

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«СЕВАСТОПОЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ИНСТИТУТ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ И ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Ю.В. Браславский, В.Ф. Дудаков

**ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
РЕАКТОРНОГО ОТДЕЛЕНИЯ
АЭС С ВВЭР-1000
(МОДИФИКАЦИЯ В-320)**

Учебное пособие

Севастополь
СевГУ
2018

УДК 621.311.25.002.5: 621.039. (075.8)
Б874

Р е ц е н з е н т ы:

К.Б. Матузаев - канд. техн. наук, доцент,
заведующий кафедрой «Ядерные энергетические установки»

А.А. Скидан - канд. техн. наук, доцент,
заведующий кафедрой «Системы контроля и управления атомных станций»

Ю.В. Браславский

Б874 Основное оборудование и технологические системы реакторного отделения АЭС с ВВЭР-1000 (модификация В-320): учеб. пособие / Ю.В. Браславский, В.Ф. Дудаков. – Севастополь: СевГУ, 2018. – 203 с.: ил.

Представлено описание оборудования и основных технологических систем реакторного отделения энергоблока с ВВЭР-1000 (В-320), изложены основные принципы эксплуатации и даны технические характеристики элементов реакторной установки.

Предназначено для студентов университета, обучающихся по специальности «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг», а также может быть использовано студентами других специальностей.

УДК 621.311.25.002.5: 621.039. (075.8)

Учебное пособие рассмотрено и утверждено на заседании кафедры «Ядерные энергетические установки», протокол № 11 от 13 апреля 2018 г.

© Браславский Ю.В., Дудаков В.Ф., 2018
© ФГАОУ ВО «Севастопольский
государственный университет», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень принятых сокращений	6
Предисловие	8
1. Главный корпус АЭС	9
2. Система первого контура	13
2.1. Назначение системы и описание технологической схемы	13
2.2. Основные компоненты системы	18
2.2.1. Ядерный реактор	18
2.2.2. Парогенератор	24
2.2.3. Главный циркуляционный насос	28
2.2.4. Главные циркуляционные трубопроводы	31
2.3. Работа системы	34
3. Система компенсации давления	35
3.1. Назначение системы и описание технологической схемы	35
3.2. Основные компоненты системы	39
3.2.1. Компенсатор давления	39
3.2.2. Барботажный бак	43
3.2.3. Импульсно-предохранительные устройства	46
3.3. Управление системой	49
3.3.1. Основные автоматические регуляторы	50
3.3.2. Основные блокировки системы	51
3.4. Работа системы	52
4. Система подпитки-продувки первого контура	53
4.1. Назначение системы и описание технологической схемы	53
4.2. Основные компоненты системы	62
4.2.1. Подпиточный агрегат	62
4.2.2. Деаэраторы	72
4.2.3. Теплообменники	80
4.3. Управление системой	87
4.3.1. Основные автоматические регуляторы	87
4.3.2. Основные блокировки системы	89
4.4. Работа системы	91
5. Основные принципы безопасности АЭС	95
6. Система аварийного впрыска бора	101
6.1. Назначение системы и описание технологической схемы	101
6.2. Основные компоненты системы	104
6.2.1. Насос аварийного впрыска бора	104
6.2.2. Бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты	108
6.2.3. Дроссельные шайбы	111
6.3. Управление системой	111

6.3.1.	Основные блокировки системы	111
6.4.	Автоматика ступенчатого пуска	112
5.4.1.	Первая программа АСП	113
5.4.2.	Вторая программа АСП	115
6.5.	Работа системы	115
7.	Система аварийного ввода бора	116
7.1.	Назначение системы и описание технологической схемы	116
7.2.	Основные компоненты системы	120
7.2.1.	Насос аварийного ввода бора	120
7.2.2.	Бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты	125
7.2.3.	Дроссельные шайбы и сужающие устройства	127
7.3.	Управление системой	128
7.3.1.	Основные блокировки системы	128
7.4.	Работа системы	130
8.	Система аварийного расхолаживания активной зоны (пассивная часть)	132
8.1.	Назначение системы и описание технологической схемы	132
8.2.	Основные компоненты системы	136
8.2.1.	Гидроемкость САОЗ	136
8.2.2.	Быстродействующие задвижки	138
8.2.3.	Обратные клапаны	139
8.2.4.	Байпасные вентили	140
8.2.5.	Предохранительные клапаны	140
8.3.	Управление системой	143
8.3.1.	Основные блокировки системы	143
8.4.	Работа системы	144
9.	Система аварийного и планового расхолаживания	146
9.1.	Назначение системы и описание технологической схемы	146
9.2.	Основные компоненты системы	151
9.2.1.	Насос аварийного и планового расхолаживания	151
9.2.2.	Бак аварийного запаса борной кислоты	155
9.2.3.	Теплообменник аварийного и планового расхолаживания	158
9.2.4.	Дроссельные шайбы и сужающие устройства	161
9.3.	Управление системой	162
9.3.1.	Основные блокировки системы	163
9.4.	Работа системы	164
10.	Спринклерная система	169
10.1.	Назначение системы и описание технологической схемы	169
10.2.	Основные компоненты системы	173
10.2.1.	Спринклерный насос	173

10.2.2. Водоструйный насос	174
10.2.3. Бак спринклерного раствора	176
10.2.4. Дроссельные шайбы	180
10.3. Управление системой	180
10.3.1. Основные блокировки системы	181
10.4. Работа системы	182
11. Система аварийной питательной воды парогенераторов	183
11.1. Назначение системы и описание технологической схемы	183
11.2. Основные компоненты системы	187
11.2.1. Аварийный питательный насос	187
11.2.2. Бак запаса химически обессоленной воды	191
11.2.3. Дроссельные шайбы	193
11.3. Управление системой	194
11.3.1. Основные блокировки системы	195
11.4. Работа системы	196
12. Система аварийного парогазоудаления из первого контура	197
12.1. Назначение системы и описание технологической схемы	197
12.2. Основные компоненты системы	200
12.3. Управление системой	201
12.4. Работа системы	201
Литература	203

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АЗ	– аварийная защита
а.з.	– активная зона
АПВ	– аварийная питательная вода
АПГУ	– аварийное парогазоудаление
АПЭН	– аварийный питательный электронасос
АСП	– автоматика ступенчатого пуска
АЭС	– атомная электрическая станция
ББ	– барботажный бак
БЗТ	– блок защитных труб
БРУ	– блок ручного управления
БРУ-А	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в атмосферу
БРУ-К	– быстродействующая редуцирующая установка сброса пара в конденсатор
БУЗ	– блок управления задвижкой
БЩУ	– блочный щит управления
ВБ	– верхний блок
ВВЭР	– водо-водяной энергетический реактор
ВКУ	– внутрикорпусное устройство
ВХР	– водно-химический режим
ВЦЭН	– вспомогательный центробежный электронасос
ГЕ	– гидроемкость
ГО	– герметичная оболочка
ГРР	– главный разъем реактора
ГЦК	– главный циркуляционный контур
ГЦН	– главный циркуляционный насос
ГЦТ	– главные циркуляционные трубопроводы
ДГ	– дизель-генератор
ЕЦ	– естественная циркуляция
ИПУ	– импульсное предохранительное устройство
КВРР	– ключ выбора режима работы
КД	– компенсатор давления
КИП	– контрольно-измерительные приборы
КНИ	– канал нейтронного измерения
КПД	– коэффициент полезного действия
КУ	– ключ управления
МПА	– максимальная проектная авария
НСБ	– начальник смены блока
ОК	– обратный клапан
ОР	– орган регулирования

ПГ	– парогенератор
ПК	– предохранительный клапан
ППР	– планово-предупредительный ремонт
ПС	– поглощающий стержень
ПЭЛ	– поглощающий элемент
РБК	– раствор борной кислоты
РМОТ	– рабочее место оператора-технолога
РО	– реакторное отделение
РТЗО	– распределитель токовый одностороннего обслуживания
РУ	– реакторная установка
РЩУ	– резервный щит управления
САОЗ	– система аварийного охлаждения активной зоны
СБ	– система безопасности
СВП	– стержень выгорающего поглотителя
СВО	– спецводоочистка
СВРК	– система внутриреакторного контроля
СУЗ	– система управления и защиты
ТВС	– тепловыделяющая сборка
ТВЭЛ	– тепловыделяющий элемент
ТЗиБ	– технологические защиты и блокировки
ТОАР	– теплообменник аварийного и планового расхолаживания
ТОП	– теплообменник организованных протечек
ТЭН	– трубчатый электронагреватель
УКТС	– унифицированный комплекс технических средств
ХОВ	– химически обессоленная вода
ЦТАИ	– цех тепловой автоматики и измерений
ЭБ	– энергоблок

ПРЕДИСЛОВИЕ

В связи с растущим потреблением электроэнергии во всем мире развитие атомной отрасли стало одним из приоритетных для многих государств, в том числе и для тех, которые до последнего момента не имели опыта строительства и эксплуатации атомных установок большой мощности. Развитие программ строительства атомных электростанций во многих странах, в том числе и в Российской Федерации, требует подготовки значительного числа квалифицированных работников, хорошо знакомых с основными принципами функционирования и управления реакторными установками различных модификаций. Одним из главных условий подготовки молодых специалистов является умение сочетать знания, полученные в теоретической части, с практикой. Поэтому, выпускники ВУЗов, готовящих специалистов для АЭС, должны не только понимать суть физических процессов, происходящих при эксплуатации ядерной установки, но и быть ознакомленными с оборудованием и технологическими системами энергоблока, чтобы после трудоустройства сократить время обучения на рабочем месте.

В настоящем пособии описаны основное оборудование и технологические системы реакторного отделения энергоблока с реактором ВВЭР-1000 (модификации В-320), наиболее представленного на отечественных АЭС. Рассматриваются основы функционирования и эксплуатации реакторной установки при различных режимах работы, а также конструкция и основные технические характеристики ее элементов. Особое внимание уделено системам безопасности, обеспечивающим предотвращение проектных аварий и их перерастание в запроектные.

Следует иметь в виду, что, хотя общие принципы функционирования ядерной установки одинаковы для всех серийных энергоблоков, существуют некоторые детальные отличия в технологических системах и числовых значениях параметров. Однако, знание проектных основ построения и функционирования оборудования позволит обучаемым использовать полученные навыки для более узкого применения в дальнейшей деятельности.

Пособие может использоваться для подготовки к государственным экзаменам, а также к защите выпускных квалификационных работ. При работе с пособием рекомендуется использовать «Альбом технологических схем реакторного отделения АЭС с ВВЭР (В-320)».

1. ГЛАВНЫЙ КОРПУС АЭС

При создании унифицированного проекта АЭС с реактором ВВЭР-1000 модификации В-320 были учтены опыт строительства и эксплуатации атомных электростанций, а также основные требования по обеспечению безопасности. Созданный при этом проект энергоблока мощностью 1000 МВт обеспечивает возможность поточного строительства многоблочных АЭС. Одним из основных принципов компоновки АЭС является принцип моноблочности, при котором каждый энергоблок располагается в отдельном здании. В соответствии с этим принципом для каждого ЭБ предусматриваются системы, обеспечивающие безопасность его работы, аварийный останов и расхолаживание реакторной установки, а также проведение комплекса послеаварийных мероприятий независимо от работы остальных ЭБ АЭС.

В состав энергоблока АЭС входят:

- реакторная установка В-320 с реактором ВВЭР-1000;
- турбогенераторная установка с турбиной К-1000-60/1500 (К-1000-60/3000) и генератором ТВВ-1000;
- системы, обеспечивающие работу ЭБ.

Основным сооружением АЭС является главный корпус, включающий в себя реакторное отделение, машинный зал и помещение электротехнических устройств.

Компоновка главного корпуса предусматривает соблюдение следующих технико-экономических требований:

- надежное обеспечение бесперебойного и удобного процесса эксплуатации;
- обеспечение удобства сооружения и монтажа оборудования, строительных конструкций с максимально возможной механизацией работ;
- все оборудование и трубопроводы должны быть смонтированы таким образом, чтобы было возможно при неработающем реакторе производить осмотр и испытания как сварных швов, так и основного материала оборудования и трубопроводов, а также осуществлять быстрый ремонт и замену отдельных узлов;
- расположение оборудования и служебных помещений должно обеспечивать необходимые условия труда обслуживающего персонала, пожарную безопасность и исключать возможность воздействия радиоактивного излучения;
- предусмотрена локализация последствий возможных аварий оборудования реакторного отделения.

Для улучшения динамических характеристик, предотвращения деформаций различных по массе частей здания при сейсмических воздействиях здание реакторного отделения спроектировано симметричным с на-

грузками от шахты реактора в геометрическом центре здания, а также размещением наиболее тяжелого оборудования и бакового хозяйства в фундаментной части реакторного отделения на более низких высотных отметках. От примыкающих зданий и сооружений здание РО отделено антисейсмическими швами. Основным конструкционным материалом здания РО является железобетон. Этим обеспечивается надежная биологическая защита и герметизация в случае аварии.

Реакторное отделение состоит из негерметичного и герметичного объемов.

Негерметичный объем включает в себя фундаментную часть, обстройку и вентиляционную трубу.

Фундаментная часть размером в плане 66х66 м представляет собой железобетонную коробчатую конструкцию, которая опирается на фундаментную плиту с нижней отметкой – 7,0 м. Фундаментная плита выполнена из монолитного железобетона. Под плитой прокладывается гидроизоляционный слой из профилированного полиэтилена. Гидроизоляция также устанавливается по периметру здания от нижней отметки фундаментной части до отметки 0,0 м. Фундаментная часть разделена внутренними диафрагмами стен и горизонтальными перекрытиями на отметках 0,0, 3,6, 6,6 м. Наружные и внутренние стены, насыщенные технологическими и строительными конструкциями, а также закладными частями, выполняются из железобетонных блоков-ячеек. Фундаментная часть на отметке 13,2 м перекрыта сплошной железобетонной плитой толщиной 2,4 м размером в плане 66х66 м, являющейся опорной частью для защитной герметичной оболочки и обстройки реакторного отделения. Плита выполнена с использованием пространственных арматурных блоков, облицованных с нижней стороны листовой углеродистой сталью, являющейся совместно со стержневой арматурой опалубкой при бетонировании. В фундаментной части размещается герметичный транспортный коридор (помещение ГА 101 на отметке 0,0), соединенный шлюзом (помещение ГА 102) с герметичной частью РО через транспортный люк на отметке 13,2 (помещение ГА 303) и бак аварийного запаса борной кислоты на отметке 6,6 (помещение ГА 201), который служит баком-приямком герметичной части РО.

Обстройка реакторного отделения окружает герметичную оболочку и представляет собой многоэтажную коробчатую конструкцию размером в плане 66х66 м. Для стен и перекрытий обстройки используются такие же конструкции, как и для фундаментной части. В местах примыкания перекрытий обстройки к оболочке при невозможности использования сборных железобетонных плит, а также в треугольных помещениях в районе лестничных клеток, применяются пространственные арматурные блоки, облицованные с нижней стороны стальными листами. Для прохода в гермозону предусмотрены герметичные шлюзы на отметках 19,2 м (помещение ГА 404) и 36,6 м (помещение ГА 703).

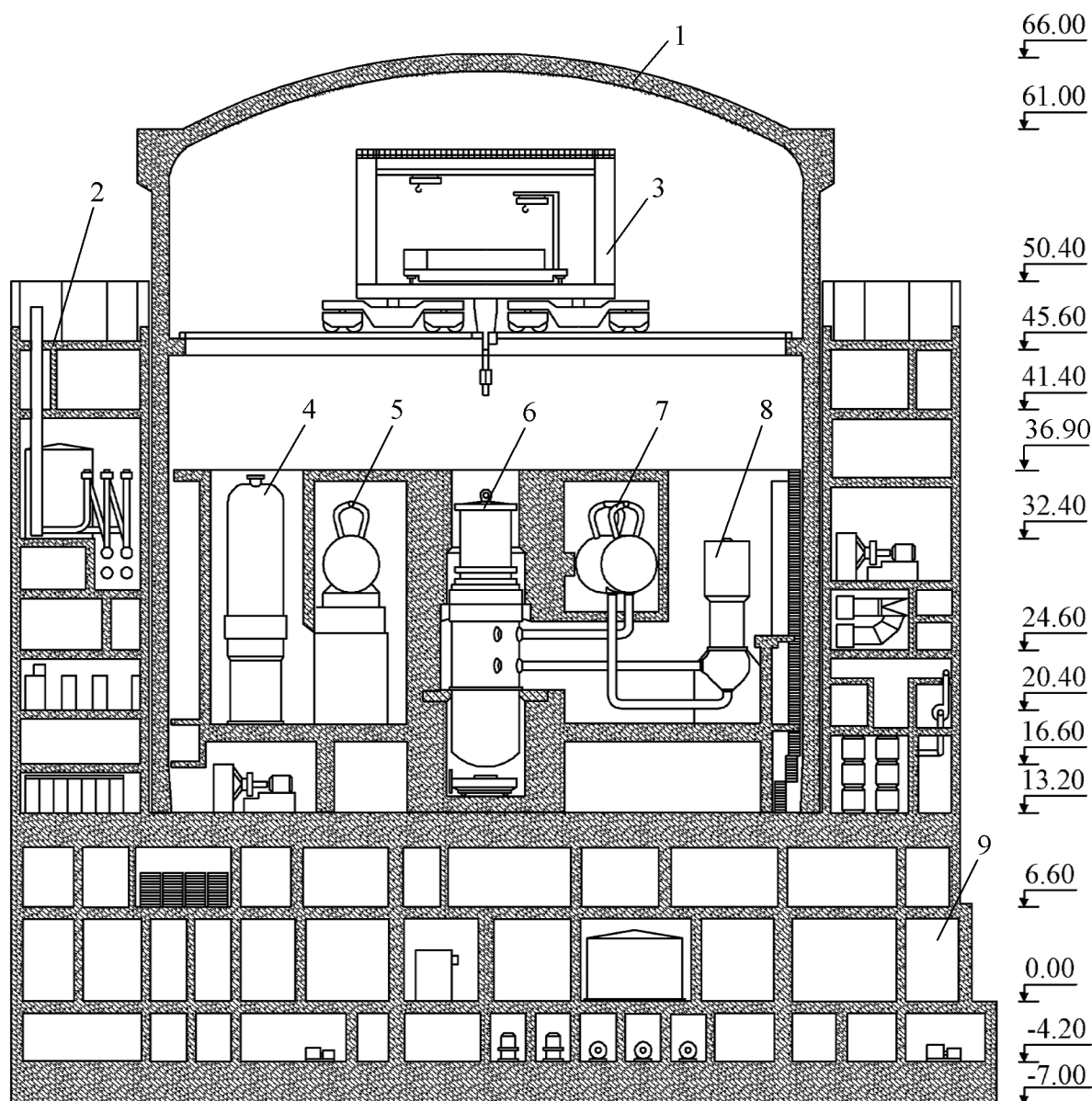


Рис. 1.1. Разрез реакторного отделения:

- 1 – герметичная оболочка; 2 – обстройка; 3 – мостовой кран;
 4 – компенсатор давления; 5, 7 – парогенератор; 6 – реактор;
 8 – главный циркуляционный насос; 9 – фундаментная часть

Вентиляционная труба размещена на крыше обстройки РО и опирается на железобетонный оголовок, являющийся продолжением вентиляционного короба. Труба по условиям антикоррозионной стойкости, а также с учетом невозможности ее ремонта в течение всего периода эксплуатации АЭС выполняется из листовой нержавеющей стали толщиной 5 мм в несущей решетчатой металлической башне из углеродистой стали. Диаметр трубы постоянный по высоте. Отметка верха трубы – 100 м.

Герметичный объем ограничивается защитной оболочкой РУ, которая является локализирующим средством систем безопасности. Она предна-

значена для исключения утечек радиоактивных сред в окружающую среду, образующихся как во время нормальной эксплуатации, так и при внешних воздействиях.

При проектировании строительных конструкций защитной герметичной оболочки учитываются следующие воздействия на контур герметизации:

- максимальное внутреннее аварийное давление 0,5 МПа продолжительностью 10 ч;
- максимальная температура внутри ГО при аварии 150 °С, температура во время эксплуатации 60 °С;
- влажность в эксплуатационных режимах до 90 %, в аварийном режиме – паровая смесь;
- активность во время аварии $1,25 \cdot 10^{-2}$ Ки/л в течение 10 ч, в эксплуатационных режимах $2 \cdot 10^{-2}$ Ки/л;
- расчетный вакуум 0,005 МПа;
- воздействие теплового удара и ударной воздушной волны во время аварии;
- перепад аварийного давления внутренних конструкций 0,17 МПа.

Герметичная часть состоит из защитной герметичной оболочки и внутренних помещений и условно разделяется на два объема:

- нижний объем – от отметки 13,2 м до отметки 36,9 м, в котором расположена шахта реактора с примыкающими к ней отсеками бассейна выдержки и перегрузки. Здесь же размещается основное оборудование главного циркуляционного контура: реактор, парогенераторы, ГЦН, гидроаккумулирующие емкости пассивной части САОЗ, оборудование системы компенсации давления, теплообменники системы подпитки-продувки, а также баки аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты системы аварийного ввода бора;
- верхний объем – от отметки 36,9 м, в котором смонтированы мостовой электрический кран кругового действия грузоподъемностью 320 т, консольный кран и перегрузочная машина. На отметке 36,9 расположен аппаратный зал, в котором предусмотрены места для размещения съемного оборудования при проведении дезактивации и ремонта.

Защитная оболочка представляет собой цилиндрическую монолитную, предварительно напряженную железобетонную конструкцию диаметром 45 м с куполом в виде пологой сферы, расположенную симметрично относительно фундаментной части. Отметка верха купола – 66,65 м. Свободный объем воздуха под оболочкой составляет около 60000 м³. Толщина стен цилиндрической части 1,2 м, толщина купола 1,1 м. Несущая арматура изготавливается из стали периодического профиля диаметром 20...36 мм, конструкционная арматура – диаметром 10...20 мм. Предварительное напряжение оболочки обеспечивается созданием системы армирования арматурными канатами из стабилизированной высокопрочной про-

волоки. Для обеспечения герметичности внутренняя поверхность оболочки покрыта металлической облицовкой толщиной 8 мм, выполненной из углеродистой стали и защищенной от коррозии металлизированным слоем алюминия с уплотнением пор эпоксидным покрытием. Эта оболочка доступна для осмотра и проверки герметичности при монтаже и эксплуатации АЭС. Монтаж облицовки карниза и купола в зависимости от грузоподъемности монтажного крана может производиться отдельно – облицовка карниза блоком массой 86 т, а облицовка купола – блоком массой 134 т, либо одним блоком массой 220 т при использовании большегрузных кранов.

Герметичный контур пересекают технологические и электрические линии, проходящие через герметичные трубные и кабельные проходки специальной конструкции, общее количество которых составляет 875 шт.

Перед комплексными испытаниями на основании исполнительной документации и протоколов локальных испытаний составляется паспорт защитной оболочки. При проведении пусконаладочных работ на энергоблоке производятся испытания ГО:

- локальные на плотность элементов герметичного контура (сварные швы герметичной облицовки, узлы герметизирующего оборудования – проходки, люки, шлюзы);
- предварительные испытания для подтверждения ее конструктивной готовности к комплексным испытаниям;
- комплексные приемо-сдаточные испытания: на плотность избыточным давлением 0,4 МПа, на прочность избыточным давлением 0,46 МПа.

При проведении испытаний используются вытяжная аварийно-ремонтная вентиляционная система, компрессорная станция для испытаний защитной оболочки, а также общестанционная компрессорная станция. Вытяжная аварийно-ремонтная вентиляционная система с вентиляторами типа ВДН-17 используется для создания разрежения под герметичной оболочкой. Производительность ее составляет 100000 м³/ч, проектный вакуум на всасе 4,2 кПа. Компрессорная станция испытаний оболочки предназначена для испытаний ГО на прочность и плотность избыточным давлением.

2. СИСТЕМА ПЕРВОГО КОНТУРА

2.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система первого контура (главного циркуляционного контура) (YA) предназначена для организации циркуляции теплоносителя через активную зону реактора с целью передачи тепла, выделяющегося в активной зоне, воде второго контура в парогенераторах для генерации пара, обеспечивающего работу турбогенераторной установки.

Система главного циркуляционного контура относится к системам нормальной эксплуатации, важным для безопасности.

В области безопасности ГЦК выполняет следующие задачи:

- обеспечение отвода тепла от ядерного топлива в режимах нормальной эксплуатации и при нарушениях нормальной эксплуатации, в том числе при отсутствии принудительной циркуляции теплоносителя;
- предотвращение выхода радиоактивных веществ за границы ГЦК в количествах, превышающих установленные пределы.

Основным принципом безопасности ГЦК является обеспечение защиты персонала и населения от внешнего и внутреннего облучения, а окружающей среды – от загрязнения радиоактивными веществами.

В области нормальной эксплуатации задачи ГЦК следующие:

- выработка тепловой энергии в активной зоне реактора путем осуществления управляемой цепной реакции деления ядерного топлива;
- отвод тепловой энергии от активной зоны к парогенераторам теплоносителем первого контура и передача ее среде второго контура.

ГЦК является одним из четырех барьеров, предусмотренных проектом РУ для предотвращения (или ограничения) распространения радиоактивных веществ в окружающую среду.

В состав системы первого контура (рис. 2.1) входят:

- ядерный реактор YC00B01;
- четыре циркуляционные петли;
- система компенсации давления YP;
- трубопроводы вспомогательных систем до первой граничной запорной арматуры и трубопроводы систем безопасности до обратных клапанов.

В свою очередь, каждая циркуляционная петля включает в себя следующие элементы:

- парогенератор YB10(20,30,40)W01;
- главный циркуляционный насос YD10(20,30,40)D01;
- главные циркуляционные трубопроводы Ду850;
- систему байпасной очистки теплоносителя CBO-1 (ТС).

Оборудование ГЦК расположено в герметичной оболочке реакторного отделения. Для обеспечения компенсации температурных расширений парогенераторы и главные циркуляционные насосы установлены на опорах качения. Взаимное расположение элементов ГЦК позволяет обеспечить надежную естественную циркуляцию теплоносителя при неработающих ГЦН. Это достигается расположением зоны нагрева теплоносителя (активной зоны) ниже зоны охлаждения (парогенераторы). Кроме того, компоновка ГЦК обеспечивает возможность ремонта ГЦН, ПГ и трубопроводов, врезанных в ГЦТ, без препятствия отводу тепла от ядерного топлива в активной зоне системой аварийного и планового расхолаживания (TQ12). Для этого все врезки в «холодные» нитки ГЦТ расположены выше оси трубопровода.

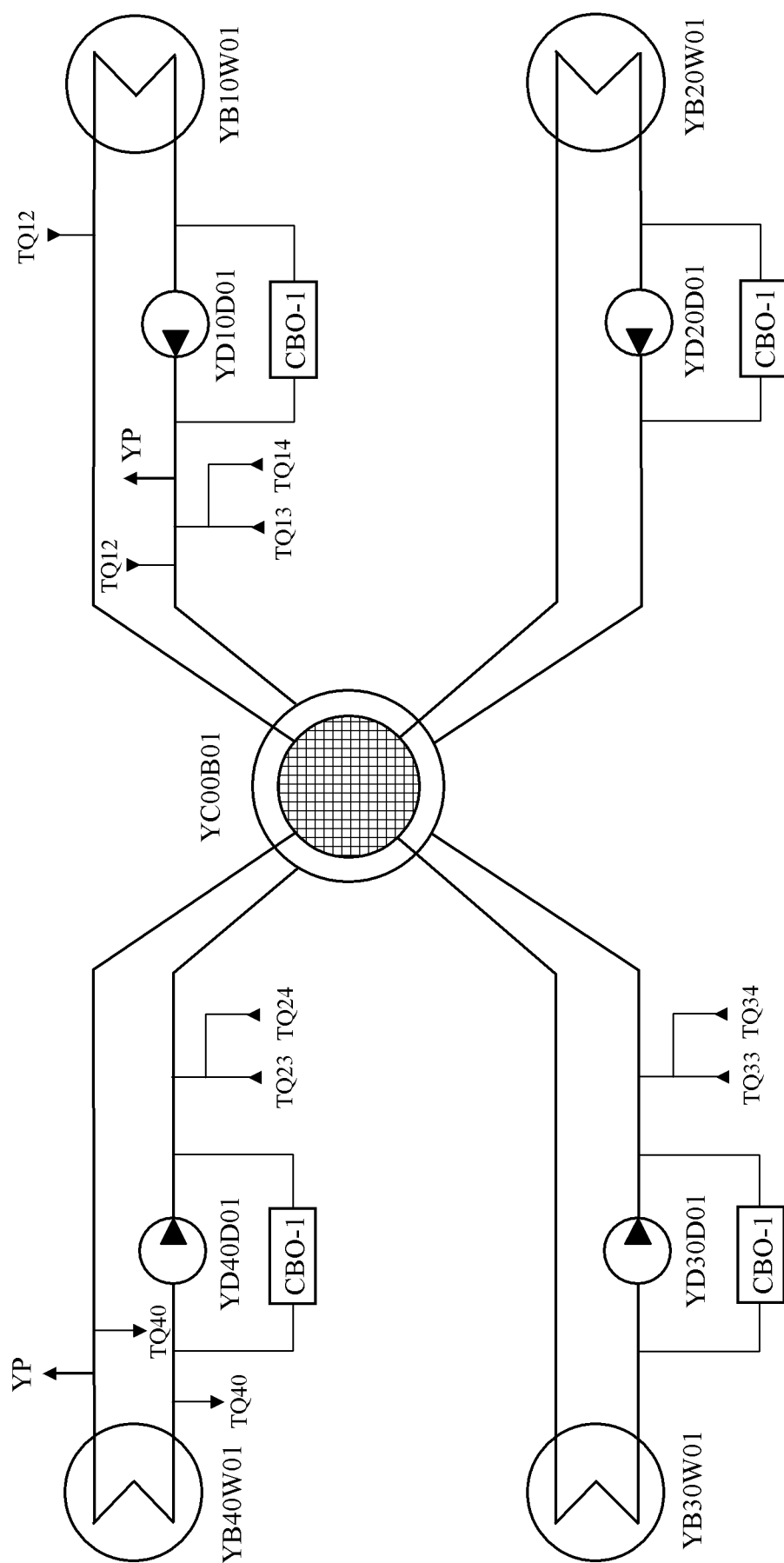


Рис. 2.1. Упрощенная схема системы первого контура

Для ограничения смещения оборудования и предотвращения образования летящих предметов, способных разрушить герметичную оболочку при разрывах трубопроводов, предусмотрены элементы крепления (ограничители, аварийные тяги, тросы). Обеспечение сейсмостойкости оборудования реализовано в основном за счет установки дополнительных опор. Конструкция этих опор такова, что не препятствует термическому расширению оборудования. Для обеспечения сейсмостойкости ПГ и ГЦН также предусмотрено использование гидравлических амортизаторов. Проектный срок эксплуатации оборудования ГЦК составляет 30 лет.

С целью защиты персонала от ионизирующих излучений выгрузка высокоактивных элементов из корпуса реактора производится под слоем воды. Для этого предусмотрен бассейн выдержки отработанного ядерного топлива, бассейн перегрузки и две шахты ревизии внутрикорпусных устройств реактора БЗТ. Все эти устройства представляют собой сообщающиеся сосуды, заполнение которых при перегрузке водным раствором борной кислоты обеспечивает безопасность персонала.

Участки ГЦТ между выходными патрубками реактора и входными патрубками ПГ называются «горячими» нитками, а участки между выходными патрубками ПГ и входными патрубками реактора (включая ГЦН) – «холодными» нитками. Теплоноситель первого контура с помощью ГЦН по напорной части «холодной» нитки ГЦТ подается к входному патрубку реактора, опускается по кольцевому зазору между корпусом реактора и внутрикорпусной шахтой, проходит снизу вверх через активную зону, охлаждая ее. Из выходного патрубка реактора по «горячей» нитке ГЦТ теплоноситель поступает в ПГ, где отдает полученное в реакторе тепло воде второго контура. Далее теплоноситель поступает на всас ГЦН и снова подается в реактор. Кроме ниток ГЦК в корпус реактора врезаны трубопроводы подачи среды из гидроаккумулирующих емкостей.

К «горячей» нитке четвертой петли присоединен трубопровод Ду400 (так называемый «дыхательный» трубопровод), по которому происходит переток среды из ГЦК в компенсатор давления и обратно. Трубопровод подачи холодной воды в КД (трубопровод впрыска) врезан в «холодную» нитку первой петли на напоре ГЦН-1. Кроме того, в ГЦТ врезаны напорные трубопроводы систем безопасности (TQ12,13,14), а также всасывающий коллектор планового расхолаживания (TQ40).

Система байпасной очистки теплоносителя первого контура СВО-1 предназначена для механической очистки теплоносителя от радиоактивных продуктов коррозии конструкционных материалов с целью уменьшения активности поверхности оборудования первого контура. Система состоит из четырех идентичных контуров циркуляции теплоносителя, включающих высокотемпературный фильтр ТС10(20,30,40)В01 и фильтр-ловушку ТС10(20,30,40)N01. При включении петли СВО-1 в работу (при

включении ГЦН) часть теплоносителя первого контура (примерно 100 м³/ч) подается с напора ГЦН в высокотемпературный фильтр, очищается в нем и возвращается на всас ГЦН. Фильтрующим элементом высокотемпературного фильтра является пористая термостойкая титановая крошка. Фильтр-ловушка предназначен для улавливания титановой крошки, в случае ее выброса из высокотемпературного фильтра.

Система первого контура взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой гидроаккумулирующих емкостей (пассивной САОЗ) (УТ)** – в аварийных ситуациях, связанных с потерей теплоносителя система УТ обеспечивает подачу раствора борной кислоты с концентрацией не менее 16 г/дм³ в верхнюю и нижнюю части активной зоны;

- **системами аварийного впрыска бора (TQ14) и аварийного ввода бора (TQ13)** – системы TQ14 и TQ13 обеспечивают подачу высококонцентрированного раствора борной кислоты (концентрацией не менее 40 г/дм³) в первый контур при авариях, связанных с разуплотнением контура, выделением положительной реактивности и сохранением высокого давления в первом контуре, а также при обесточивании энергоблока. Кроме того, система TQ13 обеспечивает аварийный отвод тепла от активной зоны;

- **системой аварийного и планового расхолаживания (TQ12)** – система TQ12 обеспечивает режимы аварийного, планового и ремонтного расхолаживания активной зоны;

- **системой компенсации давления (УР)** – система УР обеспечивает компенсацию температурных изменений объема теплоносителя, компенсацию небольших колебаний давления первого контура, а также защиту первого контура от аварийного повышения давления;

- **системой аварийного парогазоудаления (УР)** – система УР обеспечивает удаление парогазовой смеси из реактора, КД и ПГ для исключения срыва циркуляции теплоносителя, оголения активной зоны, скопления взрывоопасной смеси газов в верхних точках оборудования ГЦК.

- **системой байпасной очистки теплоносителя СВО-1 (ТС)** – очистка теплоносителя от продуктов коррозии конструкционных материалов осуществляется на фильтрах СВО-1;

- **системой подпитки-продувки первого контура (ТК)** – система ТК обеспечивает заполнение первого контура теплоносителем, поддержание необходимого ВХР первого контура, подачу запирающей воды на уплотнения ГЦН, а также изменение концентрации борной кислоты в теплоносителе;

- **системой организованных протечек (ТУ)** – через систему ТУ производится дренирование первого контура;

- **системой газовых сдувок (ТР)** – система ТР обеспечивает газоудаление из реактора, парогенераторов, компенсатора давления, а также высокотемпературных фильтров СВО-1 (например, при заполнении системы);

- **системой отбора проб (TV)** – обеспечение контроля качества теплоносителя осуществляется путем отбора проб из элементов первого контура.

2.2. Основные компоненты системы

2.2.1. Ядерный реактор

Ядерный реактор предназначен для выработки тепловой энергии в составе реакторной установки за счет управляемой самоподдерживающейся цепной реакции деления ядер топлива.

Реакторная установка модификации В-320 оснащена серийным реактором ВВЭР-1000 корпусного типа с водой под давлением. Термин «водяной реактор» означает, что и теплоносителем, и замедлителем в реакторе является химически обессоленная вода с борной кислотой, концентрация которой изменяется в процессе эксплуатации от 0 до 16 г/дм³.

Реактор расположен в центре герметичной оболочки реакторного отделения в помещении шахты реактора ГА-301. Главный разъем реактора расположен в помещении мокрой перегрузки ГА-501.

Основными составными частями реактора (рис.2.2) являются:

- корпус;
- внутрикорпусные устройства;
- верхний блок;
- активная зона;
- блок электроразводок.

Корпус реактора предназначен для размещения ВКУ и активной зоны, а также для создания герметичного внутрикорпусного пространства совместно с крышкой и деталями главного уплотнения.

Корпус представляет собой сварной вертикальный цилиндрический сосуд и состоит из фланца, зоны патрубков, опорной обечайки, цилиндрической части и эллиптического днища. На фланце равномерно расположены 54 резьбовых гнезда М170×6 под шпильки главного разъема реактора и две кольцевые канавки для размещения никелевых уплотнительных прокладок. Фланец корпуса соединен сварным швом с зоной патрубков. Две обечайки зоны патрубков имеют каждая по четыре патрубка Ду850 и по два патрубка Ду300. Патрубки Ду850 верхней обечайки предназначены для выхода теплоносителя, а нижней – для входа теплоносителя. Патрубки Ду300 предназначены для подачи РБК из ГЕ САОЗ. Кроме того, в верхней обечайке расположен патрубок Ду250 для вывода импульсных линий КИП. Цилиндрическая (нижняя) часть корпуса состоит из двух цельнокованных обечаек. К внутренней поверхности нижней цилиндрической обечайки корпуса приварены восемь кронштейнов-виброгасителей, на которые крепятся вертикальные шпонки, служащие для фиксации и центриро-

вания нижней части внутрикорпусной шахты относительно корпуса. Днище корпуса – эллиптическое, выполнено из двух листов, сваренных между собой.

Вся внутренняя поверхность корпуса имеет антикоррозионную наплавку (плакировку) из нержавеющей аустенитной стали, толщина которой в районе активной зоны составляет 9 мм. Антикоррозионная наплавка имеется также в верхней части наружной поверхности фланца. Она предназначена для приварки разделительного сильфона, обеспечивающего герметичное соединение корпуса с деталями бассейна перегрузки. Обечайки корпуса, фланец и днище изготовлены из сталей марок 15Х2НМФА и 15Х2НМФА-А, имеющих высокие прочностные и технологические свойства и стойкость к радиационному облучению.

Максимальный наружный диаметр корпуса реактора (4690 мм) выбран из расчета транспортировки корпуса реактора железнодорожным транспортом.

Внутрикорпусные устройства включают в себя внутрикорпусную шахту, выгородку и блок защитных труб.

Шахта внутрикорпусная предназначена для:

- организации входного и выходного потоков теплоносителя внутри реактора;
- защиты корпуса реактора от воздействия нейтронного потока;
- размещения и закрепления выгородки и элементов активной зоны.

Шахта представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с перфорированным эллиптическим днищем и опорными трубами. Во фланце шахты выполнены отверстия для ее транспортировки, для закрепления упругих трубчатых элементов, а также пазы под шпонки БЗТ и корпуса. В верхней части шахты между фланцем и разделительным кольцом корпуса выполнена перфорация для выхода теплоносителя из реактора. От вибрации в продольном направлении, а также от всплытия шахта удерживается посредством трех демпферных труб, размещенных между крышкой реактора и фланцем шахты. При уплотнении главного разъема реактора эти трубы упруго деформируются, создавая распорное усилие между крышкой и шахтой. Благодаря меньшему радиусу кривизны днища шахты по сравнению с днищем корпуса, а также наличию шести выступающих упоров в днище шахты обеспечивается гарантированный зазор для прохода теплоносителя в активную зону в случае обрыва нижней части шахты.

Внутри шахты на уровне активной зоны размещена выгородка, предназначенная для:

- формирования поля энерговыделения;
- снижения утечки нейтронов из активной зоны реактора;
- защиты корпуса реактора от нейтронного излучения;
- дистанционирования периферийных ТВС;

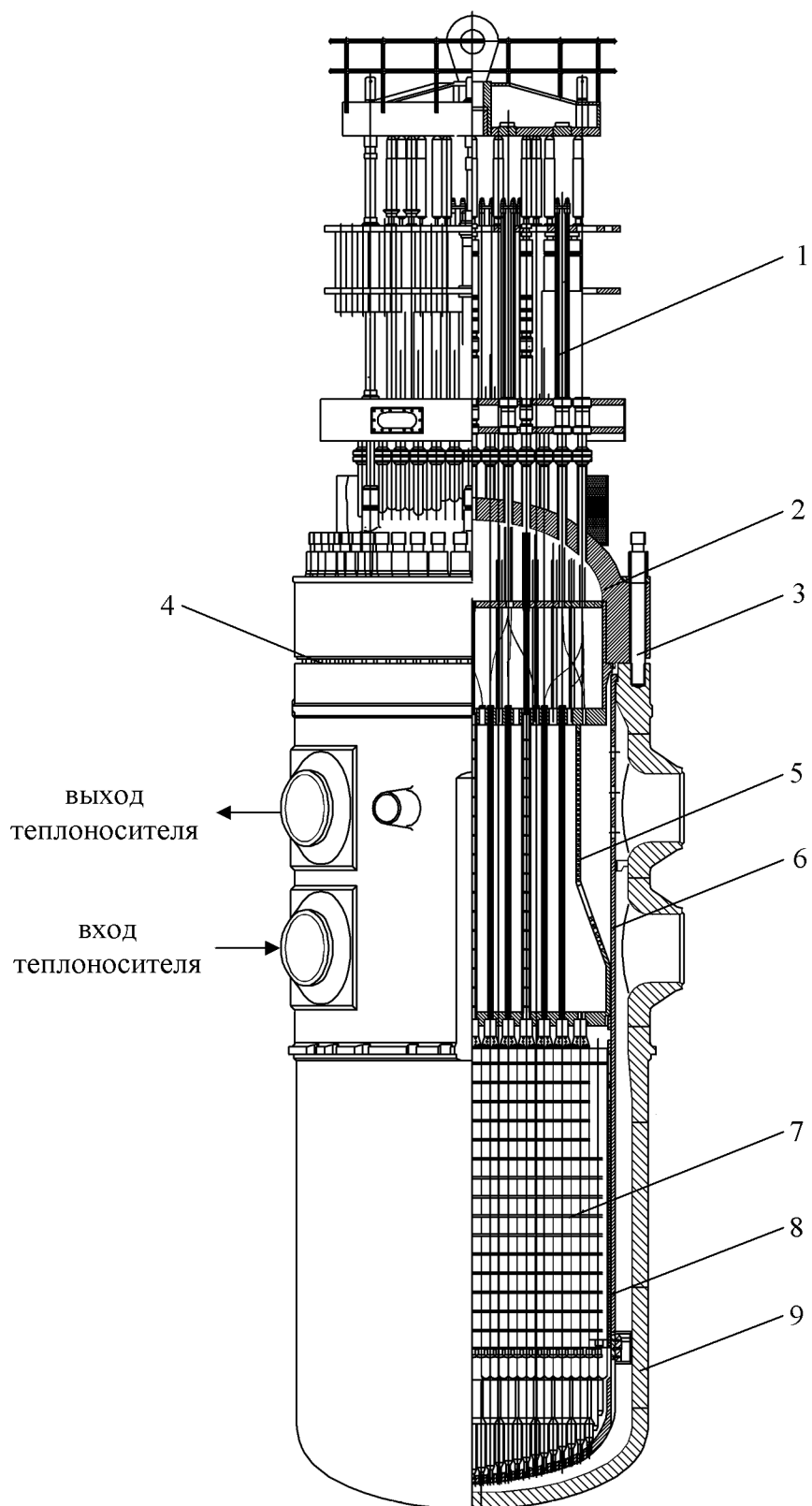


Рис. 2.2. Ядерный реактор ВВЭР-1000:
 1 – блок электроразводок; 2 – верхний блок; 3 – шпилька главного разъема;
 4 – главный разъем реактора; 5 – блок защитных труб; 6 – шахта
 внутрикорпусная; 7 – активная зона; 8 – выгорodka; 9 – корпус

- уменьшения протечек воды мимо активной зоны реактора;
- размещения образцов-свидетелей корпусной стали («лучевых» сборок).

Выгородка представляет собой цилиндр, состоящий из колец, скрепленных между собой шпильками и зафиксированных друг относительно друга штифтами. Кольца выгородки имеют сквозные продольные каналы, а на наружной поверхности – кольцевые проточки для улучшения охлаждения металла выгородки. На торцевой поверхности верхнего кольца предусмотрены места под установку сборок с «лучевыми» образцами-свидетелями корпусной стали. В нижней части выгородка зафиксирована на штифтах и прижата к дистанционирующей решетке с помощью резьбовых тяг, установленных в шесть продольных каналов. Верхняя часть выгородки фиксируется с помощью шпонок, установленных на внутренней поверхности шахты.

Блок защитных труб выполняет следующие функции:

- фиксация и дистанционирование головок ТВС;
- удержание ТВС от всплытия во всех режимах эксплуатации;
- защита ОР СУЗ от воздействия потока теплоносителя;
- обеспечение разводки направляющих каналов СВРК;
- обеспечение равномерного выхода теплоносителя по сечению активной зоны;
- размещение «тепловых» образцов-свидетелей металла корпуса реактора;
- организация потока теплоносителя для охлаждения крышки реактора.

БЗТ представляет собой сварную металлоконструкцию, состоящую из трех плит (верхней, средней и нижней опорной), связанных между собой обечайками, защитными трубами и трубами СВРК. Опорная плита сопрягается с головками ТВС, а через перфорацию в межтрубное пространство БЗТ выходит теплоноситель. В защитных трубах установлены направляющие каркасы, в которых перемещаются органы регулирования. В трубах СВРК закреплены каналы, через которые сборки КНИ вводятся в ТВС, а также установлены термоэлектрические преобразователи. На опорной обечайке БЗТ закреплены каналы со сборками «тепловых» образцов-свидетелей корпусной стали. Фиксация БЗТ осуществляется с помощью шпонок.

Верхний блок предназначен для:

- уплотнения главного разъема реактора;
- размещения приводов СУЗ;
- уплотнения выводов СВРК;
- удержания от всплытия БЗТ, ТВС и шахты реактора.

В состав верхнего блока входят крышка реактора, металлоконструкция, траверса, приводы СУЗ и выводы СВРК.

Крышка реактора имеет тарельчатую форму и представляет собой штампованную конструкцию, состоящую из усеченного эллипсоида и

фланца. На эллипсоиде крышки имеется 92 отверстия, в которых установлены патрубки СУЗ (61 шт.), термоконтроля (14 шт.), контроля энерговыделения (16 шт.) и воздушник реактора. На фланцах патрубков предусмотрена установка двух прокладок. Из полости между ними выводятся трубки контроля плотности разъемов патрубков. Фланец крышки выполнен цельнокованным. В нем выполнены 54 отверстия под шпильки главного разъема реактора. Вытяжка шпилек контролируется по удлинению шпильки относительно размещенного внутри нее контрольного стержня. Кроме шпилек к деталям главного уплотнения относятся гайки, шайбы и прокладки. Плотность ГРП обеспечивается двумя никелевыми прутковыми прокладками, устанавливаемыми в V-образные канавки на фланце корпуса. Нижняя торцевая и внутренняя поверхность крышки плакированы антикоррозионной наплавкой. Основным материалом крышки – сталь марки 15Х2НМФА.

Металлоконструкция верхнего блока предназначена для размещения и центровки приводов СУЗ, организации воздушного охлаждения электромагнитов приводов СУЗ, размещения съемных частей приводов при монтаже верхнего блока, а также обслуживания ВБ во время ППР и перегрузок топлива.

Траверса предназначена для транспортировки ВБ во время ППР и перегрузки ТВС, упора приводов СУЗ в случае разрушения чехла привода или патрубка СУЗ (защиты от летящих предметов), а также биологической защиты надреакторного пространства.

Приводы СУЗ совместно с органами регулирования являются исполнительными механизмами системы регулирования и защиты реактора ВВЭР-1000, с помощью которых осуществляется регулирование мощности, компенсация избыточной реактивности и останов реактора путем введения и вывода ОР из активной зоны реактора, а также аварийный останов реактора путем сброса ОР при обесточивании приводов.

Активная зона предназначена для генерирования тепла и передачи его с поверхности ТВЭЛ теплоносителю первого контура. Активная зона представляет собой совокупность кассет, поглощающих стержней СУЗ и пучков стержней выгорающего поглотителя различных модификаций, обеспечивающих эксплуатацию реактора и выполнение в его активной зоне взаимосвязанных эксплуатационных функций. ТВС является основной составной частью активной зоны и предназначена для управляемого генерирования и передачи тепловой энергии теплоносителю в активной зоне реактора. ТВС состоит из пучка ТВЭЛ, головки, хвостовика, дистанционирующих решеток, направляющих каналов для поглощающих стержней СУЗ и центральной трубки, на которой фиксируются дистанционирующие решетки и в которой может размещаться КНИ. В ядерном реакторе ВВЭР-1000 (модификации В-320) устанавливаются 163 ТВС, расположенных по

сторонам равностороннего шестиугольника с шагом 236 мм и с зазором 2 мм друг от друга. Все ТВС могут устанавливаться в реактор и извлекаться из него как вместе с ОР СУЗ и СВП, так и без них. Комплекс кассет в реакторе имеет форму цилиндра (с ребристой наружной поверхностью) диаметром около 3,3 метра. ТВС устанавливаются в опорные ячейки (стаканы) днища шахты своими хвостовиками, при этом сферическая поверхность ТВС опирается на конусную часть опорного стакана. Ориентация ТВС в плане однозначная и определяется посадкой в паз опорной трубы фиксирующего штыря на хвостовике ТВС по оси корпуса реактора. Фиксация головок ТВС и удержание ТВС от всплытия и вибрации во всех режимах эксплуатации реактора, включая аварийные ситуации, выполняется нижней плитой БЗТ, удерживаемой уплотненной крышкой реактора. За счет упругого поджатия подвижной головки ТВС подпружиненные траверсы ПС СУЗ входят в пазы направляющих каркасов труб БЗТ на 15 мм, подпружиненные траверсы пучков СВП поджимаются к нижней плите БЗТ. Величина продольного поджатия ТВС выбрана с учетом силовых, температурных и радиационных перемещений ТВС и ВКУ, а также с учетом максимальных проектных допусков на размеры ТВС, шахты, БЗТ и корпуса реактора.

Блок электроразводок выполняет следующие функции:

- размещение и подключение электрокоммуникаций приводов СУЗ и кабелей СВРК;
- обслуживание ВБ;
- закрепление ВБ от перемещений при сейсмических воздействиях;
- биологическая защита обслуживающего персонала.

Блок электроразводок представляет собой защитную сварную металлоконструкцию, состоящую из шести стоек, плиты, двух площадок обслуживания, лестниц и обвязок жесткости. На защитной металлоконструкции размещены шлейфы для подвода питания к электромагнитам и датчикам приводов СУЗ и шлейфы от датчиков СВРК. Шлейфы выполнены в виде герметичных металлорукавов, в которые заключены терморadiационно-стойкие кабели и провода.

Основные технические характеристики реактора ВВЭР-1000 представлены в табл. 2.1.

Т а б л и ц а 2.1

Технические характеристики реактора ВВЭР-1000

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
1	2	3
Номинальная тепловая мощность	3000	МВт
Давление номинальное	160	кгс/см ²

1	2	3
Давление гидроиспытаний:		
- на плотность	180	кгс/см ²
- на прочность	250	кгс/см ²
Температура теплоносителя на входе	289,7	°С
Температура теплоносителя на выходе	320	°С
Подогрев теплоносителя в активной зоне	30,3	°С
Температура расчетная	350	°С
Расход теплоносителя через реактор	84800	м ³ /ч
Проходное сечение активной зоны	4,17	м ²
Поверхность теплообмена	5132	м ²
Максимальная температура поверхности ТВЭЛ	350	°С
Максимальная мощность ТВС	27	МВт
Количество ТВЭЛ в ТВС	312	шт.
Количество ТВС в активной зоне,	163	шт.
из них с ПЭЛ	61	шт.
Количество поглощающих стержней в ОР	18	шт.

2.2.2. Парогенератор

Реакторная установка модификации В-320 оснащена парогенератором ПГВ-1000М, предназначенным для выработки насыщенного пара давлением 64 кгс/см² с влажностью менее 0,2 % в составе энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000.

Парогенератор ПГВ-1000М (рис. 2.3) – горизонтальный, однокорпусный, с погруженной поверхностью теплообмена из горизонтально расположенных труб, со встроенными паросепарационными устройствами и погруженным дырчатым листом.

Парогенератор состоит из следующих основных элементов:

- корпуса;
- устройства раздачи основной питательной воды;
- устройства раздачи аварийной питательной воды;
- теплопередающей поверхности;
- коллекторов первого контура;
- сепарационного устройства;
- устройства выравнивания паровой нагрузки;
- устройств измерения уровня;
- опорных конструкций и гидроамортизаторов.

Корпус ПГ предназначен для размещения внутрикорпусных устройств, трубного пучка и коллекторов ПГ. Корпус включает в себя цилиндрическую часть, состоящую из трех обечаек различной толщины, и два эллиптических днища.

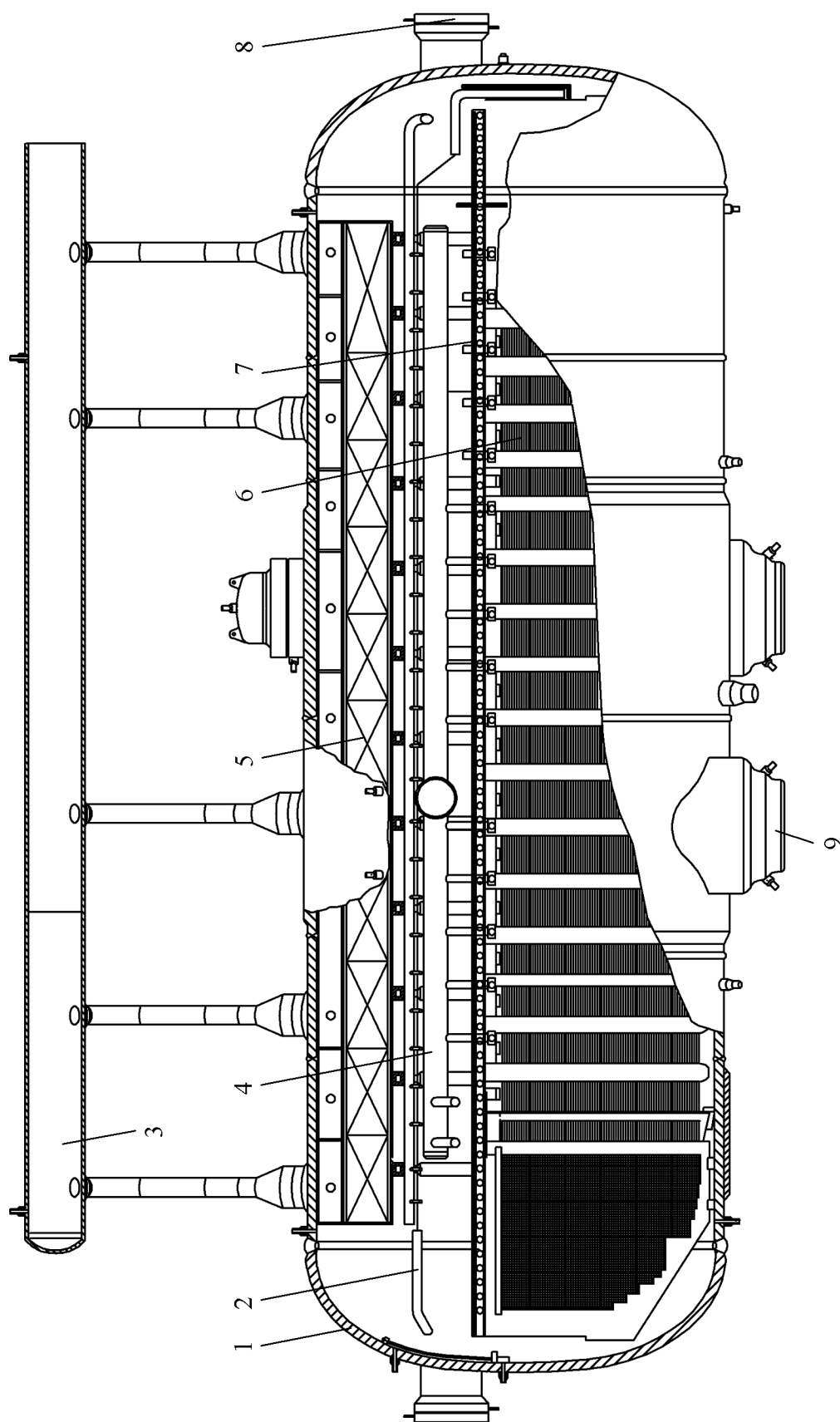


Рис. 2.3. Парогенератор ПГВ-1000М:

1 – корпус; 2 – коллектор АПВ; 3 – паровой коллектор; 4 – коллектор основной питательной воды; 5 – сепарационные устройства; 6 – теплопередающая поверхность; 7 – погруженный дырчатый лист; 8 – люк-лаз; 9 – коллектор первого контура

В верхней части корпуса имеются патрубки для отвода генерируемого пара, патрубки для подвода питательной воды и люки для доступа к уплотнениям коллекторов теплоносителя.

Устройство подвода и раздачи основной питательной воды состоит из коллектора Ду250, проходящего вдоль ПГ и соединенного с патрубком Ду400 на корпусе ПГ. К коллектору Ду250 подсоединены раздающие коллекторы Ду80, имеющие по своей длине трубки Ду20 для выхода питательной воды. Питательная вода подается на трубный пучок, расположенный со стороны «горячего» днища через десять, а на трубный пучок, расположенный со стороны «холодного» днища – через пять раздающих коллекторов Ду80. Продувка по второму контуру осуществляется через два патрубка Ду100 на нижней образующей корпуса, четыре патрубка Ду20 из «карманов» коллекторов первого контура, через два патрубка на днище ПГ, а также через патрубки «солевого» отсека.

Такая система питательной воды и продувки обеспечивает значительное снижение концентрации коррозионно-активных примесей в воде второго контура в зоне «горячего» и «холодного» коллекторов, а также улучшение ВХР ПГ за счет:

- перераспределения потоков питательной воды на трубный пучок (67 % на сторону «горячего» днища, 33% на сторону «холодного» днища);
- организации «солевого» отсека со стороны холодного днища, из которого ведется непрерывная продувка через два запасных патрубка Ду20 на днище ПГ.

Подвод аварийной питательной воды осуществляется через специальный патрубок Ду100 на эллиптическом днище ПГ, к которому присоединен раздающий коллектор Ду80, смонтированный над трубопроводом основной питательной воды. Вода подается через 38 перфорированных трубок Ду25 в паровую часть корпуса ПГ. При обесточивании АЭС или падении уровня в ПГ по отдельной магистрали аварийная питательная вода подается из баков аварийного запаса питательной воды.

Сепарационное устройство состоит из пакетов жалюзи волнистой формы. За секциями жалюзийных сепараторов во всех рядах установлены дырчатые пароприемные листы, предназначенные для выравнивания поля скоростей пара. Отсепарированный конденсат собирается в дренажные камеры и отводится системой трубок под уровень воды. Для равномерного распределения пароводяной смеси по паровому объему парогенератора применяется погруженный дырчатый лист, который представляет собой набор листов с отверстиями диаметром 13 мм, установленных на металлической раме. Расположен он на расстоянии 260 мм от верхнего ряда труб теплопередающей поверхности, живое сечение дырчатого листа для прохода пара составляет около 5 %.

Нагретый в реакторе теплоноситель первого контура по «горячей»

нитке главного циркуляционного трубопровода подается в «горячий» коллектор парогенератора, откуда раздается по U-образным змеевикам. Проходя внутри змеевиков, теплоноситель отдает тепло котловой воде второго контура парогенератора и, охлаждаясь, выходит в «холодный» коллектор парогенератора, и далее подается в «холодную» нитку главного циркуляционного трубопровода на вход ГЦН. Осушенный пар выходит из парогенератора через десять паровых патрубков в коллектор пара, откуда по паропроводам подается на турбину.

В связи с возникновением тепловых перемещений, связанных с разогревом-расхолаживанием РУ ПГ оснащен подвижными опорами. Опоры включают в себя фундаментную часть, состоящую из закладных колец и фундаментных болтов, а также опорные колонны ПГ. На колонны установлены роликовые опоры. Верхние плиты роликовых опор являются подвижными в направлении продольной и поперечной осей ПГ. При наличии перемещений ПГ будет на роликовых опорах свободно следовать за тепловыми перемещениями трубопроводов главного циркуляционного контура. Для восприятия сейсмических нагрузок на ПГ также предусмотрена система гидроамортизаторов. На каждом парогенераторе установлено по 8 гидроамортизаторов, по четыре с противоположных боковых поверхностей ПГ у противоположных люков-лазов ПГ по второму контуру. При этом с каждой из сторон ПГ гидроамортизаторы попарно расположены во взаимно перпендикулярных плоскостях. Гидроамортизатор одним концом прикреплен к ПГ, перемещение которого при сейсмических нагрузках необходимо ограничить, а другим концом – к неподвижной опоре.

Измерение уровня котловой воды в ПГ осуществляется уровнемерами с четырехметровой и метровой базой. Уровнемер с четырехметровой базой позволяет измерить уровень котловой воды по всей высоте ПГ, а уровнемер с метровой базой используется области номинального уровня ПГ (т.к. уровнемер с метровой базой имеет меньшую погрешность измерения).

Парогенераторы расположены в герметичной части реакторного отделения, в боксах парогенераторов вокруг реакторной установки в помещениях ГА 506/1,2 на отметке 28,8 метров. Основные технические характеристики парогенератора ПГВ-1000М представлены в табл. 2.2.

Т а б л и ц а 2.2

Технические характеристики парогенератора ПГВ-1000М

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
1	2	3
Тепловая мощность	750	МВт
Паропроизводительность,	1470	т/ч
Давление генерируемого пара (абс.)	64±2	кгс/см ²

1	2	3
Температура генерируемого пара	278,5	°С
Температура питательной воды	220±5	°С
Температура аварийной питательной воды	5...40	°С
Температура теплоносителя:		
- на входе	320	°С
- на выходе	289,7	°С
Давление теплоносителя на входе (абс.)	160	кгс/см ²
Расход теплоносителя через ПГ при работе на 4-х петлях	21200	м ³ /ч
Влажность пара на выходе из ПГ, не более	0,2	%
Давление гидроиспытаний:		
- по первому контуру	250	кгс/см ²
- по второму контуру	110	кгс/см ²
Номинальный уровень по метровому уровнемеру	27...32	см
Номинальный уровень по четырехметровому уровнемеру		
- на «холодном» торце ПГ	225	см
- на «горячем» торце ПГ	210	см
Количество теплообменных труб	11000	шт.

2.2.3. Главный циркуляционный насос

Главный циркуляционный насос предназначен для создания циркуляции теплоносителя в ГЦК с целью отвода тепла от активной зоны реактора.

Реакторная установка модификации В-320 оснащена главным циркуляционным насосом ГЦН-195М, представляющим собой вертикальный, центробежный, одноступенчатый насос с блоком торцевого уплотнения вала, консольным рабочим колесом, осевым подводом перекачиваемой среды и выносным асинхронным электродвигателем.

Главный циркуляционный насос (рис. 2.4) состоит из следующих основных частей:

- улитки;
- нижней и верхней проставки;
- опорного устройства;
- биологической защиты;
- выемной части;
- торсионной муфты;
- системы подачи запирающей воды;
- системы охлаждения;
- масляной системы;
- приводного электродвигателя.

Основной несущей конструкцией ГЦН является нижняя проставка с тремя кронштейнами. На верхний фланец нижней проставки устанавливается сварная верхняя проставка, на которую крепится приводной электродвигатель с маховиком.

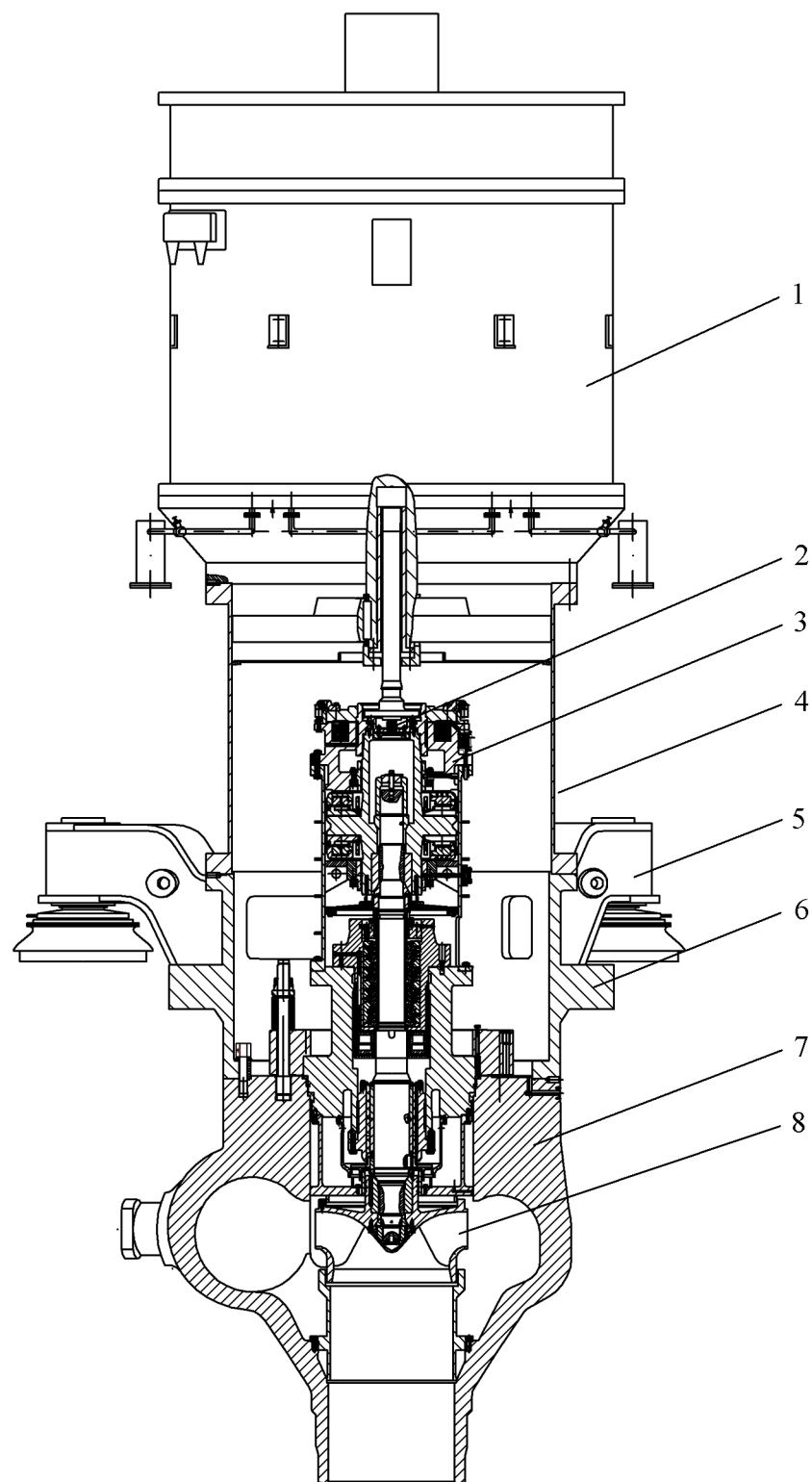


Рис. 2.4. Главный циркуляционный насос ГЦН-195М:
 1 – электродвигатель; 2 – торсионная муфта; 3 – выемная часть;
 4 – верхняя проставка; 5 – опорное устройство; 6 – нижняя проставка;
 7 – улитка; 8 – рабочее колесо

Маховик необходим для обеспечения выбега ГЦН при его обесточивании в течение времени, достаточного для разгрузки реактора до допустимого уровня мощности, соответствующего числу оставшихся в работе ГЦН. Нижним фланцем нижняя проставка соединяется болтами с улиткой насоса, предназначенной для организации подвода и отвода теплоносителя первого контура от рабочего колеса. В свою очередь, кронштейны нижней проставки опираются на шаровые опоры, установленные на перекрытии, что позволяет насосу перемещаться в соответствии с температурными перемещениями трубопроводов первого контура. Для защиты от нейтронного прострела в районе улитки насоса установлено перекрывающее кольцо толщиной 315 мм из углеродистой стали.

Выемная часть ГЦН состоит из корпуса, теплового экрана и барьера, нижнего подшипника скольжения, блока торцевого уплотнения вала, главного упорного подшипника, вала, а также рабочего и вспомогательного колеса.

Торцевое уплотнение устанавливается на вал насоса. Для предотвращения утечки теплоносителя в блок подается запирающая вода. Перед подачей в блок торцевого уплотнения запирающая вода проходит через теплообменник, гидроциклон грубой очистки, бак-накопитель и гидроциклон тонкой очистки.

В связи с установкой уплотнения вала и подачей на него запирающей воды возникает значительная осевая сила, направленная вверх и действующая на вал насоса. Величина силы переменная и изменяется в зависимости от давления теплоносителя в первом контуре. Кроме того, на вал насоса действует также сила, направленная вниз от разгрузки рабочего колеса. Разница осевых сил частично снижается электромагнитом, встроенным в упорный подшипник, а оставшееся усилие воспринимается гребнем упорного подшипника, смазываемого турбинным маслом, которое подается от своей маслосистемы. Радиальные усилия воспринимаются нижним радиальным подшипником, смазка и охлаждение которого производятся водой, циркулирующей по автономному контуру, и радиальными подшипниками, расположенными в корпусе упорного подшипника. Циркуляция воды в автономном контуре обеспечивается импеллером (вспомогательным рабочим колесом, установленным на одном валу с рабочим колесом насоса), при работе ГЦН и вспомогательным электронасосом при стоянке ГЦН. Для охлаждения запирающей воды и воды автономного контура, предусмотрены теплообменники, которые охлаждаются системой промежуточного контура.

ГЦН снабжен антиреверсным устройством, служащим для предотвращения проворачивания вала насоса при обратной циркуляции теплоносителя.

Электродвигатель насоса вертикальный, асинхронный, трехфазный переменного тока с двумя направляющими подшипниками и подпятником.

Двигатель обеспечивает самовентиляцию по замкнутому контуру с применением встроенных в верхней и нижней крестовинах воздухоохладителей. Вал двигателя соединяется с валом насоса с помощью торсионно-зубчатой муфты. Воздухоохладители охлаждаются технической водой группы «В».

Соединение ГЦН с трубопроводом первого контура Ду850 осуществляется на сварке, а с трубопроводами других систем – на фланцах.

Главные циркуляционные насосы располагаются в герметичной части реакторного отделения (рис.2.5).

Основные технические характеристики главного циркуляционного насоса ГЦН-195М представлены в табл. 2.3.

Т а б л и ц а 2.3

Технические характеристики главного циркуляционного насоса ГЦН-195М

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Подача при номинальных параметрах первого контура	20000	м ³ /ч
Номинальная температура перекачиваемой среды	300	°С
Расчетная температура перекачиваемой среды	350	°С
Давление на всасе	156	кгс/см ²
Расчетное давление	180	кгс/см ²
Напор	6,75±0,25	кгс/см ²
Потребляемая мощность при работе: на холодной воде на горячей воде	6800 5100	кВт кВт
Расход запирающей воды на уплотнение, не более	2	м ³ /ч
Протечки запирающей воды, не более	0,75	м ³ /ч
Расход масла на подшипники и электродвигатель	26,5...28,5	м ³ /ч
Давление масла в камере упорного подшипника (изб.)	0,6...1,25	кгс/см ²
Температура масла в камере упорного подшипника	20...51	°С
Расход масла на подшипники и электродвигатель	26,5...28,5	м ³ /ч
Расход воды промконтура, не менее	40	м ³ /ч
Расход техводы на установку, не менее	120	м ³ /ч
Частота вращения	1000	об/мин
Время выбега после останова	25...300	с
Номинальное напряжение	6	кВ
Масса с электродвигателем	118	т
Высота	11,5	м

2.2.4. Главные циркуляционные трубопроводы

ГЦТ соединяют между собой основное оборудование РУ, образуя главный циркуляционный контур, и предназначены для осуществления

циркуляции теплоносителя из реактора в ПГ и обратно. ГЦТ состоят из четырех петель. Каждая из петель имеет два участка труб («горячую» и «холодную» нитки) с внутренним диаметром 850 мм и толщиной стенки 70 мм. Величина внутреннего диаметра, выбрана из условия обеспечения приемлемого гидравлического сопротивления. Общая длина ГЦТ – 147 м.

Для осуществления технологического процесса при нормальных условиях эксплуатации и выполнения функций по обеспечению безопасности в аварийных режимах, а также для контроля параметров теплоносителя в ГЦТ врезаются следующие патрубки и штуцеры:

- измерения давления (Ду10) – 28 шт.;
- измерения температуры (термопары) – 64 шт.;
- измерения температуры (термопреобразователь сопротивления) – 8 шт.

Между штуцерами и трубопроводами замера давления устанавливаются отключающие устройства, ограничивающие течь теплоносителя при разрыве трубопроводов в этих линиях. В патрубках подпитки, работающих в условиях локальных изменений температур, установлены тепловые экраны. Температурные расширения ГЦТ компенсируются перемещением на подвижных опорах ПГ и ГЦН. Для восприятия реактивных усилий от разрыва ГЦТ предусмотрены аварийные опоры, выполненные в виде сварных коробчатых конструкций, устанавливаемые под колена с зазором величиной в несколько миллиметров.

Трубы ГЦТ изготовлены из легированной конструкционной стали марки 10ГН2МФА. Внутренняя поверхность труб плакирована нержавеющей сталью. Трубные узлы изготовлены из бесшовных плакированных труб. Толщина плакировки трубных заготовок составляет 5 мм. Патрубки ГЦТ (Ду350, 300, 200, 125, 100, 32) также изготовлены из стали 10ГН2МФА, патрубки Ду10 (измерения температуры) изготовлены из конструкционной стали марки 22К. Патрубки Ду350, Ду300 с внутренней стороны защищены антикоррозионной надбавкой, патрубки Ду200, Ду125, Ду100, Ду32 с внутренней стороны защищены рубашкой из стали 08Х18Н10Т.

В качестве противосейсмических опор ГЦК используются гидроамортизаторы, установленные на ПГ и на ГЦН, не препятствующие тепловым перемещениям оборудования. Гидроамортизатор представляет собой полый цилиндр, заполненный силиконовой жидкостью, механически связанный с конструкцией здания. В цилиндре находится поршень, шток которого закрепляется на демпфирующем элементе. Полости над поршнем и под ним соединены каналом, в котором находятся нормально открытые клапаны. Каждый гидроамортизатор имеет устройство для дистанционного контроля величины перемещения штока и давления жидкости. Это дает возможность дистанционно контролировать температурные перемещения элементов ГЦК при его разогреве и расхолаживании. Принцип работы

гидроамортизатора основан на том, что поршень при медленном воздействии не оказывает существенного сопротивления перемещениям. При быстром воздействии поршень блокируется за счет прерывания циркуляции рабочей жидкости гидросистемы, что приводит к жесткому соединению предохраняемого оборудования со строительными конструкциями.

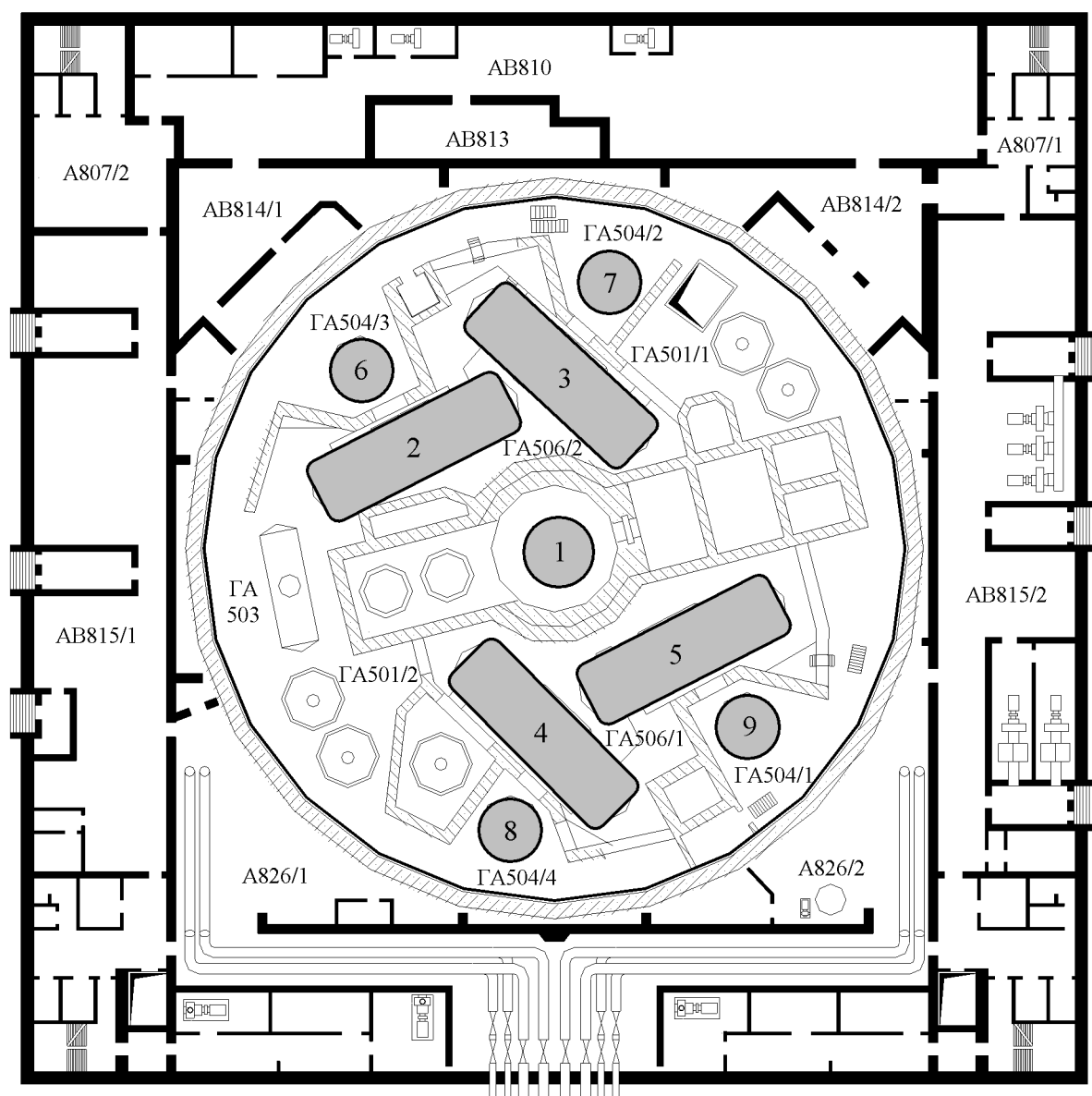


Рис. 2.5. План расположения оборудования ГЦК на отметке 28,8 м:
1 – ядерный реактор; 2-5 – парогенераторы; 6-9 – главные циркуляционные насосы

ГЦК и его оборудование покрыто теплоизоляцией, выполненной из металлического каркаса по форме оборудования, обмотанного матами из базальтового волокна. Снаружи теплоизоляция покрыта защитными кожухами из алюминия, соединенными между собой самонарезными винтами. На улитках ГЦН, где на теплоизоляцию возможно попадание масла, теп-

теплоизоляция защищена козырьками из нержавеющей стали. В настоящее время проводится модернизация теплоизоляции ГЦТ с целью исключения попадания материалов теплоизоляции в бак-прямоук при авариях с потерей теплоносителя.

2.3. Работа системы

При нормальной работе ЭБ теплоноситель, поступает в реактор через «холодные» патрубки корпуса, опускается по кольцевому зазору между корпусом и внутрикорпусной шахтой, проходит через опорные стаканы шахты, омывает активную зону, проходит между защитными трубами БЗТ, через перфорацию в корпусе БЗТ и подается в «горячие» патрубки корпуса реактора. Нагретый теплоноситель подается по «горячим» ниткам ГЦТ в парогенераторы, где отдает тепло котловой воде, превращая ее в пар, и с помощью ГЦН возвращается в реактор для повторного нагрева. Компенсация небольших изменений давления в первом контуре осуществляется системой компенсации давления УР.

В случае останова одного или двух главных циркуляционных насосов мощность РУ снижается:

- при останове одного ГЦН – до 67 % от номинальной;
- при останове двух смежных ГЦН – до 40 % от номинальной;
- при останове двух противоположных ГЦН – до 50 % от номинальной.

При останове трех ГЦН срабатывает АЗ реактора, а при останове всех ГЦН при наличии котловой воды в ПГ в первом контуре возникает естественная циркуляция теплоносителя, обеспечивающая гарантированный теплоотвод от активной зоны.

Представляет интерес схема циркуляции теплоносителя в ГЦК при останове ГЦН. В случае останова одного или двух ГЦН в «отключенной» петле возникает обратный ток теплоносителя, т.е. вода движется по «холодной» нитке, проходит ПГ и затем попадает в «горячую» нитку. Такое движение теплоносителя обусловлено работой остальных ГЦН, создающих перепад давления на активной зоне реактора. Таким образом, часть теплоносителя (примерно 400...450 м³/ч в случае останова одного ГЦН) движется мимо активной зоны, т.е. снижается количество охлаждающей воды, проходящей через реактор. Следовательно, при останове одного ГЦН снижение мощности до 75 % от номинальной (т.е. на четверть) является недостаточным для гарантированного отвода тепла от активной зоны. Аналогичная ситуация возникает при останове двух смежных ГЦН – разгрузка реактора до 50 % мощности недостаточна и для недопущения перегрева активной зоны необходимо снижение мощности реактора до 40 % от номинальной.

3. СИСТЕМА КОМПЕНСАЦИИ ДАВЛЕНИЯ

3.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система компенсации давления (УР) совмещает в себе функции системы нормальной эксплуатации и системы важной для безопасности.

Функции системы в области нормальной эксплуатации:

- компенсация температурных изменений объема теплоносителя;
- компенсация небольших изменений давления первого контура;
- создание давления в первом контуре в период пуска РУ;
- снижение давления в первом контуре при расхолаживании РУ.

Функции системы в области безопасности:

- защита оборудования первого контура от превышения давления;
- отвод тепла от первого контура через ИПУ КД;
- прием и конденсация парогазовой смеси из системы аварийного парогазоудаления УР.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими факторами. Вода при параметрах первого контура обладает относительно большим температурным коэффициентом расширения, что приводит к значительным изменениям давления при изменении температуры первого контура. Теоретически возможно создание системы регулирования давления первого контура посредством компенсации температурных изменений объема теплоносителя соответствующими изменениями расходов подпитки или продувки первого контура. Однако быстроедействие и чувствительность такой системы регулирования при реальных переходных режимах работы РУ гораздо ниже требуемых. Поэтому в РУ с реакторами типа ВВЭР применяется система компенсации давления (объема) с демпфирующим элементом в виде паровой (газовой) подушки. Основным преимуществом этой системы является надежность регулирования и способность быстро реагировать на изменения давления и температуры в первом контуре.

Система компенсации давления (рис. 3.1) является частью первого контура РУ и включает в себя следующие элементы:

- компенсатор давления УВ10В01;
- барботажный бак УВ20В01;
- импульсно-предохранительные устройства УР21,22,23;
- арматуру, трубопроводы, КИП.

При проектировании системы использовались следующие критерии:

- размеры компенсатора давления выбраны таким образом, чтобы не допустить в режимах нормальной эксплуатации и при нарушениях условий нормальной эксплуатации кипения теплоносителя в первом контуре, срабатывания ИПУ, оголения ТЭН и формирования сигнала запуска САОЗ;

- соотношение водяного и парового (газового) объемов КД выбрано из условия, что ни в одном из проектных режимов, кроме режимов аварийного разуплотнения первого и второго контуров, не происходит заброса пара в первый контур из КД и оголения ТЭН КД;

- мощность электронагревателей выбрана из расчета обеспечения проектной скорости разогрева КД в период пуска РУ и поддержания давления во время работы на мощности;

- конструкция барботажного бака обеспечивает прием пара из КД без разрыва предохранительных мембран в режимах нормальной эксплуатации и в режимах с нарушением условий нормальной эксплуатации РУ.

- импульсно-предохранительные устройства компенсатора давления выбраны из расчета того, что давление в первом контуре ни при каких обстоятельствах не должно превышать рабочее более, чем на 15 % даже в том случае, если произошел отказ одного из ИПУ.

Компенсатор давления соединен с «горячей» ниткой четвертой петли ГЦК трубопроводом Ду400, не имеющем арматуры (этот трубопровод еще называют «дыхательным»). Через него осуществляется переток теплоносителя из первого контура в КД и обратно при изменениях температуры первого контура.

«Дыхательный» трубопровод имеет дренаж с арматурой TY10S10, предназначенный для опорожнения КД при ремонте, а также для прогрева дыхательного трубопровода при разогреве первого контура. Дренаж заведен в коллектор дренажей первого контура и далее – в систему организованных протечек. Кроме того, дренаж «дыхательного» трубопровода соединен через арматуру YP30S01,02 с дренажными трубопроводами первой и четвертой петель ГЦК в неотключаемой от петель части. Эти трубопроводы используются для объединения полостей КД и первого контура при работе в режиме ремонтного расхолаживания активной зоны. Из дыхательного трубопровода также организован отбор проб теплоносителя для химического контроля.

В верхнее днище КД врезан трубопровод «холодного» впрыска Ду200, соединяющий напорный трубопровод ГЦН-1 с верхним парогазовым объемом КД. Впрыск предназначен для снижения давления в КД (и, следовательно, в первом контуре), а также для расхолаживания КД. Трубопровод врезается в КД через штуцер впрыска и соединяется внутри компенсатора с коллектором распылителей. «Холодный» впрыск условно разделяется на узел «малого» впрыска с трубопроводом Ду100 и арматурой YP13S01-03 и узел «большого» или основного впрыска с трубопроводом Ду200 и арматурой YP11,12S01,02.

«Большой» впрыск выполнен в виде двух идентичных параллельных ниток, на каждой из которых установлены запорная YP11,12S01 и запорно-регулирующая YP11,12S02 арматура.

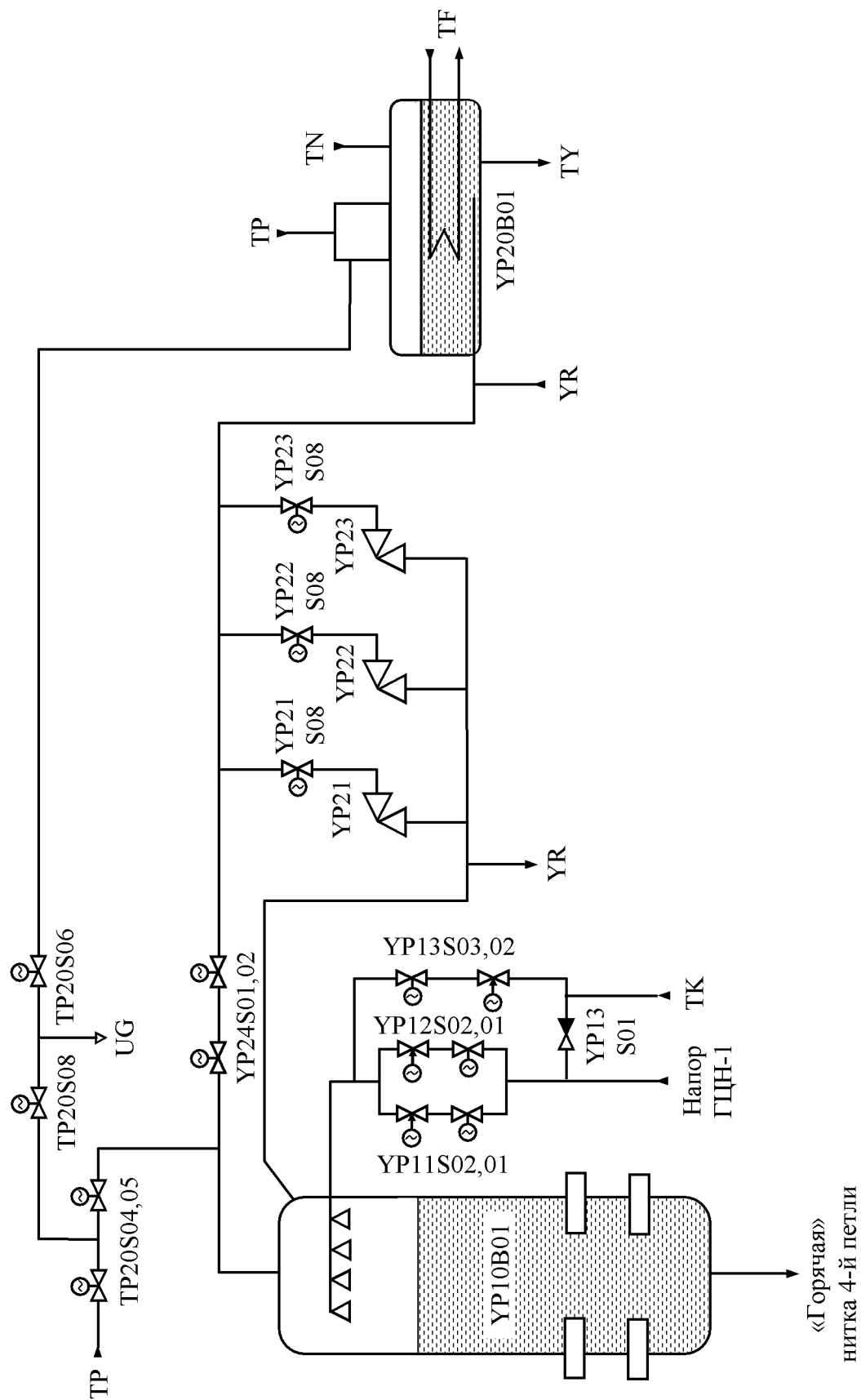


Рис. 3.1. Упрощенная схема системы компенсации давления

Линия «большого» впрыска имеет байпас Ду15 с дроссельной шайбой YP12E01, обеспечивающей при 4-х работающих ГЦН перепад давления 6 кгс/см^2 и расход $1,5 \text{ м}^3/\text{ч}$. Байпасная линия предназначена для организации постоянной циркуляции теплоносителя через трубопровод впрыска для поддержания его в разогретом состоянии, а также для перемешивания среды в КД с целью выравнивания концентрации борной кислоты и химических реагентов в первом контуре и компенсаторе давления.

Узел «малого» впрыска состоит из обратного клапана YP13S01, регулирующей арматуры YP13S02 и запорной арматуры YP13S03. Трубопровод Ду15 с запорной арматурой YP13S04 предназначен для дренирования участка трубопровода между YP13S01 и КД. В трубопровод впрыска между обратным клапаном YP13S01 и регулирующим клапаном YP13S02 врезана линия впрыска в КД от напорного коллектора системы подпитки-продувки первого контура ТК с граничной арматурой ТК40S09. Этот трубопровод используется для расхолаживания КД при отключенных ГЦН. Обратный клапан YP13S01 в этом случае предотвращает переток подпиточной воды в петлю ГЦК.

Для ограничения перемещений при сейсмическом воздействии трубопровод впрыска закреплен с помощью гидроамортизаторов. На случай разрыва на трубопроводе установлены ограничители перемещения в виде канатов.

К верхней части КД через штуцер Ду200 присоединен коллектор импульсно-предохранительных устройств, на котором установлены 3 ИПУ. В состав каждого ИПУ входит главный клапан YP21(22,23)S01 и два импульсных клапана YP21(22,23)S03,04. Также ИПУ имеют дополнительные устройства с арматурой YP21(22,23)S08,09 для дистанционного открытия с БЩУ. Среда из компенсатора давления подводится к главным клапанам по трубопроводам Ду200, а к импульсным клапанам – по трубопроводам Ду32. Каждый импульсный клапан оснащен запорной арматурой YP21(22,23)02,05,06,07 для отключения от КД и от главного клапана.

Сброс среды через ИПУ производится в два коллектора:

- коллектор сброса среды через главные клапаны Ду250;
- коллектор сброса среды через импульсные клапаны Ду150.

В коллектор, соединяющий объем компенсатора давления и ИПУ врезается трубопровод аварийного парогазоудаления из компенсатора и трубопровод отбора проб из парового объема КД.

Протечки ИПУ при нормальном режиме работы (около 250 кг/ч) отводятся в барботажный бак YP20B01, заполненный дистиллятом и охлаждаемый водой промежуточного контура. При срабатывании ИПУ среда из КД сбрасывается в нижнюю часть барботажного бака проходит через слой дистиллята и конденсируется. При этом излишки конденсата удаляются в систему организованных протечек. Для предотвращения образования в объеме барботажного бака взрывоопасной газовой смеси предусмотрена подача

азота в ББ по трубопроводу Ду32 с граничной арматурой TP12S08,10. Отвод газов из ББ осуществляется в систему газовых сдувок через арматуру TP12S06 и теплообменник TY10W01. Барботажный бак имеет дренаж в систему организованных протечек и систему спецканализации.

В верхнюю часть КД по трубопроводу Ду32 подается азот, предназначенный для создания первоначального давления в первом контуре. В этот трубопровод врезан воздушник КД TP25S02, предназначенный для удаления воздуха из КД при его заполнении. Кроме того, к трубопроводу подачи азота в КД присоединена линия сброса азота из КД в ББ с арматурой YP24S01,02 и дроссельная шайба, ограничивающая расход до 60 м³/ч. Трубопровод сброса азота заведен в сбросной коллектор главных клапанов ИПУ.

Система компенсации давления взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой первого контура (YA)** – компенсатор давления соединен с «горячей» ниткой четвертой петли «дыхательным» трубопроводом и с напором ГЦН-1 – трубопроводом «холодного» впрыска;

- **системой подпитки-продувки первого контура (TK)** – впрыск в КД при отключенных ГЦН осуществляется с напора подпиточных агрегатов;

- **системой азота и газовых сдувок (UG/TP)** – система UG/TP обеспечивает создание азотной подушки в КД, а также разбавление газовой смеси и сдувку газов из ББ и КД;

- **системой аварийного парогазоудаления (YR)** – система YR обеспечивает сброс пара из КД в ББ и принудительное снижение давления в первом контуре в аварийных ситуациях.

- **системой чистого дистиллята (TN)** – заполнение и подпитка ББ осуществляется из системы TN;

- **системой промконтура (TF)** – вода TF является охлаждающей средой в барботажного бака;

- **системой организованных протечек (TY)** – слив среды из дренажа дыхательного трубопровода, воздушника КД и конденсата из ББ осуществляется в систему TY;

- **системой спецканализации (TZ)** – система TZ обеспечивает дренирование ББ при выводе его в ремонт;

- **системой отбора проб (TV)** – отбор проб осуществляется из водяного и парового объема КД, а так же из линии сдувок ББ.

3.2. Основные компоненты системы

3.2.1. Компенсатор давления

Компенсатор давления (рис. 3.2) представляет собой вертикальный сосуд, установленный на цилиндрической опоре и закрепленный цапфами, приваренными к цилиндрической части корпуса.

Корпус компенсатора давления состоит из цилиндрической обечайки, зоны нагревателей и двух эллиптических днищ. На цилиндрической обечайке корпуса расположены двенадцать штуцеров под уровнемеры, четыре чехла под датчики температуры теплоносителя и один чехол под датчик температуры стенки корпуса. Зона нагревателей выполнена в виде цилиндрической обечайки с двумя рядами отверстий под блоки трубчатых электронагревателей. На верхнем днище имеется люк-лаз и штуцеры под трубопроводы впрыска и сброса среды. На патрубке люка расположены два штуцера под уровнемер и воздушник. Крышка люка уплотняется двумя прокладками: никелевой и медной. На нижнем днище расположен патрубок под «дыхательный» трубопровод, защищенный с внутренней стороны тепловым экраном. Корпус КД изготовлен из низколегированной стали, а его внутренняя поверхность плакирована нержавеющей сталью.

Опора КД представляет собой цилиндрическую обечайку, состоящую из двух частей, сваренных между собой. В опоре имеются два отверстия для вывода «дыхательного» трубопровода и осмотра нижней части корпуса. Обечайка изготовлена из углеродистой стали.

Внутри корпуса КД расположены:

- разбрызгивающие устройства;
- защитный экран;
- опорная обечайка ТЭН;
- площадки и лестницы.

Разбрызгивающее устройство состоит из раздающего коллектора и четырех разбрызгивающих насадок. Коллектор крепится к верхнему днищу корпуса. Для защиты корпуса КД от попадания «холодной» воды из трубопровода впрыска установлен защитный экран, выполненный из съемных листов, свободно висящих на кронштейнах. Для фиксации блоков ТЭН в горизонтальном положении и защиты их от воздействия потоков теплоносителя служит опорная обечайка ТЭН. Она сконструирована так, чтобы при работе электронагревателей организовывался контур естественной циркуляции. В верхней части обечайки расположено 28 отверстий с обоймами для установки блоков ТЭН. В нижнем торце обечайки сделаны вырезы для обеспечения дренажа и организации естественной циркуляции.

Патрубок «дыхательного» трубопровода оснащен тепловым экраном, предназначенным для защиты днища и патрубка от резкого перепада температур, который может иметь место в этой зоне при переходных процессах. Тепловой экран выполнен из двух концентрических обечайек, объединенных в верхней части фланцем. На фланце расположены отверстия для выхода пара. На конусной части экрана имеются отверстия для циркуляции теплоносителя.

Площадки и лестницы предназначены для возможности проведения осмотров и ремонтных работ внутри КД.

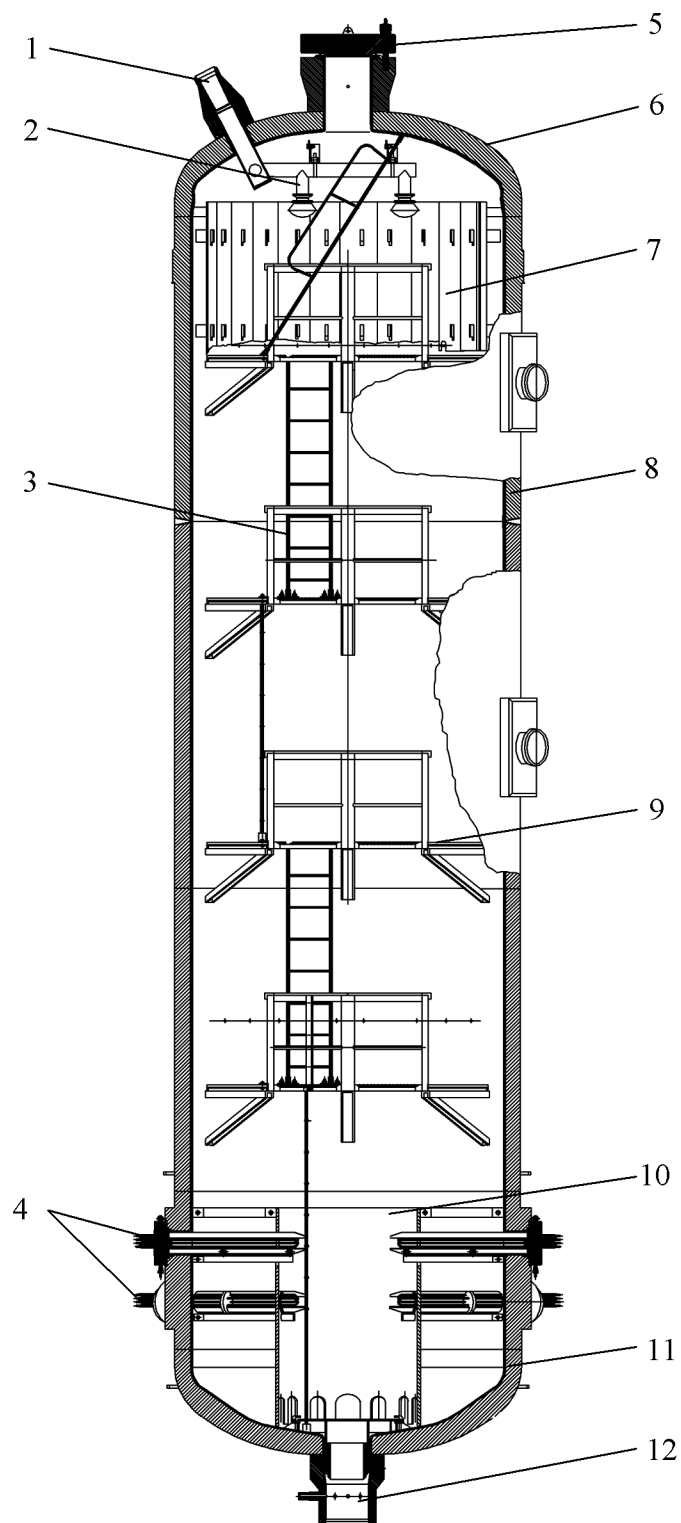


Рис. 3.2. Компенсатор давления:
 1 – штуцер впрыска; 2 – разбрызгивающее устройство;
 3 – лестница; 4 – блоки ТЭН; 5 – люк-лаз; 6, 11 – днища;
 7 – защитный экран; 8 – корпус; 9 – площадка;
 10 – опорная обечайка ТЭН; 12 – патрубок «дыхательного»
 трубопровода

В комплект компенсатора давления входят 28 блоков ТЭН, которые предназначены для разогрева теплоносителя во время пуска РУ, поддержания температуры теплоносителя в КД в заданном интервале, а, следовательно, и давления в первом контуре в процессе работы. Блок ТЭН состоит из девяти U-образных трубчатых электронагревателей, вваренных в крышку. Уплотнение разъема блока ТЭН и корпуса КД осуществляется двумя прокладками: никелевой и асбестовой. К корпусу блок ТЭН крепится при помощи шпилек. Все ТЭН разделены на четыре группы УР10W01...04.

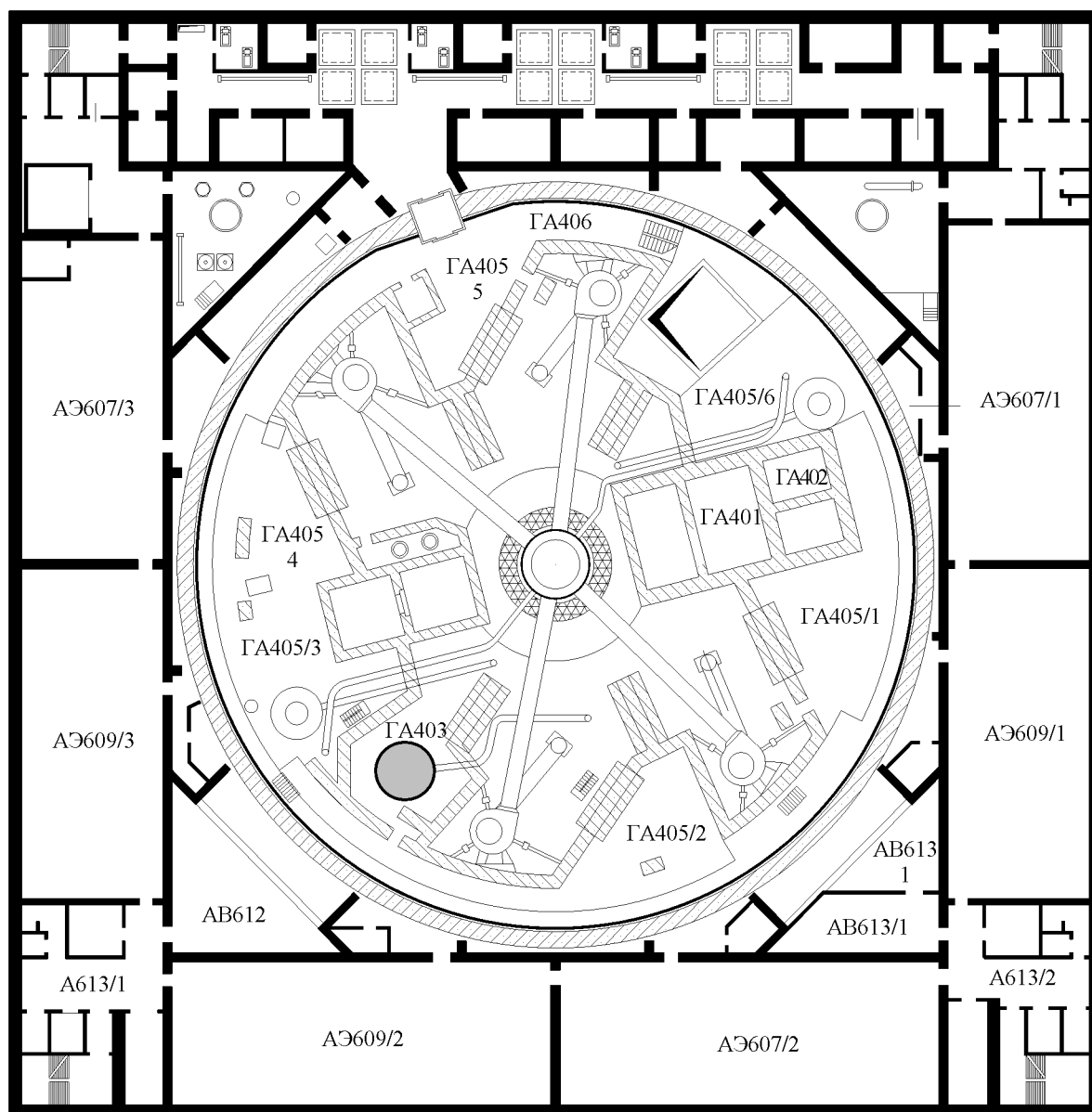


Рис. 3.3. План расположения компенсатора давления на отметке 19,2 м

Компенсатор давления расположен в помещении ГА403 отметки 19,2 м герметичной части РО (рис. 3.3).

Основные технические характеристики КД представлены в табл. 3.1.

Т а б л и ц а 3.1

Технические характеристики компенсатора давления

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Давление:		
- номинальное	160	кгс/см ²
- расчетное	180	кгс/см ²
- гидроиспытаний	250	кгс/см ²
Температура:		
- номинальная	346	°С
- расчетная	350	°С
- гидроиспытаний	более 85	°С
Полный объем	79	м ³
Объем воды на номинальном режиме	55	м ³
Объем пара на номинальном режиме	24	м ³
Общая мощность ТЭН	2520	кВт
Мощность групп ТЭН:		
I группа	270	кВт
II группа	270	кВт
III группа	720	кВт
IV группа	1260	кВт

3.2.2. Барботажный бак

Барботажный бак (от фр. barbotage – «перемешивание») предназначен для приема и конденсации паровых и газовых сред, поступающих из КД через ИПУ или по линии газовых сдувок.

Барботажный бак (рис. 3.4) представляет собой горизонтальный цилиндрический сосуд, состоящий из обечайки корпуса и двух эллиптических днищ. В средней части корпуса расположен люк-лаз, в цилиндрической части которого встроены два патрубка с фланцами под предохранительные мембраны. Внутри ББ расположены три коллектора для раздачи пара и поверхностный теплообменник, предназначенный для отвода тепла и состоящий из входного и выходного коллекторов и охлаждающих труб. К днищу со стороны неподвижной опоры приварены два штуцера для подвода и отвода воды промежуточного контура, штуцер подвода пара от главных клапанов ИПУ КД и штуцер подвода пара от импульсных клапанов ИПУ КД. Все штуцеры выполнены с защитными рубашками для защиты металла штуцеров и корпуса ББ от воздействия перепада температур. В верхней части корпуса расположены штуцеры подвода дистиллята, азота, штуцер газовых сдувок и срыва вакуума в пароподводящем трубопроводе.

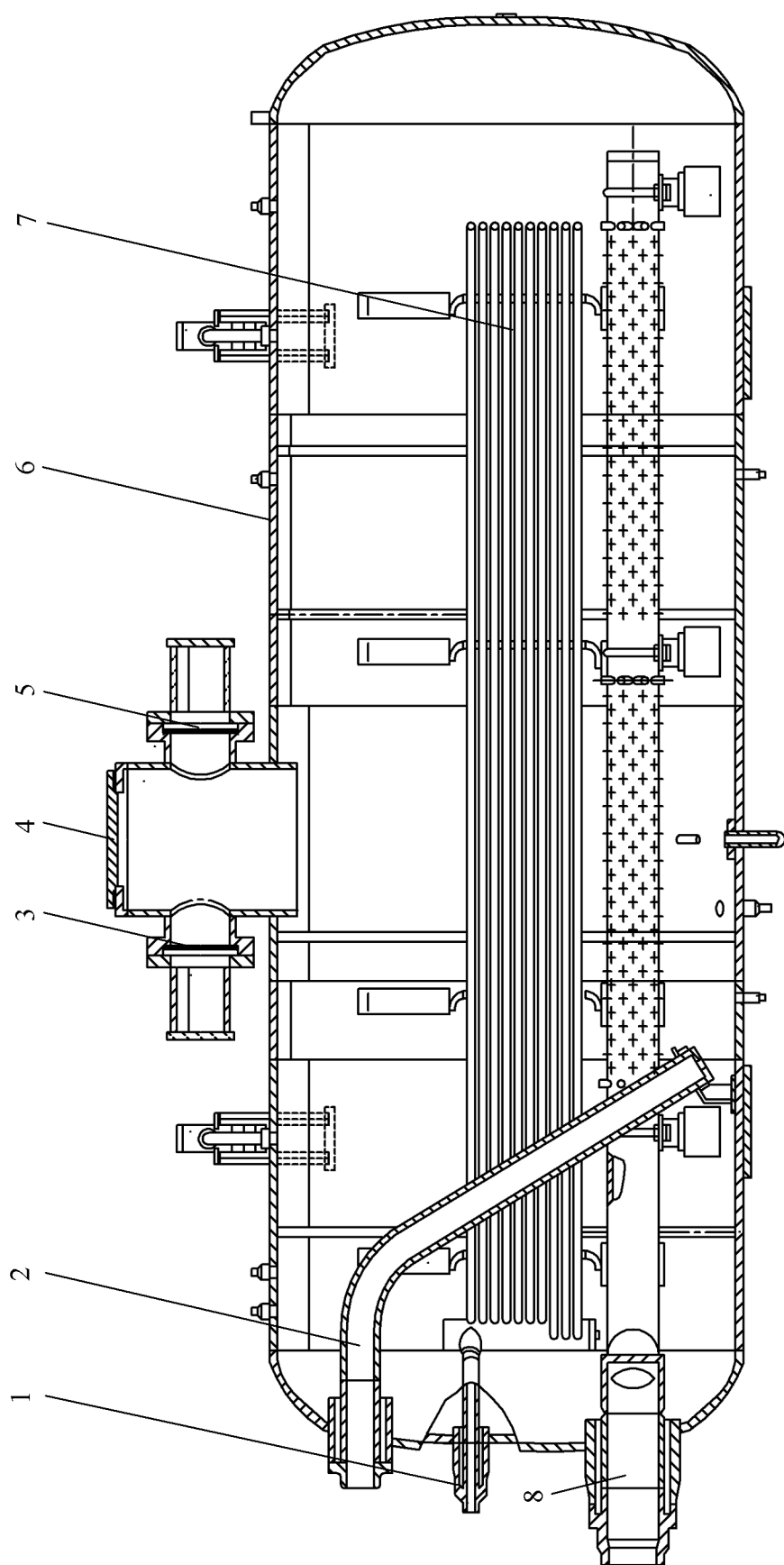


Рис. 3.4. Барботажный бак:

1 – подача воды промежуточного контура; 2 – сброс среды от импульсных клапанов; 3,5 – мембрана; 4 – люк-лаз; 6 – корпус; 7 – теплообменная поверхность; 8 – сброс среды от главных клапанов

В нижней части корпуса расположены чехлы под термопары, штуцеры уровнемеров, а также дренажный трубопровод. ББ устанавливается на две опоры, одна из которых, подвижная, предназначена для компенсации температурных расширений.

Среда, сбрасываемая из КД, поступает в парораспределяющие коллекторы, а затем – в водяной объем ББ. Проходя сквозь слой воды пар конденсируется, а тепло, вносимое паром, отводится водой промежуточного контура через пучок теплообменных труб. Для предотвращения образования взрывоопасной газовой смеси производится непрерывная продувка газового объема ББ азотом со сдувкой в систему спецгазоочистки. При повышении давления в ББ более 7 кгс/см^2 происходит разрыв предохранительных мембран и среда поступает в герметичную оболочку.

Барботажный бак расположен в помещении ГА503 отметки 24,6 м герметичной части РО (рис. 3.5).

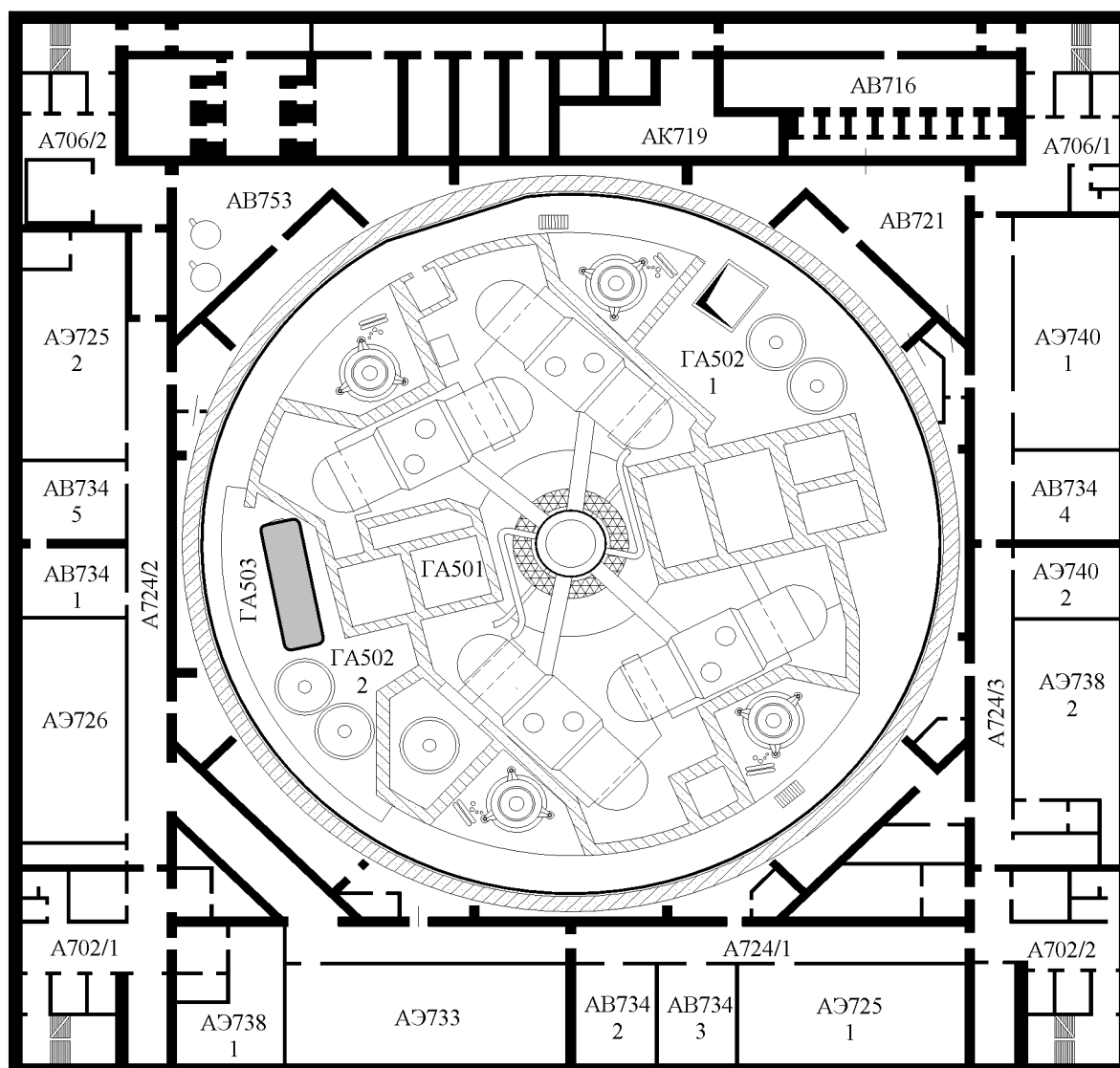


Рис. 3.5. План расположения барботажного бака на отметке 24,6 м

Технические характеристики ББ представлены в табл. 3.2.

Т а б л и ц а 3.2

Технические характеристики барботажного бака

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Давление (изб.):		
- номинальное	0	кгс/см ²
- расчетное	8	кгс/см ²
- гидроиспытаний	10	кгс/см ²
Температура:		
- рабочая	20...60	°С
- расчетная	150	°С
Давление разрыва мембраны	более 7	кгс/см ²
Полный объем	30	м ³
Объем воды	20	м ³
Номинальный уровень	170	см
Площадь поверхности теплообмена	35	м ²
Расход воды промежуточного контура	20	м ³ /ч

3.2.3. Импульсно-предохранительные устройства

ИПУ КД УР21,22,23 совместно с барботажным баком рассматриваются как подсистема защиты первого контура от превышения давления.

ИПУ предназначены для выполнения следующих функций:

- автоматического снижения давления в первом контуре при его аварийном повышении;
- управляемого уменьшения давления в первом контуре. Принудительное снижение давления может понадобиться, например, для ввода в работу на первый контур систем безопасности, если отвод тепла от активной зоны через второй контур невозможен. Такой режим иногда называют «Feed@Bleed» (сброс/подпитка) – он обеспечивается ИПУ, управление которыми возможно в дистанционном режиме с БЦУ.

Всего система компенсации давления имеет три ИПУ: контрольный и два рабочих. В состав каждого импульсно-предохранительного устройства входят:

- один главный предохранительный клапан УР21(22,23)S01;
- два импульсных клапана УР21(22,23)S03,04;
- четыре запорных клапана УР21(22,23)S02,05,06,07.

Кроме того, в состав контрольного ИПУ входит электроприводной клапан УР21S08 и электромагнитный клапан УР21S09 для дистанционного открытия с БЦУ. В настоящее время выполнена модернизация с целью создания возможности открытия всех трех ИПУ оператором с БЦУ.

Главный предохранительный клапан выполняет функцию сброса среды из КД. Импульсные клапаны предназначены для формирования условий срабатывания главного предохранительного клапана. Запорные клапаны служат для отключения импульсных клапанов от КД и от главного клапана на время ремонтных работ, гидроиспытаний, опробований, а также настройки.

Принцип работы ИПУ заключается в следующем. Главный клапан (рис. 3.6) открывается при открытии одного из импульсных клапанов. Открытие импульсного клапана вызывает сброс пара и, таким образом, снижение давления в полости «В». Вследствие этого возникает разность давлений между полостями «А» и «В», поршень клапана движется вверх, преодолевая усилие пружины. При подъеме поршня полости «А» и «С» объединяются, и среда из КД сбрасывается в ББ по сбросному паропроводу. Взведенный вверх поршень через регулировочный шток поджимает пружину, и это вызывает срабатывание герконового датчика, который сигнализирует об открытии главного клапана на панели БЩУ.

Если импульсные клапаны ИПУ закрылись, то в полости «В» начинает расти давление за счет дросселирования пара при его прохождении через дроссельное устройство из полости «А». При снижении перепада давлений между полостями «А» и «В» поршень под действием пружины и собственного веса плавно движется вниз, прекращая движение среды из полости «А» в полость «С». Дальнейший рост давления в полости «В» и падение давления в полости «С» приводит к плотному прижатию поршня к корпусу клапана.

Сбросная линия, предназначенная для управления ИПУ, расположена в надпоршневой полости каждого главного клапана.

При необходимости принудительного срабатывания контрольного ИПУ открывается электромагнитный клапан YP21S09, в результате чего резко снижается давление в надпоршневой полости главного предохранительного клапана, и он также открывается. Управление электромагнитным клапаном осуществляется от датчиков давления или дистанционно с БЩУ или РЩУ. При повышении давления в первом контуре снимается электропитание с электромагнита, и импульсный клапан открывается давлением первого контура, сжимающим пружину импульсного клапана. При снижении давления в первом контуре на электромагнит подается питание и создается дополнительное к усилию пружины воздействие на закрытие импульсного клапана.

Импульсные клапаны отключаются от основного клапана ручной арматурой, на которой установлены специальные замки с различными ключами. В открытом состоянии арматуры в замке заблокирован один ключ. Для закрытия арматуры необходимо установить в замок два ключа, которые не могут быть извлечены из замка при открытой арматуре.

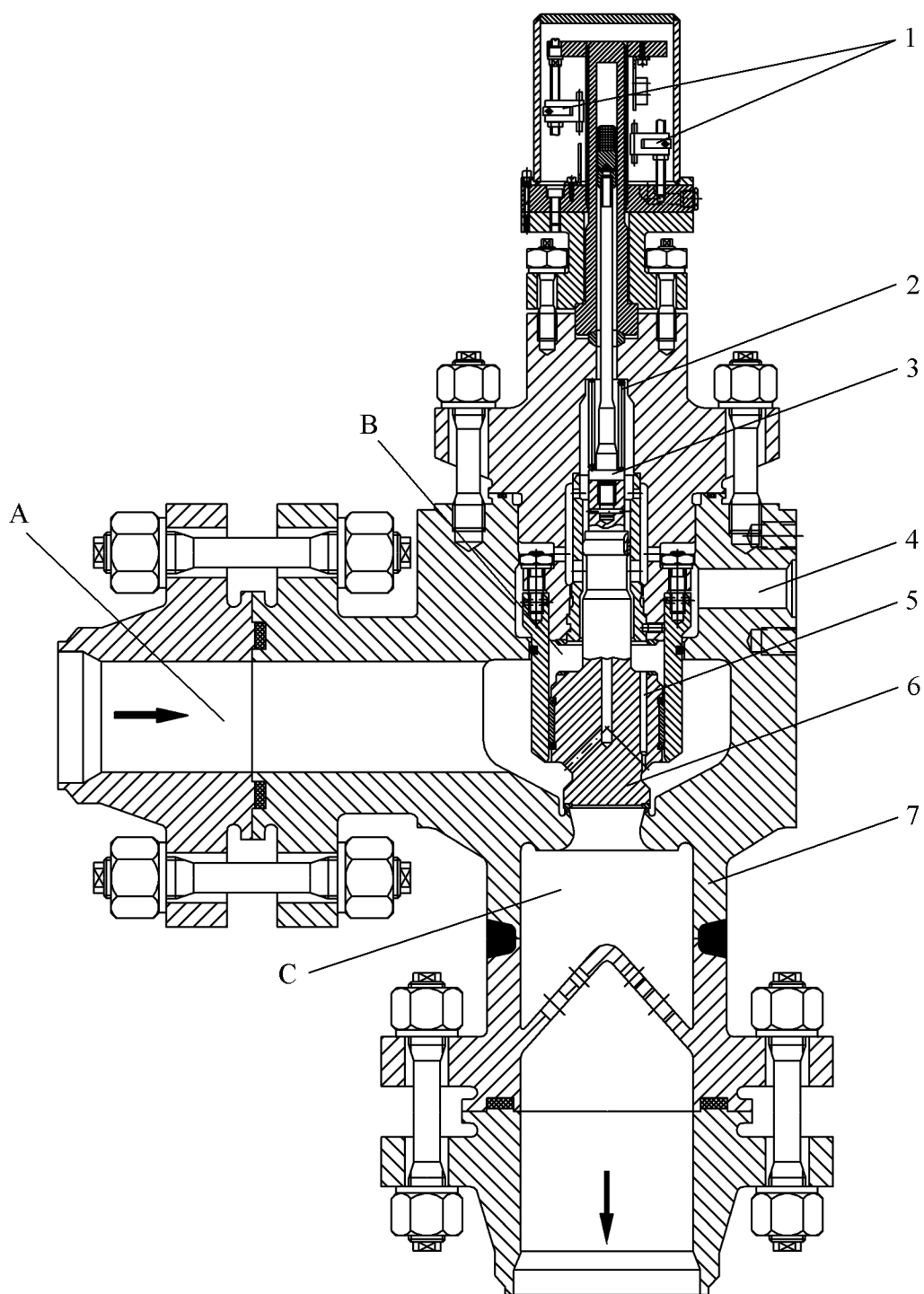


Рис. 3.6. Главный предохранительный клапан ИПУ КД:
 1 – герконовый датчик; 2 – пружина; 3 – регулировочный шток;
 4 – линия управления ИПУ; 5 – дроссельное устройство;
 6 – поршень; 7 – корпус

Каждый ключ используется для открытия двух арматур. Такая система не позволяет произвести отключение более одного импульсного клапана для каждого ИПУ.

Технические характеристики ИПУ КД представлены в табл. 3.3.

Т а б л и ц а 3.3

Технические характеристики импульсно-предохранительного устройства

Наименование параметра	Величина		Единицы измерения
	контр.	раб.	
Давление начала открытия от пружины	185	190	кгс/см ²
Давление полного открытия от пружины	192	196	кгс/см ²
Давление начала открытия от ЭМ клапана	185	–	кгс/см ²
Давление закрытия от пружины	170	174	кгс/см ²
Давление закрытия от ЭМ клапана	176	–	кгс/см ²
Давление отключения электромагнита импульсного клапана	190	194	кгс/см ²
Давление включения электромагнита импульсного клапана	180	182	кгс/см ²
Давление, при котором обеспечивается заданная плотность затвора:			
- от пружины	175	180	кгс/см ²
- от электромагнита	180	180	кгс/см ²
Расход пара через один ИПУ при давлении срабатывания, не менее	50	50	кг/с
Расход воды при расчетных параметрах первого контура, не менее	93	93	кг/с
Срок службы по количеству срабатываний	1000	1000	

3.3. Управление системой

Управление элементами системы компенсации давления осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЦУ, расположенными на панелях НУ12,54;

- автоматически при помощи защит и блокировок.

Запорная арматура управляется ключами управления, которые имеют три положения:

- «вправо» – открыть;
- «влево» – закрыть;
- «нейтральное» или «среднее» – без команды.

Положения «вправо» и «влево» не фиксируются. После окончания воздействия на ключ управления последний возвращается в нейтральное положение. После подачи команды на открытие или закрытие арматуры и возврата ключа управления в нейтральное положение команда выполняется до срабатывания концевого выключателя электропривода. Во время хода арматуры на открытие или закрытие на ключе управления мигает индикатор концевого выключателя, в сторону которого направлен ход арматуры.

ры. Для установки арматуры в промежуточном положении после подачи команды на открытие или закрытие и после начала хода арматуры необходимо подать команду ключом управления на ход арматуры в обратном направлении. Ход арматуры прекратится, арматура установится в промежуточном положении. При этом на ключе управления будут гореть индикаторы обоих концевых выключателей. Дальнейшее управление арматурой такое же, как из конечных положений.

Управление группами ТЭН КД осуществляется с помощью блоков ручного управления БРУ-32. На БРУ-32 имеются блоки индикации для каждой подгруппы блоков ТЭН. При включении БРУ-32 в режим автоматического управления к схеме управления ТЭН КД подключается соответствующий регулятор системы. Дистанционное управление в этом случае блокируется. При отключении режима автоматического управления регулятор отключается от схемы управления ТЭН КД и разрешается дистанционное управление. При нажатии правой клавиши соответствующая группа ТЭН включается, при нажатии левой клавиши группа ТЭН отключается.

ИПУ имеет собственную систему каналов управления, которые принимают сигналы от датчиков давления в КД. Арматура УР21(22, 23)S08,09 управляется автоматически, а также дистанционно от ключа управления.

3.3.1. Основные автоматические регуляторы системы

Система содержит пять основных регуляторов УРС01-05. Работа регуляторов уровня в КД (УРС02,03) описана в разделе «Система подпитки-продувки первого контура», т.к. исполнительными механизмами этих регуляторов является регулирующая арматура подпитки.

Регуляторы давления теплоносителя первого контура над активной зоной реактора УРС01, УРС05 предназначены для поддержания заданного давления над активной зоной реактора при эксплуатации РУ на номинальных параметрах.

Регулятор УРС01 поддерживает давление в пределах 153...168 кгс/см² воздействием на ТЭН КД (при необходимости увеличения давления) или на арматуру «большого» впрыска УР11,12S02 (при необходимости уменьшения давления).

Регулятор УРС05 поддерживает давление в пределах 161...164 кгс/см² воздействием на регулирующую арматуру «малого» впрыска УР13S02, т.е. регулятор работает только в сторону уменьшения давления первого контура.

Регулятор разогрева-расхолаживания КД УРС04 предназначен для поддержания заданного значения разности температур между температурой насыщения пара в КД и максимальной температурой теплоносителя «горячей нитки» в режимах разогрева-расхолаживания первого контура. Заданное значение разности температур составляет 55±5 °С.

Исполнительным механизмом регулятора является регулирующая арматура «малого» впрыска YP13S02. При уменьшении разницы между температурой насыщения пара в КД и максимальной температурой теплоносителя в «горячих» нитках ГЦТ регулирующая арматура YP13S02 открывается, а при увеличении – закрывается.

3.3.2. Основные блокировки системы

Блокировка YPF02 ТЭН КД предназначена для предотвращения оголения ТЭН при снижении уровня в КД – сигнал отключения ТЭН с запретом включения при снижении уровня в КД менее 4200 мм;

Блокировка YPS03 арматуры YP21S09 предназначена для организации срабатывания контрольного ИПУ – сигнал на открытие арматуры при повышении давления в КД более 185 кгс/см² и сигнал на закрытие при понижении давления в КД менее 176 кгс/см².

Блокировка YPS13 арматуры YP21S08 предназначена для предотвращения срабатывания контрольного ИПУ при неисправностях арматуры YP21S09 – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия при открытом положении YP21S09 и давлении над активной зоной реактора менее 160 кгс/см².

Блокировка YPS07 арматуры YP11,12,13S03 предназначена для предотвращения вскипания теплоносителя первого контура – сигнал на закрытие арматуры при уменьшении разности между температурой насыщения в первом контуре и температурой теплоносителя в любой «горячей» нитке менее 20 °С.

Блокировка YPF09 арматуры YP11,12,13S02 предназначена для предотвращения снижения давления в первом контуре – сигнал на закрытие арматуры при снижении давления над активной зоной менее 160 кгс/см² и температуре теплоносителя в первом контуре более 125 °С.

Блокировка YPF10 арматуры YP11,12S01, YP13S03 предназначена для предотвращения снижения давления в первом контуре – сигнал на закрытие соответствующей арматуры с выдержкой времени 15 с при сформировании условий блокировки YPF09 и любой незакрытой арматуре YP11,12,13S02.

Блокировка YPB04 арматуры TY15S01 предназначена для поддержания номинального уровня в барботажном баке – сигнал на открытие арматуры при повышении уровня в ББ более 1800 мм и сигнал на закрытие при снижении уровня менее 1700 мм.

Сигнал аварийной защиты предназначен для перевода реактора в подкритическое состояние при угрозе срыва циркуляции теплоносителя в ГЦК – падение всех ОР СУЗ в активную зону при снижении уровня в КД менее 4600 мм.

3.4. Работа системы

Основная функция системы компенсации давления состоит в создании давления в первом контуре, поддержании его в стационарных режимах и ограничении в переходных и аварийных режимах.

Первоначальное давление в первом контуре создается подачей азота в КД давлением 20 кгс/см^2 для обеспечения нормальной работы ГЦН. Выбор азота обусловлен его преимуществами перед другими газами – азот не вызывает коррозии конструкционных материалов, не взрывоопасен и легко получаем из воздуха. При разогреве первого контура и достижении температуры теплоносителя в КД температуры насыщения при данном давлении производится перевод КД с газового режима на паровой. При этом парогазовая смесь сбрасывается из КД в ББ по линии газовых сдувок с арматурой УР24S01,02. При расхолаживании производится обратный процесс подачи азота в КД. Таким образом, возможна работа КД в двух режимах: газовом и паровом.

При изменении средней температуры теплоносителя первого контура в переходных режимах, связанных с нарушениями в работе оборудования и при изменении мощности, часть его перетекает из КД в первый контур или обратно по «дыхательному» трубопроводу. Ограничение отклонений давления от номинального значения достигается за счет сжатия или расширения паровой подушки в компенсаторе давления.

Повышение давления в КД осуществляется за счет испарения воды при включении ТЭН, а понижение давления происходит при конденсации пара за счет впрыска «холодной» воды в паровое пространство КД. В зависимости от переходного процесса подача «холодного» теплоносителя замедляет или полностью прекращает рост давления в первом контуре.

При работе в стационарном режиме в работе находятся первая и периодически вторая группы ТЭН, необходимые для компенсации тепловых потерь и подогрева воды, используемой для прогрева трубопроводов впрыска.

В режимах разогрева или расхолаживания первого контура в работе могут находиться все группы ТЭН. Поддержание давления в этом случае осуществляется за счет создания в КД азотной подушки, которая в дальнейшем заменяется на паровую.

При неработающих ГЦН впрыск теплоносителя в КД может быть осуществлен от подпиточных агрегатов. По этому же трубопроводу осуществляется впрыск теплоносителя в компенсатор давления в режиме расхолаживания реакторной установки.

Если, несмотря на работу впрыска, происходит дальнейший рост давления, открываются сначала контрольное, а затем рабочие ИПУ. При снижении давления происходит их закрытие в обратной последовательности.

Пар после ИПУ поступает в ББ, где конденсируется, проходя сквозь слой воды. При повышении давления в ББ более 7 кгс/см^2 происходит разрыв предохранительных мембран и среда из барботажного бака поступает в герметичную оболочку.

Предусмотрена программа автоматического регулирования в первом контуре при помощи арматуры впрыска и ТЭН КД (табл. 3.4).

Т а б л и ц а 3.4

Программа регулирования давления в первом контуре

Арматура впрыска	Открытие ($P_{\text{над аз.}}$, кгс/см^2)	Закрытие ($P_{\text{над аз.}}$, кгс/см^2)
УР11S02	165	163
УР12S02	167	165
Электронагреватели	Включение ($P_{\text{над аз.}}$, кгс/см^2)	Отключение ($P_{\text{над аз.}}$, кгс/см^2)
УР10W01 (I группа)	160	162
УР10W02 (II группа)	159	161
УР10W03 (III группа)	157	159
УР10W04 (IV группа)	157	158

4. СИСТЕМА ПОДПИТКИ-ПРОДУВКИ ПЕРВОГО КОНТУРА

4.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система подпитки-продувки первого контура (ТК) является наиболее объемной системой реакторного отделения и совмещает в себе функции системы нормальной эксплуатации и системы, важной для безопасности.

Функции системы в области нормальной эксплуатации:

- заполнение и дозаполнение первого контура теплоносителем;
- поддержание заданной концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура;
- плановое регулирование мощности реактора;
- компенсация медленных изменений реактивности, вызванных выгоранием и отравлением топлива;
- дегазация теплоносителя первого контура;
- дегазация и возврат в первый контур организованных протечек теплоносителя;
- корректировка и поддержание показателей водно-химического режима теплоносителя первого контура;
- проведение гидроиспытаний первого контура;
- подача и возврат запирающей воды от уплотнений ГЦН;
- расхолаживание КД при неработающих ГЦН;
- заполнение ГЕ САОЗ.

Функции системы в области безопасности:

- ввод борного концентрата после срабатывания аварийной защиты реактора, либо при аварийных ситуациях, не вызывающих срабатывание защиты, но требующих останова реактора и доведения величины концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура до стояночной;
 - компенсация «малых» течей теплоносителя первого контура;
 - поддержание подкритического состояния реактора при нахождении энергоблока в состояниях «холодный останов» и «горячий останов»;
 - обеспечение работоспособности оборудования, важного для безопасности (ГЦН, КД);
 - аварийное охлаждение автономного контура ГЦН (в случае потери расхода воды промежуточного контура или обесточивания ВЦЭН).
- К системе подпитки-продувки предъявляются следующие требования:
- исключение возможности неконтролируемого попадания неборированной воды в первый контур;
 - обеспечение плавного выхода реактора на мощность, а также возможности создания необходимой подкритичности при остановках реактора;
 - обеспечение функционирования системы во всех режимах нормальной эксплуатации, включая пуск и останов энергоблока;
 - исключение возможности подачи РБК в первый контур в аварийных ситуациях с концентрацией бора ниже, чем в деаэраторе подпитки;
 - обеспечение разности температур между подпиточной водой и металлом оборудования первого контура не более 30 °С;
 - обеспечение разности температур между водой в КД и подпиточной водой не более 90 °С в режиме останова РУ;
 - обеспечение разности температур между подпиточной водой и водой контура байпасной очистки теплоносителя не более 120 °С.

Система ТК (рис. 4.1) состоит из следующих функциональных групп:

- 1) дегазации и деаэрации теплоносителя (ТК10);
- 2) подпиточных агрегатов (ТК20);
- 3) трубопроводов подпитки первого контура, впрыска в КД и заполнения ГЕ САОЗ (ТК30, ТК40);
- 4) подачи запирающей воды на ГЦН (ТК50);
- 5) слива запирающей воды с ГЦН (ТК60);
- 6) деаэрации и подачи чистого дистиллята (ТК70);
- 7) вывода теплоносителя из первого контура (ТК80).

Кроме того, подпиточные агрегаты имеют свою маслосистему ТК90.

Группа дегазации и деаэрации теплоносителя ТК10.

Группа ТК10 предназначена для деаэрации (дегазации) теплоносителя первого контура, очищенного на фильтрах СВО-2, а также организованных протечек, подаваемых в деаэратор подпитки из бака оргпротечек ТУ20В01, и дальнейшей подачи этого теплоносителя на всас подпиточных агрегатов.

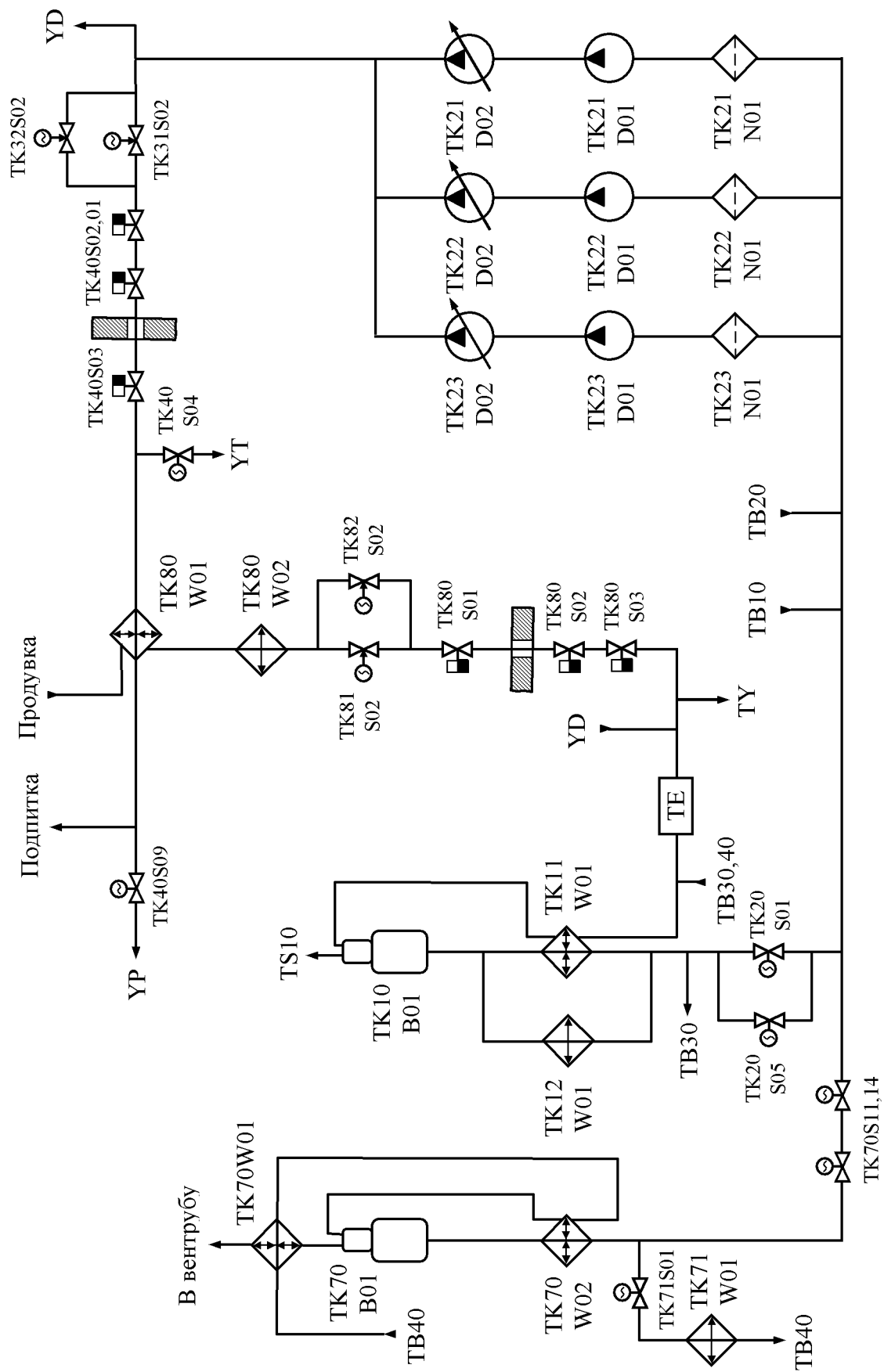


Рис. 4.1. Упрощенная схема системы подпитки-продувки первого контура

Группа включает в себя:

- деаэратор подпитки ТК10В01;
- охладитель подпиточной воды ТК11W01;
- доохладитель подпиточной воды ТК12W01;
- регуляторы давления в деаэраторе подпитки ТКС10,12 с исполнительными механизмами ТК10,70S05 (проектные регуляторы подачи пара на деаэраторы системы ТК);
- регуляторы уровня в деаэраторе подпитки ТКС13,14,20 с исполнительными механизмами ТК13,14S02, ТК20S04 соответственно;
- арматуру, трубопроводы, КИП.

В основную линию продувки перед охладителем подпиточной воды ТК11W01 врезаны линии подачи чистого дистиллята и боросодержащей воды (ТК13 и ТК14), предназначенные для компенсации разности расходов подпитки и продувки.

Следует понимать, что в стационарном режиме суммарный расход подпитки первого контура и подачи запирающей воды на уплотнения ГЦН должен равняться расходу продувки и расходу слива запирающей воды. Однако на практике при работе реакторной установки на мощности имеются протечки теплоносителя. Поэтому в действительности подпитка всегда несколько больше продувки. Компенсация возникающего дебаланса производится вводом через систему подпитки дистиллята и боросодержащей воды или борного концентрата. Кроме того, линия ТК13 используется для подачи в первый контур небольших объемов дистиллята с целью поддержания регулирующей группы ОР СУЗ в регламентном положении, а линия ТК14 служит для первоначального заполнения первого контура боросодержащей водой.

В трубопровод перед деаэратором подпитки врезана рециркуляция насоса гидроиспытаний первого контура UE10D01 на прочность (до 250 кгс/см²), через которую осуществляется сброс среды при снижении давления после гидроиспытаний.

Деаэратор подпитки ТК10В01 имеет линию рециркуляции из системы дожигания водорода TS10, предназначенную для снижения давления в деаэраторе при его работе в паровом режиме путем впрыска холодного газа в головку деаэратора. Выпар из деаэратора подпитки направляется в систему TS10. Для разбавления водорода до взрывобезопасной концентрации в деаэратор предусмотрена подача азота. В целях предотвращения попадания парогазовой смеси в трубопровод перелива деаэратор снабжен двухсекционным гидрозатвором, который заполняется переливом деаэратора. Кроме того, возможно заполнение гидрозатвора дистиллятом из системы TN. На некоторых ЭБ в трубопровод перелива врезана линия, соединяющая его с трубопроводом слива в баки боросодержащей воды ТВ30В01,02, предназначенным для срыва сифона.

Арматура ТК20S01,05, установленная на трубопроводе после охладителей подпиточной воды, предназначена для прекращения подачи воды из деаэратора подпитки на всас подпиточных агрегатов в режимах борного регулирования. В этом случае вода из деаэратора подпитки сливается в баки боросодержащей воды через регулирующую арматуру ТК20S04.

Группа подпиточных агрегатов ТК20 предназначена для подачи воды с концентрацией борной кислоты $0 \dots 44 \text{ г/дм}^3$ и расходом до $80 \text{ м}^3/\text{ч}$ в первый контур, на уплотнения ГЦН, в КД и ГЕ САОЗ.

Группа состоит из трех идентичных функциональных подгрупп, соединенных между собой параллельно. В состав каждой подгруппы входят следующие элементы:

- предвключенный (бустерный) насос ТК21(22,23)D01;
- основной подпиточный насос ТК21(22,23)D02;
- охладитель гидропаты подпиточного насоса ТК21(22,23)W01;
- механический фильтр ТК21(22,23)N01;
- регулятор перепада давления между напорным трубопроводом подпиточных насосов и давлением в первом контуре ТКС21(22,23) и регулятор расхода подпиточных агрегатов ТКС24(25,26), имеющих общий исполнительный орган – гидромурфту подпиточных агрегатов;
- арматура, трубопроводы, КИП.

Обратный клапан ТК20S02 на всасывающем трубопроводе подпиточных агрегатов предназначен для прекращения подачи среды из деаэратора подпитки на всас подпиточных насосов при необходимости создания стояночной концентрации РБК в теплоносителе первого контура (например, при течи теплоносителя). В этом случае включаются два из трех насосов борного концентрата ТВ10D02(03,04), суммарная подача которых превышает нормальную производительность подпиточного агрегата и обеспечивает закрытие ОК ТК20S02, после чего работающий подпиточный агрегат переходит на подачу в первый контур концентрированного РБК из системы борного концентрата ТВ10. Также на всас подпиточных насосов могут подаваться химические реагенты из системы ТВ20 (гидразин-гидрат N_2H_4 , гидроксид калия КОН и аммиак NH_3), предназначенные для поддержания необходимого ВХР первого контура.

Следует отметить, что насосы химических реагентов ТВ20D01-04 осуществляют подачу среды на всас подпиточных насосов, а насос ТВ20D05 согласно проекту предназначен для подачи смеси аммиака и гидразин-гидрата на напор насосов. Это связано с тем, что первоначально на основных подпиточных насосах были установлены щелевые уплотнения, имеющие значительные протечки, которые сливались в бак организованных протечек. Это приводило к «размыванию» реагентов по другому оборудованию и увеличению времени доставки реагентов в первый контур. После того, как щелевые уплотнения были заменены на торцевые, ве-

личина протечек значительно уменьшилась и необходимость подавать реагенты на напор подпиточного насоса исчезла. В настоящее время насос ТВ20D05 находится в резерве и практически не используется.

Механические фильтры ТК21(22,23)N01 на всасе бустерных насосов предназначены для исключения попадания в первый контур и в блоки уплотнений ГЦН посторонних предметов. Фильтрующим элементом являются металлические сетки с ячейкой 0,4х0,4 мм.

Каждый подпиточный агрегат имеет две линии рециркуляции. Одна линия, так называемая «малая» рециркуляция, с ручной арматурой ТК21(22,23)S13 соединяет всасывающий трубопровод предвключенного насоса и всасывающий коллектор основного подпиточного насоса. Эта линия используется при первоначальном заполнении и развоздушивании трубопроводов системы. Вторая линия рециркуляции с электроприводной арматурой ТК21(22,23)S05 от напорного коллектора подпиточного насоса к выходному трубопроводу деаэратора подпитки может использоваться для опробования подпиточных агрегатов, а также для отвода части перекачиваемой среды в первоначальный момент времени при включении системы на заполнение первого контура для обеспечения общей подачи в первый контур в пределах 10...40 м³/ч. Дроссельная шайба ТК30E01 на линии рециркуляции предназначена для оптимизации гидравлического сопротивления трубопровода рециркуляции. Основной подпиточный насос имеет линию охлаждения гидропаты с теплообменником ТК21(22,23)W01 и ПК ТК21(22,23)S07, а также линию смыва кристаллов бора с уплотнений насосов. На напоре каждого основного подпиточного насоса установлен ОК ТК21(22,23)S02, предназначенный для предотвращения обратного тока среды, а также по две запорные арматуры ТК21(22,23)S03,04 для обеспечения процедур пуска и останова насосов.

Группа трубопроводов подпитки ТК30,40.

Группа ТК30,40 предназначена для подачи теплоносителя в первый контур, компенсатор давления и в гидроемкости САОЗ.

Группа включает в себя:

- регуляторы уровня в КД YPC02 (основной) и YPC03 (пусковой) с исполнительными механизмами ТК31,32S02.
- арматуру, трубопроводы, КИП.

При помощи регулирующей арматуры ТК31,32S02 изменяется подача подпиточных агрегатов, т.е. расход подпитки первого контура. На проходящем через герметичную оболочку трубопроводе подпитки установлена локализирующая группа, состоящая из трех быстродействующих пневмоприводных арматур ТК40S01-03. Подача подпиточной воды непосредственно в КД осуществляется для его расхолаживания при невозможности использования штатного узла впрыска в КД (при неработающих ГЦН). Подача подпиточной воды в первый контур осуществляется через трубопроводы

системы байпасной очистки теплоносителя СВО-1 (ТС). Заполнение ГЕ САОЗ производится по трубопроводу с запорной арматурой ТК40S04. Дренаж этого трубопровода заведен в систему организованных протечек через арматуру ТК40S05.

Группа подачи запирающей воды на ГЦН ТК50 предназначена для подачи запирающей воды на торцевые уплотнения ГЦН.

В состав группы входят:

- регуляторы перепада давления на уплотнениях ГЦН YDC11-14 с исполнительными механизмами ТК51-54S02;
- арматура, трубопроводы, КИП.

На входе на уплотнения ГЦН запирающая вода последовательно проходит очистку на двух гидроциклонных фильтрах для предотвращения попадания в уплотнения механических примесей.

Следует отметить, что с помощью трубопроводов группы ТК50 возможна аварийная подача охлаждающей воды (в случае прекращения подачи воды промежуточного контура) на теплообменники автономного контура ГЦН через запорную арматуру ТК51-54S06.

Группа слива запирающей воды с ГЦН ТК60 предназначена для отвода в деаэратор подпитки запирающей воды с уплотнений ГЦН.

Группа включает в себя арматуру, трубопроводы и КИП.

Группа деаэрации и подачи чистого дистиллята ТК70.

Группа ТК70 предназначена для дегазации дистиллята, поступающего из системы чистого дистиллята ТН и подаваемого на всас подпиточных агрегатов в режиме водообмена.

Группа включает в себя следующие элементы:

- деаэратор борного регулирования ТК70B01;
- охладитель выпара деаэратора борного регулирования ТК70W01;
- охладители чистого дистиллята ТК71W01, ТК70W02;
- регулятор давления в деаэраторе борного регулирования ТКС70 с исполнительным механизмом ТК70S05;
- регулятор уровня в деаэраторе борного регулирования ТКС71 с исполнительным механизмом ТК70S02;
- арматуру, трубопроводы, КИП.

Деаэратор борного регулирования ТК70B01 так же, как и деаэратор подпитки ТК10B01, имеет двухсекционный гидрозатвор для приема перелива. При этом линия для срыва сифона заведена в баки чистого дистиллята ТВ40B01,02. Выпар из деаэратора, независимо от режима работы, поступает в охладитель выпара ТК70W01. Пар конденсируется и возвращается в деаэратор, а неконденсирующиеся газы (кислород, углекислый газ, азот и др.) удаляются в вентиляционную трубу энергоблока.

Арматура ТК70S11,14 на линии подачи дистиллята из деаэратора борного регулирования на всас подпиточного агрегата и арматура

TK71S01 на линии слива дистиллята из деаэратора борного регулирования в баки дистиллята предназначена для перехода на так называемый разомкнутый водообмен, т.е. режим подачи чистого дистиллята в первый контур.

Группа вывода теплоносителя из первого контура ТК80.

Группа ТК80 предназначена для вывода теплоносителя из первого контура и включает в себя следующие элементы:

- регенеративный теплообменник продувки ТК80W01;
- доохладитель продувки ТК80W02;
- регуляторы расхода продувочной воды ТКС01 и давления перед клапанами продувки ТКС02 с исполнительными механизмами ТК81,82S02;
- арматуру, трубопроводы, КИП.

Вывод теплоносителя из первого контура так же, как и подпитка, осуществляется через трубопроводы системы СВО-1. В трубопровод продувки после доохладителя продувки ТК80W02 врезаны линии слива с гидроциклонов ГЦН. С помощью регулирующей арматуры ТК81,82S02, также расположенной за доохладителем продувки, поддерживается заданный расход продувки (при включенном регуляторе расхода продувки ТКС01) или заданное давление в первом контуре (при включенном регуляторе поддержания давления ТКС02) и одновременно с этим снижается давление продувочной воды в трубопроводах ТК80. На проходящем через герметичную оболочку трубопроводе продувки установлена локализирующая группа, состоящая из трех быстродействующих пневмоприводных арматур ТК80S01-03.

После локализирующей арматуры в трубопровод продувки врезана линия слива продувочной воды в систему организованных протечек ТУ. Эта линия используется, в основном, при плановом останове ЭБ. В этом случае необходимо снижение активности теплоносителя путем очистки его на фильтрах системы СВО-2 (ТЕ). При снижении давления продувочной воды обеспечить необходимый расход этой воды через фильтры СВО-2 невозможно из-за значительного гидравлического сопротивления фильтров. Поэтому при снижении давления в первом контуре и, соответственно, давления продувочной воды до 25...35 кгс/см² продувка переводится на бак организованных протечек, а затем насосы организованных протечек подают эту воду через фильтры СВО-2.

Установка СВО-2 состоит из двух идентичных друг другу подсистем ТЕ10,20. Каждая подсистема имеет в своем составе по два катионитовых фильтра и по одному анионитовому. Одна подсистема находится в работе, вторая – в резерве или может быть выведена на регенерацию фильтров. При проектном режиме работы системы продувки и СВО-2 поток теплоносителя последовательно проходит через катионитовый фильтр в аммиачно-калиевой форме (обеспечивающий плавное регулирование аммиачно-калиевого ВХР) и через анионитовый фильтр в борной форме, (выпол-

няющий очистку теплоносителя от анионов радиоактивных нуклидов, хлоридов и фторидов).

Система подпитки-продувки взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой первого контура (YA)** – система подпитки-продувки обеспечивает проектные режимы работы первого контура;

- **системой байпасной очистки теплоносителя (ТС)** – функциональные подгруппы подпитки ТК40 и продувки ТК80 подключаются к первому контуру через трубопроводы системы ТС;

- **системой очистки продувочной воды и оргпротечек (TE)** – продувка первого контура после регенеративного теплообменника и доохладителя продувки проходит через систему СВО-2 для очистки от ионных примесей;

- **системой чистого дистиллята (TN)** – дистиллят из системы TN постоянно подается в деаэратор борного регулирования ТК70B01 и периодически в деаэратор подпитки ТК10B01 для обеспечения операций подпитки и водообмена первого контура;

- **системой борного концентрата (TB10)** – борный концентрат подается непосредственно на всас подпиточных агрегатов и далее в первый контур для ввода отрицательной реактивности;

- **системой ввода химреагентов (TB20)** – химические реагенты также подаются на всас подпиточных агрегатов и далее в первый контур для поддержания ВХР;

- **системой боросодержащей воды (TB30)** – в режимах борного регулирования теплоноситель, пройдя дегазацию в деаэраторе подпитки, сбрасывается в баки боросодержащей воды TB30B01,02, откуда, при необходимости, снова может быть возвращен в деаэратор подпитки. Кроме того, при заполнении или дозаполнении первого контура среда на всас подпиточных агрегатов подается из баков боросодержащей воды;

- **системой организованных протечек (TY)** – при останове ЭБ после снижения давления в первом контуре до 25...35 кгс/см² продувка переводится в бак системы оргпротечек TY20B01 для обеспечения ее необходимого расхода;

- **системой GE CAOЗ (YT)** – первоначальное заполнение GE CAOЗ производится подпиточными агрегатами;

- **системой компенсации давления (YP)** – расхолаживание КД при неработающих ГЦН осуществляется при помощи системы ТК;

- **системой азота и газовых сдувок (UG/TP)** – при работе РУ на мощности азот подается в деаэратор подпитки для разбавления выделяющегося при дегазации теплоносителя радиолизного водорода до взрывобезопасных концентраций;

- **системой дожигания водорода (TS10)** – газы, выделяющиеся при дегазации теплоносителя продувки, отводятся в систему дожигания водорода;

- **системой промконтура (TF)** – вода системы TF является охлаждающей в доохладителе продувки ТК80W02;

- **системой технической воды ответственных потребителей (VF)** – система VF обеспечивает подачу охлаждающей воды на охладители гидропята подпиточных насосов ТК21(22,23)W01, доохладитель подпитки ТК12W01, а также воздухоохладители электродвигателей подпиточных насосов;

- **системой технической воды неответственных потребителей (VB)** – система VB обеспечивает подачу охлаждающей воды на охладитель чистого дистиллята ТК71W01;

- **системой маслоснабжения РО (ТА)** – маслосистема подпиточных агрегатов (ТК90) используется для подачи масла на подпиточные насосы ТК21,22,23D02 и их гидромурфты;

- **системой гидроиспытаний и продувки датчиков КИП (UE/UD)** – магистрали ТК40 заполнения гидроемкостей также используются для проведения их гидравлических испытаний; кроме того, с помощью основной подпиточной линии ТК40 выполняется подъем давления в первом контуре при проведении гидравлических испытаний на плотность (от подпиточных агрегатов ТК21-23) и на прочность (от насоса UE10D01).

4.2. Основные компоненты системы

4.2.1. Подпиточный агрегат

Подпиточные насосные агрегаты предназначены для возврата продувки в первый контур, восполнения организованных и неорганизованных протечек теплоносителя, подачи запирающей воды на уплотнения ГЦН, заполнения первого контура и ГЕ, а также для расхолаживания КД при не-работающих ГЦН.

Подпиточный агрегата состоит из предвключенного, основного подпиточного насоса и гидромурфты.

Подобная конструкция подпиточного агрегата выбрана с учетом высоких параметров, развиваемых им при номинальном режиме работы. Конструктивно достичь больших значений давления нагнетания центробежного насоса можно двумя способами: за счет увеличения числа рабочих ступеней или за счет увеличения скорости вращения вала насоса. Учитывая квадратичную зависимость между частотой вращения вала центробежного насоса и развиваемым им напором, была выбрана схема регулирования напора насоса путем изменения скорости его вращения. Это позволило уменьшить число рабочих ступеней подпиточного насоса и тем самым существенно упростить его конструкцию. Вместе с тем, для исключения неизбежной кавитации при номинальных оборотах подпиточного насоса потребовалось создание подпора на его всасе. Необходимое давление на вхо-

де в рабочее колесо первой ступени подпиточного насоса создается работой предвключенного насоса.

Предвключенный (бустерный) насос ТК21(22,23)D01.

В качестве предвключенного насоса в системе ТК используется насос типа АХ90/49-К-2Г или АХ90/49-К-55 (рис. 4.2), где

- АХ – химический, консольный, на отдельной стойке, для перекачивания жидкостей с твердыми включениями;
- 90 – подача, м³/час;
- 49 – напор, м. вод. ст. ;
- К – материал деталей проточной части – хромоникелевая сталь марки 10Х18Н9ТЛ;
- 2Г – двойное торцевое уплотнение, где 2 – группа уплотнения, Г – тип уплотнения.

Насосный агрегат состоит из насоса и электродвигателя, смонтированных на общей фундаментной плите.

Насос – центробежный, одноступенчатый, горизонтальный, консольного типа и состоит из приводной части (корпус электродвигателя, статор, ротор, установленный на подшипниках качения, стаканы под подшипники, задняя и передняя крышки) и проточной части (корпус насоса, рабочее колесо, насаженное на конец вала и всасывающий патрубок, присоединенный к корпусу насоса).

Корпус насоса служит для преобразования кинетической энергии жидкости после рабочего колеса в энергию давления. Направляющий аппарат плоской части – улитка в форме спирали.

Рабочее колесо служит для преобразования механической энергии электродвигателя в кинетическую энергию потока жидкости. Колесо выполнено из двух дисков, на наружной поверхности которых имеются радиально отбойные лопатки, предназначенные для уменьшения давления перед уплотнением, а также для уменьшения осевой силы.

Всасывающий патрубок служит для подвода перекачиваемой жидкости к рабочему колесу, крепится к корпусу насоса и является крышкой последнего.

Двойное торцевое уплотнение для данного типа насоса предполагает подачу запирающей жидкости для охлаждения и смазки пар трения, а также для создания гидравлического затвора. В связи с тем, что детали торцевого уплотнения выполнены из стойких по отношению перекачиваемой среде материалов, и ее утечки не являются совершенно недопустимыми, необходимость создания гидравлического затвора отпала.

Поэтому по линии подачи запорной жидкости подается вода с напора самого предвключенного насоса для охлаждения торцевого уплотнения и смазки трущихся поверхностей уплотняющих колец, изготовленных из силицированного графита.

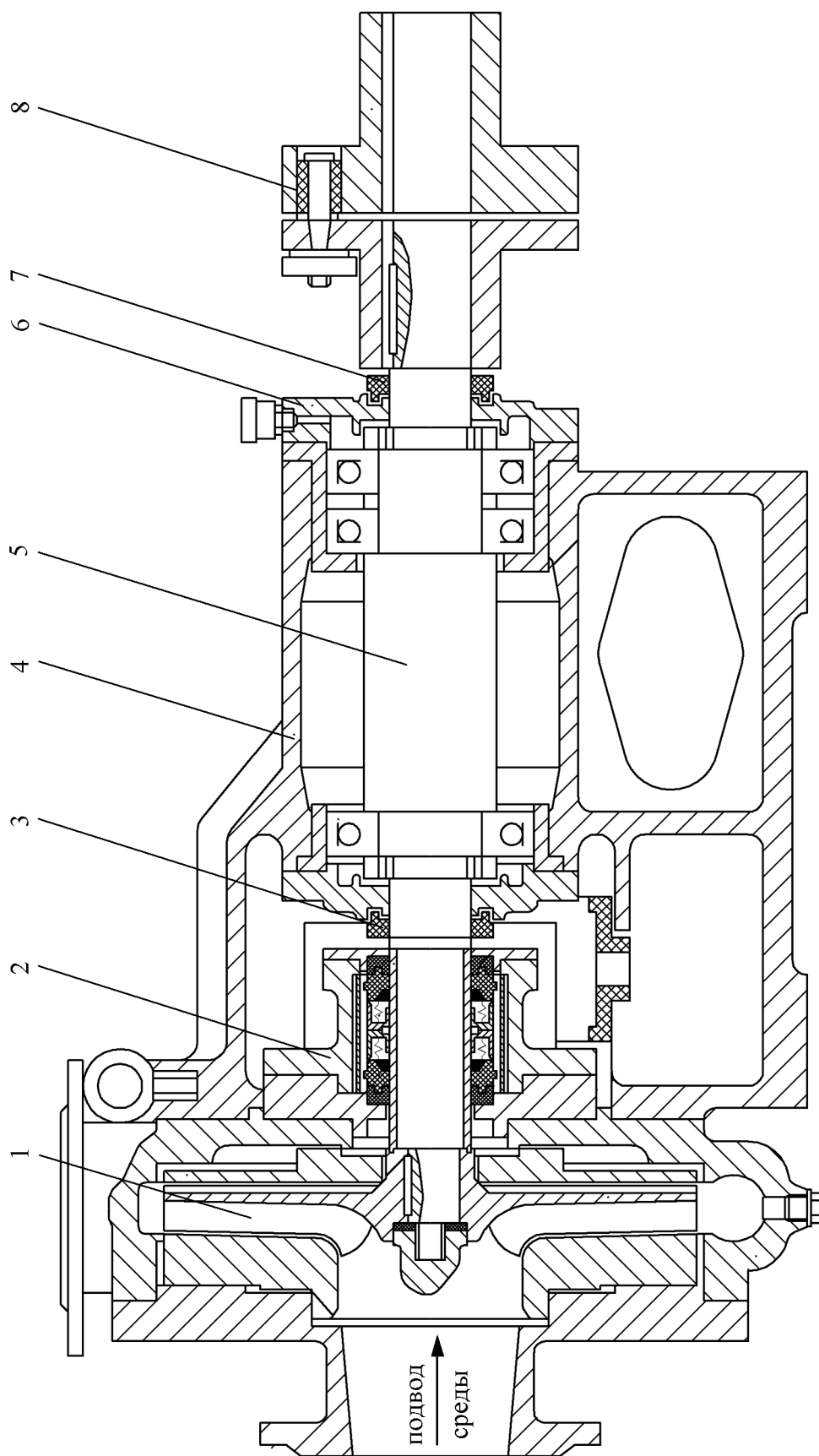


Рис. 4.2. Предвключенный (бустерный) насос:

1 – рабочее колесо; 2 – блок уплотнения; 3, 7 – маслоотбойник; 4 – блок подшипников; 5 – вал; 6 – крышка подшипников; 8 – соединительная муфта

Смазка подшипников – консистентная. При работе подшипников от нагрева происходит плавление смазки и, таким образом, образование смазывающей среды. Выделяющееся при работе блока подшипников тепло, отводится в помещение естественным теплообменом с окружающим воздухом. Направление вращения вала бустерного насоса – против часовой стрелки, если смотреть на насос со стороны электродвигателя. Допускается кратковременное обратное вращение.

Предвключенные насосы ТК21(22,23)D01 расположены в помещениях А119/1,2,3 отметки 0,0 м фундаментной части реакторного отделения соответственно (рис. 4.3).

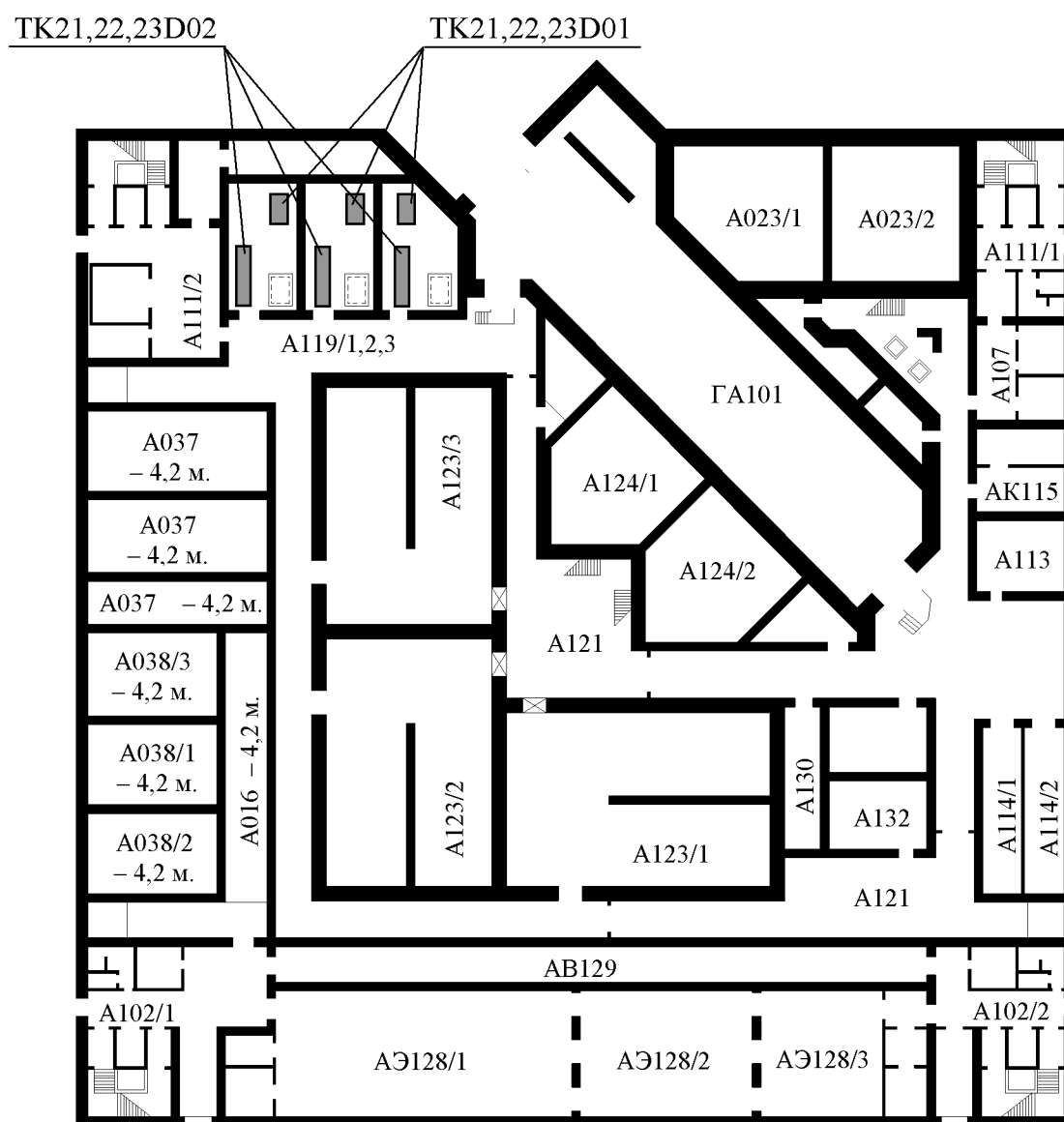


Рис. 4.3. План расположения оборудования системы подпитки-продувки на отметке 0,0 м

Технические данные бустерного насоса приведены в табл. 4.1.

Т а б л и ц а 4.1

Технические характеристики предвключенного (бустерного) насоса

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	90	м ³ /ч
Напор	49	м.в.ст.
Максимальная температура перекачиваемой среды	90	°С
Допускаемый кавитационный запас	4	м.в.ст.
Протечки торцевых уплотнений, не более	10	л/ч
Мощность электродвигателя	55	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	1450	об/мин
Масса насоса с электродвигателем	795	кг

Основной подпиточный насос ТК21(22,23)D02.

В качестве основного подпиточного насоса в системе ТК используется насос типа ЦН-60-180 (рис. 4.4), где

- ЦН – центробежный насос;
- 60 – подача, м³/ч;
- 180 – давление на выходе из насоса при номинальных значениях подачи, частоты вращения, температуры перекачиваемой жидкости и подпора, кгс/см².

Насос – центробежный, горизонтальный, четырехступенчатый, двухкорпусной с внутренним корпусом секционного типа и с односторонним расположением рабочих колес.

Базовой деталью насоса является кованый наружный корпус, установленный на плите. В расточках наружного корпуса установлен внутренний корпус с передней и напорной крышками, в которых смонтированы соответственно переднее и заднее концевые уплотнения. Внутренний корпус представляет собой самостоятельную сборку и состоит из секций и ротора. В секциях размещаются направляющие аппараты лопаточного типа и уплотняющие металлические пояски. Сами же секции внутреннего корпуса соединяются между собой длинными стяжными болтами. Установка внутреннего корпуса в наружном выполнена по скользящей посадке. Герметичность стыков секций достигается металлическим контактом уплотняющих поясков. В качестве дополнительного уплотнения в стыках устанавливаются кольца из резины.

Двухкорпусная конструкция выполнена с целью обеспечения безопасности эксплуатации: усилия от присоединенных трубопроводов воспринимаются очень жестким наружным корпусом и не передаются внутреннему корпусу, обеспечивая нормальную его работу.

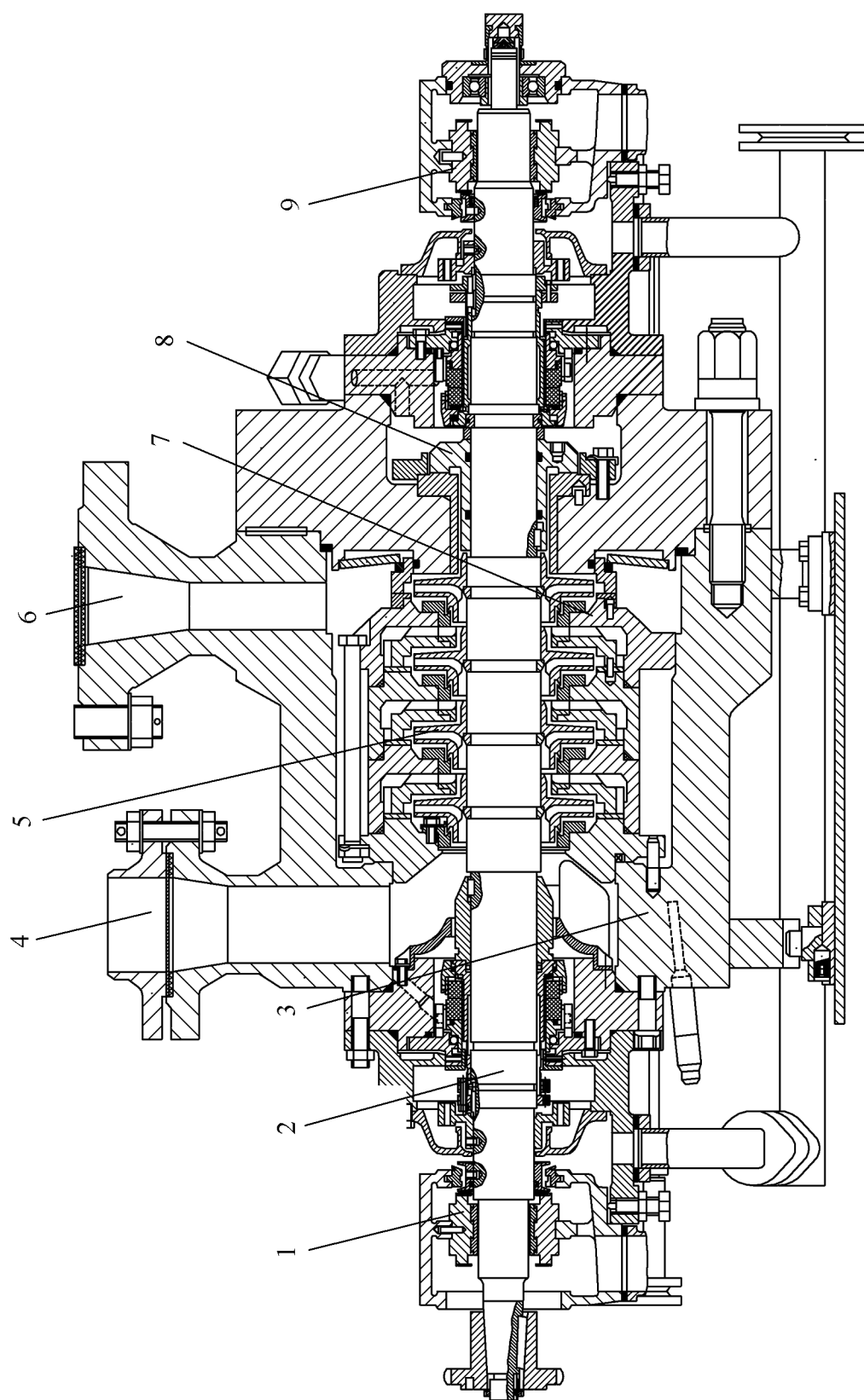


Рис. 4.4. Основной подпиточный насос:

1, 9 – подшипник скольжения; 2 – вал; 3 – наружный корпус; 4 – всасывающий патрубок;
5 – рабочее колесо; 6 – напорный патрубок; 7 – внутренний корпус; 8 – гидропята

Ротор насоса состоит из вала, четырех рабочих колес, разгрузочного устройства (диска), уплотнительных водоотбойных и маслоотбойных колец. Рабочие колеса посажены на вал с натягом. Уравновешивание осевого усилия, направленного в сторону всаса, производится гидравлической пятой. Осевое усилие ротора воспринимается подушкой гидропята и разгрузочным диском. Гидравлическая пята является саморегулирующим устройством: зазор между гидропятью и корпусом автоматически устанавливается за счет осевых смещений ротора таким, что разность сил давления по обе стороны диска равна усилию на роторе насоса. Гидропята также разгружает торцевое уплотнение вала со стороны нагнетания насоса от высокого давления, отводя теплоноситель из полости между разгрузочным диском и торцевым уплотнением на всас бустерных насосов. Наряду с саморегулированием достоинством гидропята являются небольшие протечки, что определяется кольцевым зазором между втулкой гидропята и втулкой подпятника. К недостаткам можно отнести большую сложность в изготовлении, чувствительность к парообразованию в насосе, уменьшение КПД насоса за счет трения.

Уплотнение вала насоса во всех режимах работы обеспечивается торцевым уплотнением. Охлаждение конструктивных элементов торцевых уплотнений производится перекачиваемой средой. Для охлаждения уплотнений организованы контуры циркуляции, исключая образование застойных зон. В штатном режиме работы температура крышек уплотнений примерно равна: со стороны гидромукты – температуре подпиточной воды на всасе подпиточного насоса, а со стороны напорного патрубка – температуре воды в камере за гидропятью. Появление отложений борной кислоты на торцевых уплотнениях может привести к повреждениям уплотняющих графитовых колец при аксиальных перемещениях статорной обоймы. Поэтому для исключения образования кристаллов борной кислоты на торцевых уплотнениях подпиточных насосов периодически производится отмывка уплотнений дистиллятом из системы чистого дистиллята.

Передача вращения на вал насоса производится от ведомого вала гидромукты посредством радиальной жесткой шлицевой муфты. Для обеспечения осевых перемещений роторов подпиточного насоса и ведомого вала гидромукты шлицевое зацепление смазывается маслом, подводимым от коллектора смазки подпиточного насоса.

Опорами ротора являются подшипники скольжения и подшипник качения, установленный в опору со стороны напорного патрубка с целью ограничения осевых перемещений ротора в режимах включения-останова подпиточного агрегата. Смазка подшипников скольжения – принудительная маслом Тп-22с от маслосистемы ТК90. Отработанное в подшипниках масло отводится по сливным трубопроводам в сбросной коллектор и далее – в бак маслосистемы.

Основные подпиточные насосы ТК21(22,23)D02 расположены в одних помещениях с предвключенными насосами ТК21(22,23)D01 (рис. 4.3).

Технические данные основного подпиточного насоса приведены в табл. 4.2.

Т а б л и ц а 4.2

Технические характеристики основного подпиточного насоса

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	10...60	м ³ /ч
Напор	180	кгс/см ²
Максимальное давление на выходе	200	кгс/см ²
Максимальная температура перекачиваемой среды	70	°С
Допускаемый кавитационный запас	50	м.в.ст.
Мощность электродвигателя	800	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	2970	об/мин
Масса насоса (без электродвигателя)	1320	кг

Гидромуфта МГ-М-500 установлена между электродвигателем и насосом подпитки и предназначена для бесступенчатого регулирования режима работы путем изменения частоты вращения насоса при неизменной частоте вращения приводного электродвигателя. Управление осуществляется автоматически или дистанционно с БЩУ, возможно также ручное регулирование по месту установки.

Условное обозначение гидромуфты означает:

- МГ – муфта гидродинамическая;
- М – с мультипликатором (повышающим редуктором);
- 500 – активный диаметр рабочего колеса, мм.

Муфта – гидродинамическая, однополостная, со встроенной зубчатой парой и черпаковым регулированием.

Гидромуфта (рис. 4.5) состоит из следующих основных узлов: корпуса, ротора, подшипников, зубчатой пары и системы регулирования.

Корпус гидромуфты является базовой деталью с горизонтальным разъемом в плоскости осей ротора и зубчатой передачи. Он состоит из корпуса, крышки и корпусов подшипников, в которых выполнены расточки для установки подшипников скольжения. На крышке корпуса имеются два окна для осмотра зубчатой пары, ротора гидромуфты и замены без снятия крышки плавких предохранителей в случае их расплавления. Для вентиляции внутрикорпусного пространства на крышке установлен сапун.

Ротор гидромуфты состоит из насосного и турбинного роторов. Вращающий момент от электродвигателя принимает насосный ротор гидромуфты, состоящий из вала и насосного колеса, к которому крепится крышка черпаковой камеры, а также корпус черпаковой камеры.

Опорами насосного ротора являются опорный и опорно-упорный подшипники скольжения. В крышке черпаковой камеры есть два резьбовых отверстия, в которые ввинчиваются пробки с плавкими предохранителями, защищающими ротор гидромукты от перегрева. Предохранители расплавляются при температуре 140 ± 2 °С. При их расплавлении уменьшается количество масла в черпаковой камере, уменьшается зацепление турбинного и насосного роторов, уменьшается число оборотов турбинного ротора и тем самым – подпиточного насоса. Как следствие, снижается давление на напоре насоса. Турбинный ротор состоит из турбинного колеса и зубчатого колеса мультипликатора, которые посажены на вал. Вал зубчатого колеса опирается на два подшипника скольжения, осевые усилия воспринимаются упорным подшипником. Мультипликатор гидромукты выполнен из шевронной зубчатой пары. Шестерней мультипликатора является зубчатая втулка, вал зубчатой втулки выводится с торцевой стороны корпуса гидромукты. Опорами турбинного ротора с зубчатым колесом служат два подшипника: опорный и опорно-упорный. На все подшипники выполнен индивидуальный подвод масла для смазки и охлаждения.

Принцип работы гидромукты заключается в следующем. При вращении насосного колеса его рабочие лопатки захватывают и увлекают за собой масло, заполняющее кольцевую полость гидромукты, а движущееся масло, действуя на рабочие лопатки турбинного колеса, заставляет вращаться турбинный ротор в ту же сторону, что и насосный ротор, но с меньшей частотой вращения. Регулирование числа оборотов турбинного ротора по отношению к насосу производится за счет изменения степени заполнения маслом кольцевой полости гидромукты.

Скольжение гидромукты определяется по формуле

$$\rho = \frac{n_1 - n_2}{n_1} \cdot 100\% = (1 - i) \cdot 100, \quad (4.1)$$

где n_1 – частота вращения насосного колеса, об/мин;

n_2 – частота вращения турбинного колеса, об/мин;

i – передаточное число гидромукты.

Масло для регулирования и охлаждения гидромукты подается в рабочую камеру гидромукты по трубопроводу, проходит втулку насосного ротора и сверления в турбинном колесе. За счет центробежных сил вращения насосного колеса совместно с крышками рабочей камеры в черпаковой камере образуется вращающееся масляное кольцо.

Черпак представляет собой трубопровод, закрепленный в подшипниковых опорах с подшипниками качения.

Положение черпака задается и удерживается углом поворота вала электропривода МЭО-250/160-0,63У.

Передача угла поворота происходит по схеме:

вращательное движение вала электропривода → профильный кулачковый механизм → поступательное движение зубчатой рейки → вращательное движение «звездочки» вала черпака

Для смазки и прижатия рейки к лекалу кулачкового механизма МЭО в цилиндр подается масло от напорного маслопровода смазки подшипников гидромуфты. Профиль кулачка регулятора обеспечивает равномерный поворот шестерни. Во вращающееся масляное кольцо вводится черпак, положение входного сопла которого определяет уровень масла в черпаковой камере и, следовательно, в круге циркуляции. Регулируя положение отводящего трубопровода черпака изменяют величину его погружения и тем самым – степень заполнения черпаковой камеры, что в свою очередь определяет величину скольжения насосного ротора относительно турбинного и, в конечном итоге, частоту вращения ротора подпиточного насоса.

При полностью выведенном черпаке на него будет действовать большое усилие на излом по ходу движения масла. Поэтому разогрев масла в черпаковой камере производится при минимальном давлении на напоре. Отработанное масло от черпака отводится к маслоохладителю гидромуфты, входящему в состав маслосистемы подпиточного агрегата. Используется масло Тп-22с.

Основные технические данные гидромуфты приведены в табл. 4.3.

Т а б л и ц а 4.3

Технические характеристики гидромуфты МГ-М-500

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Номинальная передаваемая мощность	800	кВт
Диапазон регулирования по скольжению	2,5...80	%
Передаточное отношение редуктора	3,0769	
Максимальная частота вращения насосного вала	8900	об/мин
КПД при скольжении 3 % не менее	93	%
Максимальный ход черпака	115	мм

4.2.2. Деаэраторы

Деаэратор подпитки-продувки ТК10В01 (рис. 4.6) предназначен для дегазации (деаэрация) теплоносителя первого контура, поступающего по линиям продувки и организованных протечек первого контура, а также для деаэрации дистиллята и раствора борной кислоты, поступающих по линиям ТК13 и ТК14 для подачи в первый контур. Кроме того, деаэратор вы-

полняет функцию демпферной емкости на всасе подпиточных насосов, сглаживая возможные несоответствия расходов подпитки и продувки.

В процессе деаэрации происходит выделение кислорода и водорода из теплоносителя первого контура, а также разбавление водорода азотом до взрывобезопасной концентрации. Наряду с этим, деаэратор позволяет выделить из теплоносителя растворенные радиоактивные благородные газы: криптон, ксенон и другие, которые попадают в первый контур из негерметичных тепловыделяющих элементов.

Деаэратор подпитки-продувки ТК10В01 – вертикальный, атмосферного типа, термический.

Основной тепловой процесс в деаэраторе сводится к созданию условий, при которых из воды, поступившей в деаэратор, практически полностью удаляются растворенные в ней газы. Согласно закону Генри-Дальтона количество растворенного в воде газа пропорционально парциальному давлению этого газа над жидкостью. Например, для кислорода:

$$G_{O_2} = K_{O_2} \cdot P_{O_2}, \quad (4.2)$$

где G_{O_2} – количество растворенного в воде кислорода;

K_{O_2} – коэффициент абсорбции кислорода жидкостью, зависящий от температуры;

P_{O_2} – парциальное давление кислорода над жидкостью.

Суммарное давление над уровнем воды:

$$P = P_{H_2O} + P_{O_2} + \Sigma P_z, \quad (4.3)$$

где P_{H_2O} – парциальное давление водяных паров;

P_{O_2} – парциальное давление кислорода над жидкостью;

ΣP_z – сумма парциальных давлений остальных газов.

Тогда содержание кислорода над уровнем воды:

$$G_{O_2} = K_{O_2} (P - \Sigma P_z - P_{H_2O}). \quad (4.4)$$

Следовательно, чем больше будет парциальное давление водяных паров, тем меньше парциальное давление неконденсирующихся газов, в том числе и кислорода, и, соответственно, меньше их содержание в деаэрируемой воде. При нагреве воды до температуры насыщения

$$P \approx P_{H_2O} \Rightarrow \Sigma P_z + P_{O_2} \approx 0. \quad (4.5)$$

Сущность термической деаэрации заключается в доведении воды до кипения и создания над ней возможно большего парциального давления

водяных паров. Ускорению процесса способствуют гидродинамические факторы, обусловленные конструкцией деаэратора – образующийся в толще воды пар барботирует через нее, увлекая за собой пузырьки газов, десорбирующихся из воды, а непрерывный отвод выпара позволяет не допускать над уровнем воды сколько-нибудь заметного парциального давления удаляемых газов.

При работе системы с термической деаэрацией пар на деаэратор подается от системы пароснабжения собственных нужд RQ. На некоторых энергоблоках данный режим не используется, а приоритет отдан химическому способу удаления кислорода из теплоносителя. При отсутствии термической деаэрации удаление кислорода из теплоносителя и подпиточной воды осуществляется за счет химического взаимодействия гидразина и кислорода. В подпиточную воду дозируется гидразин для создания его концентрации, превышающей концентрацию кислорода в 2-3 раза. Именно этим способом достигается соответствие показателей ВХР первого контура требованиям стандартов. Вместе с тем, использование деаэраторов даже в холодном режиме позволяет значительно понизить концентрацию растворенных в теплоносителе газов и обеспечивает экономию реагентов.

Конструктивно деаэратор представляет собой цилиндрический аппарат, состоящий из двух основных элементов: дегазационной колонки и бака-аккумулятора со встроенным подогревателем.

Дегазационная колонка приварена к крышке бака-аккумулятора. Внутри колонки организованы:

- главная и периферийная разделительные камеры;
- центральная и кольцевая струйные камеры;
- малая и большая насадочные колонны.

Главная распределительная камера образована цилиндрическими перегородками, малой распределительной тарелкой и корпусом дегазационной колонны. Периферийная распределительная камера ограничена цилиндрическими перегородками и большой распределительной тарелкой. Обе камеры сообщаются через гидрозатвор, образованный перегородками и глухим днищем.

Малая насадочная колонна расположена в нижней части обечайки под центральной струйной камерой. Над насадкой установлена провальная распределительная тарелка с 7-ю патрубками для пропуска пара и 54-ю отверстиями для равномерного распределения воды. Большая насадочная колонна расположена в нижней части дегазационной колонны под кольцевой струйной камерой и малой насадочной колонной.

Над насадкой установлена провальная распределительная тарелка с 18-ю патрубками для пропуска пара и 414-ю отверстиями для равномерного распределения воды.

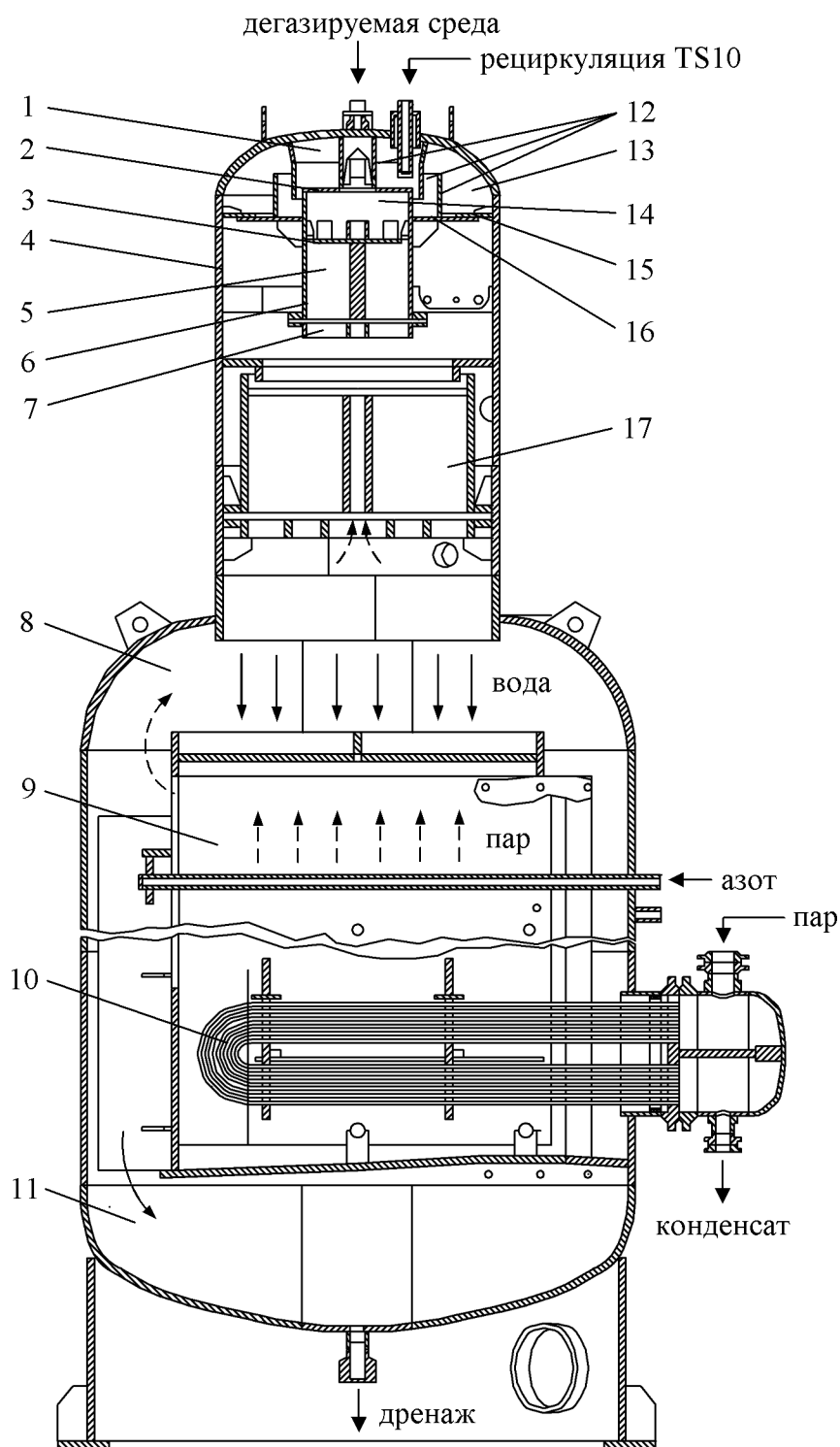


Рис. 4.6. Деаэратор системы ТК:

- 1 – главная распределительная камера; 2 – малая распределительная тарелка; 3 – провальная распределительная тарелка; 4 – колонка деаэратора; 5 – малая насадочная колонна; 6 – обечайка; 7 – кольцевая струйная камера; 8 – бак-аккумулятор; 9 – корпус теплообменника; 10 – подогреватель воды; 11 – нижнее днище; 12 – цилиндрические перегородки; 13 – периферийная распределительная камера; 14 – центральная струйная камера; 15 – большая распределительная тарелка; 16 – глухое днище; 17 – большая насадочная колонна

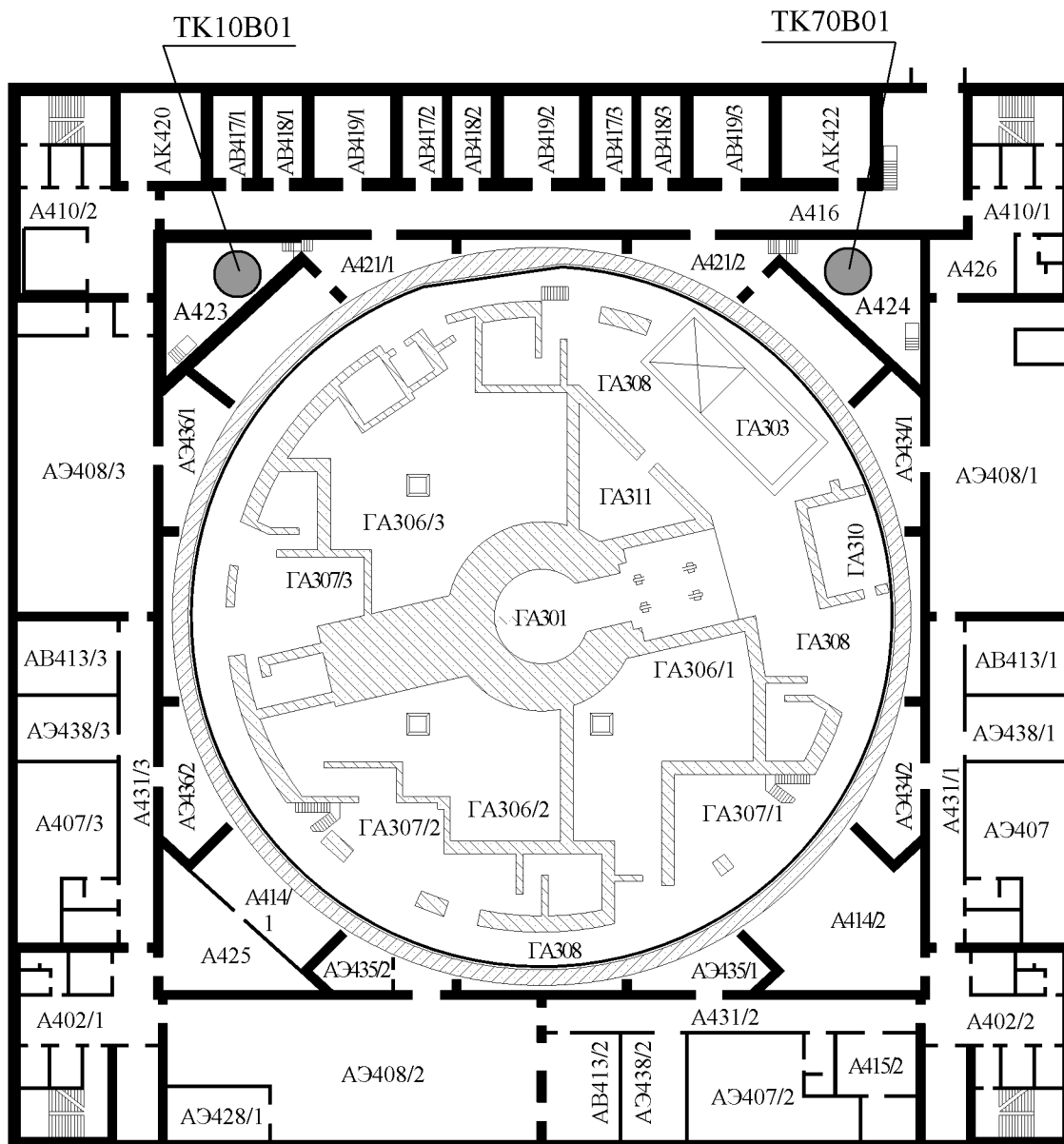


Рис. 4.7. План расположения оборудования системы подпитки-продувки на отметке 13,2 м

Для организации эффективного газоудаления в связи с большим диапазоном нагрузки и для увеличения площади контакта пара и воды в колонке организованы два самостоятельных контура для больших и малых потоков. В каждый контур входят распределительная и струйная камера, а также насадочная колонна.

В обеих колоннах в качестве насадки используются кольца Рашига размером 18x18x2,5 мм из стали 0X18H10T, либо керамические 23x24x4, по поверхности которых стекает пленка деаэрируемой воды, прогреваемая паром, движущимся вверх (увеличение площади поверхности омывания воды паром позволяет сократить габариты деаэратора).

В качестве опорной конструкции под кольца Рашига используются две решетки из перфорированных листов, подкрепленные ребрами жесткости.

Малая насадочная колонна предназначена для работы с расходом до $9 \text{ м}^3/\text{ч}$, при повышении расхода оставшаяся часть воды переливается на большую насадочную колонну.

Подлежащий деаэрации поток через штуцер подвода теплоносителя, расположенный в верхнем днище деаэрационной колонки поступает в главную распределительную камеру. Постоянная производительность малой насадочной колонны обеспечивается перфорированной тарелкой отверстиями диаметром 8 мм (небольшой диаметр обеспечивает достаточно мелкое дробление струй воды) и цилиндрической перегородкой, которая обеспечивает необходимый уровень воды в распределительной камере.

В том случае, когда расход поступающей воды не более $9 \text{ м}^3/\text{ч}$ (это характерно для деаэратора борного регулирования при работе группы ТК70 в резерве) уровень в главной распределительной камере не превысит верхней кромки перегородки, что исключает поступление воды в периферийную распределительную камеру. Весь поток дегазируется проходя мелкими струйками через центральную струйную камеру и далее через малую насадочную колонну.

Перегородка исключает выход пара помимо малой насадочной колонны, на распределительной тарелке которой установлены семь патрубков для прохода выпара деаэратора.

В режимах, когда расход воды превышает $9 \text{ м}^3/\text{ч}$, т. е. практически во всех режимах работы деаэратора подпитки-продувки, вода через верхнюю кромку перегородки, большую распределительную тарелку и периферийную струйную камеру поступает в большую насадочную колонну, оборудованную барботажной тарелкой с 414-ю отверстиями Ду8 для дополнительной дегазации.

Площадь перфорации барботажного листа принята такой, что даже при минимальной нагрузке деаэратора над листом образуется паровая подушка. Это обеспечивает контакт всей воды с греющим паром в барботажном устройстве.

За время движения стекающая на тарелку вода предварительно нагревается в периферийной струйной камере до температуры, близкой к температуре насыщения за счет конденсации греющего пара. Вода и греющий пар движутся встречными потоками: вода – вниз, а пар – вверх. Конденсат греющего пара присоединяется к струям воды, а остальной пар проходит дальше вверх по высоте колонны, обеспечивая ее наилучшую вентиляцию, унося с собой неконденсирующиеся газы, выделившиеся в процессе деаэрации, увеличивая время пребывания в нем движущейся вниз воды, что улучшает ее прогрев и деаэрацию. Оставшийся несконденсировавшийся пар вместе с газами отводится через штуцер в верхнем днище деаэрацион-

ной колонны в охладитель выпара системы дожигания водорода, где пар конденсируется, конденсат пара сливается в бак-гидрозатвор и из него возвращаются в бак организованных протечек. Несконденсировавшиеся газы отводятся в систему дожигания водорода TS-10.

Бак-аккумулятор представляет собой вертикальный цилиндрический сосуд с эллиптическими днищами. Внутри бака установлены две вертикальные перегородки, две наклонные перегородки, сегментная перегородка и поддон, которые делят весь внутренний объем бака-аккумулятора на две полости.

Внутренняя полость, расположенная между перегородками и поддоном, служит для сбора воды, поступающей из дегазационной колонны деаэратора, и организации четкого циркуляционного контура для воды и пара. При этом перегородки делят всю внутреннюю полость на опускной и подъемный участок контура циркуляции. Вода, выходящая из дегазационной колонны, направляется козырьком только в опускной участок внутренней полости.

Внешняя полость, заключенная между двумя вертикальными перегородками, двумя наклонными перегородками, сегментной перегородкой, поддоном с одной стороны, и корпусом бака с другой, служит для сброса дегазированного конденсата.

В нижней части бака-аккумулятора между перегородками расположен подогреватель, изготовленный из 179-ти U-образных труб, размером 18x2,5 мм, завальцованных в трубную доску, приваренную к патрубку на корпусе бака. Трубная доска закрыта крышкой-камерой, которая разделена перегородкой на две части. В верхнюю часть камеры подводится греющий пар из системы пароснабжения собственных нужд RQ, а конденсат отводится из нижней камеры в конденсатную линию системы RQ и далее в турбинное отделение.

В баке-аккумуляторе организован циркуляционный контур для деаэрированной воды. Вода из деаэрационной колонки направляется козырьком в спускной участок внутренней полости бака, барботируется паром, проходит трубный пучок и через отверстие в поперечной перегородке выходит во внешнюю полость. Для исключения подмешивания недегазированной воды к воде, прошедшей все стадии деаэрации, уровень в баке-аккумуляторе поддерживается ниже верха перегородки.

Высокая степень дегазации (проектом предусмотрено снижение содержания кислорода в 500 раз, водорода – в 100 раз, РБН – в 10 раз) и предотвращение повторного растворения в воде, выделившихся из нее газов обеспечивается четко организованным противоточным движением и постоянным контактом восходящего потока пара и нисходящего потока воды сначала в баке-аккумуляторе, затем в насадочных колонках и струйных камерах. Подпиточная вода отводится из нижней части бака-аккумулятора.

Деаэратор обеспечивает деаэрацию поступающих потоков в следующих режимах:

- номинальном;
- борного регулирования;
- аварийном при вводе борной кислоты.

Деаэратор подпитки-продувки ТК10В01 расположен в помещении А423 отметки 13,2 м обстройки реакторного отделения (рис. 4.7).

Основные технические характеристики деаэрата ТК10В01 приведены в табл. 4.4.

Т а б л и ц а 4.4

Технические характеристики деаэрата подпитки-продувки

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Рабочее давление в корпусе	0,2	кгс/см ²
Рабочая температура деаэрируемой среды	104	°С
Температура поступающей воды	20...85	°С
Расход поступающей воды	2...70	м ³ /ч
Количество отводимой парогазовой смеси	130	кг/ч
Номинальный уровень	170	см
Емкость геометрическая	31	м ³
Емкость рабочая	19	м ³

Деаэратор борного регулирования ТК70В01 предназначен для дегазации (деаэрации) чистого дистиллята, поступающего из системы ТН и подаваемого на всас подпиточных агрегатов.

Деаэратор борного регулирования работает в режиме постоянной циркуляции дистиллята для поддержания требуемого качества дистиллята, необходимого для проведения операций водообмена. В деаэратор борного регулирования подается дистиллят из системы ТН. Расход через деаэратор определяется работой автоматического регулятора ТКС70, поддерживающего уровень в ТК70В01.

Выпар из деаэрата независимо от режима работы, поступает в охладитель выпара ТК70W01. Пар конденсируется и возвращается в деаэратор, в то время как неконденсирующиеся газы удаляются в вентиляционную трубу энергоблока.

Термическая деаэрация дистиллята в ТК70В01 может осуществляться за счет подогрева дистиллята паром от системы RQ. Однако, как и в случае деаэрата подпитки-продувки ТК10В01, этот режим на некоторых энергоблоках не используется, а деаэрация происходит за счет уменьшения парциального давления растворенных в воде газов при прохождении ее через деаэратор.

Конструкция и технические характеристики деаэратора борного регулирования аналогичны деаэратору подпитки-продувки. В качестве отличия нужно отметить, что уровень в ТК70В01 поддерживается выше уровня в ТК10В01 для исключения перетоков теплоносителя в дистиллят во время операций водообмена. Номинальный уровень в деаэраторе борного регулирования составляет 220 см. Деаэратор борного регулирования ТК70В01 расположен в помещении А424 отметки 13,2 м обстройки реакторного отделения (см. рис. 4.7).

4.2.3. Теплообменники

Регенеративный теплообменник продувки ТК80W01 выполняет двойную функцию:

- частичное охлаждение продувочной воды первого контура. Охлаждение продувочной воды необходимо для предотвращения термического повреждения ионообменных смол в фильтрах СВО-2;

- подогрев подпиточной воды первого контура. Этот подогрев уменьшает температурные напряжения в металле патрубков врезок в ГЦК, а также предотвращает подачу холодной воды в первый контур, исключая тем самым действие температурного эффекта реактивности.

Таким образом, охлаждаемой средой в теплообменнике является продувочная вода первого контура, а охлаждающей – подпиточная вода первого контура.

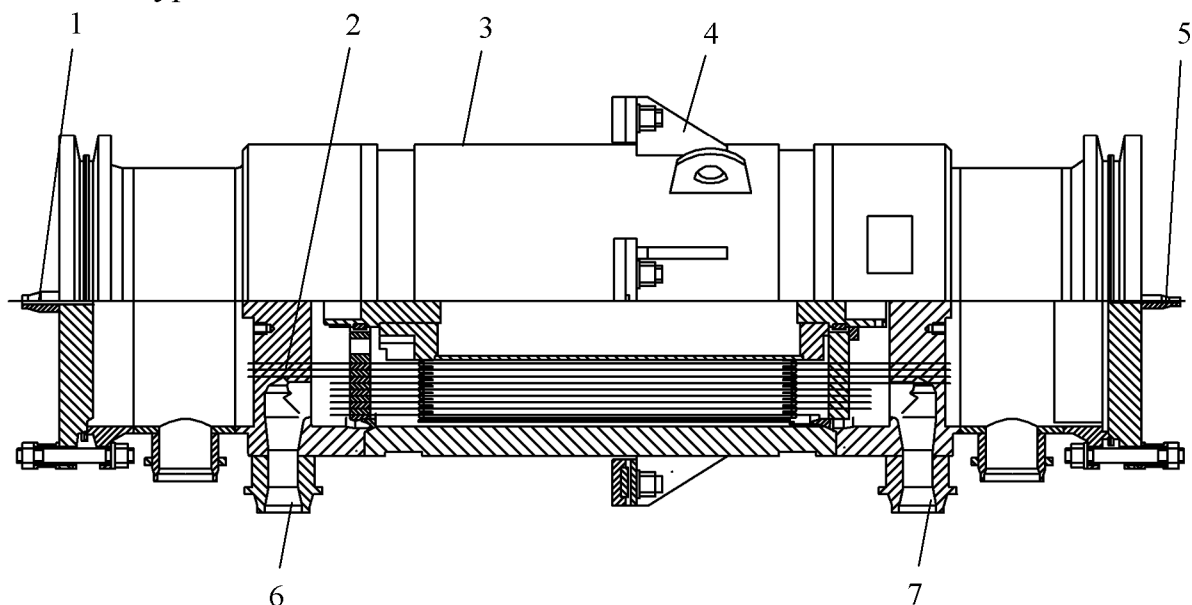


Рис. 4.8. Регенеративный теплообменник продувки:

- 1 – вход подпиточной воды в трубное пространство; 2 – трубная доска;
- 3 – корпус; 4 – опора; 5 – выход подпиточной воды из трубного пространства;
- 6 – выход продувочной воды из межтрубного пространства;
- 7 – вход продувочной воды в межтрубное пространство

Конструктивно теплообменник ТК80W01 (рис. 4.8) выполнен из одного стандартного модуля диаметром 800 мм и представляет собой вертикальный кожухотрубный одноходовой теплообменный аппарат со змеевиковой поверхностью нагрева. Охлаждаемая среда движется сверху вниз в межтрубном пространстве, охлаждающая среда движется снизу вверх в трубном пространстве.

Поверхность теплообмена теплообменника выполнена из 65 труб диаметром 14 мм, образующих девять concentрически расположенных многозаходных цилиндрических спиралей. Зазоры между змеевиками поддерживаются с помощью планок толщиной 1 мм, проложенных на всю высоту навивки. Высота навитой части змеевика – 2692 мм. Концы труб змеевиков закреплены в трубных решетках вальцовкой и сваркой.

Межтрубное пространство образовано кольцевыми зазорами между змеевиками. Камеры трубного пространства образованы приваренными плоскими днищами. Удаление воздуха и дренирование по обоим объемам теплообменника производится через входные и выходные патрубки. Теплообменник установлен на четырех опорах, состоящих из ребер, пяты и опорной плиты.

Технические характеристики регенеративного теплообменника продувки первого контура приведены в табл. 4.5.

Регенеративный теплообменник продувки ТК80W01 расположен в помещении ГА408 отметки 19,3 м герметичной части реакторного отделения (рис. 4.9).

Т а б л и ц а 4.5

Технические характеристики охладителей продувки

Наименование параметра	Величина		Единицы измерения
	TK80W01	TK80W02	
Расчетный расход охлаждаемой среды	80	80	м ³ /ч
Расчетный расход охлаждающей среды	80	170	м ³ /ч
Расчетное давление охлаждаемой среды	199	199	кгс/см ²
Расчетное давление охлаждающей среды	199	10	кгс/см ²
Температура охлаждаемая воды, вход/выход	288/160	160/55	°С
Температура охлаждающей воды, вход/выход	70/258	45/67	°С
Площадь поверхности теплообмена	107	43	м ²
Масса сухого теплообменника	11800	7050	кг

Доохладитель продувки ТК80W02 охлаждает продувочную воду первого контура, поступающую с выхода регенеративного теплообменника продувки ТК80W01, до температуры, исключающей термическое повреждение ионообменной смолы фильтров системы СВО-2.

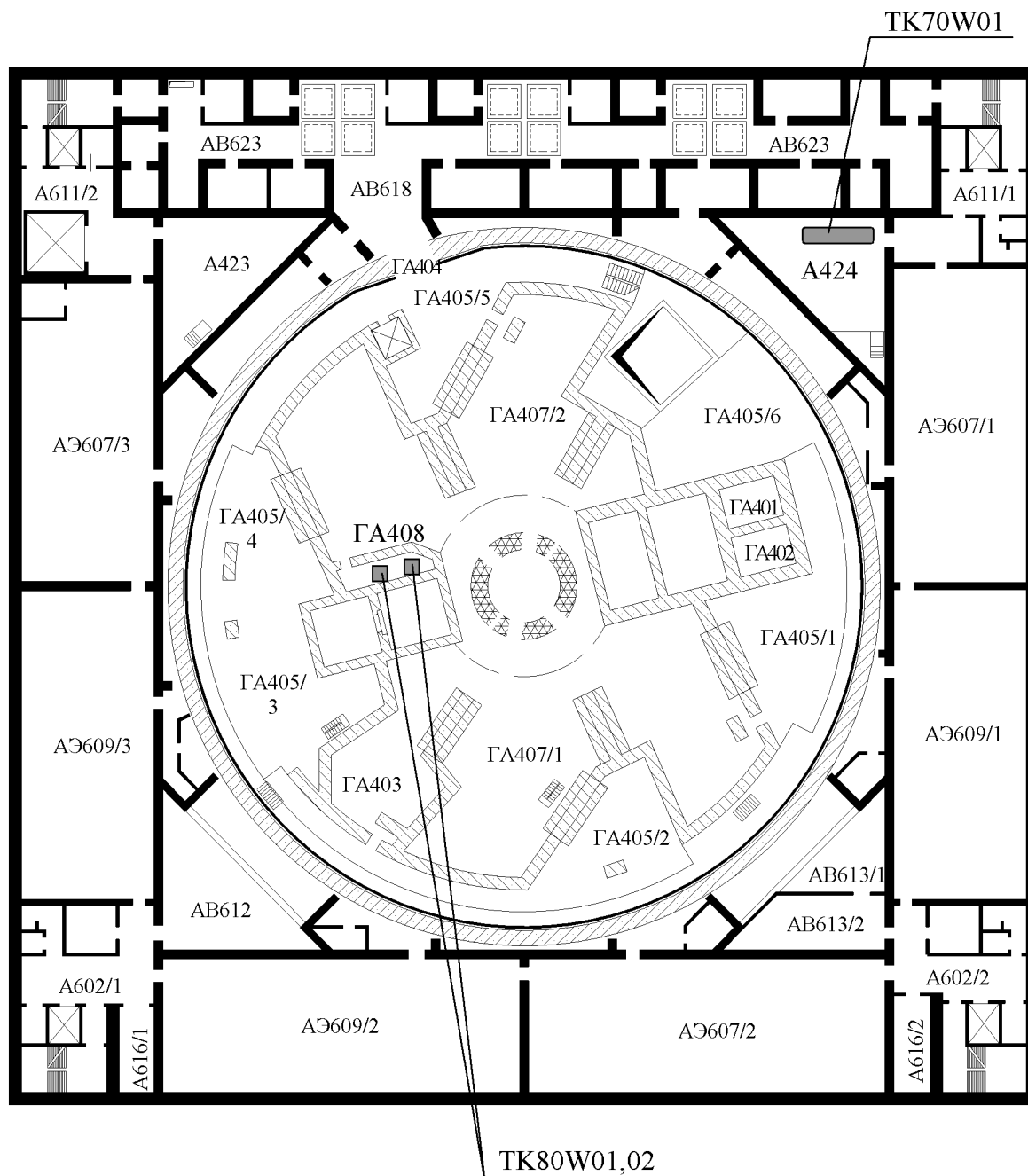


Рис. 4.9. План расположения оборудования системы подпитки-продувки на отметке 19,3 м

Продувочная вода после регенеративного теплообменника поступает в межтрубное пространство доохладителя, где охлаждается водой промежуточного контура системы ТФ, циркулирующей через трубную систему доохладителя.

Конструктивно доохладитель продувки первого контура подобен регенеративному теплообменнику продувки. Основные отличия заключаются в диаметре труб поверхности теплообмена (18 мм), высоте навитой части змеевика (1037 мм), а также удалении воздуха и дренировании трубного

пространства, которые осуществляются через воздушник и дренаж на днищах теплообменника.

Основные технические характеристики доохладителя продувки представлены в табл. 4.5.

Охладитель подпиточной воды ТК11W01.

Охладитель подпиточной воды является регенеративным теплообменником, т.е. предназначен для выполнения двойной функции:

- охлаждения подпиточной воды, выходящей из деаэратора подпитки, до температуры не более 65 °С;
- нагрева продувочной воды, подаваемой в деаэратор до температуры 90...95 °С.

Однако, ввиду того, что на некоторых ЭБ в деаэраторе подпитки подогрев теплоносителя для дегазации не производится, то и в охладителе подпиточной воды отсутствует теплообмен между потоками теплоносителя. Таким образом, вторая функция регенеративного теплообменника может не выполняться.

Конструктивно охладитель подпиточной воды (рис. 4.10) состоит из двух стандартных модулей диаметром 325 мм, соединенных последовательно и расположенных один над другим. Каждый из модулей представляет собой горизонтальный кожухотрубный противоточный аппарат с поперечно-продольным обтеканием труб по стороне межтрубного пространства. Вода из деаэратора подпитки (охлаждаемая среда) поступает в межтрубное пространство охладила, где охлаждается продувочной водой после СВО-2, циркулирующей через трубную систему охладила.

В свою очередь, модуль теплообменника состоит из следующих основных элементов:

- трубной системы;
- корпуса;
- подводящей и отводящей камер.

Трубная система включает в себя две трубные решетки толщиной 40 мм, 129 труб диаметром 16 мм, четыре маяковые трубы такого же диаметра и сегментные перегородки из листа толщиной 6 мм. Теплообменные трубы расположены по треугольнику с шагом 21 мм и закреплены в трубных решетках вальцовкой и сваркой. Положение труб в корпусе фиксируется сегментными перегородками, расположенными на расстоянии 300 мм одна от другой. Между собой перегородки соединены четырьмя маяковыми трубами, закрепленными в одной их трубных решеток. Корпус модуля выполнен из труб 325х12 мм, соединенных линзовым компенсатором. Модуль снабжен дренажами и воздушниками.

Охладитель подпиточной воды ТК11W01 расположен в помещении А319 отметки 6,6 м фундаментной части реакторного отделения (рис. 4.11).

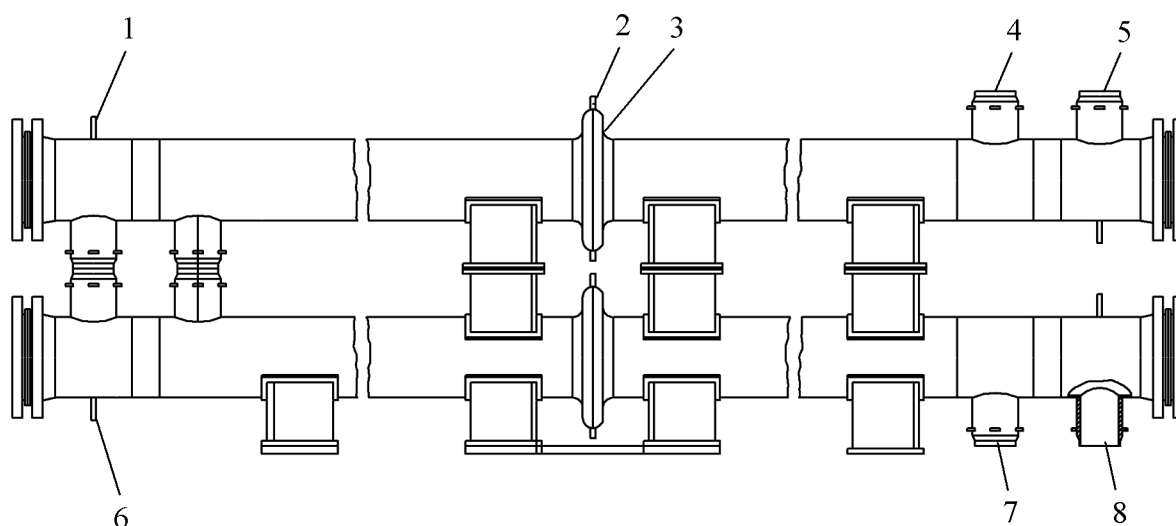


Рис. 4.10. Охладитель подпиточной воды TK11W01:

1,2 – воздушники; 3 – линзовый компенсатор; 4 – вход охлаждаемой среды в межтрубное пространство; 5 – выход охлаждающей среды из трубного пространства; 6 – дренаж; 7 – выход охлаждаемой среды из межтрубного пространства; 8 – вход охлаждающей среды в трубное пространство

Технические характеристики охладителя подпиточной воды приведены в табл. 4.6.

Т а б л и ц а 4.6

Технические характеристики охладителей подпитки

Наименование параметра	Величина		Единицы измерения
	TK11W01	TK12W01	
Расчетный расход охлаждаемой среды	90	90	м ³ /ч
Расчетный расход охлаждающей среды	200	200	м ³ /ч
Расчетное давление охлаждаемой среды	10	10	кгс/см ²
Расчетное давление охлаждающей среды	30	30	кгс/см ²
Температура охлаждаемая воды, вход/выход	55/93	104/56	°С
Температура охлаждающей воды, вход/выход	104/65	33/46	°С
Площадь поверхности теплообмена	82,3	23	м ²
Масса сухого теплообменника	3600	1120	кг

Доохладитель подпиточной воды TK12W01.

Доохладитель подпиточной воды предназначен для охлаждения подпиточной воды первого контура, проходящей в межтрубном пространстве и поступающий на всас подпиточного агрегата, до температуры не выше 55 °С, технической водой, проходящей в трубном пространстве. При работе энергоблока на мощности доохладитель включается при повышении температуры теплоносителя подпитки более 65 °С и обычно находится в работе.

В качестве охлаждающей среды используется техническая вода системы ответственных потребителей VF.

Дохладитель подпиточной воды выполнен из одного стандартного модуля диаметром 325 мм, конструкция которого аналогична модулю охладителя подпиточной воды TK11W01.

Дохладитель подпиточной воды TK12W01 расположен в помещении A319 отметки 6,6 м фундаментной части реакторного отделения (рис. 4.11).

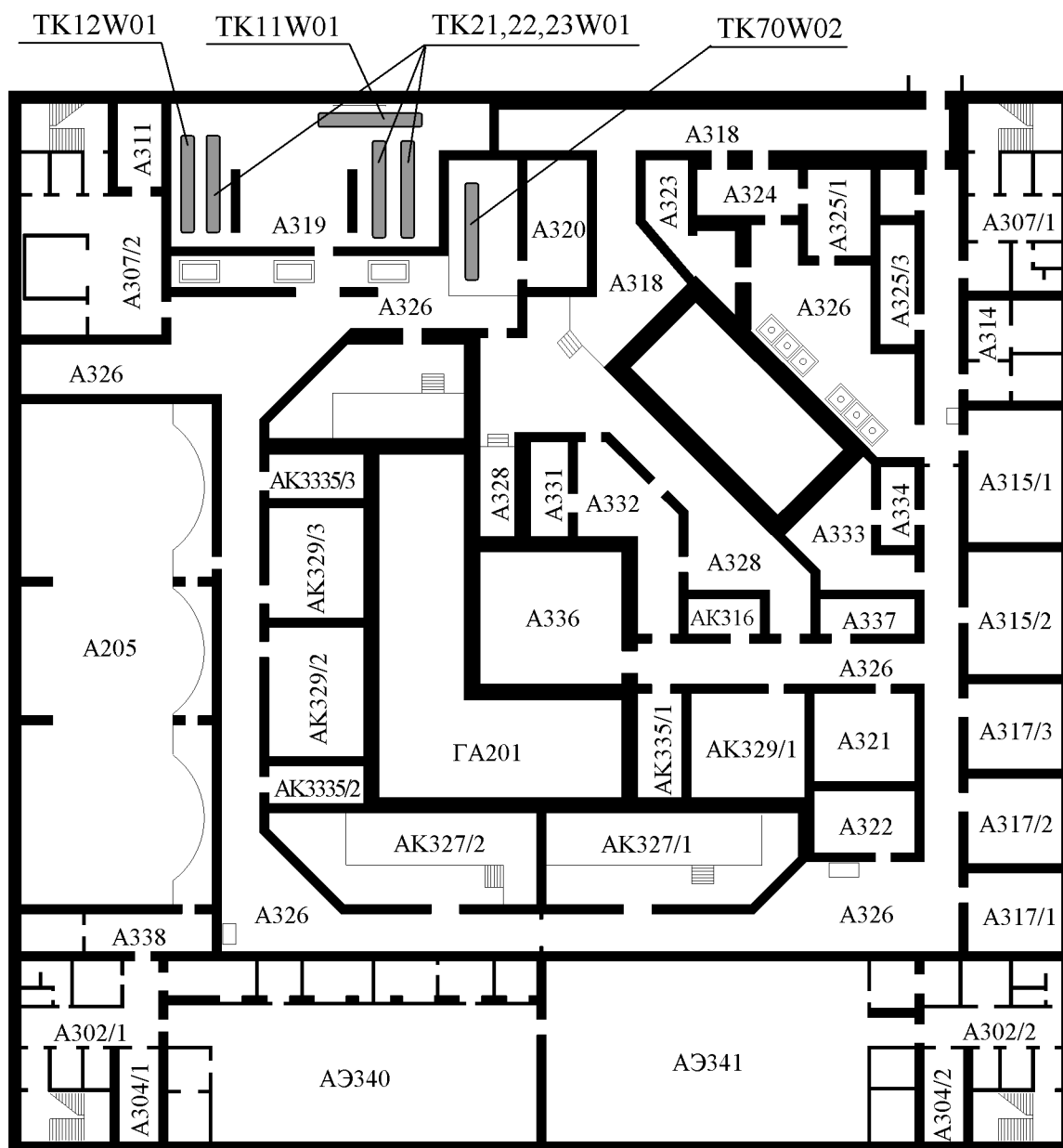


Рис. 4.11. План расположения оборудования системы подпитки-продувки на отметке 6,6 м

Охладитель чистого дистиллята ТК70W02, так же, как охладитель подпиточной воды, является регенеративным теплообменником и предназначен для:

- охлаждения дистиллята, поступающего из деаэратора борного регулирования ТК70B01 на всас подпиточных насосов (в режиме борного регулирования) или в баки чистого дистиллята ТВ40B01,02 (при нормальном режиме работы и нахождении группы ТК70 в резерве);

- нагрева дистиллята, поступающего в деаэратор;

Аналогично регенеративному теплообменнику продувки вторая функция охладителя дистиллята может не выполняться при отсутствии нагрева дистиллята в деаэраторе борного регулирования.

Конструкция и технические характеристики охладителя дистиллята ТК70W02 полностью аналогичны конструкции охладителя подпиточной воды ТК11W01.

Охладитель гидропаты подпиточного насоса ТК21(22,23)W01 используется для охлаждения динамического разгрузочного устройства подпиточного насоса.

Нагретая в гидропате вода охлаждается в охладителе и сбрасывается на всас бустерного насоса. Теплоноситель проходит по межтрубному пространству и охлаждается технической водой системы VF, циркулирующей через трубную систему охладителя.

Конструкция и технические характеристики охладителя гидропаты аналогична конструкции чистого дистиллята ТК70W02.

Охладители гидропаты ТК21,22,23W01 расположены в помещении А319 отметки 6,6 м фундаментной части реакторного отделения (рис. 4.11).

Охладитель чистого дистиллята предназначен для охлаждения сбрасываемой из деаэратора борного регулирования воды в баки чистого дистиллята ТВ40B01,02. Охладитель используется при необходимости дополнительного охлаждения дистиллята и обычно в холодное время находится в резерве. Охлаждающей средой является техническая вода системы неответственных потребителей VB.

Конструктивно охладитель представляет собой горизонтальный кожухотрубный аппарат с противоточным движением сред, одноходовой по трубному и межтрубному пространствам.

Охладитель выпара деаэратора борного регулирования ТК70W01.

Охладитель выпара предназначен для охлаждения выпара деаэратора борного регулирования, а также частичного нагрева дистиллята, поступающего на деаэратор ТК70B01.

В качестве охлаждающей среды теплообменника используется чистый дистиллят, циркулирующий в трубной системе. В межтрубное пространство теплообменника поступает парогазовая смесь, выходящая из деаэратора. Вода, образующаяся в результате конденсации пара, сливается обратно

в деаэратор, а неконденсируемые газы поступают в напорный короб вентиляционной системы TL и далее выводятся в атмосферу через вентиляционную трубу.

Охладитель выпара деаэрата борного регулирования представляет собой горизонтальный регенеративный теплообменный аппарат кожухотрубного типа.

4.3. Управление системой

Управление элементами системы подпитки-продувки первого контура осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЦУ, расположенными на панелях НУ10,11,13,54,56;
- по месту расположения оборудования системы.

4.3.1. Основные автоматические регуляторы системы

Регуляторы уровня в КД YPC02, YPC03 предназначены для поддержания заданного уровня теплоносителя в КД во всех режимах работы ЭБ.

Исполнительными механизмами регуляторов является регулирующая арматура подпитки ТК31,32S02. В нормальном режиме работы один клапан находится в работе, другой – в резерве. Выбор рабочего (ведущего) клапана осуществляется переключателем на панели НУ-56. Воздействие регулятора на резервный клапан начинается после полного открытия рабочего клапана. Обратное переключение производится после полного закрытия резервного клапана.

Для основного регулятора (YPC02) заданное значение уровня (601...877 см) формируется автоматически в зависимости от максимальной средней температуры теплоносителя в петлях ГЦК (т.е. от мощности РУ).

Пусковой регулятор (YPC03) поддерживает заданные значения уровня в КД в режимах разогрева и расхолаживания первого контура. Регулятор имеет три фиксированные уставки: 601, 1100 и 1160 см. Изменение уставки осуществляется персоналом ЦТАИ. Задание уровня 1160 см устанавливается при дозаполнении первого контура, 1100 см – при сбросе азота из КД или при расхолаживании первого контура, 601 см – после замены азота в КД на пар во время разогрева РУ до достижения номинальной температуры. После достижения номинальных параметров первого контура пусковой регулятор YPC03 отключается и включается в работу основной регулятор уровня в КД YPC02. Погрешность регуляторов ± 15 см.

Выбор регулятора (основного или пускового) осуществляется персоналом ЦТАИ по распоряжению НСБ.

Регуляторы расхода продувочной воды ТКС01 и давления перед клапанами продувки ТКС02 предназначены для поддержания заданного расхода продувочной воды из первого контура на фильтры системы СВО-2 во всех эксплуатационных режимах (ТКС01) или заданного давления перед клапанами продувки на отдельных этапах пуска ЭБ (при гидроиспытаниях) (ТКС02).

Исполнительными механизмами регуляторов является регулирующая арматура продувки ТК81,82S02. В нормальном режиме в работе находится один регулирующий клапан, второй – в резерве. Выбор рабочего клапана осуществляется переключателем на панели НУ-56.

Уставка регулятора ТКС01 изменяется персоналом ЦТАИ, а регулятора ТКС02 – оператором на панели НУ11.

Выбор регулятора осуществляется персоналом ЦТАИ по распоряжению НСБ.

Регуляторы давления в деаэраторе подпитки и деаэраторе борного регулирования ТКС10, ТКС12, ТКС70 предназначены для поддержания заданного значения избыточного давления в деаэраторах ТК10,70B01 путем изменения расхода греющего пара, подаваемого на теплообменники деаэраторов от системы пароснабжения собственных нужд. Исполнительными механизмами регуляторов являются регулирующие клапаны ТК10S05 и ТК70S05. В случае неприменения термической деаэрации эти регуляторы не используются.

Регуляторы частоты вращения подпиточных насосов ТКС21, ТКС22, ТКС23, ТКС24, ТКС25, ТКС26.

Регулятор ТКС21(22,23) предназначен для поддержания заданного значения перепада давления между общим для трех подпиточных насосов напорным трубопроводом и давлением в первом контуре в энергетических режимах работы РУ, а также при пуске (расхолаживании). Минимальное значение перепада давления составляет 20 кгс/см^2 . Эта величина выбрана для обеспечения нормальной работы регуляторов давления запирающей воды ГЦН YDC11,12,13,14. При увеличении расхода через работающий насос более $65 \text{ м}^3/\text{ч}$ в режиме течи напорного коллектора подпиточного агрегата, исполнительный механизм гидромфты отключается от регулирующего устройства регулятора ТКС21(22,23) и подключается к регулирующему устройству регулятора ТКС24(25,26).

Регуляторы ТКС24(25,26) предназначены для поддержания заданного значения объемной подачи подпиточных насосов ТК21(22,23)D02 в пределах $65 \pm 2 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Исполнительным механизмом регулятора является гидромфта подпиточного агрегата.

Регуляторы уровня в деаэраторе подпитки ТКС13, ТКС14, ТКС20 предназначены для поддержания заданного значения уровня в деаэраторе

TK10B01 (170 см) изменением расхода путем воздействия на регулируемую арматуру:

- TK13S02 при дозировании дистиллята в деаэратор подпитки (регулятор ТКС13);

- TK14S02 при дозировании в деаэратор раствора борной кислоты (регулятор ТКС14);

- TK20S04 при сливе излишков воды из деаэлятора в бак боросодержащей воды в режиме водообмена (регулятор ТКС20).

Одновременная работа регуляторов ТКС13,14,20 невозможна. Использование регулятора ТКС13 нежелательно из-за большой вероятности неправильного изменения концентрации борной кислоты в первом контуре, а при использовании регулятора ТКС14 возможна длительная работа насоса боросодержащей воды ТВ30D03 в безрасходном режиме. Вследствие этого регулирующая арматура TK13,14S02 используется, как правило, в режиме ручного управления с БЩУ. В режиме автоматического управления используется только TK20S04 при выполнении операций борного регулирования (ввода дистиллята или бора).

Регулятор уровня в деаэраторе борного регулирования ТКС71 предназначен для поддержания заданного значения уровня в деаэраторе борного регулирования TK70B01 (220 см) путем изменения расхода от насосов чистого дистиллята. Исполнительным механизмом регулятора является регулирующая арматура TK70S02.

Регуляторы давления запирающей воды ГЦН YDC11,12,13,14 предназначены для поддержания заданного значения перепада между давлением воды на входе в блок уплотнений ГЦН и давлением теплоносителя на выходе из ГЦН ($6,50 \pm 1,55$ кгс/см²). Исполнительными органами регуляторов являются регулирующая арматура TK51...54S02.

4.3.2. Основные блокировки системы

Блокировка ТКВ15,(34,52) предназначена для подготовки напорной линии насосного агрегата к его включению при переводе КВРР в положение «Работа» или «Резерв»:

- сигнал на открытие арматуры TK21(22,23)S04 на напорной линии подпиточного агрегата;

- сигнал на открытие арматуры TK21(22,23)S08 на выходе охладителя гидропаты;

- сигнал на закрытие арматуры TK21(22,23)S05 на линии рециркуляции насоса;

Блокировка ТКВ16(36,54) подпиточного агрегата предназначена для:

- управления работой насосного агрегата – сигнал на включение бустерного насоса резервного подпиточного агрегата при отключении работающего подпиточного насоса;

- защиты насосного агрегата – сигнал запрета включения основного подпиточного насоса в случае понижения давления масла в масляной магистрали менее $0,1 \text{ кгс/см}^2$, давления на всасе менее $0,7 \text{ кгс/см}^2$ или расхода технической воды на электродвигатель подпиточного агрегата менее $24 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Блокировка ТКВ17(35,53) подпиточного агрегата предназначена для включения резервного насосного агрегата – подача сигнала в блокировку ТКВ16(36,54) на включение резервного насоса при снижении давления на выходе работающего насоса менее 30 кгс/см^2 или при увеличении его расхода более $65 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Блокировки ТКФ04 и ТКС05 предназначены для отключения линии продувки при отсутствии расхода подпитки во время работы подпиточного агрегата в результате разрыва напорного коллектора подпиточных агрегатов – сигналы на закрытие локализующей арматуры ТК80S01,02,03 на линии продувки первого контура, а также арматуры ТК20S03,04 на линии слива теплоносителя из деаэратора подпитки в баки боросодержащей воды ТВ30B01,02.

Блокировка ТКВ18(37,55) подпиточного агрегата предназначена для его защиты путем отключения с запретом включения при наличии любого из условий:

- давление на напоре работающего ТК21(22,23)D02 менее 23 кгс/см^2 ;
- температура воды во всасывающем трубопроводе подпиточных насосов более 75°C ;
- давление масла в конце масляной магистрали менее $0,3..0,65 \text{ кгс/см}^2$;
- давление воды на входе в основной насос ниже $4,5...5,2 \text{ кгс/см}^2$;
- расход подпиточного агрегата более $70 \text{ м}^3/\text{час}$.

Блокировка ТКВ25(49,67) бустерного насоса предназначена для его отключения после отключения основного подпиточного насоса с выдержкой времени 120 с.

Блокировка ТКФ02 локализующей арматуры продувки ТК80S01,02,03 предназначена для защиты деаэратора подпитки и оборудования СВО-2 от горячей продувочной воды – сигнал на закрытие с запретом открытия при повышении температуры продувочной воды после доохладителя продувки ТК80W02 более 100°C .

Блокировка ТКФ06 арматуры ТК12S01 предназначена для защиты подпиточного агрегата от перегрева путем подключения доохладителя подпитки ТК12W01 – сигнал на открытие арматуры при повышении температуры воды на всасе подпиточных насосов более 65°C .

Блокировки 1,2,3ТКС01 локализующей арматуры системы предназначены для локализации пространства гермооблочка при разрыве трубопровода первого контура – сигнал на закрытие с запретом открытия при срабатывании любого из сигналов:

- разница между температурой насыщения при текущем давлении первого контура и максимальной температурой теплоносителя в любой из «горячих» ниток менее 10 °С;

- давление под гермооболочкой более 0,3 кгс/см² (изб.).

Блокировка TKF08 арматуры на линиях заполнения ГЕ САОЗ ТК40S04, ТК41...44S01 предназначена для исключения повышения давления в гидроемкостях – сигнал на закрытие с запретом открытия при повышении давления в первом контуре более 60 кгс/см².

Блокировка TKS10 арматуры на линиях подачи дистиллята в первый контур предназначена для исключения попадания в первый контур подпиточной воды с концентрацией борной кислоты ниже текущей в случае срабатывания аварийной защиты и давления в первом контуре не менее 15 кгс/см²:

- сигнал на закрытие арматуры TK13S01,03 на линии подачи дистиллята в деаэрактор подпитки;

- сигнал на открытие арматуры TK20S01,05 на линии поступления подпиточной воды из деаэрактора подпитки на всас подпиточных агрегатов;

- сигнал на закрытие арматуры TK70S11,14 на линии подачи дистиллята из деаэрактора борного регулирования на всас подпиточных агрегатов;

- сигнал на открытие арматуры TK20S03,04 на линии слива подпиточной воды из деаэрактора подпитки в баки боросодержащей воды.

4.4. Работа системы

Система подпитки-продувки первого контура предназначена для реализации следующих режимов работы:

- заполнение первого контура;
- стационарный;
- гидроиспытания первого контура;
- вывод борной кислоты из первого контура;
- ввод борной кислоты в первый контур;
- дренирование первого контура.

Заполнение первого контура может осуществляться из баков боросодержащей воды ТВ30B01,02, а также из спецкорпуса от системы СВО-4 (ОТМ50).

Обычно заполнение производится по тракту:

баки боросодержащей воды → насос боросодержащей воды
(ТВ30D03) → деаэрактор подпитки → подпиточные
агрегаты → первый контур

Стационарный режим работы системы подпитки-продувки предусматривает движение теплоносителя по следующей схеме:

первый контур → охладители продувки → СВО-2 → деаэратор
подпитки → охладители подпиточной воды → подпиточный
агрегат → первый контур

Также часть среды с напора подпиточного агрегата подается на уплотнения ГЦН с последующим сливом на деаэратор подпитки. При этом в работе находится один подпиточный агрегат, второй – в резерве, а КВРР третьего насоса находится в нейтральном положении.

Кроме того, для поддержания деаэрата борного регулирования в резерве и деаэрации чистого дистиллята осуществляется его непрерывная циркуляция:

баки чистого дистиллята → охладитель выпара деаэрата борного
регулирования → охладитель чистого дистиллята (TK70W02) →
→ деаэратор борного регулирования → охладители чистого дистиллята
(TK70W02, TK71W01) → баки чистого дистиллята

Гидроиспытания первого контура предназначены для проверки плотности трубопроводов и оборудования и проводятся при давлении 5, 35, 180 и 250 кгс/см².

Увеличение давления в первом контуре осуществляется путем прикрытия регулирующей арматуры продувки TK81,82S02, создавая тем самым превышение расхода подпитки первого над расходом продувки. При этом следует помнить, что разница расходов должна быть такой, чтобы не превысить допустимую скорость увеличения давления в первом контуре (5 и 10 кгс/см² в мин), а также учитывать, что слишком большой расход подпитки приведет к уменьшению температуры подпиточной воды (подпиточная вода нагревается в регенеративном теплообменнике TK80W01 продувочной водой).

Обычно превышение расхода подпитки над расходом продувки не должно превышать 10...15 м³/ч. При достижении давления в первом контуре, равном 200 кгс/см², работающий подпиточный агрегат отключается или переводится на рециркуляцию, а дальнейшее увеличение давления осуществляется с помощью насоса гидроиспытаний первого контура UE10D01.

Снижение давления в первом контуре после проведения гидроиспытаний осуществляется путем открытия арматуры на линии рециркуляции насоса UE10D01 и линиях отбора проб, а после снижения давления в первом контуре до 180 кгс/см² – с помощью регулирующей арматуры продувки TK81,82S02.

Вывод борной кислоты из первого контура производится при увеличении мощности РУ, например, при выводе реактора на минимально-контролируемый уровень мощности.

Для понимания технологического процесса снижения концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура следует различать понятия «Замкнутый водообмен» и «Разомкнутый водообмен».

Замкнутый водообмен подразумевает работу системы в стационарном режиме. Переход на разомкнутый водообмен осуществляется отключением от всаса подпиточных агрегатов деаэратора подпитки и подключением деаэратора борного регулирования, т.е. в этом случае необходимо выполнить следующие действия:

- открыть арматуру ТК70S11,14 (подать дистиллят на всас подпиточных агрегатов);
- контролировать закрытие (либо закрыть вручную) арматуру ТК71S01 на линии слива дистиллята в баки ТВ40B01,02;
- закрыть арматуру ТК20S01,05 (прекратить подачу подпиточной воды на всас насосов ТК);
- кроме того, необходимо открыть запорную арматуру ТК20S03 на линии сброса подпиточной воды из деаэратора подпитки в баки боросодержащей воды ТВ30B01(02) и установить ключ управления регулирующей арматурой ТК20S04 в положение «Автомат».

Следует помнить, что отключение деаэратора подпитки от всаса подпиточных агрегатов (закрытие ТК20S01,05) допускается выполнять только после подключения деаэратора борного регулирования (т.е. после полного открытия ТК70S11,14) и наоборот. В противном случае, возможно снижение давления на всасе подпиточного агрегата и его отключение соответствующей блокировкой.

Переход на замкнутый водообмен (прекращение подачи дистиллята в первый контур) производится в обратной последовательности:

- открывается ТК20S01,05;
- закрывается ТК70S11,14, ТК20S03;
- контролируется открытие (или открывается вручную) ТК71S01;
- ключ управления ТК20S04 переводится в положение «Дистанционный» и арматура закрывается.

Допускается режим одновременного подключения на всас подпиточных агрегатов деаэратора подпитки и борного регулирования.

Возможна также подача небольшого количества дистиллята в деаэратор подпитки по линии ТК13. Входящая в ее состав регулирующая арматура ТК13S02 в случае включения в автоматический режим управляется регулятором ТКС13 и поддерживает номинальный уровень в деаэраторе подпитки. Данный режим используется, как правило, для поддержания регулирующей группы ОР СУЗ в регламентном положении или для корректировки уровня в деаэраторе подпитки.

Ввод борной кислоты первый контур может осуществляться двумя способами.

В первом случае раствор борной кислоты подается в деаэратор подпитки по линии ТК14. Имеющаяся в ее составе регулирующая арматура ТК14S02 является исполнительным механизмом регулятора ТКС14 и может быть задействован для автоматического поддержания уровня в деаэраторе подпитки. Этот режим обычно используется для компенсации эффекта реактивности при разотравлении активной зоны реактора или же для корректировки уровня в деаэраторе подпитки.

Вторая технологическая схема ввода борной кислоты в первый контур предусматривает подачу раствора с концентрацией борной кислоты не менее 40 г/дм^3 на всас подпиточных агрегатов из баков борного концентрата ТВ10B01(02). Подача производится насосами системы борного концентрата ТВ10D02(03,04) при стационарном режиме работы системы подпитки-продувки. Борный концентрат может подаваться всас подпиточных агрегатов через три параллельных линии с запорной арматурой ТВ10S24...26, одна из которых (как правило, линия с арматурой ТК10S26) имеет в своем составе дроссельную шайбу, ограничивающую расход борного концентрата в пределах $10 \text{ м}^3/\text{час}$. Именно эта линия обычно используется в энергетических режимах работы ЭБ для изменения мощности реактора и поддержания регулирующей группы ОР СУЗ в регламентном положении при работе одного насоса борного концентрата. Две другие линии (с общим расходом борного концентрата $60 \text{ м}^3/\text{ч}$) применяются для создания стояночной концентрации борной кислоты в теплоносителе первого контура. При этом в работу включаются два насоса борного концентрата. Применение данного режима подачи борной кислоты позволяет обеспечить высокую скорость ввода отрицательной реактивности во время планового или аварийного останова РУ.

Дренирование первого контура осуществляется по линии продувки ТК80 в деаэратор подпитки ТК10B01 со сбросом теплоносителя из деаэратора в баки боросодержащей воды ТВ30B01,02.

При этом регулирующая арматура подпитки ТК31,32S02 закрывается, основные подпиточные насосы останавливаются, и подача запирающей воды на уплотнения ГЦН производится бустерными насосами. Перед дренированием для снижения активности теплоносителя на фильтрах СВО-2 (для преодоления их гидравлического сопротивления) продувка должна быть переведена на бак организованных протечек. После снижения активности теплоносителя фильтры СВО-2 отключаются. Таким образом, сброс теплоносителя при дренировании первого контура осуществляется по схеме

линия продувки первого контура → бак организованных протечек →
→ насос организованных протечек → байпас СВО-2 → деаэратор
подпитки → баки боросодержащей воды

При достижении необходимого уровня в КД дренирование первого контура завершается, прекращается подача запирающей воды на ГЦН и отключается работающий бустерный насос.

5. ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ БЕЗОПАСНОСТИ АЭС

Базовой целью безопасности АЭС является защита персонала, населения и окружающей среды от недопустимого радиационного воздействия при вводе в эксплуатацию, эксплуатации и снятии с эксплуатации АЭС. Данная цель достигается путем реализации радиологической и технической целей безопасности.

Радиологическая цель – это непревышение установленных санитарными нормами пределов радиационного воздействия на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях. При этом необходимо обеспечить условия, чтобы указанное радиационное воздействие находилось на минимально возможном уровне с учетом экономических и социальных факторов.

Техническая цель – это реализация технических и организационных мер, направленных на предотвращение аварий на АЭС и ограничение их последствий. При этом, радиационные последствия аварий, учитываемых в проекте, не должны превышать установленные нормативными документами пределы, а именно:

- для проектируемых энергоблоков АЭС значение частоты тяжелого повреждения активной зоны не должно превышать 10^{-5} на реактор в год;
- значения частоты предельного аварийного выброса радиоактивных веществ в окружающую среду не должно превышать 10^{-6} на реактор в год.

Наиболее важным требованием безопасности является способность реактора при достижении заданных пределов безопасной эксплуатации:

- остановить цепную реакцию деления;
- обеспечить надежное подкритическое состояние;
- обеспечить отвод тепла при остановленном реакторе;
- сохранять функционирование барьеров безопасности за счет природных физических процессов, без активного вмешательства оператора и активных СБ.

Безопасность АЭС должна обеспечиваться за счет последовательной реализации **принципа глубоко эшелонированной защиты**, основанного на применении:

- системы физических барьеров на пути распространения ионизирующих излучений и радиоактивных веществ в окружающую среду;
- системы организационных мер и технических средств обеспечения безопасности;

- готовности мероприятий по защите персонала, населения и окружающей среды в случае разрушения барьеров.

Каждый физический барьер (рис. 5.1) проектируется и изготавливается с учетом специальных норм и правил для обеспечения его повышенной надежности.

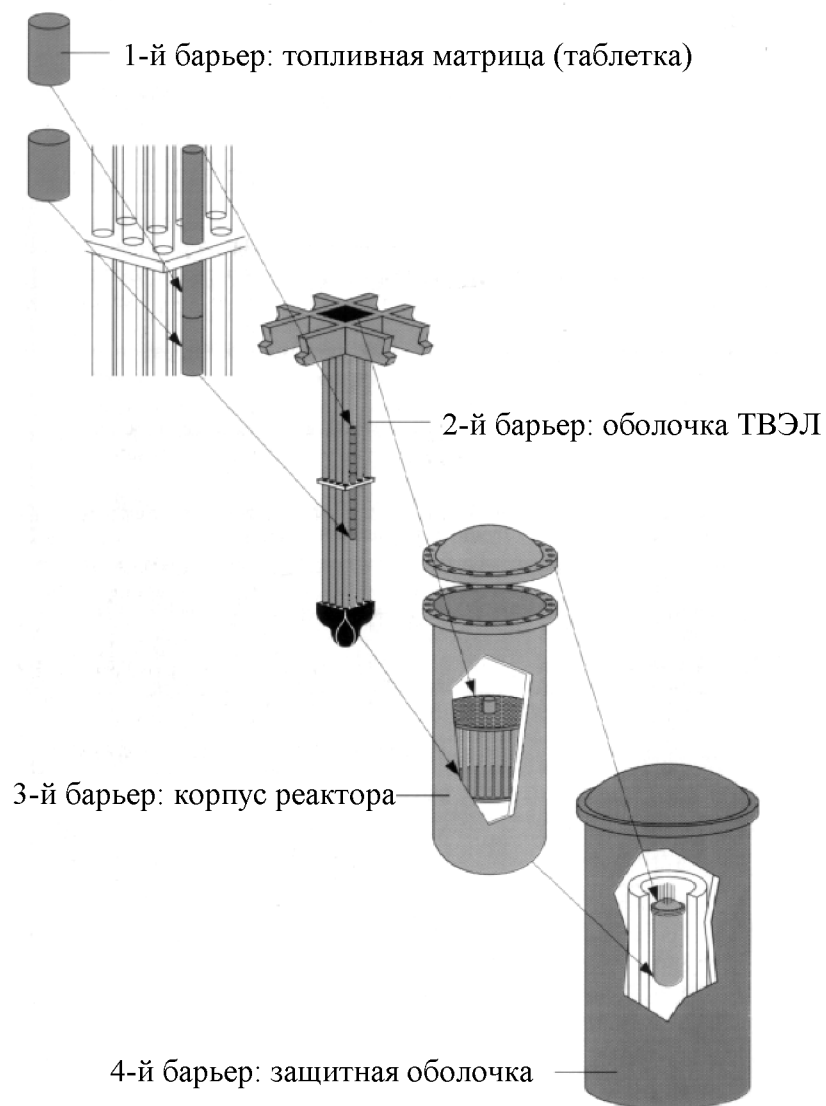


Рис. 5.1. Физические барьеры безопасности и их взаимное Расположение

Количество барьеров между радиоактивными продуктами и окружающей средой, а также их характеристики определяются в проектах АЭС. В процессе эксплуатации состояние физических барьеров контролируется прямыми методами (визуальный контроль ТВС перед загрузкой в активную зону) или косвенными методами (параметрический контроль). При обнаружении неэффективности или повреждения любого физического барьера энергоблок АЭС останавливается для устранения причин и вос-

становления его работоспособности. Принцип глубокоэшелонированной защиты распространяется не только на технические средства, но и на деятельность человека (организация эксплуатации, административный контроль, подготовка и аттестация персонала).

Глубокоэшелонированная защита предполагает также ряд последовательных уровней защиты от вероятных отказов технических средств и ошибок персонала. Реализация принципа глубокоэшелонированной защиты основана на предотвращении отказов и аварий, а при их возникновении – на преодолении и ограничении последствий.

Стратегия глубоко эшелонированной защиты должна реализоваться на пяти уровнях:

1. Предотвращение нарушений нормальной эксплуатации

Основными средствами достижения указанной цели являются:

- выбор площадки для размещения АЭС в соответствии с требованиями нормативных документов;
- разработка проекта на основе консервативного подхода с максимальным использованием свойств внутренней самозащищенности РУ;
- обеспечение установленного проектом качества конструкций, систем и элементов АЭС, работ по ее строительству, эксплуатации и модернизации;
- наличие автоматических технических средств, предотвращающих нарушения условий нормальной эксплуатации;
- эксплуатация энергоблока в соответствии с требованиями нормативных документов, технологических регламентов и инструкций по эксплуатации;
- поддержание в работоспособном состоянии конструкций, систем и элементов, важных для безопасности, путем своевременного выявления дефектов и принятия, профилактических мер против их возникновения, замены выработавшего ресурс оборудования, организации эффективно действующей системы контроля конструкций, систем и элементов, их технического обслуживания, ремонта и модернизации, документирование результатов указанных работ;
- подбор, подготовка персонала и обеспечение необходимого уровня его квалификации;
- формирование и развитие культуры безопасности.

2. Обеспечение безопасности при нарушениях нормальной эксплуатации и предотвращение аварийных ситуаций

Основными средствами реализации данной цели являются:

- своевременное выявление и устранение отклонений от нормальной эксплуатации;
- наличие автоматически действующих защит и блокировок, предотвращающих перерастание нарушений нормальной эксплуатации в аварийные ситуации;

- действия персонала в соответствии с требованиями инструкций и регламентов, постоянное их совершенствование с учетом накапливаемого опыта и новых научно-технических данных;
- тренировки персонала по действиям в случае нарушений нормальной эксплуатации.

3. Предотвращение и ликвидация аварий

Основными средствами достижения указанной цели являются:

- наличие систем безопасности (защитных, локализирующих, обеспечивающих и управляющих), которые предназначены для преодоления аварийных ситуаций и проектных аварий, ликвидации их последствий и предотвращения перерастания в запроектные аварии;
- использование систем нормальной эксплуатации для предотвращения аварийных ситуаций и проектных аварий, а также для ограничения их последствий;
- наличие и применение инструкций по ликвидации аварий и действия персонала в соответствии с их требованиями;
- тренировки персонала на полномасштабных тренажерах по действиям в случае аварий.

4. Управление запроектными авариями

Основными средствами для выполнения данной задачи являются:

- использования систем нормальной эксплуатации и систем безопасности для предотвращения развития запроектных аварий, ограничения их последствий, а также для возвращения РУ в контролируемое состояние;
- наличие и применение инструкций, определяющих действия персонала в случае запроектных аварий, направленных на прекращение цепной реакции деления, эффективное охлаждение ядерного топлива и удержание радиоактивных веществ в установленных границах, включая защиту герметичного ограждения от разрушения;
- наличие и применение инструкций по управлению тяжелыми авариями, направленных на предотвращение выхода расплава активной зоны из корпуса реактора и нарушения целостности герметичного ограждения, ограничение радиационного воздействия на персонал, население и окружающую среду, а также на создание условий для своевременной реализации планов по защите персонала и населения;
- действия персонала в соответствии с требованиями инструкций по управлению запроектными авариями;
- тренировки персонала по управлению запроектными авариями.

5. Аварийная готовность и реагирование

На этом уровне должны быть обеспечены:

- установление вокруг АЭС санитарно-защитной зоны и зоны наблюдения;
- наличие планов аварийного реагирования, эффективность и готов-

ность к реализации которых должна периодически проверяться во время противоаварийных тренировок и учений;

- сооружение противорадиационных убежищ и кризисных центров.

Классификация систем и элементов АЭС

Системы и элементы АЭС различаются:

1. По назначению:

- системы и элементы нормальной эксплуатации;
- системы и элементы безопасности.

2. По влиянию на безопасность:

- системы и элементы важные для безопасности;
- системы и элементы не влияющие на безопасность.

3. Системы и элементы безопасности по выполняемым функциям безопасности подразделяются на:

- защитные;
- локализирующие;
- обеспечивающие;
- управляющие.

Защитные системы безопасности обеспечивают надежный аварийный останов РУ, поддержание ее в подкритическом состоянии и долговременный отвод остаточных тепловыделений от активной зоны при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации и проектных авариях.

Локализирующие системы безопасности предназначены для предотвращения или ограничения распространения радиоактивных веществ при авариях на АЭС как внутри станции, так и за ее пределы.

Обеспечивающие системы безопасности предназначены для снабжения систем безопасности рабочей средой, энергией и создания требуемых условий их функционирования, включая передачу тепла конечному поглотителю при проектных авариях, т.е. создают необходимые условия для надежного функционирования систем безопасности.

Управляющие системы безопасности осуществляют ввод в действие систем безопасности, а также контроль и управление ими в процессе выполнения своих функций.

По влиянию на безопасность установлено четыре класса безопасности:

Класс 1: ТВЭЛ и элементы АЭС, отказы которых являются исходными событиями, приводящими при проектном функционировании СБ к повреждению ТВЭЛ с превышением установленных для проектных аварий пределов.

Класс 2: элементы, отказы которых являются исходными событиями, приводящими к повреждению ТВЭЛ в пределах, установленных для проектных аварий, при проектном функционировании СБ с учетом нормируемого для проектных аварий количества отказов в них, а также элементы

СБ, отказы которых приводят к невыполнению этими системами своих функций.

Класс 3:

- системы, важные для безопасности, входящие в классы 1, 2;
- содержащие радиоактивные вещества, выход которых в окружающую среду (включая помещения АЭС) при отказах превышает санитарные нормы;
- выполняющие контрольные функции радиологической защиты персонала и населения.

Класс 4: элементы нормальной эксплуатации, не влияющие на безопасность и не входящие в классы 2, 3.

Классификационное обозначение элементов должно отражать принадлежность к классу безопасности и назначение элемента: Н – нормальной эксплуатации, З – защитной СБ, Л – локализирующей, О – обеспечивающей, У – управляющей. Если элемент имеет несколько значений, то все они входят в его классификационное обозначение (2Н, 3З, 2НЗ).

Для выполнения критериев безопасности системы безопасности выполняются по каналному принципу. Каждый из каналов по своей производительности, быстродействию и прочим факторам достаточен для обеспечения радиационной и ядерной безопасности АЭС в любом режиме ее работы, включая все проектные аварии, включая и максимальную проектную аварию. В качестве максимальной проектной аварии (МПА) принимается мгновенный поперечный (гильотинный) разрыв главного циркуляционного трубопровода Ду850 с двухсторонним беспрепятственным истечением теплоносителя при работе установки на 100 % мощности.

Минимальное количество каналов систем безопасности (З) должно обеспечить безопасность при любой проектной аварии с учетом:

- зависимого отказа одного из каналов систем безопасности, связанного с разрушением конечных участков трубопроводов защитных систем, или разрыва петли ГЦК, в которую эти системы врезаются;
- независимого от исходного события отказа одного активного или пассивного элемента, имеющего механические вращающиеся части;
- того, что из общего количества учитываемых проектом исходных аварийных событий, не связанных между собою причинно-следственными связями, одновременно может случиться не более одного.

В соответствии с нормативными требованиями безопасности обеспечивается независимость каналов за счет разделения:

- в технологической части – каждый канал имеет свое оборудование (насосы, теплообменники, трубопроводы, арматура), не связанное с оборудованием других каналов СБ;
- в части обеспечивающих систем безопасности (электропитание, обеспечивающие среды, АСУ ТП);

- территориального (оборудование каждого канала размещается в отдельных помещениях).

6. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ВПРЫСКА БОРА

6.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система аварийного впрыска бора (TQ14,24,34) предназначена для аварийной подачи высококонцентрированного раствора бора с концентрацией 39,5...44,5 г/дм³ в первый контур при авариях, связанных:

- с разуплотнением первого контура;
- с обесточиванием энергоблока;
- с выделением положительной реактивности в активной зоне реактора с сохранением высокого давления в первом контуре.

Система аварийного впрыска бора является защитной системой безопасности класса 23 и относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими факторами:

- при значительной течи давление в первом контуре быстро снижается, и охлаждение может производиться сначала борированной водой, автоматически подаваемой из ГЕ САОЗ, а затем – от системы аварийного и планового расхолаживания (TQ12);

- при малой течи требуется установка насосов, способных подавать раствор борной кислоты в первый контур при высоком давлении в нем.

К системе аварийного впрыска бора предъявляются следующие требования со стороны реакторной установки:

- обеспечение подачи в первый контур РБК с расходом 6 м³/ч и концентрацией не менее 40 г/дм³ при давлении в контуре 160...0 кгс/см²;

- максимальная скорость ввода отрицательной реактивности насосами системы – $3,1 \cdot 10^{-4} \beta_{эфф}/с$;

- возможность опробования системы (поканально) при работе блока на мощности с сохранением при этом своих функциональных свойств;

- трехканальная структура системы;

- при нормальной эксплуатации все каналы системы находятся в режиме ожидания и поддерживаются в состоянии готовности к работе. В случае нарушения условий нормальной эксплуатации и в аварийных режимах система включается в работу по линии рециркуляции и, при необходимости, переключается на подачу в первый контур РБК.

Количество независимых каналов (три) выбрано исходя из того, чтобы при любом проектном исходном событии и зависимых от него отказах одного канала, а также дополнительных отказах еще одного канала, оставшийся третий канал обеспечивал выполнение всех функций системы.

В состав каждого канала системы входят следующие элементы:

- бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты TQ14(24,34)B01;
 - насос аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01;
 - трубопроводы, арматура, дроссельные шайбы и КИП.
- Упрощенная схема канала системы TQ14 показана на рис. 6.1.

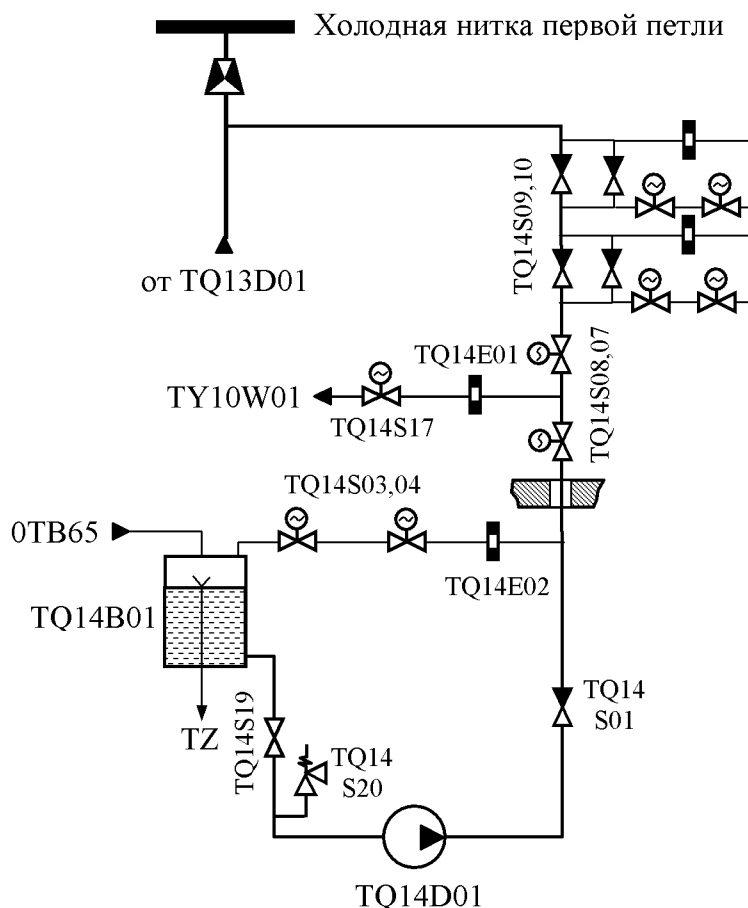


Рис. 6.1. Упрощенная схема канала TQ14

По всасывающим трубопроводам насосные агрегаты связаны с баками TQ14(24,34)B01 через арматуру TQ14(24,34)S19. В баки врезаны линии от системы приготовления «свежего» раствора борной кислоты спецкорпуса (0ТВ65) для их заполнения. Кроме того, для защиты всасывающих трубопроводов насосов от повышения давления на трубопроводах проектом предусмотрены предохранительные клапаны TQ14(24,34)S20 с давлением срабатывания 6 кгс/см². Следует отметить, что на большинстве энергоблоков эти клапаны демонтированы, т.к. из-за вибрации насосов они часто срабатывали, снижая надежность системы. На напорных трубопроводах насосов вне гермозоны установлены обратные клапаны TQ14(24,34)S01, предназначенные для предотвращения обратного тока среды. На напорных трубопроводах внутри гермозоны установлены по два быстродействующих электроприводных вентиля TQ14(24,34)S07,08 (на некоторых ЭБ – только

TQ14(24,34)S07), далее, по ходу среды – четыре обратных клапана TQ14(24,34)S09,10,11,16. Последовательно установленные ОК и два вентиля (один из которых закрыт – TQ14(24,34)S07) обеспечивают надежное отсечение высокого давления от низкого. Каждый ОК имеет байпас с дроссельной шайбой и двумя электроприводными вентилями, предназначенный для проведения контроля плотности ОК, а также прогрева трубопроводов при гидравлических испытаниях. Для отвода возможных протечек через обратные клапана, а также для прогрева напорных трубопроводов из полости между быстродействующими вентилями выполнен дренаж в систему организованных протечек с дроссельной шайбой TQ14(24,34)E01 и электроприводным вентилем TQ14(24,34)S17. Напорные трубопроводы насосов объединяются в гермооболочке с напорными трубопроводами системы аварийного ввода бора (TQ13,23,33) и врезаются:

- от TQ14D01 – в напор ГЦН №1;
- от TQ24D01 – в напор ГЦН №4;
- от TQ34D01 – в напор ГЦН №3.

Насосы TQ14(24,34)D01 имеют линии рециркуляции на бак с арматурой TQ14(24,34)S03,04 и дроссельными шайбами TQ14(24,34)34E02. Линия рециркуляции обеспечивает опробование насосов и их работу в режиме ступенчатого пуска в аварийных ситуациях при отсутствии технологических условий на подачу борного раствора в первый контур, а также перемешивание борного раствора.

Система аварийного впрыска бора взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой первого контура (YA)** – в аварийных ситуациях система аварийного впрыска бора подает высококонцентрированный раствор бора в первый контур;

- **системой отбора проб (TV)** – с помощью системы отбора проб осуществляется отбор проб из баков TQ14(24,34)B01 для анализа содержащихся в них растворов;

- **системой организованных протечек (TY)** – для защиты трубопроводов низкого давления от опрессовки высоким давлением при неплотностях обратных клапанов в напорной части насосов TQ14(24,34)D01 протечки воды первого контура поступают в систему организованных протечек;

- **системой технической воды ответственных потребителей (VF)** – система обеспечивает работу насосов TQ14(24,34)D01 (техническая вода ответственных потребителей подается на воздушный холодильник электродвигателя насосов, на охлаждение картера подшипников насосов и в холодильник циркуляционной системы торцевого уплотнения);

- **системой приготовления «свежего» РБК спецкорпуса (0TB65)** – с помощью системы 0TB65 РБК подается в баки TQ14(24,34)B01;

- **системами бакового хозяйства (ТВ)** – дренирование баков TQ14(24,34B01) осуществляется в монжюс сбора боросодержащих вод ТВ10B03, а оттуда – в баки боросодержащей воды ТВ30B01,02;

- **системой спецканализации (TZ)** – переливы баков TQ14(24,34)B01 заведены в трапы спецканализации.

6.2. Основные компоненты системы

6.2.1. Насос аварийного впрыска бора

Насос аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01 (рис. 6.2) предназначен для подачи концентрированного РБК из бака TQ14(24,34)B01 в первый контур при сохранении высокого давления в контуре. В системе аварийного впрыска бора применяется насосный агрегат типа ПТ6/160-С), где

- ПТ – трехплунжерный;
- 6 – подача, м³/ч;
- 160 – давление на выходе из насоса, кгс/см²;
- С – специальное исполнение.

Насосный агрегат состоит из насоса, электродвигателя и двухступенчатого цилиндрического редуктора, смонтированного на общей фундаментной раме.

Насос – трехпоршневой, кривошипный, горизонтальный, объемного типа. Насос состоит из приводной и гидравлической частей, а также маслосистемы.

Приводная часть насоса находится в зоне обслуживаемой части насоса, что позволяет производить замену изнашивающихся деталей со стороны сальников. Приводная часть насоса включает в себя коленчатый вал, шатуны, ползуны и систему смазки, смонтированные в станине (корпусе насоса), которая одновременно является резервуаром для масла. Привод коленчатого вала насоса – от короткозамкнутого трехфазного асинхронного электродвигателя 4A225M4A3Y3 через цилиндрический двухступенчатый редуктор Ц2У-315Н-10-22 У1.

Несущая часть насоса – корпус, основными деталями которого являются станина и крышка станины. В соответствующих расточках станины установлены направляющие, предназначенные для направления и опоры ползунов при их возвратно-поступательном движении. К станине с передней стороны болтами крепятся проставки и фиксируются относительно нее штифтами. Проставки служат для отделения (с целью изоляции) гидравлической части насоса от других узлов агрегата на месте установки и эксплуатации.

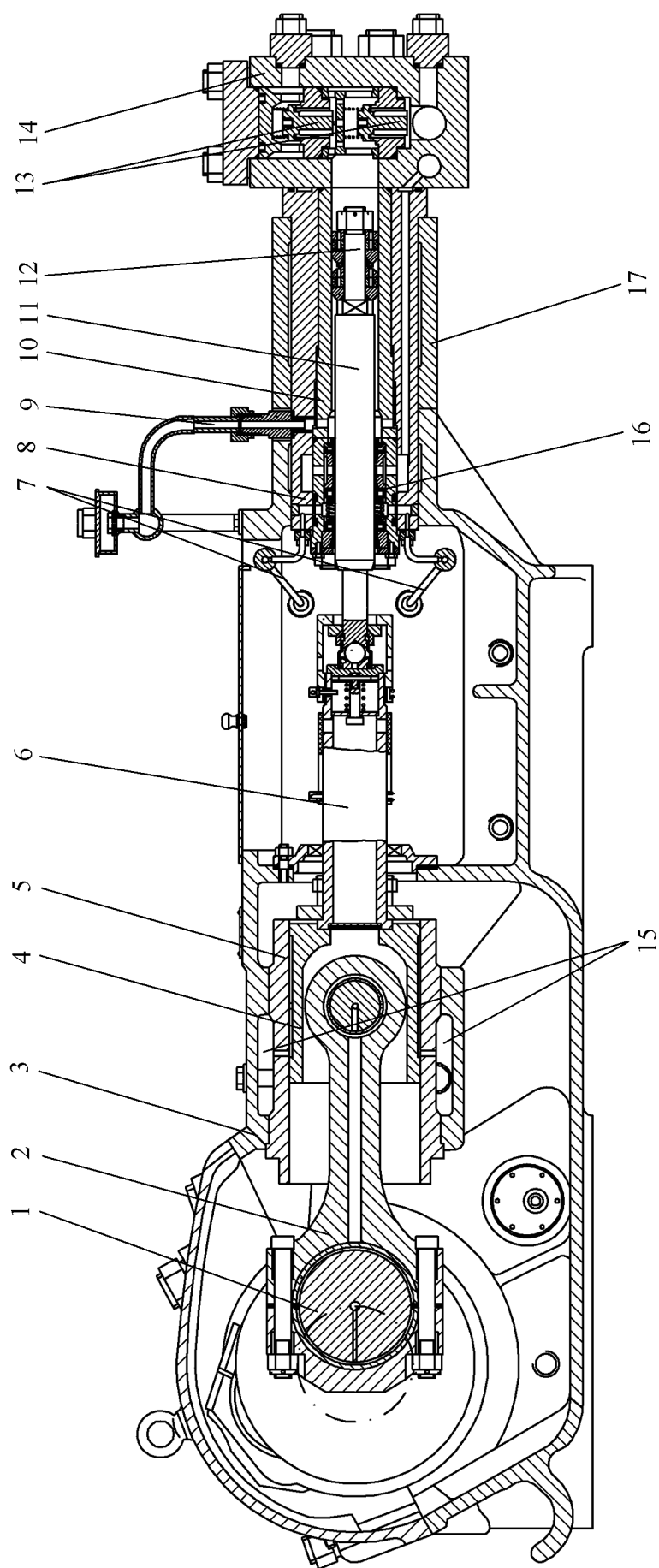


Рис. 6.2. Насос аварийного впрыска бора:

1 – коленчатый вал; 2 – шатун; 3 – корпус (станина); 4 – ползун; 5 – направляющая;
6 – проставка; 7 – коллекторы гидрозатворной жидкости; 8 – корпус сальника;
9 – коллектор запорной зоны; 10 – гильза; 11 – шток; 12 – поршень; 13 – рабочие
клапаны; 14 – гидроблок; 15 – масляная камера; 16 – блок уплотнений; 17 – проставка

Коленчатый вал насоса вращается на двух напрессованных на него роликоподшипниках, которые через стаканы опираются на соответствующие поверхности расточек в станине насоса. Для уплотнения выходного конца коленчатого вала от утечек масла из станины наружу предусмотрена манжета, которая запрессовывается в крышку.

Гидравлическая часть насоса состоит из сальников с коллекторами запоршневой зоны, гидрозатвора и корпуса гидроблока, в котором размещены всасывающие и нагнетательные клапаны.

В корпусе гидроблока соответствующими расточками образованы рабочие камеры, в которых расположены три всасывающих и три нагнетательных узла клапана. Всасывающий и нагнетательный узлы клапана взаимозаменяемые. Узел клапана состоит из перьевого клапана тарельчатого типа, седла и пружины. Седла клапанов закрепляются в гидроблоке крышками через проставки с помощью шпилек и гаек. К гидроблоку с боков крепятся с помощью шпилек и гаек всасывающий, нагнетательный и спецканализационный патрубки.

Для исключения утечек перекачиваемой жидкости из сальника наружу предусмотрен гидрозатвор. Гидрозатворная жидкость по нижнему трубопроводу коллектора через сверления в корпусе сальника подводится в пространство между манжетами гидрозатвора и выходит через верхний трубопровод. При этом происходит уплотнение сальника штока, благодаря чему исключаются утечки перекачиваемой жидкости наружу. В качестве гидрозатворной жидкости применяется техническая вода системы VF. Допустимые протечки – 3 мл/мин.

Вращательное движение вала насоса преобразуется в возвратно-поступательное движение ползунов через пальцы с помощью шатунов. Движение ползунов передается далее, через проставки и штоки, к поршням. При движении поршня назад (в сторону коленчатого вала) открывается всасывающий клапан, и вода из всасывающей полости поступает в рабочую камеру гидроблока и гильзы. При движении поршня вперед всасывающий клапан закрывается, вода при этом через нагнетательный клапан вытесняется в нагнетательную полость гидроблока. В момент нагнетания вода, проходя через отверстия в насадке, давит на внутреннюю поверхность резинового кольца, распирая его, благодаря чему происходит уплотнение поршня с гильзой сальника. Возможные утечки перекачиваемой жидкости через уплотнительные элементы поступают в коллектор запоршневой зоны и далее, через предохранительный клапан коллектора, в спецканализацию. При появлении утечек через поршни давление в коллекторе запоршневой зоны должно быть не менее $1,5 \text{ кгс/см}^2$. Максимально допустимое давление в запоршневой зоне (коллекторе) – $2,5 \text{ кгс/см}^2$.

Маслосистема насоса состоит из следующих элементов: фильтра, шестеренчатого насоса и маслопровода. Фильтр представляет собой ци-

линдрический каркас, обтянутый сеткой. Фильтр устанавливается в нижней части картера станины и соединяется через штуцерные соединения трубопровода с всасывающей полостью шестеренчатого насоса. Шестеренчатый насос, предназначенный для подачи масла в соответствующие места смазки приводной части, монтируется на торцевой крышке станины со стороны глухого конца коленчатого вала. Для смазки деталей движения приводной части насоса используется масло И-40А ГОСТ 20799-75. Заливка масла производится в картер приводной части станины (примерно 35 л) через крышку сапуна до середины маслоуказателя, а также в камеру ползунов до верхней плоскости станины (примерно 13,5 л) через резьбовое гнездо гильзы термометра. Смазка деталей приводной части насоса – принудительная, с помощью шестеренчатого маслонасоса. При необходимости замены масла слив производится через соответствующие отверстия на боковой поверхности станины, закрытые пробками.

Во время работы насоса утечки перекачиваемой и гидрозатворной жидкостей допускаются 3 см³/мин, а масла – 0,2 см³/мин.

Направление вращения вала насоса левое, если смотреть со стороны шестеренчатого насоса. Направление вращения обозначено стрелкой, окрашенной в красный цвет, отлитой на крышке коленчатого вала (являющейся основанием шестеренчатого насоса).

Контроль работы насоса осуществляется по месту с помощью манометров на напоре насоса, на напоре насоса маслосистемы и манометра давления технической воды VF, подведенной к коллектору запоршневой зоны.

Основные характеристики насоса ПТ6/160-С приведены в табл. 6.1.

Т а б л и ц а 6.1

Технические характеристики насосного агрегата ПТ6/160-С

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	6,3	м ³ /ч
Давление на выходе номинальное	160	кгс/см ²
Давление на выходе максимальное до 1 ч в сутки	200	кгс/см ²
Допускаемое давление на всасе не менее	0,5...1,0	кгс/см ²
Температура перекачиваемой среды	30...104	°С
Тип уплотнения	манжетное	
Протечки через уплотнения	3	мл/мин
Номинальная частота двойных ходов поршня	150	ход/мин
Тип электродвигателя	4А225М4АЗУЗ	
Мощность электродвигателя	36	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	1470	об/мин
Напряжение	380	В
Тип смазки	И-40А	
Масса насоса	1250	кг

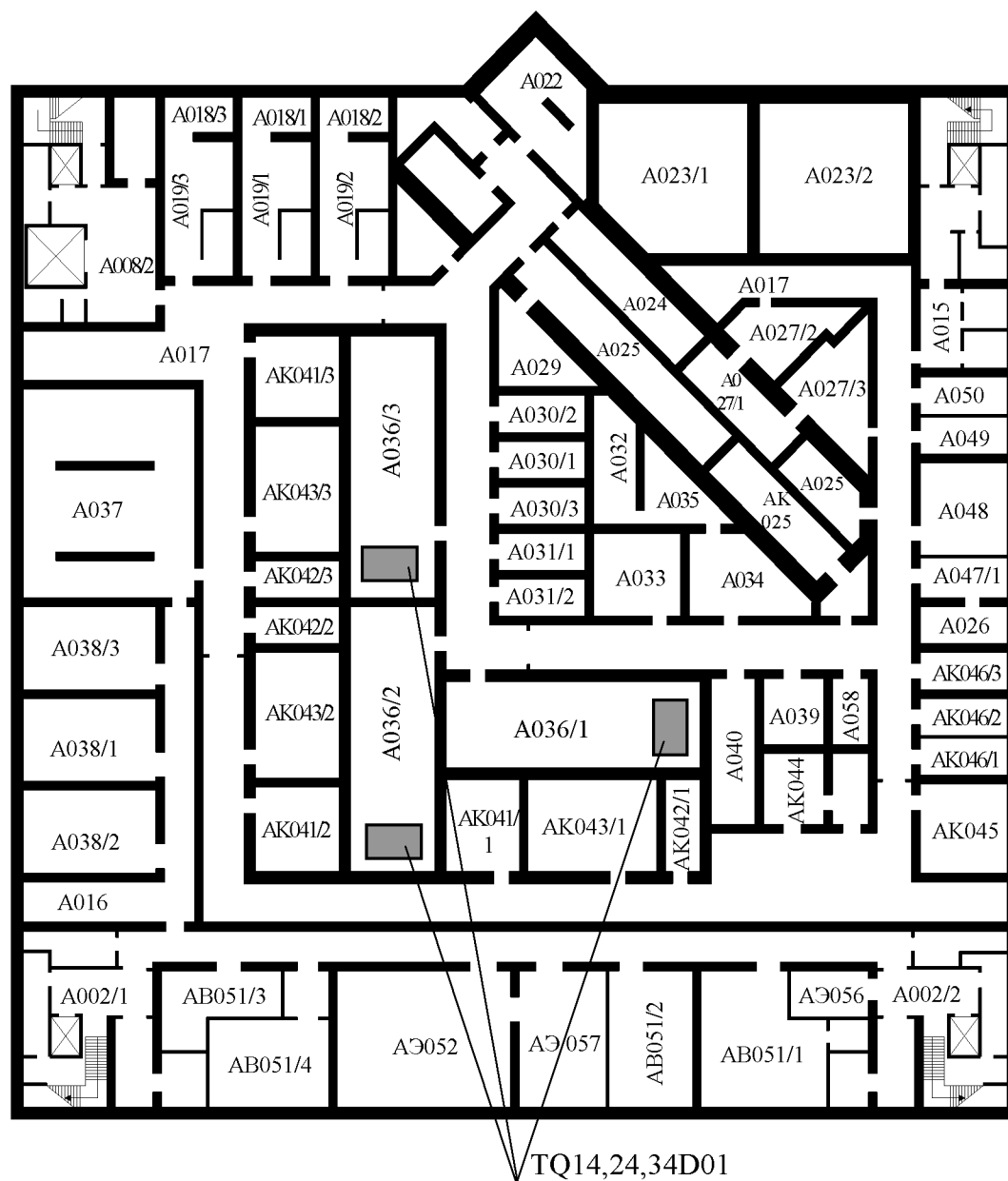


Рис. 6.3. План расположения насосов аварийного впрыска бора на отметке – 4,2 м

5.2.2. Бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты

Бак ТQ14(24,34)B01 (рис. 5.4) представляет из себя цилиндрическую емкость из нержавеющей стали и предназначен для хранения аварийного запаса РБК. В баках поддерживается постоянный объем (15 м³) раствора с концентрацией борной кислоты 39,5...44,5 г/дм³ и номинальный уровень 3100 мм. В баки вмонтированы автоматические боромеры, вывод показаний с которых осуществляется на РМОТ.

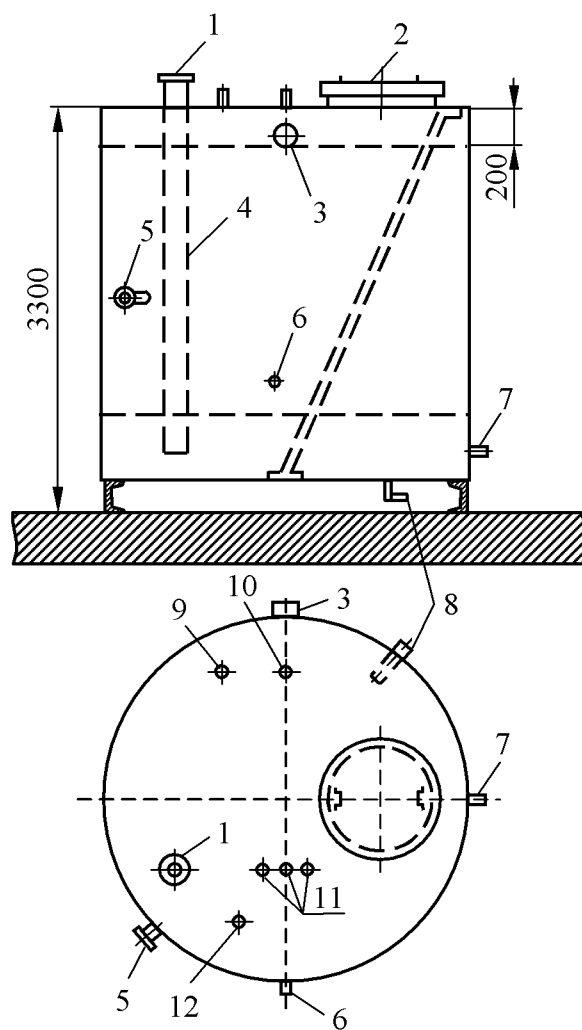


Рис. 6.4. Бак аварийного запаса борной кислоты TQ14(24,34)B01

Т а б л и ц а 6.2

Патрубки бака аварийного запаса борной кислоты

Поз.	Назначение патрубка	Ду, мм
1	Фланец для установки уровнемера	50
2	Люк-лаз	820
3	Перелив	50
4	Защитная труба $l = 3300$	50
5	Гильза для боромера	32
6	Бобышка для термометра	24
7	Подача на всас насоса	50
8	Слив	32
9	Рециркуляция	25
10	Заполнение бака	32
11	Штуцер для сигнализатора уровня	50
12	Воздушник	25

1	2	3
Номинальный уровень	3100	мм
Давление	атмосферное	
Материал	08X18H10T	
Среда	Раствор бора с концентрацией 39,5...44,5	г/дм ³
Температура среды	≥ 20	°C

6.2.3. Дроссельные шайбы

Дроссельная шайба TQ14(24,34)E01 на линии отвода протечек предназначена для защиты системы оргпротечек (в первую очередь теплообменника организованных протечек) от недопустимого увеличения давления в случае сильного пропуска ОК. Имеет следующие характеристики:

- рабочее давление – 160 кгс/см²;
- перепад давления на сужающем устройстве – 159 кгс/см²;
- расчетный расход – 0,29 м³/ч.

Дроссельная шайба TQ14(24,34)E02 на линии рециркуляции насоса служит для создания противодействия при опробовании насоса TQ14(24,34)D01 на рециркуляцию и имеет следующие характеристики:

- рабочее давление – 160 кгс/см²;
- перепад давления на сужающем устройстве – 100 кгс/см²;
- расчетный расход – 6 м³/ч.

Дроссельные шайбы TQ14(24,34)E03,04 на байпасах ОК предназначены для ограничения расхода через байпасные линии обратных клапанов при их испытании на плотность и имеют следующие характеристики:

- рабочее давление – 180 кгс/см²;
- перепад давления на сужающем устройстве – 160 кгс/см²;
- расчетный расход – 0,2 м³/ч.

6.3. Управление системой

Управление элементами системы осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЦУ, расположенными на панелях НУ19,21,23; в случае невозможности управления с БЦУ предусмотрено управление с РЦУ – панели НР01,03,05;
- по месту расположения оборудования системы.

Система не содержит автоматических и ручных регуляторов.

6.3.1. Основные блокировки системы

Действие блокировок рассматривается на примере первого канала системы. Для двух других каналов блокировки аналогичны.

Блокировка TQS61 арматуры TQ14S08 предназначена для исключения ошибочного закрытия TQ14S08 и прекращения подачи РБК в первый контур при наличии сигнала запрета дистанционного отключения насоса из схемы АСП – сигнал запрета закрытия арматуры.

Блокировка TQS62 арматуры TQ14S07 предназначена:

- для защиты трубопроводов низкого давления от высокого давления после отключения насоса TQ14D01 – сигнал на закрытие арматуры;
- подготовки схемы подачи РБК в первый контур при прохождении сигнала из схемы АСП – сигнал на открытие арматуры;
- исключения ошибочного закрытия TQ14S07 и прекращения подачи РБК в первый контур при наличии сигнала запрета дистанционного отключения насоса из схемы АСП – сигнал запрета закрытия арматуры.

Блокировка TQS64 арматуры TQ14S17 предназначена:

- для защиты трубопроводов низкого давления от высокого давления после отключения насоса TQ14D01 – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия;
- исключения «паразитного» расхода при работе насосов – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия;
- исключения ошибочного открытия TQ14S17 при работе насосов – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия.

Блокировка TQS65 арматуры TQ14S03,04 предназначена для исключения работы поршневого насоса TQ14D01 на закрытую арматуру на напоре насоса, что может привести к разрушению насоса и напорных трубопроводов:

- сигнал открытия арматуры при отключении насосов TQ14D01;
- сигнал запрета закрытия арматуры при закрытой арматуре TQ14S07,08.

Блокировки TQS66,67,68 насоса TQ14D01 предназначены для:

- защиты дизель-генератора (ДГ) от перегрузки пусковыми токами – сигнал отключения насосов с запретом включения при прохождении сигнала из АСП на отключение электродвигателей 6 и 0,4 кВ;
- включения TQ14D01 с запретом отключения для ввода РБК в первый контур;
- снятия запрета отключения TQ14D01 при наличии сигнала АСП, при давлении в первом контуре менее $15...22 \text{ кгс/см}^2$ (в зависимости от АЭС) после вступления в работу системы аварийного и планового расхолаживания (для возможности останова насоса), а также при снижении уровня в баке TQ14B01 менее 250 мм (для исключения срыва насоса).

6.4. Автоматика ступенчатого пуска

В процессе эксплуатации ЭБ возможны ситуации, связанные с потерей электрического снабжения секций нормальной эксплуатации 6 кВ (ВА,

ВВ, ВС, BD). В этом случае при снижении напряжения на секциях ниже 0,25 от номинального на время более двух секунд проходит сигнал «Обесточивание», по которому осуществляется запуск систем безопасности. Однако, в результате обесточивания секций нормальной эксплуатации происходит обесточивание и секций систем безопасности (BV, BW, BX), которые при нормальной эксплуатации получают питание от секций ВА,ВВ,ВС,BD. Резервным источником секций систем безопасности являются дизель-генераторы (по одному ДГ на каждую секцию).

В результате больших значений пусковых токов подключение всех механизмов систем безопасности к ДГ одновременно невозможно (это приведет к отключению ДГ защитой от перегрузки, либо к выходу его из строя). Поэтому применяется ступенчатое подключение, т.е. сначала при обесточивании электродвигатели всех механизмов систем безопасности отключаются, а затем подключение механизмов производится поочередно через определенный промежуток времени. Таким образом, при прохождении сигнала «Обесточивание» вступает работу автоматика ступенчатого пуска (АСП), предназначенная:

- для запуска ДГ при обесточивании секции нормальной эксплуатации 6 кВ;
- подачи напряжения от ДГ на соответствующие секции нормальной эксплуатации при их обесточивании;
- исключения перегрузки ДГ пусковыми токами;
- исключения ошибочного включения или отключения электродвигателей механизмов и ДГ;
- исключения ошибочного управления арматурой;
- одновременного включения соответствующих механизмов при отсутствии обесточивания при срабатывании защит САОЗ.

Импульс на запуск схемы АСП формируется при следующих событиях:

- понижении напряжения на секции нормальной эксплуатации 6 кВ ниже 0,25 от номинального на время более чем 2 с;
- отключении трех выключателей (например, ВА01 и ВА02 – от секции ВА и BV02 – от ДГ) на время 0,5 с.
- срабатывании защит САОЗ.

Схема АСП состоит из двух комплектов, которые полностью дублируют друг друга. В зависимости от температуры первого контура существуют две программы АСП. Первая программа запускается при обесточивании секции нормальной эксплуатации и температуре первого контура более 70 °С. Вторая программа – при обесточивании секции нормальной эксплуатации и температуре первого контура менее 70 °С.

6.4.1. Первая программа АСП

При снижении напряжения на секции нормальной эксплуатации ниже 0,25 от номинального с выдержкой времени 2 с в схему ступенчатого пуска

поступает сигнал «Обесточивание» и запускается схема АСП. В результате этого отключаются механизмы соответствующей системы безопасности, накладывается запрет их дистанционное включение, а также запрещается запуск механизмов по срабатыванию защит САОЗ. После этого запускается ДГ и налагается запрет на его отключение.

При температуре первого контура более 70 °С и при подаче напряжения от ДГ на секции нормальной эксплуатации запускается первая программа ступенчатого пуска, по которой происходит поочередный, через определенный промежуток времени (ступенчатый) запуск систем безопасности.

Количество ступеней может быть различным в зависимости от ЭБ. Пример запуска систем безопасности по программе ступенчатого пуска приведен в табл. 6.4.

Т а б л и ц а 6.4

Программа ступенчатого пуска

№ ступени	Выдержка времени, с	Включающийся механизм	Назначение механизма
I	0	UV40D01(02,03) TL13D01(02,03) TL47D01(02,03) TL48D01(02,03)	Вентиляционные системы
II	5	TQ12(22,32)D01 TQ13(23,33)D01 TQ14(24,34)D01	Насосы аварийного и планового расхолаживания Насос аварийного ввода бора Насос аварийного впрыска бора
III	10	QF11D01,02 UV55D01,02	Насосы технической воды группы «А» Вентиляторы БЦУ
IV	20	TY21(22,23)D01	Насосы организованных протечек
V	30	TQ11(21,31)D01 TF31(32,33)D01	Спринклерные насосы Насосы промконтура
VI	40	TX10(20,30)D01	Аварийный питательный насос
VII	45	TL01D01(02), TL22D01, TL04D01, TL05D01.	Вентиляционные системы

После прохождения всех ступеней программа АСП заканчивается и снимается запрет дистанционного включения механизмов нормальной эксплуатации данной секции. Если по непредвиденным причинам какие-либо механизмы не включились в своих ступенях, то после окончания программы АСП разрешается их дистанционное включение.

Если напряжение на секциях нормальной эксплуатации восстанавливается, то через 15 мин после включения ДГ и несрабатывании защит САОЗ память сигнала «Обесточивание» сбрасывается и снимаются запре-

ты отключения ДГ. Оператор переводит питание механизмов секций безопасности с ДГ на секции нормальной эксплуатации. Для этого включается секционный выключатель и отключается ДГ. Через 2 с после отключения ДГ снимается память на запуск первой программы АСП, т.е. снимаются запреты на отключение механизмов и управление арматурой.

6.4.2. Вторая программа АСП

Основное отличие второй программы АСП от первой заключается в том, что при температуре первого контура менее 70 °С и подаче напряжения от ДГ на секции нормальной эксплуатации память запуска ступеней не включается, а без выдержки времени включаются всего два механизма, работавшие до обесточивания:

- насос аварийного и планового расхолаживания TQ12D01;
- насос технической воды группы «А» QF11D01 (перед этим при поступлении сигнала «Обесточивание» и запуске АСП эти насосы отключаются), а также открывается напорная арматура TQ12S04. При этом на панелях БЩУ фиксируются сигналы «Вторая программа» и «2-я, 3-я ступень». Если напряжение на секции нормальной эксплуатации восстанавливается, то работа АСП по второй программе аналогична первой программе АСП.

6.5. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ система аварийного впрыска бора может находиться в следующих состояниях:

- режим ожидания;
- работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

Режим ожидания.

Основную часть времени система аварийного впрыска бора находится в режиме ожидания, т.е. в состоянии готовности к действию при возникновении аварии. При этом:

- баки заполнены до номинального уровня 3100 мм РБК с концентрацией не менее 40 г/дм³;
- насосы исправны и готовы к работе;
- арматура TQ14(24,34)S07 на напоре насосов закрыта;
- арматура TQ14(24,34)S08 на напоре насосов открыта;
- арматура TQ14(24,34)S03,04 на линии рециркуляции насосов открыта;
- арматура на линии дренажа в систему организованных протечек TQ14(24,34)S17 открыта;
- всасывающие трубопроводы насосов подключены к соответствующим бакам – открыта арматура TQ14(24,34)S19.

Работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

В настоящее время существует несколько вариантов запуска системы аварийного впрыска бора при нарушениях нормальной эксплуатации и в аварийных режимах:

1. Насосы аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01 автоматически включаются только по программе ступенчатого пуска по сигналу «Обесточивание». При этом для подачи РБК в первый контур при рабочем давлении оператор должен при открытой арматуре на напоре дистанционно закрыть арматуру на линии рециркуляции. Автоматического закрытия арматуры на линии рециркуляции не предусмотрено. При срабатывании «разрывных» защит САОЗ насосы TQ14(24,34)D01 автоматически не включаются, а могут быть включены оператором дистанционно с БЩУ (РЩУ).

2. Насосы аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01 автоматически включаются и по сигналу «Обесточивание», и по сигналам «разрывных» защит САОЗ. При этом перевод насосов на работу на первый контур может производиться либо оператором, либо автоматически.

Следует понимать, что алгоритм запуска системы на том или ином ЭБ отечественных АЭС может изменяться после ППР в зависимости от изменений нормативной документации.

Одновременно с включением насосов TQ14(24,34)D01 открывается первая арматура TQ14(24,34)S07 на напоре насосов. Вторая напорная арматура TQ14(24,34)S08 согласно алгоритмам ТЗиБ всегда открыта. Кроме того, закрывается арматура TQ14(24,34)S17 на линии отвода организованных протечек. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы, является давление на напоре насосов, а также обеспечиваемые ими расходы раствора борной кислоты.

Запрет дистанционного отключения насосов снимается при снижении уровня в баках TQ14(24,34)B01 до 250 мм и/или при снижении давления в первом контуре менее 15...22 кгс/см².

7. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ВВОДА БОРА

7.1 Назначение системы и описание технологической схемы

Система аварийного ввода бора (TQ13,23,33) предназначена для:

- аварийной подачи высококонцентрированного раствора бора с концентрацией 39,5...44,5 г/дм³ в первый контур при авариях, связанных с разуплотнением первого контура, а также в режимах, связанных с выделением положительной реактивности в активной зоне реактора;
- аварийного охлаждения активной зоны реактора при высоком давлении в первом контуре.

Система аварийного ввода бора является защитной системой безопасности класса 23 и относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы аварийного ввода бора, так же, как и системы аварийного впрыска бора, обусловлена возможностью появления малой или средней течи теплоносителя первого контура, для компенсации которой требуется установка насосов высокого давления. Также очень опасны разрывы трубопроводов и паропроводов второго контура, которые приводят к резкому падению давления во втором контуре и увеличению теплообмена между первым и вторым контуром. Это приводит к интенсивному снижению температуры теплоносителя первого контура и, при отрицательных температурных коэффициентах реактивности – к увеличению мощности реактора. Для поддержания РУ в безопасном подкритическом состоянии в данном случае необходимо вводить в первый контур раствор борной кислоты, что требует установки высоконапорных насосов суммарной производительностью до $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ (с учетом невключения одного насоса) и малым временем запаздывания поступления воды в первый контур.

К системе аварийного ввода бора предъявляются следующие требования со стороны реакторной установки:

- обеспечение подачи в первый контур раствора борной кислоты с расходом не менее $130 \text{ м}^3/\text{ч}$ и концентрацией не менее 40 г/дм^3 в диапазоне давлений в первом контуре $90 \dots 15 \text{ кгс/см}^2$ и не менее $100 \text{ м}^3/\text{ч}$ при давлении в первом контуре не более 100 кгс/см^2 ;

- максимальная скорость ввода отрицательной реактивности насосами системы – $1,7 \cdot 10^{-2} \beta_{\text{эфф}}/\text{с}$;

- возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности, не теряя при этом своих функциональных свойств;

- обеспечение в аварийной ситуации подачи борного раствора в первый контур не позднее чем через $35 \dots 40 \text{ с}$ с момента достижения давления в первом контуре 110 кгс/см^2 ;

- обеспечение работы насосов аварийного ввода бора из бака-приямка под оболочкой при авариях, связанных с течью первого контура, в течение времени, необходимого для расхолаживания ЭБ и отвода остаточных тепловыделений;

- трехканальная структура системы.

Каждый канал системы включает в себя следующие элементы:

- бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты TQ13(23,33)B01;

- насос аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01;

- трубопроводы, арматура, дроссельные шайбы и КИП.

Упрощенная схема канала системы аварийного ввода бора показана на рис. 7.1.

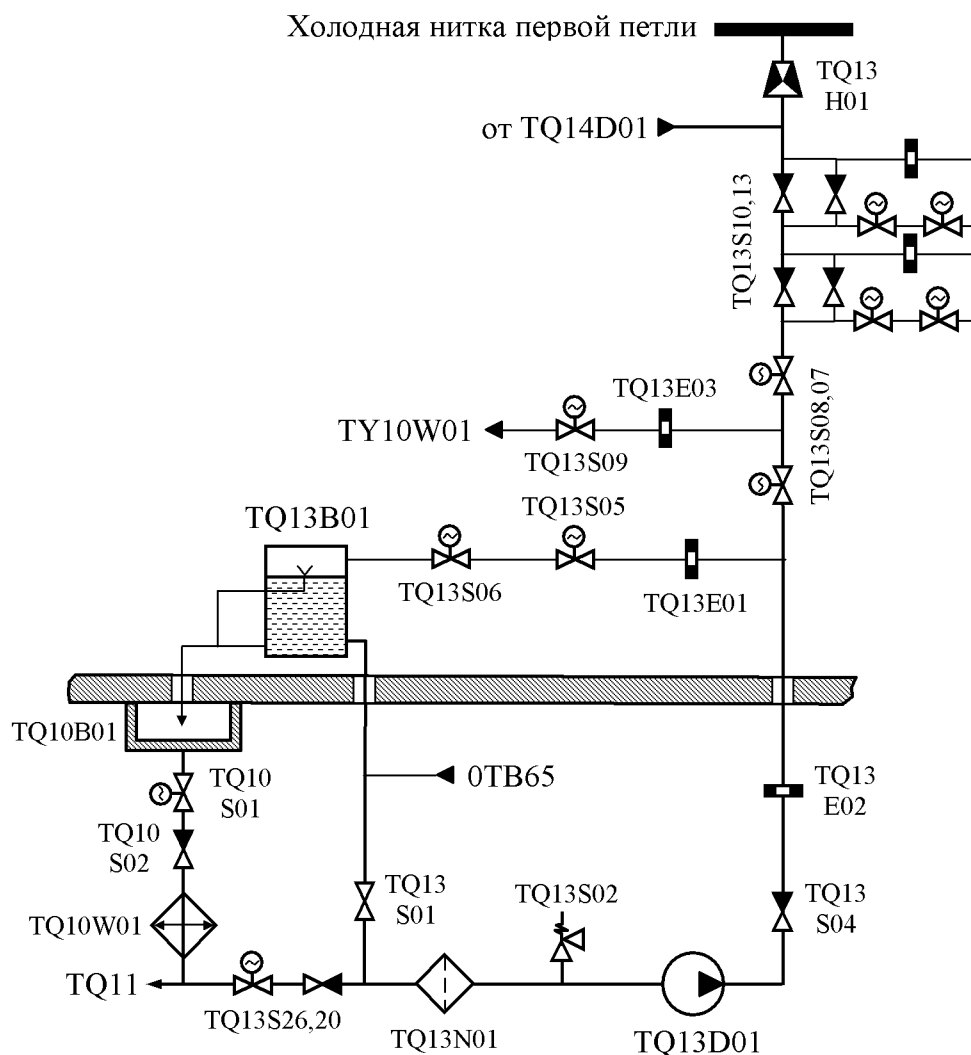


Рис. 7.1. Упрощенная схема канала TQ13

По всасывающим трубопроводам насосные агрегаты связаны с баками TQ13(23,33)B01 через арматуру TQ13(23,33)S01, а с баком-приямком – через арматуру TQ10(20,30)S01,02 и TQ13(23,33)S26,20. На всасывающих трубопроводах насосов системы установлены предохранительные клапаны TQ13(23,33)S02, защищающие эти трубопроводы от недопустимого повышения давления. Давление срабатывания этих клапанов $5,5 \dots 6,0 \text{ кгс/см}^2$. Во всасывающие трубопроводы врезаны следующие линии:

- для заполнения баков системы из системы приготовления «свежего» раствора борной кислоты спецкорпуса (0TB65);
- для отбора проб из баков системы (TV20).

Кроме того, на всасывающих трубопроводах системы установлены фильтры TQ13(23,33)N01, предназначенные для очистки среды, подаваемой на всас насосов, от механических примесей. На напорных трубопроводах насосов TQ13(23,33)D01 установлены дроссельные шайбы

TQ13(23,33)E02, предназначенные для обеспечения надежной работы насосов при снижении давления в первом контуре ниже 40 кгс/см^2 . Эти шайбы обеспечивают работу насосов в рабочей части характеристики при любых противодавлениях в первом контуре, вплоть до 1 кгс/см^2 , что позволяет использовать насос в аварийных ситуациях и при давлениях менее 15 кгс/см^2 . На линии отвода среды от разгрузочного диска гидропаты насосов имеются дроссельные шайбы TQ13(23,33)E06, обеспечивающие расход $10 \text{ м}^3/\text{час}$. Насосы имеют линию рециркуляции с арматурой TQ13(23,33)S05,06 и дроссельными шайбами TQ13(23,33)E01 на баки TQ13(23,33)B01, обеспечивающую опробование насосов и их работу в режиме ступенчатого пуска и аварийных ситуациях при отсутствии технологических условий на подачу борного раствора в первый контур. Кроме того, линия рециркуляции обеспечивает перемешивание борного раствора в баках TQ13(23,33)B01.

Арматура на линии рециркуляции управляется автоматически в зависимости от расхода насоса, обеспечивая работу насоса в рабочей части характеристики.

На напорных трубопроводах внутри гермозоны установлены по два быстродействующих электроприводных вентиля TQ13(23,33)S07,08. Далее, по ходу среды, установлены четыре обратных клапана TQ13(23,3)3S10,18,13,19 объединенных попарно параллельно.

Последовательно установленные обратные клапаны и два вентиля (один из которых закрыт – TQ13(23,33)S07) обеспечивают надежное отсечение высокого давления от низкого. Каждая пара обратных клапанов имеет байпас с дроссельной шайбой и двумя электроприводными вентилями, предназначенный для прогрева напорного трубопровода до температуры гидроиспытаний при разогреве первого контура, а также для проведения контроля плотности пары обратных клапанов.

Для отвода возможных протечек через обратные клапана из полости между вентилями TQ13(23,33)S07,08 выполнен дренаж в систему организованных протечек, снабженный дроссельной шайбой TQ13(23,33)E03 и электроприводным вентилем TQ13(23,33)S09.

Напорные трубопроводы насосов TQ13(23,33)D01 объединяются в гермооболочке с трубопроводами от насосов аварийного впрыска бора TQ14(24,34)D01 и врезаются:

- от TQ13D01 – в напор ГЦН №1;
- от TQ23D01 – в напор ГЦН №4;
- от TQ33D01 – в напор ГЦН №3.

Врезка напорных трубопроводов аварийного ввода бора в «холодные» нитки петель выполнена с установкой сужающих устройств TQ13,23,33H01, ограничивающих течь из первого контура в случае разрыва напорных трубопроводов.

Система аварийного ввода бора взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой первого контура (YA)** – в аварийных ситуациях система аварийного ввода бора подает высококонцентрированный раствор бора в первый контур;

- **системой аварийного и планового расхолаживания (TQ12)** – в аварийной ситуации после опорожнения баков TQ13(23,33)B01 борный раствор подается на всас насосов TQ13(23,33)D01 из бака аварийного запаса бора TQ10B01 (ГА-201) через ТООР;

- **системой отбора проб (TV)** – с помощью системы отбора проб осуществляется отбор проб из баков TQ13(23,33)B01 для анализа содержащихся в них растворов;

- **системой организованных протечек (TY)** – для защиты трубопроводов низкого давления от опрессовки высоким давлением при неплотностях обратных клапанов в напорной части насосов TQ13(23,33)D01 протечки воды первого контура поступают в систему организованных протечек;

- **системой технической воды ответственных потребителей (VF)** – система обеспечивает работу насосов TQ13(23,33)D01 (техническая вода ответственных потребителей подается на охлаждение подшипников электродвигателя насосов, на воздушный холодильник электродвигателя насосов, на охлаждение подшипников насосов и в холодильник циркуляционной системы торцевого уплотнения);

- **системой приготовления «свежего» РБК спецкорпуса (0TB65)** – с помощью этой системы раствор борной кислоты подается из спецкорпуса в баки TQ13(23,33)B01;

- **системой чистого дистиллята (TN)** – чистый дистиллят подается на смыв кристаллов борной кислоты с торцевых уплотнений насосов TQ13(23,33)D01;

- **системой бакового хозяйства (TB)** – дренирование баков TQ13(23,33)B01 осуществляется в бак-приямок TQ10B01, а затем насосом подачи воды бака-приямка на очистку (TB30D04) – на СВО-4. Переливы баков TQ13(23,33)B01 заведены в бак-приямок ГА-201;

- **системой спецканализации (TZ)** – в систему спецканализации производится дренирование остаточных вод при вводе в работу и выводе в ремонт насосов аварийного ввода бора.

7.2. Основные компоненты системы

7.2.1. Насос аварийного ввода бора

Насосный агрегат аварийного ввода бора TQ13(23,33)D01 предназначен для подачи аварийного запаса РБК из бака TQ13(23,33)B01 или из ба-

ка-прямка TQ10(20,30)B01 в первый контур при давлении в контуре от 110 до 1 кгс/см². В системе аварийного ввода бора применяется насосный агрегат типа ЦН150-110 (рис. 7.2).

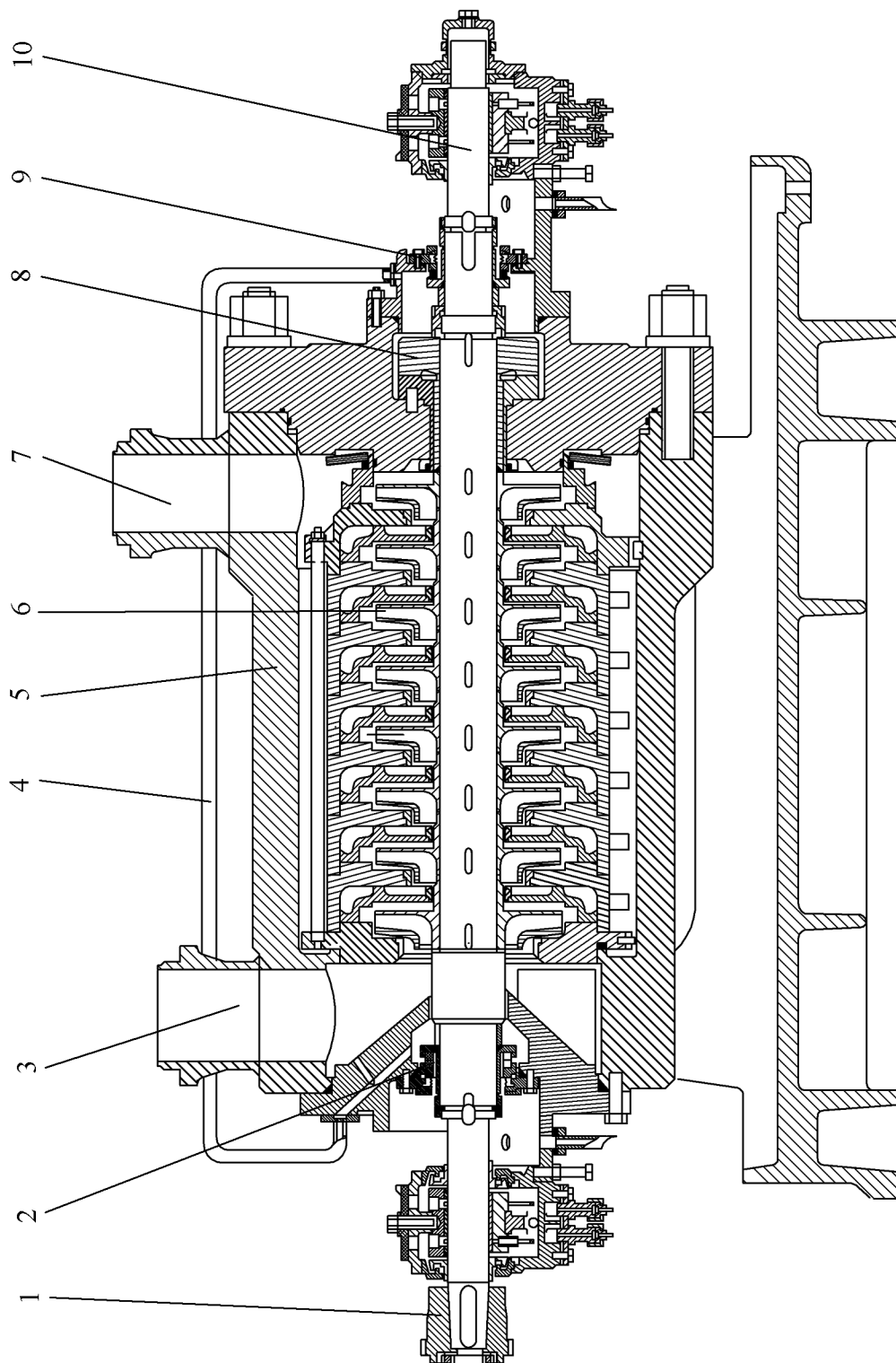


Рис. 7.2. Насос аварийного ввода бора:

1 – муфта; 2,9 – торцевое уплотнение; 3 – всасывающий патрубок; 4 – наружный корпус; 5 – секция внутреннего корпуса; 6 – рабочее колесо; 7 – напорный патрубок; 8 – гидропята; 10 – вал

Условное обозначение насоса расшифровывается следующим образом:

- ЦН – центробежный;
- 150 – подача, $\text{м}^3/\text{ч}$;
- 110 – давление на напоре насоса, $\text{кгс}/\text{см}^2$.

Насосный агрегат состоит из центробежного насоса, электродвигателя и зубчатой муфты

Насос – центробежный, восьмиступенчатый, горизонтальный, двухкорпусной, с секционным внутренним корпусом. Насос изготавливается в сейсмостойком исполнении.

Для обеспечения безопасности эксплуатации и облегчения сборки и разборки насоса применена двухкорпусная конструктивная схема, которая имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными секционными насосами. Насос изготавливается из материалов, допускающих его работу на воде с добавками борной кислоты, едкого кали и механических примесей.

Базовыми деталями насоса являются кованный цилиндрический наружный корпус с входным и напорным патрубками, направленными вертикально вверх, и напорная крышка. Корпус насоса опирается на плиту четырьмя лапами, расположенными в горизонтальной плоскости, проходящей ниже оси насоса. На заточках напорной крышки и наружного корпуса центрируется внутренний корпус.

Проточная часть насоса состоит из подвода, рабочих колес, посаженных на вал по плотной посадке, направляющих аппаратов, запрессованных в секции.

Герметичность стыков секций обеспечивается за счет металлического контакта уплотняющих поясков. Дополнительно в стыках секций установлены уплотнительные резиновые кольца. Внутренний корпус фиксируется в наружном корпусе от проворачивания цилиндрическим штифтом. Напорная крышка притягивается к наружному корпусу шпильками. К напорной крышке прикреплен подушка гидропаты. Рабочие колеса совместно с направляющими аппаратами и секциями, стянутыми шпильками, образуют внутренний корпус, который устанавливается в наружный корпус.

Применяются торцевые уплотнения вала типа 2Г, где «2» – группа уплотнения, «Г» – тип уплотнения. Торцевое уплотнение обеспечивает уплотнение вала насоса во всех режимах работы при скольжении пары трения с высокой окружной скоростью (до 50 м/с) друг относительно друга.

Для смыва кристаллов борной кислоты выполнена линия подачи дистиллята, которая разделяется на две ветки – для обоих торцевых уплотнений. Оценка плотности торцевых уплотнений выполняется по химическому анализу отмывочной воды после торцевых уплотнений. При повышении концентрации борной кислоты более $2 \text{ г}/\text{дм}^3$ ставится вопрос о ревизии торцевых уплотнений.

Разгрузочное устройство – гидравлическая пята, расположенная в напорной крышке насоса. Осевое усилие ротора воспринимается подушкой гидропята и разгрузочным диском. Гидравлическая пята является саморегулирующим устройством: зазор между гидропятью и корпусом автоматически устанавливается за счет осевых смещений ротора таким, что разность сил давления по обе стороны диска равна усилию на роторе насоса. Не разрешается работа насоса при увеличении температуры в камере гидропята более 70 °С. Для ограничения осевых сдвигов ротора в сторону нагнетания используется упорный шарикоподшипник, кроме того, в заднем подшипнике установлен концевой упор ротора с визуальным указателем осевого сдвига. При нормальной работе насоса указатель сдвига находится против риски на корпусе подшипника.

Особенность установки насосов TQ13(23,33)D01 состоит в том, что линия отвода воды с гидропята выполнена напрямую на всас насоса, вследствие этого заводом-изготовителем данных насосов категорически запрещена их работа в безрасходном режиме. Опорами ротора служат гидродинамические подшипники скольжения с кольцевой смазкой, которые крепятся к статору насоса шпильками.

Смазка подшипников осуществляется маслом турбинным Т-22 (Тп-22, Тп-22с). В картер каждого подшипника заливается по 2 литра масла. В камерах подшипников уровень масла должен быть посередине маслоуказательного стекла. Смена масла производится при плановом ремонте насоса. Не реже одного раза в год необходимо выполнять очистку воздухоохладителя по стороне технической воды.

Насос не имеет собственных защит, требующих его автоматического отключения. Для передачи усилия от электродвигателя к насосу предусмотрена зубчатая муфта. Муфта воспринимает перемещение вала и тепловое расширение. Контроль работы насоса ведется по месту по манометрам, установленным на всасе и напоре насоса.

Основные характеристики насосного агрегата ЦН150-110 приведены в табл. 7.1.

Т а б л и ц а 7.1

Технические характеристики насосного агрегата ЦН150-110

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
1	2	3
Производительность	150	м ³ /ч
Напор (при номинальной подаче)	980	м.в.ст.
Допускаемое давление на всасе не менее	0,2...3,0	кгс/см ²
Температура перекачиваемой среды	20...60	°С

Окончание табл. 7.1

1	2	3
Тип уплотнения	торцевое	
Протечки через уплотнения	30	мл/ч
Допускаемый кавитационный запас	12	м
Давление в камере гидропаты	1,3...3,0	кгс/см ²
Допустимая температура подшипников насоса	≤ 80	°С
Тип электродвигателя	2А3М-800/6000	
Мощность электродвигателя	800	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	2970	об/мин
Тип смазки	Т-22, Тп-22	

Кроме того, в системе возможно применение насосного агрегата типа ЦН160-110. Состав и устройство насоса ЦН160-110, в основном, соответствуют насосу ЦН150-110. Несколько отличаются расходно-напорные характеристики и обвязка насоса по системе технической воды.

Для передачи мощности от электродвигателя на насос применяется зубчатая муфта, смазанная смазкой, которая допускает минимальные неточности при центрировании агрегата, однако является ограниченной аксиально, т.е. не допускает сдвига концов насоса и двигателя.

Опорами ротора являются радиальные подшипники скользящего типа. Смазка подшипников маслом производится с помощью смазочных колец, нижняя часть подшипникового корпуса имеет камеры, к которым подводится охлаждающая вода. Каждый подшипник оснащен двумя датчиками для измерения температуры подшипника.

Т а б л и ц а 7.2

Технические характеристики насосного агрегата ЦН160-110

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	160	м ³ /ч
Напор (при номинальной подаче)	995	м в.ст.
Допускаемое давление на всасе не менее	0,5...6,5	кгс/см ²
Температура перекачиваемой среды	20...60	°С
Мощность насоса	835	кВт

Насосы аварийного ввода бора TQ13,23,33D01 расположены в помещениях А123/1-3 отметки 0,0 м в герметичной части РО (рис. 7.3).

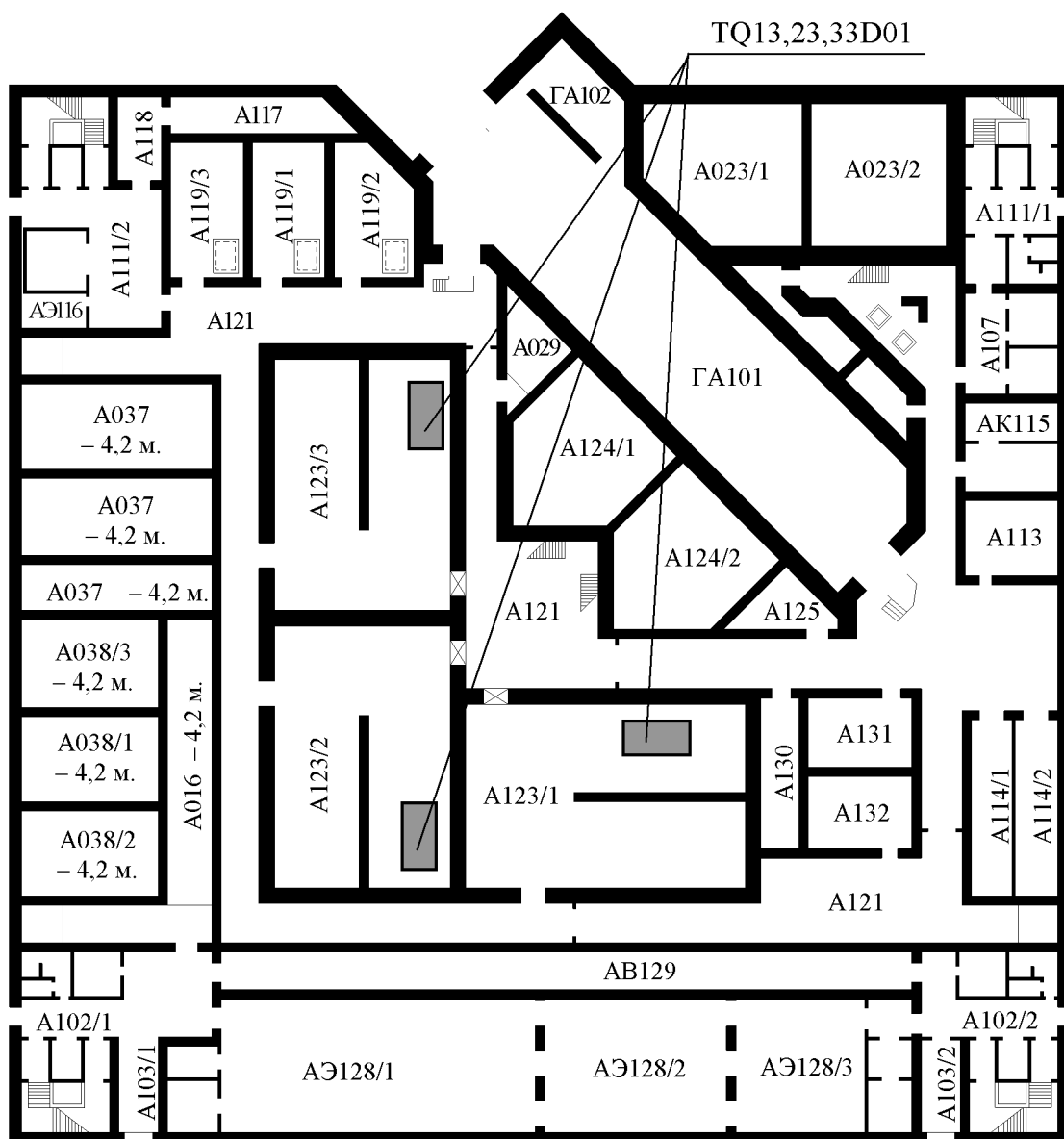


Рис. 7.3. План расположения насосов аварийного ввода бора на отметке 0,0 м

7.2.2. Бак аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты

Бак TQ13(23,33)B01 (рис. 7.4) представляет собой емкость в форме параллелепипеда, изготовленную из нержавеющей стали, и предназначен для хранения аварийного запаса РБК. В баках поддерживается постоянный объем (15 м^3) раствора с концентрацией борной кислоты $39,5 \dots 44,5 \text{ г/дм}^3$ и номинальный уровень 1350 мм. В баках смонтированы автоматические боломеры, вывод показаний осуществляется на РМОТ.

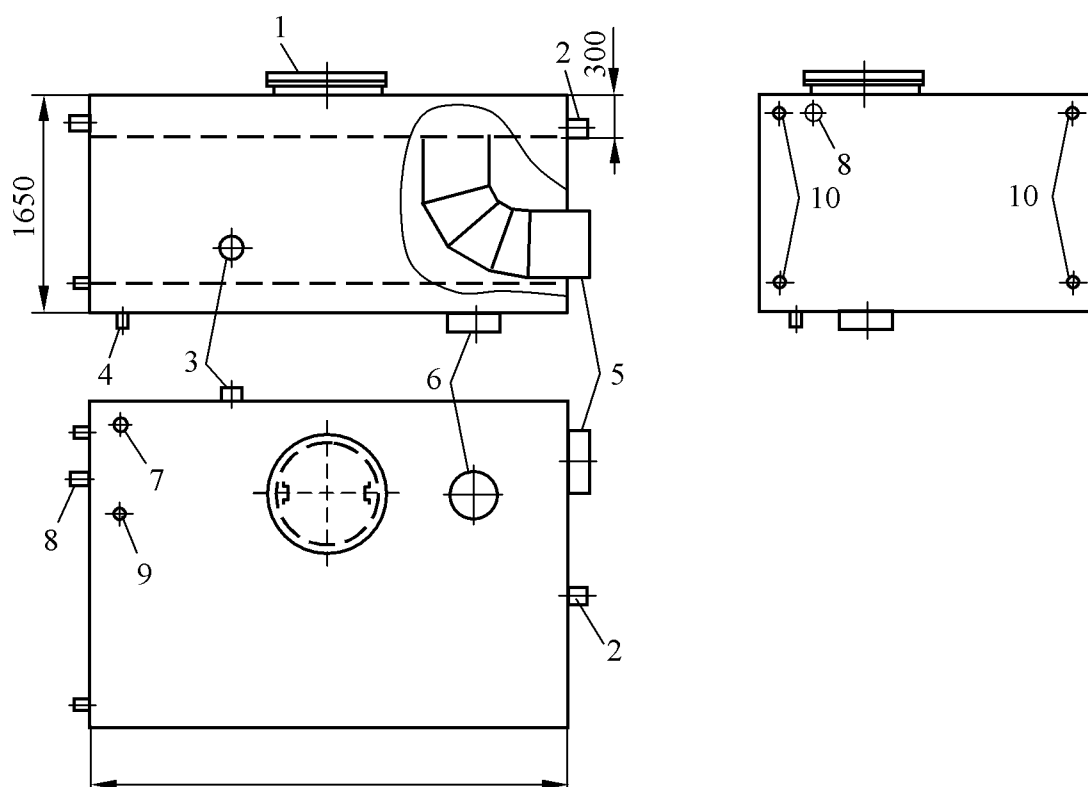


Рис. 7.4. Бак аварийного запаса борной кислоты TQ13(23,33)B01

Т а б л и ц а 7.3

Патрубки бака аварийного запаса борной кислоты

Поз	Назначение патрубка	Ду, мм	Поз	Назначение патрубка	Ду, мм
1	Люк-лаз	630	6	На всас насоса	300
2	Рециркуляция	150	7	Заполнение бака	50
3	Гильза боромера	150	8	Воздушник	150
4	Дренаж бака	25	9	Для замера температуры	24
5	Перелив	350	10	Для замера уровня	10

Таблица 7.4

Технические характеристики бака аварийного запаса борной кислоты

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Полный объем	18,5... 19,8	м ³
Полезный объем	15	м ³
Номинальный уровень	1350	мм
Давление	атмосферное	
Материал	08X18H10T	
Среда	Раствор бора с концентрацией 39,5... 44,5	г/дм ³
Температура среды	≥ 20	°C

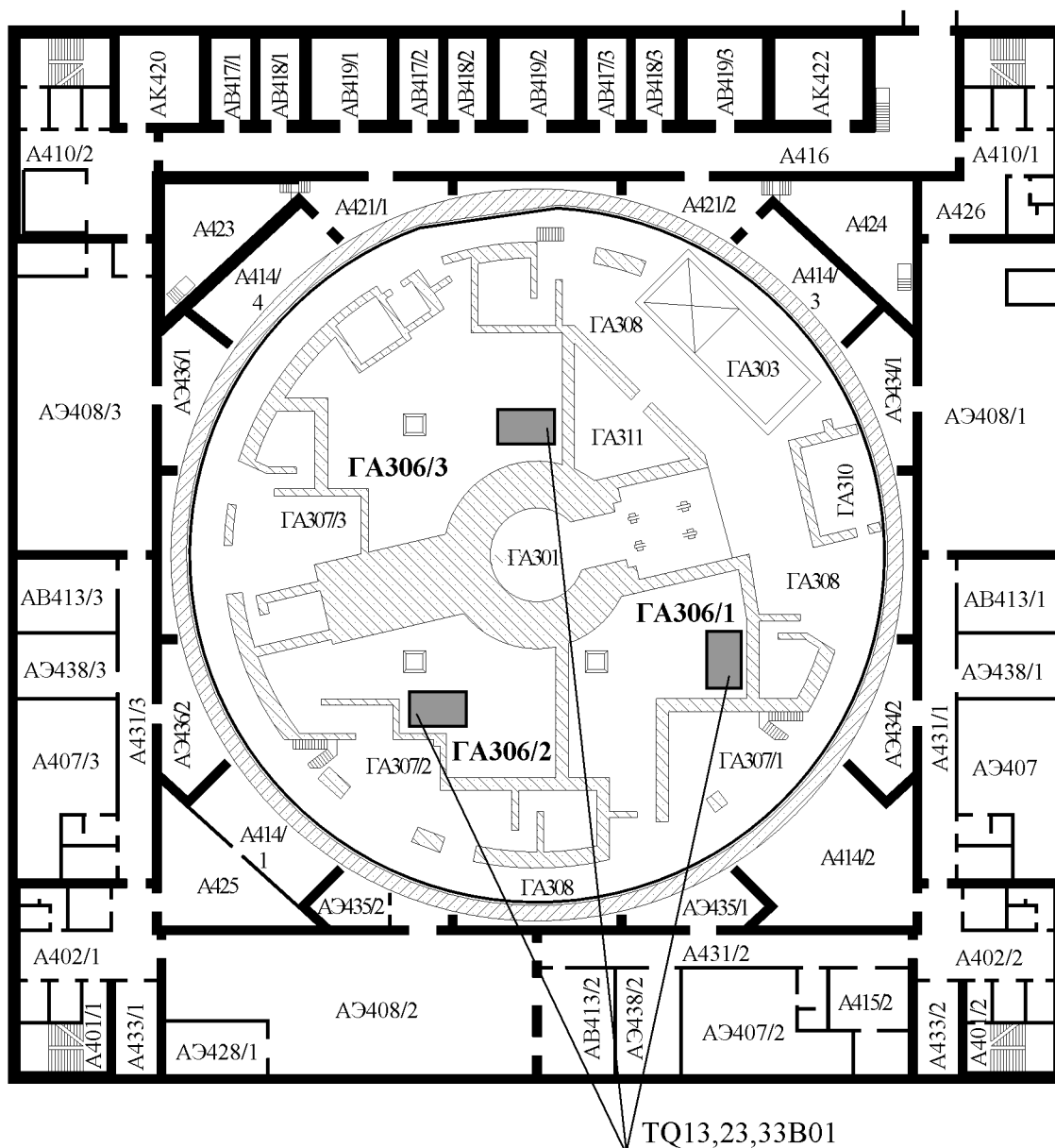


Рис. 7.5. План расположения баков TQ13,23,33,B01 на отметке 13,7 м

Баки запаса концентрированного раствора бора TQ13,23,33B01 расположены в помещениях ГА-306/1,2,3 отметки 13,7 м в герметичной части РО (рис. 7.5). Такое расположение баков вызвано необходимостью создания подпора насосам для обеспечения их бескавитационной работы.

7.2.3. Дроссельные шайбы и сужающие устройства

Дроссельная шайба TQ13(23,33)E01 расположена на трубопроводе рециркуляции насоса TQ13(23,33)D01 в бак TQ13(23,33)B01 и предназначена для оптимизации гидравлического сопротивления трубопровода рециркуляции. Характеристики дроссельной шайбы:

- рабочее давление – 110 кгс/см²;

- перепад давления на сужающем устройстве – 110 кгс/см^2 ;
- расчетный расход – $30 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Дроссельная шайба TQ13(23,33)E02 расположена на напорном трубопроводе насоса TQ13(23,33)D01 и служит для обеспечения надежной работы насоса при снижении давления в первом контуре ниже 40 кгс/см^2 . Характеристики дроссельной шайбы:

- рабочее давление – 110 кгс/см^2 ;
- перепад давления на сужающем устройстве – $5,5 \text{ кгс/см}^2$;
- расчетный расход – $105 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Дроссельная шайба TQ13(23,33)E03 расположена на трубопроводе отвода возможных протечек через обратные клапана из полости между вентилями TQ13(23,33)S08,07 в систему организованных протечек и служит для защиты системы от протечек (в первую очередь ТОП TY10W01) от недопустимого увеличения давления в случае сильного пропуска ОК. Характеристики дроссельной шайбы:

- рабочее давление – 135 кгс/см^2 ;
- перепад давления на сужающем устройстве – 134 кгс/см^2 ;
- расчетный расход – $0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Сужающее устройство TQ13(23,33)H01 расположено в месте врезки напорного трубопровода TQ13(23,33)D01 в первый контур и предназначено для ограничения утечки из первого контура в случае разрыва указанного трубопровода. Характеристики сужающего устройства:

- рабочее давление – 180 кгс/см^2 ;
- перепад давления на сужающем устройстве – $5,5 \text{ кгс/см}^2$;
- расчетный расход – $235 \text{ м}^3/\text{ч}$.

7.3. Управление системой

Управление элементами системы аварийного ввода бора осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЦУ, расположенными на панелях НУ19,21,23; в случае невозможности управления с БЦУ предусмотрено управление с РЦУ – панели НР01,03,05;
- по месту расположения оборудования системы – в случае отказа дистанционного управления.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для нормальной работы оборудования во всех проектных режимах.

7.3.1. Основные блокировки системы

Действие блокировок рассматривается на примере первого канала системы. Для двух других каналов блокировки аналогичны.

Блокировка TQS31 арматуры TQ13S08 предназначена:

- для подготовки схемы подачи РБК в первый контур при отключенном насосе TQ13D01, прохождении сигнала из схемы АСП или при снижении уровня в компенсаторе давления до 350 см – сигнал на открытие арматуры;
- исключения ошибочного закрытия TQ13S08 и прекращения подачи РБК в первый контур при работе АСП, если уровень в компенсаторе давления менее 800 см – сигнал запрета закрытия арматуры.

Блокировка TQS32 арматуры TQ13S07 предназначена:

- для защиты трубопроводов низкого давления от высокого давления после отключения насоса TQ13D01 – сигнал на закрытие арматуры;
- подачи РБК в первый контур при прохождении сигнала АСП или уровне в компенсаторе давления менее 350 см – сигнал на открытие арматуры;
- исключения ошибочного закрытия TQ13S07 и прекращения подачи РБК в первый контур при работе АСП, если уровень в компенсаторе давления менее 800 см – сигнал запрета закрытия арматуры.

Блокировка TQS33 арматуры TQ13S09 предназначена:

- для защиты трубопроводов низкого давления от высокого давления после отключения насоса TQ13D01 – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия;
- исключения «паразитного» расхода при работе АСП, снижении уровня в компенсаторе давления менее 350 см – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия;
- исключения ошибочного открытия TQ13S09 работе АСП или снижении уровня в компенсаторе давления менее 350 см – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия.

Блокировка TQS36 арматуры TQ13S26 предназначена:

- для исключения протечек воды из первого контура в бак TQ13B01 во время работы схемы планового расхолаживания первого контура – сигнал на закрытие арматуры;
- подготовки схемы подачи РБК на всас насоса TQ13D01 при работе АСП или снижении уровня в компенсаторе давления менее 350 см – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия;
- исключения ошибочного закрытия TQ13S26 при работе АСП снижении уровня в компенсаторе давления менее 350 см – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия.

Блокировка TQS37 арматуры TQ13S05,06 предназначена:

- для исключения «паразитного» расхода по линии рециркуляции TQ13D01 при работе насоса с расходом более 80 м³/ч – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия;
- исключения работы насоса TQ13D01 в безрасходном режиме через 10 с после его включения или при снижении расхода на напоре насоса менее 35,5 м³/ч – сигнал на открытие арматуры;

- подготовки схемы пуска центробежного насоса TQ13D01 на закрытую арматуру на напоре после отключения насоса – сигнал на закрытие арматуры.

Блокировки TQS38,39,40 насоса TQ13D01 предназначены:

- для защиты дизель-генератора от перегрузки пусковыми токами – сигнал отключения насоса с запретом включения при прохождении сигнала из схемы ступенчатого пуска при обесточивании секции 6 кВ;
- включения TQ13D01 с запретом отключения для ввода РБК при полном обесточивании блока и снижении давления в первом контуре;
- снятия запрета отключения TQ13D01 при наличии сигнала АСП, при увеличении температуры подшипников насоса и электродвигателя, а также температуры за гидропятой, при снижении давления на всасе насоса до $0,51 \text{ кгс/см}^2$ (для исключения кавитационных явлений), при давлении первого контура менее $15 \dots 22 \text{ кгс/см}^2$ (в зависимости от АЭС) после вступления в работу системы аварийного и планового расхолаживания (для возможности останова насоса), при закрытой арматуре TQ13S26 и снижении уровня в баке TQ13B01 менее 250 мм (для исключения срыва насоса).

7.4. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ система аварийного ввода бора может находиться в следующих состояниях:

- режим ожидания;
- работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

Режим ожидания.

Основную часть времени система аварийного ввода бора находится в режиме ожидания, т.е. в состоянии готовности к действию при возникновении аварии.

При этом:

- баки заполнены до номинального уровня 1350 мм РБК с концентрацией не менее 40 г/дм^3 ;
- насосы исправны и готовы к работе;
- арматура TQ13(23,3)S07 на напоре насосов закрыта;
- арматура TQ13(23,3)S08 на напоре насосов открыта;
- арматура TQ13(23,33)S05,06 на линии рециркуляции насосов закрыта;
- арматура на линии дренажа в систему организованных протечек TQ13(23,33)S09 открыта;
- арматура на линии всаса насосов системы из бака-приямка TQ13(23,33)S26 закрыта;
- всасывающие трубопроводы насосов подключены к соответствующим бакам – открыта арматура TQ13(23,33)S01.

Работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

Автоматический запуск насосов системы осуществляется по программе ступенчатого пуска по сигналу «Обесточивание», а также по сигналам защит САОЗ:

- давление в гермооболочке более $0,3 \text{ кг/см}^2$ (избыточное);
- разность между температурой насыщения при данном давлении первого контура и температурой любой горячей нитки ГЦК менее $10 \text{ }^\circ\text{C}$;
- разность между температурой насыщения при данном давлении первого контура и температурой насыщения при данном давлении второго контура более $75 \text{ }^\circ\text{C}$ при давлении в любом ПГ менее 50 кг/см^2 и температуре первого контура более $200 \text{ }^\circ\text{C}$.

При этом насосы аварийного ввода бора включаются с запретом дистанционного отключения на линию рециркуляции, а также открывается первая арматура TQ13(23,3)S07 на напоре насосов. Вторая напорная арматура TQ13(23,33)S08 согласно алгоритмам ТЗиБ всегда открыта. Кроме того, закрывается арматура TQ13(23,33)S09 на линии отвода организованных протечек и открывается арматура TQ13(23,33)S26 на трубопроводе всаса насоса из бака-приямка. Через 10 с после включения насосов открывается арматура на линии рециркуляции. Данная арматура управляется автоматически, обеспечивая работу насосов в рабочей части характеристики.

При снижении давления в первом контуре менее 110 кгс/см^2 открываются ОК на напоре TQ13(23,33)D01 и насосы переходят на подачу РБК в первый контур и одновременно продолжают работать на линию рециркуляции. При этом, когда расход на напоре насосов увеличивается более $35 \text{ м}^3/\text{ч}$, арматура на линии рециркуляции TQ13(23,33)S05,06 останавливается в промежуточном положении, если к этому времени она не открылась полностью. По мере снижения давления в первом контуре увеличивается подача РБК воды в первый контур и при достижении расхода на напоре насосов более $80 \text{ м}^3/\text{ч}$ арматура на линии рециркуляции автоматически закрывается с запретом открытия.

Работа насосов аварийного ввода бора осуществляется из баков аварийного запаса концентрированного раствора борной кислоты, расположенных в гермооболочке. После опорожнения этих баков открываются ОК TQ13(23,33)S20,25, насосы автоматически подключаются к баку-приямку TQ10(20,30)B01 и переходят в режим отвода остаточных тепловыделений от активной зоны реактора. В этом режиме, согласно проекту, насосы могут проработать не менее 72 часов.

Запрет дистанционного отключения насосов снимается при снижении уровня в баках TQ13(23,33)B01 до 250 мм и/или при снижении давления в первом контуре менее $15 \dots 22 \text{ кгс/см}^2$.

8. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ АКТИВНОЙ ЗОНЫ (ПАССИВНАЯ ЧАСТЬ)

8.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Пассивная система аварийного расхолаживания активной зоны (УТ) предназначена для хранения под давлением необходимого запаса водного раствора с концентрацией борной кислоты не менее 16 г/дм^3 в условиях нормальной эксплуатации, а также для подачи этого раствора в верхнюю и нижнюю части активной зоны реактора при аварии, связанной с разрывом первого контура, потерей теплоносителя и падением давления в первом контуре ниже 60 кгс/см^2 .

В некоторых документах систему УТ называют еще системой гидроаккумулирующих емкостей. Система является защитной системой безопасности класса 23 и относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими причинами. Наиболее опасными являются аварии, связанные с потерей теплоносителя первого контура (течи первого контура). Например, при МПА, т.е. при разрыве холодной петли трубопровода первого контура Ду850, утечка теплоносителя в начальный период может достигать более 400000 кг/с . Практически сразу срабатывает АЗ реактора и «разрывная» защита первого контура, по которой происходит включение механизмов СБ.

При аварии, связанной с разрывом первого контура и потерей теплоносителя давление в первом контуре снижается, срабатывает АЗ реактора и «разрывная» защита первого контура, инициирующая включение механизмов СБ. Однако механизмы СБ обладают определенной инерционностью. Запаздывание поступления воды в реактор с момента достижения давления в первом контуре $15 \dots 22 \text{ кгс/см}^2$ для насосов аварийного и планового расхолаживания составляет порядка $35 \dots 40 \text{ с}$, с момента включения насосов аварийного ввода бора – около 20 с , с момента включения насосов аварийного впрыска бора – примерно 90 с . Эти данные приведены без учета разворота дизель-генераторов, т.е. если в аварийной ситуации вместе с разгерметизацией первого контура произойдет обесточивание, то указанные времена запаздывания нужно увеличить на 15 с .

Таким образом, для режимов больших течей необходима такая система безопасности, которая была бы способна вступить в работу в первые моменты аварийного процесса, не допустив при этом оголения активной зоны, и функционировать до включения остальных систем СБ.

Одним из главных достоинств системы является независимость функционирования системы от нормальной работы других систем.

К системе ГЕ САОЗ предъявляются следующие требования:

- выполнение заданных функций при любом, требующем работы системы, исходном событии с учетом одного независимого от исходного события единичного отказа в одном из каналов;

- подача в реактор при авариях с потерей теплоносителя РБК с концентрацией 16 г/дм³ и температурой не менее 55...60 °С при давлении в первом контуре менее 5,9 МПа (60 кгс/см²);

- исключение попадания азота в реактор при срабатывании системы;

- невмешательство оператора в управление системой в течение первых 30 мин после начала аварии;

- подача РБК в напорную и сборную камеры реактора;

- независимая трассировка трубопроводов и надежное их закрепление для того, чтобы авария одного трубопровода не вызвала повреждение других;

- непревышение давления в ГЕ расчетного более, чем на 10% во всех проектных режимах.

Объем и давление азота в ГЕ, гидравлическое сопротивление трубопроводов выбраны из условия обеспечения необходимого для охлаждения активной зоны темпа залива. Концентрация бора в ГЕ выбрана из условия обеспечения подкритичности активной зоны разуплотненного реактора. Уставка срабатывания быстродействующих запорных задвижек при снижении уровня в ГЕ до 1200 мм выбрана из условия исключения попадания азота в реактор с учетом времени закрытия запорной арматуры.

Система УТ состоит из четырех независимых функциональных групп УТ11,12,13,14. Каждая группа имеет независимые технологические связи, КИП, цепи блокировок, сигнализацию и может работать самостоятельно.

Функциональные группы УТ11,13 обеспечивают подачу раствора борной кислоты в верхнюю часть активной зоны реактора (в сборную камеру), а функциональные группы УТ12,14 – подачу раствора борной кислоты в нижнюю часть активной зоны (в опускной участок).

С точки зрения повысотного расположения ГЕ УТ11,13В01, соединенные с верхней камерой реактора, расположены ниже (отметка +19,34 м), а соединенные с нижней камерой смещения УТ12,14В01 – выше (отметка + 25,7 м). Такая схема включения гидроемкостей к корпусу реактора выполнена из условия сохранения темпа залива активной зоны с учетом гидравлического сопротивления опускного участка и активной зоны реактора.

Каждая функциональная группа системы включает в себя:

- гидроемкость УТ11(12,13,14)В01;

- быстродействующие задвижки УТ11(12,13,14)S01,02;

- обратные клапаны УТ11(12,13,14)S03,04;

- вентили УТ11(12,13,14)S05,06,07,08 на байпасных линиях ОК;

- импульсные предохранительные клапаны ГЕ УТ11(12,13,14)S09,10.

Упрощенная схема системы ГЕ САОЗ представлена на рис. 8.1.

Основными компонентами системы являются гидроемкости САОЗ. Во время нормальной эксплуатации РУ каждая ГЕ отделена от реактора двумя последовательно расположенными обратными клапанами YТ11(12-14)S03,04. Когда давление в реакторе падает ниже давления в ГЕ (примерно на 0,2...0,3 кгс/см²), обратные клапаны автоматически открываются и борированная вода из гидроемкости поступает в реактор. Во время нормальной эксплуатации РУ перепад давления между реактором и ГЕ составляет 100 кгс/см². Применение двух последовательно расположенных ОК позволяет контролировать их неисправность со стороны первого контура и исключает повреждение ГЕ даже при выходе из строя ОК (при повреждении обоих ОК происходит разбавление раствора в ГЕ теплоносителем, что недопустимо, и, при дальнейшем заполнении – повышение давления до срабатывания ИПТУ).

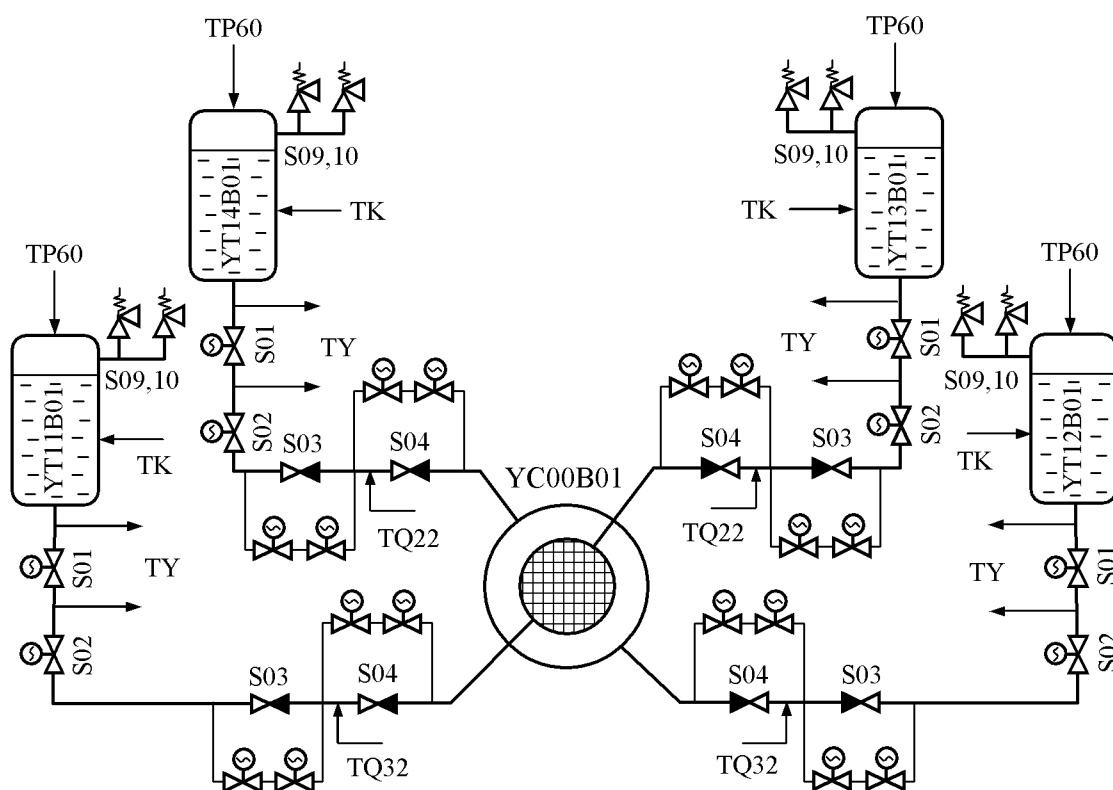


Рис. 8.1. Упрощенная схема системы YТ

Кроме обратных клапанов на каждом трубопроводе связи гидроемкости с реактором установлено по две быстродействующие запорные задвижки YТ11(12,13,14)S01,02, которые обеспечивают отсечение гидроемкости от реактора с целью исключения попадания азота в реактор при опорожнении гидроемкости. Проектное время закрытия задвижек 10 с.

На каждой гидроемкости установлено по два предохранительных клапана YТ11(12,13,14)S09,10 (рабочий и контрольный), предназначенных для защиты гидроемкостей от превышения давления.

Для прогрева трубопроводов и проверки плотности обратных клапанов параллельно ОК предусмотрены байпасные линии. На каждой байпасной линии последовательно установлено два сильфонных запорных вентиля с электроприводом УТ11(12,13,14)05,06,07,08. При нормальной эксплуатации эти вентили закрыты.

В трубопроводы связи гидроемкостей и реактора между обратными клапанами врезаны напорные трубопроводы второго и третьего канала системы аварийного и планового расхолаживания (ТQ22,32).

Между быстродействующими задвижками УТ11(12,13,14)S01,02 врезаны трубопроводы с вентилями ТУ16(17,18,19)S03,04 и дроссельными шайбами УТ16(17,18,19)Е01, предназначенные для сброса давления и дренирования РБК из трубопроводов связи гидроемкостей с реактором. Кроме того, для дренирования РБК из гидроемкостей предусмотрены трубопроводы с арматурой ТУ16(17,18,19)S01,02.

Система гидроемкостей САОЗ связана со следующими системами ЭБ:

- **реактором (УС00)** – патрубками Ду300 корпуса реактора и граничной арматурой УТ11(12,13,14)S02. Два патрубка расположены в плоскости «холодных» патрубков корпуса реактора – граница с подсистемами УТ12,14, а два других патрубка – в плоскости «горячих» патрубков корпуса реактора – граница с подсистемами УТ11,13;

- **системой аварийного и планового расхолаживания (ТQ22,32) (активная часть)** – патрубками Ду300 участка между обратными клапанами и граничной арматурой ТQ22,32S08,S09,S12,13;

- **системой подпитки-продувки первого контура (ТК)** – трубопроводом Ду50 и граничной арматурой ТК41(42,43,44)S01. Система ТК обеспечивает заполнение и дозаполнение гидроемкостей;

- **системой азота высокого давления (ТР60)** – трубопроводом Ду25 и граничной арматурой ТР61(62,62,63,64)S01. Система ТР обеспечивает подачу азота в гидроемкости давлением 1...60 кгс/см² и температурой 20...60 °С;

- **системой газовых сдувок (ТР)** – трубопроводом Ду25 и граничной арматурой ТР61(62,63,64)S02. Система газовых сдувок обеспечивает воздухоудаление при заполнении гидроемкостей, сброс газа из одной гидроемкости объемом 10 м³, расходом до 60 м³/ч и температурой 20...60 °С при давлении 60 кгс/см²;

- **системой организованных протечек и дренажей первого контура (ТУ)** – трубопроводом Ду25 и граничной арматурой ТУ16(17,18,19)S02,S04 и ТУ10S08,09. При необходимости система организованных протечек обеспечивает слив РБК из системы УТ;

- **системой отбора проб (ТВ)** – трубопроводом Ду10 и граничной арматурой ТВ10S14,19,24,29. Линии отбора проб, при необходимости, могут использоваться также для снижения уровня в ГЕ САОЗ, а также для дозаполнения ГЕ от системы UE20 (через трубопроводы продувки линий отбора проб);

- системой гидроиспытаний ГЕ CAO3 и продувки датчиков КИП (UE20) – через трубопроводы и арматуру линий заполнения ГЕ CAO3 от системы ТК, линии отбора проб и импульсные трубки КИП.

8.2. Основные компоненты системы

8.2.1. Гидроемкость CAO3

Гидроемкость CAO3 (рис. 8.3) представляет собой толстостенный цилиндрический сосуд высокого давления, установленный вертикально на цилиндрической опоре и заполненный борированной водой под давлением, создаваемым азотной подушкой.

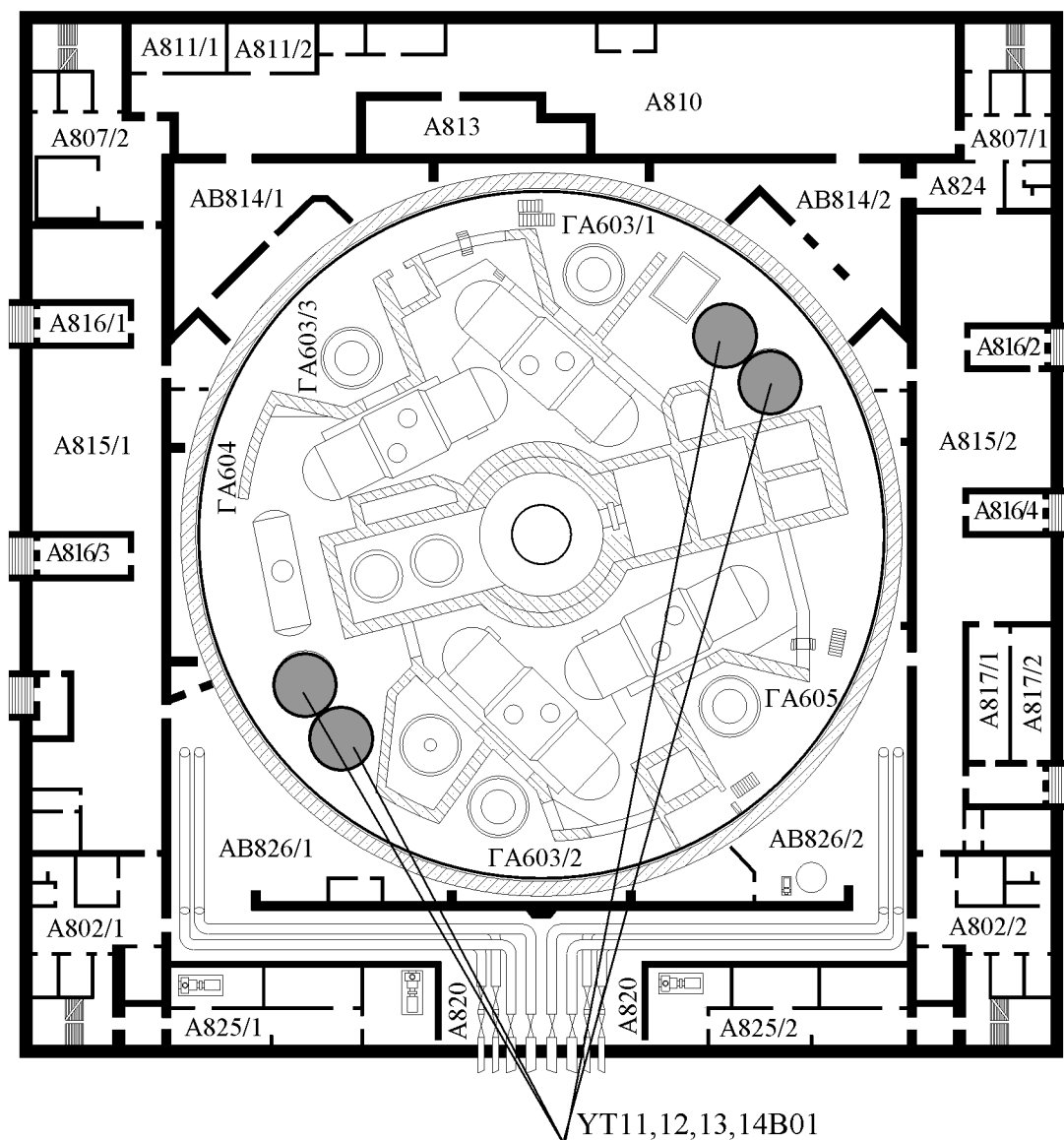


Рис. 8.2. План расположения ГЕ CAO3

Основные характеристики гидроемкости CAO3 приведены в табл. 8.1.

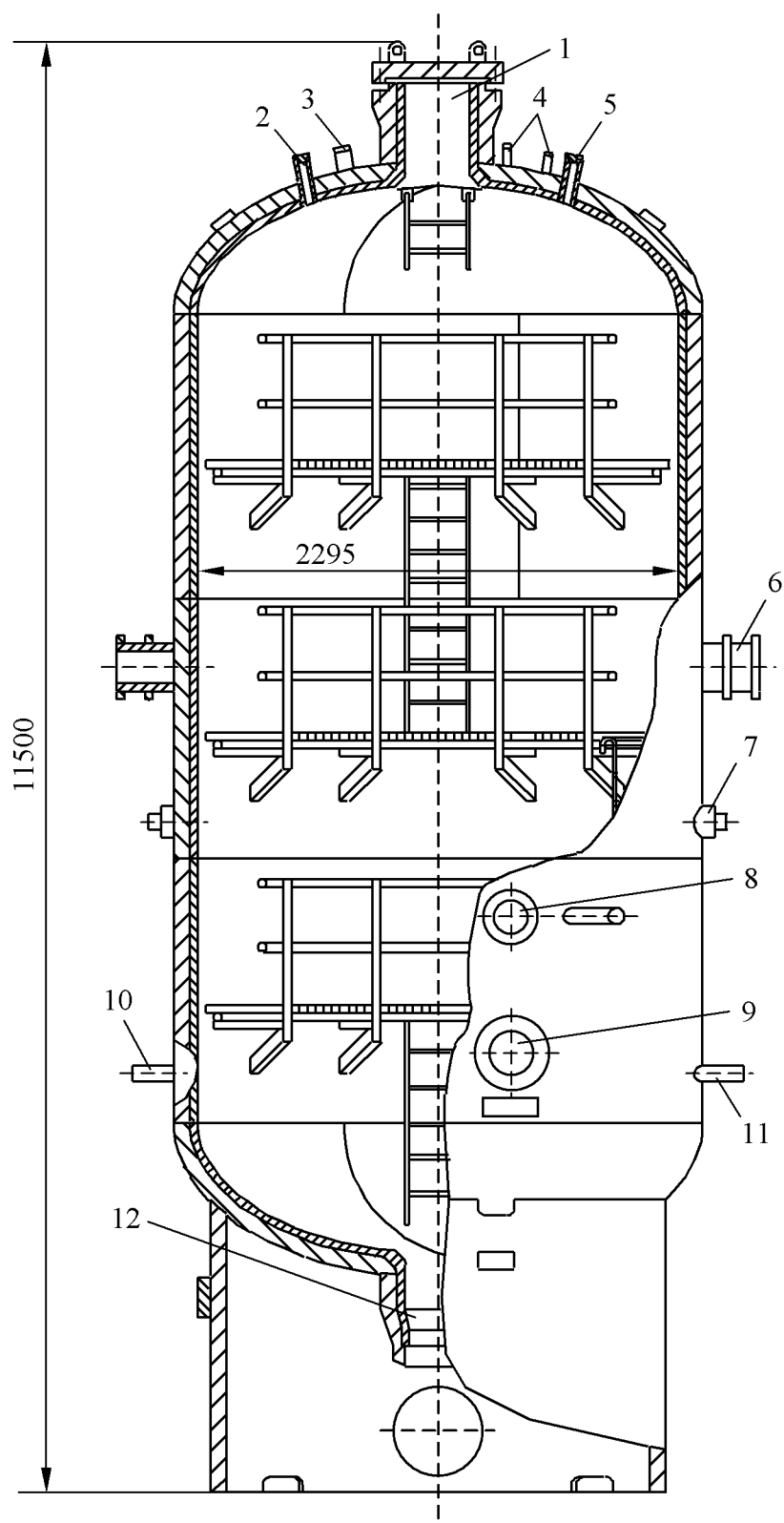


Рис. 8.3. Гидроемкость CAOЗ:

- 1 – горловина; 2 – контроль давления; 3 – к предохранительным клапанам;
 4 – контроль уровня; 5 – подача азота и сдувки; 6 – цапфа; 7 – для упорного кольца
 8 – измерение концентрации борной кислоты; 9 – ТЭН; 10 – заполнение и подпитка;
 11 – для термометров сопротивления; 12 – соединительный трубопровод Ду 300

Корпус и днище гидроемкости изготавливаются из двухслойных стальных листов с нержавеющей наплавкой. В верхней части емкости имеется люк Ду450, который уплотняется крышкой с плоской никелевой прокладкой при помощи шпилек. Для контроля плотности уплотнения крышки предусмотрен специальный штуцер. Учитывая возможные сейсмические воздействия в районе АЭС, гидроемкость дополнительно укрепляется с помощью упорного кольца.

Для уменьшения температурных напряжений в корпусе реактора при подаче РБК из ГЕ САОЗ температура среды в гидроемкостях поддерживается не менее 55...60 °С при помощи ТЭН. В ГЕ установлено по одному блоку ТЭН, каждый из которых состоит из девяти U-образных ТЭН мощностью по 10 кВт каждый. Эти девять ТЭН объединены в три группы по три ТЭН в каждой, которые можно включать по отдельности.

ГЕ САОЗ расположены в герметичной защитной оболочке здания РО в помещениях ГА502/1,2, причем ГЕ УТ11,13В01 установлены на отметке +19,34 м, а ГЕ УТ12,14 В01 установлены на отметке + 25,7 м (рис. 8.2).

Т а б л и ц а 8.1

Технические характеристики гидроемкости САОЗ

Наименование параметра	Величина	Единица измерения
Объем корпуса	60	м ³
Объем водной среды	50	м ³
Объем газовой среды	10	м ³
Давление номинальное	60	кгс/см ²
Давление рабочее расчетное	65	кгс/см ²
Давление гидроиспытаний: - на плотность - на прочность	68	кгс/см ²
	85	кгс/см ²
Номинальный уровень	6500 ± 100	мм
Концентрация борной кислоты не менее	16	г/дм ³
Расчетная температура стенки	90	°С
Масса	86615	кг

8.2.2. Быстродействующие задвижки

Арматуры УТ11(12,13,14)S01,02 представляют собой запорные, быстродействующие задвижки со встроенным электродвигателем и выполняют следующие функции:

- отключение гидроемкости при снижении в ней уровня до заданной величины (1200 мм) для исключения попадания азота в реактор;
- отключение ГЕ при плановом снижении давления в первом контуре;

- отключения ГЕ при неисправности одного или обоих ОК;
- осуществления осмотра, ревизии или ремонта гидроемкости.

Во время нормальной эксплуатации РУ эти задвижки открыты и запитаны от системы надежного электроснабжения, причем каждая из двух последовательных задвижек запитана от различных источников электроснабжения.

Основные характеристики:

- условный диаметр – 300 мм;
- время открытия/закрытия – менее 10 с.

8.2.3. Обратные клапаны

Обратные клапаны УТ11(12,13,14)S03,04 предназначены для отсечения ГЕ от реактора и их защиты от давления первого контура в процессе нормальной эксплуатации РУ. Конструктивно (рис. 8.4) – это поворотные обратные клапаны, открытие-закрытие затвора клапана осуществляется под действием перепада давления на затворе клапана и его веса (без дополнительного привода). Поэтому они относятся к типу «пассивные элементы с механическими движущимися частями». ОК имеют дистанционные указатели конечных положений запорного органа, информация которых выведена на БЦУ (панель НУ12) и РЦУ (панель НР08).

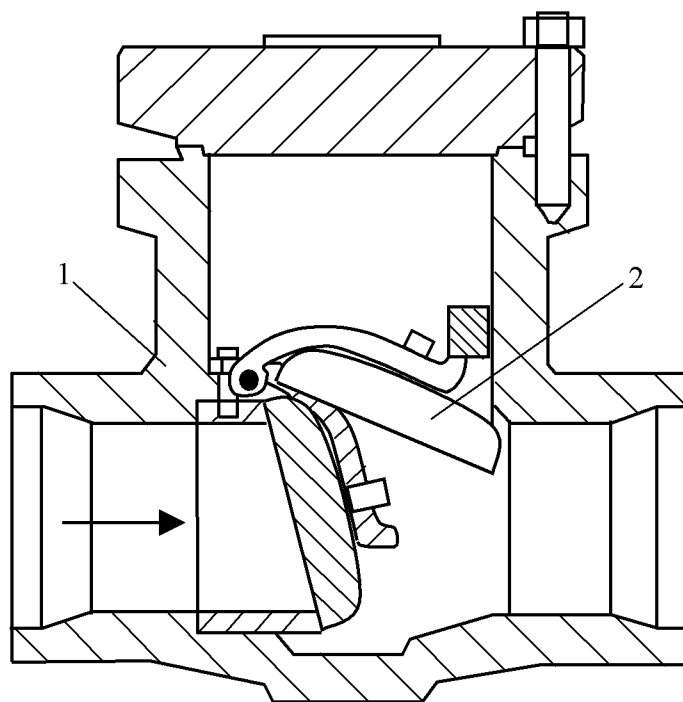


Рис. 8.4. Обратный клапан: 1 – корпус; 2 – тарелка

Условный диаметр ОК составляет 300 мм.

Представляют интерес испытания по проверке плотности ОК. Эти испытания проводятся ежегодно, за 8 - 10 суток до останова на ППР, а также

после ППР при пуске блока (если проводился ремонт ОК). Для проверки первого от ГЕ ОК УТ11(12,13,14)S03 собираются электросхемы приводов вентилей на байпасе второго от ГЕ ОК УТ11(12,13,14)S07,08, затем эти вентили открываются и контролируется уровень в ГЕ в течение:

- 72 ч – для испытаний перед остановом блока на ППР;
- 12 ч – для всех испытаний, кроме испытаний перед остановом блока на ППР.

После этого вентили байпасе ОК закрываются. Аналогично проводятся испытания по проверке плотности второго от ГЕ ОК УТ11(12,13,14)S04.

Критериями плотности ОК являются допустимые величины протечек через затворы ОК при перепаде давления на них 100 кгс/см²:

- 30 л/ч (соответствует увеличению уровня в ГЕ не более 3 см за 8 ч) – для всех испытаний, кроме испытаний перед остановом блока на ППР;
- 1,5 л/ч (соответствует увеличению уровня в ГЕ не более 1 см за 72 ч) – для испытаний перед остановом блока на ППР.

8.2.4. Байпасные вентили

Вентили УТ11(12,13,14)S05,06,07,08 Предназначены для проверки плотности обратных клапанов, прогрева трубопроводов перед гидравлическими испытаниями и гидроиспытаний участков трубопроводов до задвижек УТ11(12,13,14)S01 в составе первого контура. Представляют собой запорные вентили со встроенным электроприводом.

Основные характеристики:

- условный диаметр – 15 мм;
- расчетное давление – 180 кгс/см²;
- расчетная температура – 350 °С.

8.2.5. Предохранительные клапаны

ПК УТ11(12,13,14)S09,10 предназначены для защиты гидроемкостей САОЗ от повышения давления в них более допустимого. На каждой ГЕ установлено по два предохранительных клапана: один рабочий – S09, второй контрольный – S10.

В качестве предохранительных устройств может использоваться клапан типа SIH 315-H (рис. 8.5).

Предохранительный клапан состоит из следующих основных частей:

- корпуса, через который при открытии затвора проходит рабочая среда;
- затвора, состоящего из седла корпуса, золотника и колокола;
- основной пружины, обеспечивающей необходимое усилие для герметичности затвора;
- вспомогательной пружины для дополнительной нагрузки;

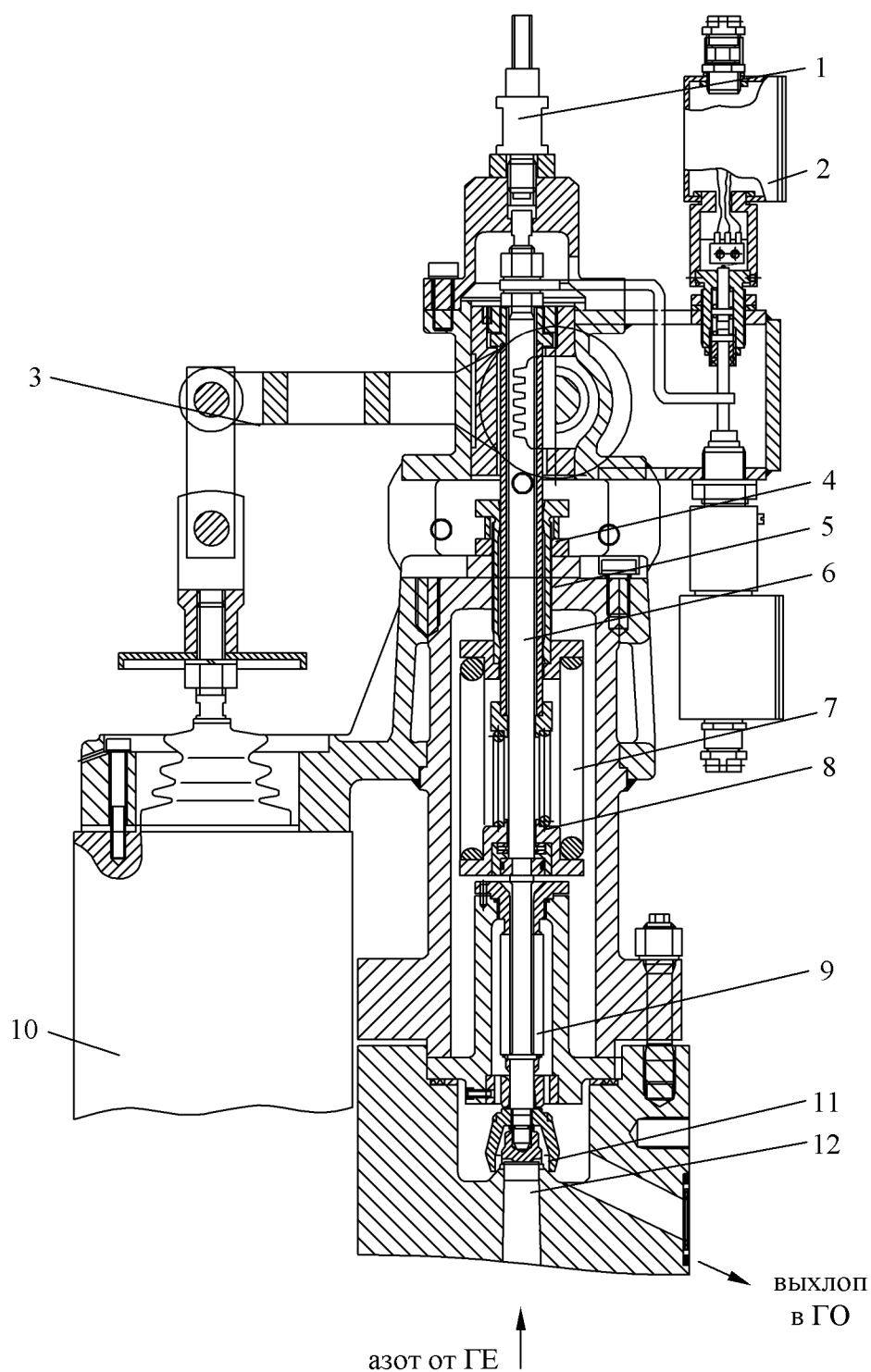


Рис. 8.5. Предохранительный клапана ГЕ CAO3:

- 1 – блокировочный болт; 2 – указатель положения; 3 – рычажная система;
- 4 – нажимной болт основной пружины; 5 – контргайка нажимного болта;
- 6 – шток; 7 – основная пружина; 8 – вспомогательная пружина;
- 9 – металлический сифон; 10 – двойной электромагнит; 11 – колокол;
- 12 – золотник с наплавкой

- электромагнита с двумя катушками (закрытия и открытия) и механизмом передачи от электромагнита к штоку;

- указателя положения предохранительного клапана.

Основная пружина настраивается на давление срабатывания с помощью регулировочного болта. Когда катушка закрытия электромагнита находится под напряжением, через систему тяг, рычагов и зубчатой передачи сжимается дополнительная пружина, которая вместе с основной пружиной обеспечивает закрытие клапана. При снятии напряжения с электромагнита усилие сжатия дополнительной пружины снимается, и клапан работает как обычный пружинный клапан прямого действия. При подаче напряжения на катушку открытия усилие электромагнита передается на шток клапана и совместно с силой, постоянно действующей на открытие клапана при наличии перепада давления на золотнике клапана (наличии избыточного давления в ГЕ), преодолевают усилие основной пружины и обеспечивают открытие клапана.

Также возможно применение импульсных предохранительных устройств, состоящих из главного клапана, импульсного клапана, клапана настройки и соединительного трубопровода. Импульсные клапаны снабжены указателем положения, информация о положении клапанов выведена на панель НУ12 БЦУ и фрагменты РМОТ. Конструкция импульсного клапана обеспечивает возможность ручного подрыва и блокирования клапана в закрытом положении с помощью блокировочного винта.

Т а б л и ц а 7.2

Технические характеристики ИПУ ГЕ САОЗ

Наименование параметра	Величина	Единица измерения
Диаметр условный	25	мм
Давление срабатывания:		
- контрольного клапана	66,2	кгс/см ²
- рабочего клапана	68,0	кгс/см ²
Давление обратной посадки	58,6	кгс/см ²
Расход по азоту	6,0	м ³ /ч
Расход по теплоносителю	30,0	м ³ /ч

Т а б л и ц а 7.3

Технические характеристики ПК ГЕ САОЗ

Наименование параметра	Величина	Единица измерения
1	2	3
Диаметр условный	25	мм
Давление срабатывания от электромагнита:		
- контрольного клапана	более 67	кгс/см ²

1	2	3
- рабочего клапана	более 68,4	кгс/см ²
Давление обратной посадки	62	кгс/см ²
Давление срабатывания от пружины:		
- контрольного клапана	67 ± 1	кгс/см ²
- рабочего клапана	68 ± 1	кгс/см ²
Давление обратной посадки	не менее 58,6	кгс/см ²
Расход по азоту	6	м ³ /ч
Расход по теплоносителю	30	м ³ /ч

8.3. Управление системой

Управление системой ГЕ CAO3 производится при помощи ключей управления арматурой системы.

Дистанционное управление электроприводной арматурой системы осуществляется:

- ключами управления, которые расположены в нижней части панели БЩУ НУ12. Ключи управления группами ТЭН УТ11(12,13,14)W01,02,03 расположены на неоперативной панели БЩУ НУ01 или НУ03. Имеется возможность управления быстродействующими задвижками УТ11(12,13,14)S01,02 с панели НР08 РЩУ;

- с блоков управления задвижкой (БУЗ) в шкафах УКТС или сборок РТЗО.

Система не содержит автоматических и ручных регуляторов.

8.3.1. Основные блокировки системы

Блокировка УТС01 арматуры УТ11(12,13,14)S01,02 предназначена для:

- исключения попадания азота в реактор при опорожнении ГЕ (снижении уровня менее 1200 мм/1350 мм ЭБ № 5,6 ЗАЭС) с учетом времени закрытия задвижек – сигнал на закрытие арматуры с запретом от-крытия;

- автоматического отключения ГЕ (исключения их срабатывания) при плановом расхолаживании первого контура, если задвижки не были закры-ты от КУ оператором – сигнал на закрытие арматуры при давлении в пер-вом контуре менее 70 кгс/см².

Блокировка УТС02 арматуры УТ11(12,13,14)S01,02 предназначена для:

- обеспечения подачи РБК в реактор при возникновении сигнала раз-рыва первого контура, если по каким-либо причинам задвижки были за-крыты – сигнал на открытие арматуры;

- автоматическое подключение работоспособных ГЕ CAO3 в режим дежурства при повышении параметров первого контура (температура бо-

лее 100 °С, давление более 70 кгс/см²), если задвижки не были открыты от КУ оператором – сигнал на открытие арматуры.

Блокировки ТЭН предназначены для обеспечения поддержания требуемой температуры РБК при достаточном уровне в ГЕ:

- электронагреватели YТ11(12,13,14)W03 включаются при снижении температуры металла ГЕ ниже 55 °С и уровне в ГЕ более 6380 мм и отключаются при повышении температуры РБК более 90°С или при повышении температуры металла ГЕ более 60°С или при снижении уровня ниже 6200 мм – блокировки YTS05(08,11,14);

- электронагреватели YТ11(12,13,14)W02 включаются при снижении температуры металла ГЕ ниже 60 °С и уровне в ГЕ более 6380 мм и отключаются при повышении температуры РБК более 90 °С или при повышении температуры металла ГЕ более 65 °С или при снижении уровня ниже 6200 мм – блокировки YTS06(09,12,15);

- электронагреватели YТ11(12,13,14)W01 включаются при снижении температуры металла ГЕ ниже 65 °С и уровне в ГЕ более 6380 мм и отключаются при повышении температуры РБК более 90 °С или при повышении температуры металла ГЕ более 68 °С или при снижении уровня ниже 6200 мм – блокировки YTS07(10,13,16).

Блокировка YTF03 ПК ГЕ YТ11(12,13,14)S09,10 предназначена для:

- защиты ГЕ САОЗ от недопустимого повышения давления – сигнал на открытие контрольного/рабочего ПК при повышении давления в ГЕ более 68 / 70 кгс/см²;

- повышения надежности работы ПК ГЕ САОЗ путем разделения ПК на контрольные и рабочие;

- автоматического закрытия ПК после уменьшения давления в ГЕ до рабочего значения – сигнал на закрытие ПК при снижении давления в ГЕ менее 60...62 кгс/см².

Блокировка TYF46 арматуры TY11(12,13,14)S03,04 предназначена для исключения слива РБК из ГЕ в систему организованных протечек – сигнал на закрытие арматуры TY11(12,13,14)S03,04 при открытых YТ11(12,13,14)S01,02;

Блокировка TKF08 арматуры ТК41(42,43,44)S01 предназначена для предотвращения недопустимого повышения давления в ГЕ – сигнал на закрытие арматуры при повышении давления в первом контуре более 60 кгс/см² с запретом открытия.

8.4. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ система ГЕ САОЗ может находиться в следующих состояниях:

- режим ожидания;

- режим аварийного охлаждения активной зоны.

Режим ожидания.

Основным состоянием системы ГЕ САОЗ при работе ЭБ является режим ожидания, т.е. состояние готовности к действию на случай возникновения аварии.

При этом:

- ГЕ заполнены до номинального уровня 6500 мм РБК с концентрацией не менее 16 г/дм^3 ;
- быстродействующие запорные задвижки УТ11(12,13,14)S01,02 открыты;
- обратные клапаны УТ11(12,13,14)S03,04 закрыты;
- арматура на байпасе обратных клапанов УТ11(12,13,14)05,06,07,08 закрыта;
- дренажи трубопроводов связи ГЕ САОЗ с реактором ТУ(16,17,18,19)S03, 04 и дренажи гидроемкостей ТР16(17,18,19)S01,02 закрыты;
- арматура на линии подачи азота высокого давления в ГЕ ТР61(62,63,64)S01 и арматура на линии сдувки азота из ГЕ в систему газовых сдувок ТР61(62,63,64)S02 закрыта;
- арматура на линии подачи РБК от системы подпитки-продувки первого контура ТК41(42,43,44)S01) закрыта,
- арматура на линиях отбора проб из ГЕ (TV) открыта;
- работоспособны ПК УТ11(12,13,14)S09,10.

Гидроемкости САОЗ подключаются к реактору в режиме разогрева и подъема давления в первом контуре путем открытия задвижек УТ11(12,13,14)S01,02 при повышении давления в первом контуре более 65 кгс/см^2 . Кроме того, указанная операция производится автоматически при совпадении следующих условий: давление в первом контуре более 70 кгс/см^2 , давление в ГЕ более 55 кгс/см^2 и отсутствует запрет открытия этой арматуры из-за понижения уровня в ГЕ САОЗ менее 120 см.

Для исключения срабатывания системы на первый контур в результате понижения давления в режиме планового расхолаживания, задвижки УТ11(12,13,14)S01,02 закрываются дистанционно с БЩУ при снижении давления в первом контуре до $85 \dots 90 \text{ кгс/см}^2$. Кроме того, указанная операция производится автоматически после снижения давления в первом контуре до 70 кгс/см^2 .

Следует отметить, что после завершения расхолаживания РУ (при нахождении ЭБ в состоянии «Холодный останов») в режиме ожидания, как правило, находятся две ГЕ с давлением не более 35 кгс/см^2 . При разуплотнении первого контура и перегрузке топлива давление в ГЕ снижается до величины не более 10 кгс/см^2 .

Режим аварийного охлаждения активной зоны.

При аварии, связанной с разгерметизацией первого контура, когда давление в реакторе становится ниже давления в ГЕ САОЗ на

0,2...0,3 кгс/см², открываются обратные клапана УТ11(12,13,14)S03,04 и РБК подается из двух ГЕ УТ11,13В01 в верхнюю камеру смешения на активную зону реактора, а из двух других ГЕ УТ12,14В01 – в нижнюю камеру смешения под активную зону реактора.

При снижении уровня в ГЕ до 1200 мм автоматически закрываются быстродействующие задвижки УТ11(12,13, 14)S01,02. При незакрытии данной арматуры оператор обязан закрыть задвижки дистанционно с БЩУ (РЩУ). После закрытия быстродействующей арматуры УТ11(12,13,14)S01,02 открываются дренажи трубопроводов связи ГЕ САОЗ с реактором ТУ11(12,13,14)S03,04.

Таким образом, система ГЕ САОЗ обеспечивает надежную подкритичность реакторной установки путем подачи концентрированного раствора борной кислоты непосредственно в активную зону. Это позволяет расхолаживать активную зону до вступления в работу системы аварийного и планового расхолаживания.

9. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО И ПЛАНОВОГО РАСХОЛАЖИВАНИЯ

9.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система аварийного и планового расхолаживания (ТQ12,22,32) предназначена для:

- аварийного расхолаживания активной зоны реактора и последующего длительного отвода остаточных тепловыделений от активной зоны при авариях, связанных с разуплотнением первого контура;
- планового расхолаживания первого контура с заданной скоростью во время останова РУ и отвода остаточных тепловыделений активной зоны при проведении ремонтов и перегрузки активной зоны;
- отвода остаточных тепловыделений активной зоны при проведении ремонтных работ на оборудовании РУ со снижением уровня теплоносителя в реакторе до оси «холодных» патрубков без выгрузки активной зоны.

Система совмещает функции системы нормальной эксплуатации (отвод тепла от активной зоны в режиме планового расхолаживания и при ремонтах) и защитной системы безопасности (отвод тепла от активной зоны при разгерметизации первого контура) – класс 2НЗ. Система относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими факторами:

- в реакторах типа ВВЭР через 60 с после срабатывания аварийной защиты остаточное тепловыделение составляет около 5...7 % от номинальной мощности, через 15 мин оно снижается до 3,2 %, а через сутки –

до 0,9 %. Однако даже после достаточно длительной выдержки ядерное топливо продолжает выделять остаточное тепло;

- кроме того, при плановом останове ЭБ для проведения ремонтных работ также необходим долговременный отвод остаточных тепловыделений от активной зоны при низком давлении в первом контуре.

Таким образом, необходима система безопасности, способная вступить в действие при нарушении теплоотвода от активной зоны реактора при низких параметрах первого контура (температура, давление), обеспечив при этом гарантированный длительный отвод тепла от активной зоны.

К системе аварийного охлаждения активной зоны предъявляются следующие требования со стороны реакторной установки:

- обеспечение во всех ситуациях подачи в первый контур РБК с расходом 250...300 м³/час при давлении в первом контуре 21 кгс/см² и 700...750 м³/час при давлении в первом контуре 1 кгс/см², а также поддержание температуры РБК не ниже 20 °С;

- обеспечение подачи в контур раствора с концентрацией борной кислоты не менее 16 г/дм³;

- возможность опробования (поканально) при работе блока на мощности с сохранением при этом своих функциональных свойств;

- работа как во время аварийных ситуаций, так и в послеаварийный период (в течение всего периода нахождения топлива в активной зоне);

- возможность кратковременного вывода в ремонт элементов системы в составе одного канала при работе реактора на мощности;

- трехканальная структура системы.

В состав каждого канала системы входят следующие элементы:

- насос аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32)D01;

- бак аварийного запаса бора (бак-прямок) TQ10(20,30)B01;

- теплообменник аварийного и планового расхолаживания (ТОАР) TQ10(20,30)W01;

- трубопроводы, арматура, дроссельные шайбы и КИП.

Упрощенная схема канала системы TQ12 показана на рис. 9.1.

По всасывающим трубопроводам насосы связаны с баком-прямоком через арматуру TQ10(20,30)S01,02, а также с «холодной» и «горячей» нитками четвертой петли ГЦК через арматуру TQ40S01...05. Эта арматура обеспечивает отсечение высокого давления от низкого на всасывающих трубопроводах системы при давлении в первом контуре более 15 кгс/см². ОК TQ10(20,30)S02 предназначены для исключения дренирования первого контура в бак-прямок при открытой запорной арматуре на всасе насосов. Имеется также линия дренажа всасывающих трубопроводов в систему оргпротечек с арматурой TQ40S06 и дроссельной шайбой TQ40E01.

Бак-прямок является общим для всех трех каналов системы. Кроме того, в системе имеется еще один элемент, общий для всех ее каналов.

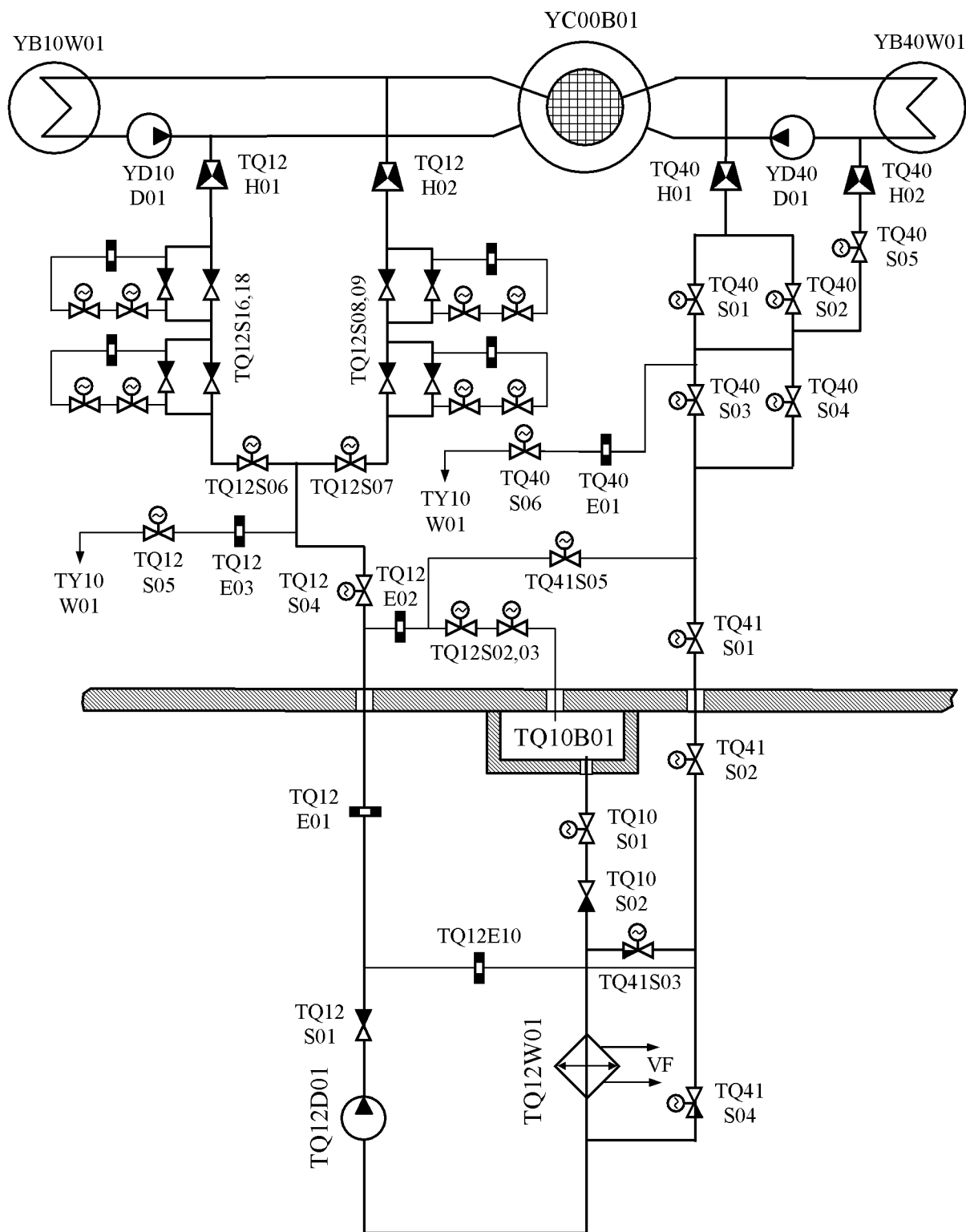


Рис. 9.1. Упрощенная схема канала TQ12

Это коллектор планового расхолаживания TQ40, на котором установлены предохранительные клапаны TQ40S07,08(S08,S09), предназначенные для защиты коллектора от превышения давления. Давление срабатывания

этих ПК 20 кгс/см². Коллектор планового расхолаживания разветвляется на всасывающие линии к насосам TQ12(22,32)D01 через арматуру TQ41(42,43)S01,02. Отвод тепла от первого контура осуществляется с помощью теплообменника аварийного и планового расхолаживания TQ10(20,30)W01, в котором тепло от воды первого контура передается технической воде ответственных потребителей. Охлаждающая вода к ТОАР подается непрерывно с постоянным расходом. Для обеспечения заданной скорости расхолаживания первого контура на трубопроводе перед ТОАР и на его байпасе установлены регулирующие клапаны TQ41(42,43)S03,04.

Следует отметить, что при конструировании системы не были предусмотрены некоторые особенности ее системы в условиях МПА, выявленные позднее при проведении испытаний системы САОЗ, а именно, засорение всасывающего тракта разрушенной при МПА теплоизоляцией. После проведения этих испытаний в 1990 году было принято решение о проведении на всех АЭС с ВВЭР-1000 (В-320) модернизации системы аварийного охлаждения РУ. Модернизация предусматривала реализацию временных перемычек между системами аварийного охлаждения активной зоны и охлаждения воды бассейна выдержки. Такая схема будет действовать до замены теплоизоляции в гермооболочке на унифицированную, не подверженную разрушению даже в условиях МПА. Модернизации подверглись также горловины бака-приямка.

Насос TQ12(22,32)D01 имеет две линии рециркуляции:

- линию «большой» рециркуляции Ду150 с дроссельной шайбой TQ12(22,32)E02 и арматурой TQ12(22,32)S02,03, которая обеспечивает опробование насоса на бак-приямок с расходом до 250 м³/ч и дополнительно служит для перемешивания РБК в баке-приямке, не допуская разделения раствора на борную кислоту и дистиллят;

- линию «малой» рециркуляции Ду50 с дроссельной шайбой TQ12(22,32)E10 без арматуры, которая обеспечивает кратковременное опробование насоса. Следует отметить, что длительная работа насоса по этой линии нежелательна, т.к. она рассчитана на расход до 20 м³/ч. При таком расходе насосы работают вне зоны рабочей характеристики с повышенной вибрацией. Вследствие этого допускается работа насосов с минимальной подачей только в течение 10 % времени от общей наработки до капитального ремонта. Однако этот режим работы насоса необходим при разогреве внутреннего контура системы перед подключением к первому контуру для расхолаживания.

Кроме того, к линии «большой» рециркуляции присоединен трубопровод Ду125 с арматурой TQ41(42,43)S05. Эта линия используется для прогрева трубопроводов от коллектора планового расхолаживания до арматуры TQ12(22,32)S04.

На напоре насоса аварийного и планового расхолаживания установлена дроссельная шайба TQ12(22,32)E01, обеспечивающая устойчивую работу насоса при полностью разуплотненном первом контуре. На некоторых ЭБ произведена реконструкция напорной части насоса аварийного и планового расхолаживания с установкой байпаса шайбы TQ12(22,32)E01 с дроссельной шайбой и нормально открытой арматурой. Эта арматура закрывается оператором при работе насоса через теплообменники бассейна выдержки и перегрузки топлива.

На напорной линии насоса аварийного и планового расхолаживания устанавливается арматура, которая обеспечивают отсечение высокого давления от низкого, а также необходимое направление движения теплоносителя в режимах аварийного и планового расхолаживания:

- установленные последовательно системы из двух обратных клапанов и их байпасов с двумя электроприводными вентилями и дроссельной шайбой;
- нормально закрытая арматура TQ12(22,32)S04;
- арматура TQ12(22,32)S05 на линии дренажа в систему организованных протечек.

Напорные трубопроводы насосов системы подключены к первому контуру следующим образом:

- от TQ12D01 – к «холодной» и «горячей» нитке петли №1;
- от TQ22D01 – к трубопроводам связи ГЕ YT13,14B01 и реактора между ОК;
- от TQ32D01 – к трубопроводам связи ГЕ YT11,12B01 и реактора между ОК.

Врезка трубопроводов системы в ГЦК выполнена с установкой сужающих устройств TQ12,40H01,02, ограничивающих течь из первого контура в случае разрыва напорных трубопроводов.

Система аварийного и планового расхолаживания взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой первого контура (YA)** – при плановом и аварийном расхолаживания вода первого контура из ГЦК охлаждается в ТОАР и насосами TQ12(22,32)D01 возвращается в первый контур; в аварийных ситуациях РБК из бака-приямка через ТОАР насосами TQ12(22,32)D01 подается в первый контур;

- **системой аварийного ввода бора (TQ13)** – в аварийной ситуации после опорожнения баков TQ13(23,33)B01 РБК подается на всас насосов TQ13(23,33)D01 из бака-приямка TQ10B01; перелив баков TQ13(23,33)B01 заведен в бак TQ10B01;

- **спринклерной системой (TQ11)** – проектом предусмотрена совместная работа насосов аварийного и планового расхолаживания и спринклерных насосов, имеющих общие теплообменники TQ10(20,30)W01, бак аварийного запаса бора TQ10B01 и всасывающие трубопроводы;

- **системой аварийного расхолаживания активной зоны (пассивной частью) (YT)** – второй и третий каналы системы TQ22,32 и пассивная часть САОЗ имеют общие трубопроводы подачи РБК в реактор;

- **системой технической воды ответственных потребителей (VF)** – вода системы VF подается в трубную часть ТОАР для охлаждения воды первого контура. Кроме того, система обеспечивает работу насосов TQ12(22,32)D01 (вода системы VF подается на охлаждение подшипников электродвигателя насосов, в воздушный холодильник электродвигателя, в холодильник циркуляционной системы торцевого уплотнения и на охлаждение подшипников насосов);

- **системой отбора проб (TV)** – с помощью системы TV осуществляется отбор проб из бака-приямка для анализа содержащегося в нем раствора;

- **системой чистого дистиллята (TN)** – чистый дистиллят подается на смыв кристаллов борной кислоты с торцевых уплотнений насосов TQ12;

- **системой организованных протечек (TY)** – для защиты трубопроводов системы от переопрессовки высоким давлением при неплотностях ОК или арматуры TQ40S01,02,05 протечки воды первого контура отводятся в систему организованных протечек; кроме того, при прогреве трубопроводов системы вода первого контура, с помощью которой осуществляется прогрев, также сливается в систему организованных протечек;

- **системой спецканализации (TZ)** – в систему спецканализации производится воздухоудаление и дренирование остаточных вод при вводе в работу и выводе в ремонт насосов системы, а также при подключении коллектора планового расхолаживания;

- **системой боросодержащей воды (TB30)** – дренирование бака TQ10B01, насосов TQ12(22,32)D01, теплообменников TQ10(20,30)W01 производится в баки боросодержащей воды TB30B01,02; заполнение системы аварийного и планового расхолаживания также производится из системы TB30;

- **системой сжатого воздуха на технологические нужды (TP00)** – дренирование оборудования системы TQ12 в баки боросодержащей воды производится с помощью сжатого воздуха;

- **системой приготовления и подачи химреагентов (0ТВ, 0ТМ)** – с помощью системы химреагентов РБК подается из спецкорпуса на заполнение бака-приямка TQ10B01.

9.2. Основные компоненты системы

9.2.1. Насос аварийного и планового расхолаживания

Насос аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32)D01 ЦНР 800-230 (рис. 8.2) предназначен для расхолаживания активной зоны

реактора в аварийных режимах, а также в режимах планового или ремонтного расхолаживания.

Условное обозначение насоса означает:

- ЦНР – центробежный насос расхолаживания;
- 800 – подача, м³/ч;
- 230 – напор, м в. ст.

Насос – центробежный, горизонтальный, одноступенчатый с рабочим колесом двухстороннего входа. Принцип работы насоса заключается в преобразовании механической энергии приводного электродвигателя в гидравлическую энергию перемещаемой насосом жидкости. Преобразование механической энергии в гидравлическую производится вращающимся колесом, снабженным лопастями. Насос состоит из корпуса, ротора, торцевых уплотнений, встроенных и выносных теплообменников, подшипников, вспомогательных трубопроводов и опорной плиты.

Ротор насоса состоит из вала, рабочего колеса подшипников, втулок, колец маслоотбойных, деталей крепления и представляет собой самостоятельную сборку. Опорами ротора служат подшипники скольжения с кольцевой масляной смазкой и водяным охлаждением. В качестве смазки применяется масло турбинное Т-22 или Тп-22, а для смазки зубчатой муфты – консистентная смазка.

На указателе уровня масла каждого подшипника насоса обычно нанесены три риски:

- «минимальный уровень» – уровень, ниже которого эксплуатация насоса недопустима, так как приводит к расплавлению вкладышей подшипников скольжения и выходу из строя насоса (уровень, при котором разрешается эксплуатация насоса при работе только на аварийное расхолаживание или по причинам, когда доливка масла невозможна);
- «нижний рабочий уровень» – уровень, ниже которого эксплуатация насоса недопустима при работе на плановое расхолаживание (нижний уровень, при котором разрешается эксплуатация насоса при работе в любом проектом режиме – на 17 мм выше риски «минимальный уровень»);
- «максимальный уровень» – уровень, выше которого эксплуатация насоса недопустима, так как это приведет к перегреву, последующему расплавлению вкладышей подшипников скольжения и выходу из строя насоса (верхний уровень, при котором разрешается эксплуатация насоса при работе в любом проектом режиме – на 50 мм выше риски «минимальный уровень»).

При нормальной эксплуатации уровень масла в картере подшипника должен быть между рисками «нижний рабочий уровень» и «максимальный уровень». В аварийных ситуациях допускается работа насоса при уровне масла между рисками «минимальный уровень» и «максимальный уровень».

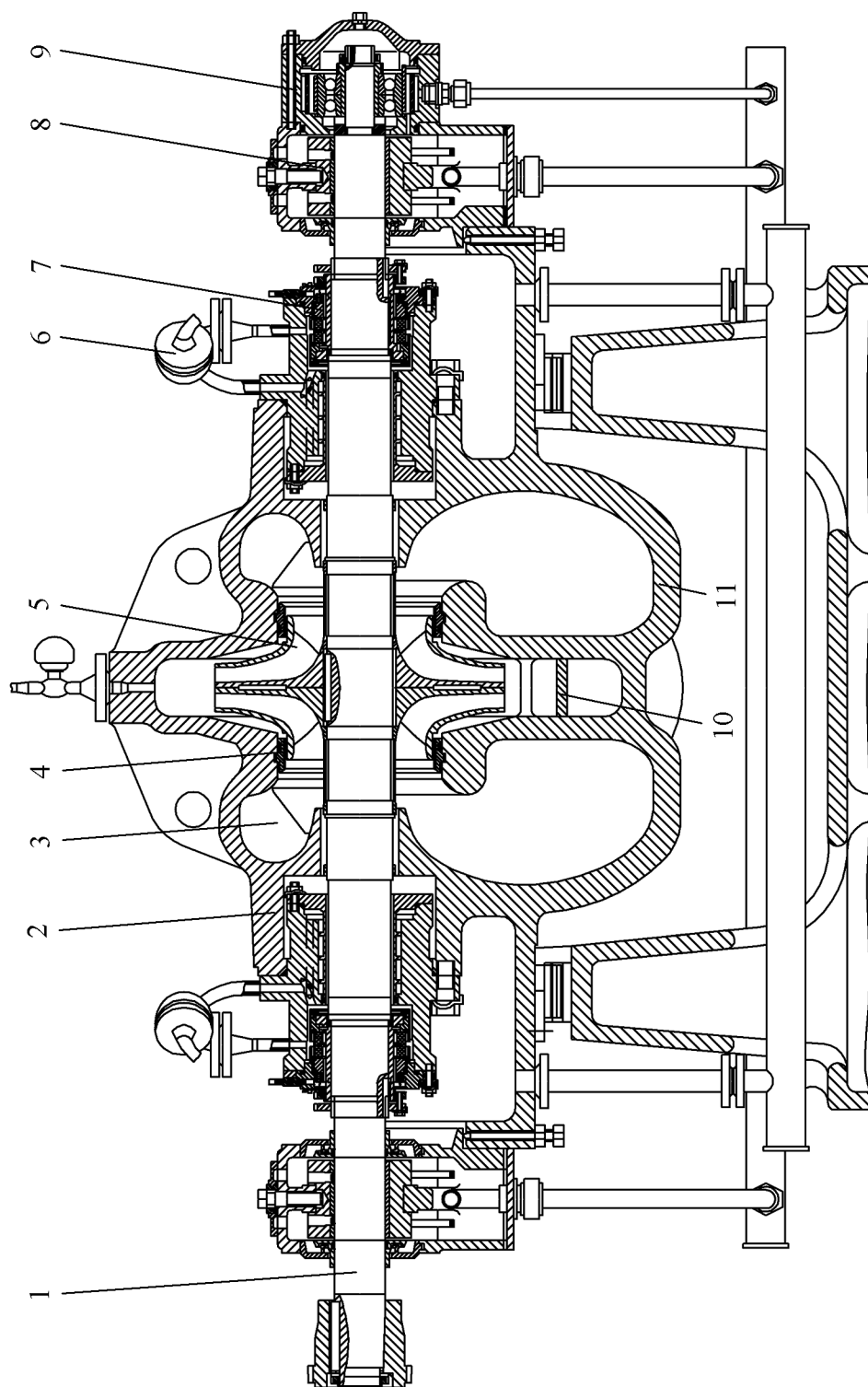


Рис. 8.2. Насос аварийного и планового расхолаживания:

- 1 – вал; 2 – крышка корпуса; 3 – полуспиральный подвод; 4 – внутреннее щелевое уплотнение; 5 – рабочее колесо; 6 – выносные теплообменники; 7 – торцевое уплотнение; 8 – гидродинамический подшипник; 9 – упорный шарикоподшипник; 10 – спиральный двухзавитковый отвод; 11 – корпус

Применение рабочих колес двухстороннего входа разгружает осевое усилие ротора. Остаточное осевое усилие ротора воспринимается сдвоенным радиально-упорным подшипником, смонтированным в опорно-упорном подшипнике. Для охлаждения подшипников, встроенных в насос теплообменников и выносных теплообменников, используется техническая

вода ответственных потребителей (группы «А») с расходом 8...9 м³/ч. Слив конденсата производится в сливной коллектор протечек насоса.

Используются концевые уплотнения вала торцевого типа. Система концевой уплотнения состоит из следующих элементов:

- торцевого уплотнения для ограничения утечек из насоса;
- встроенного теплообменника, предназначенного для снижения температуры в торцевом уплотнении до температуры менее 60 °С;
- внешнего теплообменника, который совместно с винтовым насосом, расположенным в узле торцевого уплотнения и трубопроводами, образует индивидуальный контур охлаждения камеры торцевого уплотнения.

Для смыва кристаллов бора в камеру торцевого уплотнения подается дистиллят с расходом 0,02 м³/ч. Следует помнить, что больший расход отмывочной воды может привести к попаданию воды в масло картера подшипников насоса.

Вспомогательные трубопроводы предназначены для подвода и отвода охлаждающей воды к подшипникам, к встроенным холодильникам, для слива утечек из концевых уплотнений, а также для циркуляции перекачиваемой среды по замкнутому контуру: торцевое уплотнение – внешний теплообменник.

Насос приводится в движение электродвигателем типа 2АЗМ-1-800/6000-УХЛ4 мощностью 800 кВт, асинхронным, с замкнутой системой вентиляции через охладитель, охлаждаемый технической водой группы «А». Насос соединяется с электродвигателем с помощью зубчатой муфты. Направление вращения насоса – по часовой стрелке, если смотреть со стороны двигателя.

Т а б л и ц а 9.1

Технические характеристики насосного агрегата ЦНР 800-230

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	800	м ³ /ч
Напор	230	м в.ст.
Допускаемое давление на всасе не менее	22,5	кгс/см ²
Температура перекачиваемой среды	10...150	°С
Тип уплотнения	торцевое	
Протечки через уплотнения	0,01	мл/ч
Допускаемый кавитационный запас	11	м
Допустимая температура подшипников насоса	≤ 85	°С
Тип электродвигателя	2АЗМ-1-800/6000-УХЛ4	
Мощность электродвигателя	800	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	2970	об/мин
Тип смазки	Т-22, Тп-22	

Насосы аварийного и планового расхолаживания TQ12,22,32D01 расположены в помещениях A036/1,2,3 отметки – 4,2 м соответственно (рис. 9.3).

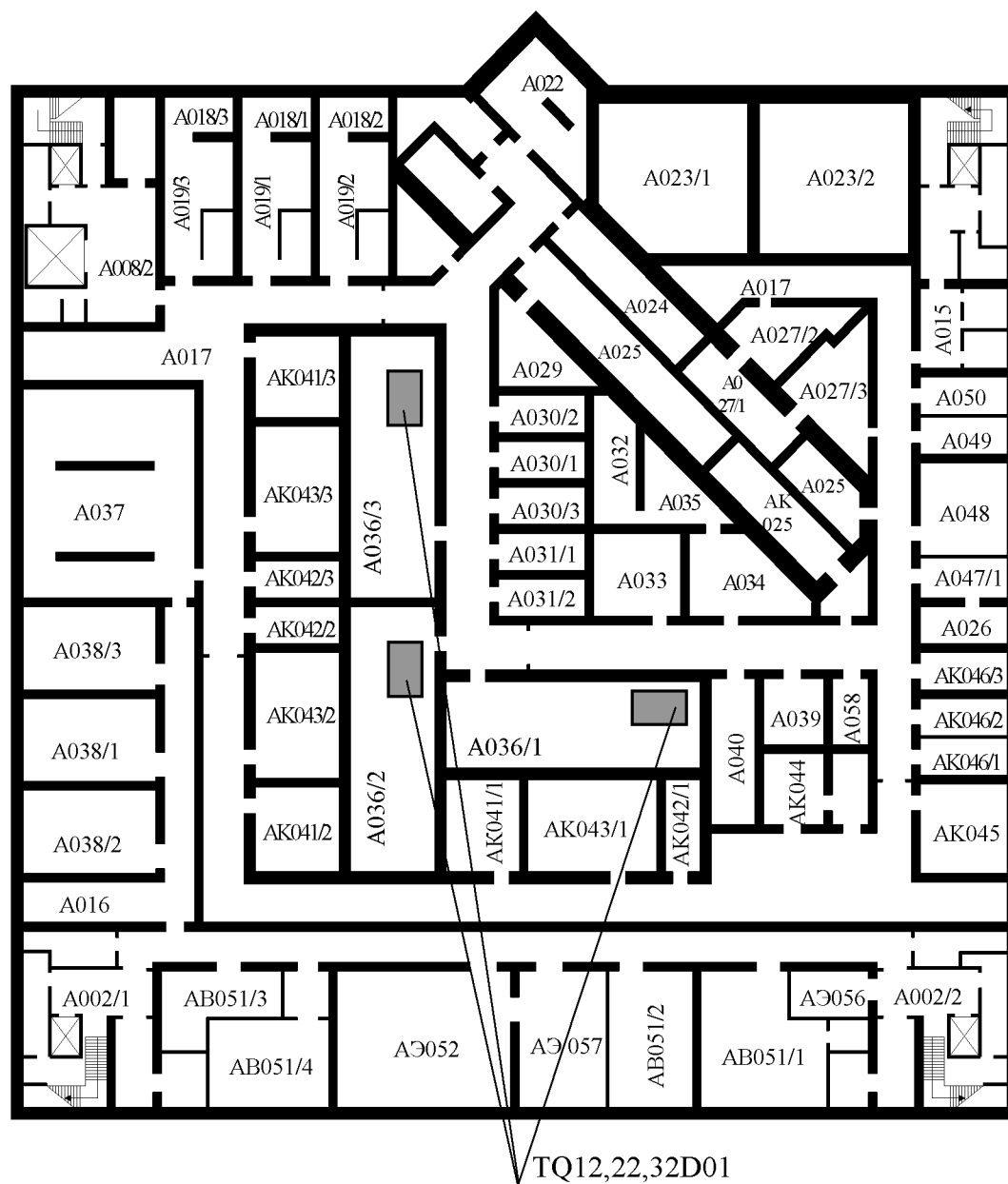


Рис. 9.3. План расположения насосов TQ12,22,32D01 на отметке – 4,2 м

9.2.2. Бак аварийного запаса борной кислоты

Бак аварийного запаса борной кислоты TQ10(20,30)B01 (рис. 9.4) предназначен для хранения запаса РБК с концентрацией не менее 16 г/дм³. Кроме того, бак-приямок служит для приема вод при авариях, связанных с разуплотнением первого контура.

Бак выполнен из железобетона со стальной облицовкой из нержавеющей стали. Облицовка бака выполнена из «карт». «Карта» состоит из двух слоев. Первый слой (со стороны бетона) выполнен из углеродистой стали,

второй слой – из нержавеющей стали. Второй слой через подкладные пластины соединяется с первым слоем. По периметру «карты» герметично обварены. Для контроля плотности облицовки бака от каждой «карты» выведены штуцеры.

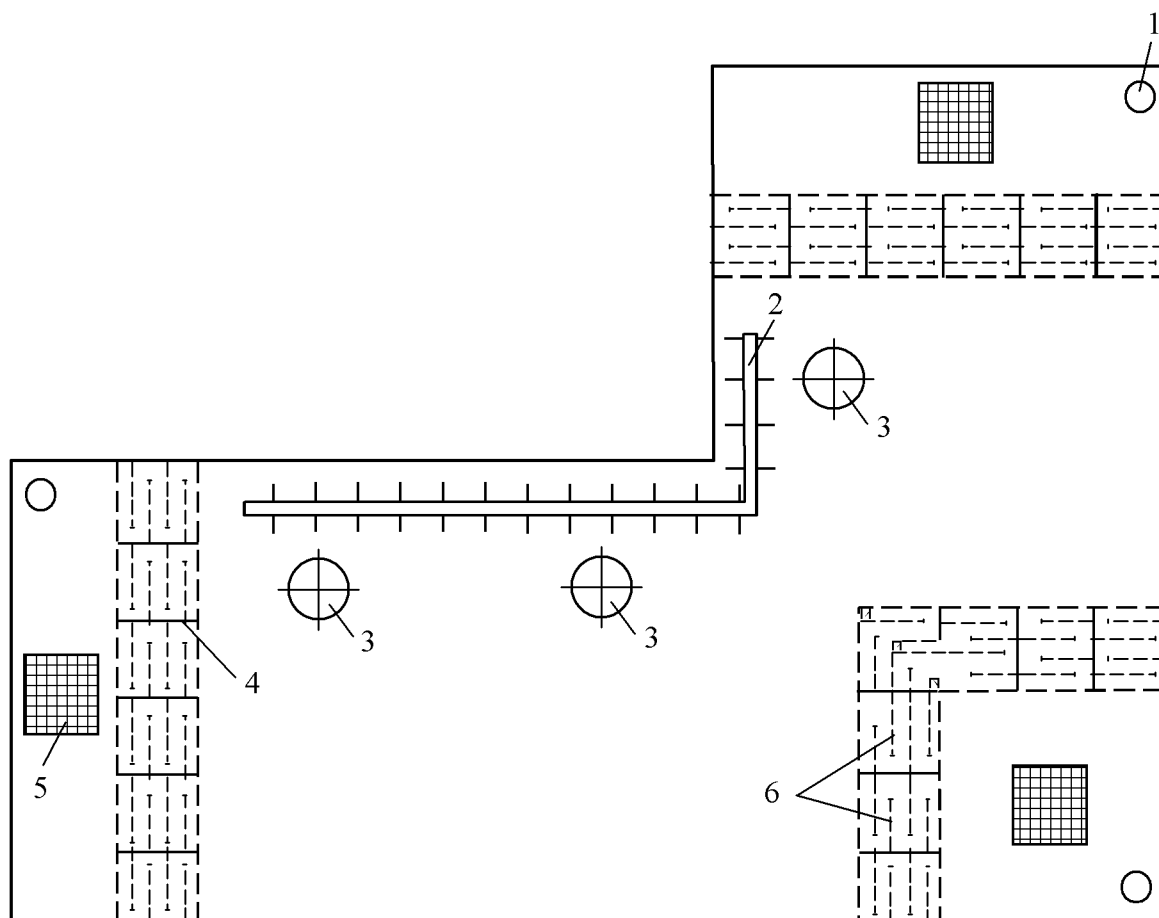


Рис. 9.4. Бак аварийного запаса борной кислоты:
1 – дренаж бака; 2 – раздаточный коллектор; 3 – всас насосов САОЗ;
4 – несущие конструкции; 5 – слив из помещений ГО; 6 – сетки

Бак имеет Г-образную форму. Верхняя часть образована перекрытием, соединенным с баком тремя независимыми приемными колодцами. Перекрытие является нижней отметкой герметичного объема оболочки, с которой, путем организации уклонов, предусматривается слив поступающей воды в бак. Люки бака выступают над полом помещений на 200 мм и закрыты нержавеющей металлическими решетками. Для исключения попадания в бак со сливающейся водой при аварии крупных предметов в верхней части приемных колодцев установлены съемные рассекатели, представляющие собой решетку из прутков диаметром 12 мм и размером ячейки 70х70 мм. Периметр приемных колодцев отбуртован металлической полосой выше уровня пола помещений на 50...100 мм для предотвращения попадания трапных вод в бак.

Бак сетками разделен на четыре отсека: три «грязных» – приемных отсека и один «чистый» – распределительный. Каждая сетка состоит из шести параллельных рядов.

Каждый ряд набирается из рамок. Первый ряд сеток с ячейкой 10 мм служит для грубой очистки. Ряды со второго по шестой ряды имеют ячейки 0,25...0,73 мм и служат для тонкой очистки.

В сетчатых рамках со второго по пятый ряды по краям ассиметрично оставлены окна (400 мм на всю высоту) без сеток для лабиринтного протока воды. Шестой ряд имеет окно без сетки 400 мм под потолком.

Подача воды из бака на вход насосов систем безопасности осуществляется по трем независимым устройствам Ду600, расположенным в нижней части бака.

В сливных устройствах установлены рассекатели, предназначенные для предотвращения образования воронки в сливных устройствах, исключения ухудшения процесса теплопередачи в ТООАР и исключения кавитационных явлений в насосах, подключенных к баку.

Из «грязных» отсеков бака выполнены линии Ду50 подачи раствора на вход насоса боросодержащей воды ТВ30D04 и далее на очистку (СВО-4). Эта же линия используется для полного дренирования бака, либо при его дезактивации. При этом слив идет в спецканализацию.

Для возможности перемешивания воды в баке предусмотрен раздаточный коллектор, к которому присоединена линия перемешивания от насоса ТQ32D01.

Основные характеристики бака аварийного запаса бора ТQ10(20,30)B01 приведены в табл. 9.2.

Т а б л и ц а 9.2

Технические характеристики бака-приямка

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Полный объем	680...707	м ³
Полезный объем	500	м ³
Среда	раствор бора с концентрацией не менее 16	г/дм ³
Номинальный уровень	600	см
Площадь днища	181,3	м ²
Материал облицовки	08X18H10T	

Бак аварийного запаса бора ТQ10B01 расположен в помещении ГА 201 отметки 6,6 м и является приямком гермооболочки (рис. 9.5).

Поверхность теплообмена состоит из 1878 труб диаметром 25 мм, концы которых завальцованы и обварены в трубных решетках. Корпус выполнен из обечайки диаметром 1832 мм. Положение труб фиксируется восемью дистанционирующими решетками, выполненными из полос, связанными бандажом.

Бандажи решеток приварены к продольной перегородке в корпусе. К обечайке корпуса с левой стороны приварена трубная решетка, к которой крепится камера входа-выхода охлаждающей среды, состоящая из обечайки, фланцев и днища. В камере имеется продольная перегородка для организации двух ходов по трубному пространству. С правой стороны к обечайке корпуса крепится на фланцах эллиптическое днище.

Плавающая головка состоит из трубной решетки, фланца и эллиптического днища. Теплообменник расположен на опорах, одна из которых, со стороны патрубков, неподвижная, другая – подвижная.

На трубопроводах охлаждающей среды на входе и выходе из теплообменника сделаны врезки под манометры, по которым можно определить перепад на ТОАР после чистки трубок во время ремонта со вскрытием и с течением времени, т.е. при работе на мощности.

Также из этих врезок можно осуществлять нештатный отбор пробы по технической воде на активность.

Основные характеристики ТОАР приведены в табл. 9.3.

Т а б л и ц а 9.3

Технические характеристики ТОАР

Параметр	Величина				Единицы измерения
	Аварийное расхолаживание		Плановое расхолаживание		
	трубное	межтрубное	трубное	межтрубное	
Среда	тех. вода	РБК	тех. вода	РБК	
Расход	3000	1750	3000	1750	м ³ /ч
Давление рабочее	5	21	5	21	кгс/см ²
Давление ГИ	8	29	8	29	кгс/см ²
Температура входа	40	150	5...40	5...150	°С
Температура выхода	70,5	90	—	90	°С
Поверхность теплообмена	—	935	—	935	м ²

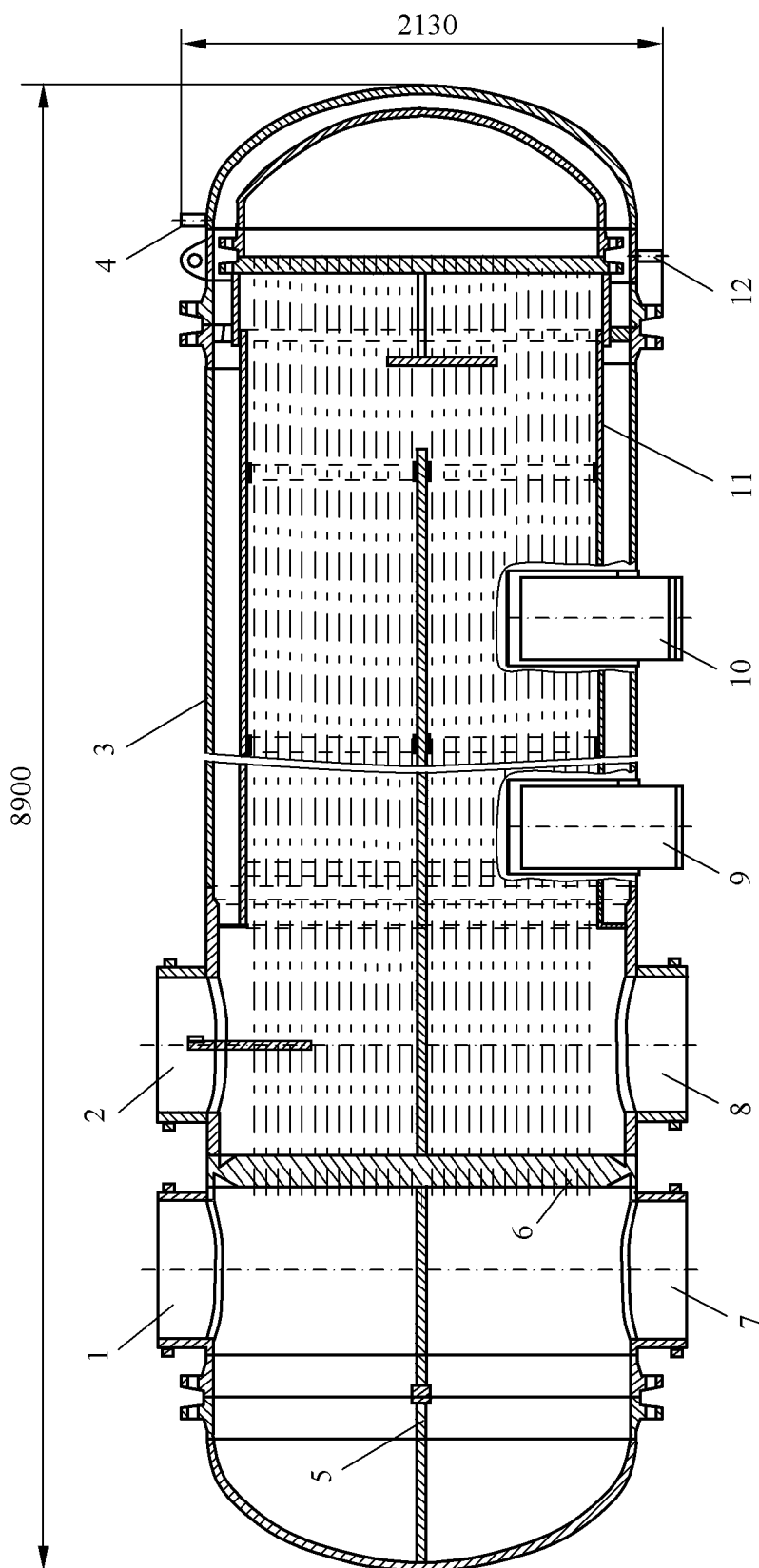


Рис. 9.6. Теплообменник аварийного и планового расхолаживания:

1 – выход технической воды; 2 – вход воды первого контура; 3 – корпус теплообменника; 4 – воздушник; 5 – разделительная перегородка; 6 – трубная доска; 7 – вход технической воды; 8 – выход воды первого контура; 9 – неподвижная опора; 10 – скользящая опора; 11 – плавающая головка; 12 – дренаж

Теплообменники аварийного и планового расхолаживания TQ10,20,30W01 расположены в помещениях A123/1,2,3 отметки 0,0 м соответственно (рис. 9.7).

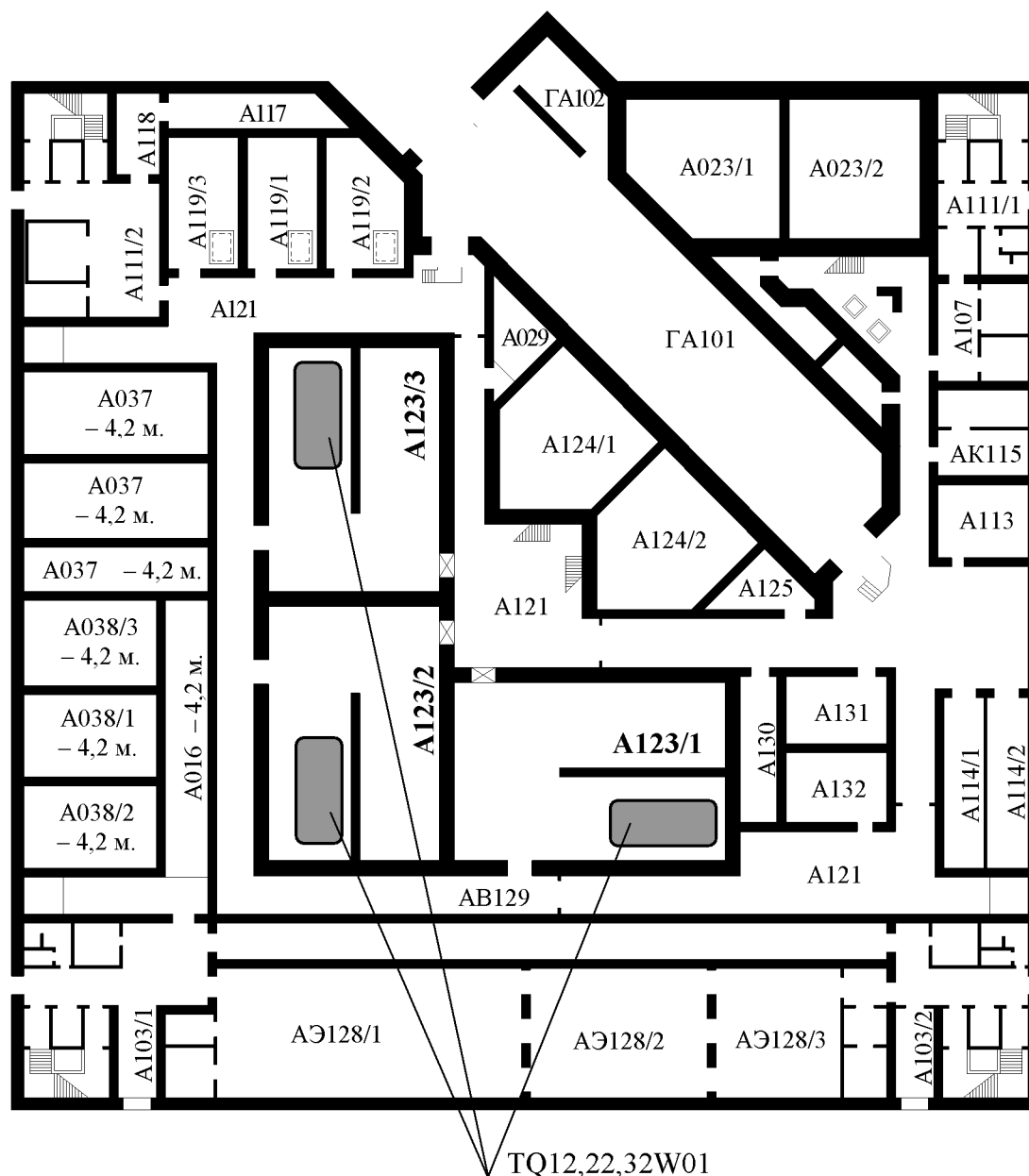


Рис. 9.7. План расположения ТООР на отметке 0,0 м

9.2.4. Дроссельные шайбы и сужающие устройства

Дроссельная шайба TQ12(22,32)E01 установлена на напоре насоса аварийного и планового расхолаживания и предназначена для ограничения расхода насоса в рабочей части характеристики при работе на разуплотненный первый контур (800 м³/ч).

Дроссельная шайба TQ12(22,32)E02 установлена на линии «большой» рециркуляции насоса TQ12(22,32)D01 и предназначена для ограничения

расхода насоса в рабочей части характеристики при работе в режиме разогрева контура расхолаживания ($250 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Дроссельная шайба TQ12(22,32)E03 установлена на линии дренажа в систему организованных протечек и предназначена для дросселирования возможных протечек первого контура на участках между арматурой TQ12S04 и TQ12S06,07 в первом канале и между арматурой TQ22(32)S04 и TQ22(32)S06,10 соответственно во втором и третьем каналах ($0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Дроссельные шайбы TQ22(32)E04,06 установлены на напорных трубопроводах второго и третьего каналов системы и предназначены для выравнивания расходов, подаваемых насосам TQ22,32D01 в верхнюю и нижнюю и части активной зоны ($400 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Дроссельные шайбы TQ12E06...09 (TQ22,32E05,07,08) установлены на байпасах ОК и предназначены для ограничения расхода по линии байпаса при испытании ОК на плотность ($0,2 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Дроссельная шайба TQ12(22,32)E10 установлена на линии «малой» рециркуляции и предназначена для исключения работы насосов в безрасходном режиме (до $20 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Дроссельная шайба TQ40E01 установлена на линии дренажа всасывающих трубопроводов в систему организованных протечек и предназначена для дросселирования протечек между арматурой TQ40S01,02,05 и TQ40S03,04 ($0,4 \text{ м}^3/\text{ч}$).

Сужающие устройства TQ12,40H01,02 расположены в месте врезки напорных трубопроводов первого канала системы в первый контур и предназначены для ограничения утечки из первого контура в случае разрыва указанных трубопроводов.

9.3. Управление системой

Управление элементами системы аварийного и планового расхолаживания осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЩУ, расположенными на панелях НУ19...24; в случае невозможности управления с БЩУ предусмотрено управление с РЩУ – панели HR01...06;
- по месту расположения оборудования системы.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для работы системы во всех проектных режимах. Основными параметрами, характеризующими нормальное функционирование системы, являются давление на напоре насосов TQ12(22,32)D01, а также обеспечиваемые ими расходы раствора борной кислоты.

Следует отметить, что в системе предусмотрено автоматическое регулирование скорости расхолаживания первого контура. Регулируемым па-

раметром для регулятора скорости расхолаживания (TQC01,02,03) является максимальная температура петель первого контура, а исполнительными механизмами – регулирующая арматура TQ41(42,43)S03,04 на трубопроводах подвода теплоносителя к ТОАР. Таким образом, изменение скорости расхолаживания осуществляется изменением расхода теплоносителя через ТОАР. Автоматическое регулирование скорости расхолаживания вводится в действие одновременно с включением системы из режима ожидания в работу (при давлении первого контура 15...18 кгс/см²).

9.3.1. Основные блокировки системы

Действие блокировок рассматривается на примере первого канала системы. Для двух других каналов блокировки аналогичны.

Блокировка TQS85 арматуры TQ12S04 предназначена:

- для защиты трубопроводов низкого давления от высокого давления после отключения насоса TQ12D01 – сигнал на закрытие арматуры;
- подготовки схемы аварийного расхолаживания первого контура после срабатывания АСП на включение насоса TQ12D01 – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия.

Блокировка TQS86 арматуры TQ12S06,07 предназначена для подготовки схемы аварийного расхолаживания первого контура сразу после сборки схемы насоса TQ12D01, после увеличения давления в первом контуре более 15 кгс/см² или после срабатывания АСП – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия;

Блокировка TQS87 арматуры TQ12S05 предназначена:

- для защиты трубопроводов низкого давления от высокого давления после отключения насоса TQ12D01 – сигнал на открытие арматуры;
- исключения «паразитного» расхода при работе АСП на включение насоса TQ12D01 – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия.

Блокировки TQS90,91,92 насоса TQ12D01 предназначены:

- для защиты дизель-генератора от перегрузки пусковыми токами – сигнал отключения насоса с запретом включения при прохождении сигнала из схемы ступенчатого пуска при обесточивании секции 6 кВ;
- включения насоса с запретом отключения для ввода РБК и расхолаживания активной зоны при полном обесточивании блока и снижении давления в первом контуре;
- снятия запрета отключения TQ12D01 при наличии сигнала АСП, при увеличении температуры подшипников насоса, электродвигателя, уплотнений (для исключения повреждения насоса), при снижении давления на всасе насоса до 0,41 кг/см² (для исключения кавитационных явлений), а также при температуре первого контура менее 70 °С (для возможности останова насоса).

Блокировка TQS109 арматуры TQ41S01,02,05 предназначена:

- для исключения дренирования первого контура в бак-приямок при неплотности ОК TQ10S02 и открытой арматуре TQ10S01 – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия;
- исключения дренирования первого контура в бак TQ13B01 при открытой арматуре TQ13S26 – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия;
- исключения работы насоса TQ12D01 на рециркуляцию при возникновении аварий и давлении в первом контуре более 15 кгс/см^2 – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия.

Блокировка TQS110 арматуры TQ10S01 предназначена для подготовки схемы аварийного расхолаживания первого контура при давлении в контуре более 15 кгс/см^2 – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия.

Блокировка TQS111 арматуры TQ41S03,04 предназначена для исключения расхода теплоносителя помимо ТОАР в аварийной ситуации при увеличении давления в первом контуре более 15 кгс/см^2 – сигнал на отключение регулятора скорости расхолаживания, на открытие арматуры TQ41S03 и на закрытие арматуры TQ41S04.

Блокировка TQS121 арматуры TQ40S01...05 предназначена для защиты трубопроводов низкого давления от опрессовки давлением более 15 кгс/см^2 – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия.

Блокировка TQS135 арматуры TQ12S02,03 предназначена:

- для исключения работы насоса по линии рециркуляции при работе АСП – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия;
- подготовки схемы пуска насоса на закрытую арматуру после его отключения – сигнал на закрытие арматуры.

9.4. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ система аварийного и планового расхолаживания может находиться в следующих состояниях:

- режим ожидания;
- режим аварийного расхолаживания;
- режим планового расхолаживания;
- режим ремонтного расхолаживания.

Режим ожидания. Основную часть времени система аварийного и планового расхолаживания находится в режиме ожидания, т.е. в состоянии готовности к действию при возникновении аварии. При этом:

- бак-приямок заполнен РБК с концентрацией не менее 16 г/дм^3 до уровня не менее 470 см;
- насосы TQ12(22,32)D01 опробованы по линии рециркуляции;
- арматура на трубопроводах всаса из четвертой петли ГЦК TQ40S01...05 закрыта;

- арматура TQ41(42,43)S01,02,05 закрыта;
- арматура TQ10(20,30)S01 на линии всаса из бака-приямка открыта;
- арматура TQ41(42,43)S03,04, регулирующая скорость расхолаживания, закрыта;
- арматура TQ12S02,03 на линии «большой» рециркуляции закрыта;
- арматура TQ12S04 на напоре насосов TQ12(22,32)D01 закрыта;
- арматура TQ12(22,32)S05 и TQ40S06 на линии дренажа в систему организованных протечек открыта;
- арматура TQ12S06,07 и TQ22(32)S06,10 на трубопроводах подачи среды в ГЦК и в трубопроводы связи ГЕ с реактором закрыта;
- арматура на байпасах ОК на напорных трубопроводах закрыта.

Режим аварийного расхолаживания.

Автоматический запуск насосов системы осуществляется по программе ступенчатого пуска по сигналу «Обесточивание», а также по сигналам защит САОЗ:

- давление в гермооболочке более $0,3 \text{ кг/см}^2$ (избыточное);
- разность между температурой насыщения при данном давлении первого контура и температурой любой «горячей» нитки ГЦК менее $10 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- разность между температурой насыщения при данном давлении первого контура и температурой насыщения при данном давлении второго контура более $75 \text{ }^{\circ}\text{C}$ при давлении в любом ПГ менее 50 кг/см^2 и температуре первого контура более $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

При этом насосы аварийного и планового расхолаживания включаются с запретом дистанционного отключения на линию рециркуляции через арматуру TQ12S02,03. Насосы работают на линию рециркуляции до тех пор, пока давление в первом контуре не упадет до $22,5 \text{ кгс/см}^2$. После этого арматура на линии рециркуляции закрывается и открывается арматура TQ12(22,32)S04 на напоре насосов. Среда подается одновременно и в «горячую» и в «холодную» нитки ГЦК (арматура TQ12S06,07 и TQ22(32)S06,10 открыта). Таким образом, в этом случае при течи первого контура осуществляется циркуляция теплоносителя по замкнутому тракту:

течь → бак-приямок → ТОАР → насос → реактор → течь

Запрет дистанционного отключения насосов аварийного и планового расхолаживания снимается при снижении температуры теплоносителя менее $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

Режим планового расхолаживания. В режиме планового расхолаживания запуск системы осуществляется оператором.

В этом случае расхолаживание первого контура производится со скоростью не более $30 \text{ }^{\circ}\text{C/ч}$ до температуры не более $70 \text{ }^{\circ}\text{C}$. Кроме того, обеспечивается неперевышение этой температуры в течение всего времени нахождения топлива в активной зоне реактора.

Следует помнить, что плановое расхолаживание энергоблока проводится в два этапа:

1. Отвод тепла от теплоносителя первого контура в парогенераторах и дальнейший сброс пара через БРУ-К в конденсаторы турбины.

2. При снижении температуры теплоносителя до 100...120 °С (предельно допустимая температура 150 °С) и давлении в первом контуре 15...18 кгс/см² – с помощью системы аварийного и планового расхолаживания.

Следует отметить, что в инструкциях по эксплуатации рекомендуется расхолаживать реакторную установку с помощью БРУ-К как можно дольше (до 70...90 °С). Однако, при таких низких температурах первого контура расхолаживание с помощью БРУ-К может оказаться неэффективным из-за недостаточного парообразования (критерием служит снижение скорости расхолаживания менее 10 °С/ч), поэтому применяется контур планового расхолаживания.

Важной операцией перед началом планового расхолаживания РУ является прогрев трубопроводов системы, который осуществляется по трем участкам.

1. Прогрев напорных трубопроводов от арматуры TQ12(22,32)S04 до первого контура производится теплоносителем через байпасы обратных клапанов со сливом в ТОП через арматуру TQ12S05,06,07, TQ22,32S05,22 и дроссельные шайбы TQ12,22,32E03. Для первого канала системы (TQ12) теплоноситель берется из ГЦК, а для второго и третьего каналов (TQ22,32) – из трубопроводов связи ГЕ с реактором при открытых байпасах первых от реактора обратных клапанов. Прогрев начинается при снижении температуры теплоносителя до 150...200 °С.

2. Прогрев коллектора планового и ремонтного расхолаживания TQ40 также осуществляется теплоносителем первого контура через арматуру TQ40S01...05. Прогрев начинается при снижении давления в первом контуре до 15...18 кгс/см², так как на коллекторе установлены ПК TQ40S07,08(S08,S09), давление срабатывания которых 20 кгс/см². Кроме того, на этом этапе для воздухоудаления из ТОАР и корпусов насосов TQ12(22,32)D01 открывается арматура TQ41S01,02,04 и контролируется закрытое состояние арматуры TQ41S03.

3. Прогрев трубопроводов от коллектора TQ40 до насосов TQ12(22,32)D01, а также напорных трубопроводов до арматуры TQ12(22,32)S04 осуществляется за счет работы насосов по линии рециркуляции через арматуру TQ41(42,43)S05. В этом случае среда подается помимо ТОАР через арматуру TQ41(42,43)S04.

Прогрев трубопроводов считается законченным, когда разность между температурами трубопроводов системы и первого контура становится

меньше 30 °С (либо 60 °С при срыве вакуума в конденсаторах турбины или неработоспособных БРУ-К).

Существует два варианта подключения системы на первый контур:

- при отключенных ГЦН;
- при работающих ГЦН.

Предпочтительным является первый вариант, т.е. при отключенных ГЦН и давлении в первом контуре 5...10 кгс/см². Снижение давления необходимо для исключения возможности течи теплоносителя в систему технической воды в результате выхода из строя трубчатки ТООР. Снижение давления осуществляется путем открытия арматуры УР24S01,02 на линии газоудаления из КД в ББ.

При ликвидации аварийных ситуаций и нарушений в работе оборудования для сокращения времени расхолаживания допускается подключение канала системы при давлении в первом контуре 15...18 кгс/см² при работающих ГЦН (не более двух) с контролем активности технической воды на выходе из ТООР.

После окончания прогрева трубопроводов и достижения необходимых параметров первого контура (температура 100...120 °С и давление не более 18 кгс/см²) производится перевод системы на первый контур. Для этого:

- закрываются байпасы обратных клапанов на напорных трубопроводах;
- закрывается арматура ТQ40S05 на трубопроводе всаса из «холодной» нитки четвертой петли;
- закрывается арматура ТQ12S07 на линии подачи среды в «горячую» нитку первой петли;
- плавно открывается арматура ТQ12(22,32)S04 и устанавливается расход насоса ТQ12(22,32)D01 на первый контур 400...600 м³/ч;
- через 10...15 мин после подключения системы на первый контур закрывается арматура на линии рециркуляции ТQ41(42,43)S05.

Скорость расхолаживания первого контура в этом режиме должна быть не более 30 °С/ч. Изменение скорости расхолаживания осуществляется воздействием на регулируемую арматуру ТQ41(42,43)S03,04.

Таким образом, при плановом расхолаживании первого контура каналом ТQ12 осуществляется циркуляция теплоносителя по замкнутому тракту:

«горячая» нитка четвертой петли → ТООР → насос → «холодная»
нитка первой петли

В итоге один канал (ТQ12) должен находиться в работе для отвода остаточных тепловыделений и не менее одного канала (ТQ22,32) – в резерве.

Следует понимать, каким образом осуществляется изменение расхода насосов ТQ12(22,32)D01 при помощи запорной арматуры ТQ12(22,32)S04. В большинстве случаев в качестве этой арматуры применяется клиновая

двухдисковая задвижка МА 11075, электропривод которой позволяет осуществлять открытие и закрытие арматуры с БЩУ, а также остановку запорного устройства арматуры в любом промежуточном положении. Для перевода арматуры в промежуточное положение необходимо ключом управления БЩУ подать сигнал на открытие (закрытие) и, когда арматура начнет открываться (закрываться), подать от ключа управления противоположный сигнал, остановив запорное устройство в промежуточном положении.

В настоящее время для более плавного регулирования расхода насосов аварийного охлаждения активной зоны высокого и низкого давления (TQ13 и TQ12) разработана программа модернизации, которая предусматривает установку регулирующей арматуры на байпасе напорной арматуры этих насосов. Это также позволит регулировать давление в первом контуре, например, при «малой» течи теплоносителя первого контура.

При такой течи после вступления в работу на первый контур насосов системы TQ13 течь будет компенсирована и давление в контуре установится в соответствии с давлением на напоре аварийных насосов. Таким образом, в процессе расхолаживания температура первого контура будет снижаться, а давление останется достаточно высоким, что не позволит перевести насосы TQ12 на первый контур, а также создаст дополнительные напряжения в «холодном» металле элементов РУ (так называемая «холодная переопрессовка»).

Регулирующая арматура на напоре насосов позволит изменять давление в первом контуре в соответствии с температурой. Сложность модернизации заключается в разработке устойчивого алгоритма регулирования для устанавливаемой арматуры, а также в появлении дополнительных врезок в трубопроводы.

Режим ремонтного расхолаживания. Режим ремонтного расхолаживания характеризуется тем, что уровень теплоносителя в реакторе снижен до оси «холодных» патрубков ГЦК (отметка + 23,9 м). Дренажное первое контура может быть вызвано необходимостью проведения ремонта оборудования, при котором не требуется выгрузка активной зоны: демонтаж выемной части ГЦН, ТЭН КД, ремонт и освидетельствование коллекторов парогенераторов и т.д. В этом случае работа системы в режиме планового расхолаживания невозможна из-за отсутствия теплоносителя в «горячих» нитках ГЦК.

Совершенно очевидно, что в этом режиме давление на всасе насосов будет определяться только высотой столба жидкости и, с учетом сопротивления ТООР, трубопроводов, регуляторов и арматуры, будет низким. Реально, исходя из длительного опыта эксплуатации известно, что в таком режиме невозможно поддерживать расход в системе САОЗ более 450 м³/ч.

Перевод системы в режим ремонтного расхолаживания осуществляется из режима планового расхолаживания при температуре теплоносителя менее 70 °С и атмосферном давлении в первом контуре. Для этого:

- воздействием на TQ12(22,32)S04 снижается расход теплоносителя в тракте расхолаживания до 300...400 м³/ч;
- открывается арматура TQ40S05 на трубопроводе всаса из «холодной» нитки четвертой петли;
- закрывается арматура TQ40S01,02 на трубопроводах всаса из «горячей» нитки четвертой петли;
- открывается арматура TQ12S07 на линии подачи среды в «горячую» нитку первой петли;
- закрывается арматура TQ12S06 на линии подачи среды в «холодную» нитку первой петли.

Таким образом, при ремонтном расхолаживании первого контура каналом TQ12 осуществляется циркуляция теплоносителя по замкнутому тракту:

«холодная» нитка четвертой петли → ТОАР → насос → «горячая»
нитка первой петли

Следует помнить, что дренирование первого контура и переход на ремонтное расхолаживание допускается не ранее, чем через 48 часов после останова реактора. Это объясняется тем, что расхолаживание активной зоны по схеме ремонтного расхолаживания менее эффективно, чем плановое расхолаживание. Через 2 суток происходит снижение остаточных тепловыделений в активной зоне до уровня, при котором обеспечивается надежный отвод тепла с помощью ремонтного расхолаживания.

10. СПРИНКЛЕРНАЯ СИСТЕМА

10.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Спринклерная система (TQ11,21,31) (от англ. «sprinkle» – разбрызгивание) предназначена:

- для снижения давления внутри ГО при авариях с повышением давления в ней путем впрыска холодной борированной воды под оболочку;
- связывания радиоактивных изотопов йода в атмосфере ГО при утечке теплоносителя первого контура;
- аварийной подпитки бассейна выдержки в случае выхода из строя системы расхолаживания бассейна выдержки.

Спринклерная система является локализирующей системой безопасности класса 2Л и относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими факторами:

- при течи теплоносителя внутри ГО параметры среды в ней возрастают (давление, температура, активность);
- в случае выхода из строя системы расхолаживания бассейна выдержки необходимо наличие дополнительной системы, способной обеспечить достаточный отвод тепла от отработанного топлива.

К спринклерной системе предъявляются следующие требования со стороны реакторной установки:

- обеспечение эффективного снижения давления в герметичной оболочке в аварийный период, в том числе и в случаях потери нормального питания (обесточивания). Это достигается путем подачи спринклерным насосом холодной борированной воды с расходом $700 \text{ м}^3/\text{ч}$ и распылением ее на форсунках, что приводит к конденсации парообразного теплоносителя и, как следствие, к снижению давления и температуры в ГО. В случае обесточивания электропитание оборудования каждого канала обеспечивается соответствующим дизель-генератором, который включается по сигналу обесточивания;

- обеспечение непопадания радиоактивности за пределы ГО и непревышение уровня радиоактивности за пределами ГО выше максимально допустимых пределов. Данное требование обеспечивается путем связывания радиоактивного йода при аварии за счет подачи на всас спринклерных насосов спринклерного раствора и за счет снижения давления под ГО до давления за ее пределами;

- недопущение разогрева топливных кассет в отсеках бассейна выдержки выше допустимой температуры. Данное требование обеспечивается за счет подачи спринклерными насосами холодной воды из бака-приямка в напорные трубопроводы системы расхолаживания бассейна выдержки.

Система имеет трехканальную структуру. В состав каждого канала входят следующие элементы:

- бак спринклерного раствора TQ11(21,31)B01;
- спринклерный насос TQ11(21,31)D01;
- водоструйный насос TQ11(21,31)D02;
- теплообменник аварийного и планового расхолаживания TQ10(20,30)W01;
- 20 форсунок;
- трубопроводы, арматура, дроссельные шайбы и КИП.

Кроме того, на некоторых энергоблоках в состав спринклерной системы входит система приготовления и перемешивания спринклерного раствора (ТВ90) в составе насоса ТВ90D01 и бака ТВ90B01.

Упрощенная схема канала системы TQ11 показана на рис. 10.1.

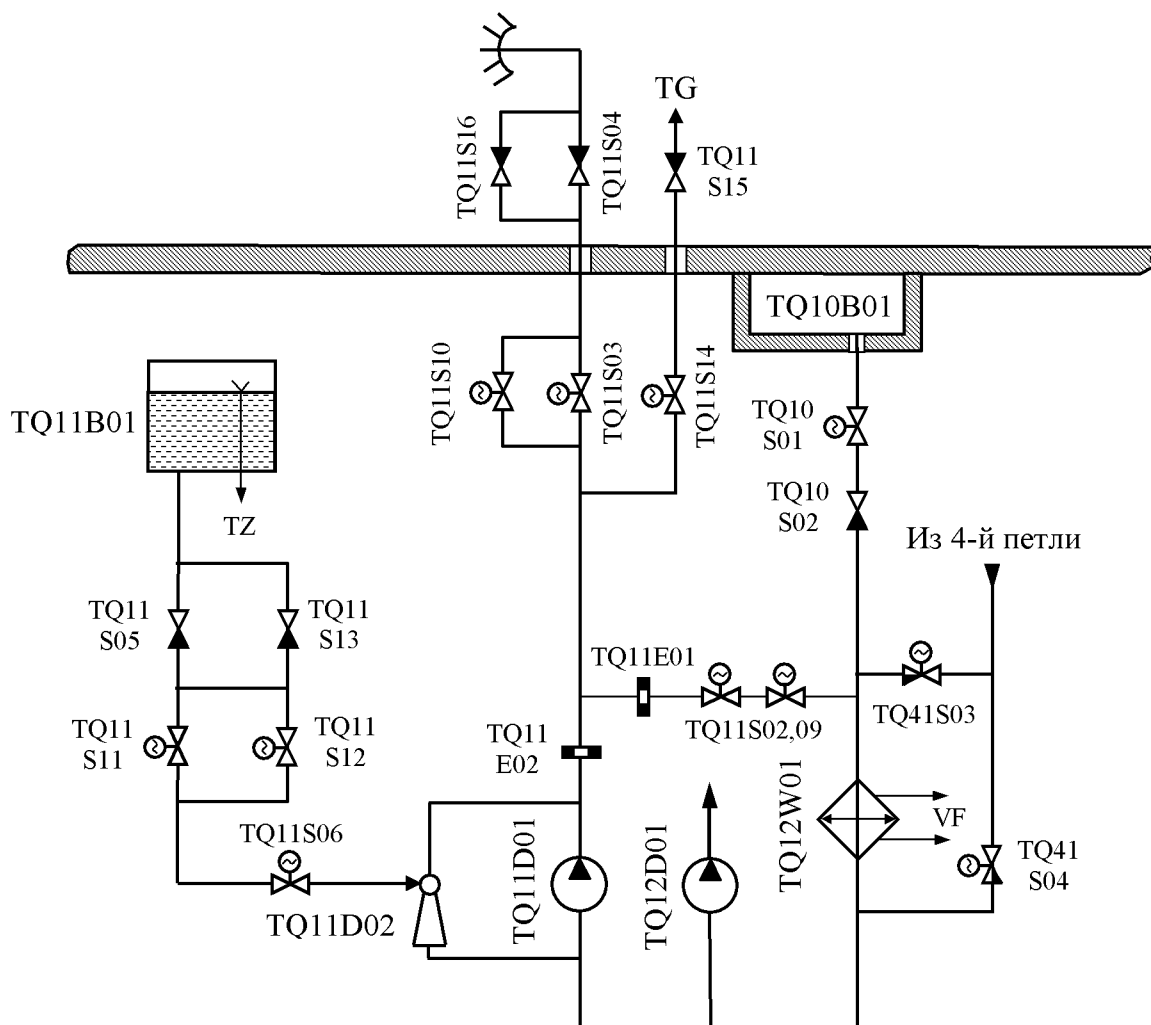


Рис. 10.1. Упрощенная схема канала TQ11

По всасывающим трубопроводам спринклерные насосы связаны с баком-приямком через арматуру TQ10(20,30)S01,02. Бак-приямок является общим для всех трех каналов системы. Для обеспечения подачи раствора из баков TQ11(21,31)B01 на всас спринклерных насосов предусмотрены водоструйные насосы TQ11(21,31)D02. С напорного во всасывающий трубопровод насосов TQ11(21,31)D01 выполнена линия Ду50 подвода рабочей жидкости для водоструйных насосов. Расход по этой линии составляет $50 \text{ м}^3/\text{ч}$. Спринклерный раствор из бака TQ11(21,31)B01 через параллельно установленные ОК TQ11(21,31)S05,13 и арматуру TQ11(21,31)S06,11,12 поступает с расходом $10 \text{ м}^3/\text{час}$ по трубопроводу Ду32 в камеру смешения водоструйного насоса и далее – на всас спринклерного насоса.

ОК TQ11(21,31)S05,13 предназначены для исключения перетока раствора из бака-приямка в бак спринклерного раствора. Установка двух параллельных ОК и запорных задвижек приводит к снижению вероятности отказа и повышению надежности. Арматура TQ11(21,31)S06,11,12 предназначена для прекращения подачи раствора из бака TQ11(21,31)B01 на всас

спринклерного насоса при снижении уровня в баке менее 25 см для исключения попадания воздуха на всас насоса. Спринклерный насос имеют линию рециркуляции Ду150 с дроссельной шайбой TQ11(21,31)E01 и запорными задвижками TQ11(21,31)S02,09. Эта линия обеспечивает опробование насоса и его работу в аварийных режимах при отсутствии технологического импульса на открытие напорной арматуры TQ11(21,31)S03,10.

Бак TQ11(21,31)B01 имеет перелив, соединенный с линией опорожнения в систему спецканализации с арматурой TQ11(21,31)S07. Кроме того, в бак заведены трубопроводы от системы перемешивания спринклерного раствора с арматурой TB90S02,04,06...09, от системы чистого дистиллята с арматурой TN41,42,43S01 и от системы химических реагентов с арматурой TB20S37,38,39. Все эти трубопроводы предназначены для приготовления и перемешивания спринклерного раствора в баках TQ11(21,31)B01. Следует отметить, что на некоторых энергоблоках для приготовления этого раствора используется отдельный бак TB90B01 емкостью 1,26 м³ и насос TB90D01 марки AX8/18-K-2Г (центробежный, горизонтальный, одноступенчатый) с подачей 8 м³/ч и напором 1,8 кгс/см². Кроме того, для приготовления раствора может использоваться перемешивающее устройство TQ11(21,31)M01.

На напоре спринклерных насосов установлена арматура TQ11(21,31)S03,10, предназначенная для опробования насоса без подачи спринклерного раствора под ГО, а также для прекращения подачи спринклерного раствора под ГО при давлении в ней менее 0,8 кгс/см² (абс.). Кроме того, в напорную часть трубопровода после линии рециркуляции врезан трубопровод Ду50 с арматурой TQ11(21,31)S14 и обратным клапаном TQ11(21,31)S15 для аварийной подпитки отсеков бассейна выдержки. ОК TQ11(21,31)S04,15,16 выполняют локализирующую функцию и предотвращают выход радиоактивных веществ за пределы ГО при разрывах напорного трубопровода. Напорные трубопроводы заканчиваются тремя незамкнутыми кольцами под куполом ГО, на которых располагаются форсунки таким образом, чтобы обеспечить наиболее равномерное орошение всего объема ГО. Для более эффективной конденсации пара (распыления воды с определенной степенью дисперсности) форсунки располагаются под определенными углами.

Система TQ11 взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой аварийного и планового расхолаживания и системой аварийного ввода бора (TQ12, TQ13)** – спринклерная система имеет общие с системами TQ12 и TQ13 всасывающие трубопроводы из бака-приямка ГО, а также теплообменники аварийного и планового расхолаживания TQ10(20,30)W01;

- **системой расхолаживания бассейна выдержки (TG)** – спринклерная система предназначена для аварийной подпитки отсеков бассейна выдержки;

- **системой технической воды ответственных потребителей (VF)** – система VF предназначена для охлаждения теплоносителя в ТОАР TQ10(20,30)W01, а также для охлаждения воздухоохладителей электродвигателей и картеров подшипников и уплотнений спринклерных насосов TQ11,21,31D01;

- **системой «чистого» дистиллята (TN)** – система TN предназначена для первоначального заполнения бака ТВ90B01 либо, при отсутствии бака ТВ90B01, для заполнения баков спринклерного раствора. Кроме того, система TN служит для смыва кристаллов бора с концевых уплотнений спринклерных насосов;

- **системой спецканализации (TZ)** – система TZ предназначена для приема переливов, дренирования баков TQ11(21,31)B01, а также дренирования оборудования и трубопроводов системы;

- **системой отбора проб (TV)** – система TV предназначена для отбора проб из баков спринклерного раствора.

10.2. Основные компоненты системы

10.2.1. Спринклерный насос

Спринклерный насос TQ11(21,31)D01 предназначен для подачи РБК на разбрызгивающие форсунки спринклерной системы, а также для заполнения бассейна выдержки при аварийных ситуациях. В спринклерной системе используется насосный агрегат типа ЦНСА700-140, где

- ЦНСА – насос центробежный, спринклерный, для АЭС;
- 700 – подача, м³/ч;
- 140 – напор, м в. ст.

Конструктивно насос выполнен унифицированным с насосом аварийного и планового расхолаживания TQ12(22,32)D01 и отличается от него меньшим диаметром рабочего колеса.

Основные характеристики ЦНСА700-140 приведены в табл. 10.1.

Т а б л и ц а 10.1

Основные характеристики насосного агрегата ЦНСА700-140

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
1	2	3
Производительность	700	м ³ /час
Напор	140	м.в.ст.

1	2	3
Допускаемое давление на всасе	22,5	кгс/см ²
Температура перекачиваемой среды	10...150	°С
Тип уплотнения	торцевое	
Протечки через уплотнения	0,01	мл/ч
Допускаемый кавитационный запас	11	м в. ст.
Допустимая температура подшипников насоса	≤ 85	°С
Тип электродвигателя	2А3М-1-800/6000-УХЛ4	
Мощность электродвигателя	800	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	2970	об/мин
Тип смазки	Т-22, Тп-22	

10.2.2. Водоструйный насос

Водоструйный насос (рис. 10.2) TQ11(21,31)D02 предназначен для подачи спринклерного раствора из бака TQ11(21,31)B01 на всас спринклерного насоса TQ11(21,31)D01. В системе используется насос типа СН-10/50К. Условное обозначение насоса означает:

- СН – струйный насос;
- 50 – подача рабочей среды, м³/ч;
- 10 – подача перекачиваемой среды, м³/ч.

Водоструйный насос представляет собой конструкцию, все элементы которой неподвижны, благодаря чему значительно повышается надежность насоса. Основными элементами насоса являются рабочее сопло, камера смешения и диффузор. Принцип действия водоструйного насоса основан на уравнении Бернулли, согласно которому для идеальной жидкости сумма удельной потенциальной и кинетической энергии потока во всех его сечениях постоянна:

$$H = \frac{P}{\rho g} + \frac{v^2}{2g}, \quad (10.1)$$

где H – полная энергия жидкости;

P – давление жидкости;

ρ – плотность жидкости;

v – скорость жидкости;

g – ускорение свободного падения.

В сопле рабочая жидкость, подаваемая с напора спринклерного насоса, за счет сужения поперечного сечения приобретает большую скорость, кинетическая энергия ее возрастает, а потенциальная, следовательно, убывает. При этом давление этой жидкости снижается и при определенной

скорости становится меньше атмосферного, т.е. во всасывающей камере создается область пониженного давления.

Под действием разряжения перекачиваемая жидкость из бака ТQ11(21,31)В01 поступает во всасывающую камеру и далее – в камеру смешения. В камере смешения происходит перемешивание потока рабочей и перекачиваемой жидкостей. Пройдя камеру смешения, поток поступает в диффузор и далее по трубопроводу – на всас спринклерного насоса, где спринклерный раствор смешивается с перекачиваемым спринклерным насосом РБК.

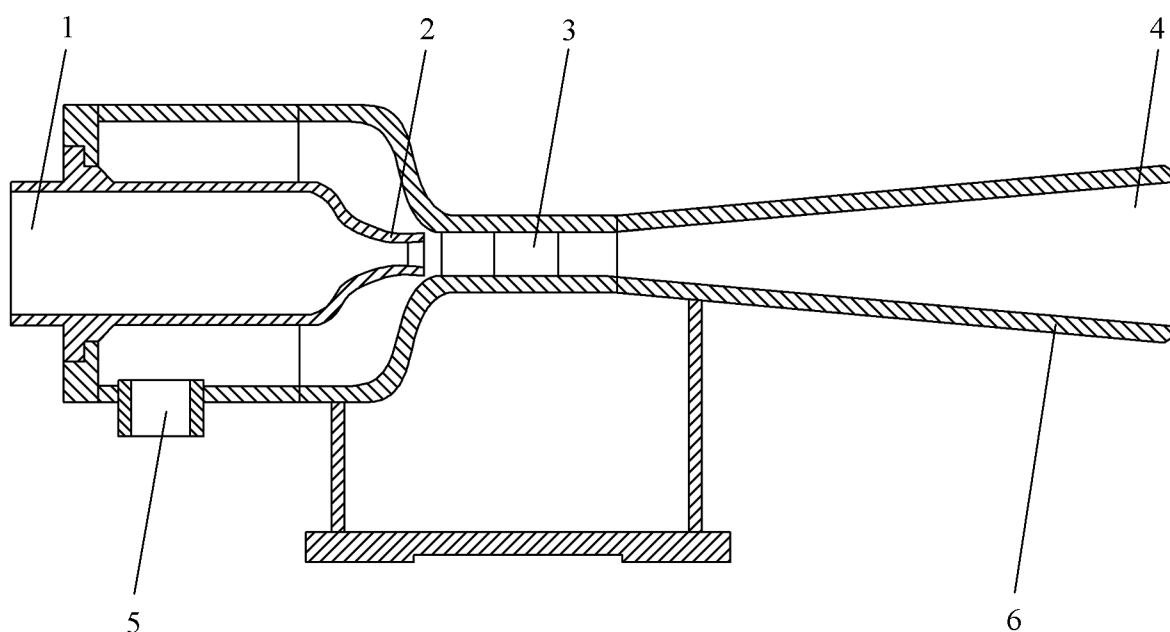


Рис. 10.2. Водоструйный насос:

1 – подвод рабочей жидкости; 2 – рабочее сопло; 3 – камера смешения; 4 – напорный патрубок; 5 – подвод перекачиваемой среды; 6 – диффузор

Основные характеристики водоструйного насоса СН-10/50К приведены в табл. 10.2.

Т а б л и ц а 10.2

Технические характеристики водоструйного насоса СН-10/50К

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Подача рабочей жидкости	50	м ³ /ч
Подача перекачиваемой жидкости	10	м ³ /ч
Давление рабочей жидкости на входе в насос	7...12	кгс/см ²
Давление перекачиваемой жидкости на входе в насос	1,0	кгс/см ²
Давление перекачиваемой жидкости на выходе	4,1...7,0	кгс/см ²
КПД	30	%

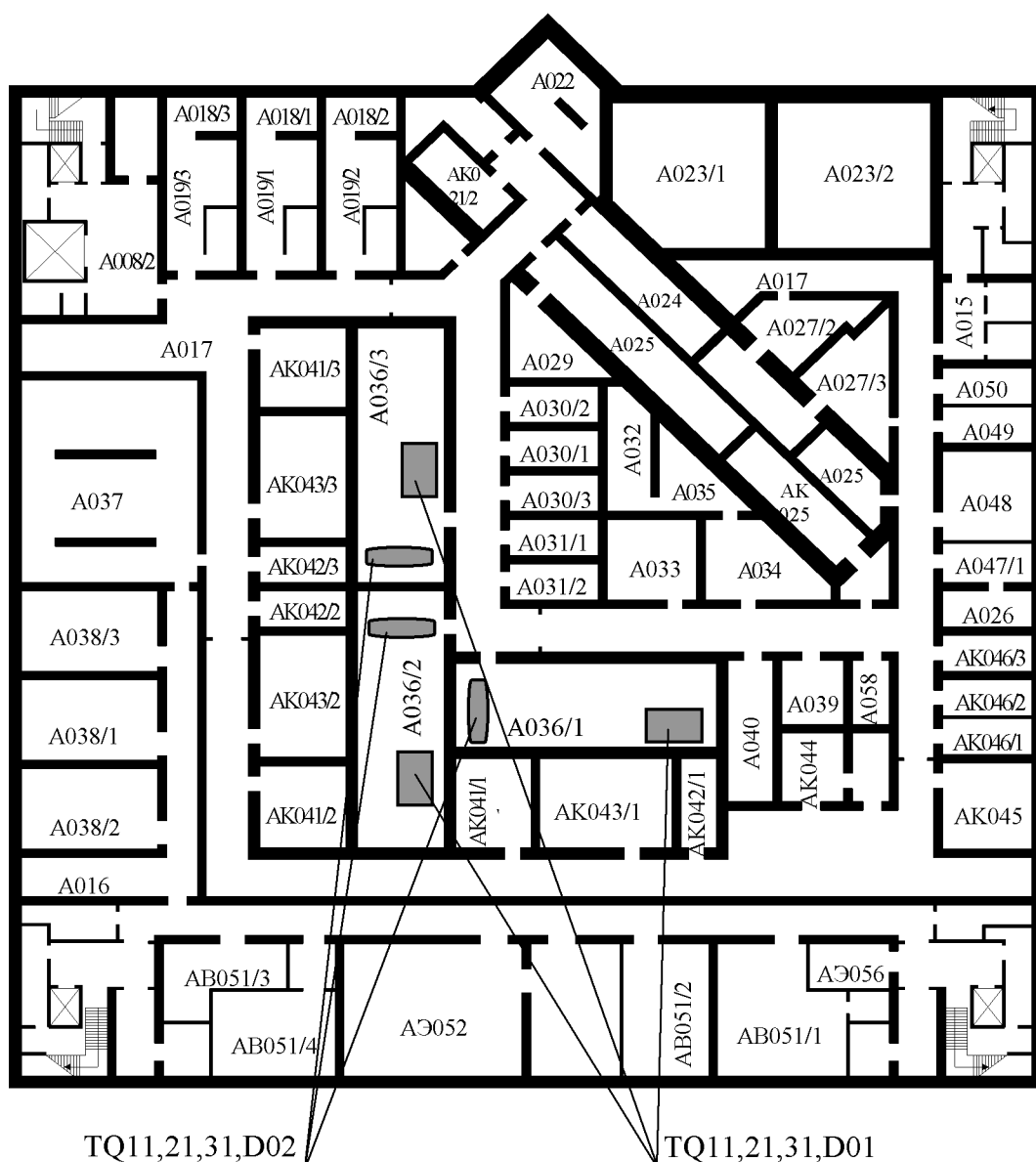


Рис. 10.3. План расположения спринклерных и водоструйных насосов на отметке – 4,2 м

Спринклерные TQ11,21,31D01 и водоструйные TQ11,21,31D02 насосы расположены в помещениях A036/1,2,3 отметки – 4,2 м соответственно (рис. 10.3).

10.2.3. Бак спринклерного раствора

Бак TQ11(21,31)B01 (рис. 10.4) предназначен для создания запаса и приготовления (в случае отсутствия бака ТВ90B01) спринклерного раствора. Бак представляет собой сосуд цилиндрической формы объемом 6 м³, изготовленный из нержавеющей стали.

Бак имеет два люка: один – для дозирования химических реагентов (в случае отсутствия бака ТВ90В01) и второй – для возможности внутреннего осмотра и ремонта.

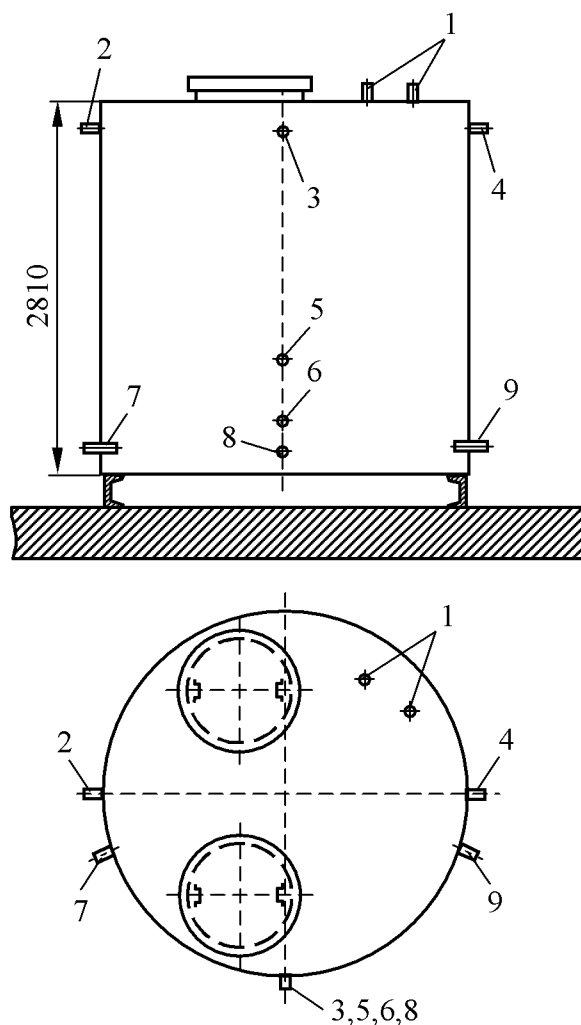


Рис. 10.4. Бак спринклерного раствора TQ11(21,31)B01

Т а б л и ц а 10.3

Патрубки бака спринклерного раствора

Поз	Назначение патрубка	Ду, мм
1	Штуцер для сигнализатора уровня	32
2	Перелив	50
3	Возврат от насоса перемешивания	32
4	Подвод чистого дистиллята	50
5	Для замера температуры	32
6	Штуцер для уровнемера	10
7	Подача раствора к водоструйному насосу	32
8	Слив	50
9	Подача раствора к насосу перемешивания	50

В связи с тем, что дозировка реактивов ранее (при отсутствии бака ТВ90В01) осуществлялась вручную, под первым люком смонтирована корзина из нержавеющей стали, имеющая перфорацию. Она предназначена для предотвращения попадания нерастворенных реактивов на днище бака, что может привести к непроходимости трубопровода подачи раствора на водоструйный насос.

В связи с высокой концентрацией борной кислоты в баке спринклерного раствора и для исключения его кристаллизации бак имеет два штуцера для подключения к системе перемешивания спринклерного раствора (ТВ90).

Раствор борной кислоты с высокой концентрацией в баке запаса спринклерного раствора предназначен для исключения снижения концентрации борной кислоты в первом контуре менее 16 г/дм^3 . Это возможно из-за несанкционированного поступления в бак-приямок воды, не содержащей борной кислоты (например, поступление этой воды при разрыве трубопроводов технической воды (VF, VB), промконтра (TF) до момента «посадки» пневмоотсечной арматуры) во время аварии с потерей теплоносителя первого контура. Также это возможно, если авария с разрывом трубопровода первого контура произошла в конце кампании, когда концентрация борной кислоты в теплоносителе первого контура низка.

Основные характеристики бака спринклерного раствора TQ11(21,31)B01 приведены в табл. 10.4.

Т а б л и ц а 10.4

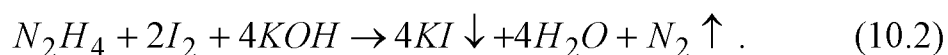
Технические характеристики бака спринклерного раствора

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Полный объем	7,2	м^3
Полезный объем	6	м^3
Номинальный уровень	2300	мм
Материал	08X18H10T	
Среда	Щелочной РБК с концентрацией: - борной кислоты (H_3BO_3) – 39,5...160; - гидроксида калия (KOH) – не менее 100; - гидразингидрата (N_2H_4) – не менее 10	г/дм^3
Температура среды	40	$^{\circ}\text{C}$

Высокая растворимость и отсутствие кристаллизации H_3BO_3 в баке TQ11(21,31)B01 обеспечивается наличием в составе раствора KOH. Он предназначен для повышения растворимости борной кислоты, а также для связывания радиоактивного йода под ГО при работе системы по прямому назначению.

Гидразин N_2H_4 является сильнейшим восстановителем и, при аварии, поступая под ГО, восстанавливает йод с нулевой степени окисления до

минус единицы. После этого КОН получает возможность взаимодействовать с йодом. В результате взаимодействия спринклерного раствора с изотопами йода образуется соль калия, которая в кристаллическом виде оседает на поверхностях оборудования и строительных конструкциях ГО. Ориентировочно реакция взаимодействия спринклерного раствора с йодом выглядит следующим образом:



Баки спринклерного раствора TQ11,21,31B01 расположены в помещениях A123/1,2,3 отметки 0,0 м соответственно (рис. 10.5).

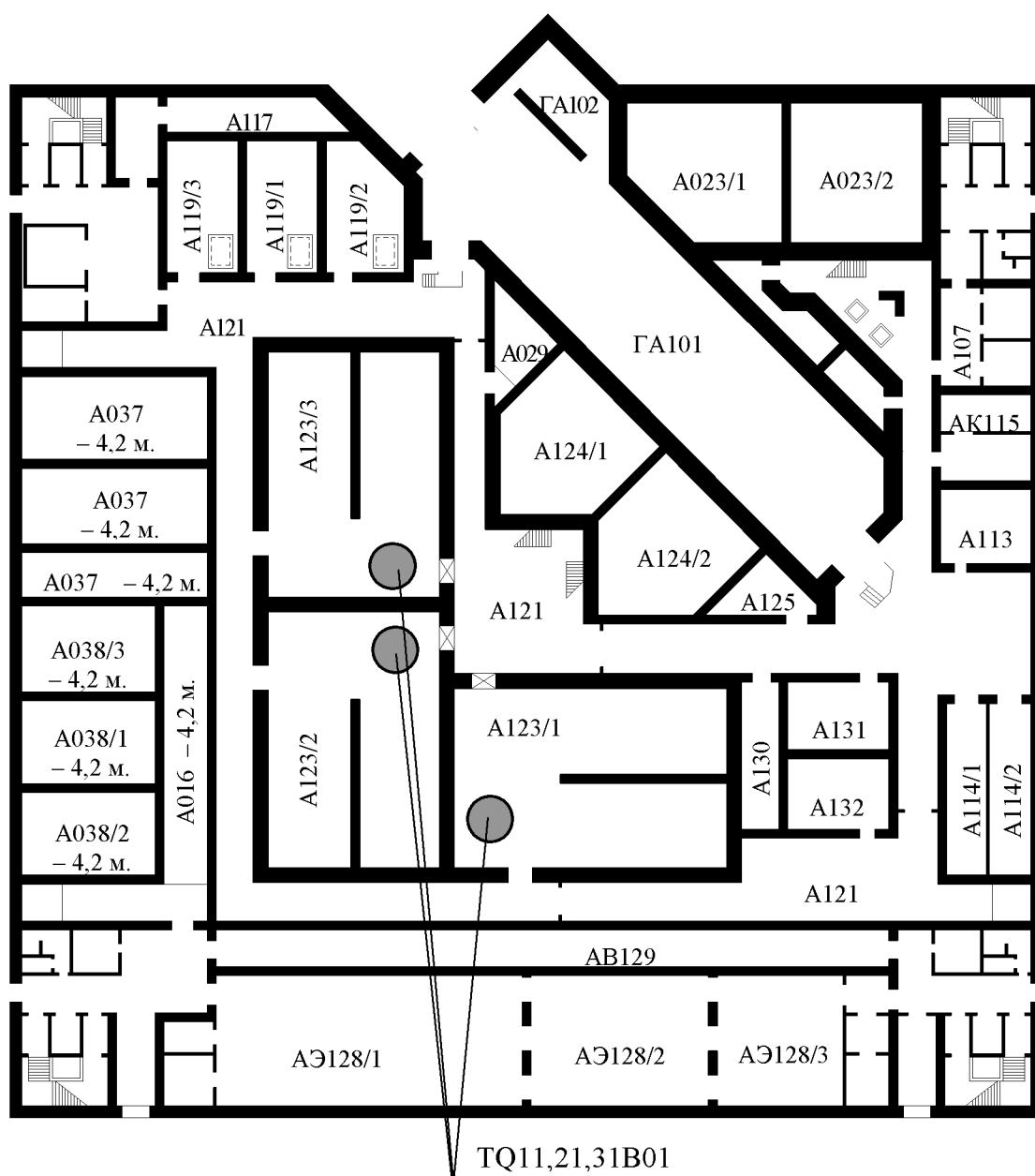


Рис. 10.5. План расположения баков спринклерного раствора на отметке 0,0 м

Представляет интерес схема приготовления спринклерного раствора при помощи системы ТВ90, представленная на рис. 10.6.

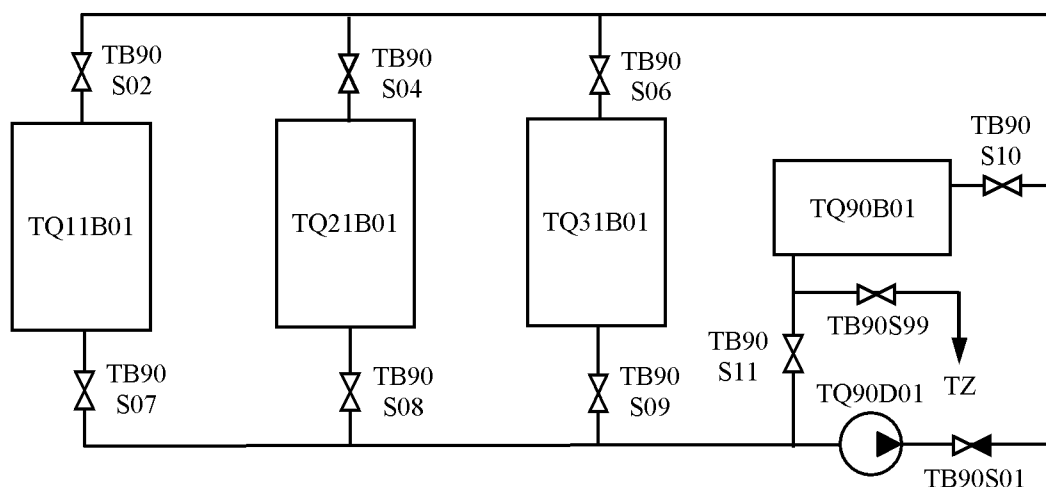


Рис. 10.6. Технологическая схема приготовления спринклерного раствора

Последовательность приготовления спринклерного раствора в баке ТВ90B01 следующая:

- сначала засыпается половина расчетного количества КОН для разогрева воды и увеличения показателя pH, в которой лучше растворяется H_3BO_3 ;
- после полного растворения КОН засыпается расчетное количество H_3BO_3 ;
- концентрация КОН и H_3BO_3 увеличивается до регламентной;
- заливается необходимое количество N_2H_4 .

10.2.4. Дроссельные шайбы

Дроссельная шайба TQ11(21,31)E01 расположена на линии рециркуляции насосов TQ11(21,31)D01 и предназначена для ограничения расхода насоса в рабочей части характеристики при его опробовании.

Дроссельная шайба TQ11(21,31)E02 расположена на напоре насосов TQ11(21,31)D01 и предназначена для ограничения расхода насоса в рабочей части характеристики при его работе на гермооболочку.

10.3. Управление системой

Управление элементами спринклерной системы осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЩУ, расположенными на панелях НУ20,22,24; в случае невозможности управления с БЩУ предусмотрен резервный щит управления (РЩУ) – панели HR02,04,06;
- автоматически – действием технологических защит и блокировок.

Подсистема автоматического управления обеспечивает реализацию защит и блокировок, необходимых для нормальной работы оборудования во всех проектных режимах. Система не содержит автоматических и ручных регуляторов.

10.3.1. Основные блокировки системы

Действие блокировок рассматривается на примере первого канала системы. Для двух других каналов блокировки аналогичны.

Блокировка TQS07 арматуры TQ11S03,10 предназначена для:

- подготовки технологической схемы подачи спринклерного раствора в ГО в аварийных ситуациях – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия при повышении давления в ГО более $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (изб.);
- прекращения подачи спринклерного раствора в ГО при отключении насоса – сигнал на закрытие арматуры;
- исключения вакуумирования ГО при конденсации пара в ней при аварийной ситуации – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия при снижении давления в ГО менее $0,8 \text{ кгс/см}^2$ (абс.).

Блокировка TQS08 арматуры TQ11S02,09 предназначена:

- для исключения работы насоса TQ11D01 в безрасходном режиме при работающем насосе и закрытой напорной арматуре TQ11S03,10 – сигнал на открытие арматуры;
- исключения «паразитного» расхода по линии рециркуляции при подаче раствора в ГО – сигнал на открытие арматуры через 10 с после включения TQ11D01, сигнал запрета открытия после увеличения расхода на напоре насоса более $270 \text{ м}^3/\text{ч}$ и сигнал на закрытие при увеличении расхода на напоре насоса более $480 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Блокировка TQS10 арматуры TQ11S06 предназначена:

- для подготовки технологической схемы подачи спринклерного раствора из бака TQ11B01 на водоструйный насос – сигнал на открытие арматуры при отключенном положении насоса TQ11D01;
- исключения ошибочного закрытия TQ11S06 в аварийной ситуации – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия при повышении давления в ГО более $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (изб.);
- исключения попадания воздуха на всас спринклерного насоса – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия при снижении уровня в баке TQ11B01 менее 25 см.

Блокировка TQS11 арматуры TQ11S11,12 предназначена для подготовки схемы подачи спринклерного раствора из бака TQ11B01 на водоструйный насос при аварийной ситуации – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия при совпадении следующих сигналов: повышение давления в ГО более $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (изб.) и уровень в баке TQ11B01 более 25 см.

Блокировки насоса TQ11D01 предназначены:

- для защиты дизель-генератора от перегрузки пусковыми токами – сигнал отключения насоса с запретом включения при прохождении сигнала из схемы ступенчатого пуска при обесточивании секции 6 кВ;
- включения насоса с запретом отключения для подачи спринклерного раствора в ГО в аварийных ситуациях;
- снятия запрета отключения TQ11D01 при наличии сигнала АСП, при увеличении температуры подшипников насоса, электродвигателя, уплотнений (для исключения повреждения насоса), при снижении давления на всасе насоса до $0,7 \text{ кг/см}^2$ (для исключения кавитационных явлений), а также при температуре первого контура менее 70°C (для возможности останова насоса).

10.4. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ спринклерная система может находиться в следующих состояниях:

- режим ожидания;
- работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

Режим ожидания. Основную часть времени спринклерная система находится в режиме ожидания. При этом:

- баки заполнены до номинального уровня 2300 мм;
- арматура TQ11(21,31)S11,12 на линии подачи спринклерного раствора на всас водоструйного насоса закрыта;
- арматура TQ11(21,31)S06 открыта;
- арматура TQ11(21,31)S02,09 на линии рециркуляции закрыта;
- арматура TQ11(21,31)S03,10 на напоре насосов закрыта;
- арматура на трубопроводе подачи среды в бассейн выдержки TQ11(21,31)S14 закрыта.

Работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах. Автоматический запуск насосов системы осуществляется по программе ступенчатого пуска по сигналу «Обесточивание», а также по сигналам защит САОЗ:

- давление в гермооболочке более $0,3 \text{ кг/см}^2$ (избыточное);
- разность между температурой насыщения при данном давлении первого контура и температурой любой горячей нитки ГЦК менее 10°C ;
- разность между температурой насыщения при данном давлении первого контура и температурой насыщения при данном давлении второго контура более 75°C при давлении в любом ПГ менее 50 кг/см^2 и температуре первого контура более 200°C .

Следует помнить, что при срабатывании различных защит САОЗ алгоритм работы системы также различен.

Работа системы при повышении давления в ГО более 0,3 кгс/см².

При повышении давления в ГО более 0,2 кгс/см² (изб.) для подготовки схемы орошения гермооболочки открывается арматура TQ11(21,31)S03,10 на напоре спринклерных насосов и арматура TQ11(21,31)S11,12 на линии подачи среды из бака TQ11(21,31)B01. При дальнейшем повышении давления в ГО и достижении его значения более 0,3 кгс/см² (изб.) включаются спринклерные насосы и начинают подавать РБК с расходом 700 м³/ч из бака-приямка TQ10B01 на форсунки спринклерной системы. Одновременно с включением спринклерного насоса вступает в работу водоструйный насос, который подает спринклерный раствор на всас спринклерного насоса.

Вода от спринклерных насосов, выполнив функцию снижения давления в ГО, поступает в бак-приямок и далее, охладившись в ТОАР – снова на всас спринклерных насосов. При снижении уровня в баке TQ11(21,31)B01 менее 25 см закрывается арматура TQ11(21,31)S06,11,12 для исключения попадания воздуха на всас спринклерных насосов.

При снижении давления в ГО менее 0,8 кгс/см² (абс.) закрывается с запретом открытия напорная арматура TQ11(21,31)S03,10 и спринклерный насос автоматически переводится в работу по линии рециркуляции для исключения вакуумирования ГО.

Работа системы при достижении сигналов «разрывных» защит первого и второго контуров. При достижении значений параметров первого и второго контуров уставок защит САОЗ сначала включаются спринклерные насосы на линию рециркуляции. После этого при повышении давления в ГО более 0,2 кгс/см² (изб.) открывается напорная арматура TQ11(21,31)S03,10, закрывается арматура на линии рециркуляции TQ11(21,31)S02,09 и спринклерные насосы начинают подавать РБК с расходом 700 м³/час из бака-приямка на форсунки для снижения давления в ГО. Дальнейшее функционирование системы аналогично работе системы при срабатывании повышении давления в ГО более 0,3 кгс/см² (изб.).

Следует помнить, что при срабатывании защит САОЗ ($P_{ГО} > 0,3 \text{ кгс/см}^2$ (изб.), $\Delta T_{s1к.} < 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$) происходит закрытие локализирующей арматуры. Поэтому, при снижении уровня в баке TQ11(21,32)B01 менее 25 см, оператору необходимо открыть арматуру TQ11(21,31)S14 для подпитки отсеков бассейна выдержки.

11. СИСТЕМА АВАРИЙНОЙ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ПАРОГЕНЕРАТОРОВ

11.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система аварийной питательной воды парогенераторов (ТХ10,20,30) предназначена для поддержания необходимого уровня питательной воды

в парогенераторах в целях гарантированного отвода тепла от активной зоны реактора в аварийных режимах (обесточивание энергоблока, срабатывание «разрывных» защит САОЗ, нарушения в системе основной питательной воды).

Система аварийной питательной воды (АПВ) является защитной системой безопасности класса 2З и относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими факторами:

- в процессе отвода тепла от активной зоны реактора важное значение имеет система питательной воды, осуществляющая подачу воды в парогенераторы;

- нарушение в схеме подачи питательной воды в ПГ может привести к нарушению нормального теплоотвода от активной зоны реактора.

Таким образом, в случае нарушения нормальной подпитки ПГ необходимо наличие резервной системы, способной обеспечить подачу питательной воды в ПГ для расхолаживания реакторной установки.

К системе АПВ предъявляются следующие требования со стороны реакторной установки:

- обеспечение подачи АПВ в парогенераторы не более чем за две минуты с момента аварии;

- обеспечение подачи питательной воды не менее чем в два ПГ с расходом, достаточным для аварийного расхолаживания;

- создание необходимого запаса обессоленной воды, исходя из условий обесточивания и расхолаживания блока через БРУ-А до давления в первом контуре 15 кг/см^2 ;

- трехканальная структура системы;

- возможность опробования (поканально) оборудования при работе блока на мощности с сохранением своих функциональных свойств.

Критерием выполнения функций системы является обеспечение подачи АПВ в ПГ с расходом не менее:

- при давлении в ПГ 64 кг/см^2 – $150 \text{ м}^3/\text{ч}$;

- при давлении в ПГ 70 кг/см^2 – $125 \text{ м}^3/\text{ч}$;

- при давлении в ПГ 80 кг/см^2 – $86 \text{ м}^3/\text{ч}$.

В состав каждого канала входят следующие элементы:

- бак запаса химически обессоленной воды TX10(20,30)B01;

- аварийный питательный насос TX10(20,30)D01;

- трубопроводы, арматура, дроссельные шайбы и КИП.

Упрощенная схема канала системы TX10 показана на рис. 11.1.

Каждый аварийный питательный электронасос (АПЭН) TX10(20,30)D01 подключен к своему баку TX10(20,30)B01 запаса обессоленной воды через арматуру TX10(20,30)S01. Для возможности работы насоса из смежных баков, все три бака объединены между собой трубопроводами с запорной арматурой.

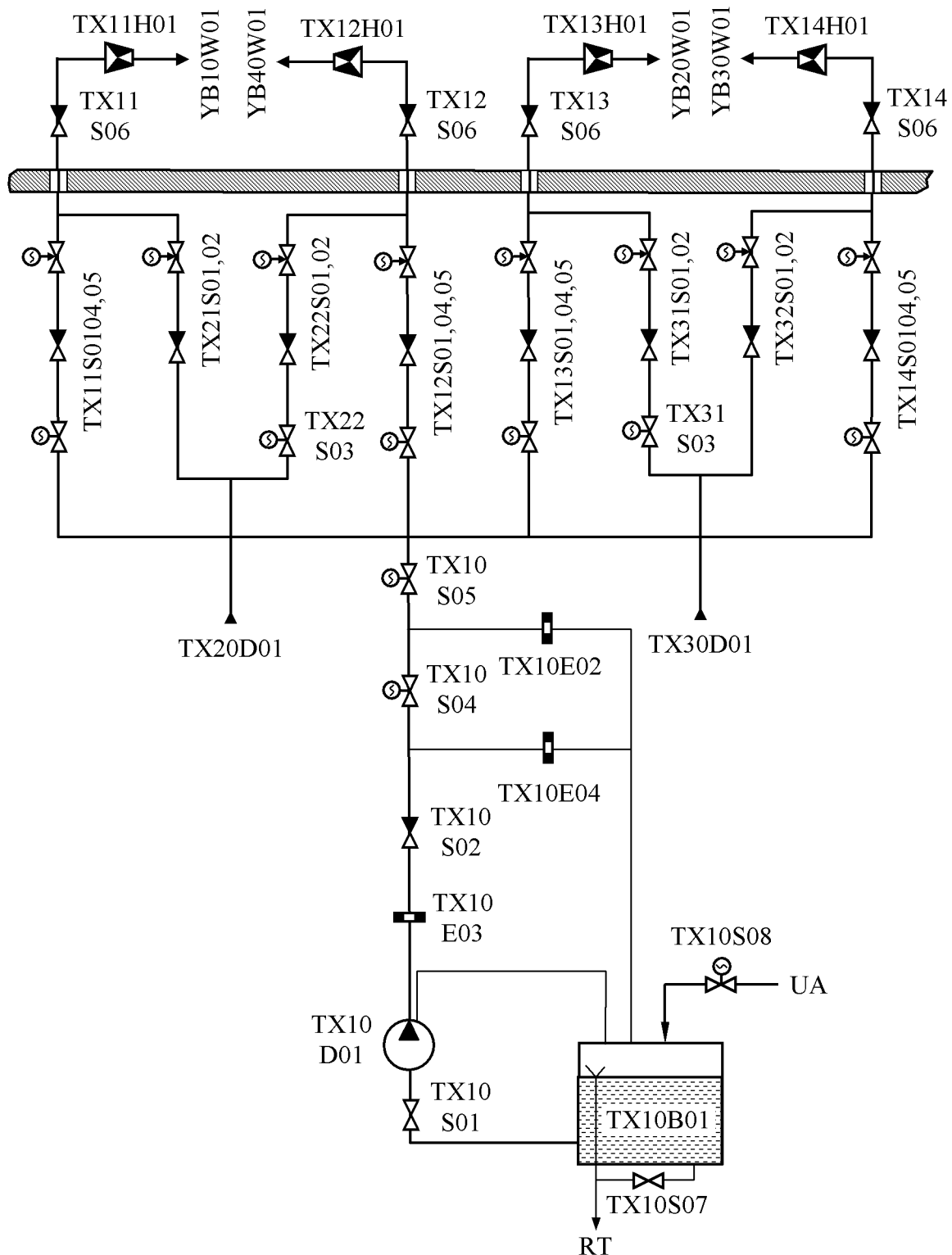


Рис. 11.1. Упрощенная схема канала TX10

Бак TX20B01 соединяется с двумя другими баками задвижками TX20S13,14, а бак TX30B01 – задвижками TX30S11,14.

Следует отметить, что в системе АПВ несколько нарушен принцип независимости каналов систем безопасности. Два АПЭН TX20,30D01 вклю-

чены в схему таким образом, что каждый из насосов снабжает по два ПГ, а третий АПЭН TX10D01 подает воду ко всем четырем ПГ, причем на линии подачи ХОВ к двум ПГ напорная арматура открыта («неотключенные» ПГ – ПГ-2,4), а к двум другим – закрыта («отключенные» ПГ – ПГ-1,3). Такая схема подключения насосов обусловлена следующими факторами:

- при течи трубопровода АПВ неотключенного ПГ по сигналу падения уровня в этом ПГ и увеличению расхода питательной воды к нему ПГ отключается (закрывается арматура на линии подачи АПВ к нему) и открывается арматура на подводе воды к отключенному ПГ. Таким образом, при этом обеспечивается подача питательной воды не менее, чем к трем ПГ;

- в случае отказа одного из АПЭН, подключенного к двум ПГ и упомянутой течи обеспечивается подача воды к двум ПГ.

- при течи напорного трубопровода АПВ отключенного ПГ и включении в работу всех АПЭН подача воды от насоса, подключенного к текущему ПГ, будет производиться в течь, от остальных двух насосов – в оставшиеся три ПГ. В аналогичной ситуации и отказе одного насоса из двух, третий насос будет подавать воду в два ПГ. Таким образом, при любом исходном единичном отказе (отказ одного АПЭН, разрыв трубопровода АПВ, а также при совпадении этих событий) система не утратит своих проектных функций, в частности, сохранится возможность подачи воды не менее чем в два ПГ.

На напоре каждого насоса установлены дроссельные шайбы TX10(20,30)E03 и ОК TX10(20,30)S02, предназначенные для предотвращения обратного тока среды, а также две запорные арматуры TX10(20,30)S04,05 (для отсечения высокого давления от низкого). Насосы АПВ имеют линию рециркуляции, а также линию слива воды с гидропаты в бак ХОВ. Линия рециркуляции выполняет следующие функции:

- опробование насоса;
- работа насоса после запуска системы при отсутствии сигнала снижения уровня в ПГ;

- предотвращения «запаривания» насоса при работе с малыми подачами (т.е. при большом противодавлении в напорном коллекторе насос начинает работать «на стенку» и нагреваться, что может привести увеличению температуры перекачиваемой среды до температуры насыщения).

Между запорными задвижками TX10(20,30)S04 и TX10(20,30)S05 предусмотрен постоянно действующий дренаж в бак ХОВ с дроссельной шайбой TX10(20,30)E02, предназначенный для отвода возможных протечек ОК и арматуры TX10(20,30)S04 при опробовании насоса.

Заполнение баков TX10(20,30)B01 осуществляется из системы химически обессоленной воды UA20 через арматуру TX10(20,30)S08. Дренаживание баков производится сначала в бак дренажей машзала RT30B01, а за-

тем (окончательное дренирование) – в промливневую канализацию (UL). Также в бак дренажей машзала заведены переливы баков ХОВ.

На каждом трубопроводе подачи АПВ к ПГ установлена запорная арматура, обратный клапан и регулирующая арматура. Запорная арматура на линии подачи АПВ в ПГ-4 TX12S03, TX22S03 и в ПГ-2 TX13S01, TX13S03 предназначена для отключения этих ПГ при наличии течи.

У парогенераторов ПГВ-1000М, в отличие от более ранней конструкции ПГВ-1000, предусмотрены специальные патрубки для подвода питательной воды от аварийных питательных насосов. Патрубок для подвода АПВ Ду100 расположен на эллиптическом днище симметрично люку Ду500. К патрубку внутри ПГ присоединен раздающий коллектор Ду80, смонтированный над трубопроводом основной питательной воды. Коллектор АПВ расположен по оси ПГ несколько ниже жалюзийного сепаратора, на высоте 600 мм от погружного дырчатого листа. Вода подается через 38 перфорированных трубок Ду25 в паровую часть корпуса ПГ. Конструкция патрубка выполнена таким образом, что трубопровод подвода аварийной питательной воды непосредственно не соприкасается с корпусом ПГ. Это было сделано для уменьшения вероятности возникновения температурных напряжений в корпусе ПГ в месте прохода трубы.

Система АПВ взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **парогенераторами (УВ)** – система обеспечивает поддержание необходимого уровня в ПГ при потере основной питательной воды;

- **системой химобессоленной воды (UA)** – система UA обеспечивает заполнение баков TX10(20,30)B01 и восполняет потери ХОВ при работе системы АПВ на второй контур;

- **системой технической воды ответственных потребителей (VF)** – обеспечивает подачу охлаждающей воды на маслованны подшипников АПЭН;

- **системой спецканализации (TZ)** – система TZ обеспечивает дренирование оборудования и трубопроводов системы ТХ в режимах пуска, останова и вывода в ремонт;

- **системой дренажей машзала (RT)** – в систему RT производится перелив и опорожнение баков TX10(20,30)B01;

- **системой промливневой канализации (UL)** – система UL обеспечивает окончательное дренирование системы ТХ на пол при выводе оборудования в ремонт.

11.2. Основные компоненты системы

11.2.1. Аварийный питательный насос

Аварийный питательный насос TX10(20,30)D01 (рис. 11.2) предназначен для подачи ХОВ в ПГ при нарушении нормальной подпитки ПГ.

В системе АПВ используется насосный агрегат типа ПЭА 150-85, где:

- ПЭА – питательный электронасос для АЭС;
- 150 – подача, м³/ч;
- 85 – давление на выходе из насоса, кгс/см².

Насос центробежный, горизонтальный, однокорпусный, секционный, семиступенчатый, с гидравлической пятой для уравнивания осевого усилия, с подшипниками скольжения с кольцевой смазкой, концевыми уплотнениями сальникового типа.

Корпус насоса состоит из набора секций, входной и напорной крышек, которые центрируются между собой на заточках и соединенных при помощи восьми стяжных шпилек.

Герметичность стыков секций между собой и с входной и напорной крышками обеспечивается металлическим контактом уплотняющих поясков. Дополнительно в стыках установлены уплотнительные кольца из термостойкой резины.

Корпус устанавливается на фундаментной плите и закрыт защитно-декоративным кожухом. В каждой секции установлен направляющий аппарат для формирования потока среды. Фиксация направляющих аппаратов относительно корпуса осуществляется при помощи штифтов.

Ротор насоса включает в себя вал, рабочие колеса, защитные рубашки вала и разгрузочный диск. Между рабочим колесом последней ступени и разгрузочным диском предусмотрен линейный зазор для компенсации тепловых расширений деталей ротора. Вал насоса защищен от проникновения ХОВ ступицами колес и втулками.

Передача крутящего момента с вала на колеса производится с помощью соединительных шпонок. В опорах корпуса насоса закреплен вал посредством подшипников скольжения с баббитной заливкой и масляной смазкой. Разгрузка от осевого усилия, направленного в сторону всасывающего патрубка насоса, осуществляется с помощью гидропаты.

В местах выхода вала из всасывающей и напорной крышек установлены концевые уплотнения сальникового типа с мягкой набивкой. Для охлаждения сальников в корпуса и буксы концевых уплотнений подводится вода системы VF. Отвод воды от уплотнений производится в дренажный бак машзала, а слив протечек через уплотнения – в систему промливневой канализации UL.

Опорами ротора насоса являются подшипники. Смазка подшипников жидкостная, маслом из маслованны. Подача масла к подшипникам производится с помощью маслоподающих колец.

Отвод тепла от масла, с целью поддержания температуры вкладышей подшипников в заданном интервале, производится с помощью маслоохладителей, вмонтированных в маслованны каждого подшипника.

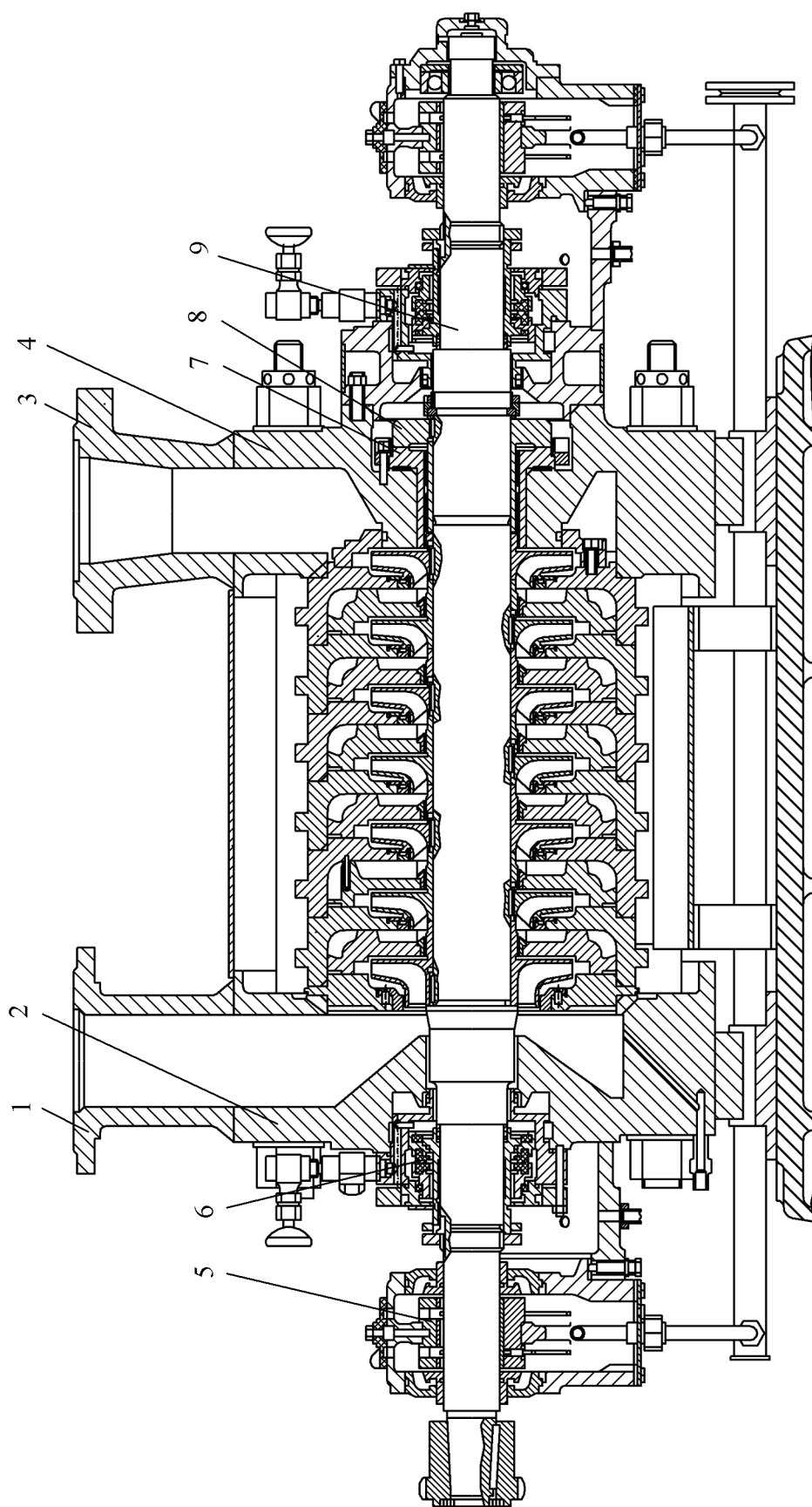


Рис. 11.2. Аварийный питательный насос:

1 – входной патрубок; 2 – входная крышка; 3 – выходной патрубок; 4 – напорная крышка; 5 – опорный подшипник; 6 – концевые уплотнения; 7 – подушка уплотнения; 8 – разгрузочный диск; 9 – вал

Ограничение осевого перемещения ротора в сторону напорной крышки обеспечивается упором бурта вала в радиальный шарикоподшипник.

Визуальный контроль осевого положения ротора производится при помощи указателей осевого сдвига по рискам, нанесенным на вал.

Рабочее направление вращения ротора – по часовой стрелке, если смотреть со стороны электродвигателя.

Для передачи усилия от электродвигателя к насосу предусмотрена зубчатая муфта. Муфта воспринимает перемещение вала и тепловое расширение.

Приводом насоса является трехфазный асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором, замкнутой системой вентиляции и нормальным пусковым моментом, с подшипниками скольжения, маслоснабжение картерное с маслораспределительным кольцом, картеры подшипников охлаждаются технической водой системы ответственных потребителей. Тип электродвигателя – 2А3М1-800/6000УХЛ4.

Для охлаждения двигателя и подшипников насоса имеются трубопроводы подвода и отвода воды.

Т а б л и ц а 11.1

Технические характеристики насосного агрегата ПЭА 150-85

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Производительность	150	м ³ /ч
Давление на выходе	85	кгс/см ²
Допускаемое давление на всасе	1,1	кгс/см ²
Температура перекачиваемой среды	5...150	°С
Тип уплотнения	сальниковое	
Протечки через уплотнения	0,1	м ³ /ч
Допустимая температура подшипников насоса	≤ 85	°С
Тип электродвигателя	2А3М-1-800/6000-УХЛ4	
Мощность электродвигателя	800	кВт
Частота вращения вала электродвигателя	2970	об/мин
Тип смазки	Т-22, Тп-22	

Аварийные питательные насосы ТХ10,20,30 расположены в помещениях А038/1,2,3 отметки – 4,2 м соответственно (рис. 11.3).

Возможно применение насосного агрегата типа ЦН150-90, который имеет аналогичную конструкцию.

Основное отличие – на этом насосе установлены не сальниковые, а торцевые концевые уплотнения.

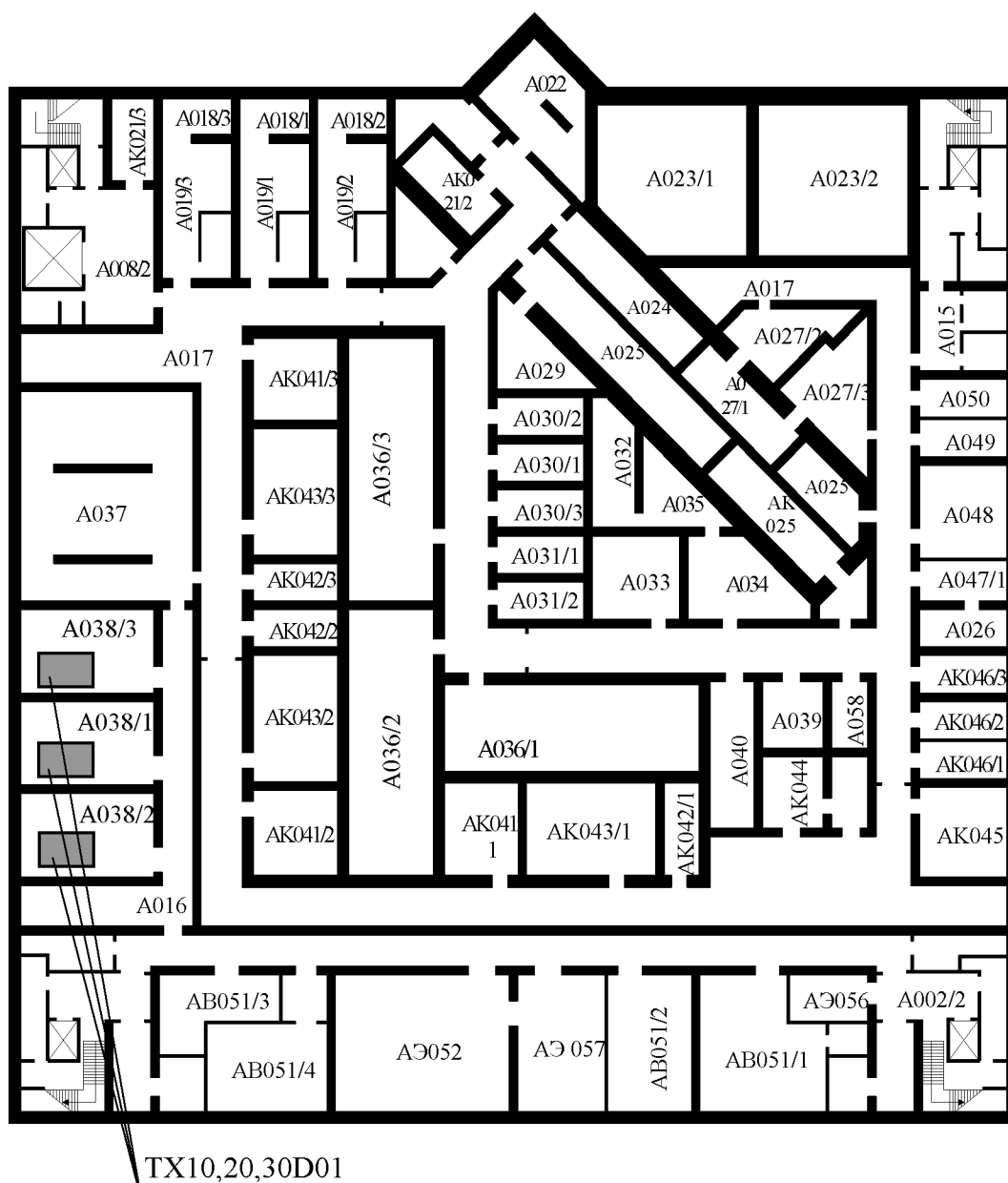


Рис. 11.3. План расположения АПЭН на отметке – 4,2 м

11.2.2. Бак запаса химически обессоленной воды

Бак TX10(20,30)B01 (рис. 11.4) предназначен для создания запаса химически обессоленной воды и представляет собой вертикальный сосуд цилиндрической формы с плоским дном антикоррозионным покрытием внутри. Снаружи бака имеются лестницы для доступа к люку-лазу и стационарные площадки обслуживания. Баки запаса химически обессоленной воды расположены в помещении А205 (рис. 11.4). Пол помещения (и, соответственно, днища баков) расположен на отметке 3,6 м, а вход в помещение А205 – на отметке 6,6 м обстройки РО.

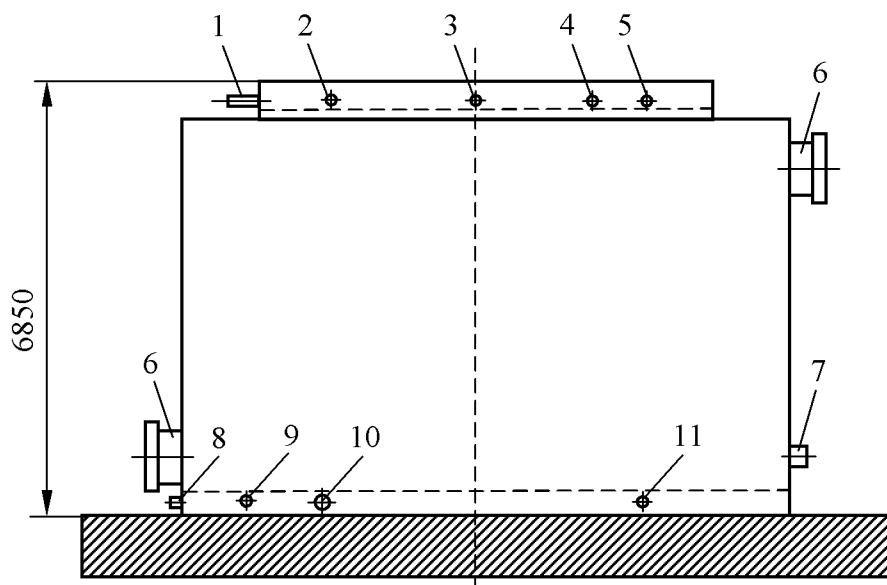


Рис. 11.3. Бак запаса химически обессоленной воды ТХ10(20,30)В01

Т а б л и ц а 11.2

Патрубки бака запаса ХОВ

Поз	Назначение патрубка	Ду, мм
1	Рециркуляция	90
2	Слив гидропята АПЭН	40
3	Воздушник	50
4	Перелив	110
5	Заполнение бака	90
6	Люк-лаз	880
7	Перемычка	325
8	Слив в канализацию РО (UL)	60
9	Штуцер уровнемера	15
10	Всас АПЭН	220
11	Дренаж в RT20B01	90

Т а б л и ц а 11.3

Технические характеристики бака запаса ХОВ

Наименование параметра	Величина	Единицы измерения
Полный объем	527	м ³
Полезный объем	470	м ³
Номинальный уровень	5500...6000	мм
Материал	ст. 3	
Давление	атмосферное	
Среда	обессоленная вода	

Дроссельная шайба TX10(20,30)E03 предназначена для ограничения расхода в рабочей зоне характеристики насоса TX10(20,30)D01 при недопустимых отклонениях подачи аварийной питательной воды в ПГ и имеет следующие характеристики:

- рабочее давление – 80 кгс/см^2 ;
- перепад давления на сужающем устройстве – $70,5 \text{ кгс/см}^2$;
- расчетный расход – $250 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Дроссельная шайба TX10(20,30)E04 предназначена для создания постоянного расхода на линии рециркуляции при работе насоса с нормальными параметрами. Имеет следующие характеристики:

- рабочее давление – 80 кгс/см^2 ;
- перепад давления на сужающем устройстве – $9,5 \text{ кгс/см}^2$;
- расчетный расход – $25 \text{ м}^3/\text{ч}$.

11.3. Управление системой

Управление элементами системы АПВ осуществляется:

- дистанционно ключами управления с БЦУ, расположенными на панелях НУ20,22,24; в случае невозможности управления с БЦУ предусмотрено управление с РЦУ;

- автоматически – действием технологических защит и блокировок.

Представляет интерес проектная система автоматического регулирования АПВ. На каждом трубопроводе подачи АПВ к ПГ установлены регулирующие клапаны. Регулирующие клапаны TX11S05, TX21S02 перед ПГ-1 и TX14S05, TX32S02 перед ПГ-3 управляются регуляторами уровня воды. В то же время регулирующие клапаны TX12S05, TX22S02 перед ПГ-4 и TX13S05, TX31S02 перед ПГ-2 управляются либо регуляторами уровня воды, либо регуляторами расхода воды в зависимости от уровня в ПГ и расхода на него.

Если произошел запуск системы и при этом происходит снижение уровня котловой воды, то первоначально по факту снижения уровня осуществляется включение регуляторов уровня и открытие регулирующих клапанов на трубопроводах подачи воды в соответствующие парогенераторы.

Если снижение уровня воды происходит в отключенных ПГ-1 или ПГ-3, которые оснащены только регуляторами уровня, то процесс может протекать по двум сценариям:

- если снижение уровня компенсируется подачей АПВ, то подпиткой ПГ будет осуществляться поддержание номинального уровня;

- если снижение уровня не компенсируется подачей АПВ с расходом до $75 \text{ м}^3/\text{час}$, то в данном случае при снижении уровня подпитка ПГ будет осуществляться до тех пор, пока не иссякнет вода в баках аварийного запаса ХОВ.

Если снижение уровня воды происходит в неотключенных ПГ-2 или ПГ-4, которые оснащены регуляторами уровня и расхода, то первоначально включаются в работу регуляторы уровня и если при этом течь не удаётся компенсировать при расходе АПВ до $75 \text{ м}^3/\text{ч}$, то автоматически отключаются регуляторы уровня и вводятся в работу регуляторы расхода, которые поддерживают расход $75 \text{ м}^3/\text{ч}$. Если в течение двух минут при этом расходе уровень не превышает 135 см, то выдается сигнал «Течь ПГ-2» или «Течь ПГ-4», закрывается отсечная и регулирующая арматура на соответствующий ПГ и открывается запорная арматура на отключенный парогенератор ПГ-1 или ПГ-3. Если уровень в ПГ-1 или ПГ-3 меньше 135 см при температуре первого контура более 100°C , то включается соответствующий регулятор уровня в ПГ-1 или ПГ-3. Если расхода воды будет недостаточно для поддержания уровня, то подпитка ПГ будет осуществляться до окончания запаса ХОВ.

Следует отметить, что на некоторых ЭБ не предусмотрено автоматическое управление регуляторами уровня и расхода в ПГ, поэтому арматура управляется с БЩУ. В этом случае при работе системы АПВ в аварийном режиме регуляторы поддержания заданного уровня и расхода воды в ПГ находятся в дистанционном режиме управления.

Действие блокировок рассматривается на примере первого канала системы. Для двух других каналов блокировки аналогичны.

Блокировка TXS02 арматуры TX10S05 предназначена для:

- подготовки технологической схемы подачи ХОВ в ПГ в аварийных ситуациях – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия после включения АПЭН;
- отвода возможных протечек обратных клапанов – сигнал на открытие арматуры через 15 мин после отключения насоса.

Блокировка TXS03 арматуры TX10S04 предназначена для:

- подготовки технологической схемы подачи ХОВ в ПГ в аварийных ситуациях – сигнал на открытие арматуры с запретом закрытия после включения АПЭН или при снижении уровня в ПГ менее 135 см и температуре первого контура более 150°C ;
- прекращения подачи ХОВ в ПГ при отключении насоса – сигнал на закрытие арматуры.

Блокировки TXS16,17 арматуры TX12,13S01 предназначены:

- для подготовки технологической схемы подачи ХОВ в ПГ в аварийных ситуациях – сигнал запрета закрытия арматуры при температуре первого контура более 150°C или после включения АПЭН;
- прекращения подачи воды в поврежденный ПГ – сигнал на закрытие арматуры с запретом открытия при расходе на ПГ-4(2) более $75 \text{ м}^3/\text{ч}$, уровне в ПГ-4(2) менее 135 см более 2 мин и при отсутствии сигналов активности воды более $5 \cdot 10^{-9} \text{ Ки/л}$ и температуры первого контура менее 70°C .

Блокировка TXS18 арматуры TX11,14S01,02 предназначена:

- для прекращения подачи ХОВ в ПГ при отключении насоса – сигнал на закрытие арматуры;

- подачи ХОВ в «отключенные» ПГ – сигнал на открытие арматуры при расходе на ПГ-4(2) более $75 \text{ м}^3/\text{ч}$, уровне в ПГ-4(2) менее 135 см более 2 мин и при отсутствии сигналов активности воды более $5 \cdot 10^{-9} \text{ Ки/л}$ и температуры первого контура менее 70°C .

Блокировки насоса TX10D01 предназначены:

- для защиты дизель-генератора от перегрузки пусковыми токами – сигнал отключения насоса с запретом включения при прохождении сигнала из схемы ступенчатого пуска при обесточивании секции 6 кВ;

- включения насоса для подачи ХОВ в ПГ в аварийных ситуациях;

- снятия запрета отключения насоса при наличии сигнала АСП, при увеличении температуры подшипников насоса, электродвигателя, температуры за гидропятой, а также при снижении температуры менее 100°C , уровня в баке ХОВ менее 60 см или снижении давления на насоса менее 12 кгс/см^2 (для возможности останова насоса).

11.4. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ система АПВ находится в следующих состояниях:

- режим ожидания;
- работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

Режим ожидания. Основную часть времени система АПВ находится в режиме ожидания, т.е. в состоянии готовности к действию при возникновении аварии. При этом:

- баки заполнены ХОВ до номинального уровня 5500...6000 мм;
- арматура TX10(20,30)S01 на линии всаса из баков ХОВ открыта;
- арматура TX10(20,30)S04 на напоре насосов закрыта;
- арматура TX10(20,30)S05 на напоре насосов открыта;
- арматура TX10(20,30)S07,11 на линии дренажа баков ХОВ закрыта;
- арматура TX10(20,30)S08 на линии заполнения баков ХОВ закрыта;
- арматура TX11,14S01,02 на линии подачи ХОВ в ПГ-1,3 закрыта;
- арматура TX12,13S01 и TX22,31S03 на линии подачи ХОВ в ПГ-2,4 открыта;
- регулирующая арматура TX11,12,13,14S05 закрыта.

Работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах. Автоматический запуск насосов системы осуществляется по программе ступенчатого пуска по сигналу «Обесточивание», по сигналам защит САОЗ, а также в случае снижения уровня в ПГ

менее 150 см (TX10D01) и менее 135 см (TX20,30D01) при температуре первого контура более 150 °С. В некоторых источниках значение уровня, при котором включаются АПЭН, описывается, как «снижение уровня на 750 мм от номинального». В то же время номинальный уровень котловой воды в ПГ составляет 2250 мм. Кроме того, на некоторых энергоблоках отечественных АЭС включение АПЭН по сигналам САОЗ не происходит.

При включении системы по вышеуказанным сигналам автоматически включается насос TX10(20,30)D01, без выдержки времени открывается арматура TX10(20,30)S04 на его напоре и налагается запрет дистанционного управления механизмами системы. Далее либо вступает в работу система автоматического регулирования системы, воздействующая на регулируемую арматуру TX11-14,21,22,31,32S05 либо арматура управляется с БЩУ.

По сигналу «Обесточивание» насосы включаются после подключения дизель-генераторов к секции надежного питания 6 кВ. Если к моменту аварийного включения в работу насос TX10(20,30)D01 находился в работе, то при появлении сигнала «Обесточивание» он отключается.

В аварийном режиме АПЭН подают питательную воду не менее, чем в три ПГ с учетом разрыва напорного трубопровода одного из насосов. Проектом предусмотрено, что производительность одного АПЭН должна обеспечивать отвод остаточного тепла от активной зоны реактора и расхолаживание первого контура.

Запрет дистанционного отключения насосов системы снимается при снижении температуры менее 100 °С, уровня в баке ХОВ менее 60 см или снижении давления на напоре насоса менее 12 кгс/см². Кроме того, продолжительность работы системы АПВ в аварийных режимах и количество работающих насосов могут определяться конкретной ситуацией на энергоблоке.

При обесточивании ЭБ при снижении уровня в баках TX10(20,30)B01 необходимо соединить их между собой (не более двух баков). При работе системы АПВ по прямому назначению и снижении уровня в баках TX10(20,30)B01 ниже 520 см (при отсутствии сигнала обесточивания ЭБ) баки необходимо заполнить от общестанционной системы ХОВ UA10.

12. СИСТЕМА АВАРИЙНОГО ПАРОГАЗОУДАЛЕНИЯ ИЗ ПЕРВОГО КОНТУРА

12.1. Назначение системы и описание технологической схемы

Система аварийного парогазоудаления (YR) предназначена для удаления парогазовой смеси из первого контура (верхних точек реактора, КД, коллекторов ПГ по первому контуру) в аварийных ситуациях, связанной с вскипанием теплоносителя первого контура, оголением активной зоны, возникновением пароциркуляционной реакции и образованием парогазовых пузырей в верхних точках оборудования РУ.

Кроме того, система используется при нормальных условиях эксплуатации для:

- воздухоудаления при заполнении первого контура;
- расхолаживания коллекторов ПГ по первому контуру;
- расхолаживания крышки реактора при расхолаживании РУ;
- создания сифона для исключения «зависания» теплоносителя при дренировании первого контура.

Система АПГУ является защитной системой безопасности класса 2НЗ и относится к первой категории сейсмостойкости.

Необходимость наличия системы обусловлена следующими факторами:

- в случае отключения всех ГЦН расхолаживание реактора осуществляется в режиме естественной циркуляции (ЕЦ), благодаря расположению активной зоны реактора ниже ПГ;
- в случае нарушения ЕЦ (опорожнении ПГ, течи теплоносителя первого контура) возможно образование парогазового пузыря под крышкой реактора, т.к. эта область сильно подвержена вскипанию из-за относительно слабой циркуляции;
- при этом возникает проблема охлаждения активной зоны реактора, так как пар, собирающийся в верхней части корпуса реактора и «горячих» нитках петель первого контура, препятствует естественной циркуляции теплоносителя через активную зону и создает условия для ее оголения.

Таким образом, в случае нарушения ЕЦ теплоносителя и образования парогазового пузыря необходимо наличие системы сброса парогазовых объемов из верхних точек оборудования первого контура.

К системе АПГУ предъявляются следующие требования со стороны реакторной установки:

- расчетные параметры: давление – 17,7 МПа (180 кгс/см²), температура 350 °С, среда – парогазовая смесь, скорость истечения – 220 м/с в течение 10 ч;
- возможность управления арматурой с БЦУ и РЦУ с регистрацией состояния арматуры в предаварийный и послеаварийный период;
- возможность принудительного снижения давления в первом контуре до уровня, обеспечивающего работу насосов аварийного впрыска бора в аварийных ситуациях;
- допускается разрыв мембраны ББ и выход парогазовой смеси под герметичную оболочку при превышении расхода сбрасываемого пара и газа до величины, которую могут принять системы спецгазоочистки (порядка 60 нм³/ч);
- возможность использования при расхолаживании первого контура в случае неработоспособности ГЦН для исключения «зависания» давления в первом контуре из-за вскипания теплоносителя в коллекторах ПГ и под крышкой реактора.

В состав системы АПГУ (рис. 12.1) входят следующие элементы:

- трубопроводы;
- арматура;
- дроссельная шайба.

Трубопроводы системы АПГУ подсоединены к воздушникам соответствующего оборудования:

- парогазоудаление из реактора выполнено через три параллельных трубопровода с установленной на них арматурой YR01,02,03S01;
- парогазоудаление из КД выполнено через три параллельных трубопровода с арматурой YR51,52,53S01;
- парогазоудаление из каждого коллектора ПГ-1(2,3,4) выполнено через трубопровод с установленной на общей линии арматурой YR11,12(21,22,31,32,41,42)S01.

Открытие любой арматуры обеспечивает выполнение системой требуемых функций.

Сброс парогазовой среды осуществляется в ББ через три параллельных трубопровода с арматурой YR61,62,63S01. В ББ парогазовая смесь конденсируется, проходя через слой воды. Ряд сопел, установленных на сбросном коллекторе пара, рассредоточивают поток парогазовой смеси внутри водяного объема ББ, что приводит к быстрой конденсации.

Кроме того, сброс может осуществляться в ТОП через трубопровод с арматурой YR60S01,02 и дроссельной шайбой YR60E01. Последовательная установка двух арматур на линии сброса в ТОП обеспечивает защиту от ложного открытия одной арматуры (в том числе, ошибки оператора). Дроссельная шайба предназначена для исключения повреждения трубопроводов низкого давления на линии сброса в ТОП.

Линия сброса в ТОП организована для исключения повышения давления в коллекторе между арматурами YR61,62,63S01 и арматурами сброса парогазовой смеси из реактора, ПГ и КД в случае протечек среды через эти арматуры.

Система АПГУ взаимодействует со следующими системами ЭБ:

- **системой первого контура (YA)** – сброс парогазовой среды осуществляется из верхних точек оборудования первого контура (реактора, КД, коллекторов ПГ);
- **системой компенсации давления (YP)** – сброс парогазовой среды осуществляется в ББ YP20B01;
- **системой организованных протечек первого контура (TY)** – возможность сброса парогазовой среды в ТОП TY10W01.

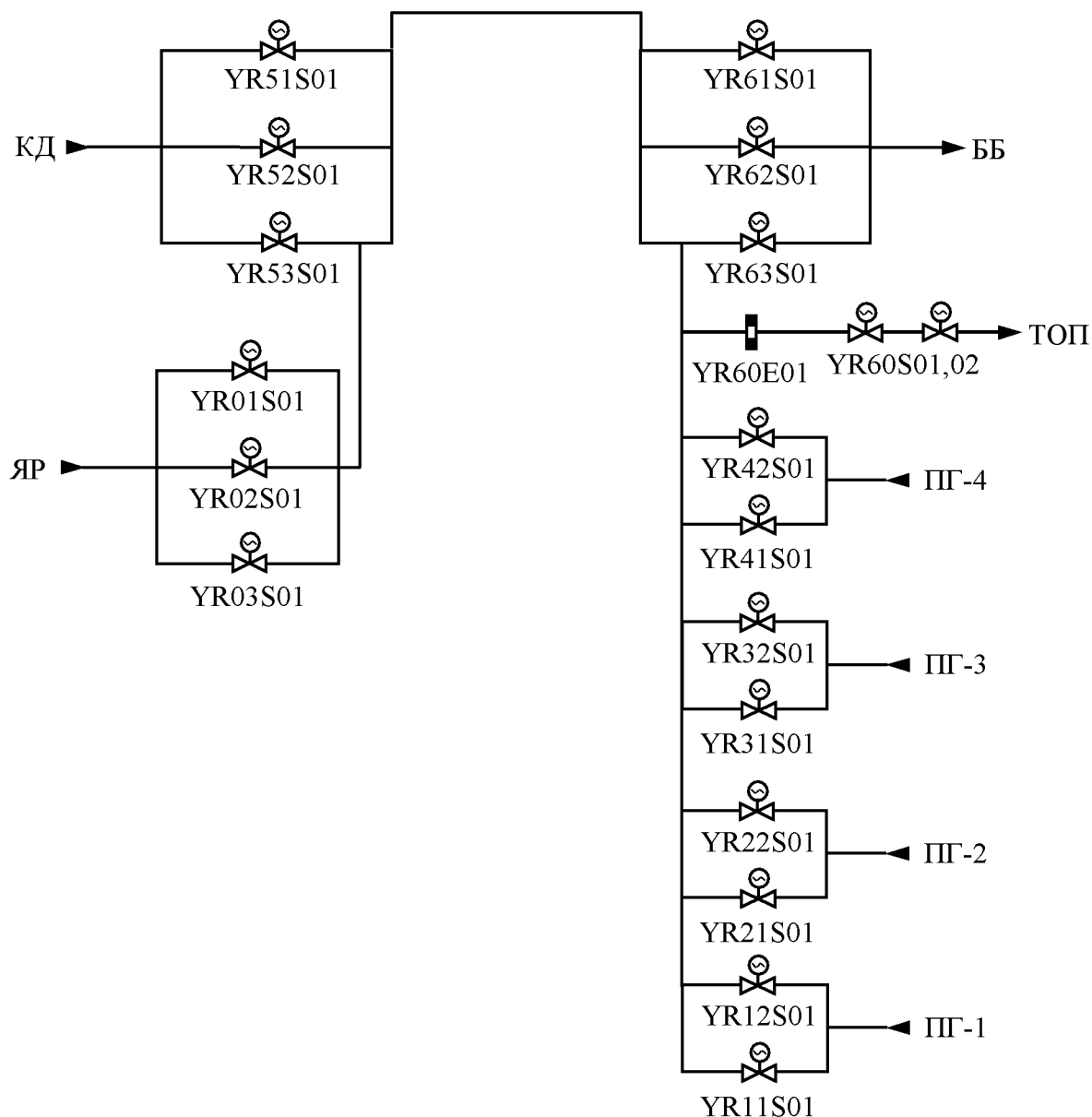


Рис. 12.1. Система аварийного парогазоудаления из первого контура

12.2. Основные компоненты системы

Основным элементом системы является запорный сильфонный вентиль. Данная арматура системы является запорной и может занимать положения «открыто» или «закрыто» и не предназначена для регулирования расхода в промежуточных положениях.

Сильфон является наиболее надежным герметизирующим элементом подвижных соединений относительно внешней среды, который обеспечивает практически полную герметичность и исключает протечку по штоку. Поэтому на наиболее ответственной арматуре первого контура, а также в

системах с токсичными и взрывоопасными средами применение сильфонных уплотнений является предпочтительным.

К конструкции сильфонного узла предъявляются следующие требования:

- герметичное перекрытие подвижного соединения;
- создание условий работы сильфона, при которых обеспечивается его требуемая циклическая прочность;
- удобство сборки и разборки в целях возможной замены сильфона или всего сильфонного узла;
- возможность обнаружения неисправности сильфона.

Время открытия (закрытия) арматуры системы не должна превышать 60 с.

12.3. Управление системой

Управление арматурой системы АПГУ осуществляется дистанционно ключами управления с БЩУ, расположенными на панелях НУ20,22,24; в случае невозможности управления с БЩУ предусмотрено управление с РЩУ (НР10);

Защиты, блокировки, а также регуляторы в системе не предусмотрены.

12.4. Работа системы

В зависимости от состояния ЭБ система АПВ может находиться в следующих состояниях:

- режим ожидания;
- режим расхолаживания первого контура;
- режим дренирования первого контура;
- работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

Режим ожидания. В режиме ожидания арматура системы находится в закрытом положении, за исключением арматуры YR60S01,02 на трубопроводе сброса среды в ТОП.

Режим расхолаживания первого контура. При расхолаживании первого контура система АПГУ используется для расхолаживания коллекторов ПГ и крышки реактора. В этом режиме:

- арматура YR01(02,03)S01 на линии сброса среды из реактора открыта;
- арматура YR11,12,21,22,31,32,41,42S01 на линиях сброса среды из коллекторов ПГ по первому контуру открыта;
- арматура YR60S01,02 на линии сброса среды в ТОП открыта;
- арматура YR51,52,53S01 на линии сброса среды из КД закрыта;
- арматура YR61,62,63S01 на линии сброса среды из первого контура в ББ закрыта.

Таким образом, осуществляется продувка коллекторов ПГ и крышки реактора по тракту:

коллектора ПГ, крышка реактора → YR01(02,03)S01,

YR11,12,21,22,31,32,41,42S01 → YR60S01,02 → ТОП

При снижении давления в первом контуре до 15...20 кгс/см² продувка переводится на ББ, при этом открывается арматура YR61(62,63)S01 и закрывается YR60S01,02.

Режим дренирования первого контура.

В этом режиме осуществляется выравнивание уровня в оборудовании при дренировании первого контура. Для этого первый контур с помощью системы АПГУ объединяется в систему сообщающихся сосудов:

- открывается арматура YR11,12,21,22,31,32,41,42S01 на линиях сброса среды из коллекторов ПГ и арматура YR01(02,03)S01 на линии сброса среды из реактора;

- закрывается арматура YR60S01,02 и YR61(62,63)S01 на линиях сброса среды в ТОП и ББ;

- открывается арматура YR51(52,53)S01 на линии сброса среды из КД.

Следует отметить, что дренирование уплотненного первого контура разрешается производить только при условии подачи азота в верхние точки первого контура – КД и объединенные с ним по линиям аварийного газоудаления крышку реактора и коллектора ПГ для исключения возникновения опасных условий при дренировании:

- возможного образованием взрывоопасных концентраций водорода в полостях контура;

- «зависания» уровня теплоносителя в коллекторах ПГ и под крышкой реактора, при разуплотнении которых впоследствии возможно затопление людей, а также неорганизованный выход теплоносителя за пределы первого контура (в шпилечные гнезда главного разъема реактора, во второй контур ПГ с разуплотненными коллекторами).

Работа при нарушениях условий нормальной эксплуатации энергоблока и аварийных режимах.

При нарушении нормальных условий эксплуатации и аварийных режимах, система АПГУ используется для принудительного снижения давления в первом контуре до значения, обеспечивающего работу насосов аварийного ввода бора TQ13 (при отказе системы подпитки и ИПУ КД), а также для восстановления ЕЦ теплоносителя первого контура при останове всех ГЦН. В аварийной ситуации, связанной с оголением активной зоны реактора и возникновением пароциркуляционной реакции, производится сдувка парогазовой смеси из-под крышки реактора и коллекторов ПГ в ББ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Браславский Ю.В.* Альбом технологических схем реакторного отделения АЭС с ВВЭР-1000 (В-320) / Ю.В. Браславский, В.Ф. Дудаков. – Севастополь.: СКУАЭиП, 2010. – 78 с.
2. *Матузаев К.Б.* Ядерная энергетическая установка АЭС с ВВЭР-1000: оборудование, системы и элементы. – Ч. I. Основные компоненты реакторной установки: учеб. пособие / К.Б. Матузаев, Г.Я. Мерзликин, В.В. Шаповаленко. – Севастополь СевГУ, 2015. – 152 с.: ил.
3. *Матузаев К.Б.* Ядерная энергетическая установка АЭС с ВВЭР-1000: оборудование, системы и элементы. – Ч. II. Системы реакторной установки: учеб. пособие/ К.Б. Матузаев, Г.Я. Мерзликин, В.В. Шаповаленко. – Севастополь СевГУ, 2015. – 144 с.: ил.
4. *Матузаев К.Б.* Ядерная энергетическая установка АЭС с ВВЭР-1000: оборудование, системы и элементы. – Ч. III. Системы контроля, автоматики, защит и блокировок реакторной установки / К.Б. Матузаев, Г.Я. Мерзликин, В.В. Шаповаленко. – Севастополь: СевГУ, 2015. – 132 с.: ил.
5. *Выговский С.Б.* Безопасность и задачи инженерной поддержки эксплуатации ядерных энергетических установок с ВВЭР: учеб. пособие / С.Б. Выговский, Н.О. Рябов, Е.В. Чернов. – М.: НИЯУ МИФИ, 2013. – 304 с.
6. *Дементьев Б.А.* Ядерные энергетические реакторы: учебник для вузов / Б.А. Дементьев. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
7. *Нигматулин И.П.* Ядерные энергетические установки: учебник для вузов / И.П. Нигматулин, Б.И. Нигматулин. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 168 с.
8. *Марцинковский В.А.* Насосы атомных станций / В.А. Марцинковский, П.Н. Ворона. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 255 с.
9. *Маргулова Т. Х.* Атомные электрические станции: учебник для вузов / Т.Х. Маргулова. – изд. 5-е. – М.: ИздАТ, 1994. – 289 с.

Учебное издание

**Браславский Юрий Валентинович
Дудаков Владимир Федорович**

**ОСНОВНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ
РЕАКТОРНОГО ОТДЕЛЕНИЯ АЭС С ВВЭР-1000
(МОДИФИКАЦИЯ В-320)**

Учебное пособие

Издается в авторской редакции

Изд. № 106/18. Объем 12,75 п.л.
РИИЦМ ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»