


Федеральное агентство по атомной энергии
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»
(концерн «Росэнергоатом»)
Филиал ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»
(Балаковская АЭС)

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
главного инженера
по эксплуатации

 А.М. Сиротин
31.08.2007 г.


ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

Турбина К-1000-60/1500-2


ТО.1,2,3,4.SA.ОТ/201

СОГЛАСОВАНО


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков
19.10.2007 г.

Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов
12.10.2007 г.

Начальник ЦТАИ


 А.М. Кацман
19.10.2007 г.

Начальник ЦТО

 М.В. Швецов
30.10.2007 г.


РАЗРАБОТАНО

Начальник ОТ


 А.В. Атаманов
31.08.2007 г.

СОГЛАСОВАНО

Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко
28.09.2007 г.

Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
10.10.2007 г.

Балаково
2007

П	КОНТРОЛЬНЫЙ ЭКЗЕМПЛЯР № 1096-04
Т	
О	

Содержание

1. Общие положения	4
2. Назначение турбины	5
2.1. Назначение и принцип работы турбины	5
2.2. Технологическая схема АС	5
2.3. Принципы построения турбоустановки	6
3. Описание турбоустановки	7
3.1. Краткое описание тепловой схемы турбоустановки	7
3.2. Состав и устройство турбины	11
3.3. Материалы деталей турбины и вспомогательного оборудования	12
3.4. Связь с другими системами	17
3.5. Размещение оборудования турбины	19
4. Элементы турбины	21
4.1. Валопровод турбины	21
4.2. Рабочее облопачивание проточной части	29
4.3. Статор турбины	41
4.4. Уплотнения турбины	71
4.5. Подшипники турбины	76
4.6. Опоры валопровода турбоагрегата	95
4.7. Опирающие турбоагрегата на фундамент и организация его тепловых расширений	101
4.8. Валоповоротное устройство	113
4.9. Клапаны обратные с сервоприводом	116
4.10 Система питания гидравлических приводов обратных клапанов	120
4.11 Контроль механических величин турбины К-1000-60/1500-2	126
4.12. Технологические ограничения	152
4.13. Нарушения в работе	160
5. Системы контроля, управления и защиты	172
5.1. Общие представления	172
5.2. Защиты и блокировки турбины	173
5.3. Сигнализация	192
5.4. Автоматическое регулирование	193
6. Контрольно-измерительные приборы	197
6.1. Общие представления	197
6.2. Перечень позиций отборов и датчиков	197
7. Режимы эксплуатации турбины	205
7.1. Общие представления	205
7.2. Работа турбины в нестационарных режимах	205
7.3. Работа турбины в режиме нормальной эксплуатации	216
8. Обслуживание турбины	217
8.1. Функциональное опробование турбины К-1000-60/1500-2	217
8.2. Техническое обслуживание	219
8.3. Оперативное обслуживание турбины К-1000-60-1500-2	223
9. Технические данные	226

Приложение.

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации турбины К-1000-60/1500-2.....	232
Перечень принятых сокращений	235

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание (далее – тех. описание) турбины К-1000-60/1500-2 Харьковского турбинного завода (Украина), проектное обозначение – SA (далее - турбина SA).

1.2. Данное тех. описание распространяется на турбины К-1000-60/1500-2 энергоблоков 1-4. Отличия для каждого энергоблока указаны в соответствующих разделах. Состав и границы турбоустановки К-1000-60/1500-2 приведены в соответствующих технологических схемах.

1.3. В тех. описании содержится подробная информация о назначении и принципах работы турбины К-1000-60/1500-2, ее конструкции и об особенностях ее эксплуатации.

1.4. Системы маслоснабжения, гидроподъема, регулирования и защиты, конденсатная система, система СПП, система регенерации высокого и низкого давления и другие системы, связанные технологически с работой турбины, описываются в соответствующих технических описаниях.

1.5. В соответствии с «Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97) и «Балаковская АЭС. Техническим обоснованием безопасности сооружения и эксплуатации. Энергоблоки № 1(2,3,4)» турбоустановка К-1000-60/1500-2 является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности, класс безопасности – 3Н.

1.6. Пуск турбины К-1000-60/1500-2 относится к переключениям 1-ой категории, а останов турбины с расхолаживанием относится к операциям 2-ой категории, выполняемым на оборудовании ТЦ-1,2 согласно И.ОУБ/07.

1.7. Турбина К-1000-60/1500-2 находится в оперативном управлении НСС, в оперативном ведении Саратовского РДУ.

1.8. В настоящем тех. описании использованы следующие термины:

1) турбоагрегат – совокупность паровой турбины, электрогенератора и возбuditеля, объединенных одним валопроводом, обеспечивающая преобразование потенциальной энергии пара в электрическую энергию;

2) турбогенератор – электрический генератор, приводимый во вращение паровой турбиной;

3) турбоустановка – последовательная совокупность паровой турбины, конденсатора, конденсатных насосов, ПНД, деаэратора, питательных насосов и ПВД, обеспечивающих преобразование потенциальной энергии пара выходящего из парогенераторов реакторной установки, в механическую энергию вращения валопровода турбины и возвращение питательной воды в парогенераторы реакторной установки.

1.9. Настоящее тех. описание разработано на основании следующих документов:

1) «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Технические условия» (ТУ 108.1055-82);

2) «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Техническое описание» (Б-52ТО);

- 3) «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Инструкция по эксплуатации» (Б-52 ИЭ, книги 1, 2);
- 4) «Перечень. Технологические защиты и блокировки оборудования и систем турбинного отделения. Энергоблок № 1» (ПР.1.ТЦ-1/14);
- 5) «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (ПНАЭ Г-7-008-89);
- 6) «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (РД ЭО 0348-02);
- 7) «Энергетические (нормативные) характеристики турбоустановки К-1000-60/1500-2. Энергоблок 1, 2, 3, 4» утверждены 29.03.98 г.;
- 8) «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Энергоблок 1(2,3,4)»;
- 9) «Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1(2,3,4) Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320)» (Р.1.(2,3,4).ОУБ/03);
- 10) «Математическая запись. Алгоритмы технологических защит и блокировок турбинного отделения» (МЗ.1(2,3,4).ТЗБ.ЦТАИ/02);
- 11) «Альбом схем. Схемы технологических систем ТО. Энергоблок 1(2)» (АС.1.ТЦ-1/01, АС.2.ТЦ-1/01);
- 12) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/01);
- 13) «Инструкция по оформлению рабочих программ испытаний и проверок» (И.ОУБ/07);
- 14) А.Д. Трухний, А.Е. Булкин «Паротурбинная установка энергоблоков Балаковской АЭС», Москва, Издательство МЭИ, 2004.

2. Назначение турбоустановки

2.1. Назначение и принцип работы турбоустановки

2.1.1. Турбина паровая конденсационная четырехцилиндровая (структурная схема – ЦВД, три ЦНД, без регулируемых отборов пара, с сепарацией и с двухступенчатым паровым промежуточным перегревом (отборным и свежим паром)) типа К-1000-60/1500-2, номинальной мощностью 1114000 кВт (при полностью открытых клапанах и без отборов сверх регенерации), с частотой вращения 1500 об/мин предназначена для преобразования тепловой энергии пара, генерируемого в парогенераторах, в механическую энергию вращения ротора и привода генератора переменного тока ТВВ-1000-4УЗ мощностью 1000000 кВт, напряжением на клеммах 24000 В (Ленинградского производственного электромашиностроительного объединения «Электросила»), монтируемого на общем фундаменте с турбиной.

2.1.2. Турбина предназначена для работы в блоке с реактором типа ВВЭР-1000 по моноблочной схеме и длительно может нести нагрузку в интервале 30-100 % от номинальной нагрузки.

2.1.3. Турбина предназначена для несения базовой части графика нагрузки и участия в нормальном и аварийном регулировании мощности энергосистемы с возможностью привлечения для покрытия переменной части графиков нагрузок.

2.2. Критерии проектирования

2.2.1. Работа турбины с номинальной нагрузкой обеспечивается при работе двух питательных турбонасосных агрегатов, четырех конденсатных насосов (по два насоса каждой ступени), температуре охлаждающей воды не более 33 °С.

2.2.2. Турбина рассчитана для работы свежим паром давлением 5,88 МПа (60 кгс/см²) и температурой 274,3 °С при степени сухости 0,995 с промежуточным двухступенчатым перегревом пара до 250 °С.

Примечание.

Здесь и далее давление пара приведено в абсолютных единицах, давление масла - в избыточных.

2.2.3. Давление пара перед ЦНД - 1,12 МПа (11,4 кгс/см²).

2.2.4. Давление пара на входе в конденсаторы при номинальной мощности и температуре охлаждающей воды 15 °С - 3,92 кПа (0,04 кгс/см²).

2.2.5. Турбина снабжена регенеративной установкой для подогрева питательной воды до температуры 220 °С. Турбина имеет нерегулируемые отборы пара на регенеративные подогреватели высокого и низкого давления, на приводные турбины питательных насосов, на теплофикационную водонагревательную установку и на технологические нужды станции.

2.3. Технологическая схема АС

2.3.1. Каждый блок Балаковской АЭС с реакторами типа ВВЭР-1000 состоит из двух контуров. Первый контур расположен в реакторном отделении. Он включает в себя реактор типа ВВЭР, через который с помощью главного циркуляционного насоса прокачивается вода под давлением 15,7 МПа (160 кгс/см²). На входе в реактор вода имеет температуру не более 288 °С, на выходе 322 °С. При давлении 160 кгс/см² вода может закипеть только при температуре 342 °С, таким образом в первом контуре двухконтурной АС всегда циркулирует вода с запасом до кипения 20 °С.

2.3.2. Из реактора вода с температурой 322 °С поступает в парогенератор. Парогенератор – это горизонтальный цилиндрический сосуд (барабан), частично заполненный питательной водой второго контура; над водой имеется паровое пространство. В эту воду погружены многочисленные трубы, через которые пропускается и охлаждается до температуры 289 °С вода из реактора. С помощью питательного насоса и турбины в парогенераторе со стороны второго контура поддерживается давление существенно меньше, чем в первом контуре (для ВВЭР-1000 и турбины мощностью 1000 МВт это давление свежего пара 5,9 МПа

(60 кгс/см²). Поэтому уже при нагреве до 275 °С вода в парогенераторе закипает вследствие нагрева ее теплоносителем, имеющим температуру в интервале 322-288 °С. Таким образом, в парогенераторе, являющемся связывающим звеном первого и второго контура (но расположенном в реакторном отделении) генерируется сухой насыщенный пар с давлением 60 кгс/см² и температурой 275 °С (свежий пар), его влажность 0,5 %) Особенность АС с ВВЭР – низкие начальные параметры и влажный пар на входе в паровую турбину.

2.3.3. Свежий пар направляется в ЦВД паровой турбины. Здесь он расширяется до давления примерно 1,1 МПа (11 кгс/см²). При этом влажность пара достигает 10-12 % и капли влаги, движущиеся с большой скоростью, приводят к интенсивной эрозии и размывам деталей проточной части паровой турбины.

2.3.4. Пар из ЦВД направляется в СПП. На блоках 1, 2 перед СПП для отделения влаги дополнительно установлены устройства предсепарации пара. В сепараторе от пара отделяется влага и он поступает в ПП, где его параметры доводятся до значений - давление 10 кгс/см², температура 250 °С. Таким образом, пар на выходе из СПП является перегретым, и эти параметры выбраны таким образом, чтобы получить допустимую влажность в последних ступенях ЦНД, где угроза эрозии еще больше, чем за ЦВД. Пар с указанными параметрами поступает в ЦНД. Расширившийся в ЦНД пар поступает в конденсатор, а из него конденсат конденсатными насосами 1-ой ступени проходит через БОУ на всас конденсатных насосов 2-ой ступени, которые через ПНД подают конденсат в деаэраторы. Из деаэраторов два ТПН через ПВД подают питательную воду в парогенераторы.

2.3.5. Важно отметить, что во втором контуре циркулирует нерадиоактивная среда, что существенно упрощает эксплуатацию и повышает безопасность АС.

3. Описание турбоустановки

3.1. Краткое описание тепловой схемы турбоустановки

3.1.1. Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат и состоит из ЦВД, трех ЦНД (ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3), пяти опор подшипников, трех конденсаторов, ресиверов, органов парораспределения и регулирования, системы маслоснабжения. Длина турбины 52,24 м. Парораспределение турбины дроссельное.

3.1.2. Расчетные тепловые схемы турбоустановок с турбиной К-1000-60/1500-2 представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов цехов 1, 2:

- 1) в АС.1.ТЦ-1/01 - схема С.1.ТЦ-1/01 (для блока 1);
- 2) в АС.2.ТЦ-1/01 - схема С.2.ТЦ-1-01 (для блока 2);
- 3) в АС.3.ТЦ-2/01 - схема С.3.ТЦ-2/01 (для блока 3);
- 4) в АС.4.ТЦ-2/01 - схема С.4.ТЦ-2/02 (для блока 4).

3.1.3. На рис. 3.1.1. представлена упрощенная тепловая схема турбоустановки с турбиной К-1000-60/1500-2. Пар с давлением 5,9 МПа (60 кгс/см²) и влажностью 0,5 % из четырех парогенераторов реакторной установки ВВЭР-1000 соот-

ветственно по ГПК, состоящего из четырех объединенных паропроводов подводится к четырем стопорно-регулирующим клапанам, а из них - в середину двухпоточного симметричного ЦВД. После расширения в ЦВД пар с давлением 1,2 МПа (12 кгс/см^2) и влажностью 12 % по четырем ресиверным трубопроводам диаметром 1200 мм, выполненным из нержавеющей стали, направляется в четыре СПП для осушки и промежуточного перегрева.

3.1.4. Влага (сепарат), отделенная от пара, имеет температуру насыщения, соответствующую давлению 1,1 МПа, т.е. 184°C . Поэтому для использования ее теплоты она сбрасывается в подогреватель низкого давления ПНД-4, а на энергоблоке 4 отводится насосами в тракт основного конденсата на участке между ПНД-4 и деаэраторами.

3.1.5. Осушенный пар направляется в два последовательно расположенных пароперегревателя, в которых он перегревается до температуры 250°C при давлении 1,13 МПа. Питание 1-ой ступени пароперегревателя осуществляется влажным паром, отбираемым из ЦВД после 3-ей ступени при давлении 2,8 МПа (температура насыщения 230°C). Питание 2-ой ступени осуществляется свежим паром. Перегрев основного пара производится теплотой конденсации греющего пара, а образовавшийся конденсат греющего пара направляется в ПВД для передачи его теплоты питательной воде.

3.1.6. Перегретый пар из каждого СПП по четырем ресиверным трубопроводам диаметром 1200 мм поступает в два ресивера диаметром 1600 мм. На блоке 4 на каждом ресивере установлено по одной стопорной заслонке 4SE10S01,02 (на блоках 1, 2, 3 стопорные заслонки отсутствуют). Из ресиверов пар поступает в три одинаковые двухпоточные ЦНД (на рис. 3.1.1 показан один из трех ЦНД). Подвод пара к каждому ЦНД осуществляется по двум трубопроводам диаметром 1200 мм. Непосредственно на входе в ЦНД установлены поворотные заслонки 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02. Участки паропроводов между СПП и цилиндрами низкого давления выполнены из углеродистой стали, на них установлены обеспечивающие необходимую свободу тепловых расширений группы линзовых компенсаторов со стяжками.

3.1.7. Отработанный пар из цилиндров низкого давления направляется в конденсаторы. Из каждого ЦНД пар поступает в свой конденсатор с охлаждающей поверхностью 33160 м^2 . Расход охлаждающей воды на все конденсаторы турбины составляет $169800 \text{ м}^3/\text{ч}$.

3.1.8. Регенеративная система турбоустановки состоит из ПНД-1 (три корпуса), ПНД-2 (два корпуса), ПНД-3, ПНД-4, деаэрата, ПВД-6 (два корпуса) и ПВД-7 (два корпуса). Для повышения экономичности конденсат греющего пара из корпусов ПНД-1 и ПНД-3 подается сливными насосами соответственно СлН ПНД-1 и СлН ПНД-3 в линию основного конденсата. Давление в деаэраторе при номинальной нагрузке составляет 0,7 МПа. Питательная вода в ПВД подается двумя турбопитательными насосами. Приводная турбина мощностью 11,6 МВт питается перегретым паром, отбираемым за СПП или паром от КСН, и имеет собственный конденсатор.

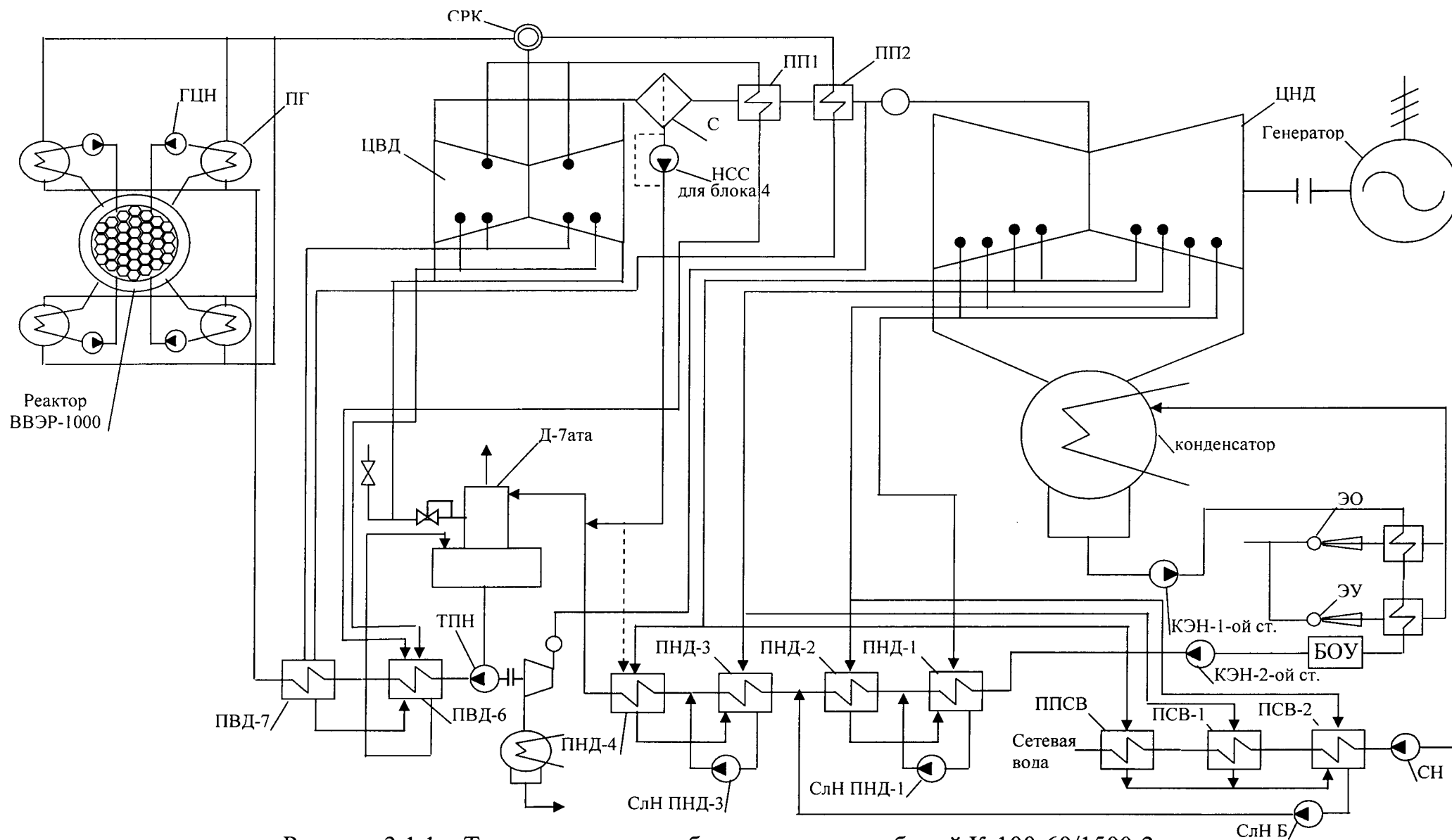
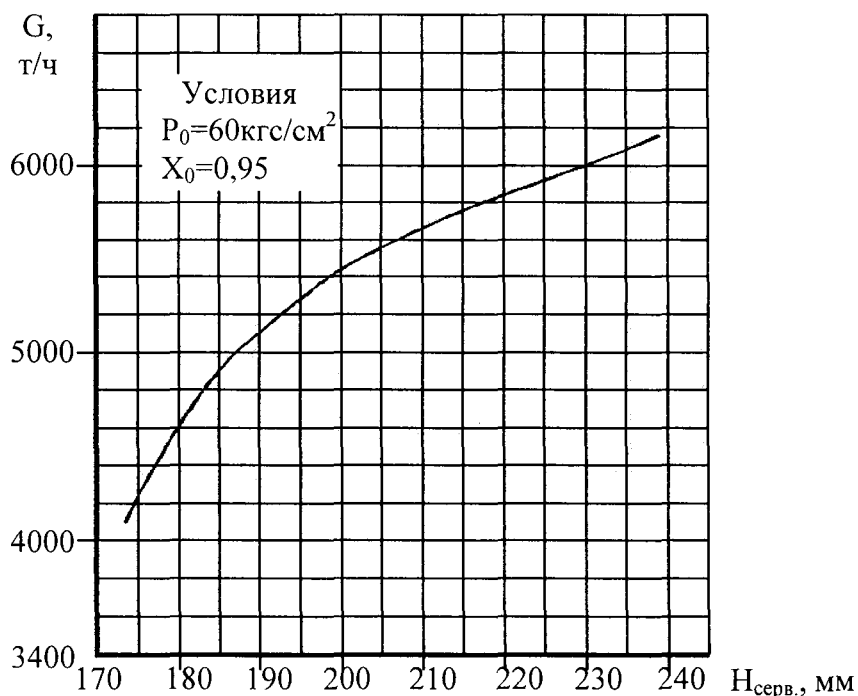


Рисунок 3.1.1 – Тепловая схема турбоустановки с турбиной К-100-60/1500-2

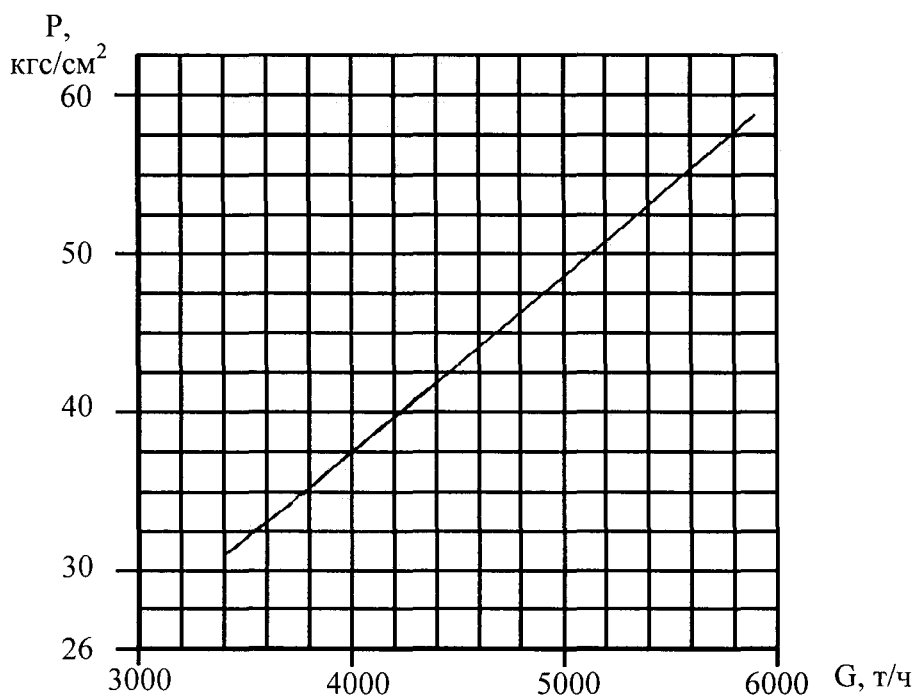
3.1.1. График «Расход свежего пара через стопорно-регулирующие клапаны в зависимости от хода сервомотора» представлен на рис. 3.1.2.

3.1.2. График «Давление пара за стопорно-регулирующими клапанами в зависимости от расхода пара на ЦВД» представлен на рис. 3.1.3.



G – расход свежего пара на турбину; P_0 – давление свежего пара; $H_{\text{серв.}}$ – ход сервомотора.

Рисунок 3.1.2 – Расход свежего пара через стопорно-регулирующие клапаны в зависимости от хода сервомотора



P – давление пара за СРК; G – расход пара на ЦВД.

Рисунок 3.1.3 – Давление пара за СРК в зависимости от расхода пара на ЦВД

3.2. Состав и устройство турбины

3.2.1. Турбина представляет собой одновальный четырехцилиндровый агрегат и состоит из ЦВД, трех ЦНД (ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3), пяти опор подшипников, трех конденсаторов, ресиверов, органов парораспределения и регулирования, системы маслоснабжения.

3.2.2. Длина турбины 52,24 м.

3.2.3. Парораспределение турбины дроссельное.

3.2.4. Цилиндр высокого давления двухкорпусной, двухпоточный, по семь ступеней в каждом потоке.

3.2.5. Все цилиндры низкого давления двухпоточные и имеют в каждом потоке по семь ступеней. Роторы ЦВД и ЦНД сварные жесткие, соединены между собой и ротором генератора жесткими муфтами. Между ротором ЦНД-3 и ротором генератора установлен промежуточный вал.

3.2.6. Корпуса ЦНД выполнены двухкорпусными (имеют внутренние и внешние корпуса) и с помощью лап и шпонок, расположенных на выхлопных патрубках, устанавливаются непосредственно на фундамент.

3.2.7. Пар в конденсаторы поступает из ЦНД через переходные патрубки, имеющие систему линзовых компенсаторов, благодаря которым корпуса ЦНД имеют возможность независимо от конденсаторов расширяться и не воспринимать массу конденсаторов и воды.

3.2.8. Конденсаторы подвального исполнения расположены перпендикулярно оси турбины. Конструкция переходного патрубка обеспечивает перепуск пара в одну из половин корпуса конденсатора при отключении по воде другой половины.

3.2.9. Конденсаторы опираются на гибкие стержневые опоры, воспринимающие массу конденсатора в рабочем состоянии.

3.2.10. Турбина снабжена паровыми лабиринтовыми уплотнениями. Система подвода и отсоса пара из концевых лабиринтовых уплотнений работает автоматически и обеспечивает отсутствие протечек пара из уплотнений в машзал. Корпусы концевых уплотнений ЦНД крепятся к опорам подшипников, с корпусом ЦНД соединены герметическими линзовыми компенсаторами.

3.2.11. Валопровод турбоагрегата состоит из ротора ЦВД, трех роторов ЦНД и ротора генератора. Все опоры валопровода выполнены выносными, опирающимися на ригели. Опоры, расположенные между цилиндрами, содержат по два опорных вкладыша соединяемых роторов. В опоре, расположенной между ЦВД и ЦНД, дополнительно устанавливается упорный подшипник. Для соединения роторов используются жесткие муфты, полумуфты которых откованы заодно с концевыми участками валов. Насадную полумуфту имеет только ротор генератора. Между полумуфтами роторов генератора и ЦНД установлен промежуточный вал, на котором размещены кулачки обгонной муфты валоповоротного устройства. Валопровод снабжен гидростатической системой подъема при пусках.

3.2.12. Роторы турбины опираются на восемь опорных подшипников скольжения, расположенных в пяти выносных опорах. Опоры опираются на массивные стальные рамы, залитые в бетон фундамента.

3.2.13. Упорный подшипник с механической системой выравнивания нагрузки между упорными колодками расположен во 2-ой опоре (между ЦВД и ЦНД-1). Вкладыши опорных подшипников имеют сферическую наружную поверхность.

3.2.14. Турбина снабжена валоповоротным устройством, вращающим ротор с частотой 1/7 об/мин. Валоповоротное устройство автоматическое, с обгонной механической муфтой и мотор-редуктором. С целью уменьшения мощности привода валоповоротного устройства, а также предотвращения износа вкладышей подшипников, предусмотрен гидropодъем роторов турбины и генератора путем подачи масла высокого давления в каждый подшипник от специальных насосов.

3.2.15. Турбина снабжена системой орошения внутренних полостей выхлопных патрубков ЦНД для предотвращения их чрезмерного нагрева во время режимов малых нагрузок и холостого хода.

3.2.16. Конструкция турбины предусматривает удаление влаги из проточной части турбины таким образом, чтобы влажность пара при эксплуатации была на возможно низком уровне.

3.3. Материалы деталей турбины и вспомогательного оборудования

3.3.1. Для изготовления турбины и ее вспомогательного оборудования применяются материалы, обеспечивающие надежную работу при параметрах, соответствующих ТУ 108.1055-82. Материалы основных деталей обеспечивают надежную работу турбины при номинальных параметрах в течение 30 лет.

3.3.2. Возможные отступления при изготовлении деталей и сборочных единиц, не влияющие на технические характеристики турбины, необходимость их исправления и методы исправления определяются в установленном порядке изготовителем.

3.3.3. Для деталей турбин в общем случае применяют стали (углеродистые и легированные), чугуны и различные сплавы.

3.3.4. Для деталей турбин, работающих в области низких температур, используют углеродистые стали. Углеродистая сталь - сплав железа и углерода с содержанием последнего 0,05-1,7 %. Для деталей турбин используются только качественные углеродистые стали, химический состав и механические характеристики которых гарантированы заводом-изготовителем. Эта сталь маркируется числом, указывающим содержание углерода в стали в сотых долях процента. Например, в стали 20 содержится 0,20 % углерода. Свойства и области применения некоторых углеродистых сталей приведены в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Свойства некоторых качественных углеродистых сталей и области их применения

Марка	Предел текучести σ_s , МПа	Предел прочности σ_b , МПа	Относительное удлинение при разрыве δ , %	Область применения
10	219	340	31	Листы для сварных корпусов ЦНД, ресиверные трубы
15	230	380	25	
20	250	420	27	
25	280	460	23	
30	300	500	21	Крепеж различного назначения
35	320	540	20	
40	340	580	19	

3.3.5. Литые качественные стали обозначаются с добавлением буквы Л. В табл. 3.3.2 приведены основные свойства литых сталей.

Таблица 3.3.2

Механические свойства литых качественных углеродистых сталей

Марка	Предел текучести σ_s , МПа	Предел прочности σ_b , МПа	Относительное удлинение при разрыве δ , %	Область применения
15Л	200	400	24	Тела и ободья диафрагм ЦНД, корпуса паровых турбин, арматура паропроводов, обоймы
20Л	220	420	23	
25Л	240	450	19	
30Л	260	480	17	
35Л	280	500	15	
40Л	300	530	14	
45Л	320	550	12	
50Л	340	580	11	
55Л	350	600	10	

3.3.6. Для изготовления ответственных деталей турбин (роторов, лопаток, дисков, корпусов и др.) используются легированные стали - углеродистые стали с добавкой легирующих элементов: хрома, молибдена, ванадия, никеля и др. Легирование позволяет получить стали с характеристиками, значительно превосходящими характеристики углеродистых сталей.

3.3.7. Легированные стали обозначают следующим образом: цифрами указывают содержание в стали углерода (одна цифра - в десятых, две - в сотых долях процента), а затем по порядку записывают буквы русского алфавита, обозначающие легирующие элементы, а после каждой из них - их процентное содержание. При содержании легирующего элемента менее 1 % цифры опускают. Легирующие элементы обозначают следующими буквами:

- 1) хром - Х;
- 2) молибден - М;
- 3) ванадий - Ф;
- 4) никель - Н;
- 5) титан - Т;
- 6) вольфрам - В;
- 7) кремний - С;
- 8) алюминий - Ю;
- 9) медь - Д;
- 10) ниобий - Б;
- 11) кобальт - К;
- 12) бор - Р;
- 13) марганец - Г.

Например, в литой стали 15Х1М1ФЛ содержится примерно 0,15 % углерода, 1-2 % хрома, 1-2 % молибдена, около 1 % ванадия, а остальное - железо.

3.3.8. Свойства используемых для турбин легированных сталей представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

Основные свойства некоторых сталей, используемых для основных деталей турбин К-1000-60/1500-2

Марка	Температура, °С	Предел текучести, σ_s , МПа	Предел прочности, σ_b , МПа	Относительное удлинение при разрыве, δ , %	Модуль упругости $E \cdot 10^{-4}$, МПа	Коэффициент линейного расширения $\alpha_t \cdot 10^6$, 1/К	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·К)	Область применения
Листовая сталь 20	20	270	480	30	20,4	12,2	28,9	Сварные корпуса ЦНД
	300	180	450	27	19,4	12,8	26,2	
12Х13-Ш	20	450	630	20	22	10,1	22,2	Рабочие лопатки и элементы диафрагм ЦВД и ЦНД
	400	370	500	16	19	11,4	26,4	
15Х11МФ-Ш	20	750	890	15	22	9,7	24,7	Рабочие лопатки последних ступеней ЦНД
	500	530	580	14	18	11,2	26,8	

Марка	Температура, °С	Предел текучести, σ_s , МПа	Предел прочности, σ_b , МПа	Относительное удлинение при разрыве, δ , %	Модуль упругости $E \cdot 10^{-4}$, МПа	Коэффициент линейного расширения $\alpha_t \cdot 10^6$, 1/К	Коэффициент теплопроводности λ , Вт/(м·К)	Область применения
25X2НМФА	-	-	-	-	-	-	-	Сварные роторы ЦВД и ЦНД
25X1МФ	20	380	600	23	-	11,2	23,6	Крепеж фланцев внутреннего корпуса ЦВД
	350	350	600	20	-	12,5	23,4	
15X1М1ФЛ	20	350	550-600	22	22	12,4	32,3	Внутренний и внешний корпуса ЦВД, корпуса СРК
	300	310	520	16	20	13,3	32,0	

3.3.9. Чугун - это сплав железа и углерода при содержании последнего более 2 %. Обычно в чугуне содержится от 2,8 до 3,5 % углерода. Различают чугуны белый, ковкий, серый и высокопрочный. В турбинах используют два последних вида.

3.3.10. Серый чугун хорошо лется, поддается обработке резанием и потому находит применение для корпусов подшипников, диафрагм и других деталей. Добавление в серый чугун модификаторов (ферросилиция или его сплава с алюминием) повышает его механические свойства. Такой чугун называется модифицированным.

3.3.11. Серый чугун обозначается буквами СЧ и двумя двухзначными числами, 1-ое из которых указывает значение предела прочности на растяжение, а 2-ое - на изгиб (кгс/мм^2). Например, чугун марки СЧ 15-32 имеет предел прочности на растяжение $\sigma_s > 15 \text{ кгс/мм}^2 \sim 150 \text{ МПа}$ и на изгиб $\sigma_b > 32 \text{ кгс/мм}^2 = 320 \text{ МПа}$.

3.3.12. Использование серых чугунов ограничено температурой 250 °С, модифицированных - 300 °С. При больших температурах наблюдается явление роста чугуна: соединение железа с углеродом - цементит - распадается на углерод и железо, суммарный объем которых на 30-40 % больше. Рост чугуна приводит к распуханию детали, ее короблению и заклиниванию в смежных деталях. Сам материал при этом становится непрочным и хрупким.

3.3.13. В табл. 3.3.5 приведены основные марки серого чугуна, используемого для деталей паровых турбин, и его основные свойства.

Таблица 3.3.5

Механические свойства серых чугунов и области их применения

Марка	Предел текучести σ_s , МПа	Предел прочности σ_b , МПа	Область применения
СЧ 15-32	150	320	Корпусы подшипников, фундаментные рамы, корпуса масляных насосов, нагруженные детали, заменяющие стальное литье
СЧ 18-36	180	360	
СЧ 21-40	210	400	
СЧ 22-44	220	440	
СЧ 28-48*	280	480	
СЧ 32-52*	320	520	
СЧ 35-56*	350	560	
СЧ 38-60*	380	600	

Примечание.

* помечены модифицированные чугуны.

3.3.14. Находит применение в турбинах и высокопрочный чугун - чугун с добавкой 0,04-0,06 % магния. Обозначается такой чугун буквами ВЧ и двумя числами: 1-ое число указывает минимальное значение предела прочности при растяжении (кгс/мм^2), 2-ое - минимальное относительное удлинение (%). Например, высокопрочный чугун ВЧ 50-1,5 имеет предел прочности на растяжение не менее $50 \text{ кгс/мм}^2 \sim 500 \text{ МПа}$ и относительное удлинение при разрыве не менее 1,5 %. Основные свойства высокопрочных чугунов, используемых для деталей паровых турбин, приведены в табл. 3.3.6.

Таблица 3.3.6

Механические свойства высокопрочных чугунов и области их применения

Марка	Предел текучести, σ_s , МПа	Предел прочности, σ_b , МПа	Относительное удлинение при разрыве, δ , %	Область применения
ВЧ 45-0	450	360	-	Вкладыши опорных подшипников, направляющие втулки, уплотнительные кольца
ВЧ 50-1,5	500	380	1,5	
ВЧ 60-2	600	420	2	
ВЧ 45-5	450	330	5	
ВЧ 40-10	400'	300	10	

3.3.15. Кроме рассмотренных выше материалов на основе железа в паровых турбинах находят применение цветные сплавы для трубок конденсаторов и подогревателей, баббиты для вкладышей подшипников и т.д. Их свойства приведены при рассмотрении конструкций деталей, выполняемых из них.

3.3.16. В табл. 3.3.6 перечислены материалы для изготовления наиболее ответственных деталей турбины.

Таблица 3.3.6

Наименование деталей	Марка материала
Роторы: ЦВД ЦНД	25X2НМФА 25X2НМФА
Рабочие лопатки: ЦВД ЦНД	12X13-Ш 12X13-Ш; 15X11МФ-Ш
Диафрагмы: ЦВД ЦНД	12X13 ВСт3 сп; 25Л; 12X13; 10X13Л
Бандажи рабочих лопаток: ЦВД ЦНД	12X13; 15X11МФ 12X13; 15X11МФ
Корпусы: ЦВД ЦНД	15X1М1ФЛ ВСт3 сп; 25Л
Корпус СРК	15X1М1ФЛ
Ресивер ЦВД-СПП	12X18Н10Т
Корпус поворотной заслонки	25Л

3.3.17. С целью обеспечения плотности все присоединения к оборудованию, не подлежащие разборке при ремонтах, выполняют на сварку.

По остальным соединениям, в том числе по горизонтальным разъемам турбины, штокам комбинированных клапанов, заслонкам промперегрева турбины, клапанам регуляторов уровня, регулирующим клапанов ПНД, СПП, конструкцией исключаются протечки среды в машинный зал.

3.4. Связь с другими системами

3.4.1. Турбина К-1000-60/1500-2 имеет связь с:

- 1) системой циркуляционной воды конденсаторов;
- 2) системой маслоснабжения, гидроподъема роторов и ВПУ;
- 3) системой автоматического регулирования и защиты турбины;
- 4) конденсатной системой;
- 5) вакуумной системой;
- 6) подогревателями низкого давления
- 7) подогревателями высокого давления групп А и Б;
- 8) системой гидропривода и индивидуального расхаживания обратных клапанов (КОСов);
- 9) системой прогрева паропроводов свежего пара;
- 10) сепараторами-пароперегревателями;
- 11) системой БРУ-К.

3.4.2. Система циркуляционной воды конденсаторов предназначена для прокачки охлаждающей воды через конденсаторы.

3.4.3. Система маслоснабжения, гидроподъема роторов и ВПУ предназначена для снабжения подшипников, валоповоротного устройства, системы гидростатического подъема роторов, датчика угловой скорости турбоагрегата и других потребителей маслом марки Тп-22с ТУ 38.101.821-83 во всех режимах эксплуатации, поддержания температуры масла в заданных пределах, для вращения ротора в процессе его прогрева и остывания при работе системы гидроподъема роторов, а также для удаления газов и паров масла из ГМБ и опор подшипников. Масло должно иметь в соответствии с государственным стандартом класс чистоты 11. Частицы загрязнений размером свыше 100 мкм не допускаются.

3.4.4. Система автоматического регулирования и защиты турбины предназначена для поддержания заданных рабочих параметров при пуске, останове, нагружении, разгрузке и для предохранения турбины от повреждений в аварийных ситуациях.

3.4.5. Конденсатная система предназначена для перекачки основного конденсата из конденсаторов в деаэрактор и автоматического поддержания уровня конденсата в конденсаторах турбины.

3.4.6. Вакуумная система предназначена для создания и поддержания рабочего вакуума в конденсаторах турбины и удаления из них неконденсирующихся газов.

3.4.7. Подогреватели низкого давления предназначены для регенеративного подогрева основного конденсата, поступающего в деаэрационную установку, до температуры 154 °С с целью обеспечения высокой экономичности турбоустановки.

3.4.8. Подогреватели высокого давления групп А и Б предназначены для регенеративного подогрева питательной воды до температуры (220 ± 5) °С и обеспечения высокой экономичности турбоустановки. Функциональные группы подогревателей работают параллельно и идентично. Допускается работа каждой группы подогревателей индивидуально.

3.4.9. Система гидропривода и индивидуального распахивания обратных клапанов (КОСов) предназначена для подачи основного конденсата на сервомоторы обратных клапанов в переменных режимах работы турбины с целью обеспечения их принудительного закрытия в режимах останова и сбросов нагрузки, а также для распахивания на полный ход каждого клапана в отдельности, не снижая при этом специально нагрузку турбины.

3.4.10. Система прогрева паропроводов свежего пара предназначена для проведения операций по прогреву паропроводов свежего пара от главных паровых задвижек до блоков СРК включительно перед началом повышения частоты вращения. Подача греющего пара осуществляется через байпасы главных паровых задвижек, сброс конденсата греющего пара осуществляется через дренажные трубопроводы в расширительный бак.

3.4.11. Сепараторы-пароперегреватели предназначены для осушения и промежуточного перегрева пара до 250 °С, прошедшего ЦВД и поступающего в ЦНД турбины, с целью получения допустимой степени влажности на последних ступенях ЦНД во всех режимах работы турбоустановки.

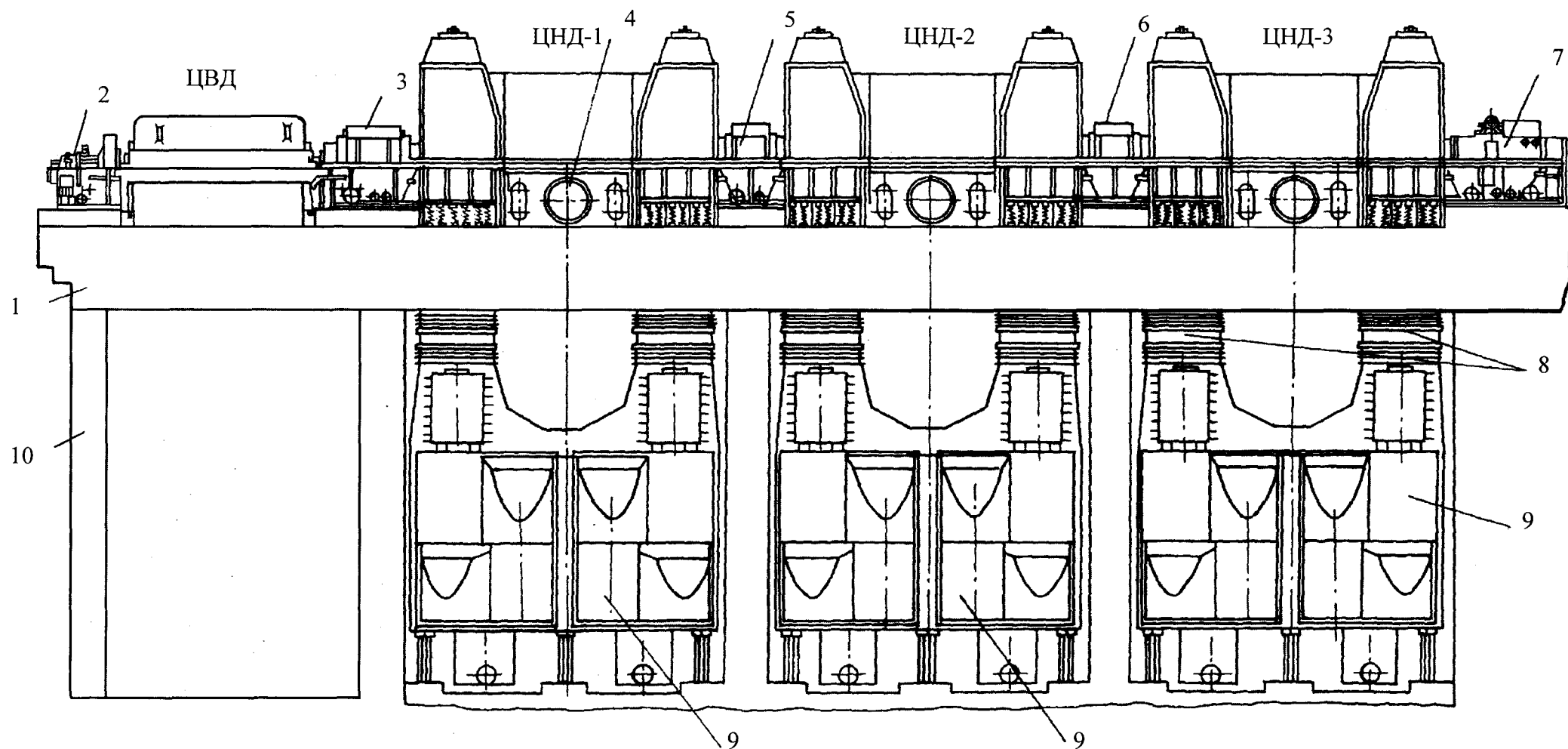
3.4.12. Система БРУ-К предназначена для обеспечения нестационарных режимов работы энергоблока путем регулирования давления пара в парогенераторах за счет сброса пара в конденсаторы турбины.

3.5. Размещение оборудования турбины

3.5.1. Турбина К-1000-60/1500-2, состоящая из ЦВД и трех одинаковых ЦНД, расположенных между ЦВД и генератором, размещена в машзале, ряд А-Б, ось 3-10, отм. 15,0 м.

3.5.2. Опоры валопровода турбоагрегата размещаются на мощных горизонтальных фундаментных рамах, установленных на поперечных балках (ригелях) верхней фундаментной плиты, а цилиндры располагаются над прямоугольными проемами в верхней фундаментной плите, через которые к цилиндрам турбины подходят паропроводы отборов пара на регенеративный подогрев, выходные патрубки, переходные патрубки к конденсаторам. Конденсаторы размещаются на отм. 0,0 м.

3.5.3. Общий вид размещения турбины К-1000-60/1500-2 на фундаменте представлен на рис 3.5.1.



1 - верхняя фундаментная плита; 2, 3, 5, 6, 7 - опоры валопровода соответственно № 1, 2, 3, 4 и 5; 4 - патрубок подвода пара в ЦНД из СПП; 8 - переходные патрубки, 9 - конденсаторы; 10 - поперечные стены и колонны фундамента.

Рисунок 3.5.1 - Общий вид размещения турбины К-1000-5,9/25-2 на фундаменте.

4. Элементы турбины

4.1. Валопровод турбины

4.1.1. Валопровод турбины – это совокупность соединенных между собой роторов. Роторы цилиндров соединяются посредством муфт. Собственно ротор включает в себя вал, облопаченные диски и другие элементы (хвостовики, фланцы муфт), обеспечивающие его сборку, установку в турбине и нормальную работу.

4.1.2. Условия работы валопровода

4.1.2.1. Валопровод турбины является одним из самых нагруженных ее узлов, он суммирует крутящие моменты, развиваемые отдельными ступенями, и в конечном счете передает их ротору генератора. Поскольку в генераторе возникают силы, препятствующие свободному вращению ротора турбины, то на ее выходном валу развивается максимальный крутящий момент. «Скручивают» ротор окружные силы, действующие на рабочие лопатки.

4.1.2.2. При некоторых эксплуатационных режимах, например, при коротком замыкании в генераторе, эти напряжения кручения могут возрасти в 4-6 раз по сравнению с режимом номинальной мощности.

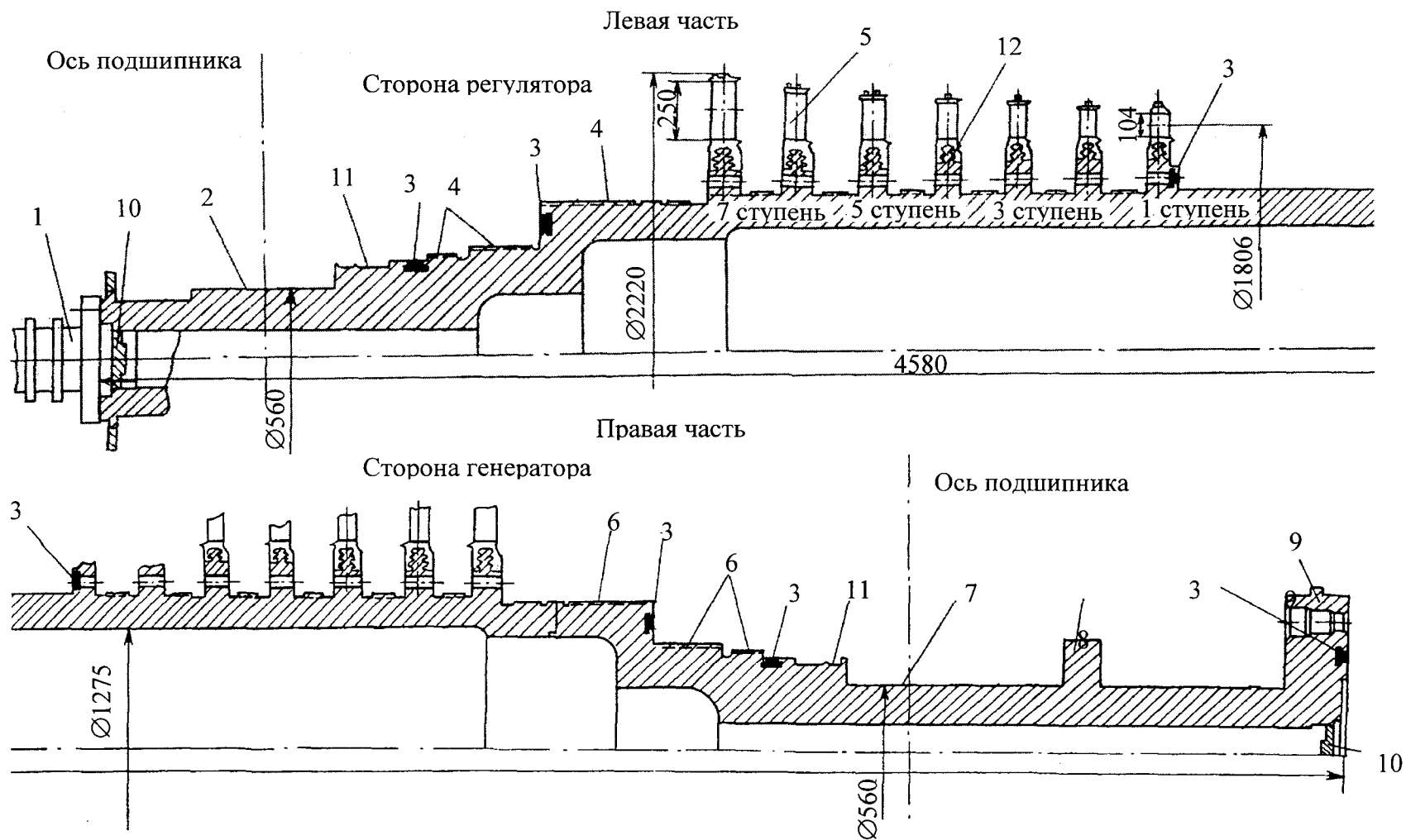
4.1.2.3. Ротор турбины вращается с большой частотой, а так как его размеры и масса закрепленных на нем лопаток велики, то велики и возникающие в нем напряжения от центробежных сил, стремящихся разорвать ротор. Следует иметь в виду, что в условиях эксплуатации частота вращения может на 10-12 % превысить номинальную, при этом напряжения возрастут на 20-25 %. Шейка выходного вала турбины должна передавать эти высокие скручивающие нагрузки без разрушения.

4.1.2.4. Условия работы роторов усложняются такими дополнительными факторами, как вибрация и температурные напряжения, возникающие от неравномерного прогрева ротора при пуске или изменениях нагрузки. Быстрые изменения температуры приводят к появлению в роторах высоких температурных напряжений, а при их циклическом повторении - к появлению трещин термической усталости, а в некоторых случаях - к опасности внезапного хрупкого разрушения.

4.1.2.5. По соображениям стоимости и хорошей свариваемости ротор выполняется из слаболегированных ржавеющих сталей, подверженных коррозии.

4.1.3. Конструкция ротора ЦВД

4.1.3.1. Ротор ЦВД (рис. 4.1.1) - сварно-кованый, состоящий из четырех частей. Материал ротора - хромомолибденовая сталь. Средняя часть ротора выполнена в виде полого цилиндра со сравнительно тонкой стенкой заодно с дисками. Такую конструкцию ротора иногда называют барабанной.



1 - консольный валик для размещения элементов системы регулирования и защиты; 2 - шейка вала переднего опорного подшипника; 3 - балансирующие грузы; 4 - переднее концевое уплотнение ЦВД; 5 - рабочая лопатка; 6 - задние концевые уплотнения ЦВД; 7 - шейка заднего опорного подшипника ЦВД; 8 - гребень упорного подшипника; 9 - полумуфта; 10 - пробки; 11 - уплотнения корпусов опор; 12 - диск.

Рисунок 4.1.1 - Ротор ЦВД

4.1.3.2. Элементы средней части ротора откованы и сварены тремя кольцевыми швами. На срединных элементах размещаются две одинаковые симметричные проточные части, образованные дисками и рабочими лопатками из семи ступеней. В дисках всех ступеней выполнено по 11 разгрузочных отверстий диаметром 50 мм. На бочке ротора между дисками расположены проточки ступенчатых лабиринтовых уплотнений диафрагм.

4.1.3.3. На хвостовиках ротора выполнены шейки опорных подшипников $\varnothing 560$ мм, проточки концевых лабиринтовых уплотнений и маслоотбойников, места для размещения канатов подъемного приспособления.

4.1.3.4. На хвостовике стороны генератора выполнен гребень упорного подшипника $\varnothing 950$ мм и фланец муфты соединения с ротором ЦНД. На фланце расположен гребень датчика осевого сдвига.

4.1.3.5. Хвостовик стороны регулятора выполнен с гребнем для датчика относительного расширения ротора. К ротору со стороны регулятора крепится хвостовик с автоматом безопасности и деталями импульсного насоса.

4.1.3.6. В шести плоскостях ротора выполнены кольцевые пазы, в которые вставляются и крепятся винтами балансировочные грузы. Расположение пазов в районе концевых уплотнений позволяет производить балансировку без вскрытия цилиндра, для установки балансировочных грузов необходимо снять верхние половины корпусов концевых уплотнений.

4.1.3.7. Ротор динамически балансируется на заводе.

4.1.3.8. Масса облопаченного ротора высокого давления - 48860 кг, а в сборе с хвостовиком - 49280 кг.

4.1.3.9. Габариты ротора:

- 1) длина (без хвостовика) - 10200 мм;
- 2) длина в сборе с хвостовиком - 11035 мм;
- 3) максимальный диаметр облопаченного ротора - 2220 мм

4.1.4. Конструкция ротора ЦНД

4.1.4.1. Три ротора ЦНД (рис. 4.1.2) выполнены совершенно одинаково. Они имеют двухпоточную жесткую симметричную конструкцию и состоят из 12 откованных дисков и двух концевых элементов, связанных кольцевыми сварочными швами. В дисках 2-ой, 3-ей и 4-ой ступеней каждого потока выполнено по 15 разгрузочных отверстий диаметром 80 мм.

4.1.4.2. На хвостовиках роторов выполнены: шейки опорных подшипников диаметром 800 мм, проточки концевых лабиринтовых уплотнений и маслоотбойников, места для размещения канатов подъемного приспособления. Внутренние полости хвостовиков закрываются пробками. Фланцы муфт роторов откованы заодно с хвостовиками. На бочке ротора между дисками выполнены проточки лабиринтовых уплотнений диафрагм.

4.1.4.3. Ротор ЦНД-3 соединяется с ротором генератора посредством промежуточного вала, на фланце которого размещены кулачки обгонной муфты валоповоротного устройства.

4.1.4.4. На каждом роторе предусмотрено четыре плоскости установки балансировочных грузов. Расположение пазов на бочке ротора в районе 7-ой ступени позволяет производить балансировку без вскрытия цилиндра.

4.1.4.5. Большие радиальные габариты ротора ЦНД делают невозможным его транспортировку по железной дороге в полностью собранном виде. Поэтому его сначала полностью собирают на заводе, балансируют и подвергают разгонной пробе: ротор разгоняют до частоты вращения 1830 об/мин и убеждаются в его достаточной прочности. Затем рабочие лопатки 6-ых и 7-ых ступеней снимают, упаковывают отдельно, ротор также упаковывают отдельно и эти узлы и детали отправляют для монтажа на АЭС. Там лопатки 6-ых и 7-ых ступеней вновь устанавливают на дисках заводкой через торцы с использованием специального приспособления, устанавливают демпфирующие трубчатые связи и, если необходимо, весь валопровод в собранном виде подбалансируют на АЭС в собственных подшипниках турбины по специальной технологии.

4.1.4.6. После облопачивания все паяные соединения бандажных связей проходят диагностический контроль на наличие трещин.

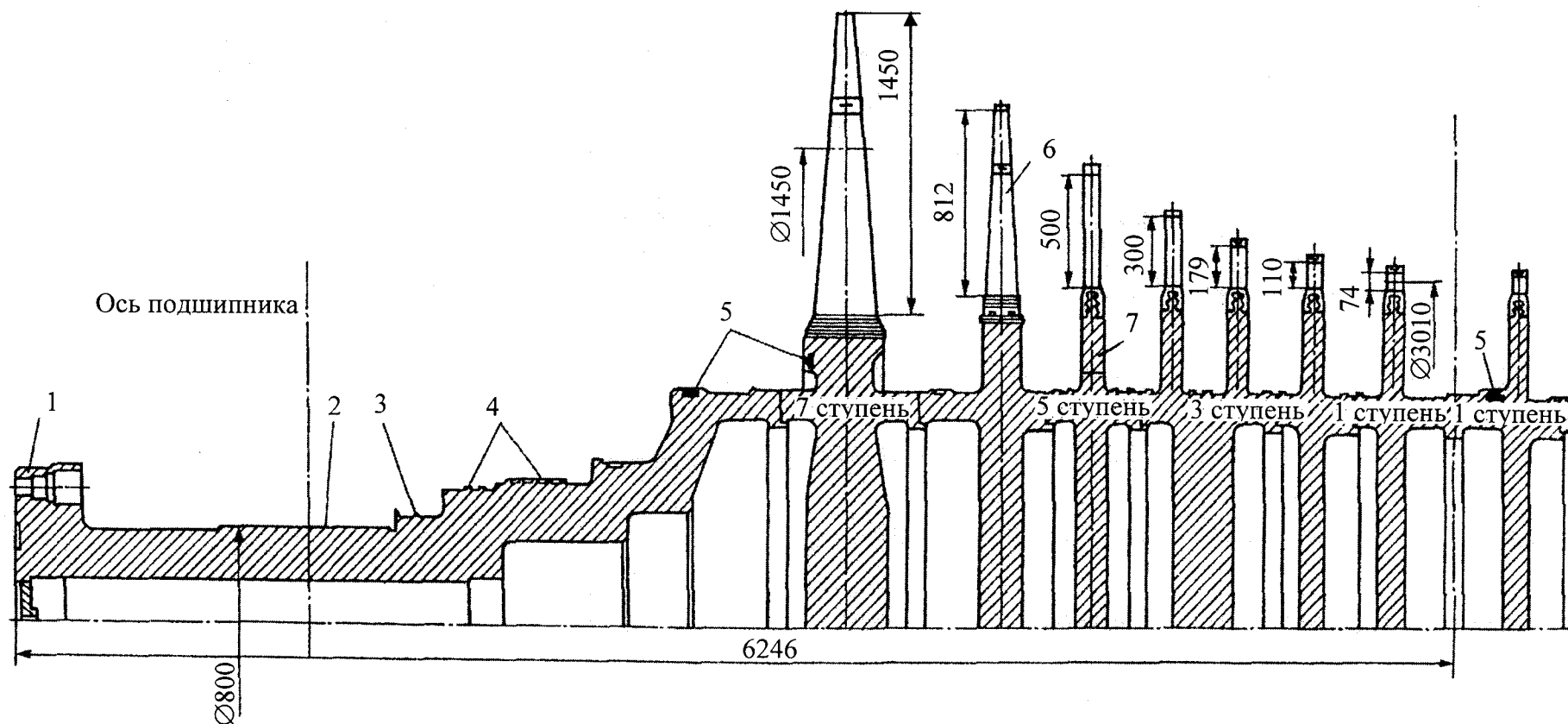
4.1.4.7. Определенным недостатком сварного ротора является затрудненный контроль состояния его металла при капитальных ремонтах.

4.1.4.8. Масса ротора низкого давления:

- 1) полностью облопаченного - 180000 кг;
- 2) без лопаток шестой и седьмой ступеней - 164000 кг;
- 3) полностью облопаченного, в сборе с промвалом, колесом валоповорота и компенсаторами концевых уплотнений - 193000 кг.

4.1.4.9. Габариты ротора:

- 1) длина - 12493 мм;
- 2) длина ротора ЦНД-3 в сборе с промвалом - 13593 мм;
- 3) максимальный диаметр - 5622 мм;
- 4) диаметр без лопаток 6-ой и 7-ой ступеней - 3934 мм.



1 - полумуфта; 2 - шейка переднего опорного подшипника ЦНД; 3 - уплотнение корпуса опоры; 4 - переднее концевое уплотнение ЦНД; 5 - балансировочные грузы; 6 - рабочая лопатка; 7 - диск.

Рисунок 4.1.2 - Ротор ЦНД

4.1.5. Конструкции соединительных муфт роторов

4.1.5.1. Соединительные муфты связывают отдельные роторы цилиндров турбины и генератора в единое целое.

4.1.5.2. Муфты - очень ответственные элементы валопровода, в значительной степени определяющие надежность работы всей турбины. Они передают крутящий момент с ротора на ротор и не должны разрушаться даже при его кратковременном повышении в 4-6 раз, например при коротком замыкании в генераторе.

4.1.5.3. Качество изготовления, сборки и центровки полумуфт в значительной степени определяет вибрационное состояние турбоагрегата. При соединении роторов с расцентровками или изломами естественной линии прогиба вала возникает интенсивная вибрация, делающая эксплуатацию турбоагрегата невозможной.

4.1.5.4. В турбине К-1000-60/1500-2 используют только жесткие муфты, которые для обеспечения отсутствия вибрации требуют почти абсолютной центровки, не допуская ни смещения, ни излома осей соединяемых роторов.

4.1.5.5. Все фланцы муфт роторов ЦВД и ЦНД откованы заодно с хвостовиками роторов. На роторе генератора полумуфта насадная. Роторы ЦНД-3 и генератора соединяются между собой посредством промежуточного вала.

4.1.5.6. На фланцах промежуточного вала со стороны генератора выполнен гребень для датчика относительного расширения и расположены два паза для установки балансировочных грузов, а со стороны регулятора выполнены пазы для установки кулаков обгонной муфты валоповоротного устройства.

4.1.5.7. На муфте «вал промежуточный - ротор генератора» выполнено 18 призонных отверстий, на остальных муфтах роторов по 21 призонному отверстию. Все фланцы соединены призонными болтами диаметром 95 мм.

4.1.5.8. Пример жесткой муфты, используемой для соединения роторов ЦНД, показан на рис. 4.1.3.

4.1.5.9. Полумуфты 1 выполнены в виде фланцев заодно с валами соединяемых роторов. Полумуфты стягиваются призонными болтами 2, устанавливаемыми в строго соосные тщательно обработанные отверстия диаметром 95 мм в полумуфтах с зазором 0,02-0,05 мм. Для точной повторяемости сборки валопровода после рассоединения используются три беззазорных конических соединения, состоящие из конического болта 4 с двухсторонними специальными гайками и втулками 5, расположенных относительно друг друга под углом 120°. При их установке и затяжке с помощью гидравлического приспособления происходит устранение радиальных зазоров в соединении вследствие деформации разрезной втулки.

4.1.5.10. Затяжка призонных болтов и шпилек конических соединений осуществляется с помощью специального гидравлического приспособления с контролем их удлинения. В призонных болтах и шпильках конических соединений выполнены резьбовые участки, предназначенные для установки приспособления для гидравлической затяжки крепежа муфт. Гайки и цилиндрические головки призонных болтов, а также гайки конических соединений утоплены в отдельных выточках.

Для уменьшения размеров фланцев роторов гайки призонных болтов выполнены круглыми с торцовыми шлицами и шестигранниками.

4.1.5.11. Фиксация положения гайки относительно болта производится штифтом, устанавливаемым в радиальное отверстие болта и шлиц гайки. Такое устройство позволяет фиксировать положение гайки в осевом направлении через каждые 0,03 мм без подгонки и повреждения детали. Аналогично, с помощью укороченного шплинта, производится фиксация гаек конического соединения.

4.1.5.12. Стопорение фиксирующего штифта производится с помощью специальной резьбовой втулки с отгибаемыми лепестками, устанавливаемой в осевое резьбовое отверстие болта. Конструкция стопорной втулки допускает её многократное использование.

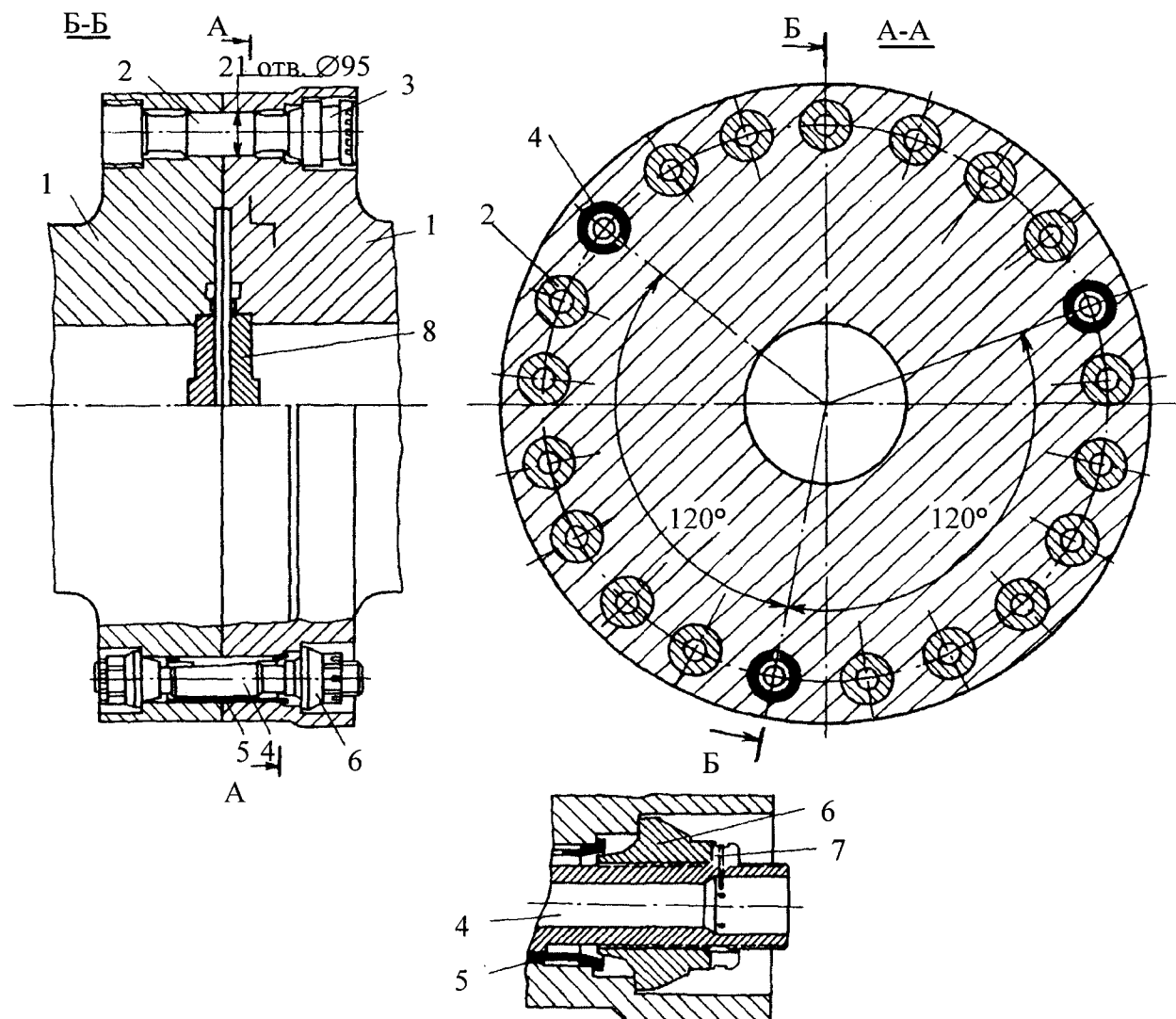
4.1.5.13. Крутящий момент в жестких муфтах передается за счет сил трения между торцами полумуфт, возникающих из-за сжатия призонными болтами.

4.1.6. Материалы роторов

4.1.6.1. Для роторов и валов турбин используют высокопрочные стали, легированные хромом, молибденом, ванадием и никелем, присадки обычно составляют 1-3,5 %.

4.1.6.2. Материал роторов турбины К-1000-60/1500-2 должен обладать высокой статической прочностью, обеспечивающей надежную работу при высоких напряжениях, создаваемых центробежными силами лопаток и самого ротора, высокой вязкостью разрушения, препятствующей хрупкому разрушению при наличии дефектов, и высоким сопротивлением коррозионному разрушению.

4.1.6.3. Элементы сварных роторов изготавливаются из слаболегированной стали 25Х2НМФА, содержащей 2 % хрома и около 1 % никеля, молибдена и ванадия. Эта сталь оптимизирует как необходимый уровень прочности, так и требуемое качество сварки, обеспечение которого не допускает использования сталей с чрезмерно высоким пределом текучести из-за склонности к образованию трещин при сварке.



1 - концевые части валов; 2 - соединительные болты; 3, 6 - гайки с прорезями для стопорения; 4 - конические болты; 5 - разрезная втулка; 7 - отверстие для установки стопора; 8 - пробка центрального отверстия.

Рис. 4.1.3 – Муфта, соединяющая соседние роторы ЦНД

4.2. Рабочее облопачивание проточной части

4.2.1. Условия работы облопачивания

4.2.1.1. Основой турбины, определяющей ее надежность и экономичность, является ее проточная часть, образуемая статорным и рабочим облопачиванием. Рабочее облопачивание — это совокупность рабочих лопаток с хвостовиками и связями различного рода. Профили рабочих лопаток, установленные вполне определенным образом, образуют рабочую решетку, в которой происходит преобразование кинетической энергии потока пара в полезную кинетическую энергию вращения вала. Статорное облопачивание - это совокупность сопловых лопаток, установленных в диафрагмах.

4.2.1.2. Условия работы рабочих лопаток очень тяжелы. Вследствие вращения в рабочей лопатке возникают большие центробежные силы и высокие напряжения растяжения, стремящиеся вырвать лопатку из диска. Центробежная сила, приложенная к рабочей лопатке последней ступени турбины К-1000-60/1500-2, достигает почти 200 тс (2 МН).

4.2.1.3. Окружная сила, создающая полезный крутящий момент на валу турбины, изгибает лопатку в плоскости диска. Дополнительно лопатка изгибается в плоскости оси турбины под действием разности давлений до и после лопатки.

4.2.1.4. Изгибающие силы, действующие на рабочие лопатки, не постоянны во времени, а непрерывно изменяются из-за различий в проходных сечениях сопловых каналов, из которых пар поступает на рабочие лопатки, наличия выходных кромок сопловых лопаток и других причин. Это приводит к возбуждению колебаний лопаток и возможности появления усталостных трещин, которые, увеличиваясь, могут достигнуть критического размера, после чего произойдет внезапный отрыв лопатки.

4.2.1.5. Для рабочих лопаток, особенно последних ступеней, очень опасной является эрозия, приводящая к износу их поверхностей. Эрозийный износ не только уменьшает экономичность, но и резко снижает механическую прочность рабочих лопаток с опасностью тяжелой аварии.

4.2.1.6. Агрессивные примеси, содержащиеся в паре, вызывают коррозию и снижение сопротивления действию постоянных и переменных напряжений. В районе фазового перехода, т.е. в той зоне турбины, где процесс расширения пара пересекает пограничную кривую $x = 1$, происходит процесс концентрирования агрессивных примесей, в первую очередь хлоридов. При этом в металле лопатки возникают язвы. Последние являются концентраторами напряжений и приводят к коррозионной усталости - сравнительно быстрому усталостному разрушению в условиях коррозионной среды.

4.2.2. Конструкции облопачивания

4.2.2.1. Двухпоточный ротор ЦВД имеет по семь ступеней рабочих лопаток в каждом потоке. На первых четырех ступенях рабочая часть лопаток - постоянного профиля, на остальных - переменного. Лопатки первых четырех ступеней имеют двухопорный грибовидный профиль хвоста шириной 82 мм, лопатки с 5-ой по 7-ую ступень - трехопорный грибовидный профиль хвоста шириной 106 мм.

4.2.2.2. Рабочие лопатки со 2-ой по 7-ую ступень имеют приклепанные ленточные бандажи. На каждой ступени установлено по одной замковой лопатке, которая крепится на диске за две соседние предзамковые лопатки двумя штифтами. На паровпуске ступеней выполнены осевые уплотнительные гребни как на бандажах, так и со стороны внутреннего диаметра на хвостах.

4.2.2.3. На бандажах всех ступеней проточены с внешней стороны пояски для размещения над ними уплотнительных гребней диафрагм.

4.2.2.4. На рис. 4.2.1 показана конструкция рабочей лопатки первой ступени ЦВД, а также ее крепление на диске. Для первой ступени по целому ряду причин характерен высокий уровень возбуждающих сил, поэтому ее лопатки выполняют с интегральным бандажом. На их периферии протачиваются кольцевые пазы с профилем «ласточкин хвост», в которые заводятся демпфирующие вставки 2 и 3, располагаемые в шахматном порядке.

4.2.2.5. Положение вставки в пазу должно быть таким, чтобы она, с одной стороны, связывала все лопатки, а с другой - допускала взаимные перемещения вставки и лопатки. Тогда возникающее трение будет демпфировать колебания. Рабочие лопатки к диску крепятся двухопорным хвостовиком с замками.

4.2.2.6. Практически такую же конструкцию имеет облопачивание первых трех ступеней ЦНД.

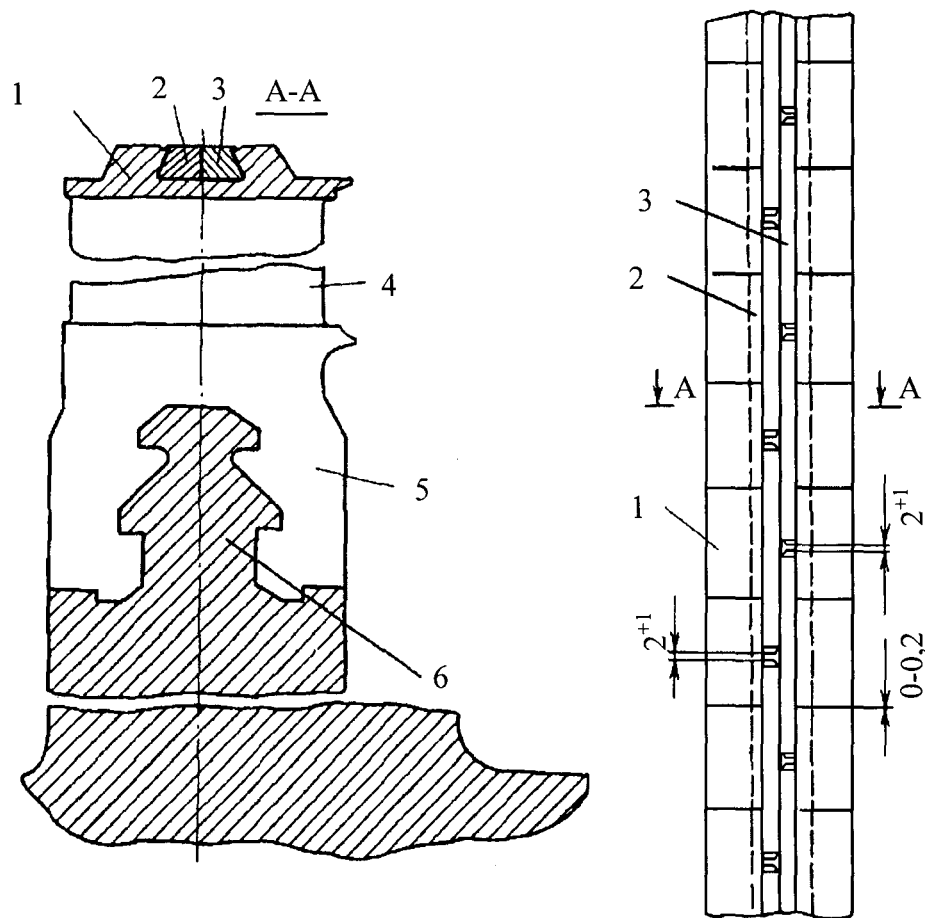
4.2.2.7. На рис. 4.2.2 показана конструкция облопачивания 2-ой – 4-ой ступеней ЦВД. Она состоит из пакетов по шесть лопаток, имеет двухопорный хвостовик (рис. 4.2.1) и простой ленточный бандаж, прикрепляемый к лопаткам одним шипом прямоугольного профиля. После сборки всех рабочих лопаток на диске устанавливают после подгонки замковую лопатку 4, которую крепят к двум соседним лопаткам двумя штифтами 3 диаметром 10 мм.

4.2.2.8. Ротор ЦНД имеет по семь ступеней рабочих лопаток в каждом потоке. На рабочих лопатках первых трех ступеней рабочая часть выполнена с постоянным профилем, рабочие лопатки с 4-ой по 7-ую ступень имеют рабочую часть переменного профиля.

4.2.2.9. Лопатки ЦНД первых четырех ступеней имеют двухопорный грибовидный профиль хвоста шириной 82 мм, у лопаток 5-ой ступени - трехопорный грибовидный профиль хвоста шириной 100 мм.

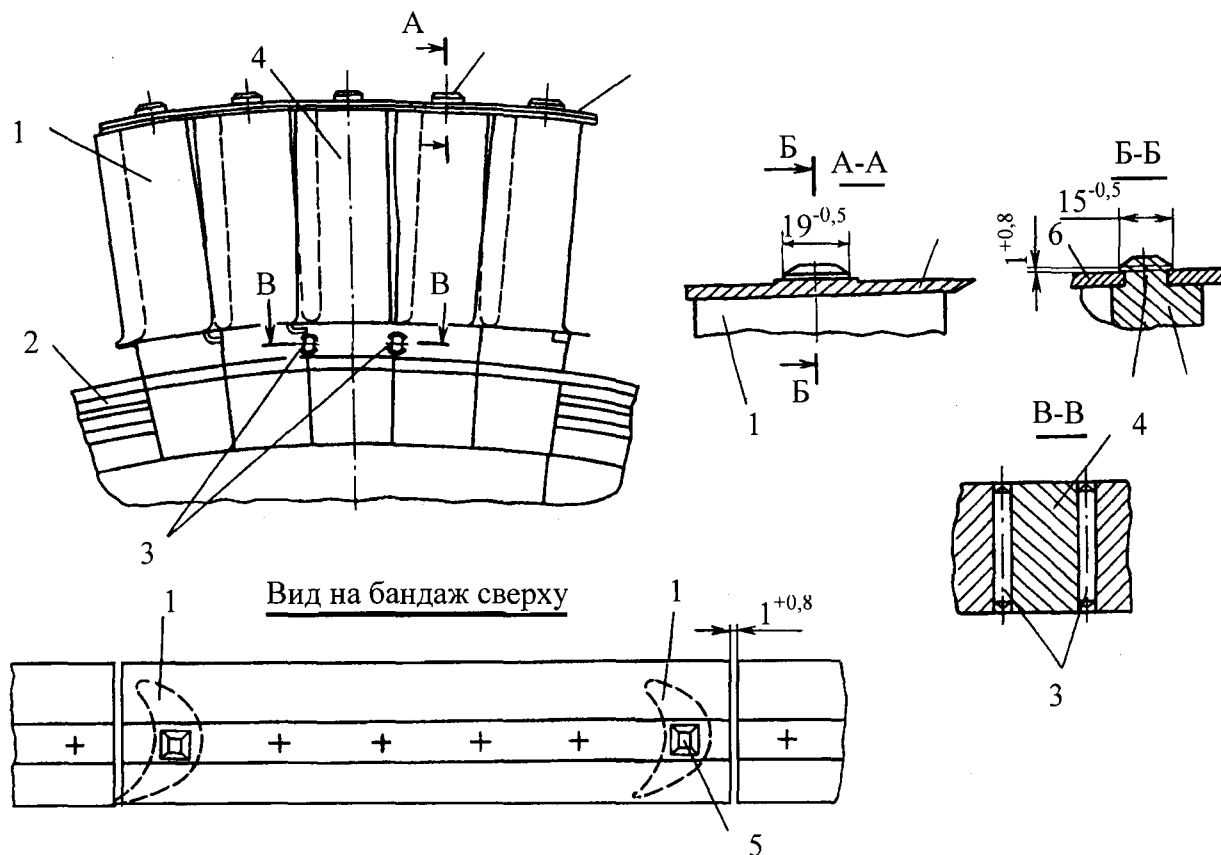
4.2.2.10. На рис. 4.2.3 и 4.2.4 представлена конструкция пакета рабочих лопаток 4-ой ступени ЦНД турбины К-1000-60/1500-2. Каждый пакет состоит из шести рабочих лопаток. На рис. 4.2.3, а показаны первые пять лопаток, объединяемые ленточным бандажом (рис. 4.2.3, в)). На торцах лопаток в два ряда выполнены четырехугольные шипы, на которые одет ленточный бандаж (рис. 4.2.4, а)), имеющий три кольцевых гребня для уплотнения ступени.

4.2.2.11. Поскольку лопатка имеет достаточно большую длину (300 мм), то хвостовик выполнен двухопорным. При правильном изготовлении центробежная сила лопатки воспринимается четырьмя, а не двумя опорными поверхностями, что разгружает и хвостовик, и гребень диска.



1 - интегральный бандаж; 2, 3 - демпфирующие вставки; 4 - рабочая лопатка; 5 - хвостовик; 6 - гребень диска.

Рисунок 4.2.1 - Конструкция облопачивания 1-ой ступени ЦВД

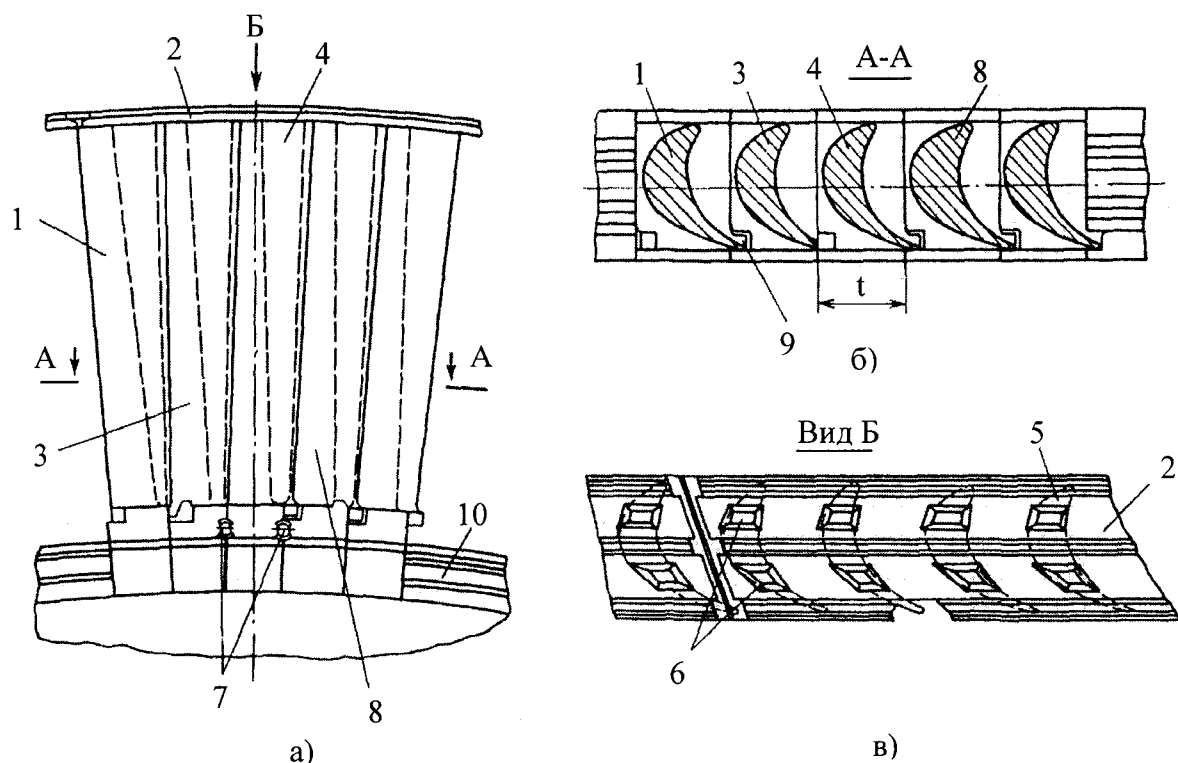


1 - рабочая лопатка; 2 - гребень диска; 3 - штифты для крепления замковой лопатки к смежным; 4 - замковая лопатка; 5 - шип; 6 - ленточный бандаж.

Рисунок 4.2.2 - Конструкция облопачивания 2-ой – 4-ой ступеней ЦВД

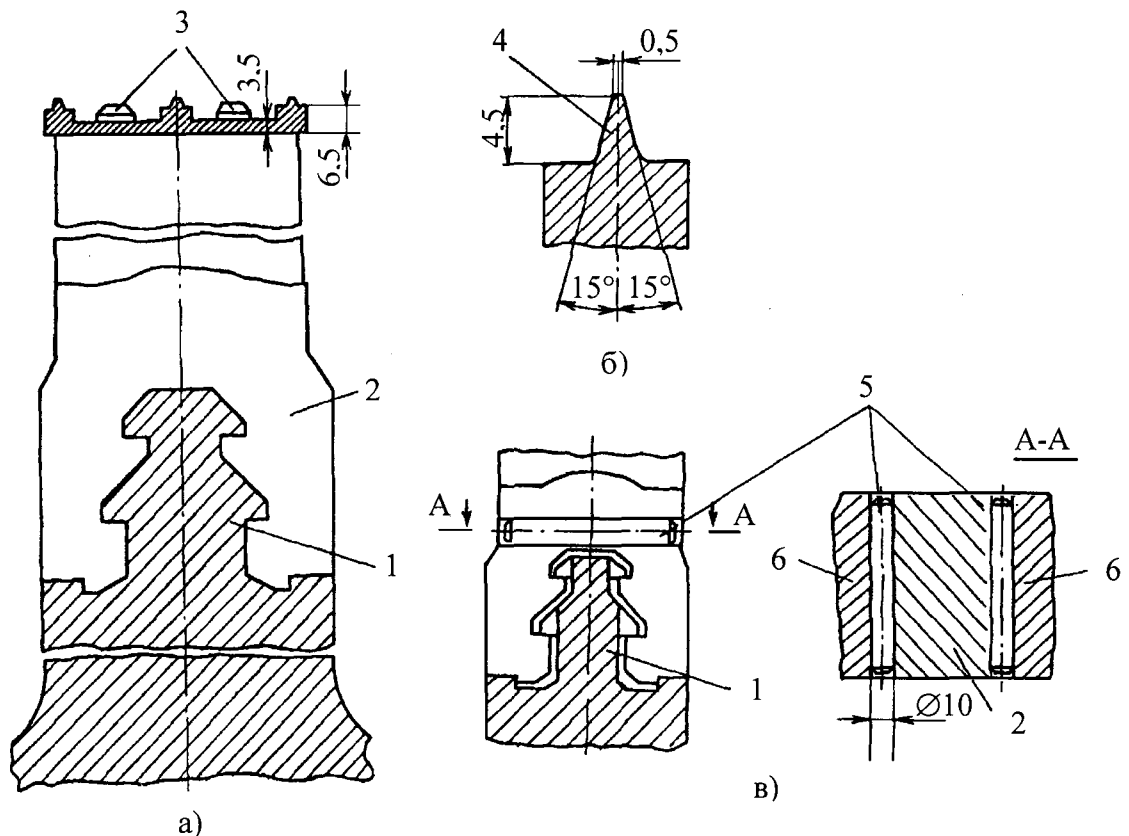
4.2.2.12. Для установки рабочих лопаток гребень диска имеет четыре колодца, в которые соответственно заводятся последними четыре замковые лопатки, не отличающиеся от остальных (рис. 4.2.4, в)). Для того, чтобы подогнать замковую лопатку точно по размеру t (рис. 4.2.3, б)) после установки всех рабочих лопаток, лопатку, расположенную перед замковой (лопатка 3), делают без площадки 9 для размещения выходной кромки корневого профиля. Если выходная кромка рабочей лопатки будет «свисать» с полки хвостовика, то возникает высокая концентрация напряжений в зоне углового перехода; при этом хорду профиля лопатки 4 делают чуть меньше для того, чтобы она поместилась на полке хвостовика. Подогнав замковые лопатки по ширине колодца, их устанавливают на диск и крепят к соседним лопаткам 3 и 8 (рис. 4.2.3, а)) с помощью двух штифтов (рис. 4.2.4, в)). Штифты выполняют чуть короче, чем длина отверстия под них, а края отверстия зачеканивают для фиксации в них штифтов.

4.2.2.13. Все лопатки набирают на диске очень плотно, поскольку от плотности набора зависит вибрационная надежность облопачивания. На набранные лопатки устанавливают бандажи и расклепывают шипы.



1 - 1-ая лопатка пакета; 2 - бандаж; 3 - 2-ая лопатка пакета; 4 - замковая лопатка; 5 - форма профиля лопатки в сечении, примыкающем к бандажу; 6 - шипы после расклепки; 7 - цилиндрические штифты, крепящие замковую лопатку к двум смежным лопаткам 3 и 8; 9 - площадка для размещения выходной кромки корневого профиля; 10 - гребень диска.

Рисунок 4.2.3 - Конструкция пакета рабочих лопаток 4-ой ступени ЦНД турбины К-1000-60/1500-2

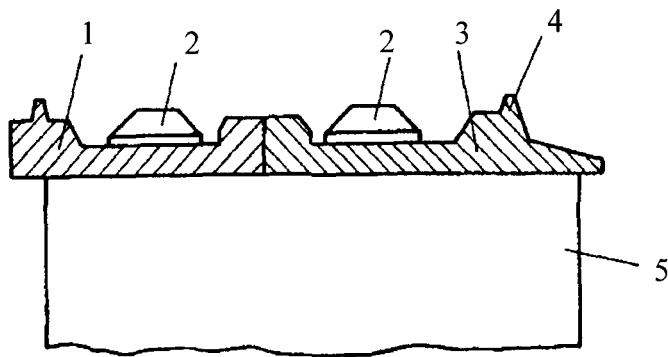


а) - рабочая лопатка с двухпорным гребнем и ленточным бандажом; б) - гребень периферийного уплотнения; в) - установка замковой лопатки на диске; 1 - гребень диска; 2 - двухпорный хвостовик; 3 - шипы для расклепки; 4 - гребень периферийного уплотнения; 5 - штифты между замковой и смежными лопатками; 6 - лопатки, смежные с замковой.

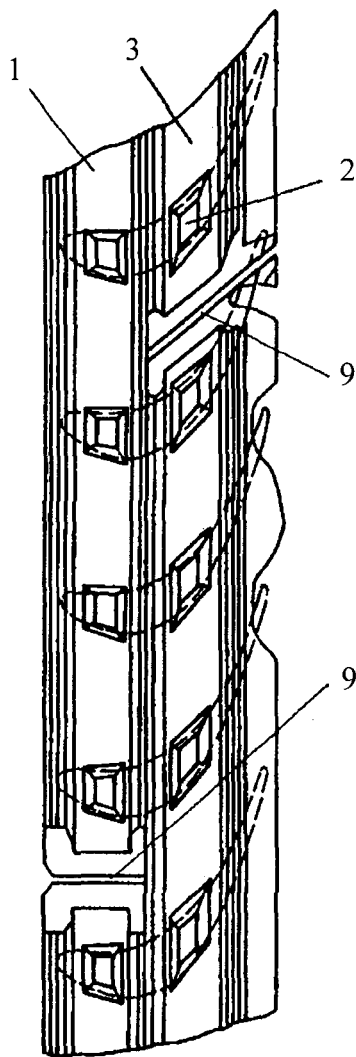
Рисунок 4.2.4 - Рабочая и замковая лопатки 4-ой ступени турбины ЦНД К-1000-60/1500-2

4.2.2.14. На рис. 4.2.5 показаны ленточный бандаж и замковое соединение 5-ой ступени ЦНД. Ленточный бандаж состоит из двух частей 1 и 3, смещенных друг относительно друга в окружном направлении. Смещение позволяет объединить все лопатки на диске в единый ансамбль и существенно уменьшить в них вибрационные напряжения, что становится возможным благодаря сравнительно низкой температуре пара в 5-ой ступени, когда не возникает проблемы температурных напряжений.

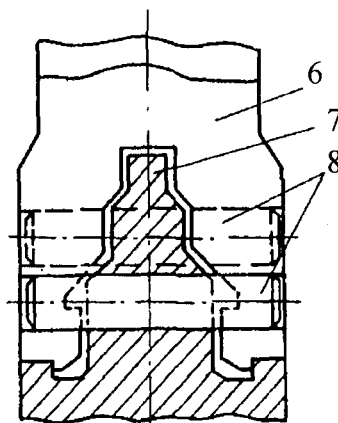
4.2.2.15. Центробежная сила рабочей лопатки 5-ой ступени ЦНД достигает почти 36 тс (360 кН), поэтому хвостовик делают трехпорным (рис. 4.2.5, г)), а замковую лопатку (на диске их восемь) крепят с помощью двух штифтов 8 (рис 4.2.5, в)), расположенных на стыках с соседними лопатками, но разнесенных на разные радиусы. Кроме того, штифты пропускают через гребень диска. Этим обеспечивается достаточная прочность хвостового соединения.



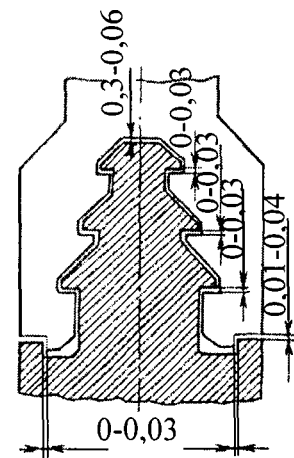
а)



б)



в)



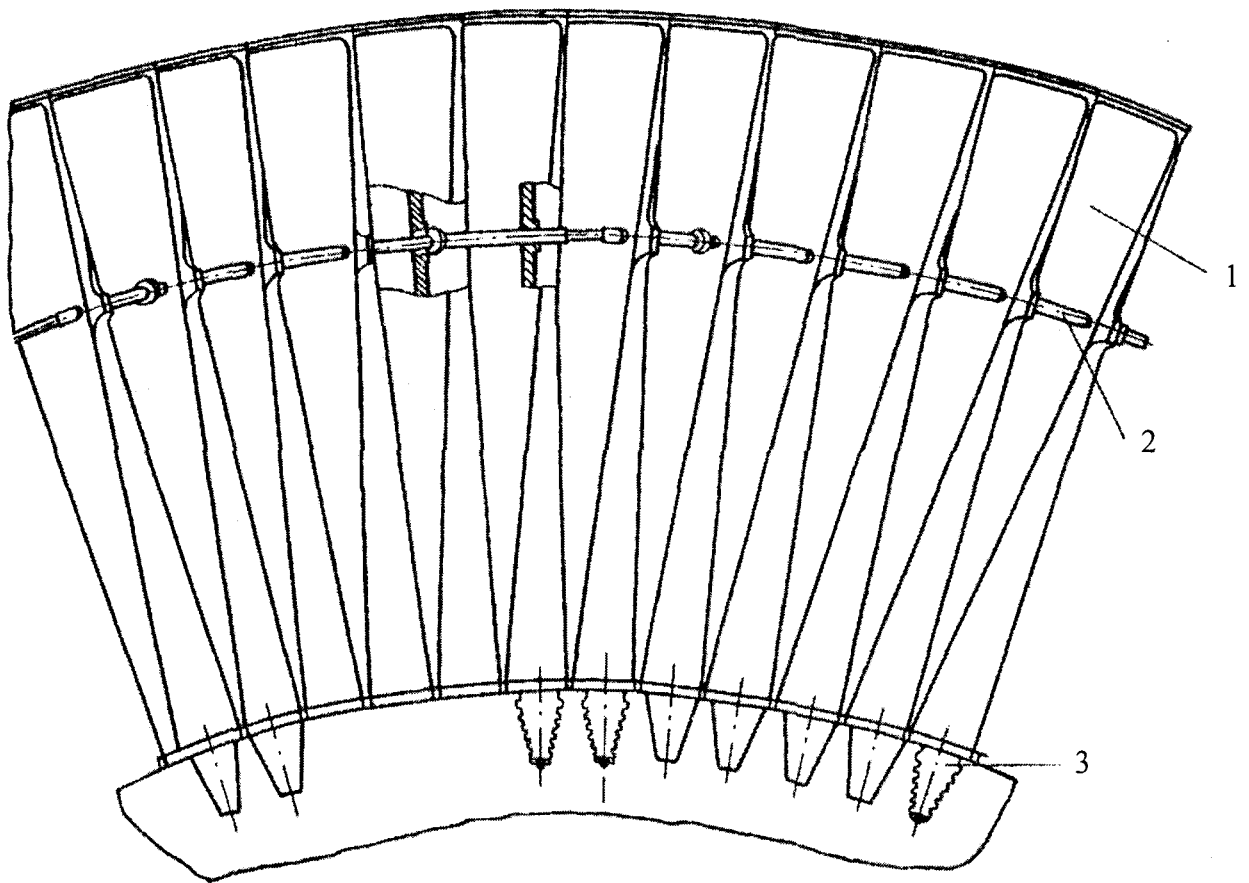
г)

а) - поперечное сечение по бандажу; б) - вид на бандаж сверху; в) - крепление замковой лопатки; г) - схема сопряжения грибовидного хвостовика лопатки и гребня диска ротора; 1,3 - части ленточного бандаж; 2 - шип; 4 - уплотнительный гребень; 5 - лопатка; 6 - хвостовик; 7 - часть гребня диска для установки замковой лопатки; 8 - штифты крепления замковой лопатки.

Рисунок 4.2.5 - Ленточный бандаж и крепление лопаток 5-ой ступени ЦНД

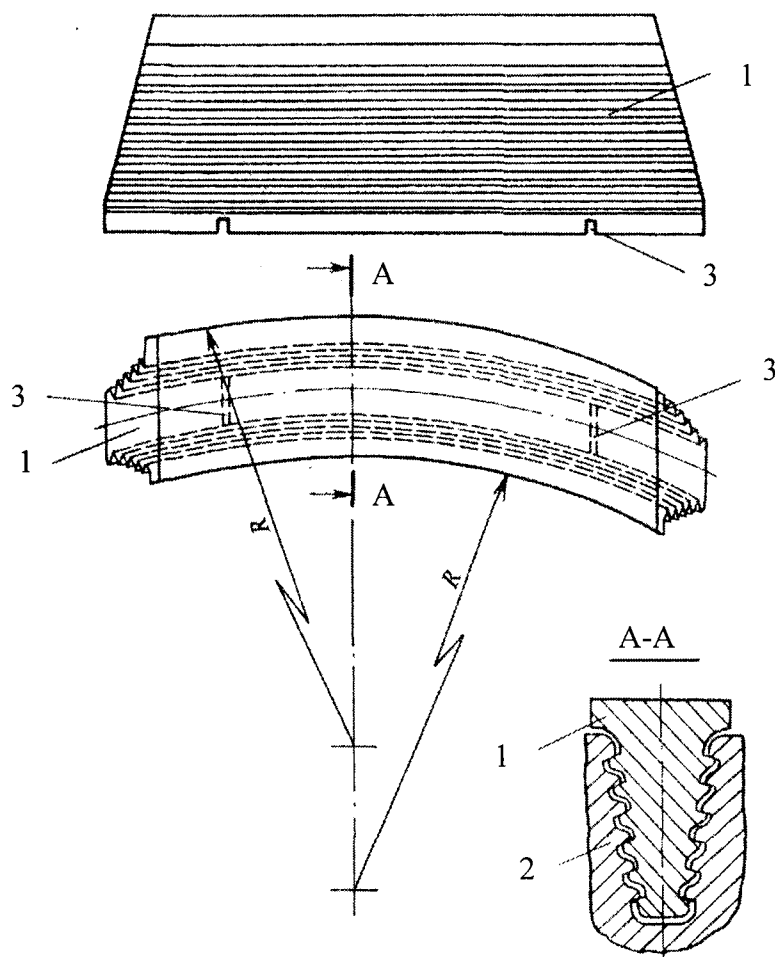
4.2.2.16. На рис. 4.2.6 представлена конструкция рабочих лопаток 6-ой ступени ЦНД турбины К-1000-60/1500-2, установленных на диске. По сравнению с рассмотренными ранее конструкциями она имеет три особенности: использование многоопорного елочного хвостовика с торцевой заводкой, интегрального бандажа и промежуточной демпферной связи.

4.2.2.17. Длина рабочей части составляет 810 мм, ее центробежная сила - около 85 тс (850 кН), что требует более прочного многоопорного хвостовика. Он выполнен с торцевой заводкой по окружности (рис. 4.2.7), что позволяет расположить корневое сечение на полке хвостовика без свешивания концов профиля. В этой ступени все лопатки (рис. 4.2.8), кроме трех последних, имеют бандажные полки с двумя зубьями 1, расположенными по краям бандажа. Зубья плотно пригоняют друг к другу, и они, с одной стороны, препятствуют раскрутке лопатки под действием центробежных сил, а с другой - обеспечивают демпфирование при колебаниях.



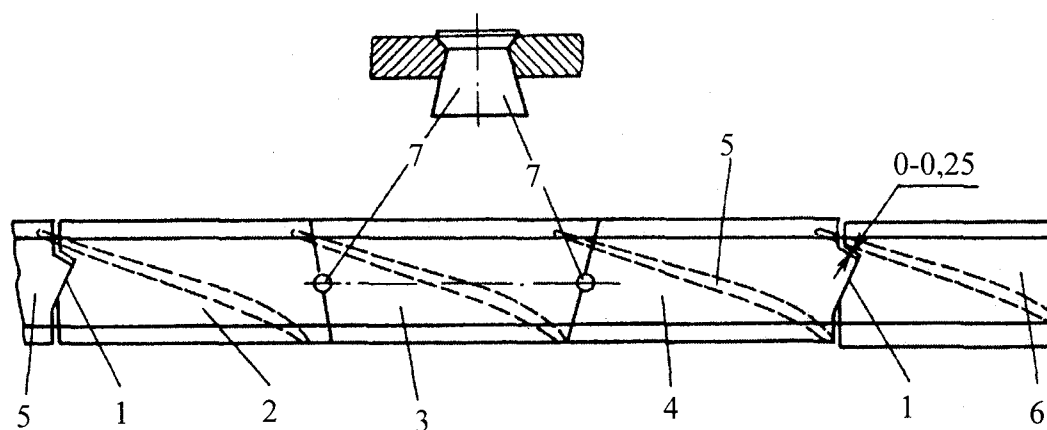
1 - лопатка с интегральным бандажом; 2 - трубчатая связь; 3 - елочный хвостовик.

Рисунок 4.2.6 - Рабочие лопатки 6-ой ступени ЦНД



1 - хвостовик; 2 - диск; 3 - пазы для установки стопорных пластин.

Рис. 4.2.7 - Елочный хвостовик с круговой торцевой заводкой 6-ой ступени ЦНД



1 - место стыковки лопаток; 2 - лопатка с одним зубом; 3, 4, 6 - лопатки без зубьев; 5 - лопатка с двумя зубьями; 7 - заклепки.

Рисунок 4.2.8 - Конструкция интегрального бандажа рабочих лопаток 6-ой ступени ЦНД

4.2.2.18. Из-за сильной закрученности лопаток сборку лопаток на диске осуществляют специальным образом. Сначала с двух сторон диска устанавливают лопатки 2 (на рис. 4.2.8 показана только одна сторона) специальной конструкции (с одним зубом с левой стороны), затем - лопатку 5 с двумя зубьями и так до тех пор, пока не останется после установки лопатки 6 место для размещения двух лопаток 3 и 4. Тогда заводится лопатка 4 без левого зуба. Затем с противоположной стороны диска заводится лопатка 3. Стыки лопаток 2 и 5, а также 3 и 4 пригоняют друг к другу и сверлят отверстия, в которых устанавливают заклепки 7. На этом сборка лопаток на диске заканчивается.

4.2.2.19. При заводке лопаток в пазы диска помещают стопорные пластины (рис. 4.2.9), фиксирующие лопатки в пазах. Для этого один из краев пластины отгибают и устанавливают ее в специальную прорезь (см. рис. 4.2.7). После заводки лопатки другой край пластины отгибают на торцевую плоскость диска, чем и достигается фиксация.

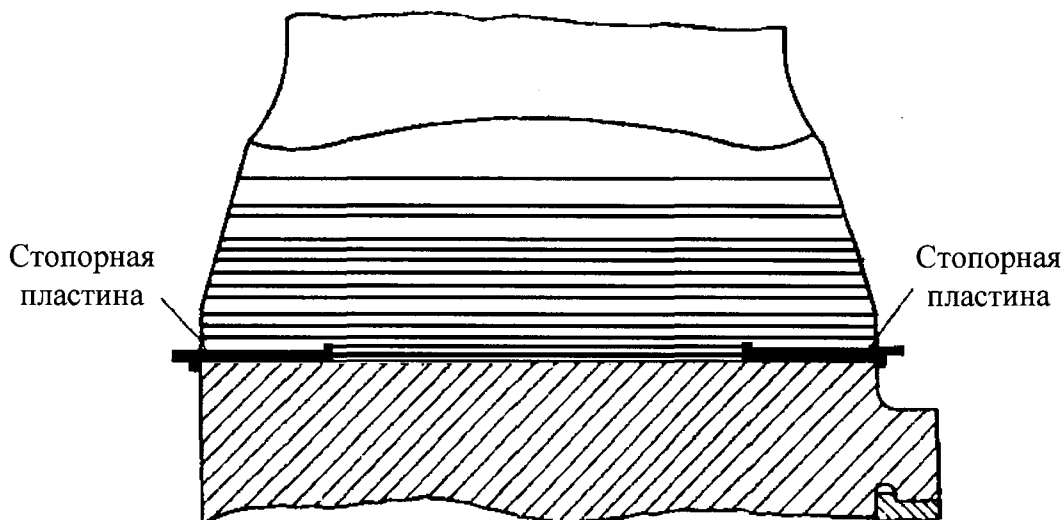
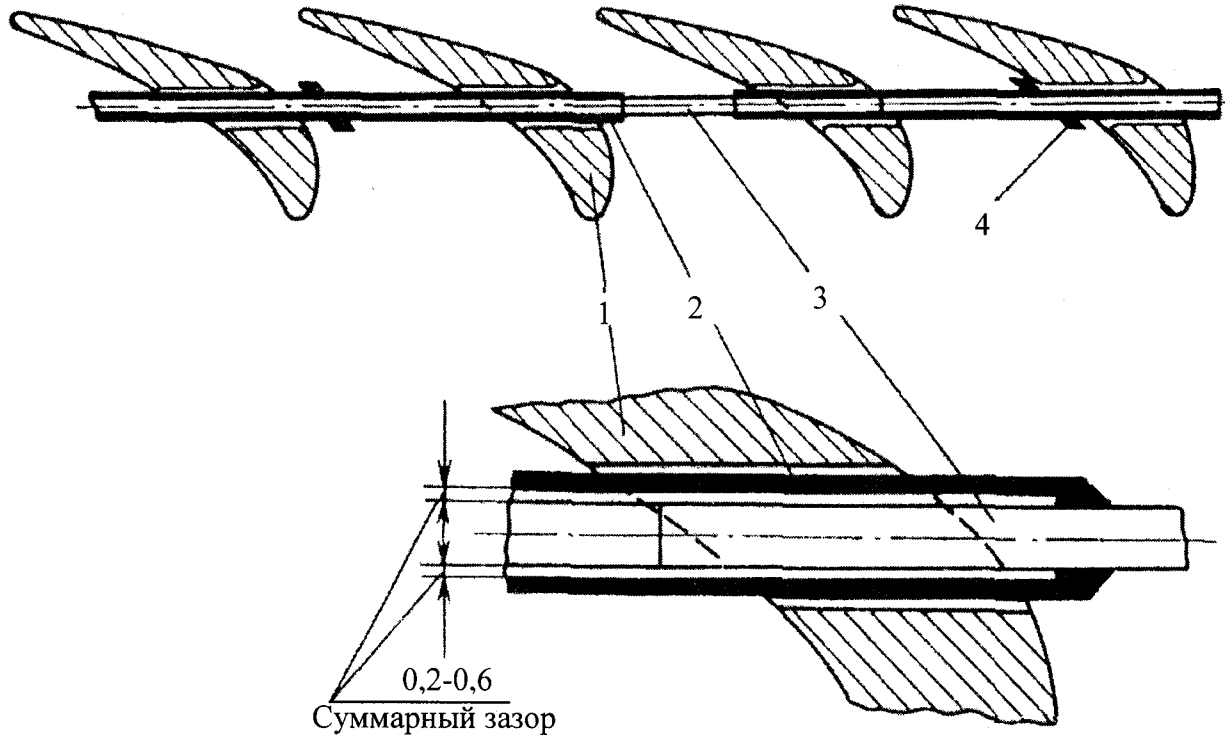


Рисунок 4.2.9 - Хвостовик рабочей лопатки последней ступени со стопорными пластинами

4.2.2.20. На рис. 4.2.10 показана промежуточная демпферная связь (см. рис. 4.2.6). В зоне отверстий для уменьшения концентрации напряжений профиль лопатки утолщают, а края самого отверстия тщательно закругляют и обрабатывают до чистоты высокой степени. В отверстия каждой из трех лопаток 1 (а их на колесе 6-ой ступени 108 шт.) свободно вставляют трубки 2, которые фиксируют на лопатках с помощью дистанционных наклонных шайб 4, припаиваемых к трубкам серебряным припоем. Внутри смежных трубок вставляется стержневая вставка 3, которая припаивается серебряным припоем к одной из трубок, а во 2-ую входит свободно. Таким образом, с одной стороны реализуется связь, замкнутая на круг, что уменьшает силы, действующие на лопатки, а с другой обеспечивается демпфирование за счет сил трения, возникающих вследствие относительного смещения трубок и поверхности отверстий в лопатке, а также внутренней поверхности трубок и стержневых вставок.

4.2.2.21. На рис. 4.2.11 показано рабочее облопачивание последней ступени: длина рабочей части лопатки составляет 1450 мм, наружный диаметр - 5620 мм, а центробежная сила всей лопатки (с хвостовиком) достигает почти 195 тс (1,95 МН).



1 – лопатка; 2 – трубка; 3 – стержневая вставка; 4 – дистанционная наклонная шайба.

Рисунок 4.2.10 - Конструкция промежуточной связи

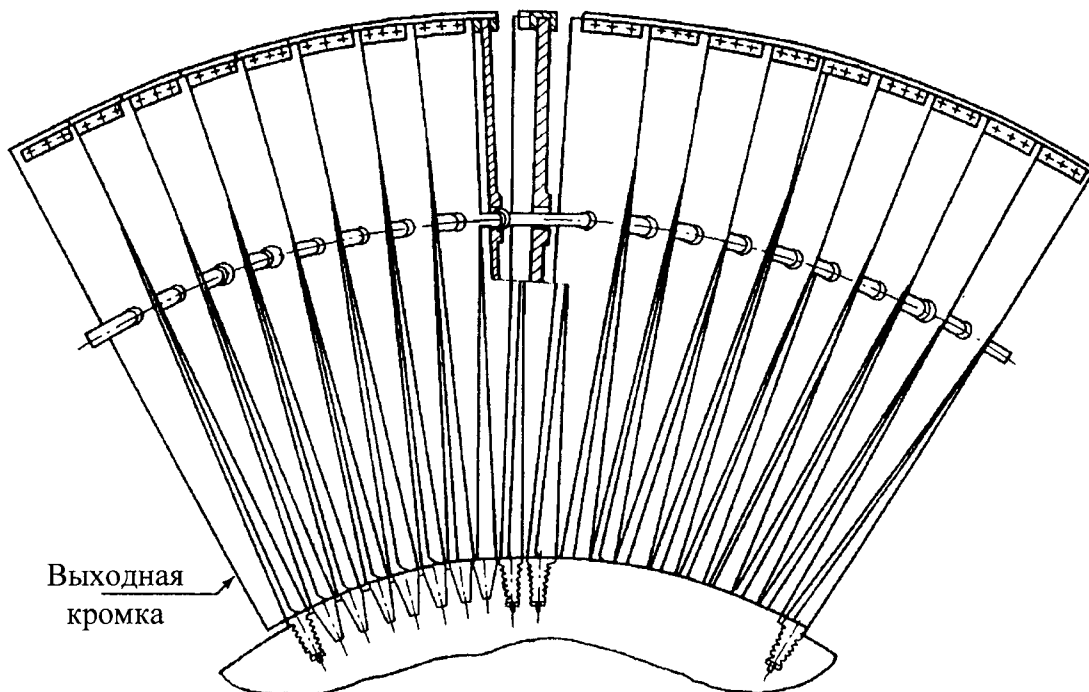
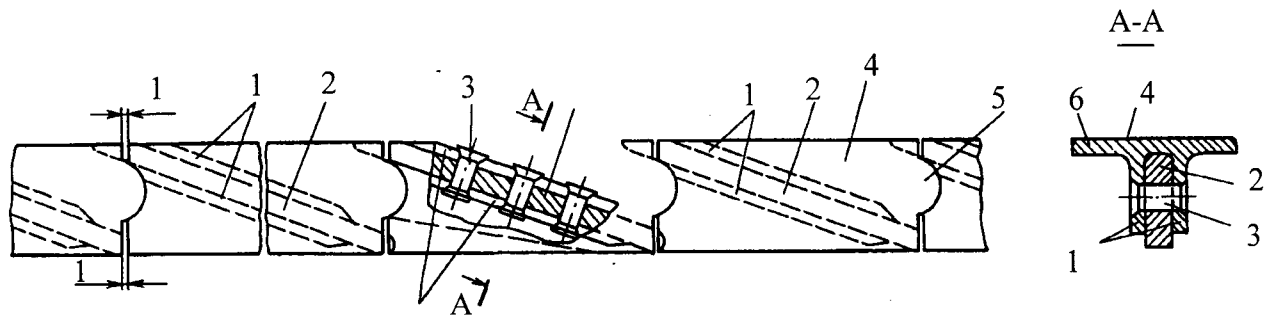


Рисунок 4.2.11 - Рабочее облопачивание последней ступени турбины К-1000-60/1500-2



1 - плоские ножки бандажной полки; 2 - периферийная часть лопатки; 3 - заклепка; 4 - верхняя поверхность бандажной полки; 5 - «зуб»; 6 - бандажная полка.

Рисунок 4.2.12 - Устройство бандажа последней ступени турбины
К-1000-60/1500-2

4.2.2.22. Лопатка выполнена с елочным хвостовиком с окружной торцевой заводкой (см. рис. 4.2.7), описанной выше и показанной на рис. 4.2.9. Отличие состоит только в размерах хвостовика: для последней ступени он значительно больше.

4.2.2.23. Облопачивание имеет одну промежуточную трубчатую связь, реализованную на тех же принципах, что и связь 6-ой ступени ЦНД (с некоторыми конструктивными отличиями).

4.2.2.24. Для предотвращения раскрутки лопатки под действием центробежных сил и для демпфирования колебаний на периферии выполнен оригинальный демпферный так называемый полочный бандаж, прикрепляемый к вершине лопаток с помощью заклепок (рис. 4.2.11 и 4.2.12). Иногда этот тип полочного бандажа называют «наездником» (сидящим на периферии лопатки).

4.2.2.25. Полочный бандаж состоит (рис. 4.2.12) из плоской полки 6 (это сам «наездник») с двумя ребрами 1 (это «ноги наездника»), расположенными в нижней части полки. В пространство между ребрами вводится периферийная часть лопатки 2. Скрепляются лопатка и бандаж тремя заклепками 3 диаметром 12 мм. Контакт смежных полок осуществляется с помощью зубьев 5 полукруглой формы, плотно входящих во впадину соседней лопатки. Эти зубья с одной стороны препятствуют раскрутке лопатки под действием центробежных сил, а с другой - гасят колебания за счет сил трения, возникающих при относительном движении полок соседних бандажей.

4.2.2.26. Входные кромки рабочих лопаток 6-ой и 7-ой ступеней ЦНД упрочнены по отношению к капельной эрозии токами высокой частоты.

4.2.3. Материалы рабочих лопаток

4.2.3.1. Лопатки изготавливаются только из нержавеющей стали. Для рабочих лопаток ЦВД и всех ступеней ЦНД, кроме последней, используют сталь 12Х13-Ш (хромистую сталь шлакового переплава), а для лопаток последней ступени - более прочную сталь 15Х11МФ-Ш, дополнительно легированную молибденом и ванадием.

4.2.3.2. Из этих сталей изготавливаются замковые лопатки, ленточные бандажи, трубчатые бандажи и штифты, крепящие замковые лопатки к ободу или соседним лопаткам.

4.3. Статор паровой турбины

4.3.1. Под статором турбины понимают неподвижные детали ее цилиндров: корпуса турбин, обоймы для крепления диафрагм и сегментов концевых уплотнений, сами диафрагмы и сегменты их уплотнений.

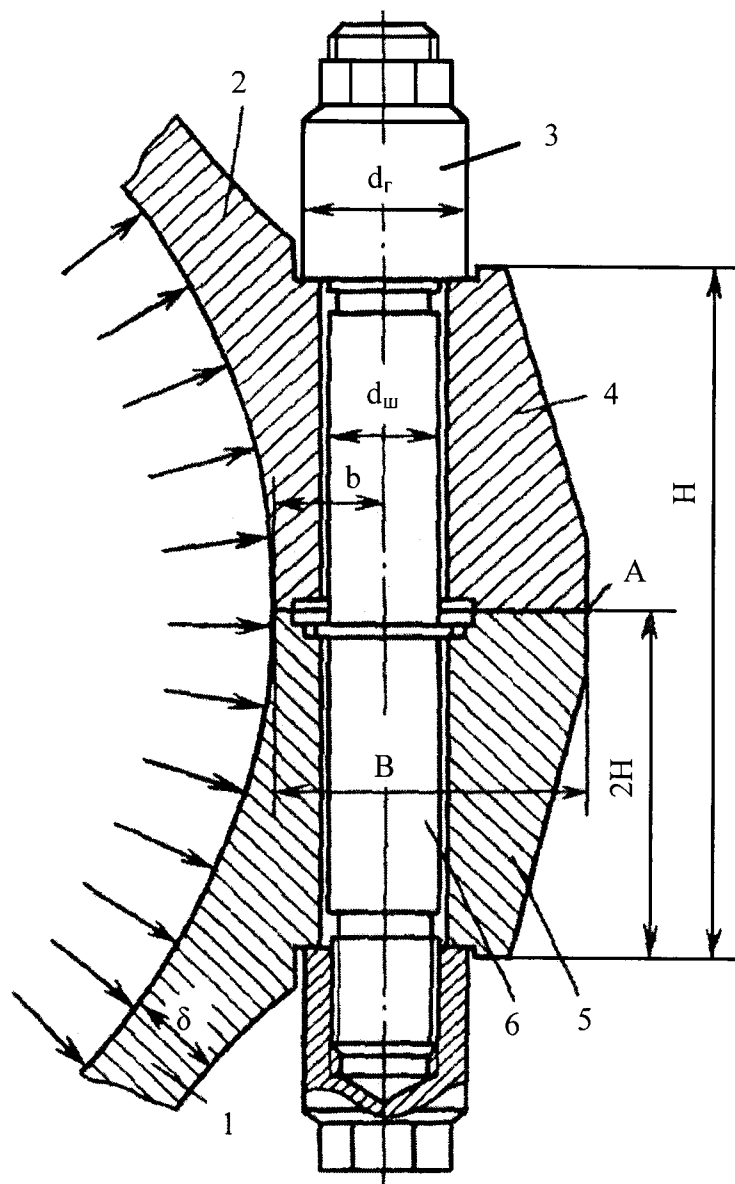
4.3.2. Условия работы статора

4.3.2.1. Условия работы статора менее тяжелые, чем ротора, прежде всего потому, что его детали не вращаются. Основная нагрузка, действующая на корпус, диафрагмы, обоймы, - это разность давлений. Под ее действием детали статора должны сохранять не только прочность, но и жесткость, и плотность.

4.3.2.2. Недостаточная жесткость может привести к большим взаимным перемещениям ротора и статора и задеваниям. Особенно трудно обеспечить жесткость корпусов ЦНД. Хотя разность давлений, действующая, например, на выходные патрубки, не превышает атмосферного давления, обеспечить их жесткость весьма сложно из-за большой поверхности. Недостаточная плотность приводит к паразитным протечкам пара и снижению КПД.

4.3.2.3. Нарушение плотности полостей турбины, связанных с атмосферой, недопустимо, поскольку утечка пара в атмосферу увеличивает влажность в машинном зале.

4.3.2.4. Плотность корпусов обеспечивается с помощью фланцевого соединения, состоящего из двух продольных фланцев (рис. 4.3.1) и скрепляющих их болтов или шпилек, ввинчиваемых в нижнюю половину корпуса. Для скрепления фланцев используют специальные колпачковые гайки, внешний диаметр d_r которых превосходит диаметр болта $d_{ш}$ в меньшей степени, чем для обычных стандартных болтовых соединений, в которых диаметр окружности, описанной около граней гайки, вдвое больше $d_{ш}$. Это позволяет приблизить скрепляющие болты друг к другу, увеличить их число и уменьшить усилие, которое должен развивать один болт для создания плотного соединения.



1, 2 - нижняя и верхняя половины корпуса; 3 - гайка колпачковая; 4, 5 - верхний и нижний фланцы; 6 – шпилька.

Рисунок 4.3.1 - Схема фланцевого соединения верхней и нижней половин корпуса

4.3.2.5. Оси скрепляющих болтов располагают не на середине ширины фланца В, а стремятся максимально их приблизить к паровому пространству ($b < B/2$). Дело в том, что внутреннее давление, отрывающее половины корпуса друг от друга, действует как рычаг, опора которого находится в точке А, а усилие затяжки болта противодействует ему. Чем дальше ось болта будет отстоять от точки А, тем меньшее усилие требуется для противодействия отрывающему усилию. Именно поэтому ширина фланца В оказывается значительно большей, чем толщина стенки 5 (см. рис. 4.3.1) и чем этого требует диаметр болта $d_{ш}$ для своего размещения. В свою очередь увеличенный размер В для обеспечения прочности самого фланца требует большой высоты фланца Н.

4.3.2.6. При быстрых пусках и изменениях нагрузки, сопровождаемых быстрыми изменениями температуры в проточной части, в деталях статора, в первую очередь в корпусах возникают температурные напряжения, циклическое повторение которых вызывает малоцикловую усталость материала и появление трещин.

4.3.3. Цилиндр высокого давления

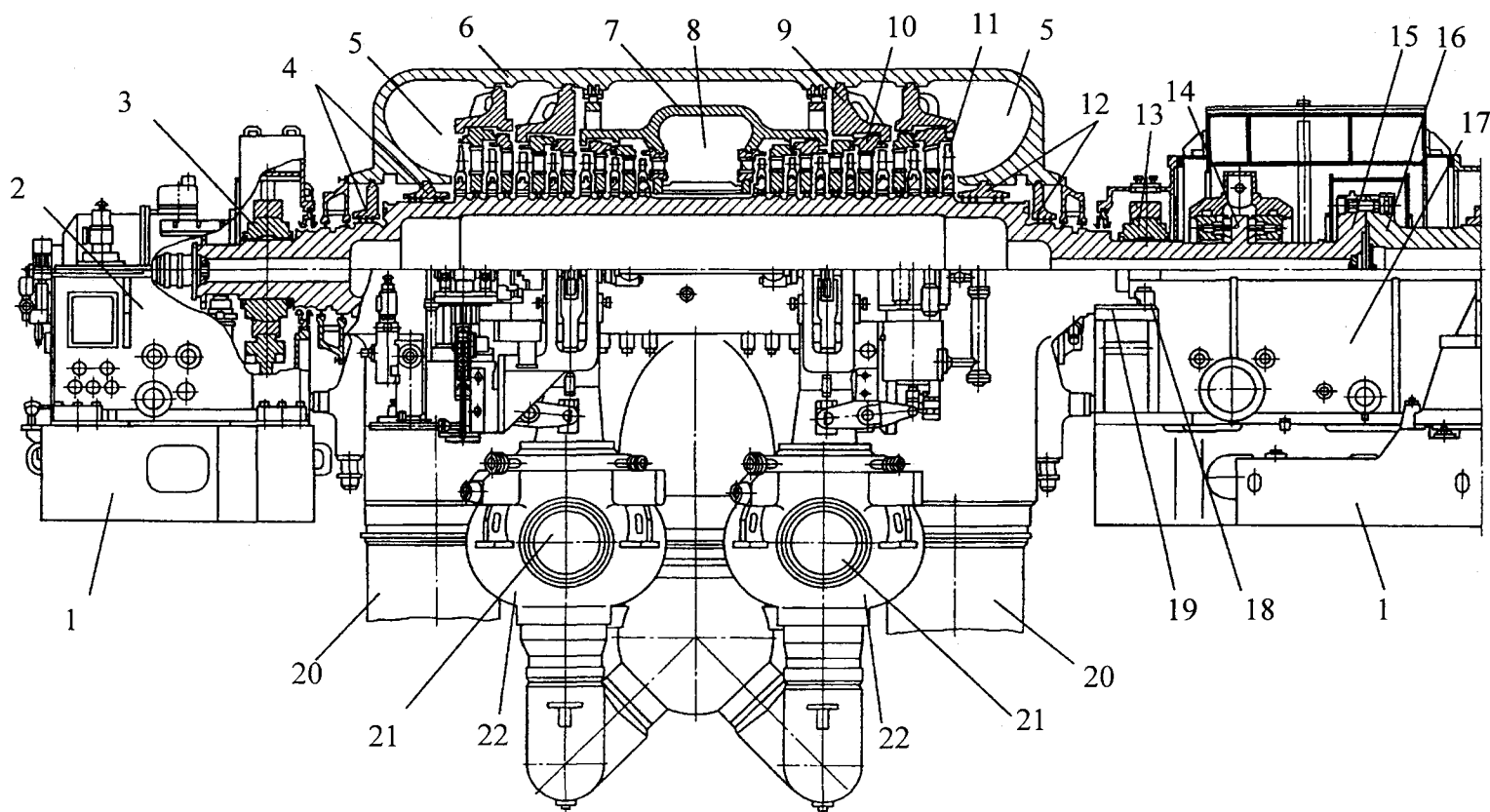
4.3.3.1. Цилиндр высокого давления (рис 4.3.2) выполнен двухстенным и разделен на отсеки, образованные внешним и внутренним корпусами и обоймами диафрагм.

4.3.3.2. В ЦВД выполнен нижний подвод пара от четырех комбинированных стопорно-регулирующих клапанов. Клапаны установлены симметрично слева и справа от турбины на четырех пароподводящих коленах Ду 600 мм, которые с помощью двух сферических корпусов приварены к нижней половине внешнего корпуса. Приварка сферических корпусов с пароподводящими коленами выполняется на монтаже после установки внешнего корпуса ЦВД на фундамент.

4.3.3.3. Так как корпус ЦВД выполнен двухстенным, в нем на каждый из корпусов действует только часть разности давлений. Это позволяет выполнить их с тонкой стенкой и узкими фланцами. Кроме того, двухстенная конструкция позволяет локализовать во внутреннем корпусе зону повышенных температур, а внешний корпус при необходимости выполнить из более дешевых и технологичных материалов.

4.3.3.4. На рис. 4.3.3 показан внешний корпус ЦВД. Он выполнен симметричным относительно вертикальной плоскости, проходящей через ось корпуса, и поперечной вертикальной плоскости, проходящей через оси паровпускных патрубков.

4.3.3.5. Корпус состоит из нижней половины и крышки, соединяемых фланцами и шпильками. В нижней половине выполнено два паровпускных патрубка 12, к которым изнутри крепятся паровпускные гильзы. Пар из корпуса регулирующего клапана поступает в паровпускной патрубок и гильзу, а из него - во внутренний корпус цилиндра.



1 - фундаментные рамы; 2 - передняя опора ротора ЦВД (опора № 1); 3, 13 - вкладыши опорных подшипников; 4, 12 - концевые уплотнения; 5 - выходные патрубки; 6 - внешний корпус цилиндра; 7 - внутренний корпус; 8 - паровпускная полость; 9 - обойма диафрагм; 10 - диафрагма с сопловыми лопатками; 11 - рабочая лопатка; 14 - гребень упорного подшипника; 15, 16 - полумуфты роторов ЦВД и ЦНД-1; 17 - опора роторов ЦВД-ЦНД (опора № 2); 18 - прижимная скоба; 19 - плоскость опирания лап корпуса ЦВД; 20 - паропроводы выхода пара из ЦВД; 21 - паропроводы подвода пара из парогенератора в ЦВД; 22 - стопорно-регулирующие клапаны.

Рисунок 4.3.2 - Цилиндр высокого давления турбины К-1000-60/1500-2

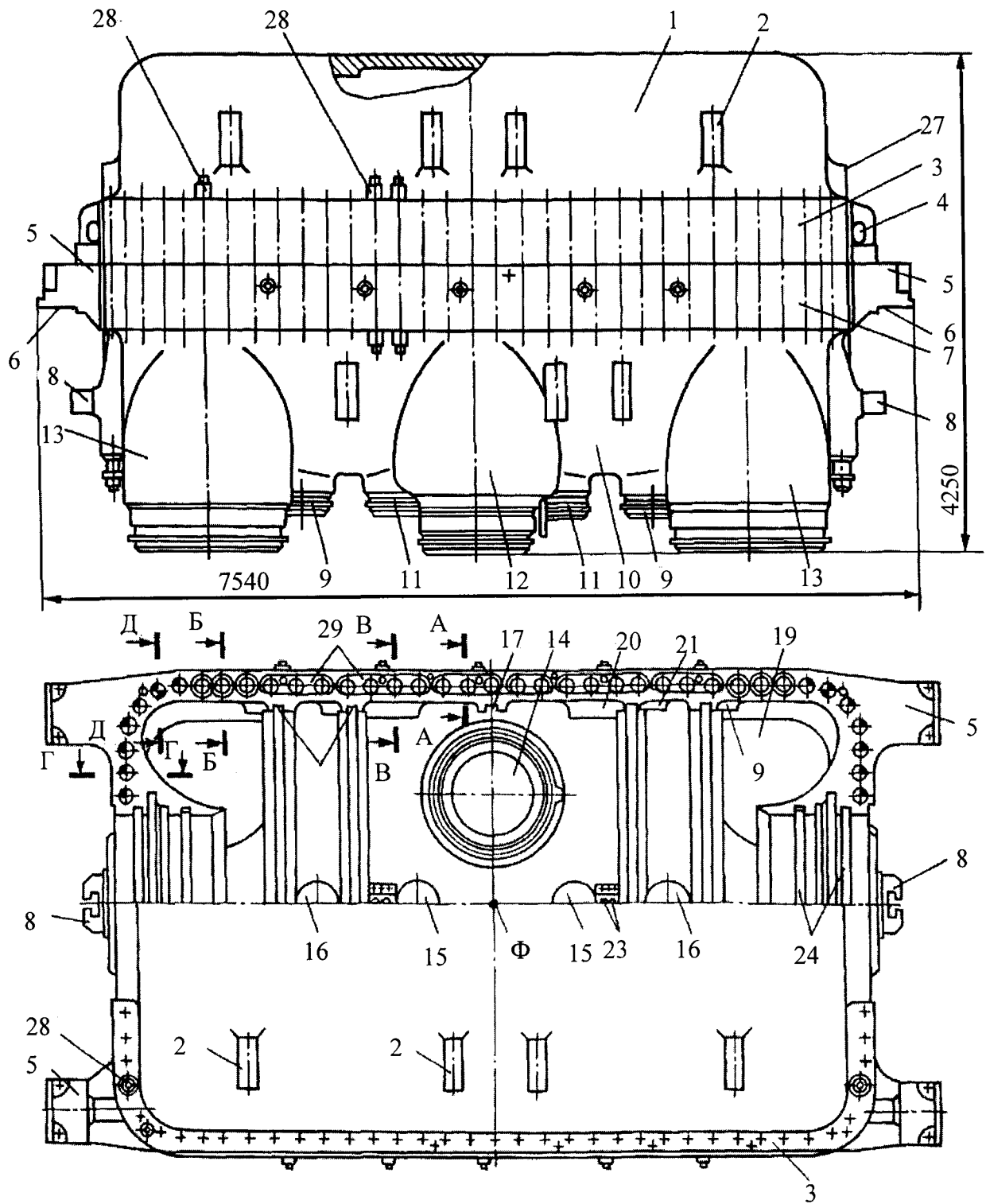
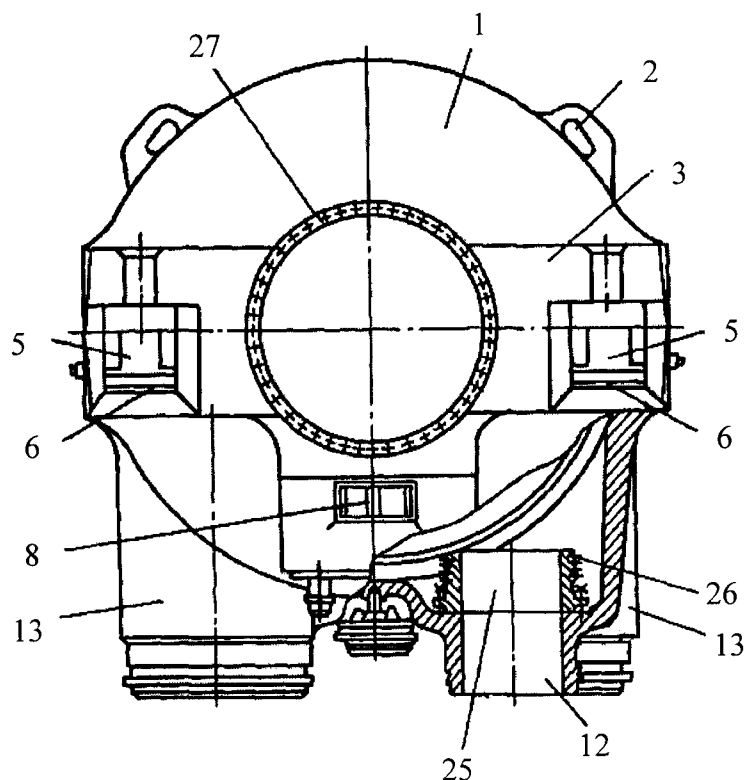


Рисунок 4.3.3 - Внешний корпус ЦВД. Часть 1



1 - крышка корпуса; 2, 4 - рымы; 3 - фланец крышки; 5 - опорные лапы; 6 - поверхность скольжения по поверхностям опор; 7 - нижний фланец; 8 - шпоночный паз под вертикальную шпонку; 9 - отбор пара на РВД-6; 10 - нижняя половина корпуса; 11 - патрубки отбора пара на 1-ую ступень пароперегревателя СПП и РВД-7; 12 - паровпускной патрубок; 13 - выходные патрубки; 14 - полость во входном патрубке для впуска свежего пара; 15 - полости в выходных патрубках 11; 16 - полости в выходных патрубках 9; 17 - кольцевая расточка для установки внутреннего корпуса ЦВД; 18 - кольцевые расточки для установки гребней обойм диафрагм; 19 - полость в выходных патрубках 13; 20 - опорные горизонтальные площадки для подвески внутреннего корпуса; 21, 22 - опорные площадки для подвески 1-ой и 2-ой обойм; 23 - паз под продольные шпонки для совмещения вертикальных поверхностей внутреннего и внешнего корпусов; 24 - кольцевые расточки для установки гребней обойм уплотнений; 25 - паровпускная гильза; 26 - поршневые (разрезные) кольца; 27 - фланец для крепления каминной камеры; 28 - гайка шпильки; 29 - обнизка; Ф - фиксипункт внутреннего корпуса ЦВД во внешнем.

Рисунок 4.3.3 - Внешний корпус ЦВД. Часть 2

4.3.3.6. Все пароподводящие и пароотводящие патрубки (на СПП, в регенеративные подогреватели, выходные) выполнены в нижней половине корпуса. Это позволяет расположить все паропроводы, по которым поступает пар из реакторного отделения, под отметкой обслуживания турбины. Кроме того, отсутствие патрубков в крышке корпуса не требует отсоединения паропроводов перед открытием цилиндра при ремонтах и инспекциях.

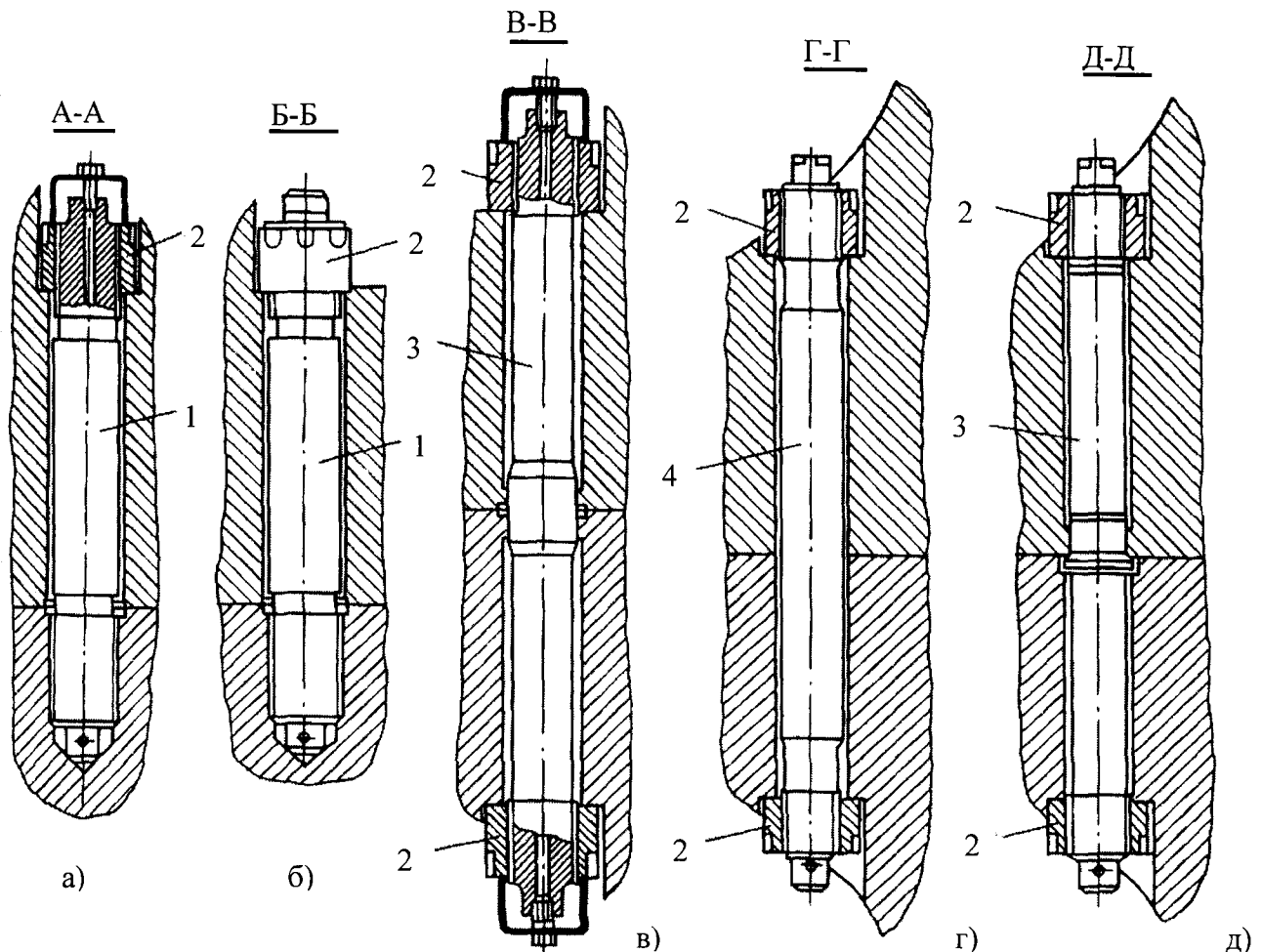
4.3.3.7. Внутренняя поверхность корпуса имеет ряд расточек для установки статорных деталей. Расточки 18 служат для установки обойм, в которых размещаются диафрагмы, расточки 24 - для установки обойм сегментов концевых уплотнений (к торцевым поверхностям 27 крепятся дополнительные обоймы концевых уплотнений - каминные камеры).

4.3.3.8. Нижняя часть наружного корпуса и крышка стягиваются с помощью густо расположенных шпилек различного назначения. Большинство из них устанавливаются с зазорами в отверстиях и служат только для стягивания фланцевого разъема (рис. 4.3.4, а), в)). Для повторяемости сборки после открытия корпуса служат восемь призонных шпилек (рис. 4.3.4, б)), средняя часть которых с очень малым зазором входит в отверстия во фланцах. Опускают крышку с помощью крана вдоль направляющих шпилек (рис. 4.3.4, г)), предварительно установленных во фланец нижней половины корпуса. Это исключает опасность смятия тонких гребней в диафрагменных и концевых уплотнениях.

4.3.3.9. Для шпилек большого диаметра используется тепловая затяжка, обеспечивающая легкость затяжки и отсутствие надиров на поверхностях контакта. Перед затяжкой шпильку разогревают с помощью горячего воздуха, подаваемого в осевое сверление шпильки (рис. 4.3.4, сечения А-А и В-В) от специального устройства. Сначала выполняется холодная обтяжка, а затем рассчитывается необходимое тепловое удлинение. Контролируя температуру шпильки, можно добиться вполне определенного ее теплового удлинения, эквивалентного тем напряжениям растяжения, которые возникнут в шпильке после ее затяжки и сокращения в результате охлаждения.

4.3.3.10. Прилегание крышки к нижней половине корпуса должно быть настолько плотным, чтобы исключить пропаривание разъема. Поэтому разъем тщательно шабрится. Для уменьшения поверхности шабрения как при изготовлении турбины, так и при капитальных ремонтах, в период между которыми может происходить коробление корпуса, во фланцах выполняют обнизку 29 (см. рис. 4.3.3) и шабровке подвергают только ее пояски.

4.3.3.11. Перед закрытием цилиндра поверхность фланцевого разъема для лучшей плотности смазывают графитом или специальной мастикой. При длительной работе мастика «схватывает» крышку и нижнюю часть корпуса, что затрудняет легкий подъем крышки во время капитального ремонта после разболчивания фланцевого соединения. Для первоначального отжатия крышки от нижней половины в отверстия крышки ввинчивают специальные отжимные болты.



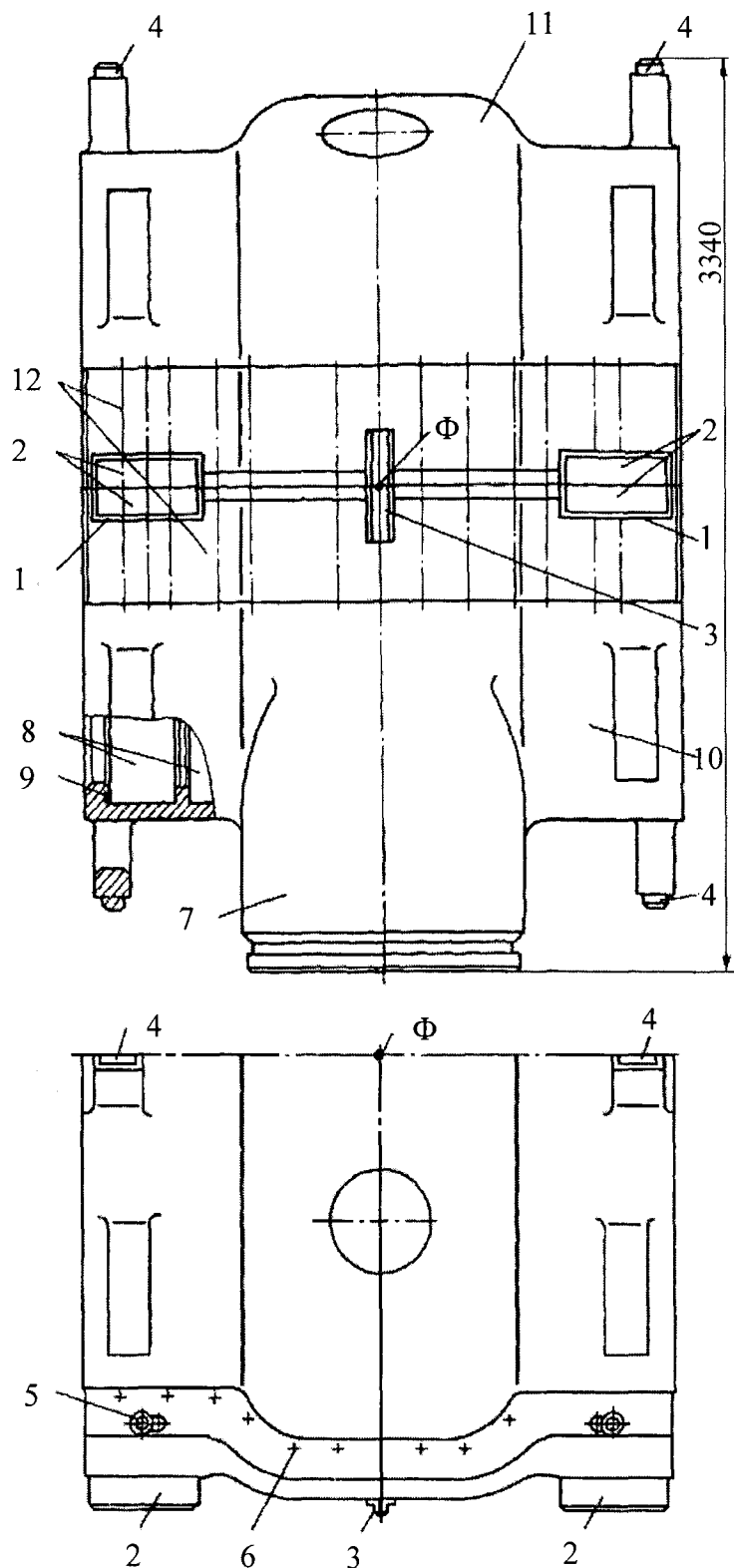
1 - глухие шпильки; 2 - гайки; 3 - призонные шпильки; 4 - проходная шпилька.

Рисунок 4.3.4 - Скрепление фланцев горизонтального разъема внешнего корпуса с помощью шпилек (обозначения сечений см. на рис. 4.3.3)

4.3.3.12. На рис. 4.3.5 показан внутренний корпус цилиндра, в котором устанавливаются диафрагмы 1-ых трех ступеней. Внутренний корпус, как и внешний, состоит из нижней половины и крышки, скрепляемых таким же горизонтальным фланцевым соединением, как и соединение внешнего корпуса.

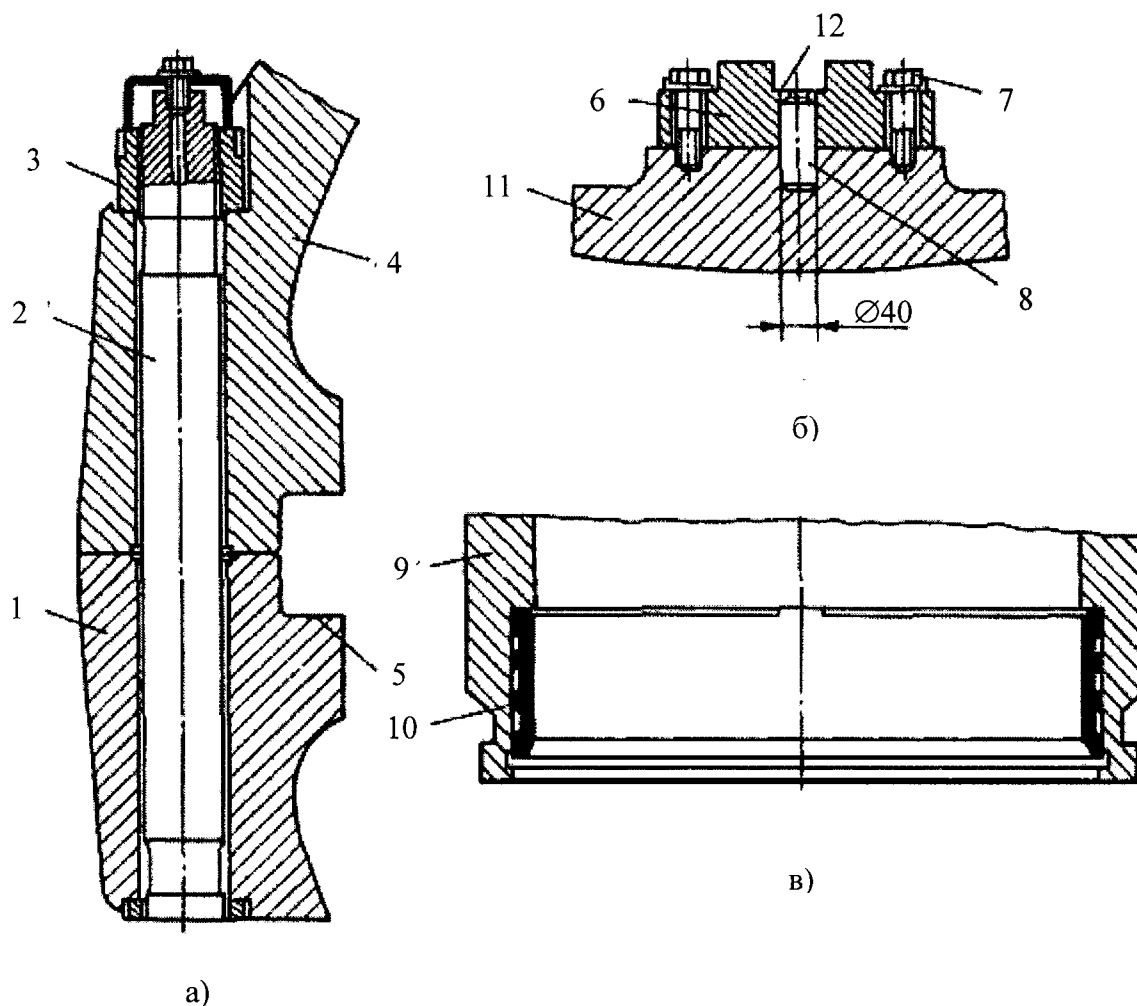
4.3.3.13. Два входных патрубка 7 (см. рис. 4.3.5) своими внутренними отверстиями одеваются на подпружиненные поршневые кольца 26 (см. рис. 4.3.3) паровпускной гильзы. Поршневые кольца могут скользить по износостойкой внутренней поверхности втулки 10 (рис. 4.3.6, в)). Тем самым образуется достаточно плотное, но подвижное соединение, допускающее свободные осевые смещения гильзы и нижней части корпуса друг относительно друга.

4.3.3.14. Внутренний корпус устанавливают во внешнем так, чтобы он при прогревах и остываниях расширялся совершенно свободно, но вполне определенно. Стесненность тепловых перемещений приводит к короблениям деталей, задеваниям вращающихся деталей о невращающиеся, появлению трещин.



1 - опорные поверхности лап внутреннего корпуса; 2 - опорные лапы; 3 - вертикальная шпонка; 4 - продольные шпонки; 5 - призонные шпильки горизонтального разъема; 6 - шпильки фланцевого разъема; 7 - паровпускной (входной) патрубков; 8 - кольцевые пространства для размещения обжим диафрагм; 9 - кольцевые вставки из эрозионно стойкого материала; 10 - нижняя часть корпуса; 11 - крышка; 12 - фланцы горизонтального разъема; Ф – фиксункт.

Рисунок 4.3.5 - Внутренний корпус ЦВД



а) - фланцевое соединение; б) - установка направляющего паза под продольную шпонку; в) - паровпускной патрубок свежего пара; 1 - фланец нижней половины внешнего корпуса; 2 - скрепляющая шпилька; 3 - гайка; 4 - фланец верхней половины внешнего корпуса; 5 - опорная поверхность внутреннего корпуса; 6 - направляющая продольной шпонки; 7 - винт; 8 - установочный штифт; 9 - впускной патрубок внутреннего корпуса; 10 - азотированная втулка; 11 - нижняя половина внешнего корпуса; 12 - шпоночный паз под вертикальную шпонку.

Рисунок 4.3.6 - Фрагменты соединения внешнего и внутреннего корпусов ЦВД

4.3.3.15. Сборка двустенного цилиндра осуществляется следующим образом. С помощью лап 5 нижняя половина внешнего корпуса (см. рис. 4.3.3) помещается на стулья опор валопровода и прицентровывается к опорам вертикальными шпонками, вводимыми в шпоночные пазы 8, установленные в вертикальной плоскости симметрии цилиндра. Внутри нижней половины 10 внешнего корпуса выполнены четыре опорные площадки 20, а на фланце нижней половины 10 внутреннего корпуса (см. рис. 4.3.5) - опорные лапы 2, которыми он свободно подвешивается во внешнем корпусе. При этом паровпускные патрубки 7 свободно надеваются на гильзы 25 (см. рис. 4.3.3).

4.3.3.16. На рис. 4.3.6, а) показаны местные приливы на внутренней поверхности внешнего корпуса и площадка 5 для подвески внутреннего корпуса.

4.3.3.17. Поскольку и через внутренний, и через внешний корпусы проходит один и тот же ротор, ясно, что внутренний корпус должен быть прицентрован к внешнему, т.е. их оси должны совпадать. Для этого нижняя половина внутреннего корпуса подвешивается в нижней половине внешнего корпуса таким образом, чтобы плоскости разъема внешнего и внутреннего корпусов совпадали. Для этого и используются опорные лапы 2 (см. рис. 4.3.5) Однако этого совершенно недостаточно: внутренний корпус будет неупорядочно перемещаться по опорным поверхностям 5 (см. рис. 4.3.6, а)) при фиксированном положении ротора в опорных подшипниках, что приведет к задеваниям в проточной части. Для исключения этого в вертикальной продольной плоскости внешнего корпуса устанавливаются четыре продольных направляющих паза (см. поз. 23 на рис. 4.3.3, и поз. 6 на рис. 4.3.6, б)), а в вертикальной плоскости внутреннего корпуса - четыре шпонки 4 (см. рис. 4.3.5). Тем самым совмещают продольные плоскости внешнего и внутреннего корпусов, т.е. добиваются центровки. Таким образом, подвеска внутреннего корпуса на уровне разъема и продольные шпонки обеспечивают центровку внутреннего корпуса во внешнем.

4.3.3.18. Если не принять дополнительные меры, то при сохранении центровки внутренний корпус сможет перемещаться во внешнем в меру податливости поршневых колец на паровпускных гильзах 26 (см. рис. 4.3.3). При этом будет возникать опасность выламывания гильз. Поэтому строго на оси паровпуска на внутренних приливах внешнего корпуса выполняют кольцевые пазы 17 (см. рис. 4.3.3), а на наружной стороне внутреннего корпуса — шпонки 3 (см. рис. 4.3.5), которые входят в направляющие кольцевые пазы.

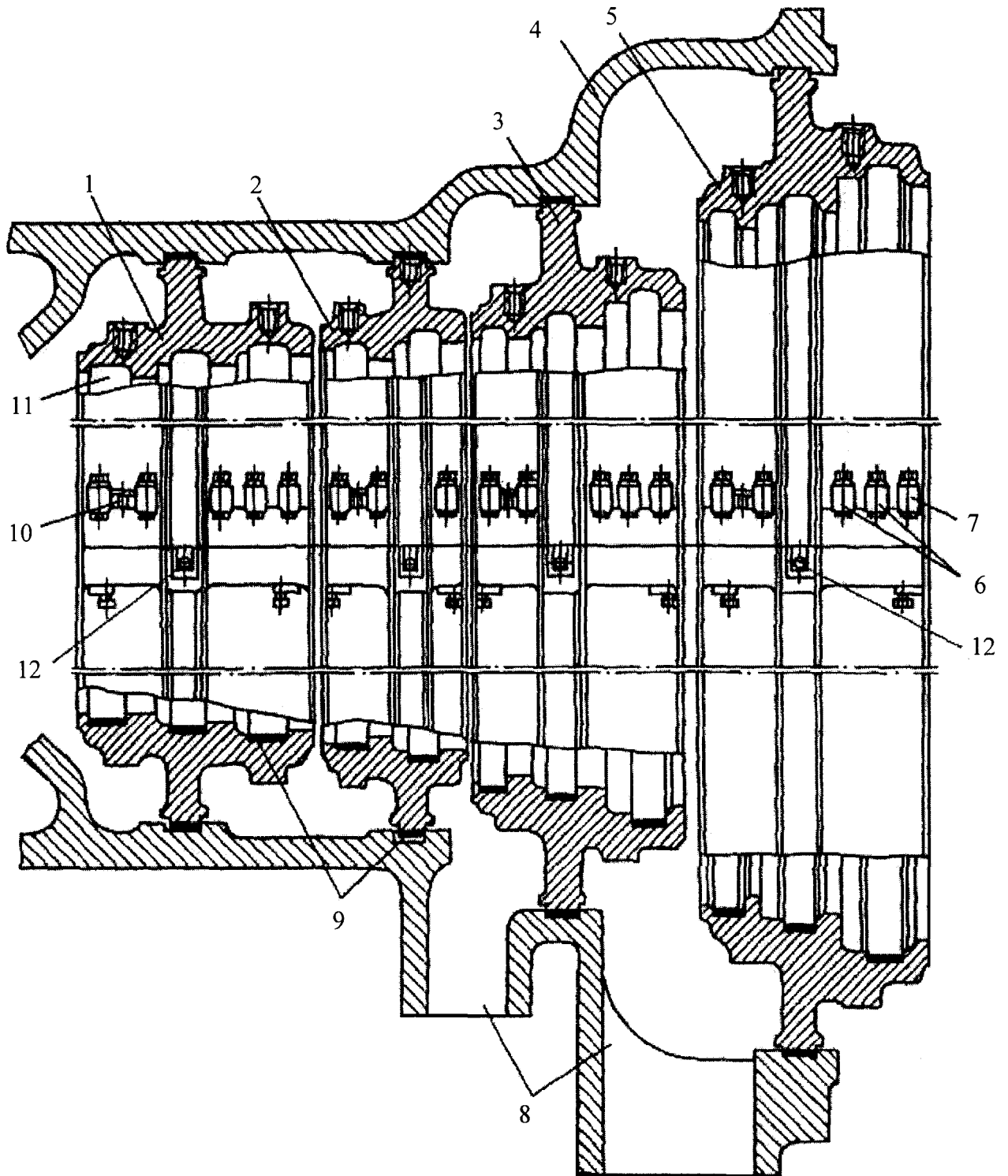
4.3.3.19. Пересечение трех плоскостей - горизонтальной плоскости подвески внутреннего корпуса во внешнем, вертикальной плоскости симметрии и поперечной плоскости паровпуска - образует фиксупункт - воображаемую точку Φ (см. рис. 4.3.3 и 4.3.5), от которой происходит свободное расширение внутреннего корпуса во внешнем при сохранении центровки.

4.3.4. Обоймы диафрагм ЦВД

4.3.4.1. Диафрагмы турбин устанавливают либо непосредственно в корпус турбин, либо в обоймы, объединяющие несколько диафрагм.

4.3.4.2. Конструктивная схема установки обойм в кольцевые расточки в корпусе турбины показана на рис. 4.3.7.

4.3.4.3. Обойменная конструкция цилиндра имеет ряд преимуществ. Большое кольцевое пространство между гребнями соседних обойм образует удобные камеры для отбора пара. При отсутствии обойм возникает необходимость в создании камеры отбора, поскольку близкое размещение ступеней к патрубку отбора вызывает окружную неравномерность потока между ступенями и приводит к вибрации и усталости рабочих лопаток. Создание камеры отбора повлечет, с одной стороны, увеличение длины турбины, а с другой - снижение экономичности из-за потерь с выходной скоростью в ступени, расположенной перед отбором. Установка обойм упрощает сборку турбины.



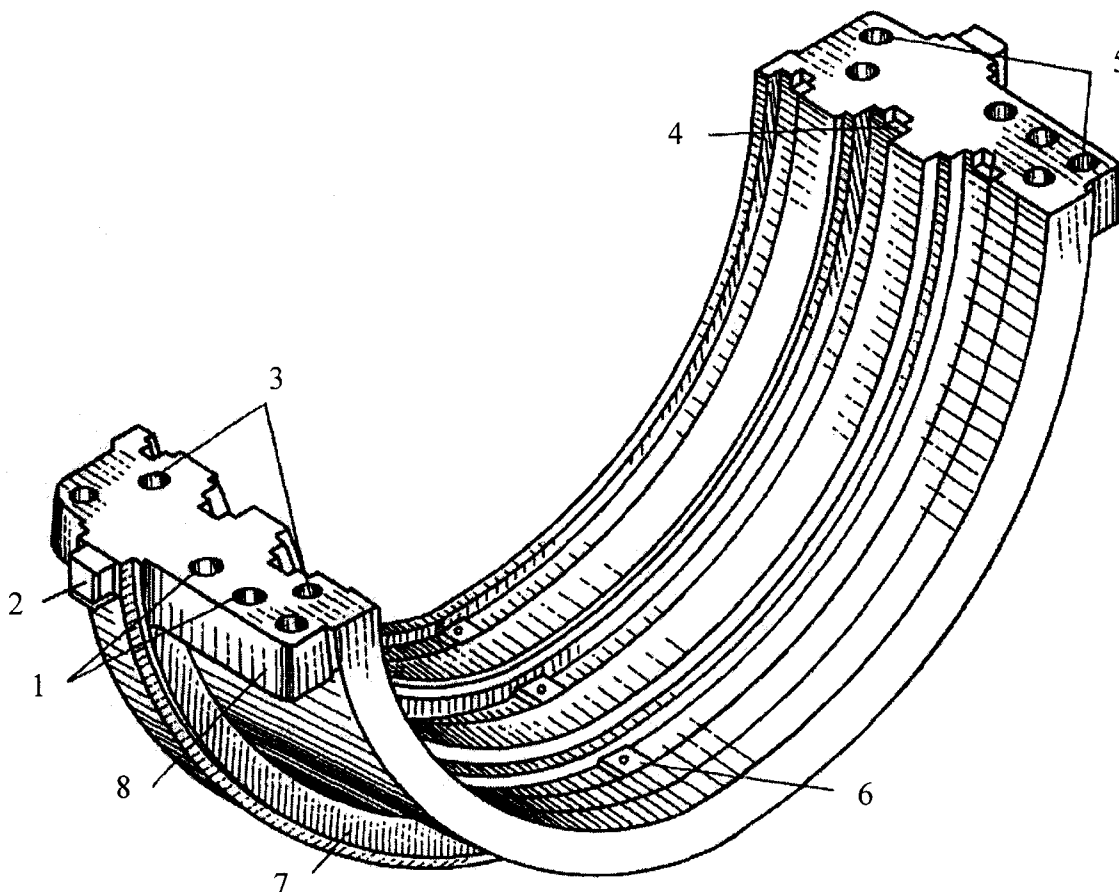
1-3, 5 - обоймы; 4 - корпус турбины; 6 - крепляющие болты; 7 - чистый центрирующий болт с удерживающим винтом; 8 - патрубки отборов; 9 - продольные шпонки; 10 - отжимной болт; 11 - расточки под установку диафрагм; 12 - лапки для подвески нижних половин обойм в корпусе.

Рисунок 4.3.7 - Установка обойм диафрагм в корпусе турбины

4.3.4.4. Обоймы оказывают экранирующее действие по отношению к корпусу турбины. Быстрые изменения температуры в проточной части турбины, возникающие при резких изменениях режима, не передаются столь быстро на внутреннюю поверхность корпуса, что повышает маневренность турбины.

4.3.4.5. Использование обойм имеет и недостатки. Корпус турбины приобретает больший диаметр, а так как сила, отрывающая его фланцы друг от друга, пропорциональна диаметру, то требуется увеличение размеров фланцев и крепежа. Цилиндр с обоймами имеет большую массу, габариты и трудоемкость изготовления.

4.3.4.6. Типичная конструкция обоймы показана на рис. 4.3.8. Она представляет собой цилиндр, имеющий горизонтальный разъем, скрепляемый фланцами. Обойма устанавливается в корпусе так, чтобы она могла свободно расширяться от некоторого вполне определенного положения. Для этого на ней выполняют кольцевой гребень, которым она входит в кольцевую расточку в корпусе турбины. В нижней половине обоймы по ее бокам на уровне разреза к кольцевому гребню приваривают две лапки 2, которыми через установочные прокладки ее подвешивают в выборках в нижней половине корпуса.



1 - отверстия под шпильки; 2 - лапка для подвески обоймы в корпусе; 3 - отверстия под рымболты (только в нижней половине); 4 - опорные площадки для подвески диафрагм; 5 - отверстия под чистые болты; 6 - шпонка; 7 - гребень обоймы; 8 - фланец.

Рисунок 4.3.8 - Принципиальная конструкция нижней половины обоймы

4.3.4.7. Для исключения возможности поперечного смещения обоймы в нижней части корпуса турбины устанавливают продольную шпонку (см. рис. 4.3.7). При работе турбины перепад давлений, действующий на обойму, плотно прижимает ее гребень к кольцевой поверхности выточки в корпусе. Таким образом, обойма прицентровывается к корпусу турбины и свободно расширяется от кольцевого гребня.

4.3.4.8. Сборка обоймы ведется следующим образом. Нижнюю половину обоймы свободно подвешивают в нижней половине корпуса турбины. Затем в ее расточки помещают нижние половины диафрагм. После укладки ротора в подшипники устанавливают верхние части диафрагм и обоймы. Центровку двух половин обоймы осуществляют с помощью центрирующих болтов. Затем обойму стягивают скрепляющими болтами и устанавливают крышку корпуса турбины.

4.3.4.9. Во внешнем корпусе ЦВД турбины К-1000-60/1500-2 размещены симметрично в каждом потоке пара две пары обойм (см. рис. 4.3.2 и 4.3.3). Следует отметить, что внутренний корпус иногда тоже называют обоймой, так как в нем также установлены диафрагмы.

4.3.4.10. Конструкция обоймы ЦВД турбины К-1000-60/1500-2 показана на рис. 4.3.9.

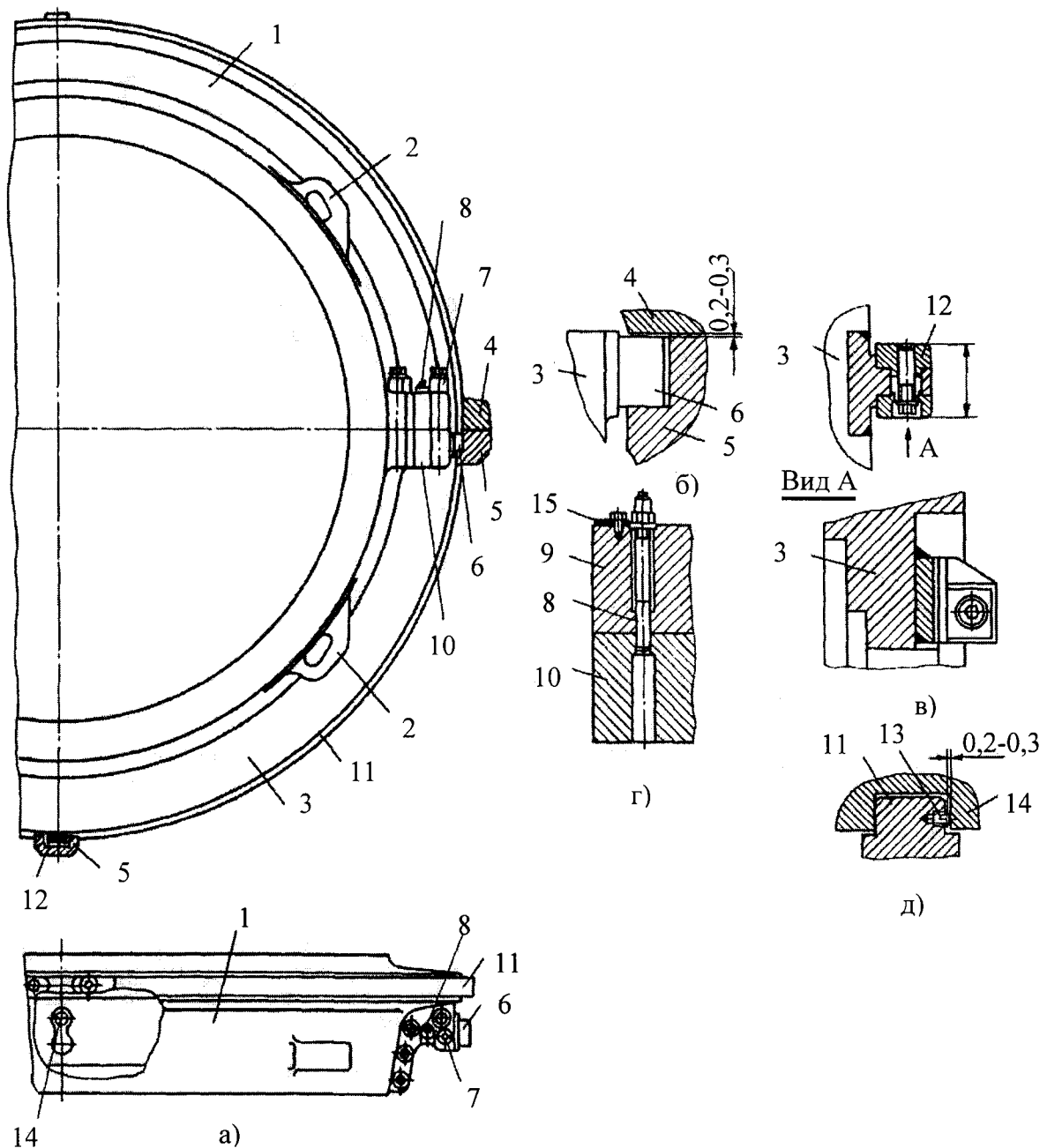
4.3.4.11. Нижняя половина обоймы подвешена на двух опорных лапках 6 (см. рис. 4.3.9, а), б)) в корпусе ЦВД, и после установки крышки 4 внешнего корпуса между нижней поверхностью фланцевого разъема и верхней поверхностью опорной лапки образуется гарантированный зазор 0,2-0,3 мм. Это обеспечивает легкость теплового расширения обоймы относительно корпуса. Вместе с тем в случае отрыва одной из лапок от опорной поверхности, например под действием реактивного момента, крышка 4 корпуса не допускает чрезмерных перемещений обоймы и диафрагм, установленных в ней.

4.3.4.12. Продольная шпонка 12 (см. рис. 4.3.9, а)) выполнена составной (рис. 4.3.9, в)) из двух накладок, скрепленных болтом с потайной головкой. Размер Б шпонки подбирают так, чтобы она свободно входила в паз корпуса ЦВД, но без чрезмерного зазора (по ходовой посадке). Кроме того, изменяя ширину накладок при сохранении размера Б, можно при монтаже сдвигать обойму в поперечном направлении и выставлять требуемые зазоры.

4.3.4.13. Взаимное положение обеих половин обоймы фиксируют двумя специальными установочными коническими штифтами 8 (см. рис. 4.3.9, г)), удерживаемыми при работе стопорными пластинками 15. Штифт имеет удлиненную цилиндрическую часть с резьбой, с помощью гайки штифт можно вытянуть из отверстия при разборке обоймы.

4.3.4.14. Гребень 11 обоймы (см. рис. 4.3.9, а), д)) должен при изменении температуры свободно расширяться в расточке корпуса. Поэтому в его торцевую поверхность ввинчивают специальные винты 13, обеспечивая зазор 0,2-0,3 мм.

4.3.4.15. Обоймы диафрагм 4,5-ой и 5,6-ой ступеней выполнены литыми.



а) - общий вид собранной обоймы; б) - узел подвески обоймы в корпусе ЦВД; в) - продольная шпонка обоймы; г) - установка штифта между фланцами обоймы; д) - установка осевых зазоров между гребнем обоймы и корпусом ЦВД; 1, 3 - верхняя и нижняя половины обоймы; 2 - рым; 4 - крышка корпуса ЦВД; 5 - нижняя половина корпуса ЦВД; 6 - опорная лапка для подвески обоймы в нижней половине корпуса ЦВД; 7 - шпильки фланцевого соединения обоймы; 8 - специальные установочные конические штифты; 9, 10 - верхний и нижний фланцы обоймы; 11 - установочный гребень обоймы; 12 - составная продольная шпонка; 13 - дистанцирующий винт; 14 - дренажное отверстие; 15 - стопорная пластинка.

Рисунок 4.3.9 - Обойма диафрагм ЦВД

4.3.5. Диафрагмы ЦВД

4.3.5.1. Диафрагмы турбины (рис. 4.3.10) - кольцевые перегородки (в собранном виде) с сопловыми решетками, в каналах которых происходит преобразование тепловой энергии пара в кинетическую энергию его кольцевых струй.

4.3.5.2. Диафрагма состоит из двух полукольцевых пластин, имеющих горизонтальный разъем, позволяющий установить ротор. Каждая половина диафрагмы состоит из соединенных между собой обода, которым диафрагма сопрягается с обоймой, корпусом турбины или соседней диафрагмой, тела и сопловых лопаток. Положение половин диафрагмы относительно друг друга фиксируется с помощью двух установочных штифтов в горизонтальном разъеме.

4.3.5.3. В турбине К-1000-60/1500-2 используются исключительно сварные диафрагмы (рис. 4.3.10, а)). При изготовлении сварной диафрагмы отдельно фрезеруют сопловые лопатки 14 и штампуют бандажные ленты 13, в которых пробивают отверстия точно по профилю лопаток с необходимым шагом и углом установки. Затем эти элементы сваривают, а к ним приваривают тело 15 и обод 12 диафрагмы. В каждом потоке ЦВД находится шесть диафрагм, соединенных попарно и размещенных во внутреннем корпусе (одна пара) и двух обоймах (по одной паре).

4.3.5.4. Все диафрагмы ЦВД выполнены из нержавеющей стали.

4.3.5.5. Верхние и нижние половины каждой пары диафрагм сначала соединяют мощными винтами 17 (рис. 4.3.10, б)) и после контрольной сборки всей пары диафрагм в месте стыка их гребней высверливают радиальные отверстия 19 (рис. 4.3.10, в)) под штифты 18, обеспечивающие повторяемость соединения при последующих разборках и сборках пар диафрагм.

4.3.5.6. Ансамбль нижних половин диафрагм устанавливается в нижней половине внутреннего корпуса (или нижней половине обоймы), затем после установки ротора сверху на разъемы укладывается ансамбль верхних половин, после чего половины диафрагм стягиваются болтами 20 (рис. 4.3.10, г)), после этого опускается крышка внутреннего корпуса (или верхняя половина обоймы). Попарное соединение диафрагм по вертикальным разъемам и наличие крепежа по горизонтальному разъему уменьшают протечки пара и возможный размыв диафрагм влажным паром в месте протечек. Диафрагма большего диаметра устанавливается в корпусе или обойме, а диафрагма меньшего диаметра прикрепляется к ней.

4.3.5.7. Диафрагма устанавливается в охватывающей ее детали так, чтобы, с одной стороны, она могла свободно расширяться, а с другой - расширяться вполне определенно: ее ось должна совпадать (или почти совпадать) с осью охватывающей ее детали. Для этого (см. рис. 4.3.10, д) ее нижняя половина свободно подвешивается в корпусе или обойме с помощью лапок 25 так, чтобы при работе ее горизонтальная плоскость совпадала с плоскостью разъема корпуса (или обоймы). Составная продольная шпонка 4 (рис. 4.3.10, ж)), расположенная между диафрагмой и обоймой (рис. 4.3.10, д)), фиксирует вертикальную плоскость. Таким образом обеспечивается центровка.

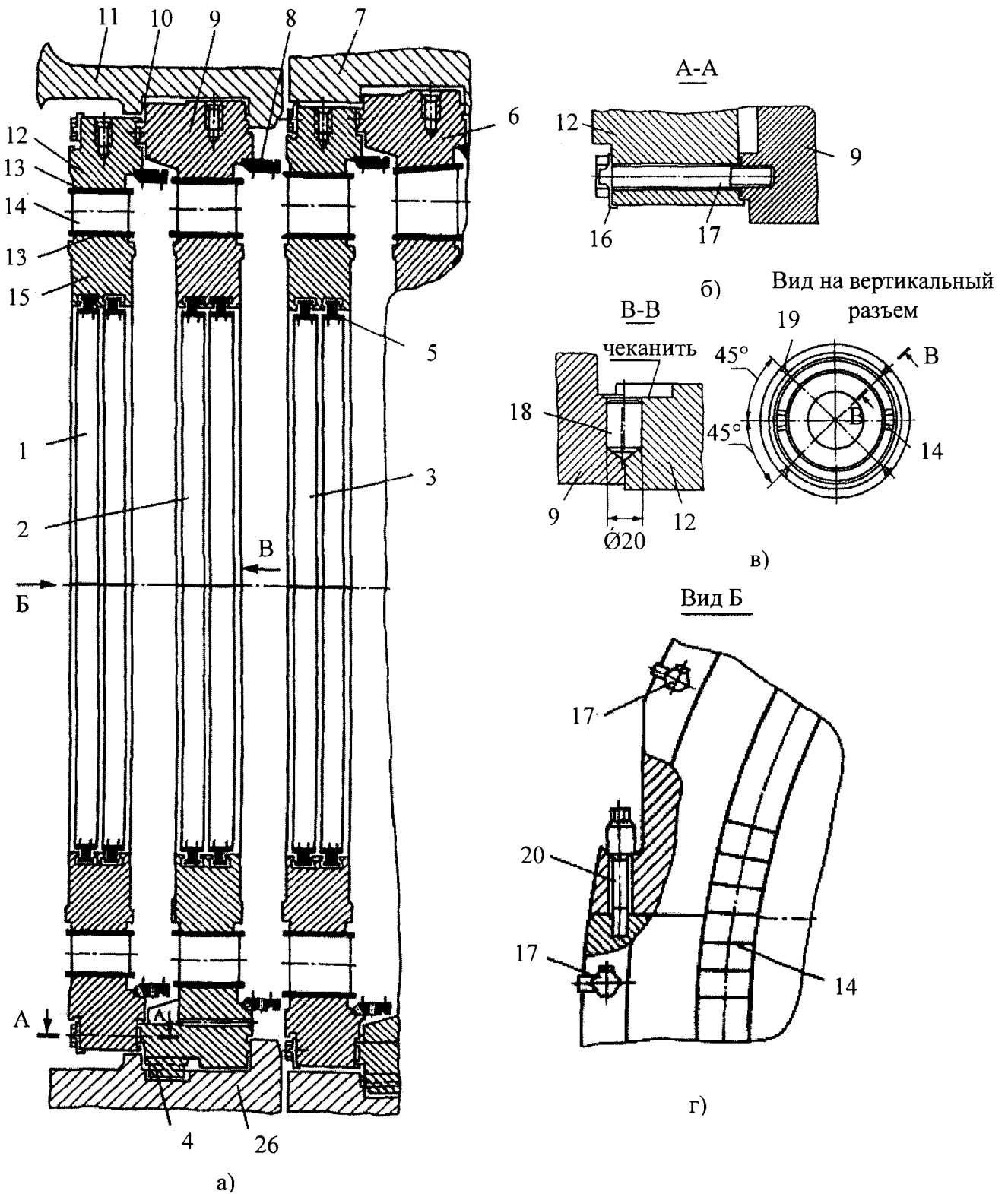
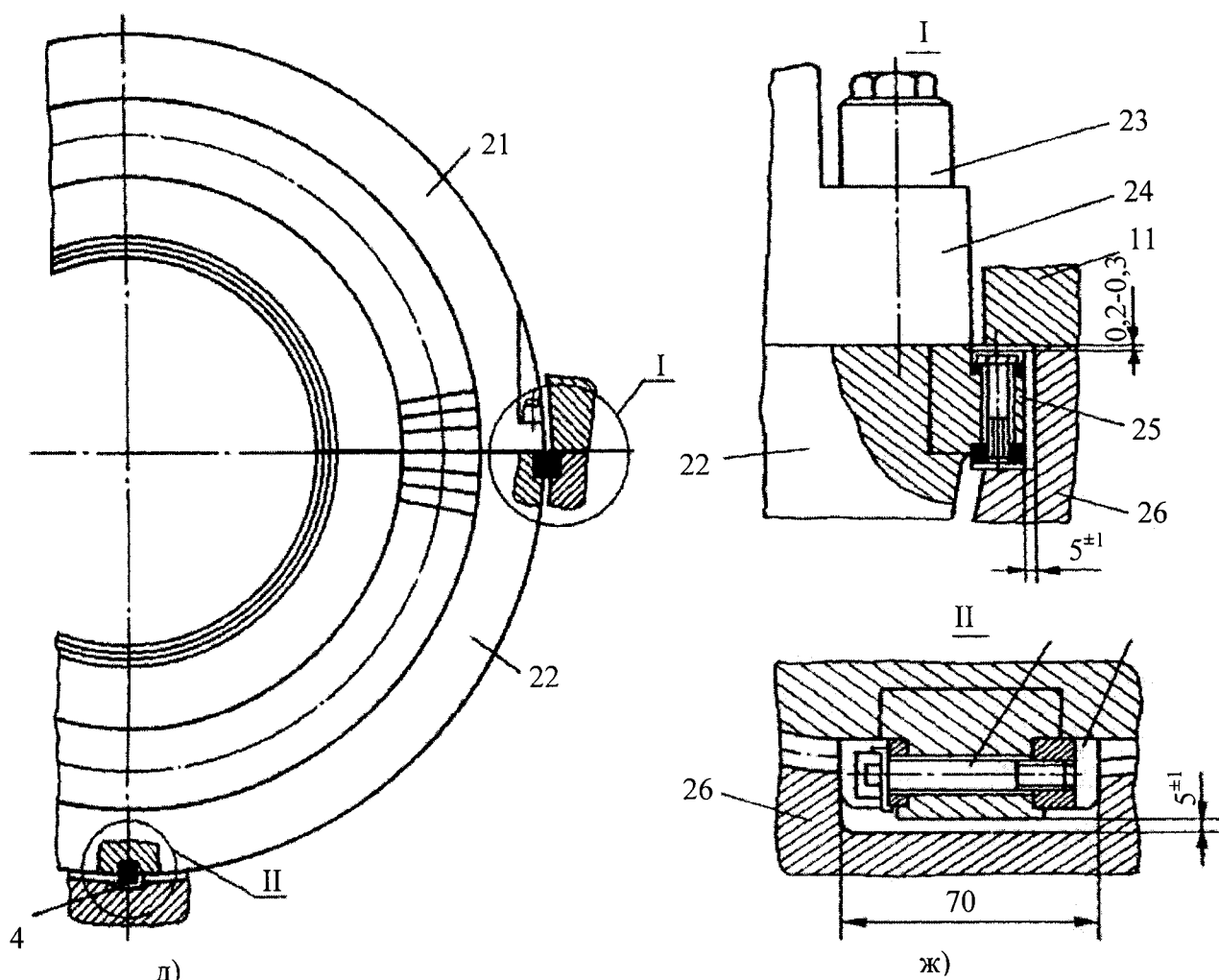


Рисунок 4.3.10 - Установка диафрагм в статоре ЦВД. Часть 1

Вид В



а) - общий вид; б) - парное соединение соседних диафрагм; в) - центровка сболчиваемых диафрагм; г) - соединение половин диафрагм по горизонтальному разъему; д) - организация расширения диафрагмы с сохранением центровки; е) - узел подвески диафрагмы в разъеме ободья; ж) - продольная шпонка; 1-3 - диафрагма соответственно 2-4-ой ступеней; 4 - продольная шпонка; 5 - сегмент уплотнений; 6 - диафрагма 5-ой ступени; 7 - ободья диафрагм 4-ой и 5-ой ступеней; 8 - кольцо с двумя гребнями периферийного уплотнения ступени; 9, 12 - ободья диафрагм; 10 - винт, устанавливающий осевой зазор в расточке под обод диафрагмы; 11 - крышка внутреннего корпуса; 13 - бандажные ленты; 14 - сопловые лопатки; 15 - тело (полотно) диафрагмы; 16 - стопор винта; 17 - винт, скрепляющий соседние диафрагмы; 18 - радиальный штифт, фиксирующий повторение центровки соседних диафрагм; 19 - отверстие под радиальный штифт; 20 - шпилька, скрепляющая половины диафрагм 2-ой ступени; 21, 22 - верхняя и нижняя половины диафрагм 3-ей ступени; 23 - колпачковая гайка шпильки фланцевого разъема 3-ей ступени; 24 - фланец верхней половины 3-ей ступени; 25 - лапка для подвески диафрагмы 3-ей ступени в нижней половине внутреннего корпуса ЦВД; 26 - нижняя часть внутреннего корпуса ЦВД; 27 - болт с потайной головкой.

Рисунок 4.3.10 - Установка диафрагм в статоре ЦВД. Часть 2

4.3.5.8. Описанным способом в охватывающей детали устанавливается 2-ая (по ходу пара) диафрагма из ансамбля (диафрагма 2 на рис. 4.3.10, а)). 1-ая диафрагма 7 (на рис. 4.3.10, а)) присоединяется ко 2-ой и «висит» на ней.

4.3.5.9. В центральных расточках диафрагм размещают сегменты диафрагменных уплотнений с гребнями.

4.3.6. Сопловые аппараты 1-ых ступеней ЦВД

4.3.6.1. Сопловые аппараты 1-ых ступеней ЦВД и ЦНД устанавливают не в диафрагмах, а в специальных расточках сопловой коробки внутреннего корпуса. Основная трудность при конструировании сопловых аппаратов состоит в исключении утечки пара мимо сопл.

4.3.6.2. Подвод пара к проточной части ЦВД осуществляется через сопловую коробку 7 (рис. 4.3.11, а)), образованную внутренним корпусом 6, внутренней кольцевой обечайкой 11 и двумя сопловыми аппаратами, каждый из которых состоит из внешнего 5 и внутреннего 12 ободов, между которыми помещаются сварные сопловые полукольца (сегменты), состоящие из сопловых лопаток 8 и бандажных лент 2 и 5. На периферии внешнего обода устанавливается кольцевой козырек 4 с уплотнительными гребнями. Внутри обечайки проходит центральная часть ротора ЦВД, не показанная на рисунке.

4.3.6.3. Гребни периферийного уплотнения должны быть прицентрированы по отношению к бандажу рабочих лопаток 1-ой ступени, поэтому центральная ось соплового аппарата центруется с осью расточек корпуса на основе тех же принципов, которые используются при центровке диафрагм и обойм. Проще всего их понять при рассмотрении сборки конструкции.

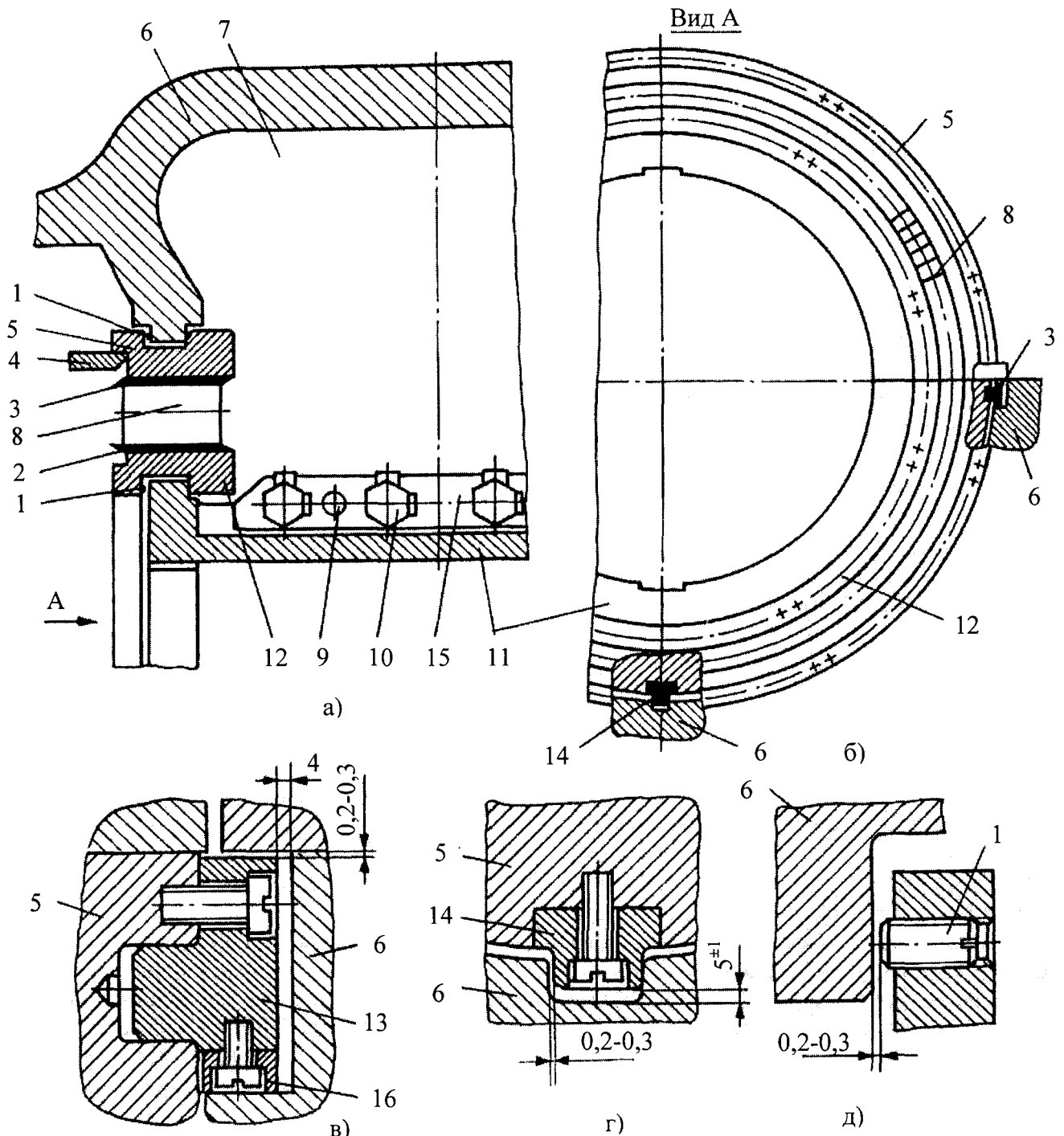
4.3.6.4. Сначала в выборках нижней половины внутреннего корпуса 6 (см. рис. 4.3.11, б) и в)) с помощью лапок 13 на уровне разъема подвешивают нижнюю часть соплового аппарата. В ней установлена продольная шпонка 14 (см. рис. 4.3.11, б) и г)). Этим и достигается центровка.

4.3.6.5. Для фиксации положения соплового аппарата вдоль оси на его внешнем ободе выполняют кольцевую расточку, которой он помещается на внутренний кольцевой гребень внутреннего корпуса.

4.3.6.6. Затем устанавливается нижняя часть внутренней обечайки 11, которая имеет горизонтальный разъем и фланцевое соединение (см. рис. 4.3.11, а)), условно показанное в сечении вертикальной плоскостью.

4.3.6.7. Нижняя часть обечайки подвешивается четырьмя лапками, установленными по краям гребней обечайки в кольцевых расточках внутренних ободьев сопловых аппаратов 1-ых ступеней левого и правого потоков пара также, как внешние ободья подвешиваются во внутреннем корпусе ЦВД (см. поз. 13 на рис. 4.3.11, б) и в)). Точно таким же образом между обечайкой и внутренним ободом в вертикальной плоскости устанавливается продольная шпонка.

4.3.6.8. Затем после установки ротора в опорные подшипники на контрольные штифты устанавливается верхняя часть обечайки и затягиваются болты 10 фланцевого соединения. После этого сверху опускается верхняя часть соплового аппарата и притягивается болтами к нижней. Последней на расточки внешнего обода помещают крышку внутреннего корпуса.



а) - конструкция паровпуска ЦВД; б) - вид А на сопловой аппарат; в) - опирание нижней половины соплового аппарата на внутренний корпус ЦВД; г) - продольная шпонка соплового аппарата; д) - осевая установка соплового аппарата; 1 - установочные винты; 2, 3 - бандажные ленты; 4 - козырек с гребнями надбандажного уплотнения; 5 - внешний обод соплового аппарата; 6 - внутренний корпус ЦВД; 7 - сопловая коробка; 8 - сопловые лопатки; 9 - отверстие под установочный штифт; 10 - скрепляющие болты; 11 - внутренняя обечайка; 12 - внутренний обод соплового аппарата; 13 - лапки для подвески нижней половины соплового аппарата в нижней половине внутреннего корпуса ЦВД; 14 - продольная шпонка; 15 - горизонтальный фланец внутренней обечайки (условно показан в вертикальной плоскости); 16 - регулировочная прокладка.

Рисунок 4.3.11 - Сопловой аппарат 1-ой ступени ЦВД

4.3.6.9. Сопловой аппарат, сохраняя центровку, может перемещаться в осевом направлении в пределах осевого зазора 0,2-0,3 мм (см. рис. 4.3.11, д)) между установочными винтами 1 и соответствующими торцевыми поверхностями гребней.

4.3.7. Конструкция статора ЦНД

4.3.7.1. Паровая турбина К-1000-60/1500-2 имеет три одинаковых ЦНД (рис 4.3.12), в каждый из которых поступает перегретый пар из СПП. На рис. 4.3.13 показан внешний вид ЦНД-2. Его корпус выполнен сварным и состоит после полной сборки на АЭС из двух частей: нижней, опирающейся на фундамент, и верхней (крышки). Обе части соединяются горизонтальным фланцевым разъемом, который разъединяется при плановых предупредительных и капитальных ремонтах.

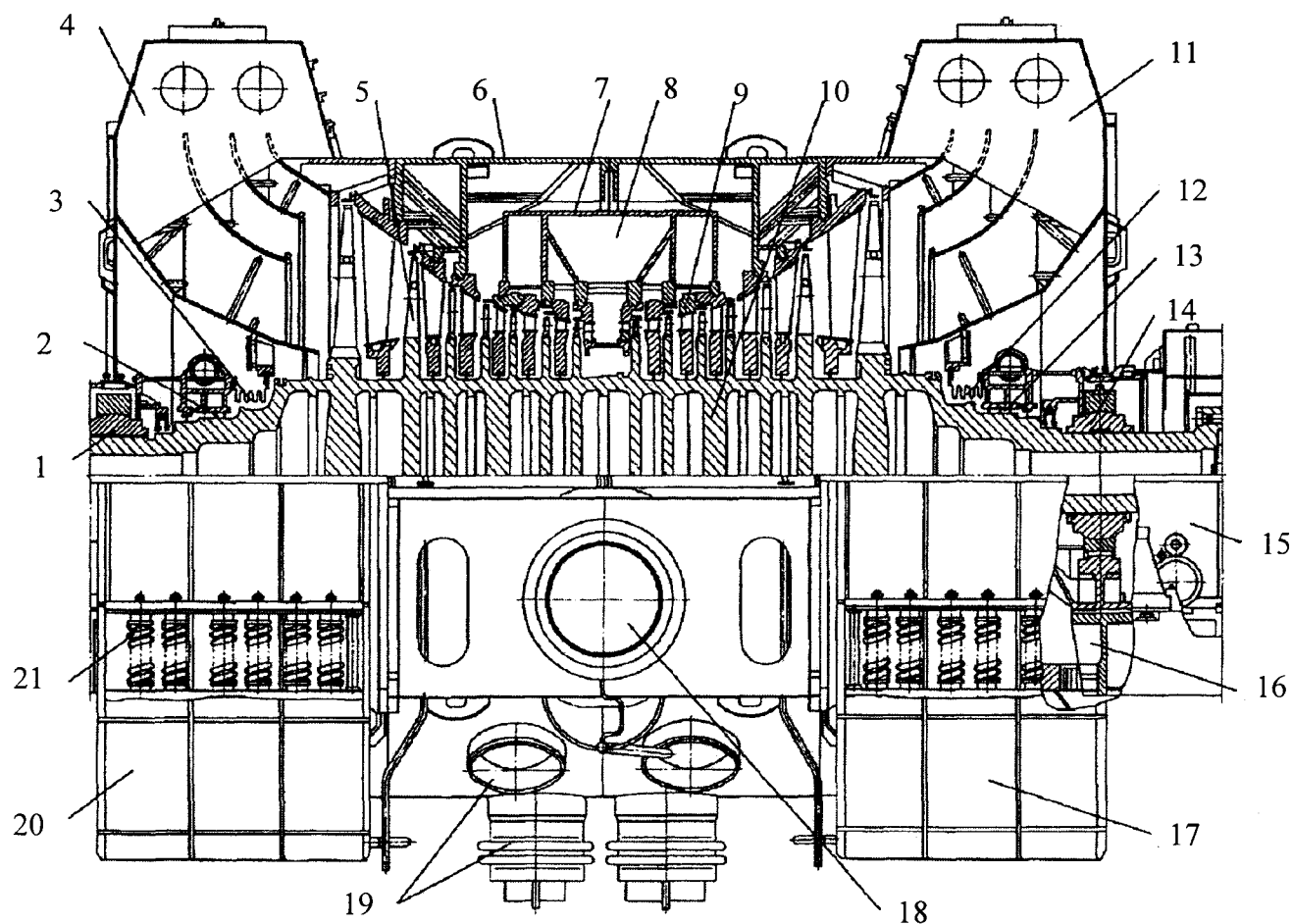
4.3.7.2. И внешний корпус, и крышка состоят из центральной части, внутри которой размещается двухпоточная проточная часть, и двух симметрично расположенных выходных патрубков, служащих для отвода отработавшего в турбине пара через переходные патрубки в конденсатор. Габаритные размеры ЦНД оказываются столь большими, что возникают серьезные трудности для транспортировки его по железной дороге. Поэтому центральная часть корпуса, а также выходные патрубки, каждый из которых, в свою очередь, состоит из центральной и боковой частей, транспортируются на АЭС отдельно. При монтаже турбины они соединяются вертикальными технологическими разъемами, которые обвариваются плотными швами, после чего при ревизиях различного рода рассоединяется только горизонтальный фланцевый разъем внешнего корпуса.

4.3.7.3. Пар в ЦНД подводится в центральную часть нижней половины корпуса из двух ресиверных труб. Непосредственно перед ЦНД установлены стопорные заслонки, предохраняющие турбину от разгона паром из СПП при аварийных режимах с отключением генератора от сети.

4.3.7.4. Таким образом, после сборки ЦНД его центральная часть и два выходных патрубка представляют собой единое целое, которое с помощью торцевых лап 18 опирается на боковые фундаментные рамы. Для уменьшения сил трения на поверхностях скольжения торцевых лап при тепловых расширениях ЦНД по бокам выходных патрубков выполнены боковые лапы, которые через пружины сжатия (см. рис. 4.3.12) опираются непосредственно на продольные ригели верхней фундаментной плиты и тем самым разгружают поверхности скольжения торцевых лап от сил трения.

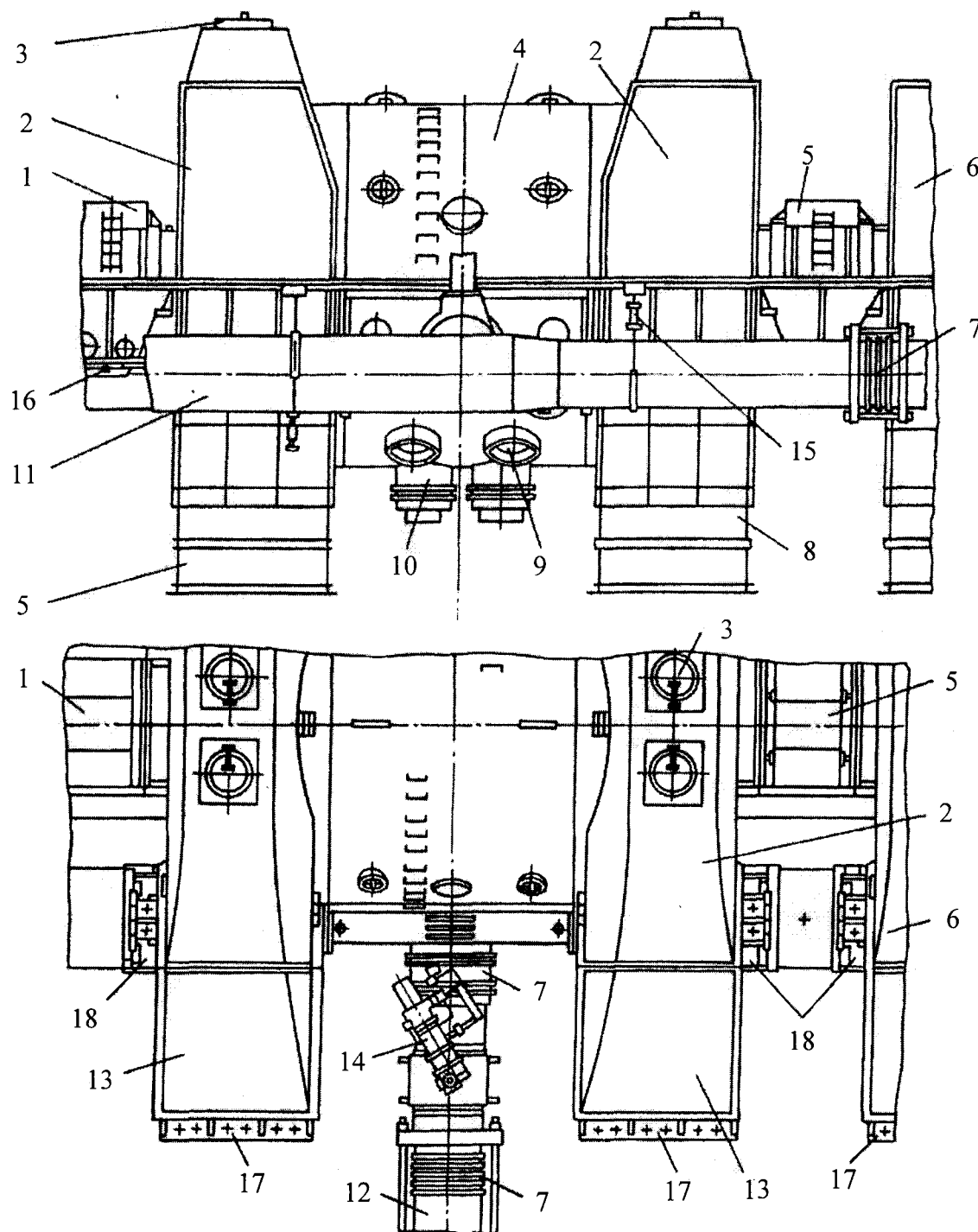
4.3.7.5. Вывод пара на регенеративные подогреватели (ПНД-1 - ПНД-4) осуществляется в нижней половине центральной части внешнего корпуса ЦНД. Это исключает необходимость отсоединения паропроводов отбора при открытии турбины при ревизиях и ремонтах.

4.3.7.6. Сверху на выходных патрубках расположены предохранительные (атмосферные) клапаны, открывающиеся автоматически при давлении в них, превышающем $1,2 \text{ кгс/см}^2$. В качестве предохранительных мембран в клапанах применяют листы паронита. После срабатывания клапанов для восстановления их плотности мембраны из паронита заменяют.



1, 14 - вкладыши опорных подшипников; 2, 13 - концевые уплотнения; 3, 12 - линзовые компенсаторы; 4, 11 - выходные патрубки; 5 - рабочая лопатка; 6 - внешний корпус ЦНД; 7 - внутренний корпус ЦНД (обойма); 8 - паровпускная камера ЦНД; 9 - диафрагма; 10 - ротор; 15 - опора валопровода между ЦНД-1 и ЦНД-2 (опора № 3); 16 - фундаментная рама опоры; 17, 20 - переходные патрубки от выходных патрубков турбины к конденсатору; 18 - подвод пара из ресиверной трубы к ЦНД; 19 - патрубки отбора пара на регенеративные подогреватели; 21 - пружины.

Рисунок 4.3.12 - Цилиндр низкого давления турбины К-1000-60/1500-2



1 - левая опора ротора (сторона регулятора); 2 - центральные части выходных патрубков пара; 3 - атмосферные клапаны; 4 - центральная часть корпуса; 5 - правая опора ротора (сторона генератора); 6 - выходной патрубок ЦНД-3; 7 - линзовые компенсаторы; 8 - переходной патрубок к конденсатору; 9, 10 - патрубки отбора пара на регенерацию; 11 - ресиверная труба подвода пара к ЦНД из СПП; 12 - паропровод от ресивера в ЦНД; 13 - боковые части выходных патрубков; 14 - привод стопорных заслонок ЦНД; 15 - пружина подвески ресивера; 16 - поперечная шпонка опоры ротора; 17 - боковые лапы опирания ЦНД на пружины; 18 - торцевые лапы опирания ЦНД.

Рисунок 4.3.13 - Внешний корпус ЦНД-2

4.3.7.7. Корпус ЦНД выполнен двухстенным, состоящим из внутреннего (обоймы) и внешнего (описанного выше) корпусов. Схема корпуса показана на рис. 4.3.14. Паровпускной патрубок проходит через уплотненную полость во внешнем корпусе. Пар поступает в сопловую коробку 1-ой ступени ЦНД, на выходе из которой установлены сопловые аппараты, аналогичные сопловым аппаратам 1-ой ступени ЦВД (см. рис. 4.3.11). Между паровпускным патрубком и корпусом стопорной заслонки установлен линзовый компенсатор, обеспечивающий свободные тепловые расширения внутреннего корпуса по отношению к внешнему. Аналогичным образом выполнены выводы пара из внутреннего корпуса через внешний корпус на регенеративные подогреватели.

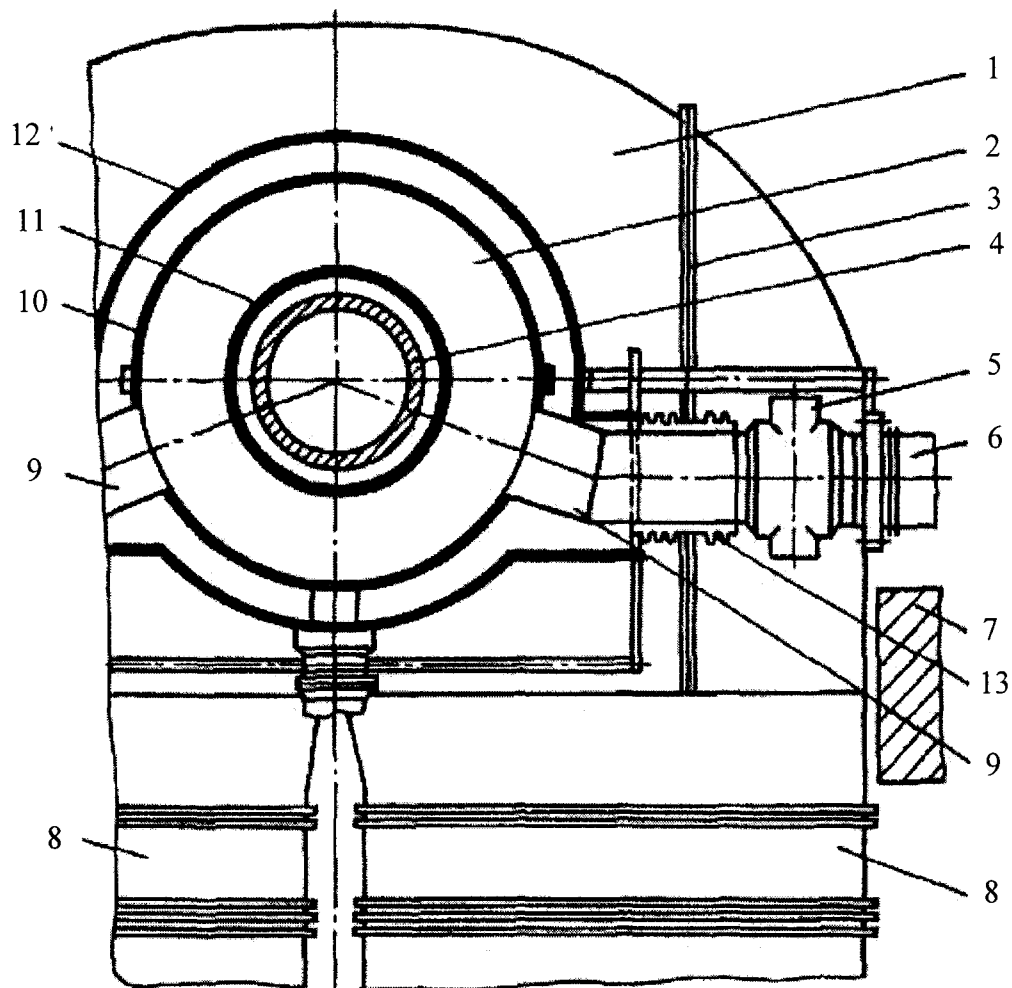
4.3.7.8. На рис. 4.3.15 показана центральная часть внешнего корпуса, в которую помещаются внутренний корпус и диафрагмы трех последних ступеней. Она выполнена симметричной относительно вертикальных продольной (осевой) и поперечной плоскостей. Нижняя половина внешнего корпуса имеет по бокам две продольные коробчатые балки 14, которые усиливают зону подвода пара, ослабленную отверстиями и, кроме того, ужесточают корпус в целом, уменьшая его деформации под действием сил тяжести, атмосферного давления и других сил.

4.3.7.9. Внутренний корпус подвешивается на четыре горизонтальные площадки 4 в районе горизонтального разъема с тем, чтобы добиться совпадения горизонтальных плоскостей этих корпусов. Осевое положение внутреннего корпуса фиксируется окружающими (вертикальными) шпонками 17.

4.3.7.10. Диафрагмы трех последних ступеней устанавливаются непосредственно во внешнем корпусе. Они подвешиваются на опорные площадки 11-13, фиксируются в осевом направлении внутренними кольцевыми гребнями 8, 9 и 19. Для совмещения вертикальных плоскостей диафрагм и корпуса служат вертикальные шпонки 18. По краям внешнего корпуса выполнены фланцы для присоединения выходных патрубков. Для совмещения продольных вертикальных плоскостей патрубков и внешнего корпуса служит шпонка 10.

4.3.7.11. На рис. 4.3.16 показан выходной патрубок ЦНД, если смотреть на него со стороны центральной части. Он состоит из четырех частей, скрепленных технологическими разъемами 6 и 10 и разъемным горизонтальным фланцевым соединением 4. К центральной части ЦНД патрубок присоединяется технологическими фланцевыми соединениями 5. Внутри выходных патрубков вставлены кольцевые коллекторы с форсунками для впрыска конденсата для охлаждения выходного патрубка при работе турбины на холостом ходу.

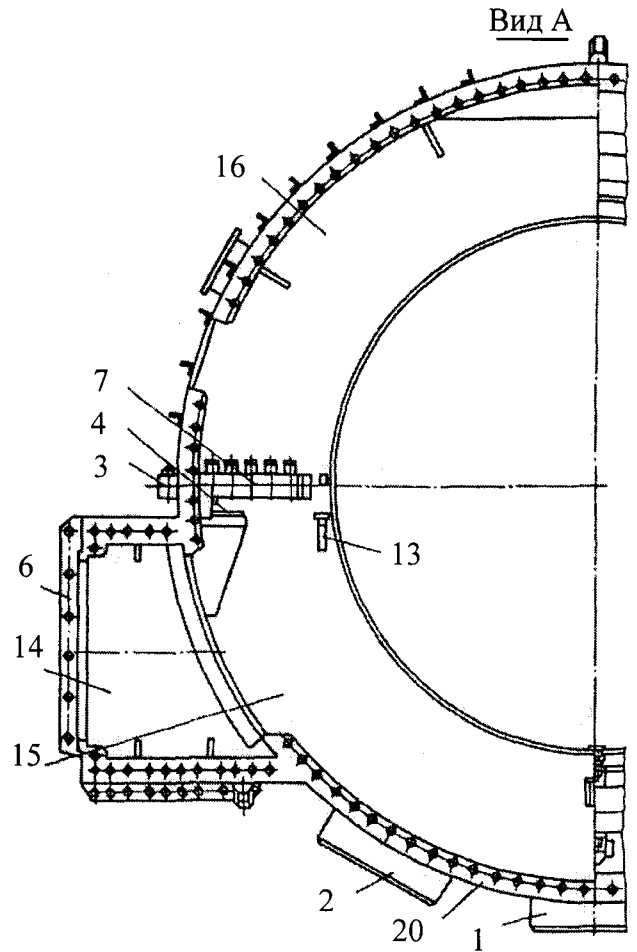
4.3.7.12. На рис. 4.3.17 показан вид на горизонтальный разъем выходного патрубка после присоединения нижней боковой части к центральной технологическим фланцевым разъемом 7. К центральной части внешнего корпуса выходной патрубок крепится фланцем 6 (поз. 5 на рис. 4.3.16). Торцевыми лапами 3 и боковыми лапами 8 нижняя выходная часть патрубка опирается соответственно на боковые фундаментные рамы и на пружины 21 (рис. 4.3.12).



1 - выходной патрубок; 2 - полость сопловой коробки ЦНД; 3 - вертикальный (технологический) фланец; 4 - ротор ЦНД; 5 - корпус стопорной заслонки; 6 - патрубок подвода пара из ресиверной трубы; 7 - верхняя фундаментная плита; 8 - переходной патрубок к конденсатору; 9 - паровпускной патрубок; 10, 11 - внешняя и внутренняя стенки внутреннего корпуса; 12 - стенка центральной части внешнего корпуса; 13 - линзовый компенсатор.

Рисунок 4.3.14 - Конструктивная схема корпуса ЦНД и подвода пара из ресивера во внутренний корпус (поперечный разрез по паровпуску)

1, 2 - патрубки отвода пара на регенерацию; 3 - фланец горизонтального разъема; 4 - опорная площадка для подвески внутреннего корпуса; 5 - прижимная скоба; 6 - фланец присоединения выходного патрубка; 7 - внутреннее фланцевое соединение; 8, 9 - внутренние кольцевые гребни для осевой фиксации диафрагм; 10 - вертикальные шпонки, совмещающие вертикальные плоскости центральной части и выходных патрубков; 11-13 - приварные площадки для подвески диафрагм; 14 - коробчатая продольная балка для размещения паропроводящего патрубка и ужесточения корпуса; 15, 16 - нижняя и верхняя половины центральной части внешнего корпуса; 17 - шпонка для совмещения вертикальных поперечных плоскостей внутреннего и внешнего корпусов; 18 - вертикальная шпонка диафрагмы; 19 - внутренний кольцевой гребень для осевой фиксации диафрагмы последней ступени; 20 - вертикальный (технологический) фланец для присоединения выходного патрубка.



Вид сверху на горизонтальный разъем

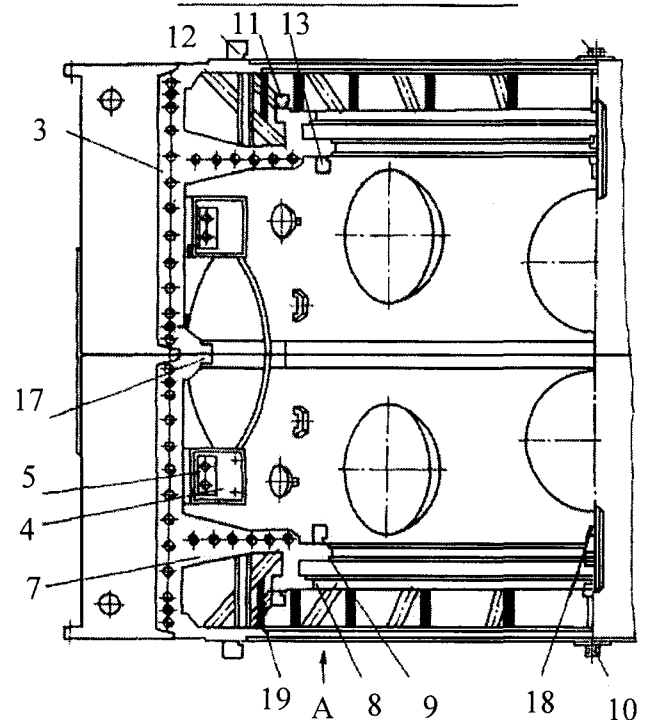
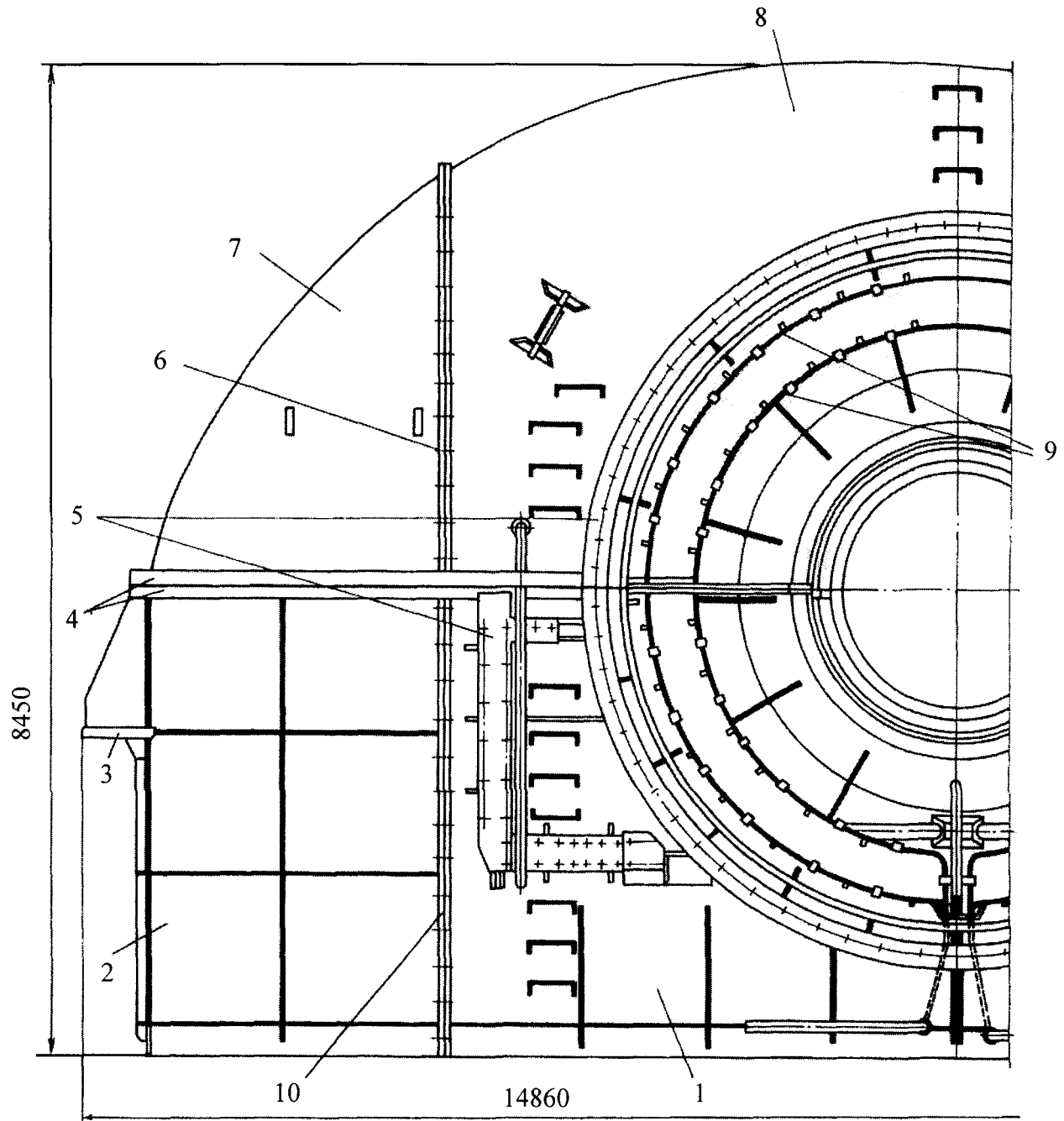
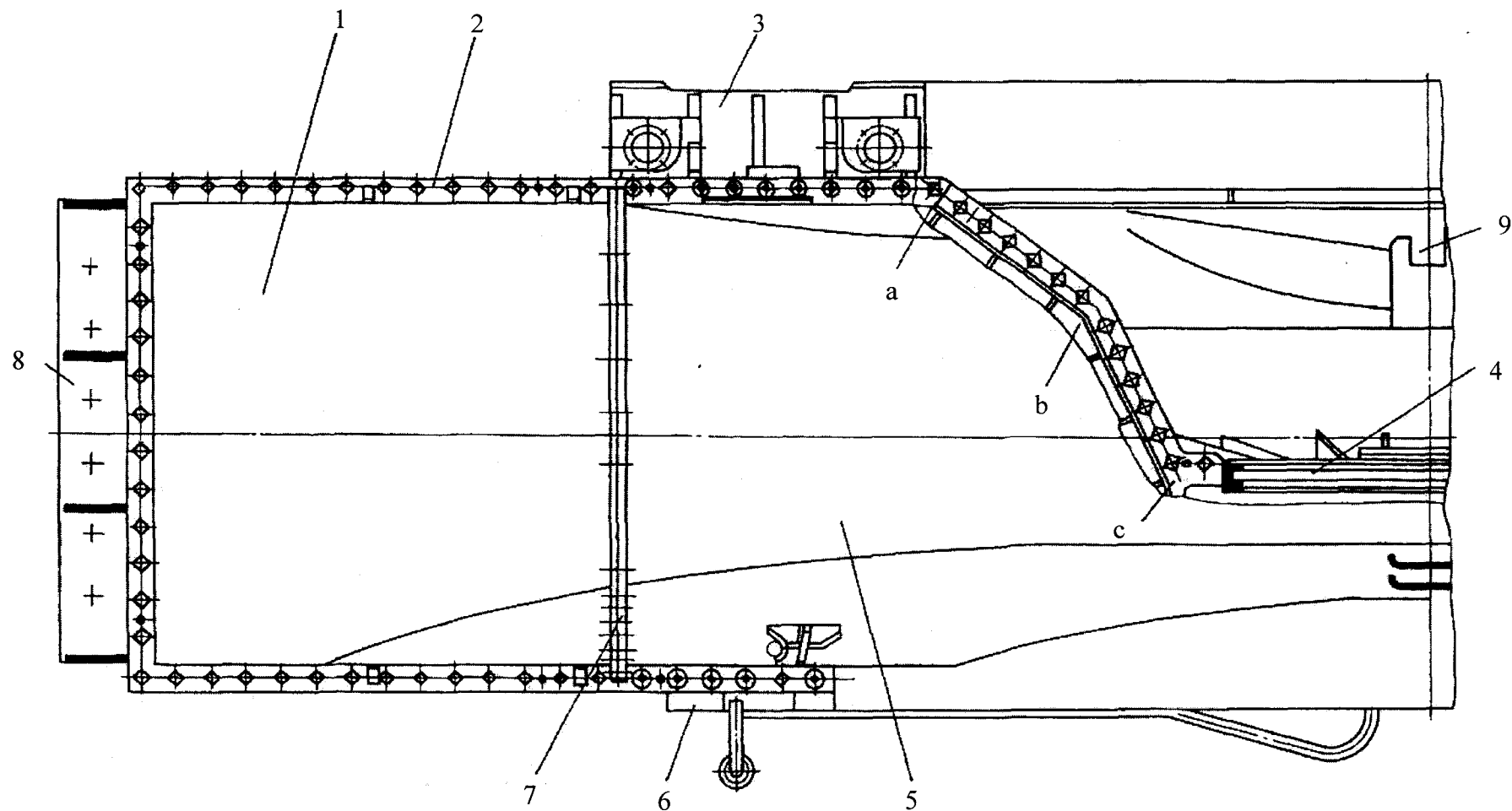


Рисунок 4.3.15 - Центральная часть внешнего корпуса ЦНД (внизу - вид сверху на горизонтальный разъем)



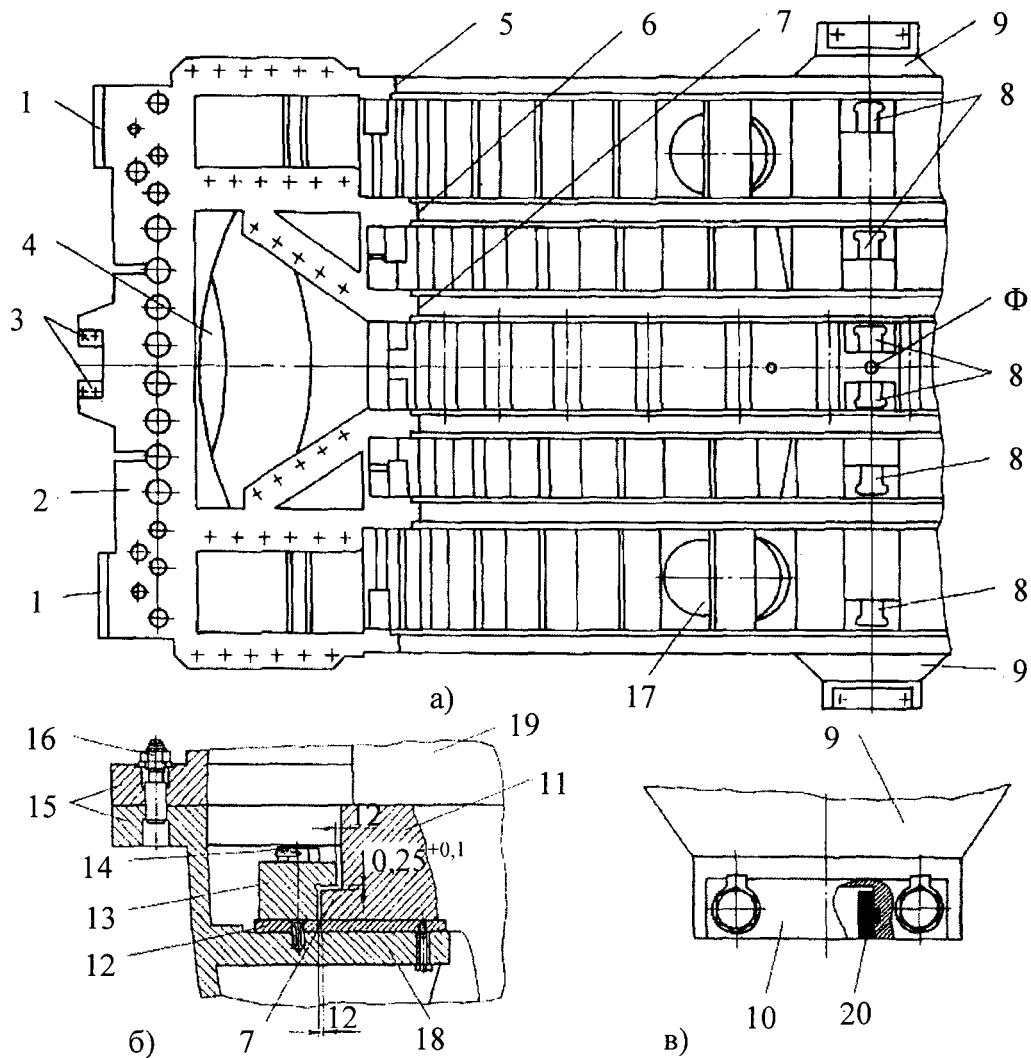
1, 8 - нижняя и верхняя центральные части патрубка; 2, 7 - нижняя и верхняя боковые части; 3 - боковая лапа ЦНД; 4 - фланец горизонтального разъема; 5 - фланцы присоединения выходного патрубка к центральной части ЦНД; 6, 10 - технологические фланцы соединения боковых и центральной частей патрубка; 9 - коллекторы подвода конденсата для охлаждения выходного патрубка.

Рисунок 4.3.16 - Вид на выходной патрубок со стороны центральной части ЦНД



1 - нижняя боковая часть патрубка; 2 - горизонтальный разъем; 3 - торцевая лапа; 4 - расточка для установки линзового компенсатора концевой уплотнения; 5 - нижняя центральная часть патрубка; 6 - фланец присоединения центральной части внешнего корпуса ЦНД; 7 - внутреннее (технологическое) фланцевое соединение боковой и центральной частей выходного патрубка; 8 - боковая лапа ЦНД; 9 - шпоночный паз под вертикальную шпонку, установленную на осевой фундаментной раме.

Рисунок 4.3.17 - Вид на горизонтальный разъем выходного патрубка ЦНД



а) - вид сверху на нижнюю половину корпуса; б) - детали подвески внутреннего корпуса во внешнем; в) - направляющий паз под вертикальную шпонку; 1 - выступы для установки прижимной скобы; 2 - поверхность фланцевого разъема; 3 - направляющие окружной шпонки, совмещающие вертикальные поперечные плоскости внутреннего и внешнего корпусов; 4 - отверстие для входа пара во внутренний корпус к 1-ой ступени ЦНД; 5-7 - внутренние кольцевые гребни для осевой фиксации диафрагм; 8 - направляющие пазы под вертикальные шпонки диафрагм; 9 - направляющие под вертикальные шпонки, совмещающие продольные и вертикальные плоскости внутреннего и внешнего корпусов; 10 - защитная пластина шпоночного соединения, 11 - горизонтальный продольный фланец внутреннего корпуса; 12 - регулировочная пластина, обеспечивающая совмещение горизонтальных осевых плоскостей внутреннего и внешнего корпусов; 13 - прижимная скоба; 14 - болт крепления прижимной скобы; 15 - фланцевое соединение горизонтального разъема внешнего корпуса; 16 - контрольный болт; 17 - отверстие для вывода пара на регенеративный подогреватель; 18 - опорные площадки для подвески внутреннего корпуса; 19 - фланец верхней части внутреннего корпуса; 20 - направляющие вертикальных шпонок; Φ - фиксипункт внутреннего корпуса ЦНД по отношению к внешнему.

Рисунок 4.3.18 - Внутренний корпус ЦНД

4.3.7.13. Внутри воздушного пространства, образованного внутренним коническим обводом абс патрубков, размещают концевое уплотнение ротора и часть опоры (корпуса подшипника), не показанные на рисунке 4.3.17. Это позволяет сократить длину турбины и сделать ее роторы более жесткими.

4.3.7.14. Внутренний корпус ЦНД, точнее вид на его горизонтальный разъем, показан на рис. 4.3.18, а) (см. также рис. 4.3.12). Пар в него поступает через отверстия 4 (см. также поз. 9 на рис. 4.3.14) и растекается на два потока. Симметрично расположенные кольцевые гребни 7 служат для установки сопловых аппаратов 1-ых ступеней ЦНД, гребни 6 - диафрагм вторых ступеней, а гребни 5 - двух соединенных диафрагм, аналогичных сболченным диафрагмам ЦВД, показанным на рис. 4.3.10, а). Таким образом, во внутреннем корпусе ЦНД в каждом из двух потоков установлено четыре сопловых аппарата.

4.3.7.15. Нижняя часть внутреннего корпуса снабжена системой полостей (на рис. 4.3.18, а) они не видны) для организации вывода пара на два ПНД.

4.3.7.16. Установка внутреннего корпуса ЦНД во внешнем реализована на тех же принципах, что установка внутреннего корпуса ЦВД, обеспечивающих свободу и определенность тепловых расширений внутреннего корпуса во внешнем при любых режимах работы. В нижней половине внешнего корпуса (см. рис. 4.3.18, б)) выполняются четыре горизонтальные опорные площадки (см. также поз. 4 на рис. 4.3.15). Горизонтальными продольными фланцами 11 (см. рис. 4.3.18, б)), нижняя часть которых тщательно обрабатывается, внутренний корпус укладывается на опорные площадки с таким расчетом, чтобы совместить плоскости горизонтального разъема внутреннего и внешнего корпусов ЦНД. Для точной подгонки служит регулировочная пластина 12. Горизонтальный фланец 11 внутреннего корпуса ЦНД выполняется с четырьмя выступами 1 (см. рис. 4.3.18, б)), над которыми устанавливаются прижимные скобы 13 (см. также поз. 5 на рис. 4.3.15). Между прижимной скобой и выступом фланца оставляют обязательный зазор 0,25 мм, обеспечивающий свободное тепловое расширение внутреннего корпуса, но не допускающий отрыв фланца от поверхности регулировочной пластины под действием реактивного момента, возникающего на сопловой решетке диафрагм при истечении из них пара в окружном направлении. Для совмещения вертикальных продольных плоскостей внутреннего и внешнего корпусов служат вертикальные шпоночные соединения 9, направляющие 20 которых показаны на рис. 4.3.18, в) (шпонка размещается на нижней образующей внешнего корпуса). Поперечные вертикальные плоскости корпусов совмещаются с помощью вертикальных шпонок, направляющие 3 которых показаны на рис. 4.3.18, а). Таким образом, внутренний корпус свободно расширяется во внешнем от фиксированной точки пересечения трех взаимно перпендикулярных плоскостей.

4.3.7.17. Конструкция сопловых аппаратов 1-ых ступеней ЦНД, одиночной и сдвоенной диафрагм, установленных во внутреннем корпусе (см. рис. 4.3.12), аналогичны конструкции и установке этих элементов в ЦВД. Диафрагмы трех последних ступеней помещены в расточках внешнего корпуса. Вместе с тем имеют два важных отличия. Первое состоит в том, что решетки сопловых аппаратов выполнены с коническим меридиональным обводом из-за быстрого увеличения

удельного объема пара. Второе отличие состоит в использовании в диафрагмах двух последних ступеней сопловых лопаток с внутриканальной сепарацией.

4.3.7.18. Все диафрагмы ЦНД выполнены сварными и сболчиваются по горизонтальному разъему.

4.4. Уплотнения турбины

4.4.1. В паровой турбине К-1000-60/1500-2 используются три вида уплотнений: концевые, диафрагменные и уплотнения рабочей решетки.

4.4.2. Концевые уплотнения служат для уплотнения концов валов, выходящих из цилиндров. Диафрагменные уплотнения препятствуют протечке пара между диафрагмой и валом. Уплотнение рабочей решетки обычно включает в себя надбандажное уплотнение, иногда называемое периферийным, осевое уплотнение и некоторые другие.

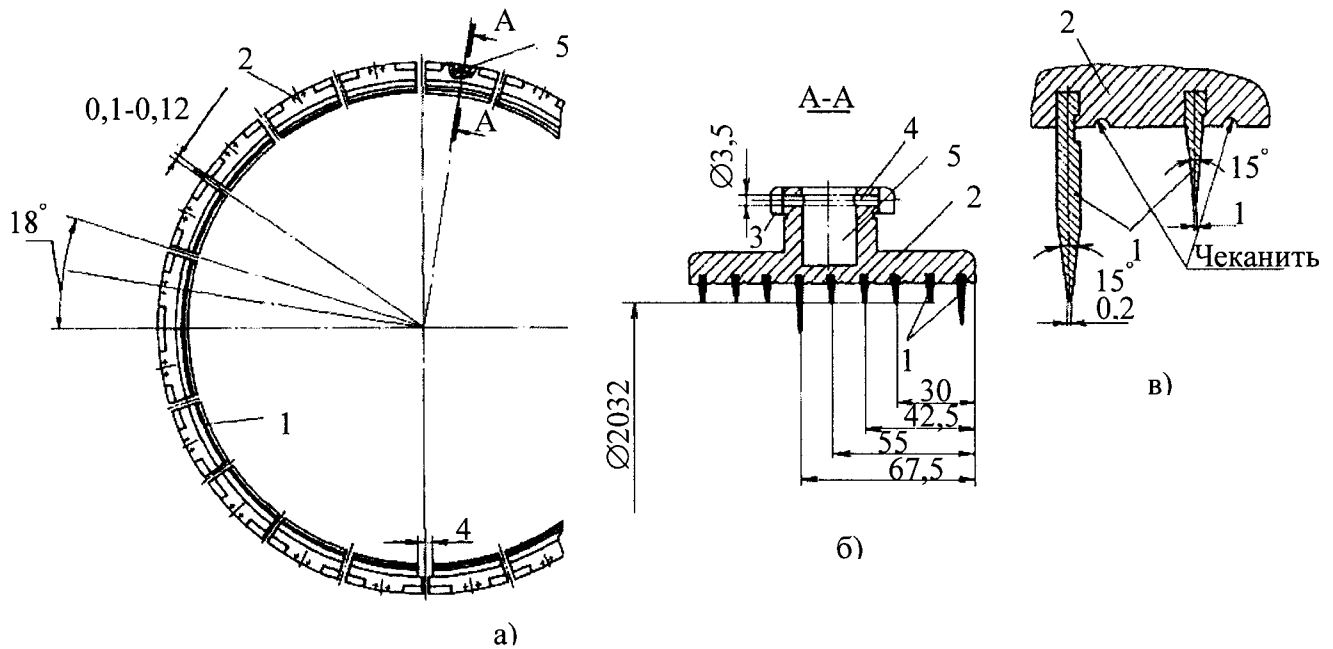
4.4.3. К уплотнениям предъявляется целый ряд требований. Прежде всего они должны обеспечивать минимум утечки пара. Для этого зазоры в уплотнениях должны быть минимально допустимыми из соображений невозможности задеваний. Если возникают задевания, то в лучшем случае происходит срабатывание гребней уплотнений с последующей потерей экономичности, а в худшем — тяжелая авария, вызванная тепловым остаточным прогибом ротора. Утечка пара также определяется числом гребней: она обратно пропорциональна квадратному корню из их числа. Поэтому число уплотняющих гребней стремятся увеличить, однако оно определяется и другими факторами.

4.4.4. Уплотнения должны быть надежными. Случайные задевания, возникающие, в частности, при развороте турбины, когда ее валопровод проходит критические частоты вращения, не должны приводить к их сильному износу или сильному разогреву вала.

4.4.5. Уплотнения должны быть ремонтпригодными и легко заменяться в условиях электростанции.

4.4.6. Уплотнения представляют собой систему острых гребней, устанавливаемых с малым зазором по отношению к сопряженной поверхности, которая выполняется либо гладкой (прямоточное уплотнение), либо ступенчатой.

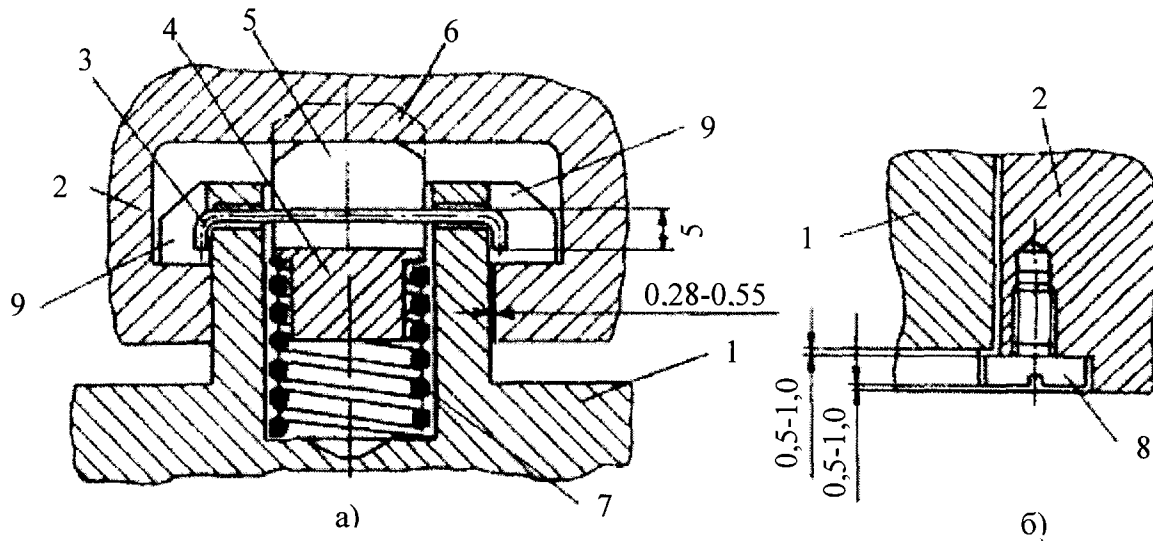
4.4.7. На рис. 4.4.1, а) показана схема уплотнительного кольца, внутри которого размещается уплотняемый (не показан) вал. Кольцо образовано двадцатью одинаковыми сегментами 2. Каждый из сегментов имеет хвостовик 3, с помощью которого он устанавливается в расточку диафрагмы (или обоймы). На внутренней поверхности сегмента выполняют выточки прямоугольной формы (на рис. 4.4.1, б) их девять), в которые заводятся уплотнительные гребни (рис. 4.4.1, в)); каждый из гребней состоит из нескольких (четырёх-пяти) кусков. Гребни выполняются с окружной выточкой или уступом (рис. 4.4.1, в)), служащим для зачеканки гребней.



а) - установка сегментов вокруг вала; б) - радиальное сечение сегмента по отверстию под установку отжимной пружины; в) - зачеканенные гребни уплотнений; 1 - гребни; 2 - сегмент уплотнений; 3 - хвостовик с местной прорезью под конец проволоки, удерживающей пружину; 4 - отверстие под проволоку; 5 - отверстия для установки пружин сжатия.

Рисунок 4.4.1 - Конструкция уплотнительных сегментов ЦНД

4.4.8. Зачеканка уплотнительных гребней легко осуществляется при ремонтах турбины. Однако при случайных задеваниях гребней о ротор возникает опасность его одностороннего разогрева и теплового искривления. Уплотнительный сегмент устанавливают (рис. 4.4.2, а)) в расточку диафрагмы (или обоймы) с помощью хвостовика специальным образом. В каждом из сегментов на внешней кольцевой поверхности выполняют рядом два глухих отверстия 5 (см. рис. 4.4.1, а) и б)), оси которых располагаются параллельно и симметрично радиусу, проходящему через ось симметрии сегмента. В эти отверстия до установки сегментов в диафрагму вставляют пружины 7 (см. рис. 4.4.2, а)), внутрь их - пальцы 4 с прорезью; затем пружины сжимают и в два осевых отверстия в хвостовике и в прорезь в хвостовике вставляют проволоки, концы которых отгибают. В результате образуется ансамбль из сегмента уплотнения с двумя выступающими пальцами 5, которые могут перемещаться вдоль оси пружин. При установке сегмента пружины сжимаются пальцами и затем вводятся в расточку диафрагмы (или обоймы). Пружину 7 отжимают сегмент к центру расточки до тех пор, пока боковые гребни 9 хвостовика не упрутся в край расточки диафрагмы. При этом между ротором и гребнями обеспечивается расчетный радиальный зазор, составляющий примерно 0,001 диаметра ротора. Пружина 7 обеспечивает податливость сегмента в радиальном направлении: при случайных задеваниях ротора о гребни сегмент перемещается от вала, чем предотвращается интенсивность износа гребней и уменьшается вероятность теплового изгиба ротора при односторонних задеваниях.



1 - сегмент уплотнений; 2 - диафрагма или обойма уплотнений; 3 - проволока, удерживающая пружину при сборке сегмента; 4 - цилиндрическая часть пальца (основания пружины); 5 - цилиндрическая часть пальца с прорезью под проволоку; 6 - положение пальца после сборки сегмента до ввода в прорезь диафрагмы; 7 - цилиндрическая пружина; 8 - винт в верхней половине диафрагмы (или обоймы), удерживающий сегменты от выпадания из них при подъеме; 9 - боковые гребни хвостовика сегмента.

Рисунок 4.4.2 - Установка сегмента уплотнений (в) в диафрагме (или обойме уплотнений) и его подвеска (б) в верхней половине

4.4.9. Для того, чтобы избежать перекосов сегментов в расточках диафрагмы (или обоймы), их устанавливают с малым осевым зазором 0,28—0,55 мм (рис. 4.4.2, а)). Их набирают так, как показано на рис. 4.4.2, а). Поскольку верхняя половина диафрагм (или обойм) опускается при сборке на ротор с уже набранными сегментами уплотнений, то во избежание их выпадения в горизонтальный разъем устанавливают винты 8 (рис. 4.4.2, б)), головки которых подхватывают крайние сегменты уплотнения при подъеме диафрагмы.

4.4.10. Число рядов сегментов, устанавливаемых в диафрагменных уплотнениях, зависит от ширины диафрагмы. В ЦВД, где разность давлений и соответственно толщина диафрагм значительны, удастся установить два ряда сегментов (см. рис. 4.3.2). В ЦНД достаточна установка только одного ряда уплотнительных сегментов.

4.4.11. Концевые уплотнения ЦВД турбины К-1000-60/1500-2 также образуются сегментами рассмотренной конструкции. Отличие состоит лишь в том, что они устанавливаются в расточках обойм уплотнений (см. рис. 4.3.2), размещаемых во внешнем корпусе. Их конструкция принципиально не отличается от конструкции обойм диафрагм ЦВД. Кроме того, необходимое число рядов сегментов значительно больше.

4.4.12. Особую конструкцию представляют собой концевые уплотнения ЦНД, что определяется прежде всего тем, что они размещаются не в обоймах, устанавливаемых в корпусе (см. рис. 4.3.2), а отдельно (см. рис. 4.3.12) и прикрепляются продольными штангами к опорам валопровода (корпусам подшипников).

4.4.13. Само концевое уплотнение показано на рис. 4.4.3. Напомним, что концевое уплотнение ЦНД служит для предотвращения подсоса атмосферного воздуха в выходные патрубки и затем в конденсатор турбины.

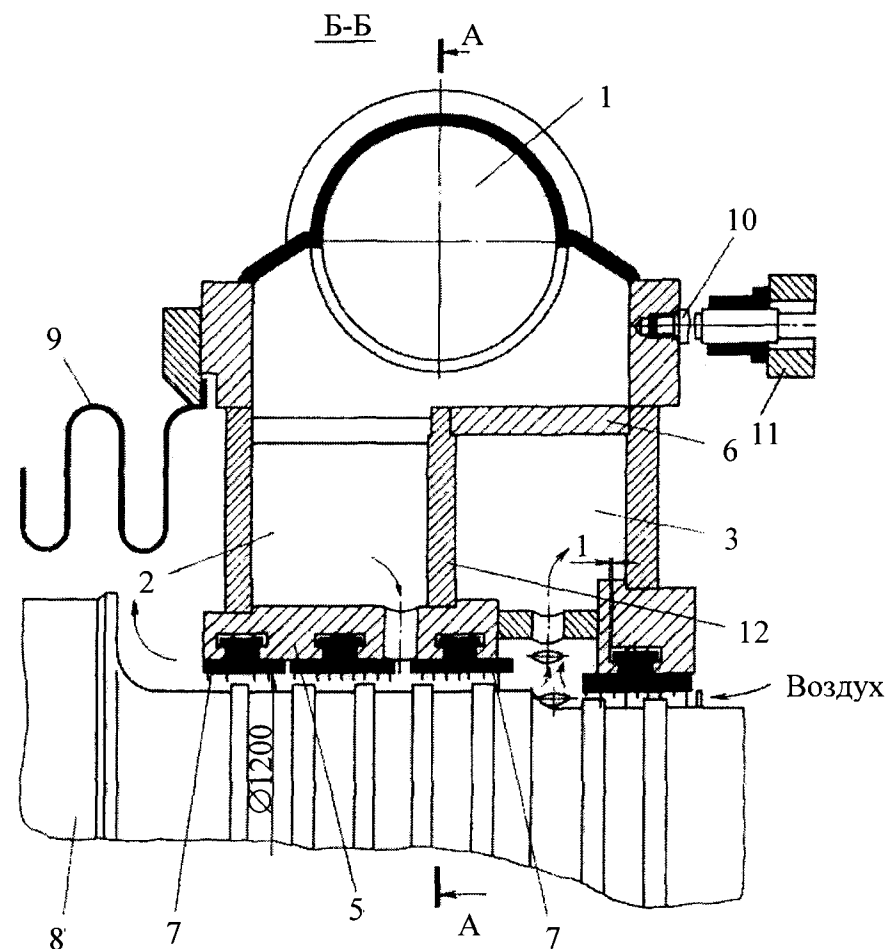
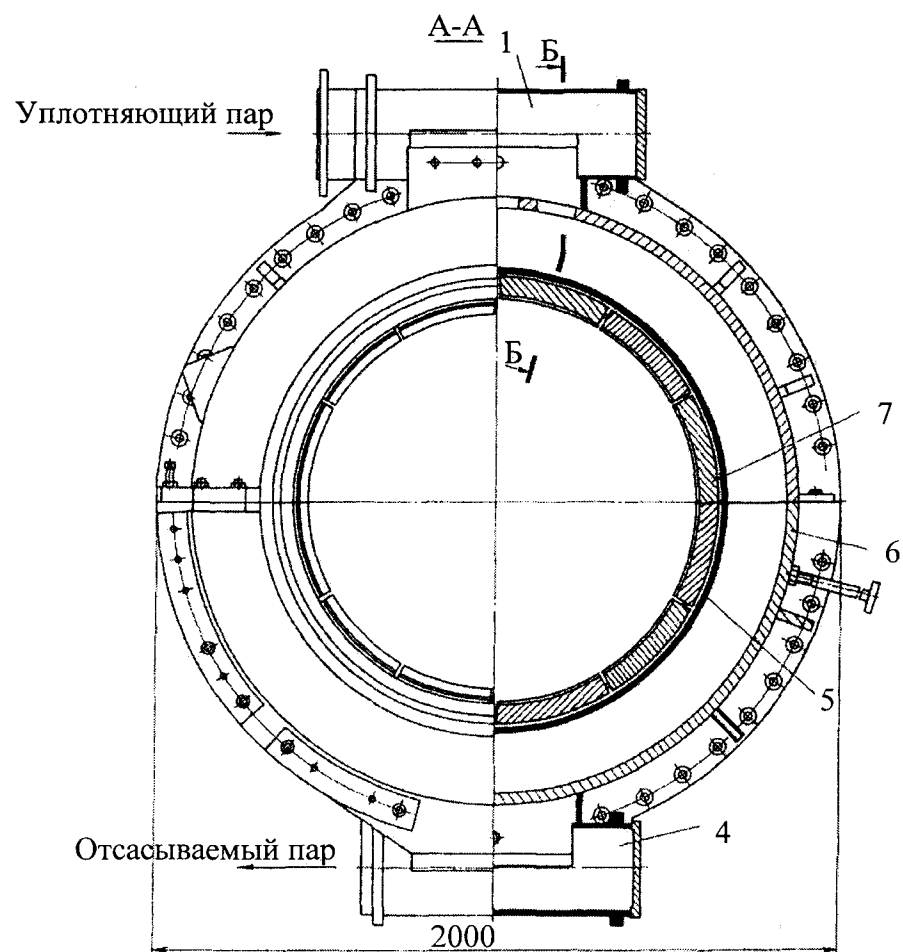
4.4.14. Концевое уплотнение представляет собой цилиндрический корпус, охватывающий концевую часть ротора 8. Его внутренняя часть 5 (обойма) служит для размещения сегментов уплотнения 7. Штангами 10 корпус уплотнения прикрепляется к корпусу подшипника 11, а между ним и выходным патрубком устанавливается компенсатор 9, допускающий независимое тепловое расширение корпуса подшипника (опоры) вместе с корпусом уплотнения и выходного патрубка ЦНД (см. рис. 4.3.12).

4.4.15. Внутри корпуса устанавливается перегородка 12, разделяющая его на две камеры: камеру 2 подвода уплотняющего пара и камеру 3 отсоса пара из уплотнения. Уплотняющий пар из коллектора уплотнений с небольшим избыточным давлением подается в паровпускную коробку 1, а из нее - в камеру 2. Через многочисленные радиальные отверстия в обойме уплотнений он поступает в расщелку между сегментами уплотнений и разделяется на два потока с противоположным направлением. Один поток проходит через два левых сегмента, поступает в пространство между ротором и компенсатором и затем в выходной патрубок ЦНД и конденсатор. 2-ой поток, пройдя правый сегмент уплотнений, попадает в камеру отсоса 3. Поскольку давление в этой камере меньше атмосферного, то через правый сегмент уплотнения подсасывается и небольшое количество воздуха (однако он не может проникнуть в ЦНД).

4.4.16. Из камеры отсоса 3 паровоздушная смесь направляется в коробку отсоса 4, а из нее - в холодильник эжектора уплотнений. В нем пар конденсируется, а воздух удаляется в атмосферу.

4.4.17. Для возможности укладки ротора корпус уплотнения имеет горизонтальный фланцевый разъем, соединяемый обычным образом.

4.4.18. Уплотнение рабочей решетки (надбандажное уплотнение) организуется системой гребней, зачеканенных в козырек диафрагм (см. рис. 4.3.10). По существу, оно состоит из двух сегментов, примыкающих к верхней и нижней половинам диафрагм.



1 - паровпускная коробка уплотняющего пара; 2 - кольцевая камера подачи пара на уплотнения; 3 - кольцевая камера отсоса пара; 4 - коробка отсоса пара из уплотнения; 5 - обойма для установки сегментов уплотнения; 6 - кольцевая стенка, формирующая камеру отсоса пара из уплотнений; 7 - сегменты уплотнения; 8 - концевая часть ротора ЦНД; 9 - линзовый компенсатор; 10 - продольные штанги крепления кондового уплотнения ЦНД к опоре ротора; 11 - опора ротора; 12 - разделительная перегородка.

Рисунок 4.4.3 - Концевое уплотнение ЦНД

4.5. Подшипники турбины

4.5.1. Подшипники служат для фиксации такого положения вращающегося валопровода в турбине, при котором обеспечивается надежная и экономичная работа.

4.5.2. Турбоагрегат К-1000-60/1500-2 имеет двенадцать опорных подшипников и один упорный.

4.5.3. Опорные подшипники воспринимают и передают на статор радиальные нагрузки от собственного веса валопровода, его неуравновешенных центробежных сил и расцентровок, аэродинамических сил, возникающих в проточной части турбины и уплотнениях. Конструкция опорных подшипников и их режим работы должны обеспечивать малые зазоры в проточной части и уплотнениях для поддержания высокой экономичности. Вместе с тем они должны исключать возможность радиальных задеваний в проточной части.

4.5.4. Упорный подшипник воспринимает результирующее осевое усилие, действующее на валопровод турбины, и некоторые другие нагрузки.

4.5.5. В паровых турбинах используют только подшипники скольжения (опорные и упорные), в которых между вращающимися и невращающимися деталями при нормальной работе всегда существует тонкий слой смазки. Подшипники скольжения обладают необходимой надежностью при длительном сроке службы и при правильном изготовлении и заботливой эксплуатации хорошо сопротивляются действию статических и динамических нагрузок.

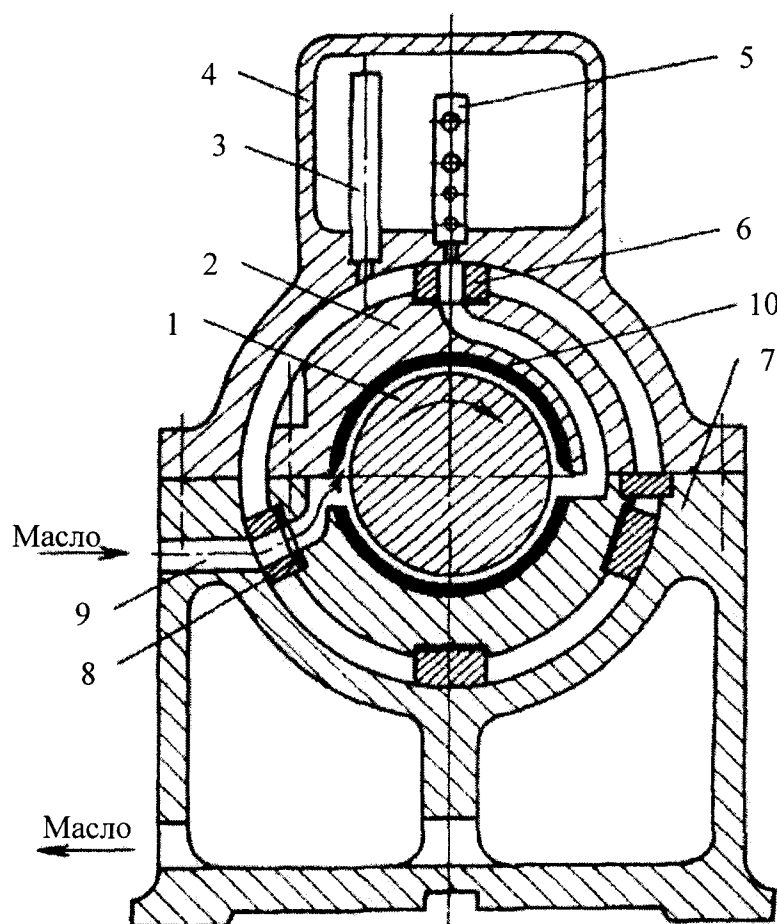
Примечание.

Следует указать на частую путаницу, возникающую при использовании термина «подшипник». Часто под подшипником турбины понимают совокупность неподвижных элементов, включающую в себя вкладыш, его обойму (если она имеется) и корпус; иногда в одном корпусе устанавливаются несколько вкладышей (для соседних роторов), соединяющую муфту и некоторые элементы систем автоматического регулирования, защиты и управления. Однако часто под термином «подшипник» также понимают только вкладыш и обойму подшипника - элементы, непосредственно воспринимающие радиальную и осевую нагрузки от ротора. В частности, когда выше говорилось об опорных и упорных подшипниках, то, конечно, имелось в виду их вкладыши. Для совокупности неподвижных элементов, указанных выше, будет использоваться термин «опора валопровода».

4.5.6. Опорные подшипники

4.5.6.1. Конструктивная схема типичной опоры показана на рис. 4.5.1.

4.5.6.2. Шейка вала 1 размещается во вкладыше 2 подшипника с небольшим зазором, в который по каналу 9 из масляного бака насосом подается масло. Оно проходит между шейкой и баббитовой заливкой 10 вкладыша, образуя масляную пленку, на которой в нормальных условиях и вращается вал. При этом исключается контакт металлических поверхностей вала и вкладыша.



1 – шейка вала; 2 – вкладыш подшипника; 3 – переливная труба; 4 – аварийная емкость; 5 – маслопровод; 6 – верхняя колодка; 7 – корпус (картер); 8 – нижняя колодка; 9 – канал подачи масла; 10 – бабитовая заливка вкладыша.

Рисунок 4.5.1 - Схема опорного подшипника

4.5.6.3. Отработавшее масло через торцевой зазор между валом и вкладышем стекает в корпус (картер) 7 опоры, откуда самотеком направляется в масляный бак.

4.5.6.4. Положение шейки вала, а следовательно, и валопровода турбины в ее корпусе определяется положением вкладыша. Для его установки используют три нижние колодки 8 с цилиндрической внешней поверхностью. На них помещается нижняя половина вкладыша. Верхняя колодка 6 необходима для плотного зажатия вкладыша в корпусе подшипника. Между вкладышем и колодками для точной центровки расточек вкладыша, диафрагм и уплотнений устанавливают регулировочные прокладки.

4.5.6.5. В турбинах, в которых масляные насосы расположены не на валу турбины, на крышках подшипников или над ними устанавливают аварийные емкости (бачки) 4, непрерывно заполняемые маслом по маслопроводу 5. Избыток масла по переливной трубе 3 стекает в корпус подшипника. При прекращении подачи масла от насосов, например из-за разрыва подающего маслопровода, система защиты отключает турбогенератор от сети, а смазка шейки вала в период замед-

ления вращения осуществляется маслом, поступающим из аварийной емкости по маслопроводу 5 через специальным образом подобранные дозировочные отверстия, обеспечивающие уменьшение расхода масла с замедлением вращения турбины.

4.5.6.6. К конструкции опорных подшипников предъявляют ряд требований.

4.5.6.6.1. Работа подшипника должна быть надежной, исключаящей сильный разогрев масла и износ вкладыша. При износе вкладыша изменяются вибрационные характеристики всего валопровода и может возникнуть интенсивная вибрация. Масло в подшипнике нагревается за счет сил трения между слоями масла в пленке и за счет теплоты, поступающей по валу от горячих частей турбины. Обычно количество теплоты, идущей по валу, не превышает 10-20 % теплоты, выделяющейся в масляном слое. При разогреве до 115 °С внутренняя поверхность вкладыша, заливаемая антифрикционным легкоплавким сплавом - баббитом, размягчается и ее сопротивление деформированию и износу резко ухудшается. При 150 °С разрушается пленка из масла марки Тп 22, часто применяемого для смазки подшипников. При 350 °С происходит выплавление баббитовой заливки с тяжелой аварией всего турбоагрегата. Поэтому для поддержания температурного уровня подшипника все эксплуатационные инструкции жестко оговаривают температуру масла на входе (обычно 40-45 °С), нормальную температуру на выходе (около 65 °С) и предельную температуру (около 75 °С), при которой необходима немедленная остановка турбины. Температура баббитовой заливки, контролируемая термометрами сопротивления или термопреобразователями (термопарами), не должна превышать 100 °С.

4.5.6.6.2. Подшипник должен быть виброустойчивым и обладать достаточной демпфирующей способностью. Под виброустойчивостью понимают его способность не реагировать на случайные возмущения, всегда имеющиеся в турбине. Если случайные или исчезающие возмущения приводят к появлению в масляном слое незатухающих сил, вызывающих интенсивные вибрации валопровода, то подшипник не обладает достаточным запасом виброустойчивости. Все переменные силы, действующие на валопровод и вызывающие его вибрацию, в конце концов гасятся в масляном слое подшипников. Поэтому чем выше их демпфирующая способность, тем меньшая вибрация возникает.

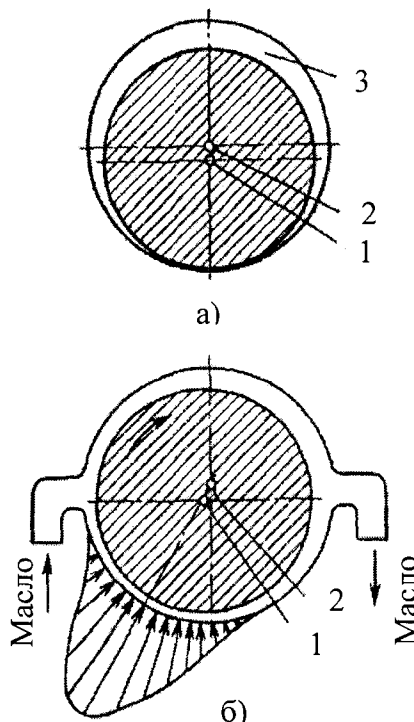
4.5.6.6.3. Конструкция опорного подшипника должна обеспечивать небольшие изменения радиальных зазоров в турбине при всех режимах работы (в нерабочем состоянии и при любых нагрузках). Для этого необходимо, чтобы всплытие шейки вала на масляном слое было небольшим. Это позволит иметь в турбине небольшие радиальные зазоры и малые потери от протечек.

4.5.6.6.4. Потери на трение в подшипнике должны быть небольшими. При размерах шеек валов, превышающих в мощных турбинах 500 мм, потери мощности на трение могут составлять несколько сотен киловатт на каждый подшипник.

4.5.6.7. Перечисленные требования являются противоречивыми в том смысле, что, удовлетворяя полнее одни из них, нет возможности выполнить другие. Например, для обеспечения высокой виброустойчивости и экономичности

требуется иметь малые зазоры между шейкой и вкладышем и малое всплытие шейки вала. Но при этом увеличивается нагрев масла и работа подшипника становится чувствительной к перекосам шейки относительно вкладыша, возникает возможность полусухого трения и задеваний, т.е. снижается надежность. Поэтому при проектировании подшипников прибегают к компромиссным решениям, обеспечивая в первую очередь высокую надежность.

4.5.6.8. Принцип работы опорного подшипника можно уяснить из рис. 4.5.2. Невращающийся валопровод лежит на нижней половине вкладыша, контактируя с ним по части поверхности вблизи нижней образующей (рис. 4.5.2, а)). Если через подшипник организовать поток масла и начать вращать ротор, то масло будет прилипать к поверхности шейки вала и увлекаться ею. Поскольку масло обладает вязкостью, то оно слой за слоем будет увлекаться под шейку вала и в результате при некоторой частоте вращения между ней и вкладышем появится устойчивая масляная пленка (рис. 4.5.2, б)). Таким образом, всплытие шейки на масляной пленке обеспечивается, во-первых, вязкостью масла и, во-вторых, вращением шейки вала. Необходимо подчеркнуть, что подъемная сила, возникающая в рассмотренном подшипнике, образуется не за счет давления масла на входе в подшипник, которое обычно составляет около 200 кПа, а за счет давления, возникающего в масляном слое. Подшипник скольжения, работающий на этом принципе, называется гидродинамическим.



а) - положение неподвижной шейки вала во вкладыше; б) - распределение давления в масляном слое вкладыша с цилиндрической расточкой; 1 - центр шейки; 2 - центр вкладыша; 3 - клиновидный зазор.

Рисунок 4.5.2 - Схемы, поясняющие работу опорного подшипника

4.5.6.9. Если при «плавающей» шейке измерить давление вдоль окружности расточки вкладыша и вычесть из него давление, с которым масло подается к вкладышу, то получится распределение давления, показанное на рис. 4.5.2, б). Давление масла в узком клиновидном зазоре (клине) между шейкой и вкладышем, начиная от сливного канала, будет возрастать, достигая максимума в радиальном сечении, несколько не доходящем до минимального. Если распределение давления заменить эквивалентной ему силой, то ее вертикальная составляющая будет противодействовать вертикальным силам, в частности силе тяжести ротора, а горизонтальная составляющая — всем горизонтальным силам, в частности силам трения между слоями масла в масляном слое.

4.5.6.10. Сила трения между слоями масла зависит от их относительной скорости движения, поэтому устойчивая масляная пленка образуется только при достаточно большой частоте вращения, когда прилипший к поверхности шейки слой масла начнет увлекать соседний слой. При малой частоте вращения масляная пленка либо не образуется совсем, либо периодически исчезает. В соответствии с этим постоянно существует или периодически исчезает контакт шейки и внутренней поверхности вкладыша. При таком режиме работы возникает полусухое (полужидкостное) трение, при котором, если не принять специальных мер, будет выделяться большое количество теплоты, будет происходить износ поверхности вкладыша и, главное, поверхности шейки вала. Именно для уменьшения сил трения при малой частоте вращения внутреннюю поверхность вкладыша заливают антифрикционным сравнительно мягким сплавом - баббитом - сплавом на основе олова.

4.5.6.11. Для заливки вкладышей подшипников используют только баббит марки Б-83, содержащий 83 % олова, 11 % сурьмы и 6 % меди. Оловянистая основа обеспечивает пластичность и деформируемость баббита под действием силы тяжести вала и равномерно ее распределяет по поверхности вкладыша. Кроме того, олово обеспечивает высокое сопротивление коррозии и хорошие литейные качества. Сурьма образует в олове твердые включения, придавая баббиту высокое сопротивление истиранию. Добавки меди обеспечивают однородность баббита.

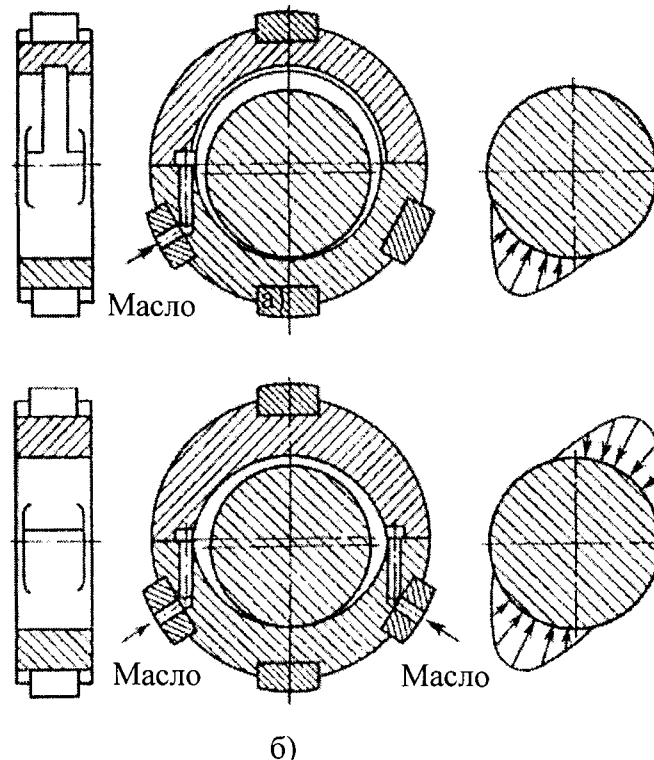
4.5.6.12. Для ротора турбины К-1000-60/1500-2 сухое и полусухое трения неизбежно приведут к недопустимому износу баббитовой заливки. Поэтому кроме описанной гидродинамической системы смазки каждая шейка вала снабжается гидростатическим подъемом (или просто гидроподъемом). Перед толчком ротора или приведением его во вращение вало-поворотным устройством под шейку вала через специальные отверстия подается масло высокого давления (примерно 6-7 МПа), которое обеспечивает подъем невращающегося ротора. После достижения достаточной частоты вращения, когда под шейкой образуется устойчивый гидродинамический слой, гидроподъем отключают.

4.5.6.13. Конструкция расточки вкладыша и организация его маслоснабжения играют решающую роль в удовлетворении перечисленных выше требований. Даже небольшие изменения в форме расточки вследствие износа или отступлений в форме при ремонте могут существенно изменить вибрационные характеристики валопровода.

4.5.6.14. Существующие конструкции опорных вкладышей можно разделить на одноклиновые (другие используемые названия - цилиндрические, половинные), двухклиновые (эллиптические, лимонные) и многоклиновые (сегментные).

4.5.6.15. Одноклиновый вкладыш (рис. 4.5.3, а)) имеет цилиндрическую расточку. При вращении шейки вала под ней образуется только один несущий масляный клин. Принцип работы одноклинового подшипника рассмотрен в пунктах 4.6.8 - 4.6.10. Его конструкция наиболее проста, и поэтому он широко применяется и применяется сейчас для турбин малой и средней мощности.

4.5.6.16. С ростом мощности турбин работа одноклинового подшипника не обеспечивает устойчивости вращения вала на масляной пленке и возникает интенсивная вибрация. Одной из мер борьбы с ней является использование двухклинового подшипника, имеющего овальную расточку (рис. 4.5.3, б)).



а) – одноклиновый; б) – двухклиновый.

Рисунок 4.5.3 - Основные типы опорных подшипников

4.5.6.17. Требуемая овальность вкладыша рассчитывается очень точно и практически выполняется следующим образом: между половинками вкладыша в разъеме устанавливается с каждой стороны прокладка, толщина которой подбирается таким образом, чтобы после выполнения цилиндрической расточки, удаления прокладок и соединения половин вкладыша получить требуемую овальность. Точность изготовления прокладок ± 20 мкм по толщине. Вкладыш растачивается с допуском $+50$ мкм. После сборки подшипника и установки валопровода боковые и верхний зазоры в двухклиновом подшипнике находятся на уровне $0,5$ мм.

4.5.6.18. В двухклиновом подшипнике масляный клин образуется не только в нижней, но и в верхней половине вкладыша. В результате появляется сила, действующая на верхнюю часть шейки вала и препятствующая появлению интенсивной вибрации.

4.5.6.19. Как уже отмечалось, малые радиальные зазоры в турбине и требование высокой виброустойчивости заставляют иметь между шейкой вала и вкладышем очень малые зазоры. Вместе с тем толщина масляной пленки должна перекрывать те микронеровности, которые имеются даже на шлифованной поверхности шейки и пришабренной поверхности вкладыша. Толщина масляной пленки должна быть больше тех механических включений, которые неизбежно имеются в масле после его очистки в фильтрах и масляном баке. Она должна быть достаточной для исключения полусухого трения при неизбежно возникающих перекосах шейки во вкладыше, при изменении температуры масла, частоты вращения и т.д. И, наконец, зазоры во вкладыше и его конструкция должны быть такими, чтобы обеспечить отвод теплоты, возникающей за счет трения в масляном слое и идущей по валу от горячих частей турбины. Для выполнения всех этих противоречивых требований, как показывает опыт эксплуатации, необходимо иметь толщину масляной пленки примерно 20 мкм, для чего необходимо иметь диаметральный зазор, составляющий 0,002-0,004 диаметра шейки вала.

4.5.6.20. Очень важна для хорошего функционирования вкладыша правильная организация снабжения его маслом. На рис. 4.5.3, а) показана длительное время применявшаяся и применяющаяся во многих случаях и сейчас организация маслоснабжения вкладыша. В верхней части вкладыша выполнена маслораздаточная канавка, позволяющая перепустить масло, подаваемое к вкладышу, сверху вокруг шейки вала и затем подать его в масляный клин. Этим достигаются увеличение расхода масла и хорошее охлаждение. Дополнительное улучшение маслоснабжения достигается выполнением на уровне разъема осевых выборок — маслораздающих карманов («развалов»), не доходящих до торцов вкладыша. Карманы облегчают вход масла во вкладыш и в масляный клин.

4.5.6.21. В двухклиновых подшипниках выполнение маслораздаточной канавки не имеет смысла: как показали опыты, в этом случае не только не возникает масляный клин в верхнем полувкладыше, но даже образуются обширные вакуумные зоны, а смазочный слой теряет свою сплошность и происходит даже подсос воздуха из корпуса подшипника. Поэтому двухклиновые подшипники целесообразно выполнять без маслораздаточной канавки.

4.5.6.22. На рис. 4.5.4 показана конструкция опорного подшипника ЦВД турбины К-1000-60/1500-2. Вкладыш подшипника состоит из двух половин с горизонтальным разъемом. Нижняя половина вкладыша плотно устанавливается в нижней половине обоймы, которая, в свою очередь, с помощью расточки 15 фиксируется в нижней половине корпуса подшипника и передает на него радиальные нагрузки от ротора турбины. Контакт вкладыша и обоймы осуществляется по сферической поверхности. Поэтому вкладыш имеет возможность небольших угловых поворотов при монтаже турбины, что уменьшает перекосы шейки вала во вкладыше и его износ во время работы. Такие вкладыши называются самоустанавливающимися. Следует подчеркнуть, что этот термин никакого отношения к «самоустановке» вкладыша во время работы не имеет. При монтаже вкладыш плотно зажимается в обойме для того, чтобы исключить ослабление натяга при различной температуре обоймы вкладыша. Ослабление крепления вкладыша гро-

зит изменением вибрационных характеристик валопровода и появлением интенсивной вибрации.

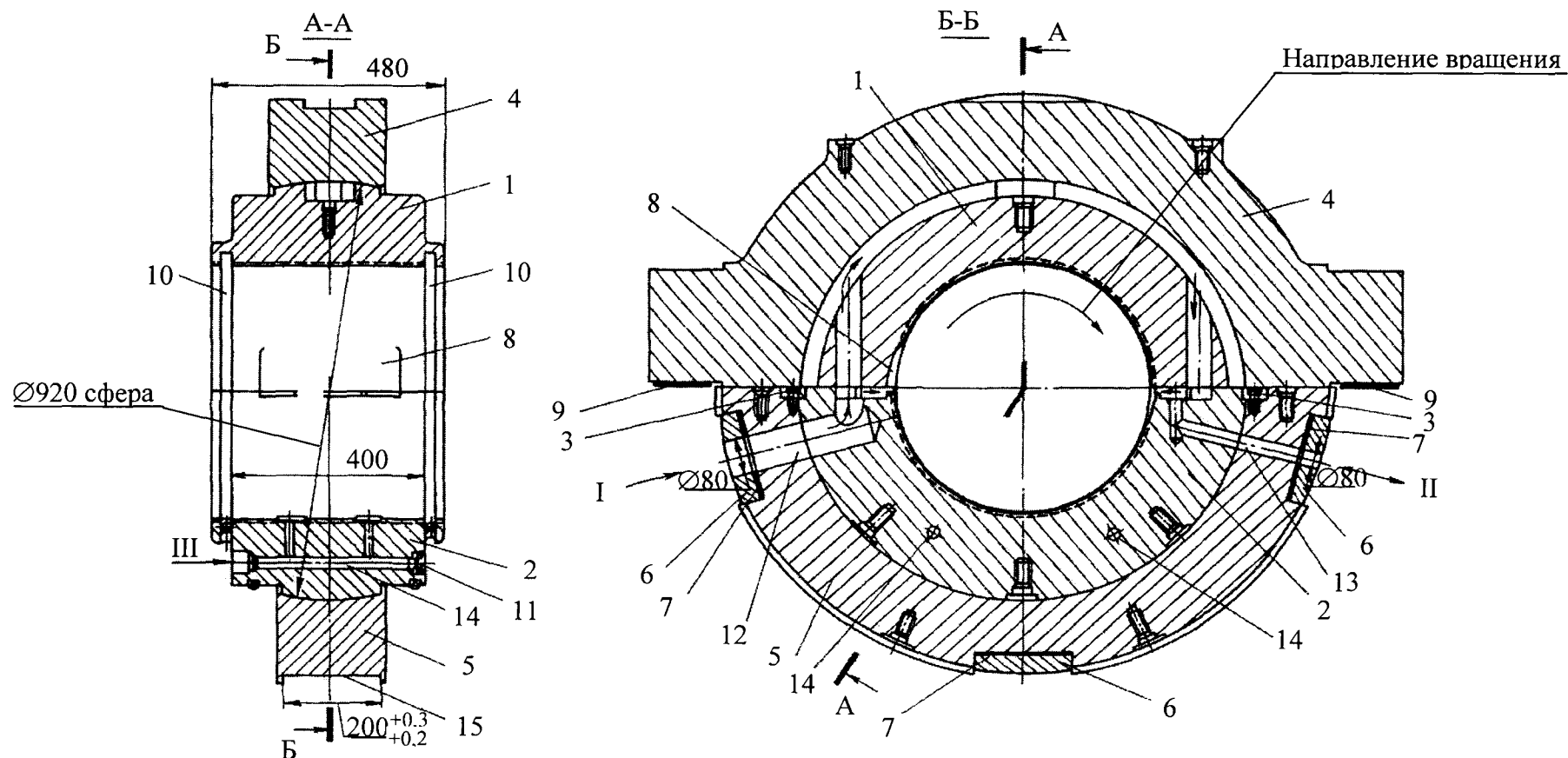
4.5.6.23. Силы трения между слоями масла в подшипнике могут увлечь вкладыш вслед за шейкой. Для исключения этого между нижней половиной вкладыша и нижней половиной обоймы подшипника устанавливают стопорные шайбы 3.

4.5.6.24. Масло для смазки подается по маслопроводу к корпусу подшипника. Оно проходит через отверстие в нем и затем по каналу 12 подается в масло-раздаточный карман 8 на смазку, образуя масляный клин в верхней половине вкладыша. Из этого же канала через вертикальное отверстие в верхней половине вкладыша масло поступает в полукольцевую полость, образованную выточкой в верхней половине вкладыша и сферической поверхностью обоймы. Из этой полости часть масла поступает во 2-ой масло-раздаточный карман для создания нижнего масляного клина, а часть масла по каналу 13 направляется в аварийную масляную емкость, расположенную в крышке подшипника. При авариях с отключением основных масляных насосов последний этап выбега ротора осуществляется с подачей масла в нижний клин из аварийной емкости.

4.5.6.25. По краям вкладыша расположены кольцевые маслоулавливающие канавки: масло, выходящее из торцов вкладыша, попадает в канавки и дренируется через отверстия, расположенные в нижней половине вкладыша.

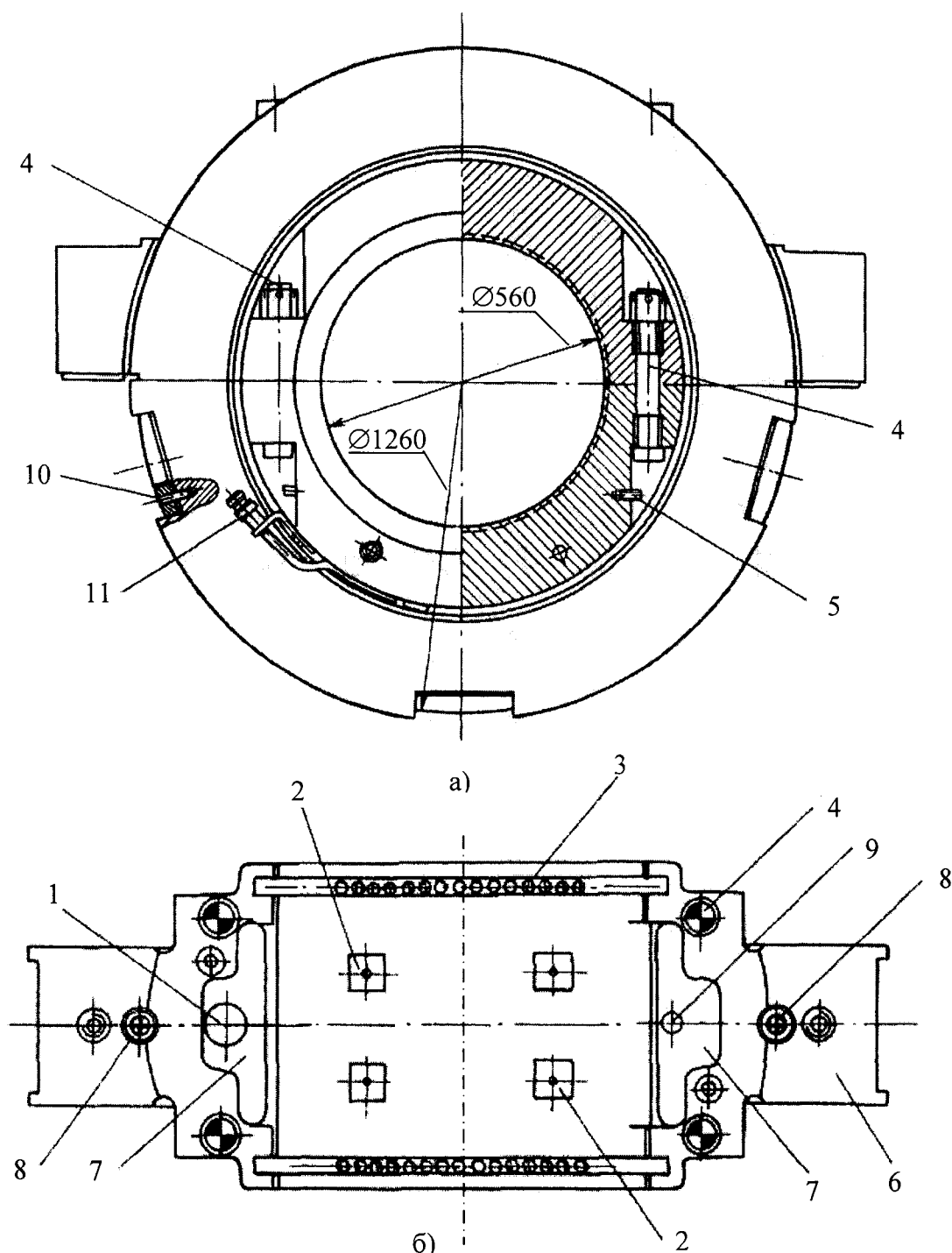
4.5.6.26. Вкладыш монтируется в нижней половине обоймы, которая размещается в корпусе подшипника и удерживается от осевого смещения заплечиками. Нижняя половина обоймы устанавливается и центрируется с помощью трех колодок с цилиндрической внешней поверхностью и прокладок под ними. После размещения в корпусах подшипников нижних половин обойм и вкладышей опускают ротор, закрывают вкладыши и стягивают их болтами (рис. 4.5.5). Затем устанавливают верхние половины обойм, которые через прокладки притягивают к корпусам подшипников. В нижней половине вкладыша выполняют два осевых канала 14 (рис. 4.5.4). С одной из сторон отверстия заглушают пробками, а к двум другим подводят масло от высоконапорных насосов гидроподъема. Масло при толчке ротора поступает к четырем каналам, радиально расположенным во вкладыше, и заставляет ротор всплыть.

4.5.6.27. На рис. 4.5.6 показан опорный подшипник ЦНД с диаметром шейки вала 800 мм. Он также выполнен со сферическим вкладышем, однако в отличие от опорных вкладышей ЦВД перепуск масла после его подвода к нижней половине вкладыша выполнен с помощью перепускной канавки, расположенной в середине верхней половины вкладыша. В остальном конструкция этого вкладыша принципиально не отличается от конструкции, показанной на рис. 4.5.4 и 4.5.5 и описанной в пунктах 4.5.6.22-4.5.6.26.



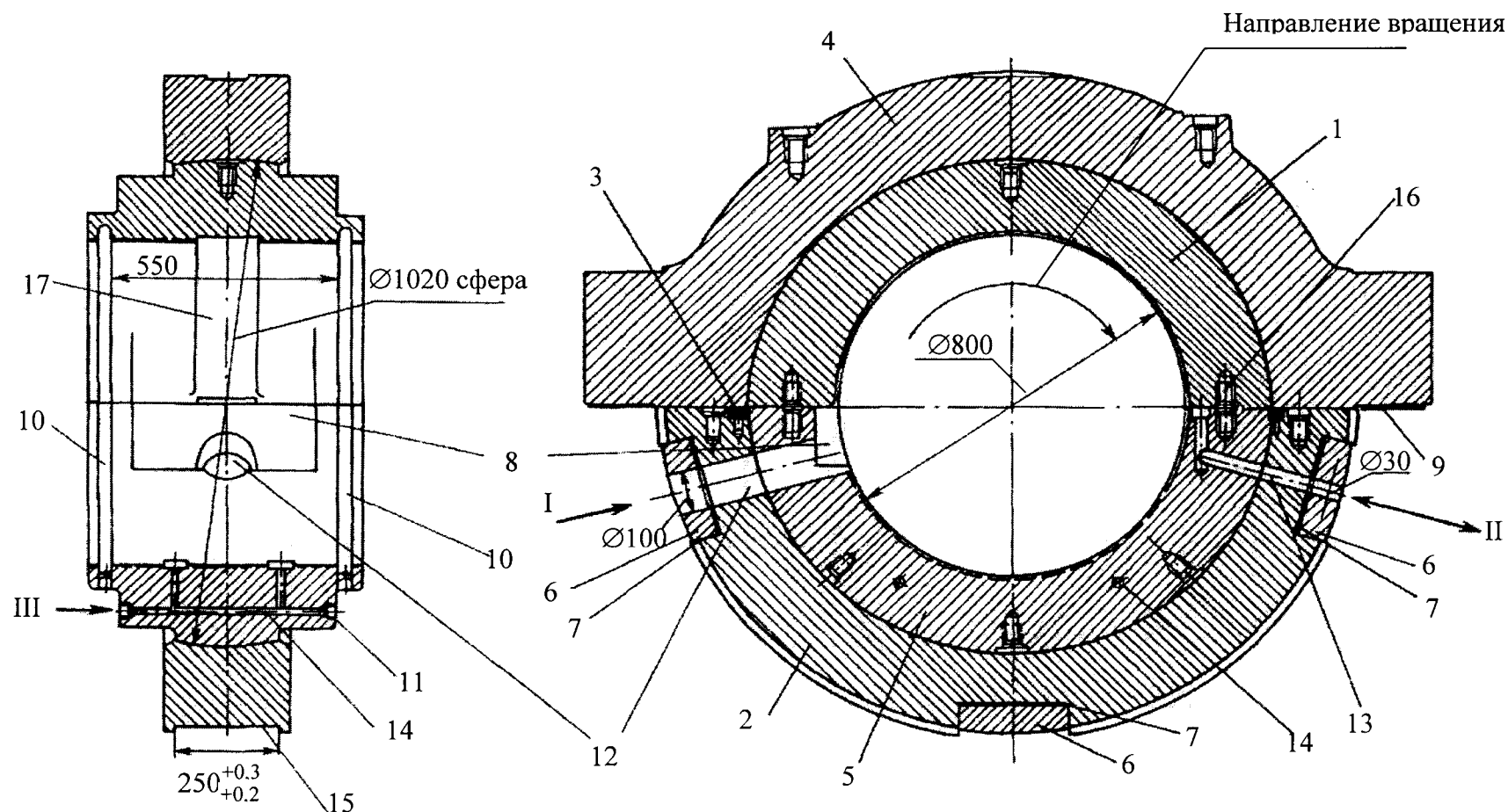
1, 2 - верхняя и нижняя половины вкладыша; 3 - стопорные шайбы; 4, 5 - верхняя и нижняя половины обоймы; 6 - опорные колодки; 7, 9 - регулировочные прокладки; 8 - маслораздаточный карман; 10 - маслоулавливающие канавки; 11 - пробка; 12 - канал для подвода смазочного масла; 13 - канал для подачи масла в аварийную емкость (и из аварийной емкости при аварийных режимах); 14 - каналы подачи масла для гидropодъема ротора; 15 - полукольцевая расточка для установки обоймы в корпусе подшипника; I - масло на смазку шейки подшипника; II - масло к аварийной емкости и из нее; III - масло для гидropодъема ротора.

Рисунок 4.5.4 - Конструкция опорного подшипника ЦВД



а) - внешний вид (слева) и разрез по скрепляющим болтам вкладыша (справа); б) - вид на горизонтальный разъем вкладыша и обоймы; 1 - канал для подвода смазочного масла; 2 - выборки для подвода масла для гидроподъема ротора; 3 - дренажные отверстия; 4 - скрепляющие болты; 5 - винт, удерживающий скрепляющий болт при подъеме верхней половины вкладыша; 6 - нижняя половина обоймы; 7 - выборки для подачи масла в маслораздаточные карманы; 8 - стопорные шайбы; 9 - канал для подачи масла в аварийную емкость (и из емкости при аварийных режимах); 10 - крепежный винт; 11 - провод для передачи сигнала от измерителя температуры баббитовой заливки.

Рисунок 4.5.5 - Общий вид опорного подшипника ЦВД



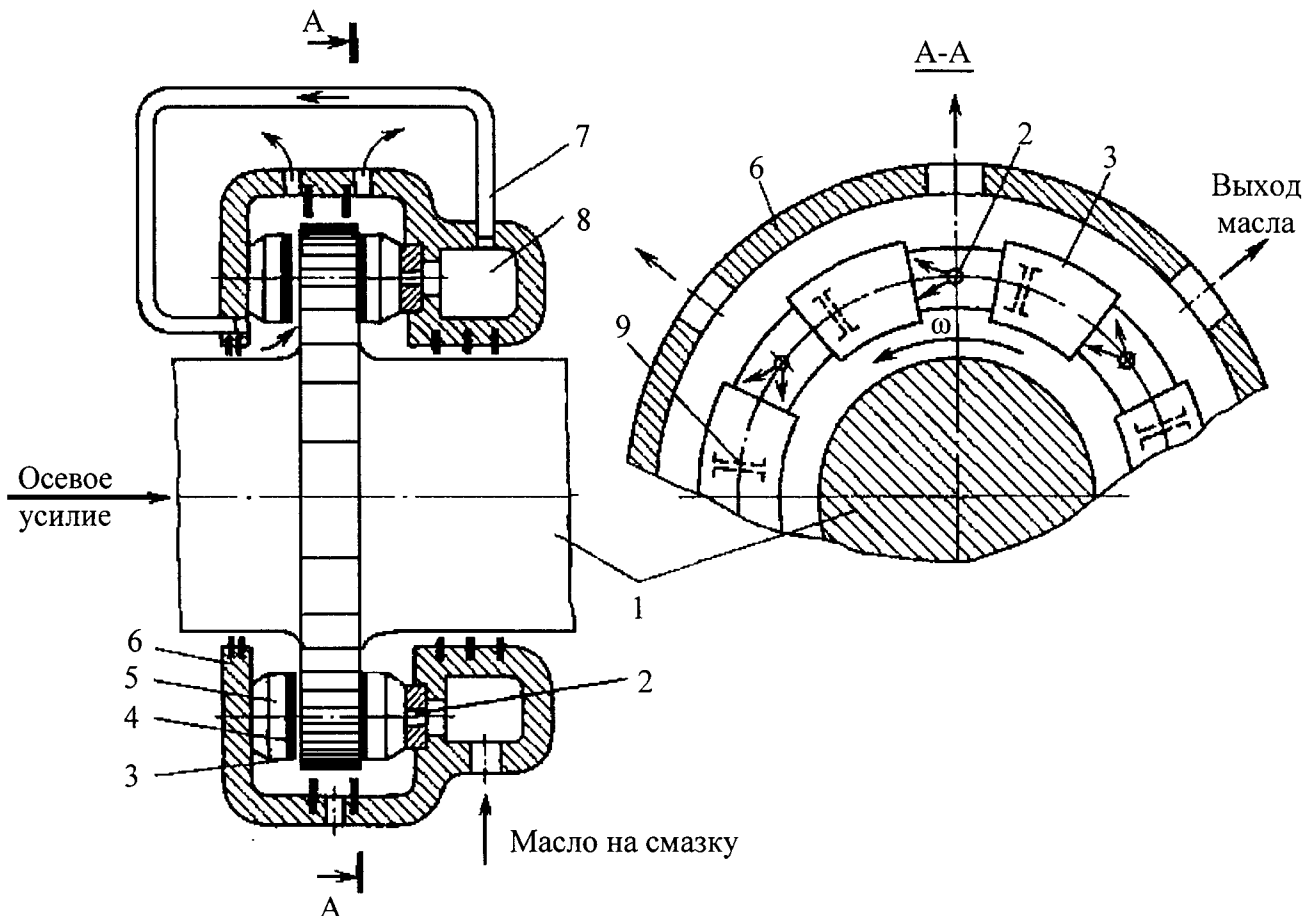
1, 2 - верхняя и нижняя половины вкладыша; 3 - стопорные шайбы; 4, 5 - верхняя и нижняя половины обоймы; 6 - опорные колодки; 7, 9 - регулировочные прокладки; 8 - маслораздаточный карман; 10 - маслоулавливающие канавки; 11 - пробка; 12 - канал для подвода смазочного масла; 13 - канал для подачи масла в аварийную емкость (и из аварийной емкости при аварийных режимах); 14 - каналы подачи масла для гидроподъема ротора; 15 - полукольцевая расточка для установки обоймы в корпусе подшипника; 16 - центрирующие штифты; 17 - маслоперепускная канавка I - масло на смазку шейки подшипника; II - масло к аварийной емкости и из нее; III - масло для гидроподъема ротора.

Рисунок 4.5.6 - Конструкция опорного подшипника ЦНД

4.5.7. Упорные подшипники

4.5.7.1. Упорный подшипник служит для восприятия результирующего осевого усилия, приложенного к вращающемуся валопроводу, и передачи его на детали статора. Одновременно он фиксирует положение валопровода в турбоагрегате и осевые зазоры в проточной части турбины и уплотнениях. Конструктивно упорный подшипник чаще всего размещают в корпусе вместе с одним из вкладышей опорного подшипника.

4.5.7.2. В современных паровых турбинах применяют исключительно сегментные упорные гидродинамические подшипники скольжения. Принципиальная схема упорного подшипника представлена на рис. 4.5.7.



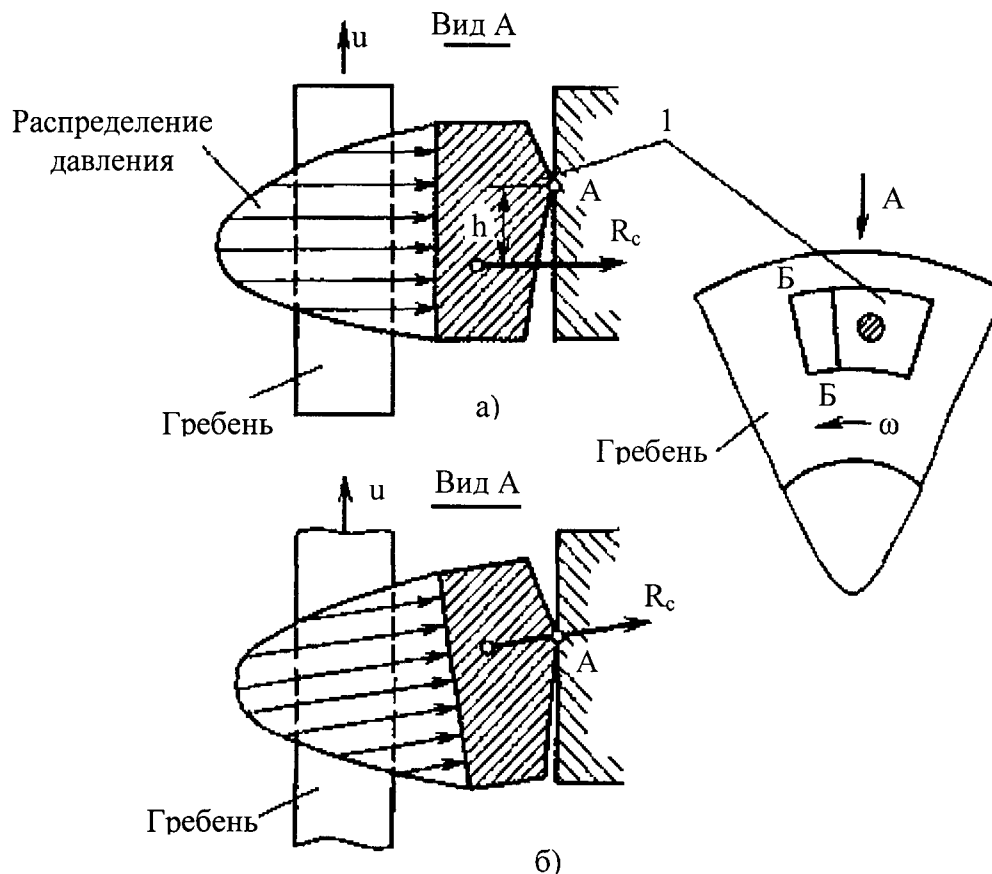
1 - вал; 2 - отверстие подачи масла; 3, 5 - сегменты подшипника; 4 - упорный диск; 6 - корпус; 7 - маслопровод; 8 - коллектор; 9 - ребро качения.

Рисунок 4.5.7 - Принципиальная схема упорного подшипника

4.5.7.3. На валу 1 турбины выполняют упорный диск (гребень) 4, который через масляный слой опирается в зависимости от направления осевого усилия на сегменты 3 или 5, поворачивающиеся около ребер качения 9. Масло для смазки подводится от насоса в коллектор 8, из которого по отверстиям 2 в установочном кольце подается к сегментам 3. Между упорным сегментом и гребнем образуется масляная пленка, препятствующая их контакту. Совокупность корпуса 6 и установленных в нем сегментов называют вкладышем упорного подшипника.

4.5.7.4. Маслоснабжение сегментов 5 2-го ряда может осуществляться либо точно таким же образом (из другого коллектора), либо, как показано на рис. 4.5.7, перепуском масла по маслопроводу 7 в камеру этих сегментов. Вал в месте выхода из корпуса подшипника уплотняется, и подводимое к вкладышу масло заполняет внутреннюю полость вкладыша и выходит в основной корпус подшипника через отверстия в верхней половине вкладыша.

4.5.7.5. Принцип работы упорного подшипника можно уяснить из рис. 4.5.8. Перед началом вращения вкладыш подшипника заполнен маслом. С началом вращения масло, прилипающее к гребню подшипника, увлекается слоем за слоем под сегмент и, поскольку свободному осевому смещению гребня от сегмента препятствует осевая сила R , приложенная к ротору, на поверхности сегментов возникает некоторое распределение давления (см. рис. 4.5.8, а)). Для простоты дальнейших рассуждений его можно заменить эквивалентной силой R_c , приложенной к некоторой точке сегмента и поворачивающей его так же, как и распределенное давление.



а) - неустойчивое; б) – устойчивое.

Рисунок 4.5.8 - Положение сегмента упорного подшипника

4.5.7.6. Если в некоторый момент распределение давления по поверхности сегмента будет таким, как показано на рис. 4.5.8, а), то его положение будет неустойчивым, так как равнодействующая R_c будет работать как рычаг с плечом h вокруг ребра Б-Б опирания сегмента. Поэтому сегмент начнет поворачиваться. Распределение давления при этом будет изменяться. Из-за того, что зазор на входной

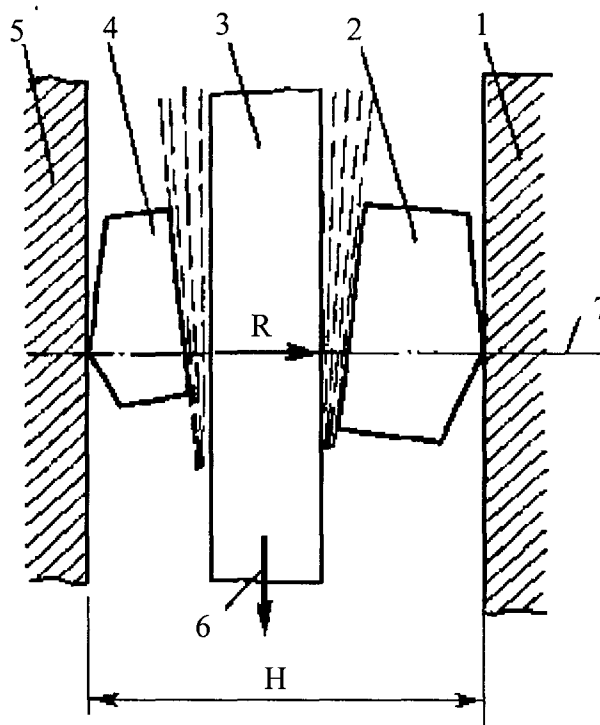
части сегмента увеличится, давление здесь уменьшится; на выходной части сегмента оно, наоборот, возрастет. Ясно, что при этом сама сила R_c не изменится, поскольку не изменились осевое усилие R и число сегментов. Сегмент будет поворачиваться до тех пор, пока сила R_c не пройдет через ребро опирания Б-Б и ее плечо h не станет равным нулю. Это и будет устойчивое положение сегмента, при котором между поверхностями гребня и сегмента образуется суживающийся канал - клин, по которому непрерывно проходит свежее масло, поступающее из отверстий 2 (см. рис. 4.5.7). Раскрытие клина автоматически изменяется с изменением осевого усилия R : чем больше осевое усилие, приложенное к ротору, тем сильнее раскрывается клин и больше равнодействующая R_c на каждом сегменте.

4.5.7.7. Рассмотренная выше схема упорного подшипника (см. рис. 4.5.7) предполагает, что осевое усилие, действующее на валопровод, всегда приложено в одну сторону. Однако даже при этом следует ограничить условия передвижения валопровода в противоположную сторону, так как случайный сдвиг на несколько миллиметров даже при монтаже или наладке может привести к повреждению тонких гребней концевых и диафрагменных уплотнений. Тем более необходимо иметь упорные сегменты с противоположной стороны для мощных современных турбоагрегатов, в которых из-за различий в изготовлении, монтаже и из-за других причин направление осевого усилия может изменяться от режима к режиму или от турбины к турбине даже при одинаковой нагрузке. Поэтому все упорные подшипники выполняют с двумя рядами упорных сегментов, расположенных с противоположных сторон гребня. Иногда валопровод снабжают двумя гребнями, каждый из которых имеет только одну рабочую поверхность, опирающуюся на свой ряд упорных сегментов.

4.5.7.8. При работе подшипника с двумя рядами рабочих сегментов (рис. 4.5.9) масляные клинья возникают на сегментах обоих рядов. При этом осевые (рабочие) сегменты оказываются нагруженными не только осевым усилием R , приложенным к валопроводу, но и дополнительными силами, приложенными к гребню со стороны дополнительных (установочных) сегментов. Величина возможного перемещения валопровода между рядами упорных сегментов называется осевым разбегом в упорном подшипнике. Чем больше разбег, тем меньше подгрузка рабочих сегментов за счет установочных. Однако разбег нельзя делать чрезмерно большим, так как это может привести к задеваниям в проточной части и появлению больших ударных нагрузок на сегменты при изменении знака осевого усилия (например, при резких изменениях нагрузки в многоцилиндровых турбинах с промежуточным перегревом пара).

4.5.7.9. Малый осевой разбег также опасен и не только потому, что появляется дополнительное усилие от неработающего ряда сегментов. При малом разбеге и требуемом в соответствии с нагрузкой повороте сегментов зазор между ними и гребнем уменьшается. Уменьшается при этом и расход масла под сегмент, и масло сильно разогревается. Вслед за маслом нагревается и сегмент, поверхность которого становится неплоской. В результате перегрева масляная пленка теряет свою несущую способность и пропадает. Гребень входит в контакт с сегментами, и за счет выделения большого количества теплоты происходит либо мгновенное

выплавление баббитовой заливки сегментов (если она имеется), либо быстрый их износ. Происходит осевой сдвиг ротора, и если он больше осевых зазоров, то возникают осевые задевания вращающихся деталей о неподвижные, что приводит к тяжелой аварии.



1, 5 - корпус вкладыша; 2, 4 - рабочий и установочный сегменты; 3 - гребень; 6 - направление вектора окружной скорости точек гребня, расположенных на радиусах размещения точек сегмента; 7 - ось турбины.

Рисунок 4.5.9 - Положение гребня ротора между колодками упорного подшипника при работе (вид на гребень сверху)

4.5.7.10. Поэтому осевой разбег в упорном подшипнике устанавливают так, чтобы толщина масляной пленки на выходе из сегментов была не меньше 40-60 мкм, среднее давление на сегмент не превышало 2-4 МПа (20-40 кгс/см²), а температура баббитовой заливки была не больше 100 °С. Чем выше качество изготовления гребня и упорных сегментов (выше чистота поверхности гребня и меньше биение и конусность гребня), чище масло (мал размер твердых частиц в нем), меньше вибрация и возможные в условиях эксплуатации перегрузки, тем большие удельные давления и меньшие зазоры, а следовательно, и осевой разбег можно допустить в подшипнике. Обычно при сборке упорного подшипника устанавливают осевой разбег в 0,5-0,6 мм, а при работе он составит 0,3-0,4 мм.

4.5.7.11. Работа упорного подшипника должна быть абсолютно надежной, так как выход его из строя влечет, если не сработает соответствующая защита, тяжелейшую аварию.

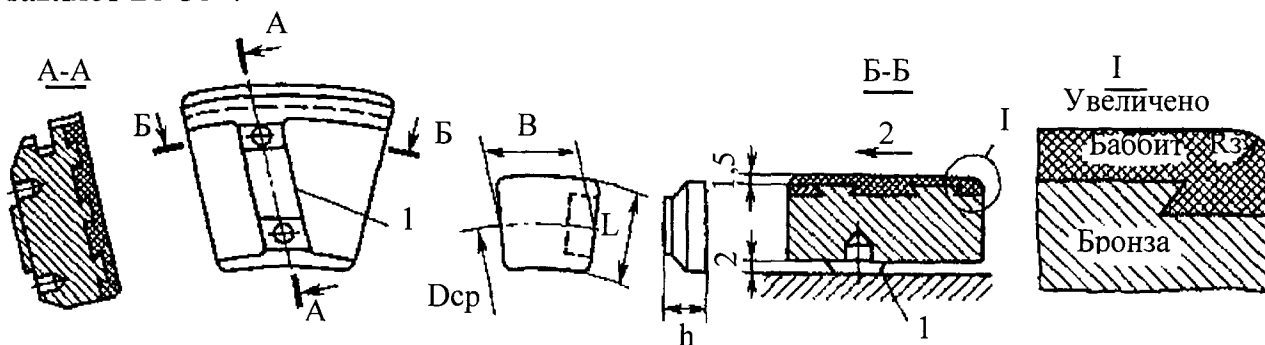
4.5.7.12. Даже небольшой ремонт упорного подшипника, связанный с его вскрытием, приводит к большим потерям из-за необходимости длительного остывания турбины и простоя.

4.5.7.13. Конструкция упорных сегментов. Упорные сегменты являются основными деталями упорного подшипника, определяющими качество его работы.

4.5.7.14. Размеры упорных сегментов определяются тем средним давлением, которое допустимо, т.е. $q = R_c/F$, где F — площадь сегмента.

4.5.7.15. При обычном изготовлении допустимая нагрузка на сегмент составляет 1,5-2 МПа (15-20 кгс/см²). При тщательном изготовлении гребня и сегментов и их сборке можно допустить $q = 3,5-4$ МПа (35-40 кгс/см²).

4.5.7.16. Несущая способность упорного подшипника зависит не только от удельного давления, но и от формы сегментов, способа их опирания, их общего числа и других факторов. Она обеспечивается при вполне определенном соотношении размеров сегмента (рис. 4.5.10): $B/L = 1$; $h/B = 0,5$. Радиальное ребро, к которому подводится свежее масло, называется входным, а противоположное — выходным. Центральный угол, образованный входным и выходным ребрами, составляет 28-35°.



1 - ребро качания; 2 - направление движения упорного диска.

Рисунок 4.5.10 - Конструкция упорного сегмента

4.5.7.17. Поверхность сегмента, обращенная к упорному гребню, заливается слоем баббита толщиной примерно 1,5 мм. Для лучшего прилегания баббитовой заливки в сегменте выполняются пазы типа «ласточкин хвост». Для равномерного прилегания сегментов к гребню их периодически подшабривают, и поэтому толщина баббитовой заливки постепенно уменьшается. При ее уменьшении до 0,8-0,9 мм сегменты перезаливают новым слоем баббита.

4.5.7.18. Роль баббитовой заливки в упорных и опорных подшипниках различна. В опорных вкладышах баббит играет роль антифрикционного материала, необходимого при работе в режиме полусухого трения (при отсутствии гидроподъема). В большинстве упорных подшипников сегменты расположены в масляной ванне и режима полусухого трения практически не возникает. Поэтому некоторые турбинные заводы изготавливают сегменты вообще без баббитовой заливки. В большинстве случаев сегменты выполняют с баббитовой заливкой. При внезапном увеличении осевого усилия до недопустимого значения, когда гребень входит в контакт с поверхностью сегмента, происходит почти мгновенное выплавление баббита и валопровод резко перемещается на 1-1,5 мм. Этот осевой сдвиг валопровода

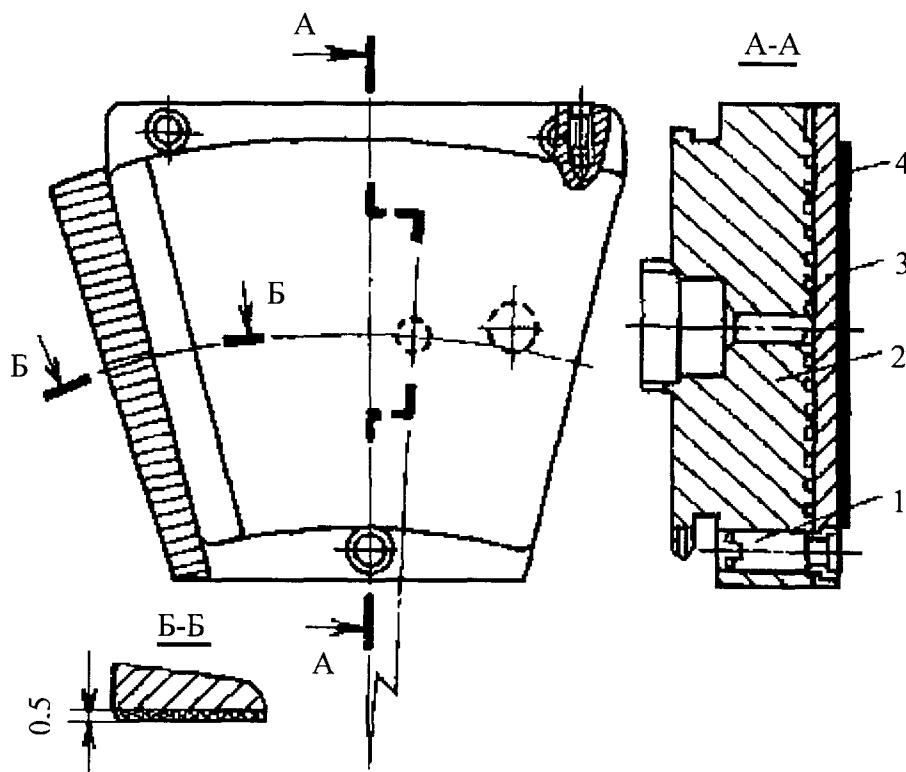
провода используется в качестве сигнала для защиты турбины от дальнейшего осевого смещения валопровода в ней, когда в контакт уже могут войти вращающиеся и неподвижные элементы проточной части или уплотнений.

4.5.7.19. Каждый упорный сегмент подвешивается на двух штифтах и контактирует с подкладным кольцом только по ребру качания (см. рис. 4.5.10), вокруг которого он свободно поворачивается при изменении осевого усилия. Ребро качания выполняют параллельно выходному ребру упорного сегмента. Это обеспечивает одинаковость зазора по выходному ребру при повороте сегмента, более равномерное распределение давления по его поверхности и его меньший износ. Ребро качания располагают не на середине сегмента, а ближе к выходному ребру (примерно на расстоянии 0,6 В). Это, с одной стороны, исключает возможность опрокидывания сегмента с закрытием масляного клина, а с другой - при повороте сегмента не уменьшает зазор на выходе столь сильно, чтобы происходил износ выходной части сегмента.

4.5.7.20. При нормальной работе упорного подшипника основное выделение теплоты происходит в масляном слое. Часть этой теплоты уносится потоком масла, а часть передается сегменту. Слои сегмента, прилегающие к баббитовой заливке, нагреваются и расширяются сильнее, чем слои у ребра качания. В результате первоначально плоская рабочая поверхность сегмента приобретает форму цилиндра с образующими, параллельными ребру качания. Чем больше неравномерность температур по толщине сегмента, тем сильнее он деформируется и тем меньше его несущая способность. Для уменьшения неравномерности температур сегменты выполняют из материалов, обладающих высокой теплопроводностью и малым коэффициентом линейного расширения. В качестве таких материалов используют сплавы на основе меди - бронзу и латунь. Иногда для сегментов используют даже чистую медь.

4.5.7.21. Почти в два раза большую несущую способность имеет слоеный сегмент (рис. 4.5.11). К стальному основанию специальными винтами крепится тонкая медная прокладка, на поверхность которой наплавляется слой баббита. В основании выполняются каналы, через которые проходит масло, охлаждающее медную прокладку. Таким образом, создается малая разность температур по толщине тонкой прокладки и она слабо деформируется. Это позволяет не только повысить несущую способность сегмента, но и установить ее не на ребре, а на точечной (точнее, пятчатковой) опоре. Рассмотренный сегмент удерживается в корпусе с помощью кольцевых запечиков.

4.5.7.22. При одной и той же суммарной поверхности сегментов, обеспечивающих некоторое среднее удельное давление, можно выполнить либо большое число мелких сегментов, либо малое число больших. При малом их числе увеличиваются размеры подшипника, а при большом — затрудняется охлаждение: при плотном расположении сегментов горячее масло из-под сегмента не успевает перетечь в корпус и подмешивается к холодному маслу, подаваемому под следующий сегмент. Расчеты и опыт эксплуатации показали, что оптимальное число упорных сегментов в подшипнике составляет от шести до восьми.



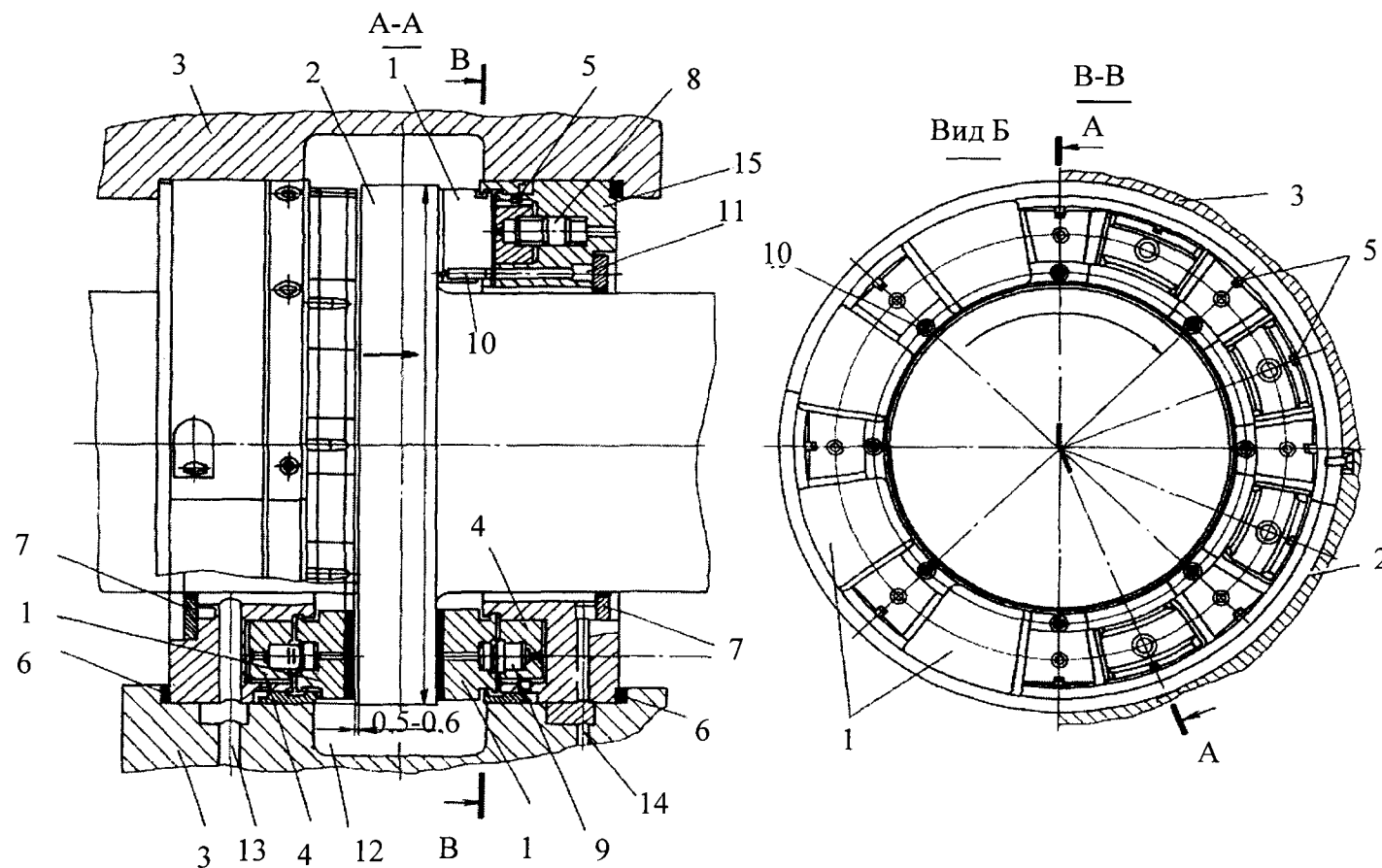
1 – винт; 2 – основание; 3 - медная прокладка; 4 – баббитовая заливка.

Рисунок 4.5.11 - Слоеный сегмент

4.5.7.23. На рис. 4.5.12 показан упорный подшипник турбины К-1000-60/1500-2. Подшипник симметричный, имеет два одинаковых ряда упорных сегментов (слоеных), между которыми помещается гребень подшипника.

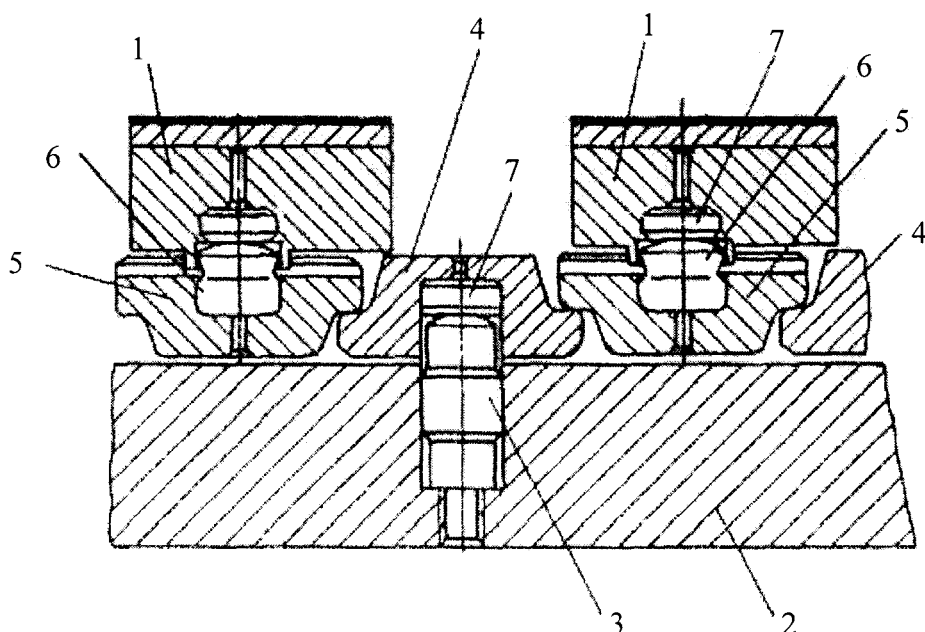
4.5.7.24. Упорные сегменты устанавливают на кольцевую выравнивающую систему (рис. 4.5.13), автоматически выставляющую рабочие поверхности всех сегментов в одной плоскости и тем самым обеспечивающую одинаковость их загрузки. Несущая способность подшипника при этом возрастает в несколько раз. Действительно, если гребень подшипника по каким-либо причинам перекосится, то он нажмет на один из упорных сегментов и его перемещение вслед за гребнем передастся на рычажную систему, которая подаст другие упорные сегменты навстречу гребню. Таким образом, усилия на всех сегментах выравниваются.

4.5.7.25. Кольцевая замкнутая система монтируется в обойме (по половине в каждой половине обоймы). Для этого в обойме закрепляют упоры, в них устанавливают упорные сухари, а на последние - сухари упорных сегментов. Сами сегменты имеют точечное опирание. Радиальное расположение сухарей обеспечивается штифтами.



1 - упорные сегменты подшипника; 2 - гребень упорного подшипника; 3 - корпус упорного подшипника; 4 - сухари упорных сегментов; 5 - штифты; 6 - установочные кольца осевого положения обоймы; 7 - уплотнительные кольца; 8 - штифт подвески упорного сухаря; 9 - штифт опирания упорного сегмента подшипника; 10 - сопла смазки; 11 - кольцевая полость раздачи масла на сопла смазки; 12 - полость слива нагретого масла из-под упорных сегментов; 13 - канал для подачи масла на смазку; 14 - канал для подачи масла на смазку из аварийной емкости; 15 - обойма.

Рисунок 4.5.12 - Упорный подшипник турбины К-1000-60/1500-2



1 - упорные сегменты подшипника; 2 - обойма; 3 - штифты подвески упорных сухарей; 4 - упорные сухари; 5 - сухари упорных сегментов подшипника; 6 - штифты опирания сегментов подшипника; 7 - опорные пяточки.

Рисунок 4.5.13 - Кольцевая система, выравнивающая осевые усилия на отдельные упорные сегменты

4.5.7.26. Сегменты от выпадания удерживаются заплечиками, которыми они соприкасаются с соответствующими заплечиками на обойме и кольце, состоящем из двух половин. Осевой разбег в подшипнике регулируется установочными кольцами.

4.5.7.27. Масло к подшипнику подается из полости в его корпусе и по осевым сверлениям в обойме направляется к соплам смазки, подводящим масло под каждый рабочий сегмент.

4.6. Опоры валопровода турбоагрегата

4.6.1. Опорами валопровода называют узлы, в которых расположены вкладыши опорных и упорных подшипников, обеспечивающие фиксированное положение вращающегося валопровода турбоагрегата. В них размещаются многие элементы систем управления, регулирования и защиты, валоповоротное устройство и др.

4.6.2. Турбина К-1000-60/1500-2 имеет пять опор валопровода (см. рис. 3.5.1). Опора № 1, отлитая из чугуна, содержит один опорный подшипник ЦВД диаметром 560 мм и элементы систем управления, регулирования и защиты, датчики частоты вращения ротора, устройство для перемещения датчика относительного расширения, вибродатчики, датчики прогиба ротора ВД. В опоре № 2, расположенной между ЦВД и ЦНД-1, установлены опорные подшипники ЦВД диаметром 560 мм и ЦНД-1 диаметром 800 мм, упорный подшипник, муфта, соединяющая роторы ЦВД и ЦНД и три датчика осевого сдвига ротора. Опоры № 3 и № 4, расположенные между ЦНД, однотипны и содержат по два опорных подшипника диаметром 800 мм и соединительные муфты роторов ЦНД. Опора

№ 5 содержит два опорных подшипника (ротора ЦНД и генератора) диаметром соответственно 800 и 750 мм, датчик относительного расширения ротора ЦНД-3 и валоповоротное устройство. Опоры № 2-5 располагаются на стальных сварных рамах, залитых в бетон фундамента.

4.6.3. Все опоры валопровода турбины К-1000-60/1500-2 выполнены выносными, т.е. являются узлами, заключенными в отдельные корпуса, устанавливаемые на индивидуальные фундаментные рамы.

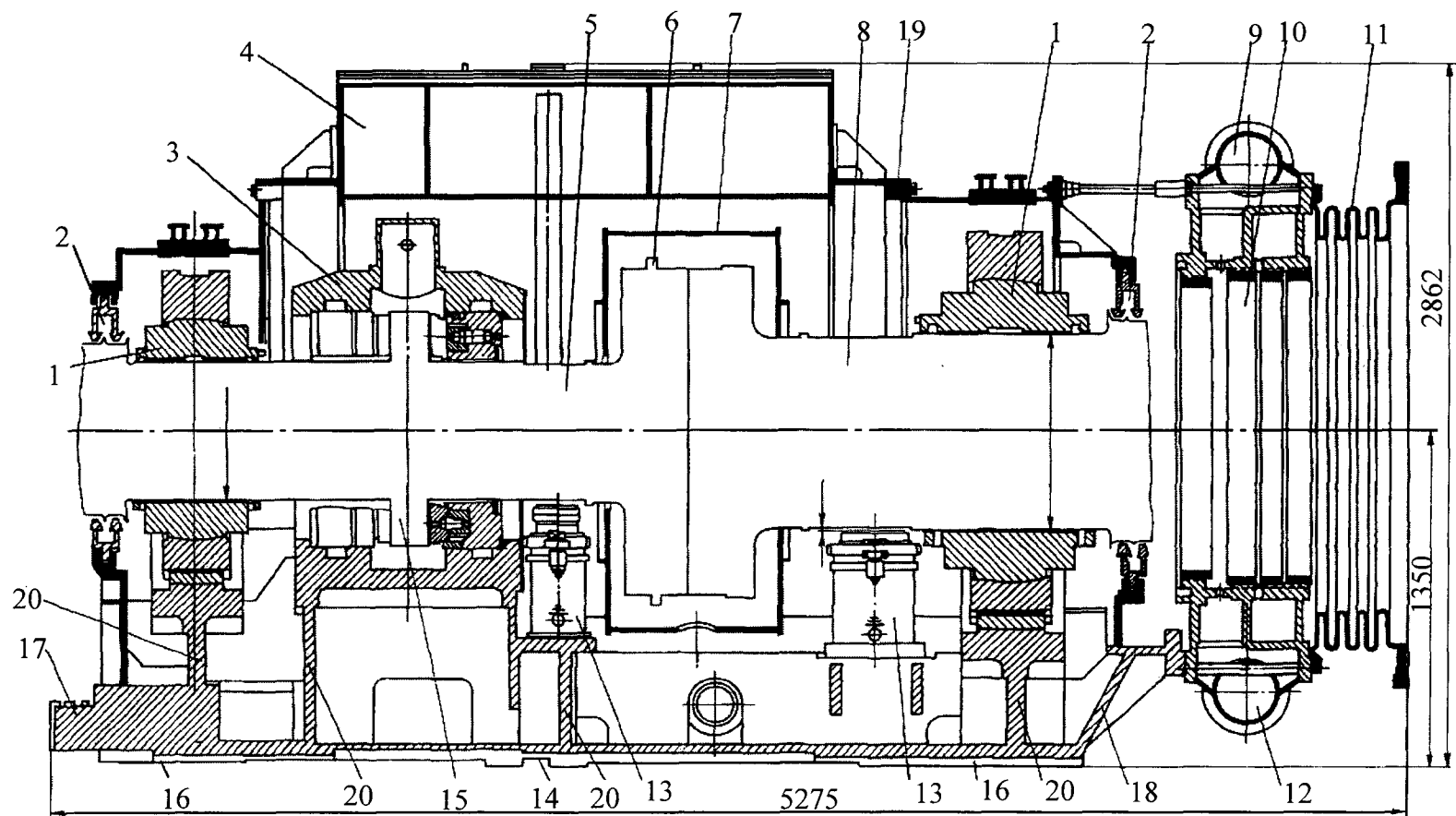
4.6.4. На рис. 4.6.1 показан продольный разрез опоры № 2. Корпус опоры состоит из нижней и верхней половин, соединяемых горизонтальным разъемом обычным образом. В нижней половине корпуса с помощью вертикальных стенок 20 (с проемом для сбора масла, идущего из подшипников) установлены нижние половины корпусов опорных и упорного подшипников, имеющих внутреннюю цилиндрическую расточку. В них при сборке турбины помещают нижние половины обойм и вкладышей опорных и упорного подшипников. Затем укладывают роторы ЦВД и ЦНД-1 и, используя домкраты, прицентривают роторы друг к другу, изменяя толщины прокладок под колодками обойм опорных подшипников, а также устанавливают осевой разбег в упорном подшипнике. Фланцы муфты соединяют болтами и ротор освобождают от поддержки домкратами. Затем последовательно по горизонтальным разъемам присоединяют верхние половины вкладышей подшипников и их обойм и, наконец, опускают и присоединяют верхнюю половину (крышку) корпуса опоры.

4.6.5. Упомянутые выше домкраты также используют для «выкатывания» нижних половин опорных вкладышей при их ремонтах без выемки роторов. Для этого домкраты поднимают валопровод и освобождают вкладыш; затем его поворачивают вокруг шейки вала и извлекают.

4.6.6. Для того чтобы масло, вытекающее из вкладышей, не попадало на муфту, которая при своем вращении будет его вспенивать и насыщать воздухом, муфта ограждается кожухом.

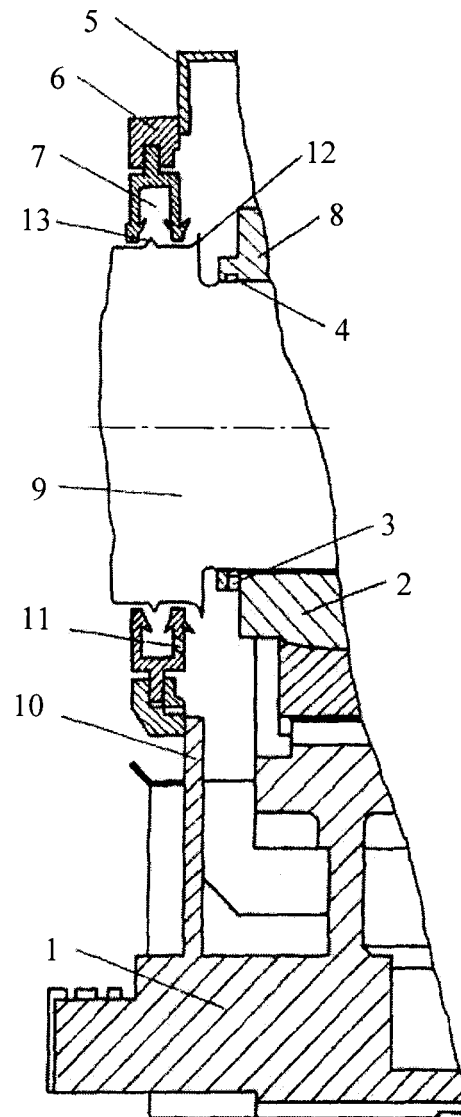
4.6.7. Корпус подшипника должен быть плотным и не должен допускать утечки из него масла или, наоборот, попадания в него пара или капель воды. В первом случае может возникнуть пожар, во втором будет происходить обводнение масла и его быстрое старение, требующее замены или регенерации. Поэтому корпус подшипника снабжают масляным уплотнением (рис. 4.6.2). Масло, текущее вдоль ротора, маслоотбойным выступом 12 отбрасывается внутрь корпуса подшипника, а масляные брызги и пыль попадают в ловушку 7, соединенную с внутренним пространством корпуса подшипника, где специальным эксгаустером поддерживается небольшое разрежение. Для исключения попадания пара из концевое уплотнения турбины в корпус подшипника устанавливаются специальные паротбойные кольца.

4.6.8. На крышке корпуса подшипника (см. рис. 4.6.1) установлена аварийная емкость, из которой масло по дозирующей трубке подается к шейке ротора при авариях и неполадках в системе маслоснабжения.



1 - вкладыши опорных подшипников; 2 - масляные уплотнения; 3 - корпус упорного подшипника; 4 - аварийная емкость; 5 - ротор ЦВД; 6 - кольцевой выступ для измерения осевого сдвига ротора; 7 - кожух; 8 - ротор ЦНД-1; 9 - впускная коробка уплотняющего пара; 10 - концевое уплотнение ротора ЦНД-1; 11 - линзовый компенсатор; 12 - коробка отсоса пара в холодильник эжектора уплотнений; 13 - домкраты; 14 - направляющий паз под поперечную шпонку опоры; 15 - гребень упорного подшипника; 16 - направляющий паз под продольную шпонку; 17 - вертикальная шпонка; 18, 19 - нижняя и верхняя половины корпуса опоры; 20 - вертикальные стенки.

Рисунок 4.6.1 - Опора между ЦВД и ЦНД-1

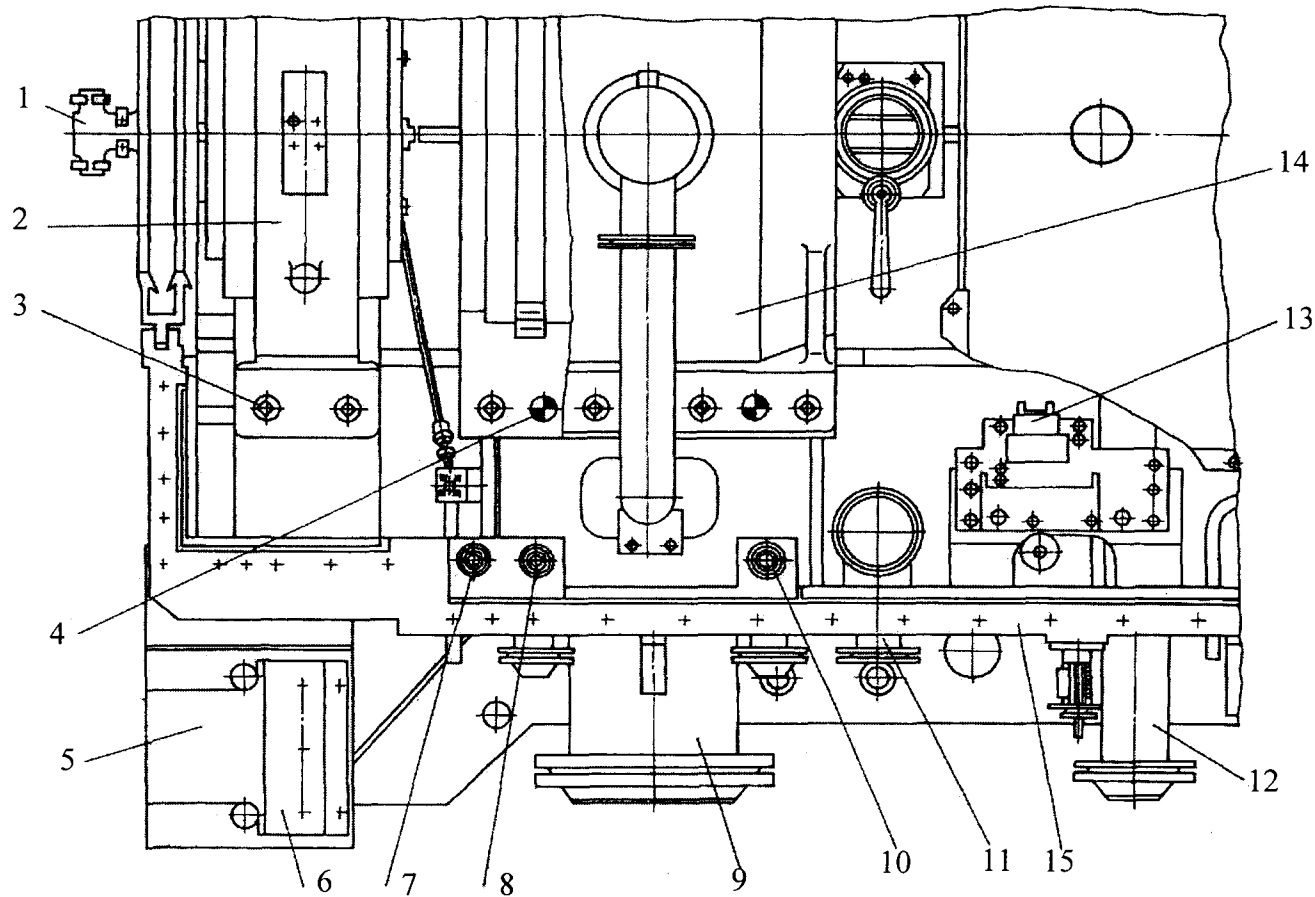


1 - нижняя половина корпуса опоры (картер); 2, 8 - нижняя и верхняя половины опорного вкладыша; 3, 11 - дренажные отверстия; 4 - маслоулавливающая кольцевая канавка; 5 - крышка корпуса опоры; 6 - обойма масляного уплотнения; 7 - ловушка уплотнения; 9 - ротор; 10 - торцевая стенка корпуса опоры; 12, 13 - маслоотбойные выступы на валу ротора.

Рисунок 4.6.2 - Масляное уплотнение опоры

4.6.9. На рис. 4.6.3 показана опора № 2 после снятия крышки корпуса. Кроме закрытых опорного и упорного подшипников хорошо видна вертикальная шпонка 1, которая при сборке вводится в паз в нижней половине корпуса ЦВД (см. поз. 8 на рис. 4.3.3). Тем самым совмещаются вертикальные плоскости ЦВД и опоры № 2.

4.6.10. Внутри опоры установлены три датчика реле осевого сдвига ротора, в пазы которых входит кольцевой выступ на муфте (см. поз. 6 на рис. 4.6.1).

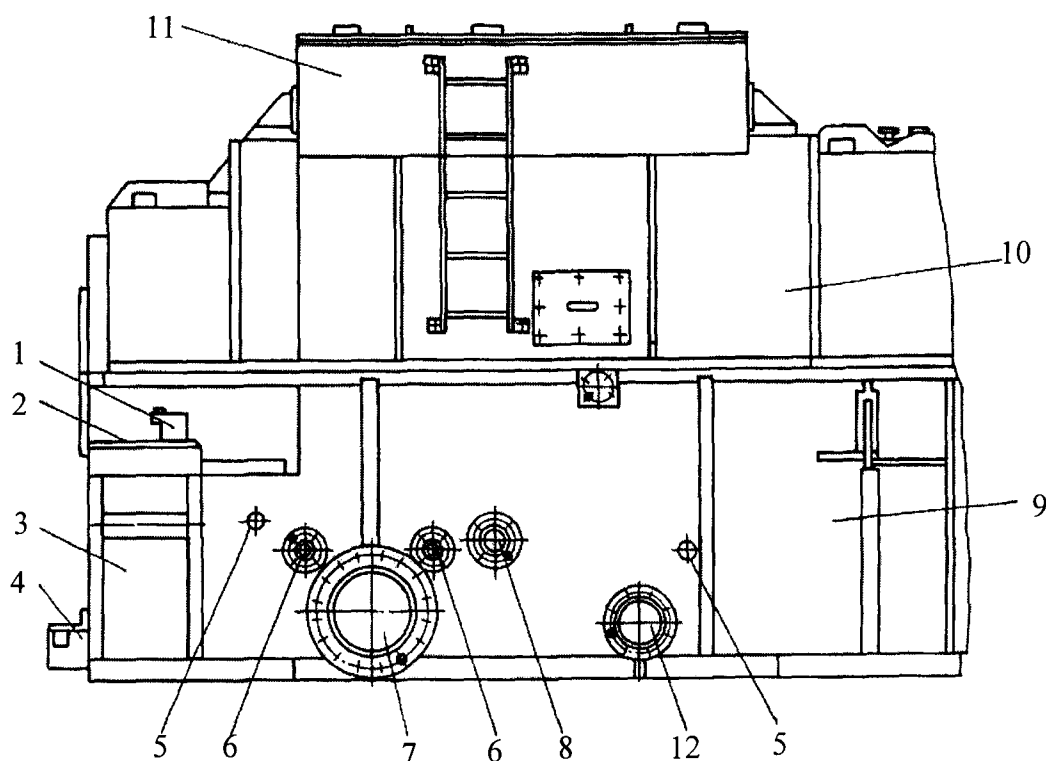


1 - вертикальная шпонка; 2 - опорный подшипник ЦВД; 3 - болты, соединяющие горизонтальный разъем корпуса опорного подшипника ЦВД; 4 - болты, соединяющие горизонтальный разъем корпуса упорного подшипника; 5 - опорная поверхность под лапу нижней половины корпуса ЦВД; 6 - прижимная скоба лапы корпуса ЦВД; 7 - маслопровод питания опорного подшипника ЦВД; 8 и 10 - маслопроводы питания упорного подшипника; 9 - маслопровод слива масла из опоры; 11 - воздушник; 12 - патрубок для подвода масла к опорным подшипникам; 13 - датчик реле осевого сдвига; 14 - упорный подшипник; 15 - поверхность фланца горизонтального разъема опоры.

Рисунок 4.6.3 - Вид сверху на опору № 2 валопровода при снятой ее крышке

4.6.11. В корпусах опор и цилиндра помещается единый валопровод, поэтому оси вкладышей подшипников и диафрагм должны всегда совпадать. Выносные опоры должны быть присоединены к корпусам смежных цилиндров так, чтобы при любых их температурах сохранялась центровка, а их расширение относительно друг друга было свободным. Для этого используется система шпоночных соединений, обеспечивающая совпадение горизонтальной и вертикальной плоскостей опор и цилиндров.

4.6.12. Внешний корпус ЦВД, сочленяемый с опорой № 2, выполняют с лапами (см., например, рис. 4.3.3), а корпус опоры — с боковыми площадками — стульями (см. поз. 5 на рис. 4.6.3 и поз. 3 на рис. 4.6.4), на которые опускается корпус своими лапами. Между лапами и стульями устанавливают прокладки, толщина которых подбирается так, чтобы совместить горизонтальные плоскости корпусов опор и цилиндра, проходящие через их оси, во время работы. Для этого при монтаже допускают умышленную точно рассчитанную расцентровку: оси внешнего корпуса турбины (или его внутреннего корпуса, или обоймы) располагают ниже оси ротора с таким расчетом, чтобы при работе, когда внешний корпус разогреется, обеспечивалась центровка. В частности, опора № 2 имеет только два стула, на которые помещаются две лапы корпуса ЦВД.



1 - прижимная скоба лапы ЦВД; 2 - опорная поверхность для размещения лапы; 3 - стул для размещения опорной поверхности; 4 - вертикальная шпонка; 5 - фланцы маслопроводов для снабжения опорных подшипников гидropодъема; 6 - фланцы маслопроводов для снабжения упорного подшипника; 7 - маслопровод для слива масла из опоры; 8 - воздушник; 9 и 10 - нижняя и верхняя половины корпуса опоры; 11 - аварийная емкость; 12 - патрубок для подвода масла к опорным подшипникам.

Рисунок 4.6.4 - Внешний вид фрагмента опоры № 2 (слева расположен ЦВД)

4.6.13. Для исключения отрыва лап корпуса от стульев используют прижимные скобы 1 (см. рис. 4.6.4), устанавливаемые по отношению к лапам с небольшим зазором. Прижимная скоба препятствует отрыву лапы от плоскости опирания. Отрыв может произойти под действием сил от нескомпенсированных тепловых расширений паропроводов, присоединенных к корпусу турбины, или от реактивного крутящего момента, приложенного к корпусу турбины через сопловые лопатки, диафрагмы и обоймы. Вместе с тем, зазор не препятствует свободному расширению лапы по поверхности опирания, так как между скобой и лапой остаются тепловой зазор 0,04-0,08 мм.

4.6.14. Опора № 2 с правой стороны (см. рис. 4.6.1), т.е. со стороны примыкания ЦНД-1, стульев не имеет, так как все ЦНД опираются прямо на фундамент с помощью торцевых и боковых лап специальным образом. К масляному уплотнению со стороны ЦНД-1 крепится корпус концевое уплотнения (см. рис. 4.6.1), который с другой стороны через компенсатор 11 присоединен к внутреннему обводу выходного патрубка (см. рис. 4.3.2). Таким образом, опоры валопровода не имеют жесткого соединения с корпусами ЦНД.

4.6.15. В подошве корпуса опоры выполняют два взаимно перпендикулярных шпоночных паза (см. рис. 4.6.1): продольный 16, расположенный в вертикальной поперечной плоскости опоры, и поперечный 14, расположенный в вертикальной плоскости. Аналогичные пазы выполняют в фундаментной раме, на которую устанавливают опору. Совмещают соответствующие пазы с помощью шпонок и тем самым фиксируют опору на фундаментной раме.

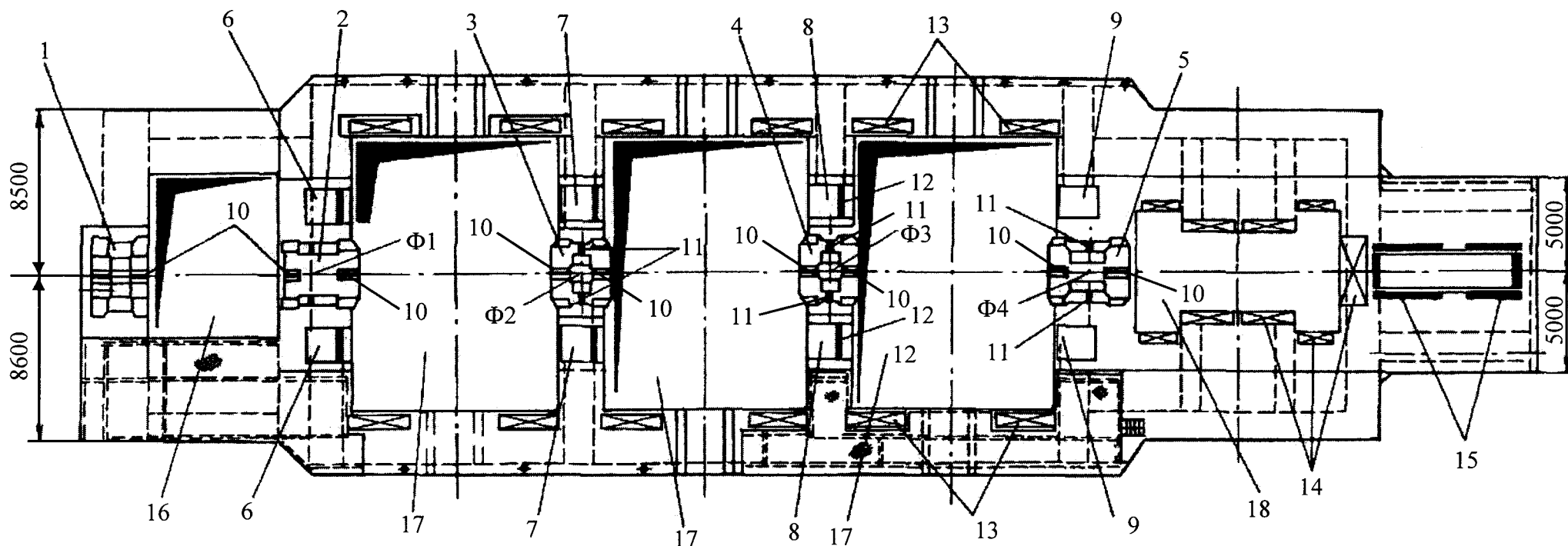
4.7. Опираие турбоагрегата на фундамент и организация его тепловых расширений

4.7.1. Турбоагрегат размещают на сложном строительном железобетонном сооружении, называемом фундаментом. Фундамент состоит из верхней и нижней фундаментных плит, связанных между собой поперечными стенами и вертикальными колоннами.

4.7.2. Верхняя фундаментная плита - это совокупность связанных между собой продольных и поперечных балок (рис. 4.7.1), образующих свободные проемы 17 (окна) прямоугольной формы, над которыми располагаются цилиндры турбины, генератор и возбудитель. Нижняя фундаментная плита служит для опирания фундамента на грунт. Высота фундамента турбоагрегата, считая от уровня пола конденсационного помещения, составляет 15 м.

4.7.3. Роль фундамента исключительно велика. Он обеспечивает стабильное состояние вращающегося валопровода и отсутствие вибрации.

4.7.4. На верхней фундаментной плите на поперечных балках, расположенных над стенами, размещают фундаментные рамы, на которые и устанавливают турбоагрегат.



1 - передняя осевая фундаментная рама (№ 1) передней опоры ЦВД; 2 - осевая фундаментная рама между ЦВД и ЦНД-1 (№ 2) опоры № 2; 3 - осевая фундаментная рама между ЦВД-1 и ЦВД-2 (№ 3) опоры № 3; 4 - осевая фундаментная рама между ЦНД-2 и ЦНД-3 (№ 4) опоры № 4; 5 - осевая фундаментная рама между ЦНД-3 и генератором (№ 4) опоры № 5; 6 - боковые фундаментные рамы передних торцевых лап ЦНД-1; 7 - боковые фундаментные рамы задних торцевых лап ЦНД-1 и передних торцевых лап ЦНД-2; 8 - боковые фундаментные рамы задних торцевых лап ЦНД-2 и передних торцевых лап ЦНД-3; 9 - боковые фундаментные рамы задних торцевых лап ЦНД-3; 10 - продольные шпонки опор № 1-5; 11 - поперечные шпонки опор № 1-5; 12 - поперечные шпонки торцевых лап ЦНД-1, ЦНД-2 и ЦНД-3; 13 - фундаментные рамы под пружины боковых лап ЦНД; 14 - фундаментные рамы генератора; 15 - фундаментные рамы возбуждителя; 16 - проем в верхней фундаментной плите под ЦВД; 17 - проемы в верхней фундаментной плите под ЦНД-1, ЦНД-2 и ЦНД-3; 18 - проем под генератор; Φ1-Φ4 - фиксункты опор № 2-5.

Рисунок 4.7.1 - Верхняя фундаментная плита фундамента турбоагрегата с установленными на ней фундаментными рамами

4.7.5. На рис. 4.7.1 показан вид сверху на верхнюю фундаментную плиту турбоагрегата с установленными на ней фундаментными рамами. Рамы 1-5 служат для установки на них опор валопровода, в которых расположены вкладыши подшипников турбины. На опоры, размещенные на фундаментных рамах № 1 и 2, опирается также своими лапами корпус ЦВД (в дальнейшем для краткости эти рамы будем называть осевыми). Рамы 6-9 служат для опирания корпусов ЦНД своими торцевыми лапами (см. поз. 3 на рис. 4.3.17). Кроме того, по бокам проемов 17 размещены фундаментные рамы 13 для установки пружин сжатия (см. поз. 20 на рис. 4.3.12) под боковые лапы ЦНД, которые частично воспринимают нагрузку от веса ЦНД и уменьшают вертикальные нагрузки на торцевые фундаментные рамы; тем самым обеспечивается легкость перемещений корпусов ЦНД при тепловых расширениях.

4.7.6. На верхних поверхностях фундаментных рам 1-5 выполняют продольные 10 и поперечные 11 пазы прямоугольного сечения. В пазы закладываются и крепятся винтами призматические шпонки, на которые ответными пазами (рис. 4.7.2) помещаются опоры. При монтаже все продольные шпонки устанавливаются строго в одну линию, чем добиваются совмещения вертикальных плоскостей всех опор роторов строго в одной плоскости. Перемещая внутри опор опорные вкладыши с помощью установочных колодок (см. поз. 6 на рис. 4.5.6), добиваются центровки расточек отдельных вкладышей и, следовательно, роторов валопровода.

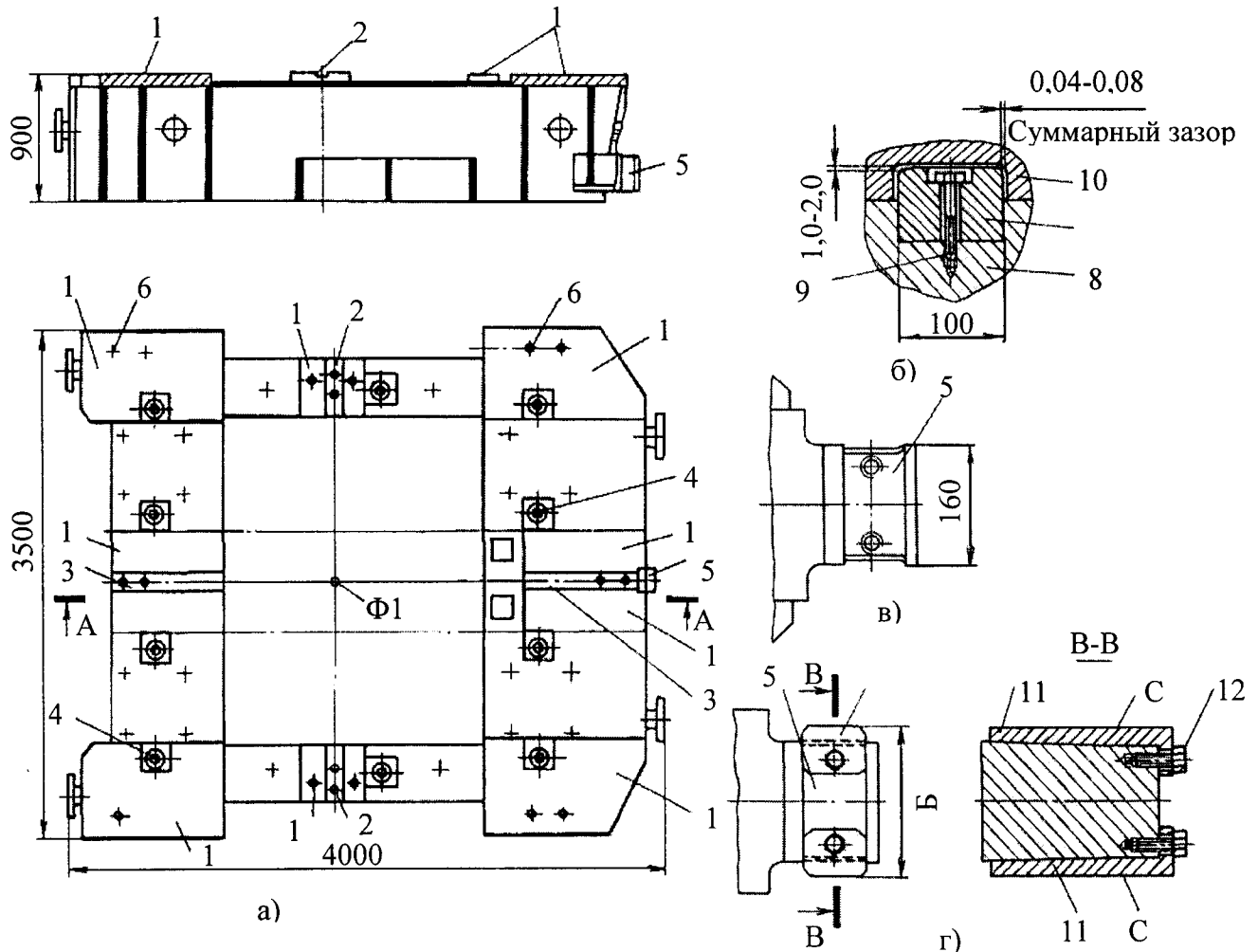
4.7.7. Пересечения осей продольных 10 и поперечных 11 шпонок на рамах 2-5 образуют фикспункты Ф1-Ф4 этих опор - нематериальные точки, относительно которых слегка перемещается каждая опора по поверхности фундаментной плиты. Можно сказать, что эти опоры с помощью шпонок жестко закреплены на фундаментных рамах.

4.7.8. Передняя фундаментная рама 1 поперечных шпонок не имеет. Это связано с тем, что передняя опора должна свободно перемещаться по ней по продольным шпонкам при тепловых расширениях корпуса ЦВД.

4.7.9. Каждый из корпусов ЦНД имеет четыре торцевые лапы (см. поз. 3 на рис. 4.3.17), которыми он опирается на фундаментные рамы. Корпус ЦНД-1 опирается на рамы 6 и 7, корпус ЦНД-2 — на рамы 7 и 8, корпус ЦНД-3 - на рамы 8 и 9. Для осевой фиксации каждого корпуса ЦНД под их левыми лапами (со стороны регулятора частоты вращения) установлены поперечные шпонки 12. Другая пара лап каждого ЦНД скользит по опорным поверхностям фундаментных плит, установленных с противоположной стороны. Тем самым обеспечивается свободное тепловое расширение.

4.7.10. На рис. 4.7.2 в качестве примера показана конструкция осевой фундаментной рамы под опору № 2, помещаемой между ЦВД и ЦНД-1. Рама выполнена сварной с большим числом полостей, которые после монтажа, центровки турбины и установки анкерных болтов в отверстия 4 заливаются бетоном. Продольные и поперечные шпонки помещают в пазы (рис. 4.7.2, б)) и крепят винтами. Между шпонками и пазами опор устанавливают малые зазоры (0,04-0,08 мм), обеспечивающие свободное расширение опор по поверхностям 1 фундаментной рамы, но

не допускающие перекосов и защемления шпонок. Со стороны ЦНД на фундаментной раме в ее осевой вертикальной плоскости приваривают вертикальную шпонку 5 (рис. 4.7.2, в)), которая входит в паз, расположенный на нижней половине выходного патрубка ЦНД-1 (см. поз. 9 на рис. 4.3.17). Шпонка выполнена в виде клина, расширяющегося книзу. В клиновой зазор между его поверхностями и боковыми поверхностями шпоночного паза на выходном патрубке закладываются регулировочные клинья 11. При их установке поверхности С становятся параллельными, и размер Б подбирается так, чтобы обеспечить малый зазор в шпоночном соединении.



а) - фундаментная рама; б) - установка продольных и поперечных шпонок; в) - вид на вертикальную шпонку сверху; г) - конструкция вертикального шпоночного соединения; 1 - поверхности скольжения опоры по фундаментной раме; 2 - пазы под поперечные шпонки; 3 - пазы под продольные шпонки; 4 - отверстия под анкерные болты; 5 - вертикальная клиновидная шпонка; 6 - отверстия под шпильки крепления корпуса опоры к фундаментной раме; 7 - шпонка; 8 - фундаментная рама; 9 - винт крепления шпонки; 10 - корпус опоры № 2; 11 - регулировочные клинья; 12 - винты крепления регулировочных клиньев; Ф1 - фиксированный пункт опоры на фундаментной раме.

Рисунок 4.7.2 - Фундаментная рама № 2 валопровода

4.7.11. Таким образом, фундаментная рама и, следовательно, опора прицентровывается к корпусу ЦНД-1. Изменяя толщину клиньев 11, можно смещать ЦНД в горизонтальной плоскости при монтаже и добиваться центровки.

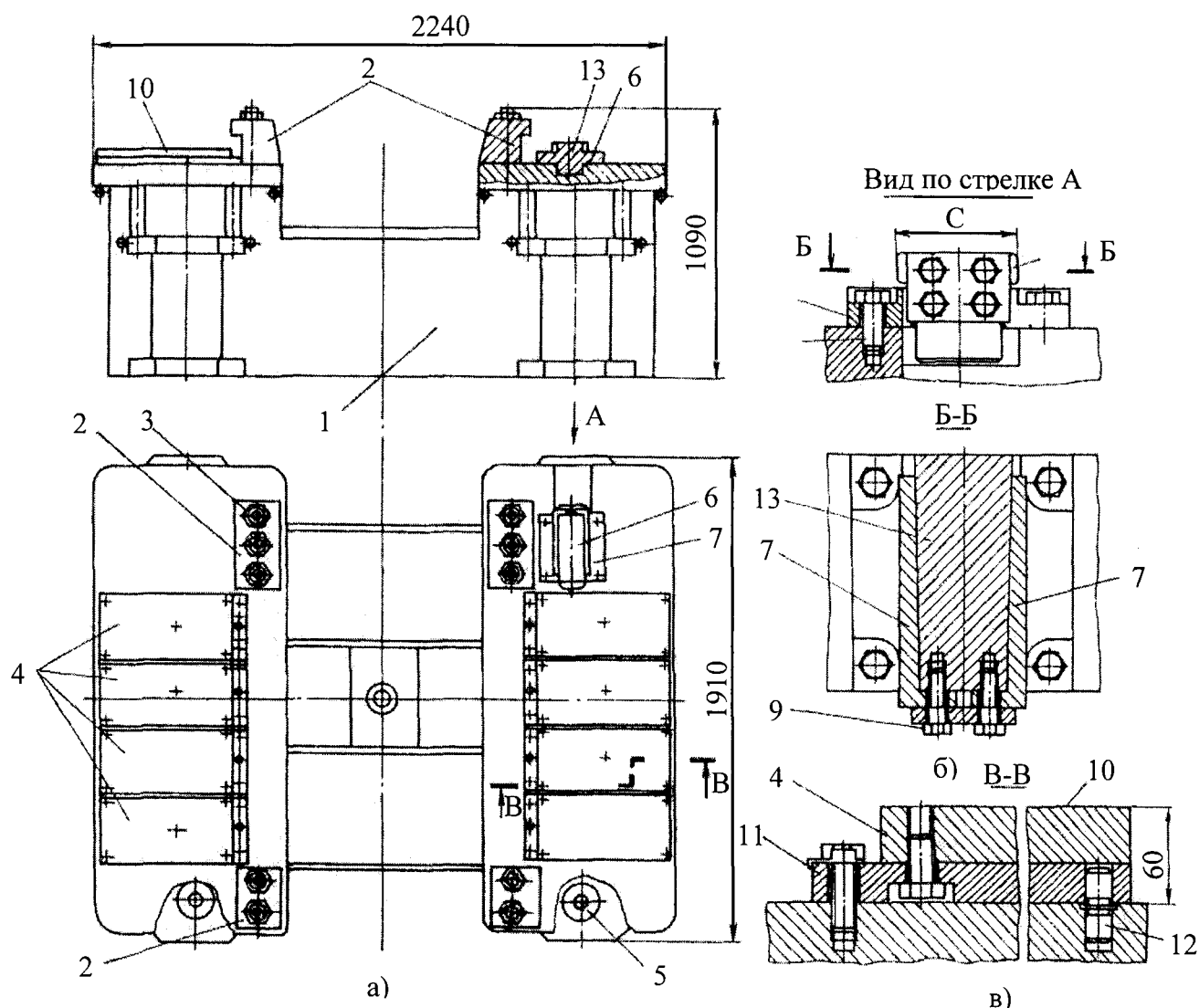
4.7.12. Аналогичным образом выполнены осевые фундаментные рамы № 1, 3-5 (см. рис. 4.7.1). Отличие рамы № 1 от описанной выше состоит в том, что она выполняется литой и не имеет вертикальных шпонок (эти шпонки устанавливают между корпусом ЦВД и опорами № 1 и 2 валопровода). Рамы № 3 и 4 имеют по две вертикальные шпонки, позволяющие совместить вертикальные плоскости смежных ЦНД. Рама № 5 имеет вертикальную шпонку слева, т.е. там, где расположен корпус ЦНД-3.

4.7.13. На рис. 4.7.3 в качестве примера показана левая (если смотреть со стороны генератора) боковая фундаментная рама, предназначенная для размещения двух пар торцевых лап соседних ЦНД (например, ЦНД-1 и ЦНД-2). Правые лапы ЦНД-1 помещаются на опорные площадки 10 комплекта из четырех бронзовых опорных пластин 4 (рис. 4.7.3, в)). Между опорной поверхностью пластин 4 и верхней горизонтальной поверхностью рамы устанавливают регулировочную пластину 11, позволяющую изменять высотное положение ЦНД и совмещать при монтаже горизонтальные плоскости корпуса ЦНД и оси роторов.

4.7.14. На рис. 4.7.4 показана одна из правых торцевых лап корпуса ЦНД-1, которыми он подвешивается на опорные площадки 10 (см. рис. 4.7.3). Каждая торцевая лапа имеет по два разгрузочных устройства, состоящих из тарельчатых пружин, установленных в специальных расточках. С их помощью каждая торцевая лапа разгружается примерно на 55 тс (550 кН). Края лапы имеют призматические фланцы 2 (см. рис. 4.7.4), которые удерживаются с помощью прижимных скоб 2, показанных на рис. 4.7.3. По отношению к верхней поверхности фланца скоба устанавливается с зазором 0,06—0,08 мм, и, таким образом, при тепловых перемещениях внешнего корпуса ЦНД лапы могут свободно скользить по опорным поверхностям фундаментных рам. При некоторых режимах возникает опасность отрыва лапы от опорной поверхности, и тогда этому препятствуют прижимные скобы.

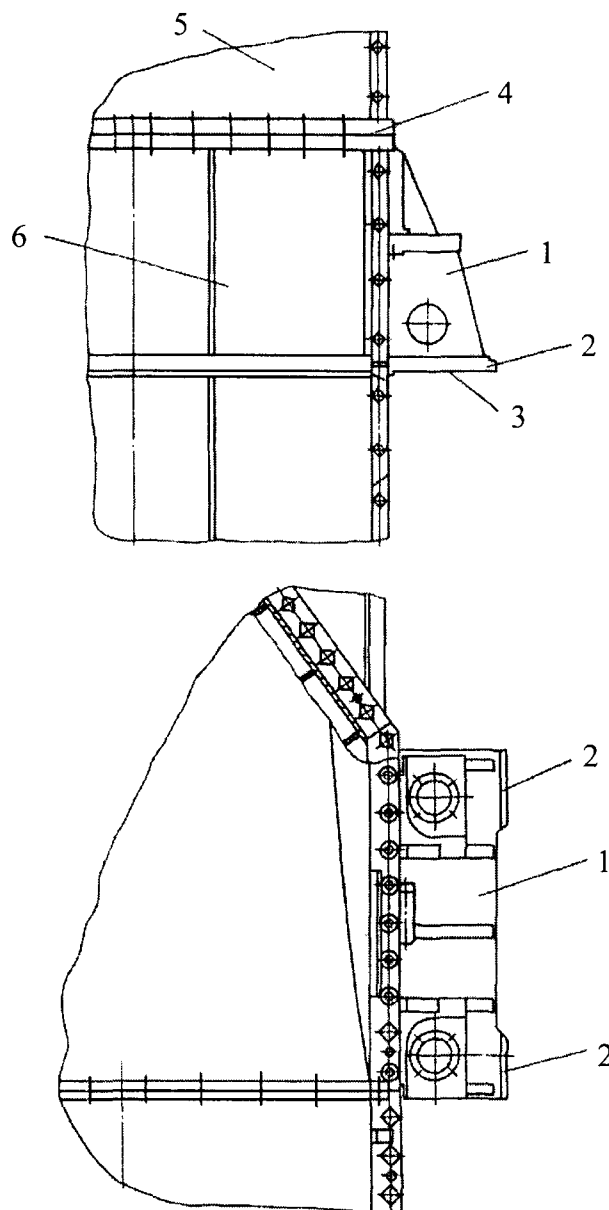
4.7.15. Поперечная шпонка 6, устанавливаемая между торцевой лапой ЦНД-2 и опорной поверхностью фундаментной рамы (рис. 4.7.3), заводится в поперечный паз на раме и крепится к ней четырьмя винтами 8. Верхняя клиновидная часть 13 шпонки и регулировочные клинья 7 образуют собственно поперечную шпонку, ширина S которой подгоняется при монтаже под паз, расположенный на торцевой лапе.

4.7.16. Далее рассмотрена система тепловых расширений турбины. Она выполнена так, что корпус ЦВД, а также все корпуса ЦНД расширяются по отдельности, независимо друг от друга, сохраняя центровку.



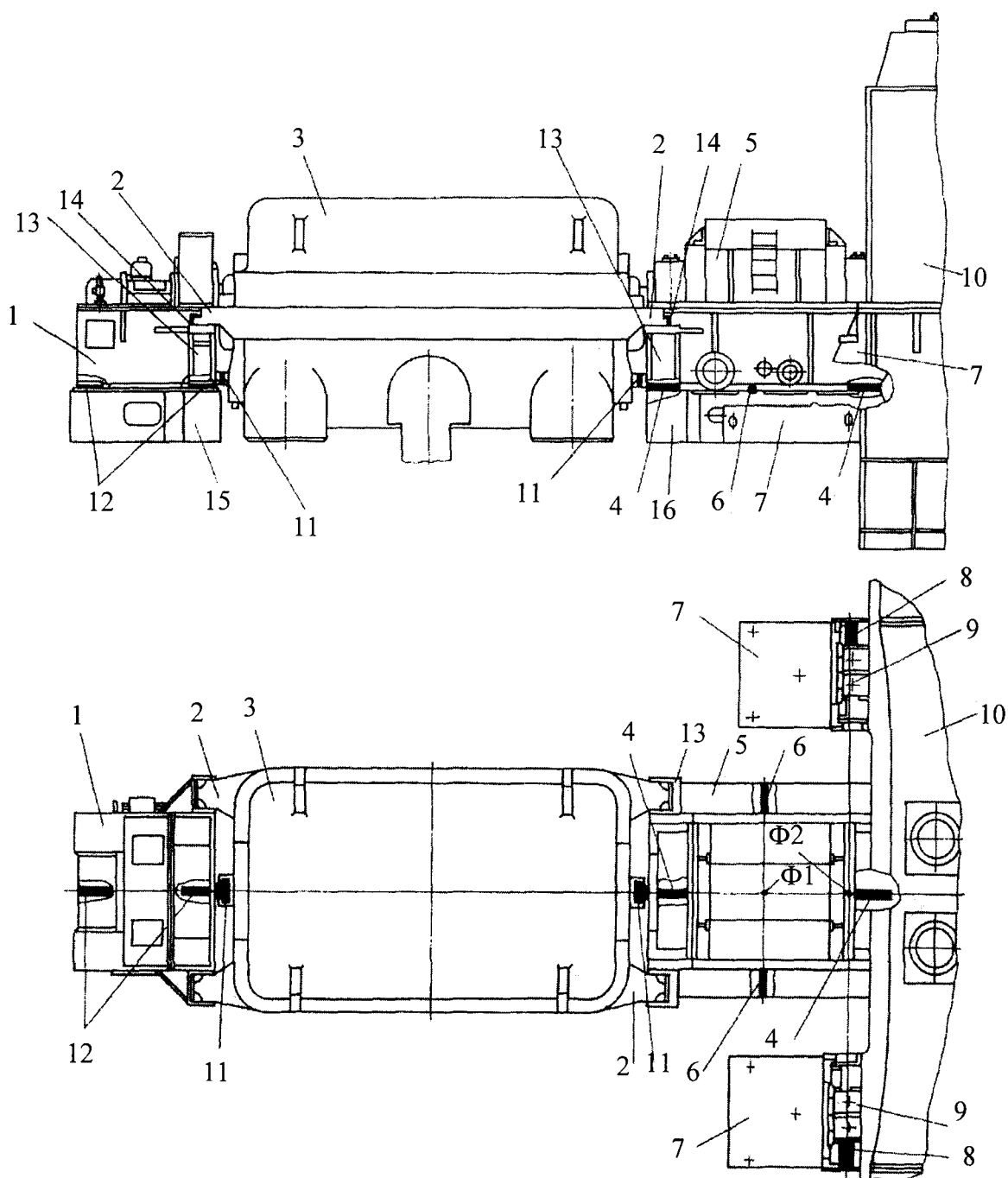
а) - рама; б) - установка поперечной шпонки; в) - установка опорных пластин под торцевые лапы ЦНД; 1 - корпус рамы; 2 - прижимные скобы; 3 - крепежные болты прижимных скоб; 4 - опорные пластины; 5 - отверстие под фундаментные болты; 6 - поперечная шпонка для фиксации торцевой лапы корпуса ЦНД; 7 - регулировочные клинья; 8, 9 - винты крепления шпонки и клиньев; 10 - опорная поверхность торцевой лапы корпуса ЦНД; 11 - регулировочная пластина; 12 - установочный штифт; 13 - клинообразная направляющая шпонка.

Рисунок 4.7.3 - Боковая фундаментная рама для опирания торцевых лап соседних ЦНД



1 - торцевая лапа; 2 - призматические фланцы для удержания ЦНД прижимными скобами; 3 - опорная поверхность лапы; 4 - фланцевый разъем внешнего корпуса ЦНД; 5, 6 - верхняя и нижняя половины выходного патрубка ЦНД.

Рисунок 4.7.4 - Торцевая лапа корпуса ЦНД



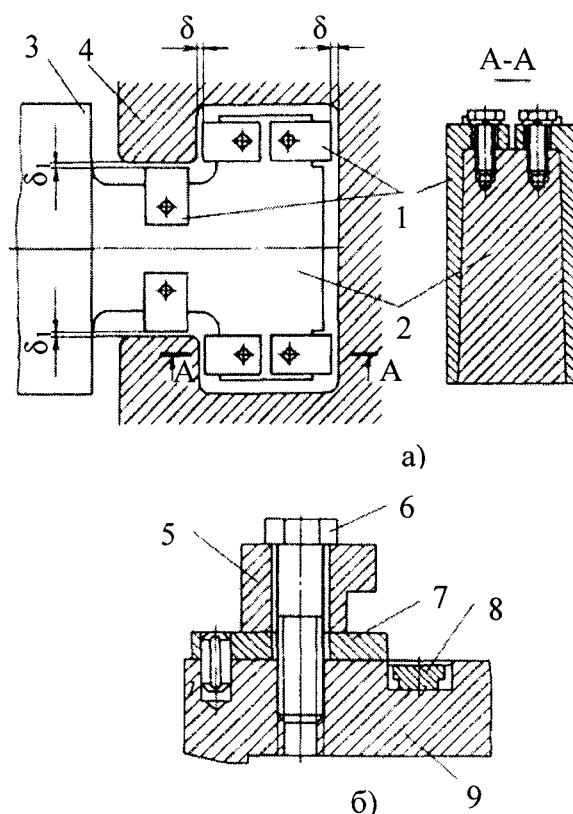
1 – передняя осевая опора валопровода (опора № 1); 2 - лапы корпуса; 3 - ЦВД; 4, 6 - продольные и поперечные шпонки между основанием осевой опоры № 2 и осевой фундаментной рамой № 2; 5 - осевая опора валопровода между ЦВД и ЦНД-1; 7 - передние боковые фундаментные рамы ЦНД-1; 8 - поперечные шпонки между передними торцевыми лапами ЦНД-1 и боковыми фундаментными рамами; 9 - неподвижные торцевые лапы ЦНД-1; 10 - выходной патрубок ЦНД-1; 11 - вертикальные шпонки корпуса ЦВД; 12 - продольные шпонки между основанием опоры № 1 и продольной фундаментной рамой № 1; 13 - стулья под лапы корпуса ЦВД; 14 - прижимные скобы; 15, 16 - осевые фундаментные рамы под опоры № 1 и 2; Ф1 - фиксипункт системы опоры № 2 - ЦВД - опоры № 1; Ф2 - фиксипункт ЦНД-1.

Рисунок 4.7.5 - Система тепловых расширений ЦВД

4.7.17. На рис. 4.7.5 показана система тепловых расширений ЦВД. Как уже отмечалось (см. рис. 4.3.3), нижняя половина корпуса ЦВД имеет четыре лапы 2 (рис. 4.7.5), которыми он помещается на стулья опор (см. поз. 5 на рис. 4.6.3 и поз. 13 на рис. 4.7.5). Высоту стульев подбирают так, чтобы горизонтальный разъем корпуса совпал с горизонтальными разъемами опор валопровода (а все они с осью ротора). Тем самым добиваются совпадения горизонтальных плоскостей опор, корпуса и оси ротора ЦВД.

4.7.18. Перед установкой корпуса на верхней фундаментной плите монтируют осевые фундаментные рамы 15 и 16 под опоры ротора ЦВД. Фундаментные рамы устанавливают так, чтобы оси продольных шпонок 4 и 12 лежали на одной прямой. После установки продольных 4 и 12 и поперечных 6 (под опорой № 2) шпонок на верхней поверхности своими пазами помещают опоры роторов 7 и 5. При этом опора 5 оказывается закрепленной на фундаментной раме 16, а пересечение осей ее продольных и поперечных шпонок образует фиксипункт Ф1 опоры № 2. Опора № 1 поперечных шпонок не имеет, и поэтому при приложении осевых нагрузок она может свободно перемещаться по фундаментной раме вдоль продольных шпонок 12.

4.7.19. Между нижней половиной корпуса ЦВД и его опорами 1 и 5 в вертикальной плоскости у поверхности скольжения устанавливают две вертикальные шпонки 11 (см. рис. 4.7.5), которые имеют специальную конструкцию (рис. 4.7.6, а)). На тело шпонки 2 с клиновыми гранями надевают регулировочные клинья 1, которые позволяют ее зафиксировать в шпоночном пазу 4 с малыми зазорами δ и δ_1 , составляющими 0,04-0,08 мм. Сам паз выполнен на корпусе ЦВД (см. поз. 8 на рис. 4.3.3). Таким образом, вертикальное шпоночное соединение, допуская свободное тепловое расширение корпуса от опорной поверхности лап относительно корпусов опор, совмещает вертикальные плоскости корпуса ЦВД и опор. Тем самым обеспечивается центровка этих элементов при изменении температуры корпуса ЦВД относительно температуры корпусов опор. При этом Т-образная шпонка допускает взаимное осевое перемещение корпуса ЦВД относительно опор лишь на очень малое расстояние, равное сумме зазоров 5 (см. рис. 4.7.6). Таким образом, при пусках турбины (см. рис. 4.7.5) корпус ЦВД расширяется и упирается справа в корпус опоры № 2, которая не перемещается из-за наличия шпонки 6. Поэтому корпус турбины с помощью Т-образной шпонки заставляет перемещаться корпус опоры 1 вдоль продольных шпонок 12. При этом лапы 2 корпуса свободно скользят по стульям опор.

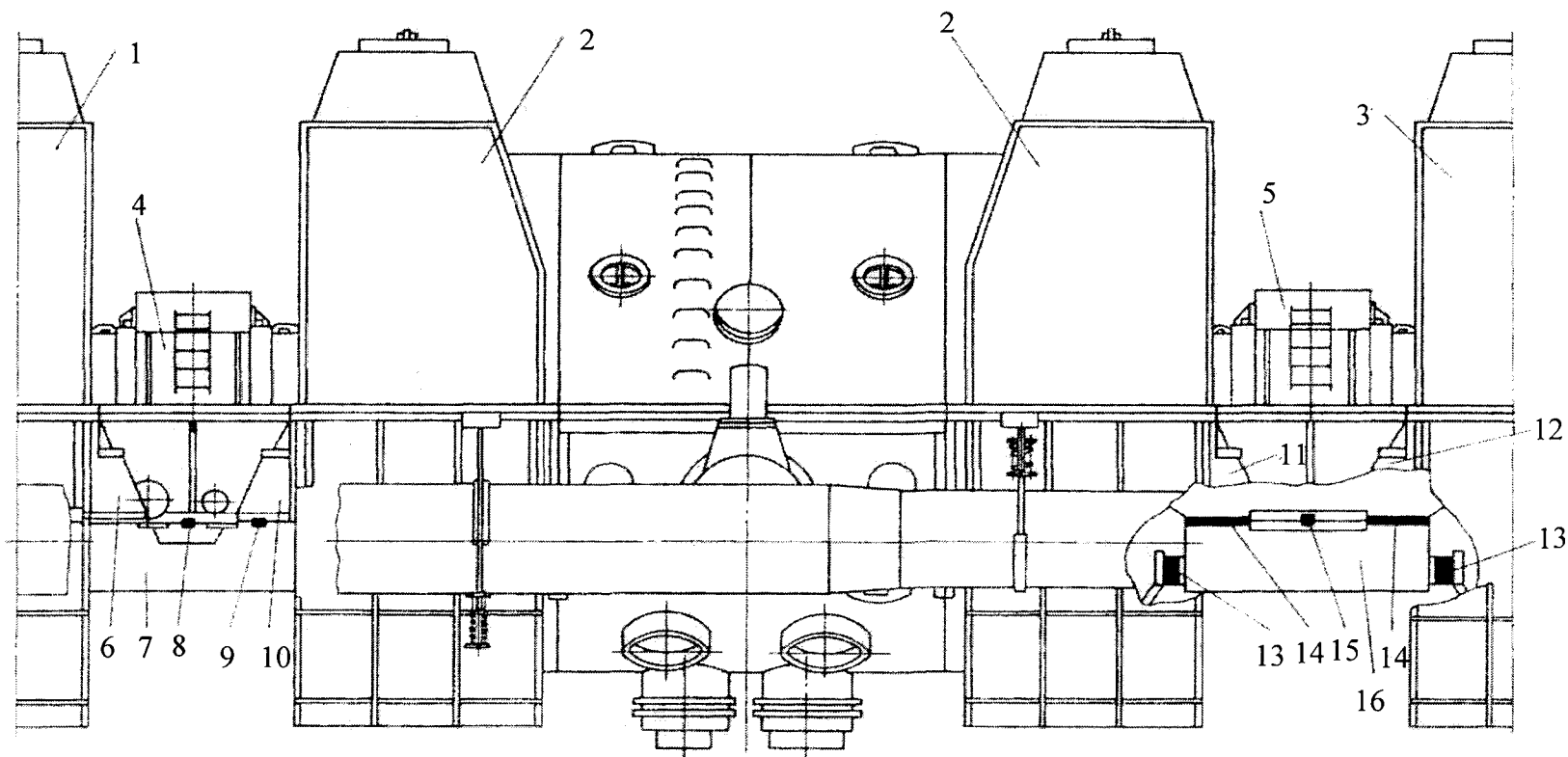


а) - вертикальная шпонка: б) - прижимные скобы лап корпуса ЦВД; 1- регулировочные клинья; 2 - тело шпонки; 3 - стенка корпуса опоры № 1; 4 - шпоночный паз на корпусе ЦВД; 5 - скоба; 6 - винт; 7 - регулировочная прокладка; 8 - датчик динамометра; 9 - опорная площадка корпуса опоры.

Рисунок 4.7.6 - Элементы соединения опоры и корпуса ЦВД

4.7.20. Таким образом, система опоры № 2 - корпус ЦВД - опора № 1 свободно расширяется (или сокращается) по фундаментным рамам 16 и 15 во всех направлениях от фиксупункта Ф1, который одновременно является фиксупунктом и для указанной системы и для опоры № 2.

4.7.21. Следует отметить, что опора № 2 соединена с выходным патрубком 10 ЦНД-1 компенсатором (см. поз. 11 на рис. 4.6.1), т.е. практически не имеет силовой связи с остальной турбиной.



1 - задний выходной патрубок ЦНД-1; 2 - выходные патрубки ЦНД-2; 3 - передний выходной патрубок ЦНД-3; 4 - опора № 3 (между ЦНД-1 и ЦНД-2); 5 - опора № 4 (между ЦНД-2 и ЦНД-3); 6 - задние торцевые лапы ЦНД-1; 7 - боковые фундаментные рамы под торцевые лапы ЦНД-1 и ЦНД-2; 8 - поперечные шпонки, установленные между опорой № 3 (между ЦНД-1 и ЦНД-2) и ее фундаментной рамой; 9 - поперечные шпонки, установленные между передними торцевыми лапами ЦНД-2 и боковыми фундаментными рамами; 10, 11 - передние и задние торцевые лапы ЦНД-2; 12 - передние торцевые лапы ЦНД-3; 13 - вертикальные шпонки между фундаментной рамой опоры № 4 и смежными ЦНД (ЦНД-2 и ЦНД-3); 14, 15 - продольные и поперечные шпонки осевой опоры № 4; 16 - осевая фундаментная рама под опору № 4; 17 - боковые фундаментные рамы под торцевые лапы ЦНД-2 и ЦНД-3; 18 - поперечные шпонки, установленные под торцевые лапы ЦНД-3; 19 - продольные шпонки опоры № 3; 20 - вертикальные шпонки между фундаментной рамой опоры № 3 и смежными ЦНД.

Рисунок 4.7.7 - Система тепловых расширений ЦНД. Часть 1

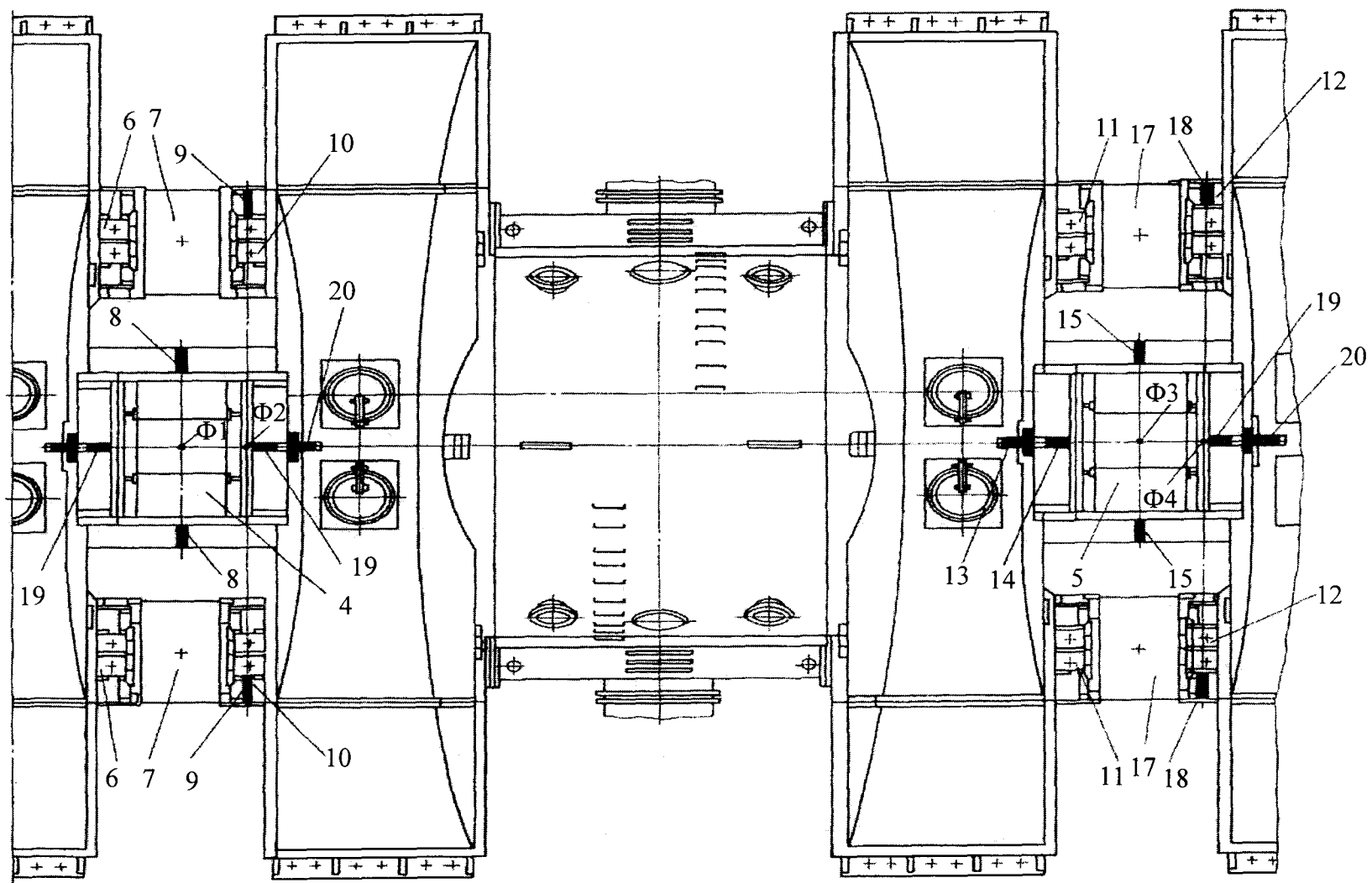


Рисунок 4.7.7 - Система тепловых расширений ЦНД. Часть 2

4.7.22. Все три ЦНД устанавливаются на фундаменте одинаковым образом и расширяются, как и ЦВД, автономно. Для примера на рис. 4.7.7 показана система тепловых расширений среднего ЦНД (ЦНД-2). Осевые фундаментные рамы 4 и 5 имеют вертикальные шпонки 13 и 19 (см. также поз. 5 на рис. 4.7.2), которыми они входят в шпоночные пазы, расположенные в нижних половинах выходных патрубков 2 ЦНД. Поскольку осевые опоры жестко закреплены на фундаментных рамах с помощью продольных 14 и 19 и поперечных 8 и 15 шпонок (см. рис. 4.7.2), то тем самым совмещаются вертикальные плоскости всех осевых опор и корпусов ЦНД. Каждый из корпусов ЦНД с помощью торцевых лап 10 и 11 (см. также рис. 4.7.4) помещается на четыре боковые фундаментные рамы 7 и 17 (см. также рис. 4.7.3), высота которых с помощью прокладок подбирается так, чтобы совместить горизонтальные плоскости всех цилиндров. Таким образом, обеспечивается центровка всех корпусов ЦНД и корпуса ЦВД. Для осевой фиксации ЦНД с его левой стороны под торцевые лапы устанавливают поперечные шпонки 9 (см. также рис. 4.7.3). Пересечение оси поперечных шпонок 9 с вертикальной плоскостью образует фиксипункт Ф2 ЦНД-2. От него происходит свободное расширение ЦНД во всех направлениях. При этом торцевые лапы 11 свободно скользят по опорным поверхностям боковых фундаментных рам 17.

4.7.23. На рис. 4.7.5 точка Ф2 представляет собой фиксипункт ЦНД-1, а на рис. 4.7.7 точка Ф4 — фиксипункт ЦНД-3.

4.7.24. После монтажа всей турбины ее ЦВД и ЦНД, стопорно-регулирующие клапаны, регулирующие заслонки после промежуточного перегрева, ресиверные трубы изолируются для того, чтобы температура наружного слоя изоляции при работе турбины не превышала 45 °С.

4.8. Валоповоротное устройство

4.8.1. Валоповоротное устройство служит для медленного вращения вала провода турбины, исключая его изгиб из-за температурной неравномерности по сечению, появления вибрации и задеваний вращающихся деталей о неподвижные. Необходимость в работе валоповоротного устройства возникает при пусках и остановках турбины.

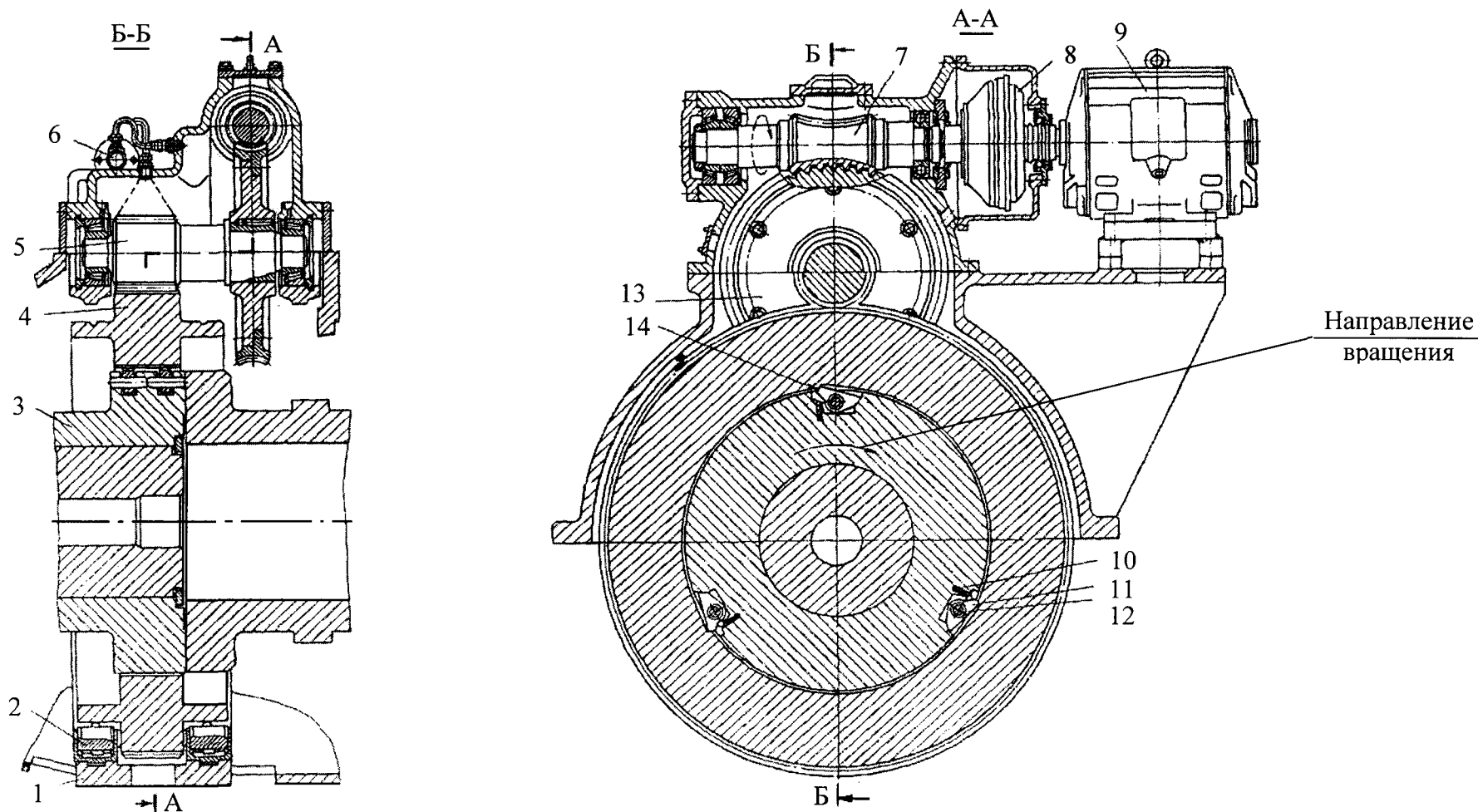
4.8.2. При пуске турбины для создания внутри нее и в конденсаторе разрежения на концевые уплотнения подается пар и включается отсос воздуха. Если уплотняющий пар подать в турбину с неподвижным ротором, то температура его поверхности по окружности станет различной. Соответствующим образом будет изменяться температурное удлинение его отдельных продольных волокон, и в результате ротор изогнется. Это может привести к вибрации, выборке радиальных зазоров и задеваниям с тяжелой аварией.

4.8.3. При останове турбины остановленный горячий ротор снизу будет остывать быстрее, чем сверху, и в результате также возникнет изгиб ротора.

4.8.4. Для исключения этих явлений используется валоповоротное устройство, представляющее собой электродвигатель мощностью в несколько десятков киловатт и понижающий редуктор, приводящие ротор во вращение. Валоповоротное устройство выключаются автоматически при достижении турбиной частоты вращения большей, чем частота вращения валоповоротного устройства.

4.8.5. На рис. 4.8.1 показано валоповоротное устройство турбины К-1000-60/1500-2, вращающее ротор турбины с частотой 1/7 об/мин. Оно состоит из асинхронного электродвигателя мощностью 40 кВт с частотой вращения вала 1450 об/мин, гидромукты, червячной и зубчатой передач. Гидромукта передает вращение с вала электродвигателя на червяк с помощью сил трения, возникающих между двумя дисками, расположенными на разных валах и заключенными в масляную ванну.

4.8.6. При включении валоповоротного устройства вращение 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 зубчатое колесо 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 об/мин центробежная сила преодолевает усилие пружины и происходит расцепление ротора и шестерни. Шестерня при этом вращается в специальных опорах качения, установленных в корпусе.



1 - корпус ЦНД; 2 - опора качения; 3 - ротор ЦНД; 4 - зубчатое колесо; 5 - вал-шестерня; 6 - коллектор смазки; 7 - червяк; 8 - гидромфта; 9 - электродвигатель; 10 - пружина кулака; 11 - кулак; 12 - ось кулака; 13 - червячное колесо; 14 - поверхность контакта кулака и ротора ЦНД.

Рисунок 4.8.1 - Валоповоротное устройство

4.9. Клапаны обратные с сервоприводом.

4.9.1. Назначение КОС

4.9.1.1. Обратные клапаны паропроводов отборов являются исполнительными органами системы защиты турбины.

4.9.1.2. Стопорные клапаны должны быстро и надежно прекратить подачу свежего пара в турбину. Для турбин с промежуточным перегревом пара отключение только главных паропроводов недостаточно, так как некоторое время пар будет поступать в ЦНД из паропроводов промежуточного перегрева и разгонять турбину. Поэтому за сепараторами-пароперегревателями предусматривается установка стопорных заслонок.

4.9.1.3. Однако и этой защиты от поступления пара в турбину недостаточно, так как пар в нее может проникать из паропроводов отборов и из регенеративных подогревателей. Такое положение возникает при закрытии стопорных клапанов и быстром падении давления внутри турбины. При этом падает давление в регенеративных подогревателях и конденсат греющего пара, имеющий температуру насыщения при давлении, которое было перед сбросом, становится перегретым и вскипает. Образующийся пар устремляется в турбину. С началом истечения пара из подогревателя давление в нем продолжает падать и образуется уже «вторичный» пар, который поддерживает обратный поток. Разгон турбоагрегата может привести к исключительно тяжелым последствиям, вплоть до его полного разрушения.

4.9.1.4. Поэтому на трубопроводах отборов устанавливают обратные клапаны. В системе отборов современных турбин, имеющих развитую регенерацию и большую протяженность трубопроводов, аккумулируется значительная энергия и обратный поток пара в состоянии разогнать турбоагрегат. Особенно опасно несвоевременное или неполное отключение турбины от деаэратора. Кроме того, пар, образующийся при вскипании конденсата в подогревателе, имеет температуру насыщения, соответствующую давлению в его корпусе. Она может быть намного ниже температуры пара в проточной части турбины до сброса нагрузки. Поэтому обратный поток насыщенного пара может вызвать нежелательное резкое охлаждение деталей в проточной части турбины.

4.9.1.5. При обратном потоке пара не исключен также заброс воды в турбину, что связано с опасностью механических повреждений лопаточного аппарата.

4.9.2. Установка КОС.

4.9.2.1. Чтобы уменьшить неотсекаемые обратными клапанами паровые объемы, клапаны располагают возможно ближе к турбине, на горизонтальных участках трубопроводов, в местах, доступных для обслуживания. В последних отборах давление близко к конденсаторному, пар - низкопотенциальный и не может существенно повлиять на заброс частоты вращения ротора. Поэтому обратные клапаны не ставят на линиях к ПНД №1 и ПНД №2.

4.9.2.2. На паропроводах отборов турбины К-1000-60/1500-2 установлены десять обратных клапанов. Характеристики КОС приведены в табл. 4.9.1.

Таблица 4.9.1

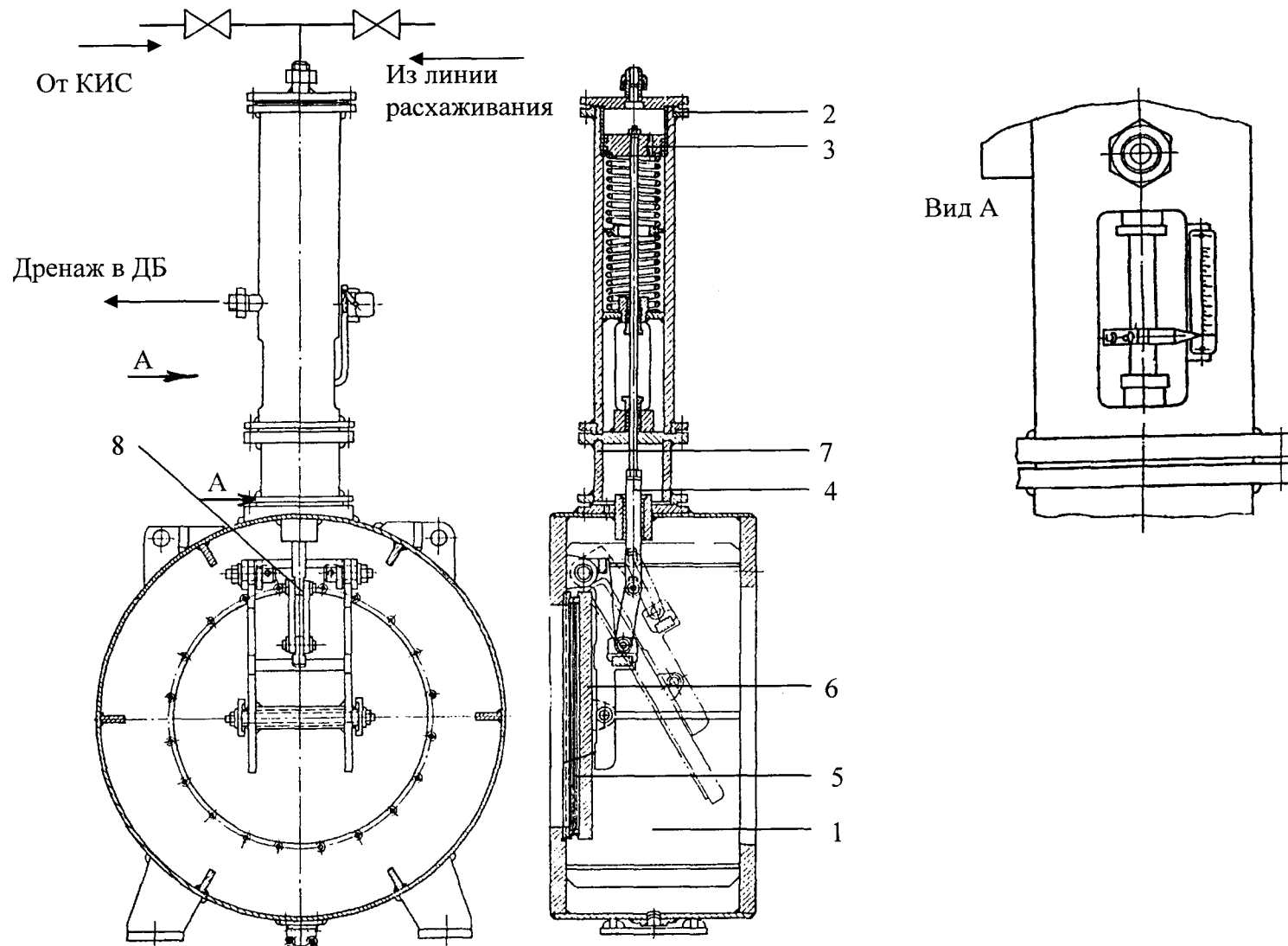
Оперативное обозначение	Номер отбора	Заводское наименование	Условный проход, Ду, мм	Условное давление, Ру, кгс/см ²	Потребители
RD10S01	I	КОС-400	400	40	Подогреватель высокого давления № 7
RD13S01	I	КОС-400	400	40	Пароперегреватель первой ступени СПП
RD20S01	II	КОС-400	400	40	Подогреватель высокого давления № 6
RD34S01	III	КОС-800	800	16	Коллектор собственных нужд
RB50S01	III (после СПП)	КОС-600	600	25	Турбопитательный насос
RH41S01	IV	КОС-600	600	25	Подогреватель низкого давления № 4
RH42S01	IV	КОС-600	600	25	Пиковый подогреватель сетевой воды
RH51S01	V	КОС-1000	1000	16	Подогреватель низкого давления № 3
RH52S01	V	КОС-1000	1000	16	Подогреватель второй ступени сетевой воды
RH63S01	VI	КОС-1200	1200	16	Подогреватель первой ступени сетевой воды

4.9.2.3. Чтобы увеличить быстродействие и гарантировать полную посадку обратные клапаны отборов снабжают устройством для их принудительного закрытия - гидравлическим поршневым сервомотором. Такое устройство, называемое приводом, не препятствует перемещению тарелки затвора при нормальной работе турбины, а после вступления в действие системы защиты турбины от разгона воздействует на тарелку значительным усилием, направленным в сторону закрытия. В то же время привод не прекращает течения пара в прямом направлении при ошибочном срабатывании, а вызывает в этом случае лишь дополнительную потерю давления пара в обратном клапане.

4.9.3. Конструкция КОС.

4.9.3.1. Конструкция КОС приведена на рис 4.9.1.

4.9.3.2. Клапаны отборов турбины выполнены одновременно как обратные и защитные. В исправном обратном клапане тарелка (5) затвора «следует» за потоком, опускаясь на седло при уменьшении расхода до нуля. Обратный поток пара в турбину возникает при недостаточно быстром закрытии или при зависании затвора обратного клапана. В первом случае обратный поток кратковременный. Во втором, если гидродинамическое воздействие на тарелку клапана со стороны обратного потока не стронет ее с места и не восстановит, пусть с задержкой, нормальной работы обратного клапана, поток пара длится несколько десятков секунд и может привести к разгону турбоагрегата.



1 – корпус; 2 – сервомотор; 3 - поршень; 4 - шток; 5 - тарелка; 7 – рычаг тарелки; 8 – вставка; серьга.

Рисунок 4.9.1 – Клапан обратный с сервоприводом

4.9.3.3. Воздействие обратного потока на тарелку - единственное средство, которое может закрыть затвор, если привод клапана неисправен.

4.9.3.4. При закрытии стопорных клапанов турбины или отключении генератора от сети поступает сигнал на соленоидный клапан, подающий силовой конденсат в полость над поршнем (3) и принудительно закрывающий обратный клапан. При этом шток (4) опускается вниз и тарелка клапана садится на седло. При снятии давления конденсата пружина переместит поршень вверх, однако при этом тарелка останется на месте до тех пор, пока кинетическая энергия поступающего пара не повернет тарелку и не откроет клапан до положения, указанного на рисунке пунктиром. В случае обратного потока пара или воды положение поршня не будет иметь никакого значения.

4.9.3.5. Стрелка указателя перемещения, закрепленная на штоке, позволяет контролировать работу сервомотора, а также и затвора клапана. Чтобы показания указателя были правильными, его стрелка при закрытом обратном клапане должна быть на нуле, что необходимо периодически проверять.

4.9.3.6. Угол открытия затвора близок к 50 градусам, что сводит к минимуму гидравлическое сопротивление обратного клапана. Поскольку небольшие колебания расхода происходят практически всегда, тарелка регулярно поворачивается, осуществляя саморасхаживание подвижных соединений затвора.

4.9.4. Обслуживание КОС

4.9.4.1. При нормальной работе турбины неисправность обратного клапана, как правило, внешне ничем не проявляется. Поэтому для проверки надежности клапанов необходимо их периодически проверять: убедиться в закрытии затвора после отключения расхода пара через обратный клапан и проверить исправность привода. Эти операции выполняются перед пуском и остановом турбины, а при непрерывной ее работе – один раз в четыре месяца. Контроль за положением затвора и привода осуществляется с помощью системы контактной сигнализации и по местным указателям открытия.

4.9.4.2. Для проверки обратного клапана и одновременного расхаживания его необходимо выполнить следующие операции:

1) закрыть задвижку на паропроводе к опробуемому клапану и по указателю открытия убедиться, что тарелка опустилась на седло;

2) включить электромагнит, воздействующий на импульсный клапан гидравлического привода, и убедиться, что привод сработал; проверить, что стрелка указателя открытия затвора (привода) находится на делении «ноль»;

3) взвести гидравлический привод, прекратив подачу конденсата от импульсного клапана;

4) открыть задвижку на паропроводе отбора и убедиться в открытии обратного клапана.

4.9.4.3. Расхаживание обратного клапана возможно без закрытия задвижки на паропроводе отбора. При этом обратный клапан может не закрыться полностью.

4.9.4.4. Проверка и расхаживание обратных клапанов на отборах к турбоприводам питательных насосов и деаэраторам должны сопровождаться мерами, исключающими нарушение нормального режима работы турбоустановки.

4.9.4.5. Заедания в клапане или приводе могут быть ликвидированы многократным расхаживанием. Если таким путем неполадки не устраняются, дефект должен быть устранен. Работа турбины с отбором, на котором обратный клапан неисправен, запрещается.

4.9.4.6. Перед пуском турбины до набора вакуума необходимо производить внутренний осмотр КОС-600, КОС-800, КОС-1000, КОС-1200 через люки на трубопроводах за обратными клапанами или на корпусах клапанов. Проверку КОС-400 следует производить при снятой крышке клапанов.

4.9.4.7. При внутреннем осмотре обратных клапанов контролировать:

- 1) concentricity уплотнительных поверхностей тарелки и корпуса;
- 2) поверхность ходовых частей открытием тарелки;
- 3) надежность стопорения неподвижных деталей;
- 4) состояние рычага подвески и тарелки клапана.

4.9.4.8. При срабатывании защиты турбины проверка закрытия обратных клапанов на линиях отборов обязательна.

4.10. Система питания гидравлических приводов обратных клапанов

4.10.1. Система питания приводов обратных клапанов паропроводов отборов (рис. 4.10.1) предназначена для подачи основного конденсата на сервомоторы обратных клапанов с целью обеспечения их принудительного закрытия в режимах останова и сброса нагрузки, а также расхаживания на полный ход каждого клапана в отдельности, не снижая при этом специально нагрузку турбоагрегата.

4.10.2. Система включает в себя:

- 1) коллекторы подвода конденсата к КОС;
- 2) коллектор индивидуального расхаживания КОС;
- 3) импульсные клапаны;
- 4) сетчатые фильтры;
- 5) трубопроводы, арматуру, КИП.

4.10.3. Описание работы

4.10.3.1. Рабочей средой системы питания приводов обратных клапанов отборов турбины является конденсат, отбираемый из напорного трубопровода конденсатных насосов 2-ой ступени. А в случае его отсутствия - питательная вода после деаэраторов.

4.10.3.2. Надежная очистка конденсата - необходимое условие нормальной работы системы. Особенно много различных загрязнений конденсат содержит в период после ремонтов. Поэтому на пути конденсата установлены фильтры.

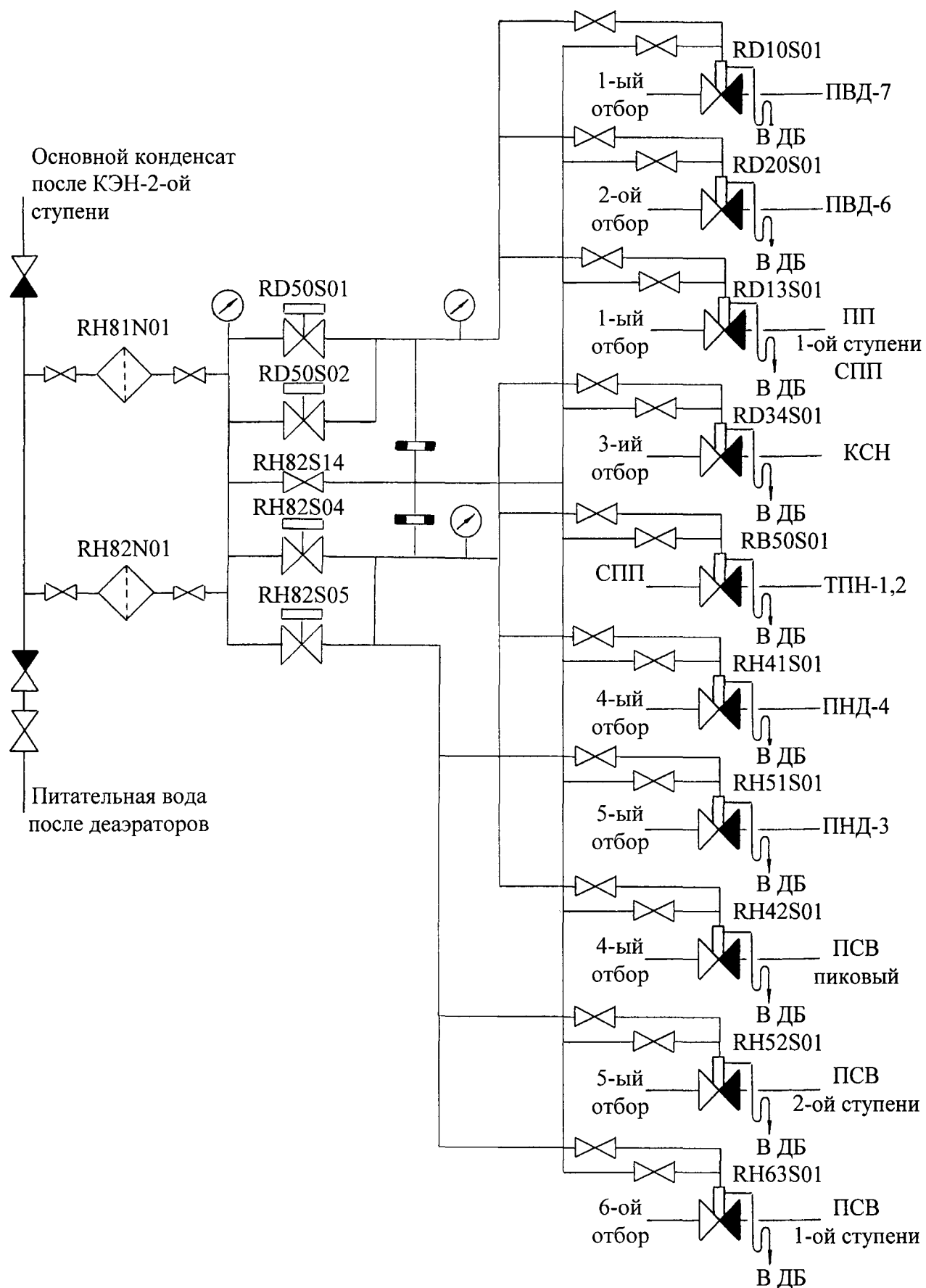


Рисунок 4.10.1 – Система питания приводов обратных клапанов
паропроводов отборов

4.10.3.3. К приводам обратных клапанов паропроводов отборов конденсат поступает по двум параллельным линиям. На каждой из них имеются два вентиля с электромагнитным приводом. Вентили используются в качестве импульсного клапана: в них электрический импульс на срабатывание преобразуется в гидравлический. Наличие двух импульсных клапанов повышает надежность подачи конденсата к сервомоторам.

4.10.3.4. В режиме нормальной эксплуатации энергоблока импульсные клапаны находятся в закрытом положении. После замыкания конечных выключателей любых двух стопорных клапанов с разных сторон турбины импульсные клапаны открываются и обеспечивают поступление конденсата на посадку обратных клапанов. Защитные вентили на трубопроводах Ду 32 перед КОС всегда открыты. В обвод импульсных клапанов конденсат направляется в линию индивидуального расхаживания КОС. Таким образом, коллектор индивидуального расхаживания обратных клапанов при нормальной эксплуатации находится под давлением, вентили перед КОС закрыты.

4.10.3.5. Чтобы открытие импульсного клапана сразу же вызвало срабатывание привода, подводящие коммуникации, включая надпоршневую полость сервомотора, должны быть постоянно заполнены водой: только при этом условии повышенное давление сразу же передается на поршень сервомотора. Потеря времени на заполнение коммуникаций водой может достигать 5-10 секунд, что практически сводит к нулю эффективность системы приводов. Поэтому коллектор расхаживания соединен с коллекторами посадки КОС перемычками, на которых установлены ограничительные диафрагмы. Диафрагмы подобраны таким образом, чтобы избыточное давление после закрытых импульсных клапанов составляло $1,0 \text{ кгс/см}^2$.

4.10.3.6. Перед индивидуальным расхаживанием обратного клапана отбора защитный вентиль необходимо закрыть. В противном случае под давление будет поставлен общий коллектор и произойдет посадка группы КОС.

4.10.3.7. Гидравлический затвор, установленный на сливном коллекторе, гарантирует постоянное заполнение водой всех элементов системы. Заполнение трубопроводов и сервомоторов водой уменьшает также возможность их корроирования, поскольку в деаэрированном конденсате коррозионные процессы происходят значительно медленнее, чем во влажном воздухе. Сервомотор контактирует с горячим корпусом обратного клапана. Организованный постоянный проток конденсата через сервомотор обеспечивает его охлаждение и препятствует вскипанию воды в надпоршневой полости.

4.10.3.8. Опробование гидравлических приводов обратных клапанов необходимо проводить перед каждым пуском и остановом турбины, а при непрерывной ее работе - через 800-1000 часов. Время закрытия обратного клапана от момента включения импульсного клапана до появления сигнала о посадке тарелки на седло не должно превышать одной секунды.

4.10.3.9. Причинами недостаточного быстрого действия привода могут быть:

- 1) наличие воздуха в системе;
- 2) малый расход воды, подаваемой в сервомотор (из-за медленного открытия импульсных клапанов или из-за повышенного гидравлического сопротивления элементов системы);
- 3) повышенное механическое сопротивление при движении (заедание сервомотора).

4.10.4. Клапан с электромагнитным приводом

4.10.4.1. Клапаны с электромагнитным приводом предназначены для установки на трубопроводах в качестве запорных устройств турбоустановок АЭС. Тип клапана - Т26292 - 100М.

4.10.4.2. Направление подачи рабочей среды - на золотник (по стрелке на корпусе клапана).

4.10.4.3. Установочное положение клапанов - электромагнитным приводом вверх. Присоединение клапанов к трубопроводу - на сварке.

4.10.4.4. За каждые 10000 часов непрерывной работы турбоустановки допускается до 100 одиночных срабатываний клапана при перепаде давления на закрытом клапане до 25 кгс/см² и напряжении 220 В постоянного тока в кратковременном режиме, а именно: продолжительность включения электромагнитного привода не более 15 минут с последующим включением не ранее, чем через два часа.

4.10.4.5. Разовая продолжительность температуры рабочей среды 100 °С для клапана не более 30 минут, а суммарная за весь срок службы – не более 500 часов.

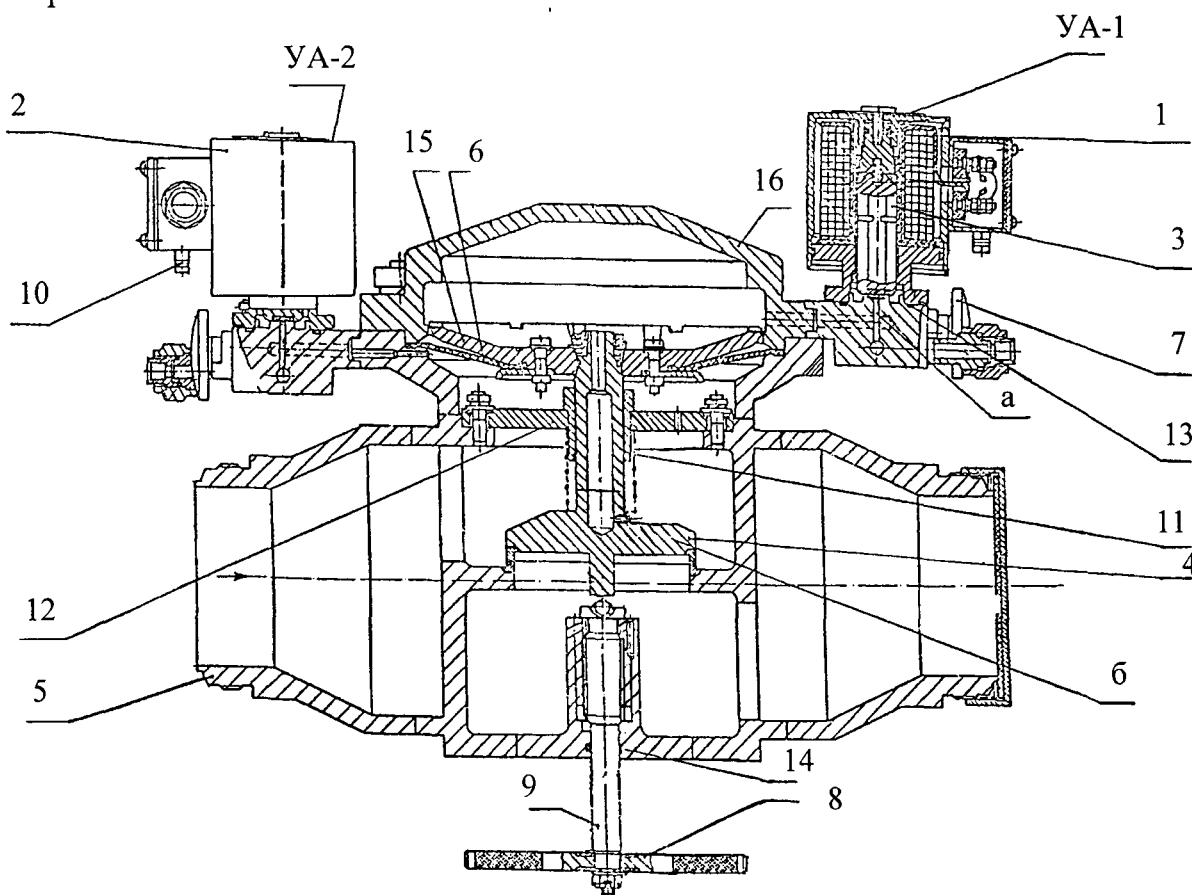
4.10.4.6. Основные технические данные и характеристики КИС приведены в табл. 4.10.1.

Таблица 4.10.1

Наименование параметра	Показатель
Условный проход, мм	100
Рабочее давление, кгс/см ²	5-36
Перепад давления при открытии, кгс/см ²	5-15
Рабочая среда	конденсат
Температура рабочей среды, °С, не более: постоянно	70
кратковременно	100
Время срабатывания, сек, не более: на открытие	0,5
на закрытие	15
Материал основных деталей: корпус, крышка, золотник, основание шток, фланец	08Х18Н10Т 14Х17Н2
Электромагнитный привод: род тока	постоянный
напряжение, В	220
мощность, Вт	20

4.10.4.7. Принцип действия КИС (рис 4.10.2).

4.10.4.7.1. Катушки (1) электромагнитных приводов (2) УА1 и УА2 обесточены. Отверстия «а» в седле электромагнитов перекрыты резиновым уплотнением сердечников (3). Золотник (4) перекрывает основное седло в корпусе (5) клапана. Клапан закрыт. Среда, под давлением подаваемая на золотник, через калиброванное отверстие «б» проникает в надмембранную полость. Под воздействием давления среды на мембрану (6) обеспечивается герметичность основного затвора клапана.



1 - катушка; 2 - электромагнит; 3 - сердечник; 4 - золотник; 5 - корпус; 6 - мембрана; 7 - ручной дублер электро - магнитного привода; 8 - ручной дублер основного затвора; 9 - шток; 10 - винт заземления; 11 - пружина; 12 - фланец; 13 - прокладка; 14 - уплотнительное кольцо; 15 - тарелка; 16 - крышка; а, б - калибровочные отверстия; УА-1, УА-2 - электромагнитные приводы.

Рисунок 4.10.2 – Клапан с электромагнитным приводом

4.10.4.7.2. При подаче напряжения на катушку электромагнитного привода УА1 сердечник поднимается и открывает отверстие «а». Среда под давлением сбрасывается из надмембранной полости через отверстие «а». Из-за того, что сброс давления происходит быстрее, чем подача среды в надмембранную полость через калиброванное отверстие «б», на мембране возникает перепад давления, необходимый для открытия основного прохода клапана. Под воздействием рабочей среды запорный узел поднимается вверх. Клапан открыт.

4.10.4.7.3. В случае отсутствия электропитания клапан может быть открыт с помощью ручного дублера (7) электромагнитного привода и зафиксирован, при необходимости, в открытом положении ручным дублером (8) основного затвора. Для открытия клапана ручным дублером необходимо ручку на электромагнитном приводе УА1 повернуть до упора из положения «авт» в положение «ручн», шток (9) установить в верхнее крайнее положение. Открытие затвора произвести путем вращения рукоятки до упора по часовой стрелке. Закрытие клапана ручным дублером при отсутствии электропитания осуществляется в обратном порядке: вывернуть ручной дублер основного затвора; ручку на электромагнитном приводе УА1 повернуть до упора в исходном положении «авт».

4.10.4.7.4. Для закрытия клапана при работе от электромагнитного привода необходимо запитать электромагнитный привод УА2 и одновременно снять напряжение с электромагнитного привода УА1. После закрытия клапана отключить питание электромагнитного привода УА2, но не ранее, чем через 15 секунд.

4.10.4.8. Обслуживание КИС.

4.10.4.8.1. Для ввода клапана в действие необходимо:

- 1) подать рабочую среду;
- 2) подать напряжение на электромагнит УА2 в течение 3...5 секунд для сброса воздушной подушки из подмембранной полости через сливной отвод в трубопровод;
- 3) для открытия клапана подать напряжение на катушку электромагнита УА1.

4.10.4.8.2. Обслуживания во время работы клапаны не требуют. Во время эксплуатации следует производить периодические осмотры. Кабель электромагнита должен быть заземлен с помощью винта заземления (10) и надежно уплотнен в сальниковом вводе во избежание попадания воды на катушку электромагнита.

4.10.4.8.3. Для вывода клапанов из действия следует обесточить электромагнитные приводы и прекратить подачу рабочей среды.

4.10.4.8.4. Ревизия и необходимый ремонт клапанов производятся через четыре года, а также для устранения неисправностей, возникающих при эксплуатации или с целью замены резино-технических деталей.

4.10.4.8.5. Категорически запрещается снимать клапаны с трубопровода и производить работы по устранению неисправностей при наличии давления рабочей среды в трубопроводе и клапане, а также при включенном в сеть электромагните.

4.10.4.8.6. Если клапан снимается с трубопровода, то разборка и сборка его должны производиться в специально оборудованном помещении.

4.10.4.8.7. Если разборка и сборка клапана производится без снятия его с трубопровода, должны быть приняты меры по обеспечению чистоты рабочего места. Возможность загрязнения и попадания посторонних предметов во внутреннюю полость клапана и трубопровода должна быть исключена.

4.10.4.8.8. Возможные неисправности КИС и их вероятные причины приведены в табл. 4.10.2.

Таблица 4.10.2

Наименование неисправности, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина
1. При подаче напряжения на катушек электромагнита клапан не открывается. Среда не поступает в выходной патрубок	1.1. Повреждена электрическая цепь подводящего кабеля. 1.2. Обрыв цепи катушки электромагнита. 1.3. Порвана мембрана
2. После снятия питания с электромагнита, клапан не закрывается. Не прекращается подача среды в выходной патрубок	2.1. Сломана пружина (11). 2.2. В подмембранной полости накопился воздух. 2.3. Попадание крупного инородного тела из трубопровода под золотник. 2.4. Заклинило золотник в сборке фланца (12) со втулкой. 2.5. Засорено калиброванное отверстие «б»
3. После снятия питания с электромагнита наблюдается пропуск среды	Нарушена уплотнительная поверхность золотника
4. Нарушена герметичность соединений по отношению к внешней среде	Пропуск конденсата через мембрану, уплотнительные прокладки (13) и кольцо (14)
5. Повышенный нагрев катушки электромагнита	5. Уменьшилось сопротивление катушки

4.11. Контроль механических величин турбины К-1000-60/1500-2

4.11.1. Контроль тепломеханического состояния турбины

4.11.1.1. Для обеспечения максимальной экономичности осевые и особенно радиальные зазоры между вращающимися и неподвижными элементами проточной части турбины невелики. Возникает проблема контроля расчетных зазоров, которые должны сохраняться либо изменяться в допустимых пределах в зависимости от режимов работы турбины.

4.11.1.2. Особо важное значение приобретает контроль за тепловым состоянием турбины при нестационарных режимах работы в период пуска, нагружения и останова. Надежность работы турбины в нестационарных режимах определяется двумя основными факторами - уровнем температурных напряжений в элементах турбины и величинами относительных расширений роторов. Для удовлетворения требований защиты и контроля за работой турбоагрегата разработана система контрольно-измерительных приборов, позволяющих осуществлять контроль и регистрацию основных параметров и механических величин. Эта система включает в себя вторичную аппаратуру контроля и регистрации параметров, формирует команды на включение световых табло и аварийных сигналов.

4.11.1.3. Все измерения, выполняемые на турбоустановке, можно условно разбить на три группы:

- 1) эксплуатационные;
- 2) технологические;
- 3) механические.

4.11.1.4. Эксплуатационные измерения - замеры давления и температуры как свежего, так и вторичного перегретого пара, вакуума в конденсаторе, расхода тепловой и отпускаемой электроэнергии. Все эти измерения используются не только как самостоятельные контрольные величины, характеризующие экономичность турбоустановки, но и как исходные данные, необходимые для вычисления удельных расходов, коэффициентов полезного действия и т.д.

4.11.1.5. Технологические измерения - замеры давления и температуры, которые косвенно характеризуют состояние отдельных узлов турбины либо целых систем. Так, по давлению в масляной системе и температуре масла на сливе с подшипников можно судить об их работоспособности; по перепадам давления на фильтрах - о степени загрязненности; по температурам в подогревателях определяют эффективность регенеративной системы и т.д.

4.11.1.6. К механическим величинам относятся:

- 1) частота вращения ротора;
- 2) эксцентриситет (искривление) вала ротора;
- 3) относительное расширение ротора;
- 4) осевой сдвиг ротора;
- 5) абсолютное расширение корпуса турбины;
- 6) вибрация;
- 7) прослушивание уплотнений.

4.11.1.7. Частота вращения ротора. Контроль частоты вращения ротора необходим в период прогрева либо охлаждения ротора на валоповороте, при выполнении пусковых и остановочных операций, контроле прохождения критических частот вращения, настройке автоматов безопасности, а также синхронизации генератора с сетью.

4.11.1.8. Эксцентриситет (искривление) вала ротора. Контроль эксцентриситета роторов необходим для оценки искривления, которые могут появляться из-за неравномерного прогрева при пуске либо охлаждении при остановках турбины. Искривления роторов, даже кратковременные, могут привести к повреждению уплотнений, а также явиться причиной повышенной вибрации турбины.

4.11.1.9. Относительное расширение ротора. Контроль за относительным расширением ротора позволяет косвенно определить осевые зазоры между вращающимися и неподвижными частями турбины во всех режимах работы и своевременно принять меры для предотвращения задеваний.

4.11.1.10. Осевой сдвиг ротора. Контроль за осевым сдвигом ротора позволяет определить смещение ротора относительно упорного подшипника. Осевой сдвиг ротора зависит от режима работы турбины и характеризует осевую нагрузку. Предусмотрена защита от недопустимого осевого сдвига.

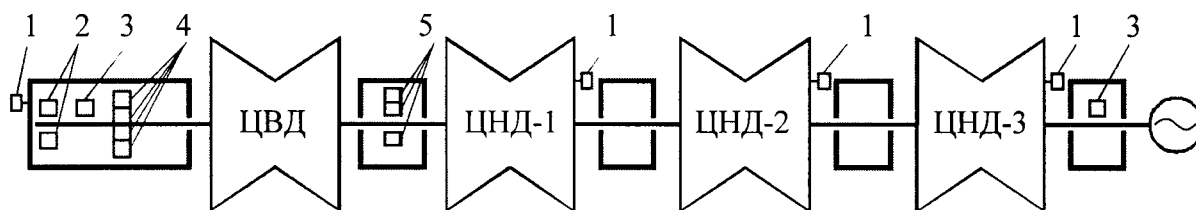
4.11.1.11. Абсолютное расширение корпуса турбины. Абсолютное расширение корпуса турбины характеризует тепловое расширение элементов конструкции турбины в осевом и радиальном направлениях. Наиболее важным из них является расширение в осевом направлении, поскольку оно достигает больших величин. При этом свободное расширение корпусов осуществляется относительно неподвижной точки закрепления, называемой фиксунктом.

4.11.1.12. Вибрация. Контроль за изменением величин, составляющих вибрации подшипников турбины, проводится для обеспечения безопасности эксплуатации турбины. Массивные роторы турбины представляют собой сложную колебательную систему, подверженную воздействию высоких температур, вызывающих искривления роторов, а следовательно, смещение центров тяжести; воздействию через рабочие лопатки переменного поля скоростей рабочего тела; возмущения со стороны генератора. Все это требует постоянного контроля вибрации, а в случае превышения допустимых норм - принятия срочных мер вплоть до останова турбины.

4.11.1.13. Прослушивание уплотнений. Прослушивание уплотнений позволяет осуществлять контроль за состоянием элементов концевых уплотнений и своевременно принимать меры в случае выявления повреждений гребешков уплотнений или задеваний, характеризующихся характерными шумами в диапазоне звуковых частот.

4.11.2. Организация механических измерений на Балаковской АЭС

4.11.2.1. Схема контроля механических величин турбины К-1000-60/1500-2 представлена на рис. 4.11.1.



1 - датчик теплового расширения корпуса; 2 - датчик прогиба ротора; 3 - датчик относительного расширения ротора; 4 - датчик угловой скорости; 5 - датчик осевого сдвига ротора.

Рисунок 4.11.1 – Схема контроля механических величин турбины К-1000-60/1500-2

4.11.2.2. Сведения о датчиках контроля механических величин турбины К-1000-60/1500-2 представлены в табл.4.11.1.

Таблица 4.11.1

Механическая величина	Количество датчиков и место их установки на турбине	Показывающие приборы на турбине	Показывающие приборы БЦУ
Частота вращения ротора	Четыре, 1-ая опора	Один, 1-ая опора	Один, панель НУ25
Прогиб вала ротора	Два, 1-ая опора		Один, панель НУ26
Относительное расширение ротора	Два, 1-ая и 5-ая опоры		Два, панель НУ26
Осевой сдвиг ротора	Три, 2-ая опора		Три, панель НУ26
Тепловое расширение корпуса	Четыре, 1-ая опора, ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3	Четыре, 1-ая опора, ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3	Четыре, панель НУ26

Механическая величина	Количество датчиков и место их установки на турбине	Показывающие приборы на турбине	Показывающие приборы БЩУ
Вибрация ротора и подшипников	Двухпозиционные - в подшипниках 1-9; трехпозиционные - в подшипниках 10-12		Панель НУ26

Примечания.

1. Измерения трех датчиков частоты вращения используются в АСУТ-1000.
2. Два датчика прогиба ротора представляют собой единую измерительную систему. Выход из строя одного датчика делает работу другого невозможной.
3. Один датчик ОРР измеряет относительное расширение ротора ЦВД, а другой - ЦНД-3. На величину ОРР ЦНД-3 непосредственно влияют изменения длины роторов ЦНД-1 и ЦНД-2.
4. В опоре с одной стороны установлено два датчика осевого сдвига, с другой - один.
5. Измерению подвергаются тепловые расширения корпусов всех цилиндров.
6. Двухпозиционные вибродатчики измеряют вибрацию ротора, трехпозиционные служат для замера вибрации подшипников.
7. На БЩУ, в дополнение к показывающим приборам на панелях НУ25 и НУ26, предусмотрен контроль за механическими величинами турбины К-1000-60/1500-2 по ЦГТ РМОТ.
8. В помещении 1610 имеются регистрирующие приборы по вибрации

4.11.3. Датчик угловой скорости ротора

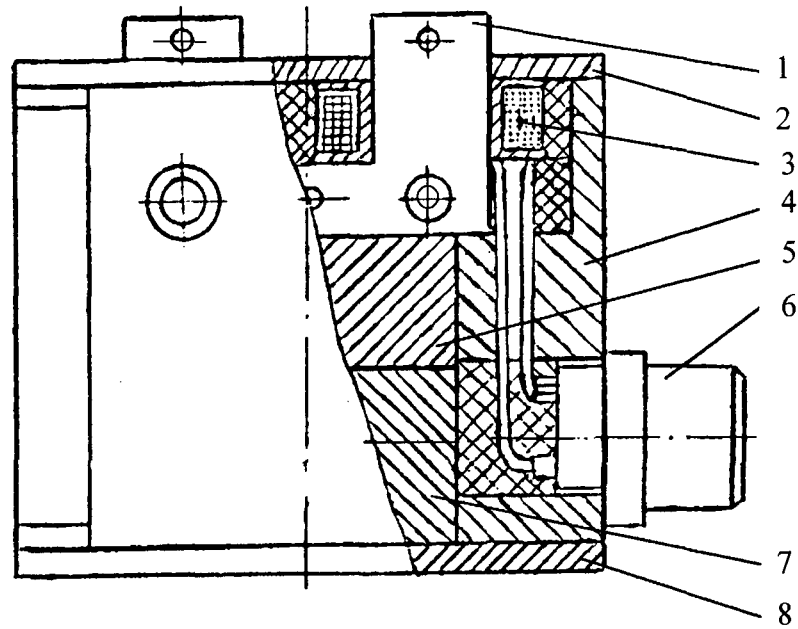
4.11.3.1. Датчик угловой скорости предназначен для преобразования частоты вращения ротора турбины в частоту синусоидального сигнала.

4.11.3.2. Датчик угловой скорости (рис. 4.11.2) представляет собой бесконтактное электромагнитное устройство, состоящее из двухполюсного статора и составной шестерни.

4.11.3.3. Двухполюсный статор датчика состоит из П-образного магнитопровода (1); двух катушек (3), расположенных на полюсах магнитопровода; постоянного магнита (5); экрана (7), выполненного из мягкой стали; корпуса (4) с крышками (2, 8), в котором помещены все элементы датчика, на внешней стенке которого укреплен разъем (6).

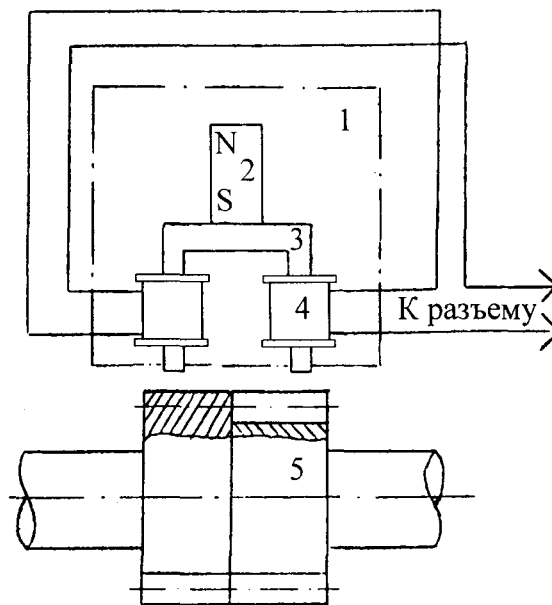
4.11.3.4. Зубчатая составная шестерня (5) содержит два ферромагнитных зубчатых колеса, идентичных по внешнему диаметру, шагу, числу зубьев и профилю. Оси зубьев сдвинуты друг по отношению к другу на расстояние, равное по внешней окружности половине шага зубчатого колеса.

4.11.3.5. Схема датчика угловой скорости представлен на рис. 4.11.3.



1 - магнитопровод; 2 - верхняя крышка; 3 - катушка; 4 - корпус; 5 - магнит; 6 - разъем; 7 - экран; 8 - нижняя крышка.

Рисунок 4.11.2 - Датчик угловой скорости



1 - статор; 2 - постоянный магнит; 3 - магнитопровод; 4 - катушки; 5 - составная шестерня.

Рисунок 4.11.3 - Схема датчика угловой скорости

4.11.3.6. Датчик угловой скорости работает следующим образом (см. рис. 4.11.3). При вращении ротора происходит перераспределение магнитного потока магнита (2) в магнитопроводе (3), связанное с периодическим изменением магнитной проводимости рабочих воздушных зазоров, образованных полюсами. Вследствие этого в катушках (4) индуцируется э.д.с., частота которой пропорциональна угловой скорости вращения ротора. Действующие значения э.д.с. в правой и левой катушках равны между собой, а фазы первых гармоник э.д.с. отличаются на половину периода основной гармоники. При встречном включении правой и левой катушек э.д.с., наводимые в них, алгебраически суммируются. При этом нечетные гармоники складываются, а четные - вычитаются, что дает возможность получить менее искаженную форму выходного сигнала

4.11.3.7. Технические данные датчика угловой скорости представлены в табл. 4.11.2.

Таблица 4.11.2

Наименование параметра	Значение
Частота выходного сигнала датчика при номинальной частоте вращения ротора, Гц	300
Максимальное выходное напряжение на номинальной нагрузке, В	50
Число катушек датчика	2
Минимальный установочный зазор между зубьями шестерни и керном магнитопровода датчика, мм	1,5
Число зубьев шестерни тихоходной турбины	120
Габаритные размеры датчика, мм	70x80x96
Масса, кг	2,1

4.11.4. Устройство контроля прогиба ротора

4.11.4.1. Различные деформации деталей ротора и статора приводят к уменьшению зазоров между ними. Несколько условно такие деформации можно разделить на радиальные и осевые. Радиальные деформации деталей ротора определяются главным образом центробежными силами и прогревом ротора. Их максимальные значения соответствуют номинальной частоте вращения и максимальным температурам пара по проточной части, причем вследствие высоких коэффициентов теплоотдачи, обусловленных вращением ротора, температурные расширения происходят при незначительном отставании во времени от повышения температуры пара.

4.11.4.2. К моменту, когда радиальные расширения ротора становятся максимальными, корпус прогрет еще не полностью, а давление пара не достигает максимальных значений, поэтому радиальные расширения корпуса оказываются меньшими, чем расширения ротора в том же сечении, перпендикулярном оси турбины. В дальнейшем, когда корпус прогревается полностью и давление в нем поднимается до максимального значения, он дополнительно расширяется.

4.11.4.3. Неизбежная в реальных условиях окружающая неравномерность физических свойств металла ротора, в частности теплопроводности, может привести к заметной диаметральной асимметрии температур и температурных расширений при быстром нагреве или охлаждении ротора, несмотря на практически идеальную равномерность условий теплообмена и температур на поверхности ротора. Вызванное этим искривление ротора, если оно невелико, исчезает по мере выхода на установившийся режим и выравнивания температур. Если же температурное искривление станет соизмеримым с радиальными зазорами в уплотнениях, то это может привести к односторонним задеваниям ротора об уплотнительные усики, дальнейшему росту диаметральной асимметрии температур и искривления ротора и к развитию аварии. Это обстоятельство может требовать ограничения скорости изменения температуры ротора даже при умеренных напряжениях.

4.11.4.4. Устройство контроля прогиба ротора предназначено для контроля тепловой деформации ротора турбины при пусках и остановках турбины. Контроль прогиба осуществляется в режиме вращения ротора валоповоротным устройством путем измерения биения свободного конца ротора. (После толчка турбины паром прибор надлежит выключать.)

4.11.4.5. В состав устройства контроля прогиба ротора входят два датчика прогиба ротора и вторичный прибор (автоматический дифференциально-трансформаторный самопишущий прибор).

4.11.4.6. Датчики установлены на турбине, прибор - на БЩУ. Между собой датчики и прибор соединены кабелем.

4.11.4.7. Первичный преобразователь, которым является датчик прогиба ротора, предназначен для преобразования изменения зазора между датчиком и ротором в изменение электрического сигнала на выходе датчика. Датчик прогиба ротора предназначен для работы в среде, насыщенной парами воды и турбинного масла при температуре до +80 °С.

4.11.4.8. Вторичный прибор позволяет выполнять визуальный отсчет величины прогиба ротора по шкале, а также производить непрерывную запись в прямоугольных координатах на диаграммной ленте.

4.11.4.9. Технические данные устройства контроля прогиба ротора представлены в табл. 4.11.3.

Таблица 4.11.3

Наименование параметра	Значение
Установочный зазор между датчиком и ротором, мм	1,5
Пределы измерения прогиба ротора, мм	0-0,2
Частота вращения ротора турбины на валоповороте, об/мин	1/7
Основная погрешность устройства, %, не более	10
4.11.4.10. Время прохождения указателем шкалы прибора, сек, не более	5
Скорость движения диаграммной ленты, мм/ч	20
Напряжение источника питания, В	220

Наименование параметра	Значение
Срок службы, лет, не менее: датчика	5
прибора	10
Габаритные размеры, мм: датчика	70x98x130
прибора	160x200x500
Масса, кг: датчика	2
прибора	13

4.11.4.11. Конструкция датчика контроля прогиба ротора представлена на рис 4.11.4.

4.11.4.12. Установка датчиков прогиба на турбине представлена на рис. 4.11.5.

4.11.4.13. Конструктивно датчик прогиба ротора собран на Ш-образном сердечнике (2) из электротехнической стали толщиной 0,2 мм.

4.11.4.14. Каждый из датчиков крепится на кронштейне (5) и закрыт крышкой (1). Для уменьшения рассеивания и потерь крышка, кронштейн и корпус (8) датчика выполнены из немагнитных и изоляционных материалов. Крышка датчика изготовлена из пластмассы, кронштейн и корпус датчика - из латуни.

4.11.4.15. Для предохранения обмоток от воздействия турбинного масла, находящегося в местах установки датчика, его катушка (3) залита компаундом эпоксидной смолы.

4.11.4.16. Внешние подключения датчика (выводы обмоток) выполнены через штепсельный разъем (4).

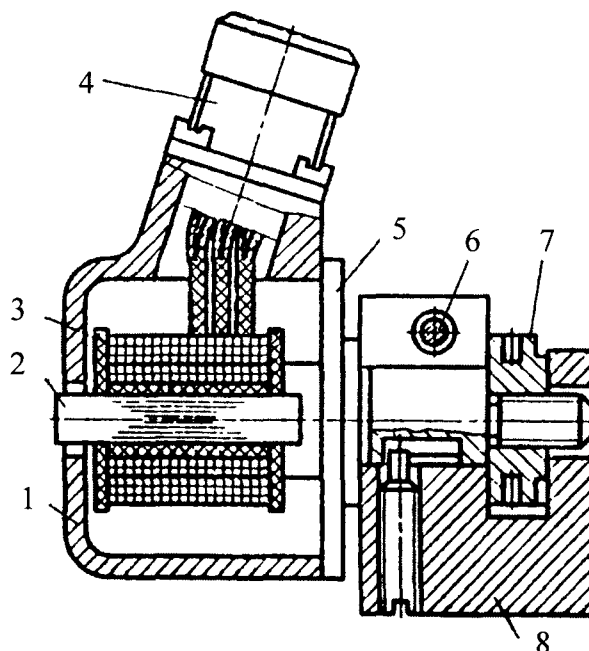
4.11.4.17. Установка рабочего зазора между датчиком и ротором турбины осуществляется перемещением датчика в кронштейне с помощью специальной гайки (7) с последующей фиксацией.

4.11.4.18. Кроме того, пазы в корпусе датчика позволяют перемещать его при установке в картере подшипника в передней опоре турбины.

4.11.4.19. Устройство контроля прогиба ротора представляет собой следящую систему. Принцип измерения основан на компенсации небаланса в электрической цепи датчиков прогиба ротора, расположенных диаметрально противоположно в горизонтальной плоскости по обе стороны ротора турбины.

4.11.4.20. Принцип работы измерителя прогиба ротора основан на индуктивном методе измерения линейных перемещений с применением дифференциально-трансформаторной схемы.

4.11.4.21. Измеряется воздушный зазор между сердечниками обоих датчиков и валом ротора. При наличии эксцентриситета зазор изменяется с частотой, пропорциональной частоте вращения ротора.



1 - крышка; 2 - сердечник; 3 - катушка; 4 - штепсельный разъем; 5 - кронштейн; 6 - фиксатор; 7 - гайка; 8 - корпус датчика.

Рисунок 4.11.4 - Датчик измерителя прогиба ротора

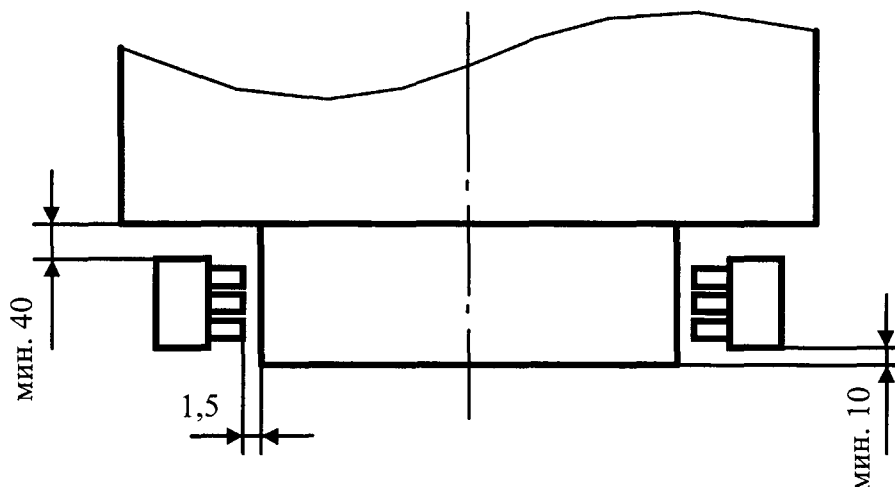


Рисунок 4.11.5 - Установка датчиков прогиба на турбине

4.11.4.22. Первичные обмотки обоих датчиков соединяются последовательно между собой и первичной обмоткой дифференциально-трансформаторного датчика вторичного прибора. Они питаются от обмотки силового трансформатора прибора напряжением переменного тока 24 В. Вторичные обмотки обоих датчиков включаются встречно и в общую дифференциально-трансформаторную схему.

4.11.4.23. При вращении ротора турбины валоповоротным устройством и наличии прогиба ротора зазоры между датчиками и ротором будут периодически изменяться. Пропорционально изменению зазоров будет изменяться индуцируемое во вторичных обмотках датчиков прогиба переменное напряжение. Выход-

ное напряжение обоих датчиков будет сравниваться с выходным напряжением дифференциально-трансформаторного датчика прибора. Разность этих напряжений подается на вход усилителя. Усиленное полупроводниковым усилителем напряжение приведет во вращение двигатель, который с помощью кулачка будет перемещать сердечник дифтрансформаторного датчика до того момента, пока разность напряжений не станет равной нулю.

4.11.4.24. Таким образом, каждому положению ротора, определяемому величиной зазора, соответствует определенное положение сердечника дифференциально-трансформаторного датчика и, следовательно, определенное положение кинематически связанного с ним указателя по шкале прибора.

4.11.4.25. В дифференциально-трансформаторном датчике предусмотрена третья дополнительная обмотка, предназначенная для корректировки нулевого положения сердечника. При вращении ротора турбины и наличии прогиба изменение зазора между ротором и первым датчиком после поворота ротора на 180 ОС повторяется на втором датчике. Поэтому прибор отсчитывает и вычерчивает двойной размах величины прогиба ротора.

4.11.4.26. На турбинах, имеющих гидростатический подъем ротора, нуль шкалы прибора может несколько смещаться относительно первоначального значения. В этом случае величина прогиба ротора определяется, как половина числа делений, на которые отклоняется стрелка прибора или как половина размаха кривой на диаграммной ленте с учетом масштаба шкалы.

4.11.4.27. Цена одного малого деления шкалы прибора прогиба ротора соответствует 0,008 мм, одного большого деления - 0,04 мм. Регулирование и настройка устройства контроля прогиба ротора заключается в проверке работоспособности датчиков, выборе размаха шкалы вторичного прибора и рабочих зазоров датчика. Предварительная настройка и измерение параметров производится в заводской электролаборатории, окончательная - на турбине по месту.

4.11.4.28. При работе турбины на валоповороте необходимо периодически (один-два раза в смену) проверять исправность прибора. Если прибор исправен, то при нажатии кнопки .КОНТРОЛЬ. указатель прибора установится на нулевой отметке шкалы.

4.11.4.29. Датчик в техническом обслуживании не нуждается.

4.11.4.30. Характерные неисправности датчика измерителя прогиба ротора и их вероятные причины приведены в табл. 4.11.4.

Таблица 4.11.4

Неисправность	Вероятная причина
При поданном напряжении 220 В указатель двигается произвольно, не реагируя на изменение зазора	Неправильно подключены обмотки датчика. Неисправны: усилитель, двигатель, дифтрансформаторный блок
Указатель совершает незатухающие колебания около положения равновесия	Мала величина обратной связи в усилителе
Датчик установлен в нулевое положение, а указатель прибора не ставится на нулевую отметку шкалы	Смещение чувствительного элемента датчика
При включении датчика в работу отсутствует выходной сигнал	Отсутствует контакт в разъеме. Обрыв в катушке

Неисправность	Вероятная причина
При включении датчика в работу выходной сигнал значительно ниже номинального	Снижение сопротивления изоляции катушки относительно корпуса

4.11.5. Устройство контроля относительного расширения ротора

4.11.5.1. Относительное осевое перемещение роторов и корпусов влажно-паровых турбин определяется главным образом соотношением скоростей прогрева вращающихся и неподвижных деталей. Скорость прогрева, в свою очередь, прямо зависит от интенсивности теплообмена и площади поверхности, участвующей в теплообмене, и обратно зависит от массы и теплоемкости.

4.11.5.2. Скорость прогрева корпусов высокого давления турбин АЭС вследствие их относительной тонкостенности и высоких коэффициентов теплоотдачи, характерных для влажного пара, приближается к скорости прогрева роторов.

4.11.5.3. Наряду с тепловым состоянием на изменение взаимного положения деталей ротора и корпуса влияют такие факторы, как прогибы диафрагм и обойм, осевая деформация корпусов, особенно их торцевых стенок, под действием давления пара, уменьшение длины роторов при радиальном расширении их при вращении, а также изменение положения гребня упорного подшипника в его корпусе вследствие деформации деталей подшипника под действием осевого усилия на ротор или из-за перемещения гребня в пределах осевых зазоров (разбега) между ним и колодками подшипника при изменении направления действия этого усилия на противоположное и т.д.

4.11.5.4. Большое число разнообразных суммирующих деформаций, вызываемых различными причинами, приводит к тому, что ОРР меняется по длине турбины нелинейно, а иногда и немонотонно. Так относительное расширение роторов в ЦВД скачком увеличиваются от последней ступени, расположенной во внутреннем корпусе, к следующей за ней ступени. То есть относительное удлинение (или укорочение) ротора в какой-либо точке цилиндра может оказаться по абсолютному значению даже большим, чем за цилиндром, где установлен указатель ОРР.

4.11.5.5. Фиксация положения ротора относительно корпуса происходит в упорном подшипнике, поэтому отсчет перемещений элементов ротора и статора для определения изменения их взаимного расположения удобно вести именно от этой точки.

4.11.5.6. Когда мы говорим об относительном расширении ротора, - речь идет о расширении ротора относительно корпуса турбины, будь то ЦВД или ЦНД.

4.11.5.7. Устройство контроля относительного расширения ротора предназначено для измерения и регистрации на диаграммной ленте величины расширения ротора относительно корпуса турбины, а также автоматической сигнализации при достижении предельных величин расширения.

4.11.5.8. В состав устройства контроля относительного расширения ротора входят датчик ОРР и вторичный прибор (автоматический дифференциально-трансформаторный самопишущий прибор).

4.11.5.9. Датчик установлен в картере опорного подшипника турбины, прибор - на БЩУ. Между собой датчик и прибор соединены кабелем.

4.11.5.10. На турбине установлены два комплекта устройства контроля ОРР - на ЦВД и ЦНД-3.

4.11.5.11. Датчик ОРР предназначен для преобразования осевого перемещения гребня ротора в изменение электрического сигнала на выходе датчика. Датчик относительного расширения ротора предназначен для работы при температуре до +800С и защищен от воздействия паров турбинного масла.

4.11.5.12. Вторичный прибор предназначен для отсчета по шкале, регистрации на диаграммной ленте и сигнализации предельных значений относительного расширения ротора.

4.11.5.13. Технические данные датчика ОРР представлены в табл. 4.11.5.

Таблица 4.11.5

Наименование параметра	Значение
Установочный зазор между датчиком и гребнем ротора, мм	1,2
Основная погрешность устройства, %, не более	5
Время прохождения указателем шкалы прибора, сек, не более	5
Скорость движения диаграммной ленты, мм/ч	20
Напряжение источника питания, В	220
Габаритные размеры, мм: датчика	80x120 x160
прибора	160x200x500
Масса, кг: датчика	5
прибора	13

4.11.5.14. Пределы измерения и уставки сигнализации приведены в табл. 4.11.6.

Таблица 4.11.6

Место установки датчика на турбине	Пределы шкалы, мм	Уставки аварийной сигнализации, мм	Ширина гребня на роторе, мм	Уставки предупредительной сигнализации, мм
ЦВД	-5,0 - +5	-3,0 и +3,5	40	-
ЦНД	-2,0 - +48	-2 и +40	27	-1,0 и +39

Примечание.

+. удлинение ротора в сторону генератора;

- удлинение ротора в сторону регулятора.

4.11.5.15. Преобразование расширения ротора турбины относительно корпуса в электрический сигнал осуществляется дифференциально- трансформаторным датчиком ОРР, выходное напряжение которого изменяется пропорционально перемещению гребня ротора турбины.

4.11.5.16. Измерение выходного напряжения датчика ОРР осуществляется вторичным прибором и основано на компенсационном принципе измерения.

4.11.5.17. Первичные обмотки датчика ОРР и дифференциально- трансформаторного датчика прибора соединяются последовательно и на них подается напряжение переменного тока 24 В от силового трансформатора прибора. Вторичные обмотки включаются встречно и в общую дифференциально- трансформаторную схему.

4.11.5.18. Измерительная схема сфазирована таким образом, что при изменении напряжения на выходе датчика ОРР на входе усилителя прибора появляется напряжение небаланса. Усиленное полупроводниковым усилителем это напряжение приводит во вращение реверсивный электродвигатель, который с помощью профильного кулачка будет перемещать сердечник датчика прибора до того момента, пока напряжение небаланса не станет равным нулю.

4.11.5.19. Одновременно происходит перемещение указателя шкалы, показывающего значение измеряемой величины.

4.11.5.20. В датчике прибора предусмотрена третья дополнительная обмотка для корректировки нулевого положения сердечника.

4.11.5.21. Шкала прибора проградуирована в миллиметрах. Положительные цифры шкалы соответствуют удлинению ротора, отрицательные - укорочению ротора. Контрольная точка на шкале обозначена буквой .К.. Для проверки исправности прибора имеется кнопка .КОНТРОЛЬ., при нажатии которой указатель прибора должен устанавливаться на контрольной точке шкалы .К.. Во время эксплуатации устройства периодически, один раз в смену, необходимо проверять работоспособность вторичного прибора.

4.11.5.22. Регулирование и настройка устройства контроля относительного расширения ротора заключается в проверке работоспособности датчика, выборе размаха шкалы вторичного прибора и рабочего зазора датчика. Предварительная настройка и измерение параметров производится в заводской электролаборатории, окончательная - на турбине по месту. При установке датчиков на турбине ротор должен быть прижат к колодкам упорного подшипника со стороны генератора.

4.11.5.23. Конструкция датчика ОРР и приспособления установки его на турбине приведена на рис. 4.11.6.

4.11.5.24. При изменении осевого положения ротора турбины гребень (8) ротора перемещается между боковыми стержнями магнитопровода датчика (9). При равных зазорах между боковыми стержнями и гребнем ротора во вторичных обмотках датчика индуцируются равные по величине э.д.с.

4.11.5.25. Датчик ОРР имеет Ш-образный магнитопровод (5), набранный из пластин электротехнической стали толщиной 0,5 мм. На среднем укороченном стержне магнитопровода расположена первичная обмотка (2). Вторичные обмотки (6) расположены на боковых стержнях магнитопровода. Каждая из обмоток наматывается на своем каркасе.

4.11.5.26. Обмотки датчика защищены от механических повреждений крышкой (3) из силумина, на которой имеются индикаторные стойки (4).

4.11.5.27. Концы обмоток выведены через штепсельный разъем (1).

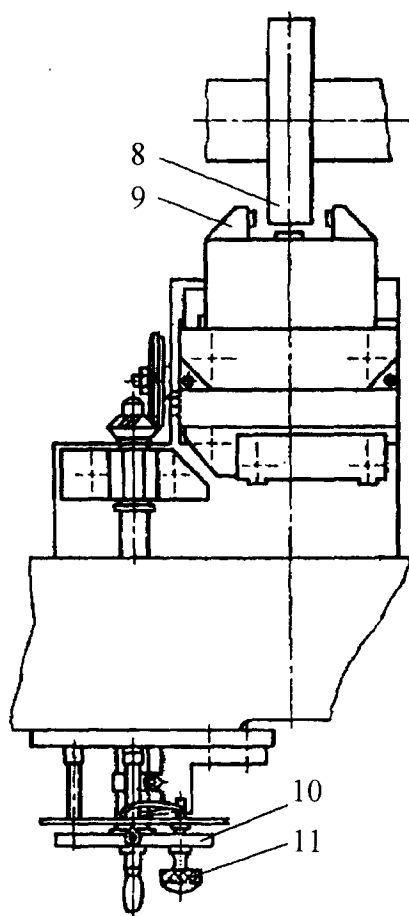
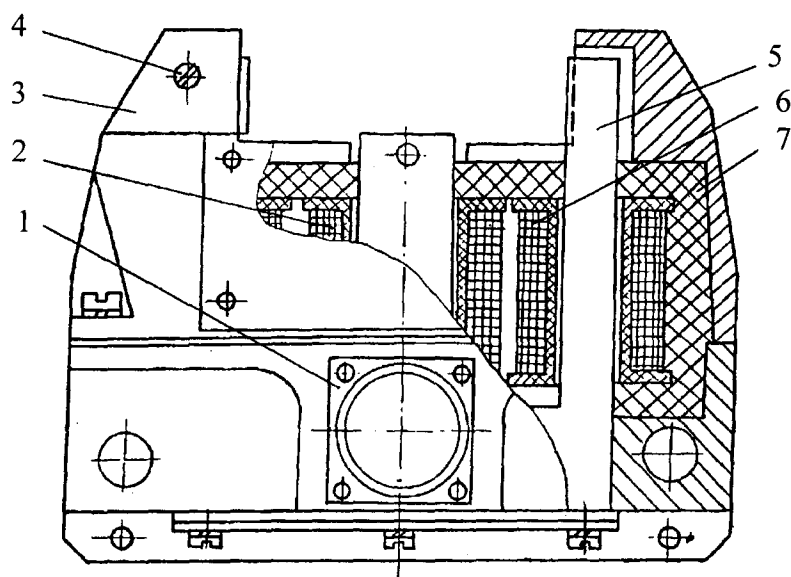
4.11.5.28. Для защиты обмоток от воздействия агрессивных компонентов внутренняя полость датчика залита эпоксидным компаундом (7).

4.11.5.29. Датчик ОРР установлен в картере подшипника на специальном приспособлении.

4.11.5.30. Приспособление обеспечивает перемещение датчика в осевом направлении при проверке работоспособности устройства контроля ОРР, то есть позволяет имитировать относительное расширение ротора на стоящей машине перемещением датчика относительно гребня вдоль оси ротора при испытаниях и настройках ОРР.

4.11.5.31. Приспособление состоит из неподвижного основания, которое крепится на турбине, и ползуна, на котором устанавливается датчик ОРР. Перемещение ползуна с датчиком осуществляется через коническую передачу винтом, который приводится во вращение вручную маховиком (10) с лимбом. При повороте маховика на один оборот ползун с датчиком перемещается на 1 мм. Контроль перемещения датчика производится индикатором часового типа, устанавливаемом на индикаторной стойке. Для фиксации подвижной части приспособления имеется стопор (11).

4.11.5.32. При установке датчика на турбине необходимо выдержать зазор между средним укороченным стержнем датчика и гребнем ротора турбины $1,2 \pm 0,05$ мм.



1 - штепсельный разъем; 2 - первичная обмотка; 3 - крышка; 4 - индикаторная стойка; 5 - магнитопровод; 6 - вторичная обмотка; 7 - эпоксидный компаунд; 8 - гребень ротора; 9 - датчик ОРР в приспособлении; 10 - маховичок; 11 - стопор.

Рисунок 4.11.6 - Датчик ОРР и приспособление установки его на турбине

4.11.6. Устройство контроля осевого сдвига ротора

4.11.6.1. Положение ротора турбины по отношению к корпусу фиксируется упорным подшипником, воспринимающим осевую нагрузку при работе турбины. Осевая нагрузка создается паровым усилием, действующим на ротор. Упорный подшипник рассчитан на эту нагрузку. Однако в результате заноса проточной части примесями, гидравлических ударов либо перегрузки турбины возможно возрастание нагрузки сверх расчетной. При чрезмерном возрастании осевой нагрузки либо отклонениях от расчетных режимов работы подшипников возможно выплавление баббитовой заливки колодок упорного подшипника.

(Под отклонением от расчетных режимов работы подшипников понимается недостаточная подача масла, высокая температура, загрязнение масла.)

4.11.6.2. Процесс выплавления баббита скоротечен и составляет несколько секунд. За это же время происходит осевой сдвиг. Недопустимый осевой сдвиг (то есть осевое смещение ротора относительно статора, при котором полностью выбирается осевой зазор ступеней) на работающей турбине ведет к тяжелым последствиям. Для обеспечения надежного контроля за положением ротора в упорном подшипнике на турбине установлено устройство контроля и регистрации осевого сдвига ротора.

4.11.6.3. Устройство контроля осевого сдвига ротора (ОСР) предназначено для измерения и регистрации осевого положения ротора турбины, предупредительной и аварийной сигнализации, а также защиты турбины при недопустимом осевом сдвиге, который может произойти при износе или выплавлении баббита колодок упорного подшипника.

4.11.6.4. В состав устройства контроля ОСР входят:

- 1) датчик;
- 2) панель защиты от ОСР;
- 3) показывающий прибор;
- 4) самопишущий прибор (регистратор);
- 5) блок сигнализации.

4.11.6.5. Датчик ОСР преобразует линейное перемещение гребня ротора в изменение электрического сигнала.

4.11.6.6. В панели защиты происходит преобразование выходного сигнала датчика в постоянный ток для измерения и регистрации величины ОСР, а также формирования сигнализации.

4.11.6.7. При недопустимом значении ОСР панель защиты обеспечивает включение цепей защиты.

4.11.6.8. Датчик ОСР (рис. 4.11.7) устанавливается в картере упорного подшипника, предназначен для работы при температуре до +80 °С и защищен от воздействия паров турбинного масла.

4.11.6.9. Датчик имеет Ш-образный магнитопровод, набранный из пластин электротехнической стали.

4.11.6.10. Первичная обмотка датчика расположена на среднем стержне. Вторичные обмотки - на боковых стержнях магнитопровода.

4.11.6.11. Средний стержень укорочен и в незамкнутой части магнитопровода между боковыми стержнями перемещается гребень ротора турбины.

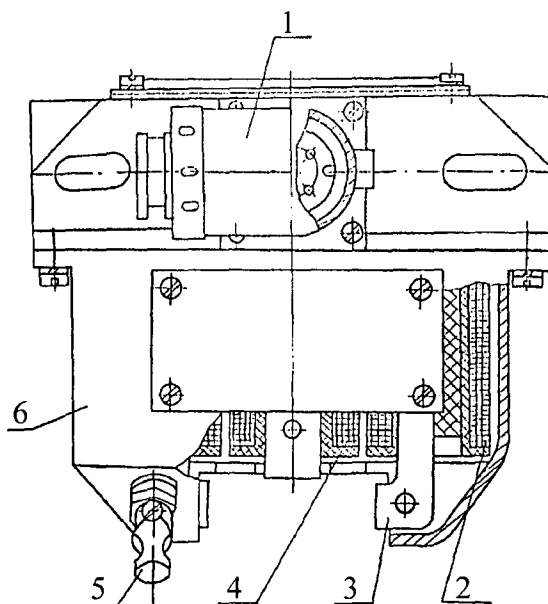
4.11.6.12. При равных зазорах между боковыми стержнями и гребнем во вторичных обмотках индуцируются равные по величине э.д.с. Если зазоры уменьшить, выходное напряжение датчика будет меняться пропорционально осевому перемещению гребня.

4.11.6.13. Обмотки датчика защищены от механических повреждений кожухом, на котором установлен кронштейн для крепления механического индикатора. Концы обмоток выведены через штепсельный разъем. Для защиты обмоток от воздействия агрессивных компонентов внутренняя полость датчика залита эпоксидным компаундом.

4.11.6.14. Технические данные датчика ОСР представлены в табл. 4.11.7.

Таблица 4.11.7

Наименование параметра	Значение
Ширина и высота гребня ротора, мм	40x40
Погрешность устройства, %, не более	5
Время формирования сигнала для включения аварийной сигнализации и защиты, сек, не более	0,7
Напряжение питания, В	220
Габаритные размеры датчика, мм	140x132x95
Срок службы датчика, лет, не менее	8
Вероятность безотказной работы датчика в течение 2000 часов	0,95



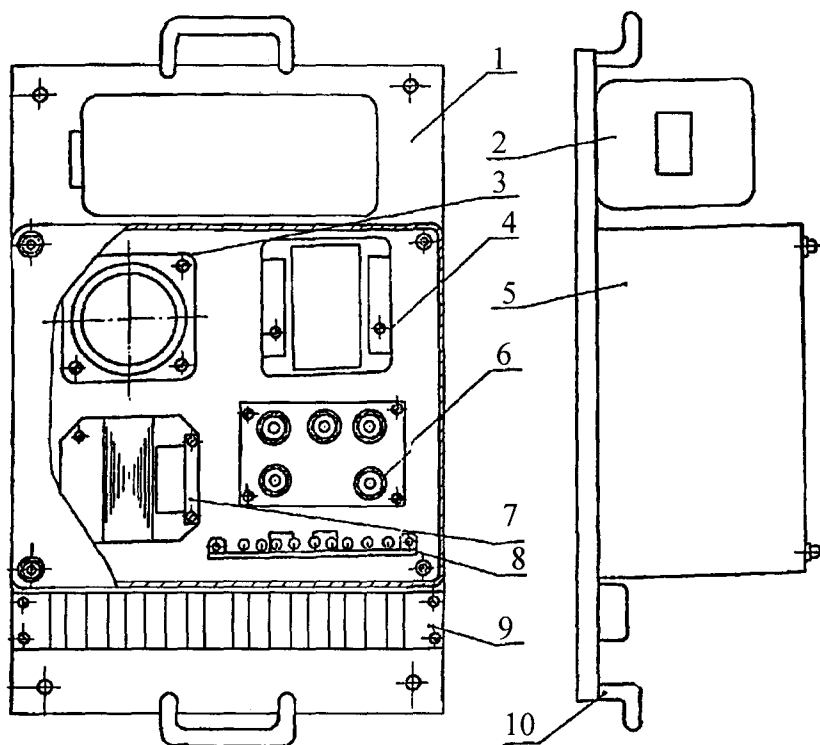
1 - штепсельный разъем; 2 - вторичная обмотка; 3 - магнитопровод; 4 - первичная обмотка; 5 - кронштейн; 6 - корпус.

Рисунок 4.11.7 - Датчик осевого сдвига ротора

4.11.6.15. Панель защиты от ОСР установлена в помещении 1610.

4.11.6.16. Общий вид панели защиты приведен на рис. 4.11.8.

4.11.6.17. Монтаж панели выполнен на основании (1). Переменные резисторы, необходимые для настройки панели, установлены на скобе (6). Резисторы, конденсаторы, диоды смонтированы на плате (8). Для подключения к панели защиты линий связи предназначен блок зажимов (9).



1 - основание; 2 - стабилизатор; 3 - магнитный усилитель; 4 - реле; 5 - крышка; 6 - скоба с резисторами; 7 - трансформатор; 8 - плата; 9 - блок зажимов; 10 - ручка

Рисунок 4.11.8 - Панель защиты от осевого сдвига ротора

4.11.6.18. Показывающий прибор и блок сигнализации установлены в оперативном контуре блочного щита, а регистратор - в шкафу неоперативного контура БЩУ.

4.11.6.19. В качестве показывающего прибора используется миллиамперметр с пределами по току 1-0-1 мА. Класс точности измерения прибора 1,0.

4.11.6.20. Шкала миллиамперметра отградуирована в миллиметрах.

4.11.6.21. Положительным значениям тока соответствует перемещение ротора в сторону генератора (Г), а отрицательным - в сторону регулятора (Р). Контрольная точка на шкале обозначена буквой .К..

4.11.6.22. В качестве регистратора показаний ОСР используется потенциометр с пределами по напряжению -100-0-100 мВ. Скорость продвижения диаграммной ленты прибора 20 мм/час. Шкала прибора отградуирована в миллиметрах.

4.11.6.23. Установка датчиков ОСР

4.11.6.23.1. В исходном состоянии ротор турбины в упорном подшипнике должен быть прижат к колодкам (в соответствии с техническими требованиями по проверке разбега в упорном подшипнике).

4.11.6.23.2. На турбине устанавливаются три датчика ОСР.

4.11.6.23.3. Датчик № 1 установлен в картере упорного подшипника на специальном приспособлении рис 4.11.9.

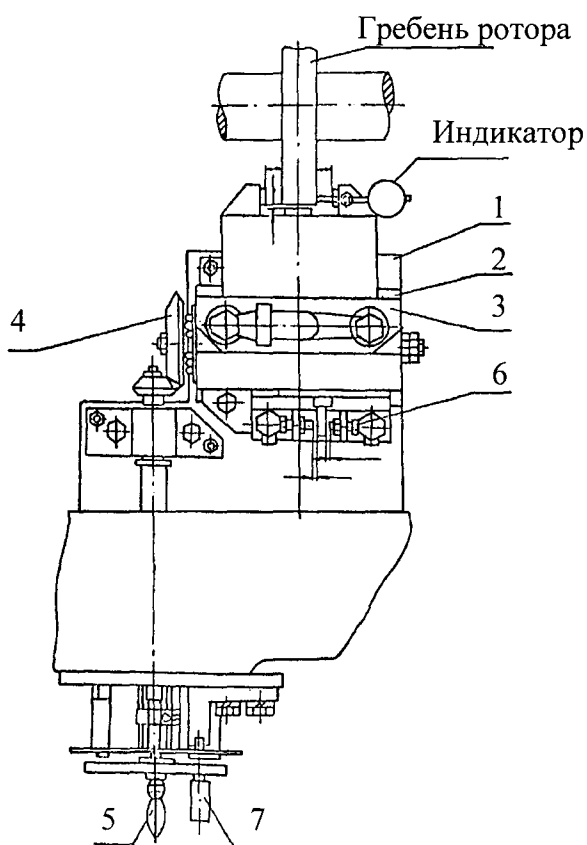
4.11.6.23.4. Приспособление состоит из неподвижного основания (1), которое крепится на турбине и ползуна (2), на котором расположен датчик.

4.11.6.23.5. Перемещение ползуна с датчиком осуществляется через коническую передачу (4) валом, который приводится во вращение вручную маховиком (5), установленным снаружи турбины.

4.11.6.23.6. При повороте маховика на один оборот ползун вместе с датчиком переместится на 1 мм. Контроль перемещения датчика производится по механическому индикатору, установленному в кронштейне датчика.

4.11.6.23.7. На приспособлении имеются упоры (6) для предотвращения задевания датчика о гребень при проверке работоспособности устройства на работающей турбине и фиксатор (7) для фиксации положения подвижной части приспособления.

4.11.6.23.8. Датчик на приспособлении устанавливается с зазором между средним стержнем и гребнем ротора, равным $1,2 \pm 0,05$ мм.



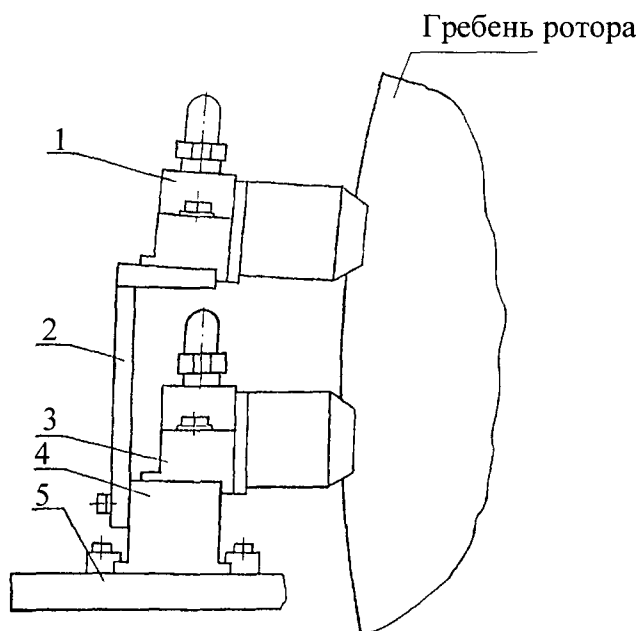
1 - основание; 2 - ползун; 3 - датчик; 4 - коническая передача; 5 - маховик; 6 - упор; 7 - фиксатор

Рисунок 4.11.9 - Приспособление для перемещения датчика осевого сдвига

4.11.6.23.9. С противоположной стороны относительно гребня ротора в картере упорного подшипника на аналогичном приспособлении установлены друг над другом датчики № 2 и № 3 (рис 4.11.10). Датчик 2 крепится к ползуну (4), датчик 3 - к кронштейну (2), расположенному на ползуне.

4.11.6.23.10. Датчики ОСР установлены на штифтах и закреплены болтами. Для предотвращения откручивания болтов от вибрации производится их стопорение фигурными шайбами или стальной проволокой.

4.11.6.23.11. Подключение датчиков к клеммной коробке турбины осуществляется при помощи соединительного кабеля.



1 - датчик № 3; 2 - кронштейн; 3 - датчик № 2; 4 - ползун; 5 - приспособление

Рисунок 4.11.10 - Установка двух датчиков ОСР на приспособлении

4.11.6.24. Организация защиты и сигнализации по ОСР

4.11.6.24.1. На турбине эксплуатируются три устройства контроля осевого сдвига ротора.

4.11.6.24.2. Устройство контроля ОСР № 1 работает в комплекте с датчиком № 1 и панелью защиты № 1.

4.11.6.24.3. Устройство контроля ОСР № 2 работает в комплекте с нижним датчиком № 2 и панелью защиты № 2.

4.11.6.24.4. Устройство контроля ОСР № 3 работает в комплекте с верхним датчиком № 3 и панелью защиты № 3.

4.11.6.24.5. Все три устройства участвуют в формировании сигнала защиты по схеме 2 из 3-х. Предупредительная и аварийная сигнализации осуществляются по схеме 1 из 3-х.

4.11.6.25. Проверка защиты турбины по ОСР на работающем блоке

4.11.6.25.1. Проверка производится в следующем порядке:

- 1) вывести защиту по осевому сдвигу ротора из схемы технологических защит;
- 2) перемещая датчик вращением маховика приспособления, проверить уставки срабатывания защиты; контроль перемещения датчика производить по шкале показывающего прибора и по лимбу;
- 3) установить датчик в первоначальное положение (по лимбу и по шкале прибора), застопорить лимб;
- 4) при отключенном реле панели защиты ввести защиту по ОСР.

4.11.6.25.2. Проверка технического состояния устройства в целом производится один раз в год на остановленной турбине.

4.11.7. Датчик теплового расширения корпуса

4.11.7.1. Наибольшее абсолютное расширение статора турбины соответствует длительной работе ее с полной нагрузкой. Корпуса цилиндров, расширяясь при нагревании, толкают опоры, а, сокращаясь при охлаждении, тянут их назад. Опоры перемещаются (проскальзывают) относительно фундаментной плиты.

4.11.7.2. Датчик предназначен для наблюдения за величиной теплового расширения корпуса турбины.

4.11.7.3. Технические данные датчика теплового расширения корпуса представлены в табл. 4.11.8.

Таблица 4.11.8

Наименование параметра	Значение
Пределы измерения, мм	0-40
Основная погрешность, %, не более	5
Температура окружающей среды в месте установки датчика, °С, не более	60
Габаритные размеры, мм	210x187x106
Масса	3,2

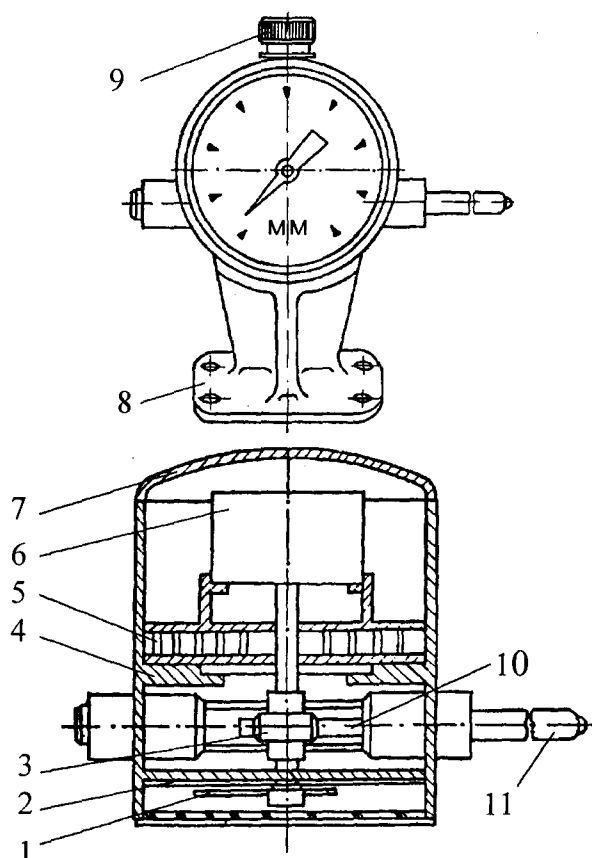
4.11.7.4. Устройство и принцип работы датчика теплового расширения корпуса

4.11.7.4.1. Датчик теплового расширения корпуса (рис. 4.11.11) преобразует линейное перемещение корпуса турбины в пропорциональное перемещение стрелки датчика.

4.11.7.4.2. Установку датчика производят на холодной турбине. Датчик крепится на фундаментной раме (блоки 1, 2, 3) или на кронштейне, закрепленном на фундаментной плите (блок 4). Шток датчика упирают в головку регулировочного болта, расположенного на корпусе турбины. При этом ось штока датчика должна совпадать с осью регулировочного болта.

4.11.7.4.3. При тепловом расширении шток датчика воспринимает изменение длины корпуса турбины. Прямолинейное перемещение штока преобразуется зубчатой передачей в пропорциональное угловое перемещение стрелки датчика.

4.11.7.4.4. После каждой ревизии, ремонта и перед каждым пуском турбины необходимо проверять работоспособность датчика путем нажатия на шток датчика. При отпускании стрелка должна вернуться в исходное положение.



1 - стрелка; 2 - шкала; 3 - шестерня; 4 - корпус; 5 - пружина; 6 - потенциометр; 7 - крышка; 8 - кронштейн; 9 - разъем; 10 - зубчатая рейка; 11 - шток

Рисунок 4.11.11 - Датчик теплового расширения

4.11.8. Устройства контроля вибрации роторов и подшипников

4.11.8.1. Устройство контроля вибрации вала турбоагрегата

4.11.8.1.1. На энергоблоках 2, 3, 4 установлены устройства контроля вибрации ротора турбины типа КСА-15, на энергоблоке 1 - УКВВ-1.

4.11.8.1.2. Устройство предназначено для измерения двойной амплитуды (размаха) виброперемещения вала турбоагрегата и для сигнализации о превышении уровня виброперемещений заданных значений (уставок).

4.11.8.1.3. Состав одного канала устройства:

- 1) один датчик измерения вибрации;
- 2) одно контрольно-сигнальное устройство.

4.11.8.1.4. Количество измерительных каналов соответствует числу точек контроля вибраций вала на турбине.

4.11.8.1.5. Принцип действия устройства основан на преобразовании вибрации вала в электрический сигнал, дальнейшем его формировании и обработки.

4.11.8.1.6. Технические данные устройства контроля вибрации вала турбоагрегата приведены в табл. 4.11.9.

Таблица 4.11.9

Наименование параметра	Значение
Рабочий диапазон частот измеряемых вибросмещений вала, кГц	0,01-1,0
Диапазон контроля размаха вибросмещения, мкм	15-250
Начальный зазор между валом и датчиком, мм	1,2-1,5
Погрешность измерительного канала, %, не более	7
Вероятность безотказной работы устройства, не менее	0,95
Наработка на отказ устройства при непрерывной эксплуатации, ч, не менее	8 000
Время задержки включения аварийной и предупредительной сигнализаций, сек	2-3

4.11.8.1.7. Датчик сохраняет свои параметры при воздействии турбинного масла, пара, брызг воды.

4.11.8.1.8. Датчик состоит из чувствительного элемента и электронного блока первичного преобразования и формирования сигнала.

4.11.8.1.9. Чувствительный элемент представляет собой катушку индуктивности, располагаемую вблизи объекта контроля.

4.11.8.1.10. Блок первичного преобразования и формирования сигнала преобразовывает величину зазора между торцом катушки индуктивности и объектом контроля в первичный сигнал напряжения.

4.11.8.1.11. Техническое обслуживание устройства состоит из профилактического осмотра и планово-профилактического ремонта.

4.11.8.1.12. Профилактический осмотр проводится ежемесячно.

4.11.8.1.13. Планово-профилактический ремонт выполняется после наработки устройством 8000 ч.

4.11.8.1.14. Ремонт включает в себя:

- 1) внешний осмотр устройства;
- 2) осмотр внутреннего состояния;
- 3) проверку соединительных кабелей.

4.11.8.1.15. Не реже 1 раза в 3 года специализированными организациями проводится метрологическая аттестация устройства.

4.11.8.2. Устройство контроля вибрации опор турбоагрегата. АНС-201-УКВС-1 (блок 1)

4.11.8.2.1. Аппаратура АНС-201-УКВС-1 предназначена для эксплуатационного контроля вибраций опор турбоагрегатов с рабочей частотой вращения 600-6000 об/мин.

4.11.8.2.2. Измерительный канал состоит из:

- 1) датчика;
- 2) преобразователя (согласующего устройства);
- 3) контрольно-сигнального устройства.

4.11.8.2.3. Количество виброканалов соответствует числу точек, подлежащих контролю вибраций.

4.11.8.2.4. Вибрационное ускорение, воспринимаемое датчиком, преобразуется его чувствительным элементом в электрический сигнал, который далее поступает на вход согласующего устройства. В согласующем устройстве происходит усиление мощности сигнала и его фильтрация. Далее сигнал по линиям связи поступает на вход контрольно-сигнального устройства. Здесь происходит его дополнительная фильтрация и обработка. Контрольно-сигнальное устройство выдает унифицированный сигнал постоянного тока в диапазоне от 0 до 5 мА, пропорциональный среднеквадратичному значению виброскорости.

4.11.8.2.5. Кроме этого в контрольно-сигнальном устройстве: формируются сигналы напряжения от 0 до 100 мВ, пропорциональные мгновенному значению виброускорения; формируются предупредительный и аварийный сигналы; проводится автоматический контроль целостности датчика и измерительной цепи.

4.11.8.2.6. Технические данные устройства контроля вибрации опор турбоагрегата. АНС-201-УКВС-1 (блок 1) приведены в табл. 4.11.10.

Таблица 4.11.10

Наименование параметра	Значение
Частотный диапазон измерений среднего квадратичного значения виброскорости, Гц	10-1000
Напряжение питания аппаратуры от сети постоянного тока, В	22-26
Ток потребления на один канал, А	0,2
Погрешность измерения, %, не более	5
Наработка на отказ при непрерывной работе, ч, не менее	8000
Габаритные размеры, мм: вибродатчика	19x27x36
согласующего устройства	Ø25x70

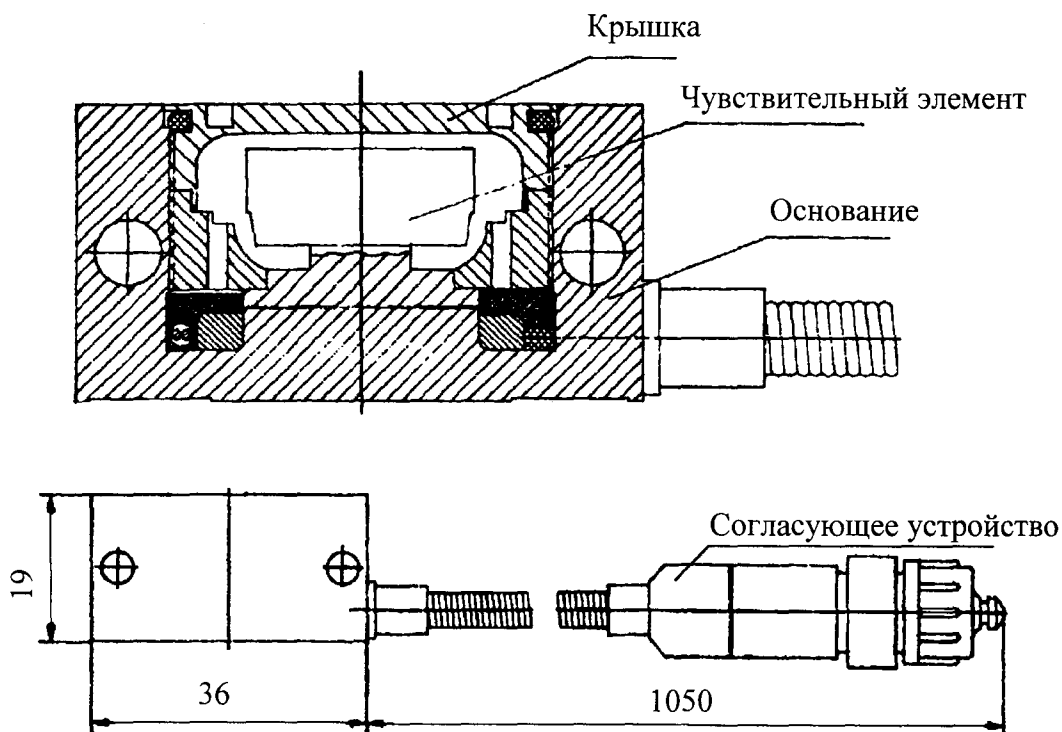
4.11.8.2.7. Датчик и согласующие устройства сохраняют свои характеристики при и после воздействия брызг воды, турбинного масла, паров водорода; могут работать в искро- и взрывоопасных зонах.

4.11.8.2.8. Вибродатчик - пьезоэлектрический преобразователь ускорений инерционного действия генераторного типа. Принцип действия вибропреобразователя основан на использовании явления пьезоэффекта.

4.11.8.2.9. При воздействии вибрации пьезоэлемент деформируется (изгибается) под воздействием инерционной силы, пропорциональной действующему ускорению. При этом на обкладках пьезоэлемента появляется знакопеременный заряд, пропорциональный измеряемому ускорению. Напряжение, создаваемое этим зарядом, поступает на вход согласующего устройства.

4.11.8.2.10. Конструкция вибродатчика обеспечивает гальваническую пару с объектом измерения и имеет две взаимноперпендикулярные посадочные поверхности.

4.11.8.2.11. Вибропреобразователь (рис. 4.11.12) жестко крепится к станине подшипника непосредственно без переходных планок, кронштейнов, хомутов. Ось чувствительности вибропреобразователя, совпадающая с его геометрической осью, должна совпадать с направлением вибрации. Допускается отклонение до 5 градусов.



Вибропреобразователь АНС

4.11.8.3. Устройство контроля вибрации опор турбоагрегата. ВВК-331/1 (блоки 2, 3, 4)

4.11.8.3.1. Контрольно-сигнальные устройства ВВК-331/1 предназначены для контроля параметров стационарных неимпульсных вибраций и формирования дискретных сигналов, зависящих от эффективного значения виброскорости подшипников турбоагрегата при его пуске и в стационарном режиме под нагрузкой.

4.11.8.3.2. Конструктивно устройство ВВК-331/1 состоит из корпуса, в который установлены один блок питания, четыре блока вибрации, один коммутационный блок и два однокомпонентных преобразователя.

4.11.8.3.3. Принцип действия устройств основан на преобразовании пьезоэлектрическим вибропреобразователем вибрации корпуса подшипника турбоагрегата в электрический сигнал и дальнейшей его обработке.

4.11.8.3.4. Технические данные устройства контроля вибрации опор турбоагрегата. ВВК-331/1 (блоки 2, 3, 4) приведены в табл. 4.11.11.

Таблица 4.11.11

Наименование параметра	Значение
Напряжение питания устройств от сети переменного тока, В	220
Диапазон измерений виброскорости, мм/с	1-10
Диапазон рабочих частот, Гц	20-1000
Погрешность измерения каждого канала устройств, %, не более	10
Габаритные размеры вибродатчика, мм	58x89x62

4.11.8.3.5. Чувствительным элементом вибропреобразователя является пьезопластина, прикрепленная к массивному грузу. При возникновении вибрации груз давит на пьезопластину, что приводит к возникновению пьезоэлектрического эффекта - возникновению заряда на контактах пьезопластины. Так как заряд, возникающий на противоположных поверхностях пьезопластины, пропорционален приложенной силе, а сила, в свою очередь, прямо пропорциональна ускорению инерционной массы груза, то электрический сигнал вибропреобразователя пропорционален виброускорению.

4.11.8.3.6. Вибропреобразователь установлен на подшипнике турбоагрегата на специально подготовленной горизонтальной площадке размером 100 x 62 мм. Площадка имеет ровную поверхность, отклонение от плоскости не превышает 0,1 мм. Линия, проведенная через два отверстия в площадке для крепления вибропреобразователя, и ось турбоагрегата параллельны. При такой установке вибропреобразователь будет воспринимать вертикальную и поперечную составляющие вибрации турбины.

4.11.8.3.7. От вибропреобразователя проложен соединительный кабель к усилителю. Усилитель вибропреобразователя установлен на фундаменте турбины. Проложены соединительные кабели от усилителя вибропреобразователя к клеммам вторичной аппаратуры и от клемм коммутационного блока к системам защиты и регистрации.

4.11.8.3.8. Во время эксплуатации устройства должны подвергаться систематическому ежесменному внешнему осмотру. Что касается вибропреобразователя и его усилителя, то при внешнем осмотре необходимо проверять:

- 1) целостность оболочек вибропреобразователя и корпуса усилителя вибропреобразователя, отсутствие на них раковин, коррозии и других повреждений;
- 2) наличие всех крепежных деталей и элементов;
- 3) состояние крепления и отсутствие внешних повреждений
- 4) соединительных кабелей;
- 5) состояние заземления;
- 6) нагрев пьезоэлектрического вибропреобразователя и корпуса его усилителя.

4.12. Технологические ограничения

4.12.1. Пуск турбины запрещается при:

1) неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;

2) дефектах системы регулирования, парораспределения или обратных клапанов, которые при сбросах нагрузки могут привести к разгону турбины «свежим паром», паром, содержащимся в системе промперегрева или в системе регенерации, или паром от постороннего источника;

3) отклонении показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений или неисправности устройства контроля осевого сдвига, относительного расширения роторов и контроля параметров тепломеханического состояния турбины;

4) неисправности хотя бы одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнения вала генератора и устройств их автоматического включения;

5) отклонении качества масла от требований «Методических указаний по эксплуатации, организации и проведению испытаний трансформаторных и турбинных масел на атомных станциях» (РД ЭО 0444-03):

а) кислотное число не более 0,3 мг КОН;

б) шлам, вода, механические примеси - отсутствуют;

в) растворенный шлам - отсутствует;

г) реакция водной вытяжки - нейтральная;

6) температуре масла на смазку подшипников менее 35 °С или более 45 °С;

7) давлении в конденсаторе более 0,07 кгс/см² (абс.);

8) давлении масла в системе смазки на уровне оси турбины менее 0,9 кгс/см²;

9) отсутствии перелива масла хотя бы из одной индивидуальной емкости подшипников турбины;

10) неисправности системы охлаждения выхлопных патрубков ЦНД;

11) неисправности системы впрыска в ПСУ;

12) обрыва подвесок (опор) паропроводов и трубопроводов питательной воды, основного конденсата, маслопроводов;

13) неисправности системы охлаждения расширителя дренажей турбины;

14) неисправности систем охлаждения генератора.

4.12.2. При эксплуатации турбины:

1) уровень масла в ГМБ поддерживать в пределах 0-150 мм по шкале указателя уровня;

2) давление масла на оси турбины должно быть не менее 1,2 кгс/см²;

3) давление масла перед ВПУ должно быть не менее 0,7 кгс/см²;

4) во время работы системы гидростатического подъема роторов давление масла в напорном коллекторе НГПР должно быть не более 95 кгс/см²;

5) температура масла перед подшипниками должна быть в пределах 40-45 °С, а на сливе с подшипников не более 75 °С;

6) перепад уровней масла на сетке ГМБ должен быть не более 200 мм;

7) резервный маслоохладитель должен быть постоянно заполнен по маслу и охлаждающей воде;

8) давление азота в гидропневмоаккумуляторах системы регулирования должно быть в пределах:

а) 30–35 кгс/см² - силовая линия;

б) 15–18 кгс/см² - линия пониженного давления;

9) давление масла в системе регулирования должно быть не менее:

а) 38 кгс/см² - в силовой линии;

б) 18 кгс/см² - в линии пониженного давления;

10) величина тока электродвигателя ВПУ должна быть не более 10 А;

11) давление рабочего пара перед эжекторами турбины должно быть не менее 4 кгс/см²;

12) давление пара в коллекторах уплотнений ЦВД и ЦНД должны быть в пределах 0,10-0,13 кгс/см² и температура пара не более 160 °С;

13) давление в коллекторе отсоса паровоздушной смеси из уплотнений должно поддерживаться в пределах 0,95-0,97 кгс/см² (абс.);

14) не допускать парения из уплотнений турбины;

15) разность температур охлаждающей воды до и после конденсаторов не должна превышать 10-12 °С при номинальной мощности;

16) переохлаждение конденсата в конденсаторе не должно превышать 2 °С;

17) температурный напор в конденсаторе должен составлять от 2,5 °С при температуре охлаждающей воды 33 °С до 9,0 °С при температуре охлаждающей воды менее 3 °С;

18) давление пара в трубопроводе уплотнения штоков СРК от горячих ресиверов СПП после 1,2RB71S01 (3,4 RB10S01), 1,2RB72S01 (3,4 RB30S01) при номинальной нагрузке энергоблока поддерживать в пределах 5,0-5,2 кгс/см², а при нагрузке менее 950 МВт давление уплотняющего пара установить равным 0,5 давления пара в горячем ресивере СПП прикрытием 1,2RB71S01 (3,4 RB10S01), 1,2RB72S01 (3,4 RB30S01) соответственно;

19) во всех режимах работы турбины давления в отборах не должны превышать значений, указанных в табл. 4.9.1.

Таблица 4.9.1

Наименование параметра	Величина		
Нагрузка, %	100	80	60
Массовый расход пара через СРК, т/ч	6154,2	4306,2	3020,7
Мощность ТА, МВт	1033	800,7	600,6
Давление пара в отборах, кгс/см ²			
1-ый	30,4	21,9	15,99
2-ой	19,64	14,26	10,7
3-ий	12,26	8,94	7,1
4-ый	6,5	4,81	3,81
5-ый	3,47	2,57	2,05

Наименование параметра	Величина		
6-ой	0,945 (абс.)	0,698 (абс.)	0,553 (абс.)
7-ой	0,253 (абс.)	0,188 (абс.)	0,151 (абс.)
Давление пара за СРК, кгс/см ²	57,5	44,6	35,0

4.12.3. Не допускается работа турбины:

- 1) без ПНД-1 и ПНД-2;
- 2) при абсолютном давлении пара за ЦВД более 15 кгс/см²;
- 3) при температуре выхлопных патрубков ЦНД более 75 °С;
- 4) с выхлопом в атмосферу;
- 5) в беспаровом (моторном) режиме более двух минут;
- 6) при достижении показателей тепломеханического состояния турбины предельных значений.

4.12.4. Допускается работа турбины при нагрузке от 300 до 350 МВт с отключенной 2-ой ступенью СПП в течение 24 часов, при этом температура пара на выходе из СПП должна быть не менее 150 °С.

4.12.5. Разрешается работа турбины на холостом ходу:

- 1) в течение 40 минут после полного сброса нагрузки или при пусках турбины из различного теплового состояния;
- 2) в течение 60 минут для проверки системы регулирования и защит, а также при останове турбины с расхолаживанием;
- 3) в течение 20 часов в случае проведения электрических испытаний генератора при первом пуске турбины после монтажа, капитального или среднего ремонта.

4.12.6. Сброс среды с температурой более 60 °С в конденсаторы турбины и в РДТ разрешается при абсолютном давлении в них меньше 0,23 кгс/см².

4.12.7. Абсолютное давление в конденсаторах должно быть не более 0,12 кгс/см² при работе на номинальной нагрузке.

4.12.8. Не допускается ухудшение и срыв вакуума для изменения относительных расширений роторов и сокращения времени выбега роторов при плановом останове турбины.

4.12.9. При срыве вакуума подачу пара на концевые уплотнения турбины не прекращать до повышения давления в конденсаторе до 0,9 кгс/см².

4.12.10. При повышении или понижении частоты вращения валопровода критические частоты вращения следует проходить с ускорением 100 об/мин².

4.12.11. Расчетные значения критических частот вращения валопровода ТА приведены в табл. 4.9.2.

Таблица 4.9.2

Направление	Величина критических частот вращения ротора, об/мин				
Горизонтальное	790	850	880	1000	1200
Вертикальное	1000	1240	1250	1260	2000

4.12.12. Турбина должна быть немедленно остановлена без срыва вакуума при увеличении относительного расширения роторов более допустимой величины:

1) ротор ЦВД + 3,5 мм - в сторону генератора, - 3,0 мм - в сторону регулятора;

2) ротор ЦНД + 46 - в сторону генератора, - 6 - в сторону регулятора.

4.12.13. Допускается длительная работа турбоагрегата при вибрации подшипниковых опор, не превышающей 4,5 мм/с. При повышении вибрации более 4,5 мм/с но менее 7,1 мм/с должны быть приняты меры по её снижению в течение 30 дней.

4.12.14. Не допускается длительная (более 7 суток) работа турбоагрегата при вибрации от 7,1 мм/с до 9,0 мм/с. При повышении вибрации более указанной величины турбина должна быть разгружена до нагрузки, при которой вибрация подшипников не будет превышать 7,1 мм/с.

4.12.15. Не допускается работа турбоагрегата, если в течение трех суток произойдет непрерывное возрастание любой составляющей вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с.

4.12.16. Турбина должна быть немедленно остановлена, если при установленном режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня.

4.12.17. Если при повышении частоты вращения до 1500 об/мин вибрация более 7,1 мм/с, частота вращения ротора должна быть снижена до 600 об/мин. Повторное повышение частоты вращения ротора допускается только при снижении вибрации опор подшипников ниже 4,5 мм/с. Если при работе турбины с частотой вращения 600 об/мин. в течение 15 минут вибрация подшипников не уменьшится, необходимо остановить турбину и включить ВПУ.

4.12.18. Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора с оборотов холостого хода при номинальном вакууме и номинальной температуре масла в системе смазки перед подшипниками, а также при останове со срывом вакуума одновременным открытием задвижки и импульсных клапанов срыва вакуума.

Длительность выбега должна проверяться при всех остановах турбины.

При уменьшении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины ее отклонения.

4.12.19. При останове турбины проворачивание роторов валоповоротным устройством следует производить до снижения температуры металла корпуса ЦВД ниже 150 °С при включенных системе гидроподъема роторов и системе маслоснабжения турбины.

4.12.20. В процессе остывания турбины после останова ВПУ производить включение гидроподъема при увеличении осевого сдвига ротора в сторону генератора до уставки предупредительной сигнализации.

4.12.21. Допускается производить периодическое проворачивание роторов на 180° через каждые 30 минут при температуре металла ЦВД менее 150 °С.

4.12.22. Непрерывную подачу масла на охлаждение подшипников производите до температуры металла ЦВД менее 150 °С.

При достижении этой же температуры разрешается снятие изоляции, разбалчивание горизонтального разъема наружного корпуса ЦВД.

4.12.23. В процессе остывания турбины два раза в смену следует производить запись показаний температур металла, относительных расширений роторов и расширений корпусов турбины.

4.12.24. В случае необходимости проведения срочных работ после останова турбины, связанных с остановом валоповоротного устройства или кратковременным прекращением подачи масла, необходимо соблюдать следующие условия:

1) допускается останов ВПУ, системы гидроподъема роторов и прекращение подачи масла на время не более 5 минут;

2) в период останова роторов должен осуществляться контроль их прогибов с помощью индикаторов, установленных у опор на свободных участках роторов; прогиб роторов не должен превышать 0,05 мм;

3) по истечении времени останова роторов включить подачу масла, систем гидроподъема роторов и ВПУ и повернуть роторы на 180 °, отключить ВПУ и гидроподъем и выдержать роторы в этом положении до исчезновения прогиба, затем включить гидроподъем и ВПУ для непрерывной работы;

4) при работе ВПУ контролировать прогиб ротора ВД по штатному прибору, его величина не должна превышать 0,05 мм.

4.12.25. Если перед пуском турбины из любого теплового состояния отмечалось хотя бы кратковременное отключение ВПУ и остановка роторов, необходимо тщательно контролировать их прогиб. Пуск турбины разрешается при величине прогиба менее 0,05 мм.

4.12.26. Предельные величины показателей теплового и механического состояния турбоагрегата указаны в табл. 4.9.3.

Таблица 4.9.3

Показатель	Величина показателя	Необходимые действия персонала или автоматики	Примечание
1. Осевой сдвиг, мм 1) в сторону генератора, мм 2) в сторону регулятора, мм	+0,6 +1,2 -1,2 -2,0	Предупредительная сигнализация. Работа ТЗ со срывом вакуума, аварийная сигнализация Предупредительная сигнализация. Работа ТЗ со срывом вакуума, аварийная сигнализация	«0» прибора осевого сдвига устанавливается при положении ротора, прижатого к колодкам упорного подшипника в сторону генератора. «+» - сдвиг ротора в сторону генератора; «-» - сдвиг в сторону регулятора
2. Давление в конденсаторе, кгс/см ²	0,23	1. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация. 2. Запрет на сбросы горячей среды в конденсатор	
3. Прогиб ротора ВД, мм	0,05	1. Толчок ротора запрещается. 2. Запрет на сбросы горячей среды в конденсатор	
4. Давление масла в системе смазки на уровне оси турбины, кгс/см ²	0,9 0,5	1. Предупредительная сигнализация. 2. Включение резервного масляного насоса. 1. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация. 2. Отключение ВПУ. 3. Срыв вакуума в конденсаторе	
5. Уровень масла в любом из двух демпферных баков генератора, предел	1-ый предел 2-ой предел	Предупредительная сигнализация. 1. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация. 2. Срыв вакуума в конденсаторе	Понижение уровня масла фиксируется датчиками УЖИ (блок1) или СУ-3 (блоки 2-4) установленными на каждом демпферном баке генератора
6. Давление пара в главном паровом коллекторе, кгс/см ²	51	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация	
7. Давление пара на выхлопе ЦВД, кгс/см ²	15	Срабатывание защиты, аварийная сигнализация	
8. Уровень в любом корпусе ПВД, мм	5000 7890	Предупредительная сигнализация. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация	От днища ПВД вверх
9. Уровень в корпусах ПНД-4 или ПНД-3, мм	1365 2565	Предупредительная сигнализация. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация	2565 мм от днища сосуда
10. Уровень в любом корпусе ПНД-2, мм	1000 1500	Предупредительная сигнализация. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация	1500 мм от днища сосуда

Показатель	Величина показателя	Необходимые действия персонала или автоматики	Примечание
11. Уровень в любом корпусе ПНД-1, мм	1000 1500	Предупредительная сигнализация. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация	1500 мм от днища сосуда
12. Давление масла в напорной линии импеллера, кгс/см ²	8,6	1. Срабатывание защиты, аварийная сигнализация. 2. После отключения генератора от сети срыв вакуума в конденсаторе	
13. Давление свежего пар перед СРК, кгс/см ²	79	Давление свежего пара привести к номинальному, если в течение пяти минут после сброса нагрузки до холостого хода или собственных нужд блока давление пара не войдет в нормальные пределы	
14. Относительное расширение ротора ЦВД, мм	+3,5 -3,0	Прекратить нагружение (разгружение) турбины при приближении текущего значения относительного расширения к предельному. При достижении предельных значений отключить турбину без срыва вакуума	«0» приборов относительного и абсолютного расширения роторов
15. Относительное расширение ротора ЦНД, мм	+46,0 -6,0	Прекратить увеличение температуры пара на выходе из СПП при приближении текущего значения относительного расширения к предельному. При достижении предельных значений отключить турбину без срыва вакуума	«0» приборов относительного и абсолютного расширения роторов устанавливается при положении ротора, прижатого к колodkaм упорного подшипника в сторону генератора. «+» - удлинение ротора больше, чем корпуса; «-» - удлинение ротора меньше, чем корпуса
16. Температура масла после маслоохладителей, °С	45	1. Увеличить расход охлаждающей воды через маслоохладители. 2. Включить резервный маслоохладитель	
17. Температура баббита опорных и упорного подшипников турбины, °С	100	Прекратить повышение частоты вращения или нагружения до снижения температуры	

Показатель	Величина показателя	Необходимые действия персонала или автоматики	Примечание
18. Температура масла на сливе из подшипников, °С	75	Прекращение повышения частоты вращения, нагружения до снижения температуры	
19. Температура баббита опорных подшипников генератора, °С	80	Прекратить повышение частоты вращения или нагружения до снижения температуры	
20. Температура баббита уплотнений вала генератора, °С	90	Прекратить повышение частоты вращения или нагружения до снижения температуры	
21. Температура металла выхлопных патрубков ПНД, °С	75	При достижении указанной температуры турбина должна быть остановлена для устранения причины нарушения работы системы охлаждения выхлопных патрубков	
22. Температура пара после пароприемных устройств конденсаторов, °С	100	Устранить причину нарушения подачи конденсата к пароприемным устройствам	
23. Вибрация подшипников, мм/с	4,5 7,1	Прекратить повышение частоты вращения или нагружения до снижения вибрации. Остановить турбину в срок не более, чем через семь суток, для выяснения и устранения причин вибрации	
24. Вибрация роторов турбины, мкм, не более	200	Прекратить повышение частоты вращения или нагружения до снижения вибрации	

4.13. Нарушения в работе

4.13.1. Нарушения режима нормальной эксплуатации турбины и действия оперативного персонала при их обнаружении приведены в табл. 4.10.1.

Таблица 4.10.1

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
1. Повышение давления в конденсаторе турбины	1. Недостаточный расход циркуляционной воды через конденсатор: 1) самопроизвольный разворот лопастей ЦН на минимальный угол (увеличился нагрев циркводы в конденсаторе, снизилась нагрузка ЦН, снизилось давление циркводы); 2) скопление воздуха в сливных камерах конденсаторов (повышение температуры циркводы на выходе из конденсатора, срыв сифона, увеличение нагрузки ЦН, повышение давления циркводы, снижение разрежения на линии слива циркводы); 3) засорение трубных досок конденсаторов (нагрев циркводы в конденсаторе, увеличение нагрузки ЦН, повышение давления циркводы, снижение разрежения на линии слива циркводы); 4) переход ЦН в помпажный режим вследствие увеличения перепада на сетках или грубых решетках, увеличения сопротивления конденсатора из-за загрязнения трубных досок (большие колебания по давлению и нагрузке ЦН)	Нагрузить насос воздействием на механизм разворота лопастей Включить эжекторы цирксистемы для отсоса воздуха из верхних точек сливных трубопроводов 1. Снизить нагрузку турбины. 2. Отключить соответствующий ЦН. 3. Очистить трубные доски от мусора вручную
	2. Загрязнение охлаждающих трубок конденсатора (увеличение температурного напора конденсатора более 9 °С)	Произвести очистку трубок конденсатора во время ППР

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
1. Повышение давления в конденсаторе турбины	3. Снизилось давление пара в коллекторе уплотнений ЦНД (давление пара на уплотнения ЦНД ниже 0,1 кгс/см ²)	1. Восстановить давление пара в коллекторе уплотнений ЦНД. 2. Проверить режим работы ЭУ
	4. Неполадки в работе основных эжекторов (температурный напор в конденсаторе более 9 °С, увеличение содержания кислорода в конденсате за КЭН-1-ой ст.): 1) снижение расхода основного конденсата через охладители ЭО; 2) неполадки в схеме отвода конденсата рабочего пара ЭО; 3) течь трубной системы ЭО; 4) неполадки в схеме подвода рабочего пара к ЭО	1. Включить резервный эжектор. 2. Проверить работу ЭО (давление пара по ступеням, состояние арматуры, условия охлаждения и отвода ПВС, отвод конденсата рабочего пара). 3. Неисправный эжектор вывести в ремонт
	5. Увеличение присосов воздуха в вакуумную систему (температурный напор в конденсаторе более 9 °С, увеличение переохлаждения конденсата, увеличение содержания кислорода в конденсате за КЭН-1-ой ст.): 1) ошибочные переключения по системам второго контура; 2) появление дополнительных присосов воздуха по тракту основного конденсата, находящемуся под разряжением	1. Включить резервный эжектор. 2. Проверить последние по времени переключения по системам второго контура на возможную их связь с вакуумной системой. 3. Определить место и устранить присос воздуха
2. Повышенная вибрация подшипников ТА	1. Низкая температура масла, подаваемого на смазку подшипников	Восстановить температуру масла до номинальной величины 40-45 °С
	2. Механические дефекты турбоагрегата (расцентровка роторов, повреждение подшипников)	Если нет основания для немедленного останова, уведомить НТЦ-1(2) и вызвать персонал ЛТД ¹ для виброобследования турбоагрегата

¹ С 01.01.2010 название ЛТД изменено на ОТД. Далее по тексту ЛТД соответствует ОТД.

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
3. Повышенная температура одного или нескольких подшипников турбины	1. Недостаточен расход масла на подшипник в результате засорения дроссельной шайбы	Проверить количество поступающего на подшипник масла по смотровому окну на сливном трубопроводе. Патрубок сливного трубопровода должен быть заполнен маслом на 1/3 сечения. В случае недостаточного количества масла сообщить НТЦ-1(2)
	2. Повреждение баббита подшипника (увеличение температуры баббита подшипника и увеличение температуры масла на сливе с данного подшипника)	Сообщить НС ТЦ для решения вопроса о необходимости остановки турбины для устранения дефекта
4. Повышенная температура масла на смазку	1. Недостаточное количество охлаждающей воды, прокачиваемой через маслоохладители	1. Проверить температуру масла после каждого МОТ. 2. Удалить воздух из МОТ. 3. Отрегулировать температуру масла в пределах 40-45 °С. Проверить работу регулятора температуры масла. 4. Проверить работу НПОМО, давление воды перед МОТ
	2. Засорение трубок маслоохладителя (температура масла после МОТ 43-45 °С, арматура на сливе циркуды открыта более 50 %)	Перейти на резервный маслоохладитель и отрегулировать температуру масла 40-45 °С
5. Парение из концевых уплотнений турбины	1. Велико давление пара, подаваемое на концевые уплотнения турбины	Отрегулировать давление на уплотнения в пределах 0,11-0,13 кгс/см ²
	2. Велико давление пара в коллекторе отсоса пара из концевых уплотнений	Отрегулировать давление в коллекторе отсоса пара из уплотнений 0,95-0,96 кгс/см ² (абс.)
6. Заедание стопорного или регулирующего клапана	Прикипание штока клапана к уплотнению	Расходить клапан: если не удастся устранить заедание СК или РК расхаживанием, доложить НТЦ-1(2)
7. Останов турбины без срыва вакуума	1. Отключение турбины действием защит без срыва вакуума в случаях: 1) снижение давления силового масла в системе регулирования до 15 кгс/см ² в линии высокого давления или до 10 кгс/см ² в линии низкого давления;	1. Проследить за автоматическим отключением турбины действием защит. 2. Доложить об аварийном отключении турбины ВИУР, НС ТЦ-1(2), НСБ. 3. Убедиться, что после срабатывания защит автоматически выполняются операции:

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
7. Останов турбины без срыва вакуума	<p>2) снижение давления масла в напорной линии импеллера до $6,0 \text{ кгс/см}^2$ (при работе системы регулирования в режиме ГСР и включенном в сеть генератора);</p> <p>3) снижение давления пара перед ГПЗ турбины до 51 кгс/см^2;</p> <p>4) закрытие двух заслонок одного ЦНД при незакрытом хотя бы одном сервомоторе регулирующих клапанов;</p> <p>5) закрытие двух заслонок из трех с одной стороны турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе регулирующих клапанов;</p> <p>6) повышение уровня в деаэраторе до 3-го предела (3060 мм) для блоков 3,4;</p> <p>7) повышение давления пара в любом выхлопном патрубке ЦВД до 15 кгс/см^2;</p> <p>8) повышение уровня питательной воды в любом ПГ до 3-го предела (+300 мм) при неотключенном ГЦН этого ПГ или повышение уровня в любом ПГ до 4-го предела (+450 мм);</p> <p>9) повышение давления в паровом пространстве любого из конденсаторов турбины до $0,23 \text{ кгс/см}^2$ (абс.);</p> <p>10) повышение уровня КГП в любом ПВД до 2-го предела (7890 мм);</p> <p>11) повышение уровня КГП в корпусе любого ПНД-1,2,3,4 до второго предела (ПНД-1,2 – 1500 мм, ПНД-3,4 – 2565 мм);</p> <p>12) несоответствие положения СК и РК ЦВД, если при открытии любого СК ЦВД любой из сервомоторов РК ЦВД закрыт не полностью;</p>	<p>1) закрываются СРК 1(2,3,4)SE11,12,13,14S01,02, ПЗ и СЗ (для блока 4) 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02; 1(2,3,4)SE10S01,02;</p> <p>2) закрываются ГПЗ 1(2,3,4)RA11,12,13,14S01, задвижки 1(2,3,4)RA11,14S02 и РК 1(2,3,4)RA11,14S03 на байпасах ГПЗ;</p> <p>3) закрываются задвижки 1(2,3,4)RA41,42S01,02 и РК 1(2,3,4)RA41,42S03 на паропроводах подачи греющего пара на 2-ую ступень СПП;</p> <p>4) закрываются задвижки 1(2,3,4)RD34S03 на отборе пара к КСН, 1(2,3,4)RB50S02 от СПП к ТПН, 1(2,3,4)RH42S02 на четвертом отборе к пиковым ПСВ, 1(2,3,4)RH52S02,05 на пятом отборе к ПСВ второй ступени, 1(2,3,4)RH63S02,S03 на шестом отборе к ПСВ 1-ой ступени;</p> <p>5) открываются КИС 1(2,3,4)RD50S01,02, 1(2,3,4)RH82S04,05.</p> <p>4. В случае отказа блокировок выполнить соответствующие действия по перечислению 3 данной ячейки дистанционно с БЩУ или вручную по месту.</p> <p>5. Убедиться в автоматическом отключении ТГ через две минуты после отключения турбины. В случае отказа блокировки потребовать от НСБ отключить ТГ с БЩУ, убедившись в закрытии ГПЗ, байпасах ГПЗ, СРК, ПЗ, СЗ (для блока 4).</p> <p>6. Контролировать выполнение блокировками действий, после отключения турбины, определяемых алгоритмами технологических защит и блокировок турбинного отделения (например: при срабатывании защиты по 2-му пределу ПВД отключение ТПН-1, 2, ВПЭН-1,2 с запретом АВР; при повышении уровня в деаэраторе до 3-го предела (блок 3,4) отключение работающих КЭН-2-ой ступени с запретом АВР и т.д.); в случае отказа блокировок выполнить соответствующие им действия</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
7. Останов турбины без срыва вакуума	<p>13) несинхронность (более 30 % номинального) хода любого РК справа ЦВД с любым регулирующим клапаном слева ЦВД при работе турбины в ЭГSR;</p> <p>14) «внутренние» повреждения генератора (отключается генератор без выдержки времени);</p> <p>15) понижение расхода воды в контуре ОГЦ до $660 \text{ м}^3/\text{ч}$ – для блоков 1, 2, 3; для блока 4 понижение расхода воды:</p> <p>а) в контуре газоохладителей генератора до $363 \text{ м}^3/\text{ч}$;</p> <p>б) на теплообменник 1(2,3,4)SS21(22)W01 до $45 \text{ м}^3/\text{ч}$;</p> <p>в) в контуре воздухоохладителей возбуждителя до $363 \text{ м}^3/\text{ч}$;</p> <p>16) повышение уровня в сепаратосборнике СПП до 1700 мм (для блока 4) ;</p> <p>17) понижение расхода воды через обмотку статора генератора до $140 \text{ м}^3/\text{ч}$;</p> <p>18) повышение частоты вращения ротора до 1665-1680 об/мин;</p> <p>19) отключение последнего работающего ТПН;</p> <p>20) срабатывание АЗ и снижении давления пара в ГПК до 56 кгс/см^2</p>	<p>дистанционно или вручную по месту согласно:</p> <p>1) МЗ.1.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 1;</p> <p>2) МЗ.2.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 2;</p> <p>3) МЗ.3.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 3;</p> <p>4) МЗ.4.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 4.</p>
	<p>2. Останов турбины оператором в следующих случаях:</p> <p>1) возникновение ситуаций отключения турбины действием защиты и отказе автоматики защиты;</p> <p>2) повышение температуры баббита вкладыша любого из подшипников или колодок упорного подшипника выше 100°C, опорных подшипников генератора (подшипники 9, 10, 11, 12) более 80°C, уплотняющих подшипников генератора более 90°C;</p> <p>3) температура масла на сливе из любого подшипника ТА выше 75°C, генератора (подшипники 9, 10, 11, 12) более 90°C;</p>	<p>1. Доложить о возникновении аварийной ситуации ВИУР, НС ТЦ-1,2, НСБ.</p> <p>2. Выбить защитные устройства турбины ключом посадки СК и убедиться, что выполняются действия:</p> <p>1) закрылись СРК 1(2,3,4)SE11,12,13,14S01,02, ПЗ и СЗ (для блока 4) 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02; 3SE10S01,02;</p> <p>2) закрываются ГПЗ 1(2,3,4)RA11,12,13,14S01, задвижки 1(2,3,4)RA11,14S02 и регулирующие клапаны 1(2,3,4)RA11,14S03 на байпасах ГПЗ</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
7. Останов турбины без срыва вакуума	<p>4) течь масла и невозможность ее устранения без отключения маслоснасосов;</p> <p>5) повышение температуры металла выхлопных патрубков ЦНД выше 75 °С или при разности температур левой и правой сторон патрубков более 30 °С в случае, если включение системы охлаждения патрубков не привело к понижению температуры патрубков ЦНД ниже 50 °С;</p> <p>6) увеличение относительного расширения роторов более допустимой величины;</p> <p>7) повышение давления в контрольных точках проточной части турбины сверх предельных значений (табл. 9.2.);</p> <p>8) разрыв атмосферных мембран ЦНД;</p> <p>9) снижение температуры пара перед ЦНД со скоростью больше 2 °С/мин более, чем на 30 °С;</p> <p>10) работа турбогенератора в моторном режиме более двух минут;</p> <p>11) отклонение частоты сети до предельных величин (п. 7.3.3);</p> <p>12) увеличение разности температур верх-низ ЦВД более ±50 °С или разность температур по ширине фланца ЦВД более 80 50 °С;</p> <p>13) при повышении давления в конденсаторе ТА от 0,14 кгс/см² (абс) но менее 0,23 кгс/см² (абс) на время более 15 минут;</p> <p>14) при разрыве мембранных предохранительных устройств на СПП;</p> <p>15) при повышении «холодного» водорода до 55 °С и более в течении 5 минут;</p> <p>16) при повышении «горячего» водорода до 75 °С и более в течении 10 минут</p>	

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
7. Останов турбины без срыва вакуума	<p>3. Останов турбины оператором с разрешения главного инженера АЭС:</p> <p>1) заедание стопорных, регулирующих, обратных клапанов отборов, заслонок ЦНД;</p> <p>2) нарушение в работе вспомогательного оборудования и невозможность устранения причин без останова турбины;</p> <p>3) неисправность системы регулирования;</p> <p>4) неисправность технологических защит, действующих на останов турбины, средств контроля относительного расширения роторов и абсолютного расширения турбины, осевого сдвига роторов, температурного состояния цилиндров, вибрационного и температурного состояния подшипников турбины и других средств контроля, обеспечивающих надежную работу турбины;</p> <p>5) повышение активности парогазовой смеси на выходе из основных эжекторов до уровня более $5,4 \times 10^{-8}$ Ки/л;</p> <p>6) разрыв или трещины в маслопроводах, трубопроводах свежего пара, пара промперегрева и отборов, основного конденсата и питательной воды и невозможности отключения поврежденного участка;</p> <p>7) повышение активности во 2-ом контуре выше установленного значения;</p> <p>8) отклонение качества свежего пара по химическому составу от норм;</p> <p>9) при появлении низкочастотной вибрации 1 мм/с должны быть приняты меры к ее устранению в срок не более семи суток;</p>	<p>1. Доложить о возникновении аварийной ситуации ВИУР, НС ТЦ-1,2, НСБ.</p> <p>2. Получить разрешение на останов турбины.</p> <p>3. Выбить ЗУ турбины ключом посадки СК и убедиться, что выполняются действия:</p> <p>1) закрылись СРК 1(2,3,4)SE11,12,13,14S01,02, ПЗ и СЗ (для блока 4) 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02; 4SE10S01,02;</p> <p>2) закрываются ГПЗ 1(2,3,4)RA11,12,13,14S01, задвижки 1(2,3,4)RA11,14S02 и РК 1(2,3,4)RA11,14S03 на байпасах ГПЗ;</p> <p>3) закрываются задвижки 1(2,3,4)RA41,42S01,02 и РК 1(2,3,4)RA41,42S03 на паропроводах подачи греющего пара на 2-ую ступень СПП;</p> <p>4) закрываются задвижки 1(2,3,4)RD34S03, 1(2,3,4)RB50S02, 1(2,3,4)RH42S02, 1(2,3,4)RH52S02, 1(2,3,4)RH52S05, 1(2,3,4)RH63S02, 1(2,3,4)RH63S03 на отборах пара к КСН, от СПП к ТПН, на 4-ом отборе к ПБ, на 5-ом отборе к ПСВ 2-ой ступени, на 6-ом отборе к ПСВ 1-ой ступени;</p> <p>5) открываются КИС 1(2,3,4)RD50S01,02, 1(2,3,4)RH82S04,05.</p> <p>4. Выполнить в случае отказа блокировок соответствующие им действия по перечислению 3 данной ячейки дистанционно с БЩУ или вручную по месту.</p> <p>5. Убедиться в отключении ТГ через две минуты после отключения турбины. В случае отказа блокировки потребовать от НСБ отключить ТГ с БЩУ, убедившись в закрытии ГПЗ, байпасов ГПЗ, СРК, ПЗ, СЗ (для блока 4).</p> <p>6. Выполнить дальнейшие операции по останову согласно ИЭ турбины К-100-60/1500-2:</p> <p>1) ИЭ.1.SA.ТЦ-1/01 – для блока 1;</p> <p>2) ИЭ.2.SA.ТЦ-1/01 – для блока 2;</p> <p>3) ИЭ.3.SA.ТЦ-2/01 – для блока 3;</p> <p>4) ИЭ.4.SA.ТЦ-2/01 – для блока 4</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
7. Останов турбины без срыва вакуума	10) при повышении концентрации водорода в картерах подшипников № 9,10 более 2 %, при содержании водорода в токопроводах более 1 %, в газовой ловушке более 20 % (при ежечасном отборе)	
8. Останов турбины со срывом вакуума	<p>1. Отключение турбины действием защит со срывом вакуума в случаях:</p> <p>1) увеличение осевого сдвига ротора турбины до величины «+1,2 мм» (в сторону генератора) или до «-2,0 мм» (в сторону регулятора);</p> <p>2) снижение давления масла на уровне оси турбины в системе смазки до величины 0,5 кгс/см²;</p> <p>3) отключение двух циркнасосов;</p> <p>4) повышение частоты вращения ротора до 1680 об/мин после отключения генератора;</p> <p>5) понижение уровня масла в любом из двух демпферных баков генератора до 2-го предела</p>	<p>1. Проследить за отключением турбины действием защит.</p> <p>2. Доложить об аварийном отключении турбины ВИУР, НС ТЦ-1,2, НСБ.</p> <p>3. Убедиться в выполнении следующих операций:</p> <p>1) закрылись СРК 1(2,3,4)SE11,12,13,14S01,S02;</p> <p>2) закрылись ПЗ, СЗ (для блока 4) ЦНД 1(2,3,4)SE20,30,40S01,S02; 4SE10S01,S02;</p> <p>3) закрылись КОС всех отборов турбины;</p> <p>4) отключился генератор без выдержки времени после закрытия СК 1(2,3,4)SE11-14S01;</p> <p>5) открылась после отключения ТГ арматура 1(2,3,4)SD10S01, 1(2,3,4)SD10S02,03,04,05 срыва вакуума;</p> <p>6) закрылись ГПЗ и задвижки на их байпасах;</p> <p>7) закрылись задвижки 1(2,3,4)RA41,42S01 на подводе пара ко 2-ой ступени СПП и задвижки 1(2,3,4)RA41,42S02 на их байпасах;</p> <p>8) закрылись задвижки 1(2,3,4)RD34S03, 1(2,3,4)RB50S02, 1(2,3,4)RH42S02, 1(2,3,4)RH52S02, 1(2,3,4)RH52S05, 1(2,3,4)RH63S02, 1(2,3,4)RH63S03 на отборах пара к КСН, от СПП к ТПН, на 4-ом отборе к ПБ, на 5-ом отборе к ПСВ 2-ой ступени, на 6-ом отборе к ПСВ 1-ой ступени;</p> <p>9) закрылись задвижки 1(2,3,4)RW51,52S34 слива конденсата ТПН и 1(2,3,4)RU23,24S01 на КГП ПСВ в конденсатор турбины, 1(2,3,4)SF20S01 отсоса воздуха из ПСВ в конденсатор, 1(2,3,4)RT40S03 отвода конденсата дренажных баков в конденсатор, 1(2,3,4)RT10S01 на отводе дренажа трубопроводов высокого давления, 1(2,3,4)SH24S01,02,11,12 на дренажах главных паропроводов и СРК, БРУ-К с запретом открытия;</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
8. Останов турбины со срывом вакуума		<p>10) закрылись задвижки 1(2,3,4)RN81,82S03, 1(2,3,4)RN91S03 на линиях КПП КС 1,2-ой ступеней в конденсатор;</p> <p>11) снижается частота вращения ротора;</p> <p>12) включился НГПР и ВПУ при частоте вращения ротора турбины 1000 об/мин;</p> <p>4. Выполнить в случае отказа блокировок соответствующие действия по перечислению 3 данной ячейки дистанционно с БЩУ или вручную по месту.</p> <p>5. Контролировать выполнение блокировками действий, определяемых алгоритмами технологических защит и блокировок турбинного отделения. В случае отказа блокировок выполнить соответствующие им действия дистанционно или вручную по месту согласно:</p> <p>1) МЗ.1.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 1;</p> <p>2) МЗ.2.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 2;</p> <p>3) МЗ.3.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 3;</p> <p>4) МЗ.4.ТЗБ.ЦТАИ/02 – для блока 4.</p>
	<p>2. Останов турбины оператором в следующих случаях:</p> <p>1) при установившемся режиме произошло внезапное одновременное изменение вибрации двух опор одного ротора, смежных опор или двух составляющих вибрации одной опоры на 1мм/с и более от любого начального уровня; под внезапным изменением уровня вибрации понимают его изменение за время не более 5 с с длительностью не менее 6 с;</p> <p>2) гидравлические удары в турбине или паропроводах;</p> <p>3) внезапное повышение температуры масла на сливе из любого подшипника выше 75 °С или температуры баббита на любой из колодок упорного подшипника, или вкладышей опорных подшипников выше 100 °С;</p>	<p>1. Доложить о возникновении аварийной ситуации ВИУР, НСТЦ, НСБ.</p> <p>2. Выбить защитные устройства ключом посадки СК турбины и убедиться, что выполняются действия:</p> <p>1) закрылись СРК 1(2,3,4)SE11,12,13,14S01,02;</p> <p>2) закрылись ПЗ, СЗ (для блока 4) ЦНД 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02; 4SE10S01,02;</p> <p>3) закрылись КОС всех отборов турбины.</p> <p>3. Убедившись по сигнализации о закрытии СК, ПЗ и СЗ (для блока 4) (1(2,3,4)SE11,12,13,14S01, 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02; 4SE10S01,02) и отсутствии активной мощности ТГ, потребовать от НСБ отключения ТГ от сети.</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
8. Останов турбины со срывом вакуума	<p>4) слышимые металлические звуки и необычные шумы внутри турбины;</p> <p>5) появление искр или дыма из подшипников, концевых уплотнений турбины и генератора;</p> <p>6) повышение частоты вращения ротора до 1680 об/мин и более;</p> <p>7) при разрыве маслопровода системы смазки или уплотнения вала генератора в неотключаемой части, сопровождающемся быстрым снижением уровня в ГМБ и достижении уровня «минус» 10 см по рейке уровня;</p> <p>8) воспламенение масла на ТА и невозможности ликвидации пожара имеющимися средствами;</p> <p>9) отсутствие перелива масла хотя бы из одной индивидуальной емкости подшипников турбины;</p> <p>10) при увеличении виброскорости одной составляющей любой опоры до 9,0 мм/с;</p> <p>11) при появлении признаков попадания воды в турбину</p>	<p>4. После отключения ТГ и снижения оборотов до 1450 об/мин открыть арматуру SD10S01 и SD10S02,03,04,05 срыва вакуума.</p> <p>5. Отключить основные и пусковые эжекторы.</p> <p>6. Контролировать выполнение блокировками всех действий по схеме ТУ. В случае отказа блокировок выполнить соответствующие им действия дистанционно или вручную по месту.</p> <p>7. Прекратить подачу пара на концевые уплотнения, а также отключить эжектор уплотнения при полном срыве вакуума;</p> <p>8. Выполнить дальнейшие операции по останову согласно ИЭ турбины К-100-60/1500-2:</p> <p>1) ИЭ.1.SA.ТЦ-1/01 – для блока 1;</p> <p>2) ИЭ.2.SA.ТЦ-1/01 – для блока 2;</p> <p>3) ИЭ.3.SA.ТЦ-2/01 – для блока 3;</p> <p>4) ИЭ.4.SA.ТЦ-2/01 – для блока 4</p>
9. Останов турбины ключом от развития пожара	Воспламенение масла на турбине и невозможно немедленно ликвидировать пожар	<p>1. Докладывать об аварийной ситуации НС ТЦ, НСБ.</p> <p>2. Отключить турбину КЗРП с БЦУ и проконтролировать действия:</p> <p>1) закрылись СРК 1(2,3,4)SE11,12,13,14S01,02;</p> <p>2) закрываются ГПЗ 1(2,3,4)RA11,12,13,14S01, задвижки 1(2,3,4)RA11,14S02 и РК 1(2,3,4)RA11,14S03 на байпасах БГПЗ, ПЗ и СЗ (для блока 4) 1(2,3,4)SE20,30,40S01,02; 4SE10S01,02;</p> <p>3) закрываются задвижки 1(2,3,4)RA41,42S01,02 и РК 1(2,3,4)RA41,42S03 подачи греющего пара на 2-ую ступень СПП;</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
9. Останов турбины ключом от развития пожара		<p>4) закрываются задвижки 1(2,3,4)RD34S03, 1(2,3,4)RB50S02, 1(2,3,4)RH42S02, 1(2,3,4)RH52S02, 1(2,3,4)RH52S03, 1(2,3,4)RH64S02, 1(2,3,4)RH64S03, 1(2,3,4)RN90S03, 1(2,3,4)RN80S01;</p> <p>5) открываются КИС 1(2,3,4)RD50S01,02, 1(2,3,4)RH82S04,05;</p> <p>6) после срабатывания КЗРП и понижении давления в напорной линии импеллера до $2,5 \text{ кгс/см}^2$ и открытия 1(2,3,4)SD10S01 или повышения давления в конденсаторе до $0,4 \text{ кгс/см}^2$ (абс)отключаются МНС 1(2,3,4)SC10D11,21,31с запретом АБР;</p> <p>7) после замыкания контактов концевых выключателей «Закрыто» СК и заслонок ЦНД выполняются следующие операции:</p> <p>а) отключаются маслонасосы регулирования 1(2,3,4)SE80D01,02,03 с запретом их АБР;</p> <p>б) после отключения МНР срабатывают электромагниты 1(2,3,4)SE62S01, 1(2,3,4)SE62S02 маслосбрасывающих устройств слива масла из системы регулирования;</p> <p>в) ТГ отключается от сети без выдержки времени;</p> <p>г) поступает запрет на включение ВПУ 1(2,3,4)SN10D01 и НГПР 1(2,3,4)SC91D01, 1(2,3,4)SC92D01 или команда на их отключение, если они находились в работе;</p> <p>8) после подтверждения отключения ТГ от сети производится срыв вакуума и выполняются операции:</p> <p>а) закрываются КОС всех отборов турбины;</p> <p>б) открываются задвижка 1(2,3,4)SD10S01 и электромагнитные вентили 1(2,3,4)SD10S02,03,04,05 срыва вакуума;</p> <p>в) закрываются задвижки 1(2,3,4)RW51,52S34,41 слива конденсата ТПН, 1(2,3,4)SD51,52S41 отсос воздуха из конденсаторов ТПН-1,2, 1(2,3,4)RU23,24S01 КГП ПСВ,</p>

Возможные нарушения	Причины возникновения и признаки	Действия персонала
9. Останов турбины ключом от развития пожара		1(2,3,4)SF20S01 на отсосе воздуха из ПСВ, 1(2,3,4)RT40S03 на отводе конденсата дренажных баков, 1(2,3,4)RT10S01 и 1(2,3,4)SH24S01,02,11,12 дренажей главных паропроводов и СРК в конденсатор, 1(2,3,4)SG11S01,04; 1(2,3,4)SG10S03,06 на подаче пара к уплотнениям ЦВД, ЦНД, БРУ-К с запретом открытия

5. Системы контроля, управления и защиты

5.1. Общие представления

5.1.1. Срабатывание защит должно сопровождаться световым и звуковым аварийным сигналом на БЩУ с фиксацией в УВС первопричины срабатывания, автоматической регистрацией основных параметров работы турбоустановки и положения арматуры за время пять минут предшествующее срабатыванию защиты. Регистрируется также очередность срабатывания защит.

5.1.2. Действие защиты сохраняется до тех пор, пока сохраняется действие хотя бы одной из причин, вызвавших срабатывание этой защиты (до закрытия всех ГПЗ).

5.1.3. Действие защит одностороннее. Обратный ввод оборудования в работу производится вручную после устранения причин, вызвавших аварию.

5.1.4. После срабатывания защит исключается возможность отмены персоналом команд до полного их выполнения.

5.1.5. Действие защит на механизмы собственных нужд, запорные и регулирующие органы, как правило, выполняется «жестким».

5.1.6. Действиям всех параметрических защит предшествует соответствующая предупредительная светозвуковая сигнализация по этим параметрам.

5.1.7. Во всех случаях, когда при срабатывании защит производится отключение регуляторов, ввод этих регуляторов в работу может быть произведен только персоналом после перевода регуляторов на дистанционное управление, что исключает самопроизвольное включение регуляторов без контроля персонала после действия защит.

5.1.8. Срабатывание выходных реле защиты в случае действия персонала ключом аварийного останова или ключом системы защиты от развития пожара фиксируется в УВС.

5.1.9. Для защит, действующих с выдержкой времени, выбор аппаратуры определяется максимально возможной выдержкой. Величина уставки определяется при наладке с учетом конкретных условий.

5.1.10. Световой и звуковой сигналы для защит, работающих с выдержкой времени, подаются на БЩУ с той же выдержкой, с какой производится действие защиты.

5.1.11. Ввод-вывод защиты оператором с помощью накладки фиксируется УВС. Состояние защит можно контролировать по фрагментам УВС SAFM01-SAFM07, SAFK01, SAFK02.

5.1.12. При одновременном срабатывании защит, вызывающих разную степень разгрузки оборудования, выполняются операции, требуемые более «сильными» защитами (приводящими к большей степени разгрузки).

5.1.13. При действии защит с наложением запрета на включение или отключение какого-либо органа этот запрет накладывается как на воздействия автоматические, так и дистанционные.

5.2. Защиты и блокировки турбины

5.2.1. Перечень защит и блокировок турбины блока 1 приведен в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		Защиты, действующие на останов турбины					
П. 2.1.1.	1SAF01	Повышение частоты вращения ротора турбины, с ⁻¹ (об/мин)		↑27,75-28 (↑1665-1680)			
П. 2.1.2.	1SAF02	Увеличение осевого сдвига ротора турбины, мм	↑+0,6 ↓-1,2	↑+1,2 ↓-2,0		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.3.	1SAF03	Снижение давления масла в системе регулирования после фильтров в силовой линии: 1) высокого давления, кгс/см ² ; 2) пониженного давления, кгс/см ²		↓ 15 ↓ 10		По схеме два из трех	
П. 2.1.4.	1SAF04	Понижение давления масла в напорной линии импеллера, кгс/см ²	↓6,5	↓6,0	5	По схеме «два из трех»	Генератор включен
П. 2.1.5.	1SAF05	Понижение давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбоагрегата, кгс/см ²	↓0,9	↓0,5	3	По схеме «два из трех»	
П. 2.1.6.	1SAF06	Понижение давления пара перед ГПЗ, кгс/см ²		↓51		По схеме «два из трех»	> 54 и открытой любой ГПЗ
П. 2.1.7.	1SAF07	Закрытие двух заслонок промперегрева одного ЦНД 1SE20S01 и 1SE20S02 (1SE30S01 и 1SE30S02, 1SE40S01 и 1SE40S02), находящихся с разных сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.8.	1SAF08	Закрытие любых двух из трех заслонок промперегрева 1SE20S01, 1SE30S01, 1SE40S01 (1SE20S02, 1SE30S02, 1SE40S02) с одной сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.9.	1SAF09	Повышение давления пара в любом выхлопном патрубке ЦВД, кгс/см ²		↑15,0		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.10.	1SAF10.5-10.8	Повышение уровня в ПГ до 3-го предела при включенном соответствующем ГЦН, мм		↑+300		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.10.	1SAF10.1-10.4	Повышение уровня в ПГ до 4-го предела, мм		↑+450		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.12.	1SAF12	Повышение давления в паровом пространстве любого из конденсаторов турбины, кгс/см ² (абс.)	↑0,13	↑0,23		По схеме «два из трех»	<0,20
П. 2.1.13.	1SAF13	Несоответствие положения стопорных и регулирующих клапанов турбины					
П. 2.1.14.	1SAF14	Отключение любых двух циркуляционных насосов 1VC10D01 и 1VC10D02 (1VC10D01 и 1VC10D03, 1VC10D02 и 1VC10D03)					
П. 2.1.15.	1SAF15	Повышение уровня конденсата в корпусе любого ПВД до 2-го предела, мм		↑7890	5	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	1SAF16.1	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-1 до 2-го предела, мм		↑1500	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	1SAF16.2	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-2 до 2-го предела, мм		↑1500	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.16.	1SAF16.3	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-3 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	1SAF16.4	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-4 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.19.	1SAF19	Отличие положения сервомоторов более 30 % номинального хода при работе турбины на ЭГСП		Сигнал из ЭГСП > 30 %			
П. 2.1.20.	1SAF20	Отключение блока от «внутренних» повреждений в электрической части		От контактов выходных реле электрических защит блока			
П. 2.1.21.	1SAF21	Понижение уровня в любом из двух демпферных баков генератора, мм	1-ый предел	2-ой предел	20	По схеме «два из двух»	
П. 2.1.23.	1SAF23	Понижение расхода воды через обмотку статора генератора, м ³ /ч	↓170	↓140	120		
П. 2.1.24.	1SAF24	Уменьшение расхода воды в контуре газоохладителей генератора, м ³ /ч	↓1550	↓660	300		
П. 2.1.25.	1SAF25	Отключение последнего питательного турбонасосного агрегата					
П. 2.1.26.	1SAF26	Повышении частоты вращения роторов ТА после отключения ТГ от сети до 1657 об/мин (10,5 % сверх номинальной частоты вращения роторов ТА)		Р на напоре импеллера 1SE64P01B1 ↑8,6 кгс/см ²			
П. 2.1.30.	1SAF40SA1	Воздействие на ключ системы от развития пожара масла					

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.2.7.	1SAF38	Отключение ТГ от сети при работе САР в режиме ЭГСП или ГСП независимо от состояния SAF36 (накладка защиты 1SAF38 вводится по распоряжению ГИС)					Включения ТГ в сеть и отсутствие сигнала «турбина отключена»
П. 2.3.6	1SEF00	Закрытие любых двух стопорных клапанов турбины с разных сторон ЦВД 1SE11,13S01 или 1SE11,14S01 или 1SE12,13S01 или 1SE12,14S01					Открытие стопорных клапанов и включение выключателя генератора
	1SAF50	Срабатывание АЗ и снижение давления в ГПК		↓56		По схеме «два из трех»	
		Защиты, снижающие нагрузку турбины					
П. 2.2.1. П. 2.4.4.	1SAF31,41	При отключении одного работающего КЭН 1-го или 2-го подъема и невключении резервного насоса по АВР производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении двух насосов	40	Два из трех насосов 1-го или 2-го подъема отключены	
П. 2.2.2. П. 2.4.4.	1SAF32	При отключении одного из трех циркуляционных насосов производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 60 % или 80 % $N_{ном.}$ в зависимости от уставки ограничения SAF32		Сигнал об отключении одного насоса		Один любой насос из трех отключен	
П. 2.2.5. П. 2.4.4.	1SAF35	При отключении одного ТПН при 2-ом работающем производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении одного ТПН		Один из двух ТПН отключен	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.2.7. П. 2.4.5.	1SAF36	При отключение генератора разгрузка турбины до собственных нужд		Отключение высоковольтного выключателя			
		Блокировки					
П. 3.22.	1SAB01	Открывается задвижка 1SA20S01 на трубопроводе подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{\text{турб}} \downarrow 20\%$ $T_{\text{выхл}} \uparrow 60^\circ\text{C}$			
П. 3.22.	1SAB02	Закрывается задвижка 1SA20S01 подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{\text{турб}} \uparrow 20\%$ или при всех закрытых РК и оборотах ротора меньше 1300 об/мин			
П. 3.23.	1SE61S01	Запрет работы МУТ на «больше»		Р на напоре импеллера 1SE64P01B1 $\uparrow 7,3 \text{ кгс/см}^2$			

5.2.2. Перечень защит и блокировок турбины блока 2 приведен в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		Защиты, действующие на останов турбины					
П. 2.1.1.	2SAF01	Повышение частоты вращения ротора турбины, с^{-1} (об/мин)		$\uparrow 27,75\text{-}28$ ($\uparrow 1665\text{-}1680$)			

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.2.	2SAF02	Увеличение осевого сдвига ротора турбины, мм	$\uparrow +0,6$ $\downarrow -1,2$	$\uparrow +1,2$ $\downarrow -2,0$		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.3.	2SAF03	Снижение давления масла в системе регулирования после фильтров в силовой линии: 1) высокого давления, кгс/см ² ; 2) пониженного давления, кгс/см ²		$\downarrow 15$ $\downarrow 10$		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.4.	2SAF04	Понижение давления масла в напорной линии импеллера, кгс/см ²	$\downarrow 6,5$	$\downarrow 6,0$	5	По схеме «два из трех»	Генератор включен
П. 2.1.5.	2SAF05	Понижение давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбоагрегата, кгс/см ²	$\downarrow 0,9$	$\downarrow 0,5$	3	По схеме «два из трех»	
П. 2.1.6.	2SAF06	Понижение давления пара перед ГПЗ, кгс/см ²		$\downarrow 51$		По схеме «два из трех»	> 54 и открытой любой ГПЗ
П. 2.1.7.	2SAF07	Закрытие двух заслонок промперегрева одного ЦНД 2SE20S01 и 2SE20S02 (2SE30S01 и 2SE30S02, 2SE40S01 и 2SE40S02), находящихся с разных сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.8.	2SAF08	Закрытие любых двух из трех заслонок промперегрева 2SE20S01, 2SE30S01, 2SE40S01 (2SE20S02, 2SE30S02, 2SE40S02) с одной сторон турбины при незакрытом хотя бы одним сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.9.	2SAF09	Повышение давления пара в любом выхлопном патрубке ЦВД, кгс/см ²		$\uparrow 15,0$		По схеме «два из трех»	
П.2.1.10.	2SAF10.5-10.8	Повышение уровня в ПГ до 3-го предела при включенном соответствующем ГЦН, мм		$\uparrow +300$		По схеме «два из трех»	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.10.	2SAF10.1-10.4	Повышение уровня в ПГ до 4-го предела, мм		↑+450		По схеме «два из трех»	
П.2.1.12.	2SAF12	Повышение давления в паровом пространстве любого из конденсаторов турбины, кгс/см ² (абс.)	↑0,13	↑0,23		По схеме «два из трех»	<0,20
П. 2.1.13.	2SAF13	Несоответствие положения стопорных и регулирующих клапанов турбины					
П. 2.1.14.	2SAF14	Отключение любых двух циркуляционных насосов 2VC10D01 и 2VC10D02 (2VC10D01 и 2VC10D03, 2VC10D02 и 2VC10D03)					
П. 2.1.15.	2SAF15	Повышение уровня конденсата в корпусе любого ПВД до 2-го предела, мм		↑7890	5	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	2SAF16.1	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-1 до 2-го предела, мм		↑1500	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	2SAF16.2	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-2 до 2-го предела, мм		↑1500	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	2SAF16.3	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-3 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	2SAF16.4	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-4 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.19.	2SAF19	Отличие положения сервомоторов более 30 % номинального хода при работе турбины на ЭГСП		Сигнал из ЭГСП > 30 %			
П. 2.1.20.	2SAF20	Отключение блока от «внутренних» повреждений в электрической части		Сигнал от контактов выходных реле электрических защит блока			
П. 2.1.21.	2SAF21	Понижение уровня в любом из двух демпферных баков генератора, мм	1-ый предел	2-ой предел	20	По схеме «два из двух»	
П. 2.1.23.	2SAF23	Понижение расхода воды через обмотку статора генератора, м ³ /ч	↓170	↓140	120		
П. 2.1.24.	2SAF24	Уменьшение расхода воды в контуре газоохладителей генератора, м ³ /ч	↓1550	↓660	300		
П. 2.1.25.	2SAF25	Отключение последнего питательного турбонасосного агрегата					
П. 2.1.26.	2SAF26	Повышении частоты вращения роторов ТА после отключения ТГ от сети до 1657 об/мин (10,5 % сверх номинальной частоты вращения роторов ТА)		Р на напоре импеллера 2SE64P01B1 ↑8,6 кгс/см ²			
П. 2.1.30.	2SAF40SA1	Воздействие на ключ системы от развития пожара масла					
П. 2.2.7.	2SAF38	Отключение ТГ от сети при работе САР в режиме ЭГСП или ГСП независимо от состояния SAF36 (накладка защиты 2SAF38 вводится по распоряжению ГИС)					Включения ТГ в сеть и отсутствие сигнала «турбина отключена»

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.3.6.	2SEF00	Закрытие любых двух стопорных клапанов турбины с разных сторон ЦВД 2SE11,13S01 или SE11,14S01 или 2SE12,13S01 или 2SE12,14S01					Открытие стопорных клапанов и включение выключателя генератора
	2SAF50	Срабатывание АЗ и снижение давления в ГПК		↓56		По схеме «два из трех»	
		Защиты, снижающие нагрузку турбины					
П. 2.2.1. П. 2.4.4.	2SAF31,41	При отключении одного работающего КЭН 1-го или 2-го подъема и невключении резервного насоса по АВР производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении двух насосов	40	Два из трех насосов 1-го или 2-го подъема отключены	
П. 2.2.2. П. 2.4.4.	2SAF32	При отключении одного из трех циркуляционных насосов производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 60 % или 80 % $N_{ном.}$ в зависимости от уставки ограничения SAF32		Сигнал об отключении одного насоса		Один любой насос из трех отключен	
П. 2.2.5. П. 2.4.4.	2SAF35	При отключении одного ТПН при 2-ом работающем производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении одного ТПН		Один из двух ТПН отключен	
П. 2.2.7. П. 2.4.5.	2SAF36	При отключении генератора разгрузка турбины до собственных нужд		Отключение высоковольтного выключателя			

Номер по ТУ 108. 1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		Блокировки					
П. 3.22.	2SAB01	Открывается задвижка 3SA20S01 на трубопроводе подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{\text{турб}} \downarrow 20 \%$ $T_{\text{выкл}} \uparrow 60^\circ\text{C}$			
П. 3.22.	2SAB02	Закрывается задвижка 3SA20S01 подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{\text{турб}} \uparrow 20 \%$ или при всех закрытых РК и оборотах ротора меньше 1300 об/мин			
П. 3.23.	2SE61S01	Запрет работы МУТ на «больше»		Р на напоре импеллера 1SE64P01B1 $\uparrow 7,3 \text{ кгс/см}^2$			

5.2.3. Перечень защит и блокировок турбины блока 3 приведен в табл. 5.2.3.

Таблица 5.2.3

Номер по ТУ 108. 1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		Защиты, действующие на останов турбины					
П. 2.1.1.	3SAF01	Повышение частоты вращения ротора турбины, с^{-1} (об/мин)		$\uparrow 27,75-28$ ($\uparrow 1665-1680$)			
П. 2.1.2.	3SAF02	Увеличение осевого сдвига ротора турбины, мм	$\uparrow +0,6$ $\downarrow -1,2$	$\uparrow +1,2$ $\downarrow -2,0$		По схеме «два из трех»	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.3.	3SAF03	Снижение давления масла в системе регулирования после фильтров в силовой линии: 1) высокого давления, кгс/см ² ; 2) пониженного давления, кгс/см ²		↓ 15 ↓ 10		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.4.	3SAF04	Понижение давления масла в напорной линии импеллера, кгс/см ²	↓6,5	↓6,0	5	По схеме «два из трех»	Генератор включен
П. 2.1.5.	3SAF05	Понижение давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбоагрегата, кгс/см ²	↓0,9	↓0,5	3	По схеме «два из трех»	
П. 2.1.6.	3SAF06	Понижение давления пара перед ГПЗ, кгс/см ²		↓51		По схеме «два из трех»	> 54 и открытой любой ГПЗ
П. 2.1.7.	3SAF07	Закрытие двух заслонок промперегрева одного ЦНД SE20S01 и SE20S02 (SE30S01 и SE30S02, SE40S01 и SE40S02), находящихся с разных сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.8.	3SAF08	Закрытие любых двух из трех заслонок промперегрева SE20S01, SE30S01, SE40S01 (SE20S02, SE30S02, SE40S02) с одной сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.9.	3SAF09	Повышение давления пара в любом выхлопном патрубке ЦВД, кгс/см ²		↑15,0		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.10.	3SAF10.5-10.8	Повышение уровня в ПГ до 3-го предела при включенном соответствующем ГЦН, мм		↑+300		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.10.	3SAF10.1-10.4	Повышение уровня в ПГ до 4-го предела, мм		↑+450		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.12.	3SAF12	Повышение давления в паровом пространстве любого из конденсаторов турбины, кгс/см ² (абс.)	↑0,13	↑0,23		По схеме «два из трех»	<0,20
П. 2.1.13.	3SAF13	Несоответствие положения стопорных и регули-					

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		рующих клапанов турбины					
П. 2.1.14.	3SAF14	Отключение любых двух циркуляционных насосов 3VC10D01 и 3VC10D02 (3VC10D01 и 3VC10D03, 3VC10D02 и 3VC10D03)					
П. 2.1.15.	3SAF15	Повышение уровня конденсата в корпусе любого ПВД до 2-го предела, мм		↑7890	5	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	3SAF16.1	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-1 до 2-го предела, мм		↑1500	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	3SAF16.2	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-2 до 2-го предела, мм		↑1500	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	3SAF16.3	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-3 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	3SAF16.4	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-4 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.19.	3SAF19	Отличие положения сервомоторов более 30 % номинального хода при работе турбины на ЭГСП		Сигнал из ЭГСП > 30 %			
П. 2.1.20.	3SAF20	Отключение блока от «внутренних» повреждений в электрической части		Сигнал из электрочасти			

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.21.	3SAF21	Понижение уровня в любом из двух демпферных баков генератора, мм	1-ый предел	2-ой предел	20	По схеме «два из двух»	
П. 2.1.23.	3SAF23	Понижение расхода воды через обмотку статора генератора, м ³ /ч	↓170	↓140	120		
П. 2.1.24.	3SAF24	Уменьшение расхода воды в контуре газоохладителей генератора, м ³ /ч	↓1550 (1450)	↓660	300		
П. 2.1.25.	3SAF25	Отключение последнего питательного турбонасосного агрегата					
П. 2.1.28.	3SAF26	Повышении частоты вращения роторов ТА после отключения ТГ от сети до 1657 об/мин (10,5 % сверх номинальной частоты вращения роторов ТА)		Р на напоре импеллера 3SE64P01B1 ↑8,6 кгс/см ²			
П. 2.1.29.	3SAF29	Повышение уровня в любом деаэраторе до 3-го предела, мм		↑3060			
П. 2.1.30.	3SAF40SA1	Воздействие на ключ системы от развития пожара масла					
П. 2.2.7.	3SAF38	Отключение ТГ от сети при работе САР в режиме ЭГСП или ГСП независимо от состояния SAF36 (накладка защиты 1SAF38 вводится по распоряжению ГИС)					Включения ТГ в сеть и отсутствие сигнала «турбина отключена»
П. 2.3.6	3SEF00	Закрытие любых двух стопорных клапанов турбины с разных сторон ЦВД 3SE11,13S01 или 3SE11,14S01 или 3SE12,13S01 или 3SE12,14S01					Открытие стопорных клапанов и включение выключателя генератора
	3SAF50	Срабатывание АЗ и снижение давления в ГПК		↓56		По схеме «два из трех»	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		Защиты, снижающие нагрузку турбины					
П. 2.2.1. П. 2.4.4.	3SAF31,41	При отключении одного работающего КЭН 1-го или 2-го подъема и невключении резервного насоса по АВР производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении двух насосов	40	Два из трех насосов 1-го или 2-го подъема отключены	
П. 2.2.2. П. 2.4.4.	3SAF32	При отключении одного из трех циркуляционных насосов производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 60 % или 80 % $N_{ном.}$ в зависимости от уставки ограничения SAF32		Сигнал об отключении одного насоса		Один любой насос из трех отключен	
П. 2.2.5. П. 2.4.4.	3SAF35	При отключении одного ТПН при втором работающем производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении одного ТПН		Один из двух ТПН отключен	
П. 2.2.7. П. 2.4.5.	3SAF36	При отключении генератора разгрузка турбины до собственных нужд		Отключение высоковольтного выключателя			
		Блокировки					
П. 3.22.	3SAB01	Открывается задвижка 3SA20S01 на трубопроводе подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{турб} \downarrow 20 \%$ $T_{выхл} \uparrow 60 \text{ }^{\circ}\text{C}$			
П. 3.22.	3SAB02	Закрывается задвижка 3SA20S01 подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{турб} \uparrow 20 \%$ или при всех закрытых РК и оборотах ротора меньше 1300 об/мин			
П. 3.23.	3SE61S01	Запрет работы МУТ на «больше»		Р на напоре импеллера			

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
				3SE64P01B1 ↑7,3 кгс/см ²			

5.2.4. Перечень защит и блокировок турбины блока 4 приведен в табл. 5.2.4.

Таблица 5.2.4

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
		Защиты, действующие на останов турбины					
П. 2.1.1.	4SAF01	Повышение частоты вращения ротора турбины, с ⁻¹ (об/мин)		↑27,75-28 (↑1665-1680)			
П. 2.1.2.	4SAF02	Увеличение осевого сдвига ротора турбины, мм	↑+0,6 ↓-1,2	↑+1,2 ↓-2,0		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.3.	4SAF03	Снижение давления масла в системе регулирования после фильтров в силовой линии: 1) высокого давления, кгс/см ² 2) пониженного давления, кгс/см ²		↓ 15 ↓ 10		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.4.	4SAF04	Понижение давления масла в напорной линии импеллера, кгс/см ²	↓6,5	↓6,0	5	По схеме «два из трех»	Генератор включен
П. 2.1.5.	4SAF05	Понижение давления масла в напорном коллекторе системы смазки на уровне оси турбоагрегата, кгс/см ²	↓0,9	↓0,5	3	По схеме «два из трех»	
П. 2.1.6.	4SAF06	Понижение давления пара перед ГПЗ, кгс/см ²		↓51		По схеме «два из трех»	> 54 и открытой любой ГПЗ

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.7.	4SAF07	Закрытие двух заслонок промперегрева одного ЦНД SE20S01 и SE20S02 (SE30S01 и SE30S02, SE40S01 и SE40S02), находящихся с разных сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.8.	4SAF08	Закрытие любых двух из трех заслонок промперегрева SE20S01, SE30S01, SE40S01 (SE20S02, SE30S02, SE40S02) с одной сторон турбины при незакрытом хотя бы одном сервомоторе РК	Сигнал «закрыто» КВ одной заслонки	Сигнал «закрыто» КВ двух заслонок	1	Незакрытое положение любого из ГСМ РК	
П. 2.1.9.	4SAF09	Повышение давления пара в любом выхлопном патрубке ЦВД, кгс/см ²		↑15,0		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.10.	4SAF10.5-10.8	Повышение уровня в ПГ до 3-го предела при включенном соответствующем ГЦН, мм		↑+300		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.10.	4SAF10.1-10.4	Повышение уровня в ПГ до 4-го предела, мм		↑+450		По схеме «два из трех»	
П. 2.1.11.	4SAF11	Повышение уровня сепарата в корпусе сепараторно-борника СПП до 2-го предела, мм		↑1700(1300)	60	По схеме «два из трех»	
П. 2.1.12.	4SAF12	Повышение давления в паровом пространстве любого из конденсаторов турбины, кгс/см ² (абс.)	↑0,13	↑0,23		По схеме «два из трех»	<0,20
П. 2.1.13.	4SAF13	Несоответствие положения стопорных и регулирующих клапанов турбины					
П. 2.1.14.	4SAF14	Отключение любых двух циркуляционных насосов VC10D01 и VC10D02 (VC10D01 и VC10D03, VC10D02 и VC10D03)					
П. 2.1.15.	4SAF15	Повышение уровня конденсата в корпусе любого ПВД до 2-го предела, мм		↑7890	5	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.16.	4SAF16.1	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-1 до 2-го предела, мм		↑1500	5	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	4SAF16.2	Повышение уровня конденсата в любом корпусе ПНД-2 до 2-го предела, мм		↑1500	5	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	4SAF16.3	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-3 до 2-го предела, мм		↑2565	25	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.16.	4SAF16.4	Повышение уровня конденсата в корпусе ПНД-4 до 2-го предела, мм		↑2565	40	По схеме «два из трех» при сохранении уровня 2-го предела	
П. 2.1.19.	4SAF19	Отличие положения сервомоторов более 30% номинального хода при работе турбины на ЭГСП		Сигнал из ЭГСП > 30 %			
П. 2.1.20.	4SAF20	Отключение блока от «внутренних» повреждений в электрической части		Сигнал из эл. части			
П. 2.1.21.	4SAF21	Понижение уровня в любом из двух демпферных баков генератора, мм	1-ый предел	2-ой предел	20	По схеме «два из двух»	
П. 2.1.23.	4SAF23	Понижение расхода воды через обмотку статора генератора, м ³ /ч	↓170	↓140	120		
П. 2.1.24.	4SAF24	Уменьшение расхода воды в контуре газоохладителей генератора, м ³ /ч	↓825	↓363	180		
П. 2.1.25.	4SAF25	Отключение последнего питательного турбонасосного агрегата					

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.1.28.	4SAF26	Повышении частоты вращения роторов ТА после отключения ТГ от сети до 1657 об/мин (10,5 % сверх номинальной частоты вращения роторов ТА)		Р на напоре импеллера 4SE64P01B1 ↑8,6 кгс/см ²			
П. 2.1.29.	4SAF29	Повышение уровня в любом деаэраторе до 3-го предела, мм		↑3060			
П. 2.1.30.	4SAF40SA1	Воздействие на ключ системы от развития пожара масла					
П. 2.2.7.	4SAF38	Отключение ТГ от сети при работе САР в режиме ЭГСП или ГСП независимо от состояния SAF36 (накладка защиты 4SAF38 не вводится по тех. решению ТР.0,1,2,3,4.ВУ.ЭЦ/3799)					Включения ТГ в сеть и отсутствие сигнала «турбина отключена»
П. 2.3.6	4SEF00	Закрытие любых двух стопорных клапанов турбины с разных сторон ЦВД 4SE11,13S01 или 4SE11,14S01 или 4SE12,13S01 или 4SE12,14S01					Открытие стопорных клапанов и включение выключателя генератора
	4SAF50	Срабатывание АЗ и снижение давления в ГПК		↓56		По схеме «два из трех»	
		Защиты, снижающие нагрузку турбины					
П. 2.2.1. П. 2.4.4.	4SAF31,41	При отключении одного работающего КЭН 1-го или 2-го подъема и невключении резервного насоса по АВР производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении двух насосов	30	Два из трех насосов 1-го или 2-го подъема отключены	

Номер по ТУ 108.1055-82	Шифр защиты, блокировки	Наименование защиты или блокировки	Предупредительный сигнал	Уставка срабатывания	Выдержка времени, с	Условия срабатывания	Условия ввода защиты (блокировки)
П. 2.2.2. П. 2.4.4.	4SAF32	При отключении одного из трех циркуляционных насосов производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 60 % или 80 % $N_{ном.}$ в зависимости от уставки ограничения SAF32		Сигнал об отключении одного насоса		Один любой насос из трех отключен	
П. 2.2.5. П. 2.4.4.	4SAF35	При отключении одного ТПН при втором рабочем производится автоматическая разгрузка турбины до мощности 40 % номинальной		Сигнал об отключении одного ТПН		Один из двух ТПН отключен	
П. 2.2.7. П. 2.4.5.	4SAF36	При отключении генератора разгрузка турбины до собственных нужд		Отключение высоковольтного выключателя			
		Блокировки					
П.3.22.	4SAB01	Открывается задвижка 4SA20S01 на трубопроводе подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{турб} \downarrow 20\%$ $T_{выхл} > 60^{\circ}C$			
П.3.22.	4SAB02	Закрывается задвижка 4SA20S01 подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков		$N_{турб} \uparrow 20\%$ или при всех закрытых РК и оборотах ротора меньше 1300 об/мин			
П.3.23.	4SE61S01	Запрет работы МУТ на «больше»		Р на напоре импеллера 4SE64P01B1 $\uparrow 7,3 \text{ кгс/см}^2$			

5.3. Сигнализация

5.3.1. При нарушении технологических режимов работы турбины К-1000-60/1500-2 на БЩУ передаются сигналы, указывающие на нарушение технологического процесса и место нарушения. При достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панелях БЩУ высвечивается табло, сопровождающееся звуковым сигналом. Перечень сигнализационных световых табло представлен в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Назначение и номер табло	Уставка или условия срабатывания	Панель БЩУ
Осевой сдвиг ротора велик, табло «ОСР ↑» № 36	+1,2 мм; -2,0 мм	НУ25
Турбина отключена, табло «Турбина отключена» № 52	Закрыты два СК с разных сторон турбины	НУ25
Отключение турбины ключом, табло «Отключение турбины ключом» № 53	«Выбить» электромагниты ЗУ	НУ25
Отключение турбины ключом системы защиты от развития пожара, табло «КЗРП» № 54	КЗРП в положении «ПОЖАР»	НУ25
Холостой ход турбины, табло «Холостой ход» № 61	Блок-контакты КАГ-24, В-10, В-11 - замкнуты	НУ25
Относительное расширение ротора ЦНД-3 велико, табло «ОРР ЦНД-3» № 4	+35 мм	НУ26
Относительное расширение ротора ЦВД велико, табло «ОРР ЦВД ↑» № 5	+3,5 мм -3,0 мм	НУ26
Осевой сдвиг ротора велик, табло «ОСР ↑» № 6	+0,6 мм -1,4 мм	НУ26
Вибрация подшипников турбины велика, табло «Вибрация подшипников» № 7	↑5,0 мм/с	НУ26
Вибрация ротора турбины велика, табло «Вибрация ротора ↑» № 9	↑130мкм	НУ26
Температура масла на сливе подшипников высока, табло «Т масла сливе подшипников ↑» № 10	↑60 °С	НУ26
Температура корпуса ЦНД высока, табло «Т корпуса ЦНД ↑» № 11	≥ 60 °С	НУ26

Назначение и номер табло	Уставка или условия срабатывания	Панель БЩУ
Температура опорного подшипников высока, табло «Т подшипников ↑» № 12	↑80 °С	НУ26
Перепад температуры металла выше 50 °С, табло «ΔТ верх-низ ЦВД >50 °С» № 14	≥ 50 °С	НУ26
Обороты ротора выше 1650 об/мин, табло «Обороты ТГ >1650 об/мин» № 19	Р в напорной линии импеллера > 8,6 кгс/см ²	НУ26
Вибрация подшипников турбины аварийная, табло «Вибрация подшипников ↑» № 25	↑7,5 мм/с	НУ26
Вибрация ротора турбины аварийная, табло «Вибрация ротора ↑» № 27	↑250мкм	НУ26
Температура корпуса ЦНД высока, табло «Т корпуса ЦНД ↑» № 29	≥ 75 °С	НУ26
Температура опорного подшипников высока, табло «Т подшипников ↑» № 30	↑95 °С	НУ26

5.4. Автоматическое регулирование

5.4.1. Турбина снабжена ЭГSR, состоящей из исполнительной части и первичных датчиков, поставляемых с турбиной, и электронной части, входящей в состав АСУТ (блоки 1, 2) или ТСА М2002 (блоки 3, 4), а также системой защиты.

5.4.2. ЭГSR предназначена для автоматического разворота, синхронизации, нагружения и разгружения турбины, поддержания на заданном уровне параметров турбоустановки (частота, мощность, давление) посредством управления паровпускными органами турбины в пусковых и эксплуатационных режимах, а также отображения регулируемых параметров на ПЭВМ АСУТ (блоки 1, 2) или автоматизированном рабочем месте БЩУ (блоки 3, 4).

5.4.3. ЭЧ ЭГSR реализована на базе программно-аппаратного комплекса: блок 1 – АСУТ-1000-2Р; блок 2 – АСУТ-1000-2РМ; блок 3,4 – ТСА М2002.

5.4.4. Аннулирован.

5.4.5. *Аннулирован.*

5.4.6. ЭГСП турбины должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) включение эксплуатационных режимов работы ЭГСП в соответствии с заданными условиями (иераркией):
 - а) автоматическое переключение режимов при заданном отклонении регулируемых параметров и по командам внешних систем;
 - б) переключение оператором режимов работы ЭГСП;
- 2) обеспечение безударности переключения режимов работы ЭГСП;
- 3) автоматическое переключение на резервную гидравлическую систему регулирования (ГСП) при отказах ЭГСП;
- 4) автоматическое слежение за текущими параметрами при *работе системы регулирования турбины в режиме ГСП* с целью обеспечения безударности переключений с ГСП на ЭГСП;
- 5) полуавтоматический разворот турбины, формирование выдержек на различных этапах разворота в зависимости от теплового состояния турбины;
- 6) поддержание частоты вращения на холостом ходу;
- 7) ограничение максимальной частоты вращения при развороте;
- 8) синхронизация турбогенератора с сетью по внешним командам (оператора или автоматического синхронизатора);
- 9) нагружение и разгружение турбины в регулировочном диапазоне;
- 10) поддержание частоты вращения ротора турбины по статической характеристике «частота-мощность»;
- 11) поддержание заданного давления пара перед турбиной;
- 12) первичное изменение мощности турбины, пропорциональное изменению частоты вращения;
- 13) предотвращение недопустимого повышения частоты вращения ротора турбины при сбросах электрической нагрузки;
- 14) перевод турбины на холостой ход с поддержанием заданной частоты вращения при полном сбросе электрической нагрузки;
- 15) импульсное разгружение турбины по дискретным командам от устройств противоаварийной автоматики;
- 16) ограничение изменения текущей мощности турбины по командам внешних систем и оператора;
- 17) ручное управление регулирующими клапанами турбины, формирование темпа перемещения клапанов в режимах поддержания частоты, мощности, давления, при развороте;
- 18) расхаживание регулирующих клапанов на остановленном и при включенном в сеть турбогенераторе;
- 19) опробование регулирующих клапанов на остановленной турбине;

- 20) ограничение снижения давления пара перед турбиной;
- 21) поддержание заданной мощности;
- 22) формирование заданий по частоте вращения турбины, мощности турбины и давлению пара в ГПК.

5.4.7. Принципы построения ЭГСР

5.4.7.1. ЭГСР турбины состоит из электронной управляющей части и гидравлических исполнительных органов.

5.4.7.2. Электронная часть ЭГСР включает в себя:

- 1) управляющий вычислительный комплекс, реализованный в стойке 1,2B211 (3,4ШУ-502-3, 4ШУ-508-3);
- 2) согласующие устройства ЭГСР (СУ ЭГСР), реализованные в стойке 1,2B212 (3,4ШУ-502-3, 4ШУ-508-3);
- 3) электромеханические преобразователи (ЭМП-А,Б) SE01,02S02;
- 4) панель управления и отображения информации 1,2B210 (на блоках 3,4 – АРМ БЩУ);
- 5) датчики положения сервомоторов SE01,02G02B1,B2,B3;
- 6) датчики положения отсечных золотников SE01,02G03B1,B2,B3.

5.4.7.3. Гидравлическая часть включает в себя:

- 1) отсечные золотники (ОЗ-А,Б);
- 2) главные сервомоторы (ГСМ-А,Б);
- 3) электрогидравлические преобразователи выходных сигналов ЭЧ ЭГСР (ЭГПА,Б ЭГСР) SE01,02S02;
- 4) регулятор скорости (РС);
- 5) механизм управления турбиной (МУТ) SE61D01;
- 6) механизмы токовой разгрузки (МТР-А,Б) SE01,02S03.

5.4.7.4. Гидравлическая часть системы регулирования является составной частью ЭГСР. Она может работать самостоятельно при выходе из строя ЭЧ ЭГСР.

5.4.7.5. ГСР в случае отказа ЭГСР или при проведении регламентных проверок выполняет следующие функции:

- 1) управление турбиной при пуске, нагружении и работе под нагрузкой;
- 2) автоматическое поддержание частоты вращения ротора (при работе ГСР под управлением РС);
- 3) дистанционное и местное управление регулируемыми клапанами.

5.4.7.6. Возможны два варианта работы СРТ в режиме «ГСП»:

1) основным вариантом является работа под управлением МТР, которая производится во всех случаях после перехода СРТ в режим «ГСП»;

2) вспомогательным вариантом является работа под управлением РС, которая допускается в случаях длительной (более восьми часов) неработоспособности ЭЧ ЭГСП; перевод СРТ в режим «ГСП» под управлением РС на работающей турбине выполняется по распоряжению главного инженера АС.

5.4.7.7. Переход из режима «ЭГСП» в режим «ГСП» и обратно обеспечивается работой электрической схемы переключения СРТ.

5.4.8. Аннулирован.

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. На турбине установлены следующие контрольно-измерительные приборы:

- 1) датчики теплового расширения для определения абсолютного расширения корпусов ЦВД, ЦНД-1, ЦНД-2, ЦНД-3;
- 2) датчики угловой скорости для контроля частоты вращения ротора;
- 3) датчики относительного расширения роторов ЦВД и ЦНД-3;
- 4) датчики контроля вибрации ротора;
- 5) датчики контроля вибрации подшипников;
- 6) датчик сигнализации вращения ротора на валоповороте;
- 7) датчики осевого сдвига ротора;
- 8) датчики контроля прогиба ротора;
- 9) термоэлектрические преобразователи для замера температуры металла корпусов ЦВД и ЦНД, фланцев ЦВД, трубопроводов пара, стопорно-регулирующих клапанов, выхлопных патрубков ЦНД;
- 10) термопреобразователи сопротивления для замера температуры масла на напорном и сливных маслопроводах упорного и опорных подшипников;
- 11) термопреобразователи сопротивления для замера температуры баббита вкладышей опорных подшипников и подушек упорного подшипника.

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Перечень позиций отборов и датчиков представлен в табл. 6.2.1.

6.2.2. В графе 4 таблицы указаны буквенные обозначения функционального признака:

- 1) А – сигнализация (светозвуковая);
- 2) В – блокировки;
- 3) С – регулирование;
- 4) J – показания на стрелочных приборах, самописцах, цифровых индикаторах;
- 5) R – регистрация.

Таблица 6.2.1

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
1. Активная мощность генератора, МВт	1(2,3,4)GT03N02	УВС, ВП	1000		J,R J,R
2. Обороты турбины, об/мин	1(2,3,4)SB11S06	УВС, ВП	1500		J,R J,R
3. Осевой сдвиг, мм	1(2,3,4)SB21G06	УВС, сигнализация, ВП	0	- 1,4/+0,6	J,R А J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
3. Осевой сдвиг, мм	1(2,3,4)SB21G06	УВС, сигнализация, ВП	0	-2,0/+1,2	J,R A
	1(2,3,4)SB21G07	УВС, сигнализация, ВП	0	-1,2/+0,6	J,R A
	1(2,3,4)SB21G07	УВС, сигнализация, ВП	0	-2,0/+1,2	J,R A
4. Токовая нагрузка ВПУ турбины, А	1(2,3,4)SN10E01	УВС, ВП	8		J,R J,R
5. ОРР ЦВД, мм	1(2,3,4)SB11G08	УВС, сигнализация, ВП	0,5	-3,0/+3,5	J,R A J,R
6. ОРР ЦНД, мм	1(2,3,4)SB42G07	Сигнализация УВС, ВП	38	-6,0/+46	A J,R J,R
7. Тепловое расширение ротора ЦВД, мм	1(2,3,4)SB11G07	ВП	16/20		J,R
8. Тепловое расширение ротора ЦНД-1, мм	1(2,3,4)SB22G06	По месту	3/10		J
9. Тепловое расширение ротора ЦНД-2, мм	1(2,3,4)SB32G06	По месту	3/10		J
10. Тепловое расширение ротора ЦНД-3, мм	1(2,3,4)SB42G06	По месту	3/10		J
12. Прогиб ротора, мм	1(2,3,4)SB11G06	ВП	0-0,05		J,R
13. Вибрация ротора ЦВД, мкм	1(2,3,4)SB11G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB11G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB12G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB12G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
14. Вибрация опор подшипников (виброскорость) ЦВД, мм/с	1(2,3,4)SB11G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB11G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB11G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
14. Вибрация опор подшипников (виброскорость) ЦВД, мм/с	1(2,3,4)SB12G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB12G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB12G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
15. Вибрация ротора ЦНД-1, мкм	1(2,3,4)SB21G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB21G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB22G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB22G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
16. Вибрация опор подшипников (виброскорость) ЦНД-1, мм/с	1(2,3,4)SB21G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB21G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB21G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB22G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB22G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB22G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
17. Вибрация ротора ЦНД-2, мкм	1(2,3,4)SB31G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB31G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB32G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
17. Вибрация ротора ЦНД-2, мкм	1(2,3,4)SB32G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
18. Вибрация опор подшипников (виброскорость) ЦНД-2, мм/с	1(2,3,4)SB31G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB31G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB31G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB32G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB32G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB32G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
19. Вибрация ротора ЦНД-3, мкм	1(2,3,4)SB41G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB41G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB42G01	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB42G02	Сигнализация УВС, ВП	120	130/250	A J,R J,R
20. Вибрация опор подшипников (виброскорость) ЦНД-3, мм/с	1(2,3,4)SB41G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB41G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB41G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB42G03	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R
	1(2,3,4)SB42G04	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	A J,R J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номи- нальное значение	Уставка	Функцио- нальный признак
20. Вибрация опор под- шипников (виброскорость) ЦНД-3, мм/с	1(2,3,4)SB42G05	Сигнализация УВС, ВП	4,5	5/7,5	А J,R J,R
21. Температура фланца ЦВД (зона паровпуска), °С	1(2,3,4)SA10T01	УВС, ЭГСП	200		J,R С
	1(2,3,4)SA10T02	ЭГСП	200		С
	1(2,3,4)SA10T03	УВС, ВП	200		А J,R
	1(2,3,4)SA10T20	УВС, ВП	200		А J,R
	1(2,3,4)SA10T21	ЭГСП	200		С
	1(2,3,4)SA10T22	УВС, ВП	200		А J,R
22. Температура наружного корпуса ЦВД (зона паровпуска), °С	1(2,3,4)SA10T04	УВС, ВП	200		А J,R
	1(2,3,4)SA10T05	ЭГСП	200		С
	1(2,3,4)SA10T07	ЭГСП, ВП, УВС	200		С J,R
	1(2,3,4)SA10T08	ЭГСП			J,R С
23. Температура металла ЦВД «верх- низ» (зона па- ровпуска), °С	1(2,3,4)SA10T06	Сигнализация УВС	200		А J,R
	1(2,3,4)SA10T17	Сигнализация УВС ВП	200		А J,R J,R
24. Температура наружного корпуса ЦВД (зона выхлопа), °С	1(2,3,4)SA10T13	УВС, ВП	200		J,R
	1(2,3,4)SA10T14	УВС, ВП	200		J,R
	1(2,3,4)SA10T15	УВС, ВП	200		J,R
	1(2,3,4)SA10T16	УВС, ВП	200		J,R
	1(2,3,4)SA10T17	УВС, ВП	200		J,R
	1(2,3,4)SA10T20	УВС, ВП	200		J,R
	1(2,3,4)SA10T22	УВС, ВП	200		J,R
					J,R
25. Температура металла корпуса ЦНД-1, °С	1(2,3,4)SA20T01	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA20T02	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
25. Температура металла корпуса ЦНД-1, °С	1(2,3,4)SA20T03	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA20T04	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
26. Температура металла корпуса ЦНД-2, °С	1(2,3,4)SA30T01	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA30T02	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA30T03	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA30T04	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
27. Температура металла корпуса ЦНД-3, °С	1(2,3,4)SA40T01	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA40T02	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA40T03	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
	1(2,3,4)SA40T04	SAB01, УВС, ВП	30	60	В J,R J,R
28. Температура подшипников ЦВД, °С	1(2,3,4)SB11T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
	1(2,3,4)SB11T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
	1(2,3,4)SB12T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
28. Температура подшипников ЦВД, °С	1(2,3,4)SB12T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
29. Температура баббита упорного подшипника, °С	1(2,3,4)SB13T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
	1(2,3,4)SB13T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
	1(2,3,4)SB13T03	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
	1(2,3,4)SB13T04	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R
	1(2,3,4)SB13T05	Сигнализация, УВС	70	80/95	А J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
29. Температура баббита упорного подшипника, °C	1(2,3,4)SB13T06	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T07	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T08	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T09	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T10	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T11	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T12	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T13	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T14	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T15	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB13T16	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
30. Температура опорных подшипников ЦНД-1,2,3, °C	1(2,3,4)SB21T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB21T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB22T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB22T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB22T03	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB31T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB31T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
30. Температура опорных подшипников ЦНД-1,2,3, °C	1(2,3,4)SB32T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB32T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB41T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB41T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB42T01	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R
	1(2,3,4)SB42T02	Сигнализация, УВС	70	80/95	A J,R

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
31. Температура масла к подшипникам ТА, °С	1(2,3,4)SB10T01	УВС, ВП	45	35/50	А
32. Температура масла на сливе из подшипников, °С:					
1) 3SB11;	1(2,3,4)SB11T03	УВС, ВП	70		J,R J,R
2) 3SB12,21;	1(2,3,4)SB12T03	УВС, ВП	70		J,R J,R
3) 3SB13;	1(2,3,4)SB13T17	УВС, ВП	70		J,R J,R
4) 3SB22,31;	1(2,3,4)SB22T03	УВС, ВП	70		J,R J,R
5) 3SB32,41;	1(2,3,4)SB32T03	УВС, ВП	70		J,R J,R
6) 3SB42	1(2,3,4)SB42T03	УВС, ВП	70		J,R J,R

Примечания.

- | | |
|--|-----|
| 1. УВС – показания и регистрация | JR. |
| 2. ВП – показания и регистрация на БЩУ | JR. |
| 3. Сигнализация | А. |
| 4. САВ – блокировка | В. |
| 5. ЭГСП – регулирование | С. |

7. Режимы эксплуатации турбины

7.1. Общие представления

7.1.1. Турбинная установка может работать в самых различных режимах. Прежде всего эти режимы можно разделить на стационарные и нестационарные.

7.1.2. Стационарный режим соответствует работе турбины при некоторой фиксированной нагрузке. В этом режиме параметры пара в проточной части и температурное состояние ее деталей не изменяются во времени. В свою очередь стационарная работа может происходить при номинальной или частичной нагрузке. Под номинальной мощностью понимают мощность, которую должен длительно развивать турбоагрегат при номинальных значениях всех основных параметров: начальных давлении, температуре и расходе свежего пара, температуре промежуточного перегрева, температуре питательной и охлаждающей воды.

7.1.3. При нестационарных режимах в той или иной степени изменяется тепловое состояние турбоагрегата. Наиболее сложным нестационарным режимом является пуск турбины, включающий многочисленные операции перед толчком ротора паром, разворот ротора до холостого хода, включение генератора в сеть и набор заданной нагрузки. К нестационарным режимам относят также резкие изменения нагрузки (сброс и наброс) и остановки турбины.

7.2. Работа турбины в нестационарных режимах

7.2.1. Технологические процессы разворота турбины до частоты вращения ротора 1500 об/мин, синхронизация и нагружение до установленной мощности производится ЭГСП или оператором.

7.2.2. Начальный уровень мощности при нагружении, определяемый температурой металла фланца ЦВД, рассчитывается ЭГСП или выбирается по графику рис. 7.2.1 при пуске турбины оператором без автоматики.

7.2.3. При развороте турбины с помощью ЭГСП до частоты вращения ротора 1500 об/мин убедится, что открылась автоматически задвижка впрыска конденсата на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД при нагрузке менее 20 % от номинальной и температуре металла ЦНД более 60 °С хотя бы в одной из точек замера.

7.2.4. Режимы разворота, включения в сеть и нагружения турбины

7.2.4.1. Разворот осуществляется ЭГСП по одной из трех временных программ в зависимости от предтолчкового температурного состояния турбины в зоне паровпуска ЦВД (наружная поверхность верхней образующей стенки):

- 1) 1-ая программа - пуск из холодного состояния (менее 80 °С);
- 2) 2-ая программа - пуск из неостывшего состояния (от 80 до 180 °С);
- 3) 3-ья программа - пуск из горячего состояния (более 180 °С).

7.2.4.2. Каждая программа состоит из четырех этапов:

1) толчок турбины с выходом на частоту вращения ротора (600±25) об/мин) с постоянным ускорением 2,4 об/мин за секунду в диапазоне 0-560 об/мин и с постоянным ускорением 1,2 об/мин за секунду в диапазоне 560-600 об/мин;

2) выдержка на этой частоте вращения:

- а) для программы 1 – 15 мин;
- б) для программы 2 – 10 мин;
- в) для программы 3 – 0 мин;

3) переход на номинальную частоту вращения с постоянным ускорением 2,4 об/мин за секунду в диапазоне 600-1420 об/мин, с постоянным ускорением 1,2 об/мин за секунду в диапазоне 1420-1485 об/мин и с постоянным ускорением 0,6 об/мин за секунду в диапазоне 1485-1500 об/мин;

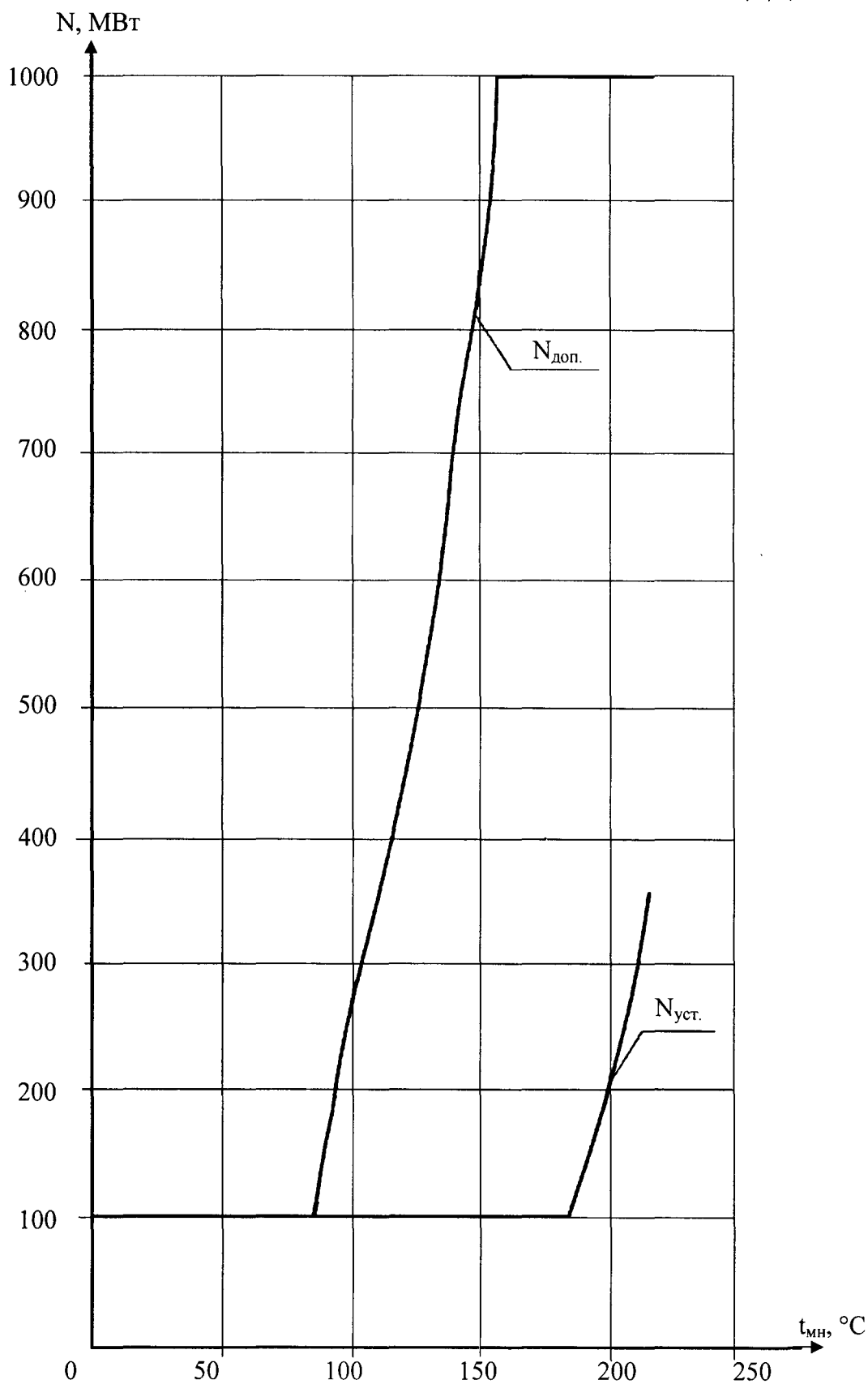
4) выдержка на номинальной частоте вращения (1500 ± 25) об/мин:

- а) для программы 1 – 5 мин;
- б) для программы 2 – 3 мин;
- в) для программы 3 – 0 мин.

7.2.4.3. Процесс разворота заканчивается по истечении времени выдержки ротора на номинальной частоте вращения, при этом формируется сигнал «Разворот завершен» и высвечивается на средствах представления информации оператору.

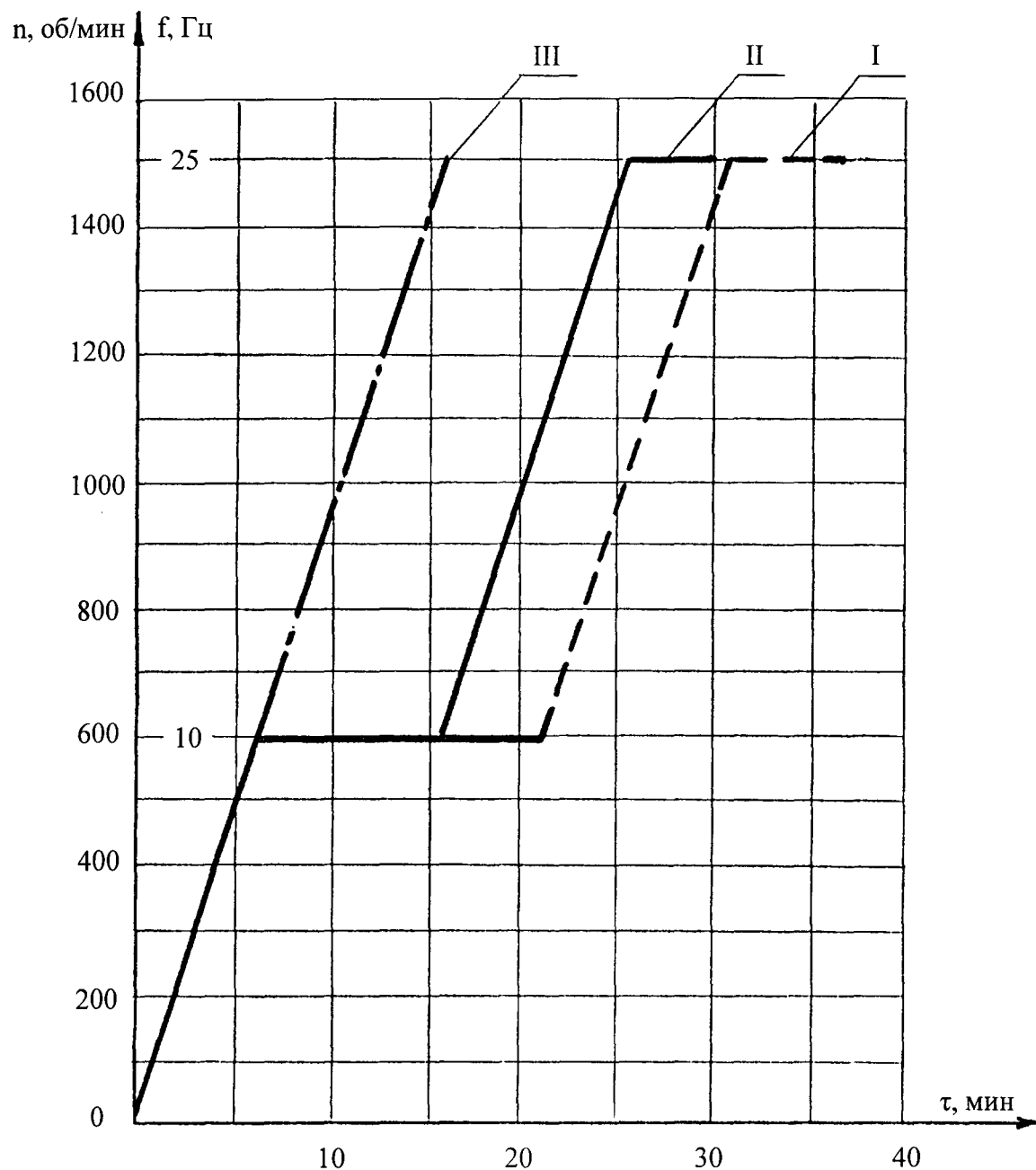
7.2.4.4. Разворот турбины оператором (в неавтоматическом режиме) производится при помощи МУТ (МТР для блока 3) по графикам, приведенным на рис. 7.2.2.

7.2.4.5. При работе турбины на холостом ходу проверить и убедиться, что величины параметров тепломеханического состояния, свежего пара, пара перед ЦНД и вакуум находятся в допустимых пределах.



$t_{\text{мн}}$ – температура металла фланца наружная; $N_{\text{уст.}}$ – мощность установочная;
 $N_{\text{доп.}}$ – мощность допустимая.

Рисунок 7.2.1 - Зависимость установочной и допустимой мощности от температуры металла фланца ЦВД



I – пуск из холодного состояния; II – пуск из неостывшего состояния; III – пуск из горячего состояния.

Рисунок 7.2.2 - Графики повышения частоты вращения роторов при пуске турбины из различного теплового состояния

7.2.4.6. Синхронизация генератора производится ЭГСР или оператором через ЭГСР воздействием на ключ управления «Обороты турбины», или при работе ГСР воздействием на МУТ (МТР для блока 3) (в неавтоматическом режиме).

7.2.4.7. При нагружении турбины до величины установочной мощности убедитесь, что закрылась автоматически задвижка на конденсатопроводе охлаждения выхлопных патрубков ЦНД при нагрузке турбины более 20 % от номинальной.

7.2.4.8. Установочная мощность, вычисленная ЭГСР или выбранная по графику рис. 7.2.1 оператором, набирается со скоростью 60-100 МВт/мин.

Минимальная величина этой мощности составляет 70 МВт.

7.2.4.9. Заданная оператором текущая мощность набирается автоматически в режиме ЭГСР после набора установочной мощности из условия допустимой величины вычисленной в зависимости от теплового состояния металла турбины (по температуре наружной поверхности фланца горизонтального разъема корпуса ЦВД), со скоростью, допускаемой реактором.

7.2.4.10. Нагружение турбины в неавтоматическом режиме производится оператором в следующей последовательности:

1) на 1-ом этапе после включения генератора в сеть набирается установочная мощность согласно п. 7.2.5.8;

2) на 2-ом этапе набирается допустимая мощность, выбранная по графику рис. 7.2.1, со скоростью, допускаемой реактором;

3) на 3-ем этапе после набора допустимой нагрузки дальнейшее нагружение производится по графику пуска турбины из холодного состояния, начиная с достигнутой мощности (см. рис. 7.2.3).

7.2.4.11. Установочная и допустимая мощности, приведенные на рис. 7.2.1, выбираются в зависимости от температуры металла наружной поверхности фланца горизонтального разъема корпуса ЦВД.

7.2.4.12. В связи с ограниченной скоростью нагружения реакторной установки для реализации процесса нагружения турбины в соответствии с графиками пуска, а также для предотвращения скопления влаги в паропроводах свежего пара до ГПЗ необходимо до толчка турбины обеспечить работу ЯППУ с мощностью ~ 30 % со сбросом пара в конденсатор.

7.2.4.13. Необходимо также обеспечить одновременное открытие обоих клапанов БРУ-СН или нерегулируемый пропуск через тот клапан, который открывается позже

7.2.4.14. Закрыть задвижки на трубопроводах дренажей свежего пара перед ГПЗ, вентили дренажей паропроводов свежего пара после блоков СРК, из ресиверов после СПП, из 4-го отбора в 5-ый отбор, из 5-го отбора в 6-ой отбор, из 6-го отбора в коллектор дренажей низкого давления при нагрузке 300 МВт.

7.2.4.15. Продолжительность пуска и нагружения турбины до номинальной нагрузки (рис. 7.2.3):

- 1) из холодного состояния - 3,5 часа;
- 2) после простоя 8-12 часов - 1 час;
- 3) после простоя 24-30 часов - 2 часа.

7.2.5. Разгрузка турбины

7.2.5.1. При работе турбины в автоматическом или полуавтоматическом режиме ее разгрузка производится путем задания оператором на пульте ЭГСР мощности менее текущей. При работе турбины в неавтоматическом режиме - воздействием оператора на ключ ручного управления турбиной.

7.2.5.2. При разгрузке турбины определяющим является допустимая разность температур по ширине фланца наружного корпуса ЦВД, которая не должна превышать -40°C (наружная поверхность горячее). Чтобы эта величина не превышала допустимых пределов, оператор должен производить разгрузку в неавтоматическом режиме, руководствуясь графиком (рис. 7.2.4) разгрузки при останове без расхолаживания турбины. Знак перед величиной разности температур по ширине фланца соответствует: «+» - нагружение; «-» - разгрузка.

7.2.5.3. Убедитесь, что при понижении нагрузки турбины ниже 20 % от номинальной и температуре металла выхлопных патрубков более 60°C в любой точке замера автоматически открывается задвижка на трубопроводе подачи конденсата на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД.

7.2.5.4. Предусмотрены следующие режимы ограничения электрической мощности турбины от ЭГСР:

- 1) по тепловому состоянию ТА на основании информации от датчиков температуры фланца наружного корпуса ЦВД;
- 2) по механическому состоянию на основании информации от датчиков относительного расширения ротора ЦВД;
- 3) по температуре пара за СПП;
- 4) по командам оператора нажатием кнопки на пульте 1,2В210 (3,4И210);
- 5) по командам противоаварийной автоматики (ПА «длительная»);
- 6) по командам технологических защит.

7.2.5.5. Разгрузка турбины производится в зависимости от необходимости: без расхолаживания или с расхолаживанием.

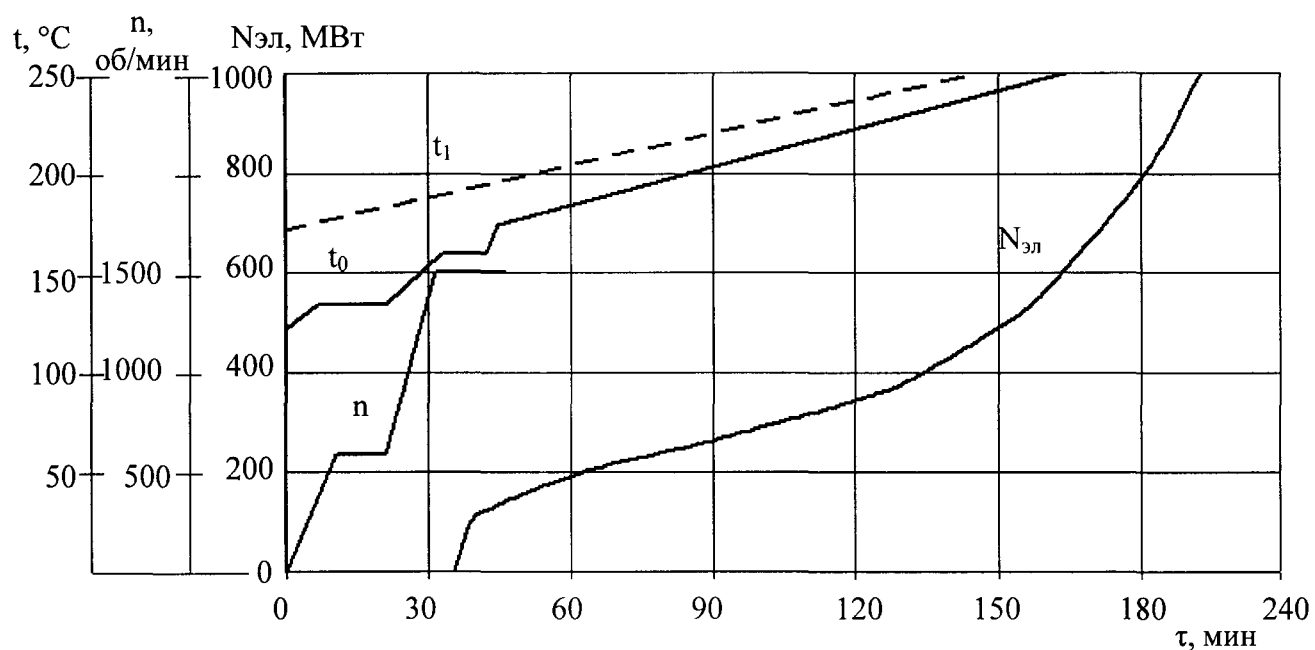
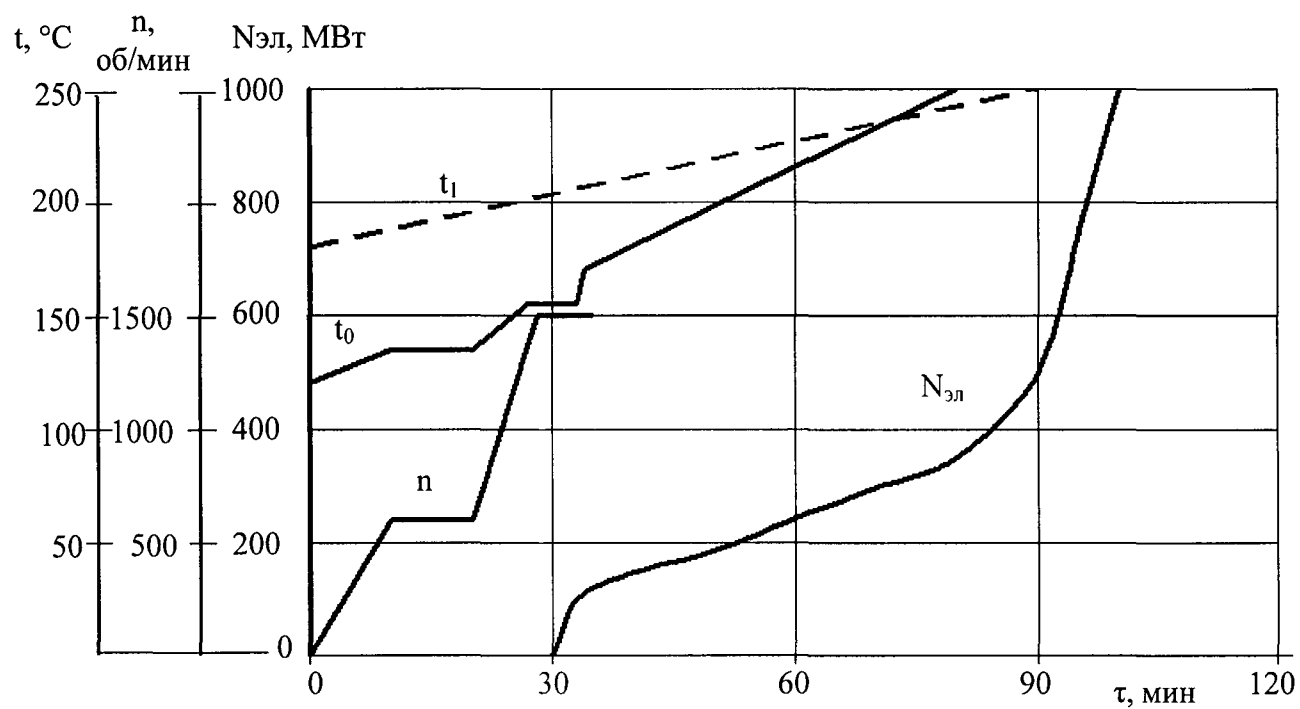
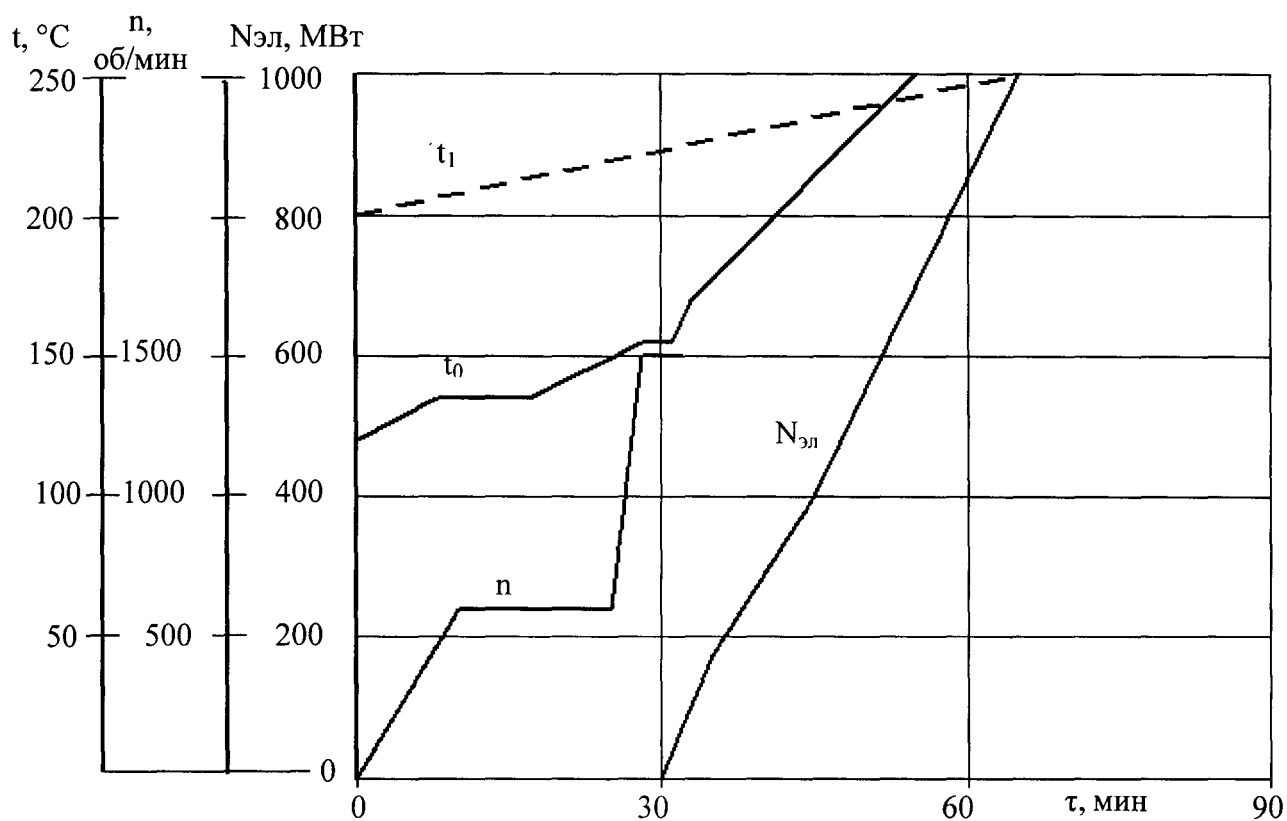
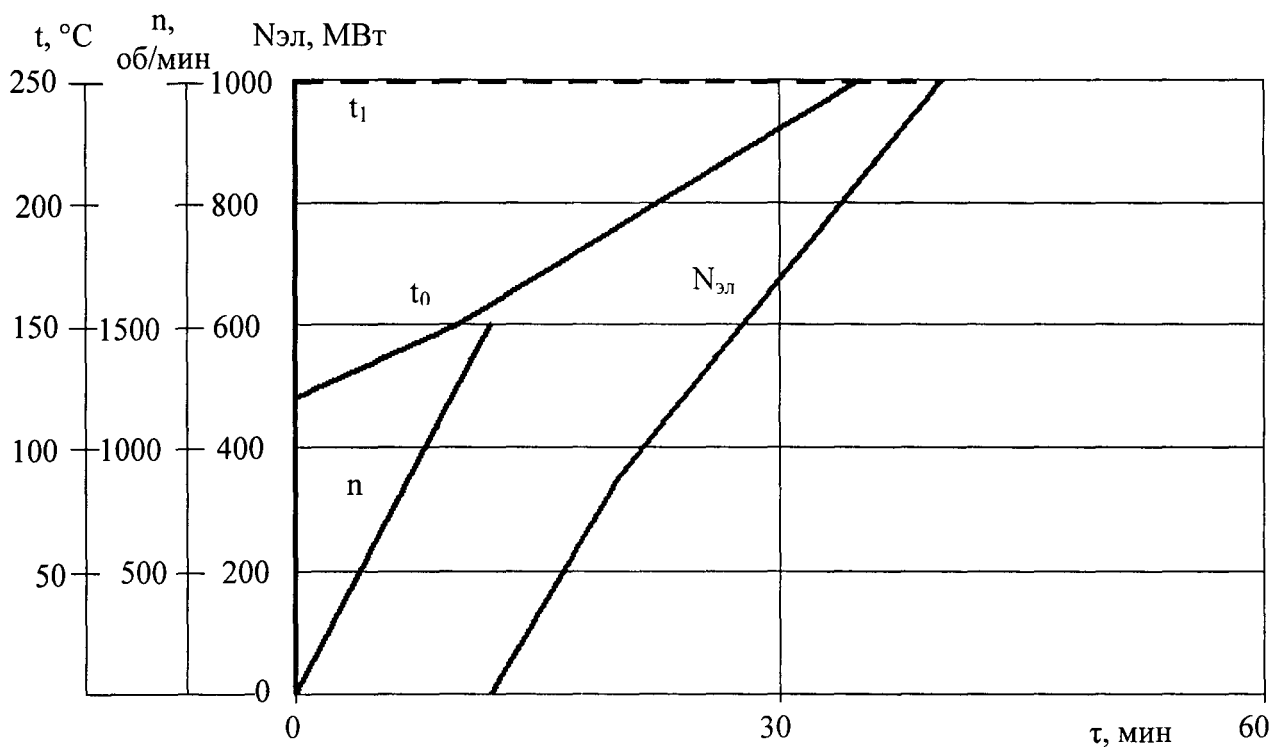
а) холодное состояние ($t_m < 80^\circ\text{C}$)б) 1-ое неустойчивое состояние ($80^\circ\text{C} \leq t_m \leq 130^\circ\text{C}$)

Рисунок 7.2.3 – Графики пуска турбины из различных тепловых состояний.
Часть 1



в) 2-ое неостывшее состояние ($130^{\circ}\text{C} \leq t_m \leq 180^{\circ}\text{C}$)



г) горячее состояние ($t_m > 180^{\circ}\text{C}$)

t_0 – температура пара за СРК; t_1 – температура пара перед ЦНД; t_m – температура металла корпуса ЦВД.

Рисунок 7.2.3 – Графики пуска турбины из различных тепловых состояний.

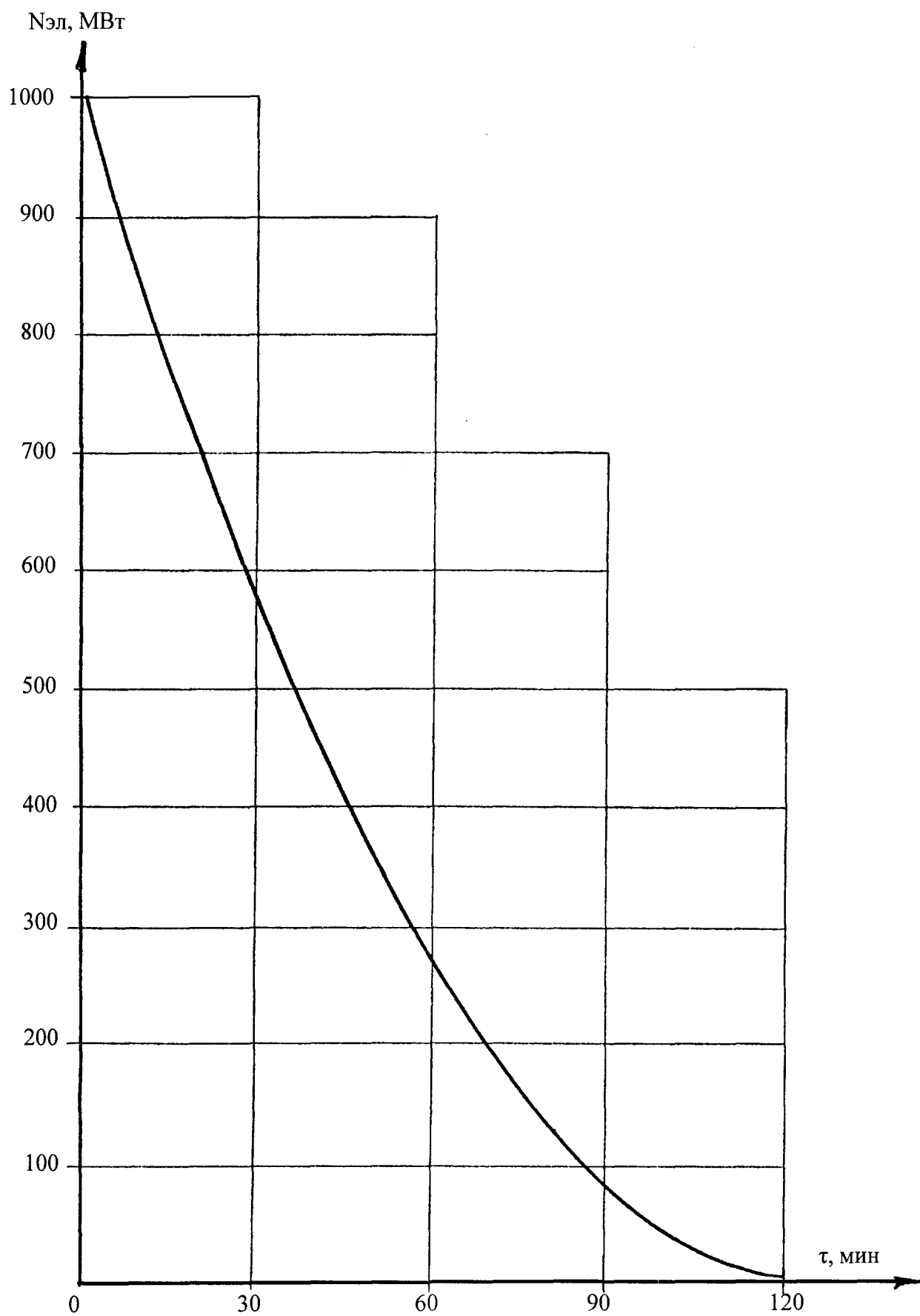


Рисунок 7.2.4 – График разгрузки турбины без расхолаживания

7.2.5.6. Длительность выбега ротора турбины при номинальном вакууме и номинальной температуре масла в системе смазки перед подшипниками, а также при останове со срывом вакуума при одновременном открытии задвижки и импульсных клапанов срыва вакуума, должна соответствовать кривым выбега (рис. 7.2.5, рис. 7.2.6). Длительность выбега должна проверяться при всех остановках турбины. При уменьшении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины ее отклонения.

7.2.5.7. Пошаговое описание операций пуска, разворота, нагружения, разгружения (без расхолаживания или с расхолаживанием), останова турбины приведено в:

- | | | |
|---|---------|-------------------|
| 1) «Инструкции по эксплуатации.
(ИЭ.1.SA.ТЦ-1/01) – для блока 1; | Турбина | К-1000-60/1500-2» |
| 2) «Инструкции по эксплуатации.
(ИЭ.2.SA.ТЦ-1/01) – для блока 2; | Турбина | К-1000-60/1500-2» |
| 3) «Инструкции по эксплуатации.
(ИЭ.3.SA.ТЦ-2/01) – для блока 3; | Турбина | К-1000-60/1500-2» |
| 4) «Инструкции по эксплуатации.
(ИЭ.4.SA.ТЦ-2/01) – для блока 4. | Турбина | К-1000-60/1500-2» |

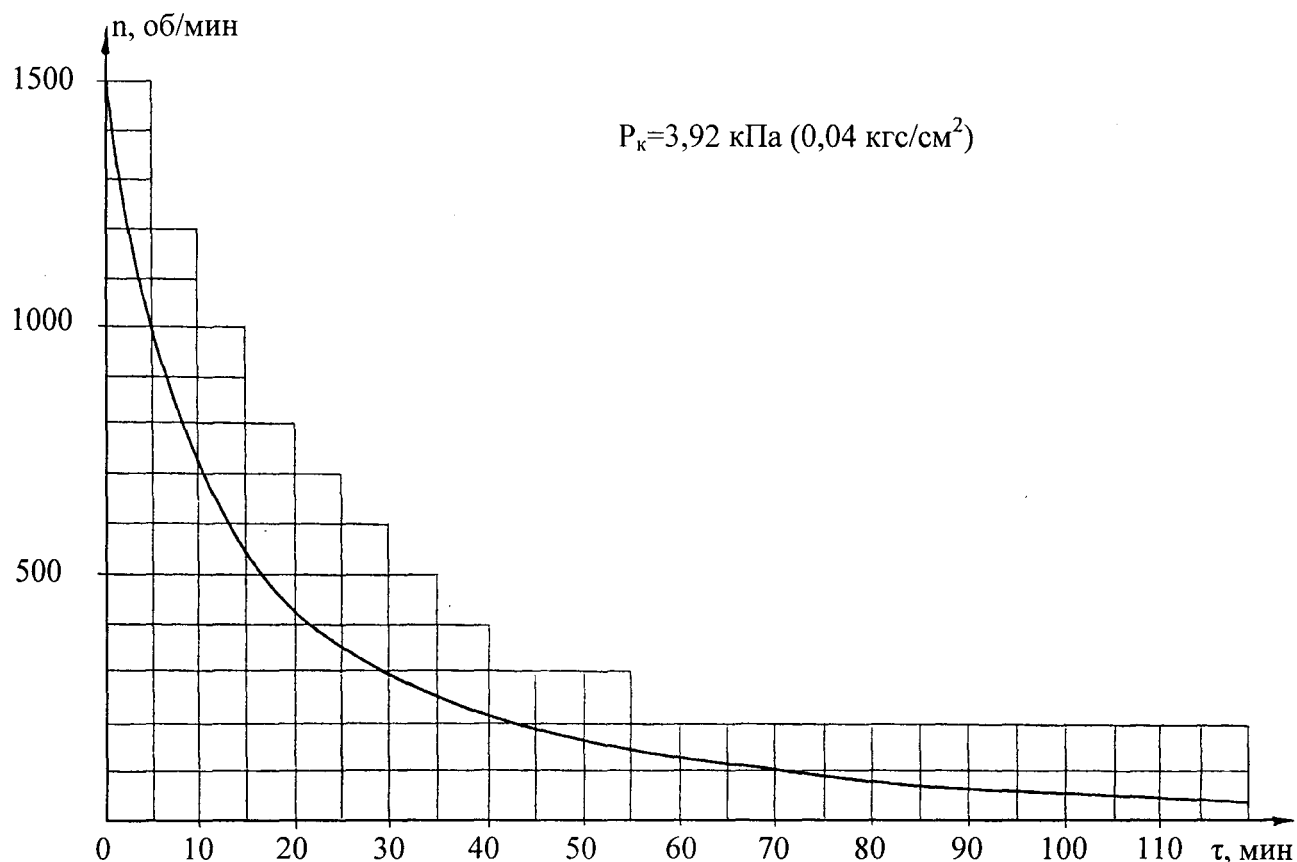
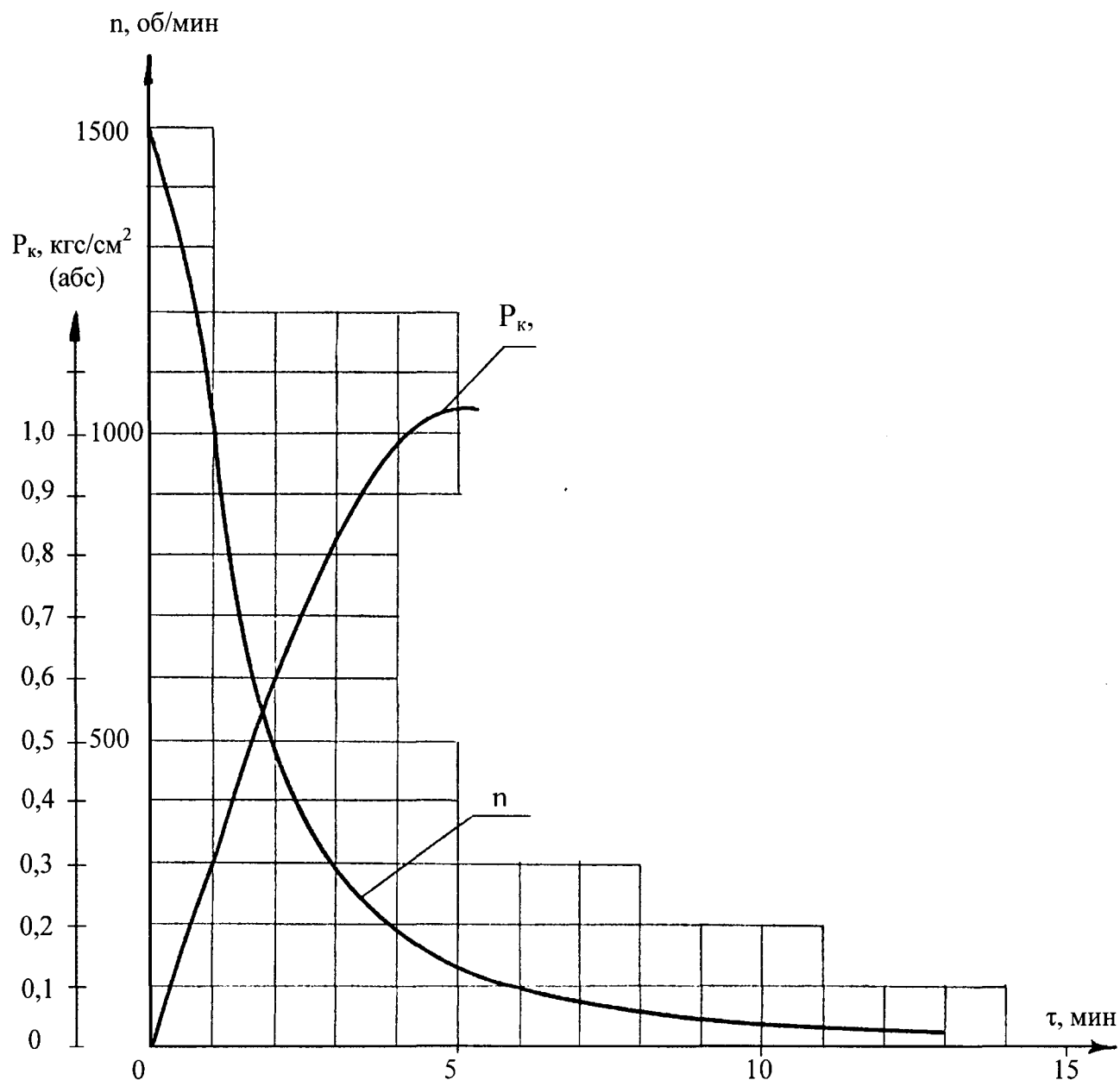


Рисунок 7.2.5 – Кривая изменения частоты вращения системы роторов турбины и генератора в зависимости от времени при останове без срыва вакуума



n – обороты турбины; P_k – давление в конденсаторе.

Рисунок 7.2.6 – Кривая изменения частоты вращения системы роторов турбины и генератора в зависимости от времени при останове со срывом вакуума и кривая изменения давления в конденсаторе от времени при останове со срывом вакуума

7.3. Работа турбины в режиме нормальной эксплуатации

7.3.1 Допускается работа турбины:

1) при отклонениях параметров пара, подаваемого на турбину:

а) давлении от 58 кгс/см^2 до 62 кгс/см^2 ;

б) влажности до 1 %;

в) температуры пара после СПП от 245°C до 255°C ;

2) при отключении генератора от сети с переводом турбины на режим холостого хода или нагрузки собственных нужд с повышением давления пара перед СРК до 79 кгс/см^2 , а по истечении пяти минут давление пара должно быть приведено к номинальному;

3) длительная - при нагрузке 300 МВт при номинальных начальных и конечных параметрах пара и температуре промперегрева с отклонениями от 245°C до 255°C ;

4) кратковременная - с нагрузкой собственных нужд до 60 МВт и давлением в конденсаторах не более $0,07 \text{ кгс/см}^2$ (абс.) в течение одного часа, а по истечении этого времени турбину нагрузить или остановить;

5) длительная - с номинальными параметрами пара перед турбиной и пара после СПП, номинальной температурой и расходом охлаждающей воды конденсаторов при отключении одной или обеих групп ПВД, а также при отключенном ПНД-3 или ПНД-4;

6) сезонное изменение уставки ограничения конечной мощности при нагрузке энергоблока защитой SAF 32 по отключению одного циркуляционного насоса из трех:

а) при $T_{\text{ЦВ}} \leq 25^\circ\text{C}$, $N_{\text{эл.}} = 800 \text{ МВт}$ $P_{\text{СРК}} = 45,0 \text{ кгс/см}^2$;

б) при $T_{\text{ЦВ}} > 25^\circ\text{C}$, $N_{\text{эл.}} = 600 \text{ МВт}$ $P_{\text{СРК}} = 35,0 \text{ кгс/см}^2$;

где $T_{\text{ЦВ}}$ – установившаяся в течение трех дней температура охлаждающей воды;

7) при одном отключенном циркуляционном насосе выводить защиту SAF32 и нагружать турбоагрегат до $N_{\text{эл.}} = 900 \text{ МВт}$ при условии, что температура выхлопных патрубков ЦНД менее 60°C , давление в любом конденсаторе менее 0,1 ата и не превышены другие допустимые величины тепломеханического состояния турбоустановки; работа турбины с отключенными двумя циркуляционными насосами не допускается;

Примечание.

При плановом отключении циркуляционного насоса необходимо перед отключением вывести защиту SAF32 «Отключение одного из трех циркуляционных».

8) работа турбины в режиме регулирования частоты в энергосистеме в диапазоне нагрузок 350–1114 МВт (воздействуя на механизм управления турбиной вручную автоматическим регулятором или в автоматическом режиме ЭГСР).

7.3.2 Лопаточный аппарат турбины рассчитан и настраивается для длительной работы при частоте вращения ротора 25 Гц (1500 об/мин), частоте сети 50 Гц (с отклонениями в пределах 49-50,5 Гц).

7.3.3 В аварийных режимах работы энергосистемы допускается кратковременная работа турбины в следующих случаях:

1) при частоте сети от 50,5 до 51,0 Гц и от 47,0 до 46,0 Гц - 60 с в год, но не более 10 с единоразово;

2) при частоте сети от 49,0 до 48,0 Гц - 12 минут в год, но не более двух минут единоразово;

3) при частоте сети от 48,0 до 47,0 Гц - шесть минут в год, но не более одной минуты единоразово.

7.3.4 Работа турбины с номинальной нагрузкой обеспечивается при работе двух питательных турбонасосных агрегатов, четырех конденсатных насосов (по два насоса каждой ступени), температуре охлаждающей воды не более 33 °С (неограниченное время).

7.3.5 Долговечность турбины составляет 30 лет. При соблюдении правил эксплуатации, изложенных в ТУ, инструкции по эксплуатации, ПТЭ и др. директивных документах. Нарботка на отказ не менее - 5500 час; коэффициент готовности не менее - 0,97.

7.3.6 Допустимое количество пусков турбины - 1500 за 30 лет, из них:

1) из холодного состояния - 300;

2) из неостывшего состояния - 1200.

В год допускается не более 50 пусков из любого состояния.

7.3.7 Допускается работа турбины с нагрузкой собственных нужд при давлении в конденсаторе не более 6,8 КПа в течение одного часа, после чего турбина должна быть остановлена либо разгружена. Допускается также работа турбины на холостом ходу в течение 40 мин, а при проведении электрических испытаний генератора на холостом ходу длительностью 20 часов одноразово, но не более одного раза в год.

8. Обслуживание турбины

8.1. Функциональное опробование турбины К-1000-60/1500-2

8.1.1. Для обеспечения способности систем (оборудования), важных для безопасности, соответствовать проектным требованиям проводятся периодические испытания и проверки этих систем (оборудования), а также испытания и проверки до и после ремонта.

8.1.2. В соответствии с «Инструкцией по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» (И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26) на турбине К-1000-60/1500-2 выполняются следующие работы:

1) проверка ТЗиБ со снятием распечаток РТС, РВП;

2) экспресс-испытания турбины К-1000-60/1500-2;

3) определение длительности выбега ротора ТГ.

8.1.3. Периодичность испытаний и проверок для различных режимов работы блока приведена в табл. 8.1.1.

Таблица 8.1.1

Вид испытания (опробования)	Условия проведения испытания	Периодичность	Исполнитель	Номер программы, инструкции
1. Проверка ТЗиБ со снятием распечаток РТС, РВП	ГПЗ, СК ТГ закрыты	1. После окончания ремонта, перед пуском. 2. После простоя больше 10 суток. 3. После работ в цепях ТЗиБ	ТЦ-1,2, ЦТАИ	«Рабочая программа. Комплексное опробование технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9) (в 2-х частях) Энергоблок 1,2,3,4» (РП.1.ТЗиБ.ТЦ-1(1,2)/181,182, РП.2.ТЗиБ.ТЦ-1(1,2)/161,162, РП.3.ТЗиБ.ТЦ-2(1,2)/130,131, РП.4.ТЗиБ.ТЦ-2(1,2)/114,115)
2. Экспресс-испытания турбины	Блок на мощности	1. До ППР. 2. После ППР. 3. Один раз в месяц	ОИТПЭ	«Рабочая программа. Экспресс испытания турбины К-1000-60/1500-2» (РП.1,2,3,4.SA.ТЦ/65)
3. Определение длительности выбега ротора ТГ	Холостой ход-останов ТГ	При останове ТГ	ТЦ-1,2	«Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Часть II. Управление и автоматическое регулирование в эксплуатационных режимах. Инструкция по эксплуатации» (Б-52ИЭ)

8.2. Техническое обслуживание

8.2.1. Техническое обслуживание и ремонт оборудования АС входят в систему организационно-технических мер по обеспечению безопасности, подлежащих реализации на этапе эксплуатации АС.

8.2.2. Техническое обслуживание и ремонт оборудования и систем состоят в выполнении комплекса работ по поддержанию их исправного (работоспособного) состояния, которые предусмотрены нормативной документацией.

8.2.3. Периодичность и глубина ремонтных воздействий на оборудование АС определены требованиями нормативной документации - регламентами технического обслуживания и ремонта соответствующих видов (групп) оборудования.

8.2.4. Ремонтный цикл турбины К1000-60/1500-2 представлен в табл. 8.2.1 и составляет четыре года.

Таблица 8.2.1

	1	2	3	4	5	6	7	8	9
ЦВД	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
ЦНД	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт

8.2.5. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования турбинного отделения выполняется при работе блока и в ПНР.

8.2.6. Работы по техническому обслуживанию и ремонту турбины должны производиться аттестованными специалистами, изучившими НТД по ТОиР, знающими конструкцию оборудования.

8.2.7. Обязательный объем работ по ЦНД турбины представлен в табл. 8.2.2.

Таблица 8.2.2

Наименование работ по ЦНД	Обязательный объем работ	
	Капитальный ремонт	Текущий ремонт
1. Подготовка к ремонту	+	+
2. Проверка зазоров в шпоночных соединениях опор и корпусов ЦНД	+	+
3. Снятие крышек опор подшипников	+	+
4. Снятие трубопроводов	+	+
5. Снятие верхней половины корпуса и обойм ЦНД	+	
6. Снятие верхней половины диафрагм и корпуса концевых уплотнений ЦНД	+	
7. Проверка зазоров в проточной части и концевых уплотнениях	+	
8. Разборка опорных подшипников	+	+

Наименование работ по ЦНД	Обязательный объем работ	
	Капиталь- ный ремонт	Текущий ремонт
9. Проверка биения, выемка ротора (РНД)	+	
10. Выемка нижних половин подшипников и диафрагм	+	
11. Ремонт корпуса ЦНД	+	
12. Ремонт корпусов и крышек подшипников	+	+
13. Ремонт корпусных деталей концевых уплотнений	+	
14. Ремонт опорных подшипников	+	+
15. Ремонт маслоотбойников	+	+
16. Ремонт атмосферного клапана	+	+
17. Ремонт уплотнительных колец диафрагменных и концевых уплотне- ний	+	
18. Ремонт гидродомкратов	+	+
19. Ремонт диафрагм	+	
20. Ремонт обоймы ЦНД	+	
21. Определение величины фрезерования «заплечиков» уплотнительных колец	+	
22. Проверка тепловых зазоров и центровки диафрагм и корпусов конце- вых уплотнений	+	
23. Исправление центровки диафрагм, исправление тепловых зазоров	+	
24. Фрезерование «заплечиков» частей уплотнительных колец	+	
25. Контрольная сборка ЦНД	+	
26. Подготовка ЦНД к закрытию, закрытие ЦНД	+	
27. Сборка опорных подшипников	+	+
28. Закрытие крышек опор подшипников	+	+
29. Сборка трубопроводов	+	+
30. Заключительные работы после ремонта	+	+

8.2.8. Обязательный объем работ по ЦВД турбины представлен в табл. 8.2.3.

Таблица 8.2.3

Наименование работ по ЦВД	Обязательный объем работ	
	Капитальный ремонт	Текущий ремонт
1. Подготовка к ремонту ЦВД	+	+
2. Снятие обшивки ЦВД	+	+
3. Снятие верхней половины наружного корпуса	+	
4. Снятие крышек опоры подшипника № 1 (№ 2)	+	+
5. Измерение биения хвостовика РВД	+	+
6. Измерение установочного размера и разбега РВД в упорном подшипнике.	+	+
7. Разборка упорного подшипника № 1 (№ 2)	+	+
8. Разборка опорного подшипника	+	+
9. Снятие верхних половин внутреннего корпуса, соплового аппарата, диафрагм 2,3-ей ступеней	+	
10. Снятие верхних половин обойм уплотнений, обойм диафрагм 4-7-ой ступеней	+	
11. Проверка зазоров в проточной части и концевых уплотнениях ЦВД до ремонта	+	
12. Измерение биения, выемка РВД	+	
13. Выемка нижних половин диафрагм, обойм и внутреннего корпуса.	+	
14. Ремонт уплотнительных колец диафрагменных и концевых уплотнений	+	
15. Ремонт направляющего аппарата (диафрагм, соплового аппарата, корпуса)	+	
16. Ремонт опоры подшипника № 1(№ 2)	+	+
17. Ремонт опорного подшипника № 1 (№ 2)	+	+
18. Ремонт маслоотбойника № 1 (№ 2)	+	+
19. Ремонт обойм диафрагм, обойм и корпусов концевых уплотнений	+	
20. Ремонт РВД	+	
21. Ремонт наружного и внутреннего корпусов	+	
22. Ремонт упорного подшипника	+	+
23. Измерение тепловых зазоров по нижней половине деталей проточной части	+	

Наименование работ по ЦВД	Обязательный объем работ	
	Капиталь- ный ремонт	Текущий ремонт
24. Измерение тепловых зазоров по верхней половине деталей проточной части, проверка центровки диафрагм, обойм и корпусов уплотнений	+	
25. Исправление центровки диафрагм и обойм уплотнений, исправление тепловых зазоров	+	
26. Определение величины фрезерования «заплечиков» уплотнительных колец с помощью центроискателя	+	
27. Определение величины фрезерования «заплечиков» уплотнительных колец в приспособлениях для проточки уплотнений	+	
28. Фрезерование «заплечиков» и торцов частей уплотнительных колец	+	
29. Проточка гребней уплотнительных колец	+	
30. Контрольная сборка цилиндра, измерение зазоров в проточной части и уплотнениях	+	
31. Подготовка цилиндра к закрытию	+	
32. Сборка цилиндра (ЦВД)	+	
33. Измерение и обеспечение натяга по нижней опорной подушке, сборка подшипника № 1 (№ 2)	+	+
34. Сборка упорного подшипника	+	+
35. Закрытие крышки опоры подшипника № 1 (№ 2)	+	+
36. Установка обшивки	+	+
37. Заключительные работы	+	+

8.2.9. Обязательный объем работ по валопроводу турбоагрегата представлен в табл. 8.2.4.

Таблица 8.2.4

Наименование работ по валопроводу турбоагрегата	Обязательный объем работ	
	Капитальный ремонт	Текущий ремонт
1. Подготовка к ремонту	+	+
2. Проверка «коленчатости». Разборка муфт РНД1-РНД2, РНД2-РНД3, РНД3-РГ	+	
3. Проверка «коленчатости» и «маятника» РВД, разборка муфты РВД-РНД1	+	
4. Проверка «коленчатости», разборка муфты РГ-РВ	+	
5. Измерение центровки РНД3-РГ, РГ-РВ до ремонта	+	
6. Ремонт муфт роторов турбоагрегата	+	
7. Измерение и исправление центровки роторов турбины	+	
8. Замер и исправление центровки РНД3-РГ, РГ-РВ после сборки генератора и возбуждателя	+	
9. Сборка муфт роторов турбоагрегата	+	
10. Заключительные работы после ремонта	+	+

8.3. Оперативное обслуживание турбины К-1000-60-1500-2

8.3.1. Оперативное обслуживание турбоустановки в период нормальной эксплуатации энергоблока состоит в непрерывном контроле и поддержании номинальных технологических параметров, обеспечивающих работу турбины К-1000-60-1500-2, не допуская нарушений проектных пределов нормальной эксплуатации.

8.3.2. Персонал, обслуживающий турбину, обязан выполнять требования «Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (РД 34.03.201-97), «Правил пожарной безопасности при эксплуатации АС» (ППБ-АС-95*) и «Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций. 3-е издание» (РД ЭО 0348-02) в объеме должностных инструкций.

8.3.3. Запрещается:

1) прикасаться к штокам стопорных и регулирующих клапанов, штокам сервомоторов, концевым выключателям, деталям органов парораспределения и приводам заслонок промперегрева во время проверки срабатывания защитных золотников по сигналам защит или ручном воздействии, а также во время работы турбины;

2) разбирать сальники, заменять и ремонтировать арматуру, вскрывать фланцевые соединения, разбирать детали регулирования, находящиеся под давлением масла, пара или другой рабочей среды;

3) проведение огневых работ непосредственно на корпусе агрегатов, аппаратах и трубопроводах, заполненных водородом.

8.3.4. Испытания колец автомата безопасности разгоном проводить по программе, утвержденной главным инженером, с соблюдением указанных в ней мер безопасности.

8.3.5. Пролитое масло должно немедленно убираться.

8.3.6. При обнаружении свищей на трубопроводах и оборудовании турбоустановки оперативный персонал должен принять меры по ограждению опасной зоны, отводу протечек от электротехнического оборудования, определению маршрутов безопасного передвижения персонала в зоне обслуживания.

8.3.7. Площадки обслуживания, лестницы, проходы к оборудованию должны содержаться в исправном состоянии, свободными от посторонних предметов.

8.3.8. Арматура технологических систем турбоустановки должна иметь указатели направления вращения штурвала и таблички с технологической маркировкой.

8.3.9. Все горячие участки поверхностей оборудования, находящихся в зоне возможного попадания на них масла, должны иметь несгораемую тепловую изоляцию с металлической обшивкой.

8.3.10. Не допускать:

1) раскрытие изоляции и обшивки паропроводов, цилиндров, СРК, заслонок;

2) работу при разрыве или обнаружении трещин и свищей паропроводов свежего пара, промперегрева, отборов, трубопроводов основного конденсата, питательной воды, маслопроводов;

3) выбивания масляных паров из картеров подшипников и промасливания теплоизоляции в районе подшипниковых опор турбоустановки для обеспечения пожаробезопасности, для чего:

а) при каждом обходе турбоагрегата контролировать плотность маслосистем смазки, регулирования, УВГ, гидроподъема, отсутствие следов масла на опорах подшипников, теплоизоляции СРК, ЦВД, паропроводах свежего пара, отборов, подачи пара и отсоса из концевых уплотнений;

б) при появлении масла в маслосборных каналах опор ТА проверить проходимость линий слива масла из маслосборных канавок в бак протечек масла;

в) при обнаружении участков промасленной изоляции принять меры по определению источника поступления масла, ликвидации протечек масла и замене промасленной теплоизоляции.

8.3.11. Паропроводы в районе проемов в фундаменте под ЦВД и ЦНД и вблизи колонн фундамента должны быть изолированы с соблюдением необходимых зазоров между тепловой изоляцией и фундаментом.

8.3.12. Состояние тепловой изоляции турбины и трубопроводов осматривать в доступных местах не реже одного раза в полугодие. Обнаруженные дефекты должны заноситься в журнал дефектов оборудования для последующего ремонта.

8.3.13. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не выше 45 °С.

8.3.14. Допуск персонала к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования производить по нарядам и распоряжениям, порядок оформления и допуска которых производить согласно РД 34.03.201-97.

8.3.15. Все действия оперативного персонала по изменению эксплуатационных режимов, состояния оборудования и арматуры должны отражаться в оперативных журналах.

8.3.16. Все замечания, выявленные в процессе периодического осмотра, должны быть занесены в «АСУ-дефект» и доложены вышестоящему оперативному лицу с последующим обязательным их устранением ремонтным персоналом.

8.3.17. Выполнение технологических операций по переключению запорной арматуры должно производиться по рабочим программам и бланкам переключений и согласно инструкции «Порядок ведения оперативных переговоров и выполнения оперативных переключений в технологических системах Балаковской АЭС» (И.ОУБ/01).

8.3.18. Испытания оборудования турбоустановки производить по программам и разрешенным главным инженером АЭС заявкам после инструктажа участникам испытаний.

9. Технические данные

9.1. Технические характеристики турбины К-1000-60/1500-2 представлены в табл 9.1.

Таблица 9.1

Наименование	Размещение	Характеристики оборудования	
1. Турбина паровая 3SA10,20,30,40	Машзал ось 3-10, ряд А-Б, отметка 15,00	1. Тип	К-1000-60/1500-2
		2. Номинальная мощность, МВт	1033
		3. Номинальная частота вращения ротора турбины, об/мин	1500
		4. Направление вращения ротора турбины, если смотреть со стороны переднего стула в сторону генератора	По часовой стрелке
		5. Частота вращения ротора на ВПУ, об/мин	1/7
		6. Номинальные параметры пара перед СРК: 1) давление, кгс/см ² 2) температура, °С	60 274,3
		7. Максимальные параметры пара перед СРК (при отключении турбины и закрытых клапанах): 1) давление, кгс/см ² 2) температура, °С	80 293,6
		8. Степень сухости пара перед СРК: 1) номинальная 2) минимальная	0,995 0,990
		9. Максимальный расход пара на турбину, включая расход греющего пара на промежуточный перегрев, т/ч	6430
		10. Расчетная степень сухости пара после сепаратора	0,999
		11. Потеря давления перегреваемого пара в сепараторе-пароперегревателе, %	3

Наименование	Размещение	Характеристики оборудования	
		12. Суммарная потеря давления в промежуточной системе ЦВД-СПП-ЦНД, %	7
1. Турбина паровая 3SA10,20,30,40	Машзал ось 3-10, ряд А-Б, отметка 15,00	13. Температура пара после СПП, °С	250
		14. Абсолютное давление пара перед ЦНД, кгс/см ²	11,4
		15. Абсолютное давление в деаэраторе, кгс/см ²	7,0
		16. Температура питательной воды при: 1) включенных ПВД, °С 2) отключенных ПВД, °С	220±5 165
		17. Расчетное абсолютное давление пара на входе в конденсаторы при расчетной температуре охлаждающей воды 15 °С и расходе её (на три конденсатора) 169800 м ³ /ч, кгс/см ²	0,4
		18. Максимальная температура охлаждающей воды, при которой обеспечивается надежная работа турбины, °С	33
		19. Расход химобессоленной воды в конденсаторы турбины при температуре 30 °С: 1) номинальный, т/ч 2) допускаемый максимальный, т/ч	60 250
		20. Нерегулируемые отборы пара сверх отборов на регенерацию и приводные турбины ТПН: 1) на трехступенчатый подогрев сетевой воды по графику 130/70 °С общей производительностью, Гкал/ч 2) на технологические нужды станции при абсолютном давлении 11,6 кгс/см ² в количестве, т/ч	200 150
		21. Расход конденсата после конденсатных насосов 2-ой ступени на уплотнения ТПН, т/ч	120
		22. Уровень в конденсаторе, мм	1700
		23. Конструктивная схема турбины	ЦВД+3ЦНД

Наименование	Размещение	Характеристики оборудования	
1. Турбина паровая 3SA10,20,30,40	Машзал ось 3-10, ряд А-Б, отметка 15,00	24. Тип парораспределения	Дроссельное
		25. Количество цилиндров	4
		26. Количество выхлопов ЦВД	2
		27. Количество ступеней в ЦВД	7×2
		28. Количество выхлопов ЦНД	6
		29. Количество ступеней в каждом ЦНД	7×2
		30. Длина рабочей лопатки последней ступени ЦНД, мм	1450
		31. Средний диаметр последней ступени ЦНД, мм	4150
		32. Количество регенеративных отборов пара	7
		33. Структурная формула системы регенерации	4ПНД+Д+2ПВД
		34. Допустимое количество пусков	1500
		35. Количество пусков в течение года, не более	50
		36. Нарботка на отказ, ч, не менее	5500
		37. Коэффициент готовности, не менее	0,97
		38. Срок службы, лет, не менее	30
		39. Габариты турбины (без конденсаторов):	
1) длина, м	50,43		
2) высота от оси горизонтального разъёма до атмосферных клапанов (в части ЦНД), м	4,88		
3) ширина (по ЦНД), м	14,86		

Наименование	Размещение	Характеристики оборудования	
1. Турбина паровая 3SA10,20,30,40	Машзал ось 3-10, ряд А-Б, отметка 15,00	40. Масса наиболее тяжелой сборочной единицы для монтажа и эксплуатации (ротор ЦНД), т	180
		41. Общая масса турбины (без конденсаторов, СПП и другого оборудования, входящего в объем поставки), т	3104
		42. Диаметры шеек роторов: 1) ЦВД, мм 2) ЦНД, мм	560 800
		43. Отборы на регенерацию от ЦВД: 1) 1-ый отбор 2) 2-ой отбор 3) 3-ий отбор	за 3-ей ступенью за 5-ой ступенью за 7-ой ступенью
		44. Отборы на регенерацию от ЦНД: 1) 4-ый отбор 2) 5-ой отбор 3) 6-ий отбор 4) 7-ий отбор	за 1-ой ступенью за 2-ой ступенью за 4-ой ступенью за 6-ой ступенью
		45. Количество стопорно-регулирующих клапанов	4
		46. Количество поворотных заслонок	6
		47. Количество стопорных заслонок (для блока 4)	2

9.2. Параметры отборов турбины К-1000-60/1500-2 согласно ТУ108.1055-81 представлены в табл 9.2.

Таблица 9.2

Номера отборов	Потребители пара	Номинальный режим без добавки ХОВ и отбора сверх регенерации			Режим с добавком ХОВ и отборами сверх регенерации по табл. 9.1		
		Параметры пара в камерах отбора		Массовый расход отбираемого пара, т/ч	Параметры пара в камерах отбора		Массовый расход отбираемого пара, т/ч
		Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С		Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	
Свежий пар	Пароперегреватель 2-ой ступени	5,88 (60,0)	274,3	269,3	5,88 (60,0)	274,3	260,0
1-ый отбор (за 3-ей ступенью ЦВД)	Пароперегреватель 1-ой ступени,	2,98 (30,0)	233	163,5	2,95 (29,7)	232	168,0
	ПВД-7	2,98 (30,0)	233	354,5	2,95 (29,7)	232	366,2
2-ой отбор (за 5-ой ступенью ЦВД)	ПВД-6	1,92 (19,2)	209	471,7	1,87 (18,7)	208,0	465,2
3-ий отбор (за 7-ой ступенью ЦВД)	Турбоприводы ПН	1,15 (11,7)	250	125,4	1,08 (11,0)	250,0	128,3
	Деаэратор	1,21 (12,3)	188	40,6	1,14 (11,6)	185,0	90,2
	Технологические нужды	1,21 (12,3)	188	0	1,14 (11,6)	185,0	150,0
4-ый отбор (за 1-ой ступенью ЦНД)	ПНД-4	0,64 (6,5)	193,0	197,5+4,97 ¹⁾	0,58 (5,9)	189,0	202,1
	Бойлер пиковый Б-3	-	-	-	0,58 (5,9)	189,0	121,6
5-ый отбор (за 2-ой ступенью ЦНД)	ПНД-3	0,34 (3,5)	138,0	293,7+1,4 ¹⁾	0,29 (3,0)	133	281,7
	Бойлер основной Б-2	-	-	-	0,079 (0,81)	133	184,9

Номера отборов	Потребители пара	Номинальный режим без добавки ХОВ и отбора сверх регенерации			Режим с добавком ХОВ и отборами сверх регенерации по табл. 9.1		
		Параметры пара в камерах отбора		Массовый расход отбираемого пара, т/ч	Параметры пара в камерах отбора		Массовый расход отбираемого пара, т/ч
		Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С		Абсолютное давление, МПа (кгс/см ²)	Температура, °С	
6-ой отбор (за 4-ой ступенью ЦНД)	ПНД-2	0,093 (0,95)	98	231,2	0,079 (0,81)	93	204,4
	Бойлер основной Б-1	-	-	-	0,079 (0,81)	93	52,1
7-ой отбор (за 6-ой ступенью ЦНД)	ПНД-1	0,024 (0,25)	55	193,3	0,022	61,0	166,7
Из деаэратора	Эжекторы основные	0,69/0,49 (7/5)	164,2	4,06	0,69/0,49 (7/5)	164,2	4,06
	Эжектор уплотнений	0,69/0,49 (7/5)	164,2	3,5	0,69/0,49 (7/5)	164,2	3,5

Приложение

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации турбины К-1000-60/1500-2

1.1. Событие, происшедшее 11.07.1993 года на Балаковской АЭС на блоке 1

1.1.1. Название нарушения – «Повреждение ротора высокого давления турбины блока 1».

1.1.2. Краткое описание нарушения

1.1.2.1. Блок 1 находился в ГПП с 22.01.93г. по 14.06.93г. 14.06.93г. блок 1 был включен в сеть и в дальнейшем работал на номинальном уровне мощности.

1.1.2.2. С 26.06.93г. блок 1 работал с нагрузкой 750 МВт по диспетчерскому ограничению. 11.07.93г. было получено разрешение диспетчера на подъём мощности блока до N ном.

1.1.2.3. В ходе нагружения блока при достижении нагрузки $N_{э}=930$ МВт 11.07.93г. в 15:50 резко повысилась температура упорного подшипника, до 89 °С. Турбина была разгружена до $N_{э}=750$ мвт и работала с этой нагрузкой до останова блока.

1.1.2.4. Одновременно было отмечено повышенное давление пара за СРК турбины (на 8-10 кгс/см² выше расчетного), и увеличение осевого сдвига ротора ТГ-1 со стороны генератора на 0,2 мм.

1.1.2.5. 24.08.93г. были проведены испытания турбины 1 с целью определения возможного места расположения дефекта.

1.1.2.6. 25.08.93г. блок 1 остановлен в текущий ремонт.

1.1.2.7. 29.08.93г. произведен осмотр паровпуска ЦВД через вскрытый СРК-2. Обнаружено повреждение соплового аппарата ЦВД, обломок накидного гаечного ключа в сопловом аппарате.

1.1.2.8. Накидной гаечный ключ мог попасть в паропроводы после СРК только в ходе их ремонта. Этот факт подтверждается тем, что сита на всех СРК не повреждены, т.е. ключ не мог быть принесен потоком пара из паропроводов до СРК.

1.1.3. Последствия нарушения

1.1.3.1. Произведена замена ротора высокого давления и поврежденные детали проточной части ЦВД.

1.1.3.2. Суммарный простой блока 1 составил 936,4 часа.

1.1.3.3. Недовыработка электрической энергии составила 904 млн.кВт.час.

1.1.4. Причины нарушения

1.1.4.1. Непосредственные причины событий: попадание в сопловой аппарат ЦВД накидного гаечного ключа (размер головки 65 мм.) оставленного в паровой полости между СРК и ЦВД в ходе ремонта турбины в ГПП 93г. с 27.01.93г. по 06.05.93г.

1.1.5. Коренные причины событий: низкая культура проведения ремонтных работ и недостаточная технологическая дисциплина и ответственность персонала ремонтной организации КТАЭР, который не выполнил в полном объеме требования технологического процесса на ремонт СР турбины в части обеспечения чистоты внутренних полостей оборудования при сборке (п. 5.2. тех.процесса на ремонт системы регулирования).

1.2. Событие, произошедшее 24.05.2004 года на Балаковской АЭС на блоке 1

1.2.1. Название нарушения – «Нарушение в работе турбины К-1000-60/1500-2 из-за повреждения подшипника № 5 при проведении испытаний автоматов безопасности и выбега турбины».

1.2.2. Краткое описание нарушения

1.2.2.1. Энергоблок 1 находился в плановом ремонте, на турбине проводились работы по испытанию автоматов безопасности.

1.2.2.2. 20.05.2004 г. в 10.24 после испытаний автоматов безопасности и выбега турбины К-1000-60/1500-2 было замечено кратковременное повышение температуры баббита вкладыша подшипника № 5 до 130 градусов с последующим понижением и стабилизацией.

1.2.2.3. Для определения причин было принято решение об останове турбины и вскрытии подшипника № 5. При вскрытии было выявлено, что вкладыш подшипника стоит с перекосом относительно линии вала, частичное отслоение баббитового слоя и разрыв отслоенного баббита нижней половины вкладыша.

1.2.2.4. Выполнен ремонт дефектных участков нижней половины вкладыша подшипника № 5 согласно техническому решению № ТР.1.SA.ТЦ-1/5162 и технологической инструкции ТИ-535. В 21.00 21.05.2004 г. подшипник собран, продолжаются пусконаладочные работы.

1.3. Событие, произошедшее 24.08.2004 года на Балаковской АЭС на блоке 4

1.3.1. Название нарушения – «Вывод ТГ-4 в текущий ремонт из-за повышения вибрации подшипников турбины».

1.3.2 Краткое описание нарушения

1.3.2.1. На блоке 4 проводились работы по программе пуска после ППР-2004. $N_{ру} = 35\%$ $N_{ном}$, $N_{эл} = 320$ мВт. В работе: 4ГЦН1-4, 4ЦН1-3, 4ТПН 1,2.

1.3.2.2. 08.08.2004 г. в 20 часов 26 минут закончены электрические испытания ТГ-4 на холостом ходу. В процессе проведения испытаний в режиме холостого хода замечаний по вибрационному состоянию турбоагрегата не было.

1.3.2.3. 09.08.2004 г. в 00 часов 51 минуту после останова для снятия изолирующей прокладки с вентиля № 1 вращающегося выпрямителя, произведен толчок роторов ТГ-4, и в 01 часов 31 минуту ТГ-4 включен в сеть. В 02 часа 16 минут ТГ-4 нагружен до $N_{э} = 300$ мВт и начато закрытие дренажей турбины. В 02 часа 27 минут нагрузка ТГ-4 стабилизирована на уровне $N_{э} = 330$ мВт, закрыты дренажи турбины, кроме 4SH29S01,02,03,04; 4SH42S01,02.

1.3.2.4. В 02 часа 40 минут по показаниям УВС по фрагменту «SB1.ТМП подшипников ТГ» оперативным персоналом было замечено повышение вибрации РНД-3 до 200 мкм и опоры № 7 до 4,5 мм/с (подшипник № 7 – вертикальная составляющая).

В результате прослушивания проточной части и подшипников турбины обнаружен посторонний шум в 1-ом (со стороны регулятора) потоке ЦНД-3.

В 03 часа 05 минут были открыты дренажи турбины согласно «Технологической карте контроля состояния дренажей перед пуском».

В 03 часа 20 минут произведен инструментальный замер виброскорости опор турбины персоналом ЛТД. Значение виброскорости подшипников № 7 в вертикальном и осевом направлении и № 6 в осевом направлении составили 7,0-7,5 мм/с (акт № 302 в журнале НСБ-4). ТГ-4 разгружен до $N_z = 250$ МВт. После разгрузки ТГ-4 вибрация подшипников № 6, 7 продолжала монотонно увеличиваться.

В 03 часа 25 минут подана заявка на останов энергоблока и начато расхолаживание ТГ-4 по программе РП.1,2,3,4.SA.ТЦ-2/82. В 04 часа 15 минут виброскорость подшипников турбины № 6, 7 достигла уровня 10 мм/с.

В 04 часа 23 минуты отключен КАГ-24 и ТГ-4 переведен на холостой ход.

В 04 часа 35 минут отключена турбина, закрыты СК и заслонки промперегрева.

В 05 часов 30 минут РУ переведена на МКУ. В 05 часов 41 минуту сорван вакуум.

В 07 часов 30 минут начаты работы по вскрытию ЦНД-3.

1.3.2.5. По результатам выполненного комплекса мероприятий определена и устранена вероятная причина повышения вибрации: - задевание ротора об усы диафрагменных уплотнений в режиме синхронизации и набора нагрузки.

Не исключена вероятность заноса влаги в проточную часть ЦНД-3, при этом снижение температуры пара за СПП не зафиксировано штатными приборами. Для улучшения режима дренирования «горячих» ресиверов дополнительно к проектным, смонтированы дренажи с «горячих» ресиверов перед переходами к меньшему диаметру трубопровода.

1.4. Событие, произошедшее 07.08.2010 года на Ленинградской АЭС на блоке 1

1.4.1. Энергоблок находился в режиме набора мощности для проведения испытаний, связанных с заменой рабочих лопаток на ТГ-1. При подъеме мощности с 280 МВт до 370 произошло снижение вакуума в конденсаторе ТГ-2 до уставки срабатывания защиты, действующей на отключение ТГ-2, сформировался режим по сбросу нагрузки единственного работающего ТГ.

1.4.2. Причины: коробление фланцев горизонтальных разъемов ЦНД-23, 24; недостатки тех. обслуживания и ремонта трубной системы в паровом пространстве ЦНД; недостатки проектирования в части алгоритма блокировки по включению пусковых эжекторов при снижении вакуума.

1.4.3. Выполнено: вскрытие и комиссионный осмотр ЦНД-23,24, произведено уплотнение горизонтальных разъемов ЦНД-23,24, разработано и реализовано техническое решение по изменению алгоритма включения пускового эжектора при снижении вакуума, разработаны и реализованы мероприятия по поиску присосов в вакуумную систему.

Перечень принятых сокращений

АВР	аварийное включение резерва
АЗ	аварийная защита
АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбины
АЭС	атомная электрическая станция
БОУ	блочная обессаливающая установка
БРУ	быстродействующая редукиционная установка
БРУ-СН	быстродействующая редукиционная установка собственных нужд
БЩУ	блочный щит управления
ВВЭР	водо-водяной энергетический реактор
ВД	высокое давление
ВПУ	валоповоротное устройство
ГМБ	главный маслобак
ГПЗ	главная паровая задвижка
ГСМ	главный сервомотор
ГСР	гидравлическая система регулирования
ГЦН	главный циркуляционный насос
ЗУ	защитное устройство
КГП	конденсат греющего пара
КЗРП	ключ защиты от развития пожара
КИП	контрольно-измерительные приборы
КИС	клапан импульсный соленоидный
КОС	клапан обратный с сервоприводом
КПД	коэффициент полезного действия
КСН	коллектор собственных нужд
КЭН	конденсатный электронасос
МКУ	минимально-контролируемый уровень
МНР	маслонасос регулирования
МОТ	маслоохладитель турбины
МПУРС	мембранное предохранительное устройство с разрывным стержнем
МТР	механизм токовой разгрузки
МУТ	механизм управления турбиной
НГПР	насос гидроподъема роторов
НГМО	подъемный насос маслоохладителей турбины
НС	начальник смены
НСБ	начальник смены блока
НСС	начальник смены станции
НТД	нормативно-техническая документация
НТЦ-1(2)	начальник 1-го (2-го) турбинного цеха
ОБ	основной бойлер
ОРР	относительное расширение ротора

ОСР	относительный сдвиг ротора
Отм.	отметка
ПБ	пиковый бойлер
ПВД	подогреватель высокого давления
ПВС	пароводяная смесь
ПГ	парогенератор
ПЗ	предварительная защита
ПНД	подогреватель низкого давления
ПП СВ	пиковый подогреватель сетевой воды
ПП	пароперегреватель
ППР	планово-предупредительный ремонт
ПСВ	подогреватель сетевой воды
ПСУ	паросбросное устройство
ПТЭ	правила технической эксплуатации
РВ	ротор выпрямителя
РВД	ротор высокого давления
РВП	регистрация важных параметров
РГ	ротор генератора
РД	регулирование давления
РДМ	регулирование давления и мощности
РДТ (РБ-9)	расширитель дренажей турбины
Рис.	рисунок
РК	регулирующий клапан
РМ	регулирование мощности
РНД	ротор низкого давления
РП	рабочая программа
РТС	регистрация текущих событий
РУ	реакторная установка
РЧ	регулирование частоты
С	сепаратор
САР	система автоматического регулирования
СЗ	стопорная заслонка
СК	стопорный клапан
СлН	сливной насос
См.	смотри
СН	собственные нужды
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СРК	стопорно-регулирующий клапан
ТА	турбоагрегат
ТАИ	тепловая автоматика и измерения
ТГ	турбогенератор
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТО	техническое обслуживание
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт

ТПН	турбопитательный насос
ТУ	технические условия
УВГ	уплотнение вала генератора
УВС	управляющая вычислительная система
УЗК	ультразвуковой контроль
ФГ	функциональная группа
ХОВ	химобессоленная вода
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЦН	циркуляционный насос
ЦНД	цилиндр низкого давления
ЭГСП	электрогидравлическая система защиты
ЭО	эжектор основной
ЭУ	эжектор уплотнений
ЭЭУ	этажерка электротехнических устройств
ЯППУ	ядерная паропроизводящая установка



Извещение об изменении

Балаковская АЭС	Извещение	Дата ре-гистр.	Листов извещ.	Приложение	Рассылка
ОИТПЭ	иш. 1768-И	10.05.2011	1	Листы 234, 234а, 233	ТБ 1 ТБ 2 ОИТПЭ ИТАИ УТБ ИСБ-1 ИСБ-2 ИСБ-3 ИСБ-4
Шифр документа		Наименование			
ТО.1,2,3,4.СА.ОТ/201		Техническое описание Турбина К-1000-60/1500-2.			
Причина	Опыт эксплуатации				
Изм.	Содержание изменения				ИСБ-4
8	<p>Лист 234 без изм. заменить листом 234 с изм. 8: подраздел 1.4 – введен. Введен лист 234а.</p> <p>Лист 233 без изм. заменить листом 233 с изм. 8: номера пунктов 1.2.1, 1.2.2 изменить на 1.3.1, 1.3.2.</p>				
					ИНО
					946268
Составил	Максимов В.М.	27.04.11	Согласовано		
Проверил	Галкин С.В.	27.04.11	13ГИЭ	Сиротин А.М.	27.04.11
Нач. ОИТПЭ	Лизунов М.М.	27.04.11	3ГИЭ3,4	Романенко О.Е.	29.04.11
Нач. ПТО	Игонин А.Ю.	27.04.11	Нач. ТЦ-1	Сиротин А.А.	28.04.11
Утвердил	Сиротин А.М.	27.04.11	Нач. ТЦ-2	Елецкий С.А.	28.04.11
Нормоконтроль	Сахнова И.А.	25.05.11	Нач. ЦТАИ	Морев А.Н.	28.04.11
Изменения внес					