

ТЕПЛОМАССООБМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ТЭС и АЭС

Учебное пособие

Санкт-Петербург

2015

УДК 621.184.64 (075)

ББК 31.31я 7

Т 343

Тепломассообменное оборудование ТЭС и АЭС: учебное пособие/
В.А. Суслов, В.Н. Белоусов, С.В. Антуфьев, Е.Н. Громова, А.Н. Кузнецов,
В.А. Кучмин, С.Н. Смородин. – СПб.: СПбГТУРП, 2015. – 83 с: ил. 66.-
ISBN 978-5-91646-087-2

Учебное пособие содержит основные понятия, определения и схемы теплообменного оборудования, использующегося на ТЭС и АЭС.

Пособие подготовлено в соответствии с требованиями государственных образовательных стандартов, содержание соответствует программе курса «Тепломассообменное оборудование ТЭС и АЭС», читаемого для магистров теплоэнергетиков по направлению 13.04.01.

Рецензенты: зав. кафедрой атомных станций и промтеплоэнергетики СПбГПУ, д-р техн. наук, профессор В.В. Сергеев; зав. кафедрой теплосиловых установок и тепловых двигателей СПбГТУРП, канд. техн. наук, доцент П.Н. Коновалов.

Рекомендовано к изданию Редакционно-издательским советом университета растительных полимеров в качестве учебного пособия.

Редактор и корректор Т.А. Смирнова

Технический редактор Л.Я. Титова

Темплан 2015 г. поз. 32

Подп. к печати 05.06.15. Формат 60х84/16. Бумага тип. №1. Печать офсетная. Печ. л. 5,5. Уч.-изд. л. 5,5. Тираж 100 экз. Изд. № 32. Цена «С». Заказ

Ризограф Санкт-Петербургского государственного технологического университета растительных полимеров, СПб., 198095, ул. Ивана Черных, 4

ISBN 978-5-91646-087-2

© Санкт - Петербургский государственный технологический университет растительных полимеров, 2015

© Суслов В.А., Белоусов В.Н., Антуфьев С.В., Громова Е.Н., Кузнецов А.Н., Кучмин В.А., Смородин С.Н., 2015

ВВЕДЕНИЕ

Основным предназначением тепловых электрических станций (ТЭС) является выработка электрической энергии для снабжения ею промышленного производства, коммунального хозяйства и транспорта, а также обеспечения предприятий и жилого сектора паром и горячей водой. Поэтому энергетическое и энерготехнологическое хозяйство ТЭС и атомных электрических станций (АЭС) представляет собой сложный комплекс, включающий в себя установки для производства и преобразования различных видов энергии; коммуникации и трубопроводы для транспорта топлива, энергии; системы отопления, вентиляции и кондиционирования; установки для обезвреживания и утилизации выбросов, использования вторичных и попутных энергоресурсов предприятия в виде физической и химической теплоты отходов, теплоты конденсата, отработавшего пара, отходящих газов, механической энергии сжатого воздуха и других газов.

В настоящем пособии рассматриваются тепло- и массообменные установки, применяющиеся на ТЭС и АЭС, различающиеся по своему назначению.

В зависимости от назначения и принадлежности к процессам, осуществляемым на ТЭС и АЭС, теплообменные установки классифицируют на **регенеративные и сетевые подогреватели, парогенераторы и испарители, паропреобразователи, конденсаторы, деаэраторы** и т. д. К тепломассообменным аппаратам и устройствам относят также скрубберы, применяемые для осушки, увлажнения и очистки воздуха, градирни для охлаждения воды и т. д.

По принципу действия различают **поверхностные и контактные** аппараты. В поверхностных теплообменниках теплота от горячего теплоносителя к холодному передается через твердую стенку. В контактных аппаратах теплообмен осуществляется при непосредственном соприкосновении теплоносителей и, как правило, сопровождается переносом массы. Значительную долю этих теплообменников составляют **смесительные**, в которых происходит частичное или полное перемешивание потоков теплоносителей.

Эффективность и надежность работы теплообменных аппаратов зависит от правильности проведения тепловых расчетов и определения на их базе конструктивных характеристик.

1. Основные типы реакторов АЭС

1.1. Принципиальные схемы производства пара на АЭС

По мере развития ядерной энергетики изыскивались наиболее надежные и конкурентоспособные по отношению к ТЭС типы АЭС. В последние десятилетия были определены варианты строительства АЭС в настоящее время и для осуществления в ближайшей перспективе.

Все варианты тепловых схем АЭС по технологии производства рабочего пара четко делится на два принципиально различных типа [1, 2].

Рабочий пар на АЭС может быть получен или непосредственно в ядерной энергетической установке (ЯЭУ), или же в специальном агрегате за счет тепла, поступившего из ядерного реактора. В первом случае АЭС состоит из одного контура, соединяющего непосредственно ядерный реактор, который производит рабочий пар, и турбогенератор. Такие АЭС называют **одноконтурными**. Во втором случае необходимо иметь, по крайней мере, два контура. Один из них объединяет ядерный реактор и агрегат, вырабатывающий рабочий пар — парогенератор (ПГ), а другой соединяет ПГ с турбогенератором. Выполненные по этой схеме АЭС называют **двухконтурными**. На *рис. 1.1* представлена принципиальная схема одноконтурной АЭС. По такой схеме с перегревом пара работает одна АЭС в мире (II блок Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова). Все остальные одноконтурные АЭС работают на

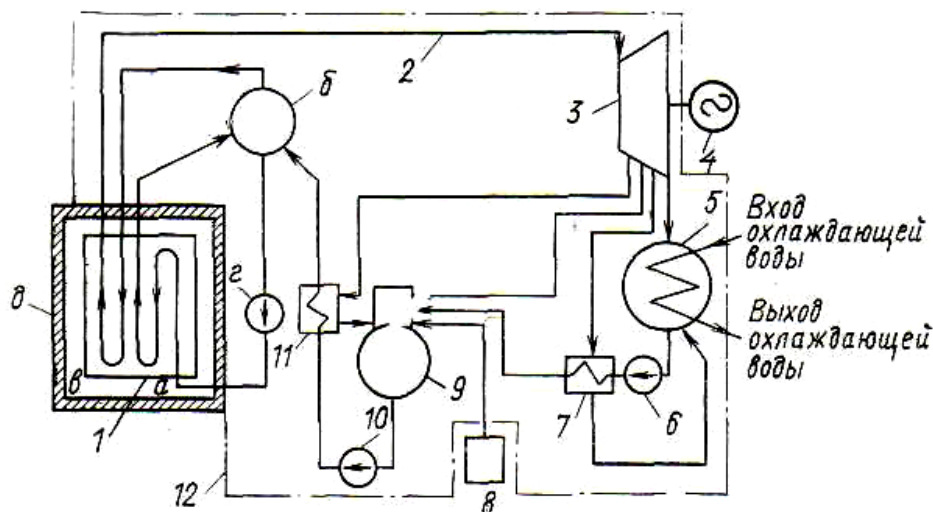


Рис. 1.1. Принципиальная схема одноконтурной АЭС: 1- ядерный реактор; 2- паропровод; 3 - паровая турбина; 4- электрогенератор; 5 - конденсатор; 6 - конденсатный насос; 7 - подогреватель воды низкого давления; 8 - установка для подготовки добавочной воды; 9 - деаэратор; 10 - питательный насос; 11 - подогреватель воды высокого давления; 12 - биологическая защита паротурбинного контура; а - испарительная часть реактора; б - сепарационный барабан; в - пароперегревательная часть реактора; г - перекачивающий насос; д - биологическая защита реактора

насыщенном паре. В ядерном реакторе совмещено осуществление управляемой реакции деления ядер урана или другого ядерного горючего и производство рабочего пара с помощью тепла, выделяемого в этом процессе.

Активная зона реактора состоит из большого числа тепловыделяющих элементов (ТВЭЛОВ), омываемых водой и пароводяной смесью (испаритель реактора - *а*) или перегретым паром (пароперегреватель реактора - *в*). В испарителе вода нагревается до температуры насыщения и испаряется в количестве, соответствующем расходу пара на турбину. Из испарителя выходит пароводяная смесь с массовым паросодержанием не более 20 %, поступающая в разделительное устройство - сепаратор. Сепаратор располагается в корпусе реактора (реакторы корпусного типа) или выносится в отдельный разделительный (сепарационный) барабан - *б*. Осажденная в сепараторе вода вместе с питательной водой вновь поступает в испарительную зону реактора. Движение воды и пароводяной смеси в циркуляционном контуре реактора осуществляется или созданием соответствующего напора, развиваемого перекачивающим насосом - *г*, или (при малых гидравлических сопротивлениях контура) под действием напора естественной циркуляции. Выделившийся и осушенный в сепараторе насыщенный пар поступает в перегреватель реактора, перегревается до заданной температуры и по паропроводу направляется в турбогенератор.

Одноконтурные АЭС типа Ленинградской АЭС с канальными реакторами и все известные АЭС с корпусными кипящими реакторами работают на насыщенном паре. В них рабочий пар направляется в турбину непосредственно из сепаратора (в таких реакторах перегревательная часть - *в* отсутствует).

Радиоактивные излучения, сопровождающие реакции ядерного деления, локализуются биологической защитой реактора.

Рассмотрение остальных элементов схемы *рис. 1.1* показывает полную идентичность их с элементами регенеративной системы обычной ТЭС.

В связи с наличием наведенной активности в рабочем паре все оборудование паротурбинной части АЭС также является радиоактивным и требует соответствующей биологической защиты и дистанционного обслуживания.

Основной признак одноконтурной схемы - наличие реактора, производящего рабочий пар.

На *рис. 1.2* показана часть принципиальной схемы I блока Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова. В реакторе осуществляется только перегрев рабочего пара, а производство его вынесено в специальную парогенераторную установку. В испарителе реактора вырабатывается пароводяная смесь, однако она является не рабочим телом, а первичным теплоносителем, отводящим тепло из реактора в ПГ. Из испарителя реактора пароводяная смесь поступает в сепаратор. Насыщенный пар из него направляется в испаритель парогенератора *е*, где, конденсируясь, передает тепло рабочему телу - воде для производства рабочего пара. В испаритель вода поступает из подогревателя (экономайзера) парогенератора при температуре насыщения, соответ-

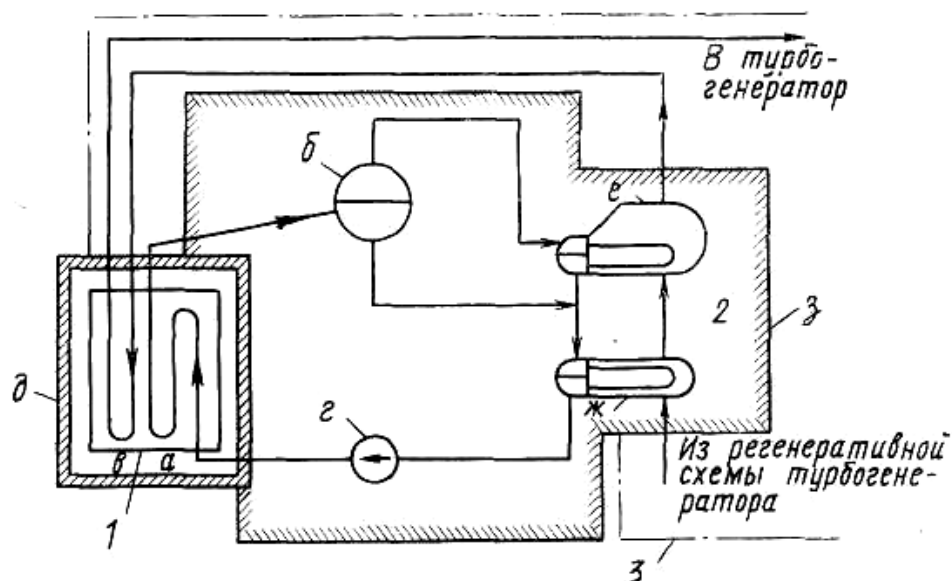


Рис. 1.2. Принципиальная схема производства рабочего пара на 1-м блоке Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова: 1- ядерный реактор: а- испарительная часть реактора; б - разделительный (сепарационный барабан); в - пароперегревательная часть реактора; г - перекачивающий насос реактора; д - биологическая защита реактора; 2 - парогенераторная установка: е - испаритель ПГ; ж - подогреватель (водяной экономайзер) ПГ; з - биологическая защита ПГ; 3 - биологическая защита паротурбинного контура

ствующей давлению в рабочем контуре испарителя. В теплопередающей поверхности испарителя парогенератора образуется пароводяная смесь, которая разделяется в сепараторе парогенератора. Осажденная в сепараторе вода снова возвращается в теплопередающую поверхность испарителя, а выделившийся и осушенный насыщенный пар поступает на перегрев в реактор. Перегретый пар по паропроводу направляется в турбогенератор. Схема паротурбинной установки со всеми элементами регенеративного цикла идентична рис. 1.1.

Питательная вода из регенеративных подогревателей поступает в водяной экономайзер ПГ, где нагревается до температуры насыщения. Греющая среда в экономайзере представляет собой смесь конденсата первичного теплоносителя испарителя и осажденной в сепараторе реактора воды, которая охлаждается в экономайзере до температуры существенно ниже температуры насыщения, соответствующей давлению в реакторе. Включение в одноконтурную схему АЭС дополнительного контура ПГ насыщенного пара имело целью выработку рабочего пара из практически нерадиоактивной воды. Так как в испарителе ПГ обеспечена хорошая сепарация, то рабочий пар, поступающий в перегреватель реактора (ввиду незначительного количества примесей), активируется в нем несущественно. Низкий уровень радиоактивности рабочего пара, малые количества вынесенных из реактора радиоактивных

примесей и их отложений в паротурбинной части станции облегчали эксплуатацию, ревизию и ремонт оборудования.

1.2. Реакторы на естественном уране с графитовым замедлителем

Схема установки показана на *рис. 1.3*. Теплоносителем является углекислый газ с давлением 2 МПа. Он циркулирует через активную зону, в которой находится замедлитель, изготовленный из графитовых блоков с отверстиями для прохода теплоносителя и размещения топливных элементов. Топливные элементы представляют собой стержни из естественного урана в оболочке из магниевого сплава. Активная зона реактора имеет диаметр 14 м, высоту 8 м.

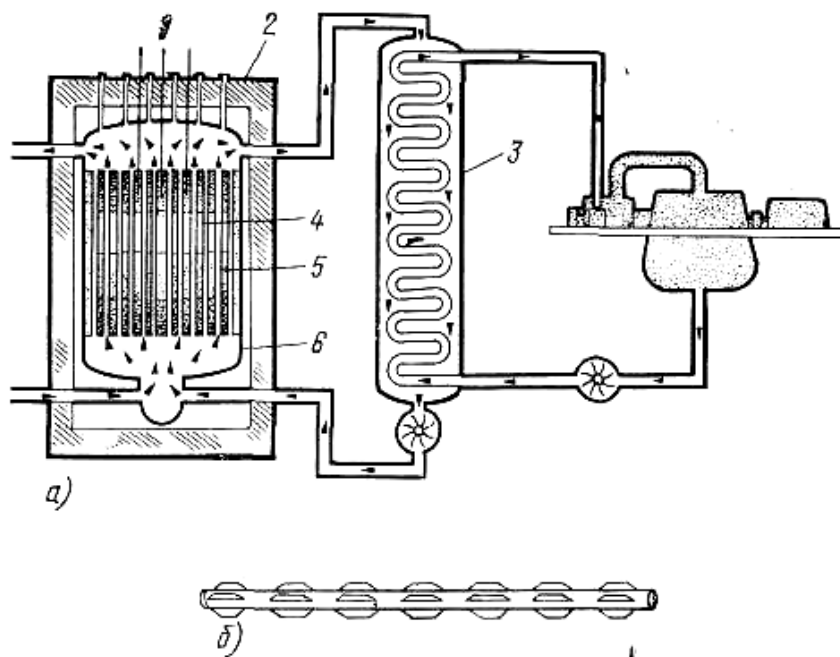


Рис. 1.3. АЭС на естественном уране: а -схема реактора: теплоноситель - углекислый газ, замедлитель - графит, топливо - естественный металлический уран: 1-регулирующие стержни; 2 - бетонная защита; 3 - парогенератор; 4 - топливные элементы; 5 - графитовый замедлитель; 6 - стальной корпус давления; б - топливный элемент реактора

Теплоноситель на выходе из активной зоны имеет температуру до 400 °С. Отсюда он идет к парогенератору, а затем обратно к газовому циркуляционному насосу реактора. Эффективность парового цикла данных реакторов составляет около 31%, т.е., 69% тепла, произведенного в реакторе, сбрасывается в атмосферу через градирни.

1.3. Реакторы с водой под давлением

Наиболее распространенным гражданским энергетическим реактором является реактор с водой под давлением (PWR). Схема реактора PWR представлена на *рис. 1.4*.

Вода под давлением 15 МПа закачивается в корпус реактора, содержащий активную зону. Вода проходит вниз, через зазор между активной зоной

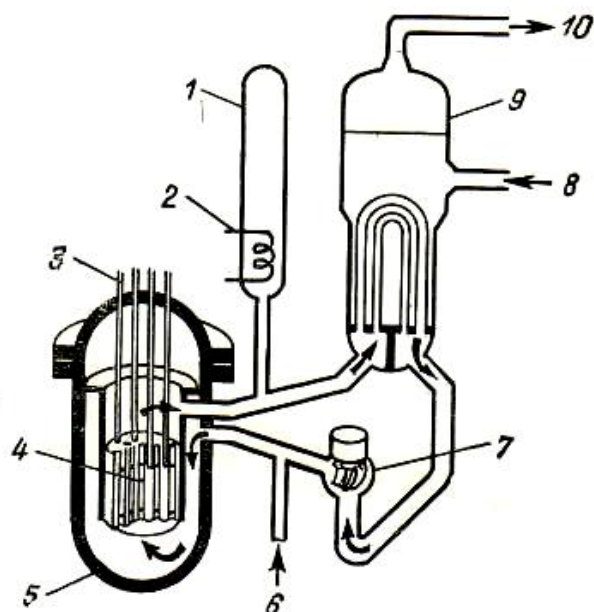


Рис. 1.4. Схема реактора с легководным замедлителем и теплоносителем под давлением (PWR):

1 — расширитель; 2 — нагревающее устройство; 3 — регулирующие стержни; 4 — активная зона; 5 — стальной корпус давления; 6 — система аварийного охлаждения активной зоны; 7 — насос; 8 — питающая вода; 9 — парогенератор; 10 — пар

и корпусом, а затем направляется вверх, омывая топливные элементы. После активной зоны вода через систему трубопроводов попадает в парогенератор. При этом легководный теплоноситель реактора действует в нем и как замедлитель. В парогенераторе поток горячей воды из реактора проходит по вертикальным U-образным трубкам, а вода низкого давления подается в корпус парогенератора и омывает трубки с наружной стороны.

Пар, образующийся с давлением около 7 МПа, идет от парогенератора в турбину, а оттуда — в конденсатор. Конденсируемая вода возвращается в парогенератор. На рис. 1.4 показан один замкнутый контур теплоносителя. Реакторы PWR имеют обычно два, три или четыре контура на один корпус реактора. На рис. 1.5 показан типичный четырехконтурный реактор PWR.

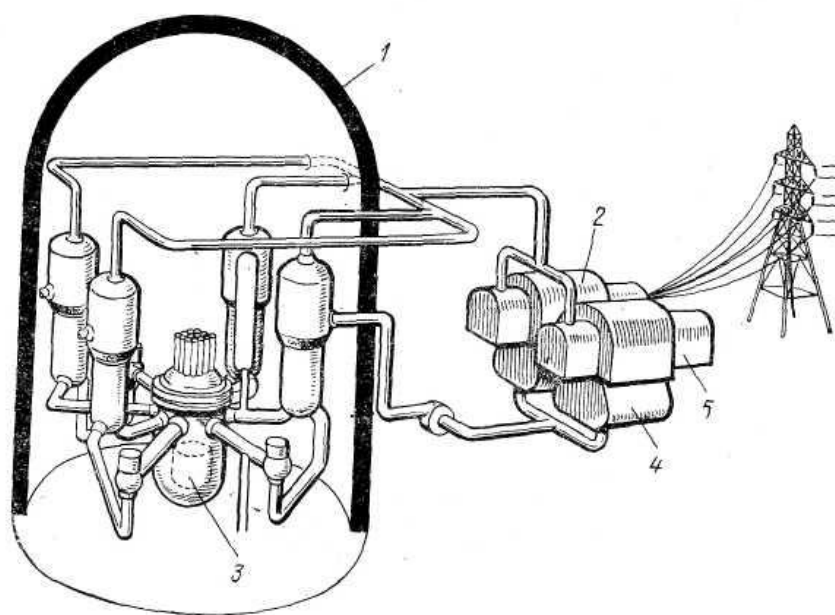


Рис. 1.5. Схема типичной четырехконтурной АЭС с реактором PWR: 1 - защитная оболочка АЭС; 2 - турбина; 3 - активная зона; 4 - конденсаторы; 5 - электрогенераторы

На подавляющем большинстве отечественных АЭС используются такие водо-водяные реакторы корпусного типа с водой под давлением ВВЭР. Основным полигоном для промышленных испытаний реакторов ВВЭР, служит Ново-Воронежская АЭС. На ней опробованы реакторы ВВЭР-210, 365, 440, 1000. Числа после обозначения типа реактора указывают электрическую мощность (МВт), соответствующую энергетической установке данного реактора.

Ведутся работы над реактором с перегревом пара. За рубежом имеется положительный опыт эксплуатации таких реакторов.

1.4. Кипящие реакторы

Кипящие реакторы (BWR) отличаются от реакторов PWR тем, что генерируют пар непосредственно в активной зоне и не имеют для этого отдельных парогенераторов. Схема реакторов BWR показана на *рис. 1.6*. Вода давлением 7 МПа проходит через активную зону, и около 10% воды превращается в пар. Пар затем отделяется от воды в верхней части корпуса реактора, причем вода возвращается в активную зону снизу с помощью циркуляционного насоса, а пар из верхней части корпуса идет на паровую турбину. Пар из турбины пропускается через конденсатор и конденсат возвращается в корпус реактора, как показано на *рис. 1.6*.

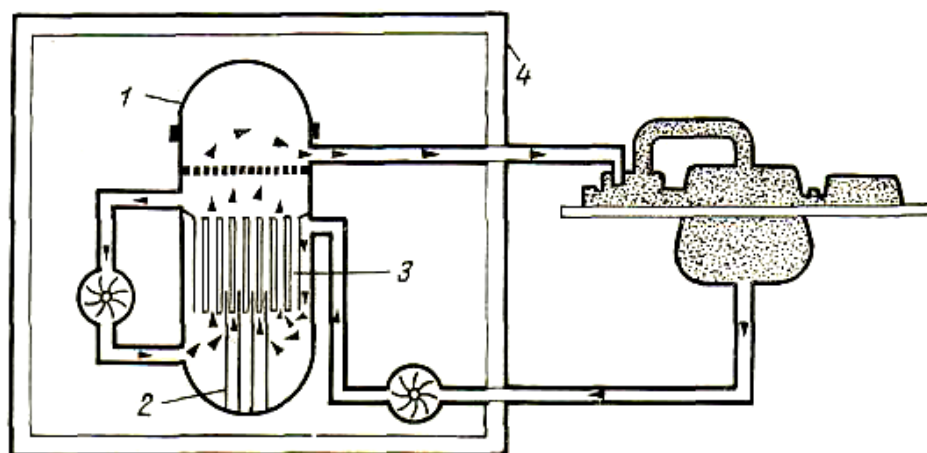


Рис. 1.6. Кипящий реактор с легководным замедлителем и теплоносителем (BWR): 1- стальной корпус давления; 2- регулирующие стержни; 3- топливные элементы; 4 - бетонная защита

Преимуществом кипящих реакторов является отсутствие парогенератора, одного из наиболее ненадежных элементов реакторов PWR. Однако в реакторах PWR теплоноситель, проходящий через активную зону, удерживается в контуре: реактор — парогенератор — циркуляционный насос.

В кипящем реакторе теплоноситель проходит еще через паровую турбину и конденсатор. Продукты коррозии из турбины и конденсатора проходят через реактор, где они могут активироваться нейтронами, т. е. образовывать радиоактивные изотопы, которые будут циркулировать в системе. Также в поток теплоносителя попадает малое количество радиоактивных веществ, выходящих из дефектных топливных сборок. Эти вещества включают редкие газы — ксенон и криптон. Они удаляются с помощью системы выведения

инертных газов в конденсаторе. Таким образом, кипящие реакторы эксплуатируются при наличии некоторых компонентов, находящихся в радиационном поле, чего нет в реакторах *PWR*. Следовательно, кипящие реакторы дают несколько большую (хотя и тщательно ограничиваемую) дозу облучения своим операторам. Другой проблемой существующих кипящих реакторов является растрескивание трубопроводов из нержавеющей стали в условиях коррозии под высокой нагрузкой. Эта проблема аналогична проблеме парогенераторов в реакторах *PWR*; ее можно решить различными конструктивными мерами.

В нашей стране подобный реактор *BK-50* был сооружен в 1965 г. в г. Димитровграде, где несколько лет работал в составе одноконтурной *ЯЭУ*.

1.5. Реакторы на естественном уране

с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем

Американские реакторы *PWR* и *BWR* требуют значительного обогащения урана, для того чтобы компенсировать относительно высокое поглощение нейтронов легководным теплоносителем. Этот недостаток можно преодолеть, используя в качестве замедлителя тяжелую воду, а в качестве теплоносителя — либо тяжелую воду, либо кипящую легкую воду. В последнем случае, например, английский паропроизводящий тяжеловодный реактор (*SGHWR*) еще требует обогащения урана, но уже на значительно более низком уровне, чем в реакторах *PWR* и *BWR*. Если же использовать тяжелую воду и в качестве теплоносителя, то возможно создать реактор на естественном уране. Этот принцип реализован в канадских реакторах *CANDU* (рис. 1.7).

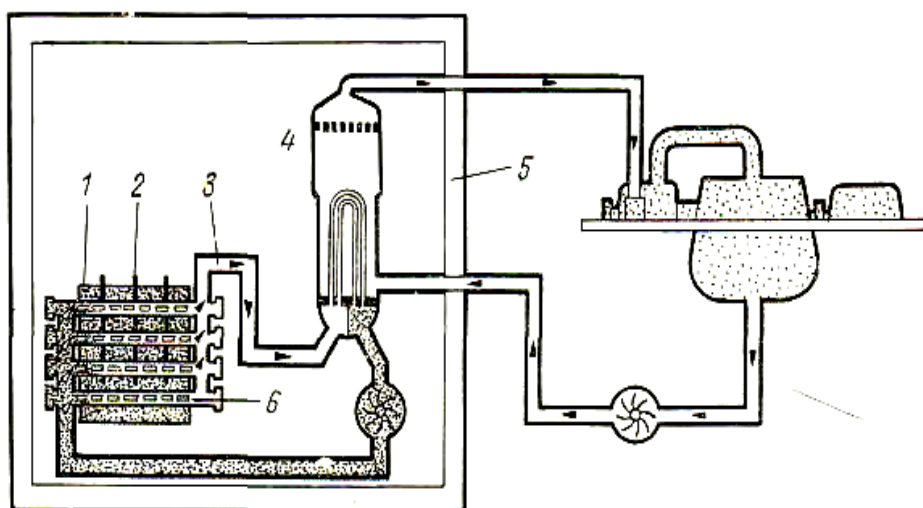


Рис. 1.7. Реактор с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем: 1- каландр; 2- регулирующие стержни; 3- тяжелая вода; 4- парогенератор; 5- бетонная защита

Реакторы *CANDU* не имеют массивного, толстостенного корпуса давления, используемого в реакторах *PWR* и *BWR*. Топливные сборки реактора *CANDU* размещаются в горизонтальных каналах-трубках давления, изготовленных из циркониевого сплава. Эти каналы проходят через бак каландра,

заполненный тяжелой водой при низком давлении и температуре. Тяжеловодный теплоноситель проходит через трубки, содержащие топливные сборки, при давлении около 9 МПа . Затем он идет в парогенератор, аналогичный используемому с реакторами *PWR* (см. рис. 1.4).

Реакторы *CANDU* не испытывают таких трудностей с парогенераторами, как реакторы *PWR*, из-за поддержания относительно низкой рабочей температуры основного теплоносителя. Среднее энерговыделение топлива сравнимо с получаемым в реакторах *PWR*. Однако даже при низкой стоимости топлива (используется естественный уран) реакторы *CANDU* нуждаются в значительных количествах дорогостоящей тяжелой воды, что делает высокими капитальные затраты.

1.6. Кипящие реакторы прямого цикла с графитовым замедлителем

Этот тип реактора, РБМК - реактор большой мощности канальный, представляет собой кипящий реактор прямого цикла с графитовым замедлителем (рис. 1.8).

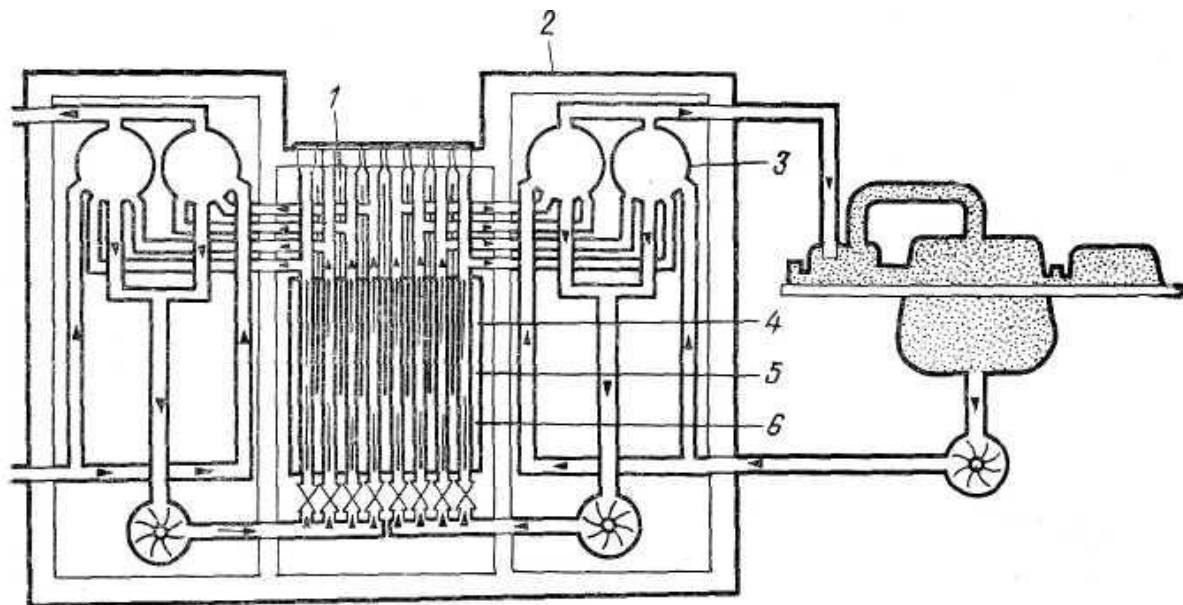


Рис. 1.8. Кипящий легководный реактор с графитовым замедлителем:
1- регулирующие стержни; 2 - бетонная защита; 3 - паровые барабаны; 4 - графитовый замедлитель; 5 - трубки давления; 6 - топливные элементы

Реактор состоит из графитовой кладки диаметром 12 м и высотой 7 м , через которую проходят вертикальные каналы-трубки давления из циркониевого сплава. Трубки давления имеют диаметр 88 мм . В реакторе электрической мощностью 1000 МВт их около 1700 . В каждом - канале размещаются две сборки длиной $3,6 \text{ м}$. В каждой сборке 18 топливных стержней удерживаются на центральном стержне и находятся в подвешенном состоянии. Топливные стержни диаметром $13,6 \text{ мм}$ состоят из таблеток UO_2 в оболочке из цирконий-ниобиевого сплава.

Первый контур теплоотвода включает две параллельные петли с 4 циркуляционными насосами в каждой. Вода подается в каждый канал по индивидуальному трубопроводу снизу. В канале происходит нагревание и кипение воды, и пароводяная смесь идет к одному из двух паровых барабан-сепараторов петли. Сепарированный пар затем поступает в один из двух парогенераторов (на схеме находятся за сепараторами), а вода возвращается через сборники в главные циркуляционные насосы.

Графитовая кладка состоит из графитовых блоков, крепящихся к стальной конструкции. Тепло, выделяющееся в замедлителе, передается в топливные каналы излучением и теплопроводностью через ряд графитовых колец. Графит нагревается до 700°C .

Активная зона реактора и трубопроводы содержатся в нескольких бетонных блоках.

Первый такой реактор введен в промышленную эксплуатацию на Ленинградской АЭС в 1973 г.

1.7. Быстрые реакторы-размножители с жидкометаллическим теплоносителем

Наиболее распространенный тип быстрого реактора - реактор, использующий натрий в качестве теплоносителя. Натрий является отличным теплоносителем и может обеспечивать теплоотвод в условиях очень высоких объемных плотностей энерговыделения, имеющих место в реакторах этого типа. Реактор с натриевым охлаждением (рис. 1.9) состоит из корпуса, заполненного натрием.

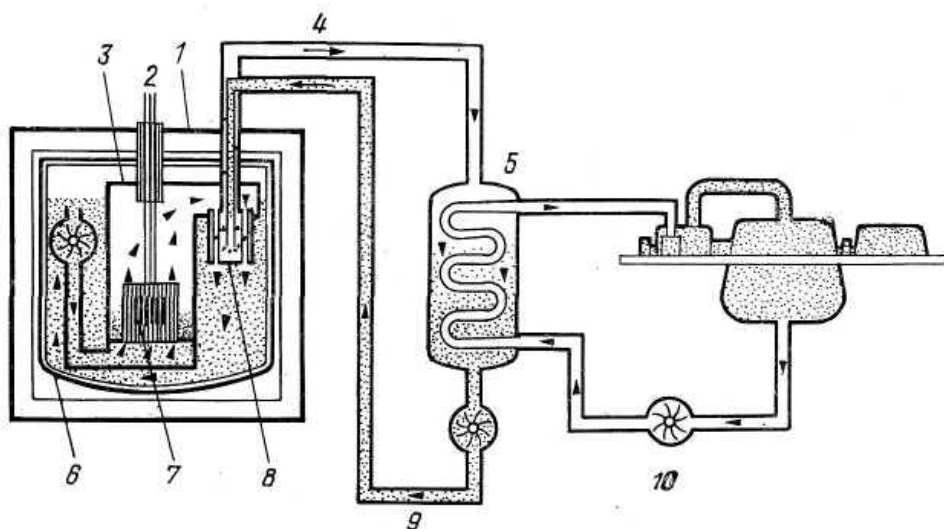


Рис. 1.9. Схема быстрого реактора с натриевым теплоносителем: 1 — бетонная защита; 2 — регулирующие стержни; 3 — корпус реактора; 4 — горячий натрий; 5 — парогенератор; 6 — корпус первого контура; 7 — топливные элементы; 8 — промежуточный теплообменник; 9 — холодный натрий; 10 — циркуляционный насос пароводяного контура

В бассейн натрия погружена активная зона. Натрий прокачивается через активную зону насосами, также погруженными в натриевый бассейн. Затем горячий натрий проходит через промежуточный теплообменник, в котором тепло натрия первого контура передается натрию второго контура. Поток теплоносителя второго контура проходит через парогенератор, и генерируемый пар идет на производство электроэнергии.

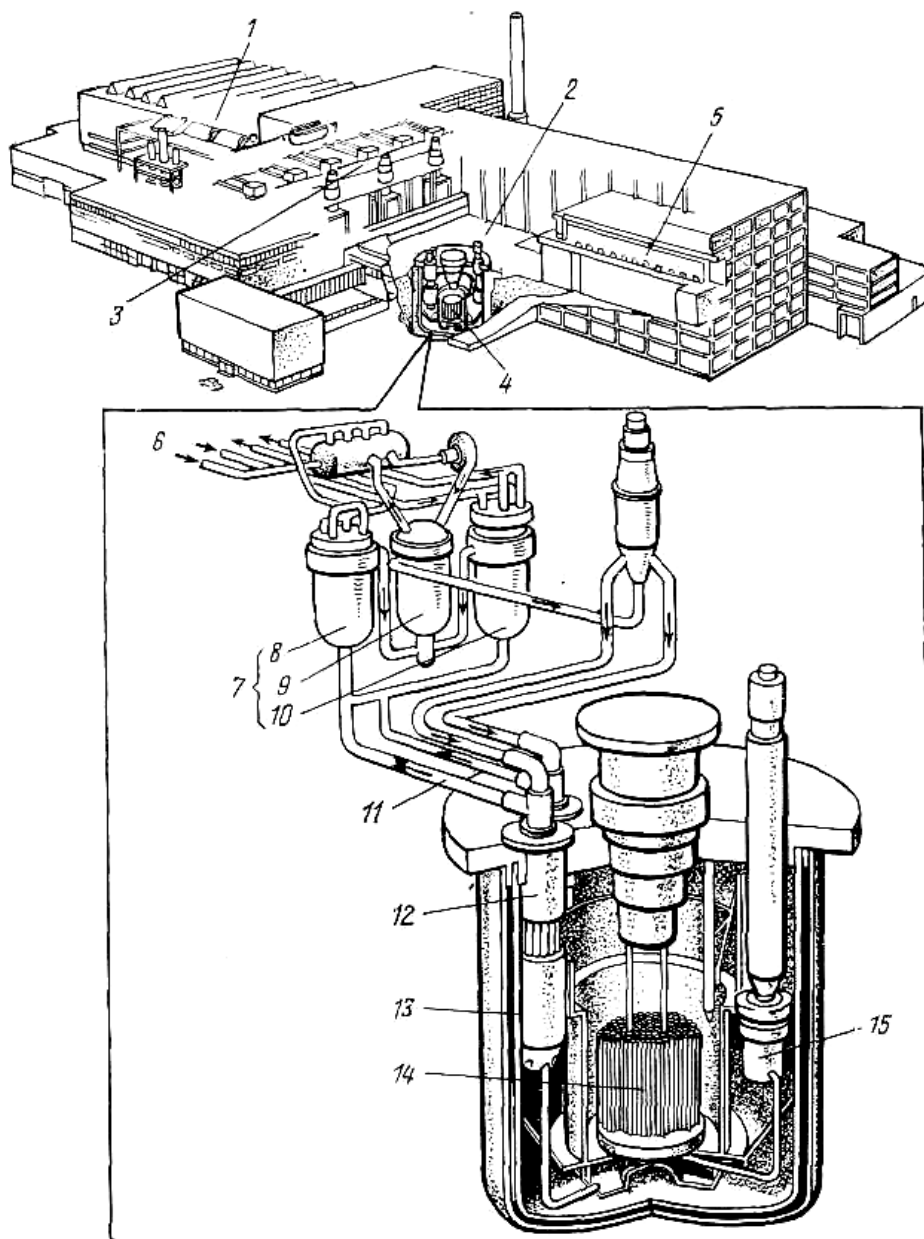


Рис. 1.10. Быстрый реактор электрической мощностью 250 МВт: 1- здание для турбогенераторов; 2 - реакторное здание; 3- помещение для парогенераторов; 4 - активная зона реактора; 5 - помещения для работы с радиоактивными материалами; 6 - к паровым турбинам и от них; 7- парогенераторы; 8- перегреватель; 9 - испаритель; 10 - предварительный подогреватель; 11- второй контур натриевого теплоносителя; 12 - промежуточные теплообменники; 13- корпус первого контура; 14 - активная зона реактора первого контура; 15-натриевые насосы

В отличие от рассмотренных реакторов быстрый реактор имеет три стадии теплопереноса: от топливных элементов к натрию первого контура, затем от него к натрию второго контура, затем от натрия второго контура к испаряющейся воде в парогенераторе. В результате такой сложной системы радиоактивные вещества, попавшие в натрий первого контура, не выходят за его пределы и не попадают в парогенератор, где существует потенциальная опасность химического взаимодействия между натрием и водой из-за небольших протечек. Поскольку реактор использует быстрые нейтроны, в нем нет замедлителя.

На *рис. 1.10* схематично показан английский быстрый реактор *PFR* электрической мощностью *250 MBm* (эл.). Плотность энерговыделения в активной зоне почти в 5 раз больше, чем в *PWR*, и в 1000 раз больше, чем в реакторах с газовым теплоносителем.

Быстрые реакторы с натриевым охлаждением эксплуатируются в Великобритании, США, Франции, Казахстане и Японии. На Белоярской АЭС установлен мощный реактор БН-600. Их следует рассматривать как почти конкурентоспособные с легководными, и в лучших вариантах они показали себя надежными и эффективными. Проблемы, связанные с парогенераторами быстрых реакторов, возникают из-за того, что не всегда возможно удовлетворить требованию полной водонепроницаемости трубок. Однако быстрые реакторы с натриевым теплоносителем имеют хорошие свойства безопасности.

2. Общие характеристики и типы парогенераторов АЭС

Производство рабочего пара на АЭС осуществляется в ядерных реакторах или в специальных теплообменных установках - парогенераторах (ПГ).

В ядерных реакторах помимо теплофизических и физико-химических процессов, свойственных обычным теплообменным установкам, протекают и нейтронно-физические процессы, обуславливающие специфичность этих агрегатов и выделяющие их в особый класс теплообменных аппаратов. Основные закономерности теплофизических и физико-химических процессов, протекающих при производстве пара, идентичны как для кипящих реакторов, так и для собственно ПГ. Для кипящих реакторов необходимо уточнение влияния на эти процессы весьма высоких тепловых потоков, больших скоростей теплоносителей и ионизирующего излучения [3].

Под ПГ АЭС понимают теплообменный аппарат, производящий рабочий пар за счет теплоты, вносимой в него охладителем реактора. ПГ - один из основных агрегатов двух- и трехконтурных АЭС. Однако в первый период развития ядерной энергетики он входил в состав и одноконтурных АЭС. К основным характеристикам ПГ АЭС, также как и ПГ ТЭС относятся паропроизводительность, параметры пара и температура питательной воды. Важным показателем является чистота пара, а для цикла с насыщенным паром -

влажность. В общем случае ПГ АЭС также состоит из подогревательного (водяной экономайзер), испарительного (испаритель) и пароперегревательного (пароперегреватель) элементов. Эти элементы могут быть совмещены в одном теплообменном аппарате, а могут быть и самостоятельными теплообменниками, включенными последовательно в контуры обоих теплоносителей. Нагреваемый теплоноситель (вода, пароводяная смесь, пар) называется **рабочим телом**. Греющий теплоноситель (охладитель реактора) называют **первичным теплоносителем**. Движение рабочего тела в экономайзере и пароперегревателе всегда однократное и принудительное. По способу организации движения рабочего тела испарители делят на три группы: с естественной циркуляцией, с многократной принудительной циркуляцией и прямоточные. В соответствии с этим различают и типы ПГ в целом. **ПГ с естественной циркуляцией** характеризуются многократным движением воды в испарителе за счет естественного напора, возникающего из-за разности масс столбов жидкости в опускной системе и пароводяной смеси в подъемной. Испаритель представляет собой в этом случае замкнутый контур. **ПГ с многократной принудительной циркуляцией** также имеют многократное движение воды в замкнутом контуре испарителя, но вследствие напора, создаваемого циркуляционным насосом, который включен в опускную систему.

Прямоточные ПГ характеризуются включением всех элементов в одну последовательную цепь с однократным принудительным движением в них рабочей среды вследствие напора питательного насоса.

По виду первичного теплоносителя ПГ делят на две группы: **с жидкими теплоносителями и с газообразными**. Движение теплоносителя - принудительное.

Показатель, характеризующий тепловую экономичность ПГ - КПД. Для ПГ АЭС характерен только один вид потери тепла - в окружающую среду, но он невелик – до 2 % тепловой мощности ПГ.

2.1. Конструкционные схемы ПГ, обогреваемых водой

2.1.1. Режимные параметры работы ПГ

Ориентировочные значения параметров теплоносителя и рабочего тела представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Значения параметров водного теплоносителя и рабочего тела

Параметр	Значение		
Давление теплоносителя на входе в ПГ, МПа	10	14	20
Температура теплоносителя на входе в ПГ, °С	284	310	340
Температура теплоносителя на выходе из испарителя, °С	264	290	320
Температура насыщенного пара, °С	244	270	300
Температурный напор на выходе из испарителя, °С	20	20	20
Давление насыщенного пара, МПа	3,7	5,6	8,8
Возможная температура рабочего тела на выходе из ПГ, °С	274	300	330
Возможный перегрев рабочего тела, °С	30	30	30

Из таблицы видно, что при достижении максимально возможных давлений насыщенного пара, вырабатываемого ПГ, перегрев не превышает 30°C. Такой малый перегрев не дает заметного повышения КПД цикла, но требует определенного усложнения конструкции ПГ. Поэтому действующие мощные АЭС с водным теплоносителем работают на насыщенном паре без перегрева.

Вследствие того, что даже небольшой перегрев пара заметно облегчает условия работы турбины из-за снижения влажности пара в ее последних ступенях, работы по усовершенствованию ПГ для внедрения перегрева постоянно продолжаются.

Температура водного теплоносителя t'_1 на входе в ПГ определяется давлением в реакторе P_1 . Экономические соображения ограничивают давление в реакторе до 17 МПа. Реакторы, охлаждаемые водой, не допускают вскипания воды, поэтому на выходе из реактора должен быть определенный ее недогрев δt_n до температуры насыщения t_{s1} , соответствующей давлению P_1 . Таким образом, температура на выходе из реактора определяется как $t'_1 = t_{s1} - \delta t_n$.

Максимально возможная температура рабочего тела t''_2 на выходе из ПГ определяется величиной t'_1 и температурным напором Δt_{ex} на входе теплоносителя в ПГ: $t''_2 = t'_1 - \Delta t_{ex}$.

Характерным параметром рабочего тела является также температура его насыщенного пара t_{s2} при давлении в испарителе P_2 . Ее значение определяется температурой теплоносителя $t''_{1исп}$ и температурным напором $\Delta t_{исп}^{вых}$ на выходе из испарителя. Поскольку охлаждение теплоносителя в ПГ до конечной температуры t''_1 в общем случае осуществляется в пароперегревателе, испарителе и экономайзере соответственно на величины δt_{inn} , δt_{lucn} , $\delta t_{lэк}$, то температура теплоносителя на выходе из испарителя

$t''_{1исп} = t'_1 - \delta t_{inn} - \delta t_{lucn}$, а температура насыщения рабочего тела в нем $t_{s2}(P_2) = t''_{1исп} - \Delta t_{исп}^{вых}$.

2.1.2. Конструкционные схемы водных ПГ

К характеристикам, определяющим схему ПГ, можно отнести: способ омывания теплопередающей поверхности и ее форму, компоновку элементов, принцип движения рабочего тела и т. д. Выбор и обоснование каждой характеристики последовательно ведутся и уточняются в процессе проектирования и конструктивного расчета.

Рассматривая способ омывания теплопередающей поверхности, рекомендуется среду с большим давлением направлять противоточно в каналы с меньшим эквивалентным диаметром. Рациональная форма поверхности выбирается из условий достижения наибольшей компактности и предотвращения температурных напряжений. Компактность достигается совершенствованием компоновки, а второе решается требованиями надежности конструктивных решений. Температурные напряжения возникают из-за сочетаний в конструкциях элементов с различными температурами или при использовании материалов с разными коэффициентами линейного удлинения, а также

в элементах большой толщины при значительных перепадах температуры. Напряжения могут быть устранены применением специальных компенсаторов или самокомпенсацией элементов. Наиболее простым компенсатором труб поверхности теплопередачи является их предварительный прогиб. На корпусе компенсатор может выполняться в виде сильфона, что мало подходит для конструкций ПГ. Поэтому наиболее целесообразна самокомпенсация труб поверхности теплопередачи. Она возможна в случае применения труб в форме змеевиков. Трубные змеевики могут быть плоскими, винтовыми и спиральными. Простейшим плоским змеевиком является U-образная трубка. Змеевики с большим числом гибов, как плоские так и винтовые спиральные, усложняют и удорожают поверхность передачи, а увеличение числа сварных соединений снижает обеспечение надежности. Поэтому при небольших площадях поверхности теплопередачи более целесообразной формой самокомпенсирующейся поверхности будет U-образная. Схемы теплообменников с U-образной, змеевиковой и винтовой поверхностями теплообмена представлены *рис. 2.1*.

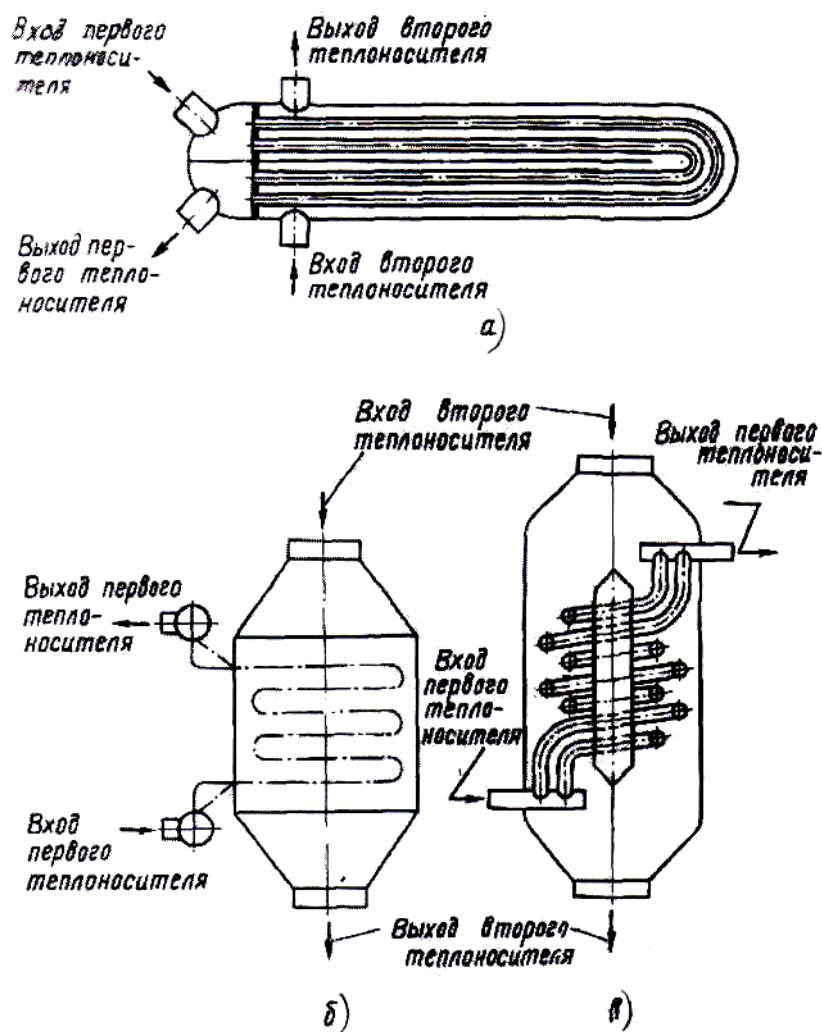


Рис. 2.1. Схемы теплообменников со змеевиковыми поверхностями теплообмена: а - с плоскими U-образными трубками; б - с плоскими змеевиками; в - с винтовыми змеевиками

Полную самокомпенсацию обеспечивает поверхность теплообмена, выполненная из обратных элементов (трубок Фильда), рис. 2.2.

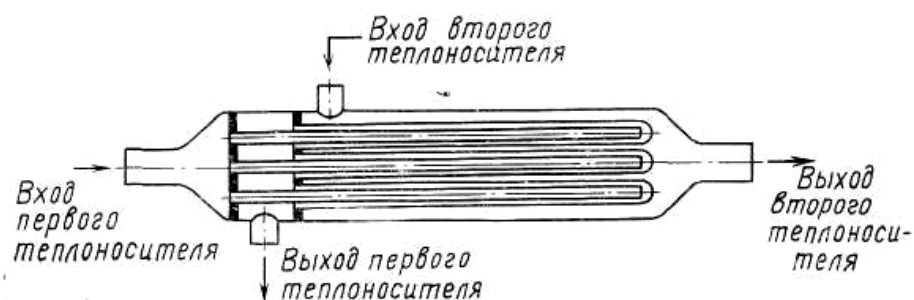


Рис. 2.2. Теплообменник с обратными элементами

Окончательный выбор самокомпенсирующихся форм поверхностей теплопередачи должен производиться на основе технико-экономических соображений.

Способ ввода поверхности теплообмена в корпус может в значительной степени определять конструкционную схему теплообменника. Ввод поверхности может быть осуществлен: с трубными досками (рис. 2.1, а), с внешними коллекторами (рис. 2.1, б), с внутренними коллекторами (рис. 2.1, в). С выбранной схемой ввода поверхности теплообмена в корпус связана и конфигурация аппарата. Теплообменники могут быть с прямым (рис. 2.1, 2.2) и с U-образным корпусом (рис. 2.3, а). U-образный корпус может быть применен только для U-образных труб. Разделение входной и выходной ка-

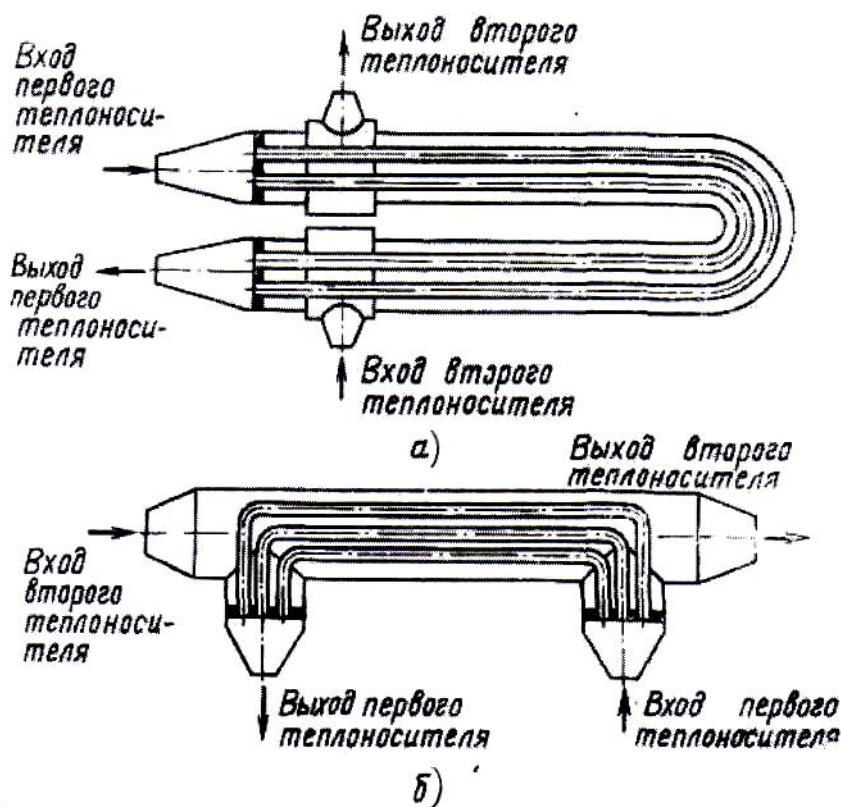


Рис. 2.3. Теплообменники: а - с U- и б - с П-образными корпусами

мер может быть осуществлено и для прямого корпуса в случае применения П-образных корпусов и труб поверхности теплообмена (рис. 2.3, б).

Элементы ПГ могут быть скомпонованы различными вариантами: экономайзер и испаритель могут представлять собой самостоятельные теплообменники, соединенные последовательно (рис. 2.4).

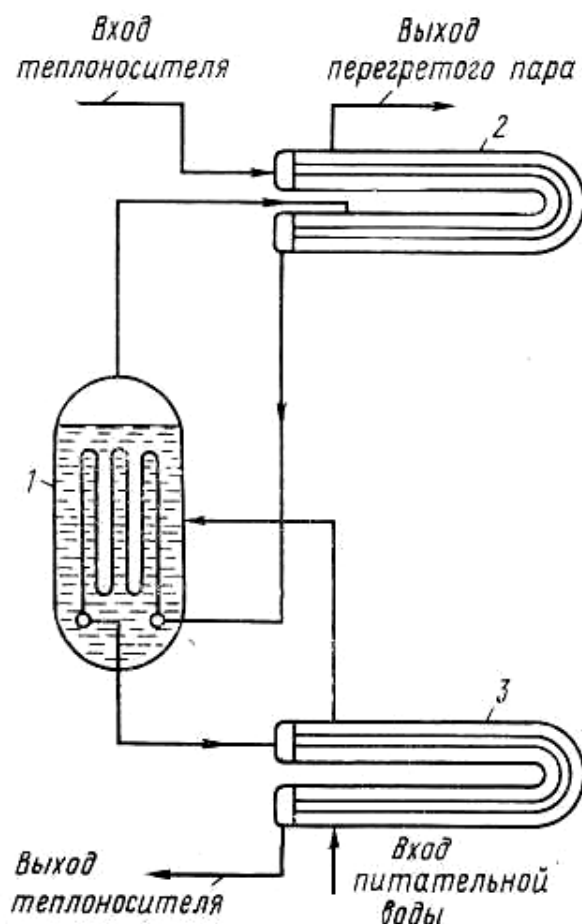


Рис. 2.4. Принципиальная схема ПГ Первой (Обнинской) АЭС: 1 — испаритель; 2 — пароперегреватель; 3 — экономайзер

На рис. 2.5, 2.6 и 2.7 представлена компоновка, где ряд поверхностей объединены в одном корпусе. Некипящий водяной экономайзер — простейший элемент ПГ, где поверхность теплообмена омывается однофазными средами с обеих сторон — водой. Интенсивность теплоотдачи как со стороны теплоносителя, так и со стороны рабочего тела высокая и практически одинакова. Плотность теплового потока умеренна. Средний температурный напор достаточно высок. Площадь поверхности теплообмена сравнительно невелика. Поэтому вынесенный водяной экономайзер должен по возможности выполняться по самой простой схеме (рис. 2.1, а). Движение подогреваемой воды в межтрубном пространстве может быть или продольным, или многократно поперечным.

При объединении водяного экономайзера с испарителем в одном корпусе возможны два варианта.

В первом варианте поверхность теплообмена водяного экономайзера обособлена и сохраняет все признаки экономайзера. При этом варианте по-

верхность теплообмена, где осуществляется движение теплоносителя по трубам, выделяется специальным кожухом.

Второй вариант объединения экономайзерной и испарительной поверхностей представляет собой совместную конструкцию. Общая поверхность ничем не разделяется, омывается водой с температурой насыщения, и генерация пара осуществляется по всей поверхности теплообмена. При этом варианте совмещение экономайзера с испарителем возможно только при условии $t_1'' \gg t_{н2}$. Отдельно вынесенный экономайзер обязателен при $t_1'' < t_{н2}$.

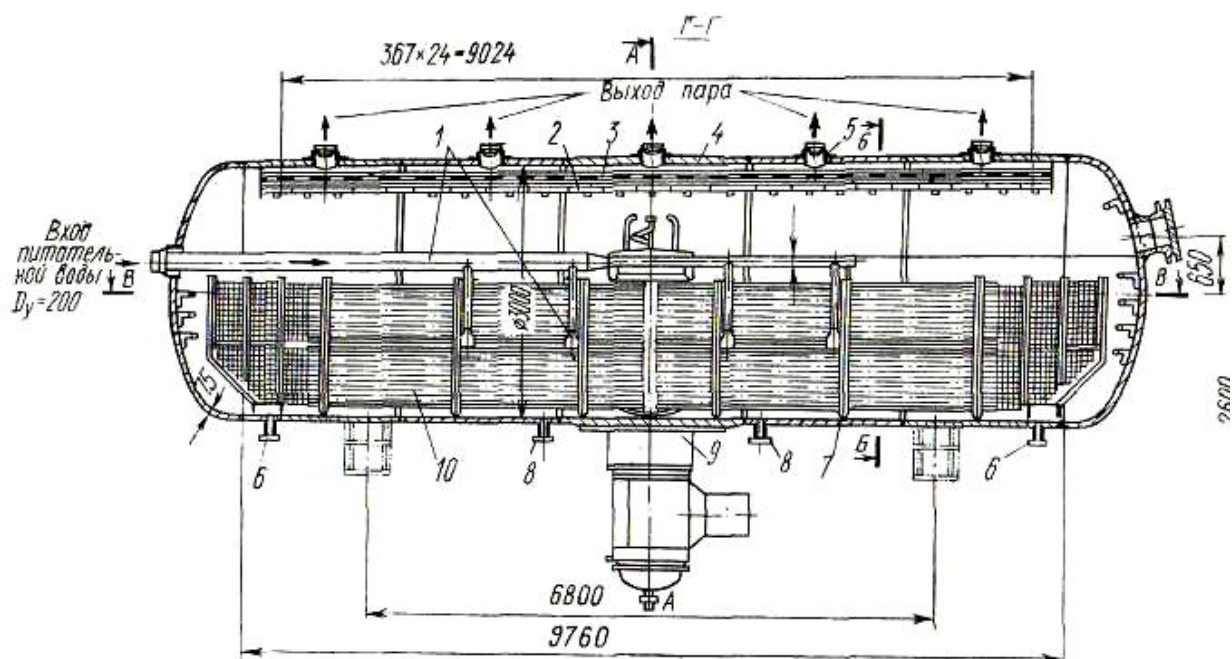


Рис. 2.5. Парогенератор I блока НВАЭС. Вид Г-Г: 1 - труба подачи питательной воды; 2- жалюзийный сепаратор; 3-пароприемный потолок; 4- корпус; 5 - пароводводящие трубы; 6, 8 – штуцера непрерывной и периодической продувки; 7 - опоры трубок; 9 - входной коллектор; 10 - поверхность теплообмена; 11- штуцера дренажа; 12 - штуцера уровнемеров; 13 - защитный кожух; 14 - воздушники; 15- выходной коллектор теплоносителя; 16 - опорные скобы; 17 - опоры

Решение о совмещении экономайзера с испарителем принимается на основе технико-экономических расчетов.

Важнейшая задача при выборе схемы ПГ — определение вида циркуляции рабочего тела в испарителе. Практически можно осуществить любой тип испарителя: прямоточный, с многократной принудительной или естественной циркуляцией.

Для испарителя с погруженной поверхностью естественная циркуляция рабочего тела в межтрубном пространстве является единственным решением. При этом кипение происходит по закономерностям, характерным для большого объема. Пар, образующийся по всей поверхности, будет подниматься к верхним рядам труб, а вода поступать к любому сечению поверхности под влиянием массовых сил, действующих в кипящем объеме.

На рис. 2.8 представлен ПГ, в котором производство пара и сепарация совмещены в одном корпусе.

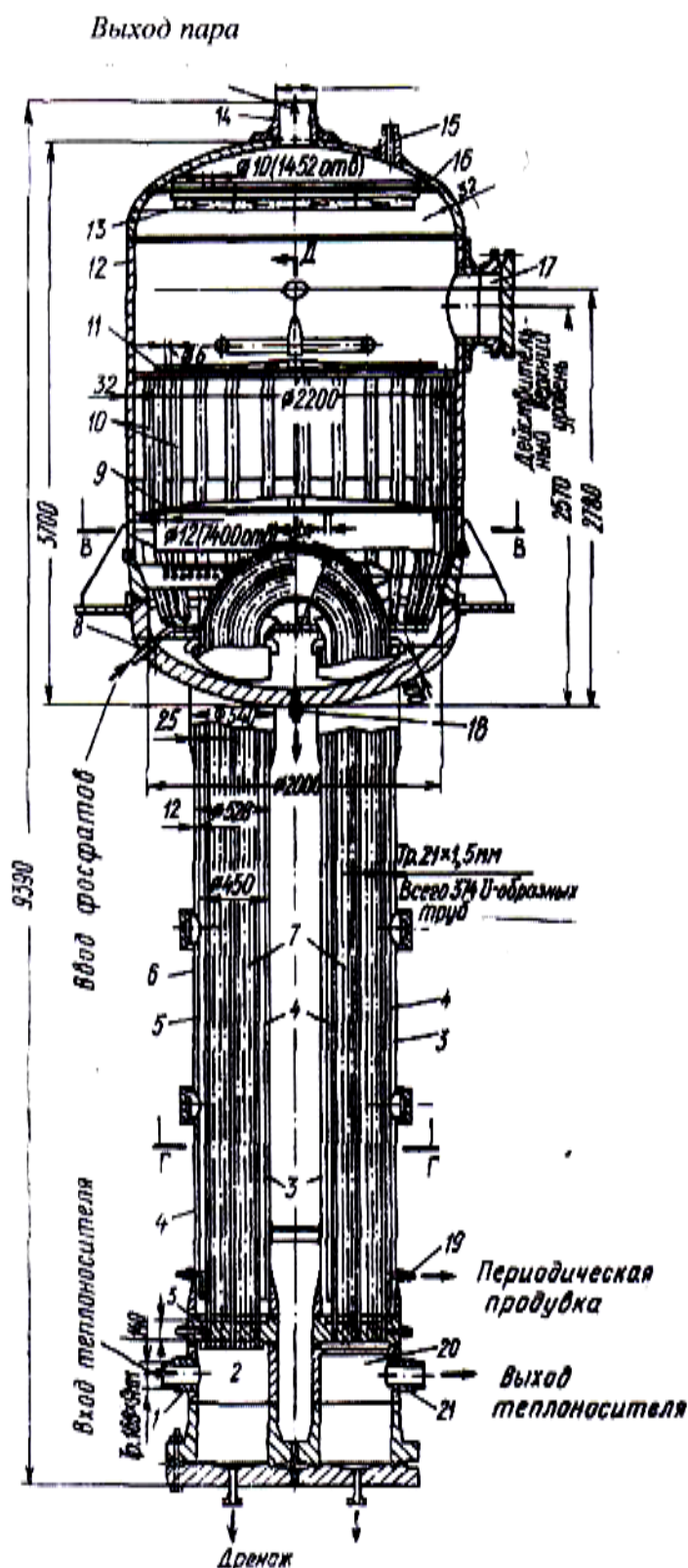


Рис. 2.8. ПГ установки НИИАР: 1, 21- патрубки входа и выхода теплоносителя; 2, 20 - входные и выходные камеры теплоносителя; 3- трубная доска теплообменника; 4- опускные каналы; 5 - обечайка; 6 - корпус теплообменника; 7 - трубные пучки; 8 -штуцер ввода фосфатов; 9- дырчатый погруженный щит; 10 - опускные трубы питательной воды; 11 - про- промывочное устройство; 12 - сепарационный барабан; 13 - жалюзийный сепаратор; 14- пароотводящие трубы; 15 - штуцер предохранительного клапана; 16 - пароприемный потолок; 17 - лаз; 18 - штуцер непрерывной продувки; 19 - штуцер периодической продувки; 20 -нижняя водяная камера; 21 - штуцер для выхода теплоносителя

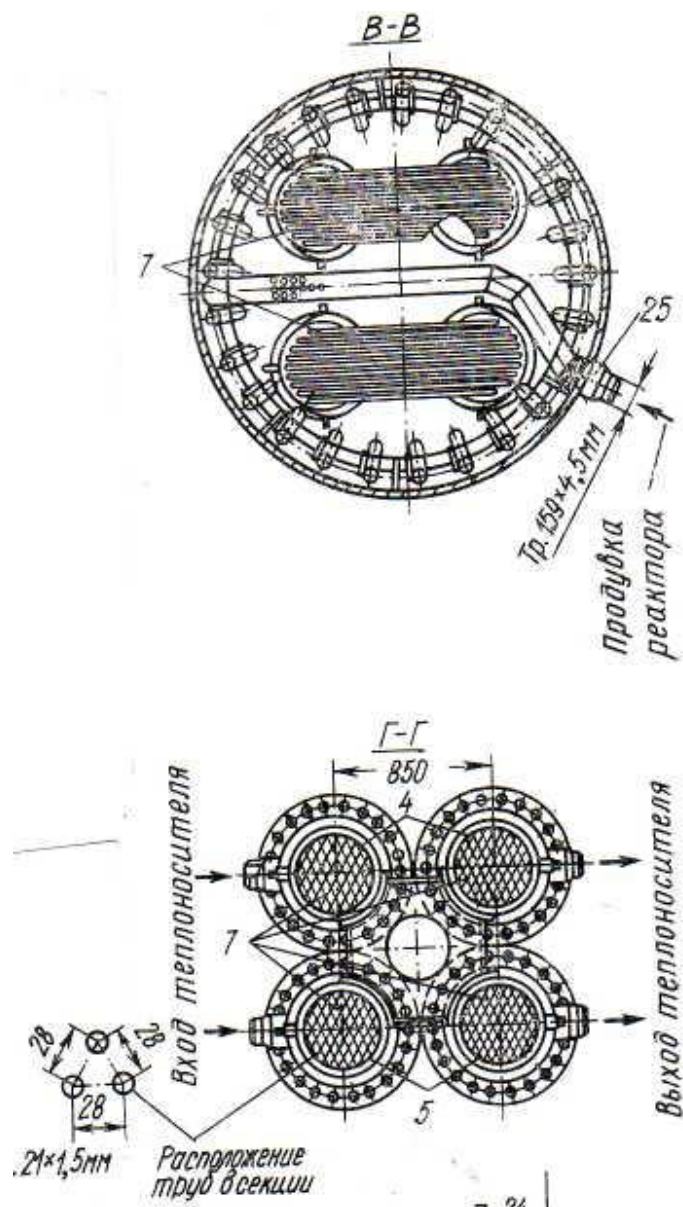


Рис. 2.9. ПГ установки НИИАР. Виды В-В и Г-Г. Обозначения как на рис. 2.8

На рис. 2.10 представлен другой вариант компоновки ПГ. В нем производство пара и сепарация осуществляются в разных корпусах. Сепарационное устройство состоит из парового объема определенной высоты, в котором

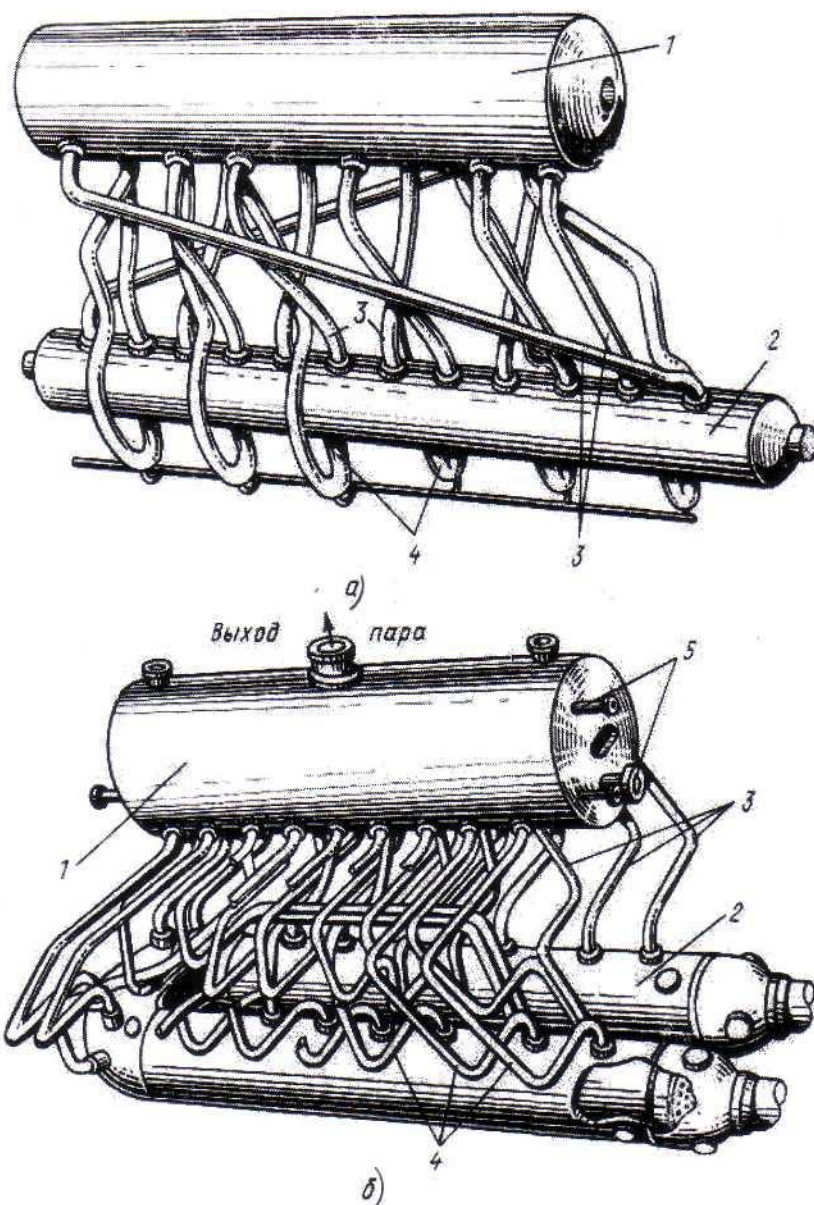


Рис. 2.10. Парогенераторы АЭС «Шиппингпорт»: а - с прямыми и б - с U-образными трубками

отделение унесенной воды от пара происходит под действием разности плотностей воды и пара. В объеме дополнительно могут быть установлены одна или две ступени сепараторов с механической сепарацией. Совмещение производства и сепарации пара в одном корпусе существенно увеличивает его размеры. Размещение поверхности теплообмена и сепарационного объема в разных корпусах приводит к уменьшению размеров каждого корпуса, но суммарная затрата металла при этом не уменьшается. Необходимая схема сепарации для конкретных условий должна выбираться на основании технико-экономического анализа с учетом условий эксплуатации.

Компоновочные решения ПГ АЭС с реакторами, охлаждаемыми водой под давлением, развивались по двум направлениям. В Советском Союзе показали высокую надежность и хорошие эксплуатационные качества однокорпусные горизонтальные ПГ с погруженной поверхностью нагрева (рис. 2.11).

В США на таких АЭС применяются вертикальные однокорпусные ПГ с погруженной поверхностью нагрева. Массовые и габаритные характеристики, площадь поверхности теплообмена этих ПГ и горизонтальных практически одинаковы. В горизонтальных ПГ проще и надежнее осуществляется сепарация пара, в то время как в вертикальных очень высоки нагрузки парового

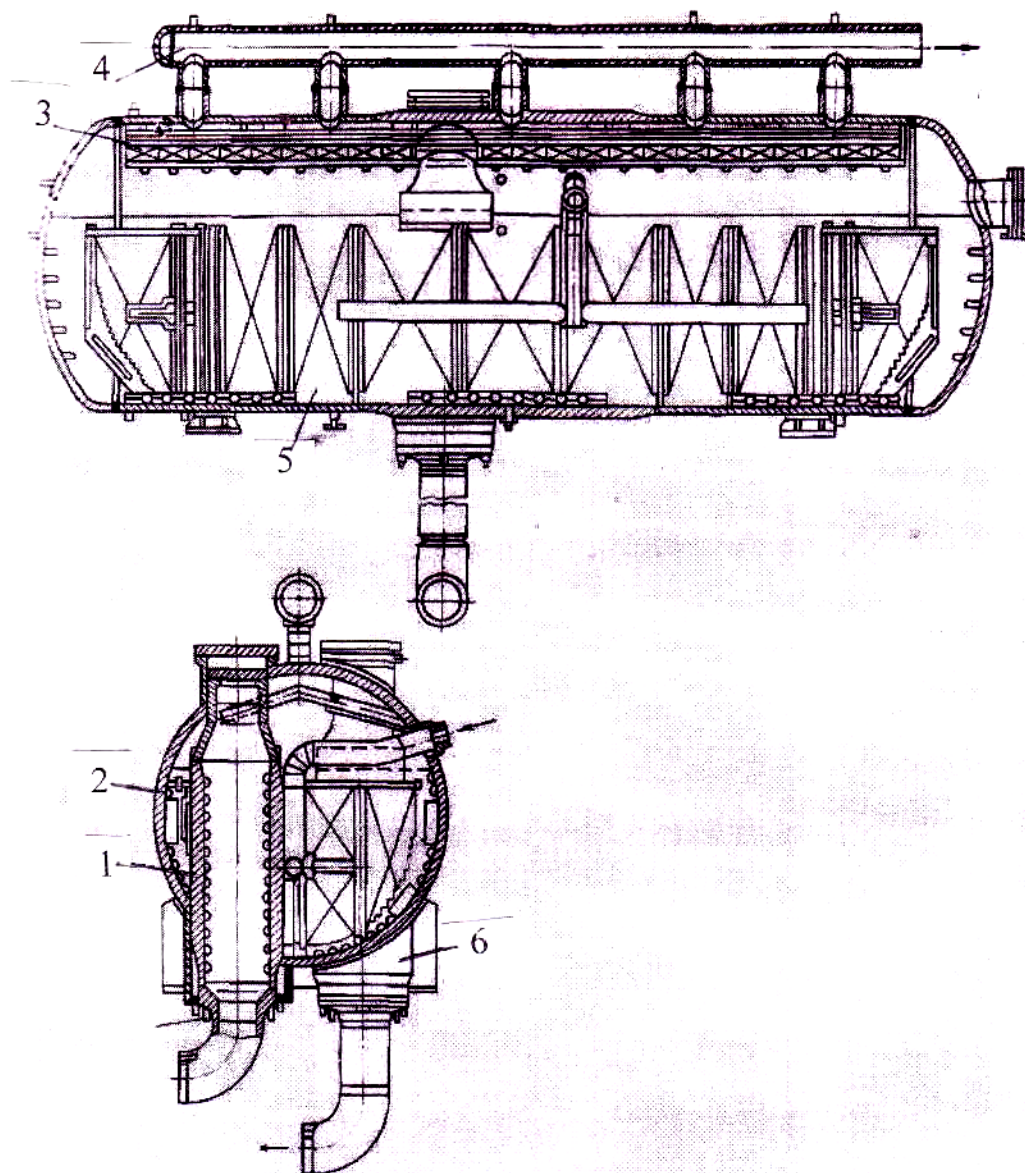


Рис. 2.11. ПГ III блока НВАЭС: 1 - входной коллектор теплоносителя; 2 - корпус ПГ; 3 - жалюзийный сепаратор; 4 - коллектор сухого пара; 5 - поверхность теплообмена; 6 - выходной коллектор теплоносителя объема. При этом требуемая влажность пара достигается применением сложной системы сепарации. Вместе с тем вертикальные ПГ с трубными досками по сравнению с горизонтальными более компактно устанавливаются в помещении первого контура.

Необходимо отметить, что однокорпусные ПГ подошли к границе дальнейшей возможности повышения единичных мощностей. Поэтому при необходимости дальнейшего значительного увеличения паропроизводительности

следует рассмотреть схему компоновки ПГ с вынесенным сепарационным объемом. Сепарация в ПГ такого типа будет осуществляться проще и надежнее, чем в ПГ с внутрикорпусной сепарацией. При такой схеме допускается подключение к сепарационному барабану нескольких испарительных корпусов как горизонтальных, так и вертикальных.

Одновременно с корпусными ПГ выполнялись проекты по осуществлению секционных канальных ПГ (рис. 2.12). В них поверхность теплообмена разбита на большое число секций, соединенных параллельно и имеющих собственный корпус. В таком ПГ, схематично представленном на рис. 2.12,

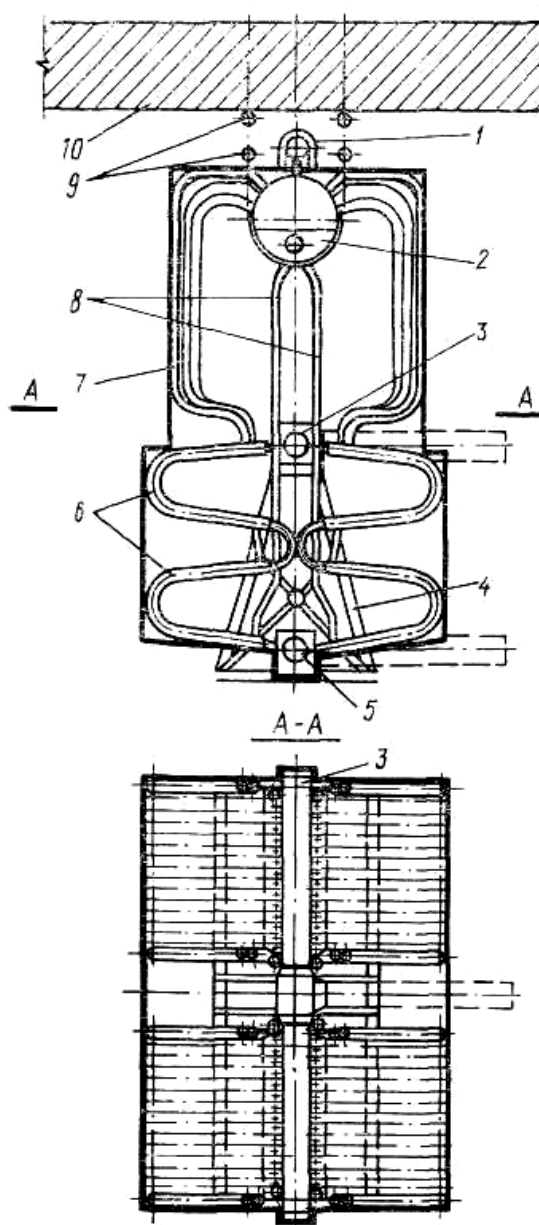


Рис. 2.12. Схема секционного ПГ: 1 — коллектор сухого пара; 2 — сепарационный барабан; 3 — входной коллектор теплоносителя; 4 — опорная конструкция; 5 — выходной коллектор теплоносителя; 6 — секция; 7 — подъемные трубы; 8 — опускные трубы; 9 — детали подвесной опоры барабана; 10 — потолок бокса ПГ

каждая секция поверхности теплообмена состоит из U-образных труб, заключенных в корпус из U-образной трубы большого диаметра. Достоинством таких ПГ является полная заводская сборка секции и возможность проверки ее на испытательных стендах, простота удаления поврежденной секции. Основные недостатки секционных ПГ — сложность раздачи и сбора теплоносителя и рабочего тела, большая металлоемкость. Эти недостатки не дают воз-

возможности ПГ такого типа конкурировать с уже освоенными корпусными ПГ. Основные принципы выбора конструкционной схемы ПГ, обогреваемых насыщенным паром, основаны на многолетнем опыте проектирования подобных установок и состоят из выбора конструкции ПГ – корпусной (рис. 2.5; 2.8; 2.11) или раздельной, при которой ПГ собран из отдельно выполненных испарителя, кипящего и некипящего экономайзеров. Наличие отдельно вынесенного экономайзера определяется необходимостью переохлаждения конденсата и отсепарированной из пароводяной смеси в сепараторе реактора воды перед входом в реактор.

Конструкции некипящего и кипящего водяных экономайзеров принципиально не должны отличаться друг от друга. Наличие двухфазной среды в кипящем экономайзере облегчает конструкцию поверхности теплообмена, поскольку в этом случае интенсивность теплообмена практически не будет зависеть от скорости пароводяной смеси.

В испарителе теплообмен со стороны теплоносителя и рабочего тела происходит при изменении агрегатного состояния, поэтому коэффициент теплопередачи достигает высоких значений. При горизонтальном расположении испарителя теплоноситель должен проходить внутри труб, так как в противном случае нижние пучки труб будут покрываться пленкой конденсата, что снизит интенсивность теплообмена. Подобная схема омывания поверхности теплообмена испарителя является единственно возможной при проектировании его в виде теплообменника с погруженной поверхностью. При вертикальном расположении испарителя может быть применен любой способ омывания поверхности нагрева. Направление движения теплоносителя обязательно принимается сверху вниз, так как конденсирующийся пар при восходящем движении тормозит стекание пленки конденсата и утолщает ее, что снижает интенсивность теплообмена.

2.2. Схемы ПГ, обогреваемых жидкометаллическими теплоносителями

2.2.1. Конструкционные схемы

В настоящее время на таких АЭС в качестве жидкометаллического теплоносителя используется натрий. Из-за сильной активации натрия в реакторе, а также из-за его химической активности по отношению к воде и к воздуху для АЭС с реакторами, охлаждаемыми натрием, предпочтительнее трехконтурная схема (рис. 2.13). В системе передачи теплоты от реактора к рабочему телу имеется два теплообменных аппарата. Промежуточный теплообменник отделяет контур высокой радиоактивности от рабочего контура, а также локализует последствия возможной аварии при случайном контакте *Na* с водой. Теплоносителем промежуточного контура может быть *Na* или сплав *Na-K*.

Поверхность теплообмена промежуточного теплообменника омывается однофазными средами. Поэтому его конструкционная схема аналогична схеме экономайзера. Ранее в первых установках конструкция промежуточного теплообменника усложнялась за счет выполнения его с двумя самостоятельными поверхностями теплообмена: первая - для первичного теплоносителя,

вторая - для промежуточного. Пространство между поверхностями заполнялось теплопроводной жидкостью Na , $Na-K$ или твердыми прослойками.

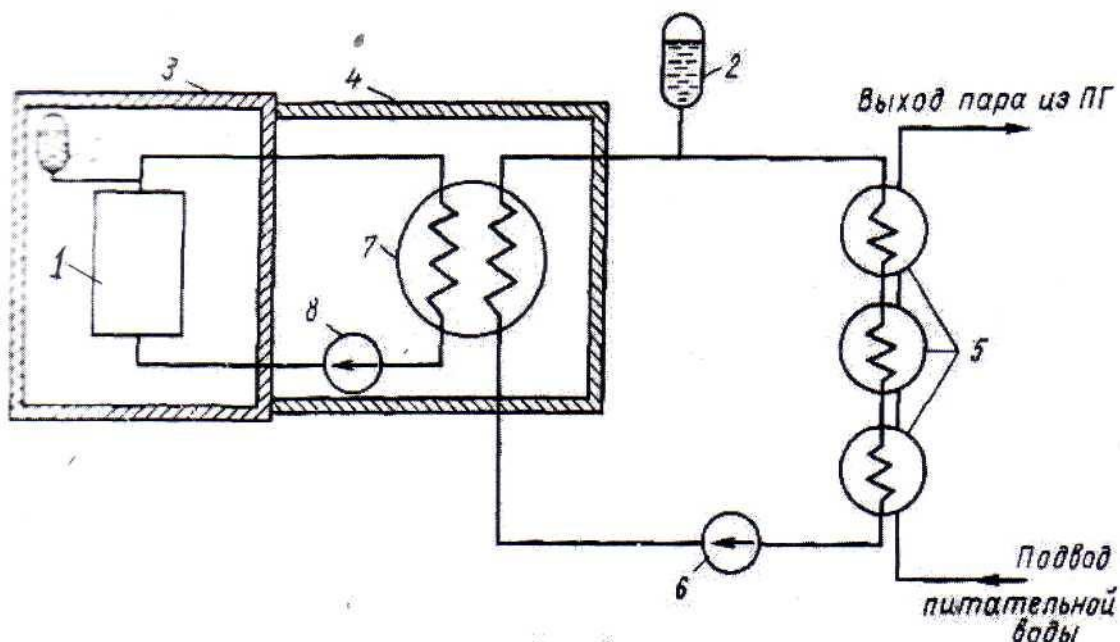


Рис. 2.13. Схема производства пара на трехконтурной АЭС с реактором, обогреваемым жидким натрием: 1 - реактор; 2 - компенсаторы объема; 3 - биологическая защита реактора; 4 - биологическая защита промежуточного контура; 5 - ПГ; 6 - насос промежуточного контура; 7 - промежуточный теплообменник; 8 - насос первого контура

При наличии трех контуров и хорошо обработанной предохранительной системы выполнение теплообменника с двумя поверхностями теплообмена нецелесообразно. Для того чтобы при нарушении плотности теплообменника радиоактивный Na не попал во второй контур, давление во втором контуре поддерживается несколько большим, чем в первом.

ПГ, рассчитанный на сверхвысокие параметры, включает в себя помимо экономайзера, испарителя и пароперегревателя промежуточный пароперегреватель (рис. 2.14), который перегревает частично отработавший в турбине пар. Все элементы ПГ могут быть объединены в одном корпусе. Возможны также и многокорпусные варианты, вплоть до расположения каждого элемента в своем корпусе.

В связи с высокими температурами теплоносителя и рабочей среды, большими коэффициентами теплоотдачи, существенным перепадом температуры при охлаждении теплоносителя усложняется задача компенсации температурных напряжений в узлах ПГ. В частности, применение общей трубной доски для раздающей и собирающей камер, как представлено на рис. 2.16, может оказаться ненадежным. С этой точки зрения большую надежность будет иметь поверхность теплообмена, набранная из «обратных элементов» (см. рис. 2.14-б).

Для теплообменников с жидкометаллическими теплоносителями давление со стороны активной среды должно быть много меньше давления промежуточного теплоносителя, что предопределяет их движение в пространстве. Это и вызывает применение змеевиковых самокомпенсирующихся

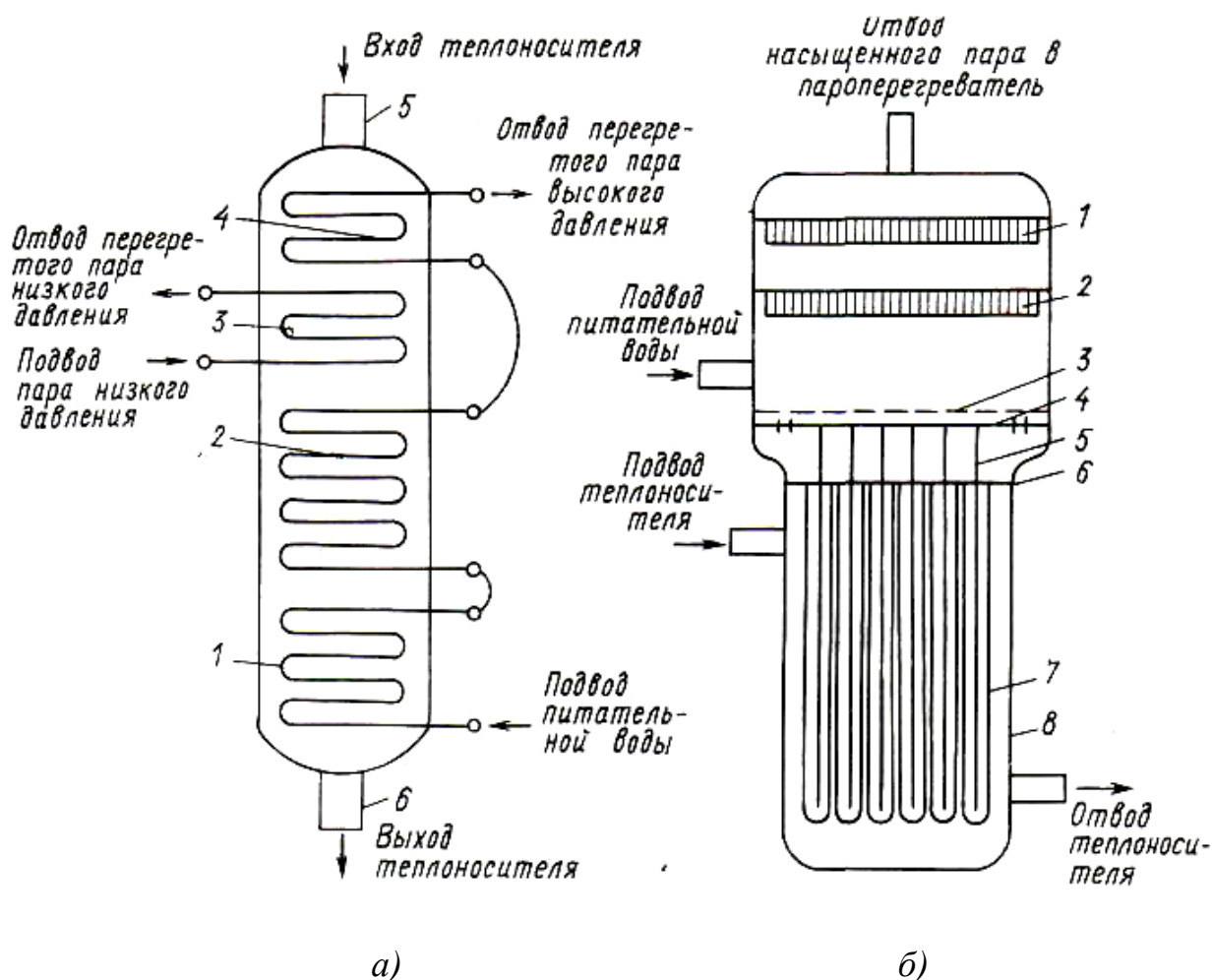


Рис. 2.14. Схема прямооточного ПГ с промежуточным пароперегревателем: а - 1- экономайзер; 2 - испаритель; 3- промежуточный пароперегреватель; 4- пароперегреватель высокого давления; 5,6 - патрубки подвода и отвода теплоносителя и схема испарителя с поверхностью теплообмена из «обратных элементов»; б - 1- вторая ступень механической сепарации; 2 - первая ступень механической сепарации; 3 - погруженный дырчатый щит; 4 - трубная доска внутренних трубок; 5,7 – внутренняя и внешняя трубки элемента; 6 - трубная доска внешних трубок; 8 — корпус

поверхностей теплообмена (см. рис. 2.14). По-видимому, для мощных ПГ с жидкометаллическими теплоносителями должны применяться подобные простые поверхности теплообмена. Опыт эксплуатации показывает, что для ПГ АЭС, работающих на жидких металлах, прямооточные ПГ предпочтительнее.

Испаритель с погруженной поверхностью нагрева целесообразен для средних давлений пара.

Экономайзер и пароперегреватель в любой схеме рационально выполнять с движением теплоносителя в межтрубном пространстве. Для своевременного предупреждения о контакте Na с водой предусматривалась специальная система обнаружения неплотностей.

На *рис. 2.15* показан элемент поверхности теплообмена, составленной из U-образных кольцевых трубок. Кольцевой зазор соединен с ртутной камерой индикатора утечек. Аварийная ситуация определяется по изменению давления и появлению воды в ртутной камере. Индикатором утечек может быть любая среда с большим коэффициентом теплопроводности.

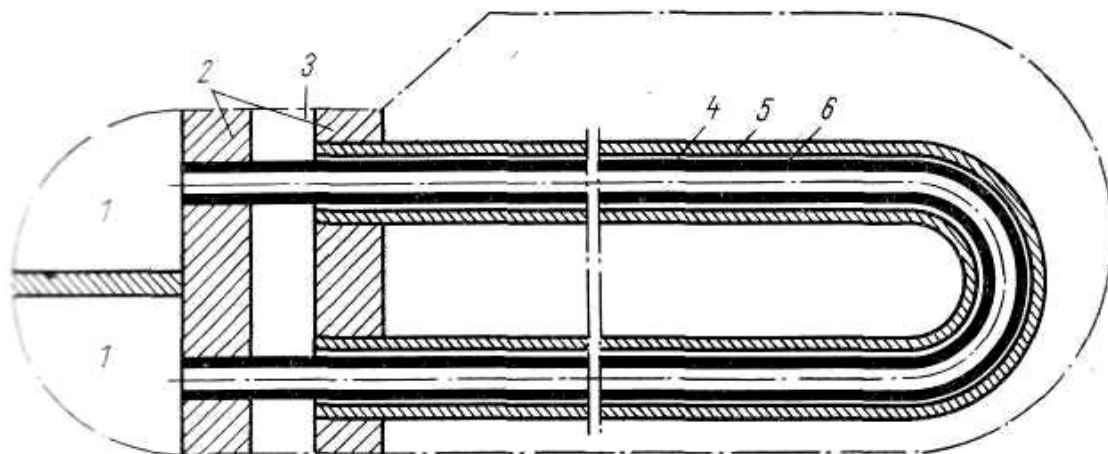


Рис. 2.15. Схема элемента поверхности теплообмена из U-образных кольцевых трубок: 1 - разделяющая и собирающая камеры теплоносителя; 2 - трубные доски; 3 - камера индикатора утечек; 4 - кольцевой зазор, заполненный теплопроводной средой; 5 - внешняя труба поверхности теплообмена; 6 - внутренняя труба поверхности теплообмена

Другой тип сложной поверхности теплообмена представлен на *рис. 2.16*.

Теплопередающая трубка составлена из двух трубок на плотной посадке. На внешней поверхности внутренней трубки имеются каналы малого поперечного сечения, заполненные инертным газом. Эти каналы соединены с камерой инертного газа, который и является индикатором утечек. При разрыве внешней или внутренней трубки соответствующая среда с течением времени достигнет индикаторного канала. По давлению в камере и по химическому составу газа индикатор утечек определит нарушение плотности.

Многослойные поверхности теплообмена обеспечивают гарантию предотвращения контакта воды с натрием, но они сложны в изготовлении и весьма дорогостоящи. Решение о применении их должно приниматься с учетом анализа реальной опасности контакта воды и Na для реакторной установки. При использовании трехконтурной схемы АЭС многослойные поверхности в ПГ нецелесообразны. При малых мощностях установки возможно следует применять двухконтурные схему и многослойные поверхности.

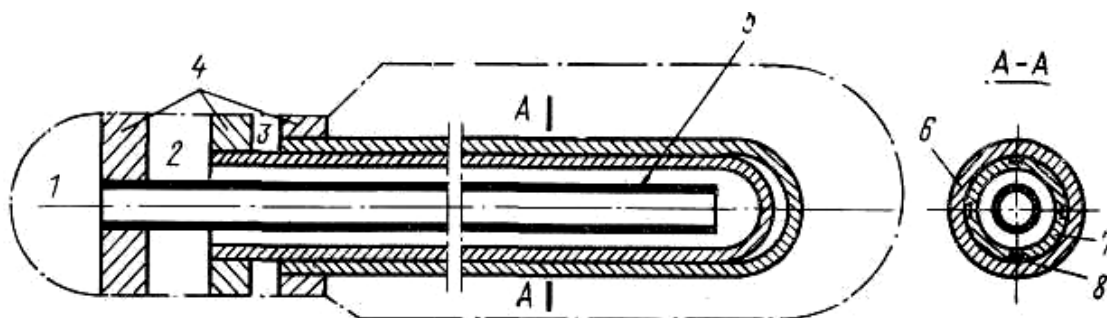


Рис. 2.16. Схема поверхности теплообмена из обратных элементов с двойными наружными трубками: 1 - входная камера теплоносителя; 2 - выходная камера теплоносителя; 3 - камера инертного газа; 4 - трубные доски; 5 - обратная трубка; 6 - наружная трубка; 7 - внутренняя трубка; 8 - каналы, заполненные инертным газом

2.3. Схемы ПГ с газовыми теплоносителями

2.3.1. Параметры работы ПГ с газовыми теплоносителями

Предельная температура газовых теплоносителей на выходе из реактора определяется значением разности температур на границе стенка твэла - газ.

Задача повышения температурного уровня отвода тепла из реактора решается путем увеличения интенсивности теплообмена и допустимых температур оболочек твэла.

Основные параметры работы некоторых ПГ, работающих на газовых теплоносителях, представлены в табл. 2.2.

2.3.2. Конструкционные схемы ПГ, работающих на газовых теплоносителях

При омывании поверхности теплопередачи газами теплообмен между стенкой и теплоносителем происходит посредством конвекции с относительно низкими коэффициентами теплоотдачи. Поэтому для обеспечения высокой паропроизводительности в агрегате потребуются поверхности теплообмена очень больших размеров. Интенсифицировать теплоотдачу со стороны газа можно двумя мероприятиями: повышением скорости теплоносителя и применением оребренных поверхностей.

Скорость газов, используемых для охлаждения реакторов, ограничивается только затратами энергии на перекачку теплоносителя. Однако ее увеличение при умеренных давлениях не дает существенного увеличения коэффициентов теплоотдачи. В этом случае для улучшения условий теплообмена

Таблица 2.2

Параметры работы ПГ, работающих на газовых теплоносителях [2]

АЭС, страна	Тепло- носи- тель	Параметры газа			Параметры пара	
		$P_1, \text{МПа}$	$t'_1, ^\circ\text{C}$	$t''_1, ^\circ\text{C}$	$P_2, \text{МПа}$	$t''_2, ^\circ\text{C}$
«Колдер-Холл»-Великобритания	CO ₂	0,76	340	135	1,45*	310*
«Хинкли-Пойнт-А»-Великобритания	CO ₂	1,3	374	180	4,5*	362*
«Уилфа»- Великобритания	CO ₂	2,62	414	247	4,9*	401*
«EDF-4»-Франция	CO ₂	2,2	400	220	3,5*	390*
«Данджнесс-Б»-Великобритания	CO ₂	3,38	675	320	16,2	565
«Хартлпул»- Великобритания	CO ₂	4,15	648	286	16,3	538
«Форт--Сент-Врейн»-США	He	4,7	785	400	16,3	538
Великобритания (проект)	He	5,5	750	300	17,0	541
США (проект)	He	3,06	800	380	24,0	565
* Указаны параметры пара ступени высокого давления						

следует применять оребренные трубы при поперечном омывании пучков труб, возможно меньших диаметров, при общей противоточной схеме течения теплоносителей.

Для газовых ПГ в первую очередь рассматриваются водотрубные конструкции поверхности теплообмена, поскольку $P_2 > P_1$. Вследствие значительного превышения расхода газа расхода проще получить оптимальные скорости газа в межтрубном пространстве, где суммарное проходное сечение существенно больше, чем в трубах. Движение газа в межтрубном пространстве является также единственным путем организации поперечного омывания трубных пучков, и дает возможность осуществить оребрение поверхности теплообмена. Кроме того, при движении теплоносителя в межтрубном пространстве можно скомпоновать все элементы ПГ в одном корпусе. При этом, однако, большая площадь поверхности нагрева и ограниченность диаметра корпуса требуют для получения больших единичных производительностей значительной длины корпуса. Для цилиндрических элементов с большим отношением длины к диаметру целесообразнее вертикальное расположение. В парогенерирующих установках, по возможности, следует осуществлять подъемное движение рабочего тела, особенно в экономайзерах и испарителях. Для соблюдения противотока движение газа должно осуществляться сверху вниз. Таким образом, применительно к ПГ, обогреваемым газами, наиболее приемлемым является теплообменник башенного типа - вертикальный водотрубный теплообменник со змеевиковой поверхностью и

противоточным движением теплоносителя и рабочего тела. По принципу циркуляции в испарителе ПГ может быть прямоточным (см. рис. 2.14), с многократной принудительной циркуляцией (рис. 2.17-б) и с естественной циркуляцией (рис. 2.17-а).

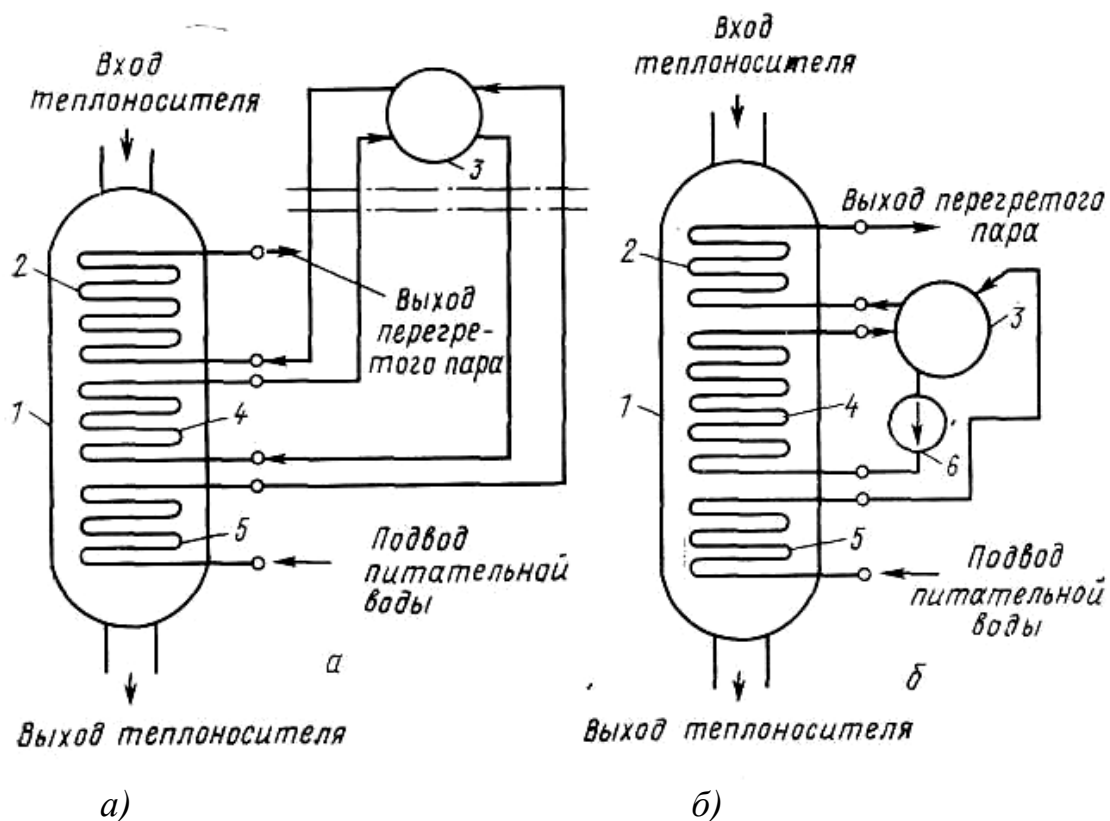
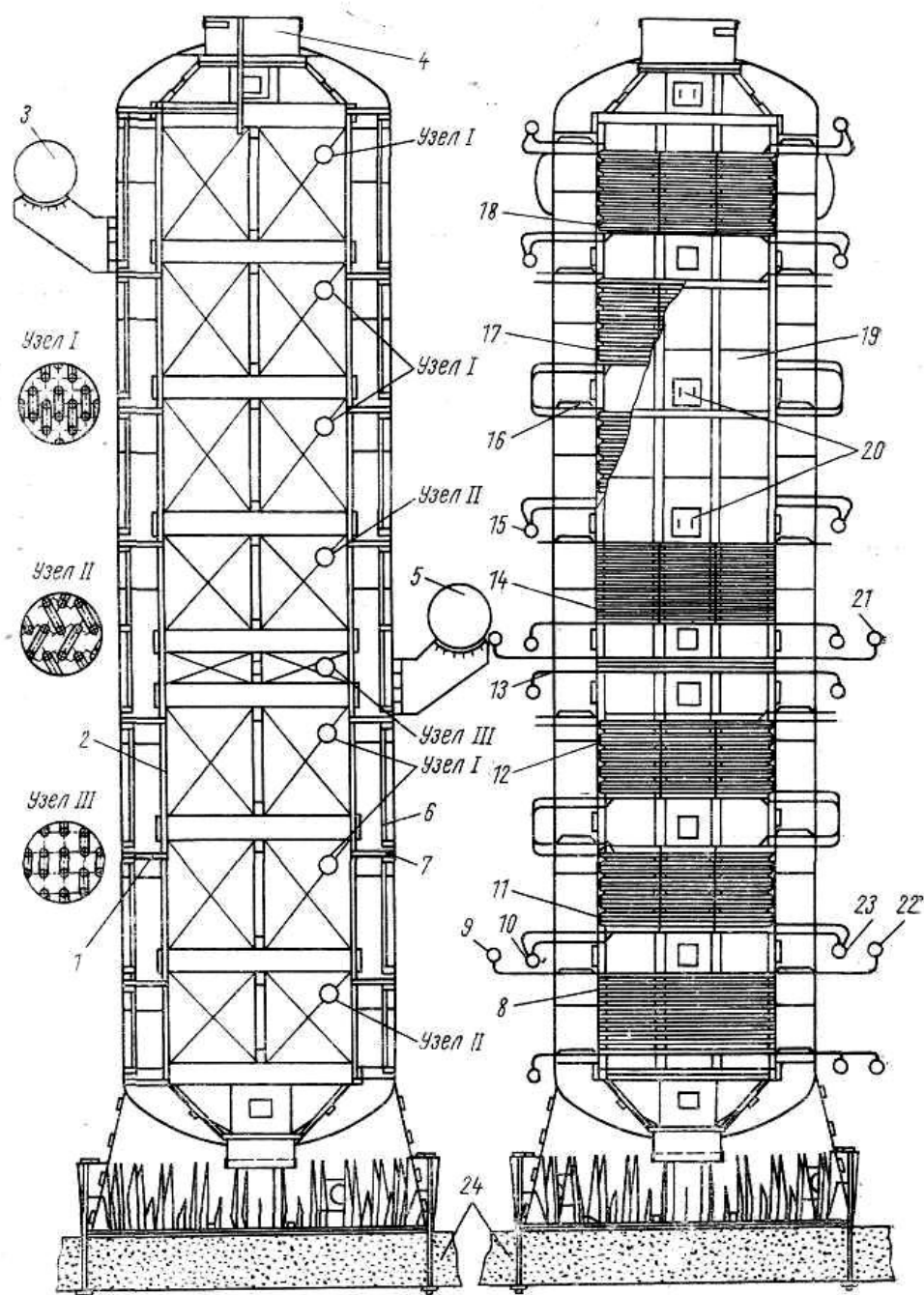


Рис. 2.17. Схема парогенераторов со змеевиковыми поверхностями теплообмена: а - с естественной циркуляцией и б - с многократно принудительной циркуляцией: 1 - корпус ПГ; 2- пароперегреватель; 3-сепарационный барабан; 4 - испаритель; 5 - водяной экономайзер; 6 - насос принудительной циркуляции

Для организации естественной циркуляции теплоносителя в змеевиковых поверхностях теплообмена ПГ необходима значительная высота циркуляционного контура. ПГ, имеющий необходимую высоту и вырабатывающий пар двух давлений, представлен на рис. 2.18.

Башенные конструкции ПГ имеют большой недостаток — значительные размеры корпусов. Для исключения этой дорогостоящей нетранспортабельной конструкции возможно разукрупнение единого агрегата на большое число секций, как это, в частности, было сделано в парогенераторе АЭС «EDF-1» во Франции. Схема ПГ АЭС «EDF-1» представлена на рис. 2.19, 2.20.

Рис. 2.18.
ПГ АЭС
«Колдер-Холл»: 1- площадка; 2- кожух; 3- сепарационный барабан повышенного давления; 4- подводящий патрубков; 5- сепарационный барабан низкого давления; 6- лестница; 7- корпус; 8- смешанный экономайзер; 9- выходной коллектор части повышенного давления



смешанного экономайзера; 10- входной коллектор испарителя низкого давления; 11,12- нижний и верхний пакеты испарителя низкого давления; 13- пароперегреватель низкого давления; 14- экономайзер повышенного давления; 15- входной коллектор испарителя повышенного давления; 16,17- нижний и верхний пакеты испарителя повышенного давления; 18- пароперегреватель повышенного давления; 19- обшивка ПГ; 20- люк; 21- выходной коллектор пароперегревателя низкого давления; 22- входной коллектор испарителя низкого давления; 23- выходной коллектор части низкого давления смешанного экономайзера; 24- бетонный фундамент

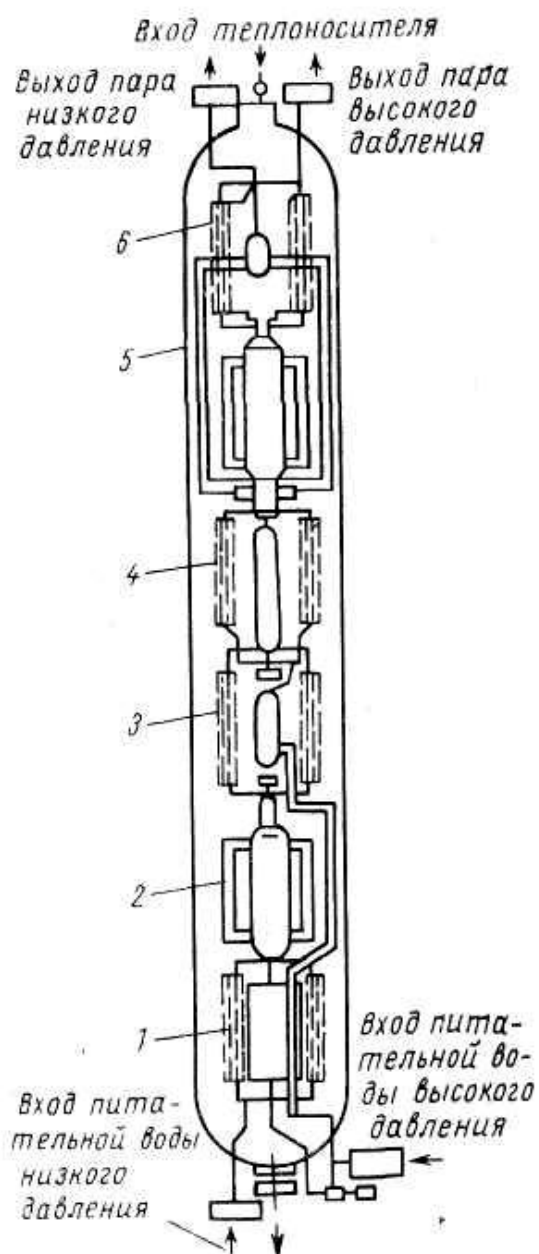


Рис. 2.19. Схема секционного ПГ с газовым теплоносителем: секция парогенератора: 1, 2, 3 – соответственно экономайзер, испаритель, пароперегреватель низкого давления; 4, 5, 6 – соответственно экономайзер, испаритель, пароперегреватель высокого давления

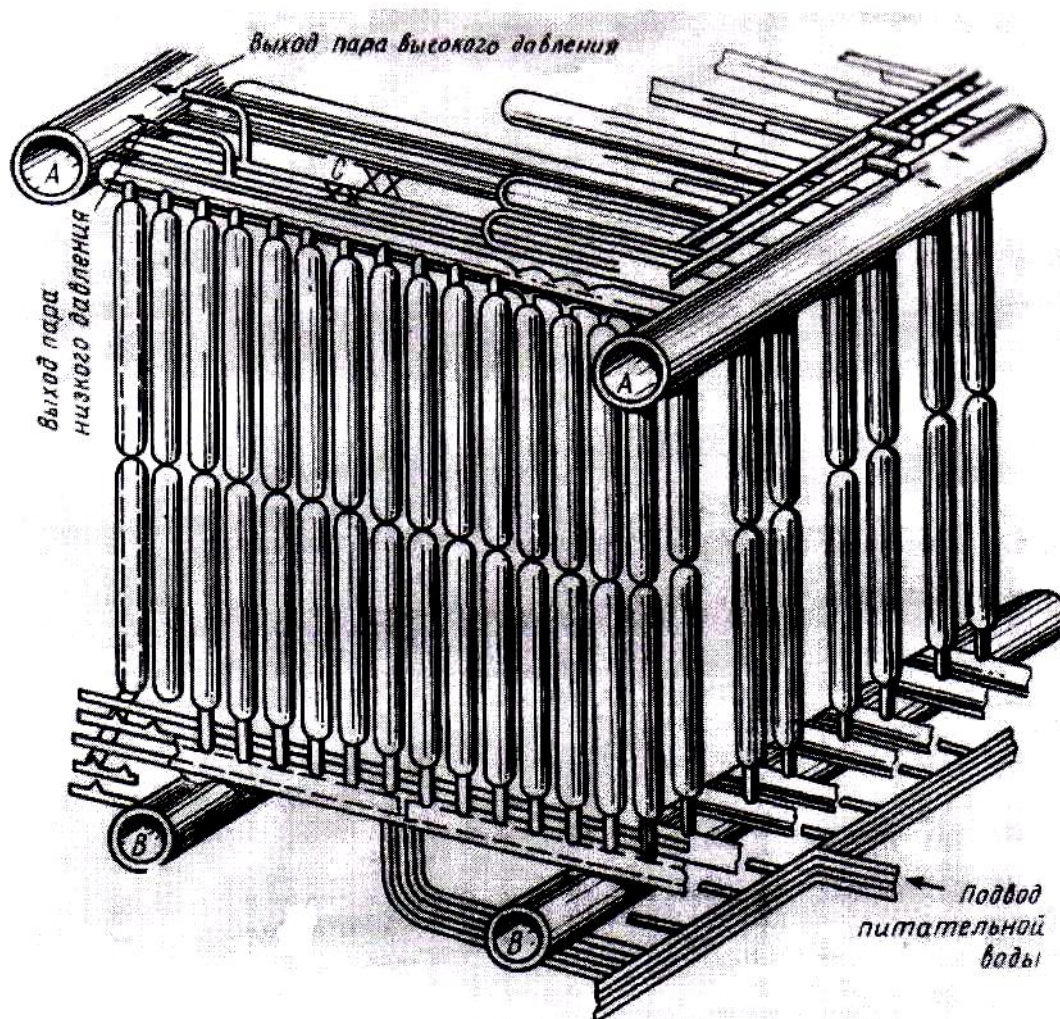


Рис. 2.20. Компоновка секций секционного ПГ с газовым теплоносителем: А и В – раздающие и собирающие трубопроводы теплоносителя

Такие схемы имеют преимущества. У этих ПГ малый диаметр секций; ввод и вывод теплоносителя и рабочих сред осуществляется через днища.

Корпус состоит из двух частей. В нижней части расположены элементы низкого давления, а в верхней части — высокого. Экономайзеры и пароперегреватели выполнены из концентрических спиральных змеевиков. Испарители состоят из вертикальных цилиндрических барабанов (диаметр 0,3 м, длина 7,6 м), к которым присоединены вертикальные концентрически расположенные оребренные трубы.

Испарительная поверхность теплообменника омывается газом, движущимся продольно. Движение рабочей среды в испарителе происходит за счет естественной циркуляции.

Для мощных ПГ с газом высоких давлений и высоких температур применение башенной конструкции типа, как представлено на рис. 2.18, практически невозможно из-за большой толщины корпуса и ненадежной его работы в зоне высоких температур. Поэтому в настоящее время мощные АЭС с газовыми теплоносителями высоких давлений и температур оборуду-

ются реактором с корпусом из предварительно напряженного железобетона, способного выдерживать давления 6 МПа и более (рис. 2.21). Высота таких корпусов – до 36 м, диаметр – до 29 м. Все оборудование первого контура, включая ПГ, расположено в железобетонном корпусе. ПГ подобных АЭС разбит на 8 – 12 секций, которые располагаются в кольцевом зазоре между реактором и корпусом.

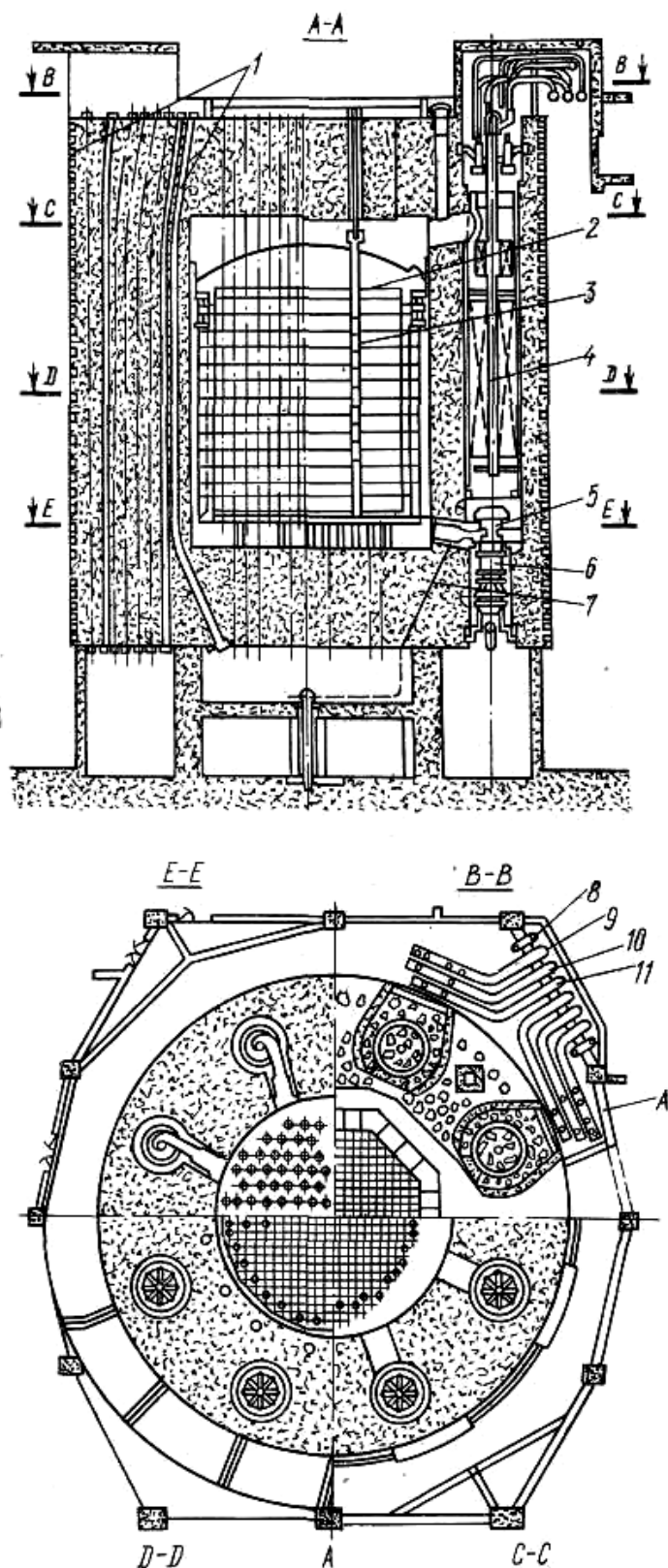


Рис.2.21. Расположение парогенераторов на АЭС с интегральной компоновкой оборудования: 1- предварительно напряженный бетон; 2 - защитная пробка; 3 - твэл; 4 - ПГ; 5 - циркуляционная газодувка; 6-мотор; 7 - ввод CO_2 ; 8 - подвод питательной воды; 9 - выход острого пара; 10 - выход пара из промежуточного пароперегревателя; 11- вход пара в промежуточный пароперегреватель

3. Регенеративные подогреватели

3.1. Схемы включения поверхностных подогревателей в систему регенеративного подогрева

На рис. 3.1 показана схема подключения поверхностных подогревателей в системе регенеративного подогрева [4]. Максимальная тепловая экономичность установки достигается при отводе конденсата греющего пара подогревателя (дренаж) в линию питательной воды (рис. 3.1, а). При направлении дренажа согласно пунктирной линии схемы, тепловая экономичность снизится. Из-за наличия большого числа дренажных насосов, что усложняет схему и делает ее менее надежной в эксплуатации, схема не используется.

При каскадном отводе дренажа (рис. 3.1, б) тепловая экономичность установки минимальна. Вследствие этого каскадный отвод дренажа применяется только в аварийных случаях отказа дренажного насоса.

Как правило, применяется схема, приведенная на рис. 3.1, в, тепловая экономичность которой ниже, чем у схемы, представленной на рис. 3.1, а, но надежность ее выше вследствие использования только одного дренажного насоса.

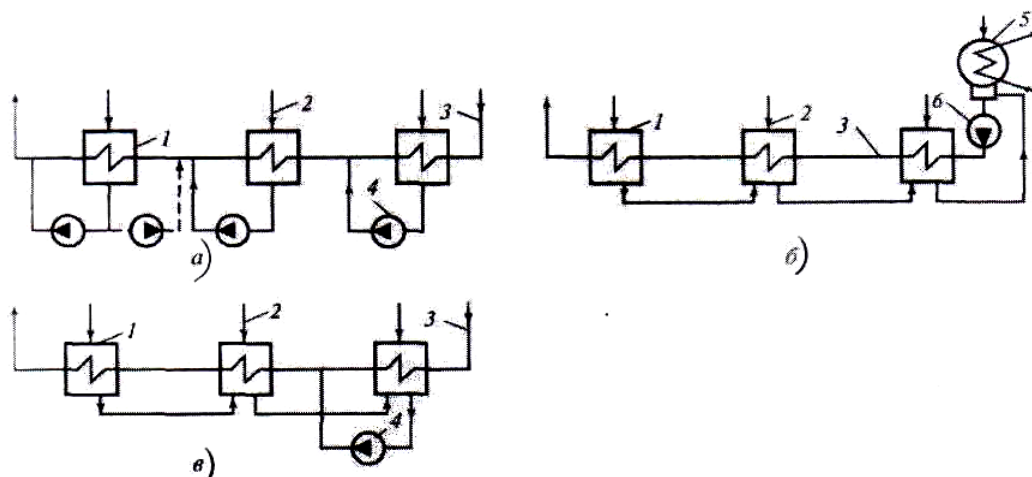


Рис. 3.1. Схемы включения поверхностных подогревателей в систему регенеративного подогрева: а - с дренажными насосами у каждого подогревателя; б - с каскадным отводом конденсата; в - со смешанным отводом конденсата; 1 - регенеративный подогреватель; 2 - подвод пара от отбора турбины; 3 - основной конденсат; 4, 6 - дренажный и конденсатный насосы; 5 - конденсатор

Поверхностные регенеративные подогреватели изготавливаются различных типов. В некоторых из них нагрев питательной воды (или конденсата) осуществляется паром (рис. 3.2, а), в других кроме поверхностей теплообмена, передающих теплоту от пара, выделены поверхности, на которых конденсат пара (дренаж) дополнительно охлаждается питательной водой (поверхности охладителя дренажа) (рис. 3.2, б). Применяются также регенеративные подогреватели с выделенными охладителями дренажа и перегретого пара (рис. 3.2, в). Применение охладителей дренажа и пара позволяет повы-

сить тепловую экономичность установки. На АЭС, где в регенеративных подогревателях используется влажный пар, применяются только схемы подогрева, показанные на рис. 3.2, а, б.

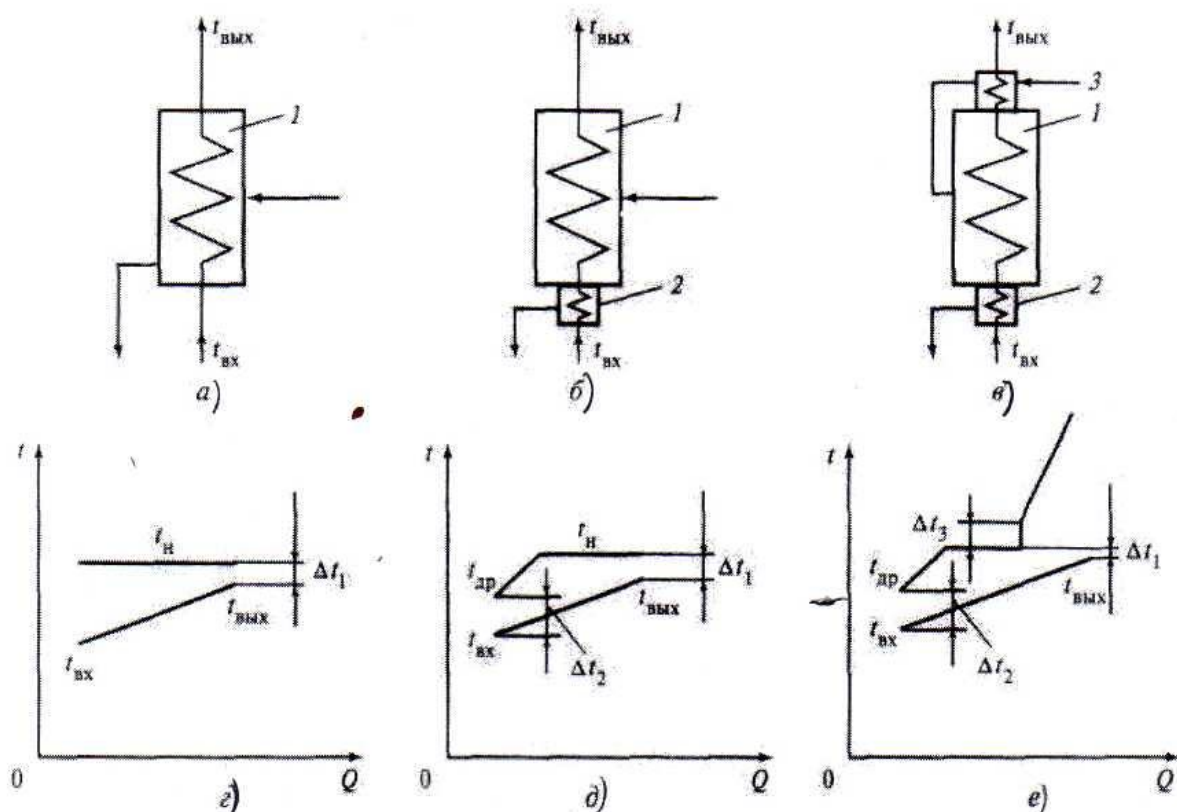


Рис. 3.2. Схемы поверхностных регенеративных подогревателей (а - в) и t, Q -диаграммы для этих схем (г - е): а - простейший подогреватель; б - подогреватель с охладителем дренажа; в - подогреватель с охладителем дренажа и охладителем пара; 1 - основной подогреватель; 2 - охладитель дренажа; 3 - охладитель перегретого пара

Тепловая экономичность установки зависит не только от температуры питательной воды и числа регенеративных подогревателей, но и от их температурных напоров в определенных точках $\Delta t_1 - \Delta t_3$ (рис. 3.2, г - е).

Увеличение температурных напоров приводит к уменьшению размеров поверхностей теплопередачи подогревателей и, следовательно, к уменьшению их стоимости. При этом, внутренний абсолютный КПД установок уменьшается и, следовательно, при одной и той же электрической мощности увеличивается расход топлива. При уменьшении Δt наблюдается обратная картина. Оптимальные значения этих величин выбирают исходя из технико-экономических расчетов. Обычно недогрев до температуры насыщения Δt_1 находится в пределах $1,5 - 3^\circ\text{C}$, минимальный температурный напор в охладителях дренажа Δt_2 - в пределах $4 - 8^\circ\text{C}$, а остаточный перегрев пара Δt_3 - в пределах $7 - 15^\circ\text{C}$ [3].

В регенеративном подогревателе с выделенным охладителем пара (ОП), согласно схеме, приведенной на рис. 3.2, в, через поверхности ОП проходит

вся питательная вода. В рабочих условиях через поверхности ОП пропускается лишь часть общего потока воды вследствие отбора от перегретого пара незначительного количества теплоты, связанного с перегревом. Основной поток воды при этом пропускается через байпас.

На рис. 3.3 представлены различные схемы подогрева питательной воды в подогревателях с ОП и охладителем дренажа (ОД). Установка, работающая по схеме, показанной на рис. 3.3 в, наиболее экономична, так как пар отбора охлаждается в ОП до более низкой температуры, чем при работе по другим схемам.

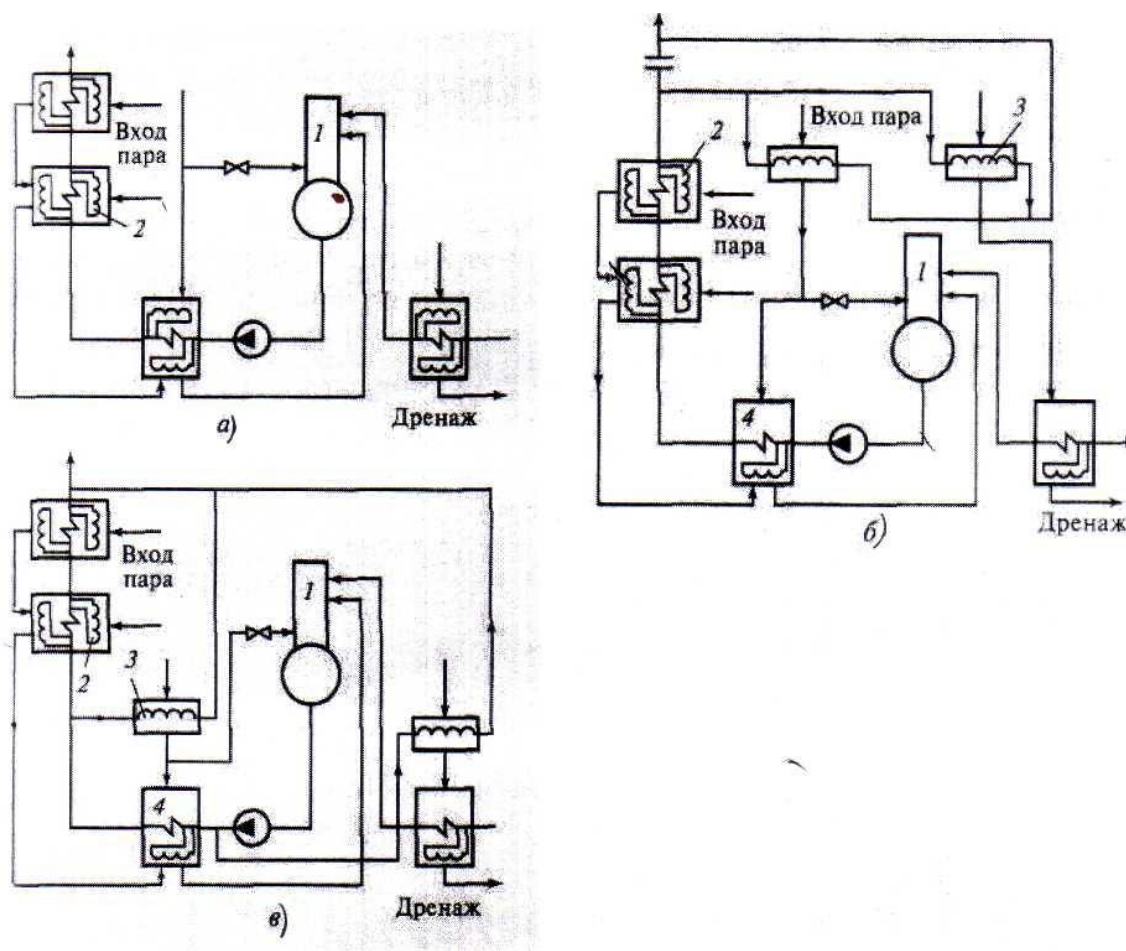


Рис. 3.3. Схема подогрева питательной воды в подогревателях с охладителями пара и дренажа: 1 - деаэратор; 2 - подогреватель с ОД и ОП; 3 - ОП; 4 - подогреватель с ОД; а - вода после ОП смешивается с основным потоком; б - (схема Виолен) в ОП поступает часть потока, прошедшего все регенеративные подогреватели; в - (схема Некольного - Рикара) ОП установлен перед подогревателем-конденсатором, а нагретая в нем вода направляется в поток, прошедший все подогреватели

ОД могут быть встроенными в корпус регенеративного подогревателя, могут быть выполнены как отдельные теплообменники. В последнем случае через ОД пропускается часть основного потока конденсата, смешиваемо-

го затем с потоком, идущим в следующий по ходу воды регенеративный подогреватель, как показано на схеме *рис. 3.4*.

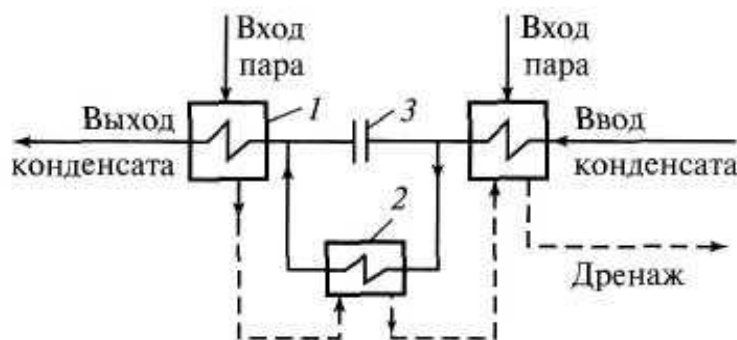


Рис. 3.4. Схема регенеративного подогревателя с вынесенным охладителем дренажа: 1 – регенеративный подогреватель; 2 – охладитель дренажа; 3 – дроссельная диафрагма

3.2. Поверхностные регенеративные подогреватели

По конструкции поверхностные регенеративные подогреватели подразделяют на подогреватели с трубной доской и с коллекторной системой. На *рис. 3.5* показан подогреватель с трубной доской без выделенных поверхностей ОП и ОД.

Греющий пар подается в аппарат через патрубок 2 и конденсируется на наружных поверхностях вертикальных U-образных труб. Движение пара направляется горизонтальными перегородками. Конденсат пара отводится из нижней части корпуса. Во избежание срыва работы дренажного насоса паровыми пробками из-за прорыва пара с конденсатом при подаче дренажа в линию основного конденсата подогреватель оборудуется регулятором, поддерживающим постоянный уровень конденсата.

Нагреваемая вода подается через патрубок 4 во входную часть камеры и движется в U-образных трубах. Если подогреватель двухходовой, вода отводится через выходной патрубок 5. При многоходовом подогревателе требуемое движение воды обеспечивается устройством перегородок в водяной камере.

Перепуск неконденсирующихся газов и подвод дренажей из подогревателей более высокого давления осуществляется через специальные штуцеры на корпусе подогревателя. Неконденсирующиеся газы в подогревателях низкого давления каскадно перепускаются в сторону понижения давления. Регенеративные подогреватели с трубной доской изготавливаются на давление со стороны воды для ТЭС до 3,2, для АЭС — до 4,2 МПа.

В настоящее время на крупных блоках вместе с регенеративными подогревателями низкого давления (ПНД), обогреваемых паром (*рис. 3.5*), где основной конденсат подогревается в трубных пучках, применяют подогреватели с ОД и подогреватели, в которых имеются как ОД, так и ОП.

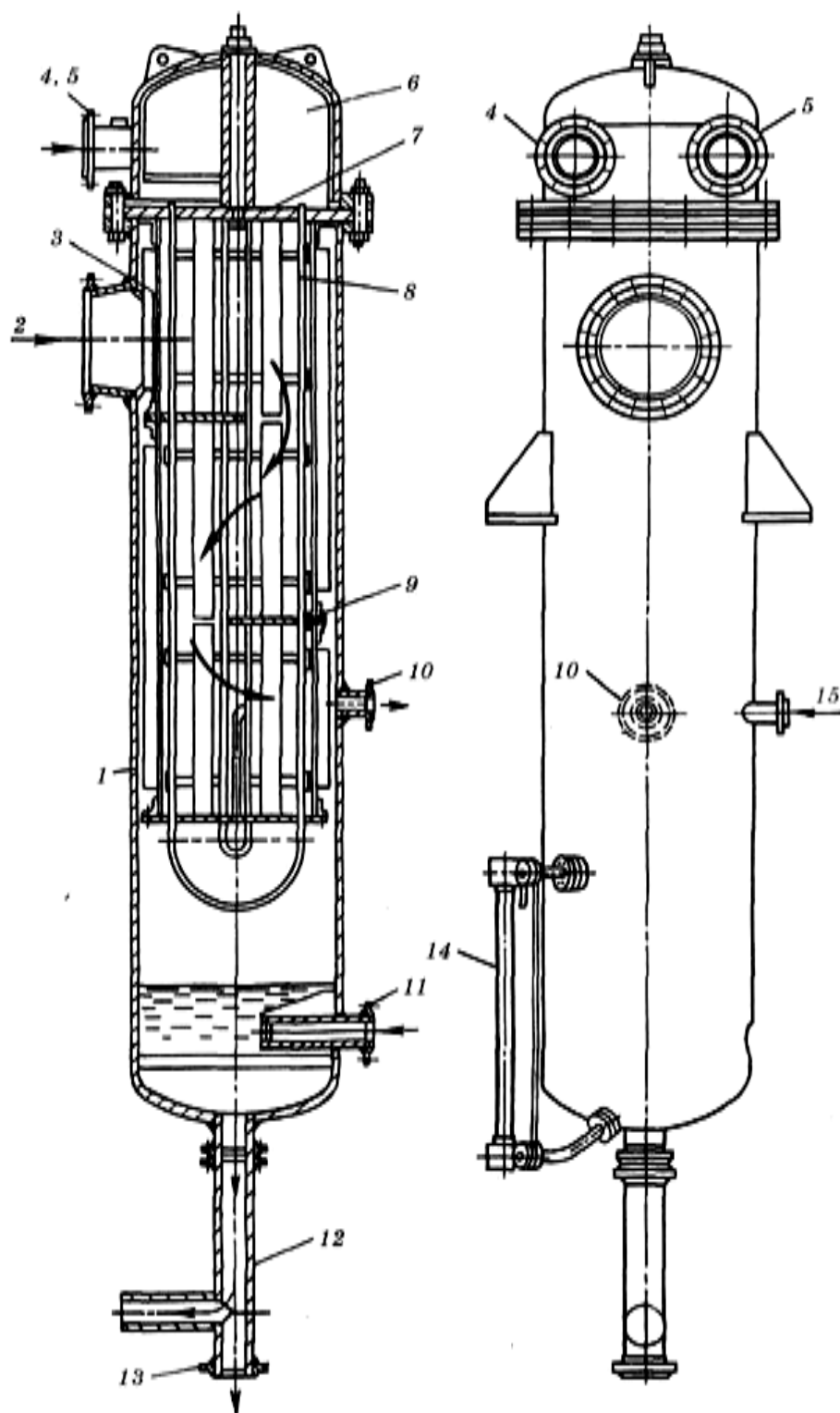


Рис. 3.5. Регенеративный подогреватель с трубной доской: 1 - корпус; 2 - патрубок греющего пара; 3 - паростойный щит; 4, 5 - входной и выходной патрубки основного конденсата; 6 - водяная камера; 7 - трубная доска; 8 - латунные U-образные трубы; 9 - направляющие перегородки; 10 - отвод воздуха; 11 - подвод дренажа из другого подогревателя; 12 - отвод конденсата греющего пара; 13 - штуцер для опорожнения; 14 - водомерное стекло; 15 - подвод неконденсирующихся газов из другого подогревателя

На рис. 3.6 показан ПНД с U-образными трубками с ОП и ОД. Трубы ОП размещаются в выделенном отсеке корпуса подогревателя параллельно трубам, на поверхностях которых конденсируется пар. Внизу корпуса регенеративного подогревателя располагается ОД.

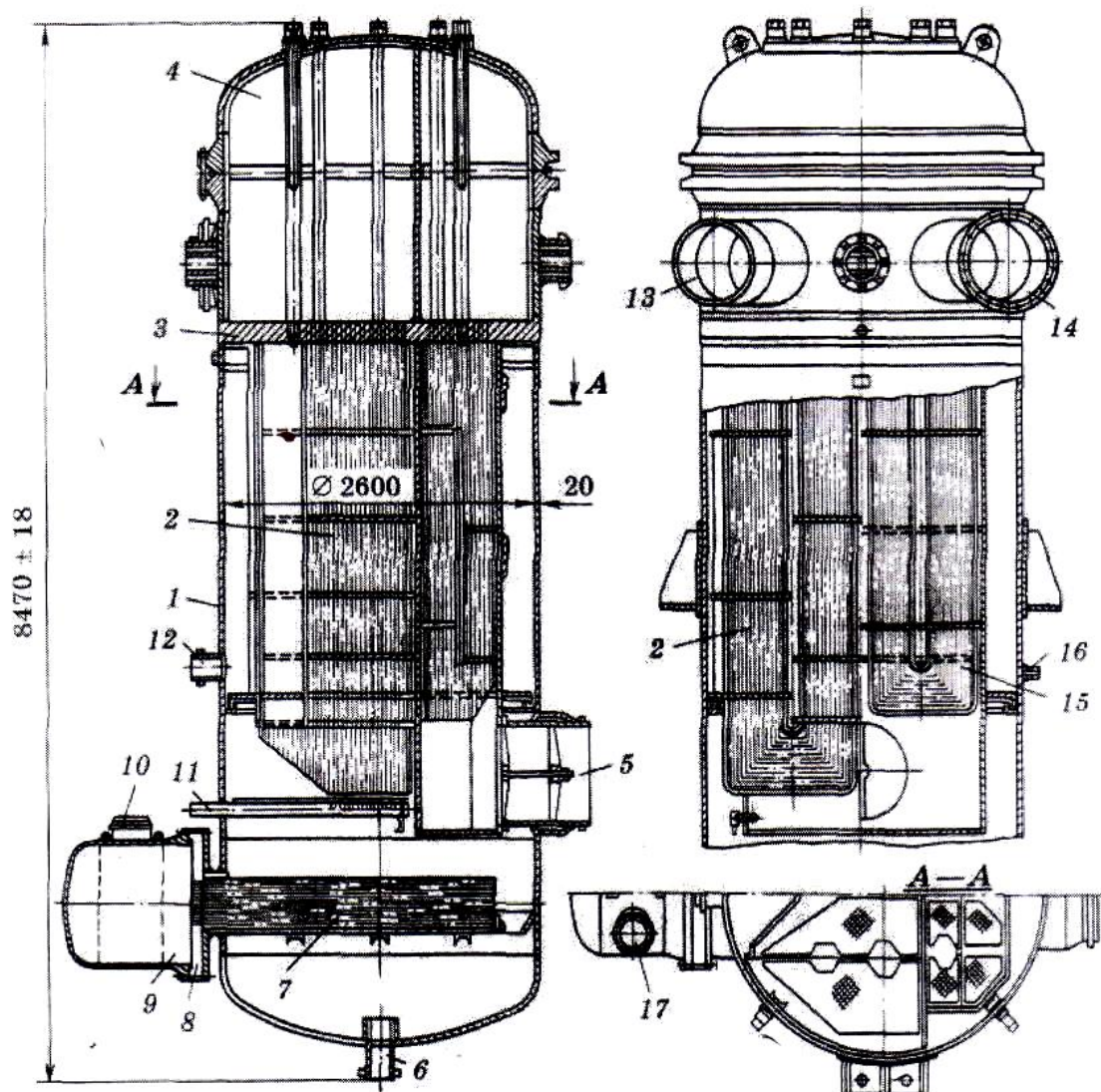


Рис. 3.6. Конструкция регенеративного подогревателя низкого давления с охладителями пара и дренажа ПН-1000-32-7-11НЖ : 1 - корпус; 2 - трубный пучок ПК; 3 - трубная доска ПК и ОП; 4 - водяная камера ПК и ОП; 5 - линия подвода пара; 6 - линия отвода конденсата; 7 - трубный пучок ОД; 8 - трубная доска ОД; 9 - водяная камера ОД; 10 - штуцер подвода основного конденсата ОД; 11 - линия отсоса неконденсирующихся газов; 12 - линия подвода дренажа из другого подогревателя; 13, 14 - соответственно штуцера подвода и отвода основного конденсата ПК и ОП; 15 - трубный пучок ОП; 16 - линия подвода парогазовой смеси из другого подогревателя; 17 - штуцер отвода потока основного конденсата (ОК)

Перегретый пар от отбора турбины поступает в нижнюю часть подогревателя, проходит, охлаждаясь, трубы ОП (рис. 3.6, а) и при температуре,

близкой к t_s через отверстия в кожухе сварного отсека направляется к трубам пучка подогревателя-конденсатора (ПК). В ПК пар конденсируется, а образующийся конденсат стекает в ОД, где охлаждается частью потока основного конденсата. Охлажденный конденсат греющего пара отводится через штуцер, расположенный в нижней части корпуса.

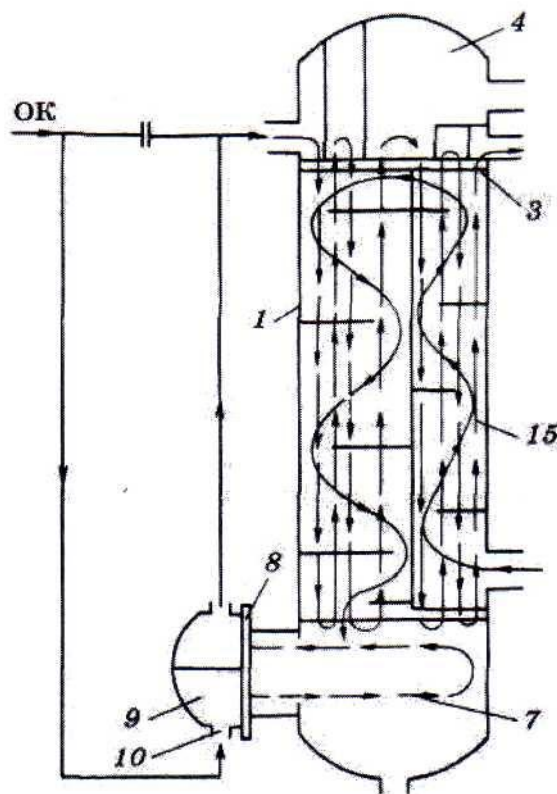


Рис. 3.7. Схема движения воды и пара в регенеративном подогревателе низкого давления с охладителями пара и дренажа ПН-1000-32-7-11НЖ

Поток основного конденсата поступает во входную часть водяной камеры аппарата (рис. 3.7), проходит последовательно четырехходовые ПК и ОП, далее поступает в выходную часть камеры, и выходит из нее через отводящий штуцер. Небольшая часть потока основного конденсата до поступления в трубный пучок ПК подается в водяную камеру ОД, проходит U-образные трубы охладителя, где подогревается и затем смешивается с основным потоком.

Трубные пучки подогревателя собраны из труб диаметром 16х1 мм, изготовленных из нержавеющей стали X18H10T [3].

Регенеративный подогреватель с коллекторной системой показан на рис. 3.8. В корпусе подогревателя расположены четыре пучка двойных спиральных труб, к которым из двух вертикальных коллекторов подводится подогреваемая вода. Отводится вода также в вертикальные коллекторы. В коллекторах имеются разделительные диафрагмы, которые обеспечивают требуемое число ходов в ОП, ПК и ОД и необходимую скорость воды в трубах.

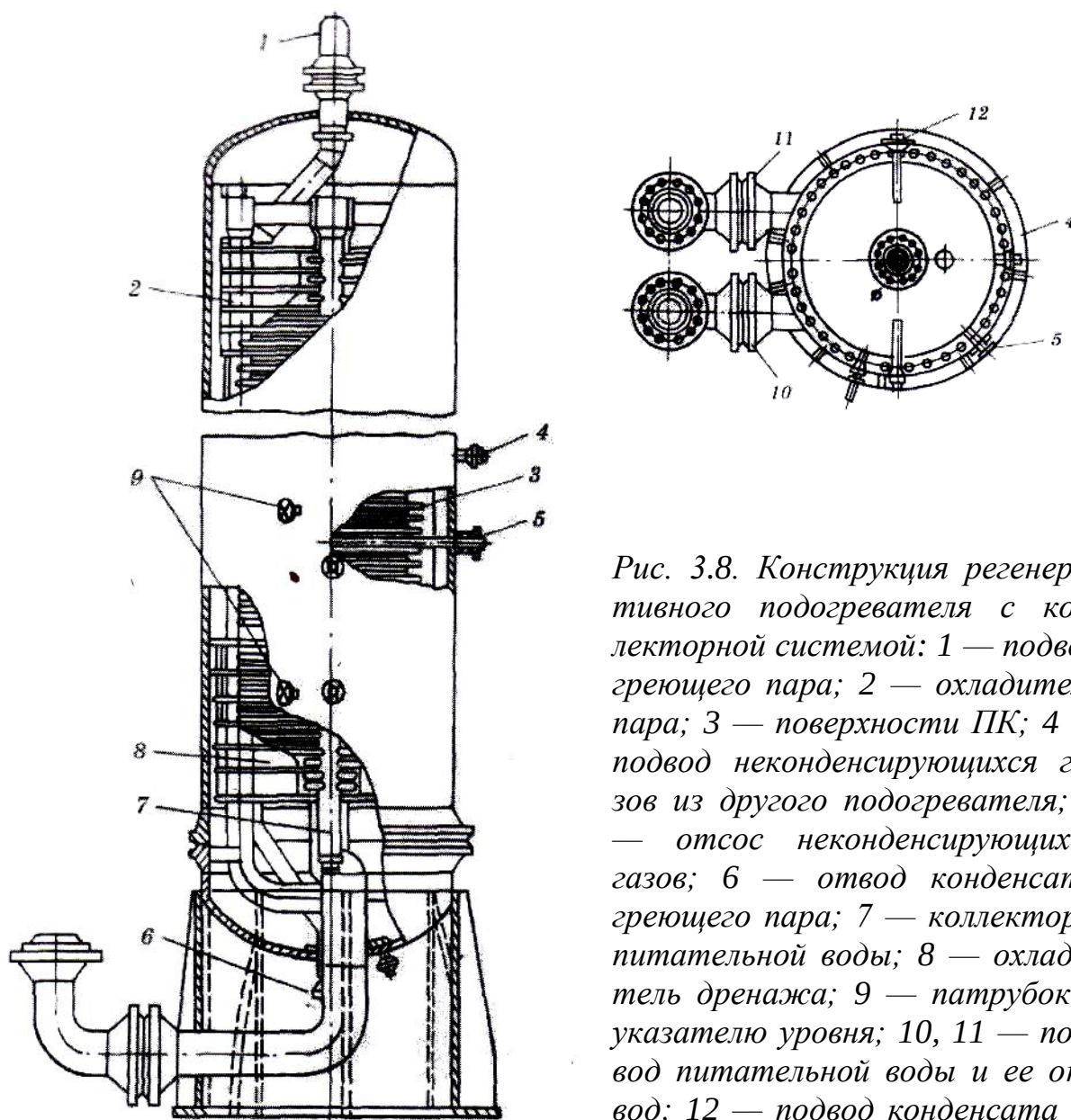


Рис. 3.8. Конструкция регенеративного подогревателя с коллекторной системой: 1 — подвод греющего пара; 2 — охладитель пара; 3 — поверхности ПК; 4 — подвод неконденсирующихся газов из другого подогревателя; 5 — отсос неконденсирующихся газов; 6 — отвод конденсата греющего пара; 7 — коллекторы питательной воды; 8 — охладитель дренажа; 9 — патрубок к указателю уровня; 10, 11 — подвод питательной воды и ее отвод; 12 — подвод конденсата из другого подогревателя

Трубы подогревателя разделяются горизонтальными перегородками, чтобы придать необходимое направление движению пара и конденсата, обеспечивающие соответствующие значения коэффициентов теплоотдачи при допустимых гидравлических сопротивлениях. В перегородках имеются отверстия, по которым пар и конденсат перетекают из одной секции в другую. Греющий пар подводится к охладителю пара сверху (рис. 3.8) или через штуцер в цилиндрической части корпуса. Охлажденный конденсат отводится из нижней части подогревателя. Снизу расположены также подводящий и отводящий штуцера питательной воды. Неконденсирующиеся газы отводятся по трубе, установленной над охладителем конденсата.

Регенеративные подогреватели с коллекторной системой выпускаются заводами для давлений в трубной системе до 38 МПа и используются как подогреватели высокого давления (ПВД), устанавливаемые после питательных

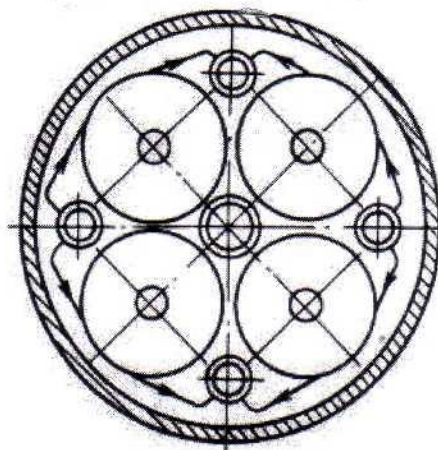
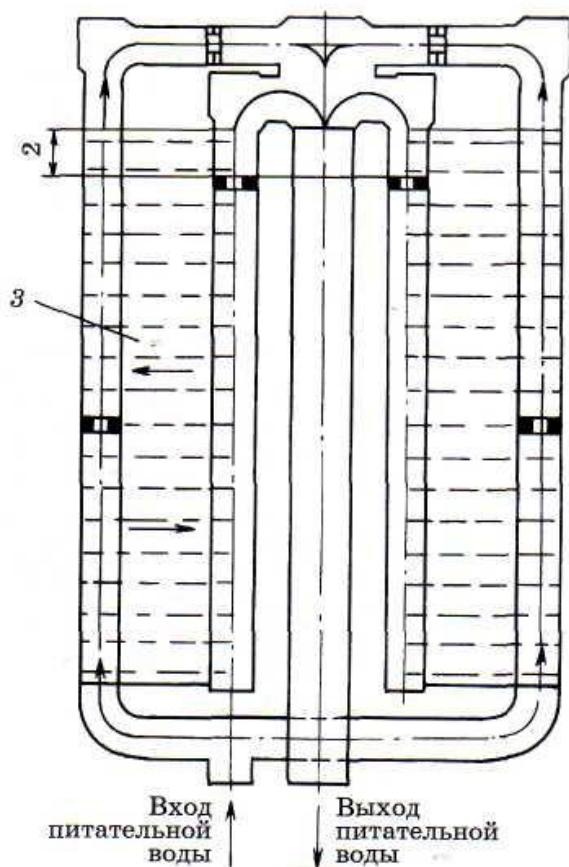


Рис. 3.9. Схема движения воды в трубной системе. Обозначения – см. на рис. 3.8

насосов. На таких подогревателях может быть предусмотрен отдельный отвод питательной воды, подогретой в ОП, что дает возможность при встроеном ОП использовать теплоту поступающего в подогреватель перегретого пара по схеме Некольного - Рикара (см. рис. 3.3, в).

На рис. 3.10 показаны конструкция и расположение греющих пучков подогревателя блока с турбиной К-500-240. Регенеративный подогреватель имеет отдельно выделенные поверхности ОП, ПК и ОД, собранные из пучков однорядных спиральных труб диаметром 32 x 5 мм для ПК и ОД и 32 x 6 мм для ОП (рис. 3.11). Пучки змеевиков ОП заключены в свой кожух. Кожухи соединены перепускными коробами. Греющий пар подводится к двум пучкам (колонкам) ОП через стояк, расположенный в центральной части корпуса аппарата, и проходит последовательно три колонки. Из одной колонки в другую пар перетекает по коробам. Охладитель конденсата имеет аналогичную конструкцию, но конденсат в нем подводится к одной колонке и поэтому последовательно протекает все пучки.

Схемы движения пара и конденсата, питательной воды через подогреватель представлены на рис. 3.12. На схеме показано, что вода подводится к трем коллекторам снизу. От этих коллекторов часть потока перепускается в коллекторы ОД. Пройдя ОД, весь поток воды вновь собирается в коллекторах и направляется в специальные трубы ПК и ОП. Поток, прошедший трубы

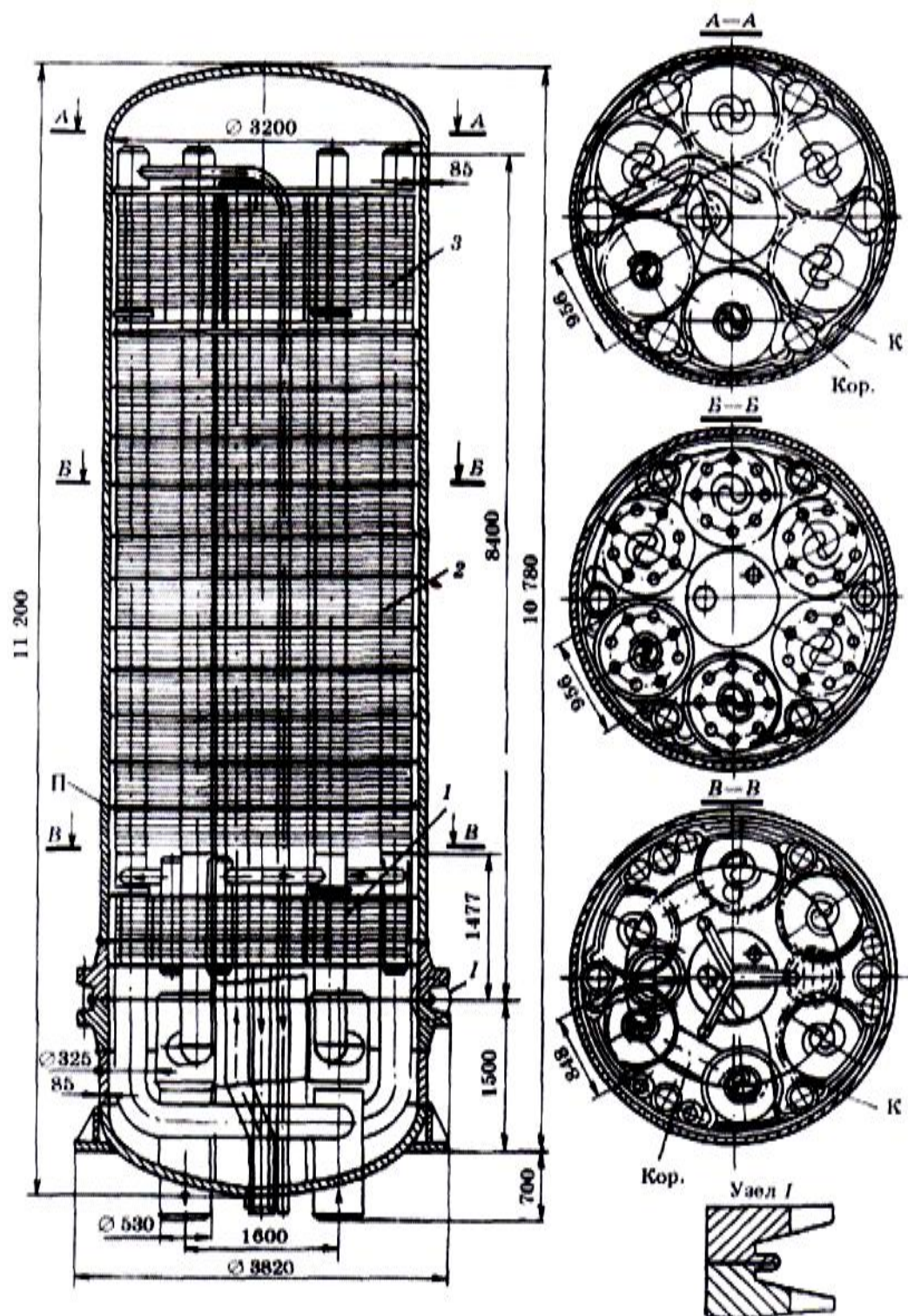


Рис. 3.10. Конструкция и расположение греющих элементов регенеративного подогревателя высокого давления турбины К-500-240:1 — охладитель дренажа; 2 — подогреватель-конденсатор; 3 — охладитель пара; К — кожух колонок ОП и ОД; П — перегородка ПК; Кор. — перепускной короб

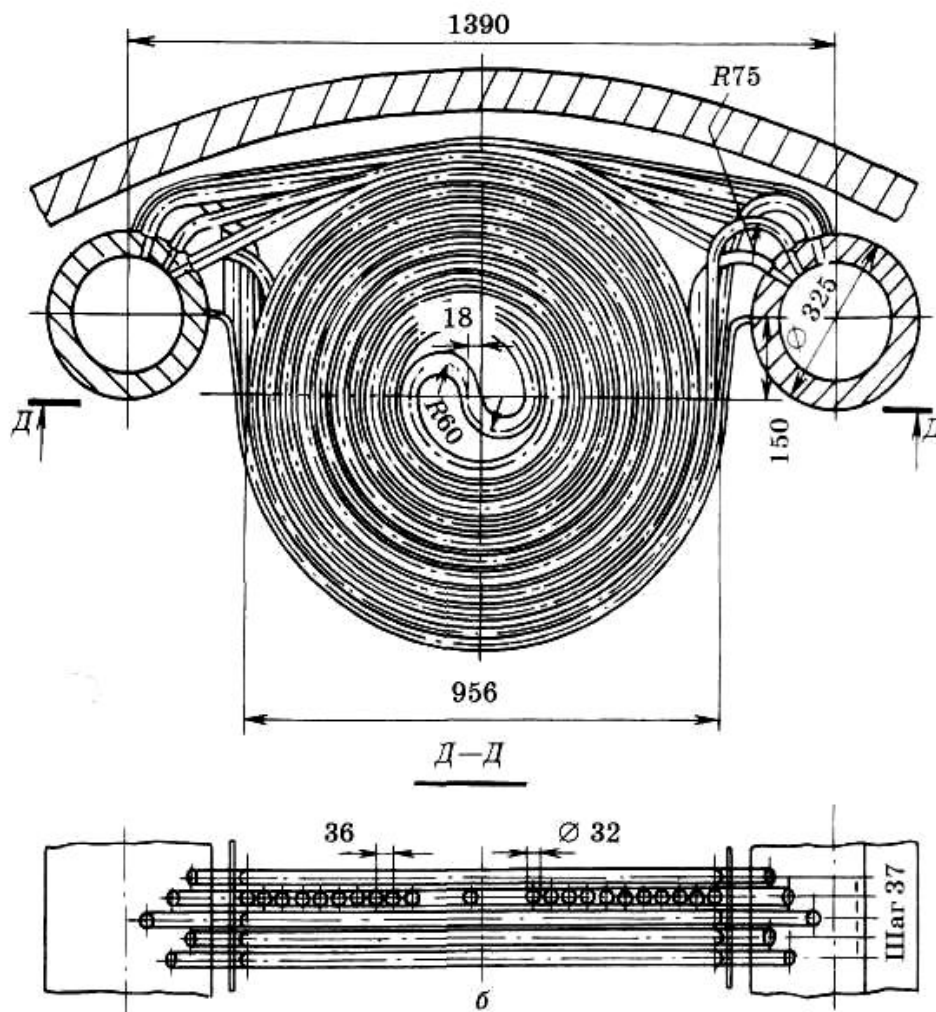


Рис. 3.11. Спиральный однорядный змеевик регенеративного подогревателя высокого давления турбины К-500-240

ПК, отводится через коллекторы в общую линию и направляется в следующий регенеративный подогреватель или питательную магистраль котла, а часть питательной воды, прошедшей ОП, независимо от того, на каком отборе установлен подогреватель, направляется в поток воды, прошедшей все регенеративные подогреватели.

На электростанциях, работающих на органическом топливе при докритических начальных параметрах, а также на двухконтурных АЭС, трубы ПНД изготавливают по условиям коррозии из латуни, а змеевики ПВД — из углеродистой стали.

На рис. 3.13 показан регенеративный подогреватель, в котором трубная система собрана из прямых труб, закрепленных в двух трубных досках. В этой конструкции при расширении труб в процессе нагревания нижняя водяная камера имеет возможность несколько перемещаться. При этом существенные температурные напряжения, также как в теплообменниках с U-образ-

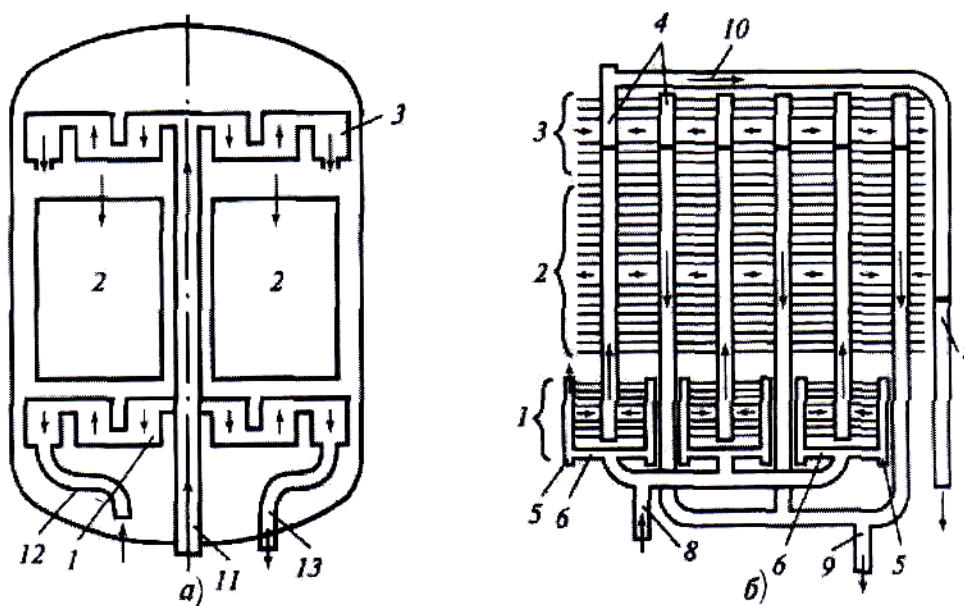


Рис. 3.12. Схемы движения потоков: а - пара и конденсата; б - питательной воды в ПВД: 1 - 3 - соответственно поверхности ОД, ПК и ОП; 4 - коллекторы питательной воды; 5 - коллекторы ОД; 6 - перепускные трубы; 7 - ограничительные шайбы; 8, 9 - вход питательной воды и ее выход; 10 - отвод воды из ОП; 11 - подвод пара; 12 - вход конденсата; 13 - отвод конденсата

ными трубами (см. рис. 3.5), не проявляются. Такие аппараты применяются в основном на блоках АЭС. Трубная система изготавливается из нержавеющей стали. Трубы крепятся вальцовкой с обваркой к трубным доскам.

На приведенной схеме нижние участки труб аппарата затоплены конденсатом греющего пара. Конденсат вследствие этого охлаждается до более низкой температуры по сравнению с температурой насыщения t_k .

На АЭС применяются регенерированные подогреватели в том числе и с коллекторной системой. Их устанавливают на блоках с реакторами типа ВВЭР в качестве ПВД после деаэратора. Охладители пара на них отсутствуют.

На одноконтурных АЭС трубы ПНД изготавливают из нержавеющей стали. Для змеевиков ПВД также применяют нержавеющую сталь, так как в них усиливается коррозия труб с внешней стороны из-за повышенного содержания радиолитического кислорода.

На блоках с латунными трубами при сверхкритических начальных параметрах происходят интенсивные отложения, содержащие оксиды меди и железа. Поэтому для ПНД обычных электростанций при сверхкритических начальных параметрах пара (см. рис. 3.6), начинают применять трубы из нержавеющей стали для исключения накипи в топочных экранах котла и в проточной части турбин.

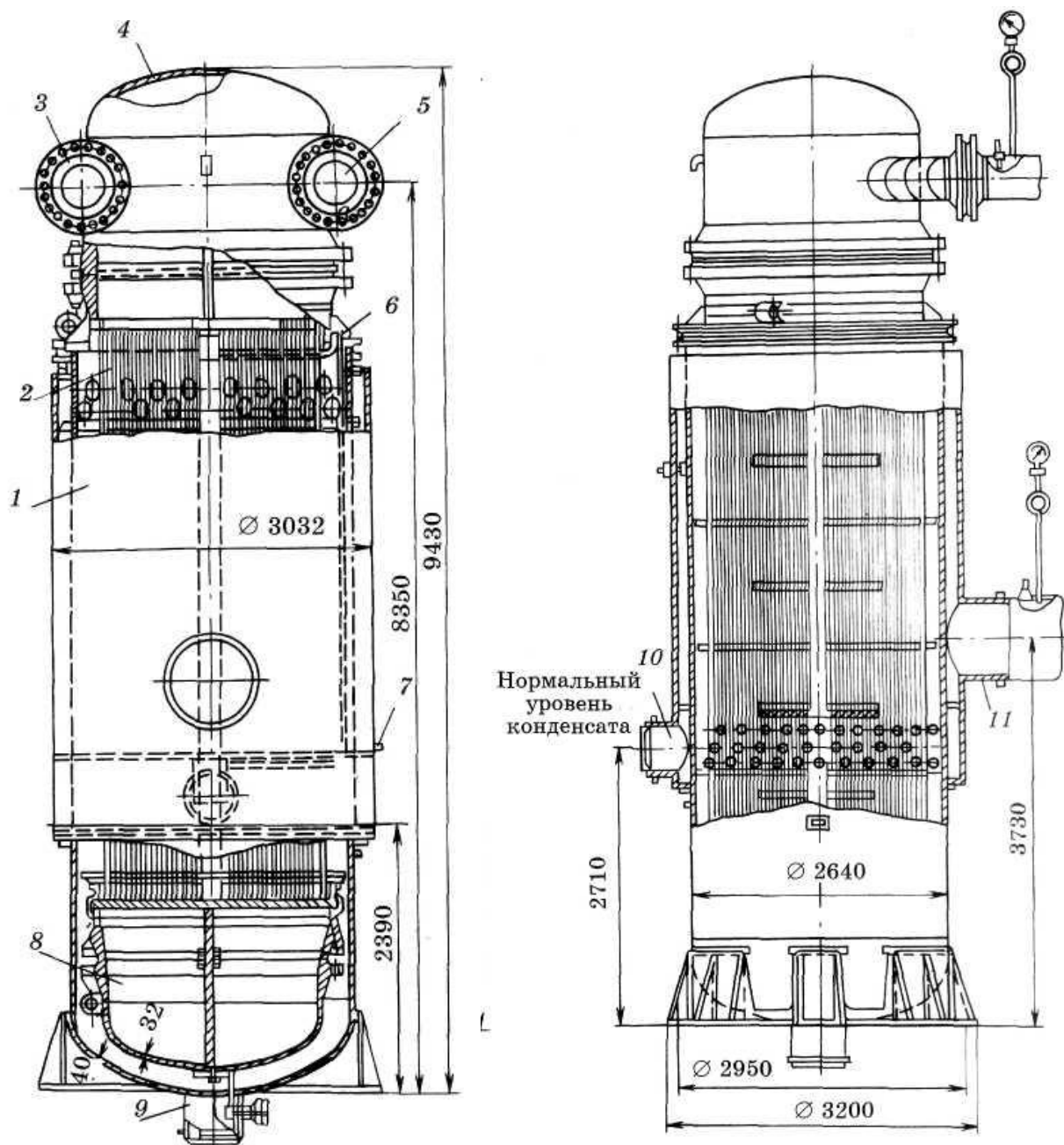


Рис. 3.13. Регенеративный подогреватель с трубной системой, собранной из прямых труб: 1- корпус; 2 - трубная доска; 3, 5 - вход и выход основного конденсата; 4 - верхняя водяная камера; 6 - отвод парогазовой смеси; 7 - штуцер к указателю уровня; 8 - нижняя водяная камера; 9 - отвод конденсата греющего пара; 10 - подвод дренажа из подогревателя более высокого давления; 11 - подвод греющего пара

Для подогрева питательной воды можно применять подогреватели поверхностного и смешивающего типов. Несмотря на то, что при использовании смешивающих подогревателей повышается тепловая экономичность установки и резко сокращается количество продуктов коррозии, образующихся

в тракте питательной воды, схемы с применением подогревателей только смешивающего типа применения не нашли из-за удорожания установки. В схемах со смешивающими подогревателями после каждой ступени подогрева необходимо устанавливать перекачивающий насос, либо подогреватель предстоящей ступени располагать на более высокой отметке для обеспечения перетекания воды за счет разности гидростатических уровней.

Поэтому применение находят схемы, в которых смешивающими являются только первые два подогревателя по ходу конденсата. При этом первый располагается на соответствующей высоте и вода из него самотеком перетекает во второй подогреватель, за которым устанавливается последующая ступень конденсатных насосов.

3.3. Регенеративные подогреватели смешивающего типа

Смешивающий регенеративный подогреватель представлен на *рис. 3.14*. Такие подогреватели применяются на блоках мощностью 200, 300, 500 и 800 МВт. Для работы в блоке с турбиной *K-200-130* применяются подогреватели диаметром 2200 и высотой 6000 мм. В них корпус разделен перегородкой 11 на подогреватель и отдельно - сборник конденсата. Поток основного конденсата подается в верхнюю часть подогревателя на дырчатый лист 4, откуда струями перетекает на лист 2 и затем в занятое водой пространство переливного устройства 16. Из этого устройства конденсат по трубам 19 перепускается в сборник конденсата, расположенный в нижней части аппарата. Переливные трубы 19 имеют обратные затворы.

Пар поступает в подогреватель по трубе 5, на которой также установлен обратный затвор. Обратные затворы на паровой и водяной линиях исключают возможность попадания воды в паровую линию и отбор турбины при внезапном снижении мощности турбины и, вследствие этого, давления пара в отборе. Пересекая водяные струи, пар конденсируется и подогревает воду до температуры насыщения t_H .

Подогретый поток отводится из нижней части аппарата. Когда уровень в корпусе подогревателя поднимается выше допустимого значения, часть воды перетекает через гидравлический затвор и по трубе 13 отводится в конденсатор турбины. Выпар отводится по линии, подсоединенной к штуцеру 6. Дренаж из вышестоящего ПНД (по ходу пара в турбине) подводится по трубе 20 через коллектор 18.

В настоящее время разработаны и применяются конструкции смешивающих подогревателей в горизонтальном исполнении. Горизонтальная конструкция подогревателей позволяет использовать гравитационную схему установки, что исключает необходимость применения дополнительных насосов для перекачивания конденсата из одного подогревателя в другой.

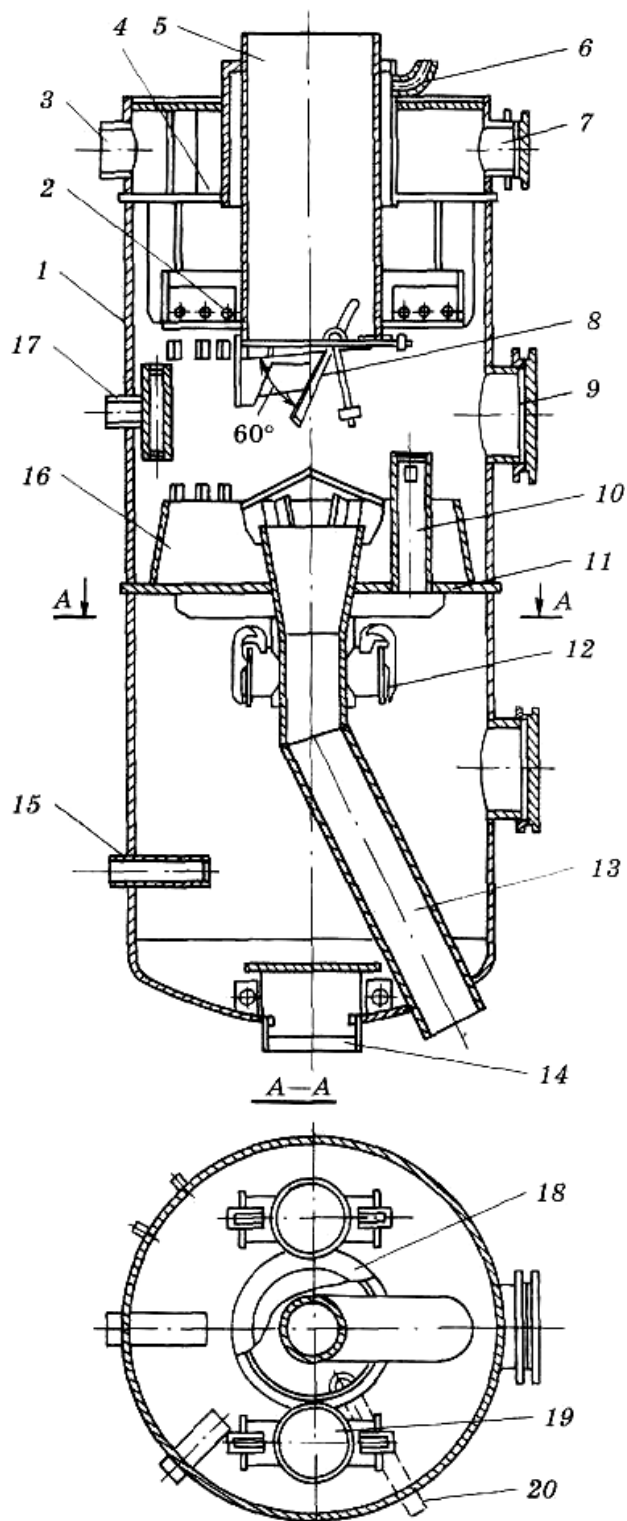


Рис. 3.14. Регенеративный подогреватель смешивающего типа [3]: 1- корпус; 2, 4- дырчатые листы; 3- линия подвода конденсата; 5 - подвод пара; 6 - отсос паровоздушной смеси; 7- иллюминатор; 8- обратный затвор для пара; 9 - люк; 10- уравнивательная труба; 11 - разделительная перегородка; 12 - обратный затвор для конденсата; 13 - переливная труба; 14 - отвод конденсата; 15 - подвод пара из уплотнений; 16 - переливное устройство; 17 - дренаж из сетевых подогревателей; 18 - кольцевой коллектор; 19 - переливная труба; 20 - труба для подвода дренажа из вышестоящего ПНД (по ходу пара в турбине)

На рис. 3.15 представлена схема установки подогревателей низкого давления смешивающего типа для блока К-300-240. По такой гравитационной схеме подогреватели Π_1 и Π_2 устанавливаются последовательно один над

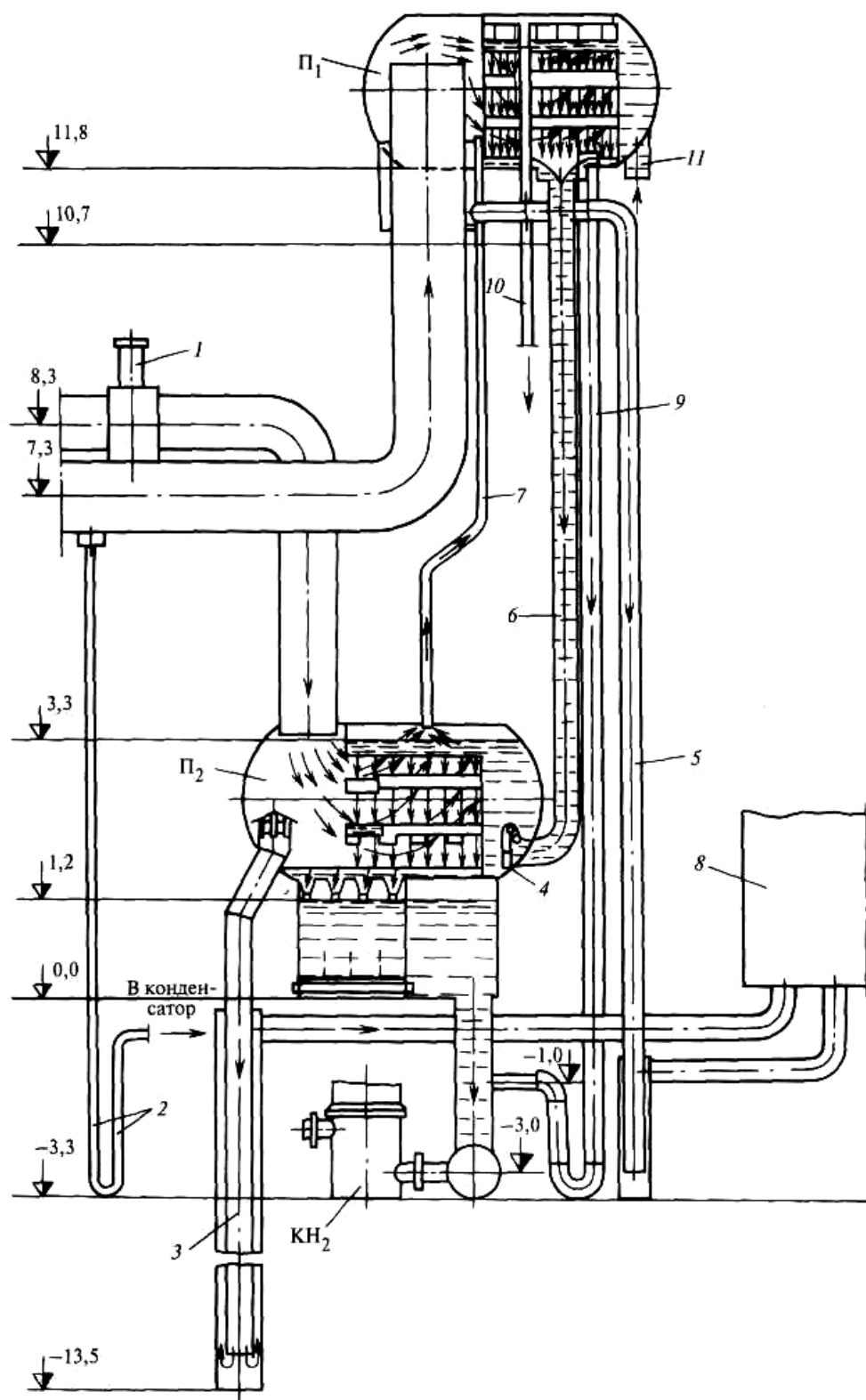


Рис. 3.15. Схема установки подогревателей низкого давления смешивающего типа блока К-300-240 [3]: Π_1 , Π_2 - первый и второй подогреватели; $КН_2$ - конденсатный насос второго подъема; 1 - обратный затвор; 2 - гидроза-твор; 3 - аварийный слив; 4 - клапан; 5 - аварийный слив из Π_1 ; 6 - подвод конденсата к Π_2 ; 7, 10 - отвод паровоздушной смеси; 8 - бак; 9 - слив конденсата, минуя Π_2 ; 11 - подвод конденсата

другим. Разность высот между подогревателями может выбираться по максимально возможной в них разности давлений.

Первый по ходу конденсата подогреватель Π_1 имеет диаметр 1,6 м и длину 4,5 м. Внутри корпуса последовательно расположены три яруса лотков с отверстиями диаметром 8 мм, между которыми имеется канал для прохода пара. Перетекая с одного лотка на другой, вода дробится на тонкие струи.

Греющий пар подводится одновременно ко всем струйным пучкам и конденсируется на них, подогревая воду до температуры насыщения. Подогретый в Π_1 конденсат самотеком переливается в Π_2 . Конструкция Π_2 не отличается от конструкции Π_1 . Под подогревателем Π_2 устанавливается конденсатосборник, отделяющийся от парового пространства подогревателя перегородкой с обратными затворами. Это позволяет предотвратить попадание воды в паропровод греющего пара и отказаться от установки на нем защитной арматуры.

Конструкция подогревателей обеспечивает эффективную деаэрацию потока конденсата. Последнее может быть использовано при создании бездеаэрационной схемы блоков.

В регенеративных подогревателях поверхностного типа потоки основного конденсата и питательной воды подогреваются до температуры t_B , отличающейся от температуры насыщения $t'_{p.n}$ в подогревателе на значение недогрева Δt_1 .

В регенеративном подогревателе смешивающего типа конденсат пара смешивается с основным конденсатом, который уходит из подогревателя при температуре $t_B = t'_{p.n}$.

4. Сетевые подогреватели

4.1. Горизонтальные сетевые подогреватели

По конструкции сетевые подогреватели подразделяют на горизонтальные и вертикальные.

В последние годы на крупных ТЭЦ устанавливаются горизонтальные подогреватели. Это связано с тем, что такие подогреватели на ТЭЦ хорошо komponуются под камерой теплофикационного отбора между фундаментами турбин.

На *рис. 4.1* изображен горизонтальный сетевой подогреватель, работающий на паротурбинной установке Т-100-130. Подогреватель имеет два хода, площадь поверхности нагрева 2250 м^2 и используется в качестве первой степени подогрева сетевой воды. Поверхность теплообмена в нем собрана из латунных труб диаметром 24×1 мм, развальцованных в трубных досках.

Передняя камера подогревателя разделена перегородкой 7 на две части, одной из них через штуцер 8 сетевая вода подводится к подогревателю, а из

другой через штуцер 6 отводится из него. Плоскость соприкосновения перегородки с трубной доской уплотняется свинцовыми прокладками.

Пар поступает в подогреватель через штуцер 2 с направляющими перегородками, конденсат отводится через штуцеры 10.

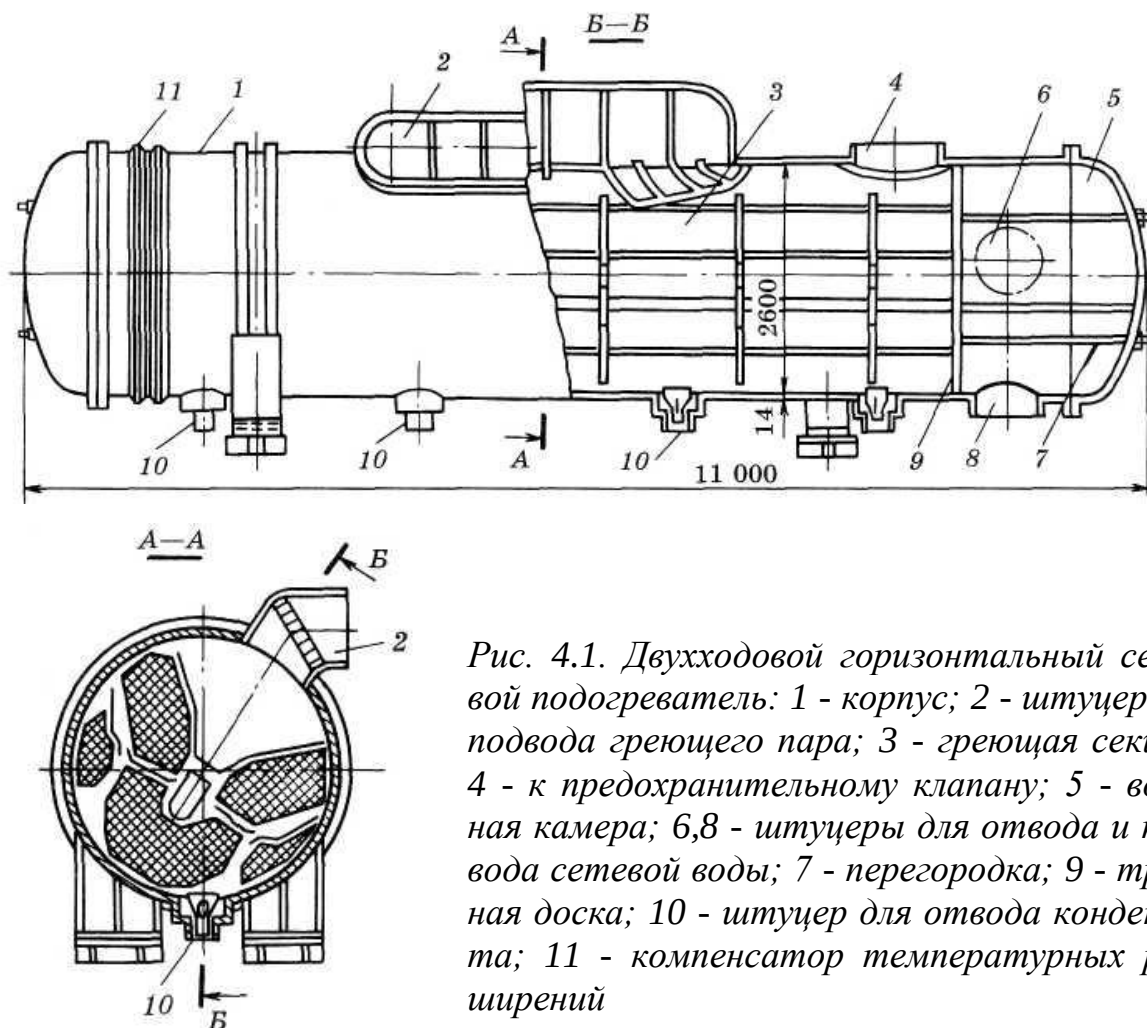


Рис. 4.1. Двухходовой горизонтальный сетевой подогреватель: 1 - корпус; 2 - штуцер для подвода греющего пара; 3 - греющая секция; 4 - к предохранительному клапану; 5 - водяная камера; 6,8 - штуцеры для отвода и подвода сетевой воды; 7 - перегородка; 9 - трубная доска; 10 - штуцер для отвода конденсата; 11 - компенсатор температурных расширений

На корпусе подогревателя имеются штуцеры, необходимые для перепуска паровоздушной смеси из подогревателя второй ступени и насосов, а также для отвода ее в конденсатор турбины и штуцер.

4.2. Вертикальные сетевые подогреватели

Вертикальный сетевой подогреватель показан на рис. 4.2. Площадь поверхности теплообмена подогревателя 1250 м². Поверхность собрана из прямых латунных труб диаметром 24х 1 мм, завальцованных в трубные доски. Верхняя трубная доска закреплена на корпусе, нижняя, по принципу плавающей головки, установлена свободно и может перемещаться внутри корпуса при тепловом удлинении труб. Пар подводится к подогревателю через боковой штуцер 4, конденсат отводится снизу через штуцер 8. Сетевая вода

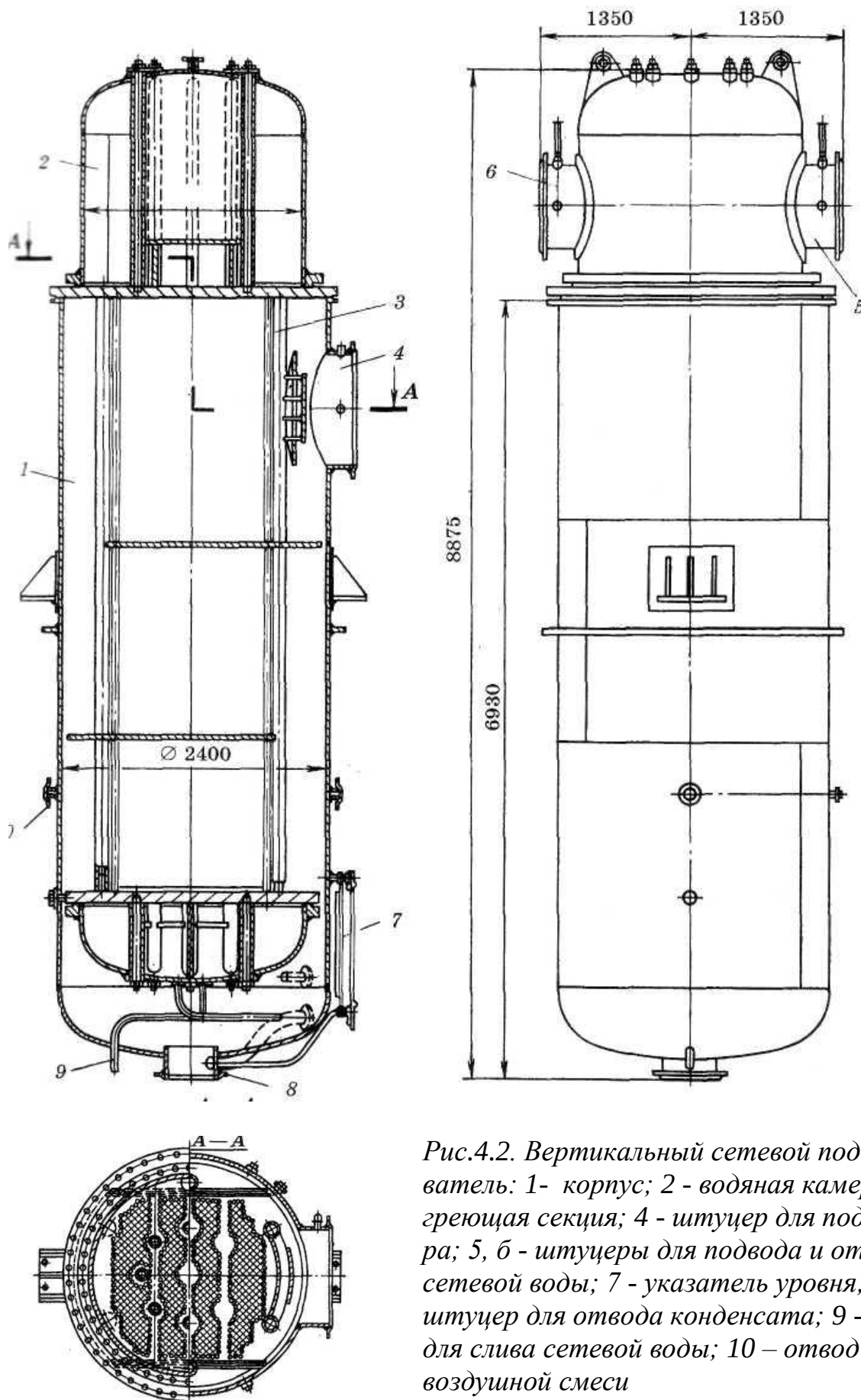


Рис.4.2. Вертикальный сетевой подогреватель: 1- корпус; 2 - водяная камера; 3 - греющая секция; 4 - штуцер для подвода пара; 5, 6 - штуцеры для подвода и отвода сетевой воды; 7 - указатель уровня; 8 - штуцер для отвода конденсата; 9 - труба для слива сетевой воды; 10 - отвод паро-воздушной смеси

5. Испарители и паропреобразователи

5.1. Схемы подключения и конструкции испарителей

На многих тепловых электростанциях восполнение потерь конденсата и пара производится дистиллятом, который получают в испарительных установках из химически обработанной воды. Имеются также установки, которые работают на сырой воде с затравкой, которая представляет собой мелкокристаллическую взвесь природного мела и строительного гипса. Такой метод подготовки добавочной воды паровых котлов (ПГ) называют термическим обессоливанием. В зависимости от обрабатываемой воды выбирается тип испарителя. На рис. 5.1 приведена схема простейшей испарительной установки.

При работе испарителя к нему непрерывно подводится вода, обработанная одним из указанных методов, или, в случае применения необработанной воды для избегания усиленной инкрустации поверхности нагрева накипью, вводится затравка, на которой происходит осаждение солей жесткости, а не на поверхностях теплообмена.

Чтобы поддерживать солесодержание воды в испарителе в определенных пределах, часть подготовленной воды из испарителя непрерывно выдувают. Пар, подаваемый в испаритель, называют **первичным паром**, а образовавшийся из поступающей в испаритель воды - **вторичным**.

Вторичный пар обычно конденсируется либо в теплообменниках регенеративного подогрева питательной воды, либо в трубном пучке другого испарителя, работающего при более низком давлении, если испарители скомпонованы в испарительную установку. Испарительная установка может быть **двухступенчатой** или **многоступенчатой**.

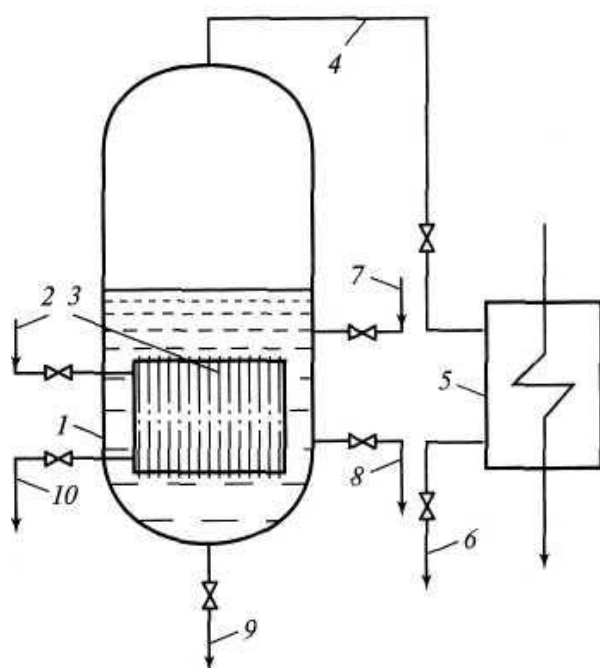


Рис. 5.1. Схема испарительной установки: 1 - корпус испарителя; 2 - подвод греющего пара; 3 - греющая секция; 4 - отвод вторичного пара; 5 - конденсатор; 6, 10 - отводы конденсата вторичного и греющего пара; 7 - подвод питательной воды; 8 - продувка; 9 - слив из аппарата

На рис. 5.2 приведены схемы трехступенчатой испарительной установки. Вторичный пар первой ступени является греющим паром для последующей ступени. Конденсатором вторичного пара последней ступени может быть подогреватель, включенный в систему регенеративного подогрева основного конденсата турбины, или любой другой теплообменник электростанции.

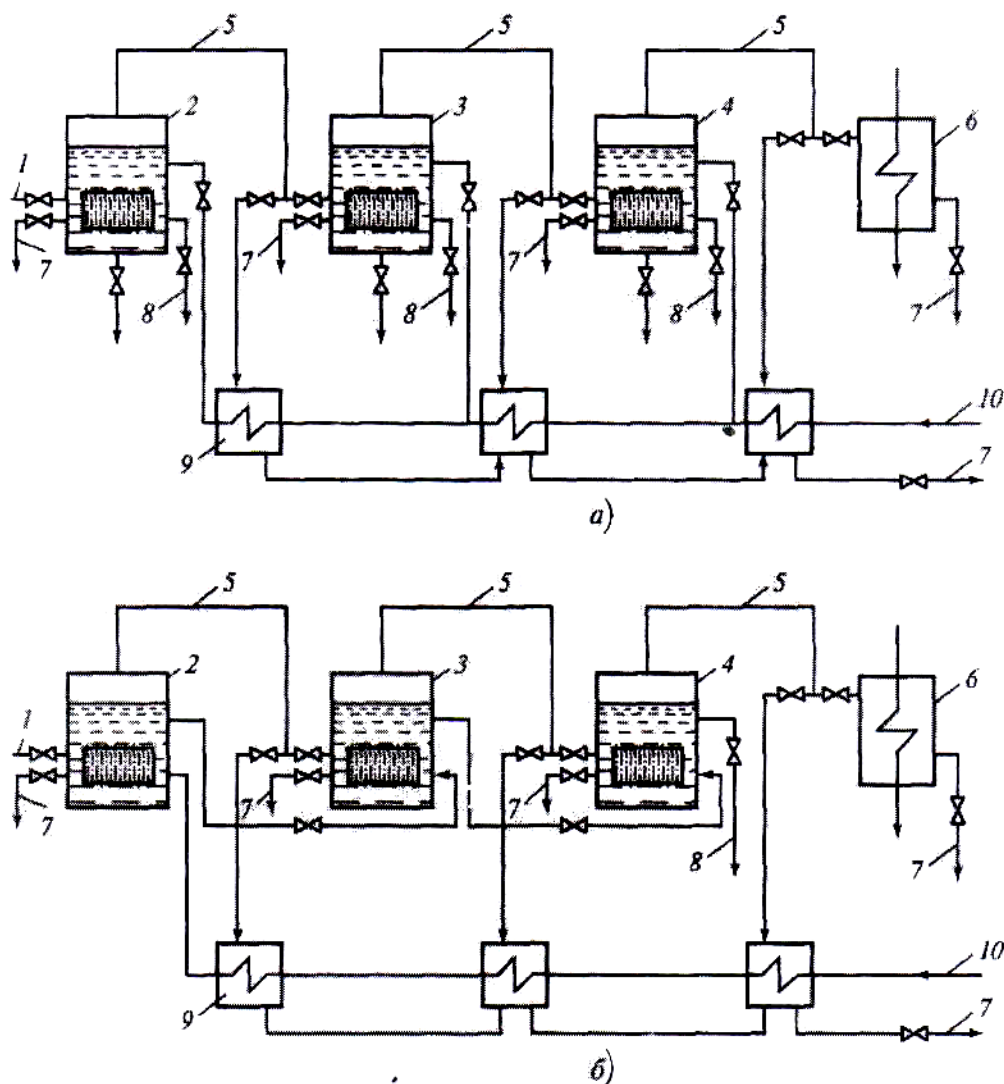


Рис. 5.2. Схемы трехступенчатой испарительной установки а - с параллельным и б - последовательным питанием: 1 - подвод греющего пара; 2,3, 4 - испарители первой, второй и третьей ступеней; 5 - отвод вторичного пара; 6 - конденсатор; 7 - отвод конденсата; 8 - продувка; 9 - подогреватель питательной воды; 10 - подвод питательной воды

Питание многоступенчатой испарительной установки может выполняться по схеме, по которой в каждый испаритель поступает вода из одной общей линии (рис. 5.2, а). Такую схему называют **схемой с параллельным**

питанием корпусов. При параллельном питании продувка проводится из каждой ступени. Однако при большом числе ступеней чаще применяется **схема последовательного питания.** В этом случае всю питательную воду подают в первую ступень установки (рис. 5.2, б). В ней часть воды испаряется, а оставшаяся вода перетекает в следующую ступень. Такое движение воды существует во всех ступенях, за исключением последней, из которой ведется продувка всей установки. Чтобы уменьшить расход греющего пара, питательная вода до поступления в первую ступень установки подогревается в подогревателях 9 вторичным паром, отбираемым после каждой ступени испарительной установки.

В качестве первичного пара одноступенчатых установок и первой ступени многоступенчатых установок на электростанциях, как правило, используется пар из регенеративных или регулируемых отборов турбины. Когда испарители включены в систему регенеративного подогрева питательной воды паровых котлов, конденсация вторичного пара из последнего испарителя может проводиться в отдельном конденсаторе, либо в тех же подогревателях, в которых осуществляется регенеративный подогрев воды при отсутствии испарителей (рис. 5.3).

При применении схемы, приведенной на рис. 5.3, а, когда испаритель не включен в работу, подогрев питательной воды от энтальпии h_{n+1} до энтальпии h_n происходит в регенеративном подогревателе Π_n паром отбора 1 турбины; когда испаритель работает, подогрев питательной воды осуществляется сначала в конденсаторе испарителя вторичным паром испарительной установки (до некоторого промежуточного значения энтальпии $h_{к.и}$), а затем в регенеративном подогревателе Π_n . При такой схеме включения испарителя тепловая экономичность электростанции при работающих и выключенных испарителях практически остается одной и той же.

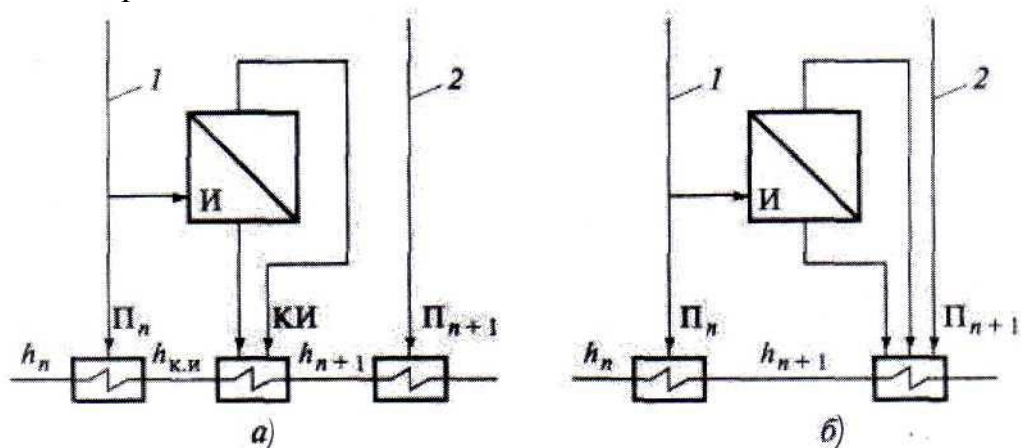


Рис. 5.3. Схемы включения испарителя в систему регенерации турбины: а - с отдельным конденсатором испарителя и б - без отдельного конденсатора; 1,2 — линии подвода пара из соответствующих отборов турбины; И — испаритель; Π_n и Π_{n+1} — регенеративные подогреватели; КИ — конденсатор испарителя

Схема включения испарителя, представленная на *рис. 5.3, б* (без отдельного конденсатора), проще. Однако тепловая экономичность электростанции с испарителями, установленными по такой схеме, ниже, чем без них.

Если испаритель включен в систему регенеративного подогрева питательной воды паровых котлов согласно схеме (*рис. 5.3, б*), то температурный перепад в нем определится параметрами пара из отборов турбины, между которыми установлен испаритель, в пределах 15 - 30 °С.

Из анализа схемы, приведенной на *рис. 5.3, а*, следует, что при таком подключении испарителя повышение температурного перепада между греющим и вторичным парами влечет понижение производительности испарителя. При снижении температурного перепада производительность испарителя возрастет.

На конденсационных электростанциях, где потери пара и конденсата при нормальных условиях не превышают 3 % общего расхода пара на турбину, применяются одноступенчатые испарительные установки, подключенные согласно схеме, приведенной на *рис. 5.3, а*. При этом температурный перепад у испарителей достигает 15 °С. При больших потерях конденсата применяются двухступенчатые или многоступенчатые испарительные установки. Число ступеней установки обычно не превышает шести. Количество дистиллята, получаемое при одном и том же расходе пара, отобранного из турбины, с увеличением числа ступеней многоступенчатой испарительной установки возрастает. Однако при выбранном располагаемом температурном перепаде между греющим паром первой ступени и температурой вторичного пара в последней ступени температурный перепад в каждой ступени будет уменьшаться и стоимость установки возрастет. Дистиллят имеет минимальную стоимость при температурном перепаде в пределах 8 - 12 °С в одной ступени.

Температурный перепад, который может быть использован для работы испарительной установки между двумя смежными отборами турбины, не превышает 15 - 20 °С [3]. Полный температурный перепад, необходимый для работы многоступенчатой установки, значительно выше. Исходя из этого, в систему регенеративного подогрева основного конденсата турбины в соответствие со схемой, представленной на *рис. 5.3, а*, включаются одноступенчатые испарительные установки. Пар к ним подводится из тех же отборов, как и к подогревателям низкого давления.

По схеме, приведенной на *рис. 5.3, а*, испарительная установка может включаться также в систему подогрева сетевой воды, что не изменяет тепловой экономичности электростанции поскольку расход пара на сетевые подогреватели значительно выше, чем на регенеративные. Испарительные установки, включенные в систему подогрева сетевой воды, применяются для восполнения потерь рабочего тела на ТЭЦ от 10 до 12 %.

При солесодержании исходной воды более 300 — 400 мг/кг дистиллят, полученный испарителями, дешевле воды, обработанной методом глубокого обессоливания. Кроме того, при термическом обессоливании воды расходу-

ется значительно меньше химических реактивов, вследствие чего снижается общее количество солей, содержащихся в сбросных водах.

Применение же испарительных установок, в которых парообразование происходит при вскипании перегретой воды, позволяет облегчить и удешевить химическую обработку воды и снизить расход реагентов. В таких испарителях, называемых **установками мгновенного вскипания** (рис. 5.4) вода предварительно подогревается конденсирующимся вторичным паром, а затем греющим паром, подводимым к установке. Далее, перегретая вода поступает в первую ступень, где поддерживается давление p_1 , при котором температура насыщения на несколько градусов ниже температуры поступающей воды. Вследствие этого часть поступившей воды ΔG_1 испаряется. Образовавшийся пар конденсируется на поверхностях змеевиков 2, а вода перепускается в следующую ступень. Во второй ступени давление ниже, чем в первой, в результате чего вновь испаряется некоторое количество воды ΔG_2 . Такой процесс повторяется в каждой ступени. Из последней ступени часть водяного потока направляется на продувку, остальная вода - на рециркуляцию. Дистиллят перепускается из одной ступени в другую и отводится из установки по линии 6.

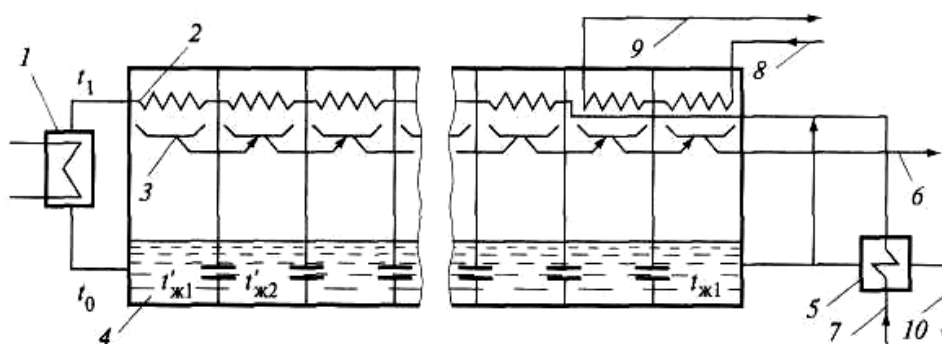


Рис. 5.4. Схема испарительной установки мгновенного вскипания: 1 - теплообменник греющего пара; 2 - змеевик; 3 - устройство для сбора конденсата; 4 - водяной объем ступени испарительной установки; 5 - охладитель продувки; 6 - отвод дистиллята; 7 - подвод питательной воды; 8,9 - линии подвода и отвода охлаждающей воды; 10 - продувка

Испарители мгновенного вскипания работают обычно на сырой воде с затравкой или на воде, обработанной методом подкисления. При этом отложения накипи не образуются на теплообменных поверхностях при температурах воды до $120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поэтому давление в первой ступени таких установок не превышает $0,2$, а в последней - $0,008$ МПа. Число ступеней установки может достигать 35. При большем числе ступеней установки и одной и той же ее производительности расходуется меньше греющего пара. Однако стоимость установки при этом возрастает.

На АЭС испарительные установки применяются не только для производства добавочной воды, но и в системе спецводоочистки для очистки продувочной воды первого контура, радиоактивных вод бассейнов выдержки

твэлов, сбросных вод из баков биологической защиты реакторов, после обмыва оборудования, полов и стен помещений первого контура и спецпрачечной, а также вод санпропускника [3]. В испарительных установках грязная вода освобождается от растворенных в ней радиоактивных твердых веществ.

На одноконтурных АЭС испарители применяются для генерации пара, используемого для уплотнения турбины, пара эжекторных установок и греющего пара для испарителей спецводоочистки.

Испарительные установки для очистки радиоактивных промывочных вод, вод бассейнов выдержки, спецпрачечных, санпропускников и прочих активных сбросных вод являются обычно одноступенчатыми, обогреваемыми паром низкого давления. Конденсат вторичного пара этих установок собирается в баках чистого конденсата и затем используется для нужд электростанции; продувочная вода направляется в специальную испарительную установку (доупариватель). Продувочная вода доупаривателя дренируется в могильники, а конденсат вторичного пара идет на вторичную выпарку.

Испарительные установки, служащие для очистки продувочных вод первого контура, обычно многоступенчатые. Энтальпия продувочной воды достаточно велика. Поэтому вода поступает сначала в расширитель, как представлено на *рис. 5.5*, а затем в испарительную установку. Греющим паром первой ступени установки является пар, полученный в расширителе. Продувочная вода последней ступени (как и в одноступенчатой установке) направляется в доупариватель.

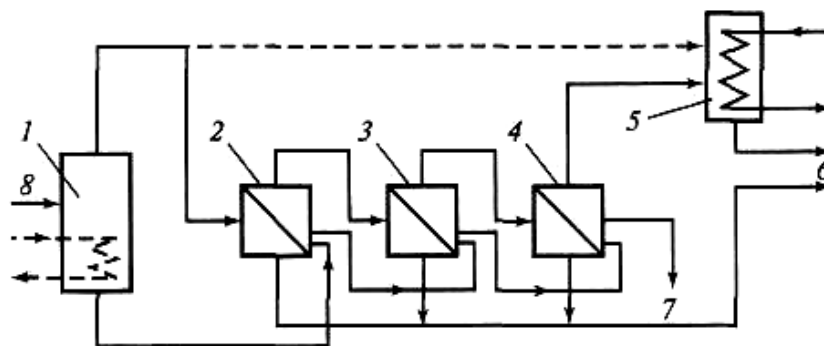


Рис. 5.5. Испарительная установка для восстановления продувочных вод первого контура: 1- расширитель; 2,3, 4 - испарители; 5 - конденсатор вторичного пара последней ступени установки; 6 – отвод конденсата испарителей в бак чистого конденсата; 7- отвод продувочной воды в доупариватель; 8 - подвод продувочной воды первого контура АЭС

Регулирование уровня среды в испарителе осуществляется изменением количества пара, подаваемого в испаритель первой ступени.

Конструкция испарителя, работающего на умягченной ионированием воде, показана на *рис. 5.6*.

Основными элементами испарителя являются вертикальный цилиндрический корпус, кипятильник и устройства по промывке пара. Кипятильник

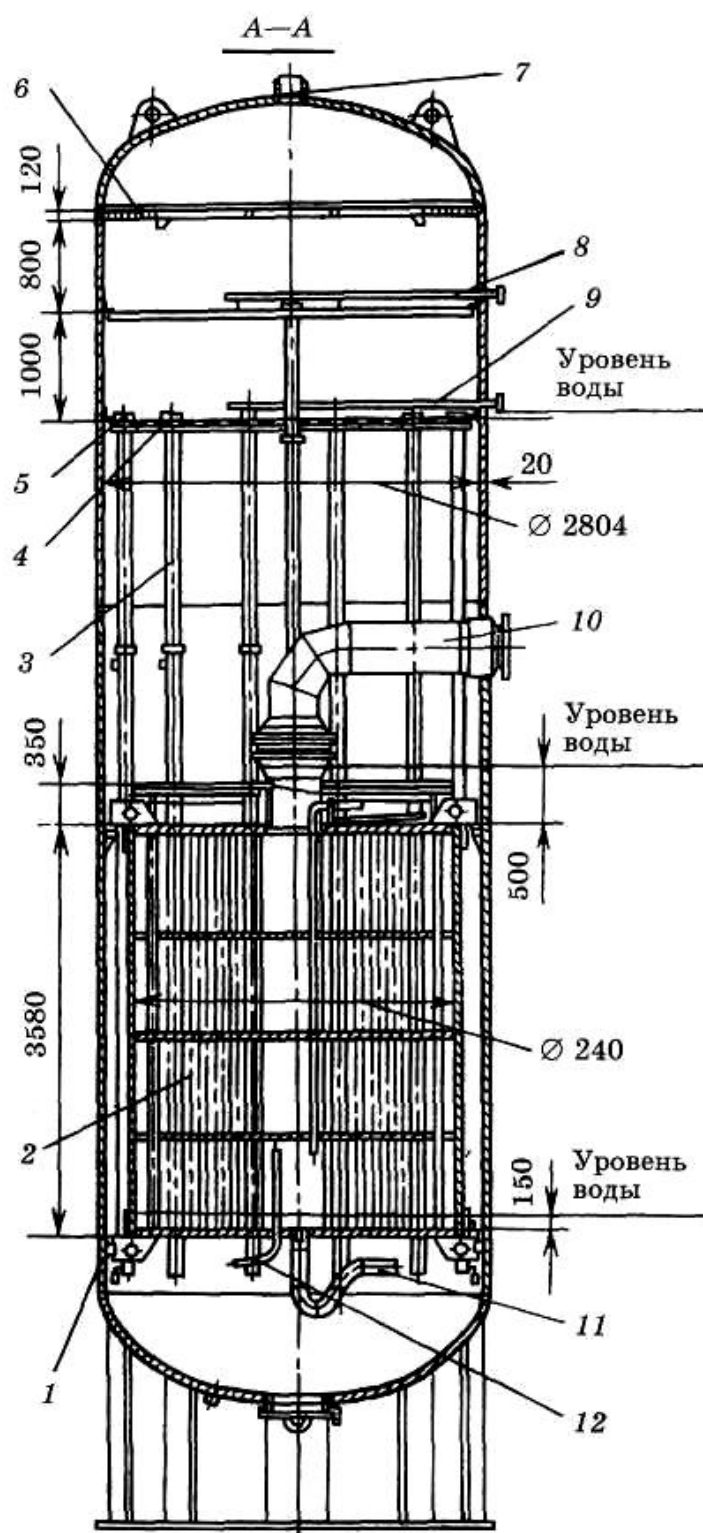


Рис. 5.6. Вертикальный испаритель с паропромывочными дырчатыми листами: 1 - корпус; 2 - кипяtilьник; 3 - опускная труба; 4 - паропромывочный дырчатый лист; 5 - перелив; 6 - жалюзийный сепаратор; 7 - штуцер для отвода вторичного пара; 8 - подвод конденсата; 9 - подвод питательной воды; 10 - подвод греющего пара; 11 - труба для отвода конденсата; 12 - трубка для отвода неконденсирующихся газов

2 состоит из обечайки и двух приваренных к ней трубных досок с завальцованными в них стальными трубками. В корпусе испарителя греющая секция закрепляется на лапах, приваренных к верхней ее части. Греющий пар по трубе 10 подается в центральную часть греющей секции, не заполненной

трубками. Нижняя часть корпуса испарителя при работе заполнена водой, уровень которой поддерживается регулятором над греющей секцией.

Греющий пар, конденсируясь на наружных поверхностях трубок, отдает свою теплоту кипящей в трубках воде. Из-за перегородок, имеющих вырезы у периферии или отверстие в центральной части, движение пара происходит перпендикулярно осям кипятильных трубок.

Конденсат собирается в нижней части секции и по трубе 11 отводится из испарителя. Паровое пространство греющей секции соединено с паровым пространством испарителя трубкой 12 с клапаном. При работе испарителя этот клапан открыт и неконденсирующиеся газы перепускаются из греющей секции в паровое пространство испарителя.

Над греющей секцией установлено одно или два паропромывочных устройства в виде паропромывочных дырчатых листов. До последнего времени паропромывочные устройства устанавливались на расстоянии 700 — 800 мм от уровня воды в испарителе. В настоящее время это расстояние резко увеличено, чтобы исключить возможность резкого ухудшения качества дистиллята при переполнении аппарата питательной водой.

Питательная вода поступает на этот лист и отводится с него в водяное пространство испарителя по опускным трубам 3. При работе испарителя проходящий через отверстия листа пар препятствует протеканию жидкости, что удерживает питательную воду над листом, а барботирующий через нее пар очищается от захваченных им капель. Необходимый уровень воды над листом (50 — 60 мм) обеспечивается переливами 5, установленными перед сливными трубами 3.

В испарителях, устанавливаемых на блоках АЭС, блоках с прямоточными паровыми котлами, наряду с промывкой пара питательной водой проводится его промывка конденсатом. Устройство для промывки пара конденсатом монтируется над паропромывочным листом, на который подается питательная вода. Расход конденсата при этом не превышает 3— 5 % производительности испарителя.

Над паропромывочными устройствами обычно устанавливается жалюзийный сепаратор.

Допустимая производительность D_u конструкции испарителя при диаметре аппарата 3 м и давлении вторичного пара 0,12 — 0,6 МПа, показанного на рис. 5.6, составляет 25 - 35 т/ч.

Конструктивно паропреобразователи мало отличаются от испарителей ТЭС. Основное отличие паропреобразователей — это их работа на более высоких давлениях.

На рис. 5.7 показан испаритель, служащий для производства чистого нерadioактивного пара из радиоактивной воды на одноконтурных АЭС с реактором РБМК-1500 и использующийся в качестве паропреобразователя.

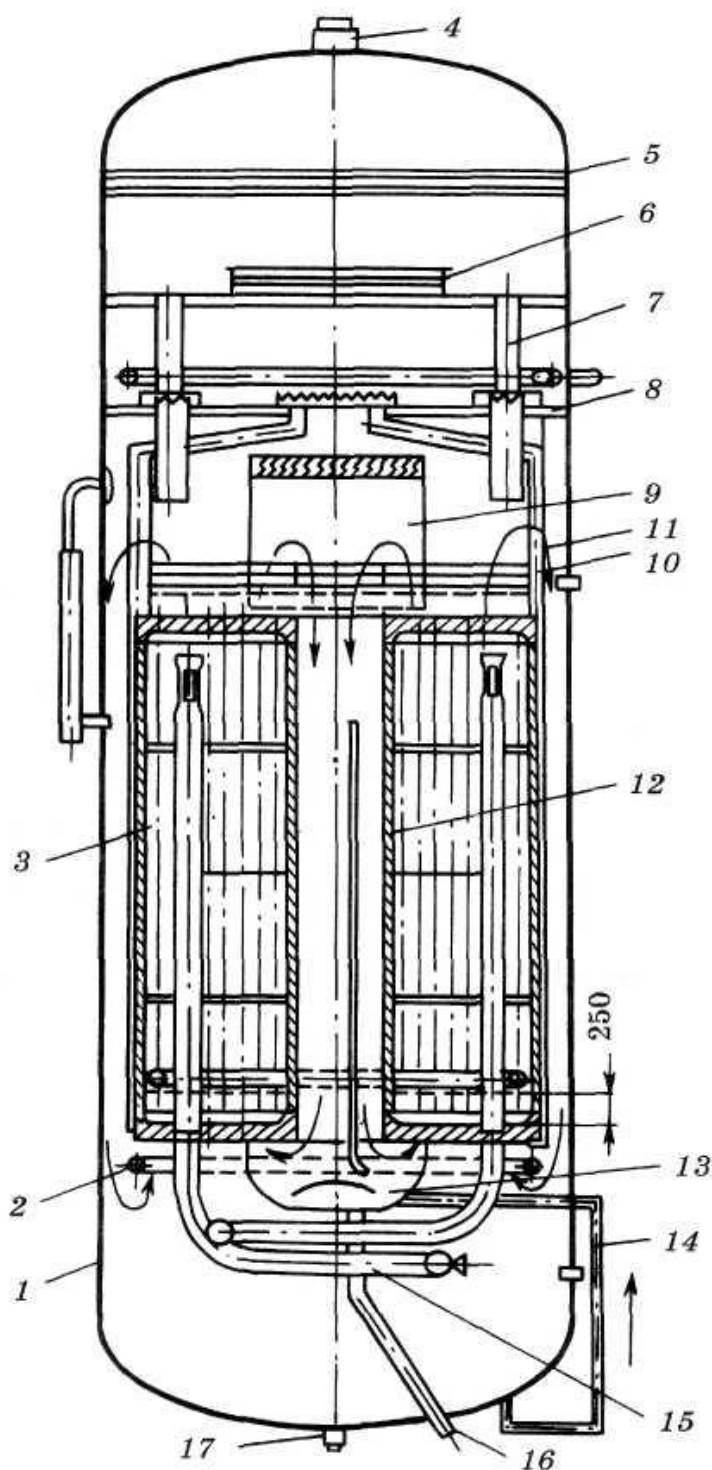


Рис. 5.7. Испаритель блока с реактором РБМК-1500: 1 - корпус; 2 - коллектор питательной воды; 3 - греющая секция; 4 - патрубок отвода вторичного пара; 5 - жалюзийный сепаратор; 6 - верхнее паропромывочное устройство; 7 - слив с верхнего промывочного устройства; 8 - нижнее паропромывочное устройство; 9 - паровой отсек второй зоны испарения; 10 - погруженный дырчатый лист; 11 - слив с нижнего промывочного устройства; 12 - опускающая труба; 13 - водяной отсек второй зоны испарения; 14 - линия перетока; 15 - труба подвода греющего пара; 16 - продувка; 17 - слив

У паропреобразователя имеются две зоны испарения. Питательная вода подается в первую зону через раздающий коллектор 2, где генерируется до 85 % всего производимого вторичного пара D_{II} . Неиспарившаяся часть воды перетекает во вторую зону по линии 14. Здесь образуется остальная часть производимого вторичного пара. Пар второй зоны испарения после предварительной очистки в жалюзийном сепараторе парового отсека этой зоны

смешивается с паром первой зоны, после чего весь поток проходит промывку на двух паропромывочных устройствах. Затем пар очищается от капельной влаги в жалюзийном сепараторе и отводится из испарителя.

Конструкция верхнего паропромывочного устройства не отличается от применяемых в других типах испарителей. В нижнем паропромывочном устройстве промывка происходит по всему сечению аппарата.

На верхнее устройство всегда подается чистый нерадиоактивный конденсат (дистиллят испарителя) в количестве до 5 % $D_{и}$, на нижнее - перепускаемый сюда конденсат или наряду с ним питательная вода. С нижнего паропромывочного устройства вода перетекает в первую зону водяного пространства испарителя. Питательная вода может подаваться также непосредственно в эту зону под греющую секцию. Двухзонное испарение позволяет снизить мощность дозы γ -излучения на внешней поверхности аппарата.

Диаметр корпуса испарителя равен 3,4 м, высота 11 м.

Пар к испарителю подводится от отборов турбины давлением 1,13 МПа, давление вторичного пара составляет 0,88 МПа. Производительность испарителя - 72 т/ч.

Конструкция испарителей с естественной циркуляцией и вынесенными поверхностями нагрева, установленные на блоках Нововоронежской и Белоярской АЭС, показана на *рис. 5.8*.

Греющий пар конденсируется на наружных поверхностях пучка вертикальных труб. Поток пара из корпуса греющей секции направляется в сепаратор. Отделившаяся в сепараторе жидкость вместе с подлежащей очистке питательной водой вновь направляется в трубы греющей секции, а пар проходит последовательно жалюзийный сепаратор и паропромывочные устройства. Очищенный пар конденсируется в следующей ступени испарительной установки или конденсаторе последней ступени. Конденсат вторичного пара всех ступеней собирается в баках чистого конденсата.

Количество примесей, содержащихся в дистилляте, предназначенном для восполнения потерь пара и конденсата в паротурбинной установке, должно быть не выше, чем в питательной воде.

Солесодержание концентрата c_k следует выбирать таким, чтобы содержание примесей в дистилляте c_d находилось в допустимых пределах.

В испарителях и паропреобразователях с промывочными устройствами можно получить дистиллят и вторичный пар высокого качества при продувке до 2—3 % от производительности паропреобразователя.

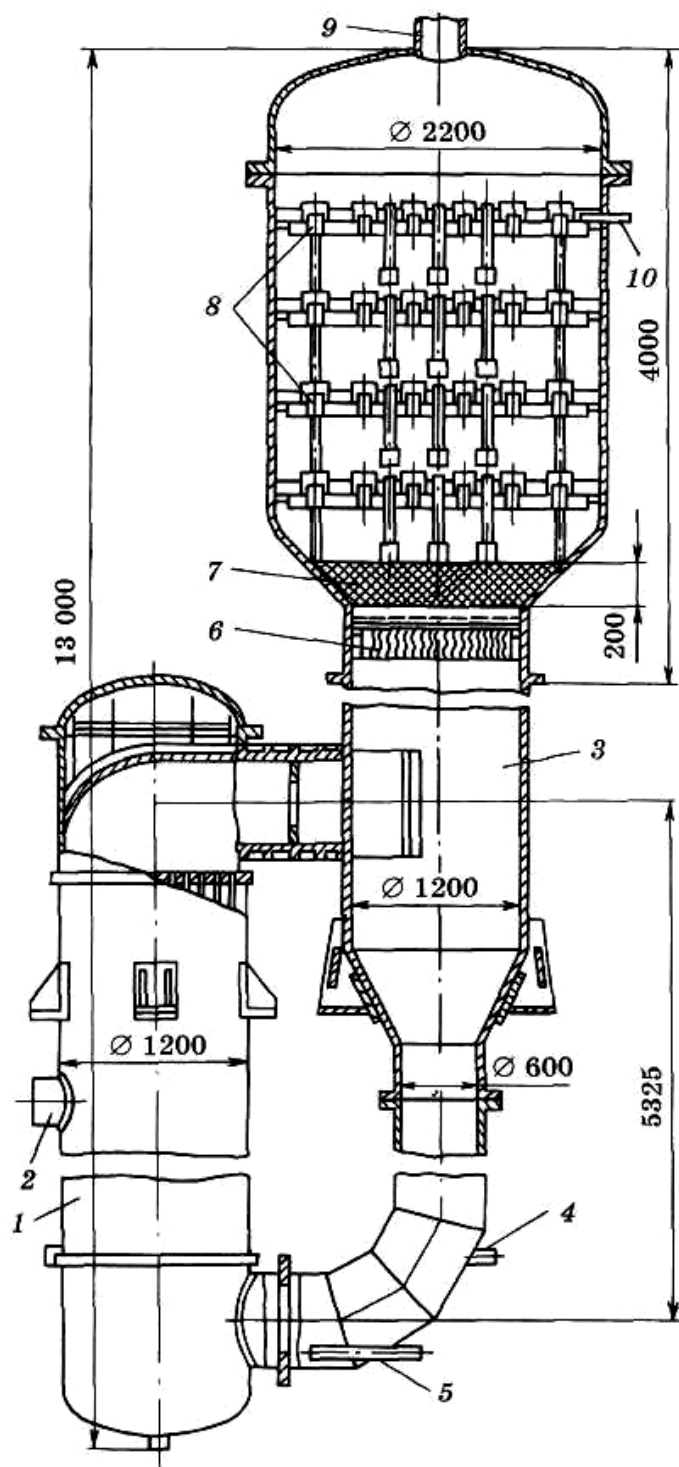


Рис. 5.8. Испаритель для восстановления продувочных вод первого контура АЭС:

1 - корпус с греющей секцией; 2 - трубка для подвода греющего пара; 3 - сепаратор; 4 - штуцер продувочной линии; 5 - труба для подвода питательной воды; 6 - жалюзийный сепаратор; 7 - набивка (кольца Рашига); 8 - промывочное устройство; 9 - отвод очищенного вторичного пара; 10 - подвод промывочной воды

6. Сепараторы и паровые промежуточные пароперегреватели АЭС для работы с турбинами насыщенного пара

В турбинах, работающих на насыщенном паре, влажность пара w в проточной части быстро нарастает и может превысить ее допустимые значения до 14 %, если пар не отсепарировать. Наличие влаги в потоке приводит также к понижению внутреннего относительного КПД проточной части η_{oi} .

Для того чтобы снизить значения w и повысить η_{oi} между частью высокого и низкого давления турбины устанавливают сепараторы или сепараторы с паровыми пароперегревателями. Во всех конструкциях сепараторов отделение влаги происходит на волнообразно изогнутых поверхностях листов, набранных в пакеты. На *рис. 6.1* показан сепаратор, применяемый на АЭС с реактором ВВЭР-210.

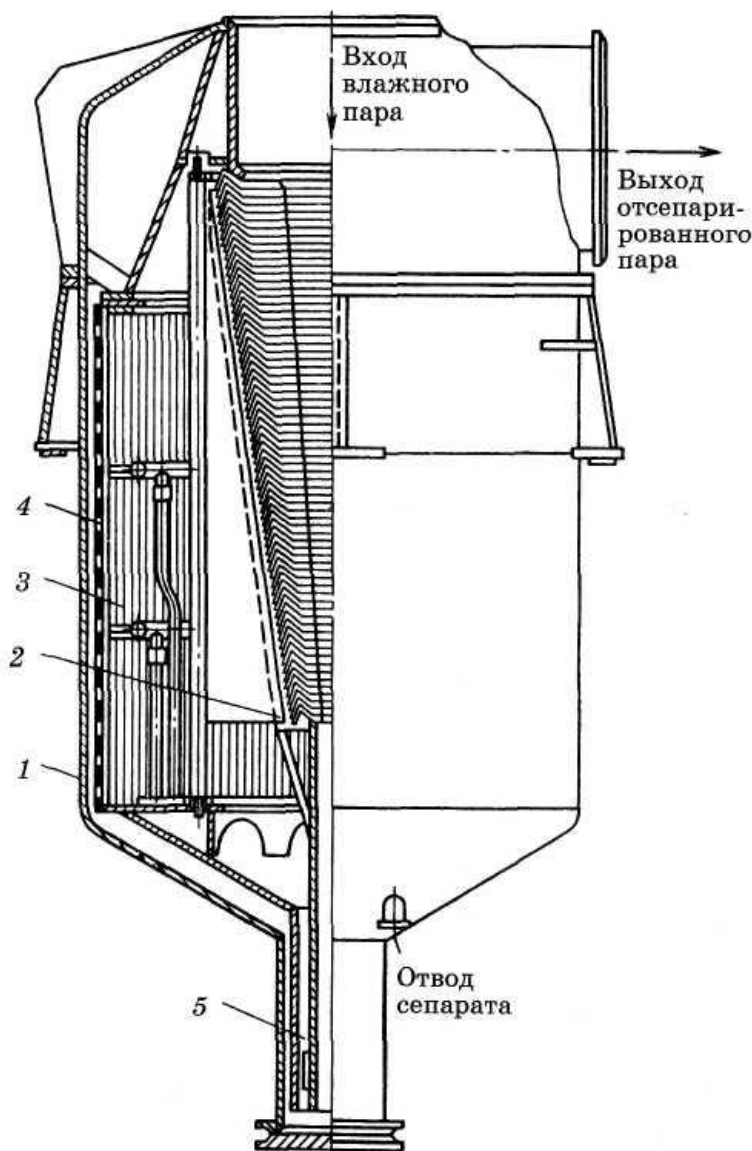


Рис. 6.1. Сепаратор турбины К-70-30: 1 - корпус; 2 - центральная часть сепаратора; 3 - пакеты основного сепаратора; 4 - дырчатый цилиндр; 5 - гидрозатвор

В центральной части аппарата 2 конусообразно установлены жалюзи, распределяющие паровой поток по поверхности основного сепаратора и производящие первичную сепарацию влаги. Пакеты основного сепаратора 3 расположены по цилиндрической поверхности у корпуса и разделены по высоте на три яруса. Из каждого яруса пакетов сепарат отводится в нижнюю часть аппарата самостоятельно. Высота яруса выбирается из условия предотвращения слияния на пластине пленок пленки сепарата. В случае слияния пленок паровой поток, прорываясь через пленки, будет дробить жидкость и захватывать большое количество капель.

За пакетами основного сепаратора располагается дырчатый цилиндр 4, способствующий дальнейшему выравниванию распределения потока по входной поверхности сепаратора.

Влажный пар поступает в аппарат сверху, проходит раздающее устройство, пакеты сепаратора, дырчатый цилиндр и, отделившись от влаги, отводится через боковой патрубок.

Сепарат отводится через гидравлический затвор 5. Уровень его поддерживается регулятором уровня.

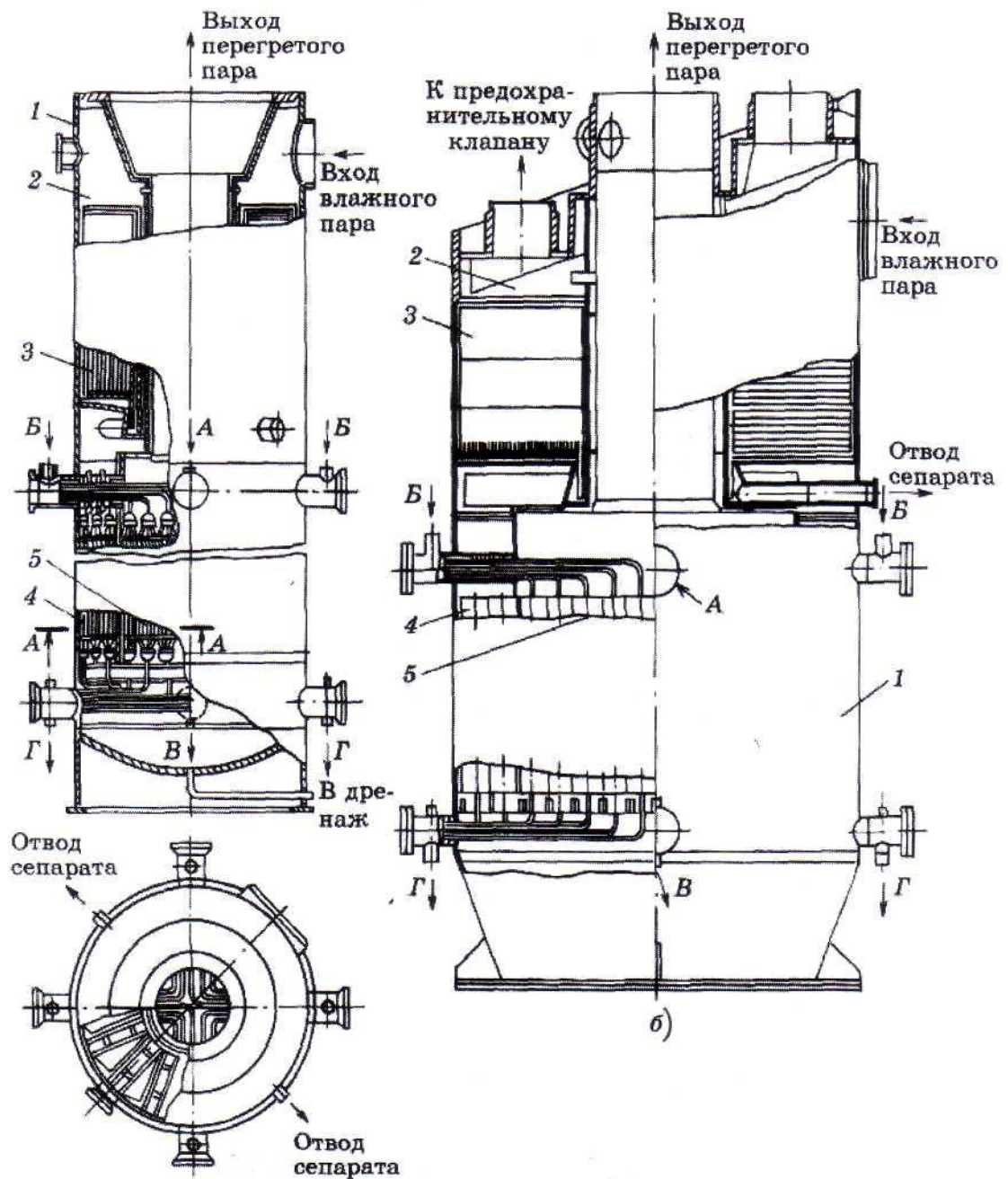
Сепараторы с пароперегревателями (СПП) для АЭС с реакторами ВВЭР-440 и турбинами К-220-44 мощностью 220 МВт и АЭС с реакторами РБМК-1000 и турбинами К-500-65 мощностью 500 МВт приведены на рис. 6.2. В представленной конструкции сепаратор располагается в верхней части аппарата, а обе ступени перегрева - в нижней.

В сепараторе с пароперегревателем СПП-220 для турбин К-220-44 трубки пароперегревателя имеют продольные ребра и собраны, как показано на рис. 6.2, а, в отдельные кассеты.

Влажный пар подводится к раздающей камере 2, отделяется от влаги в сепараторе 3 и, двигаясь вниз, проходит межтрубное пространство кассет первой ступени пароперегревателя. Затем направление движения пара меняется. Пар проходит межтрубное пространство второй ступени пароперегревателя и отводится по центральной трубе, расположенной в верхней части аппарата. Греющий пар и его конденсат движутся внутри труб пароперегревателя.

В сепараторе с пароперегревателем СПП-500 для турбин К-500-65 трубки пароперегревательных поверхностей собраны в отдельные теплообменники. Каждый такой теплообменник представляет собой трубу диаметром 325 или 273 мм с вваренными трубными досками и развальцованными в них и обваренными трубками диаметром 14х1,2 мм.

Греющий пар подводится к каждому теплообменнику в центре верхней трубной доски, движется в межтрубном пространстве и конденсируется на наружных поверхностях вертикальных труб диаметром 14х1,2 мм. Перегретый пар после сепаратора движется вниз по трубкам первой ступени пароперегревателя, а затем вверх по трубкам второй ступени и через центральную трубу выходит из аппарата.



в)

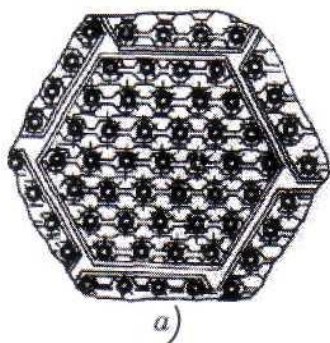


Рис. 6.2. Сепараторы с пароперегревателями турбин - в - АЭС К-220-44 и б - К-500-65: 1 - корпус сепаратора; 2 - парораздающая камера; 3 - сепаратор; а - 4, 5 — первая и вторая ступени пароперегревателя; А, Б - подвод греющего пара к первой и второй ступеням пароперегревателя; В, Г - отвод конденсата греющего пара первой и второй ступеней

Подобные сепараторы с пароперегревателями применены также на турбинах *K-500-60* мощностью 500 МВт на АЭС с реакторами *ВВЭР-1000*. На каждую турбину установлены по два сепаратора [3].

7. Деаэраторы

Термическая деаэрация воды в энергетике нашей страны и за рубежом является основным методом борьбы с коррозией, омываемых водой поверхностей теплосилового оборудования и трубопроводов. Термические деаэраторы предназначены для удаления коррозионно-агрессивных газов (кислорода и свободной углекислоты) из питательной воды парогенераторных установок, подпиточной воды систем теплоснабжения и горячего водоснабжения при одновременном нагреве этой воды на ТЭС, АЭС и в котельных всех видов, а также для создания рабочего резерва воды в деаэраторном баке.

Для осуществления термической деаэрации необходимо прежде всего нагреть воду до температуры насыщения. Количество пара D_n , которое нужно при этом подвести к деаэратору питательной воды котлов, ПГ или реакторов, определяется из расчета тепловой схемы электростанции.

В расчете деаэратора наряду с уравнениями теплового баланса всех подогревателей необходимо использовать уравнения теплового и материального баланса. Эти уравнения (также как для регенеративных подогревателей) могут быть составлены для полных потоков пара и воды или в расчете на 1 кг пара, подведенного к турбине.

Уравнение теплового баланса деаэратора питательной воды имеет вид

$$(D_n h_n + D_y h_y + \sum D_{jB} h_{jB} + D_{o.k.}) \eta_d = D_{n.B.} h_{n.B.} + \sum D_{n.B.} h_{n.B.}$$

или

$$(\alpha_n h_n + \alpha_y h_y + \sum \alpha_{jB} h_{jB} + \alpha_{o.k.}) \eta_d = \alpha_{n.B.} h_{n.B.} + \sum \alpha_{j.n.} h_{j.n.}, \quad (7.1)$$

где D_n, h_n - расход и энтальпия поступающего в деаэратор пара; D_y, h_y - расход и энтальпия подводимого к деаэратору пара уплотнений; n - число потоков воды; D_{jB}, h_{jB} - расход и энтальпия, поступающего в деаэратор потока воды (дренажа, добавочной воды, обратного конденсата и др.); $D_{o.k.}, h_{o.k.}$ - расход и энтальпия основного конденсата; $D_{n.B.}, h_{n.B.}$ - расход и энтальпия питательной воды; η_d - коэффициент, учитывающий потери теплоты в окружающую среду ($\eta_d = 0,99$); $D_{j.n.}, h_{j.n.}$ - расход и энтальпия потоков пара, отводимых от деаэратора (выпара, потоков пара, отводимых на эжекторы и в уплотнения); α - расход пара или воды, отнесенный к общему расходу пара на турбину; k - число потоков пара. Уравнение материального баланса имеет вид

$$D_n + D_y + \sum D_{jB} + D_{o.k.} = D_{n.B.} + \sum D_{jп} \quad (7.2)$$

или

$$\alpha_n + \alpha_y + \sum \alpha_{jB} + \alpha_{o.k.} = \alpha_{n.B.} + \sum \alpha_{jп} \quad (7.3)$$

Обычно по (7.1) и (7.3) определяют значения D_n и $D_{o.k.}$ (соответственно α_n и $\alpha_{o.k.}$).

Термический деаэратор, как правило, состоит из деаэраторного бака и

установленной на нем деаэрационной колонки. В обоснованных случаях на баке могут устанавливаться две и более деаэрационные колонки.

Для обеспечения нагрева и деаэрации воды в термических деаэраторах в качестве теплоносителя используется пар или перегретая относительно давления в деаэраторе вода.

В зависимости от рабочего давления деаэраторы изготавливаются следующих типов:

- ДП - деаэраторы **повышенного давления**, где дегазация происходит при давлениях 0,6; 0,7 и 0,8 МПа;

- ДА - деаэраторы **атмосферного давления**, работающие при давлении 0,12 МПа;

- ДВ **вакуумные** деаэраторы, работающие при давлениях 0,0075 – 0,05 МПа.

На ТЭС и АЭС для деаэрации питательной воды паровых котлов, парогенераторов и реакторов одноконтурных АЭС применяются ДП; для деаэрации питательной воды испарителей применяются ДА, а для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей и водогрейных котлов - ДВ.

По способу распределения потоков воды и пара в ступенях аппарата деаэраторы делятся на **плёночные, струйные, капельные, барботажные**, а также **комбинированные**.

В случае применения в деаэраторе одного из указанных способов распределения аппарат считается **одноступенчатым**, при комбинации двух-трех способов – **двух-** или **трехступенчатым**.

Для обеспечения глубокой и надежной деаэрации воды в широком диапазоне изменения расходов и других рабочих параметров в последние годы все большее применение находят комбинированные деаэраторы, имеющие две и более ступени деаэрации воды. В комбинированных деаэраторах различные типы деаэрационных колонок (плёночные, струйные или капельные) могут сочетаться с барботажным устройством, применяемым в качестве очередной ступени деаэрации воды. Барботажное устройство может располагаться в баке или в нижней части колонки.

Применение комбинированной схемы обработки воды позволяет обеспечить наиболее глубокую и стабильную ее деаэрацию и уменьшить вертикальный габарит деаэратора.

По конструктивному исполнению различают **колонковые и бесколонковые** деаэраторы. Колонки деаэраторов могут выполняться **вертикального** или **горизонтального** типов.

Кроме того, все деаэраторы подразделяются на две группы:

- **деаэраторы**, в которых непосредственно **осуществляется нагрев воды** до температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению в деаэраторе (деаэраторы с подводом теплоносителя в корпус);

- **деаэраторы**, в которые подается исходная, **предварительно нагретая вода** до температуры, превышающей температуру насыщения при рабочем давлении в деаэраторе (деаэраторы без подвода теплоносителя в корпус).

Деаэраторы питательной воды паровых котлов и парогенераторов (ПГ) АЭС включаются в систему регенеративного подогрева. Подсоединение деаэраторов к отборам турбины осуществляется по двум схемам (рис. 7.1). По первой он может быть подключен в качестве отдельного регенеративного подогревателя, по второй – может быть установлен перед основным поверхностным подогревателем, обогреваясь паром того же отбора. По первой схеме, (рис. 7.1, а) при изменении нагрузки турбины деаэратор работает на скользящем давлении или поддерживается постоянным путем дросселирования. При этом ухудшаются условия работы питательных насосов, а дросселирование пара приводит к уменьшению тепловой экономичности установки.

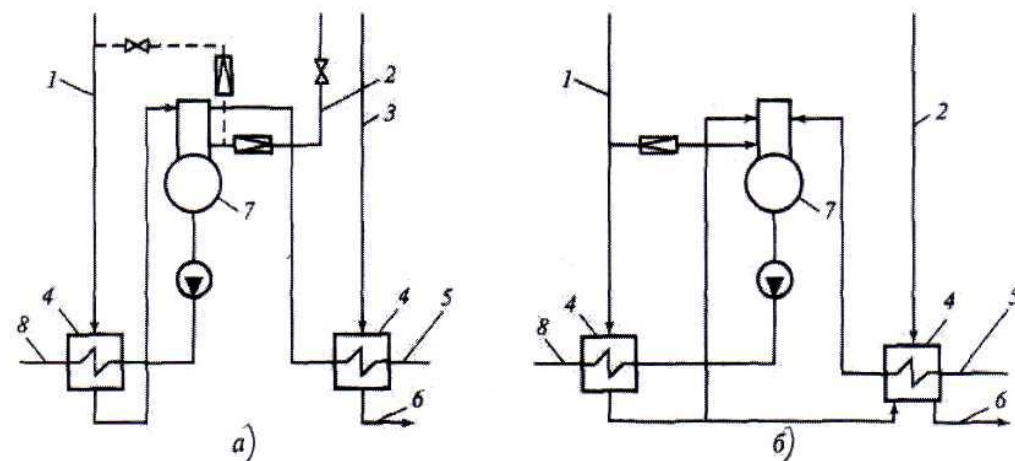


Рис. 7.1. Схемы включения деаэратора: а - деаэратор является отдельным регенеративным подогревателем; б - деаэратор является предвключенной ступенью поверхностного подогревателя; 1 - 3 - трубопроводы пара от последовательных отборов турбин; 4 - регенеративный подогреватель; 5 - линия основного конденсата; 6 - линия отвода дренажа; 7 - деаэратор; 8 - линия питательной воды

Для избегания значительного снижения давления пара в отборе предусматривают дополнительный подвод пара из стоящего выше отбора. Подобные схемы применяют на электростанциях с незначительно меняющейся нагрузкой или на ТЭЦ, где деаэратор подключен к производственному отбору.

При работе деаэратора по схеме, изображенной на рис. 7.1, б, деаэратор и следующий за ним по ходу воды подогреватель составляют одну ступень подогрева питательной воды. Дросселирование пара на входе в деаэратор в этом случае никак не отражается на тепловой экономичности, и давление в деаэраторе легко может поддерживаться постоянным в сравнительно широком диапазоне изменения мощности турбины. Поэтому данная схема находит наиболее широкое применение.

Деаэраторы питательной воды котельных установок на электростанциях работают при давлениях 0,6 и 0,7 МПа, деаэраторы воды испарителей и паропреобразователей — при давлении около 0,12 МПа, а деаэраторы подпиточной воды тепловых сетей - либо при давлении 0,12 МПа, либо под вакуумом. Подпиточную воду подают в систему при температуре от 60 до 70 °С.

Для котельных установок с давлением до 10 МПа содержание кислорода в деаэрированной воде не должно превышать 20 мкг/кг, а при давлениях выше 10 МПа и на двухконтурных АЭС - не выше 10 мкг/кг. При этом вода в деаэраторе должна подогреваться до значений температуры близкой к температуре насыщения.

На электростанциях подогрев воды в деаэраторах ведется паром в смешивающих устройствах струйного, пленочного и барботажного типов.

Наибольшее распространение получили деаэраторы струйного типа и барботажного типов.

На рис. 7.2 приведены схемы деаэраторных установок, работающих при избыточном давлении и под вакуумом.

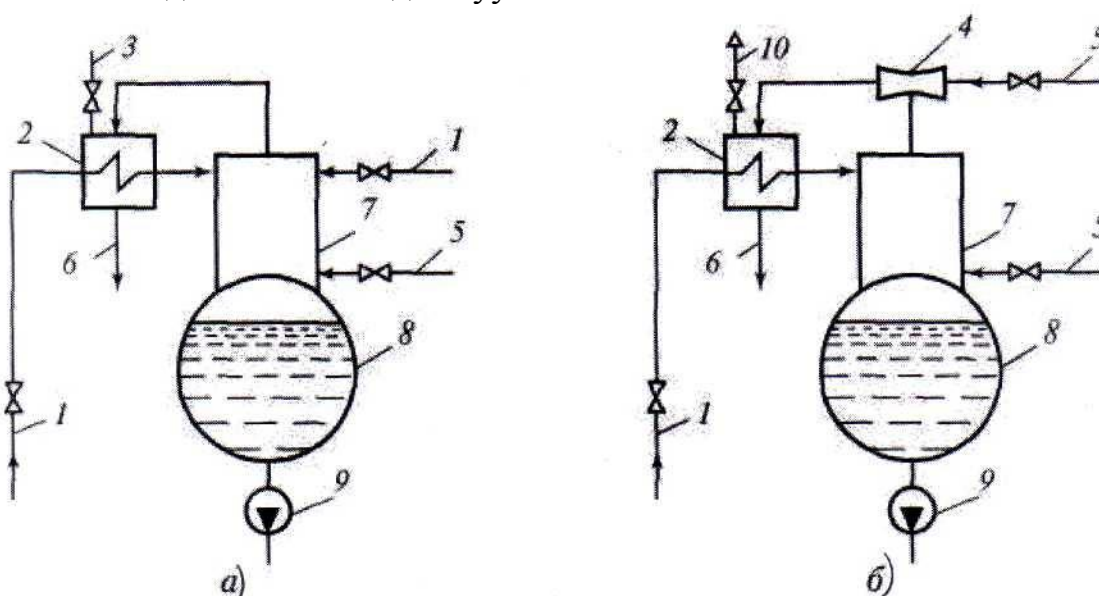


Рис. 7.2. Схемы деаэраторных установок – а - избыточного давления и б - вакуумной установки: 1- подвод деаэрируемой воды; 2- охладитель выпара; 3- отвод паровоздушной смеси; 4- эжектор; 5- подвод пара; 6- отвод дренажа; 7- деаэраторная колонка; 8- бак-аккумулятор; 9- питательный насос; 10 - выхлоп в атмосферу

К основным элементам установки относятся деаэраторная колонка, бак-аккумулятор и охладитель выпара. В вакуумном деаэраторе вакуум поддерживается эжектором.

Деаэрация газов и подогрев воды осуществляются в колонках деаэраторов.

Баки-аккумуляторы служат для сбора и хранения определенного запаса воды. Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочной ТЭС на органическом топливе в течение не менее 3,5 мин, для неблочной ТЭС - не менее 7 мин. Для АЭС допускается принимать запас воды в основных баках атомных электростанций не менее чем на 3 мин.

На схемах, приведенных на рис. 7.2, паровоздушная смесь от деаэратора отводится к охладителю выпара, где основная часть пара конденсируется, от-

давая теплоту направляемой в деаэратор воде. Для нормальной деаэрации вместе с неконденсирующимися газами необходимо отводить 1,5 - 2 кг выпара на каждую тонну деаэрированной воды. На деаэраторах основного конденсата паротурбинных электростанций высокого давления этот поток направляется на эжекторную установку турбины и уплотнение низших точек.

Деаэраторная колонка атмосферного струйного деаэратора показана на рис. 7.3, а.

Вода подводится к верхней части колонки и через водослив попадает на верхнюю тарелку. Кольцевая поверхность тарелки перфорирована отверстиями диаметром 5 - 6 мм. Вода через них струями подается на стоящую ниже тарелку, а оттуда через такие же отверстия — на следующую. По высоте устанавливаются четыре — восемь диско- и кольцеобразных тарелок.

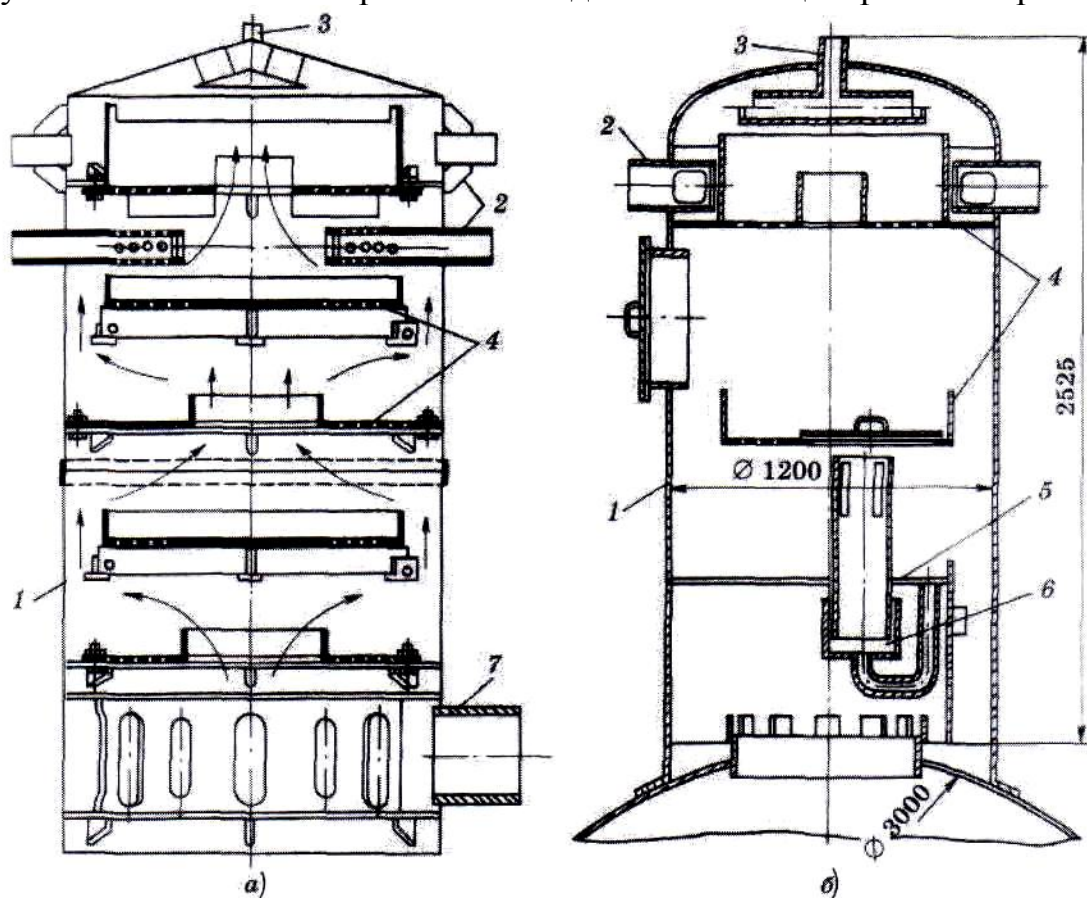


Рис. 7.3. Колонки — а - струйного и б - струйно-барботажного деаэраторов: 1 — колонка; 2 — подвод деаэрируемой воды; 3 — отвод выпара; 4 — струйная тарелка деаэратора; 5 — барботажная тарелка; 6 — переливное устройство; 7 — подвод греющего пара к колонке

Пар подводится в нижнюю часть колонки и конденсируется, многократно пересекая струи воды. Выпар удаляется из верхней части колонки, а деаэрированная вода стекает вниз в бак-аккумулятор.

Деаэратор имеет несколько штуцеров для подвода деаэрируемой воды. Основной поток подводится к верхним штуцерам, а дренажи, дистиллят ис-

парителей, имеющие обычно более высокую температуру, - в нижние. В колонке деаэратора, в приведенной на *рис. 7.3, а* конструкции, подогрев воды и десорбция газов происходят только при омывании паром струй жидкости, т.е. все тарелки являются струйными.

Колонка, в которой наряду с двумя струйными имеется барботажная тарелка, показана на *рис. 7.3, б*, откуда сливается в бак-аккумулятор. Необходимый на листе уровень жидкости обеспечивается соответствующей высотой перелива.

В средней части листа имеется перепускное устройство с гидрозатвором. Когда давление под барботажным листом возрастает вследствие увеличения расхода пара, поступающего в деаэратор, часть пара перепускается через это устройство.

Пар подается в аккумуляторный бак и движется над уровнем воды в баке до поступления в колонку.

Вода нагревается в струях до температуры, близкой к температуре насыщения t_n , при этом удаляется основная часть газов. Оставшиеся газы удаляются на барботажной тарелке и часть - в баке-аккумуляторе. На барботажном листе вода также догревается до t_n .

В струйно- барботажных деаэраторах достигается более глубокая деаэрация воды, чем в деаэраторах без барботажных устройств. Кроме того, в таких конструкциях высота колонки может быть уменьшена. Струйно-барботажные деаэраторы применяются в настоящее время на всех крупных блоках электростанций. Общий вид колонки производительностью 2000 т/ч представлен на *рис. 7.4*, а на *рис. 7.5* - схема движения потоков воды и пара.

Поток основного конденсата, как видно из *рис. 7.5*, поступает в смесительные устройства, откуда вода переливается на струйную тарелку деаэратора - дырчатый лист. С этого листа вода струями переливается на перепускную, а оттуда на барботажную тарелки. Перфорированная поверхность этой тарелки разделена на две зоны перегородками разной высоты. При небольшой нагрузке деаэратора работает первая - внутренняя зона.

При увеличении расхода пара паровая подушка под листом возрастает и часть пара перетекает через перегородку большей высоты во вторую зону перфорации. При дальнейшем увеличении расхода избыточная часть пара перетекает через окно, расположенное на периферии барботажного листа. Деаэрированная вода сливается с барботажного листа через гидрозатвор в бак-аккумулятор.

При уменьшении расхода пара высота паровой подушки понижается под листом и сначала прекращается переток пара через окно барботажной тарелки, а затем и через вторую зону перфорации.

Греющий пар подводится через коллектор в нижней части колонки; выпар отводится через патрубок в верхнем днище.

Барботажной тарелкой является дырчатый лист, широко применяемый для промывки пара в испарителях, парогенераторах и в барабанах паровых

котлов. Проходящий через отверстия листа пар препятствует протеканию жидкости. С листа вода перетекает через перелив в нижнюю часть колонки.

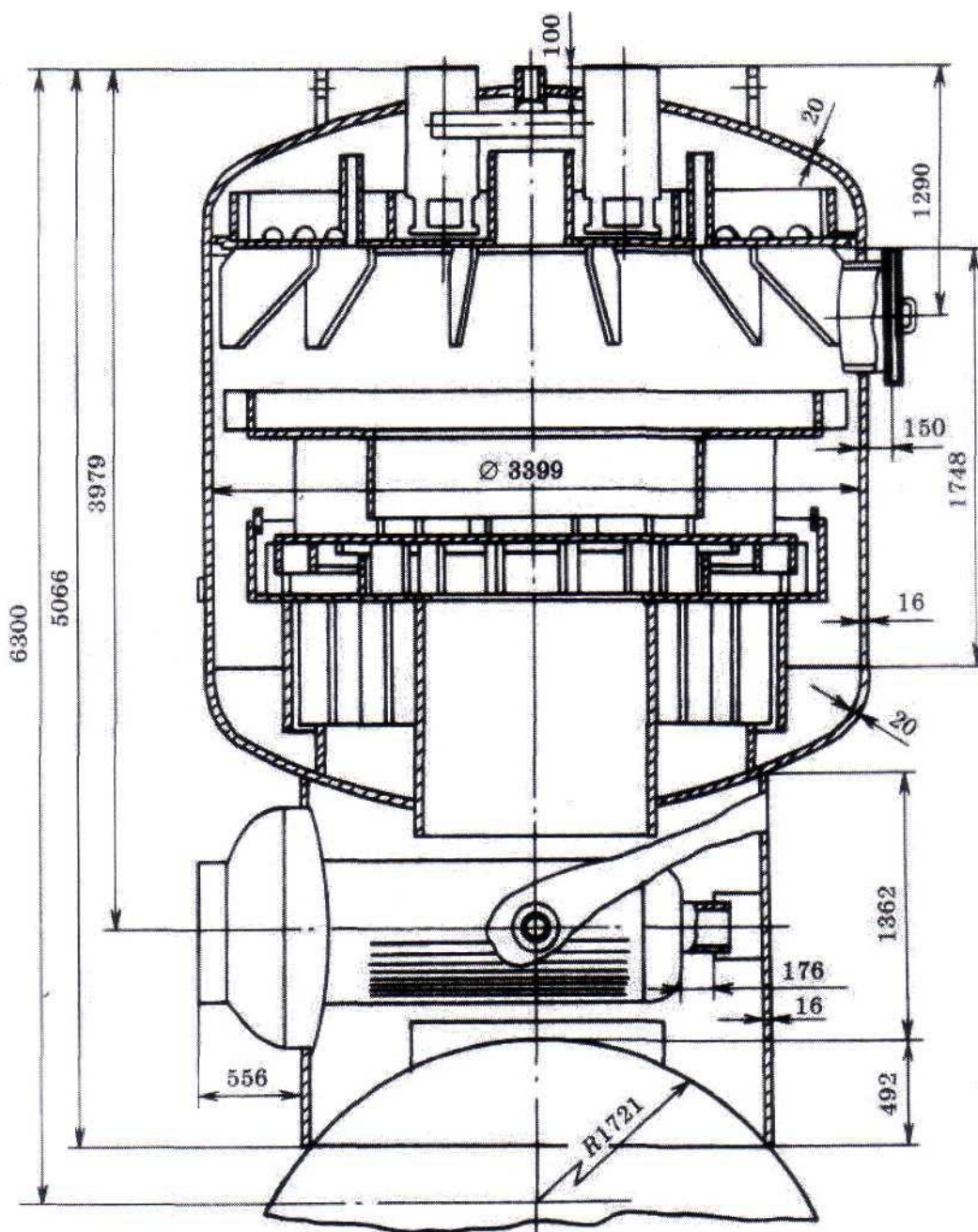


Рис. 7.4. Общий вид колонки струйно-барботажного деаэратора высокой производительности

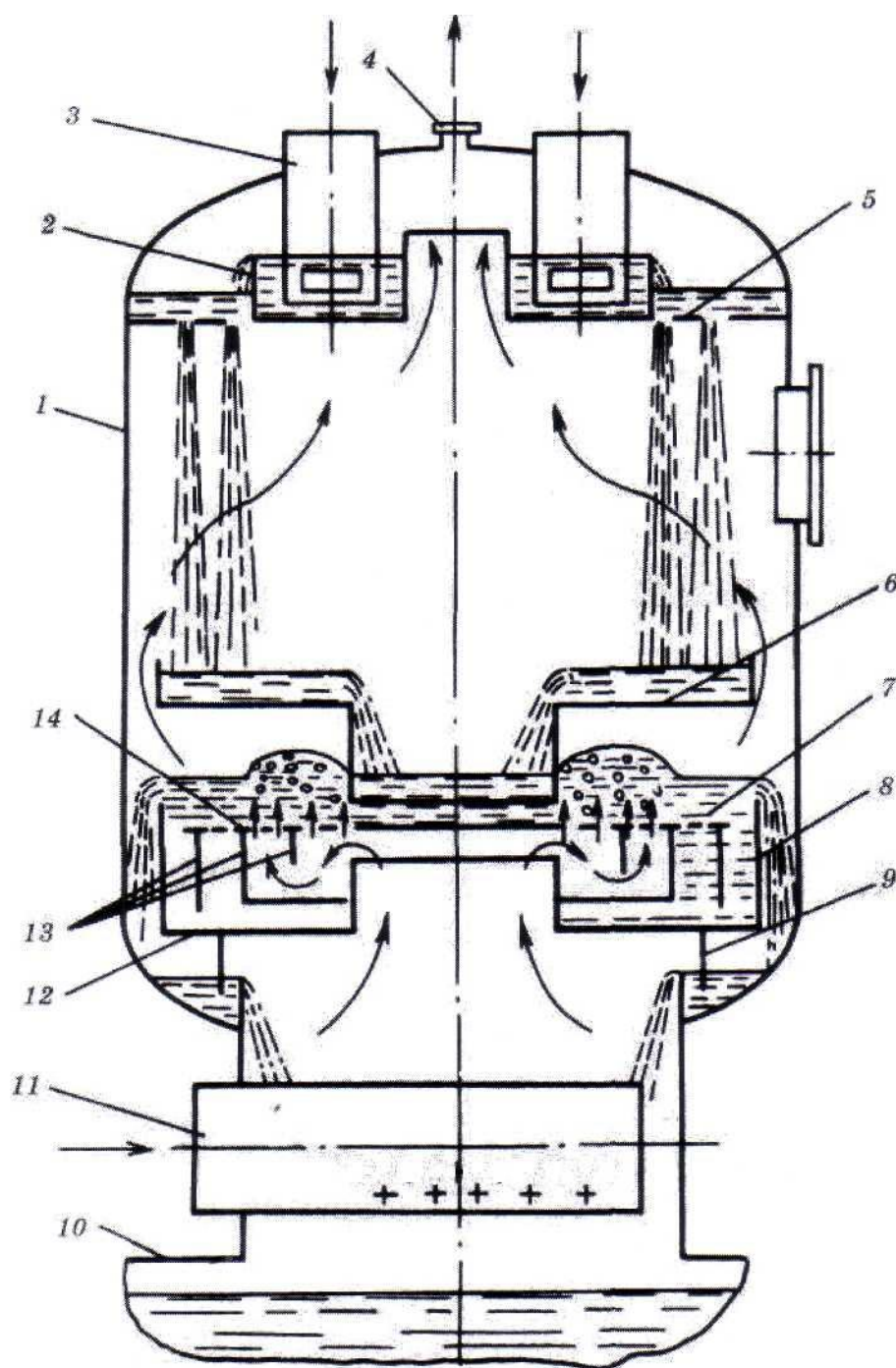
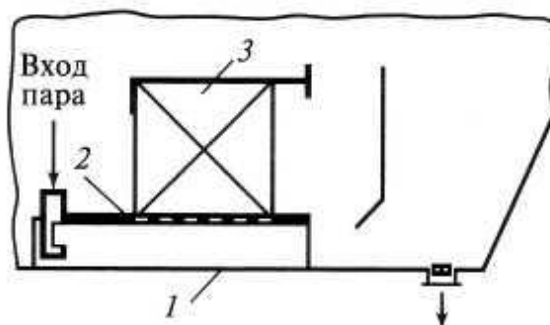


Рис. 7.5. Схема движения потоков воды и пара: 1 - корпус колонки; 2 - смешительное устройство; 3 - подвод основного конденсата; 4 - удаление выпара; 5 - тарелка струйного типа; 6 - перепускная тарелка; 7 - окно; 8 - порог; 9 - гидрозатвор; 10 - бак-аккумулятор; 11 - подвод пара; 12 - поддон; 13 - кольцевая перегородка; 14 - тарелка барботажного типа

В табл. 7.1 приведены основные характеристики струйно-барботажных деаэраторов, применяемых для блоков ТЭС и АЭС [3].

Барботажная деаэрация может осуществляться также в баке-аккумуляторе, представленном на *рис. 7.6*.



*Рис. 7.6. Барботажное деаэрационное устройство в баке-аккумуляторе:
1- бак-аккумулятор; 2 - дырчатый лист; 3 - пакет отдельных листов*

Дырчатый лист располагается в нижней части бака под слоем воды высотой 1,5—2,5 м. Деаэрируемая вода, проходя это устройство, перегревается и поднимаясь вверх, частично испаряется. Таким образом, процесс деаэрации в подобных устройствах осуществляется барботированием воды паром при последующем вскипании перегретой воды. Все это обеспечивает глубокую деаэрацию. Температура воды на выходе из деаэратора при этом соответствует температуре насыщения при давлении, равном давлению пара в баке-аккумуляторе. Такие устройства устанавливаются на выпускавшихся ранее

Таблица 7.1

Характеристики струйно-барботажных деаэраторов блоков ТЭС и АЭС

Характеристика	Типоразмер деаэратора					
	ДП-500	ДП-1000	ДП-1600-2	ДП-2000	ДП-2600	ДП-2800
Производительность колонки, т/ч	500	1000	1600	2000	2600	2800
Давление пара в деаэраторе, МПа	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Диаметр колонки, м	2,0	2,4	2,4	3,4	3,4	3,4
Высота колонки, м	3,6	4,6	7,5	5,07	7,54	7,17
Вместимость бака-аккумулятора, м	65; 100	100; 120	185	150; 185	120	185
Тип паротурбинной установки	К-200-130	К-200-130; К-300-240; К-250-240; К-500-65	К-500-60	К-500-60; К-1200-240	К-750-65	К-800-240

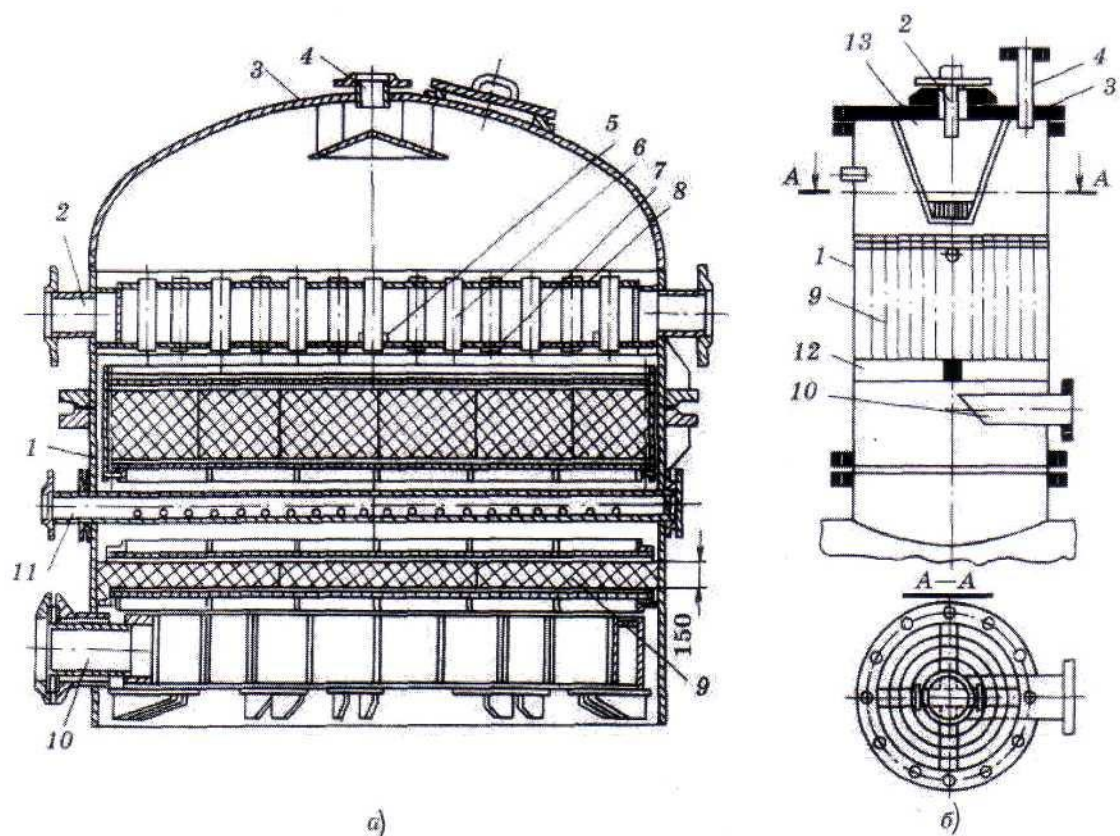


Рис. 7.7. Деаэрационные колонки – а - с устройствами пленочного типа с неупорядоченной и б - упорядоченной насадками: 1 - корпус; 2 - подвод воды; 3 - крышка; 4 - отвод выпара; 5 - прямоугольные отверстия для слива воды; 6 - патрубки для выпара; 7,8 - нижний и верхний листы водораспределительной камеры; 9 - орошаемая насадка; 10 - подвод пара; 11 - подвод дренажа; 12 - опорная крестовина; 13 - сопло с розеткой

деаэраторах, на которых барботажные тарелки не устанавливались, а также на деаэраторах с колонками пленочного типа с неупорядоченной насадкой.

На рис. 7.7 показаны колонки деаэраторов с пленочными устройствами.

В колонке, представленной на рис. 7.7, б, деаэрация осуществляется при течении пленки по цилиндрическим вертикальным стальным листам толщиной 0,5 - 1,5 мм. Деаэраторы с колонками такого типа называются **деаэраторами с упорядоченной насадкой**. Они применяются для деаэрации подпиточной воды тепловых сетей и работают с высокими плотностями орошения. При этом остаточное содержание кислорода в воде может достигать 50 мкг/кг.

В колонках деаэраторов с **неупорядоченной насадкой**, показанной на рис. 7.7, а, применяются в качестве насадки омегаобразные элементы или стальные кольца. При этом достигается хорошая деаэрация воды, размеры колонки оказываются меньше, чем при применении устройств струйного типа.

Для деаэрации умягченной химически обработанной воды, направляемой в качестве добавки в тепловую сеть, применяют горизонтальные струйно-барботажные деаэраторы, в которых в качестве теплоносителя используется вода тепловых сетей. Принципиальная схема устройства такого деаэратора показана на *рис. 7.8*.

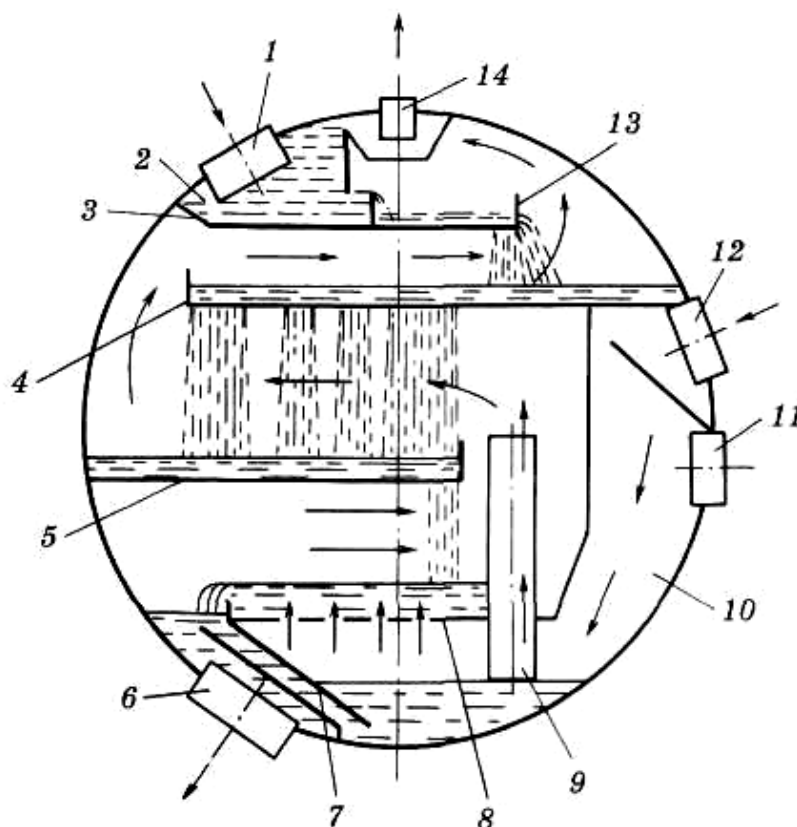


Рис. 7.8. Схема устройства вакуумного деаэратора для деаэрации сетевой воды: 1 - подвод деаэрируемой воды; 2 - распределительный коллектор; 3 - верхняя тарелка; 4, 5 - тарелки струйного типа; 6 - отвод деаэрированной воды; 7 - отводящий канал; 8 - тарелка барботажного типа; 9 - перепускная труба; 10 - отсек парообразования; 11 - подвод пара при использовании деаэратора для подготовки добавочной воды энергетических паровых котлов; 12 - подвод сетевой воды; 13 - перелив; 14 — отвод паровоздушной смеси

Деаэрируемая вода вводится в распределительный коллектор 2, расположенный в верхней части деаэратора, и далее поступает на верхнюю тарелку. Слив воды на вторую тарелку производится через перелив, около которого на небольшой части поверхности тарелки имеется перфорация. Перфорация рассчитана на количество воды, равное 30 % номинального расхода деаэратора. Остальная вода сливается через порог. Тарелка обеспечивает кон-

денсацию пара выпара и охлаждение отводимой паровоздушной смеси. Таким образом, наряду с распределением и перепуском воды на вторую тарелку (струйного типа) первая тарелка работает как встроенный охладитель выпара.

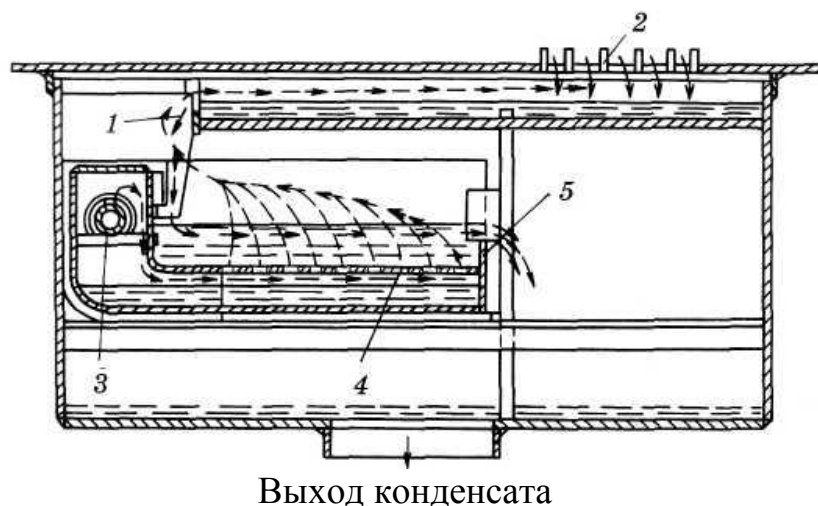
Деаэратор имеет две тарелки 4 и 5 струйного типа. Верхняя и основная тарелка имеет перфорацию, выделенную перегородками таким образом, чтобы перфорация работала только для пропуска значительных расходов воды. При уменьшении расхода на часть отверстий вода не поступает. Незначительная перфорированная часть третьей тарелки 5 (второй тарелки струйного типа) находится у отбортовки. Через отверстия в этой части листа вода поступает на тарелку барботажного типа 8. Обработанная вода стекает в отводящий канал деаэрата. Сетевая вода, температура которой выше температуры насыщения t_n в деаэраторе, поступает в отсек 10, где вскипает. Выделившийся при этом пар направляется под барботажную тарелку. Оставшаяся вода отводится по каналу 7 и затем, смешавшись с деаэрированной водой, выводится из деаэрата. Пар, проходя сквозь отверстия барботажной тарелки и слой деаэрируемой воды, подогревает воду до температуры насыщения t_n и дегазирует ее. При этом под листом образуется паровая подушка.

При значительных объемах пара, выделившегося в отсеке 10, часть его из паровой подушки перетекает через отводящую трубу 9 в пространство между струйными тарелками 4 и 5. Сюда же направляется пар, прошедший через барботажную тарелку. Контактируя с водой между этими тарелками, пар конденсируется, подогревая и частично деаэрируя воду. В отсеке между первой и второй тарелками происходит конденсация большей части пара из паровоздушной смеси выпара. Деаэраторы такой конструкции выпускаются с производительностью 400, 800 и 1200 т/ч [3].

При деаэрации добавочной воды тепловых сетей в деаэраторах, работающих на отборном паре из турбины, конденсат этого пара смешивается с химически обработанной водой. При этом потери пара и конденсата на ТЭЦ возрастают.

В рассматриваемой конструкции деаэрата теплота вводится в аппарат с водой, предварительно нагретой в сетевых подогревателях конденсирующимся паром отборов. Образовавшийся при этом конденсат сохраняется в системе ТЭЦ.

На электростанциях с оборудованием высокого давления наряду с термической деаэрацией всего потока питательной воды в деаэраторе повышенного давления конденсат турбинной установки и подаваемая в конденсатор добавочная вода деаэрируются в самом конденсаторе. Применяемые для этих целей барботажные устройства приведены на *рис. 7.9*.



*Рис. 7.9. Барботажное деаэрационное устройство в конденсатосборнике:
1 - распределительный водослив; 2 - подвод конденсата из конденсатора турбины и отвода выпара; 3 - подвод пара; 4 - дырчатый лист; 5 - перелив*

Из рисунка видно, что деаэрация в устройстве осуществляется в основном в процессе барботажа. При достаточной плотности системы содержание кислорода в воде за конденсаторами, оборудованными такими устройствами, не превышает 20 мкг/кг.

При совместной термической и химической (для связывания остаточного кислорода) деаэрациями раствор гидразина вводят либо непосредственно в линию за баком-аккумулятором деаэратора, либо во всасывающий патрубок питательного насоса.

Библиографический список

1. Коллиер Д., Хьюитт Д. Введение в ядерную энергетику / пер. с англ. - М.: Энергоатомиздат, 1989. – 253 с.
2. Шелудько Л.П. Физические основы ядерных энергетических установок: учебное пособие. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2002.-59 с.
3. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций: учебник для вузов. - 2-е изд. - М.: Атомиздат, 1980. – 360 с.
4. Тепловые и атомные электрические станции: учебник для вузов / Л.С. Стерман, В.М. Лавыгин, С.Г. Тишин. – 5-е изд. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 464 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Введение	3
1.	Основные типы реакторов АЭС	4
1.1	Принципиальные схемы производства пара на АЭС	4
1.2	Реакторы на естественном уране с графитовым замедлителем	7
1.3	Реакторы с водой под давлением	7
1.4	Кипящие реакторы	9
1.5	Реакторы на естественном уране с тяжеловодным замедлителем и теплоносителем	10
1.6	Кипящие реакторы прямого цикла с графитовым замедлителем	11
1.7	Быстрые реакторы - размножители с жидкометаллическим Теплоносителем	12
2.	Общие характеристики и типы ПГ АЭС	14
2.1	Конструкционные схемы ПГ, обогреваемых водой	15
2.1.1	Режимные параметры работы ПГ	15
2.1.2	Конструкционные схемы водных ПГ	16
2.2	Схемы ПГ, обогреваемых жидкометаллическими теплоносителями	27
2.2.1	Конструкционные схемы	27
2.3	Схемы ПГ с газовыми теплоносителями	31
2.3.1	Параметры работы ПГ с газовыми теплоносителями	31
2.3.2	Конструкционные схемы ПГ, работающих на газовых теплоносителях	31
3.	Регенеративные подогреватели	38
3.1	Схемы включения поверхностных подогревателей в систему регенеративного подогрева	38
3.2	Поверхностные регенеративные подогреватели	41
3.3	Регенеративные подогреватели смешивающего типа	51
4.	Регенеративные подогреватели смешивающего типа	54
4.1	Горизонтальные сетевые подогреватели	54
4.2	Вертикальные сетевые подогреватели	55
5.	Испарители и паропреобразователи	57
5.1	Схемы подключения и конструкции испарителей	57
6.	Сепараторы и паровые промежуточные перегреватели АЭС для работы с турбинами насыщенного пара	68
7.	Деаэраторы	71
	Библиографический список	83