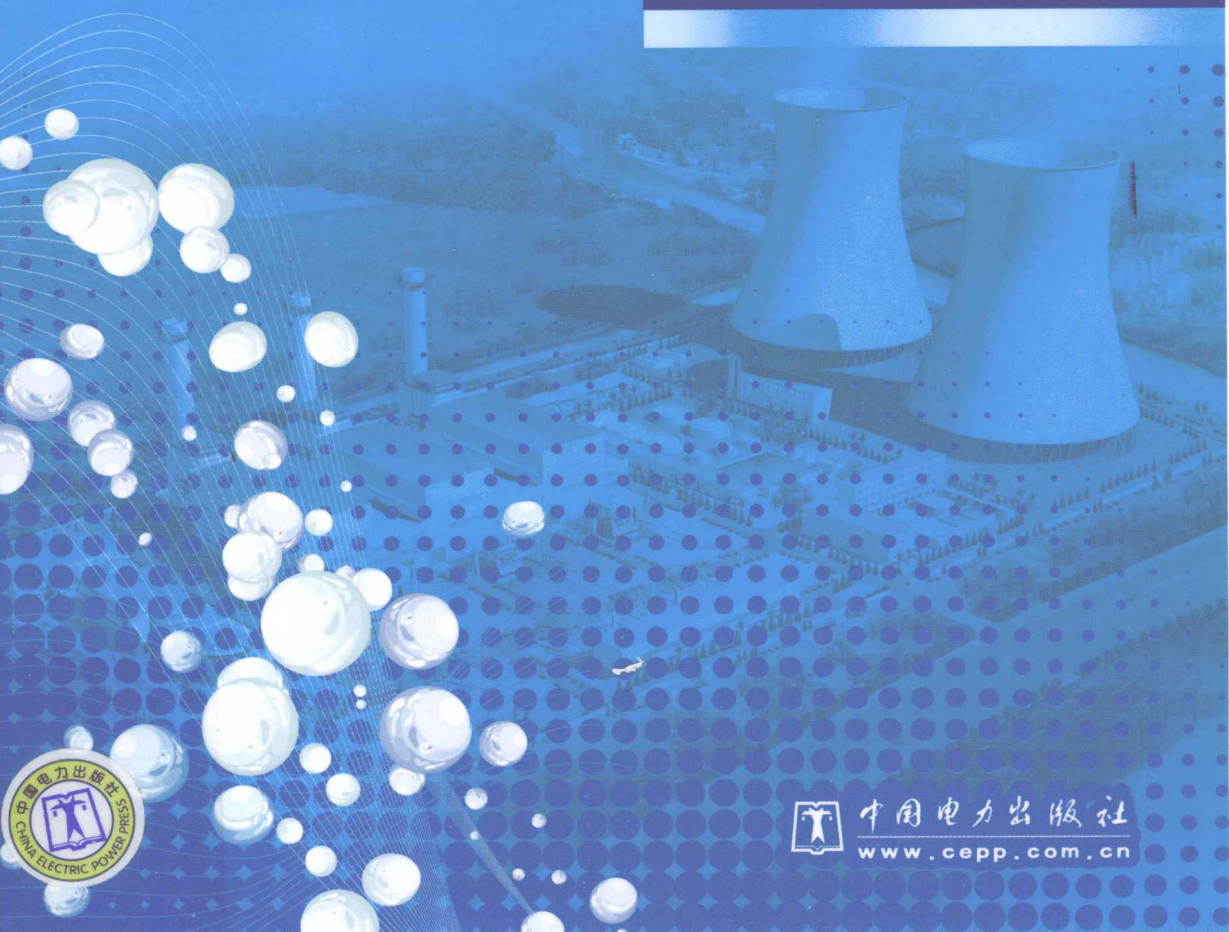


RELI FADIANCHANG NINGJIESHUI CHULI

热力发电厂 凝结水 处理

韩隶传 汪德良 编著



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

RELI FADIANCHANG NINGJIESHUI CHULI

热力发电厂 凝结水处理

韩隶传 汪德良 编著



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

内 容 提 要

本书以火力发电厂凝结水处理系统为对象,介绍其工作机理和运行、调试技术。主要内容包括凝结水的前置过滤,除盐和再生的各种工艺,并介绍了混床的调试方法。

本书可供火力发电厂从事凝结水处理工作的技术人员阅读,也可作为电厂化学专业课程教学的参考书。

图书在版编目(CIP)数据

热力发电厂凝结水处理/韩隶传,汪德良编著. —北京:
中国电力出版社, 2010

ISBN 978-7-5123-0186-3

I. ①热… II. ①韩… ②汪… III. ①热电厂—凝结水处理
IV. ①TM621.4

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2010) 第 042036 号

中国电力出版社出版、发行

(北京三里河路 6 号 100044 <http://www.cepp.com.cn>)

北京市同江印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2010 年 6 月第一版 2010 年 6 月北京第一次印刷

710 毫米×980 毫米 16 开本 16.75 印张 261 千字

印数 0001—3000 册 定价 30.00 元

敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失

本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版 权 专 有 翻 印 必 究

前言

火力发电厂凝结水处理

44

随着我国电力工业的迅猛发展，火电机组朝着高效、节能、环保的超临界、超超临界机组和节水型空冷机组方向发展。这些大容量、高参数机组对水汽品质提出了更加严格的要求，凝结水处理是保证水汽品质和机组安全经济运行的重要措施。

在我国，所有直流锅炉、大部分 300 MW 以上汽包锅炉以及核发电机组，均配备凝结水处理系统。确保机组水汽品质，对提高机组运行的经济性、缩短启动时间、延长两次酸洗间隔时间等都具有良好的效果。十多年来，我国从国外引进了各种凝结水处理工艺和设备，通过试验研究和消化吸收，我国的凝结水处理技术得到了长足的进步；多种凝结水处理系统在实际工程中的运用，为我国凝结水处理积累了丰富的经验。掌握凝结水处理的机理和技术，对凝结水处理系统及设备的设计及正常运行具有重要的意义。为了适应大容量、高参数机组的需要，以火力发电厂的凝结水处理系统为对象，编写了本书。本书主要内容包括凝结水处理的目的是，前置过滤处理，除盐工艺，再生工艺、凝结水处理用树脂和混床的调试等。本书既可供火力发电厂从事水处理工作的技术人员阅读，也可供电厂化学专业教学参考。

在本书编写过程中，引用了国内外专家的一些资料、观点和数据，借此机会，向有关的作、译者表示衷心的感谢，如有疏漏，谨请谅解。另外，在编写本书过程中，得到了李荣荣、朱兴宝、丁桓如等专家的大力协助，也向他们表示深切的谢意。

限于作者的水平，书中疏漏之处，敬请广大读者批评指正。

编者

2009 年 8 月

前言

第一章 凝结水处理概述	1
第一节 凝结水的污染	1
第二节 凝结水处理的目的	8
第三节 凝结水处理的重要性	15
第四节 凝结水处理前后的水质	22
参考文献	28
第二章 凝结水前置处理	29
第一节 凝结水前置处理的必要性	29
第二节 凝结水前置处理的特点	32
第三节 管式过滤器	33
第四节 粉末树脂覆盖过滤器	41
参考文献	51
第三章 凝结水除盐工艺	52
第一节 凝结水除盐的特点	52
第二节 凝结水处理系统	55
第三节 氢型混床	64
第四节 铵型混床	90
第五节 前置氢离子交换器加混床	107
第六节 阳层混床	112
第七节 单床串联系统	116
第八节 三室床	131

第九节 双流混床	135
参考文献	137
第四章 再生工艺	138
第一节 体内再生方式	138
第二节 体外再生方式	143
第三节 混床再生过程	172
参考文献	197
第五章 凝结水处理用离子交换树脂	198
第一节 混床用树脂的性能要求	198
第二节 混床阳、阴树脂的比例	223
第三节 单床树脂的性能	228
参考文献	229
第六章 凝结水处理混床调试	230
第一节 设备及系统	230
第二节 调试前的准备	232
第三节 新机组启动时混床的投运	238
第四节 混床的启动调试	239
第五节 混床再生参数的选择	245
第六节 再生操作	252
第七节 混床的运行调试	261
参考文献	262

第一章

凝结水处理概述

44

第一节 凝结水的污染

一、凝结水中杂质的来源

火力发电厂的凝结水包括汽轮机凝结水、疏水和生产返回水三种。本书所说的凝结水，是指从汽轮机凝汽器送出的凝结水，除汽轮机凝结水外，其组成还包括送入凝汽器的各种水，如锅炉补给水、部分疏水等。凝结水本身已经是纯度很高的水，对它进行进一步的处理，必须采用专门的处理方法。换言之，凝结水处理是对纯净的水进一步纯化的过程。疏水和生产返回水中含有更多的杂质，如腐蚀产物、油或用户生产流程中带入的各种杂质，因此，其处理方法与凝结水处理不同。

随着火力发电厂参数、容量的提高，以及直流锅炉的应用，对锅炉给水的品质提出了越来越高的要求。由于各种杂质进入凝结水造成了污染，使得凝结水的品质难以达到锅炉给水的要求，为此，必须对凝结水进行处理。

对高参数、大容量的火力发电机组来说，凝结水的污染源于下列途径。

1. 凝汽器漏入的冷却水

凝汽器的泄漏可使冷却水中的悬浮物和盐类进入凝结水中。泄漏可分为两种情况：较大的泄漏和轻微的泄漏。较大的泄漏多见于凝汽器管发生应力破裂、腐蚀穿孔或因管子与隔板摩擦而形成的穿孔等，此时，大量冷却水进入凝结水中，凝结水水质严重恶化。轻微的泄漏多因凝汽器管轻度腐蚀或管子与管板连接处不严密，使冷却水渗入凝结水中。即使凝汽器的制造和安装质量较好，但在机组长期运行过程中，由于负荷和工况的变动，引起凝汽器的振动，也会使管子与管板连接处的严密性降低，造成轻微的泄漏。当用淡水作冷却水时，凝汽器的允许泄漏率一般应小于 0.02%。严

密性较好的凝汽器，泄漏率可小于此限值，甚至达到 0.005%。凝汽器泄漏往往是电厂热力设备结垢、腐蚀的重要原因。凝结水的含盐量与冷却水含盐量及凝汽器泄漏率的关系如图 1-1 所示（适用于冷却水为淡水或苦咸水）。

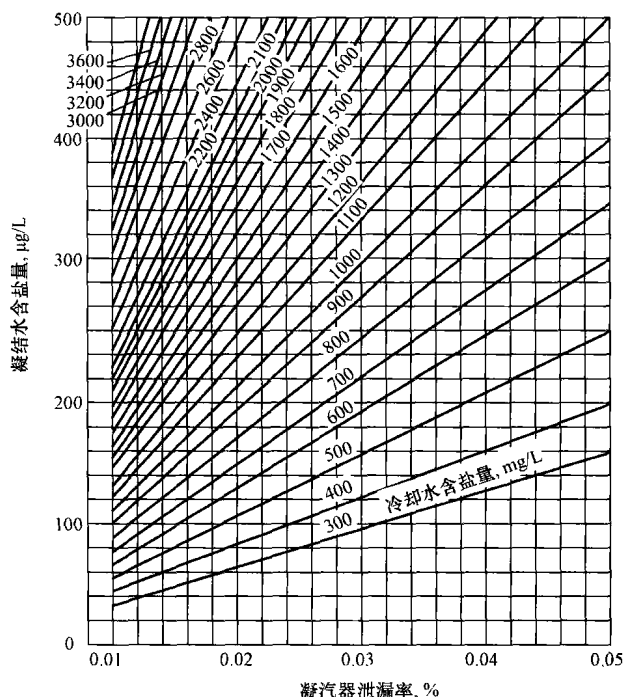


图 1-1 凝结水含盐量与冷却水含盐量及凝汽器泄漏率的关系

近年来，为了减少淡水的消耗量，普遍提高了循环冷却水的浓缩倍率，有的电厂甚至使用经过处理的城市污水作为冷却水，这就大大增加了冷却水中的杂质含量和含盐量，对凝汽器的泄漏率也提出了更高的要求。

当用海水作为冷却水时，要求泄漏率小于 0.0004%。

在设计凝结水处理装置时，应根据冷却水水质来考虑凝汽器的最大允许泄漏率。以某电厂的设计方案为例，冷却水为海水，当凝汽器的泄漏率为 0.0004% 时，漏入的冷却水量为 200L/h，在出力为 900t/h 时，其凝结水处理设备可保证出水水质合格，此时要求 8h 再生一次树脂。该设计方案还考虑到当泄漏率为 0.002% 时，漏入的冷却水量为 1000L/h 时，用一台刚再生

好的混床和供一台混床使用的再生备用树脂，可在最大出力下工作 2h，从而为按程序停机提供了有利条件。

随着机组容量的增大，凝汽器内管子数量的增多，泄漏的几率也随之增大。虽然某些电厂采用了价格比较昂贵的钛管，减少了凝汽器管泄漏的水量和次数，但是，近年来使用钛管凝汽器的电厂同样也发生了一些凝汽器管泄漏的事故。因此，即使采用了钛管凝汽器，仍然不能完全防止凝汽器的泄漏，同样需要设置凝结水处理设备。

漏入凝结水中的冷却水不仅带入了溶解的盐类，而且冷却水中的悬浮物、有机物等也随着同时进入。冷却水中的悬浮物主要有灰尘、黏土等硅化合物，用常规的测定方法难以定量检测到 $\mu\text{g/L}$ 级，因此，容易被人们忽视。

冷却水中的溶解盐类漏入凝结水后，直接进入给水，影响炉水水质。漏入凝结水中盐类的数量，取决于冷却水的含盐量、凝汽器的漏泄率以及当时的汽轮机负荷——凝结水流量。溶解盐类的污染是凝结水中主要的污染。

2. 热力系统中产生的腐蚀产物

因为整个热力系统都是由钢铁制成的，虽然对各个系统都采取了多种防腐措施，但是，轻微的腐蚀仍然是无法避免的，因此，在给水中仍然含有微克/升级的腐蚀产物。为了防止腐蚀，凝结水和给水系统一般都采用碱性运行方式，即向凝结水或给水中加入氨，保持水的 pH 值为 9.0~9.6，在此情况下，大部分铁、铜都以金属氧化物的形态存在于水中。

热力系统的疏水中，有时含有大量的腐蚀产物。这些疏水数量虽然不大，但是，它们都是间断地送入凝汽器或除氧器，直接影响凝结水或给水的铁、铜含量，必须采取相应的措施，对它进行专门的处理。

在新机组启动或停、备用机组的启动过程中，大量的腐蚀产物将造成凝结水和给水水质长时间严重不合格，而靠锅炉排污降低热力系统含铁量的效果很差。

在 GB/T 12145—2008《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》中，没有规定凝结水中铁、铜的含量，但是却规定经过氢型混床处理后，凝结水的含铁量不得大于 $8\mu\text{g/L}$ 。此含量是混床出水含盐量（氢电导

率 $\leq 0.2\mu\text{S}/\text{cm}$) 的很多倍。换言之, 从给水带入锅炉的杂质中, 80%以上是腐蚀产物, 并且其中很大一部分将沉积在锅炉受热面上。

在 GB/T 12145—2008《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》中, 对直流锅炉给水的含铁量有着严格的规定 ($\leq 5\sim 10\mu\text{g}/\text{L}$), 如果不设置凝结水处理设备, 则难以达到这一要求。

3. 锅炉补给水带入的盐类

对于大型火力发电厂, 锅炉补给水处理系统大部分都采用一级化学除盐加混床, 其出水已经是很纯净的水, 但是, 不可避免地仍有微克/升级的杂质带入。目前, 大型凝汽式火力发电厂 (单机容量 300~600MW) 大多将锅炉补给水补入凝汽器, 这无疑将增加凝结水的含盐量和 (或) 胶体硅含量。

4. 蒸汽中溶解的盐类

在高温、高压下, 蒸汽对很多盐类有一定的溶解度。其溶解度可以用水相与气相的分配系数表示。各种物质的分配系数与饱和蒸汽压力的关系, 见图 1-2。

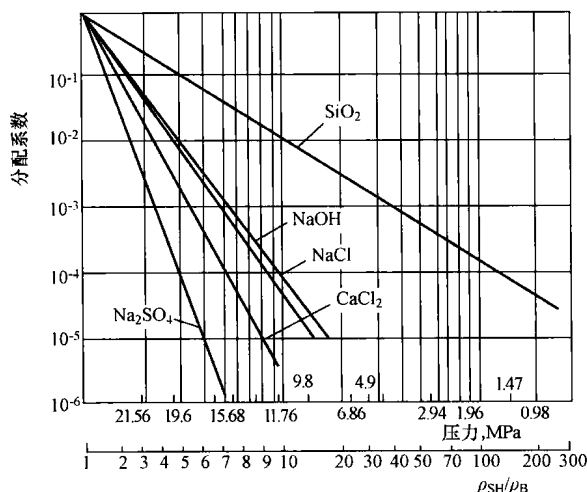


图 1-2 各种物质的分配系数与饱和蒸汽压力的关系

蒸汽中 SiO_2 的含量不仅与蒸汽压力有关, 而且与炉水的 pH 值有直接的关系。目前, 为了减少蒸汽中的含盐量, 对锅炉给水含盐量提出了越来越高

的要求, 在使用纯水情况下, 炉水的 pH 值也随之降低, 这就进一步增大了蒸汽中携带 SiO_2 的百分数。其关系如图 1-3 所示。

虽然蒸汽中溶解的盐类含量很低, 但是在汽轮机中, 随着压力的降低, 盐类在蒸汽中的溶解度也降低, 部分盐类可能沉积在汽轮机的叶片上, 造成汽轮机通流部分结盐, 所以蒸汽带来的盐量也是不能忽视的, 尤其是 SiO_2 。对凝结水处理设备来说, 这些盐类是可以离子交换除去的。

5. 气体漏入凝汽器的真空系统

这里所说的气体, 主要指从凝汽器和管道的真空系统漏入的氧气和二氧化碳。氧气的带入, 将加速给水或凝结水系统的腐蚀。凝结水和给水系统都处于碱性介质下, 存在一定量的氨, 漏入的二氧化碳将与氨发生反应, 生成碳酸氢铵, 从而降低水的 pH 值, 影响热力系统的防腐效果。如果增加水中的氨量, 维持必要的 pH 值, 那么, 凝结水中过高的含氨量将缩短凝结水处理氢型混床的运行周期, 降低运行的经济性。

6. 给水和炉水处理药品所带入的杂质

给水处理是指根据需要向给水中加入氨、联胺或其他物质 (如有机胺等), 这些溶液中都含有一些盐类或有机物。因为热力系统中介质 (水、汽) 的纯度非常高, 微量的杂质都会造成水质的恶化, 产生不利的影响。

炉水处理中, 有时需要向锅内添加磷酸钠、氢氧化钠等无机物, 它们都会使热力系统内的含盐量增加。

二、凝结水中杂质的分类

凝结水 (即凝结水处理设备进口) 中的杂质, 主要有下列四种 (不包括为了提高给水的 pH 值而添加的含量为毫克/升级的氨或其他有机胺等物质):

1. 腐蚀产物

由于热力设备几乎全部是由钢铁制成的, 设备内的介质——水又是可

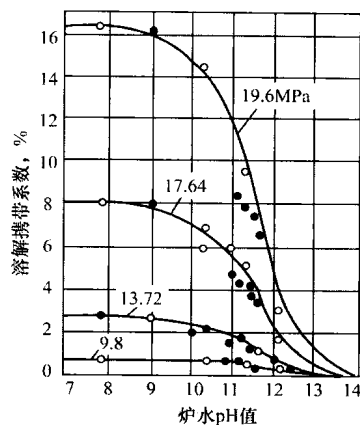


图 1-3 硅酸的溶解携带系数与炉水 pH 值的关系

以电离的，因此，热力设备不可避免地将被腐蚀，生成腐蚀产物。为了防止腐蚀的发生，在锅炉给水和凝结水内都要加入碱性物质，以提高水的 pH 值。由于水呈碱性，被腐蚀产生的这些离子，除了少量以离子状态存在外，大部分以金属氧化物的形式存在于凝结水和给水中。

凝结水中的腐蚀产物已经成为除二氧化硅以外含量最多的杂质，同时，当给水在锅内浓缩时，这些腐蚀产物最容易在锅炉水冷壁管内（向火侧）沉积，对锅炉的安全经济运行有很大的影响，是造成锅炉酸洗的主要原因。

在机组停、备用时，由于金属表面与大气中的氧接触，将产生大量腐蚀产物，并在机组启动时被水流带往锅内，造成长时间的水汽质量不合格，成为锅内腐蚀产物沉积的主要来源和延长机组启动时间的主要因素。

2. 溶解盐类

凝结水中的溶解盐类主要来自凝汽器的泄漏和蒸汽从锅炉内的溶解携带。

由于改善凝汽器的管材——使用钛管或不锈钢管，以及对凝汽器的管板采用涂胶防漏后，凝结水中的溶解盐类含量大为降低，甚至于不经过凝结水除盐，也可以达到给水的水质标准。但是，凝汽器存在微小的渗漏是不可避免的，尤其是经过 10~20 年的运行，凝汽器铜管因腐蚀而渗漏的现象更是普遍存在。漏入热力系统的盐类，如果没有凝结水处理的除盐设备，从水汽系统中排出的出口只有锅炉排污一个，而锅炉排污的效率又是与炉水浓度成正比的，即维持的炉水浓度越高，排出盐类的效率也越高。炉水浓度的提高又受蒸汽质量标准 and 盐类携带系数的制约，不能大幅度增加。为此，使用凝结水处理设备可以大大降低锅炉的排污，同时保持良好的水汽质量。

3. 悬浮物

凝结水中的悬浮物是容易被人们忽视的，因为，凝结水中的悬浮物含量很低，是人们目视无法发现的。再者，目前在电厂内，水中微克/升级的悬浮物也无法进行检测。

冷却水中的悬浮物，随冷却水经过凝汽器漏入凝结水内，其组分主要是硅酸盐化合物。进入凝结水后，随着水温的升高，悬浮物逐渐溶解成为“溶硅”（也称为“活性硅”），这就是某些电厂出现的“胶体硅”现象的原

因之一，这也是不可忽视的。

4. 有机物

有机物是另一个被人们忽视的问题。天然水使用的 COD、BOD 测定方法，对于凝结水中，微克/升级含量的有机物是无法测量的。测量微克/升级 TOC（总有机碳）的仪器，设备复杂、价格昂贵，电厂一般是不设置的。

有机物进入锅炉内部，在高温下分解为低分子有机酸，将对热力设备造成腐蚀。

三、凝结水中杂质的粒径

漏入凝结水中的各种杂质，按其颗粒的大小，可以分为离子态、分子态、胶体状态和固体态四种。

1. 离子态

水中存在的各种无机离子，大部分是由能够溶解于水的盐类解离而成的，可以用离子交换的方法去除。

2. 分子态

水中分子态的杂质主要指高分子的有机物，包括漏入的冷却水带入的有机物和为了防腐而添加的有机胺——如吗啉等。一些无机的弱酸—弱碱盐和未解离的氨等，在水中也以分子状态存在。

3. 胶体物质

凝结水中的胶体物，除了冷却水带来的一些胶体外，凝结水中的腐蚀产物——如氢氧化铁、氢氧化铝等，都具有一定的胶体性质。对这些物质，不能使用凝聚的方法使它们脱稳，而只能使用离子交换树脂吸附的方法去除。

4. 固体颗粒

凝结水中的固体颗粒是很少的，一般用肉眼或常用仪器无法观察到，但是，它们确实存在于凝结水中。例如，随冷却水漏入的硅化合物，在水温逐渐升高时，它们将从非活性硅转变为活性硅，因此，在热力系统中出现的从凝结水到除氧器，再到锅炉的省煤器，直至进入锅炉前，水的含硅量逐渐上升，这被人们认为出现了“胶体硅”问题。

硅化合物进入凝结水的另外一个途径是锅炉补给水处理过程中，有少量的泥砂或澄清池内的矾花，在离子交换器内积聚，被水流带出，随补给

水进入凝结水。

铁、铜的氧化物在凝结水中，由于是处于碱性状态，因此，大部分都以固体颗粒状态存在于凝结水中。

凝结水中的固体颗粒，由于含量低、水量大，一般可以用覆盖过滤器、管式过滤器、粉末树脂过滤器去除。也可以使用前置氢离子交换器的方法去除。

对凝结水中的各种杂质，可以采用相应的方法去除，以保证锅炉给水的纯度达到要求。

第二节 凝结水处理的 目的

由于凝结水在生成和输送过程中，遭受了各种杂质的污染，为了去除这些污染物，必须进行凝结水的精处理，简称为凝结水处理。

一、凝结水处理的 任务

凝结水处理的 任务，主要是去除热力系统中的腐蚀产物和各种溶解杂质，这些杂质的来源包括：

(1) 目前大部分大型机组都采用将锅炉补给水补入凝汽器的系统，锅炉补给水中所含的无机离子和有机物杂质，都将进入凝结水中。根据 GB/T 12145—2008 要求，在锅炉补给水采用一级除盐+混床的系统中，其出水水质只控制电导率和二氧化硅两个项目，其他杂质，如非活性硅、有机物、钠、铁、铜等都不在检测之列。补入凝汽器后，由于大量凝结水的稀释，使之更难测定。如果没有凝结水处理设备，补给水带来的全部杂质都将随给水带入锅炉，造成热力设备的结垢、腐蚀或积盐等问题的发生。再者，如果锅炉补给水处理设备出现问题，如非活性硅和有机物漏过，虽然水质标准仍合格，但将直接影响热力设备的安全、经济运行。

(2) 工业生产的返回凝结水和供热蒸汽的凝结水中，不可避免地带入各种杂质。

(3) 凝汽器不同程度的泄漏，使冷却水漏入凝结水中，增加了凝结水的离子和悬浮物的含量。

(4) 在机组启停或出力变动时，由于沉积部位温度、湿度和压力的变

化,使原来沉积在锅炉或汽轮机内的杂质进入凝结水中。

(5) 新机组或经过检修后投运的机组,热力系统中的大量杂质将随蒸汽进入汽轮机凝结水中,造成凝结水中的悬浮物、腐蚀产物和溶解杂质含量大幅度增加。

(6) 机组正常运行情况下,系统中的腐蚀产物——铁、铜、镍化合物的含量仍远大于溶解盐类,达到微克/升级。

(7) 空气漏进真空系统,将使二氧化碳与氧气一起进入凝汽器,虽然凝汽器的空气抽出器能够去除一部分,但是,由于凝结水的 pH 值呈碱性,部分二氧化碳能够与氨结合生成重碳酸铵,难以去除。

目前,关于凝结水处理设备的设置存在两种不同的观点。

美国在采用直流炉机组的电厂中应用了凝结水处理设备,经过研究和实际应用,认为采用凝结水处理设备能够改善锅炉给水品质,延长热力设备的使用寿命和两次检修的间隔时间,取得了明显的技术经济效益。后来,逐渐向亚临界压力的汽包炉方面扩展,都取得了良好的效果。

法国和日本的专家认为,在机组长期的、正常运行中,只要凝汽器管采用良好的材质,如钛管或不锈钢管,凝结水的水质就能够达到要求,不需要设置凝结水处理设备。我国早期从日本引进的亚临界汽包炉的电厂和从法国引进的核电站都没有设置凝结水处理。

上述两种观点,同样影响着我国电厂对凝结水处理的应用。

认为可以不设置凝结水处理设备的观点的基础在于:没有凝结水处理设备,锅炉给水水质能够合格。

在汽轮机凝汽器采用了比较好的管材——钛管或不锈钢管、以及与管板的连接采用焊接替代了铜管的胀口以后,降低了冷却水的漏泄率,使得凝结水的品质明显提高。不设置凝结水处理设备,凝结水的水质也能够达到锅炉给水的标准数值。

既然能够达到合格的水质,不设置凝结水处理设备还有降低投资、简化系统和操作以及减少占地面积等优点。

目前,大型火力发电机组正常运行中,其凝结水水质能够达到很高的纯度,甚至能够达到国标提出的经过处理后凝结水的水质标准。这就是某些国家和专家们认为不需要设置凝结水处理设备的依据。

根据离子交换的平衡原理，在氢型混床或单床串联系统情况下，进水的杂质含量越少，出水的纯度会越高，换言之，即使进水中的含钠量已经达到 $0.1\mu\text{g/L}$ ，其出水的含钠量也会进一步降低。这是因为进水中的杂质减少，经过离子交换反应后的反离子作用也小，只要树脂的再生度能够达到要求，离子交换平衡常数决定了出水水质优于进水。虽然进、出水的数据相差很小（只有 $0.0x\mu\text{g/L}$ ），但是，它所降低的百分数却不小。因此，凝结水处理系统能够成比例地改善热力系统中的水质，从而相应延长热力设备的寿命和提高运行的安全、经济性。

在凝汽器出现不同程度的泄漏，以及新的和经过检修后的机组启动过程中，凝结水水质将不同程度地恶化，此时，水质恶化的程度越高，凝结水处理设备对热力设备安全性的保障作用就会更突出地显示出来。虽然在凝结水水质严重恶化的情况下机组不能长期运行，但至少能够起到按正常程序停机，使热力设备免于遭受损害的重要作用。

总之，凝结水处理的目的是尽最大可能降低锅炉给水中的杂质（包括含盐量和腐蚀产物）含量，起到延长热力设备使用寿命和提高运行安全、经济性的作用。

二、凝结水处理的作用

1. 保持水汽系统中杂质的平衡

火力发电厂的热力系统中，水汽循环过程为：

锅炉给水 → 锅炉 → 蒸汽 → 汽轮机 → 凝结水 → 锅炉给水

水汽系统中的盐类在机组运行中的循环过程及平衡如图 1-4 所示。

从图 1-4 中可以看出：

(1) 凝结水中的盐类和腐蚀产物来源于锅炉补给水、凝汽器泄漏冷却水带入和蒸汽携带的溶解盐类，如果不设置凝结水处理，这些盐类都将进入锅炉给水中。

(2) 锅炉给水中的盐类和腐蚀产物进入锅炉后，经过浓缩，形成炉水中的盐类。其中一部分将沉积在锅炉的水冷壁和过热器管中，另一部分将溶解于蒸汽中带入汽轮机。

(3) 炉水中经过浓缩的盐类和腐蚀产物可以通过锅炉排污排出热力系统。但是，通过锅炉排污排出热力系统的盐类，与炉水的浓缩倍率有关。

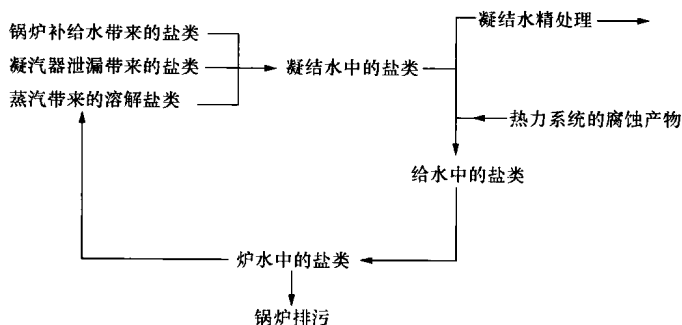


图 1-4 热力系统的盐类平衡示意图

如果维持排污率为 1%，那么，炉水比给水的含盐量高 100 倍，而炉水的浓缩倍率必须受蒸汽品质约束，不能任意提高。

(4) 设置凝结水精处理设备后，增加了系统中杂质的另一个出口，同时，由于所处理的是占给水流量 90% 以上的凝结水，所以从系统中排出的杂质数量是很大的，效果也非常明显，能迅速降低锅炉给水中的杂质含量，缩短热力设备的启动时间。

(5) 热力设备及管道主要由钢铁制成，因此，不论采用何种防腐措施，都不能防止腐蚀产物的产生，尤其是在热力设备正常运行情况下，凝结水中的含铁量超过溶解盐类几十倍，成为凝结水中主要的杂质。

从图 1-4 可以看出，在热力系统中不装凝结水精处理设备时，热力系统中的盐类只有一个出口，这就是锅炉排污。锅炉排污排出盐类的效率与给水在锅炉内的浓缩倍率成正比，也就是浓缩倍率越高，排出盐类的效率也越高。但是，在亚临界压力下，盐类在蒸汽中的溶解度也是比较高的，因此，蒸汽品质的要求限制了炉水浓缩倍率的提高。在电厂启动时，经常发生尽管加大了锅炉的排污量（不可能大于 2%~3%），而热力系统中的水、汽质量却改善缓慢的现象。

装有凝结水精处理设备时，由于 100% 的凝结水都经过精处理设备处理，除去的盐量接近于凝结水精处理进、出口的盐类去除率，所以，热力系统中的水、汽品质能很快地达到并网发电的标准。

因此，凝结水精处理设备对亚临界及以上压力机组改善水汽品质、缩短启动时间具有重要的意义。