


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
21.12.2007 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ


Система циркуляционной воды машзала
ТО.1,2,3,4.VC.OT/211


СОГЛАСОВАНО


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2

 Ю.М. Марков
10.12.2007 г.


Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4

 В.Н. Бессонов
11.12.2007 г.


 Начальник ТЦ-1

 А.С. Науменко
5.12.2007 г.


Начальник ТЦ-2

 С.А. Елецкий
10.12.2007 г.


РАЗРАБОТАНО

 Начальник ОТ
А.В. Атаманов
28.11.2007 г.

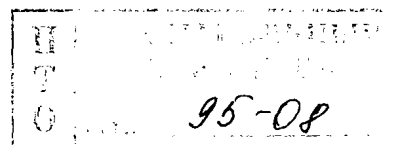
СОГЛАСОВАНО

 Начальник ЦТАИ
А.Н. Морев
07.12.2007 г.

Начальник ПТО

 М.В. Швецов
18.12.2007 г.

Балаково
2007



Содержание

1.	Общие положения.....	3
2.	Назначение системы	4
2.1.	Назначение и принцип работы системы.....	4
2.2.	Проектные требования к системе.....	5
2.3.	Принципы построения системы	5
3.	Описание системы	6
3.1.	Описание технологической схемы.....	6
3.2.	Связь с другими системами	10
3.3.	Размещение оборудования системы	11
4.	Элементы системы.....	12
4.1.	Циркуляционные насосы VC10D01,02,03	12
4.2.	Подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11	18
4.3.	Фильтры VC21,22,23N01.....	22
4.4.	Арматура системы VC.....	26
4.5.	Технологические ограничения	39
4.6.	Нарушения в работе.....	40
5.	Системы контроля, управления и защиты.....	42
5.1.	Общие представления.....	42
5.2.	Блокировки	43
5.3.	Регулирование	45
5.4.	Сигнализация.....	45
6.	Контрольно-измерительные приборы	46
6.1.	Общие представления.....	46
6.2.	Перечень позиций отборов и датчиков.....	46
7.	Режимы эксплуатации системы.....	52
7.1.	Режим готовности к работе системы VC.....	52
7.2.	Работа системы VC	52
7.3.	Вывод в ремонт системы VC	54
8.	Обслуживание системы VC	54
8.1.	Функциональное опробование	54
8.2.	Техническое обслуживание	55
8.3.	Оперативное обслуживание.....	59
9.	Технические данные	60
9.1.	Циркуляционные насосы VC10D01,02,03	60
9.2.	Подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11	61
9.3.	Фильтр водяной типа ФС-600-1	61
9.4.	Фильтр типа PR-BW 100	62

Приложение.

Инциденты, происходившие при эксплуатации системы VC..... 63

Перечень принятых сокращений

66

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание системы циркуляционной воды машзала, проектное обозначение системы – ВС (далее – тех. описание).

1.2. Настоящее тех. описание распространяется на оборудование системы ВС блоков 1-4. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах настоящего тех. описания. Состав и границы системы ВС определяются проектным назначением системы и технологическими схемами.

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

1.4. В соответствии с документом «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок 1(2,3,4)» система циркуляционной воды машзала относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, и имеет классификационное обозначение «ЗН».

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

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

2) «Инструкция по эксплуатации. Система циркуляционной воды машзала» (ИЭ.1(2).ВС.ТЦ-1/16, ИЭ.3.ВС.ТЦ-2/32, ИЭ.4.ВС.ТЦ-2/22);

3) «Инструкция по эксплуатации. Блочная насосная станция» (ИЭ.1.БНС.ТЦ-1/25, ИЭ.2.БНС.ТЦ-1/11, ИЭ.3(4).БНС.ТЦ-2/16);

4) технологические схемы «Система циркуляционной воды в машзале» (С.1.ТЦ-1/34, С.2.ТЦ-1/17) альбома «Схемы технологических систем ТО» (АС.1(2).ТЦ-1/01), «Схема циркуляционной и технической воды БНС» (С.1.ТЦ-1/67), «Схема подачи воды на охлаждение и уплотнение циркуляционных насосов» (С.2.ТЦ-1/68) альбома «Схемы технологических систем БНС» (АС.1(2).ТЦ-1/02);

5) технологические схемы «Система циркуляционной воды в машзале» (С.3.ТЦ-2/34, С.4.ТЦ-2/17) альбома «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/02), «Блочная насосная станция» (С.3.ТЦ-2/07, С.4.ТЦ-2/27) альбома «Технологические схемы БНС-3(4)» (АС.3.ТЦ-2/03, АС.4.ТЦ-2/04);

6) «Карта уставок. Технологические уставки защит, блокировок и сигнализации турбинного отделения» (КУ.1,2,3,4.ТЗБ.ЦТАИ/02);

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

8) «Паспорт. Агрегат электронасосный ОПВ10-185ЭГ» (ПС 06-07-129-82);

9) «Паспорт. Агрегаты электронасосные и насосы центробежные двустороннего входа типа Д» (8469 ПС);

10) монтажный чертеж «Агрегат электронасосный центробежный ДЗ200-75» (Б-28675МЧ);

11) чертеж «Фильтр ФС-600-1» (Б-1253986);

12) установочный чертеж «Фильтр водяной типа ФС-600-1» (210015.0442627.00004.010.ТМ02.015853);

13) «Инструкция по эксплуатации фильтрующих установок Taprogge» (К2007/20/1173);

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

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

2. Назначение системы

2.1. Назначение и принцип работы системы

2.1.1. Система циркуляционной воды VC предназначена для подачи охлаждающей воды потребителям машзала с целью поддержания необходимого температурного режима работы оборудования.

Потребителями машзала, на которые подается циркуляционная вода, являются:

- 1) конденсаторы турбины (SD11,12,13);
- 2) конденсаторы ТПН (SD51,52);
- 3) маслоохладители турбины (SC11,12,13,14W01);
- 4) маслоохладители системы уплотнения вала генератора (SU21,22W01);
- 5) теплообменники ОГЦ (ST31,32,33W01);
- 6) маслоохладители КЭН 2-ой степени (SU91,92,93W01 – бл. 1, 2; SC91,92,93W01 – бл. 3, 4);
- 7) маслоохладители трансформаторов МО-1,2,3,4;
- 8) охладители вентустановок токопроводов (VC43W01,02 – бл. 1, 2; VC43W01,02,03 – бл. 3, 4);
- 9) при работе контура ST по разомкнутой схеме:
 - а) теплообменники системы водяного охлаждения обмоток статора генератора (SS21,22W01);
 - б) газоохладители генератора, воздухоохладители возбuditеля, выпрямителя.

2.1.2. Подача циркуляционной воды к основным потребителям машзала осуществляется тремя циркуляционными насосами VC10D01, VC10D02, VC10D03, установленными на БНС по трем водоводам диаметром 2800 мм.

2.1.3. В машзале часть циркуляционной воды поступает в конденсаторы турбины и ТПН, другая же часть проходит дополнительную очистку на фильтрах VC21,22,23N01. Затем часть циркуляционной воды идет на маслоохладители трансформаторов и в систему газоохлаждения турбогенератора ST, остальная же поступает на всас подъемных насосов VC21,22D11. Подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11, установленные в машзале, осуществляют подачу циркуляционной воды к остальным потребителям машзала.

2.1.4. Нагретая в теплообменном оборудовании (потребителях машзала) циркуляционная вода системы VC по закрытому каналу сливается через сифонный колодец в открытый сбросной канал.

2.2. Проектные требования к системе

2.2.1. При разработке проекта системы VC учитывались следующие основные требования, предъявляемые к этой системе:

- 1) обеспечить вакуум в конденсаторах турбины и ТПН на всех режимах работы ТА;
- 2) обеспечить поддержание температуры масла после маслоохладителей в эксплуатационных параметрах;
- 3) обеспечить поддержание температуры газа в генераторе в эксплуатационных параметрах;
- 4) иметь возможность кратковременного вывода в ремонт ее элементов.

2.3. Принципы построения системы

2.3.1. Водоснабжение циркудой Балаковской АЭС выполнено по оборотной схеме с естественным охладителем, в качестве которого используется пруд-охладитель площадью зеркала 26,1 км², объемом 150 млн. м³ и средней глубиной 5,75 м.

2.3.2. Система VC реализована по разомкнутому контуру с подачей охлаждающей воды на потребители машзала из открытого подводящего канала и сбросом нагретой циркуды в открытый сбросной канал и из него в пруд-охладитель.

2.3.3. Проектные расходы по потребителями машзала приведены в табл. 2.3.1.

Таблица 2.3.1

Потребитель	Расход циркуды, м ³ /ч				
	на единицу	общий бл. 1	общий бл. 2	общий бл. 3	общий бл. 4
Конденсаторы турбины	56600	169800	169800	169800	169800
Конденсаторы ТПН	4600	9200	9200	9200	9200
Маслоохладители КЭН 2-ой ступени	5	10	10	10	10
Маслоохладители турбины	500	1500	1500	1500	1500
Маслоохладители трансформаторов		432	432	432	432
Теплообменники ОГЦ	1100	3300	3300	3300	4200
Охладители вентустановок токопроводов	118	236	236	354	354
Маслоохладители системы уплотнения вала генератора	95	190	190	190	190
Теплообменники системы водяного охлаждения обмоток статора генератора (при разомкнутой схеме)	400	1200	800	800	800
Газоохладители генератора, воздухоохладители возбуждателя, выпрямителя		1350	1350	1350	1350
Итого		187218	186818	186936	187836

2.3.4. Для снижения энергозатрат на перекачку циркулирующей воды проектом предусмотрены возможность работы циркуляционных насосов на разных скоростях (1-ая, 2-ая скорости) и регулирование производительности циркуляционных насосов с помощью МРЛ рабочего колеса с учетом температуры охлаждающей воды в зависимости от времени года (максимальный расход – летом (угол установки лопастей $+3^\circ$), минимальный – зимой (угол установки лопастей -9°)).

3. Описание системы

3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. Упрощенная технологическая схема системы циркуляционной воды машзала представлена на рис. 3.1.1.

3.1.2. Полные технологические схемы системы VC блоков 1-4 представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

1) «Схемы технологических систем ТО» (АС.1(2).ТЦ-1/01), схема «Система циркуляционной воды в машзале» (С.1.ТЦ-1/34, С.2.ТЦ-1/17);

2) «Схемы технологических систем БНС» (АС.1(2).ТЦ-1/02), «Схема циркуляционной и технической воды БНС» (С.1.ТЦ-1/67), «Схема подачи воды на охлаждение и уплотнение циркуляционных насосов» (С.2.ТЦ-1/68);

3) «Технологические схемы машзала турбинного цеха № 2» (АС.3.ТЦ-2/01, АС.4.ТЦ-2/02), схема «Система циркуляционной воды в машзале» (С.3.ТЦ-2/34, С.4.ТЦ-2/17);

4) «Технологические схемы БНС-3(4)» (АС.3.ТЦ-2/03, АС.4.ТЦ-2/04), «Блочная насосная станция» (С.3.ТЦ-2/07, С.4.ТЦ-2/27).

3.1.3. Система циркуляционной воды машзала включает в себя:

1) насосы циркуляционной воды VC10D01,02,03;

2) подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11;

3) фильтры VC21,22,23N01;

4) водоводы, трубопроводы, арматуру и КИП.

3.1.4. Подача циркулирующей воды от БНС осуществляется насосами VC10D01,02,03 по трем водоводам диаметром 2800 мм, проложенным под землей вдоль машзала, вне его периметра. От этих трех циркуляционных водоводов шестью трубопроводами диаметром 2200 мм циркулирующая вода подается в машзал на охлаждение конденсаторов турбины (SD11,12,13).

3.1.5. К конденсаторам ТПН (SD51,52) циркулирующая вода подается по трубопроводу диаметром 1400 мм из коллектора, запитанного от каждого циркуляционного водовода Ду 2800 мм через обратные клапаны VC15S01,03,05 и поворотные заслонки VC15S02,04,06 диаметром 1200 мм.

3.1.6. В машзале циркуляционная вода проходит дополнительную очистку на фильтрах ФС-600-1 и/или PR-BW 100 (VC21,22,23N01). Затем часть воды идет на маслоохладители трансформаторов и в систему газоохлаждения турбогенератора ST, остальная же поступает на всас подъемных насосов VC21,22D11.

3.1.7. При работе системы ST по замкнутому контуру вода контура системы ST охлаждается циркуляционной водой системы VC в теплообменниках ST31,32,33W01.

3.1.7а. На трубопроводах подвода и отвода циркуляционной воды теплообменников 1ST32,33W01, 3ST31,32W01, 4ST31,32,33W01 установлены устройства электронно-электромагнитные противонакипные (УЭП-01), предназначенные для разрыхления накипи, шлама и предупреждения в дальнейшем образования отложений на поверхностях нагрева теплообменного оборудования. УЭП-01 снижает скорость распространения коррозии металла посредством образования на его поверхности тонкого слоя магнетита. УЭП-01 находится в работе при условии, если 1ST32(33)W01, 3ST31(32)W01, 4ST31(32,33)W01 подключены по VC. Функционирование устройства контролируется по светодиоду, свечение которого должно быть импульсным. В случае вывода теплообменника из работы, УЭП-01 должен быть отключен.

3.1.8. При работе системы ST по разомкнутому контуру теплоносителем является вода системы VC. Вода от системы VC подается через арматуру VC33S01, VC33S02 на всас насосов ST11D01, ST12D01 и после охлаждения потребителей отводится в сливной циркуляционный трубопровод через арматуру VC33S03, VC33S04. Арматура VC33S04 применяется для регулирования количества сбрасываемой воды в систему VC и, как следствие, температурного и расходного режима контура ST. Подробнее см. «Техническое описание. Система газоохлаждения генератора ТВВ-1000-4УЗ» (ТО.1,2,3,4.ST.OT/190).

3.1.9. На напоре насосных агрегатов VC21,22D11 установлены обратные клапаны VC11,12S12 для предотвращения самопроизвольного вращения насоса, находящегося в резерве, обратным ходом среды от рабочего насоса.

3.1.10. После подъемных насосов VC21,22D11 циркуляционная вода системы VC направляется к охладителям вентустановки токопроводов VC43W01,02 – бл. 1, 2 (VC43W01,02,03 – бл. 3, 4) и маслоохладителям трех систем: смазки турбины SC11,12,13,14W01, уплотнения вала генератора SU21,22W01 и смазки конденсатных насосов 2-ой ступени SU91,92,93W01 – бл. 1, 2 (SC91,92,93W01 – бл. 3, 4).

3.1.11. Нагретая в теплообменном оборудовании (потребителях машзала) циркуляционная вода системы VC по закрытому каналу сливается через сифонный колодец в открытый сбросной канал. Сифонный колодец, расположенный ниже оси напорных трубопроводов циркуляционной воды, обеспечивает поддержание необходимой величины сифона в конденсаторах турбины (рис. 3.1.2). Высота сифона регулируется высотой отметкой переливного порога.

3.1.12. Сифон представляет собой трубу, по которой вода переливается с одного уровня на другой через промежуточное возвышение, т.е. по траектории формы буквы «П».

3.1.13. Сифон обеспечивает устойчивую работу ЦН за счет сплошности потока путем создания разрежения на напоре циркуляционных насосов за счет разницы уровней в сифонном колодце и напорных трубопроводов циркуляционной воды.

3.1.14. Заполнение трубопроводов системы VC для создания сплошности потока обеспечивается эжекторами SD31,32,33,34D01 за счет создания ими разрежения в верхней точке конденсаторов турбины не менее $0,45 \text{ кгс/см}^2$. Описание работы эжекторов SD31,32,33,34D01 приведено в «Техническом описании. Конденсационная установка турбины К-1000-60/1500-2» (ТО.1,2,3,4.RM,SD.ОТ/193).

3.1.15. Для зимнего обогрева водозабора БНС предусмотрен перепуск части подогретой воды из закрытого сбросного канала в водоприемный ковш трубопроводом диаметром 2600 мм. На этом трубопроводе в колодце установлен выемной затвор.

3.1.16. Для дренирования трубопроводов системы VC и теплообменного оборудования смонтированы дренажные трубопроводы с запорной арматурой. Дренируемая вода отводится в систему UL. Для дренирования поворотных камер конденсаторов турбины по циркулю в днищах поворотных камер установлены съемные заглушки.

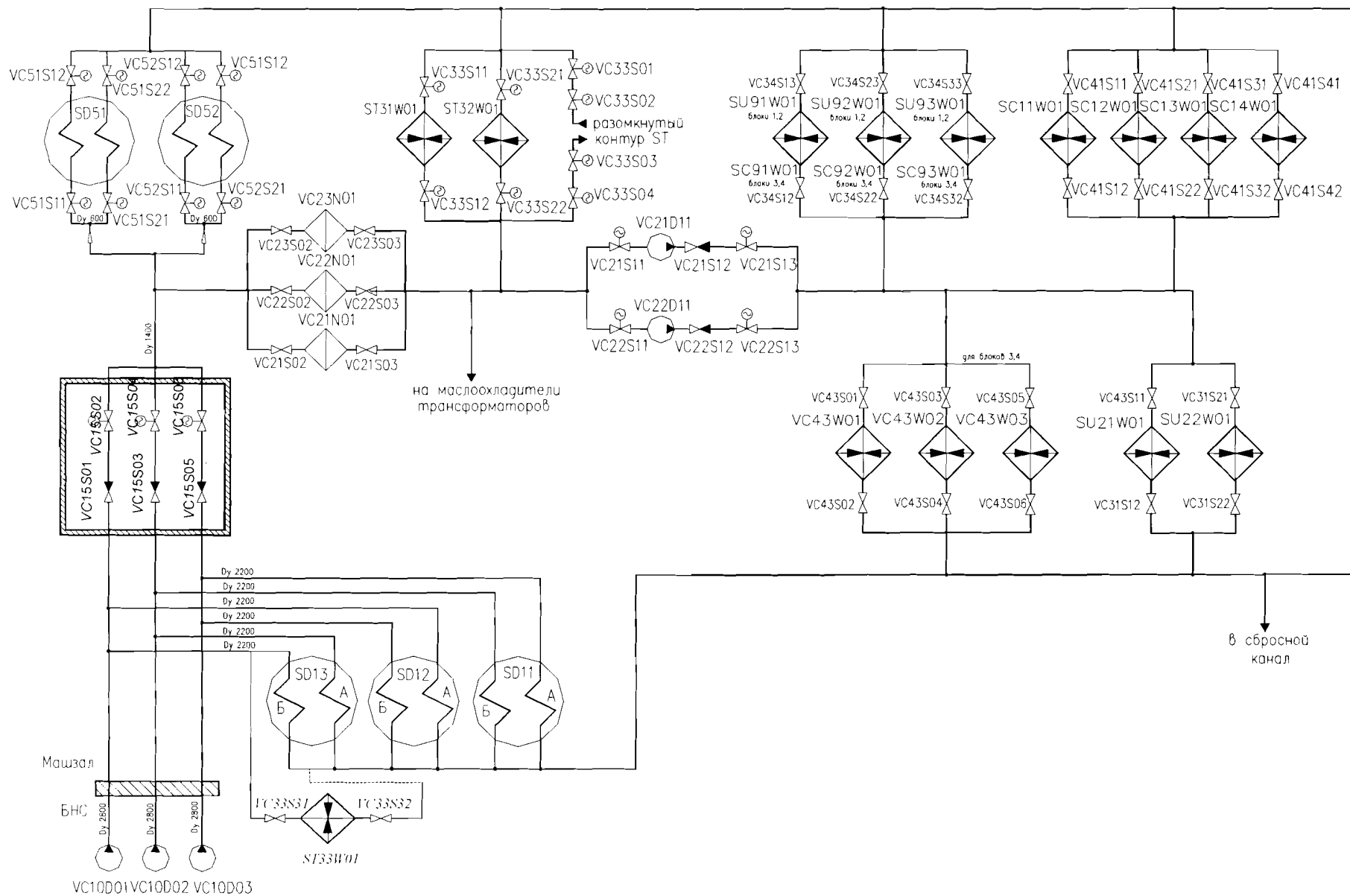


Рисунок 3.1.1 – Упрощенная технологическая схема системы циркуляционной воды машзала

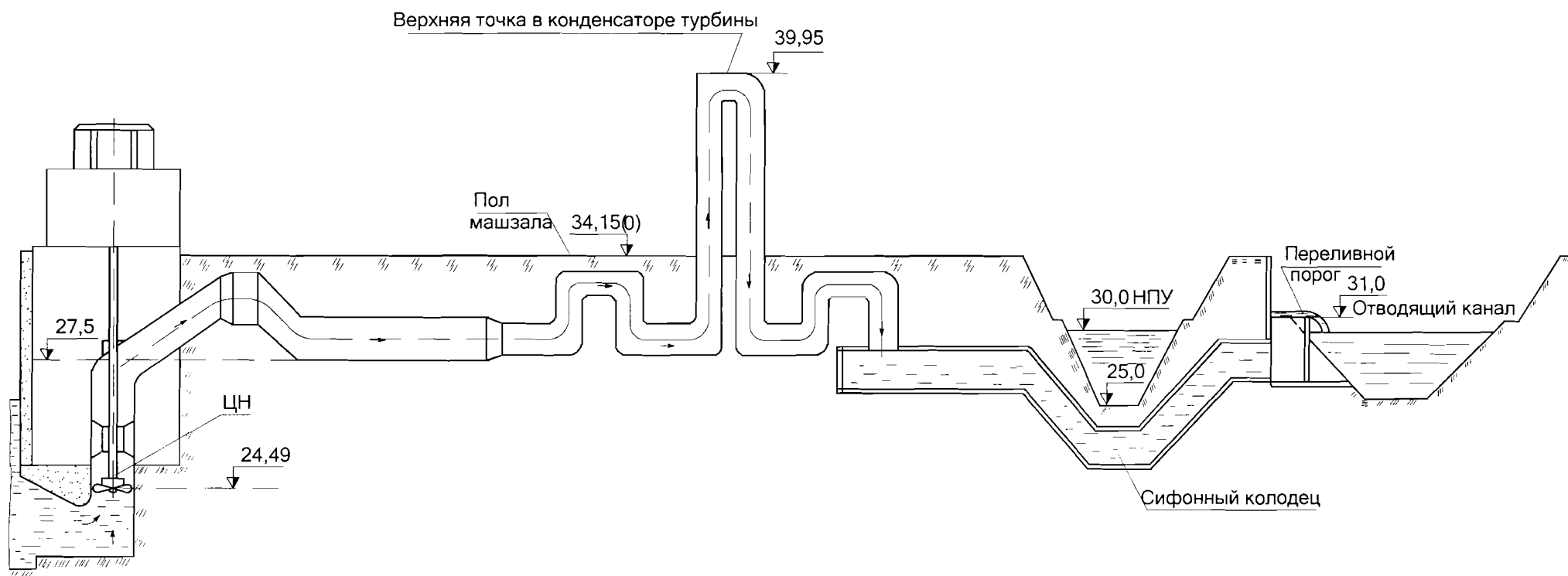


Рисунок 3.1.2 – Схема подземных трубопроводов системы VC

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. Конденсаторы турбины (SD11,12,13) охлаждаются водой системы VC. Граничная арматура по контуру VC отсутствует.

3.2.2. Конденсаторы ТПН (SD51,52) охлаждаются водой системы VC.

Граничная арматура – VC51S11, VC51S12, VC51S21, VC51S22, VC52S11, VC52S12, VC52S21, VC52S22.

3.2.3. Система смазки подшипников ТА охлаждается водой системы VC в маслоохладителях SC11,12,13,14W01.

Граничная арматура – VC41S11, VC41S12, VC41S21, VC41S22, VC41S31, VC41S32, VC41S41, VC41S42.

3.2.4. Система уплотнения вала генератора охлаждается водой системы VC в маслоохладителях SU21,22W01.

Граничная арматура – VC31S11, VC31S12, VC31S21, VC31S22.

3.2.5. Система смазки подшипников КЭН 2-ой ступени охлаждается водой системы VC в маслоохладителях SU91,92,93W01 – бл. 1, 2 (SC91,92,93W01 – бл. 3, 4).

Граничная арматура – VC34S11, VC34S12, VC34S21, VC34S22, VC34S31, VC34S32.

3.2.6. Система охлаждения блочных трансформаторов охлаждается водой системы VC в маслоохладителях МО-1,2,3,4.

Граничная арматура – VC32S01.

3.2.7. Система охлаждения вентустановок токопроводов охлаждается водой системы VC в охладителях VC43W01,02 – бл. 1, 2 (VC43W01,02,03 – бл. 3, 4).

Граничная арматура для бл. 1, 2 – VC43S03, VC43S04, VC43S05, VC43S06.

Граничная арматура для бл. 3, 4 – VC43S01, VC43S02, VC43S03, VC43S04, VC43S05, VC43S06.

3.2.8. Система газоохлаждения генератора:

1) охлаждается водой контура VC в теплообменниках ST31,32,33W01 при работе по замкнутому контуру;

2) вода контура VC является теплоносителем системы ST при работе по разомкнутому контуру.

Граничная арматура - VC33S01, VC33S02, VC33S03, VC33S04, VC33S11, VC33S12, VC33S21, VC33S22, VC33S31, VC33S32.

3.2.9. Система дренажей пола машзала (UL) обеспечивает прием дренажей из трубопроводов системы VC.

Граничная арматура – дренажи и воздушники системы VC.

3.2.10. Система измерения и контроля параметров системы VC.

Граничная арматура – коренные вентили на импульсных линиях датчиков КИП и манометров.

3.3. Размещение оборудования системы

3.3.1. Циркуляционные насосы VC10D01,02,03 находятся в машинном зале БНС.

3.3.2. Подающие циркуляционные насосы с обратными клапанами VC15S01,03,05 и поворотными заслонками VC15S02,04,06, а также сбросные циркуляционные насосы располагаются под землей вдоль машзала турбинного отделения, вне его периметра.

3.3.3. Остальное оборудование системы VC размещено в машзале турбинного отделения. Перечень оборудования системы VC, расположенного в машзале, приведен в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	Оперативное обозначение	Ряд	Ось	Отметка, м
Фильтр циркуляционной воды	VC21N01	Б	9-10	0
Фильтр циркуляционной воды	VC22N01	Б	9-10	0
Фильтр циркуляционной воды	VC23N01	Б	9-10	0
Подъемный насос циркуляционной воды	VC21D11	Б	9-10	0
Подъемный насос циркуляционной воды	VC22D11	Б	9-10	0

4. Элементы системы

4.1. Циркуляционные насосы VC10D01,02,03

4.1.1. На всех блоках Балаковской АЭС для создания циркуляции воды в системе VC применяются насосы типа ОПВ10-185ЭГ, изготовленные ПО «Урал-гидромаш» (г. Сысерть Свердловской области). Электронасосный агрегат типа ОПВ10-185ЭГ – осевой, вертикальный, консольный, одноступенчатый, поворотно-лопастной – предназначен для подачи пресной воды с температурой не более 35 °С и содержанием взвешенных частиц не более 3 г/л, из которых абразивных частиц не более 2 %.

4.1.2. Установочный чертеж насосного агрегата ОПВ10-185ЭГ приведен на рис. 4.1.1. Подвод (1) воды к насосу (2) производится по бетонной всасывающей трубе коленчатого типа, переходящей в закладное кольцо насоса. Насос приводится в движение от электродвигателя (3). Насос и электродвигатель устанавливаются на отдельные фундаменты. Электродвигатель расположен на несколько метров выше рабочих лопастей, такая конструкция позволяет избежать затопления электродвигателя.

4.1.3. Изменение производительности насоса осуществляется переходом с одной скорости на другую. Кроме того, достигается плавное регулирование производительности насоса разворотом лопастей рабочего колеса при помощи электрогидравлического привода (4), размещенного на верхней крышке электродвигателя. Изменение угла установки лопастей возможно как при остановленном, так и при работающем насосе.

4.1.4. Валы насоса и электродвигателя соединяются жесткой фланцевой муфтой (5). Направление вращения ротора – против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя. Осевая нагрузка от реакции воды и массы ротора воспринимается пятой электродвигателя.

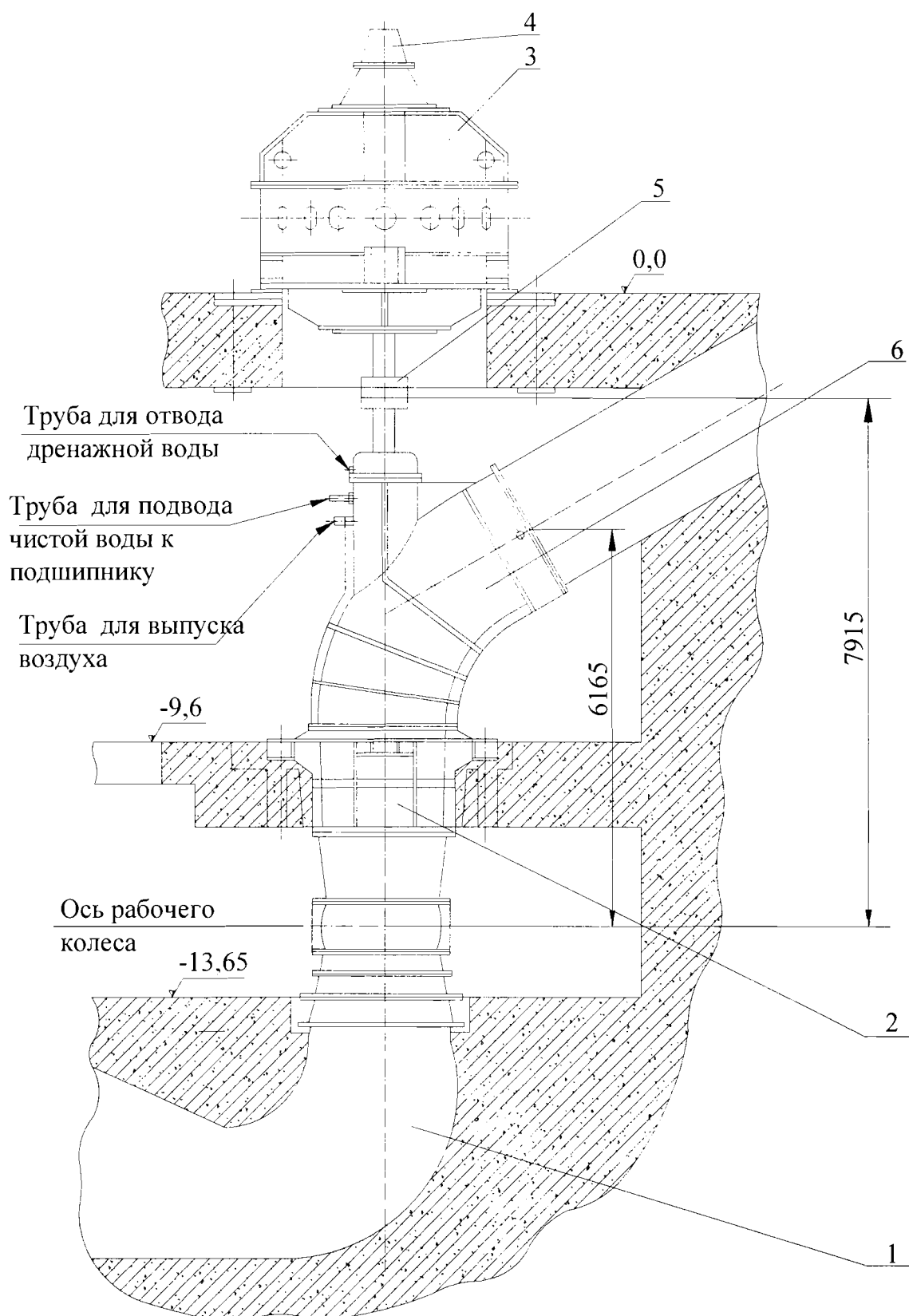
4.1.5. Отвод (6) насоса коленчатый, изогнутый под углом 60°. Отвод сопряжен с напорным трубопроводом диаметром 2800 мм.

4.1.6. Насос ОПВ10-185ЭГ (рис. 4.1.2) состоит из следующих основных сборочных единиц и деталей: корпусных частей (1), рабочего колеса (2), направляющих подшипников (3, 4), вала (5).

4.1.7. Корпусные части формируют проточную часть насоса и состоят из следующих деталей: отвода (6), диффузора (7), выправляющего аппарата (8), камеры рабочего колеса (9), переходного кольца (10), корпуса сальника (11), закладного кольца (12), крышки люка (13).

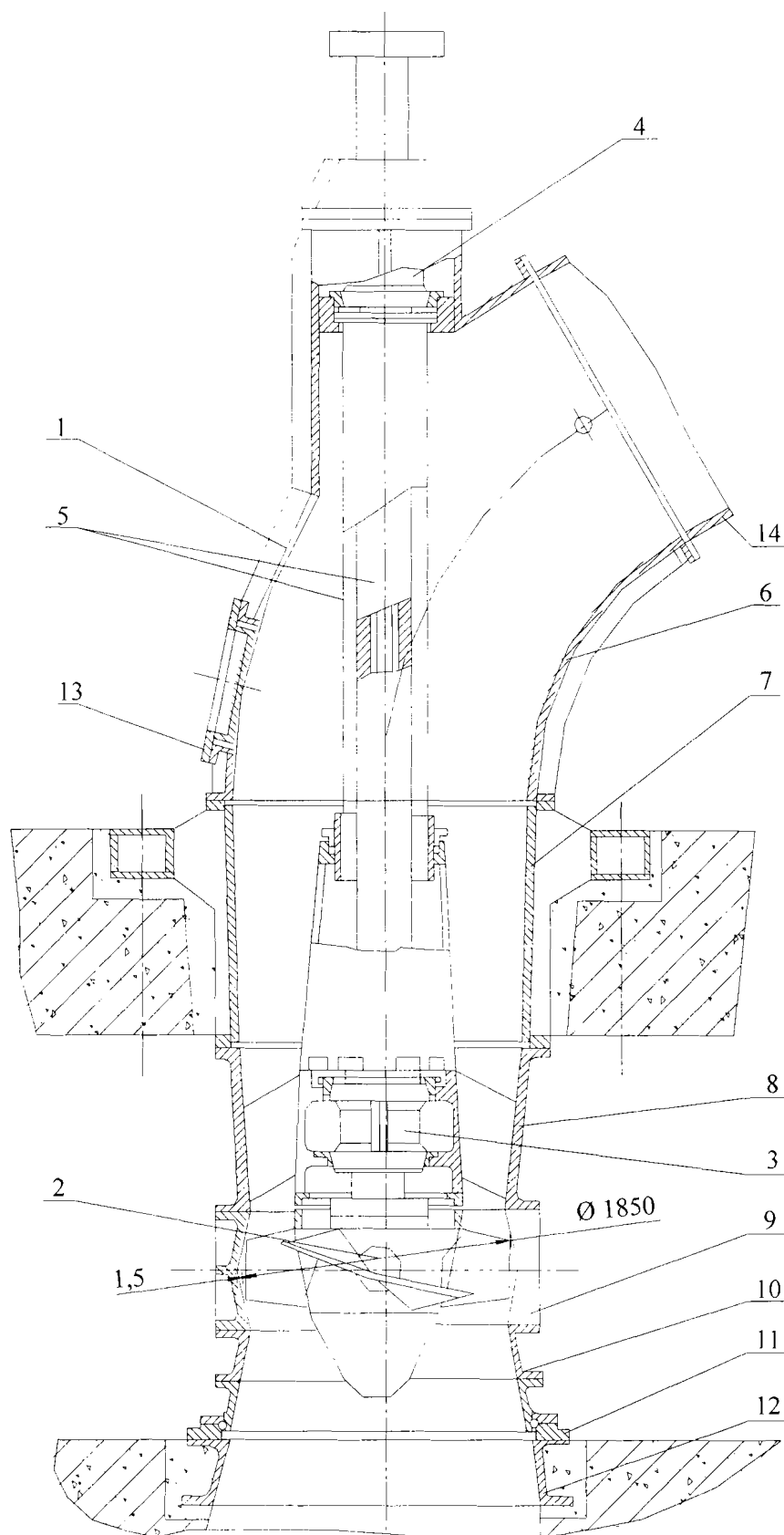
4.1.8. Корпусные части соединяются с одной стороны с бетонной всасывающей трубой через закладное кольцо (12), с другой – со стационарным трубопроводом (14).

4.1.9. Закладное кольцо установлено в верхней части колена всасывающей трубы. На нем смонтирована камера рабочего колеса (9). Рабочее колесо (2) представляет собой втулку обтекаемой формы, на которой закреплены лопасти. Во втулке рабочего колеса расположен механизм поворота лопастей.



1 – коленчатый подвод, 2 – насос, 3 – электродвигатель, 4 – электрогидравлический привод лопастей рабочего колеса, 5 – соединительная муфта, 6 – коленчатый отвод.

Рисунок 4.1.1 – Установочный чертеж насосного агрегата ОПВ10-185ЭГ



1 – корпусная часть, 2 – рабочее колесо, 3 – нижний направляющий подшипник, 4 – верхний направляющий подшипник, 5 – вал, 6 – отвод, 7 – диффузор, 8 – выправляющий аппарат, 9 – камера рабочего колеса, 10 – кольцо переходное, 11 – корпус сальника, 12 – закладное кольцо, 13 – крышка люка, 14 – трубопровод.

Рисунок 4.1.2 – Конструкция насоса типа ОПВ10-185ЭГ

4.1.10. На камере рабочего колеса устанавливается выпрямляющий аппарат (8) для устранения вращательного движения воды. Он раскручивает поток после рабочего колеса. С выпрямляющим аппаратом соединяется диффузор (7). Он уменьшает скорость потока перед отводом, который изменяет направление потока.

4.1.11. Внутри выправляющего аппарата смонтирован нижний направляющий подшипник (3). На горловине корпуса установлен верхний направляющий подшипник (4). Это радиальный подшипник скольжения. Направляющие подшипники насоса подвержены воздействию нагрузок, вызываемых динамической неуравновешенностью ротора и несимметричностью (нестабильностью) потока воды. На 3VC10D01,02,03; 4VC10D01,03 вкладыши подшипников – резинометаллические. Смазка верхнего подшипника осуществляется водой из коллектора диаметром 200 мм от напорного трубопровода насосов технической воды ответственных потребителей. На 1,2VC10D01,02,03; 4VC10D02 вкладыши подшипников – графитофторопластовые. *Смазка верхнего подшипника осуществляется перекачиваемой насосом водой со сливом из верхнего подшипника в аванкамеру.* Смазка нижнего подшипника 1,2,3,4VC10D01,02,03 производится непосредственно водой из полости насоса.

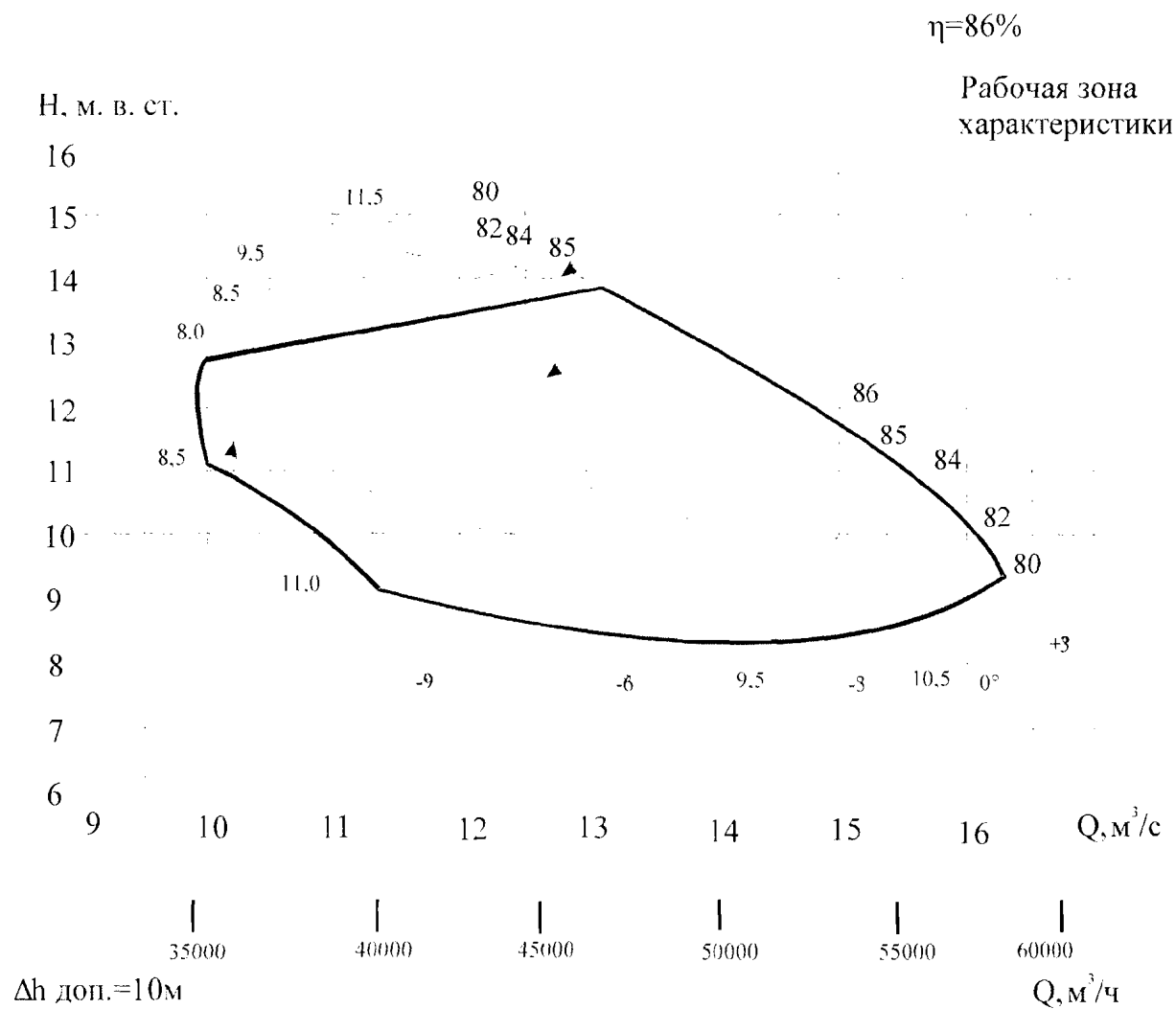
4.1.12. Рабочее колесо жестко посажено на вал (5) насоса. Вал полый, внутри него проходит шток механизма разворота лопастей.

4.1.13. Камера рабочего колеса сферическая, симметричная, разъемная из двух половин, что позволяет осуществить осмотр, ремонт и демонтаж рабочего колеса без демонтажа насоса.

4.1.14. Для осмотра проточной части, монтажа и демонтажа нижнего направляющего подшипника в отводе выполнен люк (13).

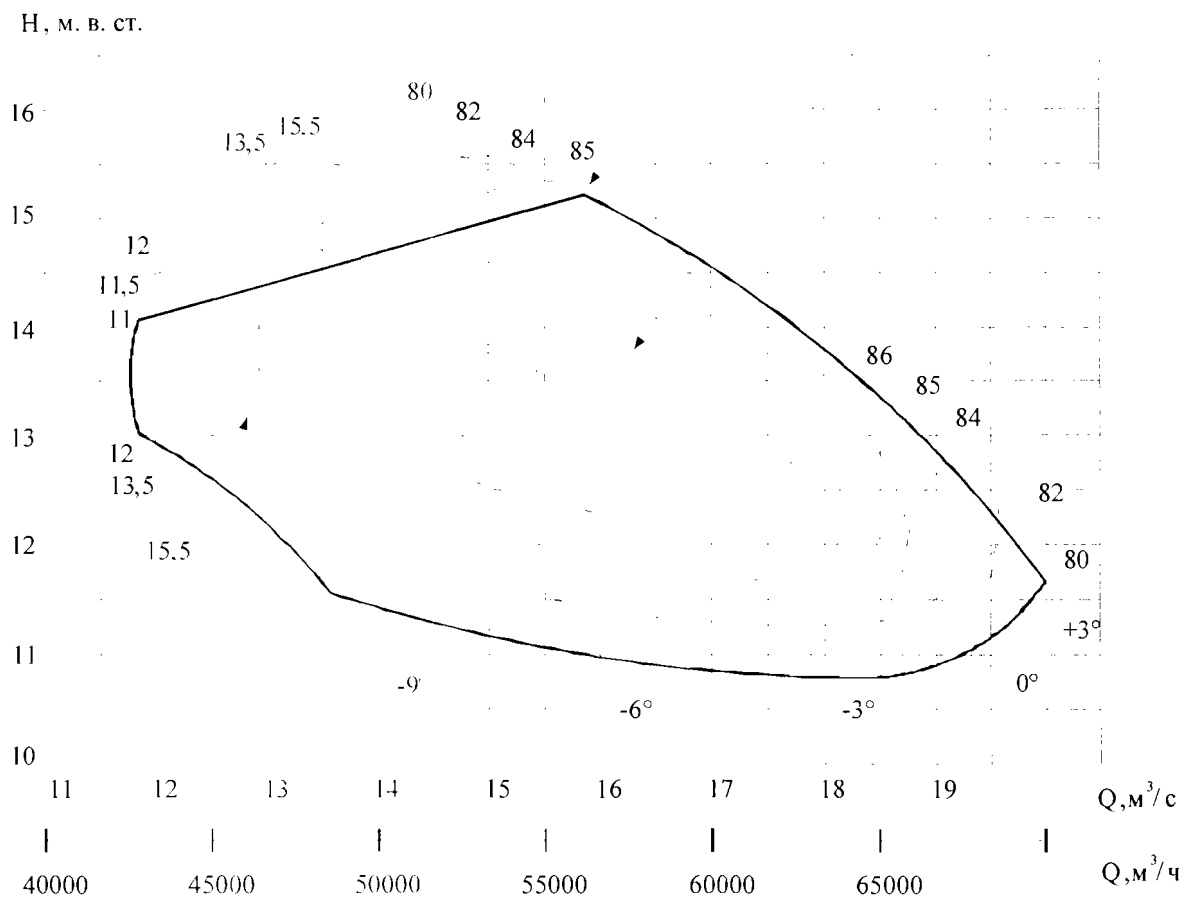
4.1.15. Насос должен эксплуатироваться на режимах рабочей части характеристики. Эксплуатация насоса на режимах за пределами рабочей зоны характеристики не допускается ввиду возможной перегрузки электродвигателя, возникновения кавитации и попадания рабочей точки в зону неустойчивой работы - зону помпажа.

4.1.16. Характеристика насоса типа ОПВ10-185ЭГ представлена на рис. 4.1.3 и 4.1.4.



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

Рисунок 4.1.3 – Характеристика насоса типа ОПВ10-185ЭГ при частоте вращения 245 об/мин

$\eta = 86\%$ Рабочая зона
характеристики $\Delta h_{\text{доп.}} = 10,5$

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

Рисунок 4.1.4 – Характеристика насоса типа ОПВ10-185ЭГ при частоте вращения 290 об/мин

4.2. Подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11

4.2.1. Подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11 типа ДЗ200-75 предназначены для перекачивания воды с температурой до 85 °С и содержанием твердых включений не превышающих по массе 0,05 %, с максимальным их размером 0,2 мм. Общий вид подъемного насоса системы ВС приведен на рис. 4.2.1.

4.2.2. Насос ДЗ200-75 (рис. 4.2.2) – центробежный, одноступенчатый, горизонтальный, спирального типа, с рабочим колесом двустороннего входа.

4.2.3. Корпус насоса (3) литой, чугунный с полуспиральными подводами и спиральным отводом, имеет горизонтальный разъем. Горизонтальный разъем уплотняется мягкой прокладкой. В верхней части корпуса имеется отверстие для удаления воздуха. В нижней части корпуса в корытах сальников имеются отверстия для отвода утечек.

4.2.4. В местах уплотнения рабочего колеса (4) в корпусе насоса установлены уплотняющие кольца (9). Корпус насоса в местах входа вала (6) имеет уплотнение сальникового типа (2).

4.2.5. Входной и напорный патрубки насоса расположены в нижней части корпуса горизонтально и направлены в противоположные стороны перпендикулярно оси вращения.

4.2.6. Ротор насоса представляет собой самостоятельную сборочную единицу и состоит из вала (6), рабочего колеса (4), защитных втулок (5) и шарикоподшипников (1, 7).

4.2.7. Опорами ротора служат два подшипника качения с консистентной смазкой ЦИАТИМ. Один подшипник воспринимает радиальную нагрузку (1), другой (7) – радиальную и осевую.

4.2.8. Крутящий момент от электродвигателя типа А4-450Х-8УЗ к насосу передается с помощью втулочно-пальцевой муфты (8). Направление вращения ротора насоса – против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя.

4.2.9. Расходная характеристика насоса ДЗ200-75 представлена на рис. 4.2.2.

4.2.10. Технические данные насоса типа ДЗ200-75 приведены в подразделе 9.2. настоящего тех. описания.

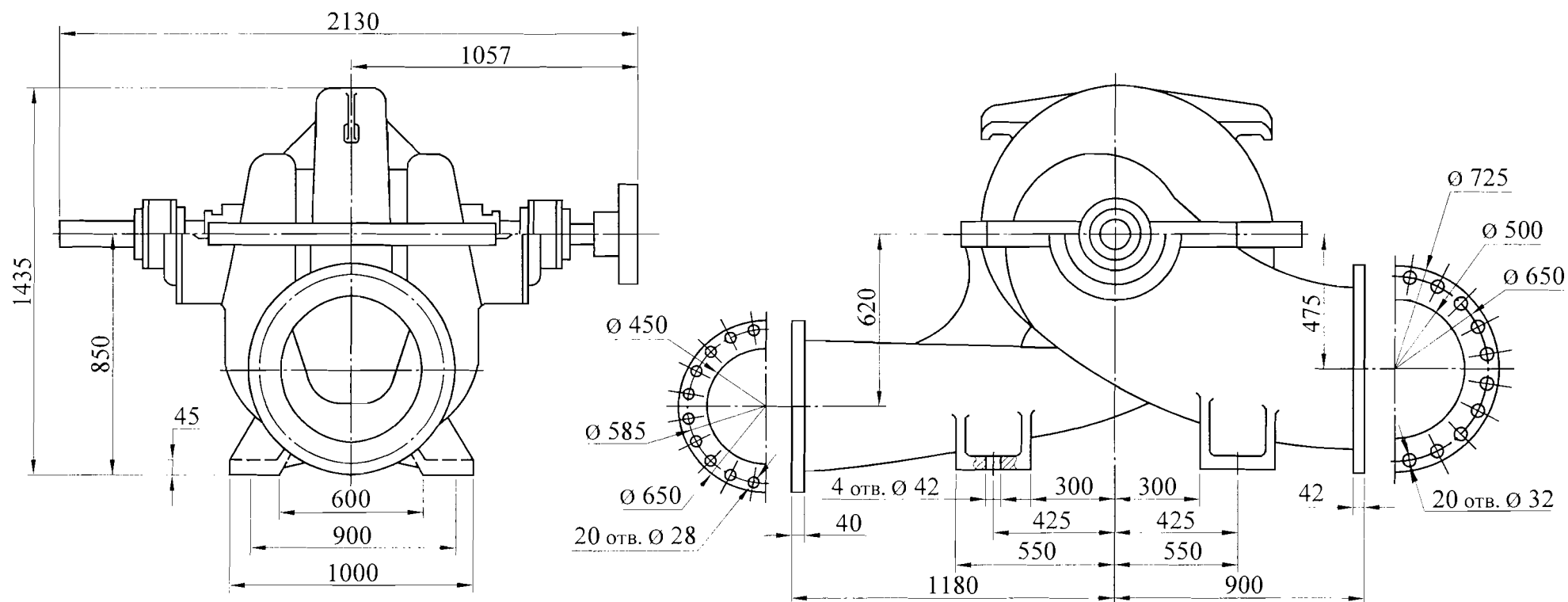
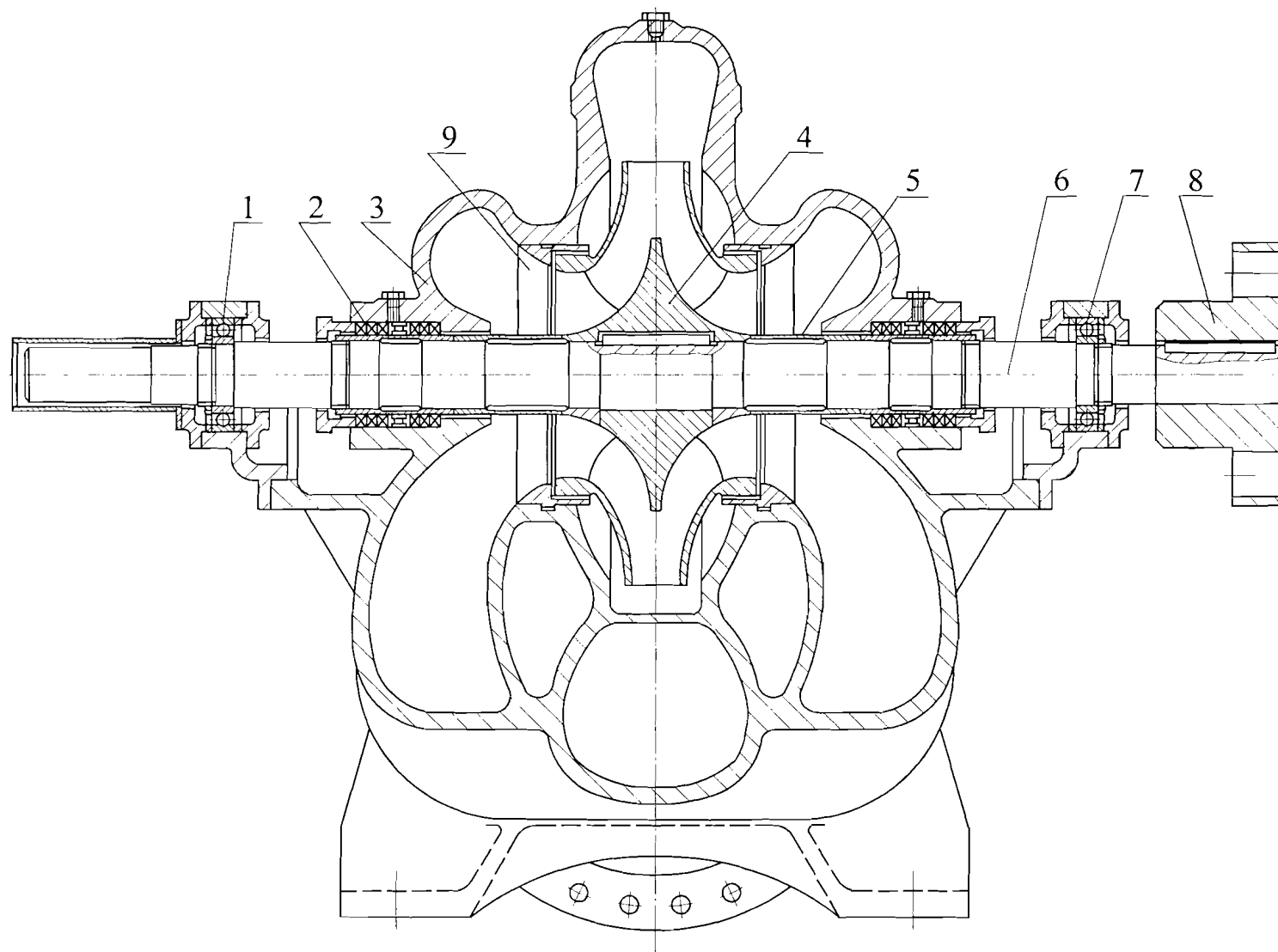
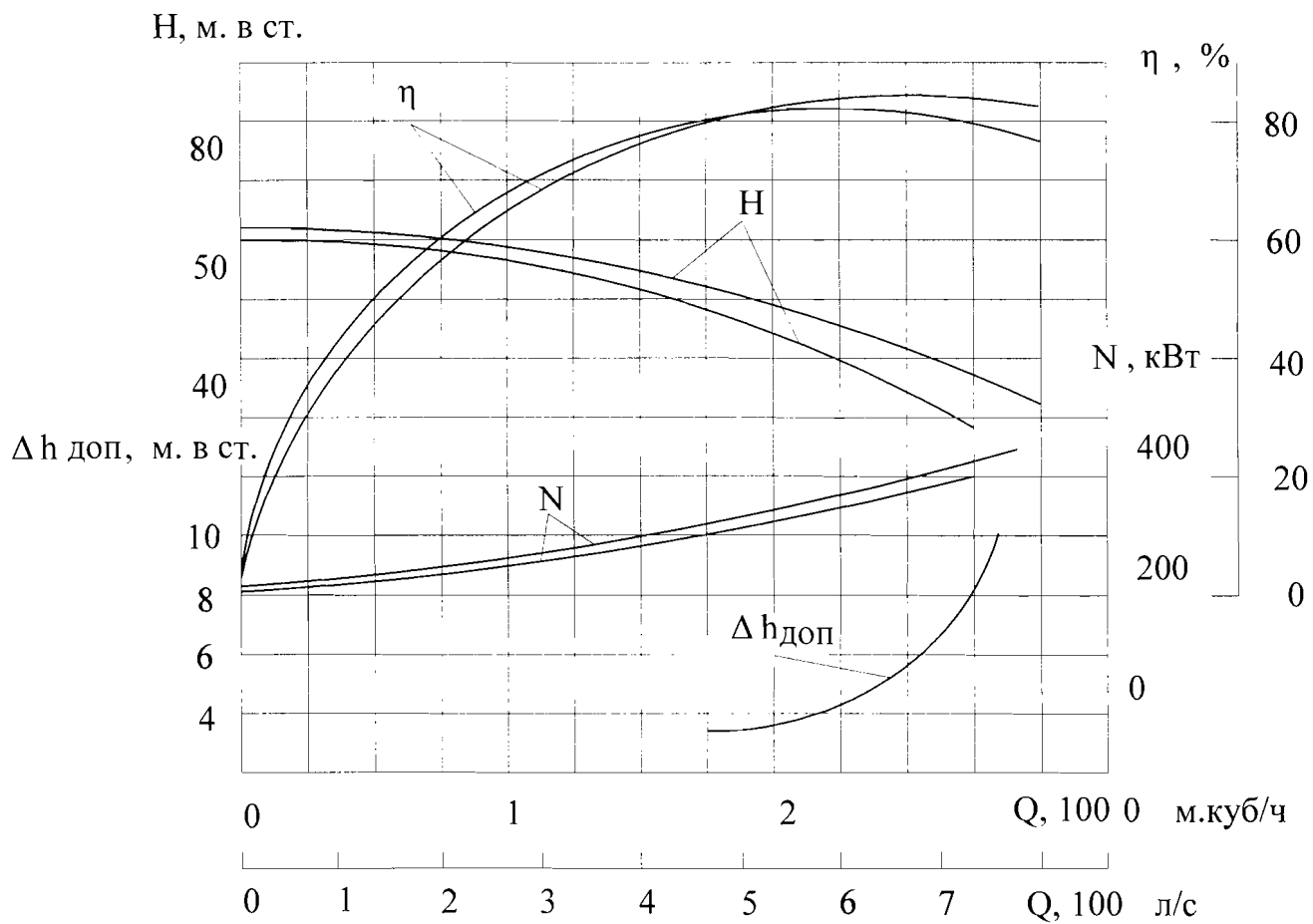


Рисунок 4.2.1 – Общий вид подъемного насоса системы VC



1, 7 – шарикоподшипник, 2 – сальниковое уплотнение, 3 – корпус, 4 – рабочее колесо, 5 – защитная втулка, 6 – вал, 8 – муфта, 9 – уплотняющие кольца.

Рисунок 4.2.2 – Конструкция насоса типа ДЗ200-75



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

Рисунок 4.2.2 – Характеристика насоса типа ДЗ200-75

4.3. Фильтры VC21,22,23N01, VC33N01

4.3.1. Для дополнительной очистки циркуляционной воды от твердых частиц и посторонних примесей в машзале установлены фильтры VC21,22,23N01, VC33N01. До 2004 года на блоках Балаковской АЭС были установлены фильтры типа ФС-600-1. В соответствии с техническим решением ТР.1,2,3,4.VB,VC.ИТС/5071 от 02.03.2004 г., часть фильтров ФС-600-1 была заменена на фильтры PR-BW 100 фирмы «Tarpogge» (табл. 4.3.1).

Таблица 4.3.1

Оперативное обозначение	Тип фильтра			
	Блок 1	Блок 2	Блок 3	Блок 4
VC21N01	PR-BW 100	PR-BW 100	PR-BW 100	PR-BW 100
VC22N01	PR-BW 100	PR-BW 100	PR-BW 100	PR-BW 100
VC23N01	PR-BW 100	PR-BW 100	PR-BW 100	PR-BW 100
VC33N01	ФС-600-1	ФС-600-1	-	ФС-600-1

4.3.2. Фильтр типа ФС-600-1

4.3.2.1. Водяной фильтр типа ФС-600-1 (рис. 4.3.1), высотой 1755 мм, имеет цилиндрический корпус (1) диаметром 1200 мм. В корпусе размещен каркас (2) фильтрующей секции. Фильтрующая секция имеет десять отсеков и двадцать решеток (3). Допускаемый зазор между решеткой и перегородкой (4) по ее длине не более 2 мм на сторону.

4.3.2.2. К фланцу корпуса крепится крышка (5), в которую врезан воздушник (6). Плотность прилегания крышки к корпусу обеспечивает прокладка (7), роль которой выполняет мягкая теплоустойчивая резина. Уплотнение крышки с фильтрующей секцией достигается сальниковой набивкой (8), которая поджимается грундебуксой (9).

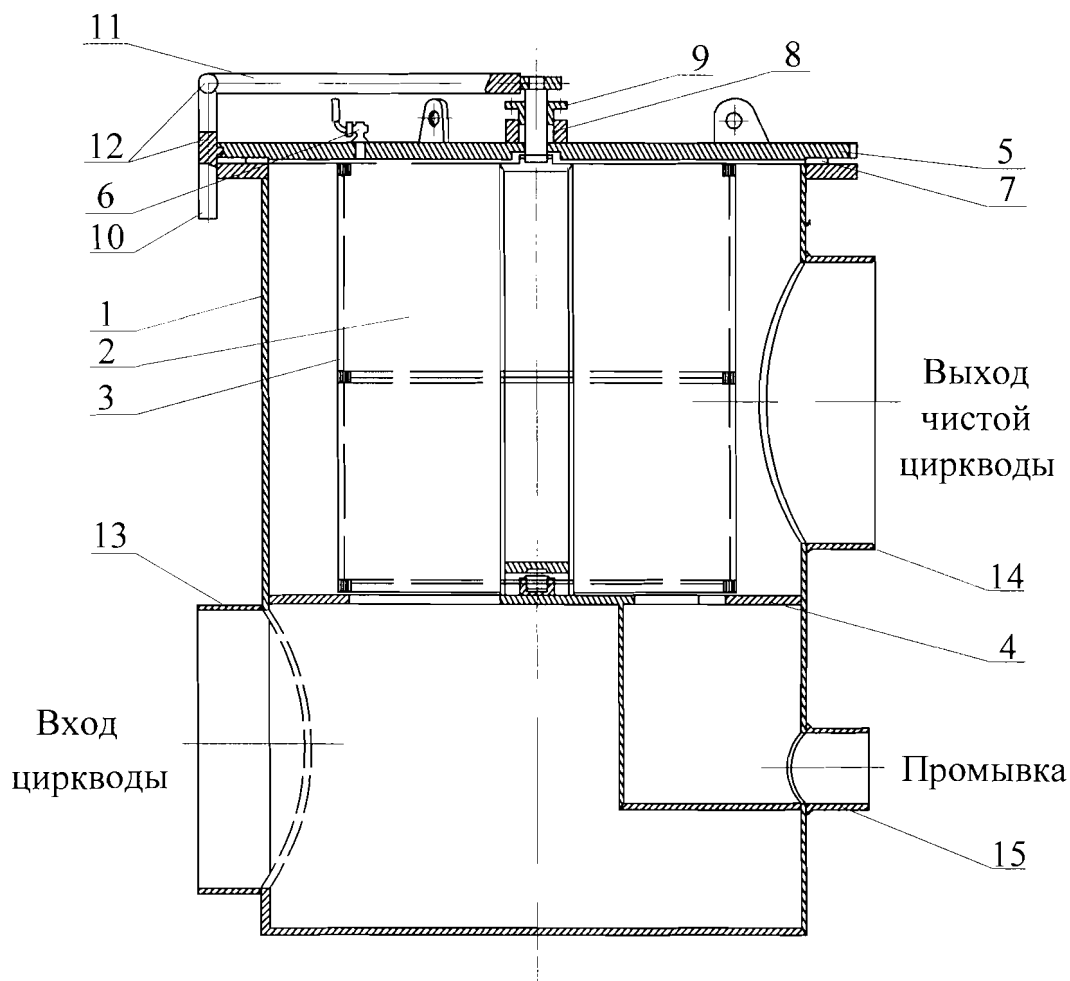
4.3.2.3. Фильтрующая секция приводится во вращение ручкой (10) через рычаг (11). Ручка соединена с рычагом и закреплена на крышке посредством штифтов (12).

4.3.2.4. Вода, подлежащая фильтрации, поступает через нижний патрубок (13) диаметром 600 мм и проходит через девять отсеков фильтрующей секции, расположенных на стороне этого патрубка. Отфильтрованная вода поступает в кольцевое пространство корпуса и выходит через верхний патрубок (14) того же диаметра, что и нижний.

4.3.2.5. Часть отфильтрованной воды может быть использована для промывки решеток путем пропуска ее снаружи внутрь фильтрующей секции через решетки одного отсека. Промывочная вода удаляется через нижний промывочный патрубок (15) диаметром 150 мм. Подлежащий промывке отсек фильтрующей секции устанавливается против промывочного патрубка путем поворота фильтрующей секции при помощи рычага.

4.3.2.6. Допускаемый перепад на фильтре - не более 0,2 кгс/см².

4.3.2.7. Технические данные фильтров типа ФС-600-1 приведены в подразделе 9.3. настоящего тех. описания.



1 – корпус, 2 – каркас фильтрующей секции, 3 – решетка, 4 – перегородка, 5 – крышка, 6 – воздушник, 7 – прокладка, 8 – сальниковая набивка, 9 – грундбукса, 10 – ручка, 11 – рычаг, 12 – штифт, 13 – входной патрубок, 14 – выходной патрубок, 15 – промывочный патрубок.

Рисунок 4.3.1 – Фильтр водяной типа ФС-600-1

4.3.3. Фильтр типа PR-BW 100

4.3.3.1. Фильтры типа PR-BW 100 более качественно очищают воду от сторонних примесей. Промывка фильтров производится автоматически по мере увеличения перепада давления воды в них, они надежны в эксплуатации. Фильтр типа PR-BW 100 (рис. 4.3.2) состоит из:

- 1) корпуса фильтра (1, 2);
- 2) подшипникового узла (3);
- 3) ротора обратной промывки (4);
- 4) фильтрующей вставки с разделителем (5);
- 5) ремонтного люка (6).

4.3.3.2. Корпус фильтра (1, 2) состоит из двух половин шара, одна из которых снабжена входным патрубком циркуляционной воды, а другая выходным патрубком циркуляционной воды. Половинка с входным патрубком снабжена ремонтным люком и дренажем для опорожнения фильтра. Патрубки расположены под углом 90°. Обе половины шара скреплены между собой фланцами, расположенными под углом 45° к оси входа и выхода циркуляционной воды.

4.3.3.3. Подшипниковый узел (3) состоит из одного пустотелого вала с червячным приводом. Через пустотелый вал производится промывка фильтра. Смонтированный на червячном приводе редукторный двигатель приводит в действие (вращение) ротор обратной промывки. Трубопровод промывки с арматурой смыва мусора смонтирован на выходном фланце подшипникового узла.

4.3.3.4. Ротор обратной промывки (4) состоит из рукава конической формы и снабжен резиновыми губками, которые движутся вкруговую по конусу фильтрующей вставки. Рукав из нержавеющей стали пустотелый и соединяется фланцем с подшипниковым узлом.

4.3.3.5. Фильтрующая вставка (5) из нержавеющей стали без сварных швов с отверстиями диаметром шесть миллиметров, выполнена в форме конуса и установлена между фланцами. В центре фильтрующей вставки смонтирован разделитель.

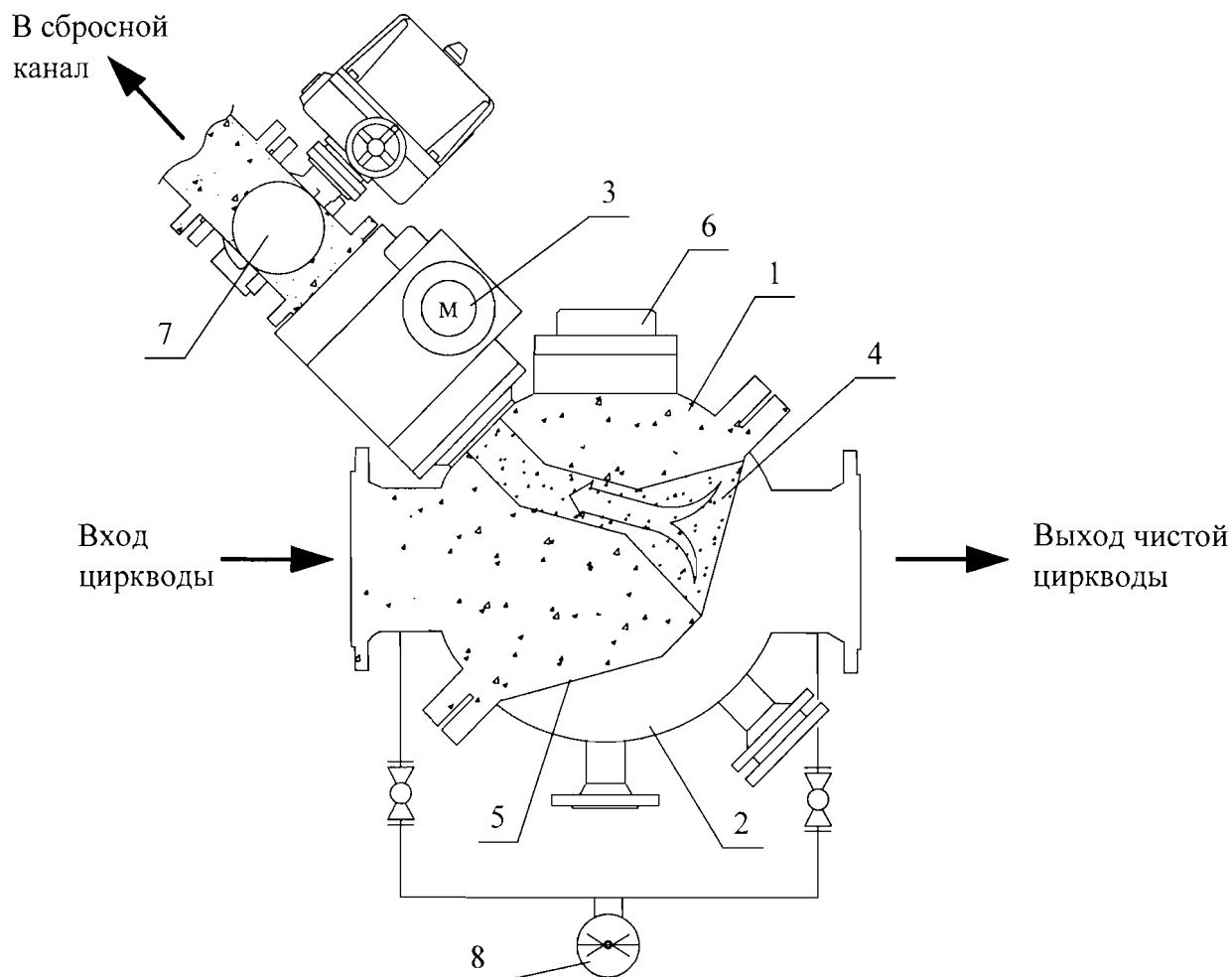
4.3.3.6. Охлаждающая вода, которую нужно отфильтровать, проходит с «грязной стороны» фильтра через фильтрующую вставку (5). Отфильтрованная вода выходит из фильтра на «чистой» стороне. Загрязнения остаются на фильтрующей вставке. Перепад давления при этом увеличивается.

4.3.3.7. Перепад давлений постоянно контролируется, с помощью системы измерения разности давлений (8). Как только достигается определенная величина по перепаду давлений, осуществляется очистка фильтрующей вставки методом обратной промывки. Так как арматура промывки (7) связывает фильтр через трубопровод обратной промывки с областью низкого давления, на сегменте фильтрующей вставки, над которым находится ротор обратной промывки, возникает сильный обратный поток. Вращательное движение ротора обратной промывки приводит к тому, что очищается вся фильтрующая вставка. Загрязнения направляются непосредственно в сбросной канал.

4.3.3.8. Необходимое количество охлаждающей воды для обратной промывки фильтра в зависимости от потери давления через трубопровод промывки

составляет всего лишь 3-8 % от общего количества охлаждающей циркуды, подвергаемой фильтрации. Такая низкая потребность в воде означает, что обратная промывка фильтра практически не оказывает влияния на обеспечение потребителей охлаждающей водой, так как процесс промывки фильтра протекает за короткое время.

4.3.3.9. Технические данные фильтров типа PR-BW 100 приведены в подразделе 9.4. настоящего тех. описания.



1, 2 – корпус фильтра, 3 – подшипниковый узел, 4 – ротор обратной промывки, 5 – фильтрующая вставка с разделителем, 6 – ремонтный люк, 7 – арматура промывки, 8 – система измерения разности давлений.

Рисунок 4.3.2 – Фильтр типа PR-BW 100 фирмы «Taprogge»

4.4. Арматура системы VC

4.4.1. В системе VC применяется электроприводная арматура типа 30с927нж500/25, 30с927нж600/15, 30ч906бр150/10, 30ч906бр300/10, 30с507нж, 6с-8-4, 70с927нж, А10 823 4040.

4.4.2. Перечень арматуры системы VC, управляемой от электропривода, приведен в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1

Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Место управления, сигнализация положения
VC10S01 VC10S02 VC10S03	Задвижка на трубопроводе подачи охлаждающей воды к воздухоохладителям и маслованнам подшипников электродвигателя насоса VC10D01,02,03	По месту, машинный зал БНС, отм. 0.0
VC10S04 VC10S05 VC10S06	Поворотные заслонки на подаче циркуды от насосов VC10D01,02,03 в машзал	По месту, камера переключений ТПН
VC21S11 VC22S11	Задвижка на всасе насосов VC21,22D11	По месту, ряд Б, ось 9-10, отм. 0.0
VC21S13 VC22S13	Задвижка на напоре насосов VC21,22D11	БЩУ, панель НУ30, фрагмент VC
VC21S01 VC22S01 VC23S01	Задвижка на трубопроводе промывочной воды фильтрующей установки PR-BW 100	По месту, ряд Б, ось 8-9, отм. 0.0
VC31S01	Задвижка на общем трубопроводе циркуды к маслоохладителям системы уплотнения вала генератора	БЩУ, панель НУ30, фрагмент VC
VC32S01	Задвижка на трубопроводе подачи охлаждающей воды к маслоохладителям трансформаторов	По месту, ряд Б, ось 9, отм. -3.6
VC33S12 VC33S22	Задвижка на выходе циркуды из т/о ОГЦ ST31,32W01	БЩУ, панель НУ30, фрагмент VC
VC33S01 VC33S02	Задвижки на подводе циркуды в контур ОГЦ	По месту, ряд А-Б, ось 9, отм. 0.0
VC33S03 VC33S04	Задвижки на сбросе охлаждающей воды из контура ОГЦ в сливной циркудовод	По месту, ряд А-Б, ось 10, отм. 0.0
VC41S01	РК на трубопроводе сброса циркуды из маслоохладителей турбины в сбросной канал	БЩУ, панель НУ30, фрагмент VC
VC41S02	Задвижка на трубопроводе байпаса задвижки VC41S05 слива циркуды с маслоохладителей турбины	БЩУ, панель НУ30, фрагмент VC

Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Место управления, сигнализация положения
VC41S05	Задвижка на трубопроводе слива циркуды из маслоохладителя турбины в сбросной канал	БЩУ, панель НУ30, фрагмент VC
VC51S11 VC51S21	Задвижка на трубопроводе входа циркуды в конденсатор SD51 ТПН-1	БЩУ, панель НУ34, фрагмент VC
VC51S12 VC51S22	Задвижка на трубопроводе выхода циркуды из конденсатора SD51 ТПН-1	БЩУ, панель НУ34, фрагмент VC
VC52S11 VC52S21	Задвижка на трубопроводе входа циркуды в конденсатор SD52 ТПН-2	БЩУ, панель НУ35, фрагмент VC
VC52S12 VC52S22	Задвижка на трубопроводе выхода циркуды из конденсатора SD52 ТПН-2	БЩУ, панель НУ35, фрагмент VC

4.6.1. В системе VC применяется арматура с ручным приводом типов 30с65нж200/25, 30с65нж250/25, 15с22нж50/25, 15с27нж25/10, 30с65нж100/25, 30с507нж500/25.

4.6.2. Перечень арматуры системы VC с ручным приводом для блоков 1-4 приведен в табл. 4.6.2.

Таблица 4.6.2

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC51S91 1VC51S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-1	2VC51S91 2VC51S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-1	3VC51S91 3VC51S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-1	4VC51S91 4VC51S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-1
1VC52S91 1VC52S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-2	2VC52S91 2VC52S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-2	3VC52S91 3VC52S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-2	4VC52S91 4VC52S92	Вентили на трубопроводах дренажей подводящих циркуловодов ТПН-2
1VC21S91 1VC22S91	Вентиль на трубопроводе дренажа с всасывающего трубопровода насосов 1VC21,22D11 после задвижек 1VC21S11, 1VC22S11	2VC21S91 2VC22S91	Вентиль на трубопроводе дренажа с всасывающего трубопровода насосов 2VC21,22D11 после задвижек 2VC21S11, 2VC22S11	-	-	-	-
1VC21S81 1VC22S81	Вентиль на воздушнике с корпусов насосов 1VC21,22D11	2VC21S81 2VC22S81	Вентиль на воздушнике с корпусов насосов 2VC21,22D11	3VC21S82 3VC22S82	Вентиль на воздушнике с корпусов насосов 3VC21,22D11	-	-
1VC20S93	Вентиль на трубопроводе дренажа с напорного трубопровода насосов 1VC21,22D11	2VC40S92	Вентиль на трубопроводе дренажа с напорного трубопровода насосов 2VC21,22D11	3VC20S92	Вентиль на трубопроводе дренажа с напорного трубопровода насосов 3VC21,22D11	4VC22S90,91	Вентиль на трубопроводе дренажа с напорного трубопровода насосов 4VC21,22D11
1VC20S81	Вентиль на воздушнике напорного трубопровода насосов 1VC21,22D11	2VC40S80	Вентиль на воздушнике напорного трубопровода насосов 2VC21,22D11	3VC20S81	Вентиль на воздушнике напорного трубопровода насосов 3VC21,22D11	4VC22S85	Вентиль на воздушнике напорного трубопровода насосов 4VC21,22D11

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC43S91	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды перед 1VC43W02	2VC43S95	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды перед 2VC43W01,W03	3VC43S91	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды перед 3VC43W02,W03	4VC43S91	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды перед 4VC43W02,W03
1VC43S92	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды после 1VC43W02	2VC43S93 2VC43S94	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды после 2VC43W01,W03	3VC43S92	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды после 3VC43W02,W03	4VC43S92	Вентиль дренажа с трубопровода циркуляционной воды после 4VC43W02,W03
-	-	2VC40S92	Вентиль на трубопроводе подачи циркулов в трубопровод тех. воды на охлаждение механизмов	-	-	-	-
1VC34S11 1VC34S21 1VC34S31	Вентиль на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители КЭН 2-ой ступени 1SU91,92,93W01	2VC34S11 2VC34S21 2VC34S31	Вентиль на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители КЭН 2-ой ступени 2SU91,92,93W01	3VC34S11 3VC34S21 3VC34S31	Вентиль на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители КЭН 2-ой ступени 3SU91,92,93W01	4VC34S12 4VC34S22 4VC34S32	Вентиль на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители КЭН 2-ой ступени 4SU91,92,93W01
1VC34S12 1VC34S22 1VC34S32	Вентиль на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 1SU91,92,93W01	2VC34S12 2VC34S22 2VC34S32	Вентиль на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 2SU91,92,93W01	3VC34S12 3VC34S22 3VC34S32	Вентиль на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 3SU91,92,93W01	4VC34S13 4VC34S23 4VC34S33	Вентиль на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 4SU91,92,93W01

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC34S81 1VC34S82 1VC34S83	Вентиль на воздушнике с маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 1SU91,92,93W01 по циркуводе	2VC34S81 2VC34S82 2VC34S83	Вентиль на воздушнике с маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 2SU91,92,93W01 по циркуводе	3VC91S80 3VC92S80 3VC93S80	Вентиль на воздушнике маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 3SU91,92,93W01 по циркуводе	4VC91S80 4VC92S80 4VC93S80	Вентиль на воздушнике маслоохладителей КЭН 2-ой ступени 4SU91,92,93W01 по циркуводе
1VC43S01 1VC43S03 1VC43S05	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в охладители вентустановок 1VC43W01,02,03	2VC43S01 2VC43S03 2VC43S05	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в охладители вентустановок 2VC43W01,02,03	3VC43S01 3VC43S03 3VC43S05	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в охладители вентустановок 3VC43W01,02,03	4VC43S01 4VC43S03 4VC43S05	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в охладители вентустановок 4VC43W01,02,03
1VC43S02 1VC43S04 1VC43S06	Задвижка на трубопроводе выхода циркуводы из охладителей вентустановок 1VC43W01,02,03	2VC43S02 2VC43S04 2VC43S06	Задвижка на трубопроводе выхода циркуводы из охладителей вентустановок 2VC43W01,02,03	3VC43S02 3VC43S04 3VC43S06	Задвижка на трубопроводе выхода циркуводы из охладителей вентустановок 3VC43W01,02,03	4VC43S02 4VC43S04 4VC43S06	Задвижка на трубопроводе выхода циркуводы из охладителей вентустановок 4VC43W01,02,03
1VC43S82	Вентиль на воздушнике с трубопровода циркуводы после задвижек 1VC43S02,S06	-	-	3VC43S81	Вентиль на воздушнике с трубопровода циркуводы после задвижек 3VC43S04,S06	4VC43S83	Вентиль на воздушнике с трубопровода циркуводы после задвижек 4VC43S04,S06
1VC43S94	Вентиль дренажа с трубопровода циркуводы после задвижек 1VC43S04,S06	2VC43S94	Вентиль дренажа с трубопровода циркуводы после задвижек 2VC43S04,S06	-	-	4VC43S92	Вентиль дренажа с трубопровода циркуводы после задвижек 4VC43S04,S06
1VC41S11 1VC41S21 1VC41S31 1VC41S41	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в маслоохладитель турбины	2VC41S11 2VC41S21 2VC41S31 2VC41S41	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в маслоохладитель турбины	3VC41S11 3VC41S21 3VC41S31 3VC41S41	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в маслоохладитель турбины	4VC41S11 4VC41S21 4VC41S31 4VC41S41	Задвижка на трубопроводе входа циркуводы в маслоохладитель турбины

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC41S12 1VC41S22 1VC41S32 1VC41S42	Задвижка на трубопроводе выхода циркуловы из маслоохладителя турбины	2VC41S12 2VC41S22 2VC41S32 2VC41S42	Задвижка на трубопроводе выхода циркуловы из маслоохладителя турбины	3VC41S12 3VC41S22 3VC41S32 3VC41S42	Задвижка на трубопроводе выхода циркуловы из маслоохладителя турбины	4VC41S12 4VC41S22 4VC41S32 4VC41S42	Задвижка на трубопроводе выхода циркуловы из маслоохладителя турбины
1VC41S14 1VC41S24 1VC41S34 1VC41S44	Вентиль на байпасе задвижки 1VC41S12,22,32,42 выхода циркуловы из маслоохладителя турбины	2VC41S14 2VC41S24 2VC41S34 2VC41S44	Вентиль на байпасе задвижки 2VC41S12,22,32,42 выхода циркуловы из маслоохладителя турбины	3VC41S14 3VC41S24 3VC41S34 3VC41S44	Вентиль на байпасе задвижки 3VC41S12,22,32,42 выхода циркуловы из маслоохладителя турбины	-	-
1VC41S03	Задвижка на трубопроводе байпаса маслоохладителей турбины 1SC11,12,13,14W01	2VC41S03	Задвижка на трубопроводе байпаса маслоохладителей турбины 2SC11,12,13,14W01	3VC41S03	Задвижка на трубопроводе байпаса маслоохладителей турбины 3SC11,12,13,14W01	4VC41S03	Задвижка на трубопроводе байпаса маслоохладителей турбины 4SC11,12,13,14W01
1VC41S13 1VC41S23 1VC41S33 1VC41S43	Задвижка на трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины	2VC41S13 2VC41S23 2VC41S33 2VC41S43	Задвижка на трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины	3VC41S13 3VC41S23 3VC41S33 3VC41S43	Задвижка на трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины	4VC41S13 4VC41S23 4VC41S33 4VC41S43	Задвижка на трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины
1VC41S81 1VC41S82 1VC41S83 1VC41S84	Вентиль на воздушнике с трубопровода циркуловы после задвижки 1VC41S11,21,31,41	2VC41S85 2VC41S86 2VC41S87 2VC41S88	Вентиль на воздушнике с общего трубопровода циркуловы перед задвижкой 2VC41S12,22,32,42	3VC41S91	Вентиль дренажа с трубопровода циркуловы между задвижкой 3VC41S05 и ПК 3VC41S01	4VC41S91	Вентиль дренажа с трубопровода циркуловы до задвижки 4VC41S05

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC41S10	Задвижка на общем трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины	2VC41S10	Задвижка на общем трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины	3VC41S10	Задвижка на общем трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины	4VC41S10	Задвижка на общем трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины
1VC41S90	Вентиль дренажа с трубопровода подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины за задвижкой 1VC41S10	2VC41S80	Вентиль на воздушнике с трубопровода подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель турбины за задвижкой 2VC41S10	3VC41S92	Вентиль дренажа с трубопровода слива циркуляционной воды в сбросной канал после задвижки 3VC41S01	-	-
1VC41S15 1VC41S16 1VC41S17	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 1SC11W01	2VC41S15 2VC41S16 2VC41S17	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 2SC11W01	3VC41S15 3VC41S16 3VC41S17	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 3SC11W01	4VC11S91 4VC11S92 4VC11S93	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 4SC11W01
1VC41S25 1VC41S26 1VC41S27	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 1SC12W01	2VC41S25 2VC41S26 2VC41S27	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 2SC12W01	3VC41S25 3VC41S26 3VC41S27	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 3SC12W01	4VC12S91 4VC12S92 4VC12S93	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 4SC12W01

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC41S35 1VC41S36 1VC41S37	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 1SC13W01	2VC41S35 2VC41S36 2VC41S37	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 2SC13W01	3VC41S35 3VC41S36 3VC41S37	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 3SC13W01	4VC13S91 4VC13S92 4VC13S93	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 4SC13W01
1VC41S45 1VC41S46 1VC41S47	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 1SC14W01	2VC41S45 2VC41S46 2VC41S47	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 2SC14W01	3VC41S45 3VC41S46 3VC41S47	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 3SC14W01	4VC13S91 4VC13S92 4VC13S93	Вентиль на трубопроводе дренажа с водяных камер маслоохладителя турбины 4SC14W01
1VC40S81 1VC40S82 1VC40S83 1VC40S84	Вентиль на воздушнике маслоохладителей турбины	2VC41S81 2VC41S82 2VC41S83 2VC41S84	Вентиль на воздушнике маслоохладителей турбины	3VC40S81 3VC40S82 3VC40S83 3VC40S84	Вентиль на воздушнике маслоохладителей турбины	4VC40S81 4VC40S82 4VC40S83 4VC40S84	Вентиль на воздушнике маслоохладителей турбины
1VC31S11 1VC31S21	Задвижка на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители 1SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора	2VC31S11 2VC31S21	Задвижка на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители 2SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора	3VC31S11 3VC31S21	Задвижка на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители 3SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора	4VC31S11 4VC31S21	Задвижка на трубопроводе входа циркулов в маслоохладители 4SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора
1VC31S12 1VC31S22	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей 1SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора	2VC31S12 2VC31S22	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей 2SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора	3VC31S12 3VC31S22	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей 3SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора	4VC31S12 4VC31S22	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов из маслоохладителей 4SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC31S91	Вентиль на трубопроводе дренажа с трубопровода циркуловы перед задвижкой 1VC31S01	2VC31S91	Вентиль на трубопроводе дренажа с трубопровода циркуловы перед задвижкой 2VC31S01	-	-	4VC31S90	Вентиль на трубопроводе дренажа с трубопровода циркуловы перед задвижкой 4VC31S01
1VC31S23	Вентиль на трубопроводе подачи обратной сетевой воды на маслоохладитель системы уплотнения вала генератора 1SU22W01	-	-	-	-	4VC31S91 4VC31S92	Задвижка на трубопроводе дренажа циркуловы после маслоохладителей 4SU21,22W01 системы уплотнения вала генератора
1VC31S80	Вентиль на воздушнике за задвижкой 1VC31S11	-	-	-	-		
1VC31S81 1VC31S82	Вентиль на воздушнике с маслоохладителя системы уплотнения вала генератора 1SU21,22W01	2VC31S81 2VC31S82	Вентиль на воздушнике с маслоохладителя системы уплотнения вала генератора 2SU21,22W01	3VC30S81 3VC30S82	Вентиль на воздушнике с маслоохладителя системы уплотнения вала генератора 3SU21,22W01	4VC30S81 4VC30S82	Вентиль на воздушнике с маслоохладителя системы уплотнения вала генератора 4SU21,22W01
1VC33S11 1VC33S21 1VC33S31	Задвижка на входе циркуловы в ОГЦ 1ST31,32,33W01	2VC33S11 2VC33S21 2VC33S31	Задвижка на входе циркуловы в ОГЦ 2ST31,32,33W01	3VC33S11 3VC33S21 3VC33S31	Задвижка на входе циркуловы в ОГЦ 3ST31,32,33W01	4VC33S11 4VC33S21 4VC33S31	Задвижка на входе циркуловы в ОГЦ 4ST31,32W01
1VC33S32	Задвижка на выходе циркуловы из ОГЦ 1ST33W01	2VC33S32	Задвижка на выходе циркуловы из ОГЦ 2ST33W01	3VC33S32	Задвижка на выходе циркуловы из ОГЦ 3ST33W01	4VC33S32	Задвижка на выходе циркуловы из ОГЦ 4ST33W01

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC33S81 1VC33S82 1VC33S83 1VC33S84 1VC33S86 1VC33S87	Вентиль на воздушниках из трубопроводов циркуляции до и после теплообменников ОГЦ 1ST31,33,32W01	2VC33S81 2VC33S82 2VC33S83 2VC33S84 2VC33S85 2VC33S86 2VC33S87	Вентиль на воздушниках из трубопроводов циркуляции до и после теплообменников ОГЦ 2ST31,32,33W01	3VC33S82 3VC33S83 3VC33S84	Вентиль на воздушниках из трубопроводов циркуляции после теплообменников ОГЦ 3ST31,32,33W01	4VC33S81 4VC33S83 4VC33S82 4VC33S84	Вентиль на воздушниках из трубопроводов циркуляции до и после теплообменников ОГЦ 4ST31,32W01
1VC33S85	Вентиль на воздушнике из механического фильтра 1VC33N01	2VC33S88	Вентиль на воздушнике после задвижки 2VC33S32	-	-	4VC33S80	Вентиль на воздушнике до задвижки 4VC33S32
1VC33S91	Вентиль дренажа из общего трубопровода подачи циркуляции к теплообменникам ОГЦ	2VC33S90	Вентиль дренажа из общего трубопровода подачи циркуляции к теплообменникам ОГЦ	-	-	-	-
1VC33S33	Задвижка на трубопроводе промывки механического фильтра 1VC33N01	2VC33S33	Задвижка на трубопроводе промывки механического фильтра 2VC33N01	-	-	4VC33S33	Задвижка на трубопроводе промывки механического фильтра 4VC33N01
1VC33S80	Вентиль на воздушнике из трубопровода подачи циркуляции между задвижками 1VC33S01 и 1VC33S02	2VC33S81	Вентиль на воздушнике из трубопровода подачи циркуляции между задвижками 2VC33S01 и 2VC33S02	-	-	4VC33S81	Вентиль на воздушнике из трубопровода подачи циркуляции между задвижками 4VC33S01 и 4VC33S02
-	-	-	-	3VC22S01	Вентиль на трубопроводе промывки фильтра 3VC22N01	-	-

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC20S91	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на фильтры 1VC21,22,23N01	2VC21S90	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на фильтры 2VC21,22,23N01	3VC20S91	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на фильтры 3VC21,22,23N01	4VC20S91	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на фильтры 4VC21,22,23N01
-	-	-	-	3VC22S81	Вентиль на воздушнике из корпуса фильтра 3VC22N01	-	-
1VC20S92	Вентиль дренажа из трубопровода циркуловы после фильтров 1VC21,22,23N01	2VC22S90	Вентиль дренажа из трубопровода циркуловы после фильтров 2VC21,22,23N01	3VC20S94	Вентиль дренажа из трубопровода циркуловы после фильтров 3VC21,22,23N01	3VC20S92	Вентиль на воздушнике из трубопровода циркуловы после фильтров 4VC21,22,23N01
1VC32S91 1VC32S92	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на маслоохладители трансформаторов после задвижки 1VC32S01	2VC32S91	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на маслоохладители трансформаторов до задвижки 2VC32S01	-	-	4VC32S90	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на маслоохладители трансформаторов до задвижки 4VC32S01
-	-	2VC32S92 2VC32S93	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на маслоохладители трансформаторов после задвижки 2VC32S01	3VC32S91 3VC32S92	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на маслоохладители трансформаторов после задвижки 3VC32S01	4VC32S91 4VC32S92	Вентиль дренажа из трубопровода подачи циркуловы на маслоохладители трансформаторов после задвижки 4VC32S01

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC32S81	Вентиль воздушника из трубопровода подачи циркуды на маслоохладители трансформаторов после задвижки 1VC32S01	2VC32S81	Вентиль воздушника из трубопровода подачи циркуды на маслоохладители трансформаторов после задвижки 2VC32S01	3VC31S81 3VC32S82	Вентиль на воздушниках из трубопроводов циркуды до теплообменников ОГЦ 3ST31,32W01	4VC32S80	Вентиль на воздушнике из трубопровода подачи циркуды на маслоохладители трансформаторов после задвижки 4VC32S01
1VC21S02 1VC22S02 1VC23S02	Задвижки на входе циркуды в фильтры 1VC21,22,23N01	2VC21S02 2VC22S02 2VC23S02	Задвижки на входе циркуды в фильтры 2VC21,22,23N01	3VC21S02 3VC22S02 3VC23S02	Задвижки на входе циркуды на фильтры 3VC21,22,23N01	4VC21S02 4VC22S02 4VC23S02	Задвижки на входе циркуды на фильтры 4VC21,22,23N01
1VC21S03 1VC22S03 1VC23S03	Задвижки на выходе циркуды из фильтров 1VC21,22,23N01	2VC21S03 2VC22S03 2VC23S03	Задвижки на выходе циркуды из фильтров 2VC21,22,23N01	3VC21S03 3VC22S03 3VC23S03	Задвижки на выходе циркуды из фильтров 3VC21,22,23N01	4VC21S03 4VC22S03 4VC23S03	Задвижки на выходе циркуды из фильтров 4VC21,22,23N01
-	-	-	-	3VC22S01	Арматура на линии промывки фильтра 3VC22N01	-	-
1VC21S04 1VC22S04 1VC23S04	Вентиль на дренаже из корпуса фильтров 1VC21,22,23N01	2VC21S04 2VC22S04 2VC23S04	Вентиль на дренаже из корпуса фильтров 2VC21, 22,23N01	3VC21S04 3VC23S04	Вентиль на дренаже из корпуса фильтров 3VC21,23N01	4VC21S04 4VC22S04 4VC23S04	Вентиль на дренаже из корпуса фильтров 4VC21, 22,23N01
1VC43S17	Вентиль подачи охлаждающей воды на установку осушки водорода	2VC43S17	Вентиль подачи охлаждающей воды на установку осушки водорода	-	-	-	-

Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование	Оперативное обозначение	Технологическое наименование
1VC43S18	Вентиль на линии слива охлаждающей воды с установки осушки водорода	2VC43S18	Вентиль на линии слива охлаждающей воды с установки осушки водорода	-	-	-	-
-	-	2VC51S13 2VC51S23	Задвижка на трубопроводе входа циркулов для промывки конденсатора 2SD51 ТПН-1 обратным ходом	-	-	4VC51S13 4VC51S23	Задвижка на трубопроводе входа циркулов для промывки конденсатора 4SD51 ТПН-1 обратным ходом
-	-	2VC51S14 2VC51S24	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов после промывки конденсатора 2SD51 ТПН-1 обратным ходом	-	-	4VC51S14 4VC51S24	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов после промывки конденсатора 4SD51 ТПН-1 обратным ходом
-	-	2VC52S13 2VC52S23	Задвижка на трубопроводе входа циркулов для промывки конденсатора 2SD52 ТПН-2 обратным ходом	-	-	4VC52S13 4VC52S23	Задвижка на трубопроводе входа циркулов для промывки конденсатора 4SD52 ТПН-2 обратным ходом
-	-	2VC52S14 2VC52S24	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов после промывки конденсаторов 2SD52 ТПН-2 обратным ходом	-	-	4VC52S14 4VC52S24	Задвижка на трубопроводе выхода циркулов после промывки конденсаторов 4SD52 ТПН-2 обратным ходом

4.5. Технологические ограничения

4.5.1. Не допускать включение насоса VC10D01(02,03) без заполнения его корпуса водой.

4.5.2. Запрещается пуск электродвигателей насоса VC10D01(02,03) при обратном вращении ротора.

4.5.3. Температура горячего воздуха в системе охлаждения электродвигателя насоса VC10D01(02,03) не должна превышать 70 °С, а при температуре горячего воздуха 80 °С насос должен быть отключен оператором.

4.5.4. Общее количество пусков насосов VC10D01(02,03) не должно превышать 120 в год.

4.5.5. Для исключения шугообразования на всасе насосов VC10D01,02,03 не допускается понижение температуры циркулирующей воды в зимний период ниже +2 °С. Контроль температуры циркулирующей воды осуществляется по термодатчикам на входе в конденсаторы турбины SD11,12,13 (VC61,62,63,64,65,66T01). При снижении температуры циркулирующей воды ниже +2 °С 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).

4.5.6. Давление циркулирующей воды на входе в конденсаторы турбины должно быть не менее 0,5 кгс/см².

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

4.5.8. При отключении одного циркуляционного насоса из трех работающих при температуре охлаждающей воды на входе в конденсаторы выше 25 °С турбина должна быть разгружена до 60 % от номинальной нагрузки (при температуре охлаждающей воды ниже 25 °С - до 80 % от номинальной нагрузки).

Перед плановым отключением насосов VC10D01(02,03) вывести защиту SAF32, действующую на снижение нагрузки турбины по отключению одного из трех ЦН.

4.5.9. Во время работы, переходов и проверки АВР насосов VC21(22)D11 не допускать:

- 1) снижения давления в напорном коллекторе насосов менее 4,0 кгс/см²;
- 2) повышения температуры подшипника насоса более 65 °С;
- 3) повышения температуры подшипников электродвигателя более 90 °С;
- 4) работу насосных агрегатов при наличии повышенной вибрации (допустимое значение виброскорости насоса 7,1 мм/с, электродвигателя 4,5 мм/с);
- 5) плановые включения и отключения насосов на открытую напорную задвижку;
- 6) работу насосов на закрытую напорную задвижку более двух минут.

4.5.10. Допустимый перепад на фильтре 1(2,4)VC33N01 типа ФС-600-1 не более 0,2 кгс/см². При перепаде более 0,2 кгс/см² произвести промывку фильтра VC33N01.

4.5.11. При отказах в работе системы автоматического управления фильтровальной установки фирмы «Taprogge» VC21,22,23N01 перейти в режим дистанци-

онного управления с контрольной панели управления или вручную, своевременно осуществляя обратную промывку фильтров. Не допускать превышения перепада давлений на секциях фильтров более 200 мБар.

4.5.12. Не допускать работу УЭП-01 при отсутствии циркуляции охлаждающей среды (VC) в теплообменнике ОГЦ.

4.6. Нарушения в работе

4.6.1. Возможные отклонения от нормального режима работы системы VC и действия персонала по устранению нарушений приведены в табл. 4.6.1.

Таблица 4.6.1

Отклонение от нормального режима	Возможные причины отклонения	Способы ликвидации отклонений
1. Работа ЦН сопровождается сильной вибрацией, шумом, ударами, стуками	1. Задевание подвижных частей насоса о неподвижные. 2. Попадание посторонних предметов в рабочее колесо или направляющий аппарат. 3. Нарушение крепления подшипника и смещение ротора. 4. Ослабление крепления лап диффузора к фундаменту. 5. Засорение или заиливание проточной части всасывающей трубы или подводящей камеры. 6. Расцентровка насосного агрегата	Отключить насос и вывести его в ремонт
2. Работа ЦН сопровождается сильной вибрацией, резкими колебаниями давления на напоре	Режим работы насоса вышел из пределов характеристики	Разгрузить насос
3. Повышение протечек через торцевое уплотнение	1. Неправильно установлены резиновые кольца. 2. Повреждено резиновое уплотнение	Остановить насос и вывести в ремонт
4. Повышение уровня масла в маслованнах электродвигателя	Нарушилась герметичность маслоохладителя	Остановить насос и вывести в ремонт
5. Повышенный нагрев статора	1. Снижение расхода охлаждающей воды на воздухоохладители электродвигателя. 2. Загрязнились трубки воздухоохладителя	1. Увеличить расход охлаждающей воды через воздухоохладитель. 2. Вывести в ремонт воздухоохладитель, почистить трубки
6. Снижение вакуума в конденсаторах основной турбины (температурный напор более 9 °С)	Загрязнение поверхности теплообмена и трубных досок отложениями и механическими примесями	Произвести чистку поверхности теплообмена во время останова ЦН

Симптомы	Вероятные причины	Действия
7. Увеличение жесткости основного конденсата (протечки циркуводы в основной конденсат)	1. Нарушение плотности конденсаторных трубок основной турбины	Во время останова соответствующего циркунасоса на основании анализов основного конденсата в половинках конденсатора ТА определить поврежденные трубки и заглушить их
	2. Повреждение трубок конденсаторов ТПН-1,2	Выполнить поочередное отключение половинок конденсаторов ТПН-1,2 с опорожнением отключенной половинки. Произвести поиск и заглушить дефектные трубки
8. Перепад на фильтре ФС-600-1 более 0,2 кгс/см ²	Загрязнение фильтрующего элемента	Выполнить промывку фильтра ФС-600-1
9. Отказ насосов VC21(22)D11	Снижение давления воды в системе циркуводоснабжения потребителей машзала	Отключить с помощью кнопки аварийного отключения VC21(22)D11 (проконтролировать автоматическое отключение насоса) и проконтролировать включение резервного VC22(21)D11 (либо включить с помощью КУ при отказе АВР)
10. Возникновение аварийного режима работы VC21(22)D11	1. Появление постороннего шума, стука, повышенной вибрации (виброскорость более 7,0 мм/с). 2. Повышение температуры подшипников более 65 °С. 3. Повышение температуры подшипников электродвигателя более 90 °С. 4. Появление дыма, искр или сильного запаха горячей изоляции электродвигателя	Отключить с помощью кнопки аварийного отключения VC21(22)D11 (проконтролировать автоматическое отключение насоса) и проконтролировать включение резервного VC22(21)D11 (либо включить с помощью КУ при отказе АВР)
11. Неплотность обратного клапана на напоре VC21(22)D11	При открытии напорной задвижки насоса, выводимого в резерв, появление обратного вращения вала насоса и понижение давления на напоре работающего насоса	1. Закрыть напорную задвижку резервного насоса. 2. Простучать обратный клапан резервного насоса. 3. Простучать обратный клапан резервного насоса при открытой на 10 % напорной задвижке. 4. В случае не устранения замечания по обратному клапану насос оставить в одном из следующих состояний: 1) в резерве с закрытой напорной задвижкой; 2) вывести в ремонт; 3) выполнить обратный переход по насосам и ввести в работу насос с дефектным обратным клапаном.
12. Отсутствие свечения светодиода УЭП или свечение – непрерывное.	Неисправность УЭП	1. Проверить исправность питания УЭП. 2. Сообщить ВИУТ и отключить УЭП.

4.6.2. При возникновении аварийного режима работы оборудования системы VC действовать в соответствии с «Инструкцией по ликвидации аварий на энергоблоке № 1(2,3,4) (в двух частях)» И.1(2,3,4).ИЛА.ОУБ(1,2)/06.

4.6.3. Инциденты, происходившие при эксплуатации системы VC, приведены в приложении.

5. Системы контроля, управления и защиты

5.1. Общие представления

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

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

5.1.3. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы VC, являются мощность и токовая нагрузка циркуляционных насосов VC10D01,02,03, давление циркуляционной воды на входе и выходе из конденсаторов основной турбины, перепад давления циркуляционной воды на конденсаторах ТПН-1,2, а также давление циркуляционной воды после насосов VC21(22)D11 и расход циркуляционной воды после маслоохладителей ТА.

5.1.4. Для измерения параметров и вывода информации на РМОТ, на средства УКТС и местные щиты управления используются:

- 1) датчики измерения давления типа «Сапфир-22» или ЭКМ-1У;
- 2) датчики уровня типа РП-40/2 или ПРУ-5М;
- 3) датчики измерения температуры типа ЭП2719 50М, ТКП-160-СТ, Ф 1765.2;
- 4) расходомерная шайба измерения расхода с первичным преобразователем типа «Сапфир-22».

5.1.5. Срабатывание защит сопровождается световым и звуковым сигналом на БЩУ с фиксацией в УВС первопричины срабатывания.

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

5.1.7. Давление и температура в контуре системы VC дополнительно контролируются по манометрам и термометрам 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 VC, а также табло аварийной и предупредительной сигнализации размещаются на панелях НУ28,30,34,35 БЩУ.

5.1.9. На дисплеи рабочего места ВИУТ выведены фрагменты «VC», «ТПН-1», «ТПН-2», «SC_SE», «VCFM01», где представлена в цифровом виде информация по основным технологическим параметрам, а также сигнализация от-

клонения параметров, аварийного отключения механизмов, хода и останова арматуры в промежуточном положении. Перечень сигнализации приведен в подразделе 5.4.

5.2. Блокировки

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

Таблица 5.2.1

Оперативное наименование	Условия срабатывания	Воздействие
Включение циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) на 1-ю скорость	Команда «Включить» от ключа управления 1-ой скоростью циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03).	Открытие задвижки VC10S01 (VC10S02, VC10S03)
	1. Команда «Включить» от ключа управления 1-ой скоростью циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03). 2. Давление воды на верхний подшипник циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) более 1,0 кгс/см ² . 3. Открыта задвижка VC10S01 (VC10S02, VC10S03) – бл. 3, 4	Включение 1-ой скорости циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03)
Перевод циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) с 1-ой на 2-ю скорость	1. Цирконасос VC10D01 (VC10D02, VC10D03) работает на 1-ой скорости. 2. Команда «Включить» от ключа управления 2-ой скоростью циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03). 3. Давление воды на верхний подшипник циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) более 1,0 кгс/см ² . 4. Открыта задвижка VC10S01 (VC10S02, VC10S03) – бл. 3, 4	Отключение 1-ой скорости и включение без выдержки времени 2-ой скорости циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03)
Перевод циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) со 2-ой на 1-ю скорость	1. Цирконасос VC10D01 (VC10D02, VC10D03) работает на 2-ой скорости. 2. Команда «Включить» от ключа управления 1-ой скоростью циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03). 3. Давление воды на верхний подшипник циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) более 1,0 кгс/см ² . 4. Открыта задвижка VC10S01 (VC10S02, VC10S03) – бл. 3, 4	Отключение 2-ой скорости и включение с выдержкой 10 секунд 2-ой скорости циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03)
Отключение циркунасоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03)	Отключился циркунасос VC10D01 (VC10D02, VC10D03) и нет команды «Включить»	1. Закрытие задвижек SD12S01, SD13S02 (SD11S02, SD13S01; SD11S01, SD12S02). 2. Закрытие задвижки VC10S01 (VC10S02, VC10S03) с выдержкой времени 180 с

Оперативное наименование	Условия срабатывания	Воздействие
VCF050-058	Включение 1-ой скорости при работе циркуляционного насоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03) на 2-ой и наоборот ИЛИ Температура сегментов подпятника электродвигателя циркуляционного насоса более 65 °С ИЛИ Температура сегментов направляющих подшипников электродвигателя циркуляционного насоса более 80 °С	Отключение циркуляционного насоса VC10D01 (VC10D02, VC10D03)
SAF14	Отключение двух из трех работающих циркуляционных насосов VC10D01, VC10D02, VC10D03	Турбина отключается действием защиты с закрытием паросбрасывающих устройств в конденсаторы (со срывом вакуума после отключения генератора и закрытием задвижек SD51,52S41, RW51,52S51)
SAF32	Отключение одного из трех работающих циркуляционных насосов VC10D01, VC10D02, VC10D03 в зимний (летний) период эксплуатации	Разгрузка турбогенератора до 80 % (60 %) номинальной мощности, открытие БРУ-СН
VC21ABP	1. Насос VC21D11 (VC22D11) в работе, ключ находится в положении «рабочий». 2. Насос VC22D11 (VC21D11) отключен, ключ находится в положении «резерв». 3. Давление на напоре насоса VC21D11 (VC22D11) более 4,5 кгс/см ²	Взводится БАР насосов VC22D11, VC21D11, ABP готов
VC21ABP	1. «ABP VC21D11, VC22D11 готов». 2. Давление на напоре работающего насоса VC22D11 (VC21D11) менее 4 кгс/см ² ИЛИ Отключился рабочий насос VC22D11 (VC21D11)	Включается по ABP резервный насос VC21D11 (VC22D11)
VCB04 для блоков 1, 2	Включены рабочие насосы циркуляции электроизоляционного масла трансформаторов	Открывается задвижка VC32S01
VCB05 для блоков 1, 2	Отключены рабочие насосы циркуляции электроизоляционного масла трансформаторов	Закрывается задвижка VC32S01
Задвижка VC41S02 для блоков 1, 2, 4	Клапан VC41S01 полностью открыт	Задвижка VC41S02 открывается
Задвижка VC41S02 для блоков 1, 2, 4	Клапан VC41S01 полностью закрыт	Задвижка VC41S02 закрывается

5.3. Регулирование

5.3.1. В составе системы VC присутствует регулирующий клапан VC41S01, обеспечивающий плавное изменение расхода циркуляды через маслоохладители турбины и, как следствие, температуры масла системы смазки турбоустановки. Автоматическое регулирование параметра не используется. Управление регулирующим клапаном производится с БЩУ воздействием на БРУ VC41S01, либо по месту.

5.4. Сигнализация

5.4.1. При нарушении технологических режимов работы системы VC на БЩУ передаются сигналы, указывающие на нарушение технологического процесса и место нарушения. При достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панелях БЩУ высвечивается табло, сопровождающееся звуковым сигналом. Перечень сигнализационных световых табло системы VC представлен в табл. 5.4.1.

Таблица 5.4.1

Наименование табло	Условия срабатывания	Панель БЩУ
Неисправность ЦН-1 (ЦН-2, ЦН-3)	Температура сегментов подпятника электродвигателя циркуляды более 60 °С (70 °С) ИЛИ температура сегментов направляющих подшипников электродвигателя циркуляды более 70 °С ИЛИ температура воздуха на входе в воздухоохладитель электродвигателя циркуляды более 70 °С	НУ28
Р НПОМО ↓	Давление в напорном коллекторе насосов VC21,22D11 менее 4 кгс/см ² ИЛИ Давление в напорном коллекторе насосов VC21,22D11 более 7 кгс/см ²	НУ30
Пуск ТПН-1 не разрешен	Перепад давления циркуляды до и после конденсатора ТПН-1 SD51 более 0,4 кгс/см ²	НУ34
Пуск ТПН-2 не разрешен	Перепад давления циркуляды до и после конденсатора ТПН-2 SD52 более 0,4 кгс/см ²	НУ35

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

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

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

6.2.1. Точки измерения расхода, давления, температуры и уровня системы VC приведены в табл. 6.2.1.

6.2.2. В таблице указаны буквенные обозначения функционального признака:

- 1) А – сигнализация (светозвуковая);
- 2) В – блокировки;
- 3) С – регулирование;
- 4) J – показания на стрелочных приборах, самописцах, цифровых индикаторах;
- 5) R – регистрация.

Таблица 6.2.1

Позиция контроля и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление на напоре VC21D11, кгс/см ²	VC21P04	АВР Манометр	В J	↓4 ↑4,5	Более 4,5
Давление на напоре VC22D11, кгс/см ²	VC22P04	АВР Манометр	В J	↓4 ↑4,5	Более 4,5
Перепад давления на фильтрах фирмы «Taprogge» PR-BW 100 VC21N01, мБар	VC21P05	МЩУ	В, А	↑50 ↑75 (бл. 1, 2) ↑110 ↑190 (бл. 3, 4)	10-25
Перепад давления на фильтрах фирмы «Taprogge» PR-BW 100 VC22N01, мБар	VC22P05 - бл. 1, 2, 4	МЩУ	В, А	↑60 ↑120 (бл. 2) ↑90 ↑120 (бл. 4)	10-25
Перепад давления на фильтрах фирмы «Taprogge» PR-BW 100 VC23N01, мБар	VC23P05	МЩУ	В, А	↑50 ↑75 (бл. 1) ↑90 ↑120 (бл. 2) ↑110 ↑190 (бл. 3, 4)	10-25
Давление в напорном коллекторе насосов VC21,22D11, кгс/см ²	VC24P01	БЩУ	А	↓4 ↑7	4,5

Позиция контроля и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление циркуляционной воды до маслоохладителей турбины, кгс/см ²	VC41P01	УВС Манометр	J J		4,5
Перепад давления вода-масло на маслоохладителях турбины, кгс/см ²	VC41P04 SC10P05	УВС Манометр	J J		
Давление циркуляционной воды на входе в половинку 1А конденсатора ТПН-1, кгс/см ²	VC51P01	Манометр	J		0,55
Давление циркуляционной воды на входе в половинку 1Б конденсатора ТПН-1, кгс/см ²	VC51P02	Манометр	J		0,55
Перепад давления циркуляционной воды на конденсаторе ТПН-1, кгс/см ²	VC51P03	БЩУ УВС	A J	↓0,4	0,4-0,5
	VC51P04	БЩУ УВС	A J	↓0,4	
Давление циркуляционной воды до конденсатора ТПН-1, кгс/см ²	VC51P05	УВС	J		0,55
Давление циркуляционной воды на входе в половинку 1А конденсатора ТПН-2, кгс/см ²	VC52P01	Манометр	J		0,55
Давление циркуляционной воды на входе в половинку 1Б конденсатора ТПН-2, кгс/см ²	VC52P02	Манометр	J		0,55
Перепад давления циркуляционной воды на конденсаторе ТПН-2, кгс/см ²	VC52P03	БЩУ УВС	A J	↓0,4	0,4-0,5
	VC52P04	БЩУ УВС	A J	↓0,4	
Давление циркуляционной воды до конденсатора ТПН-2, кгс/см ²	VC52P05	УВС	J		0,55
Давление циркуляционной воды перед конденсатором 1А, кгс/см ²	VC61P01	Манометр УВС	J J		0,6-1,2
Давление циркуляционной воды перед конденсатором 1Б, кгс/см ²	VC62P01	Манометр УВС	J J		0,6-1,2

Позиция контроля и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление циркуды перед конденсатором 2А, кгс/см ²	VC63P01	Манометр УВС	J J		0,6-1,2
Давление циркуды перед конденсатором 2Б, кгс/см ²	VC64P01	Манометр УВС	J J		0,6-1,2
Давление циркуды перед конденсатором 3А, кгс/см ²	VC65P01	Манометр УВС	J J		0,6-1,2
Давление циркуды перед конденсатором 3Б, кгс/см ²	VC66P01	Манометр УВС	J J		0,6-1,2
Давление циркуды после конденсатора 1А, кгс/см ² (абс.)	VC61P02	Манометр УВС	J J		0,2
Давление циркуды после конденсатора 1Б, кгс/см ² (абс.)	VC62P02	Манометр УВС	J J		0,2
Давление циркуды после конденсатора 2А, кгс/см ² (абс.)	VC63P02	Манометр УВС	J J		0,2
Давление циркуды после конденсатора 2Б, кгс/см ² (абс.)	VC64P02	Манометр УВС	J J		0,2
Давление циркуды после конденсатора 3А, кгс/см ² (абс.)	VC65P02	Манометр УВС	J J		0,2
Давление циркуды после конденсатора 3Б, кгс/см ² (абс.)	VC66P02	Манометр УВС	J J		0,2
Расход циркуды на маслоохладители турбины, м ³ /ч	VC41F01	УВС	J		
Температура статора двигателя VC10D01, °С	VC10T01-06	ВП	J		50-60
Температура сегментов подпятника двигателя VC10D01, °С	VC10T007	УВС	B A	↑ 65 ↑ 60	50
	VC10T008		J B	↑ 65	
	VC10T050	ВП	J, R		
			B	↑ 65	

Позиция контроля и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Температура сегментов верхнего направляющего подшипника VC10D01, °C	VC10T009	УВС ВП	В	↑ 80	50-60
	VC10T010		А J В J, R	↑ 70 ↑ 80	
	VC10T051		В	↑ 80	
Температура сегментов нижнего направляющего подшипника VC10D01, °C	VC10T011	УВС ВП	В	↑ 80	50-60
	VC10T012		А J В J, R	↑ 70 ↑ 80	
	VC10T052		В	↑ 80	
Температура охлаждающего воздуха после воздухоохладителя VC10D01, °C	VC10T13-16	ВП	J		50-70
Температура статора двигателя VC10D02, °C	VC10T17-22	ВП	J		50-60
Температура сегментов подпятника двигателя VC10D02, °C	VC10T023	УВС ВП	В	↑ 65	50
	VC10T024		А J В J, R	↑ 60 ↑ 65	
	VC10T053		В	↑ 65	
Температура сегментов верхнего направляющего подшипника VC10D02, °C	VC10T025	УВС ВП	В	↑ 80	50-60
	VC10T026		А J В J, R	↑ 70 ↑ 80	
	VC10T054		В	↑ 80	
Температура сегментов нижнего направляющего подшипника VC10D02, °C	VC10T027	УВС ВП	В	↑ 80	50-60
	VC10T028		А J В J, R	↑ 70 ↑ 80	
	VC10T055		В	↑ 80	
Температура охлаждающего воздуха после воздухоохладителя VC10D02, °C	VC10T29-32	ВП	J		50-70
Температура статора двигателя VC10D03, °C	VC10T33-38	ВП	J		50-60

Позиция контроля и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Температура сегментов подпятника двигателя VC10D03, °C	VC10T039	УВС ВП	В А J В J, R В	↑ 65 ↑ 60 ↑ 65 ↑ 65	50
	VC10T040				
	VC10T056				
Температура сегментов верхнего направляющего подшипника VC10D03, °C	VC10T041	УВС ВП	В А J В J, R В	↑ 80 ↑ 70 ↑ 80 ↑ 80	50-60
	VC10T042				
	VC10T057				
Температура сегментов нижнего направляющего подшипника VC10D03, °C	VC10T043	УВС ВП	В А J В J, R В	↑ 80 ↑ 70 ↑ 80 ↑ 80	50-60
	VC10T044				
	VC10T058				
Температура охлаждающего воздуха после воздухоохладителя VC10D03, °C	VC10T45-48	ВП	J		50-70
Температура воздуха на входе воздухоохладителя двигателя VC10D01, °C	VC10T062	ВП	А	↑ 70	50-70
	VC10T063	ВП	А	↑ 70	
Температура воздуха на входе воздухоохладителя двигателя VC10D02, °C	VC10T064	ВП	А	↑ 70	50-70
	VC10T065	ВП	А	↑ 70	
Температура воздуха на входе воздухоохладителя двигателя VC10D03, °C	VC10T066	ВП	А	↑ 70	50-70
	VC10T067	ВП	А	↑ 70	
Температура циркулов на охлаждение генератора, °C	VC33T01	УВС	J		
Температура циркулов до маслоохладителей ТА, °C	VC41T01	УВС	J		
Температура циркулов на входе в конденсатор ТПН-1, °C	VC51T01	УВС	J		22
	VC51T03	УВС	J		

Позиция контроля и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Температура циркуводы на входе в конденсатор ТПН-2, °C	VC52T01 VC52T03	УВС УВС	J J		22
Температура циркуводы на выходе из конденсатора ТПН-1, °C	VC51T02 VC51T04	УВС УВС	J J		32
Температура циркуводы на выходе из конденсатора ТПН-2, °C	VC52T02 VC52T04	УВС УВС	J J		32
Температура охлаждающей воды на входе SD11, °C	VC61T01 VC62T01	УВС УВС	J J		15
Температура охлаждающей воды на выходе SD11, °C	VC61T02 VC62T02	УВС УВС	J J		25
Температура охлаждающей воды на входе SD12, °C	VC63T01 VC64T01	УВС УВС	J J		15
Температура охлаждающей воды на выходе SD12, °C	VC63T02 VC64T02	УВС УВС	J J		25
Температура охлаждающей воды на входе SD13, °C	VC65T01 VC66T01	УВС УВС	J J		15
Температура охлаждающей воды на выходе SD13, °C	VC65T02 VC66T02	УВС УВС	J J		25

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Режим готовности к работе системы VC

7.1.1. Подготовка к вводу системы VC в режим готовности к работе производится согласно инструкции по эксплуатации VC ИЭ.1.VC.ТЦ-1/16, ИЭ.2.VC.ТЦ-1/16, ИЭ.3.VC.ТЦ-2/32, ИЭ.4.VC.ТЦ-2/22, а также в соответствии с инструкцией по эксплуатации блочной насосной станции ИЭ.1.БНС.ТЦ-1/25, ИЭ.2.БНС.ТЦ-1/11, ИЭ.3.БНС.ТЦ-2/16, ИЭ.4.БНС.ТЦ-2/16.

7.1.2. В подготовку системы циркуляционной воды к пуску входит:

- 1) наличие разрешения НТЦ-1(2) (ЗНТЦ-1(2)) и НСБ на включение системы VC в работу;
 - 2) наличие записи в журнале проверок ТЗиБ об окончании проверки АВР насосов системы VC;
 - 3) получено подтверждение от НС ЦТАИ об исправности и готовности к включению электроприводов арматуры, КИП, дистанционного управления и сигнализации системы VC;
 - 4) НС ЭЦ предупрежден о начале операций по подготовке системы VC к вводу в работу;
 - 5) собраны электросхемы задвижек VC10S04, VC10S05, VC10S06, VC10S01, VC10S02, VC10S03, VC51S11, VC51S21, VC52S11, VC52S21, VC51S12, VC51S22, VC52S12, VC52S22, VC21S11, VC22S11, VC21S13, VC22S13, VC41S05, VC41S02, VC31S01, VC33S12, VC33S22, VC33S01, VC33S02, VC33S03, VC33S04, VC32S01, VC21S01, VC22S01, VC23S01 и РК VC41S01;
 - 6) включены КИП, ТЗиБ, технологическая сигнализация системы.
- 7.1.3. Пуск оборудования системы VC производит оперативный персонал ТЦ-1(2) по разрешению начальника и/или заместителя начальника ТЦ-1(2) и НСБ с обязательным уведомлением НС ЭЦ.

7.2. Работа системы VC

7.2.1. Работа системы VC по прямому назначению заключается в подаче охлаждающей воды потребителям машзала с целью поддержания необходимого температурного режима работы оборудования.

7.2.2. Система функционирует во всех режимах нормальной эксплуатации энергоблока, включая пуск и останов, в режимах нарушения нормальных условий эксплуатации и в аварийных режимах.

7.2.3. Система VC прямо связана с работой турбины. Включение системы в работу является одним из условий начала набора вакуума турбины и турбоприводов ТПН.

7.2.4. Пуск ЦН включает в себя три этапа: подготовку к пуску, опробование и включение в работу.

7.2.5. При подготовке к пуску необходимо:

- 1) проверить уровни в маслованнах электродвигателя; уровень масла должен быть на середине отметки масломерного стекла;
- 2) проверить работу реле уровня в маслованнах ЭД;

3) произвести сборку всех систем теплового контроля, защит, блокировок и автоматики насосного агрегата; убедиться, что импульсные линии подключены к приборам и вентили на этих линиях открыты;

4) подготовить циркуляционные водоводы к приему воды, закрыть ремонтные люки;

5) открыть задвижку VC10S07 на общем коллекторе с напора насосов технической воды неответственных потребителей; подать воду в коллектор масло-воздухоохладителя электродвигателя через VC10S01(02,03); открыть задвижку VC10S10(15,20) на подводе воды на смазку верхнего подшипника насоса;

6) собрать электрическую схему механизма разворота лопастей, проверить работу выключателей крайнего положения лопастей;

7) установить лопасти рабочего колеса приводом разворота лопастей на минимальный угол;

8) собрать электрические схемы 1-ой и 2-ой скоростей двигателя в испытательное положение, проверить переход с 1-ой скорости на 2-ую и обратно; проверить защиты, блокировки, сигнализацию ЦН и отключение его аварийной кнопкой;

9) убедившись в нормальном функционировании защит, блокировок и сигнализации, собрать электрическую схему 1-ой скорости двигателя в рабочее положение.

7.2.6. Произведите пробное включение (толчок) двигателя для определения направления вращения ротора, отсутствия задеваний и посторонних шумов в корпусах насоса и электродвигателя.

7.2.7. Вращение насоса должно быть против часовой стрелки, если смотреть со стороны двигателя. Если ротор вращается в обратную сторону, немедленно отключите электродвигатель аварийной кнопкой. Меняют направление вращения изменением подсоединения фаз.

7.2.8. После опробования насоса на 1-ой скорости его необходимо остановить, разобрать электросхему 1-ой скорости, собрать электросхему 2-ой скорости в рабочее положение и определить направление вращения циркуляционного насоса на 2-ой скорости. После чего для окончательного включения в работу насоса собрать в рабочее положение электросхемы обеих скоростей двигателя.

7.2.9. После создания разрежения на входе в конденсаторы турбины не менее $0,45 \text{ кгс/см}^2$ можно включить в работу насос на 1-ую скорость. Необходимо убедиться, что:

1) сила тока электродвигателя после разворота не превышает номинального значения ($J_n = 390 \text{ А}$); в случае перегрузки двигателя насос следует остановить для выявления и устранения причин перегрузки;

2) отсутствует посторонний шум, стук и вибрация агрегата;

3) нагрев подшипников не превышает 70°C ;

4) отсутствует течь воды через фланцевые соединения;

5) отсутствует разбрызгивание масла из масляных ванн электродвигателя;

6) поступает вода на смазку верхнего подшипника насоса и на масло- и воздухоохладители электродвигателя;

7) работоспособны КИП.

7.2.10. После стабилизации режима можно включить электродвигатель насоса на 2-ую скорость ($J_n = 555 \text{ A}$). Плавное регулирование производительности ЦН достигается разворотом лопастей рабочего колеса при помощи электрогидравлического привода.

7.3. Вывод в ремонт системы VC

7.3.1. Вывод в ремонт оборудования системы VC осуществляется согласно инструкции по эксплуатации VC ИЭ.1.VC.ТЦ-1/16, ИЭ.2.VC.ТЦ-1/16, ИЭ.3.VC.ТЦ-2/32, ИЭ.4.VC.ТЦ-2/22, а также в соответствии с инструкцией по эксплуатации блочной насосной станции ИЭ.1.БНС.ТЦ-1/25, ИЭ.2.БНС.ТЦ-1/11, ИЭ.3.БНС.ТЦ-2/16, ИЭ.4.БНС.ТЦ-2/16.

7.3.2. Отключение конденсаторов по охлаждающей воде системы VC и отключение ЦН VC10D01,02,03 производить после отключения всех потребителей циркуляционной воды машзала.

7.3.3. Вывод в ремонт системы VC характеризуется следующим состоянием:

- 1) произведен переход подачи охлаждающей воды на маслоохладители трансформаторов от системы VB;
- 2) произведено отключение всех потребителей циркуляционной воды машзала от системы VC;
- 3) отключен (выведен из работы) работающий насос VC21(22)D11;
- 4) произведено поочередное отключение циркуляционных насосов VC10D01,02,03.

8. Обслуживание системы VC

8.1. Функциональное опробование

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

- 1) испытание насосных агрегатов VC10D01,02,03 и VC21,22D11 на соответствие проектным характеристикам в соответствии с графиком регламентных проверок ТЦ-1,2 Балаковской АЭС перед остановом блока и после проведения ППР с внесением данных в протокол;
 - 2) экспресс-испытания конденсаторов ТА перед остановом блока и после проведения ППР, а также при работе блока на мощности с периодичностью один раз в месяц;
 - 3) проверка и оценка технического состояния фильтров ФС-600-1 и PR-BW 100 до и после ППР;
 - 4) опробование исполнительной части арматуры выполняется во время проведения ППР.
-

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

8.1.3. Проверка АВР насосных агрегатов VC21,22D11 осуществляется один раз в месяц по графику, утвержденному ГИС.

8.1.4. Контроль перепада давления на фильтрах ФС-600-1 и PR-BW 100, давления на входе, работоспособности КИП, работоспособности приводов производится в соответствии с графиком регламентных проверок персоналом ТЦ-1,2.

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

8.2.3. Техническое обслуживание насосов типа ОПВ10-185ЭГ включает в себя:

- 1) виброобследование – выполняется персоналом ЛТД* по графику, утвержденному ГИС;
- 2) контроль уровня масла – выполняется два раза в смену персоналом ТЦ-1,2;
- 3) химический контроль качества масла – выполняется один раз в два месяца персоналом ВХЛ;
- 4) замена смазки – выполняется персоналом ТЦ-1,2;

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.
- 5) ревизия указателей уровня масла – выполняется при замене масла персоналом ЦЦР;
- 6) контроль уровня масла в МРЛ – выполняется в ППР персоналом ЦЦР.

8.2.4. Техническое обслуживание насосов типа ДЗ200-75 включает в себя:

- 1) виброобследование – выполняется персоналом ЛТД по графику, утвержденному ГИС;
- 2) пополнение смазки подшипников – выполняется через 500 часов работы персоналом ЦЦР;
- 3) замену смазки подшипников – выполняется через 3000 часов работы, но не реже одного раза в год, персоналом ЦЦР;
- 4) регулировку сальников – выполняется персоналом ЦЦР при необходимости;
- 5) проверку состояния резиновых колец муфты – выполняется через 2000 часов работы и в ППР персоналом ЦЦР.

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

8.2.5. В соответствии с регламентом ТОиР насосного оборудования турбинного отделения насосы типа ОПВ10-185ЭГ имеют трехлетний ремонтный цикл (С-С-К), где С – средний ремонт, К – капитальный ремонт.

8.2.6. Объем среднего ремонта определяется ТОиР насосного оборудования турбинного отделения и включает в себя следующие работы:

- 1) разборка электрогидропривода, гидроиспытания МРЛ;
- 2) ремонт электрогидропривода МРЛ;
- 3) разборка камеры рабочего колеса;
- 4) снятие конуса переходного;
- 5) гидроиспытания рабочего колеса;
- 6) капиллярный контроль лопастей рабочего колеса;
- 7) разборка и ремонт уплотнения верхнего подшипника насоса;
- 8) проверка зазоров в подшипниках насоса;
- 9) разборка и ремонт подшипников насоса;
- 10) проверка зазоров в подшипниках ЭД;
- 11) разборка и ремонт подшипников ЭД;
- 12) чистка и ремонт масло- и воздухоохладителей ЭД;
- 13) сборка верхнего подшипника ЭД;
- 14) установка ротора ЭД в вертикальное положение, центровка верхней крестовины относительно вала двигателя, проверка воздушных зазоров и совпадения магнитных осей статора и ротора, выверка перпендикулярности оси вала к плоскости подпятника;
- 15) установка рабочего колеса;
- 16) проверка линии вала агрегата;
- 17) центровка ротора насоса по расточкам под подшипники;
- 18) сборка подшипников и уплотнения верхнего подшипника насоса;
- 19) сборка нижнего подшипника ЭД;
- 20) сборка электрогидропривода, ГИ, настройка клапанов МРЛ;
- 21) сборка камеры рабочего колеса;
- 22) измерение радиальных зазоров по лопастям рабочего колеса;
- 23) установка и уплотнение переходного конуса.

8.2.7. Объем капитального ремонта определяется ТОиР насосного оборудования турбинного отделения и включает в себя работы, выполняемые в средний ремонт, дополнительно производится ремонт корпуса, ротора и рабочего колеса насоса.

8.2.8. В соответствии с регламентом ТОиР насосного оборудования турбинного отделения насосы типа Д3200-75 имеют четырехлетний ремонтный цикл (С-С-С-К), где С – средний ремонт, К – капитальный ремонт.

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

- 1) разборка, замер и ремонт муфты;
 - 2) разборка и ремонт подшипниковых узлов;
 - 3) осмотр, замеры и ремонт концевых уплотнений;
-

- 4) осмотр, замеры и ремонт деталей ротора;
- 5) сборка, установка ротора в корпус;
- 6) установка крышки насоса;
- 7) сборка, установка подшипниковых узлов;
- 8) центровка ротора в проточной части;
- 9) установка, сборка концевых уплотнений;
- 10) центровка насоса с электродвигателем;
- 11) сборка муфты.

8.2.10. Объем капитального ремонта определяется ТОиР насосного оборудования турбинного отделения и включает в себя работы, выполняемые в средний ремонт, дополнительно производится осмотр, замеры и ремонт корпуса и крышки насоса.

8.2.11. Техническое обслуживание фильтров типа ФС-600-1 и PR-BW 100 производится персоналом ТЦ-1,2 ежемесячно и включает в себя осмотр фланцевых разъёмов, корпуса и сварных соединений на предмет пропуска среды. Кроме того, персоналом ТЦ-1,2 производится промывка фильтров (контроль автоматической промывки фильтров) при достижении предельного перепада давления.

8.2.12. В соответствии с регламентом ТОиР фильтров системы VC турбинного отделения предусмотрен комбинированный ремонтный цикл. Для фильтров типа ФС-600-1 ремонтный цикл является четырехлетним (К-Т-Т-Т), а для фильтров типа PR-BW 100 – трехлетним (К-Т-Т), где Т – текущий ремонт, К – капитальный ремонт.

8.2.13. Объем текущего ремонта определяется ТОиР фильтров турбинного отделения и включает в себя следующие работы:

- 1) разборка;
- 2) чистка внутренней полости корпуса и ВКУ;
- 3) дефектация привода, внутренней полости корпуса и ВКУ;
- 4) устранение дефектов;
- 5) проверка на плотность фильтра после ремонта.

8.2.14. Объем капитального ремонта определяется ТОиР фильтров турбинного отделения и включает в себя работы, выполняемые в текущий ремонт, дополнительно производится ремонт привода фильтра, замена фильтрующих элементов и крепежа, эксплуатационный контроль металла, проверка на плотность фильтра после ремонта.

8.2.15. Техническое обслуживание арматуры системы VC производится во время регламентных обходов и включает в себя:

- 1) проверку плотности к внешней среде (через уплотнения фланцевых соединений, через сальниковое уплотнение шпинделя (штока), крышки, через металл корпусных деталей и сварных швов);
- 2) проверку плотности в запорном органе (отсутствует пропуск среды при закрытом положении запорного органа); выполняется при технологической возможности в момент пуска или останова системы;
- 3) проверку надёжности крепления фланцевых соединений, присоединения электропривода, узлов дистанционного управления (комплект крепёжных деталей

полный, одинаковые размерные стандарты шпилек, гаек, болтов, резьбовая часть шпильки (болта) выходит из гайки, гайки завинчены до упора в шайбы, колонка, штанги и шарниры дистанционного привода не имеют повреждений);

4) проверку отсутствия вибрации и посторонних шумов, стуков в арматуре и приводе (вибрация отсутствует, уровень шума в районе арматуры не отличается от уровня шума трубопровода, посторонние шумы в корпусах арматуры и привода отсутствуют).

8.2.16. Ремонтный цикл запорной арматуры типа 70ч927нж, 30с927нж, 30с507нж, 30ч906бр, 15с27нж, 6с-8-4, установленной на трубопроводах системы VC, восьмилетний (К-Т-Т-Т-С-Т-Т-Т), где Т – текущий ремонт, К – капитальный ремонт, С – средний ремонт.

8.2.17. Текущий ремонт запорной арматуры включает в себя:

1) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов, штанги и шарниры ДУ при вращении не задевают за оборудование и конструкции, проектное функционирование ДУ и электропривода);

2) устранение дефектов, выявленных при проведении технического обслуживания, и проверка работоспособности арматуры (дефекты устранены, ремонт ходового узла бугеля арматуры, редуктора электропривода, ДУ, шарниров и редуктора);

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

8.2.18. Средний ремонт запорной арматуры включает в себя:

1) разборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ;

2) очистку внутренней полости корпуса и деталей от продуктов коррозии, смазки и других загрязнений (в доступных местах);

3) дефектацию (визуальный и измерительный контроль деталей, изнашиваемых в процессе работы, проверка соответствия контролируемых параметров деталей требованиям конструкторской и ремонтной документации, отбраковка дефектных деталей);

4) устранение дефектов, выявленных в процессе дефектации, притирку уплотнительных поверхностей, замену дефектных деталей;

5) сборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ, замену уплотнений, смазки;

6) ремонт электрической части привода, КВ, ПВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ, настройку электропривода;

7) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту (ход подвижных частей плавный, без заклиниваний, стуков, посторонних шумов; штанги и шарниры дистанционного управления при вращении не задевают за оборудование, металлические и строительные конструкции).

8.2.19. Капитальный ремонт запорной арматуры включает в себя:

1) разборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ;

2) очистку внутренней и наружной поверхностей корпуса и деталей от коррозии, смазки и загрязнений;

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

8.3. Оперативное обслуживание

8.3.1. Система VC находится в оперативном ведении НСБ и в оперативном управлении НС ТЦ-1,2.

8.3.2. При эксплуатации системы VC производить осмотры оборудования и арматуры системы 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.

8.3.3. Дефекты, выявленные в период проведения оперативного обслуживания, заносить в «АСУ-Дефект».

8.3.4. Во время осмотра оборудования необходимо обращать особое внимание на:

- 1) отсутствие течей по фланцевым соединениям и сварным стыкам трубопроводов и арматуры;
- 2) температуру подшипников электродвигателей насосов;
- 3) температуру подшипников насосов;
- 4) вибрацию подшипников насосов;
- 5) наличие смазки подшипников насосов;
- 6) работоспособность КИП и проходимость импульсных линий;
- 7) исправность опор и подвесок;
- 8) отсутствие попадания воды на электрооборудование, КИП и электротехнические сборки.

8.3.5. При повышенном нагреве подшипников насосов проверять достаточность и качество смазки, крепление подшипников, наличие постороннего шума и вибрации, поступление воды на охлаждение подшипников, работу уплотнений.

8.3.6. Один раз в два месяца необходимо отбирать масло на визуальный (лабораторный) анализ из маслованн подшипников эл/двигателей ЦН VC10D01,02,03 через штатные пробоотборы.

8.3.7. Один раз в месяц в соответствии с графиком выполнять переходы и проверку АВР насосов VC21,22D11 по рабочей программе «Выполнение переходов по насосам VC21,22D11 с проверкой АВР».

8.3.8. Отключение циркуляционных насосов VC10D01(02,03) на время поиска и устранения присосов циркуляционной воды в конденсаторах турбины К-1000-60/1500-2 на работающем энергоблоке производится по разрешенной ГИС (ЗГИЭ) заявке с разрешения НСС по отдельной рабочей программе.

8.3.9. Поиск присосов циркуляционной воды в конденсаторы ТПН-1,2 на работающем энергоблоке производится по разрешенной ГИС (ЗГИЭ) заявке с разрешения НСС по отдельной рабочей программе.

9. Технические данные

9.1. Циркуляционные насосы VC10D01,02,03

9.1.1. Технические данные циркуляционных насосов VC10D01,02,03 приведены в табл. 9.1.1.

Таблица 9.1.1

Наименование параметра	Значение	
	1-ая скорость	2-ая скорость
Тип насоса	ОПВ10-185ЭГ	
Тип электродвигателя	ДВДА260/99-20-24УЗ (ДВДА2-235/104-20-24УЗ для блока 4)	
Подача, м ³	13,6	17
Напор, м	13,3	18,6
Частота вращения, об/мин	245	290
Мощность насоса, кВт, не более	2500	4000
Угол установки лопастей, град	От -9 до +3	
Подпор, м	4,0	
КПД насоса, %, не менее	86	
Температура перекачиваемой воды, °С, не более	35	
Допустимое значение виброскорости электродвигателя, мм/с, не более	7	
Содержание взвешенных частиц в перекачиваемой воде, г/л, не более	3	

Наименование параметра	Значение	
	1-ая скорость	2-ая скорость
Содержание абразивных частиц в перекачиваемой воде, %, не более	2	
Напряжение электродвигателя, В	6000	

9.2. Подъемные насосы циркуляционной воды VC21,22D11

9.2.1. Технические данные подъемных насосов циркуляционной воды VC21,22D11 приведены в табл. 9.2.1.

Таблица 9.2.1

Наименование параметра	Значение
Тип насоса	ДЗ200-75
Тип электродвигателя	A4-450X-8Y3
Подача, м ³ /ч	2500
Напор, м	45
Допускаемое отклонение по напору, %	±5
Диаметр рабочего колеса, мм	755
Частота вращения, об/мин	730
КПД насоса, %, не менее	87
Допустимое давление на входе, кгс/см ² , не более	2,0
Температура перекачиваемой жидкости, °С. не более	85
Мощность, кВт	400
Напряжение электродвигателя, В	6000

9.3. Фильтр водяной типа ФС-600-1

9.3.1. Технические данные водяного фильтра типа ФС-600-1 приведены в табл. 9.3.1.

Таблица 9.3.1

Наименование параметра	Величина
Допускаемый перепад, кгс/см ²	0,2
Высота фильтра, мм	1755
Диаметр фильтра, мм	1200
Вес фильтра без воды, кг	1737
Количество фильтрующих отсеков, шт	10

Наименование параметра	Величина
Диаметр нижнего промывочного патрубка, мм	150
Диаметр патрубка подвода воды, мм	600

9.4. Фильтр типа PR-BW 100

9.4.1. Технические данные фильтра типа PR-BW 100 приведены в табл. 9.4.1.

Таблица 9.4.1

Наименование параметра	Величина
Диаметр корпуса, мм	1416
Длина фильтра с парубками, мм	1520
Диаметр отверстия для инспектирования, мм	400
Допускаемый перепад, кгс/см ²	0,2
Диапазон измерения разности давлений, мБар	От -10 до +59
Минимальный расход при обратной промывке, м ³ /ч	30
Максимальный расход при обратной промывке, м ³ /ч	137
Тип электропривода фильтра	НОРД/SK 02
Мощность электропривода фильтра, кВт	0,75
Тип поворотного привода клапана сброса мусора	АУМА/SG 07.1
Мощность привода клапана сброса мусора, кВт	0,16

Приложение

Инциденты, происходившие при эксплуатации системы VC**1.1. Событие, происшедшее 26.11.1990 года на Балаковской АЭС**

1.1.1. 26 ноября 1990 года при работе энергоблока № 3 на номинальной мощности персоналом ТЦ-2 принимались меры по повышению эффективности охлаждения конденсаторов турбопитательных насосов.

1.1.2. Циркуляционные насосы № 2 и № 3 работали на 2-ой скорости вращения с давлением воды на напоре 0,85 ати, а ЦН № 1 – на 1-ой скорости с давлением воды 0,63 ати. Перед конденсаторами ТПН давление воды составляло 0,425 ати. На основании этих данных был сделан вывод, что из коллектора циркудов перед конденсаторами ТПН происходит переток воды обратным ходом в циркудовод № 1. Для прекращения этого перетока и увеличения расхода на охлаждение конденсаторов ТПН решено было закрыть затвор VC10S04 от ЦН № 1. Закрытие осуществлялось от ручного привода задвижки (т.к. электродвигатель на приводе отсутствовал) в несколько шагов (т.к. не было средств связи с машинистом-обходчиком в колодце переключений).

1.1.3. После 1-го шага прикрытия затвора давление циркудов перед конденсатором ТПН уменьшилось до 0,4 ати. НС ТЦ и ИУТ предложили дальнейшего прикрытия не производить и вернуть затвор в исходное положение. Однако по настоянию НСБ и заместителя начальника ТЦ-2 прикрытия затвора было продолжено. После 2-го прикрытия затвора давление циркудов уменьшилось до 0,17 ати. НСБ и ЗНТЦ приняли решение о возврате затвора VC10S04 в исходное положение. Для этого к месту расположения затвора был направлен НС ТЦ.

1.1.4. В следующие две минуты давление циркудов понизилось до 0,025 ати, отключился ТПН-2 защитой от повышения давления в конденсаторе, сработала УРБ реактора, но по понижению уровней воды в ПГ отключились все ГЦН, сработала АЗ реактора, ТА-3 был отключен от ключа управления.

1.1.5. Исходная гипотеза была ошибочной, так как потери напора циркудов по всей длине водовода составляют один метр водяного столба (0,1 ата), а давление в конце водовода № 1 перед затвором составляло не менее 0,53 ати, что больше давления перед ТПН. Оказались в закрытом положении обратные клапаны от водоводов № 2 и № 3.

1.2. Событие, происшедшее 31.12.1990 года на Запорожской АЭС

1.2.1. 31 декабря 1990 года при работе энергоблока № 1 Запорожской АЭС на мощности 52 % Нном были замечены признаки неустойчивой работы ЦН № 3. Этот насос был остановлен по признакам срыва потока воды (падение давления на напоре и мощности привода). Через одну минуту началось увеличение давления в конденсаторах ТА-1 и рост уровня в ПНД-1/3, а еще через одну минуту закрылись стопорные клапаны ТА-1 по сигналу «Уровень ПНД-1/3 – 2 предел».

1.2.2. Повышение уровня конденсата в ПНД-1/3 произошло после увеличения паровой нагрузки на этот ПНД из-за перераспределения пара между конден-

саторами (возрос расход пара на 3-ий конденсатор с полным расходом циркуляционной воды по обоим половинам) и несрабатывания АВР на запуск 2-го сливного насоса по факту повышения уровня (АВР был отключен из-за неустойчивой работы сливного насоса).

1.2.3. Осмотрены сетки всех циркуляционных насосов – на них было много ракушки «дрейсена». Причиной нарушения в работе АЭС признаны проектные и конструктивные недостатки сеток БНС и неудовлетворительное их обслуживание при эксплуатации (ремонт, чистка).

1.3. Событие, произошедшее 03.01.1991 года на Запорожской АЭС

1.3.1. При работе энергоблока № 1 на мощности 75 % $N_{ном}$ с 31.12.1990 по 03.01.1991 наблюдался рост сопротивления участков системы циркуляционного водоснабжения конденсаторов турбины от циркуляционных насосов № 2 и № 3. При переводе ЦН № 1 на 2-ую скорость произошло отключение этого насоса ложной работой защиты электропривода. Мощность РУ была уменьшена до 50 % $N_{ном}$. К этому времени сопротивление циркуляционной системы от ЦН № 2 и ЦН № 3 увеличилось до 2,5 кгс/см² вместо обычных 0,9 кгс/см² на 2-ой скорости. Появился шум в рабочем колесе ЦН № 3, и затем наблюдалось быстрое падение напора насоса и тока электродвигателя до холостого хода, т.е. признаки помпажа. Насос был отключен и немедленно повторно включен (произведен перезапуск).

1.3.2. Явления помпажного режима в этом насосе прекратились. Через час помпажный режим возник в ЦН № 2, а после перезапуска насоса режим помпажа прекратился. Заявка на останов энергоблока не была разрешена. Через три часа явления помпажа повторились в ЦН № 3 и ЦН № 2. Перезапуск насосов более не устранял помпажа, РУ была разгружена до 1 % $N_{ном}$, оставлен в работе ЦН № 1 на 1-ой скорости. Проведена очистка входных и поворотных камер конденсаторов и водоочистных сеток. Сопротивление циркуляционной системы уменьшилось, насосы успешно включены в работу.

1.4. Событие, произошедшее 05.06.1998 года на Балаковской АЭС

1.4.1. При работе энергоблока № 2 на мощности 420 МВт действием блокировки по повышению температуры перед воздухоохладителем отключился ЦН № 1. После осмотра и проверки было выяснено, что прибор контроля температуры типа ТКП-160 (позиция 2VC007B01) имел повреждения пластины микровыключателя уставки «тах».

1.4.2. В качестве корректирующих мероприятий было решено заменить неисправный ТКП-160 на поверенный, внести изменения в проект автоматизации БНС.

1.5. Событие, произошедшее 22.07.2001 года на Балаковской АЭС

1.5.1. 22.07.2001 года при работе энергоблока № 2 на мощности $N_{эл} = 975$ МВт и $N_{тепл} = 3030$ МВт в 13:34:03 сработало табло «Неисправность БНС». НСБ дал указание МБНС произвести осмотр ЦН-1 по месту. По докладу МБНС визуальных нарушений в работе ЦН-1 не установлено.

1.5.2. В 13:35:03 действием защиты от повышения температуры подпятника более 80 °С отключился ЦН-1, началась разгрузка энергоблока. На выбеге ЦН-1 по показаниям VC01B01 температура достигла значения 90 °С.

1.5.3. В 13:50 параметры энергоблока застabilизированы.

1.5.4. Расследованием установлено следующее:

1) произошел срыв масляного клина и, как следствие, трение баббита сегментов о диск в упорном подшипнике скольжения электродвигателя циркуляционного насоса VC10D01 из-за вероятного отслоения баббита на сегментах подпятника № 5, 7;

2) нарушению способствовала высокая температура технической воды, охлаждающей масло в верхней крестовине электродвигателя (29 °С при максимально допустимой 33 °С);

3) коренной причиной отказа явилось несоблюдение ремонтным персоналом ООО «СГЭМ» ремонтной процедуры ЦН при проведении очередного ППР энергоблока (установлено невыполнение дефектоскопии на сплошность соединения баббита сегментов подпятника с основным металлом).

Перечень принятых сокращений

АВР	автоматическое включение резерва
АЗ	аварийная защита
АС	атомная станция
АЭС	атомная электрическая станция
БАР	блок автоматического взвода резерва
бл.	блок
БНС	блочная насосная станция
БРУ	блок управления регулятором
БРУ-СН	быстродействующая редукционная установка собственных нужд
БЩУ	блочный щит управления
ВИУТ	ведущий инженер по управлению турбиной
ВП	вторичный прибор
ВХЛ	водно-химическая лаборатория
ГИ	гидравлические испытания
ГИС	главный инженер атомной станции
ГЦН	главный циркуляционный насос
ДУ	дистанционное управление
ИУТ	инженер управления турбиной
ИЭ	инструкция по эксплуатации
КВ	концевой выключатель
КИП	контрольно-измерительные приборы
КУ	ключ управления
КЭН	конденсатный электронасос
ЛТД	лаборатория технической диагностики
МБНС	машинист блочной насосной станции
ММ	моментная муфта
МРЛ	механизм разворота лопастей
НПМО	насос подъемный маслоохладителей
НПУ	номинальный проектный уровень
НС	начальник смены
НСБ	начальник смены блока
НСС	начальник смены станции
НТЦ-1(2)	начальник турбинного цеха
ОГЦ	охладитель газа циркуляционной водой

отм.	отметка
ПВ	путевой выключатель
ПГ	парогенератор
ПНД	подогреватель низкого давления
ППР	плановый предупредительный ремонт
РК	регулирующий клапан
РМОТ	рабочее место оператора технолога
РУ	реакторная установка
т/о	теплообменник
ТА	турбоагрегат
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТПН	турбопитательный насос
УВС	управляющая вычислительная система
УКТС	унифицированный комплекс технологических средств
УП	указатель положения
УРБ	ускоренная разгрузка блока
ЦН	циркуляционный насос
ЭД	электродвигатель

[illegible]