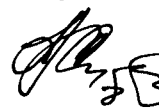


Федеральное агентство по атомной энергии
Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»
(концерн «Росэнергоатом»)
Филиал ФГУП концерн «Росэнергоатом» «Балаковская атомная станция»
(Балаковская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

УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель
главного инженера
по эксплуатации


 А.М. Сиротин
24.08.2007 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2
ТО.1,2,3,4.RM,SD.OT/193

СОГЛАСОВАНО

Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков
15.08.2007 г.


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов
16.08.2007 г.


Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко
10.08.2007 г.


Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
12.08.2007 г.

40 Начальник ЦТАИ


 А.М. Кацман
13.08.2007 г.

Начальник ПТО

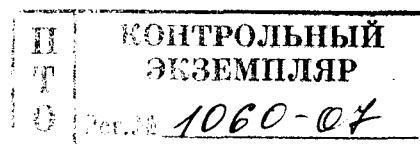
 М.В. Швецов
22.08.2007 г.

РАЗРАБОТАНО

Начальник ОТ

 А.В. Атаманов
02.08.2007 г.

Балаково
2007



Содержание

1.	Общие положения	3
2.	Назначение системы	4
2.1.	Назначение и принцип работы системы SD	4
2.2.	Проектные требования к системе SD	6
2.3.	Принципы построения системы SD	7
3.	Описание системы	8
3.1.	Описание технологической схемы	8
3.2.	Связь с другими системами	12
3.3.	Размещение оборудования системы	14
4.	Элементы системы	15
4.1.	Конденсаторы турбины SD11W01, SD12W01, SD13W01	15
4.2.	Эжекторы основные SD21D01, SD22D01, SD23D01	17
4.3.	Эжекторы пусковые SD24D01, SD25D01, SD26D01	20
4.4.	Эжекторы циркуляции SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01	22
4.5.	Эжектор уплотнений SD40D01	22
4.6.	Насосные агрегаты RM11D01, RM12D01, RM13D01	25
4.7.	Насосные агрегаты RM41D01, RM42D01, RM43D01	29
4.8.	Арматура системы SD	35
4.9.	Технологические ограничения	43
4.10.	Нарушения в работе	45
5.	Системы контроля, управления и защиты	50
5.1.	Общие представления	50
5.2.	Блокировки системы SD	51
5.3.	Регулирование	58
5.4.	Сигнализация	59
6.	Контрольно-измерительные приборы	60
6.1.	Общие представления	60
6.2.	Перечень позиций отборов и датчиков	60
7.	Режимы эксплуатации системы	87
7.1.	Подготовка к пуску конденсационной установки	87
7.2.	Пуск конденсационной установки	87
7.3.	Эксплуатация конденсационной установки	88
7.4.	Вывод конденсационной установки в ремонт	88
8.	Функциональное опробование и техническое обслуживание	90
8.1.	Функциональное опробование системы SD	90
8.2.	Техническое обслуживание	90
8.3.	Оперативное обслуживание	92
9.	Технические данные	95

Приложение.

1. Инциденты, происходившие при эксплуатации системы SD 101
2. Основные технические решения, реализованные в системе SD 103

Перечень принятых сокращений	107
------------------------------------	-----

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание конденсационной установки турбины К-1000-60/1500-2 (далее – техническое описание), проектное обозначение системы –RM,SD (далее – система SD).

1.2. Данное техническое описание распространяется на оборудование системы SD энергоблоков 1-4 Балаковской АЭС. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах. Состав и границы системы SD приведены в соответствующих технологических схемах.

1.3. В состав описываемой системы входят:

- 1) конденсаторы и эжекторы турбины К-1000-60/1500-2, трубопроводы с арматурой, имеющей проектную маркировку SD;
- 2) насосные агрегаты RM11-13D01, RM41-43D01, трубопроводы основного конденсата и арматура, имеющие проектную маркировку RM от конденсаторов до арматуры RM50S01, RM53S01, RM54S01.

1.4. В техническом описании содержится подробная информация о назначении и принципах работы системы SD, конструкции оборудования системы и об особенностях ее эксплуатации.

1.5. В соответствии с «Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ГНАЭ Г-01-011-97) оборудование и трубопроводы системы SD относятся к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, и имеют классификационное обозначение ЗН.

1.6. При разработке данного технического описания была использована следующая документация:

- 1) «Инструкция по эксплуатации. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.1.RM,SD.ТЦ-1/07);
- 2) «Инструкция по эксплуатации. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.2.RM,SD.ТЦ-1/05);
- 3) «Инструкция по эксплуатации. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.3.RM,SD.ТЦ-2/07);
- 4) «Инструкция по эксплуатации. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2» (ИЭ.4.RM,SD.ТЦ-2/07);
- 5) «Схемы технологических систем ТО. Энергоблок № 1» (АС.1.ТЦ-1/01);
- 6) «Схемы технологических систем ТО. Энергоблок № 2» (АС.2.ТЦ-1/02);
- 7) «Схемы технологических систем ТО. Энергоблок № 3» (АС.3.ТЦ-2/01);
- 8) «Схемы технологических систем ТО. Энергоблок № 4» (АС.4.ТЦ-2/02);
- 9) «Карта уставок. Технологические уставки защит, блокировок и сигнализации турбинного отделения» (КУ.1,2,3,4.ТЗБ.ЦТАИ/02);
- 10) «Математическая запись. Алгоритмы технологических защит и блокировок турбинного отделения» (МЗ.1,2,3,4.ТЗБ.ЦТАИ/02);
- 11) «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Инструкция по эксплуатации» (Б-52 ИЭ);
- 12) «Турбина паровая К-1000-60/1500-2. Технические условия» (ТУ108.1055-82);

13) «Функциональные схемы КИПиА. Машзал и деаэрационное отделение», (АТ01.010900);

14) «Описание технологических защит и блокировок по механизмам и арматуре систем второго контура» (№ 56586к);

15) «Паспорт. Агрегат электронасосный центробежный конденсатный КсВА1500-120» (П18.50.00.00.ПС);

16) «Паспорт. Агрегат электронасосный центробежный конденсатный КсВА1500-240-2а» (П18.66.00.00.ПС);

17) «Сборочный чертеж. Эжектор уплотнений ЭУ-15М» (Б-801984СБ);

18) «Сборочный чертеж. Эжектор пусковой ЭПП-1-150м» (Б-802178СБ);

19) «Сборочный чертеж. Эжектор ЭПО-3-150» (Б-802060СБ);

20) «Инструкция по оформлению производственно-технических документов Балаковской АЭС» (И.ПТО/01);

21) «Инструкция по построению, оформлению и содержанию технического описания системы (оборудования)» (И.ОТ/08).

2. Назначение системы

2.1. Назначение и принцип работы системы SD

2.1.1. Система SD предназначена для конденсации пара, отработавшего в турбине, и откачки конденсата из конденсаторов в тракт основного конденсата.

2.1.2. Паротурбинные установки, в которых пар из последней ступени ЦНД с давлением ниже атмосферного направляется в конденсатор, называются конденсационными.

2.1.3. Конденсационная установка состоит из конденсатора, воздухоудаляющего устройства и конденсатных насосов.

2.1.4. Конденсатор в паротурбинной установке играет роль холодного источника, понижение температуры которого повышает термический КПД цикла.

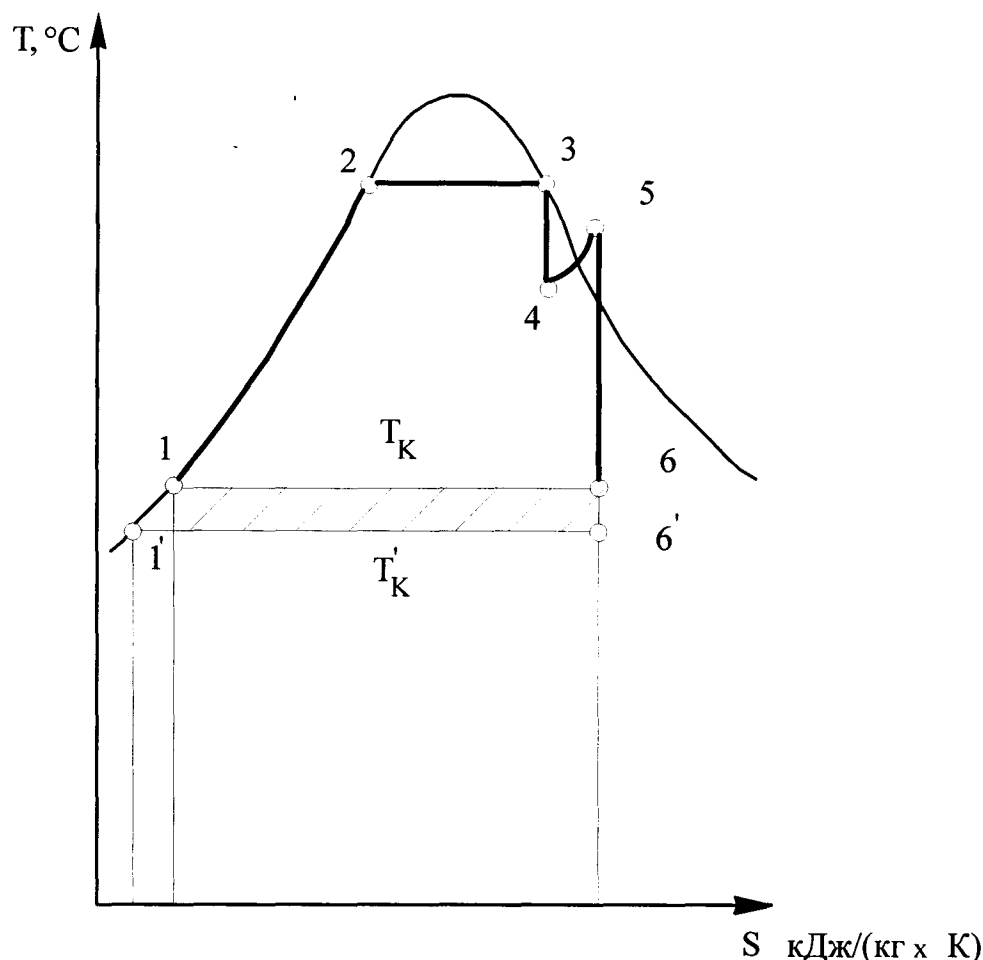
2.1.5. Для примера рассмотрим TS-диаграмму, (цикл Карно) где T – температура пара (конденсата), S – энтропия (функция состояния вещества, при подводе тепла энтропия увеличивается, при отводе уменьшается).

2.1.6. При уменьшении давления в конденсаторе (p_k) понижается температура насыщения (T_k), при которой производится отвод теплоты от пара к воде.

2.1.7. В результате увеличивается средняя разность температур в цикле, а следовательно, и его термический КПД.

2.1.8. На рис. 2.1.1 изображена T-S диаграмма с двумя идеальными циклами, отличающимися только давлением пара в конденсаторе (p_k).

2.1.9. Располагаемая работа цикла с пониженным давлением в конденсаторе p_k (1'-2-3-4-5-6'-1') превышает располагаемую работу цикла (1-2-3-4-5-6-1) с более высоким давлением на значение, эквивалентное площади 1'-1-6-6'-1').



1-2 – подогрев воды, 2-3 – процесс парообразования в ПГ, 3-4 – расширение пара в ЦВД, 4-5 – сепарация и нагрев пара в СПП, 5-6 – расширение пара в ЦНД, 6-1 – конденсация пара в конденсаторе, T'_K – температура насыщения при более низком давлении в конденсаторе, T_K – температура насыщения при более высоком давлении в конденсаторе, К – градус Кельвина.

Рисунок 2.1.1 – TS диаграмма с разными давлениями в конденсаторе

2.1.10. По трубкам в конденсаторах циркулирует вода системы VC, которая имеет температуру ниже температуры насыщения пара.

2.1.11. Конденсация отработавшего в проточной части турбины пара происходит за счет его охлаждения при прохождении в межтрубном пространстве.

2.1.12. В процессе конденсации (превращение пара в воду) резко уменьшается объем теплоносителя (при давлении $0,04 \text{ кгс}/\text{см}^2$ с $34,8 \text{ м}^3/\text{кг}$ до $0,0010 \text{ м}^3/\text{кг}$, примерно в 35000 раз), что приводит к понижению давления в паровом пространстве конденсатора ниже атмосферного (образуется вакуум).

2.1.13. Конденсат пара отработавшего в турбине, а также другие потоки, поступающие в паровое пространство, сливаются в конденсатосборник конденсатора.

2.1.14. Из конденсатосборника конденсат откачивается в тракт основного конденсата конденсатными насосами 1-ой ступени.

2.1.15. После прохождения химической очистки в БОУ конденсат конденсатными насосами 2-ой ступени подается в регенеративную установку (ПНД) и далее в деаэратор.

2.1.16. Из конденсата в паровом пространстве конденсаторов удаляются воздух и неконденсирующиеся газы (деаэрация).

2.1.17. Для удаления воздуха и неконденсирующихся газов из парового пространства конденсаторов в системе SD применяются пароструйные эжекторы.

2.1.18. Предусмотрена подача пара в конденсаторы турбины из главных паропроводов после снижения его параметров в БРУ-К и ПСУ.

2.1.19. Основными параметрами, характеризующими работу конденсаторов, являются:

- 1) давление в межтрубном пространстве конденсатора;
- 2) плотность вакуумной системы (количество воздуха, откачиваемого эжекторами);
- 3) температурный напор (разница между температурой насыщения в межтрубном пространстве конденсатора и температурой охлаждающей воды на выходе из трубной части конденсатора);
- 4) температура охлаждающей воды системы VC;
- 5) нагрев охлаждающей воды системы VC;
- 6) переохлаждение конденсата (разница между температурой конденсата в конденсатосборнике и температурой насыщения пара в паровом пространстве).

2.2. Проектные требования к системе SD

2.2.1. При разработке проекта системы SD были учтены следующие требования:

- 1) конденсаторы турбины должны обеспечивать:
 - а) прием и конденсацию пара, поступающего из ЦНД, с расходом в номинальном режиме работы турбоустановки, равном 2984 т/ч;
 - б) прием пара, сбрасываемого из паропроводов через БРУ-К, с расходом 3600 т/ч, без учета впрыска основного конденсата в ПСУ, с давлением 10 кгс/см² и температурой 180 °С;
 - в) прием химически очищенной воды с температурой 30 °С, с номинальным расходом 100 т/ч, максимальным расходом 250 т/ч с частичной деаэрацией в конденсаторе;
 - г) прием дренажа из ПНД (в соответствующих режимах);
 - д) прием дренажа бойлерной установки в количестве 360 т/ч с давлением 0,7 кгс/см² и температурой 91 °С;
 - е) прием дренажа из расширителя дренажей SH10B01 в количестве 90 т/ч и температурой 60 °С;
 - ж) прием дренажа из дренажных баков RT30B01,02 в количестве 100 т/ч;
 - и) прохождение по трубному пространству циркуды с расходом, равным 169800 м³/ч;
- 2) температурный напор в конденсаторах турбины, в зависимости от температуры охлаждающей воды, должен составлять:

- а) от 2,5 °С - при температуре циркуляции, равной 33 °С;
- б) до 8,0 °С - при температуре циркуляции $\leq 3,0$ °С;
- 3) система SD должна иметь возможность кратковременного вывода в ремонт ее элементов.

2.3. Принципы построения системы SD

2.3.1. Турбина состоит из одного ЦВД и трех ЦНД. Все цилиндры турбины двухпоточные. К выпускным патрубкам ЦНД через переходные патрубки приварены горловины конденсаторов, которые являются основным оборудованием системы SD.

2.3.2. Система SD состоит из трех поверхностных конденсаторов турбины, воздухоудаляющего устройства и конденсатных насосов.

2.3.3. Совокупность конденсаторов и обслуживающих их устройств называется конденсационной установкой.

2.3.4. Каждый конденсатор разделен на две половины по охлаждающей воде, что позволяет выводить в ремонт одну половину конденсатора при работе турбоустановки.

2.3.5. Из верхней части каждой поворотной камеры конденсаторов (по охлаждающей воде) смонтирован трубопровод к четырем эжекторам циркуляционной системы.

2.3.6. Воздухоудаляющее устройство конденсаторов состоит из:

- 1) одного эжектора уплотнений;
- 2) трех пусковых эжекторов;
- 3) трех основных эжекторов (два рабочих, один в резерве).

2.3.7. Каждая группа эжекторов подключена к конденсаторам параллельно. Весь конденсат из конденсаторов собирается в сборники и откачивается КЭН-1 в тракт основного конденсата и далее КЭН-2, после подогрева в регенеративной установке, направляется в деаэратор.

2.3.8. По условиям работы БОУ (давление и температура конденсата) в системе SD установлены две группы конденсатных насосов:

- 1) три КЭН-1 (два рабочих, один в резерве);
- 2) три КЭН-2 (два рабочих, один в резерве).

3. Описание системы

3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. Оборудование и трубопроводы системы SD представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов АС.1.ТЦ-1/01, АС.2.ТЦ-1/01, АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/02 в следующих схемах:

- 1) подача пара на эжекторы и уплотнения турбины (SD, SG);
- 2) основной конденсат турбины (RM);
- 3) циркуляционная вода турбины (VC);
- 4) сброс пара в конденсаторы турбины (RC);
- 5) сепарация и конденсат греющего пара СПП (RB, RN);
- 6) регенерация высокого давления (RH, RN);
- 7) регенерация низкого давления (RH, RN);
- 8) обвязка расширителя дренажей турбины (SH);
- 9) химобессоленная вода машзала (UA);
- 10) химконтроль конденсата турбины К-100-60/1500-2 (RX);
- 11) обвязка насосов RN52-54D01 (RN, SF);
- 12) обвязка насосов RN72-74D01 (RN, SF);
- 13) обвязка КЭН-1 (RM, SF);
- 14) дренажные баки и их обвязка (RT).

3.1.2. Система SD включает в себя следующее технологическое оборудование:

- 1) конденсаторы турбины SD11W01, SD12W01, SD13W01;
- 2) конденсатные насосы 1-ой ступени RM11D01, RM12D01, RM13D01;
- 3) пусковые эжекторы SD24D01, SD25D01, SD26D01;
- 4) основные эжекторы SD21D01, SD22D01, SD23D01;
- 5) эжектор уплотнений SD40D01;
- 6) конденсатные насосы 2-ой ступени RM41D01, RM42D01, RM43D01;
- 7) трубопроводы, арматуру и КИП.

3.1.3. Подача циркуляционной воды в конденсаторы SD11W01, SD12W01, SD13W01 реализована следующим образом:

- 1) по трубкам конденсаторов циркулирует вода системы VC, которая подается циркуляционными насосами VC10D01,02,03, установленными на БНС;
- 2) для включения циркуляционных насосов VC10D01,02,03 необходимо заполнить циркуляционные насосы. Заполнение происходит за счет перепада давления, которое создают эжекторы циркуляционной системы SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01;
- 3) от 1-го циркуляционного насоса VC10D01 вода подается во 2-ую половину конденсатора SD13W01 (3Б) и 1-ую половину конденсатора SD12W01 (2А);
- 4) от 2-го циркуляционного насоса VC10D02 вода подается в 1-ую половину конденсатора SD13W01 (3А) и 2-ую половину конденсатора SD11W01 (1Б);
- 5) от 3-го циркуляционного насоса VC10D03 вода подается во 2-ую половину конденсатора SD12W01 (2Б) и 1-ую половину конденсатора SD11W01 (1А);
- 6) применение такого подключения конденсаторов турбины по циркуляционной воде сохраняет работоспособность турбоустановки при отключении одного из трех

циркнасосов или позволяет выводить в ремонт для устранения дефекта трубной системы половину любого конденсатора во время работы блока;

7) нагретая в конденсаторах вода системы VC по сливному циркуловоду поступает в пруд-охладитель Балаковской АЭС, где происходит ее охлаждение.

3.1.4. Прием и конденсация отработавшего в турбине пара реализована следующим образом:

1) отработавший в турбине пар направляется в межтрубное пространство конденсаторов SD11W01, SD12W01, SD13W01;

2) попадая в конденсаторы, пар расширяется и, проходя вниз между трубками, конденсируется;

3) в процессе конденсации пара и вакуумной деаэрации конденсата пара происходит выделение воздуха и неконденсирующихся газов из конденсата в межтрубное пространство конденсаторов;

4) конденсат пара собирается в конденсатосборниках конденсаторов;

5) все трубопроводы и оборудование, соединенные с паровым пространством конденсаторов, образуют вакуумную систему.

3.1.5. Воздухоудаляющее устройство конденсаторов SD11W01, SD12W01, SD13W01 состоит из пароструйных эжекторов, которые по своему назначению разделены на четыре группы:

1) эжекторы циркусистемы SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01, которые включают в работу для заполнения трубопроводов циркуляционной воды и секций конденсаторов перед включением циркунасосов VC10D01,02,03 БНС;

2) эжектор уплотнений SD40D01, который включают в работу перед набором вакуума в конденсаторах турбины и подачей пара на уплотнения турбины, чтобы исключить выход пара через концевые уплотнения ЦВД и ЦНД турбины в машзал;

3) пусковые эжекторы SD24D01, SD25D01, SD26D01, которые включают в работу для удаления воздуха из межтрубного пространства конденсаторов и создания необходимого разрежения при подготовке к пуску турбоустановки;

4) основные эжекторы SD21D01, SD22D01, SD23D01, которые включают в работу для удаления из парового пространства конденсаторов воздуха и неконденсирующиеся газов и создания «более глубокого вакуума» при подготовке к пуску турбоустановки и далее находятся постоянно в работе.

3.1.6. Рабочим телом эжекторов является пар, поступающий из трубопровода выпара деаэраторов RL21,22B01 или после ПОУ 14/6 RQ31S04.

3.1.7. Трубопроводы удаления воздуха из сливных циркуловодов конденсаторов турбины смонтированы с каждой половины конденсаторов SD11,12,13W01 и подводятся к четырем эжекторам циркусистемы SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01.

3.1.8. Принципиальная схема подключения эжекторов циркусистемы представлена на рис. 3.1.1.

3.1.9. Трубопроводы удаления ПВС из концевых уплотнений турбины подводятся к эжектору уплотнений SD40D01.

от деаэраторов

в атмосферу

связь с атмосферой

связь с атмосферой

связь с атмосферой

от РОУ 14/6

Рисунок 3.1.2 – Принципиальная схема подключения эжектора уплотнений

3.1.11. Трубопроводы удаления ПВС из парового пространства конденсаторов смонтированы с каждой половины (1А, 1Б, 2А, 2Б, 3А, 3Б) и подводятся к основным и пусковым эжекторам параллельно.

3.1.12. Принципиальная схема подключения основных и пусковых эжекторов представлена на рис. 3.1.3.

3.1.13. На трубопроводах отсоса воздуха из конденсаторов и на паропроводах перед эжекторами SD21D01, SD22D01, SD23D01, SD24D01, SD25D01, SD26D01, SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01, SD40D01 установлена запорная арматура.

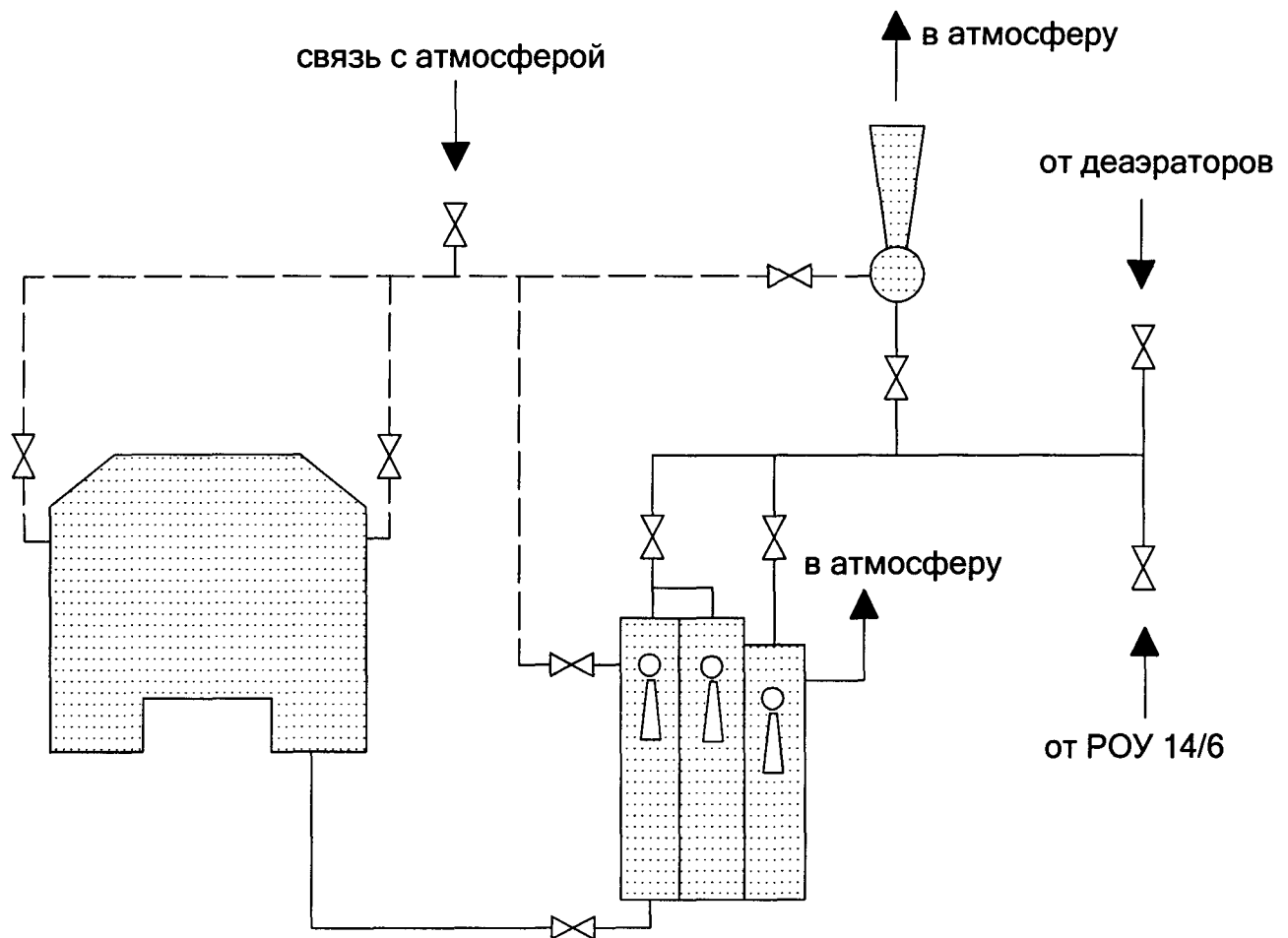


Рисунок 3.1.2 – Принципиальная схема подключения основных и пусковых эжекторов

3.1.14. Тракт основного конденсата технологически разделен на две части:

1) 1-ая часть включает в себя трубопроводы от конденсатосборников до КЭН-2, включая КЭН-1;

2) 2-ая часть включает в себя трубопроводы от КЭН-2 до РУД, включая КЭН-2 (РУД, и трубопроводы основного конденсата до деаэраторов не входят в состав данного технического описания).

3.1.15. Давление основного конденсата, необходимое для прохождения регенеративной установки и подачи его в деаэраторы, значительно выше допусти-

мого давления работы фильтров БОУ, поэтому в системе установлены две группы насосов по три в каждой.

3.1.16. Конденсат КЭН-1 откачивается из конденсатосборников, проходит через ОЭ, ЭУ, подается для химической очистки в БОУ и поступает во всасывающие трубопроводы КЭН-2.

3.1.17. В напорный трубопровод КЭН-1 выполнены врезки трубопроводов:

- 1) для отбора проб конденсата в ВХЛ;
- 2) на уплотнение насосов RN52-54D01, RN72-74D01, RM11-13D01, RU21,22D01 и продувку датчиков КИП;
- 3) от системы гидроиспытаний второго контура;
- 4) для откачки дебалансного конденсата в БГК.

3.1.18. Во всасывающий трубопровод КЭН-2 выполнены врезки трубопроводов:

- 1) на уплотнение арматуры, работающей под вакуумом;
- 2) на подпитку системы SS;
- 3) в систему гидроиспытаний второго контура;
- 4) в конденсатор SD13W01.

3.1.19. В напорный трубопровод КЭН-2 выполнены врезки трубопроводов:

1) на охлаждение выхлопных патрубков ЦНД и подачи основного конденсата в ПСУ;

- 2) на уплотнение насосов RL31,32D01, RL41,42D01;
- 3) на БАК RL61,62S02;
- 4) на заполнение ГЗ ПНД;
- 5) на охлаждение дренажей ГПЗ перед входом в конденсатор;
- 6) на впрыск и заполнение ГЗ SH10B01;
- 7) от ГАУ для корректировки ВХР основного конденсата.

3.1.20. Для контроля параметров работы системы SD на трубопроводах и оборудовании установлены датчики КИП. Перечень датчиков указан в подразделе 6.2 настоящего технического описания.

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. Система сброса пара в конденсатор (RC).

Трубопроводы подачи пара от БРУ-К подведены к двенадцати ПСУ, которые врезаны в паровое пространство конденсаторов.

Трубопровод конденсата после КЭН-2 заведен в ПСУ для снижения параметров поступающего пара.

3.2.2. ЦНД турбины К-1000-60/1500-2 (SA20,30,40).

Трубопровод конденсата после КЭН-2 заведен в ЦНД для охлаждения выхлопных патрубков.

3.2.3. Система блочной обессоливающей установки (RE) обеспечивает химическую очистку основного конденсата.

3.2.4. Система водяного уплотнения ТПН-1,2 (RF).

Трубопровод подачи конденсата после КЭН-2 на уплотнение бустерных и питательных насосов.

3.2.5. Система трубопроводов питательной воды (RL).

Трубопровод подачи конденсата после КЭН-2 на ВАК.

3.2.6. Конденсат греющего пара СПП, ПВД, ПНД (RN).

Трубопроводы слива КГП в паровое пространство конденсаторов.

Трубопровод подачи конденсата после КЭН-2 на заполнение ГЗ ПНД и ОДП.

Граничная арматура RM51S03, RM51S04, RM26S01-06, RM30S11, RM30S13, RM30S15.

3.2.7. Система паропроводов собственных нужд (RQ).

Трубопровод подачи конденсата после КЭН-2 на впрыск в РОУ-14/6 RQ31W01.

3.2.8. Система дренажей машзала (RT).

Обеспечивает дренирование дренажей из системы SD.

Прием дренажной воды из баков RT30B01,02 в конденсатор SD11W01.

Трубопровод подачи конденсата после КЭН-1 в RT20B01.

Граничная арматура RM11S92, RM12S92, RM13S92, RM10S32, RM21S91, RM21S92, RM22S91, RM22S92, RM23S91, RM23S92, RM20S02, RM10S20, RM41S91, RM42S91, RM43S91, RM41S93, RM42S93, RM43S93, RM24S11.

3.2.9. Система конденсата греющего пара ПСВ (RU).

Трубопровод конденсата после КЭН-1 на уплотнение насосов RU21,22D01.

Граничная арматура RM26S21, RM26S23.

3.2.10. Паровоздушная смесь теплообменного оборудования (SF).

Трубопроводы ПВС из теплообменного оборудования в паровое пространство конденсаторов.

3.2.11. Система подачи пара на эжекторы и уплотнения турбины (SG) обеспечивает подачу рабочего пара на эжекторы системы SD.

3.2.12. Система расширителя дренажей турбины (SH).

Трубопроводы дренажей в паровое пространство конденсаторов.

Трубопровод выпара SH10B01 в паровое пространство конденсаторов.

Трубопровод подачи конденсата после КЭН-2 на заполнение ГЗ SH10B01.

Граничная арматура RM52S02, RM51S06.

3.2.13. Система охлаждения статора генератора (SS).

Трубопровод конденсата после КЭН-1 на заполнение и подпитку системы SS.

Граничная арматура RM32S04.

3.2.14. Система ХОВ машзала (UA) обеспечивает:

- 1) заполнение системы SD перед включением в работу;
- 2) подпитку системы SD для восполнения потерь теплоносителя второго контура.

3.2.15. Система дренажей пола машзала (UL) обеспечивает прием дренируемой воды из системы SD.

Граничная арматура RM11S91, RM12S91, RM13S91, RM30S01, RM30S91, RM40S94, SD21S91, SD21S92, SD22S91, SD22S92, SD23S91, SD23S92, SD41S90, SD42S90.

3.2.16. Система гидроиспытаний оборудования второго контура (UR).

Трубопровод конденсата в систему UR.

Граничная арматура RM33S03.

3.2.17. Система циркуляционной воды в машзале (VC) обеспечивает:

- 1) конденсацию пара в конденсаторах турбины;
- 2) поддержание вакуума в паровом пространстве конденсаторов турбины;
- 3) отвод тепла конденсации в пруд-охладитель.

3.3. Размещение оборудования системы

3.3.1. Оборудование системы SD размещено в машзале турбинного отделения. Перечень основного оборудования приведен в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	Оперативное обозначение	Ряд	Ось	Отметка, м
Конденсатор турбины	SD11W01	А-Б	4-5	От -2,6 до 9
Конденсатор турбины	SD12W01	А-Б	5-7	От -2,6 до 9
Конденсатор турбины	SD13W01	А-Б	7-9	От -2,6 до 9
Эжектор цирксистемы	SD31D01	А-Б	10	12
Эжектор цирксистемы	SD32D01	А-Б	10	12
Эжектор цирксистемы	SD33D01	А-Б	10	12
Эжектор цирксистемы	SD34D01	А-Б	10	12
Эжектор пусковой	SD24D01	А-Б	9	11
Эжектор пусковой	SD25D01	А-Б	9	11
Эжектор пусковой	SD26D01	А-Б	9	11
Эжектор основной	SD21W01	А-Б	8-9	11
Эжектор основной	SD22W01	А-Б	8-9	11
Эжектор основной	SD23W01	А-Б	8-9	11
Эжектор уплотнений	SD40W01	А-Б	8-9	11
Конденсатный насос 1-ой ступени	RM11D01	Б-В	6	-3,6
Конденсатный насос 1-ой ступени	RM12D01	Б-В	6-7	-3,6
Конденсатный насос 1-ой ступени	RM13D01	Б-В	7	-3,6
Конденсатный насос 2-ой ступени	RM41D01	Б-В	7-8	0
Конденсатный насос 2-ой ступени	RM42D01	Б-В	8	0
Конденсатный насос 2-ой ступени	RM43D01	Б-В	8-9	0

4. Элементы системы

4.1. Конденсаторы турбины SD11W01, SD12W01, SD13W01

4.1.1. Конденсаторы турбины SD11W01, SD12W01, SD13W01 предназначены для:

- 1) конденсации пара, отработавшего в турбине;
- 2) обеспечения рабочего давления на выхлопе ЦНД турбины;
- 3) приема и конденсации пара, сбрасываемого через БРУ-К;
- 4) приема и конденсации низкопотенциальных паровых потоков, образующихся от вскипания перегретых конденсатов и дренажей, направляемых непосредственно в конденсатор или в конденсатор через РДТ;
- 5) приема ПВС из ПНД, ПВД, ПСВ, конденсатных насосов 1-ой ступени и сливных насосов ПНД;
- 6) вакуумной деаэрации конденсата и подпиточной воды и удаления неконденсирующихся газов;
- 7) приема ХОВ с целью восполнения потерь в цикле второго контура энергоблока.

4.1.2. Под ЦНД турбины установлены три поверхностных, двухходовых, двухпоточных конденсатора подвального исполнения типа К-33160.

4.1.3. Каждый конденсатор присоединяется с помощью переходного патрубка к выхлопному патрубку ЦНД турбины.

4.1.4. На переходные патрубки установлены линзовые компенсаторы, благодаря которым компенсируются тепловые перемещения и масса конденсатора не передается на ЦНД.

4.1.5. Конденсаторы опираются на гибкие стержневые опоры.

4.1.6. К корпусу конденсатора присоединены трубные доски, которые изготовлены из углеродистой стали.

4.1.7. Охлаждающая поверхность составлена из трубок, изготовленных из медно-никелевого сплава МНЖ 5-1.

4.1.8. Трубки соединены с трубной доской методом механической развальцовки.

4.1.9. Компоновка охлаждающей поверхности ленточная с достаточно большими проходами в межтрубном пространстве для оптимизации процесса конденсации при прохождении большого расхода пара.

4.1.10. Водяная плотность корпусов конденсаторов достигается благодаря развальцовке трубок в трубных досках и нанесению уплотняющего покрытия на наружную поверхность трубных досок.

4.1.11. Площадь трубных досок трех конденсаторов турбины, подлежащих нанесению уплотняющего покрытия, составляет 315 м².

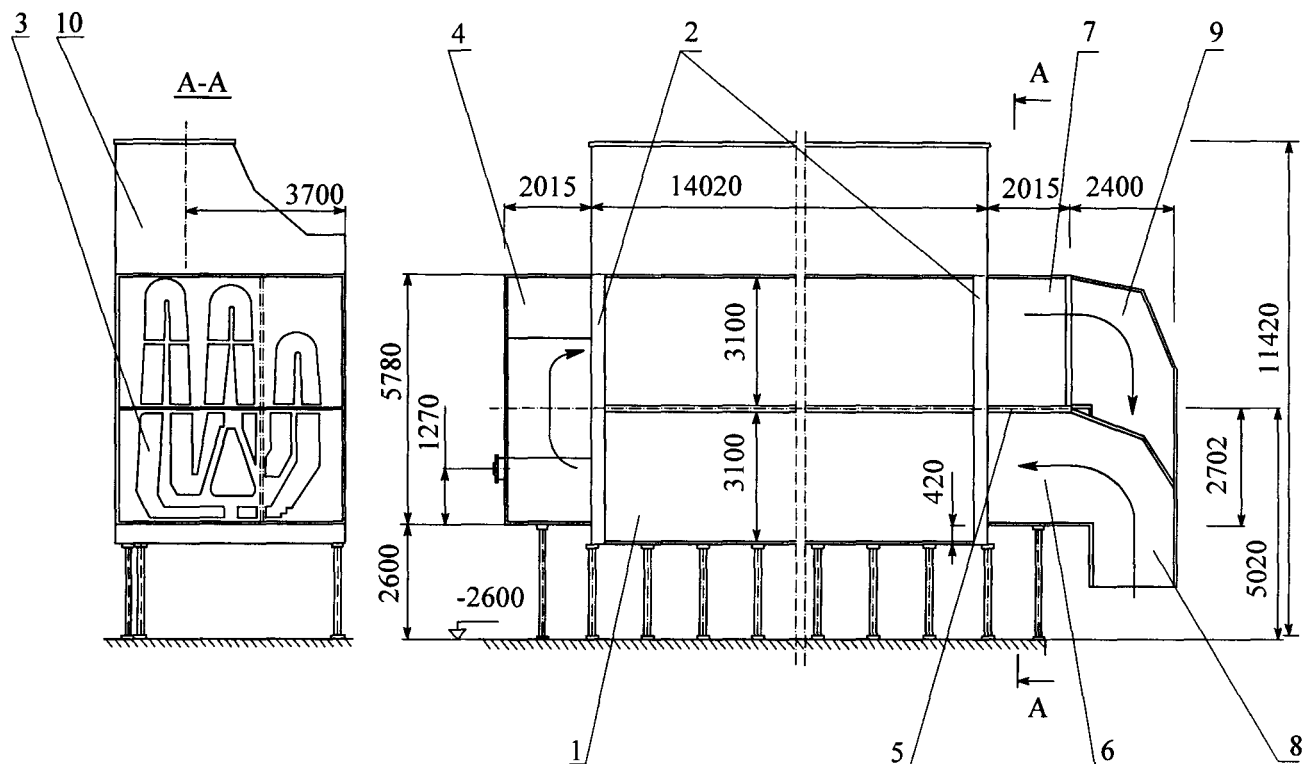
4.1.12. К внешним поверхностям трубных досок крепятся водяная и поворотные камеры.

4.1.13. Водяная камера разделена перегородкой на входную и выходную.

4.1.14. Охлаждающая вода поступает во входную водяную камеру, проходит по трубкам нижней половины конденсатора, разворачивается в поворотной каме-

ре на 180°, проходит по трубкам верхней половины конденсатора в выходную водяную камеру.

4.1.15. Установочный чертеж конденсатора типа К-33160 представлен на рис. 4.1.1.



1 – корпус, 2 – трубная доска, 3 – трубки, 4 – поворотная камера, 5 – перегородка, 6 – входная водяная камера, 7 – выходная водяная камера, 8 – трубопровод подвода охлаждающей воды, 9 – трубопровод отвода охлаждающей воды, 10 – горловина.

Рисунок 4.1.1 – Установочный чертеж конденсатора типа К-33160

4.1.16. Конденсатор имеет следующие устройства и патрубки:

- 1) ПСУ дроссельно-охлаждающего типа;
- 2) устройство для присоединения датчика, воздействующего на клапан регулятора уровня;
- 3) для ввода химически очищенной воды;
- 4) для приема дренажа из ПНД ;
- 5) для приема дренажа бойлерной установки;
- 6) для приема дренажей турбины;
- 7) для приема дренажа из расширительного бака.

4.1.17. Конденсаторы снабжены устройством для очистки трубок (система VE).

4.1.18. Технические характеристики конденсаторов типа К-33160 турбины К-1000-60/1500-2 указаны в п. 9.1.

4.2. Эжекторы основные SD21D01, SD22D01, SD23D01

4.2.1. Эжекторы основные SD21D01, SD22D01, SD23D01 типа ЭПО-3-150 предназначены для удаления воздуха и неконденсирующихся газов из конденсаторов турбины и создания вакуума в конденсаторах турбины.

4.2.2. Эжектор типа ЭПО-3-150 выполнен трехступенчатым. Каждая из ступеней состоит из:

- 1) сопла;
- 2) камеры смешения;
- 3) диффузора;
- 4) трубной системы (холодильника).

4.2.3. Все холодильники двухходовые и подключены параллельно по охлаждающему конденсату.

4.2.4. Трубки закреплены методом механической вальцовки в трубной доске, образующей верхнюю часть водяной камеры эжектора.

4.2.5. Верхняя и нижняя образующая водяной камеры соединены между собой болтовыми соединениями с прокладками.

4.2.6. Водяная камера расположена в нижней части эжектора и разделена перегородкой на подводящую и отводящую. Снизу к водяной камере приварены трубопроводы подвода и отвода охлаждающего конденсата.

4.2.7. В межтрубном пространстве холодильников установлены по четыре перегородки.

4.2.8. Трубопровод удаления ПВС из конденсаторов подведен к камере смешения 1-ой ступени.

4.2.9. На выходе ПВС из 3-ей ступени эжектора установлен воздухомерный дроссель и термометр.

4.2.10. Сжатая в эжекторе 1-ой ступени ПВС направляется в холодильник 1-ой ступени, где происходит частичная конденсация пара и передача тепла охлаждающему конденсату. Далее ПВС проходит 2-ую и 3-ью ступени эжектора и удаляется из эжектора после прохождения холодильника 3-ей ступени.

4.2.11. При поочередном прохождении 1-ой, 2-ой и 3-ей ступеней эжектора давление ПВС повышается.

4.2.12. Конденсат рабочего пара трех ступеней эжектора перепускается из холодильника с большим давлением в холодильник с меньшим давлением и из холодильника 1-ой ступени направляется в бак RT30B01.

4.2.13. Основной эжектор имеет следующие приспособления и штуцеры для:

- 1) подвода воздуха от конденсаторов – 1 шт, Ду 400;
- подсоединения термометра на штуцере подвода ПВС – 2 шт, M27x2;
- 2) подсоединения вакуумметра на штуцере подвода ПВС – 1 шт, M22x1,5;
- 3) выхода ПВС из 3-ей ступени – 1 шт, Ду 100;
- 4) присоединения манометра к паровому коллектору – 1 шт, M22x1,5;
- 5) подвода рабочего пара – 1 шт, Ду 125;
- 6) подвода охлаждающего конденсата – 1 шт, Ду 300;
- 7) отвода охлаждающего конденсата – 1 шт, Ду 300;
- 8) выхода дренажа из 3-ей, 2-ой и 1-ой ступеней – 3 шт, Ду 80;

9) входа дренажа во 2-ую и 1-ую ступени – 2 шт, Ду 80.

4.2.14. Конструкция основного эжектора типа ЭПО-3-150 представлена на рис. 4.2.1 (части 1, 2, 3).

4.2.15. Технические данные основного эжектора типа ЭПО-3-150 приведены в п. 9.2.

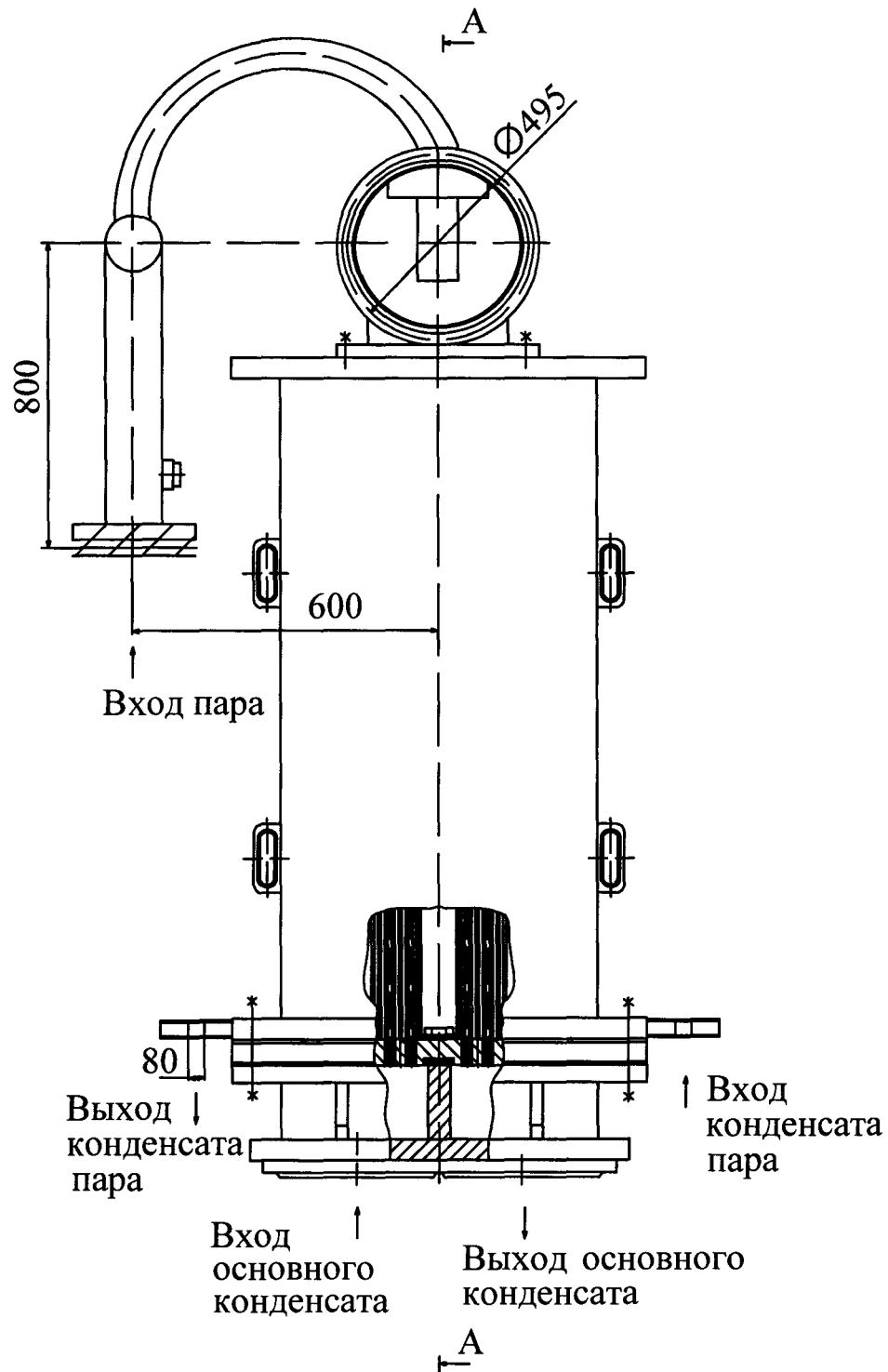
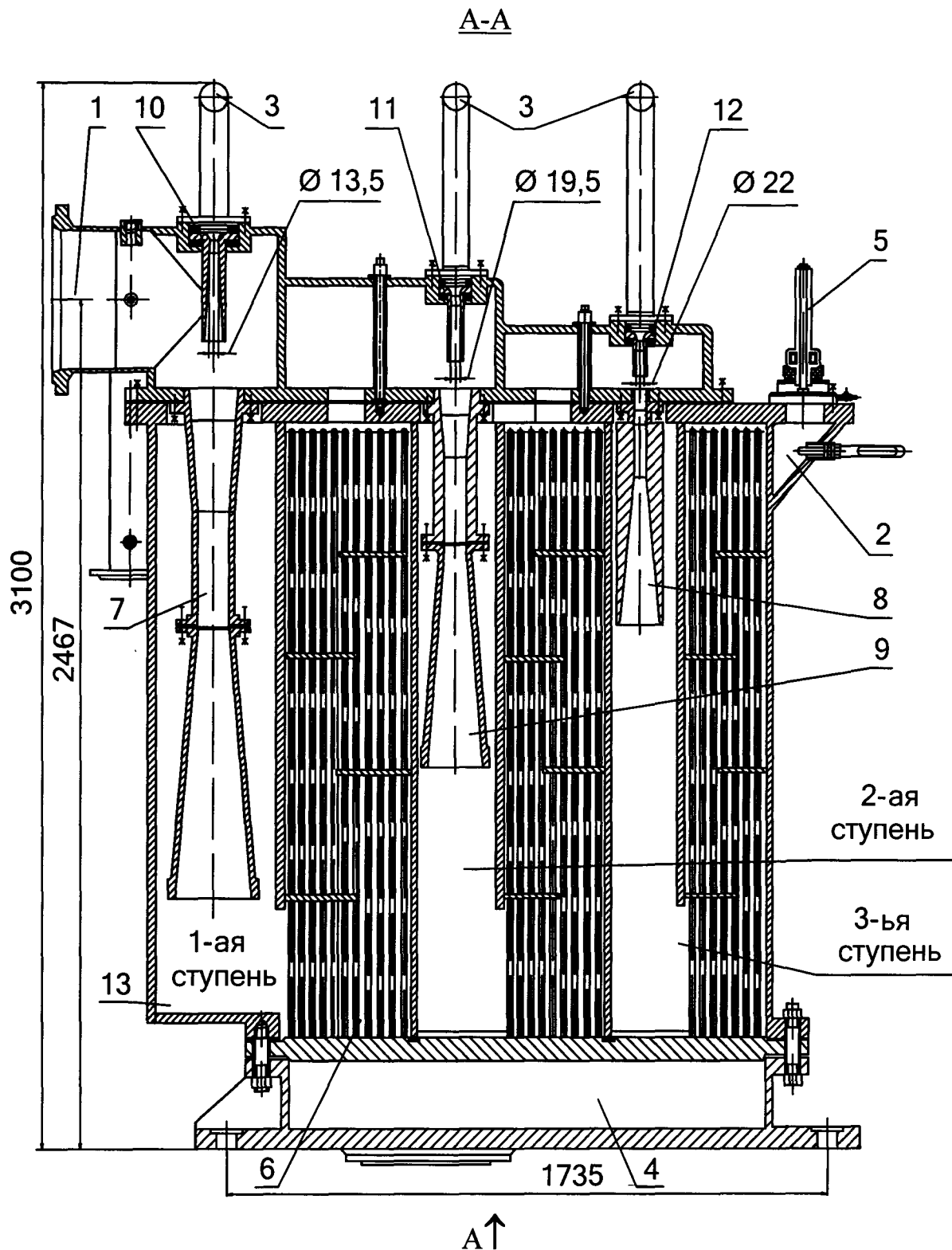


Рисунок 4.2.1 – Конструкция основного эжектора типа ЭПО-3-150. Часть 1



1 – вход ПВС из конденсаторов, 2 – выход ПВС, 3 – подвод рабочего пара, 4 – водяная камера, 5 – воздухомер дроссельный, 6 – трубная система (холодильник), 7 – диффузор 1-ой ступени, 8 – диффузор 3-ей ступени, 9 – диффузор 2-ой ступени, 10 – сопло 1-ой ступени, 11 – сопло 2-ой ступени, 12 – сопло 3-ей ступени, 13 – корпус.

Рисунок 4.2.1 – Конструкция основного эжектора типа ЭПО-3-150. Часть 2

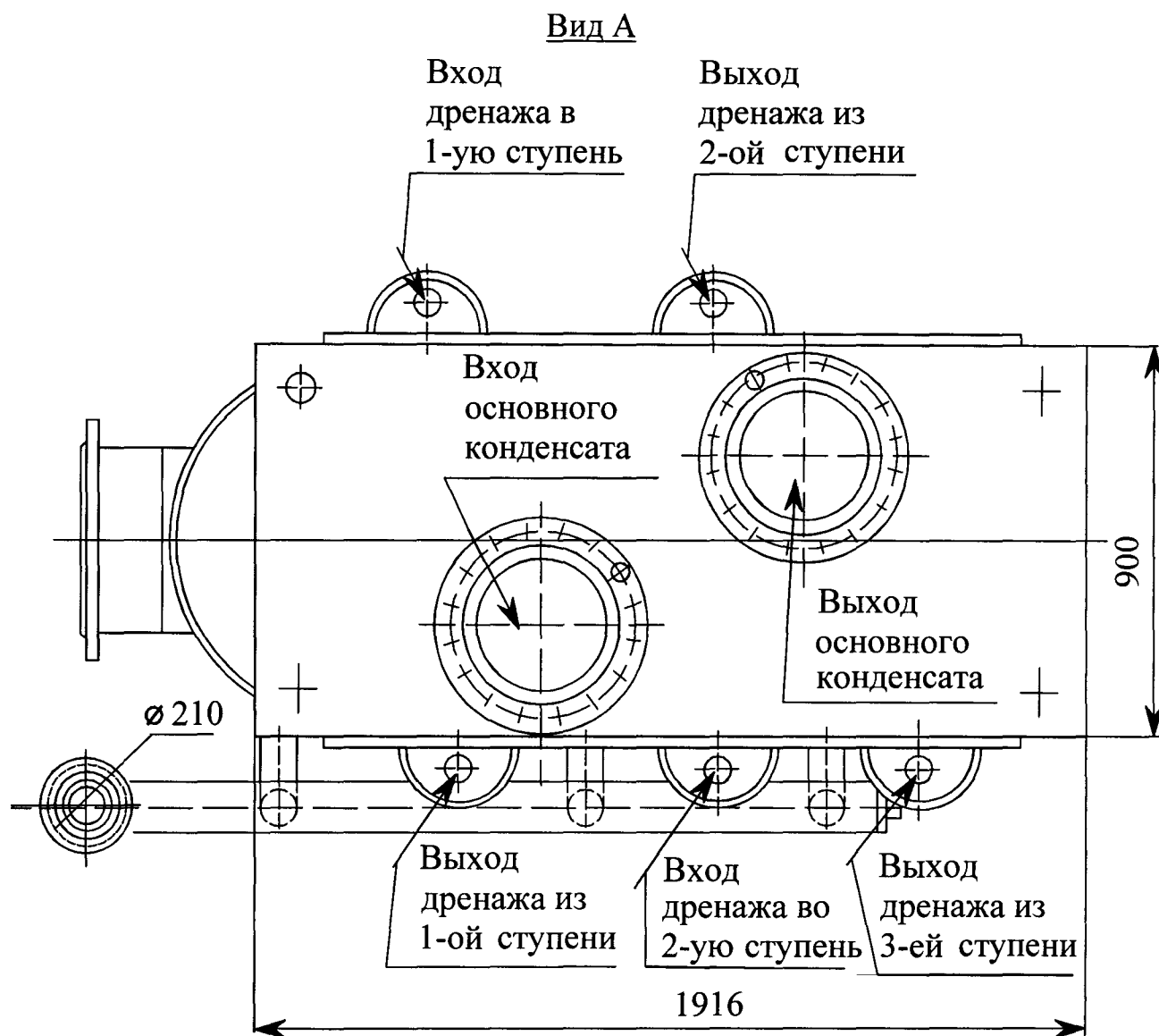


Рисунок 4.2.1 – Конструкция основного эжектора типа ЭПО-3-150. Часть 3

4.3. Эжекторы пусковые SD24D01, SD25D01, SD26D01

4.3.1. Эжекторы пусковые SD24D01, SD25D01, SD26D01 типа ЭПП-1-150 предназначены для удаления воздуха и создания вакуума в конденсаторах турбины.

4.3.2. Эжектор типа ЭПП-1-150 выполнен в виде сопла Лавалья и состоит из:

- 1) корпуса;
- 2) сопла;
- 3) камеры смешения;
- 4) диффузора.

4.3.3. Сопло к камере смешения крепится при помощи фланцевого соединения. Расстояние между соплом и диффузором выставляется при помощи регулировочного кольца.

4.3.4. Диффузор выполнен сборным из двух половин, которые соединены между собой при помощи болтового соединения.

4.3.5. Диффузор с камерой смешения уплотнен паронитовой прокладкой, а его корпус соединен с корпусом камеры смешения при помощи сварного соединения.

4.3.6. В корпусе камеры смешения имеется приспособление для крепления мановакуумметра.

4.3.7. К соплу подается пар и на выходе из сопла его скорость достигает 1000 м/с.

4.3.8. При прохождении пара из сопла в диффузор за счет эжектирующей силы в камере смешения и в трубопроводах, соединяющих конденсаторы с эжектором, понижается давление (образуется вакуум).

4.3.9. В диффузоре кинетическая энергия ПВС преобразуется в энергию давления, превышающего атмосферное.

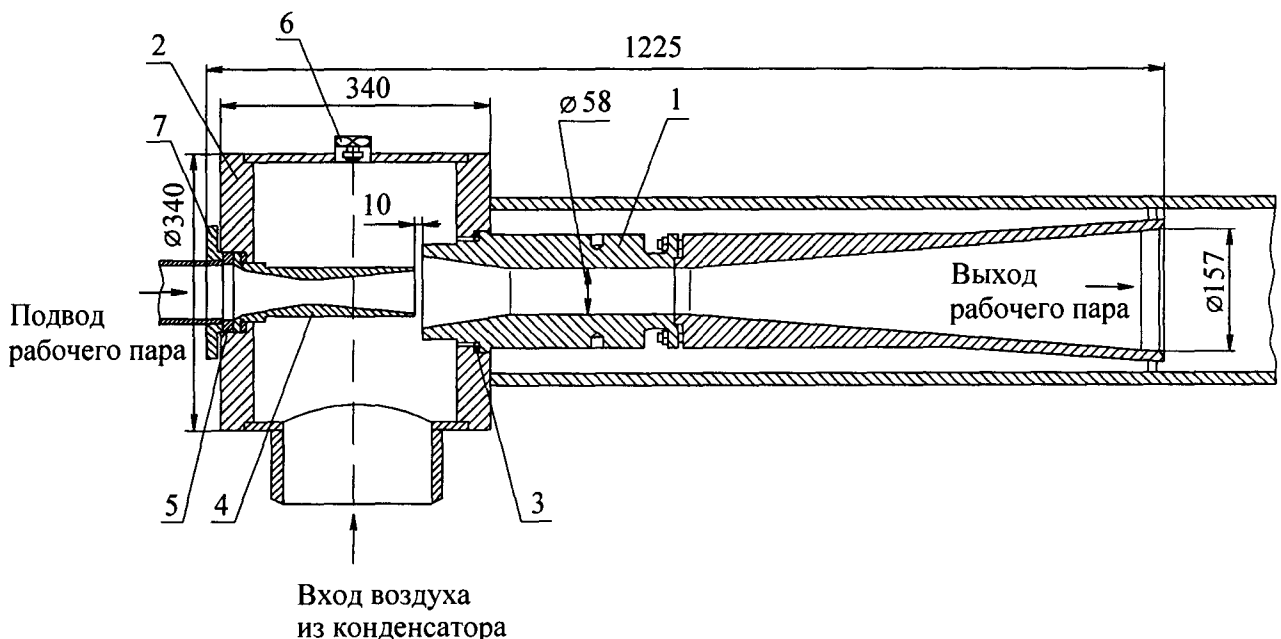
4.3.10. Воздух из парового пространства конденсаторов поступает в эжектор и удаляется в атмосферу.

4.3.11. Пусковой эжектор имеет следующие приспособления и штуцеры для:

- 1) подвода рабочего пара – 1 шт, Ду 65;
- 2) подсоединения мановакуумметра 1 шт, М22х1,5;
- 3) выхода ПВС – 1 шт, Ду 200;
- 4) подвода воздуха из конденсаторов – 1 шт, Ду200.

4.3.12. Конструкция пускового эжектора типа ЭПП-1-150 представлена на рис. 4.3.1.

4.3.13. Технические данные пускового эжектора типа ЭПП-1-150 приведены в п. 9.3.



1 – диффузор, 2 – камера смешения, 3 – паронитовая прокладка, 4 – сопло, 5 – регулировочное кольцо, 6 – подсоединение мановакуумметра, 7 – фланец.

Рисунок 4.3.1 – Конструкция пускового эжектора типа ЭПП-1-150

4.4. Эжекторы циркуляционной системы SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01

4.4.1. Эжекторы циркуляционной системы SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01 предназначены для заполнения трубопроводов циркуляционной воды и секций конденсаторов перед включением циркуляционных насосов VC10D01,02,03.

4.4.2. Конструкция и тип эжекторов циркуляционной системы аналогичны конструкции и типу пусковых эжекторов.

4.5. Эжектор уплотнений SD40D01

4.5.1. Эжектор уплотнений типа ЭУ-15М SD40D01 предназначен для удаления ПВС из концевых уплотнений турбины.

4.5.2. Эжектор типа ЭУ-15М состоит из:

- 1) корпуса;
- 2) двух сопел;
- 3) камеры смещения;
- 4) двух диффузоров;
- 5) трубной системы (холодильника), разделенной на две части;
- 6) дренажных коробов;
- 7) водяной камеры.

4.5.3. Конструкция эжектора уплотнений типа ЭУ-15М представлена на рис. 4.5.1 (части 1, 2, 3).

4.5.4. Обе половины могут работать самостоятельно и имеют одинаковую производительность.

4.5.5. Охлаждающий конденсат входит в центральную часть водяной камеры и поступает в два параллельно расположенных холодильника.

4.5.6. Эжектор уплотнений имеет следующие приспособления и штуцеры для:

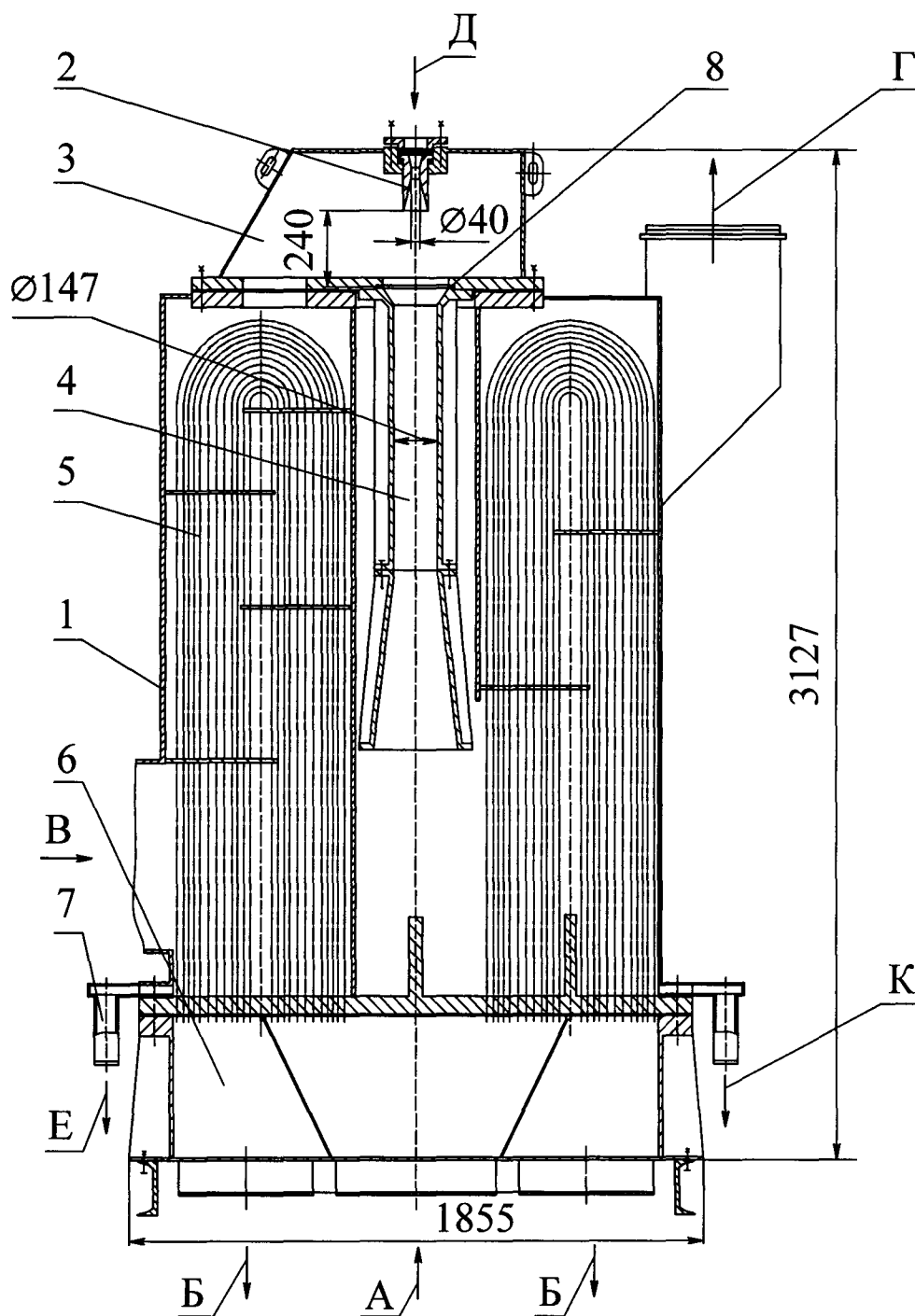
- 1) подвода паровоздушной смеси – 2 шт, Ду 500;
- 2) подсоединения термометра – 1 шт, М27х2;
- 3) выхода ПВС – 1 шт, Ду 400;
- 4) подвода рабочего пара – 2 шт, Ду 100;
- 5) подвода охлаждающего конденсата – 1 шт, Ду 500;
- 6) отвода охлаждающего конденсата – 2 шт, Ду 400;
- 7) выхода дренажа из 1-ой ступени – 2 шт, Ду 70;
- 8) выхода дренажа из 2-ой ступени – 1 шт, Ду 100.

4.5.7. Охлаждающие трубки развальцованы механическим способом в трубной доске, диаметр развальцованной части находится в пределах 17,25–17,5 мм.

4.5.8. Трубная доска является верхней образующей водяной камеры.

4.5.9. Межтрубное пространство 1-ой ступени разделено восемью перегородками, а 2-ой ступени – двумя.

4.5.10. Перегородки выполнены для изменения направления потока пара и оптимизации процесса теплообмена.



1 – корпус, 2 – сопло, 3 – камера смешения, 4 – диффузор, 5 – трубная система, 6 – водяная камера, 7 – короб дренажный, 8 – прокладка, А – вход основного конденсата, Б – выход основного конденсата, В – вход ПВС, Г – выход ПВС, Д – подвод рабочего пара, Е – отвод дренажа из холодильника 1-ой ступени, К – отвод дренажа из холодильника 2-ой ступени.

Рисунок 4.5.1 – Конструкция эжектора уплотнений типа ЭУ-15М. Часть 1

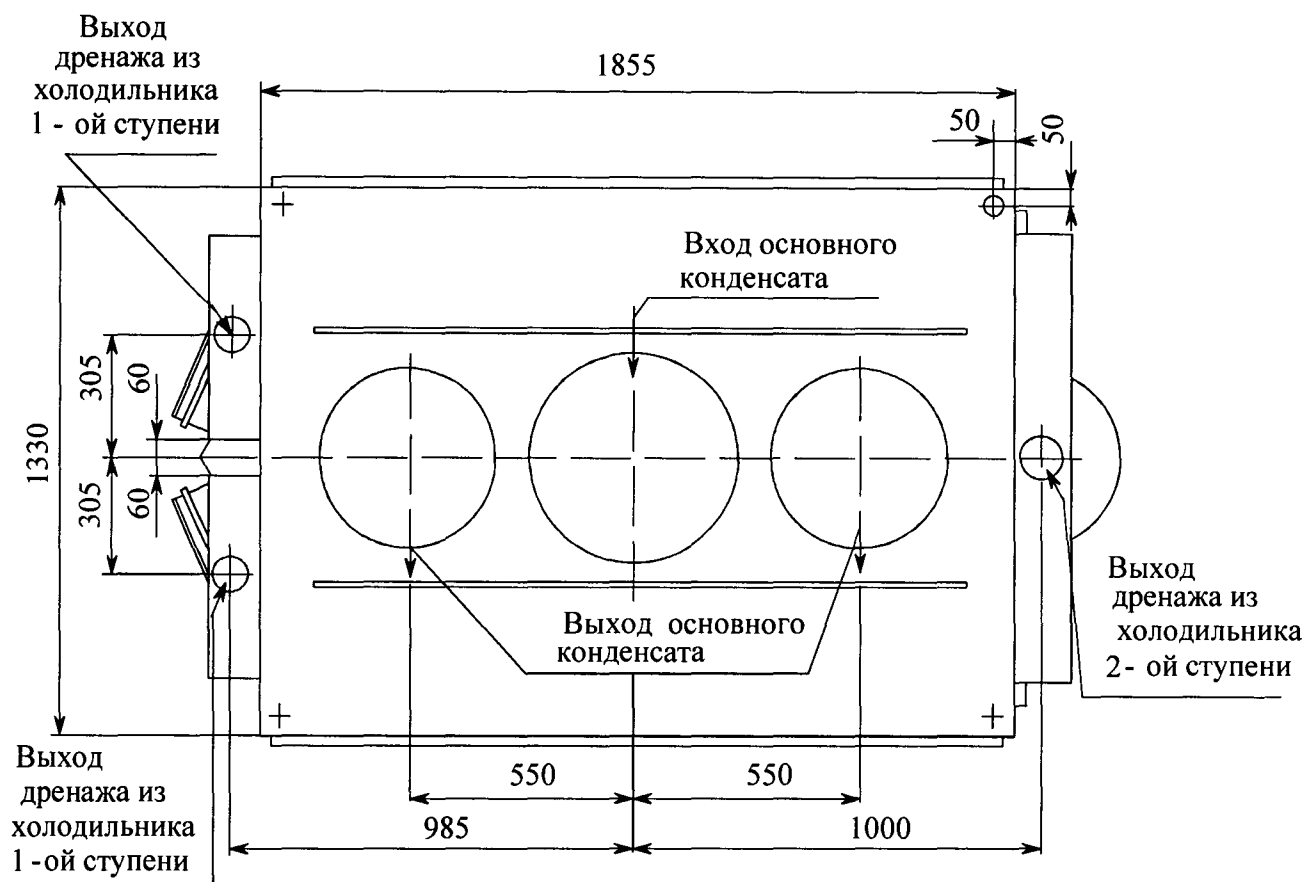


Рисунок 4.5.1 – Конструкция эжектора уплотнений типа ЭУ-15М. Часть 2

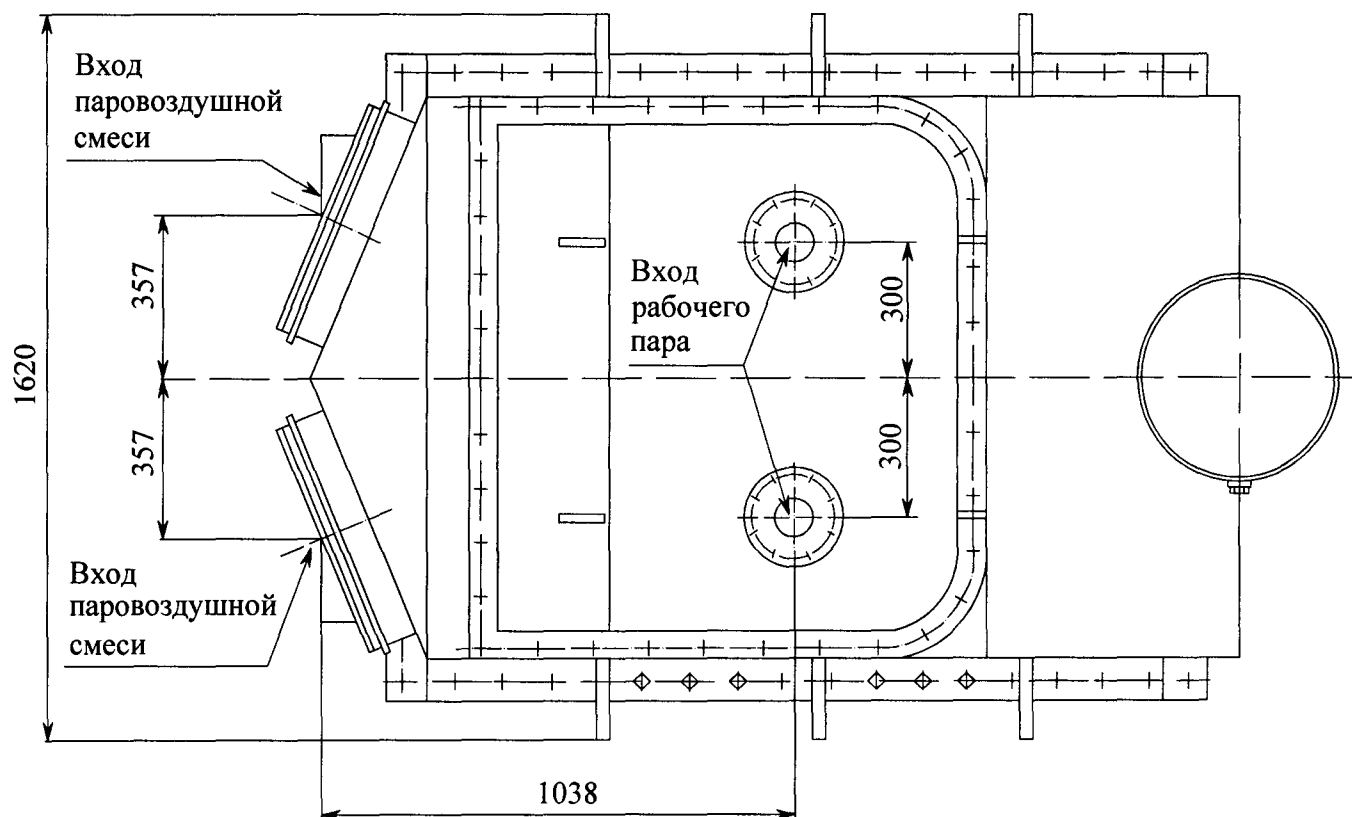


Рисунок 4.5.1 – Конструкция эжектора уплотнений типа ЭУ-15М. Часть 3

4.6. Насосные агрегаты RM11D01, RM12D01, RM13D01

4.6.1. Насосные агрегаты RM11D01, RM12D01, RM13D01 предназначены для откачки конденсата из конденсатосборников конденсаторов и подачи его в БОУ.

4.6.2. В состав насосного агрегата входят:

- 1) насос центробежный конденсатный, тип КсВА1500-120;
- 2) муфта упругая;
- 3) опора электродвигателя;
- 4) электродвигатель вертикальный асинхронный, тип АВ15-36-8АМУ4.

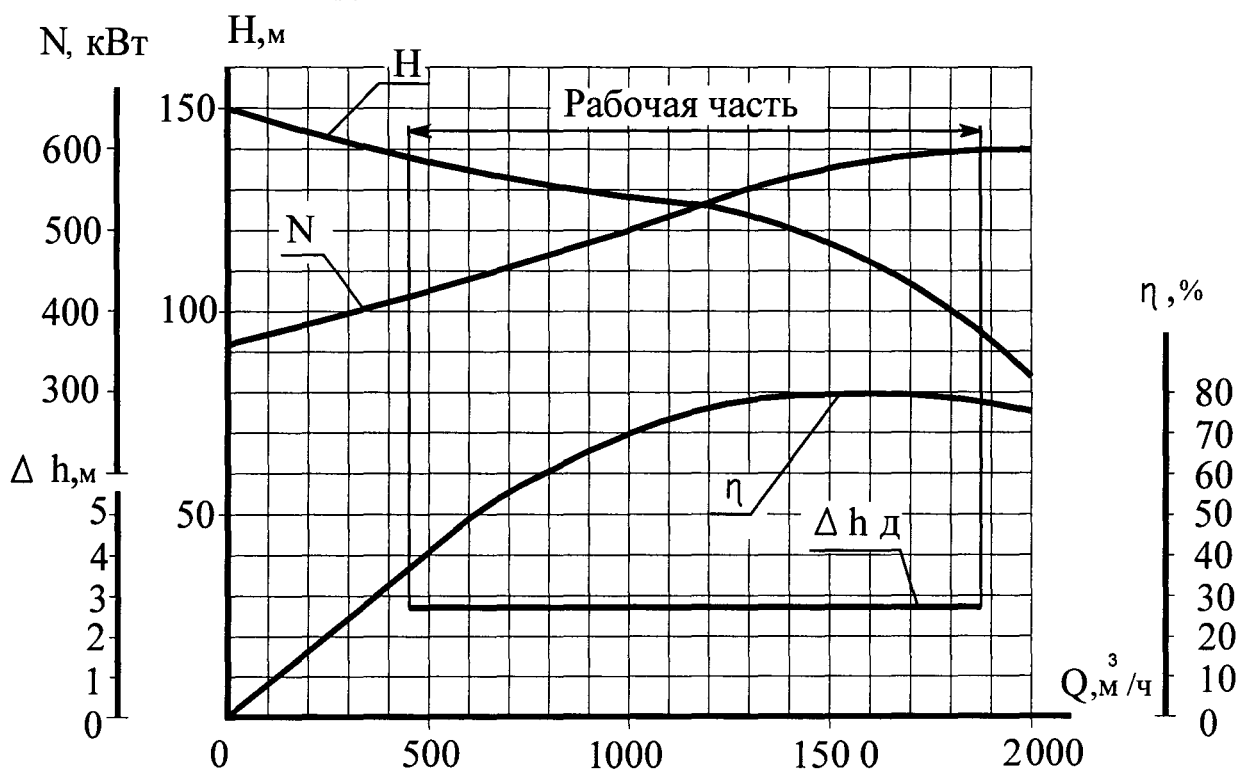
4.6.3. Расходно-напорная характеристика насоса представлена на рис. 4.6.1.

4.6.4. Конденсатные насосы 1-ой ступени работают с минимальным кавитационным запасом и при температуре конденсата, близкой к температуре насыщения, поэтому в установленном типе насосов применено предвключенное колесо.

4.6.5. Насос - центробежный, четырехступенчатый, секционного типа, вертикального исполнения со сварным наружным корпусом.

4.6.6. На верхнем фланце напорного корпуса имеются штыри для строповки насоса.

4.6.7. Всасывающий и напорный патрубки выполнены под приварку трубопроводов и смещены друг относительно друга на 20°.



Q - расход, N - мощность, η - коэффициент полезного действия, $\Delta h_{доп}$ - допустимый кавитационный запас, H - напор.

Рисунок 4.6.1 - Характеристика насоса КсВА1500-120

4.6.8. К наружному корпусу приварены опоры для установки насоса на фундамент.

4.6.9. Нижняя полость наружного, а также отдельные детали внутреннего корпуса имеют отверстия для опорожнения насоса.

4.6.10. Внутренний корпус состоит из:

- 1) сварно-кованных секций с установленными в них направляющими аппаратами;
- 2) крышки напорной;
- 3) корпуса уплотнения;
- 4) уплотнений рабочих колес и сварного корпуса подвода, стянутых между собой болтами.

4.6.11. Строповка внутреннего корпуса производится за проушины на крышке насоса (категорически запрещается использовать при транспортировке всего насоса).

4.6.12. Ротор насоса состоит из:

- 1) вала;
- 2) рабочих колес;
- 3) защитных втулок.

4.6.13. От осевых сил ротор разгружается при помощи барабана, камера которого соединена с приемным корпусом.

4.6.14. Центровка ротора во внутреннем корпусе осуществляется установочными винтами.

4.6.15. Ротор насоса имеет верхнюю и нижнюю опоры. Верхней опорой является сдвоенный радиально-упорный подшипник, который фиксирует положение ротора в насосе и воспринимает осевые и радиальные усилия.

4.6.16. Корпус радиально-упорного подшипника состоит из двух частей, что позволяет производить частичную разборку подшипника, не снимая двигателя.

4.6.17. Смазка к подшипнику подается из масляной ванны маслоподающим винтом. Пройдя подшипник, масло по радиальным пазам, а затем через отверстия сливается обратно в ванну.

4.6.18. Воздушная полость масляной ванны сообщается с атмосферой через отверстие в корпусе подшипника.

4.6.19. Заправка маслом осуществляется через отверстие в корпусе подшипника, а опорожнение через отверстие в крышке масляной ванны.

4.6.20. Охлаждение подшипника осуществляется водой, проходящей через змеевик.

4.6.21. Нижней опорой ротора является подшипник скольжения, который смазывается перекачиваемым конденсатом. Перед подшипником расположена фильтрующая сетка.

4.6.22. Конденсат для смазки подшипника подается винтом, установленным на конце вала.

4.6.23. Установочный чертеж насоса представлен на рис. 4.6.2.

4.6.24. Конструкция насоса представлена на рис. 4.6.3.

4.6.25. Для смазки подшипника при засорении фильтрующей сетки в обтекателе предусмотрен боковой паз для постоянного подвода необходимого количества жидкости.

4.6.26. На блоках 1-4 установлены концевые уплотнения с сальниковой набивкой.

4.6.27. Утечки через концевое уплотнение отводятся в бак контроля утечек, который рассчитан на определенный расход.

4.6.28. К сварной опоре двигателя в нижней части болтами крепятся четыре опорных конструкции, которые приварены к закладным, залитым в бетон перекрытия.

4.6.29. Для центровки двигателя с насосом предусмотрены установочные винты.

4.6.30. Технические данные насоса типа КсВА1500-120 приведены в п. 9.4.

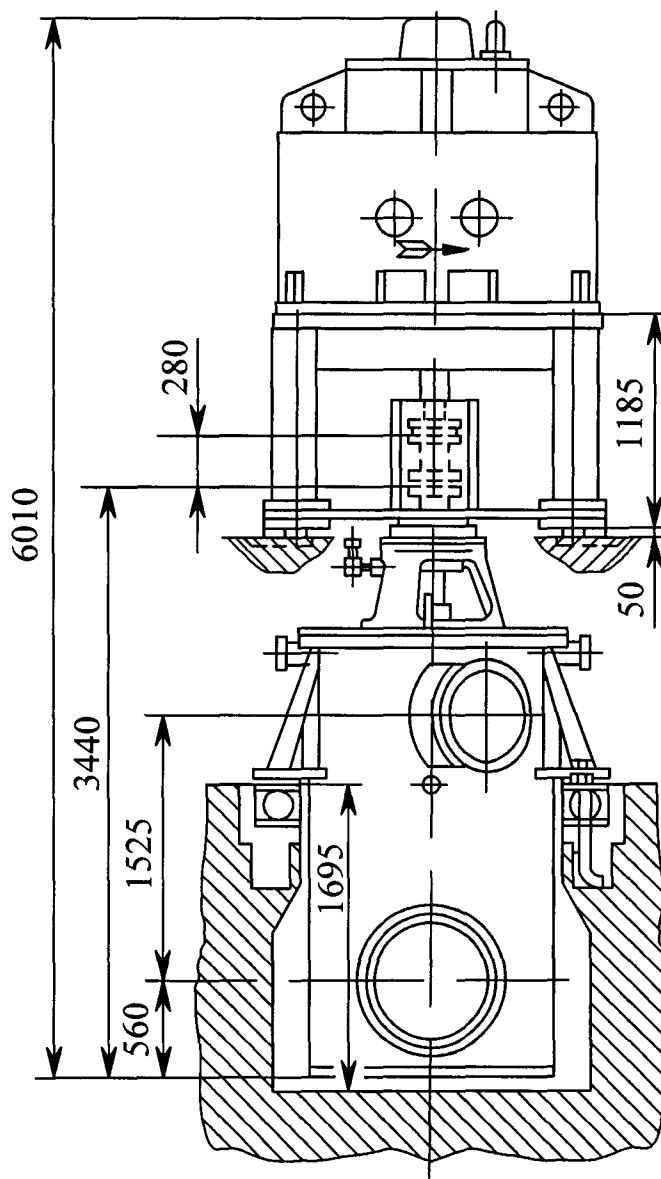
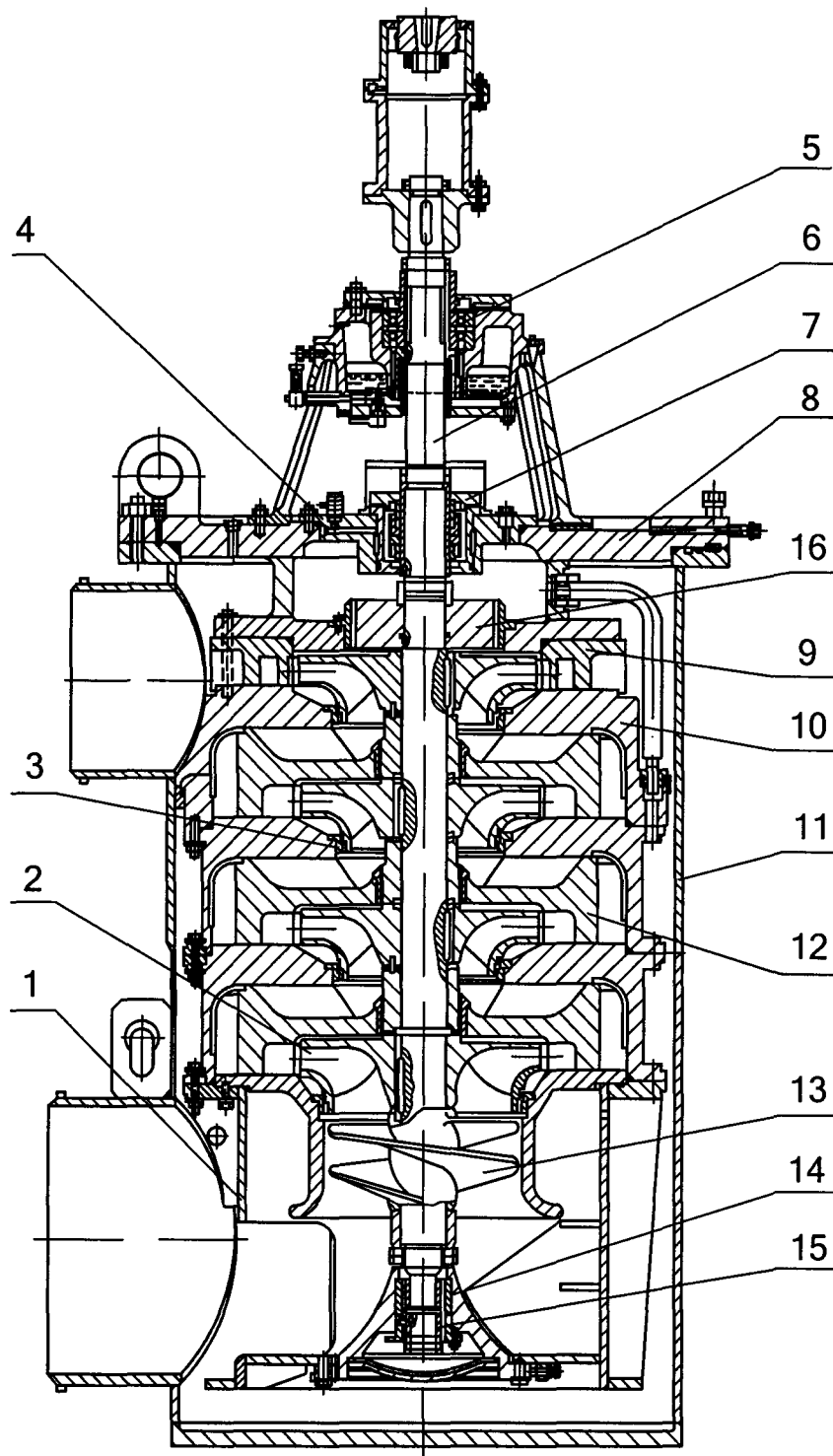


Рисунок 4.6.2 – Установочный чертеж насоса типа КсВА1500-120



1 – корпус подводящий, 2 – рабочее колесо, 3 – уплотнение рабочего колеса, 4 – корпус сальникового узла, 5 – подшипник качения, 6 – вал, 7 – концевое уплотнение, 8 – напорная крышка, 9 – внутренний корпус, 10 – секция, 11 – наружный корпус, 12 – направляющий аппарат, 13 – предвключенное осевое колесо, 14 – подшипник скольжения, 15 – подающий винт, 16 – гидравлический поршень.

Рисунок 4.6.3 – Конструкция насоса типа КсВА1500-120

4.7. Насосные агрегаты RM41D01, RM42D01, RM43D01

4.7.1. Насосные агрегаты RM41D01, RM42D01, RM43D01 предназначены для подачи конденсата в регенеративную установку (ПНД) и деаэратор.

4.7.2. В состав центробежного насосного агрегата входят:

- 1) насос центробежный конденсатный, тип КсА1500-240-2а;
- 2) муфта зубчатая;
- 3) маслоустановка;
- 4) электродвигатель асинхронный с короткозамкнутым ротором, тип 4АЗМ-1600/6000УХЛЧ.

4.7.3. Насос центробежный, одноступенчатый, с рабочим колесом двухстороннего входа.

4.7.4. Корпус насоса литой, стальной с полуспиральным подводом и спиральным двухзавитковым отводом, имеет горизонтальный разъем, который уплотняется паронитовой прокладкой.

4.7.5. Входной и напорный патрубки насоса расположены в нижней части корпуса и направлены в разные стороны перпендикулярно оси вращения насоса.

4.7.6. Расположение патрубков в нижней части корпуса обеспечивает возможность разборки насоса без демонтажа трубопроводов.

4.7.7. В местах уплотнения рабочего колеса в корпусе насоса установлены уплотнительные кольца из хромистой стали.

4.7.8. Ротор насоса состоит из:

- 1) вала;
- 2) рабочего колеса;
- 3) защитных втулок.

4.7.9. Рабочее колесо сварно-литое из стали посажено на вал и зафиксировано от проворота шпонкой.

4.7.10. Защитные втулки выполнены из хромистой стали, посажены на вал и зафиксированы от проворота шпонками.

4.7.11. Опорами ротора служат подшипники скольжения.

4.7.12. Расходно-напорная характеристика насоса представлена на рис. 4.7.1.

4.7.13. Ротор разгружен от осевых усилий благодаря применению рабочего колеса двухстороннего входа. Остаточное осевое усилие воспринимается упорным подшипником скольжения.

4.7.14. В корпусе подшипника установлены два ряда (по восемь штук) самоустанавливающихся колодок с баббитовыми наплавками, которые воспринимают осевое усилие ротора в обоих направлениях.

4.7.15. Смазка опорного и опорно-упорного подшипника принудительная от индивидуальной маслосистемы насосного агрегата.

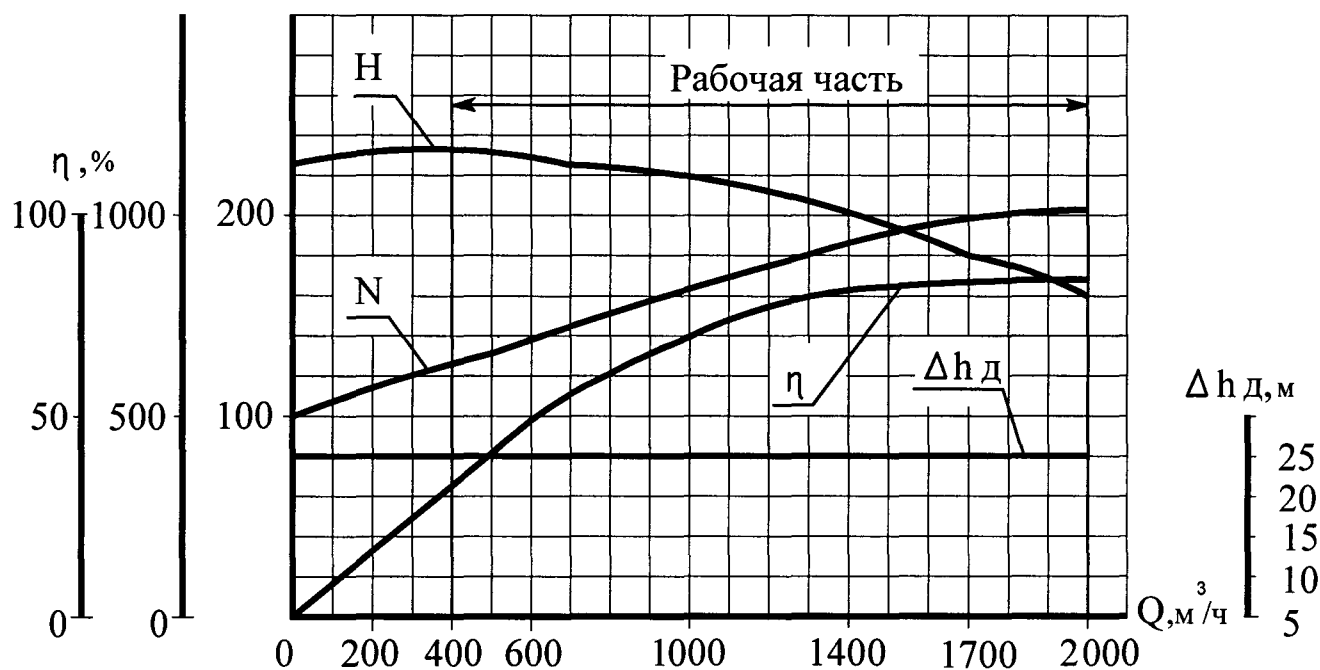
4.7.16. Корпусы подшипников выполнены из двух половин с расположением разъема в горизонтальной плоскости.

4.7.17. Во внутренней расточке корпуса подшипника имеется вкладыш, выполненный из двух половин, зафиксированный от проворота штифтом.

4.7.18. Вкладыши подшипников имеют термометры сопротивления, кабель от которых выведен через специальный штуцер и уплотнен резиновым кольцом.

4.7.19. Центровка ротора со статором производится путем перемещения подшипников регулировочными винтами.

N , кВт H , м



Q - расход, N - мощность, η - коэффициент полезного действия, $\Delta h_{\text{доп}}$ - допустимый кавитационный запас, H - напор.

Рисунок 4.7.1 – Расходно-напорная характеристика насоса КсА1500-240-2а

4.7.20. Концевые уплотнения выполнены в двух взаимозаменяемых вариантах: сальниковые и торцовые.

4.7.21. Герметизация торцовых уплотнений обеспечивается за счет плотного прилегания аксиально-подвижного кольца к вращающемуся кольцу под действием гидростатического давления жидкости и усилия пружин.

4.7.22. Охлаждение торцовых уплотнений обеспечивается перекачиваемой водой от напорной спирали к камерам уплотнения.

4.7.23. Корпус насоса опирается на чугунную плиту четырьмя лапами и крепится к ней шпильками.

4.7.24. Насос и двигатель соединяются при помощи зубчатой муфты.

4.7.25. Смазка муфты принудительная от индивидуальной маслосистемы насосного агрегата.

4.7.26. Габаритный чертеж насоса типа КсА1500-240-2а представлен на рис. 4.7.2.

4.7.27. Конструкция насоса типа КсА1500-240-2а представлена на рис. 4.7.3.

4.7.28. Насос имеет вспомогательные трубопроводы для:

- 1) подвода масла к подшипникам;
 - 2) слива масла из подшипников;
 - 3) слива утечек из концевых уплотнений;
 - 4) подвода охлаждающей жидкости к концевым уплотнениям.
- 5) Маслоустановка насоса КсА1500-240-2а состоит из:
- 6) маслобака объемом 0,5 м³;
 - 7) двух шестеренчатых насосов типа Ш5-25-3,6/4Б;
 - 8) двух механических масляных фильтров;
 - 9) маслоохладителя;
 - 10) арматуры;
 - 11) трубопроводов;
 - 12) КИП.

4.7.29. Схема маслоустановки насоса типа КсА1500-240-2а представлена на рис. 4.7.4.

4.7.30. Насос типа Ш5-25-3,6/4Б объемного принципа действия предназначен для перекачивания чистых неагрессивных жидкостей, обладающих смазывающей способностью с кинематической вязкостью 0,2-6,0 см²/с при температуре не более 70 °С.

4.7.31. Ведущий и ведомый роторы представляют собой прямозубые шестерни, изготовленные заодно с валом.

4.7.32. Втулки являются подшипниками скольжения роторов.

4.7.33. Корпус имеет две расточки, в которых размещаются рабочие части роторов и втулок.

4.7.34. К расточкам примыкают всасывающая и нагнетательная полости насоса. С торцов корпус закрыт задней крышкой и стойкой.

4.7.35. Уплотнение ведущего ротора торцовое.

4.7.36. Избыточное давление поддерживается разгрузочным клапаном, рециркуляция которого заведена в маслобак.

4.7.37. Конструкция масляного насоса типа Ш5-25-3,6/4Б представлена на рис. 4.7.5 (части 1, 2).

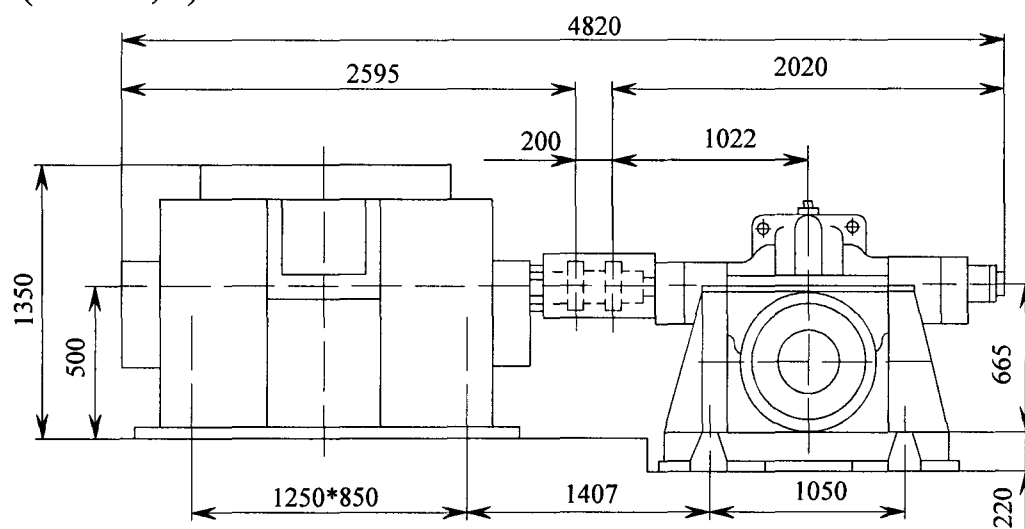
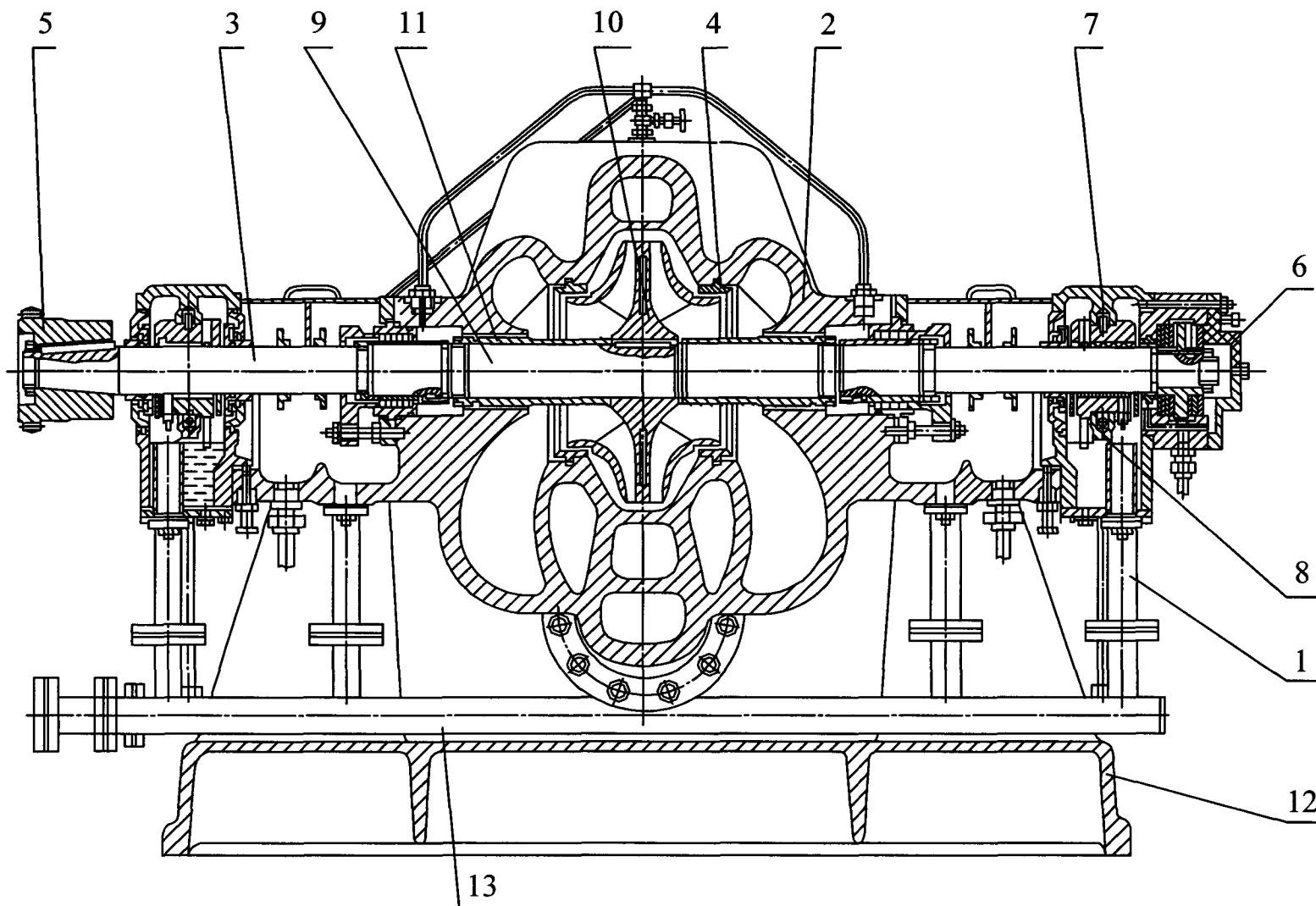


Рисунок 4.7.2 – Габаритный чертеж насоса типа КсА1500-240-2а



1, 13 – маслопроводы, 2 – крышка, 3 – ротор, 4 – уплотнительное кольцо, 5 – полумуфта, 6, 7 – крышка подшипника, 8 – подшипник, 9 – вал, 10 – рабочее колесо, 11 – втулка, 12 – опорная плита.

Рисунок 4.7.3 – Конструкция насоса типа KcA1500-240-2a

Слив масла из подшипников
и зубчатой муфты

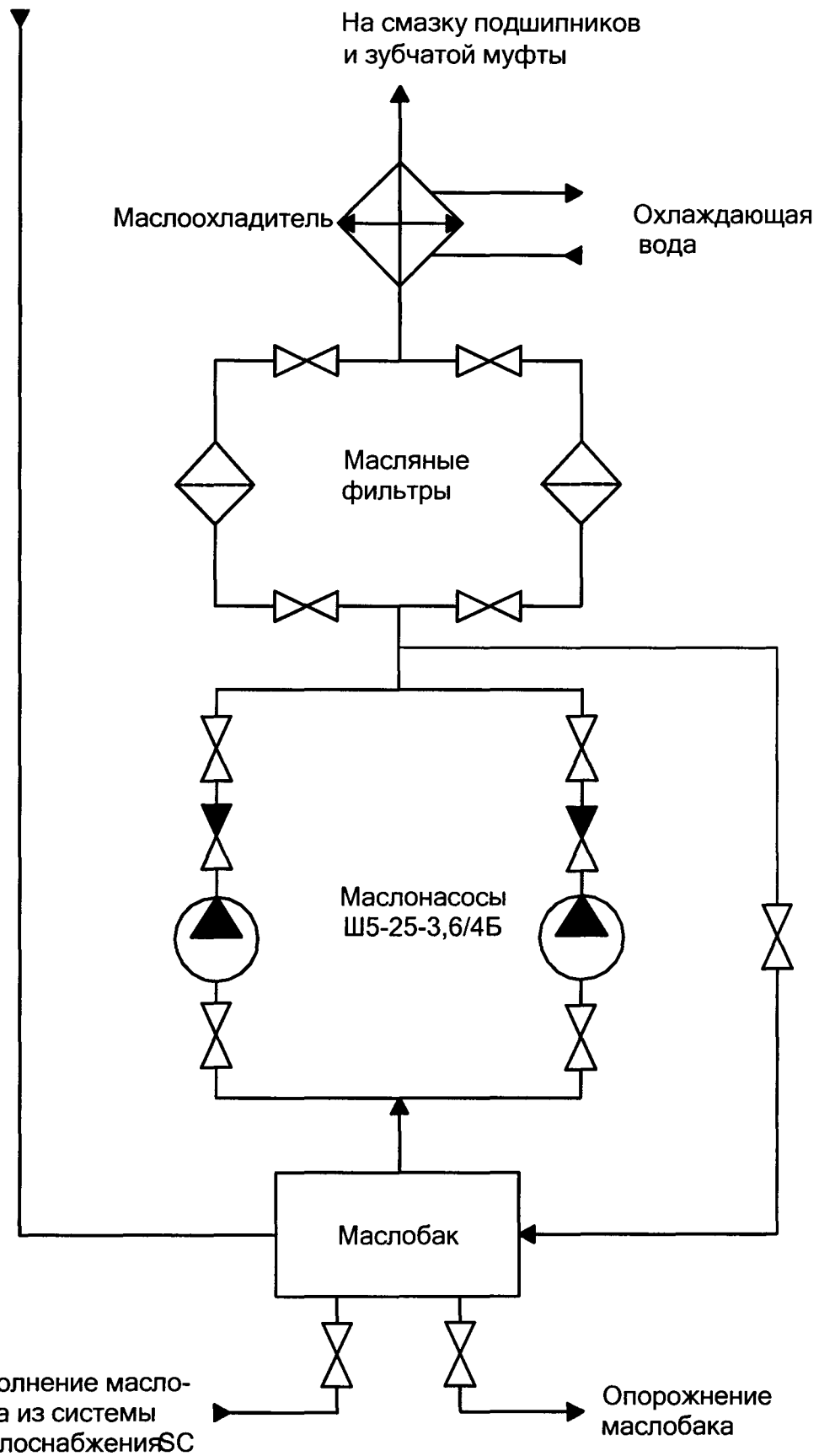
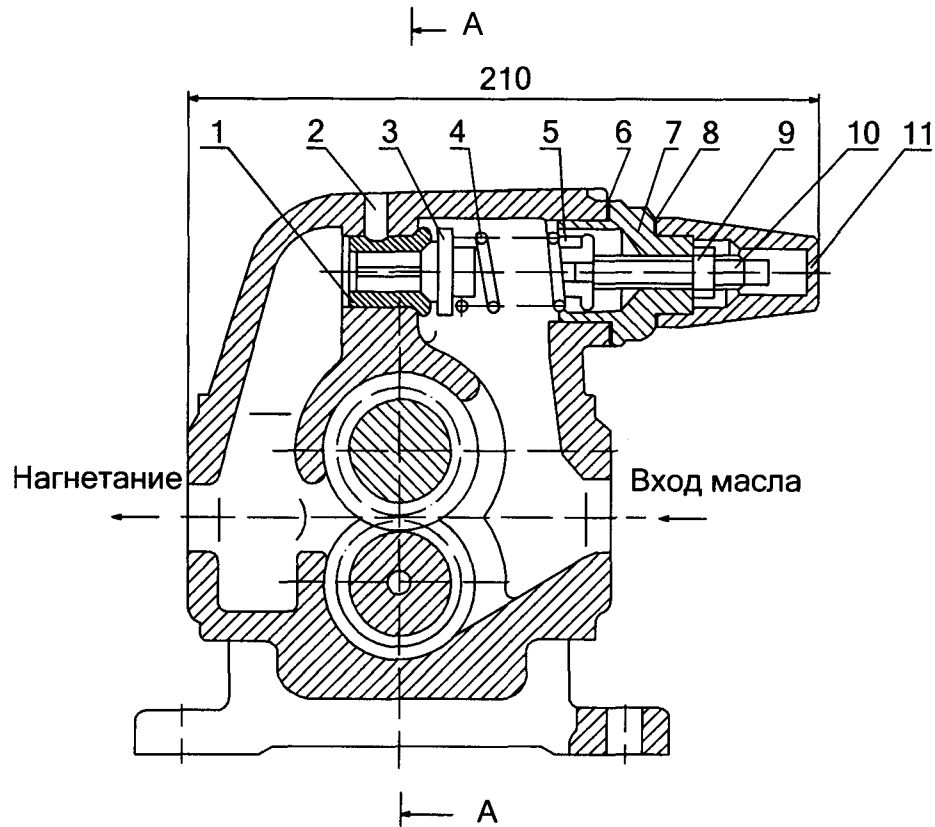
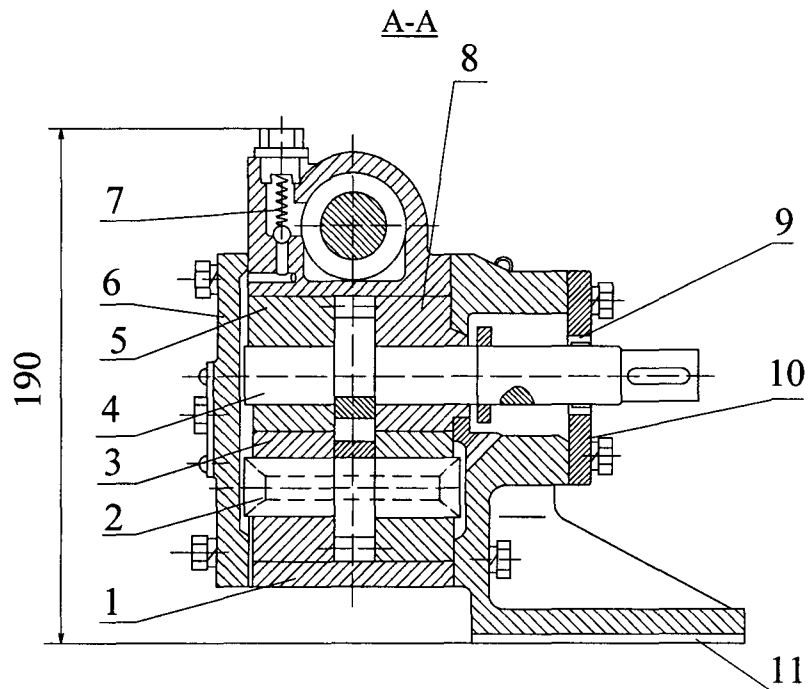


Рисунок 4.7.4 – Схема маслоустановки насоса типа КсА1500-240-2а



1 – седло, 2 – стопорный винт, 3 – клапан, 4 – пружина, 5 – шайба, 6 – прокладка, 7 – крышка клапана, 8 – прокладка, 9 – гайка, 10 – регулировочный винт, 11 – колпачок.

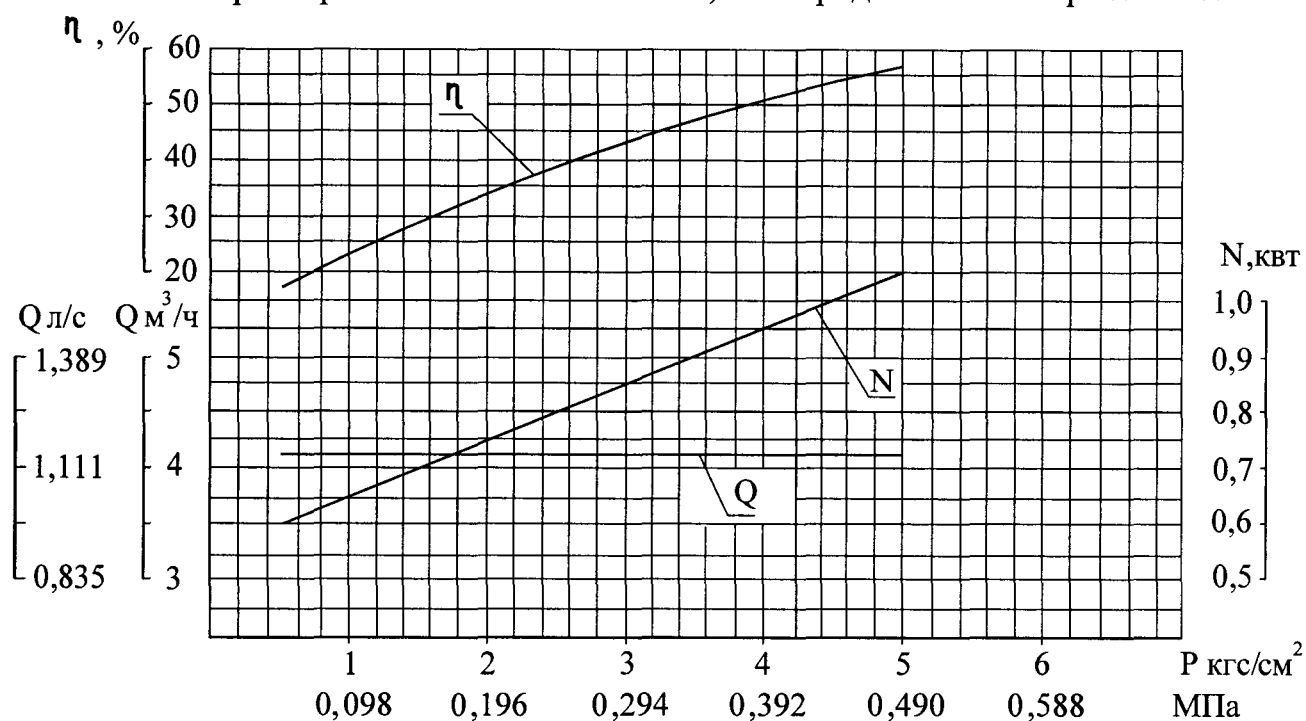
Рисунок 4.7.5 – Конструкция масляного насоса типа Ш5-25-3,6/4Б. Часть 1



1 – корпус, 2 – ведомый ротор, 3,5,8 – втулка, 4 – ведущий ротор, 6 – задняя крышка, 7 – разгрузочный клапан, 9 – уплотнение, 10 – крышка уплотнения, 11 – стойка.

Рисунок 4.7.5 – Конструкция масляного насоса типа Ш5-25-3,6/4Б. Часть 2

4.7.38. Характеристика насоса Ш5-25-3,6/4Б представлена на рис. 4.7.6.



Q - расход, N - мощность, η - коэффициент полезного действия, P - давление.

Рисунок 4.7.6 - Характеристика насоса Ш5-25-3,6/4Б

4.8. Арматура системы SD

4.8.1. Перечень арматуры системы SD с указанием типа представлен в табл. 4.8.1.

Таблица 4.8.1

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
SD10S01	Задвижка	Арматура срыва вакуума в конденсаторе	30с997нж	200/25
SD10S02	Клапан запорный	Клапан соленоидный срыва вакуума в конденсаторе	T-26294-150	150/25
SD10S03	Клапан запорный	Клапан соленоидный срыва вакуума в конденсаторе	T-26294-150	150/25
SD10S04	Клапан запорный	Клапан соленоидный срыва вакуума в конденсаторе	T-26294-150	150/25
SD10S05	Клапан запорный	Клапан соленоидный срыва вакуума в конденсаторе	T-26294-150	150/25
SD10S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже коллектора отсоса	988-20-0	20/120
SD11S01	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора	30с997нж	200/25
SD11S02	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора	30с997нж	200/25
SD11S11	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из цирксистемы	30с997нж	100/25
SD11S12	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из цирксистемы	30с997нж	100/25

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
SD12S01	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора	30с997нж	200/25
SD12S02	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора	30с997нж	200/25
SD12S11	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из цирксистемы	30с997нж	100/25
SD12S12	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из цирксистемы	30с997нж	100/25
SD13S01	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора	30с997нж	200/25
SD13S02	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора	30с997нж	200/25
SD13S11	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из цирксистемы	30с997нж	100/25
SD13S12	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из цирксистемы	30с997нж	100/25
SD20S81	Клапан запорный	Арматура на воздушнике коллектора отсоса	998-20-0	20/120
SD21S01	Задвижка	Арматура на отсосе из конденсатора в ЭО SD21	МА 11075-400	400/25
SD21S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже 1,2-ой ступеней ОЭ-1	988-20-0	20/120
SD21S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже 3-ей ступени ОЭ-1	988-20-0	20/120
SD21S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже 3-ей ступени ОЭ-1	988-20-0	20/120
SD22S01	Задвижка	Арматура на отсосе из конденсатора ЭО SD22	МА 11075-400	400/25
SD22S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже 1,2-ой ступени ОЭ-2	988-20-0	20/120
SD22S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже 3-ей ступени ОЭ-2	988-20-0	20/120
SD22S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже 3-ей ступени ОЭ-2	988-20-0	20/120
SD22S94	Клапан запорный	Арматура на дренаже коллектора дренажей ОЭ	988-20-0	20/120
SD23S01	Задвижка	Арматура на отсосе из конденсатора ЭО SD23	МА 11075-400	400/25
SD23S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже 1,2-ой ступени ОЭ-3	988-20-0	20/120
SD23S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже 3-ей ступени ОЭ-3	988-20-0	20/120
SD23S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже 3-ей ступени ОЭ-3	988-20-0	20/120
SD24S01	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора к ЭП	Л 11132-100	100/25
SD25S01	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора к ЭП	Л 11132-100	100/25
SD26S01	Задвижка	Арматура на отсосе воздуха из конденсатора к ЭП	Л 11132-100	100/25

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
SD31S01	Задвижка	Арматура на подводе воздуха из цирксистемы к ЭЦС	30с997нж	200/25
SD32S01	Задвижка	Арматура на подводе воздуха из цирксистемы к ЭЦС	30с997нж	200/25
SD33S01	Задвижка	Арматура на подводе воздуха из цирксистемы к ЭЦС	30с997нж	200/25
SD34S01	Задвижка	Арматура на подводе воздуха из цирксистемы к ЭЦС	30с997нж	200/25
SD40S20	Клапан запорный	Арматура на трубопроводе отсоса из РДМ	-	-
SD40S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже коллектора отсоса с уплотнений	988-20-0	20/120
SD41S01	Задвижка	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из уплотнений	ИА 11075-400	400/25
SD41S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже ЭУ	988-20-0	20/120
SD42S01	Задвижка	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из уплотнений	ИА 11075-400	400/25
SD42S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже ЭУ	988-20-0	20/120
RM11S01	Задвижка	Арматура на всасе RM11D01	ИА 11075-800	800/25
RM11S02	Клапан обратный	ОК на напоре RM11D01	ИА 44077-600	600/40
RM11S03	Задвижка	Арматура на напоре после КЭН-1 RM11D01	ПТ 13065-600	600/16
RM11S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса КЭН-1	1054-50-0	50/40
RM11S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-1 RM11D01	-	20/60
RM12S01	Задвижка	Арматура на всасе к КЭН-1 RM12D01	ИА 11075-800	800/25
RM12S02	Клапан обратный	ОК на напоре RM12D01	ИА 44077-600-02	600/40
RM12S03	Задвижка	Арматура на напоре КЭН-1 RM12D01	ПТ 13065-600	600/16
RM12S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса КЭН-1	1054-50-0	50/40
RM12S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-1 RM12D01	-	20/60
RM13S01	Задвижка	Арматура на всасе RM13D01	ИА 11075-800	800/25
RM13S02	Клапан обратный	ОК на напоре RM13D01	ИА 44077-600-02	600/40
RM13S03	Задвижка	Арматура на напоре КЭН-1 RM13D01	ПТ 13065-600	600/16
RM13S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса КЭН-1	1054-50-0	50/40
RM13S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-1	988-20-0	20/60

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
RM14S01	Клапан запорный	Арматура общая на продувке датчиков КИП	-	-
RM14S05	Клапан запорный	Арматура подачи ОК на продувку датчиков КИП	-	-
RM14S06	Клапан запорный	Арматура подачи ОК в систему ГИ	-	-
RM15S01	Клапан запорный	Арматура подачи ОК на уплотнение насосов RU21,22D01	-	-
RM20S85	Клапан запорный	Арматура на воздушнике ОК на БОУ	998-20-0	20/120
RM21S01	Задвижка	Арматура на подводе конденсата к ЭО SD21D01	ИА 11075-300-02	300/25
RM21S02	Задвижка	Арматура на сливе конденсата из ЭО SD21D01	ИА 11075-300-02	300/25
RM21S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже ОЭ-1	988-20-0	20/120
RM21S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже ОЭ-1	988-20-0	20/120
RM22S01	Задвижка	Арматура на подводе конденсата к ЭО SD22D01	ИА 11075-300-02	300/25
RM22S02	Задвижка	Арматура на сливе конденсата из ЭО SD22D01	ИА 11075-300-02	300/25
RM22S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже ОЭ-2	988-20-0	20/120
RM22S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже ОЭ-2	988-20-0	20/120
RM23S01	Задвижка	Арматура на подводе конденсата к ЭО SD23D01	ИА 11075-300-02	300/25
RM23S02	Задвижка	Арматура на сливе конденсата из ЭО SD23D01	ИА 11075-300-02	300/25
RM23S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже ОЭ-3	988-20-0	20/120
RM23S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже ОЭ-3	988-20-0	20/120
RM24S01	Задвижка	Арматура на байпасе основных эжекторов	ИА 11075-400-02	400/25
RM24S11	Клапан запорный	Арматура на дренаже байпаса эжекторов	988-20-0	20/60
RM25S01	Задвижка	Арматура на линии основного конденсата перед ЭУ	ИА 11075-400-02	400/25
RM25S02	Задвижка	Арматура на линии основного конденсата после ЭУ	ИА 11075-400-02	400/25
RM26S01 (RM10S72 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RN72D01	-	-
RM26S02 (RM10S73 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RN73D01	-	-
RM26S03 (RM10S74 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RN74D01	-	-

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
RM26S04 (RM10S52 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RN52D01	-	-
RM26S05 (RM10S53 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче ОК на уплотнение RN53D01	-	-
RM26S06 (RM10S54 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RN54D01	-	-
RM26S07 (RM26S15 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RM11D01	-	-
RM26S08 (RM26S17 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RM12D01	-	-
RM26S09 (RM26S19 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на уплотнение RM13D01	-	-
RM26S11 (RM11S72 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RN72D01	-	-
RM26S12 (RM11S73 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RN73D01	-	-
RM26S13 (RM11S74 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RN74D01	-	-
RM26S14 (RM11S52 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RN52D01	-	-
RM26S15 (RM11S53 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RN53D01	-	-
RM26S16 (RM11S54 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RN54D01	-	-
RM26S17 (RM11S30 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RM11D01	-	-
RM26S18 (RM12S30 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RM12D01	-	-
RM26S19 (RM13S30 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RM13D01	-	-
RM26S21	Клапан запорный	Арматура подачи конденсата на уплотнение RU21D01	-	-
RM26S22	Клапан запорный	Арматура на сливе с уплотнений RU22D01	-	-
RM26S23	Клапан запорный	Арматура подачи конденсата на уплотнение RU22D01	-	-

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
RM26S51 (RM10S50 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура подачи конденсата на уплотнения сливных насосов ПНД-3	-	-
RM26S52 (RM11S50 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе конденсата с уплотнений сливных насосов ПНД-3	-	-
RM26S71 (RM10S70 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура подачи конденсата на уплотнение сливных насосов ПНД-1	-	-
RM26S72 (RM11S70 для блоков № 3,4)	Клапан запорный	Арматура на сливе конденсата с уплотнений сливных насосов ПНД-1	-	-
RM30S01	Клапан запорный	Арматура подачи конденсата на уплотнение вакуумной арматуры	-	-
RM30S11	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RN74S01	-	-
RM30S12	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RN74S01	998-20-0	20/120
RM30S13	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RN73S01	-	-
RM30S14	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RN73S01	998-20-0	20/120
RM30S15	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RN72S01	-	-
RM30S16	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RN72S01	998-20-0	20/120
RM30S17	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RM11S01	-	-
RM30S18	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RM11S01	998-20-0	20/120
RM30S19	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RM12S01	-	-
RM30S20	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RM12S01	998-20-0	20/120
RM30S21	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RM13S01	-	-
RM30S22	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RM13S01	998-20-0	20/120
RM30S23	Клапан запорный	Арматура на уплотнение SD21S01	-	-
RM30S24	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения SD21S01	998-20-0	20/120
RM30S25	Клапан запорный	Арматура на уплотнение SD22S01	-	-
RM30S26	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения SD22S01	998-20-0	20/120
RM30S27	Клапан запорный	Арматура на уплотнение SD23S01	-	-
RM30S28	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения SD23S01	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
RM30S39	Клапан запорный	Арматура на уплотнение RN71S01	-	-
RM30S40	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии уплотнения RN71S01	998-20-0	20/120
RM30S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже трубопровода на уплотнение вакуумной арматуры	988-20-0	20/120
RM31S01	Клапан запорный	Арматура на отводе конденсата в БГК	ПТ 26273-080-3Б	80/25
RM31S02	Кран регулирующий	Арматура на отводе конденсата в БГК	6с-9-1	80/100
RM32S01	Задвижка	Арматура на байпасе БОУ	ИА 11075-300	300/25
RM32S02	Клапан регулирующий	Арматура регулирующая на байпасе БОУ	И 68052-250	250/40
RM32S06	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ SS70B01	-	-
RM33S03	Клапан запорный	Арматура на трубопроводе подачи ОК в систему ГИ	-	-
RM33S04	Клапан запорный	Арматура на трубопроводе подачи конденсата в систему ГИ	-	-
RM33S05	Клапан запорный	Арматура трубопроводе подачи конденсата в систему ГИ	-	-
RM40S01	Клапан запорный	Арматура на воздушнике ГЗ на всасе КЭН-2	15с922нж	50/64
RM40S10	Клапан запорный	Арматура на подаче конденсата на продувку датчиков КИП	-	-
RM41S01	Задвижка	Арматура на всасе КЭН-2 RM41D01	ПТ 13065-600-02	600/16
RM41S02	Клапан обратный	ОК на напоре КЭН-2 RM41D01	ИА 44077-600	600/40
RM41S03	Задвижка	Арматура на напоре КЭН-2 RM41D01	МА 11075-600	600/25
RM41S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса КЭН-2	998-20-0	20/120
RM41S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-2	998-20-0	20/120
RM41S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-2	998-20-0	20/120
RM42S01	Задвижка	Арматура на всасе КЭН-2 RM42D01	ПТ 13065-600-02	600/16
RM42S02	Клапан обратный	ОК на напоре КЭН 2 RM42D01	ИА 44077-600	600/40
RM42S03	Задвижка	Арматура на напоре КЭН-2 RM42D01	МА 11075-600	600/25
RM42S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса КЭН-2	998-20-0	20/120
RM42S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-2	998-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
RM42S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-2	998-20-0	20/120
RM43S01	Задвижка	Арматура на всасе КЭН-2 RM43D01	ПТ 13065-600-02	600/16
RM43S02	Клапан обратный	ОК на напоре КЭН-2 ступени RM43D01	ИА 44077-600	600/40
RM43S03	Задвижка	Арматура на напоре КЭН-2 RM43D01	МА 11075-600	600/25
RM43S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса КЭН-2	998-20-0	20/120
RM43S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН-2	998-20-0	20/120
RM43S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже напора КЭН 2	998-20-0	20/120
RM50S80	Клапан запорный	Арматура на воздушнике перед RM50S01	998-20-0	20/120
RM51S01	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ ПНД	-	-
RM51S02	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ ПНД	-	-
RM51S03	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ ПНД	-	-
RM51S04	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ ПНД	-	-
RM51S05	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ РБ-9	-	-
RM51S06	Клапан запорный	Арматура на заполнение ГЗ РБ-9	-	-
RM51S80	Клапан запорный	Арматура на воздушнике линии заполнения ГЗ РБ-9	-	-
RM52S01	Задвижка	Арматура на линии основного конденсата в РБ-9	ИА 11075-300-02	300/25
RM52S02	Задвижка	Арматура на линии основного конденсата в РБ-9	ИА 11075-300-02	300/25
4RM26S01	Клапан запорный	Арматура на линии подачи конденсата на уплотнение насосов 4RB61,62D01	-	-
4RM26S02	Клапан запорный	Арматура на линии подачи конденсата на уплотнение насосов 4RB61,62D01	-	-
4RM26S03	Клапан запорный	Арматура на линии подачи конденсата на уплотнение насосов 4RB61,62D01	-	-
4RM26S04	Клапан запорный	Арматура на линии подачи конденсата на уплотнение насосов 4RB61,62D01	-	-
4RM26S05	Клапан запорный	Арматура на линии подачи конденсата на уплотнение насосов 4RB61,62D01	-	-

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Оперативное наименование	Тип	Ду/Ру
4RM26S06	Клапан запорный	Арматура на линии подачи конденсата на уплотнение насосов 4RB61,62D01	-	-

4.9. Технологические ограничения

4.9.1. Давление в конденсаторах должно быть в следующих пределах:

- 1) сброс в конденсатор рабочей среды из паропроводов и подача пара в турбину для ее пуска допускается при давлении в конденсаторе не выше $0,23 \text{ кгс/см}^2$ (абс.);
- 2) перед толчком турбины и в диапазоне нагрузок «собственные нужды блока – номинальная» - не более $0,12 \text{ кгс/см}^2$ (абс.);
- 3) при номинальной частоте вращения турбины и работе с нагрузкой собственных нужд блока – не более $0,07 \text{ кгс/см}^2$ (абс.).

4.9.2. Без включения ВПУ запрещается:

- 1) подача пара на уплотнения турбины;
- 2) сброс горячей воды (с температурой 60°C и больше) и пара в конденсатор;
- 3) подача пара для прогрева турбины.

4.9.3. Присосы воздуха в вакуумную систему в диапазоне нагрузок турбоагрегата 400-1000 МВт не должны превышать 110 кг/ч ($136,4 \text{ кг/ч}$ - при работе ТПН-1,2 по схеме безнасосного слива конденсата).

4.9.4. Нагрев охлаждающей воды в конденсаторе при номинальной мощности турбины и номинальном расходе охлаждающей воды должен быть не более 12°C .

4.9.5. Температурный напор в конденсаторах не должен превышать 9°C .

4.9.6. Уровень циркуляции в сливных камерах конденсаторов должен быть не ниже 50 мм от верха камеры.

4.9.7. Уровень в конденсаторах турбины (межтрубное пространство) должен быть не ниже 1200 мм и не выше 2500 мм.

4.9.8. Переохлаждение конденсата в конденсаторах должно составлять не более 2°C .

4.9.9. Температура пара после ПСУ должна поддерживаться на уровне $70-90^\circ\text{C}$, но не более 100°C .

4.9.10. При срыве вакуума пар на уплотнения турбины необходимо подавать до повышения давления в конденсаторах до $0,9 \text{ кгс/см}^2$ (абс.).

4.9.11. Качество основного конденсата на напоре конденсатных насосов 1-ой ступени не должно превышать следующих значений:

- 1) концентрация кислорода - 30 мкг/кг ;
- 2) суммарная удельная активность – $3,10-11 \text{ Кюри/кг}$;
- 3) электропроводимость Н-катионированной пробы - $0,3 \text{ мкСм/см}$ при мощности блока более 50 % от номинальной; $0,5 \text{ мкСм/см}$ при мощности блока менее 50 % от номинальной;
- 4) концентрация натрия - $1,5 \text{ мкг/кг}$.

4.9.12. Температура основного конденсата перед БОУ должна быть менее 50 °С.

4.9.13. Запрещается работа конденсатных насосов 1-ой и 2-ой ступеней с закрытой задвижкой на напоре насоса более двух минут по причине увеличения нагрузок на ротор, кавитационного разрушения деталей насоса и возможной перегрузки электродвигателя.

4.9.14. Конденсатные насосы должны эксплуатироваться в интервале подач рабочей части расходно-напорной характеристики.

4.9.15. Допускаемое отклонение по напору конденсатных насосов не должно превышать +5 % и -3 %.

4.9.16. Температура подшипников конденсатных насосов не должна превышать 65 °С.

4.9.17. Не допускается работа насосных агрегатов при повышенной вибрации подшипников. Предельные значения виброскорости для подшипников электродвигателя - 4,5 мм/с, для подшипников насоса - 7,1 мм/с.

4.9.18. Давление основного конденсата на уплотнение конденсатного насоса 1-ой ступени не должно превышать 4,0 кгс/см².

4.9.19. Давление конденсата в напорном коллекторе конденсатных насосов 1-ой ступени должно быть не ниже 7,3 кгс/см².

4.9.20. Давление конденсата на всасе конденсатных насосов 2-ой ступени поддерживать 1,7-3,0 кгс/см².

4.9.21. Давление конденсата в напорном коллекторе конденсатных насосов 2-ой ступени должно быть не ниже 17 кгс/см².

4.9.22. При отключении одного из двух работающих КЭН-1 и не включении резервного КЭН-1, отключается с запретом АВР рабочий КЭН-2, ПБ которого находится в положении «Работа 1», при этом, если САР турбины находится:

- 1) в режиме «ГСР», то через 40 с производится разгрузка турбины от МУТ по давлению пара за СРК до 22 кгс/см² (40% от номинальной мощности);
- 2) в режиме «ЭГСР», то по фактору отключения КЭН-2 и не включении резервного, регулятор РОМ-2, посредством формирования сигнала ПЗ-1, осуществляет разгрузку реактора до 52% N_{НОМ} с выдержкой времени 30 с.

4.9.23. КЭН-1 отключается защитой при увеличении температуры нижнего направляющего подшипника электродвигателя или температура сегментов подпятника электродвигателя более 80 °С.

4.9.24. Не допускается проверка АВР КЭН-1 при положении ключей ПБ КЭН-2 в положении «Работа 1».

4.9.25. Насосный агрегат должен быть немедленно остановлен при:

- 1) появлении дыма из подшипников или торцовых уплотнений насоса;
- 2) появлении дыма, искр, запаха горячей изоляции из двигателя;
- 3) внезапном повышении виброскорости подшипников насоса более 7 мм/с;
- 4) возникновении аварийной ситуации, угрожающей жизни людей и целостности оборудования.

4.9.26. Давление рабочего пара перед эжекторами должно быть не менее 4,0 кгс/см².

4.9.27. Скорость повышения давления в паропроводах к эжекторам и уплотнениям при прогреве не должна превышать $0,5 \text{ кгс/см}^2$ в минуту.

4.9.28. Давление пара в коллекторах уплотнений турбины поддерживать в пределах $1,13\text{--}1,15 \text{ кгс/см}^2$ (абс.), а давление ПВС в коллекторе перед эжектором в пределах $0,94\text{--}0,96 \text{ кгс/см}^2$ (абс.).

4.9.29. При работе блока на мощности пар к эжекторам и уплотнениям турбины должен подаваться из деаэраторов.

4.10. Нарушения в работе

4.10.1. Основными факторами, влияющими на работу системы SD и понижающие КПД цикла (см. рис. 2.1.1, раздела 2), являются:

1) повышение расхода охлаждающей воды через конденсаторы при ее низкой температуре или повышение уровня конденсата, включая подтопление трубной системы, приводит к переохлаждению конденсата физическому. Вследствие этого основной конденсат имеет пониженную температуру и требуются дополнительные затраты тепла для его нагрева в ПНД отборным паром турбины;

2) повышение температуры охлаждающей воды, приводит к повышению температуры насыщения в межтрубном пространстве конденсаторов и повышению давления;

3) снижение расхода охлаждающей воды приводит к повышению температуры насыщения и повышению давления в межтрубном пространстве конденсаторов;

4) чистота и состояние трубок конденсаторов, наличие отложений на трубках приводит к увеличению температурного напора и повышению давления в конденсаторе;

5) увеличенный присос воздуха в вакуумную систему, по сравнению с нормативным, или неудовлетворительная работа эжекторов приводит к повышению давления в горловине конденсатора, увеличению температурного напора и переохлаждению конденсата термодинамическому;

6) переохлаждение конденсата термодинамическое, это разница между температурой конденсата в конденсатосборнике, которая определяется температурой и расходом охлаждающей воды системы ВС, и температурой насыщения пара в паровом пространстве, которая соответствует давлению в горловине конденсатора. При повышении давления в горловине конденсатора растет и температура, при которой происходит конденсация пара, отработавшего в ЦНД. Проходя в межтрубном пространстве, температура конденсата понижается ниже точки кипения (температуры насыщения) за счет циркуляции по трубкам охлаждающей воды. Температура конденсата в конденсатосборнике оказывается ниже температуры насыщения пара в паровом пространстве, что нарушает процесс деаэрации конденсата. Вследствие этого, растворенный в конденсате кислород поступает в систему основного конденсата (RM) вызывая коррозию оборудования и трубопроводов.

4.10.2. Потеря плотности трубной системы конденсаторов и попадание циркуды в основной конденсат приводит к ухудшению ВХР второго контура.

4.10.3. Повреждение трубок конденсаторов происходит как по наружной поверхности, так и с внутренней стороны.

4.10.4. Износ наружной поверхности трубок обусловлен, прежде всего, капельно-ударной эрозией, а внутренней поверхности – низким качеством циркуляционной воды (наличие солей жесткости, иловых взвесей, продуктов биоценоза и коррозии).

4.10.5. Как показывает опыт эксплуатации конденсаторов, основное количество повреждений конденсаторных трубок вызвано:

1) эрозионно-коррозионными процессами (питтинговой коррозией с образованием язв в металле стенки) при длительном воздействии солей жесткости и продуктов разложения органических отложений с образованием хлоридов и сульфидов;

2) стояночной коррозией (от воздействия влаги и атмосферного воздуха);

3) потерей герметичности в результате износа в зоне прохода трубок через отверстия промежуточных перегородок из-за вибрации трубок;

4) низким качеством трубок и некачественной вальцовкой трубок.

4.10.6. Появление питтинговой коррозии на внутренних поверхностях трубок провоцируют внутренние отложения, в т.ч. илистые и биоотложения, образующиеся при снижении скорости течения воды в трубке менее 1,5 м/с (при номинальной 2,04 м/с).

4.10.7. В ТЦ-1,2 ведется систематический контроль состояния трубных досок конденсаторов с заполнением картограмм заглушенных трубок по секторам половинок конденсаторов и суммарный учет заглушенных трубок на каждом энергоблоке. Всего после ППР-2006 оказались заглушенными 16811 трубок.

4.10.8. Данные по количеству заглушенных трубок с 2000 по 2006 годы, в том числе по блокам, представлены в табл. 4.10.1.

Таблица 4.10.1.

Энерго-блок	2000 г., шт (% от общего числа)	2003 г., шт (% от общего числа)	2005 г., шт (% от общего числа)	2006 г., шт (% от общего числа)
№ 1	4068 (5,03)	4491 (5,55)	4535 (5,63)	4554 (5,63)
№ 2	1924 (2,38)	3882 (4,8)	3907(4,83)	3963 (4,86)
№ 3	4298 (5,31)	5420 (6,70)	5503 (6,81)	5559 (6,87)
№ 4	2499 (3,11)	2624 (3,246)	2670 (3,3)	2735 (3,4)
Всего	12790	16417	16615	16811

4.10.9. Перечень основных неисправностей оборудования системы SD и способы их устранения приведены в табл. 4.10.2.

4.10.10. Характерные инциденты, происходившие при эксплуатации системы SD, приведены в приложении 1.

Таблица 4.10.2

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Снижение давления в напорном коллекторе конденсатных насосов 1-ой ступени при неизменной мощности блока и отсутствии переключений в тепловой схеме	1. Присос воздуха в подводящем трубопроводе или корпусе насоса, скопление воздуха в корпусе насоса	1. Выявить и устранить неплотности трубопроводов от конденсатора до насоса
		2. Проверить (отрегулировать) подачу конденсата на уплотнения работающих и резервного насосов
		3. Проверить открытие (открыть) арматуру на линиях отсоса воздуха в конденсатор
	2. Эрозионный или кавитационный износ проточной части насоса, износ уплотнений	1. Перейти на резервный насос
		2. Произвести испытания с целью определения необходимости его ремонта
	3. Повреждены рабочие колеса, оси каналов колес смещены от середины направляющих аппаратов	1. Перейти на резервный насос
2. Вывести в ремонт, произвести дефектацию, отремонтировать		
3. Произвести испытания на закрытый напор (не более двух минут), поставить в резерв		
Повышение вибрации конденсатного насоса 1-ой ступени	1. Пониженная или повышенная температура масла в масловане подшипника	Отрегулировать температуру масла изменением расхода охлаждающей воды к подшипникам
	2. Вибрация трубопроводов	Проверить и отрегулировать опорно-подвесную систему трубопроводов
	3. Нарушилась центровка или балансировка ротора насоса или электродвигателя	1. Перейти на резервный насос
		2. Произвести вибрационное испытание насосного агрегата с целью определения причин увеличения вибрации и необходимости его ремонта
	4. Поврежден подшипник	1. Перейти на резервный насос
		2. С привлечением персонала ЦЦР определить причину повреждения, степень повреждения и необходимость ремонта
Насос при пуске не развивает необходимого давления и подачи	1. Неисправность КИП	1. Проверить и при необходимости заменить
	2. Обратное направление вращения ротора	2. Дать заявку персоналу ЭЦ на восстановление правильного вращения двигателя
	3. Неисправность арматуры на всасе или напоре насоса (или степень открытия)	1. Выявить дефектную арматуру, вывести в ремонт и устранить дефект
		2. Произвести повторное включение насоса

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Насос при пуске не развивает необходимого давления и подачи	4. Уменьшение кавитационного запаса	1. Проверить степень открытия арматуры на всасе насоса или по тракту перед насосом
		2. Повысить уровень в конденсаторно-борниках конденсаторов
	5. Повреждено рабочее колесо или уплотняющие кольца	1. Разобрать, произвести дефектацию
		2. Выполнить ремонт, заменить поврежденные детали
	6. Рабочее колесо установлено в направлении, обратном направлению вращения ротора	1. Разобрать, произвести дефектацию
		2. Переустановить рабочее колесо
3. Отбалансировать ротор		
Повышение температуры основного конденсата перед БОУ до 45 °С, повышение давления в конденсаторах	1. Увеличение присосов воздуха в вакуумную часть турбоустановки	1. Включить резервный ОЭ
		2. Определить места присосов воздуха
		3. Устранить присосы воздуха
		4. Поставить в резерв один из трех ОЭ
	2. Недостаточный расход охлаждающей воды через конденсаторы	1. Проверить работу фильтров предочистки СШО, в случае отказа автоматики промыть фильтр вручную
		2. Увеличить расход циркулирующей воды через конденсаторы, для чего нагрузить циркуляционные насосы
	3. Снижение уровня циркулирующей воды в сливных камерах конденсаторов ниже 50 мм	1. Включить эжектор циркуляционной системы, восстановить уровень в сливных камерах конденсаторов
	4. Недостаточный расход основного конденсата	1. Увеличить расход, для чего полностью открыть (проверить открытие) арматуры по тракту от КЭН-1 до БОУ
		2. Включить 2-ой КЭН-1, при условии, что в работе находится один насос
	Переохлаждение конденсата больше 2 °С	1. Ухудшение вакуума
2. Определить места присосов воздуха		
3. Устранить присосы воздуха		
4. После устранения присосов воздуха вывести один из трех ОЭ в резерв		
2. Затоплены конденсатом нижние ряды конденсаторных трубок		1. Снизить уровень в конденсаторах до 1,6-2,0 м
3. Повышенный расход циркулирующей воды через конденсаторы		1. Разгрузить циркуляционные насосы, установить нормативный расход циркулирующей воды через конденсаторы

Симптомы	Вероятные причины	Действия
«Запаривание» ОЭ, снижение производительности	1. Недостаточный расход конденсата через охладитель ОЭ	1. Включить в работу 2-ой КЭН-1 в случае, если в работе находится один из трех насосов
		2. Закрыть задвижку RM24S01 на байпасе ОЭ в случае, если задвижка открыта
		3. Увеличить расход конденсата на рециркуляцию с напорного коллектора КЭН-2 в случае подготовки турбины к пуску
		4. Отключить пусковые эжекторы в случае их параллельной работы с ОЭ
	2. Переполнение охладителей ОЭ конденсатом в результате появления неплотностей в трубной системе	1. Произвести переход на резервный ОЭ
		2. Вывести в ремонт и устранить неплотность трубной системы ОЭ
Повышение давления в коллекторе отсоса с уплотнений турбины, пропаривание уплотнений в машзал	3. Перегрузка ОЭ в результате увеличения присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки	3. Поставить ОЭ в резерв
		1. Включить в работу резервный ОЭ
	3. Перегрузка ОЭ в результате увеличения присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки	2. Определить места присосов воздуха в вакуумную систему турбоустановки
		3. После устранения присосов воздуха вывести один из трех ОЭ в резерв
		1. Повысить давление рабочего пара перед ЭУ до 2,5-3,0 кгс/см ² открытием арматуры SG41,42S02, установить давление в коллекторе отсоса 0,94-0,96 кгс/см ² (абс.)
	2. Неисправность арматуры по пару или от уплотнений к ЭУ (или неправильное положение или степень открытия)	1. Выявить дефектную арматуру и при необходимости вывести в ремонт

4.10.11. При возникновении аварийного режима работы оборудования системы действовать в соответствии с «Инструкцией по ликвидации нарушений нормальной эксплуатации на системах и оборудовании турбинного отделения» (И.1.ТЦ-1/20, И.2.ТЦ-1/20, И.3.ТЦ-2/18, И.4.ТЦ-2/18).

5. Системы контроля, управления и защиты

5.1. Общие представления

5.1.1. Проектом предусмотрен контроль и управление системой SD по месту и дистанционно с БЩУ.

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

5.1.3. Срабатывание защит сопровождается световым и звуковым сигналом на БЩУ с фиксацией в УВС первопричины срабатывания, автоматической регистрацией основных параметров работы оборудования системы и арматуры.

5.1.4. Действие защиты сохраняется до тех пор, пока сохраняется действие хотя бы одной из причин, вызвавших срабатывание этой защиты.

5.1.5. Действие защиты одностороннее. Обратный ввод оборудования в работу производится вручную после устранения причин, вызвавших отключение.

5.1.6. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы SD, являются:

- 1) давление в конденсаторах турбины;
- 2) давление ПВС на входе в эжекторы;
- 3) количество отсасываемого воздуха эжекторами;
- 4) температура ПВС на выходе из эжекторов;
- 5) уровень в конденсаторах турбины;
- 6) температура конденсата перед БОУ;
- 7) давление на всасе и напоре насосных агрегатов RM11-13D01, RM41-43D01;
- 8) температура подшипников насосных агрегатов RM11-13D01, RM41-43D01.

5.1.7. 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 нормирующими преобразователями;
- 3) датчики уровня с первичными преобразователями «Сапфир-22»;
- 4) электроконтактные манометры «ЭКМ-1»;
- 5) дроссельные воздухомеры.

5.1.8. Аппаратура управления, средства сигнализации положения арматуры, состояния оборудования, индивидуальные приборы контроля параметров системы SD, а также табло аварийной и предупредительной сигнализации размещаются на панелях НУ28, НУ31 БЩУ.

5.1.9. На дисплеи рабочего места ВИУТ выведены фрагменты SD1,2,3, RM1,2,3, 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. Перечень сигнализации приведен в подразделе 5.4.

5.2. Блокировки системы SD

5.2.1. Перечень ТЗиБ системы SD, условия их срабатывания, результат их действия приведен в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
SDB01,02,03	Включение основного эжектора SD21(22,23) оператором воздействием на ключ управления		Открывается задвижка SG21(22,23)S02 на подводе пара к 3-ей ступени эжектора и подается команда на открытие арматуры SH21(22,23)S01, SD21(22,23)S01
SDB01	Арматура SG21S02 открыта, давление ПБС перед эжектором SD21D01 менее $0,3 \text{ кгс/см}^2$ (абс.)	SD21P01B1	Снимается запрет открытия арматуры SH21S01 на трубопроводе слива конденсата из корпуса SD21D01 в конденсаторы турбины и арматуры SD21S01 на линии отсоса воздуха из конденсатора турбины перед эжектором
SDB02	Арматура SG22S02 открыта, давление ПБС перед эжектором SD22D01 менее $0,3 \text{ кгс/см}^2$ (абс.)	SD22P01B1	Снимается запрет открытия арматуры SH22S01 на трубопроводе слива конденсата из корпуса SD22D01 в конденсаторы турбины и арматуры SD22S01 на линии отсоса воздуха из конденсатора турбины перед эжектором
SDB03	Арматура SG23S02 открыта, давление ПБС перед эжектором SD23D01 менее $0,3 \text{ кгс/см}^2$ (абс.)	SD23P01B1	Снимается запрет открытия арматуры SH23S01 на трубопроводе слива конденсата из корпуса SD23D01 в конденсаторы турбины и арматуры SD23S01 на линии отсоса воздуха из конденсатора турбины перед эжектором

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
SDB09(07,08)	При совпадении: 1) ввод памяти (давление во всех конденсаторах турбины менее 0,15 кгс/см ² (абс.); 2) ключ ПБ основного эжектора SD23(21,22) - в положении «резерв»; 3) давление в любом конденсаторе турбины повысилось до 0,13 кгс/см ² (абс.)	SD11P08B1 SD12P09B1 SD13P08B1 SD11P07B1 SD12P07B1 SD13P07B1	Включается резервный основной эжектор SD23(21,22), при этом открывается арматура SG23(21,22)S02, SG23(21,22)S01, SH23(21,22)S01, SD23(21,22)S01
SDB10,11	Воздействие оператора на ключ дистанционного срыва вакуума в конденсаторе при отключенной турбине или при срабатывании защит на останов турбины со срывом вакуума		Отключаются основные эжекторы SD21,22,23D01 - закрывается с запретом открытия арматура SD21,22,23S01, SH21,22,23S01, SG21,22,23S01, SG21,22,23S02
SDB04	Закрытие арматуры SD21S01 на отсосе воздуха из конденсаторов		Снимается запрет закрытия арматуры SH21S01 на сливе конденсата из основного эжектора в конденсатор SD13W01
SDB05	Закрытие арматуры SD22S01 на отсосе воздуха из конденсаторов		Снимается запрет закрытия арматуры SH22S01 на сливе конденсата из эжектора SD22D01 в конденсатор SD13W01
SDB06	Закрытие арматуры SD23S01 на отсосе воздуха из конденсаторов		Снимается запрет закрытия арматуры SH23S01 на сливе конденсата из эжектора SD23D01 в конденсатор SD13W01
SDB04	Закрытие арматуры SD21S01 на отсосе воздуха из конденсаторов или арматуры SH21S01 на сливе конденсата в конденсатор		Снимается запрет закрытия арматуры SG21S01, SG21S02 на подводе пара к SD21D01
SDB05	Закрытие арматуры SD22S01 на отсосе воздуха из конденсаторов или арматуры SH22S01 на сливе конденсата в конденсатор		Снимается запрет закрытия арматуры SG22S01, SG22S02 на подводе пара к SD22D01

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
SDB06	Закрытие арматуры SD23S01 на отсосе воздуха из конденсаторов или арматуры SH23S01 на сливе конденсата в конденсатор		Снимается запрет закрытия арматуры SG23S01, SG23S02 на подводе пара к SD23D01
SDB14	Арматура SG24S01 на подводе пара к пусковому эжектору SD24D01 открыта, давление на отсосе эжектора менее 0,2 кгс/см ² (абс.)	SD24P01B2	Снимается запрет открытия арматуры SD24S01 на отсосе воздуха из конденсаторов
SDB15	Арматура SG25S01 на подводе пара к пусковому эжектору SD25D01 открыта, давление на отсосе эжектора менее 0,2 кгс/см ² (абс.)	SD25P01B2	Снимается запрет открытия арматуры SD25S01 на отсосе воздуха из конденсаторов
SDB16	Арматура SG26S01 на подводе пара к пусковому эжектору SD26D01 открыта, давление на отсосе эжектора менее 0,2 кгс/см ² (абс.)	SD26P01B2	Снимается запрет открытия арматуры SD26S01 на отсосе воздуха из конденсаторов
SDB17	Совпадение условий: 1) переключатель блокировки пускового эжектора SD24(25,26)D01 в положении «включен»; 2) повышение давления в любом конденсаторе турбины до 0,12 кгс/см ² (абс.) для блоков № 1, 2; более 0,15 кгс/см ² (абс.) для блока № 3; более 0,3 кгс/см ² (абс.) для блока № 4	SD11P09B1 SD12P08B1 SD13P08B1	Включаются пусковые эжекторы, открываются задвижки SG24,25,26S01 и SD24,25,26S01

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
SDB19,18	Воздействие оператора на ключ дистанционного срыва вакуума в конденсаторе, или срабатывание защит со срывом вакуума, или закрытие ключом управления арматуры SG21(22,23)S02 на подаче пара к 3-ей ступени основного эжектора, переключатель блокировок которого находится в положении «рабочий»		Отключаются пусковые эжекторы SD24,25,26, при этом закрываются с запретом открытия задвижки SD24,25,26S01 на отсосе воздуха из конденсаторов, закрываются задвижки SG24,25,26S01 на подводе пара к пусковым эжекторам
SDB42	Снижение уровня в верхней точке любого сливного циркудовода до 50 мм (блокировка вводится при включении соответствующего циркунасоса VC10D01,02,03 и выводится при отключении)	VC61L01B1 VC62L01B1 VC63L01B1 VC64L01B1 VC65L01B1 VC66L01B1	Включаются эжекторы циркусистемы SD31,32,33,34D01, при этом открывается арматура SG31,32,33,34S01 на подводе рабочего пара
SDB41,24,25,26,27,28	Совпадение условий: 1) открыта арматура SG31,32,33,34S01 на подводе рабочего пара к эжекторам циркусистемы; 2) давление на всасе эжекторов циркусистемы в общем коллекторе снизилось до 0,3 кгс/см ² (абс.)	SD30P01B1	Открывается арматура на отсосе воздуха из сливного циркудовода, в котором произошло снижение уровня: 1) SD12S11, SD13S12 - для циркудоводов ЦН-1; 2) SD11S12, SD13S11 - для циркудоводов ЦН-2; 3) SD11S11, SD12S12 - для циркудоводов ЦН-3
SDB44,35,36,37,38,39	Восстановление номинального уровня в циркудоводе № 1(2,3,4,5,6)	VC61L01B1 VC62L01B1 VC63L01B1 VC64L01B1 VC65L01B1 VC66L01B1	Закрывается арматура на отсосе воздуха из сливного циркудовода: 1) SD12S11, SD13S12 - для ЦН-1; 2) SD11S12, SD13S11 - для ЦН-2; 3) SD11S11, SD12S12 - для ЦН-3
SDB43	Совпадение условий: 1) закрыта арматура на отсосе воздуха из сливных циркудоводов SD11S11,12, SD12S11,12, SD13S11,S12; 2) уровень во всех циркудоводах - номинальный	VC61L01B1 VC62L01B1 VC63L01B1 VC64L01B1 VC65L01B1 VC66L01B1	Закрываются арматура SG31,32,33,34S01 на подводе рабочего пара к эжекторам циркусистемы SD31D01, SD32D01, SD33D01, SD34D01

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
SGB46,47	Понижение давления во всех конденсаторах менее 0,9 кгс/см ² (абс.)	SD11P09B1 SD12P08B1 SD13P09B1	Накладывается запрет закрытия арматуры SG11S01, SG11S04 на подаче пара к уплотнениям ЦВД и SG10S03, SG10S06 к уплотнениям ЦНД
SGB46,47	Воздействие оператора на ключ дистанционного срыва вакуума в конденсаторе или срабатывание защит со срывом вакуума и при повышении давления в конденсаторах турбины более 0,9 кгс/см ² (абс.)	SD11P09B1 SD12P08B1 SD13P09B1	Закрывается с запретом открытия арматура на подаче пара к уплотнениям ЦВД - SG11S01, 1SG11S04 и к уплотнениям ЦНД - 1SG10S03, 1SG10S06
RMB07	Нагрузка на турбине менее 30 % номинальной (давление пара за СРК менее 17,5 кгс/см ²) или (для блоков № 3, 4) - повышение уровня в деаэраторах до 2-го предела	SE12P02B1 SE13P02B1 SE14P02B1	Открывается арматура RM52S01, RM52S02 на линии рециркуляции основного конденсата в РБ-9
RMB08	При выполнении любого из условий: 1) арматура RB63S01 слива сепарата в РБ-9 не закрыта; 2) сработала защита по повышению уровня конденсата в корпусе любого ПНД до 2-го предела; 3) (для блоков № 3, 4) повышение уровня в деаэраторах до 3-го предела		Открывается с запретом закрытия арматура RM52S01, RM52S02 рециркуляции основного конденсата в РБ-9
RMB09 (на блоке № 4 нет)	При совпадении условий: 1) нагрузка турбины более 30 % от номинальной (давление пара за СРК более 17,5 кгс/см ²); 2) открытое положение клапана RM50S01	SE12P02B1	Закрывается арматура RM52S01, RM52S02 на линии рециркуляции основного конденсата в РБ-9
RMB31	Понижение давления во всасывающем коллекторе насосов RM41,42,43D01 менее 2,3 кгс/см ²	RM40P01B1	1. Открывается задвижка RM32S01 на байпасе БОУ. 2. Открывается регулирующий клапан RM32S02 на 50 %

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
RMB33	При отсутствии повышения давления во всасывающем коллекторе насосов RM41,42,43D01 более $2,8 \text{ кгс/см}^2$ и закрытом RM32S02	RM40P01B1	Подключается регулятор RM32C02 к управлению регулирующим клапаном RM32S02
RM10ABP	При совпадении условий: 1) насос RM11(12,13)D01 включен и ключ ABP в положении «рабочий»; 2) давление в напорном коллекторе КЭН-1 более $7,5 \text{ кгс/см}^2$; 3) ключ ABP насоса RM13(11,12)D01 в положении «резерв» и насос RM13(11,12)D01 отключен	RM20P01B1 (RM20P01B3, RM20P01B4)	Ввод ABP на включение резервного насоса при отсутствии запрета
RM10ABP	При совпадении условий: 1) введен ABP на включение резервного насоса; 2) давление в напорном коллекторе КЭН-1 менее $6,0 \text{ кгс/см}^2$ в течение 8 с или отключился электродвигатель работающего насоса RM11(12,13)D01	RM20P01B1 (RM20P01B3, RM20P01B4)	Включается в работу резервный КЭН-1 RM13(11,12)D01
RMB1301	При совпадении условий: 1) давление в напорном коллекторе КЭН-1 более $7,5 \text{ кгс/см}^2$; 2) ключ ABP насоса 1RM11(12,13)D01 в положении «резерв» или «работа»	RM20P01B1 (RM20P01B3, RM20P01B4)	С выдержкой времени 30 с автоматически открываются задвижки RM11,12,13S03 на напоре насосов, ключи ABP которых находятся в положении «рабочий» или «резерв»
RMB023	При совпадении условий: 1) насос RM11(12,13)D01 в работе; 2) закрыта арматура RM11(12,13)S03 на напоре насоса		Через 120 с отключается работающий насос RM11(12,13)D01, арматура на напоре которого закрыта
RMB1401	Отключение всех насосов RM11,12,13D01		С выдержкой времени 6 с отключаются все КЭН-2 и закрывается арматура RM11,12,13S03, RM41,42,43S03 на напоре насосов

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
RM40ABP	При совпадении условий: 1) насос RM41(42,43)D01 включен и ключ ABP насоса RM41(42,43)D01 в положении «работа-1» или «работа-2»; 2) давление в напорном коллекторе КЭН-2 более 18,5 кгс/см ² ; 3) ключ ABP насоса RM43(41,42)D01 в положении «резерв» и насос RM43(41,42)D01 отключен	RM50P03B1 (RM50P03B2, RM50P03B3)	Вводится ABP на включение резервного насоса RM43(41,42)D01 при отсутствии запретов
RM40ABP	При совпадении условий: 1) введен ABP на включение резервного насоса RM43(41,42)D01; 2) давление в напорном коллекторе КЭН-2 менее 17,0 кгс/см ² в течение 10 с или отключился электродвигатель работающего насоса RM41(42,43)D01	RM50P03B1 (RM50P03B2, RM50P03B3)	Включается резервный насос RM43(41,42)D01
RMB053	Давление масла на смазку подшипников работающего насоса RM41(42,43)D01 менее 0,35 кгс/см ²	SU91P05B1 (SU91P10B1, SU91P15B1)	С выдержкой времени 4 с отключается работающий насос RM41(42,43)D01
RMB056	Закрыта арматура RM41(42,43)S03 на напоре работающего насоса RM41(42,43)D01		Через 120 с отключается работающий насос RM41(42,43)D01
RMB1802	Включен любой насос RM41(42,43)D01 и давление в напорном коллекторе КЭН-2 более 18,5 кгс/см ²	RM50P03B1 (RM50P03B2, RM50P03B3)	С выдержкой времени 30 с автоматически открывается арматура RM41,42,43S03 на напоре КЭН-2, ключи ABP которых находятся в положении «рабочий» или «резерв»
RMB1802	Отключение электродвигателей всех насосов RM41,42,43D01		Закрывается арматура на напоре насосов RM41,42,43S03

Оперативное наименование	Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, тип, предел измерения	Воздействие
RMB051	Не включение по АВР резервного насоса RM13(11,12)D01 при работе двух насосов RM41,42(43)D01		С выдержкой времени 2 с отключается RM41(42,43)D01, ключ выбора режима которого находится в положении «работа-1»
RMB01,03	Температура подшипника электродвигателя RM11(13)D01 более 80 °С по любым двум из трех датчиков термоконтроля	RM11,13T11B2 RM11,13T12B2 RM11,13T13B2	Отключается электродвигатель работающего насоса RM11(13)D01
RMB04,06	Температура сегментов подпятника электродвигателя RM11(13)D01 более 80 °С по любым двум из трех датчиков термоконтроля	RM11,13T14B2 RM11,13T15B2 RM11,13T16B2	Отключается электродвигатель работающего насоса RM11(13)D01
RMB01,02,03	Температура подшипника электродвигателя RM11(12,13)D01 более 80 °С по любым двум из трех датчиков термоконтроля	RM11,12,13T11B2 RM11,12,13T12B2 RM11,12,13T13B2	Отключается электродвигатель работающего насоса RM11(12,13)D01
RMB04,05,06	Температура сегментов подпятника электродвигателя RM11(12,13)D01 более 80 °С по любым двум из трех датчиков термоконтроля	RM11,12,13T14B2 RM11,12,13T15B2 RM11,12,13T16B2	Отключается электродвигатель работающего насоса RM11(12,13)D01

5.3. Регулирование

5.3.1. В системе SD установлен регулятор RM32C02, который воздействует на регулирующий клапан RM32S02.

5.3.2. При понижении давления во всасывающем коллекторе насосов RM41,42,43D01 до 2,3 кгс/см² (RMB31, RMB33 датчик RM40P01B1) алгоритм работы регулятора RM32C02 следующий:

- 1) открывается арматура RM32S01 на байпасе БОУ;
- 2) открывается регулирующий клапан RM32S02 на байпасе БОУ на 50 %;
- 3) подключается регулятор давления RM32C02 к управлению регулирующим клапаном RM32S02.

5.3.3. При повышении давления во всасывающем коллекторе насосов RM41,42,43D01 до 2,8 кгс/см² (RMB33, датчик RM40P01B1) и закрытом положении клапана RM32S02 отключается регулятор RM32C02 от управления регулирующим клапаном RM32S02.

5.3.4. Уровень в конденсаторах турбины поддерживается регулятором системы UA.

5.4. Сигнализация

5.4.1. В системе SD реализована сигнализация на БЩУ указывающая:

1) на повышение более 240 см или понижение менее 150 см уровня в любом конденсаторе; при достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA4 «L SD11,12,13», сопровождающееся звуковым сигналом;

2) на повышение давления в конденсаторе более 0,13 кгс/см²; при достижении уставки срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA13 «W SD > 0,13», сопровождающееся звуковым сигналом;

3) на понижение давления на всасе КЭН-2 менее 1,7 кгс/см²; при достижении уставки срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA14 «↓Р всаса КЭН-2», сопровождающееся звуковым сигналом;

4) на повышение температуры подшипника электродвигателя или подпятника КЭН-1 более 70 °С; при достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA20-25 «Т подшипников↑ ≥ 70 RM11(12,13)», «Т подпятника↑ ≥ 70 RM11(12,13)», («Т RM11D01» «Т RM13D01» для блока № 1);

5) на понижении уровня циркуляды в сливных камерах конденсаторов менее 5 см; при достижении значений уставки срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA17 «включены ЭЦС»;

6) на отключение конденсатных насосов; при отключении КЭН-1 и КЭН-2 по блокировке RMB06 на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA15 «Отключены КЭН ТГ»;

7) на понижении давления впрыска в ПСУ менее 17,5 кгс/см²; при достижении значений уставки срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ28 высвечивается табло HLA18 «↓Р воды впрыска в ПСУ»;

8) на понижение давления масла на смазку КЭН-2 менее 1 кгс/см²; при достижении уставки срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ31 высвечивается табло HLA7-9 «↓Р масла смазки RM41(42,43)», сопровождающееся звуковым сигналом;

9) на понижение уровня масла в маслобаке КЭН-2; при достижении уставки срабатывания сигнализации на панели БЩУ № НУ31 высвечивается табло HLA16-18 «L МБ RM41(42,43)↓», сопровождающееся звуковым сигналом.

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для контроля и обеспечения постоянной эксплуатационной готовности системы SD, а также для дистанционного управления системой проектом предусмотрены точки измерения давления, температуры, уровня, расхода. Вывод данных осуществляется на РМОТ и на приборы панелей БЩУ (дополнительно АРМ БЩУ ТСА на блоке №3).

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Точки измерения расхода, давления, температуры и уровня в системе SD, а также дополнительные данные и информация, связанная с КИП, для блока № 1, приведены в табл. 6.2.1.

6.2.2. Точки измерения расхода, давления, температуры и уровня в системе SD, а также дополнительные данные и информация, связанная с КИП, для блока № 2, приведены в табл. 6.2.2.

6.2.3. Точки измерения расхода, давления, температуры и уровня в системе SD, а также дополнительные данные и информация, связанная с КИП, для блока № 3, приведены в табл. 6.2.3.

6.2.4. Точки измерения расхода, давления, температуры и уровня в системе SD, а также дополнительные данные и информация, связанная с КИП, для блока № 4, приведены в табл. 6.2.4.

6.2.5. 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

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
1SD11P03	1SD11P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	1HS053/26	1SAF12.1 УВС	Более 0,23	В
1SD11P04	1SD11P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		1SAF12.1	Более 0,23	В
1SD11P05	1SD11P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		1SAF12.1	Более 0,23	В
1SD11P08	1SD11P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	1HS053/01	УВС ВП, пом. ЭТУ ВП, пом.БЦУ 1SAF12.1 1SAF12.1 1SAF40	Более 0,7 Менее 0,2 Более 0,4	В J J В В В
			1HS053/01, 1HS053/36	1SDB07 1SDB12 1RTB1101,1102	Менее 0,15 Более 0,3 Менее 0,23	В В В
1SD11P09	1SD11P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	1HS053/02	1RTB1101,SDF01 1SDB17 1SGB46,47 Регулятор БРУ-К Блокировка по повышению давления	Более 0,23 Более 0,12 Менее 0,9 Более 0,23	В В В В
1SD12P03	1SD12P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	1HS053/29	1SAF12.2 УВС	Более 0,23	В
1SD12P04	1SD12P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		1SAF12.2	Более 0,23	В
1SD12P05	1SD12P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		1SAF12.2	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
1SD12P08	1SD12P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	1HS053/03	1RTB1101,SDF01 1SDB17 1SGB46,47 1RTB1101,1102 Регулятор БРУ-К Блокировка по повышению давления	Более 0,23 Более 0,12 Менее 0,9 Менее 0,23 Более 0,23	В В В В В
1SD12P09	1SD12P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	1HS053/04 1HS053/04 1HS082/33	УВС ВП, пом. БЩУ ВП, пом. ЭТУ 1SAF12.2 1SAF12.2 1SDB08 1SDB12	 Более 0,7 Менее 0,2 Менее 0,15 Более 0,3	Ж Ж В В В В
1SD13P03	1SD13P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	1HS053/30	1SAF12.3 УВС	Более 0,23	В
1SD13P04	1SD13P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		1SAF12.3	Более 0,23	В
1SD13P05	1SD13P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		1SAF12.3	Более 0,23	В
1SD13P08	1SD13P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	1HS053/05	1SDB17 1RTB1101,SDF01 Блокировка регулятора 1RTB1101,1102 1SDB09 1SDB12	Более 0,12 Более 0,23 Менее 0,9, более 0,9 Менее 0,23 Менее 0,15 Более 0,3	В В В В В В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
1SD13P09	1SD13P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	1HS053/06	УВС ВП, пом. БЩУ 1SAF12.3 1SAF12.3 ВП, пом. ЭТУ	Более 0,7 Менее 0,2	J В В J
			1HS053/06, 1HS053/07	1SGB46,47 Регулятор БРУ-К Блокировка по повышению давления	Менее 0,9 Более 0,23	В В
1SD24P01	1SD24P01B1	МВТП-160 -1-0-1,5 кгс/см ² 22ДА		Манометр		J
	1SD24P01B2	0-1,6 кгс/см ²	1HS053/22	УВС 1SDB14	Более 0,75 Более 0,2	В В
1SD25P01	1SD25P01B1	МВТП-160 -1-0-1,5 кгс/см ² 22ДА		Манометр		J
	1SD25P01B2	0-1,6 кгс/см ²	1HS053/23	УВС 1SDB15	Более 0,75 Более 0,2	В В
1SD26P01	1SD26P01B1	МВТП-160 -1-0-1,5 кгс/см ² 22ДА		Манометр		J
	1SD26P01B2	0-1,6 кгс/см ²	1HS053/24	УВС 1SDB16	Более 0,75 Более 0,2	В В
1SD11L01A1	1SD11L01B1	22ДД 0-4000 см	1HS053/14	ВП, пом. БЩУ Сигнализация Сигнализация Регулятор 1RM50C01 Регулятор 1UA11C02 Регулятор 1UA12C02 УВС	Менее 150 Более 240	J А А В В В В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
1SD11L02A1	1SD11L02B1	22ДД 0-1600 см	1HS053/15	ВП, пом. БЩУ УВС		J B
1SD12L01A1	1SD12L01B1	22ДД 0-4000 см	1HS053/16	ВП, пом. БЩУ Сигнализация Сигнализация Регулятор 1RM50C01 Регулятор 1UA11C02 Регулятор 1UA12C02 УВС	Менее 150 Более 240	J A A B B B B
1SD12L02A1	1SD12L02B1	22ДД 0-1600 см	1HS053/17	ВП, пом. БЩУ УВС		J B
1SD13L01A1	1SD13L01B1	22ДД 0-4000 см	1HS053/18	ВП, пом. БЩУ Сигнализация Сигнализация Регулятор 1RM50C01 Регулятор 1UA11C02 Регулятор 1UA12C02 УВС	Менее 150 Более 240	J A A B B B B
1SD13L02A1	1SD13L02B1	22ДД 0-1600 см	1HS053/19	ВП, пом. БЩУ УВС		J B
	1SD13L02B2	22ДД 0-1600 см	1HS053/20	1RM10ABP, 1RM40ABP	Менее 70	B
1RM20P01R1	1RM20P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	1HS053/28	1RM10ABP 1RM10ABP УВС	Менее 6 Более 7,5	B B B
	1RM20P01B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		J
1RM20P01R2	1RM20P01B3	22ДИ 0-16 кгс/см ²	1HS088/25	1RM10ABP 1RM10ABP	Менее 6 Более 7,5	B B
1RM20P01R3	1RM20P01B4	22ДИ 0-16 кгс/см ²	1HS089/25	1RM10ABP 1RM10ABP	Менее 6 Более 7,5	B B

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
1RM40P01	1RM40P01B1	22ДИ 0-10 кгс/см ²	1HS053/33	УВС 1RMB31,33 Регулятор 1RM32C02	Менее 2,3, более 2,8	В В В
	1RM40P01B2	ЭКМ 0-10 кгс/см ²		Разрешение. включ. КЭН-2	Более 1,7	В
1RM50P03R1	1RM50P03B1	22ДИ 0-40 кгс/см ²	1HS053/32	1RM40ABP 1RM40ABP Регулятор 1RM50C01 УВС	Менее 17 Более 18,5	В В В В
				1RM40ABP 1RM40ABP Регулятор 1RM50C01	Менее 17 Более 18,5	В В В
1RM50P03R2	1RM50P03B2	22ДИ 0-40 кгс/см ²	1HS088/26	1RM40ABP 1RM40ABP Регулятор 1RM50C01	Менее 17 Более 18,5	В В В
1RM50P03R3	1RM50P03B3	22ДИ 0-40 кгс/см ²	1HS089/26	1RM40ABP 1RM40ABP Регулятор 1RM50C01	Менее 17 Более 18,5	В В В
				1RM40ABP 1RM40ABP Регулятор 1RM50C01	Менее 17 Более 18,5	В В В

Таблица 6.2.2

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2SD11P03	2SD11P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	2HS053/26	2SAF12.1 УВС	Более 0,23	В В
				2SAF12.1	Более 0,23	В
2SD11P04	2SD11P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		2SAF12.1	Более 0,23	В
2SD11P05	2SD11P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		2SAF12.1	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2SD11P08	2SD11P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/01	УВС А604023 ВП, пом. ЭТУ		В J
				ВП, пом. БЩУ 2SAF40	Более 0,4	J В
				2SAF12.1 2SAF12.1	Более 0,7 Менее 0,2	В В
			2HS053/01, 2HS053/36	2SDB07	Менее 0,15	В
				2SDB12	Более 0,3	В
				2RTB1101	Менее 0,23	В
2SD11P09	2SD11P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/02	2RTB1101, 2SDF01 2SDB17 2SGB46,47 Рег. БРУ-К Блокировка по повышению давления	Более 0,23 Более 0,12 Менее 0,9 Более 0,23	В В В В
2SD11P10	2SD11P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502018		В
	2SD11P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
2SD11P11	2SD11P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/02	УВС А502019		В
2SD12P03	2SD12P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	2HS053/29	2SAF12.2 УВС	Более 0,23	В В
2SD12P04	2SD12P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		2SAF12.2	Более 0,23	В
2SD12P05	2SD12P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		2SAF12.2	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2SD12P08	2SD12P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/03	2RTB1101, 2SDF01 2SDB17 2SGB46,47 2RTB1101 Рег. БРУ-К Блокировка по повышению давления	Более 0,23 Более 0,12 Менее 0,9 Менее 0,23 Более 0,23	В В В В В
2SD12P09	2SD12P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/04	УВС А604024 ВП, пом. БЩУ		В J
				ВП, пом. ЭТУ		J
				2SAF12.2 2SAF12.2	Более 0,7 Менее 0,2	В В
			2HS053/04, 2HS082/33	2SDB08 2SDB12	Менее 0,15 Более 0,3	В В
2SD12P10	2SD12P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502020		В
	2SD12P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
2SD12P11	2SD12P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502021		В
2SD13P03	2SD13P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	2HS053/30	2SAF12.3 УВС	Более 0,23	В В
2SD13P04	2SD13P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		2SAF12.3	Более 0,23	В
2SD13P05	2SD13P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		2SAF12.3	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2SD13P08	2SD13P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/05	2SDB17 2RTB1101, 2SDF01	Более 0,12 Более 0,23	В В
				Блокировка регулятора	Менее 0,9, более 0,9	В
				2RTB1101,1102	Менее 0,23	В
				2SDB09 2SDB12	Менее 0,15 Более 0,3	В В
				2SGB46,47	Менее 0,9	В
2SD13P09	2SD13P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	2HS053/06	УВС А604025 ВП, пом. БЩУ		В J
				ВП, пом. ЭТУ		J
				2SAF12.3 2SAF12.3	Более 0,7 Менее 0,2	В В
			2HS053/06, 2HS053/07	Регулятор БРУ-К Блокировка по повышению давления	Более 0,23	В
2SD13P10	2SD13P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502022		В
2SD13P11	2SD13P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502023		В
	2SD13P11B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
2SD21P01	2SD21P01B1	ЭКМВ-1У -1-0-0,6 кгс/см ²		2SDB01	Более -0,7	В
2SD22P01	2SD22P01B1	ЭКМВ-1У -1-0-0,6 кгс/см ²		2SDB02	Более -0,7	В
2SD23P01	2SD23P01B1	ЭКМВ-1У -1-0-0,6 кгс/см ²		2SDB03	Более -0,7	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2SD24P01	2SD24P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	2SD24P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	2HS053/22	2SDB14	Более 0,2	B
2SD25P01	2SD25P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	2SD25P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	2HS053/23	2SDB15	Более 0,2	B
2SD26P01	2SD26P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	2SD26P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	2HS053/24	2SDB16	Более 0,2	B
2SD30P01	2SD30P01B1	ЭКМВ-1У -1-0-1,5 кгс/см ²		2SDB29-34	Менее 0,3	B
	2SD30P01B2	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А509069		B
2SD41P02	2SD41P02B1	22ДА 0-2,5 кгс/см ²		УВС А502093		B
	2SD41P02B2	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
2SD11L01A1	2SD11L01B1	22ДД 0-4000 см	2HS053/14	ВП, пом. БЩУ УВС А502037		J
				Сигнализация	Менее 150	A
				Сигнализация	Более 240	A
				Регулятор 2RM50C01 Регулятор 2UA11C02 Регулятор 2UA12C02		B B B
2SD11L02A1	2SD11L02B1	22ДД 0-1600 см	2HS053/15	ВП, пом. БЩУ УВС А502038		J B

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2SD12L01A1	2SD12L01B1	22ДД 0-4000 см	2HS053/16	ВП, пом. БЩУ УВС А502039		J В
				Сигнализация Сигнализация	Менее 150 Более 240	А А
				Регулятор 2RM50C01 Регулятор 2UA11C02 Регулятор 2UA12C02		В В В
2SD12L02A1	2SD12L02B1	22ДД 0-1600 см	2HS053/17	ВП, пом. БЩУ УВС А502040		J В
2SD13L01A1	2SD13L01B1	22ДД 0-4000 см	2HS053/18	ВП, пом. БЩУ УВС А502043		J В
				Сигнализация Сигнализация	Менее 150 Более 240	А А
				Регулятор 2RM50C01 Регулятор 2UA11C02 Регулятор 2UA12C02		В В В
2SD13L02A1	2SD13L02B1	22ДД 0-1600 см	2HS053/19	ВП, пом. БЩУ УВС А502044 2RM10ABP, 2RM40ABP	Менее 70	J В В
2SD13L02A1	2SD13L02B2	22ДД 0-1600 см	2HS053/20	2RM10ABP, 2RM40ABP	Менее 70	В
	2SD13L02B3	22ДД 0-1600 см		2RM10ABP, 2RM40ABP	Менее 70	В
2RM20P01R01	2RM20P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	2HS053/28	2RM10ABP УВС А503036	Менее 6, более 8	В
	2RM20P01B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		J
2RM20P01R02	2RM20P01B3	22ДИ 0-16 кгс/см ²	2HS088/25	2RM10ABP	Менее 6, более 8	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
2RM20P01R03	2RM20P01B4	22ДИ 0-16 кгс/см ²	2HS089/25	2RM10ABP	Менее 6, более 8	В
2RM40P01	2RM40P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	2HS053/33	2RMB31 2RMB33	Менее 2,3 Более 2,8	В В
				УВС А506056 Регулятор 2RM32C02		В В
	2RM40P01B2	ЭКМ 0-10 кгс/см ²		Разрешение включения КЭН-2	Более 1,7	В
2RM50P03R01	2RM50P03B1	22ДИ 0-40 кгс/см ²	2HS053/32	2RM40ABP УВС А509070	Менее 17, более 18,5	В В
				Регулятор 2RM50C01		В
2RM50P03R02	2RM50P03B2	22ДИ 0-40 кгс/см ²	2HS088/26	2RM40ABP Регулятор 2RM50C01	Менее 17, более 18,5	В В
2RM50P03R03	2RM50P03B3	22ДИ 0-40 кгс/см ²	2HS089/26	2RM40ABP Регулятор 2RM50C01	Менее 17, более 18,5	В В
2RM31F01	2RM31F01B1	22ДД 0-63 м ³ /ч		УВС А507004		В

Таблица 6.2.3

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD11P03	3SD11P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	3HS053/26	3SAF12.1	Более 0,23	В
				УВС А501102		В
3SD11P04	3SD11P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		3SAF12.1	Более 0,23	В
3SD11P05	3SD11P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		3SAF12.1	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD11P08	3SD11P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	3HS053/01	УВС А603023		В
				ВП, пом. ЭТУ		Ј
				ВП, пом. БЩУ		Ј
				3SAF40	Более 0,9	В
			3HS053/01, 3HS053/36	3SAF12.1	Более 0,7	В
				3SAF12.1	Менее 0,2	В
3SD11P09	3SD11P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	3HS053/02	3SDB07	Менее 0,13	В
				3SDB12,17	Более 0,3	В
				УВС А601009		В
				3RTB1101,3SDF01,3RDF03	Более 0,23	В
3SD11P09	3SD11P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		3SDB17	Более 0,15	В
				3SGB46,47	Менее 0,9	В
3SD11P10	3SD11P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		Блокировка БРУ-К по повышению давления	Более 0,23	В
				УВС А502019		В
3SD11P10	3SD11P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		УВС А502018		В
				Манометр		Ј
3SD12P03	3SD12P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	3HS053/29	3SAF12.2	Более 0,23	В
				УВС А501099		В
3SD12P04	3SD12P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		3SAF12.2	Более 0,23	В
3SD12P05	3SD12P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		3SAF12.2	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD12P08	3SD12P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	3HS053/03	3RTB1101,3SDF01,3RDF03 3SDB17 3SGB46,47 Блокировка БРУ-К по повышению давления	Более 0,23 Более 0,15 Менее 0,9 Более 0,23	В В В В
3SD12P09	3SD12P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	3HS053/04	УВС А603024 ВП, пом. БЦУ ВП, пом. ЭТУ		В J J
				3SAF12.2 3SAF12.2	Более 0,7 Менее 0,2	В В
			3HS053/04, 3HS082/33	3SDB08 3SDB12 УВС А601010	Менее 0,15 Более 0,3	В В В
	3SD12P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502021		В
3SD12P10	3SD12P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502020		В
	3SD12P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
3SD13P03	3SD13P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	3HS053/30	3SAF12.3 УВС А501100	Более 0,23	В
3SD13P04	3SD13P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		3SAF12.3	Более 0,23	В
3SD13P05	3SD13P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		3SAF12.3	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD13P08	3SD13P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	3HS053/05	3SDB17	Более 0,15	В
				3RTB1101,3SDF01,3RDF03	Более 0,23	В
				Блокировка регулятора	Менее 0,9, более 0,9	В
				3SDB09 3SDB12	Менее 0,13 Более 0,3	В В
				3SGB46,47	Менее 0,9	В
3SD13P09	3SD13P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	3HS053/06	УВС А604025		В
				ВП, пом. БЩУ		Ж
				ВП, пом. ЭТУ		Ж
				3SAF12.3 3SAF12.3	Более 0,7 Менее 0,2	В В
3SD13P09	3SD13P09B1		3HS053/06, 3HS053/07	Блокировка БРУ-К по повышению давления УВС А601011	Более 0,23	В
	3SD13P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502023		В
3SD13P10	3SD13P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502022		В
	3SD13P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		Ж
3SD21P01	3SD21P01B1	ЭКМБ-1У -1-0-0,6 кгс/см ²		3SDB01	Более -0,7	В
3SD22P01	3SD22P01B1	ЭКМБ-1У -1-0-0,6 кгс/см ²		3SDB02	Более -0,7	В
3SD23P01	3SD23P01B1	ЭКМБ-1У -1-0-0,6 кгс/см ²		3SDB03	Более -0,7	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD24P01	3SD24P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	3SD24P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	3HS053/22	3SDB14	Более 0,2	B
3SD25P01	3SD25P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	3SD25P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	3HS053/23	3SDB15	Более 0,2	B
3SD26P01	3SD26P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	3SD26P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	3HS053/24	3SDB16	Более 0,2	B
3SD30P01	3SD30P01B1	ЭКМВ-1У -1-0-1,5 кгс/см ²		3SDB29-34	Менее 0,3	B
	3SD30P01B2	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А509069		B
3SD41P01	3SD41P01B1	22ДА 0-1,6 кгс/см ²		УВС А502093		B
3SD41P02	3SD41P02B1	22ДА 0-2,5 кгс/см ²		Резерв		
	3SD41P02B2	МВТП-160 -1-0-1,5 кгс/см ²		Манометр		J

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD11L01A1	3SD11L01B1	22ДД 0-4000 см	3HS053/14	ВП, пом. БЩУ УВС А502037		Ј
				Сигнализация Сигнализация Регулятор 3RM50C01 Регулятор 3UA11C02 Регулятор 3UA12C02 УВС	Менее 150 Более 240	А А В В В
				3RLB03.3 3RLB03.3	Менее 170 Более 285	В В
3SD11L02A1	3SD11L02B1	22ДД 0-1600 см	3HS053/15	ВП, пом. БЩУ УВС А502038		Ј В
3SD12L01A1	3SD12L01B1	22ДД 0-4000 см	3HS053/16	ВП, пом. БЩУ УВС А502039 Регулятор 3RM50C01 Регулятор 3UA11C02 Регулятор 3UA12C02 УВС		Ј В В В В
				3RLB03.3 3RLB03.3	Менее 170 Более 285	В В
			3HS053/16, 3HS054/32	Сигнализация Сигнализация ВП, пом.БЩУ	Менее 150 Более 240	А А Ј
3SD12L02A1	3SD12L02B1	22ДД 0-1600 см	3HS053/17	ВП, пом.БЩУ УВС А502040		Ј В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3SD13L01A1	3SD13L01B1	22ДД 0-4000 см		ВП, пом. БЩУ УВС А502043 Регулятор 3RM50C01 Регулятор 3UA11C02 Регулятор 3UA12C02 УВС		J B B B B B
			3HS053/18, 3HS054/30	3RLB03.3 3RLB03.3	Менее 170 Более 285	B B
				Сигнализация Сигнализация ВП, пом. БЩУ	Менее 150 Более 240	A A J
3SD13L02A1	3SD13L02B1	22ДД 0-1600 см	3HS053/19	ВП, пом. БЩУ УВС А502044		J B
			3HS055/24	3RM10ABP, 3RM40ABP	Менее 70	B
	3SD13L02B2	22ДД 0-1600 см		3RM10ABP, 3RM40ABP	Менее 70	B
	3SD13L02B3	22ДД 0-1600 см		3RM10ABP, 3RM40ABP	Менее 70	B
3RM20P01R1	3RM20P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	3HS053/28	3RM10ABP УВС А503036 ВП, пом. БЩУ	Менее 6, более 7,5	B B J
	3RM20P01B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		J
3RM20P01R2	3RM20P01B3	22ДИ 0-16 кгс/см ²	3HS088/25	3RM10ABP	Менее 6, более 7,5	B
3RM20P01R3	3RM20P01B4	22ДИ 0-16 кгс/см ²	3HS089/25	3RM10ABP	Менее 6, более 7,5	B

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
3RM40P01	3RM40P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	3HS053/33	УВС А506056 Регулятор 3RM32C02		В В
	3RM40P01B1		3HS053/33, 3HS055/25	Показания БЩУ, УВС		Ј
	3RM40P01B2	ЭКМ 0-10 кгс/см ²		Разрешение включения КЭН-2	Более 1,7	
3RM50P03R1	3RM50P03B1	22ДИ 0-40 кгс/см ²	3HS053/32	Регулятор 3RM50C01 УВС А509070 ВП, пом. БЩУ		В В Ј
			3HS053/32, 3HS051/36	3RM40ABP	Менее17, более 18,5	В
3RM50P03R2	3RM50P03B2	22ДИ 0-40 кгс/см ²	3HS088/26	3RM40ABP Регулятор 3RM50C01	Менее17, более 18,5	В В
3RM50P03R3	3RM50P03B3	22ДИ 0-40 кгс/см ²	3HS089/26	3RM40ABP Регулятор 3RM50C01	Менее17, более 18,5	В В
3RM31F01	3RM31F01B1	22ДД 0-0,4 кгс/см ²		УВС А507004		В

Таблица 6.2.4

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD11P03	4SD11P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	4HS01/5	4SAF12.1	Более 0,23	В
				УВС А501111		В
4SD11P04	4SD11P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	4HS01/14	4SAF12.1	Более 0,23	В
4SD11P05	4SD11P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	4HS01/25	4SAF12.1	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD11P08	4SD11P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/01	УВС А602002 ВП, пом. ЭТУ		В J
				ВП, пом. БЩУ 4SAF40	Более 0,9	J В
				4SAF12.1 4SAF12.1	Более 0,7 Менее 0,2	В В
			4HS053/01, 4HS053/36	4SDB07, 4SH11S31,13S51 4SDB12,17	Менее 0,13 Более 0,3	В В
				УВС А601009		В
4SD11P09	4SD11P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/02	4RDF03 4SGB46,47	Более 0,23 Менее 0,9	В В
				Блокировка БРУ-К по повышению давления	Более 0,23	В
4SD11P10	4SD11P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502019		В
4SD11P10	4SD11P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502018		В
	4SD11P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
4SD12P03	4SD12P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	4HS053/29	4SAF12.2 УВС А501119	Более 0,23	В
4SD12P04	4SD12P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		4SAF12.2	Более 0,23	В
4SD12P05	4SD12P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		4SAF12.2	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD12P08	4SD12P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/03	4RDF03 4SGB46,47 Блокировка БРУ-К по повышению давления	Более 0,23 Менее 0,9 Более 0,23	В В В
4SD12P09	4SD12P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/04	УВС А602003 ВП, пом. БЩУ ВП, пом. ЭТУ		В J J
				4SAF12.2 4SAF12.2	Более 0,7 Менее 0,2	В В
4SD12P09	4SD12P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/04, 4HS082/33	4SDB08, 4SH11S31,13S51 4SDB12 УВС А601010	Менее 0,13 Более 0,3	В В В
	4SD12P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502021		В
4SD12P10	4SD12P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502020		В
	4SD12P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
4SD13P03	4SD13P03B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²	4HS053/30	4SAF12.3 УВС А501120	Более 0,23	В В
4SD13P04	4SD13P04B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		4SAF12.3	Более 0,23	В
4SD13P05	4SD13P05B1	22ДА 0-0,4 кгс/см ²		4SAF12.3	Более 0,23	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD13P08	4SD13P08B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/05	4RDF03 Блокировка регулятора 4SG70C02	Более 0,23 Менее Более 0,9	В В
				4SDB09, 4SH11S31,13S51 4SDB12,17	Менее 0,13 Более 0,3	В В
				4SGB46,47	Менее 0,9	В
4SD13P09	4SD13P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/06	УВС А602004 ВП, пом. БЩУ		В J
				ВП, пом. ЭТУ		J
				4SAF12.3 4SAF12.3	Более 0,7 Менее 0,2	В В
4SD13P09	4SD13P09B1	22ДА 0-1 кгс/см ²	4HS053/06, 4HS053/07	Блокировка БРУ-К повы- шению давления УВС А601011	Более 0,23	В
	4SD13P11B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502023		В
4SD13P10	4SD13P10B1	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А502022		В
	4SD13P10B2	МВТП-160 -1-0-0,6 кгс/см ²		Манометр		J
4SD21P01	4SD21P01B1	22ДА 0-1,6 кгс/см ²		4SDB01	Более 0,3	В
4SD22P01	4SD22P01B1	22ДА 0-1,6 кгс/см ²		4SDB02	Более 0,3	В
4SD23P01	4SD23P01B1	22ДА 0-1,6 кгс/см ²		4SDB03	Более 0,3	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD24P01	4SD24P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	4SD24P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	4HS053/22	4SDB14	Более 0,2	B
4SD25P01	4SD25P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
	4SD25P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	4HS053/23	4SDB15	Более 0,2	B
4SD26P01	4SD26P01B1	МВТП-160 -1-0-3 кгс/см ²		Манометр		J
4SD26P01	4SD26P01B2	22ДА 0-1,6 кгс/см ²	4HS053/24	4SDB16	Более 0,2	B
4SD30P01	4SD30P01B1	ЭКМВ-1У -1-0-3 кгс/см ²		4SDB29-34	Менее 0,3	B
	4SD30P01B2	22ДА 0-1 кгс/см ²		УВС А509069		B
4SD41P01	4SD41P01B1	22ДА 0-1,6 кгс/см ²		УВС А502093		B
4SD41P02	4SD41P02B1	22ДА 0-2,5 кгс/см ²		Резерв		
	4SD41P02B2	МВТП-160 -1-0-1,5 кгс/см ²		Манометр		J
	4SD52P03B2	22ДА 0-1 кгс/см ²		4SEF64	Более 0,6	B

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD11L01A1	4SD11L01B1	22ДД 0-4000 см	4HS053/14	ВП, пом. БЩУ УВС А502037		J В
				Сигнализация Сигнализация	Менее 150 Более 240	А А
				Регулятор 4RM50C01 Регулятор 4UA11C02 Регулятор 4UA12C02		В В В
				4RLB03.3 4RLB03.3	Менее 170 Более 285	В В
4SD11L02A1	4SD11L02B1	22ДД 0-1600 см	4HS053/15	ВП, пом. БЩУ УВС А502038		J В
4SD12L01A1	4SD12L01B1	22ДД 0-4000 см	4HS053/16	УВС А502039		В
				Сигнализация Сигнализация	Менее 150 Более 240	А А
4SD12L01A1	4SD12L01B1	22ДД 0-4000 см	4HS053/16	Регулятор 4RM50C01 Регулятор 4UA11C02 Регулятор 4UA12C02		В В В
			4HS053/16, 4HS054/32	4RLB03.3 4RLB03.3 ВП, пом. БЩУ	Менее 170 Более 285	В В J
4SD12L02A1	4SD12L02B1	22ДД 0-1600 см	4HS053/17	ВП, пом. БЩУ УВС А502040		J В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4SD13L01A1	4SD13L01B1	22ДД 0-4000 см	4HS053/18	УВС А502043		В
				Сигнализация Сигнализация	Менее 150 Более 240	А А
				Регулятор 4RM50C01 Регулятор 4UA11C02 Регулятор 4UA12C02		В В В
			4HS053/18, 4HS054/30	4RLB03.3 4RLB03.3 ВП, пом. БЩУ	Менее 170 Более 285	В В J
4SD13L02A1	4SD13L02B1	22ДД 0-1600 см	4HS053/19	ВП, пом. БЩУ УВС А502044		J В
			4HS053/19, 4HS055/24	Запрет АВР КЭН-1, КЭН-2	Менее 70	В
	4SD13L02B2	22ДД 0-1600 см	4HS053/20	Запрет АВР КЭН-1, КЭН-2	Менее 70	В
	4SD13L02B3	22ДД 0-1600 см		Запрет АВР КЭН-1, КЭН-2	Менее 70	В
4RM20P01R1	4RM20P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	4HS053/28	АВР КЭН-1, ввод АВР КЭН-1 УВС А503036	Менее 6, более 7,5	В В
	4RM20P01B2	МТП-160 0-25 кгс/см ²		Манометр		J
4RM20P01R2	4RM20P01B3	22ДИ 0-16 кгс/см ²	4HS088/25	АВР КЭН-1, ввод АВР КЭН-1	Менее 6, более 7,5	В
4RM20P01R3	4RM20P01B4	22ДИ 0-16 кгс/см ²	4HS089/25	АВР КЭН-1, ввод АВР КЭН-1	Менее 6, более 7,5	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4RM26P10	4RM26P10B1	ЭКМ-1У 0-10 кгс/см ²		4RBB01,02 запрет включения 4RB61D01	Менее 1, более 6	В
	4RM26P10B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		Ј
4RM26P11	4RM26P11B1	ЭКМ-1У 0-10 кгс/см ²		4RBB01,02 запрет включения 4RB61D01	Менее 1, более 6	В
	4RM26P11B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		Ј
4RM26P12	4RM26P12B1	ЭКМ-1У 0-10 кгс/см ²		4RBB01,02 запрет включения 4RB62D01	Менее 1, более 6	В
	4RM26P12B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		Ј
4RM26P13	4RM26P13B1	ЭКМ-1У 0-10 кгс/см ²		4RBB01,02 запрет включения 4RB62D01	Менее 1, более 6	В
	4RM26P13B2	МТП-160 0-16 кгс/см ²		Манометр		Ј
4RM31F01	4RM31F01B1	22ДД 0-0,4 кгс/см ²		УВС А507004		В
4RM40P01	4RM40P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	4HS053/33	4RMB31 4RMB33	Менее 2,3 Более 2,8	В В
4RM40P01	4RM40P01B1	22ДИ 0-16 кгс/см ²	4HS055/25	УВС А506056 Регулятор 4RM32C02		В В
	4RM40P01B2	ЭКМ 0-16 кгс/см ²		Разрешение включения КЭН-2	Более 1,7	В
4RM50P03R1	4RM50P03B1	22ДИ 0-40 кгс/см ²	4HS053/32	Регулятор 4RM50C01 Пок. БЩУ УВС А509070		В Ј В
			4HS051/36	АВР КЭН-2, ввод АВР КЭН-2, блокировка КЭН-2	Менее 17, более 18,5	В

Позиция отбора	Позиция датчика	Тип датчика, предел измерения	Шкаф РТ, место	Функциональное назначение	Уставка	Функциональный признак
4RM50P03R2	4RM50P03B2	22ДИ 0-40 кгс/см ²	4HS088/26	АВР КЭН-2, ввод АВР КЭН-2, блокировка КЭН-2 Регулятор 4RM50C01	Менее 17, более 18,5	В
4RM50P03R3	4RM50P03B3	22ДИ 0-40 кгс/см ²	4HS089/26	АВР КЭН-2, ввод АВР КЭН-2, блокировка КЭН-2 Регулятор 4RM50C01	Менее 17, более 18,5	В

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Подготовка к пуску конденсационной установки

7.1.1. Проверить готовность смежных технологических систем:

- 1) готовность паропроводов собственных нужд, РОУ-14/6 к подаче пара к эжекторам и уплотнениям турбины (система RQ);
 - 2) прогреты трубопроводы подачи пара до эжекторов (система SG);
 - 3) закрыты люки на выхлопных патрубках ЦНД (4SA20, 4SA30, 4SA40);
 - 4) подготовлена к работе система подачи ХОВ (система UA);
 - 5) собраны электросхемы арматуры на линии подачи ХОВ в конденсатор SD13 (UA11S01, UA12S01, UA11S02, UA12S02);
 - 6) подготовлена система очистки и заполнения маслосистем к подаче масла в маслованны подшипников КЭН-1 и к маслостанции КЭН-2 (система SC);
 - 7) подготовлены к работе технологические системы для включения ВПУ (SC, SU, SS, ST, подачи воздуха, или азота, или водорода в корпус генератора);
 - 8) подана вода на охлаждение подшипников насосов и электродвигателей RM11D01, RM12D01, RM13D01 (системы VB);
 - 9) подготовлена к пуску СШО (система VE).
- 7.1.2. Заполнить ХОВ конденсаторы турбины до уровня 2600-2850 мм.
- 7.1.3. Подготовить насосные агрегаты RM11-13D01 к включению.
- 7.1.4. Закрыть арматуру на всасе КЭН-2.
- 7.1.5. Подготовить к включению пусковые, основные эжекторы и эжектор уплотнений.

7.2. Пуск конденсационной установки

7.2.1. Система SD вводится в работу в период подготовки к пуску систем турбинного отделения перед набором вакуума.

7.2.2. Проверить ТЗиБ системы SD с воздействием на исполнительные органы имитацией параметров в соответствии с «Рабочей программой. Комплексной проверки технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9) (в 2-х частях)» (РП-2.ТЗиБ. ТЦ-1(2)/162), «Рабочей программой. Комплексной проверки технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9)» (РП-1.ТЗиБ.ТЦ-1(2)/182), «Рабочей программой. Комплексное опробование технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9) (в 2-х частях)» (РП.4.ТЗиБ.ТЦ-2(2)/115), (РП.3.ТЗиБ.ТЦ-2(2)/231).

7.2.3. Включить поочередно эжекторы цирксистемы SD31,32,33,34D01.

7.2.4. Включить по охлаждающей воде конденсаторы SD11-A и SD12-B циркнасос VC10D03.

7.2.5. Включить по охлаждающей воде конденсаторы SD11-B и SD13-A циркнасос VC10D02.

7.2.6. Включить по охлаждающей воде конденсаторы SD12-A и SD13-B циркнасос VC10D01.

7.2.7. Отключить поочередно в резерв эжекторы цирксистемы SD31,32,33,34D01.

7.2.8. Включить в работу конденсатные насосы RM11-13D01.

7.2.9. Включить поочередно в работу пусковые эжекторы SD24,25,26D01.

7.2.10. Включить в работу эжектор уплотнений SD40D01.

7.2.11. Подать пар на концевые уплотнения ЦНД и ЦВД включено ВПУ турбины.

7.2.12. Включить поочередно в работу основные эжекторы SD21,22,23D01.

7.2.13. После снижения давления в конденсаторах турбины до 0,15 кгс/см² отключить пусковые эжекторы SD24,25,26D01 в резерв.

7.2.14. После снижения давления в конденсаторах турбины до 0,15 кгс/см² отключить один основной эжектор SD21,22,23D01 и поставить его в резерв.

7.2.15. Включить в работу конденсатные насосы RM41-43D01.

7.2.16. Подача основного конденсата в деаэраторы производится до начала вывода реакторной установки на МКУ.

7.3. Эксплуатация конденсационной установки

7.3.1. При работе системы SD необходимо:

- 1) один раз в месяц выполнять переход с работающего конденсатного насоса на резервный с проверкой АВР;
- 2) контролировать параметры работы конденсационной установки;
- 3) контролировать работоспособность оборудования конденсационной установки.

7.4. Вывод конденсационной установки в ремонт

7.4.1. Вывод в ремонт эжекторов:

- 1) отключать эжекторы допускается:
 - а) после останова турбины;
 - б) при закрытых ГПЗ и байпасах ГПЗ;
 - в) при закрыты БРУ-К;
 - г) в паровое пространство конденсаторов не подаются пар и вода с температурой более 60 °С;
- 2) отключить ОЭ:
 - а) закрыть арматуру на входе ПВС в ЭО;
 - б) закрыть арматуру на входе рабочего пара в ЭО;
 - в) закрыть арматуру на сливе конденсата рабочего пара;
 - г) закрыть арматуру на отводе конденсата рабочего пара ЭО в дренажный бак системы RT;
 - д) открыть арматуру SD10S01 срыва вакуума в конденсаторах;
- 3) прекратить подачу пара на уплотнения турбины:
 - а) отключить регуляторы давления пара на уплотнения;
 - б) закрыть арматуру подачи пара на уплотнения;
- 4) отключить ЭУ:
 - а) закрыть арматуру на входе выпара РДМ в ЭУ;
 - б) закрыть арматуру на входе ПВС в ЭУ;
 - в) закрыть арматуру на входе рабочего пара в ЭУ;

5) отключить ОЭ и ЭУ по основному конденсату:

а) открыть арматуру на байпасе эжекторов по основному конденсату;

б) закрыть арматуру на выходе основного конденсата из охладителей ЭО и ЭУ.

7.4.2. Вывод в ремонт конденсатных насосов:

1) отключать КЭН допускается:

а) после срыва вакуума в конденсаторах турбины;

б) после опрессовки трубных систем ПНД и эжекторов;

в) после проверки плотности вакуумной системы перед ППР;

2) отключить КЭН-2;

3) отключить регуляторы уровня в конденсаторах UA11C02, UA12C02;

4) закрыть задвижку и регулирующий клапан на подаче ХОВ в конденсатор;

5) открыть задвижку и регулирующий клапан на отводе основного конденсата в БГК;

6) в процессе откачки воды из конденсаторов турбины КЭН-1 при снижении уровня менее 0,8 м контролировать работу насосов, не допуская режима кавитации;

7) отключить КЭН-1.

7.4.3. Отключение конденсаторов по охлаждающей воде выполнять в соответствии с «Инструкцией по эксплуатации. Система циркуляционной воды машзала» (ИЭ.1.VC.ТЦ-1/16, ИЭ.2.VC.ТЦ-1/16, ИЭ.3.VC.ТЦ-2/32, ИЭ.4.VC.ТЦ-2/22).

8. Функциональное опробование и техническое обслуживание

8.1. Функциональное опробование системы SD

8.1.1. Для обеспечения способности системы SD оборудования соответствовать проектным требованиям проводятся периодические испытания и проверки, а также испытания и проверки до и после ремонта.

8.1.2. В соответствии с «Инструкцией по проведению периодических испытаний и проверок систем турбинного отделения нормальной эксплуатации, важных для безопасности» (И.1,2,3,4.ТЦ-1,2/26) на системе SD выполняются следующие работы:

- 1) проверка плотности вакуумной системы, выполняется по рабочей программе до и после проведения ППР;
- 2) замер присосов в вакуумную систему, выполняется один раз в месяц и после проведения ППР;
- 3) экспресс-испытания конденсационной установки, выполняются по рабочей программе один раз в месяц, до и после проведения ППР;
- 4) испытания насосных агрегатов на соответствие проектным характеристикам, выполняются по рабочей программе до и после проведения ППР;
- 5) промывка конденсатно-питательного тракта, выполняется по рабочей программе перед пуском блока;
- 6) опробование исполнительной части арматуры, выполняется по рабочей программой во время проведения ППР.

8.1.3. Опробование защит и блокировок системы SD производится в соответствии с «Рабочей программой. Комплексной проверки технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9) (в 2-х частях)» (РП-2.ТЗиБ. ТЦ-1(2)/162), «Рабочей программой. Комплексной проверки технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9)» (РП-1.ТЗиБ.ТЦ-1(2)/182), «Рабочей программой. Комплексное опробование технологических защит и блокировок турбинного отделения (ТО-9) (в 2-х частях)» (РП.4.ТЗиБ.ТЦ-2(2)/115), (РП.3.ТЗиБ.ТЦ-2(2)/231). перед пуском энергоблока после ППР продолжительностью более 10 суток.

8.1.4. Проверка АВР насосных агрегатов осуществляется по рабочей программе 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 состоит в выполнении комплекса работ по поддержанию их исправного работоспособного состояния, который предусмотрен нормативной документацией.

8.2.3. Периодичность и глубина ремонтных воздействий на оборудование АС определены требованиями нормативной документации - регламентами техни-

ческого обслуживания и ремонта соответствующих видов групп, типов оборудования.

8.2.4. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования турбинного отделения выполняются при работе энергоблока 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 конденсаторов турбины типа К-33160 заключается в проведении их внешнего осмотра.

8.2.7. Внешний осмотр проводится персоналом турбинного цеха один раз в смену. При внешнем осмотре необходимо проверить:

1) отсутствие видимых дефектов на корпусах конденсаторов арматуре обвязки;

2) исправность КИП;

3) наличие и исправность ограждений и площадок обслуживания;

4) целостность покраски;

5) температурный напор, выполняется персоналом ТЦ-1,2 в соответствии с графиком регламентных проверок.

8.2.8. Техническое обслуживание насосов типа КсВА 1500-120 включает в себя:

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

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

3) замену смазки в подшипниках насоса, выполняется через 2000 ч персоналом ЦЦР;

4) замену смазки в подшипниках электродвигателя, выполняется через 2000 ч персоналом ТЦ-1,2;

5) ревизию указателей уровня масла и сапуна электродвигателя, выполняется при замене масла персоналом ЦЦР;

6) проверку проходимости трубопроводов обвязки охлаждения подшипников, выполняется один раз в квартал персоналом ЦЦР;

7) регулировку сальников, выполняется при необходимости персоналом ЦЦР;

8) проверку состояния резиновых колец муфты, выполняется через 4000 ч и в ППР.

Примечание.

Замена смазки производится независимо от наработки:

1) при неудовлетворительном химическом анализе масла;

2) при повреждении подшипника;

3) при капитальном и среднем ремонте;

4) не реже одного раза в год.

8.2.9. Техническое обслуживание насосов типа КсА 1500-240-2а включает в себя:

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

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

- 2) контроль уровня масла в маслобаке выполняется два раза в смену персоналом ТЦ-1,2;
- 3) визуальный контроль качества масла, выполняется один раз в сутки персоналом ТЦ-1,2;
- 4) химический контроль качества масла, выполняется один раз в два месяца персоналом ВХЛ;
- 5) замену смазки, выполняется через 2000 ч персоналом ТЦ-1,2;
- 6) регулировку сальников, выполняется при необходимости персоналом ЦЦР.

8.2.10. Техническое обслуживание эжекторов включает в себя:

- 1) осмотр фланцевых разъёмов, корпуса и сварных соединений на предмет пропуска среды, выполняется персоналом ТЦ-1,2 один раз в смену;
- 2) проверку наличия ограждений, площадок, лестниц, целостности теплоизоляции и покраски, выполняется персоналом ТЦ-1,2 один раз в смену;
- 3) проверку температурного напора, выполняется персоналом ТЦ-1,2 в соответствии с графиком регламентных проверок;
- 4) проверку создаваемого разряжения, выполняется персоналом ТЦ-1,2 в соответствии с графиком регламентных проверок;
- 5) проверку работоспособности КИП, выполняется персоналом ТЦ-1,2 в соответствии с графиком регламентных проверок.

8.3. Оперативное обслуживание

8.3.1. Система SD находится в оперативном ведении НСБ и в оперативном управлении НС ТЦ.

8.3.2. Во время работы конденсационной системы необходимо контролировать и обеспечивать поддержание параметров работы оборудования в соответствии с ИЭ.1.RM,SD.ТЦ-1/07, ИЭ.2.RM,SD.ТЦ-1/05, ИЭ.3.RM,SD.ТЦ-2/07, ИЭ.4.RM,SD.ТЦ-2/07.

8.3.3. При эксплуатации системы SD производить осмотры оборудования и арматуры на предмет выявления дефектов и своевременного их устранения в соответствии с регламентом работ, выполняемых эксплуатационным персоналом на оборудовании и системах ТЦ-1,2, утвержденным ГИС, с оформлением записей в оперативных журналах.

8.3.4. Обходы и осмотры производственных помещений, оборудования и трубопроводов системы SD регулярно выполняются оперативным персоналом ТЦ-1,2 в целях контроля соответствия технического состояния установленным критериям и соблюдения режимов нормальной эксплуатации.

8.3.5. Обходы оборудования производятся по «Маршрутам обходов оборудования оперативным персоналом ТЦ», предусматривающим охват всей зоны обслуживания, установленной должностной инструкцией для каждой должности оперативного персонала ТЦ-1,2.

8.3.6. При обходах оборудования, производственных помещений проверяются:

- 1) состояние оборудования, трубопроводов, помещений;

- 2) состояние техники безопасности на рабочих местах оперативного и ремонтного персонала;
- 3) противопожарное состояние оборудования и помещений, состояние, комплектность средств пожаротушения, соблюдение требований правил пожарной безопасности при выполнении огневых работ;
- 4) освещенность рабочей зоны, исправность осветительной аппаратуры, наличие аварийного освещения;
- 5) отсутствие посторонних лиц и предметов;
- 6) наличие ограждения опасных зон, знаков безопасности, указателей движения персонала по безопасным маршрутам;
- 7) состояние и чистота территории, оборудования, помещений рабочей зоны;
- 8) температурный режим в рабочей зоне в период прохождения ОЗМ с ноября по март.

8.3.7. Во время осмотра оборудования системы SD особое внимание необходимо обращать на:

- 1) отсутствие течей воды через уплотнения арматуры и соединения с трубопроводами;
- 2) исправность опор и подвесок;
- 3) отсутствие попадания воды на электрооборудование, КИП и электротехнические сборки;
- 4) отсутствие течей масла с КЭН;
- 5) температуру подшипников КЭН и электродвигателей;
- 6) давление охлаждающей воды на маслованны КЭН-1 и маслоохладители КЭН-2;
- 7) давление и температуру масла на смазку КЭН;
- 8) давление конденсата на уплотнение КЭН-1;
- 9) отсутствие повышенной вибрации и постороннего шума КЭН;
- 10) отсутствие перелива конденсата из сигнальных гидрозатворов с 3-ей ступени ОЭ;
- 11) давление и температуру выхлопа ОЭ;
- 12) температуру стенок пароохладителей ОЭ и отсутствие в них гидроударов;
- 13) температуру стенок пароохладителей ЭУ и отсутствие в них гидроударов.

8.3.8. С применением дополнительных средств измерений и обработки результатов по рабочим программам выполняют:

- 1) экспресс-испытания конденсаторов определение температурного напора конденсаторов, переохлаждения конденсата, нагрева охлаждающей воды в конденсаторах;
- 2) замер количества присоса воздуха в вакуумную систему.

8.3.9. НС ТЦ совместно с ВИУТ должен производить анализ:

- 1) распечаток важнейших параметров машзала протоколов РВП, два раза в смену;

2) распечаток протоколов регистрации аналоговых сигналов в случае отклонения параметров системы от номинальных;

3) распечаток протоколов регистрации аналоговых и дискретных сигналов в случае проведения работ по отдельным программам в объеме, указанном в данных программах.

8.3.10. ВИУТ в течение смены должен контролировать:

1) температуру охлаждающей воды на входе и выходе из каждого конденсатора;

2) давление рабочего пара эжекторов;

3) давление основного конденсата в напорном коллекторе КЭН-1 и после БОУ;

4) давление основного конденсата на всасе КЭН-2;

5) давление основного конденсата в напорном коллекторе КЭН-2;

6) температуру пара после ПСУ;

7) температуру основного конденсата на входе в БОУ;

уровень основного конденсата в конденсаторах;

8) нагрев основного конденсата в охладителях эжекторов;

9) электропроводимость основного конденсата;

10) токовую нагрузку КЭН;

11) давление в коллекторе подачи пара на уплотнения ЦНД;

12) давление в коллекторе подачи пара на уплотнения ЦВД;

13) давление в коллекторе отсоса ПВС с уплотнений;

14) давление в конденсаторах турбины;

15) гидравлическое сопротивление конденсаторов по охлаждающей воде;

16) температурный напор конденсаторов как разность температуры насыщения пара в ПСУ и температуры охлаждающей воды на выходе из конденсатора;

17) переохлаждение основного конденсата как разность температуры насыщения пара в ПСУ и температуры конденсата на входе в ОЭ;

18) давление и расход ХОВ на конденсатор;

19) температуру подшипников КЭН;

20) достоверность показаний КИП, при возникновении сомнений в достоверности показаний подать заявку НС ЦТАИ на устранение неисправности;

21) исправность светозвуковой сигнализации с ключей проверки на панелях НУ28, НУ31 не реже одного раза в смену.

9. Технические данные

9.1 Технические характеристики конденсаторов типа К-33160 турбины К-1000-60/1500-2 приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Наименование параметра	Значение
Суммарная поверхность теплообмена одного конденсатора, м ²	33160
Количество трубок в одном конденсаторе, шт	26940
Диаметр трубок, мм	28 x 1, 28 x 2
Материал трубок, сплав	МНЖ 5-1
Рабочая длина трубки, м	14,06
Масса трубок в одном конденсаторе: трубки диаметром 28 x 1, т трубки диаметром 28 x 2, т	314,7 5,1
Количество охлаждающих трубок в одном конденсаторе: трубки диаметром 28 x 1, шт трубки диаметром 28 x 2, шт	26716 224
Гидравлическое сопротивление конденсатора при чистых трубках и расходе циркуляции 56600 м ³ /ч, кгс/см ²	0,76
Масса одного конденсатора включая ПСУ и опоры: без воды, т заполненного водой в паровом пространстве, т заполненного водой трубная часть, т	635 1780 1020
Расчетный расход циркуляции на три конденсатора, м ³ /ч	169800
Расход циркуляции на конденсатор: максимальный, м ³ /ч минимальный, м ³ /ч номинальный, м ³ /ч	61200 48960 58000
Скорость воды в конденсаторных трубках, м/с	2,54-2,0196
Давление циркуляции на входе в конденсатор: минимальное, кгс/см ² максимальное, кгс/см ²	1,15 3
Температура циркуляции на входе в конденсатор: расчетная, °С максимальная, °С фактическая, °С	15 33 2,0-29,0
Температура циркуляции на выходе из конденсатора, °С	До 45
Расчетное давление в паровом пространстве, кгс/см ² абс	0,04
Расчетный расход пара на три конденсатора при номинальной мощности, т/ч	3457

9.2 Технические характеристики эжектора основного типа ЭПО-3-150 приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Наименование параметра	Значение
Давление рабочего пара, кгс/см ²	5,5
Температура рабочего пара, °С	160
Давление в камере смешения 1-ой ступени, кгс/см ²	0,03
Давление в камере смешения 2-ой ступени, кгс/см ²	0,06
Давление в камере смешения 3-ей ступени, кгс/см ²	0,29
Давление на выходе эжектора, кгс/см ²	1,1
Расход рабочего пара на 1-ую ступень, кг/ч	350
Расход рабочего пара на 2-ую ступень, кг/ч	810
Расход рабочего пара на 3-ью ступень, кг/ч	1030
Количество отсасываемой ПВС, кг/ч	118
Содержание воздуха в ПВС, кг	50
Расход основного конденсата через эжектор, т/ч	500
Масса эжектора с водой в водяном пространстве, кг	6950
Давление гидравлических испытаний в сборе: с водяной стороны, кгс/см ² с паровой стороны, кгс/см ²	20 2,5

9.3 Технические характеристики пускового эжектора и эжектора циркуляции типа ЭПП-1-150 приведены в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Наименование параметра	Значение
Давление рабочего пара, кгс/см ²	5,5
Температура рабочего пара, °С	160
Расход рабочего пара, кг/ч	1500
Количество отсасываемого воздуха, кг/ч	150
Температура отсасываемого воздуха, °С	20
Давление ПВС на выходе из эжектора, кгс/см ²	1,1
Давление гидравлических испытаний, кгс/см ²	12
Масса эжектора, кг	146

9.4 Технические характеристики эжектора уплотнений типа ЭУ-15М приведены в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Наименование параметра	Значение
Давление рабочего пара, кгс/см ²	5,5
Температура рабочего пара, °С	160
Расход рабочего пара, кг/ч	3500
Давление в камере смешения, кгс/см ²	0,87
Давление на выхлопе эжектора, кгс/см ²	1,1
Диаметр трубки, мм	19х1
Материал трубки, сплав	МНЖ5-1
Количество трубок, шт	1083

9.5 Технические характеристики насоса типа КсВА1500-120 приведены в табл. 9.5.

Таблица 9.5

Наименование параметра	Величина
Тип насоса	КсВА1500-120
Тип электродвигателя	4А3М-1600/6000УХЛЧ
Мощность электродвигателя, кВт	1600
Напряжение, В	6000
Род тока	Переменный
Масса двигателя, кг	7850
Расход воды на маслоохладитель нижней крестовины, м ³ /ч	1–1,5
Расход воды на маслоохладитель верхней крестовины, м ³ /ч	5–8
Напор, м	95
Подача, м ³ /ч	1850
КПД насоса, %	79
Частота вращения, об/мин	740
Температура перекачиваемой жидкости, °С, не более	70
Допускаемый кавитационный запас, м	2,8

Наименование параметра	Величина
Мощность насоса, кВт при плотности 978 кг/м ³	592
Допускаемое давление на входе, кгс/см ² , не более	2
Направление вращения, если смотреть со стороны двигателя	Против часовой стрелки
Температура верхнего подшипника насоса, °С, не более	65
Средне-квадратичное значение виброскорости измеряется на корпусе верхнего подшипника насоса, мм/с, не более	7
Внешняя утечка через концевое уплотнение, м ³ /ч, не более	0,05
Расход основного конденсата на концевое уплотнение, м ³ /ч	3
Расход охлаждающей технической воды на подшипники насоса, м ³ /ч	1,5
Применяемое смазочное масло, марка	Т-22 допускается ТП-22
Масса: ротора, кг насоса, кг агрегата, кг	1287 13030 24170
Материал наружного корпуса, сталь	ВСт3сп5, ВСт3сп2
Материал корпуса подшипника, чугун	СЧ20
Материал вала, сталь	40Х
Материал предвключенного и рабочих колес, отливка, сталь	20Х13Л-1
Материал направляющего аппарата, поковка, сталь	20Х13, 20Х13Л-1
Материал напорной крышки, сталь	09Г2С-6
Материал секции, сталь	20Х13
Материал уплотняющего кольца, сталь	30Х13
Корректированный уровень звуковой мощности, дБА	108
Работа насоса на закрытую арматуру на напоре, мин, не более	2

9.6 Технические характеристики насоса типа КсА1500-240-2а приведены в табл. 9.6.

Таблица 9.6

Наименование параметра	Величина
Тип насоса	КсА1500-240-2а
Тип электродвигателя	АВ-15-36-8АМУ4
Мощность электродвигателя, кВт	1000
Напряжение, В	6000
Род тока	Переменный
Напор, м	170
Подача, м ³ /ч	1850
Предельное давление на напоре насоса, кгс/см ²	26,5
КПД насоса, %	84
КПД агрегата, %	81
Частота вращения, об/мин	3000
Температура перекачиваемой жидкости, °С, не более	70
Допускаемый кавитационный запас, м	25
Мощность насоса, кВт при плотности 978 кг/м ³	998
Допускаемое давление на входе, кгс/см ² , не более	2,5
Направление вращения, если смотреть со стороны двигателя	Против часовой стрелки
Температура вкладышей подшипников насоса, °С, не более	65
Средне-квадратичное значение виброскорости насоса, мм/с, не более	7
Внешняя утечка через концевое уплотнение, м ³ /ч, не более	0,02
Масса: ротора, кг насоса, кг агрегата, кг	172 3435 8715
Материал корпуса насоса, отливка	20Л-III
Материал крышки насоса, отливка	20Л-III
Материал вала, сталь	40Х
Материал рабочего колеса, отливка, сталь	20Х13Л-1
Материал корпуса подшипника, чугун	Сч20

Наименование параметра	Величина
Материал уплотнительного кольца, сталь	30X13
Корректированный уровень звуковой мощности, дБА	112
Применяемое смазочное масло, марка	Т-22 допускается Тп-22
Маслонасос, тип	Ш5-25-3,6/4Б
Объем маслобака, м ³	0,5
Давление масла на смазку, кгс/см ²	1,5-1,8
Перепад давления масла на фильтре, кгс/см ² , не более	0,3
Температура масла после маслоохладителя, °С	15-40
Работа насоса на закрытую арматуру на напоре, мин, не более	5
Наработка на отказ, ч, не менее	6300
Средний ресурс до капитального ремонта, ч, не менее	20000
Установленный срок службы, лет, не менее	30

Приложение 1

Инциденты, происходившие при эксплуатации системы SD**1.1. Событие, происшедшее 18.08.2001 года на Балаковской АЭС**

1.1.1. На блоке № 4 произошло снижение производительности насоса 4RM11D01 вследствие попадания постороннего предмета в проточную часть (деревянный брус размером 300 x 100 x 80 см).

1.1.2. Причиной события явилось ограниченное применение процедуры приемки оборудования второго контура на отсутствие посторонних предметов.

1.1.3. Принято решение выполнить внутренний осмотр трубопроводов основного конденсата от конденсатора до КЭН-1.

1.2. Событие, происшедшее 20.09.2000 года на Балаковской АЭС

1.2.1. На блоке № 1 была выявлена повышенная утечка через уплотнения насоса 1RM41D01.

1.2.2. Причиной события явилось не проведение технического обслуживания 1RM41D01 согласно «Графика техобслуживания оборудования и арматуры турбинного отделения на 2000 г.».

1.2.3. Принято решение выполнить техническое обслуживание с заменой элементов системы уплотнений насоса 1RM41D01.

1.3. Событие, происшедшее 02.02.2004 года на Калининской АЭС

1.3.1. На блоке № 2 был выявлен механический износ шеек вала и вкладышей подшипников электродвигателя 2RM33D01.

1.3.2. Причиной события явился износ подшипников из-за наличия механических частиц в полостях подшипников.

1.3.3. Принято решение разработать документацию на ремонт насоса, улучшить подготовку ремонтного персонала.

1.4. Событие, происшедшее 13.04.2004 года на Кольской АЭС

1.4.1. На Кольской АЭС произошло нарушение плотности трубной системы эжектора уплотнений, что привело к снижению мощности РУ.

1.4.2. Причиной события явилось нарушение плотности трубной системы эжектора уплотнений из-за ненадежного раскрепления трубок трубной доски.

1.4.3. Принято решение ужесточить приемочные критерии выхода из ремонта оборудования.

1.5. Событие, произошедшее 13.08.2004 года на Балаковской АЭС

1.5.1. На блоке № 2 был произведен внеплановый вывод в ремонт маслососа КЭН 2 2SU91D11 из-за повышенной вибрации электродвигателя.

1.5.2. Причиной события явилось повреждение подшипникового щита подшипника № 2 в следствие прослабления посадочного места под полумуфту.

1.5.3. Принято решение провести анализ ремонтной документации, внести изменения.

1.6. Событие, произошедшее 03.06.2010 года на Нововоронежской АЭС

1.6.1. На энергоблоке №5 Нововоронежской АЭС 03.06.2010 произошел останов действием АЗ-1 по фактору отключения трех ГЦН из четырех работающих вследствие неправильных действий персонала.

1.6.2. Причиной явилось отключение конденсатного насоса 13КН-В вследствие ложного сигнала от ЭКМ (произошло нарушение контакта в электрической цепи технологической защиты турбины по автоматической разгрузке ТА-13). При выполнении плановой проверки автоматического включения резерва (АВР) маслососов системы смазки конденсатных насосов турбоагрегата ТА-ЭСО ЦТАИ по неосторожности из-за стесненных условий места расположения задел каской ЭКМ, что привело к замыканию уставки на отключение двух конденсатных насосов. При отключении 13 КН-В не сработала ТЗ турбины по автоматической разгрузке ТА-13. Далее ИУТ ошибочно закрыл арматуру ВП-27 на выходе питательной воды из группы подогревателей высокого давления 13ПВД-5-7, что привело к снижению расхода питательной воды от ТПН-1, снижению уровней в ПГ-1-4 до уставки отключения ГЦН.

1.6.3. Принято решение:

1) выполнить внеочередное техническое обслуживание технологической защиты турбины по автоматической разгрузке ТА-13 с целью выявления и устранения причины несрабатывания по факту отключения конденсатных насосов;

2) разработать и утвердить главным инженером технические мероприятия, направленные на предотвращение ошибок персонала, связанных с эргономикой БЩУ-5;

3) провести дополнительное обучение НСТЦ и ИУТ;

4) провести персоналу БЩУ-3,4,5 внеплановый инструктаж о порядке управления оборудованием с избирательными системами управления.

Основные технические решения, реализованные в системе SD

2.1. Техническое решение от 04.03.1994 № ИТС-12/3

2.1.1. На блоках № 1, 2, 3, 4 реализованы блокировки на отключение конденсатных насосов 1-ой и 2-ой ступеней при снижении уровня в конденсатосборнике конденсатора SD13W01.

2.1.2. В случае действия блокировок после отключения конденсатных насосов необходимо отключение турбины воздействием на ключ аварийного останова, при этом действует запрет на открытие БРУ-К, не поступает конденсат в систему принудительного закрытия КОС отборов.

2.1.3. Отключение конденсатных насосов может привести к повреждению ПНД и охладителей эжекторов.

2.1.4. На основании вышеизложенного решили:

- 1) исключить блокировку на отключение RM11-13D01 при снижении уровня в конденсатосборнике конденсатора SD13W01;
- 2) исключить блокировку на отключение RM41-43D01 при снижении уровня в конденсатосборнике конденсатора SD13W01.

2.2. Техническое решение от 20.11.1994 № 3/363э-ИТС

2.2.1. На блоках № 3, 4 действует блокировка, по которой при повышении уровня в любом из конденсаторов турбины К-1000-60/1500-2 до 285 см и повышении уровня в любом из деаэраторов до 2-го предела открываются задвижка RM31S01 и регулирующий клапан RM31S02. При понижении уровня во всех трех конденсаторах менее 285 см через 10 с задвижка RM31S01 и регулирующий клапан RM31S02 закрываются.

2.2.2. На номинальной нагрузке энергоблока возникает необходимость скачивать дебалансный конденсат в БГК, для этого приходится выводить блокировку по понижению уровня в конденсаторах менее 285 см.

2.2.3. На основании вышеизложенного решили изменить уставку закрытия задвижки RM31S01 и регулирующего клапана RM31S02 по понижению среднего уровня в конденсаторах с 285 на 170 см.

2.3. Техническое решение от 20.01.1998 № ТР.1,2,3,4.SD.ТЦ/3057

2.3.1. На блоках № 1, 2, 3, 4 уровень в конденсаторах SD11,12,13D01 поддерживается в диапазоне 150-240 см.

2.3.2. Уставки сигнализации имеют разные значения по блокам, несоответствующие существующему алгоритму работы.

2.3.3. На основании вышеизложенного решили:

- 1) изменить уставки сигнализации по понижению уровня до 150 см, по повышению уровня до 240 см;
- 2) изменить уставки параметров в УВС, отображаемых на РМОТ.

2.4. Техническое решение от 30.12.1998 № ТР.1,2,3,4.SD.ТЦ/3465

2.4.1. При эксплуатации конденсационной установки необходимо систематически проводить проверку плотности вакуумной системы путем измерения расхода воздуха, отсасываемого основными эжекторами.

2.4.2. В настоящее время расход измеряется с помощью сужающего устройства, установленного на выхлопном патрубке каждого эжектора диаметр диафрагм от 28 мм до 45 мм.

2.4.3. Перепад давления в сужающем устройстве замеряется U-образной трубкой заполненной водой.

2.4.4. Расход воздуха определяется расчетным путем.

2.4.5. На основании вышеизложенного решили:

1) изготовить и установить на всех основных эжекторах сужающие устройства с диаметром диафрагм 30 мм;

2) установить у каждого основного эжектора дифманометр типа ДСП-160М с перепадом давления 0-0,063 кгс/см².

2.5. Техническое решение от 07.04.1999 № ТР.3,4.SU.ТЦ-2/3536

2.5.1. В соответствии с регламентом ХЦ требуется периодический отбор проб масла с маслобаков SU91,92,93B01 КЭН-2.

2.5.2. Для оптимизации процесса отбора проб решили на блоках № 3, 4 смонтировать пробоотборы из маслобаков SU91,92,93B01, для чего:

1) в нижней части каждого бака врезать штуцер с арматурой;

2) на свободном конце штуцера установить резьбовую заглушку.

2.6. Техническое решение от 30.06.1999 № ТР.1.RM.ТЦ/3648

2.6.1. На блоке № 1 при неуспешном АВР КЭН-1 проходит команда на отключение КЭН-2 без запрета АВР.

2.6.2. Данный алгоритм работы блокировки приводит к включению по АВР 2-го КЭН-2.

2.6.3. Получается, что в работе находятся один КЭН-1 и два КЭН-2, что приводит к снижению давления на всасе и «срыву» КЭН-2.

2.6.4. На основании вышеизложенного решили выполнить схему отключения КЭН-2 с запретом АВР при неуспешном АВР КЭН-1.

2.7. Техническое решение от 02.08.2001 № ТР.1,2,3,4.RM.ИТС/4288

2.7.1. На блоках № 1, 2, 3, 4 уставки взвода БАР для КЭН-1 равен 8 кгс/см², для КЭН-2 равен 19 кгс/см².

2.7.2. При работе блоков на номинальной мощности давление в напорном коллекторе КЭН-1 равно 7,5 кгс/см², в напорном коллекторе КЭН-2 равно 18,5 кгс/см² и при регламентных переходах на насосах БАР автоматически не взводится.

2.7.3. На основании вышеизложенного решили:

1) изменить уставки взвода БАР для КЭН-1 с 8 кгс/см² на 7,5 кгс/см²;

2) изменить уставки взвода БАР для КЭН-2 с 19 кгс/см² на 18,5 кгс/см².

2.8. Техническое решение от 29.03.2002 № ТР.1,2,3,4.RM.ИТС/4492

2.8.1. При открытии по блокировкам арматуры RM52S01 и RM52S02 в трубопроводе рециркуляции КЭН-2 в РБ-9 происходят гидроудары, приводящие к повреждению трубопроводов и расширителя дренажей турбины.

2.8.2. Для исключения гидроударов и плавного повышения давления в трубопроводе рециркуляции решили для открытия RM52S02 применить ступенчатый алгоритм:

- 1) 5 с – открытие;
- 2) 15 с – выдержка времени;
- 3) полное открытие.

2.9. Техническое решение от 28.03.2005 № ТР.1,2,3,4.RM.OT/58-05

2.9.1. Существующий алгоритм работы блокировок RM31,33 не обеспечивает надежного поддержания на всасе КЭН-2, а при неуспешном АВР приводит к разгрузке блока или его отключению.

2.9.2. Для исключения понижения давления на всасе КЭН-2 решили реализовать следующий алгоритм работы блокировок RM31,33:

- 1) при понижении давления на всасе КЭН-2 менее $2,3 \text{ кгс/см}^2$ арматура RM32S01 должна открыться полностью, а регулирующий клапан должен открыться RM32S02 на 50 % и поддерживать давление на всасе КЭН-2 менее $2,4 \pm 0,1 \text{ кгс/см}^2$;
- 2) при повышении давления на всасе КЭН-2 RM32S02 закрывается;
- 3) при полностью закрытом RM32S02 и повышении давления на всасе КЭН-2 более $2,8 \text{ кгс/см}^2$ RM32S02 переходит в стерегущий режим, причем закрытие RM32S01 по блокировке не происходит, ее дальнейшее положение определяет ВИУТ.

2.10. Техническое решение от 28.02.2006 № ТР.1,2,3,4.SD.OT/43-06

2.10.1. Подпитка конденсаторов ХОВ осуществляется в днище 2-ой половины SD13W01 через патрубок Ду 200. При таком методе отсутствует деаэрация ХОВ, что приводит к ухудшению ВХР второго контура.

2.10.2. На основании вышеизложенного решили выполнить реконструкцию узла ввода ХОВ.

2.11. Техническое решение от 26.04.2006 № ТР.1,2,3,4.RD.OT/80-06

2.11.1. В настоящее время проектом не предусмотрены дренажи с выхлопных трубопроводов после основных эжекторов турбин К-1000-60/1500-2.

2.11.2. При работе основных эжекторов в выхлопных трубопроводах на горизонтальном участке за суживающими устройствами происходит конденсация пара из отводимого в атмосферу воздуха, что приводит к повышению сопротивления из-за образования водяных пробок, к повышению давления на выхлопе основных эжекторов и снижению эффективности их работы.

2.11.3. На основании вышеизложенного решили выполнить монтаж постоянно действующих дренажей с выхлопных трубопроводов после основных эжекторов турбин К-1000-60/1500-2.

Перечень принятых сокращений

АВР	автоматическое включение резерва
АС	атомная станция
БАР	блок автоматического взвода резерва
БГК	бак грязного конденсата
БНС	блочная насосная станция
БОУ	блочная обессоливающая установка
БРУ-К	быстродействующая редукирующая установка конденсаторов
БЩУ	блочный щит управления
ВАК	впускной автоматический клапан
ВИУТ	ведущий инженер по управлению турбиной
ВП	вторичный прибор
ВПУ	валоповоротное устройство
ВХЛ	водно-химическая лаборатория
ВХР	водно-химический режим
ГАУ	гидразин-аммиачная установка
ГЗ	гидрозатвор
ГИ	гидравлические испытания
ГИС	главный инженер станции
ГПЗ	главная паровая задвижка
КИП	контрольно-измерительные приборы
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
КОС	клапан обратный с сервоприводом
КПД	коэффициент полезного действия
КЭН	конденсатный электронасос
МКУ	минимально-контролируемый уровень
НС	начальник смены
НСБ	начальник смены блока
НТД	нормативно-техническая документация
ОДП	охладитель дренажа пара
ОЗМ	осеннее-зимний максимум
ОК	обратный клапан
ОЭ	основной эжектор
ПВД	подогреватель высокого давления
ПВС	паро-воздушная смесь

ПНД	подогреватель низкого давления
Пом.	помещение
ППР	планово-предупредительный ремонт
ПСВ	подогреватель сетевой воды
ПСУ	паросбросное устройство
РБ-9	расширительный бак турбины
РВП	распечатка временных параметров
РДМ	расширитель дренажей машзала
РДТ	расширитель дренажей турбины
РМОТ	рабочее место оператора-технолога
РОУ	редукционно-охладительная установка
РТ	размножитель тока
РУ	реакторная установка
РУД	регулятор уровня в деаэраторах
СПП	сепаратор-пароперегреватель
СРК	стопорно-регулирующий клапан
СШО	система шарикоочистки
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТПН-1,2	турбопитательные насосы
УВС	управляющая вычислительная система
УКТС	унифицированный комплекс технических средств
ХОВ	химически обессоленная вода
ЦВД	цилиндр высокого давления
ЦНД	цилиндр низкого давления
ЭКМ	электроконтактный манометр
ЭП	эжектор пусковой
ЭТУ	электротехническое устройство
ЭУ	эжектор уплотнений

Лист регистрации изменений

[illegible]

Извещение об изменении

Балаковская АЭС	Извещение	Дата ре-гистр.	Листов извещ.	Приложение	Рассылка
ОИТПЭ	ин. 1754-11	10.05.2011	1	Лист 102	ТК-1, ТК-2 АСТНЗ, ИСТАЧ, ИТК, ИСБ-1 ИСБ-2 ИСБ-3 ИСБ-4
Шифр документа		Наименование			
ТО.1,2,3,4.RM,SD.OT/193		Техническое описание Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2			
Причина	Опыт эксплуатации				
Изм.	Содержание изменения				
2	<p>Лист 102 без изм. заменить листом 102 с изм. 2: подраздел 1.6 – введен.</p>				
					ИНО 946278
Составил	Максимов В.М.	<i>[подпись]</i> 27.04.11	Согласовано		
Проверил	Галкин С.В.	<i>[подпись]</i> 27.04.11	13ГИЭ	Сиротин А.М.	<i>[подпись]</i> 27.04.11
Нач. ОИТПЭ	Лизунов М.М.	<i>[подпись]</i> 27.04.11	ЗГИЭЗ,4	Романенко О.Б.	<i>[подпись]</i> 27.04.11
Нач. ПТО	Игонин А.Ю.	<i>[подпись]</i> 04.05.11	Нач. ТЦ-1	Сиротин А.А.	<i>[подпись]</i> 28.04.11
Утвердил	Сиротин А.М.	<i>[подпись]</i> 28.04.11	Нач. ТЦ-2	Елецкий С.А.	<i>[подпись]</i> 28.04.11
Нормоконтроль	Сахнова И.А.	<i>[подпись]</i> 29.05.11	Нач. ЦТАИ	Морев А.Н.	<i>[подпись]</i> 28.04.11
Изменения внес	Мечетина Н.Ю.	<i>[подпись]</i>			