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
13.12 .2007 г.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОПИСАНИЕ

Система расхолаживания первого контура через технологический конденсатор
ТО.1,2,3,4.RR.ОТ/213

СОГЛАСОВАНО
Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 1, 2
Ю.М. Марков
05.12 .2007 г.

Зам. главного инженера
по эксплуатации блоков № 3, 4
В.Н. Бессонов
03.12 .2007 г.

Начальник ТЦ-1
А.С. Науменко
28.11 .2007 г.

Начальник ТЦ-2
С.А. Елецкий
30.11 .2007 г.

РАЗРАБОТАНО
Начальник ОТ
А.В. Атаманов
21.11 .2007 г.

СОГЛАСОВАНО
Начальник ЦТАИ
А.Н. Морев
03.12.2007 г.

Начальник ПТО
М.В. Швецов
10.12 .2007 г.

Балаково
2007

96 - 08

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 5
3.1. Описание технологической схемы 5
3.2. Связь с другими системами 7
3.3. Размещение оборудования системы RR 7
4. Элементы системы 8
4.1. Технологический конденсатор 8
4.2. Регулирующий клапан 11
4.3. Арматура системы RR 13
4.4. Обратный клапан 15
4.5. Технологические ограничения 16
4.6. Нарушения в работе 17
5. Система контроля, управления и защиты 18
5.1. Общие представления 18
5.2. Регулирование 18
5.3. Сигнализация 18
6. Контрольно-измерительные приборы 19
6.1. Общие представления 19
6.2. Перечень позиций отборов и датчиков 19
7. Режимы эксплуатации системы 20
7.1. Режим готовности к работе системы RR 20
7.2. Работа системы RR по прямому назначению 21
7.3. Особенности работы системы RR 21
7.4. Вывод в ремонт системы RR 22
8. Обслуживание системы 23
8.1. Функциональное опробование системы RR 23
8.2. Техническое обслуживание системы RR 23
8.3. Оперативное обслуживание системы RR 27
9. Технические данные 27

Перечень принятых сокращений 30

1. Общие положения

1.1. Настоящий документ представляет собой техническое описание системы расхолаживания первого контура через технологический конденсатор (далее – тех. описание), проектное обозначение системы RR (далее – система RR).

1.2. Настоящее тех. описание распространяется на оборудование системы RR блоков № 1, 2, 3, 4 Балаковской АЭС.

1.3. Отличия для каждого энергоблока указаны по тексту в соответствующих разделах настоящего тех. описания. Состав и границы системы RR определяются проектом.

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

1.5. В соответствии с документом «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок № 1(2,3,4)» система расхолаживания первого контура через технологический конденсатор относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности, и имеет классификационное обозначение «3Н».

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

1) «Балаковская АЭС. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации. Блок № 1(2,3,4)»;

2) «Техническое описание и инструкция по эксплуатации системы водородного охлаждения турбогенератора ТВВ-1000-4У3» (ОБС.466.466ТО);

3) «Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей» (РД.34.04.201-97);

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

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

6) «Рабочий технологический регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 1(2,3,4) Балаковской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320)» (Р.1(2,3,4).ОУБ/03);

7) «Общие положения обеспечения безопасности атомных станций. ОПБ-88/97» (ПНАЭ Г-01-011-97);

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

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

10) «Инструкция по эксплуатации. Система расхолаживания первого контура через технологический конденсатор» (ИЭ.3.RR.ТЦ-2/19, ИЭ.4.RR,RC.ТЦ-2/19);

11) «Инструкция по эксплуатации. Система расхолаживания энергоблока» (ИЭ.1,2.RR.RC.ТЦ-1/15)

12) «Схема расхолаживания через технологический конденсатор» (С.1.ТЦ-1/24, С.2.ТЦ-1/02, С.3.ТЦ-2/24, С.4.ТЦ-2/02);

13) паспорт ТК № 807А;

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 расхолаживания энергоблока предназначена для обеспечения нестационарных режимов работы энергоблока путем регулирования давления пара во 2-ом контуре, посредством отвода части пара в ТК при останове или поддержании энергоблока в «горячем» состоянии. К нестационарным режимам относятся:

1) разогрев энергоблока в процессе пуска из «холодного» и «горячего» состояний;

2) подъем мощности энергоблока;

3) аварийное разгружение или останов турбоагрегата;

4) плановое расхолаживание энергоблока.

2.1.2. Отвод части пара из ГПК осуществляется через БРУ-СН в коллектор собственных нужд со сбросом пара в технологический конденсатор, такой отвод пара из ГПК осуществляется при запретах сброса пара через БРУ-К в конденсатор турбины.

2.1.3. Технологический конденсатор имеет следующие режимы работы:

1) ТК в резерве: технологический конденсатор подключен по охлаждающей воде с расходом не менее F = 600 т/ч и отключен (опорожнен) по пару (основной режим при работе блока на мощности);

2) ТК в «горячем» резерве: технологический конденсатор подключен по охлаждающей воде, подан пар на ТК через RR20S02, уровень КГП в ТК - 5200 мм, дебалансный конденсат греющего пара отводится в ДБ (РДМ);

3) ТК в работе: пар подается на ТК через арматуру RR20S01, подключен по охлаждающей воде F ≈ 3000 т/ч, конденсат греющего пара сбрасывается в РДМ или в линию основного конденсата на Д-7ата;

4) ТК в ремонте: отключен и опорожнен по пару и охлаждающей воде.

2.1.4. Система RR обеспечивает расхолаживание первого контура при останове энергоблока с номинальных параметров до температуры 150 °С со скоростью 15 °С/ч.

2.2. Проектные требования к системе

2.2.1. Технологический конденсатор должен удовлетворять требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» (ПНАЭ Г-7-008-89).

2.2.2. Срок службы технологического конденсатора не менее 30 лет.

2.2.3. Режим использования ТК периодический.

2.2.4. ТК эксплуатируется на следующих теплообменивающихся средах: пар (конденсат пара), технологическая вода группы Б (по стороне трубного пространства).

2.2.5. Технологический конденсатор выполнен гидроплотным по обеим средам.

2.3. Принципы построения системы

2.3.1. Для контроля работы системы RR и обеспечения нормальных условий эксплуатации технологического конденсатора система снабжается:

1) приборами для измерения давлений, температур и расходов сред;
2) указателем уровня воды в конденсаторе;
3) запорной и регулирующей арматурой предохранительных устройств.

2.3.2. Ввод технологического конденсатора в работу и его эксплуатация возможна только при исправных контрольно-измерительных приборах. Снижение уровня конденсата ниже минимального не допускается. Защита конденсатора от превышения расчетного давления обеспечивается предохранительными устройствами коллектора собственных нужд.

2.3.3. Запрещается подача пара в ТК до подключения его по охлаждающей воде. Задвижку на байпасе ТК по технической воде можно закрыть только после полного открытия задвижек на входе и выходе технической воды ТК.

3. Описание системы

3.1. Описание технологической схемы

3.1.1. Принципиальная технологическая схема расхолаживания первого контура на технологический конденсатор представлена на рис. 3.1.1.

3.1.2. Полные технологические схемы системы RR блоков № 1, 2, 3, 4 представлены в альбомах технологических схем турбинных цехов 1, 2:

1) «Схемы технологических систем ТО» (АС.1.ТЦ-1/01) - «Схема расхолаживания через технологический конденсатор» (С.1.ТЦ-1/24);
2) «Схемы технологических систем ТО» (АС.2.ТЦ-1/01) - «Схема расхолаживания через технологический конденсатор» (С.2.ТЦ-1/02);
3) «Технологические схемы машзала ТЦ-2» (АС.3.ТЦ-2/01) - «Схема расхолаживания через технологический конденсатор» (С.3.ТЦ-2/24);
4) «Технологические схемы машзала ТЦ-2» (АС.4.ТЦ-2/02) - «Схема расхолаживания через технологический конденсатор» (С.4.ТЦ-2/02).

3.1.3. От КСН по паропроводу Ду 800 пар поступает в технологический конденсатор, на паропроводе установлена запорная арматура RR20S01, снабженная байпасной линией Ду 50 с арматурой RR20S02, которая используется для поддержания ТК в горячем резерве.

3.1.4. Для предотвращения образования и скопления влаги в паропроводе Ду 800 перед RR20S01 врезан трубопровод дренажа на ДБ, который находится в постоянной работе.

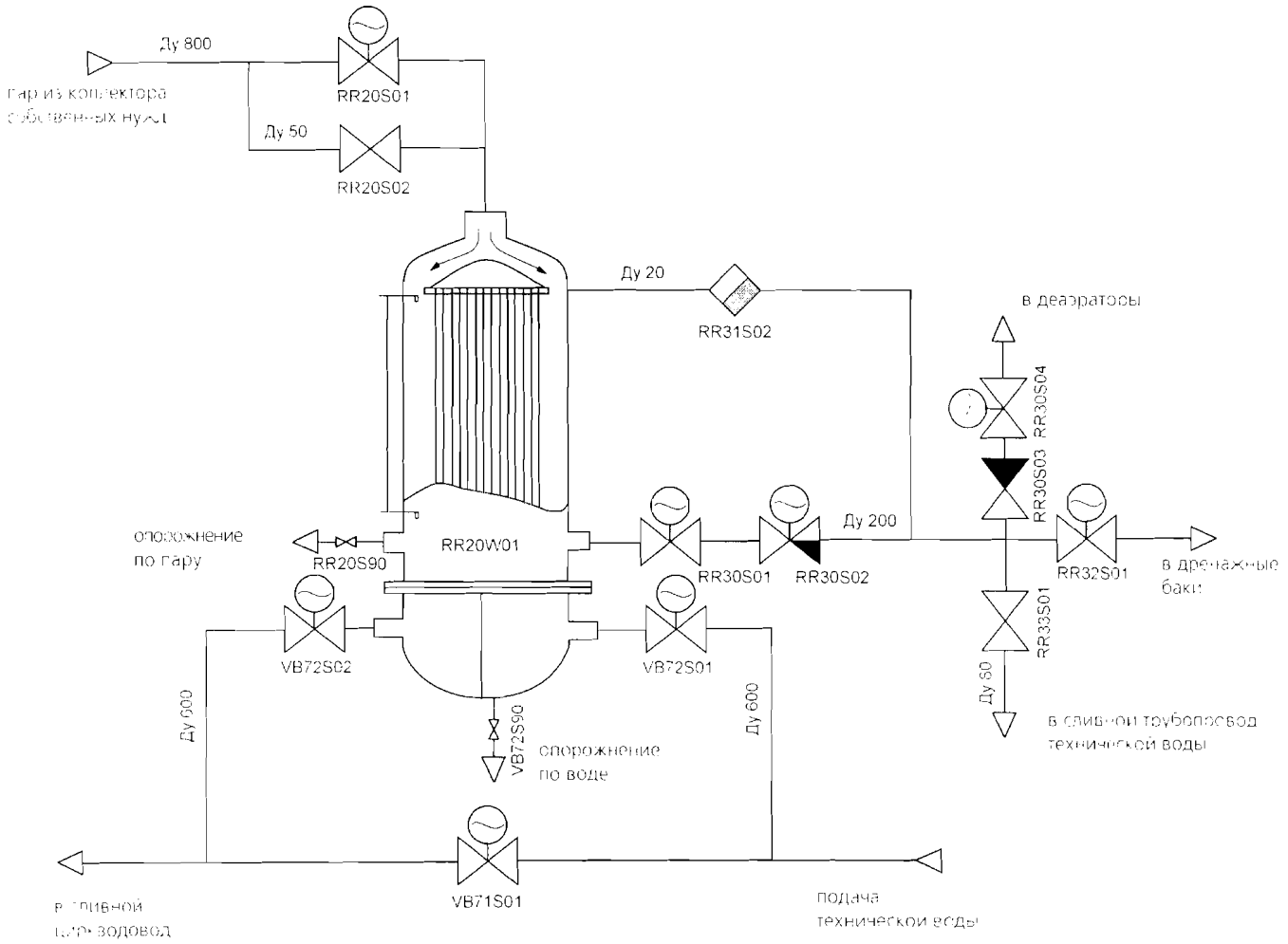


Рисунок 3.1.1 – Схема системы расхолаживания через технологический конденсатор

3.1.5. Для консервации ТК при длительном простое во время ремонта энергоблока в паропровод Ду 800 после RR20S01 врезан трубопровод Ду 20 для подачи азота низкого давления.

3.1.6. Пар, поступающий в ТК, конденсируется, проходя через межтрубное пространство, отдавая тепло тех. воде, которая проходит через трубное пространство конденсатора.

3.1.7. В верхней части ТК с парового пространства врезан штуцер Ду 20 для трубопровода дренажа, предназначенного для отвода пароводяной смеси во время нахождения ТК в «горячем» резерве. На трубопроводе дренажа Ду 20 установлен конденсатоотводчик с отключающей арматурой RR31S01,03 и байпасной линией

с арматурой RR31S04, дренаж соединен с коллектором КГП Ду 200 технологического конденсатора.

3.1.8. В нижней части парового пространства ТК вварен штуцер Ду 200 для трубопровода отвода КГП.

3.1.9. На трубопроводе дренажа КГП установлены: электрифицированная задвижка RR30S01 Ду 200, регулирующий клапан RR30S02, обратный клапан RR30S03, электрифицированная задвижка RR30S04 Ду 200 в коллектор основного конденсата и электрифицированная задвижка RR32S01 Ду 150 в РДМ. Также на трубопроводе дренажа КГП после регулирующего клапана установлена расходомерная шайба.

3.1.10. При неудовлетворительных анализах качества КГП на коллекторе дренажа предусмотрена линия Ду 80 для сброса КГП в коллектор тех. воды.

3.1.11. Подача охлаждающей воды на ТК осуществляется трубопроводом Ду 600 от системы техводоснабжения неответственных потребителей машзала.

3.1.12. На входе и выходе тех. воды из ТК установлена отключающая арматура VB72S01,02, также имеется арматура помимо ТК VB71S01 для регулировки расхода технологической воды через ТК. На выходе с ТК в коллектор тех. воды врезана расходомерная шайба.

3.2. Связь с другими системами

3.2.1. Система измерения и контроля параметров системы RR.

Граничная арматура: коренные вентили на импульсных линиях датчиков КИП.

3.2.2. Система техводоснабжения неответственных потребителей машзала VB предназначена для подачи охлаждающей воды на технологический конденсатор с целью охлаждения поступающего пара в конденсатор.

Граничная арматура: VB72S01, VB72S02.

3.2.3. Система подачи азота низкого давления.

Граничная арматура: RR20S11, RR20S12.

3.2.4. Система гидроиспытаний трубопроводов и оборудования второго контура UR предназначена для опрессовки парового пространства ТК.

Граничная арматура: UR53S41.

3.3. Размещение оборудования системы RR

3.3.1. Оборудование системы RR размещено в машзале турбинного отделения. Данные о размещении основного оборудования приведены в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

Наименование	Оперативное обозначение	Ряд	Ось	Отметка, м
Технологический конденсатор	RR20W01	А-Б	2-3	0
Регулирующий клапан	RR30S02	А-Б	2-3	5,7
Обратный клапан	RR30S03	А-Б	2-3	15

4. Элементы системы

4.1. Технологический конденсатор

4.1.1. Технологический конденсатор представляет собой однокорпусный, вертикальный, кожухотрубчатый теплообменный аппарат с плавающей головкой, одноходовой по межтрубному пространству и двухходовой по трубному пространству (рис. 4.1.1).

4.1.2. В конденсаторе происходит конденсация пара с последующим охлаждением конденсата при прохождении его в межтрубном пространстве вдоль вертикальных труб, по которым проходит охлаждающая вода.

4.1.3. Поверхность теплообмена (1) выполнена из труб 25×1,4 мм, расположенных по треугольнику с шагом 32 мм, закрепленных в трубных решетках запрессовкой и сваркой. Положение труб в корпусе фиксируется дистанционирующими решетками.

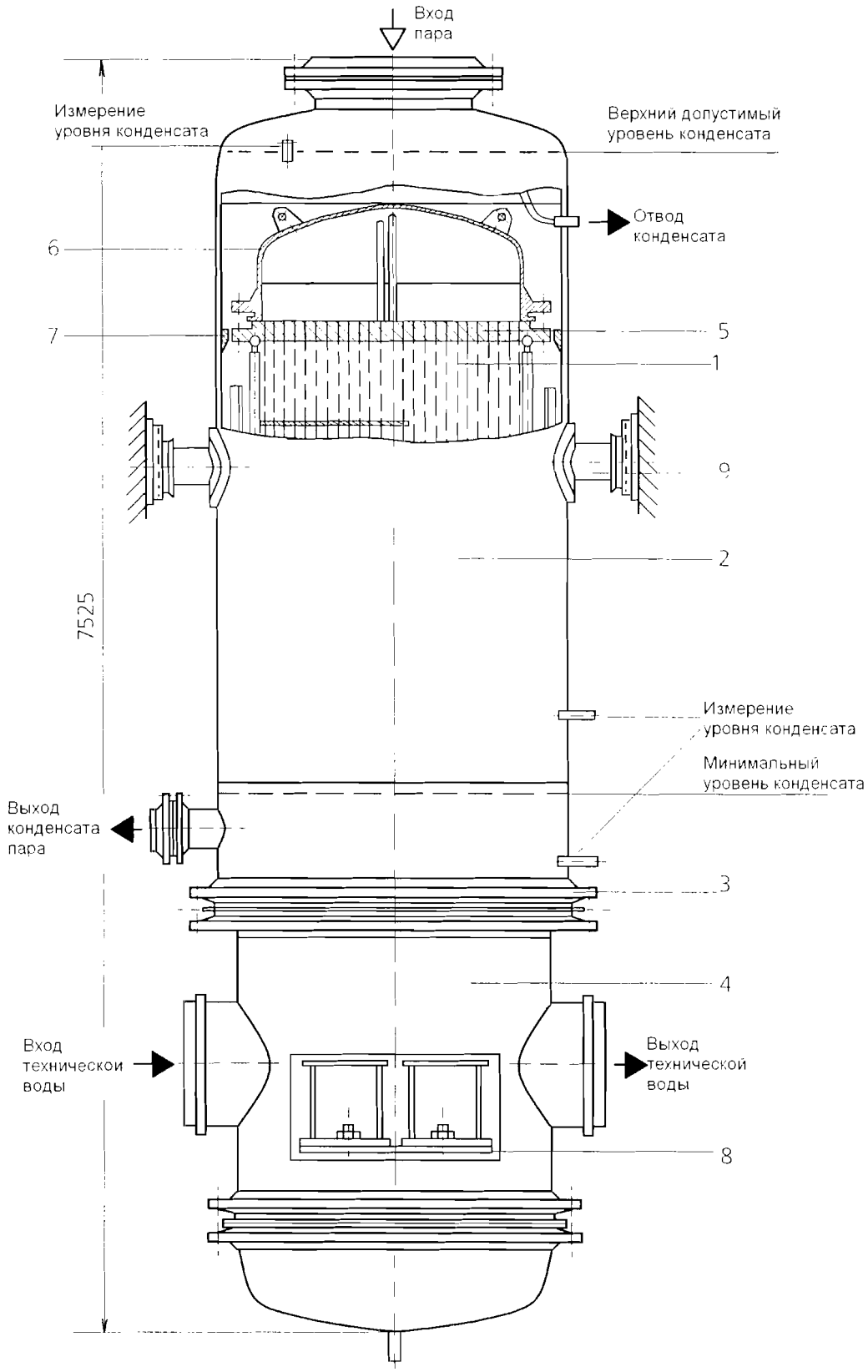
4.1.4. В нижней части трубного пучка установлены дополнительно четыре перегородки, обшитые кожухом, для организации продольно-поперечного движения конденсата в зоне его охлаждения.

4.1.5. Корпус (2) конденсатора состоит из обечайки, внутренний диаметр которой 1800 мм. Корпус сверху заканчивается приваренным эллептическим днищем, в которое вварен штуцер Ду 800 для подвода пара. Снизу к корпусу приварен фланец для соединения с нижней трубной решеткой (3).

4.1.6. В нижней части корпуса вблизи фланцевого разъема расположен штуцер Ду 200 для отвода конденсата. Отвод конденсата из зоны охлаждения к штуцеру выполнен с помощью соединительной втулки, удаляемой перед снятием корпуса.

4.1.7. Камера (4) охлаждающей воды внутренним диаметром 1600 мм непосредственно приварена к нижней трубной решетке и фланцевым разъемом соединена с нижним эллиптическим днищем. В камере и нижнем днище установлена продольная перегородка для организации двух ходов воды по трубному пространству.

4.1.8. На обечайке камеры расположены два штуцера Ду 600 для подвода и отвода воды.



1 – трубный пучок; 2 – корпус; 3 – фланец; 4 – камера охлаждающей воды; 5 – верхняя трубная решетка; 6 – малое эллиптическое днище; 7 – ребро; 8 – нижний ярус опор; 9 – верхний ярус опор.

Рисунок 4.1.1 – Технологический конденсатор

4.1.9. Верхняя трубная решетка (5) не связана с корпусом конденсатора. К ней через фланцевый разъем присоединено малое эллиптическое днище (6), образующее поворотную камеру для охлаждающей воды. Вместе с трубной решеткой они образуют плавающую головку, свободное перемещение которой идет в соответствии с расширением трубного пучка.

4.1.10. От вертикального отклонения плавающая головка удерживается восемью ребрами (7), расположенными в одной диаметральной плоскости на уровне верхней трубной решетки.

4.1.11. Технологический конденсатор снабжен штуцерами для воздушника по охлаждающей воде, дренажей по КГП и охлаждающей воде, уровнемеров, конденсатоотводчика. Воздушник межтрубного пространства располагается на подводящем трубопроводе охлаждаемой среды на участке между конденсатором и запорной задвижкой.

4.1.12. Технологический конденсатор в сейсмостойком исполнении имеет два яруса опор: верхний и нижний.

4.1.13. Нижний ярус (8) состоит из двух опор (лап), расположенных на обечайке камеры трубного пространства на расстоянии 400 мм вниз от оси патрубков подвода охлаждающей воды.

4.1.14. Каждая опора состоит из следующих элементов:

1) опорной плиты, привариваемой к фундаменту, на котором устанавливается технологический конденсатор;

2) пяты, состоящей из двух одинаковых плит, привариваемых к подкладному листу на камере;

3) четырех ребер, привариваемых к плитам пяты и подкладному листу.

4.1.15. Для увеличения жесткости опоры каждая пара ребер объединена сверху накладкой.

4.1.16. Пята соединена с опорной плитой вваренными в последнюю двумя шпильками М 36. При установке на фундамент шпильки в шпилечных отверстиях пяты должны быть расположены посредине. Между пятой и опорной плитой установлены в радиальном направлении две закладные шпонки.

4.1.17. Разработанная конструкция нижнего яруса опор позволяет равномерно расширяться корпусу технологического конденсатора в радиальном направлении.

4.1.18. Выбранные по результатам расчета на сейсмические воздействия размеры элементов опор нижнего яруса обеспечивают сохранение работоспособности конденсатора при нормальных условиях эксплуатации и проектном землетрясении.

4.1.19. Опоры верхнего яруса (9) расположены на корпусе конденсатора на расстоянии 4310 мм от опор нижнего яруса и находятся на уровне проема в металлической конструкции помещения мансала. Через проем происходит выемка и установка съемного корпуса конденсатора при осмотре, ремонте и очистке трубного пучка.

4.1.20. Верхний ярус состоит из четырех опор, привариваемых к обечайке корпуса и расположенных под углом 45° к основным осям конденсатора. Опоры являются одновременно строповочным устройством (цапфами).

4.1.21. Каждая опора (цапфа) состоит из следующих элементов:

1) основная (труба 219×18 мм), привариваемая к кольцу (кольцо приваривается к корпусу);

2) плиты с выступом, привариваемой к основанию;

3) плиты с впадиной, привариваемой к металлической конструкции помещения машзала.

4.1.22. Конструкция опор верхнего яруса позволяет корпусу технологического конденсатора расширяться в радиальном и вертикальном направлениях.

4.1.23. Выбранные размеры элементов опор верхнего яруса подтверждены расчетом на сейсмические воздействия.

4.1.24. Корпус, камера трубного пространства, эллиптические днища, фланцы корпуса и камеры, штуцера и опоры выполнены из углеродистой стали. Теплообменные трубы, трубные и дистанционирующие решетки, фланец и днище плавающей головки – из аустенитной стали.

4.2. Регулирующий клапан

4.2.1. Регулирующий поворотно-золотниковый клапан (рис. 4.2.1) типа 6с-9-3 Ду 150 в системе RR предназначен для регулировки уровня в технологическом конденсаторе, тем самым регулируя скорость расхолаживания энергоблока (при изменении уровня меняется паровая нагрузка теплообменника, соответственно расход пара на ТК).

4.2.2. Основные детали регулирующего поворотно-золотникового клапана:

1) корпус;

2) гильза;

3) золотник;

4) крышка;

5) шток;

6) рычаг.

4.2.3. Расход через клапан регулируется путем изменения площади проходного сечения при повороте золотника относительно гильзы (седла). Максимальный угол поворота золотника 90°.

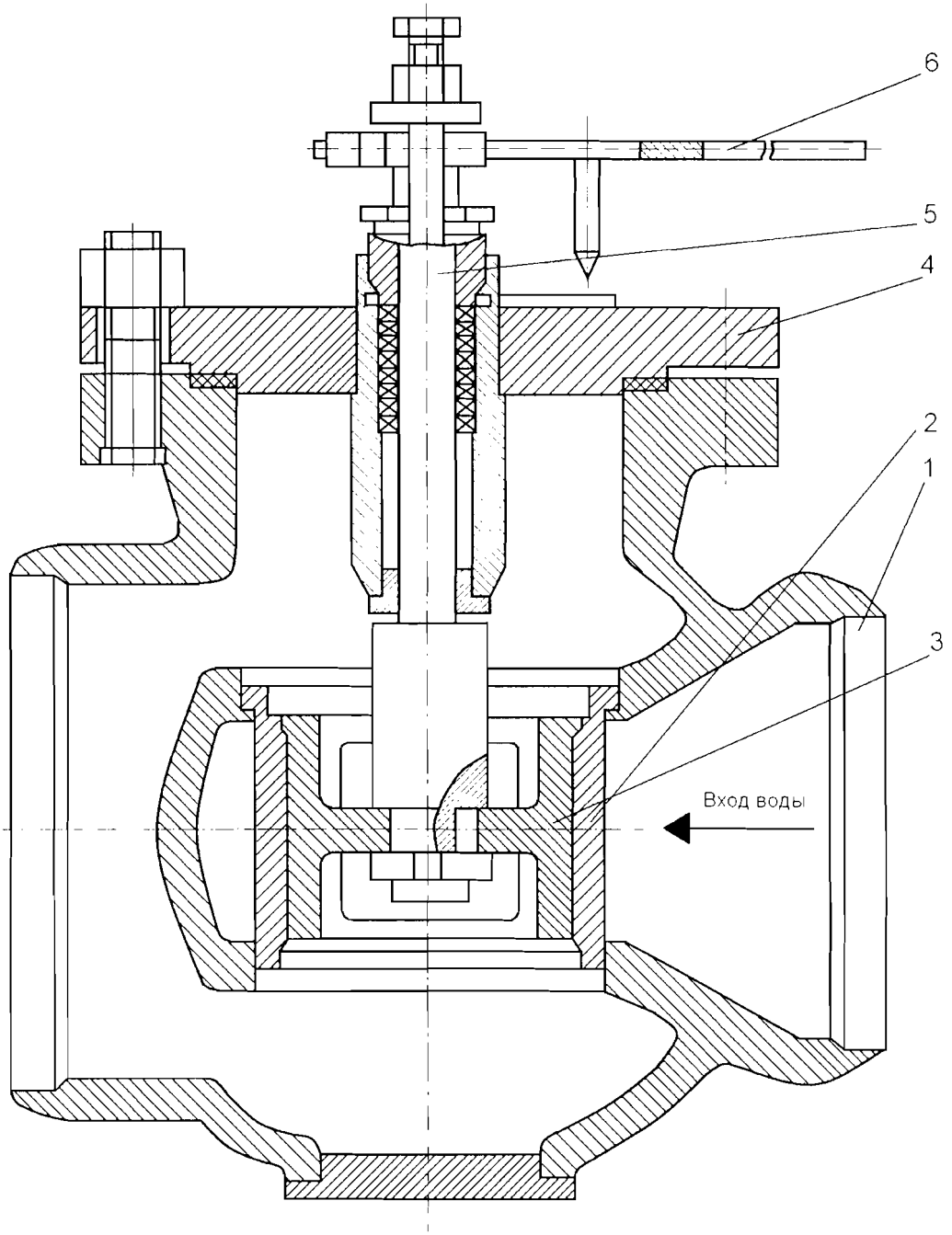
4.2.4. Клапан управляется посредством рычага, соединенного с приводом типа МЭО.

4.2.5. Регулируемые проходные сечения выполнены в виде прямоугольных окон в золотнике и гильзе. Рычаг устанавливают так, чтобы окна золотника совпадали с окнами седла, а указатель стоял на нижней риске шкалы, закрепленной на крышке клапана.

4.2.6. Материалы основных деталей регулирующего поворотно-золотникового клапана:

1) корпус – сталь 25Л;
2) крышка – сталь 20;
3) гильза, золотник, шток – сталь 30×13.

4.2.7. График зависимости площади прохода от угла поворота рычага регулирующего клапана представлен на рисунке 4.2.2.



1 – корпус; 2 – гильза; 3 – золотник; 4 – крышка; 5 – шток; 6 – рычаг.

Рисунок 4.2.1 – Регулирующий клапан

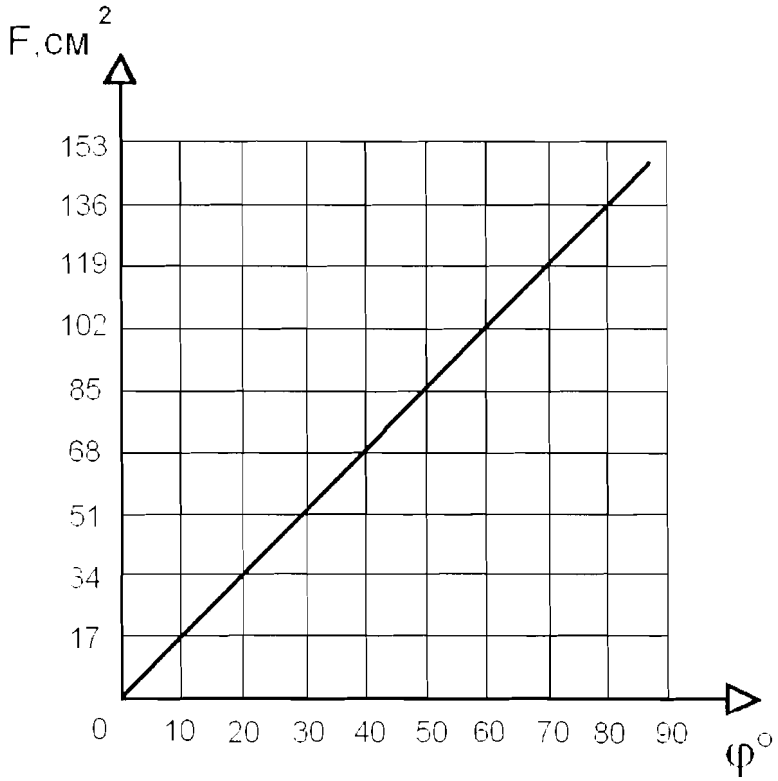


Рисунок 4.2.2 – График зависимости угла поворота рычага от площади прохода регулирующего клапана

4.3. Арматура системы RR

4.3.1. В системе RR применяется электрифицированная арматура типа 30с927нж, 30п997нж на технологических позициях, указанных в табл. 4.3.1.

Таблица 4.3.1

Оперативное наименование	Технологическое наименование	Место расположения		
		Отметка, м	Ряд	Ось
RR20S01	Арматура на паропрводе на входе в ТК	11	А-Б	2-3
RR30S01	Арматура КГП на выходе из ТК	5,7	А-Б	2-3
RR30S04	Арматура на трубопроводе КГП на Д-7ата	15	А-Б	2-3
RR32S01	Арматура на трубопроводе КГП в ДБ	5,7	А-Б	2-3
VB72S01	Арматура на входе тех. воды в ТК	-3,6	А-Б	2-3
VB72S02	Арматура на выходе тех. воды из ТК	-3,6	А-Б	2-3
VB71S01	Арматура помимо тех. воды ТК	-3,6	А-Б	2-3

4.3.2. В системе RR применяется арматура с ручным приводом типа 30с997нж, 15с27нж, 988-20-0 на технологических позициях, указанных в табл. 4.3.2.

Таблица 4.3.2

Оперативное наименование	Технологическое наименование	Место расположения		
		Отметка, м	Ряд	Ось
RR20S02	Вентиль байпаса RR20S01	11	А-Б	2-3
RR20S03 (для блока № 2)	Вентиль воздушника после RR20S01	11		2-3
RR20S11 (для блоков № 2, 3, 4)	Вентиль подачи азота низкого давления на ТК	0	А-Б	2-3
RR20S12 (для блоков № 2, 3, 4)	Вентиль подачи азота низкого давления на ТК	0	А-Б	2-3
RR20S13 (для блока № 2)	Вентиль воздушника на линии подачи азота	0	А-Б	2-3
UG71S01 (для блока № 1)	Вентиль подачи азота низкого давления на ТК	11	А-Б	2-3
UG71S02 (для блока № 1)	Вентиль подачи азота низкого давления на ТК	11	А-Б	2-3
UG71S81 (для блока № 1)	Вентиль воздушника на линии подачи азота	11	А-Б	2-3
RT61S41 (для блоков № 2, 3, 4)	Вентиль на трубопроводе дренажа прогрева до RR20S01 перед конденсатосборником	5,7	А-Б	2-3
RT61S42 (для блока № 2)	Вентиль на трубопроводе дренажа прогрева до RR20S01 после конденсатосборника	5,7	А-Б	2-3
RT61S43 (для блока № 2)	Вентиль на трубопроводе дренажа прогрева до RR20S01 помимо конденсатосборника	5,7	А-Б	2-3
RT61S43 (для блоков № 3, 4)	Вентиль на трубопроводе дренажа прогрева до RR20S01 после конденсатосборника	5,7	А-Б	2-3
RT61S44 (для блоков № 3, 4)	Вентиль на трубопроводе дренажа прогрева до RR20S01 помимо конденсатосборника	5,7	А-Б	2-3
RR31S01	Вентиль на трубопроводе Ду 20 перед конденсатосборником с ТК	0	А-Б	2-3
RR31S03	Вентиль на трубопроводе Ду 20 после конденсатосборника с ТК	0	А-Б	2-3
RR31S04	Вентиль на трубопроводе Ду 20 помимо конденсатосборника с ТК	0	А-Б	2-3

Оперативное наименование	Технологическое наименование	Место расположения		
		Отметка, м	Ряд	Ось
RR30S80 (для блока № 2)	Вентиль воздушника на трубопроводе КГП	11	А-Б	2-3
RR30S92	Вентиль дренажа на трубопроводе КГП в ДБ	0	А-Б	2-3
RR30S81	Вентиль воздушника на трубопроводе КГП	11	А-Б	2-3
RR30S82 (для блоков № 4)	Вентиль воздушника на трубопроводе КГП	11	А-Б	2-3
RR30S83 (для блоков № 1, 3, 4)	Вентиль воздушника на трубопроводе КГП	11	А-Б	2-3
RR30S93	Вентиль дренажа на трубопроводе КГП в ДБ	0	А-Б	2-3
RR30S90	Вентиль дренажа на трубопроводе КГП в ДБ	0	А-Б	2-3
RR30S91	Вентиль дренажа на трубопроводе КГП в ДБ	0		2-3
VB71S90	Вентиль опорожнения тех. воды на пол до VB72S01	-3.6	А-Б	2-3
VB71S91	Вентиль опорожнения тех. воды на пол после VB72S01	-3.6	А-Б	2-3
VB72S90	Вентиль опорожнения тех. воды с ТК на пол	-3.6	А-Б	2-3
VB72S80	Вентиль опорожнения тех. воды с ТК на пол	0	А-Б	2-3
VB72S93	Вентиль опорожнения тех. воды на пол после VB72S02	-3.6	А-Б	2-3
RR20S90	Арматура на дренаже корпуса ТК	0	А-Б	2-3
VB70S01	Арматура помимо ПЭМ	0	А-Б	2-3
RR33S01	Вентиль сброса КГП в коллектор тех. воды	0	А-Б	2-3

4.4. Обратный клапан

4.4.1. На линии КГП из технологического конденсатора в Д-7 ата установлен обратный клапан типа 16с13нж.

4.4.2. Обратный клапан предназначен для предотвращения изменения направления потока рабочей среды в трубопроводе.

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

4.4.4. Клапан состоит из корпуса с вваренным седлом, тарелки.

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

4.5. Технологические ограничения

4.5.1. При работе блока на мощности ТК должен находиться в резерве: технологический конденсатор подключен по охлаждающей воде с расходом F=600 т/ч и отключен (опорожнен) по пару.

4.5.2. При наличии запрета по сбросу пара через БРУ-К отвод тепла первого контура, расхолаживание энергоблока, а также поддержание его в «горячем» состоянии осуществляется путем отвода заданного количества пара со второго контура в ТК. Для этого ТК должен быть включен в работу с расходом охлаждающей воды через ТК 3000 т/ч с учетом того, что температура охлаждающей воды на выходе из ТК не должна превышать 64 °С.

4.5.3. Скорость прогрева металла корпуса ТК не должна превышать 60 °С/ч.

4.5.4. Перед выводом реактора на МКУ должны быть готовы к работе системы отвода генерируемого пара по второму контуру:

1) четыре БРУ-А;
2) обе или одна из систем:
   а) четыре БРУ-К при наличии вакуума в конденсаторе;
   б) два БРУ-СН, ТК, КСН и связанная с ним арматура.

4.5.5. Необходимо ввести ТК в «горячий» резерв (при необходимости дальнейшего расхолаживания РУ):

1) перед срывом вакуума на турбине;
2) при повышении давления в паровом пространстве любого конденсатора турбины до 0,23 кгс/см^2 (подается команда на закрытие всех источников подачи среды в конденсатор с запретом их открытия);
3) при возникновении запрета работы БРУ-К.

4.5.6. При нахождении энергоблока в «горячем» состоянии пар второго контура сбрасывается через БРУ-К в конденсаторы турбины К-1000-60/1500-2 или в ТК.

4.5.7. Запрещается работа ТК, если истек срок очередного освидетельствования или выявлены дефекты, угрожающие надежной и безопасной работе.

4.5.8. В случае, если БРУ-К работоспособны, но необходим срыв вакуума для выполнения ремонтных работ на вакуумной системе турбины (то есть вывод из работы четырех БРУ-К), допускается работа реакторной установки на МКУ не более 24 часов со сбросом пара в ТК и КСН.

4.5.9. Запрещается подача пара в ТК без подключения его по охлаждающей воде.

4.6. Нарушения в работе

4.6.1. Технологический конденсатор в процессе эксплуатации теряет плотность между охлаждаемой и охлаждающей средами в двух случаях:

1) при дефектной теплообменной трубке;

2) при некачественной ее заделке в трубные решетки.

4.6.2. В 1-ом случае дефектную трубку заглушают, во 2-ом – заваривают дефектное место.

4.6.3. Из-за работы ТК на технической воде внутренние поверхности его теплообменных трубок необходимо периодически очищать от загрязнений. Основанием для проведения очистки служит увеличение гидравлического сопротивления более, чем на 10 % по сравнению с номинальным.

4.6.4. Возможные неисправности при работе системы расхолаживания первого контура на технологический конденсатор и способы их устранения приведены в табл. 4.6.1.

Таблица 4.6.1

Симптомы	Вероятные причины	Действия
1. Вибрация паропроводов	1. Неисправность системы опор и подвесок	Устранить неисправность опор и подвесок
	2. Наличие воды в паропроводах	Сдренировать воду с паропроводов
2. Превышение уровня в ТК более 5200 мм	1. Неисправность механизмов управления регулирующим клапаном RR30S02	Произвести ревизию клапана RR30S02
	2. Механическая неисправность клапана RR30S02	
3. Гидроудары в ТК	1. Местное парообразование в отдельных трубках из-за слабой циркуляции технической воды	Проверить давление тех. воды, увеличить ее расход через ТК, провести воздухоудаление, во время ремонта проверить чистоту трубной части
	2. Кипение в поверхностном слое конденсатора на разделе фаз «пар-конденсат»	Поднять уровень в ТК

4.6.5. При возникновении нарушений условий нормальной эксплуатации оборудования системы расхолаживания первого контура на технологический конденсатор действовать в соответствии с инструкциями по эксплуатации технологического конденсатора: ИЭ.1,2.RR,RC.ТЦ-1/15, ИЭ.3.RR.ТЦ-2/19, ИЭ.4.RR,RC.ТЦ-2/19.

5. Система контроля, управления и защиты

5.1. Общие представления

5.1.1. Система автоматического управления обеспечивает поддержание уровня в ТК во всех предусмотренных проектом режимах.

5.1.2. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы RR, является давление пара в ТК от КСН, расход КГП из ТК, температура КГП на выходе из ТК, расход охлаждающей воды на ТК, температура охлаждающей воды на входе и выходе из ТК.

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

1) измерительные преобразователи давления типа «Сапфир-22»;
2) термометры сопротивления ТСМ;
3) расходомерная шайба (диафрагма) измерения расхода с преобразователями «Сапфир-22»;
4) измерительные преобразователи уровня с преобразователями «Сапфир-22»;
5) технические манометры.

5.1.4. Аппаратура управления, средства сигнализации, индивидуальные приборы контроля параметров системы RR, а также табло аварийной, предупредительной сигнализации размещаются на панелях безопасности НУ30 БЩУ.

5.1.5. На дисплей рабочего места ВИУТ выведены фрагменты, где представлена в цифровом виде информация по основным технологическим параметрам, а также сигнализация отклонения параметров.

5.2. Регулирование

5.2.1. В системе RR для дистанционного регулирования скорости расхолаживания второго контура или поддержания энергоблока в «горячем» состоянии используется регулирующий клапан ТК типа 6с-9-3. Регулирование скорости расхолаживания происходит действием изменения уровня в ТК.

5.2.2. Управление регулирующим клапаном осуществляется дистанционно с БЩУ.

5.3. Сигнализация

5.3.1. При нарушении технологических режимов работы системы RR на БЩУ передаются сигналы, указывающие на нарушение технологического процесса. При достижении значений уставок срабатывания сигнализации на панелях БЩУ высвечивается табло, сопровождающееся звуковым сигналом. Перечень сигнализационных световых табло системы расхолаживания первого контура через технологический конденсатор представлен в табл. 5.3.1.

Таблица 5.3.1

Назначение и номер табло	Уставка срабатывания	Панель БЩУ
Понижение уровня в технологическом конденсаторе, табло № 11	↓80 мм	HY30
Температура тех. воды после ТК, табло № 12	↑70 °С	HY30

6. Контрольно-измерительные приборы

6.1. Общие представления

6.1.1. Для обеспечения и контроля постоянной эксплуатационной готовности системы RR проектом предусмотрены измерения давления, температуры, уровня. Вывод данных осуществляется на РМОТ и на приборы панелей БЩУ.

6.2. Перечень позиций отборов и датчиков

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

6.2.2. В таблице указаны буквенные обозначения функционального признака:

1) А – сигнализация (светозвуковая);

2) J – показания на стрелочных приборах, самописцах, цифровых индикаторах.

Таблица 6.2.1

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Давление пара перед ТК, кгс/см^2	RR20P01	РМОТ	J		0-10
Уровень КГП в ТК, мм	RR20L01	РМОТ	J A	↓80	0-6300
Температура КГП на сливе из ТК, °С	RR30T01	РМОТ	J		106
Расход КГП от ТК, м^3/ч	RR30F01	РМОТ	J		0-150
Расход охлаждающей воды за ТК, м^3/ч	VB72F01	РМОТ	J		600-3100
Температура охлаждающей воды за ТК, °С	VB72T02	РМОТ	A J	↑70	<64

Позиция и место отбора	Позиция датчика	Функциональное назначение		Уставка	Номинальное значение
		Показание	Функциональный признак		
Температура охлаждающей воды на входе в ТК, °С	VB50T01	PMOT	J		1-33
Давление тех. воды за фильтрами на входе в машзал, кгс/см^2	VB50P01B1 VB50P01B2	PMOT По месту	J J		4-6

7. Режимы эксплуатации системы

7.1. Режим готовности к работе системы RR

7.1.1. Подготовка системы расхолаживания первого контура на ТК к пуску производится с разрешения НТЦ и согласно инструкций по эксплуатации ИЭ.1,2.RR,RC.ТЦ-1/15, ИЭ.3.RR.ТЦ-2/19 , ИЭ.4.RR,RC.ТЦ-2/19.

7.1.2. Перед вводом системы RR в резерв должны быть соблюдены следующее мероприятия:

1) ремонтные работы на ТК и арматуре обвязки полностью закончены, наряды закрыты;

2) электроприводная арматура на трубопроводах обвязки ТК по технической воде, пару, конденсату греющего пара прокручена и настроена, электросхемы собраны;

3) тех. вода подается в машзал через ПЭМ либо помимо ПЭМ (при отключенных ПЭМ);

4) введен в работу КИП;

5) произведена проверка защиты и блокировки по системе расхолаживания включающихся в себя и проверку ТЗиБ цифровых регуляторов БРУ-СН и БРУ-К, реализованных средствами АСУТ-1000 (блоки № 1, 2, 4) и ТСА (блок № 3).

7.1.3. ТК в резерве:

1) технологический конденсатор подключен по охлаждающей воде с расходом 600 т/ч;

2) технологический конденсатор отключен по пару и опорожнен.

7.1.4. Режим «горячего» резерва ТК:

1) технологический конденсатор подключен по охлаждающей воде;

2) подан пар на ТК через RR20S02;

3) уровень КГП в ТК 5200 мм;

4) КГП отводится в ДБ.

7.2. Работа системы RR по прямому назначению

7.2.1. Система RR расхолаживания энергоблока предназначена для обеспечения нестационарных режимов работы энергоблока путем регулирования давления пара во втором контуре, отвода остаточного тепловыделения активной зоны реактора при останове или поддержании энергоблока в режиме «горячий» останов на технологический конденсатор с КСН, при наличии запрета по сбросу пара через БРУ-К в конденсатор турбины.

7.2.2. Система RR обеспечивает расхолаживание первого контура с номинальных параметров до температуры 150 °С со скоростью 15 °С/ч.

7.2.3. Порядок включения ТК в режиме расхолаживания первого контура необходимо производить в следующей последовательности:

1) открыть арматуру VB72S02, заполнить трубный пучок ТК технической водой и создать минимальный расход технической воды через ТК прикрытием арматуры VB71S01;

2) прогреть и поставить под давлением паровое пространство ТК, медленно открывая арматуру RR20S02;

3) скорость прогрева ТК не должна превышать 60 °С/ч;

4) схему отвода конденсата ТК собрать в сливной трубопровод техводы, для чего открыть арматуру RR31S01, RR31S03, RR30S01, RR33S01, при этом контролировать качество конденсата ТК;

5) при давлении пара в ТК, равном давлению в КСН, открыть арматуру RR20S01 и закрыть RR20S02;

6) открыть арматуру VB72S01,02 и установить номинальный расход техводы через ТК в пределах 3000-3100 $м^3$/ч;

7) воздействуя на ключ управления регулятора, приоткрыть регулирующий клапан RR30S02, произвести взятие химического анализа и проверить качество конденсата ТК, при общей жесткости не более 0,2 мкг-экв/кг и pH 9,0 необходимо перевести сброс конденсата ТК в расширитель RT20B01, для чего необходимо открыть RR32S01 и закрыть RR33S01;

8) при давлении пара в ТК более 10 $кгс/см^2$ перевести сброс конденсата в деаэратор, открыть RR30S04 и закрыть RR32S01 (при этом убедиться, что арматура RM60S04 закрыта);

9) воздействуя на КУ, открыть регулирующий клапан RR30S02 ступенями (по 10–20 %) до полного открытия с выдержкой времени на каждой ступени не менее пяти минут;

10) после стабилизации режима расхолаживания энергоблока со скоростью 15 °С/ч включить регулятор RR30C02 в режим расхолаживания блока, КУ регулирующего клапана RR30S02 установить в положение «автомат».

7.3. Особенности работы системы RR

7.3.1. При нахождении энергоблока в режиме «горячий» останов отвод тепла первого контура происходит на ТК (в этом случае слив КПТ ТК

производится на РДМ, т.е. открыта RR32S01, закрыта RR30S04, уровень в ТК поддерживается дистанционно регулятором RR30S02).

7.3.2. При расхолаживании энергоблока через ТК скорость расхолаживания задается изменением уровня КГП в ТК дистанционным воздействием на регулятор уровня RR30S02 (при изменении уровня меняется паровая нагрузка теплообменника, следовательно, расход пара на ТК).

7.3.3. Если после расхолаживания энергоблок остается в состоянии «горячий» останов, то ТК остается в работе по отводу тепла второго контура.

7.3.4. В процессе расхолаживания поддерживать давление в Д-7 ата, равным номинальному 6,0 кгс/см^2, до уменьшения разности между температурой первого контура и температурой питательной воды до 60 °С, после чего приступить к плановому снижению давления в Д-7 ата со скоростью не более 0,07 кгс/см^2/мин не превышая температуру, равную 60 °С между температурой первого и второго контуров, и обеспечивая деаэрацию питательной воды в течении всего процесса расхолаживания.

7.3.5. После открытия БРУ-СН на 100 % и снижения давления в КСН до 4,0 кгс/см^2 необходимо перевести сброс конденсата ТК на расширитель дренажного бака, для чего необходимо открыть арматуру RR32S01 и закрыть арматуру RR30S04.

7.4. Вывод в ремонт системы RR

7.4.1. Вывод в ремонт системы RR осуществляется при плановых и аварийных остановах энергоблока по заявке, разрешенной ГИС или ЗГИ(э) и в соответствии с инструкцией «Порядок подачи и прохождения заявок на вывод оборудования из работы для проведения ремонта, испытания или технического обслуживания и порядок организации ввода оборудования в работу (резерв) после выполнения этих работ» (И.ОЭТО/05).

7.4.2. Вывод в ремонт технологического конденсатора осуществляется после его отключения по пару, дренажу КГП, тех. воде согласно инструкций по эксплуатации ИЭ.1,2.RR,RC.ТЦ-1/15, ИЭ.3.RR.ТЦ-2/19 , ИЭ.4.RR,RC.ТЦ-2/19.

7.4.3. При выводе в ремонт ТК должны быть соблюдены следующие условия:

1) ТК отключен по пару (закрыты задвижки RR20S01, RR20S02);
2) ТК отключен по КГП (закрыты задвижки RR30S01, RR30S04, RR32S01, открыты вентили воздушников на линии КГП);
3) ТК отключен по тех. воде (закрыты задвижки VB72S01, VB72S02);
4) ТК опорожнен по паровому пространству и тех. воде;
5) схемы электрифицированной арматуры разобраны.

8. Обслуживание системы

8.1. Функциональное опробование системы RR

8.1.1. Для обеспечения способности системы (оборудования) RR, важной для безопасности, соответствовать проектным требованиям проводятся периодические испытания и проверки, а также испытания и проверки до и после ремонта.

8.1.2. Испытания и проверки систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, должны выполняться по программам или инструкциям.

8.1.3. Испытание, опробование систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, проводится по графику регламентных работ, утвержденному ГИС.

8.1.4. По результатам проведения испытаний и проверок систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности, оформляется отчетная документация (акты испытаний, распечатки).

8.1.5. Факт проведения испытаний и проверок оборудования системы фиксируется в оперативном журнале начальника смены цеха, а факт окончания, кроме того, оформляется актом в «Журнале актов» на БЩУ.

8.2. Техническое обслуживание системы RR

8.2.1. Техническое обслуживание и ремонт оборудования АС входят в систему организационно-технических мер по обеспечению безопасности, подлежащих реализации на этапе эксплуатации АС.

8.2.2. Техническое обслуживание и ремонт оборудования и систем состоит в выполнении комплекса работ по поддержанию их исправного (работоспособного) состояния, которые предусмотрены нормативной документацией.

8.2.3. Проверка исправности, техническое обслуживание и ремонт оборудования турбинного отделения выполняется при следующих основных состояниях энергоблока:

1) работа на мощности;
2) пуск;
3) «холодный» останов;
4) «горячий» останов.

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

8.2.5. Техническое обслуживание технологического конденсатора производится ежесменно путем осмотра на предмет:

1) отсутствия течей воды, свищей и других видимых дефектов на технологическом конденсаторе и арматуре обвязки;
2) исправности манометров;
3) наличия и исправности ограждений, площадок обслуживания;

4) наличия штатного освещения.

8.2.6. Согласно программе ТОиР теплообменного оборудования технологический конденсатор имеет восьмилетний цикл (К-Т-Т-Т-Т-Т-Т-Т), где К – капитальный ремонт, Т – текущий ремонт.

8.2.7. В соответствии с регламентом ТОиР на технологическом конденсаторе во время текущего ремонта производятся следующие виды работ:

1) внешний осмотр теплообменника на предмет дефектов;

2) проверка на плотность трубной системы;

3) внутренний осмотр теплообменника в доступных местах;

4) устранение дефектов, обнаруженных во время эксплуатации, проверки на плотность, внутреннего и внешнего осмотра;

5) текущий ремонт арматуры обвязки (дренажей, воздушников, импульсных линий КИП);

6) чистка теплообменных трубок;

7) проверка на плотность теплообменника после ремонта.

8.2.8. Объем капитального ремонта на ТК включает в себя все виды работ, выполняемых во время текущего ремонта, а также:

1) разуплотнение фланцевых разъемов, очистка уплотнительных поверхностей;

2) дефектацию корпуса, уплотнительных поверхностей, крепежа, отбойных щитов, теплообменных поверхностей (замена теплообменных трубок);

3) эксплуатационный контроль металла согласно программе контроля;

4) проведение технического освидетельствования.

8.2.9. Техническое обслуживание арматуры системы RR 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 металла корпусных деталей и сварных швов;

2) проверку плотности в запорном органе (отсутствует пропуск среды при закрытом положении запорного органа) - выполняется при технологической возможности;

3) проверку надежности крепления фланцевых соединений (комплект крепежных деталей полный, одинаковые размерные стандарты шпилек, гаек, болтов, резьбовая часть шпильки 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);

5) проверку наличия штурвала на бугеле арматуры, ручном дублере электропривода, колонке дистанционного управления (штурвал установлен на

штатном месте и закреплен, на штурвале указано направление вращения «открыто-закрыто»);

6) проверку наличия и технического состояния теплоизоляции (наличие теплоизоляции и защитных кожухов);

7) проверку технического состояния электропривода (проверка электроприводов выполняется в соответствии с «Регламентом ТОиР средств ДУ запорной арматурой. Энергоблок №1,2,3,4» (Р.1,2,3,4.ДУ.ЦТАИ/02)).

8.2.10. Ремонтный цикл запорной арматуры типа 30с927нж, 30н997нж, бс-9-3 150Г-07У2, установленной на трубопроводах системы RR, имеет восьмилетний цикл (К-Т-Т-Т-С-Т-Т-Т), где Т – текущий ремонт, К – капитальный ремонт, С – средний ремонт.

8.2.11. Текущий ремонт запорной арматуры включает в себя:

1) проверку работоспособности арматуры открытием-закрытием с контролем по месту при технологической возможности (ход подвижных частей плавный, без заклинивания, стуков, посторонних шумов, штанги и шарниры ДУ при вращении не задевают за оборудование и конструкции, проектное функционирование КДУ и электропривода (концевых и путевых выключателей, местного и дистанционного указателей положения УП запорного органа, муфты предельного момента и сигнализации, узлов ДУ));

2) устранение дефектов, выявленных при проведении технического обслуживания, и проверку работоспособности арматуры (дефекты устранены, ремонт ходового узла бугеля арматуры, редуктора электропривода, КДУ, шарниров и редуктора ДУ с разборкой производится по результатам проверки работоспособности арматуры (при обнаружении дефектов), в случае необходимости для устранения дефектов выполняется ремонт с разборкой (СР или КР);

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

4) подтяжку сальникового уплотнения, при необходимости – донабивка или замена сальника (грундбукса входит в сальниковую камеру крышки на глубину не менее 3,0 мм и не более чем на 30 % своей высоты, момент затяжки откидных болтов соответствует требованиям чертежа или «Инструкции по сборке сальниковых узлов трубопроводов арматуры» (И.ОППР/07);

5) проверку уровня смазки в редукторе электропривода, которая производится в случае обнаружения пропуска смазки через уплотнения, добавления смазки в ходовой узел бугеля арматуры, редуктор и шарниры дистанционного управления (восстановлен проектный уровень смазки в редукторе электропривода, в ходовой узел бугеля арматуры, редуктор и шарниры дистанционного управления произведено дополнение смазки через пресс-масленки);

6) ремонт электрической части привода, КВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ, настройку электропривода (ремонт произведен в соответствии с «Регламентом ТОиР оборудования схем ДУ запорной арматурой» (Р.ДУ.ЦТАИ/02);

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, проектное функционирование электропривода, КДУ (узлов дистанционного управления, концевых и путевых выключателей, местного и дистанционного указателей положения запорного органа, муфты предельного момента и сигнализации)).

8.2.12. Средний ремонт запорной арматуры включает в себя:

1) разборку арматуры, электропривода, колонки ДУ, редуктора ДУ (обеспечен доступ к основным узлам и деталям для проведения дефектации и ремонта);

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

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 (сборка арматуры произведена в соответствии с заводскими инструкциями по ТО и эксплуатации или КТД на ТОиР, в узлах трения отсутствует заклинивание, затирание, произведена замена смазки в ходовом узле бугеля арматуры и колонки ДУ, редукторе ДУ и электропривода, установлены новые уплотнения фланцевых соединений арматуры и привода, сальниковых узлов);

6) ремонт электрической части привода, КВ, ММ, дистанционного и местного УП, схем ДУ, настройка электропривода, проверка работоспособности арматуры путем открытия – закрытия с контролем по месту.

8.2.13. Во время капитального ремонта запорной арматуры выполняются работы, что и в средний ремонт со следующими добавлениями в разделе дефектации и устранения дефектов:

1) соответствие рабочих поверхностей деталей требованиям ремонтной и конструкторской документации;

2) отсутствие дефектов в сварных соединениях и проточной части корпуса, в наплавленных уплотнительных поверхностях запорного органа, в деталях, изнашиваемых в процессе работы (трущиеся поверхности, зубчатые передачи, крепежные детали, подшипники и т.д.);

3) ремонт уплотнительных поверхностей запорного органа и фланцевых разъемов (в том числе с применением сварки).

8.3. Оперативное обслуживание системы RR

8.3.1. Оперативное обслуживание системы расхолаживания первого контура через технологический конденсатор в период нормальной эксплуатации состоит в контроле и поддержании номинальных технологических параметров.

8.3.2. Система расхолаживания первого контура через технологический конденсатор находится в оперативном ведении НСС и в оперативном управлении НСБ.

8.3.3. При оперативном обслуживании системы RR должен быть обеспечен контроль исправности оборудования в режиме нормальной эксплуатации

8.3.4. При оперативном обслуживании системы расхолаживания 1-го контура на ТК контроль за работой осуществляется по приборам БЩУ и при обходах по месту один раз в час и включает в себя:

1) контроль уровня в ТК;
2) контроль температуры пара;
3) контроль температуры КГП;
4) контроль температуры тех. воды на входе и выходе ТК;
5) контроль давления пара;
6) контроль расхода КГП и тех. воды.

8.3.5. Обходы и осмотры трубопроводов, арматуры, фланцевых соединений на предмет обнаружения неисправностей, несоответствия положений арматуры (открыто-закрыто), дефектов опор и подвесок производятся МОТО-6 и МОТО-7 два раза в смену, выявленные дефекты записываются в журнал дефектов.

9. Технические данные

9.1. Технические характеристики технологического конденсатора представлены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Параметры	Величина	
	межтрубное пространство	трубное пространство
Среда	Пар	Тех. вода
Расчетное давление, кгс/см^2	16	6
Давление гидравлического испытания, кгс/см^2	22	9
Расход воды, т/ч, не более	150	3000
Гидравлическое сопротивление, кгс/см^2, не более	-	0.5

Параметры	Величина	
	межтрубное пространство	трубное пространство
Температура среды на входе, °С	190	1-33
Температура среды на выходе, °С	12-107	35-65
Поверхность нагрева, м^2	496	496

Перечень принятых сокращений

АС	атомная станция
АСУТ	автоматизированная система управления турбиной
БРУ-А	быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в атмосферу
БРУ-К	быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в конденсатор
БРУ-СН	быстродействующая редукционная установка со сбросом пара в коллектор собственных нужд
БЩУ	блочный щит управления
ВИУТ	ведущий инженер управления турбин
ГИС	главный инженер станции
ГПК	главный паровой коллектор
Д-7 ата	деаэратор 7 ата
ДБ	дренажный бак
ДУ	дистанционное управление
Ду	условный диаметр
ЗГИ (э)	заместитель главного инженера по эксплуатации
КВ	концевой выключатель
КГП	конденсат греющего пара
КДУ	ключ дистанционного управления
КИП	контрольно-измерительные приборы
КР	капитальный ремонт
КСН	коллектор собственных нужд
КТД	комплект технической документации
КУ	ключ управления
МКУ	минимально-контролируемый уровень
ММ	моментная муфта
МОТО	машинист обходчик турбинного отделения
МЭО	механизм электрический однооборотный
НД	нормативная документация
НСБ	начальник смены блока
НСС	начальник смены станции
НТЦ	начальник турбинного цеха
НУЭ	нормальные условия эксплуатации

ПЗ	проектное землетрясение
ПЭМ	пароэжекторная машина
РДМ	расширитель дренажей машзала
РМОТ	рабочее место оператора-технолога
СР	средний ремонт
ТЗиБ	технологические защиты и блокировки
ТК	технологический конденсатор
ТО	турбинное отделение
ТОиР	техническое обслуживание и ремонт
ТСМ	термометр сопротивления
УКТС	унифицированный комплекс технических средств
УП	указатель положения

Лист регистрации изменений

Изм.	Номера листов				Всего листов в документе	Номер извещения	Подпись	Дата
	изменённых	заменённых	новых	изъятых				