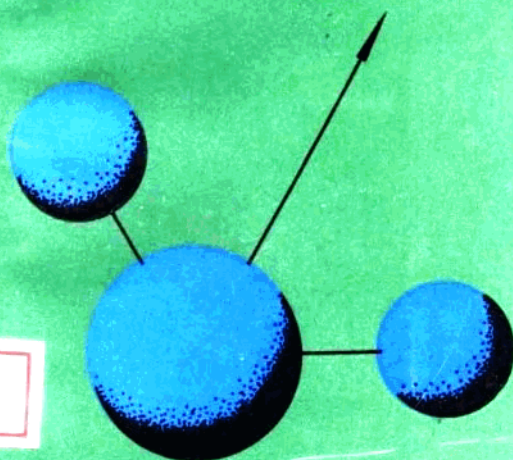


〔苏〕

Т.Х.玛尔古洛娃

О.И.玛尔登诺娃

火电站和核电站 的水工况



原子能出版社

序 言

本书乃是编写“火电站和核电站的水工况”课程的教科书的初次尝试。该课程在“水处理”课程之后讲授。因此，本教科书中不阐述基本的离子交换和水处理装置的设备，而只是简要地给出火电站和核电站水质的基本指标。

由于已有“火电站和核电站的化学控制”专业课和这方面的教科书，所以这些问题也不在此探讨，虽然这些问题与组织水工况和保持水工况有着紧密的联系。

在组织水工况时，腐蚀过程有着重要的意义。苏联腐蚀科学和技术的成就与 Г.В.阿基莫夫、Н.П.托马少夫、Н.М.考劳德立金、Л.А.阿考立金、В.В.格拉克莫夫、А.П.马梅特等人的工作联系在一起。他们在金属腐蚀方面的成就在其讲课中及专题论文中得到了反映。本教科书在一定程度上采用了这些资料，但对结构材料的腐蚀只作简要的阐述，而且也只是从它对腐蚀产物往水、汽水混合物和蒸汽中转移的影响的观点以及为了减少加热表面上的沉积物而对水工况提出某些要求的观点进行阐述。

本教科书不仅反映了本书作者的工作成果，也反映了火电和核动力科研机构以及一些高等院校教研组的许多专家们的工作成果，同时也包括了大型动力系统最近的实际成就。

虽然核动力有其一系列的独特的特殊性，但是，采用核燃料和有机燃料的发电站的水工况仍有一些共同的问题。因此，在本书的所有章节中对这两类发电站的水工况问题都作了阐述，并根据需要探讨了火电站或核电站的特殊要求。

书中增加了一章（第 18 章），这章包括基本的、必要的物理化学知识。

编写此书时作者之间是这样分工的：概论、第 1 章、§3.4—3.7、第 4 章（§4.3 除外）、第 5 章—第 17 章（§16.2 除外）由 T.X. 玛尔古洛娃撰写；第 2 章和 §3.1—3.3 由 T.X. 玛尔古洛娃和 O.И. 玛尔登诺娃撰写；§4.3 和 16.2 由 O.И. 玛尔登诺娃撰写；第 18 章由 O.И. 玛尔登诺娃和 Ю.И. 特明克撰写。

在每章的末尾都列出了参考文献，研究这些文献将有助于更好地消化本书中的内容。

作者

概 论

苏共党纲中指出：电气化乃是共产主义社会经济建设的中心支柱，它在国民经济所有领域的发展中、在实现全面现代化技术进步中起着主导作用*。在苏共十五大、十六大以及苏共中央十一月（1979年）全会的决议中也指出了电力的主导作用，并着重指出全面增长核动力的意义。

在苏联，主要的电力（~85%）来自热能发电站，其中包括愈来愈多的部分来自核电站。

电力的增长不仅靠增加新的装机容量，而且与已有设备的可靠性和运行连续性有关。现在火电站和热电站基本上都在高参数和超高参数下运行，火电站和热电站的单个机组容量在增大，整个电站的功率也在增大。所有这些都提高了对电站主要设备运行的经济性和可靠性的要求。

实际上，水蒸气乃是火电站、热电站和核电站唯一的工质**。水和水蒸气乃是火电站、热电站和核电站的水和水-蒸汽管路中的载热剂，也是核电站反应堆的主要冷却剂***。在此情况下，保证电站所有部分的可靠的水工况具有特别重要的意义。

水工况影响运行的经济性。因为在省煤器中存在沉积物就会

-
- 苏联共产党纲——政治出版社（莫斯科），1964年，第69页。
 - 在燃气轮机火电站和气冷单回路核电站中，工质是气体，但是燃气轮机核电站还没有建成，而燃气轮机火电站也不太普及。
 - 过去，以二氧化碳气体 CO_2 作冷却剂的气冷反应堆较为普及，现在，这类反应堆已不再建造了，采用其它气体（氢和氢-二氧化碳混合物，溶解气体）作为冷却剂的反应堆还处于研究阶段。

导致排出气体温度的增高，从而降低锅炉的效率。在汽轮机中存在沉积物就会降低汽轮机的经济性等等。但是，更为重要得多的乃是水工况对设备运行可靠性的影响。水工况的破坏能够导致设备事故停车或寿命过短，或者使得设备不能充分被利用。所有这些情况，就使得火电站的主要经济指标之一——**装机功率利用小时数**下降。随着大功率机组的投入运行，这个经济指标具有特别重要的意义，因为较大功率机组的停止运行或由于水工况的条件强制机组在降低参数或在降低功率的条件下运行会导致电能生产的明显下降。

水工况的问题对于核动力堆的运行可靠性比起锅炉来具有更大的意义，因为总的来说单堆功率很高，而且反应堆的热负荷都超过炉膛水冷壁负荷。

不管是核电站还是有机燃料的火电站，其传热表面运行的可靠性不仅与水工况有关，而且与安排热交换过程有关，安排热交换过程与水力学又有直接的联系。因此，传热表面的水工况应该与热交换条件及水力学紧密地结合起来进行研究。

这种唯一正确的结论是由 M.A. 斯特里可维奇院士及他的学生们（其中也包括本书的作者）用他们的工作成果证实了的，并且已被引入到热能动力学中。

水工况问题通常与蒸汽发生系统和汽轮机有关，一般很少对火电站其余部分的水工况进行探讨。但是，提高对火电站主要装置中水和蒸汽的纯度要求又与电站所有部分的水工况密切相关。随着这些要求的不断提高，以及对汽水循环中补给水质要求的提高，电站其余部分的影响也就显示出来了。因此，水工况问题应作为涉及电站热力系统所有部分的一个问题来考虑，甚至要针对整个电站进行探讨。

水和水-蒸汽管路中的物理-化学过程（结构材料的腐蚀；由外面被带入系统中的自然杂质性质的改变；水和饱和水蒸气之间

自然杂质和腐蚀产物的分配；在管路表面固态化学物的剥落，因调节水工况而加入的各种添加剂与自然杂质和腐蚀产物的相互作用，等等）是在加热单相介质、蒸汽生成、蒸发和凝结、凝汽器中吸进冷却水、从管路中排出一部分水并补充这部分水等条件下发生的，即在进行一定的热物理过程条件下发生的，因此，必须始终注意到热物理参数之间的紧密联系及它们对物理-化学过程进展的影响。

热物理过程和物理-化学过程是在由不同结构材料制造的单个装置内部进行的，因此，在装置的热工结构、结构材料和水工况之间存在着紧密的联系。这就决定了必须采用综合的、而不是分隔的办法来解决水工况的问题，换句话说，应该同时研究热力系统图和水工况图并使之最佳化。

现在的火电站和核电站都采用优质水，即使在这种情况下，一定量的杂质也会进入循环中。特别是腐蚀产物，其中第一位的是各种铁化合物，要认识到，钢是火电站主要的，有时是唯一的结构材料。对于钢的腐蚀产物来说，合理的水工况应能有助于在蒸汽发生系统的入口处减少铁的浓度，并使得铁化合物在热交换表面上均匀分布，这样就能使铁化合物的厚度最小，这一点对于最高热负荷区尤为重要。此外，这些沉积物的导热性也具有很大的意义，其理由可由确定管子金属温度的方程式得出。

$$t_{\text{管}}^{\text{壁}} = t_{\text{介质}} + q(1/\alpha_2 + \delta_{\text{沉积物}}^{\text{管}}/\lambda_{\text{沉积物}}^{\text{管}})$$

在这个方程式中，可用各种水工况得到较小的内部沉积物厚度 $\delta_{\text{沉积物}}^{\text{管}}$ 及尽可能高的热导率 $\lambda_{\text{沉积物}}^{\text{管}}$ ，即得到最小的 $\delta_{\text{沉积物}}^{\text{管}}/\lambda_{\text{沉积物}}^{\text{管}}$ 值。在运行过程中，主要由于 $\delta_{\text{沉积物}}^{\text{管}}$ 的增长使得原来很小的 $\delta_{\text{沉积物}}^{\text{管}}/\lambda_{\text{沉积物}}^{\text{管}}$ 项逐渐增大。为了不使金属过热及管子事故破裂，对蒸汽发生系统要经常进行运行化学清洗（对电站的其余系统不常清洗）。由此，两次化学清洗之间蒸汽发生系统运行的持续时间也可以作为水工况最佳化的一个指标。沉积物中可能有水的自然杂质，这些

杂质为硅酸物、钙化物，也有镁化物。防止产生这些沉积物是组织水工况最佳化的最重要的任务。

此外，还必须最大限度地减少带进蒸汽汽轮机中的杂质，因为杂质在汽轮机中造成的经济损失要比在电站的任何其它部分中高很多倍。

目 录

序言	1
概论	1
第 1 章 现代动力机组的热力系统图	1
§ 1.1 凝汽式火电站(国家区域电站)和热电站的热力系统图	1
§ 1.2 核电站的热力系统图	9
第 2 章 火电站和核电站水介质的物理-化学特性	14
§ 2.1 火电站和核电站水质的主要指标	14
§ 2.2 水中自然杂质的溶解度	19
§ 2.3 结构材料腐蚀产物在水中的溶解度以及它们的形式	22
§ 2.4 杂质在过热蒸汽中的溶解度	31
§ 2.5 沸水和由它产生的饱和蒸汽之间的杂质分配	35
第 3 章 汽水系统中的腐蚀过程	40
§ 3.1 腐蚀损伤的一般情况及分类	40
§ 3.2 钢在过热蒸汽中的腐蚀	44
§ 3.3 珠光体钢的电化学腐蚀原理	45
§ 3.4 内部和外部因素对腐蚀过程的影响	48
§ 3.5 奥氏体不锈钢的应力腐蚀	53
§ 3.6 黄铜的腐蚀	55
§ 3.7 铝合金和铝合金的腐蚀	57
第 4 章 火电站和核电站热力系统中凝结水的净化	62
§ 4.1 对汽轮机凝结水进行除盐的论据	62
§ 4.2 降低冷却水吸入量的结构上的措施	71
§ 4.3 汽轮机凝结水净化的工艺流程图	74
§ 4.4 火电站超临界参数机组和单回路核电站凝结水净化的最佳化	86
第 5 章 火电站和热电站汽包锅炉的排污、分级蒸发和饱和蒸汽的洗涤	97
§ 5.1 火电站和热电站汽包锅炉的排污	97

§ 5.2	分级蒸发	106
§ 5.3	用给水洗涤饱和蒸汽	112
§ 5.4	变化的水工况	115
第 6 章	分离装置和蒸汽洗涤装置	118
§ 6.1	分离装置的用途	118
§ 6.2	分离装置	120
§ 6.3	饱和蒸汽汽轮机高低压缸之间的分离-过热装置	134
§ 6.4	洗涤装置	137
§ 6.5	蒸汽生成装置汽包中的实际水位	140
第 7 章	残渣及水垢的生成和用于校正汽包锅炉水工况的试剂	144
§ 7.1	蒸汽生成回路中残渣及水垢的生成	144
§ 7.2	在汽包锅炉蒸汽生成系统内防止钙质水垢的生成	146
§ 7.3	腐蚀产物的沉积及汽包锅炉加热面上复杂水垢的生成	150
§ 7.4	高压汽包锅炉氨羧络合剂水工况的原理	152
§ 7.5	校正高压汽包锅炉水工况的其它试剂的可用性	156
第 8 章	凝结水、给水和补充水的除气	160
§ 8.1	基本状况	160
§ 8.2	凝汽器内和低压回热加热器内的除气	162
§ 8.3	除气装置和高压加热器壳体内除气	165
第 9 章	凝结水给水系统水工况	172
§ 9.1	汽轮机凝结水和给水水质	172
§ 9.2	凝结水给水系统的中性水工况	178
§ 9.3	从凝结水给水系统中和抽汽凝结水中除去腐蚀产物	183
第 10 章	超临界参数直流锅炉水工况	189
§ 10.1	超临界参数锅炉的热力特点和它们对水工况的要求	189
§ 10.2	超临界参数机组的联胺-氨水工况	192
§ 10.3	超临界参数机组的络合剂水工况	195
§ 10.4	中性水工况	201
第 11 章	汽包锅炉水工况	212

§ 11.1	中压汽包锅炉水工况	212
§ 11.2	高压汽包锅炉水工况	216
第 12 章	核电站蒸汽发生器水工况	225
§ 12.1	水工况与蒸汽发生器的材料及结构的关系	225
§ 12.2	水冷却剂核电站的蒸汽发生器的水工况	233
第 13 章	单回路核电站反应堆水工况	244
§ 13.1	单回路核电站反应堆水工况的要求及其指标的确定	244
§ 13.2	辐照分解在单回路核电站水工况中的意义	252
§ 13.3	反应堆水的净化系统	260
§ 13.4	变工况下反应堆水中杂质的行为	264
第 14 章	BBΘP 型压水堆水工况	266
§ 14.1	BBΘP 型压水堆的特点	266
§ 14.2	BBΘP 型反应堆水工况的要求及其指标的确定	267
§ 14.3	BBΘP 反应堆水的净化	270
第 15 章	汽轮机的水化学工况	275
§ 15.1	汽轮机循环部分中杂质的沉积	275
§ 15.2	水工况特点对超临界参数汽轮机运行的经济性和可靠性的影响	280
§ 15.3	饱和蒸汽轮机的水化学工况	288
§ 15.4	单回路核电站饱和蒸汽轮机的水化学工况分析	291
第 16 章	蒸发器、蒸汽转换器、热网、凝汽器及汽化装置的水工况	298
§ 16.1	蒸发器和蒸汽转换器的水工况	298
§ 16.2	热网的水工况	301
§ 16.3	汽轮机凝汽器的水工况	306
§ 16.4	汽化装置的水工况	308
第 17 章	热力设备的化学清洗及核电站设备的放射性去污	313
§ 17.1	化学清洗的用途及药剂的选择	313
§ 17.2	羧胺络合剂与有机酸的混合液在化学清洗中的应用	319

§ 17.3	羧胺络合剂单一溶液在运行清洗中的应用.....	321
§ 17.4	羧胺络合剂在火电站汽包式锅炉和核电站蒸汽发生器 的在线化学清洗中的应用.....	323
§ 17.5	过氧化氢溶液在化学清洗中的应用.....	329
§ 17.6	汽轮机的运行化学清洗.....	331
§ 17.7	凝汽器和热网加热器的运行化学清洗.....	333
§ 17.8	核电站设备的放射性去污.....	336
§ 17.9	热电站和核电站设备的防腐.....	346
第 18 章	稀释水溶液的物理化学原理	348
§ 18.1	水及蒸汽的结构和它们在汽水循环中的热物理性能 的变化.....	348
§ 18.2	冰和水溶液的电解性质.....	354
§ 18.3	气体在水中的溶解度.....	363
§ 18.4	蒸汽弹性小的物质在水和水蒸气中的溶解度.....	378
§ 18.5	无机杂质在饱和蒸汽和水溶液间分配的物理化学原理.....	385

第 1 章

现代动力机组的热力系统图

§1.1 凝汽式火电站（国家区域电站） 和热电站的热力系统图

水工况的过程是在一定的热工条件下进行的。所以**最佳水工况**应保证热力系统所有部分的安全运行，特别是其主要装置——锅炉和汽轮机。不同类型和不同参数的电站的热力系统图是各不相同的。下面将给出最新类型的热力系统图。这些热力系统图采用的水工况经过一定的、有时是完全不大的修改就能用于其它的热工条件。

在现阶段，苏联火电的增长主要依靠建造超临界参数(СКП)的火电机组，其功率为300、500、800 兆瓦，最近已达 1200 兆瓦。这样的火电机组都在凝汽式火电站(ТЭС)上运行。按照老习惯，这样的 ТЭС 常被称为 ГРЭС*，这样大功率的火电站有能力保证大工业区的供电。国家区域电站超临界参数机组的热力系统图如图 1.1 所示。采用直流锅炉。给水先进入省煤器(БЭ)，然后再进入水冷壁传热面——下部辐射部分(НРЧ)；中部辐射部分(СРЧ)以及上部辐射部分的第一段(БРЧ-1)和第二段(БРЧ-2)。接着设置了称为装入式的阀门(ЭЗ)，之后是屏障式蒸汽过热器(ШПП)和对流式蒸汽过热器(КПП)

• 国家区域电站。

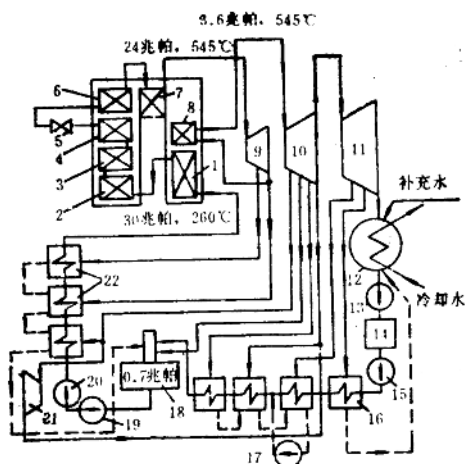


图 1.1 超临界参数国家区域电站动力装置的热力系统图

1——省煤器；2——下部辐射部分；3——中部辐射部分；4——上部辐射部分；5——装入式阀门；6——屏障式蒸汽过热器；7——对流式蒸汽过热器；8——中间蒸汽过热器；9——汽轮机高压缸；10——汽轮机中压缸；11——汽轮机低压缸；12——汽轮机凝汽器；13——凝结水一级升压泵；14——机组除盐装置；15——凝结水二级升压泵；16——低压加热器；17——排水泵；18——除气器；19——升压泵；20——给水泵；21——给水泵的蒸汽透平传动装置；22——高压回热加热器；

——基本流；

----加热蒸汽的凝结水。

的传热面。然后蒸汽进入汽轮机的高压缸（ЛБД）。

在超临界参数直流式锅炉的管路中，介质的温度显著提高——从 260°C 升到 545°C ，而压力从 30.0 兆帕降到 24 兆帕，用以克服管路的阻力。在超临界参数直流式锅炉中，介质在整个管路中都处于单相状态。在通过高压缸时，蒸汽膨胀，其压力降到 3.6 兆帕，温度降到 340°C 。如果这种参数的蒸汽继续膨胀到凝汽器中的真空值时，就会导致汽轮机的最后几级湿度过高，侵蚀加剧，这是不允许的。因此，要把高压缸以后的过热蒸汽再送入锅炉，以便在中间蒸汽过热器（П П П）中将它再加热到 545°C ，接着，蒸汽在中压缸（ЛСД）和低压缸（ЛНД）中膨胀，其结果是蒸汽压力继续下降。在低压缸的最初几级中，过热蒸汽变成饱和蒸汽，然后就成为湿蒸汽。

蒸汽在低压缸中一直膨胀到压力为凝汽器中的真空值（压力 0.0035—0.004 兆帕），蒸汽湿度为 8—10%。然后这种参数的蒸汽进入汽轮机的凝汽器，凝结水一级升压泵（KH-I）从这里汲送汽轮机凝结水通过机组除盐装置（BOY），该装置的作用是吸附凝汽器中因漏入冷却水而带入的杂质。接着，凝结水二级升压泵（KH-II）将凝结水送入回热系统——四个串联的低压加热器（ПНД），然后进入除气器。

所有的低压加热器都用汽轮机的抽汽加热。因为每一个后一级的低压加热器的加热蒸汽（汽轮机相应级的抽汽）参数比前一级低压加热器加热蒸汽的参数高，所以加热蒸汽的凝结水（经常称为低压加热器的排水）可以逐级汇合，即后一级低压加热器的凝结水可以流往前一级低压加热器的水腔内。就这样这些凝结水最后都可汇集到凝汽器中。但是这会造成一定的热损失。因此，只是第一级（按低压加热器中水的流向）排水流往凝汽器的水腔内，而第二级（按低压加热器中水的流向）排水——低压加热器第二级到第四级的总的排水——由水槽泵（CH）或又称之为排

水泵 (ДН) 打入凝结水管道。凝结水管路在 2.0 兆帕 (凝结水二级升压泵以后) 到 0.7 兆帕 (除气器中) 压力下工作。低压加热器管路中的温度从 26—28°C (凝汽器以后) 增加到 164°C (除气器以后)。

除气器是去除水中氧气和二氧化碳气体的一种混合加热器, 从除气器出来的给水经过升压泵 (БН)、接着再经过给水泵 (ПН) 进入高压回热加热器 (ПВД)。加压机——低转速, 给水泵——高转速。由于给水泵建立的压头很可观——大于 30.0 兆帕, 所以给水泵用蒸汽拖动, 当功率很大时采用蒸汽透平被证明是正确的, 其余的所有泵都用电力拖动。

在高压加热器管路中, 水温从 164°C 升高到水省煤器前的 260°C。所有的高压加热器都由汽轮机的抽气加热, 蒸汽的温度和压力按高压加热器的顺序逐步增加。这样就可以像低压加热器一样, 将高压加热器的排水逐级汇合, 并将总的排水送入除气器。

甚至在直流式锅炉的汽水循环中, 即没有排污的情况下, 凝结水也有损失, 其损失一般约为 0.3%, 并用向凝汽器的蒸汽空间补充化学除盐来补偿。这样, 就要保证将这部分水加热到汽轮机凝结水的温度, 并使这部分水与汽轮机的主凝结水一起在凝汽器的范围以内除气。

从图 1.1 可以看出, 对现代超临界参数火电机组来说, 系统中已有 100% 的凝结水净化。由于设置了两台凝结水泵——一级升压泵和二级升压泵, 所以允许对凝结水净化过滤器的壳体按一级升压泵建立的低压进行计算。凝结水管路中的主要压头靠二级升压泵建立。

在图 1.1 上未示出热力系统图的一些次要部分, 但从水工况的观点来看, 这些次要部分仍是有意义的。例如, 从所有低压加热器和高压加热器的蒸汽空间排出的空气混合物逐级汇合, 最

后排入凝汽器的蒸汽空间，再由蒸汽喷射泵将其从凝汽器中排出。这些喷射泵的主要作用就是将进入凝汽器蒸汽空间的空气排掉，因为凝汽器中要保持较高的负压，即要在凝汽器蒸汽空间和大气之间建立一定的压差。

在图 1.1 上没有示出利用喷射泵乏汽作为热源的凝结水加热器，也没有示出有时不属于回热加热器的排水冷却器以及一系列的其它设备。

从图 1.1 的例子可看出，电站的系统图是封闭的，这一点与水工况的要求有关。因为在汽轮机中做完功、并在凝汽器中凝结的蒸汽具有很高的纯度——一公斤凝结水中只含有几十微克杂质，即一吨凝结水中几十毫克杂质。如果电站的系统图是开式的，即将凝结水排空，再用化学净化水注入系统，则显然是不合理的。因此，封闭系统以及仅用化学净化水来补偿系统的损失是现代电站必然要遵守的一条原则。只有对于采用背压汽轮机的厂用动力装置，其蒸汽才可能全部地、不返回地被用于工艺需要，这时就必须按锅炉的额定生产率设计一套水制备装置。

对水工况进程具有巨大影响的乃是蒸汽的初始参数（温度、压力）和锅炉范围内的热负荷值，这些值越高，则对水工况的要求也越高。热负荷值与被烧燃料的品种有关。重油的热负荷值特别大。

图 1.1 热力系统图范围内的**水工况流程图**的进一步发展是与减少水中结构材料的腐蚀产物含量这一任务相联系的。从图 1.1 可看出，比较合理的流程是让低压加热器的总的排水得到净化。为此，在水槽泵以后应该安装过滤器，以便从水中去除腐蚀产物。但是，这种处理方法目前还没有实现。其困难在于这些排水温度已被提高（85—95°C），微孔阳离子交换剂在这些排水中将失去热稳定性。现在正加紧寻找能解决这一难题的各种吸收剂（见 § 9.3）。

在苏联火电站中，除了超临界参数动力装置以外，还有大量的次临界参数（ДКП）动力装置在运行，而且目前还继续生产这样的装置，当然其生产规模是相当小的。这些动力装置都用多倍率循环，一般是自然循环的汽包型锅炉。次临界参数装置中的多倍率循环和超临界参数装置管路中介质的一次通过决定了这些锅炉在水工况方面的重要差别：在超临界参数装置中，从锅炉范围内的载热剂中去除杂质只能依靠在加热表面上形成沉积物，而在次临界参数装置中，从锅炉中去除杂质在很大程度上依靠排污。

图1.2是次临界参数动力装置的热力系统图。锅炉是汽包型的。给水先进入水省煤器，然后进入锅炉汽包。水从汽包流入水冷壁系统的下部联箱，而汽水混合物从上部联箱进入汽包。从汽水混合物中分离出来的饱和蒸汽在汽包的蒸汽空间中经干燥后进入对流式蒸汽过热器，然后过热蒸汽进入汽轮机的高压缸。如果汽包内的压力是 15.5 兆帕，那么，与超临界参数（见上述）一样，蒸汽从高压缸出来后进入中间蒸汽过热器进行再过热。然后，蒸汽在中压缸和低压缸中膨胀并进入汽轮机凝汽器。凝结水泵使凝结水通过低压加热器系统后进入除气器。

最后一个低压加热器的加热蒸汽的凝结水进入凝汽器的水空间，其余低压加热器的加热蒸汽的凝结水逐级汇集到倒数第二个低压加热器中，再由水槽泵将其打入主凝结水的管路中去。

因为锅炉是汽包型的，所以就有可能往汽包中添加校正化学药剂，并可进行排污以清除杂质，因此，一般都不设置凝结水净化装置。在这种情况下，凝结水泵都是一级升压的。当然，最好还是采用有凝结水净化的系统图，但是，由于缺乏离子交换树脂，所以暂时还难于解决。还应该指出，首先当汽包压力为 15.5 兆帕

• 如果汽包内的压力等于 11.0 兆帕，则不要求再过热。