

Лекція 2. Ерозія деталей парових турбін. Сепарація вологи в турбіні.

Література: [1] с. 154-158; [2] с. 54-64; [4] с. 112-117.

Завдання на СРС. Методи видалення вологи (активні, активно-пасивні та пасивні).

ЭРОЗИЯ ДЕТАЛЕЙ ПАРОВЫХ ТУРБИН

В паровых турбинах ударному эрозионному износу подвержены рабочие лопатки последних и предпоследних ступеней конденсационных турбин. В местах, где поток пара с повышенным содержанием влаги имеет высокую скорость, в особенности в ЦВД турбин АЭС, работающих на влажном паре, наблюдается износ от щелевой эрозии корпусов, обойм, диафрагм, арматуры и других деталей.

Эрозионный износ рабочих лопаток при ударах капель влаги о поверхность входных кромок лопаток проявляется вначале в появлении шероховатости поверхности, затем на поверхности образуются углубления, кратеры, язвы, искажается форма профиля лопаток. При длительной работе возможно постепенное полное разрушение верхней части рабочей лопатки. В результате снижаются механическая прочность эродированных лопаток и КПД ступени.

Механизм эрозионного износа рабочих лопаток связан в основном с усталостным разрушением материала лопаток вследствие высоких механических напряжений, которые возникают при ударе капли влаги о поверхность лопатки.

Давление при соударении капли с поверхностью лопатки может быть определено на основе уравнения гидравлического удара Н.Е. Жуковского по формуле

$$p = \alpha \rho_{вл} w_{вл}^2 a_{вл},$$

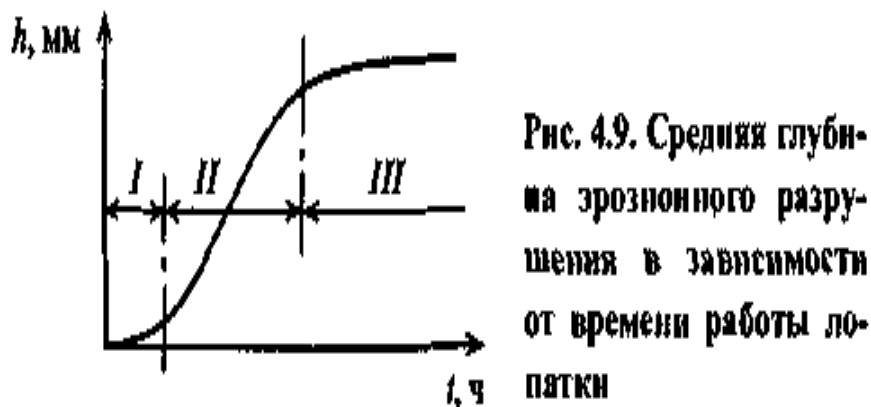
где $\rho_{вл}$ — плотность жидкости в канале; $w_{вл}$ — скорость капли относительно поверхности лопатки; $a_{вл}$ — скорость звука в жидкости; α — коэффициент, изменяющийся в зависимости от скорости капли $w_{вл}$ от 0,25 до 0,5; при $w_{вл} > 150$ м/с $\alpha = 0,5$.

Ударное давление может достигать 310 МПа при скорости капли в момент соударения с лопаткой 300 м/с. Эта относительная скорость капли $w_{вл}$ достигается при окружных скоростях лопатки, немного превышающих значение $u = 300$ м/с.

На эрозионный процесс кроме механических напряжений могут оказывать влияние коррозия металла, кавитация и т.п.

Различают три периода в развитии эрозионного износа лопаток (рис. 4.9): *I* — инкубационный период, когда в поверхностном слое материала накапливаются усталостные повреждения (образование и рост усталостных трещин); *II* — период интенсивной эрозии; *III* — период замедленного темпа эрозии. Продолжительность этих периодов зависит от влажности пара, дисперсности влаги, скорости капель в момент соударения с поверхностью

лопатки. Замедление темпов эрозии в третьем периоде обусловлено демпфированием удара за счет влаги, находящейся в кавернах.



Распределение влаги в последних ступенях существенно неравномерное по радиусу, причем наибольшая влажность наблюдается в периферийных областях, поэтому эрозионному разрушению подвергается в первую очередь периферийная часть лопатки, занимающая приблизительно одну треть ее высоты.

Для защиты рабочих лопаток от эрозионного разрушения используются следующие способы:

1) снижение влажности пара на выходе из турбины, которое достигается повышением температуры свежего пара, применением промежуточного перегрева пара, использованием выносных сепараторов в сочетании с промежуточным пароперегревателем для влажно-паровых турбин АЭС;

2) применение различных влагоулавливающих устройств в проточной части турбины (внутриканальная сепарация, влагоулавливающие устройства на периферии ступени, ступени-сепараторы);

3) увеличение осевых зазоров между соплами и рабочими лопатками, способствующее дроблению капель и снижению рассогласования скоростей влаги и пара (эти зазоры достигают 100—300 мм);

4) отказ от бандажных проволок, способствующих концентрации влаги;

5) применение продольных канавок на входной части спинки лопатки у периферии; влага в канавках демпфирует удары капель, и, кроме того, канавки способствуют сепарации влаги лопаткой;

б) применение эрозионно стойких материалов, упрочнение поверхности лопаток, использование защитных покрытий.

Для упрочнения входных кромок лопаток со стороны спинки к ним припаиваются серебряным припоем накладки, изготовленные из стеллита (рис. 4.10). Стеллит — сплав на кобальтовой основе, обладающий высокой твердостью и износостойкостью. Стеллитовые накладки состоят из нескольких частей по длине лопатки для того, чтобы при тепловых расширениях уменьшить скалывающие напряжения в шве между накладками и лопаткой.

В турбинах АЭС, работающих на радиоактивном паре, нельзя применять сплавы на кобальтовой основе по условиям радиационной безопасности.

Поэтому на ряде заводов производят поверхностную закалку входных кромок лопаток или электроискровым методом наплавляют на поверхность лопаток твердый сплав.

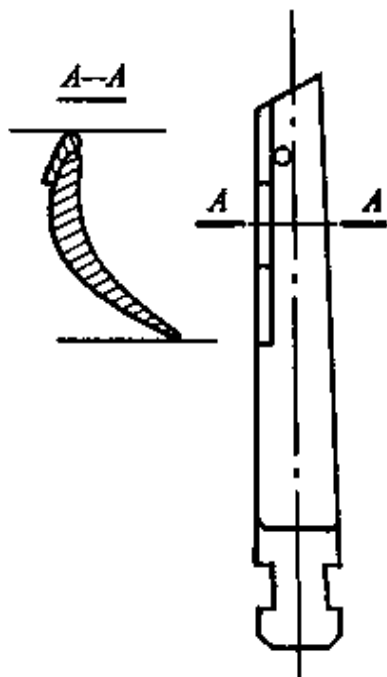


Рис. 4.10. Рабочая лопатка со стеллитовыми накладками

Перечисленные способы защиты от эрозионного износа позволяют избежать опасного эрозионного повреждения лопаток при окружных скоростях 560—580 м/с и степенях влажности за турбиной около 8 %, а при пониженных окружных скоростях и при влажности около 12—14 %.

СЕПАРАЦИЯ ВЛАГИ В ТУРБИНЕ

*Удаление влаги из проточной части турбины существенно снижает эрозионный износ лопаток и наряду с этим способствует уменьшению потерь энергии от влажности, т.е. повышению относительного внутреннего КПД ступеней. Как показывают опыты, удается **удалить только крупнодисперсную влагу**, которая составляет небольшую долю общего влагосодержания пара.*

Все многообразие конструкций ***влагоудаляющих (сепарационных) устройств можно разделить на три группы***, соответствующие следующим способам сепарации влаги в турбинах:

периферийная сепарация в ступени,

внутриканальная сепарация,

внешняя сепарация в выносных сепарационных устройствах.

Периферийная сепарация — способ, при котором влага за счет инерционных сил отбрасывается к периферии ступени, где улавливается специальными камерами с влагозадерживающими выступами, и затем удаляется из проточной части турбины (рис. 4.11).

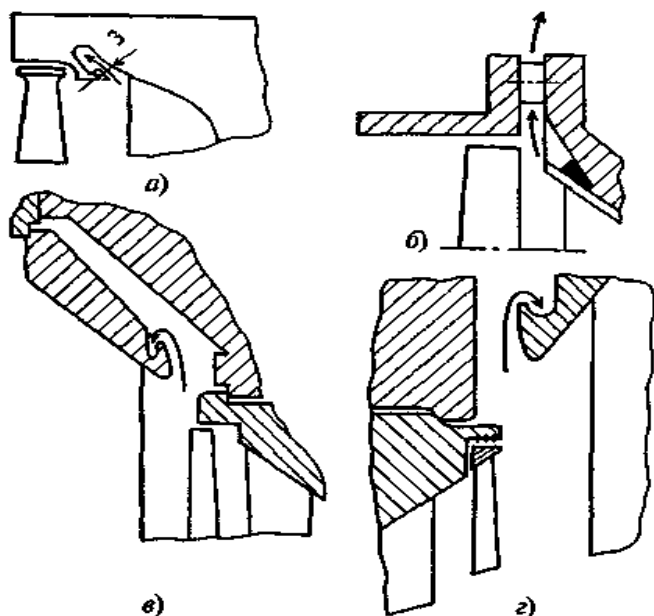


Рис. 4.11. Периферийное уплотнение в ступенях влажного пара (ЦВД):

а — за соплами последней ступени (ЛМЗ); *б* — то же (ХТЗ); *в* — за рабочими лопатками промежуточной ступени (ХТЗ); *г* — то же (ЛМЗ)

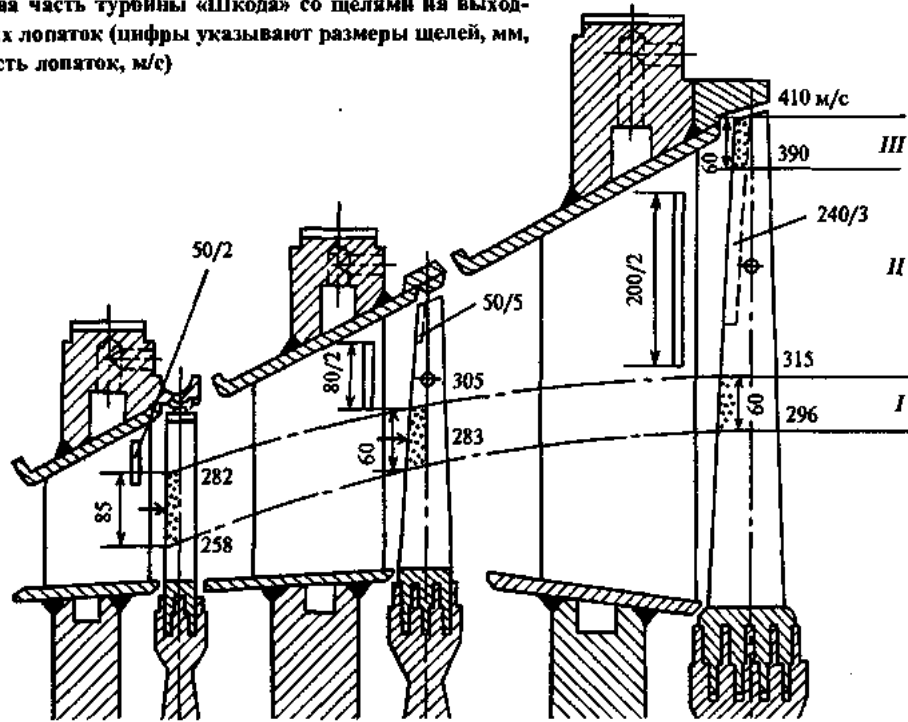
131

Отвод влаги в область пониженного давления сопровождается отсосом некоторого количества пара, что приводит к снижению КПД ступени. При периферийной сепарации влагоудаление осуществляется из зазора за сопловой решеткой (рис. 4.11, *а*, *б*) и с рабочих лопаток, а также из зазора за рабочими лопатками (рис. 4.11, *в*, *г*).

Следует отметить, что окружная скорость крупнодисперсной влаги за рабочими лопатками, как правило, выше, чем перед ними. Поэтому эффективность влагоудаления за рабочими лопатками существенно выше, чем за сопловыми лопатками. На эффективность периферийной сепарации существенное влияние оказывает давление в потоке. Так, в ЦВД влажно-паровых турбин АЭС эффективность влагоудаления существенно ниже, чем в ЦНД, и, кроме того, снижение аэродинамического качества периферийной части ступени за счет влагоотводящих камер приводит к дополнительным потерям энергии. Поэтому в ЦВД турбин АЭС целесообразно организовывать влагоудаление за ступенями, где производится отбор пара на регенерацию. В ЦВД турбин АЭС эрозионного разрушения рабочих лопаток не наблюдается.

Внутриканальная сепарация — способ, при котором влага, концентрирующаяся на поверхностях лопаточного аппарата турбины за счет сепарации капель в криволинейных каналах решетки, отводится через специальные щели. Внутриканальную сепарацию обычно выполняют в сопловых лопатках (рис. 4.12).

Рис. 4.12. Проточная часть турбины «Шкода» со щелями на выходной части сопловых лопаток (цифры указывают размеры щелей, мм, и окружающую скорость лопаток, м/с)



Щели, через которые отсасывается пленка, соединяют с областью низкого давления, например с конденсатором, через внутреннюю полость сопловой лопатки. Весьма эффективно располагать щель на выходной кромке сопла. В этом случае практически вся крупнодисперсная влага отводится через щель. При отсутствии сепарации пленка, достигая выходных кромок лопаток, дробится потоком пара на крупные капли, которые, ударяясь о рабочую лопатку, вызывают эрозионный износ и создают тормозной момент на роторе турбины.

В части рабочей лопатки, расположенной за щелью (зона II), эрозия практически не заметна, в зоне I, где концентрация влаги невелика, наблюдается небольшое эрозионное разрушение, в зоне III эрозия наиболее интенсивна.

Внешняя сепарация предполагает отвод из турбины всего потока пара к специальному сепаратору, который обычно располагается между ЦВД и ЦНД влажно-паровой турбины АЭС. Сепараторы отличаются небольшим гидравлическим сопротивлением и соответственно малыми скоростями движения пара при сепарации. Осаждение влаги в сепараторах осуществляется в различного типа жалюзийных каналах, на сетках из проволоки диаметром 250-300 мкм с относительным объемом пустоты $\varepsilon = 98 \dots 99,5 \%$ при толщине набивки 100-150 мм, а также в циклонных устройствах. В турбинах АЭС, как правило, сепараторы совмещаются с последующим пароперегревателем (СПП). В табл. 4.1 приведены основные параметры и характеристики СПП для АЭС. На рис. 4.13 представлен сепаратор СПП-220-1 для турбины К-220-44 ХТЗ. Пар после ЦВД направляется в верхнюю часть СПП через патрубок I и далее в жалюзийные каналы сепараторов, скомпонованные в блоки по пять жалюзийных пакетов в каждом блоке (рис. 4.14).

Таблица 4.1. Основные параметры и характеристики сепараторов-пароперегревателей для АЭС

Характеристика	Тип				
	СПП-220*	СПП-220м	СПП-1000	СПП-500-1	СПП-750
Тип реактора	ВВЭР-440	ВВЭР-440	ВВЭР-1000	РБМК-1000	РБМК-1000
Тип турбины	К-220-44	К-220-44	К-1000-60	К-500-65	К-750-65
Число на турбину, шт	4	2	2	4	4
Расход нагреваемого пара, кг/с	67,7	135,5	327,7	144,4	211,9
Давление пара на входе, МПа	0,30	0,30	1,13	0,33	0,47
Расчетная температура пара на выходе, °С	241	241	250	263	263
Давление греющего пара, МПа	1,76**/4,22	1,76/4,22	2,69/5,59	1,86/6,28	6,18
Масса аппарата, т	80	107,5	128	118	150
Площадь поверхности нагрева, м ²	2560	1355*	1355*	2725	3390
Площадь фронта жалюзи, м ²	15	31	42	33	39

* Гладкие трубы.

** В числителе приведены данные для первой ступени, в знаменателе — для второй.

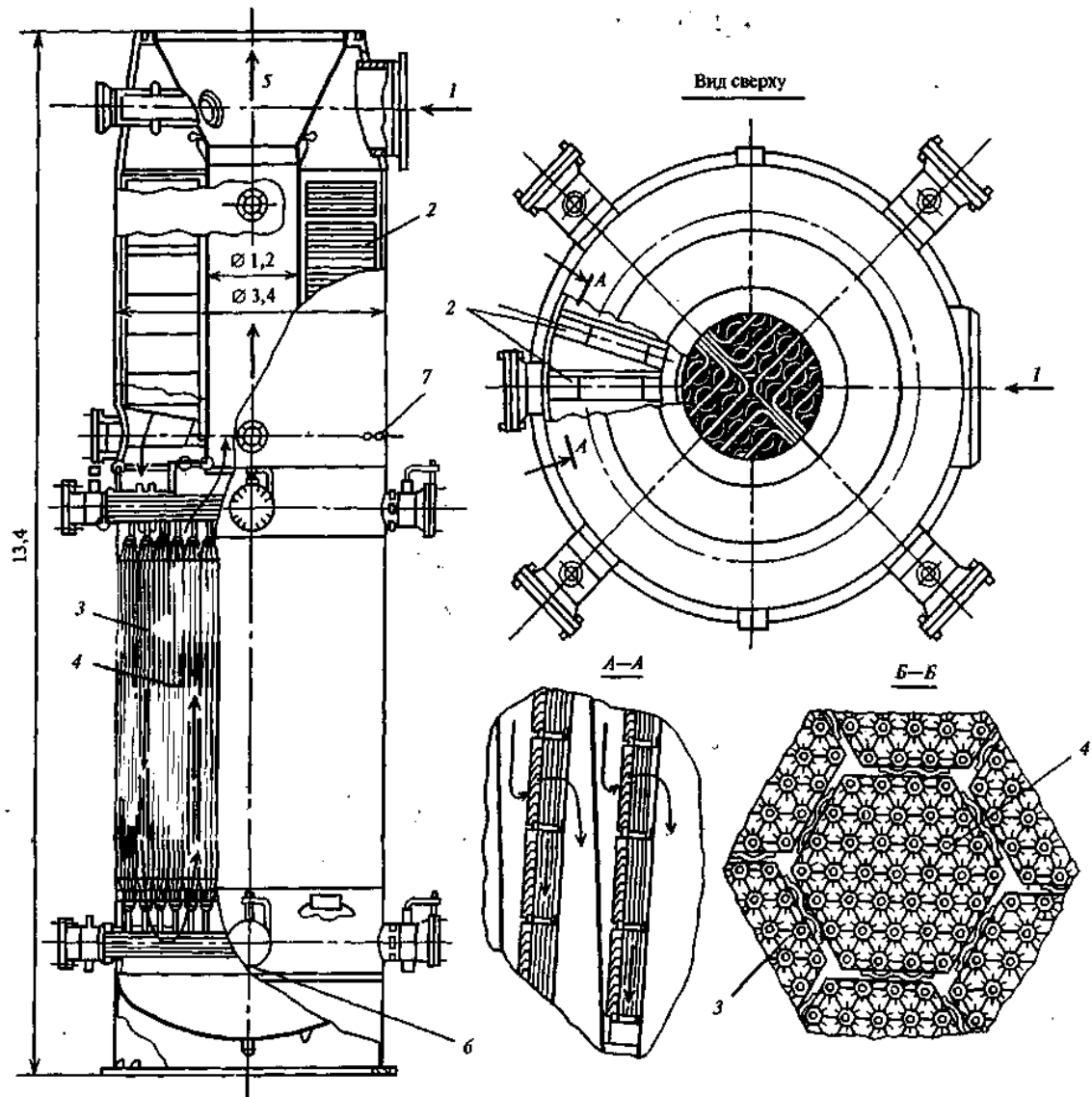


Рис. 4.13. Сепаратор-пароперегреватель СПП-220-1:

1 — вход пара (из ЦВД); 2 — сепарационные жалюзийные пакеты; 3 — первая ступень пароперегревателя; 4 — вторая ступень пароперегревателя; 5 — выход перегретого пара (в ЦНД); 6 — вход греющего пара; 7 — выход греющего пара

При движении по криволинейным каналам знакопеременной кривизны влага осаждается на жалюзийных поверхностях и стекает в нижнюю часть СПП, где расположены первая 3 и вторая 4 ступени пароперегревателя (рис. 4.13). Обе ступени пароперегревателя выполнены из гладких трубок, расположенных вертикально. В пароперегревателе пар нагревается от температуры насыщения 136 до 241 °С.

Для всех конструкций СПП характерно применение вертикальных труб поверхностей нагрева, а в качестве сепарационных элементов — вертикальных или слабо наклонных жалюзи с направляющими горизонтальными лопатками перед жалюзи и дырчатым листом за ними. Для двухконтурных АЭС применяют гладкие и оребренные трубы из углеродистой стали, для одноконтурных — только гладкие трубы из нержавеющей стали. Аппараты снабжены вынесенными сепаратосборниками и конденсато-сборниками, расположенными ниже точек слива из СПП. Слив из аппаратов безнапорный.

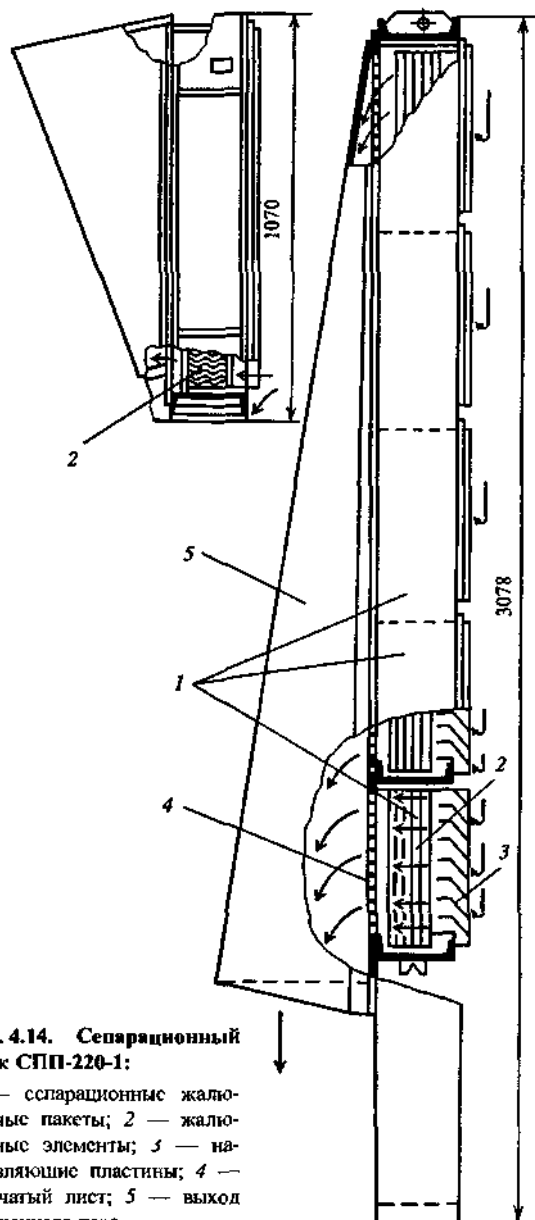


Рис. 4.14. Сепарационный блок СПП-220-1:
 1 — сепарационные жалюзийные пакеты; 2 — жалюзийные элементы; 3 — направляющие пластины; 4 — дырчатый лист; 5 — выход осушенного пара

Ниже приводится описание сепаратора-пароперегревателя СПП-500-1 для одноконтурных АЭС (рис. 4.15).

Сепаратор СПП-500-1 представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат, состоящий из собственно сепаратора и двух ступеней перегрева. Сепаратор расположен в верхней части аппарата и состоит из 20 блоков, установленных радиально между корпусом и центральной выходной трубой, по которой отводится перегретый пар. В каждом блоке имеются три одинаковых сепарационных пакета. В нижней части расположены две ступени перегревателя: в периферийной части — первая ступень, в центральной — вторая. Поверхность нагрева набрана из жесткотрубных теплообменников — модулей. Корпус модуля изготавливается из трубы 325 x 12 мм. В модуле уста-

навливаются 252 трубки 14 x 1,2 мм. Греющий пар подается в межтрубное пространство модуля через центральное отверстие в трубной доске. Нагреваемый пар омывает внутреннюю поверхность труб и корпус модуля. Межмодульное пространство заполнено интенсификаторами для ограничения расхода пара и улучшения теплообмена.

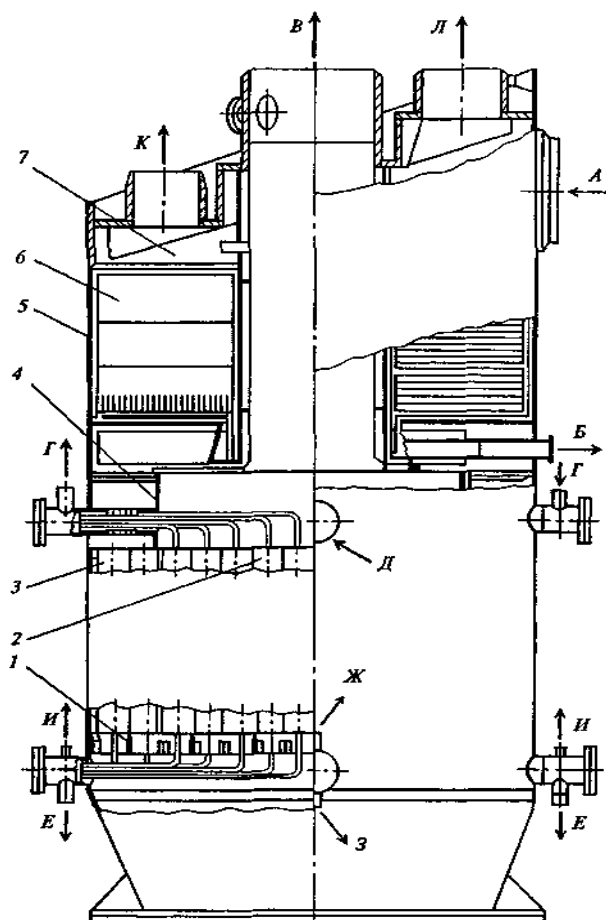


Рис. 4.15. Сепаратор-пароперегреватель СПН-500-1:

1 — опорная решетка модулей; 2 — модули второй ступени перегрева; 3 — модули первой ступени перегрева; 4 — перегородка между модулями первой и второй ступени перегрева; 5 — корпус; 6 — блоки сепарационные; 7 — разделительная камера;

A — вход влажного пара; *B* — отвод сепарата после сепарационной части; *B* — выход перегретого пара; *Г* — подвод греющего пара к модулям второй ступени; *Д* — подвод греющего пара к модулям первой ступени; *Е* — отвод конденсата греющего пара из модулей второй ступени; *Ж* — отвод неконденсирующихся газов из модулей первой ступени; *З* — отвод конденсата греющего пара из модулей первой ступени; *И* — отвод неконденсирующихся газов из модулей второй ступени; *К* — к предохранительным клапанам; *Л* — к отбору.