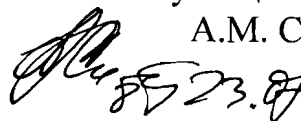


Федеральное агентство по атомной энергии  
Федеральное государственное унитарное предприятие  
«Российский государственный концерн по производству электрической  
и тепловой энергии на атомных станциях»  
(концерн «Росэнергоатом»)  
Филиал ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»  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

УТВЕРЖДАЮ  
Первый заместитель  
главного инженера  
по эксплуатации

А.М. Сиротин  
 23.07.2007 г.


ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

Система регенерации низкого давления

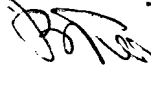
ТО.1,2,3,4.РН.ОТ/195

СОГЛАСОВАНО


Зам. главного инженера  
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков  
20.07.2007 г.


Зам. главного инженера  
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов  
23.07.2007 г.

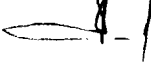
Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко  
20.07.2007 г.


Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий  
15.06.2007 г.

Начальник ЦТАИ


 А.М. Кацман  
05.07.2007 г.

Начальник ПТО

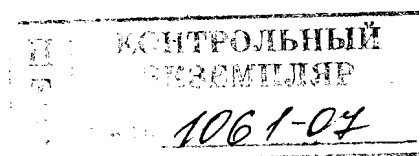
 М.В. Швецов  
23.07.2007 г.

РАЗРАБОТАНО

Начальник ОТ

 А.В. Атаманов  
22.05.2007 г.

Балаково  
2007



## Содержание

1. Общие положения .....	4
2. Назначение системы.....	5
2.1. Назначение и принцип работы системы .....	5
2.2. Критерии проектирования.....	5
2.3. Принципы построения системы.....	8
3. Описание системы.....	8
3.1. Описание технологической схемы .....	8
3.2. Связь с другими системами.....	9
3.3. Размещение системы регенерации высокого давления в турбинном отделении блоков 1-4 .....	12
4. Основные компоненты системы .....	13
4.1. Подогреватели низкого давления .....	13
4.2. Охладители дренажей .....	17
4.3. Насосы слива конденсата греющего пара.....	20
4.4. Регулирующий клапан уровня конденсата греющего пара .....	30
4.5. Арматура системы регенерации низкого давления .....	33
4.6. Клапаны обратные.....	47
4.7. Технологические ограничения.....	47
4.8. Нарушения в работе .....	49
5. Системы контроля, управления и защиты .....	54
5.1. Общие представления .....	54
5.2. Защиты системы регенерации низкого давления.....	54
5.3. Блокировки системы регенерации низкого давления.....	57
5.4. Сигнализация .....	60
5.5. Автоматическое регулирование.....	62
6. Контрольно-измерительные приборы .....	65
6.1. Общие представления .....	65
6.2. Перечень позиций отборов и датчиков .....	65
7. Режимы работы системы .....	70
7.1. Основные этапы подготовки системы регенерации низкого давления к пуску .....	70
7.2. Условия нормальной эксплуатации.....	71
8. Функциональное опробование и техническое обслуживание .....	72
8.1. Функциональное опробование системы регенерации низкого давления.....	72
8.2. Техническое обслуживание.....	72
8.3. Оперативное обслуживание .....	78
9. Технические данные.....	79
9.1. Технические характеристики подогревателей низкого давления .....	79
9.2. Технические характеристики охладителей дренажей подогревателей низкого давления .....	80
9.3. Технические характеристики сливных насосов подогревателей низкого давления .....	81

## Приложение.

1. Инциденты, происходившие при эксплуатации системы регенерации низкого давления .....	82
2. Технические решения, реализованные в системе регенерации низкого давления .....	89
Перечень принятых сокращений .....	90

## 1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание (далее – тех. описание) системы регенерации низкого давления турбины К-1000-60/1500-2, проектное обозначение – РН.

1.2. Данное тех. описание распространяется на оборудование системы регенерации низкого давления блоков 1-4. Отличия для каждого блока указаны в соответствующих разделах. Состав и границы системы регенерации низкого давления приведены в соответствующих технологических схемах.

1.3. В тех. описании содержится подробная информация о назначении и принципах работы системы регенерации низкого давления, конструкции оборудования системы и об особенностях ее эксплуатации.

1.4. Система спроектирована и изготовлена по действовавшим на тот момент нормам и правилам и в соответствии с «Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97) относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, 3-го класса безопасности.

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

1) «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (РД ЭО 0348-02);

2) «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (ПНАЭ Г-7-008-89);

3) «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электрических станций и тепловых сетей» (РД 34.03.201-97);

4) «Теплообменники регенеративной схемы турбин К-1000-60/1500, к энергоблокам с ВВЭР-1000. Инструкция по монтажу и безопасной эксплуатации» (08.0302.134), ПО Харьковский турбинный завод, 1979;

5) «Охладитель конденсата горизонтальный ОКГ-500-25-15-1А-М. Сборочный чертеж» (08.8111.158СБ), ПО «Красный котельщик», 1987;

6) «Клапаны регулирующие для АЭС с ВВЭР-1000 и ВВЭР-440. Техническое описание и инструкция по эксплуатации» (08.0302.198ТО), ПО «Красный котельщик»;

7) паспортов:

а) «Агрегат электронасосный центробежный конденсатный КсВА» (Н18.64.00.00.ПС)

б) ПНД-1 ПН-1200-25-6-1А;

в) ПНД-2 ПН-1200-25-6-1А;

г) ПНД-3,4 ПН-3000-25-16;

д) охладителя дренажа ОДП-500-25-16;

е) «Клапан регулирующий Ду 400 Т-153бс» (08.9621.055ПС), ПО «Красный котельщик», 1987;

8) схемы:

а) «Расчетная тепловая схема турбоустановки К-1000-60/1500-2» (С.1.ТЦ-1/1);

б) «Принципиальная тепловая схема турбоустановки К-1000-60/1500-2» (С.2.ТЦ-1/1, С.3.ТЦ-2/01, С.4.ТЦ-2/01);

в) «Система основного конденсата» (С.1.ТЦ-1/2, С.2.ТЦ-1/7, С.3.ТЦ-2/02, С.4.ТЦ-2/07);

г) «Система регенерации низкого давления» (С.1.ТЦ-1/6, С.2.ТЦ-1/8 (л. 2), С.3.ТЦ-2/06, С.4.ТЦ-2/08 (л. 2));

д) «Обвязка насосов 1(2)RN52,53,54D01» (С.1.ТЦ-1/49, С.2.ТЦ-1/50);

е) «Обвязка насосов 1(2)RN72,73,74D01» (С.1.ТЦ-1/50, С.2.ТЦ-1/43);

ж) «Обвязка насосов 3(4)RN52,53,54D01, 3(4)RN72,73,74D01» (С.3(4)ТЦ-2/50);

9) «Инструкция по эксплуатации. Турбина К-1000-60/1500-2» (ИЭ.1.SA.ТЦ-1/01, ИЭ.2.SA.ТЦ-1/01, ИЭ.3.SA.ТЦ-2/01, ИЭ.4.SA.ТЦ-2/01);

10) «Инструкция по эксплуатации Система регенерации низкого давления» (ИЭ.1.РН,РН,РН.ТЦ-1/14, ИЭ.2.РН.ТЦ-1/10, ИЭ.3.РН.ТЦ-2/10, ИЭ.4.РН.ТЦ-2/10);

11) «Математическая запись алгоритмов технологических защит, блокировок и сигнализации ТО» (МЗ.1.ТЗБ.ТАИ-2/5, МЗ.2.ТЗБ.ТАИ-2/19, МЗ.3.ТЗБ.ТАИ-2/23, МЗ.4.ТЗБ.ТАИ-2/163).

## 2. Назначение системы

### 2.1. Назначение и принцип работы системы

2.1.1. Система регенерации низкого давления предназначена для подогрева основного конденсата в регенеративной схеме турбоустановки К-1000-60/1500-2 до температуры 150 °С при номинальной мощности за счет охлаждения и конденсации пара нерегулируемых отборов турбины (соответственно 7-го, 6-го, 5-го и 4-го), что обеспечивает повышение экономичности блока.

### 2.2. Критерии проектирования

2.2.1. Экономичность турбоустановки и блока в целом определяется потерей теплоты с циркуляционной охлаждающей водой, нагреваемой в конденсаторе турбины и сбрасываемой в пруд-охладитель.

2.2.2. Конденсат отработавшего пара откачивается из конденсатора турбины при температуре, равной температуре насыщения, соответствующей давлению в конденсаторе. В зависимости от давления эта температура составляет 20–40 °С. Вместе с тем температура, при которой происходит испарение воды в парогенераторе при давлении 60 кгс/см<sup>2</sup>, составляет 273 °С.

2.2.3. Вместо того, чтобы питательную воду нагревать в парогенераторе за счет теплоты топлива, можно использовать пар, отбираемый из промежуточной ступени турбины, который уже совершил определенную работу при расширении от начального состояния до давления в отборе. Таким образом, можно осуществить **регенерацию** теплоты, то есть передать питательной воде часть теплоты, отдаваемой в конденсаторе турбины циркуляционной охлаждающей воде. Мощность турбины при этом будет уменьшаться за счет того, что пар мог бы дополнительно совершить работу при расширении от давления в отборе до давления в конденсаторе турбины, но экономичность турбоустановки и блока в целом вырастет за счет регенеративного подогрева воды, подаваемой в парогенераторы.

2.2.4. В реальном цикле температура питательной воды, определяемая технически возможной и целесообразной работой паропроизводящего устройства, выбирается на основе общих технико-экономических показателей для всей электростанции. В зависимости от параметров пара, температуры питательной воды и других факторов регенеративный подогрев по сравнению с циклом без регенеративного подогрева дает приращение экономичности всей установки на 10-14 %.

2.2.5. В соответствии с тепловой схемой 2-го контура давление рабочей среды в конденсаторе наименьшее, в парогенераторе - наибольшее. Этот перепад давлений должен быть преодолен насосом. Установка на этом пути регенеративных подогревателей существенно повышает требуемый напор насоса, так как необходимо преодолеть еще и гидравлические сопротивления всех подогревателей.

2.2.6. Если для подачи воды в парогенератор установить насос только после конденсатора, то все регенеративные подогреватели будут находиться под давлением, превышающим давление в парогенераторе. Это приведет к удорожанию оборудования. Поэтому тракт от конденсатора до парогенератора разделяют на две части: конденсатный и питательный тракты. Напор конденсатного насоса представляет собой сумму давления в деаэраторе и сопротивления всего конденсатного тракта, в том числе сопротивления регенеративных подогревателей, расположенных до деаэратора. Напор питательного насоса, установленного после деаэратора, складывается из давления в парогенераторе и сопротивления регенеративных подогревателей, расположенных после деаэратора. В связи с относительно высокими давлениями для этих подогревателей их называют **подогревателями высокого давления (ПВД)**.

2.2.7. Для подогрева же основного конденсата предназначена система регенерации низкого давления. Подогреватели, в которых давление нагреваемой воды определяется напором конденсатных насосов, называются **подогревателями низкого давления (ПНД)**.

2.2.8. Система регенерации низкого давления выполняется преимущественно однопоточной, с нагревом воды в одной группе последовательно расположенных ПНД. Отдельные ступени подогрева могут иметь несколько корпусов (в нашем случае - три ПНД-1 и два ПНД-2), параллельно подсоединенных по основному конденсату и греющему пару.

2.2.9. Подогреватели низкого давления могут быть двух типов: поверхностные и смешивающие.

2.2.10. Использование смешивающих подогревателей позволяет нагревать воду до температуры насыщения пара греющего отбора. Но так как давление в таком подогревателе становится равным давлению поступающего из отбора пара, то после каждого подогревателя необходима установка перекачивающего насоса.

При большом числе ступеней подогрева усложняется эксплуатация всей установки, перекачивающей основной конденсат турбины, а также существенно увеличивается ее стоимость.

2.2.11. Эти недостатки отпадают, если использовать поверхностные подогреватели, осуществляющие передачу теплоты конденсирующегося пара воде через поверхность нагрева. При использовании таких подогревателей достаточна установка только двух насосов - конденсатного и питательного. Однако стоимость таких подогревателей из-за применения в них поверхностей нагрева, разделяющих греющую среду (пар) и нагреваемую (воду), возрастает. Кроме того, по условиям теплообмена нагрев конденсата в подогревателе не может достигать температуры конденсации пара отбора. Подогрев воды  $t_{\text{п}}$ , обеспечиваемый конденсацией греющего пара, будет отличаться от температуры насыщения греющего пара  $t_{\text{н}}$  на некоторую величину недогрева  $\Delta t = t_{\text{н}} - t_{\text{п}}$ .

2.2.12. Давление отборного пара при подогреве воды в поверхностных подогревателях до той же температуры, что и в смешивающих, должно быть несколько выше, так как температура конденсации пара  $t_{\text{н}} = t_{\text{п}} + \Delta t$  должна быть выше на величину недогрева.

Следовательно, несколько снижается выработка электроэнергии паром отборов, то есть снижается эффективность применения регенеративного подогрева. В реальных условиях значение  $\Delta t$  находится в пределах 4-6 °С.

2.2.13. В системах регенерации отечественных турбоустановок, как правило, применяются ПНД поверхностного типа, для которых характерны следующие конструктивные решения:

1) среда более высокого давления (основной конденсат) движется внутри трубок, а среда низкого давления (греющий пар) - в межтрубном пространстве; это разгружает корпус теплообменного аппарата от высокого давления, то есть корпус подогревателя, имеющий большой диаметр, рассчитывается на давление греющего пара, поэтому он получается менее металлоемким;

2) поток греющего пара всегда направляется сверху вниз, так как при этом облегчается вывод воздуха из верхней части корпуса и отвод конденсата из нижней части;

3) за счет большего давления нагреваемой среды исключаются вскипание воды в подогревателях и гидравлические удары;

4) предусматривается возможность извлечения трубной системы из корпуса для ремонта.

### 2.3. Принципы построения системы

2.3.1. Система регенерации низкого давления на Балаковской АЭС включает в себя четыре ступени подогрева основного конденсата с подогревателями поверхностного типа.

2.3.2. Система регенерации низкого давления в эксплуатации должна обеспечивать:

- 1) надежность теплообменных аппаратов при всех режимах работы турбин;
- 2) номинальный конечный подогрев основного конденсата и за каждым подогревателем;
- 3) поддержание номинального температурного напора в каждом теплообменном аппарате.

## 3. Описание системы

### 3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. Принципиальная схема подключения ПНД по основному конденсату приведена на рис. 3.1.1, принципиальная схема конденсата греющего пара ПНД приведена на рис. 3.1.2.

3.1.2. Подробная конфигурация системы показана в технологических схемах:

- 1) С.1.ТЦ-1/2, С.1.ТЦ-1/6 – для блока 1;
- 2) С.2.ТЦ-1/7, С.2.ТЦ-1/8 л.2 – для блока 2;
- 3) С.3.ТЦ-2/02, С.3.ТЦ-2/06 – для блока 3;
- 4) С.4.ТЦ-2/07, С.4.ТЦ-2/08 л.2 – для блока 4.

3.1.3. Основной конденсат (рис. 3.1.1) от КЭН 1-ой ступени подается КЭН 2-ой ступени на вход в ПНД-1. Для защиты трубной системы ПНД от недопустимого повышения давления в случае безрасходного режима работы конденсатных насосов схемой предусмотрен гидрозатвор высотой 35 м, соединяющий трубопровод всаса КЭН 2-ой ступени с конденсатором турбины. Четыре ступени подогревателей соединены по основному конденсату последовательно. ПНД-1 выполнен в трех корпусах, ПНД-2 - в двух корпусах, ПНД-3 и ПНД-4 выполнены однокорпусными. Предусмотрена подача основного конденсата помимо ПНД-3 и ПНД-4 для возможности их отключения. После ПНД-4 основной конденсат подается в деаэраторы.

3.1.4. Охладитель конденсата ПНД-2 устанавливается между ПНД-1 и ПНД-2 и предназначен для дополнительного подогрева основного конденсата после ПНД-1 конденсатом греющего пара, отводимого из ПНД-2 и снижения парообразования сливаемого конденсата из ПНД-2 в ПНД-1.

3.1.5. Между ПНД-3 и ПНД-4 устанавливается охладитель конденсата ПНД-4, предназначенный для дополнительного подогрева основного конденсата после ПНД-3 конденсатом греющего пара, отводимого из ПНД-4 и снижения парообразования сливаемого конденсата из ПНД-4 в ПНД-3.

3.1.6. Корпуса ПНД-1 и ПНД-2 (рис. 3.1.2) включены между собой параллельно по пару, основному конденсату и дренажу греющего пара (на каждый кор-



пус приходится соответственно треть и половина суммарного расхода теплоносителя).

3.1.7. Тепловая схема турбины предусматривает каскадный слив дренажа греющего пара из ПНД-4 через ОД-4 в ПНД-3; из ПНД-3 дренаж греющего пара откачивается сливным насосом в линию основного конденсата за ПНД-3; из ПНД-2 конденсат греющего пара через ОД-2 поступает в ПНД-1, а из ПНД-1 откачивается сливным насосом в линию основного конденсата за ПНД-1. Предусмотрены аварийные отводы КГП после ПНД-1, ПНД-2, ПНД-3 и ПНД-4 в конденсатор турбины.

### **3.2. Связь с другими системами**

3.2.1. Связь с деаэрационной установкой (RL) заключается в подаче основного конденсата после ПНД-4 в деаэраторы.

3.2.2. Связь с конденсационной установкой (SD) заключается в:

- 1) отводе КГП ПНД-1,2,3,4 при пуске блока и в аварийных режимах в конденсатор;
- 2) откачке конденсата отработавшего в турбине пара из конденсатора;
- 3) отводе ПВС из корпусов ПНД-1,2,3 в конденсатор турбины.

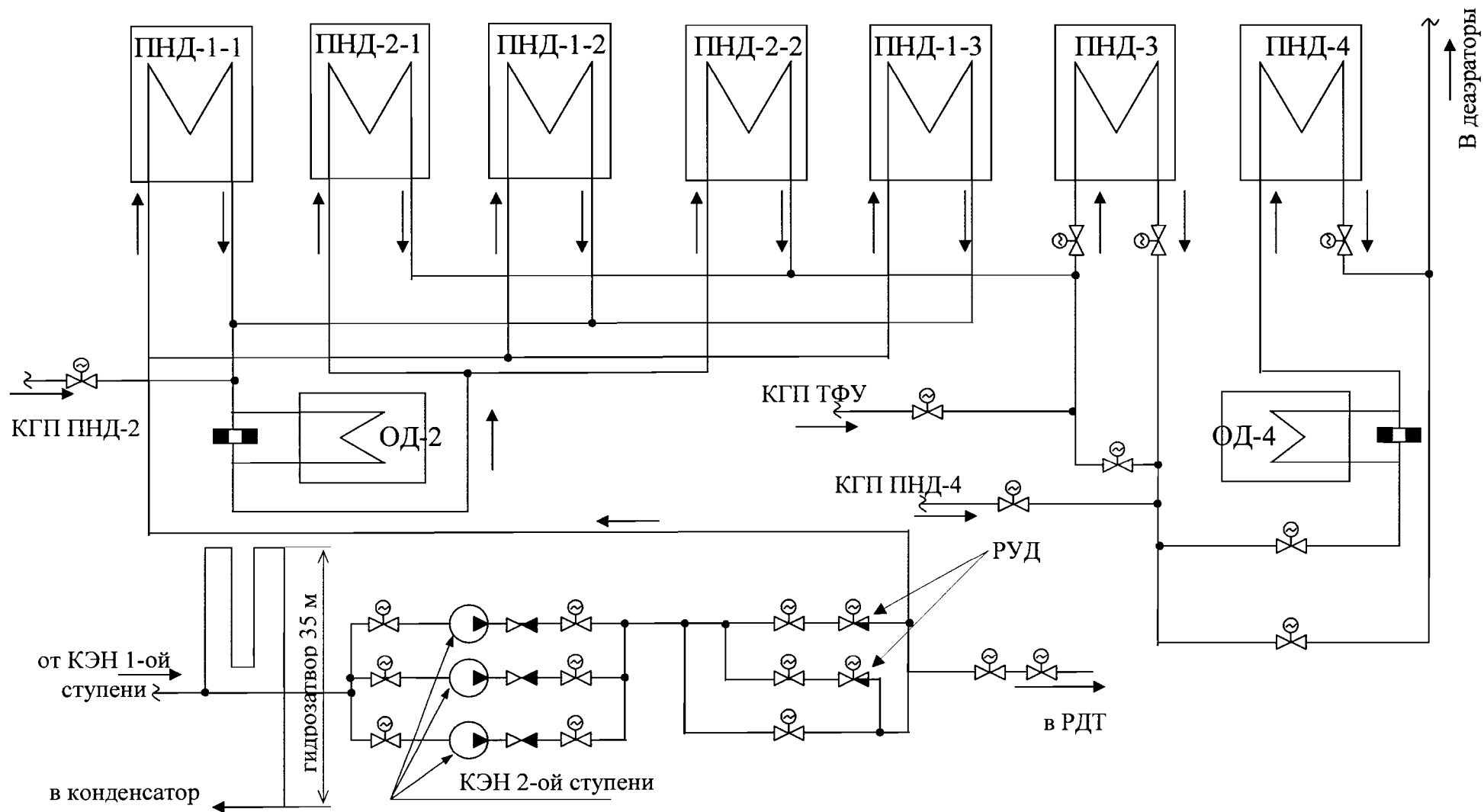


Рисунок 3.1.1 - Принципиальная схема подключения ПНД по основному конденсату



### 3.3. Размещение системы регенерации низкого давления в турбинном отделении блоков 1-4

Наименование	Количество, шт	Оперативное обозначение	Место установки
1. ПНД-1-1	1	1(2,3,4)RH73W01	Машзал, ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00
2. ПНД-1-2	1	1(2,3,4)RH72W01	Машзал, ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00
3. ПНД-1-3	1	1(2,3,4)RH71W01	Машзал, ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00
4. ПНД-2-1	1	1(2,3,4)RH62W01	Машзал, ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00
5. ПНД-2-2	1	1(2,3,4)RH61W01	Машзал, ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00
6. ПНД-3	1	1(2,3,4)RH50W01	Машзал, ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00
7. ПНД-4	1	1(2,3,4)RH40W01	Машзал, ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00
8. ОДП-2	1	1(2,3,4)RN60W01	Машзал, ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60
9. ОДП-4	1	1(2,3,4)RN40W01	Машзал, ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60
10. СлН ПНД-1	3	1(2,3,4)RN72D01 1(2,3,4)RN73D01 1(2,3,4)RN74D01	Машзал, ряд Б-В, ось 7-8, отм. -2,54
11. СлН ПНД-3	3	1(2,3,4)RN52D01 1(2,3,4)RN53D01 1(2,3,4)RN54D01	Машзал, ряд Б-В, ось 6-7, отм. -2,54

## 4. Основные компоненты системы

### 4.1. Подогреватели низкого давления

4.1.1. Подогреватели низкого давления типа ПН-1200-25-6-I А, ПН-1200-25-6-II А, ПН-3000-25-16-III А, ПН-3000-25-16-IV А предназначены для подогрева основного конденсата в регенеративной схеме турбоустановки К-1000-60/1500-2 за счет охлаждения и конденсации пара нерегулируемых отборов турбины (соответственно 7-го, 6-го, 5-го и 4-го) до температуры 150 °С.

4.1.2. Цифры в условном обозначении подогревателей указывают:

- 1) 1-ая - площадь теплообменной поверхности, м<sup>2</sup>;
- 2) 2-ая - абсолютное максимальное рабочее давление основного конденсата в трубной системе, кгс/см<sup>2</sup>;
- 3) 3-ья - абсолютное максимальное рабочее давление греющего пара в корпусе, кгс/см<sup>2</sup>;
- 4) 4-ая - номер модификации.

Буква «А» в типоразмере подогревателя означает, что данный ПНД применяется на АЭС.

4.1.3. Подогреватели низкого давления конструктивно представляют собой вертикальный кожухотрубный цилиндрический аппарат сварной конструкции с плавающей верхней головкой.

4.1.4. С целью обеспечения равномерного подвода пара к трубному пучку на корпусе каждого аппарата установлен кольцевой короб (наружный кожух), из которого пар через отверстия во внутренней обечайке по окружности подается в кольцевой зазор между трубной системой и корпусом. Для организации направленного движения пара в трубном пучке последний на 3/4 длины окружности по всей высоте заключен в кожух.

4.1.5. Греющий пар (рис. 4.1.1) подается в ПНД по всей его высоте со стороны 2-го хода основного конденсата и движется параллельными потоками в сторону устройства отсоса неконденсирующихся газов, поперечно оmyвая трубный пучок. Подвод и отвод основного конденсата выполнены в нижней части подогревателя. Подвод пара и отвод дренажа греющего пара - боковой. Подогреватели выполнены двухходовыми по основному конденсату.

4.1.6. Основными узлами подогревателя (рис. 4.1.2) являются корпус, трубный пучок, съемная крышка, распределительная и перепускная камеры, имеющие фланцевые разъемы с мембранным уплотнением. Уплотнение фланцевого разъема обеспечивается шпильками и обваркой мембран.

4.1.7. Корпус подогревателя состоит из съемной крышки (цилиндрическая обечайка, штампованное днище и фланец) и неподвижной части (внутренней и наружной обечаек, фланца). На крышке имеется лазовый люк и штуцер для выпуска воздуха из межтрубного пространства при заполнении подогревателя водой. На неподвижной верхней части корпуса имеется патрубок подвода греющего пара и штуцеры присоединения контрольно-измерительных приборов, а также грузовые штуцеры для подъема корпуса и всего аппарата.

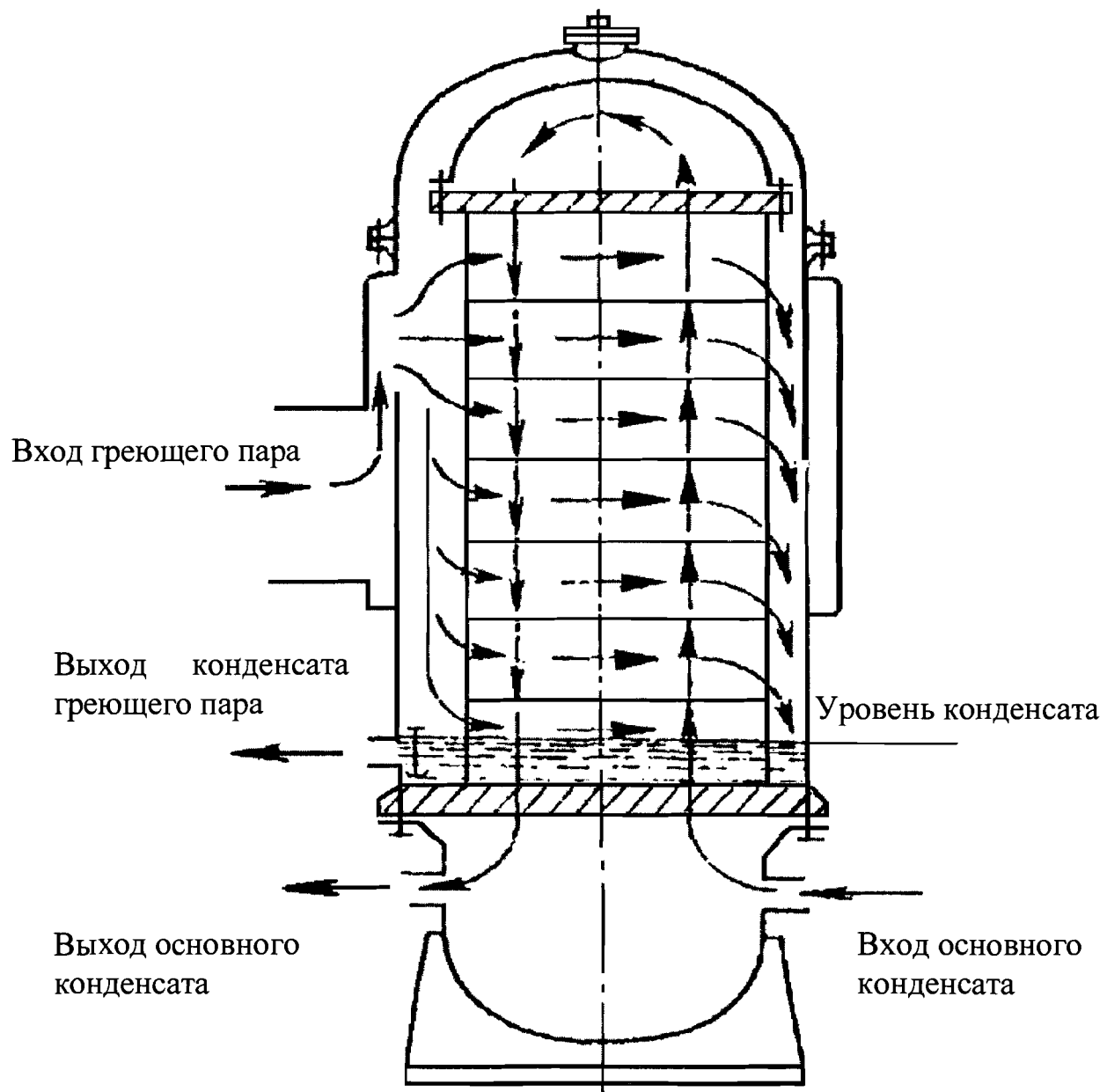


Рисунок 4.1.1 - Схема движения воды, пара и конденсата греющего пара ПНД

4.1.8. Трубный пучок подогревателя представляет собой единый конструктивный узел, состоящий из каркаса (двух трубных досок, центральной трубы диаметром 219x20 мм, перегородок) и теплообменных трубок диаметром 16x1 мм из сплава МНЖ. Закрепление трубок в трубных досках осуществляется развальцовкой.

4.1.9. На нижней части наружной обечайки, которая приварена к трубной доске, расположен патрубок отвода дренажа греющего пара, штуцеры присоединения водоуказательного прибора, контрольно-измерительных приборов, а также штуцеры удаления неконденсирующихся газов и дренажа межтрубного пространства.

4.1.10. Распределительная и перепускная камеры предназначены для распределения потока основного конденсата по ходам в трубном пучке. На распределительной камере расположены патрубки подвода и отвода основного конденсата, штуцер дренажа трубного пространства.

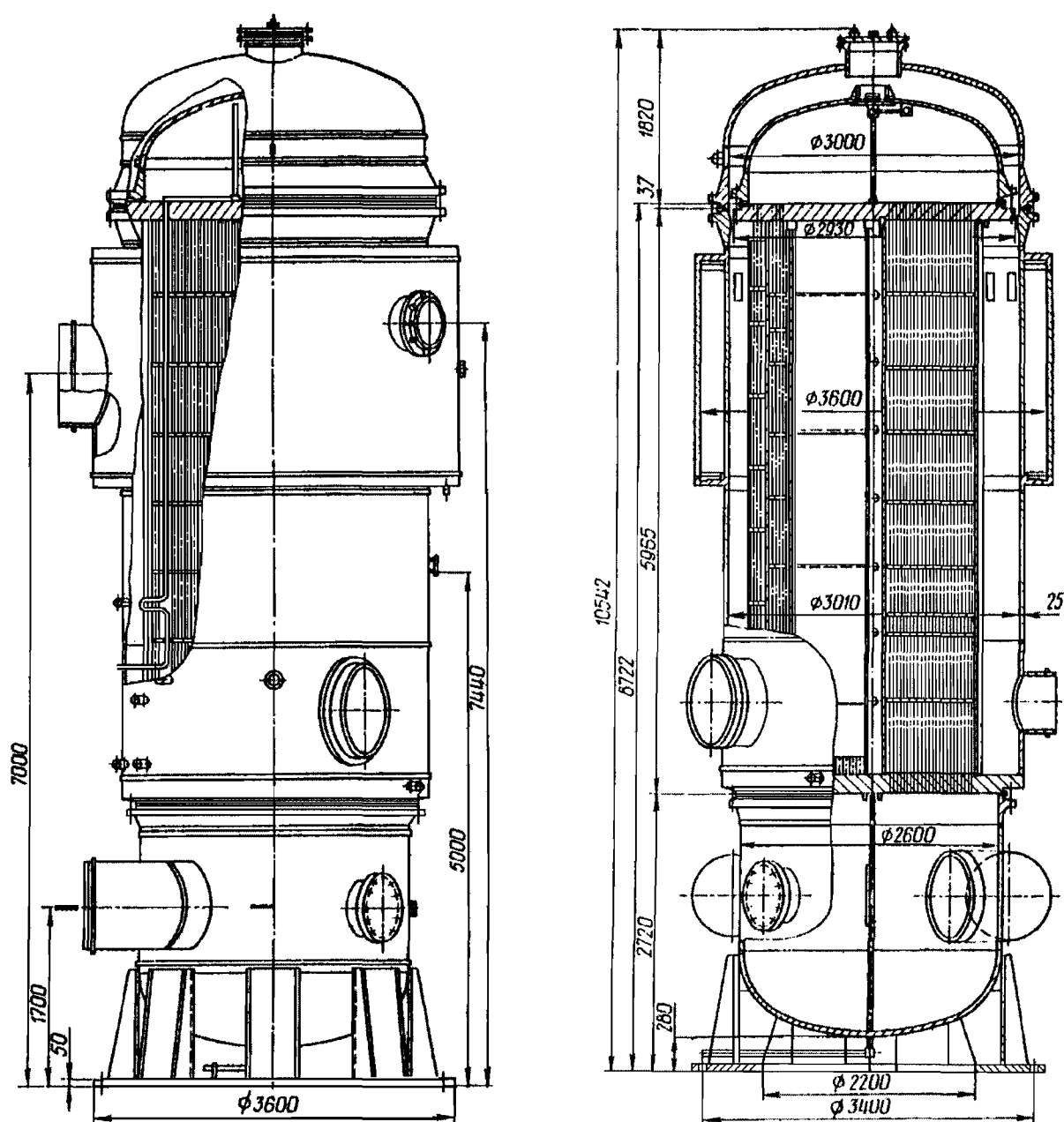


Рисунок 4.1.2 - Общий вид подогревателей ПН-3000-25-16-IIIА и ПН-3000-25-16-IVА

4.1.11. Для возможности осмотра вальцовочных соединений и глушения труб в случае выхода их из строя без разборки основного фланцевого разъема конструкцией аппаратов предусмотрены люки в нижней и верхней водяных камерах.

4.1.12. Для выхода воздуха из корпуса при заполнении его водой или для впуска воздуха при опорожнении в верхней крышке лазового люка предусмотрен штуцер с воздушным вентилем. Выход воздуха при заполнении или впуск воздуха при опорожнении трубной системы осуществляется по трубе, выведенной в нижней части корпуса и заканчивающейся штуцером с воздушным вентилем.

4.1.13. Для удаления неконденсирующихся газов в конструкции ПНД (рис. 4.1.3) предусмотрено специальное устройство, выполненное в виде двух ка-

налов прямоугольного сечения, расположенных со стороны первого хода трубного пучка по всей его высоте. Паровоздушная смесь отсасывается из каждого отсека трубной системы через перфорированные стенки каналов. С целью обеспечения равномерного отвода паровоздушной смеси из всех отсеков трубной системы суммарное сечение отверстий в перфорированных листах воздухоотсасывающих каналов принято в 2-3 раза меньше сечения каналов.

4.1.14. Из воздухоотсасывающих каналов паровоздушная смесь направляется в огражденный кожухом пучок труб, предназначенный для конденсации находящегося в ней пара.

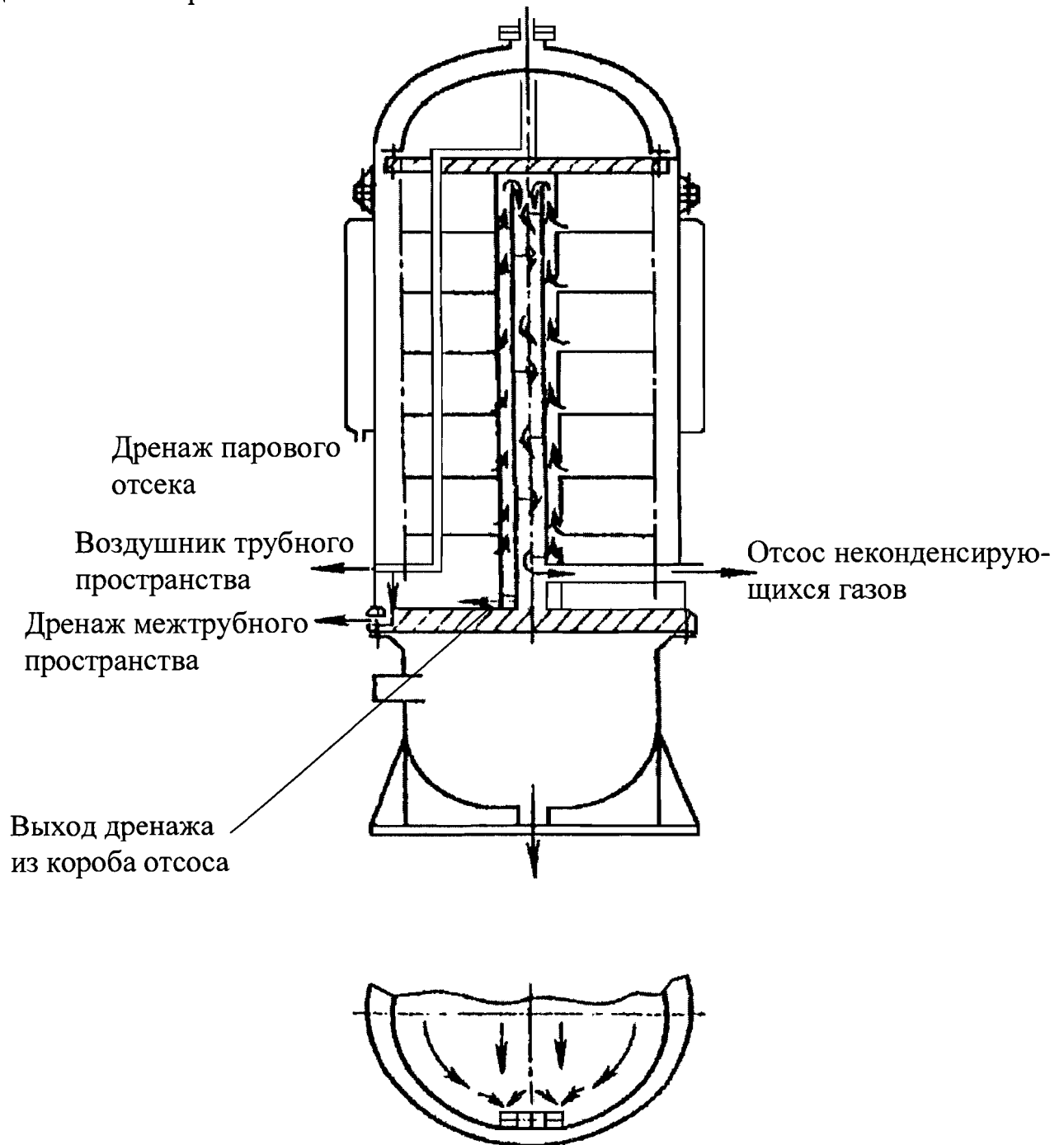


Рисунок 4.1.3 - Схема отсоса неконденсирующихся газов и дренирования парового и водяного объемов ПНД



## 4.2. Охладители дренажей

4.2.1. При каскадном сливе конденсат греющего пара с более высоким давлением сливается в корпус подогревателя с меньшим давлением. В связи с этим происходит частичное парообразование сливаемого конденсата в подогревателе с меньшим давлением и соответствующее уменьшение расхода отборного пара из турбины в этот подогреватель, что снижает экономичность регенеративного цикла. Для предотвращения этого явления в дополнение к регенеративным подогревателям применяют установку вынесенных **охладителей дренажей**. Так как при этом вся схема усложняется и удорожается, то их используют не после каждого ПНД. На трубопроводах, подающих КГП в трубопровод ОК, устанавливать ОД нецелесообразно, так как охлаждение КГП повышает экономичность, только если конденсат греющего пара сливается в предшествующий подогреватель.

4.2.2. Установка охладителя дренажей какого-либо подогревателя приводит к уменьшению количества отбираемого из турбины пара на этот подогреватель и к соответствующему увеличению расхода пара из отбора с меньшим давлением, что несколько увеличивает тепловую экономичность установки. Охладители конденсата предназначены также для уменьшения количества пара в результате вскипания в трубопроводах за регулирующим клапаном, по которым конденсат из подогревателя более высокого давления перепускается в подогреватель с более низким давлением.

4.2.3. Охладители дренажей (рис. 4.2.1) чаще всего устанавливаются по ходу обогреваемой воды перед подогревателем, конденсат греющего пара которого в нем охлаждается. В ряде случаев через охладитель дренажа пропускают не весь поток основного конденсата, а часть его, другая часть потока «байпасируется» через дроссельную диафрагму, сопротивление которой рассчитывается по необходимому расходу.

4.2.4. Охладители дренажей ОКГ-500-25-16-IIA (ПНД-2) и ОКГ-500-25-16-IVA (ПНД-4) предназначены для переохлаждения дренажа подогревателей основным конденсатом турбины.

В условном обозначении охладителя:

- 1) ОКГ - охладитель конденсата горизонтальный;
- 2) 500 - поверхность нагрева, м<sup>2</sup>;
- 3) 25 - абсолютное максимальное рабочее давление основного конденсата в трубной системе, кгс/см<sup>2</sup>;
- 4) 16 - абсолютное максимальное рабочее давление в корпусе, кгс/см<sup>2</sup>.

Охладители конденсата рассчитаны на эксплуатацию в режиме «вода-вода», их работа в режиме «вода-пар» не допускается.

4.2.5. Охладитель дренажа ПНД-2, установленный между ПНД-1 и ПНД-2, рассчитан на пропуск половины суммарного расхода основного конденсата турбины, 2-ая половина пропускается через байпасную линию с дроссельной шайбой.

4.2.6. Между ПНД-3 и ПНД-4 установлен охладитель дренажа ПНД-4, рассчитанный на пропуск половины расхода основного конденсата и полного расхода охлаждаемого конденсата греющего пара.

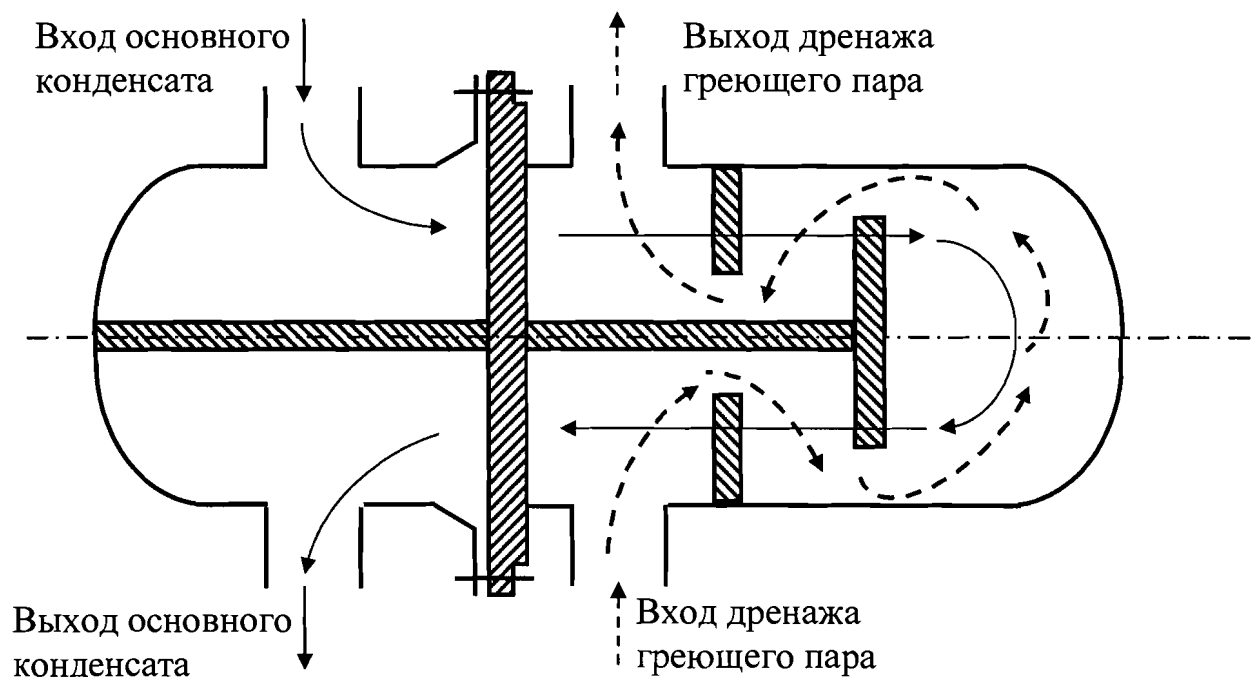


Рисунок 4.2.1 - Схема движения основного конденсата и конденсата греющего пара в ОД

4.2.7. ОД (изготовлен ПО «Красный котельщик», г. Таганрог) конструктивно представляет собой горизонтальный кожухотрубчатый цилиндрический аппарат сварной конструкции с U-образными, закрепленными в трубной решетке на вальцовке, трубками диаметром 16 мм.

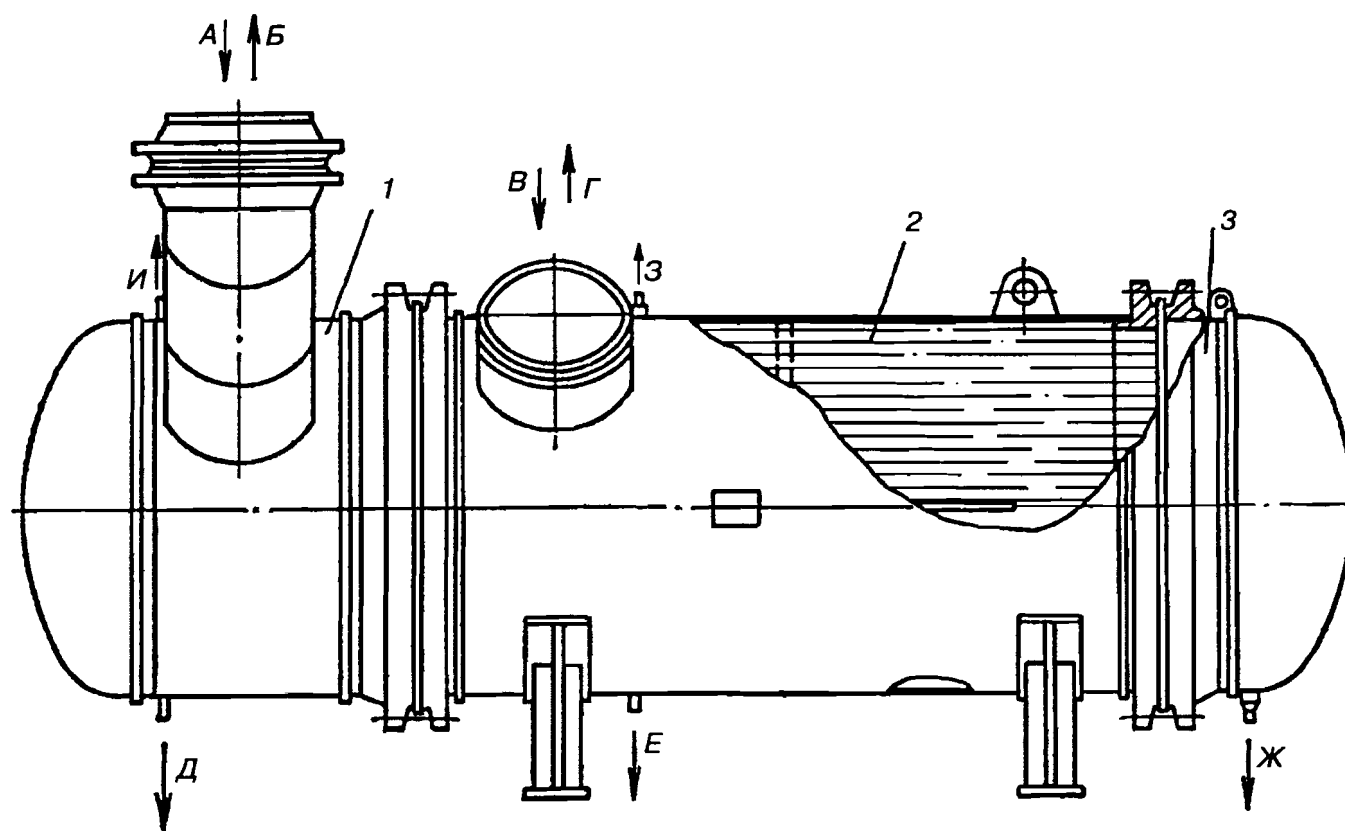
4.2.8. Охладители выполнены двухходовыми по основному конденсату.

4.2.9. Основными узлами охладителей (рис. 4.2.2) являются корпус, трубная система и распределительная камера, имеющая фланцевый разъем с мембранным уплотнением. Уплотнение фланцевого разъема обеспечивается шпильками и обваркой мембран.

4.2.10. Корпус охладителя состоит из цилиндрической обечайки и штампованного днища. На цилиндрической обечайке расположены патрубки подвода и отвода дренажа греющего пара, штуцеры отвода воздуха и дренажа.

4.2.11. Трубная система состоит из трубной доски и перегородок, служащих для дистанционирования теплообменных труб и организации потока среды в межтрубном пространстве.

4.2.12. Распределительная камера предназначена для распределения потока основного конденсата по ходам в трубном пучке. На распределительной камере расположены патрубки подвода и отвода основного конденсата, штуцеры отвода воздуха и дренажа.



1 - водяная распределительная камера, 2 - корпус с трубной системой, 3 - водяная поворотная камера, А - вход нагреваемого конденсата, Б - выход нагреваемого конденсата, В - вход охлаждаемого дренажа, Г - выход охлаждаемого дренажа, Д - опорожнение трубной системы, Е - опорожнение корпуса, Ж - опорожнение поворотной камеры, З - воздушник корпуса, И - воздушник распределительной камеры.

Рисунок 4.2.2 - Охладитель дренажа

### 4.3. Насосы слива конденсата греющего пара

4.3.1. Применение в тепловой схеме турбоустановки поверхностных подогревателей требует организации подачи в систему основного конденсата, образующегося в подогревателях конденсата. Вопросы организации слива КГП имеют большое значение, так как в современных паротурбинных установках на регенеративные подогреватели поступает от 20 до 40 % полного расхода пара на турбину, а иногда и больше.

4.3.2. В связи с различием в давлениях трактов ПНД и ПВД схемы возврата в цикл конденсата греющего пара отличаются. Для ПНД используют комбинации каскадного слива со сливными насосами, а для ПВД только каскадный слив - в деаэратор. Последнее объясняется трудностями создания сливных насосов относительно небольшой производительности для высоких температур среды. В условиях низких температур и давлений, то есть для ПНД, создание сливных насосов и обеспечение их надежной работы затруднений не вызывает.

4.3.3. На каждом блоке Балаковской АЭС установлено по три сливных насоса конденсата греющего пара КсВА 360-160 и КсВА 630-125.

4.3.4. Насос КсВА 360-160 применяется для подачи конденсата (дренажа) греющего пара в тракт основного конденсата после ПНД-1. Насос центробежный, вертикальный, двухкорпусный, секционного типа, трехступенчатый, с односторонним расположением рабочих колес. Общий вид насосного агрегата КсВА-360-160 представлен на рис. 4.3.1.

4.3.5. Характеристика насоса КсВА-360-160 представлена на рис. 4.3.2.

4.3.6. Основными узлами насоса (рис. 4.3.3) являются наружный корпус (15), внутренний корпус (6). Наружный корпус сварной, состоит из приемного и напорного корпусов. Нижняя часть напорного корпуса служит также опорной плоскостью насоса. К наружному корпусу приварены входной и напорный патрубки (1) и (12).

4.3.7. Внутренний корпус состоит из корпуса подвода (14), секций (4, 13) с установленными в них направляющими аппаратами (3) и напорной крышки (9). Уплотнение (10) насоса сальникового типа. Ротор насоса состоит из вала (5) и собранных на нем двух рабочих колес (2 и 7), защитных втулок, шпонок и гаек, которые стягивают и закрепляют детали ротора. Для улучшения всасывающей способности перед 1-ой ступенью насоса устанавливают предвключенное колесо (16). Ротор разгружен от осевых сил с помощью барабана (8). Остаточные осевые усилия воспринимаются сдвоенным радиально-осевым подшипником (11). Смазка подшипника осуществляется из масляной ванны при помощи подающего винта. Нижний подшипник скольжения (17) смазывается перекачиваемым конденсатом. Схема обвязки насоса КсВА 360-160 по технической и уплотняющей воде приведена на рис. 4.3.4.

4.3.8. Насос комплектуют электродвигателем вертикального типа, который закреплен на фонаре, установленном на напорной крышке. Роторы насоса и электродвигателя соединены упругой муфтой. Направление вращения ротора насоса левое (против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода).

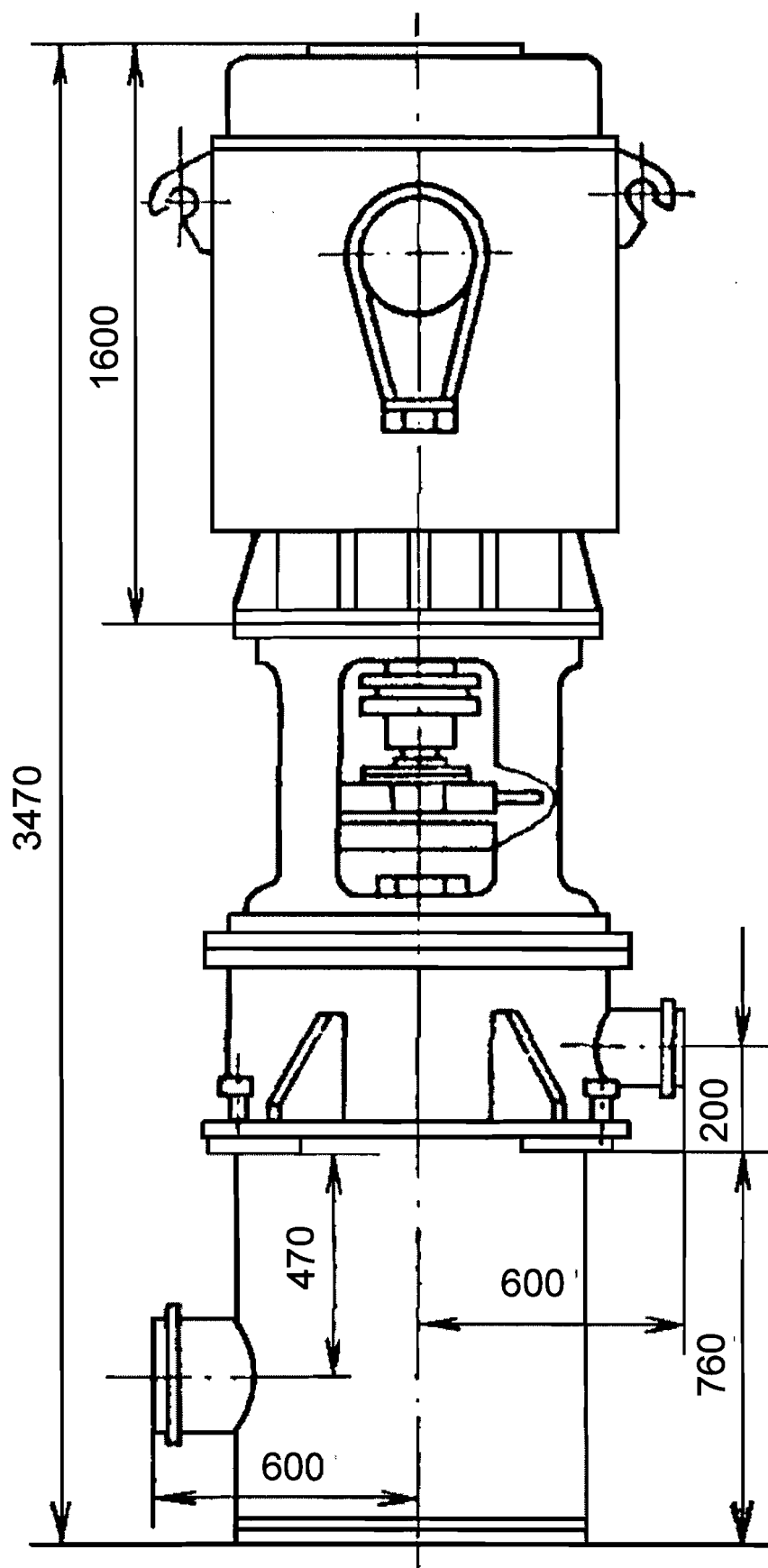


Рисунок 4.3.1 - Общий вид насосного агрегата КсВА-360-160

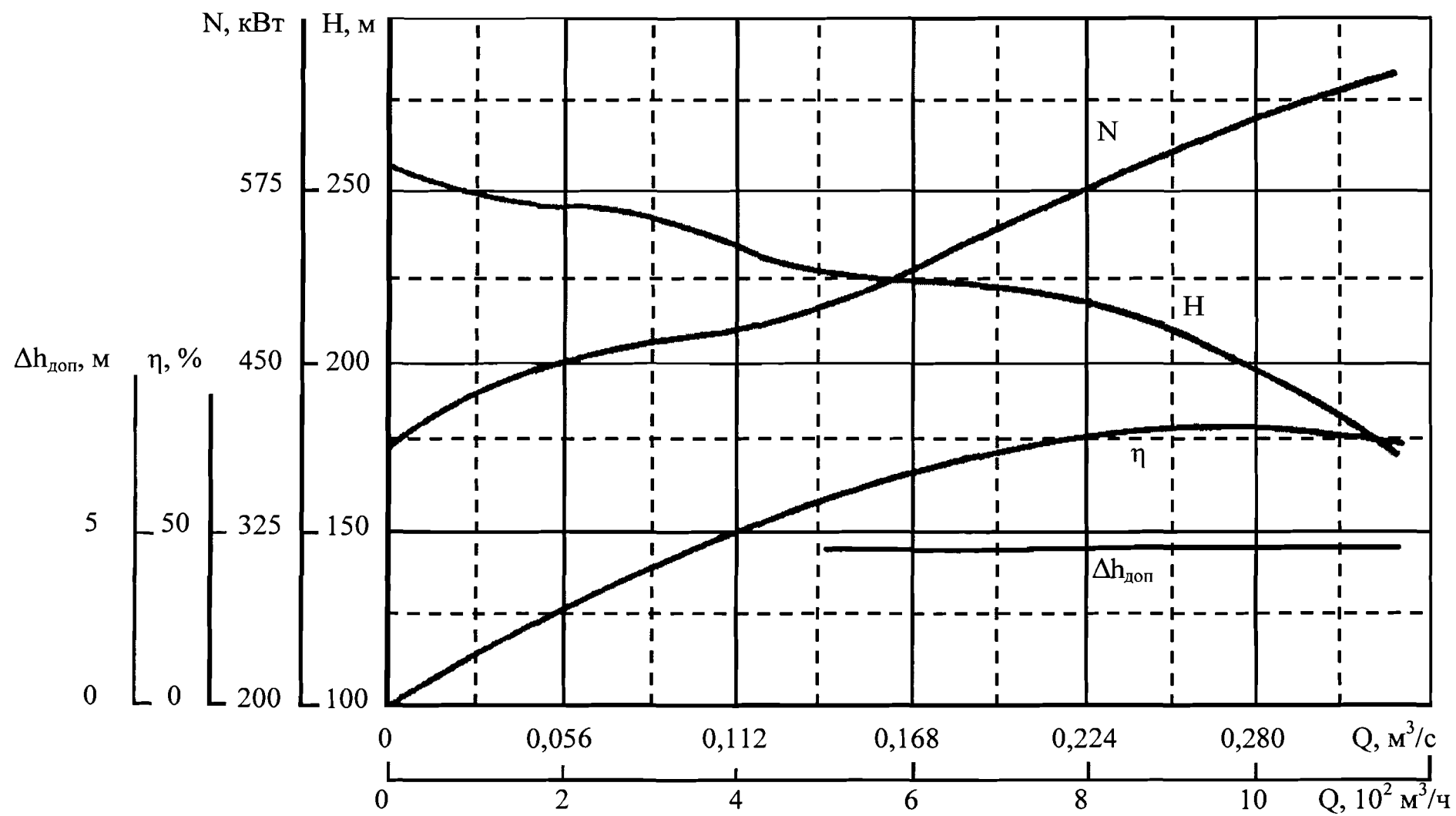
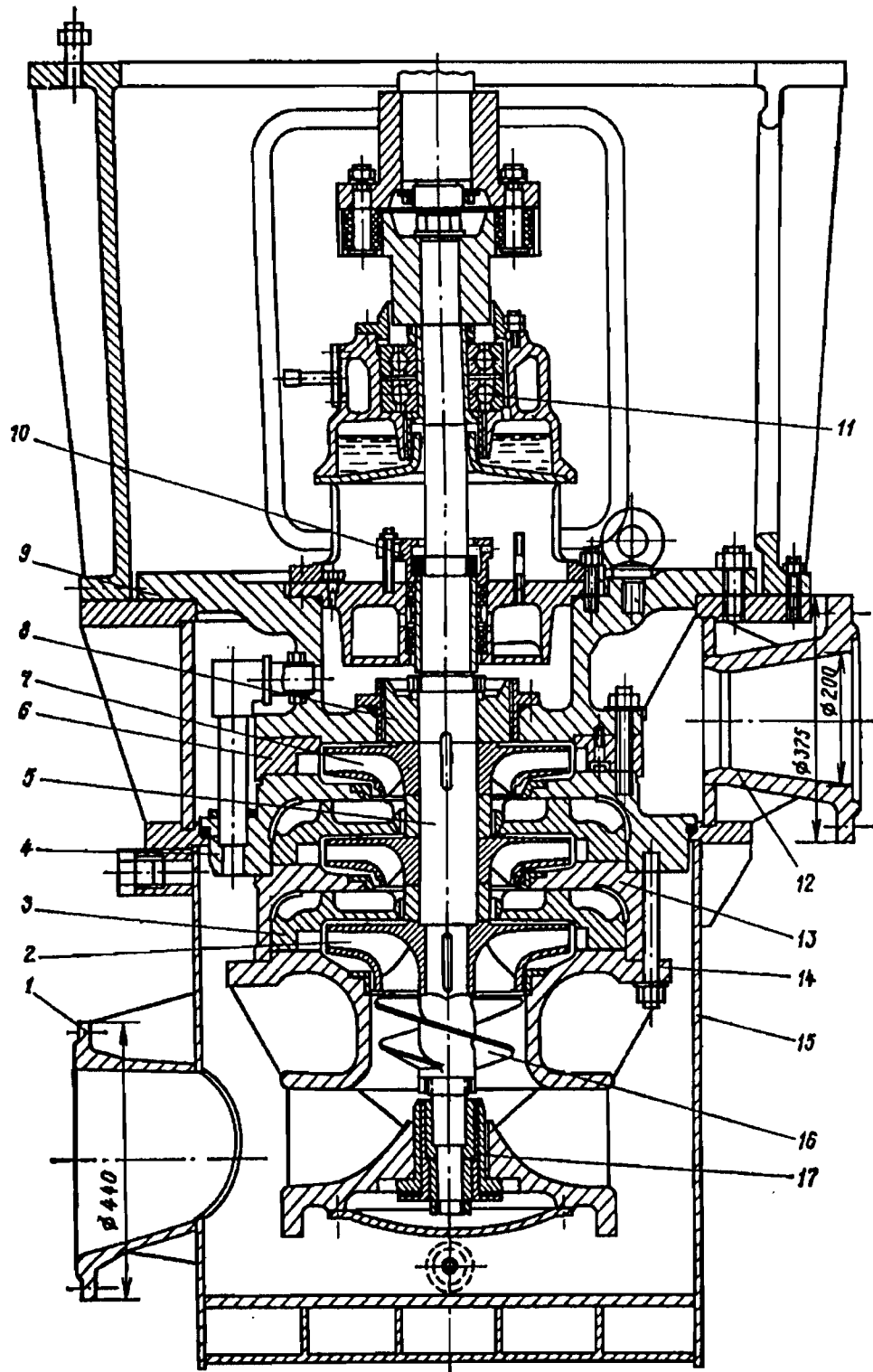


Рисунок 4.3.2 - Характеристика насоса КсВА-360-160 при  $n = 1480$  об/мин



1 - входной патрубок, 2, 7 - рабочее колесо, 3 - направляющий аппарат, 4, 13 - секция, 5 - вал, 6 - внутренний корпус, 8 - барабан, 9 - напорная крышка, 10 - сальниковое уплотнение, 11 - радиально-осевой подшипник, 12 - напорный патрубок, 14 - корпус подвода, 15 - наружный корпус, 16 - предвключенное колесо, 17 - подшипник скольжения.

Рисунок 4.3.3 - Насос КсВА-360-160

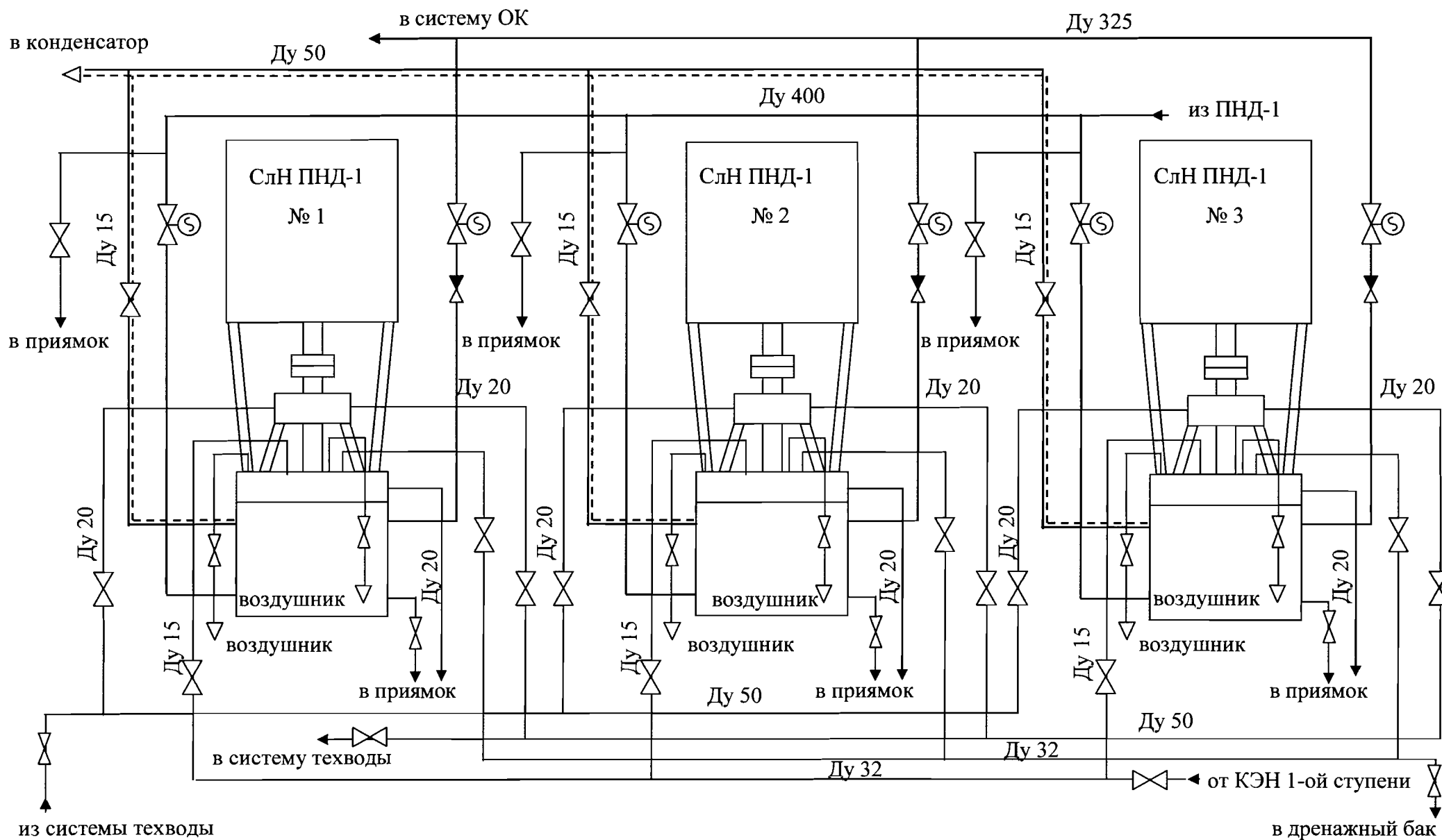


Рисунок 4.3.4 - Схема трубопроводов обвязки сливных насосов ПНД-1



4.3.9. Насос КсВА 630-125 применяется для подачи конденсата греющего пара в тракт основного конденсата после ПНД-3. Насос центробежный, вертикальный, двухкорпусный, секционного типа, с предвключенным колесом, двухступенчатый, с односторонним расположением рабочих колес и разгрузочным барабаном. Общий вид насосного агрегата КсВА 630-125 представлен на рис. 4.3.5. Характеристика насоса КсВА 630-125 представлена на рис. 4.3.6.

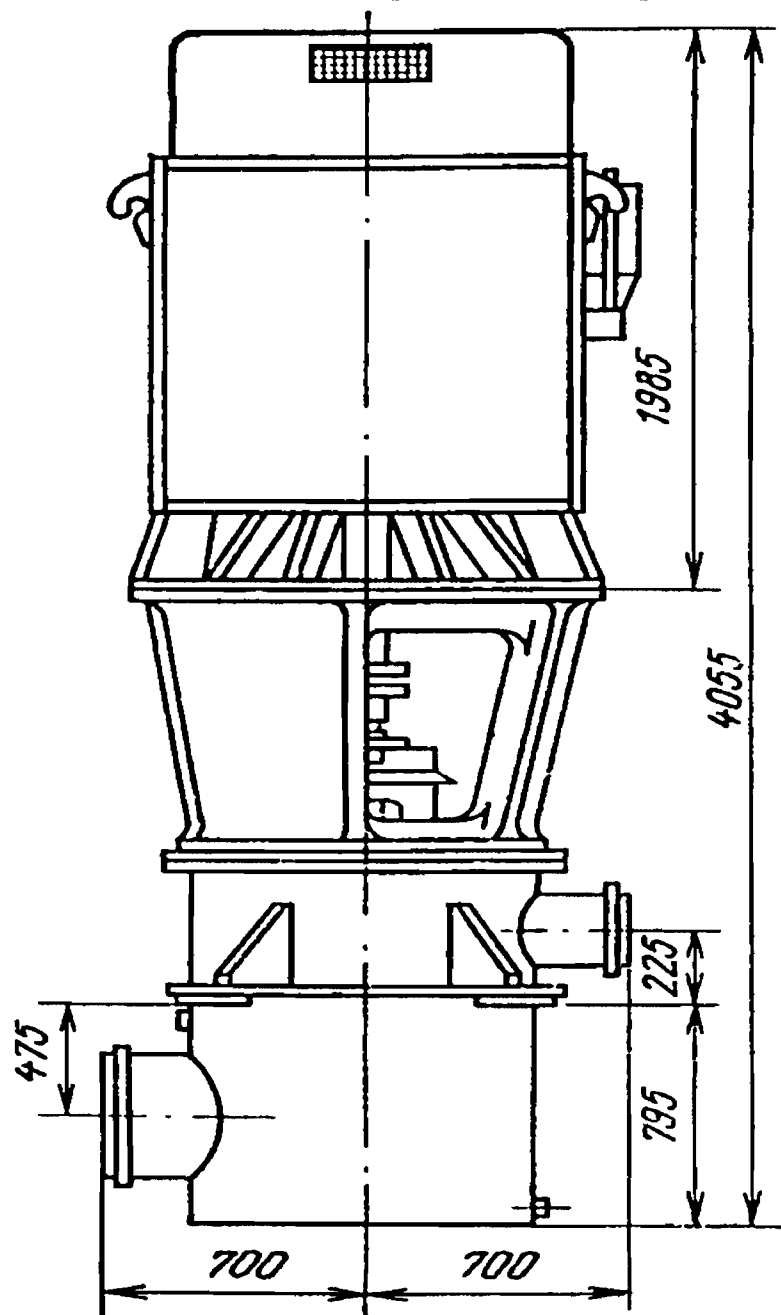


Рисунок 4.3.5 - Общий вид насосного агрегата КсВА 630-125

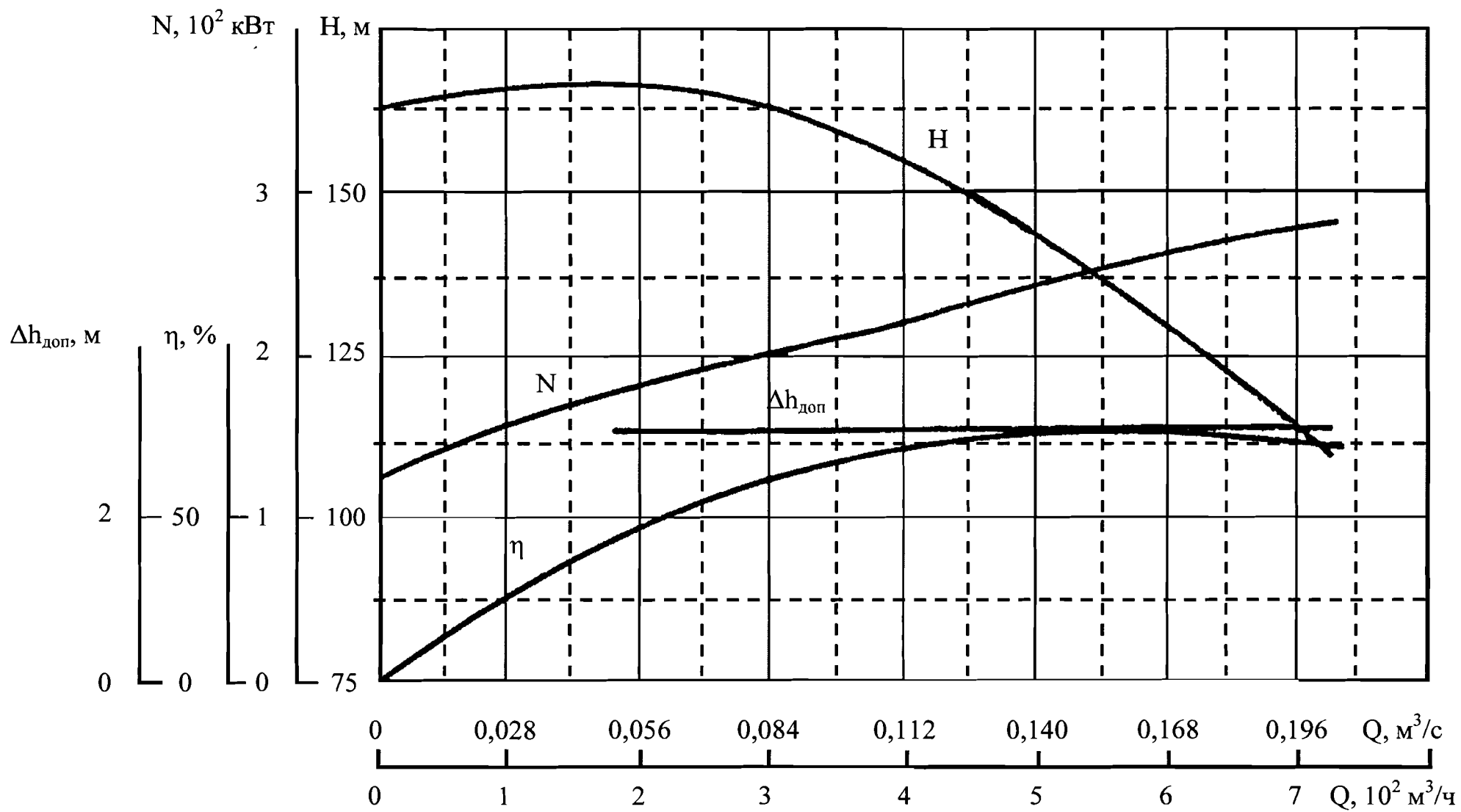
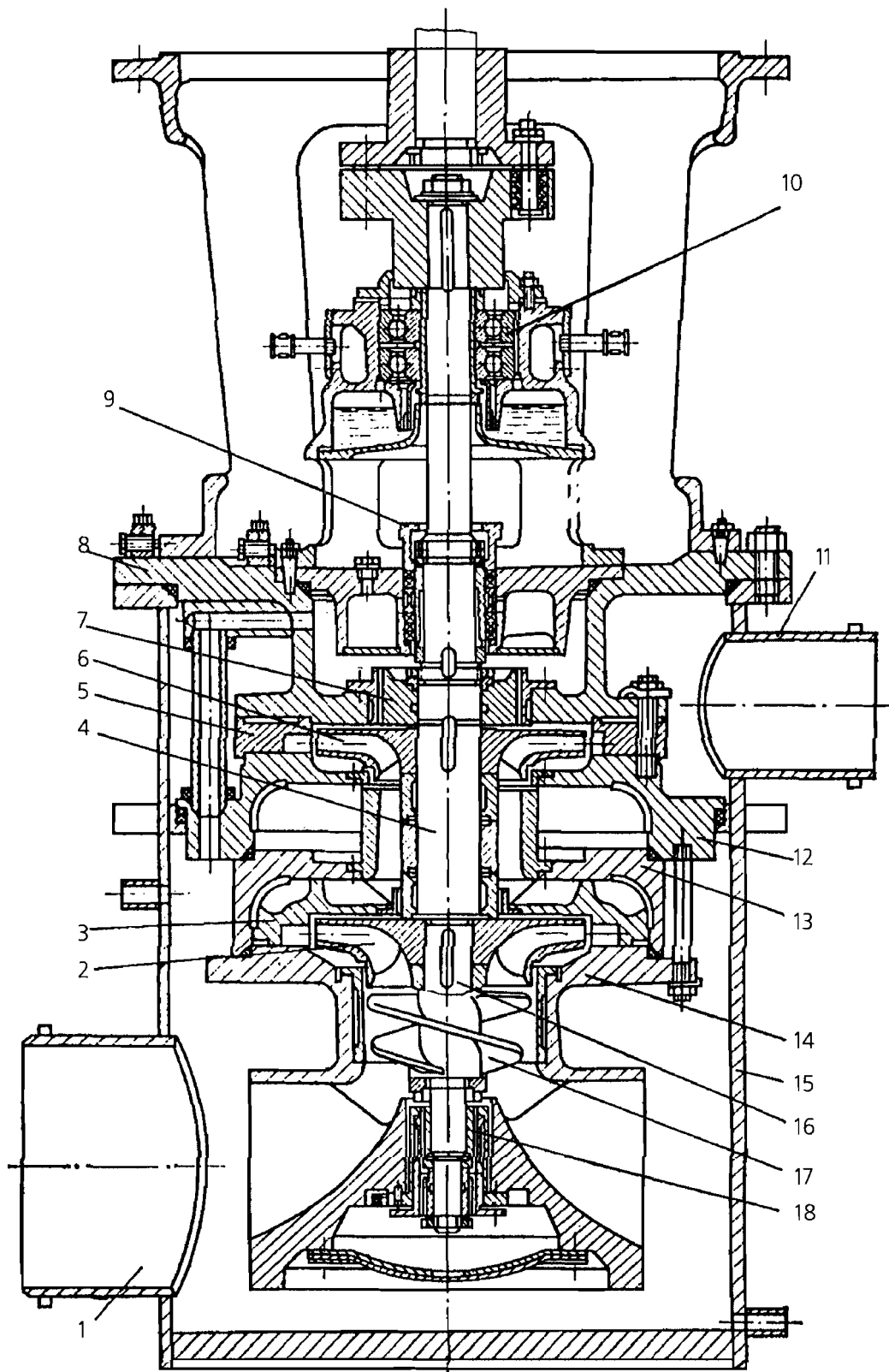


Рисунок 4.3.6 - Характеристика насоса КсВА 630-125 при  $n=1480$  об/мин

4.3.10. Основные узлы насоса (рис. 4.3.7) - наружный корпус (15), внутренний (5), ротор (16) и подшипники - нижний и верхний. Наружный корпус сварной, состоит из приемного и напорного корпусов; к нему приварены входной и напорный патрубки (1) и (11). Нижняя часть напорного корпуса является также опорной плоскостью насоса.

4.3.11. Внутренний корпус состоит из корпуса подвода (14), напорной крышки (8) и секций (12 и 13) с установленными в них направляющими аппаратами (3). Уплотнение (9) насоса сальникового типа. Ротор насоса состоит из вала (4) и собранных на нем рабочих колес (2 и 6), защитных втулок, шпонок и гаек, которые стягивают и закрепляют детали ротора. Для повышения всасывающей способности насоса перед колесом 1-ой ступени установлено предвключенное колесо (17). Ротор разгружен от осевых сил с помощью барабана (7). Остаточные осевые усилия воспринимаются сдвоенным радиально-осевым подшипником (10). Смазка подшипника осуществляется из масляной ванны при помощи подающего винта. Нижний подшипник скольжения (18) смазывается перекачиваемым конденсатом. Схема обвязки насоса КсВА 630-125 по технической и уплотняющей воде приведена на рис. 4.3.8.

4.3.12. Электродвигатель насоса вертикального типа прикреплен к фонарю, установленному на напорной крышке. Роторы насоса и электродвигателя соединены с помощью упругой муфты. Направление вращения ротора насоса левое - против часовой стрелки, если смотреть со стороны привода.



1 - входной патрубок, 2, 6 - рабочее колесо, 3 - направляющий аппарат, 4 - вал, 5 - внутренний корпус, 7 - барабан, 8 - напорная крышка, 9 - сальниковое уплотнение, 10 - радиально-осевой подшипник, 11 - напорный патрубок, 12, 13 - секция, 14 - корпус подвода, 15 - наружный корпус, 16 - ротор, 17 - предвключенное колесо, 18 - подшипник скольжения.

Рисунок 4.3.7 - Насос КсВА 630-125

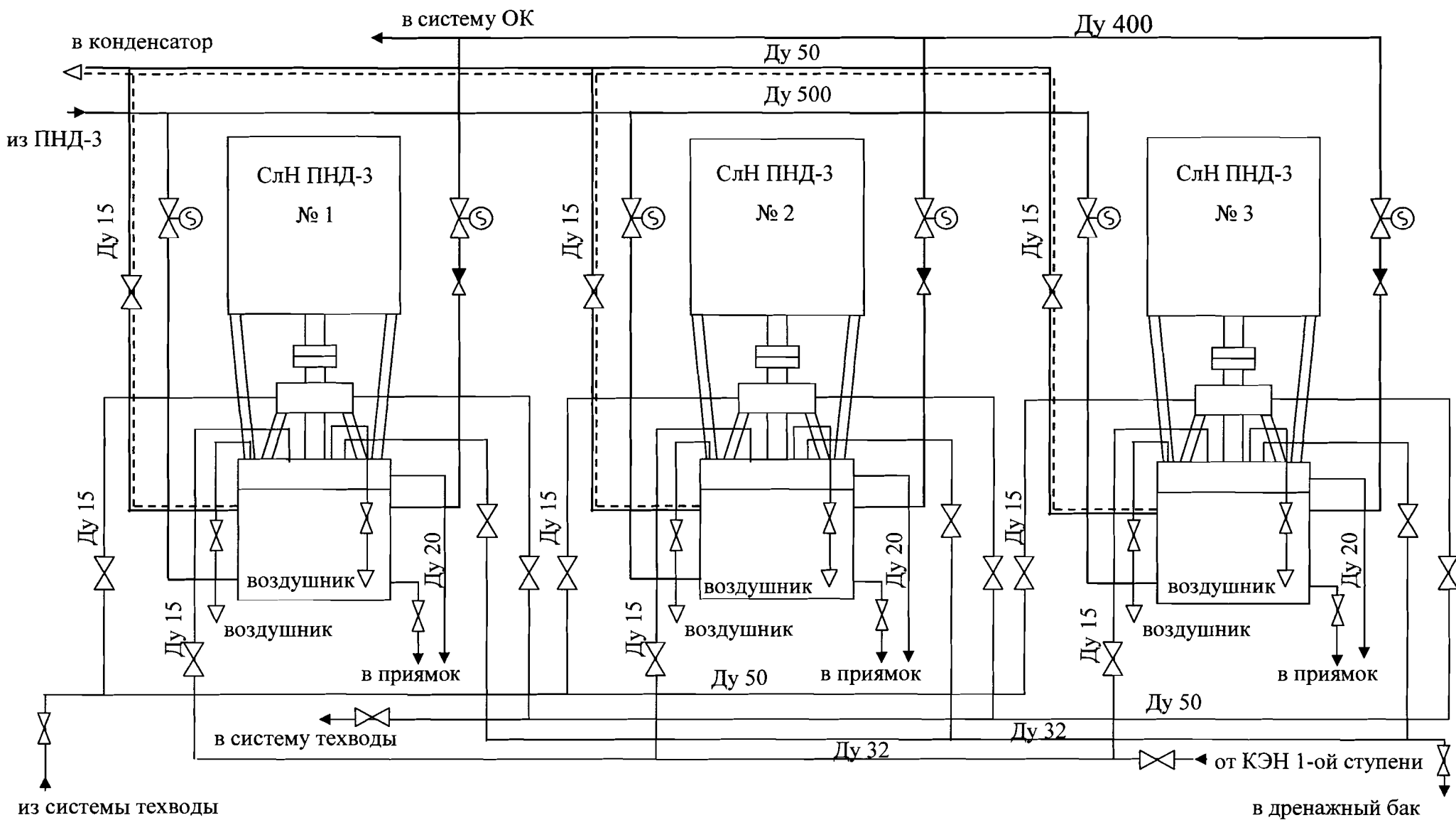


Рисунок.4.3.8 - Схема трубопроводов обвязки сливных насосов ПНД-3

#### 4.4. Регулирующий клапан уровня конденсата греющего пара

4.4.1. Независимо от способа слива дренажа из подогревателя должен быть обеспечен отвод только конденсата. Проскок вместе с конденсатом некоторой части пара снижает тепловую экономичность установки, так как это равносильно увеличению недовыработки электроэнергии в турбине. Для предотвращения проскока пара устанавливают специальные регулирующие клапаны, которые имеют связь с датчиком уровня конденсата в корпусе подогревателя и предотвращают чрезмерное понижение уровня.

Регуляторы уровня необходимы еще и потому, что повышение уровня уменьшает теплообменную поверхность для конденсации греющего пара и снижает подогрев воды. Кроме того, при значительном повышении уровня возникает опасность заброса конденсата в проточную часть турбины.

4.4.2. Регулирующие клапаны прямого типа предназначены для поддержания уровня конденсата греющего пара в корпусах подогревателей низкого давлений, входящих в схему регенерации турбоустановок с энергоблоком ВВЭР-1000.

4.4.3. Клапаны представляют собой регуляторы прямого действия. Запорными органами регулирующие клапаны служить не могут.

4.4.4. Регулирующие клапаны типа Т-147бс устанавливаются на трубопроводах Ду 200 слива КГП ПНД-4 в ПНД-3.

4.4.5. Регулирующие клапаны типа Т-149бс устанавливаются на трубопроводах Ду 300:

- 1) на напоре сливных насосов ПНД-1;
- 2) на напоре сливных насосов ПНД-3.

Присоединение клапанов к трубопроводам производится путем сварки патрубков с трубопроводами.

4.4.6. В сварной корпус (1) регулирующего клапана (рис 4.4.1) вварен распределительный колпак (3). Для удержания крышки (2) предусмотрены опорные разрезные кольца (10). Герметичность соединения крышки с корпусом достигается с помощью сальниковой набивки (15).

4.4.7. В распределительном колпаке укреплен неподвижная гильза (4), а находящийся в ней золотник (5) поворачивается на определенный угол с помощью валика (6), один конец которого для правильной центровки находится в пяте (7), другой проходит через сальниковую набивку (14) в крышке. Для определения положения «открыто» или «закрыто» служит табличка указателя положения золотника, укрепленная на фланце корпуса и стрелка на рычаге.

4.4.8. Материалы основных деталей регулирующих клапанов:

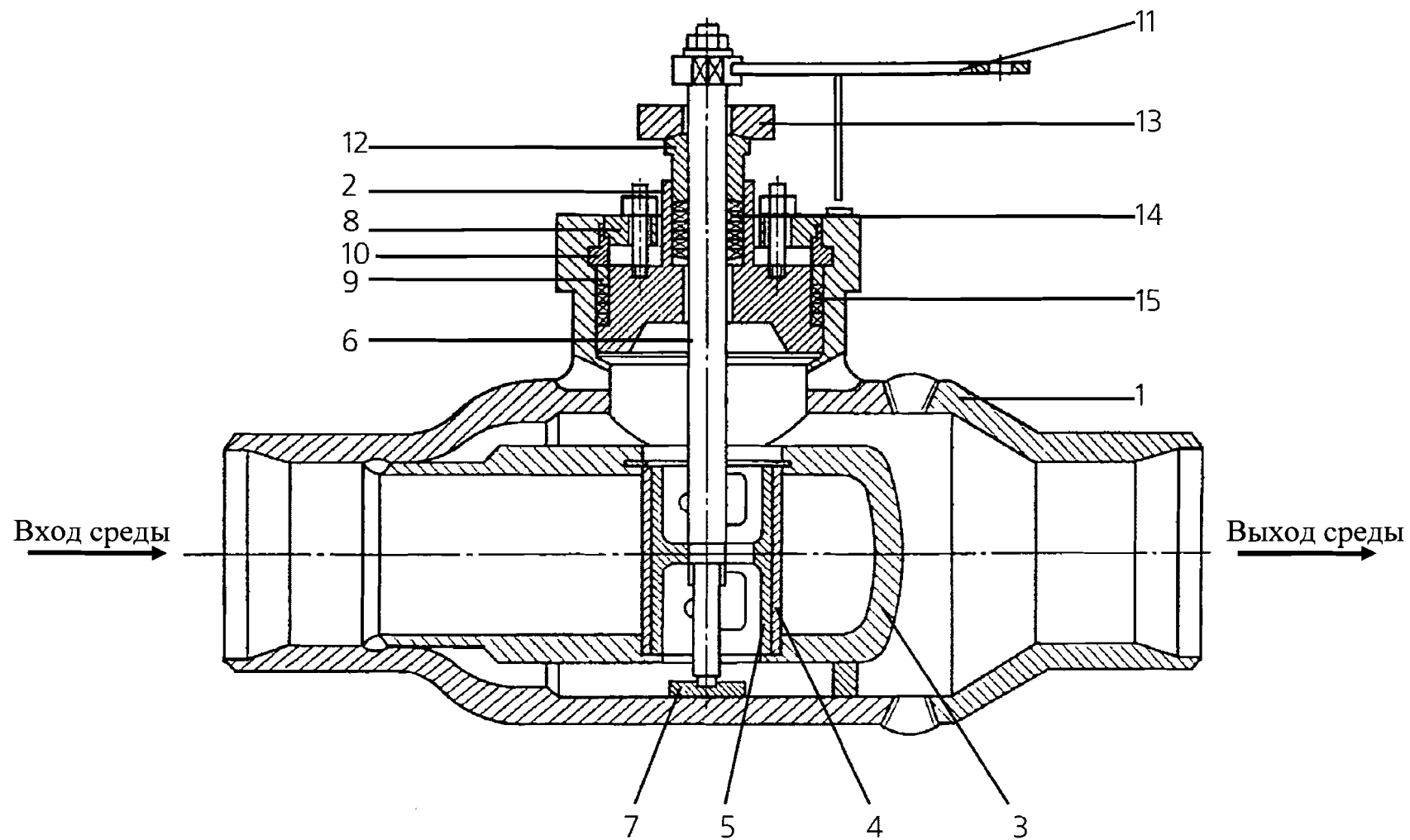
- 1) корпус - углеродистая сталь;
- 2) золотник - нержавеющей сталь;
- 3) валик - хромистая конструкционная сталь;
- 4) опорное разрезное кольцо - углеродистая сталь;
- 5) распределительный колпак - стальное литье.

4.4.9. Регулирование уровня конденсата в ПНД осуществляется изменением расхода отводимого конденсата за счет изменения площади проходного сечения клапана.

4.4.10. Управление клапанами осуществляется исполнительным механизмом, который воздействует на рычаг (11), укрепленный на валике (6). В зависимости от угла поворота рычага отверстия в золотнике перекрывают отверстия в гильзе. При полном совмещении профиля окон в гильзе и золотнике обеспечивается максимальная пропускная способность. Угол поворота рычага от полностью открытого до полностью закрытого положения клапана равен  $90^\circ$ . При полностью закрытом клапане конденсат может проходить только через зазоры между золотником и гильзой.

4.4.11. Направление потока воды должно быть на гильзу золотника. Рабочее положение регулирующего клапана на трубопроводе соответствует параллельному расположению рычага относительно трубопровода.

4.4.12. В зависимости от своей максимальной пропускной способности клапаны изготавливаются в разных исполнениях и отличаются между собой площадью и формой проходных сечений в гильзах и золотниках.



1 – корпус, 2 – крышка, 3 – распределительный колпак, 4 – гильза, 5 – золотник, 6 – валик (шток), 7 – пята, 8 – опорный диск, 9 – опорное кольцо, 10 – разрезное кольцо, 11 – рычаг, 12 – грундбукса, 13 – нажимная балка, 14, 15 – сальниковая набивка.

Рисунок 4.4.1 - Регулирующий клапан уровня конденсата греющего пара



## 4.5. Перечень арматуры по системе регенерации низкого давления

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
1. 1(2,3,4)RM60S01	Задвижка на трубопроводе ОК на входе в ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	БЩУ НУ29	+		+	
2. 1(2,3,4)RM60S02	Задвижка на трубопроводе ОК на выходе в ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	То же	+		+	
3. 1(2,3,4)RM61S01	Задвижка на трубопроводе ОК байпаса ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
4. 1(2,3,4)RM60S03	Задвижка на трубопроводе ОК на входе в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,70	«»	+		+	
5. 1(2,3,4)RM60S04	Задвижка на трубопроводе ОК на выходе в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»	+		+	
6. 1(2,3,4)RM60S05	Задвижка на байпасе 1(2,3,4)RM60S04	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	По месту	+		+	
7. 1(2,3,4)RM61S02	Задвижка на трубопроводе ОК байпаса ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	БЩУ НУ29		+		+
8. 1(2,3,4)RM61S03	Задвижка на байпасе 1(2,3,4)RM61S02	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	По месту		+		+
9. 1(2)RM60S08 3(4)RM60S09	Задвижка на байпасе обратного клапана 1(2)RM60S07, 3(4)RM60S08 на линии ОК после ПНД-4	Блок 1(2), Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 15,00 Блок 3(4) Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
10. 1(2,3,4)RU32S01	Задвижка на трубопроводе слива КГП из ПСВ в линию ОК за ПНД-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 5,70	МЩУ ТФУ		+	Смотри примечание 2	
11. 1(2,3,4)RR30S04	Задвижка на трубопроводе подачи конденсата ТК в линию ОК за ПНД-4	Ряд Б-В, ось 4-5, отм. 15,00	БЩУ НУ30		+		

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
12. 1(2,3,4)RH51S02	Задвижка на трубопроводе подвода пара к ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 5,70	БЩУ НУ29		+	+	
13. 1(2,3,4)RH41S02	Задвижка на трубопроводе подвода пара к ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,70	То же		+	+	
14. 1(2,3,4)RN71S01	Задвижки на сливе КГП из ПНД-1 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»	+			+
15. 2RN71S02 3RN71S02 4RN62S03	Задвижки на сливе КГП из ПНД-2 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	БЩУ НУ29 по месту БЩУ НУ28		+		+
16. 1(2,3,4)RN51S01	РК регулятора уровня в ПНД-3 на сливе КГП в конденсатор	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	БЩУ НУ29		+		+
17. 1(2,3,4)RN51S02	Задвижка на байпасе РК 3RN51S01	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	То же		+		+
18. 1(2,3,4)RN51S03	Задвижка на сливе КГП из ПНД-3 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
19. 1(2,3,4)RN41S01	РК регулятора уровня в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+	+	
20. 1(2,3,4)RN42S01	РК регулятора уровня в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+	+	
21. 1(2)RN43S02 3(4)RN43S01	Задвижка на сливе КГП из ПНД-4 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	По месту		+		+
22. 1(2)RN41S01 3(4)RN41S03	Задвижка на сливе КГП из ПНД-4 в ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. -3,60	То же	+		+	
23. 1(2,3,4)RN72S01	Задвижка на всасе сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	БЩУ НУ27	+		+	
24. 1(2,3,4)RN73S01	Задвижка на всасе сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	БЩУ НУ27	+		+	

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
25. 1(2,3,4)RN74S01	Задвижка	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	БЩУ НУ30	+		+	
26. 1(2,3,4)RN72S03	Задвижка на напоре сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	По месту		+	+	
27. 1(2,3,4)RN73S03	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	То же		+	+	
28. 1(2,3,4)RN74S03	«»	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	«»		+	+	
29. 1(2,3,4)RN70S01	РК регулятора уровня в ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 5,70	БЩУ НУ29		+	+	
30. 1(2,3,4)RN70S02	Задвижка на байпасе РК 3RN70S01	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 5,70	То же		+		+
31. 1(2,3,4)RN70S03	Задвижка на общем напорном трубопроводе сливных насосов	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 5,70	«»	+		+	
32. 1(2,3,4)RN52S01	Задвижка на всасе сливных насосов ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
33. 1(2,3,4)RN53S01	То же	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
34. 1(2,3,4)RN54S01	«»	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
35. 1(2,3,4)RN52S03	Задвижки на напоре сливных насосов ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. 0,00	«»		+	+	
36. 1(2,3,4)RN53S03	То же	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. 0,00	«»		+	+	
37. 1(2,3,4)RN54S03	«»	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. 0,00	«»		+	+	
38. 1(2,3,4)RN50S01	РК регулятора уровня в ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. 5,70	«»		+	+	
39. 1(2,3,4)RN50S02	Задвижка на байпасе РК 3RN50S01	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. 5,70	«»		+	+	

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
40. 1(2,3,4)RN50S03	Задвижка на общем напорном трубопроводе СлН ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. 5,70	БЩУ НУ29	+		+	
41. 1(2)VB91S70 3VB91S33 4VB91S61	Общий вентиль на подводе техводы на охлаждение масла подшипников сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	По месту	+		+	
42. 1(2)VB91S15 3VB91S34 4VB91S26	Вентиль на подводе техводы на охлаждение масла подшипников СлН ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	То же	+		+	
43. 1(2)VB91S16 3VB91S35 4VB91S28	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»	+		+	
44. 1(2)VB91S17 3VB91S36 4VB91S30	«»	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»	+		+	
45. 1(2)VB91S50 3(4)VB91S18	Общий вентиль на подводе техводы на охлаждение масла подшипников СлН ПНД-3		«»	+		+	
46. 1(2)VB91S18 3VB91S19 4VB91S14	Вентиль на подводе техводы на охлаждение масла подшипников СлН ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
47. 1(2)VB91S19 3VB91S20 4VB91S16	То же	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
48. 1(2)VB91S20 3VB91S21 4VB91S19	«»	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
49. 1(2)RM26S01 3(4)RM10S72	Вентиль на подводе ОК на уплотнения СлН ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»	+		+	
50. 1(2)RM26S02 3(4)RM10S73	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»	+		+	

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
51. 1(2)RM26S03 3(4)RM10S74	Вентиль на подводе ОК на уплотнения сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	По месту	+		+	
52. 1(2)RM26S04 3(4)RM10S52	Вентили на подводе ОК на уплотнения сливных насосов ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	То же	+		+	
53. 1(2)RM26S05 3(4)RM10S53	То же	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
54. 1(2)RM26S06 3(4)RM10S54	«»	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»	+		+	
55. 1RN72S95 2(3,4)RN72S91	Вентили на трубопроводах опорожнения сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
56. 1RN73S95 2(3,4)RN73S91	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
57. 1RN74S95 2(3,4)RN74S91	«»	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
58. 1RN52S92 2(3,4)RN52S91	Вентиль на трубопроводах опорожнения сливных насосов ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»		+		+
59. 1RN53S92 2(3,4)RN53S91	То же	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»		+		+
60. 1RN54S92 2(3,4)RN54S91	«»	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»		+		+
61. 1(2,3,4)SF72S81	Вентиль на отсосе воздуха из корпусов сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+	+	
62. 1(2,3,4)SF73S81	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+	+	
63. 1(2,3,4)SF74S81	Вентиль на отсосе воздуха из корпусов сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+	+	

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
64. 1(2,3,4)SF52S81	Вентиль на отсосе воздуха из корпусов сливных насосов ПНД-3	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	По месту		+		+
65. 1(2,3,4)SF53S81	То же	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	То же		+		+
66. 1(2,3,4)SF54S81	«»	Ряд Б,-В ось 5-6, отм. -3,60	«»		+		+
67. 1(2,3,4)RM71S81	Вентиль на воздушниках из трубной системы корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»	+			+
68. 1(2,3,4)RM71S82	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»	+			+
69. 1(2,3,4)RM72S81	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»	+			+
70. 1(2,3,4)RM72S82	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»	+			+
71. 1(2,3,4)RM73S81	«»	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»	+			+
72. 1(2,3,4)RM73S82	«»	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»	+			+
73. 1(2,3,4)RM61S81	Вентиль на воздушниках из трубной системы корпусов ПНД-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»	+			+
74. 1(2,3,4)RM61S82	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»	+			+
75. 1(2,3,4)RM62S81	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»	+			+
76. 1(2,3,4)RM62S82	Вентиль на воздушниках из трубной системы корпусов ПНД-2	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»	+			+

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
77. 1(2,3,4)RM50S81	Вентиль на воздушнике из трубной системы ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	По месту	+			+
78. 1(2,3,4)RM50S82	То же	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	То же	+			+
79. 1(2,3,4)RM40S81	Вентиль на воздушнике из трубной системы ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»	+			+
80. 1(2,3,4)RM40S82	То же	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»	+			+
81. 1(2,3,4)RM60S81	Вентиль на воздушнике из трубной системы ОДП-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»	+			+
82. 1(2,3,4)RM60S82	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»	+			+
83. 1(2,3,4)RM40S83	Вентиль на воздушнике из трубной системы ОДП-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	«»	+			+
84. 1(2,3,4)RM40S84	То же	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	«»	+			+
85. 1(2,3,4)RH71S91	Вентиль на трубопроводах дренажей из трубной системы корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
86. 1(2,3,4)RH71S92	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
87. 1(2,3,4)RH72S91	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
88. 1(2,3,4)RH72S92	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
89. 1(2,3,4)RH73S91	«»	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	По месту		+		+

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
90. 1(2,3,4)RH73S92	Вентиль на трубопроводах дренажей из трубной системы корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	По месту		+		+
91. 1(2,3,4)RH61S91	Вентиль на трубопроводах дренажей из трубной системы корпусов ПНД-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	То же		+		+
92. 1(2,3,4)RH61S92	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
93. 1(2,3,4)RH62S91	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
94. 1(2,3,4)RH62S92	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
95. 1(2,3,4)RH50S91	Вентиль на трубопроводе дренажа из трубной системы ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
96. 1(2,3,4)RH50S92	То же	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
97. 1(2,3,4)RH40S91	Вентиль на трубопроводе дренажа из трубной системы ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
98. 1(2,3,4)RH40S92	То же	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
99. 1(2,3,4)RM60S93	Вентиль на трубопроводе дренажа из трубной системы ОДП-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
100 1(2,3,4)RM60S94	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
101 1(2,3,4)RM40S93	Вентиль на трубопроводе дренажа из трубной системы ОДП-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	«»		+		+



Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
102. 1(2,3,4)RM40S94	Вентиль на трубопроводе дренажа из трубной системы ОДП-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	По месту		+		+
103. 1(2,3,4)RM60S91	Вентиль на дренажах трубопроводов ОК	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	То же		+		+
104. 1(2,3,4)RM60S92	То же	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
105. 1(2,3,4)RM61S91	«»	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
106. 1(2,3,4)RM61S92	«»	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
107. 1(2,3,4)RM61S93	«»	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
108. 1(2,3,4)RM61S94	«»	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
109. 1(2,3,4)RH71S81	Вентиль на воздушниках из межтрубного пространства корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 5,60	«»		+		+
110. 1(2,3,4)RH72S81	То же	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 5,60	«»		+		+
111. 1(2,3,4)RH73S81	Вентиль на воздушниках из межтрубного пространства корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 5,60	«»		+		+
112. 1(2,3,4)RH61S81	Вентиль на воздушниках из межтрубного пространства корпусов ПНД-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 5,60	«»		+		+
113. 1(2,3,4)RH62S81	То же	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 5,60	«»		+		+

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
114. 1(2,3,4)RH50S81	Вентиль на воздушнике из межтрубного пространства ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 5,60	По месту		+		+
115. 1(2,3,4)RH40S81	Вентиль на воздушнике из межтрубного пространства ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,60	То же		+		+
116. 1(2,3,4)RN60S81	Вентиль на воздушнике из межтрубного пространства ОДП-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
117. 1(2,3,4)RN40S81	Вентиль на воздушнике из межтрубного пространства ОДП-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	«»		+		+
118. 1(2,3,4)RN71S91	Вентиль на трубопроводах дренажей из межтрубного пространства корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
119. 1(2,3,4)RN71S92	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
120. 1(2,3,4)RN72S91	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
121. 1(2,3,4)RN72S92	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
122. 1(2,3,4)RN73S91	Вентиль на трубопроводах дренажей из межтрубного пространства корпусов ПНД-1	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
123. 1(2,3,4)RN73S92	То же	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
124. 1(2,3,4)RN61S91	Вентиль на трубопроводах дренажей из межтрубного пространства корпусов ПНД-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
125. 1(2,3,4)RN61S92	Вентиль на трубопроводах дренажей из межтрубного пространства корпусов ПНД-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	По месту		+		+
126. 1(2,3,4)RN62S91	То же	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	То же		+		+
127. 1(2,3,4)RN62S92	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+		+
128. 1(2,3,4)RN50S91	Вентиль на трубопроводе дренажа из межтрубного пространства ПНД-3	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
129. 1(2,3,4)RN50S92	То же	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+		+
130. 1(2,3,4)RN40S91	Вентиль на трубопроводе дренажа из межтрубного пространства ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
131. 1(2,3,4)RN40S92	То же	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	«»		+		+
132. 1(2,3,4)RN60S91	Вентиль на трубопроводе дренажа из межтрубного пространства ОДП-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
133. 1(2,3,4)RN40S90	Вентиль на трубопроводе дренажа из межтрубного пространства ОДП-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. -3,60	«»		+		+
134. 1(2,3,4)RN60S92	Вентиль на трубопроводе дренажа на линии КГП после ОДП-2	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
135. 1(2,3,4)RN60S93	Вентиль на трубопроводе дренажа на линии КГП после ОДП-2 за гидрозатвором	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
136. 1(2,3,4)RN70S91	Вентиль на трубопроводе дренажа на линии сброса КГП ПНД-1 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. -3,60	По месту		+		+
137. 1(2,3,4)RN72S93	Вентиль на трубопроводах дренажей на всасах сливных насосов ПНД-1	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	То же		+		+
138. 1(2,3,4)RN73S93	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
139. 1(2,3,4)RN74S93	«»	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. -3,60	«»		+		+
140. 1(2,3,4)RM51S01	Вентиль на линии заполнения основным конденсатом гидрозатворов ПНД-1, ПНД-2	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
141. 1(2,3,4)RM51S02	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
142. 1(2,3,4)RM51S03	Вентиль на линии заполнения основным конденсатом гидрозатворов ПНД-1, ПНД-2	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
143. 1(2,3,4)RM51S04	То же	Ряд Б,-В ось 7-8, отм. 0,00	«»		+		+
144. 1(2,3,4)SH10S02	Задвижка на линии сброса дренажей с выхлопов ЦВД турбины в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,60	БЩУ НУ29		+	Смотри примечание 2	
145. 1(2,3,4)SH14S01	Вентиль на линии дренажа паропровода 4-го отбора	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,60	По месту	+		+	
146. 1(2,3,4)SH15S01	Вентиль на линии дренажа паропровода 5-го отбора	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,60	То же	+		+	

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
147. 1(2,3,4)RB64S01	Задвижка на трубопроводе слива сепарата СПП в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	БЩУ НУ27		+	Смотри примечание 2	
148. 1(2,3,4)RB64S02	РК на трубопроводе слива сепарата СПП в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	БЩУ НУ27		+	Смотри примечание 2	
149. 1(2,3,4)RT61S01	Задвижка на трубопроводе слива конденсата из сепаратора влаги 1(2,3,4)RD34B01 в ПНД-4	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 5,60	БЩУ НУ30		+	Смотри примечание 2	
150. 1(2,3,4)SF71S01	Вентиль на линиях отсоса ПВС из межтрубного пространства корпусов ПНД-1 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	По месту		+	+	
151. 1(2,3,4)SF71S02	То же	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	То же		+	+	
152. 1(2,3,4)SF72S01	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+	+	
153. 1(2,3,4)SF72S02	«»	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	«»		+	+	
154. 1(2,3,4)SF73S01	«»	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+	+	
155. 1(2,3,4)SF73S02	«»	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	«»		+	+	
156. 1(2,3,4)SF61S01	Вентиль на линиях отсоса ПВС из межтрубного пространства корпусов ПНД-2 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	«»		+	+	

Оперативное обозначение	Функциональное назначение арматуры	Место установки в машзале	Место управления и сигнализации Положения	Положение перед пуском		Положение при работе	
				Открыт	Закрыт	Открыт	Закрыт
157. 1(2,3,4)SF62S01	Вентиль на линиях отсоса ПВС из межтрубного пространства корпусов ПНД-2 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 6-7, отм. 0,00	По месту		+	+	
158. 1(2,3,4)SF61S02	Вентиль на линии отсоса ПВС из межтрубного пространства ПНД-3 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 5-6, отм. 0,00	БЩУ НУ29		+	+	
159. 1(2,3,4)SF51S02	Вентиль на линии отсоса ПВС из межтрубного пространства ПНД-4 в ПНД-3	Ряд А-Б, ось 4-5, отм. 0,00	По месту		+	+	
160. 3(4)SF60S81	Вентиль на линии отсоса ПВС из межтрубного пространства ОД ПНД-1 в конденсатор	Ряд А-Б, ось 7-8, отм. 0,00	То же		+		+

#### Примечания:

1. Положение арматуры на напоре сливных насосов и вентилях на отсосе воздуха из корпусов сливных насосов ПНД-1 ,3 (п.п. 23-28, 32-37, 59-64) приведено для включенного состояния насосов. Вентиль 1(2,3,4)SF52(53,54)S81 на резервном насосе 1(2,3,4)RN52(53,54)D01 в открытом состоянии (на работающих сливных насосах ПНД-3 1(2,3,4)RN53,54(52)D01 вентили отсосов 1(2,3,4)SF53,54(52)S81 должны быть закрыты)
2. Момент открытия арматуры, указанной в п.п. 10, 142, 145, 146, 147, определяется в инструкциях по эксплуатации соответственно «Системы теплофикации блока 1000 МВт» (ИЭ.1.UM,RU.ТЦ-1/10, ИЭ.2.UM,RU.ТЦ-1/3, ИЭ.3.UM,RU.ТЦ-2/13, ИЭ.4.UM,RU.ТЦ-2/4), «Инструкция по эксплуатации турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.1.SA.ТЦ-1/1, ИЭ.2.SA.ТЦ-1/1, ИЭ.3.SA.ТЦ-2/1, ИЭ.4.SA.ТЦ-2/1), «Инструкция по эксплуатации СПП-1000» (ИЭ.1.RB.ТЦ-1/33, ИЭ.2.RB.ТЦ-1/3, ИЭ.3.RB.ТЦ-2/4, ИЭ.4.RB.ТЦ-2/4), «Системы коллектора собственных нужд блока 1000 МВт» (ИЭ.1.RQ.ТЦ-1/9, ИЭ.2.RQ.ТЦ-1/7, ИЭ.3.RQ.ТЦ-2/12, ИЭ.4.RQ.ТЦ-2/12).

#### 4.6. Клапаны обратные

4.6.1. Клапаны обратные RN52,53,54S02, RN72,73,74S02 предназначены для исключения изменения направления потока рабочей среды в трубопроводе и предотвращения вращения насосного агрегата, находящегося в резерве, обратным ходом среды от насосного агрегата, находящегося в работе.

4.6.2. Клапаны обратные RN52,53,54S02, RN72,73,74S02 установлены между напорным патрубком насосов RN52,53,54D01, RN72,73,74D01 и арматурой RN52,53,54S03, RN72,73,74S03 на напоре сливных насосов.

4.6.3. На напоре сливных насосов ПНД-1 и сливных насосов ПНД-4 установлены обратные клапаны типа ИА 44078-400.

4.6.4. Обратный клапан имеет минимальное количество подвижных частей и не требует посторонних источников энергии для срабатывания, что сводит к минимуму вероятность отказа.

4.6.5. Клапан состоит из корпуса с вваренным седлом, тарелки и крышки.

4.6.6. Рабочая среда поступает под тарелку клапана, поворачивает ее и открывает клапан. При прекращении потока среды тарелка под действием собственной массы и напора обратного потока среды опускается на седло и перекрывает проходное отверстие клапана.

#### 4.7. Технологические ограничения

4.7.1. Не допускается эксплуатация ПНД-3,4 при неисправных КОС на паропроводах подвода пара к подогревателям.

4.7.2. Не допускается работа турбины без ПНД-1, ПНД-2.

4.7.3. Допускается длительная работа турбины с номинальными параметрами «свежего пара» и пара СПП, номинальной температурой и расходом охлаждающей воды конденсаторов при отключении одной или обеих групп ПВД, а также при отключении при этом ПНД-3 или ПНД-4.

4.7.4. Не допускается эксплуатация ПНД с неплотной трубной системой. Если при проверке плотности трубной системы ПНД скорости повышения уровня в корпусе подогревателя составляет более 1 см в минуту, соответствующий подогреватель должен быть отключен и выведен в ремонт.

4.7.5. ПНД должны быть отключены оператором при:

1) повышении давления в корпусе подогревателя выше величины, установленной заводом-изготовителем;

2) появлении в основных элементах подогревателей трещин, выпучин, свищей в сварных швах;

3) неисправности указателей уровней или клапана регулятора уровня;

4) неисправности манометра и невозможности определить давление в корпусе ПНД;

5) при повышении уровня в корпусе ПНД выше 2-го предела и отказе автоматики защиты;

6) возникновении пожара, непосредственно угрожающего ПНД.

4.7.6. В целях исключения срыва работающих сливных насосов ПНД-1 из-за присосов воздуха при каждом выводе их в ремонт и вводе в резерв после ремонта необходимо производить их опрессовку давлением в корпусе  $2,0 \text{ кгс/см}^2$ . Аналогичную опрессовку также производить при отказе данных работающих насосов по причине срыва (завоздушивания).

4.7.7. Запрещается вывод из работы исправных защит по повышению уровня КГП в корпусе подогревателя.

4.7.8. Запрещается работа сливного насоса ПНД при уровне в корпусе ПНД менее 200 мм.

4.7.9. Запрещается работа сливного насоса:

1) при возникновении постороннего шума, стука, повышенной вибрации (предельные значения виброскорости для подшипников электродвигателей -  $4,5 \text{ мм/с}$ , для подшипников насосов -  $7,1 \text{ мм/с}$ );

2) при повышении температуры подшипников более  $70^\circ\text{C}$ ;

3) при уровне масла в маслоуказателе ниже минимального по риске на маслоуказателе;

4) при отсутствии или нарушении целостности заземления электродвигателя;

5) при закрытой задвижке на напоре более 180 секунд;

7) при незаполненном жидкостью насосе;

8) при появлении дыма, искр или сильного запаха горячей изоляции электродвигателя.

4.7.10. Допустимые протечки через сальниковые уплотнения сливных насосов 1(2,3,4)RN52(53,54)D01, 1(2,3,4)RN72(73,74)D01 составляют  $0,05 \text{ м}^3/\text{ч}$  (800 грамм/мин).

4.7.11. Не допускается перегруз электродвигателей насосных агрегатов по токовой нагрузке выше предельно допустимых значений для:

1) 1(2,3,4)RN52(53,54)D01 - 57 А;

2) 1(2,3,4)RN72(73,74)D01 - 36,7 А.

4.7.12. Температурный напор в подогревателях не должен превышать  $4-6^\circ\text{C}$ .

4.7.13. По условиям нагрева обмоток двигателя допускается не более двух последовательных пусков насоса из «холодного» состояния электродвигателя и один пуск из «горячего» состояния электродвигателя. При необходимости большего количества повторных пусков они должны производиться с перерывами не менее 30 мин.

4.7.14. Запрещается эксплуатация ПНД при неисправных регуляторах уровня КГП в подогревателях.

4.7.15. В целях обеспечения безопасной и надежной работы оборудования регенеративной системы низкого давления при работе блока на мощности разобирать электросхемы арматуры:

1) 1(2,3,4)RN52,53,54S01 на всасе сливных насосов ПНД-3, 1(2,3,4)RN72,73,74S01 на всасе сливных насосов ПНД-1, 1(2)RN41S01 (блоки 1,2) на сливе КГП из ПНД-4 в ПНД-3 – в открытом положении;

2) 1(2)RN43S02 (блоки 1,2) на сливе КГП из ПНД-4 в конденсатор – в закрытом положении.



4.7.16. Запрещается производить ремонтные работы на работающем или находящимся в резерве оборудовании. Все ремонтные работы должны производиться в соответствии с требованиями «Правил охраны труда при эксплуатации тепломеханического оборудования и тепловых сетей атомных станций ОАО «Концерн Энергоатом» (СТО 1.1.1.02.001.0673-2006).

4.7.17. Допуск к испытаниям на оборудовании системы регенерации низкого давления производится по разрешенной заявке согласно рабочей программе испытаний.

## 4.8. Нарушения в работе

4.8.1. Возможные отклонения от нормального режима работы сливных насосов ПНД и способы их ликвидации приведены в табл. 4.8.1.

Таблица 4.8.1

Симптомы	Вероятные причины	Действия
1. Насос при пуске не обеспечивает подачу и не развивает необходимого давления	1. Неправильное направление вращения ротора насоса.	1. С БЩУ остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Дать заявку ЭЦ на устранение неправильного вращения электродвигателя насоса.
	2. Изношены уплотнительные поверхности рабочих колес и уплотнительных колец.	1. С БЩУ остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Во время ремонта выяснить причину неисправности и устранить.
	3. Давление во всасывающем патрубке недостаточно.	1. Проверить и отрегулировать уровень в ПНД. 2. Проверить открыто положение «открыто» арматуры на всасе
	4. Насос завоздушен.	1. Проверить открытие и исправность вентилей на линии подачи ОК на уплотнения насоса и на линии отсоса воздуха. 2. При необходимости остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос.
	5. Пропуск обратного клапана на резервном насосе	Вывести насос с неисправным обратным клапаном в ремонт и устранить дефект
2. Нагрев сальника	1. Конденсат не поступает к сальнику.	Проверить исправность вентиля и манометра на линии охлаждения сальника и обеспечить необходимое давление подводимого конденсата.
	2. Туго затянут сальник	Отпустить гайки нажимной буксы

Симптомы	Вероятные причины	Действия
3. Повышенная вибрация насоса	1. Расцентровка роторов насоса и двигателя.	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Во время ремонта выяснить причину неисправности и устранить.
	2. Ротор насоса не отбалансирован.	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Во время ремонта выяснить причину и выполнить балансировку ротора.
	3. Наличие вибрации трубопроводов.	Во время ППР проверить и привести в проектное состояние опоры и подвески трубопроводов.
	4. Неисправность подшипника.	Остановить насос, выполнить ремонт дефектного подшипника.
	5. Давление во всасывающем патрубке недостаточно	1. Проверить и отрегулировать уровень в ПНД. 2. Проверить положение «открыто» арматуры на всасе
4. Увеличенные протечки через уплотнения насоса	1. Недостаточно поджата набивка сальника.	Подтянуть гайки нажимной буксы.
	2. Износилась набивка сальника.	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Во время ремонта поменять набивку сальника
	3. Радиальное биение защитной втулки выше допустимого	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Во время ремонта устранить радиальное биение защитной втулки
5. Температура радиального упорного подшипника повышенная	1. Недостаточный расход охлаждающей воды через подшипник.	Отрегулировать расход охлаждающей воды через подшипник арматурой на подаче и сливе воды.
	2. Недостаточный уровень масла в масляной ванне.	Долить масло до требуемого уровня.
	3. Обводнение или загрязнение масла механическими примесями.	Заменить масло.
	4. Забиты маслоподающие отверстия.	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Во время ремонта выяснить причину неисправности и устранить

Симптомы	Вероятные причины	Действия
	5. Перекос подшипника.	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос. 2. Выполнить ремонт дефектного подшипника
	6. Расцентровка роторов насоса и электродвигателя.	1. Остановить насос, закрыть запорную арматуру, включить резервный насос.
	7. Увеличено осевое усилие по причине износа уплотняющих поверхностей проточной части или вследствие негерметичности разгрузочного устройства	2. Во время ремонта выяснить причину неисправности и устранить

4.8.2. Возможные отклонения от нормального режима работы подогревателей низкого давления и способы их ликвидации приведены в табл. 4.8.2.

Таблица 4.8.2

Симптомы	Вероятные причины	Действия
1. Повышение уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД выше номинального (800 мм – для ПНД-1,2; 565 мм – для ПНД-3,4)	1. Разрыв водяных трубок.	1. Проконтролировать выполнение (выполнить) операции в соответствии с алгоритмами ТЗиБ: 1) при уровне в ПНД-1 1000 мм (ПНД-3 1070 мм) включение резервного СН ПНД-1 (ПНД-3); 2) при уровне 1-го предела в ПНД-1 1215 мм (ПНД-3 1215 мм) открытие арматуры на линии сброса конденсата греющего пара в конденсатор турbine. 2. При необходимости вывести соответствующий ПНД в ремонт (для ПНД-3,4). 3. Во время останова блока заглушить или заменить поврежденные трубки.
	2. Неисправность регулятора уровня в ПНД.	Перевести РК неисправного регулятора на дистанционное управление. Сообщить НС ЦТАИ, НС ТЦ, НСБ о неисправности регулятора.
	3. Перегрузка подогревателя	1. Проконтролировать открытие (открыть) арматуры на линии сброса конденсата греющего пара в конденсатор турbine. 2. Проконтролировать открытие (открыть) арматуры на байпасе ПНД по основному конденсату (для ПНД - 3,4)

Симптомы	Вероятные причины	Действия
2. Гидравлические удары в подводящем паропроводе	Наличие воды (конденсата) в паропроводе при пуске	Обеспечить качественный дренаж нижних точек паропровода, вести тщательный прогрев подводящего паропровода при пуске подогревателя
3. Увеличение гидравлического сопротивления подогревателя	1. Занос трубок с внутренней стороны продуктами коррозии.	Обеспечить работу с низким содержанием коррозионно-активных газов в основном конденсате.
	2. Неполное открытие (заклинивание) арматуры по основному конденсату	Проверить полное открытие арматуры по основному конденсату, при необходимости выполнить ее ревизию во время останова блока
4. Недостаточный нагрев воды в подогревателе	1. Загрязнение трубной системы с паровой или водяной стороны.	В период останова блока выполнить химическую промывку трубной системы с паровой и водяной стороны.
	2. Наличие воздуха в паровом пространстве подогревателя	Проверить полное открытие (открыть) вентиля (вентилей) на линии отсоса ПВС из межтрубного пространства корпуса ПНД в конденсатор, при необходимости в период останова блока уплотнить подогреватель, правильно подобрать ограничительные шайбы на линии отсоса воздуха
	3. Повышенный уровень КГП в корпусе ПНД.	Поддерживать номинальный уровень КГП в ПНД. Наладить работу регуляторов уровня.
	4. Неполное открытие задвижек или обратных клапанов на паропроводах отборов пара к ПНД.	Открыть задвижки или обратные клапаны полностью.
	5. Неполное закрытие задвижек на байпасах ПНД-3,4	Закрыть задвижки полностью
5. Нарушение плотности трубной системы	1. Вибрация трубок под действием парового потока.	В период останова блока увеличить жесткость трубного пучка.
	2. Эрозия трубок при больших скоростях парового потока	В период останова блока установить отбойные щитки на участках трубного пучка, подвергающихся эрозии

Симптомы	Вероятные причины	Действия
6. Увеличение температурного напора ПНД	1. Неудовлетворительная работа системы отвода ПВС из корпуса ПНД.	Устранить неполадки в работе системы отвода ПВС из ПНД. Для ПНД-3,4 произвести внеочередное газоудаление.
	2. Повышенный уровень КГП в корпусе ПНД.	Поддерживать номинальный уровень КГП в ПНД. Наладить работу регулятора уровня.
	3. Загрязнение теплообменной поверхности ПНД	Во время ППР произвести очистку теплообменных трубок

4.8.3. Аварийные режимы работы оборудования и действия персонала при их возникновении приведены в табл. 4.8.3.

Таблица 4.8.3

Симптомы	Вероятные причины	Действия
1. Аварийное повышение уровня конденсата греющего пара в корпусе ПНД-1(2,3,4)	1. Неисправность регуляторов уровня в ПНД.	Сообщить НС ЦТАИ о неисправности (отключении) регулятора. Восстановить уровень в ПНД, управляя РК дистанционно или арматурой на байпасе РК при необходимости.
	2. Разрыв водяных трубок.	При превышении уровня в ПНД выше уставки срабатывания технологической защиты (блокировки) проконтролировать полноту выполнения операций в соответствии с алгоритмом данной защиты (блокировки) и в случае возникновения отказа произвести эти операции вручную с целью обеспечения защиты оборудования и недопущению развития аварии, после чего доложить вышестоящему руководителю о принятых мерах и действовать по его указанию
	3. Перегрузка подогревателя.	
	4. Аварийное отключение ПНД-3 или ПНД-4.	
	5. Сброс электрической нагрузки турбины.	
	6. Отключение работающего сливного насоса ПНД и невключение (завоздушивание) резервных	

4.8.4. Инциденты, происходившие при эксплуатации системы регенерации низкого давления, приведены в приложении 1.

## 5. Системы контроля, управления и защиты

### 5.1. Общие представления

5.1.1. Проектом предусмотрен контроль и управление системой регенерации низкого давления по месту и дистанционно с БЦУ.

5.1.2. Система автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех предусмотренных проектом режимах.

5.1.3. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы регенерации низкого давления, являются уровень, давление и температура в корпусах ПНД, давление в напорных коллекторах насосных агрегатов 1(2,3,4)RN52,53,54)D01, 1(2,3,4)RN72,73,74)D01.

5.1.4. Для измерения указанных параметров и вывода информации на РМОТ и на средства УКТС используются:

- 1) измерительные преобразователи давления типа «Сапфир-22»;
- 2) термометры сопротивления с первичными преобразователями «Сапфир-22»;
- 3) датчики уровня с первичными преобразователями «Сапфир-22».

5.1.5. Срабатывание защит сопровождается световым и звуковым сигналом на БЦУ с фиксацией в УВС первопричины срабатывания, автоматической регистрацией основных параметров работы системы регенерации низкого давления.

5.1.6. Кроме автоматического управления предусмотрено индивидуальное управление насосами и электроприводной арматурой непосредственно с БЦУ и по месту.

5.1.7. Давление и уровни в корпусах ПНД дополнительно контролируются по манометрам и водоуказательным стеклам по месту во время плановых обходов оборудования системы, при осуществлении переключений и в аварийных режимах.

5.1.8. Аппаратура управления, средства сигнализации положения арматуры, состояния оборудования, индивидуальные приборы контроля параметров системы регенерации низкого давления, а также табло аварийной и предупредительной сигнализации размещаются на панелях НУ25, 29 БЦУ.

5.1.9. На дисплеи рабочего места ВИУТ выведены фрагменты RHRD, RH1, RH2, RH3, где представлена в цифровом виде информация по основным технологическим параметрам, а также сигнализация отклонения параметров, аварийного отключения механизмов, хода и останова арматуры в промежуточном положении, состояние насосов. Перечень сигнализации приведен в подразделе 5.4.

### 5.2. Защиты системы регенерации низкого давления

5.2.1. Останов турбины производится:

- 1) при повышении уровня конденсата любого ПНД-3,4 до 2-го предела (350 см) с выдержкой времени 10 секунд;

2) при условии сохранения 2-го предела (150 см) уровня в корпусе ПНД-1,2 с выдержкой времени 40 секунд согласно техническому решению от 25.12.2003 ТР.1,2,3,4.RH.ИТС/5019; текст тех. решения приведен в приложении 2.

5.2.2. При поступлении сигнала об отключении генератора от сети подается импульсная команда на включение выдержки времени 180 секунд срабатывания защиты по уровню в ПНД-3. Через 180 секунд после отключения генератора от сети автоматически восстанавливается цепочка защиты с выдержкой времени 40 секунд.

5.2.3. Уровень в каждом ПНД замеряется тремя уровнемерами, контакты которых собираются по схеме «два из трех» для реализации защиты по 2-му пределу. Эти же приборы используются для подачи предупредительного сигнала на БЩУ при повышении уровня «выше» нормального и до 1-го предела и команд на выполнение переключений по 1-му пределу.

5.2.4. Операции выполняемые защитой при останове турбины

5.2.4.1. При действии защиты по причине повышения уровня конденсата в корпусе любого ПНД до 2-го предела подается команда на закрытие всех источников подачи среды в конденсатор с запретом их открытия:

1) задвижки 1(2,3,4)RU23S01, 1(2,3,4)RU23S01 на отводе дренажей греющего пара ПСВ в конденсатор;

2) задвижка 1(2,3,4)SF20S01 на отсосе воздуха из ПСВ в конденсатор;

3) задвижка 1(2,3,4)RT40S03 на подаче конденсата дренажных баков в конденсатор;

4) задвижка 1(2,3,4)RT10S01 на отводе дренажей трубопроводов высокого давления в конденсатор;

5) задвижки на дренажах главных паропроводов и СРК 1(2,3,4)SH24S01, 1(2,3,4)SH24S02, 1(2,3,4)SH24S11, 1(2,3,4)SH24S12.

5.2.4.2. При повышении ПНД-3(4) до 2-го предела подается повторный сигнал по п. 5.2.5.1 и команда на закрытие:

1) задвижек 1(2,3,4)RM60S01,02 (1(2,3,4)RM60S03,04) на подводе и выходе основного конденсата ПНД-3(4);

2) задвижек 1(2,3,4)RH51S02 1(2,3,4) (RH41S01) на паропроводах отборов к ПНД-3(4);

3) вентилей 1(2,3,4)SH15S01 (1(2,3,4)SH14S01) на дренажах из паропровода отбора к ПНД-3(4).

5.2.4.3. При действии защиты по повышению уровня до 2-го предела в любом ПНД дополнительно выполняются действия:

1) открываются задвижки 1(2,3,4)RM52S01 и 1(2,3,4)RM52S02 на линии рециркуляции основного конденсата;

2) с выдержкой времени 180 секунд после срабатывания данной защиты закрываются задвижки 1(2,3,4)RM50S02, 1(2,3,4)RM53S02 и 1(2,3,4)RM54S01 на линии основного конденсата к ПНД (на данную арматуру схема самоудержания выходных защитных реле на время две минуты не действует).

### 5.2.5. Защиты турбоагрегата, производящие локальные действия

5.2.5.1. При повышении уровня конденсата в корпусе ПНД-4 выше нормы подается предупредительный сигнал на БЩУ.

5.2.5.2. При повышении уровня до 115 см открывается задвижка 1(2,3,4)RM61S02 на байпасном трубопроводе основного конденсата ПНД-4.

5.2.5.3. При повышении уровня конденсата в корпусе ПНД-4 до 1-го предела (136,5 см) подается сигнал на БЩУ и производится отключение ПНД-4, для чего выполняются следующие действия:

1) подается повторная команда на открытие задвижки 1(2,3,4)RM61S02 на байпасном трубопроводе основного конденсата;

2) после подтверждения начала открытия задвижки 1(2,3,4)RM61S02 закрываются задвижки 1(2,3,4)RM60S03 на трубопроводе основного конденсата к ПНД-4 и 1(2,3,4)RM60S04 за ПНД-4;

3) закрывается задвижка слива сепарата в ПНД-4 1(2,3,4)RB64S01 по началу открытия задвижек 1(2,3,4)RB63S01 и 1(2,3,4)RB63S03 на сливе сепарата в РБ;

4) открывается задвижка на коллекторе дренажей высокого давления в РБ 1(2,3,4)SH10S01; после открытия задвижки на коллекторе дренажей высокого давления в РБ 1(2,3,4)SH10S01 закрывается задвижка на коллекторе дренажей высокого давления в ПНД-4.

5.2.5.4. При отключении ПНД-4 на БЩУ должен быть подан соответствующий сигнал.

#### Примечание.

Сигналом отключенного положения ПНД-4 является закрытие задвижек 1(2,3,4)RM60S03 на входе основного конденсата в ОДП ПНД-4, 1(2,3,4)RM60S04 на выходе основного конденсата из ПНД-4.

5.2.5.5. При повышении уровня конденсата в корпусе ПНД-3 выше нормы на БЩУ подается предупредительный сигнал и выполняются операции по п. 5.3.1.3.

5.2.5.6. При повышении уровня до уставки 115 см открывается задвижка 1(2,3,4)RM61S01 на байпасном трубопроводе основного конденсата ПНД-3.

5.2.5.7. При повышении уровня конденсата в корпусе ПНД-3 до 1-го предела (136,5 см) подается сигнал на БЩУ и производится отключение ПНД-3, для чего выполняются следующие действия:

1) подается повторная команда на открытие задвижки 1(2,3,4)RM61S01 на байпасном трубопроводе основного конденсата ПНД-3;

2) после подтверждения начала открытия задвижки 1(2,3,4)RM61S01 закрываются задвижки 1(2,3,4)RM60S01 на трубопроводе основного конденсата к ПНД-3 и 1(2,3,4)RM60S02 за ПНД-3;

3) открывается задвижка 1(2,3,4)RN51S03 и вентиль 1(2,3,4)RN51S02 на байпасе регулирующего клапана, на сливе конденсата из ПНД-3 в конденсатор;

5) включение сливных насосов ПНД-3 при повышении уровня конденсата в корпусе ПНД-3 производится в соответствии с пунктами 5.3.1.2-5.3.1.5;

6) закрывается задвижка слива сепарата в ПНД-4 1(2,3,4)RB64S01 по началу открытия задвижек 1(2,3,4)RB63S01 и 1(2,3,4)RB63S03 на сливе сепарата в РБ.



5.2.5.8. При отключении ПНД-3 на БЦУ должен быть подан соответствующий сигнал.

Примечание.

Сигналом отключенного положения ПНД-3 является закрытие задвижек 1(2,3,4)RM60S01 на входе основного конденсата в ПНД-3, 1(2,3,4)RM60S02 на выходе основного конденсата из ПНД-3.

5.2.5.9. При повышении уровня конденсата в корпусе любого ПНД-2 выше нормы на БЦУ подается предупредительный сигнал. При повышении уровня конденсата в корпусе любого ПНД-2 до 1-го предела подается сигнал на БЦУ.

5.2.5.10. При повышении уровня конденсата в корпусе любого ПНД-1 выше нормы на БЦУ подается предупредительный сигнал. При повышении уровня конденсата в корпусе любого ПНД-1 до 1-го предела (100 см) подается сигнал на БЦУ и одновременно включается резервный насос ПНД-1 1(2,3,4)RN72D01 (1(2,3,4)RN73D01, 1(2,3,4)RN74D01).

### 5.3. Блокировки системы регенерации низкого давления

5.3.1. Блокировки сливных насосов ПНД-3 1(2,3,4)RN52D01, 1(2,3,4)RN53D01, 1(2,3,4)RN54D01

5.3.1.1. Установлено три сливных насоса ПНД-3 1(2,3,4)RN52D01, 1(2,3,4)RN53D01, 1(2,3,4)RN54D01, из них два рабочих один резервный. Выбор резервного, 1-го или 2-го рабочего насоса производит оператор отдельным переключателем на четыре положения для каждого насоса.

5.3.1.2. Условием разрешения включения сливных насосов ПНД-3 1(2,3,4)RN52,53,54D01 является открытое положение задвижки 1(2,3,4)RN50S03 на линии отвода КГП ПНД-3 в тракт основного конденсата.

5.3.1.3. 1-ый рабочий насос 1(2,3,4)RN52(53,54)D01 автоматически включается при повышении уровня в ПНД-3 более 92 см.

5.3.1.4. 2-ой рабочий насос 1(2,3,4)RN53(52,54)D01 автоматически включается при повышении уровня в ПНД-3 более 102 см.

5.3.1.5. Резервный насос 1(2,3,4)RN54(52,53)D01 автоматически включается при:

- 1) понижении давления на напоре любого из работающих насосов до  $12 \text{ кгс/см}^2$  с выдержкой времени 20 с;
- 2) отключении электродвигателя сливного насоса ПНД-3;
- 3) выполнении условий по п. 5.3.1.2. и п. 5.3.1.3. и не включении 1-ого рабочего насоса 1(2,3,4)RN52(53,54)D01 с выдержкой времени 30 с;
- 4) выполнении условий по п. 5.3.1.2. и 5.3.1.4. и не включении 2-ого рабочего насоса 1(2,3,4)RN53(52,54)D01 с выдержкой времени 30 с;
- 5) повышении уровня в ПНД-3 более 122 см.

5.3.1.6. Рабочие и резервный насосы автоматически отключаются с подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЦУ при работе на закрытую напорную задвижку 1(2,3,4)RN52,53,54S03 более 120 с или при уменьшении давления на напоре насоса до  $12 \text{ кгс/см}^2$ .

5.3.1.7. Задвижка на трубопроводе слива КГП ПНД-3 в конденсатор и вентиль 1(2,3,4)RN51S02 на байпасе РК слива КГП ПНД-3 в конденсатор автоматически открывается с подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ при:

- 1) отключении последнего работающего насоса;
- 2) повышении уровня ПНД-3 до 1-го предела (136,5 см).

5.3.1.8. Закрытие задвижки 1(2,3,4)RN51S03 и вентиля 1(2,3,4)RN51S02 выполняет оператор.

5.3.2. Действия блокировок на задвижки 1(2,3,4)RN52S03, 1(2,3,4)RN53S03, 1(2,3,4)RN54S03 на напоре сливных насосов ПНД-3

5.3.2.1. Задвижки 1(2,3,4)RN52S03, 1(2,3,4)RN53S03, 1(2,3,4)RN54S03 на напоре рабочих и резервного сливных насосов ПНД-3 автоматически открываются при включении любого из сливных насосов ПНД-3 1(2,3,4)RN52D01 (1(2,3,4)RN53D01, 1(2,3,4)RN54D01) и повышении давления на напоре включенного насоса до 13 кгс/см<sup>2</sup> с выдержкой времени 30 с.

5.3.2.2. Задвижки 1(2,3,4)RN52S03, 1(2,3,4)RN53S03, 1(2,3,4)RN54S03 автоматически закрываются при отключении электродвигателей всех насосов 1(2,3,4)RN52D01 (1(2,3,4)RN53D01, 1(2,3,4)RN54D01) с выдержкой времени 30 с.

5.3.2.3. При подаче команды на включение насоса 1(2,3,4)RN52D01 (1(2,3,4)RN53D01, 1(2,3,4)RN54D01) и неоткрытии задвижки 1(2,3,4)RN52S03 (1(2,3,4)RN53S03, 1(2,3,4)RN54S03) на напоре с выдержкой времени 120 с отключается насос.

5.3.3. Действия блокировок на задвижку 1(2,3,4)RN51S03 на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор

5.3.3.1. Задвижка 1(2,3,4)RN51S03 автоматически открывается с подачей сигнала на БЩУ при:

- 1) нагрузке на турбине менее 20 % номинальной (давление пара за СРК меньше 13,5 кгс/см<sup>2</sup>);
- 2) повышении уровня в ПНД-3 до 1-го предела (136,5 см).

5.3.3.2. Начало движения на открытие и положение «закрыто» задвижки 1(2,3,4)RN51S03 дает сигнал на переключение схемы регуляторов уровня ПНД-3 1(2,3,4)RN51S01 и 1(2,3,4)RN50S01.

5.3.3.3. Закрытие задвижки 1(2,3,4)RN51S03 выполняется оператором.

5.3.4. Действия блокировок на вентиль 1(2,3,4)RN51S02 на байпасе регулирующего клапана слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор

5.3.4.1. Вентиль автоматически открывается при:

- 1) нагрузке на турбине менее 20 % номинальной (давление пара за СРК меньше 13,5 кгс/см<sup>2</sup>);
- 2) повышении уровня в ПНД-3 до 1-го предела (136,5 см).

5.3.4.2. Закрытие вентиля 1(2,3,4)RN51S02 выполняется оператором.

5.3.5. Действия блокировок на задвижку 1(2,3,4)RN50S03 на трубопроводе слива конденсата греющего пара из ПНД-3 в линию основного конденсата

5.3.5.1. Положение «открыто» задвижки 1(2,3,4)RN50S03 дает разрешение на включение 1-го рабочего сливного насоса ПНД-3 1(2,3,4)RN52D01 (1(2,3,4)RN53D01, 1(2,3,4)RN54D01).

5.3.5.2. Начало движения на открытие и положение «закрыто» задвижки 1(2,3,4)RN50S03 дает сигнал на переключение схемы регуляторов уровня ПНД-3 1(2,3,4)RN51S01 и 1(2,3,4)RN50S01.

5.3.6. Блокировки по сливным насосам ПНД-1 1(2,3,4)RN72D01, 1(2,3,4)RN73D01, 1(2,3,4)RN74D01.

Установлено три сливных насоса ПНД-1, из них один рабочий и два резервных. Выбор резервного, 1-го или 2-го рабочего насоса производит оператор отдельным переключателем на четыре положения для каждого насоса.

5.3.6.1. Условием разрешения включения сливных насосов ПНД-1 1(2,3,4)RN72(73,74)D01 является открытое положение задвижки 1(2,3,4)RN70S03 на линии отвода КГП ПНД-1 в тракт основного конденсата.

5.3.6.2. 1-ый рабочий насос 1(2,3,4)RN72(73,74)D01 (переключатель режима работы насоса в положении «Работа 1») автоматически включается при повышении уровня в любом корпусе ПНД-1 более 57 см.

5.3.6.3. 2-ой рабочий насос 1(2,3,4)RN73(72,74)D01 (переключатель режима работы насоса в положении «Работа 2») автоматически включается при повышении уровня в любом корпусе ПНД-1 более 67 см.

5.3.6.4. Резервный насос 1(2,3,4)RN74(72,73)D01 (переключатель режима работы насоса в положении «Резерв») включается автоматически с подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ при:

1) понижении давления на напоре любого из работающих сливных насосов ПНД-1 до  $12 \text{ кгс/см}^2$  с выдержкой времени 20 с;

2) отключении электродвигателя работающего сливного насоса ПНД-1;

3) выполнении условий по перечислению 1) п. 5.3.7.4. и не включении 1-го рабочего насоса 1(2,3,4)RN72(73,74)D01 с выдержкой времени 30 с;

4) выполнении условий по перечислению 2) п. 5.3.7.4. и не включении 2-го рабочего насоса 1(2,3,4)RN73(72,74)D01 с выдержкой времени 30 с;

5) повышение уровня в любом корпусе ПНД-1 более 100 см.

5.3.6.5. 1-ый рабочий насос 1(2,3,4)RN72(73,74)D01 отключается с запретом АВР при понижении уровня в любых двух корпусах ПНД-1 до 20 см с выдержкой времени 30 с и подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ. АВР вводится при повышении давления на напоре насоса до  $13 \text{ кгс/см}^2$  (и при условии для блоков 3, 4 повышения уровня в ПНД-1 до 25 см).

5.3.6.6. 2-ой рабочий насос 1(2,3,4)RN73(72,74)D01 отключается с запретом АВР при понижении уровня в любых двух корпусах ПНД-1 до 20 см с выдержкой времени 30 с и подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ. АВР вводится при повышении давления на напоре насоса до  $13 \text{ кгс/см}^2$  (и при условии для блоков 3, 4 повышения уровня в ПНД-1 до 25 см).

5.3.6.7. Резервный насос 1(2,3,4)RN74(72,73)D01 отключается с запретом АВР при понижении уровня в любых двух корпусах ПНД-1 до 20 см с выдержкой

времени 30 с и подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ. АВР вводится при повышении давления на напоре насоса до 13 кгс/см<sup>2</sup> (и при условии для блоков 3, 4 повышения уровня в ПНД-1 до 25 см).

5.3.6.8. Рабочие и резервный насосы автоматически отключаются с подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ при работе на закрытую напорную задвижку 1(2,3,4)RN72,73,74S03 более 120 с.

5.3.7. Действия блокировок на задвижку 1(2,3,4)RN71S01

5.3.7.1. Задвижка 1(2,3,4)RN71S01 на трубопроводе слива КГП ПНД-1 в конденсатор автоматически открывается с подачей аварийного светового и звукового сигнала на БЩУ:

1) при нагрузке турбины менее 30 % от номинальной (давление пара за СРК менее 17,5 кгс/см<sup>2</sup>);

2) при совпадении условий:

а) нагрузка турбины более 30 % от номинальной (давление пара за СРК более 17,5 кгс/см<sup>2</sup>)

б) отключился первый рабочий насос 1RN72(73,74)D01 и не включился в течение 5 с резервный;

3) при совпадении условий:

а) нагрузка на турбине более 60 % номинальной (давление пара за СРК более 35 кгс/см<sup>2</sup>) и уровень КГП в любом из трех корпусов ПНД-1 1(2,3,4)RN71W01 или 1(2,3,4)RN72W01 или 1(2,3,4)RN73W01 более 67,0 см в течение 30 с и более;

б) невключение второго рабочего сливного насоса ПНД-1 1(2,3,4)RN73(74,72)D01 и невключение резервного сливного насоса 1(2,3,4)RN74(72,73)D01 с выдержкой времени 30 с.

5.3.7.2. Закрытие задвижки 1(2,3,4)RN71S01 выполняет оператор.

## 5.4. Сигнализация

5.4.1. При нарушении технологических режимов работы системы регенерации низкого давления 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 системы регенерации низкого давления представлен в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Назначение и номер табло	Уставка срабатывания	Панель БЩУ
Повышение уровня в ПНД до 2-го предела, табло (L ПНД – 2пр) № 25	Более 150 см – ПНД-1,2; более 350 см – ПНД-3,4	НУ25
Уровень в ПНД-1-1 вы-сок, табло (L ПНД-1/1 ↑) № 10 для блока 1	Более 90 см	НУ29
Уровень в ПНД-1-2 вы-сок, табло (L ПНД-1/2 ↑) № 2 для блока 1	Более 90 см	НУ29

Назначение и номер табло	Уставка срабатывания	Панель БЩУ
Уровень в ПНД-1-3 вы- сок, табло (L ПНД-1/3 ↑) № 1 для блока 1	Более 90 см	НУ29
Уровень в ПНД-1 высок, табло (L ПНД-1 ↑) № 10 для блоков 2, 3, 4	Более 90 см	НУ29
Уровень в ПНД-1 повы- сился до 1-го предела, табло (L ПНД-1 1-й пре- дел) № 11	Более 100 см	НУ29
Уровень в ПНД-2-1 вы- сок, табло (L ПНД-2/1 ↑) № 16 для блока 1	Более 90 см	НУ29
Уровень в ПНД-2-2 вы- сок, табло (L ПНД-2/1 ↑) № 13 для блока 1	Более 90 см	НУ29
Уровень в ПНД-2 высок, табло (L ПНД-2 ↑) № 14 для блока 2, №13 для блоков 3, 4	Более 80 см – блоки 2 Более 90 см – блоки 1, 3, 4	НУ29
Уровень в ПНД-2 повы- сился до 1-го предела, табло (L ПНД-2 1-й пре- дел) № 12 для блока 2, №12 для блоков 3, 4	Более 100 см	НУ29
Уровень в ПНД-3 высок, табло (L ПНД-3 ↑) № 16	Более 85 см	НУ29
Уровень в ПНД-3 повы- сился до 1-го предела, табло (L ПНД-3 1-й пре- дел) № 14	Более 136,5 см	НУ29
Уровень в ПНД-4 высок, табло (L ПНД-4 ↑) № 18 для блока 1, №17 для блоков 2, 3, 4	Более 85 см – блоки 2 Более 75 см – блоки 1, 3, 4	НУ29
Уровень в ПНД-4 повы- сился до 1-го предела, табло (L ПНД-4 1-й пре- дел) № 15	Более 136,5 см	НУ29
Включение сливного на- соса ПНД-1, табло (включение насоса ПНД-1) № 3	Уровень в ПНД-1 более 57 см	НУ29
Включение сливного на- соса ПНД-3, табло (включение насоса ПНД-3) № 8	Уровень в ПНД-3 более 92 см	НУ29
Отключение ПНД-3, табло (отключился ПНД-3) № 5	Уровень в ПНД-3 более 136,5 см, арматура: RM60S01,02 – закрыта RM61S01 – открыта	НУ29

Назначение и номер табло	Уставка срабатывания	Панель БЩУ
Отключение ПНД-4, табло (отключился ПНД-4) № 6	Уровень в ПНД-4 более 136,5 см, арматура: RM60S03,04 – закрыта RM61S02 – открыта	НУ29

## 5.5. Автоматическое регулирование

### 5.5.1. Автоматический регулятор уровня в ПНД-1 1(2,3,4)RN70C01

5.5.1.1. Назначение автоматического регулятора уровня в ПНД-1 - поддержание заданного уровня в ПНД-1, что обеспечивает соответствие между поступлением греющего пара в подогреватель и отводом конденсата. При повышении уровня за заданные пределы снижается экономичность работы турбины, при понижении уровня снижается надежность работы сливных насосов.

5.5.1.2. Закон регулирования - пропорциональный за счет охвата регулятора обратной связью по положению регулирующего органа.

5.5.1.3. Регулирующий параметр - уровень конденсата в ПНД-1. Поддерживаемое регулятором значение уровня 57 см, заданная точность регулирования  $\pm 5,0$  см. Регулятор уровня в ПНД-1 1(2,3,4)RN70C01 работает по максимальному уровню в одном из трех корпусов ПНД-1.

5.5.1.4. Управляющее воздействие - изменение расхода конденсата греющего пара из ПНД-1 в линию основного конденсата воздействием на регулирующий клапан 1(2,3,4)RN70S01, установленный на напоре сливных насосов ПНД-1.

#### 5.5.1.5. Входные сигналы:

1) уровень в ПНД-1 – регулируемый параметр, измерение производится измерительными преобразователями типа «Сапфир-22ДД» позиции 1(2,3,4)RH71L03B1, 1(2,3,4)RH72L03B1, 1(2,3,4)RH73L03B1, модель 2430, предел измерений 0–160 см вод. ст.; регулируется уровень имеющий максимальное значение по измерениям в трех корпусах ПНД-1;

2) положение регулирующего клапана 1(2,3,4)RN70S01 – для реализации пропорционального закона регулирования.

5.5.1.6. Контроль исправности - по длительности управляющих импульсов.

5.5.1.7. Самобаланс отсутствует.

5.5.1.8. Управление от БРУ-32.

5.5.1.9. Защиты и блокировки отсутствуют.

### 5.5.2. Автоматический регулятор уровня в ПНД-3 1(2,3,4)RN50C01, 1(2,3,4)RN51C01

5.5.2.1. Назначение - поддержание заданного уровня в ПНД-3, что обеспечивает соответствие между поступлением греющего пара в подогреватель и отводом конденсата. При повышении уровня за заданные пределы снижается экономичность работы турбины, при понижении уровня снижается надежность работы сливных насосов.

5.5.2.2. Закон регулирования - пропорциональный за счет охвата регулятора обратной связью по положению регулирующего органа.

5.5.2.3. Регулирующий параметр - уровень конденсата в ПНД-3. Номинальное значение уровня 56,5 см, заданная точность регулирования  $\pm 5,0$  см.

5.5.2.4. Управляющее воздействие:

1) изменение расхода конденсата греющего пара из ПНД-3 в линию основного конденсата воздействием на регулирующий клапан 1(2,3,4)RN50S01, установленный на напоре сливных насосов ПНД-3;

2) изменение расхода конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор воздействием на регулирующий клапан 1(2,3,4)RN51S01, установленный на сливе из ПНД-3 в конденсатор.

5.5.2.5. Входные сигналы:

1) уровень в ПНД-3 – регулируемый параметр, измерение производится измерительными преобразователем типа «Сапфир-22ДД» позиция 1(2,3,4)RN50L03B1, модель 2430, предел измерений 0–100 см вод. ст.;

2) давление пара за стопорно-регулирующими клапанами турбины, измерение осуществляется измерительным преобразователем типа «Сапфир-22ДИ», позиция 1(2,3,4)SE14P02B1, модель 2161, предел измерений 0–100 кгс/см<sup>2</sup>;

3) положение регулирующих клапанов 1(2,3,4)RN50S01 или 1(2,3,4)RN51S01 – для реализации пропорционального закона регулирования;

4) положение регулирующих клапанов 1(2,3,4)RN41S01, 1(2,3,4)RN42S01.

5.5.2.6. Контроль исправности - по длительности управляющих импульсов.

5.5.2.7. Самобаланс отсутствует.

5.5.2.8. Управление:

1) от БРУ-32;

2) по блокировке.

5.5.2.9. Регулирующие клапаны 1(2,3,4)RN51S01, 1(2,3,4)RN50S01, 1(2,3,4)RN50S04 на сливе конденсата греющего пара из ПНД-3 в конденсатор или в линию основного конденсата за ПНД-3 работают каждый от своего регулятора. Для предотвращения срабатывания защиты по уровню в ПНД-3 два регулятора 1(2,3,4)RN51S01 и 1(2,3,4)RN50S01 независимо от нагрузки включены на автоматическое воздействие своими клапанами.

Регулятор неработающего трубопровода отслеживает положение клапана на трубопроводе с открытой задвижкой.

5.5.2.10. По сигналу начала открытия задвижки 1(2,3,4)RN51S03 на сливе в конденсатор от регулятора 1(2,3,4)RN51S01 отключается сигнал по положению клапана 1(2,3,4)RN50S01.

К регулятору 1(2,3,4)RN50S01 подключается сигнал по положению клапана 1(2,3,4)RN51S01 и этот регулятор отключается от своего исполнительного механизма. После закрытия задвижки 1(2,3,4)RN50S03 на сливе в линию основного конденсата регулятор 1(2,3,4)RN50S01 подключается к исполнительному механизму и отслеживает положение работающего по уровню в ПНД-3 регулятора 1(2,3,4)RN51S01, клапан 1(2,3,4)RN50S04 закрывается.

5.5.2.11. По сигналу начала открытия задвижки на сливе конденсата в линию основного конденсата от регулятора отключается сигнал по положению клапана 1(2,3,4)RN51S01.

К регулятору 1(2,3,4)RN51S01 подключается сигнал по положению клапана 1(2,3,4)RN50S01 и этот регулятор отключается от своего исполнительного механизма. После закрытия задвижки 1(2,3,4)RN51S03 на сливе конденсата ПНД-3 в конденсатор регулятор 1(2,3,4)RN51S01 подключается к своему исполнительному механизму и отслеживает положение работающего по уровню ПНД-3 регулятора 1(2,3,4)RN50S01.

5.5.2.12. После открытия клапана 1(2,3,4)RN50S01 на 80 % регулятор отключается от клапана 1(2,3,4)RN50S01 и подключается к клапану 1(2,3,4)RN50S04. Клапан 1(2,3,4)RN50S01 принудительно открывается до 100 %.

При закрытии клапана 1(2,3,4)RN50S04 до 20 % открытия регулятор отключается от клапана 1(2,3,4)RN50S04 и подключается к клапану 1(2,3,4)RN50S01. Клапан 1(2,3,4)RN50S04 принудительно закрывается.

5.5.3. Автоматический регулятор уровня в ПНД-4 1(2,3,4)RN41C01, 1(2,3,4)RN42C01

5.5.3.1. Назначение - поддержание заданного уровня в ПНД-4, что обеспечивает соответствие между поступлением греющего пара в подогреватель и отводом конденсата. При повышении уровня за заданные пределы снижается экономичность работы турбины, при понижении уровня снижается надежность работы сливных насосов.

5.5.3.2. Закон регулирования - пропорциональный за счет охвата регулятора обратной связью по положению регулирующего органа.

5.5.3.3. Регулирующий параметр - уровень конденсата в ПНД-4. Номинальное значение уровня 56,5 см, заданная точность регулирования  $\pm 50$  мм.

5.5.3.4. Управляющее воздействие - изменение расхода конденсата греющего пара из ПНД-4 в ПНД-3 воздействием на регулирующий клапан 1(2,3,4)RN41S01 типа Т-147бс и регулирующий клапан 1(2,3,4)RN42S01 типа Т-147бс, установленные за охладителем дренажа ПНД-4 перед ПНД-3.

5.5.3.5. Воздействие на клапаны осуществляется последовательно: сначала открывается клапан 1(2,3,4)RN41S01; затем 1(2,3,4)RN42S01.

5.5.3.6. Сигналы на закрытие клапанов проходят сначала на 1(2,3,4)RN42S01 (до полного его закрытия), затем – на 1(2,3,4)RN41S01.

5.5.3.7. Входные сигналы:

1) уровень в ПНД-4 – регулируемый параметр, измерение производится измерительными преобразователем типа «Сапфир-22ДД», позиция 1(2,3,4)RH40L03B1, модель 2430, предел измерений 0–100 см вод. ст.;

2) давление пара за стопорно-регулирующими клапанами турбины, измерение осуществляется измерительным преобразователем типа «Сапфир-22ДИ», позиция 1(2,3,4)SE13P02B1, модель 2161, предел измерений 0–100 кгс/см<sup>2</sup>;

3) положение регулирующих клапанов 1(2,3,4)RN41S01 или 1(2,3,4)RN42S01 – для реализации пропорционального закона регулирования.

5.5.3.8. Контроль исправности - по длительности управляющих импульсов.

5.5.3.9. Самобаланс отсутствует.

5.5.3.10. Управление от БРУ-32.

5.5.3.11. Защиты и блокировки отсутствуют.



## 6. Контрольно-измерительные приборы

### 6.1. Общие представления

6.1.1. Для контроля и обеспечения постоянной эксплуатационной готовности системы регенерации низкого давления, а также для дистанционного управления системой проектом предусмотрены точки измерения давления, температуры, уровня в корпусах ПНД. Вывод данных осуществляется на РМОТ и на приборы панелей БЩУ.

### 6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Точки измерения давления, температуры и уровня системы регенерации низкого давления приведены в табл. 6.2.1.

6.2.2. В таблице указаны буквенные обозначения функционального признака:

- 1) А – сигнализация (светозвуковая);
- 2) В – блокировки;
- 3) J – показания на стрелочных приборах, самописцах, цифровых индикаторах.

Таблица 6.2.1

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
1. Уровень конденсата греющего пара в ПНД-1, мм	1(2,3,4)RH71L01B1	УВС	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	В
		ТЗБиС	800	↑1215	В
		ТЗБиС	800	↑570	В
		ТЗБиС	800	↑670	В
		ТЗБиС	800	↑1000	В
		ТЗБиС	800	↓200	В
		ТЗБиС	800	900	А
	1(2,3,4)RH71L02B1	(на блоках 1, 2, 3 ТЗиБ)	(800)	(на блоках 1, 2, 3 ↑1000)	А
		ТЗБиС	800	↑1500	В
	1(2,3,4)RH71L04B1	БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	В
	1(2,3,4)RH72L01B1	УВС	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	В
	1(2,3,4)RH72L02B1	БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	В
	1(2,3,4)RH72L04B1	ТЗБиС	800	↑1500	В
		ТЗБиС	800	↑570	В
		ТЗБиС	800	↑670	В
		ТЗБиС	800	↑1000	В
		ТЗБиС	800	↓200	В
		ТЗБиС	800	↑900	А
		(на блоке 4		(на блоке 4	(на блоке 4
		ТЗБиС	(800	↑1215	В
		ТЗБиС)	800)	↑250)	В)

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
	1(2,3,4)RH73L01B1	УВС	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH73L02B1	БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH73L04B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		ТЗБиС	800	↑570	B
		ТЗБиС	800	↑670	B
		ТЗБиС	800	↑1000	B
		ТЗБиС	800	↓200	B
		ТЗБиС	800	↑1000	A
		ТЗБиС	800	↑900	A
		(на блоке 4 ТЗБиС)	(800	(на блоке 4 ↑250)	(на блоке 4 B)
2. Уровень конденсата греющего пара в ПНД-2, мм	1(2,3,4)RH61L01B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		ТЗБиС	800	↑900	A
		УВС	800		J
		ТЗБиС	800	↑1000	(на блоках 1, 2, 3 A, на блоке 4 B)
	1(2,3,4)RH61L02B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		БЩУ	800		J
	1(2,3,4)RH61L03B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH62L01B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		ТЗБиС	800	↑900	A
		УВС	800		J
		ТЗБиС	800	↑1000	(на блоках 1, 2, 3 B, на блоке 4 A)
	1(2,3,4)RH62L02B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
3. Уровень конденсата греющего пара в ПНД-3, мм	1(2,3,4)RH50L01B1	БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH50L02B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH50L03B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH50L04B1	ТЗБиС	800	↑1500	B
		БЩУ	800		J
		ТЗБиС	800	↑1500	B
		ТЗБиС	800	↑1500	B
	1(2,3,4)RH50L01B1	УВС	565		J
		ТЗБиС	565	↑3500	B
		ТЗБиС	565	1365	B
		ТЗБиС	565	↑1150 –	B
				блоки 1, 2, 3	
				↑1220–	B
				блок 4	
		(на блоке 1 ТЗБиС)	(565)	(на блоке 1 ↑850)	(на блоке 1 A)
		(на блоке 4 ТЗБиС)	(565)	(на блоке 4 ↑400)	(на блоке 4 B)
	1(2,3,4)RH50L02B1	БЩУ	565		J
		ТЗБиС	565	↑3500	B
		ТЗБиС	565	↑1020	B

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
		ТЗБиС ТЗБиС  (на блоках 1, 2, 3 ТЗБиБ) (на блоке 4 ТЗБиС) ТЗБиС	565 565  (565) (565) 565	↑920 ↑35  (на блоках 1, 2, 3 ↑1220) (на блоке 4 ↑1150) ↑3500	В (на блоках 1, 2, 3 В, на блоке 4 А) (на блоках 1, 2, 3 В) (на блоке 4 В) В
4. Уровень конденсата греющего пара в ПНД-4, мм	1(2,3,4)RH40L01B1      1(2,3,4)RH40L02B1      1(2,3,4)RH40L04B1	УВС ТЗБиС ТЗБиС (на блоках 1, 2, 3 ТЗБиБ) (на блоке 1 ТЗБиС) БЦУ ТЗБиС (на блоках 2, 3, 4 ТЗБиБ)  (на блоке 4 ТЗБиС) ТЗБиС	565 565 565 (565) (565) 565 565 (565)  (565) 565	↑3500 ↑1365 (на блоках 1, 2, 3 ↑1150) (на блоке 1 ↑850)  ↑3500 (на блоках 3, 4 ↑750, на блоке 2 ↑850) (на блоке 4 ↑1150) ↑3500	Ж В В (на блоках 1, 2, 3 В) (на блоке 1 А) Ж В (на блоках 2, 3, 4 А) (на блоке 4 В) В
5. Давление греющего пара перед ПНД-1, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RH71P02B1 1(2,3,4)RH71P02B2 1(2,3,4)RH72P02B1 1(2,3,4)RH72P02B2 1(2,3,4)RH73P02B1 1(2,3,4)RH73P02B2	По месту, УВС По месту, УВС По месту, УВС	0,25  0,25  0,25		Ж Ж Ж Ж Ж Ж
6. Давление греющего пара перед ПНД-2, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RH61P02B1 1(2,3,4)RH61P02B2 1(2,3,4)RH62P02B1 1(2,3,4)RH62P02B2	По месту, УВС По месту, УВС	0,73  0,73		Ж Ж Ж Ж
7. Давление греющего пара перед ПНД-3, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RH51P04B1 2(3)RH51P04B2 4RH51P04B2	По месту, УВС УВС, ТЗБиС	1,80	↓2,9	Ж Ж Ж, В
8. Давление греющего пара перед ПНД-4, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RH41P04B1 1(2,3,4)RH41P04B2	По месту, УВС	4,50		Ж
9. Давление на всасе сливных насосов ПНД-1, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN72P01B1 1(2,3,4)RN73P01B1 1(2,3,4)RN74P01B1	По месту По месту По месту	0,20 0,20 0,20		Ж Ж Ж

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
10. Давление на напоре сливных насосов ПНД-1, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN72P02B1	По месту	18,0		J
	1(2,3,4)RN73P02B1	По месту	18,0		J
	1(2,3,4)RN74P02B1	По месту	18,0		J
	1(2,3,4)RN72P02B2	ТЗБиС	18,0	↑13,0; ↓12,0	B
	1(2,3,4)RN73P02B2	ТЗБиС	18,0	↑13,0; ↓12,0	B
	1(2,3,4)RN74P02B2	ТЗБиС	18,0	↑13,0; ↓12,0	B
11. Давление на всасе сливных насосов ПНД-3, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN52P01B1	По месту	1,80		J
	1(2,3,4)RN53P01B1	По месту	1,80		J
	1(2,3,4)RN54P01B1	По месту	1,80		J
12. Давление на напоре сливных насосов ПНД-3, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN52P02B1	По месту	16,0		J
	1(2,3,4)RN53P02B1	По месту	16,0		J
	1(2,3,4)RN54P02B1	По месту	16,0		J
	1(2,3,4)RN52P02B2	ТЗБиС	16,0	↑13,0; ↓12,0	B
	1(2,3,4)RN53P02B2	ТЗБиС	16,0	↑13,0; ↓12,0	B
	1(2,3,4)RN54P02B2	ТЗБиС	16,0	↑13,0; ↓12,0	B
13. Давление на общей напорной линии сливных насосов ПНД-1 перед регулятором 3RN70S01, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN70P01B1	По месту,	17,5		J
	1(2,3,4)RN70P01B2	УВС			J
14. Давление на общей напорной линии сливных насосов ПНД-1 после регулятора 3RN70S01, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN70P02B1	По месту	15,0		J
	3(4)RN70P02B2	По месту,	15,0		J
15. Давление на общей напорной линии сливных насосов ПНД-3 перед регулятором 3RN50S01, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN50P02B1	По месту, УВС	16,0		J
	1(2,3)RN50P02B2				J
16. Давление на общей напорной линии сливных насосов ПНД-3 после регулятора 3RN50S01, кгс/см <sup>2</sup>	1(2,3,4)RN50P01B1	По месту УВС	13,0		J
	1(2,3,4)RN50P01B2				J
17. Температура основного конденсата на входе в ПНД-1, °C	1(2,3,4)RM50T01	УВС	29,0		J
18. Температура основного конденсата на выходе ПНД-1, °C	1(2,3,4)RM50T02	УВС	55,0		J
	1(2,3,4)RM50T03	УВС	55,0		J
	1(2,3,4)RM50T04	УВС	55,0		J
19. Температура основного конденсата на входе в ОДП-2, °C	1(2,3,4)RM50T05	УВС	55,0		J
20. Температура основного конденсата на выходе ОДП-2, °C	1(2,3,4)RM50T06	УВС	59,0		J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
21. Температура основного конденсата на входе в ПНД-2, °C	1(2,3,4)RM50T07	УВС	59,0		J
22. Температура основного конденсата на выходе ПНД-2, °C	1(2,3,4)RM50T08 1(2,3,4)RM50T09	УВС УВС	87,3 87,3		J J
23. Температура основного конденсата на входе в ПНД-3, °C	1(2,3,4)RM60T01	УВС	87,3		J
24. Температура основного конденсата на выходе ПНД-3, °C	1(2,3,4)RM60T02	УВС	121,0		J
25. Температура основного конденсата на входе в ОДП-4, °C	1(2,3,4)RM60T03	УВС	121,0		J
26. Температура основного конденсата на выходе ОДП-4, °C	1(2,3,4)RM60T04	УВС	125,4		J
27. Температура основного конденсата на входе в ПНД-4, °C	1(2,3,4)RM60T05	УВС	125,4		J
28. Температура основного конденсата на выходе ПНД-4, °C	1(2,3,4)RM60T06	УВС	150,0		J
29. Температура основного конденсата от ПНД-4 к деаэраторам	1(2,3,4)RM60T07	УВС	150,0		J
30. Температура конденсата греющего пара после ПНД-1, °C	1(2,3,4)RN72T02 1(2,3,4)RN72T03	УВС УВС	59,0 59,0		J J
31. Температура конденсата греющего пара после ОДП-2, °C	1(2,3,4)RN60T03	УВС	61,0		J
32. Температура конденсата греющего пара после ПНД-3, °C	1(2,3,4)RN52T02	УВС	127,0		J
33. Температура конденсата греющего пара после ОДП-4, °C	1(2,3,4)RN42T01	УВС	130,0		J
34. Температура масла в маслованнах подшипников сливных насосов ПНД-1, °C	1(2,3,4)RN72T01 1(2,3,4)RN73T01 1(2,3,4)RN74T01	УВС УВС УВС	20-40 20-40 20-40		J J J
35. Температура масла в маслованнах подшипников сливных насосов ПНД-3, °C	1(2,3,4)RN52T01 1(2,3,4)RN53T01 1(2,3,4)RN54T01	УВС УВС УВС	20-40 20-40 20-40		J J J

Наименование параметра	Позиция датчика	Выход замера	Номинальное значение	Уставка	Функциональный признак
36. Температура основного конденсата на уплотнения сливных насосов, °С	1(2,3,4)RM26T05	УВС	28-40		J
37. Температура подшипников электродвигателей сливных насосов ПНД-3, °С	1(2,3,4)RN52T02	УВС	45-55		J
	1(2,3,4)RN53T02	УВС	45-55		J
	1(2,3,4)RN54T02	УВС	45-55		J
38. Температура наружных корпусов электродвигателей сливных насосов ПНД-3, °С	1(2,3,4)RN52T03	УВС	45-55		J
	1(2,3,4)RN53T03	УВС	45-55		J
	1(2,3,4)RN54T03	УВС	45-55		J

## 7. Режимы работы системы

7.1. Основные этапы подготовки системы регенерации низкого давления к пуску

7.1.1. Подготовка системы регенерации низкого давления к пуску производится согласно инструкции по эксплуатации:

- 1) ИЭ.1.RH,RN,RM.ТЦ-1/14 – для блока 1;
- 2) ИЭ.2.RH.ТЦ-1/10 – для блока 2;
- 3) ИЭ.3.RH.ТЦ-2/10 – для блока 3;
- 4) ИЭ.4.RH.ТЦ-2/10 – для блока 4.

7.1.2. В подготовку регенеративной системы низкого давления к пуску входит:

- 1) получение задания НТЦ на подготовку оборудования регенеративной системы к пуску, если на оборудовании системы проводились ремонтные работы;
- 2) проверка исправности связи;
- 3) проверка исправности рабочего и аварийного освещения пускаемого оборудования;
- 4) проверить, что дефекты, зафиксированные в системе «АСУ-Дефект» устранены, ремонтные работы на оборудовании, трубопроводах и арматуре регенеративной системы низкого давления полностью закончены, наряды закрыты, рабочие места убраны, сняты с арматуры и оборудования плакаты ТБ, цепи с замками и развешены на штатные места хранения;
- 5) проверить, что электроприводная арматура регенеративной системы низкого давления прокручена и настроена, есть запись в журнале прокрутки арматуры;

6) осмотреть оборудование, трубопроводы и арматуру регенеративной системы низкого давления по месту, проверить отсутствие замечаний по механическому состоянию, исправность теплоизоляции, наличие КИП, открытое состояние первичных вентилей датчиков КИП и опломбирование первичных вентилей КИП, участвующих в ТЗиБ, исправность опор и подвесок трубопроводов, площадок обслуживания и ограждений, наличие табличек маркировки арматуры и надписей на оборудовании; проверить, что срок очередной проверки манометров не истек, корпуса электродвигателей заземлены; запорная арматура в исправном состоянии, сальники арматуры подтянуты и имеют запас, фланцевые соединения затянуты, весь крепеж в наличии, насосы и электродвигатели закреплены на фундаменте, отсутствуют посторонние предметы;

7) проверить КИП - все приборы контроля, сигнализации установлены, подключены, внешних повреждений не имеют, выдают достоверные показания;

8) подготовить арматуру в соответствии с инструкцией по эксплуатации соответствующего блока, как справочный материал состояние арматуры системы регенерации низкого давления перед пуском приведено в подразделе 4.5 данного тех. описания;

9) подготовить к включению КЭН 2-ой ступени;

10) подготовить к включению сливные насосы ПНД-1, ПНД-3;

11) подготовить к включению ПНД-1-4.

## 7.2. Условия нормальной эксплуатации

7.2.1. При работе блока на номинальной мощности в работе находятся:

1) ПНД-1-1, ПНД-1-2, ПНД-1-3;

2) ОД ПНД-2

3) ПНД-2-1, ПНД-2-2;

4) ПНД-3;

5) ПНД-4;

6) ОД ПНД-4

7) СлН ПНД-1 – один в работе, два в резерве;

8) СлН ПНД-3 – два в работе, один в резерве.

7.2.2. При работе регенеративной системы низкого давления должны быть включены в полном объеме защиты, блокировки, автоматика, сигнализация и КИП.

## **8. Функциональное опробование и техническое обслуживание**

### **8.1. Функциональное опробование системы регенерации низкого давления**

8.1.1. 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 системе регенерации низкого давления выполняются следующие работы:

1) испытание насосных агрегатов 1(2,3,4)RN72,73,74, 1(2,3,4)RN52,53,54 на соответствие проектным характеристикам выполняется в соответствии с графиком регламентных проверок ТЦ-1,2 Балаковской АЭС перед остановом блока с внесением данных в протокол;

2) испытание работоспособности насосных агрегатов 1(2,3,4)RN72,73,74, 1(2,3,4)RN52,53,54 после проведения ППР;

3) опробование исполнительной части арматуры выполняется во время проведения ППР.

8.1.2. Опрессовка ПНД выполняется в соответствии с графиком регламентных проверок ТЦ-1(2) Балаковской АЭС.

8.1.3. Опробование защит и блокировок системы регенерации низкого давления производится в соответствии с программой «Комплексная проверка технологических защит и блокировок (ТО-9) турбинного отделения» (для каждого блока). Выполняется перед пуском блока после ППР продолжительностью более 10 суток.

8.1.4. Проверка АВР насосных агрегатов осуществляется один раз в месяц по графику, утвержденному ГИС.

### **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. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования турбинного отделения выполняется при работе блока и в ППР.

8.2.5. Работы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования должны производиться аттестованными специалистами, изучившими НТД по ТОиР, знающими конструкцию оборудования.



8.2.6. Техническое обслуживание сливных насосов ПНД-1 типа КсВА 360-160 и сливных насосов ПНД-3 типа КсВА 630-125 включает в себя:

1) виброобследование - выполняется персоналом ЛТД\* по графику, утвержденному ГИС;

2) контроль уровня масла - выполняется два раза в смену персоналом ТЦ-1(2);

3) замену смазки подшипников - выполняется один раз в квартал, персоналом ЦЦР;

Примечание.

Замена смазки производится независимо от наработки:

1) при неудовлетворительном химическом анализе масла;

2) при повреждении подшипника;

3) при среднем и капитальном ремонте.

4) ревизию указателя уровня масла – при замене масла;

5) проверку проходимости обвязки охлаждения подшипников - выполняется один раз в квартал, персоналом ЦЦР;

6) регулировку сальника - регулировка сальниковых уплотнений производится при отсутствии утечек и превышении допустимых утечек по «Графику профилактической обтяжки сальниковых уплотнений насосов ТЦ-1,2» № ОППР-1-27/68-01;

7) проверку состояния резиновых колец упругой муфты – выполняется через 4000 часов работы и в ГПР.

8.2.7. В соответствии с регламентом ТОиР насосного оборудования турбинного отделения насосы типа КсВА 360-160 и КсВА 630-125 имеют четырехлетний ремонтный цикл (С-С-С-К), где С - средний ремонт, К - капитальный ремонт.

8.2.8. Объем среднего ремонта определяется регламентом техобслуживания и ремонта насосного оборудования турбинного отделения и включает в себя следующие работы:

1) подготовка рабочего места;

2) разборка, замеры и ремонт муфты;

3) разборка, ремонт радиальноупорного подшипника;

4) разборка, ремонт концевых уплотнений;

5) разборка и ремонт внутреннего корпуса;

6) разборка и ремонт деталей ротора;

7) разборка, ремонт подшипника скольжения;

8) сборка насоса;

9) центровка насоса с электродвигателем;

10) сборка муфты;

11) заключительные работы.

8.2.9. Объем капитального ремонта определяется регламентом техобслуживания и ремонта насосного оборудования турбинного отделения и включает в себя работы:

1) подготовка рабочего места;

2) разборка, замеры и ремонт муфты;

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

- 3) разборка, ремонт радиальноупорного подшипника;
- 4) разборка, ремонт концевых уплотнений;
- 5) разборка и ремонт внутреннего корпуса;
- 6) разборка и ремонт деталей ротора;
- 7) ремонт наружного корпуса;
- 8) разборка, ремонт подшипника скольжения
- 9) сборка насоса;
- 10) центровка насоса с электродвигателем;
- 11) сборка муфты;
- 12) заключительные работы.

8.2.10. Техническое обслуживание теплообменников типа ПН-1200-25-6-IA, ПН-1200-25-6-IIA, ПН-3000-25-16-IIIА, ПН-3000-25-16-IVA заключается в проведении их внешнего осмотра и проверке исправности и работоспособности.

8.2.11. Внешний осмотр проводится персоналом турбинного цеха ежемесячно. При внешнем осмотре необходимо проверить:

- 1) отсутствие течей, свищей и других видимых дефектов на теплообменнике и арматуре обвязки;
- 2) исправность манометров, показывающих давление в трубном и межтрубном пространстве;
- 3) наличие и исправность ограждений и площадок обслуживания;
- 4) целостность покраски.

8.2.12. Проверка исправности и работоспособности теплообменников системы регенерации низкого давления выполняется в соответствии с графиком регламентных проверок персоналом турбинного цеха и включает в себя проверку:

- 1) работоспособности КИП;
- 2) давления среды на входе в теплообменник;
- 3) температуры среды на входе в теплообменник;
- 4) температуры основного конденсата на входе и на выходе теплообменника;
- 5) температурного напора теплообменника.

8.2.13. Текущий ремонт теплообменников системы регенерации низкого давления производится в соответствии с графиком в ППР. При выполнении текущего ремонта выполняются следующие работы:

- 1) внешний осмотр теплообменника на предмет отсутствия дефектов (в доступных местах);
- 2) проверка на плотность трубной системы;
- 3) внутренний осмотр теплообменника в доступных местах;
- 4) устранение дефектов, обнаруженных в результате эксплуатации, проверки на плотность, внутреннего и внешнего осмотра;
- 5) текущий ремонт арматуры обвязки (дренажей, воздушников, импульсных линий КИП);
- 6) чистка теплообменных трубок;
- 7) проверка на плотность теплообменника после ремонта.

8.2.14. Капитальный ремонт теплообменников системы регенерации низкого давления производится в соответствии с графиком в ППР. При выполнении капитального ремонта выполняются следующие работы:

- 1) внешний осмотр теплообменника на предмет отсутствия дефектов;
- 2) проверка на плотность корпуса и трубной системы;
- 3) разуплотнение фланцевых разъёмов, очистка уплотнительных поверхностей;
- 4) дефектация корпуса, уплотнительных поверхностей, крепежа, теплообменных поверхностей (замена теплообменных трубок);
- 5) эксплуатационный контроль металла в соответствии с программой контроля;
- 6) ремонт по результатам дефектации и эксплуатационного контроля;
- 7) проверка на плотность теплообменника после ремонта.

8.2.15. В соответствии с регламентом ТОиР теплообменного оборудования, баков и фильтров турбинного отделения ПНД имеют четырехлетний ремонтный цикл (К-Т-Т-Т), где К - капитальный ремонт, Т - текущий ремонт.

8.2.16. Техническое обслуживание запорной арматуры системы регенерации низкого давления производится во время регламентных обходов и включает в себя:

- 1) проверку плотности к внешней среде (через уплотнения фланцевых соединений, через сальниковое уплотнение шпинделя (штока), крышки, через металл корпусных деталей и сварных швов);
- 2) проверку плотности в запорном органе (отсутствует пропуск среды при закрытом положении запорного органа); выполняется при технологической возможности в момент пуска или останова системы;
- 3) проверку надёжности крепления фланцевых соединений, присоединения электропривода, узлов дистанционного управления (комплект крепёжных деталей полный, одинаковые размерные стандарты шпилек, гаек, болтов, резьбовая часть шпильки (болта) выходит из гайки, гайки завинчены до упора в шайбы, колонка, штанги и шарниры дистанционного привода не имеют повреждений);
- 4) проверку отсутствия вибрации и посторонних шумов, стуков в арматуре и приводе (вибрация отсутствует, уровень шума в районе арматуры не отличается от уровня шума трубопровода, посторонние шумы в корпусах арматуры и привода отсутствуют).

8.2.17. Текущий ремонт запорной арматуры включает в себя:

- 1) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов, штанги и шарниры ДУ при вращении не задевают за оборудование и конструкции, проектное функционирование ДУ и электропривода);
- 2) устранение дефектов, выявленных при проведении технического обслуживания, и проверка работоспособности арматуры (дефекты устранены, ремонт ходового узла бугеля арматуры, редуктора электропривода, ДУ, шарниров и редуктора);

3) проверку затяжки крепежа моментным ключом (в доступных местах).

8.2.18. Средний ремонт запорной арматуры включает в себя:

- 1) разборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ;
- 2) очистку внутренней полости корпуса и деталей от продуктов коррозии, смазки и других загрязнений (в доступных местах);
- 3) дефектацию (визуальный и измерительный контроль деталей, изнашиваемых в процессе работы, проверка соответствия контролируемых параметров деталей требованиям конструкторской и ремонтной документации, отбраковка дефектных деталей);
- 4) устранение дефектов, выявленных в процессе дефектации, притирку уплотнительных поверхностей, замену дефектных деталей;
- 5) сборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ, замену уплотнений, смазки;
- 6) ремонт электрической части привода, КВ, ПВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ, настройку электропривода;
- 7) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов; штанги и шарниры дистанционного управления при вращении не задевают за оборудование, металлические и строительные конструкции).

8.2.19. Капитальный ремонт запорной арматуры включает в себя:

- 1) разборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ;
- 2) очистку внутренней и наружной поверхностей корпуса и деталей от коррозии, смазки и загрязнений;
- 3) дефектацию (соответствие рабочих поверхностей деталей требованиям ремонтной и конструкторской документации, отсутствие дефектов в сварных соединениях и проточной части корпуса; в наплавленных уплотнительных поверхностях запорного органа, в деталях, изнашиваемых в процессе работы);
- 4) устранение дефектов, выявленных в процессе дефектации;
- 5) ремонт уплотнительных поверхностей запорного органа и фланцевых разъемов (в том числе с применением сварки);
- 6) замену дефектных и выработавших ресурс деталей;
- 7) сборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ;
- 8) замену уплотнений, смазки;
- 9) ремонт электрической части привода, КВ, ПВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ;
- 10) настройку электропривода;
- 11) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов; штанги и шарниры дистанционного управления при вращении не задевают за оборудование, металлические и строительные конструкции).

8.2.20. Техническое обслуживание регулирующей арматуры типа Т-1476с (RN41,42S01), Т-1496с (RN50,70S01) системы регенерации низкого давления производится во время регламентных обходов оперативным персоналом ТЦ и включает в себя:

- 1) проверку плотности к внешней среде и в запорном органе:
  - а) отсутствует пропуск среды через уплотнения фланцевых соединений;
  - б) отсутствует пропуск среды через сальниковое уплотнение шпинделя (штока), крышки;
  - в) отсутствует пропуск среды через металл корпусных деталей и сварных швов;
  - г) пропуск среды при закрытом положении регулирующего органа не превышает паспортных данных (при технологической возможности);
- 2) проверку надёжности крепления фланцевых соединений, присоединения электропривода - комплект крепёжных деталей полный, одинаковые размерные стандарты шпилек, гаек, болтов (по форме, размерам, резьбе), резьбовая часть шпильки (болта) выходит из гайки, гайки завинчены до упора в шайбы;
- 3) проверку отсутствия вибрации, посторонних шумов и стуков в арматуре и приводе - вибрация отсутствует, уровень шума в районе регулятора не отличается от уровня шума трубопровода, посторонние шумы в корпусах арматуры и привода отсутствуют;
- 4) проверку работоспособности арматуры, контроль частоты срабатывания электропривода - ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов, проектное функционирование электропривода (местного и дистанционного указателей положения регулирующего органа, муфты предельного момента, сигнализации), включение электропривода происходит не более шести раз в минуту;
- 5) проверку наличия штурвала на ручном дублёре электропривода - штурвал установлен на штатном месте и закреплён, на штурвале указано направление вращения «открыто – закрыто»;
- 6) проверку наличия и технического состояния теплоизоляции - наличие теплоизоляции и защитных кожухов;

Примечание.

Теплоизоляция на бугель арматуры и электропривод не устанавливается.

7) проверку технического состояния электропривода - Проверка электроприводов выполняется в соответствии с «Регламентом ТОиР оборудования схем автоматического регулирования и дистанционного управления регулирующей арматурой. Энергоблок № 1, 2, 3, 4» (№ РГ.1,2,3,4.САР.ЦТАИ/02) персоналом ЦТАИ.

8.2.21. Текущий ремонт регулирующей арматуры аналогичен п. 8.2.17.

8.2.22. Средний ремонт регулирующей арматуры аналогичен п. 8.2.18.

8.2.23. Капитальный ремонт регулирующей арматуры аналогичен п. 8.2.19.

### 8.3. Оперативное обслуживание

8.3.1. Оперативное обслуживание системы ПНД осуществляет машинист-обходчик турбинного оборудования.

8.3.2. Контроль работы оборудования осуществляется путем наблюдения за сигнализацией и контрольно-измерительными приборами, расположенными на БЩУ и по месту у оборудования.

8.3.3. В случае несовпадений показаний КИП, выявления недостоверности показаний, видимых неисправностей и замечаний оборудования КИП оперативный персонал турбинного цеха обязан потребовать у оперативного персонала ЦТАИ принятия мер по устранению замечаний.

8.3.4. Периодически, по графику, производить осмотр трубопроводов (исправность опор, подвесок, отсутствие течей, наличие отличительной маркировки, окраска, и т.д.), состояния арматуры (наличие маркировки, исправность крепежа, целостность деталей, отсутствие видимых повреждений электрической части арматуры и т.д.) и соответствие площадок обслуживания ПТБ.

8.3.5. Периодически, по графику, производить выпуск неконденсирующихся газов из корпусов ПНД-3,4 открытием вентиля 1(2,3,4)SF61S01.

8.3.6. Оборудование, трубопроводы и арматура системы ПНД должны содержаться в чистоте, на оборудовании и арматуре должна быть маркировка, выполненная в соответствии со стандартом.

8.3.7. При отрицательных температурах в зоне расположения трубопроводов ПНД должны быть приняты меры по обеспечению расхода на всех участках трубопроводов или эти участки должны быть полностью дренированы.

8.3.8. О выявленных при обходе замечаниях должно быть доложено вышестоящему оперативному персоналу и приняты меры к их немедленному устранению. При невозможности немедленного устранения обнаруженные дефекты должны быть записаны в журнал дефектов цеха, по принадлежности дефекта. Замечания и дефекты, угрожающие целостности оборудования или создающие угрозу обслуживающему персоналу, должны устраняться немедленно, при невозможности устранения их своими силами начальник смены цеха обязан доложить об этом администрации цеха.

8.3.9. Все плановые операции по включению-отключению оборудования, проверке АВР, изменению режимов работы оборудования с обязательным контролем правильности их выполнения должны выполняться в соответствии с инструкцией по эксплуатации:

- 1) ИЭ.1.RH,RN,RM.ТЦ-1/14 – для блока 1;
- 2) ИЭ.2.RH.ТЦ-1/10 – для блока 2;
- 3) ИЭ.3.RH.ТЦ-2/10 – для блока 3;
- 4) ИЭ.4.RH.ТЦ-2/10 – для блока 4.

8.3.10. Переключения по месту осуществляет МОТО под контролем СМТО. Переключения на БЩУ осуществляет ВИУТ под контролем НС ТЦ, а при его отсутствии - НСБ.

## 9. Технические данные

### 9.1. Технические характеристики подогревателей низкого давления

Наименование характеристик оборудования	ПНД-1	ПНД-2	ПНД-3	ПНД-4
1. Тип	ПН-1200-25-6-IA	ПН-1200-25-6-IIA	ПН-3000-25-16-IIIА	ПН-3000-25-16-IVА
2. Расход основного конденсата, т/ч	3737,6	4032,4	4032,4	4705,0
3. Расход пара, т/ч	61,6	115,0	289,3	117,8
4. Рабочее давление основного конденсата, кгс/см <sup>2</sup>	16	15	14,5	13,5
5. Рабочее давление пара, кгс/см <sup>2</sup>	0,2	0,73	2,79	5,48
6. Температура основного конденсата на входе, °С	29,8	59,0	87,3	125,4
7. Температура основного конденсата на выходе, °С	55,0	87,3	121,0	149,8
8. Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	1200	1200	3000	3000
9. Объем парового пространства, м <sup>3</sup>	17,3	17,3	37,0	37,0
10. Объем водяного пространства, м <sup>3</sup>	10,7	10,7	25,7	25,7
11. Гидравлическое сопротивление при номинальном расходе основного конденсата, м вод. ст.	4,0	4,0	3,2	5,0
12. Давление гидравлического испытания парового пространства, кгс/см <sup>2</sup>	9,0	9,0	20,0	20,0
13. Давление гидравлического испытания водяного пространства, кгс/см <sup>2</sup>	32,0	32,0	33,0	33,0
14. Число ходов, шт	2	2	2	2
15. Количество трубок, шт	4053	4189	10630	10632
16. Расчетное давление водяного пространства, кгс/см <sup>2</sup>	26,0	26,0	26,0	26,0
17. Расчетное давление парового пространства, кгс/см <sup>2</sup>	6,0	6,0	16,0	16,0
18. Расчетная температура водяного пространства, °С	110	110	130	160
19. Расчетная температура парового пространства, °С	155	155	200	200

## 9.2. Технические характеристики охладителей дренажей подогревателей низкого давления

Наименование характеристик оборудования	ОД ПНД-2	ОД ПНД-4
1. Тип	ОДП-500-25-16-IIA	ОДП-500-25-16-IVA
2. Расход основного конденсата, т/ч	2600	2600
3. Расход дренажа греющего пара, т/ч	230	383
4. Рабочее давление основного конденсата, кгс/см <sup>2</sup>	15,5	14,0
5. Рабочее давление дренажа греющего пара, кгс/см <sup>2</sup>	0,7	5,5
6. Температура основного конденсата на входе, °C	55,0	121,0
7. Температура основного конденсата на выходе, °C	59,0	125,4
8. Температура дренажа греющего пара на входе, °C	90,0	135,0
9. Температура дренажа греющего пара на выходе, °C	61,0	130,0
10. Поверхность нагрева, м <sup>2</sup>	505	505
11. Гидравлическое сопротивление трубного пространства, м вод. ст.	1,397	1,397
12. Гидравлическое сопротивление межтрубного пространства, м вод. ст.	0,792	0,566
13. Давление гидравлического испытания трубного пространства, кгс/см <sup>2</sup>	32,5	32,5
14. Давление гидравлического испытания межтрубного пространства, кгс/см <sup>2</sup>	22,0	22,0
15. Объем трубного пространства, м <sup>3</sup>	5,9	5,9
16. Объем межтрубного пространства, м <sup>3</sup>	4,7	4,7
17. Количество трубок, шт	2624	2624
18. Давление расчетное трубного пространства, кгс/см <sup>2</sup>	26,0	26,0
19. Давление расчетное межтрубного пространства, кгс/см <sup>2</sup>	16,0	16,0
20. Температура расчетная трубного пространства, °C	130	130
21. Температура расчетная межтрубного пространства, °C	200	200
22. Количество ходов по основному конденсату, шт	2	2



### 9.3. Технические характеристики сливных насосов подогревателей низкого давления

Наименование характеристик оборудования	СН ПНД-1	СН ПНД-3
1. Тип	КсВА-360-160	КсВА-630-125
2. Производительность, м <sup>3</sup> /ч	360	630
3. Напор, м вод. ст.	155,2-168,0	121,25-131,25
4. Частота вращения, об/мин	1480	1480
5. Допускаемый кавитационный запас, относительно оси входного патрубка, м вод. ст, не менее	2,7	2,9
6. Давление на всасе, кгс/см <sup>2</sup> , не более	2,0	2,7
7. Температура перекачиваемой среды, °С, не более	5,0-135,0	5,0-135,0
8. Среднее квадратичное значение вибрационной скорости, измеренное на корпусе верхнего подшипника, мм/с, не более	4,5	4,5
9. Расход охлаждающего конденсата на концевые уплотнения при температуре менее или равно 40 °С, м <sup>3</sup> /ч, не более	0,5-0,7	0,5-0,7
10. Допустимые протечки через сальниковые уплотнения, м <sup>3</sup> /ч	0,05	0,05
11. Расход охлаждающей техводы на подшипники насоса при температуре менее или равно 40 °С, м <sup>3</sup> /ч, не более	0,5	0,5
12. Количество ступеней, шт	3	2
13. Тип электродвигателя	АОВ-74/315-4У3	АОВ-2-14-41-4У3
14. Мощность электродвигателя, кВт	315	500
15. Напряжение питания электродвигателя, В	6000	6000

## Приложение 1

**Инциденты, происходившие при эксплуатации системы регенерации низкого давления**

1.1. Событие, происшедшее 13.05.1998 года на Балаковской АЭС на блоке 2

1.1.1. Название нарушения - повышенная вибрация 1-го подшипника электродвигателя сливного насоса ПНД-3 (2RN53D01).

1.1.2. Краткое описание нарушения. При опробовании после ремонта, согласно графику ППР-98 блока 2, электродвигателя сливного насоса ПНД-3 2RN53D01 выявлена повышенная вибрация 1-го подшипника. Электродвигатель выведен в повторный ремонт для устранения дефекта 1-го подшипника. Подшипник заменен на новый. Отказ в работе подшипника произошел из-за нарушения технологии ремонта персоналом подрядной организации ТОО «Балаково-СГЭМ» (на обойме подшипника обнаружен локальный след побежалости, свидетельствующий о нагреве подшипника открытым огнем).

1.1.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.1.4. На основании п. I-1.3. «Руководства для пользователей международной шкалой ядерных событий ИНЕС» данное нарушение классифицируется «ВНЕ ШКАЛЫ».

1.1.5. План действий по персоналу:

1) провести внеочередной инструктаж персоналу, занятому на ремонте оборудования, по технологии ремонта оборудования;

2) отделу подготовки персонала подрядной организации уделять особое внимание повышению культуры безопасности.

1.1.6. План действий по процедуре:

1) для улучшения качества контроля ремонта электрооборудования заключить договор с организацией, имеющей лицензию ГАН РФ, на разработку процедуры пооперационной приемки оборудования из ремонта;

2) руководству ЭЦ обеспечить пооперационную приемку оборудования из ремонта.

1.2. Событие, происшедшее 24.01.1999 года на Балаковской АЭС на блоке 3

1.2.1. Название нарушения - посторонний шум в корпусе 3-го подшипника насоса 3RN54D01.

1.2.2. Краткое описание нарушения. Блок 3 находился в работе на мощности  $N_{эл} = 960$  МВт. В дежурстве - три канала системы безопасности.

24.01.99 в 23:00 при регламентном обходе старший машинист турбинного цеха обнаружил посторонний шум и повышенную вибрацию в районе подшипника № 3 насоса слива конденсата греющего пара подогревателя низкого давления 3RN54D01. В 23:45 осуществлен переход на резервный насос RN53D01, а 3RN54D01 остановлен для вывода в ремонт. Причиной повышенной вибрации 3-го подшипника явился выход его из строя из-за наличия воды в маслованне.

Вода в маслованне образуется вследствие конденсации влаги на корпусе подшипника из-за перепада температур охлаждающей воды и корпуса маслованны.

1.2.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.2.4. На основании п. I-1.3. «Руководства для пользователей международной шкалой ядерных событий ИНЕС» данное нарушение классифицируется «ВНЕ ШКАЛЫ».

1.2.5. План действий по персоналу:

1) руководству ТЦ выработать ясную политику в области контроля разработки инструкций по эксплуатации насосов.

1.2.6. План действий по процедуре:

1) внести в инструкцию по эксплуатации насосов типа КСВА 630-125 требования по контролю наличия влаги перед вводом в работу и во время длительного простоя в резерве.

1.2.7. План действий по оборудованию:

1) выполнить ремонт 3RN54D01;

2) выполнить реконструкцию маслованны в направлении:

а) на месте сливной пробки смонтировать вентиль Ду 10 для слива отстоя с маслованны 3-ей опоры насосов типа КСВА 630-125;

б) после вентиля смонтировать пробку, исключающую самопроизвольный слив масла из маслованны 3-ей опоры насосов типа КСВА 630-125.

1.3. Событие, происшедшее 26.02.2001 года на Балаковской АЭС на блоке 3

1.3.1. Название нарушения - повреждение привода задвижки 3RN53S03.

1.3.2. Краткое описание нарушения. Электрическая мощность блока 3 составляла  $N_{эл}=1000$  МВт. В работе находились ГЦН-1, 2, 3, 4; ТГ-3; ТПН-1, 2; ЦН 1, 2, 3. В дежурстве находились три канала СБ, РДЭС-1, 2, 3.

26.02.2001 16:50 – выполняется останов насоса 3RN53D03. При подаче команды на закрытие задвижки 3RN53S03 выбивает электрическую схему. Насос остановлен при открытой задвижке. Произведен ремонт 3RN53S03 персоналом ЦТАИ с воздействием на электрический привод, арматура 3RN53S03 прокручена без замечаний, насос 3RN53D03 выведен в ремонт по заявке № 272. Произошел отказ 3RN53S03 на закрытие: выбило электрическую схему при положении 60 % открыто, задвижка закрыта вручную. После завершения ремонта 3RN53D01 насос введен в резерв. Закончены работы персонала ЦТАИ по ремонту 3RN53S03 с воздействием на электрический привод арматуры, выявлены дефекты – ослаблено крепление привода, обнаружена трещина в корпусе редуктора. Произведена замена привода, работа привода – без замечаний.

1.3.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.3.4. На основании п. I-1.3. «Руководства для пользователей международной шкалой ядерных событий ИНЕС» данное нарушение классифицируется «ВНЕ ШКАЛЫ».

#### 1.3.5. План действий по процедуре:

- 1) разработать типовую программу проведения работ по настройке концевых выключателей и моментных муфт запорной арматуры РО и ТО;
- 2) выпустить временное распоряжение до разработки типовой программы по организации проведения настройки приводов арматуры на действующих блоках.

#### 1.3.6. План действий по оборудованию:

- 1) выполнить замену привода задвижки 3RN53S03.

### 1.4. Событие, произошедшее 21.03.2001 года на Балаковской АЭС на блоке 4

1.4.1. Название нарушения - неплановый вывод из работы 4RN74D01 из-за недостаточного расхода воды на охлаждение подшипника насоса 4RN74D01.

1.4.2. Краткое описание нарушения. Блок 4 находился в работе на мощности  $N_{эл}=1000$  МВт. В дежурстве три канала систем безопасности.

21.03.2001 в 08:30 при регламентном обходе работающего оборудования обходчиком турбинного оборудования было выявлено недостаточное давление воды на охлаждение маслованны подшипника сливного насоса подогревателя низкого давления 1-ой ступени (ПНД-1) 4RN74D01.

Причиной снижения давления явилось засорение трубопровода подачи воды на охлаждение подшипника насоса из-за снижения эффективности фильтров технической воды ФС-600 (4VB51,52N01).

1.4.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.4.4. На основании п. I-1.3. «Руководства для пользователей международной шкалой ядерных событий ИНЕС» данное нарушение классифицируется «ВНЕ ШКАЛЫ».

#### 1.4.5. План действий по оборудованию:

- 1) прочистить трубопровод подачи охлаждающей воды на охлаждение подшипников насоса 4RN74D01;
- 2) включить в план ОТМ замену фильтров техводы ФС-600.

### 1.5. Событие, произошедшее 26.09.2001 года на Балаковской АЭС на блоке 4

1.5.1. Название нарушения - отказ в работе насоса 4RN72D01 вызванный необходимостью повторного ремонта в течение гарантийного срока после предыдущего ремонта.

1.5.2. Краткое описание нарушения. Блок 4 находился в работе на мощности  $N_{эл}=990$  МВт. В дежурстве три канала системы безопасности.

26.09.2001 в 22:22 внеплановый останов насоса слива конденсата греющего пара из подогревателя низкого давления 1-ой ступени 4RN72D01 из-за попадания воздуха в корпус через сальниковое уплотнение. Причиной попадания воздуха в корпус насоса явился недопустимый износ сальниковой набивки из-за несоблюдения ремонтным персоналом подрядной организации КТАЭР технических указаний по установке и уходу за сальниковой набивкой концевых уплотнений насосов.

1.5.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.5.4. На основании п. I-1.3. «Руководства для пользователей международной шкалой ядерных событий ИНЕС» данное нарушение классифицируется «ВНЕ ШКАЛЫ».

1.5.5. План действий по персоналу:

1) провести необходимое обучение персонала подрядных организаций по соблюдению технических указаний по установке и уходу за сальниковой набивкой концевых уплотнений насосов;

2) при выполнении ремонтных работ подрядной организацией руководству ЦЦР осуществлять надзор за состоянием культуры безопасности исполнителей.

1.5.6. План действий по оборудованию:

1) произвести ремонт насоса 4RN72D01;

2) разработать техническое решение на замену сальниковой набивки марки АГ на АТФ.

1.6. Событие, произошедшее 23.12.2003 года на Балаковской АЭС на блоке 4

1.6.1. Название нарушения - отключение блока от сети без срабатывания аварийной защиты, вызванное срабатыванием защиты по повышению уровня в ПНД-2/2.

1.6.2. Краткое описание нарушения. Блок 4 находился в работе на мощности  $N_{эл}=1035$  МВт. В дежурстве три канала систем безопасности.

23.12.2003 в 14:14 произошло отключение секции собственных нужд 6 кВ 4BD действием защиты от однофазных замыканий на «землю», с запретом АВР. Отключились ГЦН-2, ЦН-1 2-ая скорость, КЭН 1,2-ой ступени (4RM43D01, 4RM13D01). По факту отключения ГЦН-2 реакторная установка разгружена до 67 %  $N_{ном}$ . В процессе разгрузки блока произошло повышение уровня конденсата греющего пара (КГП) в корпусе ПНД-2 до 1-го предела. Действием блокировки открылась задвижка 4RN62S03 на трубопроводе слива КГП ПНД-2 в конденсатор турбины. После ее открытия продолжалось повышение уровня, и в 14:22 закрылись СК турбины действием защиты от повышения уровня в ПНД-2/2 до 2-го предела. По факту закрытия СК действием автоматики реакторная установка разгружена до 36 %  $N_{ном}$ . Причиной отключения секции 4BD явился отказ реле РТЗ-51 из-за дефекта изготовления микросхемы КР140УД708. Причиной повышения уровня в ПНД-2 явилось образование паро-воздушной пробки в трубопроводе слива КГП в конденсатор из-за недостатка проектного решения.

1.6.3. Отклонений от пределов и условий безопасной эксплуатации нет.

1.6.4. На основании п. I-1.3. «Руководства для пользователей международной шкалой ядерных событий ИНЕС» данное нарушение классифицируется «ВНЕ ШКАЛЫ».

#### 1.6.5. План действий по оборудованию:

- 1) выполнить ревизию гидрозатвора КГП ПНД-2 блока 4;
- 2) выполнить ревизию арматуры 4SF61,62S01 и трубопроводов отсоса ПВС из корпусов ПНД-2 4RN61,62 W01;
- 3) выполнить замену реле РТЗ-51 в ячейке 18 4BDF10 секции 4BD;
- 4) по рекомендациям ДНТП концерна «Росэнергоатом» (факс НД/236 от 12.11.2003) направить запрос в фирму «Диагност» г. Москва по вопросу приобретения течеискателя фирмы UE Systems (США) типа Ultra Probe в варианте 9000LRM для поиска присосов в вакуумной системе турбоустановки;
- 5) включить в план реконструкции оборудования турбинного отделения на 2004 год выполнение работ по монтажу трубопроводов отсоса ПВС из ОДП ПНД-2 на блоках 1, 2, 3, 4;
- 6) выполнить монтаж трубопровода отсоса ПВС из ОДП ПНД-2 на блоках 1, 2, 3, 4.

#### 1.6.6. План действий по процедуре:

- 1) в связи с имевшими место неоднократными отказами реле РТЗ-51 запросить ЧЭАЗ объем дополнительных проверок реле РТЗ-51 при входном и периодическом контроле;
- 2) обратиться в ДНТП концерна «Росэнергоатом» с предложением провести расчётный анализ режимов работы системы регенерации низкого давления турбины К-1000-60/1500-2 в переходных режимах работы блока, с последующей корректировкой проектного алгоритма работы защиты на основании проведённого анализа;
- 3) обратиться в концерн «Росэнергоатом» с предложением о проведении совещания со специалистами АЭП и ЧЭАЗ по вопросу увеличения надёжности оборудования РЗА:
  - а) модернизации защиты от замыканий на «землю» присоединений 6 кВ в части выполнения блокировки по  $3U_0$ ;
  - б) замены реле РТЗ-51;
  - в) введении на заводе-изготовителе поэлементной проверки комплектующих устройств РЗА, поставляемых на АЭС;
- 4) по результатам совещания разработать мероприятия по повышению надёжности устройств РЗА;
- 5) согласовать с ОАО «Турбоатом» вывод из работы блокировки, действующей на открытие задвижки 4RN62S03 при повышении уровня КГП ПНД-2 выше 1-го предела;
- 6) оформить в установленном порядке решение об увеличении выдержки времени при срабатывании защиты SAF16.2. на отключение турбины по повышению уровня КГП в корпусе ПНД-2 с пяти до 40 секунд;
- 7) разработать техническое решение на монтаж трубопроводов отсоса ПВС из ОД ПНД-2 4RN60W01.

## 1.7. Событие, произошедшее 08.01.2007 года на Балаковской АЭС на блоке 1

1.7.1. Название нарушения – «Внеплановый вывод в ремонт электродвигателя сливного насоса ПНД-3 1RN53D01 из-за превышения уровня вибрации подшипника №1».

1.7.2. Краткое описание нарушения

Энергоблок №1 на полной мощности, Нэл. = 1000 МВт.

08.01.2007 в 22:40:00 оперативным персоналом ТЦ-1 выявлено циклическое изменение температуры подшипника №1 электродвигателя сливного насоса ПНД-3 1RN53D01 с 48°C до 65°C.

08.01.2007 в 22:45:00 по заявке ТЦ-1 оперативным персоналом ЭЦ произведен замер температуры 1-го подшипника электродвигателя сливного насоса ПНД-3 1RN53D01 в районе датчика КИП и на крышке подшипникового щита №1 в районе выхода вала ротора. Температура в районе датчика КИП составила 60°C, а на крышке подшипникового щита №1 в районе выхода вала ротора 87°C. Отмечен посторонний шум в районе подшипникового щита №1. Подана заявка НСТЦ на вызов персонала ЛТД для проведения вибродиагностики.

08.01.2007 в 23:20:00 проведено виброобследование электродвигателя сливного насоса ПНД-3 1RN53D01. Уровни вибрации подшипниковых опор электродвигателя составили:

	вертикальная составляющая	поперечная составляющая	осевая составляющая
подшипник №1	7.5 мм/с	4.1 мм/с	1.9 мм/с
подшипник №2	3.0 мм/с	3.0 мм/с	1.2 мм/с
норма	не более 4.5 мм/с		

09.01.2007 в 00:10:00 сливной насос ПНД-3 1RN53D01 выведен в резерв.

09.01.2007 в 10:00:00 согласно поданной заявки сливной насос ПНД-3 1RN53D01 выведен в ремонт.

09.01.2007 в 10:15:00 для выяснения причин повышения вибрации 1го подшипника электродвигателя сливного насоса ПНД-3 1RN53D01 допущен персонал ФГУП КТАЭР, ЭЦ. При осмотре подшипникового узла №1 выявлено ухудшение состояния смазки, имеются места натиров на сепараторе подшипника. Электроцехом принято решение о замене подшипника – приложение №5.

09.01.2007 в 17:05:00 закончены работы по замене подшипника №1. Выполнено опробование агрегата на номинальных параметрах. Уровни вибрации подшипниковых опор электродвигателя составили:

	вертикальная составляющая	поперечная составляющая	осевая составляющая
подшипник №1	2.7 мм/с	1.4 мм/с	1.1 мм/с
подшипник №2	1.7 мм/с	1.2 мм/с	0.9 мм/с
норма	не более 4.5 мм/с		

Агрегат оставлен в работе – без замечаний.

1.7.3. Оценка с точки зрения безопасности - событие не имеет отношения к безопасности.

#### 1.7.4. Коренные причины

1.7.4.1. Порядковый номер: 2.1. «Недостатки конструирования (включая изменения)».

Недостатки в конструировании подшипникового узла №1 электродвигателя типа АОВ2-14-41-4У3 (завод изготовитель ЛМЗ г. Санкт-Петербург): затруднен доступ смазки к шарикам подшипника, что приводит к износу сепаратора в сферах, его нагреву и дальнейшему разрушению сепаратора.

1.7.4.2. Порядковый номер: 2.9.2.3. "Непринятие необходимых мер или не своевременное их принятие по устранению выявленных недостатков".

Не выполнены рекомендации ВНИИАЭС в части пополнения или полной замены смазки через 1000-1500 часов работы ЭД.

#### 1.7.5. Корректирующие меры

##### 1.7.5.1. По замене систем (элементов).

Произвести замену электродвигателя типа АОВ2-14-41-4У3, установленных на насосных агрегатах 1RN52D01, 1RN53D01, 2RN53D01, 3RN54D01, 4RN52D01, 4RN53D01, на электродвигатель типа 4АОВ-400-4У3 в которых нет конструктивных недостатков подшипникового узла №1, характерных для электродвигателей типа АОВ2-14-41-4У3.

Ответственный: ЭЦ

Срок: энергоблок №1 сентябрь 2007г.

энергоблок №2 ноябрь 2007 г.

энергоблок №3 март 2008г.

энергоблок №4 декабрь 2007г.

##### 1.7.5.2. По эксплуатации систем (элементов).

Разработать на основе графиков ОППР-2-10/5 и №ТЦ1-01-08-11/1, 2 график технического обслуживания электродвигателей ТО-1,2. с требованием о проверке состояния смазки подшипника №1 и, при необходимости, ее пополнения или полной замены, но не реже 1000-1500 часов работы электродвигателя в соответствии с рекомендациями ВНИИАЭС.

Ответственный: ЭЦ.

Срок: 15.02.2007г.



## Приложение 2

**Технические решения, реализованные в  
системе регенерации низкого давления****2.1. Техническое решение от 25.12.2003 года ТР.1,2,3,4.RH.ИТС/5019**

2.1.1. Из опыта эксплуатации при переходных процессах связанных с ускоренной разгрузкой блоков (до 60 % от номинальной) происходит вскипание конденсата с возможным повышением уровня в корпусах ПНД-1, ПНД-2 до 2-го предела.

2.1.2. Заданная проектом выдержка времени (пять секунд) недостаточна для стабилизации режима и параметров турбины при ее ускоренной разгрузке и приводит к срабатыванию технологических защит SAF16.1-1, SAF16.1-2, SAF16.2-1, SAF16.2-2, действующих на отключение турбины.

2.1.3. На основании вышеизложенного и для повышения надежности работы регенерации низкого давления и блока в целом решили изменить выдержку времени на отключение турбины по повышению уровня в ПНД-1, ПНД-2 до 2-го предела с пяти секунд до 40 секунд.

## Перечень принятых сокращений

АВР	аварийное включение резерва
АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбины
АЭП	«Атомэнергопроект»
БРУ	блок ручного управления
БЩУ	блочный щит управления
ВИУТ	ведущий инженер управления турбины
ГИС	главный инженер станции
ГЦН	главный циркуляционный насос
ДНТП	департамент научно-технической поддержки
ДУ	дистанционное управление
КВ	концевые выключатели
КГП	конденсат греющего пара
КИП	контрольно-измерительные приборы
КОС	клапан обратный с сервоприводом
КСН	коллектор собственных нужд
КЭН	конденсатный электронасос
ЛТД	лаборатория технической диагностики
ММ	моментная муфта
МОТО	машинист-обходчик турбинного оборудования
МЩУ	местный щит управления
НС	начальник смены
НСБ	начальник смены блока
НСБ	начальник смены блока
НТД	нормативно техническая документация
НТЦ	начальник турбинного цеха
ОД	охладитель дренажа
ОДП	охладитель дренажа подогревателя
ОК	основной конденсат
Отм.	отметка
ПВ	путевой выключатель
ПВД	подогреватель высокого давления
ПВС	паровоздушная смесь
ПНД	подогреватель низкого давления
ППР	планово-предупредительный ремонт
ПСВ	подогреватель сетевой воды
ПТБ	правила техники безопасности
РБ	расширительный бак
РДМ	расширитель дренажей машзала
РДТ (РБ-9)	расширитель дренажей турбины
РДЭС	резервная дизельная электростанция
РЗА	релейная защита и автоматика

Рис.	рисунок
РК	регулирующий клапан
РМОТ	рабочее место оператора турбины
РО	реакторное отделение
РУД	регулятор уровня в деаэраторе
СБ	система безопасности
СЗ	стопорная заслонка
СК	стопорный клапан
СлН	сливной насос
СМТО	старший машинист турбинного отделения
СН	собственные нужды
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СРК	стопорно-регулирующий клапан
ТАИ	тепловая автоматика и измерения
ТБ	техника безопасности
ТГ	турбогенератор
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТО	турбинное отделение
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТПН	турбопитательный насос
ТФУ	теплофикационная установка
ТЦ	турбинный цех
УВС	управляющая вычислительная система
УКТС	унифицированный комплекс технических средств
УП	указатель положения
ХОВ	химобессоленная вода
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЦН	циркуляционный насос
ЦНД	цилиндр низкого давления
ЦТАИ	цех тепловой автоматики и измерений
ЦЦР	цех централизованного ремонта
ЧЭАЗ	Чеховский завод электронной автоматики
ЭЦ	электроцех
Нэл	нагрузка турбоагрегата

## Лист регистрации изменений

[illegible]