


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
18.12.2007 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ


Теплофикационная установка блока 1000 МВт
ТО.1,2,3,4.UM,RU.OT/214

СОГЛАСОВАНО


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков
14.12.2007 г.


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов
17.12.2007 г.

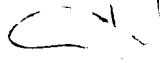
Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко
14.12.2007 г.


Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
14.12.2007 г.

Начальник ЦТАИ


 А.Н. Морев
14.12.2007 г.

Начальник ПТО

 М.В. Швецов
12.12.2007 г.

РАЗРАБОТАНО

/ Начальник ОТ

 А.В. Атаманов
14.12.2007 г.

Балаково
2007

Р	СОНТ
0	97-08

Содержание

1.	Общие положения.....	3
2.	Назначение системы	4
2.1.	Назначение и принцип работы ТФУ.....	4
2.2.	Проектные требования к ТФУ.....	5
2.3.	Принципы построения ТФУ	6
3.	Описание системы	6
3.1.	Описание технологической схемы.....	6
3.2.	Связь с другими системами	7
3.3.	Размещение оборудования системы	8
4.	Элементы системы.....	9
4.1.	Подогреватели сетевой воды UM21,22W01,02,03.....	9
4.2.	Сетевые насосные агрегаты UM11,12D01.....	11
4.3.	Конденсатные насосные агрегаты RU21,22D01	14
4.4.	Арматура ТФУ	18
4.5.	Технологические ограничения	23
4.6.	Нарушения в работе.....	24
5.	Системы контроля, управления и защиты	29
5.1.	Общие представления.....	29
5.2.	Блокировки ТФУ.....	30
5.3.	Регулирование	32
5.4.	Сигнализация.....	33
6.	Контрольно-измерительные приборы	34
6.1.	Общие представления.....	34
6.2.	Перечень позиций отборов и датчиков	34
7.	Режимы эксплуатации системы.....	39
7.1.	Особенности эксплуатации ТФУ	39
8.	Функциональное опробование и техническое обслуживание	40
8.1.	Функциональное опробование ТФУ.....	40
8.2.	Техническое обслуживание	41
8.3.	Оперативное обслуживание.....	42
9.	Технические данные	44
	Перечень принятых сокращений.....	47

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание теплофикационной установки блока 1000 МВт (далее – техническое описание), проектное обозначение системы – UM,RU (далее – ТФУ).

1.2. Данное техническое описание распространяется на оборудование ТФУ блоков № 1-4 Балаковской АЭС. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах. Состав и границы ТФУ приведены в соответствующих технологических схемах.

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

1.4. В соответствии с «Общими положениями обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97) оборудование и трубопроводы ТФУ относятся к системам нормальной эксплуатации и имеют классификационное обозначение «4Н».

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

1) «Инструкция по эксплуатации. Теплофикационная установка блока 1000 МВт» (ИЭ.1.UM,RU.ТЦ-1/10);

2) «Инструкция по эксплуатации. Теплофикационная установка блока 1000 МВт» (ИЭ.2.UM,RU.ТЦ-1/21);

3) «Инструкция по эксплуатации. Теплофикационная установка блока 1000 МВт» (ИЭ.3.UM,RU.ТЦ-2/13);

4) «Инструкция по эксплуатации. Теплофикационная установка блока 1000 МВт» (ИЭ.4.UM,RU.ТЦ-2/13);

5) альбом схем «Схемы технологических систем ТО» (АС.1.ТЦ-1/01);

6) альбом схем «Схемы технологических систем ТО» (АС.2.ТЦ-1/01);

7) альбом схем «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01);

8) альбом схем «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (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) «Функциональные схемы КИПиА. Машзал и деаэраторное отделение» (АТ01.010900);

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

13) перечень «Технологические защиты и блокировки оборудования и систем турбинного отделения» (ПР.1.ТЦ-1/14, ПР.2.ТЦ-1/15);

14) паспорт «Подогреватель сетевой воды 1-ой, 2-ой ступени ПСВ-500-3-23»;

- 15) паспорт «Пиковый подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23»;
- 16) паспорт «Агрегат электронасосный центробежный сетевой СЭ-1250-140-11» (819.01.000.00.ПС);
- 17) техническое описание и инструкция по эксплуатации «Агрегаты насосные конденсатные КсВ-200-220, КсВ-320-160, КсВ-500-85, КсВ-500-150, КсВ-500-220» (Н18.36.00.00 ТО);
- 18) «Инструкция по оформлению производственно-технических документов Балаковской АЭС» (И.ПТО/01);
- 19) «Инструкция по построению, оформлению и содержанию технического описания системы (оборудования)» (И.ОТ/08).

2. Назначение системы

2.1. Назначение и принцип работы ТФУ

2.1.1. Теплофикационная установка предназначена для подогрева воды тепловой сети Балаковской АЭС паром отборов турбины К-1000-60/1500-2 или паром коллектора собственных нужд.

2.1.2. Обратная сетевая вода из общестанционного коллектора сетевой воды проходит предварительную очистку в механическом фильтре и поступает к сетевым насосам.

2.1.3. От сетевых насосов вода подается в раздающий коллектор подогревателей сетевой воды.

2.1.4. Нагрев сетевой воды осуществляется в подогревателях сетевой воды 1-ой и 2-ой ступени. В пиковый подогреватель сетевой воды вода подается при необходимости ее нагрева до расчетной температуры.

2.1.5. Сетевая вода последовательно проходит ПСВ 1-ой ступени, ПСВ 2-ой ступеней и далее направляется в ППСВ, либо помимо него в коллектор прямой сетевой воды.

2.1.6. Расчетная температура сетевой воды при номинальной нагрузке турбины после ПСВ 2-ой ступени составляет 127,3 °С, а после ППСВ - 150 °С.

2.1.7. Греющий пар к подогревателям сетевой воды поступает от нерегулируемых отборов турбины:

- 1) к ПСВ 1-ой ступени - от 6-го отбора турбины с давлением 0,811 кгс/см² и температурой 93 °С;

- 2) к ПСВ 2-ой ступени - от 5-го отбора с давлением 3,03 кгс/см² и температурой 133 °С;

- 3) к ППСВ - от 4-го отбора с давлением 5,5 кгс/см² и температурой 189 °С или от КСН с давлением 10 кгс/см² и температурой 180 °С.

2.1.8. При нагрузке турбины менее 50 % или при остановленной турбине подогрев сетевой воды осуществляется в ППСВ паром от КСН.

2.1.9. Слив конденсата греющего пара каскадный:

- 1) из ППСВ отводится в паровое пространство ПСВ 2-ой ступени;
- 2) из ПСВ 2-ой ступени в ПСВ 1-ой ступени;
- 3) из ПСВ 1-ой ступени через гидрозатвор направляется в конденсатор турбины или конденсатными насосами бойлеров подается в линию основного конденсата турбины за ПНД-2 или откачивается в БГК.

2.1.10. Неконденсирующиеся газы из корпусов ППСВ и ПСВ 2-ой ступени отводятся в корпус ПСВ 1-ой ступени и направляются в конденсатор турбины.

2.1.11. Подпитка теплосети для восполнения потерь сетевой воды осуществляется подготовленной водой на ХВО.

2.2. Проектные требования к ТФУ

2.2.1. При разработке проекта ТФУ были учтены следующие требования:

- 1) ТФУ должна обеспечивать тепловую нагрузку, равную 200 Гкал/ч, при температуре прямой сетевой воды 150 °С, обратной сетевой воды 70 °С с расчетной температурой наружного воздуха «минус» 30 °С;
- 2) давление прямой сетевой воды должно быть не менее 6,0 кгс/см²;
- 3) давление сетевой воды в трубной системе ПСВ не должно превышать 12,0 кгс/см²;
- 4) температура обратной сетевой воды на входе в ТФУ не должна превышать 90 °С;
- 5) скорость повышения температуры сетевой воды не должна превышать 5 °С за 10 мин;
- 6) предельный температурный напор сетевых подогревателей не должен превышать 12 °С;
- 7) сетевые подогреватели должны быть снабжены предохранительными устройствами;
- 8) давление сетевой воды в ПСВ должно быть больше давления греющего пара не менее, чем на 1 кгс/см²;
- 9) указатели уровня конденсата подогревателей сетевой воды должны иметь защитные устройства для предохранения персонала от травмирования и иметь отметки допустимых верхних и нижних уровней;
- 10) изменение температуры прямой сетевой воды должна должно осуществляться арматурой на подводе пара к ПСВ.
- 11) Расчетные расходы пара на ПСВ должны составлять:
 - 1) из 4-го отбора - 152 т/ч;
 - 2) из 5-го отбора - 156 т/ч;
 - 3) из 6-го отбора - 75 т/ч.

2.3. Принципы построения ТФУ

2.3.1. Контур сетевой воды замкнутый с восполнением потерь специально подготовленной водой.

2.3.2. Подогрев сетевой воды осуществляется в паро-водяных теплообменниках:

- 1) по трубкам циркулирует сетевая вода, подаваемая сетевыми насосами;
- 2) в межтрубное пространство поступает пар из отборов турбины или КСН.

2.3.3. Конденсат греющего пара сливается из теплообменника с большим давлением в теплообменник с меньшим давлением и направляется к конденсатным насосам или сливается в конденсатор.

2.3.4. Конденсатными насосами конденсат возвращается в цикл второго контура.

3. Описание системы

3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. ТФУ представлена 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 технологических схемах:

- 1) «Теплофикационная установка. Сетевая вода» (С.1.ТЦ-1/40, С.2.ТЦ-1/11);
- 2) «Теплофикационная установка. Греющий пар и конденсат греющего пара ПСВ» (С.1.ТЦ-1/42, С.2.ТЦ-1/11);
- 3) «Система теплофикационной установки» (С.3.ТЦ-2/40);
- 4) «Теплофикационная установка. Система сетевой воды» (С.3.ТЦ-2/41);
- 5) «Система конденсата греющего пара ПСВ» (С.3.ТЦ-2/42);
- 6) «Схема теплофикационной установки» (С.4.ТЦ-2/11 л. 1);
- 7) «Система греющего пара ТФУ и конденсата греющего пара ТФУ» (С.4.ТЦ-2/11 л. 2).

3.1.2. ТФУ включает в себя следующее основное технологическое оборудование:

- 1) пиковые подогреватели сетевой воды UM21 W03, UM22W03;
- 2) подогреватели сетевой воды 2-ой ступени UM21 W02, UM22W02;
- 3) подогреватели сетевой воды 1-ой ступени UM21 W01, UM22W01;
- 4) конденсатные насосные агрегаты ПСВ RU21D01, RU22D01;
- 5) сетевые насосные агрегаты ПСВ UM11D01, UM12D01;
- 6) фильтр (грязевик) UM10N01;
- 7) предохранительные клапаны;
- 8) трубопроводы, арматуру, дроссельные шайбы и КИП.

3.1.2. После прохождения потребителей обратная сетевая вода проходит механическую очистку в фильтре UM10N01.

3.1.3. Подача сетевой воды в ПСВ обеспечивается двумя насосными агрегатами UM11D01, UM12D01, один из которых рабочий, 2-ой резервный.

3.1.4. Температура прямой сетевой воды регулируется количеством включенных в работу ПСВ и количеством подаваемого в ПСВ пара.

3.1.5. После подогревателей ПСВ 2-ой ступени или после ППСВ нагретая вода поступает в коллектор прямой сетевой воды.

3.1.6. Отвод конденсата греющего пара подогревателей сетевой воды осуществляется двумя насосными агрегатами RU21D01, RU22D01, один из которых рабочий, другой резервный.

3.1.7. При удовлетворительном ВХР предусмотрена возможность отвода конденсата греющего пара из корпуса ПСВ 1-ой ступени через гидрозатвор в конденсатор турбины SD13.

3.1.8. При неудовлетворительном ВХР (на остановленной турбине, при пусках или ухудшении качества конденсата) предусмотрен отвод КГП ПСВ в напорный коллектор насосов дренажного бака и далее в БГК.

3.1.9. На напоре насосных агрегатов RU21,22D01 и UM11,12D01 установлены обратные клапаны RU21,22S02 и UM11,12S02 для предотвращения самопроизвольного вращения насоса, находящегося в резерве, обратным ходом среды от рабочего насоса.

3.1.10. На линиях защиты от термоопрессовки трубных систем подогревателей сетевой воды установлены обратные клапаны с вентилями, опломбированными в открытом положении.

3.1.11. На ПСВ, корпусах насосов и трубопроводах установлены штуцеры с запорной арматурой для удаления воздуха.

3.1.12. Для дренирования трубопроводов системы, теплообменного оборудования и насосов смонтированы дренажные трубопроводы с запорной арматурой. Дренируемая вода отводится в систему UL.

3.1.13. Для контроля давления и температуры на трубопроводах и оборудовании установлены КИП. Перечень датчиков КИП указан в подразделе 6.2 настоящего технического описания.

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. ТФУ связана с:

1) системой отборов турбины низкого давления (RH), которая обеспечивает подогрев сетевой воды паром из 4-го, 5-го и 6-го отборов турбины K-1000-60/1500-2; граничная арматура RH42S04, RH42S06, RH42S05, RH42S07, RH52S02, RH52S08, RH52S05, RH52S09, RH63S02, RH63S06, RH63S03, RH63S07;

2) коллектором собственных нужд (RQ), который обеспечивает подогрев сетевой воды в ППСВ; граничная арматура RQ32S01;

3) конденсатором турбины SD13, который обеспечивает прием конденсата греющего пара и отвод неконденсирующихся газов из ПСВ 1-ой ступени; граничная арматура RU23S01, RU24S01, SF20S01;

4) системой основного конденсата (RM), которая обеспечивает прием конденсата греющего пара ПСВ; граничная арматура RU32S01;

5) баком грязного конденсата, который обеспечивает прием конденсата греющего пара ПСВ; граничная арматура RU31S01;

6) системой измерения и контроля параметров ТФУ; граничная арматура - коренные вентили на импульсных линиях датчиков КИП и манометров;

7) система дренажей пола машзала (UL), которая обеспечивает прием дренаруемой из ТФУ воды; граничная арматура – дренажи и воздушники системы UM,RU.

3.3. Размещение оборудования системы

3.3.1. Оборудование ТФУ 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
Пиковый подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23	UM21W03	А-Б	9-10	0,0...11,0
Пиковый подогреватель сетевой воды ПСВ-500-14-23	UM22W03	А-Б	9-10	0,0...11,0
Подогреватель сетевой воды 2-ой ступени ПСВ-500-3-23	UM21W02	А-Б	9-10	0,0...11,0
Подогреватель сетевой воды 2-ой ступени ПСВ-500-3-23	UM22W02	А-Б	9-10	0,0...11,0
Подогреватель сетевой воды 1-ой ступени ПСВ-500-3-23	UM21W01	А-Б	9-10	0,0...11,0
Подогреватель сетевой воды 1-ой ступени ПСВ-500-3-23	UM22W01	А-Б	9-10	0,0...11,0
Конденсатный насос ПСВ КВС-200-220	RU21D01	Б-В	8-9	0,0
Конденсатный насос ПСВ КВС-200-220	RU22D01	Б-В	8-9	0,0
Сетевой насос ПСВ СЭ-1250-140	UM11D01	Б-В	8-9	0,0
Сетевой насос ПСВ СЭ-1250-140	UM12D01	Б-В	8-9	0,0
Фильтр (грязевик)	UM10N01	Б-В	10-11	-3,6

4. Элементы системы

4.1. Подогреватели сетевой воды UM21,22W01,02,03

4.1.1. В ТФУ установлены ППСВ типа ПСВ-500-14-23 и ПСВ 1-ой и 2-ой ступеней типа ПСВ-500-3-23.

4.1.2. ПСВ 1-ой, 2-ой ступеней и ППСВ идентичны по конструкции и представляют собой вертикальные кожухотрубные теплообменники, двухходовые по воде с прямыми трубками и «плавающей» нижней водяной камерой.

4.1.3. Корпус ПСВ состоит из цилиндрической обечайки, к нижней части которой приварено штампованное эллиптическое днище, а к верхней части - фланец для соединения с трубной системой и верхней водяной камерой.

4.1.4. В верхней части корпуса расположен патрубок подвода пара.

4.1.5. В нижней части корпуса располагаются:

- 1) патрубок подвода КГП из подогревателя с более высоким давлением;
- 2) патрубок отсоса воздуха;
- 3) муфты для подсоединения ВУС;
- 4) патрубки для подсоединения датчика регулятора уровня КГП в корпусе.

4.1.6. Трубная система состоит из:

- 1) двух трубных досок;
- 2) каркаса;
- 3) прямых теплообменных труб, концы которых развальцованы в трубных досках.

4.1.7. Каркас трубной системы имеет поперечные сегментные перегородки, которые направляют поток пара и одновременно служат промежуточными опорами для теплообменных труб.

4.1.8. Водяная камера снабжена патрубками подвода и отвода сетевой воды, внутренний объем камеры разделен перегородкой на два отсека, благодаря которой вода совершает два хода.

4.1.9. Верхняя водяная камера состоит из цилиндрической обечайки, к верхней части которой приварено штампованное эллиптическое днище, а к нижней части приварен фланец для соединения с трубной системой и корпусом.

4.1.10. Для предохранения теплообменных трубок от разрушительного действия струи пара напротив пароподводящего патрубка в корпусе установлен отбойный щит.

4.1.11. Подогреватели имеют кран-воздушник на верхних водяных камерах для связи с атмосферой.

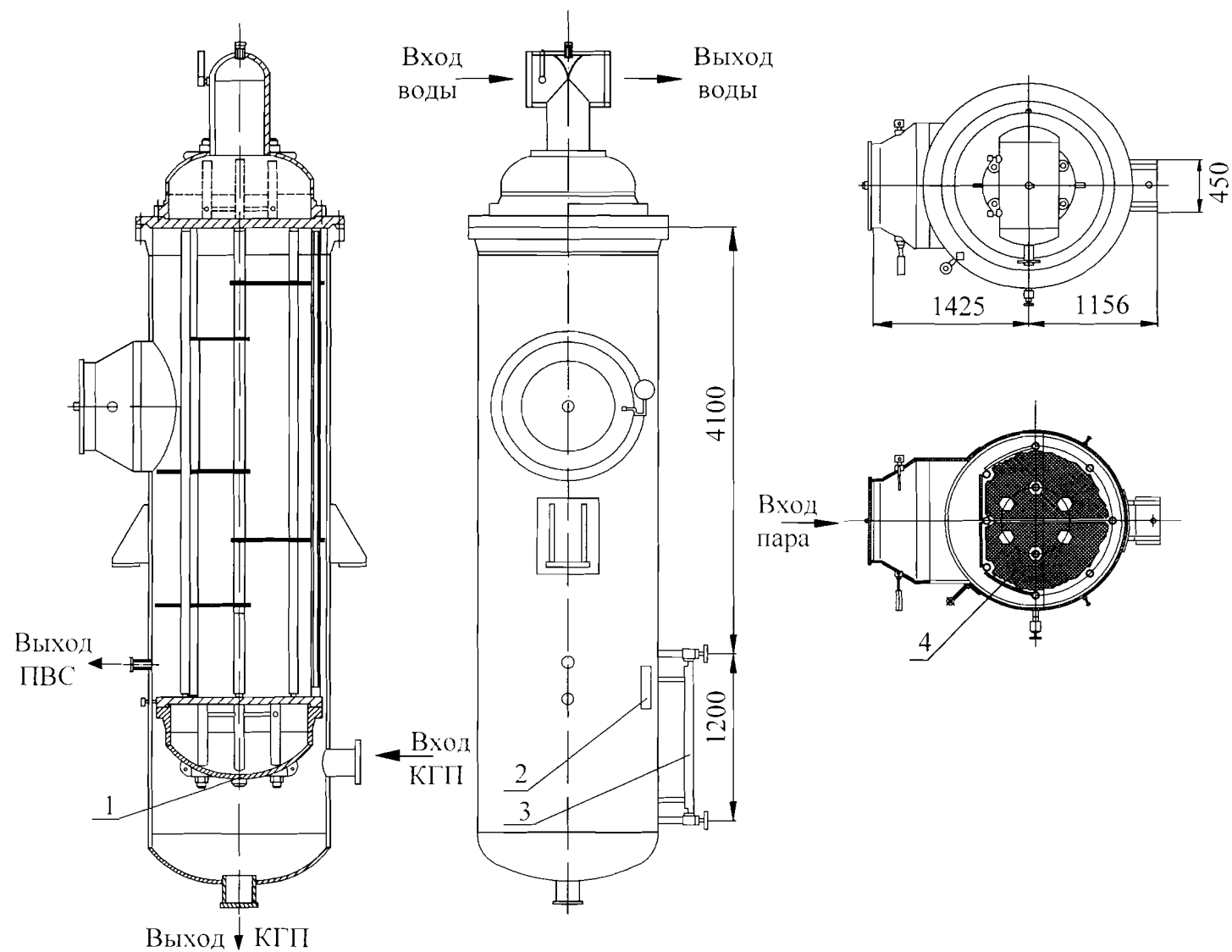
4.1.12. Для установки ПСВ в рабочее положение к корпусу приварены две опоры.

4.1.13. В ПСВ вода движется по трубкам, а греющий пар через патрубок в верхней части корпуса поступает в межтрубное пространство

4.1.14. КГП стекает в нижнюю часть корпуса и отводится из ПСВ.

4.1.15. Конструкция ПСВ представлена на рис. 4.1.1.

4.1.16. Технические данные ПСВ типа ПСВ-500-14-23 и ПСВ-500-3-23 указаны в п.п. 9.1, 9.2.



1 – нижняя водяная камера, 2 – бачек, 3 – ВУС, 4 – трубная система.

Рисунок 4.1.1 – Конструкция ПСВ

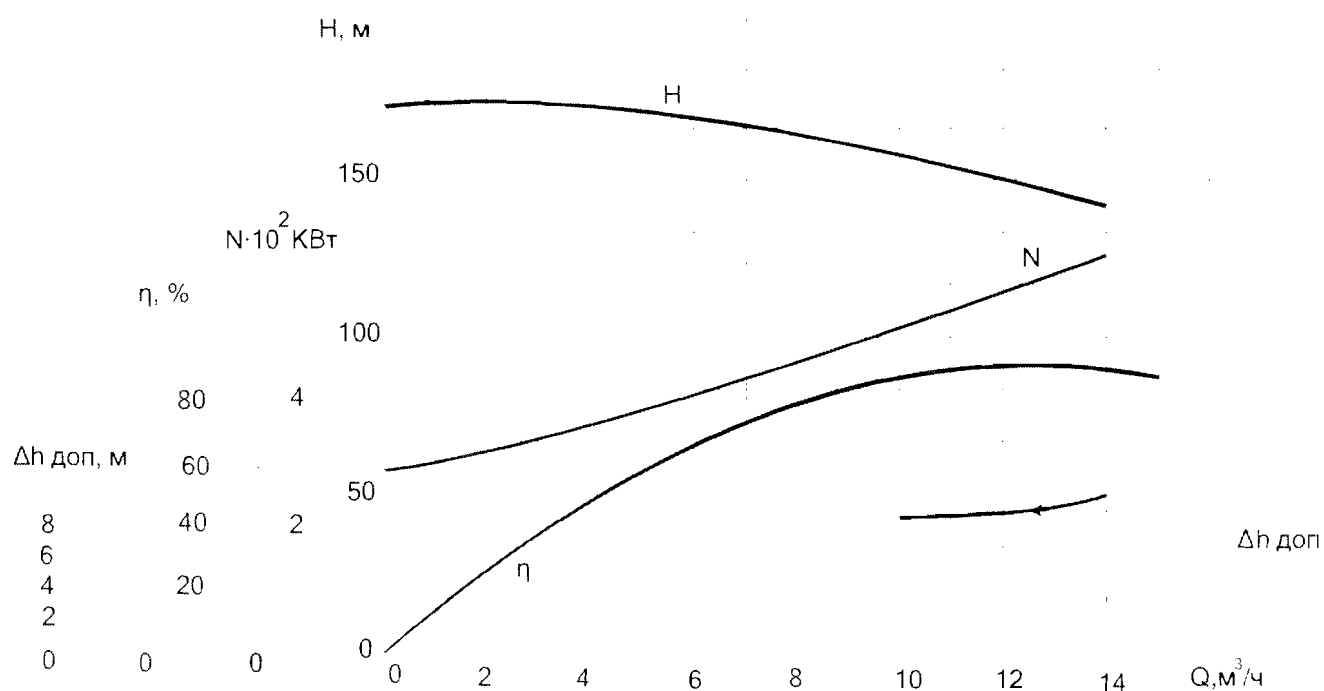
4.2.19. Центровка ротора со статором осуществляется перемещением корпусов подшипников регулировочными винтами. После центровки фиксируются коническими штифтами.

4.2.20. Концевые уплотнения ротора (2,8) сальникового типа. Подводимая к сальнику холодная вода разделяется на два потока. Один поток омывает снаружи камеру сальника, другой поток через фонарное кольцо подводится к сальниковой набивке.

4.2.21. Насос установлен на фундаментную плиту лапами и крепится к плите болтами.

4.2.22. Плита насоса литая из чугуна.

4.2.23. Расходно-напорная характеристика насоса СЭ-1250-140 представлена на рис. 4.2.1.



Q - расход, N - мощность, η - коэффициент полезного действия, H - напор.

Рисунок 4.2.1 – Характеристика насоса СЭ-1250-140

4.2.24. Технические данные насоса типа СЭ-1250-140 приведены в п. 9.3.

4.2.25. Конструкция насоса типа СЭ-1250-140 представлена на рис. 4.2.2.

4.2. Сетевые насосные агрегаты UM11,12D01

4.2.1. Насосный агрегат состоит из:

- 1) асинхронного двигателя типа А12-52-4;
- 2) центробежного насоса типа СЭ-1250-140;
- 3) упругой втулочно-пальцевой муфты;
- 4) фундаментной плиты.

4.2.2. Сетевой насос типа СЭ-1250-140 представляет собой центробежный горизонтальный, спиральный, двухступенчатый, с рабочими колесами двухстороннего входа агрегат.

4.2.3. Корпус насоса (4) литой, чугунный, с полуспиральными подводами и спиральными отводами имеет горизонтальный разъем.

4.2.4. Входной (11) и напорный патрубки насоса расположены в нижней части корпуса горизонтально и направлены в противоположные стороны перпендикулярно оси вращения.

4.2.5. Такое расположение патрубков обеспечивает возможность разборки насоса без демонтажа трубопроводов.

4.2.6. Горизонтальный разъем уплотняется паронитовой прокладкой.

4.2.7. Для подвода воды от 1-ой ко 2-ой ступени предусмотрена перепускная труба (6).

4.2.8. В верхней части перепускной трубы и на корпусе насоса имеются воздушники.

4.2.9. В нижней части корпуса расположены две направляющие шпонки, обеспечивающие сохранность центровки при разогреве насоса.

4.2.10. В местах уплотнения рабочих колес и корпусе насоса установлены уплотнительные чугунные кольца.

4.2.11. Ротор насоса представляет собой самостоятельную сборочную единицу.

4.2.12. Рабочие колеса (3, 5)литые, чугунные, посажены на вал по скользящей посадке, упираются на защитные втулки и фиксируются в осевом направлении через втулки круглыми гайками.

4.2.13. Для компенсации тепловых расширений деталей ротора между ними предусмотрены тепловые зазоры, равные 0,2...0,5 мм.

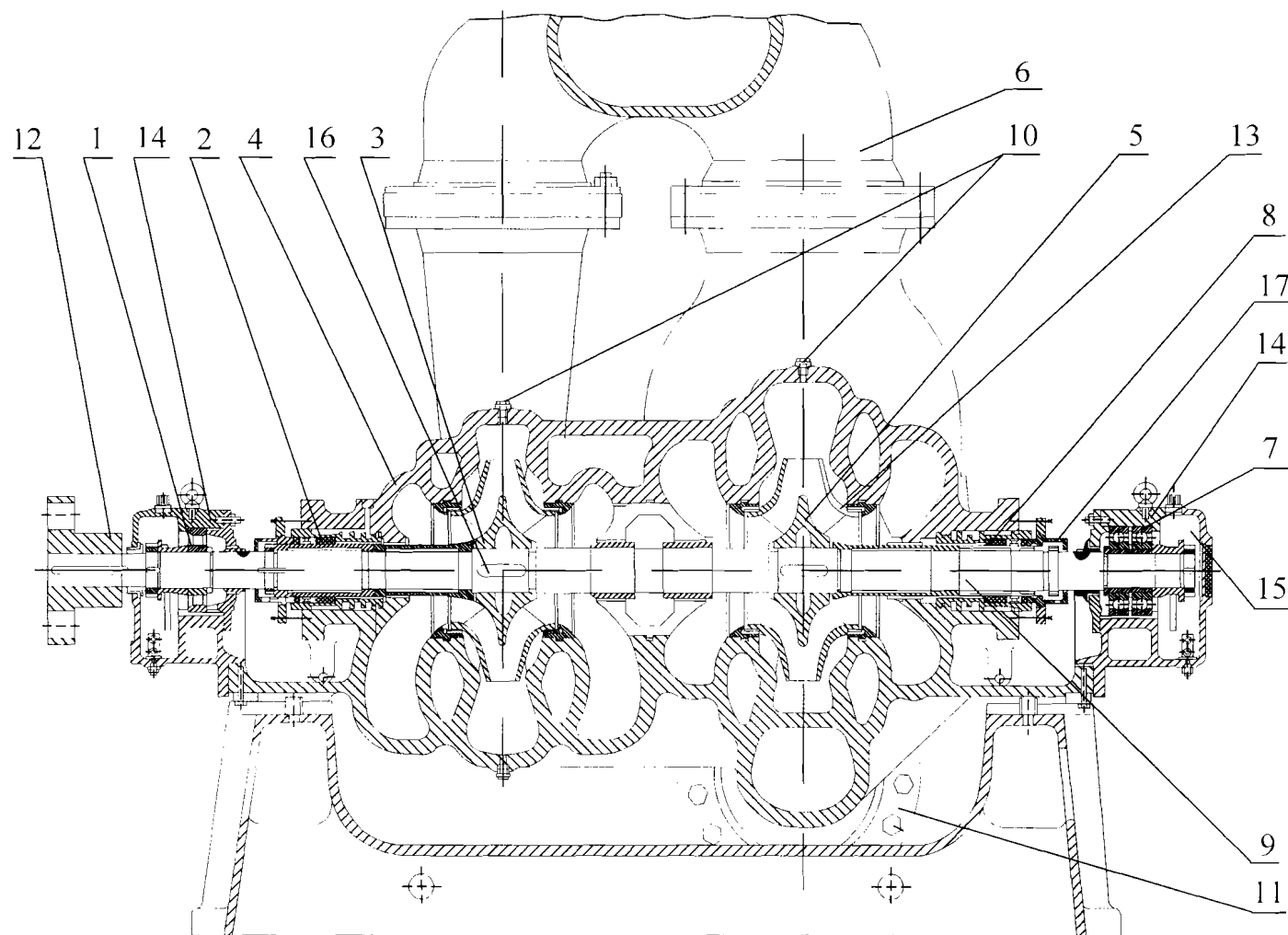
4.2.14. Ротор разгружен от осевых усилий применением рабочих колес двухстороннего входа.

4.2.15. Опорами ротора служат подшипники качения – опорный подшипник со стороны электродвигателя роликовый (1), опорно-упорный подшипник состоит из двух радиально-упорных подшипников (7).

4.2.16. Корпусы опорного и опорно-упорного подшипников (15) крепятся к корпусу насоса и выполнены из двух половин с расположением разъемов в горизонтальной плоскости.

4.2.17. Смазка подшипников кольцевая. Для контроля уровня масла в камерах подшипников предусмотрены указатели уровня масла.

4.2.18. В корпусе подшипника предусмотрены змеевики для водяного охлаждения масляной камеры.



1, 7 – подшипник, 2, 8 – концевое уплотнение наружный корпус, 3 – рабочее колесо 2-ой ступени, 4 – корпус, 5 – рабочее колесо 1-ой ступени, 6 – перепускная труба, 9 – вал, 10 – пробки воздушников, 11 – входной патрубок, 12 – полумуфта, 13 – внутренний корпус, 14 – корпус подшипника, 15 – маслованна, 16 – шпонка, 17 – грундбукса.

Рисунок 4.2.2 – Конструкция насоса типа СЭ-1250-140

4.3. Конденсатные насосные агрегаты RU21,22D01

4.3.1. Насосный агрегат состоит из:

- 1) асинхронного электродвигателя типа АВ113-4;
- 2) вертикального центробежного насоса типа КСВ-200-220;
- 3) промежуточного фонаря;
- 4) упругой пальцевой муфты.

4.3.2. Конденсатный насос типа КСВ-200-220 представляет собой вертикальный, центробежный, секционный двухкорпусной с односторонним расположением рабочих колес двухступенчатый агрегат.

4.3.3. Основными узлами насоса являются:

- 1) корпус наружный;
- 2) корпус внутренний;
- 3) ротор;
- 4) подшипники.

4.3.4. Наружный корпус сварной конструкции состоит из приемной и напорной части. К наружному корпусу приварены входной и напорный патрубки.

4.3.5. В приемной части наружного корпуса предусмотрено отверстие для отвода паров.

4.3.6. Нижняя часть наружного корпуса служит опорной плоскостью насоса.

4.3.7. Внутренний корпус состоит из:

- 1) корпуса подвода;
- 2) секций с запрессованными в них направляющими аппаратами;
- 3) напорной крышки.

4.3.8. В центральные расточки этих деталей запрессованы и закреплены винтами уплотнительные кольца.

4.3.9. Корпус подвода, напорная крышка, и секции взаимно центрируются, их стыки, а также стыки внутреннего и наружного корпусов уплотняются резиновыми кольцами.

4.3.10. На внутреннем корпусе смонтирована разгрузочная труба, служащая для отвода протечек от барабана и разгрузки ротора насоса от осевой силы.

4.3.11. В расточке напорной крышки установлен корпус сальника. Сальниковое уплотнение состоит из отдельных колец, изготовленных из набивочного материала. Между кольцами набивки установлено кольцо гидрозатвора. Кольца набивки сальника зажимаются буксой при помощи шпилек с гайками.

4.3.12. К кольцу гидрозатвора, чтобы исключить возможность подсоса воздуха и для отвода тепла от сальника, подводится холодный конденсат.

4.3.13. Ротор насоса состоит из:

- 1) вала;
- 2) двух рабочих колес;
- 3) защитных втулок, шпонок, гаек, которые стягивают и закрепляют детали ротора.

4.3.14. Ротор от осевых сил разгружен с помощью барабана.

4.3.15. Для повышения всасывающей способности насоса перед колесом 1-ой ступени установлено предвключенное колесо.

4.3.16. На нижнем конце вала установлена подшипниковая втулка и винт, подающий конденсат для смазки нижнего подшипника.

4.3.17. Опорами ротора служат два подшипника:

- 1) верхний опорно-упорный сдвоенный подшипник – фиксирует положение ротора в насосе и воспринимает остаточные осевые усилия;
- 2) нижний подшипник скольжения, смазывается перекачиваемым конденсатом, который проходит очистку в сетчатом фильтре. В случае засорения фильтра конденсат в подшипник поступает через боковое отверстие.

4.3.18. Масло для смазки верхнего подшипника заливается в масляную ванну. В средней части корпуса имеется отверстие, заглушенное пробкой. Уровень масла контролируется по рискам маслоуказателя.

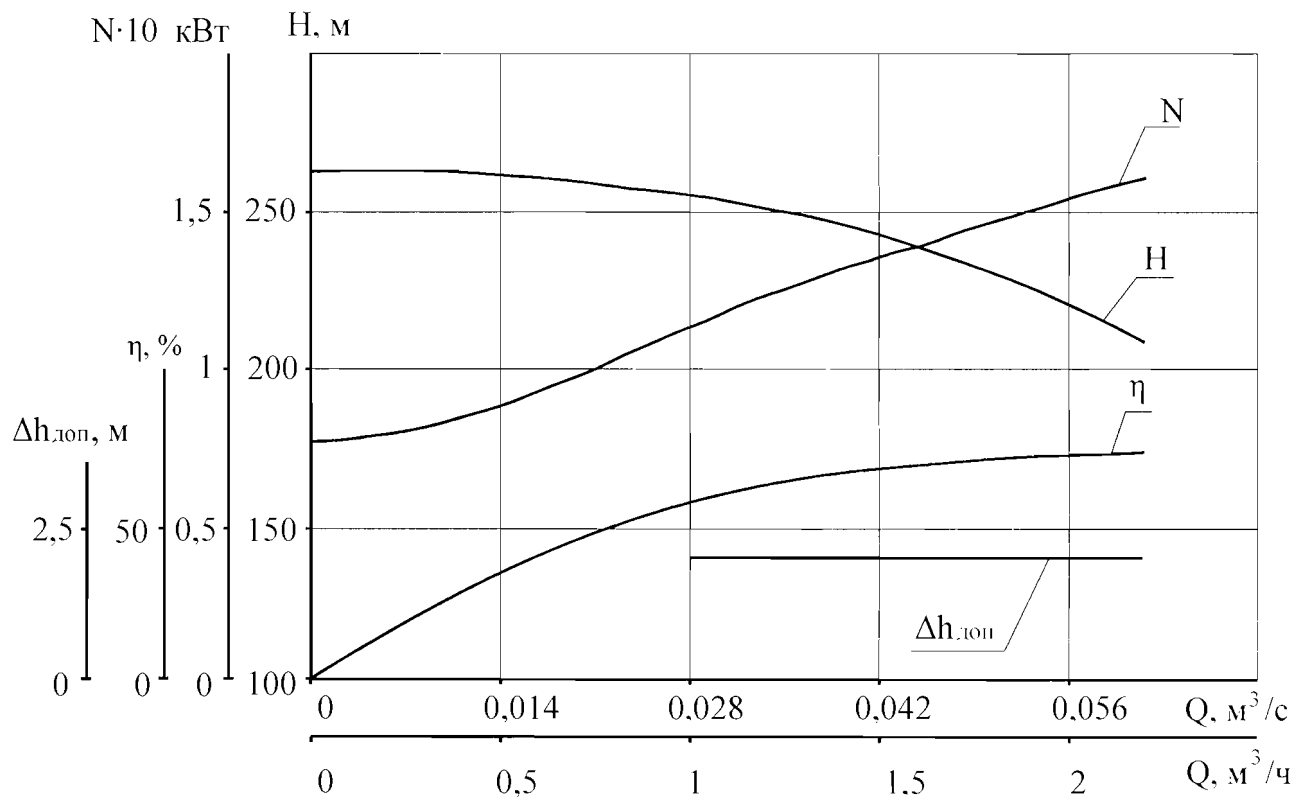
4.3.19. Для слива загрязненного масла в нижней части маслованны имеется отверстие, заглушенное резьбовой пробкой.

4.3.20. Расходно-напорная характеристика насоса типа КСВ-200-220 представлена на рис.4.3.1.

4.3.21. Технические данные насос типа КСВ-200-220 приведены в п. 9.4.

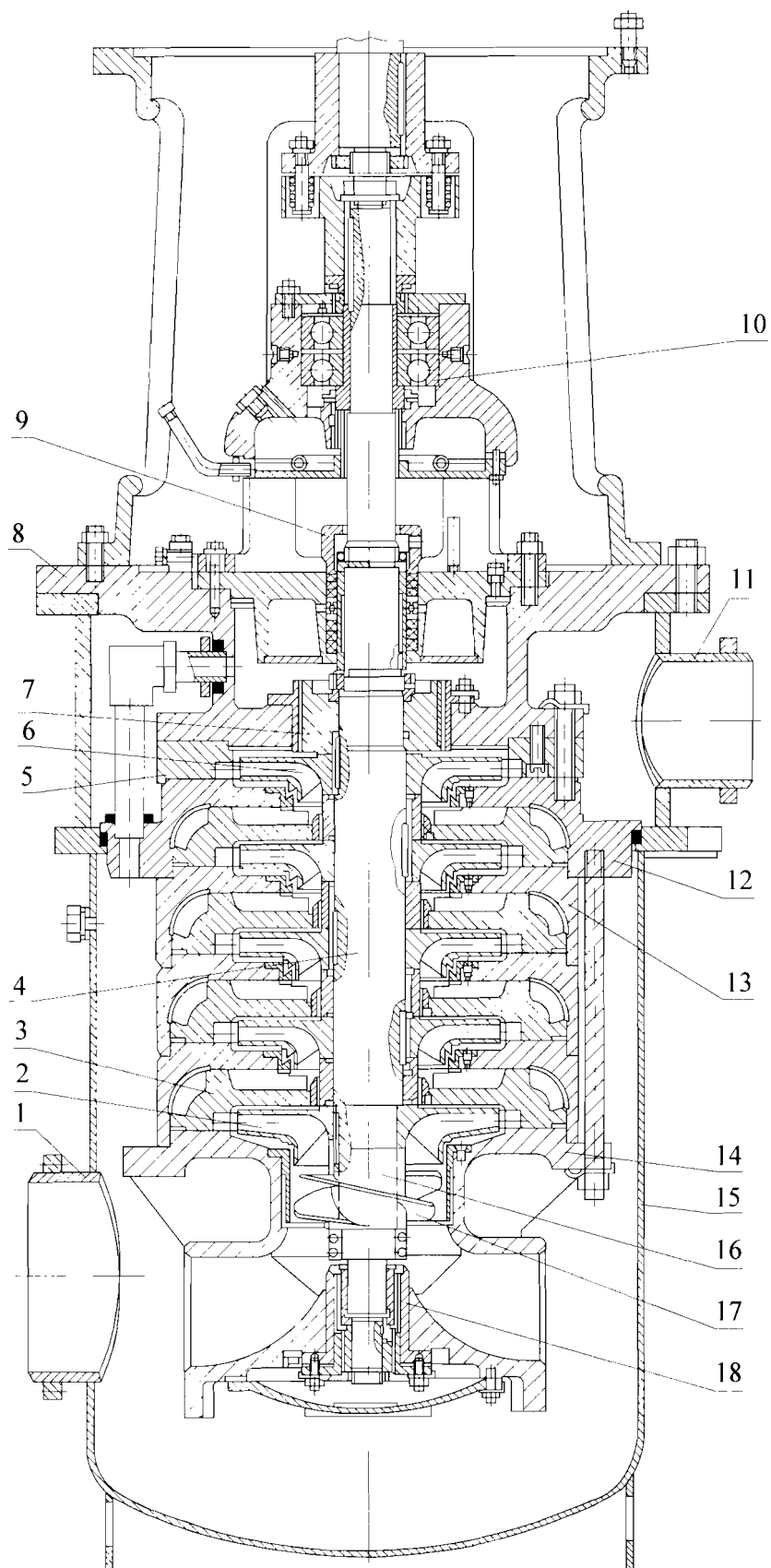
4.3.22. Конструкция насоса типа КСВ-200-220 представлена на рис. 4.3.2.

4.3.23. Установочный чертеж насоса типа КСВ-200-220 представлен на рис. 4.3.3.



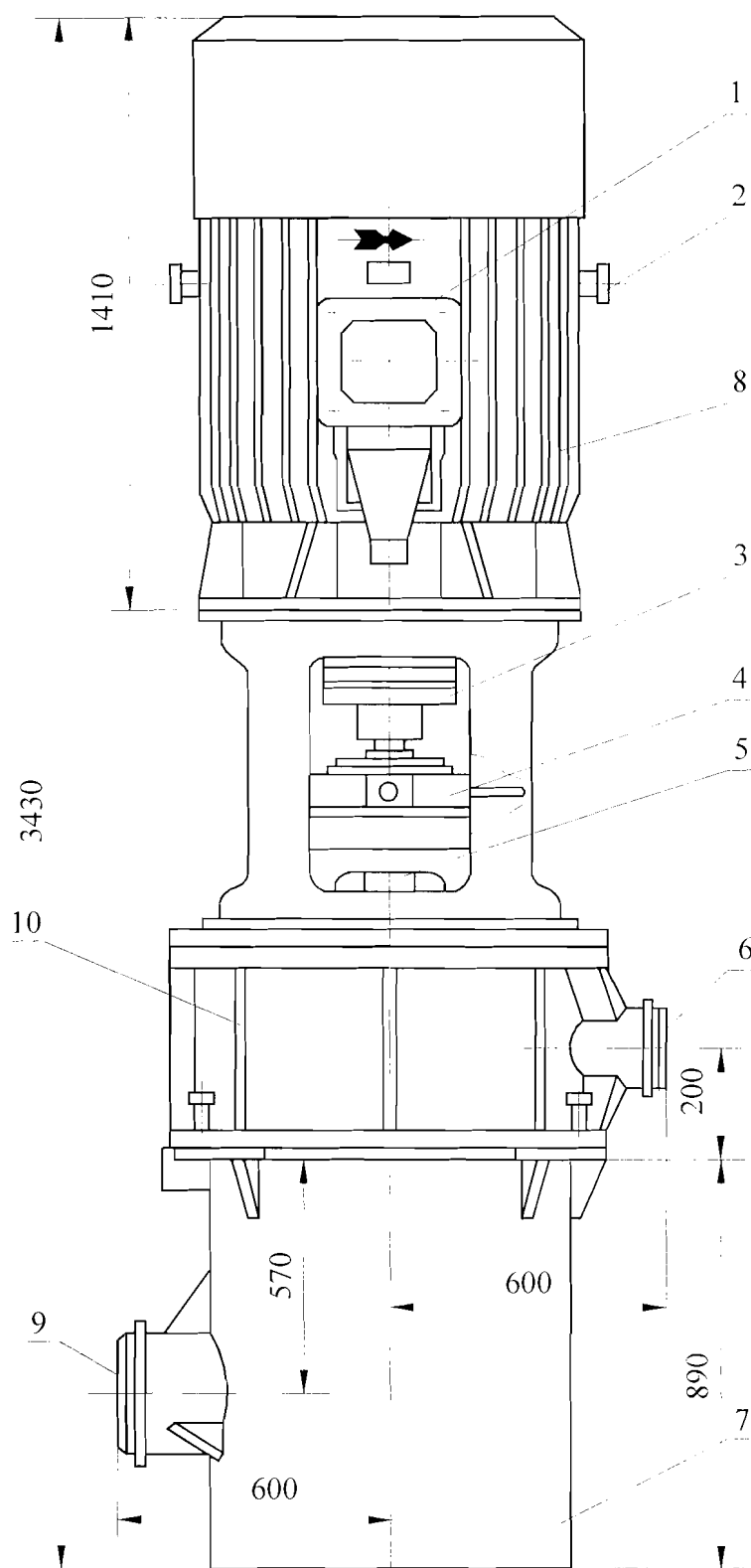
Q – расход, N – мощность, η – коэффициент полезного действия, H – напор.

Рисунок 4.3.1 – Расходно-напорная характеристика насоса типа КСВ-200-220



1, 11 – входной и напорный патрубки, 2, 6 – рабочие колеса, 3 – направляющие аппараты, 4 – вал, 5 – внутренний корпус, 7 – разгрузочный барабан, 8 – напорная крышка, 9 – сальниковое уплотнение насоса, 10 – радиально-осевой подшипник, 12, 13 – секции, 14 – внутренний корпус, 15 – наружный корпус, 16 – ротор, 17 – предвключенное колесо, 18 – нижний подшипник скольжения.

Рисунок 4.3.2 – Конструкция насоса типа КСВ-200-220



1 – клеммная коробка, 2 – транспортировочное приспособление, 3 – ротор двигателя, 4 – полумуфта, 5 – вал насоса, 6 – напорный патрубок, 6 – корпус насоса, 8 – электродвигатель, 9 – входной патрубок, 10 – ребра жесткости.

Рисунок 4.3.3 – Установочный чертеж насоса типа КСВ-200-220.

4.4. Арматура ТФУ

4.4.1. В ТФУ установлена запорная, регулирующая и обратная арматура.

4.4.2. Клапаны обратные установлены на напорных трубопроводах насосов UM11,12D01, RU21,22D01 и предназначены для исключения изменения направления потока воды и предотвращения вращения насосного агрегата, находящегося в резерве, обратным ходом среды от рабочего насоса.

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

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

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

4.4.6. Перечень арматуры ТФУ с указанием типа представлен в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Технологическое наименование	Тип	Ду/Ру
RU11S01	Клапан запорный	Арматура на отводе конденсата от пикового ПСВ	30с997нж	-
RU11S02	Кран регулирующий	Арматура регулирующая конденсата от ПСВ	6с-8-2	150/100
RU11S03	Кран регулирующий	Арматура регулирующая конденсата от основного ПСВ	6с-8-3	150/100
RU11S04	Задвижка	Арматура из ПСВ на всас конденсатных насосов ПСВ	30с97нж	250/25
RU11S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже перед RU11S01	988-20-0	20/120
RU11S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже после RU11S02	988-20-0	20/120
RU11S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже после RU11S03	988-20-0	20/120
RU11S93	Клапан запорный	Арматура на опорожнении пикового бойлера	-	-
RU12S01	Клапан запорный	Арматура на отводе конденсата от ППСВ	30с997нж	-
RU12S02	Кран регулирующий	Арматура регулирующая конденсата ПСВ	6с-8-2	150/100
RU12S03	Кран регулирующий	Арматура регулирующая конденсата ПСВ	6с-8-3	150/100
RU12S04	Задвижка	Арматура из ПСВ на всас конденсатных насосов	30с97нж	250/25
RU12S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже перед RU12S01	988-20-0	20/120
RU12S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже после RU12S02	988-20-0	20/120
RU12S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже после RU12S03	988-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Технологическое наименование	Тип	Ду/Ру
RU12S93	Клапан запорный	Арматура на опорожнении ППСВ	-	-
RU20S01	Задвижка	Арматура на перемычке конденсатных насосов	30с997нж	250/25
RU21S01	Задвижка	Арматура на всасе насоса RU21D01	30с97нж	250/25
RU21S02	Клапан обратный	ОК на напоре RU21D01	19с17нж	150/40
RU21S03	Задвижка	Арматура на напоре конденсатного насоса RU21D01	30с997нж	150/25
RU21S04	Клапан запорный	Арматура на рециркуляции конденсатного насоса RU21D01	15с922нж	80/40
RU21S05	Клапан запорный	Арматура с ППСВ на всас конденсатных насосов	С 26360-150	150/200
RU21S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса RU21D01	988-20-0	20/120
RU21S91	Клапан запорный	Арматура на опорожнении RU21D01	-	-
RU22S01	Задвижка	Арматура на всасе RU22D01	30с97нж	250/25
RU22S02	Клапан обратный	ОК на напоре RU22D01	19с17нж	150/40
RU22S03	Задвижка	Арматура на напоре конденсатного насоса RU22D01	30с997нж	150/25
RU22S04	Клапан запорный	Арматура на рециркуляции конденсатного насоса RU22D01	15с922нж	80/100
RU22S05	Клапан запорный	Арматура с ППСВ на всас конденсатных насосов	С 26360-150	150/200
RU22S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса RU22D01	988-20-0	20/120
RU22S91	Клапан запорный	Арматура на опорожнении RU22D01	-	-
RU23S01	Задвижка	Арматура на сливе конденсата ПСВ в конденсатор	30с997нж	250/25
RU24S01	Задвижка	Арматура на сливе конденсата ПСВ в конденсатор	30с997нж	250/25
RU30S01	Клапан регулирующий	Арматура регулирования напора ПСВ	6с-8-2	150/100
RU30S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже напорного коллектора конденсатных насосов	15с27нж1М	32/64
RU30S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже напорного коллектора конденсатных насосов	15с27нж1М	32/64
RU31S01	Задвижка	Арматура на сливе конденсата ПСВ в БГК	30с997нж	150/25
RU32S01	Задвижка	Арматура от конденсатных насосов в трубопровод основного конденсата	ИА 11075-300	300/25

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Технологическое наименование	Тип	Ду/Ру
UM10S01	Задвижка	Арматура на подводе сетевой воды к сетевым насосам	30с972нж	400/25
UM10S10	Клапан запорный	Арматура на подаче сетевой воды на МОТ	-	100/25
UM10S80	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды к МОТ	-	-
UM10S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже т/п сетевой воды на МОТ	988-20-0	20/120
UM10S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже т/п слива с регистров	988-20-0	20/120
UM10S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже перед UM10S01	988-20-0	20/120
UM10S93	Клапан запорный	Арматура на опорожнении UM10N01	-	-
UM11S01	Задвижка	Арматура на всасе сетевого насоса UM11D01	30с972нж	400/25
UM11S02	Клапан обратный	ОК на напоре насоса UM11D01	ИА 44077-400М	400/25
UM11S03	Задвижка	Арматура на напоре UM11D01	30с972нж	400/25
UM11S81	Клапан запорный	Арматура на воздушнике UM11D01	998-20-0	20/120
UM11S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса UM11D01	988-20-0	20/120
UM12S01	Задвижка	Арматура на всасе UM12D01	30с972нж	400/25
UM12S02	Клапан обратный	ОК на напоре насоса UM12D01	ИА 44077-400М	400/25
UM12S03	Задвижка	Арматура на напоре UM12D01	30с972нж	400/25
UM12S81	Клапан запорный	Арматура на воздушнике UM12D01	998-20-0	20/120
UM12S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже всаса UM12D01	988-20-0	20/120
UM20S01	Задвижка	Арматура на трубопроводе прямой сетевой воды	30с972нж	400/25
UM20S11	Клапан запорный	Арматура на байпасе UM20S01	998-20-0	20/120
UM20S12	Клапан запорный	Арматура на байпасе UM20S01	998-20-0	20/120
UM20S13	Клапан запорный	Арматура подачи сетевой воды в систему гидроиспытаний	-	-
UM20S50	Клапан запорный	Арматура на трубопроводе подачи сетевой воды	-	-
UM20S80	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода прямой сетевой воды	998-20-0	20/120
UM20S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже напорного трубопровода сетевых насосов	988-20-0	20/120

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Технологическое наименование	Тип	Ду/Ру
UM21S01	Задвижка	Арматура на подводе сетевой воды к ПСВ	30с972нж	400/25
UM21S02	Клапан запорный	Арматура на байпасе ПСВ	30с997нж	-
UM21S03	Клапан запорный	Арматура на байпасе ПСВ	30с997нж	-
UM21S04	Задвижка	Арматура на подводе сетевой воды к ППСВ	30с972нж	400/25
UM21S05	Задвижка	Арматура на байпасе ППСВ	30с972нж	400/25
UM21S06	Задвижка	Арматура на выходе сетевой воды из ППСВ	30с972нж	400/25
UM21S07	Задвижка	Арматура на выходе из ПСВ	30с972нж	400/25
UM21S08	Клапан обратный	ОК на линии защиты от термоопрессовки UM21W03	16с13нж	200/40
UM21S09	Клапан запорный	Арматура на линии защиты от термоопрессовки UM21W03	15с27нж1	32/64
UM21S10	Клапан обратный	ОК на линии защиты от термоопрессовки	16кч9п1	32/16
UM21S11	Клапан запорный	Арматура на линии защиты от термоопрессовки	15с27нж1	32/64
UM21S80	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM21S81	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM21S82	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM21S83	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM21S84	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM21S85	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM21S86	Клапан запорный	Арматура на воздушнике ППСВ	998-20-0	20/120
UM21S90	Клапан запорный	Арматура на дренаже сетевой воды после ОБ-I А	988-20-0	20/120
UM21S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже сетевой воды после ППСВ	988-20-0	20/120
UM21S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже сетевой воды после ППСВ	988-20-0	20/120
UM22S01	Задвижка	Арматура на входе сетевой воды в ПСВ	30с972нж	400/25
UM22S02	Задвижка	Арматура на байпасе ПСВ	30с997нж	200/25
UM22S03	Задвижка	Арматура на байпасе ПСВ	30с997нж	200/25
UM22S04	Задвижка	Арматура на подводе сетевой воды к ППСВ	30с972нж	400/25
UM22S05	Задвижка	Арматура на байпасе ППСВ	30с972нж	400/25

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Технологическое наименование	Тип	Ду/Ру
UM22S06	Задвижка	Арматура на выходе сетевой воды из ППСВ	30с972нж	400/25
UM22S07	Задвижка	Арматура на выходе прямой сетевой воды	30с972нж	400/25
UM22S08	Клапан обратный	ОК на линии защиты от термопрессовки ППСВ	16с13нж	200/40
UM22S09	Клапан запорный	Арматура на линии защиты от термопрессовки ППСВ	15с27нж1	32/64
UM22S10	Клапан обратный	ОК на линии защиты от термопрессовки	16кч9п1	32/16
UM22S11	Клапан запорный	Арматура на линии защиты от термопрессовки	15с27нж1	32/64
UM22S81	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM22S82	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM22S83	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM22S84	Клапан запорный	Арматура на воздушнике трубопровода сетевой воды	998-20-0	20/120
UM22S91	Клапан запорный	Арматура на дренаже трубопровода сетевой воды перед UM22S01	988-20-0	20/120
UM22S92	Клапан запорный	Арматура на дренаже трубопровода сетевой воды перед UM22S07	988-20-0	20/120
UM22S93	Клапан запорный	Арматура на дренаже трубопровода сетевой воды перед UM20S01	988-20-0	20/120
RH42S04	Задвижка	Арматура на подводе пара к ППСВ № 1	30с907нж3	500/16
RH42S05	Задвижка	Арматура на подводе пара к ППСВ № 2	30с907нж3	500/16
RH42S06	Клапан запорный	Арматура на байпасе RH42S04	15с27нж	20/64
RH42S07	Клапан запорный	Арматура на байпасе RH42S05	15с27нж	20/64
RH52S02	Задвижка	Арматура на подводе пара к ПСВ 2-ой ступени № 1	30с927нж	500/25
RH52S05	Задвижка	Арматура на подводе пара к ПСВ 2-ой ступени № 2	30с927нж	500/25
RH52S08	Клапан запорный	Арматура на байпасе RH52S02	15с27нж	20/64
RH52S09	Клапан запорный	Арматура на байпасе RH52S05	15с27нж	20/64
RH63S02	Задвижка	Арматура на подводе пара к ПСВ 1-ой ступени № 1	30с914нж	1000/16
RH63S03	Задвижка	Арматура на подводе пара к ПСВ 1-ой ступени № 2	30с914нж	1000/16
RH63S06	Клапан запорный	Арматура на байпасе RH63S02	15с27нж	20/64

Оперативное обозначение	Вид арматуры	Технологическое наименование	Тип	Ду/Ру
RH63S07	Клапан запорный	Арматура на байпасе RH63S03	15с27нж	20/64
SF20S01	Клапан запорный	Арматура на отводе паровоздушной смеси из ПСВ	15с922нж	80/100
SF21S01	Клапан запорный	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из ПСВ 1-ой ступени	15с22нж	50/40
SF21S02	Клапан запорный	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из ПСВ 2-ой ступени	15с22нж	50/40
SF21S03	Клапан запорный	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из ПСВ 2-ой ступени	15с922нж	25/64
SF22S01	Клапан запорный	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из ПСВ 1-ой ступени	15с22нж	50/40
SF22S02	Клапан запорный	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из ПСВ 2-ой ступени	15с22нж	50/40
SF22S03	Клапан запорный	Арматура на отсосе паровоздушной смеси из ППСВ	15с922нж	25/64

4.5. Технологические ограничения

4.5.1. По условиям устойчивого теплоснабжения потребителей при эксплуатации ТФУ запрещается снижать давление прямой сетевой воды ниже 8 кгс/см² в осенне-зимний период, ниже 6 кгс/см² в весенне-летний период и обратной сетевой воды ниже 2,0 кгс/см² во всех режимах работы ТФУ.

4.5.2. Давление сетевой воды в трубной системе ПСВ не должно превышать 12,0 кгс/см².

4.5.3. Запрещается работа ТФУ со сливом КГП в конденсатор турбины или в тракт основного конденсата при массовой концентрации натрия более 5 мкг/кг.

4.5.4. В процессе эксплуатации ТФУ должен проводиться контроль:

1) объемной активности воды тепловой сети – не реже одного раза в смену;
2) радионуклидного состава воды тепловой сети – не реже одного раза в квартал;

3) уровня гамма-излучений отопительных приборов тепловой сети в производственных зданиях – не реже одного раза в год в начале отопительного сезона.

4.5.5. ТФУ должна быть отключена по всем потокам при повышении концентрации радиоактивных продуктов на выходе из ПСВ при:

- 1) $\text{Co}^{60} > 3,7 \text{ Бк/кг}$;
- 2) $\text{Mn}^{54} > 11,1 \text{ Бк/кг}$;
- 3) $\text{Cr}^{51} > 370 \text{ Бк/кг}$;
- 4) $\text{Zn}^{60} > 22,2 \text{ Бк/кг}$;
- 5) $\text{Co}^{58} > 7,4 \text{ Бк/кг}$;
- 6) $\text{Fe}^{59} > 14,8 \text{ Бк/кг}$.

4.5.6. Нагрузка электродвигателя насоса UM11(12)D01 не должна превышать 630 кВт (расход сетевой воды при работе сетевого насоса по расходомеру UM21(22)F01 не должен превышать 1250 т/ч).

4.5.7. Температура обратной сетевой воды на входе в ТФУ не должна превышать 80 °С.

4.5.8. Скорость повышения температуры сетевой воды в ПСВ не должна превышать 5 °С за 10 минут.

4.5.9. Отклонение температуры сетевой воды допускается в пределах 3 % от регламентируемой графиком.

4.5.10. Температурный напор ПСВ не должен превышать 12 °С.

4.5.11. Не допускается работа сетевых и конденсатных насосов в безрасходном режиме более двух минут.

4.5.12. Запрещается эксплуатация ТФУ при повышении активности сетевой воды более $3 \cdot 10^{-11}$ Ки/л.

4.5.13. Температура прямой сетевой воды регулируется открытием (закрытием) паровых задвижек RH42S04(05), RH52S02(05). Регулирование температуры сетевой воды арматурой на обводках ПСВ по сетевой воде запрещается.

4.5.14. Работа подогревателей UM21,22W01,02,03 при неисправных предохранительных клапанах запрещается.

4.5.15. Разность давлений сетевой воды и греющего пара в подогревателях должна быть не менее 1,5 кгс/см².

4.5.16. Перед включением ТФУ в работу после простоя более 10 суток должны быть опробованы защиты и блокировки оборудования.

4.5.17. Подогреватель сетевой воды UM21(22)W01(02,03) должен быть немедленно отключен, если давление в корпусе подогревателя поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры, принятые персоналом:

1) 3,0 кгс/см² для UM21(22)W01(02);

2) 14,0 кгс/см² для UM21(22)W03).

4.5.18. Настройка предохранительных клапанов RH52S03,04,06,07 на трубопроводе 5-го отбора должна соответствовать 3,05 кгс/см².

4.6. Нарушения в работе

4.6.1. Перечень основных неисправностей оборудования ТФУ и способы их устранения приведены в табл. 4.6.1.

Таблица 4.6.1

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Недогрев сетевой воды в подогревателе (температурный напор более 10 °С)	1. Неудовлетворительный отвод неконденсирующихся газов из ПСВ	Проверить открытие и проходимость (по температуре) вентилей на отводе воздуха из подогревателей.
	2. Подсос воздуха из ПСВ 1-ой ступени, работающего под разрежением	Проконтролировать вероятные места подсоса воздуха и устранить выявленные дефекты

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Недогрев сетевой воды в подогревателе (температурный напор более 10 °С)	3. Загрязнение поверхности нагрева	В ближайший останов проверить состояние трубок и, при необходимости, выполнить их очистку
Переполнение парового пространства ПСВ КГП	1. Неисправность регулятора уровня	1. Подать заявку НС ЦТАИ для восстановления работоспособности регулятора уровня 2. Проконтролировать работу регулятора и ввести его в работу
	2. Неисправность регулирующего клапана	1. Подать заявку в ЦЦР для восстановления работоспособности регулирующего клапана 2. Проконтролировать работу регулирующего клапана и ввести его в работу
	3. Нарушение плотности трубной системы ПСВ	Отключить ПСВ (группу), вывести дефектный ПСВ в ремонт
При пуске насосы UM11,12D01, RU21,22D01 не развивают необходимого давления и подачи	1. Неисправность КИП	
	2. Обратное направление вращения ротора электродвигателя	
	3. Недостаточное давление на входе из-за низкого давления обратной сетевой воды или загрязнения грязевика UM10N01	1. Проконтролировать и, при необходимости, восстановить давление обратной сетевой воды 2. Проверить перепад давлений на входе и выходе из UM10N01 и, при необходимости, выполнить его очистку
	4. Неисправность насоса	1. Подать заявку в ЦЦР для восстановления работоспособности насоса 2. Вывести насос в ремонт
	5. Неисправность арматуры на напоре насоса	1. Подать заявку в ЦЦР для восстановления работоспособности арматуры 2. Выполнить переход по насосам 2. Вывести арматуру в ремонт
Нагрузка двигателя UM11(21)D01 выше 630 кВт	1. Увеличенная подача	Уменьшить подачу насоса до 1200 м ³ /ч арматурой UM21(22)S01
	2 Неисправность насоса	1. Подать заявку в ЦЦР для восстановления работоспособности насоса 2. Вывести насос в ремонт

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Нагрев подшипников насоса UM11,12D01 выше 70 °С	1. Недостаточный расход охлаждающей воды	Отрегулировать расход охлаждающей воды
	2. Недостаток или отсутствие смазки	Проконтролировать уровень и, при необходимости, долить масло в подшипник
	3. Дефект подшипника	Вывести насос в ремонт
Температура подшипников насоса RU21,22D01 выше 65 °С	1. Недостаточный расход охлаждающей воды	Отрегулировать расход охлаждающей воды
	2. Недостаток смазки	Долить или заменить масло
	3. Дефект подшипника	Вывести в ремонт насос
Перегрев сальника насоса UM11,12D01	1. Недостаточное поступление охлаждающего конденсата	Отрегулировать расход конденсата на сальник насоса
	2. Перекос или чрезмерная затяжка гнудбуksы сальника	Отрегулировать затяжку гнудбуksы сальника
Повышенная вибрация насосов UM11,12D01, RU21,22D01	1. Ротор насоса не отбалансирован	Провести динамическую балансировку ротора
	2. Попадание посторонних предметов в рабочее колесо	Вывести насос в ремонт, провести ревизию проточной части насоса
	3. Вибрация трубопроводов обвязки насоса	Выявить и устранить причину вибрации трубопроводов
	Нарушение центровки агрегата	Вывести насос в ремонт, провести центровку агрегата
Снижение давления в обратной линии теплосети	1. Недостаточная подпитка теплосети	Проконтролировать расход воды на подпитку теплосети, при необходимости увеличить
	2. Утечка сетевой воды через дренажи и неплотности системы	1. Выявить и устранить неплотности и утечки сетевой воды
		2. Проконтролировать расход воды на подпитку теплосети, при необходимости увеличить
	3. Разрыв трубопроводов сетевой воды	При давлении обратной сетевой воды 0,5-0,6 кгс/см ² разгрузить UM11(12)D01 прикрытием арматуры UM21(22)S01 на входе в ПСВ до стабилизации работы насоса

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Снижение давления в обратной линии теплосети	4. Подключение ТФУ по сетевой воде на смежном блоке	1. Разгрузить по пару ТФУ в соответствии с установленным расходом сетевой воды.
		2. При снижении давления обратной сетевой воды до 0-0,3 кгс/см ² : 1) сообщить НСС об отключении ТФУ и сетевых насосов UM11(12)D01; 2) отключить по пару и КГП работающую или обе группы ТФУ; 3) отключить работающий UM11(12)D01; 4) выяснить и устранить причину падения давления обратной сетевой воды на потребителей от смежных блоков; 5) обеспечить подачу сетевой воды потребителям смежных блоков
Резкий рост уровня КГП в любом ПСВ	Разрыв трубной системы ПСВ	1. Немедленно закрыть арматуру RU23(24)S01 и SF20S01 в конденсатор SD13
		2. При работе конденсатных насосов ТФУ немедленно закрыть арматуру RU32S01 и открыть RU31S01
		3. Отключить группу ТФУ по греющему пару, КГП и сетевой воде, закрыть арматуру RH42S04(05), RH52S02(05), RH63S02(03), UM21(22)S01,07
		4. Выполнить отбор анализов КГП ТФУ из отключенных корпусов
		5. Постоянно контролировать параметры ВХР второго контура, сообщать НСБ о любом изменении параметров ВХР
		6. После отключения поврежденного ПСВ по пару и сетевой воде, стабилизации уровней КГП в корпусах ТФУ остановить конденсатный насос и открыть дренажи отключенной группы по КГП, дренажи и воздушники по сетевой воде
		7. Подготовить к работе и включить резервную группу ТФУ
		8. Вывести в ремонт отключенную группу ТФУ
Повышение активности сетевой воды	1. Повышение активности теплоносителя второго контура	1. Сообщить на БЦУ о появлении сигнала повышения активности сетевой воды. 2. Проконтролировать срабатывание предупредительной сигнализации на БЦУ при повышении активности более $3 \cdot 10^{-11}$ Ки/л.
	2. Повышение активности подпиточной воды теплосети	

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Повышение активности сетевой воды	3. Заброс активности от смежных блоков при параллельной работе ТФУ	3. Через НСБ дать заявку НС ОРБ на отбор анализа активности сетевой воды. 4. При подтверждении анализа активности по команде НСС отключить ТФУ
Нарушение ВХР второго контура из-за нарушения плотности трубного пучка ПСВ	Рост содержания Na и величины электропроводности в конденсаторе или в тракте основного конденсата и питательной воде	1. Сообщить НСБ о нарушении ВХР второго контура и необходимости проверки плотности трубных пучков ПСВ. 2. При работе ПСВ по схеме безнасосного слива конденсата: 1) заказать НС ХЦ подготовку посуды для срочного отбора проб КГП из корпусов ПСВ; 2) промыть пробоотборники и отобрать пробы КГП из пробоотборника до арматуры RU23(24)S01 и из дренажей RU11(12)S93 на ППСВ, из RU11(12)S92 на ПСВ 2-ой ступени; 3) при подтверждении от НС ХЦ информации об ухудшения качества конденсата ПСВ по команде ВИУТ закрыть арматуру, RU23(24)S01 в конденсатор SD13; 4) открыть дренажи RU11(12)S90,91,92,93 на пол; 5) согласовать с НСС разгрузку ПСВ по пару для исключения повышения уровней КГП в корпусах более 700 мм; 6) контролировать улучшение параметров ВХР 2-го контура после закрытия арматуры RU23(24)S01 в SD13; 7) приступить к подготовке к включению в работу резервной группы ПСВ. 3. При работе ПСВ по схеме откачки конденсата ПСВ в тракт основного конденсата: 1) немедленно открыть арматуру RU31S01 откачки КГП ПСВ в БГК, закрыть арматуру RU32S01 в линию ОК; 2) выполнить шаги 1), 2), 3) предыдущего пункта; 3) контролировать улучшение параметров ВХР второго контура после закрытия арматуры RU32S01;

Симптомы	Вероятные причины	Действия
Нарушение ВХР второго контура из-за нарушения плотности трубного пучка ПСВ	Рост содержания Na и величины электропроводности в конденсаторе или в тракте основного конденсата и питательной воде	4) при подтверждении от НС ХЦ информации об ухудшения качества конденсата ПСВ сообщить НСБ о необходимости снижения тепловой нагрузки ПСВ и отключения насоса RU21(22)D01; 5) приступить к подготовке к включению в работу резервной группы ПСВ. 4. По команде НСБ выполнить отключение ПСВ по разрешенной заявке

4.6.2. 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 ТФУ по месту и дистанционно с МЦУ ТФУ.

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

5.1.3. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование ТФУ, являются:

- 1) давление сетевой воды;
- 2) расход сетевой воды;
- 3) температура сетевой воды;
- 4) уровень конденсата греющего пара в ПСВ UM21W01,02,03 и UM22W01,02,03.

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

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

5.1.5. Срабатывание защит сопровождается световым сигналом на МЦУ с фиксацией первопричины срабатывания.

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

5.1.7. Давление, температура и уровни в ПСВ дополнительно контролируются по месту во время плановых обходов оборудования системы, при осуществлении переключений и в аварийных режимах.

5.1.8. Аппаратура управления, средства сигнализации положения арматуры, состояния оборудования, индивидуальные приборы контроля параметров ТФУ, а также табло аварийной и предупредительной сигнализации размещаются на панелях UM10J01-08 БЩУ.

5.1.9. На рабочем месте ВИУТ в цифровом виде представлена информация по давлению и температуре греющего пара ПСВ, расходу сетевой воды по группам, а также температуре сетевой воды до и после каждого подогревателя.

5.1.10. Перечень сигнализации приведен в подразделе 5.4.

5.2. Блокировки ТФУ

5.2.1. Перечень ТЗиБ ТФУ, условия их срабатывания и результат их действия приведены в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, предел измерения	Воздействие
При падении давления конденсата на напоре работающего конденсатного насоса ПСВ до 21 кгс/см^2 RU21(22)D01 или при отключении электродвигателя насоса RU21(22)D01	RU21(22)P02B1	Включается резервный конденсатный насос ПСВ RU22(21)D01
При включении конденсатного насоса RU21(22)D01 ПСВ	-	Открывается задвижка RU21(22)S04 на линии рециркуляции насоса RU21(22)D01
При увеличении расхода конденсата на напоре конденсатного насоса ПСВ RU21(22)D01 до $70 \text{ м}^3/\text{ч}$	RU21(22)F01	Закрывается задвижка RU21(22)S04 на линии рециркуляции насоса RU21(22)D01
При снижении расхода конденсата на напоре работающего насоса RU21(22)D01 до $50 \text{ м}^3/\text{ч}$	RU21(22)F01	Открывается RU21(22)S04 задвижка на линии рециркуляции насоса RU21(22)D01
При отключении одного из двух параллельно работающих насосов RU21(22)D01	-	1. Открывается задвижка RU23(24)S01 на сливе конденсата ПСВ в конденсатор SD13. 2. Закрывается секционирующая задвижка RU20S01
При отключении электродвигателя работающего насоса RU21(22)D01 и невключении резервного насоса RU22(21)D01	-	Открывается задвижка RU23(24)S01 на сливе конденсата ПСВ в конденсатор SD13
При наличии запрета на сброс горячих потоков в конденсатор турбины и закрытом положении задвижек RU23,24S01 на сбросе конденсата ПСВ в конденсатор турбины SD13	-	Выдается запрет на открытие задвижек на сбросе конденсата ПСВ в конденсатор турбины SD13 RU23,24S01
При наличии запрета на сброс горячих потоков в конденсатор и открытом положении задвижек RU23,24S01 на сбросе конденсата ПСВ в конденсатор турбины SD13	-	Закрываются с запретом открытия задвижки RU23,24S01 на сбросе конденсата ПСВ в конденсатор турбины SD13

Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, предел измерения	Воздействие
При снижении уровня конденсата в ПСВ 1-ой ступени UM21(22)W01 до 40 см	UM21(22)L04	Отключается конденсатный на- сос ПСВ RU21(22)D01
При повышении уровня КГП в ППСВ UM21(22)W03 до 2-го преде- ла – 100 см	UM21(22)L06	Производится отключение ППСВ UM21(22)W03, при этом: 1) закрываются задвижки UM21(22)S04, 1M21(22)S06 на подводе и отводе сетевой воды к ППСВ; 2) после закрытия задвижек UM21(22)S04,S06 отключается регулятор темпе- ратуры сетевой воды от бай- пасной задвижки UM21(22)S05 ППСВ и подключается к бай- пасной задвижке UM21(22)S03 ПСВ 2-ой ступени, байпасная задвижка UM21(22)S05 ППСВ открыва- ется полностью, закрывается задвижка RH42S04(05) подвода пара к ППСВ, закрывается задвижка RU11(12)S01 отвода конденсата от ППСВ, отключается регулятор RU11(12)C02 от управления клапаном RU11(12)S02 на сливе КГП ППСВ в ПСВ 2-ой ступени
При повышении уровня КГП в ПСВ 2-ой ступени UM21(22)W02 до 2-го предела – 100 см	UM21(22)L05	Отключается группа ПСВ UM21(22)W01,W02,W03, при этом: 1) закрываются задвижки RH42S04(S05), RH52S02(S05). RH63S02(S03) на подводе пара к ПСВ; 2) закрывается задвижка UM21(22)S01 на входе сетевой воды в соответствующую груп- пу ПСВ; 3) закрывается задвижка UM21(22)S07 на выходе сете- вой воды из соответствующей группы ПСВ

Условия срабатывания (номинальный параметр)	Позиция датчиков, предел измерения	Воздействие
При выполнении любого из условий: 1) уровень КГП в любом ПСВ 1-ой ступени UM21W01 или UM22W01 повысился до 2-го предела - 100см; 2) активность сетевой воды превысила установленный предел - $3 \cdot 10^{-11}$ Ки/л; 3) перепад давления «сетевая вода - греющий пар» в ПСВ 2-ой ступени или «сетевая вода - греющий пар» в ППСВ менее или равен $1,5 \text{ кгс/см}^2$	UM21(22)L04 RH52P02 UM20P04 RH42P02 UM20P03	Отключаются все ПСВ UM21,22W01,W02,W03, при этом: 1) закрываются задвижки на подводе пара к ПСВ и ППСВ RH42S04,S05, RH52S02,S05, RH63S02,S03, на подводе сетевой воды к ПСВ UM21,22S01, в коллектор прямой сетевой воды UM20S01; 2) отключаются сетевые насосы UM11,12D01; 3) отключаются конденсатные насосы ПСВ RU21,22D01
При останове турбины действием защит или оператором	-	Закрываются задвижки: 1) RH52S02,S05 на паропроводе 5-го отбора к ПСВ 2-ой ступени; 2) RH63S02,S03 на паропроводе 4-го отбора к ПСВ 1-ой ступени
При открытии задвижки RQ32S01 на подводе пара к ППСВ от КСН или при останове турбины	-	Закрывается задвижка RH42S02 на паропроводе 4-го отбора к ППСВ

5.3. Регулирование

5.3.1. В ТФУ установлены следующие регулирующие клапаны:

- 1) RU11S02 – регулирующий клапан уровня КГП ППСВ UM21W03;
- 2) RU12S02 – регулирующий клапан уровня КГП ППСВ UM22W03;
- 3) RU11S03 – регулирующий клапан уровня КГП ПСВ UM21W02;
- 4) RU12S03 – регулирующий клапан уровня КГП ПСВ UM22W02;
- 5) RU30S01 – регулирующий клапан на напорном коллекторе конденсатных насосов ПСВ RU21,22D01.

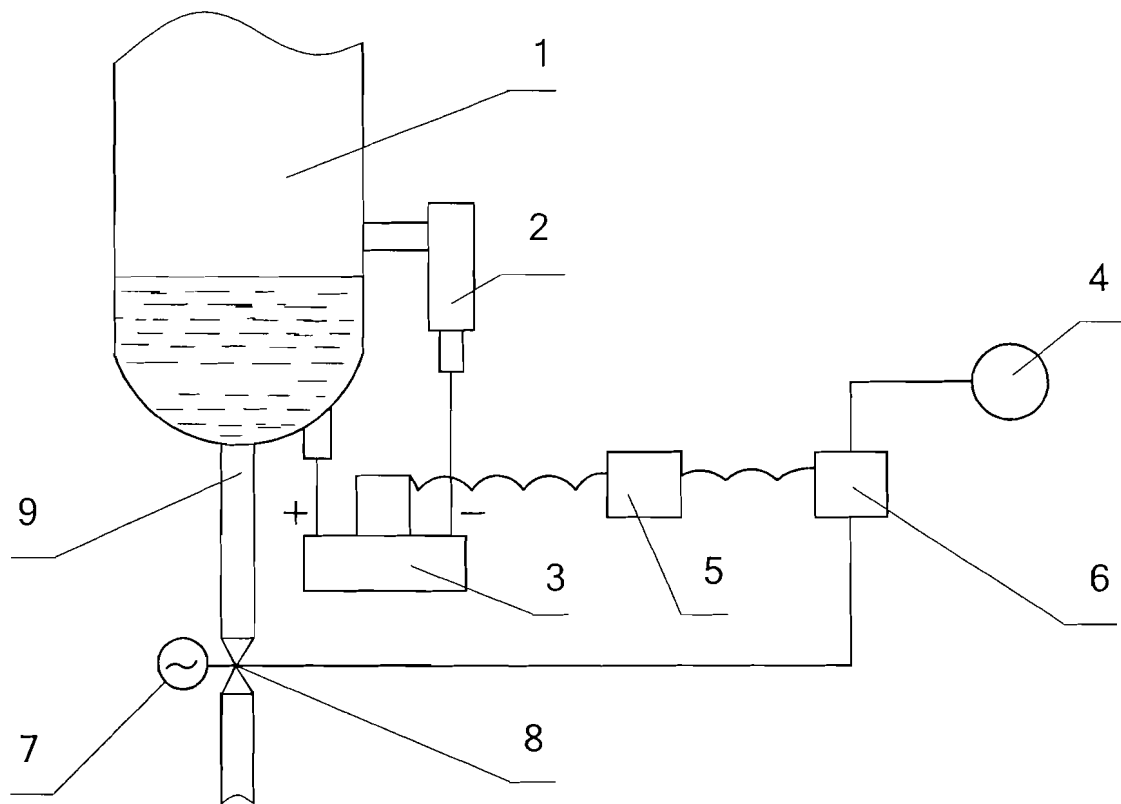
5.3.2. Уровень конденсата в ПСВ регулируется при помощи установки, указанной на рис. 5.3.1.

5.3.3. При изменении уровня в корпусе подогревателя разность давлений в мембранном дифманометре (3) преобразуется в электрический импульс, поступающий на усилитель (5).

5.3.4. Далее усиленный импульс поступает на колонку дистанционного управления (6), воздействующую на электродвигатель (7), связанный с регулирующим клапаном (8), который установлен на трубопроводе отвода КГП из корпуса подогревателя (9).

5.3.5. В результате этого воздействия изменяется проходное сечение регулирующего клапана и поддерживается необходимый уровень конденсата.

5.3.6. Степень открытия регулирующего клапана (8) фиксируется на специальном указателе положения (4).



1 – ПСВ, 2 – бачек, 3 – мембранный дифманометр, 4 – указатель положения клапана, 5 – усилитель, 6 – колонка дистанционного управления, 7 – электродвигатель, 8 – регулирующий клапан, 9 – трубопровод отвода КГП.

Рисунок 5.3.1 – Схема регулирования уровня в корпусе

5.4. Сигнализация

5.4.1. При нарушении технологических режимов работы ТФУ на МЦУ передаются сигналы, указывающие на нарушение технологического процесса.

5.4.2. На панелях МЦУ ТФУ расположены световые табло, «Защита, выведена 1 гр.» «Защита, выведена 2 гр», которые загораются при достижении значений уставок. Перечень табло представлен в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Условие срабатывания	Позиция датчика, тип, предел измерения	Воздействие
Повышение уровня конденсата греющего пара в подогревателе сетевой воды 1-ой ступени группы А UM21W01 более 85 см	UM21L04B1 22ДД 0-1600 кгс/м ²	Сигнализация на МЦУ о повышении уровня КГП в ПСВ UM21W01
Повышение уровня конденсата греющего пара в подогревателе сетевой воды 2-ой ступени группы А UM21W02 более 85 см	UM21L05B1 22ДД 0-1600 кгс/м ²	Сигнализация на МЦУ о повышении уровня КГП в ПСВ UM21W02

Условие срабатывания	Позиция датчика, тип, предел измерения	Воздействие
Повышение уровня конденсата греющего пара в пиковом подогревателе сетевой воды группы А UM21W03 более 85 см	UM21L06B1 22ДД 0-1600 кгс/м ²	Сигнализация на МЦУ о повышении уровня КГП в ПСВ UM21W03
Повышение уровня конденсата греющего пара в подогревателе сетевой воды 1-ой ступени группы Б UM22W01 более 85 см	UM22L04B1 22ДД 0-1600 кгс/м ²	Сигнализация на МЦУ о повышении уровня КГП в ПСВ UM21W01
Повышение уровня конденсата греющего пара в подогревателе сетевой воды 2-ой ступени группы Б UM22W02 более 85 см	UM22L05B1 22ДД 0-1600 кгс/м ²	Сигнализация на МЦУ о повышении уровня КГП в ПСВ UM21W02
Повышение уровня конденсата греющего пара в пиковом подогревателе сетевой воды группы Б UM22W03 более 85 см	UM22L06B1 22ДД 0-1600 кгс/м ²	Сигнализация на МЦУ о повышении уровня КГП в ПСВ UM21W03

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для обеспечения и контроля постоянной эксплуатационной готовности ТФУ, а также для дистанционного управления системой проектом предусмотрены точки измерения расхода, давления, температуры сетевой воды, давления конденсата греющего пара и уровня КГП в ПСВ. Вывод данных осуществляется на РМОТ БЦУ и на приборы панелей МЦУ.

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Перечень позиций отборов и датчиков представлен в табл. 6.2.1.

6.2.2. В таблице указаны буквенные обозначения функционального признака:

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

Таблица 6.2.1

Технологическое параметр	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Мощность UM11D01, кВт	UM11N01	УВС	J	-	620
Мощность UM12D01, кВт	UM12N01	УВС	J	-	620
Расход сетевой воды по группе А, т/ч	UM21F01	УВС	J	-	1200
Расход сетевой воды по группе Б, т/ч	UM22F01	УВС	J	-	1200
Температура сетевой воды до UM21W01, °C	UM21T08	УВС	J	-	70
Температура сетевой воды после UM21W01, °C	UM21T09	УВС	J	-	70
Температура сетевой воды до UM21W02, °C	UM21T10	УВС	J	-	70
Температура сетевой воды после UM21W02, °C	UM21T11	УВС	J	-	90
Температура сетевой воды до UM21W03, °C	UM21T12	УВС	J	-	90
Температура сетевой воды после UM21W03, °C	UM21T13	УВС	J	-	130
Температура сетевой воды после ПСВ группы А, °C	UM21T15	УВС	J	-	130
Температура сетевой воды до UM22W01, °C	UM22T08	УВС	J	-	70
Температура сетевой воды после UM22W01, °C	UM22T09	УВС	J	-	70
Температура сетевой воды до UM22W02, °C	UM22T10	УВС	J	-	70
Температура сетевой воды после UM22W02, °C	UM22T11	УВС	J	-	90
Температура сетевой воды до UM22W03, °C	UM22T12	УВС	J	-	90
Температура сетевой воды после UM22W03, °C	UM22T13	УВС	J	-	130
Температура сетевой воды после ПСВ группы Б, °C	UM22T15	УВС	J	-	130
Давление пара 4-го отбора, кгс/см ²	RH42P01	УВС	J	-	4,7
Давление пара 5-го отбора, кгс/см ²	RH52P01	УВС	J	-	2,05

Технологическое параметр	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление пара 6-го отбора, кгс/см ²	RH63P01	УВС	J	-	0,9
Температура пара 4-го отбора, °C	RH42T01	УВС	J	-	235
Температура пара 5-го отбора, °C	RH52T01	УВС	J	-	140
Температура пара 6-го отбора, °C	RH63T01	УВС	J	-	85
Давление пара КСН, кгс/см ²	RQ30P01	УВС	J	-	10
Температура пара КСН, °C	RQ30T01	УВС	J	-	180
Уровень КГП в UM21W01, мм	UM21L06	МИЦУ	A B	850 1000	600
Уровень КГП в UM21W02, мм	UM21L05	МИЦУ	A B	850 1000	600
Уровень КГП в UM21W03, мм	UM21L04	МИЦУ	A B	850 1000	600
Уровень КГП в UM22W01, мм	UM22L06	МИЦУ	A B	850 1000	600
Уровень КГП в UM22W02, мм	UM22L05	МИЦУ	A B	850 1000	600
Уровень КГП в UM22W03, мм	UM22L04	МИЦУ	A B	850 1000	600
Температура обратной сетевой воды, °C	UM10T01	МИЦУ	J	-	70
Давление обратной сетевой воды, кгс/см ²	UM10P01	МИЦУ	J	-	2,5
Давление сетевой воды на всасе UM11D01, кгс/см ²	UM11P01	по месту	J	-	2,5
Давление сетевой воды на всасе UM12D01, кгс/см ²	UM12P01	по месту	J	-	2,5
Давление сетевой воды на напоре UM11D01, кгс/см ²	UM11P02	по месту	J	-	17
Давление сетевой воды на напоре UM12D01, кгс/см ²	UM12P02	по месту	J	-	17
Давление прямой сетевой воды, кгс/см ²	UM20P01	МИЦУ	J	-	16
Температура прямой сетевой воды, °C	UM20T01	МИЦУ	J	-	100
Давление КГП на всасе RU21D01, кгс/см ²	RU21P01	По месту	J	-	3,0

Технологическое параметр	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление КГП на всасе RU22D01, кгс/см ²	RU22P01	По месту	J	-	3,0
Давление КГП на напоре RU21(22)D01, кгс/см ²	RU21P02 RU22P01	По месту	J B	- Менее 19	25
Давление КГП на напоре RU21(22)D01, кгс/см ²	RU21P01 RU22P02	По месту	J B	- Менее 18	25
Активность сетевой воды, Кш/л	XQ43R10	БЩУ ЦЩРК	B	3·10 ⁻¹¹	-

6.2.3. Уставки и пределы измерений аналоговых сигналов УВС ТФУ представлены в табл. 6.2.2.

6.2.4. В таблице используются следующие обозначения:

- 1) НРГ – нижняя регламентная граница;
- 2) ВРГ – верхняя регламентная граница;
- 3) ВАГ – верхняя аварийная граница.

Таблица 6.2.3

Наименование сигнала	Позиция датчика	Предел измерения	НРГ	ВРГ	ВАГ
Мощность RU21D01, кВт	RU21N01	0-622,8	100	250	290
Температура подшипника RU21D01, °C	RU21T01	0-100	-	60	65
Мощность RU22D01, кВт	RU22N01	0-622,8	100	250	290
Температура подшипника RU22D01, °C	RU22T01	0-100	-	60	65
Температура КГП в рассечку ПНД-2 и ПНД-3	RU30T02	0-150	-	-	-
Мощность UM11D01, кВт	UM11N01	0-1557	-	-	630
Мощность UM12D01, кВт	UM12N01	0-1557	-	-	630
Расход сетевой воды по группе А, т/ч	UM21F01	0-1600	-	1250	-
Температура сетевой воды до UM21W01, °C	UM21T08	0-150	55	85	90
Температура сетевой воды после UM21W01, °C	UM21T09	0-150	-	-	-
Температура сетевой воды до UM21W02, °C	UM21T10	0-150	-	-	-

Наименование сигнала	Позиция датчика	Предел измерения	НРГ	ВРГ	ВАГ
Температура сетевой воды после UM21W02, °C	UM21T11	0-200	-	-	-
Температура сетевой воды до UM21W03, °C	UM21T12	0-200	-	-	-
Температура сетевой воды после UM21W03, °C	UM21T13	0-200	-	130	150
Температура сетевой воды после ПСВ группы А, °C	UM21T15	0-200	-	130	150
Расход сетевой воды по группе Б, т/ч	UM22F01	0-1600	-	1250	-
Температура сетевой воды до UM22W01, °C	UM22T08	0-150	55	85	90
Температура сетевой воды после UM22W01, °C	UM22T09	0-150	-	-	-
Температура сетевой воды до UM22W02, °C	UM22T10	0-150	-	-	-
Температура сетевой воды после UM22W02, °C	UM22T11	0-200	-	-	-
Температура сетевой воды до UM22W03, °C	UM22T12	0-200	-	-	-
Температура сетевой воды после UM22W03, °C	UM22T13	0-200	-	130	150
Температура сетевой воды после ПСВ группы А, °C	UM22T15	0-200	-	130	150

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Особенности эксплуатации ТФУ

7.1.1. ТФУ должна эксплуатироваться в соответствии с инструкцией по эксплуатации ИЭ.1.УМ,РУ.ТЦ-1/10, ИЭ.2.УМ,РУ.ТЦ-1/21, ИЭ.3.УМ,РУ.ТЦ-2/13, ИЭ.4.УМ,РУ.ТЦ-2/13.

7.1.2. ТФУ эксплуатируется в следующих режимах:

- 1) в работе ПСВ группы А;
- 2) в работе ПСВ группы Б;
- 3) в работе ПСВ группы А и Б;
- 4) в работе ПСВ группы А и Б и ППСВ;
- 5) в работе ППСВ с подачей пара от КСН при отсутствии вакуума в конденсаторах турбины.

7.1.3. При этом КГП может отводиться:

- 1) в конденсатор SD13 – безнасосный слив,
- 2) конденсатными насосами бойлеров в линию основного конденсата;
- 3) конденсатными насосами бойлеров в БГК.

7.1.4. ТФУ находится в следующих эксплуатационных состояниях:

- 1) подготовка к вводу в работу;
- 2) ввод в работу, который включает в себя:
 - а) подключение ПСВ по сетевой воде;
 - б) подключение ПСВ по пару при нагрузке на турбине более 700 МВт без ППСВ;
 - в) подключение ПСВ по пару при нагрузке на турбине более 700 МВт с ППСВ;
 - г) отключение ТФУ;
 - д) вывод в ремонт оборудования ТФУ.

7.1.5. Во время работы ТФУ осуществляются:

- 1) переход и проверка АВР сетевых насосов УМ11,12D01;
- 2) переход и проверка АВР конденсатных насосов бойлеров РУ21,22D01.

8. Функциональное опробование и техническое обслуживание

8.1. Функциональное опробование ТФУ

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

8.1.2. Испытания ТФУ проводятся в соответствии с рабочей программой «Испытания теплофикационной установки турбины К-1000-60/1500-2» (РП.1,2,3,4.УМ.ТЦ/13).

8.1.3. Проверка защит от переполнения ПСВ, блокировок и сигнализации оборудования ТФУ выполняется по рабочей программе «Проверка блокировок ТФУ на работающем блоке» (РП.1.УМ.ТЦ-1/04, РП.2.УМ.ТЦ-1/28, РП.3.УМ.ТЦ-2/35, РП.4.УМ.ТЦ-2/36) перед включением ТФУ в работу.

8.1.4. Порядок и последовательность операций по проверке защит и блокировок ТФУ определяет НС ТЦ по согласованию с НСБ.

8.1.5. После окончания проверки НС ТЦ делает запись в оперативном журнале, ВИУТ в журнале проверки ТЗиБ ставит дату и подпись совместно с НС ЦТАИ после проверки каждой блокировки.

8.1.6. Проверка предохранительных клапанов по греющему пару ПСВ осуществляется один раз в год по графику в соответствии с инструкцией «Предохранительные устройства оборудования ТЦ в машзале» (И.1,2.ПУ.ТЦ-1/06, И.3,4.ПУ.ТЦ-2/23) на блоках № 3, 4. На блоках № 1, 2 используют рабочую программу «Испытание предохранительных клапанов подогревателей сетевой воды» (РП.1,2.РН.ТЦ-1/86).

8.1.7. Гидравлических испытания корпусов ПСВ выполняются по рабочей программе.

8.1.8. Два раза в год и дополнительно по заявке ТЦ проводится периодический контроль температурного напора в ПСВ (должен быть не более 10 °С). Определение разницы между температурой насыщения греющего пара и температурой сетевой воды на выходе из ПСВ осуществляет персонал ИТС. Место выполнения – МЩУ, панель УМ10J01,02.

8.1.9. Переход с работающих сетевых насосов УМ11,12D01 и конденсатных насосов РУ21,22D01 на резервные с проверкой АВР осуществляется в соответствии с инструкцией по эксплуатации ИЭ.1.УМ,РУ.ТЦ-1/10, ИЭ.2.УМ,РУ.ТЦ-1/21, ИЭ.3.УМ,РУ.ТЦ-2/13, ИЭ.4.УМ,РУ.ТЦ-2/13 один раз в месяц по графику, утвержденному ГИС.

8.1.10. Опробование исполнительной части арматуры ТФУ выполняется во время проведения ППР.

8.1.11. Проверка контрольно-измерительных устройств ТФУ выполняется в порядке и в сроки, определенные инструкцией «Метрологический контроль. Организация и порядок проведения» (И.ОМР/08).

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 технического обслуживания и ремонта соответствующих видов групп, типов оборудования.

8.2.4. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования ТФУ выполняются при работе энергоблока и в ППР.

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

8.2.6. Техническое обслуживание ПВС и ППСВ включает в себя:

- 1) внешний осмотр теплообменников на предмет:
 - а) отсутствия парений, свищей и других видимых дефектов на теплообменниках и арматуре обвязки;
 - б) исправности КИП и ВУС;
 - в) наличия и исправности ограждений, площадок обслуживания;
 - г) целостности теплоизоляции и покраски;
 - д) наличия и целостности пломб на предохранительных клапанах;
- 2) контроль плотности предохранительных устройств.

8.2.7. Техническое обслуживание насосов UM11,12D01 и конденсатных насосов RU21,22D01 включает в себя:

- 1) виброобследование - выполняется персоналом ОТД по графику, утвержденному ГИС;
- 2) контроль уровня масла - выполняется персоналом ТЦ-1,2 два раза в смену;
- 3) замену смазки с ревизией указателя уровня масла - выполняется персоналом ЦЦР через 2000 часов работы;
- 4) проверку проходимости обвязки трубопроводов охлаждения подшипников - выполняется персоналом ЦЦР один раз в квартал;
- 5) регулировку сальников - выполняется персоналом ЦЦР при необходимости;
- 6) проверку состояния резиновых колец муфты - выполняется персоналом ЦЦР через 2000 часов работы и в ППР.

8.3. Оперативное обслуживание

8.3.1. ТФУ находится в оперативном ведении НСС и в оперативном управлении НСБ, кроме конденсатных насосов RU21,22D01, которые находятся в оперативном ведении НСБ и в оперативном управлении НС ТЦ.

8.3.2. Во время работы ТФУ необходимо контролировать и обеспечивать поддержание параметров работы оборудования в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы ИЭ.1.UM,RU.ТЦ-1/10, ИЭ.2.UM,RU.ТЦ-1/21, ИЭ.3.UM,RU.ТЦ-2/13, ИЭ.4.UM,RU.ТЦ-2/13.

8.3.3. При эксплуатации ТФУ 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 арматуры ТФУ 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 ТЦ-1,2.

8.3.6. При обходах оборудования, производственных помещений проверяются:

- 1) состояние оборудования, арматуры, предохранительных устройств и 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 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 ТФУ необходимо контролировать:

- 1) уровень конденсата в ПСВ и ППСВ по ВУС;
- 2) отсутствие течей, парений по фланцевым соединениям и сварным стыкам трубопроводов и арматуры;
- 3) плотность трубных систем ПСВ и ППСВ;
- 4) работу насосных агрегатов;
- 5) работоспособность КИП и проходимость импульсных линий.

8.3.8. Производить плановые переходы по насосным агрегатам UM11,12D01 и RU21,22D01с проверкой АВР при работе энергоблока на мощности в соответствии с «Графиком работы оборудования ТЦ-1,2» один раз в месяц.

8.3.9. Дефекты, выявленные в период проведения оперативного обслуживания, оперативный персонал обязан заносить в журнал дефектов.

8.3.10. НС ТЦ-1,2 совместно с ВИУТ должен производить анализ:

1) распечаток важнейших параметров работы ТФУ (протоколов РВП) два раза в смену;

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

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

9. Технические данные

9.1 Технические характеристики ПСВ типа ПСВ-500-3-23 приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Наименование параметра	Значение	
	Трубная система	Корпус
Поверхность нагрева, м ²	500	-
Максимальное избыточное рабочее давление, кгс/см ²	23	3
Температура воды на входе, °С	70	-
Температура воды на выходе, °С	120	-
Максимальная температура пара, °С	-	400
Пробное давление при гидроиспытаниях, кгс/см ²	30,5	6
Расчетный расход пара, т/ч	-	75
Расход воды, т/ч	1150	-
Гидравлическое сопротивление трубной системы при номинальном расходе, м вод. ст.	5,5	-
Объем корпуса, л	3017	8342
Диаметр отверстия в трубной доске, м	0,0192	-
Шаг между центрами отверстий трубной доске, м	0,025	-
Масса подогревателя с водой в трубной системе, кг	17667	
Масса подогревателя полностью заполненного водой, кг	26009	
Материал, сталь	-	20К

9.2 Технические данные ППСВ типа ПСВ-500-14-23 приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Наименование параметра	Значение	
	Трубная система	Корпус
Поверхность нагрева, м ²	500	-
Максимальное избыточное рабочее давление, кгс/см ²	23	14
Пробное давление при гидроиспытаниях, кгс/см ²	30,5	28
Температура воды на входе, °С	70	-

Наименование параметра	Значение	
	Трубная система	Корпус
Температура воды на выходе, °C	150	-
Максимальная температура пара, °C	-	400
Расчетный расход пара, т/ч	-	152
Расход воды, т/ч	1800	-
Гидравлическое сопротивление, м вод. ст.	6	-
Объем, м ³	3017	8342
Масса подогревателя с водой в трубной системе, кг	19049	
Масса подогревателя полностью заполненного водой, кг	27391	
Материал, сталь	-	20К

9.3 Технические данные насоса типа СЭ-1250-140 приведены в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Наименование параметра	Величина
Тип двигателя	А4-400у-4УЗ
Напряжение, В	6000
Мощность двигателя, кВт	630
Производительность, м ³ /ч	1250
Напор, м вод. ст.	140
Частота вращения, об/мин	1480
Допускаемый кавитационный запас, м	7,5
Температура перекачиваемой воды, °C, не более	180
Допускаемое давление на входе, кгс/см ²	11
Мощность насоса, кВт	518
КПД насоса, %	82
Внешняя утечка через уплотнения, л/ч, не более	50
Расход охлаждающей воды, м ³ /ч	3
Температура охлаждающей воды, °C, не более	30
Общее эффективное значение виброскорости подшипников, мм/с, не более	7
Масса насоса, кг	4380

9.4 Технические данные насоса типа КВС-200-220 приведены в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Наименование параметра	Величина
Тип двигателя	AB113-4
Мощность двигателя, кВт	250
Напряжение, В	6000
Производительность, м ³ /ч	200
Напор, м вод. ст.	220
Частота вращения, об/мин	1480
Допускаемый кавитационный запас, м, не менее	2
Рабочее давление на входе, кгс/см ² , не более	10
Максимальный КПД насоса, %	73
Мощность насоса, кВт	164
Температура перекачиваемой воды, °С, не более	125
Расход охлаждающего конденсата на сальники, м ³ /ч	2
Расход охлаждающей воды на подшипник насоса, м ³ /ч	1
Объем масла в маслованне верхнего подшипника, л	5
Внешние утечки через концевое уплотнение, м ³ /ч	0,2
Масса насоса агрегата	3157 5050

Перечень принятых сокращений

АВР	автоматическое включение резерва
АС	атомная станция
АЭС	атомная электрическая станция
БГК	бак грязного конденсата
БЩУ	блочный щит управления
ВАГ	верхняя аварийная граница
ВИУТ	ведущий инженер по управлению турбиной
ВРГ	верхняя регламентная граница
ВУС	водоуказательное стекло
ВХР	водно-химический режим
ГИС	главный инженер станции
КГП	конденсат греющего пара
КИП	контрольно-измерительные приборы
КПД	коэффициент полезного действия
КСН	коллектор собственных нужд
МОТ	маслоохладитель турбины
МЩУ	местный щит управления
НРГ	нижняя регламентная граница
НС	начальник смены
НСБ	начальник смены блока
НСС	начальник смены станции
НТД	нормативно-техническая документация
ОЗМ	осенне-зимний максимум
ОК	обратный клапан
ПНД	подогреватель низкого давления
ППР	планово-предупредительный ремонт
ППСВ	пиковый подогреватель сетевой воды
ПСВ	подогреватель сетевой воды
РВП	распечатка временных параметров
РМОТ	рабочее место оператора-технолога
Т/п	трубопровод
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТФУ	теплофикационная установка

УВС	управляющая вычислительная система
УКТС	унифицированный комплекс технических средств
ХВО	химическая водоочистка
ЦЩРК	центральный щит радиационного контроля

Лист регистрации изменений

[illegible]