


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
22.12.2007 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

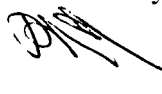
Турбопитательный насос и вспомогательный
питательный электрический насос
ТО.1,2,3,4.RL,SA.OT/198

СОГЛАСОВАНО

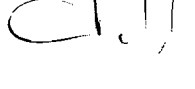
Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков
14.12.2007 г.


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов
17.12.2007 г.

Начальник ЦТАИ


 А.Н. Морев
14.12.2007 г.

РАЗРАБОТАНО


 Начальник ОТ
А.В. Атаманов
11.12.2007 г.

СОГЛАСОВАНО


Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко
12.12.2007 г.

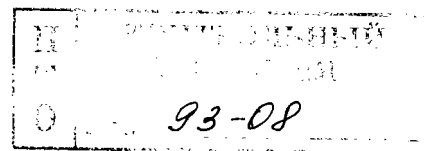
Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
14.12.2007 г.

Начальник ПТО

 М.В. Швецов
12.12.2007 г.

Балаково
2007



Содержание

1. Общие положения	4
2. Назначение системы.....	5
2.1. Назначение и принцип работы системы	5
2.2. Критерии проектирования.....	6
2.3. Принципы построения системы.....	8
3. Описание системы.....	8
3.1. Краткое описание технологической схемы обвязки ТПН и ВПЭН по питательной воде	8
3.2. Связь с другими системами.....	10
3.3. Размещение оборудования системы.....	12
4. Элементы системы	13
4.1. Бустерный (предвключенный) питательный насос	13
4.2. Главный питательный насос ПТА 3750-75.....	28
4.3. Вспомогательный питательный электронасос	37
4.4. Конденсационная паровая турбина ОК-12А	51
4.5. Редуктор ТПН	92
4.6. Система маслоснабжения ТПН.....	97
4.7. Система регулирования приводной турбины ТПН	107
4.8. Конструкции элементов системы регулирования приводной турбины ТПН	111
4.9. Система защиты ТПН	124
4.10. Конструкции элементов системы защиты ТПН.....	128
4.11. Конденсационная система и вспомогательное оборудование.....	137
4.12. Система регулирования уровня конденсата в конденсаторе	155
4.13. Система шариковой очистки трубок конденсаторов ТПН	165
4.14. Система уплотняющей воды питательных насосов.....	170
4.15. Арматура ТПН и ВПЭН.....	173
4.16. Технологические ограничения	182
4.17. Нарушения в работе	186
5. Системы контроля, управления и защиты	193
5.1. Общие представления	193
5.2. Защиты и блокировки	194
5.3. Сигнализация	209
5.4. Автоматическое регулирование	214
6. Контрольно-измерительные приборы	216
6.1. Общие представления	216
6.2. Перечень позиций отборов и датчиков	216
7. Режимы эксплуатации системы	223
7.1. Работа ТПН на переменных параметрах пара	223
7.2. Контроль исправности оборудования ТПН в режиме нормальной эксплуатации	223
7.3. Контроль исправности оборудования ВПЭН в режиме нормальной эксплуатации	227

8. Обслуживание ТПН и ВПЭН	228
8.1. Функциональное опробование	228
8.2. Техническое обслуживание	231
8.3. Оперативное обслуживание ТПН, ВПЭН.....	233
9. Технические данные	236
Приложение.	
Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации ТПН	246
Перечень принятых сокращений	249

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание (далее – тех. описание) турбопитательного насоса и вспомогательного питательного электрического насоса.

1.2. Данное тех. описание распространяется на ТПН и ВПЭН энергоблоков 1-4. Отличия для каждого энергоблока указаны в соответствующих разделах. Состав и границы ТПН и ВПЭН приведены в соответствующих технологических схемах.

1.3. В тех. описании содержится подробная информация о назначении и принципах работы турбопитательного насоса и вспомогательного питательного электрического насоса, об их конструкции и особенностях эксплуатации.

1.4. Система шарикоочистки ТПН описывается в соответствующем техническом описании.

1.5. В соответствии с документом «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97) и «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Энергоблок 1(2,3,4)» ТПН и ВПЭН являются системами нормальной эксплуатации, важными для безопасности, класс безопасности – «ЗН».

1.6. Пуск ТПН после ремонта, после простоя энергоблока более трех суток относится к переключениям 1-ой категории, выполняемым на оборудовании ТЦ-1,2.

1.7. ТПН и ВПЭН находятся в оперативном ведении НСС, в оперативном управлении НСБ.

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

- 1) «Техническое описание и инструкция по эксплуатации турбины паровой К-12-10 ОПА Калужского турбинного завода» (103-М-0211);
- 2) «Паспорт питательного насоса ПТ 3750-75» (Н17.161.100.00.ПС);
- 3) *Аннулирован*
- 4) «Насос ПТА 3800-200-1. Паспорт» (Н17.261.200.00 ПС);
- 5) «Насос ПТА 3800-200-1. Технические условия» (ТУ УЗ.19-00220477-041-96);
- 6) «Паспорт. Насос бустерный БН 3800-20 (400-QHD-SPEC)» (РНАТ.062513.001 ПС);
- 7) «Насос бустерный БН 3800-20 (400-QHD-SPEC). Руководство по эксплуатации» (РНАТ.062513.001 РЭ)
- 8) «Техническое описание и инструкция по эксплуатации вспомогательного питательного насоса (ВПЭН) ПЭА 150-85» (Н.17.168.100. 00П);
- 9) «Перечень. Технологические защиты и блокировки оборудования и систем турбинного отделения» (ПР.1.ТЦ-1/14), (ПР.2.ТЦ-1/15);
- 10) «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (ПНАЭ Г-7-008-89);
- 11) «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (СТО 1.1.1.01.0678-2007);

12) «Правила охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций ФГУП концерн «Росэнергоатом» (СТО 1.1.1.02.001.0673-2006);

13) «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Энергоблок 1(2,3,4)»;

14) «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);

15) «Математическая запись. Алгоритмы технологических защит и блокировок турбинного отделения» (МЗ.1(2,3,4).ТЗБ.ЦТАИ/02);

16) «Альбом схем. Схемы технологических систем ТО. Энергоблок 1(2)» (АС.1.ТЦ-1/01, АС.2.ТЦ-1/01);

17) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/01);

18) А.Д. Трухний, А.Е. Булкин «Паротурбинная установка энергоблоков Балаковской АЭС», Москва, Издательство МЭИ, 2004.

2. Назначение системы

2.1. Назначение и принцип работы системы

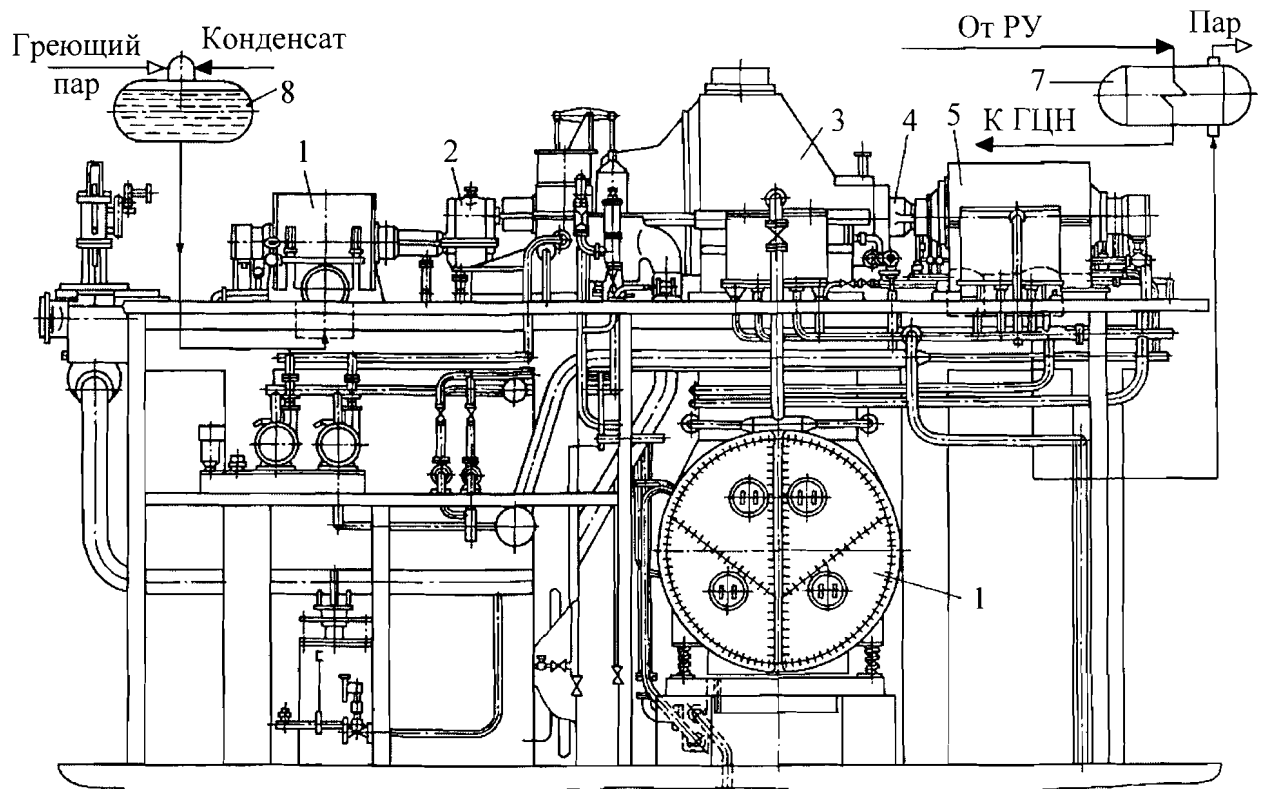
2.1.1. ТПН предназначен для подачи питательной воды из деаэраторов 7 ата через систему трубопроводов питательной воды в парогенераторы в режиме нормальной эксплуатации энергоблока. Два ТПН обеспечивают номинальную нагрузку энергоблока.

2.1.2. ТПН (рис. 2.1) состоит из конденсационной приводной турбины К-12-10ПА (ОК-12А) КТЗ, главного питательного насоса ПТА 3750-75 и предвключенного (бустерного) питательного насоса (БН 3800-20 на блоках №1,2,4 ПТА 3800-20-1 на блоке №3) с понижающим редуктором Р-2М.

2.1.3. Оба насоса образуют единый агрегат и приводятся в действие одной турбиной: бустерный – с одного конца вала через понижающий редуктор, питательный – с другого конца вала напрямую.

2.1.4. Резервирование питательных насосов не предусмотрено. Оба питательных насоса блока работают на общий коллектор. При выходе из строя или отключении одного из них мощность блока автоматически снижается на 50 %.

2.1.5. ВПЭН предназначен для подачи питательной воды из Д-7ата в ПГ при пусках блока при подъеме мощности РУ до уровня, не превышающего 5 % $N_{ном.}$, а также в режимах планового или аварийного расхолаживания РУ. При пусках блока ВПЭН используется для подогрева питательной воды в Д-7ата, предварительного заполнения трубопроводов второго контура и проведения гидроиспытаний на рабочих параметрах. На каждом блоке установлено по два ВПЭН.



1 - бустерный насос; 2 - редуктор; 3 - приводная паровая турбина; 4 - зубчатая соединительная муфта; 5 - главный питательный насос; 6 - конденсатор; 7 - парогенератор; 8 - деаэратор.

Рисунок 2.1 - Турбопитательный насосный агрегат

2.2. Критерии проектирования

2.2.1. Питательные насосы на АЭС предназначены для подачи питательной воды из деаэраторов в парогенераторы через систему регенеративных подогревателей высокого давления. Для мощных блоков АЭС из-за относительно невысоких параметров свежего пара характерны большой его расход и, следовательно, большая подача питательных насосов. При этом существенно возрастает сопротивление всасывающего трубопровода и уменьшается давление на входе в насос, что связано с опасностью возникновения кавитации на входе в 1-ую ступень насоса, которая тем больше, чем выше его частота вращения. Уменьшение же частоты вращения при больших подачах вызывает заметный рост проходных сечений проточной части, габаритных размеров, массы и стоимости насоса, поэтому полное давление питательной воды, требующееся от питательной установки, создается двумя насосами, включенными последовательно: бустерным (предвключенным) и основным. В этом случае основной насос может быть выполнен быстроходным благодаря подпору, создаваемому бустерным насосом.

2.2.2. Поступающая во всасывающий патрубок бустерного питательная вода имеет высокую температуру, равную температуре насыщения, соответствующей давлению в деаэраторе, что снижает кавитационный запас насоса.

2.2.3. Физическая картина кавитации состоит во вскипании жидкости в зоне пониженного давления (на вогнутой стороне лопастей колеса вблизи входных кромок) и в последующей конденсации паровых пузырьков при выносе кипящей жидкости в область повышенного давления.

2.2.4. При быстрой конденсации парового пузырька окружающая его жидкость устремляется к центру пузырька (центру конденсации), и в момент смыкания его объема вследствие малой сжимаемости жидкости происходит резкий точечный удар. Давление в точках смыкания паровых пузырьков достигает нескольких мегапаскалей.

2.2.5. Если пузырек пара в момент его конденсации находится на поверхности, ограничивающей поток, например на рабочей лопасти, то удар приходится на эту поверхность и вызывает местное разрушение металла, называемое петтингом. Кавитация сопровождается термическими и электрохимическими процессами, существенно влияющими на разрушение поверхностей проточной части насоса.

2.2.6. Материалов, абсолютно устойчивых к кавитации, не существует. Из металлов, применяемых в машиностроении, наиболее кавитационноустойчивы легированные стали, содержащие хром и никель.

2.2.7. Работа насоса в режиме кавитации внешне проявляется шумом и повышенной вибрацией, а при сильной кавитации — ударами в проточной части, опасными для насоса.

2.2.8. Для предотвращения кавитации бустерный насос должен быть установлен ниже деаэратора. Необходимый подпор будет создан в том случае, если расстояние от оси насоса до свободного уровня воды в аккумуляторном баке деаэратора будет не меньше допустимой высоты всасывания.

2.2.9. Большое значение имеет выбор типа привода для питательных насосов. Для мощных блоков ТЭС и АЭС использование в качестве привода асинхронных электродвигателей столкнулось с рядом трудностей, в частности, с ограничением, накладываемым достигнутым верхним пределом единичной мощности двигателя. Поэтому при мощности блока более 300 МВт предпочтительнее оказывается турбинный привод питательного насоса, причем для блоков мощностью 500 МВт и выше наиболее целесообразной является конденсационная паровая турбина с собственным конденсатором, надежность которой достаточно высока, чтобы не требовать резервирования.

2.2.10. Основными положительными качествами турбопривода являются:

- 1) паровая турбина, используемая для привода питательного и бустерного насосов, может быть практически любой единичной мощности;
- 2) уменьшение расхода электроэнергии на собственные нужды;
- 3) экономичное регулирование подачи насоса изменением частоты вращения;
- 4) снижение расхода пара через последнюю ступень главной турбины и уменьшение в ней потерь с выходной скоростью.

2.3. Принципы построения системы

2.3.1. ТПН и ВПЭН являются элементами системы питательной воды. Построение системы определено наличием четырех парогенераторов в реакторной установке и двух питательных турбонасосных агрегатов в составе турбинной установки, а также необходимостью подачи воды в парогенераторы в режимах нормальной эксплуатации и в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации, кроме обесточивания.

2.3.2. В номинальном режиме и режимах частичных нагрузок система обеспечивает подачу питательной воды в количестве, соответствующем паропроизводительности парогенераторов и величине продувки из парогенераторов.

2.3.3. Система питательной воды является системой нормальной эксплуатации, важной для безопасности.

3. Описание системы

3.1. Краткое описание технологической схемы обвязки ТПН и ВПЭН по питательной воде

3.1.1. Принципиальная схема технологическая обвязки ТПН и ВПЭН по питательной воде представлена на рис. 3.1.

3.1.2. Полные технологические схемы обвязки ТПН и ВПЭН по питательной воде представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

- 1) в АС.1.ТЦ-1/01 - схема С.1.ТЦ-1/26 (для блока 1);
- 2) в АС.2.ТЦ-1/01 - схема С.2.ТЦ-1-26 (для блока 2);
- 3) в АС.3.ТЦ-2/01 - схема С.3.ТЦ-2/26 (для блока 3);
- 4) в АС.4.ТЦ-2/01 - схема С.4.ТЦ-2/26 (для блока 4).

3.1.3. Питательная вода из деаэраторов через механические фильтры (три механических фильтра - постоянно в работе, один - в резерве) подается во всасывающие патрубки бустерных насосов.

3.1.4. С напора бустерных насосов питательная вода подается во всасывающий патрубок питательного насоса. При работе блока на номинальной мощности в работе находятся оба ТПН. Для предотвращения обратного тока воды на напорном трубопроводе каждого питательного насоса установлен обратный клапан. После питательных насосов вода подается через ПВД (или помимо ПВД) в ПГ.

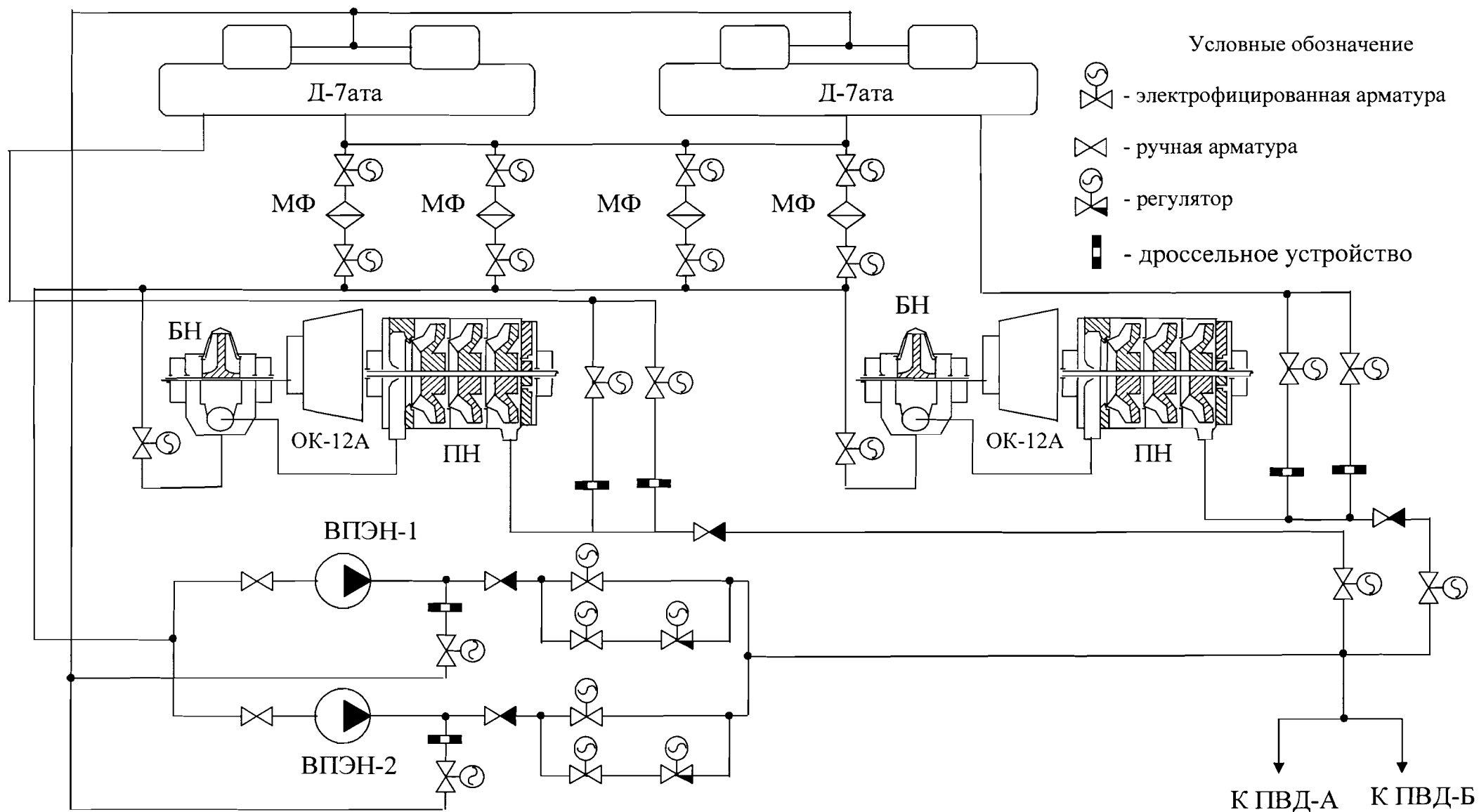


Рисунок 3.1.1 – Принципиальная схема обвязки ТПН и ВПЭН по питательной воде

3.1.5. На напорной линии каждого питательного насоса за обратными клапанами предусмотрено две линии рециркуляции, которые заводятся в деаэрационный бак. Линии рециркуляции питательных насосов обеспечивают необходимый расход питательной воды через ТПН при пусковых операциях без подачи питательной воды в ПГ и при работе ТПН с расходом питательной воды в ПГ меньшим предусмотренного нормативными характеристиками насосов.

3.1.6. Оба ВПЭН подключены параллельно ТПН по всасу и напору. При работе блока на номинальной мощности они находятся в резерве.

3.1.7. Для предотвращения обратного тока воды на напорном трубопроводе ВПЭН установлен обратный клапан.

3.1.8. Для предотвращения вскипания воды в насосе из-за разогрева в проточной части при работе на малых расходах предусмотрена линия рециркуляции воды в деаэрактор, которая заведена в деаэрационные колонки деаэракторов.

3.1.9. В состав линии рециркуляции входят дросселирующее устройство и запорная арматура. Управление запорной арматурой автоматическое, по импульсам от расходомера, установленного на напорном трубопроводе насоса.

3.1.10. ВПЭНы при пусковых режимах подают питательную воду через ПВД (или помимо ПВД) в ПГ при их заполнении.

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. ТПН имеет связь с:

- 1) системой циркуляционной воды машзала;
- 2) системой шарикоочистки конденсаторов ТПН;
- 3) системой маслоснабжения турбины К-1000-60/1500-2;
- 4) системой ХОВ;
- 5) системой основного конденсата;
- 6) конденсаторами турбины К-1000-60/1500-2;
- 7) вакуумной системой турбины К-1000-60/1500-2;
- 8) системой отсоса с уплотнений К-1000-60/1500-2;
- 9) КСН;
- 10) СПП;
- 11) системой дренажей машзала.

3.2.2. Система циркуляционной воды машзала обеспечивает подачу охлаждающей воды в конденсатор приводной турбины.

3.2.3. СШО конденсаторов ТПН обеспечивает отсутствие мусора во входных камерах конденсаторов и чистоту внутренних поверхностей конденсаторных трубок.

3.2.4. Система маслоснабжения турбины К-1000-60/1500-2 обеспечивает подачу масла в систему маслоснабжения ТПН и систему автоматического регулирования и защиты ТПН.

3.2.5. Система ХОВ обеспечивает заполнение конденсатной системы ТПН и подачу воды от НПД (до включения в работу системы основного конденсата) на уплотнения бустерного и питательного насосов во время пуска.

3.2.6. Система основного конденсата обеспечивает подачу конденсата на уплотнения бустерного и питательного насосов.

3.2.7. Конденсаторы турбины К-1000-60/1500-2 обеспечивают прием конденсата из конденсаторов турбины ТПН.

3.2.8. Вакуумная система турбины К-1000-60/1500-2 обеспечивает отсос воздуха из конденсаторов турбины ТПН при безнасосном сливе конденсата из конденсаторов ТПН в конденсаторы турбины К-1000-60/1500-2.

3.2.9. Система отсоса с уплотнений К-1000-60/1500-2 обеспечивает отсос ПВС с уплотнений турбины ТПН при безнасосном сливе конденсата из конденсаторов ТПН в конденсаторы турбины К-1000-60/1500-2.

3.2.10. КСН обеспечивает подачу пара к турбине ТПН во время пуска и нагружения блока и подачу пара на уплотнения турбины ТПН на всех режимах работы блока.

3.2.11. СПП обеспечивает подачу пара к турбине ТПН при работе блока с нагрузкой в интервале 70-100 % $N_{ном}$.

3.2.12. Система дренажей машзала обеспечивает прием сред при пуске, останове и выводе в ремонт ТПН.

3.2.13. ВПЭН имеет связь с:

- 1) системой химобессоленной воды машзала;
- 2) системой тех. воды неответственных потребителей машзала;
- 3) системой дренажей машзала.

3.2.14. Система химобессоленной воды машзала обеспечивает подачу воды на уплотнения ВПЭН и на охлаждение корпусов уплотнений насоса.

3.2.15. Система тех. воды неответственных потребителей машзала обеспечивает подачу воды на охлаждение маслонасосов подшипников ВПЭН и на встроенный воздухоохладитель электродвигателя ВПЭН.

3.2.16. Система дренажей машзала обеспечивает прием сред при пуске, останове и выводе в ремонт ВПЭН.

3.3. Размещение оборудования системы

3.3.1. Размещение оборудования ТПН и ВПЭН представлено в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	Оперативное обозначение	Размещение
1. Турбина паровая ОК-12А	1(2,3,4)SA51,52	Машзал, ряд Б-В, ось 3-5, отметка 5,6
2. Конденсатор КП-1650	1(2,3,4)SD51, 52	Машзал, ряд Б-В, ось 3-5, отметка 0,0
3. Предохранительная диафрагма (клапан) ДП-350		На корпусе выхлопа турбины
4. Эжектор пусковой ЭП-150/II	1(2,3,4)SD51,52D11	Машзал, ряд Б-В, ось 3-5, отметка 5,6
5. Эжектор основной ЭО-50	1(2,3,4)SD51,52D21,22	Машзал, ряд Б-В, ось 3-5, отметка 5,6
6. Эжектор уплотнений ЭУ-430	1(2,3,4)SD51,52D31	Машзал, ряд Б-В, ось 3-5, отметка 5,6
7. Конденсатные насосы КсВА 125-55 (КС-125/55 - блок 1)	1(2,3,4)RW51,52D11,21	Машзал, ряд Б-В, ось 4-5, отметка -1,8
8. Редуктор Р-2М		Машзал, ряд Б-В, ось 2-5, отметка 5,6
9. Насос-регулятор		На валу редуктора
10. Маслоохладитель МО-2-1	1(2,3,4)SC51,52W61,62	Машзал, ряд Б-В, оси 2-3, 4-5, отметка 3,5
11. Масляные насосы регулирования 5НК-5×1	1(2,3,4)SC51,52D41,42	Машзал, ряд Б-В, оси 2-3, 4-5, отметка 3,5 – для блоков 1, 2; оси 3-4, отметка 0,0 – для блоков 3, 4
12. Фильтр масляный ФМ-100	1(2,3,4)SC51,52N01-03	Машзал, ряд Б-В, оси 2-3, 4-5, отметка 5,6 – для блоков 1, 2; отметка 0,0 – для блоков 3, 4
13. Бустерный насос БН 3800-20 (на блоках 1, 2, 4), ПТА 3800-20-1 (на блоке 3)	1(2,3,4)RL31,32D01	Машзал, ряд Б-В, оси 2-3, 4-5, отметка 5,6
14. Питательный насос ПТА 3750-75	1(2,3,4)RL41,42 D01	Машзал, ряд Б-В, оси 3-4, 5-6, отметка 5,6
15. Вспомогательный питательный электронасос ПЭА-150-85 -2 (на блоке 2 ВПЭН-2 имеет тип насоса ЦН 150-90Г)	1(2,3,4)RL51,52D01	Машзал, ряд Б-В, оси 4-5, отметка 0,0

4. Элементы системы

4.1. Бустерный (предвключенный) питательный насос

4.1.1. Бустерный насос ПТА 3800-20

4.1.1.1. Бустерные насосы ПТА 3800-20, изготовленные НПО «Насос-энергомаш» г. Сумы (рис. 4.1.1), установлены на блоке 3.

4.1.1.2. Насос, обеспечивающий бескавитационную работу главного питательного насоса ПТА 3750-75, подает в него питательную воду из деаэратора.

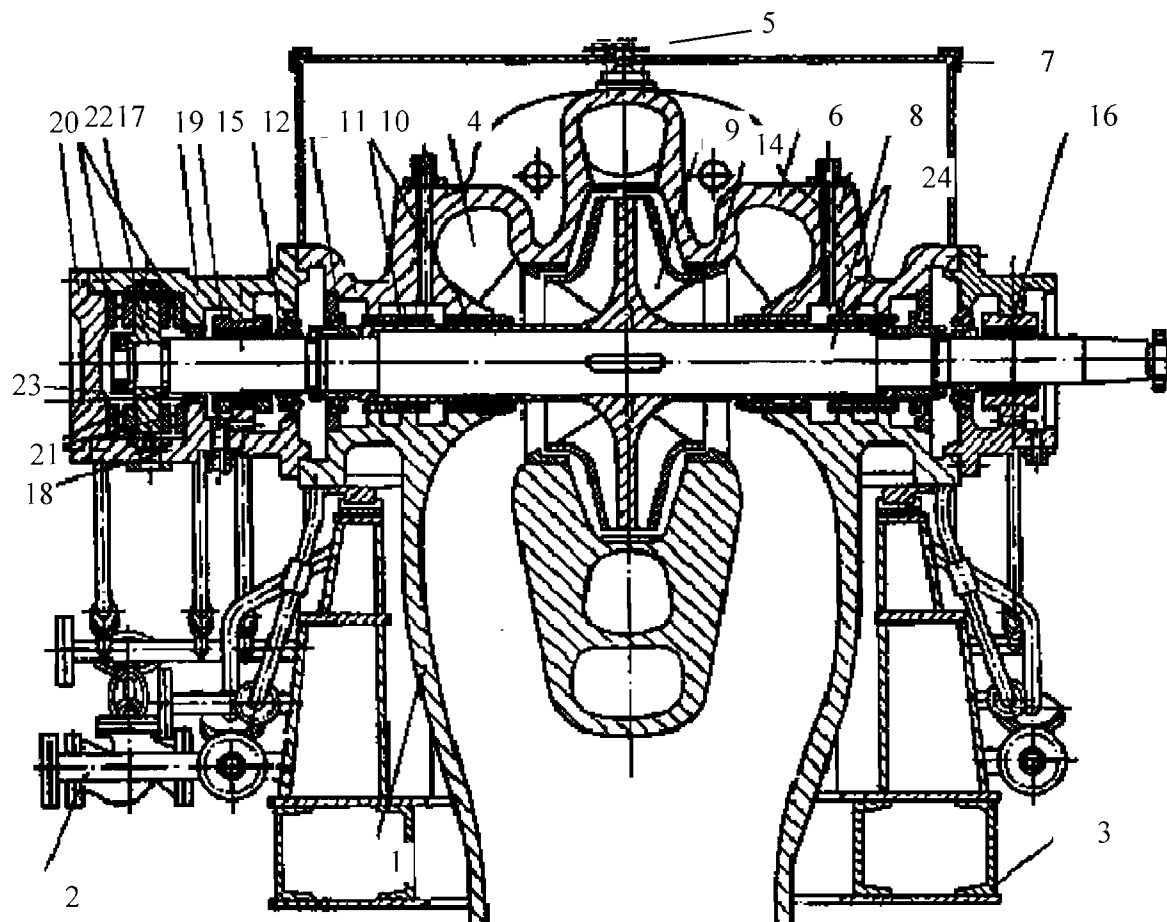
4.1.1.3. Насос выполнен центробежным, одноступенчатым, горизонтальным, с рабочим колесом двухстороннего входа. Состоит из корпуса (1), ротора, вспомогательных трубопроводов (2), опорной плиты (3).

4.1.1.4. Корпус насоса - литой, стальной, с полуспиральным подводом и спиральным двухзавитковым отводом (4). Корпус имеет горизонтальный разъем, который уплотняется паронитовой прокладкой толщиной 1 мм. В верхней части корпуса установлен вентиль (5) Ду 10 для удаления воздуха. Входной и напорный патрубки насоса расположены в нижней части корпуса. Входной патрубок направлен вертикально вниз, напорный - горизонтально вбок. Такая конструкция корпуса позволяет производить разборку насоса без разборки основных трубопроводов. Над крышкой (6) насоса установлен защитно-декоративный кожух (7) из листовой стали. Под кожухом уложена тепловая изоляция.

4.1.1.5. Ротор состоит из вала (8), рабочего колеса (9), защитных втулок (10) вала, водоотбойных (11) и маслоотбойных (12) колец и диска (13). Для уменьшения осевого усилия на упорный подшипник применено рабочее колесо двухстороннего всасывания. Рабочие колеса и защитные втулки на вал посажены. В местах уплотнения рабочих колес в корпусе насоса установлены уплотнительные кольца (14), образующие щелевые уплотнения. Для компенсации тепловых расширений деталей ротора между ними предусмотрен тепловой зазор 0,5 мм.

4.1.1.6. Ротор вращается в подшипниках скольжения (15,16), которые служат ему опорами. Возможное осевое усилие ротора воспринимается упорным подшипником (17).

4.1.1.7. Радиальный (15) и осевой (17) подшипники расположены в одном корпусе. Корпус (18) опорно-упорного подшипника выполнен из двух половин с расположением разъема в горизонтальной плоскости; сверху и с торца корпус закрывается крышками (19, 20).



1 - корпус насоса; 2 - вспомогательные трубопроводы; 3 - опорная плита; 4 - двухзавитковый спиральный отвод; 5 - вентиль воздушника; 6 - крышка насоса; 7 - защитно-декоративный кожух; 8 - вал; 9 - рабочие колеса; 10 - защитные втулки вала; 11 - водоотбойные кольца; 12 - маслоотбойные кольца; 13 - диск; 14 - уплотнительные кольца рабочих колес; 15, 16 - подшипники скольжения; 17 - упорный подшипник; 18 - корпус опорно-упорного подшипника; 19 - крышка опорно-упорного подшипника; 20 - крышка упорного подшипника; 21 - упорные колодки; 22 - сепараторы; 23 - уплотнительное кольцо вала; 24 - втулки концевых уплотнений.

Рисунок 4.1.1 - Бустерный питательный насос ПТА 3800-20

4.1.1.8. Во внутренней расточке корпуса подшипника находится вкладыш, выполненный из двух половин, зафиксированный от проворота штифтом, и детали упорного подшипника, основными из которых являются:

- 1) два комплекта упорных колодок (21) - по шесть штук на каждую сторону;
- 2) сепараторы (22), предназначенные для крепления пластин и удержания упорных колодок в определенном положении; пластины, вставленные в прорези

сепараторов, прогибаются при упоре в них колодок, тем самым способствуя равномерному нагружению колодок.

4.1.1.9. Смазка опорных и упорного подшипников принудительная, масло поступает от маслосистемы главной турбины энергоблока. Подвод масла к упорному подшипнику осуществляется двумя трубками - к каждому комплекту колодок. Внутренняя полость подшипника в районе колодок полностью заполнена маслом, которое отводится через отверстие в верхнем полукольце во внешнюю камеру и сливается через отверстие в нижней части корпуса подшипника. Регулирование количества масла, поступающего к колодкам, осуществляется изменением отверстий в дроссельных шайбах, установленных на подводящих трубках. Половина колодок (через одну) имеет датчики температуры - термопреобразователи сопротивления. Полость упорного подшипника уплотнена со стороны опорного подшипника уплотнительным кольцом (23).

4.1.1.10. Вкладыши опорных подшипников имеют термопреобразователи сопротивления, кабель от которых выведен через специальный штуцер и уплотнен резиновым кольцом от просачивания масла. На подводе масла к вкладышам опорных подшипников также устанавливаются дроссельные шайбы изменением диаметра отверстий, в которых производится регулирование количества масла, поступающего на смазку подшипников.

4.1.1.11. Центровка ротора со статором производится путем перемещения корпусов подшипников регулировочными винтами. По окончании центровки положение корпусов подшипников фиксируется.

4.1.1.12. Фиксированное положение оси насоса (рис. 4.1.2), исключающее расцентровку при тепловом расширении корпуса, обеспечивается двумя продольными шпонками, расположенными в корпусе, и двумя поперечными шпонками, расположенными в опорных лапах корпуса со стороны зубчатой муфты.

4.1.1.13. Втулки (24) образуют концевые уплотнения ротора щелевого типа (см. рис. 4.1.1). Запирающий холодный конденсат к концевым уплотнениям подается через два параллельно включенных фильтра. Это позволяет производить очистку сеток фильтров без остановки насоса.

4.1.1.14. Запирающая вода подается в 1-ую камеру уплотнений бустерного насоса (со стороны насоса). Отсюда она через щелевые уплотнения по валу поступает во 2-ую камеру уплотнений и в корпус бустерного насоса. Из 2-ой камеры уплотнений бустерного насоса запирающая вода уходит через гидрозатвор в конденсатор турбоагрегата.

4.1.1.15. Частично запирающая вода через щелевые уплотнения попадает в 3-ью камеру уплотнений бустерного насоса, откуда отводится в коллектор дренажей низкого давления.

4.1.1.16. Часть воды попадает в 4-ую камеру. Из 4-ой камеры уплотнений бустерного насоса запирающая вода отводится в дренажный приямок.

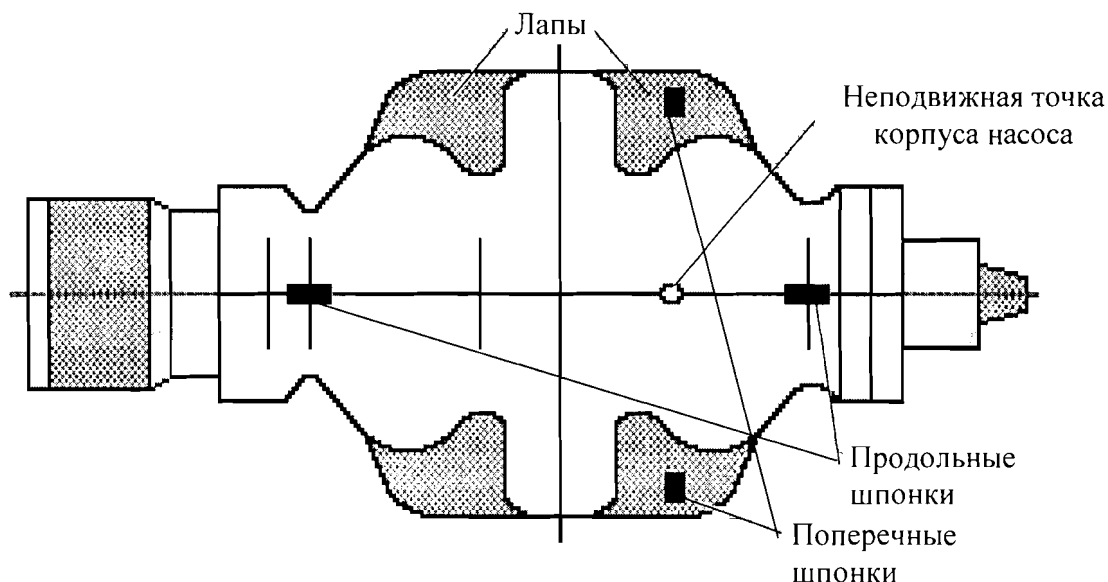


Рисунок 4.1.2 - Организация теплового расширения бустерного насоса

4.1.1.17. Насос установлен на плиту четырьмя лапами, которые для уменьшения вертикальных перемещений корпуса подняты максимально ближе к оси насоса. Крепление насоса к плите производится болтами через дистанционные втулки. Между головками дистанционных втулок и лапами насоса имеется зазор от 0,03 до 0,1 мм для свободного теплового расширения корпуса насоса. Плита насоса - сварная. Для увеличения жесткости внутренние полости основания плиты заливаются при монтаже бетоном. Вместе с насосом поставляется фундаментная рама, заливаемая в бетон. Между плитой насоса и рамой устанавливаются прокладки, изменением толщины которых производится вертикальная центровка насоса с приводом.

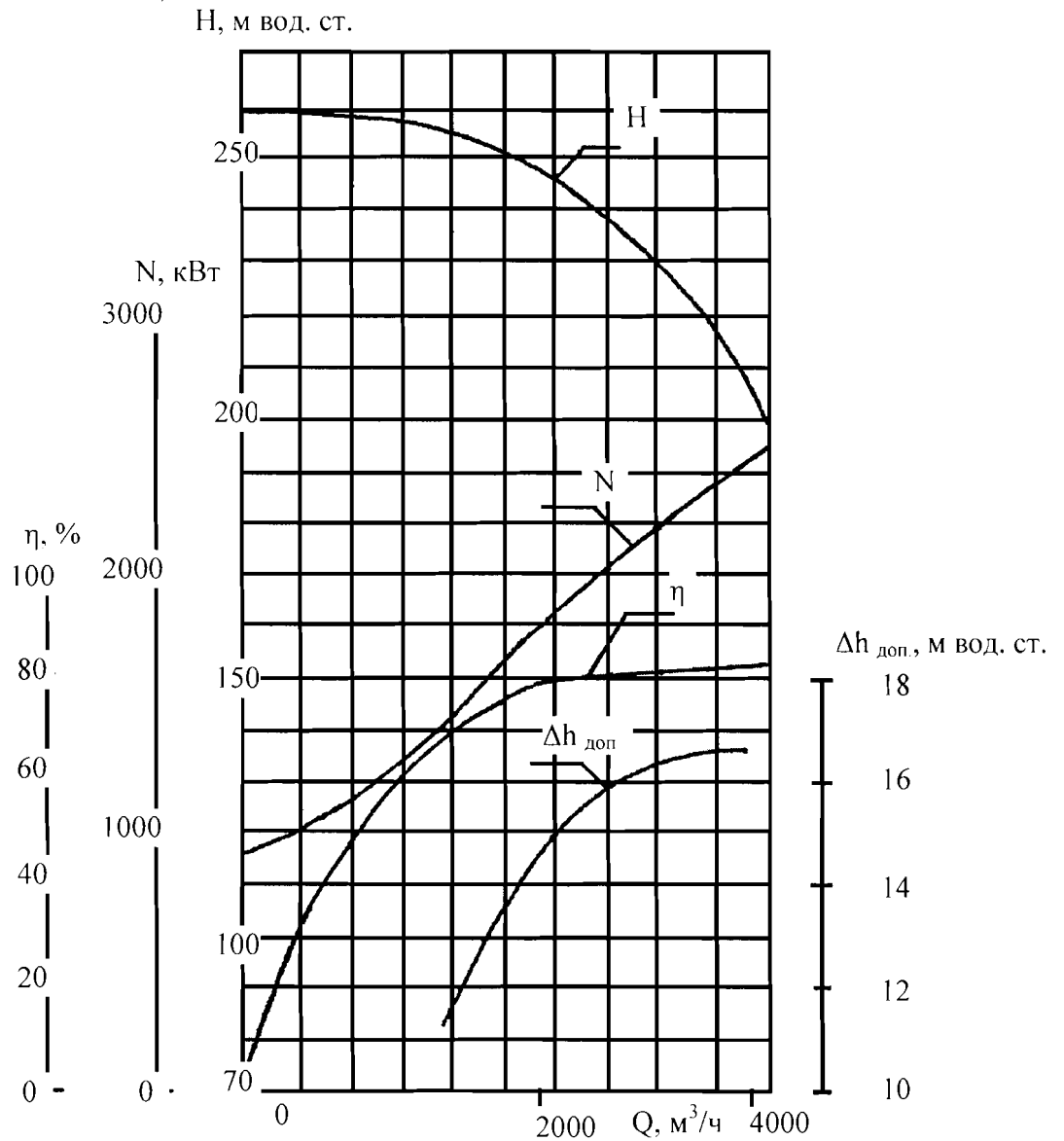
4.1.1.18. Характеристика бустерного насоса, представляющая собой зависимости напора H , потребляемой мощности N , КПД η и допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{\text{доп.}}$ от подачи Q , показана на рис. 4.1.3.

4.1.1.19. Поле работы бустерного насоса ПТА 3800-20 при давлении на входе в насос $P_{\text{вх.}} = 7,7 \text{ кгс/см}^2$ показано на рис. 4.1.4.

4.1.1.20. Материалы основных деталей бустерного питательного насоса ПТА 3800-20:

- 1) корпус и крышка - сталь 25Л;
- 2) вал - сталь 40ХФА;
- 3) рабочее колесо - сталь 20Х13Л;
- 4) уплотнительное кольцо - сталь 30Х13;
- 5) защитная втулка - сталь 20Х13;
- 6) диск, шпилька - сталь 40Х.

4.1.1.21. Технические характеристики насоса ПТА 3800-2 приведены в подразделе 9.1. тех. описания



H - напор; N - мощность; η - КПД насоса; $\Delta h_{\text{доп}}$ - допустимый кавитационный запас.

Рисунок 4.1.3 – Характеристики бустерного питательного насоса ПТА 3800-20 ($n = 1800$ об/мин)

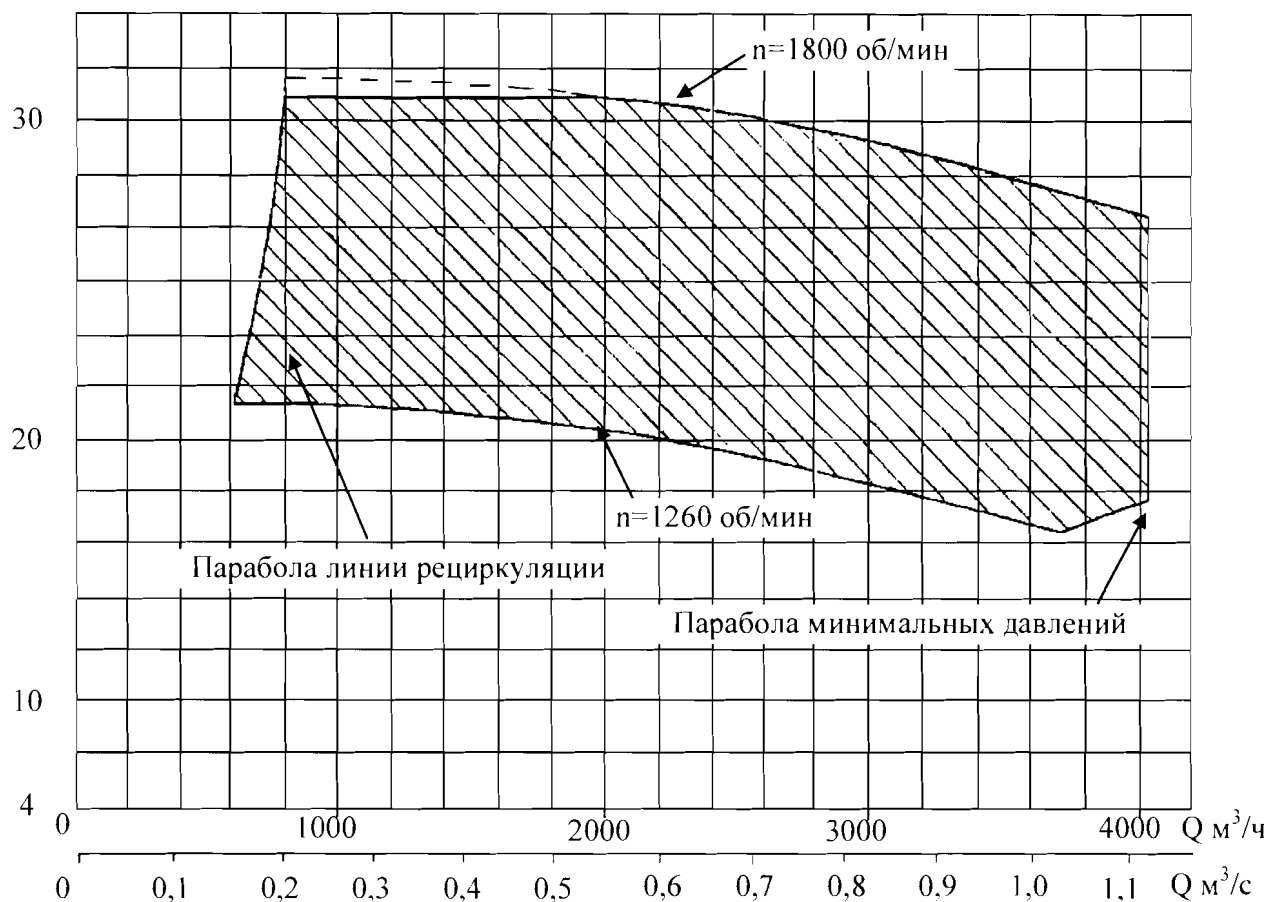


Рисунок 4.1.4 – Поле работы бустерного насоса ПТА 3800-20, $P_{\text{вх.}}=7,7 \text{ кгс/см}^2$

4.1.2. Предвключенный питательный насос БН 3800-20 (400-QHD-SPEC)

4.1.2.1. Предвключенный питательный насос БН 3800-20 (400-QHD-SPEC) совместного производства России и Чехии установлен на блоках 1, 2, 4. За основу конструкции взят насос 400-QHD-SPEC завода «СИГМА Лутин».

4.1.2.2. Насос БН 3800-20 используется для последовательного включения с питательным насосом и предназначен для подачи питательной воды из деаэраторов на всас питательного насоса.

4.1.2.3. Причины замены насоса ПТА 3800-20 на БН 3800-20

4.1.2.3.1. В процессе эксплуатации насоса ПТА 3800-20 возникли следующие проблемы (рис. 4.1.5):

1) образуется острая кромка в зоне перехода от основного металла к металлу, наплавленному при предыдущих ремонтах; зона повреждений расширяется;

2) эрозионному износу подвергаются горизонтальные разъемы насосов (зона 1);

3) появляются случаи повреждения в труднодоступных местах - в районе сварного соединения напорного патрубка (зона 2), в районе сварного соединения патрубка на всасе (зона 3), в спиральной камере.

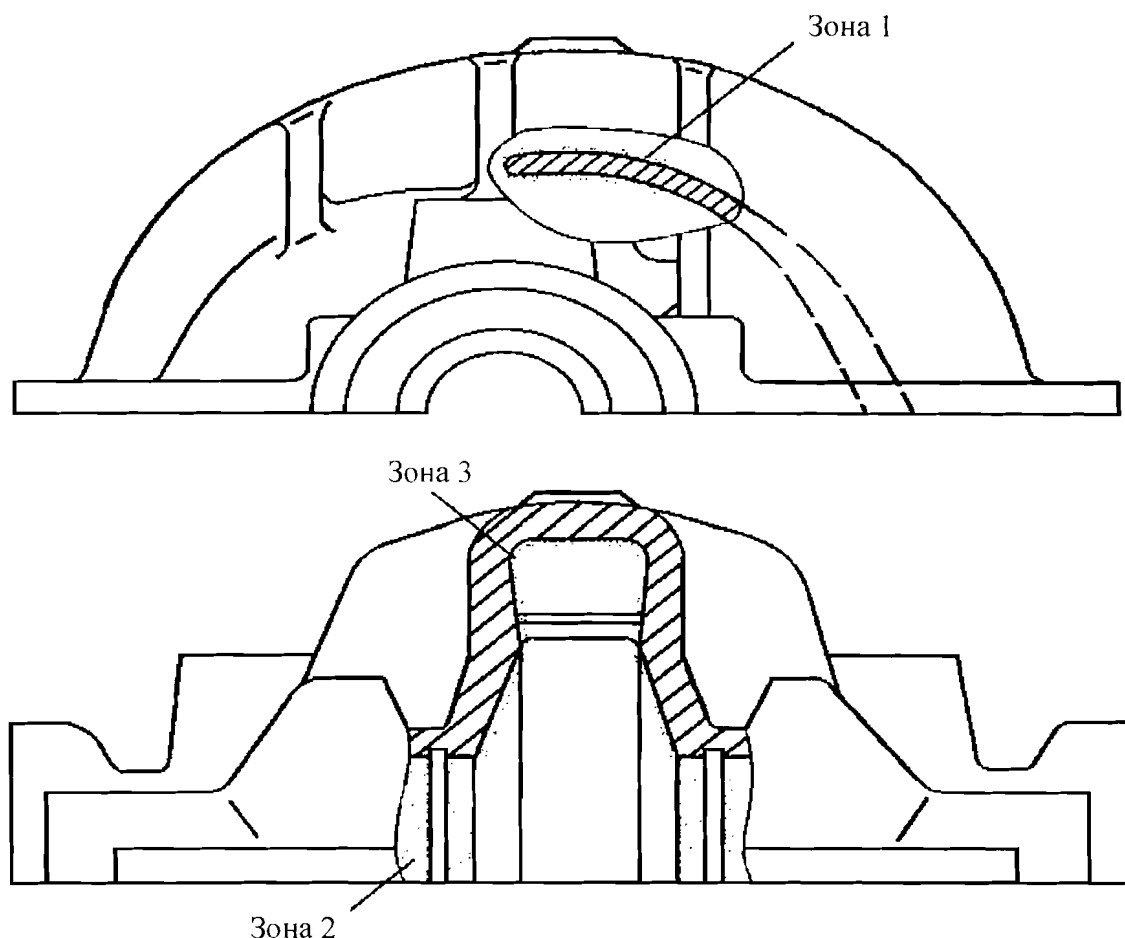


Рисунок 4.1.5 – Первые обнаруженные повреждения на крышке бустерного насоса ПТА 3800-20

4.1.2.3.2. Насос БН 3800-20 отвечает следующим требованиям:

- 1) полная взаимозаменяемость по фундаменту, входному и напорному трубопроводам и соединительным муфтам со старым насосом, находящемся в эксплуатации;
- 2) соответствие рабочих характеристик БН 3800-20 характеристикам ПТА 3800-20, находящегося в эксплуатации;
- 3) корпус насоса выполнен цельным, без горизонтального разъема; к вертикальным торцам корпуса подсоединены две крышки, находящиеся под давлением жидкости на входе в насос;
- 4) во избежание размыва спиральной части отводящей части корпус насоса изготовлен из нержавеющей эрозионно-стойкой стали;
- 5) в качестве концевых уплотнений вала применены торцовые уплотнения;

6) на 9 % (с 82 до 91 %) повышена экономичность насоса (коэффициент полезного действия насоса, установленный техническими условиями, - не менее 87 %; испытания двух опытных образцов данных насосов показали, что КПД насоса находится на уровне 90-91 %);

7) корпус насоса изготовлен из коррозионно-стойкой стали марки 06Х13Н6М, что обеспечивает его высокую эрозионно-коррозионную стойкость в эксплуатации; срок службы корпуса до капитального ремонта гарантируется не менее 40 тысяч часов; для удобства приварки на месте эксплуатации входного и напорного трубопроводов к насосу на патрубках выполнены переходники из углеродистой стали типа Сталь 20;

8) насос имеет современные технические решения: корпус насоса выполнен с вертикальным разъемом, подшипники упорный и опорный - скольжения, концевые уплотнения - торцового типа высокой надежности (наработка на отказ не менее 14 тысяч часов); применение торцовых уплотнений исключает подвод и попадание холодного конденсата внутрь насоса, сокращает утечки питательной воды наружу: в начальный момент эксплуатации - 0,6 л/ч, а через 10 тысяч часов эксплуатации величина их возрастает не более, чем до 5 л/ч, расход охлаждающей воды на насос не более 6,9 м³/ч;

9) система уплотнения подшипников, а также незначительные утечки через концевые уплотнения и их организованный отвод исключают попадание воды в масло или масла в воду;

10) сертификат Росстандарта, а также разрешение на производство и поставку в Россию ГАН РФ.

4.1.2.3.3. Тип насоса:

- 1) центробежный;
- 2) горизонтальный;
- 3) одноступенчатый;
- 4) со спиральным отводом;
- 5) с рабочим колесом двухстороннего входа;
- 6) с уплотнением вала торцевого типа;
- 7) с гидростатическими опорными подшипниками;
- 8) с осевым самоустанавливающимся сегментным подшипником.

4.1.2.3.4. Направление вращения ротора насоса - по часовой стрелке, если смотреть со стороны привода.

4.1.2.3.5. Насос БН 3800-20 включает в себя следующие составные элементы:

- 1) корпус;
- 2) ротор;
- 3) радиальные подшипники;
- 4) осевой подшипник;
- 5) торцевые уплотнения;
- 6) фундаментную раму;

7) трубопроводы обвязки;

8) КИП.

4.1.2.4. Конструкция насоса БН-3800-20

4.1.2.4.1. Насос (рис 4.1.6) состоит из спирального корпуса и двух всасывающих корпусов.

4.1.2.4.2. Спиральный корпус насоса - литой, стальной, со спиральным отводом. Материал корпуса – нержавеющая сталь. Входной и выходной патрубки насоса расположены в нижней части корпуса и направлены: входной - вертикально вниз, напорный - горизонтально вбок. Такая конструкция корпуса позволяет производить разборку насоса без разборки основных трубопроводов.

4.1.2.4.3. Внутри всасывающих корпусов устанавливаются уплотнительные кольца рабочих колес и корпуса торцевых уплотнений, выполняющие роль щелевых уплотнений. Герметизация всасывающих полостей от нагнетательных обеспечивается специальными кольцами «TURCON VARISEAL». Для уплотнения остальных узлов применяются резиновые уплотнительные кольца.

4.1.2.4.4. Ротор насоса состоит из вала с установленными на нем рабочим колесом, защитными втулками, втулками торцевых уплотнений, маслоотбойными кольцами и зубчатой втулкой соединительной муфты.

4.1.2.4.5. Осевое перемещение всех втулок ротора ограничивают разрезные полукольца с втулками.

4.1.2.4.6. Соединение втулок торцевого уплотнения и маслоотбойных колец с валом уплотняются резиновыми кольцами. Манжета, установленная в накидной втулке, препятствует утечке масла из радиального подшипника.

4.1.2.4.7. Детали ротора от поворота (вокруг оси) фиксируют шпонки.

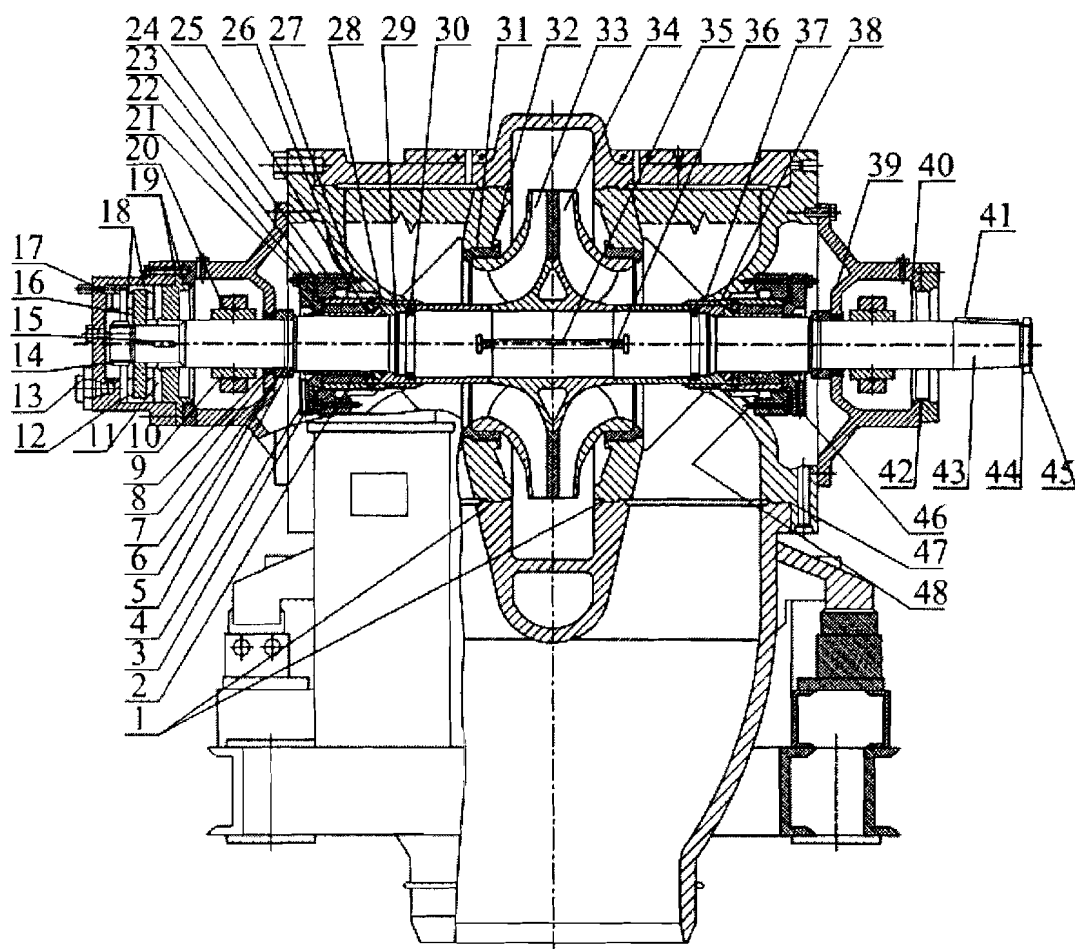
4.1.2.4.8. Фиксированное положение оси насоса, обеспечивающее отсутствие расцентровки при тепловом расширении корпуса, обеспечивается двумя продольными шпонками, расположенными в опорных лапах корпуса со стороны зубчатой муфты.

4.1.2.4.9. Опорами ротора служат два радиальных подшипника скольжения, корпуса которых имеют площадки для установки датчиков виброскорости и виброперемещения.

4.1.2.4.10. Осевой (упорный) подшипник двухсторонний, сегментный, самоустанавливающийся. Осевая установка ротора обеспечивается при помощи подгонки ширины дистанционного кольца диска упорного подшипника.

4.1.2.4.11. Торцевая поверхность корпуса осевого подшипника имеет гнездо, закрываемое резьбовой пробкой, для установки датчика осевого перемещения ротора.

4.1.2.4.12. Смазка подшипниковых узлов принудительная от маслосистемы турбоагрегата.



1, 39, 47 - уплотнительное кольцо; 2, 3, 8, 13, 17, 19, 42 - кольцо; 4 - крышка фланца торцевого уплотнения; 5 - кольцо разъемное торцевого уплотнения; 6 - кольцо накидное; 7, 32 - винт; 9 - кольцо маслоотбойное; 10 - подшипниковый вкладыш; 11 - кольцо установочное осевого подшипника; 12 - кольцо уплотнительное осевого подшипника; 14 - гайка осевого подшипника; 15, 27, 35, 36, 41 - шпонка; 16 - диск осевого подшипника; 18 - набор сегментов осевого подшипника; 20 - шпонка вкладыша подшипника; 21 - торцевые уплотнения; 22, 26 - кольцо торцевое; 23 - корпус заднего торцевого уплотнения; 24 - задний всасывающий корпус уплотнения; 25 - вращающееся седло торцевого уплотнения; 28 - втулка паводковая задняя; 29 - кольцо; 30 - кольцо разъемное (защитная втулка рабочего колеса); 31 - уплотнительное кольцо; 33 - рабочее колесо левого вращения; 34 - рабочее колесо правого вращения; 37 - кольцо накидное; 38 - втулка торцевого уплотнения; 40 - уплотнительное кольцо; 43 - рабочее колесо правого вращения; 44 - шайба предохранительная; 45 - гайка зажимная; 46 - штифт; 48 - корпус торцевого уплотнения.

Рисунок 4.1.6 - Конструкция насоса БН-3800-20

4.1.2.5. Вкладыши радиальных подшипников и два взаимно противоположных сегмента осевого подшипника имеют сверления для установки чувствительных элементов датчиков температуры.

4.1.2.6. Расходная характеристика насоса приведена на рис. 4.1.7.

4.1.2.7. Поле работы насоса БН-3800-20 определяется зоной между номинальным и минимальным обратами насоса, а также параболой линии рециркуляции и минимальным давлением на напоре (рис. 4.1.8).

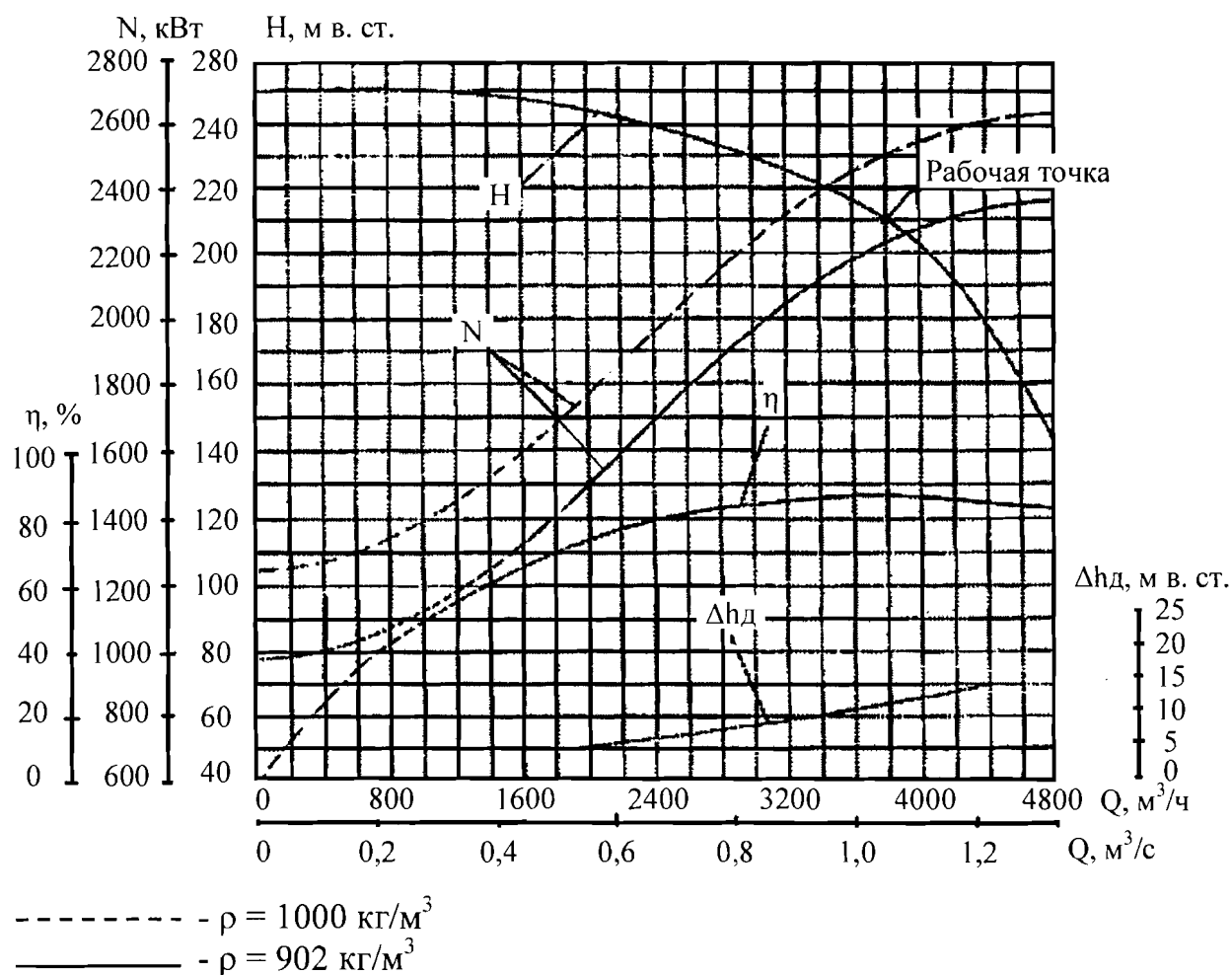


Рисунок 4.1.7 - Расходная характеристика насоса БН-3800-20,
 $n = 30 \text{ c}^{-1}$ (1800 об/мин)

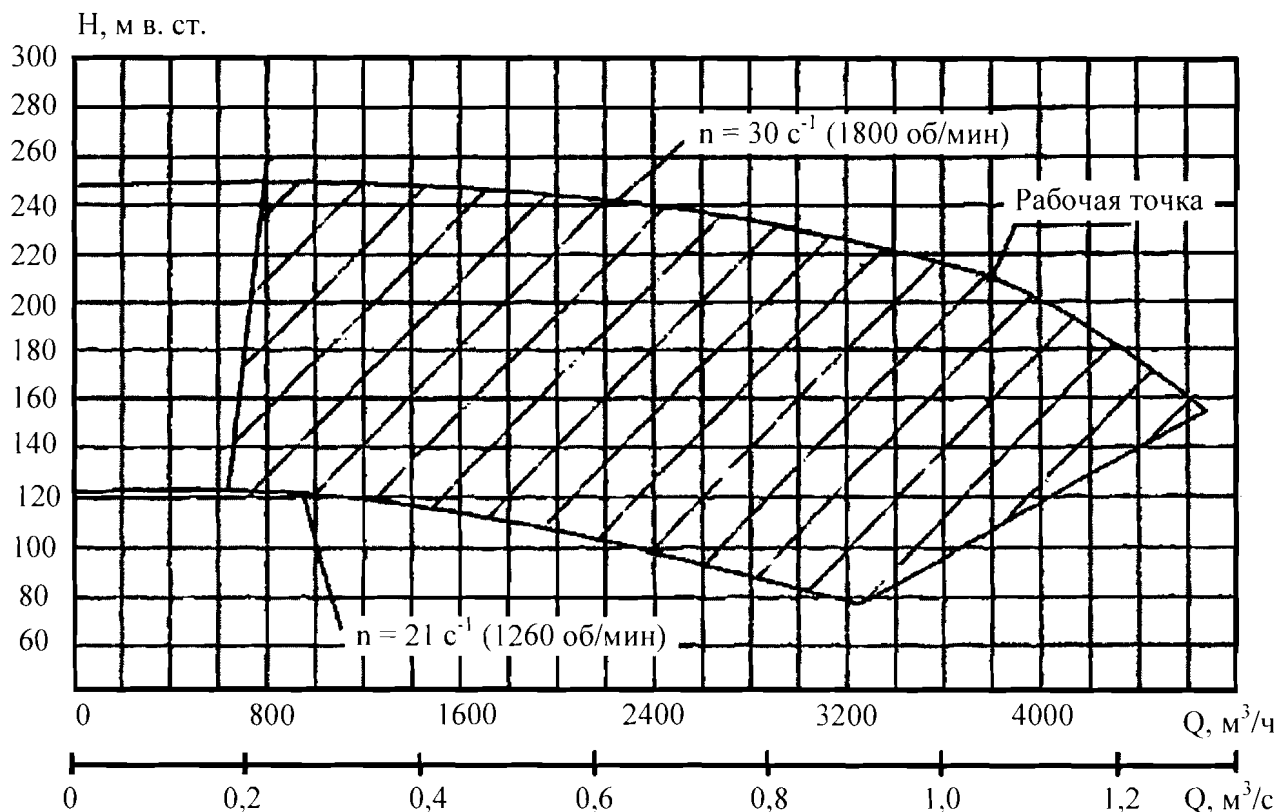


Рисунок 4.1.8 - Поле работы насоса БН-3800-20

4.1.2.8. Концевые уплотнения торцевого типа бустерного насоса БН 3800-20 (400-QHD-SPEC) (блоки 1, 2, 4)

4.1.2.8.1. Уплотнения ротора насоса состоят из двух отдельных контуров (переднее и заднее) и являются уплотнениями торцевого типа, одноступенчатыми с замкнутым контуром охлаждения (рис. 4.1.9).

4.1.2.8.2. Каждый из контуров охлаждения включает в себя холодильник (охлаждающей средой является химически обессоленная вода), соединительные трубопроводы и два параллельно установленных фильтра.

4.1.2.8.3. Циркуляция уплотняющей воды в контуре осуществляется за счет вращения втулок торцевого уплотнения, имеющих нарезку.

4.1.2.8.4. Полная технологическая схема уплотняющей воды бустерного насоса для блоков 1, 2, 4 представлена в схеме С.1.ТЦ-1/66 «Альбома схем. Схемы технологических систем ТО. Энергоблок 1» (АС.1.ТЦ-1/01), схеме С.2.ТЦ-1/15, лист 1 «Альбома схем. Схемы технологических систем ТО. Энергоблок 2» (АС.2.ТЦ-1/01), схеме С.4.ТЦ-2/15 «Альбома схем. Технологические схемы маизала турбинного цеха №2» (АС.4.ТЦ-2/02).

4.1.2.8.5. Конструкция торцевых уплотнений (рис 4.1.10) выполнена высокой термостойкости и не требует подачи охлаждающей воды к холодильникам при остановленном роторе.

4.1.2.8.6. В связи с отсутствием тепловых барьеров на неподвижном роторе насоса допускается отключать охлаждающую воду к холодильникам через 60 секунд после остановки ротора насоса.

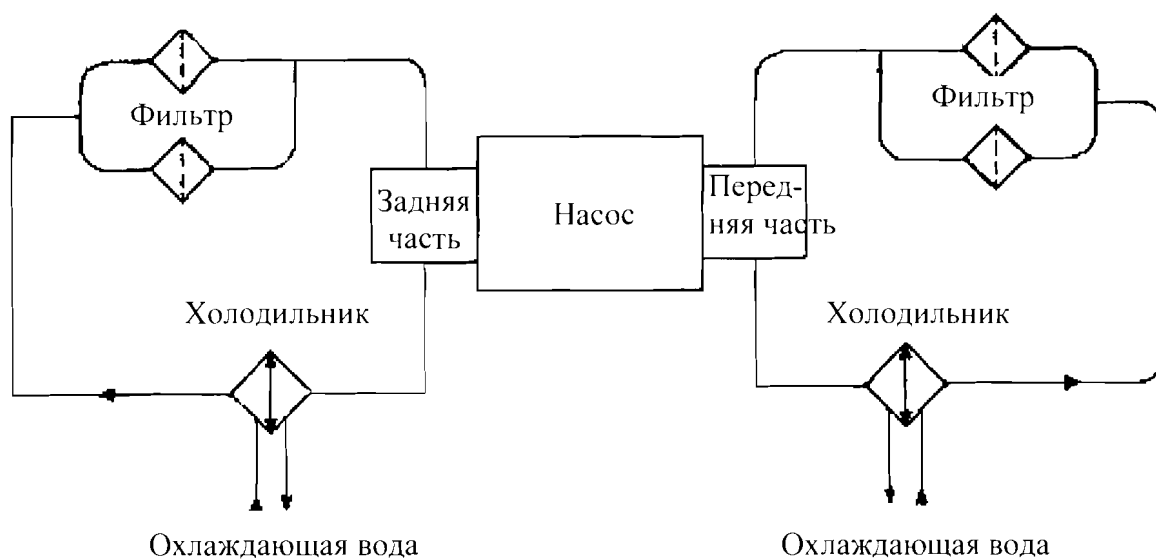
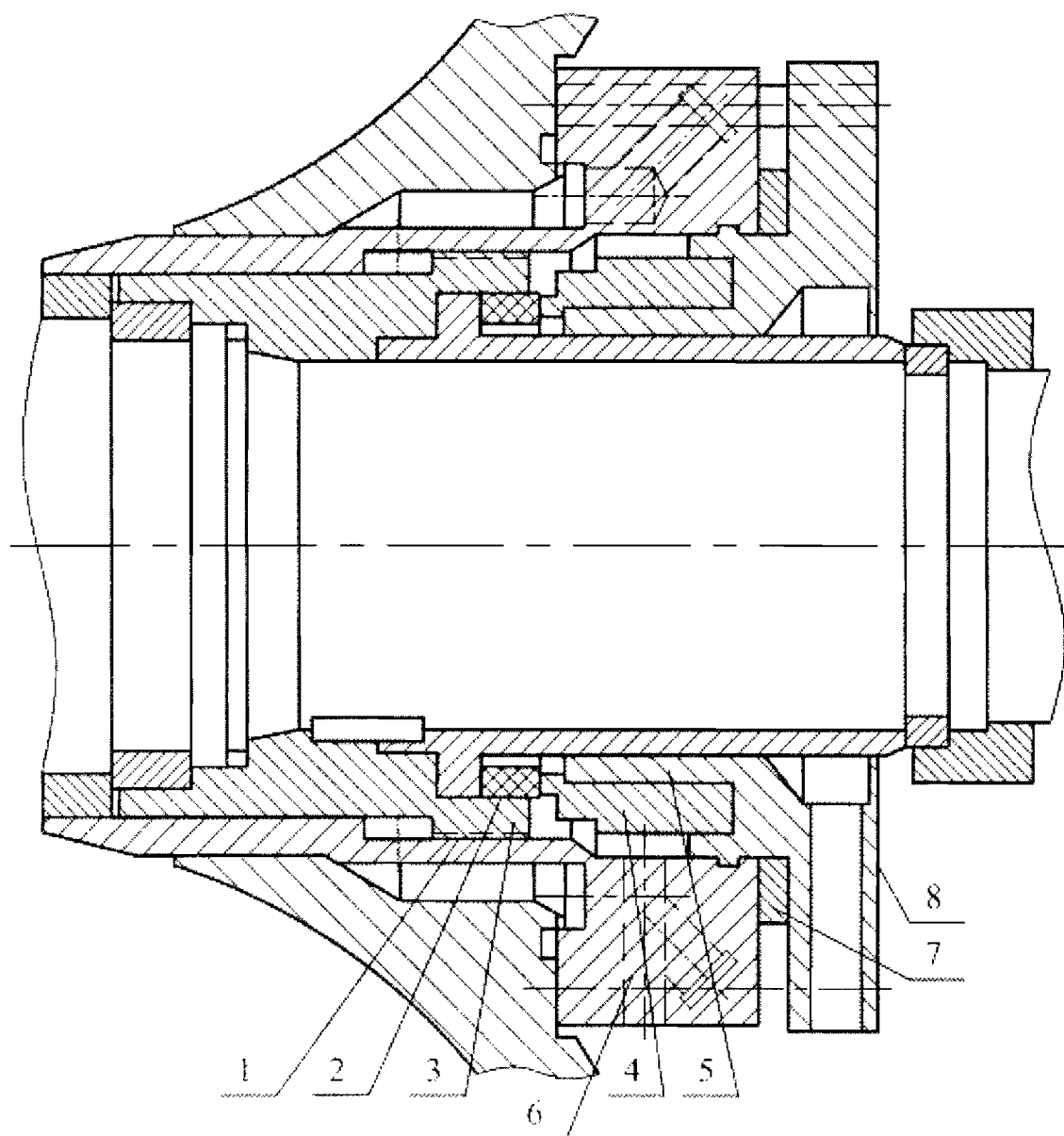


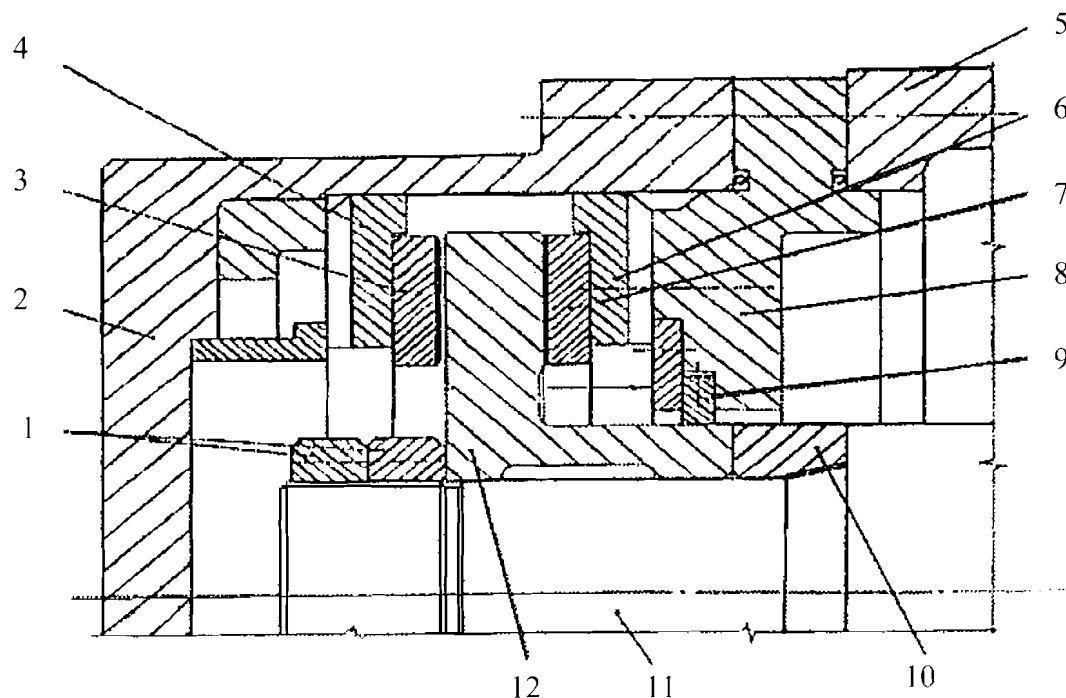
Рисунок 4.1.9 - Контура охлаждения торцевых уплотнений насоса БН 3800-20



1 - втулка; 2 - кольцо торцевого уплотнения; 3 - вращающееся седло торцевого уплотнения; 4 - кольцо торцевого уплотнения; 5 - корпус торцевого уплотнения; 6 - вход охлажденной воды; 7 - установочное кольцо; 8 - крышка фланца торцевого уплотнения.

Рисунок 4.1.10 - Схема торцевого уплотнения насоса

4.1.2.9. Осевой (упорный) подшипник (рис. 4.1.11) двухсторонний, сегментный, самоустанавливающийся. Осевая установка ротора обеспечивается при помощи подгонки ширины дистанционного кольца диска упорного подшипника.



1 - гайка осевого подшипника; 2 – корпус; 3, 4 - набор сегментов; 5 - кольцо разъемное торцевого уплотнения; 6, 7 - набор сегментов; 8 - шпонка вкладыша; 9 - кольцо уплотнительное; 10 - кольцо установочное; 11 - рабочее колесо; 12 - диск осевого подшипника.

Рис. 4.1.11 - Осевой подшипник насоса БН-3800-20

4.1.2.10. Технические характеристики насоса *БН-3800-20* приведены в подразделе 9.2. тех. описания.

4.1.3. Бустерный насос ПТА 3800-20-1

4.1.3.1. Бустерные насосы ПТА 3800-20-1, изготовленные НПО «Насосэнергомаши» г. Сумы (рис. 4.1.12), установлены на блоке 3 и являются модификацией насосов ПТА 3800-20.

4.1.3.2. Насосы ПТА 3800-20-1 имеют конструктивные особенности, но по характеристикам и присоединительным размерам всасывающего и напорного патрубков, фундаментным болтам, а также размерам для муфты соединительной, взаимозаменяемы с насосами ПТА 3800-20.

4.1.3.3. Насосы ПТА 3800-20-1 имеют следующие отличия от насосов ПТА 3800-20:

1) корпуса насосов изготовлены из высокохромистой стали, обладающей повышенной стойкостью против эрозионного износа;

2) в качестве концевых уплотнений вала применены торцовые уплотнения.

4.1.3.4. Насос ПТА 3800-20-1 центробежный, горизонтальный, одноступенчатый, с рабочим колесом двустороннего входа, с цельнолитым корпусом из двух половин с расположением разъема в горизонтальной плоскости, с полуспиральным подводом и отводом спирального типа, с концевыми уплотнениями торцового типа, с двумя опорными и одним упорным подшипниками скольжения с принудительной смазкой.

4.1.3.5. Для формирования полуспирального подвода в корпус насоса устанавливаются обтекатели (13). С двух сторон к корпусу крепятся шпильками МЗ6 крышки (5), на которых установлены детали, образующие полуспиральный подвод (19).

4.1.3.6. Ротор (20) опирается на подшипники скольжения с принудительной смазкой. Возникающая при работе насоса неуравновешенная осевая сила, действующая на ротор насоса, воспринимается упорным сегментным подшипником.

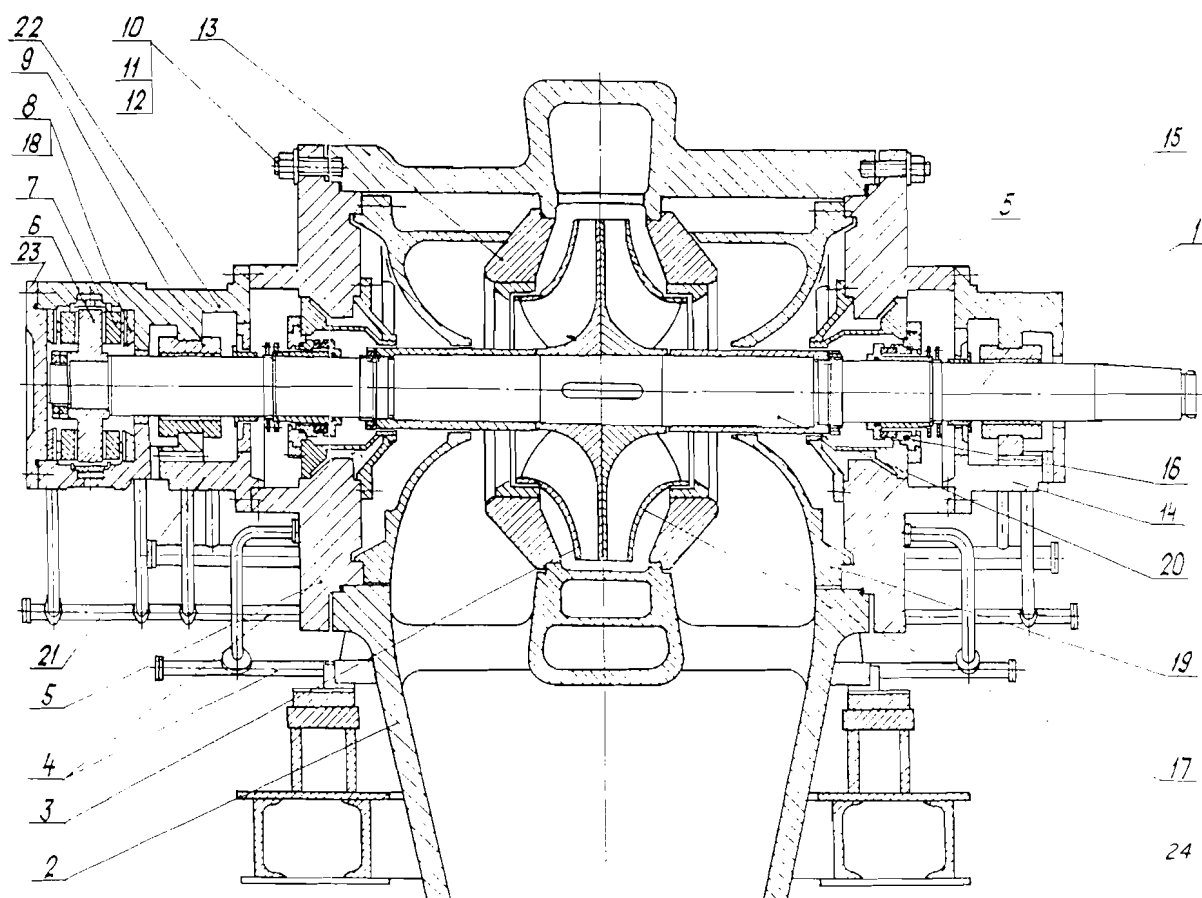
4.1.3.7. Для центровки ротора насоса относительно статора предусмотрены регулировочные винты, расположенные в крышках насоса.

4.1.3.8. Корпус упорно-опорного подшипника выполнен из двух половин с расположением разъема в горизонтальной плоскости. Во внутренней расточке корпуса находятся вкладыши (9), состоящие из двух половин, и детали упорного подшипника, основными из которых являются:

1) два комплекта упорных колодок (7) (по 6 штук на каждую сторону);

2) сепараторы (8), предназначенные для крепления упорных пластин и удержания упорных колодок в определенном положении;

3) дистанционные подкладки (18), предназначенные для подгонки зазора между упорным диском и колодками, а также для установки ротора относительно статора в осевом направлении.



1 – крышка подшипника; 2 – корпус насоса; 3 – колесо рабочее; 4 – трубопроводы вспомогательные; 5 – крышка; 6 – диск упорный; 7 – колодка; 8 – сепаратор; 9 – вкладыш; 10 – шпилька; 11 – шайба; 12 – гайка; 13 – обтекатель; 14 – корпус подшипника; 15 – вал; 16 – уплотнение торцовое; 17 – колесо рабочее; 18 – подкладка; 19 – полуспиральный подвод; 20 – ротор; 21 – корпус подшипника; 22 – крышка подшипника; 23 – крышка торцовая; 24 – плита.

Рисунок 4.1.12 – Бустерный питательный насос ПТА 3800-20-1

4.1.3.9. Упорные пластины, вставленные в прорези сепараторов, способны прогибаться на некоторую величину при упоре в них колодок, что способствует равномерному нагружению колодок. Сепараторы и дистанционные подкладки выполнены из двух половин, скрепленных между собой, и могут быть вынуты вместе с колодками после снятия крышки подшипника (22). Стопорение сепараторов и дистанционных подкладок от проворота осуществляется стопорными кольцами, расположенными в плоскости разъема подшипника.

4.1.3.10. Подвод масла к упорному подшипнику осуществлен через отверстия в корпусе к каждому комплекту колодок. Внутренняя полость подшипника в районе колодок полностью заполнена маслом, которое отводится через отверстие в верхнем полукольце во внешнюю камеру и сливается через отверстие в нижней части корпуса подшипника.

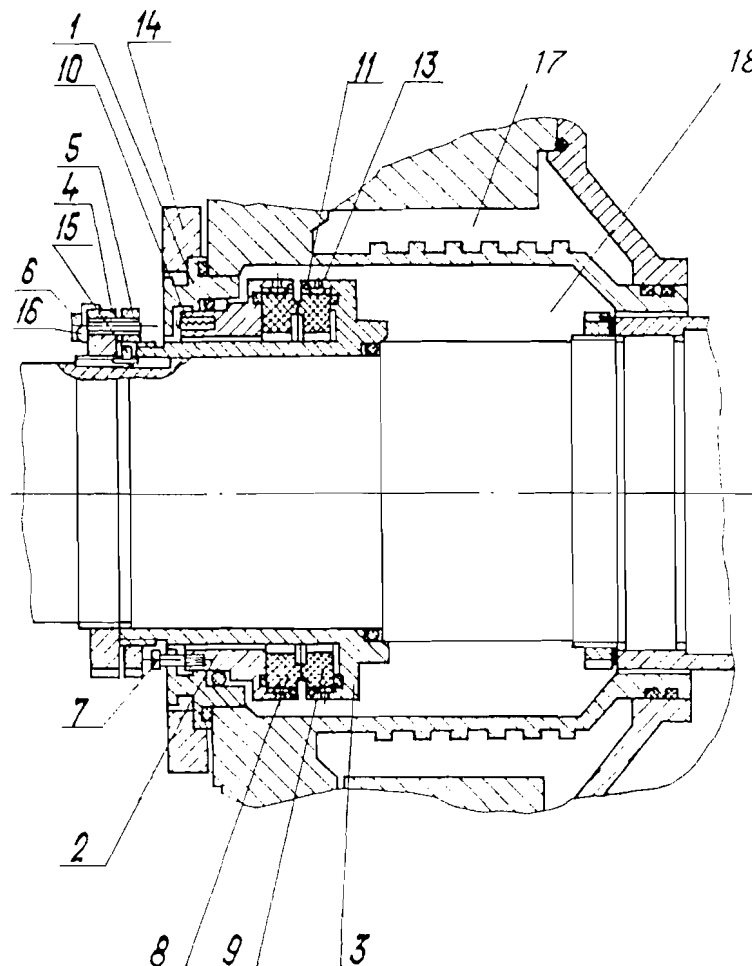
4.1.3.11. В половине колодок (через одну) установлены термopеобразователи сопротивления.

4.1.3.12. Полость упорного подшипника уплотнена со стороны опорного подшипника уплотнительным кольцом.

4.1.3.13. Вспомогательные трубопроводы (4) выполнены коллекторными.

4.1.3.14. Кожух насоса состоит из двух половин и выполнен из металлического листа с отверстием в верхней части под трубопровод выпуска воздуха и крепится к крышке и плите.

4.1.3.15. Для уплотнения концов вала (15) в насосе установлены концевые уплотнения торцового типа (16). Конструкция торцового уплотнения приведена на рис.4.1.13.



1 – корпус; 2 – обойма; 3 – обойма вращающаяся; 4, 5 – гайка; 6 – болт; 7 – винт; 8, 9 – кольцо графитовое; 10 – пружина; 11 – фиксатор; 12 – скоба монтажная; 13, 15 – поводок; 14 – фланец нажимной; 16 – шайба стопорная; 17 – камера термобарьера; 18 – камера избыточного давления.

Рисунок 4.1.13 – Конструкция торцового уплотнения насоса ПТА 3800-20-1

4.1.3.16. Торцовое уплотнение представляет собой комплектную сборочную единицу, детали которой собраны на вращающейся обойме (3) и зафиксированы в исходном положении монтажными скобами (12). Торцовое уплотнение устанавливается в насос и демонтируется в собранном виде.

4.1.3.17. Вращающиеся детали уплотнения закреплены на вращающейся обойме (3) образуют узел, вращение к которому от вала передается поводком (15). Графитовое кольцо (9) свободно устанавливается в обойму вращающуюся (3) и фиксируется от проворота поводком (13) и от осевого перемещения фиксатором (11). Вращающийся узел крепится на валу насоса гайками (4, 5), которые фиксируются от самоотвинчивания болтами (6) со стопорными шайбами (16).

4.1.3.18. Статорная часть торцового уплотнения включает в себя корпус (1) с установленной в него обоймой (2) с графитовым кольцом (8) и пружинами (10). Для фиксации от проворота и осевого перемещения кольца (8) используется поводок (13) и фиксаторы (11). Неподвижная часть уплотнения крепится к корпусу насоса нажимным фланцем (14). Все места сопряжений в уплотнении, по которым возможна протечка рабочей среды, уплотняются резиновыми кольцами круглого сечения.

4.1.3.19. Монтажные скобы (12) предназначены для фиксации в осевом направлении рабочего положения вращающегося узла относительно статорной части уплотнения, что позволяет торцовое уплотнение монтировать и демонтировать в насосе комплектной сборочной единицей. После монтажа торцового уплотнения в насосе монтажные скобы должны быть сняты.

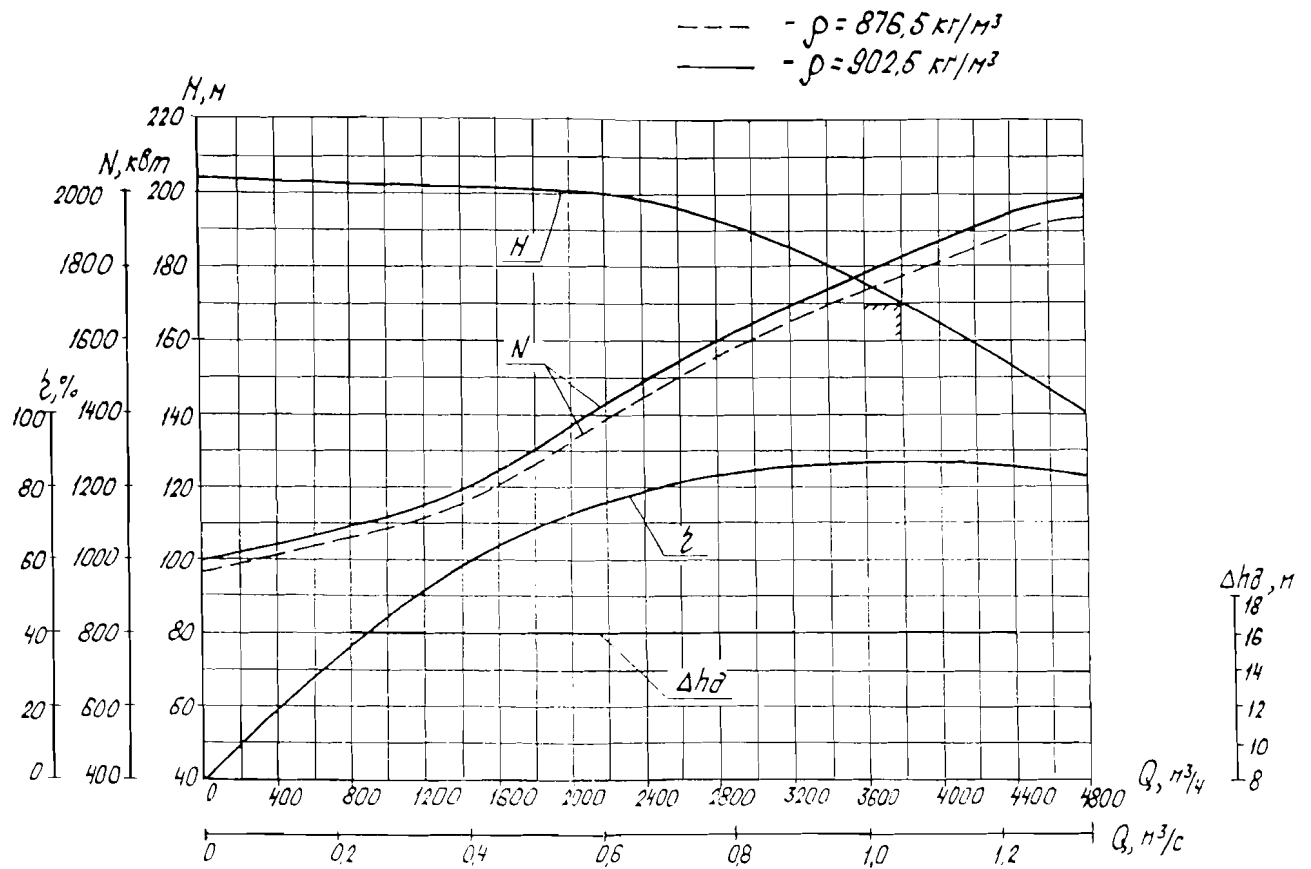
4.1.3.20. Торцовое уплотнение, используемое в насосе, выполнено с частичной гидравлической разгрузкой с целью уменьшения удельного давления в стыке пары трения. Необходимое удельное давление, обеспечивающее герметичность уплотнения, создается за счет постоянно действующего усилия пружин (10) и гидростатического давления, возникающего при наличии в камере (18) избыточного давления.

4.1.3.21. Для охлаждения торцовых уплотнений предусмотрен термобарьер, в камеру (17) которого подводится охлаждающая вода.

4.1.3.22. Материалы основных деталей бустерного питательного насоса ПТА 3800-20-1:

- 1) корпус и крышка – сталь 06Х12НЗДЛ;
- 2) вал – сталь 40ХФА;
- 3) рабочее колесо – сталь 40ХФА;
- 4) уплотнительное кольцо – сталь 30Х13;
- 5) защитная втулка – сталь 20Х13;
- 6) обтекатель – сталь 20Х13;
- 7) шпилька – сталь 35ХМ;
- 8) гайка – сталь 40Х;
- 9) корпус уплотнения, корпус термобарьера – сталь 30Х13;
- 10) обойма, обойма вращающаяся – сталь 20Х13.

4.1.3.23. Характеристика бустерного насоса ПТА 3800-20-1 показана на рис. 4.1.14



H - напор; N - мощность; η - КПД насоса; Δh_{σ} - допустимый кавитационный запас.

Рисунок 4.1.14 - Расходная характеристика насоса ПТА-3800-20-1,
 $n = 30 \text{ с}^{-1}$ (1800 об/мин)

4.2. Главный питательный насос ПТА 3750-75

4.2.1. Главный питательный насос ПТА 3750-75 (рис. 4.2.1) - центробежный, горизонтальный, двухкорпусный, трехступенчатый. Насос предназначен для подачи питательной воды в парогенераторы блоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и соединен с приводной турбиной зубчатой муфтой.

4.2.2. Базовой деталью насоса является наружный корпус 6 с входным 7 и напорным 17 патрубками, направленными вертикально вниз. Корпус насоса в местах стыков высокого давления наплавлен эрозионно стойким металлом.

4.2.3. В верхней части корпуса установлены штуцера для удаления воздуха и измерения давлений во входной и выходной полостях насоса, патрубков для отбора воды после 1-ой ступени.

4.2.4. Опорные поверхности лап корпуса расположены в горизонтальной плоскости, проходящей через ось насоса, что предотвращает вертикальную расцентровку при нагреве.

4.2.5. Направленное тепловое расширение корпуса насоса в сторону упорного подшипника обеспечивается двумя продольными шпонками, расположенными в вертикальной плоскости на патрубках насоса, и двумя поперечными шпонками, установленными в опорных лапах на стороне входного патрубка.

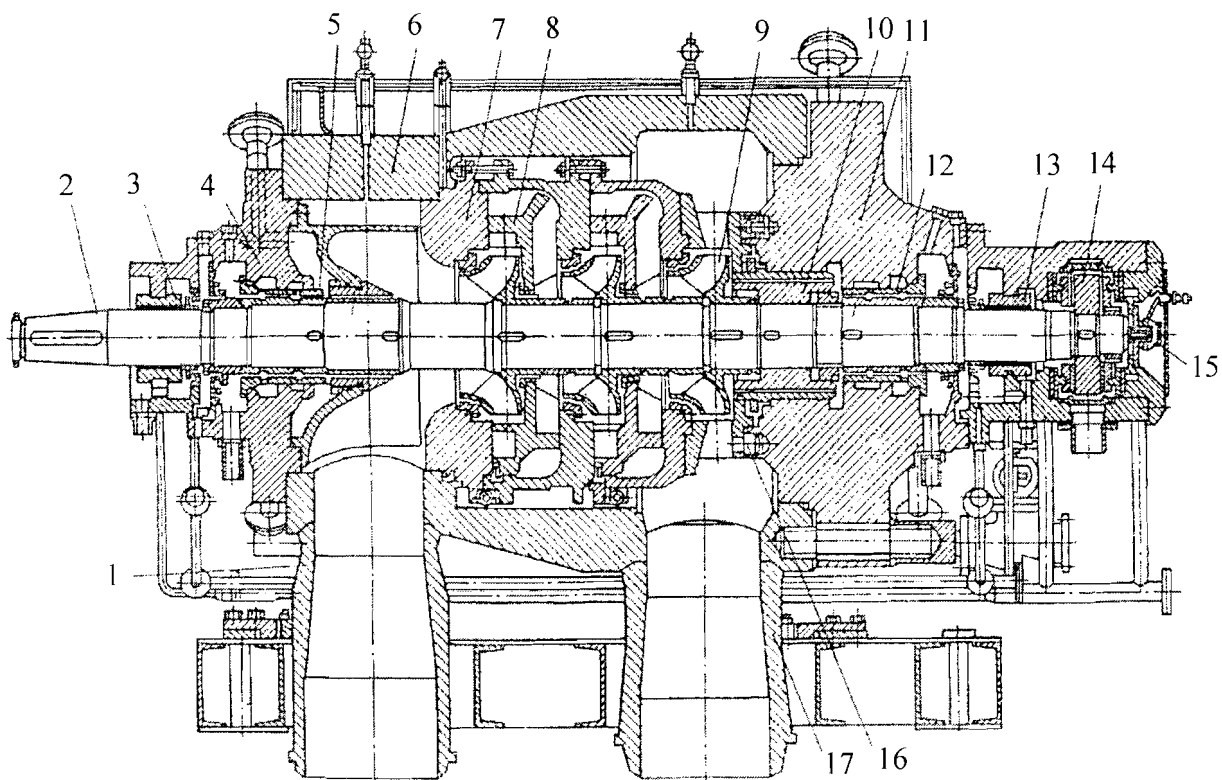
4.2.6. Для предотвращения деформации корпуса и нарушения центровки при пуске максимально допустимая разность температур верхней и нижней частей насоса не должна превышать 15 °С.

4.2.7. Выполненные из поковок крышки всасывания 4 и нагнетания 17 крепятся шпильками к торцевым поверхностям наружного корпуса. Во внутренних расточках крышек установлены втулки концевых щелевых уплотнений ротора. Холодный запирающий конденсат подводится и отводится через каналы в крышках.

4.2.8. Внутренний корпус 7 секционного типа центрируется в насосе на заточках крышки нагнетания и наружного корпуса, а от проворота фиксируется штифтом 16. В секциях 1-ой и 2-ой ступеней насоса установлены направляющие аппараты 8.

4.2.9. Между рабочими колесами 9, надетыми на вал 2 по скользящей посадке, установлены втулки, фиксирующие положение колес и наряду с рубашками 5 и 12 предохраняющие вал от коррозии. Перетоку жидкости по валу препятствуют термостойкие резиновые кольца, расположенные между рабочими колесами и втулками.

4.2.10. Осевые усилия, действующие на каждое рабочее колесо и направленные в сторону входного патрубка, суммируются, и результирующая сила достигает нескольких тонн. Для ее уравнивания на валу установлен разгрузочный поршень 10. Питательная вода после последней ступени насоса через цилиндрический щелевой зазор поступает в разгрузочную камеру, которая соединена с входным патрубком. Перепад давлений, действующий на разгрузочный поршень, компенсирует значительную часть осевого усилия, а его неуравновешенная часть воспринимается двухсторонним упорным подшипником 14 с самоустанавливающимися колодками (по шесть штук на каждой стороне).



1 - входной патрубок; 2 - вал; 3, 13 - опорные подшипники; 4 - крышка всасывания; 5, 12 - рубашки; 6 - наружный корпус; 7 - внутренний корпус; 8 - направляющий аппарат; 9 - рабочее колесо; 10 - разгрузочный поршень; 11 - крышка нагнетания; 14 - упорный подшипник; 15 - датчик осевого сдвига; 16 - штифт; 17 — напорный патрубок.

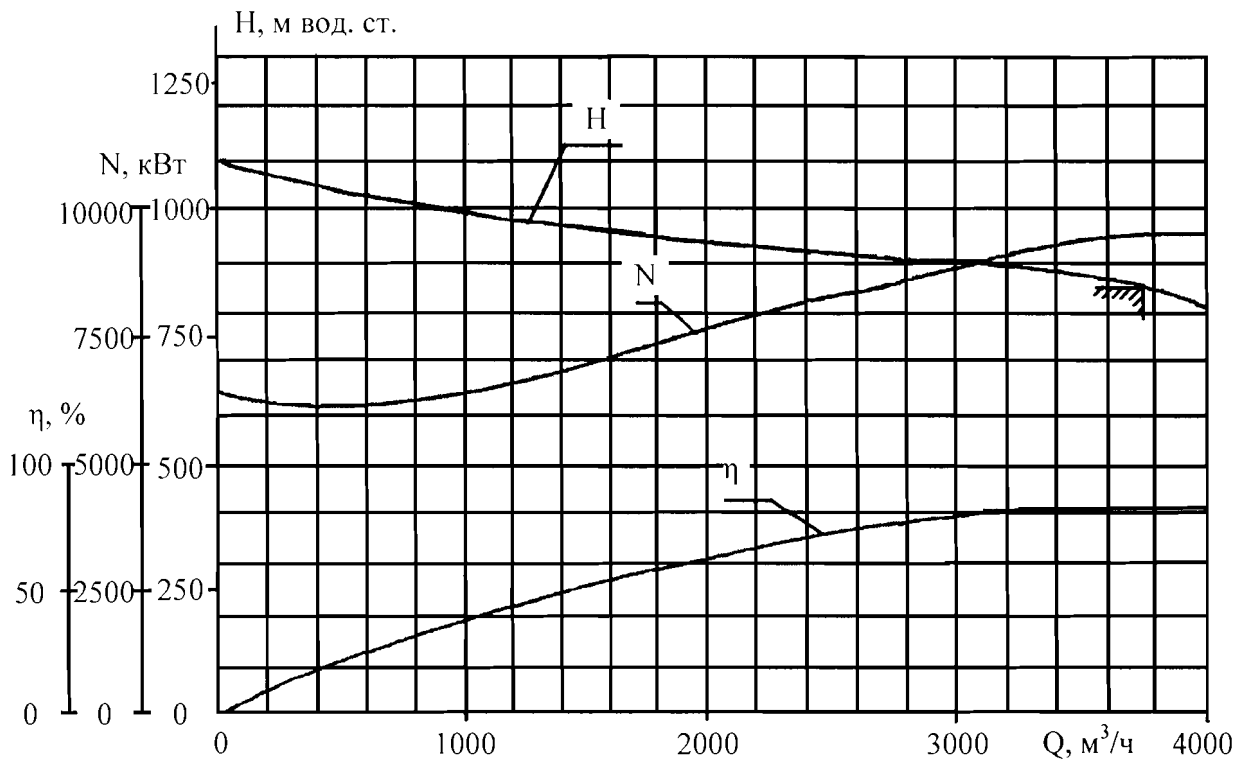
Рисунок 4.2.1 – Главный питательный насос ПТА 3750-75

4.2.11. Масло из системы смазки главной турбины подводится к опорным подшипникам 3, 13 и к каждому комплекту колодок упорного подшипника 14 по отдельным маслопроводам, на которых установлены дроссельные шайбы для регулирования количества масла, поступающего к подшипникам. Контроль температуры вкладышей опорных подшипников и колодок на рабочей стороне упорного подшипника осуществляется с помощью термопреобразователей сопротивления.

4.2.12. Для контроля осевого положения ротора насоса и определения степени износа колодок упорного подшипника на свободном конце ротора установлен дифференциальный датчик осевого сдвига 15 соленоидного типа.

4.2.13. Характеристика главного питательного насоса представлена на рис. 4.2.2.

4.2.14. Поле работы главного питательного насоса ПТА 3750-75 при давлении на входе в насос $P_{вх.}=7,7 \text{ кгс/см}^2$ показано на рис. 4.2.3.



H - напор; N - мощность насоса; η - КПД насоса.

Рисунок 4.2.2 – Характеристики главного питательного насоса ПТА 3750-75 ($n = 3500 \text{ об/мин}$)

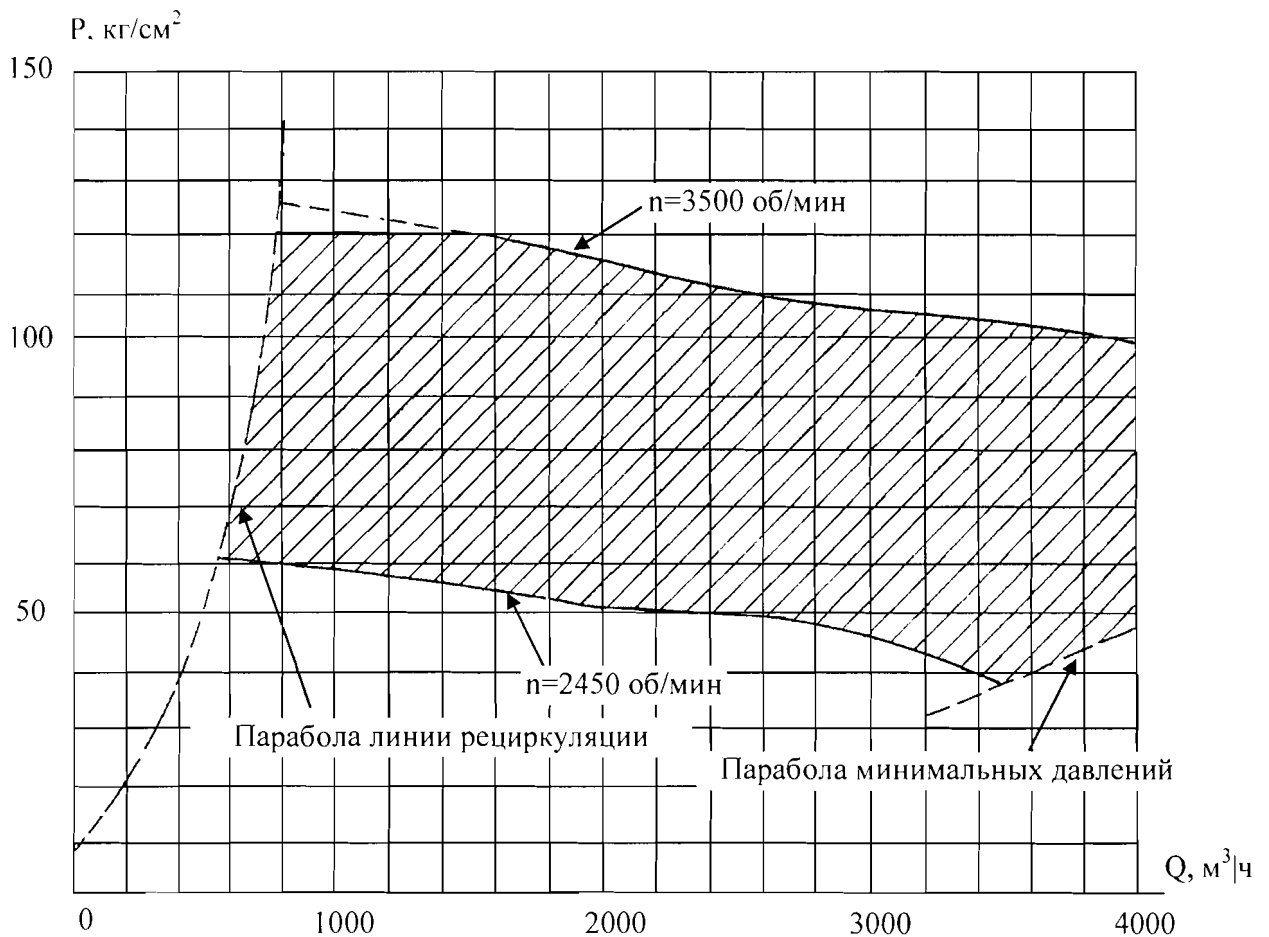


Рисунок 4.2.3 – Поле работы главного питательного насоса ПТА 3750-75

4.2.15. Материалы основных деталей насоса ПТА 3750-75:

- 1) корпуса и крышки — сталь 22К;
- 2) вал — сталь 40ХФА;
- 3) рабочие колеса - сталь 20Х13Л;
- 4) направляющие аппараты - сталь 20Х13Л;
- 5) секции, поршень, рубашки - сталь 20Х13;
- 6) уплотнительные кольца - сталь 30Х13.

4.2.16. Технические характеристики насоса приведены в подразделе 9.3 тех. описания.

4.2.17. Концевые уплотнения щелевого типа насоса ПТА 3750-75 (рис. 4.2.4)

4.2.17.1. Уплотнение достигается за счёт дросселирования в щели размером 0,30-0,35 мм между рубашкой вала и втулкой, установленной во внутренней расточке корпуса, а также за счёт подвода запирающего конденсата.

4.2.17.2. Перед передним уплотнением (со стороны всасывания) в расточке полуспирального подвода установлена дросселирующая втулка. Перед задним уплотнением (со стороны нагнетания) расположен разгрузочный барабан.

4.2.17.3. Дросселированием воды в этих устройствах снижают давление перед уплотнением.

4.2.17.4. После дросселирующей втулки жидкость отводится в деаэратор, а камера после разгрузочного барабана соединена со всасом.

4.2.17.5. Подвод запирающего конденсата выполнен от КЭН-2 ст. (или от НПД ХОВ) через фильтры и регулирующий клапан, поддерживающий перепад давлений между давлением подводимого конденсата и давлением отвода воды в деаэратор $0,5 \text{ кгс/см}^2$.

4.2.17.6. Отвод в конденсатор организован через гидрозатвор высотой 10 м. Давление отводимого конденсата с помощью вентиля настраивается $0,5 \text{ кгс/см}^2$.

4.2.17.7. В камерах отвода проточек в дренажный бак выполнены отверстия для соединения их с атмосферой, чтобы исключить возможность образования вакуума в этой камере (при срабатывании гидрозатвора) или же повышения давления в ней.

4.2.17.8. Сливная камера (концевая) образована водоуплотнительными и маслоотбойными кольцами. На сливном трубопроводе этой камеры имеется смотровое окно, при нормальной работе уплотнения протечки здесь должны отсутствовать.

4.2.17.9. Вакуум в этой камере недопустим из-за возможного замасливания конденсата, а повышенное давление может привести к обводнению масла.

4.2.17.10. Величины протечек в расчётном режиме представлены в табл 4.2.1.

Таблица 4.2.1

Название	Расход конденсата, т/ч	Отвод в деаэратор (на всас бустерного насоса), т/ч	Отвод в конденсатор, т/ч	Отвод в ДБ, т/ч	Отвод в сливную систему, т/ч
Передние уплотнения	23,3	8,8	10,5	4	0
Задние уплотнения	20,1	5,6	10,5	4	0

4.2.17.11. Допустимым считается увеличение зазоров в дросселирующих щелях уплотнения не более, чем вдвое (менее 0,6-0,7 мм).

4.2.18. Организация тепловых расширений насоса ПТА-3750-75 (рис.4.2.5)

4.2.18.1. Корпус опирается на фундаментную плиту четырьмя лапами. Расширение от неподвижной точки организовано в сторону упорного подшипника. Неподвижная точка (фикспункт) организован установкой двух поперечных шпонок в лапах корпуса со стороны входного патрубка и двух продольных шпонок, расположенных на патрубках насоса.

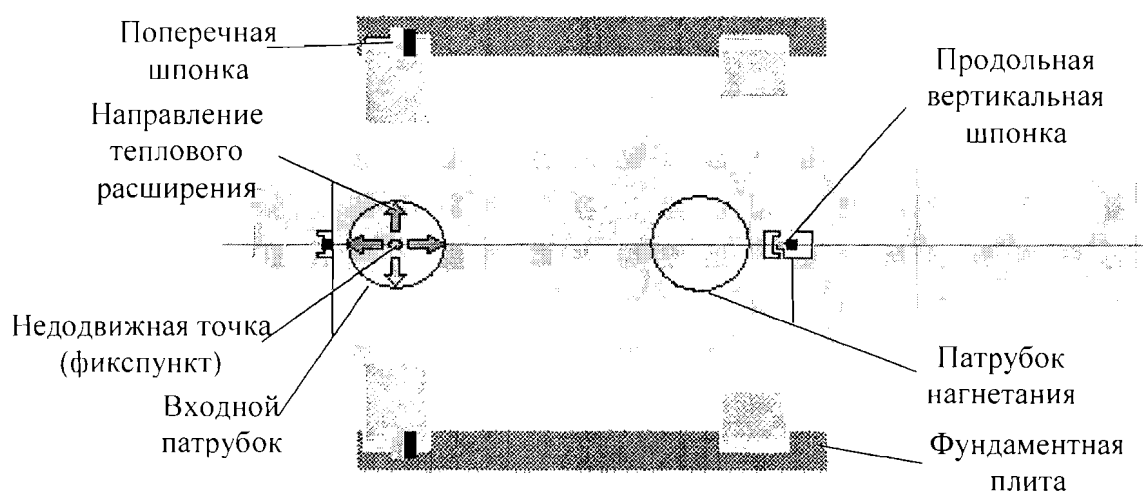


Рисунок 4.2.5 - Тепловое расширение питательного насоса

4.2.19. Устройство контроля осевого сдвига

4.2.19.1. Прибор служит для контроля осевого положения ротора насоса. При значительном износе упорных подшипников возможно задевание вращающихся деталей насоса о невращающиеся и повреждение насоса.

4.2.19.2. В состав устройства контроля осевого сдвига ротора главного питательного насоса входят:

- 1) датчик;
- 2) плунжер;
- 3) вторичный прибор с линейной шкалой.

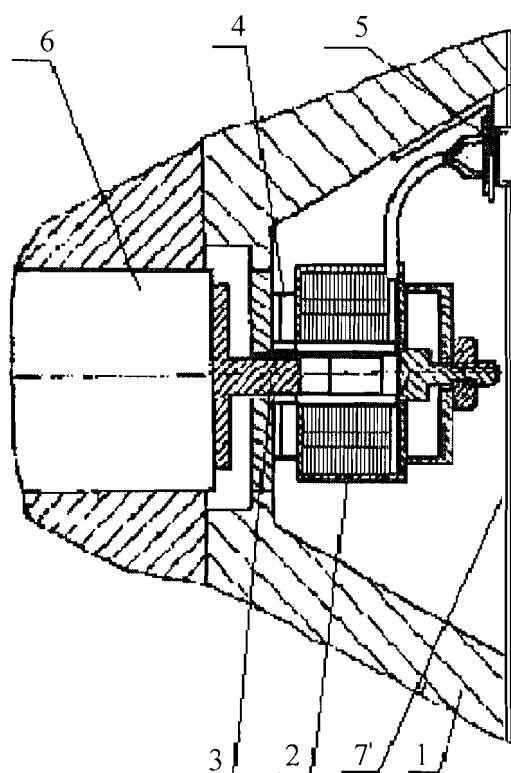
4.2.19.3. Для измерения перемещений применяется датчик соленоидного типа (рис. 4.2.6). Его преимуществом является простота конструкции, линейность характеристики. Датчик представляет собой дифференциальный трансформатор, катушка (2) которого состоит из трех секций. В средней секции расположена первичная обмотка. В крайних секциях расположены вторичные, измерительные обмотки, включенные встречно по напряжению.

4.2.19.4. После намотки каждая секция покрывается слоем лакоткани, пропитывается лаком, а затем заливается эпоксидной смолой. После затвердевания смолы катушка датчика помещается в цилиндрический экран (4) - корпус.

4.2.19.5. Ротор (6) насоса перемещается в пределах свободного разбега или допустимой выработки. На торце ротора жестко закреплен стержень (3) - плунжер. Плунжер представляет собой полый цилиндр длиной 20 мм диаметром 16,5 мм с внутренним отверстием 6 мм. Плунжер соединяется с ротором насоса через немагнитный фланец, имеющий посадочное место на роторе насоса. Плунжер герметичен по отношению к катушке, поскольку разделен с ней немагнитной трубкой, изготовленной из нержавеющей стали. Подключение датчика к вторичному прибору осуществляется через штепсельный разъем (5), жестко укрепленный на крышке (1) упорного подшипника насоса с помощью кронштейна. Датчик защищен металлической крышкой (7).

4.2.19.6. Перемещение плунжера внутри катушки преобразуется в пропорциональное значение взаимной индуктивности между первичной обмоткой возбуждения и двумя секциями вторичной обмотки. Первичная обмотка является питающей обмоткой датчика, две секции вторичной обмотки - измерительные. Дифференциальное действие датчика состоит в том, что перемещение плунжера в одном направлении вызывает увеличение ЭДС в одной из секций вторичной обмотки и уменьшение в другой. При обратном направлении движения плунжера изменение ЭДС на секциях вторичной обмотки приобретает противоположное направление. Разбаланс ЭДС со вторичной обмотки датчика поступает на вторичный прибор контроля осевого сдвига ротора и обрабатывается.

4.2.19.7. В зависимости от того, ЭДС какой секции больше, стрелка движется в ту или другую сторону от показателя «0». При недопустимом сдвиге ротора срабатывает сигнализация - точки «А» и «Д» на шкале прибора.



1 - крышка упорного подшипника; 2 - катушка датчика; 3 - плунжер; 4 - корпус датчика; 5 - штепсельный разъем; 6 - вал насоса; 7 - крышка датчика.

Рисунок 4.2.6 - Датчик контроля осевого сдвига ротора

4.2.19.8. Технические данные устройства контроля осевого сдвига ротора приведены в табл. 4.2.2.

Таблица 4.2.2

Наименование показателя	Величина
Пределы измерения перемещения по шкале вторичного прибора, мм	$\pm 2,0$
Порог чувствительности прибора, мм (%)	0,012 (0,3)
Вариация показаний, мм (%), не более	$\pm 0,024$ (0,6)
Пределы погрешности измерений по шкале вторичного прибора при температуре окружающей среды 15-25 °С и относительной влажности до 80 %, мм (%)	$\pm 0,068$ (1,7)
Пределы дополнительной погрешности при нагреве датчика до 100 °С, мм (%)	$\pm 0,012$ (0,3)
Диапазон установки сигнализации, мм	$\pm 1,75$
Погрешность срабатывания сигнализации относительно заданных значений, мм (%), не более	$\pm 0,04$ (1)

Наименование показателя	Величина
Напряжение переменного тока, питающего прибор, В	220
Сопротивление изоляции датчика относительно корпуса, Мом, не менее	20

4.2.19.9. Радиальное биение сердечника до 1 мм вызывает колебания стрелки прибора в пределах $\pm 0,024$ мм (0,6 %) при оборотах ротора до 1000 об/мин. При оборотах более 1000 об/мин колебаний стрелки нет.

4.3. Вспомогательный питательный электронасос

4.3.1. Система ВПЭН обеспечивает:

- 1) разогрев и расхолаживание Д-7 и трубопроводов питательной воды;
- 2) отмывку системы питательной воды после ремонта;
- 3) заполнение парогенераторов деаэрированной водой перед началом пуска блока после ремонта ПГ (блока);
- 4) питание парогенераторов в ходе разогрева блока до номинальных параметров теплоносителя первого контура и рабочего тела второго контура;
- 5) питание парогенераторов при наборе нагрузки с нуля до момента включения ТПН ($N \leq 5 \% \text{ от } N_{\text{ном}}$);
- 6) питание парогенераторов при снижении нагрузки, соответствующей моменту отключения ТПН, до нуля;
- 7) заполнение парогенераторов до уровня 3700-3800 мм и их питание в ходе поддержания состояния блока «горячий останов» и при паровом расхолаживании блока.

4.3.2. При работе блока на мощности ВПЭН находятся в состоянии «готов к работе».

4.3.3. На Балаковской АЭС на всех блоках (кроме ВПЭН-2 на блоке № 2, имеющего тип насоса ЦН 150-90Г) установлены вспомогательные питательные электронасосы типа ПЭА 150-85.

4.3.4. Конструкция и принцип работы вспомогательного питательного электронасоса ПЭА 150-85

4.3.4.1. Общий вид насоса ПЭА 150-85 представлен на рис. 4.3.1.

4.3.4.2. Разрез насоса ПЭА 150-85 представлен на рис. 4.3.2.

4.3.4.3. Насос ПЭА 150-85 центробежный, горизонтальный, секционный, однокорпусной, семиступенчатый, с гидравлической пятой, подшипниками скольжения с кольцевой смазкой, концевыми уплотнениями сальникового типа.

4.3.4.4. Корпус насоса выполнен из хромистой стали и состоит из набора секций, входной и напорной крышек, которые центрируются между собой на заточках и стягиваются совместно восемью стяжными шпильками. Корпус устанавливается на фундаментной плите. Опорные поверхности лап входной и напорной крышек расположены в горизонтальной плоскости, проходящей через ось насоса. Фиксированное положение оси насоса, обеспечивающее отсутствие расцентровки при тепловом расширении корпуса, достигается за счет поперечных шпонок, установленных в лапах входной крышки и продольных шпонок, расположенных в нижней части входной и напорной крышек. В каждой секции установлен направляющий аппарат для формирования потока среды. Секции выполнены из хромистой стали. Герметичность стыков секций между собой и с входной и напорной крышками обеспечивается металлическим контактом уплотняющих поясков. Дополнительно в стыках установлены уплотнительные кольца из теплостойкой резины.

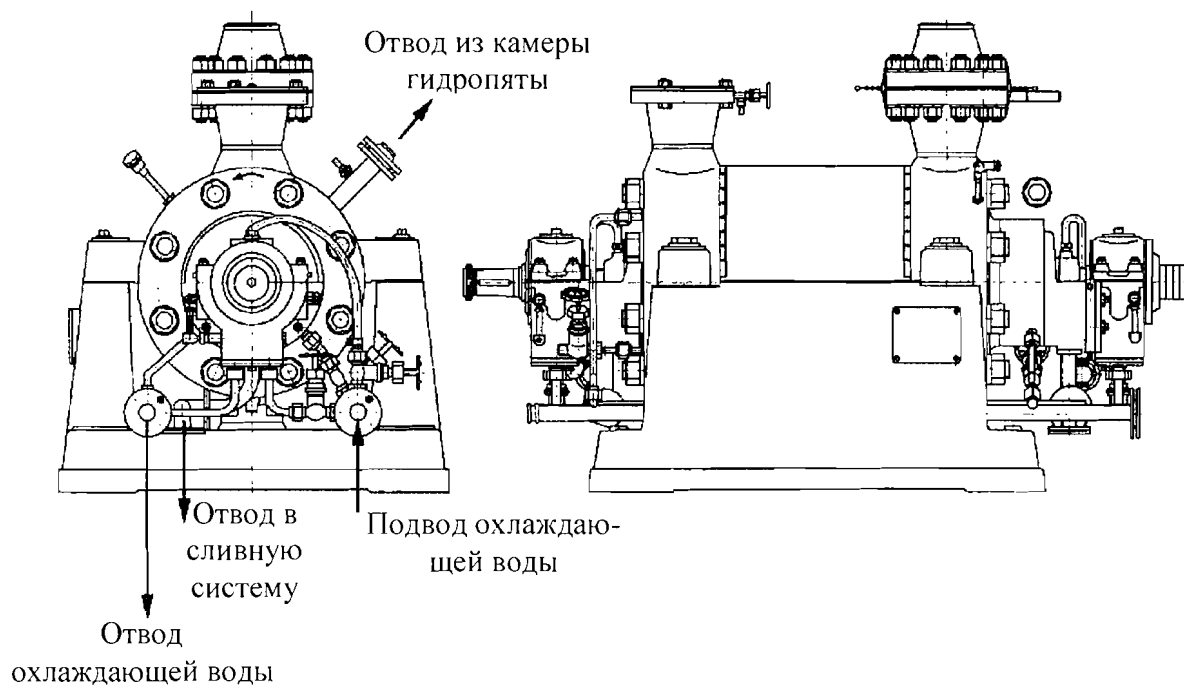
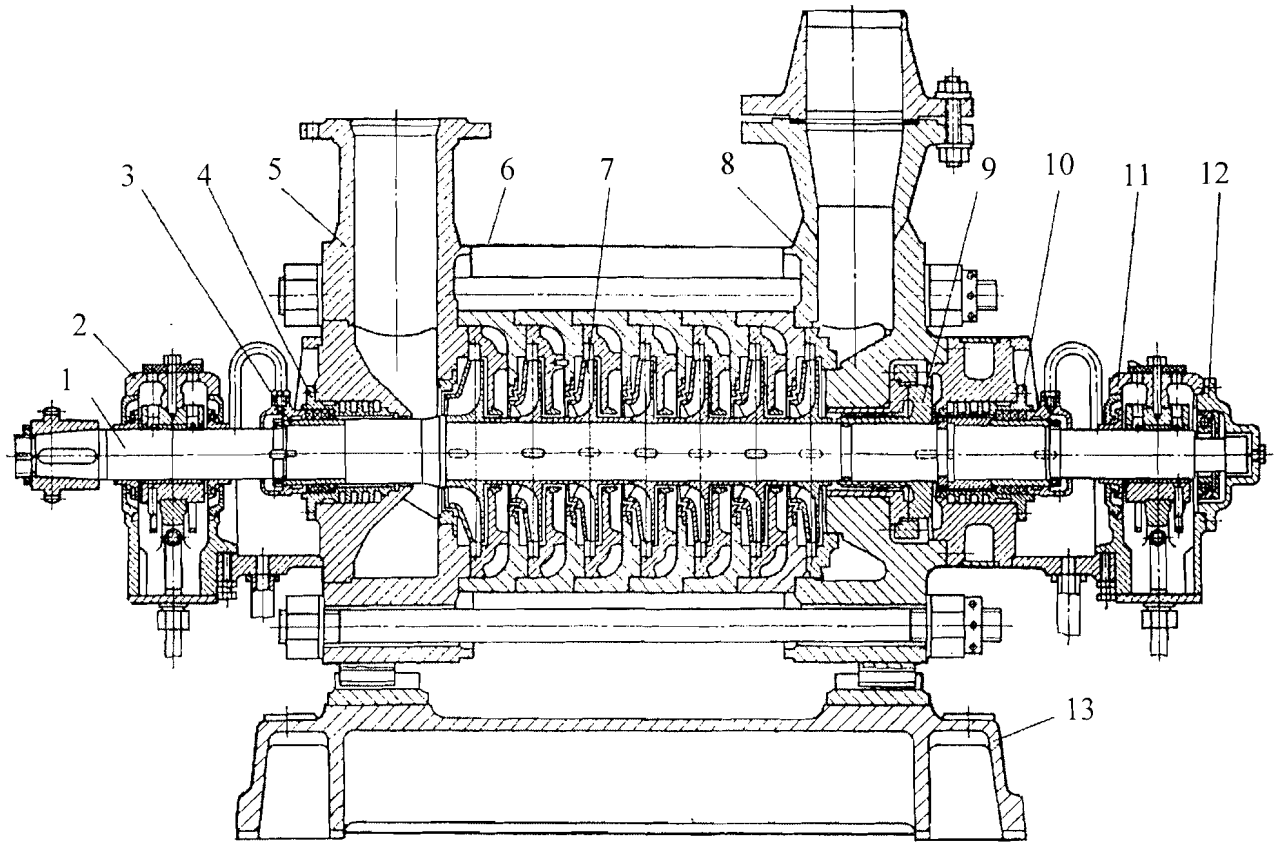


Рисунок 4.3.1 - Общий вид насоса ПЭА 150-85



1 – вал; 2 – подшипник скольжения; 3 – защитные рубашки вала; 4 – концевое уплотнения; 5 – входная крышка; 6 – защитно-декоративный кожух; 7 – рабочие колеса; 8 – напорная крышка; 9 – разгрузочный диск; 10 – концевое уплотнение; 11 – подшипник скольжения; 12 – упор с указателем осевого сдвига; 13 – установочная чугунная плита.

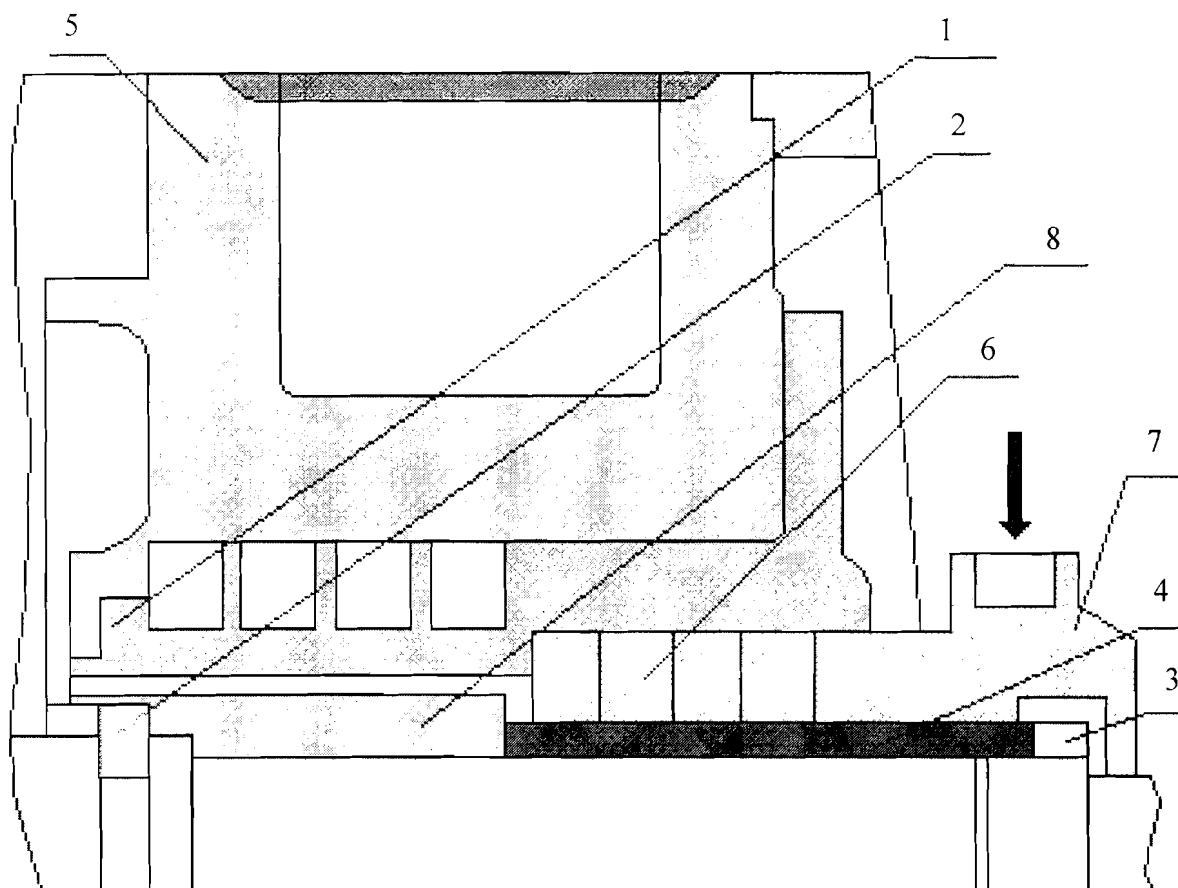
Рисунок 4.3.2 - Разрез насоса типа ПЭА 150-85

4.3.4.5. Ротор насоса включает в себя вал, рабочие колеса, защитные рубашки вала и разгрузочный диск. Между рабочим колесом последней ступени и разгрузочным диском предусмотрен линейный зазор для компенсации тепловых расширений деталей ротора. Передача крутящего момента с вала на колеса производится с помощью соединительных шпонок. Вал вращается в подшипниках скольжения с баббитной заливкой. Для смазки подшипников используется масло турбинное Т-22 (Тп-22, Тп-22С). Контроль температуры вкладышей подшипников осуществляется термометрами сопротивления.

4.3.4.6. Для компенсации осевых усилий в полости насоса установлен разгрузочный диск на валу с напорной стороны насоса. Для ограничения перемещения ротора в сторону нагнетания на подшипнике смонтирован упор с указателем осевого сдвига. Осевые усилия ротора воспринимаются гидравлической пятой.

4.3.4.7. Насос смонтирован на чугунной плите и закрыт защитно-декоративным кожухом. Направление вращения вала - по часовой стрелке, если смотреть со стороны привода. Для передачи усилия от электродвигателя к насосу предусмотрена зубчатая муфта. Муфта воспринимает перемещение вала и тепловое расширение. В коробку зубчатой муфты заливается масло Т-57 по ГОСТ 32-74 или индустриальное И-50А по ГОСТ 20799-75.

4.3.4.8. В насосе ПЭА 150-85 уплотнения концов вала осуществляются концевыми уплотнениями сальникового типа с мягкой набивкой. Герметизация вала происходит (рис. 4.3.3) за счет прилегания набивки (6) из мягких сальниковых колец к рубашке (4). Во время работы место трения охлаждается и смазывается водой, которая протекает через сальники наружу. Нормальная величина протечки – частая капельная или тонкая струйная течь через сальники. Не рекомендуется эксплуатировать насос вообще без протечки через сальник. Это приводит к тому, что сальниковая набивка работает без охлаждения и смазки, роль которой выполняет вода, и в итоге к перегреву уплотнения, что может привести к выходу насоса из строя.



1 - дистанционное кольцо; 2 - закладное кольцо; 3 - гайка; 4 – рубашка; 5 - концевое уплотнение; 6 - сальниковая набивка; 7 - букса сальника; 8 - втулка.

Рисунок 4.3.3 - Принципиальная схема уплотнения вала насоса типа ПЭА 150-85

4.3.4.9. Подвод охлаждающей воды к насосу выполнен коллекторным - на линиях подвода к концевым уплотнениям, буксам и подшипникам установлены регулировочные вентили для регулирования расхода охлаждающей воды на насос.

4.3.4.10. Питательная вода из деаэратора в насос поступает через входной патрубок, последовательно проходит все ступени и через напорный патрубок поступает в напорный трубопровод системы.

4.3.4.11. Для предотвращения обратного тока воды на напорном трубопроводе насоса установлен обратный клапан.

4.3.4.12. Для предотвращения вскипания воды в насосе из-за разогрева в проточной части при работе насоса на малых расходах предусмотрена линия рециркуляции воды в деаэратор.

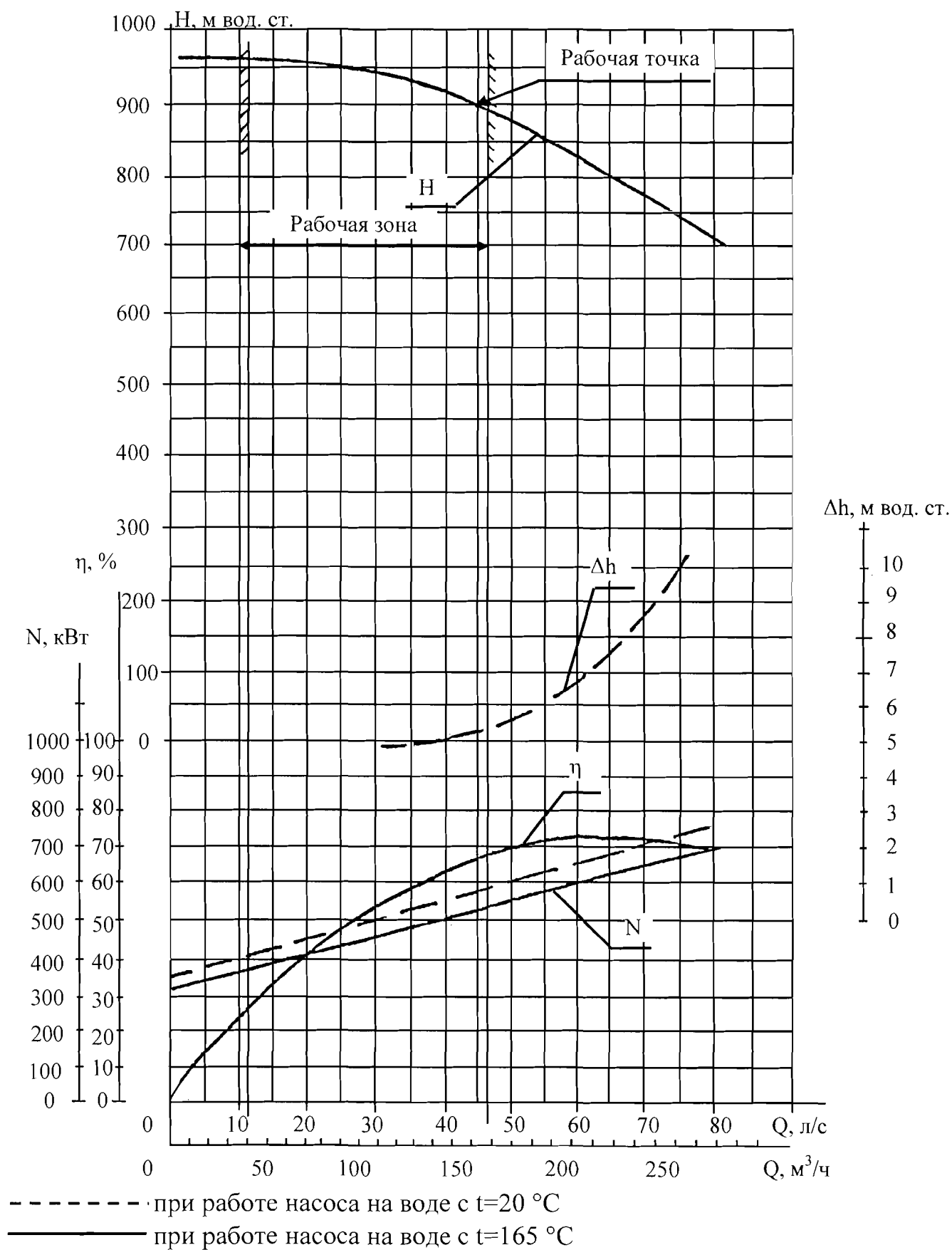
4.3.4.13. В состав линии рециркуляции входят дросселирующее устройство и запорная арматура. Управление запорной арматурой автоматическое, по импульсам от расходомера, установленного на напорном трубопроводе насоса.

4.3.4.14. Приводом вспомогательного питательного электронасоса служит электродвигатель 4 АЗМ - 800 - 6000 УХЛ 4.

4.3.4.15. Электродвигатели вспомогательных питательных электронасосов (ВПЭН) запитаны от секций нормальной эксплуатации.

4.3.4.16. Технические данные насоса ПЭА 150-85 приведены в разделе 9 тех. описания.

4.3.4.17. Расходная характеристика насоса ПЭА 150-85 приведена на рис. 4.3.4.



Н - напор; N - мощность; η - КПД насоса; Δh - допустимый кавитационный запас.

Рисунок 4.3.4 – Характеристики вспомогательного питательного электронасоса ПЭА 150-85

4.3.5. Конструкция насоса ЦН 150-90Г

4.3.5.1. Насос ЦН 150-90Г (рис. 4.3.5) горизонтальный, однокорпусный, семиступенчатый.

4.3.5.2. Состоит из входной и напорной крышек, ротора, включающего в себя вал, рабочие колеса, защитные рубашки вала, разгрузочный диск.

4.3.5.3. Ротор вращается в подшипниках скольжения. Смазка подшипников – кольцевая. Количество масла в подшипниках контролируется по указателю уровня масла. Уровень не должен уходить за нижнюю отметку маслоуказательного стекла.

4.3.5.4. Контроль температуры вкладышей производится при помощи термометров сопротивления.

4.3.5.5. Осевые усилия ротора воспринимаются гидравлической пятой. Для контроля осевых перемещений ротора смонтирован указатель осевого сдвига.

4.3.5.6. Для обеспечения нормальной работы торцевых уплотнений при перекачивании насосом питательной воды с повышенной температурой (164 °С при работе от Д-7) предусматривается установка выносных теплообменников.

4.3.5.7. Для подачи охлаждающей воды на теплообменники, подшипники, торцевые уплотнения, а также на воздухоохладители электродвигателя используется система технической воды неответственных потребителей.

4.3.5.8. Опорами ротора (рис. 4.3.6) служат два подшипника скольжения с кольцевой смазкой. Корпус подшипников и вкладыши имеют горизонтальный разъем. Уровень масла в подшипнике контролируется указательным стеклом.

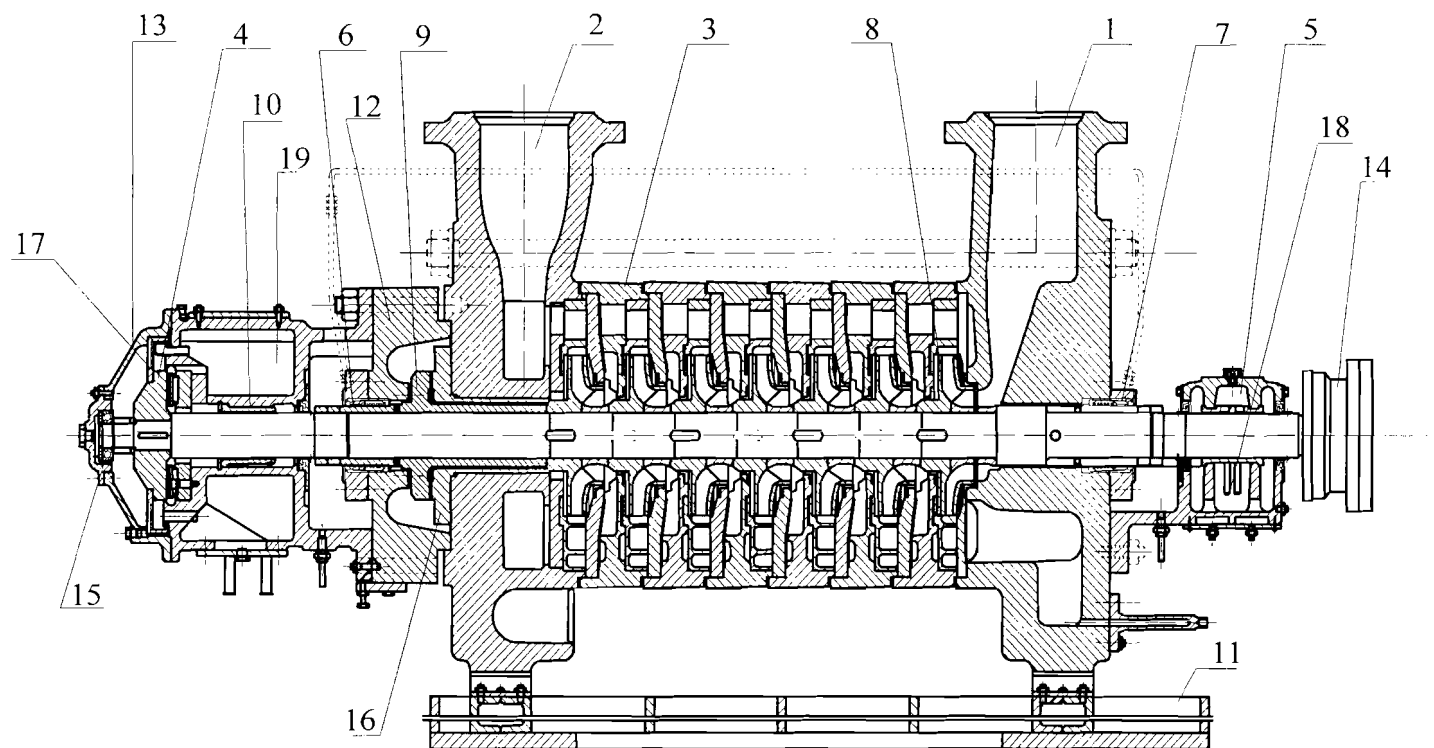
4.3.5.9. Охлаждение корпусов подшипников насоса осуществляется технической водой от насосов неответственных потребителей. При работе насосного агрегата расход охлаждающей воды на подшипники должен быть примерно 3 м³/ч при температуре воды 15-20 °С. Для контроля температуры вкладышей предусмотрена установка термометров сопротивления.

4.3.5.10. Радиально-осевой подшипник скольжения (4.3.7) принимает осевое усилие вращающегося вала. Подшипник размещается в литом стальном корпусе. В этом же корпусе размещен подшипник скольжения. Диск радиально-осевого подшипника опирается на расширенную часть вала, укрепляется гайкой предохранительной, а его вращение с валом обеспечивается через шпонку.

4.3.5.11. Осевое усилие передается тонкому слою масла в полости между диском осевого подшипника и восемью дросселирующими секторами. Сектора крепятся к сегментной плите шпильками.

4.3.5.12. На диске радиально-осевого подшипника закреплено кольцо для захвата масла. При вращении вала одновременно вращается кольцо и масло поступает во внутренний паз смазочного кольца.

4.3.5.13. В верхней части корпуса радиально-осевого подшипника установлен маслосборник. Масло из внутреннего канала смазочного кольца через маслосборник направляется к маслоохладителю.

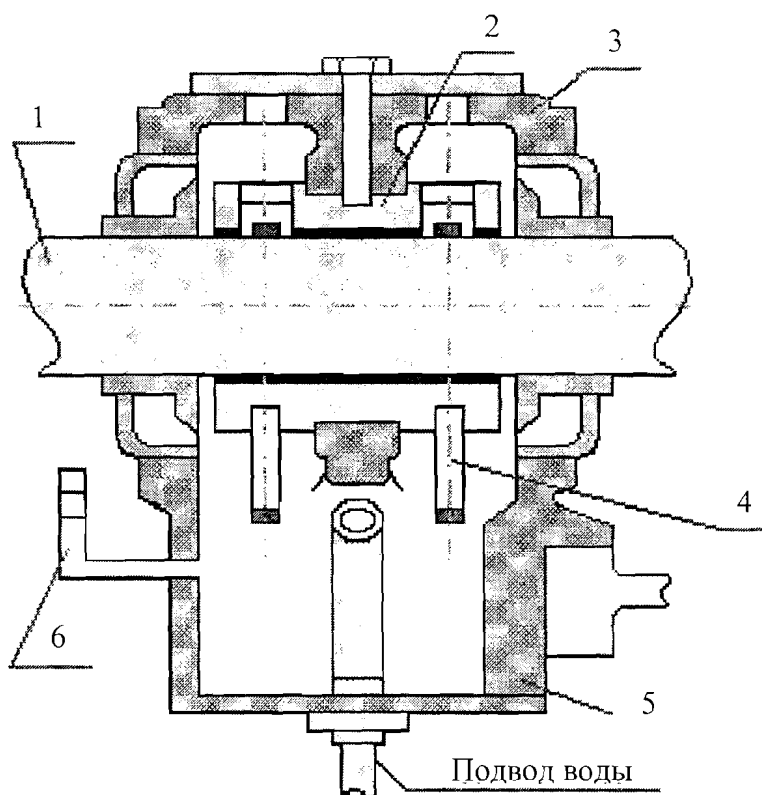


1 - патрубок всасывания; 2 - патрубок напорный; 3 - секция; 4 - диск радиально-осевого подшипника; 5 - подшипник скольжения; 6, 7 - концевое торцевое уплотнение; 8 - рабочие колеса; 9 - разгрузочный диск; 10 - подшипник скольжения; 11 - установочная плита; 12 - крышка патрубка нагнетания; 13 - крышка радиально осевого подшипника; 14 - соединительная муфта; 15 - шарикоподшипник; 16 - диск; 17 - кольцо радиально-осевого подшипника; 18 - кольцо опорного подшипника; 19 - радиально-осевой подшипник.

Рисунок 4.3.5 – Вспомогательный питательный насос ЦН 150-90Г

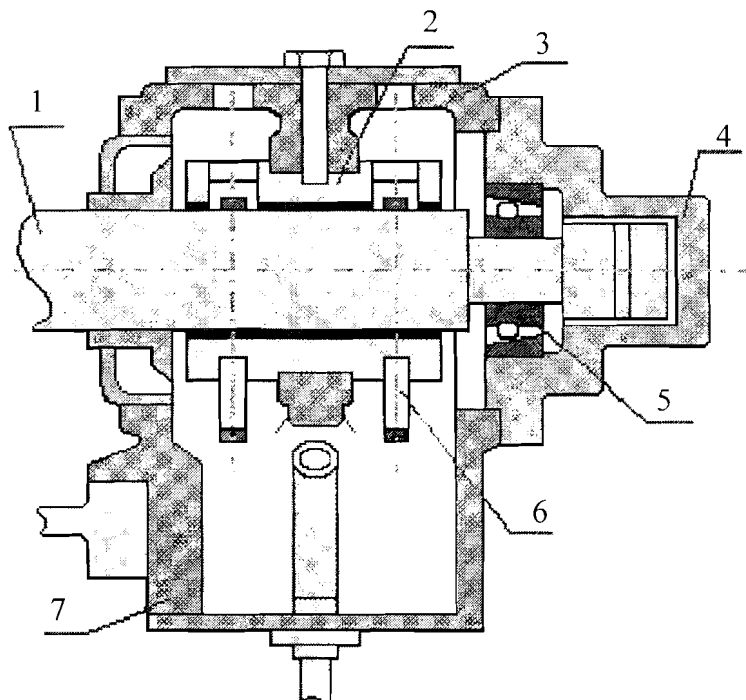
4.3.5.14. Крышка подшипника закрывает корпус подшипника со стороны конца вала и служит картером для скопления масла. В крышке также установлен опорно-упорный шарикоподшипник, предназначенный для восприятия осевых нагрузок, возникающих в момент запуска электродвигателя.

4.3.5.15. В нижней части крышки подшипника установлена пробка для слива масла. На подшипниковом узле предусмотрено два маслоуказателя: одно на корпусе, служащее для замера «пассивной» смазки, другое для замера рабочего уровня в верхней части корпуса. Охлаждение масла производится через встроенный в корпус подшипника теплообменник, на который подается техническая вода.



1 - вал насоса; 2 – вкладыш; 3 - крышка подшипника; 4 - смазочные кольца; 5 - корпус подшипника; 6 - маслоуказатель.

Рисунок 4.3.6 - Опорный подшипник вспомогательного электропитательного насоса

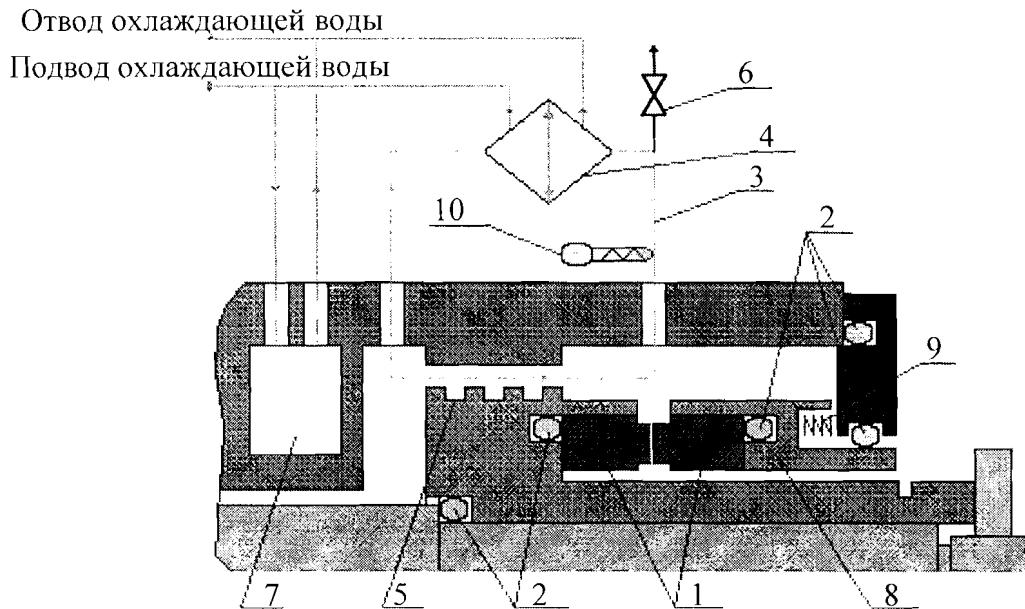


1 - вал насоса; 2 - вкладыш; 3 - крышка подшипника; 4 - упор с визуальным указателем осевого сдвига; 5 - опорно-упорный шарикоподшипник; 6 - смазочные кольца; 7 - корпус подшипника.

Рисунок 4.3.7 - Конструкция опорно-упорного подшипника вспомогательного электропитательного насоса

4.3.5.16. В насосе ЦН 150-90Г применена блочная конструкция концевого уплотнения (рис. 4.3.8) типа Т. Рабочими поверхностями уплотнения являются торцевые поверхности вращающегося и неподвижного колец пар трения (1), выполненных из силицилового графита СГ-II. Одно установлено во вращающемся винтовом нагнетателе (5), другое – в аксиально-подвижной обойме (8). Пружина (9) подпирает невращающиеся кольцо к вращающемуся. Чтобы исключить протечки перекачиваемой среды помимо уплотняющих колец, установлены резиновые кольца уплотнения круглого сечения (2).

4.3.5.17. В уплотнение предусмотрена подача воды по циркуляционному контуру (3). Это необходимо, чтобы: во-первых, охладить поверхности трения и, во-вторых, смазать их. Организует циркуляцию воды винтовой нагнетатель (5). Для отвода тепла в циркуляционном контуре установлен теплообменник-холодильник (4) Предусмотрена подача охлаждающей воды для создания термобарьера (7).



1 - кольца из силицевого графита; 2 - резиновые кольца; 3 - циркуляционный контур; 4 - внешний теплообменник; 5 - винтовой нагнетатель; 6 - воздушник; 7 - термобарьер; 8 - аксиально-подвижная обойма; 9 - пружина; 10 - термосопротивление.

Рис. 4.3.8 - Принципиальная схема уплотнения вала насоса типа ЦН 150-90Г

4.3.5.18. Гидравлическое осевое усилие ротора воспринимается гидравлической пятой (рис. 4.3.9). В этом случае в течение длительного времени обеспечивается надежное уравнивание осевых сил в широком диапазоне их изменения, отпадает надобность в упорном подшипнике.

4.3.5.19. Основу уравнивающего устройства составляют две последовательно расположенные щели А и В, подушка гидропята (5) и разгрузочный диск (6).

4.3.5.20. Давление P_1 в камере Б гидропята больше давления P_2 за гидропятью.

4.3.5.21. При изменении осевого усилия на колесо насоса изменится зазор торцевой щели В, а с ним и давление P_2 .

4.3.5.22. Изменение торцевого зазора продолжается до тех пор, пока сдвигающая и уравнивающая силы не уравниваются.

4.3.5.23. Уравнивание осевого усилия происходит автоматически, каждому значению действующего на рабочее колесо осевого усилия соответствует определенный зазор в торцевой щели, обеспечивающий необходимое уравнивающее усилие.

4.3.5.24. Вода из камеры гидропята отводится во входной патрубок насоса.

4.3.5.26. Запрещается работа насоса при малых давлениях в напорной линии: $P \leq 70 \text{ кгс/см}^2$, т.к. в этом случае давление на напоре мало для работы гидропята в расчетном режиме. При «металлическом» контакте разгрузочного диска с подушкой гидропята будет наблюдаться перегрев и образование задиров в торцевом дросселе.

4.3.5.28. При работе насоса нормальное положение риски на статоре должно быть между средней и правой рисками ротора.

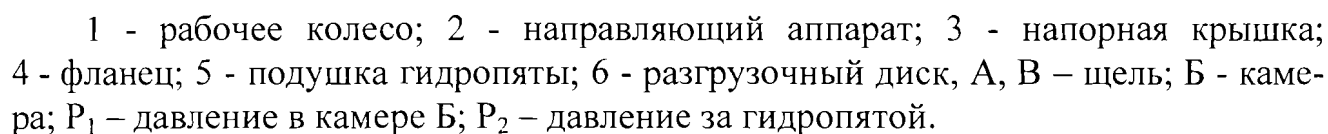
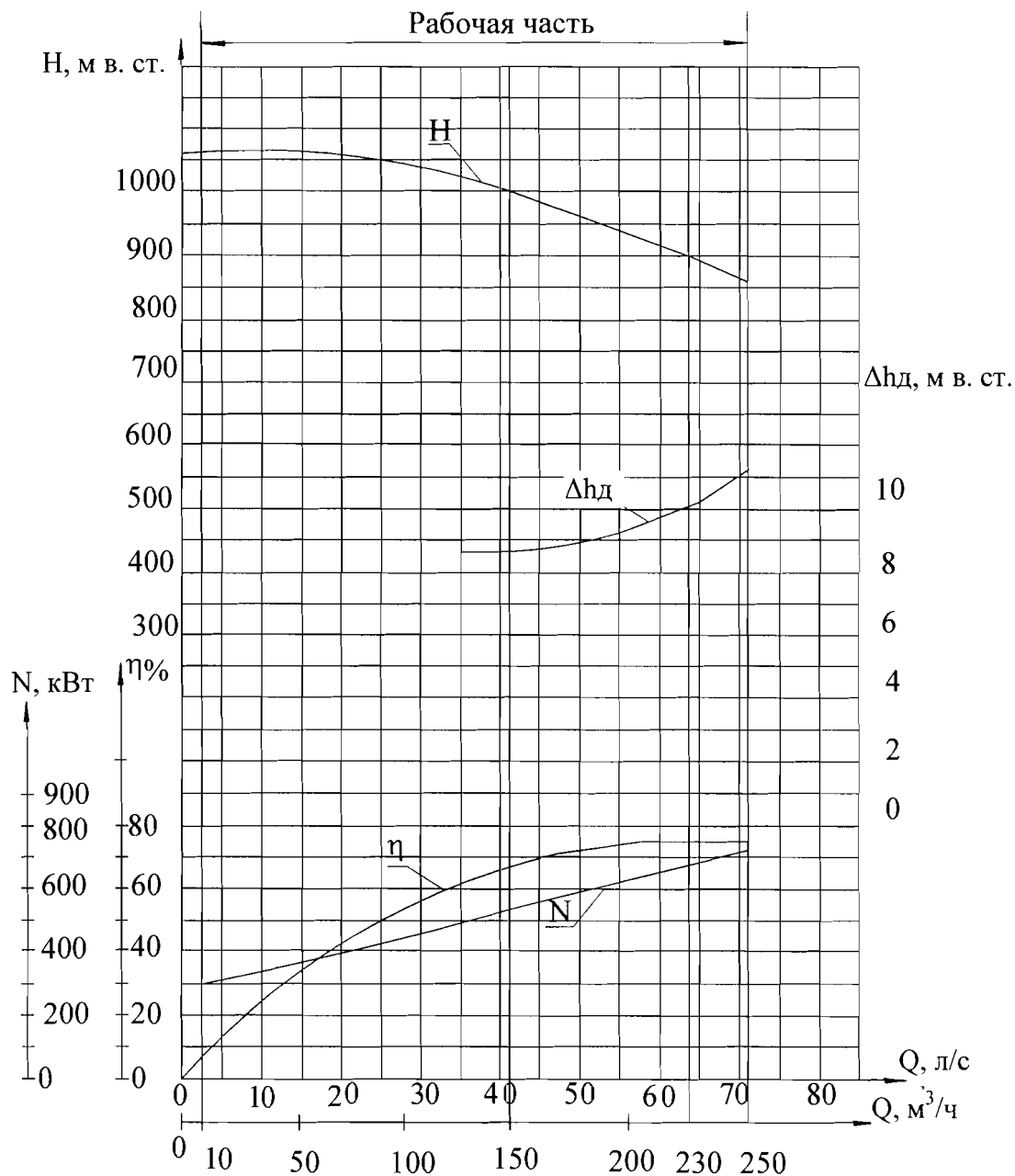


Рисунок 4.3.9 - Гидравлическая пята

4.3.5.29. На рис. 4.3.10 представлена характеристика насоса ЦН 150-90Г.



H – напор насоса; N – мощность электродвигателя; Δh_d – кавитационный запас; η – коэффициент полезного действия.

Рисунок 4.3.10 - Характеристика насоса ЦН 150-90Г

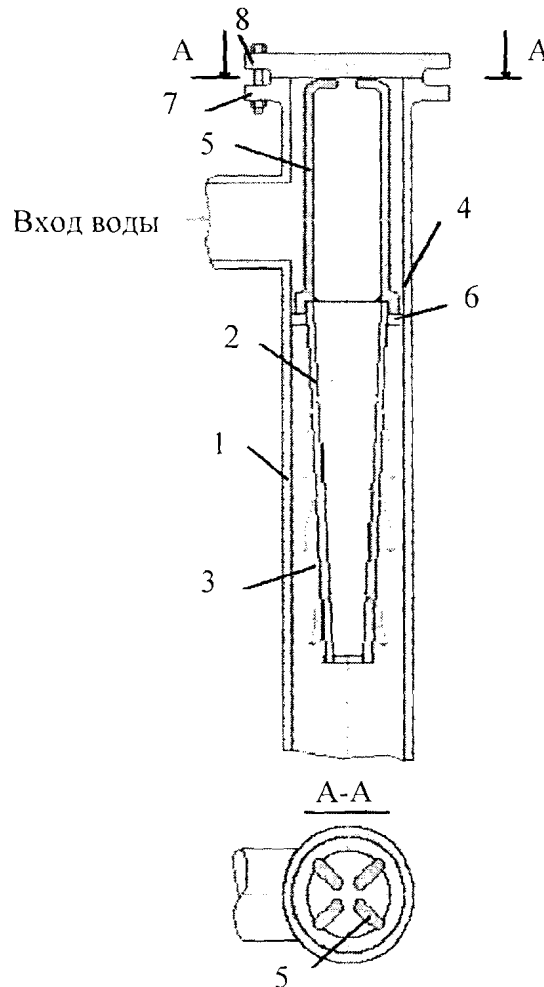
4.3.5.30. Технические данные насоса ЦН 150-90Г приведены в подразделе 9.5 тех. описания.

4.3.6. Конструкция фильтра RL51(52)N01

4.3.6.1. Для защиты ВПЭН от попадания механических примесей на всасе насоса установлен механический сетчатый фильтр (рис. 4.3.11), по одному на каждый насос.

4.3.6.2. Фильтр представляет собой цилиндрический корпус, закрытый с обеих сторон заглушками. Внутри корпуса установлена цилиндрическая сетка, на которой и происходит очистка воды от механических примесей.

4.3.6.3. Фильтр установлен на всасывающем трубопроводе ВПЭН-1(2). Фильтр выполнен в виде дырчатого конуса (2) длиной 800 мм с закрепленной на ней сеткой (3) по ГОСТ 3826-66. К дырчатому конусу (2) со стороны большего диаметра приварены четыре изогнутых стержня (5). При сборке фильтра фланец (4) прижимается к фланцу (6), сваренному внутри трубы (1). При этом стержни (5) выступают за наружный фланец (7) на 2-3 мм. При установке глухого фланца (8) и затрагивании шпилек фланец (4) фильтра плотно прижимается к фланцу (6), предотвращая просачивание воды мимо фильтра.



1 - всасывающий трубопроводе; 2 - дырчатый конус длиной 800; 3 - сетка; 4 - фланец; 5 - изогнутые стержни; 6 - фланец; 7 - наружный фланец; 8 - глухой фланец.

Рисунок 4.3.11 - Конструкция фильтра RL51(52)N01

4.4. Конденсационная паровая турбина ОК-12А

4.4.1. Назначение конденсационной паровой турбины ОК-12А

4.4.1.1. Конденсационная паровая турбина ОК-12А с переменной частотой вращения предназначена для привода питательного и предвключенного (бустерного) насосов блоков атомных электростанций с реакторами типа ВВЭР-1000 и турбинами К-1000-60/1500. В блоках с турбинами К-1000-60/1500-2 устанавливаются два турбонасоса.

4.4.1.2. Турбина с редуктором устанавливается на железобетонном фундаменте на отметке площадки обслуживания, принятой 5,68 м от уровня пола машзала. На этой же отметке смонтированы стопорный клапан, регулятор уплотнений, эжекторы - основной, пусковой и системы отсоса, а также соответствующие трубопроводы и арматура.

4.4.1.3. На промежуточной площадке (отметка 3,25 м) на блоках 1, 2, 3 БалАЭС установлены блок масляных насосов и маслоохладители. На блоке 4 масляные насосы и маслоохладители установлены на отметке 0,0 м.

4.4.1.4. Конденсатор своими пружинными опорами устанавливается на железобетонные опоры, а приемным патрубком приварен (через переходной патрубок) к выхлопной части турбины.

4.4.1.5. Паровая турбина ОК-12А работает на переменных параметрах пара, отбираемого из нитки за СГП при постоянной температуре 248 °С.

4.4.1.6. При малых нагрузках или при аварийном режиме, когда давление пара становится менее 5,5 кгс/см², питание турбины переводится на КСН. Эксплуатация турбины ведется в помещении с температурой воздуха до +30 °С, Турбина пригодна для работ в условиях сейсмичности, при перегрузке с ускорением до 0,4 g в любом направлении на уровне оси турбины.

4.4.2. Технические данные оборудования

4.4.2.1. Паровая турбина ОК-12А предназначена для работы с переменной частотой вращения, обеспечивая при этом необходимую для привода питательного и предвключенного насосов мощность в соответствии с таблицей 4.4.1.

Таблица 4.4.1

Производительность насоса Q, м ³ /ч (%)	Мощность, потребляемая питательным и бустерным насосами N, кВт	Частота вращения ротора турбины, об/мин	Параметры пара перед стопорным клапаном		Температура охлаждающей воды °С	Расход пара через стопорный клапан, т/ч
			Давление; P ₀ , кгс/см ² (абс)	Температура °С		
3760 (100)	11600	3500	9,9	248	28	73,0
3760 (100)	11600	3500	9,9	248	22	67,3
3008 (80)	7950	3190	8,0	248	22	49,2
2256 (60)	5400	2940	6,0	248	22	34,8
1504 (40)	3750	2730	4,0	248	22	25,4

Производительность насоса $Q, \text{ м}^3/\text{ч} (\%)$	Мощность, потребляемая питательным и бустерным насосами $N, \text{ кВт}$	Частота вращения ротора турбины, об/мин	Параметры пара перед стопорным клапаном		Температура охлаждающей воды $^{\circ}\text{C}$	Расход пара через стопорный клапан, т/ч
			Давление; $P_0, \text{ кгс/см}^2$ (абс)	Температура $^{\circ}\text{C}$		
1128 (30)	3000	2645	3,0	248	22	21,1
3760 (100)	11600	3500	9,9	248	15	67,0
3008 (80)	7950	3190	8,0	248	15	47,2
2256 (60)	5400	2940	6,0	248	15	33,5
1128 (30)	3000	2645	3,0	248	15	20,5
3760 (100)	11600*	3500	12,0	187	33	86,3

4.4.2.2. При полностью открытых регулирующих клапанах, номинальных параметрах пара и температуре охлаждающей воды 22°C турбина развивает мощность 12000 кВт.

4.4.2.3. Основные параметры турбины ОК-12А представлены в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, кВт	11600
Номинальная частота вращения ротора, об/мин	3500
Номинальное давление пара перед стопорным клапаном, кгс/см^2 (абс)	9,9
Температура пара перед стопорным клапаном, $^{\circ}\text{C}$	248
Номинальное температура охлаждающей воды, $^{\circ}\text{C}$	22
Противодавление в конденсаторе при номинальной мощности, номинальной температуре охлаждающей воды ее расходе $4600 \text{ м}^3/\text{час}$, кгс/см^2 (абс)	0,059
Расход пара через стопорный клапан при работе турбины на номинальных параметрах по мощности и температуре охлаждающей воды, т/ч	67,3
Направление вращения ротора турбины, если смотреть со стороны редуктора на турбину	По часовой стрелке

* - работа турбопривода от КСН

4.4.2.4. Основные параметры редуктора Р-2М представлены в таблице 4.4.3.
Таблица 4.4.3

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, кВт	2360
Передаточное отношение	1,95
Вид зацепления шестерни	Шевронное, модуль $m = 3$ мм
Номинальная частота вращения выходного вала, об/мин	1800

4.4.2.5. Основные параметры маслоснабжения турбины представлены в таблице 4.4.4.

Таблица 4.4.4

Наименование параметра	Значение
Тип маслоснабжения	Централизованное от главной турбины блока
Применяемое масло	Тп22с по ТУ38-101821-83, допускается Т22 по ГОСТ 3274 или Тп 22 ГОСТ 9972-74
Температура подаваемого масла, °С	40 – 45
Давление подаваемого масла на уровне оси турбины ОК-12А, кгс/см ² , не менее	1,0
Потребное количество масла, л/с	20

4.4.2.6. Основные параметры маслоохладителей турбины представлены в таблице 4.4.5.

Таблица 4.4.5

Наименование параметра	Значение
Количество, шт	2
Поверхность охлаждения каждого маслоохладителя, м ²	2
Расход охлаждающей воды на один маслоохладитель, м ³ /час	20
Гидравлическое сопротивление маслоохладителя по охлаждающей воде при расходе 20 м ³ /ч, м.в.ст	3
Максимально допустимое давление воды перед входом в маслоохладители, кгс/см ² (изб)	5
Расход масла через маслоохладитель, л/с	0,876
Температура масла на выходе из маслоохладителя, °С	37
Гидравлическое сопротивление маслоохладителя по маслу при номинальном расходе и средней температуре масла 41 °С, кгс/см ²	0,55

4.4.2.7. Основные параметры системы автоматического регулирования и защиты турбины представлены в таблице 4.4.6.

Таблица 4.4.6

Наименование параметра	Значение
Тип системы автоматического регулирования	гидродинамическая
Рабочий диапазон изменения заданной частоты вращения ротора турбины, об/мин.(с ⁻¹)	От 2645 до 3500 (от 44,08 до 58,33)
Степень неравномерности автоматического регулирования при изменении нагрузки от величины рециркуляции до номинального значения %	6 – 8 от номинального значения

4.4.2.8. Расчетные характеристики насоса-регулятора при номинальной частоте вращения 3500 об/мин представлены в таблице 4.4.7.

Таблица 4.4.7

Наименование параметра	Значение
Напор, кгс/см ²	3,2±0,1
Расход масла через насос-регулятор, л/с	1,5

4.4.2.9. В системе регулирования турбины предусмотрено устройство (датчик и регулятор давления), ограничивающее давление воды в напорном патрубке питательного насоса и не допускающее его повышения более 125 кгс/см² при изменении производительности насоса от номинальной вплоть до работы на рециркуляцию.

4.4.2.10. Проектные параметры электронасосов системы автоматического регулирования и защиты представлены в таблице 4.4.8.

Таблица 4.4.8

Наименование параметра	Значение
Подача в установившемся режиме, м ³ /ч	18
Подача максимальная (в динамике насоса), м ³ /ч	60
Давление масла в системе регулирования и защиты, кгс/см ²	10,5
Номинальный расчетный напор насоса при расходе 18 м ³ /ч, кгс/см ²	9,5
Давление в масляной магистрали при котором реле запускает резервный электронасос системы автоматического регулирования, кгс/см ²	9-8

4.4.2.11. Система защиты останавливает турбину (согласно 103-М-0211) путем прекращения подачи пара при:

- 1) достижении ротором турбины частоты вращения 3850–3920 об/мин;
- 2) понижении давления смазки перед задним подшипником 0,35 кг/см², что соответствует понижению давления масла в подводящем трубопроводе до 0,6 кгс/см² (изб) на уровне оси турбины ОК-12А;

- 3) повышения давления в конденсаторе до 0,6 кгс/см²(абс);
- 4) осевом сдвиге ротора -08 - +1,0 мм;
- 5) понижении давления масла, подводимого от главной турбины (на оси турбины) до 0,5 кгс/см²;

6) воздействии аварийных защит питательного и предвключенного насосов.

4.4.2.12. Одновременно со срабатыванием стопорного клапана происходит автоматическое закрытие регулирующих клапанов.

4.4.2.13. Две предохранительные диафрагмы срабатывают и сбрасывают пар в атмосферу при увеличении абсолютного давления пара в выхлопном патрубке турбины до 1,2 кгс/см².

4.4.2.14. Основные параметры конденсатора турбины представлены в таблице 4.4.9.

Таблица 4.4.9

Наименование параметра	Значение
Поверхность охлаждения, м ²	1650
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	4600
Гидравлическое сопротивление при чистых трубках и при расходе охлаждающей воды, 4600 м ³ /ч, м. вод. ст	5,5
Расчетное давление внутри водяного пространства конденсатора, кгс/см ²	2
Минимально-допустимый расход охлаждающей воды (при скоростях в трубках около 1,0 м/с), м ³ /ч	2000
Предел поддержания уровня конденсата в конденсатосборнике регулятором уровня от среднего значения при нагрузках от холостого хода до 100% нагрузки, мм	75

4.4.2.15. Основные параметры основного пароструйного эжектора турбины представлены в таблице 4.4.10.

Таблица 4.4.10

Наименование параметра	Значение
Объемная производительность, м ³ /ч	860
Расход охлаждающей воды (конденсата), м ³ /ч	26
Гидравлическое сопротивление по охлаждающей воде (при номинальном расходе конденсата), м. вод.ст	5,0
Расход пара на эжектор (при значении 5 кгс/см ² , кг/ч	450
Наибольшее давление по охлаждающей воде, кгс/см ²	10
Создаваемый вакуум, %	95

4.4.2.16. Основные параметры эжектора системы отсоса турбины представлены в таблице 4.4.11.

Таблица 4.4.11

Наименование параметра	Значение
Объемная производительность, м ³ /ч	1085
Расход охлаждающей воды (конденсата), м ³ /ч	26
Гидравлическое сопротивление по охлаждающей воде (при номинальном расходе конденсата), м. вод.ст, не более	5,0
Расход пара на эжектор (при значении 5 кгс/см ² , кг/ч	140
Наибольшее давление по охлаждающей воде, кгс/см ²	10
Создаваемый вакуум, %	3

4.4.2.17. Турбина допускает автоматический пуск, дистанционное управление и обслуживание с БЩУ для чего она снабжена необходимыми электроприводами.

4.4.2.18. Турбина должна быть обеспечена следующими видами сигнализации (согласно 103-М-0211):

1) аварийной - светозвуковой с отключением приводной турбины и с сохранением информации о характере аварии в следующих случаях:

а) при понижении давления масла, подводимого к турбине до 0,8 кгс/см² (изб) на уровне оси турбины ОК-12А;

б) при повышении давления в конденсаторе до 0,6 кгс/см² (абс);

в) при осевом сдвиге ротора (-0,8...+1,0) мм»;

г) при увеличении частоты вращения ротора турбины до 3850 об/мин;

д) при воздействии аварийных защит питательного и бустерного насосов;

2) предупредительной светозвуковой с сохранением информации о неисправности при:

а) повышении давления пара перед стопорные клапаном до 15 кгс/см² (абс);

б) повышении температуры пара перед стопорным клапаном до 255 °С;

в) включении АВР конденсатного насоса;

г) повышении температуры масла за маслоохладителями до +40 °С;

д) повышении давления в конденсаторе до 0,4 кгс/см² (абс.);

е) повышении виброскорости подшипников до 4,5 мм/с;

ж) повышении температуры масла, подводимого к турбине до 50 °С;

и) повышении температуры вкладышей-подшипников до 70 °С;

к) понижении давления масла к редуктору после шайбы до 0,3 кгс/см².

л) при понижении давления масла за насосами системы регулирования до 7 кгс/см²;

4.4.2.19. Массы основных элементов турбоустановки представлены в таблице 4.4.12.

Таблица 4.4.12

Наименование параметра	Значение
Турбина паровая с парораспределением и блоком регулирования, кг	50 000
Стопорный клапан, кг	3 500
Конденсатор (без воды), кг	34 680
Полный вес оборудования, поставляемого предприятием-изготовителем, кг	109 850
Нижняя половина корпуса турбины с диафрагмами и обоймами, кг	21 500
Верхняя половина корпуса турбины с диафрагмами и обоймами, кг	14 500
Ротор турбины, кг	7 400

4.4.2.20. Допускается длительная работа турбоустановки при номинальной нагрузке при температуре охлаждающей воды в конденсаторе до + 33 °С при питании паром от КСН.

4.4.2.21. Работа турбоустановки от КСН при мощности блока более 50-60 % от номинальной должна быть не более 20 % от общего ее ресурса. При номинальной и ниже температуре охлаждающей воды переключение на КСН производится при нагрузке блока не более 60 %.

4.4.2.22. При потере электропитания собственных нужд стопорный клапан остается открытым в течение трех секунд до восстановления электропитания. Это обеспечивается включением в схему регулирования и защиты специального гидроаккумулятора.

4.4.2.23. Турбина допускает повторный пуск и работу через любое время после ее останова, для чего турбина оборудована валоповоротным устройством. Минимальное время пуска турбины (от толчка ротора до номинальной мощности) составляет:

- 1) из холодного состояния (простой свыше 48 часов) - 1,17 часа;
- 2) после простоя 8 часов - 0,58 часа.

4.4.3. Описание тепловой схемы турбины ОК-12А

4.4.3.1. Принципиальная схема подачи пара к турбине ОК-12А представлена на рис. 4.4.1.

4.4.3.2. Принципиальная схема подачи пара на уплотнения турбины ОК-12А представлена на рис. 4.4.2.

4.4.3.3. Принципиальная схема отсоса паровоздушной смеси из конденсатора и уплотнений турбины ОК-12А представлена на рис. 4.4.3.

4.4.3.4. Полные технологические схемы обвязки турбины ОК-12А представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

- 1) в АС.1.ТЦ-1/01 - схемы С.1.ТЦ-1/26, 60 (для блока 1);
- 2) в АС.2.ТЦ-1/01 - схемы С.2.ТЦ-1-16-1, 16-2 (для блока 2);

3) в АС.3.ТЦ-2/01 - схемы С.3.ТЦ-2/65, 66 (для блока 3);

4) в АС.4.ТЦ-2/01 - схемы С.4.ТЦ-2/65,66 (для блока 4).

4.4.3.5. Принципиальная схема технологической обвязки турбины ОК-12А по конденсату представлена на рис. 4.4.4.

4.4.3.6. Полные технологические схемы обвязки турбины ОК-12А по основному конденсату представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

5) в АС.1.ТЦ-1/01 - схемы С.1.ТЦ-1/60-1, 60-2 (для блока 1);

6) в АС.2.ТЦ-1/01 - схемы С.2.ТЦ-1-16-1, 16-2 (для блока 2);

7) в АС.3.ТЦ-2/01 - схемы С.3.ТЦ-2/58, 59 (для блока 3);

8) в АС.4.ТЦ-2/01 - схемы С.4.ТЦ-2/16, листы 1, 2 (для блока 4).

4.4.3.7. Пар поступает к стопорному клапану турбины из «горячей» нитки СПП или от КСН.

4.4.3.8. От стопорного клапана пар двумя параллельными потоками направляется к двум регулирующим клапанам парораспределения. Через регулирующие клапаны пар направляется в проточную часть турбины.

4.4.3.9. Пройдя проточную часть турбины, пар расширяется до давления в конденсаторе и через выхлопной патрубок поступает в конденсатор, где пар конденсируется, а конденсат собирается в конденсатосборнике. Конденсат из системы внутриканальной сепарации турбины поступает непосредственно в конденсатосборник.

4.4.3.10. Из конденсатора конденсат откачивается одним из конденсатных насосов, второй конденсатный насос является резервным.

4.4.3.11. Из линии нагнетания конденсатных насосов конденсат направляется параллельными потоками:

1) в параллельно включенные охладители эжектора системы отсоса и эжектора основного;

2) в регулятор уровня конденсата.

4.4.3.12. Пройдя охладители эжекторов, конденсат поступает в регулятор уровня. В регуляторе уровня эти потоки объединяются и автоматически распределяются: часть конденсата, в количестве, равном нагрузке на конденсатор, поступает в сеть, а разность между производительностью насоса и нагрузкой на конденсатор сбрасывается обратно в конденсатор.

4.4.3.13. Таким образом, уровень конденсата в конденсатосборнике конденсатора поддерживается в заданных пределах при постоянном расходе конденсата через охладители эжекторов.

4.4.3.14. При выходе из строя регулятора уровня необходимый расход конденсата на эжекторы поддерживается задвижкой на линии рециркуляции, при этом часть конденсата направляется по обводной линии эжекторов через дроссельную шайбу.

4.4.3.15. Пусковой эжектор, основной эжектор, эжектор системы отсоса пара из уплотнений и регулятор уплотнений турбины питаются паром с давлением 7 кгс/см^2 (абс) из уравнивательной линии деаэраторов.

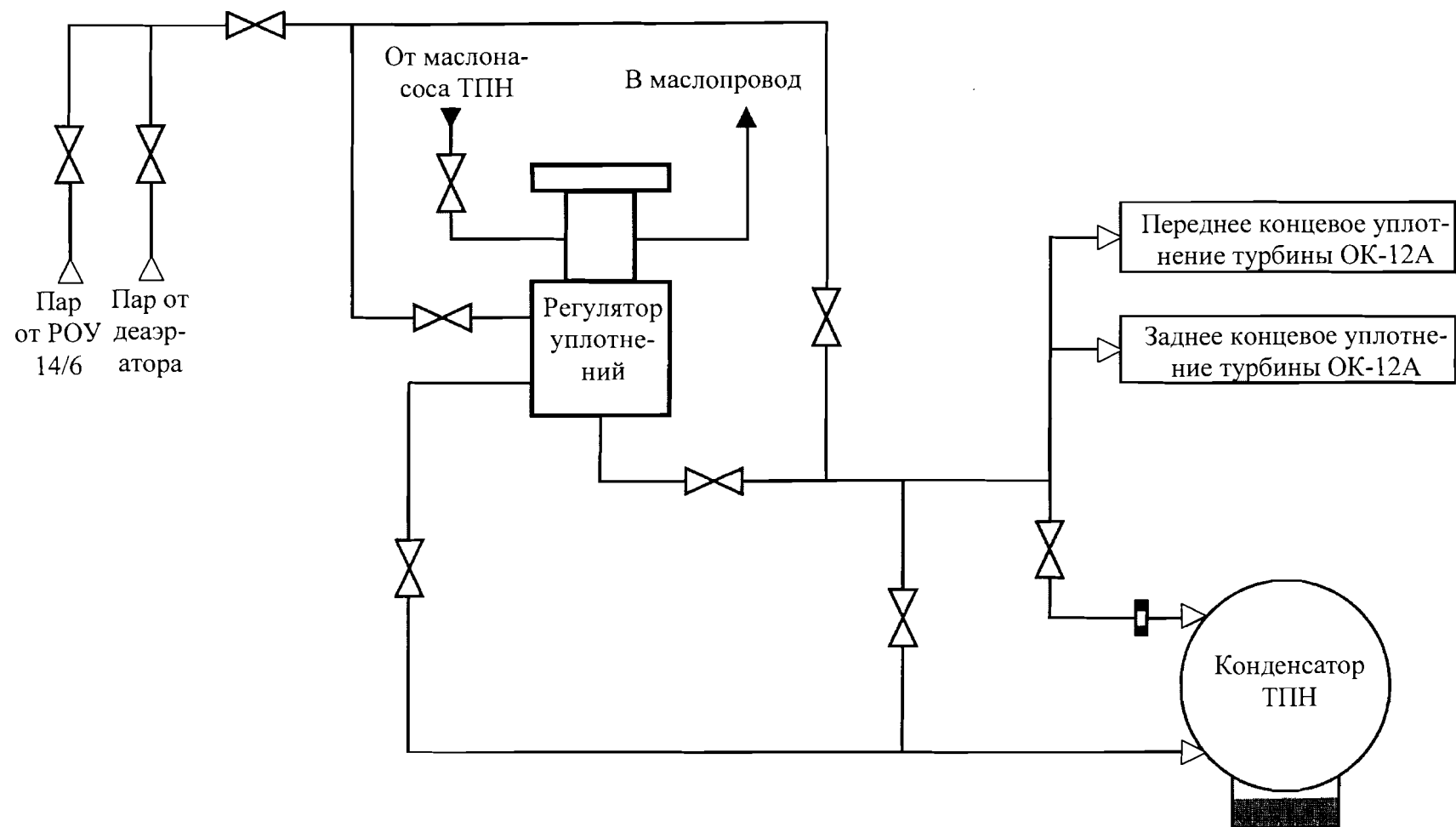


Рисунок 4.4.2 - Принципиальная схема подачи пара на уплотнения турбины ОК-12А

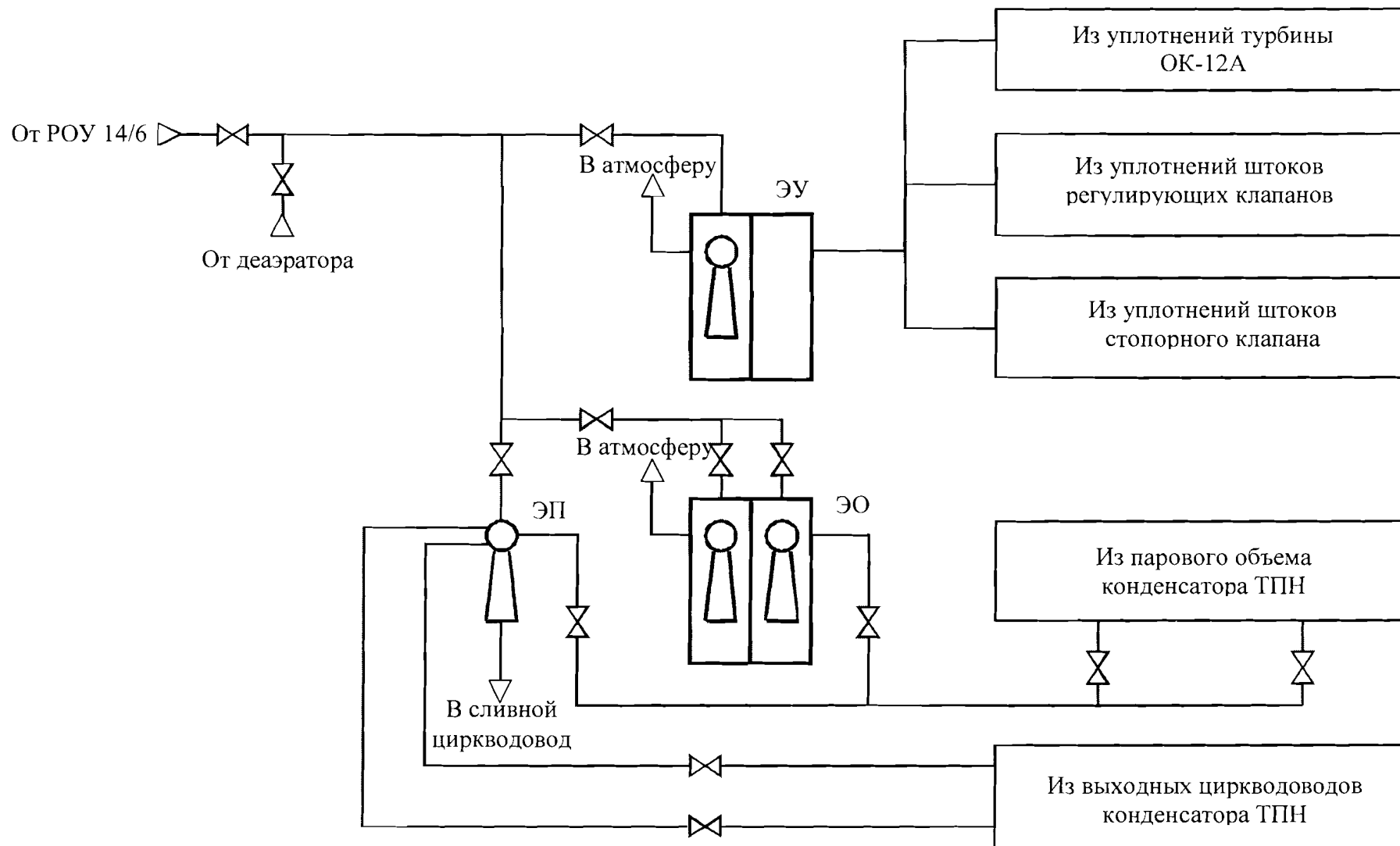


Рисунок 4.4.3 - Принципиальная схема отсоса паровоздушной смеси из конденсатора и уплотнений турбины ОК-12А

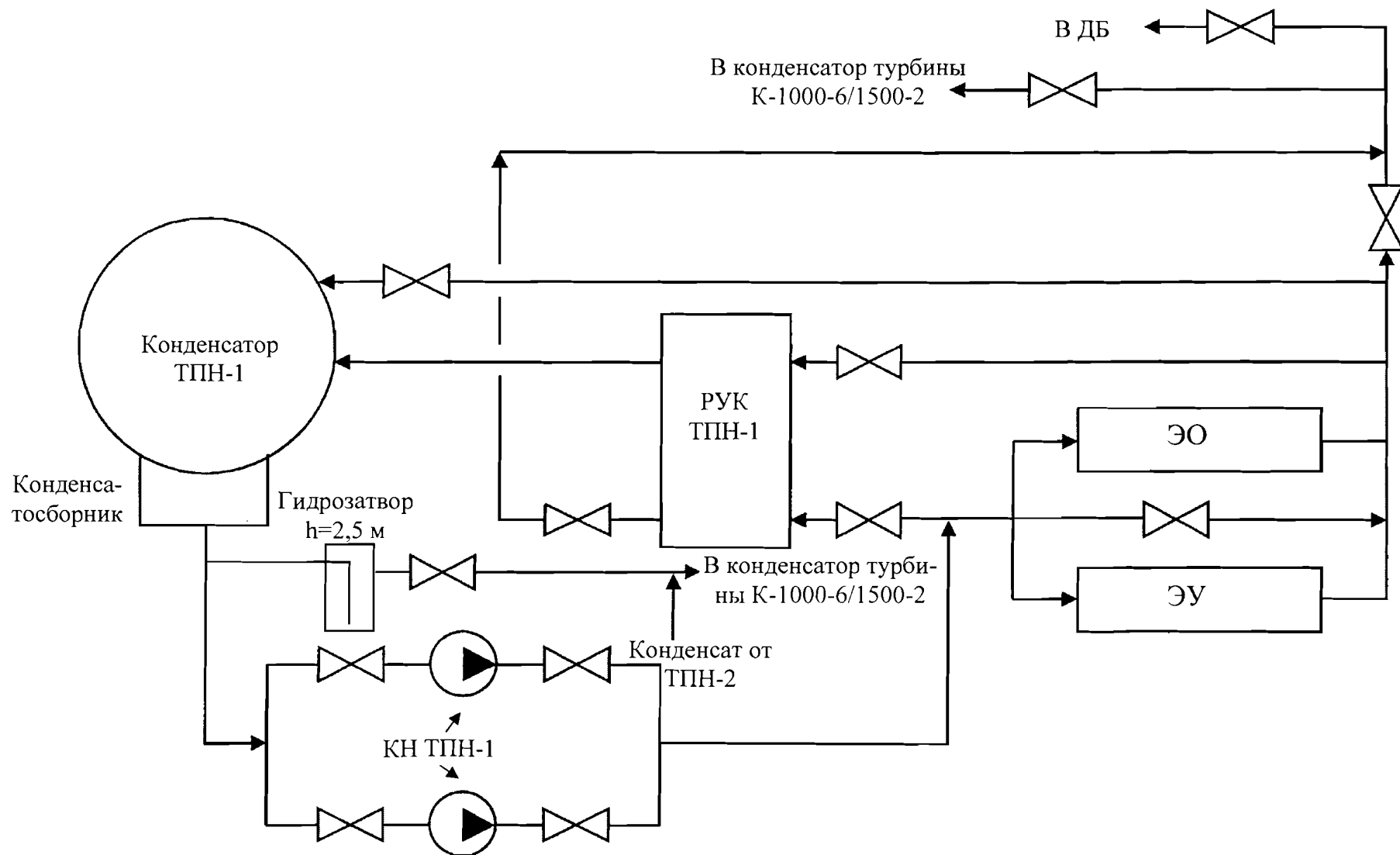


Рисунок 4.4.4 - Принципиальная схема технологической обвязки турбины ОК-12А по основному конденсату

4.4.3.16. Пусковой эжектор применяется для отсоса воздуха из трубопроводов циркуляционной системы охлаждения конденсатора, а также для ускорения образования вакуума перед пуском турбины. После пуска турбины эжектор отключается.

4.4.3.17. Основной эжектор служит для отсоса воздуха из конденсатора и поддержания в нем необходимого вакуума во время работы турбинной установки.

4.4.3.18. Эжектор системы отсоса служит для отсоса пара из камер концевых уплотнений турбины и отсоса пара из уплотнений штоков стопорного и регулирующих клапанов.

4.4.3.19. Регулятор уплотнений турбины автоматически поддерживает в промежуточных камерах переднего и заднего уплотнений постоянное давление, несколько превышающее атмосферное, - 1,03-1,07 кгс/см² (абс). При выходе из строя регулятора уплотнений схемой предусмотрена ручная регулировка давления пара в уплотнениях с помощью вентилей.

4.4.3.20. Охлаждающая вода в конденсатор поступает от циркуляционной системы главной турбины. Отвод охлаждающей воды из конденсатора направлен в сливную магистраль циркуляционной системы главной турбины.

4.4.3.21. На выхлопной части корпуса турбины для защиты конденсатора и корпуса турбины от чрезмерного повышения давления установлены две предохранительные диафрагмы.

4.4.3.22. Дренажи турбинной установки направлены

1) из паропроводов подачи пара к ТПН через конденсатоотводчики в дренажную магистраль низкого давления;

2) из регулирующих клапанов через конденсатоотводчики в конденсатор;

3) из системы уплотнений через дроссельную шайбу в конденсатор;

4) из системы отсоса через гидравлический затвор в дренажную магистраль атмосферного давления;

5) из охладителей эжектора системы отсоса и 2-ой ступени основного эжектора через гидравлические затворы в дренажную магистраль низкого давления;

6) из охладителей 1-ой ступени основного эжектора через гидравлический затвор в конденсатор.

4.4.3.23. Отсос воздуха из корпусов конденсатных насосов направлен в конденсатор.

4.4.3.24. Конденсат из конденсатосборника откачивается конденсатным насосом. Из линии нагнетания насоса часть конденсата направляется в охладители основного эжектора и в охладители эжектора системы отсоса пара из уплотнений, вторая часть направляется в регулятор уровня. После охладителей поток конденсата также направляется к регулятору уровня.

4.4.3.25. Конденсат, направленный в регулятор уровня, автоматически распределяется регулятором по двум направлениям: часть конденсата в количестве, равном нагрузке на конденсатор, поступает в конденсатор основной турбины; а разность между производительностью конденсатного насоса и нагрузкой на конденсатор сбрасывается через линию рециркуляции в конденсатор. При этом регу-

лирующие окна регулятора уровня обеспечивают приблизительно постоянный расход через охладители эжекторов.

4.4.3.26. На блоках Балаковской АЭС реализована схема безнасосного слива основного конденсата из конденсаторов ТПН через гидрозатвор высотой 2,5 м в конденсатор основной турбины. Она является основной при работе блока на мощности.

4.4.3.27. При работе системы основного конденсата ТПН в режиме безнасосного слива конденсатные насосы отключены, схема откачки основного конденсата конденсатными насосами в конденсатор основной турбины находится в резерве.

4.4.3.28. Основные эжекторы ТПН, эжекторы уплотнений по пару отключены. Отсосы воздуха из конденсаторов ТПН заведены в трубопровод отсоса воздуха основной турбины помимо основных эжекторов ТПН. Отсос пара из уплотнений турбины ОК-12А помимо эжекторов уплотнений ТПН заведены в трубопроводы отсоса с уплотнений основной турбины.

4.4.4. Особенности конструкции турбины ОК-12А

4.4.4.1. Турбина типа ОК-12А является конденсационной многоступенчатой одноцилиндровой турбиной активного типа с полным подводом пара. Конструкция турбины ОК-12А представлена на рис 4.4.5.

4.4.4.2. Турбина состоит из следующих основных частей и механизмов: внешнего и внутреннего корпусов, в которых собрана проточная часть, дроссельного парораспределения, переднего и заднего подшипников, валоповоротного механизма, блока гидродинамического регулирования, предохранительных диафрагм, концевых лабиринтовых уплотнений, соединительных муфт.

4.4.4.3. На опорной плите переднего подшипника установлен одноступенчатый понижающий редуктор для привода предвключенного насоса.

4.4.4.4. Дроссельные клапаны парораспределения (34) размещены в двух клапанных коробках (35), расположенных по обе стороны нижней части корпуса турбины. В каждой клапанной коробке размещено по одному дроссельному клапану с разгрузочным поршнем.

4.4.4.5. В камеру паровпуска отводится пар из полостей над разгрузочными поршнями дроссельных клапанов.

4.4.4.6. Дроссельные клапаны парораспределения работают параллельно и приводятся в движение одним сервомотором, расположенным в блоке регулирования (5).

4.4.4.7. Проточная часть турбины состоит из 10 ступеней давления.

4.4.4.8. 1-ая ступень давления состоит из сегмента сопел и одновенечного рабочего колеса. Остальные ступени давления состоят из диафрагм (10) и одновенечных рабочих колес. Рабочие колеса, выполненные заодно с валом, с установленными на них рабочими лопатками образуют ротор (16).

4.4.4.9. Передняя и задняя стороны проточной части в местах выхода концов вала ротора из корпуса турбины имеют концевые лабиринтные уплотнения (6) и (15).

4.4.4.10. Обоймы концевых уплотнения установлены в расточках корпуса турбины, а корпуса уплотнений крепятся болтами к торцам корпуса турбины.

4.4.4.11. Сегмент сопел (9) и диафрагмы (10) стальные, сварной конструкции. Направляющие лопатки всех диафрагм и сегмент сопел изготовлены из нержавеющей стали.

4.4.4.12. Ротор (16) турбины – цельнокованный, жесткий. На валу ротора между его дисками выполнены проточки под диафрагменные лабиринтовые уплотнения.

4.4.4.13. На переднюю часть вала ротора насажен гребень упорного подшипника. Своими шейками ротор опирается на вкладыши переднего (4) и заднего (17) подшипников.

4.4.4.14. Проточная часть собрана в корпусе турбины, который состоит из трех частей, имеющих горизонтальный разъем.

4.4.4.15. Передняя часть (8) корпуса турбины опирается лапами на передний подшипник и фиксируется шпонками (29).

4.4.4.16. Внутренний корпус (13) смонтирован в выхлопной части (14), опирается на нее двумя лапами и двумя подвесками и закрепляется дистанционными болтами (27).

4.4.4.17. В осевом направлении корпус (13) удерживается буртом, входящим в паз выхлопной части, а в поперечном - продольной шпонкой, устанавливаемой в нижней части корпуса.

4.4.4.18. В расточках корпусов (8) и (13) установлены диафрагмы (10) и паровые щиты (12).

4.4.4.19. Паровые щиты, установленные в расточки корпусов турбины, а также приваренные к бандажам диафрагм, организуют рациональный поток пара в проточной части и, кроме этого, начиная с 6-ой ступени, обеспечивают отвод отсепарированной из пара влаги.

4.4.4.20. Для более полного удаления воды из парового потока диафрагмы 9-ой и 10-той ступеней имеют внутриканальную сепарацию.

4.4.4.21. Предохранительные диафрагмы (33) служат для предотвращения повышения давления в выхлопной части корпуса турбины сверх допустимого.

4.4.4.22. Корпус заднего подшипника (17) выполнен заодно с выхлопной частью (14) корпуса турбины.

4.4.4.23. В нем, кроме вкладыша, размещается соединительная муфта (19) для передачи вращения от ротора турбины ротору питательного насоса. На крышке заднего подшипника установлен валоповоротный механизм (18).

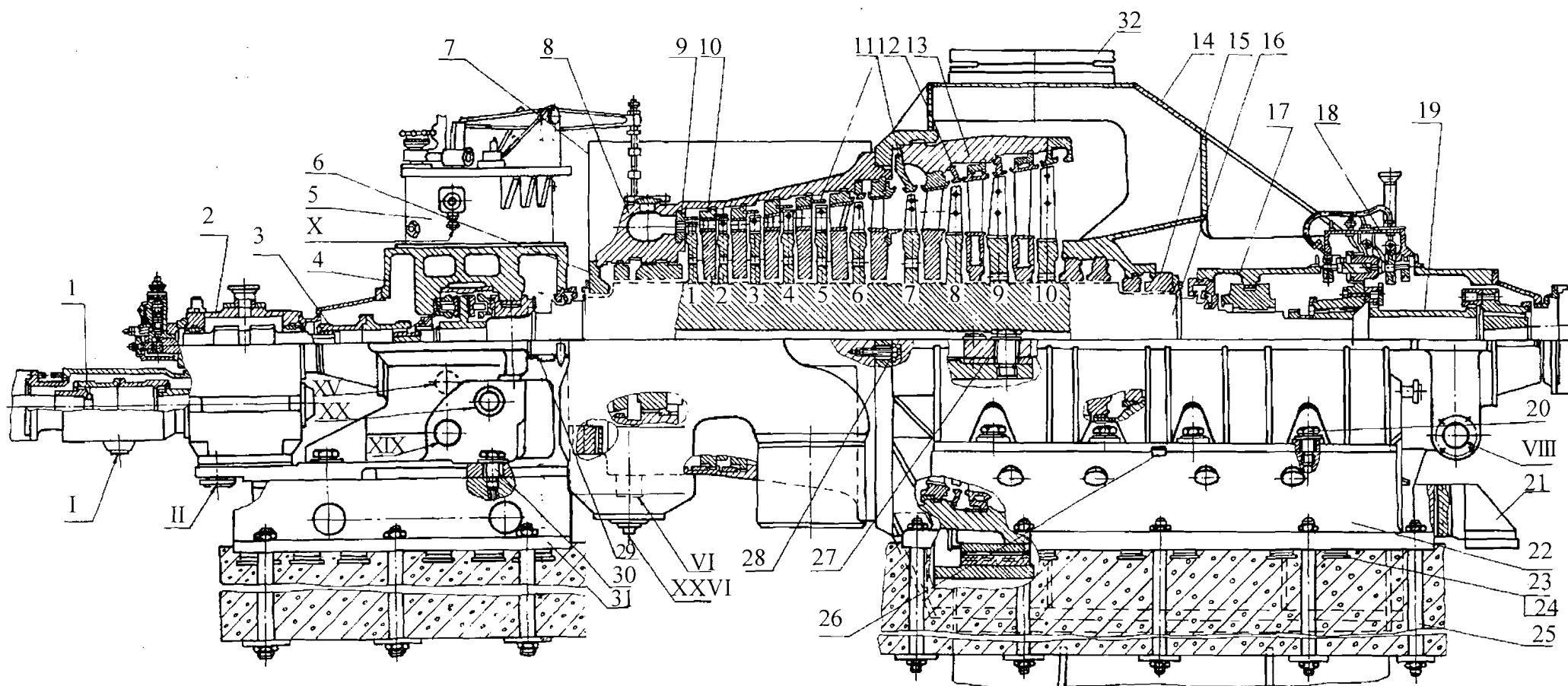
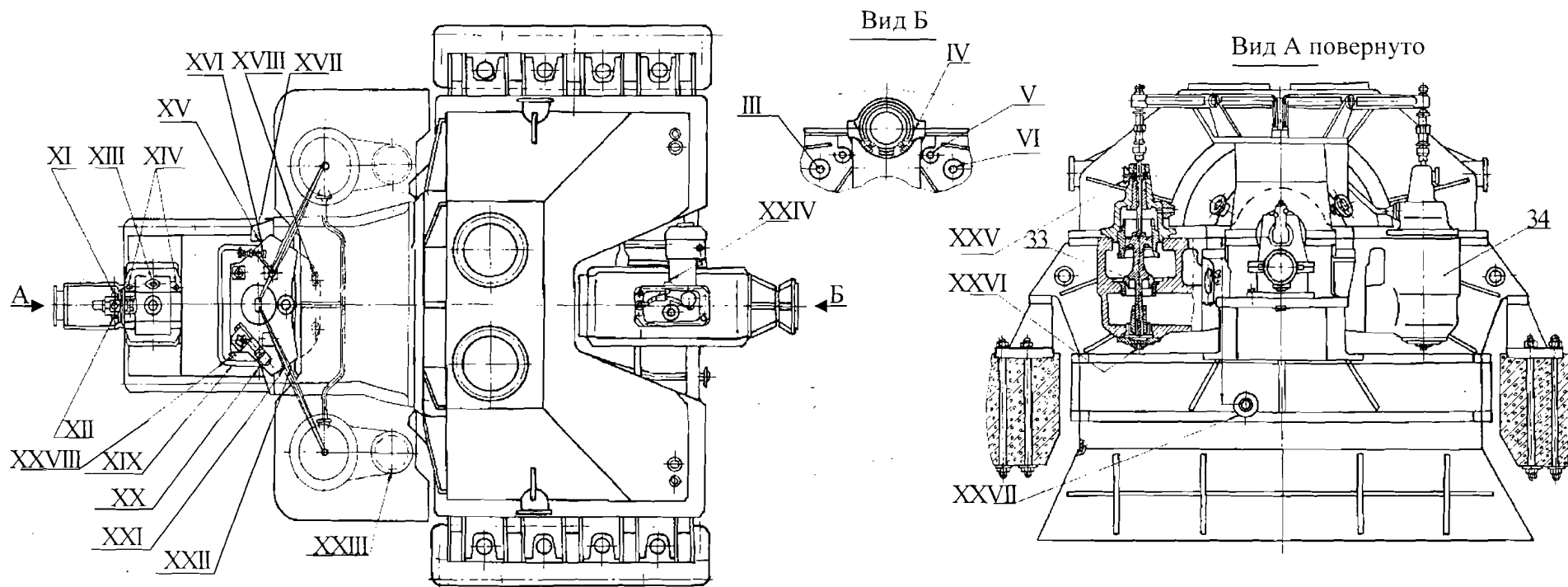


Рисунок 4.4.5 – Турбина ОК-12А. Часть I



1 - муфта; 2 - редуктор; 3 - муфта; 4 - подшипник передний; 5 - блок регулирования; 6 - уплотнение переднее; 7 - обшивка; корпус (передняя часть); 9 - сегмент сопел; 10 - диафрагма сварная; 11, 12 - щит паровой; 13 - корпус внутренний; 14 - корпус выпускная часть; 15 - уплотнение заднее; 16 - ротор; 17 - подшипник задний; 18 - валоповоротный механизм; 19 - муфта; 20 - болт специальный; 21 - шпонка специальная; 22 - плита фундаментная задняя; 23 - прокладка клиновая; 24 - прокладка; 25 - шпилька фундаментная; 26 - шпонка; 27 - болт специальный; 28 - болт; 29 - шпонка; 30 - болт дистанционный; 31 - плита фундаментная передняя; 32 - предохранительные диафрагмы; 33 - дроссельный клапан; 34 - клапанная коробка; I - слив масла из кожуха муфты; II - слив масла из редуктора; III - подвод пара к заднему концевому уплотнению от регулятора уплотнений; IV - подвод масла на смазку муфты; V - подвод масла к заднему подшипнику; VI - отбор пара из переднего уплотнения в регулятор уплотнения; VII - отбор пара из заднего уплотнения в эжектор системы отсоса; VIII - слив масла из заднего подшипника; X - масло из системы защиты турбины к реле закрытия регулирующих клапанов; XI - масло к автоматическому затвору редуктора от автоматического

затвора переднего подшипника; XII - масло от автоматического затвора редуктора к стопорному клапану; XIII - подвод масла на зацепление редуктора; XV - подвод масла к переднему подшипнику; XVI - подвод масла на подшипники редуктора; вода от 1-й ступени питательного насоса к датчику давления; XVII - слив масла из переднего подшипника; XVIII - отбор пара из переднего уплотнения в эжектор системы отсоса; XIX - слив масла на всас насоса (от блока регулирования); XX - напорное масло после насоса (на блок регулирования); XXI - масло от автоматического затвора переднего подшипника к автоматическому затвору редуктора; XXII - масло к автоматическому затвору переднего подшипника; XXIII - подвод пара к дроссельным клапанам от стопорного клапана; XXIV - подвод масла на валоповоротное устройство; XXV - отсос пара из уплотнения регулирующего клапана в регулятор уплотнений; XXVI - дренаж из парораспределения; XXVII - дренаж из проточной части; XXVIII - масло от насоса-регулятора.

Рисунок 4.4.5 – Турбина ОК-12А. Часть 2

4.4.4.24. Выхлопной частью турбина опирается на задние фундаментные плиты и крепится к ним специальными дистанционными болтами (20). От перемещений выхлопная часть удерживается шпонками (21) и (26). На пересечении осей этих шпонок находится фикс-пункт турбины.

4.4.4.25. Корпус переднего подшипника турбины установлен на передней фундаментной плите (31) и закреплен дистанционными болтами (30), которые обеспечивают его осевое перемещение при изменении температуры турбины.

4.4.4.26. Установленная на фундаментной плите продольная шпонка устраняет перекося переднего подшипника во время его осевого перемещения.

4.4.4.27. На передней опорной части корпуса переднего подшипника установлен редуктор (2).

4.4.4.28. Ведущий вал редуктора соединяется с ротором турбины при помощи зубчатой муфты (3). Зубчатая муфта (1) служит для передачи вращения от редуктора предвключенному (бустерному) насосу.

4.4.4.29. Передняя и задние фундаментные плиты укрепляются на бетонном фундаменте установки анкерными шпильками (25).

4.4.4.30. Обеспечение монтажных размеров и центровок корпусов при установке фундаментных плит производится при помощи прокладок (24) и клиновых прокладок (23).

4.4.4.31. Горячие части корпуса турбины облицовываются поверх теплоизолирующего слоя специальной обшивкой из листовой стали. При работе турбины изолирующий слой обеспечивает на поверхности изоляции температуру не выше 45 °С.

4.4.4.32. Основные присоединения турбины (см. рис. 4.4.5):

- 1) I - слив масла из кожуха муфты;
- 2) II - слив масла из редуктора;
- 3) III - подвод пара к заднему концевому уплотнению от регулятора уплотнений;
- 4) IV - подвод масла на смазку муфты;
- 5) V - подвод масла к заднему подшипнику;
- 6) VI - отбор пара из переднего уплотнения в регулятор уплотнения;
- 7) VII - отбор пара из заднего уплотнения в эжектор системы отсоса;
- 8) VIII - слив масла из заднего подшипника;
- 9) X - масло из системы защиты турбины к реле закрытия регулирующих клапанов;
- 10) XI - масло к автоматическому затвору редуктора от автоматического затвора переднего подшипника;
- 11) XII - масло от автоматического затвора редуктора к стопорному клапану.
- 12) XIII - подвод масла на зацепление редуктора;
- 13) XIV - подвод масла на подшипники редуктора;
- 14) XV - подвод масла к переднему подшипнику;
- 15) XVI - вода от 1-й ступени питательного насоса к датчику давления;
- 16) XVII - слив масла из переднего подшипника
- 17) XVIII - отбор пара из переднего уплотнения в эжектор системы отсоса.

- 18) XIX - слив масла на всас насоса (от блока регулирования);
- 19) XX - напорное масло после насоса (на блок регулирования);
- 20) XXI - масло от автоматического затвора переднего подшипника к автоматическому затвору редуктора;
- 21) XXII - масло к автоматическому затвору переднего подшипника;
- 22) XXIII - подвод пара к дроссельным клапанам от стопорного клапана;
- 23) XXIV - подвод масла на валоповоротное устройство;
- 24) XXV - отсос пара из уплотнения регулирующего клапана в регулятор уплотнений;
- 25) XXVI - дренаж из парораспределения;
- 26) XXVII - дренаж из проточной части;
- 27) XXVIII - масло от насоса-регулятора.

4.4.5. Конструкция ротора турбины ОК-12А

4.4.5.1. Ротор турбины предназначен для восприятия своими рабочими лопатками кинетической энергии парового потока, проходящего по проточной части и передачи крутящего момента посредством муфт и редуктора предвключенному (бустерному) и питательному насосам. Конструкция ротора представлена на рис. 4.4.6.

4.4.5.2. Ротор размещается в корпусе турбины и своими шейками опирается на вкладыши переднего и заднего подшипников.

4.4.5.3. В местах выхода вала ротора из корпуса выполнены специальные кольцевые проточки, в которые с помощью константановой проволоки (20) завальцованы уплотнительные усики (21) из листовой нержавеющей стали. На работающей турбине усики вала ротора находятся во взаимодействии с проточками и гребешками концевых уплотнений, обеспечивая изоляцию полости турбины от машинного зала.

4.4.5.4. Кроме этого, на валу ротора с обоих концов сделаны паротбойные «б» и маслоотбойные «в» гребни. Совместно с соответствующими выточками в маслоотбойниках переднего и заднего подшипников они образуют уплотнительные устройства.

4.4.5.5. Ротор (13) турбины - кованый, жесткий, с десятью дисками. Все диски имеют разгрузочные отверстия.

4.4.5.6. Частота собственных колебаний ротора выше рабочих частот вращения. Критическая частота вращения ротора турбины 4400 об/мин.

4.4.5.7. Соответственно приняты меры к увеличению частот собственных колебаний рабочих лопаток. Это достигнуто применением демпферных проволоочных и бандажных связей.

4.4.5.8. На 1-5-ой ступенях бандажные ленты связаны между собой по 10-12 лопаток в пакеты. Секторные стальные ленты устанавливаются на шипы лопаток, после чего шипы расклепываются, как показано на выносном элементе III. Пакеты лопаток между собой связываются демпферной проволокой.

4.4.5.9. Жесткость рабочих лопаток 6-10 ступеней достигается установкой только проволоочных демпферных связей.

4.4.5.10. На выносных элементах 1V и V показаны сечения демпферной проволоки последних ступеней.

4.4.5.11. Рабочие лопатки изготовлены из коррозионностойкой стали.

4.4.5.12. На роторе турбины ОК-12А применены две конструкции крепления рабочих лопаток. Лопатки 1-6-ой ступеней заводятся хвостовиками зубчикового типа в соответствующие окружные пазы дисков. Схематически это крепление показано на выносном элементе III. Рабочие лопатки заводятся в зубчиковые проточки пазов дисков через замковые колодцы, запирающиеся после набора лопаток лопаточными замками. Лопаточный замок состоит из одной специальной замковой лопатки, которая устанавливается в замковый колодец и крепится в пазу диска штифтами (19). По условиям прочности узла устанавливается по два или три штифта. Крепление замковых лопаток показано на рис. 4.4.6.

4.4.5.13. Замковые лопатки устанавливаются в пазы дисков с соответствующим натягом, что обеспечивает плотное прилегание лопаток одной к другой. Замок такой конструкции может быть разобран путем удаления штифтов с последующим выемом замковой лопатки.

4.4.5.14. Рабочие лопатки последних 7-10-ой ступеней имеют хвостовики елочного типа. Они заводятся с торцов дисков в соответствующие пазы и стопорятся стальными пластинками (12).

4.4.5.15. Стопорные пластинки разрешается загибать не более одного раза. Загиб стопорных пластин производится легкими ударами молотка до полного соприкосновения с диском.

4.4.5.16. На переднюю часть вала ротора насажен диск упорный (5), фиксирующий ротор в осевом направлении между колодками упорного подшипника. От проворота он удерживается шпонкой (6) и от осевого перемещения кольцом упорным (4) из двух половин. Кроме этого, в передней части вала ротора в радиальной расточке размещается регулятор безопасности (7). Принцип его работы и порядок настройки изложен в разделе описания защиты турбины.

4.4.5.17. Втулка зубчатая (1) запрессована в торцевое отверстие ротора и служит для передачи вращения от ротора ведущему валу редуктора.

4.4.5.18. Втулка зубчатая (14) предназначена для взаимодействия с датчиком измерителя частоты вращения ротора турбины.

4.4.5.19. Вращение от ротора турбины ротору питательного насоса передается при помощи соединительной муфты. Полумуфта (17) получает вращение от вала ротора через тангенциальные шпонки (16) и удерживается от осевого смещения винтами.

4.4.5.20. На передней стороне 1-ой и 7-ой ступени предусмотрены кольцевые проточки, предназначенные для размещения балансировочных грузов. Каждый груз состоит из двух частей и удерживается в проточке за счет ее профиля (ласточкин хвост) и зачеканки кромок проточки по углам грузов.

4.4.5.21. После сборки, посадки полумуфты и зубчатой втулки производится динамическая балансировка ротора. Остаточный небаланс 250 гсм на сторону.

4.4.6. Конструкция диафрагм турбины ОК-12А

4.4.6.1. Диафрагмы разделяют внутреннюю полость корпуса турбины на отдельные камеры – ступени давления, в которых располагаются по одному диску ротора с его рабочими лопатками.

4.4.6.2. Пар из одной камеры в другую попадает только через сопловые аппараты диафрагм. Сопловые аппараты диафрагм образованы каналами между приваренными лопатками специального профиля. Форма и расположение каналов таковы, что пар, проходя через них, расширяясь, приобретает дополнительную кинетическую энергию и направляется на рабочие лопатки соответствующего диска ротора.

4.4.6.3. В расточке корпуса турбины ОК-12А установлено девять сварных диафрагм с полным подводом пара.

4.4.6.4. Лопатки всех диафрагм изготовлены из нержавеющей стали.

4.4.6.5. Условия, в которых работают диафрагмы различных ступеней давления турбины, не одинаковы. Это нашло отражение в конструктивном исполнении диафрагм. Сопловые аппараты диафрагм 2-8-ой ступеней набраны из цельных лопаток. Сопловые аппараты диафрагмы 9-ой и 10-ой ступеней имеют полые лопатки для осуществления внутриканальной сепарации влаги из проточной части. В полотно и обод этих диафрагм имеются кольцевые каналы для сбора и вывода отсепарированной влаги.

4.4.6.6. Сегмент сопел и диафрагмы первых пяти ступеней имеют приваренные к ободу паровые щиты. На 6-10-ой ступенях щиты паровые выполняются отдельно и крепятся к верхней и нижней частям корпуса турбины, но бандаж диафрагм этих ступеней имеют специальные профильные козырьки с канавками для улавливания частиц воды, которые содержатся в паре и отбрасываются на периферию центробежными силами при вращении ротора турбины.

4.4.6.7. В настоящем тех. описании приводятся рисунки диафрагм 2-ой, 8-ой и 10-ой ступеней. Диафрагма 2-ой ступени давления (рис. 4.4.7) состоит из двух частей. Нижняя часть своими подвесками (17) опирается на нижний корпус турбины и центрируется шпонкой, установленной в пазу корпуса. Верхняя часть диафрагмы размещается в верхней части корпуса турбины и закреплена в ней от выпадения шпонками (16). Центровка верхней части диафрагмы осуществляется винтами (11).

4.4.6.8. В собранном состоянии взаимное положение частей диафрагмы определяется шпонками (7) и (21). Кроме этого, шпонки (13) и (21) уплотняют горизонтальный стык частей диафрагмы. Основными частями диафрагмы являются полотно (4) и обод (1), соединенные между собой диафрагменными лопатками. Равномерность шага лопаток выдерживается при помощи наружного (9) и внутреннего (8) бандажей.

4.4.6.9. К ободу (1) приварен кольцевой паровой щит (2) с уплотнительными усиками. Паровой щит с усиками обеспечивает максимальную подачу рабочего тела (пара) с соплового аппарата диафрагмы на рабочие лопатки ротора.

4.4.6.10. Во внутренней расточке полотна диафрагмы выполнен Т-образный кольцевой паз, в него заводятся сектора кольца уплотнительного (5). Три сектора

кольца уплотнительного в верхней части полотна диафрагмы удерживаются от выпадения шпонками (13). Пружины плоские (6) поджимают сектора к центру, обеспечивая минимальный зазор между уплотнительными усиками (18) и проточками к гребешкам вала ротора. Для подъема частей диафрагмы при сборке или демонтаже служат резьбовые отверстия под рым-болты.

4.4.6.11. Диафрагмы 5-8-ой ступеней принципиально подобны описанной диафрагме 2 ступени, хотя и отличаются размерами лопаток и общими габаритами. Конструкция диафрагмы 8-ой ступени приведена на рис. 4.4.8.

4.4.6.12. Сопловые аппараты диафрагм 9-ой и 10-ой ступеней в отличие от рассмотренных выше диафрагм образованы сварными полыми лопатками (3) (рис.4.4.9). Как видно из сечения Г-Г в средней части и на выходной кромке лопаток имеются щели.

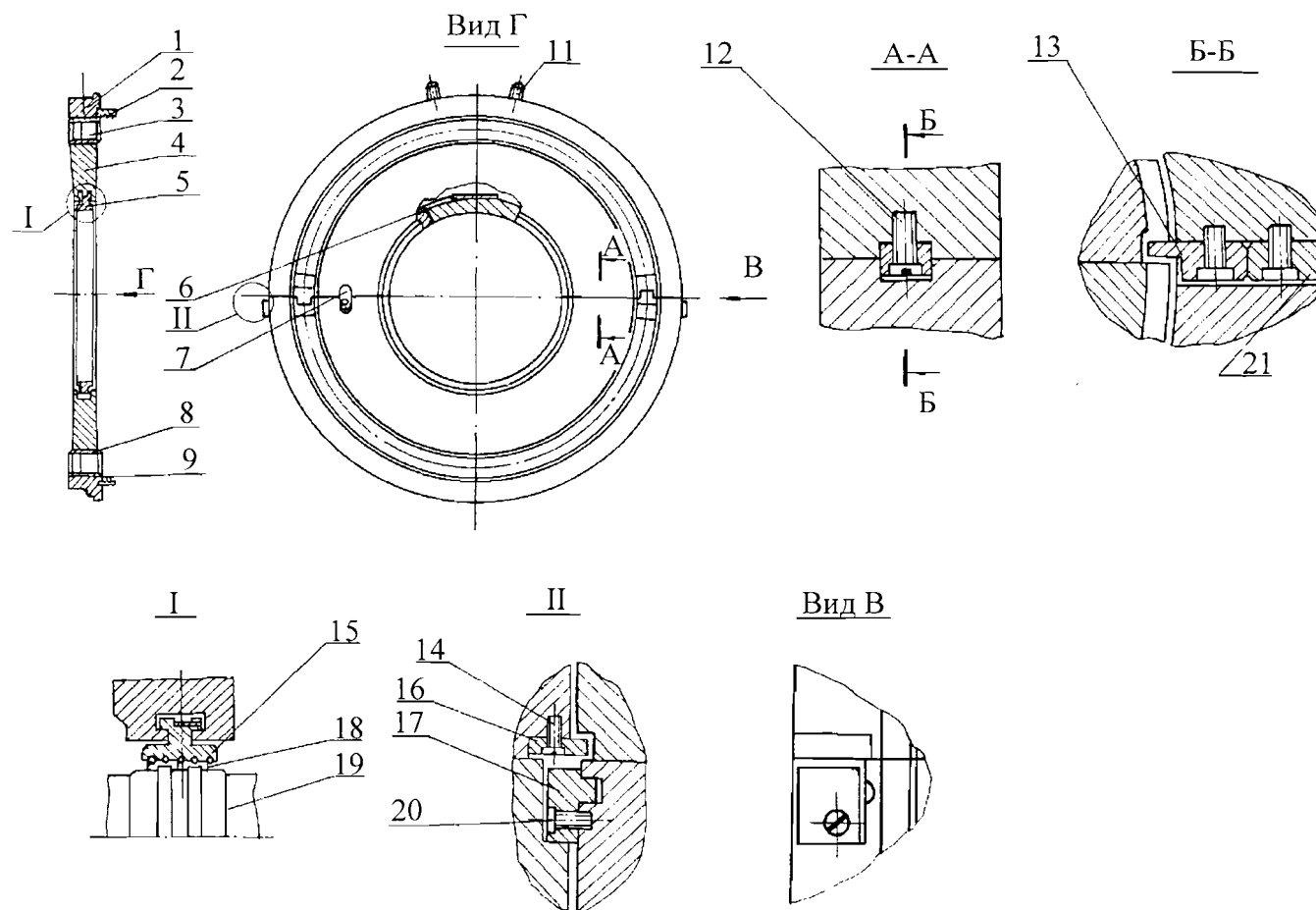
4.4.6.13. Внутренний (4) и наружный (2) бандажи, а также обод (1) и полотно (5) образуют наружный и внутренний кольцевые каналы. Для сообщения кольцевого канала верхней части диафрагмы с нижней в установленных шпонках (20) выполнены отверстия.

4.4.6.14. Наружный кольцевой канал при помощи труб «а» сообщается с полостью конденсатора, благодаря чему во всей внутренней системе каналов и полостей создается разрежение, что способствует отсосу влаги, сконденсированной на поверхности диафрагменных лопаток во внутренние каналы диафрагм и отводу ее через трубы «а» в конденсатор.

4.4.6.15. Крепление и центровка диафрагмы 9-ой и 10-ой ступеней в корпусе турбины не отличаются от выше рассмотренной диафрагмы 2-ой ступени.

4.4.6.16. В плоскости разъема диафрагм, на торцевых поверхностях сегментов верхних уплотнительных полуколец выполнены пазы для прохода пара с целью получения в кольцевой расточке давления, равного давлению перед кольцом. Это обеспечивает надежную фиксацию сегмента в осевом и радиальном направлениях.

4.4.6.17. Для дренирования конденсата из расточек под уплотнительные кольца имеются дренажные отверстия.



1 – обод; 2 – щит паровой; 3 - лопатка; 4 – полотно; 5 - кольцо уплотнительное; 6 – бандаж наружный; 7 – бандаж внутренний; 8 – пружина плоская; 9 - шпонка вертикальная, 11, 12, 14, 20 – винт; 13 – шпонка горизонтальная; 15 – проволока; 16 - шпонка; 17 – подвеска 18 - усик уплотнительный; 19 – ротор; 21 - шпонка.

Рисунок 4.4.7 – Диафрагма 2-ой ступени турбины

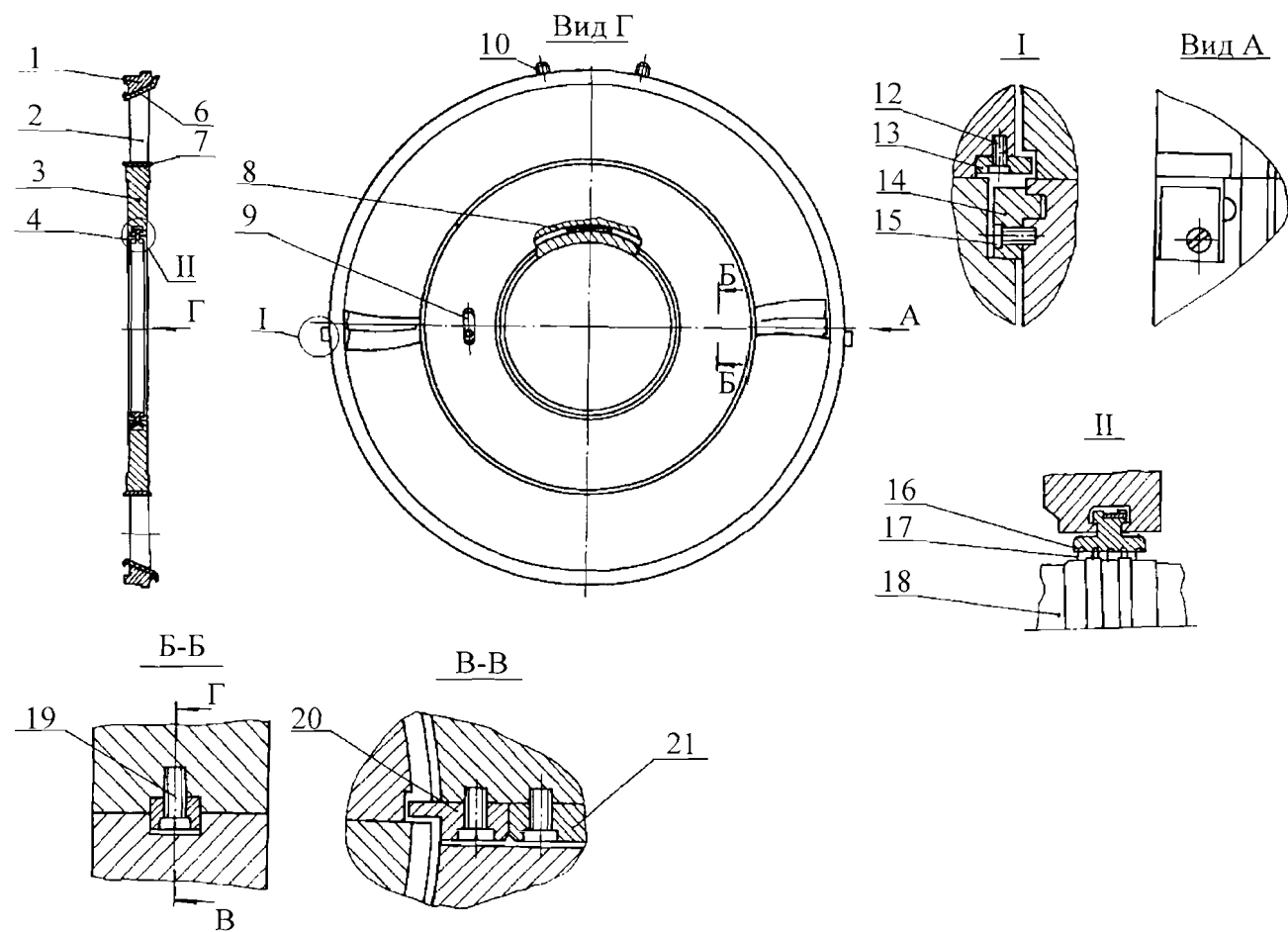
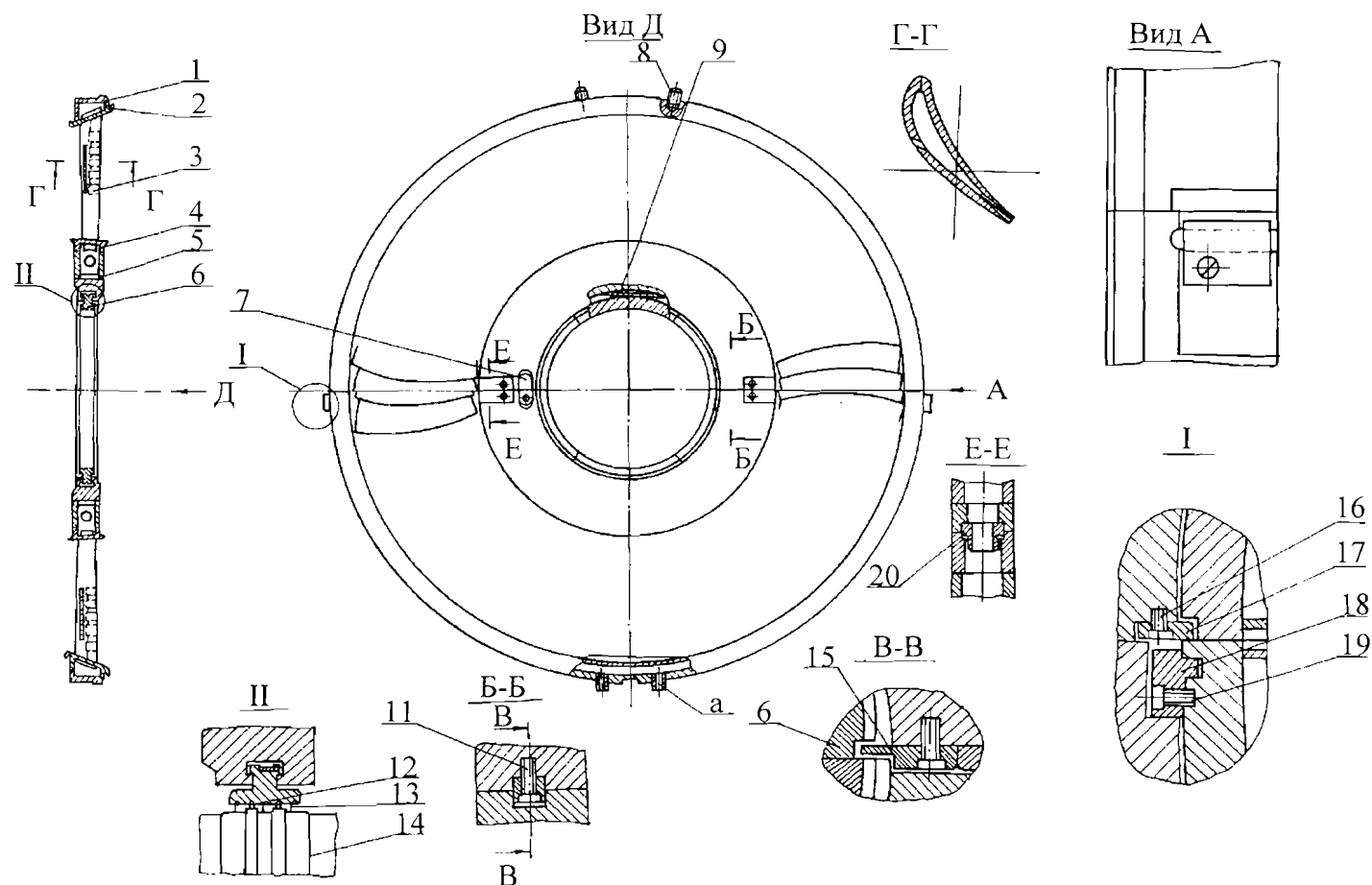


Рисунок 4.4.8 - Диафрагма 8-ой ступени турбины



1 – обод; 2 – бандаж наружный; 3 - лопатка; 4 – бандаж внутренний; 5 - полотно; 6 – кольцо уплотнительное; 7 – шпонка вертикальная; 8, 11, 16, 19 – винт; 9 – пружина; 12 – проволока; 13 – усик уплотнительный; 14 – ротор; 15 – шпонка горизонтальная; 17 - шпонка; 18 – подвеска; 20 - шпонка; а – отвод конденсата.

Рисунок 4.4.9 - Диафрагма 10-ой ступени турбины

4.4.7. Конструкция концевых уплотнений турбины ОК-12А

4.4.7.1. Переднее концевое уплотнение (рис. 4.4.10) предотвращает парение из корпуса турбины в машинный зал, а заднее (рис. 4.4.11) исключает подсос воздуха в конденсатор из помещения. Установлены концевые уплотнения в расточках корпуса турбины в местах выхода из него вала ротора. Концевые уплотнения лабиринтового типа, они работают взаимосвязано, совместно с регулятором уплотнений и эжектором системы отсоса.

4.4.7.2. Переднее уплотнение состоит из корпуса уплотнения (9) и двух обойм (12) и (15). Корпус и обоймы разрезные и скрепляются при сборке призонными болтами (16) и болтами (17). Во внутренние Т-образные расточки корпуса и обойм установлены кольца уплотнительные (10) и (13), состоящие каждое из шести секторов, отжимаемых к центру плоскими пружинами (11) и (14).

4.4.7.3. Уплотнительные кольца имеют внутренние канавки и выступы, против которых в собранной турбине находятся соответственно высокие и низкие усики ротора, как показано на выноске III.

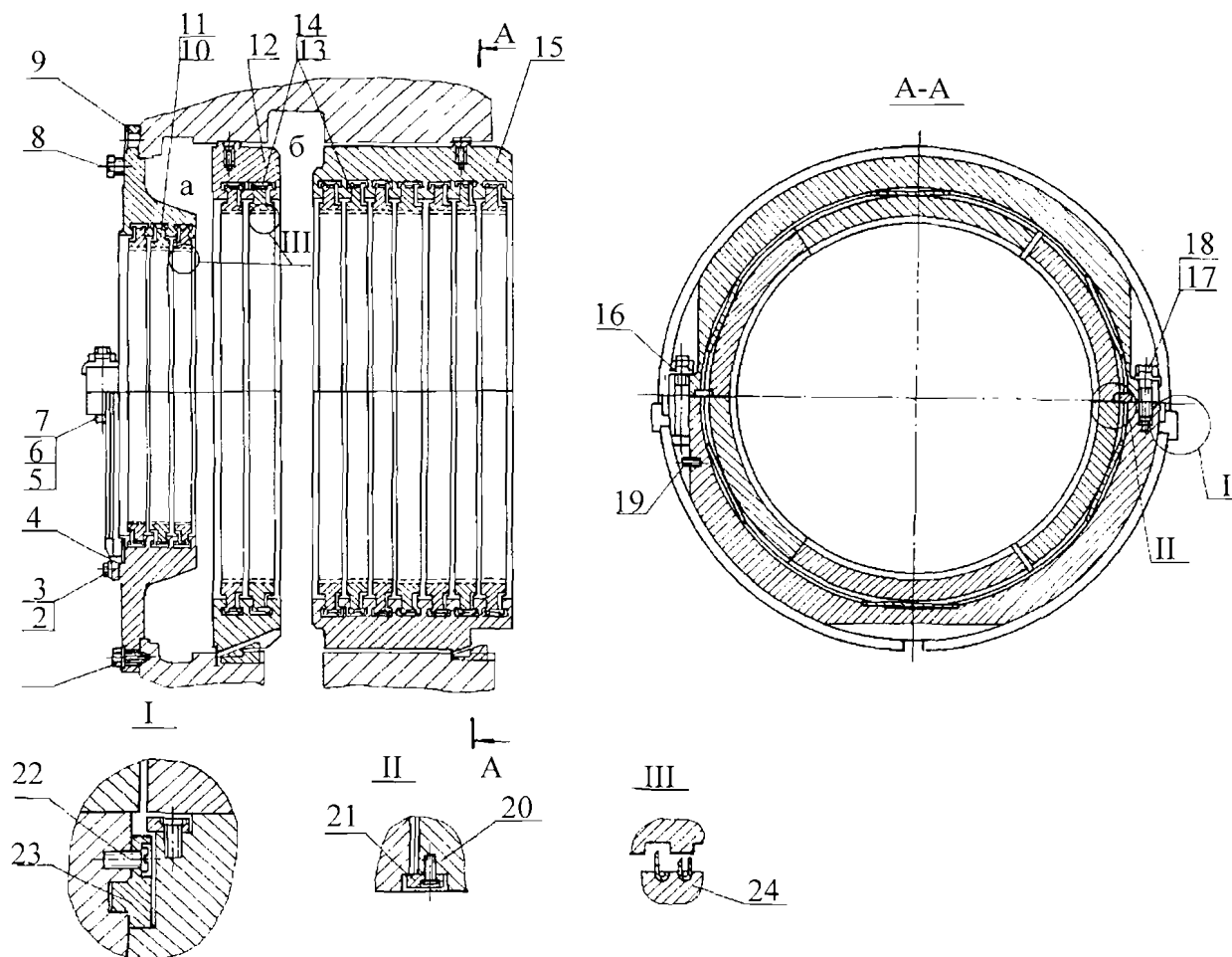
4.4.7.4. Секторы, заведенные в верхние части обойм и корпуса от выпадения удерживаются планками стопорными (21). Корпус концевого уплотнения прикреплен к корпусу турбины болтами (1), а обоймы опираются на опорные площадки вырезов корпуса турбины своими подвесками (23). Центрируются обоймы (12) и (15) в расточках корпуса турбины шпонками.

4.4.7.5. Принципиальное устройство заднего концевого уплотнения не отличается от вышеописанного переднего.

4.4.7.6. Корпуса уплотнений и обоймы образуют в переднем и заднем уплотнении камеры «а» и «б».

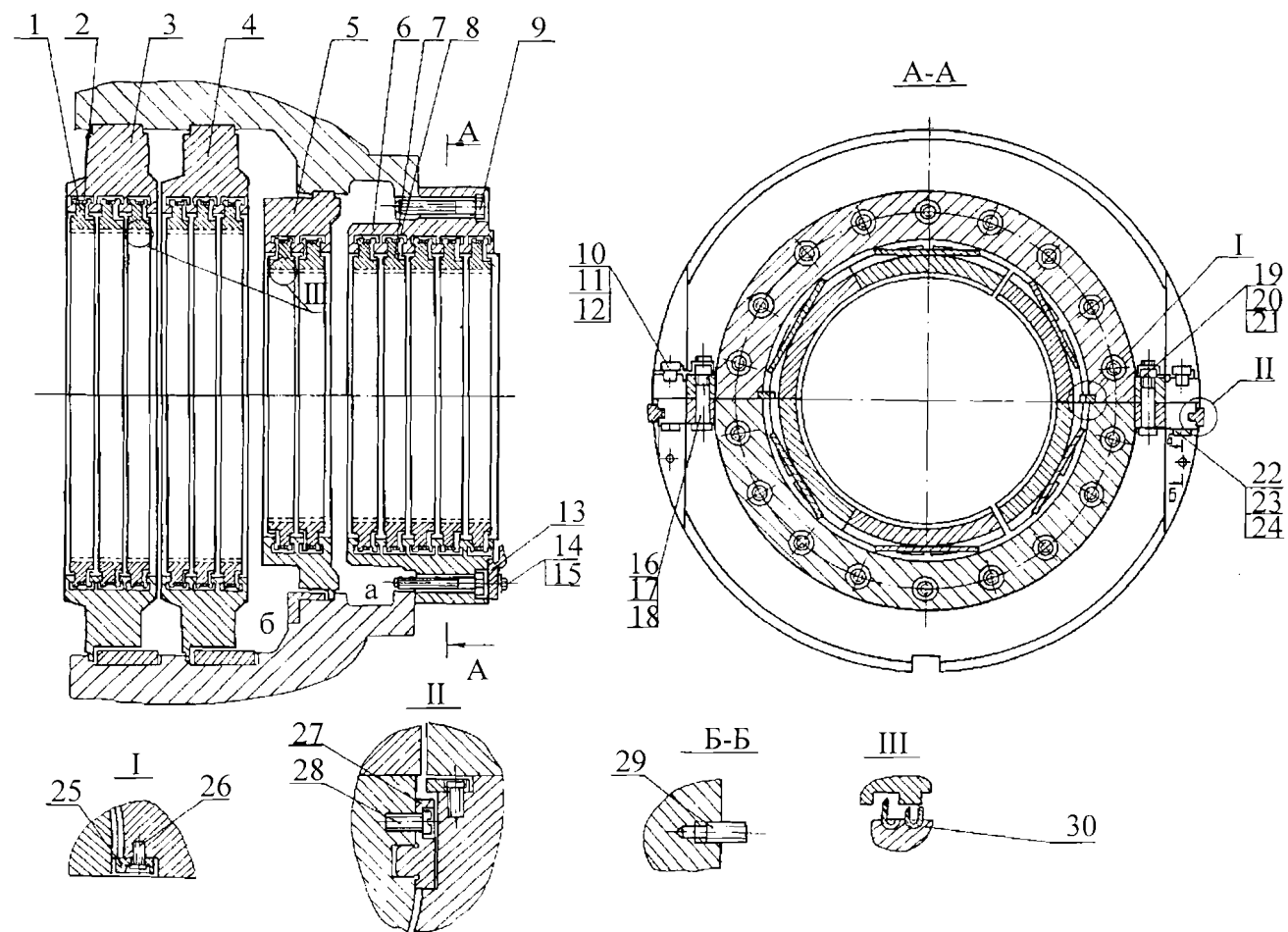
4.4.7.7. Камеры «а» и камеры «б» обоих уплотнений объединены между собой трубопроводами и подсоединены: камеры «а» – к эжектору системы отсоса, камеры «б» – к регулятору уплотнений, благодаря чему в камерах «а» поддерживается вакуум – 3 %, а в камерах «б» давление пара 1,03 – 1,07 кгс/см² (абс).

4.4.7.8. Такое распределение давлений обеспечивает незначительный подсос воздуха из машинного зала и пара из камер «б» камеры «а». Из камеры «б» заднего концевого уплотнения пар также проходит в конденсатор турбоустановки, где конденсируется. Подсос воздуха в конденсатор таким образом исключается.



1 - болт; 2 - болт; 3 - шайба стопорная; 4 - щиток; 5 - болт; 6 - гайка; 7 - шайба стопорная; 8 - винт; 9 - корпус уплотнения; 10 - кольцо уплотнительное; 11 - пружина плоская; 12 - обойма; 13 - кольцо уплотнительное; 14 - пружина плоская; 15 - обойма; 16 - болт; 17 - болт; 18 - шайба стопорная; 19 - винт; 20 - винт; 21 - планка стопорная; 22 - винт; 23 - подвеска; 24 - ротор; а, б - камера.

Рисунок 4.4.10 - Уплотнение переднее



1, 8 - кольцо уплотнительное; 2 - пружина плоская; 3, 4, 5 - обойма; 6 - корпус уплотнения; 7 - пружина плоская.; 9, 10, 14, 16, 19, 22 - болт; 11, 17, 20, 23 - гайка; 12, 15, 18, 21, 24 - шайба стопорная; 13 - щиток; 25 - планка стопорная; 26, 28, 29 - винт; 27 - подвеска; 30 – ротор; а, б - камеры.

Рисунок 4.4.11 - Уплотнение заднее

4.4.8. Конструкция предохранительных диафрагм

4.4.8.1. Предохранительные диафрагмы установлены на выхлопной части турбины и предназначены для отвода пара в атмосферу при увеличении давления в выхлопной части турбины до недопустимой величины.

4.4.8.2. Основные технические данные предохранительных диафрагм приведены в табл. 4.4.13.

Таблица 4.4.13

Наименование параметра	Значение
Тип	ДП-350
Количество, шт.	2
Давление срабатывания, кгс/см ² (абс)	1,2
Диаметр резинового кольца в сечении, мм	8,6
Масса, кг	75,4
Диаметр, мм	645
Высота, мм	405

4.4.8.3. Предохранительная диафрагма состоит из следующих основных частей (рис. 4.4.12):

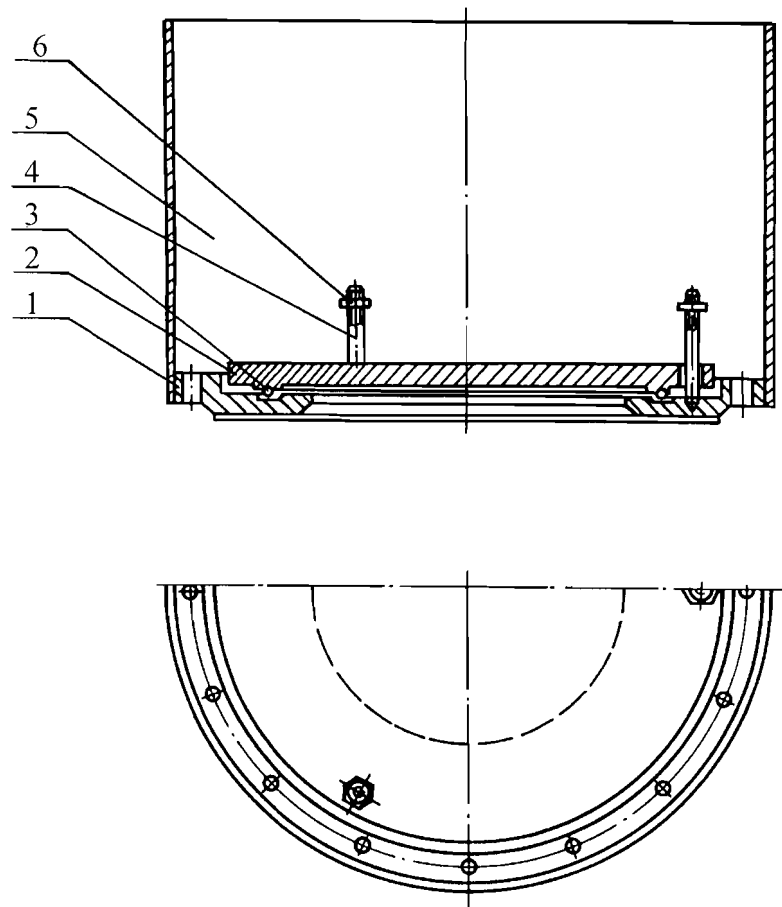
1) основание (1), закрепленное на фланце, расположенном в верхней части выхлопного патрубка турбины.

2) тарелка (2), свободно перемещающаяся в вертикальном направлении по трем направляющим шпилькам, закрепленным в основании (1);

3) кольцо (3), изготовленное из теплостойкой резины и размещенное в клинообразной расточке основания (1);

4) кожух (5), изготовленный из стального листа в виде обечайки и предназначенный для направления потока пара вверх с целью обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

4.4.8.4. При работе турбины тарелка (2) прижимается к основанию (1) через резиновое кольцо (3) под воздействием усилия, возникающего от разности давлений сверху и снизу тарелки, за счет разряжения в выхлопной части турбины. При этом резиновое кольцо (3) прижимается к упорному зубу тарелки (2) и к наклонной поверхности клинообразной проточки в основании (1), обеспечивая герметичность диафрагмы в закрытом положении.



1 – основание; 2 – тарелка; 3 – кольцо уплотняющее; 4 – шпилька направляющая; 5 – кожух; 6 – гайка ограничительная.

Рисунок 4.4.12 - Диафрагма предохранительная

4.4.8.5. В случае увеличения давления пара в выхлопной части турбины до $1,2 \text{ кгс/см}^2$ (абс) тарелка (2) поднимается вверх по направляющим шпилькам (4) до упора в ограничительные гайки (6) и избыток пара будет стравлен в атмосферу. При падении давления в выхлопном патрубке до атмосферного тарелка (2) под собственным весом упадет по направляющим шпилькам (4) вниз на резиновое кольцо (3) и автоматически самоустановится в рабочее положение, обеспечивая необходимую плотность закрытия.

4.4.9. Подшипники турбины ОК-12А

4.4.9.1. Передний и задний подшипники турбины ОК-12А являются опорами ее ротора. Они обеспечивают его вращение с малым коэффициентом трения и центруют его относительно корпуса турбины и смонтированных в нем диафрагм и концевых уплотнений.

4.4.9.2. Кроме этого, передний опорно-упорный подшипник фиксирует положение ротора в осевом направлении и воспринимает, кроме радиальной, осевого нагружку. Передний опорно-упорный и задний опорный подшипники являются подшипниками скольжения.

4.4.10. Передний опорно-упорный подшипник турбины ОК-12А

4.4.10.1. Передний опорно-упорный подшипник (рис. 4.4.13) собран в полости, образованной корпусом (1) и крышкой подшипника (6). Корпус и крышка подшипника литые.

4.4.10.2. В расточках корпуса и крышки подшипника размещены вкладыши (8), кольцо уплотнительное (3) и маслоотбойник (9).

4.4.10.3. Стальной вкладыш воспринимает радиальную нагрузку, которая приходится на переднюю часть ротора. Он состоит из двух частей, скрепленных болтами (11) и зафиксированных от взаимного перемещения цилиндрическими штифтами (14). В своей расточке вкладыш центрируется при помощи четырех прокладок (13) и подушек опорных (12).

4.4.10.4. Рабочая внутренняя поверхность вкладыша по месту расположения шейки ротора залита тонким слоем баббита Б-83. На баббитовой заливке в местах разъема вкладыша выполнены галтели, образующие масляные карманы «К».

4.4.10.5. В центральной части нижней половины вкладыша имеется гнездо для термометра сопротивления.

4.4.10.6. Упорный подшипник образован гребнем ротора (10) и двумя рядами бронзовых упорных колодок (16) и (18), собранными в расточках обойм (23). Поверхности трения упорных колодок залиты баббитом Б-83. К противоположной стороне колодок при помощи винтов укреплены призмы (17), которыми колодки опираются на балансиры (21) верхнего ряда. Балансиры верхнего ряда через шарики (24), уложенные в лунки балансиров, упираются в балансиры нижнего ряда.

4.4.10.7. Балансиры нижнего ряда своими пазами опираются на оси (25), которые запрессованы в обоймы упорные (23).

4.4.10.8. Ограничители (20) ограничивают качание балансиров с целью предотвращения выпадения шариков из лунок балансиров во время сборки. Колодки (16) и (18) удерживаются от выпадения ограничителями (27). Материал качающихся элементов (призм, балансиров и осей), благодаря их специальной термической обработке, обеспечивает восприятие высоких контактных напряжений.

4.4.10.9. Для удобства сборки упорного подшипника с ротором турбины, обоймы упорные выполнены разъемными, каждая из двух частей. Шарик, расположенный у разъема обойм, удерживается в своих лунках с помощью сепараторов (19).

4.4.10.10. При сборке, после того, как обе части упорной обоймы будут установлены на свои места в корпусе подшипника (крышка подшипника и верхняя часть вкладыша не поставлены) и повернуты поочередно разъемами вверх, вставляются замковые колодки (16).

4.4.10.11. Для прохода призм замковых колодок в упорных обоймах на внешних стенках имеются вырезы. После установки замковых колодок вырезы закрываются замками.

4.4.10.12. Для предотвращения разворота упорных обойм во время работы подшипника устанавливаются цилиндрические штифты, которые запрессованы в обоймы и входят в соответствующие гнезда, выполненные на горизонтальном разъеме корпуса переднего подшипника.

4.4.10.13. Благодаря балансирующему сочленению колодок друг с другом в упорном подшипнике осуществляется равномерное распределение осевого усилия от ротора на все семь колодок. Колодки имеют возможность поворота на ножках своих призм, обеспечивая образование масляного клина при вращении ротора.

4.4.10.14. Упоры (26), ограничивая поворот расположенного над ними балансира, обеспечивают установку остальных балансиров в расчетное положение.

4.4.10.15. Смазка на подшипник подается в полость «м» через фланцевое соединение «Д». Из полости «м» через сверления в направляющем аппарате (5) масло поступает на рабочую и нерабочую стороны упорного подшипника.

4.4.10.16. Слив масла в камеру «л» осуществляется: нерабочей стороны - через дроссельные отверстия, выполненные в уплотнительном кольце (3) и диаметрально зазоры по уплотнительному кольцу; с рабочей стороны - часть масла, необходимая для смазки вкладыша, через масляные карманы «к» и зазоры во вкладыше, остальная часть - через дроссельные отверстия, выполненные в нижней части вкладыша.

4.4.10.17. При помощи форсунки (2), ввернутой в уплотнительное кольцо, производится смазка зубчатого соединения муфты, передающей вращение от ротора турбины ведущему валу редуктора. Слив масла, отработавшего на смазке муфты производится в камеру «л».

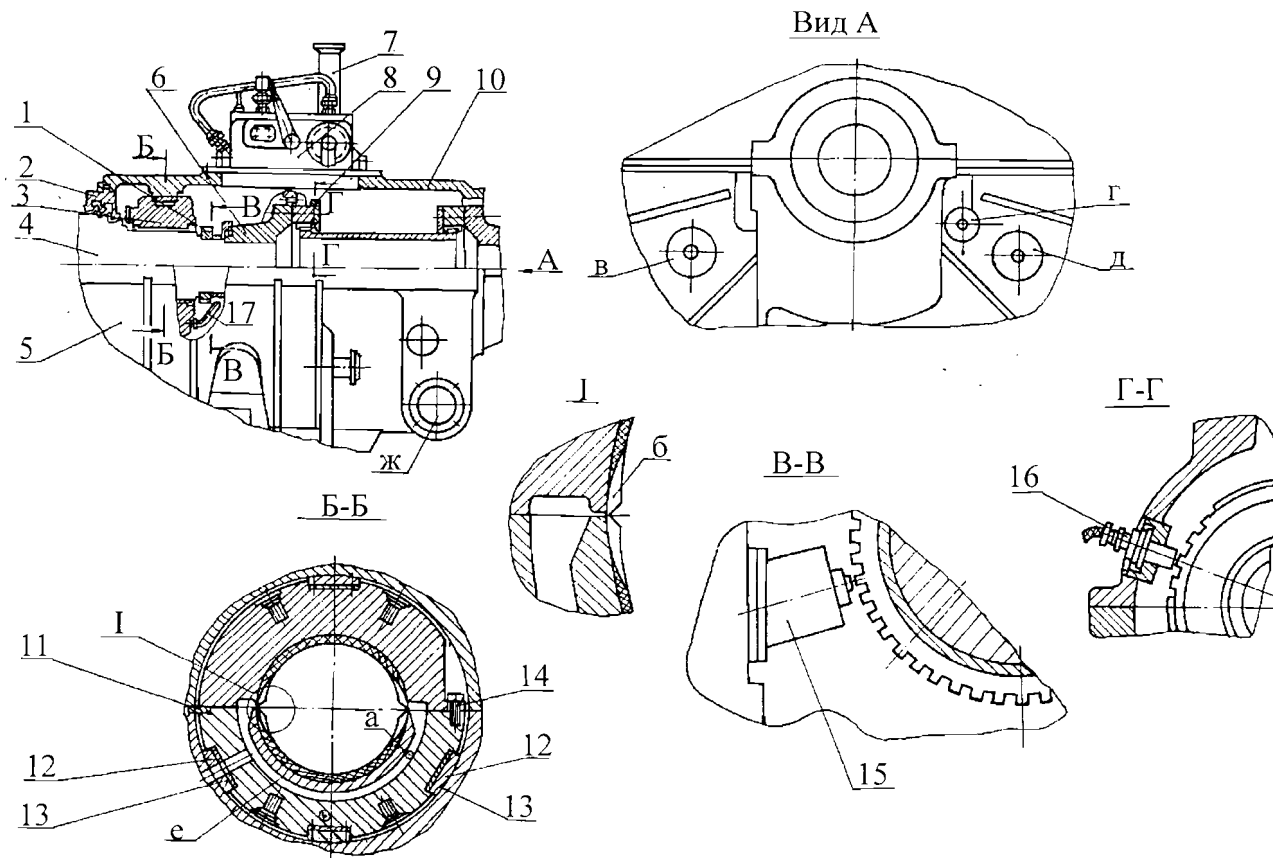
4.4.10.18. В блок регулирования, который размещается на крышке переднего подшипника, масло подается через фланцевое соединение «б» и камеру «и».

4.4.10.19. Слив масла из блока регулирования производится через камеру «ж», далее через фланцевое соединение «а».

4.4.10.20. Маслоотбойник (9) предназначен для предотвращения выхода масла из внутренней полости корпуса переполненного подшипника. Кольцевые камеры маслоотбойника (9) в нижней своей части имеют окна для слива из них масла в камеру корпуса «л».

4.4.11. Конструкция заднего подшипника турбины ОК-12А

4.4.11.1. Задний подшипник (рис. 4.4.14) собран в полости, образованной корпусом (5) и крышкой подшипника (10).



1 – втулка зубчатая; 2 – маслоотбойник; 3 – вкладыш; 4 – ротор; 5 – корпус; 6 – соединительная муфта; 7 – сапун, валоповоротное устройство; 9 – полумуфта; 10 – крышка подшипника; 11 – планка стопорная; 12 – подушки опорные; 13 – подкладки шлифованные; 14 – винт; 15 – первичный преобразователь тахометрического комплекта; 16 – датчик частоты вращения (резервный); 17 – сопло; а – подвод масла на смазку муфты; б – масляный карман; в – подвод пара к заднему концевому уплотнению от регулятора уплотнения; г – отвод пара к заднему подшипнику; д – отвод паровоздушной смеси из заднего концевой уплотнения; е – внутренняя полость вкладыша, ж – слив масла из заднего подшипника.

Рисунок 4.4.14 – Задний опорный подшипник турбины ОК-12А

4.4.11.2. Вкладыш (3) заднего подшипника состоит из двух частей, скрепленных между собой болтами.

4.4.11.3. Располагается вкладыш в расточке корпуса и центрируется в нем с помощью четырех подушек опорных (12) и прокладок шлифованных (13). От проворота при работе турбины он фиксируется планкой стопорной (11).

4.4.11.4. Внутренняя рабочая поверхность вкладыша залита тонким слоем баббита Б-83.

4.4.11.5. Масло на рабочую поверхность вкладыша подается через фланцевое соединение, сверление в корпусе и вкладыше - к внутренней полости «е», откуда через щели в разъеме между верхней и нижней частями вкладыша поступает в масляные карманы «б», осуществляя смазку и охлаждение трущихся поверхностей. Отвод масла из корпуса заднего подшипника производится через фланцевое соединение «ж».

4.4.11.6. Из внутренней полости вкладыша «а» через сопло (17) подается масло для смазки зубчатых сопряжений соединительной муфты (6).

4.4.11.7. В зоне заднего подшипника находится ряд дополнительных устройств. На вал ротора насажена зубчатая втулка (1). При работе турбины она взаимодействует с первичным преобразователем тахометрического комплекса «Турбина» (15). Аналогичные импульсы генерируются в датчике (16) при взаимодействии с зубьям, нарезанными на внешней образующей полумуфты (9). Датчик (16) является резервным и может быть подключен к прибору, входящему в тахометрический комплекс «Турбина».

4.4.11.8. На крышке заднего подшипника смонтировано валоповоротное устройство.

4.4.11.9. Валоповоротное устройство передает вращение ротору турбины посредством шестерни, выполненной на ведущей полумуфте.

4.4.11.10. Сапун (7) выравнивает давление внутри корпуса заднего подшипника с атмосферным.

4.4.11.11. Маслоотбойник (2) предотвращает выход масла из полости заднего подшипника в сторону турбины.

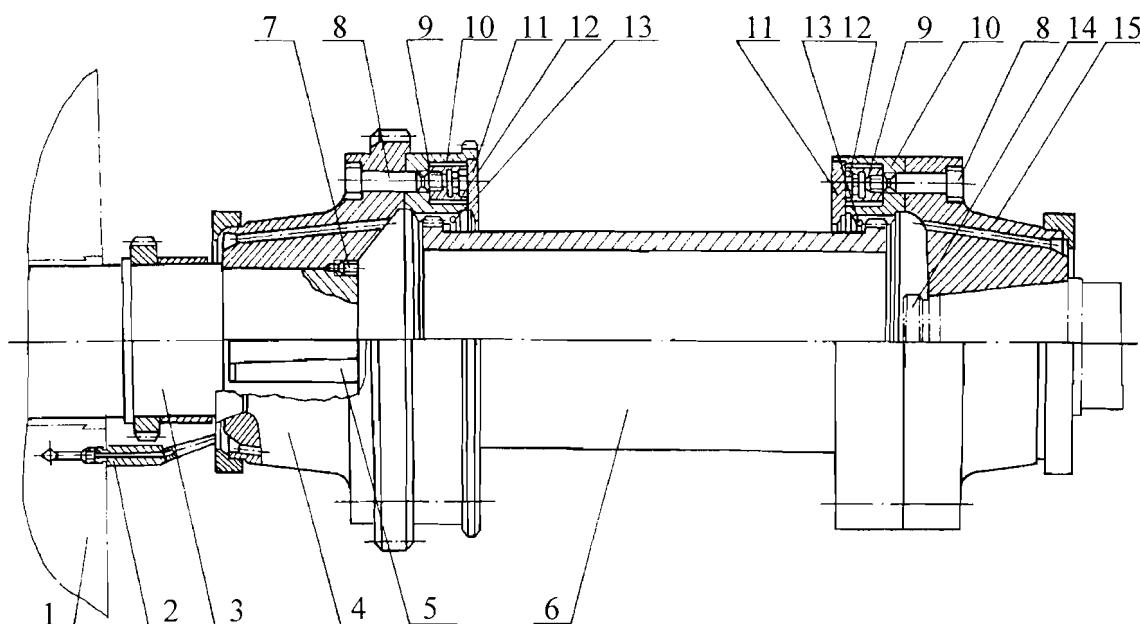
4.4.12. Соединительная муфта роторов турбины ОК-12А и питательного насоса

4.4.12.1. Роторы турбины и питательного насоса соединяются зубчатой муфтой (рис. 4.4.15).

4.4.12.2. На заднем цилиндрическом конце вала (8) ротора турбины насажена полумуфта (4). От проворачивания на валу полумуфта (4) удерживается двумя парами тангенциальных шпонок (5), а от осевого перемещения стопорится с торца двумя винтами (7).

4.4.12.3. Для смазки зубчатого соединения полумуфты (4) и втулки зубчатой (6) масло подается из системы смазки заднего подшипника турбины: во вкладыше (1) имеется сверление, по которому масло поступает в сопло (2). Из сопла по кольцевой расточке и сверлению в полумуфте (4) масло поступает на зубцы.

4.4.12.4. На переднем коническом конце вала насоса насажена полумуфта (15). От проворачивания на валу полумуфта удерживается двумя призматическими шпонками, а от осевого перемещения стопорится контргайкой (14). Смазка полумуфты производится со стороны питательного насоса.



1 - вкладыш заднего подшипника турбины; 2 - сопло; 3 - вал ротора турбины; 4 - полумуфта левая; 5 - шпонка тангенциальная; 6 - втулка зубчатая; 7 - винт стопорный; 8 - болт призонный специальный; 9 - гайка специальная; 10 - полумуфта зубчатая; 11 - щиток; 12 - кольцо стопорное; 13 - проволока стопорная; 14 - контргайка; 15 - полумуфта правая.

Рисунок 4.4.15 – Соединительная муфта

4.4.12.5. Между собой полумуфты (4) и (15) соединяются при помощи втулки зубчатой (6).

4.4.12.6. В осевом направлении втулка зубчатая (6) зафиксирована стопорной проволокой (13).

4.4.13. Валоповоротное устройство

4.4.13.1. ВПУ (рис. 4.4.16) предназначается для проворачивания ротора турбины в предпусковой период и во время ее остывания после останова.

4.4.13.2. Одновременно с ротором турбины проворачиваются сочлененные с ним посредством муфт валы редуктора и насосов. ВПУ имеет электрический и ручной приводы.

4.4.13.3. Размещено ВПУ на крышке заднего подшипника турбины и соединено с электродвигателем (2) посредством муфты (3).

4.4.13.4. ВПУ на рис. 4.4.16 показано во включенном положении. В исходном, выключенном, положении шестерня (4) с диском тормозным (20) находятся в крайнем левом положении (см. сечение А-А). Тормозной диск приторможен головками спецболтов (19) при помощи поджатых пружин 18. Рычаг (1) находится в положении «ВЫКЛ».

4.4.13.5. При дистанционном (автоматическом) управлении ВПУ следует нажать на кнопку «Автоматически». Этим подготавливается электрическая схема для работы в выбранном режиме. Для запуска электродвигателя ВПУ следует нажать кнопку «Пуск ВПЕРЕД», при этом включается электродвигатель, который приводит во вращение через червячную пару вал шлицевой (5). Шестерня (4), удерживаемая от вращения, будет «ввинчиваться» спиральными шлицами «а» и перемещаться вправо (см. сеч. А-А) до входа в зацепление с зубчатым колесом (7) ротора и упора в бурт шлицевого вала. Ротор турбины приходит во вращение. Для останова электродвигателя ВПУ следует нажать на кнопку «СТОП».

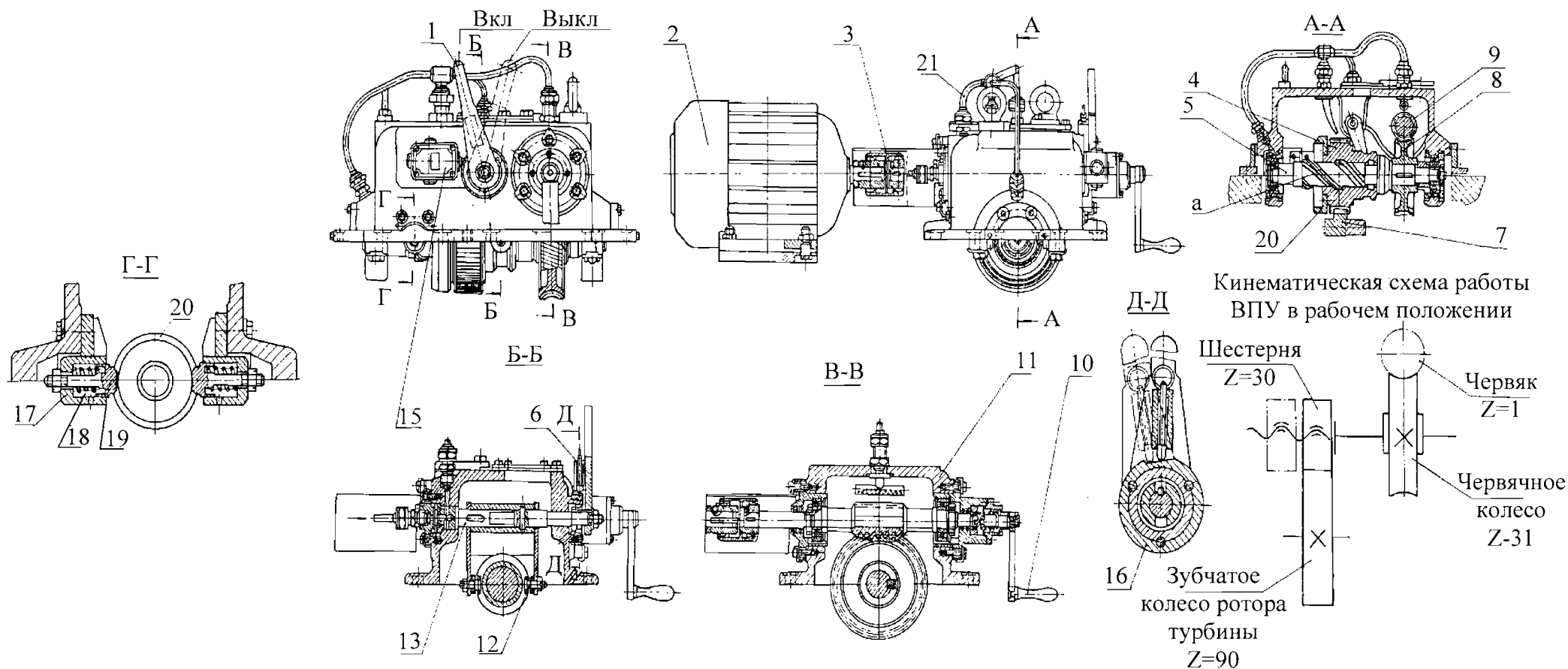
4.4.13.6. Для вывода шестерни (4) из зацепления с зубчатым колесом (7) следует нажать на кнопку «Пуск назад». При этом электродвигатель включится на обратное вращение, шестерня (4) выйдет из зацепления с зубчатым колесом (7), отойдет в крайнее левое положение (см. сеч. А-А) и переведет рычаг (1) в положение «ВЫКЛ». Электродвигатель останавливается. Кнопка «СТОП» позволяет отключить электродвигатель при работе его на выключение ВПУ в любой момент.

4.4.13.7. Конструкция ВПУ и электросхема управления его работой позволяют производить запуск турбины при любом положении шестерни (4), а также при стоянке или работе ВПУ. Если перед подачей пара в проточную часть турбины шестерня (4) ВПУ не была переведена в исходное положение, то при возрастании частоты вращения ротора более той, которую сообщает ему ВПУ, благодаря спиральной форме шлицов «а» вала (5) шестерня (4) начнет выходить из зацепления с зубчатым колесом (7), повернет рычаг (1), отключая питание от эл. двигателя. Магнитный пускатель срабатывает и включает электродвигатель на вращение «НАЗАД». При этом шестерня (4) окончательно выходит из зацепления с зубчатым колесом (7), возвращается в исходное положение и электродвигатель останавливается.

4.4.13.8. Перед началом работы ВПУ от ручного привода следует нажать кнопку «Вручную». При этом исключается включение электродвигателя в работу. Перевести рычаг (1) вручную в положение «Включ», ввести зуб ручки (10) в соответствующий вырез вала червяка (9) и, вращая ручку, проворачивать ротор турбины. После окончания работы ВПУ от ручного привода перевести рычаг (1) в положение «ВЫКЛ». Этому способствует наклонный вырез на кольце (16), в который упирается, поджимаемый пружиной, штырь (6). При работе ВПУ смазка его частей осуществляется маслом, которое поступает по системе трубопроводов (21). При работе от электрического привода ВПУ обеспечивает вращение ротора с частотой 10-15 об/мин.

4.4.13.9. Вместо непрерывного вращения ротора от электропривода ВПУ допускается производить периодическое проворачивание ротора на 180° с помощью ручного привода ВПУ в следующем режиме:

1) после останова турбины, первые 4 часа – через 15 мин, последующие 8 часов – через 30 мин, последующие 4 часа – через 1 ч;



1 – рычаг включения валоповоротного устройства; 2 – электродвигатель; 3 – муфта; 4 – шестерня ведущая; 5 – вал шлицевой; 6 – штырь; 7 – колесо зубчатое ротора турбины; 8 – колесо червячное; 9 – червяк; 10 – ручка; 11 – корпус валоповоротного устройства; 12 – рычаг внутренний; 13 – валик рычага внутреннего; 15 – выключатель конечный; 16 – кольцо; 17 – корпус; 18 – пружина СШП-2-III; 19 – болт специальный; 20 – диск тормозной; 21 – трубопроводы; а – шлицы.

Рисунок 4.4.16 – Валоповоротное устройство

2) перед пуском турбины из горячего состояния за 30 мин до толчка ротора включить непрерывное проворачивание ротора от электропривода ВПУ, либо производить периодическое проворачивание на 180° через 10 мин. с помощью ручного привода ВПУ

3) при проворачивании ротора подавать масло на смазку подшипников агрегата и зацепления редуктора.

4.4.13.10. На всех блоках Балаковской АЭС производится только периодическое проворачивание ротора на 180° с помощью ручного привода ВПУ.

4.4.14. Организация тепловых расширений турбины ОК-12А

4.4.14.1. Выхлопной частью турбина опирается на задние фундаментные плиты и крепится к ним специальными дистанционными болтами (рис. 4.4.17). От перемещения выхлопная часть удерживается шпонками.

4.4.14.2. Для организации тепловых расширений при пуске турбины корпус турбины в районе выхлопного патрубка имеет фикс-пункт, а в передней части корпус опирается на подвижный (скользящий) передний стул.

4.4.14.3. Фикс-пункт образуется пересечением продольной и поперечной шпонок. Скольжение переднего стула направляется продольной шпонкой.

4.4.14.4. Корпус турбины расширяется от фикс-пункта, при этом передний стул, на который корпус опирается лапами, сдвигается по шпонке вперед.

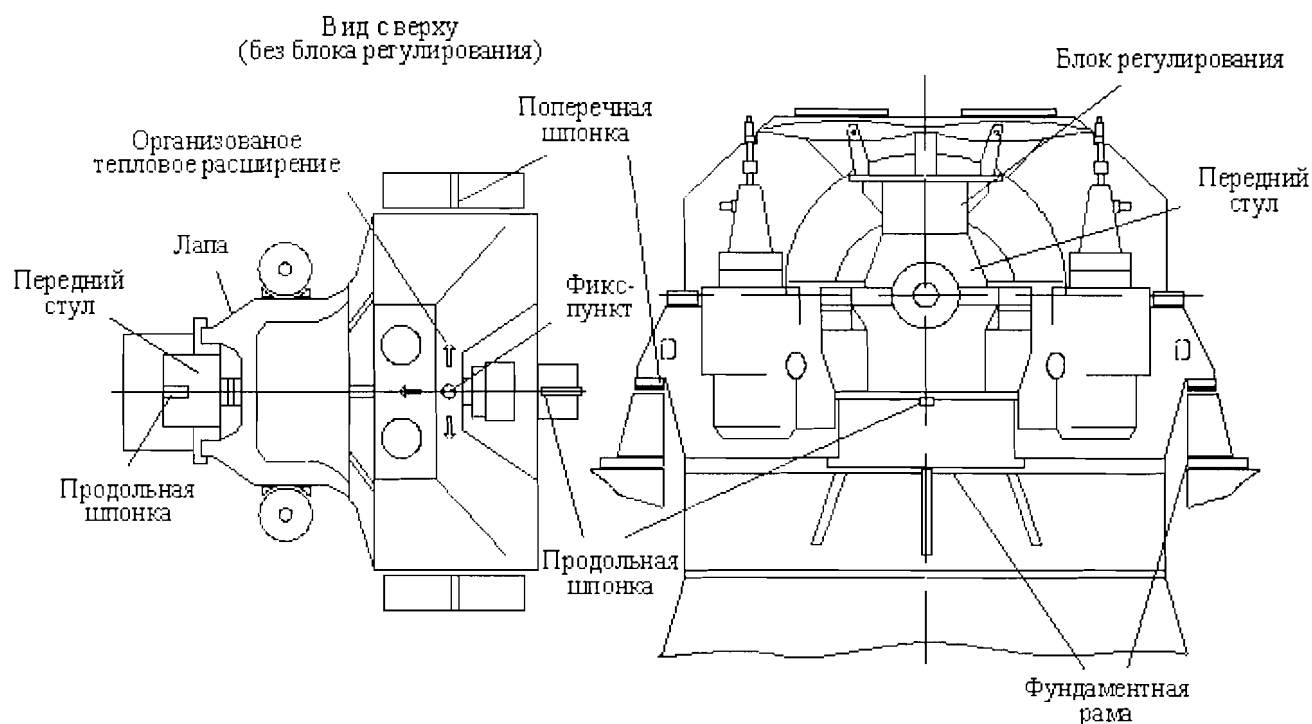


Рисунок 4.4.17 - Организация тепловых расширений турбины ОК-12А

4.5. Редуктор ТПН

4.5.1. Назначение и основные технические данные

4.5.1.1. Редуктор Р-2М предназначен для передачи крутящего момента от приводной турбины ОК-12А к предвключенному насосу ПТА-3750-200 с понижением частоты вращения.

4.5.1.2. Редуктор одноступенчатый с горизонтальным расположением валов, шевронный, нереверсивный. Направление вращения выходного вала – против часовой стрелки, если смотреть со стороны предвключенного насоса.

4.5.1.3. Основные характеристики редуктора приведены в табл. 4.5.1.

Таблица 4.5.1

Наименование параметра	Значение
Номинальная мощность, кВт	2360
Передаточное отношение	1,95
Частота вращения входной шестерни, с-1 (об/мин)	58,3 (3500)
Расход масла на зацепление, л/с (л/ч)	0,88 (3150)
Расход масла на подшипники, л/с (л/ч)	1,13 (4080)
Расход масла на насос-регулятор, л/с (л/ч)	1,5 (5400)
Давление масла на входе в редуктор	
на зацепление, МПа (кгс/см ²)	0,045 (0,45)
на подшипники, МПа (кгс/см ²)	0,07 (0,7)
Температура масла на входе в редуктор	
на зацепление, °С	37
на подшипники, °С	45
Температура масла на выходе из редуктора, °С	55
Габариты редуктора	
длина, мм	1692
ширина, мм	660
высота, мм	1105
Масса редуктора, кг	1593

4.5.2. Устройство и работа редуктора

4.5.2.1. Конструкция редуктора приведена на рис 4.5.1.

4.5.2.2. Зубчатая передача состоит из цельнокованых шестерни (17) и колеса (1).

4.5.2.3. На шестерню со стороны турбины насажена втулка зубчатая (29) с прямозубым венцом для соединения с муфтой (24), а с другой стороны запрессован хвостовик автоматического затвора (12).

4.5.2.4. Колесо со стороны насоса имеет насадную втулку зубчатую (30) с прямозубым венцом для соединения с муфтой (5) и центральное отверстие для смазки зубьев этой муфты.

4.5.2.5. Со стороны турбины к колесу редуктора прикреплен насос-регулятор.

4.5.2.6. Передача крутящего момента от вала турбины к шестерне и от колеса к валу насоса производится при помощи зубчатых муфт (24) и (5) с прямозубыми венцами. Муфты имеют вертикальный разъем с фланцевым соединением,

4.5.2.7. Для предотвращения осевых перемещений зубчатых муфт (24) и (5) предусмотрены стопоры (10) и (22). Зубчатые муфты, как со стороны турбины, так и со стороны насоса, защищены кожухами (8), (20), и (23).

4.5.2.8. Шестерня (17) и колесо (1) редуктора вращаются в подшипниках скольжения, стальные вкладыши которых имеют залитую баббитом марки Б-83 рабочую поверхность. Вкладыши (14) и (19) шестерни имеют только опорную рабочую поверхность, а вкладыши (3) и (26) колеса еще и упорную рабочую поверхность.

4.5.2.9. Вкладыши (14) и (19) шестерни выполнены неразъемными, а вкладыши (3) и (26) колеса состоят из двух половин, скрепленных между собой специальными штифтами и винтами. От проворачивания вкладыши колеса и шестерни застопорены штифтами (4). Для контроля температуры вкладышей в них установлены термометры сопротивления (27).

4.5.2.10. Для размещения вкладышей, зацепления, насоса-регулятора и осуществления надежной смазки служит корпус редуктора, состоящий из двух половин (18) и (2).

4.5.2.11. Корпус сварен из поковок и листовой стали с ребрами жесткости, имеет горизонтальный разъем, совпадающий с осью колеса. Для предотвращения повышения давления в полости редуктора на верхней половине корпуса установлен сапун (16).

4.5.2.12. На верхней половине корпуса редуктора (18) установлены вибродатчик (15) для измерения вибрации подшипников и автоматический затвор (12) с золотником гидравлического опробования, который входит в систему защиты турбины от превышения частоты вращения.

4.5.2.13. В корпусе редуктора предусмотрен смотровой люк (28) со стеклом и проушины для подъема редуктора в сборе.

4.5.2.14. В редуктор встроен насос-регулятор гидродинамической системы регулирования, принцип работы которого основан на импеллерном эффекте.

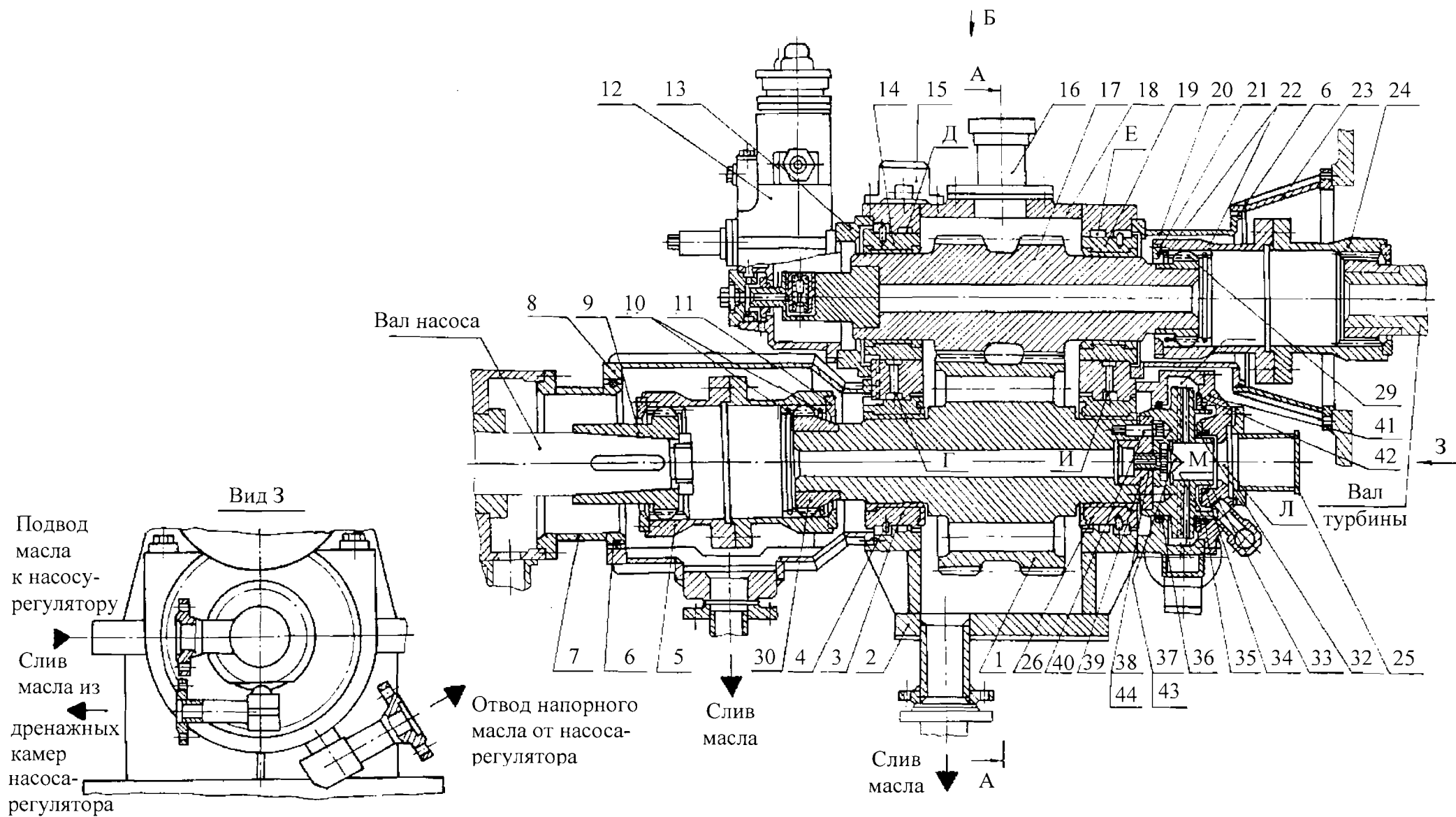
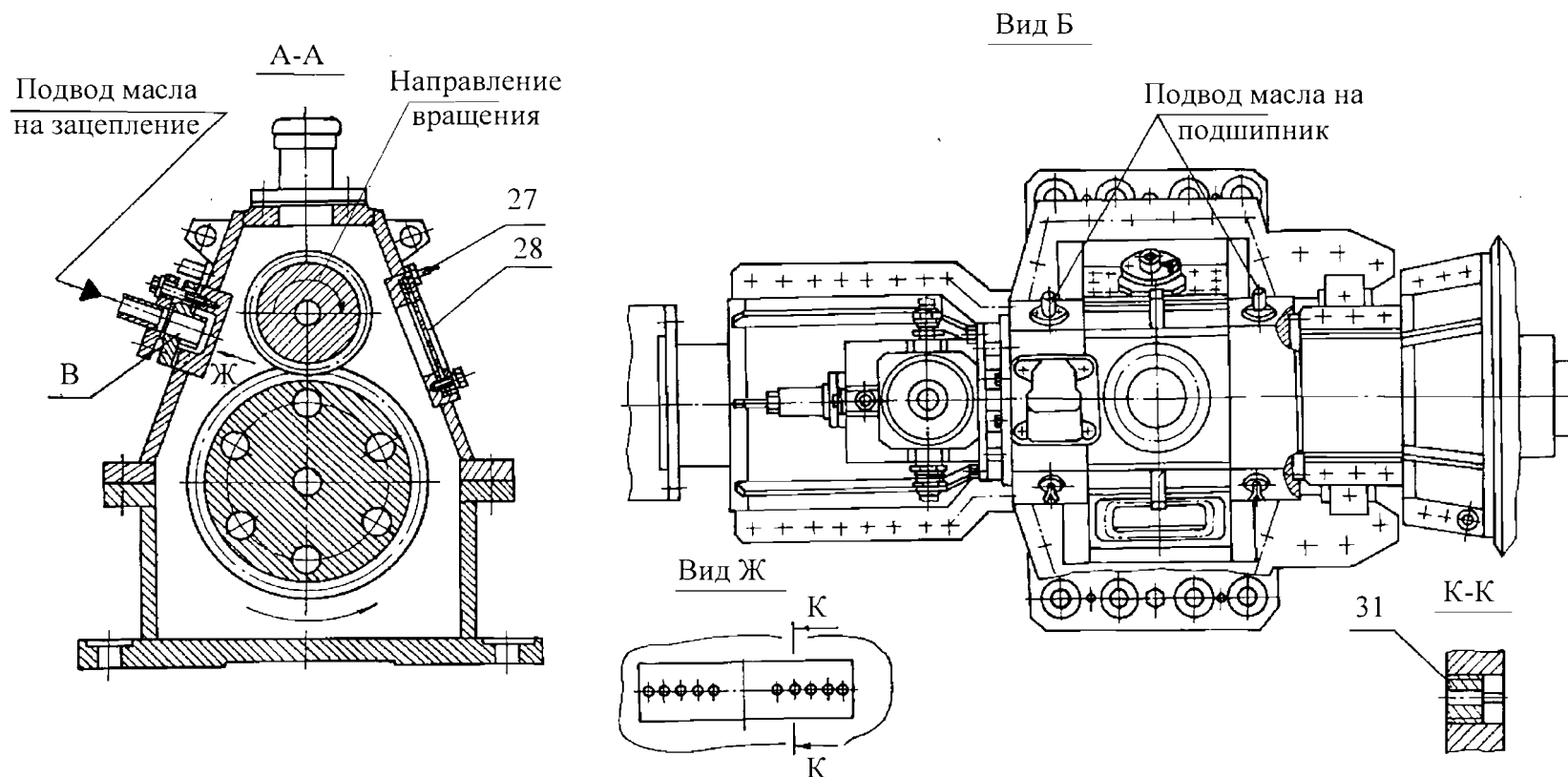


Рисунок 4.5.1 – Редуктор Р-2М. Часть 1



1 - колесо; 2 - корпус редуктора (нижняя половина); 3 - вкладыш; 4 - штифт цилиндрический; 5 - муфта; 6 - кольцо; 7 - про-
ставка; 8 - кожух; 9 - втулка зубчатая; 10 - стопор; 11 - щиток; 12 - автоматический затвор с золотником гидроопробования;
13 - проставка; 14 - вкладыш; 15 - вибродатчик; 16 - сапун; 17 - шестерня; 18 - корпус редуктора (верхняя половина); 19 - вкла-
дыш; 20 - кожух; 21 - щиток; 22 - стопор; 23 - кожух; 24 - муфта; 25 - узел трубопровода; 26 - вкладыш; 27 - термометр сопротив-
ления; 28 - смотровой люк; 29 - втулка зубчатая; 30 - втулка зубчатая; 31 - дроссельная шайба; 32 - щиток; 33 - колесо насоса;
34 - кольцо плавающее; 35 - кольцо плавающее; 36 - кольцо плавающее; 37 - обтекатель; 38 - болт специальный; 39 - втулка;
40 - втулка; 41 - крышка; 42 - щиток; 43 - кольцо; 44 - шайба стопорная.

Рисунок 4.5.1 - Редуктор Р-2М. Часть 2

4.5.2.15. Колесо насоса (33) жестко связано с колесом редуктора (1) через втулку (39) с помощью болта специального (38) и втулок призонных (40).

4.5.2.16. С торца насос-регулятор закрыт крышкой (41), прикрепленной к корпусу редуктора.

4.5.2.17. При увеличении частоты вращения колеса давление масла на выходе из насоса-регулятора растёт, при уменьшении - падает. Изменение давления является импульсом, приводящим в действие систему регулирования, в результате чего увеличивается или уменьшается подача пара в турбину и, соответственно, повышается или понижается частота вращения ее ротора.

4.5.2.18. Смазка редуктора производится штатным маслом турбины с температурой 37 °С – на зацепление; 40-45 °С – на подшипники.

4.5.2.19. Масло на смазку зацепления подается через специальный фланец в камеру В, выполненную в верхней половине корпуса редуктора (18). Из камеры В масло через ряд дросселей (31) разбрызгивается на зацепление. Подвод масла на подшипники осуществляется двумя потоками следующим образом: через специальные фланцы и сверления в верхней половине корпуса масло поступает в камеры Д и Е, образованные кольцевыми канавками корпуса и вкладышами (14) и (19), далее через сверления во вкладышах поступает на смазку подшипников шестерни. Часть масла из камер Д и Е через сверления в верхней половине корпуса поступает в камеры И и Г, образованные кольцевыми канавками корпуса и вкладышами (3) и (26) и далее через сверления во вкладышах поступает на смазку подшипников колеса.

4.5.2.20. Масло к насосу-регулятору подается через узел трубопровода (25), прикрепленный фланцем к крышке (41), в камеру всаса Л, которая уплотняется плавающим кольцом (34), установленным в крышке (41) с помощью щитка (32). Через радиальные сверления в колесе насоса масло под действием центробежной силы поступает в напорную камеру Н, которая уплотняется плавающими кольцами (35) и (36). Кольцо (36) установлено в кольцевой расточке корпуса редуктора, а кольцо (35) установлено в крышке (41) с помощью щитка (42).

4.5.2.21. В целях лучшей организации потока масла на входе в радиальные каналы внутри колеса насоса установлен обтекатель (37), удерживаемый от выворачивания кольцом пружинным (43).

4.5.2.22. Для уменьшения пульсации напорного масла в корпусе редуктора, в районе камеры Н, имеются многочисленный мелкие радиальные сверления, выполняющие роль направляющего аппарата, проходя через которые поток масла стабилизируется и попадает в кольцевой желоб, приваренный к корпусу, откуда через специальный фланец подается в систему регулирования (вид 3).

4.5.2.23. Протечки масла через плавающие кольца (34) и (35) собираются в дренажной камере М, из которой осуществляется слив в маслобак через специальный фланец (вид 3).

4.5.2.24. Протечки масла через плавающее кольцо (36) сливаются во внутреннюю полость корпуса редуктора через каналы в нижней половине вкладыша (26).

4.5.2.25. Зубчатая муфта (5) между редуктором и насосом смазывается маслом из камеры Л насоса-регулятора через отверстия в обтекателе (37) и болте специальном (38) и центральную расточку колеса (1).

4.5.2.26. Зубчатая муфта (24) между турбиной и редуктором смазывается маслом, идущим через специальное сопло, закрепленное на переднем подшипнике турбины. Для образования масляной ванночки на зубьях муфт (5) и (24) установлены щитки (11) и (21).

4.5.2.27. Для предотвращения протечек масла из внутренних полостей редуктора в районе муфт, между кожухами (20) и (23), а также между кожухом (8) и проставкой (7) установлены уплотнительные резиновые кольца (6).

4.5.2.28. Отработавшее масло сливается из редуктора через трубы, приваренные к нижним половинам корпуса (2) и кожуха (8), а через поддоны в кожухе (20) и кожухе (23) - в полость переднего подшипника турбины.

4.6. Система маслоснабжения ТПН

4.6.1. Система маслоснабжения турбопитательного насосного агрегата, схема которой показана на рис. 4.6.1, обеспечивает смазку подшипников турбины, бустерного и главного питательных насосов, валоповоротного устройства, подшипников и зацепления редуктора, соединительных муфт, а также работу регулятора уплотнений, систем регулирования и защиты ТПН.

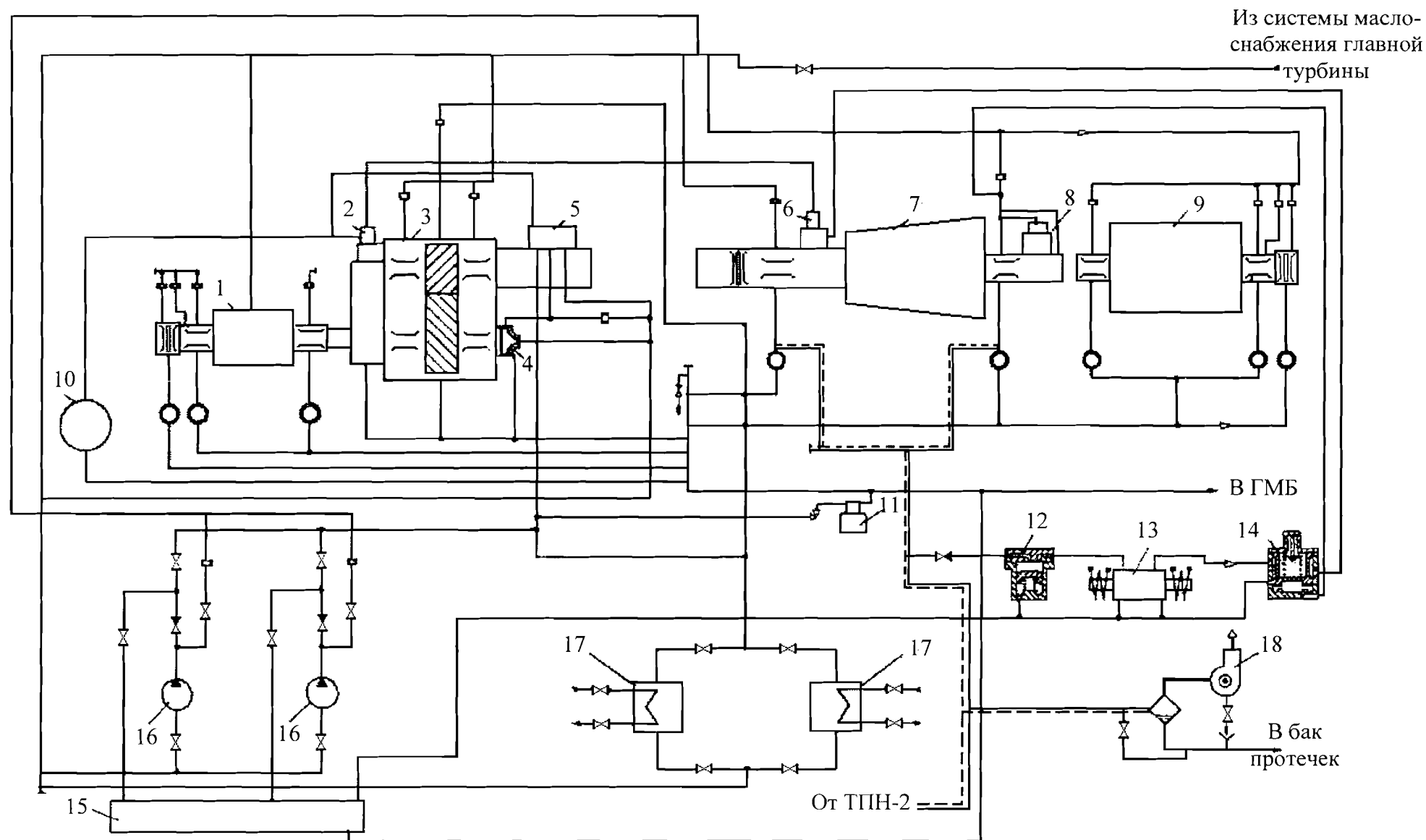
4.6.2. Система маслоснабжения ТПН включает в себя:

- 1) два насоса системы регулирования (основной и резервный);
- 2) два маслоохладителя на линии смазки зубчатой передачи редуктора;
- 3) маслопроводы, арматуру, средства измерений.

4.6.3. Масло на всас насосов регулирования и насоса-регулятора, установленного на валу редуктора, на смазку подшипников и соединительных зубчатых муфт поступает из напорного коллектора системы смазки главной турбины с температурой 40-45 °С. Масло, подаваемое на смазку зацепления редуктора, дополнительно охлаждается в одном из маслоохладителей до температуры 35-37 °С. Если температура охлаждающей воды превысит 28 °С, включается 2-ой маслоохладитель.

4.6.4. Избыточное давление масла в системе смазки на уровне оси приводной турбины должно быть не менее 0,1 МПа (1,0 кгс/см²). При перерыве в электропитании собственных нужд и остановке насосов системы маслоснабжения главной турбины безаварийный выбег ротора приводной турбины в течение трех минут обеспечивается маслом из аварийного бака ТПН, расположенного на отметке 15,0 м. При этом допускается снижение избыточного давления в системе смазки на уровне оси турбопривода до 0,05 МПа (0,5 кгс/см²).

4.6.5. Из напорной линии насосов регулирования масло с давлением 1,0 МПа (10,0 кгс/см²) подается на регулятор уплотнений, в блок регулирования и в линию защиты приводной турбины. При падении избыточного давления напорного масла до 0,95 МПа (9,5 кгс/см²) включается резервный насос.



1 - бустерный питательный насос; 2 - золотник автомата безопасности на редукторе; 3 - редуктор; 4 - насос-регулятор; 5 - блок регулирования; 6 - золотник автомата безопасности на турбине; 7 - приводная турбина; 8 - валоповоротное устройство; 9 - главный питательный насос; 10 - сервомотор стопорного клапана турбины; 11 - регулятор подачи пара на уплотнения; 12 - механический гидроаккумулятор; 13 - дистанционный выключатель; 14 - реле давления в системе смазки; 15 - дренажный маслобак; 16 - насосы регулирования; 17 - маслоохладители; 18 – эксгаустер.

Рисунок 4.6.1 – Схема системы маслоснабжения ТПН

4.6.6. Сливаемое из системы регулирования масло направляется в линию всасывания насосов регулирования, и поэтому при всех режимах работы блока регулирования количество масла, отбираемое из системы смазки главной турбины, остается приблизительно постоянным.

4.6.7. Масло сливаемое с подшипников ТПН и протечки из элементов систем регулирования и защиты направляются в главный маслобак. Максимальная температура сливаемого масла не должна превышать 65 °С.

4.6.8. Маслонасос регулирования

4.6.8.1. На блоках 1-3 Балаковской АЭС в качестве насоса регулирования ТПН применен насос типа 5НК-5х1.

4.6.8.2. В условном обозначении насоса:

- 1) 5 - диаметр всасывающего патрубка, уменьшенный в 25 раз, мм;
- 2) Н - нефтяной;
- 3) К - консольный;
- 4) 5 - коэффициент быстроходности, уменьшенный в 10 раз и округленный;
- 5) 1 - одноступенчатый.

4.6.8.3. Маслонасос регулирования 5НК-5х1 (рис. 4.6.2) представляет собой консольный одноступенчатый насос с осевым подводом масла к рабочему колесу.

4.6.8.4. Насос и приводной электродвигатель, соединенные упругой втулочно-пальцевой муфтой, смонтированы на общей фундаментной плите. Вал насоса вращается на шарикоподшипниках, установленных в опорном кронштейне и смазываемых маслом, залитым в масляную ванну кронштейна.

4.6.8.5. Проточная часть насоса состоит из спирального корпуса, который крепится к фланцу опорного кронштейна, рабочего колеса, насаженного на конец вала, и всасывающего патрубка, присоединенного к спиральному корпусу.

4.6.8.6. Через всасывающий патрубок перекачиваемое масло подводится к рабочему колесу, в котором механическая энергия электродвигателя передается потоку масла. В спиральном корпусе кинетическая энергия потока масла, покидающего рабочее колесо, частично преобразуется в повышение давления. Рабочее колесо фиксируется на валу насоса шпонкой и гайкой с левой резьбой, предотвращающей самоотвинчивание.

4.6.8.7. Напорная и всасывающая камеры насоса на стороне входа разделены щелевым уплотнением. На выходе вала из корпуса насоса установлено сальниковое уплотнение, состоящее из отдельных колец асбестового шнура, смазываемое и охлаждаемое самой рабочей средой. Для предотвращения износа вала под сальниковой набивкой на него надета защитная втулка.

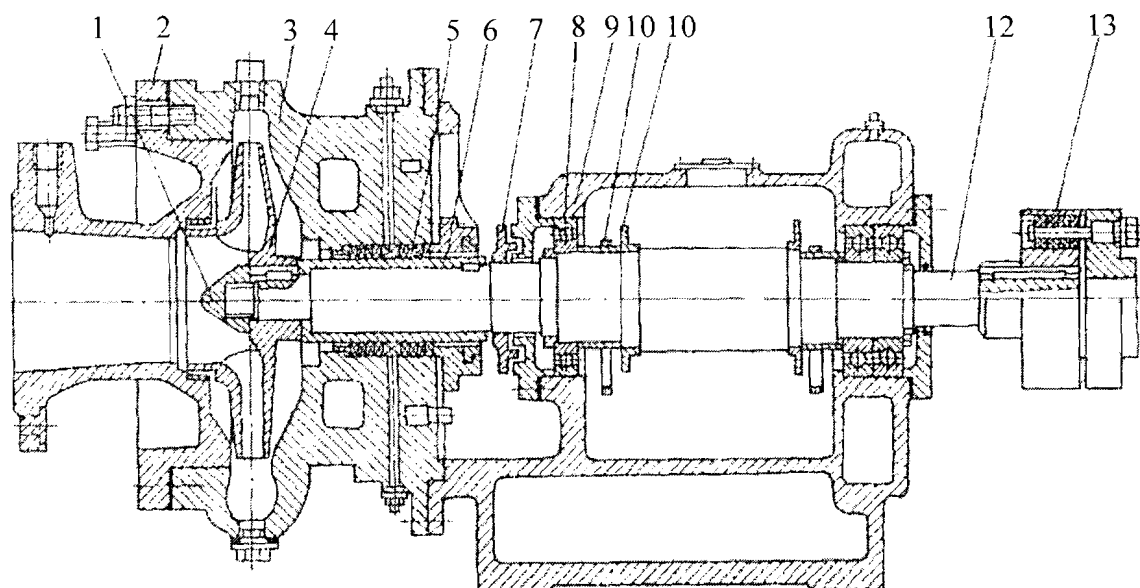
4.6.8.8. Характеристика насоса 5НК-5х1, представляющая собой зависимость напора H , потребляемой мощности N , КПД η и допустимого кавитационного запаса $\Delta h_{\text{доп}}$ от подачи Q , показана на рис. 4.6.3.

4.6.8.9. Материалы основных деталей насоса:

- 1) спиральный корпус, всасывающий патрубок, опорный кронштейн - чугун СЧ 30;
- 2) рабочее колесо - чугун СЧ 18;

- 3) вал - сталь 40Х;
4) защитная втулка - сталь 20.

4.6.8.10. Техническая характеристика насоса 5НК-5х1 представлена в подразделе 9.7.



1 - гайка; 2 - всасывающий патрубок; 3 - спиральный корпус; 4 - рабочее колесо; 5 - сальниковое уплотнение; 6 - защитная втулка; 7 - маслоуловитель; 8 - шарикоподшипник; 9 - опорный кронштейн; 10 - смазочное кольцо; 11 - отражатель; 12 - вал; 13 - втулочно-пальцевая муфта.

Рисунок 4.6.2 - Маслонасос регулирования 5НК-5Х1

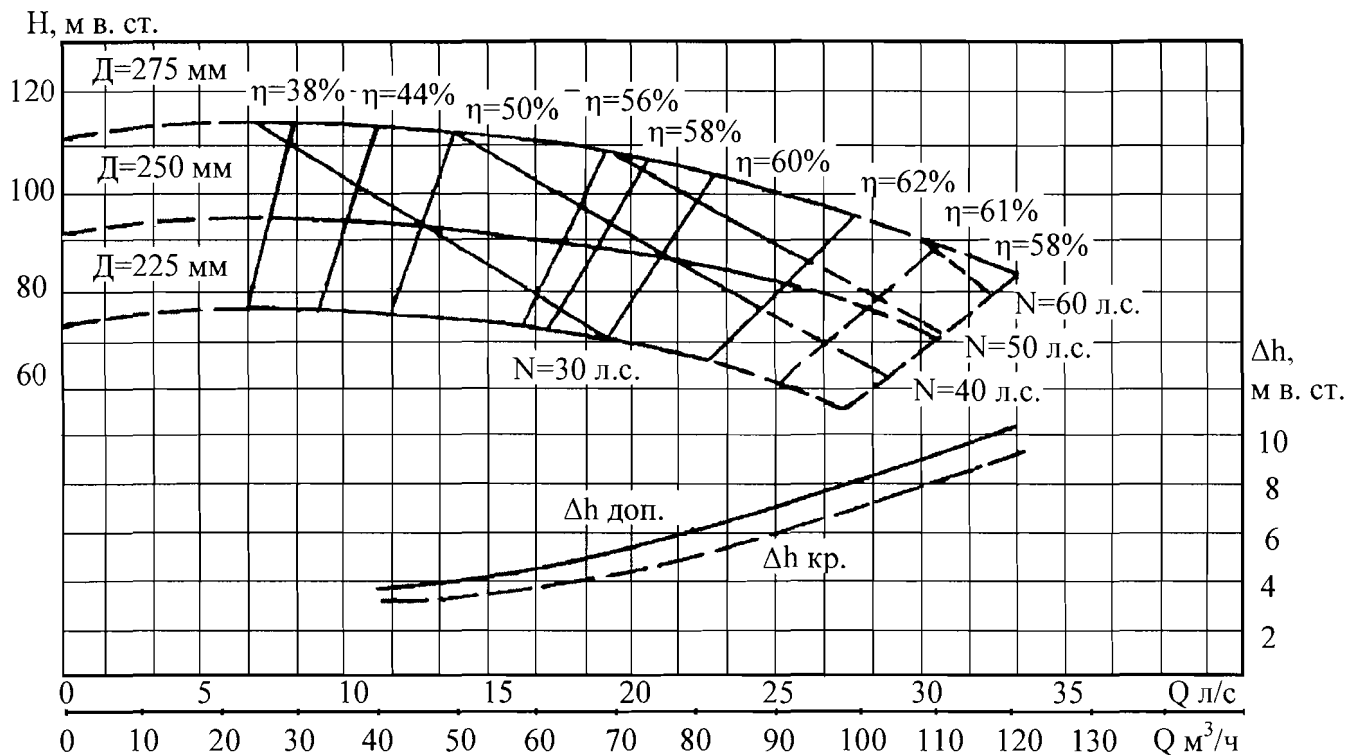


Рисунок 4.6.3 - Характеристика насоса 5HK-5X1

4.6.8.11. На блоке 4 Балаковской АЭС в качестве насоса регулирования ТПН применен насос типа НК 200/120-Г2вС.

4.6.8.12. Насос НК 200/120 - центробежный нефтяной консольный с направляющим аппаратом применяется для перекачивания нефти, нефтепродуктов, масел, сжиженных нефтяных газов, органических растворителей и им подобных жидкостей. Перекачиваемые жидкости не должны содержать твердых взвешенных частиц в количестве свыше 0,2% по массе и размером более 0,2 мм.

4.6.8.13. Условное обозначение МНР ТПН НК 200/120-Г2вС состоит из основной и дополнительной частей.

4.6.8.14. Основная часть:

- 1) Н - нефтяной;
- 2) К - консольный;
- 3) 200 - подача, м³/ч;
- 4) 120 - напор, м.

4.6.8.15. Числа основной части обозначения указывают наибольшие оптимальные параметры по подачи и напору.

4.6.8.16. В дополнительную часть обозначения входят буквы и цифры, характеризующие конструктивное исполнение элементов маслонасоса регулирования ТПН блока 4:

- 1) Г - с входным патрубком, расположенным горизонтально;
- 2) 2 - укомплектован ротором 2;
- 3) в - с рабочим колесом, наружный диаметр которого уменьшен при обточке до значения «в» (280 мм);

4) С - изготовлен из углеродистой стали.

4.6.8.17. Насос и электродвигатель смонтированы на общей фундаментной раме. Соединение валов насоса и двигателя осуществляется зубчатой муфтой с промежуточным валом. Направление вращения ротора насоса - левое, то есть против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя.

4.6.8.18. Насос НК 200/120-Г2вС (рис. 4.6.4) - центробежный, горизонтальный, консольный, одноступенчатый с направляющим аппаратом одностороннего входа масла.

4.6.8.19. Корпус (10) насоса выполняется совместно с опорными лапами, всасывающим и напорным патрубками и устанавливается на стойке насоса. Напорный патрубок направлен вертикально вверх, всасывающий патрубок выполнен горизонтально вдоль оси вала насоса. К корпусу насоса с помощью шпилек (7) присоединяется крышка (9) насоса. Стык корпуса и крышки уплотняется прокладкой (8). К корпусу насоса крепится направляющий аппарат (11). Направляющий аппарат выполнен из четырех частей, между стыками которых установлены пластины.

4.6.8.20. Уплотнение вала (3) в месте выхода его из крышки насоса осуществляется торцовым уплотнением (6). Вал насоса вращается в двух шарикоподшипниковых опорах. Опора, расположенная у полумуфты (1), состоит из двух радиально-упорных шарикоподшипников (2), которые воспринимают осевую и радиальную силы, действующие на вал насоса. Вторая опора состоит из двух радиальных шарикоподшипников (5).

4.6.8.21. Рабочее колесо (13) посажено на цилиндрическую шейку вала и закреплено гайкой (12).

4.6.8.22. Материал основных деталей насоса:

1) корпус, крышка, направляющий аппарат, рабочее колесо - отливка 25Л II;

2) вал- сталь 40Х.

4.6.8.23. Насос должен эксплуатироваться в интервале подач рабочей части характеристики (рис. 4.6.5). Эксплуатация насоса при подачах больших, чем в рабочей части характеристики, не рекомендуется из-за возможной перегрузки электродвигателя.

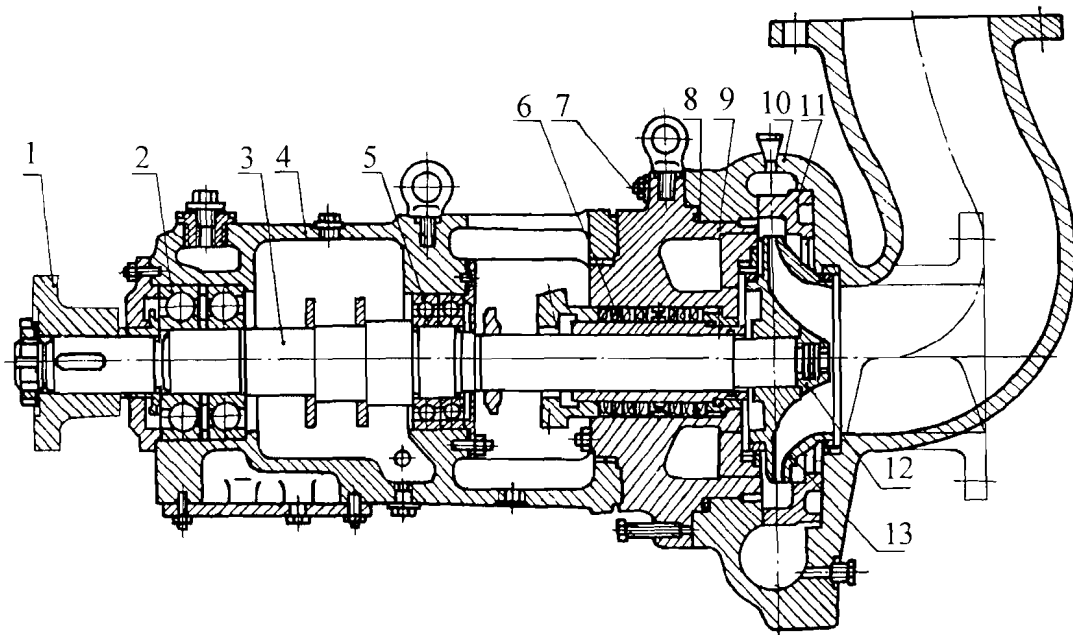
4.6.8.24. Категорически запрещается запускать насос без предварительного его заполнения перекачиваемым маслом.

4.6.8.25. Не допускается длительная работа (более пяти минут):

1) при закрытой задвижке на напорном трубопроводе;

2) при подаче менее 10 % от оптимальной.

4.6.8.26. Технические характеристики насоса НК 200/120-Г2вС приведены в подразделе 9.7.



1 - полумуфта; 2 - радиально-упорные подшипники; 3 - вал; 4 - корпус подшипника; 5 - радиальные подшипники; 6 - торцовое уплотнение 7 - шпилька; 8 - прокладка; 9 - крышка насоса; 10 - корпус насоса; 11 - направляющий аппарат; 12 - гайка рабочего колеса; 13 - рабочее колесо.

Рисунок 4.6.4 - Маслонасос регулирования НК 200/120-Г2вС

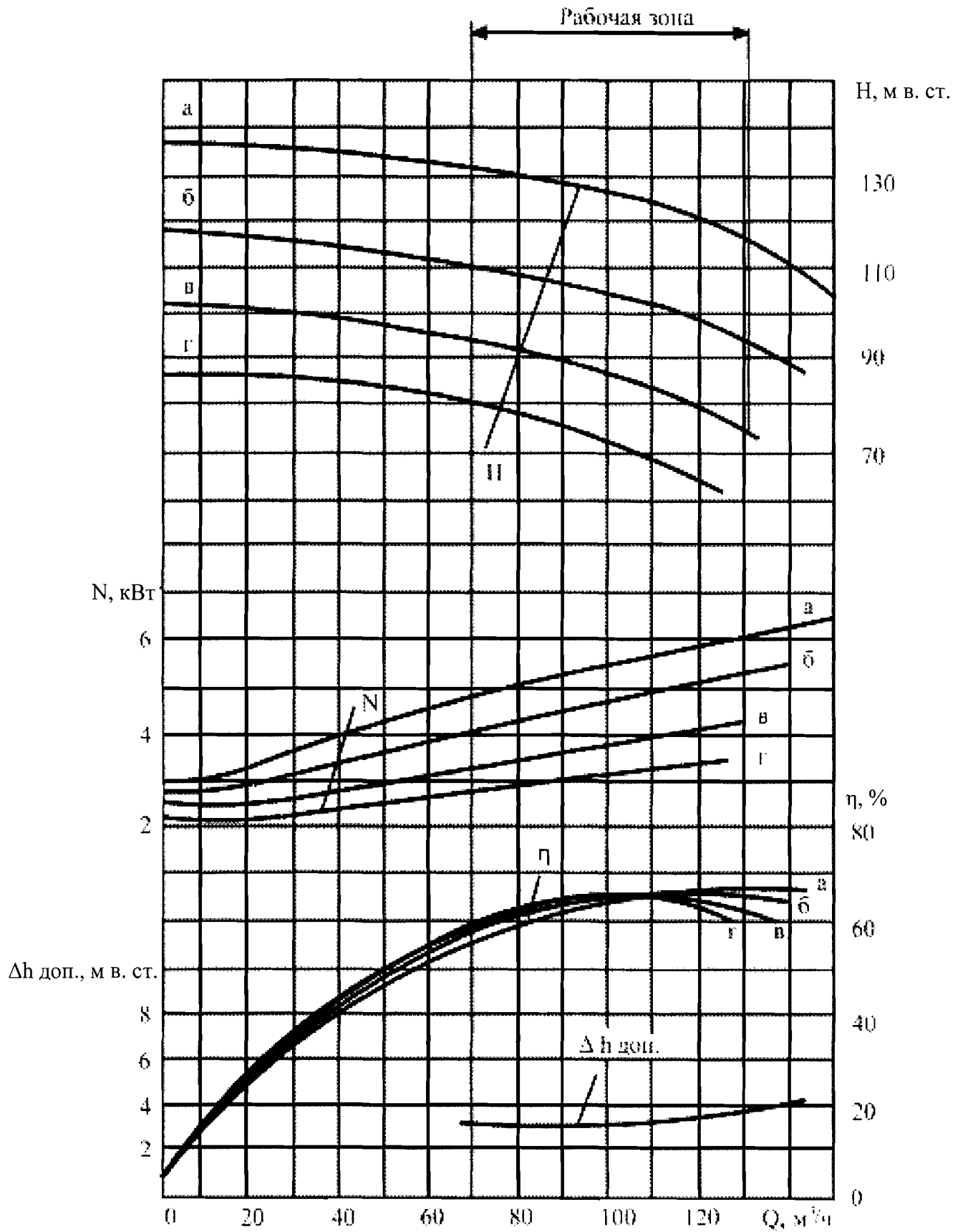


Рисунок 4.6.5 - Характеристика насоса НК 200/120-Г2ВС

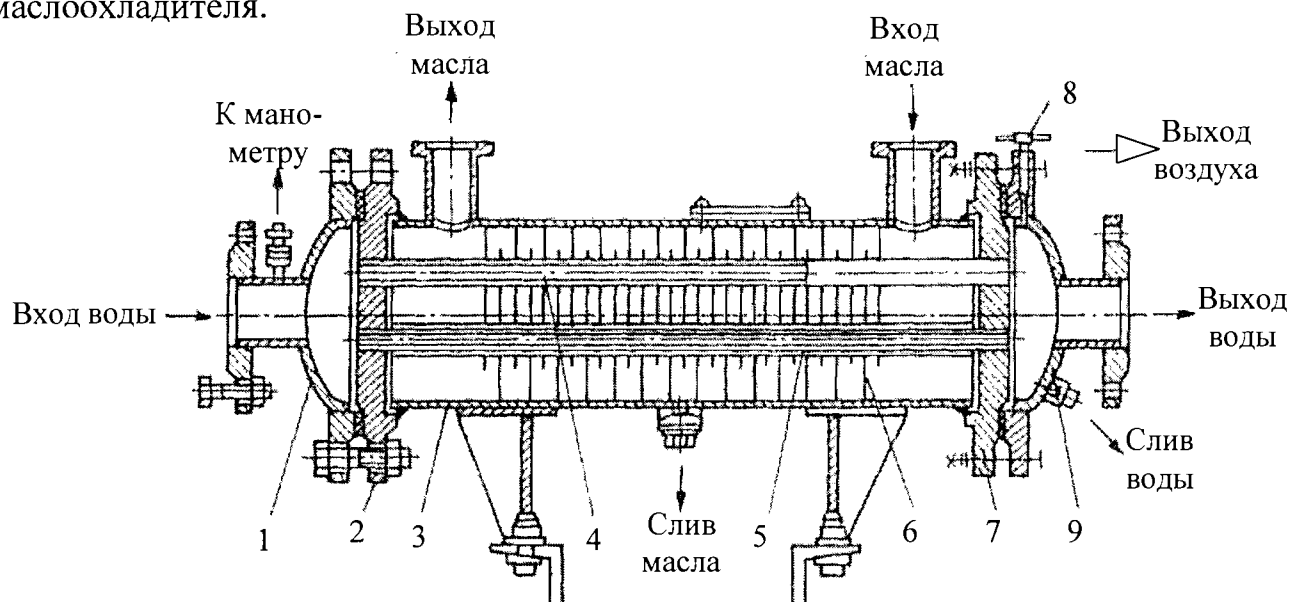
4.6.9. Маслоохладитель МО-2-1 (рис. 4.6.6) горизонтального типа предназначен для охлаждения масла, идущего на смазку зацепления редуктора.

4.6.9.1. К корпусу маслоохладителя (5), изготовленному из трубы, приварены трубные доски (2) и (7), в которых развальцованы латунные охлаждающие трубки (4). Внутри корпуса размещены перегородки (6), предназначенные для направления потока масла и его турбулизации. Шаг между перегородками задается дистанционными трубками (5), надетыми на две охлаждающие трубки.

4.6.9.2. По охлаждающей воде маслоохладитель выполнен одноходовым. Вода через входной патрубок поступает в переднюю водяную камеру (1), проходит по охлаждающим трубкам и выходит из задней водяной камеры (9) через выходной патрубок.

4.6.9.3. Нагретое масло, поступившее в маслоохладитель и направляемое перегородками, движется в продольно-поперечном направлении, противоположном ходу воды, и охлажденное выходит из маслоохладителя.

4.6.9.4. В верхней части фланца задней водяной камеры установлен пробный кран (8) для выпуска воздуха, а в нижней ее части есть пробка для слива воды из маслоохладителя. Пробка для слива масла находится в нижней части корпуса маслоохладителя.



1 - передняя водяная камера; 2, 7 - трубные доски; 3 - корпус; 4 - охлаждающая трубка; 5 - дистанционная трубка; 6 - перегородка; 8 - пробный кран; 9 - задняя водяная камера.

Рисунок 4.6.3 - Маслоохладитель МО-2-1:

4.7. Система регулирования приводной турбины ТПН

4.7.1. Задачей системы автоматического регулирования турбины является приведение в соответствие мощности, развиваемой турбиной, и нагрузки приводимого ею питательного насоса, определяемой его подачей. Для этого система регулирования контролирует частоту вращения турбины и при отклонении ее от заданного значения изменяет расход пара в турбину. Для обеспечения требуемых режимов работы питательного насоса САР поддерживает частоту вращения турбины в диапазоне 2645-3500 об/мин с неравномерностью 6-8 % номинальной.

4.7.2. Принципиальная схема гидродинамической системы регулирования турбины ОК-12А с двумя ступенями усиления (1-ая ступень - проточная, 2-ая - отсечная) показана на рис. 4.7.1.

4.7.3. В состав гидродинамической системы регулирования турбины ОК-12А входят:

- 1) регулятор предельного давления;
- 2) трансформатор давления;
- 3) отсечной золотник;
- 4) сервомотор;
- 5) насос-регулятор (импеллер);
- 6) реле закрытия регулирующих клапанов.

4.7.4. Центробежный масляный насос-регулятор (5), установленный на тихоходном валу редуктора, используется в качестве датчика частоты вращения ротора турбины. При номинальной частоте вращения ротора турбины (3500 об/мин) он развивает давление $(0,32 \pm 0,01)$ МПа $[(3,2 \pm 0,1) \text{ кгс/см}^2]$ при подаче 1,5 л/с.

4.7.5. Трансформатор давления (2) преобразует изменение напора насоса-регулятора, пропорционального разности давлений в его линиях нагнетания и всасывания, в изменение давления в импульсной линии, воздействующей на отсечной золотник.

4.7.6. Отсечной золотник (3) управляет сервомотором, перемещающим регулирующие клапаны турбины.

4.7.7. Регулятор предельного давления (1) ограничивает повышение давления питательной воды, начиная с некоторого его значения, прикрытием регулирующих клапанов турбины.

4.7.8. Реле закрытия регулирующих клапанов (6) при срабатывании системы защиты ТПН выдает команду на закрытие регулирующих клапанов турбины.

4.7.9. Работа системы регулирования

4.7.9.1. Во всасывающую линию насоса-регулятора масло подается из системы маслоснабжения главной турбины блока с избыточным давлением, исключая срыв насоса. Золотник трансформатора давления подключен на разность давлений в линиях нагнетания и всасывания насоса-регулятора, изменяющуюся пропорционально квадрату частоты вращения. На нижний торец золотника действует усилие от давления в линии нагнетания, а на верхний — от давления в линии всасывания насоса. Разность этих усилий уравнивается двумя пружинами: верхней (основной) и нижней (дополнительной).

4.7.9.2. При нарушении равновесия из-за изменения разности давлений насоса-регулятора или натяжения верхней пружины под воздействием механизма управления турбиной золотник трансформатора давления смещается и нижней кромкой верхнего поршенька изменяет сечение слива масла из импульсной линии А (рис. 4.7.1).

4.7.9.3. Масло в проточную импульсную линию поступает от насосов регулирования (рабочего или резервного) через диафрагму, установленную в реле закрытия регулирующих клапанов. Масло из импульсной линии сливается через окна в трансформаторе давления и через трубку обратной связи в сервомоторе, а также может сливаться через окна в регуляторе предельного давления питательной воды закрытые, когда система в установившемся положении.

4.7.9.4. Усилие от разности давлений в импульсной линии и линии всасывания насоса-регулятора воспринимается отсечным золотником и уравнивается его пружиной. Своими средними поршеньками отсечной золотник управляет впуском масла из напорной линии в одну из рабочих полостей сервомотора и выпуском масла из другой полости в линию всасывания насоса-регулятора. Когда отсечной золотник находится в так называемом «среднем» положении, т.е. когда его средние поршеньки отсекают рабочие полости сервомотора от линий высокого и низкого давлений масла, поршень сервомотора неподвижен. В этом положении золотник находится, когда действующий на него перепад давлений равен некоторому равновесному значению, определяемому натяжением пружины. При нарушении равновесия золотник смещается из среднего положения в ту или иную сторону, в одной из полостей сервомотора давление возрастает, а в другой падает.

4.7.9.5. Под воздействием изменившегося перепада давлений, действующих на поршень сервомотора, он перемещается и через рычажную передачу переставляет регулирующие клапаны.

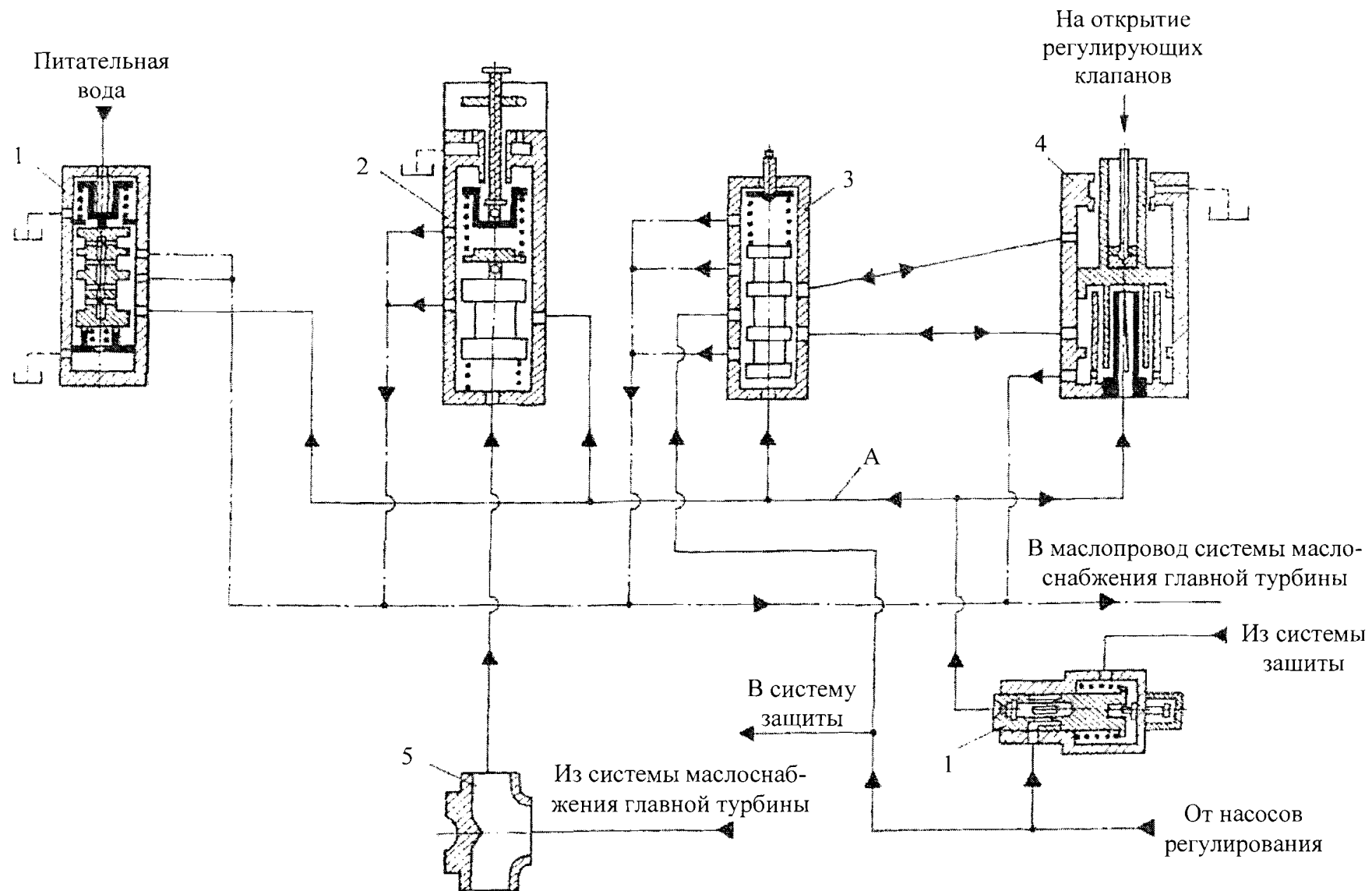
4.7.9.6. Рассмотрим в качестве примера действие системы регулирования при уменьшении подачи питательного насоса. Так как мощность, потребляемая насосом, уменьшится, то частота вращения приводной турбины увеличится и напор насоса-регулятора возрастет. Золотник трансформатора давления сместится вверх и приоткроет окна во втулке, через которые сливается масло из импульсной линии. Давление масла в импульсной линии уменьшится, и отсечной золотник под действием своей пружины сместится вниз из среднего положения. Откроются окна подвода масла из напорной линии в нижнюю полость сервомотора и окна сли-

ва масла из его верхней полости. Под действием усилия от возросшего перепада давлений поршень сервомотора, перемещаясь вверх, будет прикрывать регулирующие клапаны, уменьшая поступление пара в турбину и развиваемую ею мощность. Одновременно будет уменьшаться сечение слива масла из импульсной линии в трубке обратной связи сервомотора, что вызовет рост давления в импульсной линии. Переходный процесс завершится, и установится новый режим работы приводной турбины, когда отсечной золотник под действием возрастающего давления в импульсной линии вернется в среднее положение и сервомотор остановится.

4.7.9.7. При увеличении подачи питательного насоса и уменьшении частоты вращения приводной турбины звенья системы регулирования перемещаются в противоположном направлении.

4.7.9.8. Регулятор предельного давления ограничивает рост давления питательной воды. В качестве импульса используется давление воды за первой ступенью питательного насоса. Начиная с некоторого его значения, золотник регулятора, перемещаясь вниз, начнет открывать окна слива масла из импульсной линии, а сервомотор - прикрывать регулирующие клапаны турбины.

4.7.9.9. К золотнику реле закрытия регулирующих клапанов турбины подведено масло из линии защиты ТПН. При срабатывании любого элемента защиты давление масла в этой линии падает до нуля. Под действием своей пружины золотник реле перекрывает подвод масла из напорной в импульсную линию, давление в последней также падает, и сервомотор полностью закрывает регулирующие клапаны.



1 - регулятор предельного давления; 2 - трансформатор давления; 3 - отсечной золотник; 4 - сервомотор; 5 - насос-регулятор; 6 - реле закрытия регулирующих клапанов.

Рисунок 4.7.1 - Система регулирования приводной турбины ОК-12А

4.8. Конструкции элементов системы регулирования приводной турбины ТПН

4.8.1. Трансформатор давления

4.8.1.1. Трансформатор давления (рис. 4.8.1) предназначен для преобразования и усиления импульса по частоте вращения, поступающего к нему от насоса-регулятора.

4.8.1.2. Высокая чувствительность трансформатора давления, во многом определяющая качество работы системы регулирования, достигается гидравлической самоцентрировкой его золотника (7) во втулке (8). Для этого на поршеньках золотника выполнены узкие опорные пояски, а диаметр остальной (большей) части цилиндрической поверхности поршенька уменьшен примерно на 0,1 мм. Необходимым условием для гидравлической самоцентрировки является наличие перепада давлений масла в полостях, разделенных поршеньком; причем центрирующая сила на поршеньке создается только в том случае, если масло, протекая через зазор между поршеньком и внутренней расточкой втулки, вначале проходит вдоль поверхности меньшего диаметра, а затем - через узкий опорный поясик поршенька.

4.8.1.3. При расцентровке золотника относительно расточки втулки зазор между узким опорным пояском поршенька и расточкой втулки станет неравномерным. Там, где он уменьшится, расход масла сократится, а давление в зазоре между поверхностью с уменьшенным диаметром поршенька и расточной втулки повысится. На диаметрально противоположной стороне поршенька, где зазор соответственно увеличится, давление масла упадет. Результирующее гидравлическое усилие, действующее на поршеньек, будет направлено на восстановление равномерного зазора и, следовательно, концентричного положения золотника в расточке втулки.

4.8.1.4. Форма нижнего поршенька золотника трансформатора давления немного усложнена: добавлен еще один опорный поясик, а между опорными поясками выполнена канавка, соединенная отверстиями с полостью низкого давления. Здесь центрирующая сила возникает на обеих поверхностях с уменьшенным диаметром, выше и ниже опорных поясков.

4.8.1.5. Во втулке имеются два ряда окон: нижние - для подвода масла из импульсной линии и верхние - для регулирования слива масла из нее.

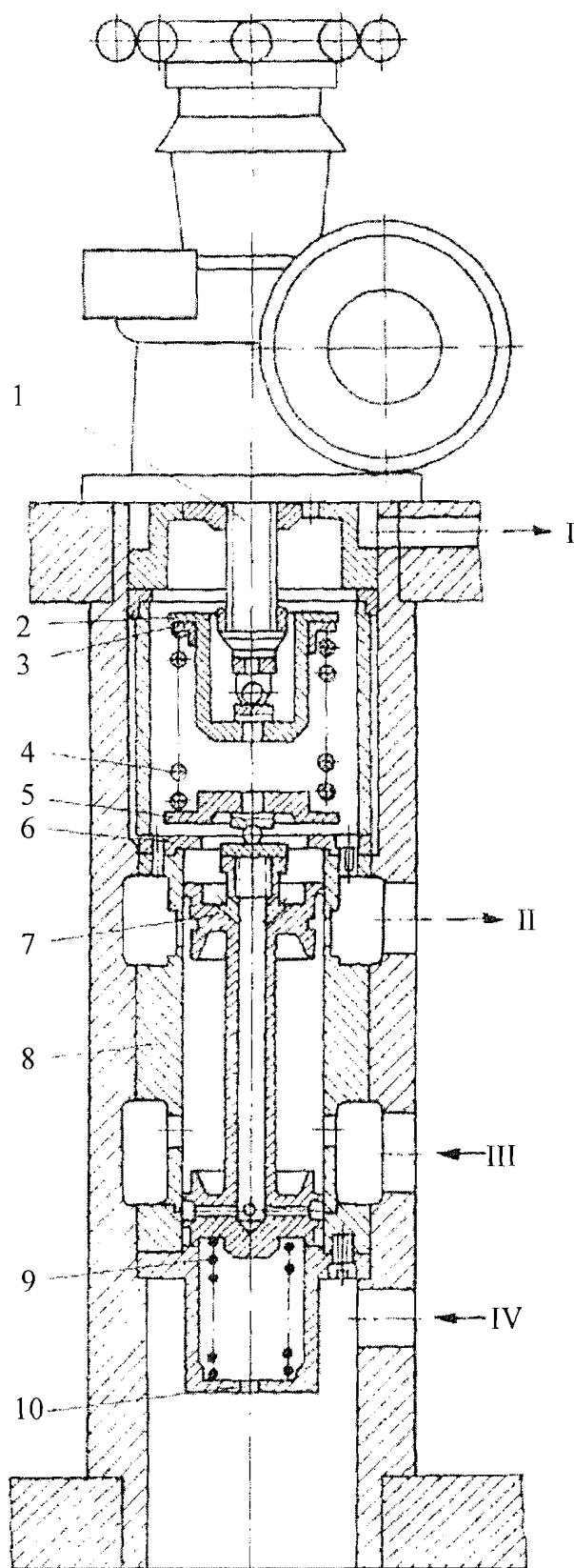
4.8.1.6. Полость под нижним поршеньком золотника соединена с напорной линией насоса-регулятора, а протечки из полости над верхним поршеньком золотника направляются в маслопровод системы маслоснабжения главной турбины (линию всасывания насоса-регулятора).

4.8.1.7. Усилие от основной пружины (4) к золотнику передается через нижнюю тарелку (5), стальной шарик и упоры, один из которых вворачивается в золотник и стопорится шайбой, а 2-ой вставляется в тарелку. 2-ой конец пружины через верхнюю тарелку (2), шарик и упоры опирается на шпindel (1) устройства для изменения частоты вращения ротора турбины, являющегося механизмом управления турбиной.

4.8.1.8. Благодаря такой конструкции существенно уменьшаются перекашивающие усилия от пружины, действующие на золотник. Меньшее усилие от нижней пружины передается на золотник непосредственно.

4.8.1.9. При заводской настройке трансформатора давления начальное натяжение основной пружины корректируется с помощью дистанционного кольца (3), установленного между пружиной и верхней тарелкой.

4.8.1.10. Натяжение пружины в рабочих пределах можно изменять с помощью МУТ. Ход золотника трансформатора давления во втулке ограничивается сверху упорным кольцом (6), а снизу стаканом (10), в котором размещена дополнительная пружина (9).



1 - шпindelь МУТ; 2 - верхняя тарелка; 3 - дистанционное кольцо; 4 - основная пружина; 5 — нижняя тарелка; 6 - упорное кольцо; 7 - золотник; 8 - втулка; 9 - дополнительная пружина; 10 - стакан; I - слив в бак; II - слив в систему масло-снабжения; III - из импульсной линии; IV - от насоса-регулятора.

Рисунок 4.8.1 - Трансформатор давления

4.8.2. Механизм управления турбиной

4.8.2.1. Механизм управления турбиной (рис. 4.8.2) представляет собой червячный редуктор, посредством которого электродвигателем или вручную маховичком осуществляется вертикальное перемещение шпинделя, за счет чего изменяется натяжение верхней пружины трансформатора давления.

4.8.2.2. Вал электродвигателя (15) соединен с червяком муфтой с гибким элементом (14), который снижает требования к центровке электродвигателя и «смягчает» начало вращения его ротора.

4.8.2.3. Червячное колесо (6), жестко насаженное на втулку (5), являющуюся его хвостовиком, установлено в упорных подшипниках (4) и вращается в бронзовой втулке (12), запрессованной в крышке (7). Снизу червячное колесо центрируется втулкой (2), установленной в корпусе (3).

4.8.2.4. Во втулку с внутренней трапецеидальной резьбой ввинчен шпиндель (1). Сверху на конце шпинделя закреплена ступица (10) с подпружиненной защелкой (11), выполненной в виде рамки с зубом, который при работе от электродвигателя входит в продольный паз на хвостовике червячного колеса и заставляет шпиндель вращаться вместе с колесом и вертикально перемещаться по резьбе.

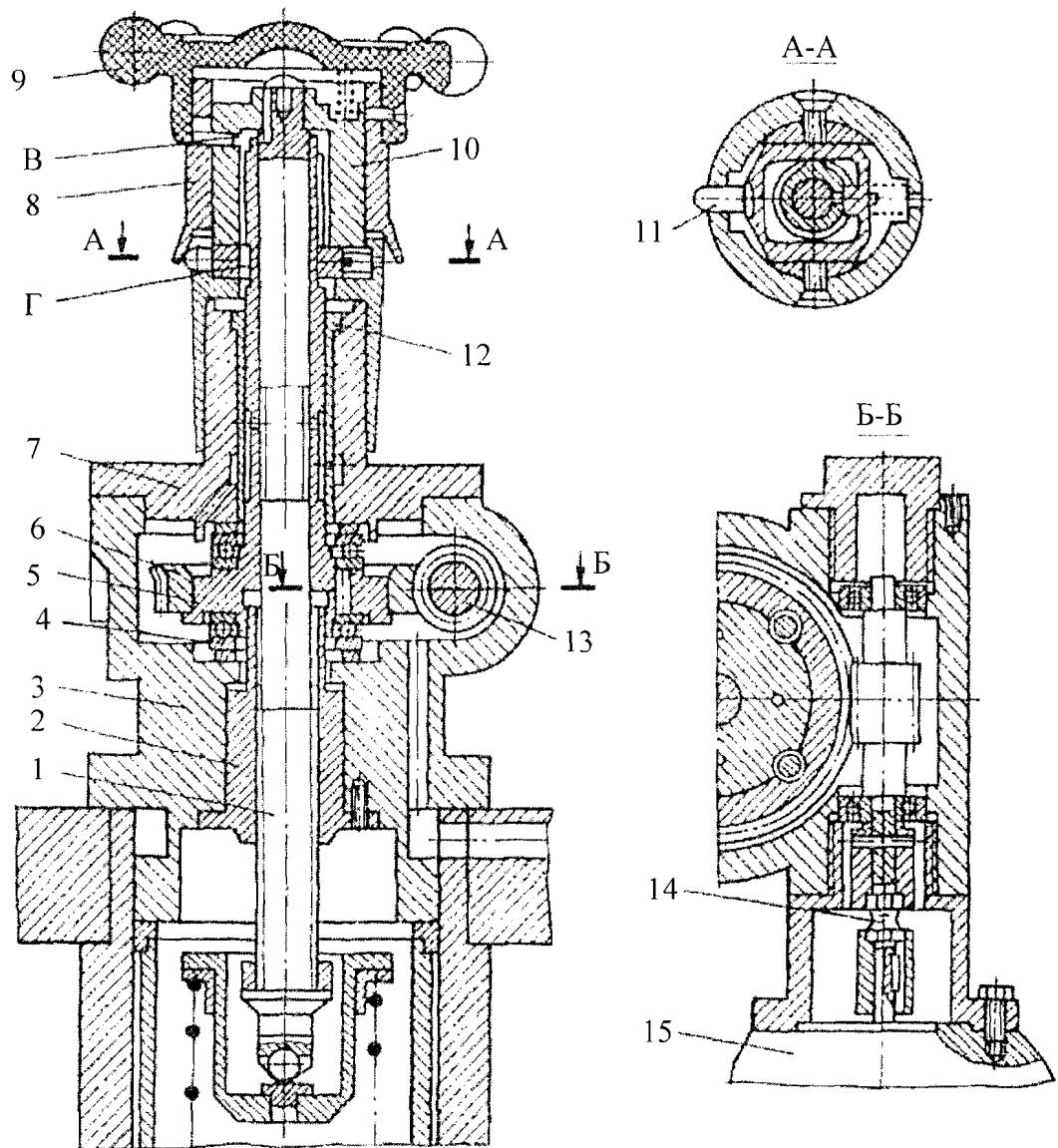
4.8.2.5. Чтобы в крайних положениях шпинделя на механических упорах его не затянуло по резьбе, предусмотрено отключение перемещения шпинделя, когда он не доходит до упоров на 0,3-0,5 мм. Для этого продольный паз на хвостовике червячного колеса заканчивается кольцевыми проточками В и Г, имеющими в поперечном сечении вид спирали. Когда шпиндель переместится к какому-нибудь упору, зуб защелки из продольного паза выйдет в кольцевую проточку, защелка будет отжата и шпиндель, перестав вращаться, прекратит свое вертикальное перемещение.

4.8.2.6. При изменении направления вращения червячного колеса зуб защелки, двигаясь по спирали, войдет в продольный паз и шпиндель вновь начнет вращаться вместе с червячным колесом, перемещаясь в вертикальном направлении.

4.8.2.7. Для ручного воздействия на МУТ необходимо предварительно нажать на маховичок, чтобы с помощью конического конца втулки (8) вывести зуб защелки из продольного паза хвостовика червячного колеса, который будет застопорен червячной парой. Теперь при вращении маховичка шпиндель будет вертикально перемещаться по резьбе во втулке.

4.8.3. Отсечной золотник

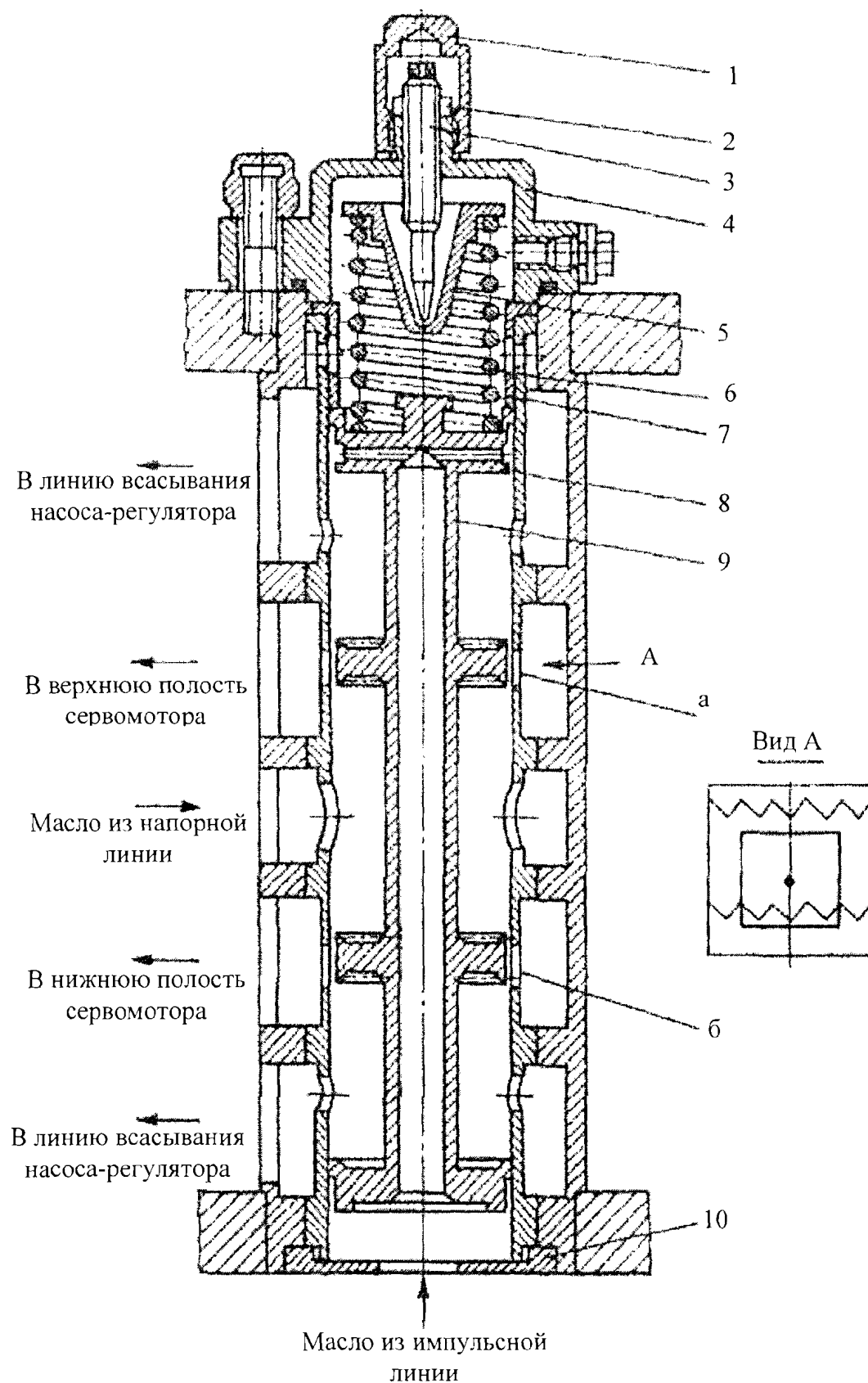
4.8.3.1. Отсечной золотник (рис. 4.8.3) имеет четыре поршенька, из которых два средних управляют впуском масла из напорной линии в одну из рабочих полостей сервомотора и одновременно выпуском масла из другой полости в линию всасывания насоса-регулятора. Для этого во втулке (8) выполнены прямоугольные окна (а) и (б), сообщающиеся с соответствующими полостями сервомотора и полностью перекрываемые средними поршеньками отсечного золотника (9), когда он находится в строго определенном так называемом среднем положении.



1 - шпиндель; 2, 5, 8, 12 - втулки; 3 - корпус; 4 - упорный подшипник; 6 - червячное колесо; 7 - крышка; 9 - маховичок; 10 - ступица; 11 - защелка; 13 - червяк; 14 - гибкий элемент; 15 - электродвигатель.

Рисунок 4.8.2 - Механизм управления турбиной

4.8.3.2. На кромках средних поршеньков в пределах перекрыши выполнены треугольные зубцы, которые уже при самых малых отклонениях золотника из среднего положения обеспечивают плавный впуск масла в одну полость сервомотора и выпуск его из другой. Этим исключается нечувствительность сервомотора, которая возникла бы при обычной перекрыше. Вместе с тем такой подвод масла обусловил сравнительно малую скорость перемещения сервомотора в пределах зубчатой перекрыши. Поэтому небольшие случайные отклонения золотника из-за вибрации, пульсации давления масла и по другим причинам не приведут к значительным смещениям сервомотора и не вызовут существенных изменений мощности, вырабатываемой турбиной.



1 - колпачковая гайка; 2 - контргайка; 3 - регулировочный винт; 4 - крышка; 5 - тарелка пружины; 6 - пружина; 7 - упорная втулка; 8 - втулка; 9 - золотник; 10 - крышка; а, б - прямоугольные окна.

Рисунок 4.8.3 - Отсечной золотник

4.8.3.3. Между прямоугольными окнами выполнены отверстия, через которые к золотнику подводится масло из напорной линии, а выше и ниже этих окон расположены отверстия, через которые масло из полостей сервомотора сливается в линию всасывания насоса-регулятора.

4.8.3.4. Крайние поршеньки золотника выполнены с направляющими опорными поясками и проточками для гидравлической самоцентрировки золотника, которая аналогична самоцентрировке золотника трансформатора давления. К центрирующему пояску верхнего поршенька масло из импульсной линии поступает через центральное сверление в золотнике и радиальные сверления в самом поршеньке.

4.8.3.5. К нижнему торцу отсечного золотника подведено масло из импульсной линии, а полость над верхним торцом связана с линией всасывания насоса.

4.8.3.6. Действующее на золотник усилие от перепада давлений в этих линиях уравнивается пружиной (6). Давление в импульсной линии на установившихся режимах работы турбины определяется натяжением этой пружины, которое регулируется винтом (3) через коническую тарелку (5). Регулировочный винт стопорится от самоотвинчивания контргайкой (2) и закрывается колпачковой гайкой (1).

4.8.3.7. Ход золотника вниз ограничен крышкой (10), а вверх — упорной втулкой (7). На рис. 4.8.3 золотник показан на верхнем упоре.

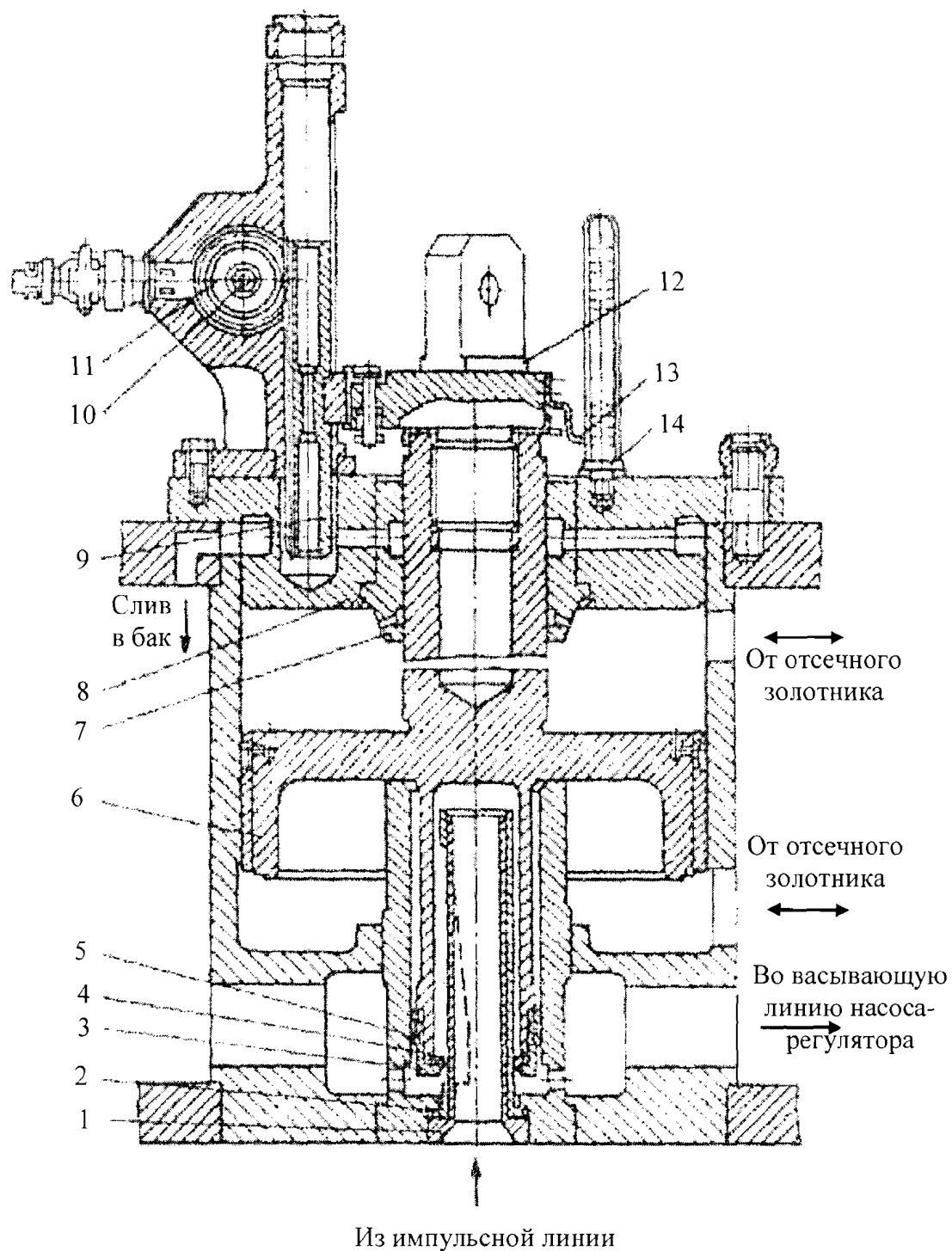
4.8.3.8. Закрытое пробкой резьбовое отверстие в крышке (4) служит для измерения давления и выпуска воздуха при пуске турбины.

4.8.4. Сервомотор

4.8.4.1. Для привода регулирующих клапанов турбины применен типовой для турбин КТЗ двухсторонний сервомотор со встроенной гидравлической обратной связью (рис. 4.8.4). Диаметр поршня и его ход, определяющие при выбранном давлении масла в напорной линии работоспособность сервомотора, выбираются из расчета преодоления паровых усилий, действующих на регулирующие клапаны, и сил трения в приводе.

4.8.4.2. Поршень (6) сервомотора перемещается непосредственно в расточке корпуса блока регулирования. Для уменьшения трения на стальной поршень напрессовано бронзовое кольцо.

4.8.4.3. В верхнем полостном отростке поршня на резьбе закреплена проушина (12) для соединения поршня сервомотора с рычажной передачей парораспределения. Отросток выходит наружу из блока регулирования через запрессованную в крышку (8) втулку (7), в которой для предотвращения протечек масла выполнена дренажная проточка, соединенная с линией слива в бак.



1, 7 - втулки; 2 - трубка обратной связи; 3 - нажимная гайка; 4 - плавающее кольцо; 5 - уплотнительное кольцо; 6 - поршень; 8 - крышка; 9 - зубчатая рейка; 10 - сельсин; 11 - шестерня; 12 - проушина; 13 - указательная стрелка; 14 - стойка.

Рисунок 4.8.4 - Сервомотор

4.8.4.4. На нижнем цилиндрическом отростке поршня установлены плавающие уплотнительные кольца (5), которые отделяют нижнюю рабочую полость сервомотора от камеры, сообщающейся с линией всасывания насоса. Внутри этого отростка находится трубка обратной связи (2), напрессованная на втулку (1). В трубке выполнено окно, расширяющееся сверху вниз и имеющее в развертке вид прямоугольного треугольника. На нижнем конце отростка поршня нажимной гайкой (3) закреплено бронзовое плавающее кольцо (4).

4.8.4.5. Перемещаясь вместе с поршнем сервомотора, кольцо изменяет площадь сечения щели, образованной цилиндрическими поверхностями кольца и втулки (1) и ограниченной с боков треугольным окном в трубке обратной связи. Через эту щель, площадь сечения которой определяется углом развертки окна и положением поршня сервомотора, масло из импульсной линии сливается в линию всасывания насоса-регулятора, благодаря чему осуществляется гидравлическая обратная связь сервомотора с отсечным золотником, возвращающая его в среднее положение.

4.8.4.6. Для гидравлической самоцентрировки поршня сервомотора на нем выполнены лыски, а во втулке (7) - фрезерованные канавки, соединенные с верхней рабочей полостью сервомотора отверстиями малого диаметра.

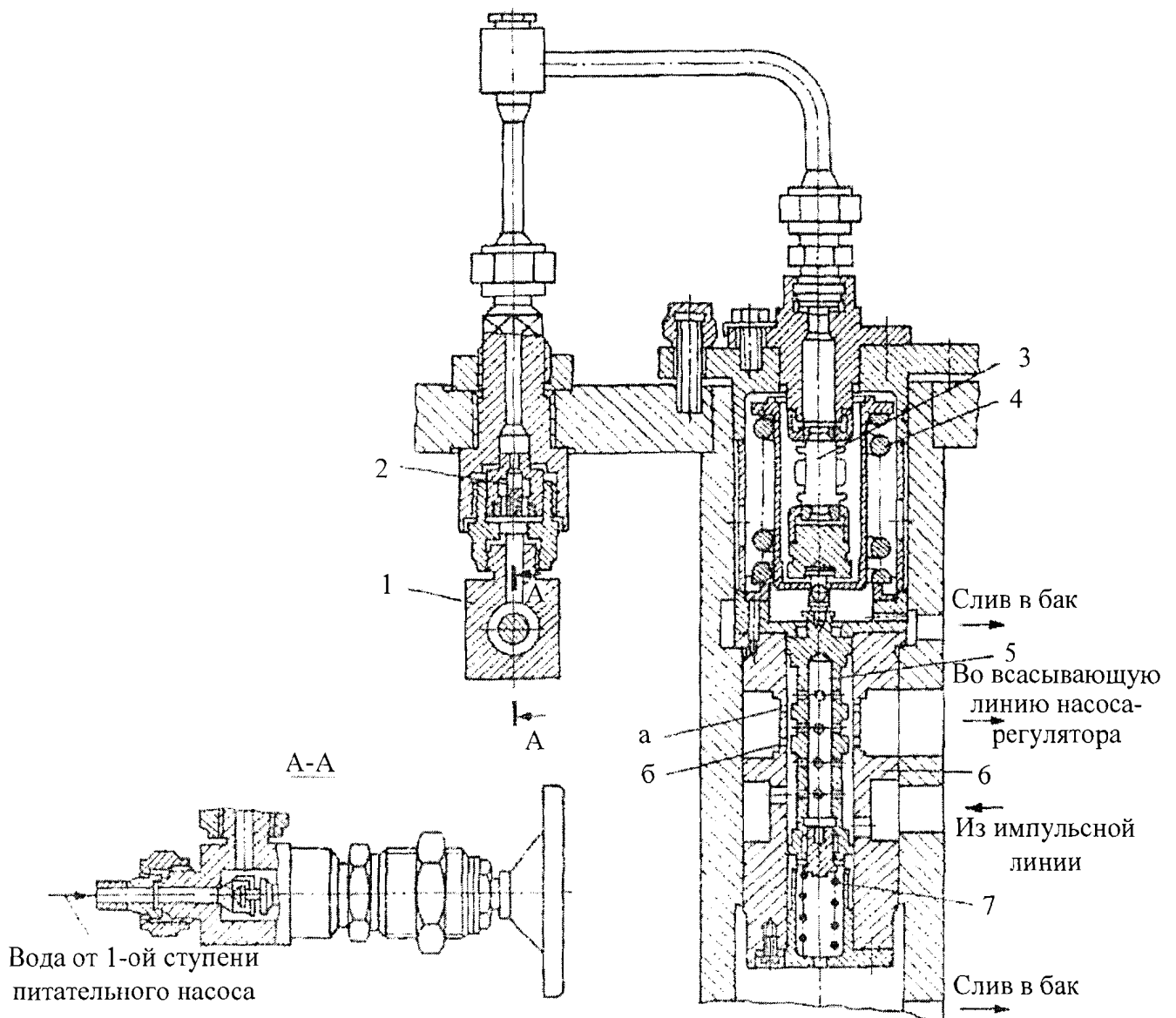
Для контроля хода поршня сервомотора на крышке (8) установлена стойка (14) с нанесенной на ней шкалой, а на проушине (12) - указательная стрелка (13). Кроме того, поступательное перемещение поршня сервомотора через зубчатую рейку (9) и шестерню (11) передается на сельсин (10). Так как каждому положению поршня сервомотора соответствует определенный угол поворота якоря сельсина, то этот сигнал используется в качестве дистанционного указателя положения сервомотора, а значит, и регулирующих клапанов турбины.

4.8.5. Регулятор предельного давления

4.8.5.1. Регулятор предельного давления (рис. 4.8.5) вступает в работу, когда давление воды за 1-ой ступенью питательного насоса повысится до 5,8 МПа (58 кгс/см²). Воздействуя на проточную импульсную линию, регулятор начнет ограничивать рост давления питательной воды прикрытием регулирующих клапанов турбины.

4.8.5.2. В качестве измерителя давления использован сильфон (3), к которому через угловой (1) и предохранительный (2) клапаны поступает вода после 1-ой ступени питательного насоса. В случае разрыва сильфона подвод воды к нему будет перекрыт клапаном (2).

4.8.5.3. После вступления регулятора в работу усилие от давления воды на подвижное днище сильфона уравнивается самим сильфоном и двумя пружинами (4) и (7). Деформация сильфона передается золотнику (5). Когда давление подведенной к сильфону воды превысит 5,8 МПа, золотник, перемещаясь вниз во втулке 6, начнет открывать слив масла из импульсной линии через до этого закрытые регулирующие окна (а) и (б), что приведет к прикрытию регулирующих клапанов турбины.



1 - угловой клапан; 2 - предохранительный клапан; 3 - сильфон; 4, 7 - пружины; 5 - золотник; 6 – втулка, а, б – окно.

Рисунок 4.8.5 - Регулятор предельного давления

4.8.6. Реле закрытия регулирующих клапанов

4.8.6.1. Реле закрытия регулирующих клапанов (рис. 4.8.6) предназначено для автоматического закрытия регулирующих клапанов турбины при срабатывании системы защиты.

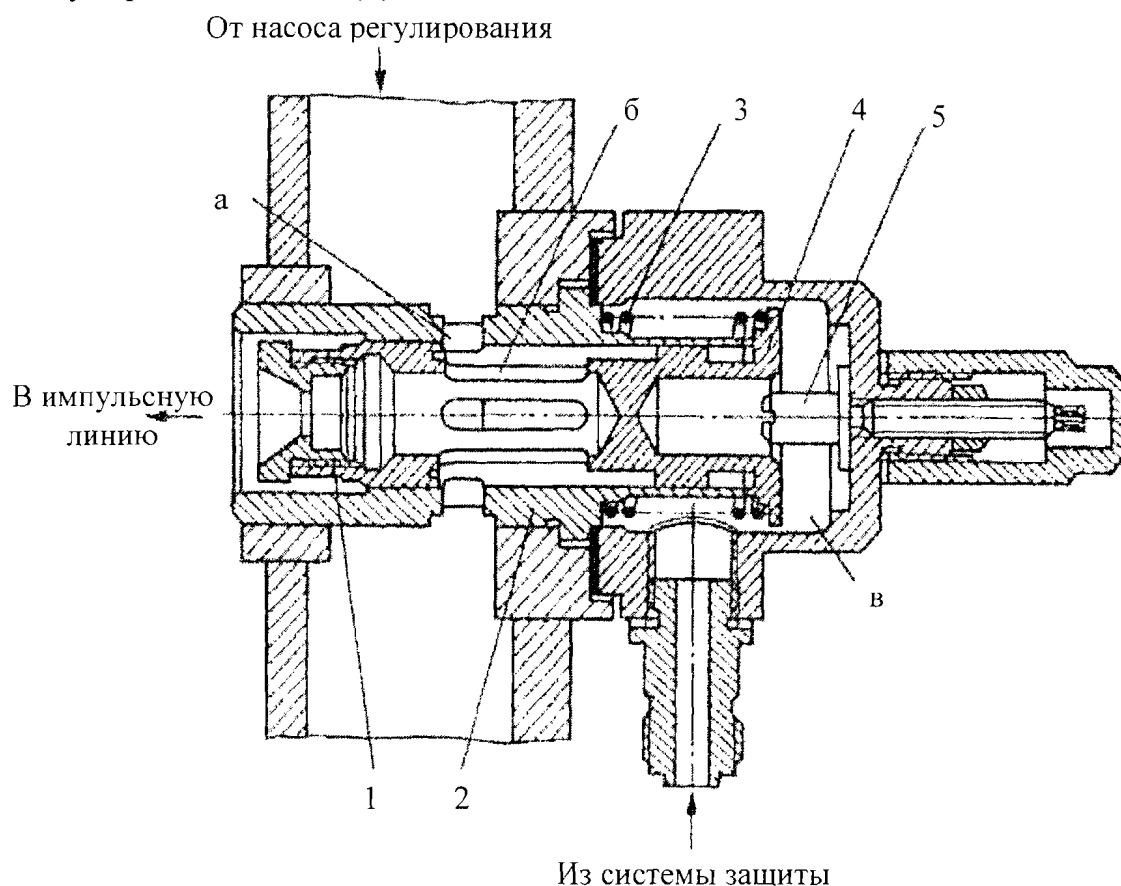
4.8.6.2. Масло из линии нагнетания насосов регулирования через окна «а» втулки (2) и окна «б» золотника (4) поступает во внутреннюю полость золотника, из которой через дроссельную шайбу (1) направляется в проточную импульсную линию. В полость «в» с другой стороны золотника подведено масло из линии защиты, давление в которой равно давлению в линии нагнетания насоса.

4.8.6.3. При взведенной защите усилие, создаваемое давлением масла в полости «в» на правый торец золотника, преодолевает усилие пружины (3) и усилие от давления масла в импульсной линии, действующее на левый торец золотника, и прижимает золотник притертым пояском к торцу втулки (2). В этом положении окна (а) открыты и масло через дроссельную шайбу поступает в импульсную линию.

4.8.6.4. При срабатывании какого-нибудь элемента системы защиты давление в линии защиты и, следовательно, в полости (в) резко падает до нуля. Под действием пружины золотник переместится вправо до упора, перекроет окна (а) и прекратит питание импульсной линии. Давление в ней упадет, и сервомотор закроет регулирующие клапаны.

4.8.6.5. При восстановлении давления масла в линии защиты реле автоматически взводится и открывает подвод масла в импульсную линию.

4.8.6.6. Для отключения реле его золотник фиксируется в крайнем левом положении упорным винтом (5).



1 - дроссельная шайба; 2 - втулка; 3 - пружина; 4 - золотник; 5 - упорный винт; а, б - окна; в - полость.

Рисунок 4.8.6 - Реле закрытия регулирующих клапанов

4.8.7. Регулирующий клапан

4.8.7.1. В приводных турбинах питательных насосов АЭС Калужский турбинный завод применяет дроссельное парораспределение с полным подводом пара к соплам 1-ой ступени.

4.8.7.2. Пар после стопорного клапана поступает к двум одинаковым односедельным регулирующим клапанам с паровой разгрузкой (рис. 4.8.7), размещенным по обе стороны турбины и перемещаемым одним сервомотором. Требуемая расходная характеристика клапана обеспечивается профилированием его дроссельного конуса.

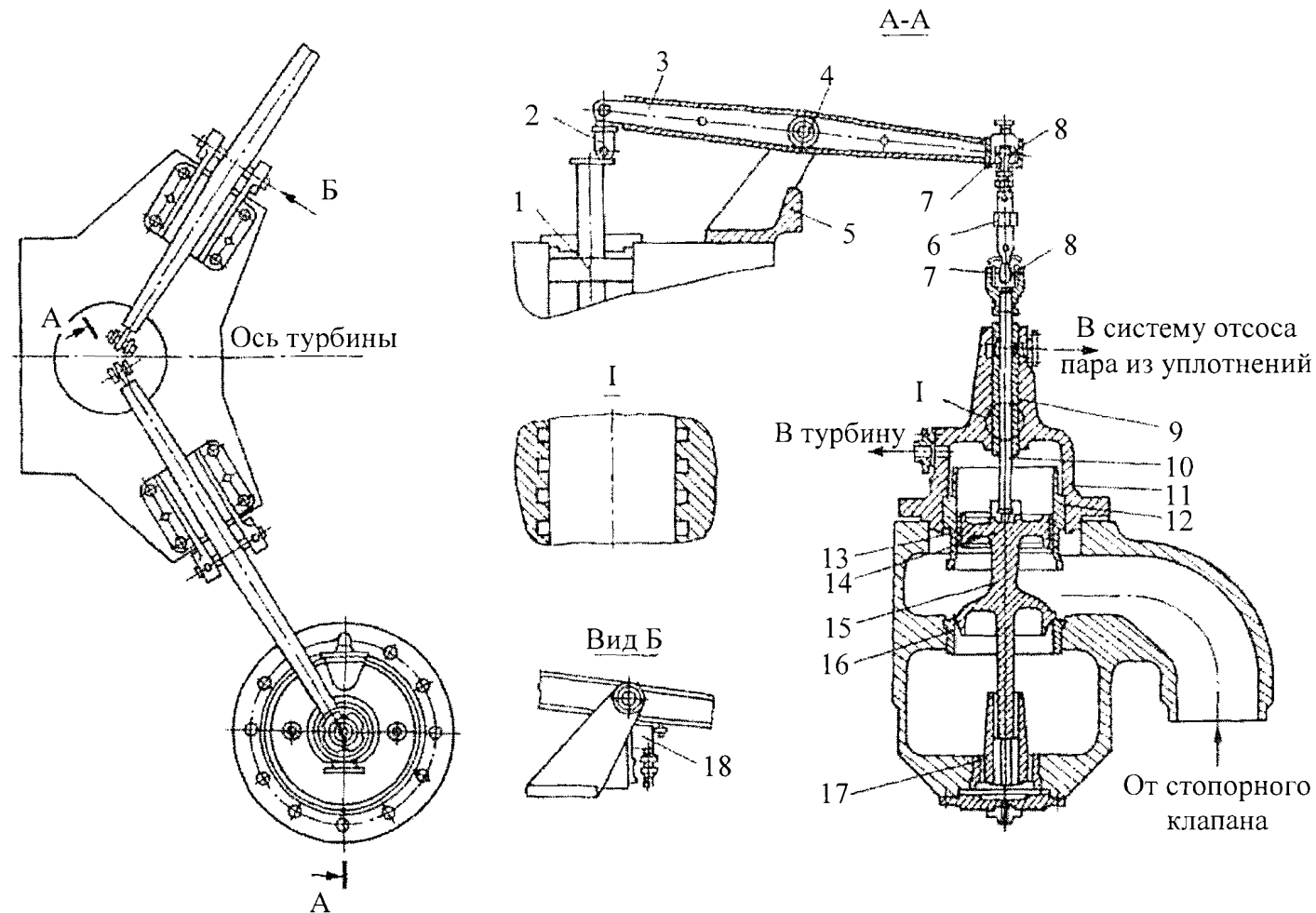
4.8.7.3. Для разгрузки клапана (15) от паровых усилий он выполнен с разгрузочным поршнем (14), полость над которым соединена с камерой паровпуска турбины. Так как диаметр разгрузочного поршня выбран меньшим диаметра посадочного пояса клапана, разгрузка будет неполной. Оставшееся неразгруженным паровое усилие при закрытом клапане направлено вниз и прижимает его к седлу (16).

4.8.7.4. Разгрузочный поршень перемещается в расточке стакана (12), запрессованного в крышку (11). Зазор между поршнем и стаканом уплотняется разрезными стальными поршневыми кольцами (13) с азотированной поверхностью.

4.8.7.5. Лабиринтное уплотнение штока (10) клапана выполнено в виде кольцевых проточек во втулке 9, запрессованной в крышку (11). Просочившийся через уплотнение пар отводится в систему отсоса пара из концевых уплотнений турбины.

4.8.7.6. Центровка клапана относительно седла обеспечивается направляющей втулкой (17), через которую проходит нижний хвостовик клапана.

4.8.7.7. Шток клапана тягой (6), имеющей по концам шаровые опоры (7) в подпятниках (8), соединен с рычагом (3), который через серьгу (2) перемещается сервомотором (1). Рычаг поворачивается вокруг оси (4), закрепленной в кронштейне (5), который установлен на блоке регулирования. Концевой выключатель (18) подает на БЩУ сигнал о полном закрытии регулирующих клапанов.



1 - сервомотор; 2 - серьга; 3 - рычаг; 4 - ось; 5 - кронштейн; 6 - тяга; 7 - шаровые опоры; 8 - подпятники; 9 - втулка; 10 - шток; 11 - крышка; 12 - стакан; 13 - поршневое кольцо; 14 - разгрузочный поршень; 15 - клапан; 16 - седло; 17 - направляющая втулка; 18 — концевой выключатель.

Рисунок 4.8.7 - Регулирующий клапан

4.9. Система защиты ТПН

4.9.1. Назначение и принципы построения системы защиты турбонасосного агрегата

4.9.1.1. Система защиты турбины должна предотвратить аварию турбоагрегата или, если она возникла, ограничить ее развитие, прекратив поступление пара в турбину быстрым закрытием всех парозапорных органов (стопорных и регулирующих клапанов). Система защиты является последней ступенью управления оборудованием турбоустановки.

4.9.1.2. Важнейшим требованием, предъявляемым к устройствам технологических защит, является надежность действия, определяемая как по отказам в работе, так и по ложным срабатываниям.

4.9.1.3. Основным способом повышения надежности системы защиты является совершенствование ее элементов (устройств, датчиков и др.) и применение нескольких каналов защиты. Схема их включения выбирается в зависимости от последствий, к которым может привести отказ или ложное срабатывание защиты.

4.9.1.4. Наиболее простой является схема «один из одного», в которой используется одно устройство, срабатывающее при достижении контролируемым параметром заданной уставки. Для защит, отказ в работе которых грозит тяжелыми повреждениями оборудования, а значит, и убытками более значительными, чем при ложном срабатывании, таких, как, например, защиты от недопустимых осевого сдвига ротора или снижения вакуума в конденсаторе, надежность элементов (реле осевого сдвига, вакуум-реле) должна быть особенно высока именно в отношении отказов.

4.9.1.5. В тех случаях, когда безопасность оборудования в значительной мере обеспечивается безотказностью защиты, а ложные срабатывания либо маловероятны, либо не ведут к тяжелым последствиям, наиболее предпочтительной является схема «один из двух», в которой устройства с одинаковой уставкой срабатывания включены параллельно (схема «ИЛИ»). Так выполняется, в частности, защита турбины от недопустимого повышения частоты вращения.

4.9.1.6. Наименьшая вероятность ложных срабатываний достигается в схеме «два из двух», когда устройства включаются последовательно (схема «И»), что однако связано с заметным повышением вероятности отказов в работе.

4.9.1.7. Наиболее универсальной, обеспечивающей высокую надежность как по правильным, так и по ложным срабатываниям, является схема «два из трех». Кроме того, эта схема дает возможность проводить проверку аппаратуры на работающем оборудовании без отключения защит и обеспечивает наивысшую «живучесть» в аварийных ситуациях. Она получила наибольшее распространение на АЭС.

4.9.1.8. Схемы защит при их срабатывании должны обеспечить, как правило, одностороннее воздействие на оборудование, не восстанавливающее его исходное состояние после устранения причин, вызвавших срабатывание защиты. Этим предотвращается возможное повторение аварийной ситуации, так как причина, вызвавшая срабатывание защиты, может исчезнуть с отключением оборудования. Ввод оборудования в работу после действия защит осуществляется оперативным персоналом или под его контролем после выяснения причин срабатывания защиты и при уверенности в безопасности пуска.

4.9.1.9. При срабатывании защиты должна быть обеспечена полная отработка алгоритма, заложенного в ее устройство. Это гарантирует выполнение всех команд защиты даже в том случае, если после начала ее действия исчезла причина, вызвавшая срабатывание защиты. Кроме того, этим исключается возможность вмешательства оперативного персонала в работу защиты, которое может быть ошибочным.

4.9.1.10. При пуске турбины некоторые параметры, например вакуум в конденсаторе, оказываются ниже аварийных уставок, что при включенных защитах делает пуск невозможным. Поэтому схемами защит должен быть реализован автоматический ввод защит в работу при выходе контролируемого параметра на заданный уровень.

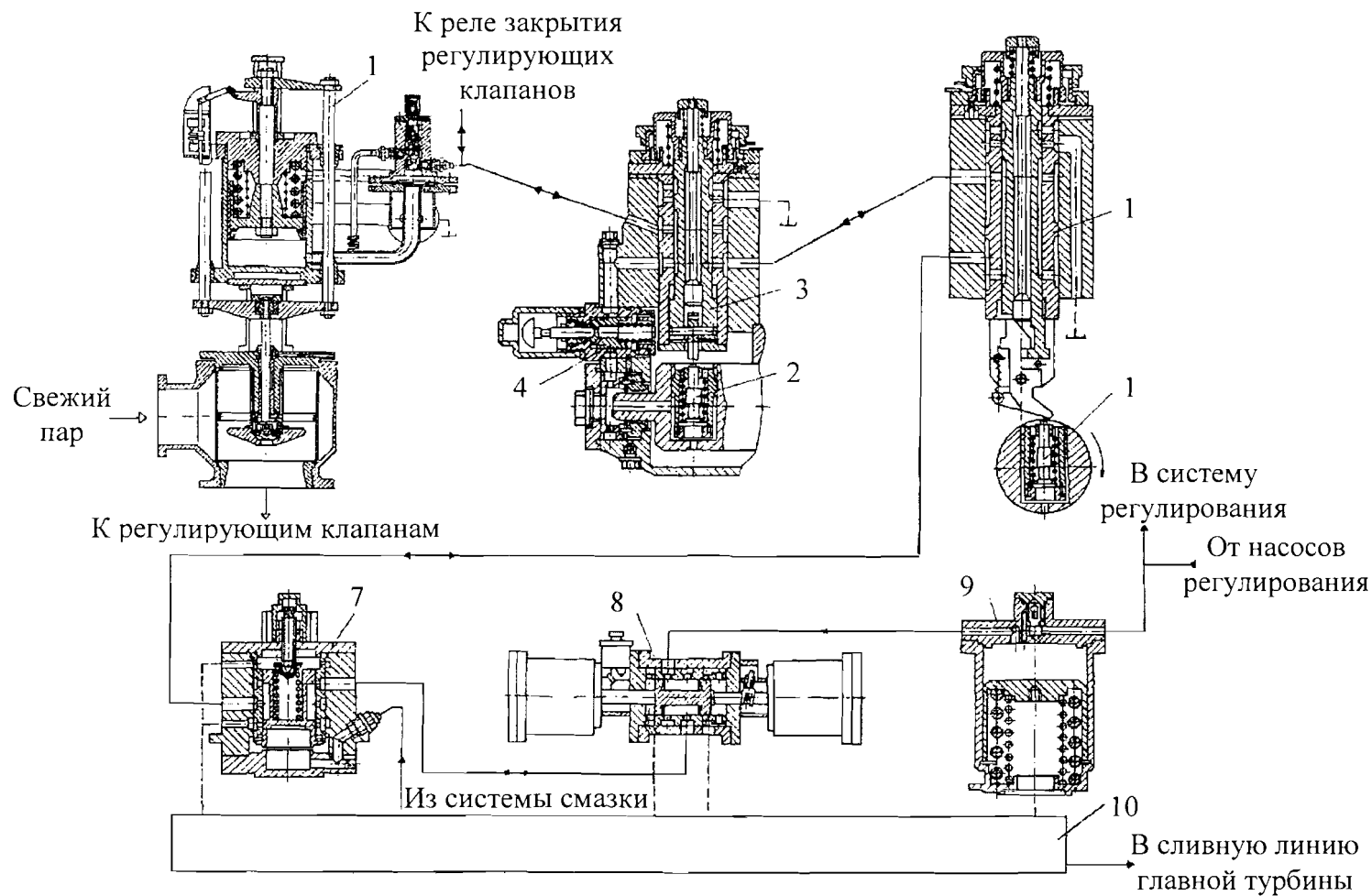
4.9.1.11. Поскольку защиты вступают в работу тогда, когда система регулирования не обеспечила безопасную работу оборудования, действию защит предоставляется высший приоритет по отношению к действиям оператора и остальной автоматики. Это означает, что при поступлении двух противоречащих команд всегда выполняется команда защиты.

4.9.2. Принципиальная схема системы защиты ТПН

4.9.2.1. Принципиальная схема системы защиты ТПН представлена на рис. 4.9.1. В ее состав входят:

- 1) стопорный клапан (1) со своим сервомотором;
- 2) автомат безопасности (2) на валу шестерни редуктора со своим ЗАБ (3) и с золотником гидроопробования (4);
- 3) автомат безопасности (5) на валу турбины со своим ЗАБ (6);
- 4) гидравлическое реле давления в системе смазки (7);
- 5) дистанционный выключатель (8);
- 6) пружинный гидроаккумулятор (9).

4.9.2.2. В систему защиты масло подается насосами регулирования ТПН. Масло поступает к сервомотору стопорного клапана, пройдя через ряд последовательно включенных механизмов системы защиты. Если контролируемые ими параметры соответствуют нормам, масло свободно проходит по внутренним каналам механизмов к сервомотору стопорного клапана.



1 - стопорный клапан; 2 - автомат безопасности на редукторе; 3, 6 - золотники автоматов безопасности; 4 - золотник гидроопробования; 5 - автомат безопасности на турбине; 7 - гидравлическое реле давления в системе смазки; 8 - дистанционный выключатель; 9 - пружинный гидроаккумулятор; 10 - дренажный бак.

Рисунок 4.9.1 - Система защиты ТПН

4.9.2.3. При срабатывании любого механизма защиты подача масла от насоса в нем перекрывается, линия защиты от этого механизма до сервомотора стопорного клапана соединяется с линией слива в дренажный бак (10). В результате стопорный клапан закрывается под действием пружины своего одностороннего сервомотора.

4.9.2.4. К линии защиты подключено реле закрытия регулирующих клапанов, которое является связующим звеном между системами защиты и регулирования турбины. Эта связь является односторонней, т.е. при срабатывании системы защиты выдается команда на закрытие регулирующих клапанов турбины, в то время как система регулирования не оказывает никакого влияния на работу системы защиты.

4.9.2.5. Стопорный клапан будет закрыт своим сервомотором при падении давления под его поршнем (в линии защиты) ниже 0,3 МПа (3 кгс/см²), что может быть вызвано:

- 1) срабатыванием автомата безопасности на турбине или на редукторе;
- 2) срабатыванием реле давления в системе смазки;
- 3) срабатыванием дистанционного выключателя из-за дистанционного воздействия на электромагнит дистанционного выключателя;
- 4) воздействием на золотники автоматов безопасности на турбине или на редукторе.

4.9.2.6. Автоматы безопасности, установленные на валу турбины и на валу шестерни редуктора, настраиваются на срабатывание при частоте вращения, на 10-12 % превышающей номинальную, т.е. при 3850-3920 об/мин. Восстанавливающая частота вращения автомата безопасности на турбине составляет 3550 об/мин, на редукторе - 3450 об/мин.

4.9.2.7. Для автомата безопасности, установленного на редукторе, предусмотрен золотник гидроопробования, при помощи которого можно испытать этот автомат безопасности на работающей турбине без повышения частоты вращения ротора и без закрытия стопорного клапана. Для этого ЗАБ ставится в положение «Испытание».

4.9.2.8. Гидравлическое реле давления в системе смазки срабатывает при падении давления масла перед задним опорным подшипником турбины (в точке подключения реле) до 0,02 МПа (0,2 кгс/см²). Это соответствует снижению избыточного давления в системе смазки турбины до 0,06 МПа (0,6 кгс/см²) на уровне оси турбины.

4.9.2.9. Дистанционный выключатель срабатывает:

- 1) при осевом сдвиге ротора турбины, выходящем за пределы + 1,0 мм;
- 2) при повышении абсолютного давления в конденсаторе до 0,06 МПа (0,6 кгс/см²);
- 3) при падении избыточного давления масла в системе смазки до 0,06 МПа на уровне оси турбины;
- 4) при воздействии аварийных защит бустерного и главного питательных насосов.

4.9.2.10. Гидроаккумулятор в течение трех секунд предотвращает падение избыточного давления масла в линии защиты ниже 0,5 МПа (5 кгс/см²) при снижении давления масла за насосами системы регулирования во время перехода с рабочего насоса на резервный или при переключениях в сети собственных нужд.

4.10. Конструкции элементов системы защиты ТПН

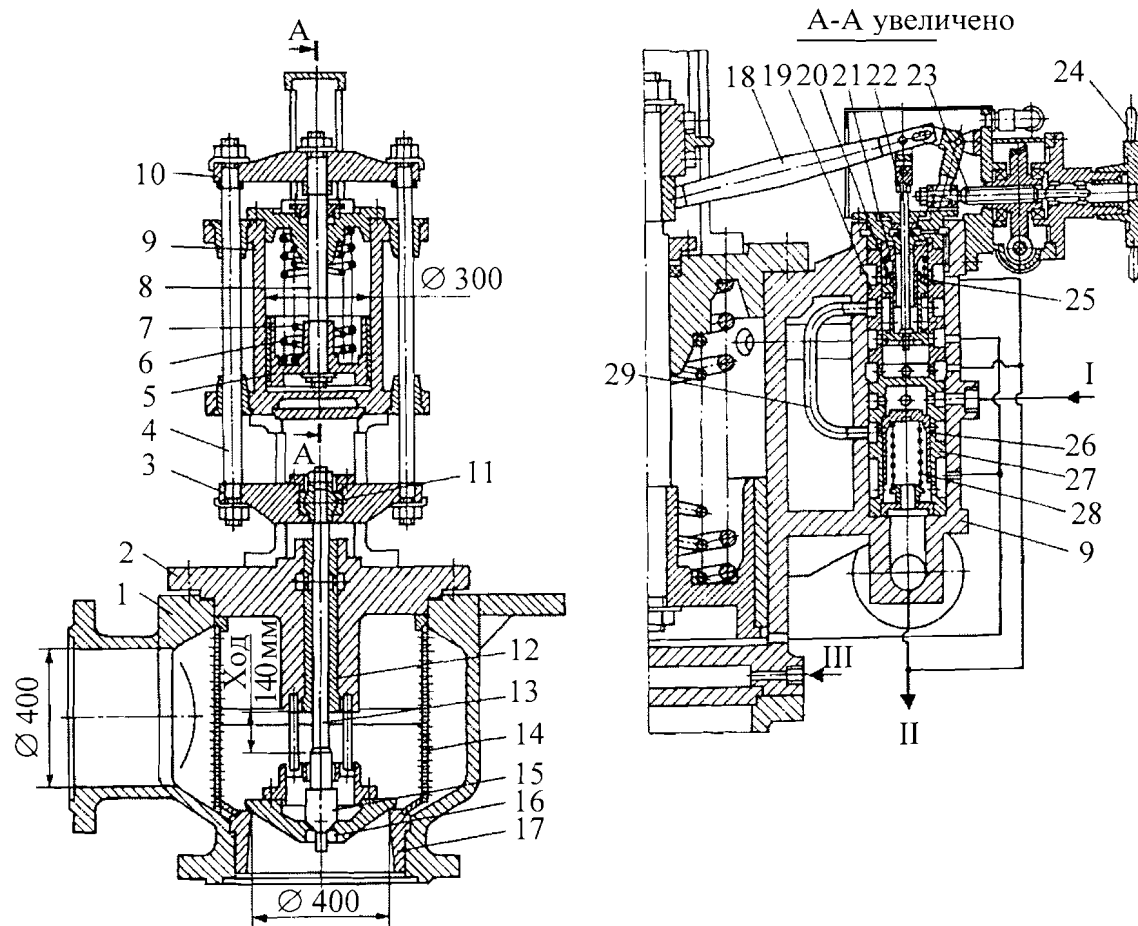
4.10.1. Стопорный клапан

4.10.1.1. Стопорный клапан (рис. 4.10.1), предназначенный для быстрого прекращения подвода пара в турбину при срабатывании системы защиты, установлен перед турбиной на отдельном фундаменте.

4.10.1.2. К боковому фланцу корпуса (1) стопорного клапана подсоединен паропровод свежего пара, к нижнему фланцу корпуса - патрубок отвода пара к регулирующим клапанам, а верхний фланец закрыт крышкой (2), в которую запрессована направляющая втулка (12). В корпусе установлено паровое сито (14) для предотвращения попадания в турбину посторонних предметов и запрессовано седло (17) в виде диффузора. Основной односедельный тарельчатый клапан (16) подвешен на штоке (13). На конце штока как одно целое с ним выполнен разгрузочный клапан (15), который при полностью закрытых регулирующих клапанах дает возможность разгрузить основной клапан от паровых усилий. Прижатием притертых конических поясков, выполненных на штоке и на торце направляющей втулки, при полностью открытом клапане шток самоуплотняется, чем исключается протечка пара по штоку. Шток клапана через шаровое сочленение (11), нижнюю траверсу (3), тяги (4), верхнюю траверсу (10) и шток (8) соединен с поршнем одностороннего сервомотора (5).

4.10.1.3. Сервомотор управляется отсечным золотником (20) с рычажной обратной связью. Во внутреннюю полость отсечного золотника своей нижней частью входит масляный клапан (21), выполненный в виде дифференциального золотника, поршень большего диаметра которого перемещается во втулке (19). В нижней части масляного клапана имеются окна, при открытии которых внутренняя полость отсечного золотника соединяется с линией слива в бак. На разрезе А-А (рис. 4.10.1) показаны каналы, выполненные в корпусе сервомотора (9).

4.10.1.4. Чтобы открыть стопорный клапан, сначала надо взвести быстрозапорное устройство сервомотора. Для этого штурвалом (24) или дистанционно электродвигателем (на рисунке не показан) через шпindel (23), рычажную передачу и шток (22) надо переместить отсечной золотник в крайнее верхнее положение. При этом окна на клапане (21) перекроются отсечным золотником с небольшой перекрышей. Если теперь к стопорному клапану подать масло из линии системы защиты турбопривода, то под действием давления в этой линии поршень (26) переместится вниз и своей верхней кромкой откроет окна во втулке (27) для перепуска масла по трубке (29) к отсечному золотнику, а нижней кромкой перекроет окна слива из нижней полости сервомотора.



1 - корпус клапана; 2 - крышка; 3 - нижняя траверса; 4 - тяга; 5 - сервомотор; 6, 7, 25, 28 - пружины; 8, 22 - штоки; 9 - корпус сервомотора; 10 - верхняя траверса; 11 - шаровое сочленение; 12 - направляющая втулка; 13 - шток клапана; 14 - паровое сито; 15 - разгрузочный клапан; 16 - основной клапан; 17 - седло; 18 - рычаг обратной связи; 19, 27 - втулки; 20 - отсечной золотник; 21 - масляный клапан; 23 - шпindel; 24 - штурвал; 26 - поршень; 29 - трубка; I - масло из линии системы защиты; II - слив масла в бак; III - вода для охлаждения.

Рисунок 4.10.1 - Стопорный клапан

4.10.1.5. Под действием давления масла, поступившего к отсечному золотнику, и через него в верхнюю полость над клапаном 21, последний из-за разности диаметров переместится вниз до упора в притертый торец золотника, чем исключит протечки через зазор и возможность заноса шламом во время работы. В этом положении быстрозапорное устройство сервомотора взведено, причем перекрыша на окнах клапана 21 увеличилась.

4.10.1.6. Если теперь с помощью привода сместить отсечной золотник вниз, то его нижний поршень своей верхней кромкой приоткроет окна во втулке 19 и масло из линии защиты поступит под поршень сервомотора. Поршень, перемещаясь вверх, будет открывать стопорный клапан до тех пор, пока через рычаг обратной связи 18 не вернет отсечной золотник в среднее положение.

4.10.1.7. При смещении отсечного золотника из среднего положения вверх он нижней кромкой регулирующего поршенька приоткроет окна, соединив полость под поршнем сервомотора с линией слива в бак. Под действием усилий пружин 6 и 7 поршень будет перемещаться вниз, прикрывая стопорный клапан, до тех пор, пока рычаг обратной связи не вернет отсечной золотник в исходное среднее положение.

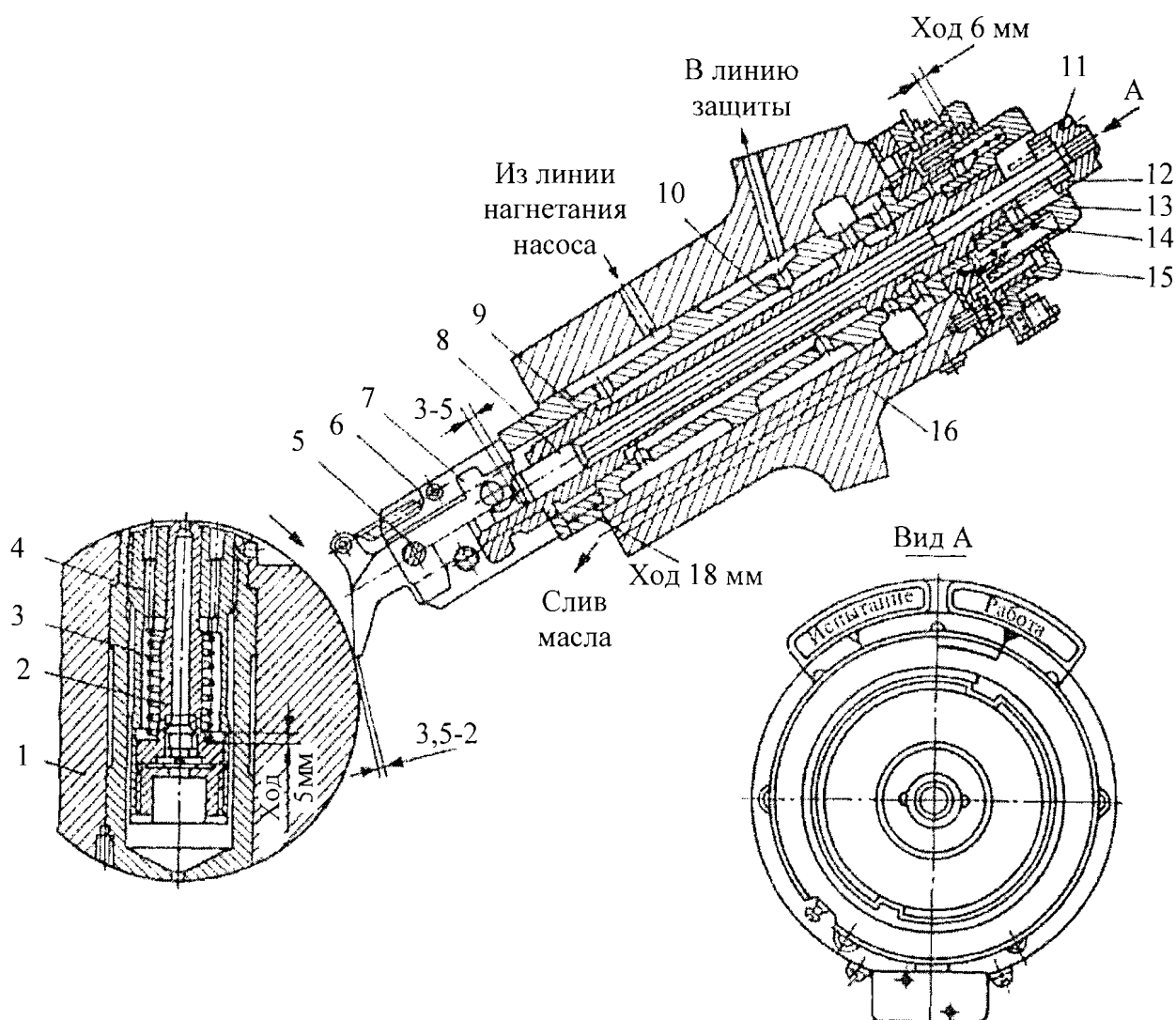
4.10.1.8. Таким образом, сервомотором осуществляется регулируемое перемещение стопорного клапана, что может быть использовано для пуска турбины постепенным его открытием до вступления в работу системы регулирования частоты вращения.

4.10.1.9. При срабатывании защиты давление масла над поршнем 26 снизится и он усилием пружины 28 переместится вверх, перекроет окна подвода масла к отсечному золотнику и откроет окна слива масла из нижней полости сервомотора. Поршень сервомотора под действием обеих пружин быстро переместится вниз и закроет стопорный клапан. Одновременно масляный клапан 21 под действием своей пружины 25 откроет сливные окна. Если теперь вновь восстановить давление в линии системы защиты, стопорный клапан не откроется, так как из-за слива масла через клапан отсечного золотника нельзя повысить давление под поршнем сервомотора до уровня, достаточного для открытия стопорного клапана. В нижней части корпуса сервомотора имеется полость, в которую подводится проточная охлаждающая вода, чтобы он не нагревался от корпуса стопорного клапана.

4.10.1.10. Для повышения быстродействия и надежности системы защиты на приводных турбинах ОК-12А устанавливают сервомотор стопорного клапана с мембранным выключателем (см. рис. 4.9.1).

4.10.2. Автомат безопасности на турбине

4.10.2.1. В качестве датчика частоты вращения для защиты турбины от разгона применен астатический механический центробежный автомат безопасности, установленный в радиальном сверлении вала турбины (1) (рис. 4.10.2).



1 - вал турбины; 2 - боек; 3 - пружина; 4 - втулка; 5 - ось; 6 - пружина рычага; 7 - рычаг; 8 - шток; 9 - золотник; 10 - втулка ЗАБ; 11 - кнопка; 12 - пружина штока; 13 - колпак; 14 - пружина золотника; 15 - маховичок; 16 - крышка переднего подшипника.

Рисунок 4.10.2 - Автомат безопасности на турбине и его золотник

4.10.2.2. Автомат безопасности вращается в плоскости, перпендикулярной оси вращения вала турбины. Центр масс бойка смещен относительно этой оси. При достижении частоты вращения срабатывания центробежная сила бойка (2) преодолевает усилие пружины (3) и боек астатически перемещается на полный ход. Выдвинувшись из втулки (4), боек ударяет по рычагу (7) ЗАБ, вызывая срабатывание последнего и закрытие стопорного клапана. Полный ход бойка до упора во втулку составляет около 5 мм, зазор между рычагом ЗАБ и валом - 1,5-2,0 мм.

4.10.2.3. После прекращения доступа пара в турбину частота вращения ротора через некоторое время начнет снижаться, и при так называемой восстанавливающей частоте вращения боек астатически возвратится в исходное состояние и даст возможность взвести ЗАБ.

4.10.2.4. Настройка автомата безопасности осуществляется ввинчиванием его в резьбовое радиальное отверстие вала или вывинчиванием из него специальным ключом. При этом изменяется положение центра масс бойка при неизменном натяжении пружины. Для уменьшения частоты вращения срабатывания автомат вывинчивают, для увеличения - ввинчивают. На резьбе на равных расстояниях по окружности выполнены канавки для стопорения автомата безопасности после настройки. Поворот его на один промежуток между смежными канавками (на один зуб) изменяет частоту срабатывания примерно на 15 об/мин.

4.10.3. Золотник автомата безопасности на турбине

4.10.3.1. Золотник автомата безопасности на турбине (рис. 4.10.2), установленный на крышке (16) переднего подшипника турбины, при срабатывании отсекает подвод масла из напорной линии в линию защиты и одновременно открывает слив масла из последней, вызывая этим быстрое закрытие стопорного и регулирующих клапанов.

4.10.3.2. В бронзовой втулке (10) перемещается золотник (9). На втулке выполнены три кольцевые проточки, соединенные с внутренней полостью радиальными отверстиями. К нижней проточке подведено масло из линии нагнетания насоса, из средней масло поступает в линию защиты, а верхняя соединяется с линией слива.

4.10.3.3. Кольцевой проточкой на золотнике радиальные отверстия могут соединяться попарно. При соединении нижних отверстий со средними масло из напорной линии поступает в линию защиты. При соединении средних отверстий с верхними подвод масла в линию защиты прекращается и она соединяется с линией слива в картер подшипника.

4.10.3.4. В положении, изображенном на рис. 4.10.2, ЗАБ взведен. Пружина (14) золотника, упираясь в колпак (13), стремится сдвинуть золотник вверх, но он удерживается в нижнем положении зубом рычага (7), который шарнирно соединен осью (5) с втулкой (10).

4.10.3.5. При срабатывании автомата безопасности его боек ударяет по рычагу и тот поворачивается против часовой стрелки. Зуб рычага соскакивает с упора на золотнике, и пружина перемещает золотник на полный ход в крайнее верхнее положение. Отверстия питания линии защиты закроются нижним поршеньком золотника, а верхний поршеньек откроет слив из нее.

4.10.3.6. Чтобы вновь взвести ЗАБ после того, как частота вращения станет ниже восстанавливающей, надо нажать рукой на колпак и перемещать его вместе с золотником, сжимая пружину (14) до тех пор, пока рычаг под действием пружины 6 своим зубом не зацепится за упор на золотнике и будет удерживать его в этом положении.

4.10.3.7. ЗАБ может сработать не только под воздействием автомата безопасности, но и от нажатия на кнопку (11) выключателя. В этом случае шток (8) повернет рычаг (7) в том же направлении, что и при ударе бойком, и выведет зуб рычага из зацепления с упором золотника. В верхнем положении шток удерживается пружиной (12).

4.10.3.8. Для возможности поочередного опробования автоматов безопасности их золотники оснащены отключающими устройствами, позволяющими исключить останов турбины при срабатывании золотников. Устройство состоит из маховичка (15), на котором закреплены кольцо и указательная стрелка. Кольцо на торце имеет два диаметрально расположенных выступа, а колпак (13) на поверхности соприкосновения с кольцом - два паза. Когда стрелка маховичка находится против надписи на шкале «Работа», выступы кольца располагаются над пазами колпака и не мешают золотнику переместиться на полный рабочий ход (18 мм). Если маховичок повернуть против часовой стрелки так, чтобы стрелка находилась против надписи «Испытание», бурт колпака даст возможность золотнику подняться только на 6 мм. При таком малом ходе золотник еще не перекрывает подвод масла в линию защиты и не открывает слив из нее.

4.10.3.9. Во время эксплуатации турбины ЗАБ должен находиться в положении «Работа». Для возможности контроля предусмотрен микровыключатель, который подает электрический сигнал при переводе ЗАБ в положение «Испытание».

4.10.4. Автомат безопасности на редукторе

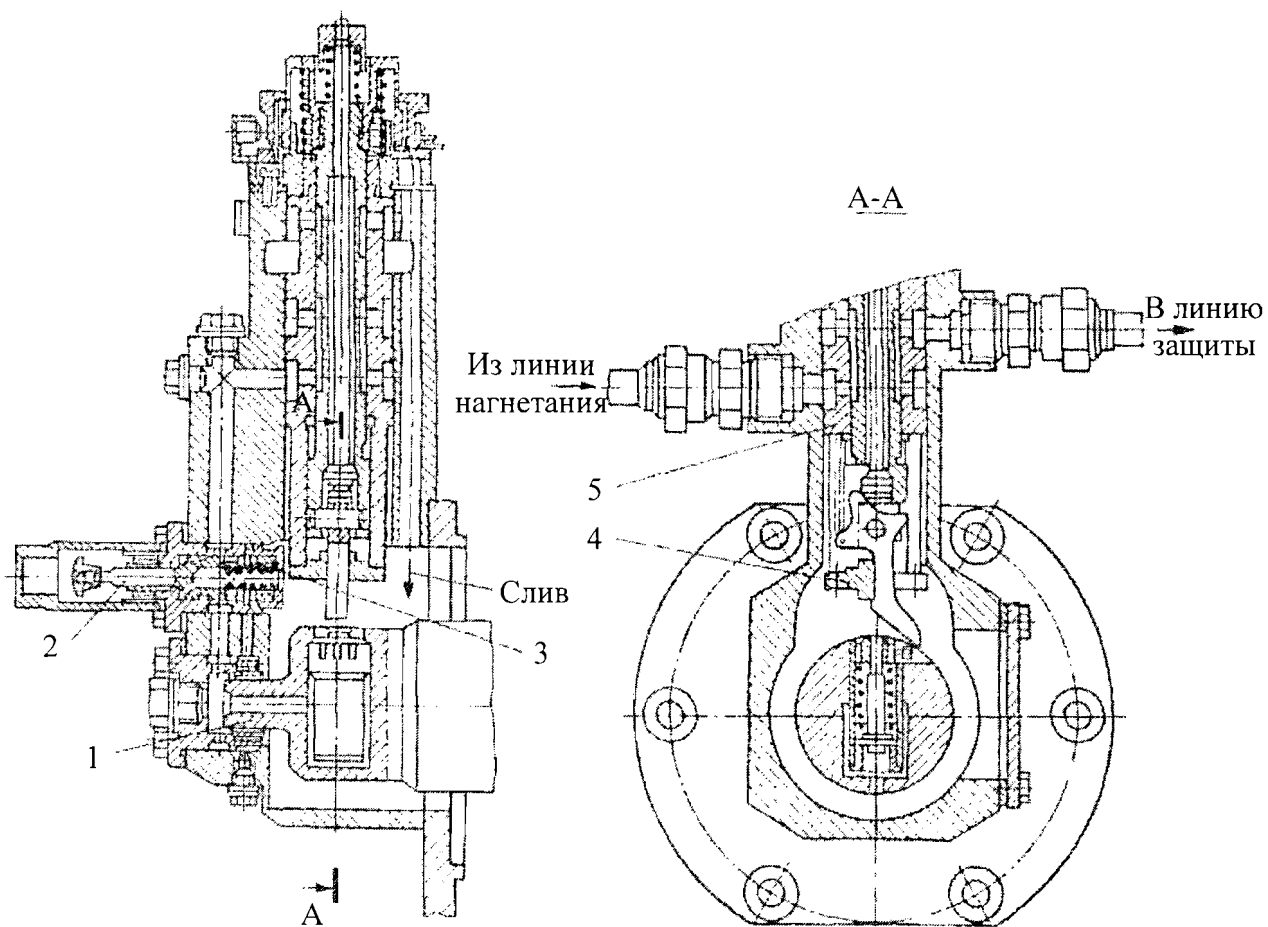
4.10.4.1. Автомат безопасности на редукторе, показанный на рис. 4.10.3, конструктивно не отличается от рассмотренного выше, но поворот автомата безопасности на один зуб, выфрезерованный на его втулке, меняет частоту вращения срабатывания примерно на 29 об/мин.

4.10.4.2. Золотник этого автомата безопасности имеет устройство для гидравлического опробования последнего на рабочей частоте вращения. Оно заключается в том, что нажатием на кнопку золотника (2) открывается подвод масла из напорной линии по осевому каналу вала шестерни редуктора под боек автомата безопасности. Теперь кроме центробежной силы на боек в том же направлении подействует дополнительное усилие от давления масла, что вызовет срабатывание автомата безопасности и ЗАБ на рабочей частоте вращения. Маховичок ЗАБ при этом должен находиться в положении «Испытание». В исходное положение золотник гидроопробования возвращается пружиной (3).

4.10.4.3. Так как рычаг в этой конструкции ЗАБ шарнирно соединен не с втулкой, а с золотником, то в нижнем положении золотник удерживается зубом рычага, упирающимся в крышку (4), установленную на нижнем торце втулки (5).

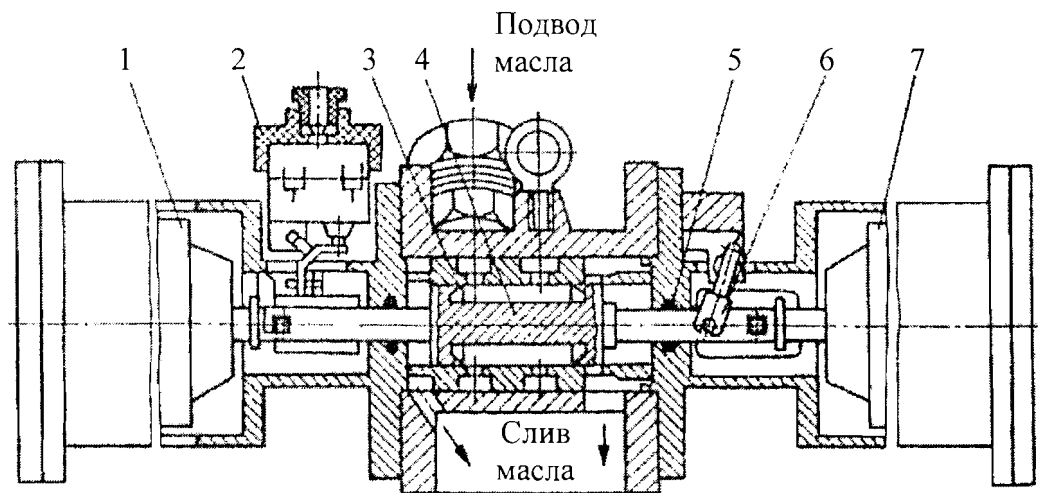
4.10.5. Дистанционный выключатель

4.10.5.1. Дистанционный выключатель (рис. 4.10.4) служит для открытия подачи масла в линию системы защиты по сигналу с пульта управления и для прекращения подачи масла в эту линию с одновременным открытием слива из нее при поступлении электрических сигналов от датчиков защит или сигнала с пульта управления (дистанционный останов).



1 - вал шестерни редуктора; 2 - золотник гидроопробования; 3 - пружина золотника; 4 - крышка; 5 - втулка.

Рисунок 4.10.3 - Автомат безопасности на редукторе



1 - левый электромагнит; 2 - концевой выключатель; 3 - втулка; 4 - золотник; 5 - уплотнительное кольцо; 6 - фиксатор; 7 - правый электромагнит.

Рисунок 4.10.4 - Дистанционный выключатель

4.10.5.2. Золотник (4) дистанционного выключателя перемещается во втулке 3 из одного крайнего положения в другое электромагнитами (1) и (7). При работе турбины золотник сдвинут электромагнитом (1) в крайнее левое положение, как показано на рис. 4.10.4. В этом положении подвод масла из напорной линии в линию защиты открыт. При срабатывании дистанционного выключателя электромагнит 7 перемещает золотник в крайнее правое положение и открывает слив масла из линии защиты, закрыв подвод в нее масла из напорной линии. Сразу же после срабатывания электромагнит (7) обесточивается разрывом его цепи питания контактами концевого выключателя (2). В крайних положениях золотник удерживается фиксатором (6). Для предотвращения протечек масла по золотнику с обеих его сторон установлены уплотнительные кольца (5).

4.10.6. Реле давления в системе смазки

4.10.6.1. Реле давления в системе смазки (рис. 4.10.5) служит для автоматического останова турбины при падении давления масла в системе смазки.

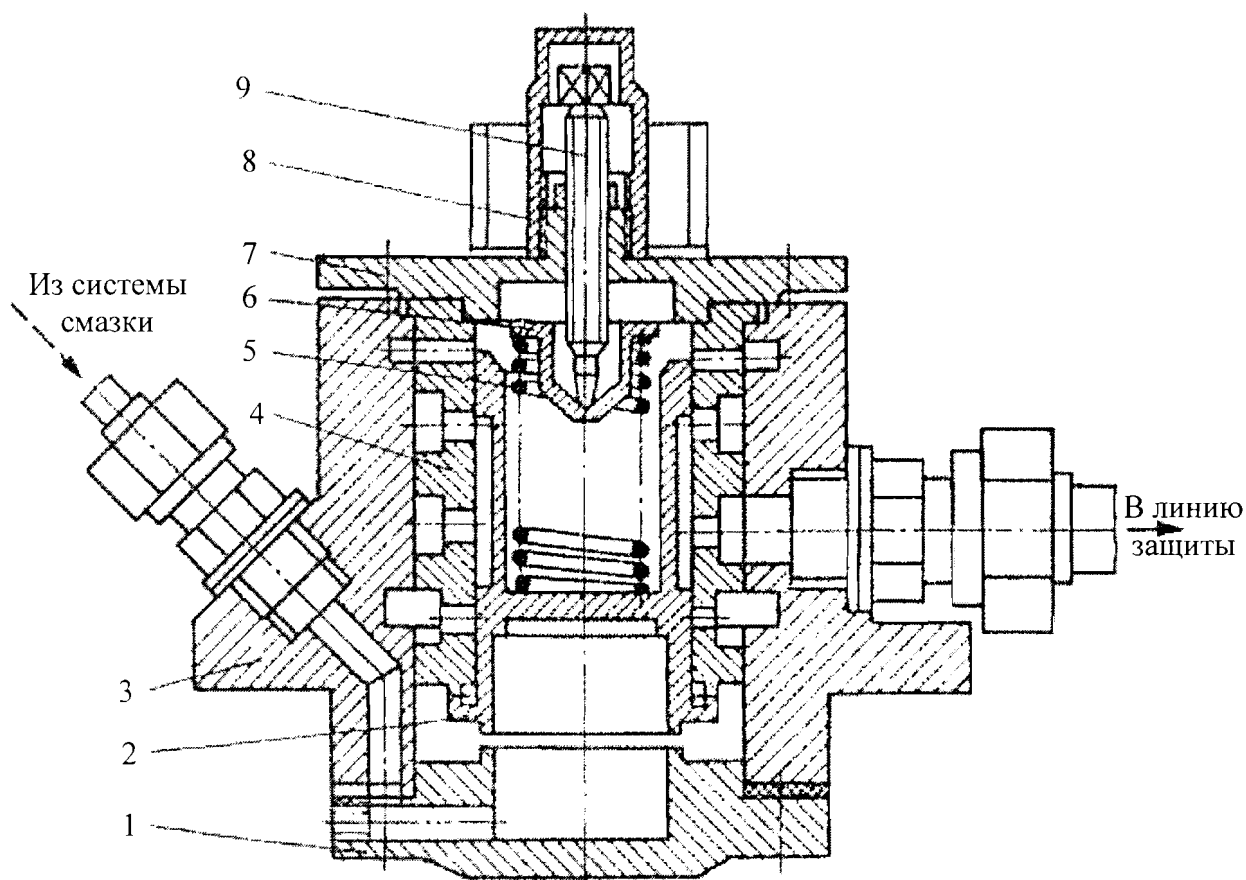
4.10.6.2. В расточке корпуса (3) установлена втулка (4). Во втулке перемещается поршень (2) с двумя посадочными поясками, которыми он садится на соответствующие пояски крышки (1) в нижнем положении и втулки (4) в верхнем.

4.10.6.3. Сверху на поршень действует усилие от пружины (5), верхний торец которой через тарелку 6 опирается на регулировочный винт (9), ввинченный в верхнюю крышку (7) и закрытый колпачковой гайкой (8).

4.10.6.4. Во втулке выполнены три ряда окон, которые могут попарно соединяться кольцевой полостью поршня. К верхним окнам подведено масло из линии нагнетания насоса, через средние окна масло поступает в линию защиты, а нижние окна соединены с дренажным масляным баком.

4.10.6.5. При нормальном давлении в системе смазки, масло из которой подведено в камеру под поршнем (2), последний удерживается в верхнем положении на упоре в посадочный поясок втулки. При этом кольцевая полость поршня соединяет верхние и средние окна втулки, что открывает подвод масла высокого давления в линию защиты, а нижние сливные окна будут закрыты.

4.10.6.6. При недопустимом снижении давления масла в системе смазки пружина (5) оторвет поршень от верхнего пояска. Так как теперь давление масла будет действовать на меньшую площадь торцевой поверхности поршня, то пружина астатически переместит поршень вниз до упора в посадочный поясок нижней крышки. При этом площадь поршня, на которую будет действовать давление масла, еще уменьшится и пружина надежно прижмет поршень к посадочному пояску.



1 - нижняя крышка; 2 - поршень; 3 - корпус; 4 - втулка; 5 - пружина; 6 - тарелка; 7 - верхняя крышка; 8 - колпачковая гайка; 9 - регулировочный винт.

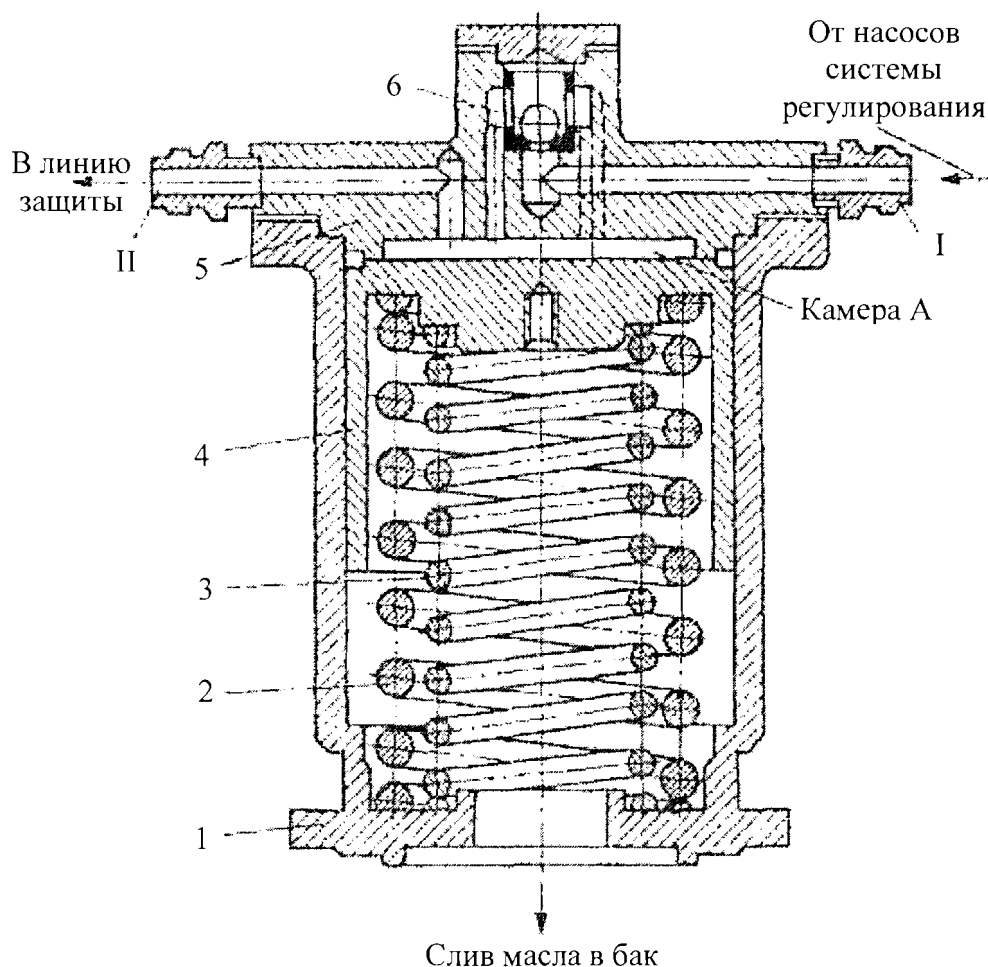
Рисунок 4.10.5 - Реле давления в системе смазки

4.10.6.7. В нижнем положении поршень закрывает верхние окна втулки, отсекая подвод масла высокого давления в линию защиты, и одновременно открывает слив масла через нижние окна в масляный бак. В результате давление масла под поршнем сервомотора стопорного клапана резко снизится и стопорный клапан закроется. Одновременно сработает и реле закрытия регулирующих клапанов. Настройка реле на срабатывание при определенном давлении осуществляется изменением начального натяжения пружины регулировочным винтом (9).

4.10.6.8. На верхней крышке установлен указатель положения поршня.

4.10.7. Механический гидроаккумулятор

4.10.7.1. Механический гидроаккумулятор (рис. 4.10.6) установлен на маслобаке блока масляных насосов. Масло из линии нагнетания насосов системы регулирования проходит через штуцер «I», шаровой обратный клапан (6) в крышке (5), камеру А и далее через штуцер «II» в систему защиты. При нормальном напоре насоса регулирования поршень (4) находится на нижнем упоре в корпусе (1).



1 - корпус; 2, 3 - пружины; 4 - поршень; 5 - крышка; 6 - шаровой обратный клапан; I, II — штуцеры.

Рисунок 4.10.6 - Механический гидроаккумулятор

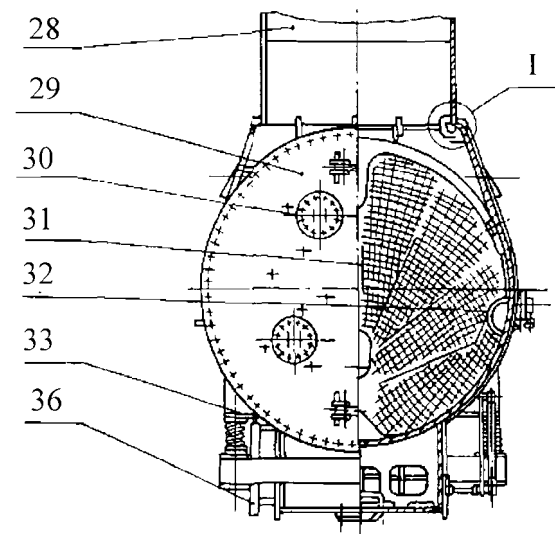
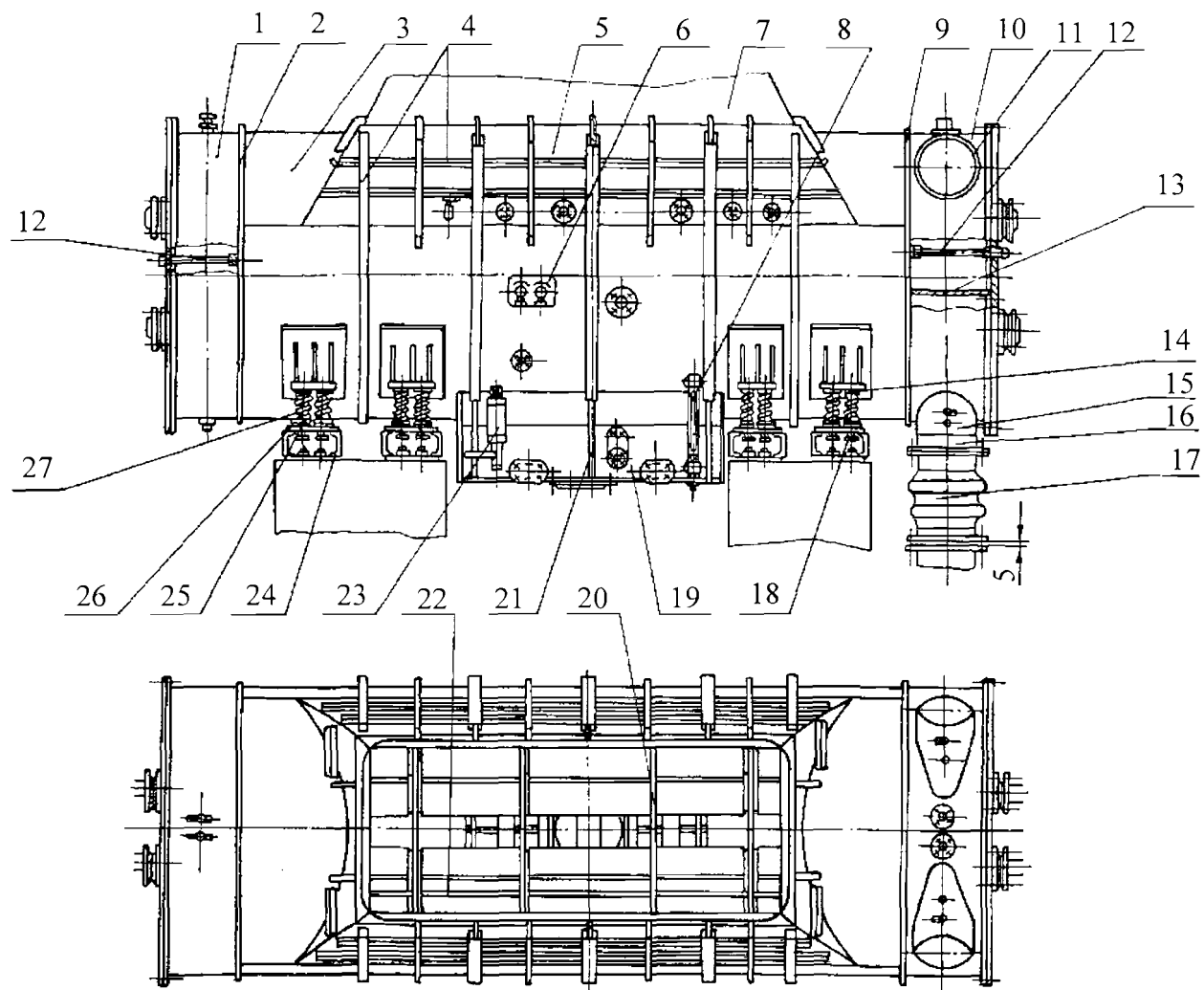
4.10.7.2. При глубоком снижении давления в линии нагнетания, что может быть при переходе на резервный насос или при переключениях в сети собственных нужд, поршень под действием пружин (2) и (3) будет двигаться вверх, вытесняя масло в линию системы защиты.

4.11. Конденсационная система и вспомогательное оборудование

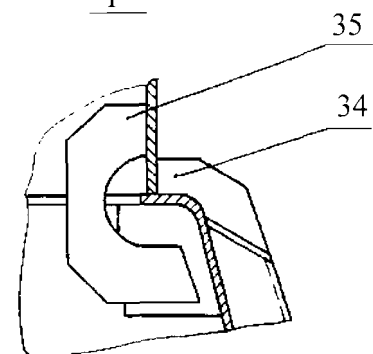
4.11.1. Конденсатор КП-1650

4.11.1.1. Конденсатор (рис. 4.11.1) предназначен для конденсации отработавшего в турбине пара.

4.11.1.2. Конденсатор состоит из следующих основных частей; корпуса паровой части (3), передней водяной камеры (10), задней водяной камеры (1), конденсатосборника (19) и охлаждающих трубок (22).



I



1 - камера водяная задняя; 2 - доска трубная задняя; 3 - корпус; 4 - ребро; 5 - приемный патрубок; 6 - щит контрольно-измерительных приборов; 7 - патрубок переходной; 8 - указатель уровня; 9 - доска трубная передняя; 10 - камера водяная передняя; 11 - патрубок выхода охлаждающей воды; 12 - анкерная связь; 13 - перегородка водяная; 14 - тарелка верхняя; 15 - патрубок входа охлаждающей воды; 16 - патрубок с фланцем; 17 - компенсатор линзовый; 18 - болт регулировочный; 19 - конденсатосборник; 20 - перегородка трубная; 21 - ребро; 22 - охлаждающие трубки; 23 - уравнильный сосуд; 24 - опора; 25 - прокладка; 26 - стакан; 27 - пружина; 28 - выхлопной патрубок турбины; 29 - полукрышка; 30 - заглушка люка; 31 - перегородка по пару; 32 - желоб отсоса паровоздушной смеси; 33 - лапа опорная; 34, 35 - ребро; 36 - уравнильный сосуд.

Рисунок 4.11.1 - Конденсатор КП-1650

4.11.1.3. Корпус паровой части конденсатора (3) стальной, сварной конструкции. В верхней части корпуса расположен приемный патрубок (5), в нижней части - конденсатосборник (19) с фланцем для отвода конденсата. К торцам корпуса конденсатора привариваются передняя (9) и задняя (2) трубные доски, к которым соответственно привариваются передняя (10) и задняя (1) водяные камеры.

4.11.1.4. Водяные камеры с торцов закрываются полукрышками (29), которые могут открываться независимо одна от другой. Для осмотра водяных камер в полукрышках имеются люки, закрываемые заглушками (30).

4.11.1.5. Для создания единой жесткой системы трубных досок и полукрышек установлены анкерные связи (12).

4.11.1.6. Конденсатор по воде состоит из двух самостоятельных секций имеющих отдельные патрубки входа (15) и выхода (11) охлаждающей воды. Такая конструкция позволяет произвести ревизию и чистку охлаждающих трубок, не останавливая турбины. Каждая секция имеет два хода охлаждающей воды. Вода через патрубки (15) входит в переднюю водяную камеру и по трубкам, расположенным ниже водяной перегородки (13), поступает в заднюю водяную камеру. По трубкам, находящимся выше перегородки (13), вода возвращается в переднюю водяную камеру, откуда через патрубки (11) выходит в циркуляционную систему главной турбины. Охлаждающие трубки (22) из мельхиора МНЖ-5-1 размещены внутри корпуса конденсатора вдоль его оси и развальцованы с обеих сторон в трубных досках. Для предотвращения вибрации трубок внутри корпуса конденсатора в поперечном направлении размещены 4 трубные перегородки (20).

4.11.1.7. Охлаждающие трубки нижних пучков, расположенных с обеих сторон конденсатора, образуют зону воздухоохладителей. Отсос воздуха осуществляется через два желоба (32), размещенных вдоль конденсатора с противоположных сторон и имеющих окна для входа паровоздушной смеси. Каждый желоб в средней части имеет фланец для подключения к основному эжектору.

4.11.1.8. Конденсатор выполнен регенеративным. Это обеспечивается установкой перегородок (31), направляющих конденсат к центру, где он стекает вниз и подогревается паром, проникающим в нижнюю часть конденсатора по проходкам в трубной системе.

4.11.1.9. Нормальный уровень в конденсатосборнике автоматически поддерживается с помощью регулятора уровня конденсата.

4.11.1.10. Визуальный контроль уровня конденсата в конденсатосборнике осуществляется с помощью водоуказательного устройства (8).

4.11.1.11. На корпусе водоуказательного устройства выполняется риска, соответствующая уровню нижней точки трубного пучка. Превышение этого уровня свидетельствует о затоплении трубок.

4.11.1.12. На конденсатосборнике установлены два уравнильных сосуда, один (23) является первичным прибором в системе дистанционного контроля уровня, 2-ой (36) - подключается к электронному регулятору уровня конденсата.

4.11.1.13. На внешней стороне корпуса конденсатора приварены 8 опорных лап (33).

4.11.1.14. Для компенсации вертикальных температурных расширений выхлопного патрубка турбины и корпуса конденсатора между лапами (33) конденсатора и его опорами устанавливаются шестнадцать спиральных пружин (27).

4.11.1.15. Основные технические данные конденсатора приведены в табл. 4.11.1.

Таблица 4.11.1

Показатель	Значение
Тип конденсатора	КП-1650
Количество пара, поступающее в конденсатор на номинальном режиме, кг/ч	67300
Количество конденсата, поступающее в конденсатор из системы внутрика-нальной сепарации турбины на номинальном режиме, кг/ч	3000
Давление в конденсаторе на номинальном режиме, кгс/см ² (абс)	0,059
Поверхность охлаждения, м ²	1650
Расход охлаждающей воды, т/ч	4600
Температура охлаждающей воды, °С	22
Гидравлическое сопротивление по охлаждающей воде, м.вод.ст.	5,6
Конструктивные данные трубного пучка: 1) количество трубок, шт 2) диаметр трубок, мм 3) активная длина трубок, мм 4) материал трубок 5) число ходов по воде	3588 22/20 6700 МНЖ-5-1 2
Габариты конденсатора: 1) длина, мм 2) ширина, мм 2) высота, мм	8180 3064 3630
Масса конденсатора без воды, кг	34680
Масса конденсатора с водой (в рабочем состоянии), кг	49480

4.11.1.16. Допускается работа турбины при отключенной для чистки и осмотра половины конденсатора. При этом мощность турбопривода должна быть снижена на 40 % по сравнению с номинальным значением, температура паровоздушной смеси не должна превышать 70 °С. Указанный режим будет соответствовать 70 % от номинальной нагрузки блока.

4.11.2. Эжектор основной ЭО-50

4.11.2.1. Эжектор основной (рис. 4.11.2) предназначен для удаления воздуха, попавшего в конденсатор, с целью поддержания в последнем постоянного разрежения.

4.11.2.2. Пароструйный эжектор состоит из следующих основных частей:

- 1) корпус;
- 2) 1-ая ступень эжектора;

3) 2-ая ступень эжектора,

4) два охладителя.

4.11.2.3. Корпус эжектора (21) сварной конструкции, состоит из двух обечайек, к которым сверху приварена крышка (23), а снизу - специальный фланец (16). Две внутренние и две боковые перегородки, приваренные к обечайкам, образуют внутри эжектора три камеры («а», «б», «в»).

4.11.2.4. 1-ая ступень эжектора, состоящая из сопловой камеры (24), диффузора (22), соплодержателя (26) с соплом (25), и 2-я ступень эжектора, состоящая из сопловой камеры (31), диффузора (32), соплодержателя (28) с соплом (29), закреплены на крышке (23) корпуса (21). Диффузор (22) помещен в камеру («а»), а диффузор (32) - в камеру («в»). Каждая ступень эжектора имеет свой винтовой охладитель (10) и (12).

4.11.2.5. Охладитель состоит из двух пакетов трубок, расположенных один над другим. Каждый пакет состоит из четырех змеевиков (6), скрепленных хомутами (3). По высоте витки змеевиков отделяются друг от друга спиральными перегородками (4), которые образуют винтовой канал для движения паровоздушной смеси. Шаги между витками и спиральными перегородками выдерживаются с помощью дистанционных трубок (2), собранных вместе с хомутами и спиральными перегородками на тяги (18), прикрепленные снизу к опорам (17), а сверху - к крестовине (1).

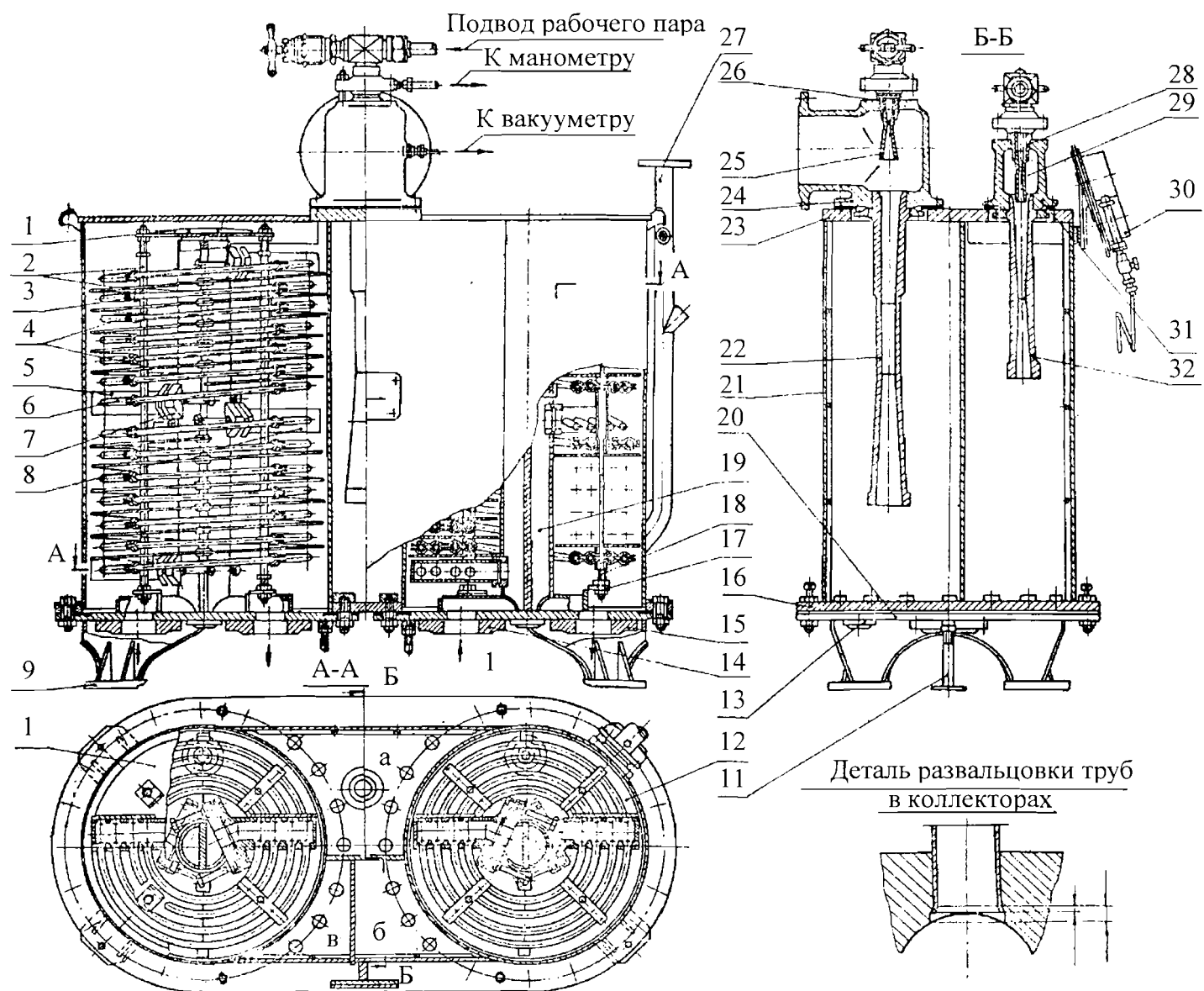
4.11.2.6. Концы змеевиков развальцовываются в коллекторах (5) и (8), которые специальными болтами крепятся к приварышам (7) на стояке (19).

4.11.2.7. Стояк вертикальной перегородкой делится на две секции, изолированные друг от друга. Одна секция соединена с фланцем подвода охлаждающей воды (14), 2-ая - с фланцем отвода охлаждающей воды (15).

4.11.2.8. Стояк (19) приварен к фланцу (20) охладителя, который крепится болтами к фланцу (16) корпуса эжектора.

4.11.2.9. К фланцам (20) обоих охладителей снизу приварены по две лапы (9) и по одной стойке (11) для установки эжектора на фундаменте.

4.11.2.10. Рабочий пар поступает одновременно к соплам (25) и (29) 1-ой и 2-ой ступеней эжектора, в которых расширяется до давления в сопловых камерах (24) и (31). Струя пара, выходящая с большой скоростью из сопла (25) 1-ой ступени, увлекает за собой паровоздушную смесь, подводимую из конденсатора к приемному патрубку сопловой камеры (24). Общий поток паровоздушной смеси, сжатый в диффузоре, (22), поступает в камеру («а»). Поднявшись вверх, смесь через окна в обечайке попадает в верхнюю часть охладителя (10) 1-ой ступени и движется сверху вниз по винтовому каналу.



1 - крестовина; 2 - трубки дистанционные; 3 - хомутики; 4 - перегородки спиральные; 5 - коллектор водоподводящий; 6 - меевик; 7 - приварыш; 8 - коллектор водоотводящий; 9 - лапы опорные; 10 - охладитель 1-ой ступени; 11 - стойка опорная; охладитель 2-ой ступени; 13 - фланец отвода конденсата; 14 - фланец подвода охлаждающей воды; 15 - фланец отвода охлаждающей воды; 16 - фланец специальный; 17 - опора тяги; 18 - тяга; 19 - стояк; 20 - фланец охладителя; 21 - корпус эжектора; 22 - диффузор 1-ой ступени; 23 - крышка корпуса эжектора; 24 - сопловая камера 1-ой ступени; 25 - сопло 1-ой ступени; 26 - соплодержатель 1-ой ступени; 27 - труба отвода воздуха; 28 - соплодержатель 2-ой ступени; 29 - сопло 2-ой ступени; 30 - щит с приборами; 31 - сопловая камера 2-ой ступени; 32 - диффузор 2-ой ступени.

Рисунок 4.11.2 - Эжектор пароструйный основной

4.11.2.11. Большая часть пара из паровоздушной смеси конденсируется в охладителе, а оставшаяся смесь через второе окно в обечайке попадает в камеру («б»). В верхней части камеры («б») имеется отверстие, через которое паровоздушная смесь попадает в сопловую камеру (31) 2-ой ступени эжектора, где захватывается струей свежего пара, выходящей с большой скоростью из сопла (29). Общий поток смеси, сжатый в диффузоре (32) до давления, несколько превышающего атмосферное, поступает в камеру («в») и, поднявшись вверх, через окно в обечайке попадает в верхнюю часть охладителя (12) 2-ой ступени и движется сверху вниз по винтовому каналу. Пар, содержащийся в смеси, конденсируется, а воздух через трубу (27) удаляется в атмосферу. На трубе (27) имеется бонка для установки дроссельного воздухомера.

4.11.2.12. Конденсат пара из охладителя 1-ой ступени отводится в конденсатор, а из охладителя 2-ой ступени в сливную магистраль. Охлаждающей водой в эжекторе является конденсат, подаваемый конденсатным насосом одновременно к фланцам (14) обоих охладителей. Охлаждающая вода попадает в одну из секций стояка (19), откуда она через два водоподводящих коллектора (5) поступает параллельно в оба пучка змеевиков (6). Пройдя снизу вверх по змеевикам навстречу движущейся по винтовому каналу паровоздушной смеси, вода через водоотводящие коллекторы (8) попадает во 2-ую секцию стояка и затем через фланец (15) отводится из эжектора.

4.11.2.13. К корпусу эжектора крепится щит (30) со следующими контрольно-измерительными приборами:

- 1) вакуумметром для измерения разрежения в сопловой камере 1-ой ступени;
- 2) мановакуумметром для измерения разрежения в сопловой камере 2-ой ступени,
- 3) манометром для измерения давления рабочего пара перед соплом 1-ой ступени;
- 4) манометром для измерения давления рабочего пара перед соплом 2-ой ступени;

4.11.2.14. Основные технические данные основного эжектора даны в табл. 4.11.2.

Таблица 4.11.2

Показатель	Значение
Тип эжектора	ЭО-50
Количество ступеней	2
Объемная производительность эжектора по паровоздушной смеси, м ³ /ч	860
Температура паровоздушной смеси, °С	32
Создаваемый вакуум, %	95
Давление насыщенного рабочего пара, кгс/см ² (абс.)	6
Суммарный расход рабочего пара, кг/ч	450

Показатель	Значение
Расход охлаждающей воды, т/ч	26
Охладители:	
1) гидравлическое сопротивление по воде, м.вод.ст.	5,0
2) поверхность охлаждения каждой ступени, м ²	2,95
3) количество пакетов трубок в каждом охладителе	2
4) число витков в каждом змеевике	6,5
5) диаметр трубок змеевиков, мм	19/17
6) диаметры витков и длина трубок змеевиков, мм:	
Ø 242	4970
Ø 302	6200
Ø 386	7917
Ø 446	9142
Габаритные размеры эжектора, мм:	
длина	400
ширина	780
высота	500
Масса эжектора (сухого), кг	750
Масса эжектора в рабочем состоянии, кг	800

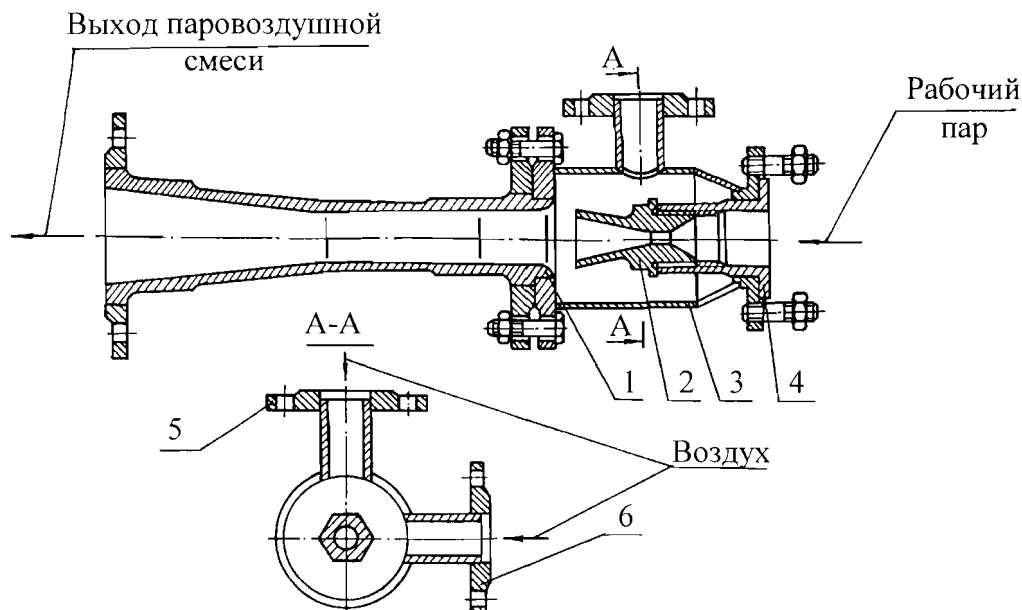
4.11.3. Эжектор пусковой

4.11.3.1. Пусковой эжектор типа ЭП-150/П (рис. 4.11.3) предназначен для отсоса воздуха из конденсатора с целью создания в нем разрежения и отсоса воздуха из циркуляционной системы конденсатора перед пуском турбины.

4.11.3.2. К всасывающей камере эжектора (3) присоединяются воздухопроводы: от циркуляционной системы - к фланцу (5) и от конденсатора - к фланцу (6).

4.11.3.3. Подведенный к соплу эжектора рабочий пар дросселируется до требуемого давления вентилем, установленным на трубопроводах перед соплом. Непосредственно за соплом установлен диффузор (1) с расширяющимися коническими (входной и выходной) частями. Струя пара, выходящая с большой скоростью из сопла, захватывает из всасывающей камеры эжектора воздух. Паровоздушная смесь в выходной части диффузора сжимается до давления, несколько превышающего атмосферное, и выбрасывается в атмосферу.

4.11.3.4. При ревизии эжектора необходимо проверить, чтобы перекося сопла (2) относительно оси диффузора (1) был не более 0,05 на длине 100 мм, а также произвести гидроиспытания эжектора в сборе давлением 2 кгс/см².



1 - диффузор; 2 - сопло; 3 - камера эжектора; 4 - соплодержатель; 5, 6 - фланец.

Рисунок 4.11.3 - Эжектор пусковой

4.11.4. Эжектор уплотнений ЭУ-430

4.11.4.1. Эжектор уплотнений (рис. 4.11.4) предназначен для отсоса паровоздушной смеси из концевых уплотнений турбины, а также для отсоса протечек пара из уплотнений штоков парораспределения и стопорного клапана.

4.11.4.2. Эжектор уплотнений ЭУ-430 состоит из следующих основных частей:

- 1) корпус;
- 2) пароструйный эжектор;
- 3) два охладителя винтового типа.

4.11.4.3. Корпус (11) эжектора сварной конструкции состоит из двух обечайек, к которым сверху приварена крышка, а снизу - специальный фланец (3). Две внутренние и две боковые перегородки, приваренные к обечайкам, образуют внутри эжектора три камеры («а», «б», «в»).

4.11.4.4. Пароструйный эжектор, состоящий из сопловой камеры (16), диффузора (19), соплодержателя (17) с соплом (27), закреплен на крышке корпуса (11). Диффузор (19) эжектора помещен в камеру («в»).

4.11.4.5. Каждый охладитель состоит из двух пакетов латунных трубок, расположенных один над другим (в два этажа). Каждый пакет смонтирован из четырех змеевиков (20), скрепленных хомутами (7). По высоте витки змеевиков отделяются один от другого винтовыми перегородками (6), которые образуют винтовой канал для движения паровоздушной смеси. Шаги между витками змеевиков и спиральными перегородками выдерживаются с помощью дистанционных трубок (10), которые вместе с хомутами (7) и винтовыми перегородками (6) на-

бираются на тяги (16), крепящиеся внизу к специальным опорам (4), а сверху - к крестовине (12).

4.11.4.6. Концы змеевиков развальцованы в коллекторах (5) и (14), которые присоединены специальными болтами (9) к приварышам (13) на стояке (8).

4.11.4.7. Стояк (8) вертикальной перегородкой (21) делится на две секции, изолированные одна от другой. Одна секция соединена с фланцем (2) подвода охлаждающей воды, 2-ая - с фланцем (1) отвода охлаждающей воды.

4.11.4.8. Стояк (8) приварен к нижней крышке охладителя эжектора, которая крепится болтами к фланцу (3) корпуса (11) эжектора.

4.11.4.9. К нижним крышкам каждого из охладителей снизу приварены по две лапы (24) и по одной стойке (23) для установки эжектора на фундамент.

4.11.4.10. Из системы уплотнений паровоздушная смесь через патрубок (18) поступает в камеру («а»), откуда через окно в обечайке попадает в верхнюю часть первого охладителя. Двигаясь сверху вниз навстречу охлаждающей воде по винтовому каналу, образованному винтовыми перегородками (6), паровоздушная смесь охлаждается, часть пара конденсируется, а оставшаяся паровоздушная смесь через окно в обечайке (внизу попадает в камеру («б»)), соединенную с приемным патрубком сопловой камеры (16).

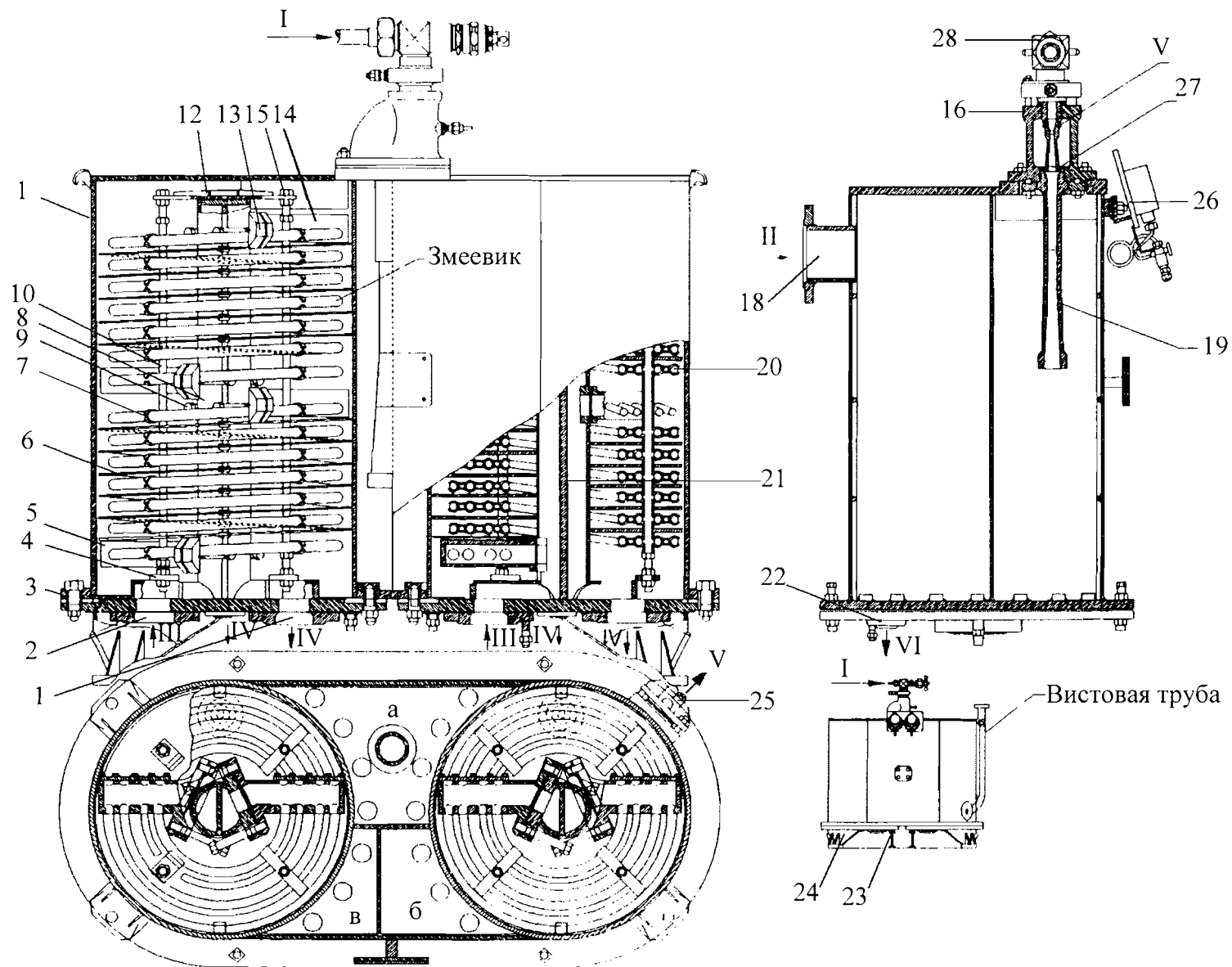
4.11.4.11. Рабочий пар через угловой вентиль (28) поступает к соплу (27), за которым расширяется до давления в сопловой камере (16). Струя пара, выходящая из сопла (27) с большой скоростью, увлекает за собой паровоздушную смесь из сопловой камеры (16). Общий поток паровоздушной смеси, сжатый в диффузоре (19), поступает в камеру («в») эжектора. Из камеры («в») паровоздушная смесь через окно в обечайке попадает в верхнюю часть 2-го охладителя и движется сверху вниз навстречу охлаждающей воде по винтовому каналу, образованному винтовыми перегородками (6). Пар из паровоздушной смеси конденсируется в охладителе, а воздух через трубу (25) удаляется в атмосферу.

4.11.4.12. Конденсат пара из обоих охладителей отводится в дренажную магистраль низкого давления. Охлаждающей водой в эжекторе является конденсат, подаваемый конденсатным насосом одновременно к фланцам (2) обоих охладителей. Охлаждающая вода попадает в одну из секций стояка (8), откуда она через два водоподводящих коллектора (5) поступает параллельно в оба пакета змеевиков (20). Пройдя снизу вверх по змеевикам (20) навстречу движущейся по винтовому каналу паровоздушной смеси, вода через водоотводящие коллекторы (14) попадает во 2-ую секцию стояка (8) и затем через фланец (1) отводится из эжектора.

4.11.4.13. К корпусу (11) эжектора крепится щит (26) с контрольно-измерительными приборами, на котором установлены:

1) вакуумметр технический для измерения разрежения в сопловой камере (16);

2) манометр технический для измерения давления рабочего пара перед соплом эжектора.



1 - фланец отвода охлаждающей воды; 2 - фланец подвода охлаждающей воды; 3 - специальный фланец; 4 - специальная опора; 5 - водоподводящий коллектор; 6 - винтовая перегородка; 7 - хомут; 8 - стояк; 9 - специальный болт; 10 - дистанционная трубка; 11 - корпус эжектора; 12 - крестовина; 13 - приварыш; 14 - водоотводящий коллектор; 15 - тяга; 16 - сопловая камера; 17 - соплодержатель; 18 - патрубок подвода паровоздушной смеси; 19 - диффузор; 20 - змеевик; 21 - вертикальная перегородка; 22 - фланец отвода конденсата греющего пара; 23 - стойка; 24 - опорная лапа; 25 - труба отвода воздуха; 26 - щит с контрольно-измерительными приборами; 27 - сопло; 28 - угловой вентиль; I - вход рабочего пара; II - подвод паровоздушной смеси; III - вход охлаждающей воды; IV - выход охлаждающей воды; V - выход воздуха; VI - отвод конденсата греющего пара.

Рисунок 4.11.4 - Эжектор уплотнений ЭУ-430

4.11.4.14. Основные технические характеристики эжектора уплотнений приведены в таблице 4.11.3.

Таблица 4.11.3

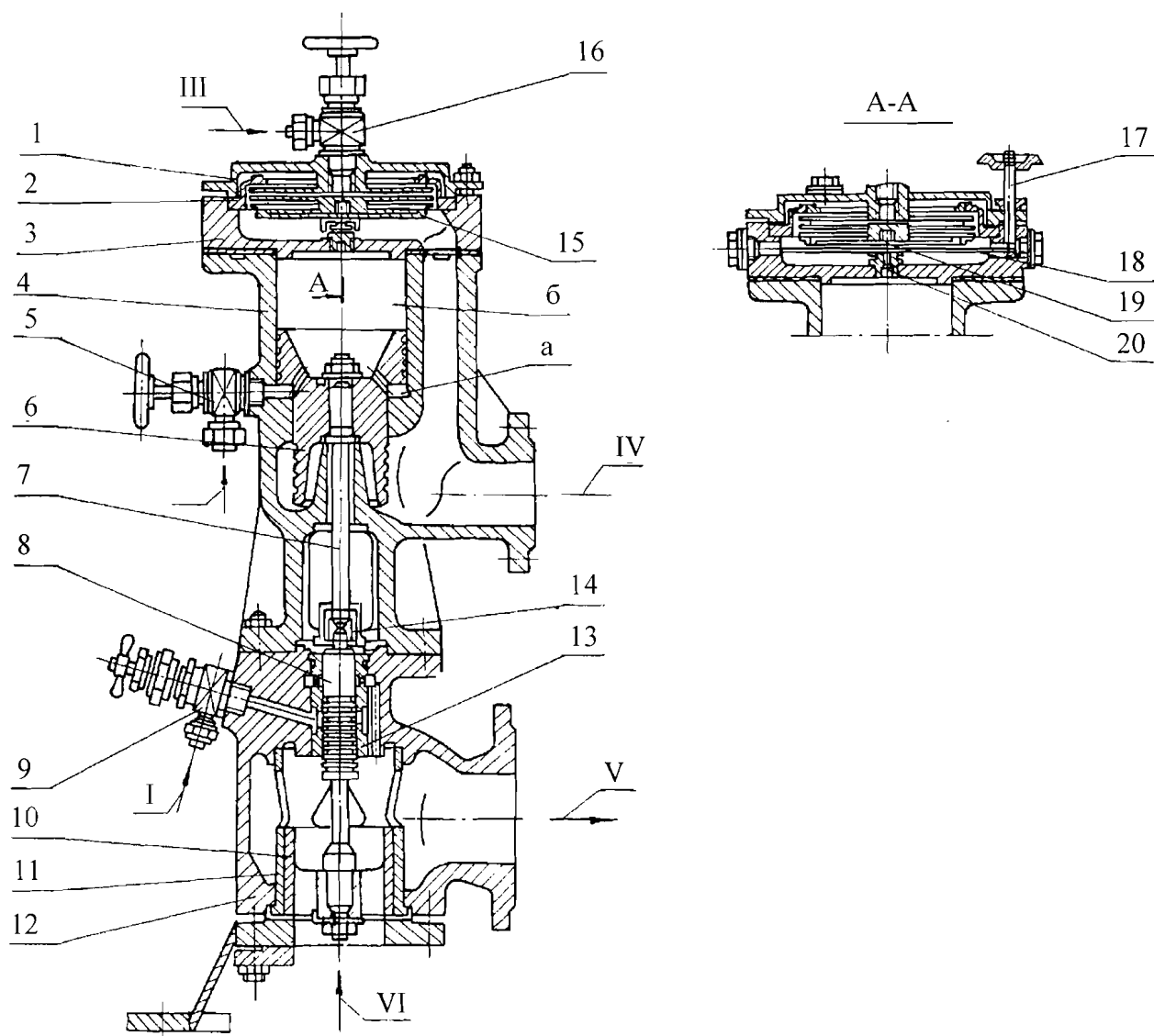
Показатель	Значение
Тип эжектора	ЭУ-430
Объемная производительность эжектора по паровоздушной смеси, м ³ /час	1085
Температура паровоздушной смеси, °С	340
Создаваемый вакуум, %	3
Давление насыщенного рабочего пара, кгс/см ² (абс.)	6
Расход рабочего пара, кг/час не более	140
Охладители эжектора: 1) гидравлическое сопротивление, м.в.ст. 2) поверхность охлаждения каждой ступени, м ² 3) количество пакетов трубок в каждом охладителе 4) количество змеевиков в каждом пакете 5) количество витков в каждом змеевике 6) диаметр трубок змеевиков, мм 7) диаметр витков змеевиков и длины трубок, мм а) Ø 242 б) Ø 302 в) Ø 386 г) Ø 446	 5,0 2,95 2 4 6,5 19/17 4975 6200 7917 9142
Габаритные размеры эжектора, мм: 1) длина 2) ширина 3) высота	 1400 700 1500
Масса эжектора (сухого), кг	715
Масса эжектора в рабочем состоянии, кг	765

4.11.5. Регулятор уплотнений

4.11.5.1. Регулятор уплотнений (рис. 4.11.5) служит для поддержания постоянного давления в системе концевых уплотнений турбины. Первые по ходу пара отсеки переднего и заднего концевых уплотнений турбины соединены между собой паропроводом, к которому присоединен регулятор уплотнений.

4.11.5.2. Для поддержания постоянного давления в системе концевых уплотнений турбины регулятор уплотнений, в случае снижения давления пара, автоматически подводит в нее дополнительное количество пара из паровой магистрали станции с давлением 7 кгс/см² (абс), а в случае повышения давления - автоматически отводит избыток пара из уплотнений в конденсатор.

4.11.5.3. В случае необходимости турбина может работать и без регулятора уплотнений, для чего предусмотрены обводные линии с вентилями для подвода пара в систему уплотнений и отвода из нее помимо регулятора.



1 - крышка; 2 - сифон; 3 - корпус сифона; 4 - корпус масляной части; 5 - вентиль угловой; 6 - поршень; 7 - шток масляной части; 8 - шток паровой части; 9 - вентиль угловой; 10 - золотник; 11 - втулка золотника; 12 - корпус паровой части; 13 - втулка штока; 14 - муфта соединительная; 15 - тарелка сифона; 16 - вентиль угловой; 17 - винт регулировочный; 18 - пружина плоская; 19 - упор; 20 - ниппель; I - подвод пара из магистрали станции; II - подвод рабочего масла; III - подвод импульсного пара из концевых уплотнений турбины; IV - слив масла в бак; V - отвод избыточного пара из концевых уплотнений турбины; VI - подвод пара из концевых уплотнений турбины.

Рисунок 4.11.5 - Регулятор уплотнений

4.11.5.4. Регулятор уплотнений состоит из двух основных частей: паровой и масляной.

4.11.5.5. Корпус (12) паровой части имеет:

1) фланец для присоединения паропровода от системы концевых уплотнений турбины (снизу);

2) фланец для присоединения паропровода отвода избытка пара в конденсатор (сбоку);

3) угловой вентиль (9) для подвода подпиточного пара.

4.11.5.6. В корпус (12) паровой части запрессованы: втулка (11) с окнами треугольной формы, предназначенными для отвода пара из концевых уплотнений турбины, и уплотнительная втулка (13) штока (8), в которой выполнены окна для подвода пара в полость регулятора. На нижнем конце штока (8) закреплен золотник (10), который верхней кромкой регулирует отвод пара из системы уплотнений.

4.11.5.7. Корпус (4) масляной части регулятора имеет:

1) фланец для присоединения сливного маслопровода;

2) угловой вентиль (5) для подвода рабочего масла.

4.11.5.8. Корпус (4) масляной части регулятора установлен сверху на корпус (12) паровой части, а на нем такта сверху установлен корпус (3) сильфона.

4.11.5.9. Рабочее масло подводится из линии нагнетания масляного электронасоса.

4.11.5.10. В корпусе (4) масляной части расположен дифференциальный поршень (6), соединенный посредством штока (7), соединительной муфты (14) и штока (8) с золотником (10), находящимся в корпусе (12) паровой части.

4.11.5.11. В корпусе (8) находится сильфон (2) с упором (19), тарелка (15) и плоская пружина (18). Положение пружины (18) регулируется винтом (17). В крышке (1) корпуса сильфона имеется отверстие для заливки воды, закрываемое пробкой, и установлен угловой вентиль (16) для подвода импульсного давления из системы концевых уплотнений турбины.

4.11.5.12. При работе регулятора уплотнений масло из напорной линии масляного электронасоса через угловой вентиль (5) и сверление в корпусе (4) поступает в кольцевую полость «а» под дифференциальным поршнем (6) и по наклонным сверлениям в поршне протекает в полость «б» над поршнем. Слив масла из полости «б» происходит через ниппель (20), ввернутый в центральное резьбовое отверстие в корпусе (3) сильфона, и зависит от величины зазора между торцом ниппеля (20) и плоской пружиной (18), прикрывающей сверху сливное отверстие ниппеля.

4.11.5.13. При номинальном давлении пара в системе концевых уплотнений турбины плоская пружина (18), прикрывающая сверху сливное отверстие ниппеля (20), обеспечивает такой слив масла, при котором меньшее давление масла на большую площадь поршня (6) в полости «б» уравнивает давление напорного масла на меньшую площадь поршня (6) в кольцевой полости «а», благодаря чему поршень (6), а вместе с ним золотник (10), остаются неподвижными.

4.11.5.14. Если давление в системе концевых уплотнении турбины повышается, то сильфон (2) от воздействия давления импульсного пара растягивается. Упор (19) сильфона (2) нажимает на плоскую пружину (18), которая, прогибаясь, уменьшает зазор между торцом ниппеля (20) и пружиной (18) и, тем самым, уменьшает слив масла из полости «б». В результате этого давление в полости «б» возрастает и поршень (6) с золотником (10) перемещаются вниз. При этом золот-

ник (10) увеличивает открытие окон во втулке (11), увеличивая отвод избыточного пара из системы концевых уплотнений турбины в конденсатор.

4.11.5.15. Перемещение золотника (10) вниз и соответствующее открытие окон втулки (11) продолжается до восстановления давления в концевых уплотнениях турбины. При этом сильфон (2) возвратится в прежнее положение, слив масла из полости «б» увеличится, силы, действующие на поршень, придут в равновесие, и поршень (6) с золотником (10) остановится.

4.11.5.16. При понижении давления пара в концевых уплотнениях турбины сильфон (2) сжимается, плоская пружина (18) поднимается вверх и, увеличивая зазор, увеличивает слив масла из полости «б». В результате этого давление в полости «б» понижается, и поршень (6) с золотником (10) перемещается вверх. Золотник (10), перемещаясь вверх, прикрывает собой треугольные окна втулки (11), уменьшая тем самым отвод пара из системы концевых уплотнений турбины, а затем после их закрытия шток (8) открывает окна втулки (13) и, тем самым, осуществляет дополнительный подвод пара в систему концевых уплотнений турбины.

4.11.6. Фильтр водяной ФВ-70

4.11.6.1. Фильтр водяной ФВ-70 (рис. 4.11.6) служит для очистки от крупных механических примесей воды, поступающей в маслоохладители и к стопорному клапану.

4.11.6.2. Фильтр состоит из корпуса (2), крышки (1) и решетки (3).

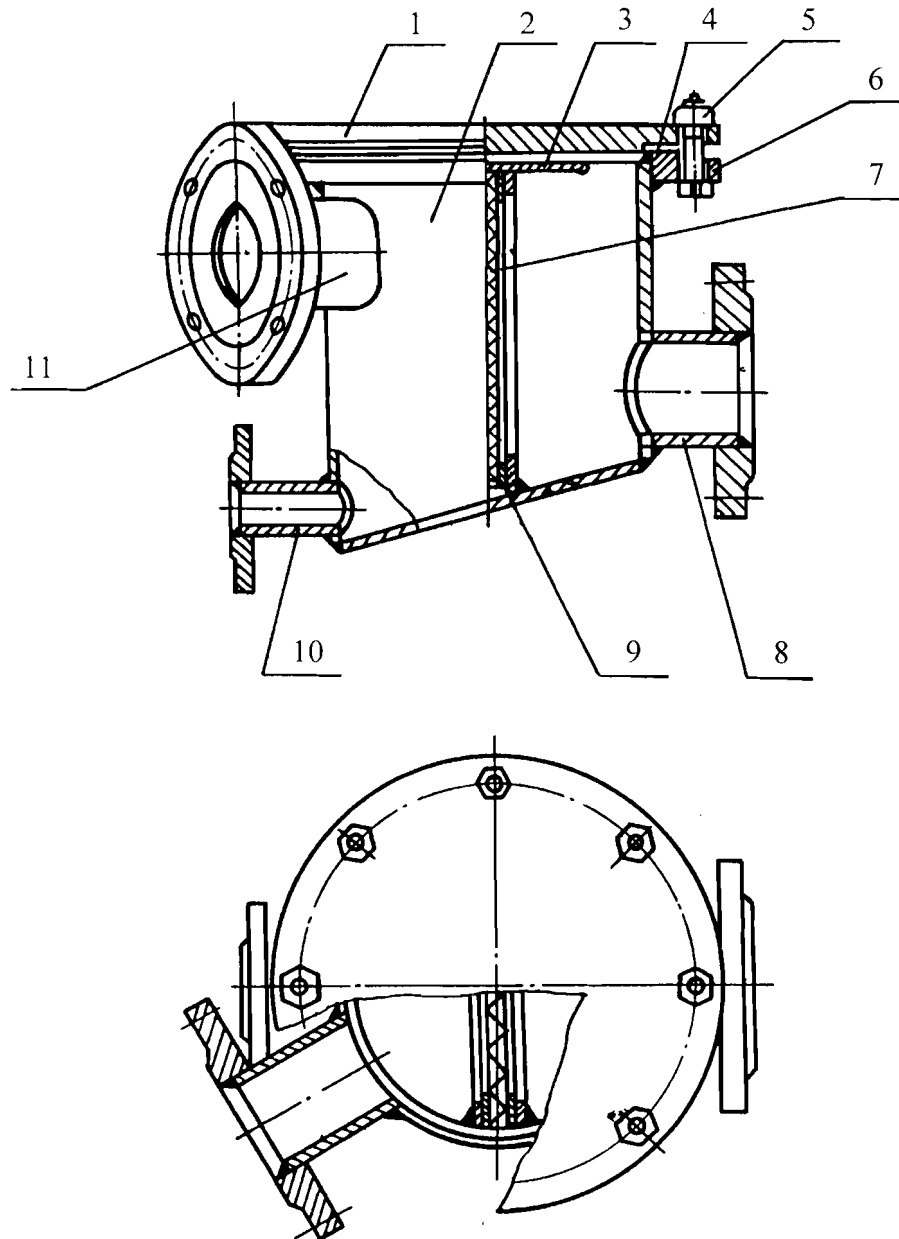
4.11.6.3. Корпус представляет собой обечайку, к которой приварены: фланец - для присоединения крышки, два патрубка с фланцами - для подвода и отвода воды, днище, передняя и задняя рамки - для решетки.

Для предотвращения прогиба решетки от напора воды задняя рамка усилена центральной стойкой.

4.11.6.4. Решетка представляет собой две рамки, между которыми закреплена сетка с ячейками 5х5 мм, изготовленная из коррозионностойкой стали. Рамки соединены между собой с помощью заклепок.

4.11.6.5. Рамки в сборе с сеткой по периметру проварены электросваркой прерывистым швом.

4.11.6.6. К днищу приварены два фланца для слива воды и ребра основания. Опор фильтр не имеет и крепится вместе с системой трубопроводов.

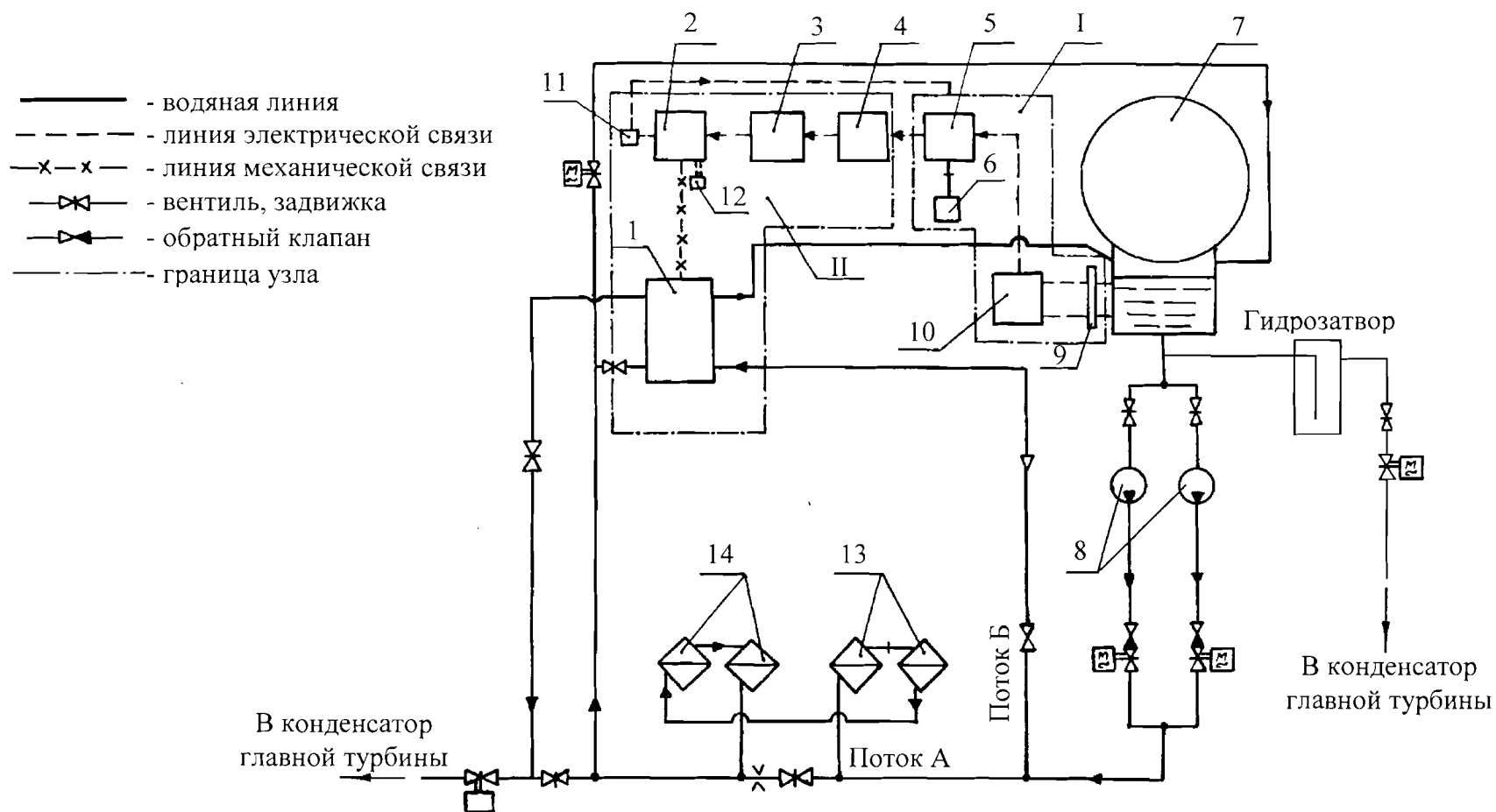


1- крышка; 2 - корпус; 3 - решетка; 4 - прокладка; 5 – болт; 6 - фланец; 7 - сетка фильтрующая; 8 - патрубок выхода воды; 9 - днище; 10 - патрубок грязевого слива; 11 - патрубок входа воды.

Рисунок 4.11.6 - Фильтр водяной ФВ-70

4.12. Система регулирования уровня конденсата в конденсаторе

4.12.1. Система автоматического регулирования уровня конденсата (рис. 4.12.1) предназначена для автоматического поддержания в заданных пределах уровня конденсата в конденсатосборнике, а также для обеспечения необходимого расхода конденсата через охладители эжектора.



1 — регулятор уровня; 2 — исполнительный механизм; 3 — пусковое устройство исполнительного механизма; 4 — блок управления исполнительного механизма; 5 — регулирующий прибор; 6 — задатчик; 7 — конденсатор; 8 — конденсатные насосы; 9 — уравнильный сосуд; 10 — датчик; 11 — датчик обратной связи; 12 — указатель положения; 13 — охладитель эжектора основного; 14 — охладитель эжектора уплотнений; I — электронное импульсное устройство; II — электромеханическое исполнительное устройство.

Рисунок 4.12.1 - Функциональная схема регулирования уровня в конденсаторе

4.12.2. Система регулирования состоит из:

- 1) электронного импульсного устройства (1), предназначенного для формирования регулирующего импульса;
- 2) электромеханического исполнительного устройства (11) предназначенного для осуществления регулирующего воздействия на уровень конденсата в конденсатосборнике;
- 3) двух конденсатных насосов (8).

4.12.3. В состав электронного импульсного устройства (1) входят:

- 1) датчик (10) с уравнительным сосудом (9), измеряющий изменение уровня конденсата и преобразующий это изменение в сигнал переменного тока частотой 50 Гц, пределы измерения датчика 0...630 мм;
- 2) электронный регулирующий прибор (5) серии Р27.1 с задатчиком (6) типа ЗУ-II, воспринимающий сигнал от датчика (10) для управления пусковым устройством (3) исполнительного механизма.

4.12.4. В состав электромеханического исполнительного устройства (11) входят:

- 1) исполнительный механизм (2) типа МЭО-630/25-0,25УК с датчиком обратной связи (П) и указателем положения (12). Указатель положения предназначен для дистанционного наблюдения за положением выходного вала электрического исполнительного механизма;
- 2) блок управления БУ21 исполнительного механизма, предназначенный:
 - а) для перевода с автоматического управления исполнительным механизмом на дистанционное и наоборот, либо для полного отключения цепей управления;
 - б) для дистанционного управления исполнительным механизмом;
 - в) для сигнализации направления действия регулятора;
- 3) регулятор уровня (1).

4.12.5. Система автоматического регулирования уровня обеспечивает необходимое распределение потоков конденсата, предусмотренное тепловой схемой, и поддержание уровня конденсата в конденсатосборнике в заданных пределах.

4.12.6. В соответствии с тепловой схемой конденсат из конденсатосборника откачивается насосом (8). Из линии нагнетания насоса (8) часть конденсата направляется в охладители эжектора основного (13) и в охладители эжектора системы отсоса пара из уплотнений (14) (поток А), 2-ая часть направляется в регулятор уровня (1) (поток В). После охладителей поток конденсата также направляется к регулятору уровня (1) (поток Б).

4.12.7. Конденсат, направленный в регулятор уровня (1), автоматически распределяется регулятором по двум направлениям: часть конденсата в количестве, равном нагрузке на конденсатор, поступает в сеть; а разность между производительностью конденсатного насоса и нагрузкой на конденсатор сбрасывается через линию рециркуляции в конденсатор.

4.12.8. При этом регулирующие окна регулятора уровня (1) обеспечивают приблизительно постоянный расход через охладители эжекторов.

4.12.9. Поддержание уровня конденсата в заданных пределах осуществляется системой автоматического регулирования в следующем порядке.

4.12.9.1. При установившемся значении уровня конденсата электронный регулирующий прибор Р27.1 сбалансирован, контакты пускового устройства (3) исполнительного механизма (2) разомкнуты, и исполнительный механизм (2) неподвижен.

4.12.9.2. При отклонении уровня конденсата от установившегося значения на выходе датчика (10) появляется сигнал, пропорциональный отклонению уровня конденсата. Этот сигнал, поступающий на вход прибора Р27.1, усиливается им, вследствие чего происходит срабатывание пускового устройства (3) исполнительного механизма (2). Это приводит к перемещению выходного вала механизма (2), а через него к перемещению регулирующего органа (шибера) регулятора уровня (1).

4.12.9.3. Регулирующий орган перемещается в направлении, соответствующем сохранению уровня в конденсатосборнике в пределах неравномерности. При этом, в случае повышения уровня движение регулирующего органа направлено вниз, а в случае понижения - вверх.

4.12.9.4. В системе предусмотрено применение обратной связи, осуществляемой подачей на вход регулирующего прибора Р27.1 от дифтрансформаторного датчика (11) сигнала переменного тока, пропорционального перемещению выходного вала исполнительного механизма (2). Это дополнительное воздействие на прибор Р27.1 обеспечивает однозначную зависимость между отклонением уровня и перемещением регулирующего органа.

4.12.9.5. В случае выхода из строя автоматической системы регулирования уровня уровень в конденсаторе регулируется задвижками, установленными на линии ручной рециркуляции и обводной линии охладителей эжекторов.

13.2. Основные технические данные системы автоматического регулирования уровня конденсата приведены в табл. 4.12.1.

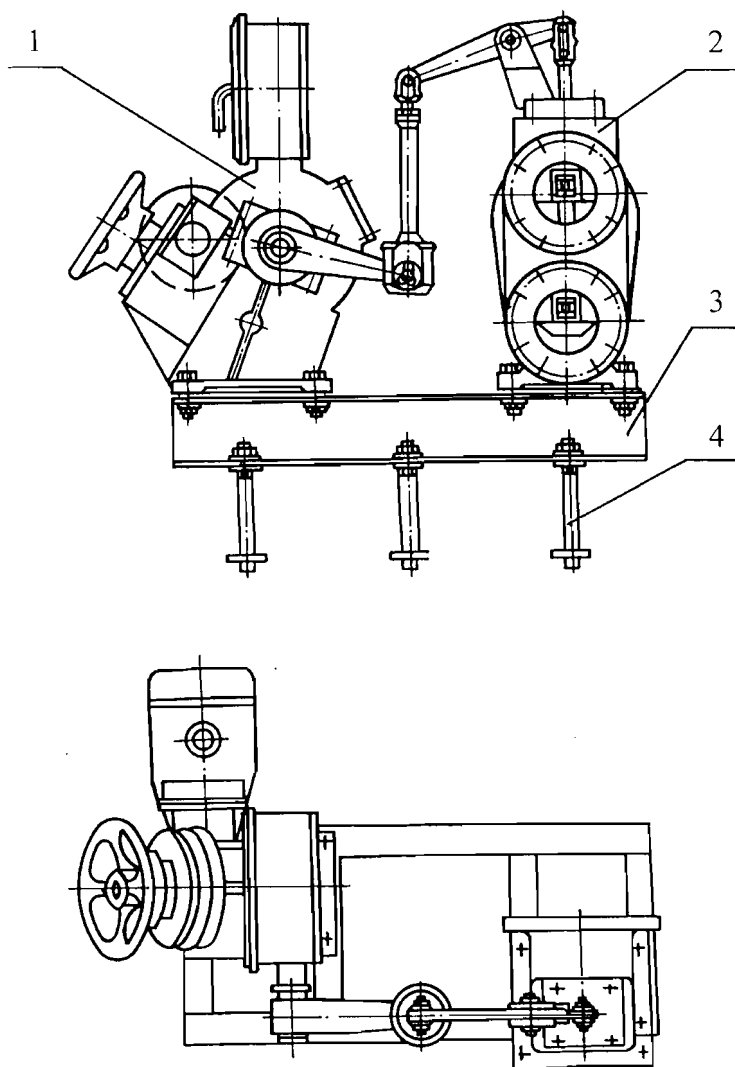
Таблица 4.12.1

Показатель	Значение
Неравномерность регулирования уровня, мм	± 75
Минимальный расход через регулятор уровня, т/ч	52
Ход регулирующего органа (шибера) при изменении уровня на величину неравномерности, мм	55
Предел изменения расхода конденсата через охладители эжектора, т/ч	26-30
Гидравлическое сопротивление регулятора уровня при максимальном расходе конденсата, кгс/см ²	1,2

4.12.10. Установка регулятора уровня конденсата

4.12.10.1. Установка (рис. 4.12.2) состоит из исполнительного механизма (1) и регулятора уровня конденсата (2), которые закреплены на фундаментной раме (3). Фундаментные болты (4) крепят раму к бетонному основанию.

4.12.10.2. Исполнительный механизм (1) получает команду из электронной системы регулирования уровня конденсата и при помощи рычажной передачи производит соответствующие перестановки шиберов клапанов регулятора уровня (2).



1 – механизм исполнительный электрический однооборотный; 2 – регулятор уровня конденсата; 3 – рама; 4 – болт.

Рисунок 4.12.2 - Установка регулятора уровня конденсата

4.12.11. Регулятор уровня конденсата

4.12.11.1. Регулятор уровня (рис. 4.12.3) предназначен для распределения потоков конденсата, перекачиваемого конденсатным насосом из конденсатора.

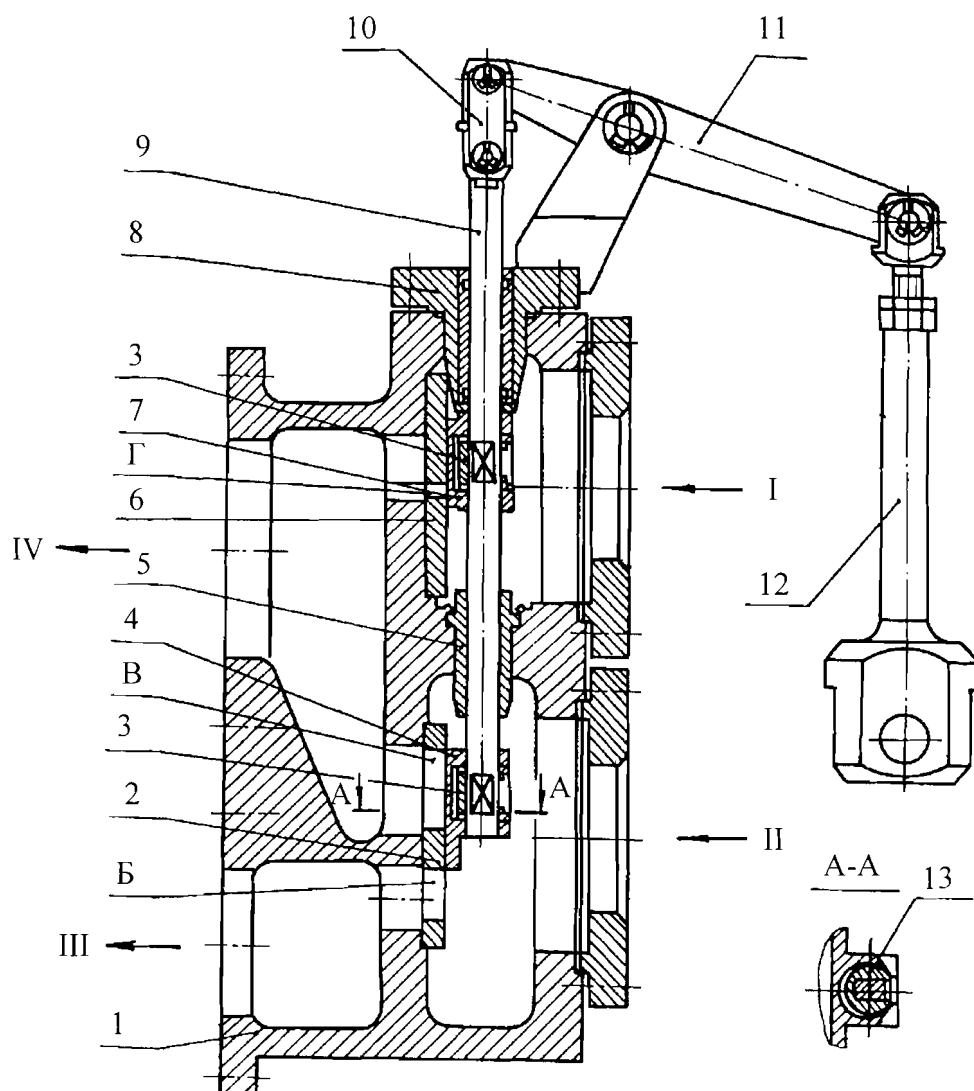
4.12.11.2. Регулятор представляет собой сдвоенный клапан шиберного типа и состоит из корпуса (1), двух пластин (2) и (6), двух шибера (4) и (7), штока (9), рычажной системы (10), (11), (12), проворачивающейся на оси в кронштейне крышки (8). В верхней части корпуса помещена пластина (6) с шибером (7), к которым подведен конденсат из линии нагнетания конденсатного насоса, взятый до входа в охладители эжекторов. В нижней части корпуса помещаются пластина (2) и шибер (4), к которым подведен конденсат из линии нагнетания конденсатного насоса, взятый за охладителями эжекторов.

4.12.11.3. Шибера (4) и (7) при помощи стопорных втулок (3) закреплены на штоке (9), который перемещается в направляющей втулке (5) и крышке (8). Таким образом, при перемещении штока (9) одновременно перемещает оба шибера, которые скользят по своим пластинам и открывают или закрывают соответствующие окна в этих пластинах.

4.12.11.4. При движении штока (9) из крайнего верхнего положения вниз шибер (4) своей нижней кромкой закрывает окно (Б) на рециркуляцию конденсата в конденсатор и одновременно верхней кромкой открывает окно (В), увеличивая расход конденсата в сеть из линии, идущей через охладители эжекторов. В момент полного закрытия окна (Б) шибером (4), шибер (7) своей верхней кромкой начинает открывать окно (Г), увеличивая расход конденсата в сеть из линии нагнетания конденсатного насоса, идущей в обход охладителей эжекторов.

4.12.11.5. Перемещаясь вверх, шибера (4) и (7) начинают одновременно перекрывать регулирующие окна (В и Г), пропускающие оба потока конденсата в сеть, в результате чего общий поток конденсата в сеть постепенно уменьшается. Затем наступает такой момент, когда регулирующее окно (Г) полностью закроется и перекроет поток конденсата из линии нагнетания конденсатного насоса взятый до охладителей эжекторов.

4.12.11.6. Регулирующее окно (В) в этот момент еще остается частично открытым и продолжает пропускать в сеть поток конденсата, взятого из линии нагнетания конденсатного насоса после охладителей эжекторов, и, тем самым, поддерживается необходимый расход конденсата через охладители эжекторов. При дальнейшем движении шибера (4) вверх продолжает перекрываться регулирующее окно (В), уменьшая подачу конденсата в сеть, и начинает открываться регулирующее окно (Б), постепенно увеличивая сброс конденсата в конденсатор из линии нагнетания конденсатного насоса, взятого после охладителей эжекторов. И наконец, наступает такой момент, когда при крайнем положении шибера (4), регулирующее окно (В) полностью перекрывается, а окно (Б) полностью открывается, в результате чего подача конденсата в сеть прекращается и весь поток конденсата через окно (Б) сбрасывается в конденсатор.



1 – корпус; 2 – пластина; 3 – втулка стопорная; 4 – шибер; 5 – втулка направляющая; 6 – пластина; 7 – шибер; 8 – крышка; 9 – шток; 10 – серьга; 11 – рычаг; 12 – тяга; 13 – шайба стопорная; I – от конденсатного насоса до эжектора; II – от конденсатного насоса после эжектора; III – в конденсатор; IV – в сеть.

Рисунок 4.12.3 - Регулятор уровня конденсата

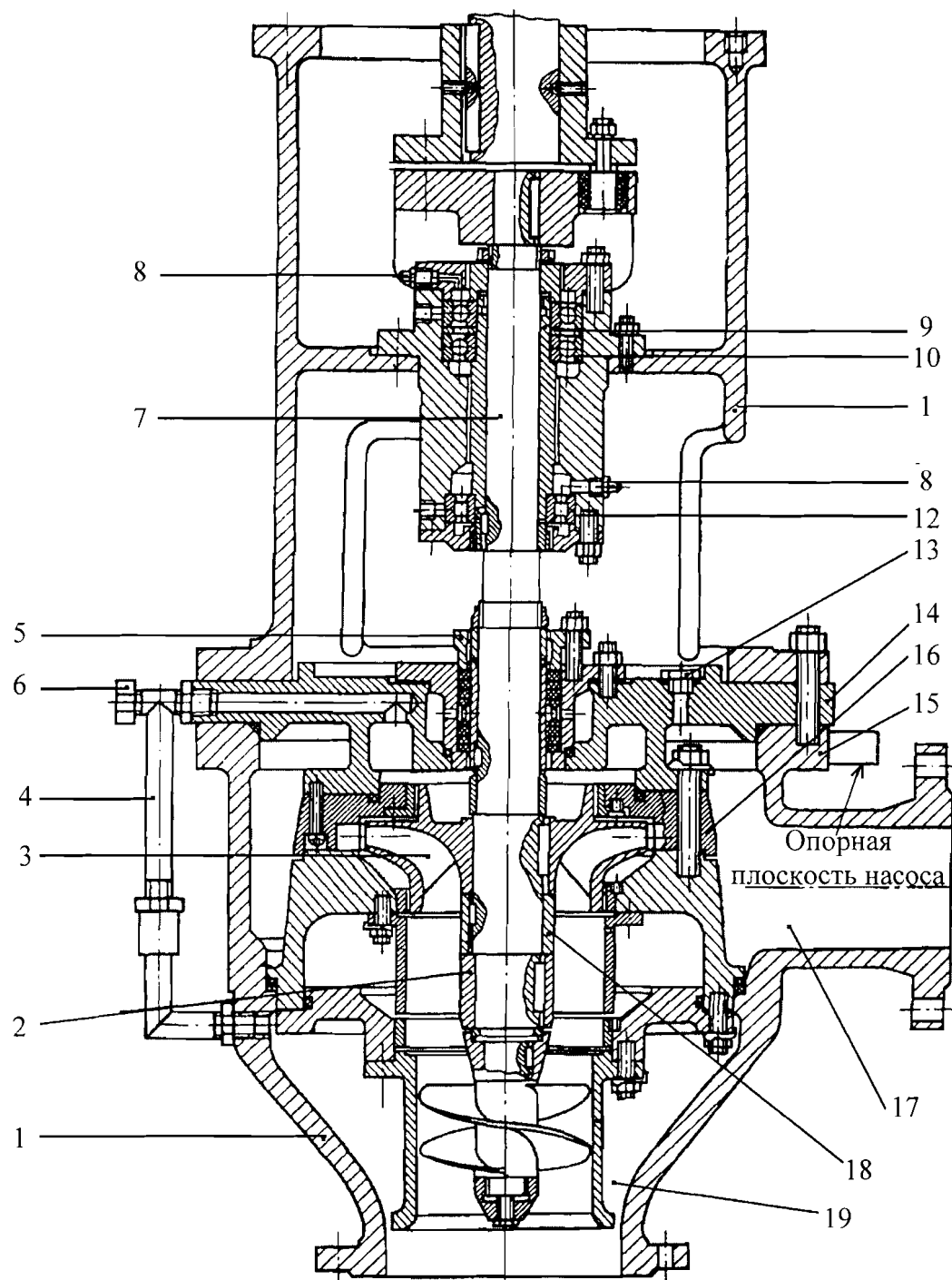
4.12.12. Конденсатный насос ТПН

4.12.12.1. На блоках 2, 3, 4 Балаковской АЭС в качестве конденсатного насоса ТПН применен насос типа КсВА 125-55.

4.12.12.2. В условном обозначении насоса:

- 1) КсВА – насос конденсатный вертикального исполнения для АЭС;
- 2) 125 – подача, м³/ч;
- 3) 55 – напор, м вод. ст.

4.12.12.3. Конденсатный насос КсВА 125-55 (рис. 4.12.4) - вертикальный, центробежный, одноступенчатый, со сварным наружным корпусом (1), состоящим из приемной полости (19) и напорной полости (17).



1 - наружный корпус; 2, 18 - проставочные втулки; 3 - рабочее колесо; 4 - разгрузочная труба; 5 - узел сальникового уплотнения; 6, 13 - воздушники; 7 - ротор; 8 - пресс - масленки; 9 - подшипниковый узел; 10, 12 - подшипники; 11 - фонарь; 14 - напорная крышка; 15 - опорная плита; 16 - направляющий аппарат; 17 - напорная полость; 19 - приемная полость.

Рисунок 4.12.4 - Конденсатный насос КсВА 125-55

4.12.12.4. К верхней части наружного корпуса приварена опорная плита (15) для установки агрегата на фундамент.

4.12.12.5. Внутренний корпус (выемная часть насоса) состоит из:

- 1) ротора (7);
- 2) статорных деталей - направляющий аппарат (16), напорная крышка (14), фонарь (11);
- 3) сборочных единиц сальникового уплотнения (5) и подшипникового узла (9) насоса.

4.12.12.6. Ротор насоса разгружен от осевых сил с помощью уплотнения, расположенного на ведущем диске рабочего колеса (3).

4.12.12.7. Камера, расположенная перед сальником, соединена отверстиями в напорной крышке и разгрузочной трубой (4) с приемной полостью корпуса насоса.

4.12.12.8. Радиальный подшипниковый узел ротора размещен в общем корпусе, закрепленном на фланце фонаря: верхний спаренный радиально-осевой шарикоподшипник (10) воспринимает осевые и радиальные усилия, действующие на ротор насоса, нижний радиальный однорядный роликовый подшипник (12) воспринимает только радиальные усилия.

4.12.12.9. Смазка подшипников консистентная - ЦИАТИМ. Заполнение осуществляется через пресс-масленки (8), установленные в корпусе и крышке подшипника.

4.12.12.10. Для выпуска воздуха из насоса в напорной крышке и в разгрузочной трубе имеются отверстия (13, 6).

4.12.12.11. Между опорным фланцем фонаря и электродвигателем предусмотрена переходная проставка. Привод насоса – от асинхронного двигателя. Насос и двигатель соединяются с помощью упругой втулочно-пальцевой муфты.

4.12.12.12. Насос КсВА 125-55 унифицирован с насосом КсВА 125-140 (насос подпитки деаэратора) и получается путем снятия рабочего колеса и направляющего аппарата 1-ой ступени и установки вместо них проставочных втулок (2, 18). КсВА 125-55 отличается от базового насоса КсВА 125-140 геометрическими размерами проточной части направляющего аппарата и диаметром рабочего колеса, обеспечивающими требуемые гидравлические параметры.

4.12.12.13. Технические характеристики насоса КсВА 125-55 приведены в подразделе 9.7.

4.12.12.14. Пуск конденсатного электронасосного агрегата возможен при выполнении следующих условий по насосу:

- 1) при наличии смазки в подшипнике;
- 2) при положении «открыто» задвижки на входном трубопроводе;
- 3) при заполненном и развоздушенном насосе;
- 4) после установки электродвигателя проверена правильность направления вращения ротора насоса кратковременным включением (против часовой стрелки, если смотреть со стороны электродвигателя).

4.12.12.15. После запуска насоса убедитесь в отсутствии:

- 1) стуков;

- 2) посторонних шумов;
- 3) повышенной вибрации агрегата.

4.12.12.16. Приборы должны показывать, что напор насоса соответствует напору при закрытой задвижке.

4.12.12.17. Работа насоса на закрытую задвижку допускается не более двух минут. Допускается запуск насоса на обратный клапан с открытой задвижкой на напорном трубопроводе.

4.12.12.18. Установите требуемый режим работы насоса в рабочей части характеристики, проверьте показания контрольно-измерительных приборов. Убедитесь в герметичности всех коммуникаций.

4.12.12.19. Характеристика насоса КсВА 125-55 приведена на рис. 4.12.5.

4.12.12.20. Категорически запрещается:

- 1) подтягивать резьбовые соединения, находящиеся под давлением;
- 2) эксплуатировать электронасосный агрегат при нарушении плотности стыков.

4.12.12.21. Длительность работы агрегата на подачах:

- 1) до 0,2 $Q_{ном}$ - не более 3 мин.;
- 2) от 0,2 до 0,5 $Q_{ном}$ - до 5% общего времени наработки;
- 3) от 0,5 до 0,85 $Q_{ном}$ - не более 15% общего времени наработки;
- 4) в остальной части рабочей зоны характеристики - без ограничения времени.

4.12.12.22. Во время работы агрегата один раз в смену проверяйте и следите за:

- 1) герметичностью всех соединений;
- 2) исправностью контрольно-измерительных приборов;
- 3) работой концевой уплотнения;
- 4) параметрами (контролируйте подачу, напор, давление на входе в насос, температуру и вибрацию подшипников).

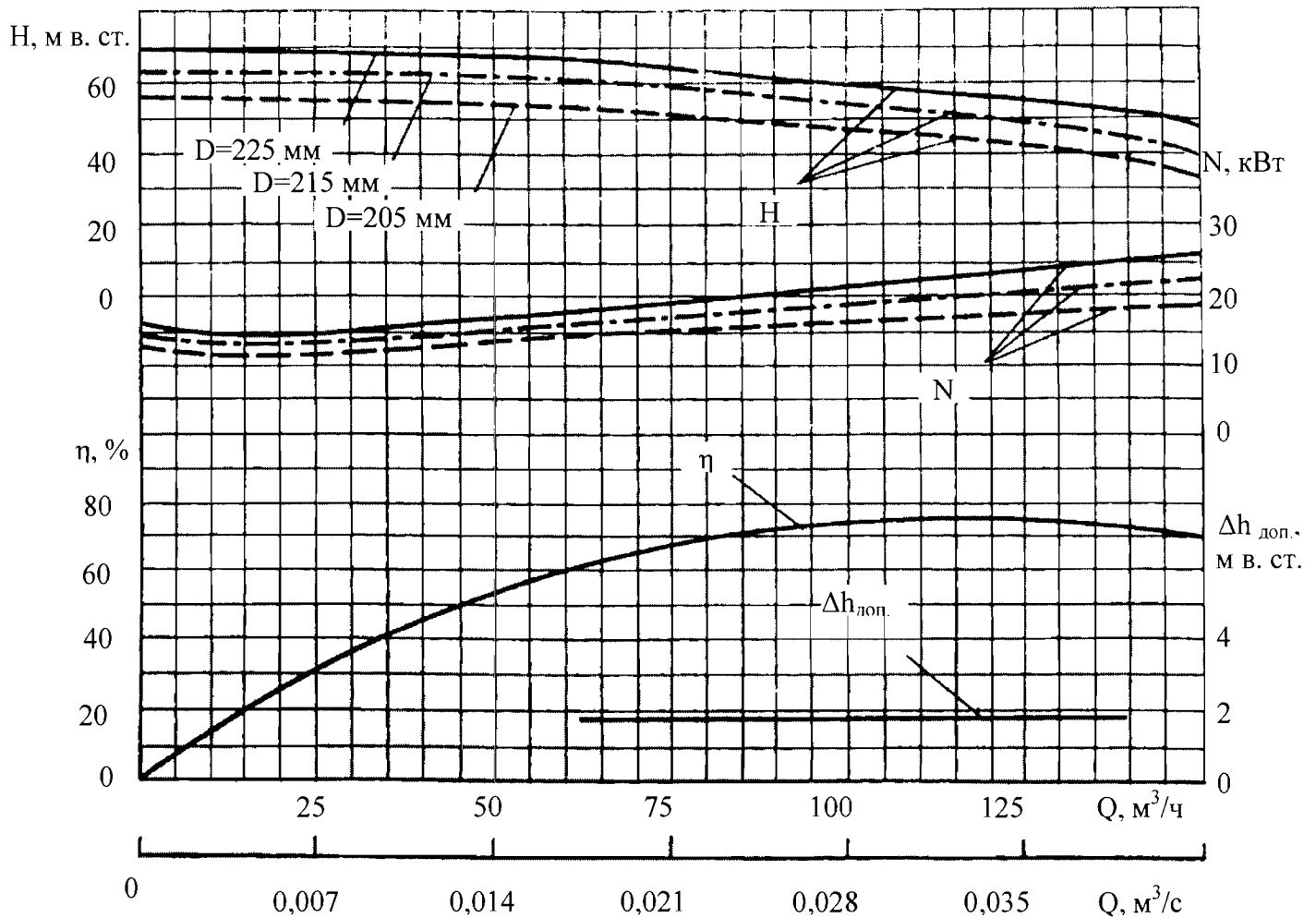
4.12.12.23. Останов агрегата производится на закрытую напорную задвижку кнопкой остановки с блочного щита управления.

4.12.12.24. Агрегат останавливается в аварийном порядке в следующих случаях:

- 1) при появлении дыма из подшипников;
- 2) при появлении дыма, искр из двигателя или сильного запаха горячей изоляции;
- 3) при возникновении посторонних шумов или вибрации.

4.12.12.25. При выводе насоса из резерва (для проведения периодических осмотров, ремонта и устранения обнаруженных дефектов) необходимо разобрать электросхему двигателя, закрыть задвижки на входном и напорном трубопроводах и вентили на вспомогательных трубопроводах, опорожнить насос.

4.12.12.26. На блоке 1 Балаковской АЭС в качестве конденсатного насоса ТПН применен насос типа КС-125/55. Технические характеристики насоса приведены в подразделе 9.7.



D – диаметр рабочего колеса; H – напор; N – мощность; η – КПД насоса; $\Delta h_{\text{доп}}$ – допустимый кавитационный запас.

Рисунок 4.12.5 - Характеристика насоса КсВА 125-55, $n = 2950$ об/мин

4.13. Система шариковой очистки трубок конденсаторов ТПН

4.13.1. Система шариковой очистки трубок конденсаторов ТПН предназначена для очистки циркуляционной воды перед ее поступлением в трубную систему конденсаторов паровой турбины ТПН и очистки внутренней поверхности охлаждающих трубок конденсаторов.

4.13.2. На блоке 1 изготовителем СШО ТПН является фирма «Техносила» (Франция). На блоках 2-4 установлены СШО ТПН изготовленные фирмой «Тапрогге» (Германия). Технологические схемы работы СШО ТПН обоих производителей СШО одинаковы.

4.13.3. Принципиальная технологическая схема СШО ТПН представлена на рис. 4.13.1.

4.13.4. Полные технологические схемы СШО ТПН представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

- 1) в АС.1.ТЦ-1/01 - схема С.1.ТЦ-1/71,72 (для блока 1);
- 2) в АС.2.ТЦ-1/01 - схема С.2.ТЦ-1-72 (для блока 2);
- 3) в АС.3.ТЦ-2/01 - схема С.3.ТЦ-2/46,47 (для блока 3);

4) в АС.4.ТЦ-2/01 - схема С.4.ТЦ-2/74,75 (для блока 4).

4.13.5. Подробное описание работы СШО приведено в следующих инструкциях по эксплуатации:

1) «Система очистки трубок конденсаторов турбопривода ОК-12А ТПН эластичными шариками» ИЭ.1.VE.ТПН.ТЦ-1/36 – для блока 1;

2) «Система шариковой очистки трубок конденсаторов ТПН» ИЭ.2.VE.ТЦ-1/08 – для блока 2;

3) «Система шариковой очистки трубок конденсаторов ТПН» ИЭ.3.VE.ТЦ-2/34 – для блока 3;

4) «Система шариковой очистки трубок конденсаторов ТПН» ИЭ.4.VE.ТЦ-2/34 – для блока 4.

4.13.6. В состав СШО входят:

1) фильтрующие установки;

2) шарикоочистка.

4.13.7. Фильтрующие установки обеспечивают:

1) чистоту трубок и трубных досок конденсаторов ТПН путем улавливания и задержки мусора на фильтрующей вставке ФУ при входе циркуляционной воды в каждую половину конденсатора ТПН-1,2;

2) дистанционную и автоматическую промывку ФУ при ее засорении.

4.13.8. ШО обеспечивает:

1) загрузку новых и выгрузку изношенных очищающих шариков;

2) очистку внутренней поверхности трубок конденсаторов ТПН от отложений при непрерывной циркуляции шариков по замкнутому контуру с потоком циркуляционной воды;

3) улавливание очищающих шариков на шарикоулавливающих ситах на выходе циркуляционной воды из каждой половины конденсатора и возврат их в контур циркуляции на входе циркуляционной воды в конденсаторы после ФУ;

4) промывку шарикоулавливающих сит при их засорении.

4.13.9. Шкафы МЦУ предназначены:

1) для управления оборудованием ФУ – по два шкафа на каждый ТПН;

2) для управления оборудованием шарикоулавливающих устройства и циркуляционного контура очищающих шариков - один шкаф на каждый ТПН.

4.13.10. Работа фильтра

4.13.10.1. Фильтры смонтированы непосредственно перед каждой половиной конденсатора ТПН и непрерывно удаляют все макрозагрязнения из охлаждающей воды, которые в противном случае засорили бы трубные доски и трубки конденсаторов.

4.13.10.2. Фильтр очищается в процессе обратной промывки самой охлаждающей водой. Вода, прошедшая фильтр, смывает грязь в колпак ротора обратной промывки и через трубопровод сброса мусора и открытую арматуру смывает мусора удаляет загрязнения с фильтрующей вставки в сливной циркуляционный контур на выход охлаждающей воды после конденсаторов ТПН. Это происходит за счет перепада давления циркуляционной воды на входе в конденсаторы и в сливном циркуляционном контуре.

4.13.10.3. Процесс промывки может осуществляться в автоматическом режиме по импульсу от системы перепада давления при положении переключателя ВРУЧНУЮ/АВТОМАТИЧЕСКИЙ в положении АВТОМАТИЧЕСКИЙ и при воздействии на соответствующие клавиши в положении дистанционно с МЦУ фильтрующей установки

4.13.10.4. Перепад давления на фильтре контролируется системой измерения перепада давления, которая постоянно контролирует степень загрязнения фильтрующей вставки, при увеличении загрязнения повышается перепад давления и при достижении предельно допустимого перепада фильтр должен быть промыт обратным ходом в режиме автоматики или дистанционно с МЦУ.

4.13.11. Работа шарикоулавливающего устройства и установки шарикоочистки.

4.13.11.1. Шарикоулавливающее устройство смонтировано непосредственно на сливном трубопроводе охлаждающей (циркуляционной воды) каждой из половинок конденсаторов ТПН и работает совместно с установкой шарикоочистки.

4.13.11.2. Эластичные очищающие шарики в ходе циркуляции вместе с потоком охлаждающей воды проходят через охлаждающие трубки конденсаторов. Они очищают охлаждающие трубки и при помощи шарикоулавливающего ситового устройства удаляются из потока воды: скатываются по решетке сит в зону всаса насоса циркуляции шариков, затем с помощью насоса через шлюз шариков направляются к распределителю, после которого разделяются на два потока к устройствам впрыска шариков. Ввод шариков в напорный циркуляционный трубопровод происходит навстречу движению охлаждающей воды равномерно по всему сечению циркуляционного трубопровода после фильтра фильтрующих установок

4.13.11.3. Задачей очистки является постоянное поддержание чистоты охлаждающих трубок путем циркуляции полирующих шариков.

4.13.11.4. Предварительная очистка проводится при помощи шариков с корундовым покрытием, это необходимо для удаления твердых отложений или продуктов коррозии, а также при повышенном износе очищающих шариков из-за большой шероховатости трубок, причиной которой являются твердые отложения и коррозия. Эти шарики покрыты слоем очень твердого корунда и при своем движении в трубках оказывают на их материал абразивное воздействие. Как правило абразивное воздействие шариков исчерпывается в течение одного - двух дней циркуляции по трубкам, а при очень грубых отложениях замену шариков следует выполнять через сутки работы.

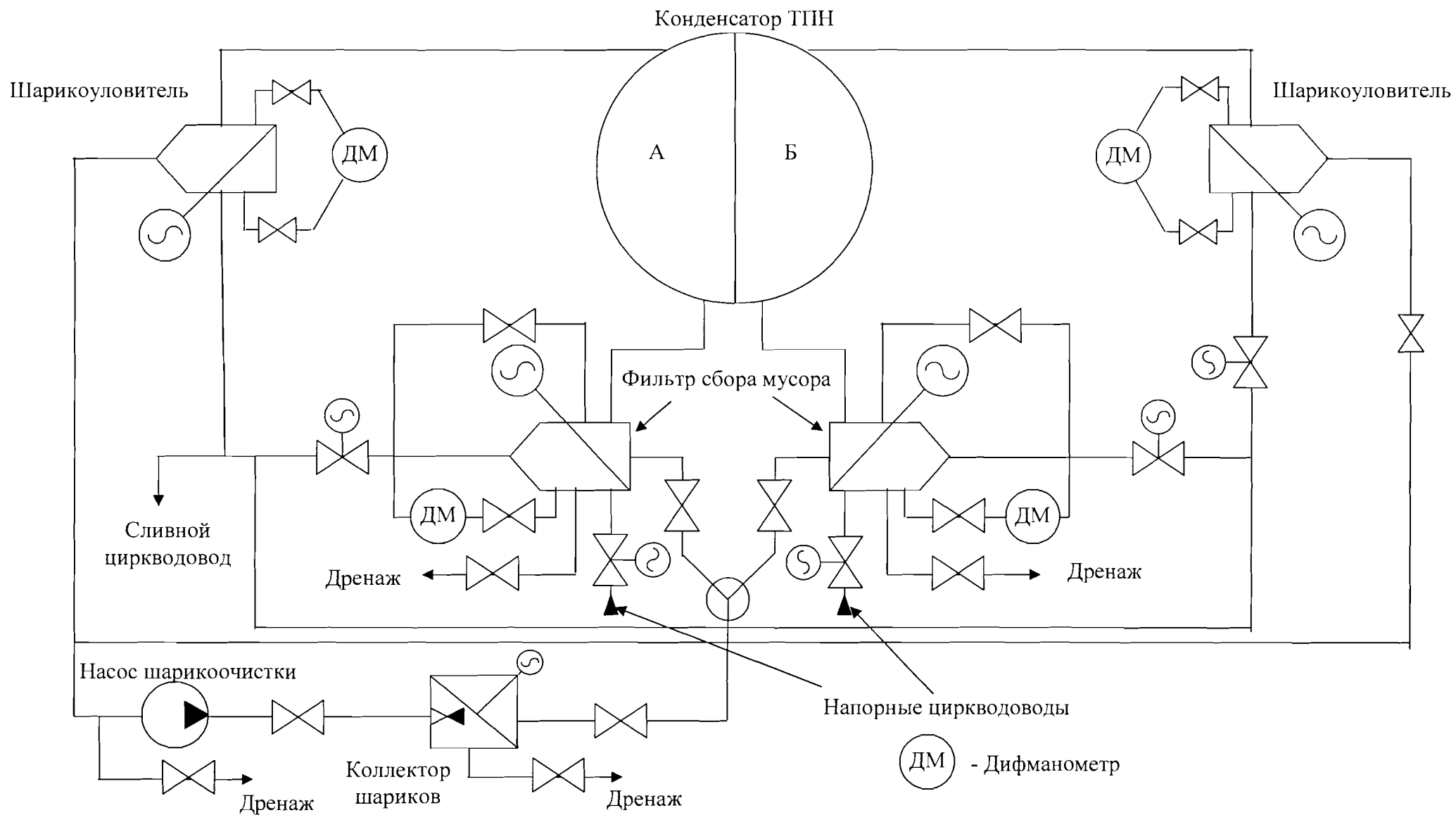


Рисунок 4.13.1 - Принципиальная технологическая схема СШО ТПН

4.13.11.5. Шероховатость поверхности трубок после очистки корундовыми шариками становится меньше, чем в новых трубках.

4.13.11.6. Время прохождения шарика всех типов через трубки от его ухода из шлюза и возврата в шлюз примерно около 15 секунд.

4.13.11.7. Поддержание в чистоте охлаждающих трубок происходит при непрерывном циркулировании в системе шариков с полирующими частицами, при этом охлаждающие трубки абсолютно свободны от отложений и подвержены минимальному воздействию коррозии.

4.13.11.8. У этого типа шариков в материал, из которого они изготовлены подмешано тонкое полирующее средство, усиливающее очищающее воздействие шарика. Кроме этого, достигается полирующее воздействие на поверхность охлаждающих трубок конденсаторов. Твердость полирующего средства превышает твердость материала трубок, но несмотря на это материал трубок истирается настолько мало, что этим можно пренебречь (благодаря мелкозернистости полирующего средства).

4.13.11.9. Загрузка шариков в шлюз производится в количестве 250 штук, срок службы шариков составляет от двух до четырех недель.

4.13.11.10. Включение в работу контура циркуляции шариков начинается с загрузки шариков в шлюз шариков.

4.13.11.11. Свежие шарики предварительно замачивают в емкости с водой и слегка их пожимают для вытеснения воздуха из губчатой массы шариков, можно вымачивать прямо в шлюзе шариков, при закрытой (в положение улавливание) заслонке, засыпать шарики в загрузочную корзину.

4.13.11.12. Улавливающая заслонка имеет два положения: УЛАВЛИВАНИЕ; РАБОТА. При положении РАБОТА заслонка в корпусе шлюза располагается так, что обеспечивается выход шариков из корзины в трубопровод подачи шариков к распределителю; при положении УЛАВЛИВАНИЕ - она перекрывает выходное окно из корзины.

4.13.11.13. Насос циркуляции шариков центробежный, горизонтального расположения, с одноступенчатым рабочим колесом, напорный патрубок расположен в верхней части насоса. Насос спроектирован специально, для перекачки воды, содержащей эластичные шарики. Приводом насоса является электродвигатель, который крепится к насосу на болтах через промвставку. Направление вращения насоса указано стрелкой на насосе.

4.13.11.14. Сроки замены смазки определяются руководством по эксплуатации насосов, но не реже раза в год. Замена смазки выполняется на отключенном насосе; в процессе эксплуатации требуется только контроль и, при необходимости, доливка масла, останов насоса при доливке масла не обязателен.

4.13.11.15. Насос включается в работу когда экраны шарикоулавливающего устройства находятся в положении РАБОТА (по указателю на валу сита).

4.13.11.16. Контроль циркуляции шариков на работающей системе шарикочистки ведется визуально через смотровое стекло крышки шлюза шариков и через смотровые стекла распределителя шариков, стекла изготовлены из плексиглаза.

4.13.12. Управление и контроль оборудования систем шарикоочистки ТПН и каждым из фильтров программируемое и осуществляется с МЦУ ФИЛЬТРА и МЦУ ШО. Программы управления размещены в модуле памяти. Подробное описание режимов работы СШО приведено в следующих инструкциях по эксплуатации:

- 1) ИЭ.1.VE.ТПН.ТЦ-1/36 – для блока 1;
- 2) ИЭ.2.VE.ТЦ-1/08 – для блока 2;
- 3) ИЭ.3.VE.ТЦ-2/34 – для блока 3;
- 4) ИЭ.4.VE.ТЦ-2/34 – для блока 4.

4.14. Система водяного уплотнения ТПН

4.14.1. Система водяного уплотнения ТПН служит для исключения попадания питательной воды в корпуса подшипников насосов и далее в маслосистему, а также выхода питательной воды в помещение машинного зала.

4.14.2. В состав системы водяного уплотнения ТПН входят:

- 1) два фильтра грубой очистки (общие на оба ТПН);
- 2) регулирующий клапан;
- 3) восемь фильтров тонкой очистки (по два фильтра на каждый бустерный и питательный насосы);
- 4) гидрозатвор слива запирающей воды (общий для обоих ТПН);
- 5) четыре холодильника (по два холодильника на каждый бустерный насос) (на блоках 1, 2);
- 6) восемь магнитных фильтров (по четыре фильтра на каждый бустерный насос) (на блоках 1, 2);
- 7) трубопроводы и арматура;
- 8) КИП и автоматика.

4.14.3. В бустерных насосах БН 3800-20 (400-QHD-SPEC) на блоках 1, 2, 4 и ПТА 3800-20-1 на блоке 3 применены концевые уплотнения торцового типа, в камеры термобарьеров которых подается вода для охлаждения уплотнений.

4.14.4. Концевые уплотнения бустерного насоса БН 3800-20 (400-QHD-SPEC) одноступенчатые с замкнутым контуром охлаждения (см. п. 4.1.2.8.). Вода, циркулирующая в контуре, охлаждается в холодильниках.

4.14.5. Охлаждающая вода в холодильники подается из системы основного конденсата с напора конденсатных насосов 2-ой ступени, а при нахождении ее в нерабочем состоянии из системы ХОВ с напора НПД. Подача осуществляется помимо фильтров грубой и тонкой очистки, линия от которых на бустерные насосы блоков 1, 2, 4 отглушена. Слив охлаждающей воды с уплотнений бустерных насосов производится в дренажный бак, протечки из уплотнений насоса сливаются в дренажный приямок машзала.

4.14.6. Принципиальная схема охлаждающей воды уплотнений БН для блоков 1, 2, 4 представлена на рис. 4.14.3. Полные технологические схемы представлены в альбомах технологических схем турбинных отделений энергоблоков:

- 1) АС.1.ТЦ-1/01, схема С.1.ТЦ-1-66, лист 1;
- 2) АС.2.ТЦ-1/02, схема С.2.ТЦ-1-15, лист 1;
- 3) АС.4.ТЦ-2/02, схема С.4.ТЦ-2-15.

4.14.7. Подача воды на уплотнения БН блоков 3 и уплотнения ПН всех блоков осуществляется из системы основного конденсата с напора конденсатных насосов 2-ой ступени, а при нахождении ее в нерабочем состоянии из системы ХОВ с напора НПД.

4.14.8. Уплотняющая вода от конденсатных насосов 2-ой ступени подается на рабочий фильтр грубой очистки. После фильтра грубой очистки вода поступает на каждый из турбопитательных насосных агрегатов по отдельным трубопроводам через регулятор поддержания давления. Далее вода подается через индивидуальные фильтры тонкой очистки на уплотнения БН и ПН.

4.14.9. Перед фильтрами грубой очистки выполнена врезка подачи ХОВ от НПД. На этой линии установлены последовательно вентиль и обратный клапан для исключения попадания основного конденсата в коллектор ХОВ.

4.14.10. В БН ПТА 3800-20-1 блока 3 охлаждающая вода камер термобарьеров торцевых уплотнений циркулирует по разомкнутому контуру. Слив охлаждающей воды производится в дренажный бак, протечки из уплотнений насоса сливаются в дренажный приямок машзала.

4.14.11. В ПН всех блоков применены концевые уплотнения щелевого типа, в камеры которых подается запирающая вода.

4.14.12. Щелевые уплотнения ПН всех блоков отличаются количеством камер. Уплотнения ПН состоят из пяти камер, а БН - из четырех. Наличие дополнительной камеры уплотнений у ПН объясняется разницей давлений в корпусах бустерного и питательного насосов.

4.14.13. 1-я камера уплотнений ПН служит для снижения давления питательной воды (см рис. 4.2.4), поступающей из корпуса ПН, до давления, равного давлению питательной воды в корпусе БН. Такая конструкция позволяет одним клапаном поддерживать одинаковый перепад на уплотнениях бустерного и питательного насосов.

4.14.14. Во 2-ю камеру уплотнений ПН (1-ю камеру уплотнений БН) осуществляется подвод запирающей воды.

4.14.15. Остальные камеры предназначены для организации слива протечек с уплотнений:

- 1) в конденсатор турбины (через гидрозатвор, общий для обоих ТПН);
- 2) в дренажный бак;
- 3) в дренажный приямок машзала.

4.14.16. Принципиальная схема водяного уплотнения ТПН блока 3 представлена на рис. 4.14.2., блока 4 – на рис. 4.14.1. Данные схемы действительны и для ПН блоков 1, 2 с учетом того, что на БН блоков 1, 2 линии подачи воды через механические фильтры отглушены.

4.14.17. Полные технологические схемы водяного уплотнения питательных насосов блоков 1, 2, 4 и водяного уплотнения ТПН блоков 3, 4 представлены в альбомах технологических схем турбинных отделений энергоблоков:

- 1) АС.1.ТЦ-1/01, схема С.1.ТЦ-1-66, лист 2;
- 2) АС.2.ТЦ-1/01, схема С.2.ТЦ-1-15, лист 2;
- 3) АС.3.ТЦ-2/01, схема С.3.ТЦ-2/66;
- 4) АС.4.ТЦ-2/02, схема С.4.ТЦ-2/15.

4.14.18. *Возможные причины нарушений в работе системы уплотняющей воды ТПН:*

- 1) неисправность регулятора подачи уплотняющей воды;*
- 2) увеличение перепада на фильтрах грубой или тонкой очистки;*
- 3) ложное закрытие арматуры на линии подачи уплотняющей воды и слива ее из камер уплотнений;*
- 4) несвоевременный перевод уплотнений вала насосов от химобессоленной воды при отключении конденсатных насосов 2-ой ступени;*
- 5) нарушение плотности фланцевых соединений или разрыв трубопроводов.*

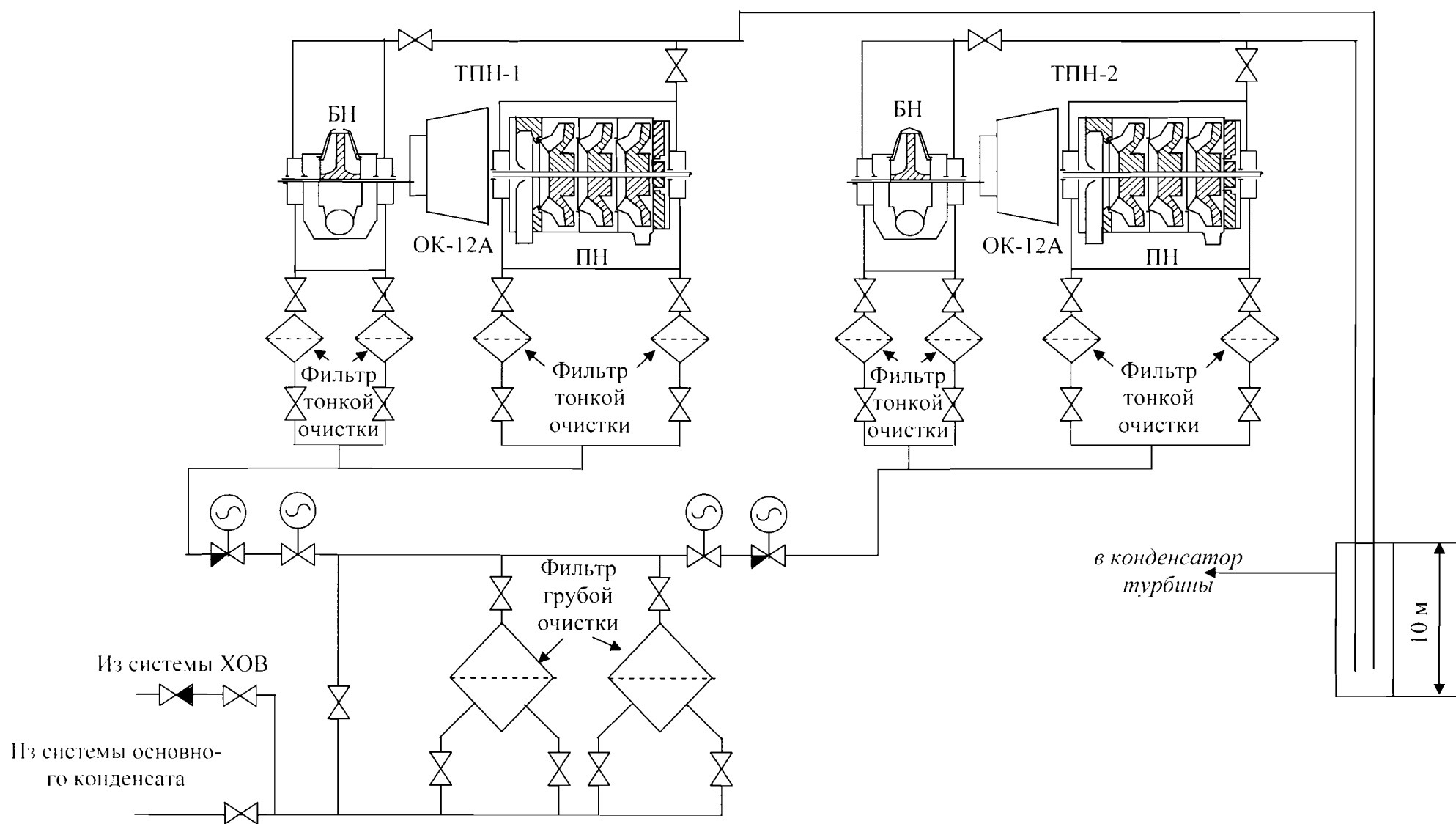
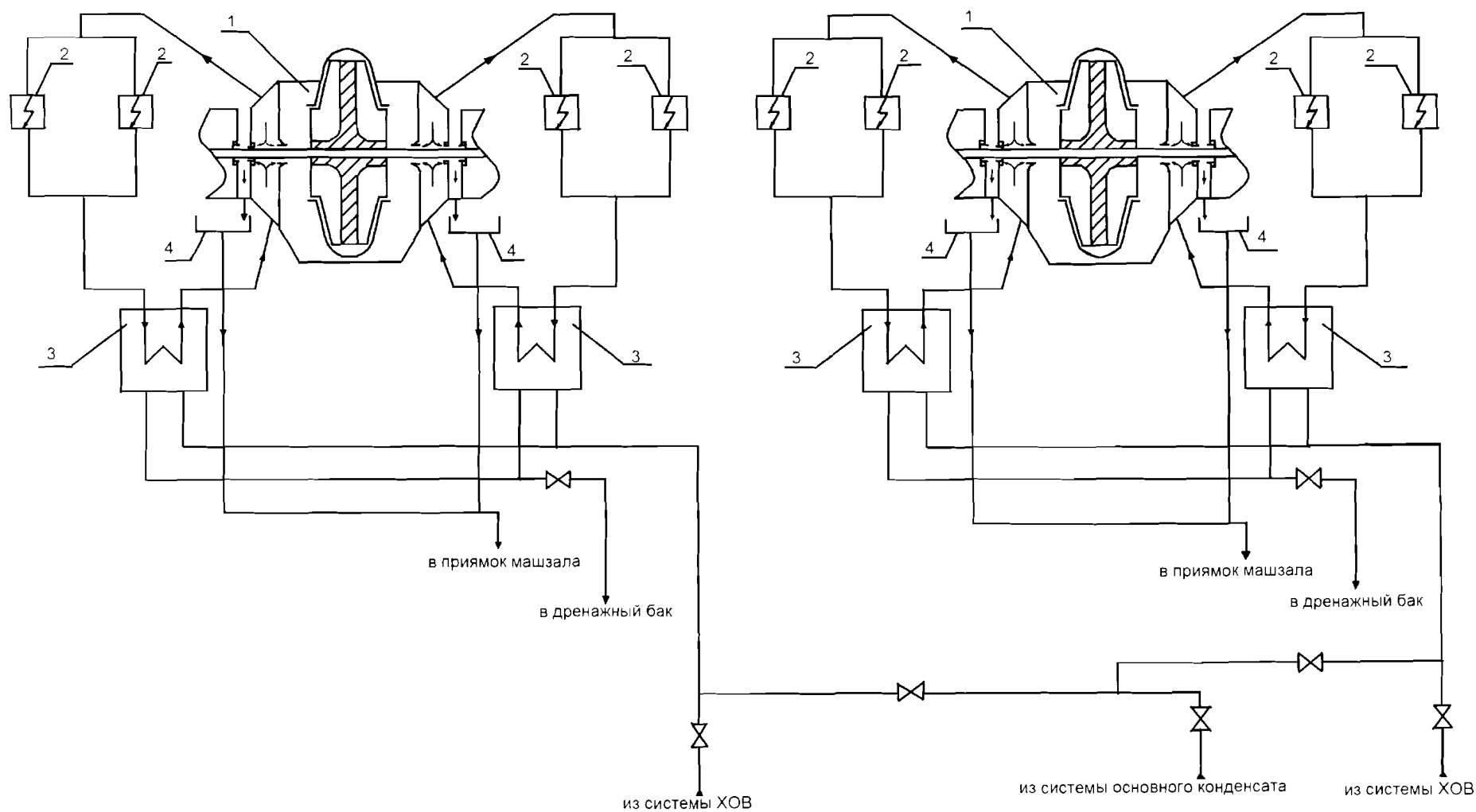


Рисунок 4.14.1 - Схема водяного уплотнения ТПН блока 4



1 – бустерный насос; 2 – магнитный фильтр; 3 – холодильник; 4 – поддон контроля протечек с уплотнений БН.

Рисунок 4.14.3 – Схема охлаждающей воды уплотнений бустерных насосов блоков 1, 2, 4

4.15. Арматура ТПН и ВПЭН

4.15.1. Арматура ТПН и ВПЭН представлена в табл. 4.15.1.

Таблица 4.15.1

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
1. Маслосистема					
1.1. Задвижка на общей линии подачи масла к ТПН	SC51(52)S01	Открыто		Открыто	
1.2. Вентиль на подводе масла к регулятору уплотнений	SC51(52)S47	Открыто		Открыто	
1.3. Вентили на входе масла в маслоохладители редуктора	SC51(52)S61 SC51(52)S62	Открыто Открыто		Открыто открыто	
1.4. Вентили на выходе масла из маслоохладителей редуктора	SC51(52)S63 SC51(52)S64	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	В зависимости от того, какой маслоохладитель в работе, а какой в резерве	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	В зависимости от того, какой маслоохладитель в работе, а какой в резерве
1.5. Задвижки на всасе маслонасосов регулирования	SC51(52)S40 SC51(52)S41	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
1.6. Задвижка на напоре маслонасосов регулирования	SC51(52)S44 SC51(52)S45	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
1.7. Маслонасосы регулирования	SC51(52)D41 SC51(52)D42		Один в работе, 2-ой на АВР		Один в работе, 2-ой на АВР
2. Охлаждающая вода					
2.1. Задвижки на входе охлаждающей воды в конденсатор ТПН	VC51(52)S11 VC51(52)S21	Открыто Открыто		Открыто Открыто	Электросхемы арматуры должны быть разобраны
2.2. Задвижки на выходе охлаждающей воды из конденсатора	VC51(52)S12 VC51(52)S22	Открыто Открыто		Открыто Открыто	

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
2.3. Общие задвижки до фильтров на подводе охлаждающей воды к маслоохладителям редуктора	VC53S11(21)	Открыто		Открыто	
2.4. Общие задвижки после фильтров на подводе охлаждающей воды к маслоохладителям	VC53S12(22)	Открыто		Открыто	
2.5. Задвижки на байпасе фильтров	VC53S13(23)	Закрыто		Закрыто	
2.6. Вентиль на линии промывки фильтра	VC53S18(28)	Закрыто		Закрыто	
2.7. Вентили на входе охлаждающей воды в маслоохладители	VC53S14(24) VC53S16(26)	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
2.8. Вентили на выходе охлаждающей воды из маслоохладителей	VC53S15(25) VC53S17(27)	Закрыто Закрыто	Открывается на рабочем маслоохладителе при температуре масла 37 °С	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	На рабочем (на резервном)
3. Схема отсосов воздуха и уплотнений турбины					
3.1. Вентиль на общей линии отсоса воздуха из сливных камер конденсатора	SF51(52)S01	Закрыто	Открывается при включенном пусковом эжекторе перед подачей циркуды в конденсатор	Закрыто	
3.2. Вентили на индивидуальных отсосах воздуха из парового пространства конденсатора	SD51(52)S01 SD51(52)S02	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
3.3. Вентиль на отсосе воздуха из парового пространства конденсатора к пусковому эжектору	SD51(52)S11	Закрыто	Открывается при начале набора вакуума	Закрыто	

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
3.4. Вентиль электрофицированной подачи пара к эжектору пусковому ТПН	SG51(52)S11	Закрыто		Закрыто	
3.5. Вентиль ручной угловой на подаче пара к эжектору пусковому ТПН	SG51(52)S12	Открыто		Открыто	
3.6. Вентиль электрофицированный на линии подачи пара к эжектору основному ТПН	SG51(52)S20	Открыто		Открыто	
3.7. Вентили угловые ручные подачи пара к соплам основных эжекторов	SG51(52)S21 SG51(52)S22	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
3.8. Вентиль электрофицированный на отсосе паровоздушной смеси из парового пространства конденсатора к эжекторам основным	SD51(52)S21	Открыто		Открыто	
3.9. Вентиль электрофицированный на подводе рабочего пара к эжектору уплотнений ТПН	SG51(52)S31	Открыто		Открыто	
3.10. Вентиль угловой ручной перед соплом эжектора уплотнений ТПН	SG51(52)S32	Открыто	открыт таким образом, чтобы давление пара перед соплом было около 2,5 кгс/см ²	Открыто	
3.11. Вентиль электрофицированный на подводе пара к регулятору уплотнений	SG51(52)S41	Открыто		Открыто	
3.12. Вентиль ручной угловой на подводе пара к регулятору уплотнений ТПН	SG51(52)S42	Открыто		Открыто	
3.13. Вентиль ручной угловой на подводе импульсного давления от уплотнений турбопривода к регулятору уплотнений	SG51(52)S44	Открыто		Открыто	
3.14. Вентиль ручной на байпасе регулятора уплотнений	SG51(52)S45	Закрыто		Закрыто	

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
3.15. Задвижка на подводе пара к уплотнениям от регулятора	SG51(52)S46	Открыто		Открыто	
3.16.Задвижка на отводе пара от регулятора уплотнений в конденсатор	SG51(52)S47	Открыто		Открыто	
3.17. Задвижка на сбросе избытка пара из уплотнений в конденсатор	SG51(52)S48	Закрыто		Закрыто	
4. Конденсатный тракт					
4.1. Вентиль на линии заполнения конденсатора ТПН химобессоленной водой	UA51(52)S01	Закрыто	Открывается только для заполнения конденсатора перед пуском	Закрыто	
4.2. Задвижки на всасе конденсатных насосов ТПН	RW51(52)S11 RW51(52)S21	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
4.3. Задвижки на напоре КН ТПН	RW51(52)S13 RW51(52)S23	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	На работающем насосе открыта, на резервном закрыта	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	
4.4. Вентили ручные на линиях отсоса воздуха из корпусов КН ТПН		Открыто		Открыто	
4.5. Общие вентили на линии отсоса воздуха из корпусов КН ТПН	SF51(52)S14 SF51(52)S24	Открыто Открыто		Закрыто Закрыто	
4.6. Вентиль на подаче ХОВ на уплотнения КН ТПН	UA50S02	Открыто		Открыто	
4.7. Вентиль подачи конденсата на уплотнения КН ТПН с напорного трубопровода	RW51(52)S14 RW51(52)S24	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
4.8. Общий вентиль подачи воды на уплотнения КН ТПН	RW51(52)S15 RW51(52)S25	Открыто Открыто		Открыто Открыто	

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
4.9. Вентиль ручной на линии рециркуляции КН ТПН до эжекторов	RW51(52)S31	Закрыто		Закрыто	
4.10. Задвижка ручная на байпасе охладителей эжекторов	RW51(52)S32	Закрыто		Закрыто	
4.11. Задвижка на линии рециркуляции КН ТПН после эжекторов перед регулятором уровня в конденсаторе ТПН	RW51(52)S38	Закрыто		Закрыто	
4.12. Вентиль на линии подвода конденсата после эжекторов к регулятору уровня	RW51(52)S36	Открыто		Открыто	
4.13. Задвижка на отводе конденсата от регулятора уровня в магистраль	RW51(52)S39	Открыто		Открыто	
4.14. Задвижка на линии отвода конденсата ТПН в конденсатор главной турбины	RW51(52)S34	Закрыто		Открыто (при работе ТПН-1(2) по насосной схеме). Закрыто (при работе ТПН-1(2) по безнасосной схеме)	Открывается при разряжении в конденсаторе главной турбины не менее 0,6 кгс/см ² (абс.). При работе ТПН-1(2) по безнасосной схеме необходимо закрыть и разобрать электросхему арматуры RW51(52)S34
4.15. Задвижка на линии отвода конденсата ТПН в ДБ	RW51(52)S35	Открыто		Закрыто	
4.16. Задвижка ручная на линии сброса конденсата ТПН в магистраль помимо регулятора уровня	RW51(52)S33	Закрыто		Закрыто	
4.17. Конденсатные насосы ТПН	RW51(52)D11 RW51(52)D21		Один в работе, другой на АВР		Один в работе, другой на АВР

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
5. Тракт свежего пара					
5.1. Задвижка на подводе пара к ТПН от КСН	RQ50S01	Открыто		Закрыто	При работе двух ТПН
5.2. Задвижка на байпасе задвижки подвода пара к ТПН от КСН	RQ50S02	Закрыто		Закрыто	
5.3. Регулирующий клапан на байпасе задвижки подвода пара к ТПН от КСН	RQ50S03	Закрыто		Закрыто	
5.4. Задвижка на подводе пара к ТПН от СПП	RB50S02	Закрыто		Открыто	При работе двух ТПН
5.5. Главная паровая задвижка	RQ51(52)S01	Открыто		Открыто	
5.6. Байпас ГПЗ	RQ51(52)S02	Закрыто		Закрыто	
5.7. Вентиль на дренаже перед СК	RT51(52)S01	Открыто		Закрыто	
5.8. Вентили на дренажах перепускных труб	RT51(52)S02	Открыто		Закрыто	
5.9. Вентиль на дренажах из РК трубопровода	RT51(52)S06	Открыто		Закрыто	
5.10. Вентили на дренажах паропровода к ТПН от СПП	SH50S01	Открыто		Закрыто	
6. Тракт питательной воды					
6.1. Задвижки до фильтров на всасе БН	RL31,32S01 RL31,32S03	Открыто Открыто		Открыто Открыто	Эл/схема разобрана Эл/схема разобрана
6.2. Задвижки после фильтров питательной воды на всасе БН	RL31,32S02 RL31,32S04	Открыто Открыто		Открыто Открыто	Эл/схема разобрана Эл/схема разобрана
6.3. Задвижки на всасе БН	RL31(32)S05	Открыто		Открыто	Эл/схема разобрана

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
6.4. Вентили на линии рециркуляции ТПН	RL41(42)S03 RL41(42)S04	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
6.5. Задвижка на напоре ТПН	RL41(42)S02	Закрыто		Открыто	
6.6. Вентили на линии прогрева БПН и ПН	RL41(42)S11,12	Открыто		Закрыто	
6.7. Вентили опорожнения всасывающих трубопроводов питательной воды		Закрыто		Закрыто	
6.8. Вентили опорожнения напорных трубопроводов ТПН		Закрыто		Закрыто	
6.9. Воздушники ПН и БН		Закрыто		Закрыто	
7. Система уплотнений насосов					
7.1. Общая задвижка на подводе конденсата от КЭН 2-рой ступени к уплотнениям ТПН	RF10S01	Открыто		Открыто	
7.2. Общая задвижка на подводе ХОВ к уплотнениям ТПН от НПД	UA60S02	Открыто		Открыто	
7.3. Задвижки перед фильтрами уплотнений ТПН	RF10S21 RF10S22 RF10S31 RF10S32 RF10S23 RF10S33	Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто		Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто	
7.4. Задвижка на линии подвода конденсата к уплотнениям ТПН по линии байпаса ФГО	RF10S11	Закрыто		Закрыто	
7.5. Задвижки на линии промывки фильтров	RF10S24 RF10S25 (RF10S34 RF10S35)	Закрыто Закрыто Закрыто Закрыто		Закрыто Закрыто Закрыто Закрыто	

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
7.6. Задвижка на подводе конденсата к уплотнениям ТПН перед регуляторами	RF21(22)S01	Открыто		Открыто	Эл/схема разобрана
7.7. Регулирующие клапаны подачи конденсата на уплотнения ТПН	RF21(22)S02	Открыто		Открыто	На автоматич. управлении
7.8. Вентили перед фильтрами подачи конденсата к уплотнениям ПН	RF21(22)S09 RF21(22)S11	Открыто Открыто		Открыто Открыто	
7.9. Вентили после фильтров подачи конденсата к уплотнениям ПН	RF21(22)S10 RF21(22)S12	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	На работающем фильтре открыт, на резервном закрыт	Открыто (закрыто) Закрыто (открыто)	На работающем фильтре открыт, на резервном закрыт
7.10. Вентиль на отводе протечек из уплотнений ПН в конденсатор ВПЭН	RF21(22)S41	Открыто		Открыто	
7.10. Задвижка на всасе ВПЭН	RL51(52)S01	Открыто		Открыто	
7.11. Вентиль рециркуляции	RL51(52)S03	Открыто		Открыто	
7.12. Задвижка на напоре	RL51(52)S04	Закрыто		Закрыто	Эл/схема разобрана
7.13. Задвижка на байпасе напорной задвижки	RL51(52)S05	Закрыто	Открывается при пуске на незаполненные трубопроводы	Закрыто	
7.14. Регулятор на байпасе напорной задвижки	RL51(52)S06	Закрыто		Закрыто	
7.15. Воздушник на напоре		Закрыто		Закрыто	
7.16. Общие вентили на линиях подвода ХОВ на охлаждение подшипников и уплотнений ВПЭН	UA71S01 UA71S08	Открыто Открыто		Открыто Открыто	

Технологическое наименование	Оперативное наименование	Положение арматуры			
		Перед пуском	Примечание	Во время работы	Примечание
7.17. Вентили на подводе охлаждающей воды к подшипникам	UA71S02 UA71S07 (UA71S09 UA71S14)	Открыто Открыто Открыто Открыто		Открыто Открыто Открыто Открыто	
7.18. Вентили на подводе охлаждающей воды к сальниковым уплотнениям	UA71S03 UA71S04 UA71S05 UA71S06 (UA71S10) (UA71S12) (UA71S13)	Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто		Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто Открыто	
7.19. Задвижки на подводе охлаждающей воды к воздухоохладителям электродвигателя	VB91S02 VB91S11	Закр Закр		Открыто Открыто	
7.20. Задвижки на сливе охлаждающей воды из воздухоохладителей электродвигателя ВПЭН	VB91S01 VB91S12	Открыто Открыто		открыто открыто	

4.16. Технологические ограничения

4.16.1. Перед разогревом РУ до номинальных параметров должны быть работоспособны:

- 1) два ВПЭН и не менее одного ТПН;
- 2) арматура, регуляторы, сигнализация и блокировки системы питательной воды.

4.16.2. Перед выводом РУ на мощность должны быть работоспособны два ВПЭН, один ТПН или два ТПН.

4.16.3. Подача питательной воды в ПГ при пуске блока осуществляется от ВПЭН через пусковые регулирующие клапаны.

4.16.4. При отключении одного из работающих ТПН автоматически производится разгрузка блока до уровня 50 % номинальной мощности.

4.16.5. При снижении уровня в любом ПГ на 100 мм от номинального при работе блока на мощности автоматически включается ВПЭН-1,2.

4.16.6. Пуск турбины ОК-12А запрещается при:

- 1) неисправности любой из защит, прекращающей доступ пара в турбину;
- 2) дефектах системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины;
- 3) неисправности устройств контроля осевого сдвига, устройств и приборов контроля тепломеханического состояния турбины;
- 4) температуре металла СК турбины ОК-12А менее 130 °С;
- 5) давлении масла на смазку подшипников на уровне оси турбины менее 1,0 кгс/см²;
- 6) качестве масла, не удовлетворяющем требованиям норм (наличие механических примесей и влаги), температуре масла ниже 40 °С и выше 45 °С;
- 7) неисправности опор и подвесок паропроводов;
- 8) давлении в конденсаторе больше 0,4 кгс/см² (абс.);
- 9) отклонении показателей теплового и механического состояния турбины от допустимых значений;
- 10) неисправности одного из маслонасосов регулирования и устройств АВР.

4.16.7. Пуск ТПН запрещается при:

- 1) закрытых задвижках RL41(42)S03,04 на линиях рециркуляции;
- 2) закрытой задвижке RL31(32)S05 на всасе БН;
- 3) неисправном обратном клапане RL41(42)S01 на напоре ПН;
- 4) разности температур «верх-низ» корпуса ПН более 15 °С;
- 5) перепаде давления на уплотнениях ПН менее 0,3 кгс/см²;
- 6) уровне в деаэраторе Д-7ата менее 1000 мм;
- 7) подпоре на всасе БН (кавитационный запас) менее 1,5 кгс/см²;
- 8) неисправности системы охлаждения торцевых уплотнений БН;
- 9) повышенной утечке через торцевые уплотнения БН;
- 10) неисправности опор и подвесок питательных трубопроводов.

4.16.8. Немедленно отключить ТПН воздействием на ключ дистанционного выключателя или на кнопку ручного выключателя одного из автоматических затворов в следующих случаях:

- 1) достижение основными параметрами ТПН уставок срабатывания защит и не срабатывании этих защит;
- 2) перерыв в подаче конденсата на уплотнения ПН более трех минут;
- 3) повышение температуры колодок упорного подшипника приводной турбины, БН или ПН выше 95 °С;
- 4) повышение температуры вкладышей опорных подшипников БН или ПН выше 85 °С;
- 5) повышение температуры вкладышей опорных подшипников приводной турбины или редуктора до 85 °С, повышение температуры масла на сливе с любого подшипника ТПН до 70 °С;
- 6) достижение осевого сдвига ротора ПН более 0,7 мм;
- 7) появление дыма из подшипников;
- 8) появление искр из концевых уплотнений турбины;
- 9) если при установившемся режиме происходит внезапное одновременное изменение вибрации двух опор ротора или двух составляющих вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня;
- 10) явно слышимый металлический шум в проточной части турбины, БН или ПН;
- 11) увеличение виброскорости подшипников турбины ОК-12А до 7,1 мм/с;
- 12) увеличение виброскорости подшипников БН или ПН до 7,0 мм/с;
- 13) воспламенение масла на ТПН и невозможность немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;
- 14) срабатывание защитной диафрагмы на выхлопе турбины ТПН;
- 15) гидравлические удары в паропроводах или в турбине;
- 16) разрыв или трещины в маслопроводах, паропроводах подвода пара к турбине, трубопроводах конденсата и питательной воды, в коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в клапанах и парораспределительных коробках;
- 17) работа на установленной предельной температуре свежего пара (150 °С или 300 °С) в течение 30 минут и невозможность восстановить ее величину;
- 18) для блоков 1, 2, 4 достижение температуры охлаждающей воды после торцевых уплотнений БН 90 °С (защита выведена на сигнал).

4.16.9. ТПН должен быть разгружен и остановлен в период, определяемый главным инженером АС, в следующих случаях:

- 1) заедание стопорного клапана;
- 2) заедание регулирующих клапанов или обрыва их штоков;
- 3) неисправность в системе регулирования;
- 4) нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования схемы и коммуникаций ТПН-1,2, если устранение причин нарушения невозможно без останова ТПН-1,2;

5) выявление неисправности технологических защит, действующих на остановах ТПН;

6) обнаружение свищей в маслопроводах, паропроводах подвода пара к турбине, основного конденсата и питательной воды, в коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях, а также в клапанах и парораспределительных коробках;

7) увеличение перепада давления питательной воды на фильтрах на всасе БН до $0,4 \text{ кгс/см}^2$ и невозможности снизить перепад подключением резервных фильтров;

8) повышение температуры масла к редуктору ТПН-1,2 до 40°C и невозможность снизить ее;

9) повышение давления в конденсаторе до $0,4 \text{ кгс/см}^2$ (абс);

10) повышение температуры масла, подводимого к ТПН, до 50°C и невозможность снизить ее;

11) увеличение осевого сдвига ПН до $0,7 \text{ мм}$.

4.16.10. При отключении одного ТПН мощность блока должна быть снижена до 50 % от номинальной тепловой мощности блока.

4.16.11. При подготовке к пуску ТПН перед открытием СК и ГПЗ необходимо убедиться, что РК турбины закрыты при взведенных элементах защиты турбины.

4.16.12. При превышении нормального значения вибрации подшипников ОК-12А (более $4,5 \text{ мм/с}$, но меньше $7,1 \text{ мм/с}$), работа турбины разрешается не более 30 суток, при этом должны быть приняты меры к снижению вибрации до нормы.

4.16.13. ТПН должен быть разгружен и остановлен, если происходит плавное (в течение трех суток) возрастание любой составляющей вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с .

4.16.14. Пуск ТПН при отсутствии видимых сливов масла с подшипников запрещен.

4.16.15. В целях обеспечения безопасной и надежной работы энергоблока на мощности необходимо:

1) закрыть и разобрать электросхемы арматуры RL51,52S04, 1RW51,52S35;
2) закрыть и разобрать электросхему RB50S02 (если по условиям режима питание паром ТПН производится от КСН);

3) открыть и разобрать электросхемы арматуры RL31,32S05, RL31,32S01,02,03,04, RF21,22S01, VC51,52S11,21.

4.16.16. Не допускается работа насосов RW51,52D11,21, SE51,52D41,42 на закрытую напорную задвижку более двух минут.

4.16.17. Не допускается отключение насосов SE51,52D41,42 на открытую напорную задвижку.

4.16.18. Не допускается перегруз электродвигателей насосных агрегатов SE51,52D41,42 по токовой нагрузке выше 103 А .

4.16.19. Допускается длительная работа турбоустановки ТПН при номинальной нагрузке при температуре охлаждающей воды до 33°C .

4.16.20. Не допускается регламентное расхаживание стопорного клапана ТПН на часть хода при пониженных параметрах пара и при низком вакууме.

4.16.21. Необходимо немедленно отключить ВПЭН-1(2), воздействуя на ключ или кнопкой аварийного отключения по месту, в следующих случаях:

- 1) при повышении виброскорости подшипников электродвигателя более 4,5 мм/с;
- 2) при повышении виброскорости подшипников насоса при работе на рециркуляцию - более 11,0 мм/с; при повышении виброскорости подшипников насоса при работе на сеть с номинальным расходом - более 7,0 м/с;
- 3) при появлении дыма из подшипников;
- 4) при появлении дыма, искр, запаха горячей изоляции из электродвигателя;
- 5) при нарушении герметичности насоса или магистрали питательной воды в пределах насоса;
- 6) при внезапном появлении вибрации любого подшипника выше 80 мкм;
- 7) при повышении температуры баббита подшипников насоса свыше 80 °С, электродвигателя свыше 90 °С.

4.17. Нарушения в работе

4.17.1. Нарушения режима нормальной эксплуатации ТПН и действия оперативного персонала при их обнаружении приведены в табл. 4.17.1.

Таблица 4.17.1

Отклонения от нормального режима работы	Возможные причины отклонения	Действия персонала
1. Понижение вакуума в конденсаторе турбины ОК-12А	1. Недостаточный расход циркуляционной воды через конденсатор: 1) недостаточно открыты арматуры на входе и выходе охлаждающей воды из конденсатора;	1. Проверить температуру воды на входе и выходе конденсатора (нагрев должен составлять не более 10°C) и перепад давления циркулирующей воды на конденсаторе, который должен составлять $0,4-0,6 \text{ кгс/см}^2$. 2. Открыть полностью арматуру VC51(52)S11, VC51(52)S21 на входе и открыть арматуру VC51(52)S12, VC51(52)S22 на выходе до перепада давления циркулирующей воды на конденсаторе равного $0,6 \text{ кгс/см}^2$. 3. Проверить работу фильтрующих устройств VC51.52N01-02 шарикоочистки половинок конденсаторов в соответствии с инструкцией по эксплуатации СШО ТПН. Включить пусковой эжектор, восстановить сифон
	2) срыв сифона на выходе циркулирующей воды из конденсатора	
	2. Загрязнение трубок конденсатора	1. Проверить температурный напор конденсатора, проверить нагрев циркулирующей воды в конденсаторе. 2. Проверить работу оборудования шарикоочистки VE51,52N01-02, половинок конденсатора в соответствии с инструкцией по эксплуатации СШО ТПН, при необходимости выполнить сортировку и дозагрузку шариков
	3. Неполадки в работе основного эжектора (если он в работе): 1) низкое давление пара перед соплами эжектора;	1. Повысить давление пара перед соплами до $5-5,5 \text{ кгс/см}^2$. 2. Продуть поочередно сопла ОЭ ТПН-1(2): 1) закрыть арматуру SG51(52)S21 (пар на первую ступень ОЭ ТПН) на 10-15 секунд, после чего открыть арматуру SG51(52)S21;

Отклонения от нормального режима работы	Возможные причины отклонения	Действия персонала
1. Понижение вакуума в конденсаторе турбины ОК-12А	2) забивание сопла эжектора;	2) закрыть арматуру SG51(52)S22 (пар на 2-ую ступень ОЭ ТПН) на 10-15 секунд, после чего открыть арматуру SG51(52)S22. 3. При обнаружении забитого сопла вывести в ремонт ОЭ
	3) нагревание охладителей ЭО из-за недостаточного количества конденсата, прокачиваемого через охладители эжектора	1. Проверить состояние арматуры на линии конденсата: 1) открыты RW51(52)S37, RW51(52)S39, RW51(52)S34 или RW51(52)S35; 2) закрыты RW51(52)S32, RW51(52)S33 RW51(52)S36, RW51(52)S38; 3) отрегулировать расход конденсата открытием арматуры RW51(52)S34 (RW51(52)S35) и установить давление конденсата перед эжекторами примерно 3,5 кгс/см ² . 2. Проверить работу регулятора уровня конденсата в конденсатосборнике 3. При неудовлетворительной работе отрегулировать расход открытием арматуры RW51(52)S33 на байпасе регулятора и установить давление конденсата перед эжекторами примерно 3,5 кгс/см ²
	4. Повышение присосов воздуха в вакуумную систему.	1. Проверить и отрегулировать давление пара в коллекторе уплотнений турбопривода в пределах 0,02-0,07 кгс/см ² ; 2. Принять меры по отысканию и устранению неплотностей вакуумной системы
	5. Повышение давления в конденсаторе турбины К-1000-60/1500-2 при работе по схеме безнасосного слива	1. Выполнить перевод схемы работы ТПН-1(2) на насосный слив конденсата. 2. При невозможности перевода на насосный слив закрыть арматуру SD51(52)S41, SD51(52)S42, RW51(52)S51 и отключить ТПН, воздействуя на ключ дистанционного выключателя или на кнопку ручного выключателя одного из автоматических затворов. 3. Сообщить об аварийном отключении НТЦ-1(2). 4. Проверить по сигнализации и по месту закрытие СК и РК ТПН

Отклонения от нормального режима работы	Возможные причины отклонения	Действия персонала
2. Рост уровня и повышение давления в конденсаторе, повышение температуры выхлопных патрубков	1. Отключение работающего конденсатного насоса ТПН и «срыв» насоса, включившегося по АВР	1. Закрыть арматуру RW51(52)S23(13) на выходе включившегося по АВР насоса. 2. Дать заявку НС ЦТАИ о выводе блокировки арматуры RW51(52)S23(13) на выходе насоса RW51(52)B11(12) (см. п.1.2. приложения 1 настоящей инструкции). 3. Открыть ступенчато арматуру RW51(52)S23(13) после создания давления на выходе насоса более $5,0 \text{ кгс/см}^2$, при не создании давления на напоре насоса необходимо выполнить: 1) отключить насос RW51(52)D21(11); 2) закрыть арматуру RW51(52)S23(13) на выходе насоса. 4. Проверить открытие арматуры UA51(52)S11(21) подачи ХОВ на уплотнения насоса. 5. Закрыть арматуру UA51(52)S12(22) на сливе уплотняющей воды. 6. Открыть арматуру RW51(52)S81,82 воздушника на трубопроводе отсоса воздуха из корпуса насоса в конденсатор 7. Проверить открытие арматуры RW51(52)S71,72(81,82) воздушников из напорной и разгрузочной камеры насоса. 8. Включить насос RW51(52)D21(11) и убедиться, что он создает давление. 9. Открыть ступенчато арматуру RW51(52)S23(13) после создания давления на выходе насоса более $5,0 \text{ кгс/см}^2$. 10. Дать задание НС ЦТАИ на ввод блокировки (см. п. 1.2 раздел 3.3, приложения 3 настоящей инструкции) арматуры RW51(52)S23(13) на выходе насоса
	2. Самопроизвольное закрытие арматуры RW51(52)S51 на сливе конденсата ТПН в SD11 (при работе по безнасосной схеме)	Открыть арматуру RW51(52)S51
3. Повышенная вибрация ТПН	1. Низкая температура масла, подаваемого на смазку подшипников	Проверить температуру масла, подаваемого на смазку подшипников и довести ее до номинальной величины 40°C
	2. Механические дефекты агрегата (расцентровка роторов, повреждение подшипников)	1. Руководствоваться предельно-допустимыми значениями параметров при эксплуатации ТПН. 2. Если нет оснований для немедленного останова агрегата, сообщить НСТЦ и вызвать персонал ЛТД для виброобследования агрегата

Отклонения от нормального режима работы	Возможные причины отклонения	Действия персонала
4. Повышенная температура одного или нескольких подшипников турбины или насоса	1. Недостаточен расход масла на подшипник в результате засорения дроссельной шайбы	1. Руководствоваться предельно-допустимыми значениями параметров при эксплуатации ТПН. 2. Проверить давление в системе (не менее 1 кгс/см ²) 3. Проверить перепад давления на маслофильтрах, при увеличении перепада более 0,15 кгс/см ² включить в работу резервный маслофильтр. 4. Проверить количество масла, поступающего на подшипник по смотровому окну на сливном трубопроводе. Патрубок сливного трубопровода должен быть заполнен маслом на 1/3 сечения. В случае недостаточного количества масла сообщить НСТЦ для принятия решения об устранении дефекта
	2. Повреждение баббита подшипника.	Сообщить НСТЦ и решить вопрос о необходимости остановки ТПН
5. Повышенная температура масла, подаваемого на зацепление редуктора	1. Недостаточное количество охлаждающей воды, прокачиваемой через маслоохладитель	Отрегулировать температуру масла до 37 °С открытием арматуры VC53S15(25) [VC53S17(27)] на выходе маслоохладителя по охлаждающей воде
	2. Засорение трубок маслоохладителя	Выполнить переход на резервный маслоохладитель и отрегулировать температуру масла до 37 °С.
6. Парение из концевых уплотнений насоса	Мал перепад давления между уплотняющим конденсатом и питательной водой на входе предвключенного насоса	Проверить давление уплотняющего конденсата, которое должно быть не менее 10,0 кгс/см ² и отрегулировать перепад давления до 0,5 кгс/см ² между уплотняющим конденсатом и питательной водой на входе предвключенного насоса
7. Резкое снижение давления на выходе ПН	1. Снижение давления на входе БН вследствие засорения фильтров RL31,32N01(2)	Проверить перепад давления на фильтрах и включить резервные фильтры RL31,32N02(1).
	2. Снижение давления в деаэраторах.	Восстановить давление в деаэраторах
8. Повышение давления в камере разгрузки	Увеличение дроссельной щели разгрузочного барабана	Усилить контроль работы упорного подшипника и показаний осевого сдвига
9. Заедание стопорного или регулирующего клапана	Прикипание штока клапана к уплотнению	Выполнить частичное расхаживание клапана, прикрывая СК в пределах зоны расхаживания по шкале указателя открытия СК, вращая маховичок привода «ручного управления» на закрытие, затем снова открыть его

4.17.2. Нарушения режима нормальной эксплуатации ВПЭН и действия оперативного персонала при их обнаружении приведены в табл. 4.17.2.

Таблица 4.17.2

Отклонения от нормального режима работы	Возможные причины отклонения	Действия персонала по ликвидации нарушения
1. Резкое снижение давления на выходе ВПЭН.	Засорения сетки фильтра на входном трубопроводе	Проверить перепад давления на сетке, если перепад давления превышает $3,0 \text{ кгс/см}^2$, включить резервный ВПЭН и отключить работающий насос для чистки сетки
2. Нагрев подшипников ВПЭН более 70°C	1. Недостаточное количество масла в маслованнах подшипников насоса.	Проверить уровень масла в маслованнах подшипников
	2. Недостаточный расход охлаждающей воды через змеевики маслоохладителя	1. Проверить давление воды на охлаждение маслованн и (наощупь) температуру охлаждающей воды на сливе из подшипников. 2. Проверить открытие арматуры на входе и выходе охлаждающей воды из маслоохладителей
3. Повышение температуры электродвигателя ВПЭН в горячей камере более 70°C	1. Недостаточный расход охлаждающей воды через воздухоохладители.	Увеличить расход охлаждающей воды через воздухоохладители открытием арматуры на сливе, установить температуру холодного воздуха в пределах $30-40^\circ\text{C}$
	2. Пониженное давление технической воды	Выяснить и устранить причину пониженного давления технической воды.
	3. Засорение трубных досок воздухоохладителей	Остановить насос и вывести его в ремонт, предварительно включив резервный насос
4. Повышение температуры сальника или парение из концевых уплотнений ВПЭН	1. Недостаточный расход охлаждающей воды к сальнику или сальниковой рубашке 2. Пониженное давление охлаждающей воды	1. Увеличить расход охлаждающей воды через сальник или сальниковую рубашку открытием арматуры на входе. 2. Выяснить и устранить причину пониженного давления охлаждающей воды
5. Повышенная вибрация ВПЭН	Расцентровка роторов насоса и электродвигателя	Сообщить НС ТЦ-1(2), усилить наблюдение за насосным агрегатом, при необходимости остановить ВПЭН для устранения неисправности, предварительно включив резервный насос

4.17.3. Аварийные режимы работы ТПН и ВПЭН, действия персонала при их возникновении приведены в табл. 4.17.3.

Таблица 4.17.3

Вероятные причины возникновения аварийного режима	Действия персонала
<p>1. Аварийное отключение ТПН выполняется в следующих случаях:</p> <p>1) превышение параметров и не срабатывание защит, указанных в разделе 5 настоящего тех. описания;</p> <p>2) резкое повышение температуры колодок упорного подшипника БН или ПН более 95 °С;</p> <p>3) резкое повышение температуры вкладышей опорных подшипников БН или ПН более 90 °С;</p> <p>4) резкое повышение температуры вкладышей опорных подшипников ТПН более 90 °С;</p> <p>5) перерыв подачи конденсата на щелевые уплотнения БН или ПН более трех минут;</p> <p>6) появление дыма из подшипников насосного агрегата;</p> <p>7) появление искр из концевых уплотнений турбины;</p> <p>8) увеличение виброскорости приводной турбины до 10,0 мм/с (что соответствует размаху перемещения на 3000 об/мин –100 мкм);</p> <p>9) воспламенение масла на ТПН и невозможность немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;</p> <p>10) открытие клапана (защитной диафрагмы) на выхлопе турбины;</p> <p>11) разрывы или трещины в маслопроводах, паропроводах свежего пара, трубопроводах основного конденсата и питательной воды, в коллекторах, тройниках, сварных и фланцевых соединениях;</p> <p>12) появление гидроударов в паропроводах или в турбине</p>	<p>1. Немедленно отключить ТПН, воздействуя на ключ дистанционного выключателя или на кнопку ручного выключателя одного из автоматических затворов.</p> <p>2. Сообщить об аварийном отключении ТПН НСБ, ВИУР, НСТЦ.</p> <p>3. Проверить по сигнализации и по месту закрытие СК и РК ТПН, ГПЗ.</p> <p>4. Проконтролировать нагружение оставшегося в работе ТПН до $F_{\max}=4200$ т/ч.</p> <p>5. Проконтролировать автоматическое выполнение операций по разгрузке турбины К-1000-60/1500-2 (или выполнить их вручную с БЩУ)</p>

Вероятные причины возникновения аварийного режима	Действия персонала
<p>2. Аварийное отключение ВПЭН произвести в случаях:</p> <p>1) превышения параметров работы насоса и несрабатывание блокировок, указанных в разделе 5 настоящего тех. описания;</p> <p>2) появления дыма, искр из подшипников насоса;</p> <p>3) появления дыма, искр, запаха горячей изоляции из электродвигателя;</p> <p>4) запаривание насоса:</p> <p>а) трещины в корпусе насоса;</p> <p>б) разрывы или трещины трубопроводов питательной воды;</p> <p>5) внезапного повышения вибрации:</p> <p>а) подшипников насоса - более 7,1 мм/с;</p> <p>б) подшипников электродвигателя - более 4,5 мм/с;</p> <p>6) повышения температуры баббита:</p> <p>а) подшипников насоса - более 80 °С;</p> <p>б) электродвигателя - более 90 °С;</p> <p>7) несчастном случае, связанном с работой насоса</p>	<p>1. Отключить насос.</p> <p>2. Проверить, что включился по АВР резервный насос (при отказе АВР - включить дистанционно).</p> <p>3. Проконтролировать работу включившегося насоса.</p> <p>4. Сообщить об аварийном отключении НСБ, ВИУР, НС ТЦ-1(2).</p>

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 ИВС 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 ТПН).

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. При одновременном срабатывании защит, вызывающих разную степень разгрузки оборудования, выполняются операции, требуемые более «сильными» защитами (приводящими к большей степени разгрузки).

5.1.12. 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

5.2.1. Перечень блокировок ВПЭН приведен в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Условие защиты, блокировки	Позиции датчиков	Действие защиты, блокировки
1. Подача команды оператором на включение ВПЭН RL51(52)D01.		1. Открывается задвижка RL51(52)S03. 2. После открытия задвижки RL51(52)S03 включается насос RL51(52)D01
2. RL50ABP. ABP ВПЭН RL51,52D01. 2.1. Ввод блокировки RL50ABP при совпадении условий: 1) ВПЭН RL51(52)D01 рабочий и включен; 2) давление питательной воды в коллекторе за ПВД более 61,0 кгс/см ² . 2.2. Работа блокировки RL50ABP при выполнении условий ввода ABP и совпадении условий: 1) ключ ABP насоса RL52(51)D01 в положении «резерв»; 2) давление питательной воды в коллекторе за ПВД менее 60,0 кгс/см ² или рабочий насос RL51(52)D01 отключился	RL74P02B1 2RL74P02B1	Вводится ABP насоса RL51(52)D01 1. Открывается задвижка RL52(51)S03 на рециркуляции резервного ВПЭН. 2. После открытия задвижки RL52(51)S03 включается резервный ВПЭН RL52(51)D01
3. Повышение давления на напоре работающего насоса RL51(52)D01 (до обратного клапана) до 108 кгс/см ²	RL51(52)P04B1	Отключается работающий ВПЭН RL51(52)D01
4. Понижение давления на напоре работающего насоса RL51(52)D01 (до обратного клапана) до 70,0 кгс/см ²	RL51(52)P04B1	Через одну минуту отключается работающий ВПЭН RL51(52)D01
5. Повышение уровня в любом корпусе ПВД до 2-го предела		Через две минуты отключаются с запретом ABP оба ВПЭН RL51,52D01
6. Отключение двух ТПН (кроме отключения ТПН по повышению уровня в ПВД до 2-го предела). Блокировка вводится при включении любого ТПН (при давлении пара за стопорным клапаном турбопривода ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S01 более или равном 3,0 кгс/см ²) и выводится при включенных обоих ВПЭН RL51,52D01	2SE51(52)P01B2	1. Открываются импульсной командой задвижки RL51,52S03 2. После открытия задвижек RL51,52S03 включаются оба ВПЭН RL51,52D01 и импульсной командой открываются задвижки RL51,52S04

Условие защиты, блокировки	Позиции датчиков	Действие защиты, блокировки
7. Снижение уровня в ПГ-1,2,3,4 YB10(20,30,40)W01 на 100 мм от номинального и температура теплоносителя 1-го контура более 150 °С, введена блокировка. Блокировка вводится при снижении уровня в любом ПГ-1,2,3,4 на 10 см от номинального значения и выводится при повышении уровня в данном ПГ до номинального	YB10,20,30,40L04B1 YB10,20,30,40L05B1 YA10T22,23	1. Открываются импульсной командой задвижки RL51,52S03. 2. После открытия задвижек RL51,52S03 включаются ВПЭН RL51,52D01 и импульсной командой открываются задвижки RL51,52S04
8. Увеличение расхода воды в напорном патрубке работающего ВПЭН 2RL51(52)D01 до 130 м ³ /ч	RL51(52)F01B1	Закрывается задвижка 2RL51(52)S03
9. Снижение расхода воды в напорном патрубке ВПЭН RL51(52)D01 до 60,0 м ³ /ч	RL51(52)F01B1	Открывается импульсной командой задвижка RL51(52)S03
10. Включен регулятор RL51(52)C06 и полностью открыт клапан RL51(52)S06		Открывается задвижка RL51(52)S04
11. Выполнение любого из условий: 1) насос RL51(52)D01 отключен; 2) регулятор RL51(52)C06 включен и клапан RL51(52)S06 закрыт		1. Закрывается задвижка RL51(52)S04. 2. Открывается задвижка на байпасном трубопроводе питательной воды к ПГ-RL71(72,73,74)S03

5.2.2. Защиты, действующие на отключение ТПН, представлены в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

Условие защиты, блокировки	Позиции датчиков	Действие защиты, блокировки
1. Срабатывание конечных выключателей «закрыто» стопорного клапана ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S01		1. Закрывается задвижка RL41(42)S02. 2. Закрываются с запретом открытия задвижки RQ51(52)S01, RQ51(52)S02. 3. Открывается с запретом закрытия арматура RQ50S01,02,03. 4. Выдается сигнал на ускоренную разгрузку энергоблока (УРБ)
2. При повышении скорости вращения турбины ТПН-1 (ТПН-2) до 38503920 об/мин	Автомат безопасности	Гидравлической защитой приводной турбины отключается ТПН-1 (ТПН-2), при этом закрываются стопорный клапан ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S01, регулирующие клапаны ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S02, SE51(52)S03
3. Понижение давления масла, подводимого к турбине ТПН-1 (ТПН-2), на уровне оси турбины до 0,5 кгс/см ²	SC51P05B1,B2,B3 (SC52P05B1,B2,B3)	1. Срабатывает электромагнит дистанционного выключателя стопорного клапана ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S21. 2. Закрываются стопорный клапан ТПН-1 (ТПН-2) 2SE51(52)S01 и регулирующие клапаны ТПН-1 (ТПН-2) 2SE51(52)S02, 2SE51(52)S03. 3. Закрываются (с запретом открытия) задвижки RQ51(52)S01 и RQ51(52)S02. 4. Закрывается задвижка RL41(42)S02. 5. Открывается арматура RQ50S01,02,03. 6. Закрываются задвижки RW51,52S51, SD51,52S41. 7. Выдается сигнал на ускоренную разгрузку энергоблока (УРБ)

Условие защиты, блокировки	Позиции датчиков	Действие защиты, блокировки
4. Повышение давления питательной воды на выходе из главного насоса ТПН-1(ТПН-2) RL41(42)D01 до 125 кгс/см ²	RL41(42)P02B1,B2,B3	Через две секунды: 1) срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Давление на выходе главного насоса высоко»; 2) выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21
5. Повышение давления воды в камере разгрузочного барабана ТПН-1(ТПН-2) до 14 кгс/см ²	RF31(32)P02B1,B2,B3	Через две секунды: 1) срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Давление в камере разгрузочного барабана аварийно высоко»; 2) выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21
6. Увеличение расхода воды через главный насос ТПН-1 (ТПН-2) RL41(42)D01 до 4500 м ³ /ч	RL41(42)F01B1,B2,B3	Через две секунды: 1) срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Расход за ТПН-1(2) аварийно велик»; 2) выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21
7. Осевой сдвиг ротора турбины ТПН-1 (ТПН-2) +1,0 мм.	RL31G05,06,07B1 (RL32G05,06,07B1)	1. Срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Осевой сдвиг ротора ТПН-1(2) аварийный». 2. Выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21
8. Понижение давления питательной воды на выходе из главного насоса ТПН-1 (ТПН-2) 2RL41(42)D01 до 36 кгс/см ² . Защита автоматически вводится при достижении давления на выходе из насоса RL41(42)D01 более 63 кгс/см ² и выводится при закрытии стопорного клапана ТПН-1 (ТПН-2) 2SE51(52)S01	RL41(42)P02B1,B2,B3	Через две секунды: 1) срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Давление на выходе главного насоса аварийно низко»; 2) выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21

Условие защиты, блокировки	Позиции датчиков	Действие защиты, блокировки
9. Понижение давления питательной воды на входе в главный насос ТПН-1 (ТПН-2) RL41(42)D01 до 12,0 кгс/см ² . Защита автоматически вводится при достижении давления питательной воды на входе в насос RL41(42)D01 более 14,0 кгс/см ² и выводится при закрытии стопорного клапана ТПН-1 (ТПН-2)	RL31(32)P09B1,B2,B3 RL31(32)P09B1	Через две секунды: 1) срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Давление на входе главного насоса аварийно низко»; 2) выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21; 3) закрывается СК ТПН SE51(52)S01
10. Повышение давления пара в конденсаторе ТПН-1 (ТПН-2) до 0,6 кгс/см ² (абс). Защита автоматически вводится при достижении давления в конденсаторе менее 0,4 кгс/см ² (абс) и выводится при закрытии стопорного клапана ТПН	SD51(52)P01B1 SD51(52)P02B1 SD51(52)P03B1 SD51(52)P01B1	1. Срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Давление в конденсаторе ТПН-1(2) более 0,6 кгс/см ² ». 2. Выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21. 3. Закрывается СК SE51(52)S01 ТПН
11. Понижение давления масла на входе в редуктор ТПН-1 (ТПН-2) до 0,3 кгс/см ²	RL31(32)P12B1,B2,B3	1. Срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «Давление масла на редуктор аварийно низко». 2. Выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S21
12. Повышение уровня конденсата в корпусе любого ПВД до 2-го предела	RD21(22)L01,02,04B1 RD11(12)L01,02,04B1	Через пять секунд: 1. Срабатывает аварийная сигнализация, высвечивается табло «L ПВД-А(Б) 2 пред» на панели НУ25; 2. Выбивается электромагнит дистанционного выключателя СК ТПН SE51(52)S2

5.2.3. Блокировки ТПН, представлены в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
1. Уменьшение расхода питательной воды за ТПН-1(2) до 800 (1000) т/ч (стойка В.231)	RL41(42)F01B1,B2,B3	По цепям автоматического управления открываются задвижки RL41(42)S03,S04 на линии рециркуляции ТПН. Сначала задвижки открываются импульсной командой в течение 35 с, а затем непрерывной до полного открытия	Ввод/вывод блокировки осуществляется с пульта В(И)250 БЩУ с помощью двух кнопок «Блокировка рециркуляции ТПН-1(2)»
2. Увеличение расхода питательной воды за ТПН-1(2) до 2000 (2250) т/ч (стойка В(И)232)	RL41(42)F01B1,B2,B3	По цепям автоматического управления закрываются задвижки RL41(42)S03,S04. Сначала задвижки закрываются непрерывной командой в течение 10 с, а затем импульсной до полного закрытия.	Ввод/вывод блокировки осуществляется с пульта В(И)250 БЩУ с помощью двух кнопок «Блокировка рециркуляции ТПН-1(2)»
3. Повышение давления питательной воды на напоре ТПН-1(2) до 70 кгс/см ² (стойка В.231)	RL41(42)P02B1	По цепям защит открывается задвижка RL41(42)S02.	Ввод/вывод блокировки осуществляется с пульта В(И)250 БЩУ с помощью соответствующих кнопок «RL41S02 (RL42S02)»
4. Закрытие СК ТПН-1 (ТПН-2) (стойка В.231)		По цепям защит закрывается задвижка RL41(42)S02	Ввод/вывод блокировки осуществляется с пульта В(И)250 БЩУ с помощью соответствующих кнопок «RL41S02 (RL42S02)»
5. При расходе питательной воды за ТПН 1(2) > 4000 т/ч и ТПН 2(1) < 1700 т/ч (стойка В.231)	RL41F01B1,B2,B3; RL42F01B1,B2,B3	Регулятор ТПН-1(2) из режима производительности (РП) переключается в режим максимального расхода (РМР)	Регулятор ТПН-1(2) переходит из РМР в РП по факту отрицательного рассогласования хотя бы на двух ОРП RL71,72,73,74C02.
6. При повышении оборотов ТПН 1,2 > 3500 об/мин (стойка В.232).	SE51,52G11B2	Блокируется дальнейшее увеличение задания ТПН-1,2 по частоте в РЧ и РР	
7. При повышении расхода питательной воды за ТПН-1(2) более 4300 т/ч (стойка В.232)	RL41F01B2; RL42F01B2	Накладывается запрет команд на «больше» в РЧ и РР	Запрет снимается при снижении расхода питательной воды за ТПН-1(2) < 4250 т/ч
8. При наличии любого из ниже		Блокируется автоматический разворот ТПН-1(2) в	Блокировка вводится кнопкой с пульта

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
<p>перечисленных условий:</p> <p>1) отказ датчиков температуры СК ТПН-1,2;</p> <p>2) отказ датчиков температуры металла ТПН-1,2 низ;</p> <p>3) отказ датчиков температуры металла ТПН-1,2 верх;</p> <p>4) температура СК ТПН-1(2) меньше 130 °С;</p> <p>5) при разности температуры верх-низ ТПН-1(2) больше 15 °С (стойка В(И)232)</p>	<p>SE51,52T01B1</p> <p>RL41T01B1; RL41T02B1; RL42T01B1; RL42T02B1</p>	режиме РР	та В(И)210
9. При частоте вращения ТПН-1(2) < 1000 об/мин (стойка В(И)232)	SE51,52G11B2	Накладывается запрет команд на «меньше» в РР	
<p>10. Разрешение на пуск ТПН-1 (ТПН-2)</p> <p>10.1. При давлении масла в силовой линии защиты за дистанционным выключателем СК SE51(52)S21 более 8,0 кгс/см² и совпадении условий:</p> <p>1) давление масла на смазку ТПН-1 (ТПН-2) в конце масляной линии более 1,0 кгс/см²;</p>	<p>SE51P03B1 (SE52P03B1)</p> <p>RL41P09B2 (RL42P09B2)</p>	Снимается запрет открытия стопорного клапана ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S01	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
2) давление питательной воды на входе в предвключенный насос RL31(32)D01 превышает давление насыщенных паров питательной воды более, чем на 2,0 кгс/см ² ;	RL31P07B1 (RL32P07B1)		
3) в положении «открыто» оба вентиля RL41(42)S03,04 на линии рециркуляции ТПН-1 (ТПН-2);			
4) перепад давления конденсата на уплотнениях главного насоса RL41(42)D01 более 0,3 кгс/см ² ;	RF21P02B1 (RF22P02B1)		
5) уровень конденсата в конденсатосборнике ТПН-1 (ТПН-2) более 40,0 см;	SD51L01B1 (SD52L01B1)		
6) давление в конденсаторе ТПН-1 (ТПН-2) менее 0,4 кгс/см ² (абс.)	SD51P01B1 (SD52P01B1)		
10.2. При открытом стопорном клапане ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)S01 и совпадении условий:		Выдается разрешение на пуск ТПН-1 (ТПН-2)	
1) давление масла на смазку ТПН-1 (ТПН-2) в конце масляной линии более 1,0 кгс/см ² ;	RL41P09B1 (RL42P09B2)		

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
<p>2) давление питательной воды на входе в насос RL31(32)D01 превышает давление насыщенных паров перекачиваемой воды более чем на 2,0 кгс/см²;</p> <p>3) с КВО вентилей RL41(42)S03,04 на линии рециркуляции ТПН-1 (2) более 2 с (с момента взведения стопорного клапана ТПН-1 (ТПН-2), поступает сигнал, подтверждающий их открытое положение;</p> <p>4) перепад давления конденсата на уплотнениях главного насоса RL41(42)D01 больше 0,3 кгс/см²;</p> <p>5) уровень конденсата в конденсатосборнике ТПН-1 (ТПН-2) более 32,5 см;</p> <p>6) давление в конденсаторе ТПН менее 0,4 кгс/см² (абс.);</p> <p>7) перепад давления циркуляционной воды на обеих нитках конденсатора ТПН-1 (ТПН-2) более 0.4 кгс/см²</p>	<p>RL31P07B1 (RL32P07B1)</p> <p>RF21P02B1 (RF22P02B1)</p> <p>SD51L01B1 (SD52L01B1)</p> <p>SD51P01B1 (SD52P01B1)</p> <p>VC51P03B1 (VC52P03B1)</p> <p>VC51P04B1 (VC52P04B1)</p>		
11. При полном открытии ГПЗ RQ51(52)S01 ТПН-1(2) на подводе пара к стопорному клапану SE51(52)S01		Закрывается задвижка на байпасе ГПЗ ТПН-1 (ТПН-2) RQ51(52)S02	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
12. АВР маслонасосов SE51D41,42 системы регулирования ТПН-1.			
12.1. Ввод АВР при совпадении условий: 1) насос SE51D41(42) включен; 2) давление масла на напоре насоса SE51D41(42) более 10,0 кгс/см ² 12.2. При выполнении условия п. 12.1 (ввод АВР) и совпадении условий: 1) ключ АВР насоса SE51D42(41) в положении «резерв»; 2) давление масла на напоре насоса 1SE51D41(42) снизилось до 9.5 кгс/см ² или отключился электродвигатель работающего насоса 1SE51D41(42)	SC51P01B1 (SC51P02B1) SC51P01B1 (SC51P02B1)	Вводится АВР насоса SE51D41(42). Включается резервный насос SE51D42(41).	
13. АВР маслонасосов регулирования SE52D41,42 ТПН-2 13.1. Ввод АВР при совпадении условий: 1) насос SE52D41(42) включен; 2) давление масла на напоре насоса SE52D41(42) более 10,0 кгс/см ²	SC52P01B1 (SC51P02B1)	Вводится АВР насоса SE52D41(42)	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
13.2. При выполнении условия п. 13.1 (ввод АВР) и совпадении условий: 1) ключ АВР насоса SE52D42(41) в положении «резерв»; 2) давление масла на напоре маслонасоса SE52D41(42) снизилось до 9,5 кгс/см ² или отключился электродвигатель работающего насоса SE52D41(42)	SC52P01B1 (SC51P02B1)	Включается резервный насос 1SE52D42(41)	
14. При включенном электродвигателе КЭН ТПН-1 RW51D11(21) и повышении давления конденсата на напоре насоса RW51D11(21) до 2,0 кгс/см ² .	RW51P06(02)B1	Открывается задвижка на напоре КЭН ТПН-1 RW51S13(23). Шифр УВС - RW51B55(56)	
14.1. При повышении давления конденсата в напорном коллекторе КЭН ТПН-1 до 2,5 кгс/см ² и переключателе АВР насоса RW51D11(21) в положении «резерв»	RW51P03B1	Открывается задвижка на напоре резервного насоса RW51S13(23). (Шифр УВС - RW51B55(56))	
15. При включенном электродвигателе КЭН ТПН-2 RW52D11(21) и повышении давления конденсата на напоре насоса RW52D11(21) до 2,0 кгс/см ² .	RW52P06(02)B1	Открывается задвижка на напоре КЭН ТПН-2 RW52S13(23). Шифр УВС - RW52B55(56)	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
15.1. При повышении давления конденсата в напорном коллекторе до 2,5 кгс/см ² и переключатель АВР насоса RW52D11(21) в положении «резерв»	RW52P03B1	Открывается задвижка на напоре резервного насоса RW52S13(23). Шифр УВС - RW52B55(56)	
16. При включенном КЭН ТПН-1 RW51D11(21) в течение двух минут и закрытой задвижке RW51S13(23) на напоре КЭН ТПН-1		Отключается КЭН ТПН-1 RW51D11(21). Шифр УВС - RW51B12(11)	
17. При включенном КЭН ТПН-2 RW52D11(21) в течение двух минут и закрытой задвижке на напоре КЭН ТПН-2 RW52S13(23)		Отключается КЭН ТПН-2 RW52D11(21). Шифр УВС - RW52B12(11)	
18. АВР конденсатных насосов ТПН-1 RW51D11,21 18.1. Ввод АВР при совпадении условий: 1) насос RW51D11(21) включен; 2) давление в напорном коллекторе насосов RW51D11(21) более 2,5 кгс/см ² ; 3) уровень в конденсаторе ТПН более 32,5 см	RW51P03B1 SD51L01B1	Вводится АВР насоса RW51D11(21)	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
<p>18.2. При выполнении условия п.18.1 (ввод АВР) и совпадении условий:</p> <p>1) ключ АВР насоса RW51D21(11) в положении «резерв»;</p> <p>2) давление в напорном коллекторе насосов RW51D11,21, снизилось до 2,0 кгс/см² или отключился электродвигатель работающего насоса RW51D11(21)</p>	RW51P03B1	Включается резервный насос RW51D21(11). Шифр УВС - RW51ABP.	
<p>19. АВР конденсатных насосов ТПН-2 1RW52D11(21)</p> <p>19.1. Ввод АВР при совпадении условий:</p> <p>1) насос 1RW52D11(21) включен;</p> <p>2) давление конденсата в напорном коллекторе насосов RW52D11(21) более 2,5 кгс/см²;</p> <p>3) уровень в конденсаторе ТПН более 32 см</p> <p>19.2. При выполнении условий п. 19.1 (ввод АВР) и совпадении условий:</p> <p>1) ключ АВР насоса RW52D21(11) в положении «резерв»;</p>	<p>RW52P03B1</p> <p>SD52L01B1</p>	<p>Вводится АВР насосов RW52D11(21).</p> <p>Включается резервный насос RW52D21(11). Шифр УВС - 1RW52ABP</p>	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
2) давление в напорном коллекторе насосов RW52D11(21) снизилось до 2,0 кгс/см ² или отключился электродвигатель работающего насоса RW52D11(21)	RW52P03B1		
20. При выполнении любого из условий: 1) понижение давления в напорном коллекторе КЭН ТПН-1 до 2,0 кгс/см ² ; 2) отключение насоса RW51D11(21)	RW51P03B1	Через 5 с импульсной командой закрывается задвижка RW51D11(21) на напоре насоса RW51S13(23). Шифр УВС - RW51B57,58	
21. При выполнении любого из условий: 1) понижение давления в напорном коллекторе КЭН ТПН-2 до 2,0 кгс/см ² ; 2) отключение насоса RW52D11(21)	1RW52P03B1	Через пять секунд импульсной командой закрывается задвижка на напоре насоса RW52D11(21), RW52S13(23). Шифр УВС - RW52B57,58	
22. При открытии задвижки RF21(22)S01 на подводе конденсата на уплотнения ТПН-1 (ТПН-2)		Включается регулятор RF21(22)C02 подачи конденсата на уплотнения ТПН-1 (ТПН-2)	

Условия блокировки	Позиции датчиков	Действия блокировки	Примечания
23. При выполнении любого из условий: 1) включено ВПУ SE51(52)D11 ТПН-1(ТПН-2); 2) открыт СК SE51(52)S01 трубопровода; 3) частота вращения ротора ТПН-1(2) выше 120 об/мин	1SE51(52)G11B2	Налагается запрет закрытия задвижки 1RF21(22)S01 на подаче конденсата на уплотнения ТПН-1 (ТПН-2). Шифр УВС - RFB57(58)	
24. При закрытии задвижки на подводе конденсата на уплотнения ТПН-1 (ТПН-2) RF21(22)S01		Отключается регулятор RF21(22)C02 и закрывается регулирующий клапан на подаче конденсата на уплотнения ТПН-1 (ТПН-2) RF21(22)S02	
25. При закрытии СК SE51(52)S01 ТПН-1 (ТПН-2)		Закрывается задвижка RL41(42)S02 на трубопроводе питательной воды от ТПН-1 (ТПН-2) к ПВД	
26. При снижении давления масла на смазку ТПН-1 (ТПН-2) до 0,6 кгс/см ²	RL41(42)P09B1	Отключается с запретом включения ВПУ ТПН-1 (ТПН-2) SE51(52)D11. Шифр УВС - RL41(42)	

5.3. Сигнализация

5.3.1. При нарушении технологических режимов работы ТПН-1,2 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. 5.3.1.

Таблица 5.3.1

Назначение и номер табло	Датчик	Уставка срабатывания	Панель БЩУ
Нет питания эл. магнита вы- бывания СК ТПН-1, табло «Неисправность цепей эл. магнита СК ТПН-1» № 2	SF-1 KSY1	Отключен Не сработано	НУ25
Нет питания эл. магнита вы- бывания СК ТПН-2, табло «Неисправность цепей эл. магнита СК ТПН-2» № 3	SF-2 KSY1	Отключен Не сработано	НУ25
Защиты ТПН-1 не введены полностью, табло «Защит нет 100% ТПН-1» № 4	СК ТПН-1 RL41P02B1 RL31P09B1 SD51P01B1	Открыт <63 кгс/см ² <14 кгс/см ² >0,4 кгс/см ²	НУ25
Защиты ТПН-2 не введены полностью, табло «Защит нет 100% ТПН-2» № 5	СК ТПН-2 RL42P02B1 RL32P09B1 SD52P01B1	Открыт <63 кгс/см ² <14 кгс/см ² >0,4 кгс/см ²	НУ25
Осевой сдвиг ротора ТПН- 1 +1 мм, табло «ОСР ТПН- 1» № 1	RL31G07B1 RL31G06B1 RL31G05B1	+1 мм	НУ34
Давление в конденсаторе ТПН-1 $\geq 0,6$ кгс/см ² , табло «W ТПН-1 > 0,6 ↑» № 2	SD51P01B1 SD51P02B1 SD51P03B1	$\geq 0,6$ кгс/см ²	НУ34
Давление на выходе главно- го насоса ТПН-1 аварийно низко, табло «Р нап. ПН ТПН-1 ↓» № 3	RL41P02B1 RL41P02B2 RL41P02B3	<36 кгс/см ²	НУ34
Обороты турбины ТПН-1 велики, табло «обороты турбины ТПН-1 ↑» № 4	SE51G11B2	≥ 3504 об/мин	НУ34
Давление масла на смазку 0,5 кгс/см ² на уровне оси турбины ТПН-1, табло «Р ТПН-1 SC < 0,5» № 5	SC51P05B1 SC51P05B2 SC51P05B3	$\leq 0,5$ кгс/см ²	НУ34
Давление масла на смазку 0,8 кгс/см ² на уровне оси турбины ТПН-1, табло «Р ТПН-1 SC < 0,8» № 6	SC51P05B1	$\leq 0,8$ кгс/см ²	НУ34

Назначение и номер табло	Датчик	Уставка срабаты- вания	Панель БЩУ
Давление масла в конце масляной линии 0,35 кгс/см ² ТПН-1, табло «Р масла в конце линии 0,35 ↓» № 7	RL41P09B1	≤0,35 кгс/см ²	НУ34
Подпор на всасе ВПЭН-1 низок, табло «Р RL51D01 всаса < 1,2» № 8	RL51P01B1 RL51T09B1	≤1,2 кгс/см ²	НУ34
Перепад давления вода - масло на маслоохладителях ТПН-1 низок, табло «Δ Р маслоохлад ↓» № 9	VB53P03B1	≤0,5 кгс/см ²	НУ34
Подпор на входе в пред- включенный насос ТПН-1 аварийно низок, табло «Р всаса БН ТПН-1 ↓» № 10	RL31P07B1 RL31T03B1	≤1,3 кгс/см ²	НУ34
Давление на всасе главного насоса ТПН-1 аварийно низко, табло «Р всаса ПН ТПН-1 ↓» № 11	RL31P09B1 RL31P09B2 RL31P09B3	<12 кгс/см ²	НУ34
Давление на выходе главно- го насоса ТПН-1 аварийно высоко ≥ 125 кг/см ² , табло «Р нап. ПН ТПН-1 ↑» № 12	RL41P02B1 RL41P02B2 RL41P02B3	≥125 кг/см ²	НУ34
Расход за ТПН-1 аварийно велик, табло «F ТПН-1 ↑» № 13	RL41F01B1 RL41F01B2 RL41F01B3	≥4500 т/ч	НУ34
Давление в разгрузочном барабане ТПН-1 аварийно высоко, табло «Р РБ ТПН-1 ↑» № 14	RF31P02B1 RF31P02B2 RF31P02B3	≥14 кгс/см ²	НУ34
Давление масла на редуктор ТПН-1 низко, табло «Р ре- дуктор SC < 0,3 ТПН-1 ↓» № 16	RL31P12B1 RL31P12B2 RL31P12B3	≤0,3 кгс/см ²	НУ34
Уменьшение расхода пита- тельной воды за ТПН-1 <800 т/ч, табло «F ТПН-1 < 800 ↓» № 17	RL41F01B1,B2,B3	<800 т/ч	НУ34
Давление пара к ТПН-1 низко, табло «Р перед ТПН-1 ↓» № 18	RQ51P02B1	≤5,5 кгс/см ²	НУ34

Назначение и номер табло	Датчик	Уставка срабаты- вания	Панель БЩУ
Повышение вибрации подшипников ТПН-1, табло «Вибрация подшипников ТПН-1 ↑» № 19	SE51G02 SE51G04	≥ 5 мм/с $\geq 7,5$ мм/с	НУ34
Давление масла на смазку ниже $0,6$ кгс/см ² в конце масляной линии ТПН-1, табло «Отключить ВПУ Р SC < $0,6$ » № 20	RL41P09B1	$\leq 0,6$ кгс/см ²	НУ34
Изменился перепад давле- ния конденсата на уплот- нении ТПН-1, табло «Р конденсата на уплотнение» № 21	RF21P02B1 RF21P02B2	$\leq 0,3$ кгс/см ² $\geq 0,7$ кгс/см ²	НУ34
Давление масла на регули- рование низко, табло «Р масла SE ТПН-1 ↓» № 22	SC51P03B1	≤ 10 кгс/см ²	НУ34
Пуск ТПН-1 не разрешен, табло «Пуск ТПН-1 не раз- решён» № 23	VC51P03B1 VC51P04B1 SD51L01B1 RL41P09B2 RF21P02B1 RL31T03B1 SD51P01B1 RL41S03 RL41S04	$\leq 0,4$ кгс/см ² $\leq 0,4$ кгс/см ² ≤ 40 см ≤ 1 кгс/см ² $\leq 0,3$ кгс/см ² $\Delta \leq 2$ кгс/см ² $\geq 0,4$ кгс/см ² Закр Закр	НУ34
Останов ТПН-1 ключом, табло «Останов ключом ТПН-1» № 24	SA 1	Воздействие на цепи электро- магнита выбива- ния дистанцион- ного выключае- теля ТПН-1	НУ34
Уровень в камере переключе- ния ТПН высок, табло «L в камере ТПН ↑» № 26	СПР	Сработан	НУ34
Давление в конденсаторе ТПН-1 $\geq 0,3$ кгс/см ² , табло «W ТПН-1 > $0,3$ » № 27	SD51P01B1	$\geq 0,3$ кгс/см ²	НУ34
Отключен ВПЭН RL51D01, табло « P RL51D01 ↓ ↑» № 29	RL51P04B1 RL51P04B1	≤ 70 кгс/см ² ≥ 108 кгс/см ²	НУ34
Отключены КЭН ТПН-1, табло «Отключены КЭН ТПН-1» № 30	RW51D11 RW51D21	Отключен Отключен	НУ34

Назначение и номер табло	Датчик	Уставка срабаты- вания	Панель БЩУ
Осевой сдвиг ротора ТПН-2 +1 мм, табло «ОСР ТПН-2» № 1	RL32G07B1 RL32G06B1 RL32G05B1	+1 мм	НУ35
Давление в конденсаторе ТПН-2 $\geq 0,6$ кгс/см ² , табло «W ТПН-2 > 0,6 ↑» № 2	SD52P01B1 SD52P02B1 SD52P03B1	$\geq 0,6$ кгс/см ²	НУ35
Давление на выходе главного насоса ТПН-2 аварийно низко, табло «Р нап. ПН ТПН-2 ↓» № 3	RL42P02B1 RL42P02B2 RL42P02B3	< 36 кгс/см ²	НУ35
Обороты турбины ТПН-2 велики, табло «обороты турбины ТПН-2 ↑» № 4	SE52G11B2	≥ 3504 об/мин	НУ35
Давление масла на смазку 0,5 кгс/см ² на уровне оси турбины ТПН-2, табло «Р ТПН-2 SC < 0,5» № 5	SC52P05B1 SC52P05B2 SC52P05B3	$\leq 0,5$ кгс/см ²	НУ35
Давление масла на смазку 0,8 кгс/см ² на уровне оси турбины ТПН-2, табло «Р ТПН-2 SC < 0,8» № 6	SC52P05B1	$\leq 0,8$ кгс/см ²	НУ35
Давление масла в конце масляной линии 0,35 кгс/см ² ТПН-2, табло «Р масла в конце линии 0,35 ↓ ТПН-2» № 7	RL42P09B1	$\leq 0,35$ кгс/см ²	НУ35
Подпор на всасе ВПЭН-2 низок, табло «Р RL52D01 всаса < 1,2» № 8	RL52P01B1 RI.52T09B1	$\leq 1,2$ кгс/см ²	НУ35
Перепад давления вода - масло на маслоохладителях ТПН-2 низок, табло «Δ Р маслоохлад ↓» № 9	VB53P09B1	$\leq 0,5$ кгс/см ²	НУ38
Подпор на входе в предвключенный насос ТПН-2 аварийно низок, табло «Р всаса БН ТПН-2 ↓» № 10	RL32P07B1 RL32T03B1	$\leq 1,3$ кгс/см ²	НУ35
Давление на всасе главного насоса ТПН-2 аварийно низко, табло «Р всаса ПН ТПН-2 ↓» № 11	RL32P09B1 RL32P09B2 RL32P09B3	< 12 кгс/см ²	НУ35
Давление на выходе главного насоса ТПН-2 аварийно высоко ≥ 125 кг/см ² , табло «Р нап. ПН ТПН-2 ↑» № 12	RL42P02B1 RL42P02B2 RL42P02B3	≥ 125 кг/см ²	НУ35

Назначение и номер табло	Датчик	Уставка срабаты- вания	Панель БЩУ
Расход за ТПН-2 аварийно велик, табло «F ТПН-2 ↑» № 13	RL42F01B1 RL42F01B2 RL42F01B3	≥ 4500 т/ч	НУ35
Давление в разгрузочном барабане ТПН-1 аварийно высоко, табло «Р РБ ТПН-1 ↑» № 14	RF32P02B1 RF32P02B2 RF32P02B3	≥ 14 кгс/см ²	НУ35
Давление масла на редук- тор ТПН-2 низко, табло «Р редуктор SC < 0,3 ТПН-2 ↓» № 16	RL32P12B1 RL32P12B2 RL32P12B3	$\leq 0,3$ кгс/см ²	НУ35
Уменьшение расхода пита- тельной воды за ТПН-2 < 800 т/ч, табло «F ТПН-2 < 800 ↓» № 17	RL42F01B1,B2,B3	<800 т/ч	НУ35
Давление пара к ТПН-2 низ- ко, табло «Р перед ТПН-2 ↓» № 18	RQ52P02B1	$\leq 5,5$ кгс/см ²	НУ35
Повышение вибрации под- шипников ТПН-2, табло «Вибрация подшипников ТПН-2 ↑» № 19	SE52G02 SE52G04	≥ 5 мм/с $\geq 7,5$ мм/с	НУ35
Давление масла на смазку ниже 0,6 кгс/см ² в конце масляной линии ТПН-2, табло «Отключить ВПУ Р SC < 0,6» № 20	RL42P09B1	$\leq 0,6$ кгс/см ²	НУ35
Изменился перепад давле- ния конденсата на уплот- нении ТПН-2, табло «Р конденсата на уплотне- ние» № 21	RF22P02B1 RF22P02B2	$\leq 0,3$ кгс/см ² $\geq 0,7$ кгс/см ²	НУ35
Давление масла на регули- рование низко, табло «Р масла SE ТПН-2 ↓» № 22	SC52P03B1	≤ 10 кгс/см ²	НУ35
Пуск ТПН-2 не разрешен, табло «Пуск ТПН-2 не раз- решён» № 23	VC52P03B1 VC52P04B1 SD52L01B1 RL42P09B2 RF22P02B1 RL32T03B1 SD52P01B1 RL42S03 RL42S04	$\leq 0,4$ кгс/см ² $\leq 0,4$ кгс/см ² ≤ 40 см ≤ 1 кгс/см ² $\leq 0,3$ кгс/см ² $\Delta \leq 2$ кгс/см ² $\geq 0,4$ кгс/см ² Закр Закр	НУ35

Назначение и номер табло	Датчик	Уставка срабаты- вания	Панель БЩУ
Останов ТПН-2 ключом, табло «Останов ключом ТПН-2» № 24	SA 2	Воздействие на цепи электро- магнита выбива- ния дистанцион- ного выключате- ля ТПН-2	НУ35
Давление в конденсаторе ТПН-2 $\geq 0,3$ кгс/см ² , табло «W ТПН-1 $> 0,3$ » № 27	SD52P01B1	$\geq 0,3$ кгс/см ²	НУ35
Отключен ВПЭН RL52D01, табло « P RL52D01 $\downarrow \uparrow$ » № 29	RL52P04B1 RL52P04B1	≤ 70 кгс/см ² ≥ 108 кгс/см ²	НУ35
Отключены КЭН ТПН-2, табло «Отключены КЭН ТПН-2» № 30	RW52D11 RW52D21	Отключен Отключен	НУ35
Отклонение уровня в кон- денсатосборнике ТПН-1, табло «L ТПН-1 конденса- тора» № 13	SD51L01B1	≥ 55 см ≤ 35 см	НУ36
Отклонение уровня в кон- денсатосборнике ТПН-2, табло «L ТПН-2 конденса- тора» № 14	SD52L01B1	≥ 55 см ≤ 35 см	НУ36

5.4. Автоматическое регулирование

5.4.1. Выбор режима работы регуляторов, управляющих МУТ ТПН-1,2, осуществляется с помощью переключателей SAB-1,2, установленных на панели НУ65 БЩУ и имеющих три фиксированных положения: «Производительность» («РП»), «Частота вращения» («РЧ»), «Разворот» («РР»).

5.4.2. Подтверждением выбранного режима работы является загорание соответствующих индикаторных ламп над БРУ-32 МУТ ТПН1,2 - SE51,52S11 на панели НУ65 БЩУ:

- 1) «РР» - режим разворота ТПН;
- 2) «РЧ» - режим частоты вращения ТПН;
- 3) «РП» - режим производительности ТПН;
- 4) «РМР» - режим максимального расхода ТПН.

Регуляторы разворота SE51,52C02 включаются при температуре СК ТПН-1,2 выше 130°C , разности температур металла «верх-низ» питательных насосов ТПН меньше 15°C и необходимости пуска ТПН.

5.4.3. Регуляторы частоты вращения ТПН-1,2 SE51,52C11 включаются при необходимости стабилизации частоты вращения ТПН-1,2, а также при отказе регуляторов производительности ТПН-1,2.

5.4.4. Включение в работу регуляторов разворота и частоты вращения ТПН запрещается при:

- 1) отказе стойки УВК В(И)232;

2) отказе датчиков частоты вращения SE51(52)G11B2;

3) неисправности МУТ ТПН-1,2;

4) закрытии СК ТПН-1,2.

5.4.5. При работе регуляторов разворота скорость изменения заданного значения частоты вращения роторов ТПН составляет 50 об/мин за минуту от текущего значения в момент включения регуляторов.

5.4.6. При работе регуляторов частоты вращения ТПН-1,2 точность поддержания заданного значения частоты вращения роторов ТПН-1,2 составляет ± 50 об/мин от текущего значения в момент включения регуляторов.

5.4.7. Режим производительности ТПН предназначен для:

1) поддержания производительности ТПН в соответствии с тепловой нагрузкой реактора в диапазоне 5-100 % $N_{ном}$;

2) для регулирования расхода питательной воды остающегося в работе ТПН при отключении (или разгрузке) 2-го ТПН в режиме максимального расхода.

5.4.8. Включение в работу регулятора производительности ТПН-1,2 SE51,52C01 осуществляется по распоряжению НСБ при нагрузке реакторной установки 5-10 % $N_{ном}$ и наличии питания ПГ от ТПН.

5.4.9. Включение в работу режима производительности ТПН запрещается при:

1) отказе стойки УВК В(И)231;

2) неисправности МУТ ТПН-1,2 SE51,52S11;

3) отказе датчиков давления пара в ГПК RC11P01B1,B2, RC11P03B4;

4) отказе датчиков давления в коллекторе питательной воды RL74P02B1,B2,B3;

5) отказе датчиков расхода питательной воды за ТПН RL41,42F01B1,B2,B3;

6) отказе более двух датчиков перепада температур «холодной» и «горячей» ниток теплоносителя первого контура в ПГ YA12,42T11B2; YA22,32T10B2.

5.4.10. Регулятор производительности ТПН-1(2) поддерживает заданное значение перепада между давлением в коллекторе питательной воды и давлением пара в ГПК, равное 10 кгс/см² с точностью $\pm 0,5$ кгс/см² при значении электрической мощности $N_{эл}$ не более 780 МВт.

5.4.11. При увеличении электрической нагрузки энергоблока выше 780 МВт заданное значение перепада давлений увеличивается пропорционально изменению расхода пара, вырабатываемого парогенераторами.

В режиме производительности ТПН регуляторы производительности ТПН-1,2 при реализации блокировок управления рециркуляцией ТПН осуществляют воздействие на задвижки на линии рециркуляции ТПН-1,2 - RL41,42S03,S04.

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для контроля и обеспечения постоянной эксплуатационной готовности ТПН-1,2, ВПЭН, а также для дистанционного управления системой проектом предусмотрены точки измерения давления, расхода, температуры, уровня, вибрации.

6.1.2. Измерение эксплуатационных параметров осуществляется соответствующими датчиками и преобразователями. При этом весь необходимый для оценки работоспособности и технического состояния системы объем сигналов поступает на РМОТ и на панели БЩУ.

6.1.3. При достижении предельных значений параметров сигналы от датчиков КИП выводятся на сигнализацию и блокировки.

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. Давление пара перед ГПЗ, кгс/см ²	RQ51(52)P01	БЩУ, УВС	8,9		J
2. Температура пара перед ГПЗ, °C	RQ51(52)T01	БЩУ, УВС	180-248		J
3. Расход пара на ТП, т/ч	RQ51(52)F01	БЩУ, УВС	69,5		A, J
4. Давление пара перед СК, кгс/см ²	RQ51(52)P02	БЩУ, УВС	8,9	5.5	A, J
5. Температура пара перед СК, °C	RQ51(52)T02	БЩУ, УВС	180-248		J
6. Температура корпуса СК, °C	SE51(52)T01	БЩУ, УВС	180-248		J
7. Давление пара за СК, кгс/см ²	SE51(52)P01	Машзал отметка 5,6	8,9		J
8. Давление пара за РК, кгс/см ²	SA51(52)P01	БЩУ, УВС	4,1-9,1		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
9. Давление в конденсаторе, кгс/см ² (абс)	SD51(52)P02 SD51(52)P01 SD51(52)P03	ТЗиБ, БЩУ, УВС	0,06 0,06 0,06	0,4	А, В, J J J
10. Температура пара на выхлопе, °С	SA51(52)T04 SA51(52)T05	БЩУ, УВС	36		J
11. Температура корпуса турбины ТПН	SA51(52)T01	БЩУ, УВС	230		J
12. Температура металла корпуса: 1) верх, °С 2) низ, °С	SA51(52)T02 SA51(52)T03	1) БЩУ, УВС	180-248 180-248		J J
13. Частота вращения ротора турбины, об/мин	SE51(52)G11	БЩУ, УВС	3500		J
14. Вибрация подшипников: 1) турбопривода SA51(52), мм/с 2) насоса RL41(42)D01, мм/с	SE51(52)G01 SE51(52)G02 RL41(42)G03 RL41(42)G04	БЩУ, УВС БЩУ, УВС БЩУ, УВС БЩУ, УВС	4,5 4,5 4,5 4,5	 5,0; 7,5 5,0; 7,5 5,0; 7,5	J А, J J А, J
15. Осовой сдвиг ротора ПН ОК-12А, мм	RL41(42)G03, RL31(32)G05, 05,06	БЩУ, УВС, ТЗиБ	0,5	0,7 1,0	J А, В, J
16. Давление пара на уплотнения (после регулятора), кгс/см ² ,	SG51(52)P05	БЩУ, УВС	0,02-0,07		J
17. Давление пара на эжекторы, кгс/см ²	SG51(52)P01	БЩУ, УВС	6,0		J
18. Температура пара на эжекторы, °С	SG51(52)T01	БЩУ, УВС	160		J
19. Давление пара на входе в основной эжектор, кгс/см ²	SG51(52)P02 SG51(52)P03	Машзал, отм. 5,6	5,0		J
20. Давление паровоздушной смеси на входе в основной эжектор, кгс/см ² (абс)	SD51(52)P04 SD51(52)P05	Машзал, отм. 5,6	0,06-0,12		J
21. Давление пара на входе в эжектор системы отсоса, кгс/см ² (абс)	SG51(52)P04	Машзал, отм. 5,6	5,0		J
22. Давление паровоздушной смеси на входе в ЭУ, кгс/см ² (абс)	SD51(52)P06	Машзал, отм. 5,6	0,95-0,97		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
23. Уровень конденсата в конденсатосборнике ТП, мм	SD51(52)L01	БЩУ, УВС	400	350 550	A, J
24. Давление конденсата на выходе насоса RW51(52)D11, кгс/см ²	RW51(52)P06	БЩУ, УВС, ТЗиБ, Машзал, отм. -3,6	5,5	2,0 6,0	B, J
25. Давление конденсата на выходе насоса RW51(52)D21, кгс/см ²	RW51(52)P02	БЩУ, УВС, ТЗиБ, Машзал, отм. -3,6	5,5	2,0 6,0	B, J
26. Давление конденсата в напорном коллекторе КН, кгс/см ²	RW51(52)P03	БЩУ, УВС, ТЗиБ	5,5	2,5	B, J
27. Давление конденсата после охладителей эжекторов, кгс/см ²	RW51(52)P01	Машзал, отм. 5,6	4,5-5,0		J
28. Температура конденсата после охладителей эжекторов, °C	RW51(52)T01	Машзал, отм. 5,6	50		J
29. Давление конденсата на уплотнения до фильтров грубой очистки, кгс/см ²	RF10P02 RF10P03 RF10P05 RF10P06	Машзал, отм. -3,6	18,0 18,0 18,0 18,0		J
30. Давление конденсата на уплотнения после фильтров грубой очистки, кгс/см ²	RF10P01 RF10P04	Машзал, отм. -3,6	18,0 18,0		J
31. Давление конденсата на уплотнения после регулятора, кгс/см ²	RF21(22)P01	Машзал, отм. 5,6	8,5		J
32. Перепад давления конденсата на уплотнения БН и ПН, кгс/см ²	RF21(22)P02	БЩУ, УВС	0,45	0,3	A, J
33. Расход конденсата на уплотнения БН, м ³ /ч	RF21(22)F11	БЩУ, УВС	26		J
34. Расход конденсата на уплотнения ПН, м ³ /ч	RF21(22)F21	БЩУ, УВС	34		J
35. Давление конденсата на уплотнение БН и ПН, кгс/см ²	RL31(32)P01	Машзал, отм. 5,6	8,5		J
36. Давление конденсата в камере разгрузочного барабана, кгс/см ²	RF31(32)P02	БЩУ, УВС, ТЗиБ	9,6	14	A, B, J
37. Температура конденсата на сливе из уплотнений на вход БН, °C	RF31(32)T01	БЩУ, УВС	160		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
38. Температура конденсата на сливе из камеры разгрузочного барабана, °C	RF31(32)T02	БЦУ, УВС	160		J
39. Температура конденсата на сливе из уплотнений БН в:					
1) конденсатор, °C	RL31(32)T01	БЦУ, УВС	50		J
2) дренажный бак, °C	RL31(32)T14	БЦУ, УВС	50		J
3) сливную систему, °C	RL31(32)T13	БЦУ, УВС	50		J
40. Температура конденсата на сливе из уплотнений ПН в:					
1) конденсатор, °C	RL41(42)T06	БЦУ, УВС	50		J
2) дренажный бак, °C	RL41(42)T05	БЦУ, УВС	50		J
3) сливную систему, °C	RL41(42)T07	БЦУ, УВС	50		J
41. Перепад давления циркуводы на конденсаторе ТП, кгс/см ²	VC51(52)P01 VC51(52)P02 VC51(52)P03 VC51(52)P04	Машзал, отм. 0,0 БЦУ, УВС	0,4 0,4		J J
42. Температура циркуводы на входе в конденсатор, °C	VC51(52)T01 VC51(52)T0	БЦУ, УВС	22		J
43. Температура циркуводы на выходе из конденсатора, °C	VC51(52)T02 VC51(52)T04	БЦУ, УВС	32		J
44. Давление масла на выходе насосов регулирования, кгс/см ²	SC51(52)P01 SC51(52)P02 SC51(52)P03	Машзал, отм. 3,6 БЦУ, УВС, ТЗиБ	10,5 10,5	10	J A, B, J
45. Давление масла в системе смазки, кгс/см ²	SC51(52)P05	БЦУ, УВС, ТЗиБ	1,0	0,5	A, B, J
46. Температура масла на смазку подшипников, °C	SC51(52)T03	БЦУ, УВС	40		J
47. Давление масла на зацепление редуктора, кгс/см ²	RL31(32)P12		1,0		J
48. Температура масла на зацепление редуктора, °C	SC51(52)T01 SC51(52)T04	БЦУ, УВС	37		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
49. Температура масла на сливе с подшипников, °C	RL31(32)T10 RL31(32)T11 RL31(32)T02		40-55		J
50. Температура масла перед маслоохладителями, °C	SC51(52)T02	БЦУ, УВС	40-45	50	J
51. Температура подшипников ТП, °C	SB51(52)T01	БЦУ, УВС	60	90	J
52. Температура масла на сливе с подшипников ТПН, °C	SE51(52)T02	БЦУ, УВС	60		J
53. Давление охлаждающей воды перед маслоохладителем, кгс/см ²	VC53P01 VC53P02 VC53P08 VC53P10	Машзал, отм. 0,0	2,0 2,0 2,0 2,0		J
54. Давление питательной воды на входе БН, кгс/см ²	RL31(32)P07	БЦУ, УВС	7,7	7,0 6,5	A, J
55. Перепад давления питательной воды на фильтре, кгс/см ²	RL31(32)P15 RL31(32)P16 RL31(32)P17 RL31(32)P18	БЦУ, УВС	0,3		J
56. Давление питательной воды на выходе БН, кгс/см ²	RL31(32)P09	БЦУ, УВС, ТЗиБ	23	12	A, B, J
57. Давление питательной воды на выходе ПН, кгс/см ²	RL41(42)P02	БЦУ, УВС, ТЗиБ	88	63	A, B, J
58. Температура питательной воды на входе БН, °C	RL31(32)T05 RL31(32)T05 RL31(32)T05 RL31(32)T05	БЦУ, УВС	164		J
59. Расход питательной воды, т/ч	RL41(42)F01	БЦУ, УВС, ТЗиБ	2940	4500	A, B, J
60. Температура баббита колодок упорного подшипника ПН, °C	SL31(32)T03 SL31(32)T04 SL31(32)T05 SL31(32)T06 SL31(32)T07 SL31(32)T08	БЦУ, УВС	60		J
61. Температура баббита опорных подшипников ПН, °C	SL31(32)T01 SL31(32)T02	БЦУ, УВС	60		J
62. Температура баббита колодок упорного подшипника БН, °C	SL41(42)T01 SL41(42)T02 SL41(42)T03 SL41(42)T04,05 SL41(42)T06	БЦУ, УВС	60		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
63. Температура баббита опорного подшипника БН, °С	SL41(42)T07 SL41(42)T08	БЩУ, УВС	60		J
64. Температура баббита упорного подшипника редуктора ТПН, °С	SL41(42)T09	БЩУ, УВС	60		J
65. Температура баббита подшипника редуктора ТПН, °С	SL41(42)T10	БЩУ, УВС	60		J
66. Температура верх металла корпуса ПН, °С	RL41(42)T01	БЩУ, УВС	160		J
67. Температура низа металла корпуса ПН, °С	RL41(42)T02	БЩУ, УВС	160		J
68. Температура металла корпуса низа ПН, °С	RL41(42)T03 RL41(42)T04	БЩУ, УВС	160 150		J
69. Давление воды на всасе ВПЭН, кгс/см ²	RL51(52)P01	БЩУ, УВС	7,7	1.2	A, J
70. Температура воды на всасе ВПЭН, °С	RL51(52)T09	УВС,С	164		J
71. Давление на напоре ВПЭН, кгс/см ²	RL51(52)P04	УВС, ТЗиБ	91	108 70	A, B, J
72. Расход питательной воды, м ³ /ч	RL51(52)F01	УВС, ТЗиБ	150	70	B, J
73. Температура электродвигателя: 1) камера холодного воздуха, °С 2) камера горячего воздуха, °С	RL51(52)T02 RL51(52)T04	БЩУ, УВС БЩУ, УВС	35 45		J J
74. Температура торцевых уплотнений ВПЭН-2 °С (блок 2)	RL52T10	БЩУ, УВС	45		J
75. Температура подшипников: 1) передний подшипник электродвигателя, °С 2) задний подшипник электродвигателя, °С 3) передний подшипник насоса, °С 4) задний подшипник насоса, °С	RL51(52)T01 RL51(52)T05 RL51(52)T06 RL51(52)T08	БЩУ, УВС БЩУ, УВС БЩУ, УВС БЩУ, УВС	60 60 60 60		J J J J
76. Температура в гидропайте, °С	RL51(52)T07	БЩУ, УВС	160		J
77. Давление за гидропайтой, кгс/см ²	RL51(52)P03	БЩУ, УВС	8.0		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
72. Давление ХОВ на охлаждение уплотнений, кгс/см ²	RL51(52)P05	БЦУ, УВС	2,0-2,5		J
73. Допустимое давление на всасе ВПЭН сверх упругости водяных паров, кгс/см ²	RL51(52)P09	БЦУ, УВС	2,0		J
74. Нагрузка ВПЭН, А	RL51(52)E01	БЦУ, УВС	55		J

7. Режимы эксплуатации ТПН и ВПЭН

7.1. Работа ТПН на переменных параметрах пара

7.1.1. На блоках с реакторами ВВЭР-1000 приводная турбина работает на переменных параметрах пара, отбираемого из нитки за сепаратором пароперегревателем, а при малых нагрузках или аварийном режиме от БРУ-СН. В диапазоне нагрузок блока 75-100 % от номинальной мощности питание ОК-12А паром осуществляется от СПП.

7.1.2. При снижении нагрузки мене 75 % от номинальной мощности блока питание ОК-12А переводится на питание от КСН.

7.1.3. Режим работы ПН определяется режимом работы блока. При уменьшении нагрузки блока:

- 1) система регулирования главной турбины закрывает её РК, уменьшая тем самым расход острого пара, вследствие чего растет уровень в ПГ;
- 2) система регулирования производительности ТПН уменьшает подачу ПН.

7.2. Контроль исправности оборудования ТПН в режиме нормальной эксплуатации

7.2.1. Контроль состояния ТПН и оперативное обслуживание оборудования ТПН при нормальной эксплуатации осуществляют:

- 1) ВИУТ по показаниям КИП, расположенным на БЩУ;
- 2) МОТО по показаниям приборов, расположенных по месту, и путем осмотра и прослушивания оборудования при обходах.

7.2.2. Опробование защит и блокировок осуществляют ВИУТ, МОТО, а также оперативный персонал ЭЦ и ЦТАИ.

7.2.3. При работе ТПН и при нахождении его в резерве все КИП, характеризующие состояние оборудования, а также все блокировки и защиты должны быть введены в работу.

7.2.4. При работе ТПН под нагрузкой ВИУТ обязан контролировать:

- 1) параметры пара, поступающего в турбину:
 - а) при работе от КСН: давление от 8 до 12 кгс/см², температура от 160 до 187 °С;
 - б) при работе от СПП: давление от 5,0 до 8,9 кгс/см², температура от 245 до 253 °С;
 - в) номинальные параметры пара: Р=8,9 кгс/см², Т=248 °С.
- 2) расход пара на турбину - не должен превышать 86 т/ч (номинальный расход – 69 т/ч.);
- 3) температуру корпуса металла СК, верха и низа цилиндра в зоне РК, которая должна быть в пределах 160-253 °С в зависимости от параметров пара (разность температуры верха и низа не должна превышать 30 °С);
- 4) величину виброскорости подшипников ТПН, которая не должна превышать 4,5 мм/с;

- 5) величину осевого сдвига ротора, которая должна быть:
 - а) для турбины в пределах от -0,8 мм до +1,0 мм;
 - б) для насоса питательной воды не более $\pm 0,7$ мм;
- 6) положение РК по приборам на панели НУ34,35 БЩУ и фрагменту SA51M1(SA52M1) УВС;
- 7) давление и температуру масла, которые должны быть не менее 1 кгс/см^2 , температура от 40 до 45 °С соответственно, перепад давлений на фильтрах SC51(52)N01,02,03, который не должен превышать $0,25 \text{ кгс/см}^2$;
- 8) давление, развиваемое насосом-регулятором на валу турбины, которое должно быть в пределах $1,7\text{--}3,2 \text{ кгс/см}^2$ в зависимости от частоты вращения ротора турбины (при 3500 об/мин $P=3,2\pm 0,1 \text{ кгс/см}^2$);
- 9) параметры конденсационной установки:
 - а) температура пара на выходе турбины - не более 49 °С;
 - б) давление в конденсаторе – от 0,06 до $0,12 \text{ кгс/см}^2$ (абс.);
 - в) уровень в конденсатосборнике конденсатора – 450 ± 50 мм;
 - г) давление циркуляции перед конденсатором – не менее $0,6 \text{ кгс/см}^2$;
 - д) давление конденсата за КН ТПН в пределах $4,0\text{--}5,5 \text{ кгс/см}^2$;
- 10) температуру масла, подаваемого к редуктору, которая должна быть не более 36-37 °С;
- 11) температуру баббита вкладышей опорных подшипников турбины, редуктора и насосов, которая должна быть не более 85 °С;
- 12) частоту вращения ОК-12А, которая должна находиться в интервале от 2645 до 3500 об/мин;
- 13) давление пара перед эжекторами, которое должно быть:
 - а) в общей линии перед эжекторами - не менее 5 кгс/см^2 ;
 - б) перед соплами основных эжекторов – $3,0\text{--}5,0 \text{ кгс/см}^2$;
- 14) давление масла на напоре маслонасоса системы регулирования, которое должно быть не менее $10,5 \text{ кгс/см}^2$;
- 15) давление на напоре ПН, которое должно быть не более 120 кгс/см^2 и давление на всасе ПН, которое должно быть не менее 16 кгс/см^2 ;
- 16) разницу давлений в камере разгрузочного поршня питательного насоса и на всасе насоса, которая должна быть не более 3 кгс/см^2 (при увеличении разницы давлений более 3 кгс/см^2 сообщить НС ТЦ-1(2) (НСБ) и принять меры к выяснению и устранению причины увеличения перепада);
- 17) перепад давления на фильтрах RL31N01(RL31N02); RL32N01(RL32N02) (при увеличении перепада до $0,4 \text{ кгс/см}^2$ подключить резервный фильтр, грязный отключить закрытием RL31(32)S01,02(03,04), вывести в ремонт и провести чистку);
- 18) температуру воды на выходе из камер переднего и заднего торцевых уплотнений БН, которая должна быть не более 85 °С;
- 19) давление охлаждающей воды на входе в теплообменники контура уплотнений БН от 1,0 до $9,0 \text{ кгс/см}^2$.
- 20) температуру упорных подшипников насосов и приводной турбины не более 95 °С;

21) перепад давления конденсата на уплотнения ПН, который должен быть не меньше $0,3 \text{ кгс/см}^2$.

7.2.5. При работе ТПН ВИУТ обязан выполнять профилактические работы в сроки, указанные в «Графике работы оборудования ТЦ», производить переходы по маслонуасосам регулирования и по конденсатным насосам ТПН с проверкой АВР насосов, останавливаемых в резерв.

7.2.6. При работе ТПН МОТО обязан:

- 1) один раз в неделю, согласно графику, производить расхаживание СК;
- 2) один раз в смену осматривать органы парораспределения (штоки РК и главного сервомотора, систему рычагов);

Примечание.

При обнаружении заеданий и невозможности устранить их путем расхаживания при работе ТПН, с разрешения главного инженера станции, после согласования с НСС, ТПН должен быть разгружен и остановлен.

3) при снижении температуры наружного воздуха до отрицательных величин усилить контроль работы оборудования с целью выявления мест возможного замерзания трубопроводов, дренажей, импульсных линий и принять меры по исключению перемерзания оборудования и трубопроводов;

4) периодически прослушивать турбину, редуктор, подшипники турбины и насосов (при значительных изменениях нагрузки или появлении посторонних шумов, вибрации подшипников прослушать турбину немедленно);

5) прослушивать концевые уплотнения турбины и контролировать давление в коллекторе уплотнений, которое должно быть в пределах от $0,05$ до $0,15 \text{ кгс/см}^2$;

6) контролировать на ощупь температуру масла на сливе из подшипников ТПН, которая должна быть не более 70°C ;

7) контролировать давление на всасе и напоре бустерного насоса, которое должно быть соответственно $7,7 \text{ кгс/см}^2$ и $19,4 \text{ кгс/см}^2$;

8) следить за работой и состоянием уплотнений насосов, контролируя следующие параметры:

а) расход запирающего конденсата на концевые уплотнения, который должен быть около $6,0 \text{ м}^3/\text{ч}$ при давлении $8,5 \text{ кгс/см}^2$ и температуре $40-80^\circ\text{C}$;

б) разницу давлений конденсата, подводимого к концевым уплотнениям питательного насоса и питательной воды на всасе предвключенного насоса, которая должна быть не меньше $0,3 \text{ кгс/см}^2$;

в) давление на отводе конденсат из концевых уплотнений ПН в конденсатор, которое должно быть $0,5 \text{ кгс/см}^2$, регулируемое вентилем RF21(22)S41;

9) в сроки, указанные в «Графике регламентных проверок» или при повышении перепада давления на фильтрах подачи уплотняющей воды к ПН до $1,5 \text{ кгс/см}^2$ производить промывку фильтров в следующем порядке:

- а) подключить резервный фильтр RF21(22)N03(04);
- б) закрыть вентиль на входе в промываемый фильтр RF21(22)S09,11;
- в) медленно открыть вентиль RF21(22)S93,94 на сбросе промывочной воды в коллектор и промывать засорившийся фильтр в течение 15-20 минут;

г) закрыть вентили RF21(22)S93,94 на сбросе промывочной воды;

10) согласно графику регламентных работ производить расхаживание арматуры и смазку штоков;

11) включить в работу резервный фильтр на общей линии подачи масла к ТПН, если перепад давлений на любом из двух работающих фильтров SC51(52)N01,02(03) превысит $0,25 \text{ кгс/см}^2$ в следующем порядке:

а) открыть воздушник на резервном фильтре для удаления воздуха;

б) открыть задвижку на выходе масла из резервного фильтра и убедиться, что перепад давлений на нем не превышает $0,15 \text{ кгс/см}^2$;

в) закрыть задвижки на выходе и входе масла в отключаемый фильтр.

7.2.7. При необходимости перевода ТПН на питание паром от КСН действовать следующим образом:

1) проверить, что давление пара в КСН поддерживается регуляторами RC11,12C01 $10,0 \text{ кгс/см}^2$ для 1-го, $9,0 \text{ кгс/см}^2$ для 2-го, $8,0 \text{ кгс/см}^2$ для 3-го диапазона нагрузок, а температура пара перед задвижкой RQ50S01 на подводе пара от КСН к ТПН составляет для соответствующего диапазона нагрузок 180°C , 174°C , 169°C , и питание КСН производится паром от БРУ-СН; вывести блокировки по переводу питания ТПН на КСН;

2) проверить полное открытие и проходимость дренажа RT61S15 перед RQ50S01,02 для контроля отсутствия влаги в КСН;

3) проверить закрытие регулятора RQ50S03 на байпасе задвижки RQ50S01;

4) открыть задвижку RQ50S02 на байпасе задвижки RQ50S01, подать пар от КСН к ТПН воздействием на РК RQ50S03, контролируя скорость изменения температуры паровпуска ТПН, которая не должна превышать 5°C в минуту;

5) после полного открытия клапана RQ50S03 открыть задвижку RQ50S01 на подводе пара к ТПН от КСН;

6) после этого ступенчато закрыть задвижку RB50S02 на подводе пара от СПП к ТПН;

7) закрыть задвижку RQ50S02 и регулирующий клапан RQ50S03.

Примечание.

При переводе ТПН на питание паром от КСН вести тщательное наблюдение за параметрами работы ТПН.

7.3. Контроль исправности оборудования ВПЭН в режиме нормальной эксплуатации

7.3.1. Контроль состояния ВПЭН и оперативное обслуживание оборудования ВПЭН при нормальной эксплуатации осуществляют:

- 3) ВИУТ по показаниям КИП, расположенным на БЩУ;
- 4) МОТО по показаниям приборов, расположенных по месту, и путем осмотра и прослушивания оборудования при обходах.

7.3.2. Опробование защит и блокировок осуществляют ВИУТ, МОТО, а также оперативный персонал ЭЦ и ЦТАИ.

7.3.3. При работе ВПЭН и при нахождении его в резерве все КИП, характеризующие состояние оборудования, а также все блокировки и защиты должны быть введены в работу.

7.3.4. МОТО следит за состоянием рабочего насоса, контролируя:

1) давление на напоре работающего насоса, не допуская повышения до 102 кгс/см^2 или понижения до 70 кгс/см^2 ;

2) температуру подшипников насоса $\leq 80^\circ\text{C}$ и электродвигателя $\leq 90^\circ\text{C}$;

3) давление в камере гидропаты, которое не должно превышать $9,0 \text{ кгс/см}^2$;

4) подачу воды на охлаждение корпуса, концевых уплотнений и буксы, температура которых не должна быть $> 60^\circ\text{C}$;

5) наличие и достаточность масла в подшипниках насоса и электродвигателя, доливая при необходимости турбинное масло Тп-22, обращая внимание на его качество;

6) свободное перемещение маслоподающих колец через отверстия в верхних крышках подшипников;

7) температуру воздуха, поступающего на охлаждение электродвигателя, поддерживая ее в пределах $30-40^\circ\text{C}$ за счет изменения степени открытия задвижки на сливе охлаждающей воды из воздухоохладителя;

8) вибрацию подшипников, которая не должна быть $> 7 \text{ мм/с}$ (50 мкм);

9) работу концевых уплотнений (протечка через сальниковую набивку должна быть капельной или тонкой струйкой; не допускается подтягивать сальники до полного прекращения протечки во избежании подгорания сальниковой набивки и интенсивного износа втулки вала);

10) исправность КИП.

8. Обслуживание ТПН и ВПЭН

8.1. Функциональное опробование

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 ТПН выполняются следующие работы:

- 1) на САРЗ ТПН:
 - а) испытание АБ турбины ОК-12А увеличением частоты вращения;
 - б) испытание АБ ОК-12А без увеличения частоты вращения
- 2) на СК и РК ТПН:
 - а) проверка плотности;
 - б) расхаживание на часть хода СК ТПН;
 - в) расхаживание на полный ход;
- 3) на системах ТПН:
 - а) проверка ТЗиБ со снятием распечаток РТС, РВП;
 - б) испытания ТПН.

8.1.3. В соответствии с инструкцией И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26 проводятся испытания и опробования ВПЭН.

8.1.4. Периодичность испытаний и проверок для различных режимов работы блока приведена в табл. 8.1.1.

Таблица 8.1.1

Наименование системы (оборудования)	Вид испытания (опробования)	Условия проведения испытания	Периодичность	Исполнитель	Номер программы, инструкции
1. ТПН					
1.1. САРЗ ТПН	1. Испытание АБ турбины ОК-12А увеличением частоты вращения	1. Турбина ОК-12А на оборотах 2. Защиты проверены и введены в необходимом объеме. 3. Проверена плотность СК и РК ТПН. 4. Полумуфты ПН и БН расцеплены	1. После простоя больше 30 суток 2. После разборки АБ	ТЦ-1,2	РП.1,2.RL,SE.ТЦ-1/149 РП.3,4.RL,SE.ТЦ-2/85
	2. Испытание АБ ОК-12А без увеличения частоты вращения	1. ТПН в работе. 2. Блок на мощности	1. После простоя больше 30 суток 2. После разборки АБ 3. Один раз в 4 месяца 4. После разборки САР ТПН или ее узлов	ТЦ-1,2	РП.1,2.RL,SE.ТЦ-1/21-173 РП.3,4.SA.51(52).ТЦ-2/83
1.2. СК и РК ТПН	1. Проверка плотности	1. ТПН готов к пуску. 2. Защиты введены. 3. Давление в КСН $\geq 8,0$ кгс/см ²	1. Перед испытанием АБ повышением частоты вращения. 2. При пуске из КИР 3. Не реже одного раза в год	ТЦ-1,2	РП.1,2.RL,SE.ТЦ-1/21-182 РП.3,4.SE.ТЦ-2/86
	2. Расхаживание на часть хода СК ТПН	1. ТПН в работе. 2. Блок на мощности	Один раз в неделю	ТЦ-1,2	ИЭ.1.ТПН.ВПЭН.ТЦ-1/18 ИЭ.2.ТПН.ВПЭН.ТЦ-1/13 ИЭ.3.RL,SA.ТЦ-2/17, ИЭ.4.RL,SA.ТЦ-2/17
	3. Расхаживание на полный ход	ГПЗ ТПН закрыты	После окончания ремонта, перед пуском	ТЦ-1,2	ИЭ.1.ТПН.ВПЭН.ТЦ-1/18 ИЭ.2.ТПН.ВПЭН.ТЦ-1/13 ИЭ.3.RL,SA.ТЦ-2/17, ИЭ.4.RL,SA.ТЦ-2/17

Наименование системы (оборудования)	Вид испытания (опробования)	Условия проведения испытания	Периодичность	Исполнитель	Номер программы, инструкции
1.3. Системы ТПН	1. Проверка ТЗ и Б со снятием распечаток РТС, РВП	ГПЗ, СК ТПН закрыты	1. После ППР, перед пуском. 2. После простоя больше 10 суток. 3. После работ в цепях ТЗиБ	ТЦ-1,2, ЦТАИ	РП.1.ТЗиБ.ТЦ-1(1,2)/181 РП.2.ТЗиБ.ТЦ-1(1,2)/161, РП.3.ТЗиБ.ТЦ-2(1)/230), РП.4.ТЗиБ.ТЦ-2(1)/114
	2. Испытания ТПН	Блок на мощности (60-100 % Nном)	1. До ППР. 2. После ППР. 3. Один раз в месяц	ОТ*	РП.3,4.RL.ТЦ-2/03
1.4. МПР ТПН)	Проверка АВР	1. Турбоагрегат остановлен. 2. Блок на мощности	1. Перед пуском насоса. 2. Два раза в месяц	ТЦ-1,2	РП.1.SE.ТЦ-1/95 РП.2.SE.ТЦ-1/104 РП.3.SE.ТЦ-2/104 РП.4.SE.ТЦ-2/05
2. Конденсаторы, вакуумная система ТПН	1. Проверка плотности вакуумной системы	Заполняемые системы описаны актом о готовности к работе	После ППР, перед пуском	ТЦ-1,2	РП.1,2,3,4.SD.ТЦ-1,2/180
	2. Опробование исполнительной части арматуры	Блок в ремонте	Во время ППР, КПР	ТЦ-1,2, ЦТАИ	РП.1.ТО8.ТЦ-1/166; РП.2.ТО8.ТЦ-1/170; РП.3.ТО8.ТЦ-2/172; РП.4.ТО8.ТЦ-2/178
2.1. КН ТПН	Испытания насосных агрегатов	Система в работе	1. До ППР. 2. После ППР	ТЦ-1,2, ОТ	РП.1,2,3,4.RW.ТЦ/57
3. ВПЭН	Испытания насосных агрегатов	Система в работе	1. До ППР. 2. После ППР	ТЦ-1,2, ОТ	РП.1,2,3,4.RL.ТЦ-1,2/184
4. Арматура	Опробование исполнительной части	Блок в ремонте	Во время ППР, КПР	ТЦ-1,2, ЦТАИ	РП.1.ТО8.ТЦ-1/166; РП.2.ТО8.ТЦ-1/170; РП.3.ТО8.ТЦ-2/172; РП.4.ТО8.ТЦ-2/178
5. Первичные вентили КИПиА	Проверка открытия и опломбирования первичных вентилей КИПиА, участвующих в ТЗиБ	1. После ППР. 2. Блок на мощности	1. Перед вводом систем и оборудования в работу. 2. Один раз в месяц по отдельному графику		

С 01.01.2010 название ОТ изменено на ОИТПЭ. Далее по тексту ОТ соответствует ОИТПЭ.

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 насосного оборудования ТПН и ВПЭН представлен в табл. 8.2.1 и составляет четыре года.

Таблица 8.2.1

Наименование	Виды ремонта по годам ремонтного цикла			
	1	2	3	4
Предвключенный (бустерный) насос БН-3800-20 (400 QHD-SPEC) (блок 1, 2, 4)	Текущий ремонт	Средний ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Предвключенный (бустерный) насос ПТА-3800-20-1 (блок 3)	Средний ремонт	Средний ремонт	Средний ремонт	Капитальный ремонт
Питательный насос ПТА-3750-75	Текущий ремонт	Средний ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Вспомогательный питательный электронасос ПЭА150-85, ЦН 150-90Г	Текущий ремонт	Средний ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Конденсатный насос ТПН Кс 125-55 (блок 1), КсВА 125-55 (блоки 2, 3, 4)	Текущий ремонт	Средний ремонт	Текущий ремонт	Капитальный ремонт
Маслонасос регулирования ТПН 5НК-5х1, НК200/120-Г2	Средний ремонт	Капитальный ремонт	Средний ремонт	Капитальный ремонт

8.2.5. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования турбинного отделения выполняется при работе блока и в ППР.

8.2.6. Работы по техническому обслуживанию и ремонту ТПН и ВПЭН должны производиться аттестованными специалистами, изучившими НТД по ТОиР, знающими конструкцию оборудования.

8.2.7. Объем работ по техническому обслуживанию ТПН и ВПЭН представлен в табл. 8.2.2.

Таблица 8.2.2

Наименование операции	Исполнитель	Периодичность
Предвключенный (бустерный) насос БН-3800-20 (400 QHD-SPEC) (блоки 1,2,4)		
1. Виброобследование агрегата	ОТД	По графику
2. Чистка фильтров тонкой очистки масла	ЦЦР	При увеличении ΔP
Предвключенный (бустерный) насос ПТА-3800-20-1 (блок 3)		
1. Виброобследование агрегата	ОТД	По графику
2. Чистка фильтров тонкой очистки масла	ЦЦР	При увеличении ΔP
Питательный насос ПТА-3750-75		
1. Виброобследование агрегата	ОТД	По графику
2. Контроль уровня в демферном баке ТПН	ТЦ-1,2	Два раза в смену
3. Чистка фильтров тонкой очистки системы водяного уплотнения ТПН	ЦЦР	При увеличении ΔP
Вспомогательный питательный электронасос ПЭА150-85, ЦН 150-90Г		
1. Виброобследование агрегата	ОТД	По графику
2. Контроль уровня масла	ТЦ-1,2	Два раза в смену
3. Замена смазки с ревизией указателя уровня	ЦЦР	Через 2000 часов работы
4. Проверка проходимости обвязки	ЦЦР	Один раз в квартал
5. Регулировка сальников	ЦЦР	При необходимости
6. Опробование	ТЦ-1,2	По графику ТЦ-1,2
Конденсатный насос ТПН Кс 125-55 (блок 1), КсВА 125-55 (блоки 2,3,4)		
1. Виброобследование агрегата	ОТД	По графику
2. Пополнение смазки подшипников	ЦЦР	Через 500 часов работы
3. Замена смазки	ЦЦР	Через 2000 часов работы
4. Проверка проходимости обвязки охлаждения подшипников	ЦЦР	Один раз в квартал
5. Регулировка сальников	ЦЦР	При необходимости
6. Проверка состояния резиновых колец муфты	ЦЦР	Через 4000 часов работы и в ППР

Наименование операции	Исполнитель	Периодичность
Маслонасос регулирования ТПН 5НК-5х1, НК200/120-Г2		
1. Виброобследование агрегата	ОТД	По графику
2. Контроль уровня масла	ТЦ-1.2	Два раза в смену
3. Замена смазки с ревизией указателя уровня	ЦЦР	Через 2000 часов работы
5. Проверка состояния резиновых колец муфты	ЦЦР	Через 2000 часов работы и в ППР

Примечание.

Замена смазки производится (не зависимо от наработки):

- 1) при неудовлетворительном химическом анализе масла;
- 2) при повреждении подшипника;
- 3) при капитальном и среднем ремонте;
- 4) не реже одного раза в год.

8.3. Оперативное обслуживание ТПН, ВПЭН

8.3.1. Оперативное обслуживание ТПН и ВПЭН в период нормальной эксплуатации энергоблока состоит в непрерывном контроле и поддержании номинальных технологических параметров, обеспечивающих работу оборудования ТПН и ВПЭН, не допуская нарушений проектных пределов нормальной эксплуатации.

8.3.2. Персонал, обслуживающий ТПН и ВПЭН, обязан выполнять требования «Правил охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций ФГУП концерн «Росэнергоатом» (СТО 1.1.1.02.001.0673-2006), «Правил пожарной безопасности при эксплуатации АС» (ППБ-АС-95*) и «Основных правил обеспечения эксплуатации атомных станций» (СТО 1.1.1.01.0678-2007) в объеме должностных инструкций.

8.3.3. Запрещается:

1) прикасаться к штокам стопорного и регулирующих клапанов, штокам сервомоторов, концевым выключателям, деталям органов парораспределения во время проверки срабатывания защитных золотников по сигналам защит или ручном воздействии, а также во время работы турбины ОК-12А;

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 ТПН и ВПЭН оперативный персонал должен принять меры по ограждению опасной зо-

ны, 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 ТПН и ВПЭН 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. При длительном простое, более одного месяца, и нахождении ТПН и маслосистемы в резерве защиту от коррозии подшипников и деталей роторов в картерах подшипников ТПН и БН согласно «Типовой программы консервации оборудования и трубопроводов машзала на период технологического простоя или ремонта» (ТП.1.,2,3,4.КОНС.ТЦ/814) производить периодическую (не реже одного раза в десять суток) прокачку масла через подшипники и проворачивать роторы на 180° (если это допустимо по условиям безопасного проведения ремонта).

8.3.11. При длительном простое, более одного месяца, и нахождении ТПН или системы маслоснабжения подшипников ПН и БН вне резерва (при невозможности подать масло на подшипники ТПН по штатной схеме) защиту от коррозии подшипников и деталей роторов в картерах подшипников производить согласно «Процедуре по операционной приемке из ремонта насоса ПТА 3750-75» (ОППР-1-07/326) и «Процедуре по операционной приемке из ремонта насоса ПТА 3850-20» (ОППР-1-07/177).

8.3.12. Не допускать:

1) раскрытие изоляции и обшивки паропроводов, цилиндра ОК-12А, СК и РК;

2) работу при разрыве или обнаружении трещин и свищей паропроводов свежего пара, трубопроводов основного конденсата ТПН, питательной воды, маслопроводов;

3) выбивания масляных паров из картеров подшипников и промасливания теплоизоляции в районе подшипниковых опор ТПН для обеспечения пожаробезопасности, для чего:

а) при каждом обходе ТПН контролировать плотность маслосистем смазки, регулирования отсутствие следов масла на опорах подшипников, теплоизоляции СК и РК, паропроводах свежего пара, подачи пара и отсоса из концевых уплотнений;

б) при обнаружении участков промасленной изоляции принять меры по определению источника поступления масла, ликвидации протечек масла и замене промасленной теплоизоляции.

8.3.13. Паропроводы и трубопроводы питательной воды в районе проемов в фундаменте ТПН и вблизи колонн фундамента должны быть изолированы с соблюдением необходимых зазоров между тепловой изоляцией и фундаментом.

8.3.14. Состояние тепловой изоляции ТПН, ВПЭН и трубопроводов осматривать в доступных местах не реже одного раза в полугодие. Обнаруженные дефекты должны заноситься в журнал дефектов оборудования для последующего ремонта.

8.3.15. Температура на поверхности изоляции при температуре окружающего воздуха 25 °С должна быть не выше 45 °С.

8.3.16. Допуск персонала к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования производить по нарядам и распоряжениям, порядок оформления и допуска которых производить согласно СТО 1.1.1.02.001.0673-2006.

8.3.17. Все действия оперативного персонала по изменению эксплуатационных режимов, состояния оборудования и арматуры должны отражаться в оперативных журналах.

8.3.18. 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.

8.3.19. 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).

8.3.20. Испытания оборудования ТПН и ВПЭН производить по программам и разрешенным главным инженером АС заявкам после инструктажа участникам испытаний.

9. Технические данные

9.1. Технические характеристики бустерного насоса ПТА-3800-20 представлены в табл 9.1.

Таблица 9.1

Наименование параметра	Значение
Температура на входе в насос, °С	165
Максимальный размер твердых частиц перекачиваемой среды, мм	0,1
Частота вращения, об/мин	1800
Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	1,056 (3800)
Диапазон подач, м ³ /ч	600....4040
Напор, м	215
Допускаемое отклонение по напору, %	±3
Потребляемая мощность, кВт	2450
Давление на входе в насос, кгс/см ²	7,7
Давление, развиваемое насосом, кгс/см ²	19,4
Допустимый кавитационный запас, м	17
Коэффициент полезного действия насоса, %	82
Расход масла с давлением 1,2 кгс/см ² и температурой 40-45 °С на подшипники насоса, м ³ /ч	2,5
Расход запирающего конденсата с давлением 8,2 кгс/см ² и температурой 40-80 °С на концевые уплотнения, м ³ /ч	26
Суммарные организованные протечки в сливную систему из концевых уплотнений, м ³ /ч, не более	0,1
Масса, кг	7150
Габаритные размеры, м:	
длина	2380
ширина	1875
высота	1880
Срок службы, лет, не менее	30

9.1а. Технические характеристики бустерного насоса ПТА-3800-20-1 представлены в табл. 9.1а.

Таблица 9.1а

Наименование параметра	Значение
Температура на входе в насос, °C	165
Максимальный размер твердых частиц перекачиваемой среды, мм	0,1
Частота вращения, об/мин	1800
Подача, м ³ /с (м ³ /ч)	1,056 (3800)
Диапазон подач, м ³ /ч	600...4040
Напор, м	170
Допускаемое отклонение по напору, %	±3
Потребляемая мощность, кВт	1826
Максимальное давление на входе в насос, кгс/см ²	16
Максимальное давление, развиваемое насосом, при работе на рециркуляцию кгс/см ²	34,2
Допустимый кавитационный запас, м	16
Коэффициент полезного действия насоса, %	87
Расход масла с давлением 1,2 кгс/см ² и температурой 40-45 °C на подшипники насоса, м ³ /ч	2,5
Расход конденсата с давлением 1,0-16,0 кгс/см ² и температурой 5-45 °C на охлаждение торцовых уплотнений, м ³ /ч	7
Суммарная внешняя утечка через торцовые уплотнения ротора, м ³ /ч, не более	0,006
Масса, кг, не более	8000
Габаритные размеры, м:	
длина	2300
ширина	1875
высота	2080
Срок службы, лет, не менее	30

9.2. Технические характеристики бустерного насоса БН 3800-20 (400-QHD-SPEC) представлены в табл 9.2.

Таблица 9.2

Наименование параметра	Значение
Характеристики насоса БН 3800-20 (400-QHD-SPEC)	
Частота вращения, об/мин	1800
Подача, м ³ /ч	3800
Напор, м	210
Мощность, кВт	2230
Допускаемое отклонение по напору, %	±3
Снижение напора после выработки среднего ресурса до капитального ремонта, %, не более	4
Требования к перекачиваемой жидкости	
Перекачиваемая жидкость	Питательная вода
Температура на входе в насос, °С	165
Плотность, кг/м ³	902,4
Водный показатель, рН	6,8-9,5
Максимальный размер твердых частей, мм	0,4
Максимальное абсолютное давление на входе в насос, кг/см ²	16
Содержание хлоридов, мкг/кг, не более	2
Содержание железа, мкг/кг, не более	15
Содержание кислорода, мкг/кг, не более	10
Содержание гидразина, мкг/кг, не более	40
Содержание масла, мкг/кг, не более	100
Удельная электропроводность, мкСм/см ³ , не более	0,3
Требования к охлаждающей жидкости для охлаждения контура торцевого уплотнения	
Охлаждающая среда	ХОВ
Расход, м ³ /ч	6,84
Температура на входе, °С	5-45

Наименование параметра	Значение
Давление на входе, кгс/см ²	1-6
Водородный показатель, pH	6,5-9,5
Требования к смазке	
Тип смазки	Тп-22С или ОМТИ
Расход масла, м ³ /ч	2,52
Температура масла перед подшипниками, °С	35-45
Давление масла перед подшипниками, кгс/см ²	0,7-1,5
Показатели технической и энергетической эффективности насоса	
Коэффициент полезного действия, %, не менее	87
Допускаемый кавитационный запас, м	12
Допускаемый кавитационный запас при максимальной подаче 4800 м/ч, м	17
Конструктивные показатели	
Масса насоса с плитой, кг	6800
Высота насоса, мм	1945
Ширина насоса, мм	2080
Длина насоса, мм	2365
Показатели надежности	
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	14000
Средний срок службы, лет, не менее	30
Назначенный ресурс до капитального ремонта, ч, не менее	28000
Эргономические показатели	
Среднее квадратичное значение виброскорости на корпусах подшипников, мм/с, не более	7,1
Уровень звукового давления в контрольных точках (на расстоянии 1 м от подшипников), дБ, не более	90

9.3. Технические характеристики питательного насоса ПТА 3750-75 представлены в табл 9.3.

Таблица 9.3

Наименование параметра	Значение
Тип	ПТА 3750-75
Производительность, м ³ /ч	3800
Частота вращения, об/мин	3500
Потребляемая мощность, кВт	9130
Давление на входе, кгс/см ²	27
Давление на выходе, кгс/см ²	100
Допустимое давление на входе, кгс/см ²	13,5
КПД, %	82
Отбор из 1-ой ступени насоса	
Расход, м ³ /ч	10
Давление, кгс/см ²	52
Расход воды через линию рециркуляции, м ³ /ч	800
Расход масла на подшипники насоса, м ³ /ч	17,4
Расход конденсата на уплотнения насоса, м ³ /ч	34
Направление вращения, если смотреть со стороны привода	По часовой стрелке

9.4. Технические данные ВПЭН типа ПЭА150-85 представлены в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Наименование параметра	Значение
Подача, м ³ /ч	150
Напор, кгс/см ²	98
Мощность насоса, кВт	565
КПД, %	71
Температура перекачиваемой среды, °С	165
Допустимый кавитационный запас (для горячей воды), кгс/см ²	0,75
Допустимое давление на всасе, кгс/см ² , не более	От 1,1 до 1,2
Среднее квадратичное значение виброскорости на корпусах подшипников насоса, мм/с, не более	7,1
Число оборотов, об/мин	2979
Внешняя утечка, м ³ /ч	0,1

9.5. Технические данные ВПЭН типа ЦН 150-90Г представлены в табл. 9.5.

Таблица 9.5

Наименование параметра	Значение
Подача, м ³ /ч	150
Напор насоса, кгс/см ²	90
Давление на выходе из насоса, кгс/см ²	97,5
Мощность, кВт	454
Внешняя утечка, м ³ /ч	6·10 ⁻⁶
КПД, %	71
Температура перекачиваемой среды, °С	165
Допустимый кавитационный запас (для горячей воды), кгс/см ²	1,0
Допустимое давление на всасе, кгс/см ² , не более	От 1,1 до 1,2
Число оборотов, об/мин	2980
Организованные утечки из концевых уплотнений, м ³ /ч	-

9.6. Электродвигатели ВПЭН

9.6.1. Технические данные электродвигателя типа 4АЗМ-800/6000УХЛ4 приведены в табл. 9.6.1.

Таблица 9.6.1

Параметры	Номинальная величина	Допустимые пределы
Напряжение, В	6000	От 5700 до 6600
Частота сети, Гц	50	От 47,5 до 52,5
Мощность насоса, кВт	От 300 до 700	800
КПД, %	95	-
Скорость вращения, мин ⁻¹	2980	-

9.6.2. Технические данные электродвигателя типа ZKV6180/2S приведены в табл. 9.6.

2.Таблица 9.6.2

Параметры	Номинальная величина	Допустимые пределы
Напряжение, В	6000	От 5700 до 6300
Частота сети, Гц	50	От 47,5 до 52,5
Мощность насоса, кВт	От 300 до 700	800
КПД, %	94	-
Скорость вращения, мин ⁻¹	2980	-

9.7. Технические данные турбины ОК-12 и вспомогательного оборудования представлены в табл. 9.8.

Таблица 9.8

Наименование	Характеристики оборудования	Значения
1. Турбина паровая	1. Тип 2. Номинальная мощность, кВт 3. Номинальная частота вращения ротора турбины, об/мин 4. Номинальные параметры пара перед СК: 1) давление, кгс/см ² (абс) 2) температура, °С 5. Расход пара через СК при номинальных параметрах работы турбины, т/ч 6. Направление вращения ротора, если смотреть со стороны редуктора на турбину 7. Частота вращения ротора на ВПУ, об/мин	ОК-12А 11600 3500 9,9 248 69,0 По часовой стрелке 10-15
2. Конденсатор	1. Тип 2. Поверхность охлаждения, м ² 3. Количество пара, поступающего в конденсатор при номинальном режиме работы, кг/ч 4. Количество конденсата, поступающего в конденсатор из системы внутриканальной сепарации турбины на номинальном режиме, кг/ч 5. Уровень в конденсатосборнике, мм 6. Давление в конденсаторе в номинальном режиме, кгс/см ² (абс) 7. Расход охлаждающей воды, м ³ /ч 8. Расчетная температура охлаждающей воды, °С 9. Расчетное давление внутри водяного пространства конденсатора, кгс/см ² 10. Гидравлическое сопротивление по охлаждающей воде, м 11. Пробное давление гидроиспытания конденсатора: 1) паровой части, кгс/см ² (изб) 2) водяной части, кгс/см ² (изб) 12. Конструктивные данные трубного пучка: 1) количество трубок, шт 2) диаметр трубок, мм 3) активная длина трубок, мм 4) материал трубок 5) число ходов по воде 13. Масса конденсатора без воды: 1) без воды, кг 2) с водой (в рабочем состоянии), кг	КП-1650 1650 67500 3000 400±75 0,059 4600 22 2,0 5,5 2,0 3,0 3588 22/20 6700 МНЖ-5-1 2 33250,0 48050,0

Наименование	Характеристики оборудования	Значения
3. Предохранительная диафрагма (клапан)	1. Тип 2. Количество (на турбину), шт 3. Давление срабатывания, кгс/см ² (абс)	ДП-350 2 1,2
4. Эжектор пусковой	1. Тип 2. Объёмная производительность по паровоздушной смеси, м ³ /ч 3. Расход рабочего пара, кг/ч 4. Давление рабочего пара, кгс/см ²	ЭП-150/II 860 150 6,0
5. Эжектор основной	1. Тип 2. Количество ступеней 3. Объёмная производительность по паровоздушной смеси, м ³ /ч 4. Температура паровоздушной смеси, °С 5. Создаваемый вакуум, % 6. Давление рабочего пара, кгс/см ² 7. Расход рабочего пара, кг/ч 8. Расход охлаждающей воды, т/ч 9. Охладители: 1) гидравлическое сопротивление по воде, м 2) поверхность охлаждения каждой ступени, м ² 3) количество пакетов трубок в каждом охладителе, шт. 4) количество змеевиков в каждом пакете, шт. 5) число витков в каждом змеевике, шт. 6) диаметр трубок змеевиков, мм 10. Пробное давление гидроиспытания эжектора: 1) паровое пространство, кгс/см ² (изб) 2) водяного пространства, кгс/см ² (изб)	ЭО-50 2 860 32 95 6,0 450 26 5,0 2,95 2 4 6,5 19/17 2 20
6. Эжектор уплотнений	1. Тип 2. Количество ступеней 3. Объёмная производительность по паровоздушной смеси, м ³ /ч 4. Температура паровоздушной смеси, °С 5. Создаваемый вакуум, % 6. Давление рабочего пара, кгс/см ² (абс) 7. Расход рабочего пара, не более, кг/ч 8. Охладители эжектора: 1) гидравлическое сопротивление, м 2) поверхность охлаждения каждой ступени, м ² 3) количество пакетов трубок в каждом охладителе, шт. 4) количество змеевиков в каждом пакете, шт. 5) количество витков в каждом змеевике, шт. 6) диаметр трубок змеевиков, мм 9. Пробное давление гидроиспытания эжектора: 1) паровое пространство, кгс/см ² (изб) 2) водяного пространства, кгс/см ² (изб)	ЭУ-430 1 1085 34,0 3 6 140 5,0 2,95 2 4 6,5 19/17 2 20

Наименование	Характеристики оборудования	Значения
7. Конденсатные насосы (блоки 2, 3, 4)	1. Тип 2. Производительность, м ³ /ч 3. Напор, м 4. Давление на входе в насос, кгс/см ² 5. Температура перекачиваемого конденсата, °С 6. КПД, % 7. Внешняя утечка через концевое уплотнение, м ³ /ч, не более 8. Нарботка на отказ, ч, не менее 9. Мощность насоса, кВт ($\rho = 939 \text{ кг/м}^3$) 10. Частота вращения, об/мин 11. Мощность электродвигателя, кВт 12. Напряжение, В	КсВА 125-55 125 55 0,16 10-125 75 0,05 8000 23,4 1450 22 380
8. Конденсатные насосы (блок 1)	1. Тип 2. Напор, кгс/см ² 3. Производительность, м ³ /ч 4. Частота вращения, об/мин 5. Мощность эл/двигателя, кВт 6. Напряжение, В	КС-125/55 55 125 1450 22 380
9. Редуктор	1. Тип 2. Передаваемая мощность, кВт 3. Частота вращения входной шестерни, об/мин 4. Расход масла: 1) на зацепление, л/ч 2) на подшипники, л/ч 5. Давление масла: 1) на зацепление, кгс/см ² (изб) 2) на подшипники, кгс/см ² (изб) 6. Температура масла: 1) на зацепление, °С 2) на подшипники, °С 7. Температура масла на выходе из редуктора, °С 8. Вид зацепления шестерни 9. Модуль(m), мм 10. Частота вращения выходного вала, об/мин	Р-2М 3200 3500 3150 4080 0,45 0,7 37 40-45 55 шевронное 3 1800
10. Насос-регулятор	1. Расход масла на насос-регулятор, л/ч 2. Расчетный напор насоса-регулятора при номинальной (3500 об/мин) частоте вращения, кгс/см ²	5400 3,2±0,1
11. Маслоохладитель	1. Тип 2. Количество отводимого тепла, ккал/ч 3. Расход охлаждающей воды, т/ч 4. Температура охлаждающей воды, °С 5. Число ходов по воде 6. Расход масла через маслоохладитель, м ³ /ч 7. Температура масла на выходе из маслоохладителя, °С	МО-2-1 10600 20 22 1 3,2 37

Наименование	Характеристики оборудования	Значения
11. Маслоохладитель	8. Максимально допустимое давление воды на входе в маслоохладитель, кгс/см ² (изб) 9. Гидравлическое сопротивление по маслу, м 10. Гидравлическое сопротивление по воде, м 11. Поверхность охлаждения, м ² 12. Конструктивные данные поверхности охлаждения: 1) количество трубок, шт 2) диаметр трубок, мм 3) длина трубок между трубными досками, мм 14. Вес маслоохладителя: 1) сухой, кг 2) в рабочем состоянии, кг	5,0 6,0 3,0 2,15 66 12/10 865 80 92
12. Масляные насосы регулирования (блоки 1, 2, 3)	1. Тип 2. Диаметр рабочего колеса, мм 3. Производительность, м ³ /ч 4. Напор, м 5. Допустимый кавитационный запас, м 6. Коэффициент полезного действия, % 7. Потребляемая мощность, кВт 8. Тип электродвигателя 9. Мощность электродвигателя, кВт 10. Напряжение, В 11. Частота вращения, об/мин	5НК-5×1 275 70 108 5,2 52 36,8 ВАО-82-2 55 380 2950
13. Масляные насосы регулирования (блок 4)	1. Тип 2. Подача, м ³ /ч 3. Напор, м 4. Допускаемое отклонение по напору, % 5. Частота вращения, об/мин 6. Утечки через уплотнения вала, см ³ /ч, не более 7. Количество масла, заливаемого в корпус подшипника, л 8. Установившаяся температура подшипников и уплотнения, °С, не более 9. Мощность электродвигателя, кВт 10. Напряжение, В	НК 200/120 120 80 -3...5 2950 30 1,2 60 55 380
14. Фильтр масляный	1. Тип 2. Производительность, м ³ /ч 3. Количество фильтроэлементов, шт 4. Материал сеток 5. Тип сеток 6. Гидравлическое сопротивление чистого фильтра, кгс/см ²	ФМ-100 40 46 Полутомпак № 014 0,05

Приложение

Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации ТПН

1.1. Событие, происшедшее 03.08.1998 года на Балаковской АЭС на блоке 2

1.1.1. Название нарушения – «Отключение 2ТПН-2 из-за отказа схемы управления МУТ 2SE52S11».

1.1.2. Краткое описание нарушения

1.1.2.1. Энергоблок № 2 находился в работе на мощности $N_{эл.} = 600$ МВт. В дежурстве три канала системы безопасности.

1.1.2.2. 03.08.98 в 03:14 произошло несанкционированное включение на «убавить» механизма управления турбиной 2SE52S11 ТПН-2. Действием защиты по понижению давления на напоре 2ТПН-2 отключился. Фактического изменения параметров от номинальных не установлено. Энергоблок разгружен в автоматическом режиме до $N_{эл.} = 420$ МВт. Причиной несанкционированного включения МУТ на «убавить» явился отказ блока БКЛ-У вследствие слабой помехозащитности и «самоподхвата».

1.1.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.2. Событие, происшедшее 03.01.1999 года на Балаковской АЭС на блоке 3

1.2.1. Название нарушения – «Отклонение в работе датчика осевого сдвига насоса 3RL41D01».

1.2.2. Краткое описание нарушения

1.2.2.1. На энергоблоке № 3 проводятся ремонтные работы. Реакторная установка в состоянии «горячий» останов. В дежурстве три канала системы безопасности.

1.2.2.2. 02.12.98 выявлены отклонения в работе датчика осевого отклонения сдвига ТПН 3RL41D01. 03.01.99 в 10:00 ТПН 3RL41D01 выведен в ремонт, при вскрытии упорного подшипника и датчика осевого сдвига обнаружено: коррозионный износ на упорном подшипнике и шейке вала, повреждение деталей крепления подшипника, срезано шесть болтов фланца стержня датчика осевого сдвига, стержень осевого сдвига имеет вмятину по всей поверхности и деформирован. Причиной ослабления узла крепления упорного подшипника явился коррозионный износ резьбовых соединений узла крепления упорного диска.

1.2.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.3. Событие, произошедшее 13.01.1999 года на Балаковской АЭС на блоке 2

1.3.1. Название нарушения – «Несанкционированное отключение ТПН-2 при проведении регламентной проверки защит (ТО-6)».

1.3.2. Краткое описание нарушения

1.3.2.1. 13.01.99 в соответствии с графиком проверок, испытаний оборудования согласно «Рабочей программы. Проверка многоканальных блокировок турбинного отделения на работающем блоке (ТО 6.3)» (РП.4.ТЗБ.ТАИ-12/1052) проводилось испытание защит ТПН-2 (ТО-6) без воздействия на исполнительные механизмы. После вывода накладкой защиты SEF64 по повышению давления в конденсаторе SD52, произошло ее срабатывание с воздействием на исполнительные механизмы и как следствие отключение ТПН-2. Действием автоматики энергоблок был разгружен до мощности 40 % от $N_{ном}$. Причиной отключения ТПН-2 явилась ошибка монтажа схемы защиты SEF64 при выполнении реконструктивных работ.

1.3.2.2. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.4. Событие, произошедшее 28.03.2000 года на Балаковской АЭС на блоке 2

1.4.1. Название нарушения – «Снижение нагрузки более 25% от уровня мощности, непосредственно ей предшествовавшего, из-за отключения 2ТПН-2».

1.4.2. Краткое описание нарушения

1.4.2.1. Энергоблок № 2 находился в работе на мощности $N_{эл.}=900$ МВт. В дежурстве три канала системы безопасности.

1.4.2.2. 28.03.2000 в 18:52 произошло увеличение вибрации 2-го и 8-го подшипников турбопитательного насоса (2ТПН-2). Энергоблок разгружен до 500 МВт. 2ТПН-2 отключен для ремонта. Причиной повышения вибрации явилось разрушение верхней части рабочего колеса бустерного насоса в двух местах.

1.4.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.5. Событие, произошедшее 03.04.2000 года на Балаковской АЭС на блоке 2

1.5.1. Название нарушения – «Отказ оборудования, связанный с необходимостью выполнения повторного ремонта 2ТПН-2 из-за повышенных протечек через уплотнения предвключенного насоса 2RL32D01».

1.5.2. Краткое описание нарушения

1.5.2.1. Энергоблок № 2 находился в работе на мощности $N_{эл.}=500$ МВт. В дежурстве три канала системы безопасности.

1.5.2.2. 03.04.2000 при введении в работу после ремонта турбопитательного насоса №2 (ТПН-2) были обнаружены повышенные протечки воды в сухих камерах щелевых уплотнений подшипников № 1, 2 предвключенного насоса 2RL32D01. Насос повторно выведен в ремонт. Причиной повышенных протечек явилось неполное обжатие резиновых уплотнительных колец щелевых уплотнений из-за нарушения технологии ремонта ремонтным персоналом.

1.5.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.6. Событие, произошедшее 26.09.2006 года на Балаковской АЭС на блоке 2

1.6.1. Название нарушения – «Отключение маслоснабжения ТПН 2SE51D42 действием защиты от перегруза электродвигателя».

1.6.2. Краткое описание нарушения

1.6.2.1. Энергоблок № 2 на мощности: $N_{эл.}=1000$ МВт.. В дежурстве три канала системы безопасности.

1.6.2.2. 26.09.2006 в 17:20 на БЦУ-2 сработало световое табло «Отключение маслоснабжения ТПН» 2SE51D42 и «Работа схемы АВР».

26.09.2006 в 17:23 от НСБ-2 оперативным персоналом ЭЦ получена команда на разборку схемы электропитания и осмотр электродвигателя 2SE51D42.

26.09.2006 в 17:30 оперативным персоналом ЭЦ произведена разборка схемы электропитания, проведен осмотр электродвигателя. При осмотре выявлено:

1) на ячейке 4н секции 2СВ выпали блинкера КН1 «Вызов в КРУ», КН2 «Перегруз»;

2) сопротивление изоляции электродвигателя 0,8 МОм при норме 0,5 МОм;

3) вал электродвигателя вручную не прокручивается, заклинивание вала электродвигателя.

26.09.2006 в 19:00 для проведения работ по замене электродвигателя оперативным персоналом ЭЦ произведен допуск ремонтного персонала ЭЦ.

27.09.2006 в 04:00 закончены работы по замене электродвигателя. Электродвигатель опробован на холостом ходу. Замечаний нет.

27.09.2006 в 05:30 электродвигатель сочленен с механизмом и введен в работу. Замечаний нет.

1.6.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

Перечень принятых сокращений

АБ	автомат безопасности
АВР	аварийное включение резерва
АЗ	аварийная защита
АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбины
АЭС	атомная электрическая станция
БН	бустерный (предвключенный) насос
БОУ	блочная обессаливающая установка
БРУ	быстродействующая редукционная установка
БРУ-СН	быстродействующая редукционная установка собственных нужд
БЩУ	блочный щит управления
ВВЭР	водо-водяной энергетический реактор
ВИУТ	ведущий инженер управления турбиной
ВПУ	валоповоротное устройство
ВПЭН	вспомогательный питательный электронасос
ГМБ	главный маслобак
ГПЗ	главная паровая задвижка
ГПК	Главный паровой коллектор
ГСР	гидравлическая система регулирования
ДБ	дренажный бак
КГП	конденсат греющего пара
КИП	контрольно-измерительные приборы
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
КН	конденсатный насос
КПД	коэффициент полезного действия
КПР	капитальный плановый ремонт
КСН	коллектор собственных нужд
КТЗ	Калужский турбинный завод
МНР	маслонасос регулирования
МОТО	машинист-обходчик турбинного оборудования
МУТ	механизм управления турбиной
МФ	механический фильтр
МЩУ	местный щит управления
НПД	насос подпитки деаэраторов
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
ОК	основной конденсат
ОРР	относительное расширение ротора
ОСР	относительный сдвиг ротора
Отм.	отметка

ПВД	подогреватель высокого давления
ПВС	пароводяная смесь
ПГ	парогенератор
ПН	питательный насос
ПНД	подогреватель низкого давления
ППР	планово-предупредительный ремонт
ПТЭ	правила технической эксплуатации
РВП	регистрация важных параметров
РДМ	расширитель дренажей машзала
Рис.	рисунок
РК	регулирующий клапан
РМОТ	рабочее место оператора турбины
РОУ	редукционная охлаждающая установка
РП	рабочая программа
РТС	регистрация текущих событий
РТС	регистрация текущих событий
РУ	реакторная установка
САР	система автоматического регулирования
СК	стопорный клапан
См.	смотри
СН	собственные нужды
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СРК	стопорно-регулирующий клапан
СШО	система шарикоочистки
ТА	турбоагрегат
ТАИ	тепловая автоматика и измерения
ТГ	турбогенератор
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТО	техническое обслуживание
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТП	турбопривод
ТПН	турбопитательный насос
ТУ	технические условия
ТЭС	тепловая электрическая станция
УВС	управляющая вычислительная система
УВС	управляющая вычислительная система
ФУ	фильтрующая установка
ХОВ	химобессоленная вода
ЦН	циркуляционный насос
ШО	шарикоочистка
ЭГСР	электрогидравлическая система защиты
ЭДС	электродвижущая сила
ЭО	эжектор основной
ЭУ	эжектор уплотнений

Лист регистрации изменений

[illegible]