,74
ПНД № 2	0,071	138	11,32
ПНД № 1	0,034	80	19,78

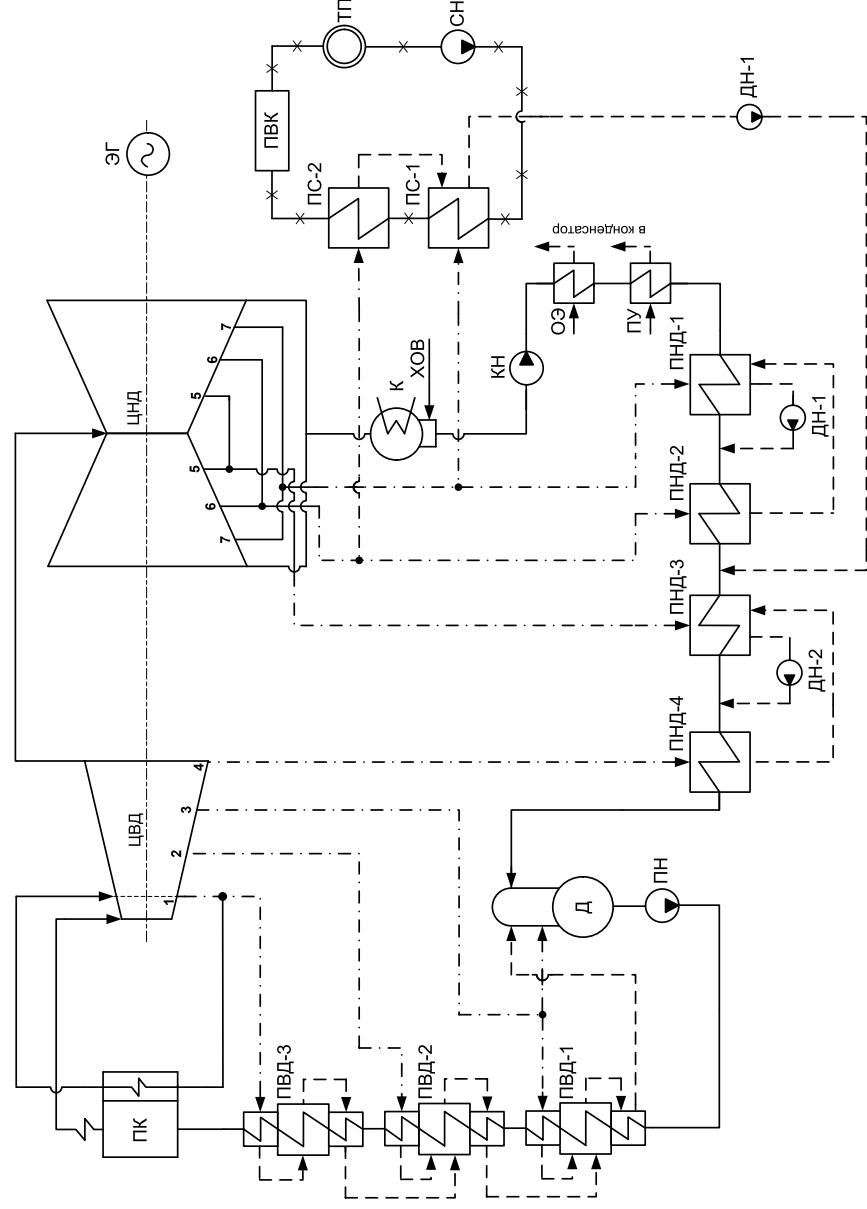


Рис. 4.3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-160-130

В ЦНД используется шесть ступеней расширения пара. Направляющие лопатки во всех ступенях, кроме первой расположены в диафрагмах. Диафрагмы шестой и седьмой ступени турбины находятся в обоймах. Первые семь ступеней представляют собой часть высокого давления.

Проточная часть ЦНД расположена в одной общей обойме и состоит из двух параллельных и одинаковых потоков. В каждом из них находится шесть ступеней. Пройдя через последние ступени турбины пар попадает в конденсатор, который своим переходным патрубком приварен к нижней части ЦНД.

Ротор ЦНД опирается на подшипники, расположенные в картерах, которые сварены снаружи в корпус. Цилиндр низкого давления опирается по всему наружному периметру при помощи балкона на фундаментные плиты. Цилиндр высокого давления лежит опорными лапами с одной стороны на передней опоре, с другой стороны – на корпусе ЦНД. В осевом направлении ЦВД жестко связан поперечными шпонками опорных лап с корпусом ЦНД и передней опорой.

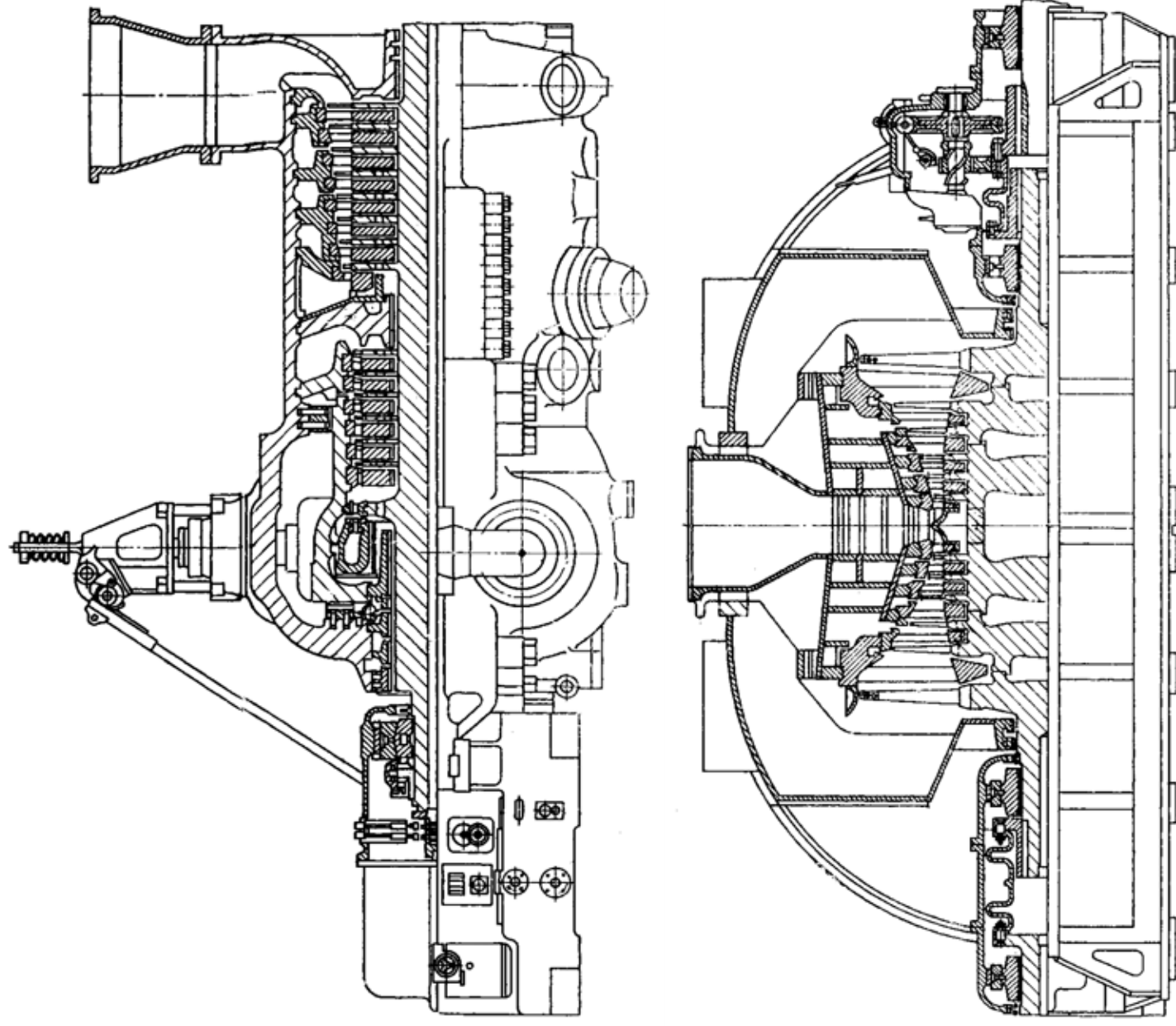


Рис. 4.4. Продольный разрез паровой турбины К-160-130

В передней опоре размещен опорно-упорный подшипник, а также механизмы системы регулирования турбины.

Система регулирования. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Датчиком системы регулирования является механический датчик частоты вращения.

Исполнительными элементами системы регулирования являются гидравлические сервомоторы регулирующих клапанов и автоматических затворов ЦВД и ЦНД. Передача воздействий на исполнительные элементы осуществляется через гидравлические усилители.

Для ограничения возрастания частоты вращения при сбросе нагрузки в системе регулирования служит гидравлический дифференциатор, закрывающий клапаны турбины при достижении заданного порогового значения частоты вращения, и электрогидравлический преобразователь, закрывающий регулирующие клапаны турбины при отключении генератора.

Максимальное повышение частоты вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки и отключения генератора составляет не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Имеется механический ограничитель мощности, выполненный в виде упора промежуточного усилителя. Специальный регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной при падении давления свежего пара до минимально допустимой величины, обеспечивает поддержание давления не ниже этого значения.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,0 \pm 1,0)$ %. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,15 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(11,6 \pm 0,5)$ %. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов.

Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, настроенной на 114 % от номинальной частоты вращения, выполняемой в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при воздействии на который от защиты турбины и блока обеспечивается срабатывание золотников регулятора безопасности и закрытие стопорных и регулирующих клапанов.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого в действие непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается с помощью двух инжекторов, включенных последовательно.

Турбина снабжена одним резервным насосом смазки.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 28 м³. Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров при работе турбины.

Для охлаждения масла предусматривается четыре маслоохладителя. Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен 140 м³/ч.

Конденсационная установка турбины предназначена для работы на охлаждающей пресной воде, состоит из двух двухходовых однопоточных конденсаторов с поверхностью охлаждения 13180 м², жестко присоединенных к турбине с помощью сварки и установленных на пружинных опорах.

Корпус конденсатора – сварной конструкции. Подводящие воду патрубки расположены внизу, отводящие – сбоку, наверху камер, с обеспечением отвода воздуха в сливной трубопровод. Корпус имеет линзовый компенсатор, снижающий напряжение при тепловых расширениях. Конденсат пара отводится из нижней части корпуса двумя трубопроводами, присоединенными к группе конденсатных насосов. Эжекторы для пуска и постоянной работы – пароструйные.

Регенеративная установка. В турбоустановке осуществлен семиступенчатый подогрев питательной воды до температуры 229 °С при номинальной нагрузке. Отборы на регенеративные подогреватели производятся из ЦНД (ПНД № 1, ПНД № 2, ПНД № 3, ПНД № 4) и из ЦВД (на деаэратор, ПВД № 1, ПВД № 2 и ПВД № 3). ПВД оборудованы охладителями пара и дренажа, ПНД № 4 – охладителем пара и ПНД № 3 – охладителем дренажа.

Все охладители пара и конденсата отборов выполнены встроенными в корпус подогревателей.

Схема включения деаэратора в один отбор с подогревателем устраняет влияние дросселирования от турбины до деаэратора.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 – поверхностные, вертикальные. Каждый из этих подогревателей представляет собой конструкцию, состоящую из трубной системы и корпуса. Трубная система образована 11-образными трубками, завальцованными в трубную доску.

Каждый из ПНД снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым автоматическим электрическим регулятором.

Конденсат греющего пара из подогревателей № 4 и 2 сливается каскадно соответственно в ПНД № 3 и ПНД № 1. Из ПНД № 3 и ПНД № 1 конденсат откачивается сливными насосами по предвключенной схеме. Устанавливаются два электронасоса, из которых один резервный. ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара.

Три поверхностных ПВД № 1, 2 и 3 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэратора.

ПВД вертикальной конструкции имеют трубные секции, состоящие из стальных трубных спиралей, сваренных в коллекторы. Корпуса подогревателей выполнены сварными и имеют штампованные днища.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, автоматическим электрическим регулятором, воздействующим на регулирующей клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателях и уравнительными сосудами для присоединения датчиков I и II уровня.

ПВД № 1 и 2 снабжены предохранительными клапанами пружинного типа для предотвращения повышения давления в корпусах. Для предотвращения повышения давления в трубной системе подогревателей три отключения подогревателей по воде устанавливаются обратные клапаны на байпасе запорной задвижки, отключающей группу подогревателей и установленной на трубопроводе питательной воды после ПВД.

Эжектор пароструйного типа питается паром от деаэратора или из коллектора собственных нужд. Отсос пара из промежуточных отсеков лабиринтовых уплотнений турбины производится в охладитель, включенный в регенеративную схему подогрева основного конденсата после ПНД №1. Конструкция охладителя аналогична конструкции ПНД. Кроме того, пар из уплотнений отсасывается в трубопровод отбора на ПНД № 4.

Таблица 4.6

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-9115
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-250-16-7-II
	ПНД-2	ПН-250-16-7-II
	ПНД-3	ПН-250-16-7-I
	ПНД-4	ПН-250-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-500
	ПВД-1	ПВ-425-230-13-1
	ПВД-2	ПВ-425-230-23
Подогреватели высокого давления	ПВД-3	ПВ-425-230-35
	ПС-1	ПСВ
	ПС-2	ПСВ
Подогреватели сетевой воды	СП	ПС-50-1
	ЭП	ЭП-3-700-1
Сальниковый подогреватель	–	МП-165-150-II
Эжектирующий подогреватель	КН	12КСВ-9×4
Маслоохладители	ДН	КС-80-155
Конденсатный насос	ПЭН	ПЭ-50-180
Сливные (дренажные) насосы		
Питательные насосы		

4.3. Паротурбинные установки К-200-130-7 и К-210-130-8

Конденсационные паровые турбины К-200-130-7 и К-210-130-8 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 200 и 210 МВт соответственно с начальным давлением 12,8 МПа предназначены для привода генераторов переменного тока ТГВ-200МТ и ТВВ-200-2АТЗ, для базовой нагрузки нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы.

Турбины предназначены для поставки на экспорт.

Турбины К-200-130-7 и К-210-130-8 соответствуют требованиям ГОСТ 24278–85.

При заказе турбин, а также в другой документации, где их следует обозначать «Турбина паровая К-200-130-7», «Турбина паровая К-210-130-8».

Номинальные значения основных параметров турбин К-200-130-7 и К-210-130-8 приведены в табл. 4.7.

Турбина К-200-130-7 выпускается специально для энергоблоков с высокими параметрами конденсации (от 2 до 3,5 кПа), в том числе для конденсационных устройств с сухими башенными градирнями и смешивающими конденсаторами. По сравнению с турбиной К-215-130-1 (2) имеет реконструированный ЦНД; все остальные узлы и системы почти полностью унифицированы.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов пара (рис. 4.5), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 247 °С при номинальных параметрах и нагрузке. Данные о регенеративных отборах пара приведены в табл. 4.8.

Таблица 4.7

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-200 -130-7
1. Мощность, МВт	200
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,8 540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С	2,4 540 670
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей	247 12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,0–3,5

Допускаются дополнительные отборы пара сверх отборов на регенерацию. Максимальный расход пара на турбину составляет 186,1 кг/с. Расход пара на холостом ходу – 83,3 кг/с.

Допускается длительная работа турбины при одновременных отклонениях (в любых сочетаниях) параметров от номинальных в следующих пределах: начальной давления 12,25–13,25 МПа, начальной температуры 530–550 °С, температуры пара после промежуточного перегрева 530–550 °С.

Допускается кратковременная работа турбины не более 30 мин при отклонениях давления свежего пара 13,35–13,75 МПа при продолжительности не более 200 ч в год.

Таблица 4.8

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,06	382	7,5
ПВД № 2	2,80	332	14,4
ПВД № 1	1,22	447	4,3
Деаэрагор	1,22	447	1,1
ПНД № 4	0,65	359	7,2
ПНД № 3	0,27	255	5,2
ПНД № 2	0,13	174	5,5
ПНД № 1	0,04	77	4,9

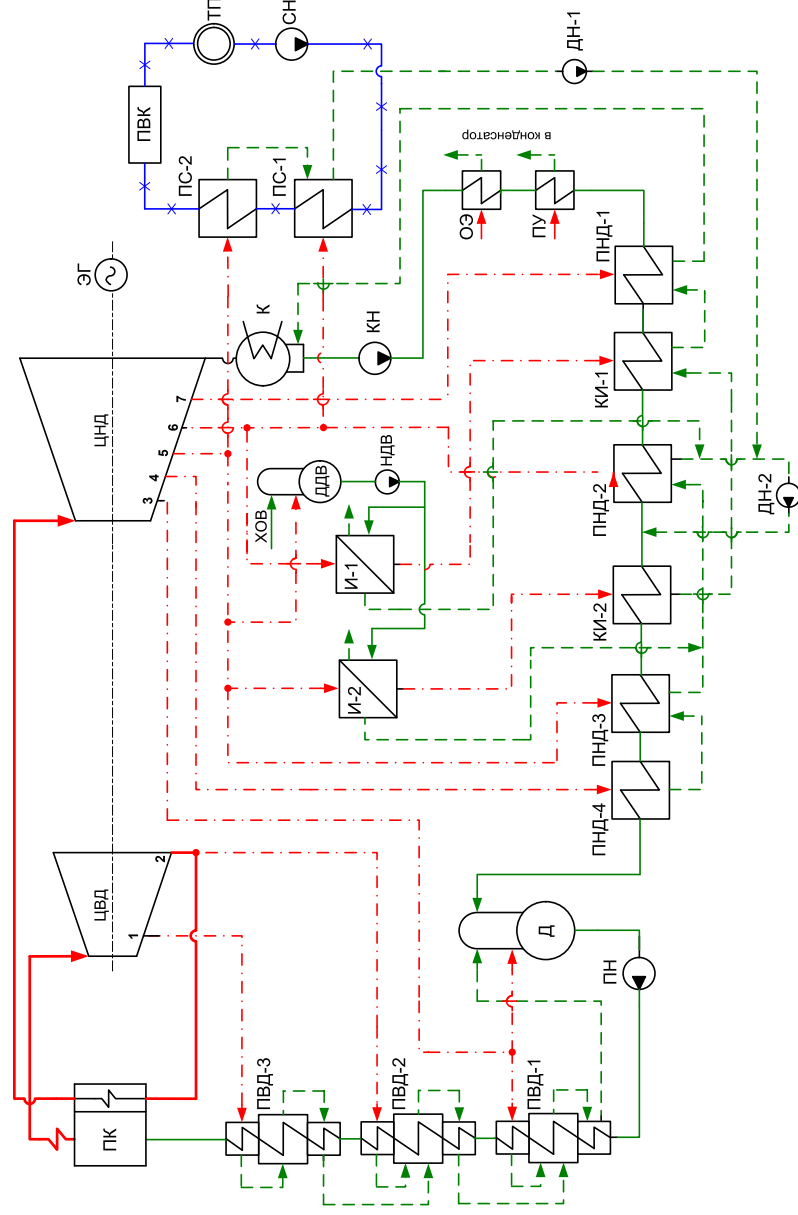


Рис. 4.5. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-200-130-7

Конструкция турбины К-200-130-7. Турбина представляет одновалный агрегат (рис. 4.6), выполненный по схеме: ЦВД+1ЦСД+1ЦНД. В ЦВД 12 ступеней, из которых первая – регулирующая. В ЦСД 11 ступеней.

ЦНД – двухпоточный и имеет по три ступени в каждом потоке. Длина рабочей части лопаток последней ступени 550 мм при среднем диаметре 1900 мм. Торцевая площадь выхода последней ступени 3,28 м².

Корпус ЦНД – сварной, выхлопной патрубков выполнен в виде осерадиального диффузора с раздельным отводом пара из верхней и нижней частей цилиндра в конденсаторы.

Все роторы турбины и генератора соединены жесткими муфтами.

Ротор ВД – цельнокованый, в роторе СД первые семь дисков откованы заодно с валом, четыре диска насажены на вал. Ротор НД имеет насадные диски.

Диафрагмы ЦНД – чугунные, с лопатками из нержавеющей стали.

Фиксипункт турбины расположен на средних (боковых) лапах передней части ЦНД и расширение турбины происходит в сторону переднего подшипника и частично в сторону генератора.

В турбине применено тихходное валоповоротное устройство, вращающее роторы с частотой 3,4 об/мин.

Корпусы ЦВД, ЦСД, средней части ЦНД и выступающие над полом части корпусов стопорных клапанов поверх тепловой изоляции покрыты объемной металлической обшивкой.

Система регулирования. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Датчиком системы регулирования является механический датчик частоты вращения.

Исполнительными элементами системы регулирования являются гидравлические сервомоторы регулирующих клапанов и автоматических затворов ЦВД и ЦСД. Передача воздействий на исполнительные элементы осуществляется через гидравлические усилители.

Для ограничения возрастания частоты вращения при сбросе нагрузки в системе регулирования служит гидравлический дифференциатор, закрывающий клапаны турбины при достижении заданного порогового значения частоты вращения, и электрогидравлический преобразователь, закрывающий регулирующие клапаны турбины при отключении генератора.

Максимальное повышение частоты вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки и отключения генератора составляет не более 109 % от номинальной частоты вращения.

Рис. 4.6. Продольный разрез паровой турбины К-200-130-7 (начало)

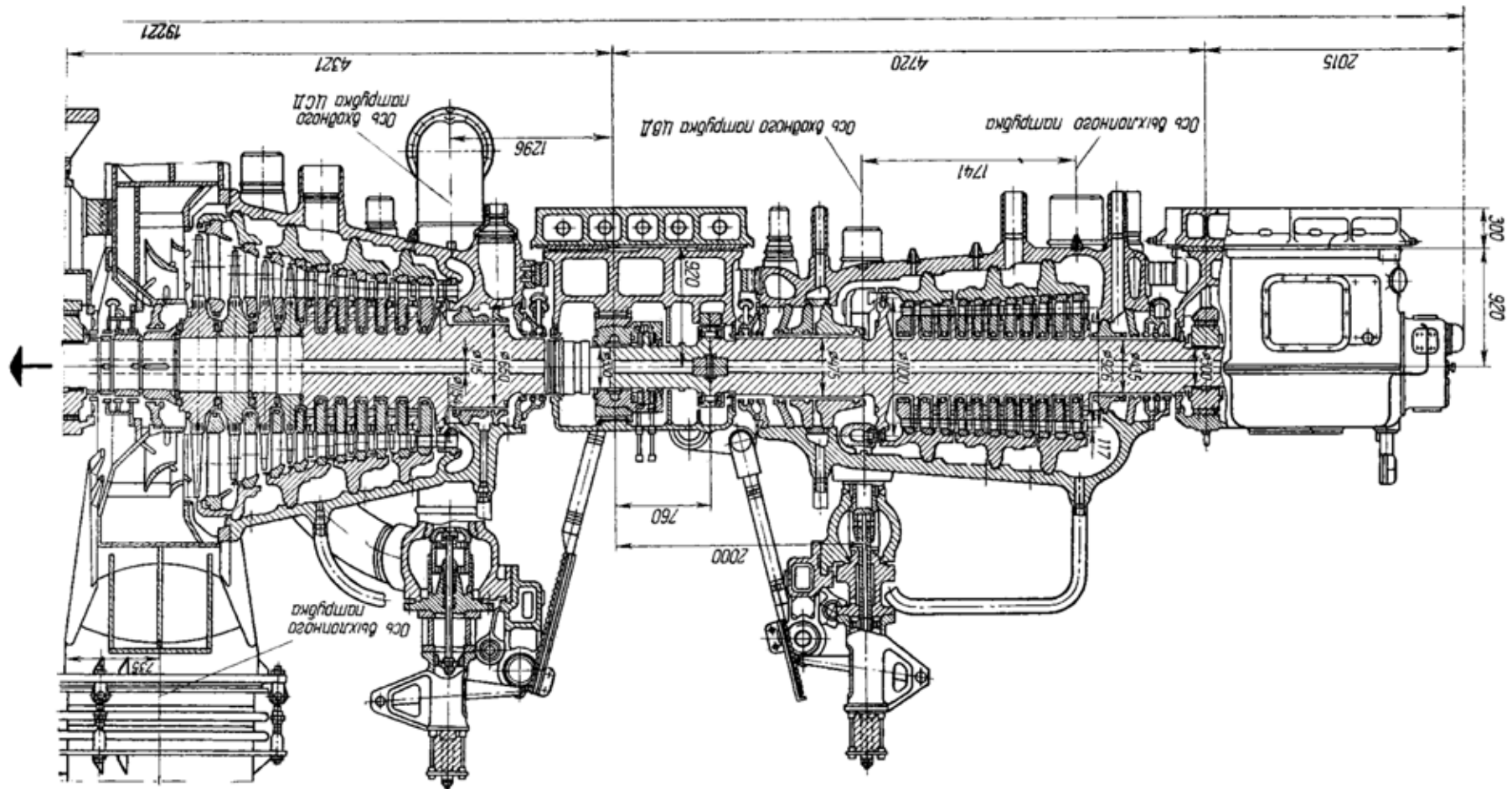
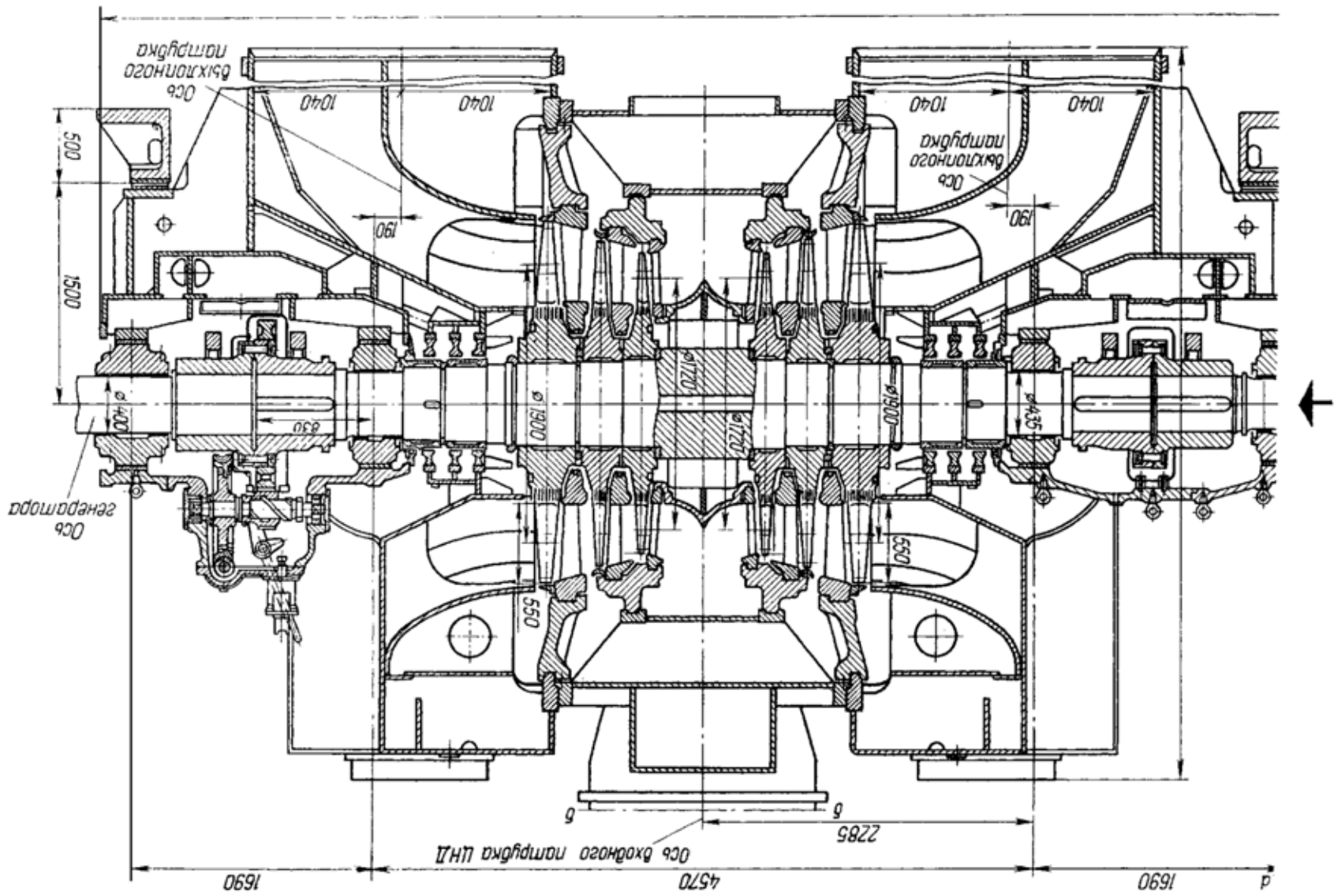


Рис. 4.6. Продольный разрез паровой турбины К-200-130-7 (окончание)



Имеется механический ограничитель мощности, выполненный в виде упора промежуточного усилителя. Специальный регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной при падении давления свежего пара до минимально допустимой величины, обеспечивает поддержание давления не ниже этого значения.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,0 \pm 1,0)$ %. Нечувствительность системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,15 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(11,6 \pm 0,5)$ %. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов.

Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, настроенной на 114 % от номинальной частоты вращения, выполняемой в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при воздействии на который от защиты турбины и блока обеспечивается срабатывание золотников регулятора безопасности и закрытие стопорных и регулирующих клапанов.

Система маслоснабжения турбины обеспечивает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Подача масла в систему регулирования производится с помощью центробежного насоса, приводимого в действие непосредственно от вала турбины. В систему смазки масло подается с помощью двух инжекторов, включенных последовательно.

Турбина снабжена одним резервным насосом смазки.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 28 м³. Для очистки масла от механических примесей в масляном баке установлены фильтры. Конструкция масляного бака позволяет производить быструю и безопасную смену фильтров при работе турбины.

Для охлаждения масла предусматривается четыре маслоохладителя. Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен 140 м³/ч.

Конденсационная установка турбины предназначена для работы на охлаждающей пресной воде, состоит из двух двухходовых однопоточных конденсаторов с поверхностью охлаждения 13 180 м², жестко присоединенных к турбине с помощью сварки и установленных на пружинных опорах.

Корпус конденсатора – сварной конструкции. Подводящие воду патрубки расположены внизу, отводящие – сбоку, наверху камер, с обеспечением отвода воздуха в сливной трубопровод. Корпус имеет линзовый компенсатор, снижающий напряжение при тепловых расширениях. Конденсат пара отводится из нижней части корпусов двумя трубопроводами, присоединенными к группе конденсатных насосов. Эжекторы для пуска и постоянной работы – пароструйные.

Регенеративная установка. В турبوустановке осуществлен семиступенчатый подогрев питательной воды до температуры 247 °С при номинальной нагрузке. Отборы на регенеративные подогреватели производятся из ЦНД (ПНД № 1), ЦСД (ПНД № 2, ПНД № 3, ПНД № 4, деаэратор, ПВД № 1), ЦВД (ПВД № 2 и ПВД № 3).

ПВД оборудованы охладителями пара и дренажа, ПНД № 4 – охладителем пара и ПНД № 3 – охладителем дренажа. Все охладители пара и конденсата отборов выполнены встроенными в корпус подогревателей.

Схема включения деаэратора в один отбор с подогревателем устраняет влияние дросселирования от турбины до деаэратора.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 – поверхностные, вертикальные. Каждый из этих подогревателей представляет собой конструкцию, состоящую из трубной системы и корпуса. Трубная система образована 11-образными трубками, завальцованными в трубную доску. Каждый из ПНД снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым автоматическим электрическим регулятором.

Конденсат греющего пара из ПНД № 1 направляется через гидрозатвор в конденсатор. Конденсат греющего пара из подогревателей № 2, 3 и 4 сливается каскадно. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом. Устанавливаются два электронасоса, из которых один резервный. ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара.

Три поверхностных ПВД № 1, 2 и 3 рассчитаны на последовательный подогрев питательной воды после деаэратора.

ПВД вертикальной конструкции имеют трубные секции, состоящие из стальных трубных спиралей, вваренных в коллекторы. Корпуса подогревателей выполнены сварными и имеют штампованные днища.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, автоматическим электрическим регулятором, воздействующим на регулирующей клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателях и уравнительными сосудами для присоединения датчиков I и II уровня.

ПВД № 1 и 2 снабжены предохранительными клапанами пружинного типа для предотвращения повышения давления в корпусе. Для предотвращения повышения давления в трубной системе подогревателей три отключения подогревателей по воде устанавливаются обратные клапаны на байпасе запорной задвижки, отключающей группу подогревателей и установленной на трубопроводе питательной воды после ПВД.

Эжектор пароструйного типа питается паром от деаэратора или из коллектора собственных нужд. Отсос пара из промежуточных отсеков лабиринтовых уплотнений турбины производится в охладитель, включенный в регенеративную схему подогрева основного конденсата после ПНД №1.

Конструкция охладителя аналогична конструкции ПНД. Кроме того, пар из уплотнений отсасывается в трубопровод отбора на ПНД № 4.

Испарительная установка, включающая два одноступенчатых испарителя, два охладителя с регулирующими клапанами.

Таблица 4.9

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	200 КЦС-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4	ПН-350-16-7-III ПН-350-16-7-II ПН-350-16-7-I ПН-350-16-7-I
Деаэратор	Д	ДП-1000
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-900-380-18-1 ПВ-1200-380-43 ПВ-900-380-66
Испаритель	И	И-250-1
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСВ ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-II
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-500-85
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПН-780-200

4.4. Паротурбинная установка К-300-240-3

Конденсационная паровая турбина К-300-240-3 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 300 МВт, с начальным давлением пара ~23,5 МПа предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-320-2 с частотой вращения ротора 50 с^{-1} ; для несения базовой части графиков нагрузок и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок. Номинальные параметры турбины приведены в табл. 4.10.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая К-300-240-3 ТУ 108-837–79».

Турбина К-300-240-3 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (рис. 4.7), предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в четырех ПНД, деаэраторе и трех ПВД до температуры 275 °С (при номинальной нагрузке турбины и питании приводной турбины главного питательного насоса паром из отборов турбины).

Данные об отборах пара на регенерацию и турбопривод приведены в табл. 4.11.

Главный питательный насос имеет паровой турбопривод. Пар на турбопривод отбирается из турбины за 16-й ступенью при давлении 1,56 МПа в количестве 108 т/ч при номинальной мощности. Отработанный пар из турбопривода возвращается в турбину за 24-ю ступень и частично – в ПНД № 3.

Таблица 4.10

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-300 -240
1. Мощность, МВт	300
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	23,5 540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С	3,65 540 930
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	275
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	36000
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

Таблица 4.11

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,25	349	64,9
ПВД № 2	4,00	293	95,1
ПВД № 1	1,56	422	37,2 + 1,6*
Турбопривод	1,56	422	108
Деаэратор	1,03	366	14,4*
ПНД № 4	0,50	276	37,9
ПНД № 3	0,23	230	23,0 + 6,0**
ПНД № 2	0,085	114	45,6 + 0,8*
ПНД № 1	0,015	56	26,5

* Пар из концевых уплотнений.

** Пар из турбопривод питательного насоса.

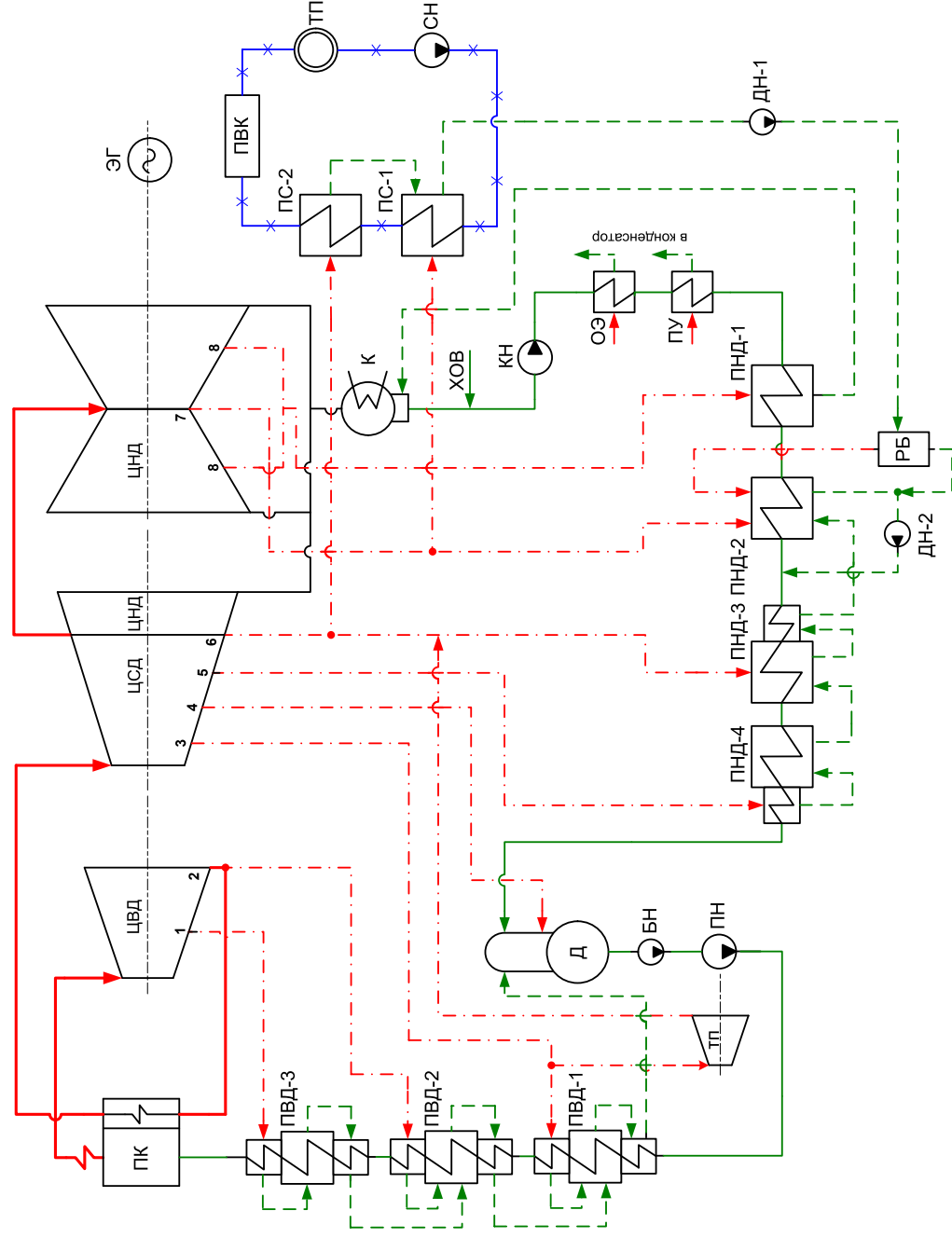


Рис. 4.7. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-300-240-3

В турбине, кроме регенеративных отборов, допускаются следующие отборы пара без снижения номинальной мощности:

- на подогрев воздуха, подаваемого в котлоагрегат в количестве 3 % от расхода пара на турбину (максимально 30 т/ч). Пар отбирается из паропровода возврата пара в турбину после турбопровода (отбор на ПНД № 3);
- на подогреватели сетевой воды для покрытия теплофикационных нужд, в том числе, на основной сетевой подогреватель в количестве 19 т/ч. Пар отбирается из паропровода возврата пара после турбопровода и на пиковый подогреватель из паропровода пятого отбора (на ПНД № 4) в количестве 7 т/ч.

Допускаются дополнительные отборы пара со снижением мощности ниже номинальной из паропроводов следующих отборов:

- I (на ЦВД № 3) – 45 т/ч;
- за ЦВД при мощности 150 МВт и выше – 50 т/ч;
- IV (на деаэрагор) – 20 т/ч;

- V (на ПНД № 4) – 60 т/ч;

- из паропровода возврата пара после турбопривода – 40 т/ч.

При максимальном расходе пара, выключенных всех отборах пара, кроме системы регенерации, и номинальных параметрах пара, номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 314 МВт.

При этих же условиях, но отключенных ПВД, развиваемая максимальная мощность составляет 345 МВт.

Допускается длительная работа турбины при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров пара от номинальных в следующих пределах:

- давление свежего пара от 23,04 до 24,02 МПа;

- температура свежего пара ($540_{\pm 10}^{\circ}$ С);

- температура охлаждающей воды на входе в конденсатор не выше 36 °С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении сверх номинальных значений температуры свежего пара и промежуточного перегрева на +10 °С или начального давления на 0,98 МПа. При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 ч в год.

Допускается длительная работа турбины с минимальной мощностью 30 % от номинальной при номинальных параметрах.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой однофазный трехцилиндровый агрегат с тремя выхлопами в один общий конденсатор (рис. 4.8).

Турбина выполнена с сопловым парораспределением. Свежий пар подводится в среднюю часть ЦВД турбины через два блока стопорных и регулирующих клапанов, расположенных по обе стороны цилиндра.

ЦВД имеет внутренний и наружный корпусы с горизонтальными разъемами каждый. Четыре паровпускных штуцера вварены в среднюю часть наружного корпуса и подвижно соединены при помощи поршневых колец с горловинами внутреннего корпуса, к которым приварены сопловые коробки. ЦВД имеет 12 ступеней давления, в том числе, одновенечную регулируемую.

Проточная часть ЦВД разделена на два последовательных отсека. Первый (левый) отсек состоит из одновенечной регулирующей ступени и пяти ступеней давления, пар в которых направлен от середины цилиндра в сторону генератора, правый – из шести ступеней давления.

По выходе из ЦВД пар отводится для промежуточного перегрева в котлоагрегат, из которого направляется в ЦСД через две паровые коробки. В каждой коробке расположен один автоматический стопорный клапан и один регулирующий.

Рис. 4.8. Продольный разрез паровой турбины К-300-240-3 (начало)

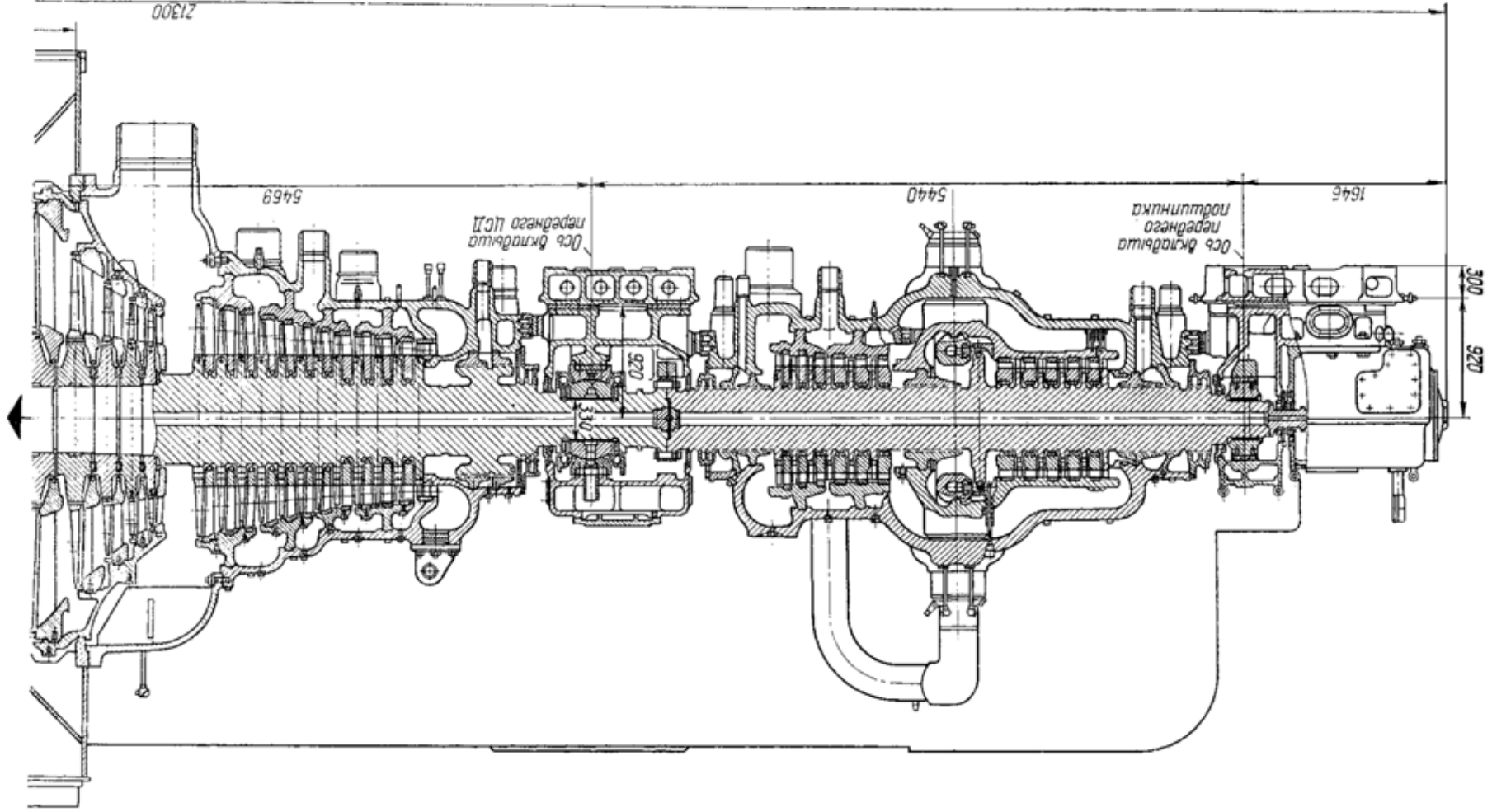
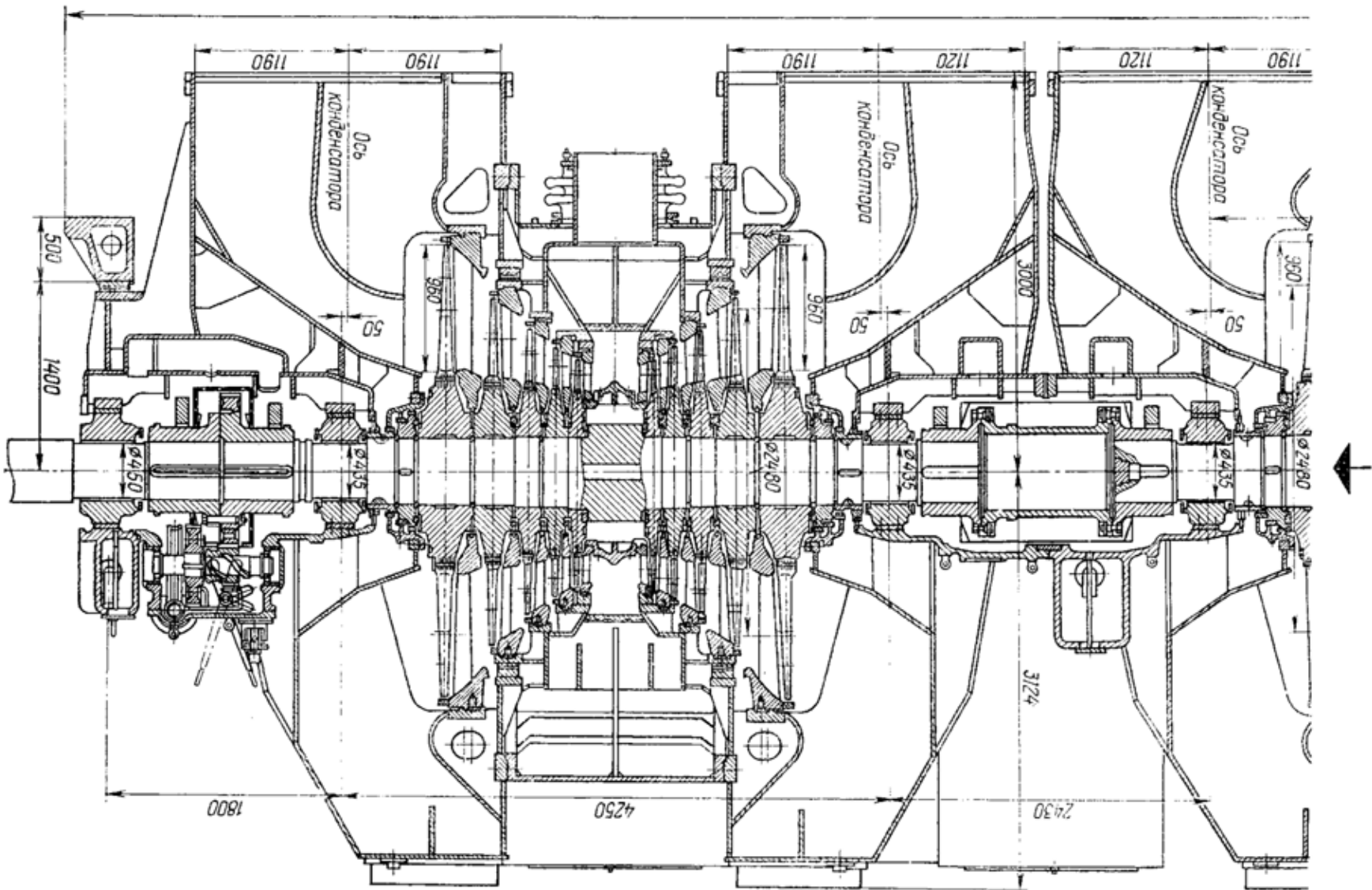


Рис. 4.8. Продольный разрез паровой турбины К-300-240-3 (окончание)



ЦСД – прямоточный и конструктивно выполнен из трех частей. Проточная часть ЦСД делится на ЧСД и ЧНД.

Парораспределение ЦСД – дрессельное. Регулирующие клапаны работают одновременно и подводят пар через общую камеру по всей окружности направляющего аппарата.

Прямоточная проточная часть СД состоит из 12 ступеней давления, образующих собственно ЧСД турбины. Из расположенной за 12-й ступенью камеры ЦСД две трети парового потока отводятся по перепускным трубам, помещенным под площадками по обе стороны турбины, в среднюю часть ЦНД. Остальная треть парового потока проходит через пять ступеней давления, образующих ЧНД ЦСД, и выхлопной патрубков в один общий конденсатор, принимающий также пар из выхлопных патрубков ЦНД.

ЦНД – двухпоточный, причем проточная часть каждого потока содержит по пять ступеней давления (встречного вращения) на общем валу. Конструкция подвески внутренней средней части ЦНД допускает ее свободное тепловое расширение в наружном корпусе.

Рабочие лопатки последней ступени ЦНД имеют рабочую длину 960 мм при среднем диаметре 2480 мм, что соответствует торцевой площади каждого из трех выхлопов – 7,48 м².

Ротор ЦВД – цельнокованый.

Ротор ЦСД имеет 12 дисков, откованных заодно с валом, и пять насадных дисков ЧНД.

Ротор ЦНД состоит из вала, на который насажено десять дисков, по пять на каждый (поток). Все роторы турбины выполнены гибкими. Роторы ЦВД и ЦСД соединены жесткой муфтой и имеют общий комбинированный опорно-упорный средний подшипник, фиксирующий осевое положение всего валопровода турбины и генератора. Роторы среднего и низкого давлений турбины соединены жесткой муфтой, роторы турбины и генератора тоже соединены жесткой муфтой.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска в турбине осуществляется паровой обогрев фланцев и шпилек.

Допускается автоматический пуск и последующее нагружение турбины после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Общее число пусков за срок службы – не более 1500.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар из коллектора уплотнений, в котором с помощью регуляторов устанавливается давление 0,107–0,117 МПа. При этом давление в камерах уплотнения поддерживается равным 0,101–0,103 МПа.

Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы пара из двух камер отсоса ЦВД и ЦСД направляются

в ПНД-3. Из концевых камер всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель.

Схема питания концевых уплотнений ЦВД и ЦСД позволяет производить подачу горячего пара от постороннего источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Для обеспечения правильного режима работы и дистанционного управления системой дренажа при пусках и остановах турбины предусмотрено групповое дренирование в конденсатор.

Фикспункт турбины расположен на боковых рамах задней части ЦНД, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника и незначительно в сторону генератора.

Турбина снабжена валопоротным устройством с приводом от электродвигателя, вращающего ротор турбины с частотой 3,4 об/мин. Устанавливается автоматическое устройство поворота ротора, которое обеспечивает поворот ротора остывающей турбины через каждые 10 мин на 180° .

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети 49,0–50,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины по однобайпасной схеме паросбросных устройств блока и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает: механический и электрический датчики частоты вращения, электрические датчики активной мощности генератора, датчики давления пара в линии промежуточного перегрева и давления свежего пара.

Исполнительные элементы системы регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД, два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, два сервомотора автоматических затворов ЦВД, два сервомотора автоматических затворов ЦСД, два сервомотора сбросных клапанов на линии из промежуточного перегрева в конденсатор.

Сервомоторы регулирующих клапанов ЦВД и ЦСД, а также автоматических затворов имеют механизмы для перемещения на часть хода клапанов при работе под нагрузкой.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим: зарядку золотников регулятора безопасности; управление автоматическими затворами и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросными клапанами; изменение

частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

ЭЦСР содержит блоки, обеспечивающие форсированное закрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки воздействием через электрогидравлический преобразователь, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более чем до 109% от номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке имеется быстродействующий ограничитель, обеспечивающий поддержание заданной в послеаварийном режиме мощности.

Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет (4,5±0,5) %. В регуляторе мощности возможно изменение характеристик регулирования от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до (111,5±0,5) %. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, а также открытие сбросных клапанов. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет ~0,3 с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости.

Турбина снабжена электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло.

Огнестойкое масло в систему регулирования подается от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью 5,5 м³, охладителя, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки, двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования – 4,4 МПа. Охладитель масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33 °С.

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Система смазки предназначена для обеспечения смазкой подшипников турбины, уплотнений вала генератора питательных насосов и турбопривода. Система рассчитана на применение масла Тп-22С по ТУ 38.101.821–83.

В баке объемом 47 м³ установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и воздухоотделители для улучшения деаэрации масла (содержание воздуха за воздухоотделителем не должно превышать 1,5 %).

Для подачи масла в систему предусмотрены два (один резервный) вертикальных центробежных электронасоса переменного тока. Установлены два аварийных электронасоса постоянного тока. Масло охлаждается в трех маслоохладителях типа М-240 (один резервный), питающихся водой из циркуляционной системы.

Турбина снабжена двумя реле давления смазки, которые автоматически отключают турбину и валоповоротное устройство при падении давления в напорном маслопроводе смазки, а также включают резервные насосы системы смазки.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов и водяных фильтров. Конденсаторная группа включает в себя один поверхностный двухходовой конденсатор с поверхностью охлаждения 15400 м².

С целью уменьшения термических напряжений и (предотвращения расстыковки вальцовочных соединений) на корпусах конденсаторов предусмотрены линзовые компенсаторы, обеспечивающие податливость трубных досок относительно корпуса конденсатора.

Воздухоудаляющее устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах, состоит из двух основных водоструйных эжекторов, двух водоструйных эжекторов циркуляционной системы для удаления воздуха из верхних частей водяной камеры конденсатора и верхних водяных камер маслоохладителей, водоструйного эжектора для удаления воздуха из сальникового подогревателя ПС-115.

Турбоагрегат обслуживается тремя центробежными конденсатными электронасосами (один из которых резервный).

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет подогреватель замкнутого контура газоохладителей генератора, охладитель пара лабиринтовых уплотнений, четыре ПНД, деаэрагор и три ПВД (рис. 4.7).

ПНД – камерные, вертикальные, поверхностного типа представляют собой конструкцию, состоящую из водяной камеры, корпуса и трубной системы.

ПНД № 3 имеет встроенный охладитель конденсата греющего пара, а ПНД № 4 выполнен со встроенным охладителем пара, каждый снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата из подогревателя, управляемым электронным регулятором. ПНД № 2 оборудован двумя регулирующими клапанами, один из которых устанавливается на напорной линии сливных

насосов из ПНД № 2, другой – на линии отвода конденсата в конденсатор, оба управляются одним электронным регулятором.

Таблица 4.12

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	300 КЦС-3
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4	ПН-400-26-2-IV ПН-400-26-2-III ПН-400-26-7-II ПН-400-26-7-I
Деаэрагор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-1250-380-17 ПВ-1700-380-45 ПВ-1550-380-70
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСВ ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-115
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭВ-7-1000
Маслоохладители	–	МП-330-300
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-475-85-3
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-475-220/5
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-200-210
Питательные насосы	ТПН ПЭН	ОСПТ-1150 ПН-1135-340

Слив конденсата греющего пара ПНД № 4, 3 и 2 выполнен каскадным.

Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом в линию основного конденсата между ПНД № 2 и 3; устанавливается два насоса (один из них резервный).

ПВД – коллекторного типа. Поверхность нагрева выполнена в виде плоских спиралей из стальных трубок; подогреватели – шестиколлекторные. Слив конденсата греющего пара из подогревателей — каскадный.

ПВД оборудованы групповым защитным устройством, состоящим из комбинированного (впускного и перепускного) клапана, установленного на входе питательной воды в подогреватели, обратного клапана, который установлен за группой ПВД, перепускных трубопроводов и элементов управления впускным клапаном.

Защитное устройство отключает подачу воды в ПВД путем закрытия впускного клапана и перепуска воды помимо ПВД при повышении ее уровня в корпусе любого ПВД до первого предела защиты.

Установка сетевых подогревателей предназначена для нужд теплотехники и имеет два подогревателя – основной и пиковый.

4.5. Паротурбинная установка К-500-240-4

Конденсационная паровая турбина К-500-240-4 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 525 МВт предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-500-2БУЗ мощностью 500 МВт и для работы в блоке с прямоточным котлом. Номинальные параметры турбины представлены в табл. 4.13.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая К-500-240-4 ТУ 108.1051–81».

Турбина К-500-240-4 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Таблица 4.13

Номинальные значения основных параметров турбины

	К-500-240
1. Мощность, МВт	525
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	23,5 540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С	3,75 540 1650
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	276
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей	12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	51480
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (рис. 4.9), предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 276 °С (при номинальной мощности турбины и питании приводных турбин главных питательных насосов паром из отборов турбины).

Данные об отборах пара на регенерацию и турбоприводы приведены в табл. 4.14.

Приведенные данные соответствуют режиму работы при номинальном расходе пара через стопорные клапаны номинальной мощности 525 МВт, номинальных начальных параметрах пара и пара промежуточного перегрева, номинальной температуре охлаждающей воды 12 °С и расходе ее 51 480 м³/ч, расходе пара на собственные нужды в количестве 35 т/ч из отбора за 23-й (34-й) ступенями ЦСД и подпитке цикла обессоленной водой 33 т/ч.

Кроме отбора пара на собственные нужды, в турбине допускается при снижении мощности до 515 МВт следующие дополнительные отборы:

- для покрытия отопительной нагрузки в количестве 210 ГДж/ч;
- из отбора за 21-й (32-й) ступенями при давлении 0,448 МПа на пиковый подогреватель сетевой воды в количестве 26,3 т/ч;

- из отбора за 23-й (24-й) ступенями (за ЦСД) при давлении 0,233 МПа на основной подогреватель сетевой воды в количестве 56,7 т/ч.

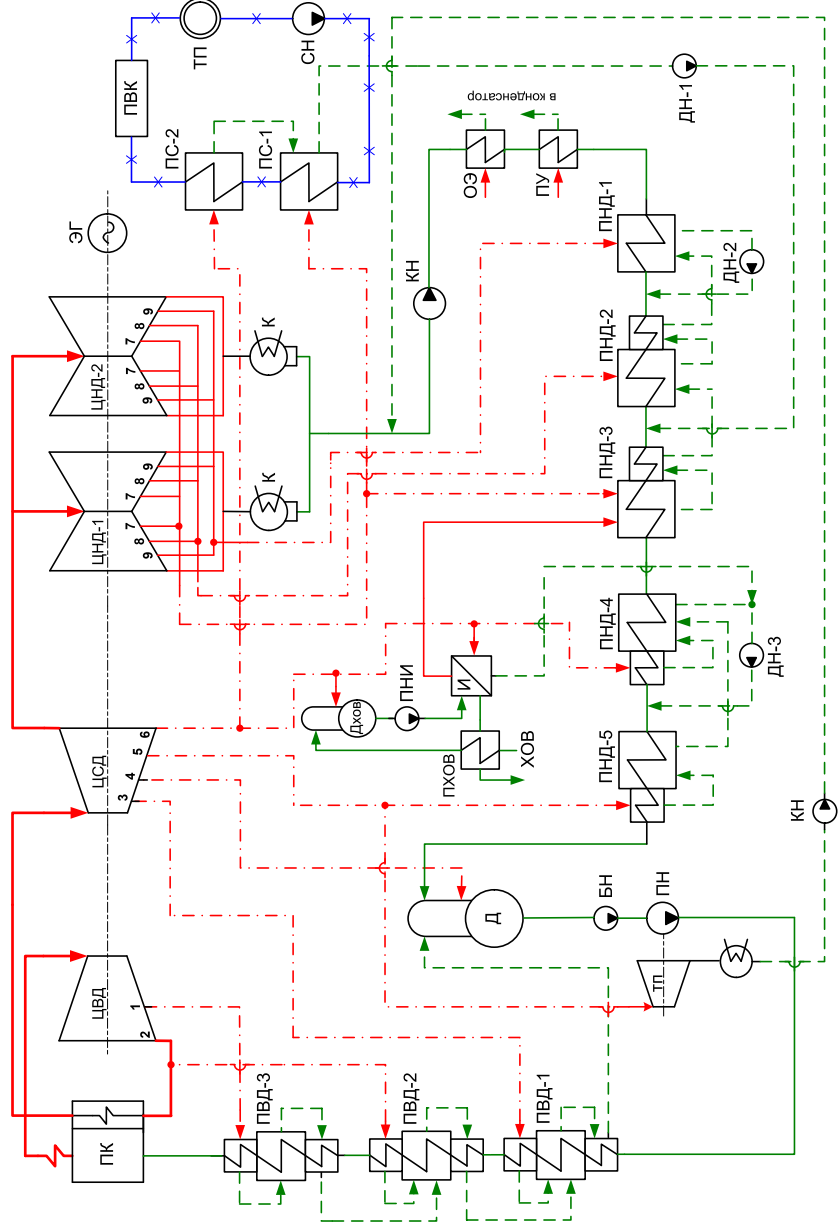


Рис. 4.9. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-500-240-4

Таблица 4.14

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,13	346	101,7
ПВД № 2	4,20	297	157,6
ПВД № 1	1,87	446	88,5
Турбопривод	1,187	383	97,7
Деаэратор	1,187	383	19,0 + 13,7*
ПНД № 4	0,473	267	50
ПНД № 3	0,263	203	60,4
ПНД № 2	0,107	122	73,8
ПНД № 1	0,0187	58,5	50,6

* Пар из концевых уплотнений.

Допускается без сохранения номинальной мощности увеличение отопительной нагрузки до 293,3 кДж/ч при условии отсутствия отбора на собственные нужды за 23-й (34-й) ступенями (за ЦСД).

Допускается без сохранения номинальной мощности и при отопительной нагрузке не более 210 ГДж/ч дополнительный отбор пара за ЦВД в количестве 100 т/ч.

Допускается работа турбины с отключенными регенеративными ПВД, при этом мощность турбины не превышает 500 МВт.

При групповом отключении ПНД № 3 и ПНД № 4 мощность турбины по условиям работы деаэратора не превышает 420 МВт.

Два главных питательных насоса имеют паровые турбинные приводы, пар на которые отбирается из ЦСД.

При максимальном расходе, включенных отборах пара на собственные нужды за ЦСД и других отборах, кроме системы регенерации, без подпитки в конденсатор, номинальных параметрах пара и номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность 535 МВт. Допускается длительная работа при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров (пара и охлаждающей воды) от номинальных в следующих пределах:

- давление пара перед стопорными клапанами от 23,04 до 24,02 МПа;
- температура пара перед стопорными клапанами 540^{+5}_{-10} °С;
- температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы не выше 33 °С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении выше номинальных температуры свежего пара и температуры промежуточного перегрева на 10 °С или начального давления на 0,98 МПа. При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 ч в год.

Турбина может длительно работать с минимальной мощностью 150 МВт при номинальных параметрах пара. При этом время постепенного перехода от номинальной мощности до 30 % составляет не менее 60 мин.

В диапазоне мощности от 100 до 70 % температура свежего пара и пара промежуточного перегрева должна быть номинальной. При снижении мощности от 70 до 30 % возможно плавное снижение температуры от номинальной до 505 °С за время не менее 60 мин.

Турбина может работать при скользящем давлении свежего пара.

Допускается устойчивая работа турбины с мощностью менее 30 % номинальной вплоть до нагрузки на собственные нужды, а также работа на собственные нужды и на холостом ходу после сброса нагрузки. При этом длительность работы на холостом ходу и нагрузке на собственные нужды не более 40 мин.

Допускается работа турбины в беспаровом режиме длительностью до 3 мин.

Конденсаторы турбины оборудованы водо- и пароприемными устройствами. Водоприемные устройства рассчитаны на прием при пуске турбины 500 т/ч воды давлением 1,96 МПа при температуре до 200 °С из котла и растопочных расширителей. Пароприемные устройства рассчитаны на прием из быстродействующей редукционно-охладительной установки (БРОУ) при пусках и сбросах нагрузки до 1020 т/ч и температуре до 200 °С. Прием пара и воды в конденсаторы прекращается при давлении в конденсаторах выше 0,029 МПа.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат, состоящий из 1ЦВД+1ЦСД + 2ЦНД (рис. 10). Пар из котла подводится по двум паропроводам к двум стопорным клапанам. Каждый из них заблокирован с двумя регулируемыми клапанами, от которых пар по четырем трубам поступает к ЦВД. Во внутренний корпус ЦВД вварены четыре сопловые коробки патрубков. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные – с горловинами сопловых коробок.

Пройдя сопловой аппарат, пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и перепускается в правый поток, состоящий из шести ступеней давления, и далее отводится на промежуточный перегрев по двум паропроводам. После промежуточного перегрева пар по двум трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них к четырем коробкам регулирующих клапанов, находящихся непосредственно на цилиндре.

Двухпоточный ЦСД имеет по 11 ступеней в каждом потоке, причем первые ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по двум трубам подводится к двум ЦНД.

ЦНД – двухпоточные, имеют по пять ступеней в каждом потоке. Впуск пара производится в среднюю часть цилиндра, состоящую из наружной и внутренней частей. Выхлопные патрубки ЦНД привариваются к продольному конденсатору.

Роторы ВД и СД – цельнокованные, роторы НД – с насадными дисками, с высотой рабочих лопаток последних ступеней 960 мм. Средний диаметр этой ступени – 2480 мм. Роторы имеют жесткие соединительные муфты и лежат на двух опорах.

Фиксипункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки концевых уплотнений ЦНД подается пар с давлением 0,101–0,103 МПа из коллектора, давление в котором регулятором поддерживается равным 0,107–0,117 МПа. Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения.

Рис. 4.10. Продольный разрез паровой турбины К-500-240-4 (начало)

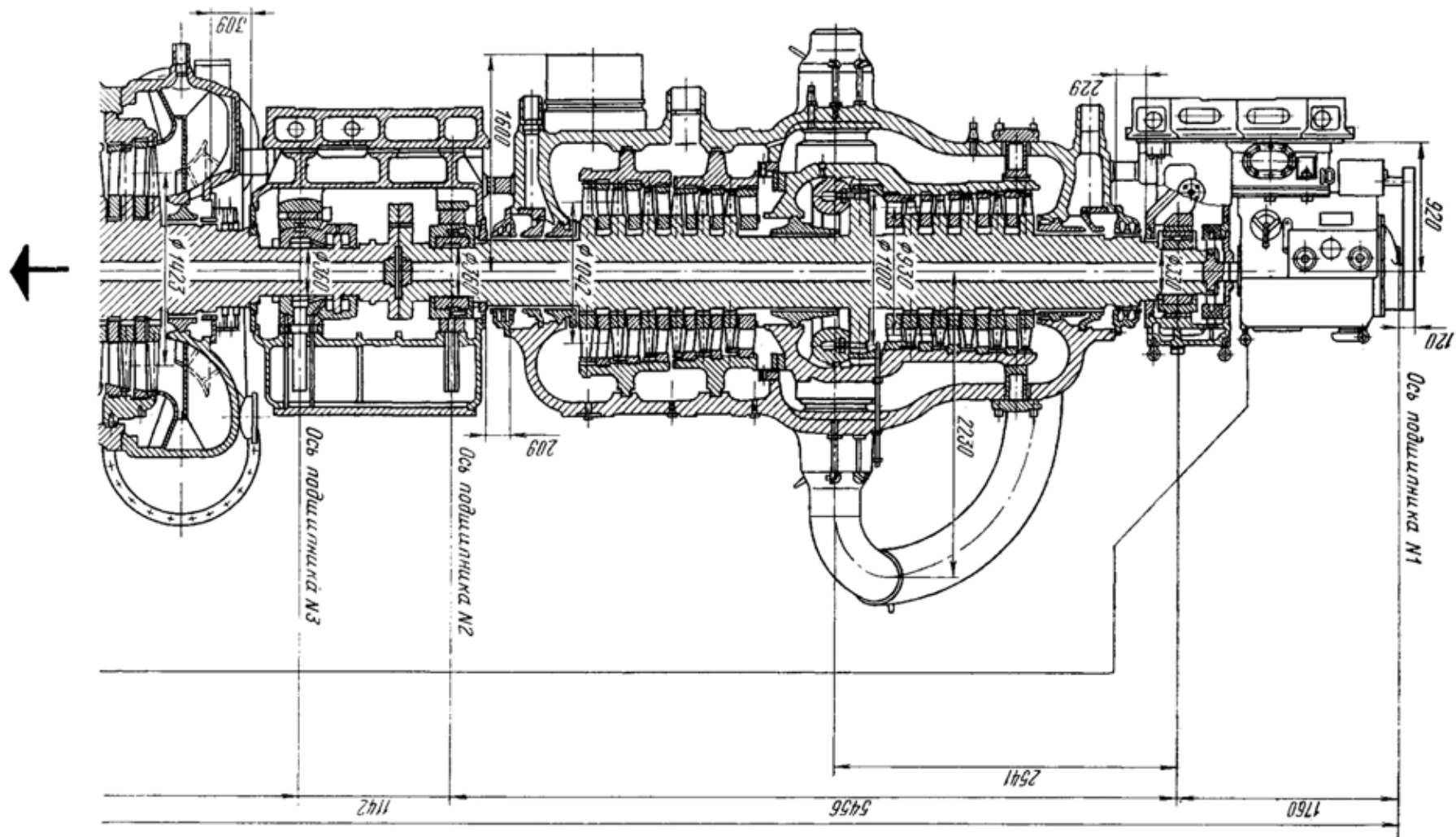


Рис. 4.10. Продольный разрез паровой турбины К-500-240-4 (продолжение)

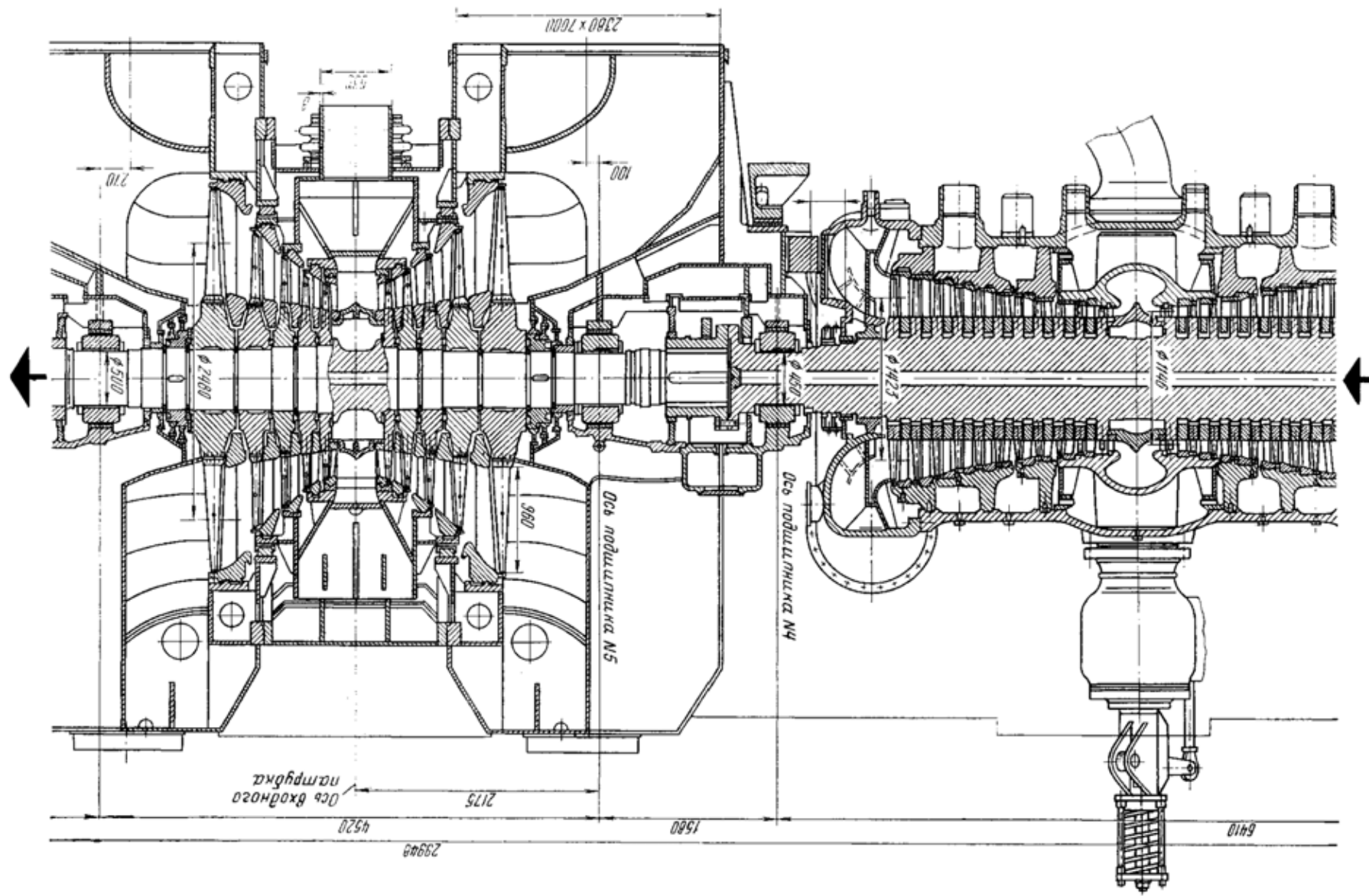
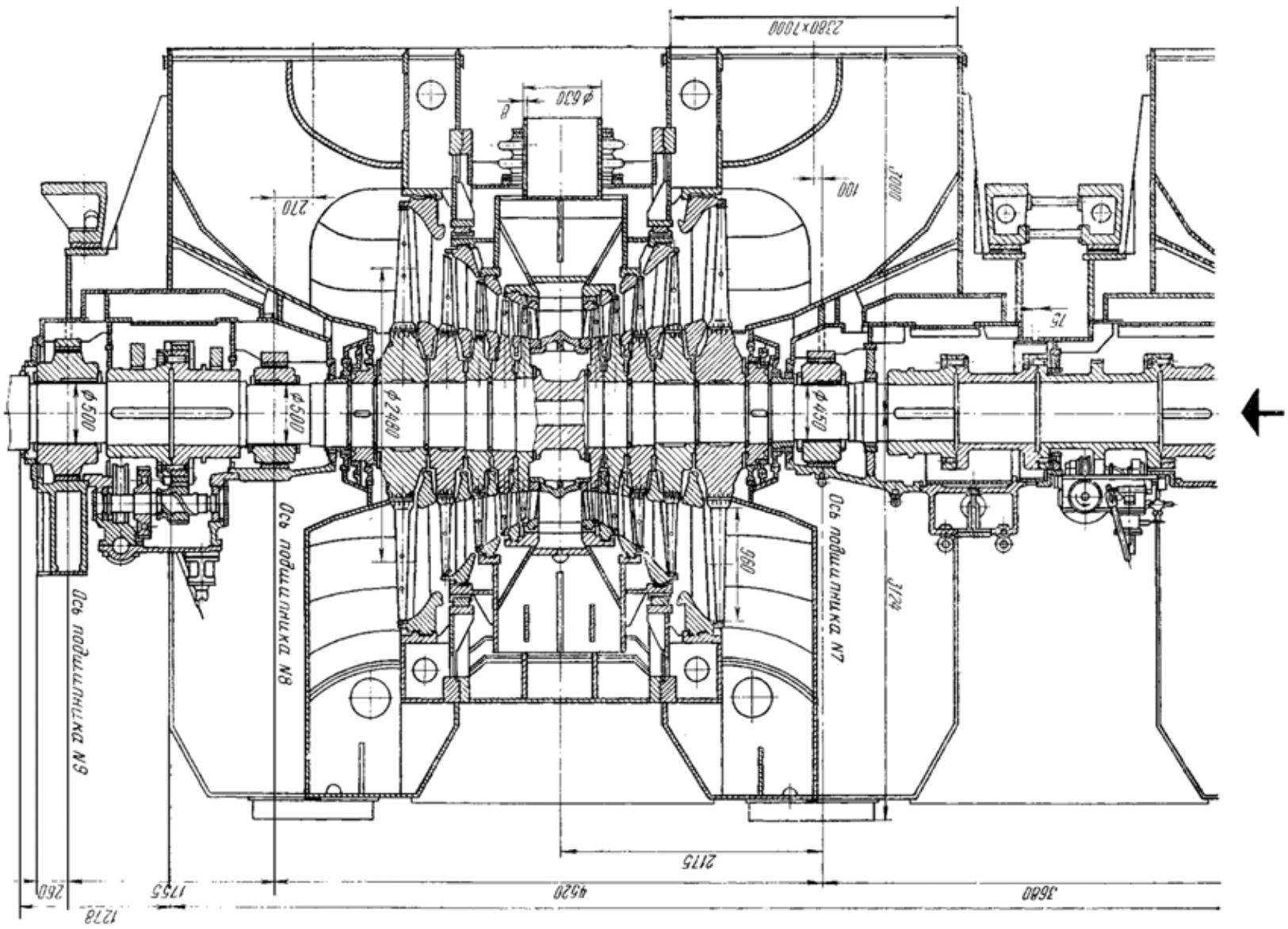


Рис. 4.10. Продольный разрез паровой турбины К-500-240-4 (окончание)



Отсосы из предпоследних отсеков сведены в общий коллектор, в котором регулятором «до себя» поддерживается давление 0,118–0,127 МПа.

Из концевых каминных камер уплотнений всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД и ЦСД позволяет подавать горячий пар от постороннего источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с⁻¹. Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты в сети 49,0–50,5 Гц.

Возможен автоматический пуск турбины и последующее нагружение после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний. Общее число пусков за весь период эксплуатации из горячего и неостывшего состояний – по 750.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек горизонтального разьема ЦВД и ЦСД, а также блоков клапанов ЦВД.

Система регулирования и защиты. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины при однобайпасной схеме паросбросных устройств блока и останов ее при возникновении аварийных нарушений режима работы.

Система автоматического регулирования предназначена:

- для автоматического поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью регулирования около 4,5 % и компенсации среднего влияния на приемистость регулирования турбины большого количества пара, аккумулярованного в промежуточном перегревателе;
 - для предотвращения повышения частоты вращения ротора турбины до срабатывания центробежных выключателей турбины при мгновенном сбросе нагрузки генератора с отключением и без отключения выключателей генератора;
 - для точного регулирования мощности в соответствии с заданной статической характеристикой, требуемой для систем вторичного регулирования частоты и активной мощности энергосистемы;
 - для быстрого кратковременного разгрузки турбины и быстрого длительного ограничения мощности по сигналу противоаварийной автоматики энергосистемы;
 - для разгрузки турбины при снижении давления свежего пара.
- Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает в себя механический и электрический датчики частоты вращения, электрические датчики активной мощности генератора, датчики давления пара в линии промежуточного перегрева и давления свежего пара.

Исполнительные элементы системы регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД, два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, два сервомотора стопорных клапанов ЦВД, два сервомотора стопорных клапанов ЦСД, сервомотор сбросного клапана из линии промежуточного перегрева в конденсатор, сервомотор отсечного клапана на линии к подогревателю ПВД № 1, сервомотор стопорного клапана КОСМ-800-1 на линии к ПТН.

Сервомоторы регулирующих клапанов № 3 и № 4 ЦВД имеют механизмы перестройки характеристики сервомотора с дистанционным приводом, позволяющие перестраивать регулирование на дрессельное в процессе пуска турбины и на сопловое — при работе турбины под нагрузкой.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим: зарядку золотников регулятора безопасности; управление стопорными и регулирующими клапанами ЦВД и ЦСД, сбросным клапаном, отсечным клапаном, стопорным клапаном КОСМ-800-1; изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

ЭЧСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности. В электроприставке имеются блоки, обеспечивающие с помощью электрогидравлического преобразователя форсированное закрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109% от номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке содержатся блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель, поддерживающий заданную в послеаварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. Система регулирования пара обеспечивает поддержание давления не ниже минимально допустимой величины. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5)$

% . В регуляторе мощности возможно изменение характеристик регулирования от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятора мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до (111,5±0,5) %. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, клапанов на линиях к ПТН и ПВД №1, а также открытие сбросного клапана. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет ~0,3 с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости. Кроме того, для предотвращения чрезмерного разгона ротора при отказе системы регулирования частоты вращения в электроприставке предусмотрен блок предварительной защиты, воздействующий на электромагнитный выключатель предварительной защиты и закрывающий стопорные и регулирующие клапаны турбины при повышении частоты вращения до частоты срабатывания регулятора безопасности, и зависящий от величины ускорения частоты вращения.

Турбина снабжена двумя электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло. Огнестойкое масло в систему регулирования подается от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью 5,9 м³, выносных охладителей, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки и двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования – 4,4 МПа.

Охладитель огнестойкого масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33 °С. Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Управление установкой централизовано и ведется из помещения блочного щита управления.

Система контроля управления выполняется на базе новейших электрических приборов и аппаратуры.

Система смазки предназначена для обеспечения смазкой подшипников турбины, генератора и питательных насосов, рассчитана на применение огнестойкого, нетоксичного синтетического масла. Вместимость системы 58 м³.

В баке объемом 47 м³ установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей, воздухоотделители для улучшения деаэрации масла.

Для подачи масла в систему предусмотрены два электронасоса переменного тока, один из которых резервный, и два аварийных электронасоса постоянного тока.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов, эжекторов для отсоса воздуха из водяных камер, циркуляционных насосов.

Конденсаторная группа включает в себя два продольных конденсатора с одинаковой поверхностью теплопередачи. Общая поверхность теплопередачи конденсаторной группы составляет 22500 м².

Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее (устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе и прочих теплообменных аппаратах, состоит из трех основных эжекторов, один из которых резервный, и одного пускового. Турбоагрегат обслуживается двумя конденсатными насосами (один из них резервный).

Для срыва вакуума предусматриваются две параллельно установленные задвижки с электроприводами. Управление задвижками осуществляется со щита управления.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды (конденсата турбины) паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины. Тепловая схема турбоустановки представлена на рис. 4.9.

Установка состоит из подогревателя замкнутого контура газоохладителей генератора, двух охладителей шара лабиринтовых уплотнений, четырех ПНД, деаэратора, трех ПВД и насосов.

Установка сетевых подогревателей предназначена для снабжения потребителя горячей водой и состоит из двух ПСВ (основного и пикового). Производительность установки – 293,3 ГДж/ч.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротными устройствами, фундаментными рамами, блоком стопорных регулирующих клапанов высокого давления, коробкой защитного клапана ЦСД с клапаном, обшивкой турбины;

- внутритурбинные трубопроводы;

- баки масляной и огнестойкой жидкости системы регулирования, маслоохладители;

- охладитель пара уплотнений;

- эжекторы водоструйные;

- электрическая часть системы регулирования;

- регенеративная установка, включающая ПНД № 1, 2, 3, 4 и 5 поверхностного типа, ПВД № 1, 2, 3 поверхностного типа с регулируемыми и предохранительными клапанами;
- установка ПСВ;
- насосы и электрооборудование турбоустановки;
- конденсаторная группа, содержащая два продольных конденсатора и затворы на выходе охлаждающей воды.

Таблица 4.15

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-11520
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4 ПНД-5	ПН-700-29-7-III ПН-1000-29-7-II ПН-700-29-7-I ПН-1000-29-7-III ПН-900-29-7-I
Деаэратор	Д	ДП-2000-1
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-2100-380-17 ПВ-1900-380-44 ПВ-2100-380-61
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСВ ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ЭП-3-50/150
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭУ-16
Маслоохладители	–	МБ-190-250
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-1600-90
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	ЦН-2000-185
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-360-160
Питательные насосы	ПН	ПТ-3750-100

4.6. Паротурбинная установка К-800-240-5

Паровая конденсационная турбина К-800-240-5 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 800 МВт с начальным абсолютным давлением пара 23,5 МПа предназначена для непосредственного привода генератора переменного тока ТВВ-800-2, для работы в блоке с прямоточным котлом.

Турбина К-800-240-5 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86. Номинальные характеристики турбины представлены в табл. 4.16.

Турбина имеет восемь нерегулируемых отборов пара (см. рис. 4.11), предназначенных для подогрева питательной воды (основного конденсата) в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 274 °С (при номинальной нагрузке

турбины и питания приводных турбин главных питательных насосов паром из отбора турбины).

Таблица 4.16

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	К-800 -240
1. Мощность, МВт	800
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	23,5 540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С	3,34 540
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	2650
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей	274 12 73000
6. Расход охлаждающей воды, т/ч	3,4
7. Давление пара в конденсаторе, кПа	

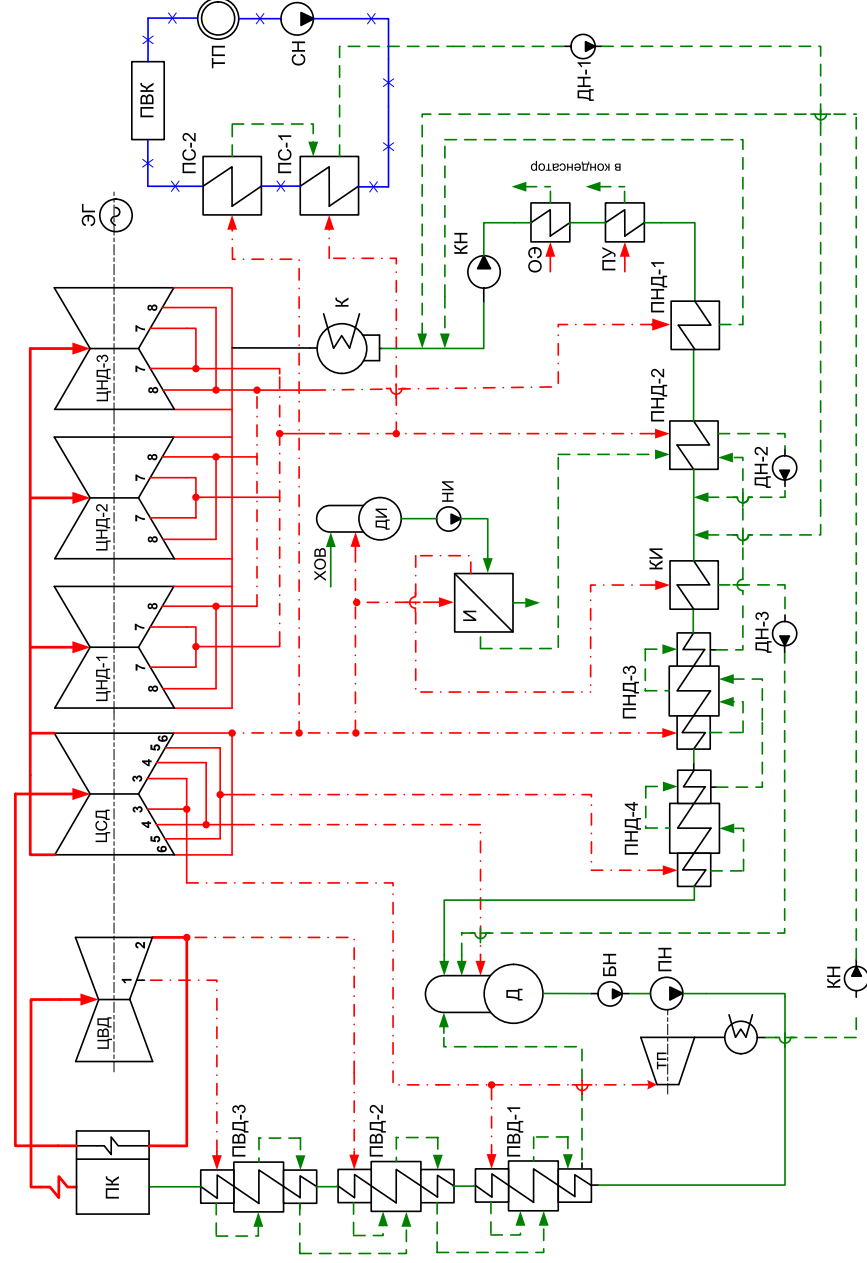


Рис. 4.11. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-800-240-5

Данные об отборах пара на регенерацию и трубопроводы приведены в табл. 4.17.

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,05	343	175
ПВД № 2	3,78	286	211
Турбопривод	1,64	442	127
ПВД № 1	1,64	442	107
Деаэрагор	1,08	385	5,0
ПНД № 4	0,588	311	91
ПНД № 3	0,284	231	87,6
ПНД № 2	0,114	147	118,3
ПНД № 1	0,020	60	87,6

В турбине, кроме регенеративных отборов, допускаются отборы пара без снижения номинальной мощности в следующих количествах:

- из отбора за 15-й (24-й) ступенями под давлением 1,628 МПа на собственные нужды станции – 20 т/ч;
- из отбора за 17-й (26-й) ступенями под давлением 0,98 МПа на пиковый подогреватель сетевой воды – 110 т/ч;
- из отбора за 21-й (37-й) ступенями под давлением 0,25 МПа на основной подогреватель сетевой воды – 120 т/ч;
- для покрытия теплофикационной нагрузки – 590 ГДж/ч.

Отбор пара на турбоприводы воздухоподувок в количестве 70 т/ч под давлением 0,98 МПа и на калориферы котла в количестве 100 т/ч под давлением 0,25 МПа может быть допущен без снижения номинальной мощности турбины, но с соответствующим уменьшением отборов пара на подогреватели сетевой воды.

Кроме вышеуказанных отборов пара, допускается без сохранения номинальной мощности турбины дополнительно отбор пара за 15-й (24-й) ступенями в количестве до 90 т/ч на собственные нужды блока.

Допускается работа турбины с отключенными регенеративными ПНД:

- при отключении одной нитки ПВД мощность турбины не должна превышать 785 МВт;
- при отключении двух ниток ПВД мощность турбины не должна превышать 730 МВт.

Два главных питательных насоса имеют паровые турбинные приводы, пар на которые отбирается из ЦСД под давлением 1,64 МПа и при температуре 442 °С в количестве 127 т/ч (при номинальной мощности).

При максимальном расходе, выключенных отборах пара, кроме системы регенерации, при номинальных параметрах пара и номинальных расходе и температуре охлаждающей воды может быть получена мощность около 850 МВт.

Допускается длительная работа при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров (пара и охлаждающей воды) от номинальной в следующих пределах: начальное давление от 23,04 до 24,02 МПа, начальная температура 540_{-10}^{+5} °С, температура промежуточного перегрева 540_{-10}^{+5} °С, температура охлаждающей воды на входе в конденсаторы не выше 33 °С.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины в течение не более 30 мин при повышении выше номинальных температуры свежего пара и промежуточного перегрева на 10 °С или начального давления на 0,98 МПа.

При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины не более 200 ч в год.

Допускается длительная работа турбины с минимальной нагрузкой 240 МВт при номинальных параметрах пара. При этом время постепенного пехода от номинальной мощности до 30 % составляет не менее 60 мин. В диапазоне мощности от 100 до 60 % температура свежего пара и пара перегрева сохраняется номинальной. При снижении мощности от 60 до 30 % допускается плавное снижение температуры свежего пара от номинальной до 505 °С за время не менее 60 мин.

При резких сбросах мощности вплоть до 30 % температура пара сохраняется номинальной в течение не менее 5 мин.

Допускается работа турбины при скользящем давлении свежего пара.

Допускается кратковременная работа турбины на собственные нужды и на холостом ходу после сброса нагрузки. При этом длительность работы на холостом ходу и при нагрузке на собственные нужды не более 40 мин (длительность зависит от исходных величин относительных тепловых удлинений роторов турбины).

Допускается работа турбины в беспаровом режиме длительностью до 3 мин.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой обновальный пятицилиндровый агрегат, выполненный на схеме: 1ВД+1ЦСД+3ЦНД (рис. 3.12).

Свежий пар из котла по двум трубопроводам подводится к двум коробкам стопорных клапанов, установленных впереди ЦВД. Каждая коробка стопорного клапана сблокирована с двумя коробками регулирующих клапанов, от которых пар по четырем трубам подводится к ЦВД.

ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубке которого вварены сопловые коробки. Пароподводящие штуцера имеют сварные соединения с наружным корпусом цилиндра и подвижные — с горловинами сопловых коробок. Через сопловой аппарат пар поступает в левый поток, состоящий из регулирующей ступени и пяти ступеней давления, поворачивает на 180° и поступает в правый поток, состоящий из шести ступеней, и далее отводится на промперегрев. После промперегрева пар по двум трубам подводится к двум стопорным

клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них – к четырем регулирующим клапанам, расположенным непосредственно на корпусе цилиндра. Двухпоточный ЦСД имеет по девять ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД пар по четырем трубам подводится к трем ЦНД.

Все ЦНД – двухпоточные, по пять ступеней в каждом потоке. По трем выхлопам ЦНД присоединены к каждому конденсатору.

Роторы частей высокого и среднего давлений – цельнокованые, роторы ЦНД – с насадными дисками. Длина рабочей лопатки последней ступени ЦНД равна 960 мм, средний диаметр этой ступени – 2480 мм. Все роторы имеют жесткие соединительные муфты и по две опоры. Фикспункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Критические частоты вращения валопровода с генератором ТВВ-800-2 приведены ниже.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек горизонтального разьема ЦВД и ЦСД, а также блоков клапанов ЦВД.

Турбина снабжена двумя валопоротными устройствами, вращающими ротор турбины соответственно частотам 0,051 и 0,50 с⁻¹. Блокировка не позволяет включить валопоротное устройство без включения гидроподъема.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. В предпоследние отсеки конечных уплотнений ЦНД подается пар под давлением 0,101–0,103 МПа из коллектора, давление в котором поддерживается регулятором и равно 0,107–0,117 МПа. Концевые уплотнения ЦВД и ЦСД работают по принципу самоуплотнения. Отсосы из предпоследних отсеков соединены в общей коллектор, в котором регулятором «до себя» поддерживается давление 0,118–0,127 МПа. Из концевых каминных камер уплотнений всех цилиндров паровоздушная смесь отсасывается водоструйными эжекторами через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД позволяет производить подачу горячего пара от постоянного источника при пусках турбины из неостывшего состояния.

Из крайних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором через вакуумный охладитель.

Рис. 4.12. Продольный разрез паровой турбины К-800-240-5 (начало)

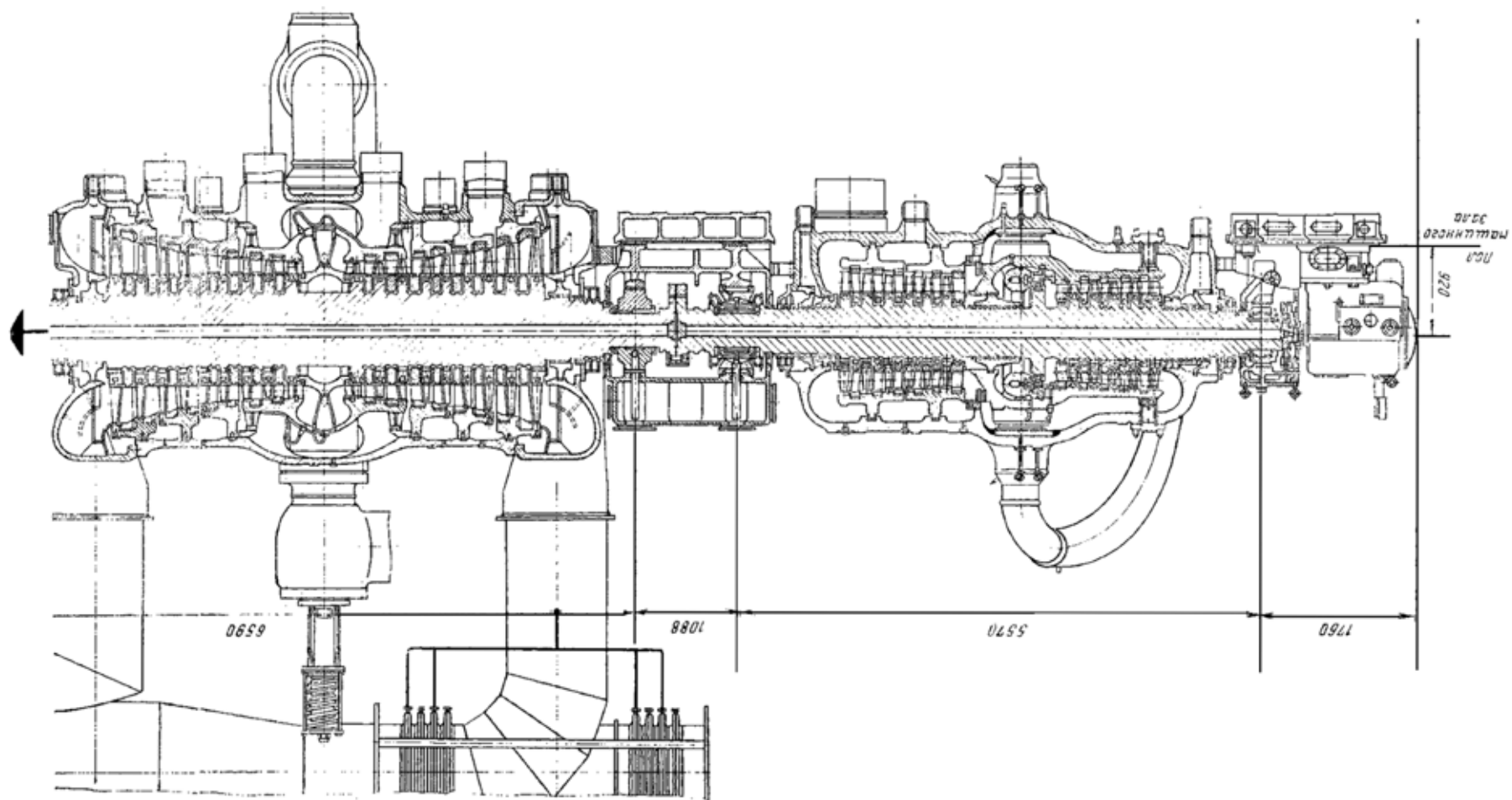


Рис. 4.12. Продольный разрез паровой турбины К-800-240-5 (продолжение)

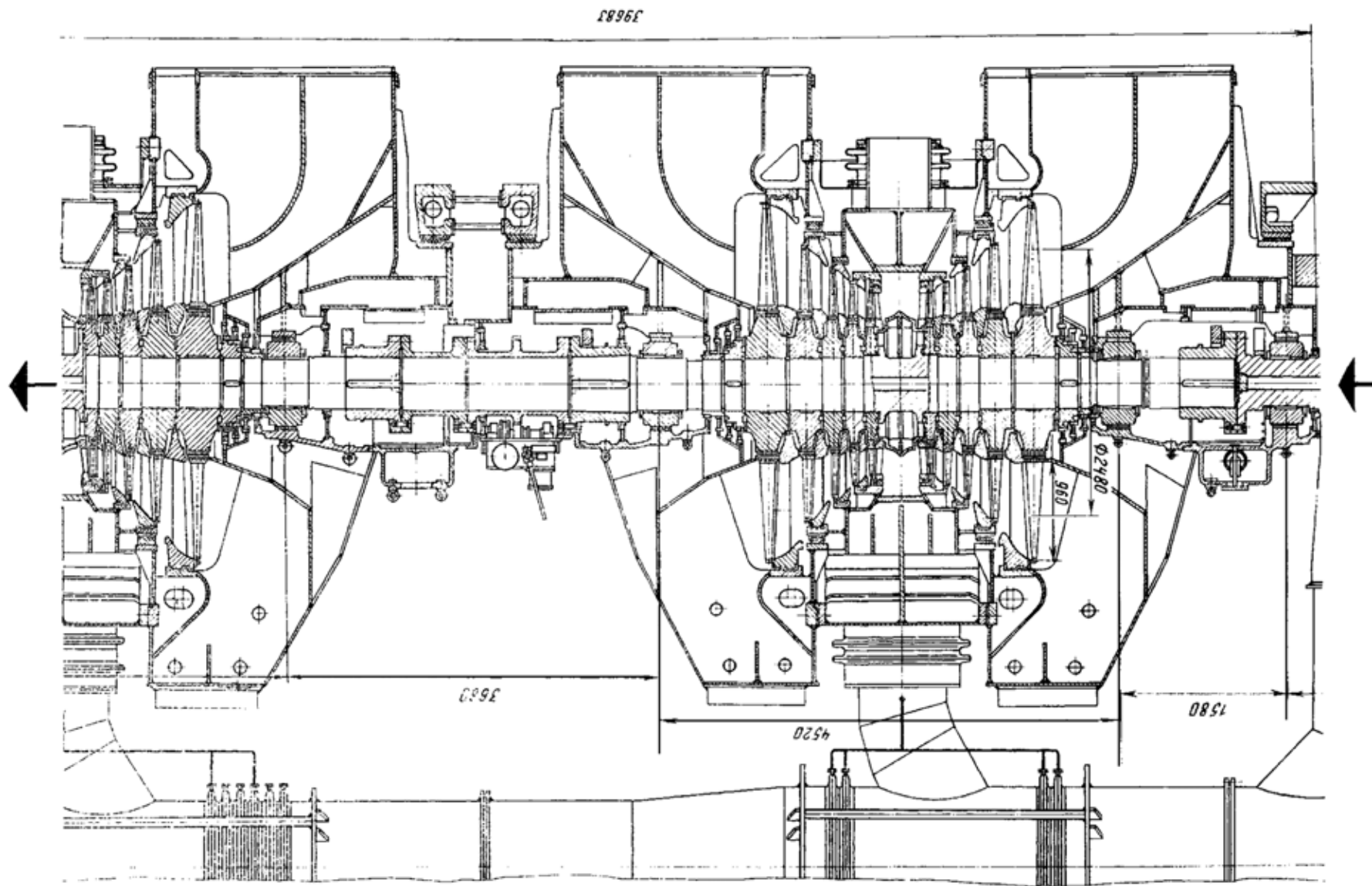
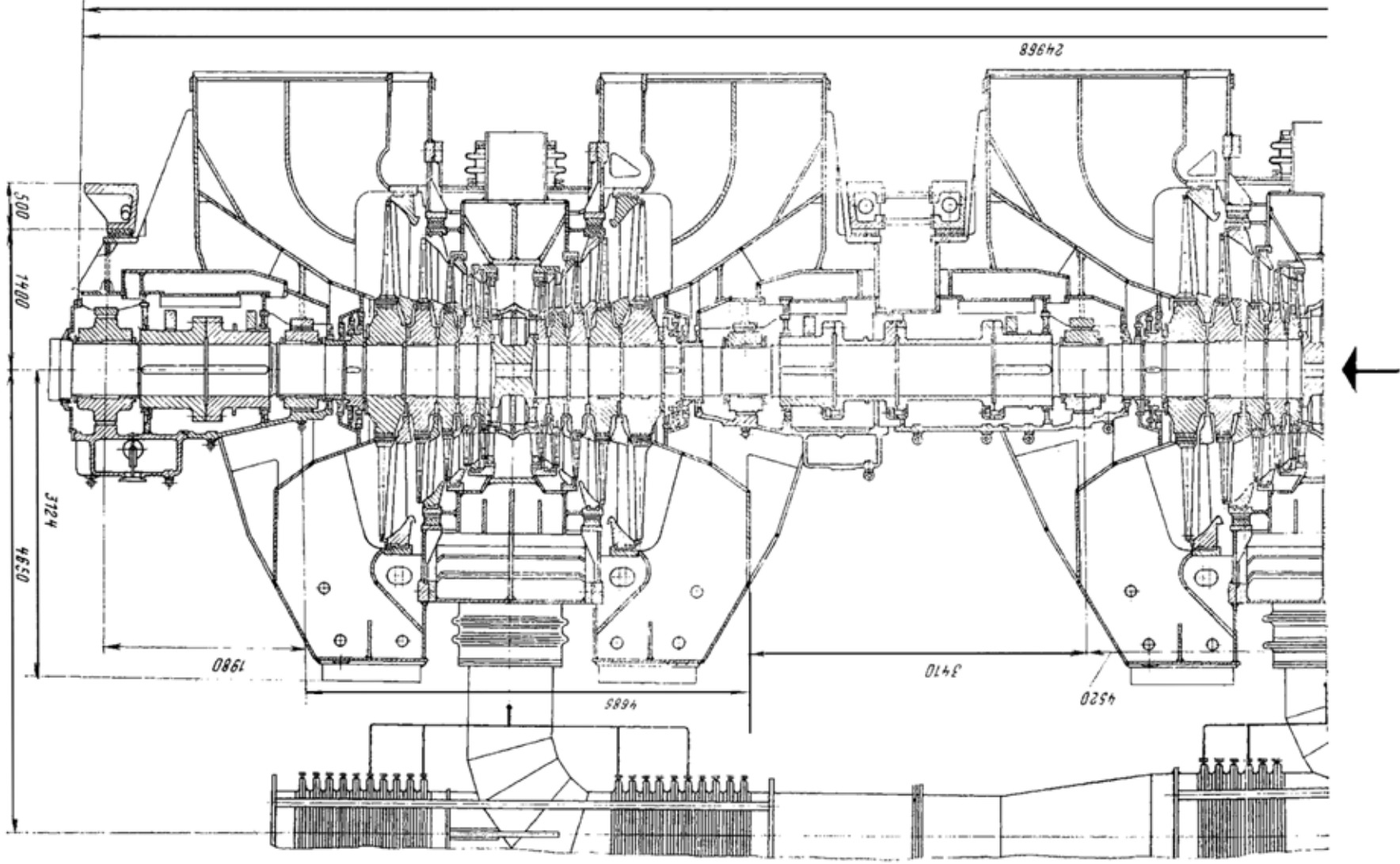


Рис. 4.12. Продольный разрез паровой турбины К-800-240-5 (окончание)



Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с^{-1} . Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети в пределах 49–50,5 Гц.

Допускается автоматический пуск и последующее нагружение турбины после простоя любой продолжительности. Предусматривается пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Регулирование и защита. Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, а также устройствами защиты, обеспечивающими работу турбины при однобайпасной схеме паросбросных устройств блока и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает: механический и электрический датчики скорости, электрические датчики активной мощности генератора, датчики давления пара в линии промперегрева и давления свежего пара.

Исполнительные элементы в системе регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД, два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД, два сервомотора стопорных клапанов ЦСД, два сервомотора сбросных клапанов из линии промперегрева в конденсатор, сервомотор отсечного клапана на линии к ПТН.

Сервомоторы регулирующих клапанов № 3 и 4 ЦВД имеют механизмы перестройки характеристики сервомотора с дистанционным приводом, позволяющие перестраивать регулирование на дрессельное в процессе пуска турбины и на сопловое при работе турбины под нагрузкой.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим:

- зарядку золотников регулятора безопасности;
- управление стопорными и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросными клапанами и отсечным клапаном на линии ПТН;
- изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе;
- изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

ЭЦСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности. В электроприставке содержатся блоки, обеспечивающие воздействием через электрогидравлический преобразователь форсированное закрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109 %

от номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке содержатся блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстросействующий ограничитель мощности, поддерживающий заданную в после-аварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор мощности, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. При падении давления свежего пара до минимально допустимой величины обеспечивается поддержание давления не ниже этого значения. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5) \%$ от номинальной. Регулятор может изменять статизм от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятора мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до $(111,5 \pm 0,5) \%$ от номинальной. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, клапанов на линиях к питательному турбонасосу и турбовоздуходувке, а также открытие сбросных клапанов. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет $\sim 0,3$ с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости. Кроме того, для предотвращения чрезмерного разгона ротора при отказе системы регулирования частоты вращения в электроприставке предусмотрен блок предварительной защиты, воздействующий на электромагнитный выключатель предварительной защиты и закрывающий стопорные и регулирующие клапаны турбины при повышении частоты вращения до частоты срабатывания регулятора и зависящий от величины ускорения частоты вращения.

Турбина снабжена двумя электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло. Огнестойкое масло подается в систему регулирования от блока маслоснабжения, состоящего из бака емкостью $5,5 \text{ м}^3$, охладителя, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки и двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования 4,4 МПа.

Охладитель огнестойкого масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33 °С.

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Система контроля и управления турбиной обеспечивает контроль параметров работы; регистрацию наиболее важных параметров; технологическую, предупредительную и аварийную сигнализацию; автоматическое управление функциональными группами технологически связанных механизмов и запорно-регулирующих органов, дублируемое дистанционным управлением с блочного щита; автоматическую стабилизацию ряда параметров, поддержание заданных значений которых требует оперативного вмешательства в процессе нормальной эксплуатации; автоматическую защиту турбины и вспомогательного оборудования.

Управление установок централизовано и ведется из помещения блочного щита управления.

Система смазки предназначена для обеспечения смазкой (синтетическое огнестойкое масло ОМТИ или минеральное масло) подшипников турбины, генератора и группы питательных насосов.

В баке объемом 47 м³ установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и воздухоотделители для улучшения деаэрации масла.

Для подачи масла в систему предусмотрены два вертикальных центробежных электронасоса переменного тока (один резервный), установлены два аварийных электронасоса постоянного тока.

Масло охлаждается в трех маслоохладителях (один резервный), питающихся водой из циркуляционной системы.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов, эжекторов для отсоса воздуха из водяных камер, циркуляционных насосов.

Конденсаторная группа (суммарная поверхность 41200 м²) включает в себя два продольных конденсатора. Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство, обеспечивающее нормальный процесс теплообмена в конденсаторе, состоит из трех водоструйных эжекторов (один из которых резервный) и двух пусковых водоструйных эжекторов. Для подачи воды к эжекторам устанавливаются два электронасоса.

Для откачивания конденсата из конденсатора предусмотрено три конденсатных электронасоса (один из которых резервный).

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрактор (рис. 4.11).

ПНД № 1, 2, 3 и 4 – поверхностного типа, камерные, вертикальные, сварной конструкции со встроенными охладителями пара и конденсата. ПВД – коллекторного типа. Поверхность нагрева выполнена в виде плоских одноплоскостных спиралей из стальных трубок, привариваемых к раздающим и собирающим коллекторам.

Слив конденсата из подогревателей – каскадный.

Теплофикационная установка состоит из двух подогревателей сетевой воды (основного и пикового) и предназначена для централизованного снабжения потребителя горячей водой с температурой до 150 °С. Производительность установки 586 ГДж/ч.

Таблица 4.18

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	800 КЦС-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-1600-32-7-V
	ПНД-2	ПН-1500-32-7-IV
	ПНД-3	ПН-2200-32-7-II
	ПНД-4	ПН-2400-32-7-I
Деаэрактор	Д	ДП-1600М-1
	ПВД-1	ПВ-1600-380-17
Подогреватели высокого давления	ПВД-2	ПВ-2100-380-40
	ПВД-3	ПВ-1600-380-66
	ПС-1	ПСВ
Подогреватели сетевой воды	ПС-2	ПСВ
	СП	ПС-300-33-0,5
Сальниковый подогреватель	ЭП	ЭВ-4-1100
	–	М-540
Эжектирующий подогреватель	КН-1	КСВ-1000-95
Маслоохладители	КН-2	ЦН-1000-220
Конденсатный насос первого подъема	ДН	КСВ-500-220
Конденсатный насос второго подъема	ПН	СВПТ-350-1350
Сливные (дренажные) насосы		ПН-1500-350
Питательные насосы		

В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валопоротными устройствами, фундаментными рамами, блоком стопорных регулирующих клапанов высокого давления, коробкой защитного клапана ЦСД с клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

- баки масляной и огнестойкой жидкости системы регулирования, маслоохладители, охладитель пара уплотнений, эжекторы водоструйные;
- электрическая часть системы регулирования;
- регенеративная установка, включающая в себя ПНД № 1 и 2 смешивающего типа, ПНД № 3 и 4 поверхностного типа, ПВД № 1, 2 и 3 поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;
- установка подогревателей сетевой воды;
- насосы и электрооборудование турбоустановки;
- конденсаторная группа, содержащая два продольных конденсатора и затворы на выходе охлаждающей воды.

4.7. Паротурбинная установка К-1200-240-3

Одновальная конденсационная паровая турбина К-1200-240-3 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) без регулируемых отборов пара с промежуточным перегревом номинальной мощностью 1200 МВт, с частотой вращения 50 с^{-1} (3000 об/мин) предназначена для привода генератора переменного тока типа ТВВ-1200-2, для покрытия базовой нагрузки, нормального и аварийного регулирования мощности энергосистемы, а также пиковых электрических нагрузок.

Турбина К-1200-240 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85 и ГОСТ 24278–85.

Турбина имеет девять регулируемых отборов пара для регенеративного подогрева питательной воды (см. рис. 4.13). Подогрев осуществляется в пяти ПНД поверхностного типа, деаэраторе и трех ПВД до температуры $274 \text{ }^\circ\text{C}$ (при номинальной нагрузке турбины). Данные по отборам пара из турбины на регенерацию и турбопривод приведены в табл. 4.20.

Кроме регенеративных отборов допускаются следующие отборы без снижения номинальной мощности турбины: из отборов за 3-й ступенью ЦСД давлением 1,82 МПа на мазутное хозяйство и общестанционные нужды – 100 т/ч; из отбора за 6-й ступенью ЦСД давлением 0,83 МПа на приводные турбины воздуходувок – 108 т/ч; из отбора за ЦСД и за 1-й ступенью ЦНД давлением 0,43 МПа и 0,21 МПа; на сетевые подогреватели для покрытия теплофикационной нагрузки в количестве 188 ГДж/ч; из отбора за ЦСД давлением 0,43 МПа на калориферы 170 т/ч.

Кроме указанных отборов пара без сохранения номинальной мощности турбины допускается отбор пара за ЦВД (4,14 МПа) в количестве 100 т/ч. Два главных питательных насоса имеют паровые приводы, пар на которые отбирается за 3-й ступенью ЦСД под давлением 1,82 МПа и при температуре $450 \text{ }^\circ\text{C}$ в количестве 176 т/ч при номинальном режиме и расходе пара главной турбиной, равном количеству питательной воды, подаваемой в котел.

Таблица 4.19

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры		К-1200 -240
1. Мощность, МВт		1200
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С		23,5 540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа температура, °С		3,5 540 3950
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч		274
5. Температура воды, °С питательной охлаждающей		12
6. Расход охлаждающей воды, т/ч		108000
7. Давление пара в конденсаторе, кПа		3,5

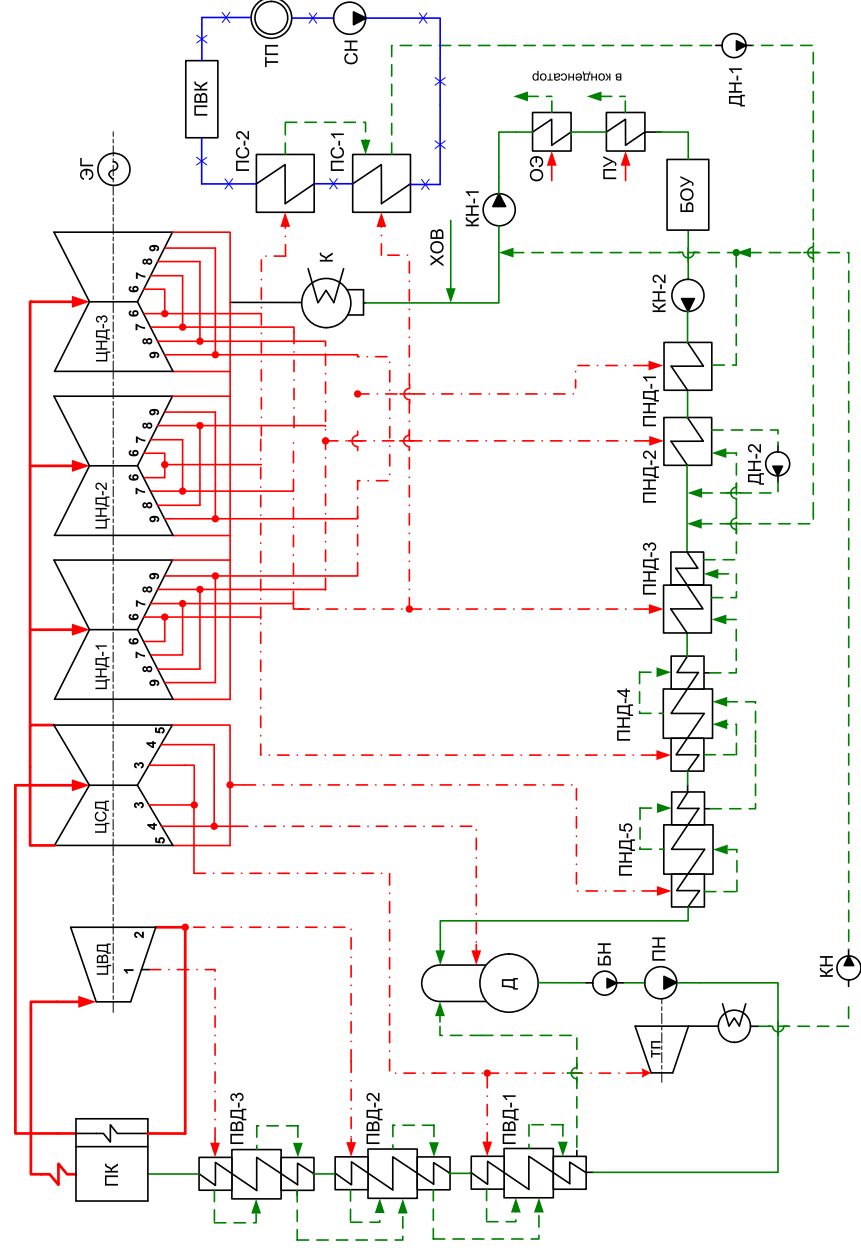


Рис. 4.13. Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-1200-240-3

Таблица 4.20

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	6,2	354	286
ПВД № 2	3,9	295	309
ПВД № 1	1,8	450	127
Турбопривод	1,8	450	176
Деаэрагор	0,9	355	87
ПНД № 5	0,4	280	118
ПНД № 4	0,25	218	106
ПНД № 3	0,12	150	92
ПНД № 2	0,05	80	96
ПНД № 1	0,02	60	112

Допускается длительная работа турбины при отклонениях (в любых сочетаниях) параметров от номинальных в следующих пределах:

- начальных параметров свежего пара по абсолютному давлению от 23,0 до 24,0 МПа и температуре от 530 до 545 °С;

- температуры пара (после промпрегрева) от 530 до 545 °С перед стопорными клапанами ЦСД;

- повышение температуры охлаждающей воды на входе в конденсаторы до 33 °С и расходе ее 108000 м³/ч.

Надежная работа турбины обеспечивается при температуре охлаждающей воды, поступающей в масло и газоохладители, не более 33 °С.

При изменении нагрузки в пределах регулируемого диапазона предусматривается работа турбины на скользящем давлении: максимальном – 24 МПа; минимальном – 11,7 МПа. При температуре свежего пара перед автоматическими стопорными клапанами в интервале 546–550 °С и температуре пара промпрегрева перед стопорными клапанами ЦСД в интервале 546–550 °С разрешается работа турбины в течение не более 30 мин, причем общая продолжительность работы при этих температурах пара не должна превышать 200 ч в год.

Турбина снабжена валоповоротным устройством (ВПУ), вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 30 об/мин; гидроподъем вала осуществляется маслом высокого давления.

Это устройство приводится во вращение электродвигателем мощностью 100 кВт при 1460 об/мин с напряжением 220/380 В.

Допускается длительная работа турбины с минимальной нагрузкой 360 МВт при номинальных параметрах пара с допусковыми отклонениями, при этом время постепенного перехода со 100 до 30 % составляет не менее 60 мин. Допускается плавное снижение температуры свежего пара и (пара после промежуточного перегрева с 540 (при нагрузке 60 %) до 510–505 °С (при

нагрузке 30 %). При этом время перехода от нагрузки 60 до нагрузки 30 % составляет не менее 60 мин.

Общая масса турбины без конденсаторов, вспомогательного оборудования и трубопроводов составляет около 1900 т, масса наиболее тяжелых частей турбины для монтажа (нижняя половина ЦНД) – 75 т, для эксплуатации (верхняя половина ЦНД в собранном виде) – 118 т.

Наименьшая высота подъема главного крюка мостового крана, считая от уровня пола машинного зала, составляет 12 м.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновалный пятицилиндровый агрегат, выполненный по схеме: 1 ЦВД+1 ЦСД +3 ЦНД (рис. 4.14).

Парораспределение турбины – дрессельное. Свежий пар из котла по четырем паропроводам подводится к двум коробкам стопорных клапанов, установленным по обе стороны ЦВД. Каждая коробка стопорного клапана заблокирована с двумя коробками регулирующих клапанов, от которых пар по четырем трубам подводится к середине ЦВД.

ЦВД имеет внутренний корпус, в патрубки которого вварены две соплые коробки. Пройдя через паровпускной аппарат, пар поступает в левый поток, состоящий из четырех ступеней давления, поворачивает на 180° и перепускается в правый поток, состоящий из четырех ступеней давления, и далее отводится на промежуточный перегрев по четырем паропроводам. После промежуточного перегрева пар по четырем трубам подводится к двум стопорным клапанам ЦСД, установленным по обе стороны цилиндра, и от них – к четырем регулирующим клапанам, расположенным непосредственно на цилиндре.

Двухпоточный ЦСД имеет по восемь ступеней в каждом потоке, причем первые три ступени каждого потока размещены в общем внутреннем корпусе. Из выхлопных патрубков ЦСД по двум трубам, расположенным под полом по обеим сторонам турбины, пар подводится к трем ЦНД.

Все ЦНД – двухпоточные, по пять ступеней в каждом потоке. Длина титановой рабочей лопатки последней ступени – 1200 мм, средний диаметр ступени – 3000 мм. ЦНД снабжены внутренними корпусами. Пар из выхлопов каждого ЦНД направляется к конденсатору.

Роторы ЦВД и ЦСД – цельнокованные, роторы ЦНД – ковано-сварные. Все роторы имеют жесткие соединительные муфты, две опоры и выносные подшипники, которые опираются непосредственно на фундамент. Фиксипункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Фиксипункт валопровода (упорный подшипник) расположен между ЦВД и ЦСД.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями, в камеры которых подается пар под давлением 0,103 МПа из коллектора.

Рис. 4.14. Продольный разрез паровой турбины К-1200-240 (начало)

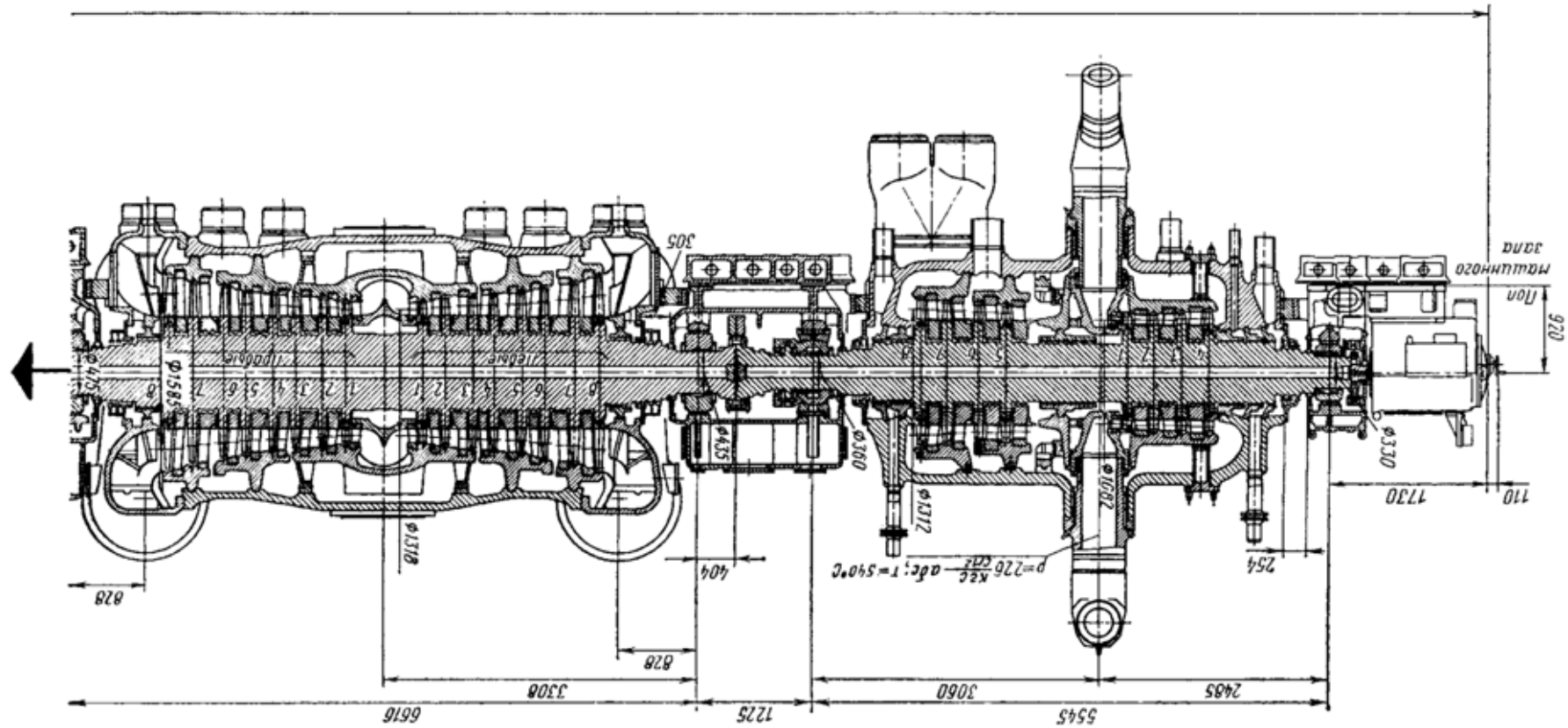


Рис. 4.14. Продольный разрез паровой турбины К-1200-240 (продолжение)

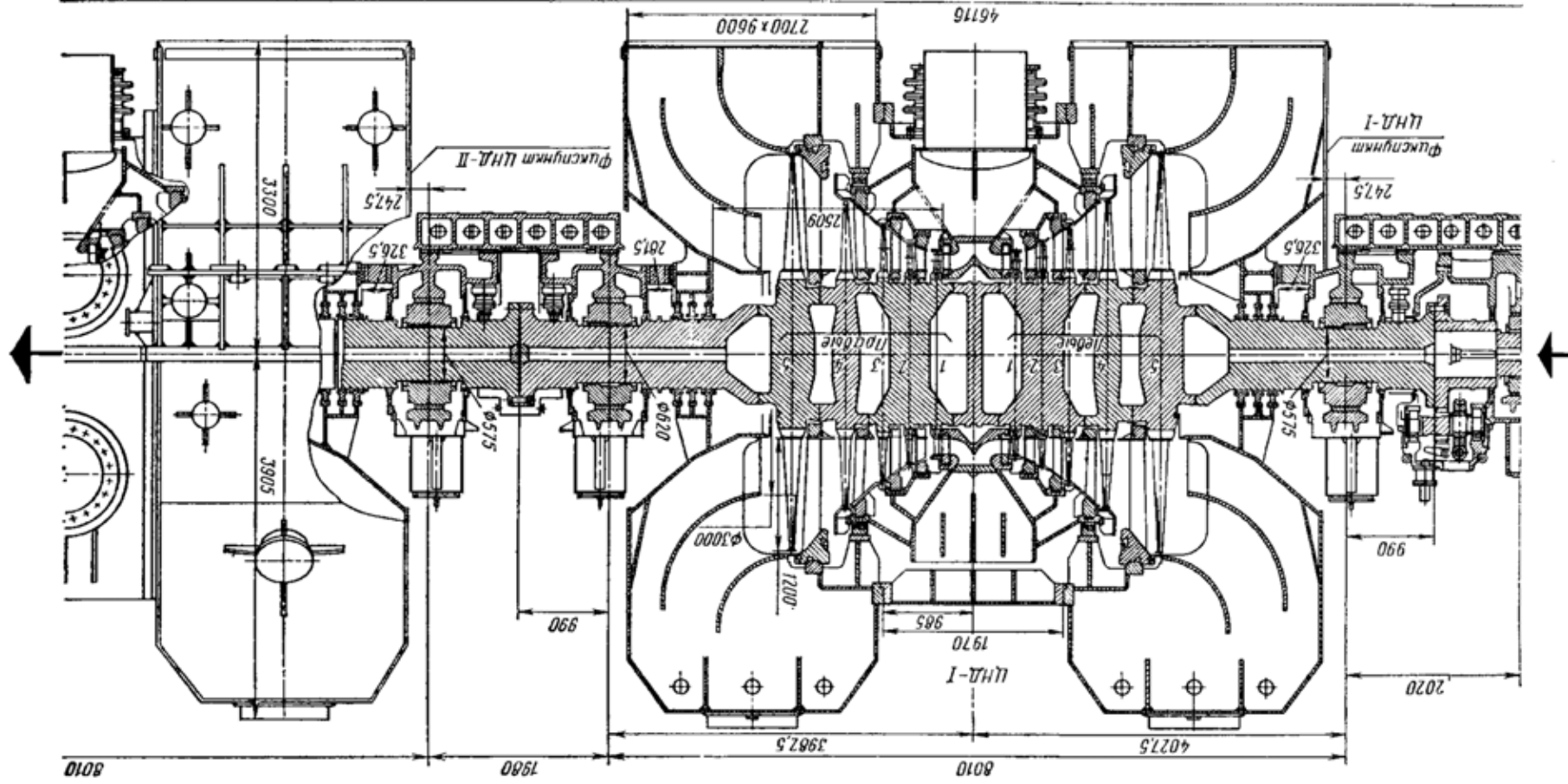
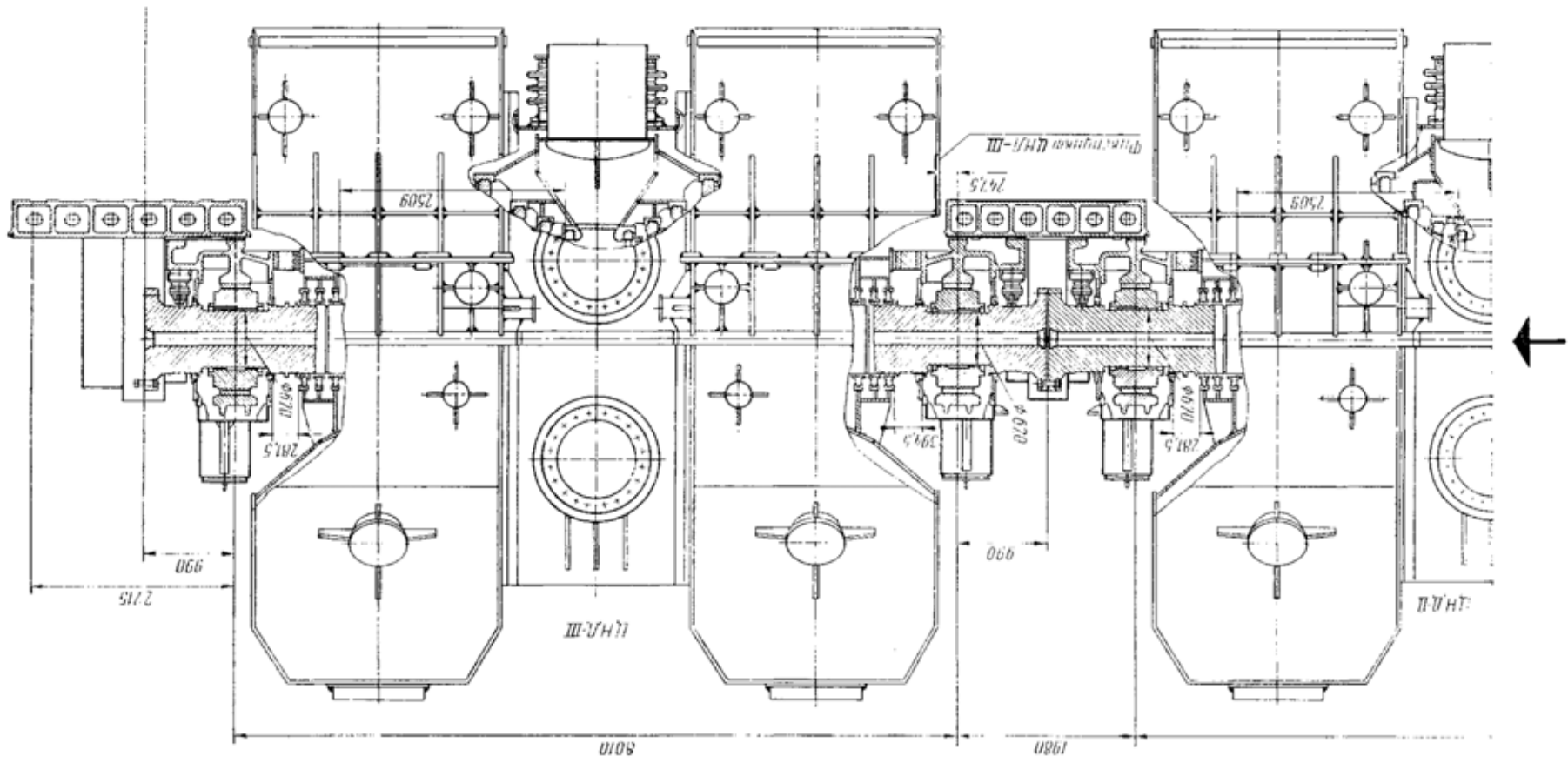


Рис. 4.14. Продольный разрез паровой турбины К-1200-240 (окончание)



Давление в коллекторе 0,113–0,117 МПа поддерживается регулятором. В коллектор пар поступает из деаэрата. Из крайних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается через вакуумный охладитель. Схема питания концевых уплотнений ЦВД позволяет производить подачу горячего пара от постороннего источника при пусках турбины из не остывшего и горячего состояний.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбоагрегата 50 с⁻¹. Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты в сети в пределах 49–50,5 Гц и кратковременная работа при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Турбина снабжена валопоротным устройством вращающим валопровод с частотой 0,5 с⁻¹.

Допускается пуск и последующее нагружение турбины после останова любой продолжительности. Предусматривается автоматизированный пуск турбины на скользящих параметрах пара из холодного и неостывшего состояний.

Регулирование и защита. Турбина снабжен электрогидравлической системой автоматической регулировки, а также устройствами защиты обеспечивающими работу турбины при однойпасной схеме паросборных устройств блока и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы.

Электрогидравлическая система регулирования состоит из электрической и гидравлической частей.

Система регулирования включает: механический и электрический датчики частоты вращения, электрические датчики активной мощности генератора; датчики давления свежего пара.

Исполнительные элементы системы регулирования и защиты: четыре гидравлических сервомотора регулирующих клапанов ЦВД; два сервомотора регулирующих клапанов ЦСД; два сервомотора автоматических затворов ЦВД; два сервомотора автоматических затворов ЦСД; два сервомотора сбросных клапанов на линии из промперегрева в конденсатор; два сервомотора клапанов КОСМ-600 и сервомотор клапана КОСМ-800.

Управление турбиной при пуске, синхронизации и нагружении осуществляется механизмом управления, обеспечивающим: зарядку золотников регулятора безопасности; управление автоматическими затворами и регулируемыми клапанами ЦВД и ЦСД, сбросными и отсечными клапанами; изменение частоты вращения ротора турбины с возможностью синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе; изменение нагрузки.

Механизм управления может приводиться в действие вручную и дистанционно с блочного щита.

ЭЦСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности. В электроприставке имеются блоки, обеспечивающие с помощью электрогидравлического преобразователя форсированное покрытие регулирующих клапанов турбины при сбросе нагрузки, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109 % номинальной частоты вращения. Кроме того, в электроприставке имеются блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель мощности, поддерживающий заданную в послеаварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины. Регулятор мощности, действующий на электродвигатель механизма управления турбиной; поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. При падении давления свежего пара до минимально допустимой величины обеспечивается поддержание давления не ниже этого значения. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет (4,5+0,5) %. С помощью регулятора мощности возможно изменение статизма от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятором мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты от разгона турбина снабжена регулятором безопасности с двумя бойками, которые срабатывают при повышении частоты вращения до (111,5±0,5) % от номинальной. При срабатывании регулятора безопасности происходит закрытие всех регулирующих и стопорных клапанов, клапанов на линиях к ПТН и ТВД, а также открытие сбросных клапанов. Время полного закрытия регулирующих и стопорных клапанов составляет ~0,3 с от момента срабатывания регулятора безопасности. Действие регулятора безопасности дублируется дополнительной защитой, выполненной в блоке золотников регулятора скорости. Кроме того, для предотвращения чрезмерного разгона ротора при отказе системы регулирования частоты вращения в электроприставке предусмотрен блок предварительной защиты, воздействующий на электромагнитный выключатель предварительной защиты и закрывающий стопорные и регулирующие клапаны турбины при повышении частоты вращения до частоты срабатывания регулятора безопасности.

Турбина снабжена двумя электромагнитными выключателями защиты, обеспечивающими срабатывание золотников регулятора безопасности.

Рабочей жидкостью в гидравлической части системы регулирования является огнестойкое синтетическое масло. Огнестойкое масло в систему регулирования подается от блока маслоснабжения, состоящего из бака

емкостью 5,5 м³, охладителя, воздухоотделителя, фильтров грубой и тонкой очистки, двух электронасосов переменного тока. Рабочее давление в системе регулирования 4,4 МПа.

Охладитель огнестойкого масла работает при подводе охлаждающей воды из циркуляционной системы и обеспечивает нормальную работу системы регулирования при температуре охлаждающей воды не более 33 °С.

Для предотвращения разгона турбоагрегата обратными потоками пара установлены обратные клапаны на трубопроводах нерегулируемых отборов пара в ПВД и ПНД, на трубопроводах пара к турбоприводам питательных насосов, деаэратору и калориферам котла.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой (синтетическим маслом ОМТИ или минеральным маслом) подшипников турбины генератора и питательных насосов.

В баке объемом 55 м³ установлены сетчатые фильтры для очистки масла от механических примесей и воздухоотделители для улучшения деаэрации масла (содержание воздуха после воздухоохладителя не должно превышать 1,5 %).

Для подачи масла в систему предусмотрены три вертикальных центробежных электронасоса переменного тока (два рабочих и один резервный). Установлены два аварийных электронасоса постоянного тока. Масло охлаждается в трех маслоохладителях типа М-540 (один резервный, питаемый водой из циркуляционной системы).

Расход охлаждающей воды на каждый работающий маслоохладитель равен 0,08 м³/с. Турбина снабжена двумя реле давления смазки, которые обеспечивают автоматическое отключение турбины и валоповоротного устройства при падении давления в напорном маслопроводе смазки, а также включают резервные насосы системы смазки.

Конденсационная установка состоит из конденсаторной группы, воздухоудаляющего устройства, конденсатных насосов и водяных фильтров. Конденсаторная группа включает в себя двухпоточный продольный конденсатор, состоящий из четырех корпусов. Предусмотрено секционное деление конденсаторов по длине на две части с присоединением секций к отдельным выхлопам ЦНД. В каждой секции давление пара устанавливается в соответствии с температурными условиями конденсации и связано с величиной нагрева проходящей охлаждающей воды. Конденсаторы устанавливаются на пружинных опорах.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет пять ПНД, подогреватель замкнутого контура газоохладителей генератора, охладитель пара лабиринтовых уплотнений, деаэратор и три ступени ПВД, состоящие из двух групп подогревателей (рис. 4.13).

Установка сетевых подогревателей предназначена для отпуска тепла потребителю. Производительность установки составляет 167 ГДж/ч. В состав

комплектующего оборудования входят: паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, блоком стопорных и регулирующих клапанов высокого давления, коробкой с защитным клапаном ЦСД, обшивкой турбины, внутри-турбинными трубопроводами; комплект обратных клапанов; бак системы смазки и огнестойкой жидкости системы регулирования; маслоохладители, охладитель пара уплотнений, эжекторы водоструйные; электрическая часть системы регулирования; регенеративная установка, включающая ПНД № 1, 2, 3, 4, 5 поверхностного типа; ПВД № 1, 2 и 3 поверхностного типа с регулируемыми и предохранительными клапанами; установка сетевых подогревателей; насосы и электрооборудование турбоустановки; конденсаторная группа, содержащая четыре продольных конденсатора и загворы на выходе охлаждающей воды.

Таблица 4.21

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-1200 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4 ПНД-5	ПН-2300-25-7-V ПН-2300-25-7-V ПН-2300-25-7-V ПН-2300-25-7-V ПН-2300-25-7-V
Деаэрагор	Д	ДП-2000/185
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-2500-380-17 ПВ-2500-380-37 ПВ-900-380-61
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСВ ПСВ
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-340 (ЭВ-4-230)
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭВ-4-1100
Маслоохладители	–	М-540 (МП 330-300)
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-1600-100
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	ЦН-1600-220
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КСВ-500-220
Питательные насосы	ПН	ПТН-2200-350 ПН-1500-350

5. КОНДЕНСАЦИОННЫЕ ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ С РЕГУЛИРУЕМЫМИ ОТБОРАМИ ПАРА

5.1. Паротурбинная установка Т-25-90-6

Теплофикационная паровая турбина Т-25-90-6 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) с отопительным отбором пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВ-30-2 с частотой вращения 60 с^{-1} и для отпуска тепла на отопление. При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Т-25-90-6».

Турбина Т-25-90-6 соответствует требованиям ГОСТ 3618–65 и ГОСТ 24278–65. Номинальные характеристики турбоустановки приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-25-90-6
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	25 30
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	8,8 535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	193 (53,6)
4. Расход свежего пара, т/ч номинальный максимальный	129 160
5. Пределы изменения давления пара в регулируемом отопительном отборе пара, МПа	0,07–0,25
6. Температура воды, °С питательной охлаждающей	218 20 4500
7. Расход охлаждающей воды, т/ч	4,5
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	

Допустимые пределы колебания параметров свежего пара, при которых турбина может длительно работать, составляют: давление 8,33–9,33 МПа, температура 495–505 °С.

Принципиальная тепловая схема турбины представлена на рис. 5.1. Данные по регенеративным отборам пара приведены в табл. 5.2.

Турбина может принимать нагрузку до 30 МВт при определенных величинах отопительного отбора, определяемого по диаграмме режимов.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный одноцилиндровый агрегат (рис. 5.2), проточная часть состоит из двадцати ступеней. Часть высокого давления состоит из двухвальной регулирующей ступени и пятнадцати ступеней давления: в ЧНД имеются одновальная регулирующая ступень и три ступени давления.

Парораспределение – сопловое: к соплам первой ступени пар поступает через четыре регулирующих клапана, две группы сопел перед ЧНД обсуживаются при помощи поворотной диафрагмы, заменяющей два регулирующих клапана.

Таблица 5.2

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 2	2,7	370	6,1
ПВД № 1	1,6	310	7,6
Деаэрагор	1,0	260	7,4
ПНД № 2	0,25	127	6,1
ПНД № 1	0,12	104	4,5

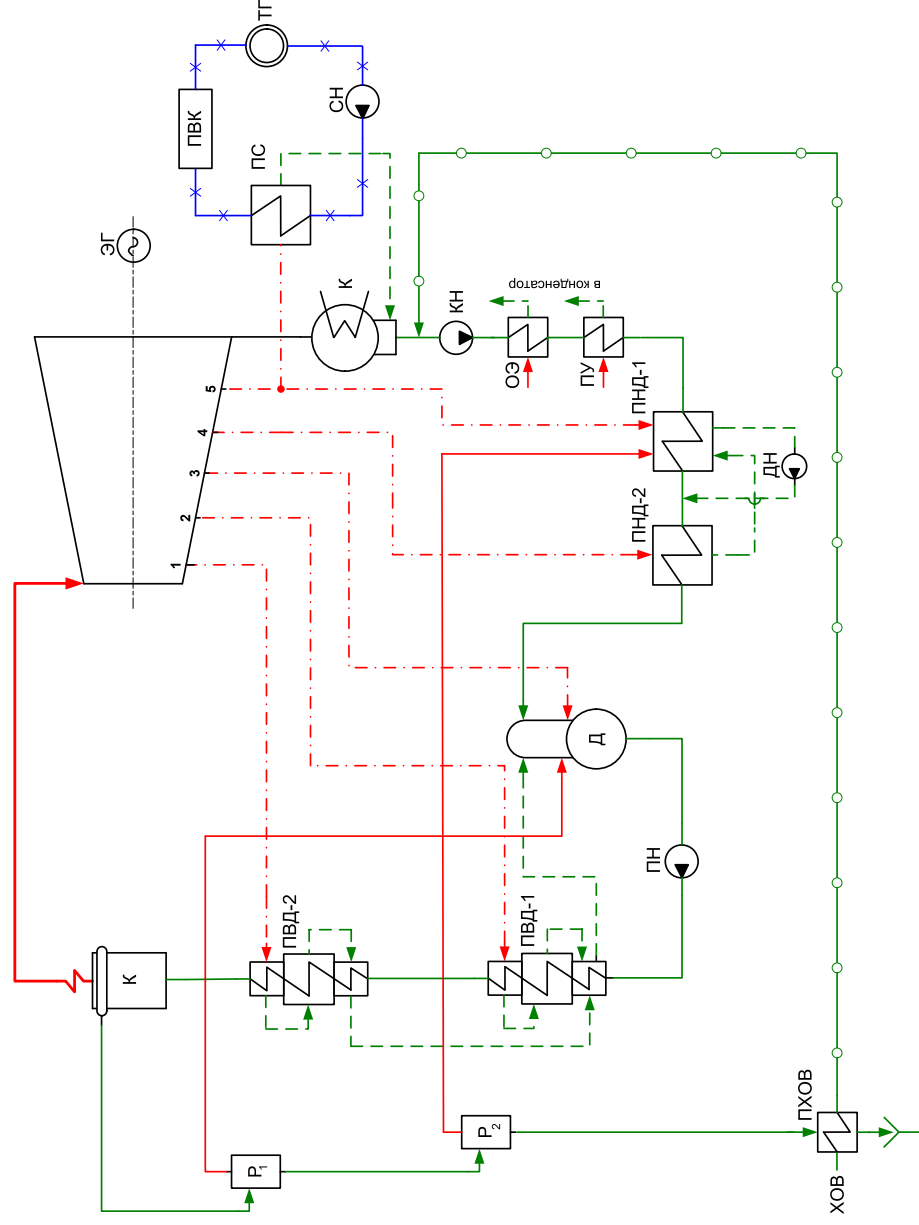


Рис. 5.1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-25-90-6

Первые одиннадцать дисков ротора выточены из одной поковки с валом. Ротор турбины – гибкий, с критическим числом оборотов 1850 об/мин. Лабиринтовые уплотнения вала – с насадными втулками, елочного типа. Передний подшипник – комбинированный опорно-упорный. Вкладыш опорного подшипника имеет сферическую поверхность.

Рис. 5.2. Продольный разрез паровой турбины Т-25-90 (начало)

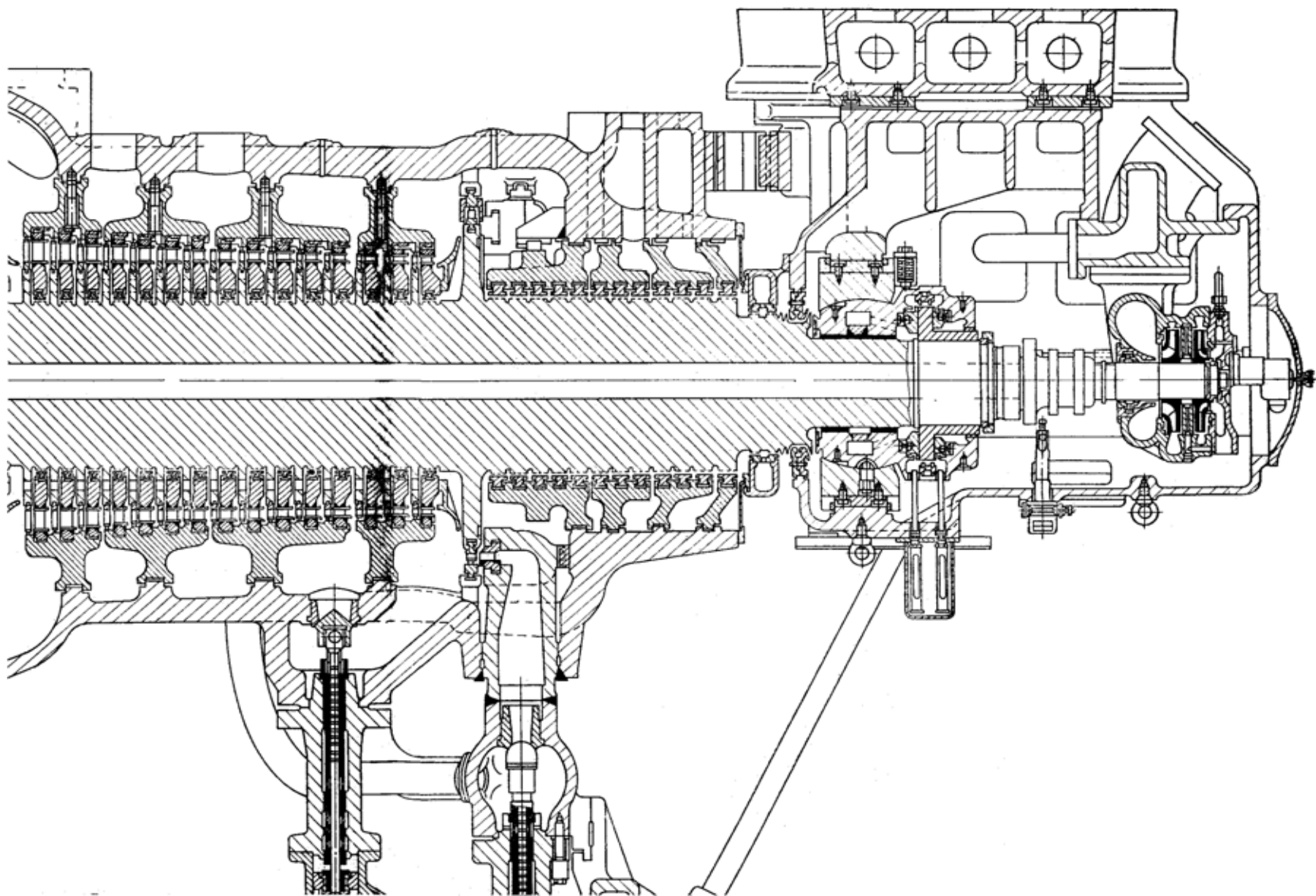
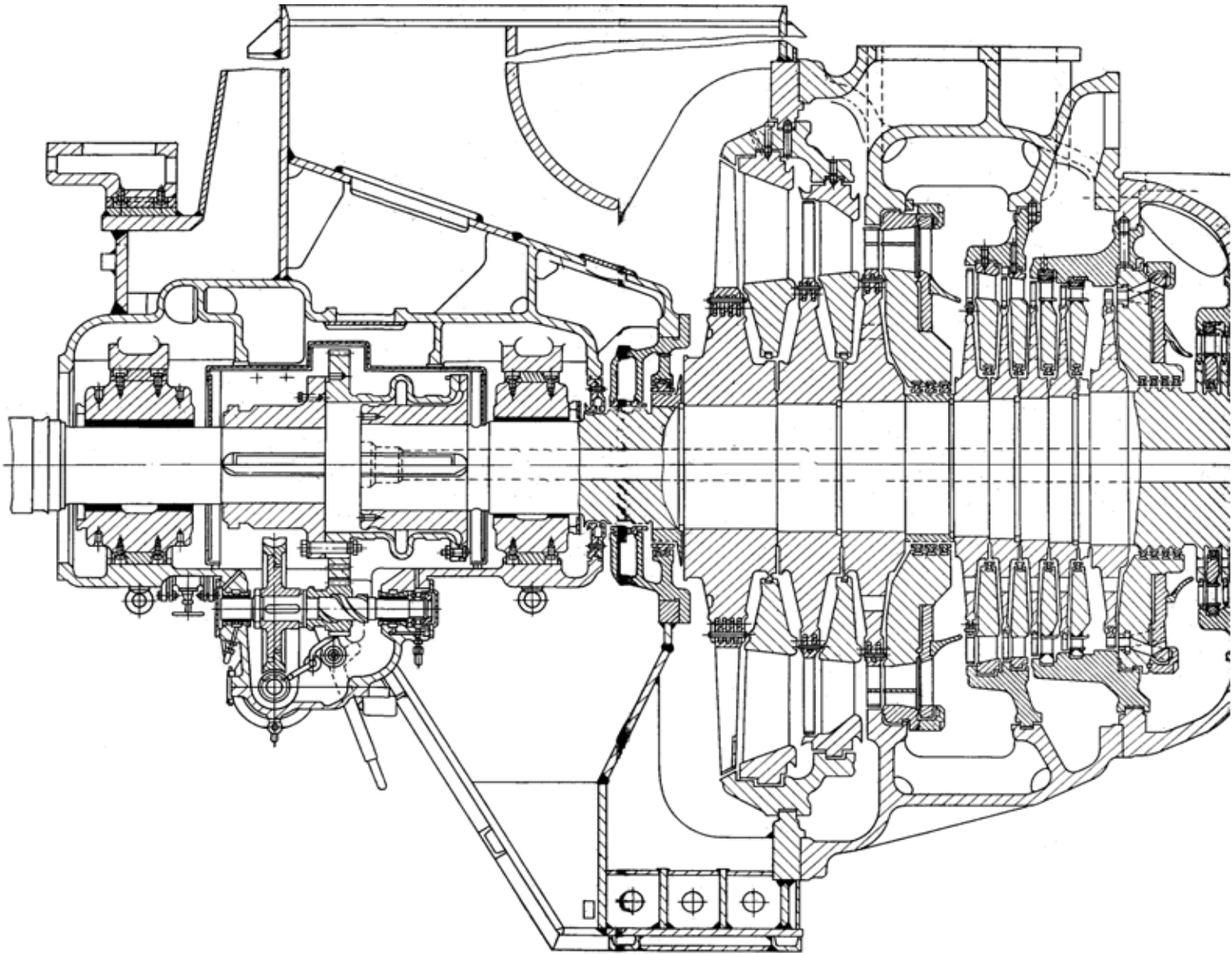


Рис. 5.2. Продольный разрез паровой турбины Т-25-90 (окончание)



Турбина снабжена валоповоротным устройством. Роторы турбины и генератора соединены полугибкой муфтой.

Регулируемый отбор пара используется для нужд теплофикации. Давление в регулируемом отборе может изменяться в пределах от 0,118 до 0,245 МПа.

Кроме регулируемого, в турбине предусмотрено четыре нерегулируемых отбора пара для целей регенерации.

Турбина может развивать мощность до 30 МВт как при работе с регулируемым отбором, так и при чисто конденсационном режиме.

Минимальный пропуск пара в часть низкого давления при давлении в регулируемом отборе 0,118 МПа составляет 8 т/ч.

Система регулирования и защиты. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах частоты вращения ротора турбогенератора и давления пара в одном из отопительных отборов.

Система регулирования – связанная, статически автономная, с гидравлическими передаточными связями.

Регулятор скорости в необходимых случаях препятствует открытию регулирующих клапанов для ограничения мощности.

Регулятор давления автоматически поддерживает давление пара в одном из отопительных отборов на установленном уровне с неравномерностью не более 0,034 МПа. Нечувствительность регулирования давления составляет не более 0,049 МПа.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения от 11 до 12 % сверх номинальной.

Электромагнитный выключатель турбины вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующего клапанов и поворотной диафрагмы.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционным управлением, позволяющим пуск, останов и управление турбоустановкой производить с дистанционного щита.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке емкостью 15 м² установлены фильтры и встроено четыре маслоохладителя. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционные.

Масло в систему регулирования подается главным центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум последовательно включенным инжекторам, которые подают масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

На период пуска турбоагрегата предусмотрен пусковой масляный электронасос, который, кроме того, используется при монтаже и ревизиях для проверки (контроля) гидравлической плотности масляной системы.

Конденсационная установка турбоагрегата включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, устройство для очистки конденсаторных труб, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа общей площадью поверхности 1500 м² служит для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата.

Поверхность теплообмена конденсатора образована прямыми трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках, и разведена по стороне пара на два обособленных трубных пучка, размещенных в одном корпусе.

Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство конденсационной установки включает в себя два основных трехступенчатых пароструйных эжектора (один из них резервный) и один пусковой одноступенчатый.

Два конденсатных электронасоса (один резервный) откачивают конденсат из конденсатосборника конденсатора и подают его в деаэрагор.

Таблица 5.3

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-3000-2
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2	ПН-90-16-4-III ПН-90-16-9-III
Деаэрагор	Д	ДП-200-6
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2	ПВ-250-230-21 ПВ-250-230-36
Подогреватели сетевой воды	ПС	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ХЭ-40-350
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	Встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-30-150
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-200-110

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ПНД, деаэрагор и два ПВД (рис. 5.1).

ПВД – поверхностные пароводяные теплообменные аппараты вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа, подогревают питательную воду после деаэратаора.

ПНД № 1 и 2 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэратор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный паровой теплообменный аппарат вертикального типа.

5.2. Паротурбинная установка Т-50/60-130-6

Теплофикационная паровая турбина Т-50/60-130-6 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) с отопительным отбором пара предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-60/3600 с частотой вращения 60 с⁻¹ и для отпуска тепла на отопление. Характеристика турбоустановки представлена в табл. 5.4.

Таблица 5.4

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-50/60-130-6
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	50 60
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,8 555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	377 (104,72)
4. Расход свежего пар, т/ч номинальный максимальный	256 265
5. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,059–0,245 0,049–0,196
6. Температура воды, °С питательной охлаждающей	225 20
7. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	5,1

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Т-50/60-130-6».

Турбина Т-50/60-130-6 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85 и ГОСТ 24278–85.

Турбина имеет два регулируемых отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе 0,059–0,245 МПа – при включенных обоих отопительных отборах, в

нижнем отборе 0,049–0,196 МПа – при включенном одном нижнем отопительном отборе.

Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступени подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковом количестве.

Номинальная суммарная нагрузка отопительных отборов, равная 380 ГДж/ч (90 Гкал/ч), обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара; расходе охлаждающей воды в количестве 8000 м³/ч при температуре 20 °С; полностью включенной регенерации; количестве питательной воды, подогреваемой в подогревателях высокого давления, равном 100 % расхода пара на турбину; при работе турбоустановки по схеме со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях; при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном количестве пара, поступающего в конденсатор.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и составляет: 56 МВт при подогреве от 42 до 85 °С; 54 МВт при подогреве от 55 до 98 °С; 50 МВт при подогреве от 70 до 113 °С. Подогрев питательной воды осуществляется в ПНД, деаэраторе и ПВД до температуры 225 °С при номинальной нагрузке турбины (рис. 5.3).

Данные по регенеративным отборам пара приведены в табл. 5.5.

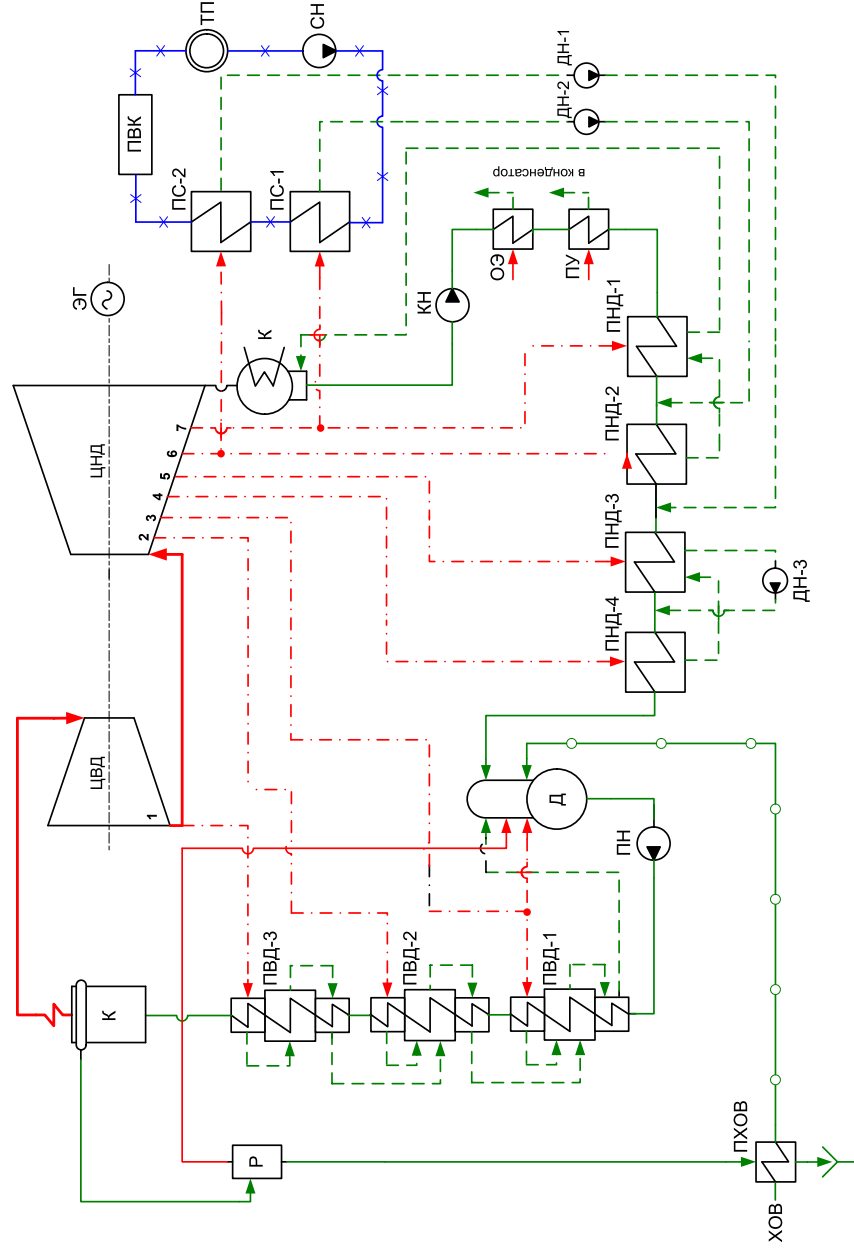


Рис. 5.3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-50/60-130

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	2,96	366	11,4+2,0*
ПВД № 2	1,765	309	10,6
ПВД № 1	1,062	254	6,3
Деаэрагор	1,062	254	3,5
ПНД № 4	0,565	192	4,6 + 4,7*
ПНД № 3	0,286	132	13,4
ПНД № 2	0,088	—	1,8
ПНД № 1	0,0372	—	0,3

* 2,0 и 4,7 т/ч – пар из уплотнений турбины.

Турбина может принимать нагрузку до 60 МВт при определенных величинах отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновалный двухцилиндровый агрегат, выполненный по схеме: ЦВД+ЦСНД (рис. 5.4). Парораспределение – сопловое. Свежий пар подводится к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам турбины. Четыре регулирующих клапана расположены в паровых коробках, сваренных в переднюю часть корпуса ЦВД.

ЦВД имеет двухвечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Ротор — цельнокованый. Проточная часть ЦНД имеет 13 ступеней давления. Первые шесть дисков ротора ЦНД откованы заодно с валом, остальные семь – насадные. За 20-й ступенью турбины установлена поворотная регулирующая диафрагма, управляющая пропуском пара в ЦНД и определяющая совместно с клапанами паровпуска величину давления пара в обеих камерах отбора.

Фиксункт турбины расположен на фундаментной раме турбины со стороны генератора, и расширение турбоагрегата происходит в сторону переносного подшипника.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с чистотой вращения 0,067 с⁻¹.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с⁻¹.

Длительная работа турбины при частоте тока в сети ниже 59 и выше 60,5 Гц не допускается. В аварийных ситуациях допускается кратковременная работа турбины при частоте тока в сети ниже 59 Гц, но не ниже 57,5 Гц. Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек. С целью улучшения условий пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности

во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в последнюю камеру переднего уплотнения ЦВЦ, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов.

Высота фундамента турбогенератора от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Система регулирования и защиты. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах частоты вращения ротора турбогенератора и давления пара в одном из отопительных отборов.

Система регулирования – связанная, статически автономная, с гидравлическими передаточными связями.

Регулятор скорости в необходимых случаях препятствует открытию регулирующих клапанов для ограничения мощности.

Регулятор давления автоматически поддерживает давление пара в одном из отопительных отборов на установленном уровне с неравномерностью не более 0,034 МПа. Нечувствительность регулирования давления составляет не более 0,049 МПа.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения от 11 до 12 % сверх номинальной.

Электромагнитный выключатель турбины вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционным управлением, позволяющим пуск, останов и управление турбоустановкой производить с дистанционного щита.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке емкостью 22 м² установлены фильтры и встроено четыре маслоохладителя. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционные.

Масло в систему регулирования подается главным центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум последовательно включенным инжекторам, которые подают масло через маслоохладители в систему смазки турбины и генератора.

На период пуска турбоагрегата предусмотрен пусковой масляный электронасос, который, кроме того, используется при монтаже и ревизиях для проверки (контроля) гидравлической плотности масляной системы.

Конденсационная установка турбоагрегата включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, устройство для очистки конденсаторных труб, конденсатные и циркуляционные насосы,

эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры и трубопроводы с необходимой арматурой.

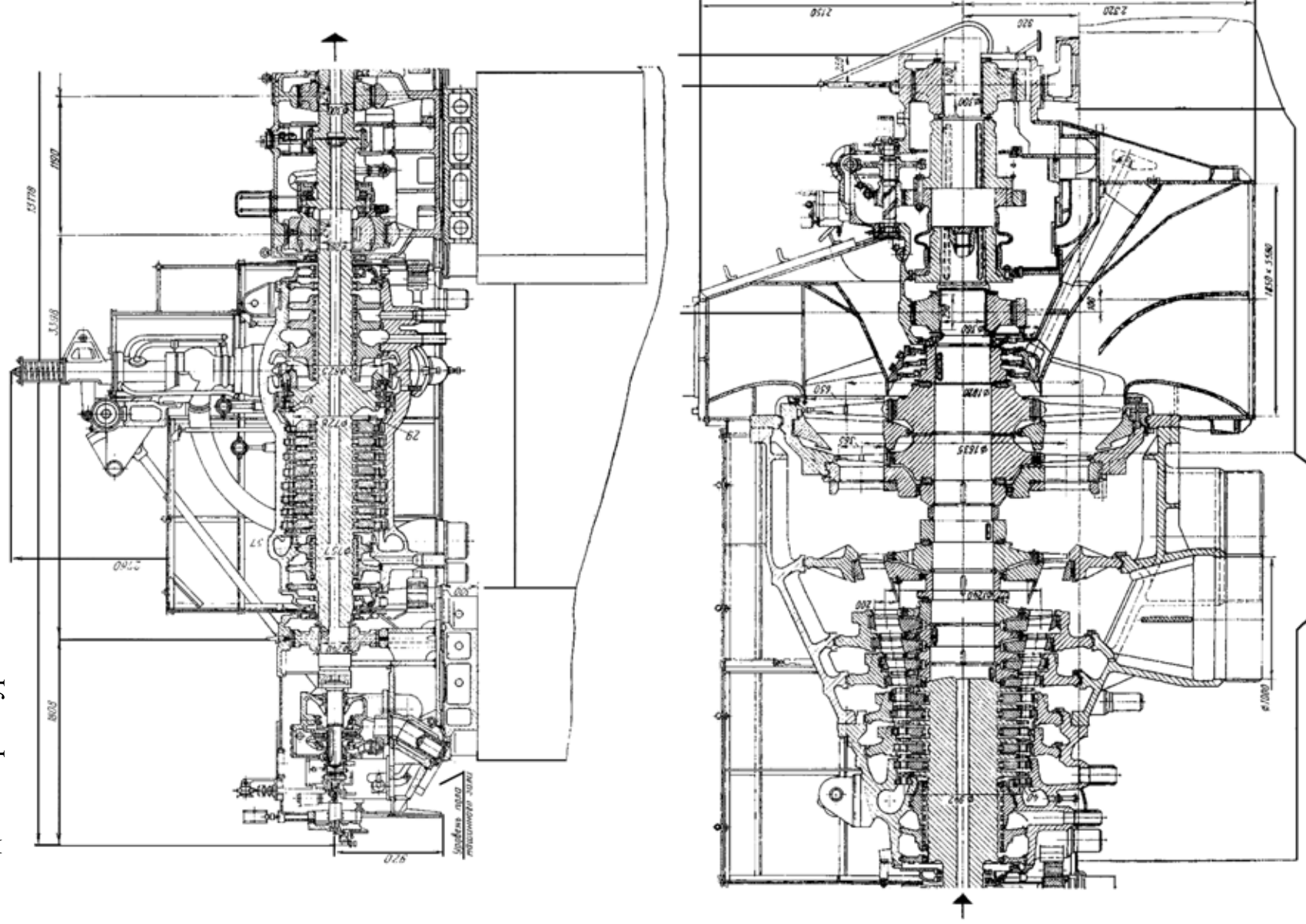


Рис. 5.4. Продольный разрез паровой турбины Т-50/60-130

Конденсаторная группа общей площадью поверхности 3300 м² служит для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата.

Поверхность теплообмена конденсатора образована прямыми трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках, и разведена по стороне пара на два обособленных трубных пучка, размещенных в одном корпусе.

Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство конденсационной установки включает в себя два основных трехступенчатых пароструйных эжектора (один из них резервный) и один пусковой одноступенчатый.

Два конденсатных электронасоса (один резервный) откачивают конденсат из конденсатосборника конденсатора и подают его в деаэрагор.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ПНД, деаэрагор и три ПВД (рис. 5.3).

ПНД № 1, 2, 3 и 4 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэрагор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный паровой теплообменный аппарат вертикального типа.

Таблица 5.6

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-3300-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4	ПН-90-16-4-III ПН-130-16-9-III ПН-130-16-10-II ПН-130-16-10-II
Деаэрагор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-350-230-21 ПВ-350-230-36 ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСГ-1300-3-8 ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ХЭ-40-350
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-30-150
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-300-200

ПВД – поверхностные пароводяные теплообменные аппараты вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа, подогревают питательную воду после деаэрагора.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы, а также трубопроводы с необходимой арматурой.

Каждый сетевой подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с площадью поверхности нагрева 1300 м².

Поверхность нагрева образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках. В целях сохранения необходимой плотности вальцовочных соединений при различных режимах работы подогревателя на его корпусе со стороны поворотной водяной камеры имеется линзовый компенсатор, обеспечивающий компенсацию разности температурных расширений корпуса и труб поверхности нагрева.

В сетевом подогревателе предусмотрено специальное устройство, предотвращающее поток пара в турбину, образующийся вследствие вскипания конденсата в конденсатосборнике при падении давления в нем во время сброса нагрузок турбины.

Конденсатные насосы служат для откачки конденсата из конденсатосборников сетевых подогревателей и подачи его в магистраль основного конденсата соответственно после ПНД № 1 и ПНД № 2.

ПСГ №1 обслуживает два конденсатных электронасоса (один из них резервный), а ПСГ № 2 – один конденсатный электронасос.

Сетевые насосы 1-й ступени подают сетевую воду в сетевые подогреватели, а также осуществляют необходимый подпор в сетевых подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени. Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются за сетевыми подогревателями и обеспечивают подачу воды потребителю.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины;
- внутритурбинные трубопроводы;
- бак масляный, маслоохладитель;
- эжекторы основной, пусковой системы отсоса из уплотнений;
- регенеративная установка, включающая подогреватели поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;
- установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;
- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;
- конденсаторная группа с задвижками на входе, выходе и на перемычке охлаждающей воды.

5.3. Паротурбинная установка Т-110/120-130-5

Теплофикационная паровая турбина с отопительным отбором пара Т-110/120-130-5 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) номинальной мощностью 110 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения ротора 50 с^{-1} и отпуска тепла для нужд отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, ее следует обозначать «Турбина паровая Т-110/120-130-5 ТУ 108.785–78».

Турбина Т-110/120-130-5 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86. Номинальные параметры турбоустановке приведены в табл. 5.7.

Таблица 5.7

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-100/120-130
1. Мощность, МВт номинальная	100
максимальная	120
2. Начальные параметры пара: давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	732 (203)
4. Расход свежего пара, т/ч номинальный	441
максимальный	460
5. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем	0,06–0,25
в нижнем	0,05–0,2
6. Температура воды, °С питательной	229
охлаждающей	20
7. Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	16000
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	5,3

Турбина имеет два отопительных отбора пара – нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды.

При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды одним нижним отопительным отбором температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Минимальное расчетное количество пара, поступающего в конденсаторы, при номинальном режиме включения ПСГ верхней и нижней ступени подогрева (давление в верхнем отопительном отборе равно 0,098 МПа) составляет 18 т/ч.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара, номинальной температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы, полностью включенной регенерации, количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100% расхода пара на турбину при работе турбоустановки по схеме со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях и минимальном количестве пара, поступающего в конденсаторы.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и составляет: 110 МВт при подогреве от 51 до 92 °С; 108 МВт при подогреве от 54 до 100 °С; 107 МВт при подогреве от 56 до 108 °С.

Подогрев питательной воды осуществляется в регенеративной установке (см. рис. 5.5) до температуры 229 °С при номинальном расходе свежего пара.

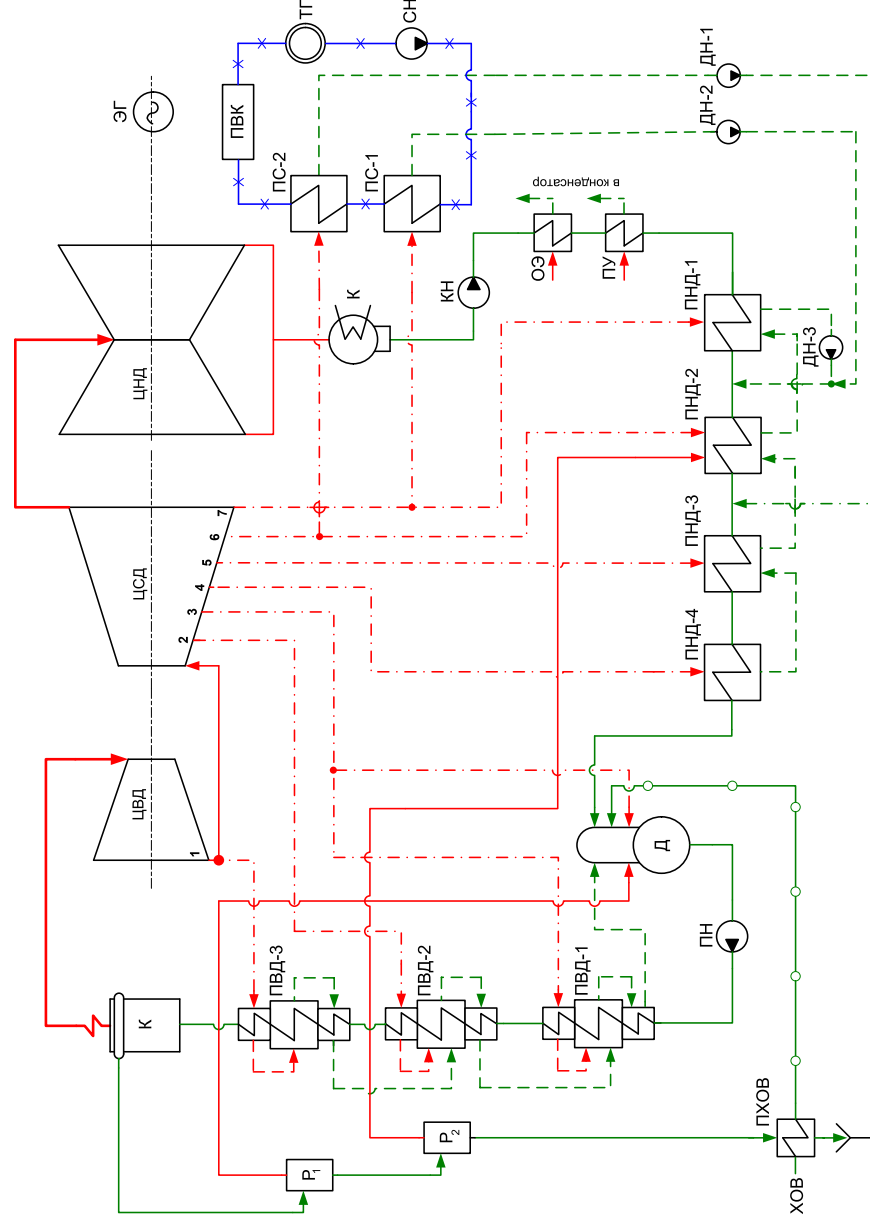


Рис. 5.5. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-110/120-130

Данные по регенеративным отборам при номинальном режиме приведены в табл. 5.8.

Максимальная мощность турбины 120 МВт достигается при отсутствии нерегулируемых отборов сверх отборов на регенерацию; при величинах отопительных отборов, определяемых по диаграмме режимов; на конденсационном режиме.

Таблица 5.8

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,32	379	17,5
ПВД № 2	2,28	337	27,3
ПВД № 1	1,22	266	16,9
Деаэратор	1,22	266	6,6
ПНД № 4	0,57	190	11,4
ПНД № 3	0,294	133	22,2
ПНД № 2	0,098	–	7,0
ПНД № 1	0,037	–	0,6

Турбина может работать по тепловому графику с минимальным пропуском пара в конденсаторы с конденсацией этого пара сетевой или подпиточной водой, в том числе, сырой, подаваемой во встроенные пучки конденсаторов. При этом тепло пара, поступающего в конденсаторы, используется для подогрева сетевой или подпиточной воды и тепловая нагрузка турбины увеличивается до номинальной.

При охлаждении конденсаторов сетевой воды допускается повышение температуры выхлопного патрубка на уровне горизонтального разъема турбины до 120 °С.

Турбина может работать на холостом ходу после сброса нагрузки не менее 15 мин при условии охлаждения конденсаторов циркуляционной водой, проходящей через их основные поверхности, и при полностью открытой диафрагме.

Допускается работа турбины в режиме холостого хода после пуска ее для проведения испытаний генератора не менее 20 ч. Суммарная продолжительность работы турбины в режиме холостого хода в течение года не превышает 50 ч.

Отбор пара на деаэратор (0,59 МПа) из нерегулируемых отборов на ПВД № 1 или ПВД № 2 допускается подключать параллельно с другими турбинами или РОУ.

Конструкция турбины. Турбина Т-110/120-130-5 представляет собой обновальный агрегат, состоящий из трех цилиндров и выполненный по схеме: 1 ЦВД+ЩСД+ЩНД (рис. 5.6). Свежий пар подается к стопорному клапану, откуда по перепускным трубам поступает к регулирующим клапанам ЦВД турбины. Перепуск в ЦВД находится со стороны среднего подшипника. Пар от регулирующих клапанов подводится к сопловым коробкам.

ЦВД – однопоточный, имеет двухвечную регулируемую ступень и восемь ступеней давления. Ротор высокого давления – цельнокованый.

ЩСД также однопоточный, имеет 14 ступеней давления. Первые восемь дисков ротора среднего давления откованы заодно с валом, остальные

шесть – насадные. Направляющий аппарат 1-й ступени ЦСД установлен в корпусе, остальные диафрагмы установлены в обоймы.

ЦНД – двухлопастный, имеет по две ступени в каждом потоке левого и правого вращения (одну регулируемую и одну ступень давления). Длина рабочей лопатки последней ступени равна 550 мм, средний диаметр рабочего колеса этой ступени – 1915 мм. Ротор низкого давления имеет четыре насадных диска.

Валопровод турбины – гибкий. Роторы ВД и СД соединяются посредством жесткой муфты, роторы СД и НД, а также ротор НД генератора соединяются посредством полугибких муфт.

Фикспункт турбины расположен на оси турбины в точке ее пересечения с осевой линией поперечных шпонок боковых опор выхлопной части, расположенной со стороны ЦСД, поэтому расширение турбины происходит от фикспункта как в сторону переднего подшипника, так и в сторону генератора. С целью облегчения пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в предпоследнюю камеру переднего уплотнения ЦВД, повышается за счет подмешивания горячего пара от штоков регулирующих клапанов или от главного паропровода. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} (3000 об/мин).

Допускается длительная работа турбины при частоте тока в сети от 49,0 до 50,5 Гц.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 9 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах в зависимости от режима работы турбины:

- частоты вращения ротора турбогенератора; электрической нагрузки турбогенератора;

- давление пара (температуры сетевой воды) в одном из отопительных отборов или тепловой нагрузки турбины;

- температуры подпиточной воды на выходе из встроенных пучков конденсаторов.

Система регулирования выполнена статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора до величины настройки

автомата безопасности. Допускается применение вызывной системы управления и измерений, управляющей вычислительной машины и автомата пуска.

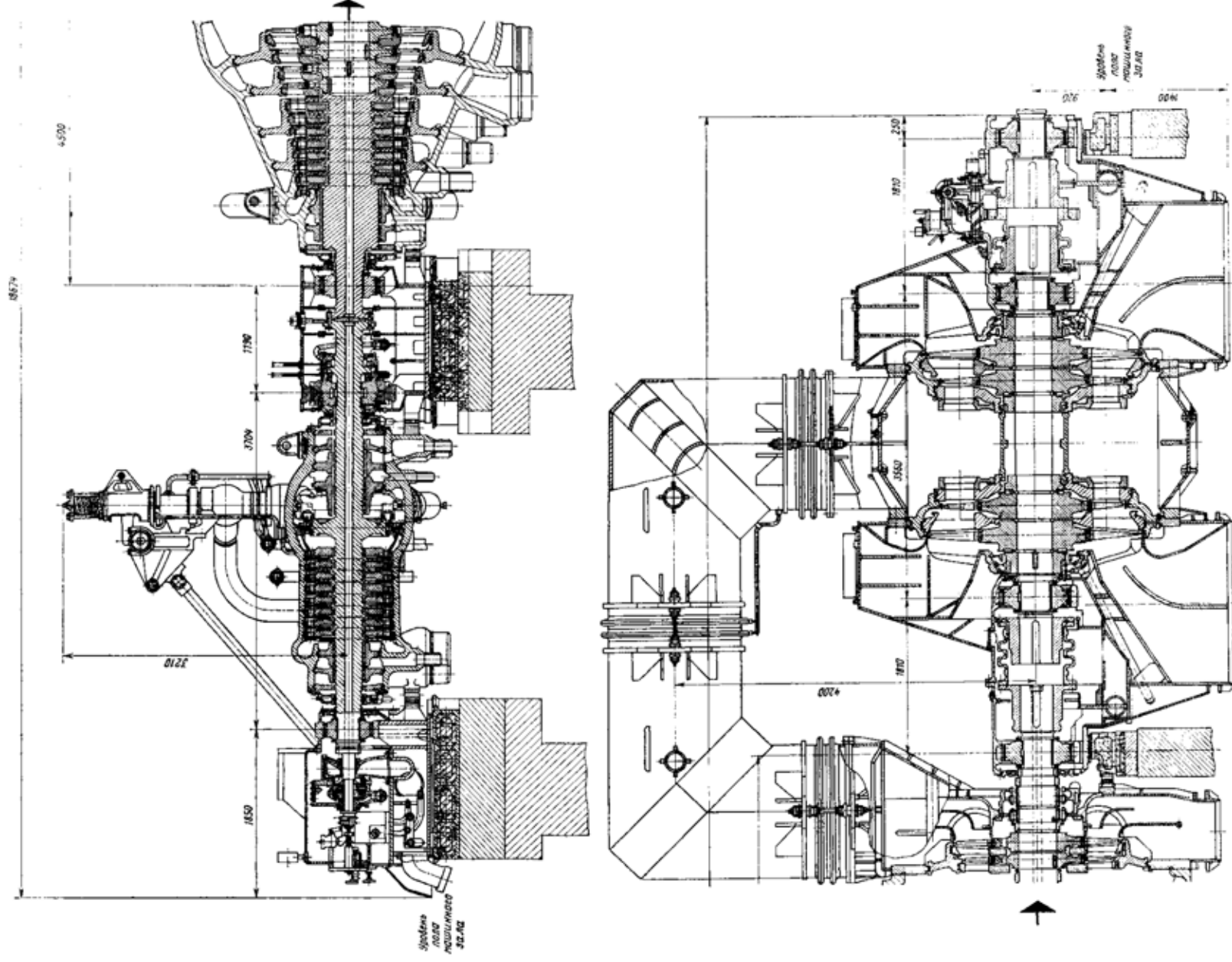


Рис. 5.6. Продольный разрез паровой турбины Т-110/120-130

Турبوустановка имеет устройства защиты, предупреждающие развитие аварии путем воздействия на органы управления оборудования с одновременной подачей сигнала. Гидродинамический регулятор частоты вращения предназначен для поддержания частоты вращения ротора турбины с неравномерностью $(4,5 \pm 0,5)$ % от номинальной.

Регулятор частоты вращения имеет ограничитель мощности, предназначенный в нужных случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов. Турбина снабжена регулятором мощности, поддерживающим электрическую нагрузку турбины. Отклонение электрической нагрузки от номинальной не менее 1,3 %.

Турбина имеет регулятор отбора, который автоматически поддерживает в одном из отопительных отборов давление пара на установленном уровне по импульсу от температуры сетевой воды. Отклонение температуры сетевой воды $\pm 0,5$ °С.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения от 11 до 12 % сверх номинальной.

Электромагнитный выключатель турбины вызывает закрытие стопорного клапана, регулирующих клапанов и диафрагм.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой системы регулирования, подшипников турбины и генератора, питательного турбонасоса и электронасоса.

Для подачи в систему смазки масла Тл-22С ТУ 38.10Ш21–83 предусмотрены: центробежный насос, приводимый в действие непосредственно от вала турбины; пусковой масляный электронасос; резервный электронасос и аварийный электронасос с электродвигателем постоянного тока.

В бак емкостью 26 м³ установлены фильтры и воздухоотделительное устройство. Для охлаждения масла предусмотрены шесть маслоохладителей.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры.

Конденсаторная группа общей площадью поверхности 6200 м², состоящая из двух конденсаторов со встроеными пучками, предназначена для конденсации поступающего из турбины пара, создания разрежения и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсаторы для подогрева сетевой и подпиточной воды во встроенных пучках. Каждый трубный пучок конденсатора имеет свою входную и поворотную водяные камеры с отдельным подводом и отводом охлаждающей воды, что позволяет производить отключение и чистку основных или

встроенных пучков без остановов турбины. Для компенсации тепловых расширений каждый конденсатор устанавливается на четырех пружинных опорах.

Воздухоудаляющее устройство предназначено для обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением, а также для быстрого набора вакуума при пуске турбоустановки и включает в себя два основных трехступенчатых эжектора (один из которых резервный) и один пусковой одноступенчатый пароструйный эжектор.

Для отвода конденсата из конденсатосборников конденсатора и подачи его в деаэратор турбоустановка имеет два конденсатных насоса и электронасос (один из конденсатных насосов является резервным).

Циркуляционные насосы предназначены для подачи охлаждающей воды в конденсатор и маслоохладители турбины, а также в охладители генератора. Для срыва вакуума предусмотрена установка электродвигжки, управляемой со щита.

Регенеративная установка предназначена для подгрева питательной воды паром, отбираемым из промежуточных ступеней турбины, и состоит из четырех ПНД, деаэратора и трех ПВД.

В установке предусматривается также использование тепла пара основных эжекторов и пара, отсасываемого из лабиринтовых уплотнений. Принципиальная тепловая схема турбоустановок приведена на рис. 5.5.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 последовательно подогревают основной конденсат перед подачей его в деаэратор, Каждый ПНД представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа.

Конденсат греющего пара из ПНД № 4 сливается в ПНД № 3. Из ПНД № 3 в ПНД № 2, а из ПНД № 2 в ПНД-1 и после чего конденсат откачивается насосом в линию основного конденсата.

Вертикальные ПВД № 1, 2, 3 поверхностного типа предназначены для последовательного подгрева питательной воды после деаэратора.

Слив конденсата пара из ПВД – каскадный.

Установка для подгрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы и предназначена для подгрева сетевой воды паром, поступающим из отопительных отборов турбины, сохранения и первичной деаэрации основного конденсата.

Сетевой подогреватель представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат с центральным трубным пучком и цельносварным корпусом, выполненным заодно с входной водяной камерой. Конденсатные насосы откачивают конденсат из сборников конденсата ПСГ и подают его в магистраль основного конденсата после соответствующего ПНД.

Для ПСГ № 1 предусмотрено два насоса (один резервный), для ПСГ № 2 – один насос. Привод для насосов — электрический.

Сетевые насосы 1-й ступени предназначены для подачи сетевой воды в ПСГ, а также для обеспечения необходимого подпора в подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени.

Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются после ПСГ и обеспечивают подачу воды потребителю.

Таблица 5.9

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	КТ 2-6200-III
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-250-16-7-IIIсв
	ПНД-2	ПН-250-16-7-IVсв
	ПНД-3	ПН-250-16-7-IVсв
	ПНД-4	ПН-250-16-7-IVсв
Деаэрагор	Д	ДП-500/120
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-450-230-25
	ПВД-2	ПВ-450-230-35
	ПВД-3	ПВ-450-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1	ПСГ-2300-2-8
	ПС-2	ПСГ-2300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПН-100-16-4
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	–	встроены в маслобак
Конденсатный насос	КН	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПЭ-500-200

Испарительная установка служит для восполнения потерь конденсата и пара в цикле электростанции. Она включает в себя: два испарителя, охладитель вторичного пара, два сливных насоса и насос продувки. Каждый испаритель представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа.

Комплектуемое оборудование. Состав комплектуемого оборудования аналогичен турбине Т-180/210-130-2.

5.4. Паротурбинная установка Т-180/210-130-1

Теплофикационная паровая турбина с отопительным отбором пара Т-180/210-130-1 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) номинальной мощностью 180 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТГВ-200М с частотой вращения ротора 50 с^{-1} и отпуска тепла для нужд отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, ее следует обозначать «Турбина паровая Т-180/210-130-1 ТУ 108.857–79».

Турбина Т-180/210-130-1 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86. Номинальные параметры турбины приведены в табл. 5.10.

Таблица 5.10

Номинальные значения основных параметров турбины

	Т-180/210-130
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	175 180
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,8 540
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	1089 (302,5)
4. Максимальный расход свежего пара, т/ч	760
5. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,059–0,294 0,049–0,196
6. Температура воды, °С питательной охлаждающей	230 25
7. Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	24800
8. Давление пара в конденсаторе, кПа	4,5

Турбина имеет два отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды.

Отопительные отборы имеют следующие пределы регулирования давления: верхний 0,059–0,196 МПа, нижний 0,049–0,147 МПа. Регулирование давления в отопительных отборах поддерживается: в верхнем – при включенных двух отопительных отборах, в нижнем – при включенном одном нижнем отопительном отборе.

Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступени подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, должен контролироваться.

Минимальное расчетное количество пара, поступающего в конденсатор при номинальном режиме, включенных сетевых подогревателей верхней и нижней ступени подогрева при давлении в верхнем отопительном отборе 0,098 МПа составляет примерно 30 т/ч. Максимальный расход пара в конденсатор на конденсационном режиме при температуре охлаждающей воды 27 °С составляет 461 т/ч.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов, равная 1,09 ТДж/ч, обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара, расходе охлаждающей воды через конденсатор с ее расчетной температурой на входе в количестве не менее 11000 м³/ч при полностью

включенной регенерации и количестве питательной воды, подогреваемой в ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину; при работе турбоустановки со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях; при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном пропуске пара в конденсатор.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и составляет: 185 МВт при подогреве от 41 до 85 °С; 180 МВт при подогреве от 51 до 95 °С; 177 МВт при подогреве от 61 до 105 °С.

Максимальная тепловая нагрузка с учетом подогрева подпиточной воды в конденсаторе равна 1,13 ГДж/ч.

Максимальная расчетная температура сетевой воды при расходе свежего пара 670 т/ч на выходе из подогревателя сетевой воды верхнего отопительного отбора (ПСГ-2) составляет примерно 118 °С.

Турбина имеет семь нерегулируемых отборов (рис. 5.7), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД, деаэрагоре, в ПВД.

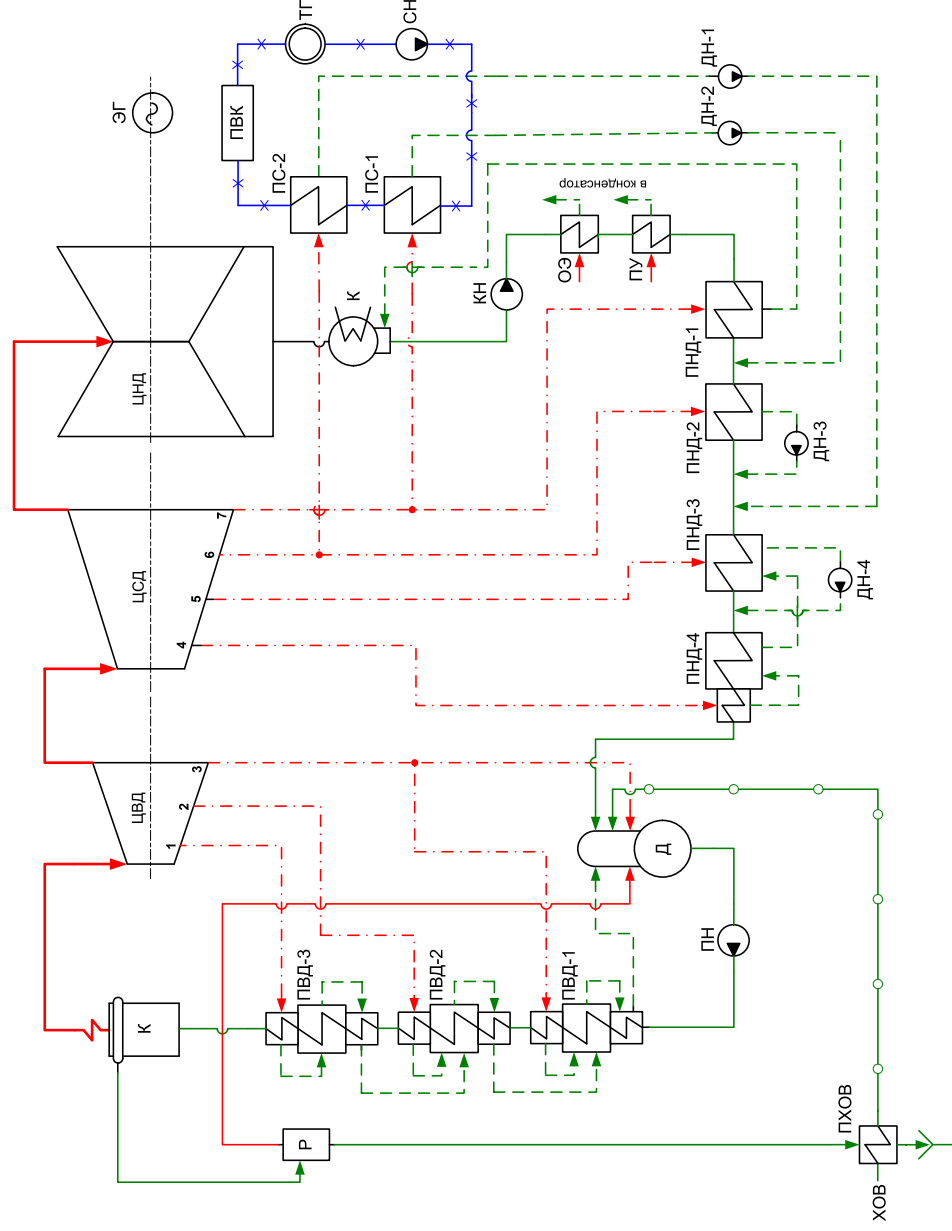


Рис. 5.7. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-180/210-130

Характеристики регенеративных отборов указаны в табл. 5.11.

Таблица 5.11

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,12	386	31,8
ПВД № 2	2,72	333	50,3
ПВД № 1	1,26	447	5,2
Деаэрагор	1,26	447	18,1
ПНД № 4	0,646	381	27,1
ПНД № 3	0,256	267	20,6
ПНД № 2	0,098	168	7,3
ПНД № 1	0,049	114	1,3

Максимальная электрическая мощность турбины обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара и пара промежуточного перегрева, полностью включенной регенерации, включенных отопительных и дополнительных отборах пара, чистой проточной части, расходе охлаждающей воды, равном 22000 м³/ч, и расчетной температуре охлаждающей воды 27 °С для турбины Т-180/210-130-1 и 20 °С для турбины Т-180/215-130-2.

В зависимости от величины частичных отопительных нагрузок максимальная мощность турбины составляет 180–210 МВт для турбины Т-180/210-130-1 и 180–215 МВт – для турбины Т-180/215-130-2.

Кроме регенеративных отборов, допускаются дополнительные отборы за счет снижения мощности и тепловой нагрузки.

Предусматривается возможность работы турбо-установки с пропуском подпиточной воды через встроенный пучок конденсатора.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины не более 30 мин при отклонениях параметров от номинальных.

При достижении этих значений в любых сочетаниях суммарная продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч в год.

Одновременный пропуск подпиточной воды через встроенный пучок и циркуляционной воды через основную поверхность конденсатора возможен при разности температур подпиточной и циркуляционной воды на входе не более 20 °С.

Допускается работа турбины в открытых системах теплоснабжения с подогревом сетевой воды во встроенном пучке конденсатора.

Расход пара на холостом ходу составляет ~30 т/ч. Турбина может работать на холостом ходу после сброса нагрузки до 15 мин при условии охлаждения конденсатора циркуляционной водой, проходящей через основную поверхность конденсатора и при полностью открытых регулируемых диафрагмах.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой обновальный агрегат, выполненный по схеме: 1ЦВД+1ЦСД+1ЦНД (рис. 5.8).

Рис. 5.8. Продольный разрез паровой турбины Т-180/210-130 (начало)

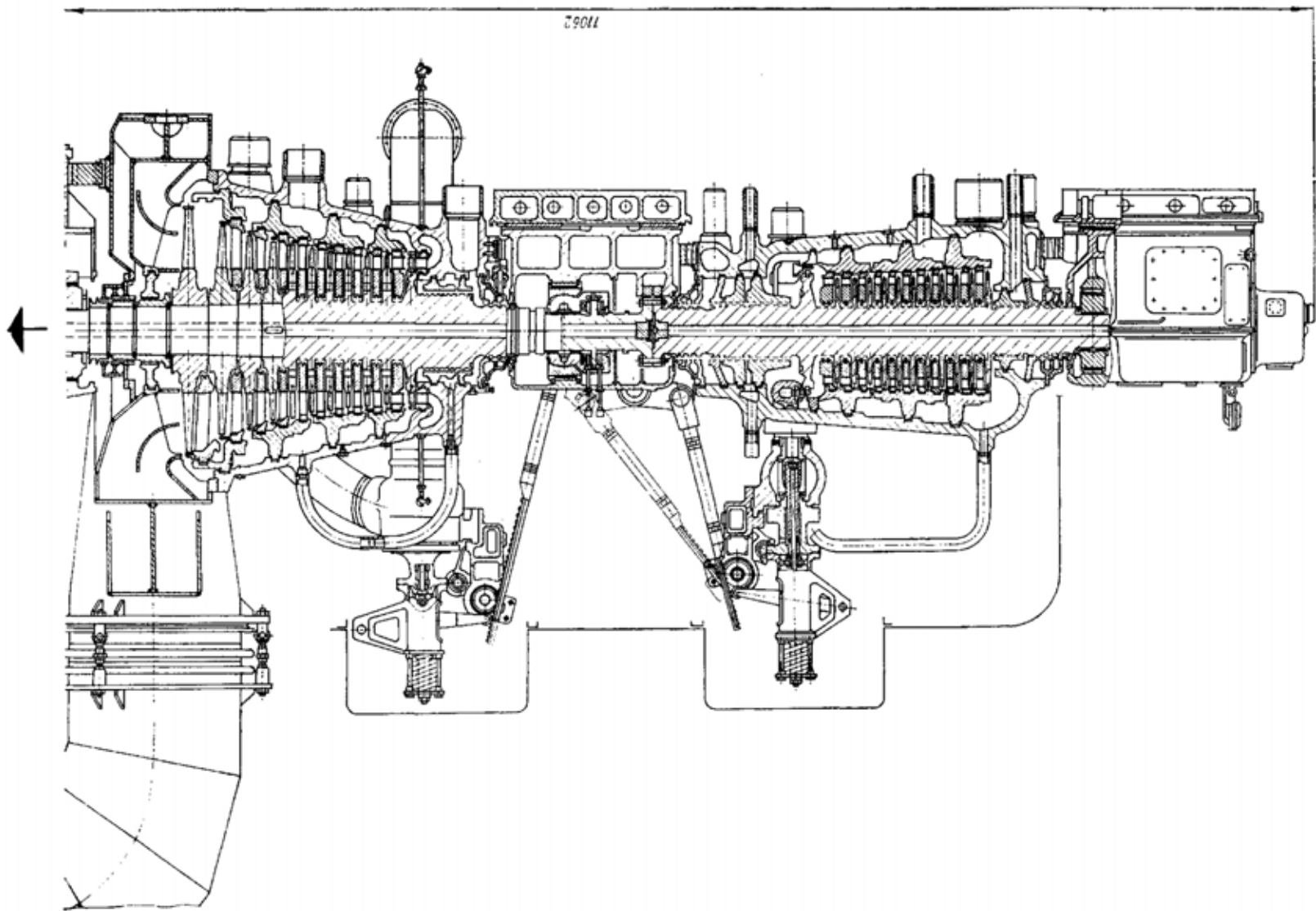
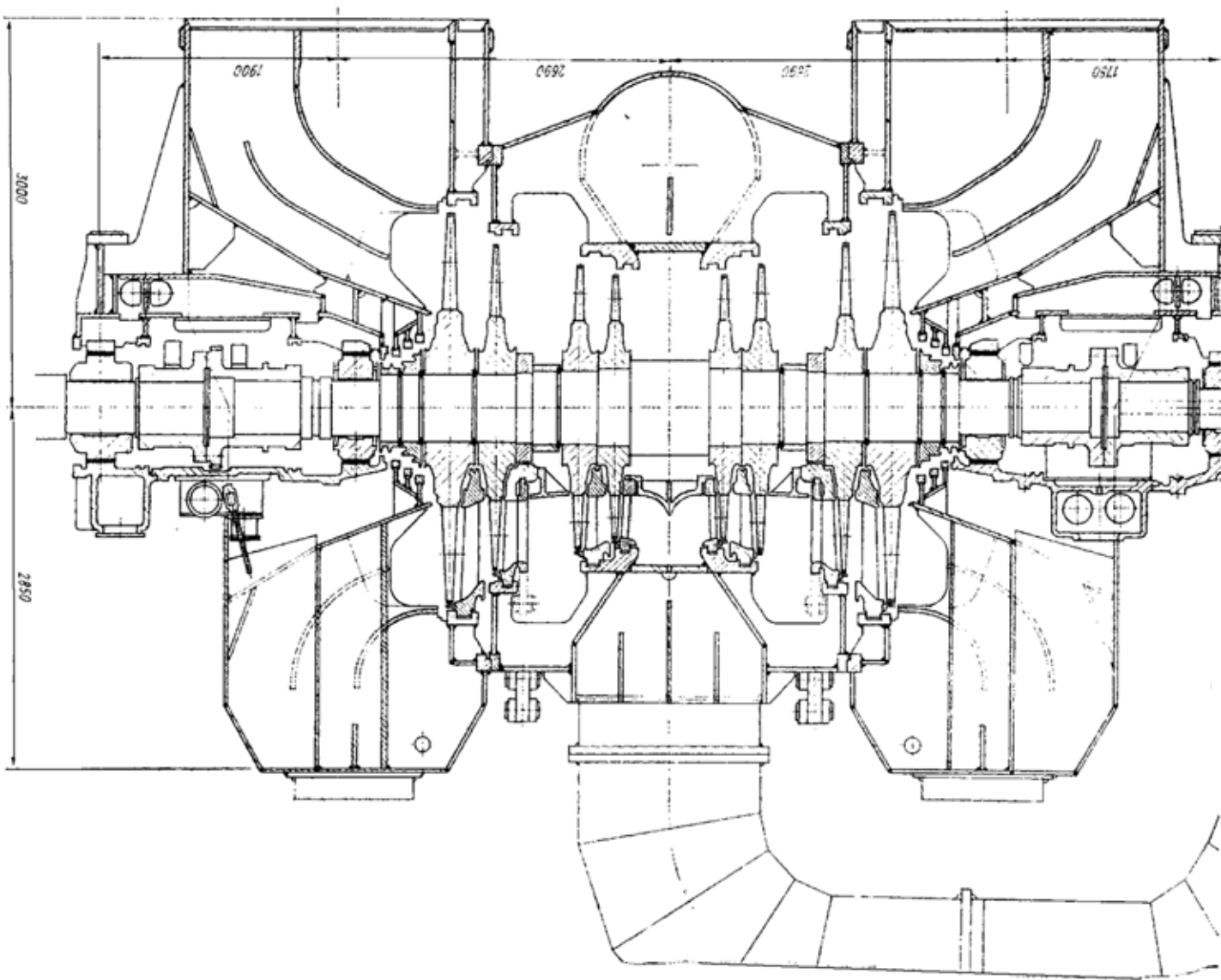


Рис. 5.8. Продольный разрез паровой турбины Т-180/210-130 (окончание)



ЦВД состоит из 12 ступеней левого вращения, первая из которых – регулирующая, ЦСД – из 11 ступеней правого вращения. ЦНД – двухпоточный, имеет по четыре ступени в каждом потоке левого и правого вращения, третья ступень является регулирующей.

Ротор высокого давления – цельнокованый. В роторе среднего давления первые семь ступеней откованы заодно с валом, четыре последних – насадные. Ротор низкого давления состоит из вала, на котором насажены восемь дисков. Роторы высокого и среднего давлений соединены между собой жестко с помощью муфт, откованных заодно с роторами, и имеют средний подшипник (опорно-упорный). Роторы среднего и низкого давлений и генератора соединены жесткими муфтами. Роторы турбины выполнены гибкими.

Регулирование в данных турбинах – сопловое. Свежий пар подводится к двум, отдельно стоящим стопорным клапанам, из которых пар поступает по перепускным трубам в четыре паровые коробки регулирующих клапанов, сваренные в переднюю часть ЦВД.

Паровпуск ЦВД находится со стороны среднего подшипника. После ЦВД пар направляется в промежуточный перегреватель, а затем возвращается в турбину через стопорные и регулирующие клапаны ЦСД. Регулирующие клапаны ЦСД установлены непосредственно на цилиндре.

После ЦСД часть пара идет в верхний отопительный отбор, остальная часть по двум перепускным трубам поступает в двухпоточный ЦНД. Пройдя две ступени ЦНД в каждом потоке, часть пара идет в нижний отопительный отбор, остальная часть направляется через последующие две ступени левого и правого потоков, а затем в конденсатор.

В камере нижнего отопительного отбора за 2-й ступенью левого и правого потоков установлены две регулирующие диафрагмы с поворотными кольцами, которые регулируют пропуск пара через 3-ю и 4-ю ступени ЦНД.

Конструкция ЦНД одинакова для обеих модификаций турбины; в ней меняется только длина лопаток в последней ступени.

Фиксункт турбины расположен на боковых рамах передней части ЦНД. Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой вращения 3,4 об/мин. Привод валоповоротного устройства – электрический с автоматическим пуском со щита управления.

Пуск турбины на скользких параметрах пара допускается из холодного и различной степени неостывшего состояний.

Для сокращения времени прогрева турбины и улучшения условий пуска предусматривается паровой обогрев фланцев и шпилек горизонтального разъема и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД и ЦСД.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора генератора 3000 об/мин.

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью при отклонениях частоты тока в сети в пределах 49–60,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина имеет электрогидравлическую САР, а также устройства защиты, обеспечивающие работу и останов турбины при возникновении аварийных нарушений режима ее работы. САР поддерживает частоту вращения ротора турбогенератора и давление в регулируемом отборе пара воздействием регуляторов скорости и давления на органы паровпуска – регулирующие клапаны ЦВД и поворотные диафрагмы ЦНД турбины.

Предусматривается возможность работы турбины в следующих режимах: конденсационном; с обеспечением автономности поддержания нагрузки и давления в регулируемом отборе пара; работы по тепловому графику с фиксированным положением поворотной диафрагмы и работы по тепловому графику с возможностью пропуска пара в конденсатор для поддержания заданной температуры охлаждающей воды, поступающей в трубную систему конденсатора.

Управление регуляторами скорости, давления и сервомоторами паровпускных органов осуществляется посредством последовательных гидравлических усилителей.

Бесшарнирный регулятор скорости всережимного действия, расположенный на оси ротора турбины, поддерживает частоту вращения с неравномерностью около 4 % от номинальной.

Механизм управления турбиной (МУТ) используется: для зарядки органов защиты от повышения частоты вращения, для управления сервомоторами автоматических затворов и органами паровпуска, изменения частоты вращения и нагрузки. С помощью единого органа – механизма управления, имеющего как ручной, так и дистанционный привод, производится управление турбиной при пуске, синхронизация генератора при любой аварийной частоте в системе, изменение нагрузки, а также испытание регулятора безопасности повышением частоты вращения.

Регулятор давления сильфонной конструкции имеет механизм управления ручного и дистанционного действия для изменения величины давления в камере регулируемых теплофикационных отборов: верхний – 0,059–0,196 МПа, нижний 0,49–0,147 МПа. Имеются дистанционный указатель положения механизма управления и конечные выключатели для сигнализации о его крайних положениях. Связанность и автономность регулирования осуществляются в специальном органе – суммирующих золотниках.

При работе по тепловому графику сильфонный регулятор давления отключается, и давление в отборе поддерживается электронным регулятором давления, действующим на электродвигатель МУТ.

С помощью сервомотора поворотных диафрагм меняется положение диафрагм на требуемый режим работы турбины.

ЭЧСР состоит из двух устройств: электроприставки и регулятора мощности.

В электроприставке имеются блоки, обеспечивающие форсированное закрытие органов паровпуска турбины при сбросе нагрузки воздействием

через электрогидравлический преобразователь, в результате чего повышается максимальная частота вращения ротора после мгновенного сброса нагрузки с генератора не более, чем до 109 % от номинального значения. Кроме того, в электроприставке имеются блоки, формирующие импульсы, необходимые для кратковременной разгрузки турбины по сигналам противоаварийной автоматики энергосистем, а также быстродействующий ограничитель, поддерживающий заданную в послеаварийном режиме мощность и использующий обратную связь по мощности турбины.

Регулятор, воздействующий на электродвигатель механизма управления турбиной, поддерживает заданную мощность турбины при постоянной частоте и с учетом отклонения давления свежего пара от номинального значения. Система поддерживает давление не ниже минимально допустимой величины. Степень неравномерности регулирования частоты вращения составляет $(4,5 \pm 0,5)$ %. Регулятор мощности дает возможность изменять статизм от 2,5 до 6 %. Нечувствительность гидравлической части системы регулирования частоты вращения составляет не более 0,3 %. Путем корректирующего воздействия регулятора мощности обеспечивается уменьшение нечувствительности всей системы регулирования до 0,06 %.

Для защиты турбины от недопустимого возрастания частоты вращения имеется регулятор безопасности, у которого два центральных бойка астатически срабатывают при достижении частоты вращения в пределах (111–112) %. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты вращения до 114,5 % от номинальной. Испытание бойков может производиться как повышением частоты вращения, так и без него – подводом масла. Посадка бойков происходит при частоте вращения выше 101 % от номинальной (50 с^{-1}).

Сервомоторы автоматических затворов свежего пара и пара после промежуточного перегрева имеют приспособления для испытания каждого из них поочередно на частичное и полное закрытия с помощью имеющегося ограничителя мощности в особых случаях эксплуатации может быть ограничено открытие клапанов свежего пара.

Имеются дублирующие друг друга два электромагнитных выключателя (ЭМВ), срабатывающих от защит турбогенератора, блока и от ключа на щите управления. ЭМВ расположены на турбине и имеют кнопки ручного отключения турбины, которые быстро закрывают сервомоторы автоматических затворов и регулирующих органов паровпуска. Воздействие бойков дополнительной защиты и ЭМВ производится на двух дублирующих друг друга золотниках регулятора безопасности.

При закрытии сервомоторов автоматических затворов отключается генератор и принудительно закрываются обратные клапаны на линиях отборов.

Система контроля и управления турбиной обеспечивает: контроль параметров работы оборудования, определяющих надежность и эффективность эксплуатации турбоустановки; регистрацию основных параметров, знание которых необходимо для последующего анализа работы оборудования и тенденцию изменения которых необходимо знать в процессе управления установкой; аварийную, предупредительную и технологическую сигнализацию; дистанционное управление оборудованием турбоустановки во всех режимах пуска, останова и работы под нагрузкой; автоматическую стабилизацию ряда параметров работы и поддержания заданных значений, постоянно требующихся в процессе эксплуатации, автоматическую защиту турбины и вспомогательного оборудования.

Управление турбинным оборудованием централизовано и ведется из помещения блочного управления. На местах предусматривается выполнение только отдельных подготовительных операций перед пуском турбины и различных наладочных работ, а также периодический осмотр работающего оборудования обходчиком.

Система контроля и управления выполняется на базе современных электрических приборов и аппаратуры.

Система маслоснабжения. Гидравлическая часть САР и система смазки подшипников работают на масле марки Тп-22С ТУ 38.101821–83.

Давление масла в САР – 1,96 МПа, в системе смазки – 0,09 МПа. При работе турбины масло подается главным масляным насосом центробежного типа, размещенным на оси ротора турбины.

В систему смазки масло подается двухступенчатым инжектором. Первая ступень инжектора питает всасывающую линию главного насоса, с давлением около 0,09 МПа для предотвращения отклонений режима. С той же целью в линию всасывания направлены сбросы масла из поршневых камер, главных сервомоторов регулирующих клапанов и поворотных диафрагм.

Вторая ступень инжектора увеличивает давление до уровня, достаточного для преодоления сопротивления маслоохладителей и маслопроводов. Давление масла в системе смазки поддерживается на отметке редуccionным клапаном.

Для пуска турбины имеется электронасос с напорным давлением 1,96 МПа, используемый также для гидравлических испытаний системы. Имеются насос смазки с двигателем переменного тока и аварийный насос с двигателем постоянного тока. При снижении давления смазки автоматически от реле падения давления смазки (РПДС) включаются резервный и аварийный насосы. РПДС периодически испытываются во время работы турбины. При снижении давления масла ниже допустимого предела турбина отключается посредством подачи сигнала от РПДС на ЭМВ.

Емкость масляного бака составляет 28 м³. Указатель уровня масла в баке имеет контакты для подачи световых сигналов при минимальном и максимальном уровнях. В баке имеются сетчатые фильтры, конструкция

которых позволяет производить их очистку во время работы турбины. Фильтр тонкой очистки масла от механических примесей обеспечивает непрерывную фильтрацию части расхода масла в систему регулирования и смазки. Для охлаждения масла имеется три маслоохладителя, включенных по маслу и воде параллельно. Допускается возможность отключения одного маслоохладителя для чистки при работе турбины.

Конденсационная установка турбины состоит из поверхностного конденсатора, конденсатных насосов, основных и пусковых эжекторов для удаления воздуха из конденсатора и водяных камер, циркуляционных насосов. Конденсатор – двухходовой, с общей поверхностью теплопередачи 9000 м², предназначен для работы на пресной охлаждающей воде с расходом 6,1 м³/с и давлением 0,34 МПа. Через встроенную часть поверхности конденсатора может быть пропущена сетевая или подпиточная вода с наибольшим расходом 2,02 м³/с и давлением 0,7 МПа. По охлаждающей сетевой или подпиточной воде конденсатор – однопоточный, разделен на два отсека, позволяющих осуществить конденсацию пара при разных давлениях, соответствующих температурам последовательно пропускаемой через отсеки воды. Конденсатор имеет устройства: для отбора проб конденсата из четырех мест у основных досок; приема постоянной добавки обессоленной воды (до 27,7 кг/с); два приемных устройства пара, поступающего от БРОУ (до 69,4 кг/с); для приема воды из котла при растопке в количестве 55,5 кг/с; для регулирования уровня отводимого конденсата из отсека корпуса с наибольшим давлением конденсации. Точность поддержания уровня ±200 мм. вод. ст. на высоте 300 мм от низа корпуса. Содержание кислорода в конденсаторе при нормальных присосах воздуха в конденсатор около 50 м кг/кг.

Конденсатор транспортируется отдельными блоками. Сварка блоков, набор и развальцовка трубок производятся при монтаже.

Для отсоса паровоздушной смеси из конденсатора предусмотрены два пароструйных эжектора типа ЭП-3-700-1. Пусковые эжекторы типа ЭП-1-1100-1. Конденсат откачивается насосами типа КСВ-500-85 1-й ступени и насосами типа КСВ-320-160-2 2-й ступени подъема. Для срыва вакуума предусмотрена задвижка с электроприводом, управляемая со щита.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрактор.

Принципиальная тепловая схема турбоустановка приведена на рис. 5.7.

ПНД № 1, 2, 3, 4 и ПВД № 1, 2, 3 – поверхностного типа, вертикальные. Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата греющего пара из подогревателя, управляемым электронным регулятором. ПВД имеют встроенные охладители дренажа и охладители греющего пара.

Установка для подогрева сетевой воды включает два сетевых подогревателя ПСГ-1 и ПСГ-2, сальниковый бойлер (СБ), конденсатные насосы и воздухоудаляющее устройство.

Сетевые подогреватели представляют собой поверхностные горизонтальные пароводяные теплообменные аппараты. Поверхность теплообмена каждого подогревателя образована прямыми трубками, развальцованными в трубных досках, и составляет 5000 м².

Подогреватели по воде рассчитаны на давление 0,78 МПа и номинальный расход сетевой воды 1666,6 кг/с.

Конденсатные насосы установлены для откачки конденсата из конденсаторов сетевых подогревателей и подачи его в магистраль основного конденсата соответственно до и после ПНД № 2. Для ПСГ-1 и ПСГ-2 устанавливается по два насоса.

Таблица 5.12

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	180 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4	ПН-350-16-7-1 ПН-350-16-7-II ПН-350-16-7-III ПН-350-16-7-III
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-775-265-13 ПВ-775-265-31 ПВ-775-265-45
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСГ-5000-3,5-8 ПСГ-5000-3,5-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-II
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-500-85
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-50-110
Питательные насосы	ПЭН	ПН-780-200

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валопоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины;
- внутритурбинные трубопроводы;
- бак масляный, маслоохладитель;
- эжекторы основной, пусковой системы отсоса из уплотнений;

- регенеративная установка, включающая подогреватели поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами; установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном; насосы и электрооборудование паротурбинной установки;
- конденсаторная группа с задвижками на входе, выходе и на перемычке охлаждающей воды.

5.5. Паротурбинные установки Т-250/300-240-3 и Т-260/300-240

Теплофикационные паровые турбины с отопительным отбором пара Т-250/300-240-3 и Т-260/300-240 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) с начальным давлением пара 23,5 МПа предназначены для непосредственного привода электрического генератора ТВВ-320-293 с частотой вращения ротора 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд отопления (табл. 5.13).

При заказе турбин, а также в другой документации их следует обозначать «Турбина паровая Т-250/300-240-3 ТУ 108-1017-81», «Турбина паровая Т-260/300-240». Турбины соответствуют требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24276-85 и ГОСТ 26948-86.

Таблица 5.13

Номинальные значения основных параметров турбины

Параметры	Т-250/300-240	Т-260/300-240
1. Мощность, МВт номинальная	250	260
максимальная	300	300
2. Начальные параметры пара: давление, МПа	23,5	23,5
температура, °С	540	540
3. Параметры пара после промежуточного перегрева: давление, МПа	3,68	3,68
температура, °С	540	540
4. Тепловая нагрузка, ГДж/ч	1465	1465
5. Максимальный расход свежего пара, т/ч	980	980
6. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа: в верхнем отборе (включены оба отопительных прибора)	0,059–0,196	0,059–0,196
в нижнем (верхний отопительный отбор отключен)	0,049–0,147	0,049–0,147
7. Температура воды, °С питательной	263	263
охлаждающей	20	20
8. Расход охлаждающей воды, т/ч	28000	28000
9. Давление пара в конденсаторе при конденсационной мощности 250 МВт, кПа	5,8	5,8

Турбины имеют одинаковое конструктивное исполнение. Приведенное здесь описание относится к турбине Т-250/300-240-3.

Турбина имеет два отопительных отбора пара – нижний и верхний, предназначенные для ступенчатого подогрева сетевой воды (рис. 5.9). При ступенчатом подогреве сетевой воды паром двух отопительных отборов регулирование поддерживает заданную температуру сетевой воды за верхним сетевым подогревателем. При подогреве сетевой воды паром только нижнего отопительного отбора температура сетевой воды поддерживается за нижним сетевым подогревателем.

Номинальная суммарная тепловая нагрузка отопительных отборов обеспечивается при номинальных параметрах свежего пара; номинальной температуре пара промежуточного перегрева; номинальной температуре охлаждающей воды на входе в конденсатор; полностью включенной регенерации; количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину; при работе турбоустановки по схеме со ступенчатым подогревом сетевой воды в сетевых подогревателях и минимальном количестве пара, поступающего в конденсатор.

Мощность турбины при этом зависит от температуры подогрева сетевой воды и при пропуске ее через сетевые подогреватели около 7000 т/ч составляет: 255 МВт при подогреве от 35 до 85 °С; 253 МВт при подогреве от 42 до 91 °С; 250 МВт при подогреве от 45 до 95 °С.

Максимальная температура подогрева сетевой воды при расходе свежего пара 900–980 т/ч составляет около 118 °С.

Данные по регенеративным отборам пара и отбору пара на турбопривод приведены в табл. 4.14.

Максимальная мощность турбины 300 МВт достигается при включенных отопительных отборах, отсутствии нерегулируемых отборов сверх отборов на регенерацию, полностью включенной регенерации, расходе охлаждающей воды через конденсатор 28000 м³/ч с температурой 20 °С на входе.

При частичных отопительных нагрузках мощность турбины в зависимости от величины отопительной нагрузки изменяется от 250 до 300 МВт.

Предусмотрена возможность работы турбины по тепловому графику с минимальным пропуском пара в конденсатор с конденсацией этого пара циркуляционной водой при ее пропуске через всю поверхность охлаждения или только через встроенный пучок.

Работа по тепловому графику возможна также при охлаждении конденсатора подпиточной водой, в том числе сырой, подаваемой только во встроенный пучок. При этом тепло пара, поступающего в конденсатор, используется для подогрева подпиточной воды и тепловая нагрузка турбины увеличивается.

Одновременный пропуск подпиточной воды через встроенный пучок и циркуляционной воды через основную поверхность конденсатора возможен

при разности температур подпиточной и циркуляционной воды на входе не более 20 °С.

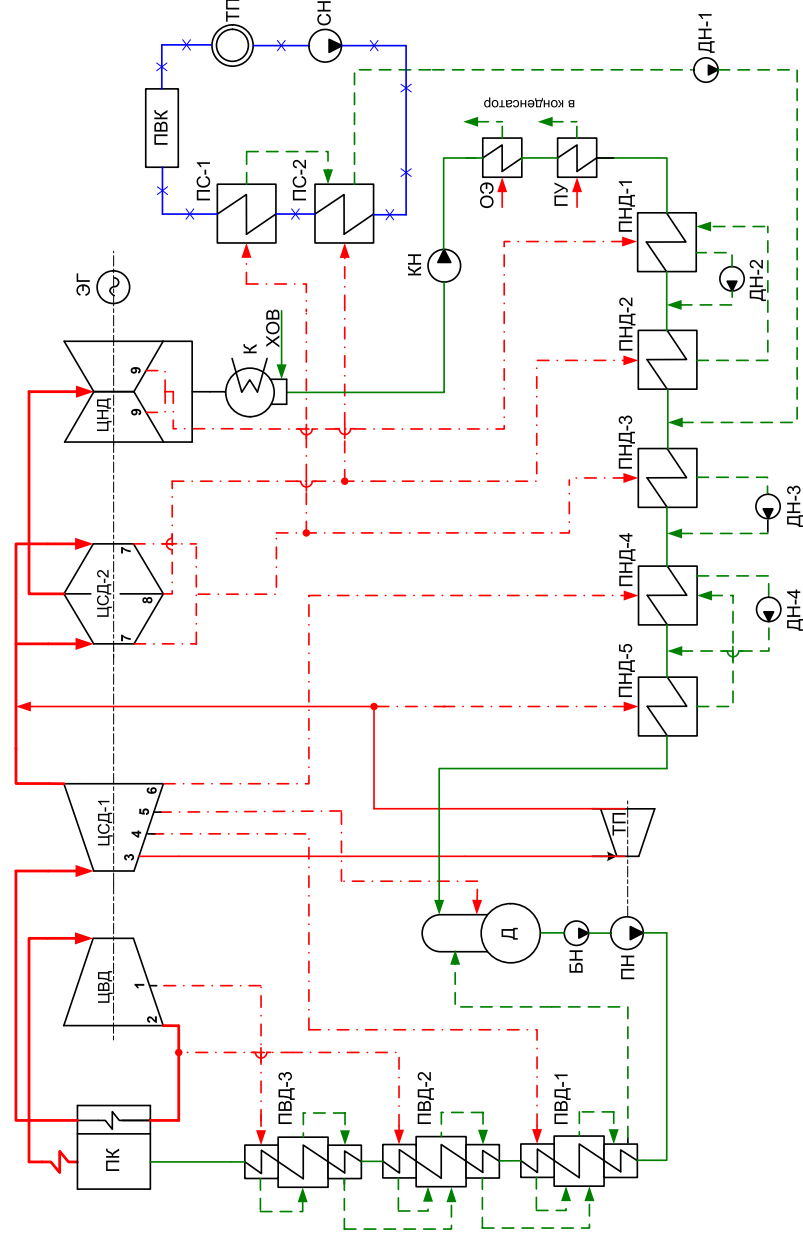


Рис. 5.9. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Т-250/300-240-3

Таблица 5.14

Параметры пара в камере отбора

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	5,62	342	48,2
ПВД № 2	4,06	302	92,8
Турбопривод	2,50	488	151
ПВД № 1	1,72	436	35,5
Деаэрагор	0,976	361	16,5
ПНД № 5	0,544	348	17,0 + 13,2
ПНД № 4	0,395	278	14,1
ПНД № 3	0,284	229	38,9
ПНД № 2	0,093	128	16,3
ПНД № 1	0,027	68	2,5

Примечание. Приведенные данные соответствуют работе турбины на теплофикационном режиме.

Турбина имеет девять нерегулируемых отборов пара (см. рис. 5.9), предназначенных для подогрева питательной воды в ПНД № 1, 2, 3, 4 и 5, деаэраторе и ПВД № 1, 2, 3 до температуры 263 °С (при номинальной нагрузке турбины) и один нерегулируемый отбор для питания приводной турбины главного питательного насоса (турбопривода).

ПНД № 2 и 3 питаются паром из отопительных отборов.

Минимальное количество пара, поступающего в конденсатор при закрытых затяжках па ресиверах подвода пара в ЧНД и охлаждении ЧНД за счет подачи пара через охлаждающее устройство, равно 25–30 т/ч.

Допускается длительная работа турбины при следующих изменениях значений основных параметров:

- давления свежего пара от 23,046 до 24,026 МПа;
 - температуры свежего пара от 530 до 545 °С;
 - температуры папа после промежуточного перегрева от 530 до 545 °С;
 - температуры охлаждающей воды на входе в конденсатор до 33 °С.
- Работа турбины с температурой охлаждающей воды выше 33 °С допускается при условиях, исключающих расход пара в конденсатор сверх допустимой на данном режиме величины.

В турбине допускается:

- общее число пусков за весь срок службы до 600, из них не более 100 пусков из холодного состояния;
 - число глубоких плановых разгрузок в диапазоне допустимых нагрузок до 250 в год;
 - изменение нагрузки при установившемся режиме на 25 %;
- скорость набора нагрузки после останова на выходные дни (24–55 ч) не менее 0,7 % от номинальной мощности в минуту;
- скорость набора нагрузки после останова на ночь без расхоложивания не менее 1 % в минуту;
 - скорость набора тепловой нагрузки не менее 3 % от номинальной в минуту.

Фикспункт турбины расположен на оси турбины, в точке ее пересечения с осевой линией поперечных шпонок боковых опор выхлопной части, расположенных со стороны ЧСД. Расширение турбины происходит как в сторону переднего подшипника, так и в сторону генератора.

Турбина снабжена валоповоротным устройством с приводом от электродвигателя, вращающим ротор с частотой вращения ≈ 4 об/мин.

Имеется устройство, обеспечивающее автоматический поворот ротора остывающей турбины через каждые 15 мин на 180°.

Конструкция турбины. Турбина представляет собой одновальный агрегат, состоящий из четырех цилиндров и выполненный по схеме: 1ЦВД + 2ЦСД (ЦСД-I и ЦСД-II) + 1ЦНД (рис. 5.10).

Свежий пар подводится к двум отдельным блокам клапанов. Каждый блок представляет собой комбинацию одного стопорного и трех регулируемых клапанов и обслуживает три группы сопл. Пар от регулируемых клапанов по десяти трубам подводится к четырем сопловым коробкам.

ЦВД – двухстенный, противоточный, имеет 12 ступеней, в том числе одну одновенечную регулирующую ступень и пять ступеней давления в левом потоке. Пройдя левый поток, пар совершает поворот на 180° и направляется

между наружными и внутренними корпусами в ступени правого потока, в котором установлено шесть ступеней.

Парораспределение ЦСД осуществляется двумя блоками отсечных и регулирующих клапанов.

ЦСД-1 – однопоточный, одностенный с четырьмя обоймами, имеет десять ступеней давления. Из него пар давлением 0,539 МПа поступает в двухпоточный ЦСД-II, в каждом потоке которого имеется шесть ступеней, из которых четыре ступени предшествуют верхнему отопительному отбору, и две – расположены между верхним и нижним отопительными отборами. После ЦСД-II часть пара может направляться в нижний отопительный отбор, а оставшийся пар идет в ЦНД.

ЦНД – двухстенный, двухпоточный, в каждом потоке размещено по три ступени, в том числе первая – регулирующая. Пропуск пара в ЦНД регулируется поворотными регулирующими диафрагмами.

Длина рабочей лопатки последней ступени равна 960 мм, средний диаметр рабочего колеса этой ступени – 2390 мм.

Роторы ЦВД и ЦСД-I – цельнокованые, роторы ЦСД-II и ЦНД имеют насадные диски. Ротор ЦВД соединяется с ротором ЦСД-I с помощью жесткой муфты. Эти роторы имеют три опоры, каждый из остальных роторов – по две опоры. Ротор ЦСД-II соединяется с ротором генератора с помощью жесткой муфты.

В предпоследние отсеки уплотнений из двух коллекторов подается пар под давлением несколько выше 0,098 МПа с температурой не менее 140 °С. Давление в коллекторах автоматически поддерживается электронными регуляторами, коллекторы питаются паром из бака деаэрата.

С целью обеспечения пуска турбины из горячего состояния и повышения ее маневренности во время работы под нагрузкой температура пара, подаваемого в уплотнения ЦВД и ЦСД-I, может быть повышена за счет подмешивания горячего пара от штоков клапанов или от постороннего источника. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором отсоса из уплотнений.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД-I.

Пуск турбины из различных тепловых состояний (от подачи пара в турбину до взятия номинальной нагрузки) может быть произведен за время, указанное ниже:

- из холодного состояния 6 ч 30 мин;
- после 8 ч простоя 2 ч 30 мин;
- после 24 ч простоя 2 ч 50 мин;
- после 48 ч простоя 3 ч 20 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД и ЦСД-I.

Рис. 5.10. Продольный разрез паровой турбины Т-250/300-240-3 (начало)

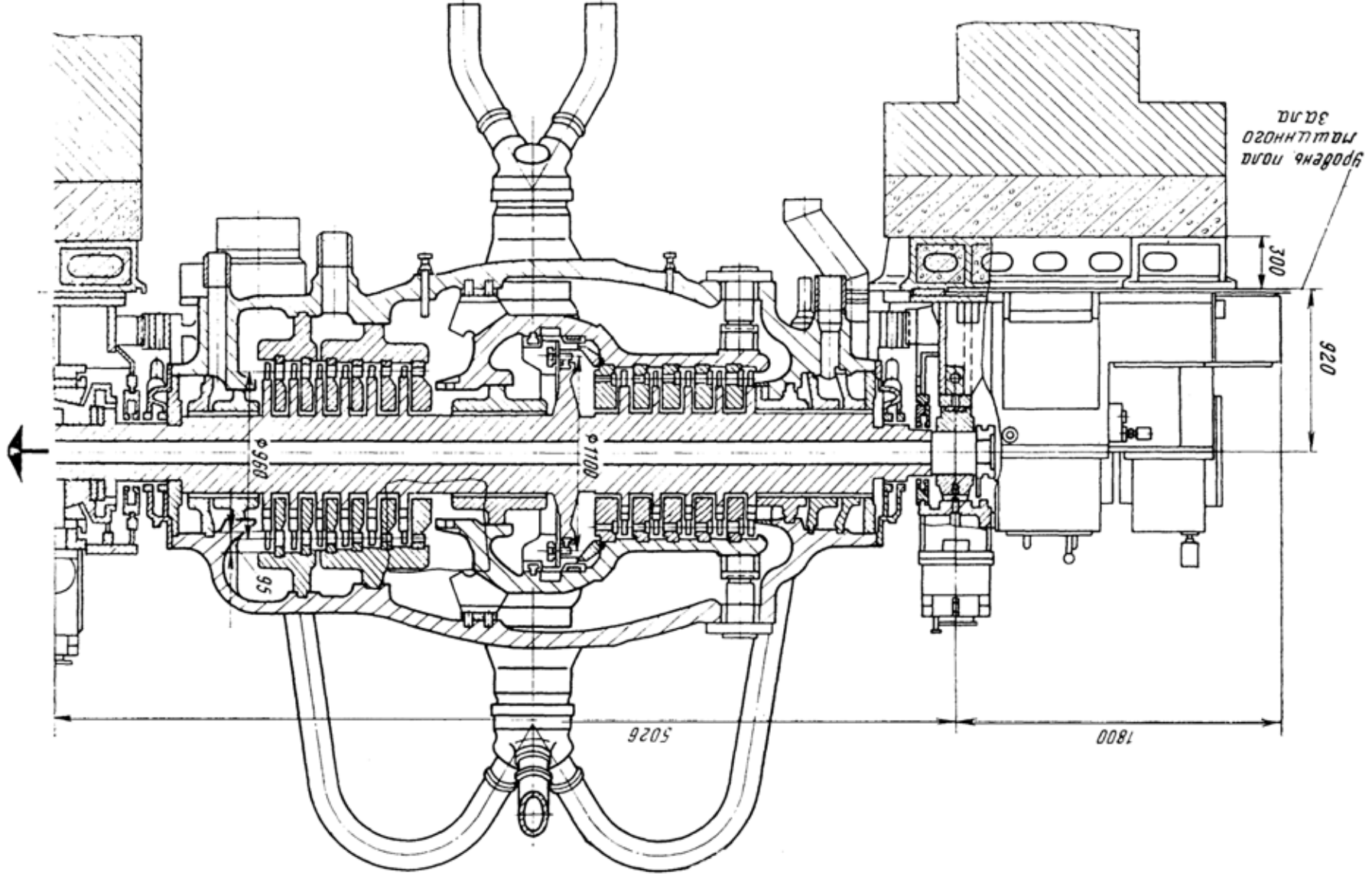


Рис. 5.10. Продольный разрез паровой турбины Т-250/300-240-3 (продолжение)

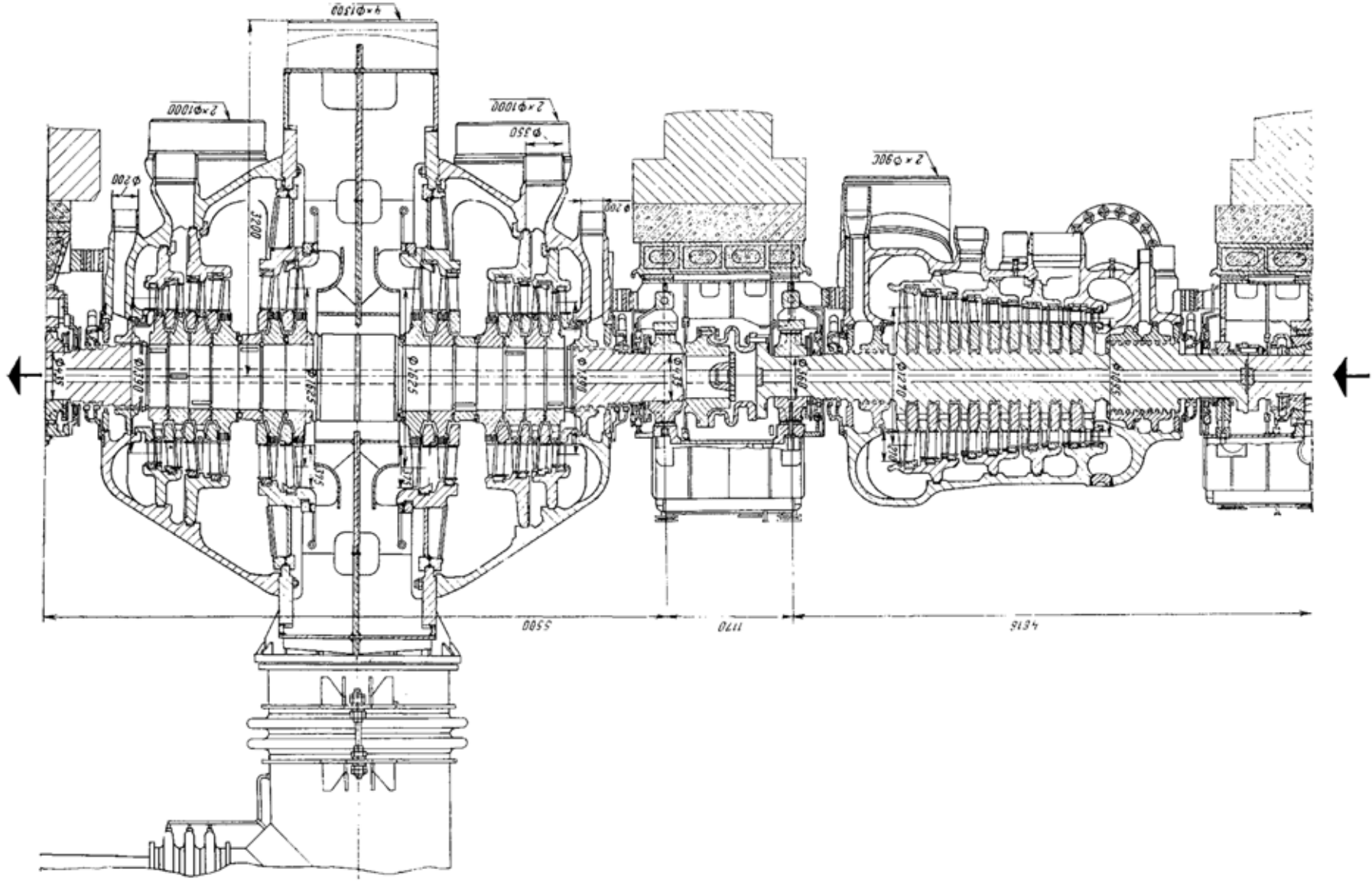
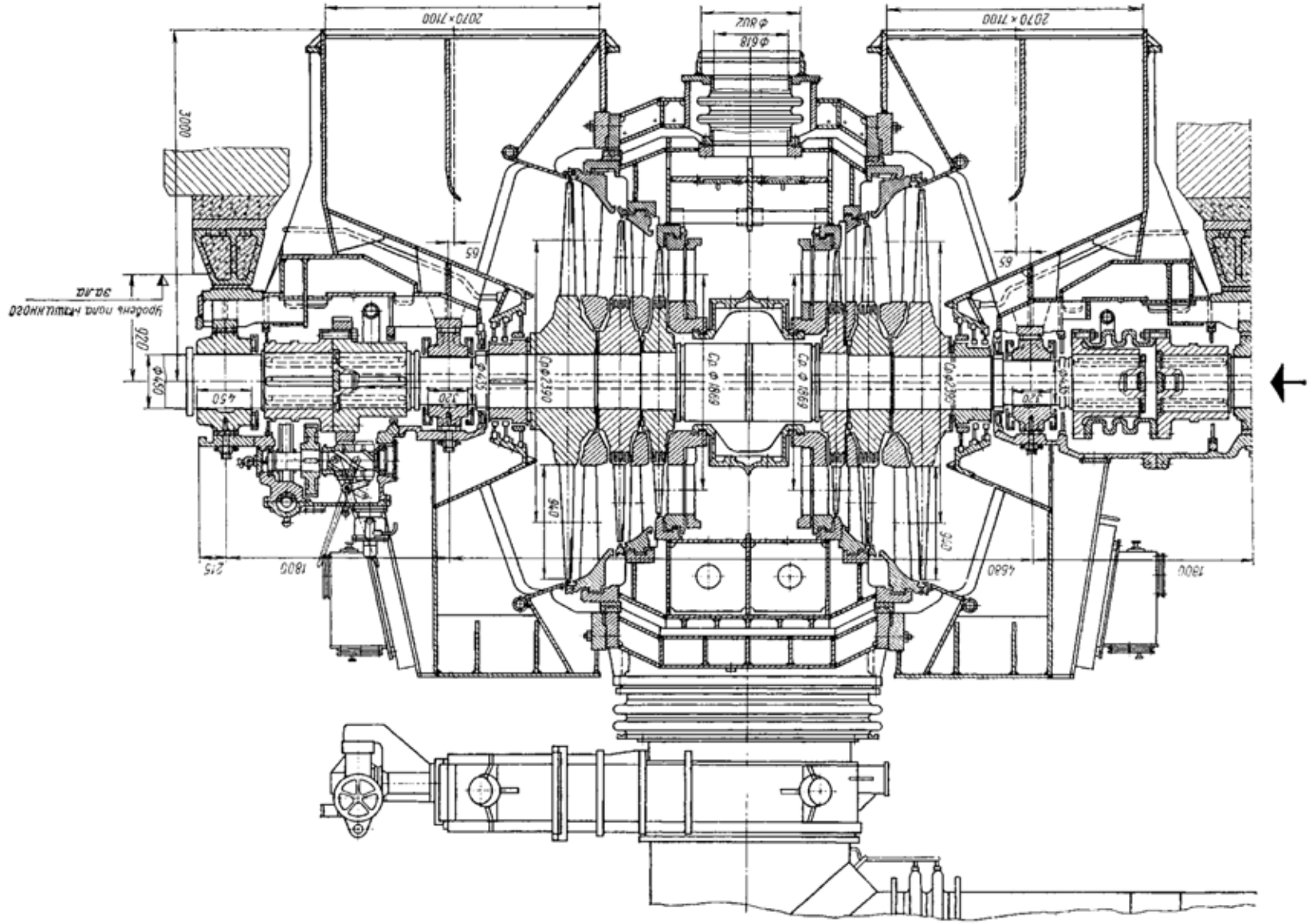


Рис. 5.10. Продольный разрез паровой турбины Т-250/300-240-3 (окончание)



Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} .

Регулирование и защита. Турбина снабжена электрогидравлической системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах в зависимости от режима работы турбины, частоты вращения ротора турбогенератора, давления пара (температуры сетевой воды) в одном из отопительных отборов или тепловой нагрузки турбины.

Система регулирования выполнена статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора величиной, которая менее уровня настройки автомата безопасности.

Запроектированные системы автоматики допускают применение вызывной системы управления и измерения, управляющей вычислительной машины и автомата пуска.

Турبوустановка имеет устройства защиты, предупреждающие аварийную ситуацию путем воздействия на органы управления оборудованием с одновременной подачей сигнала. Гидравлический регулятор частоты вращения предназначен для поддержания частоты вращения ротора турбины с неравномерностью $(4,5 \pm 0,5) \%$ от номинальной.

Регулятор частоты вращения имеет ограничитель мощности, предназначенный в нужных случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов регулятором. Турбина снабжена регулятором мощности, поддерживающим электрическую нагрузку турбины.

Для защиты турбины от недопустимого нарастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности с двумя независимыми бойками кольцевого типа, которые настроены на мгновенное срабатывание при достижении ротором частоты вращения в пределах $11-12 \%$ сверх номинальной.

Турбина снабжена регулятором отбора, который автоматически поддерживает температуру сетевой воды на установленном уровне. Регулятор отбора содержит гидравлический регулятор давления, выполняющий защитные функции, и электронный регулятор температуры, обеспечивающий автоматическое поддержание температуры сетевой воды с точностью $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$. При работе турбины по электрическому графику температура сетевой воды поддерживается за счет изменения расхода пара через турбину, определяемого открытием клапанов ЦВД и регулирующих диафрагм, установленных за 28-й ступенью.

Турبوустановка снабжается системами контроля, сигнализации и дистанционного управления, позволяющими производить пуск, останов и управление работающей турبوустановкой с дистанционного щита управления и выполнение отдельных операций на месте.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников турбины, генератора, питательного турбонасоса и питательного электронасоса маслом марки Тп-22С ТУ 38.101.821-83.

В баке емкостью 66 м³ установлены фильтры и воздухоотделительное устройство. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционное. Для подачи масла в систему смазки предусмотрены два электронасоса переменного тока (один резервный) и два электронасоса постоянного тока (аварийные).

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей площадью поверхности 1380 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрева подпиточной воды во встроенном пучке.

Конденсатор представляет собой горизонтальный поверхностный пароводяной трехпоточный (по воде) теплообменный аппарат и рассчитан на работу в системе оборотного и прямоточного водоснабжения на пресной охлаждающей воде.

Конденсатор состоит из цельносварного корпуса, выполненного заодно с водяными камерами, и трех трубных пучков – двух основных и одного встроенного. Поверхность теплообмена всех пучков образована прямыми трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Воздухоудаляющее устройство предназначено для обеспечения нормального процесса теплообмена в конденсаторе и теплообменных аппаратах, находящихся под разрежением, а также для быстрого набора вакуума при пуске турбоустановки и включает в себя два основных трехступенчатых и один пусковой одноступенчатый пароструйных эжектора.

Для отвода конденсата из конденсатороборников конденсатора и подачи его в блочную обессоливающую установку турбоустановка имеет три конденсатных насоса 1-й ступени, а для подачи конденсата в деаэрагор – три конденсатных насоса, которые приводятся в действие электродвигателями переменного тока.

Циркуляционные насосы предназначены для подачи охлаждающей воды в конденсатор и маслоохладители турбины, а также в газоохладителе генератора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и состоит из пяти ЦНД, деаэрагора, трех ПВД. Установкой предусмотрено также использование тепла пара основных эжекторов и пара, отсасываемого из

лабиринтовых уплотнений. Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 5.9.

ПНД № 1, 2, 3, 4 и 5 – вертикальные, вертикальные, питаются паром из отопительных отборов. Конденсат греющего пара из ПНД № 5 сливается в ПНД № 4, а из ПНД № 4 откачивается сливным насосом в линию основного конденсата. Из ПНД № 3 конденсат подается по предвключенной схеме сливным насосом в линию основного конденсата. Из ПНД № 2 конденсат сливается в ПНД № 1, а из ПНД № 1 в линию основного конденсата. Для откачки конденсата из ПНД № 1 и ПНД № 3 установлено по одному насосу, для ПНД № 4 – два (один из которых резервный).

ПВД № 1, 2, 3 – вертикальные, поверхностного типа, предназначены для последовательного подогрева питательной воды после деаэрагора. Конденсат греющего пара из ПВД № 3 и 2 сливается каскадно в ПВД № 1, а оттуда в деаэрагор.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, сальниковый подогреватель, конденсатные и сетевые насосы. Конструкцией ПСГ предусматривается:

- равномерная раздача пара вдоль трубного пучка, для чего в пароприемных патрубках установлены раздающие насадки;
- компенсация тепловых расширений, для чего каждый подогреватель со стороны поворотной водяной камеры имеет линзовые компенсаторы;
- ограничение выпара из сборника конденсата, для чего на сливе из корпуса установлены профильные насадки.

Площадь поверхности теплообмена подогревателей типа ПСГ-500-2,5-8-1 составляет 4950 м², соответственно их максимальная тепловая производительность – 1465 и 963 кДж/ч.

Сальниковый подогреватель предназначен для отсоса пара из промежуточных камер лабиринтовых уплотнений турбины при работе ее по тепловому графику и использования тепла этого пара для подогрева сетевой воды. Подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с цельносварным корпусом, выполненным заодно с водяными камерами, и центральным трубным пучком, образованным прямыми нержавеющими трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Конденсатные насосы предназначены для откачки конденсата из сборников конденсата ПСГ и подачи его в магистраль основного конденсата после соответствующего ПНД или на обессоливание. Для ПСГ № 1 предусмотрено три насоса, для ПСГ № 2 – два насоса (один из которых является резервным).

Сетевые насосы 1-й ступени предназначены для подачи сетевой воды в ПСГ, а также для обеспечения необходимого подпора в подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени. Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются после ПСГ и обеспечивают подачу воды потребителю.

Таблица 5.15

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К-14000-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4 ПНД-5	ПН-400-26-2-IV ПН-400-26-7-II ПН-400-26-7-II ПН-400-26-7-II ПН-400-26-7-1
Деаэрагор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-900-380-18 ПВ-1200-380-43 ПВ-900-380-66
Подогреватели сетевой воды	СП-1 СП-2	ПСГ-5000-2,5-8-1 ПСГ-5000-3,5-8-1
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-250-8-0,5
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-1-1100-1
Маслоохладители	–	М-240М
Конденсатный насос первого подъема	КН-1	КСВ-500-85
Конденсатный насос второго подъема	КН-2	КСВ-500-220
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Конденсатные насосы сетевых подогревателей	СДН	КСВ-300-160
Питательные насосы	ПН	ПТН-1100-350

5.6. Паротурбинная установка ПТ-25-90/10

Теплофикационная паровая турбина ПТ-25-90/10 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 25 МВт, максимальной 30 МВт с начальным давлением пара 8,82 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-30-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-25-90/10 ТУ 108-948–64».

Турбина ПТ-25-90/10 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-25-90/10 приведены в табл. 5.16

Таблица 5.16

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-25/30-90
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	25 30
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	8,83 535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	111,3 (30,9)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч номинальный максимальный	70 125
5. Давление производственного отбора, МПа	0,8–1,3
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	190
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,07–0,25 –
8. Температура воды, °С питательной охлаждающей	218 20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	4,0

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением (1,275±0,29) МПа и один отопительный отбор с абсолютным давлением в пределах 0,12–0,245 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере отопительного отбора. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 5.11).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 5.17.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-25-90/10 представляет собой одноцилиндровый агрегат (рис. 5.12). Турбина – однокорпусная, проточная часть ее состоит из девятнадцати ступеней. Часть высокого давления состоит из двухвечной регулирующей ступени и восьми ступеней давления. Диски этих ступеней изготовлены из одной поковки с валом. Часть среднего давления состоит из одновечной регулирующей ступени и пяти ступеней давления. Часть низкого давления состоит из одновечной регулирующей ступени и трех ступеней давления. Диски ступеней ЧСД и ЧНД – насадные.

Парораспределение турбины – сопловое: к соплам первой ступени пар поступает через четыре регулирующих клапана; четыре группы сопел ЧСД

обслуживаются разгруженной поворотной диафрагмой, заменяющей четыре регулирующих клапана, а сопла ЧНД – поворотной диафрагмой, заменяющей два регулирующих клапана.

Ротор турбины – гибкий с критическим числом оборотов около 1800 об/мин.

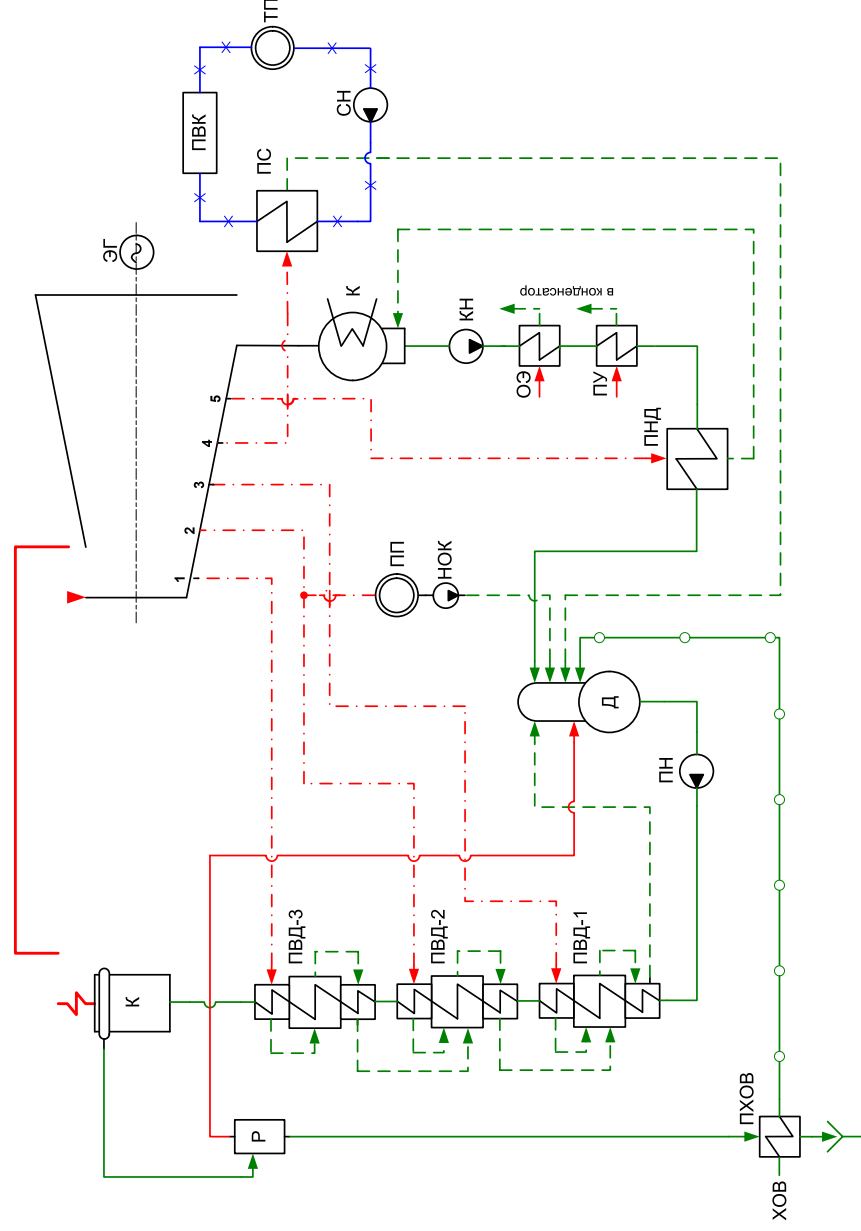


Рис. 5.11. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-25-90/10

Таблица 5.17

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	2,20	335	12,7
ПВД № 2	1,3	280	13,4
ПВД № 1	0,344	170	5,4
Деаэрагор	0,12	144	2,1
ПНД № 1	0,07	104	3,4

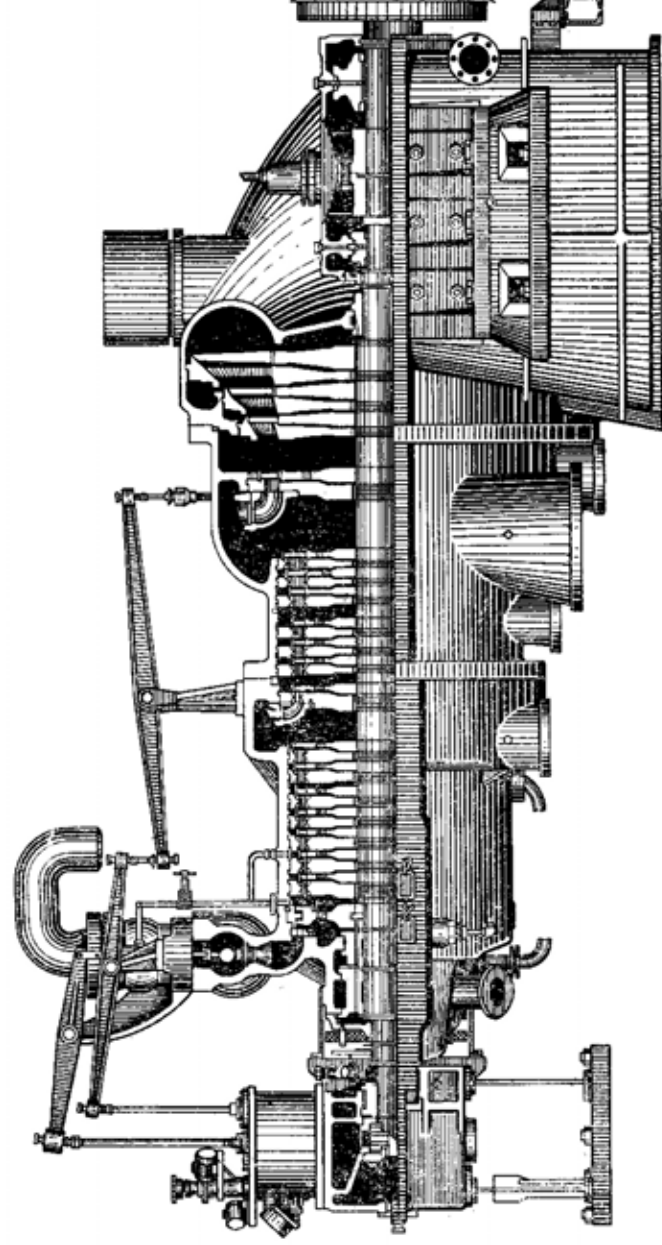


Рис. 5.12. Продольный разрез паровой турбины ПТ-25-90/10

Передний подшипник – комбинированный опорно-упорный. Вкладыш опорного подшипника имеет сферическую наружную поверхность.

Лабиринтовые уплотнения – елочного типа, с насадными втулками. Турбина снабжена валопоротным устройством.

Первый регулируемый отбор используется для нужд промышленных потребителей, второй – для теплофикации. Кроме того, в турбине предусмотрено четыре нерегулируемых отбора пара для подогрева основного конденсата и питательной воды.

Турбина может развивать мощность 30 МВт при отключении соответствующих отборах пара на производство и теплофикацию.

Минимальный пропуск пара в часть низкого давления составляет 8 т/ч при давлении в теплофикационном отборе 0,118 МПа.

Фиксункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с⁻¹ (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭПЦ, на который воздействует технологическая защита и противопожарная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЧНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

- заданного давления пара в коллекторе конечных уплотнений путем воздействия па клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэраторов или из парового пространства бака;
- уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);
- уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

- для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубо; системы в одном из ПВД до первого предела);
- атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры г указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом I электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикальной исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 1200 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создашь разрежения в выхлопном

патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (одна резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей. Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет одну ступень ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 5.11.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя один сетевой подогреватель, конденсатные и сетевые насосы. Подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 600 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим

сторонным клапаном, обшивкой турбины, внутри-турбинными трубопроводами;

- бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;
- регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;
- установка подогрева сетевой воды, включающая сетевой подогреватель с регулирующим клапаном;
- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;
- конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 5.18

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-3000
Подогреватель низкого давления	ПНД	ПН-90-16-4-П
Деаэрагор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1	ПВ-350-230-21
	ПВД-2	ПВ-350-230-36
	ПВД-3	ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС	ПСГ-800-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ЭХ-40-350
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-2А
Маслоохладители	-	встроен в маслобак
Конденсатный насос	КН	КС-125-110
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-50-110
Питательные насосы	ПЭН	ПН-220-110

5.7. Паротурбинная установка ПТ-60-90/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-60-90/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 60 МВт, максимальной 75 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-80-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-60-90/13 ТУ 108-948-79».

Турбина ПТ-60-90/13 соответствует требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24278-85 и ГОСТ 26948-86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-60-90/13 приведены в табл. 5.19.

Таблица 5.19

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-60-90/13
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	60 75
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	8,82 535
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	113 (31,38)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч номинальный максимальный	250 250
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	402
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,25 0,118
8. Температура воды, °С питательной охлаждающей	240 20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,5

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением (1,275±0,29) МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029–0,118 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 5.13).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 5.20.

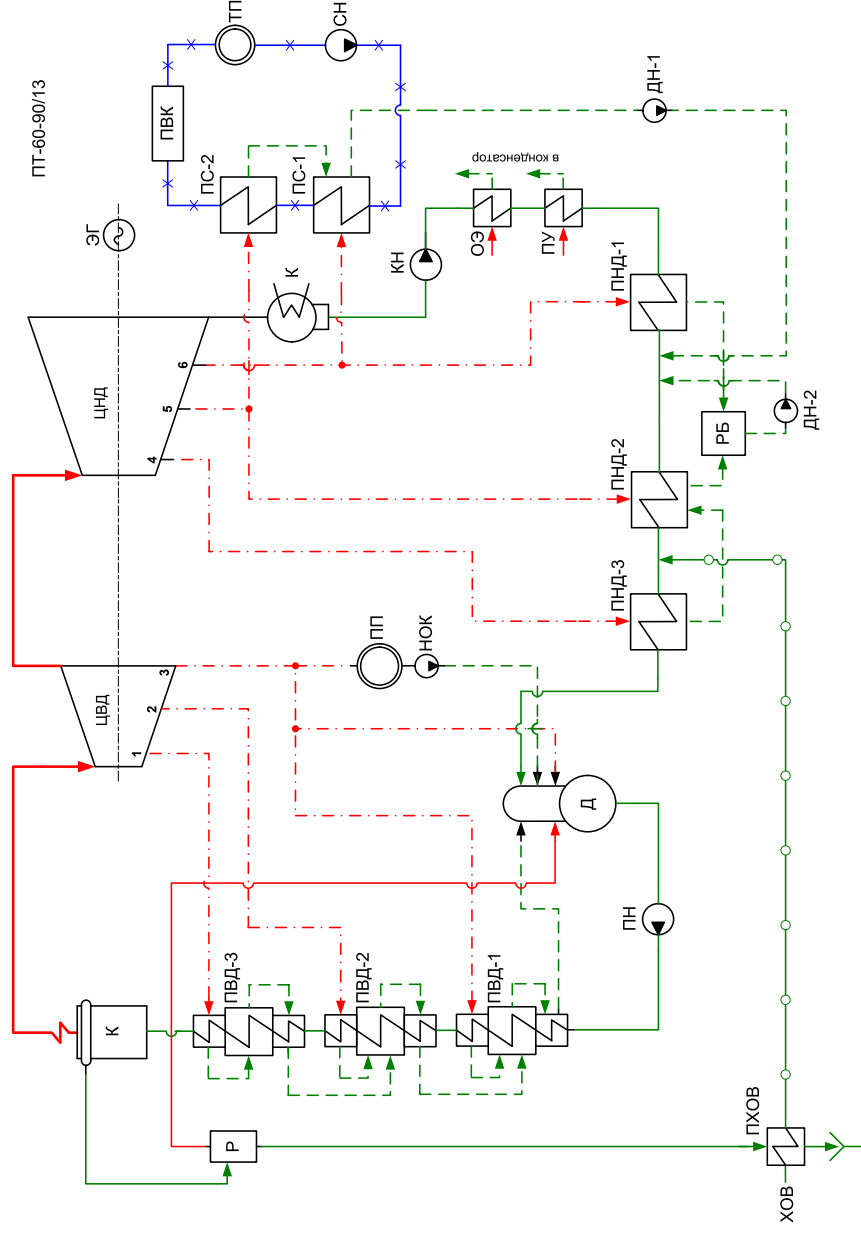


Рис. 5.13. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60-90/13

Таблица 5.20

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,727	425	22
ПВД № 2	2,158	357	18
ПВД № 1	1,275	294	16
Деаэрактор	1,275	294	11
ПНД № 3	0,63	234	—
ПНД № 2	0,36	185	21
ПНД № 1	0,117	104	2

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$ с температурой $20 \text{ }^\circ\text{C}$, полностью включенной регенерации составит 60 МВт . Максимальная мощность турбины 75 МВт , получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-60-90/13 представляет собой одновалный двухцилиндровый агрегат (рис. 5.14). Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулирующую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей: первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления, вторая (между отопительными отборами) – две ступени давления, третья – регулирующую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления – цельнокованый. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска – насадные.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-80-2 соединяются жесткой муфтой.

Парораспределение турбины – сопловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

По выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД. Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЦНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности.

Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Рис. 5.14. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60-90/13 (начало)

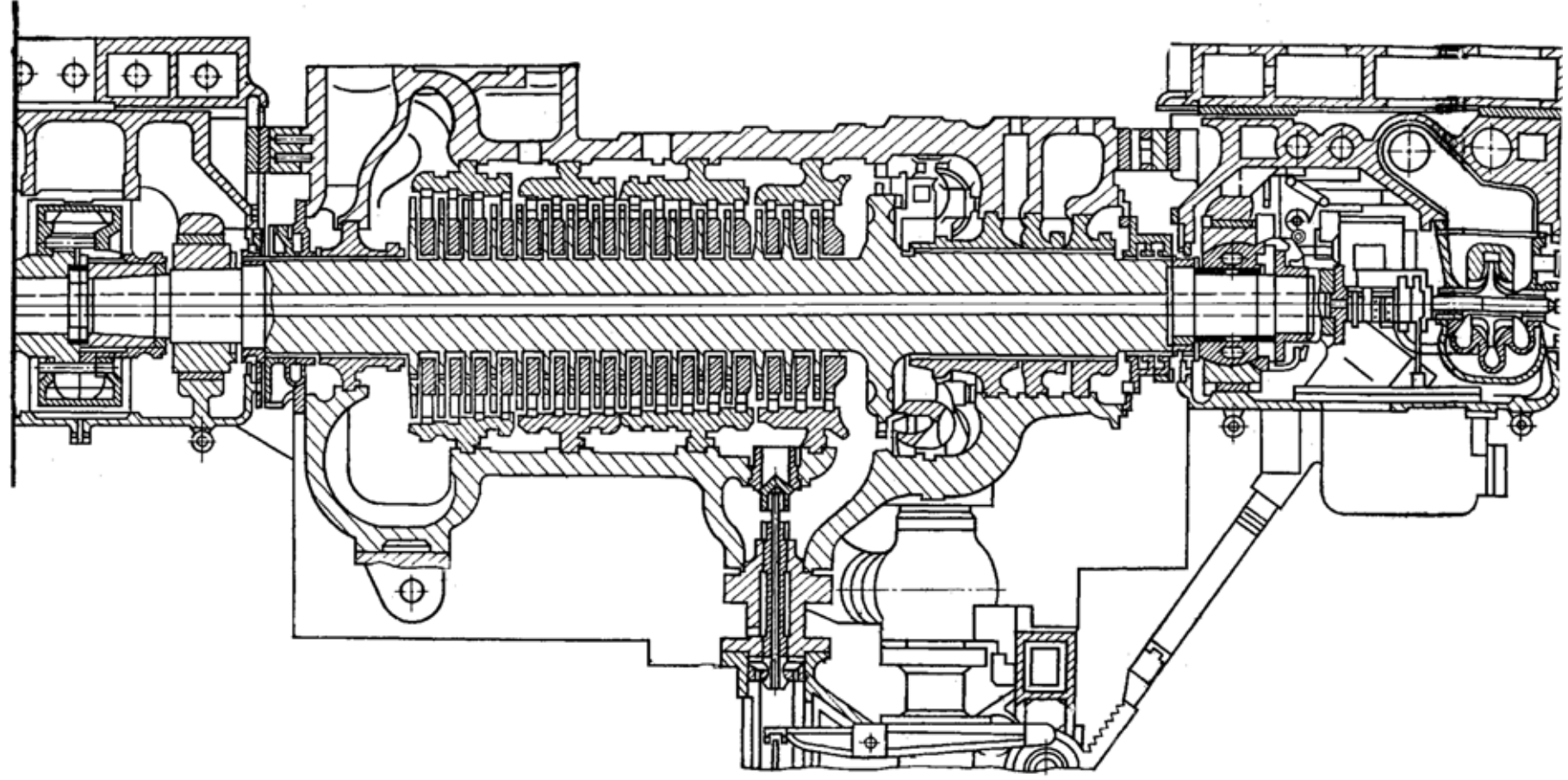
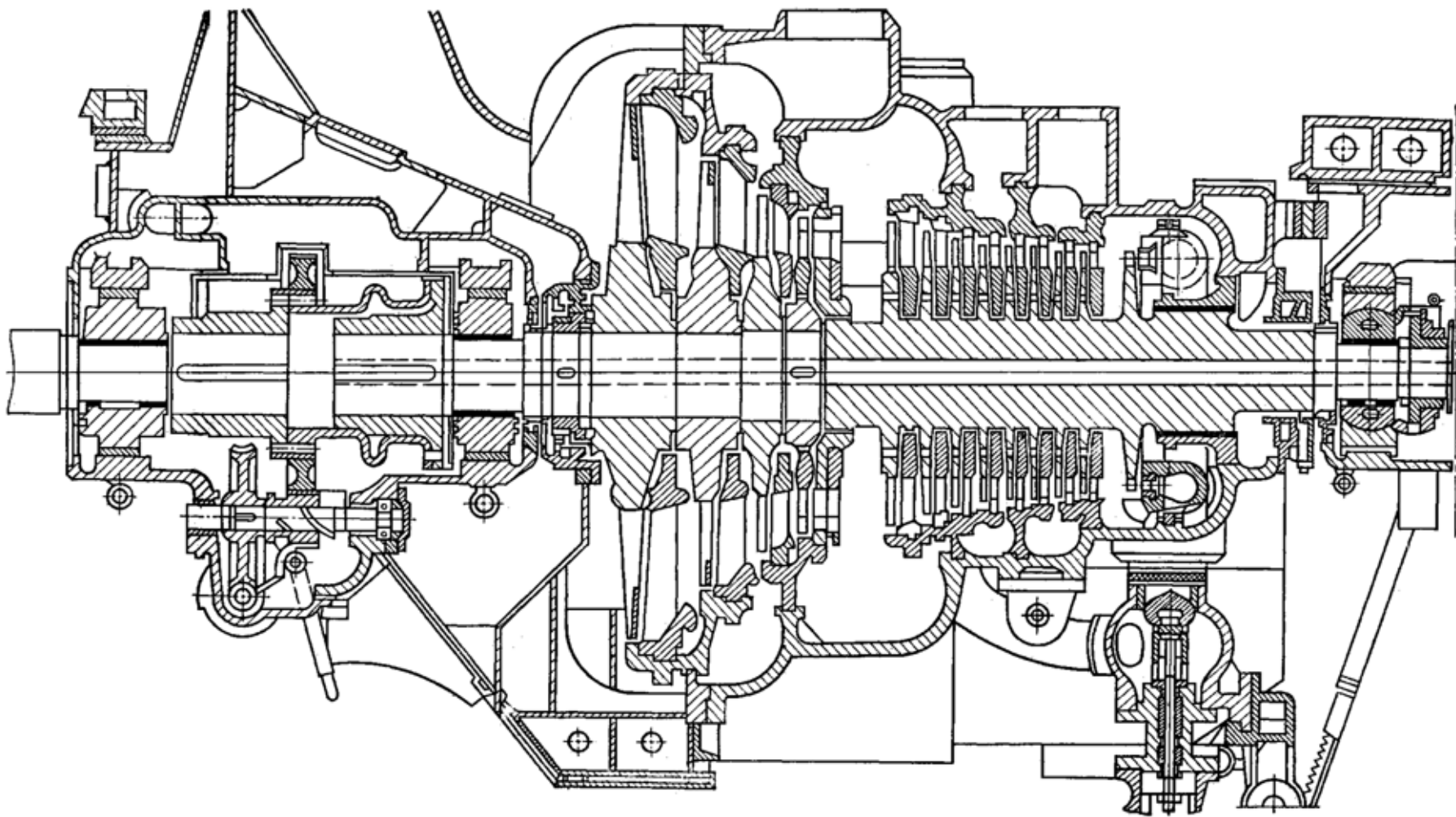


Рис. 5.14. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60-90/13 (окончание)



Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

- заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия па клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэраторов или из парового пространства бака;
- уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);
- уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

- для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубо; системы в одном из ПВД до первого предела);
- атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянного тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикального исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного кон денсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 3000 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создашь разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла

пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (одна резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэрактор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрагор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 5.13. ПНД устанавливаются отдельной группой.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД снабжены регулируемыми клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный в расширительный бак. Из расширительного бака конденсат откачивается сливным насосом.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой вертикальный пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 500 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валопоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим

сторонным клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

- бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

- регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

- установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

- конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 5.21

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	50 КЦС-4
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3	ПН-100-16-4-1 ПН-130-16-9-1 ПН-130-16-9-1
Деаэрагор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-350-230-21 ПВ-350-230-36 ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСВ-500-3-23 ПСВ-500-3-23
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	-	МП-165-150-1
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	3КС-6, 4КС-8
Питательные насосы	ПЭН	ПЭН-450-120

5.8. Паротурбинная установка ПТ-60/75-130/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-60/75-130/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлургический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 60 МВт, максимальной 75 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного привода электрического генератора ТВФ-80-2 с частотой вращения 50 с⁻¹ и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-60/75-130/13 ТУ 108-948–80».

Турбина ПТ-60/75-130/13 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-60/75-130/13 приведены в табл. 5.22.

Таблица 5.22

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-60/75-130/13
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	60 75
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,75 565 167 (46,4)
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	250
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч номинальный максимальный	250 250 1,28 387
5. Давление производственного отбора, МПа	
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,25 0,118
8. Температура воды, °С питательной охлаждающей	235 20 8000
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	3,5
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением (1,28±0,3) МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах 0,049–0,245 МПа и нижний с давлением в пределах 0,029–0,128 МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 5.15).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 5.23.

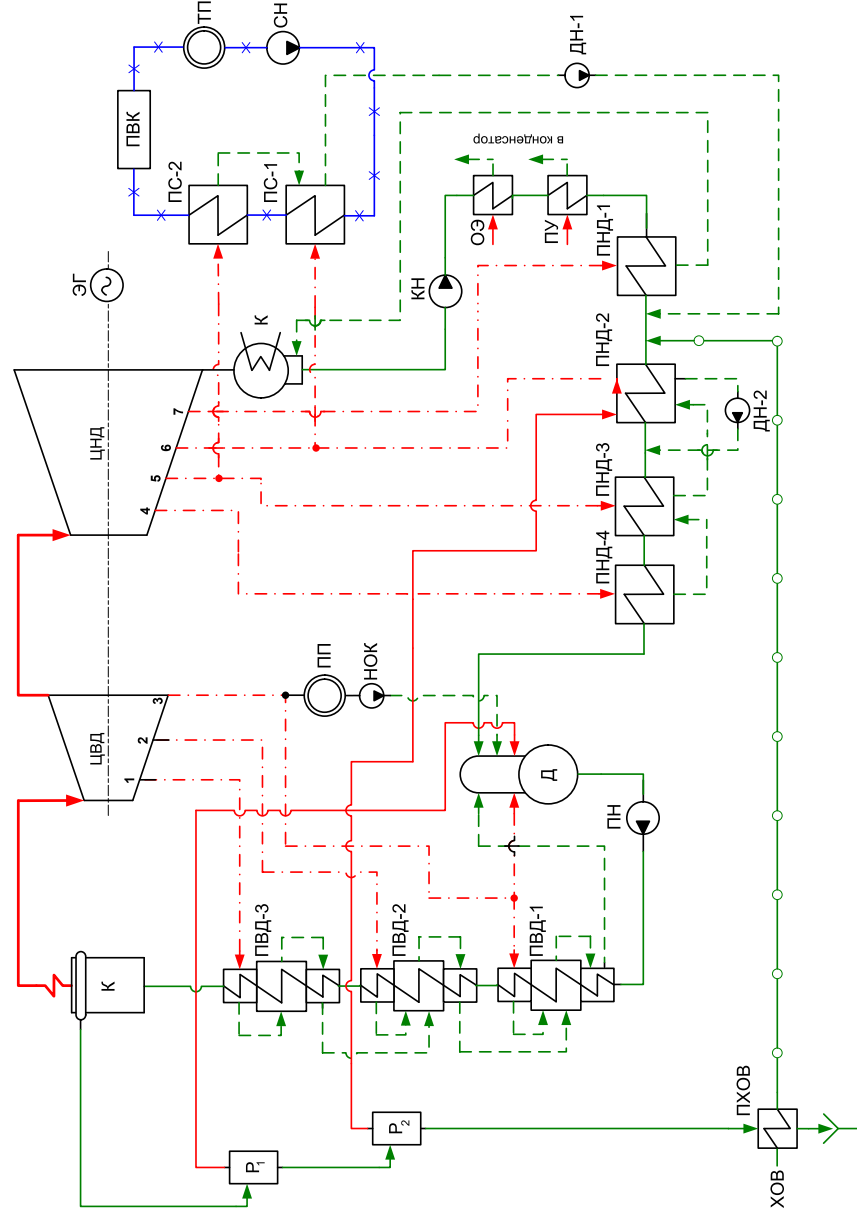


Рис. 5.15. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-60/75-130/13

Таблица 5.23

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,31	430	21
ПВД № 2	2,55	355	22
ПВД № 1	1,27	280	14
Деаэрактор	1,27	280	2
ПНД № 4	0,559	200	12
ПНД № 3	0,33	150	15
ПНД № 2	0,118	104	2
ПНД № 1	0,058	—	—

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$ с температурой $20 \text{ }^\circ\text{C}$, полностью включенной регенерации составит 60 МВт . Максимальная мощность турбины 75 МВт , получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Предусматривается возможность работы турбоустановки с пропуском подпиточной и сетевой воды через встроенный пучок.

При повышении давления свежего пара до 13,72 МПа и температуры до 565 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч/год.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-60/75-130/13 представляет собой одновалный двухцилиндровый агрегат (рис. 5.16). Проточная часть ЦВД имеет двухвечную регулируемую ступень и 8 ступеней давления. ЦНД имеет пятнадцать ступеней, в качестве регулирующих ступеней перед ЧСД и ЧНД установлены одновечные диски.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-80-2 соединяются жесткой муфтой.

Парораспределение турбины – соловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический загвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

По выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД. Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валопоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с⁻¹ (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭПП, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Рис. 5.16. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60/75-130/13 (начало)

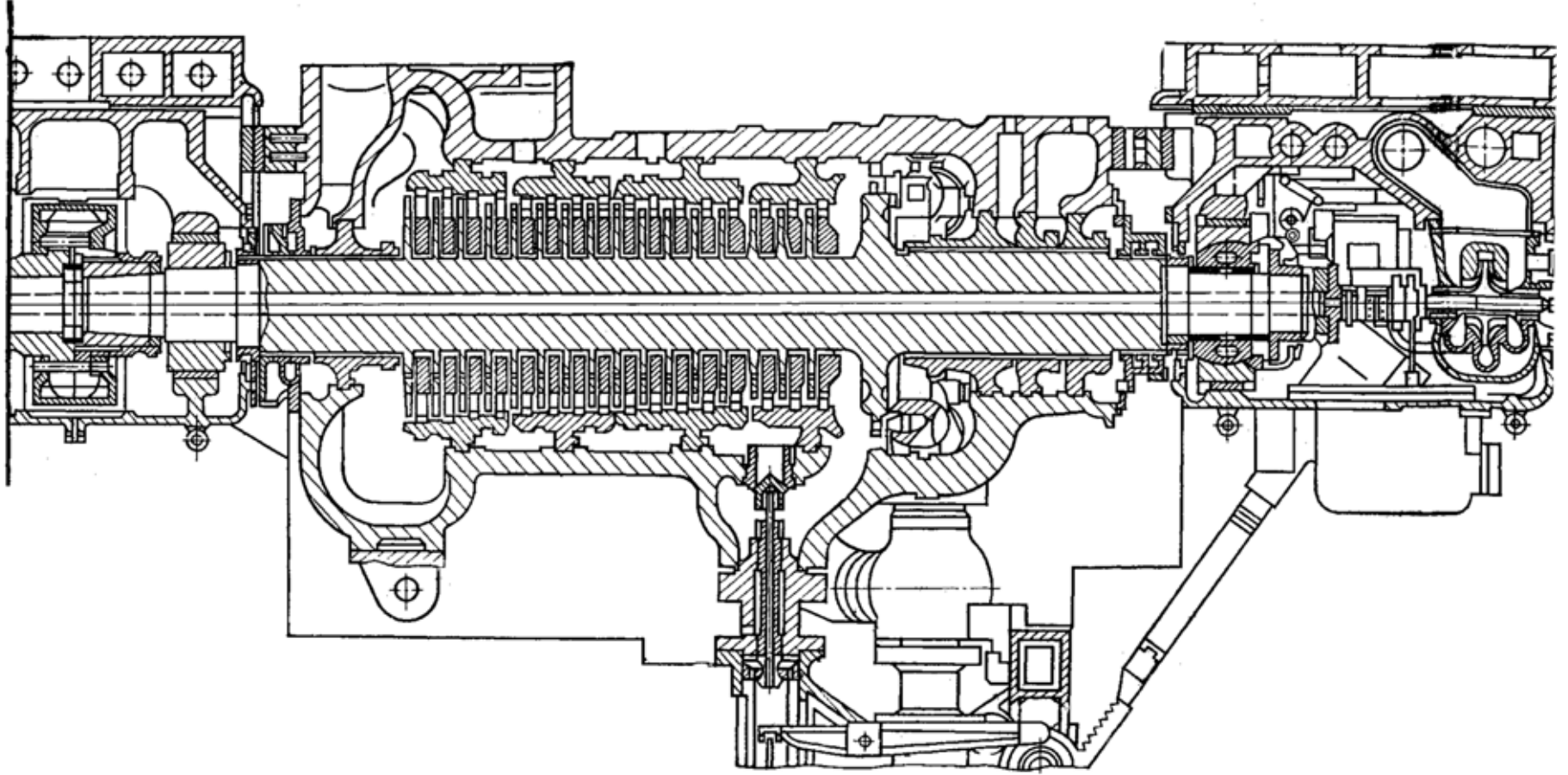
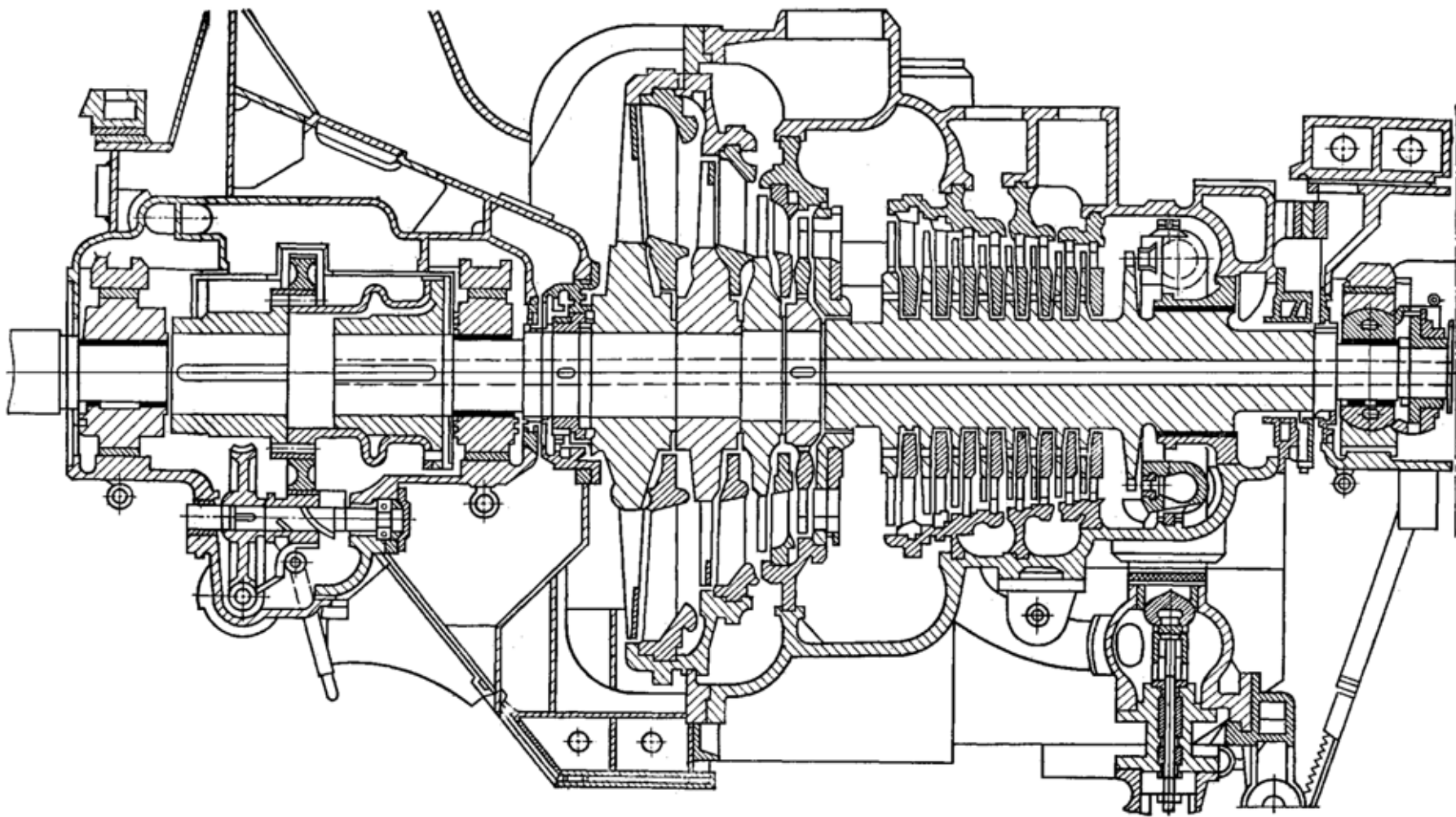


Рис. 5.16. Продольный разрез паровой турбины ПТ-60/75-130/13 (окончание)



Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЦНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности. Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов

с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

- заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия па клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэрагоров или из парового пространства бака;
- уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);
- уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

- для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубно; системы в одном из ПВД до первого предела);
- атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в па трубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикального исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 3000 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создашь разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (один резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей.

Для срыва вакуума используется электродвигжка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 5.15.

ПНД устанавливаются отдельной группой.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой горизонтальной паровой теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 800 м², которая образована прямыми лагунами трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валопоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой

с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины, внутритурбинными трубопроводами;

- бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

- регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

- установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

- конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 5.24

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	50 КЦС-4
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4	ПН-100-16-4-1 ПН-100-16-4-1 ПН-130-16-9-1 ПН-130-16-9-1
Деаэрагор	Д	ДП-225-7
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-350-230-21 ПВ-350-230-36 ПВ-350-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСТ-800-3-8 ПСТ-800-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	-	МБ-63-90-1
Конденсатный насос	КН	8КСД-6×3
Сливные (дренажные) насосы	ДН	ЗКС-6, 4КС-8
Питательные насосы	ПЭН	ПЭН-450-200

5.9. Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13

Теплофикационная паровая турбина ПТ-80/100-130/13 производственного объединения турбостроения «Ленинградский металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) с промышленным и отопительными отборами пара номинальной мощностью 80 МВт, максимальной 100 МВт с начальным давлением пара 12,8 МПа предназначена для непосредственного

привода электрического генератора ТВФ-120-2 с частотой вращения 50 с^{-1} и отпуска тепла для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации, где ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-80/100-130/13 ТУ 108-948–80».

Турбина ПТ-80/100-130/13 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины ПТ-80/100-130/13 приведены в табл. 5.25.

Таблица 5.25

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-80/100-130/13
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	80 100
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,8 555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	284 (78,88)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч номинальный максимальный	185 300
5. Давление производственного отбора, МПа	1,28
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	470
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,049–0,245 0,029–0,098
8. Температура воды, °С питательной охлаждающей	249 20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	8000
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	2,84

Турбина имеет следующие регулируемые отборы пара: производственный с абсолютным давлением $(1,275 \pm 0,29)$ МПа и два отопительных отбора: верхний с абсолютным давлением в пределах $0,049 - 0,245$ МПа и нижний с давлением в пределах $0,029 - 0,098$ МПа. Регулирование давления отопительного отбора осуществляется с помощью одной регулирующей диафрагмы, установленной в камере верхнего отопительного отбора. Регулируемое давление в отопительных отборах поддерживается: в верхнем отборе – при включенных обоих отопительных отборах, в нижнем отборе – при включенном одном нижнем отопительном отборе. Сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева пропускается последовательно и в одинаковом количестве. Расход воды, проходящей через сетевые подогреватели, контролируется.

Подогрев питательной воды осуществляется последовательно в ПНД, деаэраторе и ПВД. К подогревателям пар поступает из отборов турбины (см. рис. 5.17).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 5.26.

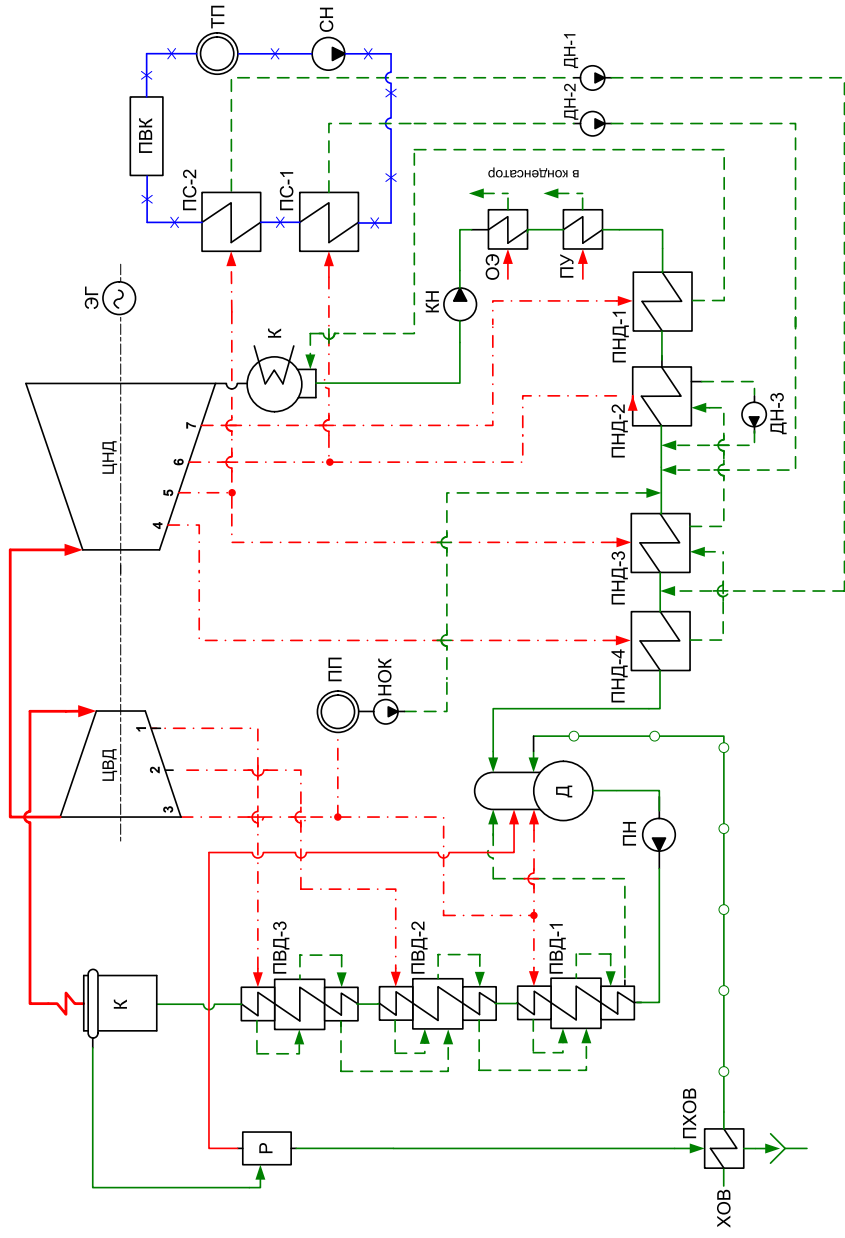


Рис. 5.17. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-80/100-130/13

Таблица 5.26

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	4,570	421	26,3 + 3,0
ПВД № 2	2,660	352	33,0
ПВД № 1	1,270	267	10,5 + 5,1
Деаэрагор	1,270	267	13,9 + 1,7
ПНД № 4	0,410	169	28,4
ПНД № 3	0,088	—	—
ПНД № 2	0,034	—	—
ПНД № 1	0,003*	—	—
	0,015**	—	—

* — в случае, если ПНД-1 встроен в конденсатор;

** — в случае, если ПНД-1 располагается в тепловой схеме первым по ходу основного конденсата (см. рис. 31)

При номинальных параметрах свежего пара, расходе охлаждающей воды $8000 \text{ м}^3/\text{ч}$, температуре охлаждающей воды 20 °С , полностью включенной регенерации, количестве конденсата, подогреваемого в ПВД, равном 100% расхода пара через турбину, при работе турбоустановки с деаэрагором $0,59 \text{ МПа}$, со ступенчатым подогревом сетевой воды, при полном использовании пропускной способности турбины и минимальном пропуске пара в конденсатор могут быть взяты следующие величины отборов:

- номинальные величины регулируемых отборов при мощности 80 МВт; производственный отбор – 185 т/ч при абсолютном давлении 1,275 МПа;
- суммарный отопительный отбор – 285 ГДж/ч (132 т/ч) при абсолютных давлениях: в верхнем отборе – 0,088 МПа и в нижнем отборе – 0,034 МПа;
- максимальная величина производственного отбора при абсолютном давлении в камере отбора 1,275 МПа составляет 300 т/ч. При этой величине производственного отбора и отсутствии отопительных отборов мощность турбины составляет ~70 МВт. При номинальной мощности 80 МВт и отсутствии отопительных отборов максимальный производственный отбор составит ~250 т/ч;

- максимальная суммарная величина отопительных отборов равна 420 ГДж/ч (200 т/ч); при этой величине отопительных отборов и отсутствии производственного отбора мощность турбины составляет около 75 МВт; при номинальной мощности 80 МВт и отсутствии производственного отбора максимальные отопительные отборы составят около 250 ГДж/ч (~120 т/ч).

Максимальная мощность турбины при выключенных производственном и отопительных отборах, при расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч с температурой 20 °С, полностью включенной регенерации составит 80 МВт. Максимальная мощность турбины 100 МВт, получаемая при определенных сочетаниях производственного и отопительного отборов, зависит от величины отборов и определяется диаграммой режимов.

Предусматривается возможность работы турбоустановки с пропуском подпиточной и сетевой воды через встроенный пучок.

При охлаждении конденсатора сетевой водой турбина может работать по тепловому графику. Максимальная тепловая мощность встроенного пучка составляет ~130 ГДж/ч при поддержании температуры в выхлопной части не выше 80 °С.

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью при следующих отклонениях основных параметров от номинальных:

- при одновременном изменении в любых сочетаниях начальных параметров свежего пара – давления от 12,25 до 13,23 МПа и температуры от 545 до 560 °С; при этом температура охлаждающей воды должна быть не выше 20 °С;
- при повышении температуры охлаждающей воды при входе в конденсатор до 33 °С и расходе охлаждающей воды 8000 м³/ч, если начальные параметры свежего пара при этом не ниже номинальных;
- при одновременном уменьшении величин производственного и отопительных отборов пара до нуля.

При повышении давления свежего пара до 13,72 МПа и температуры до 565 °С допускается работа турбины в течение не более получаса, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 200 ч/год.

Рис. 5.18. Продольный разрез паровой турбины ПТ-80/100-130/13 (начало)

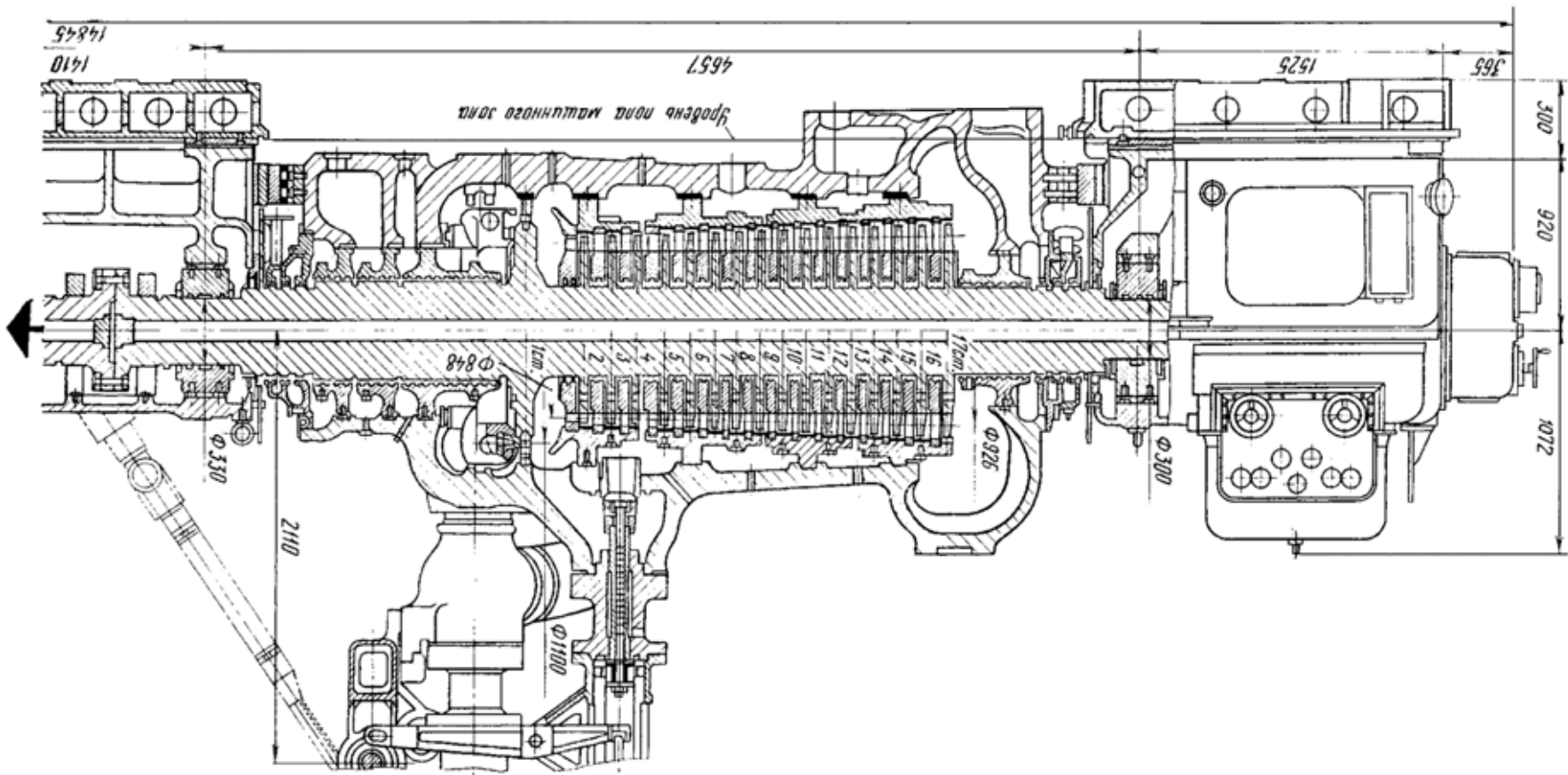
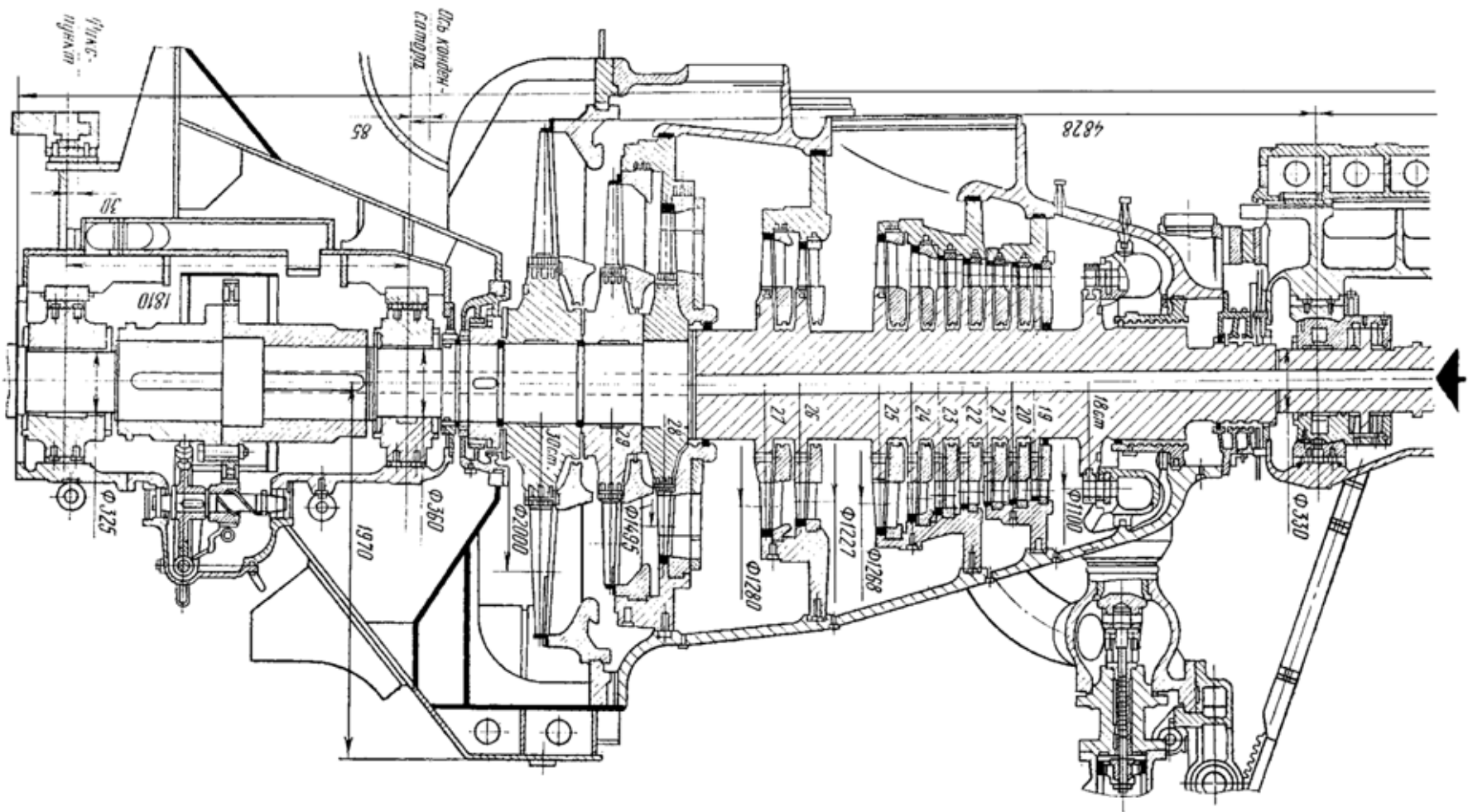


Рис. 5.18. Продольный разрез паровой турбины ПТ-80/100-130/13 (окончание)



Конструкция турбины. Турбина ПТ-80/100-130/13 представляет собой одновалный двухцилиндровый агрегат (рис. 5.18). Проточная часть ЦВД имеет одновенечную регулируемую ступень и 16 ступеней давления.

Проточная часть ЦНД состоит из трех частей: первая (до верхнего отопительного отбора) имеет регулирующую ступень и семь ступеней давления, вторая (между отопительными отборами) – две ступени давления, третья – регулирующую ступень и две ступени давления.

Ротор высокого давления – цельнокованый. Первые десять дисков ротора низкого давления откованы заодно с валом, остальные три диска – насадные.

Роторы ЦВД и ЦНД соединяются между собой жестко с помощью фланцев, откованных заодно с роторами. Роторы ЦНД и генератора типа ТВФ-120-2 соединяются жесткой муфтой.

Парораспределение турбины – сопловое. Свежий пар подается к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен автоматический затвор, откуда по перепускным трубам пар поступает к регулирующим клапанам турбины.

На выходе из ЦВД часть пара, идет в регулируемый производственный отбор, остальная часть направляется в ЦНД.

Отопительные отборы осуществляются из соответствующих камер ЦНД. Фикспункт турбины расположен на раме турбины со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева, и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод острого пара на переднее уплотнение ЦВД.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 3,4 об/мин.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора турбогенератора 50 с^{-1} (3000 об/мин). Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты сети в пределах 49,0–50,5 Гц. Допускается кратковременная работа турбины при минимальной частоте 48,5 Гц два раза в год продолжительностью 3–4 мин или один раз в год продолжительностью до 6 мин.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков предусмотрены паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение ЦВД.

Высота фундамента турбоагрегата от уровня пола конденсационного помещения до уровня пола машинного зала составляет 8 м.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования.

В системе регулирования имеется ЭПЦ, на который воздействует технологическая защита и противоаварийная автоматика энергосистемы, что приводит к закрытию и открытию регулирующих клапанов.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–13 % сверх номинальной, чем вызывается закрытие автоматического затвора свежего пара, регулирующих клапанов и поворотной диафрагмы. Кроме того, имеется дополнительная защита на блоке золотников регулятора скорости, срабатывающая при повышении частоты на 11,5 %.

Турбина снабжена электромагнитным выключателем, при срабатывании которого закрываются автоматический затвор, регулирующие клапаны и поворотная диафрагма ЦНД.

На электромагнитный выключатель воздействуют: реле осевого сдвига при перемещении ротора в осевом направлении на величину, превышающую предельно допустимую; вакуум-реле при недопустимом падении вакуума в конденсаторе до 470 мм. рт. ст. (при снижении вакуума до 650 мм. рт. ст. вакуум-реле подает предупредительный сигнал); потенциометры температуры свежего пара при недопустимом понижении температуры свежего пара без выдержки времени; ключ для дистанционного отключения турбины на щите управления; реле падения давления в системе смазки с выдержкой времени 3 с при одновременной подаче аварийного сигнала.

Турбина снабжена ограничителем мощности, используемым в особых случаях для ограничения открытия регулирующих клапанов.

Обратные клапаны предназначены для предотвращения разгона турбины обратным потоком пара.

Рабочей жидкостью в системе регулирования является минеральное масло.

Перестановка регулирующих клапанов впуска свежего пара, регулирующих клапанов через ЧСД и поворотной диафрагмы перепуска пара в ЦНД производится сервомоторами, которые управляются регулятором скорости и регуляторами давления отборов.

Регулятор скорости предназначен для поддержания частоты вращения турбогенератора с неравномерностью около 4 %. Он снабжен механизмом управления, который используется для: зарядки золотников регулятора безопасности и открытия автоматического затвора свежего пара; изменения частоты вращения турбогенератора (причем обеспечивается возможность синхронизации генератора при любой аварийной частоте в системе); поддержания заданной нагрузки генератора при параллельной работе генератора; поддержания нормальной частоты при одиночной работе генератора; повышения частоты вращения при испытании бойков регулятора безопасности. Механизм управления может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – со щита управления.

Регуляторы давления сильфонной конструкции предназначены для автоматического поддержания давления пара в камерах регулируемых отборов

с неравномерностью около 0,20 МПа для производственного отбора и около 0,04 МПа – для отопительного отбора.

Турбоагрегат оборудован электронными регуляторами с исполнительными механизмами для поддержания:

- заданного давления пара в коллекторе концевых уплотнений путем воздействия па клапан по дачи пара давлением 0,059 МПа из уравнивательной линии деаэрагоров или из парового пространства бака;

- уровня в конденсатосборнике конденсатора с максимальным отклонением от заданного ± 200 мл (этим же регулятором включается рециркуляции конденсата при малых расходах пара в конденсаторе);

- уровня конденсата, греющего пара во всех подогревателях системы регенерации, кроме ПНД № 1.

Турбоагрегат снабжен защитными устройствами:

- для совместного отключения всех ПВД с одно временным включением обводной линии и подаче сигнала (устройство срабатывает в случае аварийного повышения уровня конденсата вследствие повреждений или нарушений плотности трубо; системы в одном из ПВД до первого предела);
- атмосферными клапанами-диафрагмами, установленными на выхлопных патрубках ЦНД и открывающимися при повышении давления в патрубках до 0,12 МПа.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазкой подшипников и системы регулирования.

В баке объемом 14 м³ установлены фильтры и указатели уровня.

Турбина снабжена одним резервным насосом с электродвигателем переменного тока и одним аварийным насосом с электродвигателем постоянной тока.

При снижении давления смазки до соответствующих значений автоматически от реле давления смазки (РДС) включаются резервный и аварийный насосы. РДС периодически испытывается во время работы турбины.

Масло охлаждается в двух маслоохладителях Охладители – поверхностного типа, вертикального исполнения.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, конденсатные и циркуляционные насосы эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей поверхностью охлаждения 3000 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создашь разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрев подпиточной воды во встроенном пучке.

Конденсатор имеет встроенную в паровую часть специальную камеру, в которой устанавливается секция ПНД № 1.

Воздухоудаляющее устройство состоит из двух основных трехступенчатых эжекторов (одна резервный), предназначенных для отсоса воздуха обеспечения нормального процесса теплообмена конденсаторе и прочих вакуумных аппаратах теплообмена, и одного пускового эжектора для быстрого поднятия вакуума в конденсаторе.

В конденсационном устройстве устанавливаются два конденсатных насоса (один резервный) вертикального типа для откачки конденсата, подачи его в деаэратор через охладители эжектора, охладители уплотнений и ПНД. Охлаждающая вода для конденсатора и газоохладителей генератора подается циркуляционными насосами.

Пусковой эжектор циркуляционной системы предназначен для заполнения системы водой перед пуском турбоустановки, а также для удаления воздуха при скоплении его в верхних точках сливных циркуляционных водоводов и в верхних водяных камерах маслоохладителей. Для срыва вакуума используется электрозадвижка на трубопроводе отсоса воздуха из конденсатора, установленная у пускового эжектора.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэрагор. Все подогреватели – поверхностного типа.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 5.17. ПНД № 1 встроены в конденсатор. Остальные ПНД устанавливаются отдельной группой.

ПВД № 1, 2 и 3 – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. ПВД снабжаются групповой защитой, состоящей из автоматических выпускного и обратного клапанов на входе и выходе воды, автоматического клапана с электромагнитом, трубопровода пуска и отключения подогревателей.

ПВД и ПНД (кроме ПНД № 1) снабжены регулирующими клапанами отвода конденсата, управляемыми электронными регуляторами.

Слив конденсата греющего пара из подогревателей – каскадный. Из ПНД № 2 конденсат откачивается сливным насосом.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы. Каждый подогреватель представляет собой горизонтальной пароводяной теплообменный аппарат с поверхностью теплообмена 1300 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валопоротным устройством, фундаментными рамами, паровой коробкой с автоматическим

сторонным клапаном, обшивкой турбины, внутри-турбинными трубопроводами;

- бак масляный, маслоохладитель, эжекторы основной, пусковой и циркуляционной системы;

- регенеративная установка с подогревателями поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;

- установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;

- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;

- конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 5.27

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	80 КЦС-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1 ПНД-2 ПНД-3 ПНД-4	встроен в конденсатор ПН-130-16-10-II ПН-200-16-7-I ПН-200-16-7-I
Деаэрагор	Д	ДП-500/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-450-230-25 ПВ-450-230-35 ПВ-450-230-50
Подогреватели сетевой воды	ПС-1 ПС-2	ПСГ-1300-3-8 ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ЭП-3-700-1
Маслоохладители	–	МП-165-150-1
Конденсатный насос	КН	КСВ-320-160
Сливные (дренажные) насосы	ДН	КС-80-155
Питательные насосы	ПЭН	ПН-500-200

5.10. Паротурбинные установки ПТ-140/165-130/15-2 и ПТ-140/165-130/15-3

Теплофикационные паровые турбины с производственным и отопительным отборами ПТ-140/165-130/15-2 и ПТ-140/165-130/15-3 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) предназначены для непосредственного привода электрического генератора ТВВ-160-2УЗ с частотой вращения ротора 50 с^{-1} и для отпуска пара для нужд производства и отопления.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая ПТ-140/165-130/15-2 (3) ТУ 24-2-426–73».

Турбина соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Турбина ПТ-140/165-130/15-2 и ПТ-140/165-130/15-3 имеют температуру охлаждающей воды 20 и 27 °С соответственно. Поэтому длина рабочей части рабочей лопатки последней ступени разная: в турбине ПТ-140/165-130/15-2 она равна 830 мм, в турбине ПТ-140/165-130/15-3 – 650 мм. Отличается также число ступеней в одном потоке ЦНД: в турбине ПТ-140/165-130/15-2 – три ступени, в турбине ПТ-140/165-130/15-3 – две ступени.

В основном конструктивное исполнение этих турбин одинаковое.

Каждая турбина имеет один регулируемый производственный отбор пара с номинальным давлением 1,47 МПа и два регулируемых отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенных для подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях турбоустановки и добавочной воды в станционных теплообменниках.

При ступенчатом подогреве сетевая вода через сетевые подогреватели нижней и верхней ступеней подогрева должна пропускаться последовательно и в одинаковом количестве.

Таблица 5.28

Номинальные значения основных параметров турбины

	ПТ-135/165-130/15
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	135 165
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,75 555
3. Тепловая нагрузка, ГДж/ч (МВт)	480 (133,33)
4. Расход отбираемого пара на производственные нужды, т/ч номинальный максимальный	335 415
5. Давление производственного отбора, МПа	1,47–3,0
6. Максимальный расход свежего пара, т/ч	740
7. Пределы изменения давления пара в регулируемых отопительных отборах пара, МПа в верхнем в нижнем	0,088–0,245 0,039–0,0118
8. Температура воды, °С питательной охлаждающей	240 20
9. Расход охлаждающей воды, т/ч	12400
10. Давление пара в конденсаторе, кПа	3,4

Разрешается подогрев сетевой воды в одной нижней ступени подогрева, при выключенной верхней ступени, а также ступенчатый подогрев, с поддержанием регулируемого давления только в верхнем отборе с воздействием на диафрагму нижнего отбора и при выключенной диафрагме верхнего отбора.

Регулируемое давление в производственном отборе может задаваться в пределах 1,18–2,06 МПа.

Пределы регулируемого давления в отопительных отборах при независимом поддержании давления в каждом из отборов:

- в верхнем отборе от 0,088 до 0,245 МПа;

- в нижнем отборе от 0,039 до 0,118 МПа.

При такой работе давление в верхнем отборе превышает давление в нижнем отборе не менее чем на 0,049 МПа. При независимом поддержании давления в двух отопительных отборах возможно получение из них пара на собственные нужды.

Пределы регулируемого давления в верхнем отопительном отборе при выключенном нижнем отборе – от 0,059 до 0,245 МПа.

Такие же пределы давления в этом отборе допускаются при ступенчатом подогреве сетевой воды, когда давление поддерживается только в верхнем отборе за счет перемещения диафрагмы нижнего отбора при отключенной диафрагме верхнего отбора и отключенном от нижнего отбора регуляторе. В этом случае возможно повышение давления в камере нижнего отопительного отбора до 0,196 МПа.

Пределы регулируемого давления в нижнем отопительном отборе при выключенном верхнем отборе от 0,039 до 0,118 МПа.

Разрешается регулируемый отбор пара для внешнего теплоснабжения после 3-й ступени ЦСД в количестве до 75 т/ч сверх расхода на регенеративный подогрев питательной воды в ПНД № 4 при соответствующем уменьшении электрической мощности и величины отопительных отборов. Давление в отборе на номинальном режиме составляет 0,49 МПа. Турбина имеет нерегулируемый отбор пара после 7-й ступени для внешнего теплоснабжения в количестве до 90 т/ч с давлением 3,43 МПа, обеспечиваемом при расходе пара на турбину не менее 80 % от номинального. При номинальных параметрах свежего пара, расходе охлаждающей воды 12400 м³/ч и температуре ее 20 °С на входе в конденсатор, полностью включенной регенерации, количестве воды, подогреваемой в ПВД, равном 100 % расхода пара на турбину, выключенном нерегулируемом отборе после 3-й ступени ЦСД допускаются следующие величины регулируемых отборов:

- номинальные величины одновременных отборов при номинальной мощности: производственного при давлении 1,47 МПа – 335- т/ч; отопительного (суммарного из обеих камер) при давлении 0,078 МПа в верхнем отборе – 480 ГДж/ч (115 Гкал/ч), что соответствует около 220 т/ч;

- максимальная величина производственного отбора при номинальной мощности турбины, отсутствии отопительных отборов и давлении 1,47 МПа – 415 т/ч. Возможно увеличение производственного отбора при отсутствии отопительного отбора до 500 т/ч при давлении 1,47 МПа, электрическая мощность при этом составляет около 115 МВт;

- максимальная величина отопительного отбора (суммарно из обеих камер) на подогрев сетевой воды в сетевых подогревателях турбоустановки и добавочной воды в станционных теплообменниках – 587 ГДж/ч (140 Гкал/ч; около 270 т/ч). Возможна максимальная величина отопительного отбора (суммарно из обеих камер) на подогрев сетевой воды в сетевых подогревателях турбоустановки – 480 ГДж/ч (115 Гкал/ч; около 220 т/ч).

При максимальном отопительном отборе 587 ГДж/ч (140 Гкал/ч) и отсутствии произведет венного отбора мощность турбины составляет около 100 МВт, а номинальная мощность 142 МВт получается при наличии определенной величины производственного отбора в соответствии с диаграммой режимов.

Минимальное расчетное количество пара, поступающего в конденсатор при номинальном режиме, включенных сетевых подогревателей верхней и нижней ступени подогрева (давление в верхнем отопительном отборе 0,098 МПа), составляет около 15 т/ч.

Подогрев питательной воды осуществляется в регенеративной установке (см. рис. 5.19) до температуры 232 °С при номинальной нагрузке турбины.

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 5.29.

Турбина может выдавать электрическую нагрузку до 167 МВт при наличии производственного отбора в количестве 230–260 т/ч и выключенных отопительных отборах.

Максимальная мощность турбины на конденсационном режиме равна 120 МВт.

Конструкция турбины. Турбина ПТ-140/165-130/ 15-2 представляет собой одновалный двухцилиндровый агрегат, выполненный по схеме: 1 ЦВД+ 1 ЦНД (рис. 5.20).

Свежий пар подается к двум стопорным клапанам, откуда по четырем перепускным трубам (по две от каждого клапана) поступает к регулирующим клапанам ЦВД. Клапаны расположены в паровых коробках, приваренных к корпусу цилиндра.

Из ЦВД пар направляется в производственный отбор и к регулирующим клапанам ЦНД, расположенным в паровых коробках, которые приварены к паровпускной части ЦНД. Из последней ступени ЦНД отработанный пар поступает в конденсатор.

ЦВД турбины ПТ-140/165-130/15-2 унифицирован с ЦВД турбин Т-185/220-130-2 и Р-102/107-130/15-2. ЦВД выполнен двухступенным, противоточным. В левом потоке, направленном в сторону переднего подшипника, расположены одновенечная регулирующая ступень и шесть ступеней давления, в правом потоке расположено шесть ступеней давления.

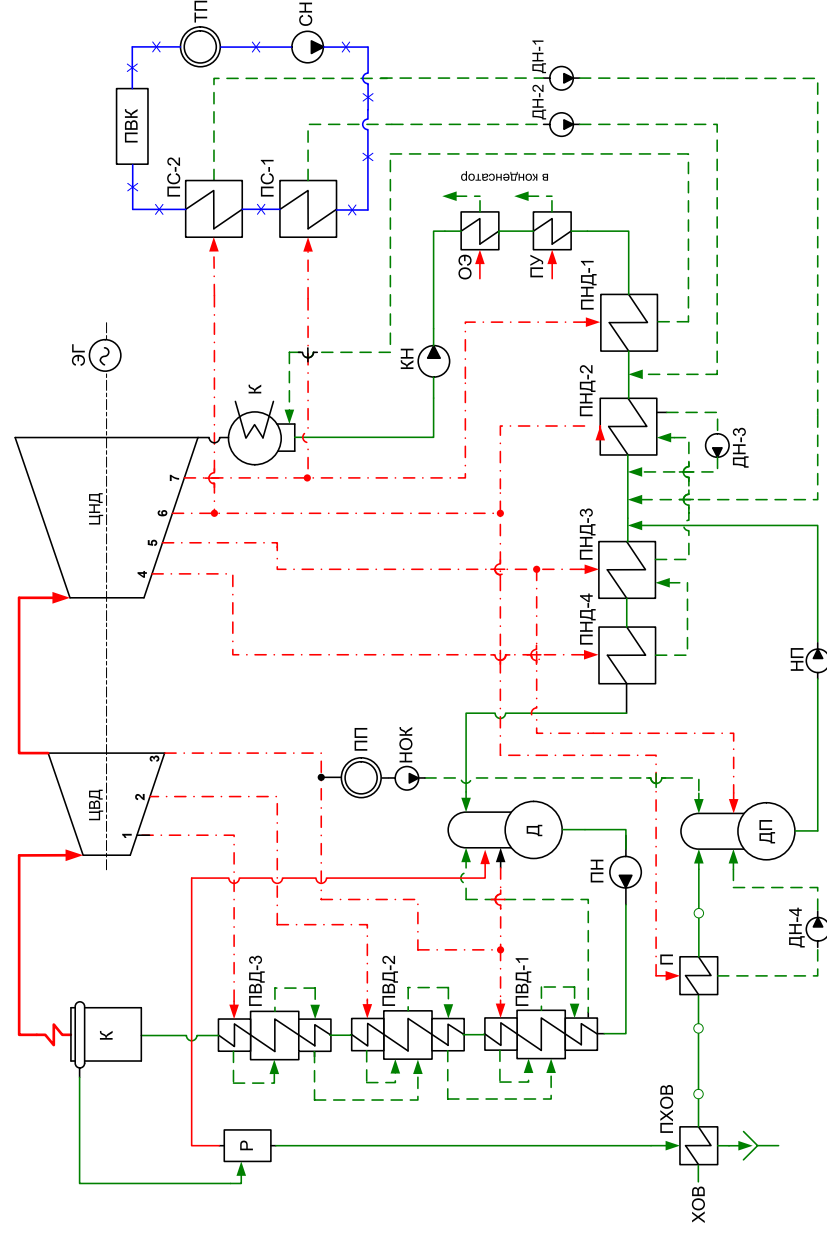


Рис. 5.19. Принципиальная тепловая схема турбоустановки ПТ-140/165-130/15-2

Таблица 5.29

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,390	375	33,9
ПВД № 2	2,145	325	29,8
ПВД № 1	1,270	275	33,0 + 4,8*
Деаэрактор	1,270	275	14,6
ПНД № 4	0,49	178	30,0
ПНД № 3	0,261	127	28,0
ПНД № 2	0,128	—	7,7
ПНД № 1	0,0048	—	—

* Пар из уплотнений.

ЦНД включает в себя три части: ЧСД, имеющую одновенечную регулируемую ступень и шесть ступеней давления; промежуточный отсек, имеющий регулирующую ступень и одну ступень давления; ЧНД, имеющую регулирующую ступень и две ступени давления.

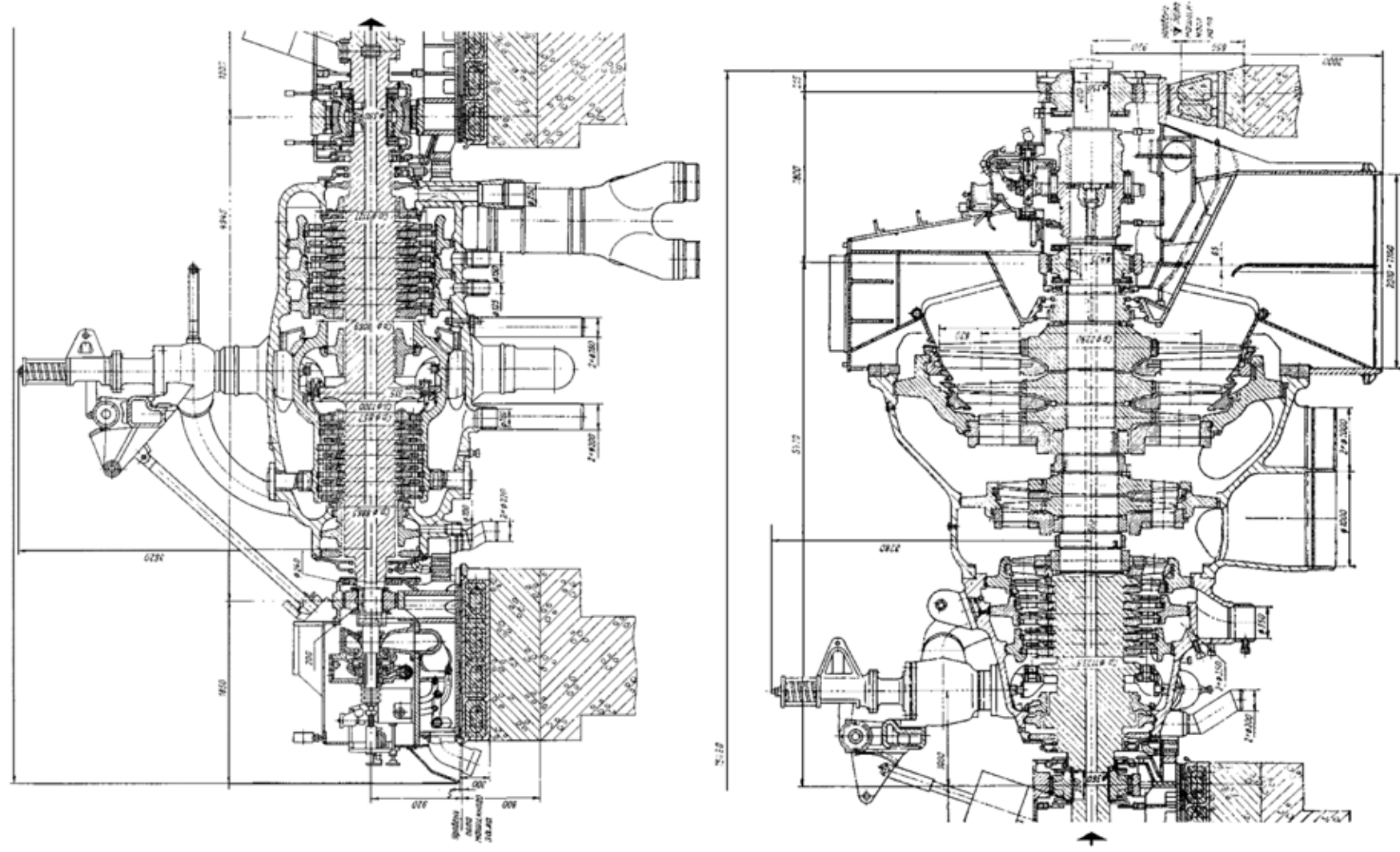


Рис. 5.20. Продольный разрез паровой турбины ПТ-140/165-130/15-2

Все ступени ЦНД правого вращения. Длина рабочей лопатки последней ступени равна 830 мм, средний диаметр этой ступени – 2280 мм. Все диски ротора высокого давления откованы заодно с валом. Шесть дисков ротора низкого давления — цельнокованные, а шесть дисков – насадные.

Фикспункт турбины расположен на передних опорах выхлопного патрубке турбины. Агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек ЦВД.

Для уменьшения протечек пара в турбине применены бесконтактные лабиринтовые уплотнения.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим валопровод турбоагрегата с частотой 0,067 с⁻¹.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с⁻¹. Допускается длительная работа турбины при частоте тока в сети от 49 до 50,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина снабжена системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах частоты вращения ротора турбогенератора и давления пара в трех регулируемых отборах.

Система автоматического регулирования выполнена связанной и статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора. Регулятор скорости гидродинамического типа предназначен для поддержания частоты вращения ротора турбины с неравномерностью (4,5±0,5) %. Регулятор скорости состоит из отдельного центробежного насоса (импеллера), насаженного на вал турбины, и собственно регулятора скорости мембранно-ленточного типа, воспринимающего давление насоса.

Турбина снабжена тремя регуляторами давления: одним для производственного отбора и двумя для отопительных отборов. Регуляторы давления автоматически поддерживают давление пара в камерах отборов на установленном уровне.

Регулирование допускает возможность работы турбины по тепловому графику с минимальным количеством пара, поступающим в конденсатор.

Для предотвращения поступления пара в турбину при несвоевременном закрытии или неплотности регулирующих клапанов предусмотрены два стопорных клапана ЦВД, снабженных автоматическими затворами.

Для защиты турбины от недопустимого возрастания частоты вращения в случае неисправности системы регулирования служит автомат безопасности.

Турبوустановка снабжена системой контроля, сигнализацией и дистанционным управлением, позволяющим производить пуск, останов и управление турбоустановкой с дистанционного щита.

Система маслоснабжения предназначена для обеспечения смазки подшипников и системы регулирования. В системе используется минеральное масло Тп-22С ТУ 38.101.821–83.

В баке емкостью 26 м³ установлены фильтры и воздухоотделительное устройство. Бак снабжен указателями уровня, имеющими показания по месту и дистанционное.

Для подачи масла в систему предусмотрено четыре насоса: главный насос, подающий масло в систему регулирования и приводимый в действие непосредственно от вала турбины; пусковой масляный электронасос, используемый при пусках турбоагрегата, монтаже и ревизиях для испытания гидравлической плотности масляной системы; резервный электронасос, с помощью которого при останове турбоагрегата осуществляется снабжение маслом подшипников; аварийный насос с электродвигателем постоянного тока.

Масло охлаждается шестью маслоохладителями, встроенными в масляный бак.

Конденсационная установка включает в себя конденсаторную группу, воздухоудаляющее устройство, установку для очистки конденсаторных труб, конденсатные и циркуляционные насосы, эжектор циркуляционной системы, водяные фильтры, трубопроводы с необходимой арматурой.

Конденсаторная группа состоит из одного конденсатора со встроенным пучком общей площадью поверхности 6000 м² и предназначена для конденсации поступающего в него пара, создания разрежения в выхлопном патрубке турбины и сохранения конденсата, а также для использования тепла пара, поступающего в конденсатор, на режимах работы по тепловому графику для подогрева подпиточной воды во встроенном пучке.

Каждый трубный пучок конденсатора имеет свою входную и поворотную водяные камеры с отдельным подводом и отводом охлаждающей воды, что позволяет производить отключение и чистку основных или встроенных пучков без останова турбины. Для компенсации тепловых расширений конденсатор устанавливается на четырех пружинных опорах.

Три конденсатных насоса, один из которых является резервным, откачивают из конденсатосборника конденсат и подают его в деаэратор через охладители эжекторов, сальниковый подогреватель и ПНД.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из нерегулируемых отборов турбины, и имеет четыре ступени ПНД, три ступени ПВД и деаэратор. Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена на рис. 5.19.

ПНД № 1, 2, 3 и 4 предназначены для последовательного подогрева основного конденсата перед подачей его в деаэрактор. Каждый ПНД представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа.

Каждый ПВД – поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа. Все ПВД по воде рассчитаны на работу при полном давлении питательных насосов.

Конденсат греющего пара из ПНД № 4 сливается в ПНД №3. Из ПНД №3 в ПНД № 2 и из ПНД № 2 конденсат откачивается насосом в линию основного конденсата. При включенном ПСГ № 2 конденсат из ПНД № 2 сливается в конденсатосборник ПСГ № 1 на всех режимах. Регулятор уровня ПНД № 1 поддерживает уровень конденсата в конденсатосборнике ПСГ № 1 при отключенных отопительных отборах. Из ПНД № 4, 3 и 2 предусмотрен слив конденсата через регулирующие клапаны в конденсатор.

Конденсат греющего пара из ПВД № 3 и 2 сливается каскадно в ПВД №1, откуда направляется в деаэрактор.

Турбина имеет регулируемый производственный отбор пара с номинальным давлением 1,47 МПа и два регулируемых отопительных отбора пара – верхний и нижний, предназначенных для подогрева сетевой воды в сетевых подогревателях и добавочной воды в станционных теплообменниках.

Установка для подогрева сетевой воды включает в себя два сетевых подогревателя, конденсатные и сетевые насосы.

Каждый сетевой подогреватель представляет собой горизонтальный пароводяной теплообменный аппарат с площадью поверхности 1300 м², которая образована прямыми латунными трубами, развальцованными с обеих сторон в трубных досках. Для сохранения необходимой плотности вальцовочных соединений при различных режимах работы подогревателя на его корпусе со стороны поворотной водяной камеры имеется линзовый компенсатор, обеспечивающий компенсацию разности температурных расширений корпуса и труб поверхности нагрева. Для защиты поверхностей нагрева труб от эрозии со стороны входа пара в периферийных рядах трубного пучка использованы стальные трубы – отбойники.

Конденсатные насосы установлены для откачки конденсата из конденсатосборников сетевых подогревателей и подачи его в магистраль основного конденсата. Для ПСГ № 1 установлено три насоса, для ПСГ № 2 – два насоса. В зависимости от тепловой нагрузки подогревателей включается один или два насоса. Насосы имеют электропривод.

Сетевые насосы 1-й ступени предназначены для подачи сетевой воды в сетевые подогреватели, а также для обеспечения необходимого подпора в сетевых подогревателях и на всасе сетевых насосов 2-й ступени.

Сетевые насосы 2-й ступени устанавливаются за сетевыми подогревателями и обеспечивают подачу воды потребителю.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валоповоротным устройством, фундаментом ми рамами, паровой коробкой с автоматическим стопорным клапаном, обшивкой турбины;
- внутритурбинные трубопроводы;
- бак масляный, маслоохладитель, эжекторы и циркуляционная системы;
- регенеративная установка, включающая подогреватели поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами;
- установка сетевых подогревателей, включающая сетевые подогреватели № 1 и 2 с регулирующим клапаном;
- насосы и электрооборудование паротурбинной установки;
- конденсаторная группа с задвижками на входе и выходе охлаждающей воды.

Таблица 5.30

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Конденсатор	К	К2-6000-1
Подогреватели низкого давления	ПНД-1	ПН-350-16-7-1
	ПНД-2	ПН-350-16-7-П
	ПНД-3	ПН-400-26-7-П
	ПНД-4	ПН-400-26-8-V
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
	ПВД-1	ПВ-760-230-14
	ПВД-2	ПВ-800-230-21
Подогреватели высокого давления	ПВД-3	ПВ-800-230-32
	ПС-1	ПСГ-1300-3-8
	ПС-2	ПСГ-1300-3-8
Сальниковый подогреватель	СП	ЭУ-120-1
	ЭП	ЭП-3-2А
Эжектирующий подогреватель	-	встроены в маслобак
Маслоохладители	КН	КСВ-320-160
Конденсатный насос	ДН	КС-80-155
Сливные (дренажные) насосы	ПЭН	ПЭ-780-200
Питательные насосы		

6. ПАРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ С ПРОТИВОДАВЛЕНИЕМ

6.1. Паротурбинная установка Р-50/60-130/13

Паровая турбина с противодавлением Р-50/60-130/13-2
производственного объединения турбостроения «Ленинградский
металлический завод» (ПОТ ЛМЗ) предназначена для привода электрического

генератора ТВФ-63-2 с частотой вращения 50 с^{-1} и отпуска пара для производственных нужд. При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Р-50/60-130/13-2 ТУ 108-1216-84».

Турбина Р-50/60-130/13-2 соответствует требованиям ГОСТ 3618-85, ГОСТ 24278-85 и ГОСТ 26948-86.

Номинальные значения основных параметров турбины Р-50/60-130/13 приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Номинальные значения основных параметров турбины

	Р-50/60-130/13
1. Мощность, МВт номинальная максимальная	52,7 60
2. Начальные параметры пара: давление, МПа температура, °С	12,8 555
3. Расход свежего пара, т/ч номинальный максимальный	370 480
4. Номинальный расход пара в противодавление, т/ч	415
5. Температура питательной воды, °С	230
6. Давление пара в выхлопном патрубке (противодавление), МПа	1,3

Турбина имеет два регулируемых отбора пара, предназначенных для подогрева питательной воды в ПВД (см. рис. 6.1).

Расчетные данные по регенеративным отборам пара при номинальном режиме с давлением пара на выхлопе 1,2 МПа приведены в табл. 6.2.

Таблица 6.2

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,8	389	22,9
ПВД № 2	2,25	324	22,5
ПВД № 1	Зависит от включения деаэраатора и ПНД станции		

Допускается длительная работа турбины с номинальной мощностью 52,7 МВт при следующих отклонениях параметров от номинальных:

- при одновременном изменении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 12,3–13,2 МПа и температуре в пределах 555–560 °С в любых сочетаниях при противодавлении 0,7–2,1 МПа;
- при одновременном понижении начальных параметров свежего пара по давлению в пределах 12,2–13 МПа и температуре в пределах 545–555 °С в любых сочетаниях, но при противодавлении 0,7–1,8 МПа.

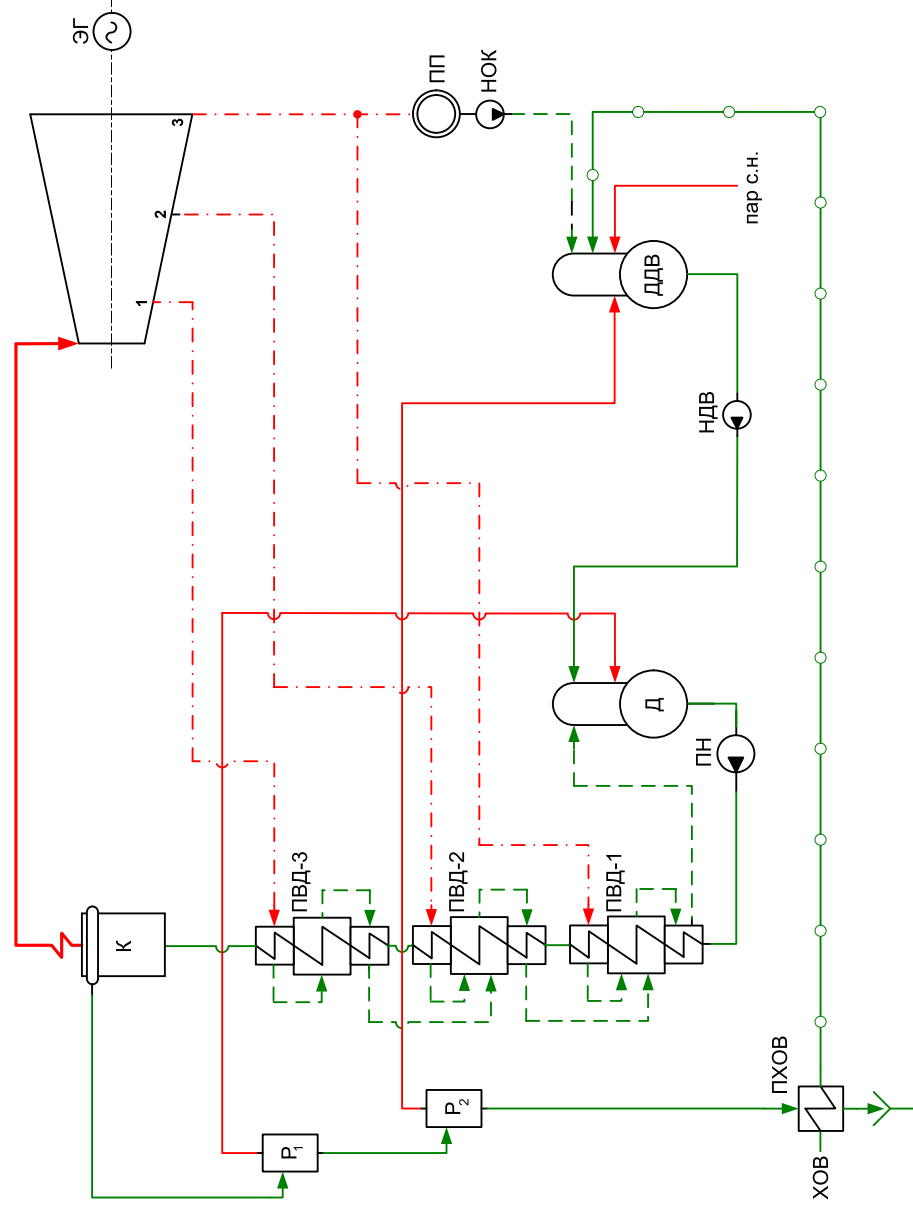


Рис. 6.1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки P-50/60-130/13

При давлении свежего пара 13,7 МПа и температуре 565 °С допускается работа турбины в течение не более часа, причем общая продолжительность работы турбины при этих параметрах не должна превышать 300 ч в год. Предохранительные клапаны настраиваются на срабатывание при давлении 2,20 МПа.

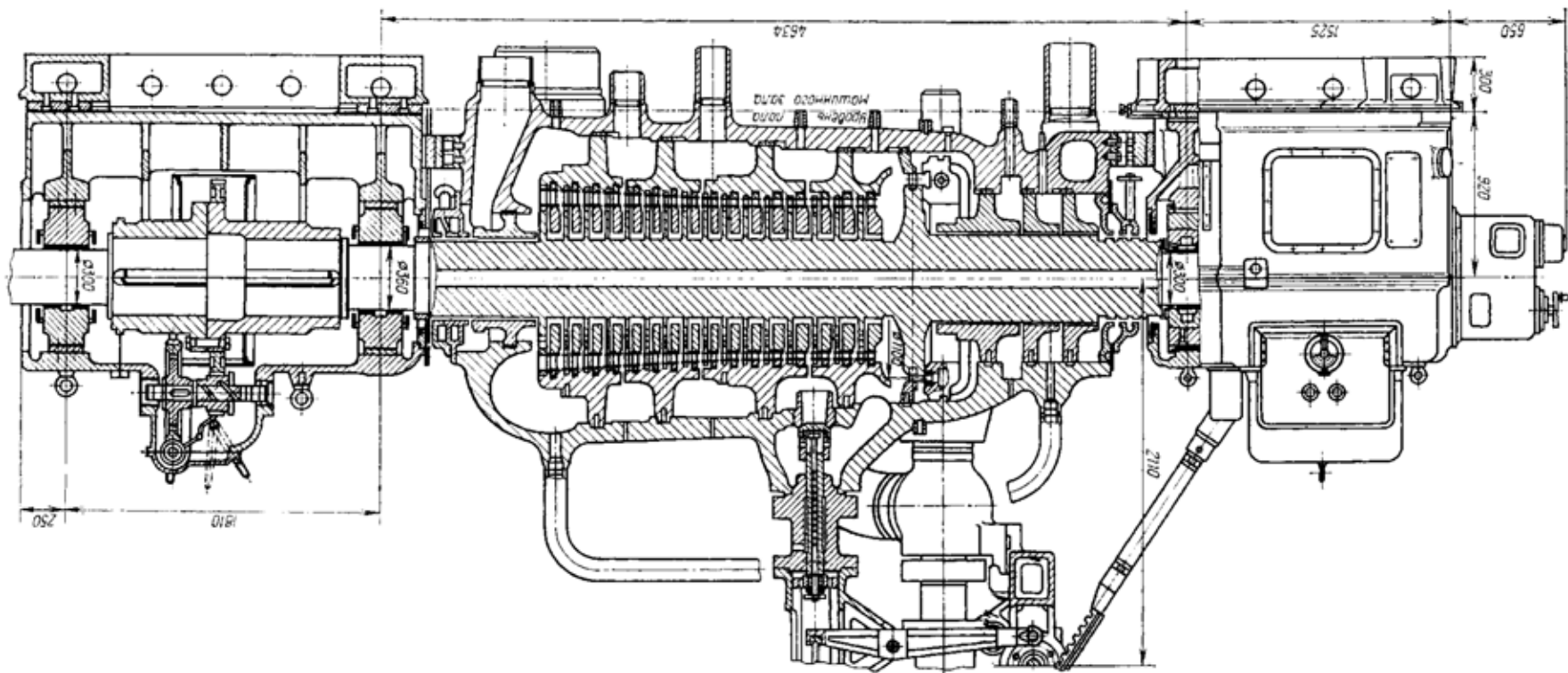
Конструкция турбины. Турбина представляет собой одноцилиндровый агрегат с одновенечной регулирующей ступенью и 16-ю ступенями давления (рис. 6.2).

Все диски ротора откованы заодно с валом.

Парораспределение турбины с перепуском Свежий пар подводится к отдельно стоящей паровой коробке, в которой расположен клапан автоматического затвора, откуда пар по перепускным трубам поступает к четырем регулирующим клапанам турбины.

Четвертый регулирующий клапан открывается одновременно с пятым перегрузочным клапаном, перепускающим пар из камеры регулирующего колеса в камеру за четвертой ступенью.

Рис. 6.2. Продольный разрез паровой турбины Р-50/60-130/13



Концевые лабиринтовые уплотнения турбины выполнены без каминов, причем паровоздушная смесь из крайних отсеков уплотнений отсасывается в вакуумный охладитель. Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пусков турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек и подвод свежего пара на переднее уплотнение.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой 3,4 об/мин. Предусмотрено также специальное устройство для автоматического поворота ротора каждые 10 мин на 180° при остановах турбины.

Фикспункт турбины расположен на раме заднего подшипника со стороны генератора, и агрегат расширяется в сторону переднего подшипника.

Допускается пуск и последующее нагружение турбины после останова любой продолжительности. Общее число пусков за весь срок службы – 600.

Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} . Допускается длительная работа турбины при отклонениях частоты тока в сети в пределах от 49 до 50,5 Гц.

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидравлической системой регулирования, которая обеспечивает необходимое воздействие на парораспределительные органы турбины при изменении нагрузки (тепловой или электрической).

Перестановка регулирующих клапанов свежего пара производится поршневым сервомотором, который управляется регулятором противодавления и регулятором скорости или только последним. При выключенном регуляторе противодавления регулятор частоты вращения поддерживает постоянно число оборотов агрегата с неравномерностью около 5 %. Регулятор частоты вращения снабжен механизмом управления, который может приводиться в действие как вручную – непосредственно у турбины, так и дистанционно – с центрального щита управления.

Регулятор противодавления предназначен для поддержания постоянного давления пара в выхлопном патрубке турбины. Регулятор противодавления снабжен электродвигателем для подрегулировки давления и может включаться и работать только при параллельной работе генератора.

При мгновенном сбросе нагрузки с генератора система регулирования быстрым закрытием клапанов турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора независимо от того, включен или выключен регулятор противодавления.

Для защиты от недопустимого возрастания частоты вращения после сброса нагрузки турбина снабжена регулятором безопасности, два центробежных бойка которого мгновенно срабатывают при достижении частоты вращения в пределах 11–12 % сверх номинальной, что вызывает закрытие автоматического затвора свежего пара и регулирующих клапанов турбины. Турбина снабжается электромагнитным выключателем (ЭМВ), при срабатывании которого закрываются автоматический затвор и регулирующие клапаны турбины. Воздействие на ЭМВ осуществляют защиты от осевого сдвига и срыва в конденсаторе по поддержанию температуры свежего пара, давления масла в системе смазки, перепада давления на последней ступени и прочего, а также дистанционное отключение турбины. Действия защит сопровождаются аварийной сигнализацией.

Турبوустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционного управления, позволяющими производить пуск, останов турбины и управление работающей турбоустановкой с дистанционного щита с выполнением по месту отдельных операций.

Система маслоснабжения снабжает маслом, как систему регулирования, так и систему смазки подшипников. Масло в систему регулирования подается центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум инжекторам.

Масляный бак – сварной конструкции, имеет рабочую емкость 22 м³. Бак снабжен указателем уровня масла, имеющим контакты для подачи светового сигнала при минимальном и максимальном уровнях масла в баке. Для охлаждения масла предусмотрены два маслоохладителя.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из противодавления и нерегулируемых отборов турбоустановки, и включает в себя три ПВД и деаэрактор.

ПВД – вертикальной конструкции со встроенными пароохладителями и охладителями дренажа. Корпусы подогревателей – сварные.

Каждый подогреватель снабжен регулирующим клапаном отвода конденсата, электронным регулятором уровня, воздействующим на регулирующей клапан отвода конденсата и поддерживающим заданный уровень конденсата в подогревателе, и уравнительным сосудом для присоединения датчика регулятора уровня.

Конденсат греющего пара подогревателей сливается каскадно в деаэрактор. При малых нагрузках слив конденсата автоматически переключается в деаэрактор.

Комплектуемое оборудование. В состав комплектующего оборудования входят:

- паровая турбина с автоматическим регулированием, валопоротным устройством, фундаментной рамой, коробкой стопорного клапана с клапаном, обшивкой турбины;
- регенеративная установка, включающая ПВД № 1, 2, 3 поверхностного типа с регулирующими и предохранительными клапанами; насосы и электрооборудование паротурбинной установки.

Таблица 6.3

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Деаэратор	Д	ДП-500/120
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-450-230-25 ПВ-450-230-35 ПВ-450-230-50
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-50-1
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ХЭ-65-350
Маслоохладители	–	МП-165-150-1

6.2. Паротурбинная установка Р-102/107-130/15

Паровая турбина с противодавлением Р-102/107-130/15 производственного объединения «Турбомоторный завод» (ПО ТМЗ) предназначена для привода электрического генератора ТВФ-100-2 с частотой вращения ротора 50 с^{-1} и отпуска пара для производственных нужд.

При заказе турбины, а также в другой документации ее следует обозначать «Турбина паровая Р-102/107-130/15 ТУ 108.661–77».

Турбина Р-102/107-130/15-2 соответствует требованиям ГОСТ 3618–85, ГОСТ 24278–85 и ГОСТ 26948–86.

Номинальные значения основных параметров турбины Р-102/107-130/15 приведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4

Номинальные значения основных параметров турбины

	Р-102/107–130/15
1. Мощность, МВт номинальная	102
максимальная	107
2. Начальные параметры пара: давление, МПа	12,8
температура, °С	555
3. Расход свежего пара, т/ч номинальный	785
максимальный	810
4. Номинальный расход пара в противодавление, т/ч	670
5. Температура питательной воды, °С	230
6. Давление пара в выходном патрубке (противодавление), МПа	1,45

Номинальная мощность турбины обеспечивается при давлении свежего пара 12,8 МПа, температуре свежего пара, 555 °С, противодавлении 1,47 МПа и нулевом нерегулируемом отборе пара для внешнего потребления.

Максимальная мощность обеспечивается при противодавлении 1,18 МПа, температуре свежего пара 555 °С и нулевом нерегулируемом отборе.

Турбина имеет регенеративный подогрев питательной воды, который осуществляется в трех ПВД за счет отборов пара из турбины (см. рис. 6.3).

Данные по регенеративным отборам приведены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

Характеристика отборов

Потребитель пара	Параметры пара в камере отбора		Количество отбираемого пара, т/ч
	Давление, МПа	Температура, °С	
ПВД № 3	3,8	389	22,9
ПВД № 2	2,25	324	22,5
ПВД № 1	Зависит от включения деаэрагора и ПНД станции		

Турбина имеет нерегулируемый отбор пара для внешнего потребления после 7-й ступени в количестве до 90 т/ч. Давление в отборе при расходе пара на турбину, равном 80 % от номинального, при противодавлении 1,47 МПа и нерегулируемом отборе, равном 90 т/ч, составляет около 3,65 МПа. Максимальное давление в отборе 5,3 МПа.

Допускается, длительная работа турбины при одновременных отклонениях (в любых сочетаниях) основных параметров в следующих пределах:

- температуры свежего пара от 545 до 560 °С;
- давления свежего пара от 12,3 до 13,3 МПа;
- противодавления от 1,18 до 1,77 МПа.

Разрешается длительная работа турбины с противодавлением до 2,06 МПа.

Допускается кратковременная непрерывная работа турбины не более 30 мин при повышении параметров в следующих пределах: начального давления до 13,7 МПа; начальной температуры пара до 565 °С. При достижении данных значений суммарная продолжительность работы турбины не должна превышать 200 ч/год.

Возможна параллельная работа турбины по противодавлению, как с аналогичными турбинами, так и с РОУ, снабженной автоматическим регулированием.

Допускается параллельная работа турбины по нерегулируемому отбору с другими источниками пара.

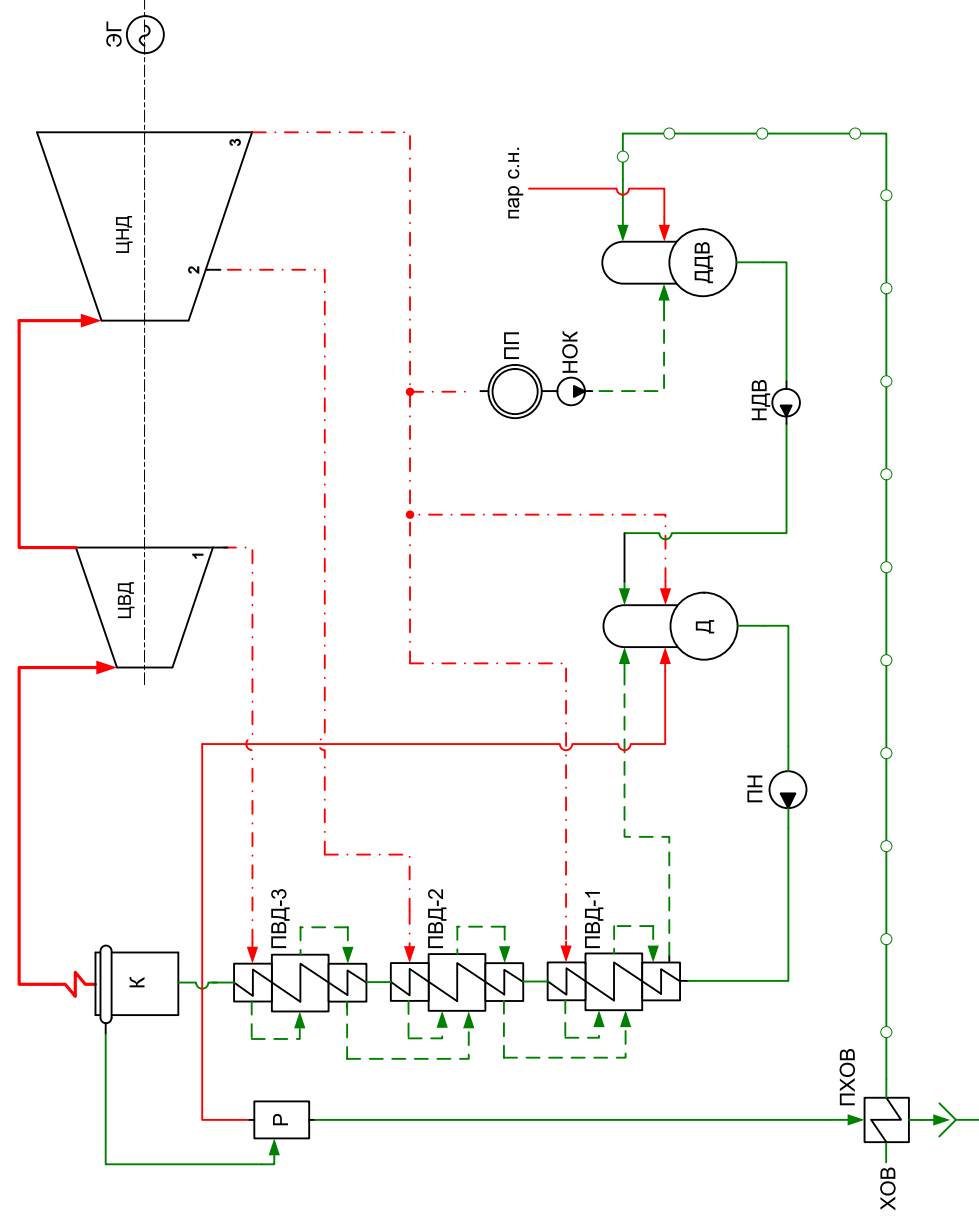


Рис. 6.3. Принципиальная тепловая схема турбоустановки Р-50/60-130/13

Конструкция турбины. Турбина Р-102/107-130/15 представляет собой одноцилиндровый агрегат, имеющий 13 ступеней (рис. 6.4).

Свежий пар подается к двум стопорным клапанам турбины. Регулирующие клапаны расположены в паровых коробках, приваренных к корпусу цилиндра. По выходе из последней ступени пар направляется на производство.

Цилиндр выполнен двухстенным, противоточным. В левом потоке, направленном в сторону переднего подшипника, расположены одновенечная регулирующая ступень и шесть ступеней давления левого вращения, а в правом потоке расположено шесть ступеней давления правого вращения. Ротор турбины – цельнокованый. Роторы турбины и генератора соединяются посредством полугибкой муфты.

Фикспункт турбины расположен на раме заднего подшипника турбины со стороны генератора, и турбина расширяется в сторону переднего подшипника.

Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. Из первого и второго отсеков заднего уплотнения и из второго и третьего отсеков переднего уплотнения пар отводится в сальниковый подогреватель. Из последних отсеков уплотнений паровоздушная смесь отсасывается эжектором.

Для сокращения времени прогрева и улучшения условий пуска турбины предусмотрен паровой обогрев фланцев и шпилек корпуса цилиндра и крышек статорных клапанов.

Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор турбины с частотой $\sim 0,067 \text{ с}^{-1}$. Валоповоротное устройство приводится во вращение электродвигателем и снабжено реле времени, с помощью которого обеспечивается поворот ротора остывающей турбины через каждые 15 мин на 180° С .

Допускается пуск турбины и последующее нагружение после останова любой продолжительности.

Лопаточный аппарат рассчитан и настроен на работу при частоте тока в сети 50 Гц, что соответствует частоте вращения ротора 50 с^{-1} .

Регулирование и защита. Турбина снабжена гидродинамической системой автоматического регулирования, предназначенной для поддержания в заданных пределах, в зависимости от режима работы, частоты вращения ротора турбоагрегата; электрической нагрузки турбогенератора; давления пара в выхлопном пагрубке.

Система регулирования выполнена статически автономной с гидравлическими передаточными связями. При мгновенном сбросе электрической нагрузки с генератора система регулирования турбины ограничивает возрастание частоты вращения ротора ниже уровня настройки автомата безопасности.

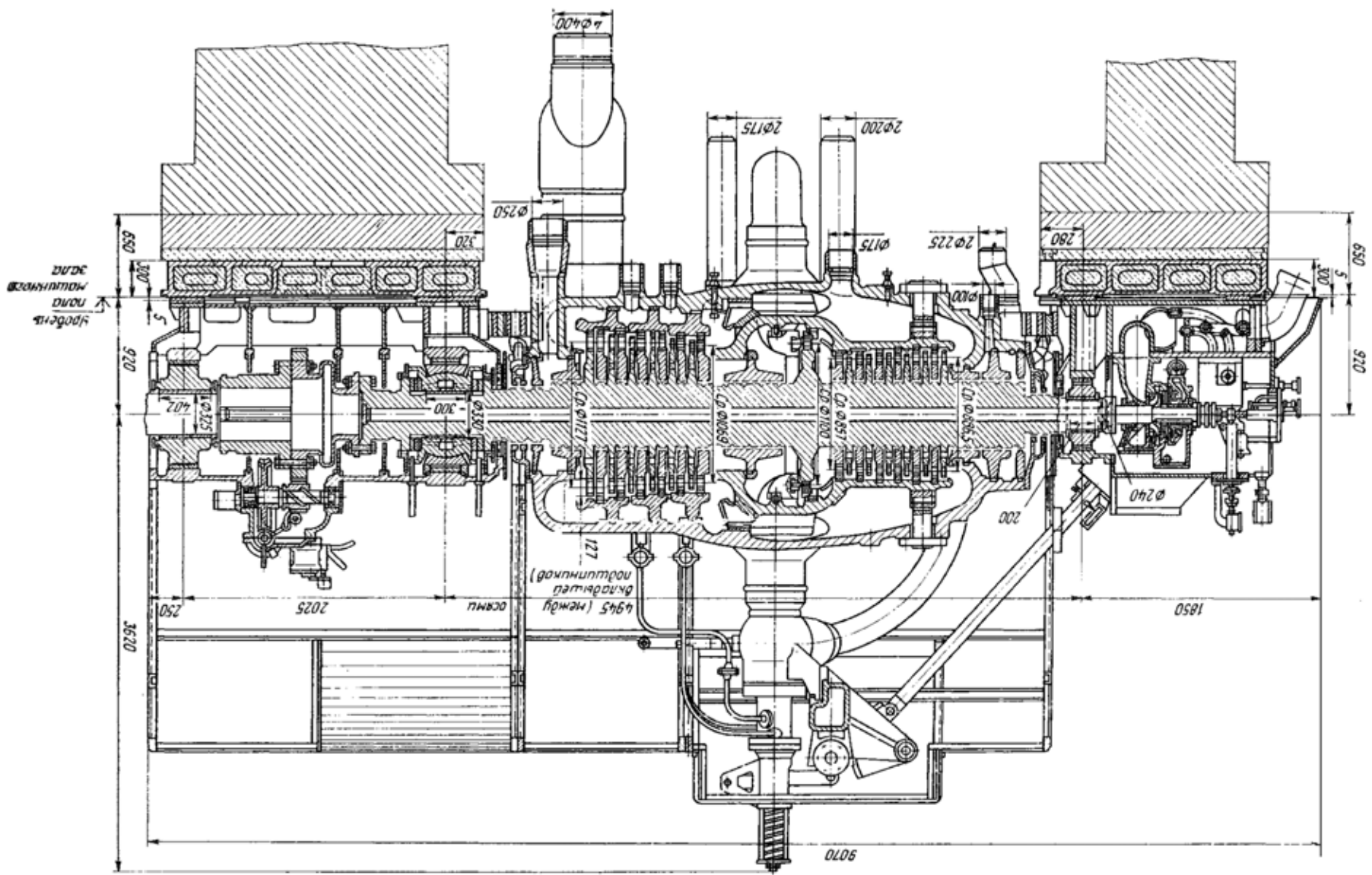
Турбоустановка имеет устройства защиты, предупреждающие аварию путем воздействия на органы управления оборудованием с одновременной подачей сигнала.

Турбоустановка снабжена системами контроля, сигнализации и дистанционного управления, позволяющими производить пуск, останов и управление работающей турбоустановкой с дистанционного щита с выполнением по месту отдельных операций.

Система маслоснабжения снабжает маслом систему регулирования и систему смазки подшипников. Масло в систему регулирования подается центробежным насосом, приводимым в действие непосредственно от вала турбины. Одновременно масло подается к двум последовательно включенным инжекторам.

Масляный бак сварной конструкции имеет рабочую емкость 22 м^3 . Бак снабжен указателем уровня масла, имеющим контакты для подачи светового сигнала при минимальном и максимальном уровнях масла в баке.

Рис. 6.4. Продольный разрез паровой турбины Р-102/107-130/15



Для охлаждения масла предусмотрены четыре маслоохладителя. Маслоохладители включены по воде и маслу параллельно. Допускается возможность отключения одного из них как по охлаждающей воде, так и по маслу при полной нагрузке турбины и температуре охлаждающей воды не более 33 °С. Маслоохладители встроены в масляный бак и представляют с ним одно целое.

Регенеративная установка предназначена для подогрева питательной воды паром, отбираемым из противодавления и нерегулируемых отборов турбины, и включает в себя три ПВД и трубопроводы с необходимой арматурой.

Принципиальная тепловая схема турбоустановки приведена рис. 6.3.

ПВД № 1, 2 и 3 последовательно подогревают питательную воду после деаэратора в количестве ~105 % от расхода пара на данном режиме.

Каждый ПВД представляет собой поверхностный пароводяной теплообменный аппарат вертикального типа со встроенным пароохладителем и охладителем дренажа и рассчитан по воде на полное давление питательных насосов, а по пару – на максимальное давление первого отбора.

Подогреватели снабжены быстродействующей системой групповой автоматической защиты, которая при недопустимом повышении уровня конденсата в корпусе любого из подогревателей дает им пульс на срабатывание исполнительных устройств, в том числе на отключение всей группы подогревателей по пару и питательной воде, направляя последнюю по байпасу.

Конденсат греющего пара из ПВД № 3 и ПВД № 2 сливается каскадно в ПВД № 1, откуда направляется насосом в деаэратор.

Таблица 6.6

Комплектуемое теплообменное оборудование

Наименование	Обозначение	
	в тепловой схеме	типоразмера
Деаэратор	Д	ДП-1000/100
Подогреватели высокого давления	ПВД-1 ПВД-2 ПВД-3	ПВ-760-230-14 ПВ-800-230-21 ПВ-800-230-32
Сальниковый подогреватель	СП	ПС-100-3
Эжектирующий подогреватель	ЭП	ХЭ-65-350
Маслоохладители	–	встроен в маслобак

Комплектуемое оборудование. В состав комплектуемого оборудования турбоустановки входят:

- турбина с масляной системой, устройствами управления, автоматики и защиты, включающая: паровую турбину с автоматическим регулированием, валопоротным устройством, фундаментной рамой, коробкой стопорного клапана с клапаном, обшивкой турбины;

- регенеративная установка, включающая ПВД № 1, 2 и 3 поверхностного типа с регулируемыми предохранительными клапанами; насосы и электрооборудование паротурбинной установки.

7. СОСТОЯНИЕ ПАРТУРБОСТРОЕНИЯ ЗА РУБЕЖОМ

В настоящее время мировое паротурбостроение развивается по пути дальнейшего совершенствования выпускаемого оборудования. Для тепловых электростанций выпускаются турбины, начальные параметры пара (давление и температура) в которых в основном стабилизировались. Применяются как докритические, так и сверхкритические параметры пара преимущественно с однократным промежуточным перегревом. Максимальная единичная мощность обновальной турбоустановки для ТЭС не превышает 900 МВт, двухвальной – 1300 МВт. Однако двухвальные турбины не нашли широкого применения. В то же время турбостроительные фирмы ведут работы по дальнейшему повышению начальных параметров пара, применению двойного промежуточного перегрева и существенному повышению температуры пара как начальной, так и температуры папа после промежуточного перегрева (давление 31 МПа, температура до 600 °С).

В настоящее время почти все турбины ТЭС привлекаются для покрытия переменных частей графика электрической нагрузки и главная проблема – обеспечение надежной работы турбоустановки.

Быстрыми темпами развивается паротурбостроение для АЭС. В короткие сроки были созданы турбины мощностью 1 ГВт и решены наиболее сложные вопросы обеспечения их надежной работы. При этом постепенно повышались начальные параметры папа. В настоящее время единичная мощность турбины достигла 1,37 ГВт.

Турбины для ТЭЦ за рубежом выпускались, как правило, единичными экземплярами на докритические параметры пара. Однако в последние годы фирмы стали выпускать турбины как на докритические параметры пара с промежуточным перегревом (давление 16–19 МПа, температура 538/538 °С), так и на сверхкритические (давление 24,2 МПа, температура 540/540 °С). При этом единичная мощность турбины повысилась до 417 МВт.

Приведенные в табл. 7.1–7.2 сведения о зарубежных аналогах содержат информацию, приведенную в зарубежных журналах и другой литературе. Сведения о показателях надежности, долговечности и массы в этих аналогах являются обобщенными, т. е. они установлены на основании осреднения опубликованных результатов разных турбин одинакового назначения, примерно одинаковой мощности и параметров пара.

Турбины для ТЭС. В настоящее время передовые зарубежные фирмы выпускают одновалвные паровые турбины для конденсационных электростанций (КЭС) максимальной единичной мощностью до 900 МВт, при этом начальные параметры пара являются сверхкритическими: давление 24,2–25,4 МПа, температура 538 °С, температура пара после промежуточного перегрева – 538 °С.

Турбины мощностью от 900 до 1300 МВт выпускаются только двухвальными. При этом параметры пара такие же, как и для одновалвных турбин максимальной мощности.

В США в настоящее время для КЭС выпускаются паровые турбины в основном единичной мощностью от 600 до 900 МВт, причем параметры пара применяются как докритические (давление 16,5–17,0 МПа, температура 538/538 °С) так и сверхкритические (давление 24,2–25,4 МПа, температура 538/538 °С). Кроме того, выпускаются турбины мощностью 500–800 МВт с двухкратным промежуточным перегревом на сверхкритические параметры пара (давление 94,2 МПа, температура 538/538 °С или 538/552/556 °С).

Турбины выпускаются трех- или четырех цилиндровыми, выполненными по схеме: 1 ЦВСД + 2 ЦНД, 1 ЦВСД + 3 ЦНД или 1 ЦВД + 1 ЦСД + 2 ЦНД.

В 1986 г. в энергетике США находилось в эксплуатации около 160 паровых турбин сверхкритического давления. Турбины мощностью до 900 МВт изготавливаются американскими фирмами, а двухвальные мощностью 1300 МВт – фирмой ББЦ (Швейцария).

Фирмой «Альстом-Атлантик» (Франция) выпускаются турбины мощностью от 100 до 600 МВт. Базовой является турбина мощностью 300 МВт, рассчитанная на работу в течение 7000 ч в год. Давление свежего пара в этих турбинах 16,9–18,4 МПа при температуре на входе 540 °С и после промперегрева 540 °С при частоте тока в сети 50 и 60 Гц.

В энергетике Японии энергоблоки на сверхкритическое давление занимают доминирующее положение. Оборудование для них, в частности, паровые турбины, изготавливаются фирмами «Мицубиси», «Тошиба» и «Хитачи».

На ТЭС Японии наибольшее распространение получили паровые турбины с параметрами пара 24 МПа и температурами 538/566 °С. Однако фирма «Тошиба» закончила проектирование паровой турбины мощностью 700 МВт на параметры пара: давление 31 МПа, температуры 566/566/566 °С. Фирма предполагает после достижения указанных параметров пара достичь температуры 593 °С при 31 МПа. Фирма «Хитачи» выпускает и планирует к выпуску паровые турбины сверхкритического давления мощностью 700 МВт и выше трех типов: двухвальную четырехцилиндровую, и одновалвные четырех- и трехцилиндровые (на 3600 об/мин).

В Германии выпускаются турбины мощностью от 600 до 750 МВт в основном на докритические параметры пара (давление – 16,2–18,6 МПа, температура 530/530 °С). Имеется 18 энергоблоков на сверхкритические параметры пара (давление – 26 МПа, температура 538/538 °С), в числе которых несколько блоков с двойным промежуточным перегревом.

Фирма «Дженерал электрик компани» (Великобритания) выпускает паровые турбины с промежуточным перегревом пара мощностью 250–1000 МВт при частоте вращения 3000 об/мин.

Зарубежные фирмы изготавливают также турбины меньшей единичной мощности на сравнительно невысокие параметры пара.

В США и западноевропейских странах накоплен опыт проектирования и эксплуатации энергоустановок повышенной маневренности. Они выпускаются трех типов:

- пиковые энергоблоки мощностью до 100–150 МВт без промежуточного перегрева на давление 6–7 МПа, температуру папа 495 °С; полупиковые энергоблоки мощностью до 700 МВт с промежуточным перегревом пара на давление 13–14 МПа, температуру пара 510 °С три температуре питательной воды 140–170 °С;

- энергоблоки повышенной маневренности, работающие под давлением 17 МПа и даже на сверхкритическом давлении, мощностью до 900 МВт.

Установки каждого типа имеют свою область применения и время использования, которое составляет соответственно 1–2; 2,5–3,5; 4–5 тыс. ч/год.

Таблица 7.1

Зарубежные аналоги конденсационных паровых турбин ТЭС

Наименование показателя	К-800-240-5			К-500-240-4		
	ДЖИИ (США)	МАН (Германия)	Альстом (Франция)	ББЦ (Цвейцария)	Мицубиси (Япония)	
Номинальная мощность, МВт	800	850	600	543	500	
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	60 (3000)	60 (3000)	60 (3000)	60 (3000)	60 (3000)	
Давление острого пара, МПа	24,2	17,4	17,4	16,7	24,2	
Температура, °С:						
острого пара	538	538	540	538	540	
промежуточного перегрева пара	538	538	540	538	566	
питательной воды	265	265	257	–	–	
Давление пара за турбиной, кПа	5,1	7,3–10	3,3	4,3	4,9	
Число цилиндров	5	4	4	4	3	
Число выхлопов	6	4	4	4	4	
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	7690	7807	7861	7644	7711	
Коэффициент готовности, %	98	97	97	97	97	
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000	6000	
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4	4	
Полный срок службы, г	30	30	30	30	30	

Продолжение табл. 7.1

Наименование показателя	К-300-240-3		К-215-130-1		К-450-130	
	Тошиба (Япония)	Ансальдо (Италия)	Вестингауз (США)	Парсонс (Великобритания)	ДЖИИ (США)	К-450-130
Номинальная мощность, МВт	375	328	250	200	200	200
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	60 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	60 (3600)	60 (3600)
Давление острого пара, МПа	16,7	16,7	16,0	15,8	12,5	12,5
Температура, °С: острого пара	566	535	538	566	537	537
промежуточного перегрева пара	538	538	540	566	537	537
питательной воды	277	290	238	238	238	238
Давление пара за турбиной, кПа	4,9	4,9	4,5	3,7	3,4	3,4
Число цилиндров	3	2	3	3	2	2
Число выхлопов	2	2	2	4	2	2
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	7920	7744	8066	8184	8163	8163
Коэффициент готовности, %	97	97	97	97	97	97
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	30	30	30	30

Таблица 7.2

Зарубежные аналоги теплофикационных паровых турбин для ТЭЦ

Наименование показателя	Т-250/300-240-3			Т-180/210-130-1	
	ББЦ (Швейцария)	КВУ (Германия)	ББЦ (Швейцария)	ББЦ-Ланг (Венгрия)	Сталь-Лаваль (Швеция)
Номинальная мощность, МВт	375	255	225	205	200
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)
Теплофикационная нагрузка, ГДж/ч	1758	1339	1190	956	942
Расход пара на производство, т/ч	–	–	–	–	–
Давление острого пара, МПа	25,0	19,0	24,0	13,0	17,8
Температура, °С: острого пара	540	535	540	530	535
промежуточного перегрева пара	540	535	540	–	535
питательной воды	–	–	–	–	–
Давление пара за турбиной, кПа	2,27	–	–	3,3	–
Число цилиндров	4	4	4	–	3
Число выхлопов	4	4	2	–	2
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	8237	8333	8443	9155	8648
Коэффициент готовности, %	98	98	98	98	98
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	20	30	30

Продолжение табл. 7.2

Наименование показателя	Т-110/120-130-5	ПТ-80/100-130/13	Р-102/107-130/15	Р-50/60-130/13
	Стал-Лаваль (Швеция)	Первый броненский (Чехия)	ББЦ (Швейцария)	Первый броненский (Чехия)
Номинальная мощность, МВт	107	50	105	45
Частота вращения, с ⁻¹ (об/мин)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)	50 (3000)
Теплофикационная нагрузка, ГДж/ч	880	180	–	–
Расход пара на производство, т/ч	–	134	–	–
Давление острого пара, МПа	13,8	12,8	17,6	12,8
Температура, °С:				
острого пара	535	555	530	565
промежуточного перегрева пара	–	–	–	–
питательной воды	–	–	–	–
Давление пара за турбиной, кПа	3,3	6,3	–	–
Число цилиндров	3	3	1	1
Число выхлопов	2	2	2	2
Удельный расход теплоты, кДж/(кВт·ч)	9155	–	–	–
Коэффициент готовности, %	98	98	98	98
Средняя наработка на отказ, ч	6000	6000	6000	6000
Срок службы между ремонтами, г	4	4	4	4
Полный срок службы, г	30	30	20	30

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Трухний, А. Д. Стационарные паровые турбины / А. Д. Трухний, С. М. Лосев. – М.: Энергоиздат, 1981. – 456 с.
2. Бененсон, Е. И. Теплофикационные паровые турбины / Е. И. Бененсон, Л. С. Иоффе. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 272 с.
3. Трухний, А. Д. Атлас конструкций деталей турбин / А. Д. Трухний, Б. Н. Крупеников, С. В. Петрунин. – М.: МЭИ, 2000. – 148 с.
4. Арсеньев, Л. В. Паровые и газовые турбины. Атлас конструкций / Л. В. Арсеньев, С. А. Кантор, А. И. Носовицкий, А. И. Прядилов, К. Г. Родин. – Л.: Машиностроение, 1970. – 124 с.
5. Бойко, Е. А. Тепловые электрические станции: паротурбинные энергетические установки ТЭС / Е. А. Бойко, К. В. Баженов, П. А. Грачев. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 152 с.
6. Паротурбинные энергетические установки. Отраслевой каталог. – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш. 1988. – 182 с.
7. Теплообменное оборудование паротурбинных установок. Отраслевой каталог (в двух частях). – М.: ЦНИИТЭИтяжмаш. 1989. – 172 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Устройство паровых турбин	5
2. Конструкция деталей и узлов паровой турбины	14
2.1. Конструкция и основные материалы роторов рабочих лопаток	14
2.2. Типовые конструкции роторов паровых турбин	18
2.3. Конструкция соединительных муфт	23
2.4. Типовые конструкции корпусов цилиндров	30
2.5. Узлы крепления	41
2.6. Типовые конструкции диафрагм и обойм паровых турбин	45
2.7. Типовые конструкции уплотнений	57
2.8. Типовые конструкции опорных подшипников	69
2.9. Типовые конструкции упорных подшипников	79
2.10. Устройство системы тепловых расширений турбины	87
2.11. Установа турбоагрегата на фундаменте	94
2.12. Валооборотное устройство	98
3. Теплообменное оборудование ПТУ	102
3.1. Конденсаторы	102
3.2. Аппараты системы регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды	119
3.3. Подогреватели сетевой воды	174
3.4. Маслоохладители	182
4. Конденсационные паротурбинные установки	195
4.1. Паротурбинная установка К-100-90-7 (ПОТ ЛМЗ)	195
4.2. Паротурбинная установка К-160-130 (ПОТ ТМЗ)	202
4.3. Паротурбинная установка К-200-130-7(8) (ПОТ ЛМЗ)	209
4.4. Паротурбинная установка К-300-240-3 (ПОТ ЛМЗ)	216
4.5. Паротурбинная установка К-500-240-4 (ПОТ ЛМЗ)	227
4.6. Паротурбинная установка К-800-240-5 (ПОТ ЛМЗ)	238
4.7. Паротурбинная установка К-1200-240-3 (ПОТ ЛМЗ)	250
5. Конденсационные паротурбинные установки с регулируемыми отборами пара	261
5.1. Паротурбинная установка Т-25-90-6 (ПОТ ТМЗ)	261
5.2. Паротурбинная установка Т-50/60-130-6 (ПОТ ТМЗ)	267
5.3. Паротурбинная установка Т-110/120-130-5 (ПОТ ТМЗ)	274
5.4. Паротурбинная установка Т-180/210-130-1 (ПОТ ЛМЗ)	281
5.5. Паротурбинная установка Т-250/300-240-3 (ПОТ ТМЗ)	393
5.6. Паротурбинная установка ПТ-25-90/10 (ПОТ ЛМЗ)	304
5.7. Паротурбинная установка ПТ-60-90/13 (ПОТ ЛМЗ)	311
5.8. Паротурбинная установка ПТ-60/75-130/13 (ПОТ ЛМЗ)	320
5.9. Паротурбинная установка ПТ-80/100-130/13 (ПОТ ЛМЗ)	329
5.10. Паротурбинная установка ПТ-140/165-240/15-2(3) (ПОТ ТМЗ)	339
6. Паротурбинные установки с противодавлением	348
6.1. Паротурбинная установка Р-50/60-130/13 (ПОТ ЛМЗ)	348
6.2. Паротурбинная установка Р-102/107-130/15 (ПОТ ТМЗ)	354
7. Состояние паротурбостроения за рубежом	360
7. Библиографический список	364

КНИГИ ПОЧТОЙ

Заказ можно сделать на сайте издательства
www.infra-e.ru

№ п/п	Наименование книги
1	Бесконтактные устройства пуска и торможения электродвигателей
2	Внутренние электромонтажные работы
3	Волоконно-оптическая техника. <i>Практическое руководство</i>
4	Волоконно-оптические линии связи и их защита от внешних влияний
5	Вопросы электробезопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи
6	Выпрямительные устройства в силовой электронике
7	Главные электрические схемы и схемы собственных нужд электростанций и подстанций
8	Защита электрических сетей напряжением 380 В при однофазных коротких замыканиях
9	Источники вторичного электропитания
10	Источники и системы теплоснабжения
11	Классическая электродинамика
12	Конструирование источников питания усилителей звуковой частоты
13	Котельные установки и парогенераторы
14	Методы проектирования электронных устройств
15	Механизмы воздействия квазипостоянных геоиндуцированных токов на электрические сети
16	Микроконтроллеры для систем автоматики
17	Микропроцессорные реле защиты. <i>Устройство, проблемы, перспективы</i>
18	Моделирование и оптимизация промышленных тепловых установок
19	Начало электроэнергетики Российской Империи и СССР, как проблема техноценоза
20	Надежность цифровых устройств релейной защиты. <i>Показатели. Требования. Оценки</i>
21	Защита оборудования подстанций от электромагнитного импульса
22	Обеспечение электромагнитной безопасности электросетевых объектов
23	Обслуживание электрических подстанций
24	Обслуживание электрических подстанций: теория и практика
25	Основы классической электродинамики
26	Основы микросенсорики
27	Основы рационального потребления электроэнергии
28	Основы электроники
29	Поиск дефектов в релейно-контакторных схемах
30	Проектирование силовых высокочастотных трансформаторов

31	Производство гибридных интегральных схем
32	Релейная защита в системах электроснабжения напряжением 0,38–110 кВ
33	Релейная защита электроэнергетических систем
34	Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем
35	Справочник цехового энергетика
36	Справочник инженера по КИПиА
37	Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей.
38	Термодинамический и эксергетический анализ в теплотехнологии
39	Технологические процессы в микро- и наноэлектронике
40	Устройства электропитания релейной защиты. <i>Проблемы и решения</i>
41	Устройство и конструкционные характеристики паротурбинных энергетических установок
42	Уязвимости микропроцессорных реле защиты. <i>Проблемы и решения</i>
43	Электробезопасность. <i>Теория и практика</i>
44	Электродинамика, радиоволновые процессы и технологии
45	Электроника
46	Электромагнитный импульс высотного ядерного взрыва и защита электрооборудования от него
47	Электроснабжение промышленных предприятий
48	Электротехническое материаловедение
49	Электротехнологические установки
50	Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций

Учебное издание
БОЙКО Евгений Анатольевич

**УСТРОЙСТВО
И КОНСТРУКЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
ПАРОТУРБИННЫХ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК**

Учебное пособие



Подписано в печать 11.12.2020
Формат 60×84/16. Бумага офсетная.
Гарнитура «Таймс».

Издательство «Инфра-Инженерия»
160011, г. Вологда, ул. Козленская, д. 63
Тел.: 8 (800) 250-66-01
E-mail: booking@infra-e.ru
<https://infra-e.ru>

Издательство приглашает
к сотрудничеству авторов
научно-технической литературы