

火电工程调试技术手册 锅炉卷

010

0101 100 01010101

河南省电力公司 编

010 1 01 1

1 0 011 0101 01




中国电力出版社
www.cepp.com.cn

责任编辑：郑艳蓉

CEPP

火电工程调试技术手册

 综合卷

 汽轮机卷

 锅炉卷

 金属卷

 热工卷

 化学卷

 电气卷

ISBN 7-5083-1196-5



9 787508 311968 >

ISBN 7-5083-1196-5

定价： 47.00 元

CHINA ELECTRIC POWER PRESS

火电工程调试技术手册 锅炉卷

河南省电力公司 编



中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

《火电工程调试技术手册》锅炉卷，概括介绍了锅炉的类型、锅炉的发展趋势等锅炉基础知识；锅炉基建安装调试过程中的有关试验、检验项目，锅炉附属设备分系统具体启动调整试验及验收评定标准和锅炉性能验收试验的试验标准和方法。

本卷可供有关电站锅炉基建、安装、调试、试验、检验人员参考使用。

图书在版编目 (CIP) 数据

火电工程调试技术手册. 锅炉卷/河南省电力公司编著.
-北京: 中国电力出版社, 2003

ISBN 7-5083-1196-5

I. 火… II. 河… III. ①火力发电-发电机-机组
-调试-技术手册②火力发电-锅炉-调试-技术手册
IV. TM31-62

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2002) 第 095260 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>)

汇鑫印务有限公司印刷

各地新华书店经售

*

2003 年 6 月第一版 2003 年 6 月北京第一次印刷
787 毫米×1092 毫米 16 开本 20.5 印张 498 千字
印数 0001—4000 册 定价 47.00 元

版 权 专 有 翻 印 必 究

(本书如有印装质量问题, 我社发行部负责退换)

《火电工程调试技术手册》编委会

主任： 吴华斌

副主任： 尚全忠 方志民 刘毓珣

委员： (按姓氏笔画排列)

马淮军 石 光 白明九 刘韶林 刘遵义

刘静宇 张 强 李丙军 李庆渝 李春茂

李春林 陈守聚 时进荣 邱武斌 易绪涛

郭子仁 袁立平 崔文涛 阎留保

责任编辑： 尚全忠 李庆渝 白明九

《火电工程调试技术手册》

锅炉卷编写人员

邹文华 王贺岑 琚海霞



前 言

电力工程调整试运工作是电力基本建设不可替代的重要环节。调试工作既是一个相对独立的阶段，同时又贯穿于整个工程建设全过程。通过对整套设备的调整试运行，使各系统单个设备形成具有活力和生产力的有机整体。

在长期的电力建设中，广大电力工程调试工作者善于学习、勇于探索、勤于实践、开拓创新，积累了丰富的调试经验，为电力建设整体水平的不断提高奠定了坚实的基础。随着现代化、大容量、高参数火电机组迅猛的发展，新设备、新技术、新工艺、新材料广泛运用，对电力工程调整试运行工作提出了更高、更新的要求。

“工欲善其事，必先利其器。”为适应调试技术不断发展的需要，提高电力调试队伍的整体素质和调试技术水平，我们组织了电力工程调试战线上的一批专家和工程技术人员，立足电力工程基本建设的实际，重视经验的总结和积累，努力跟踪国内外电力工程调试前沿新技术，从大量纷繁零散的资料中综合提炼，融会贯通，历时两年，几易其稿，终于完成了这套火电工程调试技术手册的编写工作。

该《手册》详细阐述了火电工程中汽轮机、锅炉、金属、热工、化学、电气等各系统基础知识、基本原理、技术参数、经济指标以及调试的标准、方法、步骤等。其内容既是电力工程调试工作经验的升华，又充分反映了当今国际国内调试技术的最新成果，具有较强的科学性、实用性，对指导电力建设工程调试工作、提高工程调试人员的综合素质都大有裨益。

本套技术手册能在 21 世纪的开远之际如期付梓，要感谢各位作者以科学、严谨的治学态度，满腔热情投入资料的整理和编写中，为确保手册的高质量完成，付出了辛勤的汗水。要感谢各位专家，他们的学术造诣和敬业精神令人钦佩，使本套手册既有较强的实用性，又具有较高的学术价值。同时还要感谢出版社各位编辑的辛勤劳动。在此谨向他们致以诚挚的谢意和崇高的敬意。

火电工程调试是一个复杂的系统工程。电力调试工作的技术含量之高、配合分工之严，使我们在编辑过程中感到了压力和责任。尽管经过专家和编者的认真审查和核校，百密一疏，错误和纰漏在所难免，敬请各位同仁和广大调试工作者斧正，以期在今后的修订中不断完善。

吴华斌

2002 年 1 月 3 日于郑州

编 著 说 明

火电工程调试技术手册锅炉卷，第一章概括介绍了锅炉的类型及蒸汽参数系列、燃料与炉型，锅炉按照水循环方式、燃烧方式、排渣方式的分类，锅炉排放物的污染控制以及锅炉的发展趋向等锅炉基础知识；第二章介绍了锅炉基建安装调试过程中的有关试验、检验项目及启动准备工作；第三章按照锅炉附属设备分系统详细编写了燃料油系统、输煤系统、制粉系统、锅水循环泵、风机系统、管道和阀门、空气预热器、除尘系统、除灰系统的具体启动调整试验及验收评定标准；第四章介绍了锅炉性能验收试验的组织分工试验标准和方法。

本卷由邹文华、王贺岑、琚海霞编写，刘诗词、李冠华审核，在编写过程中，得到了杨佐林教授级高级工程师的指导和大力协助，在此表示诚挚的谢意。

由于时间仓促，本书中难免存在缺点、疏漏之处，恳请读者予以批评指正。

目 录

前言	
编著说明	
第一章 锅炉基础知识	1
第一节 电站锅炉类型及蒸汽参数系列	1
第二节 燃料、炉型	3
第三节 循环方式	4
第四节 燃烧方式	5
第五节 排渣方式	6
第六节 锅炉排放物的污染控制	6
第七节 锅炉的发展趋向	7
第八节 典型燃煤锅炉简化的调试网络图、控制循环锅炉的工作流程图	8
第九节 锅炉主要设计计算	9
第二章 锅炉试验与启动准备	10
第一节 锅炉水压试验与漏风试验	10
第二节 锅炉烘炉、煮炉、冲管及蒸汽严密性试验	14
第三节 锅炉安装质量的验收	27
第四节 锅炉安装技术资料的保存	56
第五节 锅炉的热效率试验	88
第六节 锅炉的空气动力场试验	112
第三章 锅炉附属设备启动调试	127
第一节 燃料油系统的启动调试	127
第二节 输煤系统及制粉设备的启动调试	135
第三节 炉水循环泵的启动调试	160
第四节 风、烟系统的启动调试	166
第五节 管道和阀门的检查与调整	178
第六节 空气预热器的调整	202
第七节 除尘、除灰系统的调试	212
第四章 锅炉性能验收试验	245
第一节 试验目的与组织分工	245
第二节 试验依据	245
第三节 试验项目	245
第四节 测点布置和主要测量项目	246
第五节 性能试验条件	246
第六节 试验方法	247
第七节 试验结果及分析	248

附录 1	机组分系统调整试运质量检验评定表	271
附录 2	机组整套启动前应具备的条件验收单	315
附录 3	机组整套试运综合质量指标考核表	317

第一章 锅炉基础知识

随着人类社会的发展,能源需求不断增加,当今集中反映在对电力和一次能源的需求量上。电能以其传输、转换方便,效率高的特点更是获得大力发展。世界各国能源发展的事实表明,随着经济和技术的发展,发电能源在一次能源消费总量中的比重趋于增长,这说明电力增长在整个能源发展中占据重要地位。以中国为例,电力在一次能源消费总量中的比例,1960年为12.5%,1970年为17.3%,1980年为19.3%,1990年为23.1%。工业发达国家上述比例则更高些,1985年美国为39.2%,日本为46.8%,英国为36.9%;进入90年代,则普遍超过或接近40%。这一事实表明,今后电力将继续保持较快的发展速度,特别是发展中国家。

能源与环境是当今社会发展的两大主题。我国是产煤大国,也是用煤大国,目前一次能源消耗中煤炭占76%,而这些煤炭中又有84%是直接用于燃烧的,产生的污染物占我国每年排入大气中物质的比例为:SO₂87%,NO_x67%。

锅炉(蒸汽发生器)是利用燃料或其他能源的热能,把工质(一般为净化的水)加热到一定参数(温度、压力)的换热设备。

通常把燃料的燃烧、放热、排渣等称为炉内过程,把工质的流动、传热、汽水分离、热化学等称为锅内过程。

锅炉按用途可分为电站锅炉、工业锅炉和船用锅炉,其工作原理基本相同,但各具特点,见表1-1。其中以电站锅炉最为庞大和复杂,技术要求最高。

表 1-1 各类锅炉的主要特点

种 类	主 要 特 点
电 站 锅 炉	用于发电。现代电站锅炉一般为大容量,采用高参数,火室燃烧,适用于各种燃料,热效率高达90%左右
工 业 锅 炉	蒸汽(或热水)直接用于工业生产和取暖等。一般为较小容量,采用低参数,火床燃烧,热效率为70%~90%左右
船 用 锅 炉	一般采用低、中参数,对工质体积、质量有严格要求。炉膛热负荷高,水循环回路高度小,以燃油为主

第一节 电站锅炉类型及蒸汽参数系列

电站锅炉类型见表1-2,蒸汽参数见表1-3。

表 1-2 电站锅炉类型

分类方法	名称	简要说明	
锅内过程	按照循环方式	自然循环汽包锅炉	利用汽水密度差建立工质循环, 只能应用在临界压力以下
		辅助循环汽包锅炉也叫控制循环汽包锅炉	利用汽水密度差和循环泵的压头建立工质循环, 只能应用在临界压力以下
		直流锅炉	水依次通过受热面变成蒸汽, 用于高压以上
		复合循环锅炉	带循环泵的直流锅炉, 适用于亚临界压力和超临界压力
	按照锅炉出口蒸汽压力	中压锅炉 (3.9MPa)	一般采用自然循环, 超高压及超高压以上时都带一次再热
		高压锅炉 (9.8MPa)	
		超高压锅炉 (13.7MPa)	
		亚临界压力锅炉 (16.7MPa)	各种循环方式均可适用, 通过技术经济比较确定, 应注意防止膜态沸腾和高温腐蚀
	超临界压力锅炉 (大于 22MPa)	采用直流或复合循环, 应注意防止膜态沸腾和高温腐蚀	
	炉内过程	按照所用燃料或能源	固体燃料锅炉
液体燃料锅炉			具有较高的炉膛容积热负荷和烟速, 为防止低温腐蚀和堵灰, 宜采用低氧燃烧并提高进风温度和排烟温度
气体燃料锅炉			具有较高的炉膛容积热负荷和烟速, 应注意防止燃烧器回火和爆炸
原子能锅炉			利用核反应堆释放热能的蒸汽发生器
其他能源锅炉			利用木屑、甘蔗渣、造纸废液、生活垃圾及地热、太阳能等的蒸汽发生器
按照燃烧方式		火床燃烧锅炉	主要用于工业锅炉
		火室燃烧锅炉	主要用于电站锅炉
		旋风炉 (分立式和卧式)	燃烧室热负荷高, 有利于强化燃烧; 液态排渣, 液态渣可综合利用
		沸腾燃烧锅炉	低温燃烧, 可进行炉内脱硫
按照排渣方式		固态排渣锅炉	燃煤锅炉的主要排渣方式
		液态排渣锅炉	应注意防止析铁、炉膛高温腐蚀和产生过量氮氧化物 (NO _x)
按照炉内烟气压力		负压锅炉	有送、引风机, 平衡通风是燃煤锅炉的主要型式
		微正压锅炉 (2~5kPa)	不需引风机, 主要用于液体和气体燃料, 适于低氧燃烧, 炉墙密封要求高
		增压锅炉 (大于 0.29MPa)	仅用于油、气燃料, 配蒸汽—燃气联合循环
布置形式		按照炉型	Π 型适用于各种燃料, 塔型适用于低质烟煤和褐煤, 箱型适用于液体和气体燃料, D 型适用于低、中参数
		按照电站布置	露天、半露天、室内 室内或露天布置采用最为广泛

表 1-3 我国电站锅炉蒸汽参数系列

蒸发量 (t/h)	出口蒸汽压力 (MPa)					配凝汽式汽轮 发电机组功率 (MW)
	3.9	9.8	13.7	16.7~18.3	25.3	
	出口蒸汽温度 (°C)					
	450	540	540/540	540/540	541/541	
35	★					6
65	★					12
130	★					25
220		★				50
410		★				100
420			★			125
670			★			200
1025				★		300
1900					★	600
2080				★		600

第二节 燃料、炉型

一、燃料特性的影响

燃料特性是指燃料的着火、可燃、结渣（也称结焦）、积灰和飞灰磨损等特性，它们对锅炉整体设计至关重要。为了正确判断这些特性，世界各国已经广泛开展了各种测定方法和判断标准的研究。

锅炉总是根据给定的燃料进行设计，并允许有一定的偏差范围。但是如果同一台锅炉改用另一类型的燃料，可能会严重影响锅炉的运行经济性、可靠性和寿命。

二、炉型

炉型的选择同燃料种类、地理环境、燃烧方式、锅炉参数容量及循环方式等有关。

各种炉型原则上都可以做室内、露天、半露天或紧身密封布置。露天布置的锅炉要考虑防雨、防冻、防风、防滑和防潮，还应注意低温下钢材可能发生的冷脆以及临海地区盐雾的侵蚀。露天锅炉一般布置有大屋顶，汽包设置司水小室，燃烧器上方设置防雨装置。

1. Π 型（倒U型）

Π 型（倒U型）在电站锅炉中应用最广，不同参数容量、各种循环方式以及各种燃料均可适用。尾部空气预热器可以同省煤器间隔布置成双级，适用于燃烧高水分褐煤、无烟煤和贫煤的锅炉。这种炉型锅炉高度适中，安装起吊方便，对流受热面易于逆流布置，尾部烟道气流向下易于除灰，送、引风机及除尘器可低位布置。缺点是占地面积较大，烟道转弯容易引起局部受热面的飞灰磨损，需精心设计锅炉膨胀中心系统、炉顶密封、刚性梁系统及包覆过热器系统。

2. 箱型

箱型广泛应用于容量较大的燃油/气锅炉，布置紧凑，占地面积较小，水冷壁受热均匀，适宜于快速启停，对流受热面水平布置利于疏水，主蒸汽和再热蒸汽管道较短。炉体较高，

受热面的支撑、悬吊较复杂，制造工艺要求较高。

3. 塔型

塔型锅炉适合燃烧褐煤、高灰分低质烟煤等煤种。有全塔型和半塔型两种，大容量锅炉常采用半塔型，将空气预热器、送风机、引风机低位布置。

4. D型

D型广泛应用于燃油、燃气和参数容量不大的锅炉。常采用双汽包结构，并利用大直径管系承重而不设钢结构，钢材耗量少，制造和安装快速方便。

表 1-4 炉 型 特 点

项 目	炉膛容积 大 小	炉 型	燃烧器形式	再热汽温 调温方式	制粉系统	干燥介质	
燃 料	油、 天然气	小	D型	旋流、四角切向	烟气再循环、喷 水	—	—
	烟 煤	中	Π型	四角切向、旋流	燃烧器摆动、喷 水	中速磨直吹、钢 球磨乏气送粉	热空气 + 冷空 气
	无烟煤	大	Π型	四角切向、W型 (U型)、CUF型	挡板调温、汽— 汽热交换器、喷水	钢球磨热风送粉	热空气 + 冷空 气
	高水分 褐 煤	大	塔型、半 塔型、Π型	周向切入	喷水、汽—汽热 交换器	风扇磨直吹	高温炉烟 + 低 温炉烟 + 热空气

第三节 循 环 方 式

工质在炉膛水冷壁中的流动方式称为循环方式，有自然循环、辅助循环（控制循环）、直流和复合循环四种，一般根据机组参数、容量、运行模式和技术传统等来选取。

一、自然循环汽包锅炉

自然循环汽包锅炉主要特点：

(1) 水冷壁受热后，依靠水与汽水混合物密度差产生的工质流动来冷却。因此，锅炉点火后，循环才得以开始，管内的循环流速随吸热量（负荷）增大而增加。

(2) 汽包是“蒸发”和“过热”的固定分界面。

(3) 自补偿能力较强。

(4) 汽包和水冷壁有较大的蓄热和蓄水能力，可允许在给水和燃料和蒸发量之间有短时间的不协调。相对于直流锅炉，自控要求较低。

(5) 给水带入的盐分可以在蒸发系统中浓缩和排出，相对于直流锅炉，给水品质要求低一些。

(6) 厚壁汽包和较大直径的水冷壁，限制了锅炉的启停速度和调峰能力。

(7) 金属耗量较大。

自然循环适用于亚临界压力及以下的锅炉。

二、辅助循环锅炉

辅助循环锅炉是在自然循环基础上发展起来的。在下水管系统中设置低压头循环泵，以产生机械外力来补充热力压差，增加循环回路的流动压头。在每根上升管入口处安装有精确计算的节流孔板，以确保水冷壁充分冷却。

辅助循环锅炉主要特点:

- (1) 先循环后点火, 停炉后 5~6h 可以进入炉膛检修;
- (2) 循环压头大, 汽包采用“内夹套”结构, 使汽包上下壁温度在任何工况下都能保持一致, 缩短了启停时间, 提高了变负荷速率, 有利于调峰带中间负荷和两班制运行;
- (3) 循环系统设计自由, 可以满足最适合的燃烧要求;
- (4) 循环泵压差变化显示了汽包水位变化和管内洁净程度;
- (5) 相对于自然循环锅炉, 水循环安全性更高;
- (6) 循环系统质量较轻, 金属耗量较少。

三、直流锅炉

直流锅炉依靠给水泵压头, 使给水顺序通过各级受热面成为过热蒸汽。直流锅炉适用于各种压力, 广泛用于亚临界和超临界参数。

直流锅炉与自然循环相比, 金属耗量少, 制造、运输较方便, 热容量小, 调节反应快, 变负荷适应性强, 启停速度快。但在系统中无法排出给水中的杂质, 对给水品质要求高; 蒸发和过热没有固定分界点, 对自动控制要求较高; 汽水系统阻力较大, 给水泵功耗大。

四、复合循环锅炉

复合循环锅炉是在直流锅炉和辅助循环锅炉的基础上发展起来的, 它综合了两者的优点, 适用于亚临界和超临界参数。特点是在省煤器和水冷壁之间设置循环泵, 在部分负荷(一般在 50%~90% 额定负荷以下) 时, 投入循环泵, 使水冷壁系统内除直流流量外还有循环流量; 超过此流量, 切除循环泵, 锅炉按直流锅炉方式运行。

同直流锅炉相比, 其主要优点是:

- (1) 水冷壁设计质量流速可以按照循环泵切除时的负荷选取较低值, 管径可以取得较大, 以降低流动阻力, 减小了给水泵功耗;
- (2) 启动流量低, 锅炉的最低负荷可以降到约 10% 额定负荷, 简化了启动系统, 减少了启动损失, 便于滑压运行;
- (3) 水冷壁工质流量和温度变化小, 温度应力相应减小, 部分负荷时, 水冷壁冷却条件改善, 提高了安全性, 可以少用甚至不用内螺纹管来防止传热恶化;
- (4) 水冷壁管径可以取得较大, 水冷壁的刚性特别对于中容量锅炉易于得到保证。

第四节 燃 烧 方 式

为了适应不同燃料的着火、稳燃和燃尽特性, 发展出了各种燃烧方式。通常分为火床、火室、旋风和沸腾燃烧等方式。

一、火床燃烧

燃料在炉排上进行层式燃烧, 供煤系统简单。火床的型式很多, 由于炉排尺寸的限制, 主要应用于 75t/h 及以下的工业锅炉。

二、火室燃烧

燃料以粉状(煤)、雾状(油)或气态(气体燃料)随空气喷入炉膛进行悬浮燃烧, 电站锅炉普遍采用这种燃烧方式。燃烧器通常有旋流(煤、油)、直流(煤、油)和平流(油、气)等形式。旋流燃烧器通常布置在锅炉的前后墙或侧墙; 直流和平流燃烧器通常布置在四

角,也有布置在墙上,在炉内形成切圆燃烧。各种煤粉燃烧器都应有较大的燃料适用范围。U型(W型)火焰燃烧加强了燃烧区域温度和火焰行程,对贫煤和无烟煤稳燃有独特优点,但是结构较复杂。切圆式U型火焰燃烧(CUF)是一种改进型的切圆燃烧技术,燃烧器布置在四墙并且向下倾斜,使常规的切圆燃烧具有U型(W型)火焰的效果。

三、旋风燃烧

旋风燃烧是一种强化燃烧方式,燃料燃烧在圆形旋风筒内进行,然后进入炉膛,通常采用液态排渣。其他受热面布置与一般锅炉相似。适用于低灰熔点、易于结渣和难以着火的煤种。

四、沸腾燃烧

沸腾燃烧是一种强化燃烧和传热的燃烧技术,又称为流化床燃烧。它不同于火床扩散燃烧和火室悬浮过渡燃烧。将煤粒加入灼热的床料中,在通过风帽的上升空气气流的作用下,在床层一定高度范围内产生各个方向复杂激烈的运动,实现低温强化燃烧,床料呈现与液态相似的沸腾状燃烧。具有煤种适应性广,可燃用煤矸石、劣质煤、褐煤、高硫煤、高水分煤、煤泥、油页岩、泥煤、石油焦、尾矿、煤渣、树皮、废木头、垃圾等等。它的 SO_x 、 NO_x 排放量低,便于对灰渣进行综合利用。按流动形式可分为鼓泡流化床、循环流化床两种。增压流化床(PFBC)是当前正在积极开发的沸腾燃烧技术之一,能提供燃气—蒸汽联合循环发电的热源,它进一步强化了燃烧和传热,炉体体积小。

第五节 排 渣 方 式

燃煤锅炉的排渣方式有固态排渣和液态排渣两种,其中固态排渣最为常用。在燃煤锅炉中配备了水力定期排渣、刮板式机械连续排渣、螺旋式机械连续排渣或其他机械排渣装置。

液态排渣适用于灰熔点较低,灰渣黏度较低以及难以稳燃的煤种。液态渣需要经过水池裂化后用机械排渣装置连续排渣。液态排渣炉由于调峰能力较差,排渣热损失大,制造安装工作量大,排烟中 NO_x 高以及可能产生高温腐蚀、渣池析铁等缺点,所以只在特殊情况或特殊场合才采用。

第六节 锅炉排放物的污染控制

引起环境污染的锅炉燃烧排放物主要是排烟中的烟雾粉尘、硫氧化物 SO_x 和氮氧化物 NO_x ,其次还有碳氧化物、碳氢化合物等。这些排放物不仅直接危害人体,而且与温室效应、硫酸烟雾、酸雨、臭氧层危机等环境污染问题有关。锅炉允许的排放标准值正在逐年降低。

大型电厂装设高效除尘、脱硫、脱硝装置来控制锅炉燃烧排放物。常用的除尘装置有离心式除尘器、湿式除尘器、静电除尘器和布袋除尘器。

一般情况下,燃料燃烧时约90%以上的有机硫将氧化成为气态的 SO_2 或 SO_3 。控制硫氧化物 SO_x 排放的常用办法是从燃烧中减少其生成量并用高烟囱扩散,使散落的硫氧化物含量在排放标准值以内。为了从根本上减少其危害,在锅炉烟气系统中已越来越多地装设了烟气脱硫系统,经过60多年的发展,已经开发了50多种方法,其采用的化学反应剂和生成的最终产品也各不相同。一般分为以下两类:①非再生式烟气脱硫系统,如石灰或石灰石系统、

双碱系统、稀硫酸系统等；②再生式（回收）烟气脱硫系统，如氧化镁法、亚硫酸钠法、催化氧化法等。

氮氧化物 NO_x 是化石燃料燃烧过程的产物。以往 NO_x 的含量未受到重视，近年来已被证明， NO_x 除了直接就近伤害外，还与太阳光起复杂的光化学氧化反应，形成光化学烟雾，并破坏同温层中的臭氧层，降低了其防止紫外光辐射的屏蔽作用。因此，受到越来越严格的控制。燃烧时， NO_x 的生成量同燃料特性、炉膛温度、停留时间、燃烧区过剩空气量、煤粉细度、预热空气温度等有关。一般来说，降低火焰温度和减少富燃料区的过剩空气量有助于降低 NO_x 。目前已经开发出了多种降低 NO_x 的燃烧技术，如分级燃烧、低氧燃烧、烟气再循环和低 NO_x 燃烧器等，或在烟气系统中设置脱硝装置来减少排放量。根据 NO_x 具有氧化、还原和吸附等特性，脱硝技术装置分为氧化法湿式吸收脱硝、还原法干式催化分解脱硝、选择性催化还原法、选择性非催化还原法等。其中有些方法可以同时除掉 SO_x 。

第七节 锅炉的发展趋向

一、排放控制

锅炉燃料在燃烧过程中所产生的尘粒、烟气中的 SO_x 和 NO_x 是造成大气污染的主要因素。对尘粒的控制趋向于使用高效长寿命的袋式除尘器，或与静电除尘器一起使用。对 SO_x 和 NO_x 的控制则根据燃料含硫量、排放标准要求、机组容量及经济等因素分别采取烟气脱硫装置、炉内喷石灰石脱硫和低过量空气燃烧、分级燃烧、低 NO_x 燃烧器或循环流化床锅炉等方法。

二、调峰能力的提高

由于电网的峰谷差日益增大，火电机组趋于带中间负荷，频繁启停，并要求燃煤锅炉能在 20% ~ 30% 左右的低负荷下不用油助燃运行。因此对电站锅炉的燃烧设备、汽包等受压部件及汽水循环系统的设计提出了一系列要求。对于直流锅炉来说，采用螺旋管圈能较好地满足调峰要求。

三、低质量燃料的燃烧技术

我国有大量的低质燃料可用于电站锅炉，主要包括难于着火的无烟煤、贫煤、低热值的烟煤、达到褐煤的灰熔点的煤等。燃用这些燃料主要的困难在于着火不稳、结渣、积灰、磨损和高温腐蚀等。解决的措施一般为①开发新型稳燃燃烧器和燃烧方法；②加大炉膛尺寸；③降低单个燃烧器输入热量；④加大燃烧器与炉墙、灰斗、燃烧器之间的距离；⑤降低烟气流速等。也可以在关键受热面上加保护层；过热器、再热器采用复合材料管、燃料中加入添加剂等方法，以解决高温腐蚀问题。

四、临界压力参数和增压沸腾床联合循环

应发展超临界机组，以进一步提高机组循环效率，开发新型的高温、耐腐蚀、耐磨损材料，以适应更高参数的要求。与此同时，还应发展运行压力高出大气压 10 ~ 20 倍的增压沸腾床锅炉，并与燃气轮机做联合循环，提高机组循环效率，减少大气污染。

五、自动化水平的提高

电站锅炉自动控制装置的发展方向是采用以微型处理器为基础的分散控制系统来实现数

据采集；实现炉膛安全监察，以提高锅炉运行的安全经济性，协调控制，将锅炉运行时的各种变量根据负荷需要维持在一定水平；随着计算机技术的发展，还可以实现顺序控制总线控制等。总的来说，自动化技术的发展是使高参数大容量电站锅炉的运行更加安全可靠，进一步提高其经济性和负荷适应性。

六、综合利用

锅炉燃用高灰分的低质燃料所产生的大量灰渣越来越多地被用于铺路和制造水泥。随着环境保护的要求日趋严格，烟气脱硫装置逐步得到应用，对脱硫过程产生的副产品和废弃物应根据技术、经济等因素分别加工处理后，作为墙体材料、水泥生产中的阻滞剂、铺路和筑路材料等。

第八节 典型燃煤锅炉简化的调试网络图、 控制循环锅炉的工作流程图

图 1-1 是燃煤锅炉简化的调试网络图,详细编制参见《火电工程调试技术手册 综合卷》。

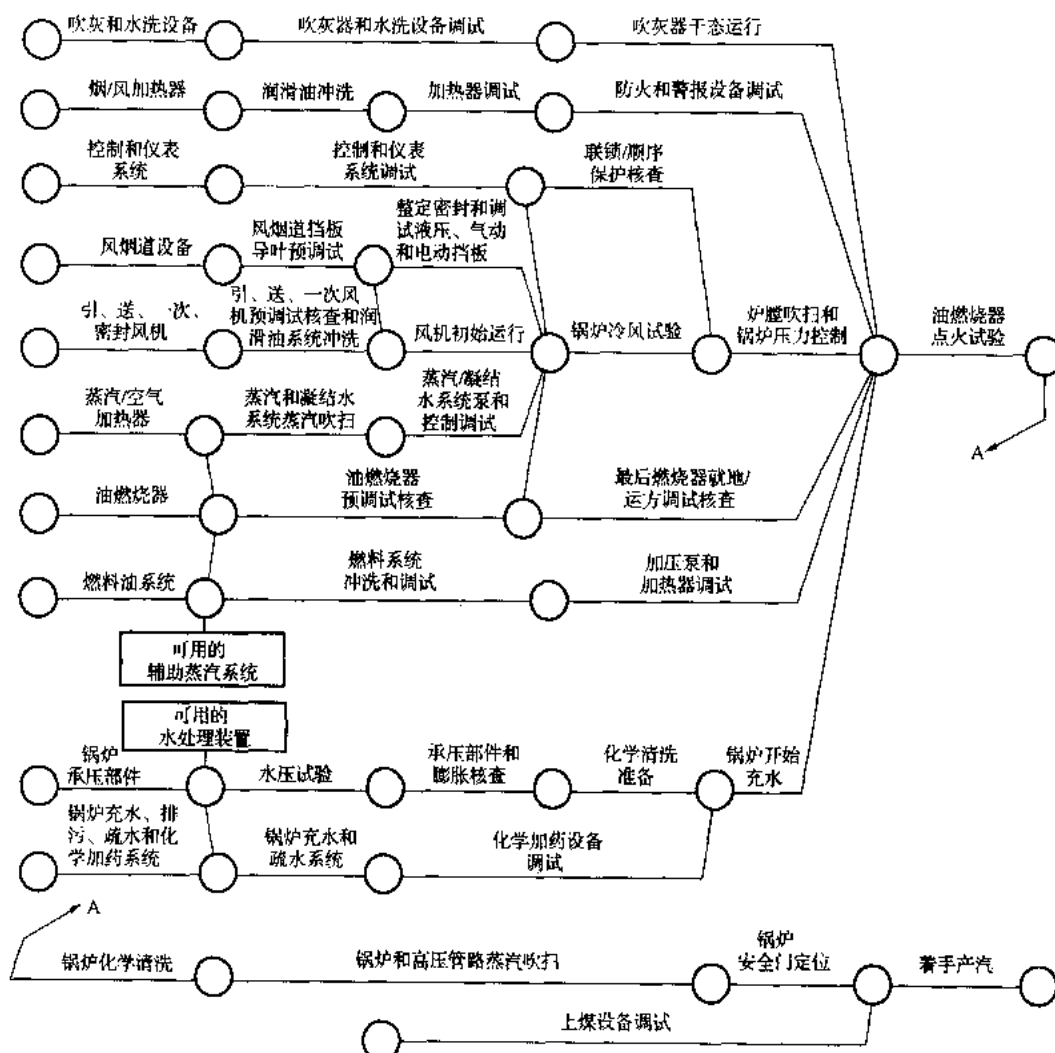


图 1-1 燃煤锅炉简化的调试网络

图 1-2 是燃煤控制循环锅炉的工作流程。

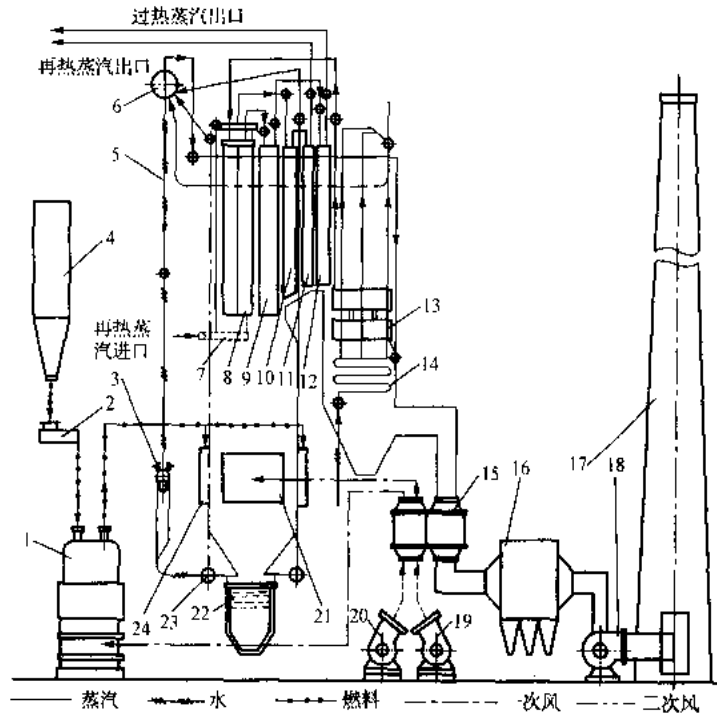


图 1-2 燃煤控制循环锅炉的工作流程

- 1—磨煤机；2—给煤机；3—循环泵；4—煤仓；5—下降管；6—汽包；7—墙式再热器；8—分隔屏；
9—后屏；10—屏式再热器；11—末级再热器；12—末级过热器；13—低温过热器；14—再热器；
15—空气预热器；16—静电除尘器；17—烟囱；18—引风机；19—二次风机；20—一次风机；
21—大风箱；22—出渣设备；23—下水包；24—燃烧器

第九节 锅炉主要设计计算

锅炉设计或性能校核工作中的主要计算有热力计算、受压元件强度计算、应力计算和水动力计算，此外，还有钢结构计算、膨胀计算、烟风阻力计算、受热管件炉内壁温计算、炉墙传热计算、动态特性计算和旁路系统计算等。

现代锅炉的上述各种计算都借助电子计算机进行，各种计算的详细内容请参考有关文献。

第二章 锅炉试验与启动准备

第一节 锅炉水压试验与漏风试验

一、水压试验种类及其目的

锅炉水压试验分为两种：一种是在制造厂进行的水压试验，一种是在用户处进行的水压试验。水压试验时产生的薄膜应力不得超过受压元件材料在试验温度下屈服点的90%，且应尽量减少超压水压试验的次数，以免引起金属材料的损伤。

对于在用户处进行的水压试验，除安装验收和定期检验外，当锅炉具有下列情况之一时，也需进行水压试验：

- (1) 锅炉新装、移装或改装后。
- (2) 停运一年以上，需要恢复运行前。
- (3) 锅炉受压元件经重大修理或改造后：
 - 1) 过热器管或省煤器管全部拆换时；
 - 2) 水冷壁管或主炉管拆换一半以上时；
 - 3) 汽包（或锅壳）或联箱经挖补修理后；
 - 4) 除受热面管子外，锅炉受压部件经过焊接或较大面积堆焊后；
 - 5) 更换汽包、联箱后。

除此之外，根据锅炉设备的运行情况，对受压部件有怀疑时，也可进行水压试验。

水压试验前应对锅炉进行内部检查，必要时还应进行强度核算。

这里着重介绍一下新安装锅炉的超水压试验。当锅炉受热面系统安装好后，进行安装验收时，要进行一次整体的水压试验。

所谓锅炉超水压试验是指以水为介质，以高于锅炉工作的压力对锅炉各承压部件进行的超压试验，其目的是检验锅炉受压部件的严密性和耐压强度。水是一种液体，具有液体的各种特性，其可压缩性很小，受到压力作用时，便以大小相等的压力向各方面传递，均匀地作用到各受压元件的各个部位。如果承压部件的某个部位有细小孔隙时，水就会发生渗漏，某承压部件强度不够时，就会变形和损坏。根据水压试验时检查出来部件缺陷的位置及缺陷的性质，可以采取相应措施进行处理，以消除运行中的隐患。当然，由于水压试验是在冷态下进行的，不能完全检查出锅炉在热态工作时可能存在和出现的问题，因此对于锅炉不允许以试验压力来确定锅炉的实际工作压力。

由于锅炉是在制造厂内制成零部件，然后在现场组对安装成总体的，即使是整装锅炉经过长距离的搬运、装卸、起吊安装，也难以避免碰撞和损伤，因此在安装完毕后有必要进行一次水压试验。实践证明，通过水压试验能够发现一些锅炉的缺陷，及时采取相应措施后能保证锅炉运行的安全。因此水压试验是保证锅炉安全运行的一个重要步骤和手段。

二、水压试验前的检查与准备

新装锅炉的水压试验应在锅炉本体及管路系统全部组装完毕，一切受压元件的焊接和热处理工作全部结束，无损探伤及有关检查项目合格，并且受压元件上点焊各种部件（勾钉、耳板等）都完成后进行。它是检验设备缺陷和施工质量的一个重要工序。为了保证水压试验的顺利进行，试验前应对有关事项进行全面检查和准备。主要内容如下：

(1) 承压部件的安装工作应全部完成。试验范围内受热面及锅炉本体管路的管道支吊架安装牢固，临时上水、升压、放水、放气管路应安装完毕，放水管应从锅炉存水最低处下集箱排污口接出，过热器如有疏水装置也应装好排水管路，放气管应从锅炉最高点接出并列向排水点。

(2) 管道及汽包上全部阀门应按规定装齐，垫好垫片，拧紧螺栓。除排气阀外，各阀门处于关闭状态。安全阀不能与锅炉一起进行水压试验，以防止失灵损坏。在试验前应有暂时隔离措施，对于弹簧安全阀不允许用压紧弹簧的方法来压死安全阀。同时要注意在隔离安全阀时不得将阀杆压歪。对于暂时不装仪表的法兰口及与其他系统的连接出口也要临时隔离、封闭。

(3) 组合及安装水冷壁及汽包用的一切临时加固支撑、支架全部割除，并清理干净，保证试压时汽包与各受热面及管道的自由伸缩。以免锅炉上水时，因温度升高，不能自由膨胀而产生拘束应力。

(4) 锅炉内部锈污应彻底清理干净。检查汽包、集箱内有无安装时用的工具和其他杂物，检查通完球的管子是否有堵塞，待将汽包、集箱、管子清理干净后，再将人孔、手孔关严。清理现场和平台，将与水压试验无关的所有物品搬离。集箱内焊渣及锈污也要从手孔中清扫出来，确认锅炉内部干净后按要求封闭人孔及手孔。

(5) 图纸规定的所有热胀部位应检查一遍，并记录其间隙尺寸。对容易相互影响热胀位移的地方，应采取措施。汽包、管道等的热胀指示器应装齐装好，并核对好方向，调整好“零”点。

(6) 清除焊缝、胀口附近一切污物及铁锈。受热面管子及本体管道的焊口在试压合格前不准刷防锈漆。在胀口及焊口处搭设脚手架，以便试压时进行检查。所有合金钢部件的光谱复查工作要全部完成。

(7) 准备好水源及试压泵。试压至少装两只经校验合格的压力表，压力表精确度不低于1.5级，一只装在上汽包上，一只装在试压泵的出口处，以便相互对照升压。试验压力以汽包或过热器出口联箱处的压力表读数为准。锅炉水压试验的水温应高于周围空气的露点温度，以防止汽包、集箱表面结露，影响对渗漏的检查。水压试验水温按制造厂规定的数字控制，一般水温以30~70℃为宜。

对于合金钢受压元件的水压试验，水温应高于所用钢种的脆性转变温度。

对于奥氏体受压元件的水压试验，除盐水氯离子浓度应低于0.2mg/L。水压试验结束后，应及时把水放净。

(8) 凡是与其他系统连接的管道，一时无法接通的，应加堵板作为临时封闭措施。同时，关闭所有的排污阀和放水阀，打开汽包上的放气阀和过热器上的安全阀，以便排出锅内空气。

(9) 准备好照明设备，一般采用手电筒或行灯为照明用具。行灯电压应为12~24V，以

保证操作安全。对于干燥并有妥善的安全措施处，照明电压可不高于 36V。

(10) 锅炉水压试验一般应在周围环境气温高于 +5℃ 时进行，气温低于 +5℃ 时应有防冻措施。可采用安装临时暖汽或生火炉方法进行采暖，否则在水压试验完毕后，积水放不净时会有冻坏锅炉、阀门及管道的危险。

(11) 配备好试压人员，每个人要熟悉试压的方法及规程，明确分工检查范围，准备好必需的检修工具和试压记录表格。

(12) 整理并准备好前一阶段锅炉安装的施工记录、焊接、热处理、光谱复查等记录，便于安全监察部门进行监督检查及验收。

以上准备工作都完成后，可以进行上水试压的工作。

三、水压试验方法及合格标准

1. 水压试验的标准

锅炉水压试验压力见表 2-1。试压过程中，必须严格按照表 2-1 中标准。

表 2-1 锅炉水压试验压力

名 称	试 验 压 力 (MPa)
锅炉本体 (包括过热器)	1.25 倍锅炉设计压力
再 热 器	1.50 倍再热器设计压力
直 流 锅 炉	过热器出口设计压力的 1.25 倍，且不得小于省煤器设计压力的 1.1 倍

2. 水压试验的程序

(1) 开启所有空气门、压力表连通门，关闭放水门、本体管路及管路范围内的阀门。

(2) 开启锅炉进水阀门向锅炉进水。上水时，要将汽包排气阀和过热器安全阀打开。进水可以通过主给水管进水，也可以通过临时管道和临时水泵注水。要经常检查空气门是否冒气，放水门是否未关严，进水管路是否有漏水地方，以便查明原因及时消除。

进水速度应视水温和室温的情况而定。如水温与室温相差较小，进水可快些；温差大，特别是水温较高时进水应慢些。当锅炉最高点的空气门向外冒水时，说明水已经注满。待残存空气排尽后，关闭进水和排气门。在满水的情况下对锅炉进行全面检查，看有无异常和结露现象。

(3) 锅炉满水后无渗漏和结露现象时开始进行升压，升压速度一般不应大于 0.3MPa/min。当压力升到试验压力的 10% 时，停止升压，检查各部分严密性。

继续升压至工作压力时，应暂停升压进行全面检查，检查有无漏水或异常现象，然后再升压至试验压力，试验压力按表 2-1 中的规定进行。在试验压力下停泵检查时，不得对密封面进行紧固，锅炉保持压力 20min，然后降至工作压力，在此压力下再做一次全面检查。进行详细检查和记录，并在渗漏处做出标记。试压结束后应缓慢降压，降压速度为 0.20 ~ 0.30MPa/min，待压力接近零时，应打开所有放气阀以便于放水，水应全部放尽以防锅炉内部锈蚀和结冰冻坏。过热器如无泄水门，其中积水可用压缩空气吹出。锅炉放水时排污阀应开至最大，以便冲除污物对锅炉进行清洗。

3. 水压试验的合格标准

水压试验符合下列要求时，即认为水压试验合格。

(1) 受压元件金属壁和焊缝上没有水珠和水雾的泄漏痕迹。

(2) 受压元件没有明显的残余变形。

水压试验合格后及时填写记录表格，办理各方检验人员的签证。

4. 对水压试验发现缺陷的处理

在水压试验时发现焊缝、锅炉受压元件、人孔、手孔、法兰、阀门等的渗漏超过上述合格标准的，应进行处理，直至合格。

对于渗漏的焊缝必须将有缺陷的部位铲除，按焊接工艺评定试验要求编制返修方案进行重焊，不允许在表面堆焊修补。

锅炉受压元件的泄漏大都发生在管子上，对于存在裂纹等线状缺陷的管子应重新更换。

5. 水压试验应注意的事项

水压试验过程中，为了确保试验效果，保证人身及设备的安全，必须注意以下几点：

(1) 水压试验时注意监视不同位置压力表是否同步上升，避免由于只读一块表而该表失灵造成试验压力超过标准发生事故。在水压试验进水时，管理空气门和给水门的人员，应坚守岗位。升压过程中，应停止锅炉内外一切安装工作，非试验人员一律离开现场，严格执行操作命令监护制和设备状态挂牌制。

(2) 对于试验压力不同的受热面的水压试验，将两个不同压力受热面隔开，单独升至各自相应压力进行试验。

(3) 试验过程中，发现部件有渗漏，如压力在继续上升，检查人员必须远离渗漏地点，并悬挂危险标记。在停止升压进行检查前，应先了解渗漏是否发展，在确信没有发展时，方可进行仔细检查。

(4) 在水压试验过程中应注意安全。当进行超压试验，保持试验压力时，不允许进行任何检查。应在试验压力降至工作压力时再认真检查。

(5) 在进入炉膛内检查时，要有良好的照明条件，临时脚手架要牢固完好，要使用 12V 安全行灯或手电筒。

(6) 在冬季进行水压试验时，必须采取措施提高室温，使试验期间室温保持在 5℃ 以上。试验结束后，应及时将炉内的水放干净。严防过热器等立式布置的蛇形管内积水结冰，造成管子破裂事故。

锅炉水压试验合格并办理检查验收签证后，可进行锅炉汽包内部装置的安装。

四、漏风试验与合格标准

(一) 试验意义

锅炉燃料燃烧所需空气的输送及燃烧生成烟气排放是通过送引风机、烟风管道、炉膛及附属设备实现的。上述风道及设备密封性能的好坏对锅炉正常运行、锅炉效率高低、耗电量大小有很大的影响。

漏风试验的目的就是检查燃烧室、制粉系统、冷热风系统、烟气系统等的严密性，并找出漏风处予以消除。

(二) 试验条件

进行漏风试验，必须具备以下条件：

- (1) 送、引风机经单机试转合格，风、烟道安装工作全部结束；
- (2) 炉膛等处的人孔、门类等配全，并可以封闭；
- (3) 再循环风机（如果有）安装完毕，烟道接通，进、出口风门开关灵活，指示正确；

- (4) 喷嘴一、二次风门操作灵活, 开闭指示正确;
- (5) 锅炉本体炉墙、灰渣井工作已结束, 密封装置可运用, 炉膛风压表已装妥可用;
- (6) 预热器、冷热风道、烟道等内部检查合格, 人孔、试验孔全部封闭。

(三) 试验方法与合格标准

锅炉的密封检查分成两部分进行。冷、热风管道为一部分, 包括送风机、送风管道、空气预热器、一次风及二次风管; 从炉膛起经过对流管束及各尾部受热面烟道、除尘器至引风机入口为另一部分。

炉墙漏风多数在炉顶与前、侧炉墙接缝处, 炉顶穿墙管四周, 过热器以后的烟道负压较大处, 各膨胀间隙伸缩缝, 炉墙门孔, 出灰口等结构不严密处, 故上述部位是检查的重点。

1. 冷、热风道和空气预热器的密封检查

在空气预热器中烟气与空气分别在各自通路中流动而进行热交换。烟气系统是负压, 空气系统是正压, 密封不严会造成空气漏入烟气系统中。其结果一是增大排烟量, 减少通风量, 增加动力耗损; 二是由于烟气中混入空气造成温度过低, 会使烟气中水蒸气凝结加剧, 造成空气预热器及金属烟道的腐蚀。因此空气预热器是这部分密封性能检查的重点。

空气预热器现场组焊完成后, 可启动送风机, 使该系统维持 30~40mm 水柱的正压, 并在送风机入口撒入白粉或烟幕, 然后检查各缝隙、接头处。凡有白粉或烟幕泄漏之处, 说明该处漏风。然后及时处理直至消失为止。

2. 炉膛及烟道的密封检查

炉膛及烟道的密封检查应在筑炉及锅炉烟道附属设备安装完成后进行, 炉膛密封检查的重点部位是炉墙与钢架结合处、膨胀缝、锅炉管穿墙处及炉墙门孔。锅炉管道穿墙处如石棉绳压挤不严, 将造成运行中漏风和漏灰; 炉墙门孔装置结构不合理、制造质量差、密封填料不严往往会引起炉墙门孔的漏风, 检查时应加以注意。烟道部分应着重检查焊缝、风道与风道、风道与设备连接法兰及除尘器的锁气器等的密封情况。

检查方法: 启动引风机, 微开引风机调节挡板, 使系统维持 30~40mm 水柱的负压, 然后用蜡烛或香烟等靠近各接缝和有怀疑的地方进行检查, 凡火、烟被吸偏之处, 就说明该处可能漏风。

4. 漏风缺陷的消除

对于密封试验发现的漏风缺陷, 应及时做好记录, 并在漏风处做好标记。根据发生的部位和材质采用相应方法予以消除。

- (1) 对于焊缝上发生的渗漏用扁铲剔去缺陷, 重新补焊。
- (2) 法兰处渗漏要松开螺栓, 堵塞石棉绳或硅酸铝纤维毡, 重新紧固。
- (3) 对于炉门、孔处的漏风要将接合处修平, 在密封槽内认真装好密封材料。
- (4) 炉墙的漏风应将漏风部分拆除后重新砌筑。按要求控制砖的缝隙, 填满泥浆; 膨胀缝中石棉绳一定填塞紧密, 尤其注意防止烟气短路。

第二节 锅炉烘炉、煮炉、冲管及蒸汽严密性试验

新安装的锅炉、经大修和改造的锅炉在投入运行前都必须进行烘炉、煮炉。这是对锅炉、辅机安装和制造质量的一次全面检查, 也是正式运行前必须进行的一个环节。

一、烘炉

(一) 烘炉的目的及方法

新安装的锅炉在炉墙内、耐火混凝土及抹面层内部都含有大量水分。烘炉的目的是使炉墙达到一定的干燥程度，防止锅炉运行时由于炉墙潮湿，急骤受热后膨胀不均匀而造成炉墙开裂。此外，烘炉还可使炉墙的灰缝达到比较好的强度，提高炉墙耐高温的能力。

烘炉的方法目前主要有两种，即火焰烘炉法和蒸汽烘炉法。烘炉时，应根据各种不同的锅炉型号，是轻型炉墙还是重型炉墙，当时、当地的气候条件等因素确定升温曲线。按确定好的升温方案进行烘炉。要注意绘制升温曲线，并将其存入锅炉技术档案。

(二) 烘炉应具备的条件

(1) 锅炉本体及工艺管道全部安装完毕，水压试验合格。炉墙砌筑和管道保温工作全部结束，并检查验收合格。炉膛、风道内部清理干净，外部拆除脚手架并将周围场地清扫干净。

(2) 送风机、引风机、除尘器、制粉、喷油及锅炉附属设备安装完毕，并经单体试车合格。

(3) 锅炉的热工及电气仪表安装完毕并调试合格，汽包及联箱的膨胀指示器安好并调整到位。

(4) 按技术文件的要求选好炉墙测温点和取样点，并准备好温度计和取样工具。

(5) 有旁通烟道的省煤器应关闭主烟道挡板，使用旁通烟道。无旁通烟道时，省煤器循环管路上阀门应开启。

(6) 开启锅炉上所有排气阀和过热器集箱上的疏水阀。

(7) 准备好木柴、煤等燃料，用于链条炉排上的燃料中不得有铁钉、铁器，准备好各种工具、器材及用品。

(8) 编制烘炉方案及烘炉曲线，对参加烘炉人员进行技术交底，并准备好有关烘炉的记录表。

(9) 冲洗锅炉，注入处理合格的软水，并上水至正常水位。

(三) 烘炉前的准备工作

1. 单机试运行

锅炉在点火烘炉之前，应进行单机试运行。现对试运行的时间及合格标准，分别进行介绍。

(1) 往复炉排的冷态单机试运行。启动前手盘车应运行正常。启动电动机，冷态空载运行 8h 以上，在运行中炉排各部位应不互相摩擦。空载运行正常之后，再进行装煤冷态试运行，要求下煤均匀、不漏煤、不堆积；齿轮箱内齿轮啮合无杂音，不漏油，各部轴承正常，滑动轴承温度不得高于 65℃，滚动轴承温度不得高于 70~80℃。确实达到上述条件视为合格。

(2) 链条炉排的单机冷态试运行。试运行前，应清除炉排上及煤斗内的杂物，检查地脚螺栓及连接螺栓，发现松动的，要拧紧；检查转动部分及减速器润滑油是否加足；检查炉排边片和侧密封板的冷态间隙是否符合设计要求。以上项目检查合格后，再启动电动机，冷态运行不得少于 8h，要求应用转速最少应在两级以上，运转中无杂音及卡住现象，炉排不跑偏、炉排片不凸起，平稳运转；属液压传动的，油系统应不漏油。符合上述条件后，由甲、

乙双方共同验收，并做好单机试车记录，办理签证手续后，可视为合格。

(3) 抛煤机、给煤机的试运行。抛煤机、给煤机单机试运行不得少于 2h，各运转部位无卡住现象，传动部位噪声应轻微，套筒辊子链与轮应啮合正常，套筒辊子链长度应合适，各部轴承温度应正常，滚动轴承温度不高于 70~80℃，轴承部位不滴油、冒油，齿轮变速箱啮合正常，振动不得超过 0.1mm，齿轮箱内润滑油不低于规定的油标线。凡符合上述条件者，单机试运行视为合格。

(4) 送、引风机的单机试运行。送、引风机试运行前，应检查下列项目：

1) 叶轮在机壳内的位置应符合设计尺寸，风机壳进风斗（吸气口）与叶轮进风口沿圆周各点的间隙应均匀，其轴向与径向的间隙误差不大于 3mm，且不影响转子的轴向膨胀；

2) 风机安装位置应符合设计要求，机壳应垂直，二次灌浆强度达 75% 以上方可试运转，试运时转动部分的润滑油应符合设计要求；

3) 轴承冷却水应接通，并须经过 $392 \times 10^5 \text{ Pa}$ (4 kgf/cm^2) 压力水压试验合格；

4) 烟风道内的杂物及风机周围的杂物应清理干净；

5) 进风挡板开闭灵活，百叶窗各叶板的开启角度应一致，关闭时百叶窗各叶板均应关严，不得有开启或半开启的，操作手柄的开关刻度应与实际相符，并能在任意位置上固定。

以上项目检查结束后，关闭进风门，启动电动机，然后慢慢打开风门，逐渐增加负荷。连续试运行的时间，鼓风机不少于 8h，引风机不少于 2h。运行中转动部分的轴承无异常响声，温度应正常，滑动轴承温度不高于 65℃，滚动轴承的温度不高于 80℃。送、引风机符合上述条件，单机试运即为合格。

(5) 各运转部分的电气检查及测试。锅炉各运转部分的电动机，在单机试运的时候，要对启动器、配电盘进行检查。要在额定负荷下，测量电动机的启动电流和工作电流，工作电流以不超过铭牌规定的电流为合格。在进行检查和测试时，要做好记录，存入锅炉技术档案。

2. 汽包、集箱热膨胀指示器的安装检查

如果制造厂没带膨胀指示器，应在汽包、集箱上便于观察的地方安装临时性的膨胀指示器。

3. 炉膛及有关部位的清理

将砌筑时留下的砖头、木块、铁线等杂物清除干净。

4. 拆掉所有的临时支撑设施

烘炉前，必须将所有的支撑、脚手架等临时设施拆掉。

5. 炉墙测温监视点的选定

如果在锅炉技术文件中无明确的规定，则可在炉墙下列部位选取：

- (1) 在燃烧室侧墙中部炉排上方 1.5~2m 处；
- (2) 在过热器或相当于炉膛出口的两侧墙的中部；
- (3) 在省煤器或相当于省煤器位置的烟道口的后墙中部。

6. 给水系统及水处理系统工作情况的检查

给水泵经 8h 连续试运行（至少有 2h 是带负荷试运行），给水系统及水处理系统均能正常工作。

7. 输煤系统的检查

经单机试运行合格，工作正常者，视为合格。

8. 烘炉燃料备好

烘炉前，必须准备好充足的干木柴和其他燃料，链条炉排烘炉所用的木柴不得有铁钉，以免夹在炉排缝隙中。

(四) 烘炉

常用的烘炉法有两种，火焰烘炉法和蒸汽烘炉法。

1. 火焰烘炉法

火焰烘炉法是常用的一种烘炉方法。它是利用燃料在炉膛内燃烧释放的热量逐渐提高炉壁温度，达到烘干炉墙的目的。一般在烘炉前几天，应将风道闸板及各个孔、门全部打开，使其自然通风，干燥数日，减少炉墙的含水率。对于耐热混凝土墙，应在养护期满后要进行烘炉，以便提高烘炉的效果。矾土水泥的养护期为3昼夜，硅酸盐水泥为7昼夜。

(1) 木柴烘炉阶段。首先打开炉门、烟道闸板，开启引风机，使炉膛烟道加强通风5~10min，以排除炉膛和烟道内潮气和灰尘。然后关闭风机，将木材及引燃物铺在炉排前端中部，不要让木材与炉墙接触。

开始点火烘炉前，应关闭所有阀门，但应打开汽包排气阀，并向锅炉内注入清水，使其达到锅炉运行的最低水位。

用木柴烘炉开始的时候，要靠自然通风，要根据温升的情况来控制火焰的大小，开启烟道闸板的 $\frac{1}{6} \sim \frac{1}{5}$ ，使炉膛保持微小负压，烟气缓慢流动。然后逐渐加大火焰，以过热器后烟气温度为监控调节值。

(2) 煤炭烘炉阶段。当用木柴烘炉已不能使过热器后的温度再提高的时候（木柴烘炉一般为3天左右），应加煤烘炉，并启动炉排及送、引风机，逐步增大送风量，加强燃烧使烟气温度不断提高。

(3) 烘炉期间的温度控制。烘炉期间，控制温度很重要，升温的速度对烘炉的效果有着直接影响。因此，一般都采用测量过热器后部的烟气温度的办法来控制燃料供给量及送、引风量等。

对于重型炉墙，第一天温升不得超过50℃，以后每天温升不得超过20℃。烘炉后期，烟温不得超过220℃。

对于轻型炉墙，温升每天不得超过80℃，烘炉后期不得超过160℃。

对耐热混凝土炉墙，则必须在正常养护期满之后，进行烘炉。温升每小时不得超过10℃，烘炉后期温度不得超过160℃，而在最高温度范围内，烘炉持续时间不得少于24h。

对于特别潮湿的炉墙应适当减慢温升速度。

(4) 控制燃烧火焰。烘炉时，木柴或煤炭的火焰应在炉膛中间，燃烧要均匀。对于链条炉排，要定期转动，以防烧坏。同时要按时记录温度读数，并且要注意观察炉体膨胀情况和炉墙干燥情况，以便出现异常时及时处理。

(5) 及时排出水蒸气。为了及时排出烘炉期间产生的水蒸气，在烘炉时，应打开上部检查门。

(6) 烘炉时间。烘炉的时间一般为7~14d，究竟多少天适宜，则要根据炉墙的具体情况、当时当地的气候条件等因素具体确定。

2. 蒸汽烘炉法

在有蒸汽条件的地方，也可采用蒸汽烘炉法。

(1) 蒸汽烘炉方法。在水冷壁集箱的排污阀处，接通压力为 0.3~0.4MPa 的饱和蒸汽，使蒸汽不断地进入锅炉，通过水的自然循环逐渐提高水温，将锅水加热，以达到烘烤炉墙的目的。蒸汽烘炉，应使锅炉保持正常水位，水温应保持在 90℃ 左右。

(2) 烘炉的时间。对于轻型炉墙，烘炉的时间一般为 4~6d；对于重型炉墙，烘炉的时间一般为 14~16d。烘烤的后期，可增加火焰烘烤以保证干燥的质量。

3. 烘炉注意事项

(1) 蒸汽烘炉时，应打开风门、烟道门，加强自然通风；烘炉期间不得间断送汽。

(2) 燃烧火焰应在炉膛中央，燃烧均匀，升温应缓慢，不准时而急火，时而压火。

(3) 从烘炉开始 2~3d 后，可间断开启连续排污阀排除浮污。烘炉的中后期应每隔 4h 开启定期排污阀排污。排污时先把水补到高水位，排污后水位下降至正常水位即关闭排污阀。

(4) 烘炉达到一定温度后，因蒸汽产生会造成水位下降，应及时补水并防止假水位出现。在烘炉过程中，可用事故放水门保持汽包水位，避免很脏的锅水进入过热器。

(5) 煤炭烘炉时尽量少开检查门、看火门（孔）、人孔门等，防止冷空气进入炉膛使炉墙开裂。

(6) 烘炉期间，应经常检查炉墙及炉烘情况，按烘炉温度曲线控制温度，并检查炉墙温升情况，勤观察，勤记录，防止炉墙裂纹和鼓凸变形的发生。

(7) 当炉墙材料含水率达 7% 以下时，即可开始煮炉，继续烘干炉墙。如果不能通过取样来分析炉墙含水率时，可在过热器前炉墙耐热层温度达到 100℃ 以上，并在此温度下再烘炉 24h 后，开始化学清洗。

(五) 烘炉的合格标准

(1) 炉墙经烘烤后不应有变形和裂纹，混凝土不得有塌落等缺陷。

(2) 凡达到下列规定中任一种标准时，即认为达到干燥合格标准：

1) 炉墙灰浆试样法。在燃烧室两侧中部，炉排上方 1.5~2m 处（如煤粉炉，可在燃烧器上方 1~1.5m 处）和过热器或相当于过热器的位置的两侧炉墙中部，分别取耐火砖和红砖的丁字交叉缝处的灰浆样各 50g，若其含水率小于 2.5%，则为合格。

2) 测温法。在燃烧室炉墙两侧中部的炉排上方 1.5~2m 处（如煤粉炉，可在燃烧器上方 1~1.5m 处）的红砖墙外表面向内 100mm 处设测温点，当该点的温度达到 50℃ 或在过热器（或相当的位置）两侧炉墙耐火砖与隔热层接合处设测温点，而当此点的温度达到 100℃ 时，再继续保持 48h 为宜。用测温法烘炉时，要定期观察各测点的温度，做好记录，并绘出温升曲线，存入锅炉技术档案中。

二、煮炉

在制造、运输、保管及安装过程中，锅炉受热面内壁会受到油垢等杂物的污染，会有氧化腐蚀，产生铁锈。这些污物积聚在受热面上会影响传热，油类和硅化物等物质会污染蒸汽品质，油污及有机化合物会引起汽水共腾，分解后的物质还会腐蚀金属受热面等。因此，锅炉投入运行前应采用化学清洗的方法清除这些污物，以保证蒸汽品质及锅炉安全正常运行。

煮炉一般在烘炉后期进行。煮炉之后，锅炉给水只能是经过水处理的软化水，并且该软化水的各项指标都应达到锅炉给水品质的有关标准。

煮炉的目的就是要清除锅炉受热面内表面的油污及铁锈等杂质，保证锅炉锅水品质，确保锅炉在安全、经济工况下正常运行。

1. 煮炉前的准备

(1) 药品准备。按煮炉加药的配方，准备足够数量的化学药品。各种药品在加入锅炉之前均应加水溶解，并除去杂质，配制成浓度为 20% 的药液后再加入锅炉。切不可将固体药品加入锅内。

(2) 人员及工器具准备。参加煮炉的人员确定之后，要明确分工，使之熟悉煮炉要点。在煮炉之前，要将胶手套、防护眼镜、口罩等防护用品准备齐全。操作地点应备有清水、急救药品和纱布，以备急用。

2. 煮炉方法及要求

烘炉的末期，当炉墙红砖灰浆的含水率降至 2.5% 以下，或当过热器前两侧耐火砖外侧温度达到 100℃ 时，即可进行煮炉。

(1) 加药量的确定。中小型锅炉通常采用碱性溶液煮炉。药剂的加入量要根据锅炉锈蚀、油污情况及锅炉水容量确定。若锅炉的技术文件中无规定，煮炉加药量应符合表 2-2 的规定。

表 2-2 工业锅炉煮炉加药量

药品名称	加药量 (kg/m ³ 水)	
	铁锈较薄	铁锈较厚
氢氧化钠 (NaOH)	2~3	3~4
磷酸三钠 (Na ₃ PO ₄ · 12H ₂ O)	2~3	3~4

注 表中药品用量是按 100% 纯度计算的。如果现场药品纯度不够，则应按实际含量计算。另外，可以用纯碱 (Na₂CO₃) 替代磷酸三钠，其用量为磷酸三钠的 1.5 倍。

(2) 向锅炉内加药。锅炉处在最低水位时，可通过上汽包或加药器一次性加入药物，还可把药液投入软化水箱，通过水泵加入。

(3) 煮炉时间及压力要求。

- 1) 加药后升压至 0.3~0.4MPa 左右，保持 4h；
- 2) 在 0.3~0.4MPa 的压力下煮炉 12h；
- 3) 在额定工作压力 50% 的情况下，煮炉 12h；
- 4) 在额定工作压力的 75% 条件下，煮炉 12h；
- 5) 降压至 0.3~0.4MPa，煮炉 4h。

(4) 取样化验。煮炉期间应不断地进行锅水取样化验，如碱度低于 45 毫克当量/升时，应补药。

(5) 降压排污。煮炉期间，需要排污时，应将压力降低。

(6) 换水、清洗及检查。煮炉结束后，应放掉碱水，凡接触药液的阀门都要清洗，然后打开人孔、手孔进行检查。残留的沉淀物要彻底清除。

3. 煮炉的合格标准

- (1) 汽包、集箱内壁内无油垢。
- (2) 擦去附着物后，金属表面应无锈斑。

4. 煮炉注意事项

(1) 煮炉期间，锅炉应保持在最高水位，以保证被清洗部分浸满洗液。同时，注意不许让药液进入过热器，因为药液在过热器内存留时间较长，对其腐蚀较严重。

(2) 在煮炉后期，压力已达工作压力的 75%，此时已是锅炉的初运行阶段。因此，升压的过程中，要注意检查各部位的变化情况、膨胀情况，特别要注意检查汽包、受面管子、膨胀补偿器、支吊架、炉墙与汽包、集箱的接触部位等。如发现有异常现象，应降压，待查明原因，处理完毕之后，再升压。

(3) 煮炉期间，应经常检查受压元件、管道、风烟道的密封情况。如发现问题，在压力不超过 0.4MPa 时，可随时处理；当压力超过 0.4MPa 时，则应对有问题的部位做出标记，待降压后再做处理。

- (4) 煮炉期间，前后、左右应对称地进行排污。

三、冲管

1. 冲管目的

锅炉范围内的给水、减温水、减压旁路系统，过热器、再热器及其管道和其他低压蒸汽系统等，由于结构及布置等方面的原因，一般不宜进行化学清洗。因此，新装锅炉在正式投入供水与供汽之前，应用物理方法，清除积留在上述管路系统内的残留杂物，如砂子、泥灰、铁屑、焊渣、氧化铁皮等。如让这些杂物遗留在受热面管道系统中，则当锅炉投入运行后，将会产生很大的危害性。如：

(1) 高速气流携带着杂物，冲刷撞击汽轮机叶片，叶片表面将被侵蚀成大量麻点，使汽轮机内效率降低，严重时将引起叶片断裂，造成严重事故；

(2) 在低负荷时，过热器中的气流速度较低，压差小，残留在立式过热器蛇形管中的杂物无法被冲走，将使积留杂物的蛇形管蒸汽流量减少，甚至会堵塞蛇形管，造成管子过热爆破；

(3) 残留在蒸汽系统中的砂石等硅酸盐杂物，将使高温、高压蒸汽含有过量的硅酸盐，严重影响蒸汽品质。

因此，管道冲洗是锅炉正式投入运行前必不可少的一项工作，管道冲洗质量的好坏将直接影响锅炉、汽轮机的安全经济运行。

一般情况下，冲管采用的蒸汽是本炉产生的蒸汽。这样，不仅起到检验设备，初步掌握设备运行状态的作用，而且还由于与汽轮机无关，如产生因设备原因或操作不当而造成的供汽异常情况，也不致危害汽轮机设备。

2. 冲管理论简述

蒸汽在管道内流动，它对杂物的冲刷力越大，杂物越易于被冲走。同时，为了保证正常运行工况时不再有管壁残留物被蒸汽冲落，并带入汽轮机，要求冲管时蒸汽对杂物在流动方向的冲刷作用力至少应等于或大于在最大工况（额定工况）时的作用力。这样，在冲管时不能被冲落的杂物，在正常运行工况时也就不会被冲落。基于这个概念，并从连续性方程式的推算可知：要得到良好的冲管效果，必须保证被冲洗的系统各处的冲管系数 K （又叫冲管质量准则）大于或等于 1，即

$$K = \frac{\text{冲管时蒸汽流量}^2 \times \text{冲管时蒸汽比体积}}{\text{额定负荷时蒸汽流量}^2 \times \text{额定负荷时蒸汽比体积}} \geq 1$$

对于汽包锅炉来说,如控制汽门全开后的汽包压力:高压炉达 4.6MPa、超高压炉达 5.6MPa 时,冲管系数一般可达到大于 1 的要求。

(1) 冲管蒸汽流量 G_c 。 K 与 G_c 成二次方正比关系,故增大 G_c 是提高冲管效果的有效方法。但考虑到冲管时的蒸汽要全部排至大气,不能回收,热损失和汽水损失大,故增大 G_c ,要根据化学补给水的制作能力、锅炉燃烧能力及各受热面不致超温等条件来确定。为了保证冲管汽流畅通的要求,所用的临时管的截面积应大于或等于被冲洗管子的截面积,冲洗的控制门应全开。

(2) 冲管蒸汽比体积 v_c 。 K 与 v_c 值成一次方正比关系,影响 v_c 的因素有:

1) 压力。在温度相同时,蒸汽的压力越高,其比体积越小,在已定冲管蒸汽流量 G_c 下,冲管系统各点压力与系统的连接方式、临时管道、临时阀门等结构尺寸有关。为了降低冲管系统各点的压力,要求冲管系统简单,临时管道及排汽管的直径应尽可能大些,各临时阀门应选择足够公称直径的隔绝闸阀,蒸汽管道上的流量孔板及不必要的阀门应拆除,对冲管时需用的阀门,应更换简单而阻力小的临时阀门,这样不但可以减小阻力损失,降低系统压力,还可保护孔板、阀门不致被高速气流吹坏。

2) 温度。根据蒸汽性质,当压力不变时,温度越高,比体积越大,因此,冲管蒸汽温度高些,可提高冲管效率。一般冲管蒸汽温度都控制在接近额定值(比额定值低 30~50℃,以防超温)。此外,两次冲管之间间隔时间,以能降低管壁温度至 100℃ 以下为准,以创造管道多次反复热胀冷缩的条件,使黏结在管壁上的杂物脱落,以利冲除。

3. 冲管的条件与准备

(1) 给水泵、给水操作台及除氧器等给水系统全部安装完毕,并具备启动条件。

(2) 化学水处理应能够生产和供应足够量的软化水。

(3) 主蒸汽和再热蒸汽冷热段管流量测量装置改装假孔板。将主蒸汽管测速管取出,法兰处加临时堵板,再热蒸汽冷段止回阀加装堵板,防止蒸汽漏入汽轮机。

(4) 装好所有冲管用的临时管道、固定支架、临时汽门及各放水门,并具备使用条件。

(5) 装设好冲管系统上的表计及排汽口的靶板。

4. 冲管系统

冲管系统应根据冲管质量准则的要求和具体的锅炉结构等情况来选定。在选定冲管系统时,应考虑下述原则:

(1) 防止在冲管系统中存在局部限流段。较小的阀门、较细的管径等,应尽可能置于冲管系统之外,这部分管子的冲洗可单独考虑。

(2) 采用较大直径的临时排汽管,以降低排汽管的管压降。

(3) 过热器、再热器应具有并联冲管及串联冲管的可能性,操作方便、简单、安全可靠。同时考虑再热器可采用的冷却方法。

(4) 防止在冲管系统中存在无法冲到的管道,如不可避免时,应采取补救措施。

图 2-1 为 1000t/h 直流锅炉冲管系统。

5. 冲管方式和程序

吹管方式应根据锅炉型式选定,一般汽包炉采取蓄能吹洗方式,直流炉采取定压吹洗方

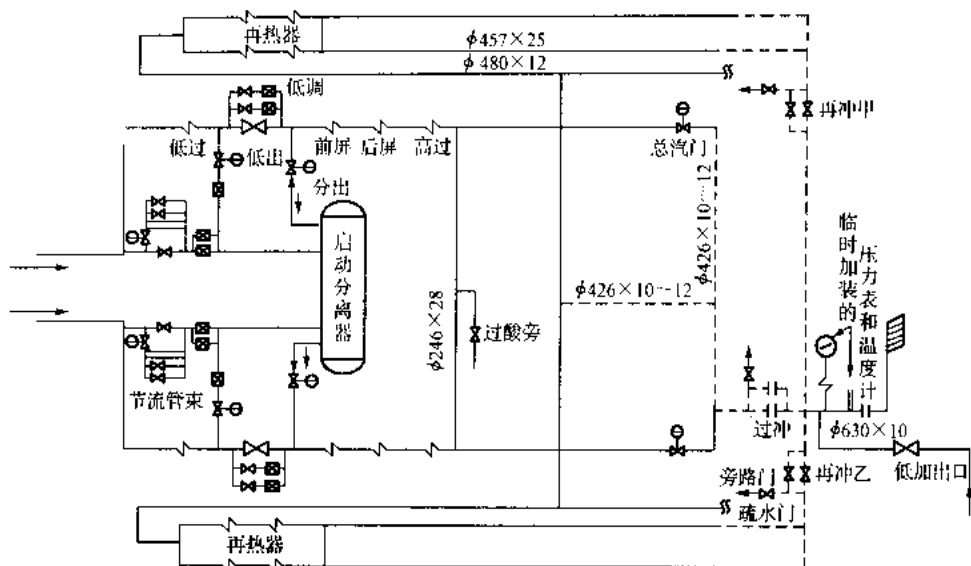


图 2-1 1000t/h 直流锅炉冲管系统

式。以汽包炉蓄能吹洗为例，主蒸汽管、再热蒸汽冷热段管各冲 2~3 次，每次冲管时间约 20min，以再热蒸汽管的一级减温减压器阀门开足为准。冲管每次间隔时间为 6~8h，作为管道冷却时间。对冲洗不到的管段，在安装时要指定专人负责做好清理工作。

点火前，对锅炉进行全面检查，然后按运行规程升火，逐步投入燃烧器。先冲主蒸汽管道，如图 2-2 所示。当锅炉升压升温时，疏水阀门开启后，稍开 A、A' 及 C 三个阀门进行暖管，并保护再热器，防止过热。当蒸汽达到冲管要求参数（对于高压炉，汽压一般为锅炉工作压力的 30%~60%；汽温宜比额定气温低 60~80℃）时，先开启 B、B' 阀门，然后开足 A、A' 阀门，保持 15~20min 进行冲管，然后关闭 A、A' 及 B、B' 阀门，停止冲管。隔 6~8h 后，再进行一次冲管，操作顺序同上。

每次主蒸汽管冲管完毕后，立即进行再热器冷、热段的冲管。方法是：先关严 B、B' 阀门，当蒸汽参数达到 $p = 784 \times 10^4 \text{ Pa}$ 、 $t = 500^\circ\text{C}$ 时，开启阀门 C，经减温减压器后，汽压降

至 $245 \times 10^4 \text{ Pa}$ (25 kgf/cm^2)、汽温降至 400°C 时（对 400t/h 锅炉言），经冷段进口联箱，再经再热器至热段出口联箱，通过热段管至临时冲洗管排至大气，冲管时间为 15~20min；然后关闭阀门 A、A' 及 C（三者不要关死，稍开一点）。隔 6~8h 再冲洗一次，方法同上。

为保证吹管参数的正确，应监视吹管过程中过热器和再热器的压降与额定工况压降相比（即冲管系数）是否大于等于 1，必要时调整吹管压力参数。

冲管是否要再次进行，应根据冲管质量检查结果来确定。热炉升火时，升压速度可适当加

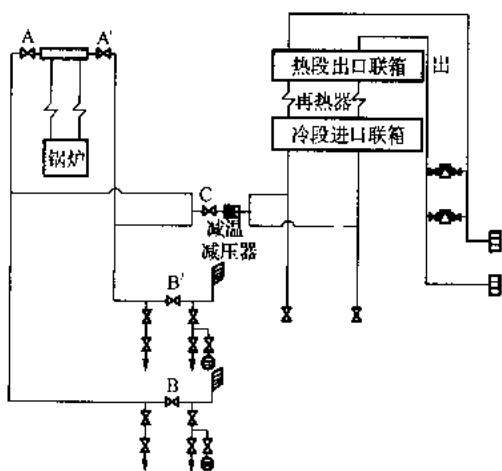


图 2-2 冲管示意

快，一般 1.5~2h 左右，蒸汽即可达到冲管参数。

6. 冲管质量检验

冲管一般要反复进行几次才能达到冲管质量要求。为了检查冲管质量，常在被冲洗管道末端的临时排汽管内或排汽口处，装设靶板进行观察，见图 2-3。

靶板可用铝板（或铜板）制作，宽度为排汽管口内径的 5%~8%，长度为排汽管口的内径。靶板应牢固地固定在距排汽口约 0.3~0.5m 处，正对排汽口，背面可用铁板加固。每次冲管后，应将铝板换下来，检查铝板上的杂物，冲击坑痕。一般随着冲管次数的增加，铝板上的坑痕将逐渐变少变小，直至在吹洗系数大于 1 时杂物在靶板上的最大冲击斑痕不大于 1mm，且目测总数不多于 10 点，连续两次（大冷却后）冲管均符合上述要求时为合格。

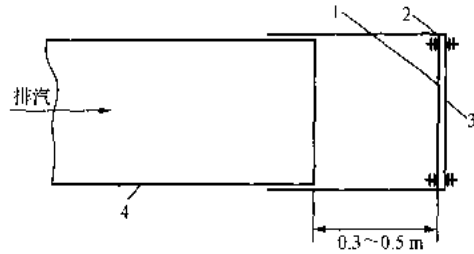


图 2-3 检查冲管质量的靶板
1—铝板；2—固定支架；3—铁板；4—排汽管

7. 冲管的安全措施及注意事项

(1) 安全措施。

1) 被冲管路附近的脚手架应绑扎牢固，并离开被冲管段一定距离，周围应无易燃物，以防火灾。

2) 为了避免发生意外事故，厂房外的排汽管应有专人看管，与冲管无关的人员应离开管路系统中有法兰连接的地方及焊口处。

3) 冲洗管道周围不应站人，应设有安全警告牌，防止烫伤。

4) 在冲管过程中，由于噪声很大，为使各部分工作与操作协调无误，应设有专门的联络信号，尤其是炉顶控制阀门与集控室之间，更应有可靠而有效的联系方法。

(2) 冲管结束后应做好以下几项工作：

1) 拆除一切临时管道、支架及临时门。

2) 拆除假孔板，换上真孔板。

3) 拆去冲管时加上的临时堵板。

4) 在换上永久管道时，制定严防焊渣杂物掉入管内的措施。

5) 要对支吊架进行检查及调整。冲洗后恢复时，支架及吊架的弹簧在顶压时用的临时螺丝及拉杆应全部拆除。

6) 待冲管结束，管子冷却后，应会同有关人员进行检查，在拆除所有临时设施后，按设计图要求的系统连接好。对可能留有脏物、污物的部位，应详细检查和清理。

(3) 注意事项。

1) 在冲管结束后，一般情况下不得再在管子上开孔。

2) 汽水管道的疏放水系统，在投运前，应在工作参数下，通汽进行冲管，以检查有无堵塞。

3) 在冲管过程中，应检查所有支吊架的位移状态，重点检查临时固定支架。

4) 进行蓄能冲管时，控制阀门的开关速度应迅速（小于等于 1min），稳压吹洗时则根据参数进行控制。

5) 汽包锅炉在冲管过程中，汽包中水位波动较大，故要严格监视水位变化，尤其是即

将开始冲主蒸汽管时，应将水位调到正常偏低位置，防止在冲管时，因汽压下降使水位被拉得太高。

6) 在升压过程中，应小心调整进水，保持水位稳定，避免大幅度调整，间断进水，引起省煤器中的水气化。

7) 汽包锅炉的升压应缓慢平稳，一般控制在与压力相应的饱和温度，每小时温升不得超过 50℃。

在升压过程中，应特别注意受热面各部分的膨胀情况，监视过热器、再热器管壁温度，以及汽包上下部壁温差，并定期检查，作好记录。

四、蒸汽严密性试验与安全阀调整

(一) 蒸汽严密性试验

在冷态状态下进行的锅炉整体水压试验，是用高压水来检查锅炉各承压部件及管路的强度和严密性的。而蒸汽严密性试验则是在热状态下，用工作压力下的蒸汽来检查各承压部件和管路的严密性。与此同时，也了解各部分在热状态下的热胀情况。对新装锅炉来说，这也是必需的一道检验程序。

吹管之后，视情况可进行严密性试验，将锅炉缓慢升压至工作压力后，即可进行以下几项工作：

(1) 检查汽水系统的各胀口、焊口（可见部分）、人孔、手孔、全部汽水阀门、法兰接盘等处的严密性；

(2) 检查汽包、联箱、集箱、各受热面部件和汽水管道的膨胀情况，及支座、吊杆、吊架、支吊架弹簧的受力、移位和伸缩情况是否正常，是否妨碍热胀；

(3) 在试验过程中，应选定一些测点，对水冷壁、再热器热段及对流过热器等的壁温分别进行一次测量，以了解有无管壁超温现象。

在检查中，如泄漏轻微，难以发现和判断时，可用一块温度较低的玻璃片或光洁的铁片等物靠近接缝或怀疑有泄漏的部位。若有泄漏，则在玻璃（或铁）片上将有水珠凝结。

蒸汽严密性检查的结果应详细记录，办理签证。蒸汽严密性试验结束后，即可进行安全阀调整。

(二) 安全阀的调整定压力

1. 意义

安全阀的动作压力调整直接影响到锅炉运行的安全性和经济性。动作压力调整得过大，汽压超过工作压力很多时，安全阀仍不动作，就容易出现超压的危险；相反，如果动作压力调整得偏低，汽包刚达到或略大于工作压力时，安全门就动作或缓慢地冒汽，这种情况长期出现会影响锅炉的负荷，同时造成安全阀因频繁动作而磨损，而且电厂的经济性也会受到影响。因此做好安全阀调整定压（也叫安全阀定铤）工作非常重要。

2. 安全阀动作压力的规定

安全阀的动作压力数值，应按照《电力工业锅炉压力容器监察规程》DL 612—1996 中的规定确定，无具体规定者可参阅汽包、过热器上的安全门动作压力调整数值表 2-3。安全门的回座压力一般应略低于工作压力。

安全阀的定压均以汽包上的压力表为准，调整时，应先调整开启压力最高的，然后依次调整开启压力较低的安全阀。

表 2-3 汽包和过热器上的安全门动作压力调整数值

锅炉工作压力 (MPa)	安全门名称	动作压力 (MPa) (误差应小于 0.5%)
< 0.8	控制安全门	工作压力 + 0.03
	工作安全门	工作压力 + 0.05
0.8 ~ 5.9	控制安全门	1.04 倍工作压力
	工作安全门	1.06 倍工作压力
> 5.9	控制安全门	1.05 倍工作压力
	工作安全门	1.08 倍工作压力
任何压力	省煤器安全门	为装置地点工作压力的 1.1 倍
	再热器安全门	
	直流锅炉启动分离器的安全门	

3. 校正安全门前的准备工作

(1) 检查每个安全门气缸内部, 如有生锈或卡住等现象, 应及时处理。气(电)动控制部分必须先通气(电)检查, 压缩空气系统应吹扫干净, 并消除一切漏气现象。气(电)源必须可靠, 以确保控制系统工作的安全可靠。

(2) 校正安全门, 以安全阀安装地点的工作压力表为准, 故在集汽联箱上应换装经过校验的标准压力表, 同时安装好汽包压力表等。

(3) 调试前应准备好需用的专用工具, 备有足够的水源、良好的照明、有效的通信联系设施。

(4) 空气压缩机系统投入运行, 并接通压力继电器电源。

(5) 对安全门的有关支架、排汽管支架等要仔细检查, 所有有关的电动门应试验一次。

(6) 所有调整人员应了解校正安全门措施, 进行组织分工, 并做好噪声防护工作。

4. 调整方法

目前国产大型锅炉上, 大都采用带有压缩空气附加装置的弹簧安全门, 在正常运行时, 压缩空气缸约有 2.0~3.0MPa 的力作用在阀瓣上。因此, 不到起跳压力时, 即使蒸汽和弹簧两者作用力相等, 由于有压缩空气的附加压力作用, 足以保持密封面的严密。当蒸汽压力达到安全阀的动作压力时, 压力继电器动作, 截断气源, 压缩空气气缸的向下作用力(压差)等于零, 安全门立即起座排汽。这时, 阀瓣阀座间的流通截面较大, 可大大减轻密封面的吹损, 而且压力继电器的动作可按要求任意调整。所以, 这种安全门的灵敏度较高, 严密性较好。

安全门的调整应安排在蒸汽冲管以后, 这可减少杂物轧坏密封面的可能性。

(1) 为了防止汽轮机主汽门关不严密, 使蒸汽漏入汽轮机, 故将主汽门隔绝。

(2) 调整对按照锅炉运行规程点火、升压(以 SG-400t/h 汽包锅炉为例)。空压机系统投入运行, 保持储气罐中气压为 0.4~0.6MPa, 仪表调节阀出口压力为 0.4MPa。

1) 安全门吹洗检验。当气压达到 14.8MPa 时, 按各安全门的起座顺序(动作压力最高的最先试, 最低的最后试)手动操作, 使每个安全门起座一次, 每次排汽时间在 0.5~1min 左右。一方面检验安全门起跳与回座的灵活程度, 另一方面冲洗残留在阀门密封面

间的垃圾。

2) 机械动作的调整。通过松紧盘形弹簧的调节螺钉,使弹簧的作用力恰好符合安全门动作压力的要求。方法如下:当汽压降至 14.3MPa 时,切断所有压力继电器的电源,并解除汽包上两个安全门的空气压力,减弱锅炉燃烧,则汽压缓慢上升,上述两个安全门自行起座,并记下起座压力。必要时,可以操作空气门,使之逐个起座。阀门如不能在要求压力下自行起跳,可在降压后调节压紧螺母,以调整碟形弹簧的松紧(根据试验与计算可知,弹簧高度每改变 1mm,安全门的起跳压力可相差 0.5MPa)。经调整弹簧后,再升高汽压,观察起跳压力。如此反复进行,直至起跳压力符合要求为止。

至于回座压力如能自行回座,可记录下来。如压力一时降不下来,以致长时间不能回座,可操作空气阀使其强行回座。

投入汽包安全的压缩空气,解除过热器安全门的压缩空气压力,再按上法调整过热器安全门的自行起座压力。

安全门自行起座压力误差要求如下:汽包安全门为 $15.1 \pm 0.15\text{MPa}$;过热器安全门为 $15.0 \pm 0.15\text{MPa}$ 。为了保证安全,以采用负偏差为妥。

3) 投入附加装置再进行调整。当汽包及过热器安全门的自跳压力都调至符合上述要求值后,全部投入压缩空气,接通压力继电器电源,升压至 15.0MPa 以上,用手动或自动再让各个安全门起跳一次。如无异常,调试即算完成。

有时为了充分利用压缩空气缸的作用,提高安全门的灵敏度,可在调定机械动作时,将动作压力调得比安全法规规定的(工作压力力的 1.05 倍和 1.08 倍)低 0.2~0.3MPa,这 0.2~0.3MPa 压力差由压缩空气来承担。投入压缩空气应按规定的工作压力 1.05 倍和 1.08 倍来进行调整,直到满意为止。

5. 调整中的注意事项

(1) 当锅炉汽压升至额定压力时,即可减弱或停止燃烧,并密切注意汽温及水位变化。必要时可打开对空排汽门排汽,以保证汽温不超过额定值,水位应保持在汽包 1/3~1/2 处。

(2) 校验安全门的顺序:先调定压力最高者,即先调定汽包上工作安全门,再调控制安全门,最后调过热器出口安全门。应在水压试验时调整好随后,即固定省煤器出入口安全门。

在调整安全门过程中,为了不使调好后的安全门在调整其他安全门时继续起跳,也可用 U 型垫块搁在定位圈上,同时将定位圈向上旋紧,这样就跳不起来了。待安全门全部调整后,切记取下 U 型垫块。

(3) 在调整脉冲安全门以前,应先冲洗脉冲蒸汽管,然后调整机械部分。此时,电气系统不投入,以保证当电气系统失灵时,安全门装置仍能正常工作。

(4) 每组安全门起座一次,在停隔 20~30min 后,再重新校正,防止起座时间过长,使弹簧受热、特性曲线有所变化。

(5) 锅炉汽压升降,根据调整安全门的需要来调整。运行人员与调试人员应密切配合,加强联系。

(6) 安全阀定压之后,对于杠杆式安全阀应设有限制重锤位移的装置,并将其锁好或打上铅封,以防随意移动。对于弹簧式安全阀,应将弹簧调节螺帽锁好。锅炉运行时,应经常检查安全阀开启压力是否准确,动作是否灵活。

(三) 72h 试运行

待确认上述各项工作合格后, 进行 72h 全负荷试运行。在未达到全负荷之前, 增加负荷要缓慢进行, 并做好以下几项工作:

- (1) 检查各部位的运行情况, 查看油位、轴承温升、运行电流、振动、冷却水等是否正常;
- (2) 检查在全负荷情况下各部位热膨胀情况, 特别注意炉排与侧密封板、炉排与下集箱的间隙等;
- (3) 检查炉排是否跑偏, 运转是否正常;
- (4) 查看运行时各系统是否协调, 找出其中的薄弱环节, 予以调节;
- (5) 注意观察各部位运行情况, 做好 72h 试运行情况的详细记录, 并将其存入锅炉技术档案中。

第三节 锅炉安装质量的验收

一、锅炉安装的分阶段验收与总体验收

锅炉安装质量的验收就是对安装的工程质量进行检查、评估并做出相应的定论, 也是确保锅炉安装质量的重要环节。按照《蒸汽锅炉安全技术监察规程》的规定, 锅炉安装质量的检验分为分阶段验收和总体验收两部分。分阶段验收是指安装工程进行到某一阶段时进行的质量检查, 以便能及时发现问题并迅速处理; 总体验收是指在锅炉安装竣工后对整个锅炉安装工程质量的全面检查, 进行评价并做出是否可以交工的结论。

分段验收和总体验收应由安装单位和使用单位共同进行, 而总体验收还应有安全监察机构参加。各地安全监察机构还将根据工作需要, 确定安全监察机构应参加哪个阶段的验收。

根据锅炉安装的特点, 验收大致分为三个阶段:

- (1) 砌筑之前的总体质量验收和总体水压试验阶段;
- (2) 砌筑后点火之前的验收阶段;
- (3) 烘炉、煮炉、安全阀定压阶段。

1. 砌筑之前的阶段质量验收和总体水压试验阶段应检验的主要内容

(1) 检验基准标高及三线的基准位置, 即基础纵向中心线、钢架纵向中心线、纵置式锅炉的汽包纵向中心线应在同一铅垂面内, 并应有明显的标记。

(2) 检查钢架、钢平台的位置及各安装部位的尺寸, 如钢柱垂直度偏差、标高偏差、横梁的水平度偏差、托架的标高差、各相关部位的对角线偏差、平台的标高等等, 还应检查钢架、钢平台的焊接质量, 看有无漏焊等问题, 检查、核对基础与钢架安装记录。

(3) 检验汽包、集箱的空间位置及相互位置偏差, 汽包、集箱的水平度、标高偏差等。

(4) 检查通球试验记录, 检查各受热面管子的外形排列、管间距、管排突出情况。

(5) 检查各受热面管及相关受压元件的焊接质量, 检查焊接工艺试验报告及焊接质量检查记录。

(6) 检查各受热面管对接焊口的错位及弯折度, 并检查、校对空气预热器的安装记录。

(7) 检查胀接质量, 看胀管率确定得是否合理, 是否有超胀管口, 管端伸出长度、翻边角度是否符合要求, 喇叭口处是否圆滑、是否有裂纹等, 检查退火工艺是否合理, 汽包及管

端硬度的选定是否合适等内容,检查试胀及胀接施工记录。

(8) 对锅炉制造厂的材质复验及确认,应从以下几个方面进行审核:用于受压元件的碳钢母材及焊材是否有原始质量证明书及复验证明书,合金钢的管子、管接头、汽包及集箱是否进行光谱检验;在安装现场,用于受压元件上的各种钢材、焊材是否有原始质量证明书,是否经过复验;检查材料代用记录。

(9) 检查各受压元件的安装焊缝是否是由具有相应合格项目的焊工施焊,在焊缝附近有无钢印代号。

(10) 检查管子的吊夹、固定螺栓等是否固定得牢固、合理。

(11) 检查在汽包、集箱、受热面管子等受压元件上是否有引弧、乱焊临时支撑等现象,检查汽包、集箱、受热面的安装记录。

(12) 检查炉排的安装质量情况,特别是炉排边排与侧墙板的间隙,集箱与炉墙板的间隙是否符合要求;检查其他部位的热膨胀间隙是否合理,检查、核对炉排安装记录。

(13) 检查各受热面元件焊缝检验的各种实验报告(其中包括机械性能试验报告、金相试验报告、射线探伤报告、光谱检验报告、焊材复验报告等)及射线探伤底片是否合格。

(14) 检查各部位、各零部件安装的各种记录,看记录与实物的各项内容是否相符。

(15) 检查设计变更等内容有无技术签证记录。

(16) 查看其他有关项目及安装记录。

(17) 观察总体水压试验情况,检查总体水压试验记录。

2. 砌筑后、点火前的阶段验收检验内容

(1) 检查砌筑质量,查看红砖墙、耐火砖墙的垂直度、表面平整度、砖缝的宽窄等。

(2) 检查各有关部位的热膨胀间隙是否留出并且合理,检查热膨胀间隙记录。

(3) 检查压力表、安全阀、排污阀、水位表、高低水位警报器等各种仪表的安装是否符合前面讲过的安装要求。

(4) 检查送、引风系统、烟道系统、除渣系统、给水系统、输煤系统是否安装合格并经单机试运转合格;查看各风机烟道门、风机百叶窗是否开关灵活,开启及关闭位置是否符合实际等。

(5) 检查该阶段的各种安装记录,如锅炉本体安装记录、锅炉砌筑质量记录及单机试车记录。

(6) 查看其他有关检验项目。

3. 烘炉、煮炉、安全阀定压阶段检验内容

(1) 检查烘炉升温曲线、煮炉投药及升压记录;检查烘炉的效果,查看炉墙、保温层有无开裂,炉墙有无漏烟现象。

(2) 检验煮炉情况,看是否达到煮炉的标准。

(3) 检查安全阀定压记录,检验安全阀定压的高启压力与低启压力是否符合规程的规定,看安全门开启是否灵活,定压后要将安全阀加锁或加铅封。

(4) 检查烘炉、煮炉阶段的记录。

(5) 检查 72h 试运行记录以及建设单位意见。

二、锅炉安装的检验项目及合格标准

散装锅炉安装检验由于是在施工现场进行的,所以有其特殊性。本部分重点讲一下散装

锅炉安装检验的项目及合格标准。

1. 受压元件的金属材料检验

在安装前锅炉安装单位应对锅炉的合金钢零部件进行光谱复验。对受热面元件的材质进行复验的具体内容分以下几项：

(1) 凡属合金钢汽包、集箱，应对基本体及管接头和所有焊缝进行光谱检验，并要画出附图，做好详细记录；

(2) 对合金钢管子及其对接焊缝应进行光谱检验，并在管子上做出标记，做好详细记录；

(3) 对合金钢螺栓及影响锅炉安全运行的合金钢零件应进行光谱检验；

(4) 对合金钢吊钩、定位卡要进行光谱复验，看其是否符合设计图纸；

(5) 对其他材料的受压元件材质应进行复验。

2. 焊接质量的检验

现场安装的所有受压元件的焊缝必须 100% 合格，焊接质量必须通过各种手段进行严格检验，具体从以下几个方面进行：

(1) 焊接受压元件的焊工应有合格证，焊工证上的合格项目要与所施焊的位置、材质、管径等相符；焊完之后应在焊缝附近打上该焊工的钢印代号。

(2) 检查焊条、焊丝的出厂合格证和复验报告，对每批焊条、焊丝都应进行复验。合格标准及有关要求按原机械工业部《锅炉原材料入厂检验标准》的规定执行。

(3) 检查焊接工艺的合理性及可行性。

(4) 对焊后需要进行热处理的焊缝，要检查是否进行了热处理，其工艺是否合理，实际热处理的效果如何。

(5) 检查焊缝的外观，使其符合以下几条规定：

1) 检查焊缝宽度和高度，使其符合工艺规定，焊缝高度不得低于母材，焊缝应与母材圆滑过渡；

2) 焊缝及其热影响区表面不得有裂纹、气孔、弧坑和夹渣；

3) 受热面管子的焊缝咬边深度不得超过 0.5mm，其总长度（焊缝两侧咬边长度之和）不得超过管子周长的 1/4，而且不得超过 40mm；

4) 为了检查管子对接焊的反面成形高度（即焊瘤等缺陷），焊完后要进行通球试验，通球用的球径与管子内径、弯曲半径有关。

(6) 检查焊接的对口错位。要求对口平齐，内壁对齐，错口不应超过壁厚的 10%，而且不大于 1mm，外壁的偏差值不应超过薄件厚度的 10% 加 1mm，并且不得大于 4mm。

(7) 检查管子对接口的弯折度，当管子外径小于等于 108mm 时，其弯折度小得大于 1/200；当管子外径大于 108mm 时，其弯折度每米不得大于 2.5mm。

(8) 检查管子对接焊缝的位置及对接焊缝间的距离。管子对接焊缝位于直管段部分，其距弯曲起点、支架边缘、汽包、集箱外壁的距离，对于工作压力 3.8MPa (39kgf/cm²) 的锅炉，其距离不得小于 70mm；对于工作压力小于等于 382 × 10⁴ Pa (39kgf/cm²) 的锅炉，其距离不得小于 50mm。

锅炉受热面管子的直管段，对接焊缝间的距离不得小于 150mm，对接焊缝的数量规定为：小于等于 2m 时，不得拼接；大于 2~5m 时，对接焊缝不得超过 1 条；大于 5~10m 时，

对接焊缝的数量不得超过 3 条。

(9) 管子对接焊缝的无损探伤检验。在安装现场对焊缝进行无损探伤时, 主要采用射线探伤或超声波探伤, 其探伤的数量按下面规定执行:

1) 外径大于 159mm, 或壁厚大于等于 20mm 的管子, 管道作 100% 的射线探伤。

2) 外径小于等于 159mm 时, 当工作压力大于等于 $980 \times 10^4 \text{ Pa}$ (100 kgf/cm^2), 安装工地, 至少要做 25% 的射线探伤或超声波检查。

3) 对于热水锅炉的受热面管子、管道和其他管件的环焊缝, 射线或超声波探伤的数量规定如下:

当额定出口温度大于等于 120°C 时, 如其外径大于 159mm, 探伤比例为 100%; 如其外径小于 159mm, 可进行探伤抽查。

当额定出口温度小于 120°C 时, 如其外径大于 159mm, 探伤比例为大于等于 25%; 如其外径小于 159mm, 可进行抽查。

4) 射线探伤的合格标准按《钢焊缝射线照相及底片等级分类法 (GB 3323—1982)》的规定进行, 对于工作压力大于等于 $9.8 \times 10^4 \text{ Pa}$ (1 kgf/cm^2) 的蒸汽锅炉, 对接焊缝不低于二级为合格; 对于额定出口热水温度大于等于 120°C 的热水锅炉, 对接焊缝不低于二级为合格; 对于额定出口热水温度小于 120°C 的热水锅炉, 对接焊缝不低于三级为合格。

5) 超声波探伤按 (JB 115) 的规定进行, 达到一级为合格; 对出口温小于 120°C 的热水锅炉, 达到二级为合格。

(10) 对管子对接焊缝的机械性能试验进行检查。在工业锅炉安装中, 应对管子的对接焊缝进行机械性能试验, 试件的取法及合格标准按下面几条进行:

1) 对于管道的对接焊缝, 应焊接 10% 的检查试件, 由同一焊工, 在同一工艺条件下焊制; 对于受热面管子的对接焊缝, 则应在参加施焊的焊工就所施焊的不同管子的材质、规格、位置等分别取样, 原则上应在该焊工所焊的管子上切取 1/200 作为检查试件。如现场截取试件有困难, 如受热面管与汽包、集箱管接头的对接焊缝、膜式水冷壁的对焊接缝等, 可在同一焊工、同一工艺条件下, 焊接模拟试样作为检查试件。

2) 试件应先经外观检查, 合格后方可作无损探伤检查。

3) 凡试件经无损探伤合格后, 可从试件上切取两个试样或用整根管按《金属拉力试验法 (GB 228)》进行拉力试验, 焊接接头的抗拉强度不得低于母材规定值的下限。

4) 从试件上切取两个试样, 按《金属冷、热弯曲试验法》(GB 232) 的规定, 进行弯曲试验, 一个做正弯, 一个做背弯, 弯轴直径、支座距离及弯曲角度要恰当, 凡在其拉伸面上有长度大于 1.5mm 的横向裂纹或缺陷, 或者有长度大于 3mm 的纵向裂纹或缺陷时, 均为不合格, 试样的四棱开裂不计。

5) 对于工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 或壁温大于 450°C 的锅炉受热面管子的对接焊缝, 如壁厚大于 16mm 指单面焊时, 在试件上取三个试样, 按《金属常温冲击韧性试验法》(GB 229) 进行冲击试验, 其冲击韧性值不得低于母材规定值的下限。

6) 上面的检查项目, 如某项不合格时, 应从原试件上切取双倍试样进行复验, 或将原试件与所代表的焊缝热处理一次后进行全面复验。如合格, 可认为该项合格; 如复验仍不合格, 则此项试验所代表的焊接接头为不合格, 应予以返工重焊。

(11) 对管子的对接焊缝进行金相检验和断口检验, 其检验方法按如下规定进行:

1) 工作压力大于等于 $980 \times 10^4 \text{ Pa}$ (100 kgf/cm^2) 或壁温大于 450°C 的管子, 管道应进行宏观金相检验, 对可能产生淬火硬化、显微裂纹、过烧等缺陷的焊件, 还应做微观金相检验。

2) 对锅炉受热面管子, 应从半数试件上各取一个试样; 对管道, 应在每个试件上切取一个试样作金相检验。

3) 宏观金相检验的合格标准。

- 没有裂纹。

- 没有疏松。

- 全部熔合。

- 管子对接接头未焊透的深度不得大于 15% 的管子或管道的壁厚, 并且不得大于 1.5mm。

- 至于单个气孔, 当管子壁厚小于 6mm 时, 径向不得大于壁厚的 30%, 并且不得大于 1.5mm, 周向不得大于 2mm; 当壁厚大于 6mm 时, 径向不得大于管子壁厚的 25%, 且不得大于 4mm, 周向不得大于壁厚的 30%, 且不大于 6mm。

- 单个夹渣的合格标准是: 当管子壁厚小于等于 6mm 时, 径向夹渣不得大于壁厚的 25%, 轴向、周向夹渣不得大于壁厚的 30%, 而且不应大于 2mm; 当管子壁厚大于 6mm 时, 径向夹渣不得大于壁厚的 20%, 并且不得大于 4mm, 轴向、周向夹渣不得大于管子壁厚的 25%, 而且不得大于 4mm。

- 密集气孔的合格标准是: 当管子壁厚小于等于 6mm 时, 不允许有密集气孔; 当管子壁厚大于 6mm 时, 在 1 cm^2 的面积内, 直径大于 0.8mm 的气孔及夹渣不得超过 5 个, 总面积不得大于 3 mm^2 。

- 圆周方向的气孔、夹渣总和的合格标准是: 沿圆周方向气孔与夹渣的总和在 10 倍壁厚的长度内, 气孔与夹渣的累计长度不得大于壁厚。

- 壁厚方向同一直线上各缺陷的总和是: 当壁厚小于等于 6mm 时, 不得大于壁厚的 30%, 并且不应大于 1.5mm; 当壁厚大于 6mm 时, 不得大于壁厚的 25%, 而且不得大于 4mm。

- 母材没有分层。

4) 微观金相检验合格标准。

- 没有裂纹。

- 没有过烧组织。

- 没有网状析出物或网状夹杂物。

- 在非马氏体钢中, 不得有马氏体组织。

5) 断口试样的截取及其合格标准是: 对工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的受热面管子, 每 200 个焊接头抽一个断口检验, 不足 200 个也抽一个, 合格标准同宏观金相检验的标准。

6) 有裂纹、过烧、疏松、网状析出物或者网状夹杂物之一者, 不允许复试, 所代表的焊接接头为不合格。仅有淬硬性组织不合格者, 允许其检查试件与产品再热处理一次, 然后取双倍试样复试 (合格后仍须复试机械性能)。其他不合格者, 允许从原检查试件上或焊件上取双倍试样复试, 复试合格后由水平较高的探伤人员对该试样代表的焊接接头重新探伤。

复试不合格的,该试样代表的焊接接头为不合格。

3. 胀接质量的检验

- (1) 退火后的管应进行硬度检验,其硬度值 HB 小于等于 170,确认合格后方可胀接;
- (2) 胀管率控制在 1%~2.1% 范围内,不得超胀和偏胀;
- (3) 管端伸出长度应控制在 6~12mm,喇叭口翻边角度应控制在 12°~15°,伸入管孔内 0~2mm;
- (4) 胀接管端不得有起皮、皱纹、切口和偏斜现象。

4. 水压试验检查及合格标准

- (1) 在试验压力下停留 20min,压力降不超过 $4.9 \times 10^4 \text{ Pa}$ (0.5 kgf/cm^2);
- (2) 金属壁和焊缝、人孔、手孔、法兰接合处不得有水珠和水雾;
- (3) 在工作压力下检查胀口处,其渗水、泪水(不下流的水珠)的胀口数之和不得大于总胀口的 30%,泪水的胀口数不超过总胀口数的 1%;
- (4) 用肉眼观察无残余变形。

5. 安全阀的安装检验

(1) 蒸发量大于 0.5t/h 及额定出力大于 $125.7 \times 10^4 \text{ J}$ ($30 \times 40 \text{ kcal/h}$) 的锅炉,至少需装两只安全阀(不包括省煤器安全阀);蒸发量小于 0.5t/h,额定出力小于 $125.7 \times 10^4 \text{ J}$ ($30 \times 10^4 \text{ kcal/h}$) 的锅炉,至少应安装一只安全阀。

(2) 在可分式省煤器的出口(或入口),过热器、再热器入口和出口,以及直流锅炉的启动分离器上都必须安装安全阀。

(3) 安全阀的型式、阀座内径、工作压力、排气能力等应符合设计计算及有关规程的规定,安全阀在安装前应解体检查。

(4) 安全阀应垂直安装,在安全阀与汽包、集箱之间不得安装取用蒸汽的出汽管和阀门。

(5) 安全阀的开启压力应符合《蒸汽锅炉安全技术监察规程》的规定,安全阀经校验后应加锁或铅封。

(6) 安全阀应有将蒸汽或水引到安全地点的排汽管或排水管,其弯头数量越少越好。

(7) 详细检验内容见安全阀的安装部分。

6. 压力表的安装检验

(1) 每台锅炉必须有与汽包直接连接的压力表。

(2) 选用压力表时,其刻度值应为工作压力的 1.5~3 倍,精确度等级应符合如下规定:工作压力小于 $245 \times 10^4 \text{ Pa}$ (25 kgf/cm^2) 时不能低于 2.5 级;工作压力大于等于 $245 \times 10^4 \text{ Pa}$ (25 kgf/cm^2) 时,不应低于 1.5 级;工作压力大于 $1372 \times 10^4 \text{ Pa}$ (140 kgf/cm^2) 时,不应低于 1 级。

(3) 压力表安装前应进行校验,并打铅封。

(4) 压力表安装时,应装设存水弯管,在压力表和存水弯管之间应有旋塞。

7. 水位表的安装检验

(1) 每台蒸汽锅炉至少应安装两个彼此独立的水位表,对蒸发量小于 0.2t/h 的锅炉只允许装一个水位表;

(2) 蒸发量 32t/h 的锅炉应装高低水位警报器。

8. 基础验收

锅炉在安装前必须进行基础验收。基础验收应符合《钢筋混凝土工程施工及验收规范》(GBJ10—1965)的规定。

9. 锅炉安装用垫铁

(1) 垫铁组的面积应符合式(2-1)

$$A = C \frac{100(Q_1 + Q_2)}{R} \quad (2-1)$$

式中 A ——垫铁组面积, mm^2 ;

C ——安全系数 1.5~3;

Q_1 ——设备重量负荷, N;

Q_2 ——地脚螺栓拧紧后, 加在垫铁上的压力, N;

R ——基础单位面积抗压强度 Pa (kgf/cm^2)。

(2) 每组垫铁不应超过 3 块。

10. 钢构架的安装检验

(1) 各立柱间的距离偏差, 应控制在间距的 1/1000, 而且不得大于 10mm。

(2) 各立柱间的不平行度应为长度的 1/1000, 且不得大于 10mm。

(3) 横梁标高偏差为 $\pm 5\text{mm}$ 。

(4) 横梁间的不平行度偏差应控制在长度的 1/1000, 且不得大于 5mm。

(5) 横梁与立柱的中心线错位为 $\pm 5\text{mm}$ 。

(6) 组合件相应对角线偏差应控制在长度的 1.5/1000, 并且不得大于 15mm。

(7) 护板框内边与立柱中心线距离偏差为 5~10mm。

(8) 顶板各横梁间距偏差为 $\pm 3\text{mm}$ 。

(9) 平台支撑与立柱、桁架、护板框的不垂直度偏差不得超过其长度的 2/1000。

(10) 平台标高偏差为 $\pm 10\text{mm}$ 。

(11) 平台与立柱中心线相对位置偏差为 $\pm 10\text{mm}$ 。

(12) 柱脚中心与基础中心偏差为 $\pm 5\text{mm}$ 。

(13) 立柱、横梁标高与设计标高偏差为 $\pm 5\text{mm}$ 。

(14) 立柱间标高差为 3mm。

(15) 立柱间的距离偏差对于工作压力小于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ ($39\text{kgf}/\text{cm}^2$) 的锅炉构架, 其偏差应控制在 $\pm 5\text{mm}$; 而对于工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ ($39\text{kgf}/\text{cm}^2$) 的锅炉构架, 偏差范围应控制在间距的 1/1000, 并且不得大于 10mm;

(16) 锅炉立柱的不垂直度偏差应控制在长度的 1/1000 范围内, 对工作压力小于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ ($39\text{kgf}/\text{cm}^2$) 的锅炉, 其立柱偏差不得大于 10mm; 而对工作压力 $3382 \times 10^4 \text{Pa}$ ($39\text{kgf}/\text{cm}^2$) 的锅炉, 其偏差不得大于 15mm。

(17) 各立柱上、下两水平面内相应对角线偏差应控制在其长度的 1.5/1000, 并且不得大于 15mm。

(18) 两立柱间在同一垂直面内的对角线偏差, 对工作压力小于 $3382 \times 10^4 \text{Pa}$ ($39\text{kgf}/\text{cm}^2$) 的锅炉, 其偏差为对角线长度的 1/1000, 并且不得大于 10mm。

(19) 横梁的水平度偏差为其长度的 1/1000, 并且不得大于 5mm。

(20) 支撑汽包的横梁不水平度偏差, 对工作压力小于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的锅炉, 应为其长度的 1/1000, 并且不得大于 3mm。

(21) 护板框架或桁架与立柱中心距离偏差, 对工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的锅炉为 5~10mm。

(22) 顶板的各横梁间距, 对工作压力大于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的锅炉, 其偏差范围应为 $\pm 3 \text{ mm}$ 。

(23) 顶板标高偏差, 对工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的锅炉为 $\pm 5 \text{ mm}$ 。

(24) 大板梁的不垂直度偏差, 为其高度的 1.5/1000, 而且不得大于 5mm。

(25) 平台的标高偏差, 对于工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的锅炉为 $\pm 10 \text{ mm}$ 。

(26) 平台与立柱中心线位置偏差为 $\pm 10 \text{ mm}$ 。

11. 汽包、集箱的安装检验

(1) 汽包、集箱的水平方向距离偏差为 $\pm 5 \text{ mm}$;

(2) 汽包、集箱的标高偏差为 $\pm 5 \text{ mm}$;

(3) 汽包、集箱的不水平度偏差, 全长不得大于 2mm, 而对工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 的锅炉, 汽包偏差为 2mm, 集箱为 3mm;

(4) 汽包间、集箱间、汽包与相邻过热器集箱间、上汽包与上集箱间的中心线距离偏差, 应控制在 $\pm 3 \text{ mm}$ 范围内;

(5) 水冷壁集箱与立柱间的距离偏差应在 $\pm 3 \text{ mm}$ 范围内;

(6) 过热器集箱间两对角线不等长度偏差不得大于 3mm;

(7) 过热器集箱与蛇形管低部位的距离偏差应控制在 $\pm 5 \text{ mm}$ 范围内。

12. 受热面组合件的检验

锅炉受热面组合件主要是指过热器、再热器、钢管省煤器等。组合件组合好之后, 应进行如下检查:

(1) 集箱的不水平度, 对光管水冷壁和鳍片管水冷壁, 其偏差均为 2mm。

(2) 组件的对角线偏差, 对光管水冷壁和鳍片管水冷壁都为 10mm。

(3) 组件的宽度偏差, 当宽度小于等于 3000mm 时, 其偏差应控制在 $\pm 5 \text{ mm}$ 以内; 当宽度大于 3000mm 时, 其偏差为每米 2mm, 而且不得大于 15mm。

(4) 组件长度偏差为 $\pm 10 \text{ mm}$ 。

(5) 个别管子的突出偏差不得超过 $\pm 5 \text{ mm}$ 。

(6) 固定挂钩标高偏差应在 $\pm 2 \text{ mm}$ 范围内, 错位偏差应在 $\pm 3 \text{ mm}$ 范围内。

(7) 集箱间中心线垂直距离偏差应在 $\pm 3 \text{ mm}$ 范围内。

13. 受热面管的弯曲度及外形偏差的检验

(1) 受热面管直管段的弯曲度每米不得大于 1mm, 全长不得大于 3mm, 长度偏差不得大于 $\pm 3 \text{ mm}$ 。

(2) 管口偏移不得大于 2mm, 管段偏移不得大于 5mm。

(3) 管口间水平方向距离偏差不得大于 $\pm 2 \text{ mm}$, 管口间垂直方向距离偏差应为 $-2 \sim 5 \text{ mm}$ 。

(4) 弯管的不平度, 当长度 $L \leq 500\text{mm}$ 时, 不平度偏差不得大于 3mm ; 当 $L > 500 \sim 1000\text{mm}$ 时, 不平度偏差不得大于 4mm ; 当 $L > 1000 \sim 1500\text{mm}$ 时, 不平度偏差不得大于 4mm ; 当 $L > 1500\text{mm}$ 时, 其不平度偏差不得大于 6mm 。

14. 水冷空管的冷拉工艺及冷拉值检验

检查水冷壁管的冷拉工艺及冷拉值是否符合设计要求。

15. 检查过热器、再热器

- (1) 蛇形管自由端偏差不得超过 $\pm 10\text{mm}$;
- (2) 管排间距偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$;
- (3) 个别管子的不平整度不得大于 20mm ;
- (4) 顶棚管高低不平度偏差不得大于 5mm ;
- (5) 边缘管距炉墙的间隙, 应符合设计图纸;
- (6) 平面蛇形管的个别管圈在该平面内的偏差不得大于 5mm 。

16. 检查省煤器安装尺寸及有关项目

- (1) 钢管省煤器。
 - 1) 组合件宽度偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$;
 - 2) 组合件对角线偏差不得超过 10mm ;
 - 3) 集箱中心线距蛇形管弯头端部的距离偏差不得超过 $\pm 10\text{mm}$;
 - 4) 组合件边管的不垂直度不得超过 $\pm 5\text{mm}$;
 - 5) 边管距炉墙的距离应符合设计图纸;
 - 6) 防磨装置膨胀间隙应符合图纸规定;
 - 7) 平面蛇形管的个别管圈在该平面内的偏差不得大于 5mm 。
- (2) 铸铁省煤器。
 - 1) 支架的水平方向位置偏差不得超过 $\pm 3\text{mm}$;
 - 2) 支架的标高偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$;
 - 3) 支架的纵、横向水平度偏差应在 $1/1000$ 范围内;
 - 4) 每根肋片管上的破损肋片数不得大于该管总肋片数的 10% ;
 - 5) 整个省煤器有破损肋片的管数不得超过管子总根数的 10% 。

17. 空气预热器的检验

- (1) 支撑框架的不水平度, 不得超过 $\pm 3\text{mm}$ 。
- (2) 支撑框架的标高, 对于工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ (39kgf/cm^2) 的锅炉, 其偏差不得超过 $\pm 10\text{mm}$; 对于工作压力小于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ (39kgf/cm^2) 的锅炉, 其偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$ 。
- (3) 空气预热器管箱的不垂直度偏差, 对于工作压力大于等于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ (39kgf/cm^2) 的锅炉, 不得超过 $\pm 100\text{mm}$; 对于工作压力小于 $382 \times 10^4 \text{Pa}$ (39kgf/cm^2) 的锅炉, 其偏差不得超过高度的 $1/1000$ 。
- (4) 预热器管箱中心线与立柱中心线之间的距离偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$ 。
- (5) 顶部标高偏差不得超过 $\pm 15\text{mm}$ 。
- (6) 管箱上部的对角线偏差不得大于 15mm 。
- (7) 波形膨胀节的冷拉值应符合设计要求。

18. 检查链条炉排的组装偏差

- (1) 炉排中心线位置偏差不得大于 2mm;
- (2) 炉排两侧墙板的标高偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$;
- (3) 炉排两侧墙板间的距离偏差不得超过 5mm;
- (4) 炉排两侧墙板的垂直度偏差, 全高不超过 3mm;
- (5) 炉排两侧墙板的对角线长度偏差 (即两对角线的不等长) 不得大于 10mm;
- (6) 两侧墙板不水平度偏差为其长度的 1/1000, 全长不得大于 5mm;
- (7) 前、后轴的不水平度为其长度的 1/1000;
- (8) 前、后轴的标高偏差不得大于 5mm。

19. 抛煤机的安装检验

- (1) 抛煤机的标高偏差不得超过 $\pm 5\text{mm}$;
- (2) 两抛煤机之间的距离偏差不应超过 $\pm 3\text{mm}$;
- (3) 单机运转应该灵活、不卡, 并且也无咬碰的现象。

20. 炉墙砌筑的检验

在工业锅炉安装中, 炉墙砌筑检验是一项比较重要的内容, 虽然对锅炉的安全运行影响不算太大, 但对锅炉热效率的发挥和燃烧效果的好坏有着比较大的影响, 所以炉墙的检验是不容忽视的。

(1) 检查是否按设计要求留出热膨胀间隙, 其宽度偏差不得超过 $\pm 3\text{mm}$; 膨胀缝边界错位不得大于 2mm, 缝内不允许有灰浆、碎砖块及其他杂物, 石棉绳最外一根与砖墙应平齐, 不得外伸或内凹。

(2) 水冷壁管中心与炉墙表面的距离偏差应在 20~10mm 范围内。

(3) 过热器、再热器、省煤器管中心与炉墙表面距离的偏差应在 -5~20mm 之间。

(4) 汽包与炉墙周围的间隙偏差应在 -5~10mm 之间。

(5) 折烟墙与侧墙表面间隙偏差不得大于 5mm。

(6) 靠近砖砌炉墙部位的受热面管与炉墙的间隙偏差不得大于 10mm。

(7) 水冷壁下集箱与灰渣室炉墙间的距离偏差不得大于 10mm。

(8) 砖缝的宽度及允许偏差见表 2-4。

表 2-4

砖缝宽度偏差表

(mm)

炉墙名称	项 目	规定砖缝宽度	允许最大宽度	每平方米最大宽度砖缝允许条
燃烧室及过热器耐火砖墙		2	3	不得多于 5 条
省煤器耐火砖炉墙		3	4	不得多于 8 条
保温层砖墙		5	7	不得多于 10 条

(9) 炉墙的不平整度, 每米不大于 2.5mm。

(10) 炉墙的不平度, 每米不大于 5mm, 全长不得大于 10mm。

(11) 炉墙的不垂直度, 每米不大于 3mm, 全高不得大于 15mm。

(12) 炉墙的厚度偏差应在 $\pm 10\text{mm}$ 之间。

(13) 耐火混凝土层厚度偏差应在 $\pm 5\text{mm}$ 之间。

21. 风烟道的渗漏检验

安装完风烟道后应检验以下几项：

- (1) 接盘处石棉板或石棉绳垫是否压紧、压匀，有无漏风、漏烟处；
- (2) 风、烟道的焊缝有无渗漏处，如有渗漏处，应补焊；
- (3) 膨胀节、软接头是否符合设计要求。

22. 检查风机、除尘器

- (1) 风机、除尘器轴与电动机轴的同心度偏差应符合有关规范；
- (2) 风机、除尘器与风烟道连接必须严密，不得渗漏。

三、锅炉检验方法

要确定锅炉某部位是否有缺陷，或判定某锅炉是否合格，除了熟悉了解大量技术知识之外，在具体检查过程中，也需要掌握一定的检验方法和技能。下面主要介绍一些常用的检验方法。

1. 常规检验法

常规方法主要是由人的直接感觉，并借助于简单工具来寻找缺陷的最基本、最直接的方法。这也是近百年检验经验总结而得到的传统方法。常规方法包括灯光目视法和锤击法。

(1) 灯光目视法。检验时用肉眼并借助灯光光束直接察看钢材表面、焊缝、胀口，寻找可能发生的缺陷。特别是利用聚光光束（如手电筒）紧贴钢板表面平行照射，肉眼就会看到表面浅微向高低不平，如果此处存在鼓包、变形、腐蚀、表面裂纹等缺陷，就很容易发现。

灯光目视法也可以检查焊缝高度和各种弯曲元件是否符合要求。

(2) 锤击法。用小锤敲击受压元件的某个部位，以确定其有无缺陷。检验人员可以从两个方面进行辨别：

1) 声音辨别。如果声音清脆单纯，则表示该处无缺陷；如果声音很沉闷或听起来钝浊，则说明该部位可能存在着夹层，结水垢，并有腐蚀的可能性；如果声音呈沙拉声，则表示该处可能有裂纹。

2) 触觉辨别。当用手握住小锤敲击时，如果弹性好，说明该处没有缺陷；反之，如果弹性不好，则被检处可能存在缺陷。另外，当敲击检查铆钉、螺栓等紧固件时，可用手指轻接另一头，如感受到较强震动，则表明该紧固件已松动。

用常规方法能初步发现一些缺陷，如果要进一步确定缺陷的程度，则需要采用其他检验方法。

2. 量具检测法

利用一些简单的量具对目视已见的缺陷进行定量检测，是十分有效的方法。它是常规检测的补充手段。

用量具可以检测锅炉钢板（管子）的腐蚀、变形、起槽等缺陷的几何尺寸，如长度、宽度、深度。也可以检测钢板和管子焊接后的装配尺寸以及焊缝外形尺寸。

(1) 拉线检查。当汽包或管子弯曲变形时，可以拉直线测出弯曲变形的程度，见图 2-4。

(2) 直尺检查。用直尺放在腐蚀处或鼓包处，测量其腐蚀深度或鼓包高度。有时也用卡尺来测量，见图 2-5。

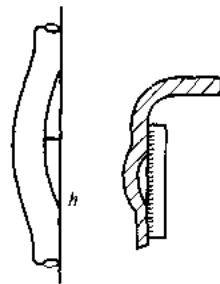


图 2-4 拉线检查

(3) 样板检查。样板检查有两种：一种是用一定尺寸做成的样板来检查受压元件的有关尺寸是否符合规定，如用样板对封头扳边圆弧尺寸作检查，见图 2-6。另一种是对已产生的缺陷如鼓包等，因不严重而暂时不需要修理的元件，可以先做一个与缺陷形状相同的样板，定期核查缺陷有无发展，见图 2-7。

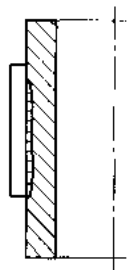
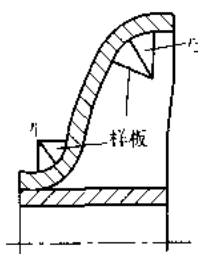
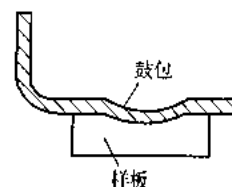


图 2-5 直尺检查

图 2-6 用一定尺寸做成的
样板检查受压元件图 2-7 用与缺陷形状相同的
样板定期检查缺陷

(4) 焊缝测规。对焊缝外表尺寸的检查，有一种专用的焊缝检验尺，可以测量焊缝的高度、宽度以及装配元件的相对位置等。

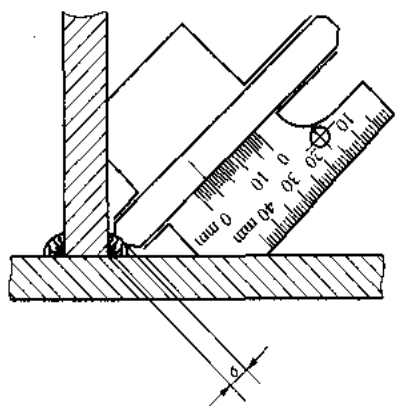


图 2-8 测量角焊缝高度

1) 测量角焊缝高度 (见图 2-8)。以主尺的 90° 角处测量基面，在活动尺的配合下测量，活动尺上短线对准主尺部分的刻度值，即为所测之值。

2) 测量焊缝宽度，如图 2-9 所示。

3) 测量装配件的相对位置，如图 2-10 所示。

4) 测量对口间隙，如图 2-11 所示。

5) 测量坡口角度时，主尺背面下部有 $0^\circ \sim 75^\circ$ 刻度与测角尺相配合，可测量型钢、板材及管道坡口角度 (见图 2-12)。以主尺一面为测量基面，在测角尺的配合下进行测量，测角尺上的

刻线所对准的主尺圆度刻线值为 α 时，所求的值为 $90^\circ \pm \alpha$ 。如图 2-12 所示， $\alpha = 90^\circ - 45^\circ = 45^\circ$ 。

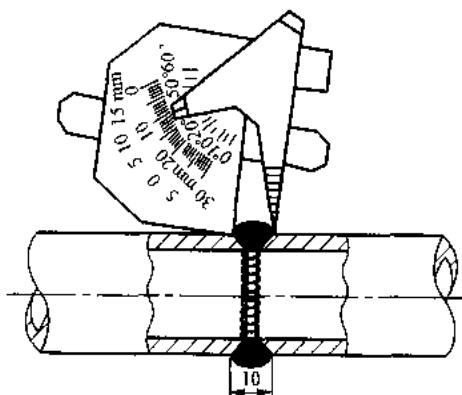


图 2-9 测量焊缝宽度

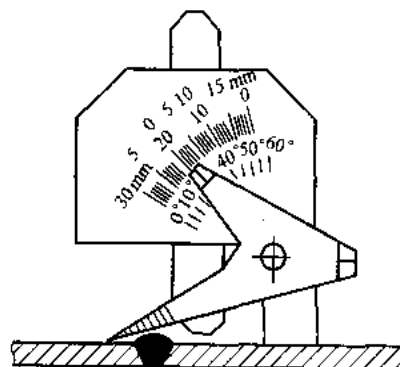


图 2-10 测量装配件的相对位置

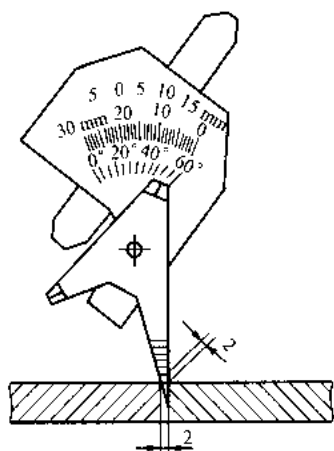


图 2-11 测量对口间隙

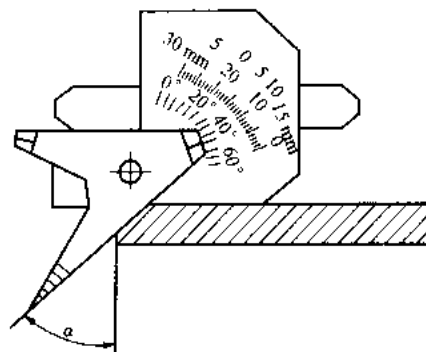


图 2-12 测量坡口角度

3. 超声波测量材料壁厚

在锅炉检验时，有一项重要的指标就是要了解受压元件材料的壁厚。如汽包、封头、管板、炉胆等。

因结构原因，有的壁厚无法用卡尺（直尺）测量，此时用超声测厚仪测量壁厚，可以不破坏材料和设备的结构，既方便，又经济，它将完全取代“钻孔法”测厚。

用超声波测厚仪测厚时，需把被测物表面清理干净，露出金属表面。然后涂上甘油、机油等耦合剂，再将探头平置并贴紧被测量面，从显示屏上便可读出厚度值。需注意读数是否精确，并且应在测实物前用探头在标准试块上把仪表调整好。

目前常用的超声波测厚仪很多，其测厚范围为 0 ~ 30mm、3 ~ 50mm、1.5 ~ 99.9mm 等，型号以 DM-2/DM-3、UTM-1、LA-10、HCC-16 为常用。

4. 无损探伤

当常规方法无法检查出缺陷时，无损探伤则显示出极大的优点。无损探伤是在不损坏锅炉材料的情况下，测量出肉眼无法直接看到的材料内部缺陷和表面缺陷。通常所采用的无损探伤方法有四种，即：渗透探伤、磁粉探伤、X 射线探伤和超声波探伤。

(1) 渗透探伤。渗透探伤（含着色探伤）是把渗透力很强的渗透液涂刷或浸湿被测物表面，如果物体表面存在缺陷，渗透液就会渗透到缺陷缝隙中，擦去表面的液体，并涂以另一种显示剂，由于毛细管作用，原来渗透到缺陷中的液体又会渗到显示剂上来，此时，材料如果存在缺陷，就会显示出来。

从显示方式看，渗透探伤有着色法和荧光法两种。着色法是在显示剂中加入颜色鲜明的染料；荧光法是在显示剂中加入荧光物质，利用其发出的光束显示缺陷。

渗透探伤方法用于寻找材料（或焊缝）表面的裂纹及其他表面缺陷，探伤灵敏度可显示最小缺陷 0.01mm。

(2) 磁粉探伤。磁粉探伤是通过探伤机（磁轭）产生磁场，使被探元件的一部分区域磁化，再向其表面喷洒磁粉，从磁粉分布的情况来判断材料有无缺陷和缺陷的情况。如果材料无缺陷，那么磁粉显示均匀分布；如果有缺陷，在缺陷处的磁粉就会发生堆积较多的现象。

适用磁粉探伤的材料必须是钢铁等导磁材料，所以锅炉检验时可以采用这种探伤方法。磁粉探伤能够查出材料表面和近表面的缺陷，如裂纹、夹层、夹渣等，而对于离开表面稍远的内部缺陷，则不能探出。

磁粉探伤方法可因形式不同而分为：

- 1) 按磁化方向，有纵向磁化和周向磁化法；
- 2) 按磁化电流，有直流电磁法和交流电磁法；
- 3) 按磁粉配制，有干粉法和湿粉法。

锅炉检验时，一般采用周向、交流湿粉法进行探伤。

磁粉通常采用四氧化三铁 (Fe_3O_4) 和红色氧化铁 (Fe_2O_3)。磁粉应具有一定的磁性与粒度，并有较高的导磁性和较低的矫顽力。磁粉粒度约在 0.005 ~ 0.01mm 范围内，不能超过 0.05mm，形状应是针状长条形。

磁痕分析是磁粉探伤中最后、也是最重要的环节。反映材料缺陷的磁痕称为缺陷磁痕；由工艺造成的缺陷，称为工艺性质磁痕。反映材料中夹进杂质时将产生纹状缺陷磁痕，反映材料中有气孔时将产生点状缺陷磁痕。另外，有时也会发生伪缺陷磁痕，这是由于材料的局部，经加工硬化对磁的导电性不均匀所致，这需要经验来识别。

(3) X 射线探伤。X 射线探伤是锅炉检验中最常用、最有效的一种探伤方法。这种方法可以探测焊缝内部的各种缺陷，探伤时摄片可以长期保存，有利于公正地评定焊缝质量。

X 射线探伤的原理是：X 射线探伤机产生高能量的 X 射线，可以穿透被检验的工件（如焊缝），并在照相胶片上感光。由于材料的品质和厚薄不同，其透过的射线强度衰减也不同，这样在胶片上的感光程度也不同，于是就产生投影图像。分析底片上的各种图像的尺寸，就可以探出工件内部的缺陷。以下简要说明 X 射线探伤的方法及一些技术问题。

1) X 射线探伤机。X 射线探伤机一般由机头、控制柜、高压发生器、电缆、防护装置等组成，根据不同的用途，机器有携带式和固定式两种。输出功率一般在 150 ~ 300kV，最大可以穿透 60mm 钢板进行探伤。

2) 增感屏。为了加快胶片的感光速度，缩短曝光时间，在射线透射时增加一块反射材料，以增强照射强度，这块反射材料称为增感屏。荧光增感屏一般用钨酸钙 (CaWO_4) 作反射涂层，铝箔增感屏用铝箔作反射材料，它除了有一部分增感作用外，还会吸收和减少散射线，提高摄片质量。

3) 灵敏度。射线照相法的灵敏度，表示底片在某个摄片条件下，能够反映缺陷的程度。有两种表示方法：一种是绝对灵敏度，就是能发现工件中沿射线穿透方向上最小缺陷的尺寸；另一种是相对灵敏度，即缺陷尺寸与工件厚度的比值。一般所指的灵敏度是相对灵敏度。

用透视法检查缺陷时，一定要先检查底片灵敏度。

透度计是在两张胶片中包上数根不同直径的钢丝所制成的。它按照对不同穿透厚度及不同透照方法分为三种型号，见表 2-5。

射线照相法分甲、乙两级。甲级为采用非增感性胶片，不使用增感屏或金属箔增感屏。乙级采用增感性胶片，用金属箔增感屏，也可用增感性胶片和荧光增感屏。穿透厚度可按图 2-13 中所示的各部位尺寸实测确定。如实测有困难，可按表 2-6 确定。

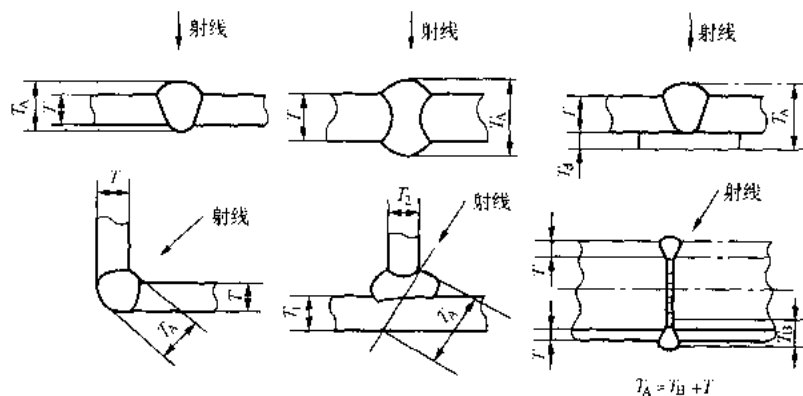


图 2-13 母材厚度和穿透厚度实测确定部位示意

对底片上透度计的观察，用以确定最细钢丝的方法：即在黑纸遮板上开一个宽度略小于焊缝的“窗口”。观察时把遮板从透度计钢丝较细一侧逐渐移向较粗一侧，以最初能清晰发现的钢丝为准。发现的钢丝越细，说明底片能反映缺陷的能力越强，也就是底片的灵敏度越高。

表 2-5 金属丝透度计规格 (mm)

型号	标志	使用范围(穿透厚度)		金属丝编号及直径								C	d
		甲级	乙级	编号	1	2	3	4	5	6	7		
I	(GB3323) 1Fe 7	64~120	40~120	编号	1	2	3	4	5	6	7	25 或 50	3~5
				金属丝直径	3.20	2.50	2.00	1.60	1.25	1.00	0.80		
II	(GB 3323) 6Fe 12	20~64	15~40	编号	6	7	8	9	10	11	12	25 或 50	5
				金属丝直径	1.00	0.80	0.63	0.50	0.40	0.32	0.25		
III	(GB3323) 10Fe 6	<20	<15	编号	10	11	12	13	14	15	16	50	5
				金属丝直径	0.40	0.32	0.25	0.20	0.16	0.125	0.10		
金属丝直径		范围	0.10~0.125		0.16~0.50			0.63~1.6			2.00~3.20		
		公差	±0.005		±0.01			±0.02			±0.03		

表 2-6 母材厚度和穿透厚度 (mm)

接头种类	母材厚度	穿透厚度	接头种类	母材厚度	穿透厚度
对接	T	$T + T_A + h$	角接	T	$1.4T$
对接(双壁照相)	T	$2 \times T + T_d + h$	T型接头	T_1, T_2	$1.1 \times (T_1 + T_2)$

注 图 2-13 和表 2-6 中， T 、 T_1 、 T_2 为母材厚度，取公称值； T_A 为穿透厚度； T_B 为管子焊缝的厚度； T_d 为垫板厚度，取公称值，如无垫板 $T_d=0$ ； h 为焊缝余高，单面余高 h 为 2，双面余高 h 为 4，无余高 h 为 0。

透度计灵敏度的计算方法为：

$$\text{透度计灵敏度} = \frac{\text{底片上可见金属丝最小线径(mm)}}{\text{穿透厚度(mm)}} \times 100\%$$

透度计灵敏度：甲级法穿透厚度小于或等于 50mm 时，灵敏度小于或等于 1.5%；当穿透厚度大于 50mm 时，灵敏度小于或等于 1.25%。乙级灵敏度小于或等于 2%；穿透厚度小于 5mm 时，以能辨认出 0.1mm 的线为最低限度。

4) 适用于 X 射线探伤的锅炉部件。根据规程的要求规定，X 射线探伤主要用于锅炉焊制受压部件焊缝的质量评定。特别是对汽包、集箱、管子的对接焊缝，往往要做 100% 的 X 射线探伤或 100% 超声波探伤加至少 25% X 射线探伤。

对超声波探伤有疑点处以及焊缝交叉部位，必须做 X 射线探伤。

5) 焊缝质量评定。根据国家标准 (GB 3323) 铜熔片焊对接接头射线照相及底片等级分类法，采用四个等级来判定焊缝的质量，即：Ⅰ级焊缝内不准有裂纹、未熔合、未焊透、条状夹渣。Ⅱ级、Ⅲ级焊缝内，不准有裂纹、未熔合以及双面焊和加垫板的单面焊中的未焊透。

在 $12T$ (T 为母材厚度) 焊缝长度内 (如焊缝长度不足 $12T$ 时，以焊缝长度为限)，几种缺陷同时存在时，应先按各类缺陷单独评级。如同时有两种缺陷，应将其级数之和减 1 作为缺陷综合的焊缝质量等级。如同时有三种缺陷，应将其级数之和减 2 作为缺陷综合的焊缝质量等级。

对底片上的气孔、夹渣、单面未焊透等缺陷，可按以下方法评定：

· 气孔 (包括点状夹渣)。各级气孔所允许的点数 (包括点状夹渣) 按表 2-7 规定，表中数字系指底片上任何 $100\text{mm} \times 50\text{mm}$ 的焊缝区域内 (宽度小于 10mm 的焊缝仍以 50mm 长度计算) Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ级焊缝中气孔点数，多者用于厚度上限，少者用于厚度下限，中间厚度的气孔点数用插入法决定，可按数字修约法推算至整数。对于不同尺寸的气孔 (包括点状夹渣) 可按表 2-8 换算。

表 2-7 气孔 (包括点状夹渣) 的分级

气孔点数 等级	母材厚度 (mm)	2.0~5.0	5~10	10~20	20~50	50~120
		Ⅰ	2~4	4~6	6~8	8~12
Ⅱ		3~6	6~9	9~12	12~18	18~26
Ⅲ		4~8	8~12	12~16	16~24	24~35
Ⅳ		点数多于Ⅲ级				

表 2-8 气孔换算表

气孔尺寸 (mm)	≤ 0.1	> 1.0 ≤ 2.0	> 2.0 ≤ 3.0	> 3.0 ≤ 4.0	> 4.0 ≤ 6.0	> 6.0 < 8.0	≥ 8
气孔点数	1	2	3	6	10	15	25

当被透照母材厚度小于或等于 20mm 时，单个气孔 (包括点状夹渣) 的尺寸超过母材厚度的 $1/3$ 时，即作为四级评定。

不记点数的气孔尺寸 (包括点状夹渣)，当母材厚度小于或等于 25mm 时为 0.5mm；大于 25mm 小于或等于 50mm 时为 0.7mm；大于 50mm 时，为母材厚度的 1.4%。

· 条状夹渣。条状夹渣的分极标准，见表 2-9。条状夹渣须同时满足单个条状夹渣的长度、条状夹渣群总长度及条状夹渣间距的规定。

· 单面焊未焊透。设计焊缝系数等于或低于 0.7 时，Ⅱ级焊缝内存在的单面未焊透，其深度不应超过壁厚的 15%，最深不超过 1.5mm；Ⅲ级焊缝内存在的单面未焊透，其深度不应超过壁厚的 20%，最深不超过 2mm。各级焊缝内单面未焊透的长度不超过该级焊缝夹渣群总长度的规定。

表 2-9 条状夹渣的规定 (mm)

级 别	单个条状夹渣长度	条状夹渣间距	条状夹渣群总长
Ⅱ	$\frac{1}{3}T$ 最小可为 6，最大不超过 20	$<6L$	不超过单个条状夹渣长度
		$\geq 6L$	在任何 12T 焊缝长度内不超过 T
Ⅲ	$\frac{2}{3}T$ 最小可为 6，最大不超过 30	$<3L$	不超过单个条状夹渣长度
		$\geq 3L$	在任何 6T 焊缝长度内不超过 T
Ⅳ		大于Ⅲ级者为Ⅳ级	

注 1. 表中 T 为母材金属厚度； L 为相邻两夹渣（或夹渣群）中较长者的长度。

2. 当焊缝长度不足 12T（Ⅱ级）或 6T（Ⅲ级）时，可按比例折算。如 T 或折算的条状夹渣群总长小于单个条状夹渣长度时，以单个条状夹渣长度为允许值。

· 锅炉焊缝质量。对于额定蒸汽压力大于 0.10MPa 的锅炉，对接焊缝的质量不低于Ⅱ级为合格；对于额定蒸汽压力小于或等于 0.1MPa 的锅炉，对接焊缝的质量不低于Ⅲ级为合格。

(4) 超声波探伤。超声波是指振动频率大于 2 万 Hz 的声波。这种波能在大多数材料（包括钢材）内穿透传播、折射或反射。利用超声波的物理特性，就可以制成仪器，来探测材料内部的缺陷。超声波探伤的特点是灵敏度高（尤其对裂纹性质的线状缺陷较敏感），设备轻便，使用简单，耗费低廉，又无污染，以及便于与其他仪器联网，所以，这种方法正越来越多地被用于探伤。用于探伤的超声波频率为 1.5~5Hz。

1) 超声波探伤的原理。

超声波探伤仪通过探头发发出超声波脉冲，探头与被测材料耦合后，超声波就在材料内传播，当遇到缺陷或材料底面（物理学上称为不同介质的界面）时会产生反射波，探头接收到反射波后转变为电信号，再经放大后显示在示波屏上。在对锅炉作探伤时，常采用横波斜探头来测焊缝缺陷。斜探头的角度为 50°。

2) 操作方法。

- 焊缝周围应清除焊渣、氧化物等，尽可能打磨至有金属光泽并较平整。
- 在工件探测面和探头上涂上耦合剂（如甘油、机油等）。
- 根据说明书要求和钢板厚度确定声控 S，并在示波屏上标出。
- 探头安放位置及移动范围、速度应适宜，以波形稳定为好。压力要适中，保证良好耦合。
- 及时作好记录。

3) 缺陷的判断。所谓的缺陷判断，包括确定缺陷位置、缺陷大小和缺陷性质三个方面的内容。

- 确定缺陷位置。根据超声波在工件中的传播速度与示波屏上相应的扫描时间有关，以

及在相同介质内传播速度不变的原理，可以求出波的传播时间，从而推算缺陷位置。

对于纵波： $L = \frac{T}{T_0} L_0$ (见图 2-14)

对于横波： $\begin{cases} h = s \cdot \cos r \\ h = s \cdot \sin r \end{cases}$ (见图 2-15)

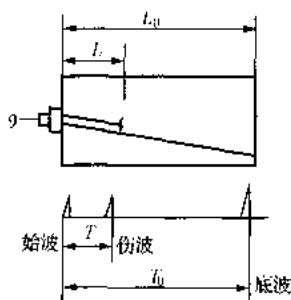


图 2-14 纵波

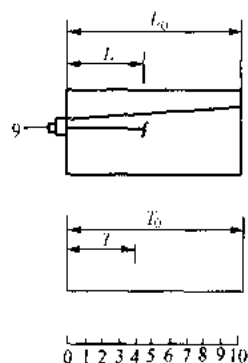


图 2-15 横波

此外，也可以通过几何等分法来确定缺陷的位置。即把始脉冲与底脉冲分别与刻度线上的 0 位置与 10 位置对应。在 0 与 10 之间标以均匀刻度。在任何刻度上测得缺陷脉冲时，就可以通过几何比例算出缺陷的实际位置。

· 确定缺陷的大小尺寸。确定缺陷的大小可以用比较法或半波高度法。当缺陷小于声源扩散面时，用人工试块比较法，可以确定缺陷的大小。此法是把从缺陷返回的脉冲幅度与试块上相应平底孔缺陷脉冲幅度作比较。若两者脉冲幅度相等，即两者的尺寸已相同。所谓半波高度法是根据缺陷反射脉冲能量减半的原理来测缺陷大小的。在探伤中，若发现缺陷，应先找出其最大反射脉冲幅度 A (探头 I 位置)，然后再向四周继续移动探头探测，直至声束中心恰遇到缺陷边缘，使脉冲幅度降为 $\frac{1}{2}A$ 时 (探头 I、II 位置) 记下探头中心位置，探头 I、II 位置中心即为缺陷指示长度。

4) 缺陷性质的判断 (简称“定性”)。超声波探伤的缺陷定性是比较困难的，它不像射线探伤那么直观，常常是凭操作者的主观判断，这就要求探伤人员有丰富的实践经验，才能使主观的判断符合客观实际。因为缺陷的性质与工件的材质、施工工艺、缺陷大小、缺陷所在位置反射脉冲特点、形状等因素有关。现就锅炉探伤常见缺陷判断介绍如下：

· 裂纹的判断。它是一种金属的断裂，内含气体，有一定方向性，并显长条线性分布。当裂纹与声束垂直时，反射的脉冲明显、尖锐、猛烈。但当裂纹与声束平行时，则不能被发现。所以实际探伤时，要尽可能改变探测方向，以保证各个方向上的裂纹不被漏掉。

· 气孔的判断。气孔的反射面规则光滑，因此声束与反射面完全垂直时，反射脉冲也有明显、尖锐、猛烈的特征。但气孔形状多是圆形或椭圆形的，所以缺陷是点状分布的。探头稍移动时，脉冲立即消失，当有链状气孔存在时，改变探测方向也可发现，这样就可与裂纹区分开。

· 夹渣的判断。由于这种缺陷是含少量气体的非金属夹渣物，它对声能有较大吸收作

用。又因反射图比较简单,有的比较光滑,有的比较粗糙,所以脉冲反射界于明显、尖锐、猛烈与迟钝、级慢、矮小之间。这种缺陷也有单个、密集或条状之分。

·未焊透的判断。由于未焊透本身较为规则,反射面光滑单纯,所以它焊缝方向的裂纹不易区分。由于焊缝中这两种缺陷都是不允许存在的,可以不加区分。但双面未焊透是在焊缝中心,而单面未焊透是在焊缝底部。

5. 焊接接头的金相和断口检验

根据规程和《锅炉受压元件焊接技术条件》规定,若焊件的材料为合金钢时,工作压力大于3.82MPa的汽包,工作压力大于或等于9.81MPa或壁温大于450℃的集箱、受热面管子和管道的对接焊缝,应进行金相检验;工作压力大于或等于3.82MPa的汽包,集箱上管接头的角焊缝,也应进行金相检验。对于上述检验中的裂纹、过烧等缺陷,不允许复验。对于额定蒸汽压力大于或等于3.82MPa的锅炉,受热面管子的对接接头应做断口检验。

(1) 宏观检验的项目及要求。

- 1) 需检查裂纹、疏松、未熔合、内凹、未焊透、气孔和夹渣。
- 2) 焊缝金属和热影响区内不得有裂纹和疏松,母材与焊缝金属之间、各层焊缝金属之间不得有未熔合。
- 3) 双面焊对接焊缝、单面焊带衬垫的对接焊缝和要求焊透的角焊缝,均不得有未焊透。
- 4) 单面焊对接焊缝根部内凹不得超过2mm。
- 5) 单个气孔和夹渣一般不大于0.3倍的壁厚,并不得大于4mm。

(2) 微观检验的项目及要求。

除了宏观检验的项目必须符合要求外,微观检验还应符合以下要求:

- 1) 焊缝金属和热影响区内不得有裂纹和过烧组织。
- 2) 焊缝金属和热影响区均不得有淬硬性马氏体组织。
- 3) 焊缝金属中疏松程度不得超过焊件壁厚的10%。

(3) 断口检验的项目和要求。

- 1) 断口检验需检查裂纹、疏松、未熔合、内凹、未焊透、气孔和夹渣。
- 2) 焊缝金属和热影响区内不得有裂纹。
- 3) 母材与焊缝金属之间以及各层焊缝金属之间不得有未熔合。
- 4) 焊缝金属中的疏松不得超过焊件公称壁厚的10%。
- 5) 焊接接头中的内凹、气孔和夹渣等缺陷的尺寸大致与宏观检验的要求相近。

6. 水压试验

水压试验是锅炉检验的重要方法之一,在制造、安装、修理、改造中各个环节都会用到。应注意水压试验和别的检验方法是不能相互代替的。

(1) 水压试验的目的。水压试验的目的,主要是鉴别锅炉受压部件的严密性,其次是耐压强度。

严密性:主要是试验锅炉的接缝、法兰接头及管子胀口等是否严密,有无渗漏。

胀口处在水压试验时发现渗漏,应当分析原因,找出正确的处理方法。

焊缝在水压试验时,如果发现渗漏,说明焊缝有穿透性缺陷,这是非常危险的,必须查清,返修处理。

耐压强度:一般在水压试验时,不会发生强度上的问题,因为水压试验压力下的应力比

材料的屈服强度低得多,所以用水压试验检验耐压强度不是主要的。水压试验后,眼睛应看不到有残余变形。

(2) 试验压力。锅炉的试验压力可按表 2-10 所列选择。

集箱和其他类似的部件,应该用 1.5 倍的工作压力进行水压试验。并在试验压力下保持 5min。

表 2-10 试验压力选择表 (MPa)

名 称	汽包工作压力 p	试验压力
锅炉本体	< 0.8	1.5 p 但不小于 0.20MPa
锅炉本体	0.8 ~ 1.6	$p + 0.4$ MPa
锅炉本体	> 1.6	1.25 p
过热器	任何压力	与锅炉本体试验压力同
可分式省煤器	任何压力	1.25 $p + 0.5$ MPa

受热面的管子对接焊接制成后,应该逐根地进行水压试验。试验压力为工作压力的两倍,并在试验压力下保持 10 ~ 20min。

拆装、移装、改装、受压部件修理以及定期检验需要进行水压试验时,试验压力按表 2-10 规定数值选择。

(3) 试验前的准备。在对运行过的锅炉进行水压试验时,应当做好下列准备工作:

1) 清除水垢、烟灰。对运行锅炉进行水压试验时,如果缝隙里的水垢不清洗干净,就不能准确地发现渗漏,所以要特别注意彻底除掉水垢。

2) 弹簧安全阀应拆除。如果弹簧安全阀不拆除,可在阀门与管座之间装上堵板。

附件的阀芯与阀座在安装以前应精心研磨。研磨好的阀门应装在锅炉上一起经受水压试验,要求所有阀门在水压试验时保持严密不漏。

3) 装两只压力表,一只装在试压泵出口,用来指示水泵出口压力,另一只要经过计量部门检验,临时安装在锅炉上,并以此作为标准表。

4) 拆除锅炉本体上的覆盖物。如立式锅炉本体上的石棉泥保温层、卧式锅炉顶上的绝热材料与锅壳接触的砖墙、水管锅炉上的绝热材料等。

5) 对于没有自来水的地方,可以用给水泵向锅内注水。升压时不能用给水泵,因为这类泵进水量大,压力高,升压快,不易控制,一不小心即会超压。在升压时只能采用试压泵。

6) 用水温度。一般应在 20 ~ 70℃ 范围内,周围空气温度不得低于 5℃。因为水温低容易结露,这样就很难区别是真漏水还是假漏水,所以冬天进行水压试验要防冻。试验结束后,如不立即点火运行,应把锅内水全部放掉,以免天冷结冰将炉体胀裂。

7) 锅炉顶部应装放气阀。如锅内有空气,则上满水较困难,满水后水压试验时容易升压过快。有些锅炉没有装放气阀,可以利用装在锅炉最高部位的阀门(如主汽阀或安全阀)放气。

(4) 水压试验的程度。锅炉进行水压试验时,水压应缓慢升降。当水压上升到工作压力时,应暂时停止升压,检查有无漏水或异常现象,然后,再升压到试验压力。焊接锅炉应在试验压力下保持 20min,然后降至工作压力进行检查。检查时压力应保持不变。

在超压情况下,不准用手锤敲击锅炉。当压力降至工作压力时,应详细检查锅炉各部件有无渗漏或变形。同时允许用手锤敲击一些焊缝等部位。

(5) 合格标准。锅炉进行超压水压试验时,符合下列情况,即认为合格:

- 1) 在受压元件金属壁和焊缝上没有水珠和水雾。
- 2) 铆缝和胀口处,在降到工作压力后不漏水。
- 3) 水压试验后用肉眼观察没有发现残余变形。

四、焊接质量检验

从许多锅炉事故看,破坏的发源地往往产生在材料结构应力集中处,以及局部应力和拉伸残余应力较高的焊接接头缺陷处。因此,从某种意义上讲,焊接接头的质量反映了锅炉的制造质量,其好坏又直接影响锅炉的安全可靠性。

国务院在 1982 年颁发的《锅炉压力容器安全监察暂行条例》(以下简称《条例》),规定从七个环节(设计、制造、安装、使用、检验、修理和改造)加强对锅炉的安全监察。其焊接贯穿于所有环节,如焊接结构的设计、焊缝布置、坡口形式的选择等都应在设计图纸中加以明确;而选用何种焊接工艺方法、工装设备、检验手段等,均属制造过程中的重要环节。而其他五个方面,也从不同角度围绕焊接质量的好坏展开了工作。

(一) 焊工资格

1. 原则和规定

根据《蒸汽锅炉安全技术监察规程》(以下简称《锅规》)规定,焊接锅炉受压元件的焊工,必须按《锅炉压力容器焊工考试规则》(以下简称《考规》)进行考试,取得“锅炉压力容器焊工合格证”后,方可担任有效期内考试合格项目范围内的焊接工作。

对焊工的日常管理和考核工作,由经省级锅炉压力容器安全监察机构批准的锅炉压力容器焊工考试委员会担任。

2. 项目代号

锅炉压力容器焊工合格证项目代号由三部分组成:焊接方法、材料和位置。

如 D2-5 中,“D”表示手工电弧焊方法;“2”表示考试材料的类别为第二类,如 16Mng 考板;“5”表示平焊位置。

如 W₁-12 中,“W₁”表示手工钨极氩弧焊方法;“1”表示类别为第一类,如 20 号钢管。“12”表示水平固定小管子对接位置。

对于合格证上应标注的焊接方法、材料和位置,代号可见劳动部颁发的《考规》或见表 2-11、表 2-12、表 2-13 和图 2-16。其合格项目有效期为三年。

表 2-11

焊接方法参考表

焊接方法	分类号	焊接方法	分类号
手工电弧焊	D	自动熔化极气体保护焊	R2
气 焊	Q	半自动熔化极气体保护焊	Rb
手工钨极氩弧焊	W ₁	自动埋弧焊	M
自动钨极氩弧焊	W ₂		

表 2-12

焊接材料参考表

分类号	钢 号
1	A3F、A3、20R (A3R)、10、15、20、20g、20HP、25、15MnHP 等
2	12Mng、12Mn (锻件)、16Mng、16MnR、16MnRC、16MnHP、16MnDR、15MnVR、15-MnVRC、20Mn、20MnMo、10MnNbHP、12MnCrVHP、15MnVNR、14MnMoVg、18MnM-oNbg、18MnMoNbR、15MnMoV、20MnMoNb、12CrMo、15CrMo、12Cr1MoV、12MoV-WBSiX1、12Cr2MoWVTiB、12Cr3MoVSiTb、18Cr3MoWV、20Cr3MoWT 等
3	1Cr5No、1Cr13、2Cr13 等
4	0Cr18Ni9、0Cr18Ni9Ti、1Cr19Ni9、1Cr18Ni9Ti、1Cr19Ni11Nb、0Cr18Ni12Mo2Ti、0Cr18Ni12Mo3Ti、1Cr18Ni12Mo2Ti、00Cr18Ni10、00Cr17Ni14Mo2、00Cr17Ni14Mo3、0Cr17Mn13Mo2N、1Cr23Ni18、1Cr25Ni20Si2 等

表 2-13

焊接位置参考表

试件形式	试件厚度和管径 (mm)		施焊产品的厚度和管径 (mm)		试 件 位 置	分类号
	厚 度	管外径	厚 度	管外径		
板 (对接)	3~6	—	2~12	—	平位, 见图 2-16 (a)	1
					立位, 见图 2-16 (b)	2
					横位, 见图 2-16 (c)	3
					仰位, 见图 2-16 (d)	4
	10~16	—	6~50	—	平位, 见图 2-16 (a)	5
					立位, 见图 2-16 (b)	6
					横位, 见图 2-16 (c)	7
					仰位, 见图 2-16 (d)	8
	≥24	—	≥20	—	平位, 见图 2-16 (a)	9
	2.5~6	25~60	2~12	不限	水平转动, 见图 2-16 (e)	10
					垂直固定, 见图 2-16 (f)	11
					水平固定, 见图 2-16 (g)	12
					垂直固定加障碍物, 见图 2-16 (h)	13
					水平固定加障碍物, 见图 2-16 (i)	14
4~7	108~159	3.5~12	>89	水平转动, 见图 2-16 (e)	15	
				垂直固定, 见图 2-16 (f)	16	
				水平固定, 见图 2-16 (g)	17	
10~20	133~273	6~50	>89	水平转动, 见图 2-16 (e)	18	
				垂直固定, 见图 2-16 (f)	19	
				水平固定, 见图 2-16 (g)	20	
管板 (插入式)	管: 3~6 板: 12~16	22~60	≥2	不限	垂直俯位, 见图 2-16 (j)	21
					垂直仰位, 见图 2-16 (k)	22
					水平固定, 见图 2-16 (l)	23

续表

试件形式	试件厚度和管径 (mm)		施焊产品的厚度和管径 (mm)		试件位置	分类号
	厚度	管外径	厚度	管外径		
管板 (骑座式)	管: 3~6 板: 12~16	22~60	≥2	不限	垂直俯位, 见图 2-16 (j)	24
					垂直仰位, 见图 2-16 (k)	25
					水平固定, 见图 2-16 (l)	26

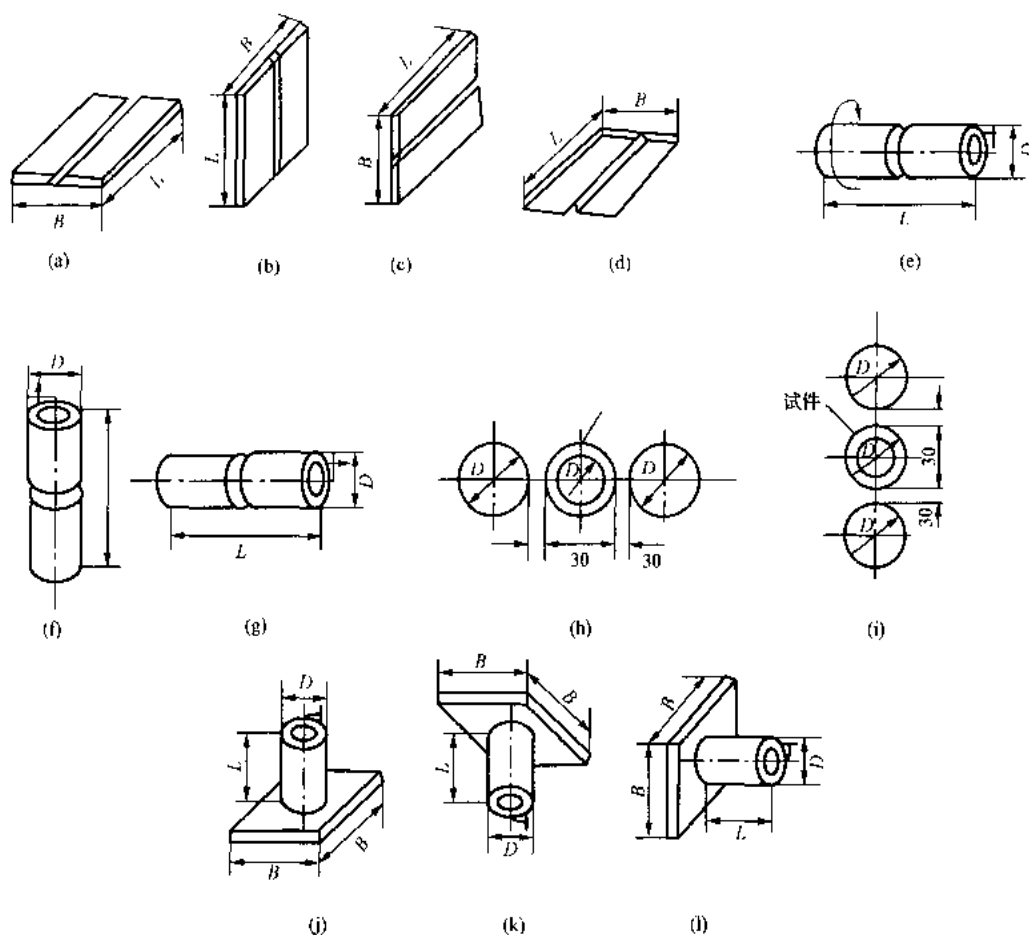


图 2-16 试件形式和位置

(a) 平位; (b) 立位; (c) 横位; (d) 仰位; (e) 水平转动; (f) 垂直固定; (g)、(l) 水平固定;
(h) 垂直固定加障碍物; (i) 水平固定加障碍物; (j) 垂直俯位; (k) 垂直转动

3. 监督管理

除日常监督工作外, 在发放制造及安装许可证审查时, 对焊工持证上岗率有一定的指标, 即在有效期内, 对实际施焊焊工的项目总数和按规定应该有焊工项目的总数进行比较, 其结果能反映制造厂和安装单位对焊工的管理与技术水平的情况。

(二) 焊接基础

1. 焊接定义和分类

焊接是通过加热、加压或者同时加热加压, 使焊件连接部位形成原子结合的一种工艺加

工方法。锅炉受压元件的焊接方法有熔焊和压焊两大类：

熔焊——将焊件接头加热到熔化状态（不加热）完成焊接的方法。

压焊——将焊件接头施加压力（加热或不加热）完成焊接的方法。

锅炉受压元件中常用的焊接方法大多数属于熔焊。例如手工电弧焊、自动埋弧焊、手工钨极氩弧焊、自动气体保护焊。压焊一般指摩擦焊，这种方法在电站锅炉制造的管子焊接中

用得比较多。下面主要介绍熔焊的三种焊接方法。

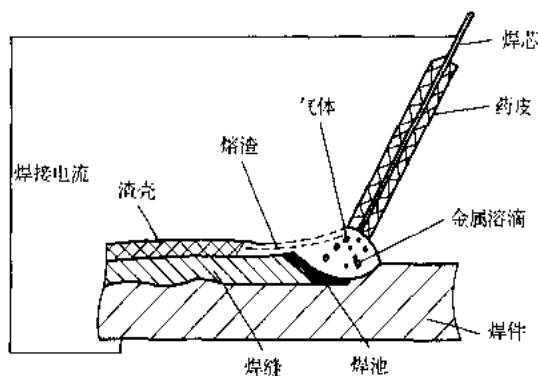


图 2-17 手工电弧焊过程示意

(1) 手工电弧焊。手工电弧焊是通过手工操作焊条与焊件产生电弧，利用电弧热使焊件局部和焊条熔化形成熔池完成焊接的方法。

手工电弧焊的过程如图 2-17 所示。电弧在焊条与焊件之间同时熔化形成熔池，焊条金属熔点借重滴和电弧气体吹力向熔池过渡，当焊条向前移动时，焊条和焊件继续熔化，汇成新的熔池，原先的熔池则

不断冷却凝固，构成连续的焊缝，覆盖在熔池表面的熔渣也随之凝固成渣壳。

(2) 埋弧自动焊。埋弧自动焊是电弧在焊剂层下燃烧的一种电弧焊接方法。埋弧自动焊的过程见图 2-18。电弧在焊丝末端与焊件之间燃烧，使焊剂熔化、蒸发形成气体，在电弧周围形成一个封闭空腔，电弧在这个空腔中稳定燃烧，焊丝不断送入，以熔滴状进入熔池，与熔化的母材金属混合，并受到熔化焊剂的还原、净化及合金化合作用。随着焊接过程的进行，电弧向前移动，熔池冷却凝固后形成焊缝，重度较轻的熔渣浮在熔池的表面，有效地保护熔池金属，冷却后形成渣壳。

埋弧自动焊特点主要有：

1) 生产效率高。由于可使用大电流，故增大了单位时间内焊丝的熔化量，从而显著地提高了生产效率。若同手工电弧焊比较，当板厚为 12mm 时，效率就可提高 2~3 倍。

2) 焊缝质量稳定，表面光滑、平直。

汽包的纵缝广泛采用埋弧自动焊。

(3) 钨极氩弧焊。钨极氩弧焊，是用钨作电极，氩气作保护气体和电弧介质，通过钨极与工件之间的电弧热，熔化母材和焊丝的焊接方法。如图 2-19 所示。

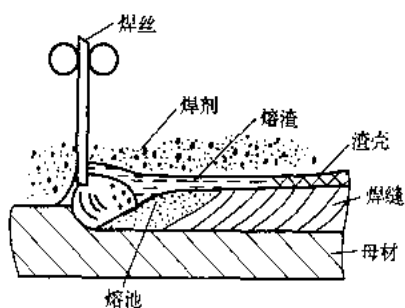


图 2-18 埋弧自动焊示意

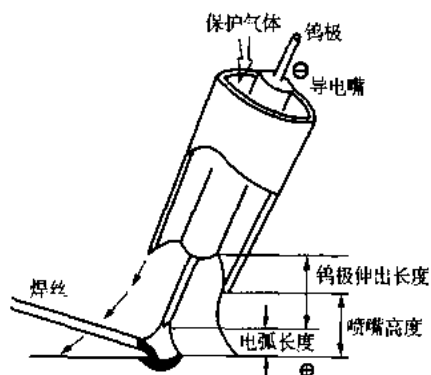


图 2-19 钨极氩弧焊示意

锅炉上有些过热器、省煤器、水冷壁管、再热器等小口径管对接焊口，经常采用氩弧焊方法或氩弧焊打底、手工电弧焊盖面的组合焊接方法。

2. 不同的焊接方法及采用的焊接材料

由于焊接方法的不同，其采用的焊接材料也不同，具体情况见表 2-14。

表 2-14 焊接方法和焊接材料

焊接方法	手工电弧焊	埋弧自动焊	手工钨极氩弧焊
焊接材料	焊条	焊丝和焊剂	焊丝、氩气和钨极

(1) 手工电弧焊焊条。

1) 选择焊条的原则：

· 碳钢焊条的选用。一般按焊缝与母材等强的原则选用，但在焊缝冷却速度较大（如薄板施焊、单层焊）时，往往也选用强度比母材低一级的焊条。而在厚板的多层焊及焊后需进行正火处理的情况下，为防止焊缝强度低于母材，可选用强度高一级的焊条。不同强度级别的母材施焊，应选用强度级别较低的钢焊条。

· 低合金钢焊条的选用。对强度级别较低的钢材，其选用原则与低碳钢焊条相同，基本上是等强原则。对于强度级别较高的钢材，特别是高强度钢，选用焊条时，应着重考虑焊缝的塑性；对于铬钢，应考虑接头的高温性能；对于镍钢，应着重考虑焊缝的低温韧性。低合金异种钢焊接时，应依照强度级别较低钢种选用焊条，而施焊工艺则依照强度级别较高钢种的工艺，同时还要注意其他因素。

· 不锈钢焊条的选用。主要依据熔敷金属化学成分和母材相同或相近的原则，以满足焊缝的耐腐蚀性能。对于 Cr10、Cr27 类等非奥氏体钢，为简化工艺，往往选用铬镍奥氏体不锈钢焊条来施焊。

2) 锅炉上常用钢材选用的焊条，见表 2-15。

表 2-15 锅炉常用钢材应选用的焊条匹配表

常用钢种	选用焊条型号	常用钢种	选用焊条型号
A3F、A3、AY3	E4300	14MnMoNbB	E7515 - c
A3R、15g、20g	E4303、E4311	30CrMo、35CrMo	E85 - 15 - G
20、12Mng	E4315、E4316	12CrMo	E5500 - B1、E5503 - B1、E5515 - B1
12Mng、16Mn	E5011	15CrMo	E5503 - B2、E5515 - B2 - V
16MnR、16Mng	E5003、E5015、E5016	12CrMoV	E5500 - B2 - V、E5515 - B2 - V
16MngC	E5015 - G、E5016 - G	15CrMoV	E5515 - B2 - VNB、E5515 - B2 - VW
15MnV、15MnVR	E5011、E5003、E5015	Cr2.5Mo	E6000 - B3
15MnVg、15MnVgC	E5016、E5015 - G、E5016 - G	(21/4Cr1Mo)	E6015 - B3
15MnVN	E5515 - G、E5516 - G	1Cr18Ni9	E0 - 19 - 10 - 15 (16)
14MnMoVN	F6015 - D1、E6016 - D	0Cr18Ni1Ti	E00 - 19 - 10 - 16 (15)
18MnMoNb	E7015 - G	(1Cr18Ni9Ti)	

3) 锅炉采用焊条应符合下列标准：《碳钢焊条技术要求》(GB 5117—1985)、《低合金钢

焊条技术要求》(GB 5118—1985)、《不锈钢焊条技术要求》(GB 983—1985)。符合国家标准同一型号焊条,可能是不同牌号或不同厂家,是同一牌号的,在工艺性能上也会有差异。通常在锅炉图纸上标注的是焊条型号,而焊条生产厂家习惯使用牌号,但焊条外包装上必须注明相应的国家标准号和型号,使用时不能混淆。表 2-16 列出锅炉常用碳钢焊条型号、牌号对照表。

表 2-16 锅炉常用碳钢焊条型号、牌号对照表

型 号	相应牌号	药皮类型	焊接位置	电流种类
E4303	J422	钛钙型	平、立、仰、横	交流、直流正、反接
E4313	J421	高钛钾型	平、立、仰、横	交流、直流正、反接
F4310	J425	高纤维钠型	平、立、仰、横	直流反接
E4315	J427	低氢钠型	平、立、仰、横	直流反接
E4316	J426	低氢钾型	平、立、仰、横	交流、直流反接
E5003	J502	钛钙型	平、立、仰、横	交流、直流正、反接
E5015	J507	低氢钠型	平、立、仰、横	直流反接
E5016	J506	低氢钾型	平、立、仰、横	交流、直流反接

(2) 埋弧自动焊的焊接材料。

1) 焊丝。焊丝选择的原则类同于前面所述的焊条原则。

2) 焊剂。焊剂是埋弧焊的重要焊接材料,即使焊丝一样,工艺相同,如配以不同牌号的焊剂,所得到的焊缝性能也会相差很大。为此,表 2-17 列出了锅炉常用的钢材、埋弧焊时焊丝、焊剂的匹配以供参考。

(3) 钨极氩弧焊的焊接材料。

表 2-17 锅炉常用钢材、焊剂及相匹配的焊丝

钢 种	钢 号	焊 丝	焊剂牌号
低碳钢	15号、20号、 15g、20g	H08A、H08MnA H08MnSi、H10Mn2	HJ430 HJ431
低合金钢	16Mn、16Mng 15MnV、15MnVg 14MnMoVB 18MnMoNb	H08MnA、H10Mn2 H08MnA、H10MnSi、H08MnMo、H08Mn2Si H08Mn2Mo、H08Mn2Mo2 H08MnNiMo	HJ430 HJ431 HJ250 HJ350
耐热钢	12CrMo、15CrMo 12Cr1MoV Cr5Mo	H12CrMo H08CrMoV HCr5Mo	HJ260 HJ172
低温钢	09Mn2V 09MnTiCuRe	H08Mn2Mo H08Mn2MoVA	HJ250
不锈钢	0Cr13、1Cr13 Cr17 00Cr19Ni11 0Cr19Ni9 0Cr18Ni1Ti	H0Cr14 H1Cr17 H00Cr21Ni10 H0Cr21Ni10 H0Cr20Ni10Ti	HJ150 HJ260 HJ172

1) 钨极。电弧的一个极在钨极，具有强烈的电子发射能力，即负极。能作为氩弧焊用的钨极有三种，即：纯钨极、钍钨极和铈钨极。

2) 氩气。对焊接用的氩气有纯度要求，一般不小于 99.99%。

3) 焊丝。氩弧焊丝要求基本化学成分与母材一致。

以上所提到的焊接材料，均应有订货、验收、保管、发放等管理上的要求。

3. 焊缝与接头形式

焊缝形式及坡口尺寸在图纸上一般采用机械制图的方法来表示，为了不增加过多的注解，国家已有标准化的表示方法。开坡口的目的在于使焊件厚度方向焊透。

接头形式是另一个概念，主要是由焊件相对位置决定，可分为四种焊接接头形式，对接接头、T型接头、角接头和搭接接头，如图 2-20 ~ 图 2-22 所示。

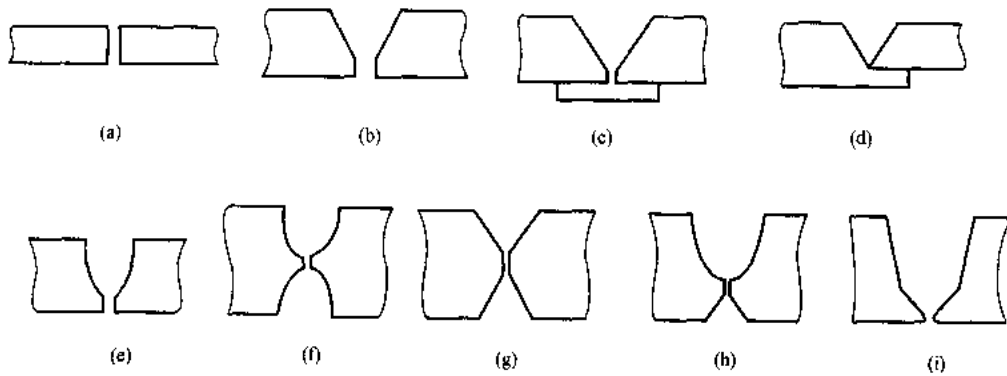


图 2-20 对接接头形式

(a) T型; (b) Y型; (c) Y型带垫板; (d) V型锁边 (e) 带钝边U型;
(f) 带钝边双U型; (g) 双Y型; (h) UY型; (i) VY型

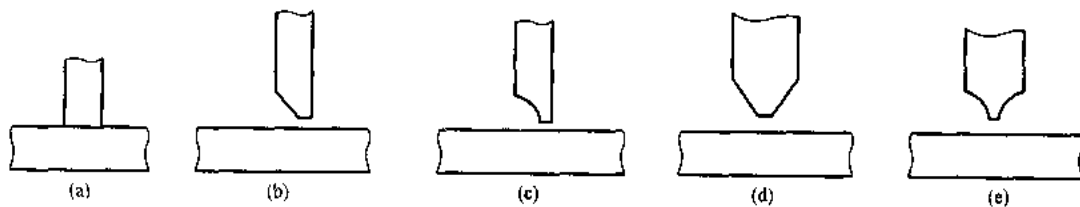


图 2-21 T型接头形式

(a) I型; (b) 带钝边单边V型; (c) 带钝边J型;
(d) 带钝边双单边V型; (e) 带钝边双J型

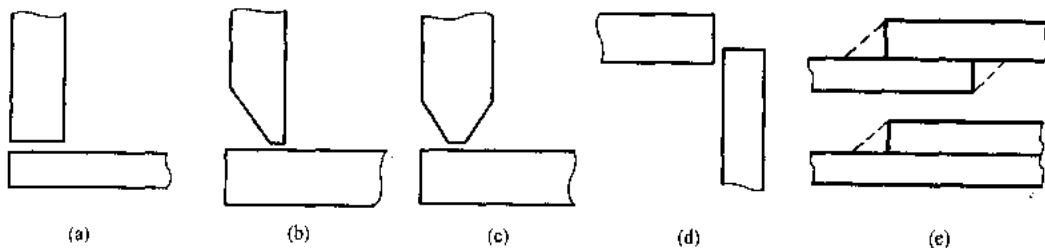


图 2-22 角接头形式

(a) I型; (b) 带钝边单边V型; (c) 带钝边双单边V型; (d) 错边I型; (e) 搭接接头形式

锅炉设计时,不仅要正确设计焊接接头形式,而且还要合理布置焊缝位置 and 选择坡口形式。

因为不同的接头形式和焊缝布置,对焊接接头在使用过程中受力情况和应力集中的大小不同,产生的裂纹可能也不同,为此,应予以高度重视。

(1) 对接接头。两个焊件端面相互平行构成的接头称对接接头,这是锅炉受压元件最常用的接头形式。如汽包、炉胆、集箱纵缝和环缝、封头、管板、下脚圈的拼接炉缝等,采用全焊透的对接接头。

(2) T型接头。两个焊件相互垂直组成的接头,称为T型接头。锅炉中常见的角板撑和汽包的连接、吊耳与汽包的连接、受热面管子和汽包的连接等采用T型接头。

(3) 角接接头。两个焊件构成的大于 30° 、小于 135° 夹角连接接头称角接接头。如锅炉上的集中下降管、内件和筒体连接等。

(4) 搭接接头。两个焊件部分重叠构成的接头,称搭接接头。如锅炉上的开孔补强板和筒体的连接、立式锅炉S型下脚圈和筒体的连接等。

(5) 焊缝形式和图样符号。表2-18中的图形为焊缝图样的基本符号。

表 2-18 焊缝图样基本符号

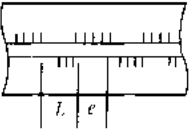
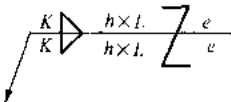
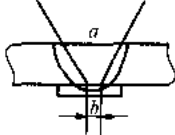
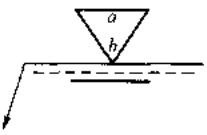
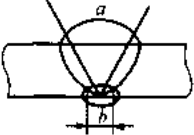
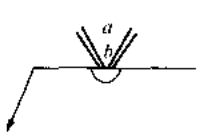
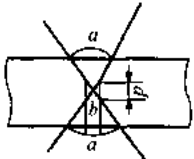
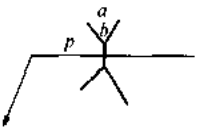
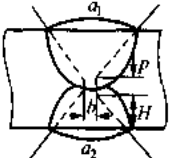
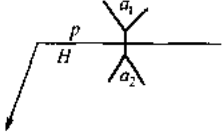
序号	名称	示意图	符号	序号	名称	示意图	符号
1	I型焊缝			5	带钝边U型焊缝		
2	V型焊缝		V	6	封底焊缝		
3	单边V型焊缝		V	7	角焊缝		
4	带钝边V型焊缝		Y				

表2-19表示焊缝图样的坡口角度和尺寸、装配间隙大小和焊后角焊缝尺寸要求的识别示例。

表 2-19 焊缝图样识别示例

焊缝形式	图样代号	备注
		单面坡口对接焊缝
		不开坡口, 双面对接焊缝
		单边角焊缝

续表

焊缝形式	图样代号	备注
		交错双面角焊缝
		单面坡口带垫板对接焊缝, 要求焊缝表面平
		单面坡口带封底对接焊缝
		对称 X 型坡口双面对接焊缝
		不对称 X 型坡口双面对接焊缝

4. 对锅炉受压元件焊接要求

(1) 一般要求。用焊接方法制造、安装、修理和改造锅炉受压元件时, 施焊单位应建立从原材料入厂到产品出厂的一系列制度, 包括焊接材料订购复验、入库保管发放制度、焊工培训考核和发放焊工钢印制度、焊接工艺评定和制定焊接工艺指导书制度。焊接施焊记录和焊后外观检验记录及焊后一系列试验记录(无损探伤、机械性能试验、金相检验、断口检验和水压试验等)的目的是为了保证焊接质量。

(2) 焊接工艺评定。焊接工艺评定, 实质上是一项在焊接产品之前, 对焊接工艺人员所制定的工艺指导与焊工技能水平的验证工作。

锅炉焊接工艺评定要点、步骤、适用范围按《锅规》附录一的要求及《锅炉焊接工艺评定》(JB 4420) 进行。

(三) 焊接质量检验

焊接质量检验的目的在于发现焊接缺陷, 检验焊接接头的性能, 以确保产品的焊接质量和安全使用。焊接质量的检验方法及分类见图 2-23。

1. 焊接缺陷

焊接缺陷是指焊接过程中在焊接接头处产生的不符合设计或工艺要求的缺陷。

2. 焊缝返修

经检验发现在焊缝上有超过标准允许范围的均应返修，返修时应注意以下几点：

(1) 正确判断缺陷的性质、尺寸和部位。这是返修前所需做的重要工作，一般采用射线或超声波探测来确定，有时还采用射线与超声波综合探测进行比较，以此找到确切的焊缝内在缺陷所处的部位、尺寸和性质种类。

(2) 制定返修方案。返修用的焊接工艺文件，应事先经焊接工艺评定，合格后才能用于返修。按《条例》细则的规定，重要的受压元件，返修还要报锅炉压力容器监察机构审查备案。

(3) 缺陷清除。缺陷清除一般可用机械磨削和碳弧气刨的方法，其沟槽长度在缺陷两端各延长 50mm 以上，并圆滑过渡。

(4) 补焊。按补焊工艺要求实施，尽可能用小线能量规范，比正常焊接时预热温度提高 30~50℃，不允许用单道焊大电流和横向摆动焊的方法进行。

焊后缓冷，消氢处理或局部热处理，都是行之有效的措施。补焊后 24h 以上再检验补焊的质量，重点是延迟裂纹。

(5) 锅炉受压元件返修严禁用贴补方法进行。

(四) 焊接安全与卫生

一名焊工应掌握一定的用电安全知识和触电后的急救方法、燃烧与爆炸的基本概念、有害物质对人体危害的基本知识。只有掌握了以上这些知识，才能有效地做好自身保护和人身安全。重点应接受安全教育、执行安全规章制度。注意施工前后，检查焊接施工现场是否远离易燃易爆物 5~10m；安全行灯为 12~36V，进入汽包内部应为 12~24V，并有人监护。

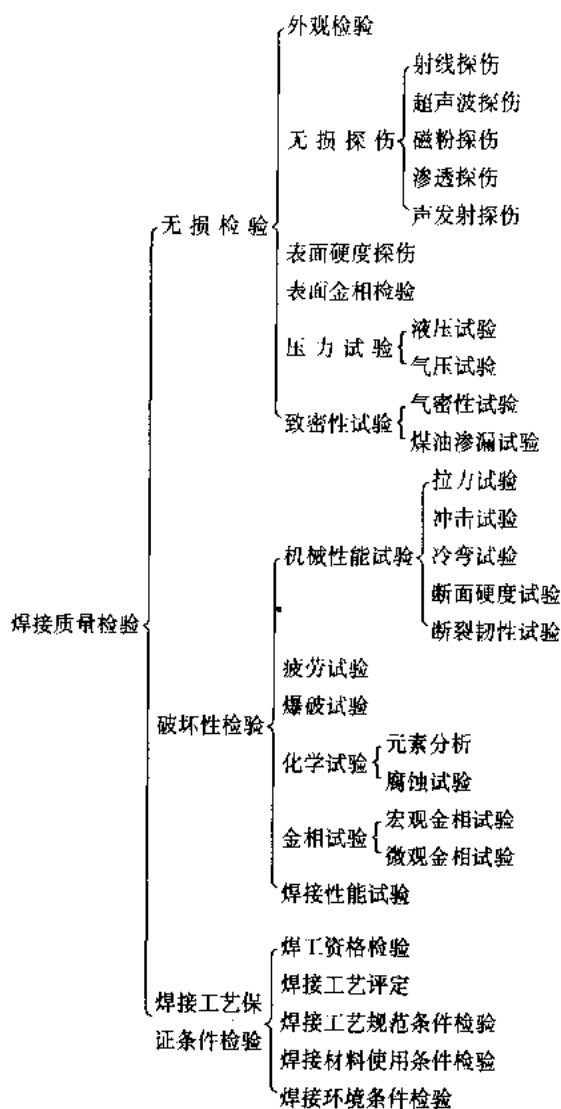


图 2-23 焊接检验分类

第四节 锅炉安装技术资料的保存

一、锅炉安装技术资料保存的重要性

锅炉作为一种特殊的工业设备，由于工作在较高温度和压力下，因此对其制造和安装的质量要求以及运行操作的要求都很高。为了准确掌握锅炉设备的性能，并为运行的日常维护

以及定期检修，甚至技术改造提供准确的技术背景，妥善保存安装技术资料是非常必要的。

二、锅炉安装技术资料和各种安装记录

- (1) 锅炉产品制造质量证明书及技术资料复查记录；
- (2) 锅炉制造厂的产品质量复查记录；
- (3) 锅炉基础检查验收合格证书；
- (4) 锅炉本体安装质量检查记录，其中包括钢架、汽包、集箱、对流管、水冷壁、炉排、省煤器、过热器、空气预热等的安装记录；
- (5) 受热面管通球试验记录；
- (6) 压力试验报告单；
- (7) 现场焊接记录；
- (8) 部件焊缝检查记录；
- (9) 试胀记录卡；
- (10) 锅炉安装胀管质量检查记录；
- (11) 焊前考样试验报告单；
- (12) 焊材、母材复验记录；
- (13) 合金钢零部件光谱试验报告单；
- (14) 锅炉安装预留膨胀间隙记录；
- (15) 水冷壁管的冷拉记录；
- (16) 砌炉前后炉内外清理工作记录；
- (17) 锅炉砌筑、保温质量检查记录；
- (18) 锅炉附属设备安装质量检查记录；
- (19) 锅炉安装单机试车记录；
- (20) 汽包内部装置安装检查验收记录；
- (21) 图纸会审记录；
- (22) 主要零部件检查记录；
- (23) 扶梯、栏杆、平台质量检查记录；
- (24) 燃烧设备安装质量检验记录；
- (25) 安全附件、排污管道、阀门安装检查记录；
- (26) 烘炉记录；
- (27) 煮炉记录；
- (28) 安全阀定压记录；
- (29) 72h 整体试车记录；
- (30) 锅炉安装质量证明书。

三、锅炉各种安装记录的格式与填写

下面以蒸发量为 35t/h 以下、工作压力为 $343 \times 10^4 \text{ Pa}$ (39 kgf/cm^2) 以下的工业锅炉为例，说明工业锅炉安装的各种记录格式及填写方法。

1. 锅炉产品制造质量证明书及技术资料复查记录

记录的格式及内容见表 2-20。在锅炉安装之前，应对制造厂的质量证明书、强度计算书、热力计算书、锅炉总图等资料进行认真审查，看其有无不符合《蒸汽锅炉安全技术监察

规程》及有关规范的地方，并将检查复验的结果填写在表 2-20 上，报请有关劳动部门备案审查。

表 2-20 锅炉产品制造质量证明书及技术资料复查记录

锅炉制造厂：		锅炉型号：
制造编号：		使用压力：
制造检验程序及有关负责人员是否齐全		
锅炉总图是否有省级劳动部门备案盖章		
汽包、 集箱、受 热面管等 产品检验 资料	制造材质复查结果	
	焊缝的质量复查，焊工是否有钢印代号并在质量证明书上记载	
	焊缝的探伤部位、比例及灵敏度是否符合有关规程要求，是否有探伤部位图及射线片子编号	
	焊缝射线探伤底片的级别是否符合有关规程规定	
	焊材（焊条、焊丝、焊药等）的复验是否有化学分析报告单和机械性能报告单	
	金属母材及焊缝金属的机械性能是否符合锅炉用钢要求	
	焊缝金相、断口检查报告是否齐全	
汽包、 集箱、受 热面管等 产品	汽包、集箱的焊前试板、试件是否齐全，是否符合有关规程要求	
	汽包、集箱的焊后热处理是否符合有关规程第 50 条规定	
	单根管的通球试验资料复查	
	制造厂有对接焊口的单根管水压试验，是否有记录，试验压力是否为工作压力的 2 倍	
	合金钢材料的受压元件在焊前是否进行光谱或其他方法的检验，报告是否齐全	
	合金钢对接焊缝或有合金钢的异种钢焊接，焊后是否热处理	
技术资 料方面	锅炉图纸是否齐全	
	受压元件的强度计算、热力计算是否齐备、合理	
	锅炉图纸是否齐全	
	受压元件的强度计算、热力计算是否齐备、合理	
	锅炉质量证明书项目是否齐全	
	锅炉安装说明和使用说明是否齐全	
建设单位：	施工单位： 工地负责人： 复查技术人员：	

2. 锅炉制造厂的产品质量复查记录

锅炉制造厂的产品质量复查记录见表 2-21。

对制造厂的产品质量复查工作，必须由建设单位和安装单位双方派人共同进行。要求边复查，边填写记录。

对发现的重大质量问题，安装单位不得自行处理，要由锅炉制造厂处理，并报当地劳动部门。对锅炉制造的质量复查，必须在安装前进行。

表 2-21 锅炉制造厂的产品质量复查记录

锅炉制造厂：	炉型：
出厂编号：	使用单位：
钢构架质量情况及发现的问题	
汽包质量情况及发现的问题	
集箱质量情况及发现的问题	
水冷壁管、对流管、下降管及其他受热面管单根检查的质量情况及发现的问题	
锅炉受压元件上全部焊缝的外观质量情况	
铸铁省煤器的铸造是否有砂眼、裂纹，两机加端面是否规整，省煤器弯头是否符合要求，钢管省煤器几何尺寸及外观质量	
钢管省煤器外表有无腐蚀，钢管内壁有无积灰和堵塞等，省煤器单根水压试验情况	
过热器、再热器的蛇形管外形几何尺寸情况，单根管的异种钢焊接有无标志，过热器、再热器、联箱是否配套，蛇形管内部是否有积灰和堵塞，蛇形管的水压试验情况	
空气预热器的管板和管群是否有碰伤及其他影响质量的情况	
炉排件质量、数量情况，特别是各传动轴、链轮、炉排片的质量情况，各轴瓦及其他传动部位的质量是否符合要求	
安全阀的质量情况	
压力表的数量和质量情况，是否符合相关规程规定	
水位表数量和质量情况	
高低水位警报器的数量和质量情况	
建设单位代表：	施工单位代表：

3. 锅炉基础检查验收合格证书

锅炉基础应由土建施工单位、建设单位、安装单位三方共同检查验收，确认合格后，分别在合格证书上签字，以示负技术责任。

本合格证书除需在表中填写文字记录外，还应划出锅炉基础平面图，在图上标明各部位尺寸、预埋锚板、预埋地脚螺栓、预留地脚螺栓孔等的位置及相关尺寸，并将实际测量尺寸

与图纸尺寸的偏差填在平面图中，随同本记录一起存档。

本记录适用于锅炉基础、锅炉风机基础、除尘器基础及各种泵类基础的检查验收。填写时，只需在表头“（ ）”中填写清楚设备名称即可。

基础检查验收合格证书见表 2-22。

表 2-22 锅炉（ ）基础检查验收合格证书

		年	月	日
施工单位	安装公司 工程处 工地			
锅炉型号	基础检查验收标准 (GBJ 10—1991)			
土建施工单位	土建施工负责人:			
检查内容及技术要求	检测数据			
1. 基础坐标位置偏差 (纵横轴线) 为 $\pm 20\text{mm}$; 2. 基础各不同平面标高偏差为 $0 \sim 20\text{mm}$; 3. 基础上平面外型尺寸偏差为 $\pm 20\text{mm}$; 4. 凸台上平面外型尺寸偏差为 -20mm ; 5. 凹穴尺寸偏差为 $+20\text{mm}$; 6. 基础上平面的不水平度偏差: 每米 5mm 全长 10mm 7. 竖向垂直度偏差: 每米 5mm 全高 20mm 8. 预埋地脚螺柱: 标高 (顶端) $+20 \sim 0\text{mm}$ 中心距 (在根部和顶部两处测量) $\pm 20\text{mm}$ 9. 预埋地脚螺栓孔: 中心位置偏差为 $\pm 20\text{mm}$ 深度偏差为 $-20 \sim 0\text{mm}$ 孔壁垂直度偏差为 10mm 10. 预埋锚板: 标高偏差为 $+20 \sim 0\text{mm}$ 中心位置偏差为 $\pm 5\text{mm}$ 不水平度 (带槽的锚板) 偏差为 5mm 不水平度 (带螺孔的锚板) 偏差为 2mm				
建设单位	土建施工单位	承接施工单位		
现场技术负责人: 检查员:	技术负责人: 检查员:	技术负责人: 工程处质检员: 检查员:		

锅炉本体安装质量检查记录见表 2-23 ~ 表 2-28。

表 2-23

锅炉本体安装质量检查记录

检查 年 月 日

施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序位置			施工图编号:
项目名称	钢架组装		工作负责人:
检查项目及技术要求			实际达到情况
1. 钢柱中心线与基础划线位置的偏差为 $\pm 5\text{mm}$; 2. 各立柱间距离偏差为 $\pm 1/1000$, 最大不超过 10mm ; 3. 各立柱、横梁标高差为 $\pm 5\text{mm}$; 4. 各立柱相互间标高差为 3mm ; 5. 立柱不垂直度偏差为 $1/1000$, 全高不超过 10mm ; 6. 各立柱上下两水平面的相应对角线长度差为 $1.5/1000$, 最大不得大于 15mm ; 7. 支撑汽包的横梁不水平度不超过 $1/1000$, 全长不大于 3mm ; 8. 横梁的不水平度偏差为 $1/1000$, 全长 5mm ; 9. 每两立柱的铅垂面内两对角线的不等长度偏差为 $1/1000$, 最大为 10mm ; 10. 绘出钢架平面图及前、后、左、右立面图, 并把测得的各种尺寸标在图上。			
建设单位	施工单位		备注
现场负责人: (盖章)	工程处主管主任: (盖章)		
	施工员: (盖章)		
检查员: (盖章)	检查员: (盖章)		

表 2-24

锅炉本体安装质量检查记录

检查 年 月 日

施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序位置			施工图编号:
项目名称	汽包和集箱		工作负责人:
检查项目及技术要求			实际达到情况
1. 汽包纵向中心线与钢架纵向中心线偏差为 $\pm 5\text{mm}$; 2. 汽包、集箱的纵、横向中心线标高差为 $\pm 5\text{mm}$; 3. 汽包、集箱的不水平度, 全长小于 2mm ; 4. 汽包间、集箱间距离偏差为 $\pm 3\text{mm}$; 5. 水冷壁集箱与立柱间距离偏差为 $\pm 3\text{mm}$ (测两端); 6. 过热器集箱两对角线的不等长度小于 3mm ; 7. 过热器集箱与蛇形管最底部的距离偏差为 $\pm 5\text{mm}$; 8. 绘出示意图, 并把测得尺寸标在图上。			
建设单位	施工单位		备注
现场负责人:	工程处主管主任:		
	施工员:		
检查员:	检查员:		

表 2-25

锅炉本体安装质量检查记录

检查 年 月 日

施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序位置			施工图编号:
项目名称	受热面管的胀接或焊接		工作负责人:
检查项目及技术要求			实际达到情况
1. 个别管子突出组合面不同线度不大于 $\pm 5\text{mm}$, 共多少根管, 超差多少根; 2. 整形后弯管外形偏差: 管口不大于 2mm ; 管段不大于 5mm ; 3. 管子中心距离偏差不大于 $\pm 3\text{mm}$; 4. 胀管率 $1.5\% \sim 1.9\%$ 管端伸出管孔长度 $6 \sim 12\text{mm}$, 汽包内共多少个胀接管端, 超差多少根; 5. 补胀次数小于等于 2 次; 6. 焊管管端伸出管孔长度 $5 \sim 6\text{mm}$, 共多少根焊接管端、伸出长度超差多少根; 7. 对接焊缝多少个, 合格多少个, 返修后合格多少; 8. 角接焊缝多少个, 合格多少; 9. 对接管口错位, 合格多少, 返修多少, 超差多少; 10. 对接口弯折度合格多少, 超差多少, 分别画出附图, 并做出标记			
建设单位	施工单位		备注
现场负责人:	工程处主管主任:		
检查员:	施工员: 检查员:		

表 2-26

锅炉本体安装质量检查记录

检查 年 月 日

施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序位置			施工图编号:
项目名称	过 热 器		工作负责人:
检查项目及技术要求			实际达到情况
1. 过热器联箱两端水平偏差为 $\pm 2\text{mm}$; 2. 联箱标高偏差为 5mm ; 3. 各管排间、管间距偏差为 5mm , 每排管内管间距应均匀, 偏差不超过 $+5\text{mm}$, 管间距超差多少根; 4. 个别管子突出组合面不超过 20mm , 合格多少根, 超差多少根; 5. 对接焊口, 共多少个焊口, 合格多少个, 返修多少个; 6. 角接焊口多少个, 合格多少个; 7. 管口错位: 合格多少根, 超差多少根; 8. 对接口弯折度合格多少个, 超差多少个; 9. 附图说明			
建设单位	施工单位		备注
现场负责人:	工程处主管主任:		
检查员:	施工员: 检查员:		

表 2-27 锅炉本体安装质量检查记录

			检查 年 月 日
施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序位置			施工图编号:
项目名称	省煤器及空气预热器		工作负责人:
检查项目及技术要求			实际达到情况
省煤器: 1. 铸铁省煤器支撑架水平方向位置偏差为 +3mm; 2. 铸铁省煤器支撑架标高偏差为 ±5mm; 3. 铸铁省煤器支撑架纵、横向不水平度为 1/1000; 4. 钢管省煤器支撑架水平偏差为 +2mm; 5. 钢管省煤器支撑架标高偏差为 ±5mm; 6. 钢管省煤器支撑架纵、横向不水平度为 1/1000; 7. 钢管省煤器对接口弯折度偏差为 1/200, 共多少根, 超差多少根; 8. 钢管省煤器对接口错位, 合格多少、超差多少; 9. 附图说明。 空气预热器: 1. 支撑框水平方向偏差不应超过 ±3mm; 2. 支撑框的标高偏差不应超过 +5mm; 3. 预热器的不垂直度偏差不应超过 1/1000; 4. 预热器与钢架中心的距离偏差不应超过 +5mm; 5. 附图说明			
建设单位	施工单位	备注	
现场负责人:	工程处主管主任:		
检查员:	施工员: 检查员:		

4. 锅炉本体安装质量检查记录

锅炉本体的安装质量对锅炉安全运行有着重要意义, 因此, 各部位的记录应按要求认真填写。在填写记录时, 还应按要求划出安装示意图并标出尺寸。隐蔽工程在封闭前, 必须请建设单位一起检查, 验收后再封闭。

对各部位的安装尺寸, 最好有建设单位人员参加检查, 并在记录上签字。

钢架、汽包与集箱的相互位置, 炉墙板之间, 前、后轴之间的相互位置及其尺寸偏差均需划出示意图, 并在图上标明实际测量尺寸。

安装钢架时, 应对钢架的平面位置、立面位置、垂直度、标高、水平度等项进行认真的检查和测量, 严格按照有关规范规定的偏差标准执行, 不得超差。安装完毕后, 要将实测数据, 填写在附图上。钢架附图可分为上、下平面图, 钢架左、右立面图, 前排钢架、后排钢架、中排钢架的安装实测图等, 详见图 2-24 ~ 图 2-31, 图中符号 “=” 表示该钢梁的水平度。

表 2-28

锅炉本体安装质量检查记录

			检查 年 月 日
施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序位置			施工图编号:
项目名称	链 条 炉 排		工作负责人:
检查项目及技术要求			实际达到情况
1. 炉排纵向中心线位置偏差小于等于 2mm; 2. 墙板的标高偏差为 $\pm 5\text{mm}$; 3. 墙板的不垂直度全高不得超过 3mm; 4. 墙板间距离偏差按图纸规定; 5. 墙板间两对角线不等长度小于 10mm; 6. 墙板框的纵向位置偏差为 $\pm 5\text{mm}$; 7. 墙板的纵向不水平度偏差为 1/1000, 全长小于 5mm; 8. 两侧墙板顶面应在同一平面上, 其不水平度小于 1/1000; 9. 前轴、后轴的不水平度偏差小于 1/1000; 10. 前轴和后轴中心线的相对标高差小于 5mm; 11. 鳞片式、链条式炉排的链条不等长度偏差小于等于 3mm; 12. 前后轴平行度严格执行图纸安装公差; 13. 风箱及除细灰装置的密封情况; 14. 链轮、托辊轮在主轴上的间距偏差; 15. 分别绘出前、后轴与链轮、托辊轮图、炉墙板支架图, 并标明尺寸			
建设单位	施工单位	备注	
现场负责人:	工程处主管主任:		
检查员:	施工员:		
	检查员:		

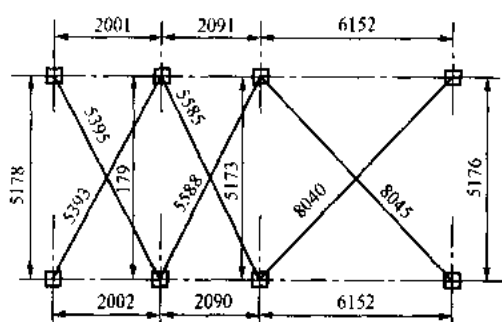


图 2-24 钢架上平面安装实测图

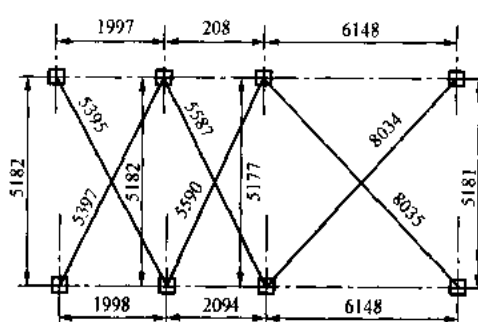


图 2-25 钢架下平面安装实测图

5. 受热面管通球试验记录

受热面管通球试验记录见表 2-28。受热面管通球试验记录分为现场对接焊口通球试验记录和安装前通球试验记录。填写时, 应清楚写明, 比如, 水冷壁管现场对接焊口通球试验记录或过热器管安装前通球试验记录等。

在试验结果一栏里, 要填写清楚如下内容: 一共有多少根什么规格的管子, 球顺利通过的有几根, 球通不过去的有几根, 采取什么措施后, 球能通过的有几根, 还有几根通不过去的等等。对于球通不过去的管子要与建设单位商量处理意见, 并填入通球试验记录中, 以便

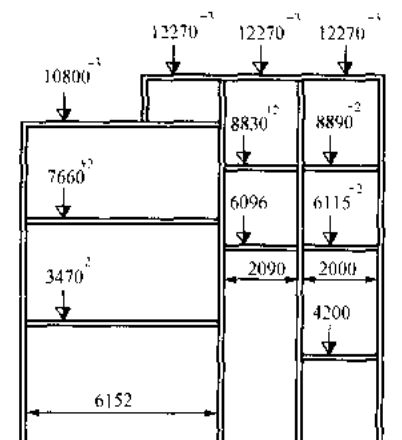


图 2-26 P35/39—P 型锅炉
右侧钢架安装实测图

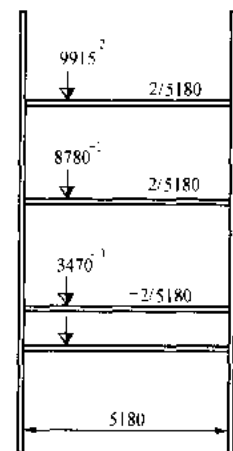


图 2-27 P35/39—P 型锅炉
前排钢架安装实测图

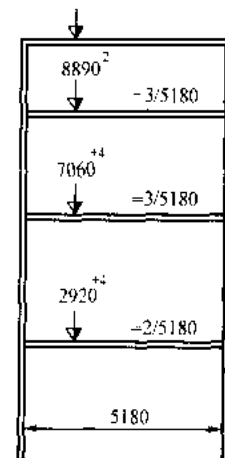


图 2-28 P35/39—P 型锅炉
中排钢架安装实测图

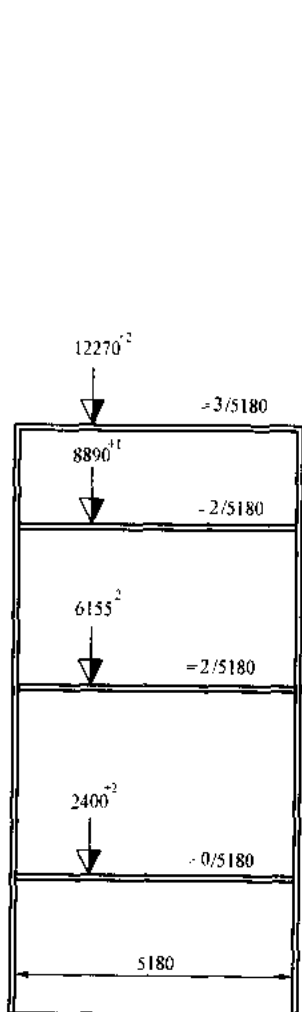


图 2-29 P35/39—P 型锅炉
后中排钢架安装实测图

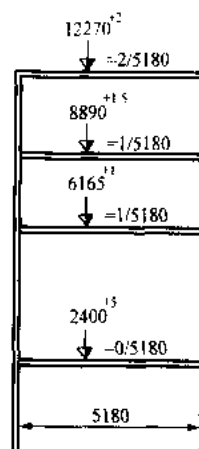


图 2-30 P35/39—P 型锅炉
后排钢架安装实测图

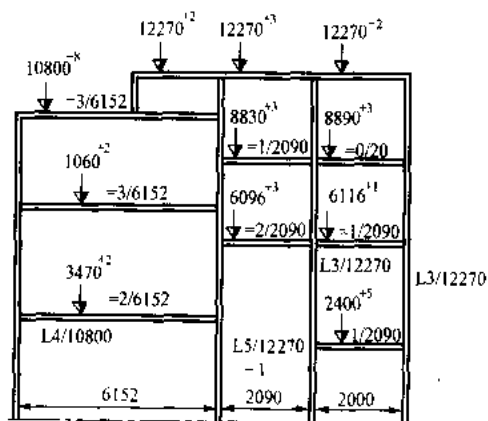


图 2-31 P35/39—P 型锅炉
左侧钢架安装实测图

表 2-29

受热面管通球试验记录单

建设单位:		施工单位:		工程处
试验部位(名称):	图纸编号:	通球编号:		
通球试验甲方代表:		通球试验乙方代表:		
通 球 实 验 记 录				
球径尺寸:		球保管人:	日期:	年 月 日
实验结果及问题处理办法				
建设单位代表签字:		施工单位代表签字:		

存档备查。

6. 压力试验报告单

压力试验报告单属于通用记录。受热面管子、铸铁省煤器管单根水压试验, 阀门水压试验, 组合件水压试验, 总体水压试验等均用此表, 只需在试压名称一栏中写清即可。压力试验报告单见表 2-30, 其中水压试验记录还可按表 2-31 填写。

表 2-30

压力试验报告单

工程名称:		报告日期	
试压名称:		制造厂名称	
合格证号:		型 号	
试验介质:	介质温度: °C	自然温度	
超压试验时间:		日 时 分 至	日 时 分
稳压试验时间:		日 时 分 至	日 时 分
试压时间:		日 时 分 至	日 时 分
结果:			
检查意见:			
建设单位现场代表(签字)		施工单位现场代表(签字)	
____年____月____日		____年____月____日	

表 2-31 锅炉水压试验记录

项目与要求	第一次	第二次	第三次
试验日期			
试验压力 (MPa)			
环境温度大于 5℃			
进水温度 20 ~ 70℃			
20min 内压降值大于 0.05MPa			
压力表精确度			
降到工作压力时的检查情况			
试验结论			
参加试验人	指 挥	检 验 员	操 作 人
	施工技术负责人 签字 年 月 日	使用单位代表 签字 年 月 日	劳动部门代表 签字 年 月 日

7. 现场焊接记录

现场焊接记录见表 2-32。焊接受热面管时, 对每个焊工每天焊接的焊缝都要按质量标准进行检查, 并将检查结果填写在表 2-32 中。

表 2-32 现场焊接记录

焊接项目:

焊工姓名:

焊接日期:

气候:

项目序号	分部分项工程	焊口编号	焊工代号	外观检查	对口错位	对口弯折度	检查结论	质检员签字
当日焊口外观检查结果		共检查焊口____个, 合格____个, 不合格____个。 其中, 焊缝几何尺寸超差____个, 焊瘤____个, 咬边超差____个, 夹渣____个, 未焊透____个, 合格率____%。 不合格焊口处理意见: _____						

甲方代表签字:

施工员签章:

8. 部件焊缝检查记录

部件焊缝检查记录, 是指记录水冷壁、过热器、钢管省煤器、本体管道等的焊缝质量情况, 项目要按表填写清楚。表中的项目, 不一定每种部件都有, 需要有哪些项目就检查填写哪些。部件焊缝检查记录见表 2-33。

表 2-33 () 部件焊缝检查记录

建设单位名称			工程项目名称		
锅炉型号		制造厂家			
检查单位		焊口个数		焊口分类	
焊工姓名		钢印代号			
母材材质及规格	焊材材质及规格	焊接种类			

检查结果:

- 外观检查: 焊口总数____个, 合格____个, 不合格____个, 经返修合格____个。
- 机械性能: 按 1/100 取机械性能试样____个, 经 X 光照相合格, 拉伸试验____合(不合)格;
弯曲试验: 面弯____合(不合)格, 背弯____合(不合)格。
- 断口试验: 按 1/200 取断口试样, 经 X 光照相合格, 作断口试验, 全部(____个)合格;
存在____问题。
- X 光探伤检查, 按相关规程规定, 现场进行____% X 光射线探伤抽查, 共抽查____个焊口, 一级片____个; 二级片____个; 三级片____个。经返修, 并加倍抽查达到____级片合格

检查单位:

检查员:

评片员:

9. 胀管施工、试胀、退火记录

胀管正式胀接前必须进行试胀、退火等, 必须认真地进行, 并将试胀等有关数据, 按表 2-34 ~ 表 2-36 所列内容填写清楚。

表 2-34

胀管试

汽包:

胀管方法: 控制

试胀管规格							材 质		硬 度 (HB)						
管孔编号	胀前管孔径 d_a (mm)	胀前管外径 d_w (mm)	胀前管内径 d_i (mm)	胀前管壁厚 l (mm)	胀前管与孔间隙 (mm)	计划预胀值 Δ (mm)	胀后管内径		胀后近管孔处管外径		管头伸出长度 (mm)	翻边角度	翻边交线深度 (mm)	胀口外观	水压试验
							计划 d_j (mm)	实际 d_f (mm)	计划 D_j (mm)	实际 D (mm)					

使用单位代表:

施工技术负责人:

检查员:

表 2-35 胀管施工记录

管子	材料	规格	硬度	管头数
管子				
管板				
管头热处理	退火长度 (mm)	退火温度 (°C)	热处理后硬度 (HB)	
	环境温度 (°C)	保温时间 (min)	最大值	
			最小值	
			平均值	
试胀情况				
胀管率情况	最大胀管率	位置		
		H%		
	最小胀管率	位置		
		H%		
一般情况				
胀管外观质量				
胀口返修情况				
施工技术负责人: 年 月 日		使用单位代表: 年 月 日		劳动部门代表: 年 月 日

检查员:

组长:

操作人:

胀 记 录

径法, 计算公式 $H =$

试胀板规格			材 质			硬 度 (HB)				
补 胀			胀 管 率 (%)			试胀板解剖			选定的合理胀管率 (%)	360° 扩 胀 值 Δ
补胀量 Δ (mm)	补胀后管内径 d_0 (mm)	补胀后管外径 (mm)	$H = \frac{d_1 - d_2 - \delta}{d_3} \times 100\%$	$H = \frac{d_1 + 2t}{d_2} \times 100\%$	$H = \frac{D - d_2}{d_3} \times 100\%$	管壁减薄值 Δt (mm)	管孔扩大值 Δd (mm)	管壁与孔壁啮合情况		

组长:

操作人:

表 2-36

胀管退火记录

年 月 日

管子规格	材 质	退火方法	缓冷方法
炉 次	管号与管头	数 量	退火温度 (℃)
			保温时间 (min)
			天气与环境温度 (℃)
			日 期
			退火后硬度 (HB)

使用单位代表:

施工技术负责人:

检查员:

组长:

操作人:

10. 锅炉安装胀管质量检查记录

胀管是工业锅炉安装的重要环节之一。表 2-37 中列出了胀管的主要检查项目。填写胀管记录时,除了按表 2-37 的内容填写之外,还应按胀管率计算公式 $H = \frac{d_1 - d_2 - \delta}{d_3} \times 100\%$ 列表,并分别标出每个管孔的 d_1 、 d_2 、 d_3 和未胀时的管外径四个数值,以便随时计算出每个管孔的胀管率,同时还要附上汽包展开图。对有问题的管孔、管端、胀口要作详细记录。

表 2-37

锅炉安装胀管质量检查记录 (通用)

建设单位:	施工单位:	公司	工程处
锅炉型号:	工作压力:	胀管负责人:	
项目名称: 汽包胀接检验			
汽包管孔检测结果			
管孔总数_____个,合格_____个,公称直径超差_____个,椭圆度超差_____个,粗糙度超差_____个,不柱度偏差_____个,纵向沟纹超差_____个,螺旋沟纹超差_____个。			
要求: 每个管孔逐个测量,将所测数据分别详细标记在汽包管孔展开图上			
受热面管检查结果			
受热面管共_____根,其中对流管_____根,水冷壁管_____根,直管段挠度超差_____根,弯曲管不平度超差_____根,弯管端部偏移超差_____根,校正后合格_____根。			
要求: 将磨无的管逐根编号,测量其直径,并填写在管端直径记录表上,同时计算出每个胀口的胀管间隙			
胀接检查结果			
管端伸出长度超差_____个,胀口偏挤_____个,胀口裂纹_____个,胀口泪痕_____个,胀口渗漏_____个,补胀后合格_____个,仍渗漏(补胀两次后)_____个,采取何种措施:			
附: 胀接详细记录表和图			
建设单位意见	施工单位意见	说 明	
现场负责人:	主管领导:		
现场员:	工程处检查员:		

11. 焊前考样试验报告单

有证焊工在正式上炉施焊之前，要进行焊前考样试验，焊前考样合格者才有上炉施焊的资格。要将焊工焊前考样的焊缝外观检验记录、射线探伤记录、焊缝的机械性能检验记录、金相检验记录等存入锅炉安装技术档案。记录的格式见表 2-38 和表 2-39。

表 2-38 焊缝 X 射线检验报告

建设单位：_____ 年 月 日

序号	焊工姓名或代号	焊 接		试件名称	规 格	代 号	灵敏度 (%)	片 号	底片反映出缺陷	结 论
		种类	位置							
锅炉型号：					备 注					
射线探伤部位及元件尺寸：										

审核：_____ 透照检验员：_____

表 2-39 () 检验报告单

年 月 日

部件名称	钢 号	材料规格	试样数量									
焊接种类	焊工姓名	锅炉型号										
焊工钢印号码		来样编号	技术条件号									
申请单位	附 注		共 页	第 页								
机械性能检验结果	试样来号	屈服强度 σ_s (Pa)	强度极限 σ_b (Pa)	延伸率 δ (%)	断口位置	冲击韧性 a_k (kg·m/cm ²)	弯曲试验 (度)	压扁试验	硬度 ()		检验员	
金相检验结果												
结论												

实验室主任：_____

12. 焊材、母材复验记录

对锅炉安装用的焊材（焊条、焊丝）以及对制造厂用于受压元件的材料的材质了解不清、或有怀疑时，应对其进行化学元素分析，并进行机械性能等项目的复验，必要时还应进行金相检验。上述检验项目及格式见表 2-40。

表 2-40 焊材、母材复验记录

															年	月	日
材料名称		牌号或钢号					规格					生产厂					
材料用途		试样数量					试样来号					技术条件号					
申请单位		附注					共 页			第 页							
化 学 分 析	试样来号	试样号	C (%)	Si (%)	Mn (%)	P (%)	S (%)	Cr (%)	Ni (%)	W (%)	V (%)	Mo (%)	Ti (%)	%	化验员		
															组长		
机 械 性 能 检 验	试样来号	屈服强度 σ_s (Pa)	强度极限 σ_b (Pa)	延伸率 δ (%)	断口位置	冲击韧性 α_k ($\text{kg}\cdot\text{m}/\text{cm}^2$)	弯曲试验 (度)	压扁试验	硬度 ()						检验员		
金 相 检 验															检验员		
															组长		
结 论																	

实验室主任：

13. 合金钢零部件光谱试验报告单

有的锅炉一部分受热面管是用合金钢管制造的，相应的集箱或汽包上的管接头也是采用合金钢管制造的，甚至主蒸汽阀的连接螺栓也用合金钢制造。为了严格区分材质，避免用混材料，便于在安装现场确定合理的焊接工艺，对合金钢零部件必须逐个进行光谱检验，以确定其材质。

光谱试验报告单见表 2-41。填写光谱试验报告单时，必须附图，要对管子和管接头编排、编号，并且写明某排某号管或管接头是何种材质。

对于其他合金钢零件，也要写明零件名称、所在部件的名称、数量、光谱分析后确认的材质等项。填写时，要按类型、规格分别填写，不可笼统地填在一张记录表中。

表 2-41 合金钢零、部件光谱试验报告单

被检零件名称		设计材料		数 量		规 格	
所属部件名称		光谱试验机型号				使用电流	
被检零件的表面处理				光谱员姓名			
被检零、部件示意图及管接头编号：				光谱检验结论：			
处理意见：				建设单位：	施工单位：		
				代 表：	代 表：		

年 月 日

14. 锅炉安装预留膨胀间隙记录

工业锅炉在安装时，应按图纸及有关资料的规定留足热膨胀间隙。工业锅炉是在冷态下进行安装的，而锅炉又是在热态下工作的。锅炉有的部位冷态和热态的温差达 1000 多度，同一部位的零、部件，由于所用的材料不同，其热膨胀系数也不一样，因而其线膨胀量也不一样。为了防止零、部件之间热态时互相顶撞或使相互活动间隙减小，在安装时必须留有充足的热膨胀间隙，并要认真做好记录。记录的格式及内容见表 2-42。

表 2-42 锅炉安装预留膨胀间隙记录

锅炉型号：	工作压力：	出厂编号：			
间隙名称	膨胀方向	规定公差	实测尺寸	施工者签字	
汽包、集箱的纵向膨胀间隙					
汽包、集箱支座预留间隙					
有膨胀位移的螺栓连接处					
运行中有相对位移的管段					
过热器、再热器边缘管与炉墙间的间隙		符合图纸			
省煤器边缘管与炉墙的间隙		符合图纸			
锅炉附属排汽管的热膨胀间隙					
水、砂封槽的热膨胀间隙					
汽包、联箱外壳与密封板连接处螺栓孔的位置应正确					
通风梁通道的膨胀间隙					

质量检查员：

年 月 日

15. 水冷壁管的冷拉记录

水冷壁管安装完毕之后要进行冷拉。冷拉是一种特殊工艺，设计上有的要求冷拉，有的锅炉由于结构不同，则不要求冷拉。填写冷拉记录时，必须把冷拉方案、冷拉量等在记录中填写清楚。表 2-43 为水冰壁管的冷拉记录。

表 2-43 水冷壁管的冷拉记录

锅炉安装工地：	工地负责人：
锅炉型号：	制造编号：
冷拉方案：	项目技术负责人：
冷拉的各项指标记录及必要的说明：	
项目技术负责：	项目质量负责：

16. 砌炉前后炉内外清理工作记录

在锅炉本体安装完毕之后，砌炉前必须进行炉内外的清理工作。清理的目的，就是把安装中的临时支吊架、绑线及各种杂物等清理干净。否则，一旦炉墙砌好之后，这些材料将无法取出，从而影响锅炉的正常运行。这项工作必须按表 2-44 所列的项目，认真负责地作好，并要一丝不苟地填写记录表，切不可马虎从事。

表 2-44 砌炉前后炉内外清理工作记录

锅炉编号：	制造厂：
出厂编号：	工作压力：
汽包内部瓣清理检查人：	上汽包：
	下汽包：
水冷壁管束、对流管束安装的通球人及安装后的清理人，存在哪些问题	记录：
各集箱封闭前的清理检查人：	记录：
汽包底座的膨胀螺栓孔检查人：	上汽包：
	下汽包：
受热面管膨胀螺栓孔检查人：	上汽包：
	下汽包：
受热面管膨胀螺栓孔检查人：	水冷壁管：
	对流管：
	再热器管：
	省煤器管：
各集箱膨胀螺栓孔	记录：
点火前，炉排上表面、炉排片间、表面杂物的清理	记录：
鼓风机壳内封闭试车前的检查及清理	记录：
检查人：	记录：
鼓风机壳内封闭试车前的检查及清理检查人：	记录：
各风、烟道封闭前的检查	记录：
检查人：	记录：
砌筑后，炉墙内外表面清理	记录：
检查人：	记录：

17. 锅炉砌筑、保温质量检查记录

锅炉的砌筑和保温，根据锅炉的不同用途，有非发电锅炉和发电锅炉之分，而其检验的项目和合格标准也各不相同。

非火力发电锅炉砌筑质量检查记录见表 2-45，火力发电锅炉保温砌筑质量检查记录见表 2-46。

表 2-45 非火力发电锅炉砌筑质量检查记录

建设单位:		施工单位: 安装公司 工程处 工地			
锅炉型号:		锅炉制造厂:	出厂年月:	施工图号:	
砌筑部位或名称:		砌筑操作负责人:		技术质量负责人:	
序号	检查项目		偏差	检验方法	实际达到情况
1	炉墙砖缝	燃烧室墙、拱	$\pm 1\text{mm}$	按砌体部位用塞尺各检查 10 点	
		挂顶砖	$\pm 1\text{mm}$		
		省煤器、烟道炉墙和拱	$\pm 1\text{mm}$		
		红砖墙	$\pm 2\text{mm}$		
2	炉墙垂直度	每米	3mm	吊线和用尺检查每一面墙的两端和中间各 3 点	
		全高	15mm		
3	挂砖下表面平整度		3mm	用 1m 靠尺和楔形塞尺检查 1~2 处	
4	耐火混凝土炉墙表面平整度		3mm	用 1m 靠尺和楔形塞尺检查 3~5 处	
5	膨胀缝宽度		+ 5mm - 0	按砌体部位用尺各检查 2~4 处	
建设单位	现场负责人:		施工单位	主管主任:	
	检查员:			施工员:	
				公司	检查员:

年 月 日

表 2-46 火力发电锅炉保温砌筑质量检查记录

建设单位:		施工单位: 安装公司 工程处 工地				
锅炉型号:		锅炉制造厂:	出厂年月:	施工图号:		
砌筑部位或名称:		砌筑操作负责人:	技术、质检负责人:			
序号	检查项目		允许偏差 (mm)	检验方法	实际情况	备注
1	炉墙主要间隙允许偏差	水冷壁管外壁与炉墙表面距离	+ 20 - 10			
		过热器、再热器、省煤器管外壁与炉墙表面距离	+ 20 - 5			
		汽包与炉墙周围间隙	+ 10 - 5			
		折烟墙与侧墙表面间隙	+ 5			
		砌筑炉墙穿墙部位的受热面管与炉墙间隙	+ 10			
		水冷壁下联箱与灰渣室炉墙之间距离	+ 10			

续表

序号	检查项目	允许偏差 (mm)	检验方法	实际情况	备注
2	框架炉墙不平整度	不平整度	每米不大于	2.5mm	
		不水平度	每米不大于	5mm	
			全长不大于	10mm	
		不垂直度	每米不大于	3mm	
			全高不大于	15mm	
		厚度	耐火混凝土层不超过	$\pm 5\text{mm}$	
			全墙不超过	$\pm 10\text{mm}$	
		抹面后不平整度	每米不大于	5mm	
厚度	单层不超过	$\pm 5\text{mm}$			
	全墙不超过	+5mm -10mm			
建设单位		施工单位		说 明	
现场负责： 检查员：		主管主任： 施工员： 检查员：			

18. 锅炉附属设备安装质量检查记录

锅炉附属设备安装质量检查记录见表 2-47、表 2-50、表 2-51 和表 2-52。

表 2-47 锅炉附属设备安装质量检查记录 (一)

施 工 单 位	安 装 公 司	工 程 处	工 地
安 装 工 序 位 置			施 工 图 编 号：
项 目 名 称	鼓 引 风 机、除 尘 器		工 作 负 责 人：
检查项目及合格标准 (偏差 mm)			实 际 达 到 情 况
1. 风机安装偏差：标高偏差不应大于 ± 10 ，位置偏差不应大于 10； 2. 轴承座纵、横向水平度允差不得大于 $0.2/100$ ； 3. 烟气进口标高偏差为 ± 3 ； 4. 导向器固定标高偏差为 ± 3 ； 5. 主体沿轴线水平度允差不得大于 ± 5 ； 6. 联轴器的安装两轴不同轴度引起的径向位移见表 2-48，倾斜度见表 2-48，端面间隙 (见表 2-48 和表 2-49)； 7. 二次灌注情况			
建 设 单 位	施 工 单 位		备 注
现 场 负 责 人：	负 责 人：		
检 查 员：	年 月 日	施 工 员： 检 查 员：	年 月 日

表 2-48 十字滑块和挠性爪形联轴器的
装配允许偏差

名 称	最大直径 D (mm)	两轴的不同轴度不应超过		端面间隙 c (mm)
		径向应移 (mm)	倾 斜	
十字滑块和挠性爪形联轴器	≤ 300	0.1	0.8/100	—
十字滑块联轴器	$> 300 \sim 600$	0.2	1.2/1000	—
	< 190	—	—	0.5 ~ 0.8
挠性爪形联轴器	< 190	—	—	2
	任何直径	—	—	2

注 表中尺寸位置见图 2-32 和图 2-33。

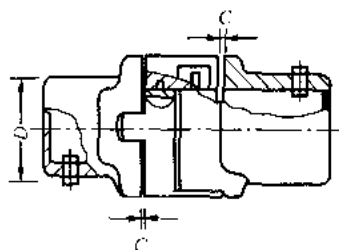


图 2-32 十字滑块联轴器

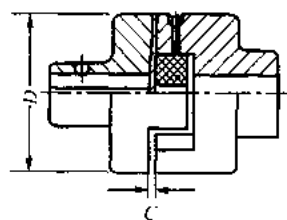


图 2-33 挠性爪型联轴器

表 2-49 弹性圈柱销联轴器间的端面间隙 (一)

轴孔直径 d (mm)	标 准 型			轻 型		
	型号	外形最大直径 D (mm)	间隙 c (mm)	型号	外形最大直径 D (mm)	间隙 c (mm)
25 ~ 28	B1	120	1 ~ 5	Q1	105	1 ~ 4
30 ~ 38	B2	140	1 ~ 5	Q2	120	1 ~ 4
35 ~ 45	B3	170	2 ~ 6	Q3	145	1 ~ 4
40 ~ 55	B4	190	2 ~ 6	Q4	170	1 ~ 5
45 ~ 65	B5	220	2 ~ 6	Q5	200	1 ~ 5
50 ~ 75	B6	260	2 ~ 8	Q6	240	2 ~ 6
70 ~ 95	B7	330	2 ~ 10	Q7	290	2 ~ 6
80 ~ 120	B8	410	2 ~ 12	Q8	350	2 ~ 8
100 ~ 150	B9	500	2 ~ 15	Q9	440	2 ~ 10

表 2-50

锅炉附属设备安装质量检查记录 (二)

施工单位	安装公司 队 地	
安装工序位置	施工图编号:	
项目名称	烟、风、道、离子交换器及各种泵	
检查项目及技术要求		工作负责人:
烟、风、道: 1. 管子长度、管道长度方向的偏差为 $\pm 2/100$; 2. 管道挠度不大于 $2/100$; 3. 长方形制件对角线偏差为 $2/1000$; 4. 长方形制件边长偏差为 $\pm 2/1000$; 5. 圆桶的椭圆度为 $\pm 3/100$; 6. 法兰盘螺孔中心距管道中心线的偏差为 $\pm 1\text{mm}$ 。 离子交换器及各种泵: 1. 安装标高允许差不应大于 $\pm 15\text{mm}$; 2. 中心位移不应大于 $\pm 5\text{mm}$; 3. 垂直度偏差不应大于高度的 $1/1000$; 4. 卧式和立式泵的纵、横向不水平度不应超过 $0.1/1000$; 5. 平面位置偏差不应大于 $\pm 10\text{mm}$		实际达到情况
建设单位	施工单位	备注
现场负责人:	负责人:	
检查员: 年 月 日	施工员: 检查员: 年 月 日	

表 2-51

锅炉附属设备安装质量检查记录 (三)

施工单位	安装公司 队 地	
安装工序位置	施工图编号:	
项目名称	烟、风、道、离子交换器及各种泵	
检查项目及技术要求		工作负责人:
1. 机架中心线对输送机纵向中心线不重合度不应超过 3mm ; 2. 中间架、支脚对建筑地面不垂直度不得超过 $3/1000$; 3. 纵支架接头处左、右高低的偏移不应超过 1mm ; 4. 纵支架的间距偏差不应超过 1.5mm , 相对标高差不应超过间距的 $2/1000$; 5. 滚筒的轴心线对输送机纵向中心线的垂直度偏差不得超过 $2/1000$; 6. 托辊横向中心线对机架横向中心线的重合度偏差不得超过 3mm ; 7. 各托辊的上母线应在同一平面上, 其高度偏差不应超过 1.5mm ; 8. 滚筒和托辊上母线的不水平度偏差不得超过 $0.5/1000$		实际达到情况
建设单位	施工单位	备注
现场负责人:	负责人:	
检查员: 年 月 日	施工员: 检查员: 年 月 日	

表 2-52 锅炉附属设备安装质量检查记录 (四)

施工单位	安装公司 队 地	
安装工序位置		施工图编号:
项目名称	烟、风、道、离子交换器及各种泵	工作负责人:
检查项目及技术要求		实际达到情况
辊式碎煤机: 1. 可动辊与固定辊的轴线不平行度不应超过 0.2/1000; 2. 机架的纵、横向不水平度, 不应超过 0.2/1000。 锤式破碎机 (反击式破碎机): 1. 机座的横向不水平度不应超过 0.1/1000; 2. 机座的纵向不水平度不应超过 0.5/1000。 球磨机: 1. 两主轴承底座的纵向轴线不同轴度不应超过 0.5mm, 两横向中心线的不平行度不应超过 0.5mm; 2. 主轴承底座的不水平度不应超过 0.1/1000, 两底座的相对标高偏差不应超过 0.5mm; 3. 主轴承与底盘四周接触间隙不应大于 0.1mm; 4. 筒体装在主轴上以后两中空轴承的上母线相对标高偏差不应超过 1mm。 竖井式磨煤机: 1. 底座中心线位置允差不应大于 $\pm 10\text{m}$; 2. 底坐标高偏差不应大于 $\pm 5\text{mm}$; 3. 转子不水平度允差为 $\pm 5\text{mm}$; 4. 转子全长不水平度允差不应大于 $\pm 2\text{m}$		
建设单位	施工单位	备注
现场负责人:	负责人:	
检查员: 年 月 日	施工员: 检查员: 年 月 日	

19. 锅炉安装单机试车记录

锅炉安装单机试车不仅是运行前的必要准备, 而且更重要的是通过单机试车, 可发现安装中存在的问题, 以便及时调整。所以在单机试车时, 应按表 2-53 ~ 表 2-55 所列的项目进行认真的观察, 以便及时发现问题, 及时解决, 以免给运行留下隐患。填写单机试车记录时, 要细心、认真。

表 2-53 锅炉安装单机试车记录 (一)

建设单位:		施工单位: 安装公司 工程处	
单机名称: 链条炉排		所在整机部位: 燃煤设备	记录编号:
承装负责人:		试车负责人:	记录员:
需观测的部位:	要求	实际达到	备注
运转条件	需在冷态连续 8h 以上		
试运速度	在两级以上		
运转中的杂声	无		
卡住现象	无		
炉排的凸起	无		

续表

建设单位:		施工单位: 安装公司 工程处	
炉排的跑偏	无		
	无杂音		
	无漏油		
	油标在规定之上		
	无杂音		
	滑动轴承温升	不高于 65℃	
	滚动轴承温升	不高于 80℃	
	不滴油		
建设单位		施工单位	
现场负责人:		工程处质检员:	科长:
现场施工员:		工程处主管主任:	检查员:

表 2-54

锅炉安装单机试车记录 (二)

建设单位:		施工单位: 安装公司 工程处	
单机名称: 抛煤机	所在整机部位: 燃烧设备		记录编号:
承装负责人:	试车负责人:		记录员:
需观测的部位:	要求	实际达到	备注
空运转时间	不少于 2h		
各传动部位运转	无卡住现象		
传动部位的噪声	应轻微		
套筒辊子链、轮	啮合正常		
套筒辊子链条	长度适合		
各部轴承温升	滑动轴承	不高于 65℃	
	滚动轴承	不高于 80℃	
轴承部位	不滴油和冒油		
齿轮变速箱	齿轮啮合正常		
齿轮箱振动	不得超过 0.1mm		
齿轮箱	无漏油现象		
齿轮箱内润滑油	不低于规定油标线		
建设单位		施工单位	
现场负责人:		工程处质检员:	科长:
现场施工员:		工程处主管主任:	检查员:

表 2-55 锅炉安装单机试车记录 (三)

建设单位:	施工单位: 安装公司 工程处		
单机名称: 胶带输煤机	所在整机部位: 输煤系统	记录编号:	
承装负责人:	试车负责人:	记录员:	
需观测的部位:	要求	实际达到	备注
试运时间	不得低于 3h		
启动和停止时胶带	不得有打滑现象		
胶带跑偏	不得超过托辊滚筒边缘		
胶带运行情况	不得有刮带、磨带现象		
载煤时	全部托辊应转动灵活		
滚柱逆止器	工作应正常		
联锁和各事故按钮	工作状态良好		
减速器	振动不应超过 0.1mm, 不应漏油, 箱内润滑油不低于油标		
轴承温升	滑动轴承	不高于 65℃	
	滚动轴承	不高于 80℃	
建设单位	施工单位	公司质检科	
现场负责人:	工程处质检员:	科长:	
现场施工员:	工程处主管主任:	检查员:	

20. 汽包内部装置安装检查验收记录

汽包内部装置的安装常被人们所忽视。因此, 在安装时必须按表 2-56 所列项目认真进行检查, 并将结果填入表中。

表 2-56 汽包内部装置安装检查验收记录

施工单位	安装公司 工程处 工地
安装工序位置	汽包 技术条件:
项目名称	汽包内部装置 工作负责人:
检查项目及技术要求	实际达到情况
1. 汽包内部装置中的型钢、管子的不直度每米不大于 1.5mm, 长度 $L < 10m$, 全长的不直度不大于 6mm; 长度 $L > 10m$, 全长的不直度不大于 10mm	
2. 匀汽孔板、蒸汽清洗孔板、水下孔板不直度每米不大于 2mm; 对角线之差 不大于 3mm	
3. 隔板、挡板、托水板、水下孔板等, 相对于铜筒中心线尺寸偏差 不超过 $\pm 5mm$	
4. 封板相对于汽包中心线的偏心距不大于 5mm, 水下封板高度尺 寸偏差为 5mm	
5. 缝隙挡板立管间蒸汽通道尺寸偏差 不超过 $\pm 5mm$, 挡板边缘至铜 筒中心线尺寸偏差 不超过 $\pm 5mm$	

续表

检查项目和技术要求		实际达到情况
6. 排污管、加药管、集汽管、给水分配管、蜗壳分离器、溢水槽等至铜筒中心线尺寸偏差不得超过 + 5mm		
7. 水下孔板横向倾斜不大于 2mm, 纵向相邻两块孔板间的高度偏差不得大于 2mm, 相邻两块孔板的板间距偏差不得大于 2mm		
8. 蒸汽清洗孔板装配时应保持水平, 孔板横向倾斜不大于 2mm, 纵向最大偏差不得大于 5mm, 相邻两块孔板间的间隙偏差不得大于 1mm, 孔板至汽包中心线尺寸的偏差不得超过 ± 5mm		
9. 匀汽孔板至汽包中心线尺寸偏差不得超过 ± 5mm, 孔板横向倾斜不大于 2mm, 纵向相邻两块孔板间的高度偏差不得大于 2mm, 纵向最大偏差不得大于 8mm, 相邻两块孔板间的间隙偏差不得大于 1mm		
建设单位	施工单位	备注
现场负责人:	工程处主管主任:	
检查员:	施工员:	
	检查员:	

21. 图纸会审记录

图纸会审记录如表 2-57 所示。

表 2-57

图纸会审记录

图 纸 名 称	存 在 的 问 题	处 理 结 果
主持单位、人员及参加单位、人员		有关人员签字
年 月 日		施工技术负责人
		(签字)

22. 主要零部件检查记录 (见表 2-58)

表 2-58

主要零部件检查记录

主要受压元件材质检查记录						
主要受压元件材质核实记录 (以出厂材质证明为准)	元件名称					
	材 质					
	元件名称					
	材 质					
存在问题	处理方法				处理结果	
质检人员签字:			使用单位代表签字:			
年 月 日			年 月 日			
技术负责人签字:						
年 月 日			年 月 日			

续表

序号	实 测 项 目	允许偏差 (mm)	实 测 记 录							
10	前轴、后轴的不水平度	1/1000								
11	前轴、后轴的轴心线相对标高差	5								
评定结果										

施工技术负责人:

年 月 日

使用单位代表:

年 月 日

检查员:

组长:

操作人:

25. 安全附件、排污管道、阀门安装检查记录 (见表 2-61)

表 2-61 安全附件、排污管道、阀门安装检查记录

	检查项目与要求	检验结果
安全阀	<ol style="list-style-type: none"> 1. 安全阀与汽包或集箱间不允许装设取用蒸汽的出汽管和阀门; 2. 排汽管应直通室外安全地点, 其管上不应装设阀门; 3. 排汽管应有足够的截面积, 且不小于安全阀出口处的截面积; 4. 排汽管底部泄水管应接至安全地点, 其管上不应装设阀门; 5. 省煤器安全阀的排水管接至安全地点, 其管上不应装设阀门; 6. 经检验合格的安全阀应加锁或铅封 	
压力表	<ol style="list-style-type: none"> 1. 精确度不低于 2.5 级, 表盘大小适宜, 且直径不小于 100mm; 2. 压力表装置应有存水弯管, 用钢管时内径不小于 10mm; 3. 压力表和存水弯管之间装有旋塞; 4. 校验合格, 且有封印 	
水位表	<ol style="list-style-type: none"> 1. 水位表应正确标出最高、最低和正常水位线; 2. 安装在便于观察处, 标高偏差小于 $\pm 2\text{mm}$ (以正常水位线为准); 3. 汽水连接管内径长度小于 500mm 的, 内径不小于 18mm; 长度大于 500mm 的, 内径可适当放大; 4. 汽连管能自动向水位表疏水, 水连管能自动向汽包疏水; 5. 旋塞及玻璃管内径不小于 8mm; 6. 汽水连管上的阀门有启、闭标记 	
排污装置	<ol style="list-style-type: none"> 1. 安装在汽包、集箱最低处且便于操作处; 2. 应用螺纹连接, 拐弯处应固定; 3. 排污管道不应用螺纹连接, 拐弯处应固定 	
阀门	<ol style="list-style-type: none"> 1. 阀门有明显标记, 指示汽水流动及阀门开关方向, 手轮不得向下; 2. 给水截止阀应装在汽包 (或省烟器入口集箱) 和给水止回阀之间, 并与给水止回阀紧接相连; 3. 汽包、过热器、省煤器可能聚集空气处安装放气阀 	

施工技术负责人:

年 月 日

使用单位代表:

年 月 日

劳动部门代表:

年 月 日

检查员:

26. 烘炉记录

烘炉期间要定期测量有关部位的温度，并根据温升与时间的关系绘出温升曲线图，将测得的数据和温升曲线图一并填入表 2-62 中。

表 2-62 烘 炉 记 录

施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序	烘炉		技术条件 TJ231
项 目 名 称			操 作 负 责
检 查 项 目 及 技 术 要 求			实 际 达 到 情 况
1. 火焰在炉膛中的位置。 2. 链条炉排在烘炉过程中定期转动间隔时间。 3. 烘炉温升测定（按过热器后或相当位置的烟气温度）： (1) 重型炉墙第一天温升不超过 50℃，以后每天温升不超过 20℃； (2) 砌筑轻型炉墙每天温升不超过 30℃，后期烟温不高于 160℃； (3) 耐热混凝土炉墙烘炉温升不得超过 10℃，后期烟温不高于 160℃，在最高温度范围内持续时间不少于 1 昼夜			
烘炉温升曲线图			
建设单位		施工单位	
现场负责人：		工程处主管主任：	
检查员： 年 月 日		施工员： 检查员： 年 月 日	
			备 注

27. 煮炉记录

煮炉记录按表 2-63 及表 2-64 和表 2-65 所列的项目及内容填写。

表 2-63 煮 炉 记 录

施工单位	安装公司	工程处	工地
安装工序	煮炉	工作负责人：	技术条件号：TJ231
检查项目及技术要求			实际达到情况
1. 加药配方和加药量： 氢氧化钠 (NaOH) 量：一般加 2~3kg/m ³ 水 磷酸三钠 (Na ₃ PO ₄ · 12H ₂ O) 一般加 2~3kg/m ³ 水 当铁锈较厚时加药量：3~4kg/m ³ 水			
2. 用碳酸钠 Na ₂ CO ₃ 时，加 6kg/m ³ 水			
3. 煮炉末期蒸汽压力应保持在工作压力的 75%			
4. 时间应为 2~3d			
5. 锅水碱度不低于 45 毫克当量/升			
6. 煮毕应冲洗药液接触的各部位			
7. 排污阀应不堵塞			

续表

检查项目及技术要求		实际达到情况
8. 煮炉后应符合下列要求: (1) 汽包和集箱内壁应无油垢; (2) 擦去附着物后金属表面应无锈斑		
建设单位	施工单位	备注
现场负责人:	工程处主管主任:	
	技术人员:	
检查员:	检查员:	

表 2-64 煮炉升压曲线
压力 (MPa)

时间 ()

记录: 年 月 日

表 2-65 煮炉检查验收记录

检查项目	检查结果
评定意见	使用单位代表: _____ 年 月 日
	施工单位代表: _____ 年 月 日

检查员: _____ 组长: _____ 操作人: _____ 年 月 日

28. 安全阀定压记录

安全阀定压时, 建设单位和施工单位都要派人参加, 定压记录按表 2-66 内容填写。

表 2-66 安全阀定压记录

锅炉型号:	锅炉使用单位:
安全阀型号及参数:	
安全阀排气管应符合要求:	
安全阀排水管应符合要求:	

续表

安全阀压力标定结果	汽包安全阀:
	可分式省煤器出口安全阀:
	过热器出口安全阀:
	再热器入口安全阀:
	再热器出口安全阀:
建设单位参加人员:	施工单位参加人员:
年 月 日	年 月 日

29. 72h 整体试车记录

锅炉各部位安装完毕并经单机试车合格之后,要进行 72h 整体试车。试车时,要按表 2-67 所列的项目进行检验并认真填写记录。

表 2-67 72h 整体试车记录

建设单位:	施工单位:	安装公司	工程处
试机内容: 72h 整体试运	参加试机部位: 锅炉整体	年 月 日	
承装负责人:	试车负责人:	记录员:	
需观测部位	要 求	实际达到	备 注
	膨胀部位应正常		
	严密性应良好		
	轴承温度应正常		
	转动部位振动低于 0.1mm		
	燃烧情况达设计要求		
	机械振动低于 0.1mm		
	齿轮箱各部位正常		
	轴承温升正常		
	各传动部位正常		
	无漏水、跑汽现象		
	各阀门启闭灵活		
	各仪表灵活准确		
	其他正常		
	压力表应符合相关规程要求并指示准确		
	安全阀应开启灵活并准确		
水位表应符合相关规程要求并易观察			
排污装置应开启灵活并符合相关规程要求			
建设单位技术负责人:	施工单位技术、质量负责人:	备 注	

30. 锅炉安装质量证明书

锅炉安装质量证明书应按照表 2-68 所列内容填写。

表 2-68 锅炉安装质量证明书

锅炉型号:	
锅炉制造厂:	
锅炉出厂日期:	
质量证明书编号:	
劳动部门审批编号:	
锅炉图纸审批编号:	
安装编号:	
合同号:	
安装单位:	
竣工日期:	
建设单位:	
本工程施工前经劳动部门审批、备案。施工中和竣工时经自检、互检、公司质量管理科、主管劳动部门的检查并与使用单位共同验收, 确认符合国家《蒸汽锅炉安全监察规程》的要求及有关规定, 在正常操作情况下, 可保证安全运行	
质量鉴定评语:	
施工工程处	质量检查员: 主管工程处主任:
公司质量管理科	质量检查员: 科长:
×××× 安装公司	总工程师: 主管经理:

第五节 锅炉的热效率试验

一、试验的分类、组织和一般要求

锅炉的热工试验可分为两大类。第一类试验的目的是确定锅炉机组运行的热力性能, 如效率、蒸发量、热损失等, 以搞清锅炉机组的运行特性。第二类试验属于科研工作, 其目的是为了校核采用新结构、新部件、新材料的效果, 以探索其规律。锅炉的热效率试验属第一类试验。

第一类试验就其试验目的可分为三个级别。

第一级是移交试验(保证值测定), 即移交验收鉴定试验。这种试验是用来校核设备供货方所提出的技术保证, 主要鉴定在设计工况下, 锅炉的蒸发量、效率、蒸汽参数及品质、辅机的运行参数、烟气的排放质量(烟尘浓度、黑度, SO_2 和 NO_x 浓度)等项指标。

第二级试验是运行(性能)试验。试验的目的是在设计的(额定的)蒸汽参数下测定锅炉机组的运行特性。凡新投产锅炉按设计功率试运转结束后、锅炉改装后, 以及由于燃料品种改变或其他参数值偏离额定值的情况下, 均需进行此类试验。

第三级试验是运行工况调整试验。这类试验的目的是在不同的负荷下，优化运行诸因素的控制。一般在锅炉机组正常大修之后，需进行此类试验。

一、二级试验要求较高，应按要求相当精确地求得所求量的绝对值，测量应使用精确度较高的仪表（0.5级和1.0级仪表），所测值的误差应不超过规定值。第三级试验则可用较简单的试验方法进行（使用设备正常运行监督的仪表就完全够用了），最后求得某一参数的变化情况，找出保持最合理的运行方式。一、二级试验之间的差别，主要是试验中测量内容和对机组运行的基本参数所规定的允许偏差值的要求不同。

在做锅炉效率试验时，有以下两种方法。

第一种方法是直接测定锅炉的输入热量和输出热量，并按式（2-2）计算得到

$$\text{锅炉热效率} = \frac{\text{输出热量}}{\text{输入热量}} \times 100\% \quad (2-2)$$

这种方法通称为正平衡法或直接测量法。

第二种方法是测量锅炉的各项热损失，并按式（2-3）计算出锅炉效率。

$$\text{锅炉热效率} = 100 - \text{各项热损失的百分比之和}(\%) \quad (2-3)$$

这种方法通称为反平衡法或间接测量法。

对于小型工业锅炉而言，热效率试验应力求数据正确、方法简便、测试设备简单。因为正平衡试验所涉及的方面较少，小型锅炉的蒸发量和燃煤量都可以用称量直接得到较正确的数据。因此，对只要确定锅炉效率的小型工业锅炉，大都只采用正平衡法求锅炉效率。正平衡法的缺点是不能确定各项损失，因而也无法找出提高锅炉经济性的途径。因此，在条件允许时，应尽可能同时也进行反平衡试验，以利校核和对产品各方面性能进行分析。

我国原机械部颁发的《工业锅炉热工试验标准》（JB 2829—1980）规定，对于容量为35t/h以下、压力小于2.5MPa的蒸汽锅炉和热水炉，一般用正平衡法进行热效率测定，并同时同时进行反平衡法测定。对手烧炉可只进行正平衡测定。

试验应作周密的准备工作，制订试验大纲，大纲应包括试验任务和要求、试验内容和方法、测量项目和测点布置、人员的组织分工等内容。试验所用仪表和有关设备均应在试验前进行校验和作记录。正式试验应在进行1~2次预备性试验并确认全体试验人员在各自的岗位上能熟练地操作各种仪器和设备、相互配合较好的情况下开始。此外，还有以下要求必须遵守。

（1）正式试验应在锅炉燃烧调整达到正常和热工况稳定后进行。即炉墙、构架等吸热达到稳定状态，热工况稳定时间，对于燃气、油的工业锅炉不少于4h；对于燃煤的工业锅炉不少于4h，其中轻型炉墙不少于8h，重型炉墙不少于24h。以上稳定时间均从锅炉冷状态点火开始起算。

（2）正式试验应在锅炉调整到试验工况后1h开始进行。

（3）试验应在100%负荷下进行两次，每次负荷不低于97%。还应做一次110%以上的超负荷试验，对室燃炉和沸腾炉应进行一次70%以下的低负荷试验。

（4）试验期间锅炉主要热工参数不应波动太大，规定如下：

负荷波动不超过±10%；

压力波动小于等于1.6MPa时，允许波动为-15%~+4%；大于1.6MPa时，允许波动为-10%~+4%。

热水锅炉的试验压力应不低于设计压力的 70%。

过热汽温小于等于 300℃时, 允许波动为 -20℃ ~ +80℃; 等于 350℃时, 允许波动为 120℃; 等于 400℃时, 允许波动为 -20℃ ~ +10℃。

(5) 试验结束和试验开始时的各热工参数即汽包水位、蒸汽压力、煤斗煤位应尽可能保持相同。过剩空气系数、炉排速度、给煤率、给水率、煤层厚度、沸腾炉料层高度等应尽可能相同或接近, 相差太大时应设法进行修正。为了消除和减少这种结束和开始阶段的不一致现象给试验带来的误差, 试验时间应持续较长, 这个时间不得小于表 2-69 所列的最小持续时间。

表 2-69 每次试验最小持续时间

测定方法	锅 炉 类 型	时 间 (t)
正平衡	手烧炉	5
	机械层燃炉、抛煤机、沸腾炉、煤粉炉、油炉、气炉	4
反平衡	机械层燃炉、抛煤机、沸腾炉	4
	煤粉炉、油炉、气炉	3

(6) 试验期间安全阀不得起跳, 不得吹灰, 一般不得排污。吹灰和排污操作应在试验前完成。

(7) 对使用煤斗加煤的中、小型工业锅炉, 在试验开始和结束时, 应尽可能使用空煤斗试验, 以便试验一开始就能燃用试验用煤, 当试验期间煤种和平时正常运行时煤种有很大差别时, 尤其应注意做到这一点。

(8) 试验期间各热工参数和物理量的测定, 应按规定使用合适的测量仪表和设备进行。每次测量和两次测量间隔时间均不宜过长, 对波动较大的参数, 其测量的时间间隔应缩短, 即增加其测量的次数, 以便取得更精确的平均值。

(9) 锅炉热效率试验的精确度要求, 按 JB 2829—1980 规定如下:

1) 对于同时做两次正平衡试验的锅炉, 两次测得的锅炉效率之差的绝对值不得大于 4%, 此时, 锅炉效率取两次测得的锅炉效率的算术平均值;

2) 对于同时做两次反平衡试验的锅炉, 两次测得的锅炉效率之差的绝对值不得大于 6%, 此时, 锅炉效率取两次测得的锅炉效率的算术平均值;

3) 对于同时做正平衡和反平衡试验的锅炉, 两种方法测得的锅炉效率偏差的绝对值不得大于 5%, 此时, 锅炉效率以正平衡法测定值为准。

二、正平衡试验的原理和方法

(一) 原理和计算公式

式 (2-2) 就是正平衡试验的原理, 只要测出锅炉的输入热量和输出热量, 就可以计算出锅炉正平衡热效率。

锅炉输入热量按式 (2-4) 计算, 即

$$Q_r = B(Q_{nr.net} + Q_{w1} + Q_{q1}) \quad (\text{kW}) \quad (2-4)$$

式中 B ——燃料消耗量, kg/s 或 m^3/s ;

$Q_{nr.net}$ ——燃料的收到基低位发热量, kJ/kg 或 kJ/m^3 ;

Q_{w1} ——外来热量加热燃料或空气时, 相应于单位燃料量的热量, kJ/kg 或 kJ/m^3 ;

i_r ——燃料的物理热相应于单位燃料量的热量, kJ/kg 或 kJ/m³;

Q_{ry} ——自用蒸汽带入炉内相应于单位燃料量的热量, kJ/kg 或 kJ/m³。

一般情况下, $Q_{wi} = 0$, i_r 因燃料温度不高可不考虑, Q_{ry} 在无蒸汽雾化和蒸汽引射二次风时也不予计算, 则式 (2-4) 可简化为

$$Q_r = BQ_{gr.net} \quad (2-5)$$

锅炉输出热量 Q_1 , 根据不同情况分别按以下公式计算决定。对饱和蒸汽锅炉以给水流量计测供汽量时

$$Q_1 = D_g \left(h_{bq} - h_g - \frac{rw}{100} \right) - G_s r \quad (\text{kW}) \quad (2-6)$$

式中 D_g ——给水总量, kg/s;

h_{bq} ——饱和蒸汽比焓, kJ/kg;

h_g ——给水比焓, kJ/kg;

r ——汽化潜热, kJ/kg;

w ——蒸汽湿度, %;

G_s ——测定蒸汽湿度时的锅水取样量, kg/s。

饱和蒸汽锅炉用蒸汽流量计测供汽量时

$$Q_1 = (D + D_{ry} + G_q) \left(h_{bq} - h_g - \frac{rw}{100} \right) + G_s (h_{bq} - r - h_g) \quad (\text{kW}) \quad (2-7)$$

式中 D ——锅炉的供汽量, kg/s;

D_{ry} ——锅炉的自用蒸汽量, kg/s;

G_q ——测定蒸汽湿度时的蒸汽取样量, kg/s。

当为过热蒸汽锅炉时

$$Q_1 = (D + G_q) (h_{bq} - h_g) + (D_{ry} - h_g - \frac{rw}{100}) + G_s (h_{bq} - r - h_g) \quad (\text{kW}) \quad (2-8)$$

式中 h_{ry} ——自用蒸汽比焓, kJ/kg。

当为热水锅炉时

$$Q_1 = G (h_{cs} - h_{js}) \quad (\text{kW}) \quad (2-9)$$

式中 G ——热水锅炉的循环水量, kg/s;

h_{cs} ——热水锅炉的出水比焓, kJ/kg;

h_{js} ——热水锅炉的进水比焓, kJ/kg。

如果试验期间有排污, 则式 (2-6) ~ 式 (2-9) 中均应计入排污热量 Q_{pw} , Q_{pw} 按式 (2-10) 计算, 即

$$Q_{pw} = D_{pw} (h_{pw} - h_g) \quad (\text{kW}) \quad (2-10)$$

式中 D_{pw} ——排污量, kg/s;

h_{pw} ——排污水比焓, kJ/kg。

这样, 分别测定各热工参数和物理量后, 就可应用式 (2-4) ~ 式 (2-10) 计算出 Q_r 和 Q_1 来。

则锅炉正平衡热效率 η_1 可按式 (2-11) 求得, 即

$$\eta_i = \frac{Q_1}{Q_r} \times 100 \quad (\%) \quad (2-11)$$

式 (2-11) 计算出的是锅炉的毛效率。锅炉设备运行时要消耗一部分蒸汽 (蒸汽雾化、蒸汽引射二次风、蒸汽水泵用汽等) 和电能 (各种水泵、风机用电, 各种碎煤、磨煤、给煤用机械用电等), 因此, 更合理地考核锅炉的经济性, 应该计算其净效率 η_i^j , η_i^j 可按式 (2-12) 计算, 即

$$\begin{aligned} \eta_i^j &= \eta_i - \Delta\eta \\ &= \eta_i - \left[\frac{D_{xy} \left(h_{\text{boi}} - h_{\text{qs}} \frac{rw}{100} \right)}{BQ_{\text{ar.net}}} + \frac{N_{xy} b}{B} \right] \times 100\% \end{aligned} \quad (2-12)$$

式中 N_{xy} ——总自用电耗量, kW·h/s;

b ——发电厂煤耗, 一般取, $b = 0.5 \text{kg}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。

锅炉效率也可以用计算图来计算。图 2-34 是其中的一张, 计算图略去了蒸汽湿度, 因此, 用图 2-35 计算出的锅炉效率是近似值。

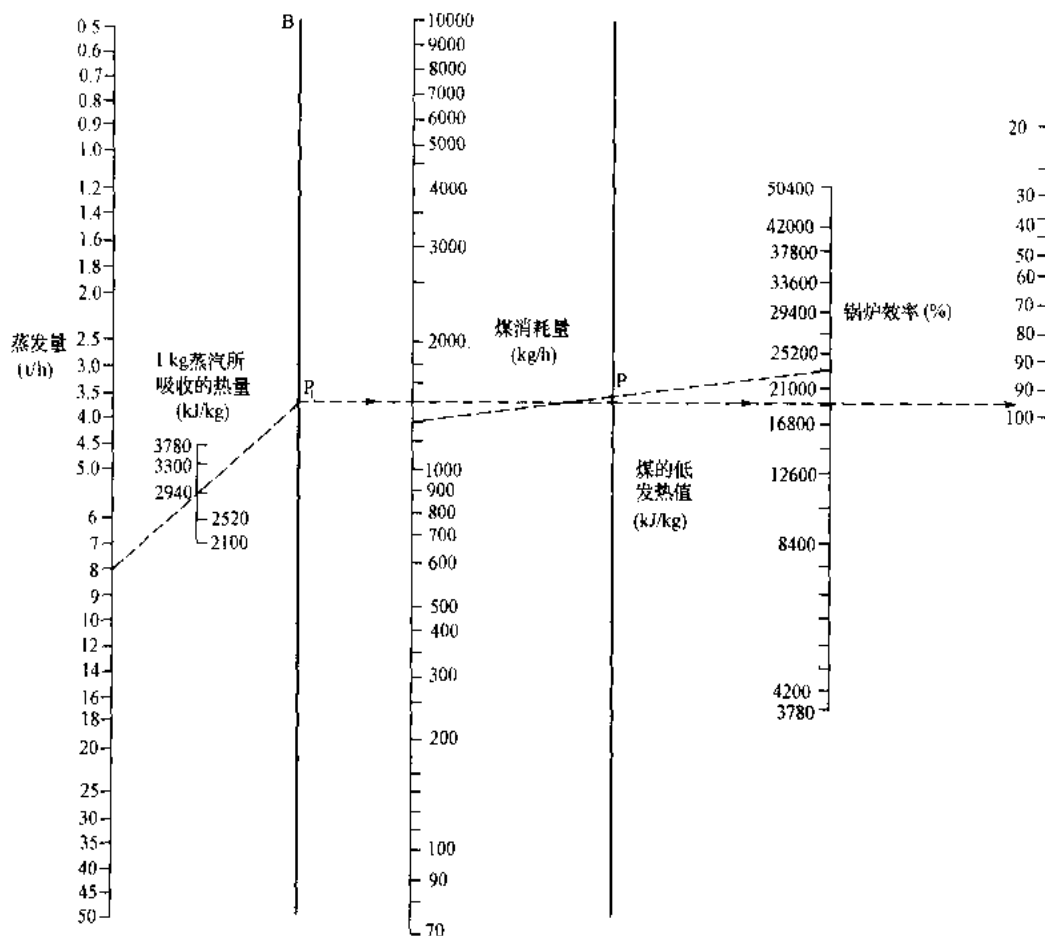


图 2-34 锅炉正平衡热效率计算

(二) 试验方法和各热工参数的测量

试验必须有组织地进行, 按 JB 2829—1980 的要求布置测点、校正仪表, 分工负责测量

各热工参数，试验要有统一的领导指挥各测量点按要求进行测量。正平衡热效率试验要测定以下主要热工参数和物理量。

1. 燃煤量的测定

固体和液体燃料量可用台秤进行称重，台秤必须进行校验，误差应小于0.1%。图2-35是一台台秤，主要的校验工具是标准砝码和标准增砣。校验时先用手按压台面四角，检查台面下刀刃是否脱离接触，四角的轮子是否都着地，同时观察台面是否基本保持水平。然后调整零位，调整零位时，先转动调整砣，并轻轻地将计量杠杆末端压至视准器孔下缘或托至上缘，放手后计量杠杆应作均匀摇动，使计量杠杆自动恢复平衡，稳定在视准器孔内中间位置。如标尺上下晃动，呈现出不稳定现象，且说明刀刃口已钝要修正。如调整砣调到极限位置时，标尺仍向上或向下偏斜，则可松开砣挂底部螺母进行加重或减重，以保证标尺位于视准孔中间位置。

零位校正后可将标准砝码均匀放在台面上，如图2-36所示，同时将相应的标准增砣放在砣挂上检验。标准砝码的质量一般为每个25kg。可按台秤最大秤重的1/2和全量进行两个量级的校验。如果将相应增砣挂上后，标尺仍稳定在视准孔中间则表示台秤是合格的。标准砝码的误差应小于0.02%。最后进行标尺分度校验，校验方法与上述相同，不过此时是移动游砣校验刻度。检验质量按计量杠杆满刻度全量进行。

用校正过的台秤称出整个试验期间的燃料量，再用秒表正确计量试验时间，则燃料耗量B就可按式(2-13)计算求得，即

$$B = \frac{\text{试验期间总燃料量}}{\text{试验时间}} \quad (\text{kg/s}) \quad (2-13)$$

2. 燃料的采样、缩制、分析

燃料的采样和分析，无疑是对热效率计算准确性有很大的影响，因此，采样的代表性和分析的正确性是十分重要的。下面先讨论一下燃料的采样。

(1) 取样地点。取样地点尽可能地设在煤秤附近，以达到煤质与所用煤一致。如有条件尽可能在流动煤层中选取煤样。

对蒸发量小于10t/h的小型工业锅炉试验来讲，试验时间为4~6h，总的燃煤量不大，所以一般都用人力架子车过秤后再上煤。取样就在过秤时在车上选取。对于10~20t/h的工业锅炉，由于燃煤量较大，大都用输煤皮带上煤，取样可在破碎机后输煤皮带的燃料下落处进行。采取煤样不宜在煤场的煤堆上进行。

(2) 取样方法。现在通用的取样法仍为“均分法”，即将试验期间总的燃煤量分成许多质量相等的部分，在每份中用同样的方法采取相同质量的分样，最后再缩制成工业分析煤样。每份分样的质量根据煤中最大粒度确定，具体规定见表2-70。

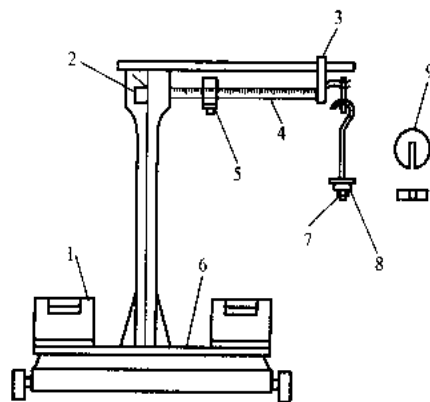


图2-35 试验用台秤结构

- 1—标准砝码；2—调整砣；3—视准器；
4—计量杠杆；5—游砣；6—台面；
7—螺母；8—砣挂；9—标准增砣

表 2-70

煤的粒度与采样量的关系

粒度大小 (mm)	0~25	0~50	0~75	0~100
每份分样的质量 (kg)	1	2	3	4

这里所说的煤的最大粒度是指，质量含量超过 5% 的最大粒度，小于 5% 的不计。

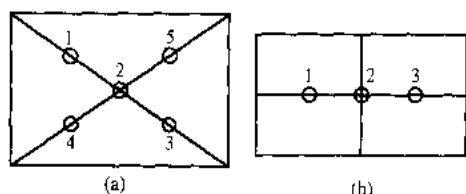


图 2-36 采样部位

(a) 五点法；(b) 三点法

在车中采取煤样可按五点部位或三点部位取样。如图 2-36 所示。对于小型工业锅炉，由于车子容积小，可按三点部位取样。

在皮带运输机或链板运输机上用铁铲横截煤流的全宽采取煤样时，如一次能截取全断面，铲的长度不应小于皮带的宽度；如分两次或三次方能截取全断面，则铲的长度不应小于皮带宽度的 1/2 或 1/3。

在皮带上分两次或三次截取整个断面取煤样时，应按由左→右或左→中→右的顺序循环采取。必须注意，用铁铲在皮带煤流上截取煤样时，铲口应紧贴在皮带上，不得悬空只采出煤流的一部分；分两次或三次截取煤样时，凡煤流采过的部分不得交替重复采取，采得的煤样不能从采样的铁铲上溜下来，也不得在采样时进行挑拣。

在煤流中采取煤样时，各个分样应根据煤的有效流过时间确定分样间隔。

(3) 煤样的缩制。作为煤的工业分析的试样只需几百克就够了，而从燃煤中取出的煤样可以有几十甚至几百公斤。因而，为从大量煤中取出少量在物理化学性质和工艺特性上基本与原样近似的试样，必须将所采的煤样逐步进行粉碎、缩分，以减少煤样的质量，直到制成试验所要求的粒度和质量为止。

破碎和缩分煤样的全过程叫煤样的缩制。在缩制煤样过程中，为使制得的试样在性质和成分上能够基本代表试验期间煤的平均性质和成分，必须遵循一定的规则仔细地进行破碎、筛分、掺合和缩分。否则，如果制备煤样工作不严格，就会导致不正确的试验结果，导致采样、化验工作全部失去意义，甚至造成严重错误。因此，缩制工作虽然简单，但必须在试验中足够重视。

缩制煤样的全部过程可分为破碎、过筛、掺合和缩分等步骤。

煤样缩分前质量和粒度组成与煤样的代表性有密切关系。煤样的粒度不均匀性愈大，要求采取煤样的质量就愈大。燃料愈碎，就愈容易从其中选取有代表性的试样，因而愈细的煤缩分前煤样的质量就可愈小些。采样的份数一般为 50~60 分样，采样份数均匀地分布在整个煤流中。

在试验现场都采用人工破碎煤样。应该遵守如下规则：

- 1) 全部无例外地都进行粉碎，不允许把难以破碎的部分丢掉，如岩石块、黄铁矿等。
- 2) 应在表面光滑的硬质钢板上进行。钢板周围要装上 15~20cm 高的木框或铁框，框与钢板之间不应有间隙。
- 3) 一般用手锤破碎燃料，不允许用易磨损的工具进行破碎。
- 4) 破碎工作要尽快进行，以免水分损失。如果水分是测定的指标之一（小工业锅炉试验均如此），则不必用筛子来检查最大粒度，可用肉眼判定，以减少破碎工作的时间。

人工进行煤样缩分时，必须将全部原始煤样破碎到 25mm 以下，才允许开始缩分。缩分后允许的最小质量与煤样中的最大粒度的相互关系按表 2-71 规定进行。

表 2-71 缩分煤样的最大粒度与最小质量的规定

煤样中的最大粒度 (mm)	< 25	< 13	< 3
缩分后允许的最小质量 (kg)	60	15	1.5

用人工破碎 25mm 以下的煤样时，可根据煤质软硬程度将煤样先破碎到 13mm，然后缩分出一半，再破碎到 6mm 以下；或一次将煤破碎到 6mm 以下，缩分出一半，再破碎到 3mm 以下，以减少破碎和缩制的工作量。破碎到 3mm 时，应至少缩分出 0.5kg 煤样，装入密闭容器中送化验室化验。如在现场来不及完成破碎任务，应按表 2-70 中规定的煤样质量装入密闭容器。

用机械进行破碎、缩分时，可将煤样一次破碎至 3mm 以下，缩分至 0.5kg。

为使缩分出的煤样具有比较充分的代表性，每次缩分前都应将煤样加以掺合。掺合煤样普遍利用锥堆法。将破碎后的煤一铲一铲地铲起，在钢板上堆成一个圆锥体。堆锥时，由于煤样中大小不同颗粒间的析聚作用，粒度较大的煤总是分布在圆锥底部周围，细粒度煤及煤粉则集中于煤堆的中部和顶端。为使煤样中的大小颗粒在煤堆中分布得比较均匀，堆掺时必须围着煤堆一铲一铲地将煤从锥底铲起，然后从锥顶自上向下洒；亦可用广口漏斗洒落，使每铲煤都能沿煤堆顶部均匀地向四周滑落。每铲一铲，要移动一铲的距离，堆掺工作重复三次，就认为粒度分布均匀，即可进行缩分。

工业锅炉试验煤样的缩分在试验现场都采用四分法手工缩分。堆掺工作结束后，用木板、铁板或铁铲将圆锥形煤堆压成一块厚度大致相同的圆饼状，然后用铁铲或用底部镶有十字形铁片的木板或铁片作成的十字架缩分器，在煤饼上划出两条相互垂直的对角线，将其分为四个相等的扇形。将对角的两个扇形丢开，留下的两个扇形再继续进行掺合和缩分。

对要求更高的煤样缩制应按国标《煤样缩制方法》(GB 574—1977) 进行。

有了代表性煤样，就可以由分析室对燃料进行工业分析和元素分析。固体燃料的这两种分析都有已制订的国家标准，只要按照国标规定的方法进行分析，就可以得到燃料的各种分析值，从而计算出燃料的应用基低发热值。

3. 蒸发量、循环水量的测定

蒸发量即锅炉每秒能产生多少千克的蒸汽，也称为出力。对于热水锅炉，循环水量就是每秒有多少千克水通过锅炉。

测定蒸汽流量需要用专门的仪器设备，比较复杂。所以对于小型工业锅炉，一般采用简便而又容易测准的测定给水量办法。只要锅炉和给水管路系统没有渗、漏水现象，同时能保持试验结束时锅炉水位与试验开始时相同，那末试验期间的给水量就是这段时间内锅炉的蒸发量（试验期间不进行排污）。

蒸汽流量计、水表一般误差较大且调整费时间，小型工业锅炉的蒸发量比较小，常常是间断给水，因此给水量宜用测量水箱中水位变化的办法来确定。这种方法正确、可靠，不需要专门的仪表，很容易掌握。

一般工业锅炉的水箱都是长方形，则给水量可按式 (2-14) 确定

$$\text{给水量} = \frac{\text{试验期间水箱中累积的水位差} \times \text{水箱长} \times \text{水箱宽}}{\text{试验时间}} \quad (2-14)$$

式(2-14)中水位差、水箱长、宽若以 dm 为单位时,则给水量单位为 kg/s。使用水箱测量给水流量时,必须考虑与锅炉蒸发量大小相适应。若两个水箱同时应用测量时,还应考虑水箱之间的切换,以保证测量数据正确。特别应当指出的是:用水箱办法测量给水量时,一定要使试验结束时锅炉水位与开始时相同,同时给水系统不应该有渗、漏水现象。

如果用水表测量给水量,一定要先经过校验,当误差不超过 $\pm 0.5\% \sim \pm 2\%$ 时才可使用。

4. 介质的压力和温度测量

在热效率的计算公式中,有各种介质(汽、水、空气、烟气等)的热焓值,这些热焓值和这些介质的压力、温度有关。因此,为了计算或查取介质的热焓值,必须测定这些介质的压力和温度。关于压力和温度的测定,在一般热工仪表的书籍中有专门介绍,本书就其主要应注意的问题作简要说明。

汽、水压力均采用弹簧管压力表测定。选用的压力表量程,最好应使测量的压力落在其量程的 $\frac{1}{3} \sim \frac{3}{4}$ 范围内。压力表应足够大,其精确度不低于 1.5 级。使用时间较长或没有校验证明的压力表,在试验前必须进行校验,校验合格后才允许使用。

在锅炉热工试验中常用的温度计有三种,即热电偶高温计、热电阻温度计、玻璃温度计。各种温度计包括自制热电偶温度计,在使用前必须进行校验。

玻璃温度计在工业锅炉试验中应采用实验玻璃水银温度计,避免用工业玻璃水银温度计,因为后者测量误差较大。实验用玻璃水银温度计的基本参数见表 2-72。玻璃水银温度计护套管的套底应尽量接近或超过管道中心位置,对直径小于 100mm 的管道,应将温度计护套斜向全长插入管内并通过管道轴线。图 2-37 表示用玻璃温度计测量水和蒸汽温度时套管

表 2-72 实验玻璃水银温度计的基本参数

序号	测量范围 单位	分度值 ($^{\circ}\text{C}$)	最大全长 (mm)	标尺最小长度 (mm)	贮液球底至标尺起点 最小长度 (mm)	直径 (mm)	浸没长度 (mm)	允许示值误差 ($^{\circ}\text{C}$)	
1	0~50	0.5	250	100	70	6~7.5	局浸 70	± 0.5	
	0~100								
	100~200								
	200~300								
2	0~50	1	250	100	70	6~7.5	局浸 70	± 1.0	
	0~100		300	140				± 1.5	
	0~150		380	210				6~8	± 2.0
	0~200		420	250					
	0~300								
0~350									
3	0~300	2	300	140	70	6~7.5	局浸 100	± 3.0	
	0~400		350	175	100	6~8		± 4.0	
	0~500		380	210				± 6.0	
	0~600		420	210					

的安装情况。在材料强度允许的条件下，护套管壁厚应尽可能薄，内径应尽可能小。玻璃水银温度计露出被测介质部分越短越好。

锅炉热工试验常用的热电偶高温计规格和适用范围见表 2-73。使用热电偶高温计测量介质温度时，应注意热电偶分度表上的电势值是在冷端温度为零度时的电势值。但是，在实际应用时，由于冷、热接点相距很近，又因冷接点暴露在受周围介质温度波动影响的空间中，要保持冷接点温度为零度不变是困难的。为此，必须采用各种办法加以补偿。

常用的方法有冷接点温度校正法、冷接点恒温法和补偿导线法。如果测试准确性要求较高时，可采用冷接点恒温法和补偿导线法同时使用的方法。配合热电偶测温的二次仪表为电位差计，其精确度级别应为 0.1 级。

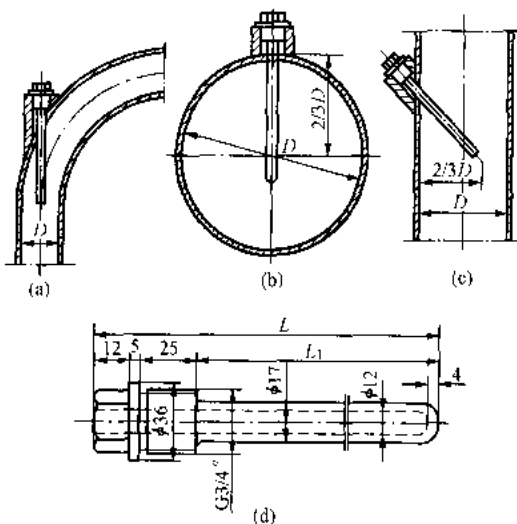


图 2-37 测量水和蒸汽温度时套管的安装
(a) 装在弯管部位；(b) 装在水平管段部位；
(c) 装在垂直管段部位；(d) 温度表的套管

表 2-73 热电偶高温计规格和适用范围

热电偶名称	分度号	使用最高温度 (°C)		短时使用上限热电势 (mV)	对分度表允许偏差	
		长期	短时		工作端温度 t (°C)	允许误差 (°C)
镍铬—镍硅 (镍铬—镍铝)	EU-2	1000	1300	52.37	≤ 400	± 4
					> 400	$\pm 1\%t$
镍铬—考铜	EA-2	600	800	66.36	≤ 300	± 4
					> 300	$\pm 1\%t$
铁—康铜	TK	600	870	49.98		± 3
						$\pm 0.75\%t$

5. 蒸汽湿度的测定

蒸汽湿度就是指蒸汽中的带水量，用质量百分比表示。通常饱和蒸汽都带有少量水分，一般为 1%~3%。有些锅炉在提高出力后，蒸汽湿度也有所增加；有些锅炉由于蒸汽空间小或汽水分离装置效果差，或锅水含盐量过高，湿度都会增高。因此，在工业锅炉热效率计算中，必须考虑蒸汽湿度的影响。

常用的测量蒸汽湿度的方法是测出蒸汽和锅水中氯根 (Cl^-) 的含量，通过式 (2-15) 间接计算求得，即

$$\text{蒸汽湿度 } W = \frac{\text{蒸汽中氯根含量}}{\text{锅水中氯根含量}} \times 100\% \quad (2-15)$$

测量蒸汽湿度的系统见图 2-38。测量方法如下：

将冷却后的锅水取 10mL 和蒸馏水 90mL 倒入三角烧瓶内混合摇动数次，加入酚酞指示剂 1~2 滴呈红色，再加入硝酸溶液中和至无色，然后滴入铬酸钾指示剂数滴使溶液呈黄色，

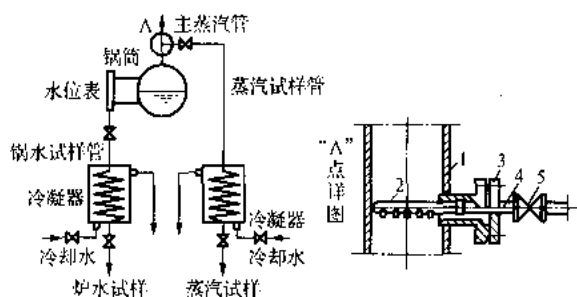


图 2-38 化验法测定湿度系统

1—主蒸汽管；2—取样管；3—连接法兰；

4—蒸汽试样管；5—阀门

最后用硝酸银滴定到呈混浊带有橙红色为终点，并记下消耗的硝酸银毫升数即为锅水氯根含量。同样，取冷却后的蒸汽冷凝水 10mL 和 90mL 蒸馏水混合，按照上述方法测出蒸汽氯根含量，再应用式 (2-15) 就可以计算出蒸汽湿度。

测定蒸汽湿度时应注意下几点：

(1) 锅水、蒸汽冷凝水应放入具有磨口塞三角烧瓶或有盖容器内冷却，以防水中氯化物随蒸汽泄出而使氯根含量降低。

(2) 对蒸馏水应作氯根含量的空白试验，记下蒸馏水的氯根含量，并在计算时减去这部分含量，空白试验测氯根的方法与上述方法相同。

(3) 蒸汽的取样应具有代表性，因此，对蒸汽取样装置应按等速取样进行设计，即其取样量应满足式 (2-16)

$$D_{\text{q}} = \frac{nd_{\text{qi}}}{d^2} D \quad (\text{kg/h}) \quad (2-16)$$

式中 D_{q} ——蒸汽取样量，kg/h；

D ——锅炉蒸发量，kg/h；

n ——取样头数量；

d_{qi} ——蒸汽取样头孔内径，mm；

d ——蒸汽管道内径，mm。

一般 $D_{\text{q}} = 15 \sim 20 \text{kg/h}$ 已足够， d_{qi} 一般为 $2 \sim 3 \text{mm}$ 。由此，在已知 D 和 d 的情况下，就可以按式 (2-16) 决定取样头数量 n 。一般 $d \leq 150 \text{mm}$ 时， n 不少于 3 个； $d \leq 250 \text{mm}$ 时， n 不少于 5 个。为了防止沿取样管长度方向蒸汽分布不均匀，取样头总流通截面不应超过取样管流通面积的 50%，即

$$n \times \frac{\pi d_{\text{qi}}^2}{4} \leq 0.5 \times \frac{\pi d_1^2}{4} \quad (2-17)$$

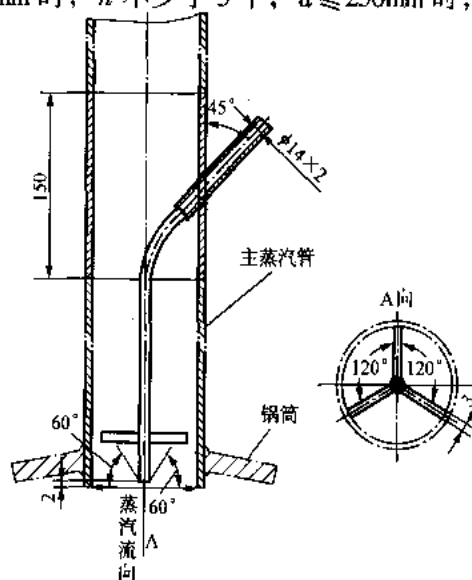
式中 d_1 ——取样管内径，mm。

图 2-39 和图 2-40 分别表示装在汽包出口处和蒸汽管道内的取样器结构。对于图 2-40 (b) 所示的缝型取样器，取样孔的数目 n 可按式 (2-18) 计算决定，即

$$n = \frac{d}{S} + 1 \quad (2-18)$$

式中 S ——取样孔节距，一般取 $S = 10 \sim 20 \text{mm}$ 。

(4) 在蒸汽管道上安装取样器时，取样器前的直段最好要保持 $6d$ ，取样管后的直段要保持 $4d$ 。

图 2-39 饱和蒸汽取样器结构
(装在汽包出口处)

氯根法测蒸汽湿度有滴定终点难以判断和小氯根测定误差较大等缺点。因此,近年来又发展了钠离子浓度计来监督蒸汽和锅水品质,这就是 P_{Na} 电极法,也称钠度法。使用钠度法测量蒸汽湿度试验精确度高,能在10min以内直接读出蒸汽和锅水中钠离子浓度,不须专业化验人员,热工试验人员可在短期内掌握其使用操作方法。由于有这些优点,近年来其发展很快,现对其作简要介绍。

钠度法是使用DWS-51型钠离子浓度计分别测量蒸汽、锅水中的 Na^+ 浓度(或称 P_{Na} 数),则两者之比就是所测蒸汽的湿度,即

$$W = \frac{\text{蒸汽的 } Na^+ \text{ 浓度}}{\text{锅水的 } Na^+ \text{ 浓度}} \times 100 \quad (\%) \quad (2-19)$$

这种钠度计包括钠离子选择性电极(P_{Na})和0.1N KCl的甘汞电极(参比电极)。测量时将钠度计浸入溶液(试样)中即组成测量电池。试验前,应配制好标准氯化钠溶液,一般用 2.3×10^{-6} 和 23×10^{-6} 浓度的氯化钠标准溶液定位标定,因为仪器的灵敏度高,各项盛器必须保持清洁,因此,要以高纯度蒸馏水反复冲洗电极及电极环,并在试样中加入少量二异丙胺,以提高溶液的pH值,一般要保持pH值在10以上,以减少氢离子的干扰。之后浸入电极,调整温度补偿,按下读数开关即可显示 P_{Na} 数和 Na^+ 含量读数。

由于 P_{Na} 的电位是随溶液中的 Na^+ 离子活度变化而变动的,因此,用毫伏计测得的是溶液中钠离子活度相对应的电极电位,但因离子活度与离子浓度基本上是正比关系,并和溶液的温度、压力有关,因此,当这个电位输入毫伏计时,表头的读数也就直接代表 Na^+ 离子浓度的数值,根据仪表在蒸汽和锅水中读出的钠离子浓度值,就可以按式(2-19)计算求得蒸汽湿度的数值来。

这种方法的缺点是要求配制高纯度蒸馏水。

第三种测量蒸汽湿度的方法是电导率法。使用DDS-11A型电导率仪,分别测定蒸汽和锅水的电导率,从而求得蒸汽湿度的数值。这种方法设备简单、调整方便,但它要求蒸汽冷凝水和锅水试样两者的温度差小于 0.5°C ,因此,需要装置另外一些恒温设备,这将使设备更加复杂。

以上各种方法中,都必须配制蒸汽冷凝水试样和冷却的锅水试样,由于锅炉的压力和温度较高,配制试样必须有冷凝器,图2-41为冷凝器结构。它是由直径为10~14mm的紫铜管盘制而成,总冷却面积为 $0.3 \sim 0.4\text{m}^2$ 。

如果受冷凝器设备等限制而采用化验法有困难时,只能假定蒸汽的湿度。假定蒸汽湿度应根据锅炉型式及容量而有所不同:

1) 卧式双火筒锅炉(兰开夏锅炉)因其容汽空间较大,蒸汽湿度可以略去不计。

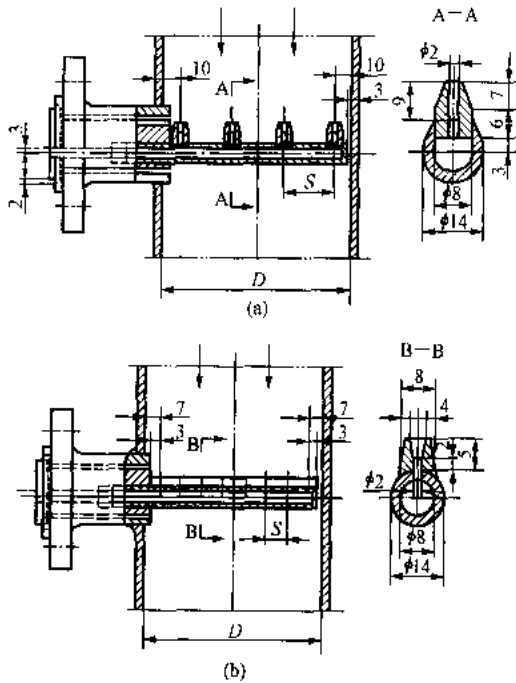


图 2-40 装在蒸汽管道中的蒸汽取样的结构
(a) 管头状取样管; (b) 缝型取样管

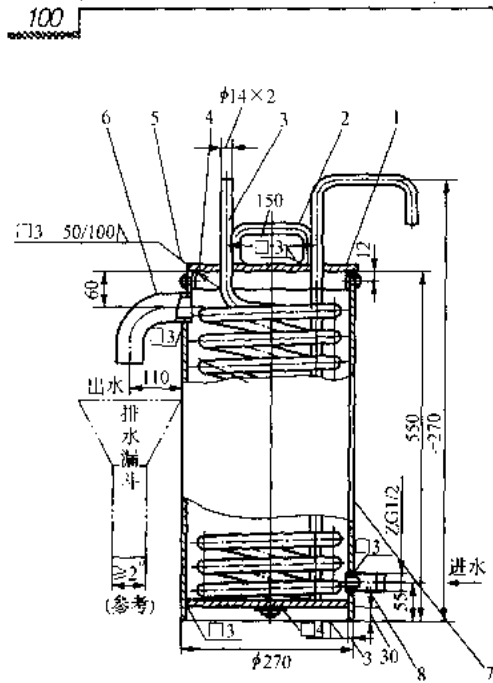


图 2-41 冷凝器结构

- 1—上盖板；2—盖板拉手；3—取样冷却管；
4—冷却水出口；5—取样水出口；6—筒体；
7—冷却水 inlet；8—下盖板

2) 卧式外燃回火管、卧式内燃回火管、卧式单火筒（康尼许锅炉）等锅炉，应根据容量大小而假定其湿度为 1%~2%。容量越大蒸汽湿度越大。

3) 立式横水管、立式横火管等锅炉，应视其容量大小而假定其湿度为 2%~3%。

4) 双横汽包式、分联箱横汽包式、双汽包纵置式（即 K 型、CT 型、ΠKB 型）等水管锅炉，装有蜗壳分离器者，蒸汽湿度可忽略不计；未装者，可视其容量大小而假定其湿度为 2%~3%。

上述假定值系指负荷在额定蒸发量以下，负荷稳定、无大量吊水的情况下。选取的假定值必须在计算中加以说明。实践证明：对上述各种锅炉，当负荷超过额定蒸发量时，蒸汽湿度会增加。

对于近几年生产的带烟管的快装锅炉，由于容汽空间相对很小、汽水分离设备简单，蒸汽湿度均较上述高。特别当负荷接近或超过额定蒸发量时蒸汽湿度会有大幅度增加。如某厂为 6t/h 快装炉，当蒸发量达到 6t/h 时，蒸汽湿度会激增至 30% 以上。因此对这类小型锅炉试验必须测定蒸汽湿度，

否则会带来很大误差。

工业锅炉应用的一个普遍情况是：使用压力不符合设计压力。据调查，大部分工业锅炉使用压力都低于设计压力。在蒸发量不变的情况下，低压使用时，蒸汽空间内和蒸汽引出管内蒸汽的速度都增加，从而使带水增加。这样一来，高压设计的锅炉在低压下使用，会使带水问题更加严重。对于这种情况，建议试验中必须测定蒸汽湿度。

三、反平衡试验的原理和方法

(一) 原理和计算公式

式 (2-3) 就是反平衡试验测定锅炉效率的原理，只要把各项损失中的热工参数和物理量测出，通过计算求得各项损失的数值，最后就可按式 (2-3) 计算出锅炉反平衡热效率。

1. 机械不完全燃烧损失值 q_4

机械不完全燃烧损失值 q_4 是工业锅炉中较大的一项损失。因为其他损失在计算时要应用 q_4 的数值，因此，在反平衡热效率计算中必须先计算 q_4 。

计算机械不完全燃烧损失必须先进行灰平衡，同时对引起 q_4 损失的炉渣、漏煤、烟道灰、溢流灰、冷灰和飞灰进行有代表性的取样和化验。

在层燃炉中，机械不完全燃烧损失主要来自灰渣、漏煤、烟道灰和飞灰。沸腾炉主要由溢流灰、冷灰、烟道灰和飞灰组成。因此，可以分别写出它们的灰平衡公式。

$$\text{对于层燃炉} \quad \alpha_{\text{L}} + \alpha_{\text{Lm}} + \alpha_{\text{yb}} + \alpha_{\text{fh}} = 100\% \quad (2-20)$$

$$\text{对于沸腾炉} \quad \alpha_{\text{yl}} + \alpha_{\text{lh}} + \alpha_{\text{yh}} + \alpha_{\text{fh}} = 100\% \quad (2-21)$$

由于飞灰量无法准确地获得，因此， α_{fh} 是在计算出其他各项后，由式 (2-20) 或式 (2-

21) 分别求出的。除 α_{th} 外, 其他各项灰的百分比可按式 (2-22) ~ 式 (2-26) 求出

$$\alpha_{\text{lz}} = \frac{(100 - C_{\text{lz}}) G_{\text{lz}}}{A_{\text{ar}} B} \times 100\% \quad (2-22)$$

$$\alpha_{\text{lm}} = \frac{(100 - C_{\text{lm}}) G_{\text{lm}}}{A_{\text{ar}} B} \times 100\% \quad (2-23)$$

$$\alpha_{\text{yh}} = \frac{(100 - C_{\text{yh}}) G_{\text{yh}}}{A_{\text{ar}} B} \times 100\% \quad (2-24)$$

$$\alpha_{\text{yl}} = \frac{(100 - C_{\text{yl}}) G_{\text{yl}}}{A_{\text{ar}} B} \times 100\% \quad (2-25)$$

$$\alpha_{\text{lh}} = \frac{(100 - C_{\text{lh}}) G_{\text{lh}}}{A_{\text{ar}} B} \times 100\% \quad (2-26)$$

在试验中称量 G_{lz} 、 G_{lm} 、 G_{yh} 、 G_{yl} 、 G_{lh} , 以及分别取样分析 G_{lz} 、 G_{lm} 、 G_{yh} 、 G_{yl} , 按式 (2-22) ~ 式 (2-26) 计算出 G_{lz} 、 G_{lm} 、 G_{yh} 、 G_{yl} 、 G_{lh} , 则 α_{th} 可由式 (2-27) 和式 (2-28) 求出。

$$\text{对于层燃炉} \quad \alpha_{\text{th}} = 100 - (\alpha_{\text{lz}} + \alpha_{\text{lm}} + \alpha_{\text{yh}}) \quad (2-27)$$

$$\text{对于沸腾炉} \quad \alpha_{\text{th}} = 100 - (\alpha_{\text{yl}} + \alpha_{\text{lh}} + \alpha_{\text{yh}}) \quad (2-28)$$

式 (2-20) ~ 式 (2-28) 中

G_{lz} 、 G_{lm} 、 G_{yh} 、 G_{yl} 、 G_{lh} ——炉渣、漏煤、烟道灰、溢流灰、冷灰中的含碳量 (由化验决定), %;

G_{lz} 、 G_{lm} 、 G_{yh} 、 G_{yl} 、 G_{lh} ——炉渣、漏煤、烟道灰、溢流灰、冷灰量 (由称重决定), kg/s;

α_{lz} 、 α_{lm} 、 α_{yh} 、 α_{yl} 、 α_{lh} ——炉渣、漏煤、烟道灰、溢流灰、冷灰、飞灰占总灰量的质量百分比, %;

A_{ar} ——燃料的收到基灰分, %;

B ——燃料消耗量, kg/s。

有了灰平衡数据, 机械不完全燃烧损失 q_4 可按式 (2-29) 和式 (2-30) 计算决定。

对层燃炉

$$q_4 = \frac{328.66 A_{\text{ar}}}{Q_{\text{ar,net}}} \times \left(\frac{\alpha_{\text{lz}} C_{\text{lz}}}{100 - C_{\text{lz}}} + \frac{\alpha_{\text{lm}} C_{\text{lm}}}{100 - C_{\text{lm}}} + \frac{\alpha_{\text{yh}} C_{\text{yh}}}{100 - C_{\text{yh}}} + \frac{\alpha_{\text{lh}} C_{\text{lh}}}{100 - C_{\text{lh}}} \right) \times 100\% \quad (2-29)$$

对沸腾炉

$$q_4 = \frac{328.66 A_{\text{ar}}}{Q_{\text{ar,net}}} \times \left(\frac{\alpha_{\text{yl}} C_{\text{yl}}}{100 - C_{\text{yl}}} + \frac{\alpha_{\text{lh}} C_{\text{lh}}}{100 - C_{\text{lh}}} + \frac{\alpha_{\text{yh}} C_{\text{yh}}}{100 - C_{\text{yh}}} + \frac{\alpha_{\text{th}} C_{\text{th}}}{100 - C_{\text{th}}} \right) \times 100\% \quad (2-30)$$

式中 $Q_{\text{ar,net}}$ ——燃料的收到基低位发热量, kJ/kg。

2. 排烟损失 q_2

工业锅炉中另一项较大的损失是排烟损失, 排烟损失的大小主要决定于排烟温度的高低和排烟过剩空气系数的大小。排烟温度越高、过剩空气系数越大, 则排烟损失也越大。因此, 要降低 q_2 损失, 必须从降低排烟温度 (加装辅助受热面) 和排烟过剩空气系数 (调整

燃烧、减少漏风等)着手。排烟损失可按式(2-31)计算决定

$$q_2 = B \frac{(I_{py} - \alpha_{py} I_k^0)(100 - q_4)}{Q_i} (\%) \quad (2-31)$$

式中 I_{py} ——排烟焓, 根据燃料元素分析和实测排烟温度按有关烟气焓的计算决定, kJ/kg;
 I_k^0 ——理论冷空气焓, 根据燃料元素分析及冷空气温度按有关烟气焓的计算决定, kJ/kg;
 q_4 ——机械不完全燃料损失, 按式(2-29)或式(2-30)决定, %;
 Q_i ——锅炉输入热量, 按式(2-4)计算决定, kW;
 B ——燃料消耗量, kg/s。

式(2-31)中 α_{py} 为排烟过剩空气系数, 试验时应用奥氏烟气分析仪测出烟气中的 RO_2 、 O_2 容积百分比含量后, 按式(2-32)计算决定

$$\alpha_{py} = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2}{100 - (RO_2 + O_2)}} \quad (2-32)$$

如进行烟气的全分析, 则在测出 RO_2 、 O_2 、 CO 、 H_2 、 CH_4 百分比含量后, 按式(2-33)计算 α_{py} 。

$$\alpha_{py} = \frac{21}{21 - 79 \frac{O_2 - (0.5CO + 0.5H_2 + 2CH_4)}{100 - (RO_2 + O_2 + CO + H_2 + CH_4)}} \quad (2-33)$$

式(2-32)、(2-33)中, RO_2 、 O_2 、 CO 、 H_2 、 CH_4 分别表示烟气中的三原子气体、氧气、一氧化碳、氢气、甲烷的容积百分比含量。以上计算要求试验提供燃料的元素分析、烟气的成分分析、燃料的发热值、灰渣量和灰渣可燃物含量并计算得出的 q_4 值、空气及烟气的热工参数(温度值等)等数据。在不具备元素分析的情况下, 可按经验公式(2-34)和(2-35)计算排烟损失

$$q_2 = \frac{x(t_{py} - t_k)}{RO_2 + CO + 0.33} (\%) \quad (2-34)$$

$$q_2 = (m + n\alpha_{py}) \frac{100 - q_4}{100} \times \frac{t_{py} - t_k}{100} (\%) \quad (2-35)$$

式中 t_{pk} 、 t_k ——排烟、冷空气温度, °C;

x ——系数, 对烟煤为 0.65;

m 、 n ——常数, 按表 2-74 选用。

表 2-74 计算 q_2 的经验常数

煤种	收到基水分 W_w (%)	m	n
褐煤	30	0.7	3.9
褐煤	20	0.4	3.7
烟煤	—	0.4	3.6
无烟煤	—	0.4	3.5

3. 化学不完全燃烧损失 q_3

由于燃烧工况欠佳(空气和挥发分的混合不良、炉室容积大小、空气量不足、炉定温度

过低等), 烟气中总有一部分可燃成分 (CO、H₂、CH₄ 等) 未完全燃烧而排出炉外, 从而造成一部分热损失, 这就是化学不完全燃烧损失。q₃ 可按式 (2-36) 计算决定

$$q_3 = \frac{V_{py}}{Q_{ar,net}} (126.36CO + 107.98H_2 + 358.18H_4) \times (100 - q_4) \quad (\%) \quad (2-36)$$

式中 V_{py} ——相应于 α_{py} 的排烟烟气容积, 根据燃料元素分析按有关计算公式决定, m³/kg;

$Q_{ar,net}$ ——燃料的应用基低位发热量, kJ/kg;

CO、H₂、CH₄——烟气全分析测出的一氧化碳、氢、甲烷的容积百分比值, %。

在具备燃料的元素分析而不具备烟气全分析的情况下, 可用奥氏烟气分析仪测得烟气的 RO₂ 和 O₂ 容积百分比值, 然后按式 (2-37) 计算决定 CO 值

$$CO = \frac{21 - O_2 - (1 + \beta)RO_2}{0.605 + \beta} \quad (\%) \quad (2-37)$$

式中, β 为燃料特性系数, 可根据燃料元素分析值由式 (2-38) 计算求得

$$\beta = \frac{2.35(H_{ar} - 0.126C_{ar} + 0.038N_{ar})}{C_{ar} + 0.375S_{ar}} \quad (2-38)$$

燃用固体燃料的锅炉, 只要锅炉设计合理, 燃烧调整较好, q₃ 的损失是较小的, 其值约为 1% ~ 3%。

4. 散热损失 q₅

由于锅炉炉墙、汽、水管道、烟箱等部件的温度总比锅炉房内空气温度高, 因此, 就会有部分热量从这些部件散到周围空气中, 造成散热损失。很明显, 这些部件的面积越大、温度越高, 散热损失 q₅ 就越大。正确计算 q₅ 的数值十分困难, 因为它和炉墙质量和运行情况、水冷壁的敷设情况、锅炉负荷、锅炉结构、锅炉房内温度和空气流动情况等因素有关。因此, 对中、小型工业锅炉而言, q₅ 均采用估算或按经验公式计算决定。

锅炉容量小于 20t/h, 炉墙砖砌组装或散装锅炉的散热损失可按表 2-75 或图 2-42 选取。

另一种方法是用热流计测出各相应面积的热流量 q₁、q₂…q_n, 并丈量各相应面积 F₁、F₂、…F_n, 则可按式 (2-39) 计算求得 q₅ 值

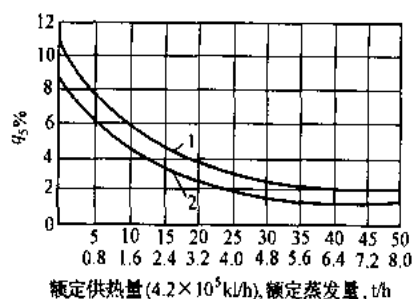


图 2-42 锅炉散热损失与蒸发量的关系
1—有省煤器的锅炉；2—无省煤器的锅炉

表 2-75

锅炉的出热损失

锅炉额定蒸发量 D (V)	≤2	4	6	10	15	20
没有尾部受热面 q ₅	3	2.1	1.5			
有尾部受热面 q ₅	3.5	2.9	2.4	1.7	1.5	1.3

$$q_5 = \frac{q_1 F_1 + q_2 F_2 + q_3 F_3 + K q_n F_n}{B Q_{ar,net}} \times 100\% \quad (2-39)$$

式中 q₁、q₂、…q_n——各区域的热流量, kW/m²;

F₁、F₂、…F_n——各区域的散热面积, m²;

B ——燃料消耗量, kg/s;
 $Q_{ar,net}$ ——燃料的收到基低位发热值, kJ/kg。

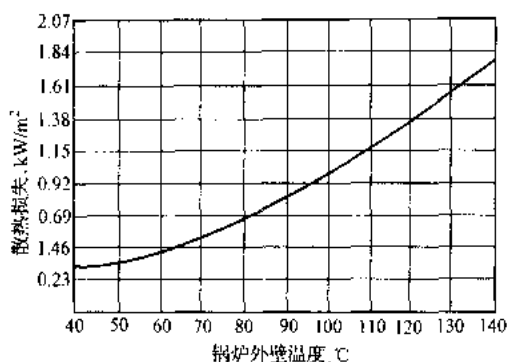


图 2-43 锅炉外壁温度与单位面积散热损失的关系

在分别测量各相应面积的热流量有困难时,可按式 (2-40) 近似计算锅炉的散热损失

$$q_5 = \frac{q_f F + 35}{BQ_{ar,net}} \times 100\% \quad (2-40)$$

式中 F ——锅炉散热的总外表面积, m^2 ;
 q_f ——均热流量, kW/m^2 ;
 35 ——炉管道、联箱的散热损失值, kJ/s 。
 一般情况下, 锅炉外壁温度小于 $60^\circ C$, 则可取 $q_f = 0.46 kW/m^2$ 。若外表温度超过 $60^\circ C$, q_f 可按图 2-43 选取。

5. 灰渣物理热损失 q_6

灰渣的温度较高, 一般在 $600 \sim 800^\circ C$, 因此, 在灰量较多时 ($A_{ar} \geq Q_{ar,net}/418\%$ 时), 应考虑灰渣的热物理损失 q_6 。 q_6 可按式 (2-41) 和式 (2-42) 进行计算。

$$\text{对于层燃炉} \quad q_6 = \frac{A_{ar}}{Q_{ar,net}} \left[\frac{\alpha_{lz}(ct)_{lz} + \alpha_{lm}(ct)_{lm}}{100} \right] \quad (\%) \quad (2-41)$$

$$\text{对于沸腾炉} \quad q_6 = \frac{A_{ar}}{100Q_{ar,net}} [\alpha_{yl}(ct)_{yl} + \alpha_{lh}(ct)_{lh}] \quad (\%) \quad (2-42)$$

式中 $(ct)_{lz}$ 、 $(ct)_{lm}$ 、 $(ct)_{yl}$ 、 $(ct)_{lh}$ ——每千克灰渣在温度 $t^\circ C$ 时的热焓, 可查第三部分相应表格, kJ/kg ;

α_{lz} 、 α_{lm} 、 α_{yl} 、 α_{lh} ——灰渣比, 由式 (2-22)、式 (2-23)、式 (2-25)、式 (2-26) 计算决定, %。

在计算出 q_2 、 q_3 、 q_4 、 q_5 、 q_6 以后, 即可由式 (2-3) 求得锅炉反平衡热效率值。

(二) 试验方法和各热工参数的测量

锅炉的反平衡试验很多内容和正平衡试验要求相同, 例如各种炉渣的称重, 必须在校准过的台秤上进行, 称重时的注意事项和燃煤量测定时相同, 因此, 炉渣量的测定就不再作专门介绍。同样, 温度、压力的测定也在正平衡试验时作过介绍, 下面就反平衡试验中几项必需的热工参数测量作专门介绍。

1. 炉渣的取样、缩制、分析

除飞灰外, 炉渣、漏煤、溢流灰、冷灰、烟道灰都应按规定取样, 以便编制后送化验室分析 C_{lz} 、 C_{lm} 、 C_{yl} 、 C_{lh} 、 C_{jh} 值。装有机除灰设备的锅炉, 在试验中可在山灰口处定期取样, 一般是每 100min 取样一次, 取样要有代表性, 所取灰样应代表锅炉燃烧后的全部灰渣的平均特性。因此, 应该注意在不同的位置进行采样, 注意采集由于燃烧程度不同而形成灰渣的颜色也不同的灰。如用小车载灰, 则应在小车的中心和四角采集灰样, 并应考虑渣块大小和炭分分布情况。

灰渣的采集量按总灰量的 2% 为宜, 当 $A_{ar} \geq 40\%$ 时, 采样量应不少于 1% 总灰量。任何

情况总采样量不得少于 20kg, 当总渣量小于 20kg 时, 应全部采样。

灰渣试样的缩制方法基本上和煤样缩制方法相同, 将采集的灰渣样破碎, 并用堆锥四分法进行缩制, 缩制后炉渣和漏煤的最小试样量和粒度的关系见表 2-76。有关标准规定缩制到 10mm 以下, 最小试样量为 1kg。

表 2-76 编制后炉渣或漏煤的最小试样量和粒度的关系

试样的最大粒度 (mm)	50	25	13	3
缩制后允许的最小试样量 (kg)	60	30	10	0.5

缩制后的试样, 可交化验室分析各种灰渣中的可燃物含量, 其化验方法可按国家标准或参阅有关专业书籍。

2. 飞灰的取样和分析

飞灰试样的采取需要专门的飞灰取样器, 到目前为止, 准确地采取飞灰试样还是个很困难的问题。飞灰的试样可从引风机前或引风机后的烟道中、或从烟囱中取得, 但是含碳量最多的、粗的飞灰粒子, 在取样点之前就在烟气流动的路程中沉积下来, 而不能被取在试样中, 这是选取有代表性飞灰试样的困难之一。飞灰的收集应该在试验期间连续进行, 将收集到的飞灰按煤样选取方法进行编制。一般每次试验取 0.5kg 左右送交化验室测定。

锅炉未装除尘器时, 飞灰取样可按图 2-44 系统进行, 利用引风机的负压经取样管 (见图 2-45) 吸取飞灰和烟气, 经旋风分离器 (见图 2-46) 分离出飞灰, 即可采取飞灰试样。装有除尘器时, 飞灰取样点应装在除尘器前。

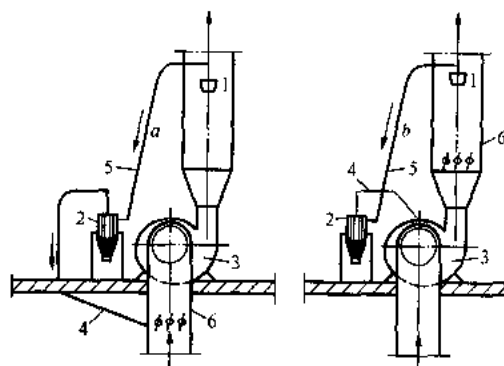


图 2-44 没有除尘器时飞灰取样的装置系统

1—取样管; 2—旋风分离器; 3—引风机;
4、5—连接管; 6—调节挡板

飞灰中可燃物含量的分析和灰渣中可燃物含量的分析方法相同, 可按照国家标准或专业书籍中规定的方法进行分析。

3. 烟气成分分析

烟气成分分析可用化学吸收原理的奥氏分析器、气相层析仪、比色比长方法的检测管等方法进行。最常用的是奥氏分析仪, 它突出的优点是简单, 测量的准确性较好。

奥氏分析仪是利用化学吸收法, 按容积测定气体成分的仪器。在锅炉试验中常用来直接测定烟气试样中 RO_2 和 O_2 的容积含量百分率, 并可按式 (2-36) 计算出 CO 容积含量百分率。图 2-47 是奥氏分析仪各部件图。通常它有两组玻璃瓶, 每组均由吸收瓶和缓冲瓶组成, 吸收器 6 中充 KOH 水溶液, 用以吸收 RO_2 ; 吸收器 7 内装焦性没食子酸碱溶液, 用以吸收 O_2 ; 配制 KOH 溶液时可将 75gKOH 溶于 150mL 蒸馏水中, 则 1mL 溶液能吸收 40mL RO_2 。焦性没食子酸则取 20g, 溶于 40mL 蒸馏水中, 再将 55gKOH 溶于 110mL 水中, 将

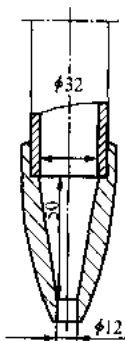


图 2-45 飞灰取样头

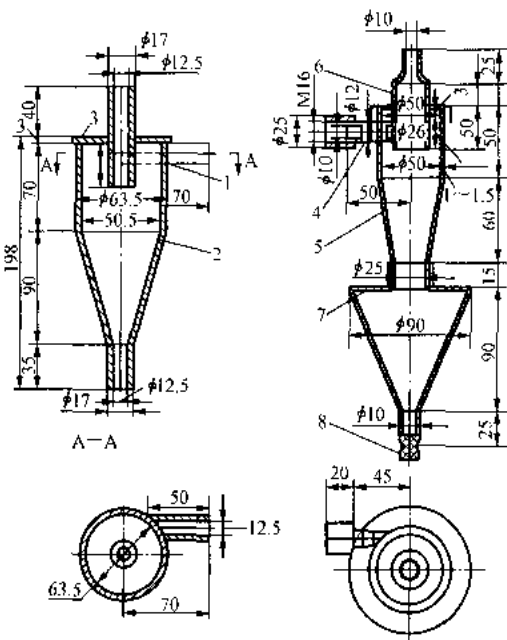


图 2-46 旋风分离器

- 1—外壳；2—锥形体；3—盖板；4—进气管；
5—外壳；6—出口管；7—灰斗；8—塞子

(2) 正式吸取试样气 100mL，使量管内液位降到比“0”刻度线稍低一些，关闭旋塞 11，等 2min，待烟气冷却后再对“0”位，并使平衡瓶水位和量管水位对齐。

(3) 先将烟气试样通入吸收器 6，以便吸收 RO_2 。

方法是先提高平衡瓶，然后打开旋塞 9，将烟气引入吸收器 6。往复抽送 4~5 次后，将吸收器内药液液位恢复至原位，关旋塞 9。对齐量筒和平衡瓶液位，读取气体减少的体积，即是 RO_2 百分比值。

(4) 和 (3) 操作相同，把气体引入吸收器 7，吸收后读出气体减少的体积，即是 $RO_2 + O_2$ 的百分比值。

(5) 排气，将平衡瓶抬高，将三通旋塞 11 通大气，排气后先关闭 11 再放低平衡瓶，以免吸入空气。

应注意，操作 (3) 和 (4) 不能相互颠倒，因为焦性没食子酸碱溶液不仅能吸收 O_2 ，同时也能吸收 RO_2 。有些奥氏分析仪还装有第三个吸收器，内放氯化亚铜氨溶液，以便吸收 CO，其操作方法与上述相同。

测量 CO 的设备还有 CO 比色检测管，这是利用 CO 能使一些化学指示剂变色的原理来确定 CO 浓度的仪器。常用的指示剂是硅钼酸铵和碳酸钡溶液，这种指示剂与 CO 作用使钡离子还原，钡离子再与硅钼酸铵作用还原成钼蓝。这样，可以根据指示剂还原为钼蓝颜色的深

两者在吸收瓶内混合，即可配制成 1mL 溶液能吸收 2~2.5mL O_2 的焦性没食子酸碱溶液。为防分析仪漏气，各旋塞接触面均应涂凡士林油膏，玻璃部件相互连接应采用弹性好的厚橡皮管。取样器是一根开有节距为 50~100mL、孔径为 3~5mm 均匀开孔、外径为 8~12mm 的不锈钢或碳钢管，插入烟道深度应在 1/2 以上。

使用奥氏分析仪时，应先检查仪器的气密性。检查的办法是将吸收瓶的药液液位提升到旋塞 8、9 下的标线处，关闭旋塞后液位不应下降，之后关闭三通旋塞 11，尽量提高或放低平衡瓶 5，量管中的液位经 2~3min 不发生变化就算气密性合格。

测量的方法如下：

(1) 先用烟气冲洗整个系统，以便把非试样气体排尽。方法是应用旋塞 11 和平衡瓶 5 来回吸气并排除废气，直到达到上述冲洗目的为止。

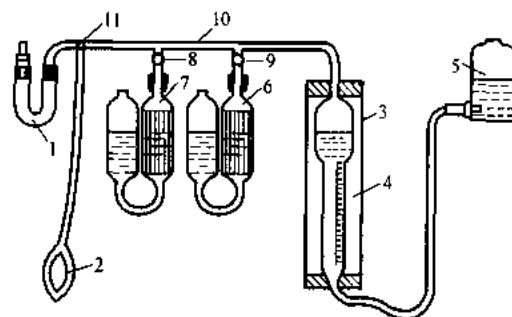
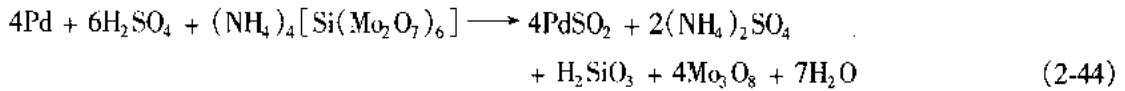
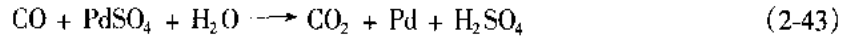


图 2-47 奥氏烟气分析仪

- 1—烟气过滤器；2—吸气器；3—量筒；4—玻璃筒（内贮水，以保持烟气恒温）；5—平衡瓶（调节量筒中水位）；6—吸收器（内贮苛性钾溶液以吸收 RO_2 ）；7—吸收器（内贮焦性没食子酸溶液以吸收氧）；8、9—旋塞；10—梳形管；11—三通旋塞

浅，与标定过的比色板比较得出被测气体中 CO 的浓度。以上反应的反应式为



式 (2-44) 中的 Mo_3O_8 为钼蓝，可与标定的比色板比较而确定出 CO 的浓度。

和 CO 比色检测管相仿的另一种测定 CO 的仪器是 CO 比长检测管，其原理和比色检测管相仿，不同之处是，它是根据变色长度来确定 CO 浓度。比长 CO 测定仪的指示剂是碘的氧化物，常用的是碘酸钾 (KIO_3) 和 CO 反应后产生棕色变色段，变色段长度和 CO 浓度成正比，从而可以确定 CO 的浓度。此外，还有测量 CO 微量成分的气相色谱分析仪，这种仪器分析精确度较高，其分析原理是先利用色谱柱（活性炭、硅胶、分子筛、氧化铝等）将试样中各组成成分彼此分离，然后利用氢火焰电离检测器作定量分析，设备较复杂，一般在实验室中应用。

为了精确地测定燃料燃烧时烟气中微量可燃气体 CO、 H_2 、 CH_4 、 C_mH_n 的含量，特别是在燃用液体和气体燃料时，可以采用 RGH-1 型烟气全分析仪。这种仪器是借助燃烧法和化学吸收法来测定微量气体成分的，精度可达 0.02%。但分析时间较长 (1.5~2h)，在锅炉试验中宜连续采集平均烟气试样，然后在实验室内应用 RGH-1 全分析仪进行分析。同一试样应重复两次分析，两次偏差不得超过 0.04% 为合格。如果气体中的某一成分含量小于 0.02%，则可不测定。

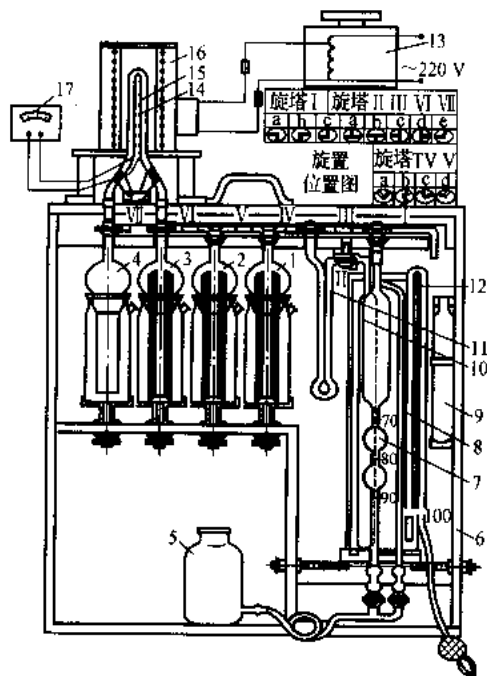


图 2-48 RGH-1 型烟气全分析仪

1~3—试样吸收瓶；4—缓冲瓶；5—平衡瓶；6—壳体；7—主要量管；8—微量量管；9— RO_2 吸收管；10—补偿管；11—U 形压力计；12—打气管；13—调压变压器；14—氧化铜燃烧管；15—热电偶；16—电炉；17—高温毫伏计

RGH-1 型全分析仪的各部件装配如图 2-48 所示，其中量管和石英制氧化铜燃烧管分别见图 2-49 和图 2-50。

RGH-1 型全分析仪的工作原理为：利用不同化学试剂吸收烟气中的 RO_2 、不饱和烃、 O_2 成分，对 CO、 H_2 、 CH_4 及其他饱和烃成分则采用在不同温度下通过氧化铜燃烧管进行分段燃烧的方法。

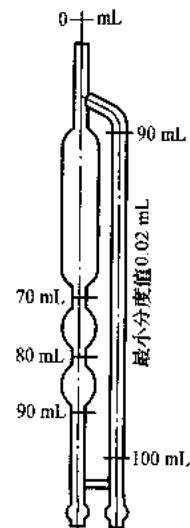


图 2-49 量管

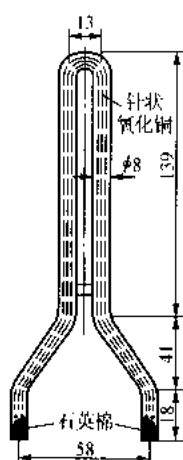
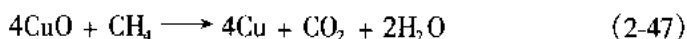


图 2-50 石英制
氧化铜燃烧管

在进行各成分吸收及燃烧前后，可通过测定试样的体积变化来确定烟气中各成分含量。为避免因大气压力及量管内温度变化引起试样体积测定的附加误差，分析仪采用温度补偿压力计系统，以便自动补偿。

分段燃烧的化学反应为



H_2 在燃烧后生成的水分自动凝结，因此，从试样体积的减少量可直接检测出来。 CO 及 CH_4 需再经 CO_2 吸收才能测出其体积含量。

下面对其主要部件作简要说明。

1) 量管。RGH-1 型分析仪采用复式量管（见图 2-49）。由于锅炉燃烧产物中氮气体积百分比恒大于 70%，因此量管作成三段，其容积分别为 70mL、10mL、10mL；另外联结有 10mL 的微量量管，其最小分度为 0.02mL；量管的扩大部分均做成流线型，使液滴不易挂于内壁上，以免引起测量误差。量管置于水套中，水套中有打气管，以便利用上升气泡达到均匀搅拌作用，使水套内上、下温度趋于一致。

2) RO_2 吸收管。在进样管口前串联一个充满固体苛性钾颗粒或碱石棉的 U 形管，以便在必要时预先吸收掉烟气中的 RO_2 ，防止分析器中平衡液和烟气中 RO_2 相接触，因为平衡液有可能吸收部分 RO_2 ，而在分析过程中释放出来引起 O_2 、 H_2 及 CH_4 分析的附加误差。

3) 氧化铜燃烧管。分析仪具有装满氧化铜试剂的石英制氧化铜燃烧管（见图 2-50）。为防止断裂，最好采用耐热不起皮钢管制作燃烧管，如不分析 CH_4 和 C_mH_n ，则可用普通不锈钢管制成。其结构上应考虑更换氧化铜比较方便，燃烧管和测温用的镍铬—镍铝热电偶一起装在电炉中。

分析方法和奥氏分析仪分析 RO_2 、 O_2 时相仿，见图 2-48。先做准备工作，包括检查仪器的气密性，以及配制吸收用药品，苛性钾溶液和焦性没食子酸碱溶液配制和奥氏分析仪时相同，配制后分别注入吸收器 1 和 3 中。吸收不饱和烃的溴化钾溶液则注入吸收器 2 中，它是用 23g 溴化钾溶于 200mL 蒸馏水中，然后再加入溴使溶液为溴饱和，摇动使之均匀后制成的。如不单独测定不饱和烃，则不必配制溴化钾溶液。正常分析方法有两机，一种是不通过 RO_2 吸收器吸入试样气体，顺序分析 RO_2 、不饱和烃、 O_2 、 H_2 、 CO 及 CH_4 等气体。使用这种方法的经验表明，由于平衡液吸收微量的 RO_2 ，而在以后的分析中，当量管内气体的 RO_2 分压接近或等于零时，平衡液就可能把吸收的 RO_2 释放出来，从而使分析产生误差。另一种方法则采用试样进入量管前先通过 RO_2 吸收管，这样就可防止平衡液吸收 RO_2 而后又释放 RO_2 造成分析误差。此时， RO_2 的百分比值可按以下方法求得。

1) 当用集气瓶移取试样时，可根据集气瓶排出试样的体积和量管内试样体积之差求得 RO_2 值，此时集气瓶必须有精确的刻度；另一种方法是用奥氏分析仪另行测定 RO_2 值。

2) 当用燃烧法测定 H_2 和 CO 时，电炉加温到 400°C ，试样通过氧化铜燃烧管的速度为 $20\text{mL}/\text{min}$ 。测定 CH_4 和 C_mH_n 时，电炉升温至 900°C ，试样通过燃烧管速度仍为 $20\text{mL}/\text{min}$ 。

其他更详细的操作步骤，可参阅有关专业书籍和RGH-1分析仪操作说明。

如果分析是使用RO₂吸收管的，RO₂是预先用奥氏分析仪测定的，不饱和烃是和CH₄同时经燃烧法测定的，则各分析的成分可按式(2-48)~式(2-51)计算求得。

$$O_2 = \frac{V_2 - V_3}{V_2}(100 - RO_2)\% \quad (2-48)$$

$$H_2 = \frac{V_3 - V_4}{V_2}(100 - RO_2)\% \quad (2-49)$$

$$CO = \frac{V_4 - V_5}{V_2}(100 - RO_2)\% \quad (2-50)$$

$$CH_4 + C_mH_n = \frac{V_6 - V_7}{V_2}(100 - RO_2)\% \quad (2-51)$$

式中 V_1 ——试样经RO₂吸收管后进入量管的试样体积，mL；

V_2 ——试样经苛性钾溶液吸收残余RO₂后试样的体积，mL；

V_3 ——吸收O₂后的试样体，mL；

V_4 ——燃烧H₂和CO后冷却下来的试样体积，mL；

V_5 ——吸收CO₂（燃烧CO产生的）后的试样体积，mL；

V_6 ——燃烧CH₄和C_mH_n后的试样体积，mL；

V_7 ——吸收CO₂（燃烧CH₄和C_mH_n产生的）后的试样体积，mL。

全分析仪是测量烟气中微量气体成分的仪器，测量中 $V_3 \sim V_7$ 在数值上相差甚小，因此，读数时必须谨慎。另外，试样抽回量管的速度不宜过快，以防平衡液滴沾在量管壁面而使读数产生误差。当气体中O₂含量超过8%时，用焦性没食子酸碱溶液吸收过程中可能会有微量CO释出，因此，应做校正试验。在进行H₂和CO燃烧前，必须把O₂吸尽，否则O₂和H₂、CO或CuO反应都会使H₂的测量值发生偏差。最后，当氧化铜燃烧管内的氧化铜有50%以上还原变红时，应在500℃温度下，将空气以20mL/min速度通过，直到铜氧化成黑色的氧化铜颗粒为止。氧化后的氧化铜在使用前，应取N₂作空白试验，直至CuO稳定为止。

4. 锅炉的自用能量消耗

由前可知，为了按式(2-12)计算锅炉的净效率 η_j ，必须测定自用蒸汽量 D_{sv} 和自用电量 N_{sv} 。

(1) D_{sv} 的测定。对于蒸汽给水泵，可以用混合式冷凝器冷凝气泵排气的办法测定。具体方法为：将气泵排气通入装有已知冷水质量的水筒中使排汽冷凝成水，记下通气时间，并秤出水筒中水量增加的数值，就可推算出气泵每小时的气耗量。对于蒸汽送风，它的汽耗量一般在试验进行时不易测量，可在试验前或试验后，在同样气压和蒸汽送风管道阀门开度的情况下，用冷凝蒸汽的办法测定汽耗。锅炉设备上其他用汽设备，同样可用上述方法测定汽耗，最后将各项自用汽耗相加，除以试验小时数，就可得到整个锅炉设备每小时总的自用汽耗量 D_{sv} 。

(2) 自用电量 N_{sv} 的测定。可以用电度表配上电流互感器来测量，也可用功率表测量。一般使用小型工业锅炉的单位，解决这些设备是有困难的，可用下述近似方法测定。具体方法为：分别记录试验期间各发电机的电流 I (A)、电压 U (V)和运行时间 t (h)，再记录

发电机铭牌上的功率因数 $\cos\varphi$ (或在 0.7~0.8 范围内选取), 然后按下式计算每台发电机的电耗量

$$W_{\text{xy}} = \frac{\sqrt{3}UI\cos\varphi T}{100} \quad (\text{kW} \cdot \text{h}) \quad (2-52)$$

将各发电机电耗相加, 再除以试验小时数就是总的自用电耗量 N_{xy} (kW)。

四、锅炉热效率试验举例

综合二、三、部分内容, 做一次锅炉热效率试验应测定以下基本项目。

(1) 燃料的成分和特性。

- 1) 元素分析、工业分析和发热值;
- 2) 固体燃料的粒度组成和灰熔点;
- 3) 液体燃料的黏度、闪点和凝固点;
- 4) 气体燃料组成成分。

(2) 燃料消耗量。

(3) 锅炉蒸发量或热水锅炉的循环水量。

(4) 给水温度或热水锅炉进、出口水温。

(5) 过热或饱和蒸汽压力或热水锅炉的进、出口水压。

(6) 过热蒸汽温度。

(7) 蒸汽湿度。

(8) 排污量。

(9) 排烟温度。

(10) 排烟成分的分析。

(11) 炉渣、漏煤、烟道灰、溢流灰、冷灰和飞灰含碳量。

(12) 炉渣、漏煤、烟道灰、溢流灰、冷灰的质量。

(13) 进风温度。

(14) 热风温度。

(15) 燃烧器前油、气温度。

(16) 燃烧器前油汽压力。

(17) 试验时间。

(18) 排烟含尘量。

(19) 一次风风压或沸腾炉风室风压。

(20) 二次风风压。

(21) 除尘器前后烟气压力。

(22) 炉室压力。

(23) 当地大气压力。

(24) 辅机耗汽和耗电量。

介绍的相应公式计算锅炉正、反平衡热效率, 也可以计算出其净效率。表 2-77 是一台工业锅炉的热效率计算实例, 其中某些计算应用了近似计算, 但误差不大。如果要求较高的精确度, 则应按本书介绍的方法和计算公式进行热效率计算。

表 2-77 某厂 6t/h 快装链条炉热效率试验结合计算

序号	名称	符号	单位	计算公式及来源	数值
1	燃煤量	B	kg/s	测定	0.248
2	试验期间平均蒸发量	$D_{p'}$	kg/s	测定	1.433
3	给水压力	p_g	MPa	测定(表压)	0.85
4	给水温度	t_g	℃	测定	34
5	给水焓值	i_g	kJ/kg	查表	142.8
6	蒸汽压力	p_{bt}	MPa	测定(表压)	0.58
7	饱和蒸汽温度	t_{p0}	℃	查表	163
8	饱和蒸汽焓值	i_{bq}	kJ/kg	查表	2770.32
9	饱和水焓	i_{bw}	kJ/kg	查表	690.48
10	平均蒸汽湿度	W	%	测定值平均	5.5
11	燃料收到基低发热值	$Q_{ar,net}$	kJ/kg	化验	19849.2
12	正平衡锅炉毛效率	η_1	%	$\frac{D_{p'}(i_{bq} - g - \frac{r_0}{100})}{BQ_{ar,net}} \times 100\%$	72.8
13	锅炉的煤汽化	D/B	kg/kg		5.75
14	排烟温度	t_{py}	℃	测定	155.6
15	省煤器出口水温	t''	℃	测定	64
16	省煤器前烟温	t''_{sm}	℃	测定	238.4
17	省煤器前烟气中 RO_2 含量	$(RO_2)'_{sm}$	%	烟气分析测定	10.1
18	省煤器前烟气中 O_2 含量	$(O_2)'_{sm}$	%	烟气分析测定	9.2
19	省煤器前空气过剩系数	α_{py}		式(2-32)	1.76
20	省煤器出口烟气中 RO_2 含量	t_1	%	测定	9.03
21	省煤器后烟气中 O_2 含量	t_g	%	测定	10.27
22	排烟过剩空气系数	α_{py}		式(2-32)	1.96
23	炉室温度	t_1	℃	测定	1330 ~ 1360
24	炉室表面温度	t_g	℃	测定	
	右侧墙				50
	左侧墙				45
	前墙				82
	后墙				49
	前烟箱				151 ~ 172
25	原煤水分	M_{ad}	%	测定	9.477
26	原煤空干基挥发分	V_{ad}	%	测定	21.95

续表

序号	名称	符号	单位	计算公式及来源	数值
27	原煤空干基灰分	A_{ad}	%	测定	27.20
28	原煤空干基水分	M_{ad}	%	测定	3.37
29	原煤干燥基挥发分	V_{daf}	%	$\frac{100}{100 - W_{ar} - A_{ar}} \times V_{ar}$	31.40
30	收到基灰分	A_{ar}	%	$\frac{100 - W_{ar}}{100 - W_{ar}} \times A_{ar}$	25.50
31	炉渣内可燃物含量	C_b	%	化验	10.19
32	飞灰和烟道灰可燃物含量	C_{fh}	%	化验	52.50
33	灰渣量	G_b	kg/s	测定	0.056
34	试验期间灰渣比	α_b	%	式 (2-22)	80
35	试验期间飞灰比	α_{fb}	%	式 (2-27)	20
36	机械不完全燃烧损失	q_4	%	式 (2-29)	13.15
37	排烟热损失	q_2	%	式 (2-35)	8.0
38	化学不完全燃烧损失	q_3	%	查第五章有关表格	1.0
39	散热损失	q_5	%	表 2-59	2.4
40	灰渣热物理损失	q_6	%	式 (2-41)	0.58
41	反平衡锅炉毛效率	η_2	%	$\eta_2 = 100 - \sum q$	74.67
42	正反平衡效率偏差	$\Delta\eta$	%	$\Delta\eta = \eta_3 - \eta_1$, $\Delta\eta$ 应小于 5%	1.87
43	自用电耗	N_{zy}	kW	式 (2-52)	26.9
44	由于自用电使锅炉效率下降值		%	$\frac{N_{zy} \cdot b}{B} \times 100\%$	1.5
44	锅炉净效率	η_j	%	式 (2-12)	71.3

第六节 锅炉的空气动力场试验

一、空气动力场试验概述

1. 炉膛空气动力场的测试目的

所谓炉膛空气动力场主要指的是燃烧设备及炉膛内的空气（包括空气携带的燃料）以及燃烧产物的流动方向和速度值的分布状况。

锅炉空行的可靠性和经济性与炉膛空气动力场的好坏有着密切的关系。组织良好的炉膛空气动力场可以保证锅炉燃烧稳定、燃尽迅速、有适宜的炉膛燃烧中心和良好的炉膛火焰充满度，而且炉膛气流无偏斜也不贴边冲刷炉壁。这样就可保持经济而可靠的燃烧从而使锅炉能高效而安全地运行。

在新锅炉投入运行和已运行锅炉出现燃烧故障时常需查明炉内实际工况，以便发现问题及时进行燃烧调整。为此，需进行炉膛空气动力场测试。

2. 炉膛空气动力场的测试类别

炉膛空气动力场的测试一般有两类。一类称为炉膛热态空气动力场测试，另一类称为炉

膛冷态空气动力场测试。

炉膛热态空气动力场测试是在锅炉运行时，亦即炉膛是炽热时进行的炉膛空气动力场测试，其难度较大，因而一般较少测定。

炉膛冷态空气动力场测试是在锅炉停用时，亦即炉膛为冷态时进行的炉膛空气动力场测试。此时，可以采用炉膛照常通风的方法进行炉膛空气动力场的测定。由于对炉膛进行空气动力场观察和测定时炉膛处于冷态，使测定过程大为简化，因而是一种常用的判别炉膛空气动力工况优劣的测定手段。

3. 保持冷、热态测试结果近似相似的条件

冷态炉膛的空气动力工况与热态炉膛的气体动力工况有较大的差别，前者为常温的等温稳定强迫流动，而后者为高温的不等温稳定强迫流动。为了保证炉膛冷态空气动力场的测试结果尽可能接近炉膛热态空气动力场的实际工况，在进行冷态空气动力场测试前，应对试验风量进行预先计算和设计。

研究表明，炉内气体速度场分布主要取决于作用在气体质点上的惯性力与黏性力的对比，这两种力的比值不同，则炉内气体速度场图谱也随之变化。

在相似理论中，雷诺数反映了流体单位体积的惯性力与黏性力的比值，并可用式 (2-53) 表示

$$Re = \frac{\text{惯性力}}{\text{黏性力}} = \frac{\rho v^2}{\frac{\mu v}{l}} = \frac{\rho v l}{\mu} = \frac{v l}{\nu} \quad (2-53)$$

式中 v ——定性速度，对于炉膛可取为炉膛气流平均上升速度，m/s；

l ——定性尺寸，对炉膛可取其水力当量直径，如 a 及 b 分别为矩形炉膛的宽度和深度，则 $l = 2ab / (a + b)$ ，m；

ρ ——气体密度，kg/m³；

μ ——气体的动力黏度，Pa·s；

ν ——气体的运动黏度，m²/s。

由于雷诺数反映了气体的惯性力与黏性力之比，因此，当雷诺数变化时，气体速度场图谱也将变动。

以上研究表明，如近似地将热态炉膛视作等温，则只要将冷态试验时所用的 Re 数与热态时的平均数相同，则冷态试验测得的炉膛空气动力场或速度场图谱就将与热态炉膛的近似相似。

试验研究进一步表明，炉膛气流的速度场图谱当 Re 数不断增大直到超过某一临界雷诺数 Re_c 后就不再随 Re 数而变化。亦即，当 $Re > Re_c$ 后，不管 Re 数多大，气流的速度场图谱总是不变的。此现象称为自动模化或简称自模化。 $Re > Re_c$ 的区域称为自模化区。发生这一现象的物理原因是当位数很大时，黏性力比惯性力小到可以忽略的程度。此时，流体质点的运动实际上只决定于惯性力，因此，流动图谱将显示出不再随 Re 数而变化的特性。

利用这一自模化现象，冷态试验时所用的 Re 数只要大于临界雷诺数 Re_c ，则冷态测得的炉膛空气速度场也可与热态炉膛的近似相似。

对于一般炉膛，临界雷诺数约为 5×10^4 ，远远小于热态炉膛的平均雷诺数。因此，只要

使冷态试验所用的 Re 数大于 Re_c 数, 即可使冷态空气动力场测试结果与热态炉膛的近似相似。

相似理论表明, 为保证冷态测试结果和热态实际工况近似相似还必须保持气体进入炉膛的入口条件相似, 以煤粉炉为例, 应保持燃烧器出口射流的相似性。

为了保证冷态试验时, 燃烧器出口射流与热态时的相似, 应使燃烧器出口射流的 Re 数与热态时相等或已进入自模化区 (即冷态射流的 Re 数已大于燃烧器的临界雷诺数)。各种燃烧器的 Re_c 值约为 10^5 , 比燃烧器热态运行时的雷诺数小。所以一般只要使燃烧器冷态射流的 Re 数大于燃烧器的 Re_c , 即可保持与热态时相似。

计算燃烧器射流的 Re 数时, 定性尺寸 l 取燃烧器喷口的当量直径; 射流速度取当量直径截面上的平均速度。当有两股合成射流时, 可用下式计算平均速度 v

$$v = \frac{v_1^2 \rho_1 f_1 + v_2^2 \rho_2 f_2}{v_1 \rho_1 f_1 + v_2 \rho_2 f_2} \quad (2-54)$$

式中 v_1 、 v_2 ——各股射流的平均速度, m/s;

ρ_1 、 ρ_2 ——各股射流的密度, kg/m³;

f_1 、 f_2 ——各股射流的出口截面积, m²。

此外, 为了使多股射流混合流动保持相似, 还应使冷态下各股射流的惯性力比值 (亦即其动压比值) 与热态时的比值相等, 即应保持

$$|\rho_1 v_1^2 : \rho_2 v_2^2 : \dots|_l = |\rho_1 v_1^2 : \rho_2 v_2^2 : \dots|_r \quad (2-55)$$

在式 (2-55) 中, 下角码 “1” 表示冷态, 下角码 “r” 表示热态。

由上述可知, 在制订炉膛冷态空气动力测试方案时, 应先根据热态时炉膛和燃烧器的 Re 数或根据炉膛和燃烧器的临界雷诺数 Re_c , 确定适宜的送风量。然后再按冷、热态时动压比相等的原则分配燃烧器的一次风、二次风和三次风的风量。以满足使冷态下测得的炉膛空气动力场与热态时近似相似的要求。

但实际上, 由于热态炉膛内是不等温的, 各处存在一定的温度梯度, 各处气流的密度和黏度均不同, 加以在热态炉膛中温度较低的一、二次风从燃烧器喷口射出后即会因燃烧升温而迅速膨胀等因素, 冷态测试尽管做了满足近似相似要求的一些工作, 但测得的冷态空气动力场仍不能完全如实地反映热态空气动力工况。因此, 炉膛冷态空气动力场的测试结果一般只能用作进行实际锅炉燃烧调整工作的参考资料。通过炉膛冷态空气动力场的测试可以帮助分析和发现锅炉燃烧工况不正常的原因和提出改进方向。

二、火室炉冷态空气动力场测试

1. 准备工作及测试内容

在进行火室炉冷态空气动力场测试之前应做好下列准备工作:

(1) 检查炉膛和燃烧器是否处于正常状态, 炉膛中已除焦, 燃烧器及各种风口安装准确。各风门挡板应能关闭严密, 其开度指示器指示准确。

(2) 对锅炉上各种风压表进行检查和校正。

(3) 在试验前先开动送风机、引风机和排粉机吹扫炉膛及烟、风道 1~2h。在炉膛搭设进行测试和观察所必需的手脚架并装置足够的照明设备。

进行火室炉冷态空气动力场测试时应分别对炉膛气流和燃烧器的射流进行观察和测

试。

对于炉膛应观察和测定气流在炉膛中的充满度。充满度一般用气流所占截面与炉膛截面之比表示。充满度愈大则炉内涡流区就愈小，炉膛利用率愈高则气体在炉膛流动阻力愈小。

其次应观察和测定炉膛中气流是否出现贴壁冲刷炉壁现象，如存在这种现象，则炉膛易结焦且水冷壁管易发生高温腐蚀。炉膛中气流不应向炉膛一侧偏斜，否则发生气流偏斜的一侧实际运行时烟温将过高，该侧易结焦且将造成该侧水冷壁热负荷过高及过热蒸汽温度过高等不正常工况。

对于燃烧器应观察和测定一、二次风的混合特性以及燃烧器的射流特性。对于旋流式燃烧器应观察和测定射流的旋转特性、扩散角、回流区的大小以及回流速度是否适宜。对于四角布置的直流式燃烧器应观察和测定射流射程及其变化过程，四角射流形成的切回直径及位置是否符合要求。此外，还应观察和测定各燃烧器射流间的相互影响和三次风对燃烧器主射流的影响等工况。

2. 应用飘带测定法

应用质轻易飘的飘带来显示炉膛内气流流动的方向是一种常用的炉膛冷态空气动力场测定方法。这种方法简单易行，一般以纱布作飘带，在需要观察测定区域中装设拉线并将一系列飘带按一定间距扎在拉线上，根据通风后各飘带的飘动方向即可用描绘记录或摄影等方法得出该区域的空气流动方向图。

当以此法观察测定燃烧器的射流特性，诸如旋流式燃烧器的回流区、涡流区、扩散角等时，可在离燃烧器出口一定间距处（如燃烧器出口直径为 d ，则一般在 $d/2$ 、 d 、 $2d$ 及 $3d$ 处），在与燃烧器轴线相垂直的平面上通过中心点分别拉设一条水平的或两条相互垂直的拉线，拉线上扎上一系列短飘带，短飘带长约 200~250mm，在拉线上每隔 200mm 扎一根。然后按预先确定的风量输入燃烧器的一、二次风，记录各层飘带的飘动方向，即可得出燃烧器射流的扩散角、回流区及涡流区的空气速度方向图。

当以此法观察测定炉膛气流特性时，可在需测定的各炉膛横截面上拉设一系列十字相交的拉线，并在拉线上每隔一定间距扎一根较长飘带。当按预定的风量向炉膛送风时，根据飘带飘动方向即可记录到炉膛中气流的速度方向图。

如炉膛具有平炉底或微倾斜炉底，如燃油炉或液态除渣炉，则也可采用在炉底及水冷壁管上作出标记，将炉膛分为若干空间方格的方式来取代拉线。在测定时可使测定人员手持扎有飘带的长杆在各方格中心观察飘带的飘动方向并绘出气流速度方向图。

采用飘带法再辅以下述的撒纸屑法可以更好地得出炉膛气流的流动轨迹。

飘带法的不足之处是在微风区显示气流方向的敏感性不强，此外，为得出炉内速度方向场需逐点记录，工作量较大。

3. 应用纸屑测定法

以纸屑撒在气流中，作为示踪剂，以观察炉内气流流动方向也是炉膛冷态空气动力场测定的一种常用方法。

这种方法常和前述飘带测定法结合使用，以便得出更为清晰的炉内气流方向图。

4. 应用火花测定法

如将燃着的细木屑连续送入气流，以燃着木屑的火花作为示踪剂可以显示出气流的发光且清晰连续的流线。

这种测定法应在无外界光源时采用,直观性强,可通过摄影得出气流的流动图谱。但由于木屑微小,可燃并形成火花的时间短,因此,一般用于观察燃烧器出口气流的流动工况或四角布置燃烧器形成的射流切圆情况,不宜用于观察容积较大的炉膛气流运动轨迹。

应用火花法测定炉内空气动力场时必须保证作为示踪剂的火花不和气流分离,因此采用细木屑为宜,一般采用锯末。

火花示踪剂应均匀而稳定地送入气流,以便观察及摄影。为此,可设计一些专用的火花发生器,例如可以使烘干的锯末连续通过一专用电阻丝点燃炉,以便得到均匀而连续进给的火花。也可采用简便的方法生成火花示踪剂。例如,可采用一个直径约100mm的水平圆管,在其下部放置已点燃的木柴。管子一端与负压系统相通,当锯末被连续吸入流经管子时,即被点燃而形成连续的火花流。此外,也可用直径为50~60mm的钢管装一活塞,制成注射器式样。将锯末置钢管中,放在火上烤到阴燃状态。将活塞推入使阴燃的锯末逐项推出,在风中即可形成火花流。试验时,可预制一批这种火花注射器,以便轮流烘烤,连续使用。

当对旋流式燃烧器进行测试时,可用进给火花的管子经蜗壳上的手孔伸入一次风或二次风通道中的负压区,即可将火花自动连续吸入。对于直流式燃烧器,因一次风及二次风通道内为正压,如采用火花注射器,可直接注入正压系统。否则,需装设抽气器以便将火花吸入气流。

5. 应用测速管测定法

前述三种测量炉膛冷态空气动力场的方法比较直观,便于观察和了解气流的运动轨迹和射流射程等,可以得出气流的速度场方向图谱,但不能测定各处气流的速度值。

应用各种测速管测定炉膛内气流速度场和燃烧器射流的速度分布,不仅可以测定气流的速度方向而且可以测定速度的具体数值。在应用测速管测定炉膛冷态空气动力场时,具体应用何种测速管应视炉膛型式、燃烧器型式等具体情况而定。

对于旋流式燃烧器,其射流的切向分速度高,又有轴向分速度,属于空间气流,因此必须应用五孔球头测速管或四孔斜头测速管来测定其速度场。为了测定其射流速度在圆周上的分布状况,需在燃烧器上装设专用坐标架,如图2-51所示。在图2-51中,一根四孔斜头测速管装在支架3上,支架3可以围绕支架2转动,以便测速管能测出离燃烧器出口1处沿半径 R 的圆周上射流各点的速度方向和速度大小。测速管能在支架3上移动或转动,支架3也能沿支架2移动,因此可以用此专用坐标架测出距燃烧器出口不同距离以及沿不同半径的圆周上射流各点的速度方向和速度大小,从而得出此旋流式燃烧器的射流冷态空气动力场图谱。

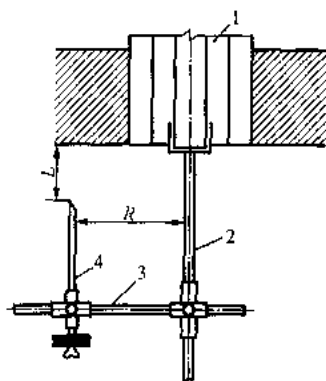


图2-51 用四孔斜头测速管测定旋流式燃烧器射流速度场的安装示意

1—旋流式燃烧器; 2、3—坐标架
支架; 4—四孔斜头测速管; R —
测速管的旋转半径; l —测速管距
燃烧器出口的距离

应用四孔斜头测速管或五孔球头测速管测量速度场工作量较大,因而在测试中尽量少用。

对于直流式燃烧器的射流速度场测定,由于其出口射流方向基本上是沿着燃烧器轴线的,因而可用常用的普兰特管来进行测定。对于炉膛中气流的速度场也可采用普兰特管或热线风速计测定。

采用测速管测定冷态空气动力场的优点是可以测出速度场

的方向和大小,但不足之处为费时及不够直观。因而在某些场合对各种方法可综合应用,例如需要测定燃烧器射流的速度场方向和大小但不需了解炉膛气流充满度时,就可应用测速管法测出射流速度场,而用其他方法测定炉膛气流充满度。

三、火床炉冷态空气动力场测试

1. 准备工作及测试内容

在进行火床炉冷态空气动力场测试前,应对炉膛及燃烧设备进行仔细检查。炉膛及燃烧设备(诸如链条炉排、抛煤机等)的结构状况应完整无损、安装准确。炉膛已除焦,抛煤机、链条炉排等燃烧设备均已试转合格。

各种调节机构和风门均应指示准确并操作灵便。

应对锅炉上原有的各种风压表进行检验和校正并准备好测试用的各种仪表和附件。

火床炉冷态空气动力场的测试图的主要为检验炉排下的一次风分布是否合理,观察二次风对炉内气流的扰动和混合的增强作用及观察炉膛内气流的充满度等。

火床炉炉排下一次风在各区域的分布或简称为一次风的配风对于改善火床面上的燃烧工况,减少机械不完全燃烧热损失、化学不完全燃烧热损失具有重要作用。同时合理配风后,由于风量减少还可使排烟热损失降低。因此,合理的一次风配风对于提高火床炉运行的经济性及可靠性至关重要。

采用各种燃烧设备的火床炉对于一次风配风的要求是不一致的。以采用链条炉排的火床炉为例,沿着链条炉排长度方向炉排上各区段所需空气量相差很大。靠近进煤端的炉排前部区段为煤的预热、干燥区段,所需空气量甚少;炉排中部为煤的挥发分及焦炭燃烧区段,需要大量空气;炉排尾部为煤的燃尽区段,由于可燃物的急剧减少使所需空气量又大为下降。因此,沿着链条炉排长度方向的一次风配风应是两端小、中间大的一个渐变过程。对于具有其他燃烧设备的火床炉,沿火床长度一次风的分配应符合与所用燃烧设备的燃烧特点相应的一次风配风的要求。

沿火床炉宽度方向的一次风配风对于火床燃烧工况也有重要影响。沿火床宽度配风不均匀时,火床上燃料的燃烧沿炉宽方向不一致。配风较少处,因空气供应不足使燃料燃烧速度减慢;配风过多处,燃料层会形成火口,大量空气将由火口穿过燃料层进入炉膛形成过量空气。这样就会造成炉膛过量空气不少,但机械不完全燃烧热损失、化学不完全燃烧热损失和排烟热损失却较大不良的运行工况。因此沿火床宽度方向的一次风配风应力求均匀。

为了提高火床炉的燃烧经济性,在链条炉和抛煤机炉等火床上部一定高度处常设置高速喷入炉膛的二次风气流。二次风对于扰动炉内气流,增加气流间的混合有显著作用并能因此减少机械不完全燃烧热损失和化学不完全燃烧热损失。二次风风速的射流方向和射程与炉膛型式及炉拱布置有关,因此在进行火床炉冷态空气动力场测定时,应得出适宜的二次风动力场图谱和各种运行参数,以保证二次风的投入能达到预定的改善燃烧效率、降低各项不完全燃烧损失的目的。

在观察炉膛内气流充满度方面,其要求和前述火室炉相同。

2. 链条炉的炉膛冷态空气动力场测试

链条炉进行炉膛冷态空气动力场试验时需测定炉排下一次风的分布合理性、观察炉内二次风的速度场图谱并观察炉膛中气流的充满度。

炉排下一次风在各区域的分布状况一般采用测定各区域炉排下全压的方法来获得。因为

某区全压大则在该区域流入的一次风量大。其具体测定方法为：使各风室的风门按正常运行状态开启，开动送风机和引风机，使炉膛保持 0~20Pa 的负压。按照测试时各风室的雷诺数和正常运行时各风室的雷诺数相等的原则确定冷态试验时所需送入的一次风量。然后按此算出一次风量的输入量。

预先在炉排面上划分好一系列面积相等的小方块，用预先做好的测压罩和微压计测出每一小方块炉排下的风压。测压罩为一边长约 100mm 的方形漏斗状罩子，边缘嵌有橡皮垫圈

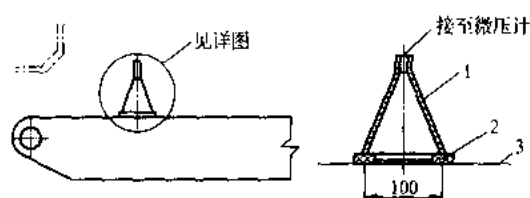


图 2-52 测压罩及其在炉排上测压时的放置方式示意

1—漏斗；2—橡皮垫圈；3—炉排

(如图 2-52 所示)，以保证和炉排面接触时的密封性。在图 2-52 中示有测压罩及其在炉排上测区域风压时的放置方式示意。对每一小方块炉排面积的风压均进行多次测量，然后取每一小方块炉排面积上测得的风压平均值作为该小面积的代表风压，最后以此代表风压绘出沿炉排长度和沿炉排宽度的风压分布曲线。这些风压分布曲线反映了炉排下一次风量在炉排面上的分配状况。

在测定二次风射流的速度场时，应使冷态时的二次风的动压与正常运行时的二次风动压大致相同，然后用毕托管测定其速度场。如需观察二次风的射流运动状况，则可用前述的长飘带法进行观察。

链条炉炉膛气流的运动状况也可用前面火室炉炉膛应用飘带法的措施进行观察。如需观察炉排面上一次风的运动状况，由于一次风速度较小，因而可以用前述撒纸屑的方法进行观察。

3. 抛煤机炉的炉膛冷态空气动力场测试

用抛煤机抛撒燃料的锅炉称为抛煤机炉。根据抛煤动力的不同，抛煤机可分为机械抛煤机、风力抛煤机和机械—风力抛煤机三种。

机械抛煤机应用旋转叶片等机械的运动能量将燃料连续播撒在炉排上供燃烧用。风力抛煤机利用高速空气的能量来播撒燃料。机械—风力抛煤机则以机械抛撒为主，风力播撒为辅来播撒燃料。

应用风力抛煤机来播撒燃料时，煤粒愈大则其射程愈小。因此煤粒在炉排上分布的状况是，靠近炉前煤粒粗，靠近炉后煤粒细。当和链条炉排联合使用时，链条炉排的移动方向和一般链条炉的炉排移动方向相同，即自锅炉前墙向后墙方向移动。

应用机械抛煤机播撒燃料，则煤粒愈大，其射程愈大。煤位在炉排上的分布状况是，靠近炉前煤粒细，靠近炉后煤粒粗。当和链条炉排配合使用时，为了保证较粗煤粒的完全燃烧，炉排需自锅炉后墙向锅炉前墙方向移动。由于这种炉排的移动方向是和一般链条炉的炉排移动方向相反的，所以也称为倒转炉排。

应用机械—风力抛煤机播撒燃料时，由于主要依靠旋转叶片的机械力量来播撒煤粒，风力只起到辅助作用，因此，炉排上煤粒分布状况和机械抛煤机炉的相似。当和链条炉排配合使用时也需采用倒转炉排。

目前国内最常用的抛煤机炉为机械—风力抛煤机炉。图 2-53 为机械—风力抛煤机的结构简图。在这种抛煤机中，燃料从煤斗落到给煤调节平板上，由往复活塞将燃料推入装有旋转叶片的播撒机中。旋转叶片再将 1~13mm 的煤粒播撒到炉排上。颗粒小于 1mm 不能被旋

转叶片抛出的煤末，则被用于冷却抛煤机外壳的冷却风、位于抛煤机两侧的侧风和来自括煤风道的风向炉后吹起，以免堆积在炉前。

抛煤机炉在进行炉膛冷态空气动力场测试时，对于观察炉膛气流充满度、测定二次风速度场和炉排下一次风分布等项目均可按前述链条炉的方法进行。对于风力抛煤机炉和机械—风力抛煤机炉则尚需进行抛煤风的风压和速度场测定。

在测定风力抛煤机的抛煤风压时应确定对燃烧最为有利的风压值。试验时所用煤种、煤的水分及颗粒度等均应和正常运行时所用燃料相同。选用3~4种抛煤风压，使炉排不动，给煤设备按锅炉额定负荷工况给煤，经一定时间后测量炉排上煤层厚度及煤粒颗粒度的分布曲线。对每一种选用的试验风压进行抛煤试验，得出相应的煤层厚度分布曲线和颗粒度分布曲线。通过比较，可定出最佳的抛煤风压。如风压过大，风速过高，则煤粒抛撒距离过大，靠近锅炉前墙的炉排裸露部分较大；如风压过小，风速过低，则煤粒抛撒距离过小；如风压和风速符合设计要求，则沿炉排长度及宽度上燃料层厚度较均匀且靠近前端无明显裸露部分。在风压和风速合适时，炉排燃料层中大小煤粒有分层现象，与炉排直接接触的为大于2~3mm的煤粒。

机械—风力抛煤机的抛煤主要依靠旋转叶片的机械作用，冷却风、侧风和括煤风的作用只是将叶片无法击出的煤粉向炉后吹起，使之不在炉前堆积而能在悬浮状态下进行燃烧。因此这些风的风压不能过高，过高则风速过大，将使较粗煤粒吹起，不易燃尽，这样将增加飞灰中未燃烧热损失；这些风压过低，则不能使应吹起的煤处于悬浮状态。因此，应测定这些风的空气动力特性。测试时，在设计值附近选用几种风压和出口风速进行试验，风速可用毕托管测定。使炉排固定不动，抛煤机转子转速保持最佳抛煤转速，抛煤机调节平板和推煤活塞冲程保持不变，然后采用选定的几种风压及出口风速进行抛煤试验以确定能保证炉排煤层厚度较为均匀、颗粒度分布较合理的风压和出口风速。试验时所用燃料应采用锅炉正常运行时的煤种，所用煤的水分和颗粒度也应和正常运行时相同。

四、炉膛热态空气动力场测试

1. 准备工作及测试内容

由于炉膛冷态空气动力场测试不能完全如实地反映炉膛内的热态空气动力工况，因此在必要时就需进行炉膛热态空气动力场测试。

炉膛热态空气动力场测试一般用于调整和掌握新炉膛、新燃烧设备以及新燃料品种的研究试验。通过试验测定的运行资料可以为改进炉膛和燃烧设备的设计提供依据。此外，也可为炉膛冷态空气动力场测试与炉膛热态空气动力场测试进行对比性研究。

在原型炉膛中进行炉膛热态空气动力场测试不仅在测试技术上难度较大，而且需开设一系列测孔，花费大量人力并需取得各有关部门的支持和配合。因此，一般只有在十分必要时才进行炉膛热态空气动力场测试。

在进行炉膛热态空气动力场测试前，应检查炉膛和燃烧设备是否处于正常状态。各种风

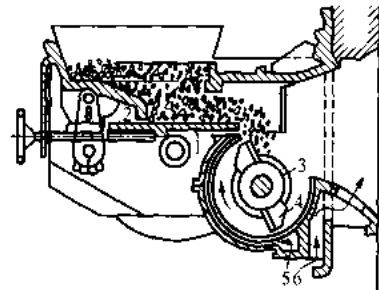


图 2-53 机械—风力抛煤机
结构简图

1—调节平板；2—推煤活塞；3—抛煤机转子；4—叶片；5—冷却风道；6—播煤风道

口、风门均应安装准确且风门挡板开关灵便、指示准确。

对锅炉上装有的仪表及测试时应用的仪表应进行检查和校正。

在进行热态测试前应调整好炉膛内的工况，特别是各燃烧器之间的燃料及空气分配的均匀性。炉膛热态空气动力场的研究试验常与燃料的着火、燃烧和燃尽等过程结合起来进行。因此，在测定炉膛内气体速度场的同时，还需测定炉膛内的煤粉浓度场和气体温度场。在测定时需应用各种探针和测温仪表，并应在炉墙上预先开设一系列测孔。

对于蒸发量小于 640t/h 的锅炉，一般在每面炉墙上沿高度方向均匀开设 16~24 个测孔；对于蒸发量大于 640t/h 的锅炉，应在各墙沿高度方向均匀开设 30~60 个测孔。测孔的布置示意图 2-54，图中所示曲线为测得的炉膛烟气等温曲线。

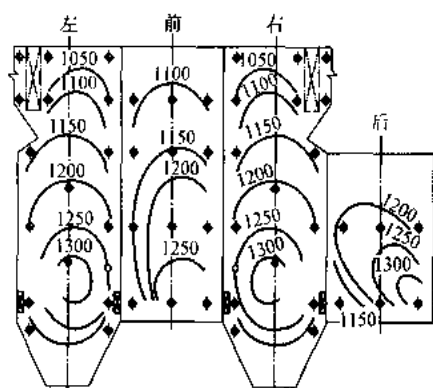


图 2-54 炉膛展开图上的测孔布置示意

在燃烧器轴线的水平平面上，垂直于燃烧器轴线的两到三个等距离垂直平面上、火焰长度的中点平面及炉膛出口平面上均应布置测点。

炉墙上的测孔一般直径为 75~100mm。开设时应考虑探针等的进出炉膛的方便性。测孔上应装设密封的套管接头，以便在炉墙外用端盖密封。

应仔细测定各测孔的坐标位置，并标明在炉膛的展开图上，以便于测定时记录。

进行炉膛热态空气动力场测定可测得炉膛内的速度场分布、浓度场分布和温度场分布。可以确定煤粉质点在炉膛中的分布情况，煤粉空气混合物的流动速度值及流动方向，沿火焰长度上的燃料燃尽程度，炉膛中的过量空气和烟气成分，炉膛中的气流充满程度，燃烧器喷入炉膛的燃料分布情况及燃烧器的燃料分配均匀性，一次风、二次风及三次风对燃烧过程的影响，炉内烟气温度场分布和火焰与水冷壁之间的辐射换热特性等。

2. 炉膛气体速度场的测定

在进行炉膛热态空气动力场测定时，由于炉膛中有些区域的气流属于空间气流，气体温度又高，因此为测定气流速度值及速度方向带来困难。一般应采用具有水冷却的五孔球头测速管或四孔斜头测速管来测量。

但是，应用五孔球头测速管或四孔斜头测速管确定气流方向的过程太复杂，增加了测量误差的可能性，且需要整理大量数据，增大了测量工作量，特别是在热态下，锅炉燃烧工况常有变动，希望能快速测定，因此，在原型炉膛的热态试验中，实际上并不常用这些测速管。这些测速管主要在进行模型试验或原型炉膛冷态试验时测空间气流时应用。

研究表明，在旋流式燃烧器出口处的旋转气流中各点的速度分量主要为轴向速度分量和切向速度分量，而径向速度分量与之相比要小得多。因此，对炉膛各处的空间气流，如采用测量平面气流的三孔圆柱式测速管测量，其速度值及方向已具有足够准确性。

测量时，将三孔圆柱式测速管沿垂直于气流平面的方向插入，使三个测孔面向气流方向。然后缓缓旋转测速管使旁边两孔测得的压力值相等，此时中间孔就对准气流。测出中间孔与旁边两孔中任一孔之间的压差即可按三孔圆柱式测速管的速度计算式算出气流速度值 v 。根据装在测速管尾部的刻度盘的读数可得出气流的方向角 β ，气流的轴向分速度等于

$v \cos \beta$, 其切向分速度为 $v \sin \beta$ 。图 2-55 所示为具有水冷却的用于炉膛热态试验的三孔圆柱式测速管结构简图。

在图 2-55 中, 测速管尾部的刻度盘未示出。当将测速管插入炉膛时, 流动的冷却水将从探针表面吸收炉膛热量而使水温升高。应调节冷却水流量使冷却水出口水温不大于 80°C , 以免在测速管内的局部因冷却水汽化, 而破坏传热致使探针烧坏。

测速管的测压孔直径应大于 2mm , 否则测压孔易被烟气中的煤粉或灰粒堵塞。在测量间隙时间内, 应用压缩空气吹扫测压孔, 以保证测量准确度。

3. 炉膛粉尘浓度场的测定

要测定炉膛粉尘浓度的分布, 需从炉膛各处抽取粉尘和烟气的试样, 再经分析计算后才能确定。

由于在炉膛各处取得了粉尘和烟气的试样, 因此根据粉尘试样的测定分析, 除了可得出炉膛粉尘浓度分布外, 还可得出粉尘中的可燃物含量或灰分沿火焰长度的变化以及炉膛中过量空气系数随火焰长度变化等特性。

在原型炉膛中进行热态取样, 由于炉温过高必须采用各种具有水冷却的取样设备。如采用两种取样设备来分别对烟气和粉尘进行取样, 则为时过长, 燃烧工况已发生变化。如采用某些可同时测量气流速度、气流运动方向、烟气试样和粉尘试样的组合式测量设备, 则结构太复杂且使用不便。所以在实际试验中常采用可同时对粉尘和烟气进行取样的炉膛粉尘烟气取样管。

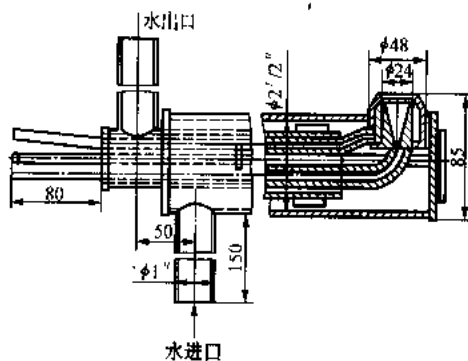


图 2-56 OPTP3C 型粉尘烟气取样管

炉膛粉尘烟气取样管有多种结构, 但原理大致相同。图 2-56 所示为原苏联国营地区发电所与输电线路组织及合理化托拉斯研制的炉膛粉尘烟气取样管的结构简图, 这种取样管简称为 O~C 型粉尘烟气取样管。

这种粉尘烟气取样管具有用水冷却的金属外管, 取样管抽气端静压。这种取样管一般可在离炉膛墙面 $0 \sim 5\text{m}$ 的距离内抽取试样。它的使用特性主要有 (以长度为 5m 的取样管为例): 取样管冷却水进水温度为 30°C ; 取样管冷却水出水温度为 70°C ; 取样管的冷却水流量为 $6.94\text{m}^3/\text{h}$; 管中水速小于等于 2m/s ; 必需的进水压力为 0.5MPa ; 抽气端管与取样管本身的截面积之比为 7.6 ; 抽气端烟速与取样管中的烟速比 (在温度为 1700°C 时) 为 0.78 ; 抽吸粉尘试样量为 $0.33 \sim 2.0\text{g}/\text{min}$; 与粉尘一起吸入的烟气量为 $2040\text{L}/\text{min}$; 炉膛中气粉混合物的动压为 $2 \sim 10\text{Pa}$ 。

这种粉尘烟气取样管使用时应按图 2-57 所示系统和其他仪表、设备进行连接。

由图 2-57 可见, 试样自炉膛用取样管 1 取出后即流经三个相互串联的玻璃瓶。大部分粉尘沉降在第一个和第二个玻璃瓶 12 中 (旋风筒)。第三个玻璃瓶 9 装有温度计 8 并和 U 型

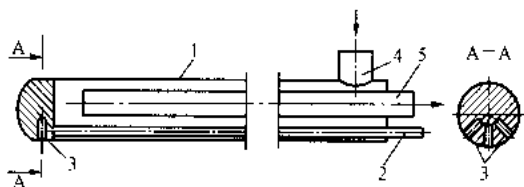


图 2-55 有水冷却的三孔圆柱式测速管

1—外壳; 2—传压管; 3—三个测压孔;
4—冷却水进水管; 5—冷却水出水管

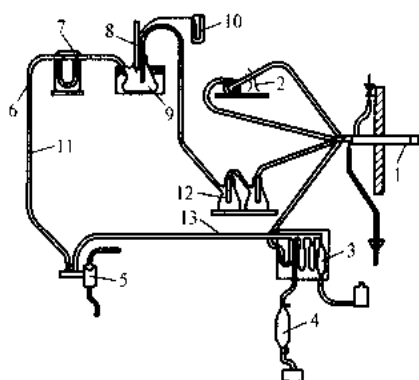


图 2-57 炉膛粉尘烟气取样管的连接系统

1—取样管；2—微压计；3—烟气分析器；
4—量瓶；5—蒸汽抽气器；6—夹子；7—流
量计；8—温度计；9、12—玻璃瓶；10—压力
计；11—软管；13—管子

管压力计 10 相连。第三个玻璃瓶放在有冷却水（或冰）的容器中，因此在瓶中可凝结部分有烟气带入的水分。此外，烟中剩余的微量粉尘也沉降于此（这部分粉尘在计算时一般可忽略不计）。由第三个玻璃瓶流出的烟气已属无尘气流，但仍含水蒸气。烟气随后流过流量计 7、带有夹子 6 的软管 11，再由蒸汽抽气器将其排出。

蒸汽抽气器 5 同时还通过管子 13 抽取燃烧产物以供烟气分析之用。烟气被导入烟气分析器 3，在测得其 RO_2 和 O_2 值后再收集在量瓶 4 中，以便进一步测定烟气中的化学不完全燃烧物质。

图 2-57 中，微压计 2 一端和炉膛静压传压管相连，另一端和取样管抽气端静压传压管相连。当微压计读数为零时，表示上述两处静压相等，此时的取样状态已符合等速取样的要求。因此，微压计 2 是为了保证等速取样而设置的。

在进行粉尘和烟气取样前，应仔细检查粉尘烟气取样管连接系统各处的密封性。在取样管进入炉膛前，应全开冷却水。在取样管进入炉膛后，再调节冷却水量，使取样管冷却水出口水温保持在 $60 \sim 70^\circ\text{C}$ 。出口水温低于 60°C ，会使蒸汽在粉尘管中凝结，发生受潮粉尘堵塞取样管的现象。出口水温过高，则会引起管中水的汽化，易出现水击和积水垢现象。

当在炉膛某一点开始取样时，应将微压计读数调节到零值，并每隔 5min 记录一次流量计的压差值、流量计前的烟气温度值和 U 型管压力计 10 的压力值，并用烟气分析仪对烟气进行连续分析以测定 RO_2 及 O_2 值。然后将烟气收集在量瓶中供分析化学不完全燃烧值用。

当玻璃瓶中的粉尘量聚集到 10g 后，可停止取样。将取样管自炉膛取出，进行仔细清理后再移到下一个取样点进行取样。在取样时还应每隔半小时用高温计测量一次取样点的炉膛温度以供整理测量结果时应用。

当完成一个取样点的取样后，根据已记录的测试值可算出取样点的粉尘浓度、烟气流速、过量空气系数值和炉膛温度等。对取得的粉尘试样在试验室进行测试可确定粉尘中的可燃物含量和灰分。

对于每一取样点的烟气流粉尘浓度 μ 和烟气流速 u 可按下法算出。

计算时所用测定值取用对同一取样点进行的多次测量值的算术平均值。根据测定的进入流量计前的烟气温度值和压力值可算出通过流量计的烟气密度 ρ 。由于烟气流过流量计时的压差值已测定，因而可按式 (2-56) 算出通过流量计的烟气体积流量 Q

$$Q = Q' \sqrt{\frac{\rho'}{\rho}} \quad (2-56)$$

式中 Q ——流过流量计的烟气体积流量，L/min；

Q' ——流量计标定时烟气体积流量，L/min；

ρ ——流过流量计的烟气密度， kg/m^3 ；

ρ' ——流量计标定时烟气的密度， kg/m^3 。

自炉膛抽取的烟气体积流量，当折算到标准状态（ 0°C 及 101.325kPa ）时为

$$Q_{ol} = \frac{Q\rho}{\rho_{sy}} + \frac{G_s}{0.804 \times 10^{-3}} \quad (2-57)$$

$$\rho_{sy} = M\rho_k \quad (2-58)$$

式中 Q_{ol} ——标准状态下自炉膛抽取的烟气体积流量, L/min;

ρ_{sy} ——湿烟气密度, kg/m³;

G_s ——流量计前凝结的水分质量流量, 按玻璃瓶中凝结水质量除以取样时间算得, kg/min;

M ——折算系数, 按图 2-58 查得;

ρ_k ——标准状态下空气密度, 等于 1.293, kg/m³。

在图 2-58 中, 折算系数 M 可根据烟气中的水蒸气容积份额 γ_{H_2O} 查得。

烟气中的水蒸气容积份额 γ_{H_2O} , 表示烟气中的实际水蒸气容积占烟气总容积的份额, 可按式 (2-59) 计算

$$\gamma_{H_2O} = \frac{V_{H_2O}}{V_{gy} + V_{H_2O}} \quad (2-59)$$

$$V_{gy} = (V_{gy}^0)^c + (\alpha_{py} - 1)(V_{gk}^0)^c \quad (2-60)$$

式中 V_{H_2O} ——烧 1kg 固体或液体燃料时烟气中的实际水蒸气容积, m³/kg。

V_{gy} ——燃烧 1kg 固体或液体燃料时生成的干烟气容积, m³/kg。

$(V_{gy}^0)^c$ ——按应用基燃料成分, 由实际烧去的碳计算的理论燃烧干烟气量, d/b;

$(V_{gk}^0)^c$ ——按应用基燃料成分, 由实际烧去的碳计算的理论燃烧所需空气量, m³/kg;

α_{py} ——排烟过量空气系数。

排烟过量空气系数 α_{py} , 对燃用固体燃料及液体燃料的工况, 可按式 (2-61) 计算

$$\alpha_{py} = \frac{1}{1 - 3.76 \frac{O_2 - 0.5CO}{100 - (RO_2 + O_2 + CO)}} \quad (2-61)$$

对于气体燃料, V_{gy} 分别按式 (2-62) 计算

$$V_{gy} = V_{gy}^0 + (\alpha_{py} - 1)V_{gk}^0 \quad (2-62)$$

$$\alpha_{py} = \frac{21}{21 - (O_2 - 2CH_4 - 0.5CO - 0.5H_2)} \quad (2-63)$$

式中 V_{gy}^0 ——按应用基燃料成分计算的理论燃料干烟气量, m³/m³;

V_{gk}^0 ——按应用基燃料成分计算的理论干空气量, m³/m³;

α_{py} ——排烟过量空气系数。

式 (2-63) 中, O_2 、 CO 、 H_2 、 CH_4 相应为排烟的干烟气中氧、一氧化碳、氢和甲烷的容积含量百分率。

当燃用气体燃料时, 烟气中的水蒸气容积按式 (2-64) 确定

$$V_{H_2O} = \frac{1}{100} \left[H_2 + H_2S + \frac{m}{2} C_m H_n \right] + \frac{dq}{0.804} + \frac{1.293 \alpha V_{gk}^0 d_k}{0.804} \quad (2-64)$$

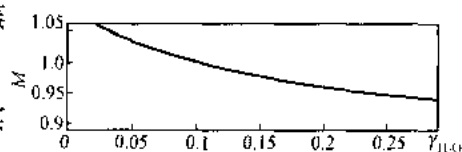


图 2-58 折算系数 M 与 γ_{H_2O} 的关系曲线

式中 d_k ——气体燃料的湿度，即每标准立方米干气体燃料中含水蒸气的公斤数， kg/m^3 。
因此，烟气流的粉尘浓度为

$$\mu = \frac{G_f}{Q_d} \quad (2-65)$$

式中 μ ——烟气流的粉尘浓度， g/L ；

G_f ——所取粉尘的沉降速度，可按玻璃瓶中的粉尘质量除以取样时间算得， g/min 。

从炉膛中抽取烟气的体积流量为

$$Q_1 = Q_d \frac{(B \pm S_T) 273}{101.325(t_1 + 273)} \quad (2-66)$$

式中 Q_1 ——抽取的炉膛烟气体积流量， L/min ；

Q_d ——抽取的标准状态下炉膛烟气体积流量， L/min ；

B ——大气压力， kPa ；

S_T ——炉膛负压， kPa ；

t_1 ——取样点处炉膛烟气温度， $^{\circ}\text{C}$ 。

炉膛中气粉混合物流速为

$$u = \frac{Q_1}{60f} \quad (2-67)$$

式中 u ——炉膛中气粉混合物流速， m/s ；

f ——抽气管端截面积， cm^2 。

根据烟气试样进行烟气分析得出的 RO_2 值及 O_2 值可以算出取样点烟气中的过量空气系数 α 值。根据已取得的粉尘进一步试验可测出粉尘中的可燃物含量和灰分，从而可判别在取样点烧煤粉的燃尽程度。

如将各取样点取得的粉尘和烟气样品按上述方法进行测定计算并汇总各取样点部的炉膛烟气温度 t_1 ，则可得出炉膛中的浓度分布、温度分布、各处的过量空气系数值、燃料颗粒的燃尽程度和烟气速度值。这些试验资料可以为改进燃烧设备的结构设计、改善炉膛型式与燃烧设备的配合以及研究新燃料的运行特性提供可靠的依据。

图 2-59 是按上述方法得出的沿锅炉炉膛火焰长度的煤粉燃烧特性曲线。它表明了沿火焰长度方向各点的炉膛烟气温度 t_1 、过量空气系数和可燃煤粒中灰分 A 的变化状况。由图可见，随着火焰长度的增加，煤粉逐渐燃尽因而灰分逐渐增加，过量空气系数逐渐下降而烟

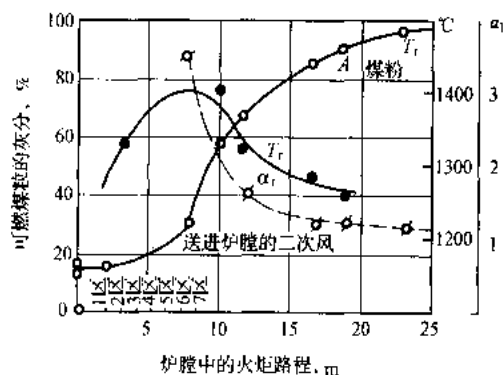


图 2-59 沿火焰长度的煤粉燃烧特性曲线

气温度则先因燃烧逐渐炽烈而增加，然后因燃烧减弱和水冷壁吸热而逐渐下降。

图 2-60 所示为由原苏联中央锅炉汽轮机研究所研制的一种炉膛粉尘烟气取样管的结构。这种取样管筒称为 UKTN 型粉尘烟气取样管。由图 2-60 可见，这种取样管长度为 4~5m，也具有冷却水，冷却水在金属外管内流过。粉尘取样管和烟气取样管都装在金属外管中。当粉尘自槽形吸入口吸入后即由旋风筒加以收集，烟气试样取得后即进行烟气分析。其他处理后

程均和前述的粉尘烟气取样管相似。

4. 炉膛温度场的测定

测量各点炉膛温度可用光学高温计、带遮热罩的抽气热电偶或铂铑—铂热电偶等进行测定。带遮热罩的抽气热电偶由于遮热罩对环境的屏蔽作用以及高速抽气，使烟气对流加热成为热电偶的主要传热形式，可以减少测量误差。但测量时使用不便，测量后需清除通道结渣，费时较多。

铂铑—铂热电偶和光学高温计使用较方便，但测量误差相对较大。在火焰开始段测温时，铂铑—铂热电偶的测定值与带遮热罩的抽气热电偶测定值相差约 200°C ；光学高温计的测定值与带遮热罩的抽气热电偶的测定值相差约 400°C 。

实测表明，在火焰开始段到火焰核心，温度分布变化较大，在火焰核心后（除近炉墙处）温度场分布已较平坦。因此实测时在火焰开始段可以应用精确度较高的带遮热罩的抽气热电偶来测量炉膛温度，在火焰核心后可用铂铑—铂热电偶或光学高温计测量。这样测量较为简便且具有较高的准确度。如果将铂铑—铂热电偶测得的温度值乘上相对于抽气热电偶测得值的校正系数，则这种热电偶可用于整个炉膛的炉温测定工作。

由于炉膛中温度是在迅速变化的，因此重复测量并不都能得出相同的结果，应力求缩短炉膛温度测量时间。为此，应由一部分人测温，另一部分人负责记录和启闭测量孔。

炉膛温度测定后，可画出炉膛等温线分布图，如图 2-54 所示。

在绘制炉膛等温线时假定在全部测量时间内，火焰各部分每个点上的温度是不变的。此外，还假定炉膛内相邻两点之间火焰温度是按线性变化的。

在炉膛温度测定前，先绘好按比例缩小的炉膛草图并在图上标明每个测点的坐标位置，然后将测得的各点温度值记录在草图各相应测点上，最后连接各等温点即得出炉膛的等温线分布图。

5. 炉膛热态测试结果整理

在进行炉膛热态空气动力场测定试验后，可测得炉膛中的气体速度场、烟气中的粉尘浓度场、烟气中的过量空气系数或 RO_2 值分布状况、烟气中烟尘的可燃质含量或灰分分布状况以及炉膛中烟气温度场等数据。

根据这些数据，可按照需要整理出炉膛或燃烧设备各区域中的各种参数的分布曲线。

例如，图 2-59 中已表示了用测得值整理得出的沿炉膛火焰长度上各处的炉膛温度、炉膛过量空气系数和炉膛中粉尘颗粒中所含灰分随火焰长度而变化的关系曲线。

图 2-61 为距离旋流式燃烧器出口为 1150mm 及 6120mm 处的烟气中粉尘浓度 μ 、粉尘颗粒的可燃质含量 C 、炉膛温度 t_1 、烟气轴向流速 u_z 以及 RO_2 值的分布曲线。

由图 2-61 可见，在离燃烧器出口 300mm 处（曲线 1）气流速度场变化较大且出现速度最大值。在靠近燃烧器轴线区域有低速气流回流，这是由于燃烧器出口的旋转射流在此区域生成负压而形成的。此回流的特点是 RO_2 高及温度高，有利于自燃烧器喷出的一次风和煤粉混合物迅速着火燃烧。在 300mm 处，总的煤粉可燃质含量较高和烟温较低的特点表明在该

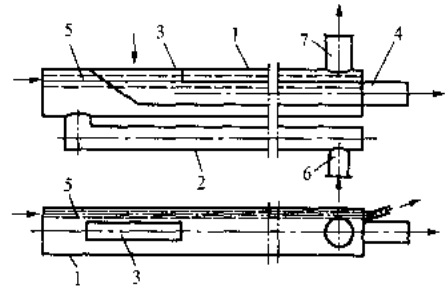


图 2-60 UKTN 型炉膛粉尘烟气取样管
1—金属外管；2—冷却水管；3—槽形吸入口；
4—气粉混合物吸入通道；5—烟气取样管；
6—冷却水进口；7—冷却水出口

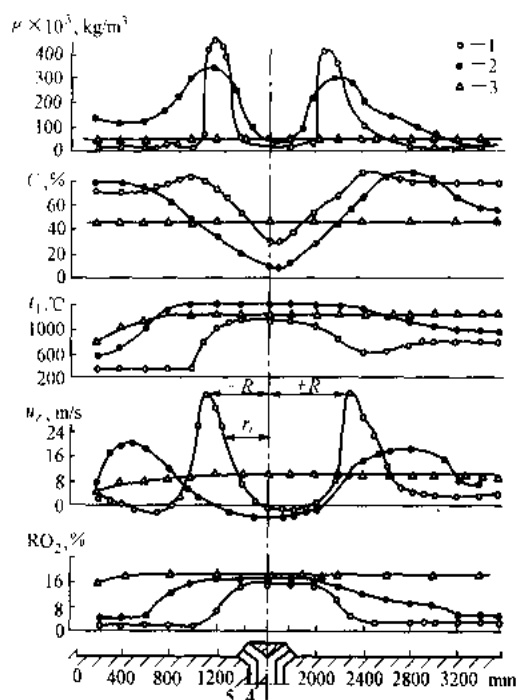


图 2-61 离燃烧器出口不同距离处的浓度、可燃质含量、烟温、轴向速度和 RO_2 含量的分布曲线

1—300mm; 2—1150mm; 3—6120mm; 4—煤粉空气混合物喷口; 5—二次风喷口

区域主要为空气煤粉混合物的预热着火区。在离轴线较远处也有一回流区，但此区中的 RO_2 值及烟温均较低，所以，此回流区对提高燃料着火稳定性作用不大。

由图 2-61 还可看到燃烧过程的发展概况，图中曲线 2 及曲线 3 分别表示离燃烧器出口为 1150mm 及 6120mm 处测得的结果。由图 2-61 可见，在离燃烧器出口大于 6000mm 时，图上所列的各种参数的分布均已相当平坦，亦即表明沿此截面上各点的煤粉空气混合已较均匀，各点的燃烧过程也在均匀进行。

在燃烧器轴线附近区域的高温烟气回流量可按式 (2-68) 计算

$$G = \pi \int_{-R}^R \rho_i u_{zi} r_i dr \quad (2-68)$$

式中 G ——回流烟气的质量流量，kg/s;

R ——轴线到最高速度处的半径（参见图 2-61），m;

ρ_i ——计算截面上的平均烟气密度，kg/m³;

u_{zi} ——计算截面上的平均轴向流速，m/s;

r_i ——计算截面上的半径（参见图 2-61），m。

采用类似积分方式，可同样得出沿火焰各截面上的其他参数总值。依此可评价燃烧器等燃烧设备的设计质量、与炉膛型式配合的完善程度，从而为改进炉内设备和炉内燃烧过程提供方向和依据。

第三章 锅炉附属设备启动调试

第一节 燃料油系统的启动调试

一、启动

1. 启动前准备

(1) 燃料油系统土建、安装工作已按图纸和试运需要全部施工、保温完毕，仪表齐全，基本上不再使用电火焊，现场清理干净，沟盖盖好，孔洞堵严，围墙施工完，门窗玻璃齐全，消防通道和消防设施完备，砂箱、灭火器材备妥。

(2) 检查卸油装置及卸油系统。钢筋混凝土卸油沟、槽、罐内的管子及其连接附件和卸油栈台上鹤嘴、管道等施工完毕，内部清理干净、无杂物、严密不漏，穿过混凝土罐壁应按设计装有预埋套管，设计无套管时，应有相应的密封和补强措施。钢制卸油母管应按图纸规定具有坡度，卸油装置内的加热器或加热管道应有足够的热膨胀补偿，并经 1.25 倍工作压力的水压试验合格。卸油装置范围内的设备、部件及管道布置不得妨碍油车的通行。卸油鹤嘴装完，起落、转动灵活，密封良好，材质符合规定。卸油用泵、过滤器等装好，符合要求，并试转合格。

(3) 油罐预制、组装焊接质量合格，并经渗油检查试验合格。混凝土油罐体无裂纹、孔洞、渗透漏等缺陷，并经灌水试验合格。

(4) 油罐及各附件符合要求。①管排加热器应有热膨胀补偿，方向正确，疏水坡度与母管疏水坡度应一致，并经 1.25 倍工作压力的水压试验不漏；②低位布置的回油管应引至罐体中心并上扬，以免和供油短路；③检查孔、量油孔的开闭灵活，结合面上的橡胶垫应严密；④测量油位装置的漂浮子经严密性试验不漏，漂浮子导向轨应相互平行，并在同一垂直面内，连接用钢丝绳牢固，漂浮子上下运动灵活无卡涩，油位标尺表面平整，标度准确，色泽鲜明，指针上下运动无卡涩；⑤防火器、呼吸阀、安全阀的通流部分畅通，呼吸阀面严密无黏住现象，材质、质量符合规定，安全阀在受油前按图纸规定灌油试验合格；⑥吸油管上下转动灵活，能按需要调节；⑦集水坑内清洁，放水畅通，如罐内有测温装置应装好。

(5) 供油设备及泵房管道应施工完毕，符合要求。滤油器应解体检查清扫干净，滤网符合规定，完整，无破损杂物，滤油器盖的压杆不宜用铸铁件，密封垫材质使用正确。表面式加热器在安装前应进行水压试验，内插表面式加热器经解体检查，调整内插物（铝片）的端部，不得弯折堵塞管口，压紧钢网应平整，与管板点焊牢固，边缘不得妨碍结合面，加热器的支座膨胀方向、间隙正确。泵房内吹扫管、排油管布置规划统一，走向简捷，空气门、排油门出口方向应朝下。

(6) 供油泵的安装工作应结束，地脚螺丝紧好，二次灌浆完毕，冷却水格兰、平衡管接完通畅，压力表齐全，电动机接地线接好，安全罩装好，联轴器连好并能盘动，内部空气可以放出。对 Y 型泵宜采用机械密封，填料函尺寸与机械密封相符，垫料孔与轴的不同心度小

于0.2mm。动静面接触面积经过色印检查不小于50%，并应呈环状，弹簧预紧力调整好，并将顶丝紧固。径向密封圈装配严密，不得偏斜串位，平衡孔不偏斜，径向晃动不大于0.04mm。

(7) 检查管道系统有无装错，管道支吊架位置正确牢固，表面平整，回填土夯实，穿越公路的地下套管应固定牢靠，穿套管内应有支撑，保证自由膨胀，套管内无焊口。蒸汽伴热、吹扫管均应考虑热胀补偿和疏水坡度，并经水压试验合格和保温，露天布置的放空气管、排油管一次门前不要太长，以免凝油堵管，排油出口应严密接入全厂的排油系统，此外不得有设备和建筑物。

(8) 燃油快速遮断阀、调节阀、电磁阀进出口方向不应装反，一般是高进低出，密封良好，动作正确，阀杆转动灵活，开关指标信号与实际一致。

(9) 检查燃油各支管是否与锅炉膨胀一致，妨碍热膨胀的地方应消除，管道布置整齐简洁，各边接点正确，阀门易于操作，位置力求一致，以免误操作，吹扫门应尽量靠近油管。油管和蒸汽管尽量靠近，以防不流动死角，吹扫门、蒸汽门与油门应有明显区别，以防误操作。

(10) 压力表引出管上应有隔离容器，容器应试水压不漏，并灌有隔离介质，压力表应齐全，母管压力应引至集控室。油系统的油量测量装置应装好。

(11) 各阀门阀杆密封应良好，不应泄漏，各疏水、放油管路应按全开关闭。

(12) 将来要施工部分的连接处应加堵或阀门加锁。

(13) 检查防雷、防静电设施是否按设计安装要求试验合格；油区照明、通信设施应具备启动条件；油库区应有可靠的加热汽源；消防设施齐全，经消防部门检查合格，并建立油区防火管理制度，设有专人维护管理，油区围墙完整。

(14) 污油池（坑）和油水分离器及疏油泵应符合要求，完好可用。

(15) 安装后燃油系统所有管道必须经过1.25倍工作压力水压试验合格并办理签证。

2. 启动前油系统的吹扫和加热

(1) 吹扫。油系统经上述检查、准备和具备条件允许受油前，油系统设备内部还应清扫干净，管路用蒸汽或水吹洗干净。吹洗前系统上的调整阀芯、止回阀芯、流量孔板应取出，靶式流量计应整体取下，用短管代替。吹洗时一般可解开法兰或接临时管排大气，视现场实际情况而定。吹扫程序一般按油系统流程分段进行，先吹供油总管，再吹各支管，尽可能地保证整个系统各管路全部吹扫干净，冲洗压力最好接近油管工作压力，门全开，每次吹洗时间约10~15min，吹洗次数不少于两次，直至吹干净为止。吹洗后应注意清除死区积渣，放净积水，同时检查疏水放油管路是否畅通，吹洗时若管线过长应注意疏水暖管。

(2) 加热。加热油罐内油的目的是降低油的黏度，利于输送，加速油中水分沉淀，除去杂质和加速不同油品的混合。常用的加热方式主要是：油罐内表面加热器和将表面式加热器置于油罐外，借助油泵循环，将油加热后回到油罐的循环加热两种。

油罐最高允许油温应比大气压力下水的沸点低5~10℃，以免水分沸腾发生冒罐现象。原油则应低于它的初馏点，同时还受油罐材质的限制，见表3-1。

加热油罐内油温值，取决于油泵的型式（泵允许的最高油温、泵允许的吸入高度、泵允许最大输送黏度），油在加热贮存时能否脱水和上述油罐最高允许油温等因素有关。从经济观点出发，加热油温应以油泵输油所耗功率与加热油时消耗能量之和最小值为最经济。各种油泵对黏度的适用范围见图3-1，并结合制造厂家提供的技术数据控制油罐加热油温，参考表3-2。

表 3-1 油罐加热最高允许油温 (°C)

设备名称	油槽车、油驳	钢油罐	混凝土油罐	砖油罐
油和重油 (渣油)	≤ 80	≤ 95	≤ 80	≤ 60
原油	40 ± 5	50 ± 5	50 ± 5	50 ± 5
柴油	< 30 或不加热	≤ 50	≤ 50	≤ 50
混合油	按混合油中闪点最低油种考虑			

表 3-2 控制油罐加热油量

油种	油泵	油罐内合适运动黏度 (10 ⁻⁶ m ² /s)	油罐最高油温 (°C)
能脱水油	离心泵	≥ 100	≤ 最高允许油温
	油塞泵	≥ 100	≤ 最高允许油温
	齿轮泵	≥ 100	钢制 ≤ 60
	螺杆泵	≥ 100	≤ 钢制 ≤ 60
无水重油	各种泵	不受限制	受泵结构最高允许油温的限制
难脱水重油	中等容量泵	≤ 182.2 ~ 219	≤ 最高允许油温
虽能脱水, 但需 采用循环加热	活塞泵	≤ 438.5 ~ 584.72	≤ 最高允许油温
	3G 螺杆泵	11.4 ~ 365.97	≤ 80
	3D 螺杆泵	9.4 ~ 587.72	≤ 80
	3h 齿轮泵	< 1461	≤ 60
	3CY 齿轮泵	145.88 ~ 730.94	≤ 60

油加热时间取决于各油罐操作周期和间隔时间的长短, 当贮油量, 油罐多时, 操作周期可长; 反之贮油量, 罐少, 则要求周期短, 升温时间短, 可参考表 3-3。由于电厂贮油量一般较少, 油罐不多, 操作周期短, 升温时间可相对长些, 应视具体情况而定。

图 3-1 是两个贮油罐交换使用的理想加热升温和操作周期示意。

油加热蒸汽多采用压力为 0.784 ~ 1.274MPa 抽汽, 原油可使用 0.49 ~ 0.588MPa 蒸汽, 推荐原油用 0.392MPa 蒸汽, 重油用 0.588MPa 蒸汽, 应注意, 不要使油加热器壁温大于 300°C。

油加热具体操作控制应结合系统设备情况编入操作规程或操作所采取措施内, 一般总是先暖管疏水, 然后开重油罐加热总门、分门及疏水门, 并注意检查疏水情况、各处有无泄漏、油温变化等。

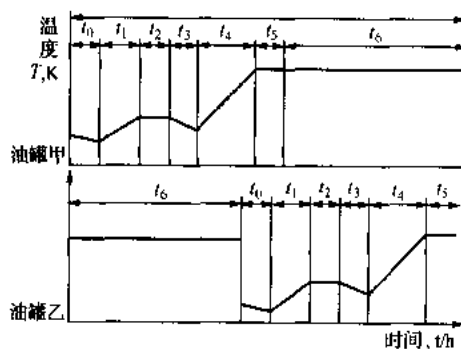


图 3-1 贮油罐操作周期示意

t_0 —准备; t_1 —槽车加热; t_2 —卸油; t_3 —存放;
 t_4 —油罐升温; t_5 —保持; t_6 —供油 (1/2 贮油天数)

表 3-3 油升温时间

序号	情 况	升温时间 (h)
1	$t_2 - t_1 \leq 25^\circ\text{C}$; $V \leq 1000\text{m}^3$; 操作周期大于等于 60h	≥ 24
2	$t_2 - t_1 \leq 25 \sim 30^\circ\text{C}$; $V = 2000 \sim 3000\text{m}^3$; 操作周期大于等于 100h	≥ 36
3	$t_2 - t_1 > 25^\circ\text{C}$; $V = 5000\text{m}^3$; 操作周期大于等于 150h	≥ 48

3. 油系试转和供油

(1) 油泵试运前,首先要进行电动机空转试运 2h,确定电气回路、事故按钮正常好用,转动方向正确,电动机、轴承的温度、振动在允许范围,然后才能连接好联轴器。

(2) 油罐已加热,油温达要求值,吸油管已放到需要位置,检查试转与非转油泵系统各门开关位置是否正确无误。

(3) 逐渐开启油罐出口油门、滤油器进口门,进行充油,放尽滤油器、管道内空气后,关闭空气门,投入压力表。待压力表有指示后,逐渐开启滤油器出口门、油泵进口油门,向油泵充油。油泵冬季试转时,应注意保持室温在 5℃ 以上,拌热蒸汽管应投入,油泵充油前最好先进行蒸汽吹扫,以加热管线,使其具有一定温度后再充油,以免油冻结。

(4) 检查轴承油位、密封格兰水源、平衡管应正常,管路连接正确、畅通,并打开密封冷却水门、压力表门、去油罐回油门或再循环门,关闭去锅炉房供油门,准备油泵房内小循环运行。

(5) 经检查一切正常,系统正确,所有准备工作完毕后,合上电动机开关,启动油泵。定速后,立即断开电动机开关,检查油泵各部振动、转动方向有无摩擦异常,一切良好后即可正式启动油泵,待压力上升达额定值时即可逐渐稍开油泵出口门,保持油泵出口油压在正常值内。开油泵出口门时应特别注意不能开得过大,因为油泵为小循环运行,背压低、阻力小,出口门开大易过负荷,使油压降低。油泵启动或运行中,应注意监视油泵出入口、滤油器前后油压变化,当其变动大或油压降低过多、电流小时,表明空气未排尽,或油温低黏度大,或油中含蜡量大、滤网堵或来油少,以致打空泵,此时应停泵检查并消除后再启动。油泵启动后,应检查各轴承温度、振动、密封冷却水工况,平衡管情况是否正常,当一切正常后,即可维持工况试运 8h 以上。

齿轮泵、螺杆泵、活塞泵则不同于离心泵,启动前油泵出口门一定要先开启,后启动油泵。对轴承在壳体内靠输送油质润滑的齿轮泵、螺杆泵,当输送柴油等润滑性能差的油质时,长期运行易磨损出故障,最好不选用或改进润滑方式。同时因其间隙小,应注意油质清洁、滤网选择并及时清理,否则也易磨损,影响出力和寿命。

蒸汽活塞泵其操作与离心泵不同,主要是启动前要调好进汽滑阀或提动阀位置,连接十字头要放在中间位置,各连接滑动部分加好润滑油,空气平衡罐出入口门开启,安全阀弹簧计算好、调整好。油系统准备好后,打开汽缸疏水门,稍开进汽门暖缸,经几分钟疏水完,缸热疏水变为蒸汽时,关小和关闭汽缸疏水门,开大进汽门,使活塞泵启动运转至出口建立油压。检查活塞滑阀运转是否平衡,有无冲击不正常,各滑动部分、连杆十字头、冲程,运行是否良好符合要求,压力是否正常等。调整汽量,控制出口油压在需要值,试运一段时间正常,并调整试验好安全阀,动作应可靠,整定值应正确,并符合要求。

(6) 油泵试转正常后,检查供油系统,各阀门处于需要位置,尤其注意各放油门、吹扫门、空气门是否关严,炉前各油嘴进油门、系统隔离门等均应关严。确认正常无误后,即可逐渐开启油泵房出口供油门,关小再循环或开大油泵出口门,向系统充压和向锅炉房供油,进行油循环,并调节油压至需要值。供油后应再次沿线检查系统各处有无泄漏或跑油现象,对沟道内也应检查。对以往因门未关严或忘关放油门等而发生大量跑油的事件应避免。

二、调整和试验

1. 油泵连锁试验

为保证稳定、正常、连续地向锅炉房供油,油泵间均设有备用供油泵及其连锁装置,一

般多采用油压继电器和事故连锁装置。前者是在供油压力低于工作压力的 20% 时, 后者是运行油泵事故跳闸时, 均应联动备用泵自动启动。当供油压力恢复正常, 高于工作压力 15% ~ 20% 时, 手动或自动停止备用油泵。有的烧油电厂或锅炉机组在锅炉灭火时, 还设有自动连锁停止供油泵的连锁回路。这些连锁装置, 均应在锅炉机组启动前进行试验, 使其动作正确可靠。

试验是在几台油泵均已试运正常, 连锁回路已检查试验好的前提下进行的。方法是: ①按规程和措施启动一台油泵运转正常。②打开备用泵进、出口油门、压力表门, 充油、放空气暖泵, 开启密封格兰水源门, 送上备用泵电源, 检查备用泵应完全处于随时可启动的备用状态。③合上连锁开关在连锁位置。④人为事故停止运行油泵或降低供油压力至连锁装置动作值时, 备用油泵均应自动启动, 试验成功后即可用同样方法试验其余备用油泵或相互备用连锁试验。如果备用油泵不能自启动, 应立即手动启动运行油泵, 保持油压在规定范围内供油, 同时查明备用油泵不能启动的原因并消除后再试验, 直至成功为止。当锅炉机组设有锅炉灭火停炉联跳运行油泵连锁时, 可结合锅炉停炉保护试验一并进行。

2. 油系统各调节阀、电磁阀、快速遮断阀试验

为保证油系统运行正常和设备安全, 系统内各调节阀、电磁阀、快速遮断阀均需一一进行开关动作试验, 检查其动作应正确无误, 严密不漏。调节阀能控制、调节油压需要在需要范围内。试验方法可以在冷态通电情况下进行, 启、停操作试验最好在油系统循环有油的情况下逐一进行, 快速遮断阀除手动操作试验外, 还应结合锅炉灭火停炉保护试验一并检查快速遮断阀、油电磁阀均已关闭。当其达不到要求时, 应查明原因, 调整有关部件, 直到符合要求为止。

3. 油罐、油加热器升温试验

进行油罐、加热器升温试验是为了掌握油罐、加热器升温加热效果, 合理安排使用油罐、用汽量, 确定点炉时间。油罐加热升温试验一般是在启动前利用油罐加热时进行的。具体方法是: ①通汽加热前详细记录油罐油位、油量、油温、室温。②逐渐开大加热进汽门、疏水门至全开状态。③每隔 10min 或 30min 记录一次油罐油位、油量、油温、室温、汽压、汽温、耗汽量, 直至加热到需要油温为止。记录加热总时间、耗汽量, 整理出单位油量的升温速度及耗汽量和总用汽量、总时间、升温值, 供运行参考。

油加热器升温试验是利用运行中供油时投入出口加热器进行的。方法是保持加热器出力, 系统通过额定油量, 记录加热开始和结束时加热器进、出口油温及加热时间、油量、汽压、汽温等参数。试验时每 5 ~ 10min 记一次, 直至运行需要保持的最高油温为止。整理出升温速度、耗汽量、总时间诸数据。

4. 供油运行方式调整

供油运行方式调整, 目的是合理使用油罐、加热器, 延长操作周期, 节约能源电力消耗, 确保供油压力、油温、流量在要求范围内。一般燃油电厂需要进行此项试验。它可通过长期运行观察和专门试验掌握规律, 除上述升温试验外, 就是使油泵运行方式与加热器、油罐运行方式合理安排配合, 以满足锅炉用油需要。可根据耗油量, 用几台油泵、几台加热器、油罐进行组合试验, 记录电力、能源消耗, 寻求在安全可靠条件下, 损耗最小的运行方式。

5. 油喷嘴出力、雾化试验

锅炉机组启动前, 当对某种油喷嘴特性有疑问时, 一般要进行油嘴的检查性试验, 目的

是掌握油嘴的实际出力特性和油嘴组装雾化质量,发现缺陷及时处理,确保启动顺利。由于现场条件限制,只能粗略地进行油嘴出力特性、雾化角、射程测量,对雾化粒度、密度分布只能定性观察,若需要时可在油喷嘴试验台上专门试验。

检查试验方法,可利用已装好的设备系统,将油枪抽出炉外,使油枪头插入空油桶内,并固定好,再把空油桶放在计量用磅秤上,即可进行油喷嘴出力特性试验。步骤是:①按规程启动油泵送油至油嘴前,调整油压至需要值。②将磅秤上重砣移动,使秤杆下落。③开启试验油门,油喷入油桶内,待秤杆上抬立即按秒表开始计时,并移动重砣位置或加砣重至所需的油量,如计量10kg或15kg。④当秤杆上抬,立即按秒表,关闭油门,记录计量油嘴喷出10kg或15kg油的时间和油压。如此重复一次,并以同样步骤再做另一油压的出力试验,一般测定4~5个油压变化工况即可。

油嘴雾化角、射程的测量则在上述测定后,抽出油嘴,对空喷射,用目测和拍照估量,同时观察雾化粒度的状况。喷油时应选择无风天气,时间要短,地方周围要空旷,无引火易燃物等,以防发生火灾。

油嘴试验也可用通水检查方法试验。水源可用再热器减温水或高压冲灰水,只要压力符合需要即可。也可在炉内上水后,启动风机,锅炉具备点火条件时,通过试点火方法,符合实际地进行试验,从而检查点火装置及油嘴雾化质量。

6. 油喷嘴选择、使用注意事项

油喷嘴是油燃烧器最重要的部件,其质量的好坏不仅影响油的协和化质量(粒度、密度分布、雾化角)和出力,而且对锅炉的安全、经济性均有较大影响。关于油喷嘴结构型式、尺寸、出力参数的选择和计算可参看有关书籍,现仅就常用的机械雾化油喷嘴在选配、使用时应注意的事项做简要叙述。

(1) 在选用喷嘴时要注意:一是喷嘴出力、油压与调节范围是否适合锅炉运行需要,喷嘴雾化角是否与配风器、炉型适应,尤其四角布置直流式燃烧器二次风口内装设油喷嘴时,雾化角过大,会使油滴喷到风口壁上引起结焦;二是喷嘴几何尺寸应注意相关尺寸,偏差过大会降低雾化质量。加工精度和装配质量亦是影响雾化质量的关键。

(2) 在喷嘴组装前应特别注意:雾化片喷口旋涡室的同心度和粗糙度,切向槽的加工精度,内壁粗糙情况,有无毛刺和圆弧过渡不当等现象;切向槽与旋涡室的内切是否平滑;喷口直径是否偏差过大;雾化片、旋流片结合面的粗糙度;分配嘴、压帽内径、雾化片、旋流片相互之间配合应正确。组装时应注意不要装错装反,务必使喷嘴压帽、垫圈、旋流片、雾化片配合紧密不漏。管内、喷嘴内一定要清理干净。油喷嘴头部位置正确,支撑好,易于装卸,管系不应妨碍锅炉热膨胀。

(3) 在选配油喷嘴相关尺寸时应注意推荐尺寸。喷孔出口厚度应等于 $0.2 \sim 0.5d_0$ (d_0 为喷孔直径)。旋涡室直径 $D_k = 2.5 \sim 4d_0$,或 $D_k \geq d_0 + b$ (b 为切向槽宽度);旋涡室深度不应大于其直径。切向槽长度 L 与切向槽宽度 b 之比应大于1,一般 $\frac{L}{b} = 1.5 \sim 3$,结构允许时应取大值。切向槽深度 H 应大于或等于 b ,即 $H \geq b$ 。切向槽数 n ,对小容量喷嘴 n 取3~4,大容量 n 取6为宜。喷嘴的几何特性参数 $A = 1.2 \sim 3.0$ 为好。

对回油喷嘴:分散小孔回油的节圆直径 ϕ 与旋涡室直径 D_k 之比为 $0.6 \sim 0.9$,如可能应选大值,但应保证 $D_0 < 2b + d_1$ (d_1 为回油小孔直径)。分散回油小孔直径 $d_1 = 2 \sim 2.5\text{mm}$ 为

宜,孔数 $n_1 = 6 \sim 10$ 个,当油喷嘴出力 G 为 $800 \sim 3600\text{kg/h}$ 时, $D_p/d_0 = 1.4 \sim 2.14$, 一般为 $1.6 \sim 1.85$, D_p 为 $7 \sim 13\text{mm}$, d_0 为 $4 \sim 7\text{mm}$ 。对集中大孔回油喷嘴出力 G 为 $500 \sim 3000\text{kg/h}$, $\beta = d_2/d_0$ 为 $1.07 \sim 1.53$, 一般为 $1.25 \sim 1.4$, 回油孔直径 $d_2 \leq 8.2\text{mm}$, 一般 d_2 为 $5.2 \sim 6.4\text{mm}$, d_0 为 $3 \sim 7\text{mm}$ 。对于球形中心集中大孔回油喷嘴, β (即 d_2/d_0 之比) 为 1 , d_0 取 $5 \sim 5.5\text{mm}$ 。

(4) 对油喷嘴直径,可参考几何特性参数 A 与雾化角、粒度、出力的关系,参考图 3-2 选配和改进。

(5) 计算喷嘴出力、雾化角的公式很多,但均与实际有一定误差。各制造厂,常通过在冷态试验台上的试验标定结果,为设计提供依据。现场要估算时,一般多采用最大流量理论公式加以修正的方法计算或核算,其公式为

$$q_v = 3.6\mu AK\sqrt{\frac{2}{\rho}p_0} \quad (3-1)$$

式中 q_v ——计算流量, m^3/h ;

p_0 ——进油压力, MPa ;

ρ ——油密度, kg/m^3 ;

A ——喷嘴孔截面积, cm^2 ;

μ ——流量系数,可按实际测定或 $\mu = \sqrt{\frac{\psi^2}{1-\psi}}$ 求得, ψ 为喷口截面充满系数;

K ——综合因素修正系数,当 $G < 800\text{kg/h}$ 时, $K = 1.24$, $G = 800 \sim 1400\text{kg/h}$ 时, $K = 1.27$, $G = 1400 \sim 3000\text{kg/h}$ 时, $K = 1.30$, 当按实际流量系数时, $K = 1$ 。

雾化角可按式 (3-2) 计算或查图 3-2 求得

$$\text{tg}\alpha = \frac{(1-\psi)\sqrt{g}}{(1-\sqrt{1-\psi})\sqrt{\psi}} \quad (3-2)$$

实际调试时,经常遇到需要校核或设计计算选配油嘴出力、油嘴合理组配等问题,如为节约调试用油,制粉系统启动时要保证三次风着火等都需研究考虑油嘴出力如何配备适当等问题。如某 670t/h 锅炉,原设计配有 $4 \times 1.5\text{t/h}$ 和 $4 \times 2.5\text{t/h}$ 出力油嘴,总计 16t/h 油量,但点炉冲管、汽轮机冲转、发电机试验等耗油量仅 4t/h 左右,启动制粉系统时为 $8 \sim 10\text{t/h}$,故将油嘴出力改为 $8 \times 1\text{t/h}$ 。实验证明效果良好,可节约大量燃油。又如某厂锅炉机组启动时,油嘴雾化质量极差,被迫停炉,检查油嘴后发现,主要是由于加工精度差及装配不当引起的。这是调试中常见油嘴雾化质量差的原因。

(6) 油嘴停运后,应注意吹扫嘴内积油和防护喷嘴头以防烧坏,一般多退出油嘴,有的采用冷却风,有的利用吹扫蒸汽冷却等措施。

三、故障和预防

燃料油系统常见故障及其消除方法见表 3-4。油罐区系统着火是危害极大的恶性事故,在调试时要采取有效措施,尽力预防油系统故障,尤其对防止油系统着火要引起足够的重视。

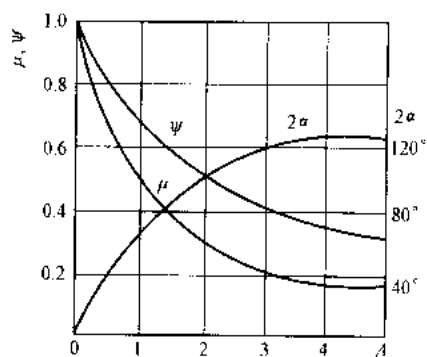


图 3-2 油喷嘴几何特性参数 A 与雾化角、粒度、出力关系
 μ —流量系数; ψ —喷口截面充满系数;
 2α —雾化角

表 3-4

燃料油系统故障原因及其消除方法

故障名称	故障原因	消除方法和预防措施
油罐区油系统着火	<ol style="list-style-type: none"> 1. 油库油气特别是原油易挥发, 使浓度超标; 2. 油库距铁路、建筑物防火距离不够; 3. 油库区内检修施工用电火焊安全措施不够; 4. 油库区内电气设备短路, 有弧光火源; 5. 系统漏油, 附近管路未保温, 有热源; 6. 库区内有明火抽烟等; 7. 余油处理不当, 不干净 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格控制油库油温不要过高, 减小油气挥发浓度超标; 2. 严格按照规定执行, 确保消防距离足够; 3. 严格控制, 禁止在库区内电火焊, 必须时应测量浓度, 做好安全工作; 4. 监测电气绝缘接线, 避免短路弧光; 5. 消除漏油, 管路保温, 隔绝热源; 6. 严禁库区明火抽烟, 挂警告牌 7. 将余油处理干净
油库油系统冻结	<ol style="list-style-type: none"> 1. 油库油系统保温不善, 无拌热或拌热量太小; 2. 加热不够, 运行油温低; 3. 静油、死油在系统停运前未清扫; 4. 投运时, 天气冷, 系统未吹扫加热; 5. 仪表未装隔离容器; 6. 油中含蜡量大, 凝点高, 加热不够 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 加强保温, 管线一定要设拌热线, 蒸汽拌热、回油一块保温; 2. 严格按油质允许黏度油温加热, 油温不能太低; 3. 尽可能使油循环, 避免静区、死区, 系统停运前一定要清扫干净; 4. 冬天投运前系统先吹扫加热; 5. 仪表均应装隔离容器; 6. 严格按油质要求加热
系统漏油	<ol style="list-style-type: none"> 1. 使用垫料不合适; 2. 连接法兰螺丝、格兰螺丝未紧匀、紧好; 3. 结合面加工粗糙不平, 管道焊接质量差、有气孔; 4. 管路阀门长期锈蚀、未检修; 5. 设备阀门使用等级低 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 严格按照规定使用合理垫料; 2. 紧好、紧匀螺丝; 3. 加强焊接和加工质量的检验; 4. 定期检查、检修阀门管路; 5. 使用高一等级阀门设备
油泵过载、油压低或出力不足	<ol style="list-style-type: none"> 1. 系统漏气或空气未排净; 2. 滤网堵塞, 吸油口有垃圾; 3. 油库吸油管高于油位; 4. 油库油温低, 黏度大, 入口阻力大; 5. 系统阻力小, 出口门开得大; 6. 油泵由于摩擦效率低, 特别是螺杆泵、齿轮泵间隙大 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 消除漏气、排净空气; 2. 清理滤网和入口垃圾; 3. 放低吸油管; 4. 提高入口油温并吹扫; 5. 提高系统阻力, 关小油泵的出口门; 6. 减小间隙, 检修或更换油泵
油喷嘴常见故障 (油喷嘴堵塞、雾化差)	<ol style="list-style-type: none"> 1. 脏物堵塞切向槽; 2. 油压、油温低; 3. 喷嘴口磨大; 4. 入口滤网破; 5. 喷口结焦; 6. 加工精确度差; 7. 结构尺寸选择不当 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 认真冲洗系统, 打开油嘴清理脏物; 2. 提高油压、油温, 降低黏度; 3. 改善材质; 4. 更换滤网; 5. 及时吹扫干净余油, 消除漏油; 6. 提高加工精确度; 7. 合理选择结构相关尺寸
油喷嘴漏油	<ol style="list-style-type: none"> 1. 压紧螺帽未上紧和咬紧; 2. 垫圈未垫平、偏斜; 3. 结合面加工研磨不平 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 拧紧压紧螺帽, 修理丝扣; 2. 组装时垫片不偏斜, 尺寸合适; 3. 提高加工精确度
油喷嘴磨损烧坏	<ol style="list-style-type: none"> 1. 材质硬度不够; 2. 油压、油速选得过高; 3. 运行中油嘴未抽出冷却 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 使用 3Cr13 或耐热钢, 注意淬火, 保证 HRC ≥ 45; 2. 合理选择油压、油速; 3. 停运时抽出油嘴冷却或通风冷却

续表

故障名称	故障原因	消除方法和预防措施
污油处理不当,到处积油,排水道到处是油	1. 污油泵故障不能回收污油; 2. 污油池中加热器泄漏,无法加热; 3. 油水分离器未投入; 4. 未设计污油回收处理设备; 5. 污油排油系统误接入工业排水道; 6. 油库不正常渗漏; 7. 未定期排水	1. 消除污油泵故障; 2. 消除加热器故障; 3. 投入油水分离器; 4. 增设污油回收设备; 5. 改进系统; 6. 消除油库漏油; 7. 定期排水

第二节 输煤系统及制粉设备的启动调试

一、输煤系统

1. 启动前检查

(1) 贮煤场场面应基本平整,有合理的排水沟道或排水设备,能保证场地不积水。贮煤场设有足够的照明,对容易自燃的煤种设有消防设备、消防管道和排水沟。贮煤场容量应符合要求。检查各条铁路应符合铁路的规定和要求。

(2) 卸煤沟、地下煤仓、轨道的敷设应符合验收规范规定,室内照明充足并为防爆密封式。若是封闭式煤仓,其室内、屋顶应设有足够排泄煤尘飞扬的排气筒,下雨时不得泄漏。当原煤水分低、煤细粒多时,还应设有强力通风或防止煤尘飞扬的喷水或吸尘装置,以及消防栓等用具。卸煤采用扒煤机时,卸煤沟两侧预制基板表面的吊钩应清除,底部斜坡上应有防护基地面的槽钢,下煤算子孔径应根据碎煤机允许入口煤块大小而定,一般大于200mm×200mm。扒煤机司机台应有玻璃窗结构,以便司机监视,室内应设通信联系信号。

(3) 翻车机的安装工作应结束,液压油系统不渗漏,元件动作灵活准确,两个驱动电动机的驱动方向一致并同步,抱闸装置工作可靠,松紧程度应尽量一致。压车梁对车箱的压力适当,保证车辆不脱轨,平台上的车辆制动装置和定位装置应灵活,推车器推进和返回无误。保护装置和系统连动动作可靠,缓冲器和振动器工作正常,牵车平台限位装置工作正常,调车装置各滑轮安装牢固、转动灵活,钢丝绳在沿轮槽内应不咬边和不脱槽。活动平台的每个托辊均应与承压面接触良好,进出车方向正确,平台钢轨与基础上钢轨应对准,两钢轨端头间隙、轨面高差、平台端面与基础滚动止挡面间应符合规定,平台复位弹簧应调整一致。转子式翻车机的圆盘接头必须连接牢固,轴向晃度不大于4mm,摇臂机构的下平面应与底梁接触良好,摇臂机构与月形槽应留出符合要求的间隙,各月形槽的对应点应在同一轴线上。对侧倾式翻车机两回转盘应平行,中心距差、两回转轴中心线与基础中心线差、标高差、水平差均不大于±10mm,压车梁内侧压爪的最低点与轨面距离不小于规定,并不得影响车辆通行。

(4) 龙门抓煤机各保护装置应灵敏准确,夹轨器符合规定,工作正常,沿程行走时,大小车各机件运行正常,终端开关动作准确可靠,跨度符合规定,主梁上拱度悬臂挠度符合要求。桥架对角支线腿的不垂直度等均符合规定。

(5) 轮斗堆取料机各液压设备液压元件工作应正常、无泄漏、渗漏现象,门柱两侧的俯

仰液压油缸应平行并垂直于水平面，不垂直度不大于 $1/1000$ ，两液压油缸活塞柱升降应同步、高度一致，液压油管经 1.25 倍工作压力试验不漏。检查轮斗转速符合规定，皮带工作正常，无打滑跑偏现象，进料皮带落煤管与转盘应同心，夹轨器符合规定工作正常，各车轮与轨面接触良好，各仪表指示正确。

(6) 抓煤机的钢丝绳两端固定牢固，转动端直径不应太小，否则长期运动后容易折断。运动时不应与固定部件摩擦，相擦处应有活动滚筒，运动时最大振动不大于 0.1mm 。

(7) 叶轮刮煤机叶轮上刮刀上部与沟槽间应保持 $5\sim 10\text{mm}$ 距离，头部与沟槽斜面应有 10mm 距离，刮刀底与沟槽底有 $3\sim 5\text{mm}$ 间隙，外壳与刀端部有 $5\sim 10\text{mm}$ 间隙，下煤平面应光滑，下煤孔与皮带间应有防止煤尘飞扬的挡煤布条，当煤水分少、煤细时应有喷水装置。叶轮刮煤机小车应有清扫落煤的装置，铁梯高度应合适（即不与地面上物件相碰），电动机电缆应有活动挂线装置，刮煤机的油管试运前用压缩空气吹干净并过滤。

(8) 各条输煤皮带安装工作应结束，皮带胶面无硬化、龟裂变质、破损和摩擦现象，运行平稳，跑偏不超出托辊滚筒的边缘。托辊支架与构架连接牢固，螺栓应在长孔中间并有方斜垫，两相邻托辊高差不大于 2mm 。托辊轴应牢固地嵌入支架槽内，托辊表面应光滑无飞刺。轴承应有润滑油，转动应灵活。辊筒轴线必须与皮带垂直，各标高纵横位置差合乎规定，各金属构架标高、中心、纵横不平度符合规定。桁架型钢无扭曲变形，尾部拉紧装置工作应灵活。滑动面及丝杆应平直并涂油保护，垂直拉紧装置的滑道应平行，升降顺利灵活，转折处有防止铁器落入的保护遮板。配重块应安放牢靠，一般按 $2/3$ 设计量配重，上煤打滑时再增加，皮带启停时拉紧装置工作正常，皮带无打滑现象。落煤管、导煤槽、管壁应光滑，煤重量不应压在导煤槽上，煤闸门应严密并有开关标志，操作应灵活方便。导煤槽与皮带应平行，中心吻合，密封处接触均匀，清扫器装完，安全围栏安装好。连锁与各分段事故按钮应工作良好，室内照明应充足，通风防尘装置装好，切换用煤挡板应灵活，不漏煤。下水道及排水泵应装完试运好，露天输煤皮带应有防雨罩，其接合处应严密不漏。各皮带均应设有通信联络信号、电话、消防设备和工具。

皮带电动机减速器运行正常，振动不大于 0.1mm ，地脚螺丝安装牢固。人行通道应有安全遮栏，孔洞堵严，地面平整，清扫、冲洗用水不乱流，且集中排出。

(9) 碎煤机安装工作应结束，打开门孔检查每个锤头在轴套上均能转动灵活，击锤顶端与栅板间套子不得过紧或过松，击锤打击板和反击板均不得有裂纹损坏，各部件固定牢靠，检查后将其关闭。各孔门应开关灵活、密封良好。反击板的调整装置应灵活可靠并调至需要位置。环锤式碎煤机应检查转子上的浮动环锤。地脚螺丝应为双螺母防振型并连接牢固。通风吸尘装置装好，待电动机空转合格后，启动碎煤机空载荷试运转。

(10) 磁铁分离器的安装角度、吸铁表面与皮带的距离应符合设计规定，吊挂装置应牢固可靠。

(11) 振动筛安装结束，筛孔尺寸及斜度安装正确，筛面平整，完好，外壳严密不漏煤。吊杆螺丝有可靠的防松装置，枢纽灵活，偏心轮固定牢靠，各位置均能转动灵活，不摩擦，各螺丝拧紧，不松动。

(12) 配煤车或犁式配煤器安装应结束。卸煤器应灵活，重锤位置应正确，能把煤卸净。卸煤平台卸煤段应平直且符合要求。配煤车与轨道相符，车轮与钢筋无卡涩现象，沿轨道往复行程符合要求，各项操作灵活、正确，能在预定位置停车，行走时车轮与轨道接触良好，

无抬起和咬边现象。各部振动不大于0.2mm，皮带无跑偏现象，电缆足够长且滑动自由。

(13) 煤仓内清洁、无杂物，各处严密不漏。

(14) 电子秤的十字簧片或框架及传感器应清扫干净，无积煤和积灰，框架上托辊不黏煤并能灵活转动，电子秤已经调校合格可以使用。

(15) 双滚筒卸料车完好，其行走驱动装置应完好，制动器无异常，链条无损坏。木块分离器上杂物应清除干净。取煤样装置、各挡板、振动器、煤仓信号装置等均应完好。

(16) 输煤控制室各回路表计齐全，灯亮、警报好用，照明、通信设备完备。

2. 启动前试验

(1) 皮带事故按钮、连锁试验。输煤系统启动上煤之前，应试验各皮带的事故按钮和系统各设备的连锁，以保证发生故障异常时，输煤系统能迅速处理，不致造成严重后果。试验方法：①事故按钮试验是先按规定对各条皮带和输煤设备进行有关检查，具备启动条件后送电，启动后立即用事故按钮停止各条皮带和设备，确认方向正确，事故按钮可靠无误；后按规定进行8h分部试运合格。②连锁试验是按规定进行检查并顺序启动输煤系统，运转正常后，投入连锁开关，停止最后一条皮带或任一皮带和设备时，其前的其他皮带和设备均应按次序停止运转，并发出音响、灯光信号。若其中某设备和皮带未停，应查明原因，消除后重做试验，直到完全正常无误为止。试验前一般均应检查连锁电气回路正确，并做静态试验合格后才做动态试验。试验时，各点皮带和设备均应有人监视检查或通信电话联系，以免发生意外，试验时指挥应统一。

(2) 磁铁分离器的吸铁试验。方法是：磁铁分离器安装完检查正常后，人为在皮带上放上不同规格、长度、质量的铁丝、焊条、钢筋之类的铁件，合上电磁铁电源，投入运行。观察电磁铁吸铁情况，并记录结果，如此反复几次后，整理其吸铁率。若系滚筒式磁铁分离器，试验时，铁件应离电磁分离器一段距离放置好，启动皮带，合上电磁滚筒电源，待铁件逐步送至电磁滚筒处，应将铁件吸住或甩出，并记录其数量和结果，整理其吸铁率。如吸铁效果不佳或根本不吸铁时，应查明原因，消除后再试验直至正常为止。试验后应将各铁件等清除干净。

(3) 碎煤机、轮斗机、给煤机等均应按设计和技术文件规定进行各自有关保护和报警试验。

(4) 上述各项启动检查试验正常后，即可按规定程序启动输煤系统，进行上煤试验，向原煤仓上煤，正常后按需要投入正常运行。

二、制粉系统

(一) 启动前的检查、试验和准备

(1) 制粉系统启动前，各设备系统及其附件的安装、保温、土建工作应结束，并经检查验收合格，具备启动条件。设备周围的垃圾杂物已清除干净，脚手架拆除，附近无易燃易爆物。地面平整，道路畅通，沟盖盖好，梯子平台栏杆齐全，照明充足，并有必要的通信设施。

(2) 原煤仓内壁光滑无孔洞，与铁煤斗连接处严密不漏，煤斗倾斜度大于60°，无积煤处。落煤孔筛子规格合乎要求，以防大块煤落入。原煤仓与给煤机的中心线间应有一定偏移，以免煤柱质量全压在给煤机上。出口煤闸板或插条施工完毕且经试验好用，煤斗设有振荡器时应装好且经试验好用，煤仓内设有检修用扶梯，内部应清扫干净，无杂物。

(3) 检查设备连接的有关系统连接正确,支吊架安装牢固,弹簧调整好,管道坡度合乎要求,无积粉自燃处,管内清洁无杂物,室外管道应有保温和防雨、雪措施,管道穿屋顶楼板处应有活动膨胀间隙和防雨水漏入台沿。

(4) 试验系统各风挡板关闭严密、开关灵活,并标有与实际一致的开关方向指示,轴线上刻有挡板位置线,有限位装置和编号牌。试验锁气器动作应灵活,重锤质量适度。锥形锁气器密封锥面应光滑,无杂物卡住,锥帽的支撑螺栓牢固,刀口应平行,无卡涩,并设有导向杆以防歪斜,外露部分密封完善,所有检查孔均严密。板式锁气器挡板平整,不挠曲,关闭严密,转轴灵活,不卡涩。防爆门面积应符合防爆规定,铁皮下应有铁栅网格,防爆铁皮的划痕深度或咬口均应符合规定。防爆门应既严密,又能正常爆破,其喷出口不应正对通道,必要时应装导管引出,露天部位应有防雨装置。检查煤粉取样装置,中贮式制粉系统取样器应装在旋风筒下、两锁气器间,直吹式制粉系统取样器应装在分离器后的输粉直管上,竖井磨应装在竖井出口管上。取样器与管道连接应严密,无漏风,以免影响取样的正确性。连续等速取样时应注意检查取样孔径是否合适;套管取样器应注意下粉槽口与套管间的方向,转动应灵活,固定套管端头应开口。

(5) 打开粗、细粉分离器内部,检查试验调节叶片方向、位置是否正确,开度是否一致。叶片角度差小于或等于 5° ,调节套筒及螺栓应灵活并调至需要位置。活页门开关灵活,间隙不应过大,以免短路,降低分离效率,分离器内部应清洁。旋风筒入口倾角方向应正确,无积粉地方。旋转分离器检查无误后应试转正常,重力惯性分离器应注意检查试验挡板方向、位置是否正确。

(6) 煤粉仓的仓壁应光滑平整,四周角部应圆弧过渡($R \geq 200\text{mm}$),仓顶横梁等处无积粉死角、凸起耳台,底部铁粉斗连接处应光滑严密,分隔粉斗的混凝土隔板顶部应呈尖圆形,以免积粉。仓顶部应设蒸汽或二氧化碳消防,孔眼不应朝下,分配蒸汽应充满全仓,仓顶防爆门应引出室外并加防雨罩,防爆面积应符合规定。吸潮管及其阀门应符合要求,测温装置要插入不同深度,数量不少于三个。检查粉位测量装置、粉飘子圆锥底部直径大于或等于 350mm ,高大于或等于 450mm ,飘子质量约 15kg ,钢丝绳交结连接应牢固,其直径大于或等于 5mm ,保险丝直径大于或等于 3mm 。粉飘距仓底、仓顶距离应符合设计要求,各导向滑轮转动灵活,不卡涩,粉位标尺清晰与实际位置相符,测量用滚轮装置灵活好用。仓内不应设立固定扶梯、平台,以免积粉。粉仓上人孔、穿墙壁的吸潮管、测粉测温装置用孔洞应严密封闭不漏,且内部清扫干净,并经各方人员联合检查合格后加锁封闭。

(7) 试转排粉机、一次风机、密封风机,并经 8h 分部试运合格。试转给煤机,并经调整分部试运。

(8) 系统内各测量、监视仪表应齐全,各远方操作机构经过调整试验好用。

(9) 试转磨煤机。

1) 各种形式磨煤机相应的润滑油系统应具备试运和使用条件,油循环结束,滤网已清理干净,油质清洁,油量充足,油路畅通,并能保证各轴承、部件润滑良好。油泵经过试转,油泵连锁、安全门、低油压连锁保护、各报警、跳闸信号装置已调试好,且确认无误。冷油器或加热装置可以投入,油温符合要求,使用油种符合设计。

2) 冷却水系统应具备管路畅通、水量充足、回水不堵等使用条件。

3) 与各种型式磨煤机有关的电气控制设备、电气回路正确,绝缘良好;电动机经空荷

试运正常，转动方向正确；轴承振动、温度及电动机电流、温度和事故按钮试验等均正常。

4) 钢球磨启动前重点检查磨煤机罐体内、出入口短管、齿轮罩内及与磨煤机连接的系统内部，不得有人及其他杂物。罐体钢瓦螺栓紧固好，出入口短管密封良好，轴承及各部间隙符合要求，球面瓦摆动灵活。电动机、减速机及大罐均经空荷试运正常，球径配比和钢球数量符合规定要求，并绘出钢球装载量与磨煤机电流关系曲线。

5) 风扇磨煤机启动前的检查和试验主要是：检查风扇磨外壳、叶轮、衬板有无裂纹、砂眼、严重磨损、碰伤等缺陷；轮毂与轴装配是否正确且固定牢靠；冲击板的组装位置正确，质量差不大于0.05kg的冲击板，且应相互对称安装；气封装置完好，迷宫的轴向、径向间隙应符合要求，无摩擦、卡涩现象，迷宫内部清洁无杂物，进风管道畅通；叶轮背筋与衬板间隙应均匀，符合规定，转子的径向、轴向晃动值符合要求；加料门开关灵活，关闭后不漏，且与叶轮间隙符合规定。待启动条件具备后可启动风扇磨，定速后用事故按钮停止，检查一切正常后，供给气封用气。再启动风扇磨8h分部试运，使各气封压力、流量符合要求，系统密封严密不漏，各轴承振动、温度、风量、风压、电动机电流等均正常且符合要求。

6) 中速磨煤机启动前检查、试验主要是：检查磨煤机外壳及分离器无漏焊、破裂之处，分离器内部叶片及套筒位置应合适并与外部指示相符，磨煤机内部清洁无杂物，落煤管位置适当；检查碾磨件的磨损、形状及尺寸，应无裂纹或明显沟槽等不正常情况；检查E型磨的上、下环与钢球的间隙，钢球数量、大小及位置，必要时更换或添加钢球；检查RP型磨煤机磨辊与磨碗的衬板间、LM型和MPS型磨煤机磨辊与磨盘的衬板间的各自间隙、位置，并调整至符合要求；检查各种型式磨煤机图纸规定的有关间隙，如RP磨煤机活塞端与磨辊连接处间隙为0.3~0.5mm等；检查衬板、碗、磨盘磨道，应无高低不平或漏衬等现象；检查磨辊（球）的加压荷载装置设备，各机械连杆应连接可靠，螺丝固好，密封完善不漏，加载用弹簧应调至需要位置，液压机构活塞缸动作灵活，贮能器按设计要求压力充氮，试验液压机构的功能应符合要求，动作正常，带有反馈装置的均应调好（如RP型磨煤机内的煤位、异物的检测、控制液压装置，MPS型磨煤机的压力环、弹簧、弹簧环组合正常，无歪斜，液力机构和钢丝绳均应符合图纸要求，并调好）；检查调整风环尺寸、间隙至需要值；检查石子煤刮板机构，使其间隙合适、运转无卡涩，石子煤箱内部无铁块、石子等杂物，释放门装配方向正确，动作灵活，重锤位置水平；检查后关闭人孔门及盖，用操作手轮将其人口门开足；监测仪表、报警、跳闸信号装置应调好、试验正常、确认无误；各部油压、油量、油质正常，符合设计值。检查一切正常后，按规定启动一次风机和密封风机进行有关风压试验，检查磨煤机各处无漏风、粉现象，符合要求。

(二) 制粉系统启动要点

当制粉系统检查、试验、准备就绪，炉内燃烧稳定正常，锅炉带一定负荷，一般在炉膛出口烟温达500℃以上，空气预热器出口风温在150℃以上时，即可启动制粉系统。

1. 中贮式热风送粉系统或中贮式乏气送粉系统

(1) 启动时（尤其是第一台炉采用低温制粉时）应考虑三次风内夹带的15%左右煤粉燃烧的问题，以免未燃煤粉带至尾部引起再燃或爆炸。一般可采取在三次风口附近加装油嘴或加装临时冷炉制粉排气管措施。

按规定程序启动磨煤机油泵、排粉机，并调整风量对系统缓慢加热，待磨煤机出口温度

达要求时,启动磨煤机,对给煤机加煤。初始给煤量要适当,不宜过大,否则磨煤机出口温度会下降过多。待系统运行正常后,再缓慢增大给煤量和通风量,并注意保持一次风压及磨煤机入口负压在规定范围内,同时应使磨煤机出口温度保持在允许范围内。

(2) 当采用烟气干燥系统磨制褐煤时,为防止煤粉爆炸,可先启动给煤机,然后启动磨煤机。

(3) 制粉系统运行稳定后,要及时取煤粉样进行细度分析,如煤粉细度不合格,应及时调整分离器挡板或套筒位置或旋转分离器转速,维持细度在规定范围内。

(4) 制粉系统启动运行后,粗粉分离器回粉管及旋风筒处锁气器应动作正常,煤粉箕子上无积粉及杂物,各处无漏粉、漏风及发热自燃现象。给煤机下煤正常,无堵塞、断煤,磨煤机进出口无积煤、跑粉,并随时监视、控制、调整各运行参数,使其保持在要求范围内,达到运行工况后稳定。

(5) 制粉系统启动时的安全注意事项:

1) 制粉系统试运期间,安装、运行人员都要加强岗位责任制,要勤检查、勤调整,发现问题应及时解决。

2) 为防止磨煤机烧瓦事故的发生,试运时一定要派专人监视,检查大瓦及回油温度、振动等,从而防止断油、断煤、磨煤机出口温度过高,冷却水中断,油温突然升高等异常。如发现大瓦回油温度超过 40°C (视油质而定)或回油升温高速度达到 $1^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 时,应紧急停止磨煤机。大瓦回油温度达 28°C 时应投入冷油器,投入时应注意油压变化,防止误操作。

3) 制粉系统短期停运备用时,磨煤机润滑油泵和轴承冷却水不宜停。停运前应注意系统要充分吹扫,防止积粉自燃,并应开启三次风冷却风门,以免烧坏火嘴。

4) 使用绞龙送粉,要注意挡板的倒向和绞龙的转动方向,停转后一定要倒转 $3\sim 5\text{min}$,以免积粉。

5) 调试初期,粉仓粉位不宜太高,一般为 $3\sim 3.5\text{m}$,待机组运行正常后才保持正常运行粉位,以免机组故障时间过长粉仓内存粉过多发热、自燃。在测量粉位时,升降粉飘应缓慢,测量后将其升至高位,以免压住粉飘。监视粉仓温度,防止温度过高自燃,温度过低结露结块,来粉不均。为使试运初期不致因粉仓潮湿、煤粉结块、下粉不均,在启动前可采取烘干措施,从一次风总风箱接临时风管,从给粉机检查孔引入,利用邻炉或本炉热风进行烘干,制粉时拆除,这对防止煤粉结拱、下粉不好有一定效果。

6) 进行制粉系统启、停调节风量等操作时,应加强与司炉联系。对乏气送粉系统的倒风操作尤应注意保持一次风压在允许范围内,维持排粉机入口温度在规定范围。倒风时严禁吹灰、除灰、打焦、开看火孔检查等工作。

2. 中速磨煤机直吹式制粉系统首次启动要点

(1) 暖磨时间。通常预热器出口热风温度至 150°C ,锅炉负荷在 20% 额定负荷以上,才拟暖磨启动磨煤机。启动条件具备后,首先启动一次风,微开热风调节门约 $15\%\sim 35\%$ 和磨煤机出口挡板,开启一次风机入口挡板,调节一次风量约 $60\%\sim 70\%$ 暖磨。为使碾磨部件及煤粉管道弯头不发生过大的温差热应力而损坏,需要控制升温率充分暖磨(一般保持磨煤机出口温升率小于或等于 $5^{\circ}\text{C}/\text{min}$ 为宜,经 $10\sim 15\text{min}$,磨煤机出口温度可达 $80\pm 2^{\circ}\text{C}$)。对碾磨件相互接触的中速磨(如E型、MPS型),为防止无煤时金属与金属摩擦加剧磨损,暖磨在不启动磨煤机状况下进行,直到给煤时才启动磨煤机。而对非接触式碾磨件,如雷蒙

型、平盘磨、RP型磨煤机，则可在启动磨煤机状况下暖磨。

(2) 磨煤机初投煤量的确定及磨煤机加负荷。当暖磨结束时，按需要投入相应的点火油枪，待炉膛燃烧稳定时，即可启动给煤机。为使从暖磨到带负荷投入正常运行的时间缩短，减小初投煤时的振动（小于 $15\mu\text{m}$ ），和避免初投煤时磨煤机出口温度降低太大（小于 10°C ），影响碾磨和输送，可适当延长暖磨时间。在磨煤机出口温度达到要求后，有两种方式：一是继续保持 $5\sim 10\text{min}$ 左右才启动给煤机，给煤机转速加到 25% 约 3min ， 8min 加到 60% ，如图 3-3 所示。另一种是磨煤机出口温度达 $80\pm 2^\circ\text{C}$ 稳定 2min ，开始投煤，给煤机转速以手动方式， 10s 内加到 $40\%\sim 45\%$ 维持 $0.5\sim 1\text{min}$ ，磨辊已咬好煤，磨煤机电流上升后再降到 30% ，稳定 3min 后，再提高转速，如图 3-4 所示。给煤机启动投煤后，在 60% 额定出力前，加煤速度通常控制在小于 $10\%/ \text{min}$ ；在 $60\%\sim 100\%$ 负荷时，加煤速度宜控制在小于 $5\%/ \text{min}$ 。过大的加煤速度，将会造成磨煤机运行不稳定、振动大及产生过多的石子煤量，加煤时应注意电流变化。

(3) 当加煤至 60% 额定出力时，至少应运行 1h 以上，对磨煤机本体进行仔细全面检查，如磨煤机、轴承箱振动状况，加载装置的工作状态，管道、各密封点是否严密不漏，以及轴承、齿轮箱温度、声音是否正常等。并应分析测量煤粉细度，检查石子煤量，如煤粉细度不符合要求，应调整分离器折向门至额定出力时再检查一次。

(4) 在加煤时必须相应增加系统通风量，保持一定的风煤比例，当磨煤机出力下降时，要相应减少一次风量，如表 3-5 所示。

由于磨煤机本体及一次风管内流速有一定的限制，风速过低时，将导致磨煤机运行工况不稳定而且石子煤量成倍增加。为使着火稳定，希望磨煤机负荷高于 50% 运行，否则煤粉浓度低，着火不稳。当磨煤机负荷低于此值在炉内燃烧时，必须投油稳燃。

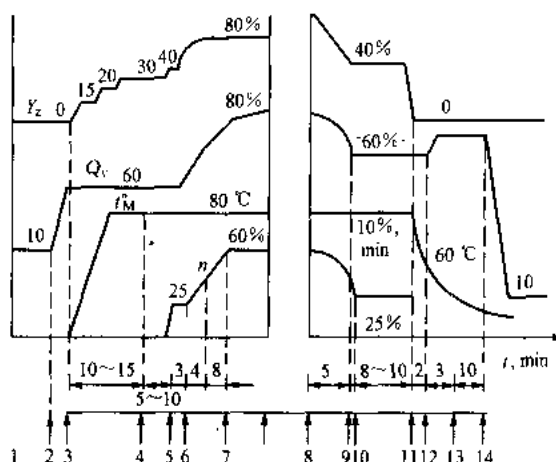


图 3-3 RP-783 磨煤机投入、停止试验工况

1—一次风机做启动准备，密封风机启动，磨煤机出口挡板开；2—一次风机启动；3—磨煤机启动；4—磨煤机出口温度投自动，点火枪投用；5—给煤机启动；6—磨煤机带负荷；7—给煤机投自动；8—给煤机退出自动；9—点火枪投用；10—磨煤机温度自动退系；11—热风门全开；12—给煤机全停；13—磨煤机停；14—一次风机停，清理石子煤箱； Y_z —热风门开度； Q_v —一次风量； t_M —磨煤机出口温度； n —给煤机转速

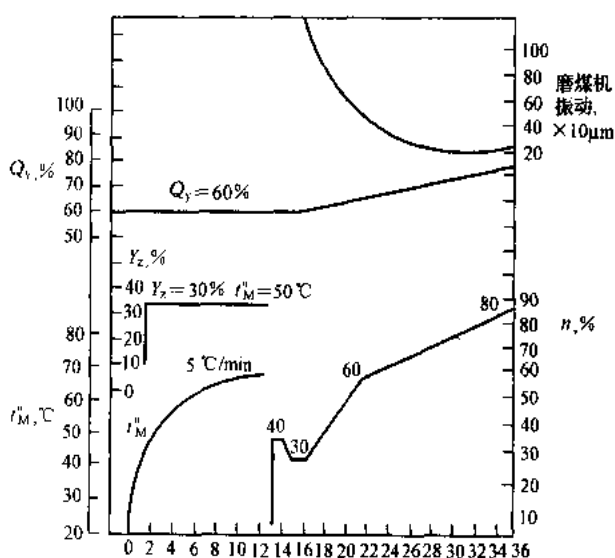


图 3-4 RP-783 磨煤机投入试验工况

t_M —磨煤机进口温度

(5) 为降低制粉系统电耗,磨煤机宜经常处于 75% 负荷以上运行,同时为了防止一台磨煤机或给煤机故障,如振动、断煤等影响锅炉负荷和参数,希望每台磨煤机尚有 15% ~ 20% 的可调余量,故磨煤机宜经常处于 85% ~ 90% 额定出力运行。

(6) 为进行燃烧调整工作,需首先进行分离器特性试验,求出煤粉细度 R_{90} 和折向门开度关系曲线;试验可在一台磨煤机上进行,改变 4 ~ 5 次折向门开度,测量煤粉细度即可。

(7) 磨煤机正常运行时,加、减煤量不宜过大,否则易导致石子煤量增多或运行不稳定、产生振动,影响锅炉运行。

(8) 反映磨煤机运行状态最敏感的参数是:磨煤机电流、磨煤机压差值、磨煤机出口温度、给煤量等,用以衡量磨煤机出力情况。

(9) 禁止同时投入两台磨煤机向炉膛供粉,防止大量煤粉进入炉膛,引起过大的正压。

(10) 正常停磨煤机时,给煤机减煤速度也不宜过大,推荐为磨煤机出力大于等于 60% 额定值时,减煤速率小于等于 5%/min;当磨煤机出力如小于 60% 额定值时,减煤速率小于等于 10%/min,如图 3-3 所示。

(11) 为防止磨煤机停止后温度升高过多,希望给煤量减到最低值时,先关热风门、保持 2 ~ 3min 后,再停给煤机。

(12) 给煤机停止后,磨煤机继续运行 3 ~ 5min,吹扫磨煤机内积粉,再停磨煤机,防止积粉,影响下次启动。

(13) 磨煤机制粉系统停止后,注意清理石子煤箱。

3. 风扇磨煤机制粉系统首次启动要点

(1) 风扇磨初次启动时,应特别注意启动电流和启动时间(通常不超过 30 ~ 45s),过长时要及时停止,查明原因(是否风扇磨底部积粉或有杂物)。

(2) 风扇磨启动达全速后,必须立即检查轴承箱、基础等振动状况,一般转速为 1500 r/min 时,振动应小于 0.1mm;转速为 1000r/min 时,振动应小于 0.13mm;转速为 750r/min 以下时,振动应小于 0.6mm。同时用听针检查轴承箱声音和轴承润滑温度情况,一般滑动轴承温度小于 70℃,滚动轴承温度小于 80℃。

(3) 检查轴颈、磨本体、分离器及管道法兰等处,不允许有漏粉现象。

(4) 磨煤机出口风粉混合温度,对于用热风作干燥剂时,褐煤小于或等于 100℃,烟煤小于或等于 130℃,温度过低对煤的破碎及锅炉的燃烧是不利的,其最低温度通常应大于或等于 70℃。

(5) 由于风扇磨内可存煤容量较小,所以加煤速度不能要求过高,通常控制在 (3% ~ 5%) /min,尤其在接近最大出力时,需加强对磨煤机的表计监视。因风扇磨经常会发生突然不稳定现象或过负荷堵塞等。磨煤机出力一般应达 80% 最大出力运行。

三、制粉系统调整试验

1. 调试前的准备

(1) 搜集掌握有关资料,熟悉了解设计规范、各部件构造性能。了解煤质的工业分析、元素分析、粒度、可磨性系数等。如使用煤质与设计煤质相差大时,应进行磨煤机的干燥、碾磨出力核算,初步拟定最佳通风量、钢球装载量及配比、煤粉细度、弹簧和液压荷载量的要求值、风扇磨的提升压头等,了解同类型设备的运行情况或使用或推荐值。

(2) 了解设计的制粉系统与燃烧系统的关系,若系直吹式,还应全面了解燃烧器的设计容量、参数及调节方式,磨煤机负荷变动时的风煤比的变化等。

(3) 熟悉、了解大机组制粉系统启停逻辑回路、屏幕显示、参数打印的功能键操作要领及其各连锁、保护定值。

(4) 熟练掌握制粉系统各管道布置、表计开关操作键的功能,了解设备安装、各转动机械分部试运情况及存在问题。

(5) 对制粉系统进行仔细的检查,内容见本书有关部分和试验,对不合要求的提出改进意见。

(6) 编写制粉系统调试大纲或制订措施。

(7) 拟定选择制粉系统测试手段、监测仪表、布置测点,准备有关测试工具、仪器、记录计算表格和人员等。

(8) 根据设备实际情况,落实安排试验进程。

2. 调试项目

制粉系统磨煤机结构型式、试验目的和要求不同,试验项目有差异,概括说来:

(1) 钢球磨煤机中贮式制粉系统有:

- 1) 最佳钢球装载量及球径配比试验。
- 2) 煤粉细度调整试验。
- 3) 磨煤机内存煤量试验(磨煤机压差试验)。
- 4) 磨煤机最佳通风量试验和气流均匀性调整。
- 5) 磨煤机出力试验和经济运行方式的确定。

(2) 中速磨煤机直吹式制粉系统有:

1) 冷态试验。包括磨煤机出口管风粉均匀性调整、密封风压、风量、阻力测定、测速装置标定、挡板特性等。

2) 碾磨压力(弹簧压缩量、气液压力)、碾磨面间隙、风环间隙或风量限制块数量调整试验。

3) 煤粉分离器折向门或旋转分离器转速调节特性。

4) 改变磨煤机通风量(即一次风)试验。

5) 磨煤机出力试验和出力分配。

6) 动态特性试验。

(3) 风扇磨煤机直吹式制粉系统有:

1) 冷态通风特性试验。

2) 惯性分离器调节特性试验。

3) 改变磨煤机通风量试验。

4) 磨煤机出力试验。

(4) 给煤机调整和特性试验。

(5) 煤粉分离器效率试验和阻力测定等。

3. 调试方法和手段

在每次进行制粉系统调整试验时,总是在许多可调因素中,仅改变其中一个因素,而其余因素保持不变,在接近设计值或最佳工况附近选择4~5个工况进行试验,求出最佳工况

或范围。在原设备、系统、仪表基础上,根据试验项目、要求,适当增设部分测点和仪表。

(1) 测点布置通常如图 3-5 和图 3-6 所示。

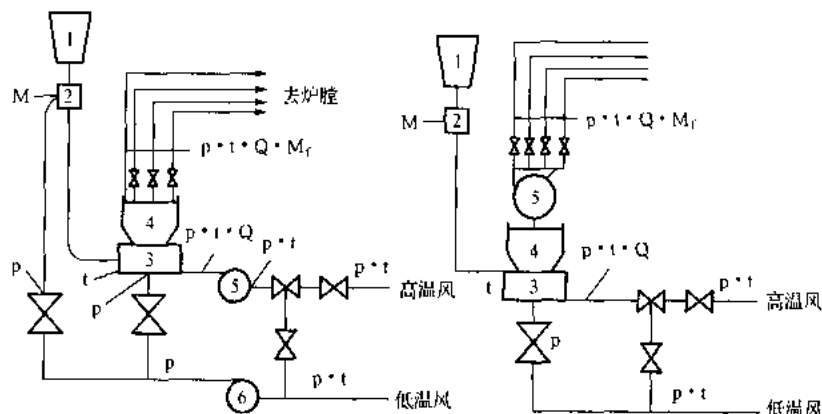


图 3-5 中速磨测点布置示意

1—原煤斗; 2—给煤机; 3—磨煤机; 4—分离器; 5—一次风机; 6—密封风机;
p—风压测点; t—温度测点; Q—流量测点; M—原煤取样; M_r —煤粉取样

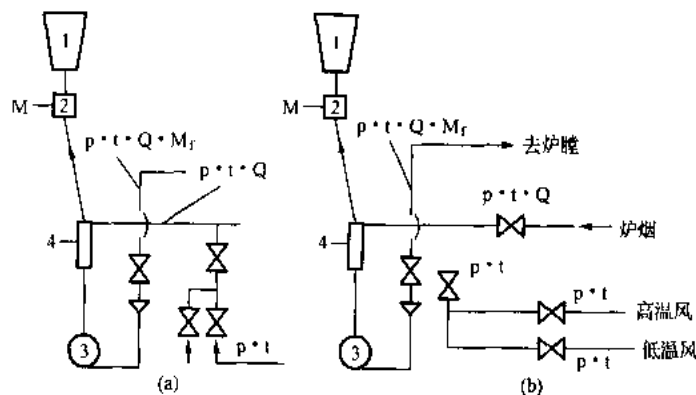


图 3-6 风扇磨煤机测点布置示意

(a) 风扇磨热风干燥系统; (b) 风扇磨热风加炉烟干燥系统

1—原煤斗; 2—给煤机; 3—磨煤机; 4—下降干燥管; 其余符号同图 3-5

(2) 风量测定通常使用 BS-1 靠背皮脱管和微压计测量, 风压用 U 型管或经校验过的运行表计测量。

(3) 温度通常采用经校验过的运行表计测量, 室温用玻璃温度计测量, 湿度用湿度计测定。

(4) 煤量计量通常按给煤机经标定的特性曲线或按转数、煤层厚度计算; 采用经校验过的给煤机煤量表计量; 按原煤仓平煤后的体积乘煤的堆积密度计算, 并以锅炉负荷、燃煤量、粉仓粉位校核。原煤水分、灰分、发热量、可磨性系数、粒径等通常是在给煤机处每隔 15min 取样一次, 缩分、密封后送化验室分析测定。

(5) 煤粉细度及颗粒特性通常是在旋风筒下锁气器间(中贮式)或煤粉分离器后出口风

粉管的直管段,采用等速取样装置取样,用几种标准筛分。

(6) 功率测定通常用经校验过的设备功率表或加接三块单相或一块三相功率表测定。

4. 结果整理和分析

根据设备、系统结构型式、试验目的、要求、项目和欲取得的各项技术数据,试验前均应列出详细明细表,试验时仔细认真测量和记录,试验后认真整理,有的加权平均,有的计算,对不合理的数据进行分析和取舍修正,重要的数据若有怀疑,必要时需要重测。并将各项试验测量计算结果数据统一填入综合汇总表,以便分析研究。再根据有关数据绘制特性曲线,因试验项目不同,绘制曲线多少不一,一般有

$$\left. \begin{aligned} Q_t &= f(B_M, E_M, E_d, E_y, R''_{90}, Y_d, \Delta p_M) \\ B_M &= f(Q_t, R''_{90}, n, E_M, E_d, E_y) \\ Y_d &= (R''_{90}, R''_{200}, n, B_M, E_M, E_d, \Delta p_d) \\ H(p) &= f(B_M, R''_{90}, E_M, E_d, m) \\ G &= f(E_M, R''_{90}, E_d, m) \end{aligned} \right\} \quad (3-3)$$

式中 Q_t ——系统通风量, m^3/h ;

B_M ——磨煤机出力, t/h ;

E_M 、 E_y 、 E_d ——磨煤机、一次风机、制粉系统电耗, $kW \cdot h/t$;

R''_{90} 、 R''_{200} ——分离器后煤粉细度在 90 或 200 时的筛余量, %;

Y_d ——粗粉分离器调节挡板或折向门开度, %;

n ——煤粉颗粒特性系数;

Δp_M 、 Δp_d ——磨煤机、粗粉分离器阻力(压差), Pa;

$H(p)$ ——中速磨弹簧压缩量, mm(碾磨压力, MPa);

G ——钢球装载量, t;

m ——金属磨损量, g/t 煤。

最后综合分析试验各种误差、规律、结果与设计值差别,得出结论,总结问题,编制调试报告,提出比较安全、经济运行方式下的有关数据范围,对存在的问题进行分析,提出改进意见。

5. 调试参数的选定和实例

启动调试参数大多情况是按经验、设计或计算选定的。如果需要或实验证实有问题时,才进行某些项目的调整试验。尽管如此,试验的方法、各可调因素的相互关系和影响规律,调试人员应当清楚,并在实际工作中使用和调整,以达到合理的参数和较佳的稳定工况。

(1) 对中贮式钢球磨煤机的钢球装载量和球径配比应予以注意,否则球径配比选择不当或球量不足,就会影响磨煤机的出力和煤粉细度。如某电厂第一台 670t/h 锅炉配 2 × DTM350/700 磨煤机,烧贫煤, $K_{tm} = 1.5$, 试运时装球 $\phi 40$ 10t、 $\phi 50$ 22.5t、 $\phi 60$ 42.5t, 试运结果 $R_{90} = 2\%$, 磨煤机出力 $\approx 40t/h$, 以致大量烧油。第二台锅炉改为装球 $\phi 40$ 42t、 $\phi 50$ 13t、 $\phi 60$ 20t, 试运结果 $R_{90} = 14\% \sim 16\%$, 磨煤机出力基本达设计值 $\approx 50t/h$, 除本锅炉使用外,还向邻炉供粉。考虑的基点是实际煤颗粒小、质较软,应加强挤碾。因球径小,碾磨面积大,挤压能力强,而大球的破碎能力强,更适合于颗粒大、质硬的煤。故球径 $\phi 50 \sim \phi 60$

由93.3%减少到44%，增大 $\phi 40$ 球比例，由6.6%增至56%。又如另一台670t/h锅炉，烧焦作无烟煤， $K_{km} = 1.4$ ，配4×DTM320/580磨煤机，要求 $R_{90} = 8\%$ ，先装 $\phi 60$ 球51t时，煤粉较粗 $R_{90} > 20\%$ ，以致燃烧恶化，飞灰可燃物达40%（当然还有分离器容积小的原因），若要 $R_{90} = 8\%$ ，势必减少通风量和磨煤机出力，当 $R_{90} = 8\%$ 时，磨煤机出力达25t/h。后来被迫选球，全改为 $\phi 30 \sim \phi 40$ 球51t时，磨煤机出力达28t/h，细度改善为 $R_{90} < 10\%$ 。图3-7~图3-10分别示出有关最佳钢球充满系数，球径与磨煤机出力、电耗、金属耗损关系曲线，DTM350/600磨煤机装球量与电耗、磨煤机出力的实测曲线。

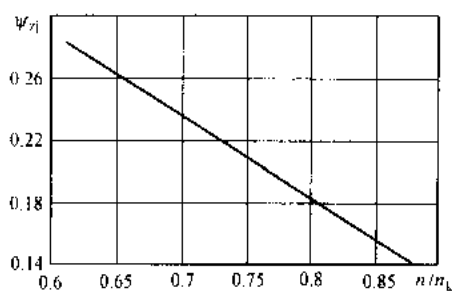


图 3-7 最佳钢球充满系数 ψ_{0j} 与转速比 n/n_k 关系

n —磨煤机工作转速； n_k —磨煤机临界转速

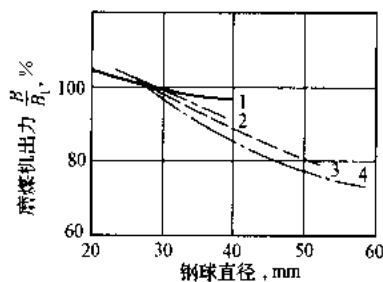


图 3-8 球径与磨煤机出力关系

1— $K_{km} = 1.75$ 褐煤；2— $K_{km} = 1.3$ 烟煤；3— $K_{km} = 0.95$ 无烟煤；4— $K_{km} = 0.92$ 无烟煤； B —磨煤机实际出力； B_1 —磨煤机设计出力

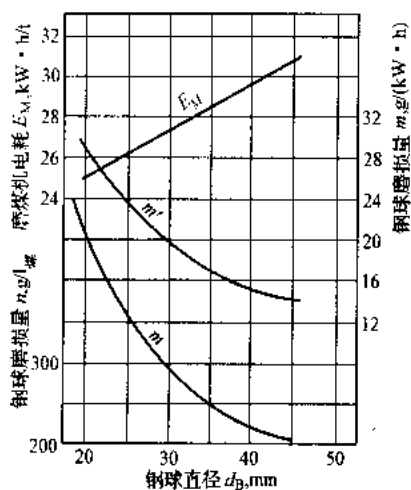


图 3-9 球径与磨煤机电耗、磨损量关系

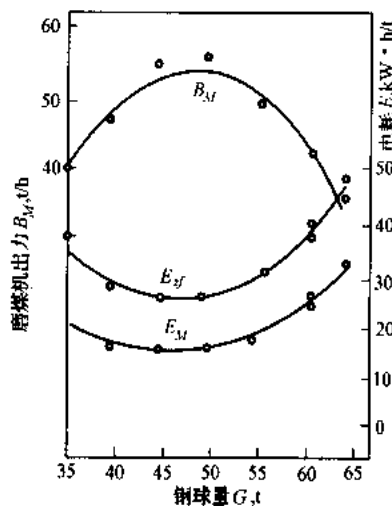


图 3-10 DTM350/600 磨煤机钢球量与磨煤机出力、电耗的关系

$$\psi_{0j} = \frac{12}{\left(\frac{n}{n_k}\right)^{1.75}} \quad (3-4)$$

$$G_{0j} = 4.9\psi_{0j}V \quad (3-5)$$

式中 ψ_{0j} ——最佳钢球充满系数，%；

n/n_k ——一般为 0.74~0.8；

- n ——磨煤机工作转速, r/min;
 n_k ——磨煤机临界转速, r/min;
 G_{sj} ——最佳钢球装载量, t;
 V ——磨煤机容积, m^3 。

从上述各实例、公式、图表可知:在一定范围内,磨煤机出力与装球量成正比,与球径成反比,球量增加时,(在一定范围)耗功增加;出力增加时(在一定范围),单位电耗减少。但装球量过多也不行,出力反而会降低,电耗反而会增加,这里存在一个单位电耗较低的最佳钢球装载量。调试时可按式(3-3)、式(3-4),表3-5、表3-6,图3-7、图3-8以及实际经验或通过试验求得。实践证明,对于烟煤或贫煤,最佳钢球充满系数 ϕ_{sj} 约为0.2,即设计最大钢球装载量的85%左右。球径配比直接影响碾磨出力和细度,应视煤质而定,一般煤质软颗粒小,宜选小球,煤质硬颗粒大可选大球,可按表3-6和式(3-6)选择。

$$R_d = 100 \left[1 - \left(\frac{d_B}{d_{B0}} \right)^3 \right] \quad (3-6)$$

式中 d_B 、 d_{B0} ——在 $0 \sim d_B$ 球径范围内需求的球径;

R_d ——球径 d_B 所占份额, %。

表 3-5 前苏联煤粉制造设计计算标准推荐值

煤种	制粉系统	钢球磨煤机直径 $D < 3m$		钢球磨煤机直径 $D > 3m$	
		球径 (mm)	数量 (%)	球径 (mm)	数量 (%)
无烟煤 $S_{daf} > 3\%$ 烟煤	直吹和中贮式	30	100	30/25	100/100
$S_{daf} > 3\%$ 烟煤	带下降管干燥系统	30	33	30	35
		40	33		
		60	34		
$S_{daf} > 3\%$ 褐煤	不带硫化铁分离器的下降管干燥系统	40	35	40	100
		60	65		

注 S_{daf} 为干燥无灰基硫铁矿含量 (%)。

表 3-6 各钢球磨煤机最大、最佳钢球装载量

磨煤机型号	最大钢球载量 G_{max} (t)	最大钢球充满系数 ϕ_{max}	最佳钢球装载量 G_{sj} (t)	最佳钢球装载量 ϕ_{sj}
DTM250/390	25	0.266	20.5	0.217
DTM287/470	35	0.235	29	0.195
DTM350/700	75	0.227	62	0.186
DTM380/720	90	0.2082	85.4	0.193
DTM287/410	30	0.231	28	0.215

(2) 煤粉细度调整包括粗粉分离器调节挡板、煤粉分离器调节折向门、惯性分离器挡板的开度变化和旋转分离器转数变化。图3-11和图3-12分别示出分离器调节挡板开度与细度、出力、单位电耗的关系和经济细度的确定曲线(图3-12中损失之和曲线最低点的细度就是最经济细度)。图3-13、图3-14、图3-15、图3-16、图3-17、图3-18分别为EM-70、RP-783、E-44、V型 $\phi 2500$ 及 $\phi 2100/850$ 磨煤机,煤粉细度与分离器调节挡板或折向门开度、磨煤机

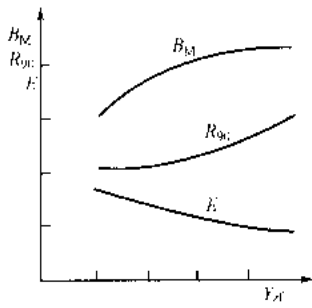


图 3-11 分离器调节挡板开度与煤粉细度、磨煤机出力、电耗关系

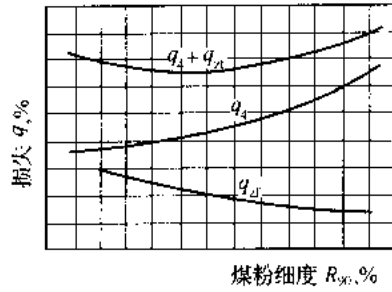


图 3-12 煤粉经济细度曲线
 q_4 —机械未完全燃烧损失, %; q_d —制粉电耗损失, %

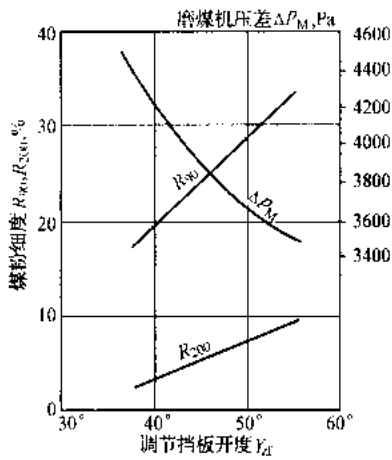


图 3-13 EM-70 磨煤机分离器调节挡板开度与煤粉细度、磨煤机压差关系

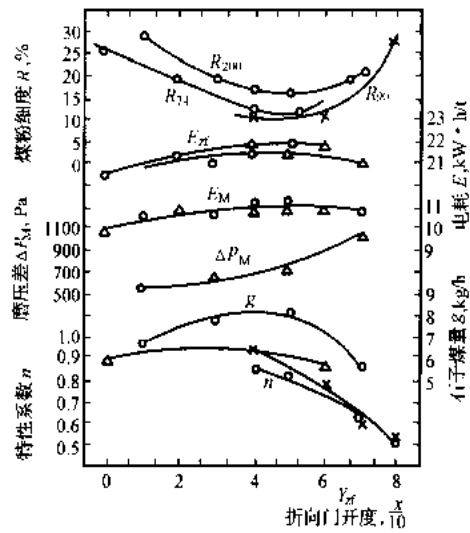


图 3-14 RP-783 磨煤机分离器调节特性

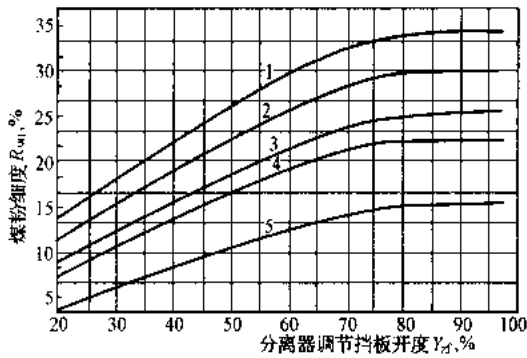


图 3-15 E-44 磨煤机不同出力时离心分离器调节特性
 1— $B_M = 11.25 \text{ t/h}$, $Q_f = 1.89 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$; 2— $B_M = 9.35 \text{ t/h}$,
 $Q_f = 1.84 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$; 3— $B_M = 8.1 \text{ t/h}$, $Q_f = 1.8 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$;
 4— $B_M = 6.15 \text{ t/h}$, $Q_f = 1.66 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$; 5— $B_M = 4.2 \text{ t/h}$,
 $Q_f = 1.1 \times 10^3 \text{ m}^3/\text{h}$

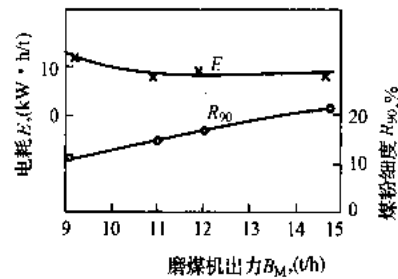


图 3-16 V 型风扇磨煤机 $\phi 2500$ 分离器磨煤机出力与细度、电耗关系

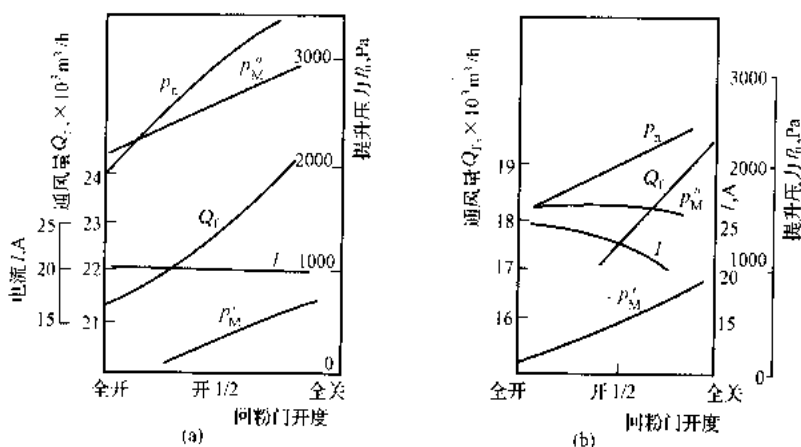


图 3-17 V型风扇磨煤机惯性分离器回粉门调节特性冷、热态比较

(a) 冷态; (b) 热态

出力关系实测调节特性曲线。从中可以看出，在一定范围内，随着分离器挡板或折向门开度的增加，煤粉变粗，磨煤机出力增加，单位电耗减少。

实践证明，对于无烟煤、贫煤可选用 $\phi 30$ 球 15%， $\phi 40$ 球 30%， $\phi 50 \sim \phi 60$ 球 55% 的配比方式。

调整煤粉细度的手段还可改变粗粉分离器套筒位置，调整制粉系统通风量。通风量大，煤粉粗，反之煤粉细。如图 3-19 所示。

(3) 磨煤机通风量或一次风量变化试验可求出制粉最佳通风量。图 3-20 示出球磨煤机通风量变化关系曲线，图中 A 点是单位电耗最小时的通风量，也就是最佳通风量。图 3-21 为 RP-783 磨煤机实测

曲线，图 3-22 为 RP-903 磨煤机推荐的通风量和风煤比曲线。图 3-23 为风扇磨实测曲线。

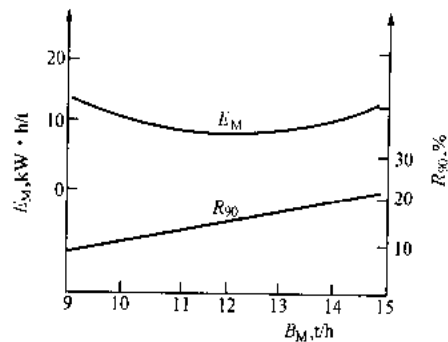
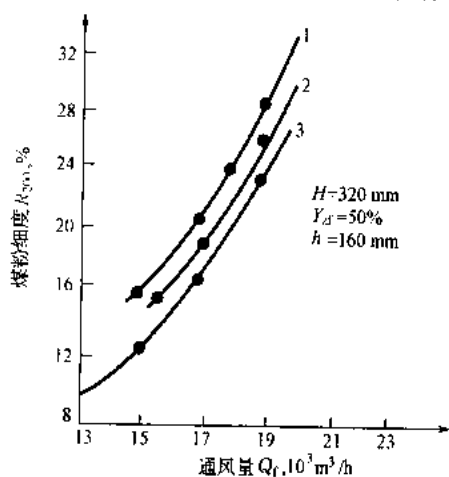
图 3-18 $\phi 2100/850$ 磨煤机出力与煤粉细度、电耗关系

图 3-19 E-44 磨煤机离心分离器通风量与煤粉细度关系

1— $B_M = 8.3 \text{ t/h}$; 2— $B_M = 6.15 \text{ t/h}$; 3— $B_M = 4.2 \text{ t/h}$; H —弹簧压缩量; Y_d —分离器挡板开度; h —套筒外露长度

由此可知：钢球磨煤机随着通风量的增加，煤粉变粗，出力先增加较快，后逐渐缓慢，单位电耗有一最小值；中速磨煤机风量变化、煤粉细度、煤粉颗粒特性系数 n 值、磨煤机单位电耗变化不明显，而制粉总电耗明显上升，石子煤量显著下降。但是通风量过大，风煤比太大，会降低制粉系统经济性，且对燃烧不利，故也有一个最佳值。合适的风煤比范围，RP-783 磨煤机为 $1.8 \sim 2.2 \text{ kg 风/kg 煤}$ 。风扇磨则随通风量增加，煤粉细度变粗，分离器阻力增大，磨煤机提升压头和出口风压降低。启动调试时，通风量一般先按设计值或式 (3-7) 计算选定，然后根据实践并调整求得制粉系统最佳通风量 $Q_{z\text{f}}$ 。

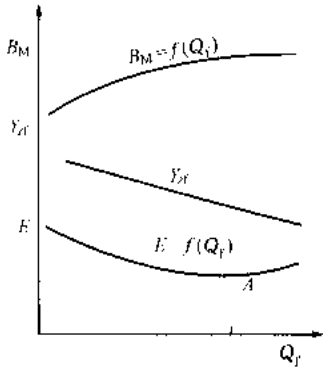


图 3-20 球磨机通风量 Q_T 与出力 B_M 、单位电耗 E 关系

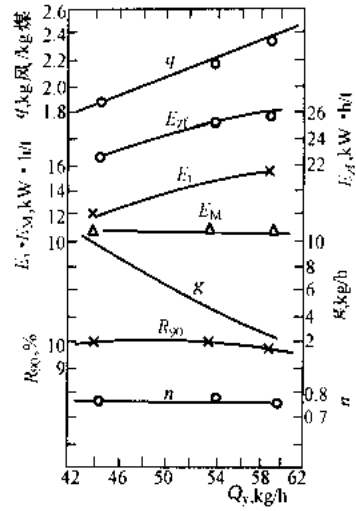


图 3-21 RP-783 磨煤机一次风量变化特性
 q —风煤比； g —石子煤量； R_{90} —煤粉细度； Q_T —一次风量

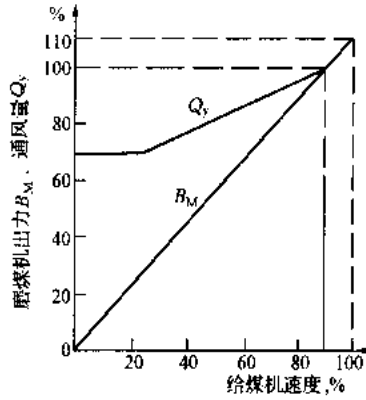
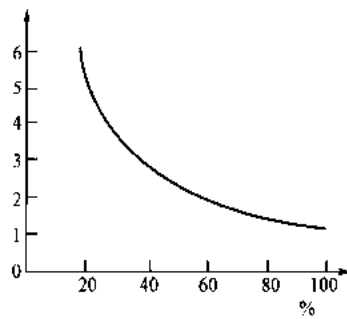


图 3-22 RP-903 磨煤机推荐一次风量和风煤比

$$Q_T = \frac{38V}{n\sqrt{D}} (1000\sqrt[3]{K_{km}} + 36R''_{90}\sqrt{K_{km}}\sqrt[3]{\psi}) \quad \text{m}^3/\text{h} \quad (3-7)$$

式中 n ——筒体速度，r/min；
 D ——筒体直径，m；
 R''_{90} ——分离器后煤粉细度，%；
 ψ ——钢球充满系数；
 V ——筒体容积， m^3 。

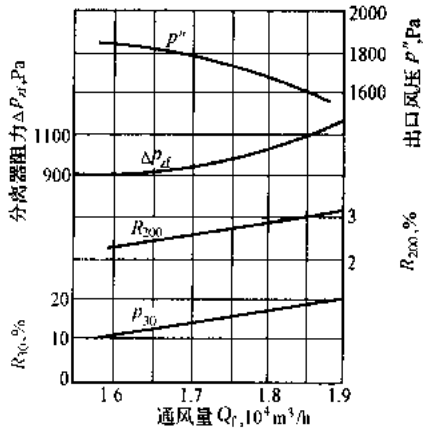


图 3-23 V_1 风扇磨煤机通风量变化特性

(4) 中速磨煤机研磨压力调整、风环间隙或碾磨面间隙调整。图 3-24、图 3-25 和图 3-26 分别示出 PZM-1600/1380、E-44、EM-70 磨煤机弹簧压缩量与出力、煤粉细度、单位电耗实测关系曲线，图 3-27 示出 E-44 磨煤机通风量与风环间隙、漏煤实测关系曲线。

图 3-24 至图 3-26 表明，加大弹簧紧力，磨煤机出力增加，煤粉变细，电耗下降；但紧力过大，磨煤机压

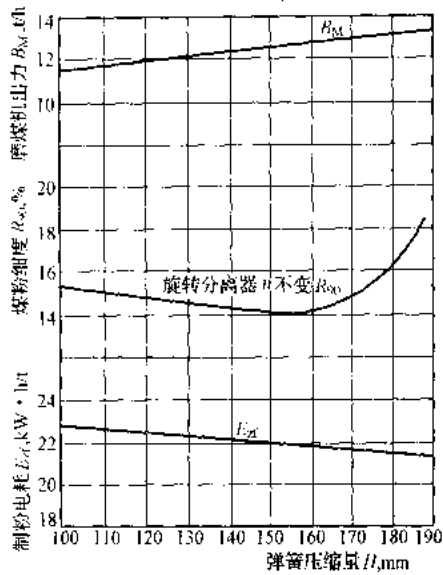


图 3-24 PZM-1600/1380 磨煤机弹簧压缩量与其出力、煤粉细度、制粉电耗关系

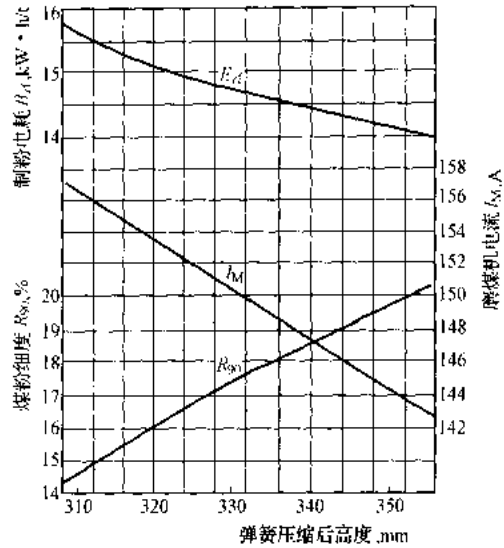


图 3-25 E-44 磨煤机弹簧压缩后高度与制粉电耗、煤粉细度关系

差剧增，磨煤循环倍率加大，磨损加剧，故紧力要调整适当。如对 E8.5 磨煤机采用液压加载设备，只需调整氮气压力为 $4.116 \pm 0.049\text{MPa}$ ，密封油压为 5.1MPa ，给每个球施加 40033N 的力即认为碾磨压力合适。

E 型磨煤机风环间隙、辊式磨煤机风量限制块数目、风环处的气流速度，也是影响磨煤工况的因素，它们对出力、电耗，尤其对漏煤影响较大。因风环间隙大，气流速度小，漏煤增加；反之风环间隙小，速度高，漏煤减少，阻力稍增，电耗增加不显著，故风环间隙也要调整适当。图 3-27 示出 E-44 磨煤机试验结果及关系，E8.5 磨煤机规定风环间隙为 23mm 。

(5) 磨煤机出力试验中，测定有关参数、寻求磨煤机的最大出力和经济出力，是在以上可变因素保持不变或接近最佳工况下进行的。图 3-28 为 RP-783 磨煤机、图 3-29 为 E8.5 磨

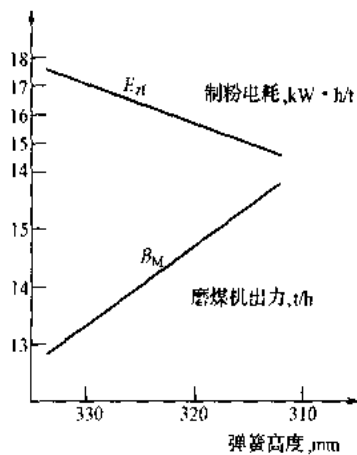


图 3-26 EM-70 磨煤机弹簧高度与其出力、制粉电耗关系

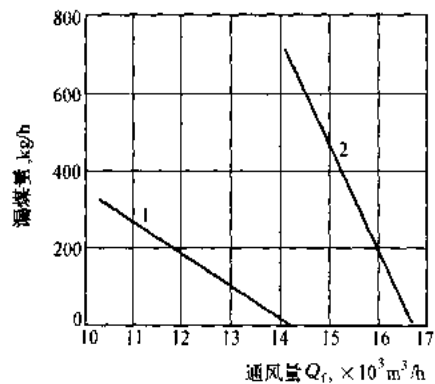


图 3-27 E-44 磨煤机通风量与风环间隙漏煤量的关系
1—风环间隙为 $5.5 \sim 9.5\text{mm}$ ；2—风环间隙为 $8 \sim 12\text{mm}$

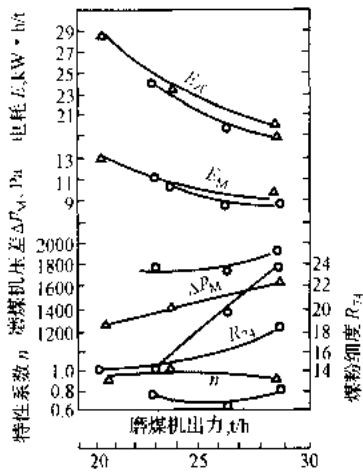


图 3-28 RP-783 磨煤机出力实验结果

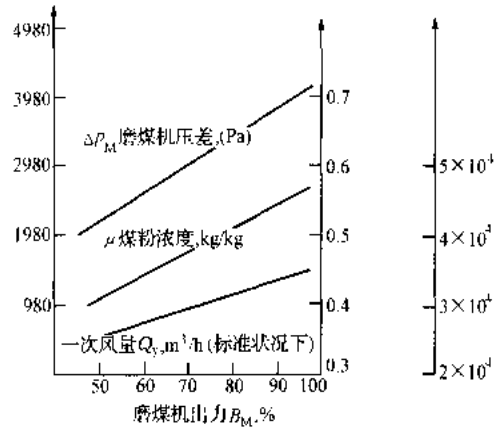


图 3-29 E8.5 磨煤机出力与压差、风量、浓度关系

煤机、图 3-30 为 MB50/160 风扇磨煤机的出力实测曲线。图中单位电耗最小时的出力，就是该磨煤机的经济出力。

(6) 中速磨煤机、风扇磨煤机冷态通风试验及磨煤机的出口管的风、煤均匀性调整。图 3-31 为 $\phi 2100/850$ 风扇磨煤机冷态通风特性曲线（近似于风机特性）。中速磨煤机冷态试验主要是标定测速装置，确定各部阻力损失，调整磨煤机出口管的风、煤均匀性，检查冷、热、一次风挡板特性，确定各密封处压力、风量等。

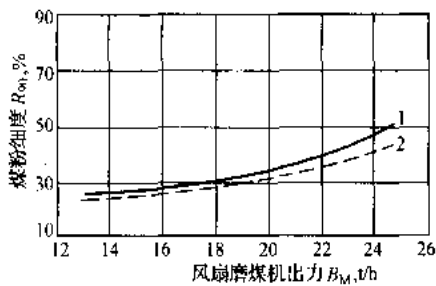


图 3-30 MB50/160 风扇磨煤机出力实测曲线

1— $Q_1 = 60000 \text{ m}^3/\text{h}$; 2— $Q_1 = 52000 \text{ m}^3/\text{h}$

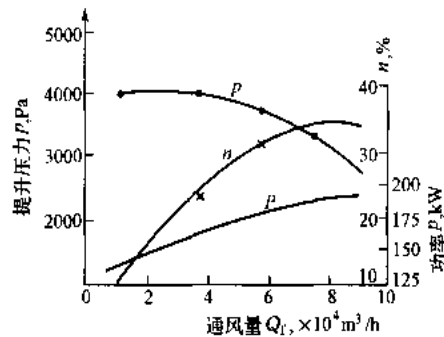


图 3-31 $\phi 2100/850$ 风扇磨煤机冷态试验

磨煤机出口管风粉量和煤粉浓度不均匀，对炉内燃烧、温度场、汽温偏差影响较大，故

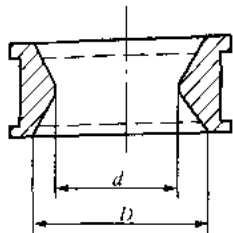


图 3-32 节流圈结构示意图

需测量和调整，使管间不均匀系数 $(\epsilon = \frac{\Delta W}{\Delta W_p})$ 在 5% 之内。调整方法一般多在磨煤机出口装设固定或可调节流圈，根据测量结果适当调整节流圈直径。图 3-32 为节流圈结构示意图，节流圈内径可按式 (3-8) 计算

$$d = \frac{D}{\left(0.024 \frac{\Delta L}{D} + 1\right)} \quad (3-8)$$

式中 D ——出口风管内径, m;

d ——出口风管节流圈内径, m;

ΔL ——出口一次风管中等效长度最长管与最短管之差, m。

等效长度是指管总长与局部阻力系数的等效长度之和, 等效长度, 可用式 (3-9) 计算

$$L_0 = \sum \left(\epsilon \frac{D}{0.024} \right) + L \quad (3-9)$$

$$\epsilon = \left[0.131 + 0.1632 \left(\frac{D}{R} \right)^{3.5} \right]^{\frac{\theta}{10}}$$

式中 R ——弯头中心线的曲率半径, m;

θ ——弯头角度;

L ——直管段总长, m;

L_0 ——等效长度, m。

6. 给煤机调整

对电磁振动给煤机, 一般制造厂出厂前已经调整好, 但安装使用前还需进行必要的调整, 主要包括:

(1) 调整铁芯与衔铁之间的装配间隙, 一般为 1.8~2mm, 因为间隙过大, 会引起电流显著增大, 以致烧坏线圈; 相反如间隙过小, 则铁芯和衔铁容易发生碰撞, 造成铁芯或衔铁损坏。可用铁芯凸耳长孔或铁芯后四个调整螺栓对其进行调整。调节前应松开顶固定位螺丝, 并紧螺帽; 调整时应注意保持铁芯和衔铁两个工作面平行; 调好间隙后螺栓应锁紧以免松动。

(2) 弹性系统的调谐就是调整系统的谐振系数为 0.9, 使双质体在低临界附近共振状态下工作, 如果调谐值低于 0.9, 则电流达到额定值时, 振幅偏小, 给煤机出力降低; 如调谐值高于 0.9, 特别是接近共振点时, 给煤机加载后, 调谐值将继续升高, 容易达到临界或超临界状态, 也可能远离共振点, 引起振幅下降, 造成给煤不稳定或出力降低, 故必须进行反复调整。可以通过调整板弹簧组的片数来实现调谐。调谐时, 首先应拧紧板弹簧的顶紧螺栓并松开装配用的连接叉定位螺栓, 然后接通电源, 调节电位器旋钮, 逐渐增加电流, 同时观测振幅值, 如电流达额定而振幅小, 则应先把板弹簧的顶紧螺栓稍许放松, 如振幅增大, 电流下降, 则说明板弹簧的刚度偏大, 应适当减少板弹簧片数; 反之, 如松开板弹簧螺栓之后, 振幅更加减小, 则说明板弹簧的刚度偏低, 应适当增加板弹簧片数。调谐合适后, 应紧固各螺栓并测试电流与振幅的关系曲线, 可用测振仪或在槽体上贴三角形纸标目测法。为模拟运行工况, 煤重可在槽体内点焊铁板装钢球进行测试。调试时应注意振动槽体不应与固定件支架等相碰, 槽体斜度在 $10^\circ \sim 15^\circ$ 范围内, 承重槽体钢丝绳无卡涩或吊杆转动灵活。有条件时可用称重法, 实测给煤机出力的特性曲线。

刮板给煤机主要是通过调整使两平行链条长短距离一致。可通过调整端部螺栓改变链轮位置, 使得链条平行, 松紧合适, 无卡涩、走偏现象。其次是调整刮煤器、试验煤插板灵活性和无级变速装置, 运行中可通过改变刮板速度和煤层厚度来实现调节煤量。图 3-33 为 EM-70

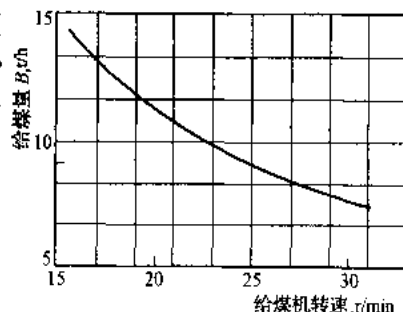


图 3-33 EM-70 磨煤机上
给煤机特性曲线

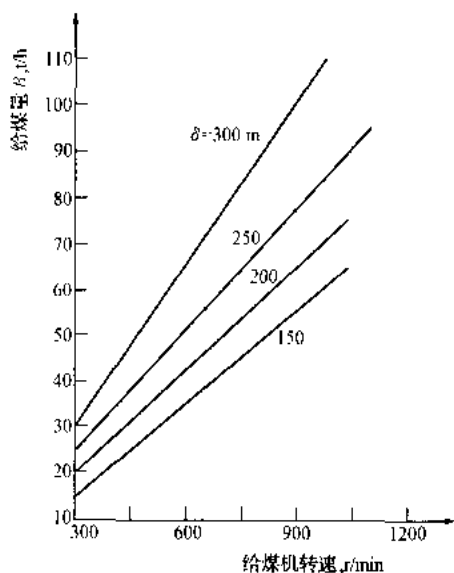


图 3-34 MG-100 型给煤机特性曲线
 δ —煤层厚度

磨煤机上给煤机实测特性曲线，图 3-34 为 MG-100 型给煤机特性曲线。

四、制粉系统故障和预防

1. 出力不足的原因及预防措施

磨煤机出力主要受研磨出力和干燥出力两因素的影响，并受其中最小值的制约，要求设计时两者尽量接近为好。一般雨季煤的表面水分高，当干燥剂温度受预热器出口风温限制无法增加时，磨煤机出力多因干燥出力不足限制其出力；对可磨性系数小的硬煤或碾磨件磨损严重时，磨煤机出力多因碾磨力不足限制其出力。出力不足的原因有：

(1) 设计制粉系统储备系数选得小，在实际运行时，常常由于某些客观原因，如雨季煤湿，易黏结，来煤不正常，输煤系统碎煤机工作异常，煤颗粒大于 25~30mm，煤质改变、发热量降低、灰分增加、煤中黄铁矿、 SiO_2 、 Al_2O_3 等硬质灰分增加，煤的可磨性系数降低，以及输煤设备故障，致使磨煤机出力下降。

(2) 未按设计装够钢球或球径配比选择不当，钢球、钢瓦磨损严重，尤其是钢球质量差，不耐磨（如生铁球、碳钢球），消耗快，未及时补装钢球，更换钢瓦，如波浪形钢瓦波浪凸处磨损 $\frac{2}{3}$ 就应更换而未换时，球带不上去就会影响磨煤机研磨出力。

(3) 由于某种原因，制粉系统通风量不足，将降低磨煤机出力。一般推荐大罐风速，对无烟煤为 1.2~1.7m/s，烟煤为 1.5~2.0m/s，褐煤为 2~2.5m/s。

(4) 磨煤机内满煤或煤少都影响其出力。磨煤机内煤少时，出力减少；当磨煤机内煤量过多时，钢球下落高度减少，碎煤作用减弱，出力下降，如继续加大煤量，将使磨煤机内满煤，甚至堵死无法通风和正常工作。

(5) 制粉系统漏风太大，如磨煤机入口漏风，势必减少热风风量，从而降低干燥出力，使磨煤机出力降低；其他，又如磨煤机出口、粗粉分离器、旋风筒等处漏风，均降低磨煤机的通风量，影响出力。当漏风系数 $\Delta\alpha$ 由 0.25 增至 0.4 时，制粉系统出力降低 35%~40%。

(6) 设备选择不配套。制粉系统中的任何设备与磨煤机不配套时，必将影响其出力，如粗粉分离器、给煤机等。

(7) 中速磨煤机的碾磨压力调节不当，气、液压力因漏泄或其他原因引起压力低不能保持要求值；弹簧紧力调整不当，碾磨件磨损特别是局部磨损大，引起间隙过大或不均匀；风环间隙调整不合适，系统通风量不足，干燥出力低，石子煤箱未及时清理等，都将影响磨煤机出力。

(8) 风扇磨煤机的衬板，叶轮磨损严重，实际碾磨出力低，通风量低，提升压头不足，分离器工作不良等都会导致磨煤机出力低。

提高出力的方法及其预防措施主要有：

(1) 根据煤质实际情况，设计时适当考虑意外不正常因素引起的输煤、制粉系统个别设

备故障。

备部件工作不良,导致制粉系统出力降低。可经过技术经济比较,增设备用设备或适当增大制粉系统的储备系数予以预防。

(2) 加强对磨煤机的碾磨件磨损情况的检查、修复、更换工作,如及时更换已磨损的衬板、辊套,定期补充和挑选钢球,定期检查、调整弹簧紧力,对气、液压加载装置应加强维护保养,消除泄漏,保证气、液压正常。

(3) 加强运行管理工作,及时调整制粉系统各运行参数,保持其在最佳状态下运行,如维持最佳通风量,加强堵漏使其减少漏风,维持合适的磨煤机压差、出口温度、煤粉细度,保持制粉系统运行工况稳定,不堵煤、断煤等。

(4) 加强对设备的检修维护工作,及时消除设备缺陷,保证各设备工作正常,调节灵活可靠,是提高出力的重要条件。

(5) 对设备进行改进,如改粗粉分离器由切向调节改轴向调节,或加锥帽、改合页门结构等。

2. 钢球磨煤机烧瓦的原因及预防措施

磨煤机烧瓦曾一度威胁着锅炉的安全经济运行,概括分析烧瓦的原因有:①空心轴颈制造加工粗糙,保管不善,轴颈呈现各种不同缺陷,如肿瘤、锥度、不圆度不合格、锈蚀麻坑等,以致油膜破坏烧瓦;②球磨机容量增大,体积质量增加,相对刚性减弱,受压变形加大;③基础垫铁布置不合理,台板严重变形,或者垫铁未垫实,二次灌浆不饱满,或铸件时效处理不够,残余应力引起变形,以致球面调心失灵烧瓦;④轴瓦刮研质量不好,乌金浇铸不好,脱胎、气孔、软硬不一;⑤润滑油脏、变质或选择不当,黏度不合适,不能形成良好的液体润滑,甚至运行操作不当,引起断油、油少发热烧瓦以及球面瓦卡涩,大罐膨胀间隙未留够,大罐中心轴距误差过大等原因。

预防措施主要是针对上述烧瓦原因采取的相应措施,如认真检查、消除空心轴颈加工制造缺陷,采取磨轴或热态重载研刮,以瓦配轴方法解决。认真检查、消除变形,球面调心保证有可靠措施,合理布置基础垫铁,使其受力均匀、重荷不变形,球面瓦四角留0.25mm间隙,球面瓦与座中心一致,不偏、不卡,调节灵活。认真检查轴瓦乌金有无缺陷并消除,仔细研刮,保证其质量。按照液体润滑理论,认真选择润滑油,保证油质清洁、油量充足不断油,加强运行的监视检查,严格施工、检修工艺等措施。这些都能有力地改善磨煤机轴瓦工况,减少烧瓦次数。

3. 磨损及防磨措施

研磨件磨损直接影响磨煤机的出力、电耗、检修维护工作量和使用寿命。世界各国都在努力提高研磨件的使用寿命,寻求改进的途径,为此应分析磨损的过程和特点。磨损一般可分为黏合磨损、磨料磨损、疲劳磨损和腐蚀磨损四类。实际磨损中往往包含几种磨损过程,根据工作条件,如外力大小、速度快慢、温度高低、介质性质和磨料、金属硬度等不同,起主导作用的磨损形式就有所不同,而且各种形式的磨损还能互相影响。因此在考虑磨煤机研磨体磨损和耐磨材料时,必须首先要搞清工作条件及起主导作用的磨损形式,然后才能选用适当的方法,改变工作条件和耐磨材料,以提高其耐磨能力和使用寿命。

钢球磨煤机的磨损量为160~400g/t煤,磨损表面除有犁沟外,还存在大量的疲劳剥落凹坑。这就充分说明钢球在工作中,一方面受煤中的硬质点犁削作用,产生微切削磨损;另一方面又受钢球之间的反复挤压应力和频繁撞击作用,产生疲劳剥落磨损。因此,钢球材料

的性能要求具有足够的硬度，以抵抗煤块破碎后硬质点的犁削作用而产生的微切削磨损，同时还要求必须具有适当的韧性，以防止钢球在反复挤压作用下产生的疲劳剥落磨损。目前采用锻钢球磨损量约为 138g/t 煤，可锻铸铁球磨损量为 170~255g/t 煤，表 3-7 为某厂试验结果，当采用球墨体低碳白口铸铁时，磨损量为 71~117g/t 煤。

表 3-7 可锻铸铁球与低碳白口铸铁球磨损比较

厂名	磨煤机型号	煤	可锻铸铁 (g/t 煤)	低碳白口铸铁 (g/t 煤)
湖州	DFM250/390	平顶山、开滦	170-255	71-106
闵行	DFM350/600	平顶山、蒙西	102.0	117
梅溪	DFM287/410	平顶山	350	90
丰山	DFM287/410	平顶山、淮北	锻钢 138	76

中速磨煤机除 E 型磨煤机的钢球、磨环的磨损比较均匀外，其他各型磨煤机 (RP、雷蒙、LM 等) 磨损的突出问题是磨辊 (套) 磨损极不均匀，其磨损主要是磨料磨损和疲劳磨损。目前耐磨材料大都采用镍铬冷硬铸铁，使用寿命一般都达 150000h 左右，美国 B&W 公司生产的 MPS 磨煤机采用 Elverite I (也是镍钛硬一种) 使用寿命最高达 40000h。国内采用 Mn13 材料，使用寿命约 1200~2000h，高铬铸铁使用寿命约 7000~13000h。为检修方便，大型磨煤机耐磨件都做成组合式护甲结构。

风扇磨煤机冲击板的磨损主要是磨料磨损，冲击板磨损速率与磨料的硬度、冲击板材质硬度成反比，一般用 Mn13 或 Mn50 钢制成，使用寿命约 550~750h，采用高硬度的高铬白石铁和高韧性、低碳钢复合浇铸一起的双金属冲击板，寿命在 2000h 以上，最高达 3551h，磨损量由 Mn13 的 28.8g/t 煤降为 8~9g/t 煤。用 ZG50 和 35CrMo 锻钢、ZGMn13 等材料制成的冲击板，其寿命为 600~700h，见表 3-8。

表 3-8 各种耐磨材料制成冲击板的寿命比较

材 料	单价 (元/kg)	使用寿命 (h)	全年更换数 (个)	全年耗量 (t/年)	总费用 (元/年)
Mn13	1.9	750	30	12	42300
Mn50	1.6	550	41	16.4	52890
高铬铸铁 + 低碳钢	2.5	3000	7.5	3.28	13312.5

除采用改善耐磨材质外，也有采用喷熔硬质合金、堆焊高铬铸铁，以及对原材质合金化或进行硬化热处理，或复合浇铸双金属等方法，来完善研磨件结构、运行工作条件等耐磨措施，提高使用寿命。

4. 制粉系统的故障及预防

给煤机、磨煤机、制粉系统异常故障见表 3-9、表 3-10、表 3-11、表 3-12 和表 3-13。

表 3-9 刮板给煤机异常故障

故 障	原 因	消 除 措 施
断煤	1. 物卡住链条、链条下面黏煤卡涩、安全保险销断； 2. 齿轮盘磨损或齿轮对轮的弹性减弱； 3. 煤块在原煤斗出口停滞； 4. 原煤斗中无煤	1. 消除卡涩，更换对轮销子； 2. 更换齿轮盘或调整弹簧紧力； 3. 破碎煤块； 4. 与燃料车间联系上煤

续表

故障	原因	消除措施
轴承振动增大	1. 轴承磨损; 2. 缺少润滑油	1. 换轴承; 2. 清洗后, 加入新润滑油
传动链转动不均, 拉紧链松弛	1. 链轮损伤或链距增大; 2. 链轮中心位移; 3. 链子松, 减速器与底座固定部位松动; 4. 传动装置底座松动	1. 整修链轮或更换; 2. 调整链轮中心位置; 3. 对松动部位进行固定
刮板链子拉紧状态减弱, 拉紧链轮产生轴位移	链距增大, 拉紧螺丝松动, 因刮板弯曲, 使固定螺丝切断或大块硬物落入	把链条拉紧, 消除坠链现象, 消除刮板弯曲, 将链轮调至所需位置固定
安全对轮动作	落入大块金属、木块及板上黏煤造成刮板弯曲, 链条卡塞	1. 消除链条卡塞、黏煤现象; 2. 更换变形部件; 3. 检查、压缩弹簧, 检查松煤器工作

表 3-10

电磁振动给煤机异常故障

故障	原因	消除措施
运行中振动突然加剧, 电流增大	一次元件短路, 变送器回路开路	更换元件消除短路, 消除变送器回路开路
运行中振动突然停止, 电流降到零	一次元件断路, 可控硅烧坏或断路, 控制回路分头开路, 晶体管损坏, 保险丝熔断	更换元件, 消除断路, 更换可控硅、晶体管及保险
保险熔断, 可控硅烧毁, 控制回路中有烧坏现象	振动器线圈绝缘损坏, 造成外壳接地或短路	消除接地或短路
电流过大, 线圈发热	气隙过大	减小气隙
冲动或间歇振动, 电流变动大	气隙小, 铁芯和衔铁碰撞, 线圈或导线损坏, 振动部分质量变化, 破坏共振条件	调整气隙, 修复线圈或导线
噪声大, 调整有反应, 但振动不良	铁芯与衔铁紧固螺丝松动	拧紧螺丝
噪声大, 调整反应不规则, 有猛裂撞击	弹簧板有断裂, 给煤槽与连接器螺丝松动	更换弹簧板, 拧紧螺丝
振动微弱, 改变功率时振幅不变或变动很小, 电流增大	可控硅击穿失去整流作用, 气隙堵塞某线圈短路, 板簧间堵, 固有频率增大或振幅减少	更换可控硅消除堵塞, 修复线圈消除短路; 修复板簧间间隙
接通电源后不振动	保险丝熔断, 接头断开线圈短路, 两个线圈首尾端接错	更换保险丝, 接好接头, 消除线圈短路, 重新调换两个线圈, 首尾接线

表 3-11

钢球磨煤机制粉系统的常见故障

现象	原因	处理	预防对策
断煤, 磨煤机出口温度升高, 入口负压增大, 压差减少, 钢球噪声增大, 排粉机电流增大, 断煤信号动作	给煤机故障, 煤中有杂物, 落煤管堵塞, 原煤斗无煤走空	适当关小热风门, 开大冷风门, 疏通落煤管, 如无煤, 应上煤, 消除给煤机故障, 清理卡物	加振动器, 碎煤机振动筛投入运转, 加木柴分离器, 充分发挥干煤棚作用, 缩短煤斗内存煤时间

续表

现象	原因	处理	预防对策
堵煤, 磨煤机压差增大, 入口负压减少或变正, 风压晃动, 磨煤机出口温度降低, 筒体噪声低哑, 排粉机、磨煤机电流下降	给煤量过大, 系统通风量太小, 输送能力降低	减少或停止给煤, 适当加大通风量保持一次风压, 如处理无效, 应停磨煤机处理	掌握给煤机调节特性, 减少入口漏风, 防止煤干自流, 注意风门开度实际位置, 风量不要太小
粗粉分离器堵塞, 磨煤机入口负压减少, 向外跑粉, 粗粉分离器后负压增大, 一次风压降低, 回粉锁气器不动作, 严重时排粉机电流降低	原煤水分过大, 落煤管角度、落煤点布置不当, 煤中杂物太多、堵塞, 锁气器失灵, 帽子掉落	减少给煤, 加大风量, 不断活动锁气器, 如无效, 需停止制粉系统运行, 打开人孔、检查孔, 恢复锁气器帽子	把好输煤关, 尽量减少杂物, 调整锁气器, 加导杆防帽子掉, 及时检查、清理筛内杂物
旋风分离器堵, 出口负压增大, 压差增加, 排粉机电流上升, 炉汽压、汽温上升, 锁气器不动作	原煤水分过大, 落粉管角度、落粉点布置不当、堵塞, 锁气器失灵, 帽子掉落	检查木屑分离器下筛子和下粉锁气器, 清除杂物, 检查下粉挡板位置应正确	把好原煤关, 尽量减少杂物, 调整锁气器, 加导杆防帽子掉, 及时检查、清理筛内杂物
粗粉分离器内锥体漏或回粉锁气器泄漏, 煤粉均匀性差, 大颗粒多, 锁气器动作不正常(常开), 给煤机卡涩或电流变动	粗粉分离器内锥体检查孔不严, 折向门下沿缝隙过大, 气流短路, 锁气器开启力太小, 杂物卡涩	检查内锥体, 堵住漏洞, 调整锁气器, 清除杂物卡涩	启动前认真检查粗粉分离器内锥体及折向门, 重视锁气器调整工作
制粉系统自燃与爆炸, 检查门处发现火星自燃, 管壁温度升高甚至暗红, 煤粉温度升高, 制粉系统负压变正压, 炉内变正压, 火焰发暗, 防爆门破裂, 风压变化	停止磨煤机时, 吹扫时间不够有积粉, 磨煤机出口温度太高, 尤其断煤时, 粉仓严重漏风, 高挥发分煤粉积存过久	磨煤机入口自燃时加大给煤, 压住回粉锁气器, 减少或切断磨煤机通风, 必要时用灭火器灭火, 一次风管自燃时, 应断绝风源, 待熄火后再清扫, 爆炸后应停运, 消除火源	停磨煤机必须按规定吹扫干净, 严格控制其出口温度, 不许超过规定, 消除外来火源, 杜绝粉仓漏风, 定期检查灭火消防系统可靠性

表 3-12

中速磨煤机制粉系统的常见故障

现象	原因	处理	预防对策
磨煤机振动发生巨大的金属撞击声	磨盘中有铁块, 碾磨件发生碰撞	减少给煤, 如还未得到解决应停磨煤机, 打开人孔门检查	加强清除煤粉中铁块, 检查磁铁分离器功能, 调整碾磨件
磨煤机负荷加不上, 压差过大, 石子煤多并夹带煤块、煤粉等	磨辊(球)压力不够, 通风量太小, 碾磨件间隙未调好, 风箱积煤	检查调整弹簧液压, 核算风煤比, 加大风量, 调整间隙, 清理积煤	检查加载压力、间隙, 制定风煤比曲线, 加强风箱内部检查
磨煤机内石子煤箱着火, 给煤正常时磨煤机出口温度高, 磨煤机外壳油漆剥落, 放石子煤时有火星	铁丝杂物积在盘内, 分离器死角处积粉, 停磨煤机时难抽净, 石子煤箱清理不及时, 刮板磨损	关热风门, 手动控制给煤, 在不过载下加大煤量, 停运磨煤机, 关所有风门, 严重着火可加水, 放出石子煤	定期检查磨煤机内和分离器内有无杂物, 如有清除, 定期检查风箱内和刮板的磨损情况
磨煤机电流升高, 摆动幅度增大, 磨煤机压差升高	加煤多, 速度高, 煤水分高, 破碎差, 风煤比例失调	减少加煤, 控制加煤速度, 适当增加风量	找出加煤规律, 合理调配干燥, 制定合理的风煤比
刮板断, 石子煤放不出, 有金属卡塞	铁块杂物多, 刮板间隙太小	停磨煤机, 冷却后打开检查孔修复	加强磁铁分离器检查, 改进刮板

表 3-13 风扇磨煤机制粉系统的常见故障

现象	原因	处理	预防对策
断煤, 磨煤机电流下降, 入口负压升高, 出口温度升高	原煤太湿或有杂物使落煤管堵塞, 原煤斗走空, 给煤机卡塞	关小热风门, 开大冷风门, 控制磨煤机出口温度, 疏通落煤管, 如无煤则迅速加煤, 停给煤机消除卡物	堵煤区加振荡器, 碎煤机及振动筛投入, 加木屑分离器, 定期降煤位运行, 缩短存煤时间, 发挥干煤棚作用
一次风管堵塞, 喷烧器内无煤粉, 火焰偏斜, 尾部左右侧烟温偏差大	冲击板磨损, 使一次风压降低, 煤粉分配不均给煤过多, 个别管内浓度高, 粉粗, 喷口结焦, 布置欠佳	减小或停止给煤, 加大风量, 集中吹扫, 打开检查孔, 用压缩空气吹打	加强对冲击板的磨损检查, 加强检查燃烧器着火情况, 设计时考虑煤粉分配问题
磨煤机轴承振动大于 0.15mm	冲击板磨损后发生不平衡	停机检修找平衡	加强定期检查工作
粗粉分离器和锁气器堵塞, 煤粉变粗均匀性下降, 磨煤机电流下降, 销气器杠杆不动作	煤中有杂物, 锁气器重锤调整不当	停止给煤, 打开锁气器手孔取出杂物, 敲打分离器外壳和回粉口, 渐渐放开锁气器	加强对煤中杂物的清理, 调锁气器重锤位置
磨煤机堵塞, 电流大, 入口变正压	给煤量过多, 杂物造成锁气器动作不良, 大量塌粉	停止给煤, 加大风量吹扫, 如电流超限 45s 后不下降, 应停磨煤机处理	加强对煤中杂物的清理, 控制给煤量, 一次不宜给煤过多

注 中速磨煤机、风扇磨煤机制粉系统其他故障同钢球磨煤机制粉系统, 见表 3-12。

五、制粉系统的自燃与爆炸

煤长期在露天贮存, 与空气作用缓慢氧化、发热, 如果温度升到一定程度达燃点时, 就会着火自燃。在闭式系统密闭容器内长期贮存的煤粉或在空气中飞扬的煤粉, 由于颗粒小、水分低, 与空气的氧化作用快, 更易自燃。当气粉混合物温度足够高, 浓度在 $0.3 \sim 0.6 \text{ kg/m}^3$, 又遇有火源时, 就可能引起气粉混合物的自燃发生爆炸, 产生 $0.0784 \sim 0.098 \text{ MPa}$ 的压力, 在密闭容器内为 $0.0196 \sim 0.0245 \text{ MPa}$ 的压力, 以致损坏设备或火焰喷出伤人, 威胁制粉系统的安全经济运行, 故应采取有效措施加以预防。

根据煤粉着火燃烧理论, 粉仓、制粉系统自燃、爆炸的条件是:

(1) 在制粉系统内和煤粉仓角落长期积存煤粉, 挥发分多的煤粉易爆, 挥发分少的以及无烟煤煤粉不易爆。

(2) 煤粉空气混合物浓度在 $0.3 \sim 0.6 \text{ kg/m}^3$ 范围最易着火、爆炸。

(3) 气粉混合物中含氧量大于 16% 易爆, 小于 15% 时不易爆, 含 CO_2 及 SO_2 之和大于 3% ~ 5% 时, 不会爆炸。

(4) 气粉混合物温度达燃点以上, 煤粉着火爆燃, 且温度与湿度成反比, 温度高、湿度小易爆, 反之不易爆。

(5) 在密闭容器内, 气粉混合物要爆燃, 必须有火源。

为防止制粉系统爆炸, 按规程应采取以下措施:

(1) 认真检查制粉系统各管路, 应无死角及水平管道, 水平管道与水平倾角不应小于 45° , 以免积存煤粉自燃。

(2) 注意保持制粉系统通风量, 一般应使其各管内气粉混合物流速大于 $16 \sim 20 \text{ m/s}$, 以免煤粉沉积, 对水分大及易爆煤取上限 20 m/s 。

- (3) 保持制粉系统工况稳定, 控制磨煤机出口温度在允许值。
- (4) 加强输煤系统和煤场管理, 原煤中不应进入易燃物。
- (5) 系统设备上应设置足够数量的防爆门, 其总面积不小于 $0.0025\text{m}^2/\text{m}^3$ (不含粉仓), 防爆门安装位置方法应符合规定。
- (6) 认真检查粉仓, 内壁应光滑, 无积煤粉处所, 粉仓防爆门总面积为 $0.025\text{m}^2/\text{m}^3$, 但不小于 0.5m^2 , 并应适当均匀布置在较易存粉位置, 防爆门应引出室外并加防雨罩等。
- (7) 检查吸潮管应无堵塞, 开度适合于粉仓负压。
- (8) 严格执行定期降粉, 停炉前烧光煤粉工作。
- (9) 粉仓自燃时要妥善处理, 一般应停止向粉仓送粉, 关闭吸湿管, 严禁漏风, 进行彻底降粉。若采取迅速提高粉位进行压粉措施时, 应事先输入足够数量的惰性气体。
- (10) 为防止制粉间顶板下电缆上积粉自燃, 应坚持定期清扫, 必要时在电缆架附近加挡尘罩, 或把电缆移至运转层上面。做好粉仓清洁工作, 防止煤粉爆炸喷出气流引起再爆。

第三节 锅水循环泵的启动调试

一、调试项目和程序

1. 调试项目

锅水循环泵调试项目见表 3-14。

表 3-14 锅水循环泵调试项目

启动试验	冷、热态测试	启动试验	冷、热态测试
1. 启动试验前条件检查	1. 冷态试验	充水、排气	泵负荷试验
2. 辅助冷却系统冲洗	2. 热态试验	启动试运转	下降管工况 (水位、水温变化) 试验
各保护定值、程序试验	泵组合试验		

2. 调试程序

(1) 启动试验前条件检查:

- 1) 检查泵和有关管路系统已装完, 支架牢固, 保温好。
- 2) 检查有关阀门完好, 电动阀已调好可用, 各阀门处于需要位置。
- 3) 检查所有疏水和空气门均已接至漏斗, 系统可用。
- 4) 检查锅水循环泵辅助冷却系统已具备使用条件, 并按本书有关要求进行了系统冲洗, 使系统恢复正常。

5) 锅水循环泵及有关系统设备, 已按要求在锅炉试水压的同时进行过试验和检查, 有关部件和焊口严密不漏。

6) 电动机及有关电气设备, 已按规定检查试验合格, 并具备使用条件。包括电动机、电缆、开关回路检查、绝缘测定、就地 and 远方控制试验、继电器整定、信息控制系统和程序试验、仪表和警报试验等均已正常。

(2) 辅助冷却系统冲洗, 详见本书有关内容。

(3) 各保护定值和程序试验。保护定值方法详见本书有关内容, 程序试验包括:

1) 将锅水循环泵开关置于试验位置, 合上直流保险, 模拟循环泵允许启动条件: ①泵出、入口门全开; ②冷却水流量合适, 大于设定值 (如 350L/min); ③循环泵外壳温度低于设定值 (如 60℃)。

2) 检查所有保护继电器已复位, 检查就地和远控泵的启、停开关, 确认操作时仅一路路通电起作用。

3) 当上述模拟允许启动条件具备, 启动锅水循环泵, 确认泵已投入正常后, 停泵。再次模拟上述 1) 条件, 启动锅水循环泵, 模拟下述条件之一, 检查循环泵开关应断开。①泵入口阀全关; ②泵出口阀全关; ③泵电动机外壳温度高; ④过流保护动作。

4) 继续模拟以上 1) 条件, 启动一台锅水循环泵, 投入备用连锁开关, 然后模拟停泵, 连锁启动备用泵 (1) 条件应满足, 备用泵应闭合开关。重复试验, 几台泵相互连锁备用泵正常。

5) 程序试验后, 消去所有模拟跨接线和信号并恢复正常。

(4) 锅水循环泵的充水、排气。锅水循环泵启动时的充水、排气是保证泵安全的重要环节, 必须仔细认真进行。其步骤是在按本书有关内容所述方法将辅助冷却系统冲洗干净, 水质合乎要求后, 投入过滤器, 用纯水进行充水、排气。为此应: ①开锅水循环泵空气阀和冷却器空气阀; ②开启泵下部纯水入口阀, 然后开启由凝结水系统来的纯水调节阀, 缓慢地约以 2.2l/min 充水率向循环泵外壳、冷却器和泵本体充水; ③连续充水, 直至高压冷却器空气门流出水为止; ④关高压冷却器空气门后继续充水, 直至泵体空气门流出水; ⑤关泵下部纯水入口阀, 开上部入口阀, 调节控制充水流量为 5L/min, 检查上部充水系统正常, 即可改为下部正常系统经过滤器继续充水, 一直到锅水合格为止。

(5) 泵和电动机运转前必须具备下列条件:

1) 锅炉上水至正常水位 + 200mm 以上作为泵启动时水位下降约 200 ~ 300mm 的补偿。

2) 汽包水位计应投入, 控制室能够监视和控制汽包水位, 其指示应可靠。

3) 锅炉及泵有关阀门等均已处于需要位置。

4) 泵充水、排气完成, 其流量已合要求, 有关仪表已投入, 试运行人员已各就岗位。

(6) 锅水循环泵试运行, 上述各项已准备就绪, 开始运转前还须再次确认泵启动条件有关内容确已符合要求后, 才能瞬时启动锅水循环泵, 2s 后停泵 10min, 反复瞬时启动并作以下工作:

1) 检查泵各部振动情况或有无任何不正常异音。

2) 检查汽包水位已迅速下降并恢复正常值。

3) 观察锅水循环泵出口压力、运行压差值是否正常, 并与厂家检验值比较。根据启动电流值、振动、异音等综合判断泵运转方向是否正确。

4) 开泵空气阀进一步排气后关闭空气门。

5) 再次瞬时启动锅水循环泵, 2s 后停泵 10min 排气。

6) 如此反复瞬时启动、排气几次, 确认泵内空气已排净, 运转方向正确, 工况正常时, 方可连续进行 8h 试运。

3. 冷、热态试验

冷态试验是了解泵单独运行时的全特性, 校核泵设计数据, 鉴定泵的质量。组合运行时是测定各下降管流量分配及对汽包水位的影响, 为热态试运行提供参数。一般泵的全特性试

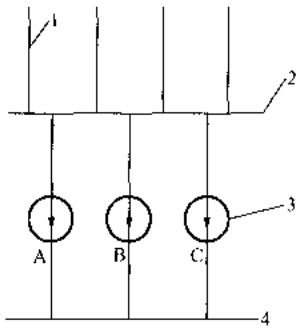


图 3-35 锅水循环泵布置
1—锅炉下降管；2—下降管汇集联箱；3—锅水循环泵；4—下汽包或锅炉水冷壁下联箱

验可在一泵进行，组合运行有 AB、BC、AC 两台或 ABC 三台泵运行四种工况，如图 3-35 所示。

热态试验是在冷态试验基础上，进一步掌握热态试运行特性和工况变化时的运行安全可靠。试验项目如表 3-15 所示，泵负荷变化有 $\frac{2}{4}$ 、 $\frac{3}{4}$ 、 $\frac{4}{4}$ 三种工况，水位变化可为 0、-100、-150mm 正常水位三种工况，水温变化有投入高压加热器与否及启动阶段锅水温度变化。组合方式同冷态试验。

测试记录项目主要有：电负荷、蒸汽流量、汽包压力和水位、锅水循环泵出口压力和进出口压差、电动机功率和电流、锅炉各下降管流速、流量、测量点水温、下降管联箱水温（泵入口水温）、给水温度、省煤器出口水温、锅水循环泵电动机高压冷却水进出口水温、电动机温度、泵壳温度、隔热板出口水温、低压冷却水温和流量以及计算锅炉循环流量、循环倍率、下降管流量偏差、水位偏差、效率等。

测试方法有：锅水循环泵流量及下降管流速、流量，可用标准测速管和高压差计测量，或利用泵进出口压差表测得的压差值及泵入口水温所得水的密度、泵进出口动压值修正后，所得泵的提升扬程，再查泵的特性曲线求得泵的流量。其余的温度、压力、电流等可用经校验后的常规运行表计量，泵功率可根据泵功率表或临时接的功率表计算。

二、运行要求

锅水循环泵的工作条件比较特殊，其回路工作特点是低扬程、大流量、泵工作压力高、工质温度高。故它的性能要求主要是在不同工况下，要保持一定的工质流量，具有稳定的启动和并列运行的特性，以及良好的抗汽蚀性能和高效率。同时要求锅水循环泵性能要适合回路工作特性，与之相匹配的水泵，其比转速 n_s 应为 200~300。如强制循环光管锅炉用循环泵，应选用高比转速的离心泵。若水冷壁为具有内螺纹的低循环倍率锅炉的强制循环泵，因扬程比流量降低幅度大，因而比转速可提高到 800~1200，型式可由离心泵变为混流泵。典型的锅水循环泵特性曲线如图 3-36 所示。其特点和要求为：

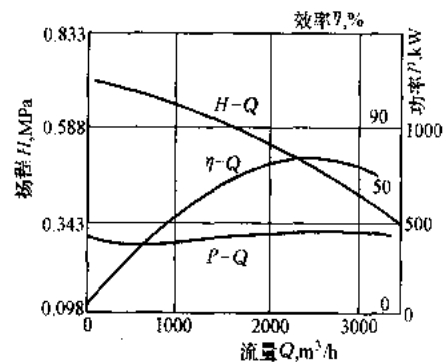


图 3-36 锅水循环泵特性曲线

(1) 要求压头与流量特性曲线较陡峭无驼峰变化，其运行性能稳定，有较好的并列运行特性。如某锅水循环泵实测压头下降率约为 25%~30%，在冷、热态工况下，即使回路工作特性变化，对工质体积流量影响不大。实测结果：热态体积流量比冷态体积流量大 8%~10%，但因质量流量介质密度变化大，故使冷态质量流量比热态质量流量大 70%~80%。

(2) 要求功率特性比较平坦。实测结果分析，冷态时流量从零变化到额定值，功率是先下降后上升，其升高率为 15%~17%。满负荷热态时，因工质密度减小，功率只有冷态的 65%~70%，因此按冷态选用电动机容量无过负荷危险。

(3) 为节约厂用电, 锅水循环泵应具有高效率和高效率的运行大范围。从泵特性曲线看, 相当额定流量 24% ~ 48% 区域, 效率均在 80% 以上, 即高效率区占流量全行程的 1/4 左右。

(4) 各锅水循环泵性能要求一致。由于采用的是高精度加工的循环泵, 因而其性能条件十分接近, 无论什么组合运行方式, 实验证明, 各泵流量基本相等。

(5) 为提高锅炉运行的安全性和经济性, 锅水循环泵应有较好的抗汽蚀性能。所以它的比转速选 800 ~ 1100, 同时在系统上采取加大进口管径, 降低工质进口流速, 尽量提高泵的吸入高度, 一般将泵低位布置在运转层, 吸入高度达 45m 以上。为减小泵进口局部阻力, 应采用大管径的直管, 少用弯头等, 并合理选择下降管流速不大于 5 ~ 6m/s。适当控制工质欠热 5 ~ 6℃, 汽包给水管开口位置应对下降管口, 或从省煤器出口直接引部分给水注入下降管等措施。采用比转速高的离心泵或混流泵, 因其流道宽, 即使有汽化现象, 也不易使叶轮通道阻塞, 影响泵的正常出力。

(6) 要具有良好的动态特性, 现代化大型锅炉对动态特性提高的迫切性越来越大, 要求锅水循环泵及其回路在负荷、水温、水位、汽压变化时均能稳定运行, 保证工质流量变化小。通过实测, 在高压加热器突然停止运行, 负荷变化率为 3%/min ~ 4%/min, 汽包水位为 -150 ~ -200mm 等变工况下, 循环泵的压头、流量变化不大, 未影响锅水循环泵的运行稳定性。

锅水循环泵的运行操作要求为:

(1) 启动锅水循环泵前, 必须先投入低压冷却水, 没有特殊情况时, 即使锅水循环泵停运或热备用也应投入。只有锅水循环泵或锅炉检修时, 方可停止低压冷却水运行, 低压冷却水的可靠性是锅水循环泵安全运行的重要条件之一, 所以冷却水有两水源: 一是轴承冷却水系统供水, 另一是冷却水池(塔)长期贮存一定水量, 以备随时使用。

(2) 每次启动锅水循环泵进行灌水排气前, 必须利用高压给水或纯水对充水管道冲洗 2 ~ 3 次, 不经过滤器, 每次 5 ~ 10min, 水质合格后, 才可向电动机腔体内充水。为保证水质纯洁, 应定期冲洗过滤器。

(3) 锅水循环泵运行时要经常监视泵入口净吸入压头, 不应小于 0.196MPa, 泵出口压力、运行压差、电动机壳体内水温、冷却水流量, 不应低于设计允许值。发现异常应及时查明原因采取措施, 恢复正常。如电动机腔内高压冷却水温, 正常运行时不应超过 60℃, 当发现其逐渐上升时, 应检查高压冷却器的低压冷却水温度、压力、流量, 立即加大低压冷却水量。同时检查充水管道内有无未经冷却的高温水漏入电动机腔内。也可用冷却的高压给水向电动机腔内顶压充水, 以迅速降低电动机腔内高压冷却水温。运行时还应经常监视汽包水位、锅水循环泵流量、电动机电流以及高压冷却器、隔热板的冷却水出口温度、泵振动情况等。当电动机腔内温度超过 60℃ 正常停用锅水循环泵时, 仍须监视隔板冷却水流量不应低于设计值(如大于或等于 34L/min), 隔热板冷却水出口水温不超过设计值(如小于或等于 50℃)。

(4) 电动机合闸次数不应超过 4 ~ 5 次/h, 连续启动只许合闸 2 次, 如果锅水循环备用泵长期不运行, 每月要运转一次, 以确保锅水循环泵能随时投入。

(5) 在启动锅水循环泵时, 遇有下列情况之一, 应立即停泵。汽包水位下降到最低水位 -250mm 时; 电动机腔体内的高压冷却水温度达 68℃ 而无下降趋势时; 电动机启动电流超

过规定值或启动电流长时间不返回时；泵壳体与锅水温度差大于 80°C 时。

(6) 锅水循环泵运行时，有下列情况之一必须报警。向高压冷却器和隔热板供给的低压冷却水量下降到 75% 以下时；高压冷却水温大于 64°C 时；低压冷却水温升到 50°C 时；泵进、出口压差低于某值（如 0.156MPa 或 0.098MPa ）时。

(7) 当气温低于 0°C ，停运或备用锅水循环泵或停炉检修时，低压冷却水管、高压充水管应采取防冻措施。

三、密封、冷却水管的冲洗

锅水循环泵的高压密封、冷却水是保证电动机绝缘良好、水润滑轴承安全可靠不可缺少的工作。由于泵体内水润滑轴承间隙小，同时为避免冷却器等结垢，影响传热效率和电动机

安全，对高压密封、冷却水有严格的要求，水质一定要清洁，符合给水和凝结水水质要求。为此，在安装后或每次启动前都必须对密封冷却水系统进行严格的冲洗，如图 3-37 所示。密封、冷却水源有二：一是由给水母管来，另一是由凝结水泵（或充水泵、抽出泵）来。冲洗步骤如下：

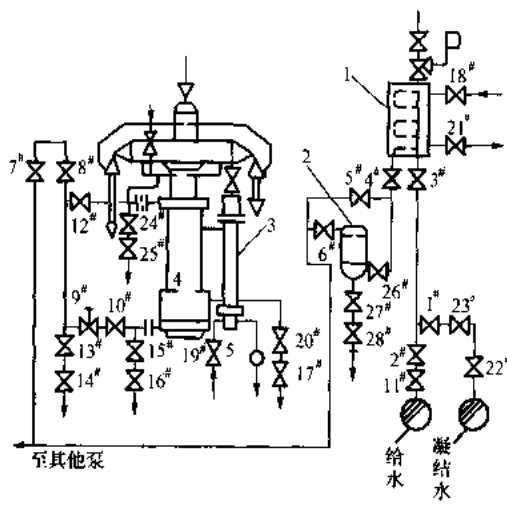


图 3-37 锅水循环泵高压密封冷却水系统冲洗

1—低压冷却器；2—过滤器；3—高压冷却器；
4—循环泵；5—流量继电器

(1) 关闭锅水循环泵体范围内（包括泵进、出口门）的所有阀门。

(2) 按规程启动一台凝结水泵或一台给水泵，或由化学充水泵来水，水质要求为合格的除盐水，应一直送到低压冷却器前。

(3) 冲洗密封冷却水管。

1) 开启过滤器的旁路门 $5^{\#}$ ，低压冷却器进、出门 $3^{\#}$ 、 $4^{\#}$ ，锅水循环泵隔离阀 $7^{\#}$ 、 $8^{\#}$ ，冲洗门 $13^{\#}$ 、 $14^{\#}$ ；关闭锅水循环泵充水门 $9^{\#}$ 、

$10^{\#}$ 、 $12^{\#}$ 。

2) 逐渐开启凝结水来水门 $22^{\#}$ 、 $1^{\#}$ ，用 $23^{\#}$ 门控制进入密封冷却水管的冲洗，冲洗时要尽量开大其水门，但须注意排水不要四周溢出，连续冲洗 5~10min，然后关闭 $23^{\#}$ 门和来水门 $22^{\#}$ 、 $1^{\#}$ 。有的直接与泵体连接法兰解开堵上，冲洗水一直冲到泵进口，从 $15^{\#}$ 、 $16^{\#}$ 门排出，合格后，再连接好法兰。

3) 用上法间歇地冲洗几次，水质基本清洁时，开 $27^{\#}$ 、 $28^{\#}$ 、 $26^{\#}$ 门，关 $5^{\#}$ 门，冲过滤器后，关 $27^{\#}$ 、 $28^{\#}$ 门，开 $6^{\#}$ 门继续冲洗直至排水清洁无铁锈杂物，或氯根小于 0.1×10^{-6} ~ 0.2×10^{-6} ，浑浊度小于 10×10^{-6} 为止。

4) 用给水冲洗时，先开 $2^{\#}$ 门，控制 $11^{\#}$ 门进行冲洗。达到上述要求时，可同样方法冲洗其余各泵。

5) 为取得冲洗质量高的效果，冲洗水温可以提高，亦即关小低压冷却水门 $21^{\#}$ ，冲洗完后再开大 $21^{\#}$ 门。

(4) 低压冷却水管的冲洗，可在轴承冷却水系统投入时进行。其步骤是启动冷却水泵，先冲洗冷却水母管，至冷却水塔（箱），从其底部将水放掉。也可解开端部堵头或打开放水

门冲洗，至冲洗干净后再封上。然后开启至低压冷却器的进水门 18[#]，进行充水，从其排水门排出，再开至高压冷却器的低压冷却水门 19[#]，从其出口门排出，直至冲洗合格为止。

(5) 冲洗隔热板及锅水循环泵电动机内部，待上述各充水、密封、冷却系统冲洗干净后，才可开启锅水循环泵充水门 9[#]、10[#]，先从 15[#]、16[#] 门放出，然后关闭 15[#]、16[#] 门，开启 24[#]、25[#] 门，直至冲洗合格为止。

四、冷却水温定值及保护试验

锅水循环泵电动机定子、转子均浸在水中，且电动机线圈绝缘采用性能良好的特殊塑料压制而成。故对于冷却水的温度应根据绝缘材料所允许的温度来决定其最高允许水温。如 LUV300×2/495 型无轴封锅水循环泵，采用 LUV53AB 电动机，其最大许可工作温度为 68℃，故正常运行时高压冷却水温不应超过 60℃。但对日本产竖型倒立湿式循环泵，容量为 2400m³/h，扬程为 50m，采用 477kW 电动机，其绝缘允许温度为 80℃，泵壳内最高允许水温为 62℃，故规定高压冷却水温达 57℃时报警，到 62℃就跳闸。而大港电厂锅水循环泵则是 64℃时报警，68℃时跳闸。低压冷却水流量不应小于设计值（如 300L/min），当其量小于 75%时报警。它的入口水温为 37.5℃，出口水温为 50℃时报警。水冷壁流量不足，锅水循环泵出、入口压差值低于规定值如 0.098MPa 和 0.049MPa，或水冷壁故障时，应停泵停炉。

锅水循环泵启动前应做以下保护试验。

(1) 隔热板流量低试验，其方法是：

- 1) 低压冷却水系统已经过冲洗可以投入使用。
- 2) 低压冷却水系统温度计、差压流量计已正常投入。
- 3) 将锅水循环泵电动机电源置于试验位置。
- 4) 合上锅水循环泵电动机开关。
- 5) 降低低压冷却水流量至规定值的 75%时（如 2~3m³/h 的 75%约 1.5m³/h 时），锅水循环泵应跳闸，喇叭叫，信号灯亮。
- 6) 锅水循环泵跳闸后，恢复低压冷却水流量至正常值（约为 2~3m³/h）。

(2) 高压冷却水温度高跳闸试验，其方法是：

- 1) 人为拨动高压冷却水温度计接点至报警值或输入模拟信号，观察是否报警（如规定 64℃时拨到 64℃）。
- 2) 锅水循环泵电源处于试验位置。
- 3) 合上锅水循环泵电动机开关。
- 4) 人为拨动高压冷却水温度计接点至规定跳闸值（如 68℃）或输入模拟信号，锅水循环泵应跳闸，喇叭叫，信号灯亮。
- 5) 试验成功后，恢复水温表至正常值。

(3) 低压冷却水出口温度高报警试验，用同样方法，人为拨动温度计接点至规定报警值（如 50℃），使之发出警报。

(4) 锅水循环泵流量低试验（即锅水循环泵出、入口压差值小于规定值如 0.098MPa 时，锅炉应停炉试验），其方法最好同锅炉连锁试验一道进行。

- 1) 锅炉处于启动试验条件状态，各辅机按规定程序投入，连锁投入。
- 2) 电动机电源处在试验位置，用手拨动锅水循环泵压差指示表指针或输入模拟信号至

跳闸值如 0.098MPa 时, 信号亮, 喇叭叫, 锅炉停炉。

第四节 风、烟系统的启动调试

一、启动和检查

1. 启动前检查

(1) 风机启动前要检查其安装, 保温工作应结束, 有关系统已连接好, 内部清理干净无杂物。

(2) 打开人孔门, 进入风机内检查调风挡板和叶片。

1) 叶片固定牢靠, 与外壳应有适当的膨胀间隙。

2) 挡板开关应灵活, 开关方向与气流进口转动方向一致, 不得松动, 关闭后叶片之间间隙不应大于 5mm, 或应符合厂家规定。

3) 挡板导轮沿轨道转动时, 不得有卡住或脱落现象。

4) 挡板开关刻度指示应与实际相符, 手动操作挡板在任何开度位置均能固定住。

5) 挡板轴头上或连杆处应有与叶片位置一致的指示或记号。

6) 挡板应有开关终端位置限位器。

(3) 进入风机内应同时检查风机机壳和转子, 使其符合下列要求:

1) 叶轮的旋转方向、叶片弯曲方向及机壳的进、出口安装位置、角度均应符合设计或设备说明书的规定。

2) 检查叶轮、风道、壳体各焊接处的焊接质量, 有无明显的漏焊、裂纹、砂眼、咬边等缺陷。

3) 检查各铆钉等铆接结构的质量合格良好。

4) 检查叶轮的轴向、径向晃度和进口喇叭口处的动、静部件间隙应符合规定, 不得过大。一般进口喇叭处的轴向重叠度应大于或等于叶轮直径的 1%, 径向间隙不大于叶轮直径的 0.5%~1% (在机壳或说明书中均有注明)。

5) 检查轴与机壳的密封间隙应符合规定, 一般为 2~3mm, 密封毛毡与轴接触均匀, 紧度适当无严重漏风。

6) 检查入口风道内各加固筋、整流器等导流装置焊接是否牢固可靠, 风道的膨胀伸缩节有无焊死, 风机内部以及出、入口烟道内有无杂物, 清扫干净后关闭人孔门。

(4) 检查设备的二次灌浆已完, 基础混凝土强度已达设计强度, 设备周围的垃圾杂物应清除干净, 脚手架拆除, 沟盖盖好, 地面平整, 照明充足, 具有必要的通信设备。

(5) 检查地脚螺丝和连接螺丝应紧好不松动, 裸露的转动部分应有保护罩或围栏。轴承内油质应清洁, 油量充足, 符合要求, 冷却水量足够, 回水管畅通。检查电动机接地线已接好, 通风道内无杂物, 需封闭的已封闭好, 盘动转子无异常情况。检查了解对轮中心找正情况, 两联轴器外缘平面的垂直间隙均符合规定。电动机检查、测量绝缘合格。

2. 风机试运

当风机静态检查完毕, 具备试转条件时, 先单独试运电动机 2h 确认转动方向正确, 事故按钮工作可靠正常后, 连接联轴器, 送上电源, 试转风机。

风机启动前, 应关闭风机入口导向挡板, 开启轴承冷却水门, 轴承加好油, 准备妥当

后,合上电源开关;风机达全速后,即用事故按钮停下,观察轴承和转动部分,确认无摩擦和其他异常后,方可正式启动风机。

风机 8h 分部试运及热态运行时,应注意检查:①轴承温度应稳定,不允许超过规定值,滑动轴承小于或等于 65°C ,滚动轴承小于或等于 80°C ,采用循环油系统润滑时,其油压、油量应符合要求,各轴承无漏油、漏水现象。各轴承振动一般不超过 0.10mm ,串轴符合规定小于或等于 1mm 。各转动部件无异常现象,出、入口风箱、管道振动不大,无异音。②检查并调节风机调节装置,开关应灵活,调节控制风量,风压可靠正常,观察风机出、入口风压指示正常,风量是否能够满足负荷需要达额定值。③检查监视风机电流不许超过规定值,监视检查电动机通风良好,无发热温度过高现象。④检查轴承冷却水充足,回水畅通,风机风道或烟道无振动和漏风、漏烟现象等。

风机 8h 分部试运时,应详细记录有关数据,如轴承温度、振动,风机风压、风量和电流等,并办理试运签证。在风机正式投运前,锅炉在进行冷态模拟运行条件的试验检查时,应启动两台风机进行并列运行试验,检查风机并列运行性能,两台风机的风量、风压、电流、挡板开度应基本一致。

二、风、烟系统的调试

1. 风机出力的调节

根据锅炉负荷和燃烧运行情况,需要调节风机风压、风量时,按设备情况可采用:改变管道阻力、风机转速、风机入口导流器叶片角度和改变风机叶片安装角、宽度等实现风机出力的调节。

(1) 改变管网阻力调节法也叫节流调节法,最常用的是改变风机出、入口挡板的开度来增减管网阻力,从而改变管网阻力特性,达到调节的目的。此时风机特性曲线不变,由于管网特性曲线变化,使风机工况点位置改变。如图 3-38 所示, p 、 P 、 η 为某风机的特性曲线, Δp 为管网工作特性曲线, M_1 点为工况 1 时的工作点,其风量、风压、功率、效率分别为 Q_1 、 p_1 、 P_1 、 η_1 。若减少流量,可关小风机入口挡板,管网阻力增大,由 Δp_1 增至 Δp_2 ,使风机工作点上升至点 M_2 ,由图 3-38 可见,此时风机流量由 Q_1 减至 Q_2 ,风压由 p_1 升至 p_2 ,功率由 P_1 减至 P_2 ,效率由 η_1 减至 η_2 。

(2) 改变风机转速调节法,从空气动力学理论看,改变风机转速调节出力是合理的。改变转速后,风机效率基本不变,功率则因风压、风量的改变而变化,如图 3-39 所示。

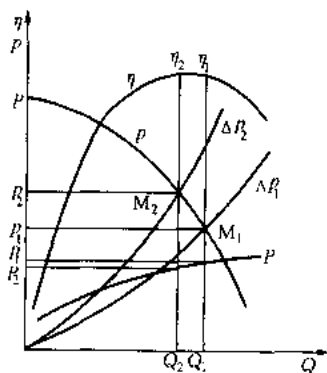


图 3-38 风机节流调节法特性

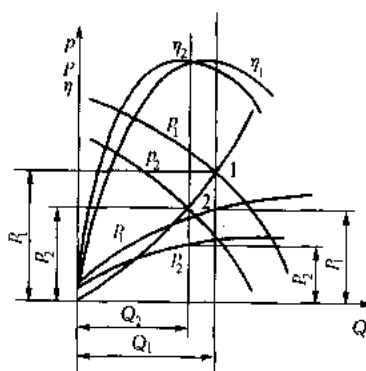


图 3-39 改变风机转速调节特性

风机转速由 n_1 变为 n_2 时, 其相应的特性曲线 p_1-Q 、 P_1-Q 、 η_1-Q 均改变为 p_2-Q 、 P_2-Q 、 η_2-Q , 除风机 η_1 和 η_2 变化不大外, 压力、功率均相应变化。当管网阻力特性不变, 转速为 n_1 时, 其工作点为 1, 相应流量为 Q_1 , 风压为 p_1 , 功率为 P_1 , 效率为 η_1 , 当转速降低至 n_2 时, 其工作点变为 2, 流量变为 Q_2 , 风压减至 p_2 , 功率减至 P_2 , 但 η_2 变化不大。

改变风机转速的方法, 可采用双速电动机、变速电动机或液压联轴器等。

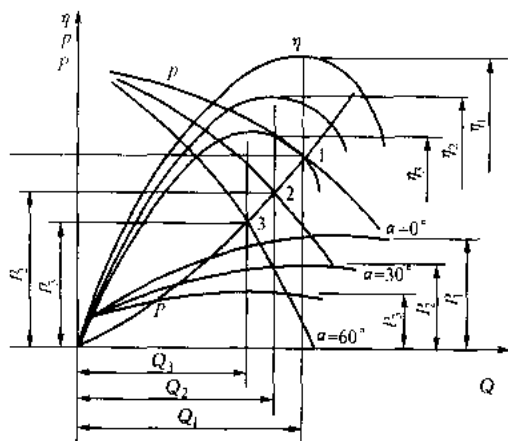


图 3-40 改变风机导流器叶片角度调节特性

改变风机入口导流器叶片角度调节法, 即改变了节流阻力, 从而达到调节风机出力的目的, 更重要的是导流器使进入风机叶轮前的气流先行转向, 从而改变压力, 以达到调节流量的目的。如图 3-40 所示, 当导流器叶片角度 $\alpha = 0^\circ$ 时, 叶片全部开启, 流量 Q_1 最大, 关小叶片开启程度, 即叶片角度 α 由 0° 变 30° 、 60° 时, 将使风机全压曲线下降, 工作点由 1 变化到 2、3, 流量因工作点的改变, 由 Q_1 减少到 Q_2 、 Q_3 。比较图 3-38 可以看出, 用调节导流器叶片角度来减少流量时, 风机功率沿着其曲线 $P_1 \rightarrow P_2 \rightarrow P_3$ 下降, 而用挡板等节流装置增大阻力来减少流量时, 风机功率是沿着其曲线向左下降的 (即相当导流器叶片角度 $\alpha = 0^\circ$ 时曲线)。可见后者远陡于前者, 因此用调节导流器叶片角度比用挡板调节所消耗的功率小, 是一种比较经济的调节法。但用此法调节时, 风机效率相应会降低, 比转速调节法效率更低, 可是由于导流器结构简单, 使用可靠, 维护方便, 又比节流调节优越, 所以在风机调节中应用较广泛。

(4) 改变风机叶片安装调节法 (动叶调节), 在轴流式风机上被广泛采用, 而离心式风机目前还未采用。

比较上述风机的几种调节方法: 最经济的调节方法是改变风机转速, 其经济性与叶片型式无关; 经济性最差的是节流挡板调节, 其次是导流器调节, 其经济性都与风机叶片型式有关。见图 3-41。前弯式叶片风机的调节经济性好, 后弯式叶片风机的调节经济性差。实际上, 风机调节法的选择与调节幅度大小有关, 一般调节幅度很大时, 宜采用改变转速调节法, 当风机功率变化范围较小时, 宜采用导流器调节。对前弯式叶片风机, 调节幅度在 70% 以内时, 轴向导流器调节的经济性并不次于改变转速调节。总之, 在选择风机调节方法时, 要全面考虑调节法经济性, 调节装置的尺寸、造价、制造的复杂程度, 以及维护检修、运行可靠性等, 应择优而定。

2. 风机试验

一般风机制造厂均供有风机特性曲线数据, 风机启动投运时,

(3) 改变风机入口导流器叶片角度调节法, 即改变了节流阻力, 从而达到调节风机出力的目的, 更重要的是导流器使进入风机叶轮前的气流先行转向, 从而改变压力, 以达到调节流量的目的。如图 3-40 所示, 当导流器叶片角度 $\alpha = 0^\circ$ 时, 叶片全部开启, 流量 Q_1 最大, 关小叶片开启程度, 即叶片角度 α 由 0° 变 30° 、 60° 时, 将使风机全压曲线下降, 工作点由 1 变化到 2、3, 流量因工作点的改变, 由 Q_1 减少到 Q_2 、 Q_3 。比较图 3-38 可以看出, 用调节导流器叶片角度来减少流量时, 风机功率沿着其曲线 $P_1 \rightarrow P_2 \rightarrow P_3$ 下降, 而用挡板等节流装置增大阻

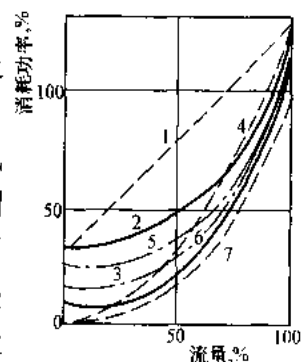


图 3-41 风机各种调节方法的经济比较

1—挡板调节离心风机; 2—导向调节离心式后弯风机; 3—导向调节配双速电动机; 4—带液压联轴器调速离心风机; 5—导向调节离心式前弯风机; 6—动叶调节轴流风机; 7—理想调节曲线

可以不进行风机特性试验。当对风机有怀疑或风机加入管网运行后,发现出力不足、压头低、运行效率低,需要查明原因,进一步检查有关参数、数据,校核特性曲线时,或风机检修、改进前后,才需要对风机进行试验,测量有关数据,绘制特性曲线,分析原因,以便采取相应措施。

风机试验可在冷态或空气动力场试验时进行冷态试验,也可在运行时进行热态校核试验。

试验前的准备,应熟悉系统设计资料和图纸,选用风机性能规格,了解施工、运行中存在的问题,设计修改情况,风机安装质量及系统完善化缺陷处理后的效果。编制调试程序或大纲,拟定试验工况、测试手段和方法,安装必须的测点,准备测试仪器、工具和计算用、记录用表格,安排测试人员和日期,创造试验运行条件等。

试验方法一般是在4~5个不同工况下,测量风机流量、进出口静压、功率、电流等参数。风机流量测量,一般是在风机进口风道的直管段上,用标准皮托管、微压计测量该处动压值,从而求出风速及风量。风量测点应布置在风机进口风道大于4~5倍管道直径的直管段上。对矩形断面风道的风量测定,可将其分成截面积相等的若干矩形小截面,数量不少于9个,小截面面积不大于 0.05m^2 ,小矩形边长一般按 $400\text{mm} \times 500\text{mm}$ 考虑,气流不均匀时,边长按 $150\text{mm} \times 200\text{mm}$ 考虑。测量点是在小矩形的对角线中心处,测得动压开方求出平均值,按 $\omega = 4.04 \sqrt{\Delta H_v}$ 及 $Q = 3600A\omega$ 计算其容积流量 Q (m^3/h)。当管道为圆形时,应在若

干等截面圆环中心处进行测量,测量点半径按 $R_i = R \sqrt{\frac{2i-1}{n}}$ 计算(R_i 为测量点半径, n 为测量环数, i 为测点序号)。当测量直管长度不够时,可装机翼形测速装置,或在风机出口管段上装测点,如仍不能满足要求时,可增加测量点数目,以减少测量误差。有的风机上装有风量表计,经过校对后也可以使用。风压测量,分别在风机进、出口靠近风机的直管段上装静压测点,用U形管测量,然后加权平均。静压测点入口段应装在1.5倍管道直径、出口段2.5倍管道直径的直管段上,如果难以做到,应尽可能选在风机进、出口附近。因入口风箱及出口扩散器均包括在风机的试验范围内,误差也不大。动压一般可用皮托管直接测出,也可根据流量换算求出。全压可以直接测量,也可用该处动、静压之和求得。功率测量,可用校验过的转盘式电度表或另接0.3级瓦特表测量,或按 $\sqrt{3}IU\cos\varphi$ 式计算。温度用0.5级水银温度计测量,其他如电流、挡板开度、大气压力、风压等可用运行表计测量。每隔10~15min记录一次,记8~10次后加权平均,取平均值。

整理和分析测量数据并绘制有关部分特性曲线,分析时对有怀疑的或不合规律、误差较大的数据,应加以取舍,必要时,重新补测,最后综合整理成试验报告。

三、故障防止和消除

1. 轴承温度高、损坏的预防措施

风机故障和检修中60%是轴承故障,其中滑动轴承温度高而损坏的原因有:润滑油质差、有脏物,油系统不畅通、堵塞,漏油,油量少,油位低或中断缺油;乌金浇铸不良或成分不对,轴颈加工粗糙、精度不够,有耳台、肿瘤、局部凹凸不平、锈蚀麻坑等;轴承安装检修质量不良,间隙配合不当,紧力过小或过大,研刮瓦质量差、油环不转带不上油,轴瓦有毛刺,轴承中心位置调整不当,振动大,密封毛毡使用不当过紧发热;轴承轴颈内落入脏物或清理不净,选择乌金不当,运行过负荷,冷却水中断,以致温度过高损坏等。

改进预防措施：严格施工检修工艺，要求轴瓦或轴承座与轴颈之间的配合应保证建立稳定的油膜润滑，达到安全可靠的运行；要求轴瓦与轴配合间隙合适，径向间隙一般为轴颈直径的1%~3%或按制造厂的规定值，无规定时可参照表3-15。

表 3-15 滑动轴承的间隙值

轴颈直径 d' (mm)	50~80	80~120	120~180	180~250	250~360
顶部间隙 a (mm)	0.1~0.16	0.12~0.20	0.16~0.28	0.2~0.4	0.3~0.4
侧部间隙	0.05~0.08	0.06~0.10	0.08~0.14	0.1~0.12	0.15~0.30

轴瓦与轴颈肩间要留有一定的轴向间隙，推力轴承的推力间隙，一般为 $f_1 + f_2 = 0.3 \sim 0.4$ mm，承力端轴承的膨胀间隙按式(3-10)计算。

$$f_1 + f_2 = \frac{1.2(t + 50)}{100} L \quad (3-10)$$

式中 t ——轴周围的介质温度，℃；

L ——两轴颈之间的中心距离，m；

f_1 、 f_2 ——承力轴承与轴颈肩间隙，mm。

2. 风机轴承振动

风机轴承振动大、超标，有以下几种情况：

(1) 转子动、静不平衡引起的振动，特点是振动频率与转速成比例，其原因有：①轴弯曲引起振动；②转子不平衡引起振动，造成不平衡的原因有转子制造时即存在不平衡，运行中局部腐蚀、磨损、积灰等造成不平衡；③双侧进风的风机两侧进风量不等，原因是管道堵塞或进气调节挡板调节不一致。

(2) 振动不定性，空负荷时振动小，满负荷时大。其原因有：①联轴器安装不正，风机、电动机轴中心未对正；②小风机采用皮带轮带动时，皮带安装不正，两皮带轮不平行；③减速器轴与风机轴和电动机轴找正时，未考虑运转时位移的补偿量。

(3) 转子固定件松动或活动部分各间隙过大等，使轴承箱活动部分的局部发生振动，特点是机体振动不显著，振动与转速无关，偶有尖锐的敲击声或杂音，原因有：①轴封或轴颈磨损过大，使油隙过大，轴衬与轴承箱之间的紧力过小或有间隙而松动；②轴与叶轮、联轴器或皮带轮与轴松动；③联轴器的螺丝松动，滚珠轴承的固定螺母松动。

(4) 基础不牢固或机座的刚度不够，机房附近产生共振现象，电动机与风机整体振动，在各种负荷下情况一样。原因有：①基础的灌浆不良，地脚螺丝松动，垫片松动，机座连接不牢固，连接螺母松动；②基础不牢固或基座刚度不够，促使转子不平衡，引起强烈共振；③管道未考虑膨胀问题，与风机连接管未加支架或安装固定不牢。

(5) 风机内部有摩擦声，发生振动不规则，且集中在某一中分，噪声和转速相符合，启动停机时可听到金属弦音。原因有：①叶轮歪斜与进口气圆相碰；②推力轴衬歪斜不平或磨损；③密封圈与密封齿相碰；④叶轮歪斜与机壳内部相碰或机壳刚性不够，左右晃动。

(6) 轴承轻微振动，运转中有噪声，振动频率与转速不成比例，其原因主要是：①油润滑不良，油膜欠佳，给油不足或完全停止，密封不良；②入口油温过低（水冷过度）；③油质量不良或不适合转速要求。

针对不同的振动性质、不同的原因,采取相应的措施消除,如属于转子不平衡引起的振动超标,则采取找转子动或静平衡;若因积灰引起不平衡时,则应进行清灰;当风机与电动机中心不正引起振动超标时,则应重新找正。

3. 烟、风道的振动和消除

大型锅炉的风机、风箱、烟道、风道系统若发生较大的振动和噪声时,将会造成烟、风道撕坏破裂、加强筋振脱、保温振落,甚至锅炉运转层和集控室也发生很大的振动,被迫降负荷运行。有的噪声大至 2km 以外处也能听到,不少电厂如青山、京西、马头、辛店、朝阳、杨柳青、大武口、安阳、丹河等电厂的锅炉,均先后出现过风机、烟道、风道振动,只是程度有轻、重,损坏有差别而已。

烟、风道的振动大都是由于气流脉动频率(涡流频率) f_p 、声学频率(驻波频率) f_s 和烟、风道自振频率 f_n 中两者或三者重合时产生共振而引起的。因此要消除烟、风道振动,首先应分析振动的性质、特点、原因,然后采取消除措施。

烟、风道振动的原因、特点及消除预防方法为:

(1) 锅炉最常见的烟、风道振动之一,是锅炉尾部烟道的管束发生卡门涡流振动或驻波振动。当气流横向流过管束时,在管束后的气流尾流不再呈现规律性的分层流动,而是呈现一种有规律的明显的顺时针和逆时针方向旋转的涡流,即称卡门涡流,如图 3-42 所示。当卡门涡流频率与气流驻波频率重合时就发生共振,这就叫卡门涡流振动或驻波振动。如辛店电厂 1[#]、2[#] 炉运行不到半年,空气预热器管板就严重损坏,风道及进风箱振动激烈,噪声大至 2km 外处也能听见,竖井烟道保温大部分脱落就是典型例证。

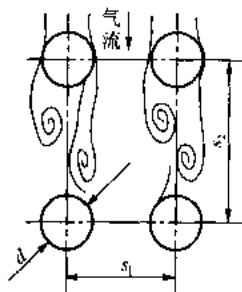


图 3-42 管束后的卡门涡流

驻波振动的特点是:①气流的卡门涡流频率与驻波频率相近,即 $f_p \approx f_s$ 或成倍数;②振动频率常为 40~100Hz,并伴有异常噪声;③驻波振动多发生在管式空气预热器或暖风器(光管)的风箱风道处。

消除方法:当发生这类性质的振动时,只要在平行于气流的管束间加装适当数量的隔板,以提高共振区驻波频率,切断基本驻波振动即可消除。否则仅靠加固风道等措施是无济于事的。隔板的加装数量,首先是根据管束结构尺寸,按《机械工程手册》公式计算斯特劳哈数,然后按气流速度、温度、管束结构尺寸等计算卡门涡流频率、驻波频率,再计算驻波中的波腹数。根据波腹数即可算出应加装的隔板数,公式如下

$$\text{顺列管束} \quad Sr = \left(\frac{0.18}{s_1} + \frac{0.36}{s_2} \right) d \quad (3-11)$$

$$\text{错列管束} \quad Sr = \left(\frac{0.34}{s_1} + \frac{0.67}{s_2} \right) d \quad (3-12)$$

$$\text{卡门涡流频率} \quad f_p = Sr \frac{v}{d} \quad (3-13)$$

$$\text{驻波频率} \quad f_s = \frac{c}{\lambda} = \frac{nc}{2B} \quad (3-14)$$

当 $f_p = f_s$ 时,驻波中的波腹数 n

$$\text{对于空气} \quad n = Sr \frac{Bv}{10.025 d \sqrt{T}} \quad (3-15)$$

$$\text{对于烟气} \quad n = Sr \frac{B\omega}{9.59d\sqrt{T}} \quad (3-16)$$

应加装隔板数 N 与波腹数 n 关系为：当 $n < 3$ 时， $N = n$ ； $n = 3 \sim 6$ 时， $N = n + 1$ ； $n > 6$ 时， $N = 2n - 5$ 。

上述各式中 Sr ——斯特劳哈尔数；

d ——气流通过管速的直径，mm；

s_1 ——管组间的横向间距，mm；

s_2 ——管组间的纵向间距，mm；

ω ——气流速度，m/s；

f_p ——卡门涡流频率，Hz；

f_s ——驻波频率，Hz；

n ——驻波中的波腹数或谐波序号；

B ——管束烟道、风道宽度，m；

λ ——声波波长，m；

c ——声速， $c = \sqrt{KpV} = \sqrt{KRT}$ ，m/s；

K ——定压、定容比热值，对空气 $K = 1.4$ ，对烟气 $K = 1.30$ ；

p ——气体绝对平均压力，MPa；

V ——气体比体积， m^3/kg ；

R ——气体常数，对空气 $R = 29.27$ ，对烟气 $R = 28.2$ ；

T ——气体绝对温度，K。

如青山电厂 9# 炉管式空气预热器为水平错列布置， $d = 40\text{mm}$ ， $s_1 = 70\text{mm}$ ， $s_2 = 90\text{mm}$ ， $B = 10.888\text{m}$ 。其进口烟道 $\omega = 10\text{m/s}$ ， $T = 603\text{K}$ ，出口烟道 $T = 458\text{K}$ ， $\omega = 7.6\text{m/s}$ 时，计算结果 Sr 为 0.503，进口 n 为 6，出口 n 为 5，应加分隔板 $N = 7$ 。但由于负荷不同，气流速度、温度也有差异，因而有不同的驻波腹数。按不同的波腹数可求出不同的驻波频率（进、出口），其计算结果见表 3-16。

表 3-16

波腹数与驻波频率对应关系

n	1	2	3	4	5	6	7	8
进口 f_s (Hz)	22	43	65	87	108	130	151.4	173
出口 f_s (Hz)	190	38	57	75	94	113	132	150.8

锅炉在额定负荷下的卡门涡流频率进口为 $f_p = 126\text{Hz}$ ，出口为 $f_p = 96\text{Hz}$ 。如图 3-43 (a) 所示，根据计算可知，锅炉在各种不同负荷下的谐波振动范围。又从图 3-43 (b) 可知，按此法装设分隔板能消除各种不同负荷下的谐波振动，分隔板装设位置在驻波腹的 50% ~ 75% 内。

(2) 实际操作运行中经常碰见的由于旋转失速引起风机进口气流的脉动振动。特点是：
① 挡板开度在 0 ~ 30% 或稍大些时发生强烈振动，压力脉动值可达 490 ~ 1764MPa，当挡板开度大于 30% 时，脉动消失；
② 频率一般为风机转速的 2/3 或其他正倍数；
③ 振动部位多在风

机进口风箱和出口烟道上；④进口挡板为百叶窗式调节挡板，后弯叶片风机上较多。其消除方法是：①尽快开大风机入口导向挡板，使其超过失速区或低流量区域，如果风机不可避免地在低流量下运行时，可利用风机出口挡板调节；②改百叶窗式调节挡板为导向调节挡板。

(3) 机翼形后弯叶片风机进口中心的涡流诱导振动。特点是：①多发生在大直径机翼形后弯叶片风机导向挡板后，这是由于进口气流旋转涡流脉动引起风机进口喇叭口中心涡流振动；②进口挡板开度在 30% ~ 70% 的中等负荷范围；③振动压力脉动值最大可达 12.054MPa，能在短期内造成很大损坏；④压力波的频率相当于风机转速的 2.5 倍。如京西电厂楼板振裂，焦作、丹河电厂烟、风道焊缝振裂、保温脱落，青山电厂风道振裂、吊架断裂，严重影响锅炉安全运行。

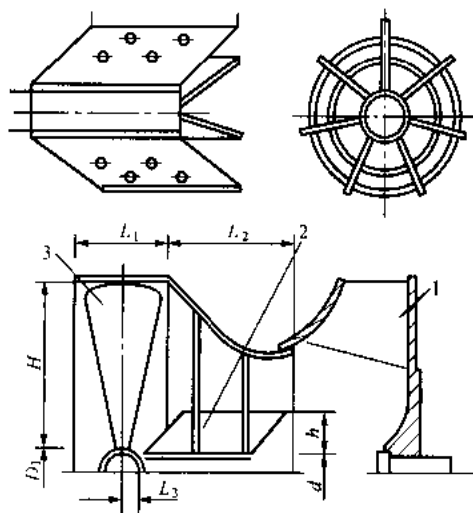


图 3-44 叶片整流器

1—风机叶轮；2—整流器叶片；3—导向挡板

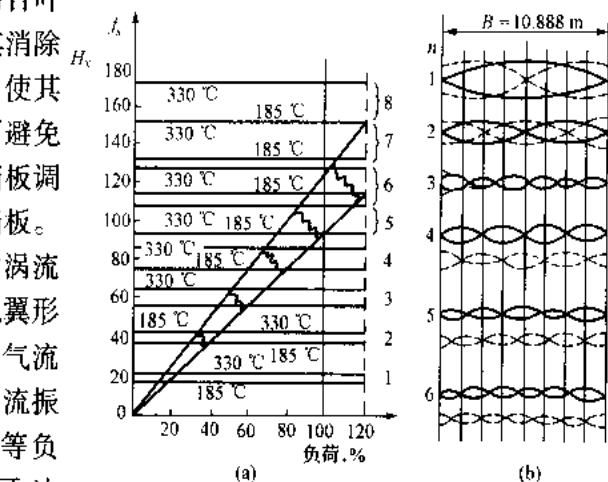


图 3-43 青山电厂 9* 炉空气预热器振动

(a) 谐波振动范围；(b) 加分隔板位置

消除的方法是：可在风机导向挡板与风机叶轮之间加装叶片整流器，以破坏旋进涡流，对消除高压脉动是很有成效的，如图 3-44 所示。在设计安装叶片整流器时应注意：

1) 整流器中心管直径 d 应小于导向挡板中心固定头直径 D_1 。

2) 整流器叶片高度 h 应为导向挡板高度 H 的 $1/3$ 或 $1/4$ ，可按式 (3-17) 计算

$$h = \frac{L_1}{3.5} + D_1 - d \quad (\text{mm}) \quad (3-17)$$

式中 L_1 ——导向挡板直管段长度，mm；

D_1 ——导向挡板中心固定头直径，mm；

d ——整流器中心管直径，mm。

3) 整流器长度应伸至风机进口边缘，可按式 (3-18) 计算

$$L = \frac{L_1}{2} + L_2 - L_3 - h \cot \alpha \quad (3-18)$$

式中 L ——整流器长度，mm；

α ——整流器的锐角；

L_2 ——风机入口喇叭管长度，mm；

L_3 ——整流器叶片端至导向挡板中心距离，mm。

4) 整流器叶片与中心管间的夹角应在 $45^\circ \sim 72^\circ$ 。

5) 整流器叶片数可根据不同叶轮直径在 5 ~ 12 片选取，最好不应是导向板或叶轮叶片

数的公约数。

6) 整流器必须固定牢靠, 用两排各两根 $\phi 20$ 圆钢, 从叶片中穿过固定拉紧, 每叶片前、后再用 $\phi 30$ 圆钢, 一端支撑焊在喇叭管上, 另一端支撑在中心管上固定。此外, 若是引风机整流器, 应用耐磨材料。注意焊接质量, 防止脱焊断裂, 损坏风机叶片。

(4) 风机风壳刚性差, 引起风壳振动。如丹河、杨柳青、青山电厂都在风机风壳侧壁上加焊两根斜撑加固消除。

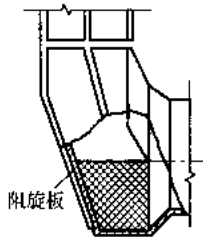


图 3-45 进风箱
阻旋板

(5) 由于进入风机叶轮的气流在进风箱内存在一个较大的诱导涡流, 因而引起风机风箱涡流振动。其特点是: ①压力波频率与波形均无规律; ②振幅随负荷增加而上升; ③压力脉动值不大, 压力波随气流的顺、逆流方向传播。消除方法是: 可在进风箱中心线下平行于风机轴线处装一块阻旋板, 高度与风机轴中心线齐平。应注意, 其结构安装焊接必须牢固, 如图 3-45 所示。

(6) 由于烟、风道某些部件设计不合理, 造成气流流态不佳, 出现局部涡流或气流相互干扰、碰撞而引起气流的压力脉动, 从而激发出噪声和振动。如杨柳青电厂 2[#] 炉两台送风机出口联络管和大庆 1[#]、2[#] 炉空气预热器入口风道振动就是例子, 其振动频率无规律, 负荷增加时, 振幅加大。

(7) 由于入口烟道加固筋未焊牢、焊全, 刚性减弱, 风板入口导向板装反, 以致气流产生涡流碰撞, 引起入口风道、风机风箱、出口风道严重振动, 焊口拉裂, 噪声大。消除方法是: 对加固筋焊口焊全、焊牢, 改正导向板方向。

总之烟、风系统振动的因素涉及很广, 有的是刚性不够, 增加加固管、加焊肋板等就可解决。但有些情况, 则需加隔板、装整流器、改进管线结构, 而有的要从改进操作方法去解决, 避免在不稳定区工作和喘振失速等, 均要视具体情况、性质而采取不同的措施。

4. 风机磨损及防磨措施

燃煤电厂的吸风机、排粉机磨损最为严重, 其磨损程度与下列因素有关: ①气流中含尘粒的浓度; ②尘粒的硬度、粒径大小、形状; ③磨损部件的材质; ④风机型式; ⑤风机转速等。吸风机磨损与除尘器的型式、运行效率有极为密切的关系, 除尘器运行效率较高的电厂, 叶轮使用寿命可达 3a 以上, 有的甚至达 5~6a 之久。但有的电厂对除尘器维护管理不善, 运行效率低, 风机严重磨损, 半年甚至 2~3 个月就要检修更换叶轮。至于排粉机的磨损则与煤粉分离器的效率有关, 有的电厂排粉机大小修都要焊补, 叶轮的使用寿命仅 1.5~3a。直吹式制粉系统排粉机更为严重, 叶轮只用 3 个月就要更换。

磨损的规律是: 对中贮式制粉系统排粉机多采用 7-29 型前弯叶片, 其磨损部位多在叶片进、出口和靠近后盘叶根处; 直吹式制粉系统排粉机大多采用 0.4-90 型锯齿叶片, 磨损多出现在叶片出口处。后弯机翼叶片吸风机磨损多在叶片进、出口和靠近后盘一侧。叶片稍有磨穿就积灰, 破坏叶轮平衡, 引起振动; 直板叶片吸风机磨损多在叶片出口靠近中盘一侧, 机壳磨损较严重的部位多在舌部。

防磨措施有:

(1) 提高除尘器、煤粉分离器检修、施工质量, 加强运行维护管理, 不断改进设备, 提高除尘器和分离器效率, 这是减轻吸风机和排粉机磨损的积极有效措施, 详见本书有关内容。

(2) 加强叶片的防磨工作, 一般多在叶片的易磨部位采用堆焊、挖补和加厚等方法来延长风机的使用寿命。可以采取: ①刷耐磨材料, 如采用石英粉加水玻璃刷在叶片上, 运行3个月检查, 石英粉加水玻璃保留90%以上; 采用辉绿岩粉、硅氟酸钠加水玻璃刷在集流器上, 运行6个月检查情况良好。②空心叶片内加填充料, 如在叶片内充填珍珠岩或石棉绒加水玻璃等, 对防止机翼叶片磨穿进灰引起振动有一定作用。③采用锯齿形叶片或叶片上加焊 $\phi 16 \sim \phi 18$ 圆钢, 如某电厂直吹式制粉系统排粉机采用锯齿形叶片, 中碳钢叶片使用寿命为6~9个月, 锰钢叶片寿命可达1a; 某电厂排粉机在叶片上加焊 $\phi 16$ 圆钢10根, 均匀分布后, 叶片使用寿命由360h延长到4320h。④在机壳、叶片上易磨处加焊耐磨材板或用耐磨材料制造叶片, 如日本用SM580材料作轮盘, 用SS41制叶片, 美国用碳化钨作衬板, 机壳内衬玄武岩铸石; 如某电厂在机壳下镶 $150\text{mm} \times 100\text{mm}$ 玄武岩铸石, 以水泥为砌料, 机壳上焊拉钩, 挂铁丝绳, 浇灌水泥和玄武岩碎粒的浆料, 衬辉绿岩铸石均有良好效果。采用铸石的防磨衬板, 其耐磨性和硬度比金属高几倍以至几十倍, 而且节约钢材耗量。⑤用等离子喷涂, 如用等离子喷涂镍铬硼硅的CHRH-T型合金粉末或使用碳化钨焊条堆焊等均取得一定的效果。⑥采用叶片表面渗碳, 使金属表面形成硬而耐磨的碳化铁层, 保持钢材内部的韧性。渗碳时一般控制加热温度在 900°C 左右, 渗碳层越厚, 防磨效果越好, 但脆性越大, 叶片越易断裂, 故其渗碳厚度由磨损部位、叶片厚度以及渗碳工艺决定。⑦某电厂在机壳舌部加装铸铁棒做成可调换的舌头, 用法兰固定于舌部, 根据磨损情况予以转向或更换, 使用效果也较好。

(3) 降低风机转速, 转速愈高, 磨损愈厉害, 磨损与转速平方成正比, 故应尽量选用比转速低的后弯叶片风机。风机选型时, 从防磨来讲最好选在风机最高效率点的左侧, 因磨损量与风机内速度有关, 选在最高效率点左侧可降低风机内速度, 对防磨损有利。

(4) 降低气流中含尘浓度, 尽量选用高效除尘器和煤粉分离器; 加强对它们的运行维护管理, 保证检修、施工质量。

(5) 改换风机型式, 如改机翼型叶片为直板型叶片, 尽量选用耐磨风机, 如C4-73、M7-29等型号风机。

5. 风机叶轮飞车损坏原因及预防

发生风机叶轮飞车损坏恶性事故的主要原因是: ①风机磨损、叶片断裂或叶片严重黏灰积灰, 使转子失去平衡, 引起强烈振动, 以致飞车; 有的甚至将风机地脚螺丝拔出, 轴承损坏、轴拉弯, 风机损坏极其严重。②轴流式风机叶片设计不良、强度低, 引起叶片断裂飞车。③风机叶片焊接质量或铆接质量差, 磨损脱落, 以致叶轮或叶片飞出。④风机长期在不稳定工况区(如喘振等)工作, 叶片疲劳损坏。

预防措施是: ①加强风机运行工况调节, 尽力避免风机在不稳定工况区工作。②安装或大小修时, 要认真检查风机磨损及叶片叶轮焊接、铆接质量, 如有损坏或缺陷应及时修补完善。如朝阳电厂发现风机铆钉设计强度不够、数量也少, 以致铆钉松动、断裂, 后将 $\phi 22$ 铆钉改为 $\phi 25$, 数量由24个增至32个, 收到一定效果。③加强风机尤其是吸风机振动、负压的监测, 当发现振动异常时, 应降低负荷停止风机, 检查叶片、叶轮等积灰、磨损、铆钉松动等情况, 并及时清灰、消除缺陷。④建立定期检查风机或清灰制度, 尤其是采用文丘里或水膜除尘器时。⑤认真改进设备提高除尘器、煤粉分离器效率, 加强维护管理, 以减少由于除尘效率低引起的风机严重磨损、积灰等造成的飞车事故。

四、压缩空气系统

压缩空气系统分两种：一是杂用系统，供检修、吹扫、水处理室各处用气；二是热控仪表专用系统。前者非定期运行，通常设1~2台容量较大的空压机和贮气罐。后者则多设数台中、小容量的空压机，连续运行，为保证热控用气的压力稳定、连续可靠，还应设有空压机自启、停装置和备用设备，以及干燥器、油、水分离器等设备。空压系统的主要设备是空压机，通常采用活塞式空压机电力驱动。其型式、容量、压力则根据用气量选定。管路系统则按用处布置，要求系统简单，操作方便，布置合理，设备系统监测仪表齐全，尤其热控压缩空气压力应远传引入控制室内。

1. 空压机的试运

(1) 试运前的检查准备。①全面检查压缩机的各运转部件和静止部件的紧固及防松情况，调整活动支撑并加润滑油。②复查各部分的间隙是否符合要求。③检查各部供油情况应正常，油量足够、油质清洁。④检查各部轴承、油路、填料、滑道、气缸等情况完好，出、入口各处的测试仪表是否安装妥当。⑤检查地脚螺栓的紧固及二次灌浆的强度是否达到要求。⑥盘车检查转动是否轻松自如。⑦压缩机周围地面应打扫干净并洒水，以防灰尘被吸入气缸内。⑧最后拆开各级气缸出口阀和管道，并装上粗铁丝网。⑨电动机的检查和试运与风机相同。

(2) 空负荷试运，上述检查准备就绪后，首行可启动油泵，调整油压到设计压力，开动注油器，检查填料和气缸的供油情况。然后按具体操作规程开车，先瞬时启动，再立即停车检查。第二次开车运转5min，第三次开车运转30min，若无不正常的响声、发热和振动，则可连续运行8h，并进行下列检查：①润滑油压力、温度和供油情况，油压在送入分配管系统前不得低于98kPa，曲轴箱或机身内润滑油温，有十字头的压缩机油温应小于或等于70℃，无十字头的应小于或等于70℃。②空压机运转应平稳，各运行部件声音应正常。③测量进、出口水温 and 冷却水量供应情况，冷却水不允许断续地流、有气泡及堵塞，冷却水温应小于或等于40℃。④各连接法兰、轴封、进气阀、排气阀、气缸盖和水套等不得漏气、漏油和漏水。⑤进气阀工作正常、安全阀灵敏。⑥各连接部分不得松动。⑦测量各级排气温度、压力应符合设计规定。⑧电动机发热情况及电流值应符合规定。

(3) 压缩机系统的吹洗。压缩空气系统在正式升压试车前，应开动压缩机进行吹洗，吹洗从1级开始，逐级连通，吹洗时的压力当使用压力在98~980kPa时为147kPa，使用压力在0.98~9.8MPa时为196kPa。吹洗时，应逐级次序，分级逐个地进行，并在各级吹出口处放置白布，以检查脏物，吹洗时间不限，直到吹净为止。对 $\phi 100$ 管径以下各级，可用临时管将吹出气体引向室外。

(4) 吹洗后，将吹洗时用的盲板及临时管拆除，装上正式管道、仪表及安全阀，然后正式运行。开车后逐渐关闭放空阀或油、水吹出阀，在1/4额定压力下运行1h，在1/2额定压力下运行2h，在3/4额定压力下运行2h，在额定压力下运行4~8h。试运时，在最小压力下运行无异常时，方可将压力逐步升高。对大型高压空压机，额定压力下运行不得少于24h。

(5) 调整安全阀，可在升压试车后逐级进行，当达到规定启跳值后，空压机动作正常，即可将其铅封。

(6) 空压机试运结束后，为检查各部分磨合情况是否正常，各紧固部分是否松动，需拆

下各级进、排汽阀进行清洗,检查各级气缸镜面磨损情况,复测气缸及曲轴水平,消除试车中发现的缺陷,恢复后再次试转,过程同前。

2. 压缩机的调整

空压机试运中,往往会发现一些问题,如排气量达不到要求,有不正常异声,级间压力过高、过低,排气温度过高,轴承发热等,因此对空压机要进行消除缺陷和调整(可参考表3-17),使空压机各项参数达设计值,各气、水、油路畅通,各部件工作正常可靠。

表 3-17 压缩机异常故障的原因和消除方法

异常故障	原 因	消 除 方 法
排气量达不到设计要求	<ol style="list-style-type: none"> 1. 气阀泄漏特别是低压级气阀泄漏; 2. 填料漏气; 3. 第一级气缸余隙容积大; 4. 第一级气缸设计余隙容积小于实际结构的最小余隙容积 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查低压气阀并消除泄漏; 2. 检查填料密封并消除泄漏; 3. 调整气缸余隙; 4. 若设计错误,应修改设计,采取措施调整余隙
功率消耗超过设计规定	<ol style="list-style-type: none"> 1. 气阀阻力太大; 2. 吸气压力过低; 3. 压缩级间内泄漏 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查气阀弹簧、气道面积是否合适; 2. 检查管道、冷却器,如阻力太大,应采取相应措施; 3. 检查级间排气压力、温度是否正常
级间压力超过正常压力	<ol style="list-style-type: none"> 1. 后一级的吸、排气阀不好; 2. 第一级吸入压力过高; 3. 第一级冷却器冷却能力不足; 4. 活塞环泄漏引起排出量不足; 5. 管路的阻力增大; 6. 吸、排气阀不好或装反 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查气阀,更换损坏件; 2. 检查并消除过高压力的; 3. 检查冷却器; 4. 更换活塞环; 5. 检查管路使之畅通; 6. 检查气阀
级间压力低于正常压力	<ol style="list-style-type: none"> 1. 第一级吸、排气阀不良,引起排气不足,第一级活塞环泄漏过大; 2. 一级排出,后一级吸入前的机外泄漏; 3. 吸入管道阻力太大 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查气阀更换损坏件,检查活塞环; 2. 检查泄漏处并消除; 3. 检查管路使之畅通
排气温度超过正常温度	<ol style="list-style-type: none"> 1. 排气阀泄漏; 2. 吸入温度超过规定值; 3. 气缸或冷却器冷却不良 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查排气阀,消除泄漏; 2. 检查工艺流程,移开吸入侧高温物; 3. 增加冷却器水量,使冷却器畅通
运动部件发生异常声音	<ol style="list-style-type: none"> 1. 连杆螺栓、轴承盖螺栓、十字头螺母松动或断裂; 2. 主轴承连杆、大小头滑道等间隙过大; 3. 轴瓦与轴承座接触不良,有间隙; 4. 曲轴与联轴器配合松动 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 紧固或更换损坏件; 2. 检查并调整间隙; 3. 研刮轴瓦瓦背; 4. 检查采取措施并消除
气缸内发生异常声音	<ol style="list-style-type: none"> 1. 气阀有故障; 2. 气缸余隙容积太小; 3. 润滑油太多或气体含水多产生水击; 4. 异物掉入气缸内; 5. 气缸套松动或断裂; 6. 活塞杆螺母或活塞螺母松动; 7. 填料破损 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查气阀并消除故障; 2. 适当加大气缸余隙容积; 3. 适当减少润滑油量,提高油、水分离效率或在气缸下加排泄阀; 4. 检查并消除异物; 5. 检查并采取措施消除; 6. 紧固螺母; 7. 更换填料

续表

异常故障	原 因	消 除 方 法
气缸发热	<ol style="list-style-type: none"> 1. 冷却水太少或冷却水中断; 2. 气缸润滑油太少或润滑油中断; 3. 脏物带进气缸, 使镜面拉毛 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查冷却水量, 开大阀门或恢复供应; 2. 检查气缸润滑油油压是否正常, 油量是否充足; 3. 检查气缸并消除拉毛
轴承或十字头滑履发热	<ol style="list-style-type: none"> 1. 配合间隙太小; 2. 轴和轴承接触不均匀; 3. 润滑油压太低或断油; 4. 润滑油太脏 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 调整间隙; 2. 更换、研刮轴瓦; 3. 检查油泵、油路情况, 提高油压; 4. 更换润滑油
油泵油压低或没有油压	<ol style="list-style-type: none"> 1. 吸油管不严密, 管内有空气; 2. 油泵泵壳和填料不严密、漏油; 3. 吸油阀有故障或吸油管堵塞; 4. 油箱内油太少; 5. 滤油器太脏被堵 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 排出空气; 2. 更新填料, 检查消除漏油; 3. 检查消除故障或堵塞; 4. 添加润滑油; 5. 清洗滤油器
填料漏气	<ol style="list-style-type: none"> 1. 油、气太脏或因断油使活塞拉毛; 2. 回气管不通; 3. 填料装配不良 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 换油, 修复或更换活塞杆; 2. 疏通回气管; 3. 重新装配填料
气缸部分发生不正常振动	<ol style="list-style-type: none"> 1. 支撑不对; 2. 填料或活塞环磨损; 3. 配管振动所引起的; 4. 垫片松; 5. 气缸内有异物掉入 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 调整支撑间隙; 2. 调换填料或活塞环; 3. 消除配管的振动; 4. 调整垫片; 5. 清除异物
机体部分振动	各轴承、十字头间隙大, 各部件接合不好	调整各部间隙, 检查调整结合处

第五节 管道和阀门的检查与调整

一、给水、蒸汽等热力系统综述

国产 200MW、300MW 机组是超高压或亚临界压力中间再热机组, 机炉呈单元集中布置。配 200MW 机组的锅炉均系国产超高压自然循环汽包锅炉, 其蒸发量 $D = 670\text{t/h}$, 过热蒸汽压力 $p''_g = 13.72\text{MPa}$, 过热蒸汽温度 $t''_{\text{mp}} = 540^\circ\text{C}$, 再热蒸汽流量 $D_r = 575.79\text{t/h}$, 再热蒸汽压力 $p''_r = 2.4\text{MPa}$, 再热蒸汽温度 $t''_r = 540^\circ\text{C}$ 。配 300MW 机组锅炉为 UP 型直流锅炉或亚临界压力自然循环锅炉, 参数 $D = 1000\text{t/h}$, $D_r = 854\text{t/h}$, $p''_g = 16.6\text{MPa}$, $t''_g = 555^\circ\text{C}$, $p''_r = 3.33\text{MPa}$, $t''_r = 555^\circ\text{C}$, $p'_r = 3.606\text{MPa}$, $t'_r = 335^\circ\text{C}$ 。

国产 200MW、300MW 机组的热力系统, 如图 3-46 和图 3-47 所示。一次汽系统多采用 $\phi 355$ 双管, 二次汽系统则采用 $2 \times \phi 426 \sim \phi 508$ 冷段管和 $4 \times \phi 426 \sim \phi 460$ 热段管与再热器和中压缸相连。为简化系统、布置方便、节约合金钢材, 锅炉侧多不设主汽门, 热段再热器管由 4 根改为 2 根。引进的 250、300、600MW 机组则多采用大直径的单管连接系统。为协调机组启动、回收工质和热量, 排出多余蒸汽, 以及系统故障时, 保护再热器不超温和维持机组带厂用电运行方式, 一般均设有两级串联旁路或启动旁路系统。

近年来引进法国 300MW 机组, 采用低循环倍率锅炉, 设有 100% 容量的大旁路系统。我

国亦相应采用三用阀旁路系统,该系统虽也由两级旁路发展而来,但其功能确有极大不同,具有启动、溢流、安全三种综合功能。因其备有 100% 容量的高压旁路和 60%~70% 容量的低压旁路,能快速、准确动作,与汽轮机相协调,并配有各工况下协调动作的自控系统。因此,点火初期的蒸汽可以送至汽轮机,当汽温、汽压达到一定值后即可冲动汽轮机。尤其机组热态启动时,汽轮机升速约 10min 左右,锅炉可以投入较大的燃料量,短期内产生大量蒸汽,使汽温较快升到要求值,进行热态启动,并保持参数,把多余蒸汽送入凝汽器。机组迅速带负荷后,逐步关小旁路,协调机炉参数,缩短启动时间,回收工质,延长汽轮机使用寿命。当电网发生故障甩负荷时,汽轮机减负荷快,锅炉减负荷慢,安全阀易动作,三用阀则可接受连续溢出的多余蒸汽,使机炉分开运行,保证在新工况下运行,汽水损失极微,过热器、再热器得到冷却。负荷减少幅度越大,100% 旁路的作用显示越大。对甩负荷而言,在决定机组是否保持热备用状态前,

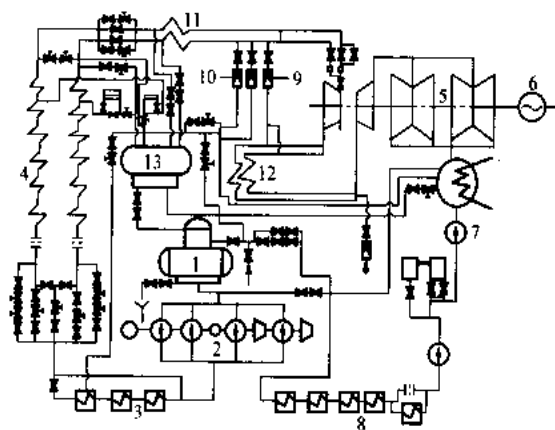


图 3-47 国产 300MW 机组原则性热力系统
1~10 同图 3-46; 11—锅炉过热器; 12—再热器;
13—启动分离器

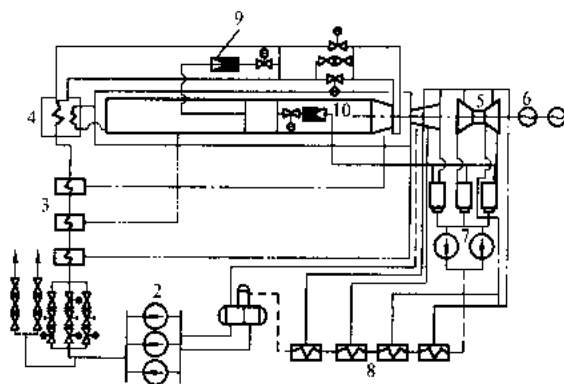


图 3-46 国产 200MW 机组原则性热力系统
1—除氧器; 2—给水泵; 3—高压加热器; 4—锅炉;
5—汽轮机; 6—发电机; 7—凝结水泵; 8—低压
加热器; 9—高压旁路; 10—低压旁路

锅炉仍可以在相当高的负荷下运行。此时多余的蒸汽通过旁路排入凝汽器,运行人员有时间去判断扰动的原因,并决定锅炉负荷是进一步降低,还是维持原状,以便发电机组能很快地重新并入电网。三用阀旁路系统具有无延迟的备用能力,可以很方便地使机组重新恢复正常运行。在三用阀旁路系统中,高压旁路阀(简称 HP)的通流能力为 100%,动作时间为 1~5s,HP 可以取代高压安全阀。在滑压运行中,高压旁路阀的压力给定值或开阀信号,必须不断地跟踪过热器出口压力值,所以 HP 又是滑压机组的跟踪安全阀。但 HP 和普通的高压旁路阀不同,为了保持凝汽器内的温度和真空,与凝汽器

相连的低压旁路阀不可当作防止再热器超压的安全阀用,必须设置排空的中压安全阀。这种安全阀必须与高压安全旁路阀密切配合,其控制系统的可靠程度与高压部分相同,因而只有可控安全阀才能满足这些要求,经过实践证明,三用阀系统基本符合设计要求。

关于旁路系统容量,200MW 机组为 15% 容量的高压旁路和 25% 容量的中压旁路;300MW 机组则多配 30% 容量的启动旁路。经过多年实践证明,一般能满足要求,但机组热态启动时间长,表现旁路容量偏小。根据美国推荐旁路容量,直流锅炉不设安全阀时,100% 容量的旁路是必要的。汽包锅炉大多倾向于 25%~70% 容量的旁路为热态启动用。燃

油、气炉采用 30% 容量旁路, 燃煤时采用 40% ~ 50% 旁路较为合适。当旁路作为甩负荷用时, 容量可选大点, 油、气炉为 40%, 燃煤炉为 70%。两级旁路可比一级旁路容量小, 可使用中压安全阀动作, 否则因压力低、比体积大, 旁路容量需加得相当大, 这样做是极不经济且困难的。

给水系统, 无论 200MW 或 300MW 机组, 大都采用三泵两运行。早期多用电力驱动的定速泵, 部分机组采用公用制给水系统。由于启动和运行压力相差较大, 故障多, 故给水系统多设置有备用管路和差压调节阀。实际运行中, 常因压差过大、阀门工况极为恶劣, 存在调节阀阀杆损坏、调节性能差、漏流过大等弊病。近年来由于液力联轴器的出现, 多采用调速给水泵, 从而达到了简化给水调节系统, 改善调节性能, 节约厂用电的效果。300MW 机组采用 2 台汽动给水泵和 1 台电动泵。一般高压加热器布置在给水操作台前, 为减少高压加热器压差和泄漏, 有的机组则将高压加热器布置在给水操作台后与省煤器之间。主汽减温水系统多引自主给水管路, 再热器减温水多来自给水泵中间抽头。

热力系统调试常遇到的主要问题是: 电动主闸门前后、再热管道的水管径偏小, 启动中易堵或疏水量小, 影响管道升温速度, 延误汽轮机启动时间。一般多加大疏水管径, 由 $\phi 32$ 改为 $\phi 76$, 几根管道疏水由集中布置改为分开布置, 以利调节管间温差。其次是 I、II 级旁路容量偏小, 热态启动时间长。I 级旁路减温水系统布置欠佳, 阀门漏流, 造成减温水倒灌至主汽系统, 引起水击, 影响旁路系统热备用, 常常被迫采取关闭减温水截止门的办法。电动阀门开关不灵, 调节阀特性差、漏流大, 阀门不耐磨。运行一段时间后, 特别是公用系统阀门, 常常发生泄漏, 使系统隔离困难, 影响检修和故障处理。机炉呈单元布置时, 一般不设锅炉主汽门, 因此水压试验时, 需打压至汽轮机前阀门处, 当管道超过工作压力时, 其支吊架等设计均应考虑水压试验的需要。再热器系统除汽轮机有中压汽门外, 系统不设任何阀门隔离, 水压试验时需装临时堵板。否则, 万一中压汽门不严, 水将进入中压缸。故再热器检修焊接后多采取无损探伤法检验而不进行水压试验。超压试验后管内积水应放出, 以免影响暖管速度, 尤其应注意蛇形管内积水一般难于放净, 点火后该积水会蒸发产生压力, 故点火升压时需监视并适当开启对空排汽, 或采用旁路泄压方式泄压排水, 以免产生水、汽塞。当管道升温时, 应控制升温速度, 排出管内积水, 监视热胀情况, 以免发生水击、升温过快或长期积水产生较大热应力, 减少管道寿命。

二、安全阀的调整

1. 概述

安全阀是防止锅炉和容器内汽压超过规定值, 保证锅炉机组和压力容器的安全运行极为重要的保护装置。安全阀的数量及排汽量在锅炉监察规程中均有明确规定: 即每台锅炉至少应装设两个安全阀, 其总排汽能力必须大于锅炉最大连续蒸发量; 并保证汽包和过热器上全部安全阀开启后, 锅炉的蒸汽压力上升幅度不超过安全阀最大开启压力的 3%, 并不得使锅炉汽压超过设计压力 6% 倍。

安全阀的排汽量是根据制造厂提供的。当制造厂没有提供该资料时可参照式 (3-19) 计算

$$q_m = CA(10.2p + 1)K \quad (3-19)$$

$$C = 0.5145\alpha A_{min}/A \quad (3-20)$$

式中 q_m ——安全阀的排汽量, kg/h;

- p ——安全阀的起座压力（表压），MPa；
 A ——安全阀的排汽面积，一般可用 $\pi d^2/4$ 计，mm²；
 K ——安全阀进口处蒸汽比体积的修正系数，见表 3-18；
 C ——安全阀的排汽常数，可按式（3-20）计算，当不知道该系数时，也可按表 3-19 选取；
 α ——安全阀排汽系数；
 A_{\min} ——安全阀的最小流通面积，mm²。

表 3-18 比体积修正系数 K

蒸汽压力 p (MPa)		K	蒸汽压力 p (MPa)		K
< 11.7	饱和蒸汽	1	> 11.7	饱和蒸汽	$\sqrt{2.1 / (10.2p + 1)} v_b$
	过热蒸汽	$\sqrt{v_b / v_g}$ 或 $\sqrt{1000 / (1000 + 2.7T_g)}$		过热蒸汽	$\sqrt{2.1 / (10.2p + 1)} v_g$

注 v_g 为过热蒸汽比体积，m³/kg； v_b 为饱和蒸汽比体积，m³/kg； T_g 为过热度，℃。

表 3-19 安全阀的排汽常数 C

d/h	40	20	12	4
C	0.048	0.085	0.098	0.235

注 d 为安全阀座内径，mm； h 为安全阀瓣开启高度，mm。

安全阀的起座压力值，应按设备技术文件或锅炉监察规程规定，如表 3-20 所示。安全阀回座压力，一般应按起座压力的 4% ~ 7% 计，最大不得超过起座压力的 10%。但当某些安全阀机械部分缺乏调节手段时，回座压力也可按不低于汽轮机带满负荷时的最低压力值计，或按验收规范的规定。压力继电器的整定值，应不低于脉冲取样点工作压力的 3%。

表 3-20 安全阀起座压力

安 装 位 置		起 座 压 力	
汽包锅炉的汽包或过热器出口	汽包锅炉工作压力 $p < 5.88\text{MPa}$	控制安全阀 工作安全阀	1.04 倍工作压力 1.06 倍工作压力
	汽包锅炉工作压力 $p > 5.88\text{MPa}$	控制安全阀 工作安全阀	1.05 倍工作压力 1.08 倍工作压力
直流锅炉的过热器出口		控制安全阀 工作安全阀	1.05 倍工作压力 1.08 倍工作压力
再热器或启动分离器			1.4 倍工作压力

2. 安全阀结构及特点

(1) 杠杆式安全阀结构主要由阀体、阀芯、阀座、杠杆和重锤组成，如图 3-48 (a) 所示。此种安全阀的优点是结构简单，配合件摩擦阻力小，动作灵活准确，易于调整。缺点是重锤尺寸大，与小尺寸阀芯相比极不匀称，排汽量小，常用于中、低压锅炉及压力容器上，或作脉冲式安全阀的脉冲阀。调整此种安全阀，只需改变重锤位置就能调节其动作压力。为提高调试效率，减少调试麻烦，可按力矩平衡公式（3-21）计算重锤应放位置，并放好。进

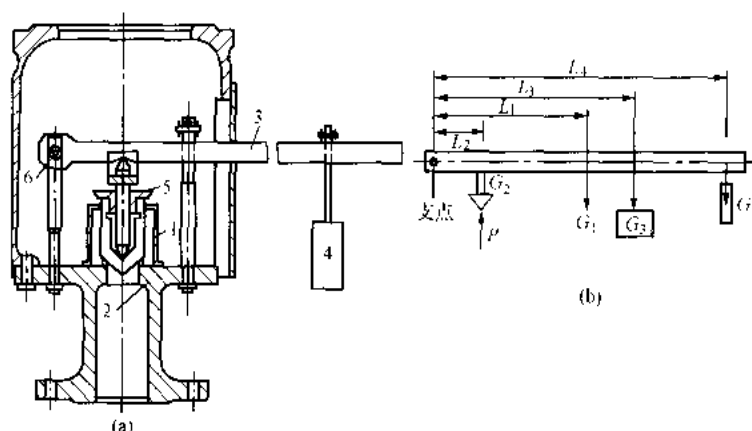


图 3-48 杠杆式安全阀结构和力矩示意

(a) 结构; (b) 力矩示意

1—阀芯; 2—阀座; 3—杠杆; 4—重锤; 5—调整环; 6—支点; G_1 —杠杆重力; G_2 —阀芯自重; G_3 —重锤重力; G_4 —电磁铁芯重力; L_1 、 L_2 、 L_3 、 L_4 — G_1 、 G_2 、 G_3 、 G_4 至支点的距离

行试验时, 只稍做细微调整即可满足要求。

$$FL_3 = G_1 L_1 + G_2 L_2 + G_3 L_3 + G_4 L_4 \quad (3-21)$$

$$L_3 = \frac{FL_3 - G_1 L_1 - G_2 L_2 - G_4 L_4}{G_3}$$

$$F = \frac{\pi}{4} \left(d + \frac{2}{3} b \right)^2 p \quad (3-22)$$

式中 F ——阀芯所受蒸汽的上推力, N;

p ——阀芯受到的蒸汽压力, MPa;

d ——安全阀芯内径, m;

b ——安全阀阀芯结合面宽度, m。

(2) 弹簧式安全阀结构如图 3-49 所示, 主要由阀体、阀芯、阀座、弹簧和调节装置组成。此种安全阀在国产 410、935、1000t/h 锅炉上得到广泛应用。

(3) 脉冲式安全阀由脉冲门和主安全阀组成, 其系统如图 3-50 所示。其特点是主安全阀阀瓣倒装, 与阀座结合面靠蒸汽压力进行密封, 冷态时只需给弹簧略加预紧力, 将阀瓣提起, 与阀座结合面接触, 保持 0.49~0.588MPa 压力即可。它广泛地用于自然循环锅炉上, 其优点是排汽量大, 密封性能好, 动作灵敏可靠。缺点是阀门冲击振动大, 结合面材质需要高温耐磨材料, 一般多采用钨铬钴基焊条或热 gn 焊条堆焊, 保持 HB=50 以上。

3. 安全阀调试前的准备

(1) 安全阀调试前的技术准备。为使安全阀调试顺利进行, 首先应掌握安全阀的结构特性、安装、检修技术质量要求和调试特点, 并对安全阀的设计结构尺寸、检修情况进行研究、核实, 看其是否符合要求。如脉冲主安全阀活塞直径应满足安全阀动作要求, 可按式 (3-23) 核算, 即

$$p_1 A_1 > p_2 A_2 + f \quad (3-23)$$

由于管道的散热损失、阀门的泄漏、疏水门开启造成的排泄以及活塞环密封的泄漏等,使得 p_1 一定小于脉冲安全阀的动作压力,一般按脉冲安全阀动作压力的 80%~85% 考虑。

【例 3-1】 某电厂主安全阀结构活塞直径 $d_1 = 12\text{cm}$, 活塞杆直径 $d_3 = 3.8\text{cm}$, 阀瓣结合面外径 $d_2 = 10\text{cm}$, 脉冲安全阀动作压力为 16.366MPa, 弹簧压缩力及克服阻力之和为 1764N, 试判断主要安全阀是否可靠。

解: 按式 (3-23) 计算

$$\begin{aligned} p_1 A_1 &= 16.366 \times 10^6 \times 0.8 \times \frac{\pi}{4} (d_1^2 - d_3^2) \\ &= 16.366 \times 10^6 \times 0.8 \times 0.785 \\ &\quad \times (0.12^2 - 0.038^2) \\ &= 1.33 \times 10^5 \text{ (N)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} p_2 A_2 + f &= 16.366 \times 10^6 \times \frac{\pi}{4} d_2^2 + 1764 \\ &= 16.366 \times 10^6 \times 0.785 \times 0.1^2 + 1764 \\ &= 1.30 \times 10^5 \text{ (N)} \end{aligned}$$

注: 安全阀瓣结合面受力面积 $A_2 = \frac{\pi}{4} d^2$, 其中 d 的正确计算式为 $d = \left(d_1 + \frac{2}{3} b \right)$, 而 d_1 为内径 (mm), b 为结合面宽度 (mm), 此处为简化计算临时按外径计算 A_2 。

因 $p_1 A_1 > p_2 A_2 + f$ 约 2922.7N, 故认为此脉冲系统保证主安全阀动作无问题, 比较可靠。在动作压力下, 只要活塞室内压力大于 12.806MPa,

主安全阀即可动作, 即 $p_1 = \frac{p_2 A_2 + f}{A_1}$ 。

对带压缩空气系统的盘式 (蝶式) 弹簧安全阀的弹簧, 应进行特性试验, 并根据其特性、自由高度、允许压缩的最大高度、阀门应达到的开启行程, 研究并核算安全阀动作是否受阻和限制行程的问题。

如某安全阀结构尺寸: d_1 为压缩空气室活塞直径, 22cm; d_2 为安全阀阀芯结合面外径, 7.5cm; p_g 为锅炉过热器出口动作压力, 16.66MPa; n 为安全阀弹簧片数, 22片; s 为安全阀弹簧特性, 每压缩 1mm 需 1862N; p_1 为活塞上空气压力 0.49MPa。按安全阀动作时力的平衡估算: 阀芯动作受蒸汽的上推力为 $1.08 p_g A_2$, A_2 为受压缩空气上(下)推力 $p_1 A_1 = 0.49 \times 10^6 \times 0.785 \times 0.22^2 = 18617\text{N}$, 可使弹簧变化 10mm, 相当于阀芯受 4.234MPa 的压力, 使阀芯更加严密。若活塞上未加空气压力, 要使主安全阀不漏, 则弹簧应压缩 42.66mm。加安全阀动作行程压缩量 22mm, 则 22 片弹簧, 每片要压缩约 3mm, 因蝶式弹簧的变形量受其总高

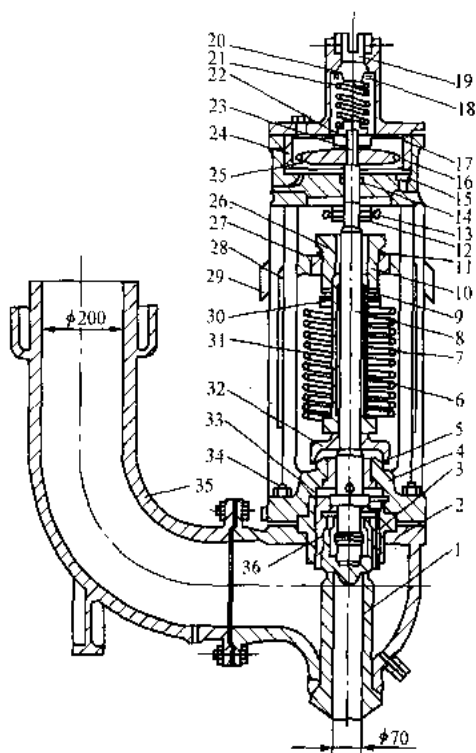


图 3-49 带压缩空气系统的弹簧安全阀

1—喷嘴; 2—阀壳; 3—阀芯; 4—阀盖; 5—衬套; 6、22—弹簧座; 7—盘形弹簧; 8—阀杆; 9—推力轴承; 10—螺母; 11、33—圆螺母; 12—夹圆; 13、15、27—螺钉; 14、16、19—O形密封圈; 17—活塞室; 18、30—挡板; 20—调节螺钉; 21—弹簧; 23—垫圈; 24—活塞套; 25—活塞; 26—调节螺帽; 28—护板; 29—阀壳吊耳; 31—垫板; 32—轴承座; 34—垫块; 35—排汽弯头; 36—阀套

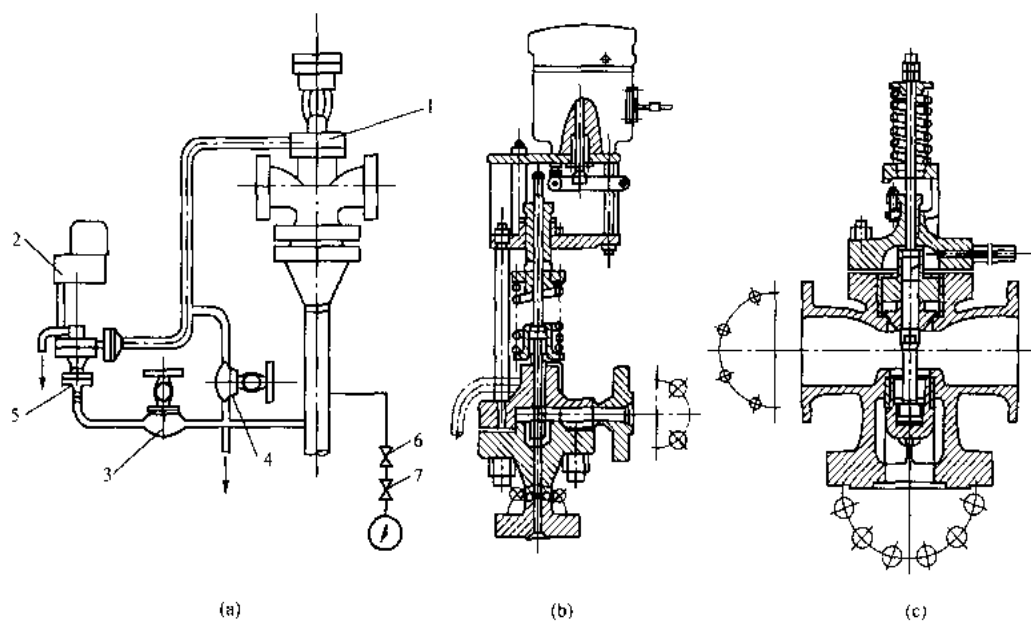


图 3-50 脉冲式安全阀系统

(a) 系统; (b) 脉冲安全阀; (c) 主安全阀

1—主安全阀; 2—脉冲安全阀; 3—截止阀 DN20; 4—节流阀 DN10; 5—法兰; 6—阀门 DN10; 7—压力表考克

度和刚性的限制,且上推力 98066N 小于弹簧总压缩力 120396N,弹簧难于达到压缩 64.66mm,故安全阀行程受到限制。在活塞上加压缩空气后,弹簧仍应压紧为 $\left(\frac{79449-18617}{1862}\right) = 32.67\text{mm}$,加安全阀行程压缩值,每片弹簧片仍需变形 2.48mm,也难达到要求(实测其变形仅 2.253mm)。故为达到动作行程要求,势必要增加弹簧片数,减少每片变形量,或改变弹簧刚性,或增大活塞上压缩空气压力,或改变安全阀结构。其次,活塞上压缩空气的控制电磁阀由于某种原因失电,或黏住不动失去作用,空气压力将不能泄掉时,锅炉安全阀动作压力势必大大升高,致使锅炉严重超压,因此,这种安全阀弹簧压缩值,若不计算活塞上空气施加力,有严重过压危险。若完全考虑空气施加力,弹簧压缩量小,预紧力小,安全阀易泄漏。有的电厂为使安全阀运行既不泄漏,在压缩空气未泄掉时,又要减少锅炉超压幅度,采取了折中措施,即活塞上按压缩空气施加压力的 $\frac{1}{2}$ 计入(约 2.117MPa),以保证密封,进行弹簧预整定,其值为 $(1.08p_{\text{气}}'' - 2.06)A_2 = 70101.6\text{N}$,则安全阀动作时,按力平衡估算阀升起行程 H 为

$$H = \frac{1.08p_{\text{气}}''A_2 - (1.08p_{\text{气}}'' - 2.06)A_2 + p_1A_1}{s}$$

$$= \frac{79449 - 70101.6 + 18617}{1862} = 15.02(\text{mm})$$

H 比设计行程 22mm 低 7mm。若正常运行,结合面密封力仅维持 0.49MPa 时是较小的,虽则下可达原设计行程 22mm,但弹簧需按 12.936MPa 整定,加压缩空气作用力后为 17.15MPa,这样当汽压波动时可能会发生泄漏,或当汽压波动又遇压缩空气失压时,安全阀可能误动。为满足安全阀行程 22mm,势必增加弹簧片数或改变弹簧刚性,或降低弹簧预紧力,或改变

阀芯结构, 如将安全阀套外缘加长罩过密封面 8mm 左右, 以增加冲力等。某电厂按上述原则, 考虑 $\frac{1}{2}$ 压缩空气压力作为弹簧预紧力来压紧弹簧, 安全阀动作稳定, 无漏汽现象, 密封良好, 开启行程有提高, 但未达设计值, 仅 17~18mm, 欲达要求 22mm, 弹簧刚性应小于 1339N/mm。

(2) 应密切注意安全阀的安装、检修质量, 尤其各部间隙尺寸要符合要求。根据安全阀结构、参数的不同, 间隙值略有差别, 主要是考虑安全阀受热膨胀后动作应灵活不卡。但间隙过大, 泄漏大, 也容易引起偏斜卡涩, 因而应按如下尺寸控制:

1) 脉冲阀阀芯与阀杆、阀杆与密封套、阀座与阀芯间隙值如图 3-51 所示。

2) 脉冲阀阀芯与阀座结合面处排汽口, 应有 1mm 左右重叠度, 如图 3-52 所示。某电厂 6[#] 炉安全阀下阀线与排汽口底边相距 3~5mm, 无覆盖度, 不能在阀芯的附加截面处形成压力, 增加阀芯的向上推力, 使脉冲阀不能突起, 后通过加堵增加 1mm 左右重叠度得到解决, 如图 3-53 所示。有的脉冲阀, 无导向销, 单侧排汽, 阀芯动作后, 受力不平衡, 阀芯易歪斜卡住。在改为双排汽时, 应注意两排汽口不同心度不大于 0.05mm, 并通过阀芯中心线, 两排汽口截面积之和应等于进口管截面积。

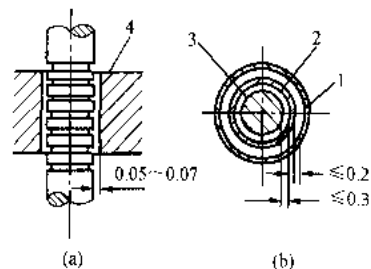


图 3-51 脉冲阀阀杆与阀套, 阀座与阀芯、阀杆的间隙

(a) 阀杆与阀套; (b) 阀座与阀芯、阀杆
1—阀座; 2—阀芯; 3—阀杆; 4—阀套

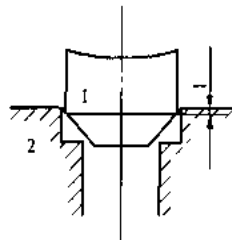


图 3-52 阀芯与排汽口重叠度
1—阀芯; 2—阀座

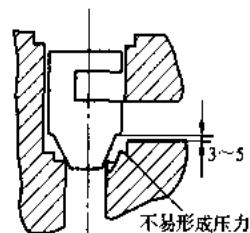


图 3-53 某电厂 6[#] 炉
脉冲阀改进

3) 检查杠杆式脉冲阀或杠杆安全阀的杠杆, 应平直, 不得有扭曲, 二刀口的刀刃应平直, 不得有缺口, 并在一条水平线上, 刀口角度如图 3-54 所示。杠杆与销轴应保持 0.3mm 间隙, 粗糙度在 $\text{Ra} \sqrt{\quad}$ ~ $\text{Ra} \sqrt{\quad}$ 以下, 并保持与刀口的距离和阀体固定支点到杠杆距离一致。

4) 对哈尔滨锅炉厂生产的弹簧脉冲阀间隙要求如图 3-55 所示。① $y = 0.18 \sim 0.24\text{mm}$, 不大于 0.3mm, 上下间隙应均匀, 相差不应过大, 粗糙度为 $\text{Ra} \sqrt{\quad}$ ~ $\text{Ra} \sqrt{\quad}$, 阀芯下阀线 90° 角及导向翅 90° 角均应圆弧过渡; ② 阀芯同心度、偏斜度不大于 0.5mm, 否则易使阀芯偏斜漏汽, 同时影响安全阀动作或产生频跳; ③ M 值约 2.4~3.1mm; ④ 阀开启行程 H 为 2mm; ⑤ 阀杆与阀套间隙为 0.06~0.08mm, 粗糙度为 $\text{Ra} \sqrt{\quad}$ ~ $\text{Ra} \sqrt{\quad}$ 。

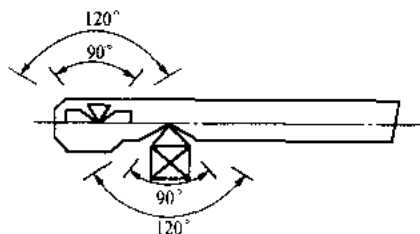


图 3-54 安全门杠杆刀口角度

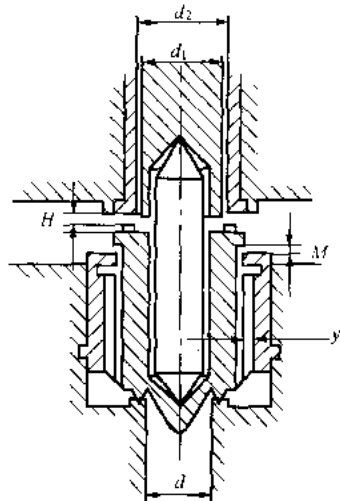


图 3-55 哈锅产弹簧脉冲阀
间隙要求

y —导向翅与阀芯间隙； H —阀行程；

M —增力盘下间隙； d —阀芯直径；

d_1 —阀杆直径； d_2 —阀套直径

(3) 检查弹簧压杆应垂直不弯曲，弯曲值不大于 0.05mm ，粗糙度不大于 $\text{Ra} 6.3 \sim \text{Ra} 3.2$ ，压杆尖端接触球面符合要求。弹簧支柱长度允许公差为 $\pm 0.2\text{mm}$ ，误差不得超过 0.5mm 。检查阀杆、弹簧压杆的垂直度和同心度，保持压杆圆周具有活动余地、无卡涩现象。保持弹簧压杆与调节螺母间隙为 0.1mm ，以免压盖或弹簧受力不均、歪斜，影响阀芯动作的灵活性。

(4) 检查电磁铁铁芯，必须动作灵活，连接杠杆与上下电磁铁、套环、铁件等各间隙、距离应符合图 3-56 要求。上下电磁铁应相互平行与杠杆垂直，以避免杠杆动作时受电磁铁阻碍，有别劲现象，杠杆与套环两侧间隙应均匀，各连接片与活动电磁铁件无卡涩，铁芯应打磨光滑并涂黑铅粉，腔内应清洗干净。端部球面压盖上的开口螺丝用来调整高度，使端盖与筒顶有 $2 \sim 3\text{mm}$ 空隙，以免铁芯升降时腔内形成真空，影响铁芯动作灵活性。

(5) 对有连接杆结构的脉冲阀，应注意连接杆直径 d_1 与阀芯结合面内径 d 的相互关系。按动作过程分析和计算， $d = 0.95d_1$ 为宜，否则将影响回座压力，使其偏低。疏水门结构型式与开度有关，针形阀开度可大，而与针形阀相同直径的球形阀宜小，以免疏水排放量过大，影响主安全阀动作，或使回座压力偏低等。

(6) 认真检查主安全阀、脉冲阀密封面是极重要的，其粗糙度应为 $\text{Ra} 0.4 \sim \text{Ra} 0.2$ 以下，密封宽度应大于密封面宽度的三分之二，划线检查时沿结合面宽度不应有穿过的痕迹，结合面无麻点等。一般新阀只用清洁机油油光即可，不需重新研磨，但结合面有损伤确需研磨时，应视损伤程度采取粗研或细研。因阀芯、阀座结合面宽度不同，所以两者不许对研，应用专用胎具研磨。研磨时应用力均匀平稳，缓慢转动，轻拿轻放，特别是到最后研磨结合面时，因其非常平，接触严密，易黏在一起，所以更应注意。

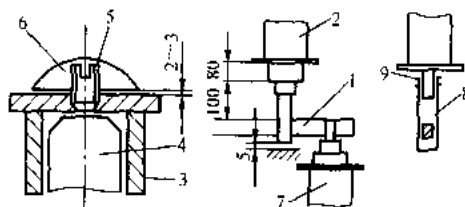


图 3-56 电磁铁铁芯与杠杆配合要求

1—杠杆；2—上电磁铁；3—线圈；4—铁芯；

5—开口螺丝；6—球面压盖；7—下电磁铁；

8—套环；9—连接销

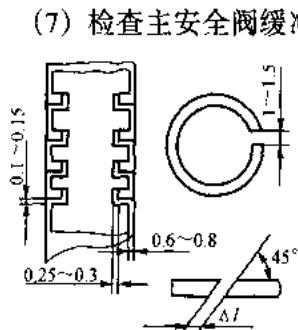


图 3-57 活塞与胀圈间隙要求

(7) 检查主安全阀缓冲室及弹簧有无裂纹、重皮、平整情况，用光谱分析验明材质，并进行弹簧压缩特性试验。组装时为保证使用寿命以及保证主安全阀开启行程不受阻，应使弹簧的压缩高度与主安全阀全开行程之和小于弹簧最大压缩量，以免弹簧长期处于最大压缩值下，造成疲劳断裂。

(8) 活塞与胀圈间隙要合适，过大易松弛漏汽，过小易热胀卡涩，影响活塞动作灵活性，如图 3-57 所示。活塞套、胀圈、活塞应无毛刺，粗糙度在 $\text{Ra} 0.4 \sim \text{Ra} 0.2$ 以上。胀圈对口间隙 ΔL 为

$$\Delta L = L\alpha\Delta t \quad (3-24)$$

式中 L ——胀圈展开长度, m;

α ——线胀系数, mm/($^{\circ}\text{C}\cdot\text{m}$), 对 Cr13 钢, $\alpha = 1.3 \times 10^{-5} \text{ mm}/(^{\circ}\text{C}\cdot\text{m})$;

Δt ——脉冲蒸汽与外界温度差, $^{\circ}\text{C}$ 。

一般盲口间隙为 1~1.5mm, 斜口间隙过热汽取 2~3mm, 饱和汽取 1.5~2.5mm。当采用石棉绒渗黑铅粉捣实的填料、橡皮圈、10mm×10mm 高压石棉盘根代替金属胀圈时, 应注意加装时均匀饱满, 否则起不到胀圈作用, 影响安全阀动作。

(9) 检查、测量主安全阀阀芯与其导向翅间隙, 应为 0.5mm, 如图 3-58 所示, 过大易使阀芯歪斜, 过小易胀住, 接触面要光滑, 不宜有毛刺、锈蚀物等, 以免使回座压力偏低和拒绝动作等。

(10) 检查注意各焊口质量, 应无裂纹、气孔、夹渣等。

(11) 检查安全阀排汽管, 应牢固, 支吊架符合要求, 保证自由膨胀, 排汽口应为 Y 形管, 减少反力和雨水浸入。

(12) 检查安全阀周围道路, 应畅通, 照明应充足。搭设供调试用的临时架子、平台应绑扎牢固, 对露天布置的安全阀, 其脉冲汽管应加保温或敷设拌热管, 以防冻结。

(13) 检查待调安全阀限制起跳的卡字 (如装有), 应取掉, 安全阀水管应畅通, 并接至安全地点。

(14) 检查专用空压机系统, 应设干燥装置和过滤器, 并提前吹扫干净, 活塞汽缸内应检查无杂物、卡涩现象。

(15) 压力断路器或接点压力表应装在不受振动处或运转层仪表室内, 其取样点不应装在脉冲管上, 应装在距安全阀有一定距离处, 以免引起频跳。压力继电器及其控制回路应冷态检查、校验合格。

(16) 过热器、再热器向空排汽门、旁路系统、安全阀试验管路应试验好用, 电接点及就地手拨水位计能投入。

(17) 准备好上下联系用灯光信号、电话或通信设备, 准备符合规范要求量程的 0.35 级以上标准压力表, 或经校准的合乎精确度要求的压力表, 装在汽包、过热器、再热器集箱处。配备好调试人员, 准备好调试用具及防护用具等。

4. 安全阀的调试方法及步骤

安全阀调试方法, 一般多采用不带负荷进行调整, 也有带负荷调整的, 有条件时, 可在邻炉或试验台上进行热态校验, 以便提前发现缺陷并消除, 从而缩短调试时间、减少油耗。

安全阀调试步骤是按规点火升压。当压力升到 3.92MPa 以上时, 应将安全阀脉冲管彻底冲洗干净并恢复好 (一般新炉多在吹管末期进行)。当汽压升至安全阀动作压力的 80% 左右时, 可手动强制打开脉冲安全阀, 进行主安全阀的排汽试验, 不少于 1min, 冲净脏物, 防止卡坏结合面, 并检查安全阀开关灵活及严密性, 手动回路是否正确。当汽压升到锅炉工作压力时, 应保持汽压, 检查锅炉各部膨胀情况等, 并进行蒸汽严密性试验, 未发现重大缺陷时, 可升压调整安全阀。调整前应再次检查安全阀, 除将待调整的安全阀楔铁卡子取下, 将脉冲阀的进汽阀开启外, 其余安全阀楔铁或脉冲阀进汽阀均应楔死或关闭, 待调整时才取

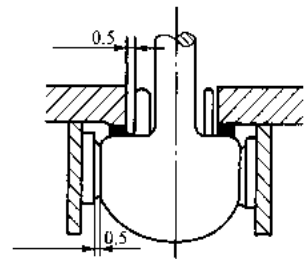


图 3-58 主安全阀阀芯与
导向翅间隙要求

下或打开。一般调整顺序是,先调机械部分,后试压力继电器,先调动作压力高的安全阀,后调动作压力低的安全阀,以便调好后即可投入运行。调试时,应先松开锁紧螺母,对杠杆安全阀应松开重锤限制卡,调整好水门开度后,再逐渐升压到安全阀动作压力。如安全阀不动作,应降压或保持压力,用手或器具压住安全阀,调整调节螺丝或移动重锤位置,再做升压试验,一直到安全阀动作压力符合要求为止。调试时应注意按分工各自坚守岗位,加强联系,调整操作人员应带好防护用具并由熟练人员进行调整操作,无关人员应远离场地。调试时应尽量保持锅炉工况稳定,按要求及时调整汽压和水位,严禁超压和缺水、满水。调整安全阀机械部分,应尽可能使安全阀自动起、回座,不加外力。但安全阀发生异常故障或回座压力过低,动作时间过长,影响锅炉安全运行,或动作压力不合要求,准备重调时,可用外力压回。调节过程中,应注意采取安全措施,以免喷出蒸汽或落下异物伤人。升压前应校对就地标准表与集控室压力指示,掌握差值,向有关人员交底,明确调压手段、联系方式、水位控制等。调试后应做好记号,固定或限制重锤或弹簧在调定位置,并取下脉冲阀疏水门手轮,锁紧并帽螺母。如需要热态校验压力继电器,可按要求升压试验并调整压力继电器触点,直至符合动作要求值为止。一切正常后,即可投入运行,并办理安全阀调整签证。

5. 安全阀的故障原因及消除

安全阀异常、故障时,视不同情况,采取相应措施,见表 3-21。

表 3-21 安全阀异常、故障的原因及消除措施

现象	原因	消除措施
脉冲阀动作不灵,不能起跳或动作迟钝	<ol style="list-style-type: none"> 1. 各处间隙不合适,产生卡涩,摩擦大; 2. 阀内有脏物,锈蚀严重,局部卡涩; 3. 电磁铁线圈阻力大,铁芯不垂直作用在杠杆上。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 检查调整各部间隙,使其符合要求; 2. 冲净脉冲管,清理阀芯内部,将脏物、锈蚀清除; 3. 抽出铁芯检查电磁铁,去除油垢,涂黑铅粉,使其灵活不卡,垂直作用在杠杆上,连接销活动,杠杆上抬时,(电磁铁)不别劲、吃力; 4. 检查修正刀口,保持支点、刀口、着力点在一条线上,杠杆刀口角度调至 120°,阀杆刀口角度为 90°,厚为 0.3~0.6mm,各处不卡
脉冲阀回座压力低	<ol style="list-style-type: none"> 1. 各部间隙不合适,有卡涩现象; 2. 安全阀各处水平度、垂直度不合要求; 3. 阀杆弯曲大于 0.1mm; 4. 弹簧塑性变形,紧弹簧时四周间隙不匀、中心偏斜; 5. 粗糙度高,阀杆、衬套有毛刺; 6. 各活动部分有脏物、卡涩; 7. 疏水门开度不合适; 8. 安全阀起跳后,重锤位置移动 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 保证各部间隙符合有关要求; 2. 保持各水平度、垂直度在允许范围内; 3. 校正阀杆,使弯曲值在要求范围内; 4. 重新校验弹簧,更换、紧固弹簧,保证弹簧中心不偏斜; 5. 对粗糙处进行磨光处理; 6. 清除脏物,保证阀体内部干净; 7. 调整疏水门开度至合适值; 8. 把重锤略向后移,并固定牢靠
主安全阀拒绝动作	<ol style="list-style-type: none"> 1. 疏水门全开或开得过大,活塞室漏气; 2. 脉冲阀开启行程不够; 3. 阀芯与活塞的有效作用面积相差太小; 4. 胀圈太硬,胀圈与汽缸壁硬度差小于 50; 5. 胀圈的接口及径向间隙太小; 6. 阀芯导向翅与阀座间隙小; 7. 活塞室、胀圈内有脏物、卡涩 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 关小疏水门,换活塞环,减小漏气间隙和漏汽量; 2. 查明原因消除,增大脉冲阀行程; 3. 增大活塞直径或减少阀芯直径; 4. 保证汽缸壁硬度 HB = 400~500,胀圈硬度等于 300~350; 5. 接口间隙为 2~3mm,径向间隙大于 0.1mm; 6. 加大阀座与阀芯导向翅间隙至 0.5~0.7mm; 7. 清理活塞室、胀圈内脏物,消除卡涩

续表

现象	原因	消除措施
主安全阀漏汽	<ol style="list-style-type: none"> 1. 结合面材质差, 使用焊条不当, 有夹渣裂纹; 2. 结合面研磨质量差, 有关间隙不合要求; 3. 弹簧刚性变化紧力不够, 弹簧压偏, 中心不正, 单面受力; 4. 阀芯密封面、阀壳与内套垫、活塞连接法兰面不平行, 造成吃力不匀, 汽流将垫子吹成槽; 5. 阀芯连接处脱落度间隙大, 弹簧紧力小时, 造成安全阀动作后不能复位; 6. 活塞连接杆螺丝有裂纹, 丝杆受热后拉长; 7. 管路系统脏, 安全阀动作后, 排气管脏物落下, 卡密封面; 8. 主安全阀阀芯锁紧垫片强度差, 断裂、松动, 阀头掉 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 采用钨铬钴基、热 507 焊条, 注意堆焊工艺, 保证硬度等于 250; 2. 重新研磨, 符合要求, 检查阀各间隙均匀, 大小合要求; 3. 更换弹簧, 在安装时保证中心不偏, 受力均匀; 4. 保持三个结合面的平行度合乎要求; 5. 减小阀芯连接处脱落度至 1mm; 6. 更换不合格的连杆; 7. 排气管安装时应保证内部清洁; 8. 重新加工锁紧垫片, 材料由 FB₂ 改为 1Cr18Ni9Ti 并加厚 1mm, 然后将阀芯装牢, 必要时应重试安全阀将脏物吹净
主安全阀回座延迟	<ol style="list-style-type: none"> 1. 疏水门开度小或活塞室漏汽小; 2. 摩擦阻力大 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 开大疏水门, 适当开大缓冲器止回阀节流孔; 2. 保证各处配合间隙及粗糙度在要求范围
安全阀动作顿跳	<ol style="list-style-type: none"> 1. 压力继电器取样点距主安全阀距离太近; 2. 阀芯内部结构间隙不合适, 回座压力不稳定; 3. 回座压力过高, 起座、回座压差大于 3%; 4. 联系不够, 安全阀起跳后未及时降压, 甚至继续升压 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 改变压力继电器取样点, 远离主安全阀; 2. 改变阀芯结构, 调整各部间隙; 3. 调整节流阀开度, 关小疏水门, 降低回座压力; 4. 加强联系, 安全阀动作后应采取降压措施
主安全阀开启行程不够	<ol style="list-style-type: none"> 1. 限制开启行程的台阶距离不够; 2. 导向衬套松脱, 致使阀芯受压; 3. 电磁铁与作用杠杆间行程不够; 4. 主阀弹簧短, 预紧力不够, 水压试验时漏, 活塞杆上抬过多, 与端盖相碰, 距离不够, 限制行程 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 按厂家要求保证开启行程, 必要时车短凸肩; 2. 解体检修, 导向衬套复位, 并固定牢靠; 3. 保证电磁铁最大的行程, 必要时加垫; 4. 换弹簧或增加衬垫, 减小活塞杆外凸过多, 保证行程

三、给水、减温水管道和阀门的调整

(一) 给水、减温水管道的检查和冲洗

给水、减温水管道使用前均应仔细检查和冲洗。检查其系统、设备均应按设计图纸施工, 水压试验完毕, 各疏水、放水管路均应汇通, 不应接错, 测量仪表管、取样管、放空气管已装齐, 可以投入。与主管连接的小管接头不应直接在主管开洞焊接, 因长期振动, 常发生裂纹损坏, 应采取接管座或加强焊接措施。检查管路支吊架是否符合要求, 支架间距是否合适, 固定支架与混凝土支墩或梁柱是否焊牢, 是否需要增加支架或加固, 导向滑动支架滑动面应清洁, 各活动零件(滚珠、滚柱、托辊)与其支承件应接触良好, 无焊死、卡涩现象, 以保证管道能自由膨胀。支吊架弹簧应按设计调整好压缩值, 恒作用力支架应按设计要求调整好, 临时支撑固定弹簧件或销子应拆除。检查管系中各阀门、附件应装完, 规格合适, 数量齐全, 手轮备齐, 阀门方向正确, 有编号挂牌, 便于操作。检查是否需增加检修操作平台或装置, 如是电动、气动控制装置时, 电源、气系统已解决, 阀门调试好, 开关方向正确灵活, 可以正常使用。检查节流装置管系是否接通, 了解节流装置、调节阀结构型式,

冲洗前应拆除孔板、调节门芯，以免冲坏。检查管道及其附件的保温抹面应完毕，介质流动方向标志清楚。检查疏水排水沟道系统应畅通，能正常使用。检查给水泵及其除氧、加热系统，应能正常启动和供水。

为使管道内部清洁、无杂物，不卡涩调节门芯、节流孔，堵塞减温水喷嘴等，保证水质合格，投入前应把给水管和减水管冲洗干净。给水系统一般用除盐水或纯水冲洗，冲洗时可启动给水泵，经主给水管路，在省煤器入口集箱处接临时排水管排地沟。或结合酸洗进行冲洗，启动酸洗用冲洗泵或供水泵，经主给水管路，由酸洗临时系统排泄。减温水系统采用水冲洗时，临时管多、管线长、施工麻烦，故也可采用蒸汽冲洗。其方法是，在主汽管冲洗时，利用锅炉本身蒸汽倒冲至减温水滤网前，接临时管排出，既简单，又方便。用水冲洗时，流量均通过给水泵或冲洗泵出口门手动控制，被冲洗系统门全开进行冲洗，流量尽量保持大些，以不超过给水泵或冲洗泵电动机允许电流为限，同时应顾及补供水情况，防止打空泵。冲洗时间一般每次约 10~15min，按补给水量、水箱水位及排水情况而定。冲洗次数视排水口水质定，并应在排水口取样观察，排水应清洁、不浑浊、无铁渣等。冲洗时应加强监视水箱水位和补水、排水工况，注意控制好给水泵或冲洗泵流量、压力，勿使超负荷或发生异常事故。冲洗临时管安装时应牢固可靠，不使管道振动过大，管口应向下，但不应冲坏隐井和井坑。冲洗时应注意加强通信联系工作，指挥统一。

(二) 调节阀的试验和改进

大机组给水调节阀的结构有多级节流的差压调节阀、回转（窗口）调节阀、单或双往套式调节阀、闸板式调节阀几种，国产 200MW、300MW 机组多采用回转式调节阀及节流差压调节阀。以往采用定速给水泵时，普遍存在着压差大、门杆或横担断裂、调节性能差、漏流大、阀芯不耐磨等弊病；近年来经过改进，采用调速给水泵，情况已有好转，一般正常情况尚能满足调节要求，给水可以投入自动。因此，在启动调试阶段投自动前，首先要进行给水、减温水调节阀的特性试验，其方法是：在锅炉安全阀调整后停炉前，保持锅炉在工作压力下运行，维持给水系统差压门开度不变（定压泵），或调节给水泵转速，维持调整门前给水压力不变，改变给水调节阀开度，由 0 逐级开大到 100%，后又由 100% 逐级关小至 0，每改变一个开度（约 10%）停一下，立即读出和记录相应开度的给水流量、给水压力等，并绘制出给水调节阀开度与流量关系特性曲线。当然，正常运行时也可以进行该项试验，只要有安全措施即可。以同样方法维持锅炉及减温水调节阀前压力不变，改变减温水调节阀开度，测试其流量，并绘制调节特性曲线。在进行调节阀特性试验的时候应注意：试验前应试验事故放水门开关良好，并可随时使用；汽包水位应维持较低的可见水位；改变调节阀开度时，开、关要及时、准确，方向要一致，不能来回调节，流量压力的读数要快、准确，流量表投入并经校验，指示正确。调节阀试验时要统一指挥，做好安全工作，万一汽包水位高并超过可见水位时，应停止试验，立即关小调节阀，打开事故放水门进行放水，以保持水位。并同时观察、记录调节阀前、后压差、水温，以便进行必要的修正。

给水调节阀、减温水调节阀的主要问题是：调节特性差，漏流大。其主要原因是调节阀设计压差与实际运行压差不相符，相差悬殊。一般设计压差按 0.49~0.98MPa 设计，而实际运行压差一般可达 1.96MPa 以上，甚至更大，尤其是对定速给水泵在锅炉启动时更为严重，此时两者相差极为悬殊。调节阀流量的计算公式为

$$q_m = 5.04\mu A \sqrt{\Delta p\rho} \quad (3-25)$$

式中 q_m ——调节阀通流量, kg/s;
 μ ——调节阀流量系数, 一般取 0.7;
 A ——调节阀通流截面积, m^2 ;
 Δp ——调节阀前、后压差, MPa;
 ρ ——水的密度, kg/m^3 。

由式 (3-25) 可知, 首先, 流量大小在通流截面积不变时, 主要与压差有关, 压差大, 流量大; 反之, 压差小, 通流量小。因此当设计和实际运行压差相差较大时, 调节特性将较差, 同时调节阀会不可避免地留有一定间隙, 由于压差过大, 所以漏流也大。其次, 调节阀型线设计不佳, 也是调节特性差的原因之一。一般型线设计时, 大都采用恒压差等百分比特性设计阀门截面型线, 当低压差时, 饱和区有效调节范围 $\Delta\mu$ 增大, 可调区 $\Delta\mu$ 减少。再次是制造安装质量和公差的影响。如: ①阀芯、阀座窗口未对正, 前后错开, 甚至对反了, 相差 90° , 将使阀门关不严, 漏流大或型线不对。②阀芯与阀座的窗头、尾部覆盖度不宜过大, 否则空行程太大; 反之, 无覆盖度时阀门漏流大。③阀芯与阀座套筒的间隙不合适, 过大时漏流大, 调节特性差; 过小时, 易卡涩, 甚至拉坏门杆、横担等。④阀杆连接件或十字叉头连接处松动、迟延、惰性大, 重现性差。⑤阀芯套筒固定不牢、串动以致窗口错位等。

1. 调节阀特性要求

- (1) 调节阀开度为 100% 时其流量 q_{100} 应为额定流量 q_e 的 1.2 ~ 1.3 倍。
- (2) 调节阀全关时的漏流量 Δq 应小于 15% q_e 。
- (3) 调节阀开、关为同一开度的流量差 Δq 应小于 0.05 q_e 。
- (4) 调节阀的死行程 $\Delta\mu_s$ 应小于全开度行程的 10%。
- (5) 调节阀的饱和区 $\Delta\mu$ 应出现在全开度的 85% 以后。
- (6) 调节的有效调节范围 $\Delta\mu_b$ 应大于全开度的 70%, 且在 $\Delta\mu$ 的变化范围内, 变化应均匀, 最好呈现线性关系。

2. 改进调节阀型线或通流截面积的方法、步骤

(1) 主要措施之一:

1) 调节阀特性要求。

$$q_{100} = (1.2 \sim 1.3) q_e \quad (3-26)$$

式中 q_e ——额定流量, t/h。

2) 根据 q_{100} 流量计算设计管线和已装管线的沿程阻力。

$$\Delta p_f = \Delta p_m + \Delta p_j \quad (3-27)$$

式中 Δp_f ——沿程阻力, MPa;

Δp_m ——沿程摩擦阻力, MPa;

Δp_j ——沿程管线局部阻力, MPa。

3) 按式 (3-28) 求得调节阀前后压差, 即通过试验求出 q_{100} 时的实际运行调节阀压差。

$$\Delta p_r = \Delta p_g - \Delta p_f \quad (3-28)$$

式中 Δp_r ——调节阀开 100% 时的实际运行压差, MPa;

Δp_g ——给水压力与锅炉出口压力差, MPa。

4) 按式 (3-29) 计算 A_{100} 值。

$$q_{100} = 5.04\mu A_{100} \sqrt{\Delta p T \rho} \quad (\text{kg/s}) \quad (3-29)$$

式中 A_{100} ——调节阀全开时的通流截面积, m^2 。

5) 由式 (3-29) 得

$$A = \frac{1}{K} \frac{q_m}{\sqrt{\Delta p T \rho}} \quad (3-30)$$

式中 K ——比例常数, $K = 5.04\mu$ 。

从式 (3-30) 可知, 通流截面积、压差、流量三个变量中, 有两个确定后, 第三个便可确定。由于开度与通流面积成正比, 所以由试验即可测得 (或计算) Δp_1 和 Δp_0 (阀未开时) 值, 分别用 a 、 b 两点表示, 连接 a 、 b 两点, 即可近似得到一条调节阀开度与压差的关系曲线, 如图 3-59 (a) 所示。

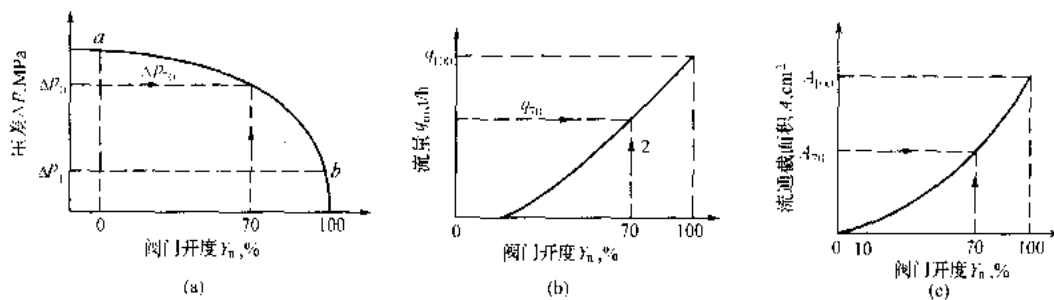


图 3-59 调节阀开度与压差、流量、通流面积的关系曲线

(a) 开度与压差; (b) 开度与流量; (c) 开度与通流面积

再根据调节对象的特性做出流量与开度曲线, 如图 3-59 (b) 所示。取图 3-59 (a) 及 (b) 中曲线在同一开度下的值, 如开度 70%, 代入式 (3-30), 算出各开度下的通流截面积,

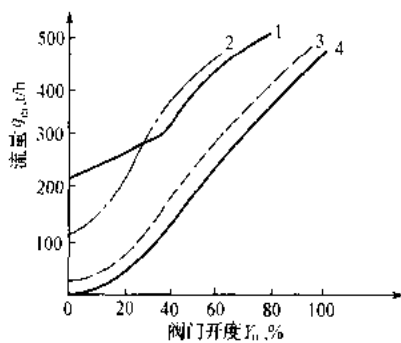


图 3-60 给水调节阀改进前后特性
1、2—改进前特性; 3、4—改进后特性

得到通流截面积与开度关系曲线, 如图 3-59 (c) 所示。并按此曲线确定通流截面积的分布, 这条曲线是以非线性条件来补偿由于阀门开度增大使 Δp , 急剧减少所造成的调节阀特性饱和。通过此种方法设计调节阀线型, 在某电厂取得了良好效果。图 3-60 示出改进前后调节阀的特性曲线, 从图中可看出, 漏流量仅 4%, 调节范围 $\Delta\mu$ 为 100%, 当开度小于 30% 时可测量小, 可供点炉及低负荷时用。

(2) 主要措施之二: 改进给水系统, 装设调速给水泵。图 3-61 示出同型号调节阀在采用定速泵和调速泵时的特性曲线。由此看出, 调速泵可通过减少调节阀前后压差来接近设计值, 因而特性较好, 漏流量也小。

(3) 措施之三是: 保证调节阀的安装检修质量, 阀芯安装时要注意方向正确, 位置不要装错, 一般是全开位置时, 阀芯与阀座套筒窗口重合, 按旋转方向在阀全开时, 阀芯窗口头部接阀座套筒窗口尾部, 并有 5%~10% 左右的覆盖度, 以减少漏流量。同时应测量并保持阀芯与套筒的间隙在 0.35~0.5mm (可按直径、温度计算) 范围内, 以免卡涩。并宜加强连接横担、接杆强度, 减少应力集中现象, 增加阀芯、套筒平衡环槽数等。运行时不要开、关

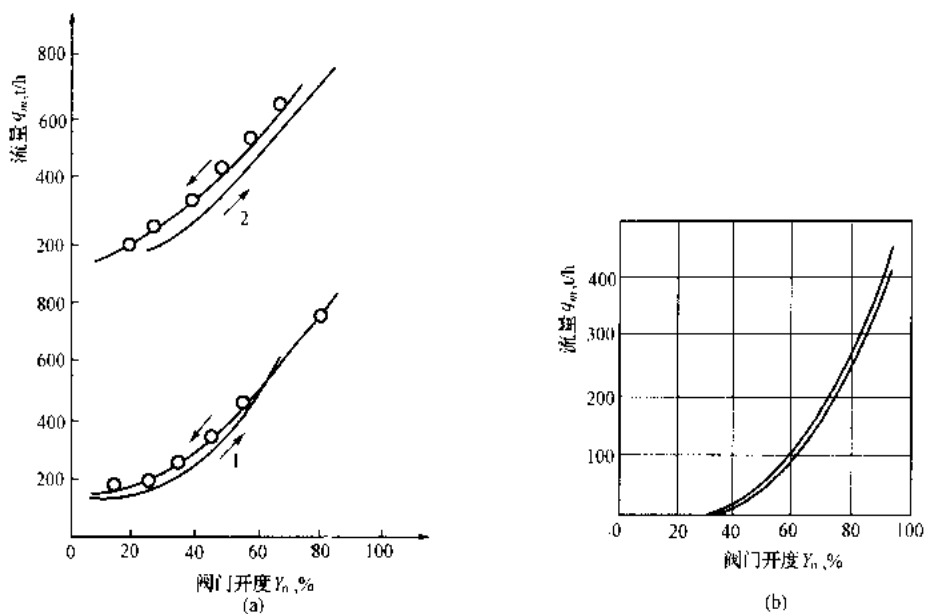


图 3-61 给水调节阀特性曲线

(a) 定速泵; (b) 调速泵

1—甲侧调节阀; 2—乙侧调节阀

过量或提前稍开, 以减少阀杆断裂。

(4) 措施之四是: 改进阀座套筒结构, 防止窜动, 易于更换磨损件。

减温水调节阀的改进方法与给水调节阀相同, 只是型线可采用平板槽型结构, 经实际证明效果较好, 基本上解决了减温水漏流大, 以调节阀前截止阀调节、控制减温水量和汽温的局面, 保证汽温自动设备投入运行。其改进是在原设备阀体结构基础上, 仅将阀芯取出, 重新加工阀芯及阀套, 带孔眼的阀套是热套嵌在原阀体上的, 其特性曲线如图 3-62 所示。

四、电动阀门调整

(一) 阀门启闭转矩的特性和计算

由于阀门结构、用途的差异, 因而其操作转矩特性亦有差别, 计算方法也不同。

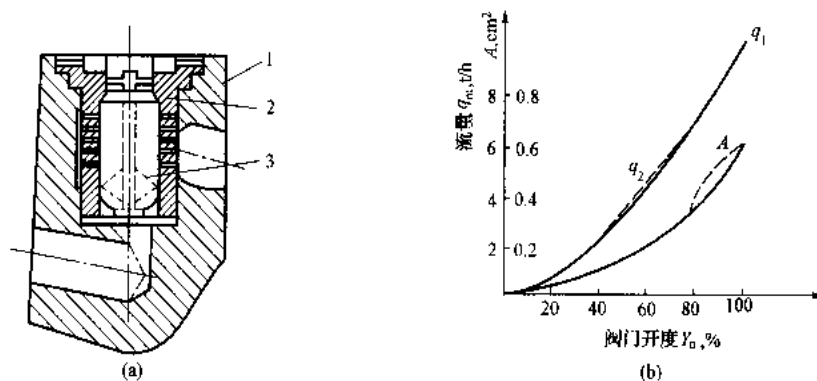


图 3-62 减温水调节阀改后结构和特性

(a) 结构; (b) 特性

1—阀体; 2—阀套; 3—阀芯

1. 阀门的操作转矩特性

图 3-63 示出各种阀门的操作转矩特性曲线。由图 3-63 可知, 闸阀特点是开阀转矩大于关闭转矩; 截止阀特点是关闭转矩特别大, 开阀转矩反而小; 蝶阀、球阀特点是中间转矩高, 两端转矩低。

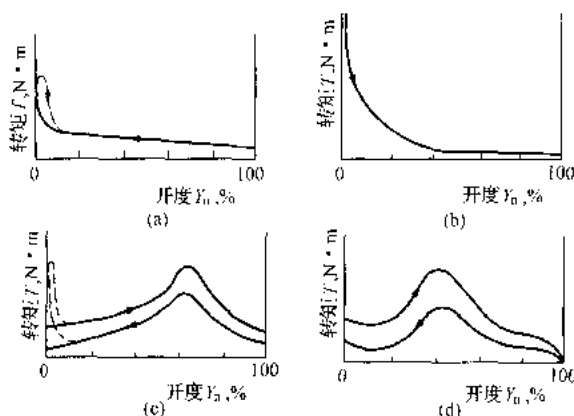


图 3-63 阀门操作转矩特性

(a) 闸阀; (b) 截止阀; (c) 蝶阀; (d) 球阀

闸阀是由于介质或环境温度的变化, 使阀门部件热胀, 密封面之间的压力增大, 静摩擦力增加, 故形成开启转矩大于关闭转矩的特点。截止阀是由于阀芯的下移, 使液体在阀瓣前后造成压差, 在快关闭时压差接近于工作压力, 阻力最大, 加上强制密封力, 使得关闭瞬间操作转矩增加很快; 反之, 开阀时流体压力帮助开阀, 故转矩减小。蝶阀在中间位置时流体受到阻碍, 需过蝶板流动, 在蝶板两侧形成旋流, 因而造成一个动水转矩, 迫使蝶板关闭, 故其转矩中间高。随着蝶板的开大和关小, 蝶板两

侧造成旋流的影响越来越小, 甚至消失, 故转矩两端低。而球阀则是由于液体在球体中流向发生改变造成旋流, 并随着球阀的开启和关闭逐渐减小, 所以特性曲线是中间高两端低。

2. 阀门操作转矩的计算

调试时常遇到选用阀门电动装置和调整转矩的问题, 如选用冲管用临时电动控制阀门, 需要准确计算其阀门的操作转矩。但影响阀门操作转矩的因素很多, 它与介质的工作压力、温度、管道直径、阀门结构形式, 以及阀门材料、填料种类、制造工艺的粗糙度、安装、检修质量等有关, 因此难以做到计算准确, 世界各国、各阀门厂家均有自己的计算方法, 这里不一一叙述。

为计算简便, 我们目前多按原西安热工所推荐的计算方法, 或我国阀门操作转矩的分档表格进行计算和选用。

(1) 原西安热工所计算方法。

1) 计算介质压力对阀门闸板或阀芯施加的推力, 再乘以阀门系数, 换算为阀门的推力 F_1 , 即

$$F_1 = Apk \quad (3-31)$$

式中 A ——阀门的通流面积, m^2 ;

p ——介质的工作压力, MPa ;

k ——阀门系数, 它视介质种类、介质温度以及阀门的形式而定, 可查表 3-22。

表 3-22

阀门系数 k

阀门类型	液 体		汽 (气) 体	
	400℃以下	400℃以上	540℃以下	540℃以上
平和板式闸阀、弹性闸阀或双闸板阀	0.25	0.3	0.35	0.45
刚性楔式闸阀	0.35	0.4	0.45	0.5
50mm 以上截止阀	1.15	1.15	1.15	1.15
50mm 以上截止阀	1.5	1.5	1.5	1.5

注 对于暗杆阀和水闸阀参阅表 3-24 注 2, 应乘以系数 1.25。

2) 计算填料的摩擦推力和转矩, 以及阀杆的活塞效应所产生的推力总和 F_2 , 可查表 3-23。

表 3-23 填料压盖摩擦推力、转矩及阀杆的活塞效应

摩擦推力 (明杆)	阀杆直径 (mm)	< 25	25 ~ 50	> 50
	推力 (N)	4903.325	6668.522	10787.315
活塞效应 (明杆)	当管道压力大于 6.272MPa 时, 应加入介质对阀杆的推力 (活塞效应), 介质对阀杆的推力 = 管道压力 × 阀杆面积 (通过填料压盖处)			
摩擦转矩 (旋转杆)	摩擦转矩 = 摩擦推力 × 阀杆半径 (在填料压盖处半径)			

- 注 1. 填料给明杆阀增加摩擦力, 给旋转杆阀增加转矩。
2. 活塞效应是管道压力 p 作用于阀杆的截面上, 有开启阀门的趋势。当 $p > 6.272\text{MPa}$ 时, 明杆阀的活塞效应影响大, 截止阀因阀杆面积包括在阀芯内, 故可忽略活塞效应。
3. 对于暗杆阀, 以上均应计算。

3) 计算阀门阀杆的总推力 $\Sigma F = F_1 + F_2$, 再换算为转矩, 即将此推力乘表 3-24 所列梯形螺纹的阀杆系数, 便可求得阀门的操作转矩。

表 3-24 梯形螺纹的阀杆系数 (N · m/N)

阀杆直径	10 × 3	12 × 3	14 × 3	16 × 3	16 × 4	18 × 4
阀杆系数	0.0011	0.00125	0.00140	0.00154	0.00167	0.00181
阀杆直径	20 × 4	22 × 5	24 × 5	26 × 5	28 × 5	30 × 6
阀杆系数	0.00195	0.00223	0.00238	0.00252	0.00266	0.00294
阀杆直径	32 × 6	34 × 6	36 × 6	38 × 6	40 × 6	42 × 6
阀杆系数	0.00308	0.00323	0.00337	0.00351	0.00366	0.00380
阀杆直径	44 × 8	46 × 8	48 × 8	50 × 8	52 × 8	55 × 8
阀杆系数	0.00420	0.00435	0.00449	0.00464	0.00478	0.00500
阀杆直径	60 × 8	65 × 8	70 × 10	75 × 10	80 × 10	82 × 12
阀杆系数	0.00536	0.00598	0.00634	0.00670	0.00706	0.00768
阀杆直径	90 × 12	95 × 12	100 × 12	110 × 12	120 × 16	
阀杆系数	0.00804	0.00840	0.00876	0.00948	0.01072	

- 注 1. 对于内螺纹阀杆系数要乘 1.50。
2. 对于水阀阀杆系数要乘 1.25, 并确保估算推力最小为阀重力的 3 倍。

【例 3-2】一明杆楔式闸阀, 公称直径为 250mm, 管道压力为 9.8MPa, 阀杆为 32mm × 6mm, 介质为 500℃ 的蒸汽, 求操作转矩。

解: 取压差 (阀门工作的恶劣情况是在管道压力下开启) 为 9.8MPa, 由表 3-22 查阀门系数 $k = 0.45$, 则

$$\text{净推力为 } F_1 = A_p k = \frac{\pi}{4} \times 0.25^2 \times 9.8 \times 10^6 \times 0.45 = 216365.625 (\text{N})$$

由表 3-23 查得

$$F_2 = 6668.522 + 9.8 \times 10^6 \times 0.00080384 = 14546.154 (\text{N}) \quad (\text{因 } p > 6.272\text{MPa}, \text{故活塞效应} \\ = 9.8 \times 10^6 \times 0.00080384\text{N})$$

$$\text{总推力 } \Sigma F = F_1 + F_2 = 216365.625 + 14546.154 = 223034.147 (\text{N})$$

由表 3-24 查得, 阀杆系数为 $0.00308\text{N} \cdot \text{m}/\text{N}$, 则

$$\text{阀门操作转矩} = \Sigma F \times \text{阀杆系数} = 223034.147 \times 0.00308 = 686.95 (\text{N} \cdot \text{m})$$

(2) 我国阀门操作转矩分挡表。当知道阀门公称压力、公称直径和阀型时, 可查表 3-25、表 3-26、表 3-27 得所需的阀门操作转矩 (其中用实线划分区注有大号字者, 为推荐选用)。

表 3-25 截止阀操作转矩分挡

公称直径 DN(mm) 阀门型号		阀杆直径和转矩										
		15	20	25	32	40	50	65	80	100	125	150
J941H-40	三化					41.16 T20×4	66.64 T24×5	115.64 T28×6	179.34 T32×6	268.52 T36×6	399.84 T40×6	546.84 T44×8
J941H-100	三化						117.6 T28×5	186.2 T32×6	281.26 T36×6	369.46 T40×6		
J941H-160	三化					108.78 T24×5	294 T28×5	285.18 T32×6	588 T40×6	639.94 T44×8		
J944H-166	通用			95.06 T24×5	132.3 T24×5	220.5 T28×5	220.5 T36×6	343 T38×6	6223 T48×6	1117.2 1176	1538.6 2450	
J944H-326	通用	98 52.92 T18×4	T20×4	130.34 T24×5	296.94 T24×5	335.12 T28×5	392 T36×6	627.2 T40×6	1136.8 T50×8	2058	3920 4900	

- 注 1. 型号、规格、阀杆直径和部分转矩值是根据三化组提供的。
2. 横线以上为转矩值, 单位为 $\text{N} \cdot \text{m}$; 横线下为阀杆直径, 单位是 mm 。
3. 转矩值均为手动阀门的计算值; 转矩分挡用粗线表示。

表 3-26 球阀操作转矩分挡

公称直径 DN(mm) 阀门型号		阀杆直径和转矩									
		50	65	80	100	125	150	200	250	300	350
Q941SA-16	三化	21.56	41.16	72.52	137.2	260.68	464.52	1136.8	2165.8	5880 3557.4	5439
Q941SA-40	三化	51.94	196 102.9	182.28	392 307.72	784 644.84	2940 1156.4	2842	11760 5409.6	8918	13622
Q941SA-64	三化	80.36	154.84	294.98	543.9	1029	1852.2	4557	8653.4	24500 14210	21756

- 注 1. 型号、规格和大部分转矩值系三化组的资料。
2. 横线上为转矩值, 单位为 $\text{N} \cdot \text{m}$ 。
3. 转矩值是按浮动球计算的。
4. 转矩分挡表中用虚线表示。

例如选用闸阀 Z941-40Q, 其中 Z 表示闸阀, 9 表示电动机驱动, 4 表示法兰连接, 1 表示明杆楔式闸板, H 表示密封圈由不锈钢制成, 40 表示公称压力 3.92MPa , Q 表示阀体材料为球墨铁。其公称直径为 100mm , 阀杆直径为 28mm , 查表 3-28 可得, 阀门操作转矩计算值为 $204.82\text{N} \cdot \text{m}$, 经圆整后取 $294\text{N} \cdot \text{m}$ 。查得阀门转矩值后, 可按所要选用的电动装置系列

来选定电动装置。其余截止阀、球阀、蝶阀的操作转矩值可根据阀门型号尺寸、公称直径、公称压力查表 3-25、表 3-26、表 3-27，所得转矩值经圆整后，可按电动装置系列选用适合转矩值的电动装置。

表 3-27 蝶阀操作转矩分挡

阀门型号	公称直径 D N (mm) 阀杆直径和转矩	400	450	500	600	700	800	900	1000	1200	1400	1600	1800
		D941W-2.5	铁岭										
D941W-6	铁岭									20687.8	29468.6		21844.2 34378.4
D941W-10	铁岭	2940 1891.4	2401	2812.6	4704 5880	11760 6370	8878.8	14504	22167.6				24500

注 1. 型号、规格和转矩值是铁岭地区阀门厂提供的。

2. 横线以上为转矩值；该厂阀杆与电动装置输出轴采用花键连接，尺寸未列入；转矩分挡用实线表示。

(二) 电动阀控制回路常见问题

电动装置的电气控制回路，因生产厂家、结构不同，生产工艺过程的需要，控制回路有各种不同的要求和接线方式，在制造设计时又有相应的接线原理图，不多赘述。现仅叙述电气控制回路的常见问题。

(1) 一个转矩单开关，接在总控制回路做过转矩保护用时，有时因蜗杆的自锁和有关传动部分间隙过小，电动机断电后转矩开关不能自行返回，将影响阀门另一方向的操作。因此，当有 20 转矩双开关时，可分别将其接在开向和关向控制回路中。当以转矩开关控制关阀方式时，关向转矩开关做关向行程控制（并有保护作用），关向行程开关做指示灯控制。而开向转矩开关只做保护，开向行程开关做行程和指示灯控制。有时为可靠起见，关向行程用转矩和行程开关同时控制，需注意两开关动作范围应调到非常近，且行程开关稍比转矩开关提前动作。对采用远控回路控制的就地控制回路，在控制动力回路时，如有可能，手动切换的行程、转矩开关、热继电器触点等应尽量接入远控回路，或远控回路用接触器触点做自保持，以防开关返回时重新启动电动机。

(2) 电动装置目前趋向于不设就地控制，以减小尺寸。因为设就地控制设备时，虽调试方便，但接线比较复杂，运行中易造成误操作。故当无就地控制设备时，可采用手提式现场调试控制箱解决调试问题，其原理如图 3-64 所示。但应注意，全厂电动阀接线方式应比较统一，否则将给调试带来困难，还易造成事故。对于弱电远控回路可采用图 3-65 所示的调试箱。

(3) 电动阀控制回路多采用短脉冲触发方式，控制回路中一般都接有自保持触点，但对经常调节、启、停间隔短，或有连锁、程控、自动调节装置的，不是全开、全关的阀门，如疏放水调节阀、对空排气阀等以不装自保持触点为好。弱电远控回路用接触器触点做自保持触点为好。

(4) 电动装置灯光显示颜色应统一，电源监视为

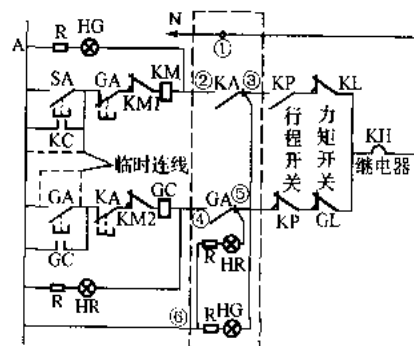


图 3-64 手提式现场调试控制箱原理

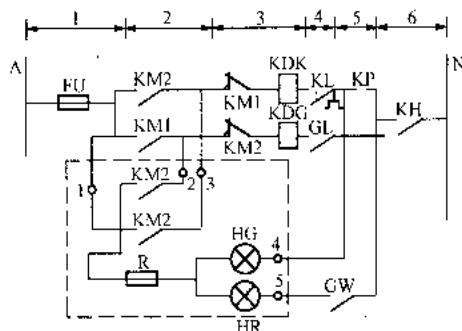


图 3-65 对弱电远控回路采用的调试箱

- 1—熔断器；2—中间继电器；3—接触器；
4—力矩开关；5—行程开关；6—热继电器

白色，全关绿灯亮，全开红灯亮，中间位置两个灯全亮，事故转矩动作黄色灯亮，行程指示灯目前多用全亮或全暗接线，亮度变化接线方式少。随着远控方式的发展，可用单独或公用两种接线的闪光监视灯进行监视，公用闪光灯方式的综合性能比较好。

(5) 一般接触器线圈断电后都能在瞬间断开触点，但个别接触器因铁芯材料或制造工艺等有延迟返回现象，当保护失效时，容易引起电动机顶坏阀门和电动装置的事故。其原因除机械外，铁芯剩磁和铁芯油污是常见的原因。消除剩磁可在线圈两端并联 500V、0.3~0.5 μ F 电容，使线圈断电时与电容间产生衰减电流，以电流磁场去抵消铁芯剩磁；或适当加

大三字形铁芯中间间隙，一般为 0.2mm 左右，加大间隙后引起线圈电流加大，一般每增加 0.1mm 间隙，电流递增 30%，故加大间隙时要慎重，以免烧坏线圈。

(6) 电动装置的电气保护，可用熔断器保护电动机、线路短路和电动机内部埋设温度继电器的方法，对电动机进行综合过载保护，或者采用断相保护的热偶继电器。对电动机综合过载保护，主要是断相过流，如采用不带断相保护的热偶继电器，应采用三相继电器，以保证断相时的保护效果。

(三) 电动装置的调整方法与步骤

(1) 准备工作。电动装置全部安装工作完成后，将手动、电动切换机构切到手动侧。用手轮操作开启和关闭阀门，检查电动机与阀门开、关方向是否一致，开度指示变化与手操作方向是否一致并同步。开关应灵活，无卡涩，并将阀门放至中间位置。

(2) 电动试操作。检查电气控制回路接线，应正确，绝缘良好。将手动、电动切换机构切到电动位置，送上电源，电动操作向开或关阀方向试开一次，其方向正确，动作灵敏可靠，工作平稳无异声。并用手拨动相应的行程或转矩开关，在开或关方向均能正确切断控制电路，使电动机停转。

(3) 调整开向行程开关。调整转矩、行程开关前，必须检查开度指示器上电位器是否已脱开，以免损坏（可把电位器轴上齿轮的紧定螺丝松开，手操阀门至全开后，再回关 0.5~1.5 圈，作为电动装置的全开位置，以防温度变化及电动机惯性使阀门卡死）。对于计数式的行程控制机构，调整时应先拧下控制机构中部的闭锁螺丝，或用螺丝刀将顶杆推进并转 90°，使主动齿轮和控制机构的计数齿轮脱开，然后按箭头指示方向，旋转控制机构开关方向的调整轴，直到凸轮弹性压板使微动开关动作为止。最后退出控制机构中部的闭锁螺丝，使主动齿轮和控制计数齿轮重新咬合。用螺丝刀稍许转动调整轴，用电动稍关几圈，然后再打开，视开向行程动作是否符合要求，如不符合，应按上述程序重新调整，每调一齿（个位齿轮），输出角度变化不大于 9°。在开向行程开关调好以后，将阀门先关，后用电动打开它，再手动开完，记下预留圈数。并反复试操几次正确无误。调整时，一般控制阀门开向为全行程的 90% 左右。

对不同结构的行程控制机构，应按照各自的整定方法进行整定。总的原则是阀门停止在指定的全开位置，整定行程控制机构，使开阀方向的行程开关刚刚动作。有的行程控制机

构,当行程超过上限时会造成零件的损坏。在整定这类行程控制机构时,应先使控制机构与主传动机构脱开,再用手动操作使阀门全开。

(4)调整关向行程开关。在整定阀门关闭方向的行程开关时,首先必须明确被控制阀门关闭的定位方式,表 3-28 列出扬州修造厂生产的电动装置关闭位置的定位方式。

表 3-28 阀门、电动装置关闭位置的定位方式

阀门种类	控制方法		阀门种类	控制方法	
	关 向	开 向		关 向	开 向
自密封(闸线)	行程	行程	密封蝶阀	转矩	行程
强制密封(闸线)	转矩	行程	非密封蝶阀	行程	行程
截止阀	转矩	行程	球阀	行程	行程

从表 3-28 看出,工业过程中使用的阀门关闭位置的定位方式大多是按转矩定位的,即阀门的全关位置是阀门操作转矩达到规定值的位置。这类转矩定位的阀门控制电路是靠转矩开关来切断的,这时阀门关闭方向的行程开关主要用来闭锁控制电路和提供阀位信号。在一般情况下,这类阀门关闭方向行程开关的动作位置,可以定在阀门全关后再开启 1~2 圈处。

有的阀门关闭位置是按阀门行程定位的,即阀门的全关位置是阀位达到规定值的位置。这类行程定位的阀门控制电路是靠行程开关来切断的,这时阀门关闭方向的行程开关应整定在阀门的全关位置。

调整关阀方向行程开关的方法和调整开阀方向行程开关的方法是相同的,即首先用手动将阀门操作到规定的位置,然后整定行程控制机构,使关阀方向行程开关刚刚动作。

用电动操作阀门反复开启和关闭,检查电动阀门的工作,应平稳、灵活。对按行程定位的阀门,在开启和关闭的操作中,转矩开关不应动作。对按转矩定位的阀门,在关闭过程中,关闭方向的行程开关应先动作,然后转矩开关再动作,并切断控制电路。

(5)调整开度指示器、远传装置和附加行程开关。开度位置指示器和远传装置的调整主要是定上、下限和方向,也就是对正阀门全开和全关位置。阀位、远传装置调整,必须与装在控制盘上的位置指示表一起进行。调整前,应先校正指示表的机械零位,并合通阀位、远传装置的电源。调整时,先将阀门操作到全关位置,再调整位置指示器,使它的指针正好指在全关位置。调整阀位、远传电路中的调整电阻(或电位器在零位上,并使电位器轴上的齿轮与开度轴上的齿轮啮合,拧紧电位器轴上的紧固螺丝即可),使盘上的阀位指示表正好指在全关位置(零位)。然后,再操作,使阀门开启,检查位置指示器和盘上的阀位指示表指针移动方向,应与阀门操作方向一致并保持同步。当阀门全开时,调整相应的部件,使位置指示器正好指示阀门在全开时的位置。调整阀位、远传电路中的调整电阻(或电位器),使盘上阀位指示表正好指示阀在全开位置。调整附加行程开关时,必须首先明确要求开关动作的位置、调整操作阀门,使它停在要求开关动作的位置,然后再调整附加行程开关,使之合通或断开。

(6)调整转矩开关或机械保护装置,必须在转矩试验台上或按照随产品提供的转矩特性曲线或数据进行。首先调整关方向转矩(旋转转矩弹簧或拨动力矩指示值),从小转矩值开始,逐渐增大转矩值,直到阀门关严为止。调整开方向转矩,应根据已调好的关方向转矩值增大 1.5 倍以上,即为开方向的转矩值,这是在空载无介质压力下调整的。在有压力、温度

时应注意其能否关严,如关不严则要适当增加转矩值,以关严、打得开为准。但有时缺乏数据和曲线,需现场调整时宜谨慎从事,应先将关阀方向的转矩调到较小值,然后用电动关闭阀门,当转矩开关动作切除电源后,将电动切为手动,用手动检查阀位的关紧程度。如果阀门能用手动继续关闭,则应进一步提高转矩开关的整定值,并用同样方法检查阀门的关紧程度,直到阀门电动关严,用手动不能再继续关,但又能用手动开启时为止,即可认为转矩开关在关阀方向已经调整好。然后参考关阀方向转矩开关整定值,去整定开阀方向转矩开关的整定值,使其值大于关阀方向的值,以保证能打开、关严阀门。因冷、热态时转矩会有差别,故在正常工作的压力、温度下,整定转矩开关更能适应工作状态。虽然上法可满足要求,但有一定的盲目性,为此可采用简易方法来粗略测量转矩开关的动作转矩值。如有的电动装置在手动、电动切换机构切到手动时,转矩限制机械仍然参加传动工作,且手动操作时同样可使转矩限制机构动作,所以可利用手动操作机构(手轮)来粗略地测量动作转矩值。测量时,将手动、电动切换机构切到手动位置,用手操作关门或开门,直到转矩开关在关方向或开方向动作时,测量手轮上的转矩 T 或手轮上的圆周力 F_0 ,则输出转矩为

$$T = i\eta T_0$$

$$T = i\eta F_0 R$$
(3-32)

或

式中: T ——输出转矩, $N \cdot m$;

T_0 ——手轮的转矩, $N \cdot m$;

i ——手动速比;

η ——传动效率,一般取 0.4~0.5;

F_0 ——手轮的圆周力, N ;

R ——手轮的半径, m 。

手轮的转矩可用力矩扳手测量,也可利用杠杆和测力计(法码)测量。手轮的圆周力可用测力矩扳手测量,测量时注意,力矩扳手应与手轮轴线垂直,加力方向应与着力点的手轮直径垂直。

(四) 故障及消除

1. 阀门泄漏

阀门泄漏是普遍现象,分外部和内部泄漏两种。

(1) 阀门外部泄漏的原因。

1) 阀体浇铸质量差,有砂眼、气孔,甚至有很多砂包、裂纹。一般水压时未发现泄漏,在启动调试和运行中经冷、热交变后就暴露出来,现场对此只能采取挖补和淘汰法解决。故应改进阀门,提高制造质量和加强检验,但最好的解决办法是将阀体改为模锻焊接阀门,不仅可防止泄漏,而且可减少废品,节省金属,同时阀壳减薄后对热疲劳、热变形有利,可延长使用寿命。

2) 密封圈寿命短,阀盖自密封泄漏多。其原因是:①密封圈质量差,橡胶组成成分多,石棉纤维短,金属丝不是镍基不锈钢的,易老化,失去弹性,冷、热变化后就难再用。②阀壳内壁疏松,未加不锈钢镀层,容易产生斑点腐蚀,修刮时粗糙度、公差不易做到精确,所以更易泄漏吹损,造成恶性循环。对高于 450℃ 的不锈钢自密封结构,其加工精确度、间隙、接触角的正确性要求高,否则密封圈的弹性小,变形不合适时,易失去密封作

用。此种结构阀门横装时，冷、热变化后密封圈与阀壳会有偏心，冷态无压力下缺乏密封性，泄漏更为严重。③填料盒泄漏，目前阀杆处盘根都是剪切接头，因此装配工艺松紧程度对泄漏关系很大。现既无紧度标准，又缺乏合适的力矩扳手，因而安装检修人员为使阀门不漏，往往把填料盒压盖过于压紧，造成盘根在冷、热变化后很快失去弹性。有的填料盒压盖螺丝难以热紧，有的两旁螺孔开豁，松紧螺丝时曾发生压盖弹出事故，以致高压热态不敢紧盘根，使它逐步发生更大泄漏，短期即要挖去重换盘根。同时有的在使用中盘根质量差、已老化，检修时未及时更换或补充盘根，造成泄漏的也不少。可以采用如图 3-66 所示有自密封的 V 型盘根，在尺寸允许时，可把盘根分上、下两段，中间加唇形 V 填料，可接轴封或打入润滑剂，也可加装弹簧，使盘根保持弹性，减少泄漏，延长寿命。

(2) 阀门内部阀瓣与阀座结合面泄漏的原因。

1) 由于安装检修时管系内存有残渣、杂物，化学清洗留有死角，某些管段未经彻底冲洗，或在冲洗中应拆除的阀芯未拆、不该装的阀门装了，以致脏物卡涩，卡坏结合面或冲坏阀门造成泄漏，尤其启动初期损坏阀门结合面的较多。

2) 阀门结合密封面太宽、压强不够；密封面堆焊硬质合金耐磨性差、质量差、龟裂；密封面研磨质量差，粗糙度、精确度不够，或磨偏；制造研磨差或研磨座时，尺寸角度与原阀头、阀座不一致，以致泄漏。如某些需要关严的调节阀（旁路减压阀），采取下进上出宽平面密封，缺乏足够的密封力，泄露严重。对某些高压差阀门也要求严密关闭，宜用锥形密封，阀座、阀芯采用不同的圆锥角，形成线接触，产生很大压强。

3) 密封面也常常是节流吹损面，寿命较短，焊接式高压阀门缺更换阀座、车磨密封面的专用工具，或公用系统阀门隔离停下的机会少，阀门泄漏后得不到及时修理，而吹损更甚，以致恶性循环，泄漏严重。

4) 采用电动装置规格不合适，调整不当，以致不能保证阀门关严，如电动闸阀及上进出电动截止阀。照理有压力时能起自密封作用，但因目前使用的电动机都是无电气制动的普通电动机，关到限制位置后受惯性惰走，同时受到流体压力作用和热态时热膨胀影响等。当用行程开关限位时，如用电动关闭，总留有一定的空隙，以免卡坏阀门，如不用手动操作再关，就难以保证严密。有的电动头调整不当，空行程留得过大或过小，前者关后泄漏无余，后者则关得过紧，不易打开，还易卡坏结合面。有的电动装置选择不当，质量差，执行机构力矩不足，高压差时很难关，更不能保证关严等。

5) 操作不注意或不得法，使本可关严的隔绝门结合面吹损，如启动系统有时由于调节阀不灵，采用分进等隔离门作调节阀用，因而遭到吹损，关不严。如串联阀门未严格按先开一道门再开第二道门，关时先关第二道门后关第一道门的程序，也往往造成两阀门均吹损泄漏等。

因此，应针对不同的泄漏原因和情况，采取相应的措施消除和预防，如属外部泄漏，应改进阀门结构和提高浇铸质量，或改进密封结构，提高盘根质量等。对阀门内部泄漏，则应

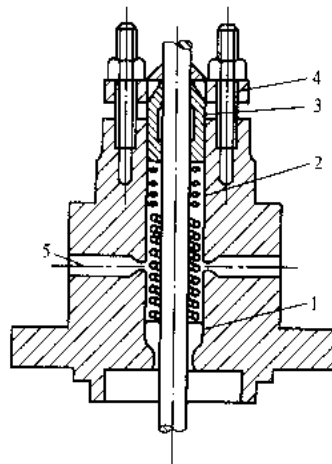


图 3-66 带有弹簧及唇形 V 填料的阀盖结构

1—填料座；2—唇形 V 填料；
3—填料盒；4—压盖；5—可
加润滑剂入口或轴封相接

认真清理和冲洗管系，保证内部干净，无脏物、杂物卡坏结合面。此外，还应提高密封面的研磨质量以及密封面的堆焊、车磨工艺水平和质量；加强管理，合理选用和调整电动装置，正确使用阀门，保护阀门，延长使用寿命。

2. 电动装置的故障及消除

电动装置故障、开关失灵及其消除，见表 3-29。

表 3-29 电动装置故障及其消除

故 障	原 因	消 除 方 法
转矩开关失控	1. 相序接错 2. 接触器线圈接错 3. 接触器吸铁不释放	1. 调换相序 2. 调换接线 3. 清理或调换接触器
行程控制机构失灵	1. 微动开关损坏 2. 微动开关位置移动 3. 弹性板未到位	1. 更换 2. 检查拧紧 3. 调整
转矩控制机构失灵	1. 微动开关损坏 2. 弹簧特性破坏 3. 曲拐磨损	1. 更换 2. 更换 3. 更换
指示灯不亮	1. 灯泡损坏 2. 啮合齿轮松动 3. 导线接触不良	1. 更换 2. 拧紧紧定螺丝 3. 更换新线
指示灯不亮	1. 灯泡损坏 2. 线路中有断头、断线或熔断丝烧断	1. 更换 2. 更换熔断丝，重新接线
电动机运转不正常，有嗡嗡声	两相运行	检查动力回路，接通三相

第六节 空气预热器的调整

一、概述

近年来大、中型锅炉普遍采用回转式空气预热器，国产 400、670、1000t/h 锅炉，除少数采用管式空气预热器外（如 HG670/140-5 型锅炉），绝大多数锅炉采用直径为 $\phi 6200 \sim \phi 9500$ 回转式空气预热器，其结构如图 3-67 及图 3-68 所示。一是受热面转动，另一是风罩转动，至于三分仓回转式空气预热器尚在研制中。与管式空气预热器相比，回转式空气预热器具有体积小、耗金属量少的优点。一般用直径为 $\phi 40 \times 1.5\text{mm}$ 管式预热器，受热面与其所占体积之比为 $30 \sim 40\text{m}^2/\text{m}^3$ ，而回转式预热器则为 $300 \sim 400\text{m}^2/\text{m}^3$ ，故预热器所占地面回转式仅为管式的 1/10 左右。管式预热器壁厚为 1.5mm，而回转式蓄热板厚仅 0.5~1.25mm，故金属耗量少，仅为管式的 1/3。

回转预热器特点是结构紧凑，节约场地，可和锅炉尾部受热面分开布置，容易得到比较合理的布置。其主要缺点是漏风大，一般管式预热器，漏风率约 5%；回转预热器漏风率，国外设备为 5%~8%，国内各制造厂家保证 20%，由于密封不好，漏风率可达 30% 甚至更高。70 年代初回转预热器的漏风现象更为突出，几乎要被限制采用，后经改进才达目前水平。回转预热器的缺点还包括流道截面窄，稍有积灰，将使阻力增大较多。另外燃煤含硫

较大时，易积灰、腐蚀，尤其是低温段受热面此种现象较为严重。

二、回转式空气预热器

回转式空气预热器在启动调试前，和其他设备一样，要进行仔细的检查。主要是：

①预热器施工应结束，各传热元件组装完毕，元件在扇形仓内不松动，无吹出危险。②通道内无异物堵塞，与其连接的烟、风道内部均应清理干净。③检查并调整径向密封板与转子或静子结合面间隙，计算并调整两种金属自动调节杆位置在要求位置。④检查周向密封和轴向密封装置间隙并调整好，弧形铁块等活动部件动作正常，颈部密封装置安装准确可靠，密封面接触的紧度以刚好接触为宜，弹簧调整好。⑤检查主轴承及其中心筒隔热层，应符合技术规定，油位计装好，密封完好，压力润滑油质清洁。⑥检查吹灰器及其连接杠杆、喷嘴等，与端面距离符合设计值，动、静部分连接符合要求，不卡不漏。⑦检查上、下风罩是否对正，应保证同步运转，在风罩圆周上测量误差不大于 10mm。⑧了解转子圆周密封面的不圆度，壳体外径的不圆度，

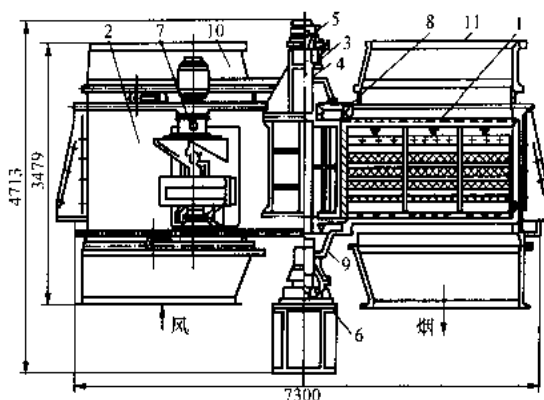


图 3-67 回转式空气预热器（受热面转动）

1—转子；2—外壳；3—支撑结构；4—主轴；5—上轴承座；6—下轴承座；7—传动装置；8—上端板；9—下端板；10—风道；11—烟道接口处框架

⑤检查主轴承及其中心筒隔热层，应符合技术规定，油位计装好，密封完好，压力润滑油质清洁。⑥检查吹灰器及其连接杠杆、喷嘴等，与端面距离符合设计值，动、静部分连接符合要求，不卡不漏。⑦检查上、下风罩是否对正，应保证同步运转，在风罩圆周上测量误差不大于 10mm。⑧了解转子圆周密封面的不圆度，壳体外径的不圆度，

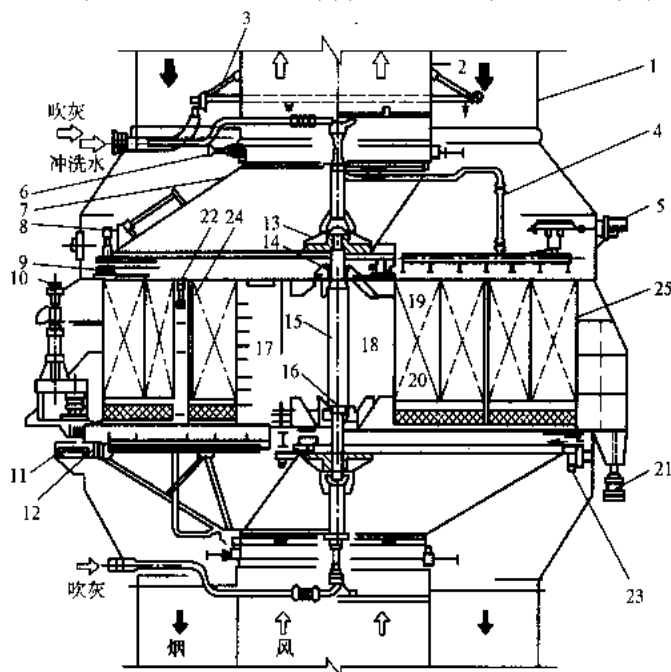


图 3-68 回转式空气预热器（风罩转动）

1—烟罩；2—固定风道；3—清洗及消防装置；4—吹灰器；5—电动—机械执行器；6—喉口密封装置；7—风罩；8—两种金属材料的热补偿装置；9—密封框架；10—驱动装置；11—摆线齿轮；12—围带装置；13—风罩转盘；14—石墨导向轴承；15—主轴；16—推力轴承；17—检修仓；18—内定子中心筒；19—热端受热元件；20—冷端受热元件；21—滚动支座；22—远控装置；23—双螺母磨装置；24—内定子；25—外定子

定子端面的不平度,风道动、静部分颈部接口应同心,其不同心度及转子与轴的不同心度、不垂直度等是否符合要求。⑨风道框架的伸缩节、连接角钢与密封面的距离应均匀一致并符合要求。如东锅产直径为 $\phi 8500$ 风罩转动预热器的安装质量要求是:定子不平度小于或等于1mm,上、下风罩不同步小于或等于10mm,喉口径向跳动大于或等于2mm,卡环座与密封筒间隙为 15 ± 2 mm,盖板与弧形铁块的间隙大于或等于1.5mm,密封框架平正,各铰接点灵活,能自由下落。⑩喉口密封形铁块拉杆灵活,不干扰铁块径向移动。密封筒不圆度、偏心度符合制造及安装要求,并按表3-30所示规定值进行仔细调整,表内同时列出某厂实测值。调整前后,预热器漏风率变化甲由34.7%降到25.2%,乙由47.3%降到22.4%,接近设计值。

表 3-30 直径为 $\phi 8500$ 风罩转动预热器密封间隙调整值

部 位		项目 数值	密封间隙值 (mm)		弹簧高度值 (mm)		耐磨螺母与支点距离 (mm)	
			规定	实测	规定	实测	规定	实测
上 风 罩	中心部位		1 甲/乙	0.5/0.4	115 甲/乙	115/115	>20 甲/乙	>20/720
	1/2 半径处		2 甲/乙	1.8~4/ 2.5~4.2	130 甲/乙	128~131/ 123~143	2 甲/乙	2/2
	圆周方向		8 甲/乙	8.6~10.4/ 8.5~9	138~142 甲/乙	138~142/ 140~150	0 甲/乙	0/0
下 风 罩	中心部位		1 甲/乙	0/0.5	173 甲/乙	180/172~174	0 甲/乙	0/0
	1/2 半径处		4 甲/乙	2.7~3.2/ 2~4	195~198 甲/乙	186~195/ 180~196	0 甲/乙	0/0
	圆周方向		10 甲/乙	8.3~12.8/ 10~10.5	195 甲/乙	177~198	0 甲/乙	0/0

上述检查正常后,按规定启动油泵向预热器供油,试转预热器,测定油温、轴承振动、温度及转子、轴承晃动,检查各密封装置有无强烈摩擦声等。一切情况正常,利用适当时候进行空气预热器连锁试验,即合上空气预热器连锁开关,手动停止运行主电动机后,辅助电动机或空气驱动装置应自动投运。

为检查安装质量,了解空气预热器性能是否符合制造厂家的保证值和运行指标,在投产之前,可对空气预热器进行简单的漏风测定。

测定前应拟定大纲,确定测试方法并布置测点,配备人员和准备仪器设备等,了解设备现况及有关数据。为此应检查空气预热器并记下可能影响性能的所有零部件的状况、清洁度和密封装置状态,并检查旁路或再循环挡板是否关严,使空气预热器处于适当的运行状态。正式测定前,最好稳定负荷,进行预热器出、入口烟道内代表点的选测和标定。并据奥式仪分析进、出口烟道中 CO_2 、 O_2 结果,对漏风情况进行检查,并验证使用仪器工作情况、训练观测人员等。正式测定时,应保证运行工况稳定,使空气预热器的空气量、烟气量基本上不变,锅炉出力应尽量接近测定所要求的蒸发量,并在测定前稳定30min,测定工况应至少持续2h,以取得与实际一致的读数,测试频率和稳定性除流量外应按15min一次读数。如果有波动,则应按必须的频率取读数,以获得能代表真实平均情况的结果。在可能范围内逐点描绘运行工况读数,对工况进行全面检查。如果试验或计算中,发现测得数据有明显误差、不正确时,应舍去该工况或部分废弃,如有必要的话,应重复测定,以达到测定目的和

准确性。

测量记录项目应尽量全些,包括空气预热器进出口空气温度、烟气温度、空气流量、烟气流量、静压值、动压值、烟气成分及其进口空气湿度。测量或按锅炉出力、效率计算燃料耗量,进行燃料元素分析,若烧油采用蒸汽雾化时,应测量或记录雾化用汽量。如条件不具备,某些项目如烟气流量等可以不测。

分析、测定时,应保持仪器清洁,防止烟气分析设备和取样管路发生泄漏,避免吸收剂污染和失效。在提供新鲜吸收剂时,要防止梳形管中进入吸收剂,避免由于气体在吸收剂和隔绝液体中具有物理溶解能力而引起误差。注意避免因接触吸收剂而受损伤,考虑量管误差和排水所需时间,避免分析过程中样品温度发生改变。通过细心的操作,对一般误差来源给予足够认识,如属人为误差,应减少到最小限度。为操作人员提供足够照明和合理的舒适条件,通过与理论值对比检验结果,以及一切有效方法,确保记录的数据正确并具有已知的精确度。可能时应连续取样,因为所有气体特别是 SO_2 和 CO_2 , 在一定程度上能溶解于水中,故在取任何读数之前,应用取样气体将水准瓶中的水饱和。

空气预热器漏风系数 α_{ky} 的计算式为

$$\alpha_{ky} = \frac{21}{21 - \text{O}_2} \left(\frac{100 - q_4}{100} \right) \quad (3-33)$$

$$\Delta\alpha = \alpha''_{ky} - \alpha'_{ky} \quad (3-34)$$

式中 α''_{ky} 、 α'_{ky} ——空气预热器出、入口的过量空气系数;

$\Delta\alpha$ ——空气预热器漏风系数;

q_4 ——机械未完全燃烧损失。

可利用试验工况条件下日常平均值,或在测定 α 同时,采灰样分析计算,求得当时的 q_4 损失。当 $q_4 < 2\%$ 时,可以忽略不计。

三、空气预热器运行中的几个问题

(一) 漏风大的原因及改进措施

回转空气预热器一般漏风严重,国产预热器漏风率大于 20%,甚至更高达 30%~40%,严重影响了锅炉的安全、经济运行。它不仅增加锅炉风机耗电,降低烟气温度引起低温腐蚀,而且严重时因风量不足,将使锅炉出力受到限制等。近年来,设计制造部门采取改进措施,提高质量,情况大有好转,漏风率设计控制为 20%,个别可达 10%~15%。但与国外预热器漏风率 5%~8% 相比,还有差距。

1. 漏风大的主要原因

(1) 预热器变形,引起密封间隙过大。装满传热元件的空气预热器转子或静子,热态时由于热端温度高,转子或静子径向膨胀大,转子或静子冷端温度低、径向膨胀小,同时由于中心轴向上膨胀,热端相对膨胀得多,中心部上移多,外缘小,加上自重下垂,形成蘑菇状变形。以致扇形密封板与转子、静子端面密封间隙,热端外缘比冷态增大很多,形成三角形状的漏风区,而冷端则相反比冷态时减少。图 3-69 左侧表示冷态时转子外形,右侧为热态时转子蘑菇状变形。其变形规律可由式 (3-35) 描述,即

$$Y = 0.006 \frac{\Delta t}{H} R^2 \quad (3-35)$$

式中 Y ——转子变形量, mm;

Δt ——预热器冷、热端温差, $^{\circ}\text{C}$;

H ——转子或静子高度, m ;

R ——转子或静子半径, m 。

如转子直径为 8.5m , 高为 2.5m 的空气预热器, 当冷、热端平均温差为 300°C 时, 其变形值达 13mm 。为适应热态时转子的这种变形, 冷端径向密封面的外侧, 有必要预先留出足

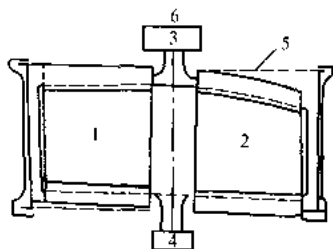


图 3-69 预热器热态蘑菇状变形

1—冷态; 2—热态; 3—支撑轴承;
4—导向轴承; 5—固定径向密封片; 6—热端

够空隙, 使转子热态下垂时, 此预留间隙消失。而热端径向密封面冷态时, 应预留保证启动和停转时的安全间隙, 以免热态时转子下垂使间隙变大。早期设计受热面转动的预热器时, 将转子固定支撑轴承悬吊固定在预热器罩壳上部的横梁上, 烟气由上向下流, 冷空气由下往上流, 转子中心线膨胀对径向密封间隙要产生影响, 如图 3-69 所示。因为转子平均温度比罩壳高, 故转子沿轴的线膨胀量大于罩壳的线膨胀量, 使转子与固定支撑轴承产生位移。当从冷态过渡到热态时, 冷端的转子密封片要逐渐靠近密封表面。为保持热态密封良好, 应在冷态情况下, 冷端径向密封内侧, 使密封片与密封面之间预留一个间隙 (其大小等于转子的轴向膨胀量); 而在冷端径向密封外侧, 密封片与密封面之间的间隙要等于转子的

轴向膨胀量加上转子蘑菇状变形下垂量。如对此不注意, 冷态时, 冷端密封间隙留得不够, 即将在热态时, 会造成密封片与密封面之间的过量磨损, 引起预热器电动机电流跳动, 严重时会影响正常运行。另外, 从冷态向热态过渡时, 热端径向密封片要脱离密封面, 其内侧间隙等于从热端支撑轴承标高到径向密封面标高的转子轴向膨胀量, 其外侧间隙等于转子轴向膨胀量加上转子蘑菇状变形下垂量。显然这一间隙增大, 势必造成预热器漏风的增大。以前直径为 $\phi 4480 \sim \phi 5200$ 预热器采用热端支撑, 有的未按上述理论预留出必要的间隙, 运行时使密封片全部剃光, 有的预热器为了安全, 冷态间隙预留很大, 均造成严重漏风。同时直径为 $\phi 4480$ 预热器的径向密封, 没有装设可调的扇形密封板, 与转子密封片构成密封副, 直接由预热器上、下端板与密封片密封, 由于上、下端板不平和因温差、结构约束引起热态弓形弯曲, 如图 3-70 所示, 从而增大了密封面处的泄漏间隙。目前 $\phi 4480 \sim \phi 5200$ 预热器已进行结构改进, 安全问题已得到解决, 如某些电厂的漏风系数已降至 0.2 以下。

(2) 风罩转动的预热器风罩刚性差, 当烟、风静压差约 4900Pa 作用于风罩及密封板上时, 将产生浮力, 使风罩随风压波动而晃动, 从而增大密封板与静子端面间隙, 并影响与其相连的密封框架的正常工作。个别预热器上、下风罩不同步, 相差约 40mm , 可减小密封惰性区范围, 增大漏风, 如图 3-71 所示。

(3) U 型密封片交接处未焊接, 泄漏严重, 而且密封片的布置偏于空气侧。运行时因框架密封面与静子面之间存在漏风为正压, 而框架反面接触烟气为负压, 其结果使框架与静子间的漏风增大。

(4) 密封框架在制造加工时, 焊接变形严重, 不平度大, 以致密封间隙不匀。框架的密封面偏小, 风罩转动时不可能保证始终盖住静子的一个扇形仓格, 而且密封框架虽有一定的刚性, 但

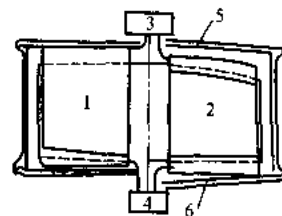


图 3-70 径向密封板弯曲
1—冷态; 2—热态; 3—支撑轴承; 4—导向轴承; 5—上部径向密封板; 6—下部径向密封板

因弹簧支吊架多，所以它既不能适应静子的蘑菇状变形，又无法进行有效的调整。

(5) 颈部密封的铸铁滑块在槽内易卡死，上、下不能自如，或悬空增加漏风，或偏斜造成严重磨损。

2. 改进措施

漏风分直接漏风和携带漏风。直接漏风是通过各密封间隙空气直接漏入烟气侧，漏风的大小与密封间隙和风、烟侧的压差有关。密封间隙大，压差大，则漏风量就大。携带漏风是指受热元件空隙中的空气随转子转动而带到烟气侧，其漏风大小与转子转速有关，转速高漏风大，转速低漏风小。携带漏风量在一般转速（3~5r/min）下约为1%，而直接漏风则达10%以上。所以处理漏风的关键在于调整好各个方向的密封间隙。密封间隙过大，会增大漏风量，密封间隙过小，会加速密封元件的磨损，在转子有热态变形时甚至还会引起卡涩。所以认真细致地调整各处密封间隙，使其符合设计值是非常重要的。

(1) 对风罩转动的预热器应采取的改进措施：

1) 加固风罩、增强刚性，风罩框架由吊簧改为压簧，将U型密封片向烟气侧外移，使密封框架上、下两面均接触空气，实现风力自平衡。运行时密封框架不受风压波动的影响，减少跳动，工作稳定，密封片交接处用氩弧焊焊妥。

2) 设计制造密封框架时，应使其密封面积大于静子一个扇形仓格，为适应转子蘑菇状变形，密封框架采用铰链连接的分段结构，每段布置适当的弹簧支吊架，调节比较方便。

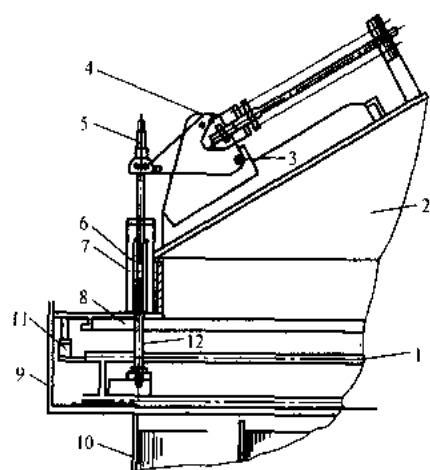


图 3-72 风罩周向 12 个热补偿装置

1—密封框架；2—上风罩；3—转轴；4—热补偿装置；5—弹簧杆；6—弹簧；7—弹簧罩；8—风罩框架；9—外壳；10—静子；11—径向同步装置；12—U型膨胀节

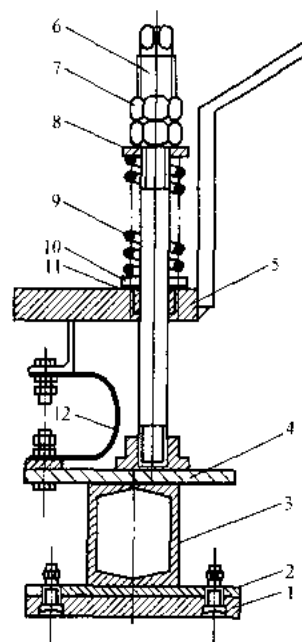


图 3-71 风罩与静子间的密封

1—铸铁摩擦板；2—钢板；3—密封件；4—钢板；5—8 字风道端板；6—吊杆（螺杆）；7—调节螺母；8—压紧簧板；9—弹簧；10—密封套；11—石棉垫板；12—U 型密封伸缩节

3) 采用两种金属自动调节机构，如图 3-72 所示。其工作原理是利用两种不同金属材料的线膨胀系数的差值产生一个相对位移，然后通过一个机械比例机构（传动连杆），将此相对位移放大至所需调整值，然后作用于密封框架上，使之补偿静子蘑菇状变形达到热态自动调节。

4) 颈部密封改成如图 3-73 所示结构，在固定风道上密封滑块由弹簧压紧，使之与回转风罩颈部圈板构成密封副。这种结构对轴向、径向的偏摆适应性较好，径向摆动量可以通过弹簧调整。

(2) 对受热面转动的预热器，为适应预热器的蘑菇状变形应采取下列改进措施：

1) 将热端支撑改为冷端支撑，它可以通过转子的轴向膨胀来缩小热端径向密封的间隙，因此时转子轴向膨胀方向与转子蘑菇状变形下垂方向正好相反，致使热端径向密封片与密封板之间的间隙减少到最低程

度。

2) 增设径向扇形密封板, 可消除上、下端板直接与转子密封片密封的弊病。径向扇形密封板制造时需先经退火消除结构的焊接应力, 再进行机加工, 以确保密封板密封面平直布置在预热器惰性区。上、下内侧端板用销轴固定, 其周向的中心位置、径向可自由伸缩, 能免除热态变形, 如图 3-74 所示。

3) 设计热端扇形密封板的随动装置中, 将热端扇形密封板内侧悬吊于一支菱形轴套上, 菱形轴套通过平面轴承与主轴连接, 热胀时, 能保证轴承与主轴同步, 如图 3-75 所示。这样可使热端扇形密封板内侧向上提升的高度等于转子轴向膨胀量。因此, 冷态时, 在该处允许预留很小间隙 (确保冷态安全运行)。热态时, 在任何运行温度条件下, 都能维持转子密封片与扇形密封板之间的这种紧贴状态。

4) 轴向密封是由装在转子外壳侧的轴向密封片与装在外壳内侧的弧形密封板构成的, 如图 3-76 所示。其作用是防止空气从转子与外壳间的环形通道向烟气侧泄漏。轴向密封片的位置与径向密封片的位置一一对应, 弧形密封板的宽度与扇形密封板外侧宽度相等, 它们的中线用销轴定位, 保证运转时轴向密封处正确发挥作用。冷态安装时, 应在轴向密封片与轴向弧形密封板之间预留一个间隙, 间隙值的大小, 由转子与外壳的径向膨胀量决定, 热端大些, 冷端小些, 可使热态保持理想的密封紧贴状态, 由于轴向密封长度是由转子高度而不是转子直径所决定的, 所以它能大大缩短空气与烟气侧的密封长度, 以转子高度为 2m, 直径为 $\phi 9.5$ 受热面转动预热器为例, 其轴向密封长度仅为周向密封长度的 1/7。

5) 径向和轴向密封的外部调节。为补偿热变形, 设计中径向和轴向密封板可以在预热器外壳进行调节。对于中、小型预热器, 只要冷态时密封板位置定得正确, 密封间隙符合要求, 热态时并不需要再调节, 就可以保证预定的较小的漏风系数, 对于预热器的安全运行十分有利。

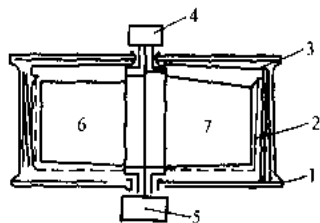


图 3-74 可伸缩的径向密封板和轴向密封片

1—法兰外壳; 2—轴向密封片;
3—可伸缩的径向密封板; 4—导向轴承; 5—支撑轴承; 6—冷态;
7—热态

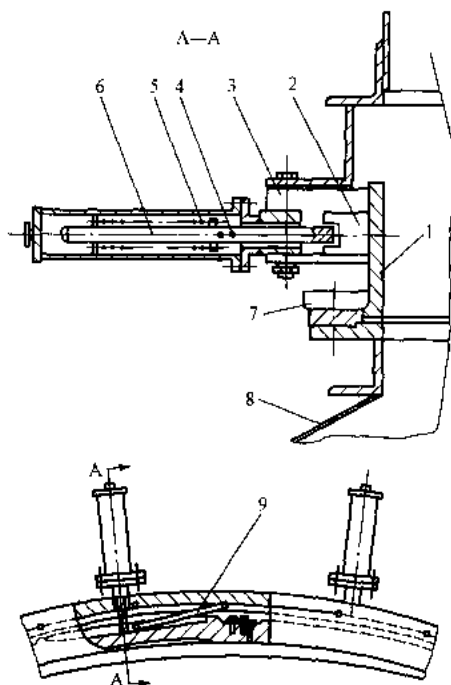


图 3-73 喉口密封结构

1—密封筒; 2—弧形铁块; 3—盖板; 4—开口销; 5—弹簧; 6—弹簧杆; 7—一周向连板;
8—七风罩; 9—拉杆

6) 采用两种金属自动调节装置。日本供应的回转式预热器, 是通过 SDS 自动调节保持径向密封与扇形板之间的平均间隙为最小值的。该装置由间隙测量装置 (传感器) 发出转子密封片与径向密封板之间的间隙变化值, 经敏感元件转换成电信号, 此信号与标准进行比较, 送到调节器, 经电气转换成控制驱动机构改变扇形板位置, 调整转子密封片与径向密封板之间的间隙, 其控制原理如图 3-77 所示。

(二) 机械故障及改进

(1) 减速箱事故。回转式空气预热器多采用摆线针轮减速

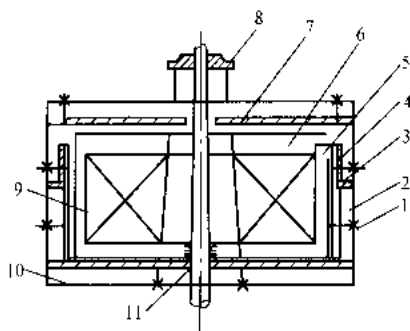


图 3-75 密封系统

1—轴向弧形板调节螺栓；2—托架；3—销轴；4—轴向弧形板；5—轴向密封片；6—上部径向密封片；7—上部径向扇形板；8—菱形轴套；9—转子；10—外壳；11—中心密封

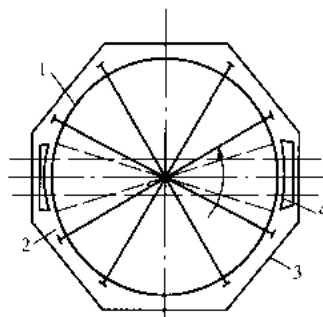


图 3-76 轴向密封

1—转子；2—轴向密封片；3—外壳；4—轴向弧形密封板

箱，其体积小、速比大、效率高，其主要问题是针齿销刚性差，磨损严重，往复式油泵小弹簧断裂，偏心轴上滚动轴承保持器销子头磨损，引起事故。制造厂采取增加针齿销的支点来增强刚性，为减少磨损，还特地加了销套等，可基本满足要求。但尚存在油泵小弹簧偶尔损坏，检修复杂等问题，上锅厂已改用圆柱齿轮箱。

(2) 传动围带销及大齿轮磨损。原因之一是零件表面硬度值偏低，戚墅堰电厂原来使用 1a 便磨损，改进后提高硬度至 $RC = 40 \sim 45$ 后，使用 5~6a 仍然良好。

(3) 盘车装置不完善，原设计为手动盘车，使运行检修不便，特别是传动装置故障或低负荷水冲洗时，很麻烦，现多通过增设辅助电动机解决。

(4) 直径为 $\phi 6300$ 和 $\phi 6200$ 预热器上部导向轴承和轴承座之间的公差间隙，原设计过紧，不能适应热膨胀位移，曾发生过轴承磨损事故，制造厂已采取放大间隙的措施。直径为 $\phi 6300$ 下部支撑轴承损坏事故发生多起，这与轴承质量、工作条件有密切关系，制造厂采取增加轴承润滑油循环系统的措施。

(5) 吹灰及水冲洗。风罩转动预热器的吹灰器，由于设计未处理好动、静之间的关系，热胀后动、静胀死，以致发生吹灰管扭断事故，常采取加盘根，留足够间隙的措施加以消除。但吹灰效果受到影响，制造厂为解决空气预热器冷端受热面的腐蚀、堵灰问题，除采用固定式蒸汽吹灰器外，还增加了一套摆动式水冲洗装置。

(6) 预热器卡死不转。某电厂预热器发生：①波纹板从栅格中被风吹出造成卡涩。采取每栅格波纹板上端加 $\phi 6 \sim \phi 8$ 圆钢挡住的方法，因施焊不牢，圆钢脱落，造成卡住。现厂家已将波纹板组装改成框架结构，防止波纹板飞出事件。②吹灰器动、静连接件间隙不够，以致胀死、卡住。③老型预热器支撑轴承设在烟罩上部热端，热态时主轴向下膨胀量大于烟罩向上膨胀量，支撑轴承罩壳刚性差，吸收膨胀量，使主轴的轴承座不但没向上反而向下胀，动、静部分膨胀方向相反。由于主轴长 (7800mm)，且受热膨胀不均及自重影响，所以一点炉就发生胀死。后将支撑轴承改装到静子中心筒下端，使风罩热胀位移与静子位移方向一致

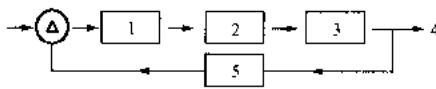


图 3-77 径向密封间隙控制原理

1—调节器；2—驱动机构；3—扇形板；4—间隙；5—传感器

从而得到解决。

(三) 积灰和腐蚀及其预防措施

锅炉尾部低温受热面尤其是空气预热器的积灰和腐蚀是普遍存在的问题，只是轻重程度不同而已。产生低温腐蚀的原因主要是燃料中含有水分、元素硫、氢及空气中的湿分在燃烧时产生水蒸气、 SO_2 和微量的 SO_3 ，随着烟气温度下降，水蒸气或 $\text{SO}_3 \sim \text{H}_2\text{O}$ 混合物达到相应分压下的饱和温度时，便发生结露或凝结现象，并称此时的烟气温度分别为水露点和酸露点。露点温度与燃料的含硫量、水分及飞灰可燃物含量、过量空气系数和锅炉负荷等因素有关。当燃料中 S_{ar} 、 W_{ar} 、 H_{ar} 含量以及锅炉负荷、过量空气系数增加时，烟气露点温度升高，但飞灰可燃物含量增大时，烟气露点温度因其可吸收 SO_3 反而降低。通常烟气的水露点温度为 $30 \sim 70^\circ\text{C}$ ，其相应的分压力为 $0.392 \sim 2.94\text{Pa}$ ，酸露点温度通常介于 $100 \sim 180^\circ\text{C}$ 。

当低温受热面壁温低于烟气的水露点或酸露点时，受热面壁上便形成一层液膜， SO_3 和 H_2O 化合形成硫酸，便产生电化学腐蚀。腐蚀的速度主要受液膜内酸的浓度和受热面壁

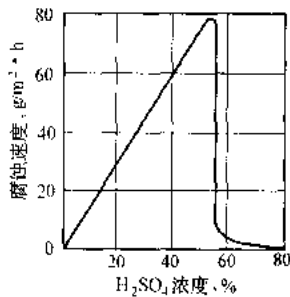


图 3-78 腐蚀速度与 H_2SO_4 浓度关系

温的影响。当壁温不变时，腐蚀速度随着酸浓度的上升逐渐增加，浓度达 56% 时腐蚀速度最大，之后即急剧下降并基本保持不变，如图 3-78 所示。当保持酸浓度不变时，其腐蚀速度则随壁温的上升逐渐增加，如图 3-79 所示。实际运行时，受热面的腐蚀过程与温度和燃料内水分及含硫量有着复杂的关系。对每一种燃料，在露点时硫的浓度最大，但在最大浓度下的侵蚀性并不比低于露点时严重，这是因为温度较低时凝结量增大，因而硫酸稀释，所以只有当温度稍低于露点温度时，在两个因素（温度和浓度）的共同作用下，腐蚀速度才最高，如图 3-80 所示。所以应使烟气温度偏（离）高于露点运行，以减轻或防止低温腐蚀。

液膜形成的速度对于低温腐蚀是很重要的，冷凝的液膜量越多，则腐蚀越严重。因此用与冷凝受热面壁温有关的液膜形成速度来衡量液膜生成量和腐蚀速度是有很意义的，同样对于测定酸露点也是很重要的。液膜形成速度随着壁温下降而增大，当壁温降到比酸露点低 $20 \sim 50^\circ\text{C}$ （即腐蚀点）时，形成速度达最大值；当壁温再下降时，液膜的形成速度反而减小，直到水露点时，液膜的形成速度即为最小值；当温度进一步降低它又重新上升。当燃料中含硫量增加到 2.5% 时，酸露点和液膜的生成速度很快地上升，但含硫量更高时，其影响就很小了。据美国的研究结果表明，当降低燃油锅炉的过量空气系数时，酸露点很低，腐蚀点也明显下降，受热面的污染和积灰，也会使液膜形成很高的速度。酸露点和腐蚀点之间的温差是一个变数，它随酸露点的下降而变小。据此就可以假设一个冷端受热面的平均壁温，从而正确地判定腐蚀的危险性；并推荐一个称为平均冷端临界温度的特性壁温，来判断冷端受热面是否需要采取措施，加以保护。如图 3-81。

这个临界温度比刚开始结露、而腐蚀还相当小的酸露点低 $10 \sim 20^\circ\text{C}$ ，而比液膜形成速度和腐蚀速度都达到最大值的腐蚀

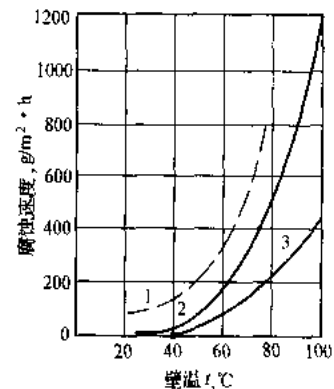


图 3-79 不同 H_2SO_4 浓度下钢材腐蚀速度与壁温关系
1—50% 浓度；2—20% 浓度；
3—5% 浓度

点高 $10 \sim 20^\circ\text{C}$ 。将空气预热器冷端上测定的平均壁温与临界温度相比, 就可以得出结论, 在该壁温附近是否存在腐蚀的危险、是否需要加以保护。当按设计的排烟温度所决定的冷端平均壁温介于酸露点和临界温度之间时, 预热器传热元件上会产生少量的腐蚀, 此时最好加以保护, 如采用陶瓷受热面; 如果冷端平均壁温介于临界温度和腐蚀点之间, 即处于高腐蚀速度范围中, 那么必须采用保护措施。如图 3-81、图 3-82 和图 3-83 所示的不同过量空气系数 α 下, 燃油锅炉和燃煤锅炉的临界温度与燃料含流量的变化曲线。

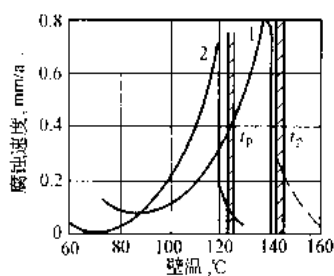


图 3-80 腐蚀速度与壁温关系

t_p —露点温度; 1—煤; 2—贫煤

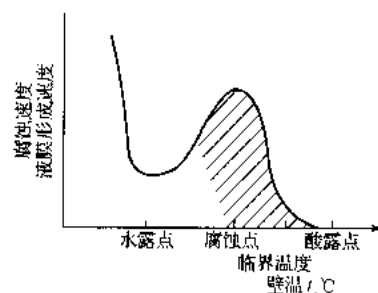
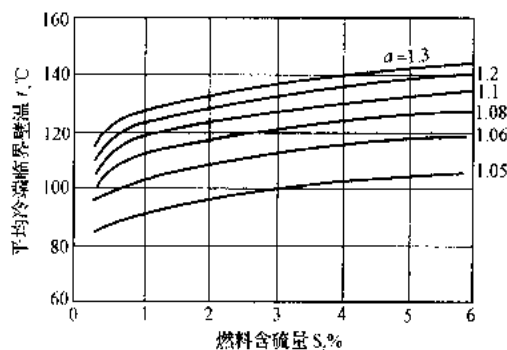
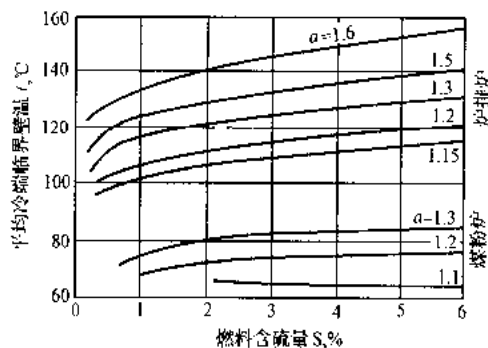


图 3-81 冷端平均临界壁温曲线

图 3-82 燃油锅炉空气预热器
冷端临界壁温曲线图 3-83 燃煤锅炉空气预热器冷
端临界壁温曲线

除低温腐蚀外, 水、硫酸两相混合物在冷端受热面上凝结所导致的第二个问题是积灰。腐蚀和积灰总是相互促进的, 当受热面结露后, 就更容易黏住未燃尽的剩余物, 形成积灰层, 它对于生成硫酸液膜也更有利, 因为此时硫酸处于积灰层的毛细孔中, 当预热器周期性加热时, 硫酸的蒸发比其他处于光滑的液膜时更为缓慢, 故积灰受热面上的腐蚀比清洁受热面快, 因而保持受热面的清洁也是防止腐蚀的必要前提。其次, 在采用陶瓷砖作为低温受热面时, 因为陶瓷砖质量欠佳, 如瓷砖黏结时往往发生错孔现象, 使直径为 $\phi 8$ 孔变成 $\phi 6$ 孔, 黏结处有一层薄薄的釉膜堵死 $\phi 8$ 孔, 甚至黏接成一个正体, 瓷砖黏结不牢, 运输搬运中摔成几段, 安装时又未注意对孔固定牢固, 运行中振动变化将孔堵死, 以致堵灰。当然运行方式对黏灰也有一定的影响, 如煤、油混烧时间长积灰较多 (因为油灰与燃煤的灰灰黏结成颗粒其黏性大), 用吹灰的方法难以清除。再次锅炉受热面结构负荷的高低, 烟温烟速及可燃物大小粒径等都对积灰有影响。

通常传热元件分为热段、中段和冷段三层。热段传热元件是在干燥区域, 由于部分飞灰的冲撞, 产生黏附沉积, 但黏附力很小, 热段层的冷端的沉积率则取决于其湿润状态和飞灰

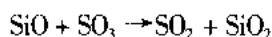
浓度,二者比较而言,湿润状态(湿润面大小和湿润情况)比飞灰浓度影响更大,当不吹灰时,飞灰沉积率可达30%~80%,实践证实热段基本上无积灰现象。中段位于硫酸腐蚀的最大温度范围,在此区域中将形成冷凝浓硫酸雾和泥浆状飞灰的黏污区,实践证明中段的冷端存在积灰,原因在于吹灰难以在吹灰过程中将冷段层的沉积物除去,后又重新被黏附在这个区段。冷段传热元件,因飞灰和脱硫泥浆中含有低pH值的溶解性固体物质 CaSO_4 、 CaSO_3 、 CaSO_2 等,以雾沫飞溅进入预热器,因其回转时加热和冷却,使飞灰成分中的Ca、 SO_4 、Cl、 H_2O 等生成结晶析出物,并逐步变硬和致密,以致难以清除。

防止腐蚀和积灰的措施主要有:

(1) 适当提高排烟温度,以提高受热面冷端壁温,使其不冷凝成硫酸液膜,但这样会降低锅炉设备效率,一般不予采用。

(2) 采用最佳的炉膛设计和最低的过量空气运行方式,尽力避免和限制 SO_3 的生成。

(3) 采用添加剂,吸收或中和已生成的 SO_3 ,如添白云石、镁、 SiO ,使其发生下列化学反应



(4) 采用抗腐蚀材料,如冷端采用陶瓷砖低温受热面、耐腐合金钢传热元件,如采用考登钢,在辛店电厂试验效果较好,腐蚀速度达0.1mm/a,而碳钢则达0.7mm/a左右。

(5) 合理吹灰。吹灰介质最好为有一定过热度的蒸汽并暖好管以减少凝结水,增加吹灰次数,提高吹灰效果。

(6) 广泛采用的是提高冷端受热面壁温的方法,使用热风再循环和增设暖风器,以减少液膜的产生,避免烟气温度降至露点以下运行。

第七节 除尘、除灰系统的调试

一、文丘里除尘器

文丘里除尘器具有效率高,达96%~97%,体积小,结构简单,占地少,投资省等优点,在电厂除尘器改进和新建锅炉中获得较广泛的使用。但是由于它存在着不同程度的烟气带水现象及耗水较多等缺点,又限制了其使用范围。

文丘里除尘器由文丘里管和捕滴器两部分组成,如图3-84所示。烟气在文丘里管喉部加速至50~100m/s,使烟中尘粒具有较大动能,使其和来自喉部喷嘴喷入的水滴发生碰撞、冲击、凝聚作用,形成粒径较原来尘径大几百倍的水灰滴团,进入捕滴器分离。

文丘里管包括收缩管、喉管、扩散管和喉部喷嘴。根据结构不同,文丘里管有圆形、矩形、立式和卧式的差别。喉管分长颈、短颈,喷嘴有溅板、溅锥和碗形等。捕滴器是分离烟气中尘粒的主要部件,从文丘里管喷水凝聚后的烟尘进入捕滴器后,靠气流的旋转运动,使灰尘产生离心力,从气流中分离出来,集中到筒壁由水膜冲至灰斗、灰坑,然后排走。捕滴器有圆柱形、倒锥形两种。烟气入口有蜗壳切向引入、水平蜗壳引入、下倾一定角度引入等方式;烟气出口有切向、轴向收缩、蜗壳切向引出等。文丘里除尘器内衬材料有瓷砖、辉绿岩、铸石和花岗岩(麻石)等。

1. 影响文丘里除尘器性能的因素

从现场实践和模型试验表明,影响文丘里除尘器性能的因素很多,无论是设计结构尺寸

还是运行维护方面,都对除尘器效率、带水程度、阻力、空气动力场等性能有较大的影响。

(1) 影响除尘效率的因素:①进气方式对除尘效率有明显影响,以蜗壳进气最好,水平切向次之,下倾 8° 最差。②喷水量越大,除尘效率越高。③湿段比高度^①增加,除尘效率增加,但增加过大时,反而降低,一般以 $2.2 > \frac{H_1}{D_0} > 1.8$ 为宜。④烟气进口截面高宽比大,除尘效率低。⑤烟气上升速度和捕滴器直径的影响,随着烟气上升速度的增加,除尘效率降低。筒体直径按允许烟气上升流速小于等于 4.5m/s 选择。⑥烟气引出方式和引出管直径的影响,采用轴向引出较合适,引出管直径由 $0.4D_0$ 向 $0.6D_0$ 变化时,降低除尘效率,以 $(0.5 \sim 0.55)D_0$ 为好。⑦运行维护好坏、喷水压力、流量、喷嘴雾化及水膜形成状况、漏风大小及地点等都对除尘效率有较大影响。

(2) 影响烟气带水的因素,详见本书有关内容。

(3) 影响阻力的因素:①进气方式有明显影响,蜗壳进气阻力最小,水平切向次之,下倾 8° 阻力最大。②湿段比高度对阻力影响不大。③烟气引出管收缩比大,阻力增加, 45° 为最好。④烟气进口截面高宽比大,阻力小。

(4) 影响空气动力场的因素:除尘器内空气动力场对除尘器的效率、阻力和烟气带水程度均有较大的影响。空气动力场与筒体结构、进气形式、进气的高宽比、气流上升仰角、气流平均上升速度、气流引出方式、引出管直径以及筒体内表面粗糙度等因素有关。空气动力场可用除尘器内气流切向速度场和静压场来表征。要求气流切向速度大、静压场中间要下凹。通过试验结果表明:蜗壳进气具有较大的旋转臂,可提高气流的切向速度,故其具有较大的切向速度场和中间下凹的静压场,对提高除尘器效率、减轻烟气带水有利;而且其阻力小,故蜗壳进气比切向进气、下倾 8° 进气方式优越。进气高宽比大时,气流切向速度小,静压场下凹得少;反之进气高宽比小时,气流切向速度大,静压场下凹得多,故进气高宽比是后者优于前者。但阻力增加,气流上升仰角小,螺旋线运动轨迹路线长,气流在筒体内停留时间长,捕集烟尘机会多、效果好,故气流平均上升速度低比高好。切向引出方式的速度场不仅速度低,而且在旋转核心区的值几乎等于零,静压场下凹不明显。和轴向收缩引出方式比较,前者烟尘透过率增高 31% ,烟气带水增加 6% ,阻力减少 26% ,所以切向引出方式比轴向收缩引出方式效果差。当引出管直径由 $0.4D_0$ 增大到 $0.6D_0$ 时,气流的切向速度是前者大于后者,静压场是前者比后者更下凹,除尘器效果降低 1% ,阻力增加 4% ,所以引出管直径小的比直径大的为好;倒锥形引出和圆筒形引出比较,后者阻力可减少。引出方式最好是轴向收缩加蜗壳引出方式,可将旋转运动诱导为轴向运动,从而减少阻力。而筒体内表面粗糙不平,溅水多,烟气带水多,效果差。

2. 文丘里除尘器使用前检查与试验

新建锅炉机组采用文丘里除尘器时,投运前要认真细致地检查除尘器是否合乎要求,并

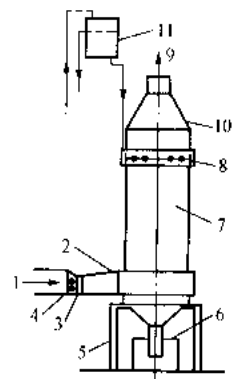


图 3-84 文丘里除尘器
1—烟气入口; 2—文丘里管; 3—喉部; 4—喉部喷嘴; 5—支架; 6—水封; 7—捕滴器; 8—环形喷嘴; 9—烟气出口; 10—捕滴器出口锥形管; 11—除尘水箱

① 湿段比高度指捕滴器喷水点下的湿段高度 H_1 与内径 D_0 之比,指单位直径内所含的水膜高度。

对进水进行喷水试验,检查各喷嘴是否堵塞,溅喷方向是否合乎要求,水膜形成情况,以及有无飞溅带水现象。调整水压,确定运行要维持的数值,一般环形喷嘴水压为 9.8 ~ 19.6kPa,不能小于或等于 29.4kPa。当采用溢流槽时,要认真检查溢流槽水平,各部溢水是否均匀。试验调整喉部喷嘴水压,检查喷射雾化情况,喉部是否封住,有无飞溅和空白处,水压一般调整至 0.196 ~ 0.245MPa,太高烟气带水量大,太低雾化不好,封不住喉部。检查底面喷嘴喷水是否能全面清扫到文丘里管底部地面,应无积灰存灰地方。检查有无稳定水压、清洁水质等措施。同时注意检查排灰器及其水封,各检查孔等处漏风情况、各喷嘴水管应有防磨、防腐、防冻措施。在必要和可能条件时,也可进行筒体空气动力场试验,检查测量气流切向速度、压力分布情况。当然要使文丘里除尘器能顺利可靠的投入,调试前应密切注视设计参数和各相关尺寸、水源系统、压力监视仪表,以及施工质量情况,以免在启动调试中才检查发现问题,造成木已成舟、难于处理的后果。

3. 调试中常见问题及改进措施

(1) 烟气带水是最常见的问题,主要危害是:在除尘器出口烟道、吸风机进气箱引起湿灰堆积,造成烟道阻力急剧增加,限制锅炉负荷;引风机叶轮黏灰,引起风机振动、腐蚀,甚至造成叶轮损坏飞车事故;影响排烟扩散,厂区周围降落灰水团,严重污染环境和威胁锅炉安全运行。烟气带水主要是指烟气携带下列四种水分:①机械粉碎的小水滴小于一定的直径。②随同烟气流流动未被分离捕捉的小水滴和灰中水滴。③由于筒壁漏风、水封高度不够、空气穿过水膜或水层,以气泡形成的水滴。④水蒸气凝结形成的水滴。烟气带水与施工质量、设计结构参数、运行维护等因素有关。据模型试验和重力分离原则,显然,干段比高度^①越大,一定流速的烟气能够携带的粒径越小,带水量越少。在影响烟气带水试验和实践证实,当干段比高度小于 1 时,大都带水严重,反之基本不带水或带水轻微。所以设计时

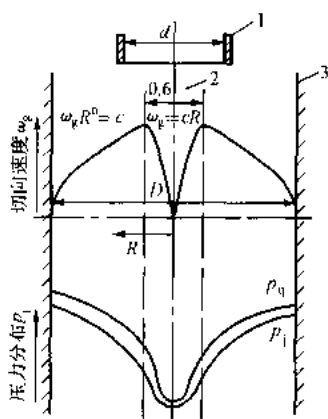


图 3-85 理想的空气动力结构切向速度与压力分布
1—烟气引出管; 2—强制旋涡部分; 3—捕滴器筒壁; p_e —全压; p_1 —静压

推荐干段比高度大于 1.1 以上。捕滴器内是靠旋转气流的离心作用分离的,故筒体内空气动力场组织完善与否,对分离效果、烟气带水影响较大,理想的空气动力结构,其切向速度、压力分布应当如图 3-85 所示。

标志旋流动力工况按 $\omega_e R^n = c$ (ω_e 为捕滴器内,某一点的切向速度, m/s; R 为以捕滴器轴心为极心的极径, m; n 为气流的运动流态指数) 规律变化,指数 n 应为 0.5 ~ 0.9,即在准自由涡范围内。而空气动力工况的进气方式、烟气进口截面高宽比、气流上升仰角,以及气流平均上升流速、筒体粗糙平整度、圆弧情况、漏风等参数选择适当与否都对其有较大影响。

施工质量不良,如:①筒体内衬砌筑不平,筒体不圆,砖与砖间或接缝处有台阶菱角。②以环形喷嘴喷出的或溢流槽流下的水冲至不平处,引起水滴飞溅或烟气中水滴二次飞溅成小水滴,破坏水膜,形成机械粉碎小水滴随烟气带走。③淋水装置安装角度、喷射方向与气流方向不一致,角度不对,或溢流

① 干段比高度指捕滴器喷水点上的干段高度 H 与内径 D_0 之比,指单位直径内所含的无水膜高度。

槽水平不一致,引起局部水多,水压高飞溅,而另一部分水少,水膜不均或没有,不能将分离的湿灰团冲下,形成黏灰,以致破坏动力工况,甚至引起内衬脱落。④捕滴器底部和淋水装置处漏风大,不仅会增加引风机负荷,而且更重要的是它可能破坏气流工况,使下灰管漏风,增加中心气流上升速度,减小切向气流速度,影响分离效果,并形成空气穿破水层,构成气泡形成小水滴,增加烟气带水,通常漏风越靠淋水装置和灰出口影响越大。

运行维护不善,如淋水装置和喉部喷嘴处水压过高,喷水量增大,而烟气带水量又随着喷水量的增加而增加。但喷水量过小或水质脏,要堵塞喷嘴,喷嘴磨损后未及时更换,以致乱喷均破坏水膜,或使得喉部未被封住有空隙等,都会使烟气带水量增加。

减少烟气带水的措施主要是:

1) 合理设计文丘里除尘器,烟气入口采用水平蜗壳引入,选择较高的入口烟速,恰当的进口截面高宽比,设计较理想的空气动力工况,烟气出口宜选用轴向收缩蜗壳或轴向收缩引出,严格注意干段比高度,使烟气平均上升速度控制在极限速度下,烟气入口应设导水槽,淋水装置应设挡水罩,选择合适的内衬材料和排灰器及水封高度,在运行时要有保证水质干净、水压稳定的措施等。总之设计合理与否,是决定文丘里除尘器烟气带水、运行经济可靠性的前提。据各厂运行经验和试验研究,推荐设计基本参数如表 3-31 和表 3-32 所示。

表 3-31 文丘里管的基本设计参数

项 目		符 号	单 位	数 值
喉管烟速		w_h	m/s	50~60
收缩管收缩角		α_1	°	23~30
扩散管扩散角		α_2	°	6~8
喉管长度		L_h	mm	200~350
文丘里管干态阻力系数	圆形	ξ_R	—	0.15~0.18*
	矩形	ξ_R	—	0.25**
文丘里管湿态阻力系数	圆形	ξ	—	0.81~0.87
	矩形		—	0.3~0.46
文丘里管单位水耗	内喷	l_w	kg/m ³ (标准状况)	0.16~0.18
	外喷		kg/m ³ (标准状况)	0.21

* 圆形喉管系铸铁造,表面车削加工。

** 矩形喉管内衬磁砖,表面平正情况不如铸铁的, α_1 、 α_2 取最大值。

表 3-32 捕滴器的基本设计参数

项 目	符号	单 位	推 荐 值	
			圆柱形	倒锥形
进口烟速	W_i	m/s	20~22	20~22
筒体平均上升烟速(进口中心线)	W'_x	m/s	≤ 4.5	6.0~6.5
筒体平均上升烟速(供水处)	W_x	m/s	≤ 4.5	4.0~4.5
湿段比高度	H_1/D_0	—	1.8~2.2*	1.8~2.2
干段比高度	H/D_0	—	1.1	1.1

续表

项 目	符 号	单 位	推 荐 值	
			圆 柱 形	倒 锥 形
进口蜗壳高度比	H_2/B	—	1.0~1.5**	1.0~1.5
轴向引出收缩段小头直径与筒体直径比	d_1/D_0	—	0.5~0.55	0.5~0.55
轴向引出收缩段收缩角	θ	°	45°	
单位水耗 (环形喷嘴)	m_{fw}	kg/m ³ (标准状态下)	0.1~0.2	0.1~0.12
单位水耗 (溢流槽)	m_r	kg/m ³ (标准状态下)	0.2~0.3	0.2~0.3
阻力系数	ξ_f	—	3.65~3.85***	2.8~1.93

* 对 $D_0 \leq \phi 3010$ 取上限, $D_0 \geq \phi 4510$ 取下限。

** 一般情况取上限, 对除尘要求高者取下限。

*** 上限 $H_2/B = 1.0$, 下限 $H_2/B = 1.5$ 。

2) 保证施工质量, 特别是内衬砌筑质量, 一定要保证筒体的水平度、垂直度在要求范围内, 内壁圆滑平整无突缘台阶和菱角, 尤其是接缝处。注意喷嘴安装位置中心角度正确, 合乎要求, 内部清洁、无堵塞。施工工艺要求严格, 保证质量, 使用胶泥耐腐, 各孔洞封严。

3) 建立定期检查维护制度, 加强运行维护管理工作, 及时发现、更换损坏的喷嘴、零部件、内衬、堵漏风等。认真监视调整水压, 保持在要求范围内, 注意水质清洁, 防止喷嘴堵塞、断水, 及时清除已积灰等。

(2) 内衬脱落是文丘里除尘器存在的比较普遍的问题, 只是各个电厂脱落的程度、时间长短不同。由于施工方法、质量好坏、采用内衬材料、结构尺寸、黏结胶泥、燃煤含硫量多少、运行维护好坏、内衬脱落的情况不同, 有的长期运行不脱落, 有的运行不到十天半月就脱落。其原因是燃煤含硫量高, 施工工艺方法不善, 内衬材料尺寸选择不好, 黏结胶泥不耐酸侵蚀, 以致脱落情况严重, 反之情况就好些。内衬脱落原因除上述诸因素外, 还因烟道有气流通过, 不可避免地伴随着气流的冲击、振动, 产生频繁振动。这种振动有的能感觉到, 有的虽感觉不到, 但客观上也存在着轻微频繁的振动。在烟道钢件与内衬材料为黏结胶泥连接时, 无论采用何种黏结方法、材料, 在烟道长期频繁振动和烟气酸性腐蚀下, 都有可能慢慢疲劳振松, 相互脱离而破坏, 或者在烟尘中硫酸的侵蚀下, 从砖缝逐渐渗透进入底层空穴, 随着时间的增长, 慢慢被侵蚀掉, 或者两因素同时作用, 相互促进, 致使内衬脱落。目前某电厂已很好解决内衬脱落, 其方法是: 内衬除用黏结胶泥连接外, 还必须加机械连接固定内衬, 尽量减少和消除烟道振动, 加强刚性, 加固烟道, 避免发生气流冲击波与烟道固有频率间的共振, 采用耐酸环氧树脂胶泥砌筑和勾缝等。在机械固定内衬方面, 有的采用子母搭扣瓷砖, 背部带沟槽, 或瓷砖铸石中留孔, 装设埋头螺钉连接, 为防腐蚀, 螺钉头要抹环氧树脂, 有的内衬背部带拉勾装置等。采用花岗岩材料, 用环氧树脂胶泥黏结, 因其耐磨、耐腐蚀性能好, 厚度大、强度高, 故不存在内衬脱落问题, 但其加工不平, 运行初期易产生烟气带水现象, 一次投资高。其次要严格采取砌筑内衬的有关工艺措施, 以保证施工方法正确, 质量优良。同时还应加强运行维护管理, 保持水压稳定正常, 喷水良好, 无堵塞断水, 确实使内衬不受冷、热收缩过急的冲击等。

(3) 积灰、腐蚀与文丘里除尘器烟气带水三者是密切相关的。由于烟气带水严重, 导致

除尘器出口烟道、风机导向挡板及各部积灰严重，流通截面减少，阻力增大，甚至引风机因积灰不平衡引起振动，限制锅炉出力，被迫减负荷。有的电厂运行不到一星期，就得清灰一次，因为积灰会加剧烟道腐蚀。因为烟气和煤灰中含有 SO_3 ，所以与 H_2O 会形成 H_2SO_4 ，对文丘里除尘器内衬砖缝、烟道、铁件等均有侵蚀和腐蚀作用，尤其当燃煤含硫量大时，腐蚀更为严重。有的文丘里除尘器运行才 1~2a，甚至还短，就会发现腐蚀穿孔泄漏。

文丘里除尘器带水积灰，大都和文丘里管的结构设计、安装质量和运行维护管理有关。如文丘里管喷嘴的喷射方向和部位不能正确封住喉部，甚至喷到壁上形成飞溅；喷嘴堵塞、磨损后未及时更换，以致乱喷；或运行水量过多，引起烟气含湿量增大，反之喷水量过小或水压低、雾化不好，都会使喉部及其入口积灰。如某电厂 1[#] 炉投产初期，同时投入溅板喷嘴和碗形喷嘴，发现烟气严重带水，运行不到一星期，就得停机清灰，发现挡板卡涩，开关困难，吸风机下部积灰达 400mm，出口烟温仅 56℃，文丘里喉部经常积灰达 400mm。经过测量发现，溅板喷嘴与设计喷水量相差不大，为 27.84t/h，耗水量设计按 $0.21\text{kg}/\text{m}^3$ （标准状况下）计，而碗形喷嘴喷水量为 14.5t/h，比设计多喷 50% 以上，引起烟气含湿量增加，烟道积灰，切除碗形喷嘴后效果显著。如某电厂 3[#]、4[#] 炉的除尘器结构尺寸、运行参数基本一致，只是 3[#] 炉捕滴器烟气出口为切向引出，4[#] 炉为轴向收缩引出，可实际运行时，3[#] 炉除尘器出口烟道等积灰极为严重，4[#] 炉却好得多。根据实测可知，3[#] 炉积灰主要是由于出口风速、风量和灰浓度场分布很不均匀，局部形成涡流，如出口交接处，出口侧气流紊乱，气流方向突变等。这是由于切向引出气流通过一个 90° 折角，气流通道突然改变，使捕滴器旋转上升气流因惯性不能适应运动方向突变，仍会旋转上升撞击切向出口顶部，使大部分气流集中于切向出口顶部，气流在顶部受阻，形成反冲气流，以一个俯冲角折向水平烟道，气流方向的改变，完全打乱了气流的运动状态，故在切向出口形成紊乱气流，产生涡流区形成积灰。切向引出气流沿着旋转方向偏向切向出口的引出侧，在离心力的作用下，部分灰粒从气流中分离出来，在捕滴器切向出口相交接处的涡流区内，分离的灰粒和涡流区所含灰粒沉降下来形成积灰。在气流进入水平烟道后，因气流的惯性离心作用，使切向出口气流分布不均，而主流气集中切向出口顶部引出侧，流速很高，在捕滴器相互交接处一侧，仅有一小部分气流速度低，灰粒浓度大大高于引出侧的高速区，这就加剧灰粒之间，灰粒与水滴间的碰撞、凝聚作用，从而形成积灰。综上所述可知，除尘器引出方式对积灰有极大影响，且轴向收缩引出，顶部锥角为 45° 优于切向引出方式。如某电厂 670t/h 锅炉投运初期，文丘里除尘器严重带水、积灰，运行不到一星期，就停运清灰，严重影响锅炉的安全运行。经分析认为主要是设计结构尺寸不合理，如干段比高度为 0.832，低于推荐值 1.1 较多；进口蜗壳高宽比太大，达 1.99，高于推荐值 1~1.5；入口水平倾角太小，导水槽高度低，仅为 150mm，低于推荐值 300mm；出口采用四台除尘器合用汇集联箱结构等。可采取下列措施对其进行改进：①取消汇集联箱，由切向引出改为蜗壳引出；②提高干段比高度；③堵塞漏风；④改变文丘里管入捕滴器的倾角，由水平改为下倾，减小入口截面，提高入口烟速，改变其出口高宽比；⑤改溅锥喷嘴结构等措施后，情况大大改善。

二、电气除尘器

1. 概述

电气除尘器（以下简称 EP）具有较高的除尘效率，可达 99% 以上。电力系统使用的 EP，一般设计效率为 98%，能处理大流量高温烟气。现已制成 $220 \times 10^4 \text{m}^3/\text{h}$ 的大型 EP，其

阻力仅为 98~294Pa, 引风机耗电少, 使用寿命长, 良好的 EP 大修周期比锅炉还长。其缺点是: 一次性投资大, 占地面积大, 对粉尘性能比较敏感, 粉尘比电阻过大时收尘效果不理想, 耗钢量大, 特别是薄钢板耗量大, 一台配 300MW 机组的 240m²EP 耗钢大于 1000t。EP 收尘原理是利用对产生电晕的负极和接地收尘的正极, 加高压直流后, 在其间产生一不均匀的电场, 因电晕线周围的电场强度很大, 使空气电离, 产生大量电子和正、负离子, 正离子驱向负极后被中和, 负离子和电子在电场力作用下, 向收尘极运动, 当含尘气体通过电场时, 固体尘粒与这些电子、负离子相碰撞被荷电, 荷电尘粒在电场力作用下向收尘极运动, 最后放出电荷, 经振打在重力和惯性力作用下, 尘粒掉落至灰斗完成收尘工作。

EP 由本体和电源装置两大部分组成。前者包括阴极、阳极、槽型极板系统、均流装置和壳体结构。其中阴极系统主要包括阴极绝缘支柱、大小框架、振打装置和电晕线。电晕线是发生电晕建立电场的最主要部件, 要求它放电电晕电流大, 机械强度高, 特别是防止电腐蚀而造成断线。目前国内常采用的电晕线型线有: 锯齿线、鱼骨线、RS 线、星型线, 如图 3-86 所示。此外, 我国近年来研制成板一原式 EP, 其结构特点是在负极区, 用一组管子构成辅助电极, 通常和电晕线匹配使用, 如图 3-87 所示。板一原式 EP 运行时带负高压电, 它除利用负离子和电子捕尘外, 还可使正离子也参加捕尘工作。它将尘粒荷电与收尘分开, 对于捕集粉尘比电阻高或低时有较好的适应性, 比电阻由一般为 $10^4 \sim 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 扩展到 $10^4 \sim 10^{15} \Omega \cdot \text{cm}$, 含尘浓度由 50g/m³ 以下增加到 1000g/m³。其次还有 W·S 型宽间距 EP, 其特点是同极间距由普通型 250~300mm 增大至 300~750mm, 可适应粉尘比电阻 $10^3 \sim 10^{13} \Omega \cdot \text{cm}$, 从而延缓反电晕现象的发生。缺点是当含尘浓度高于 20g/m³ 以上时将不适应, 因此宜选用小间距加惯性除尘器, 如某电厂为降低粉尘浓度, 在 EP 前加飞灰沉降室。

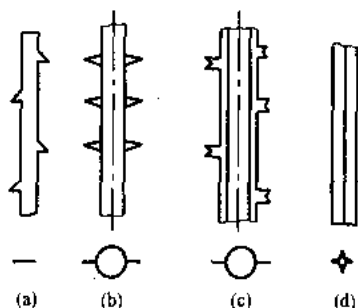


图 3-86 EP 电晕线型线
(a) 锯齿线; (b) 鱼骨线;
(c) RS 线; (d) 星型线

阳极板系统由阳极板、振打装置组成, 是 EP 收尘的关键部件。为减小粉尘二次飞扬和增加极板刚度, 通常把极板断面制成不同的凹凸槽型。目前国内常用的阳极板有: C 型、Z 型、CS 型, 如图 3-88 所示。

槽型极板横置在电场末端并接地, 相当于两排拦截烟气流的集尘极板, 如图 3-89 所示。其原理是某些离开电场而还带有残余负电荷的尘粒, 由于静电引力而向槽型极板驱进, 再加上极板所形成的迷宫状流场能对某些尘粒产生惯性力作用, 进一步使尘粒附着在槽型极板上, 因此槽型极板具有良好的集尘作用。试验表明, 当电除尘效率为 98% 时, 加一组槽型极板, 可使效率达 98.5%。槽型极板作为电力系统 EP 技术的一个特点, 已用于新建机组。

均流装置, 众所周知, 气流越均匀, 吸尘效率越高, 故一般在烟气进入电场前的烟箱内装 1~3 排均流孔板, 它对 EP 效率提高影响很大。壳体结构及其他支撑部件, 一般采用钢结构, 并加保温, 壳体上装保温箱, 下有灰斗及排灰装置。

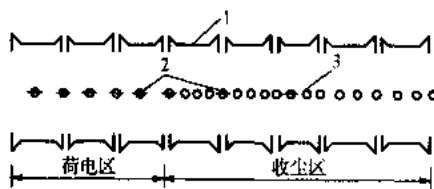


图 3-87 EP 辅助电极布置示意
1—阳极板; 2—鱼骨线; 3—辅助电极

EP 另一重要部件是电源装置, 为使阴极线能在烟尘情况发生变化时, 也能产生正常电晕, 以保持较高的除尘效率, 要求电源的直流电压高, 且能随烟尘情况变化相应的调整电压。目前 EP 使用的电源装置是火花跟踪自动调压和高压硅整流装置, 其自动调整性能比较完善。由于它的控制系统能自动跟踪电场的火花放电, 控制整流输出电压, 使其保持在电场火花放电电压的附近, 因而它适宜在收尘电场工艺条件不能稳定和变化频率的情况下使用。

2. 影响电气除尘器性能的主要因素

(1) 粉尘比电阻, 一般在 $10^4 \sim 5 \times 10^{10} \Omega \cdot \text{cm}$ 范围内收尘效果最好, 过大、过小都对除尘不利。粉尘比电阻特小时, 其吸、释电荷容易, 但粉尘不易黏附在吸尘极板上, 而是沿极板表面跳跃前进, 易被气流带出收尘器, 降低除尘效率。反之, 粉尘比电阻特大时, 近似绝缘体, 粉尘荷电不易逸出, 牢牢吸在极板上, 易形成电晕放电即反电晕现象, 也将降低除尘效率。

(2) 气体温度对 EP 工作影响很大, 温度高, 粉尘比电阻降低, 而气体黏度又随温度上升而减小, 进而使粉尘驱进速度增大, 除尘效率降低。

(3) 烟气速度的影响, 速度愈高, 除尘效率愈低; 反之烟气速度愈低, 除尘效率愈高。

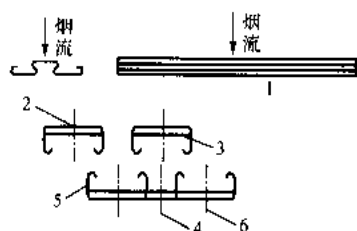


图 3-89 槽型极板及其分组
1—槽型极板型线; 2—连接板;
3—垫板; 4—双头螺栓螺母、
定位套; 5—槽型极板;
6—螺栓螺母

率增加, 除尘效率降低。

(8) EP 除尘效率可按式 (3-36) 计算

$$\eta = 1 - e^{-L\omega c} \quad (3-36)$$

式中 η ——除尘器效率, %;

L ——电场长度, m;

ω ——粉尘驱进速度, cm/s;

v ——气体流速, m/s;

c ——电晕极与收尘极空间距离, cm;

e ——自然对数的底。

电场长度愈长, 粉尘驱进速度愈快; 除尘效率愈高, 气体流速愈高或电场正、负极间距愈大, 除尘效率愈低。

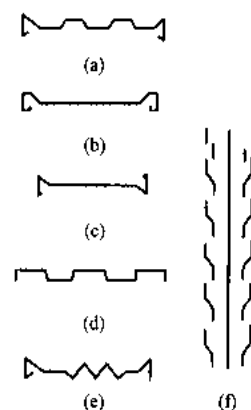


图 3-88 阳极板
断面型线

(a) 大 C 型; (b) C 型;
(c) Z 型; (d) CS 型;
(e) CW 型; (f) 鱼鳞型

(4) 气体湿度对粉尘比电阻有直接影响, 湿度大, 粉尘比电阻降低。气体湿度对 EP 的伏安特性也有影响, 湿度增加, 电离减弱, 电晕电流减小, 击穿电压升高, 火花放电难以出现, 使 EP 能在提高电压时稳定运行, 提高除尘效率。

(5) 粉尘浓度的影响, 粉尘浓度大, 收尘情况大大恶化, 易出现电晕封闭现象。

(6) 电晕极性影响, 一般 EP 多为负电晕, 因其收尘效率高, 可达 98% ~ 99%; 当改为正电晕时, 收尘效率只有 70% 左右。

(7) 气流分布均匀性影响, 气流均匀性恶化, 粉尘透过

3. 电气除尘器的调整试验

(1) 调试前的准备和检查。因为 EP 对制造、安装质量、运行维护保养都要求较高，且运行操作对 EP 性能的影响也较大，需要有较高的技术水平，故要使 EP 可靠高效运行，对制造、安装、调试应层层把关。调试前，首先要查阅有关资料文件，了解设计意图，结合现场实际情况，确定调试项目，编制有关调试计划，落实测试人员、调试日期，准备好仪器、材料并付诸实施。

详细检查 EP 有关本体、辅助设备和供电装置的安装、保温工作应结束，内部应清洁，各孔洞要堵严不漏。检查安装质量应符合要求，各极板应平整无毛刺，平面弯曲小于 0.7%，侧面不直度小于 4mm，安装后不平度小于 $\pm 5\text{mm}$ 。检查极板与电晕线间距、极板和电晕线与外壳框架间距以及极板、电晕线自身间距都应符合要求，异极间距误差应保证为 $\pm 5\text{mm}$ ，同极间距误差应保证在 $\pm 10\text{mm}$ 以内，尽量减少或避免毛刺、间距不够引起的尖端放电现象。各极板、电晕线与框架的连接应牢固，框架与外壳应留有足够热胀间隙，使其活动自由。阳极板的固定螺栓要用统一的力矩（最好达到 $196\text{N}\cdot\text{m}$ ），拧紧后再焊死。电晕线引出线绝缘应良好，加热设备符合要求。振打装置已装完，检查锤头与承击砧的配合相对位置正确，并应考虑热胀影响，不应有锤头与砧接触不良，或振打锤偏斜现象，振打轴的转动系统活动要灵活。检查气流均匀装置应安装好并符合要求，灰斗、排灰装置及有关保温，均经检查质量符合要求。供电装置也经检查和有关电气试验合格。

(2) 调试项目有：气流均匀性、冷态空载电场、振打装置试验三项，至于除尘效率与考核试验可参阅专门文献。

(3) 调试方法、程序如下：

1) 气流分布均匀性试验调整。为获得满意的气流分布，首先在设计上应考虑烟道的走向和扩散管设计的合理性。当正常设计受到空间条件限制时，必须装设导流板，使进入扩散管气流的分布尽量均匀，然后再由气流分布板进一步均匀气流。如某电厂投运的 EP，烟气进口空间较大，就设计成一水平喇叭烟箱，当场地不允许时，又改为竖井烟箱，如图 3-90 所示。设计时，对进口烟箱内的导流板及气流分布板均应进行冷模试验，确定板的型式及开孔率，以减少工业用 EP 现场调试的工作量。但因模拟试验条件有差异，有的也不进行，故

一般现场还需作气流分布均匀性试验，进行必要的调整，达到气流分布均匀。否则，气流分布不均，速度大的通道，粉尘透过率增加，易降低除尘效率。

气流均匀性试验是在 EP 本体安装工作基本结束，外壳已密封，吸风机可以投入运行，灰斗内搭好临时测量用脚手架或测试装置的条件下去进行的。一般选择第一电场最后一排分布板约 10 倍分布板孔径处的截面，均匀选点，用铅丝拉成测试点，测试点数不宜少于 100 点，并配备好人员和备好测试仪器、工具，测试时应隐蔽身体以不影响气流流动。

试验方法是首先启动吸风机，将炉内 EP 及烟

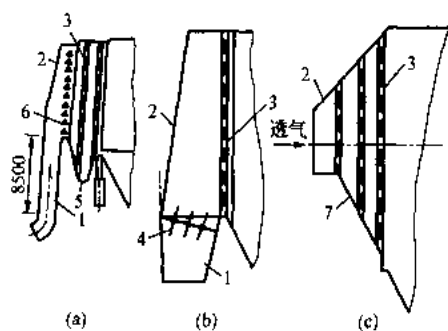


图 3-90 电气除尘器入口烟箱结构示意图

(a) 苏推荐；(b) 竖井烟箱；(c) 水平喇叭烟箱
1—上升竖井；2—倾斜的前室壁；3—气流分布板；4—导流板；5—附加灰斗；6—容
积格棚；7—扩散喇叭

道内灰尘吹扫干净后,调节工况达试验要求状态,测试人员带上防护眼镜进入 EP 内,关闭入孔门,用热球风速仪或旋转风速仪逐点进行测量。为减少干扰,试验人员不宜太多。试验时,试验人员应站在灰斗临时脚手架上,风速仪应用专门的夹具携带,并在测量断面上沿水平和垂直方向移动,逐点测量并记录风速值。也可利用毛线倾角判断其均匀性,即可在测量断面的测量小方格上每处挂一根毛线,调整最后一道分布板上小孔,使各毛线的倾角一致,因毛线倾角与气流速度有直接关系,气流速度大,与垂直线的倾角大,反之气流速度小,倾角小。但应注意预先用细丝线之类的东西确定金属丝位置上的气流方向,使其保持水平。

气流均匀性评定标准,世界各国按各自经验提出各自的评判标准,如美国采用均方根法,苏联使用容积系数法,中国采用 K 值法等,以均方根法评判标准最为严格,电力系统大都采用均方根法作为评判标准,即

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{v_i - v}{v} \right)^2} \quad (3-37)$$

式中 σ ——气体均匀性评判系数;

v_i ——各测点风速, m/s;

v ——各测点的平均风速, m/s;

n ——测量点数。

其评定标准为:当 $\sigma \leq 0.1$ 时,气流分布为优; $0.1 < \sigma \leq 0.15$ 时,气流分布为良好; $0.15 < \sigma \leq 0.25$ 时,气流分布为合格。

2) 振打特性试验。振打装置是清除吸附在集尘极、电晕极上的粉尘,并将其振落、收集到灰斗,是 EP 高效稳定运行的条件之一。振打力的大小,一般用振打加速度来衡量,振打加速度值及其分布均匀程度,关系到黏附在极板表面的粉尘能否有效地剥落。振打力太小,灰尘不易剥落,积灰愈来愈多,除尘效率降低;振打力过大,不仅加剧振打装置的机械损耗,而且极板上剥落的粉尘在没形成片状或团状落下时,就变为细尘粒,易被烟气流带出或引起二次飞扬,降低除尘效率。故应确定加速度分布均匀及适合尘粒振落的最小加速度值和振打频率。集尘极板上振打加速度大小及分布均匀性,不仅与锤头的大小有关,而且与整个板排结构的刚性、不直度和连接螺栓的松紧程度有很大关系。因此,一台新装的 EP,在确定需测定一组或几组振打加速度试验后,必须对该组样品相应的振打系统作详细检查,保证振打系统构件的加工与安装质量符合设计要求,与振打砧的配合相对位置正确,振打轴的传动系统灵活等。

确定粉尘振打最小加速度值方法,一是一切条件均仿照实际情况的模拟试验,二是同种粉尘 EP 内运行效果的观察和测试。目前对各种飞灰所需最小加速度值还缺乏成熟经验数据,一般认为 50g 就能将灰振落。

振打效果优劣,除应满足最小加速度值外,还应保证振打频率合适(小于或等于 500Hz),力求振打加速度分布均匀,故仍需采用相对均方根法计算评定。其公式为

$$\sigma'' = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{a_n - a}{a} \right)^2} \quad (3-38)$$

式中 σ'' ——振打加速度均匀性评判系数;

a ——全部测点加速度的算术平均值, m/s^2 ;

a_n ——各测点加速度, m/s^2 。

加速度分布愈均匀, σ'' 愈小, 国内 EP 的 σ'' 值一般在 30% ~ 70%, 如 $\sigma'' \leq 45\%$, 则认为加速度分布比较均匀。

振打周期试验的确定, 因振打周期对 EP 效率有影响, 故需通过试验确定一个较合适的振打周期。一是定性方法, 即改变各电场振打周期, 观察排烟的颜色变化, 当烟色淡白时, 振打周期为合适。另一是定量方法, 即改变振打周期后, 测定除尘效率。通常采用正交试验法, 选择最少最有效的方法, 求出最佳振打周期。通常电晕极多采用连续振打方法, 收尘极多采用间断振打方法。

3) 冷态电场空载升压试验。EP 安装后通烟气前, 均须进行电场空载升压试验, 以检查电场的安装质量、测定电场空载伏安特性、起始电晕电压、击穿电压、板电流密度等。在同等条件下、击穿电压越高, 安装质量越好, 电场密度愈大, 电晕线放电性能较好。一般击穿电压不应低于额定电压 70% ~ 75%; 反之则表明除电晕线外的结构有可能存在尖端放电或绝缘低劣的情况。

试验前按本部分调试前的准备和检查所述内容检查全部通道与极板等间距尺寸应符合要求, 不合格者应予以调整和返修并作好记录。检查阳极板排、阴极大小框架、阴极振打各部位的螺丝应拧紧并焊死, 消除阴、阳极各部的尖角毛刺。检查阳极板锤头与承击砧接触位置应符合要求, 轴与锤转动应灵活。清除电场内异物, 包括安装时由于人为用以捆扎定位和吊装而带人的铁丝、绳头、木板、钢筋等物, 必须仔细检查、清理干净, 否则会造成短路或影响运行电压的升高。检查卸灰电动机、振打减速电动机运转是否灵活, 链条松紧是否适中, 各润滑部位是否加油。检查电源装置调试应结束, 除尘器本体外壳接地良好。

当上述各项检查完毕, 确认良好后方可进行电场空载升压。因空载时击穿电压及电场密度比正常运行时大, 对同极距 300mm 的 EP, 一般空载击穿电压可达 60 ~ 66kV, 空载电流密度可达 0.8 ~ 1.1mA/m², 故为解决变压器容量不足, 一般多用两台变压器并联供一个电场进行测试, 升压是逐渐进行的, 当电场内存在缺陷, 就会发生火花闪络, 通过人孔或外壳开的临时孔, 采用直接观察电晕的办法, 找出发生火花闪络的地点, 之后停下高压电源, 做好电极

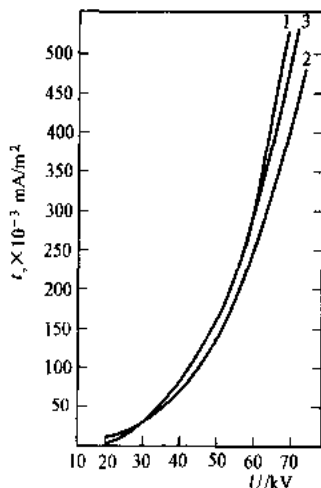


图 3-91 EP 冷态伏 (U) 安 (I) 特性曲线

1—一电场; 2—二电场;
3—三电场

放电, 进行检查处理工作。由于电晕蓝光微弱, 白天看不见, 故试验只宜在气候干燥的夜间进行。试验和检查时, 应特别注意安全, 因电压高, 人与电晕线必须有 2 ~ 3m 以上距离, 检查电场时, 本电场及相邻电场的电晕线均应接地良好, 以免触电。试验后应作好记录, 绘制冷态伏安特性曲线并保存, 以备检修 EP、验收时核对。EP 投入运行后, 还应测定热态电晕线伏安特性并绘制成曲线, 如图 3-91 和图 3-92 所示。

4. 电气除尘器投运遇到的问题及改进

近年来投运的 EP, 均在不同程度上遇到一些问题。如梁、柱、壳体等结构制造误差较大, 安装困难, 阳极板热胀考虑不周, 阴极框架、阳极板加工不精细, 有变形、毛刺等; 振打装置故障多, 轴卡死和断保险片的情况经常发生; 灰位指示器不灵, 大多不起作用, 改为连续卸灰, 致使运行费用增加, 运行稳定性降低; 整流变压器质量不稳定, 特别是硅堆问题多, 阻尼电阻烧毁的现象时有发生; 电路插件板接触不良, 低压控制

系统故障, 电场升压达不到设计值; 壳体灰斗焊接质量不良, 漏风大, 极距调整不精细, 极距小, 升压达不到额定值; 阴极线松紧程度控制不均, 有的过紧, 造成运行中断线; 安装后 EP 内部遗留各种杂物, 以致升压短路放电, 以及卡死卸灰器; 运行中未定期巡回检查, 及时发现问题以致扩大, 或设计除灰系统与 EP 匹配不当; 本体保温设计不完善, 灰斗蒸汽加热系统设计不合理, 起不到保温作用, 或保温质量差, 特别是灰斗不合要求等, 以致断线、堵灰、电压升不高、除尘效率达不到设计值等问题时有发生。现着重谈几个问题:

(1) 阴极电晕线断线、积灰, 对 EP 除尘效率和运行影响极大。如某电厂运行不久, 原设计星型电晕线经常断线, 以致短路, 从而使该电场无法投入, 除尘效率降低, 吸风机很快磨损、振动, 甚至造成飞车事故。又如某电厂采用鱼骨针型电晕线的针, 因制造焊接质量差, 运行不久鱼骨针经常脱落, 卡死排灰器, 迫使 EP 无法投入运行等。断线的原因有: 设计电晕线强度不够或框架不合适, 安装连接电晕线不直, 紧力不均匀, 使电晕线受力不均, 在连续频繁振打冲击下断线。或电晕线之间及与极板间距未调准确、有毛刺, 尖端放电现象严重, 电晕线受损以致断线。电晕线积灰大都是由于阴极振打装置工作不正常, 或灰尘湿度过大、黏结性强, 使电晕线积灰。

改进的措施, 主要是改进设计, 选择合适的电晕线, 保证焊接质量和连接紧力的均匀。电晕线由于不均匀热胀而松弛, 经振打发生振动后与阴极框架来回碰撞, 不等电位接触放电, 产生火花, 在挂钩和螺杆处很容易烧断。如某电厂因 2.55m 长星型电晕线太细, 框架 $\phi 25 \times 2\text{mm}$ 管刚性差, 顶部蝶簧太硬不起作用, 致使电晕线拉不紧、抖动厉害, 在线穿中间管长孔处及线环与挂钩处相磨、断线。如改为两段固定 (线长 1.275m), 在中间管及顶部用 M16 螺栓紧固, 取消蝶簧, 可减少抖动和摩擦, 使断线大大减少。对电晕线振打加速度应根据线型及烟气性质而定, 过大的振打加速度, 会加剧电晕线的疲劳损坏, 过小则又清灰效果差。依莱克斯公司提出 RS 线的管上加速度值为 500g, 但对其设备实测仅 200~300g, 齿上加速度为 80g, 日本的原式除尘器 (咸阳彩电厂) 对鱼骨线上的加速度只 100g (针在管上是松动的), 兰州修造厂认为 RS 线和鱼骨针线管上的加速度一般 300g 为好, 对长 1.5m 锯齿线振打加速度取 150g 左右为宜。当然最优的是根据烟气条件, 现场进行振打试验后决定。其次要注意 EP 停运后, 振打机构应继续运行一段时间, 把黏附在电极上的灰, 尽可能地振打下来, 在整个停运中, 还应定期振打, 防止转动部分锈死, 引起下次启动时发生故障。

(2) 阳极板积灰、腐蚀。EP 阳极板是用普通 1.5~2mm 碳钢板轧制而成, 从制造到安装投入一段时间内, 如果维护保管不善、涂防腐漆质量不良, 或地区湿度大、露天堆放, 将产生氧腐蚀形成麻点锈皮; 刚投入运行烟温低, 除尘器内部结露, 含有硫分的粉煤灰易牢固黏附在极板上, 并引起腐蚀, 使极板表面粗糙变麻, 从而进一步增加粉尘的黏附; 点炉时多烧油, 未燃尽的油烟黏性大, 易黏污极板, 如振打装置未投入或未及时将其除去, 以致粉煤灰捕集在极板上形成黏性大的油泥粉尘, 即使用机械振打, 也无法击落, 积灰情况严重, 影响除尘效率。其次, 停用 EP 时未投入蒸汽加热或热风保养装置, 使黏附在极板上的粉煤灰极易吸潮呈酸性反应, 亦会造成极板腐蚀。当然极板积灰还与粉尘的性质、烟温高低、湿度

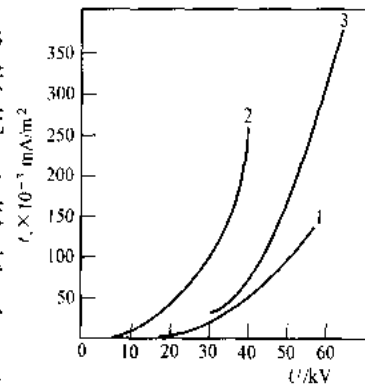


图 3-92 EP 热态伏 (U) 安 (I) 特性曲线

1——电场; 2——二电场; 3——三电场

大小,以及供电极性,振打装置工况有关,特别是振打周期长,振打加速度不匀,甚至振打失灵,粉尘比电阻过大,烟温低于露点,湿度又大,含硫多时更易积灰,致使阳极板积灰腐蚀严重。

改进的方法,一般是在阳极板制造时涂一层黏稠的防腐剂,在常温下冷凝覆盖在极板表面,使极板不与空气接触,当 EP 投入运行烟温升至 100°C 左右时,便自行挥发,保持极板光洁。国内现多涂机油防锈,安装时一定要清除已生锈的锈皮,并在除尘器内设加热装置(目前多采用热风或蒸汽加热保养),以便点火、停炉时对除尘器进行加热保养,不使结露。同时应注意除尘器保温和堵漏工作,以免冷空气进入 EP 内,引起局部壳体、极板表面温度降低,结露呈酸性腐蚀。加强振打装置的维护管理,使之正常运行,及时振打,有足够的振打力和保持最佳的振打效果,无论是点火还是停炉均应投入振打装置,保持灰斗清洁和排灰装置正常运行,不致使灰斗积灰堵塞。保持合适的供电方式和合适的烟温、湿度及粉尘比电阻,不使积灰层过厚而形成反电晕现象,造成除尘效率下降。

(3) 振打装置运行故障多,如振打锤与承击砧位置不正确,振打锤脱落,保险片断裂等。某电厂阳极板撞击杆与振打锤部位结构如图 3-93 所示,由于钢板和角铁间角焊焊不牢,运行后 $90\text{mm} \times 90\text{mm} \times 16\text{mm}$ 钢板掉落,严重的四条角铁裂开,撞击杆角铁断裂,铁件落至灰斗,卡死排灰器,烧坏电动机。改进方法,将原 $90\text{mm} \times 90\text{mm} \times 16\text{mm}$ 钢板改为 $30^{\#}$ 或 $36^{\#}$ 工字钢割去一半,其腹部嵌在四条角铁之中,腹部宽度比角铁稍宽约 80mm ,以便和角铁焊牢。改后效果较好,角铁不裂,电动机加过载保护不烧。

改进撞击杆悬吊结构,原撞击杆挂在一排阳极板首、末极板上,打击撞击杆后,极板随之移动。撞击杆搁在 M20 螺栓上,螺栓焊在极板的 $\delta = 6\text{mm}$ 厚铁板上,当撞击杆受冲击往复运动时,十字形撞击杆和螺栓产生相对运动,使撞击杆和螺栓磨损,严重时螺栓磨断,撞击杆位置下降,振打锤头不能打在杆的中心位置上,加剧撞击杆焊缝断裂。改进方法是:在撞击杆下加焊 $30\text{mm} \times 30\text{mm} \times 4\text{mm}$ 角铁,以加大磨损面,螺栓外加两段套筒及小滚轮,以减少摩擦,从而减缓磨损。改进撞击杆定位销,使撞击杆不左右摆动,在宽度上有定距结构,原设计如图 3-93 所示,用 $\phi 16$ 圆钢焊在槽钢上,结果与撞击杆磨损至断,改进方法是将 $\phi 16$ 圆钢改为 $30\text{mm} \times 30\text{mm} \times 4\text{mm}$ 角钢,在撞击杆上也焊上两块扁铁,以增加摩擦面,改后效果

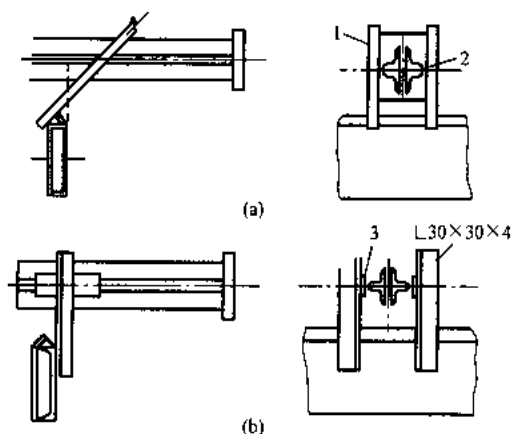


图 3-93 定距结构改进

(a) 改进前; (b) 改进后

1— $\phi 16$ 圆钢; 2—磨损处; 3— $L30 \times 5$ 扁铁

良好。又如某 SHWS 电气除尘器,发现阳极振打轴与联轴器系过渡配合,因制造误差造成过分松动,使之串轴现象严重,甚至发生左右两轴串在一起抵死现象,后在轴承座两侧的轴上加焊挡板处理。撞击头容易松落和打掉,采取加焊螺丝点固方法,撞击杆与导轨限制方铁间长期磨损割蚀,在阳极振打强裂冲击下,撞击杆为薄弱环节,故改滑动摩擦为滚动摩擦,提高寿命。集尘板撞击杆与承击砧连接方式为螺栓加焊接,撞击杆端头(带拐弯)强度差,有的安装质量不合格,有的极板倾斜,依靠 $\phi 10$ 定位销保持异极距。但定位销经冲击折断,集尘板自由活动靠近放电极,造成短路,运行可靠性降低。如改进定

位销, 加强撞击杆与承击砧强度, 重调异极距, 情况会好转。阴极电瓷轴为易损零件, 为保证安全, 在传动装置上装有保险片, 以保护电瓷轴和行程摆线针轮。但部分 EP 上出现非故障性断裂, 原因可能是保险片与传动轴中心线不平行、保险片不是受拉力而是处于拉扭复杂状态, 保险片仅 1.2mm, 沿深度方向抗弯、抗扭作用很小, 所以保险片不是中心拉断而是其他部位扭断。改进方法是, 加厚保险片至 7mm, 中心孔作相应变化, 加大保险片与定位销接触面, 保持其中心垂直。传动装置露天布置, 条件差, 停运时传动链轮与内套间易锈死, 造成从动链轮直接推动保险片转, 使保险片受挤压损坏。改进方法是, 加大配合间隙公差, 消除锈死的影响。由于套筒间滚子链条装得过紧, 使从动链轮和套筒间发生较大摩擦力, 不利于从动链轮在内套上空转, 而发生从动链轮带动内套和轴转破坏保险片。对此需按图纸要求调整链条松紧程度。国内 EP 曾采用阴极顶部脱勾振打结构, 因顶部钢丝绳或链条在高温下变长, 容易造成脱勾失灵, 使整个振打系统故障, 故在大型 EP 上已不采用。阴极振打钢化玻璃绝缘子的最低位置与座架的最高位置设计相差 13mm, 因安装、制造误差常常引起相碰, 当吊挂绝缘子的链轮安装不十分水平, 运行不灵活, 链条不灵活, 绝缘子不能缓慢落下, 等到链条凸轮转动到最高位置时, 如因振动或其他原因使链条下落的话, 会使绝缘子与座架猛烈碰撞而破碎。某 EP 运行不久, 绝缘子打坏较多, 可采用把座架顶部割除 30~40mm 的方法, 保持链轮安装灵活、不卡。

(4) 比电阻对 EP 性能影响极大。选择使用时, 应掌握实际粉煤灰的比电阻值, 且应注意取得该数据的条件和方法。因测定仪器方法有多种, 即使同一灰样, 不同仪器、不同方法, 结果也不一致, 所以使用比电阻数据时要谨慎。

控制粉尘比电阻的有效措施是对含尘气体进行加湿调理和化学调理。加湿法如采用喷水、喷蒸汽和原料加湿等。化学调理用得比较广泛的是 H_2SO_4 , 通常加 20×10^{-6} , 以及加 NH_3 、 SO_3 和 NH_3 的衍生物—氨基磺酸、硫酸铵、硫酸氢铵做飞灰的调理剂等。如加 17×10^{-6} 的 NH_3 到气流中, 比电阻由 $5 \times 10^{12} \Omega \cdot cm$ 下降到 $10^{10} \Omega \cdot cm$, 除尘效率由 96% 提高到 98.8%; 若加 0.4% H_2SO_4 处理烟量时 (允许最大值), 比电阻缩小 20 倍, 沉降效率几乎增加 50%。

三、布袋除尘器的调试

1. 概述

近年来环境保护的要求愈来愈严格, 以致工业发达的国家, 过去多采用电气除尘器捕集飞灰。因粉尘比电阻高, 会影响除尘效率, 所以有的便采用织物过滤器来捕集飞灰。美国对此已进行不少研究, 国内如白马电厂也进行了试验。

布袋除尘器是织物过滤器范畴, 它依靠织物 (滤布) 纤维、纱线和黏附的灰尘作障碍物, 起过滤作用, 能达到除尘目的。一般新滤布织物上无积灰、空隙大、过滤速度大, $0.5\mu m$ 尘粒除尘效率仅为 50%~75%, 当滤布上积灰尘达 $2 \sim 3g/m^3$ 时, 除尘效率就达 90% 以上。当入口灰尘浓度为 $2.5g/m^3$ 时, 滤布积灰尘 $150g/m^2$, 效率一般将超过 99%。但当织布积灰愈来愈多, 织布空隙越来越少, 气流阻力越来越大, 超过允许压力降, 甚至堵塞时, 需周期性地清除积存的灰尘, 使阻力保持在一定程度上运行。滤布经过清灰, 总还有一些灰尘残留在滤布上, 但经过一段周期性的过滤和清灰 (约几小时到几天), 剩余的积灰就趋稳定, 效率就能保持大于 99%。因此织物过滤器的特点是除尘效率高 (对大于 $0.5\mu m$ 尘粒, 其除尘效率可达 99.9%), 设备结构简单, 投资少, 维护费用低, 比电气除尘器还低; 收集

灰尘是干灰，可以直接使用和处理，没有处理废液水污染、结冻等麻烦，且一般无腐蚀。其缺点是气流速度较小，需周期性清灰，在处理大容量烟气时需要过滤面积、滤袋数量很多，

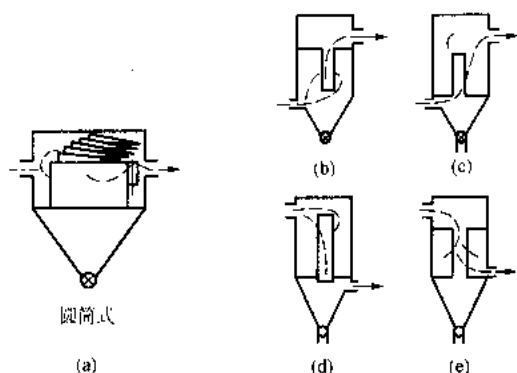


图 3-94 布袋除尘器结构型式示意
(a) 单板式气流，向上、向下或水平流动；(b) 外侧过滤，气流向上流；(c) 内侧过滤，气流向上流；(d) 外侧过滤，气流向下流；(e) 内侧过滤，气流向下流

一台 200MW 机组，直径 $\phi 150$ 、长 3m 滤袋近 30000 个，以致设备庞大，分隔室、风烟道很多，检查维护滤袋工作量很大，劳动条件差，限制其广泛使用。如处理的烟气温度过低、湿分大时，滤袋易冷凝堵塞，且灰尘浓度达到爆炸程度和迅速氧化的灰尘，容易发生滤袋着火事故，所以处理烟气温度不能超过允许值。

织物过滤器有各种不同的结构型式，区别主要是过滤元件的形状和清灰方法。元件形状有圆筒形和板形两种，气流有向上、向下，内侧或外侧过滤，如图 3-94 所示。不同材料滤袋直径与长度之比是有差别的。清灰方法有机械振动、反向气流、机械振动一反向气流、压缩空气脉冲、反向射流等。其结构示意见图 3-95、

图 3-96、图 3-97。

2. 布袋除尘器的启动调试

布袋除尘器启动调试前和其他除尘器一样，除检查准备、具备条件外，还应着重检查滤袋的施工质量，确保其完整无破损孔洞，表面清洁无脏物、杂物堵塞滤袋空隙，滤袋间距足够，长度合适，以免相互摩擦。滤袋与气流进口花板、固定滤袋用的连接件、顶部悬挂件、夹袋帽连接应牢固，密封良好严密不漏，胀圈弹簧应完整、弹性良好，外面应包一圈可压缩垫片，以保证密封。滤袋应松紧张力合适，避免袋子松弛，过分扭曲，小面积应力集中或张力过紧，以致靠近袋顶处产生小孔。滤袋如有支撑骨架或环时，应检查支撑骨架或环的加工焊接质量，确保光滑无毛刺、直角拐弯不圆滑、无尖锐部分，以免擦伤滤袋。分隔室挡板阀门应灵活、严密不漏、内无杂物，且更换滤袋通道畅通。清灰设备和装置应完整并试验良好。如系机械振动清灰，应检查电动机使支撑滤袋的骨架摆动自如，摇杆机构摇晃滤袋装置灵活，传动轴凸轮杠杆等机械装置的提起滤袋上端吊架

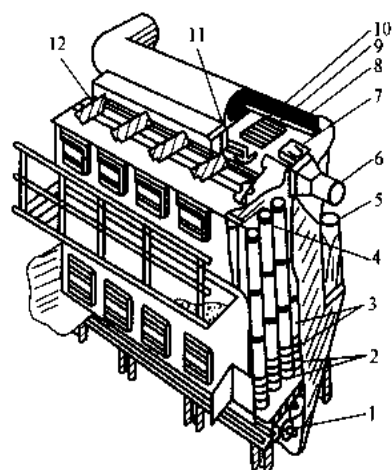


图 3-95 机械振动式过滤器
1—螺旋运输机；2—滤袋夹子；3—滤袋；4—滤袋滤头；5—含尘空气入口；6—反吹风管；7—冷气管；8—正在过滤的分隔壁；9—主气阀；10—正捕灰的分隔壁；11—反吹风门；12—滤袋振动机构

传动轴凸轮杠杆等机械装置的提起滤袋上端吊架

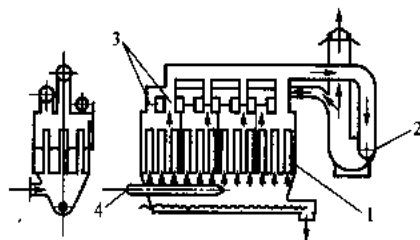


图 3-96 反向气流式织物过滤器
1—滤袋；2—风机；3—风门；4—含尘气流入口

能自由提起等。如系反向气流清灰，应确保反向气流系统完善，管内干净，风机试转好用，阀门操作机构和时间继电器等符合设计要求，开关顺序、方向、动作时间正常。如系压缩空气脉冲清灰，应着重检查空气喷嘴中心与文氏管中心一致，位置正确，操纵用电磁阀及脉冲阀、时间继电器等动作正常，能正常吸入二次空气等。灰斗内部应清洁，排灰装置经过试验或试转能正常排灰。整个布袋除尘器外壳、排灰装置、灰斗等应严密不漏，并堵塞漏风孔洞等。监测用的仪表应备齐并校验好。

新设备第一次启动时，应核对风机旋转方向，并试转正常，管道、过滤器外壳等处无漏风，测定气体流量和压力符合设计值，核对除尘器上仪表读数的正确性，控制清灰机构工作状况良好。运行几小时后，应检查滤袋的张力、泄漏和压差情况，因为开始的温度变化或清灰可能拉松布袋或使布袋破裂。空运和第一

次收尘试验时，过滤速度应低于设计速度，因新滤袋阻力小，若风量大，会使过滤速度过高，效率低，并可能驱使灰尘进入织物滤袋口堵塞。如初期速度低，可使最初尘粒停留在接近织物表面处，在织物微孔上搭桥。当形成一部分正常灰尘层后，才可逐渐提高速度达正常值。初次启动时，应注意检查压差、流量等变化，因为气体温度低，环境空气及烟气内水分冷凝会引起器壁和滤袋上结露，导致堵塞和腐蚀，最好是通过预热的办法来解决。

为使布袋除尘器经常保持良好的性能，运动中应注意观察和进行必要的调节，根据除尘器出、入口压差来判断织物是否堵塞。当压差超过正常值时，会使气体流量增加或滤袋开始堵塞，滤袋上有水汽冷凝、清灰机构失效、灰斗存灰太多，以致堵塞滤袋等。当压差低时，意味着风机电动机可能有故障，入口管道堵塞或阀门关小，在袋室的各段之间有泄漏现象，滤袋破损或未夹紧等。为此，有的过滤器还设有报警装置，如压差超过允许值即发出警报。根据设备运行情况，过滤器进气管道的支管可能全开，也可能有部分关闭（如有许多吸尘点，有时一部分吸尘点停止吸风）。有时过滤器的一个分隔室关闭正清灰时，另一个分隔室也可能需要关掉，更换滤袋，进行检查等。这些变化都会影响除尘器的气体流量，如气流流量过大，滤袋太少，则过滤速度加快，或者说滤袋过负荷，导致效率降低；流量太低，则常会引起冷凝。当预料气体流量有变化时，最好投入自动控制或采取人为控制流量的措施。

当停止过滤系统时，应注意防止袋室中有水汽凝结，如含有水汽的特别是烟气在过滤器停运冷却、寒冷地区的过滤器、雨水漏入过滤器等都可能发生水汽冷凝现象。为此有的电厂采取在其停运时，将含有水汽的气体从过滤系统中全部排净后进行封闭；有的使高温气体继续通过过滤器，防止再次启动时冷凝；有的对封闭不够严密的过滤系统用适当的干燥空气微微加压，以排除湿空气渗漏。除停运时的一般维护工作外，还需清扫角落和缝隙积聚的灰尘。长期停运时，应清除那些接触空气可能着火的物质，并取下滤袋，妥善保管。

布袋除尘器的调试，一是检查并消除发现的缺陷，二是在运行稳定正常后进行调试。主

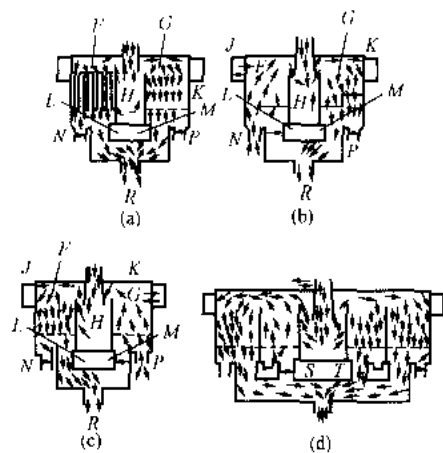


图 3-97 机械振动—反向气流过滤工况
(a) 两室同时工作；(b) L 风门关，M 打开，F 室工作；(c) M 风门关闭，P 打开，G 室工作；(d) S 风门关，T 风门打开，左侧两室工作

要调试项目包括：除尘效率与阻力、过滤速度（即负荷）、清灰时间、清灰方法的关系，从而寻求到比较合理的清灰方法、时间以及应保持的压差等。方法是改变过滤速度，在4~5个工况下进行除尘效率、进、出口压差、灰尘浓度、粒度的测定，以及在经济负荷下按正交法安排清灰方法、时间等不同时的试验，测定除尘效率、阻力等。至于滤袋材质、磨损、使用寿命等因素的影响，应通过长期运行实践观察和探索予以改善。试验完成后应整理数据，绘制曲线，分析研究存在的问题，提出改进方法，制定较好的运行方式供参考。

3. 影响布袋除尘器性能的因素

影响布袋除尘器性能的主要因素，定性地说有：灰尘粒度分布、密度、形状系数、静电荷、织物性质（指织造抑毡合、长丝抑短纤维、纱线捻度、纤维和纱线粗细、织物厚度、孔率、表面处理）、运行参数，如过滤速度、气流阻力、气体温度、湿度、清灰频率、清灰方法，以及灰尘与织物、阻力、清灰方法相互依存关系等。

灰尘通过率表示（除尘效率）对过滤速度、清灰后时间及灰尘粒度的影响，试验结果见

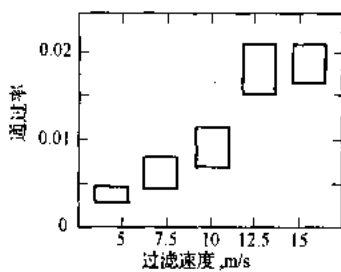


图 3-98 通过率与过滤速度关系

图3-98、图 3-99 及图 3-100。由图可知：布袋除尘器刚清灰后，通过率高，随着清灰后过滤时间的增长（即沉积灰尘厚度增加），通过率逐渐下降，当沉积灰层厚度进一步增加时，通过率保持几乎恒定的水平，见图 3-99。随着灰尘粒度的增大，通过率提高，但提高不多，表明除尘效率与灰尘粒度没有明显关系，见图 3-100。通过率随过滤速度的增加而增加，见图3-98。累斯等人用飞灰试验，结果如图 3-101 所示，在常用过滤速度为 3m/s 时，灰尘通过量很低，当过滤速度增加后，灰尘通过量迅速上升，过滤速度增加 2.5 倍，灰尘通过量增加 16 倍。因过滤速度增加，阻降增大，使渗漏加多，同时针孔数增多，经针孔的直通量增加，通过量增大，所以布袋除尘能力随过滤速度的提高显著下降。

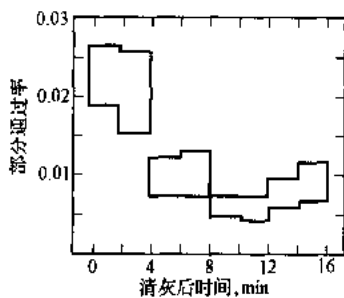


图 3-99 部分通过率与清灰后时间关系

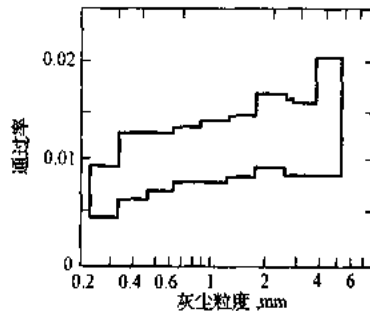


图 3-100 通过率与灰尘粒度关系

(1) 针孔的影响。当灰尘层产生针孔现象后，气流就优先通过针孔，继续增加灰尘层，则针孔中就有许多灰尘进入。此灰尘或者穿出去，或者把针孔堵死。如把针孔堵塞，以后再产生的针孔压力将增大，但因其总面积小，所以对阻力影响小。

(2) 清灰方法的影响。据飞灰试验，在中值粒径为 $7\mu\text{m}$ ，过滤速度为 0.9m/s ，除尘器入口灰尘浓度约为 8g/m^3 ，长为 3m，直径为 150mm 不起绒缎纹棉花滤袋中试验，过滤 30min，然后作 360 次水平振动清灰。当采用机械振动清灰时，5min 内除尘器出口灰尘排出质量浓度

和通过率下降 5 个数量级, 头 1min 灰尘排出量占总灰尘排出量的 90%。随着振幅从 12.7mm 提高到 50.8mm, 频率不变, 平均灰尘排出浓度增加约 30 倍, 但改变振动频率而振幅不变时, 平均灰尘排出浓度不变。增加振动次数 20×10^6 次后, 则两种不同悬挂张力的滤袋平均灰尘排出浓度都增加约 1~2 倍。其他条件相同, 对不同织物试验, 织物上剩余灰量不同, 阻力不同, 排出灰尘浓度也不同。因此, 对不同的织物应选用其最佳的振动方法。当采用脉冲射流清灰试验时, 脉冲射流压力为 0.274~0.686MPa, 脉冲时间为 0.06s, 间隔为 1min, 以直接脉冲和阻尼脉冲对毡袋上飞灰进行试验。前者的排出量浓度约为后者的 3 倍。因阻尼脉冲剩灰较多所以清灰后滤袋阻力, 阻尼脉冲比直接脉冲高 20%。和机械振动清灰相比, 脉冲射流清灰滤袋刚清灰后的出口灰尘浓度大于机械振动出口灰尘浓度。从顺序脉冲射流清灰的诸滤袋看, 有几个分隔室滤袋一样, 排出气体要比脉冲清灰后的气体干净。实际排出灰尘浓度取决于清灰滤袋数占总袋数的多少、气流在全部滤袋中的分配, 以及脉冲射流参数对排出尘粒的影响。

织物过滤器的阻力损失, 一般可按照使用者预定的值进行设计或运行。大部分滤袋实际压力损失为 490~1960Pa, 它是考虑过滤效率、设备费、运行费、织物使用寿命等因素而决定的最佳范围。滤袋阻力与过滤速度、灰尘负荷、清洁织物的渗透度、织物表面结构、灰尘粒子性质、气体温度、湿度、清灰方法等有关。其要计算方法不易, 通常可按同类型滤袋织物实际经验来确定最佳阻力值。

4. 布袋除尘器的问题

布袋除尘器运行中出现的问题, 一半以上和滤袋有关。对磨损而言, 如灰尘黏附太强, 用一般清灰方法是不能除去的, 采用强烈清灰时, 又易磨损, 所以必须使用能适应运行条件如温度、湿度、腐蚀性、磨损性的纤维材料或采用编织结构制成。过去一般把棉和毛作为滤袋织物的材料, 因棉花最廉价, 干、湿强度为羊毛的 3~4 倍, 耐冷稀酸, 遇过热稀酸和浓酸会分解, 耐碱性好, 耐虫蛀, 但不耐高温、小于或等于 80℃, 不耐霉, 比电阻为 $8 \times 10^5 \Omega \cdot \text{cm}$, 纤维粗, 宽度为 12~25 μm , 长约 13~50 μm , 不宜捕集小于 10 μm 的小粒子。羊毛和棉花一样, 不耐高温, 使用温度不能大于 95℃, 除热硫酸外, 能耐其他热酸、冷稀酸, 耐霉不耐虫蛀, 比电阻为 $6.5 \times 10^7 \Omega \cdot \text{cm}$ 。石棉纤维特别细, 很适宜捕细粒子, 耐高温, 耐碱不耐酸, 较脆, 纺织性差。国外近来使用玻璃纤维编制的织布, 耐温可达 260℃, 且有良好的耐腐蚀性能, 即使烟气温度的露点以下也不会腐蚀。采用不同组分和组分数量以及制造方法, 可以生产出各种不同性质、不同形态的玻璃纤维。无碱 E 玻璃纤维常温下对水和弱碱溶液具有高度的稳定性, 但对较高温度的酸、碱侵蚀无力抵抗。中碱 5* 纤维耐水性不如无碱纤维, 耐酸性比无碱纤维好。碱 C 纤维耐水性和抗酸性比 E 玻璃纤维好。高碱玻璃纤维耐水性最差, 在潮湿空气中会严重风化呈粉状, 毫无强度; 但耐酸性良好, 不过易被氟化物、硫的氧化物损坏, 耐热性能良好。不同成分耐热性也有差异, 在 450℃ 以上, 抗拉强度很高; 但不耐磨、较脆, 其柔性大小和纤维直径有关, 直径愈小, 柔性愈大; 线胀系数小, 尺寸稳定, 外观表面光滑, 气体阻力小, 易清灰; 比电阻与含碱有关, 为 $10^{11} \sim 10^{18} \Omega \cdot \text{cm}$,

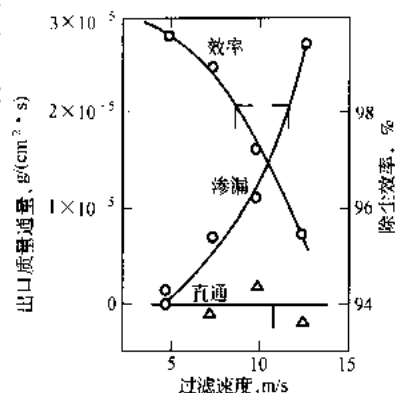


图 3-101 直通和渗漏与过滤速度关系

随温度升高,比电阻下降。总之,玻璃纤维耐高温,抗拉强度大,但耐磨性差,故需用有机硅油、石墨等对其进行处理,使之润滑,以减小滤袋清灰时与纤维的摩擦阻力。

国外使用滤袋,选用较多的是合成纤维材料。它是用空气、煤、石油、天然气、水等物质,经化学合成与机械加工制成,品种很多,具有各种优良性能。曾采用作为过滤材料的有6种,即涤纶、涤纶、腈纶、维纶、丙纶、氟纶。它们的共同优点是不怕虫蛀,不会霉烂,细度可根据需要制造任意粗细的纤维,耐酸碱、耐磨、耐湿、抗氧化诸性能随合成纤维品种不同有差异,按优劣顺序排列,如表3-33所示。推荐连续使用最高温度,特氟纶260℃,诺梅克斯230℃,聚脂150℃,丙烯腈140℃,丙烯蜡135℃,螺素135℃,耐纶120℃,聚丙烯105℃,变性聚丙烯腈80℃。织纹有平纹、斜纹、缎纹三种,其差别在于纵向的经线和横向的纬线交织的方法不同。一上一下的是平纹,透气性小;斜纹有明显的对角斜纹,孔率较大;缎纹孔率更大,表面光滑差(斜纹、缎纹比平纹差),织成后再起绒。毡合料捕尘效率高,但需用脉冲和反向气流清灰,不宜用振动清灰。应根据灰尘性质、结构、清灰、寿命等综合考虑。

表 3-33 过滤材料性能顺序表

耐 酸	特氟纶、聚丙烯、纤维素、变性聚丙烯腈、丙烯腈、聚脂、诺梅克斯、耐纶 6.6、螺素
耐 碱	特氟纶、聚丙烯、纤维素、变性聚丙烯腈、耐纶 6.6 和 6、诺梅克斯、聚脂、螺素、丙烯腈
耐氧化	特氟纶、聚丙烯、诺梅克斯、变性聚丙烯腈、聚脂、丙烯腈、耐纶 6.6、纤维素、螺素
抗强度	耐纶 6.6、聚脂、聚丙烯、诺梅克斯、螺素、丙烯腈、变性聚丙烯腈、纤维素、特氟纶
耐磨性	耐纶 6.6、聚脂、聚丙烯、诺梅克斯、螺素、丙烯腈、变性聚丙烯腈、特氟纶、螺素、纤维素
耐干热	特氟纶、诺梅克斯、丙烯腈、耐纶 6.6 和 6、螺素、聚脂、聚丙烯、变性聚丙烯腈、纤维素
耐湿热	特氟纶、诺梅克斯、丙烯腈、耐纶 6.6 和 6、螺素、聚脂、聚丙烯、变性聚丙烯腈、纤维素

滤袋是布袋除尘器的关键部件,其材质的优劣,安装维修质量的好坏,均对其性能、除尘效率、压力损失及使用寿命有较大影响。首先滤袋不宜装得太挤,几排滤袋(一般不超过4排)无论错列或顺列布置,滤袋之间均应有检查维修通道,以免互相摩擦。滤袋张力要合适,悬吊太松,滤袋下端会折叠起来,迅速磨损;太紧也易损伤滤袋和妨碍扎结。正确的张力数值,应根据滤袋尺寸和清灰机构而定,特别是振动清灰,为取得最好效果,应当把张力、振动频率、滤袋性能很好地结合起来。如直径为200mm,用反向气流清灰的玻璃纤维滤袋的正确张力是107.8~441N,它足以保持滤袋在清灰时有足够孔让灰尘落入灰斗。滤袋安装1~2月后,可能伸长松弛,以致和相邻滤袋接触而磨坏,或者松弛部分堆积灰尘把滤袋磨破,且因张力不够,会使滤袋堵塞,除尘效果不断恶化,因此1~2月后,要检查、调整滤袋张力。有时袋室温度变化很大,因热胀值不同,使滤袋张力改变,灰尘质量把滤袋往下拉,因热胀而产生的圆周张力使滤袋纵向拉紧等,可能把滤袋从扎结处拉松而漏出灰尘(表现压力降异常低),所以注意检查滤袋张力是很重要的,特别是在滤袋安装后几小时。扎紧滤袋时必须扎牢,以免滑动。滤袋必须定期检查,一般每周或每月一次,仅从排出空气颜色判断滤袋工况并不一定可靠,应以袋室内检查为好。

四、除灰系统

1. 概述

随着机组向高参数、大容量的发展,以及日益严格的环境保护要求,除灰的矛盾愈显突

出。首先是机组容量的增大,使耗煤量增加,除灰量增大。一个容量为1200MW的电厂,燃烧发热量为18800kJ/kg左右、灰分为30%左右的煤,年除灰量达 130×10^4 t。容量大于125MW机组的锅炉燃用不同煤质,其灰渣量如表3-34所示。

表 3-34 凝汽式机组锅炉排出的灰渣量 t/h

发热量 (kJ/kg)	12600		14700		16700		18800		20000	
	40	45	35	40	30	35	25	30	20	25
机组容量 (MW)										
125 超高压	39.2	44.1	29.6	33.7	22.4	26.0	16.7	19.9	12.2	15.1
200 超高压	63.2	70.9	47.6	54.3	36.0	41.8	22.3	36.1	19.7	24.3
300 亚临界	92.7	104	69.9	79.7	52.8	61.3	39.6	47.2	28.9	35.7
600 亚临界	184	206	138	157	105	121	78.3	93.3	57.2	70.7

锅炉排出的灰渣分炉渣和飞灰两部分,其比例与锅炉炉型、燃烧方式有关,可通过灰平衡进行测定,一般参考表3-35。

表 3-35 各种炉型的灰渣一般比例

炉 型		固态煤粉炉	液态排渣炉	立式旋风炉	卧式旋风炉	竖井煤粉炉	层燃链条炉	抛煤机链条炉
比例	飞灰 (%)	~ 90	~ 60	40 ~ 45	15 ~ 30	~ 85	15 ~ 30	25 ~ 40
	炉渣 (%)	~ 10	~ 40	55 ~ 60	70 ~ 85	~ 15	70 ~ 85*	60 ~ 75

* 包括1%~10%漏煤。

灰渣的化学和物理性质,对其除灰方式的选择、安全运行和综合利用极为重要。根据灰渣性质、灰渣量、排灰去向、自然条件,从实际出发可采用水力、气力、机械除灰方式。当一种方式不能满足要求时,可采用两种或三种联合除灰方式。除灰系统有灰渣分除和混除两种系统,除灰方式有连续或间断两种。

水力除灰系统由排渣、冲灰、碎渣、输送设备及管道组成。它具有对灰渣的适应性强,较高的运行安全可靠,操作维护简单,无灰尘飞扬的优点。但灰渣与水混合后,灰渣失去松散性,不利于综合作用,且灰渣中CaO、SiO₂将起变化,活性降低;当CaO含量高时,易使灰管结垢,堵塞灰管;除灰水与灰渣混合,多呈碱性,且pH值超过工业“三废”排放标准,当采用回收或处理措施时,设备投资和运行费用要提高;耗水量大,每输送1t灰渣需要10~15t水,甚至20t以上;电耗占厂用电量的0.2%~0.8%。为节约用水,近年来从国外引进并试制输送浓度为20%~30%的离心式灰渣泵和输送高浓度为50%~60%的油隔离泥浆泵,它可回收重复使用冲灰水,降低耗水量,总耗水量仅为常规灰渣系统耗水量的20%左右,降低电耗,减少管道造价,运行比较经济,已逐步被广泛采用。但其设备和操作较为复杂,检修维护工作量大。

气力除灰是以空气为介质,通过压送或抽吸设备、管道输送粉粒状灰的干式除灰。其系统有正、负压两类。干灰流动性好,易于装卸和吹送,故设备简单。灰斗与输送设备间,有的通过螺旋给料机或空气斜槽连接,有的输送设备直接装在灰斗下部。气力除灰具有耗气量少,管径小,敷设方便、灵活,运行管理简便、容易控制等优点。其缺点是输送灰距离短,仓泵正压小于或等于1500m,负压小于或等于200m,管道磨损快、易堵灰,不适于干渣输送。

机械除灰多适用于小容量锅炉,包括斜轮挖灰机、马丁除灰机,用刮板或胶带、振动槽、螺旋输送设备将灰渣向外输送,一般多用窄轨电动机车或汽车运至贮灰场。

大型火电厂趋向采用多种除灰方式的联合除灰系统,即先将电厂内的灰用气力除灰集中,然后加水搅拌,稀释制成高浓度的灰浆排出。其优点是不需水力除灰用自流沟,这样地下设施可大大简化,高浓度灰浆耗水少,易于控制;可降低管道投资,改善灰管结垢;除灰水从灰场排出时,处理比较简单,减少排放困难;有利于实现系统的自动化。高浓度输送是水力除灰的发展方向,已逐步被重视和采用。

2. 除灰系统启动调试的项目、程序

除灰系统的调试项目,因设备、系统不同而存在差异,一般可参照表 3-36 考虑。调试程序也因设备结构、系统不同,现场施工进度有先有后,所以调试项目应结合实际情况进行安排程序。总的概念是首先要对设备、系统具备的调试条件进行检查和必要的准备,其次进行各转动机械的分部试运,然后进行各单项设备、部件试验调整,如喷水试验,最后进行整个系统的启动试运。调试方法有的比较简单,只需开、关阀门即可,不拟介绍,重大项目将在有关部分叙述。

表 3-36 除灰系统调试项目

次序	试验阶段	单项具体内容
1	条件准备	详细检查设备、系统具备的调试条件和调试前准备
2	转机 8h 分部试运	除灰泵、除渣泵、除尘泵、排浆泵、马尔斯泵、碎渣机、捞渣机、各类除灰机、电动排灰机、空气斜槽用风机、气力输送压缩机等转机 8h 分部试运
3	单项设备试验调整	水力碎渣器、水力喷射器、水力冲灰器、浇渣及灰沟冲渣喷嘴等的喷水试验和调整。除尘系统用过滤器冲洗和调整,除尘系统水压自动调整门试验调整,液力除渣门开闭试验调整,空气斜槽和气力除灰的风压测定调整
4	系统调试	整个除灰系统的启动、试运、调整

3. 除灰系统启动调试前的检查

除灰系统的设备启动前和其他设备一样,也需进行详细的检查,确保其符合分部试运和使用条件。根据系统设备结构的不同,检查内容也有差异,现仅叙述大机组锅炉广泛采用的水力、气力和综合除灰系统的检查内容。

(1) 着重检查水力除渣槽、灰渣室的耐火砌衬应完整无损,水冷壁联箱上挂的活动混凝土与渣槽、室顶应留有足够的膨胀间隙。四周的浇渣喷嘴应安装齐全,喷射方向正确,不应喷到炉衬和水冷壁管上。槽底平滑无阻,内部垃圾、杂物应清理干净。水封槽、水封铁板应符合要求,严密不漏,间隙合适,膨胀自由,内部干净。出渣门开、关应灵活,关闭严密,液压出渣门操作机构应调试好,灵活可靠。槽壁的其他检查门、人孔门盖的销、栓完整备齐,检查后将门、孔关严扣紧不漏水。出渣口的冲渣喷嘴用手推拉时应摆动灵活,喷嘴出口应距槽底 40~50mm。冲渣用水管、阀门安装齐全,通水试验良好不漏。落渣篦子应完整无损。

(2) 检查碎渣设备、齿辊、齿爪完整无损,齿排列和间隙均符合要求,箱内无铁件,严密不漏,轴封完好,并充有 0.098MPa 水压的工业水或轴封水,防止灰渣侵入轴封或轴承内。传动链条张紧度合适,张紧后链条挠度约 30mm。传动保险销应装好,尺寸符合要求。轴承

内有清洁和适量的润滑油。碎渣设备经分部试运合格。液压顶渣器操作机构应经试验调整灵活好用。金属分离器或箱的导向挡板应可灵活调节，检查后置于垂直位置，如是溢流盘，则吊起应灵活不卡，箱内无杂物，孔盖关好并严密不漏。

(3) 检查冲渣灰沟、镶砌耐磨铸石或辉绿岩衬板表面应光滑，沟底为圆弧形，相邻两块衬板间的灰缝不超过 3mm。衬板背面与混凝土沟床之间的灰衬填料，厚度应足够约 20~30mm。冲渣沟、灰沟起端深度不小于 0.5~0.4m，坡度不小于 1.5%~1%。灰渣沟转弯处应平缓光滑，曲率半径约 2m。灰沟按需要可做成平口、阶梯或立体交叉，平口交叉时，标高应一致，汇合处成锐角，以减少两股灰渣流相互撞击，防止汇合处聚积。当两股灰渣流高差过大做成阶梯交叉时，汇合处高差不应小于沟面镶板高，但高差也不宜过大，否则易使低沟水流受阻。冲渣沟、冲灰沟激流喷嘴应装好，数量齐全，喷嘴中心与渣沟中心应一致，喷嘴与沟底倾斜 $8^{\circ} \sim 10^{\circ}$ ，喷嘴出口距沟底高度合适。对于 R125~225mm 镶板，其高度约为 250mm，R250~350mm 镶板，其高度为 350mm。检查沟内清洁无杂物，沟盖齐全，并进行通水试验，喷水角度、方向、速度、水压合适，水压约 $p = 0.5 \sim 0.8\text{MPa}$ ，喷嘴出口速度为 30~40m/s，喷嘴的耗水量应根据直径、水压而定，可参见表 3-37，喷嘴间距见表 3-38。

表 3-37

激流喷嘴耗水量

t/h

喷嘴直径 (mm)	8	10	12	14	16	18	20
喷嘴前水压 (MPa)							
0.3	3.1	5.1	7.4	10.0	13.0	17.0	23.3
0.5	4.0	6.6	9.6	13.0	17.0	22.0	30.1
0.7	4.7	7.9	11.3	15.3	20.1	26.0	35.6
0.9	5.3	8.9	12.8	17.4	22.8	29.5	40.4

表 3-38

激流喷嘴间距

除灰渣方式	除 灰				除 渣		
	干 式		湿 式		干态排渣槽	干态刮板	液态炉
水压与间距							
喷嘴前水压 (MPa)	0.9	0.55	0.9	0.55	0.9	0.9	0.9
喷嘴间距 (m)	25	15	30	20	20	20	10

(4) 检查灰渣泵、冲灰泵或马尔斯泵等确保其符合启动试运条件，并经 8h 分部试运合格。渣池或搅拌池搅拌机或机构符合要求、试运合格。池内应干净无木板、砖头等杂物，池壁与沟管连接严密不漏，池周围有安全围栏或盖板，灰渣闸门灵活好用，与施工沟槽隔离堵严。

(5) 检查除尘、除灰系统及其各附件符合启动条件。

4. 水力除灰系统的启动调试

水力除灰系统的启动调试主要存在以下三方面的问题：

(1) 油隔离泵的启动、停运不同于一般水泵，其启动前应把自耦变压器放在最低电压位置，加好各部分润滑油，检查皮带紧力应合适，并人工盘动泵，调整活塞及活塞杆压紧程度，检查各运动部件润滑、密封情况，然后进行：①加水。关闭有关阀门，油箱四室加满 22[#] 透平油把活塞置于汽缸中间位置，打开油、水分离罐上的排气阀、油面观察阀后，开启供水阀，当水从油面观察阀流出时，停止供水。②加油。供水停止后，关闭油面观察阀，完

全打开供油阀，当活塞一半到油隔离罐的油满时，停止供油，排出罐中残余空气。③排气。加油完毕后，关闭加油阀，开排气阀，再开供水阀，排出空气至排净为止，关排气阀、供水阀，当油水界面升高需补充加油时，开加油阀、油水界面观察阀，至油从观察阀流出后关闭，再关加油阀。同样操作程序使四个油、水分离罐充油后，再检查罐内油水界面位置，如不正确，重新调整，并关严排出阀、吸入间，否则油水界面会不断降低。④运转。开启供料阀及输出管上的出口阀、再循环阀，启动电动机，再次开排气阀排气后，立即关闭，并检查运行润滑的情况、声音和振动，记录排气周期、电流、电压、轴承温升、振动等。油隔离泵试运，首先应使清水试转 2h 以上，然后再转入打灰浆试运。

油隔离泵能可靠的运行，关键之一是要保持油、水分离罐内油水界面位置正常（其波动范围约为 40~50mm，可通过开油罐上部油观察阀检查或取样）。若油中混有泥浆时，乳化层和水面过高，说明油层受到污染，灰浆有可能进入活塞缸中，造成磨损，应尽快停运，检查清洗。若油是清洁的，说明乳化层在此阀以下为正常工况。但应注意，油水分界面的油面观察阀和泥浆观察阀不应开启取样或放水，以免油中泥浆卡住密封面以致不严。运行时应每班检查两次油的污染情况，并记录污染周期，以便有污染时及早停泵处理。同时还应定期排气。泵工作期间若需加油，可微开加油阀，此时给油阀起止回阀作用。油与水长期直接接触，油易污染变质（如乳化），酸价增高，杂质增多，故应定期分析，杂质多时要过滤，乳化时可加入 SP60 破乳化剂，延长使用时间，酸价升高太快时，可掺入 721 抗氧化剂。

油隔离泵常见故障是出力不足、泵体振动、噪声过大或异常撞击声等。其原因可能是：①空气被吸入油、水分离罐内未及时排除，使吸入侧阻力过大；②有大颗粒灰渣及杂物堵塞；③阀箱上阀芯弹簧损坏，阀口卡住或密封损坏；④活塞密封圈损坏，缸套磨损等。运行中需加强维护和检查，及时消除缺陷，尤其是活塞圈最易磨损，有的运行 7~10d 就需更换。为保证油隔离泵工作安全，防止大颗粒灰渣进入阀箱，在灰沟或浓缩机进口应装滤网；运行中应注意保持活塞杆密封填料函、各传动齿轮箱、曲柄连杆上轴承等处良好润滑。

油隔离泵停运前，应由输出泥浆改打清水，泥浆全部排净后才可停泵，短时停泵可以不排油，如停泵时间长，应把油、水分离罐内的油倒回油箱。为此，应开油面观察阀，将油的乳化液放出，待清油流出时关闭此阀。重新换个容器同时开油观察阀及油面观察阀将油放进容器，倒回油箱。打开 Z 形管下部排污帽，开出口放空阀，关输出管出口阀，油、水全部放出后，关所有阀门，盖好排污帽。短时停泵需拆开阀箱时，一定要关严供油阀、排气阀及三个观察阀。油、水分离罐内有油时，严禁打开排污帽。当动力端发生故障时，应用带压用清水清洗系统。

油隔离泵工作时，应经常检查活塞杆密封油盅、油面变动值、油温，除取样观察外，一般不应打开油观察阀。

(2) 灰渣泵一般多用 PH 型，其构造简单，运行稳定，但磨损快，运行周期短（叶轮约 700~1500h），效率低，输送灰渣颗粒有一定限制（小于等于 50mm）。如采用较好的耐磨材料，改进叶轮、护套、泵壳流道线型，摸索叶轮流道的深度和宽度，选配适当的工作转速，将取得很好效果。国外有采用涡流灰渣泵的，使用周期比 PH 泵长 2~3 倍。

灰渣泵在启动调试时常遇到的问题是：①灰渣泵流量、压头设计时多充分考虑磨损因素，并留有裕度，压力按 120%、流量按 110% 需要量选配泵。有时几台锅炉共用一台灰渣泵时，一般选用大泵，而实际运行时，尤其第一台锅炉启动和投入初期，出现“大马拉小

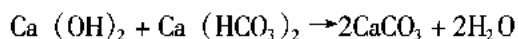
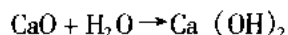
车”的现象，灰渣泵常处于低负荷运行，效率低，电耗增加，且渣管内流速低，灰渣易沉积。调试时，应根据实际情况，采取临时加小泵、或间隔运行、或由分除改混除方式等，以保证除灰系统的合理启动运行。②出力不足、运行不稳定，大都与泵入口堵塞、轴封漏水、泵振动、磨损有关。为此应加强灰渣泵与维护管理检查工作，沟盖板要盖好，以免杂物进入灰沟内，堵塞入口滤网或管道。冲灰喷嘴应正常，以免灰沟堵塞，灰池水位低，泵漏空气，引起出力降低。各泵入口管应集中装在一起，运行中可相互搅拌，防止备用泵入口管积灰堵塞，妨碍其启动。泵入口管应装伸缩节，以免接口受力过大，漏水、漏空气。③灰渣泵振动，大都因入口灰池或灰沟内水位过低，泵进水量不足，空气进入泵内产生水击；叶轮与护套的间隙小，轴串动时摩擦；轴承因灰水侵入磨损，间隙增大，中心不正或基础质量差，地脚螺丝松动，以及叶轮磨损不均不平衡引起。一般轴封漏水、喷水过多，灰水侵入轴承，导致轴承磨损、振动居多，故应积极采取措施，防止轴封漏水过大。如在轴封盘根与轴承间加挡水板，可用橡皮板以螺丝固定在铁架上，保持板与轴间隙为2~3mm。注意轴承盖与轴间隙勿过大，若大时可在原密封盖的凹槽上嵌入油毡环，以改善密封。为减少轴封漏水，应合理使用轴封水，不使水压过低或水量过大，轴封水泵入口应装滤网，以免轴封内进入杂物磨损、漏水过大，轴封水应使用独立的清洁水，水压应大于灰渣泵压力0.2~0.3MPa，轴封环与轴的间隙应为0.8~1mm，否则间隙过大，水易流走而起不到密封作用。采用轴颈渗碳、加套、喷涂硬质合金，均可提高轴颈表面硬度并延长其寿命。或采用耐磨1#、2#铸铁和15#~3#铸钢制造叶轮、护套，可提高使用周期达3000h。为保证灰渣泵运行安全可靠，启动前必须先启动轴封泵供水，水量合适，充分注水排气后，启动冲灰泵和水源充足后，才能启动灰渣泵。灰渣泵与轴封泵间最好设连锁，以免误操作。泵出、入管应畅通，不应有大颗粒灰渣和其他杂物堵塞，连接法兰和轴封的盘根填料处应不漏空气和水。运行中，轴承和盘根均不应过热，温度在允许范围内，一般用10#~20#机油润滑轴承、温度不超过80℃。经常注意检查泵出口水压，电流应稳定，无过负荷和压力过低现象，泵运行平衡，无撞击和摩擦声，振动不过大。为减轻泵出口门磨损或避免节流阻力增加，以及入口抽空漏入大量空气，引起振动和冲击，一般多用灰渣泵入口门，而不是出口门调节负荷或出、入口门全开，以冲灰水量调节，保证灰渣泵正常运行。停泵前，为防止灰管积灰，应用清水冲洗灰管，出力不应小于额定出力的1/2，冲洗时间随管道长、短而定。轴封水运行中不能中断，停泵后才能停轴封水。

(3) 除灰管道磨损和结垢是水力除灰系统较普遍的问题，若不及时采取防磨措施或采取措施不当时，运行不到1~2月，灰管就会磨穿。当结垢不均匀时，即会出现管内上垢下磨、磨偏，或灰管前段结垢后段磨损等现象。

磨损情况和规律各电厂情况不同，磨损主要与管内流速的三次方成正比，与灰渣颗粒硬度、形状、输送浓度等有关。为延长灰管使用寿命，一般防磨措施多采取：①在弯头外侧预焊厚约10~20mm护板；②采用耐磨铸铁或铸石弯头结构并加厚外壁；③用衬板弯头（即弯头外侧做成可拆换的衬板）；④在弯头外侧焊夹层护板，中间填充铁屑混凝土或铸石混凝土80~100mm；⑤用一端堵塞的三通代替弯头；⑥使用行之有效的耐磨性能好的铸石管或内衬铸石管；⑦管道翻转180°使用等。气力除灰管多采用球形接头，其球直径为600mm，厚10~12mm并防磨。

当输送灰渣中含有较多游离CaO时，它与冲灰水中CaHCO₃作用产生碳酸钙沉淀，形成

坚硬的灰垢，其化学反应式为



由反应式可知，1mol 重碳酸钙可生成 2mol 碳酸钙。灰中 CaO 一般约 3%，有的煤高达 12%，比灰中含的游离 CaO 等杂质多得多，所以除灰系统内很容易形成 CaCO₃ 垢。由于常温除灰水对 CaCO₃ 的溶解度很低，当 pH > 8.5 时，就会出现 CaCO₃ 离析现象，即从冲灰水饱和溶液中结晶出来，在静电吸附作用下，附着在被外界空气冷却的除灰管壁上形成结垢。灰垢随口增加，通流截面积减小，阻力增大，影响输送能力，直至管道堵塞被迫换新管。某电厂 φ250 除灰管运行一年多，垢层达 50mm，排灰能力降低 40%。灰管结垢程度、形态和部位等随条件不同而变化，结晶的原因很多，影响的因素有：灰渣性质、煤中 CaO 含量和含 S 量。CaO 含量高，游离 fCaO 多，形成垢物愈多，当 CaO < 20% 时，fCaO 占灰中 CaO 约 15% ~ 20%；CaO 为 20% ~ 30% 时，fCaO 占灰中 20% ~ 30%；CaO 为 30% ~ 40% 时，fCaO 为 30% ~ 40%。当含 S 多、又采用湿式除尘、pH 降到 5 ~ 6 时，大约距离灰渣泵出口 500m 以外处，pH 升到 9.5 后开始结垢。灰水中含 Ca(HCO₃)₂ 越高，越易结垢，反之无 Ca(HCO₃)₂ 时，虽有 fCaO 溶于水，Ca⁺ 增多，pH 也高，但无 HCO₃⁻ 转化为 CO₃²⁻，即未与 Ca⁺ 反应，故不易生成 CaCO₃ 垢物。但 pH 在 8.5 ~ 11.5 时，Ca(OH)₂ 愈多与 Ca(HCO₃)₂ 反应越快，反应时间愈短。相反 pH 越低，结垢时间延续越长。在灰渣泵前，如建造搅拌池，使生成 CaCO₃ 反应提前完成，可把结垢移至灰渣泵前。灰水浓度越低，冲灰水量越多，Ca(HCO₃)₂ 越多，结垢越多。反之提高浓度，反应速度加快，形成垢物时间短，结垢区前移。除尘器型式，干式比湿式易结垢，因湿式除灰水中有 H₂SO₄ 与 Ca(HCO₃)₂ 中和，可生成溶于水的 CaSO₄，延长灰垢的形成。液态炉因炉温高，灰中 CaO 易与硫的氧化物结合，减少 fCaO，其捕渣率又高达 30% ~ 40%，相应细灰少，结垢也少。除灰方式中压力喷嘴最易结垢，灰渣泵次之，油隔离泵最轻，因前者冲灰水量大，故 Ca(HCO₃)₂ 多，结垢严重；后者因采用浓缩池的回水作冲灰水，Ca(HCO₃)₂ 少，浓度高，且 Ca(HCO₃)₂ 与 fCaO 反应在浓缩池中完成，故管道结垢减轻。

减轻除灰管道结垢的办法是加强运行管理，严格控制使用含 Ca(HCO₃)₂ 高的深井水的工业废水，尽量使用灰场或浓缩池的回水，或用冷却塔排水作冲灰水，提高灰水浓度，控制冲灰水量，减少 Ca(HCO₃)₂ 量。停运时应及时冲洗，减少灰沉淀和结垢。冲灰水的预处理，可在约 4 ~ 5km 内加 3 ~ 5mg/L 的三聚磷酸钠、聚马来酸酐和氨基三钾又磷酸等水质稳定剂，使灰垢不会生成，或进行水质磁化处理。国外采用灰浆磁化处理，生水磁化后，使 Ca(HCO₃)₂ 分解出 CO₂，余下残渣可定期排出，经磁化后的软水与灰渣混合，CaOH 大部分被磁化、软化溶解，达到防垢目的。采用文丘里湿式除尘器，可降低灰水 pH 值，使结晶前移。采用浓缩池或搅拌器，可减少冲灰水量，加快结晶反应速度，在浓缩池内完成，减轻管道结垢。为减轻管道结垢，采用人工敲打、机械钻凿、管道酸洗或炉烟清洗等措施，延长管道使用寿命。从国内外用炉烟清洗效果看，情况良好，只是时间较长。当烟中 CO₂ 和水混合，可将结晶成坚硬不溶于水的 CaCO₃ 垢，还原为溶于水的 Ca(HCO₃)₂，由实践经验可知，当水温为 20 ~ 40℃，水压大于或等于 500kPa，水中 CO₂ 保持 600mg/L 以上，清洗水在管内停留 20 ~ 30min 时，清洗效果最好。

5. 气力除灰概述及堵灰的消除

气力除灰是将电气除尘器等收尘设备收集到灰斗的灰尘,经给料设备如旋转给料器、螺旋输送机或饲料机,用空气斜槽将灰送入仓泵,在压缩空气的扰动和仓泵前后压差作用下,通过管道把灰尘输送至卸灰地点。给料机要求气密性高,运转可靠,其空气斜槽结构如图3-102所示,外壳是用钢板制成的槽体,槽内为多孔板,分上、下两层,上层为输送槽,下层为空气室。灰尘由斜槽高端进入上槽体,进入气室的空气穿过多孔板或布层的空隙均匀地进入料层,使料层上的灰尘流态化,改变物料摩擦角,以增加流动性,灰尘在自身重力和空气的抽吸作用下,沿斜槽流动,达到输送目的。多孔板材料有水泥多孔板、多层棉质或化纤帆布织物的、或陶瓷多孔板。国外也曾采用过5mm厚的透气纤维物。

仓泵是一个充气的压力容器,它以压缩空气为输送介质和动力,是周期性地排放干态细灰的输送设备。它有上行、下行、流态三式,单仓、双仓布置之分,如图3-103、图3-104和图3-105所示。

气力除灰系统的关键是要保持系统严密不漏灰和防止灰尘黏滞不流、堵灰。为此要求:

- (1) 空气斜槽槽体结合面要平正,槽体倾斜度不应小于6%,结合面螺丝间距约150mm,螺丝要紧匀。多孔板或帆布层应按不同情况使用不同材质和采用不同层数,要求透气性好,不应有穿孔和孔洞,帆布层要拉直,帆布层下有铁丝网托住,布层与槽体结合面应用黏合剂或环氧树脂黏结,以防漏灰。输粉槽体一般不宜超过20m,槽体要保温。使用空气压力一般为3~5kPa,风量为1.5~2.5m³/min,空气引入空气室按斜槽长度可分多处引入,在末端采取吸风保持微负压为宜。

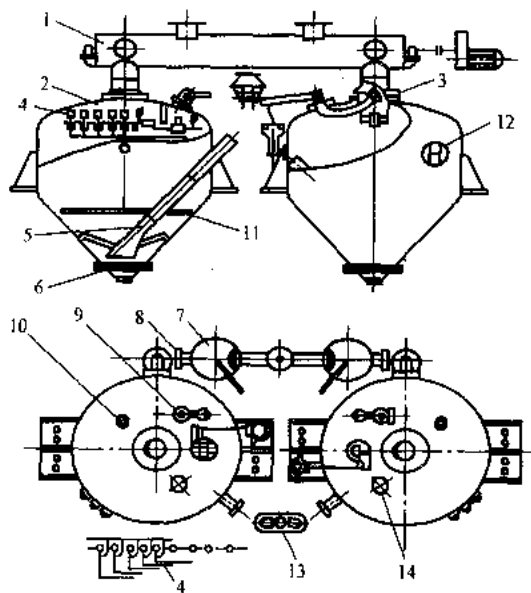


图 3-103 上行式双仓泵的构造

- 1—饲料机；2—仓罐；3—进料阀；4—控制系统；5—出料管；6—罐底进风阀；7—伞形进气阀；8—连接管；9—伞形进气阀；10—料位控制阀；11—手扳探料器；12—检查孔；13—排料切换阀；14—吹松管

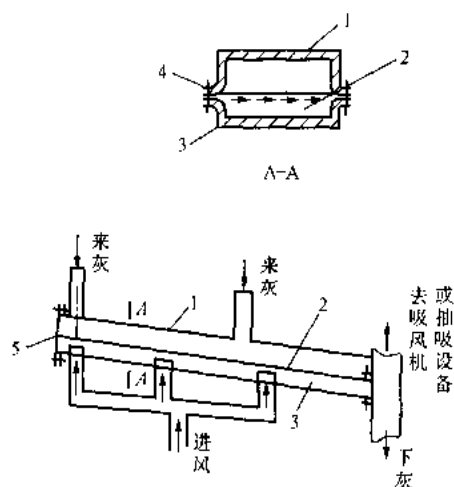


图 3-102 空气斜槽结构示意图

- 1—上槽体；2—多孔板或滤布与铁丝网；
3—气室；4—上外壳的连接法兰及螺栓；5—端盖

- (2) 为保证仓泵安全运行不堵灰,因结构型式、布置不同,其要求略有差别。对上行式仓泵,应注意调整环形放松管的进风量,马蹄管口与罐底进风阀之间的距离,可根据除灰系统的排灰量、浓度和输送距离而定。如输送距离较远,环形放松管的进风量不宜过大,以免罐底存灰扰动大,但由于罐底进风帽进风量相对减少,造成开始排灰浓度高,容易引起堵管。马蹄管口与进风阀间距要小,

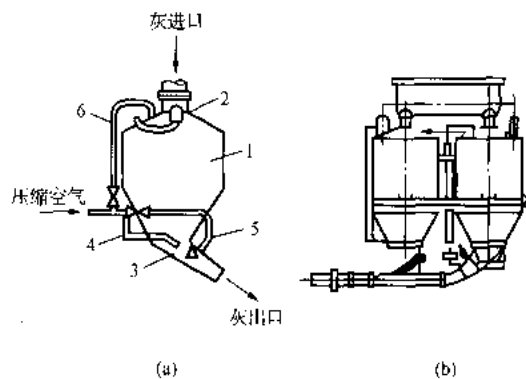


图 3-104 下行式仓泵

(a) 系统; (b) 布置

1—罐体; 2—进料阀; 3—排料斜喷嘴; 4—斜喷嘴供气;
5—斜喷嘴周围供气管; 6—仓顶供气管

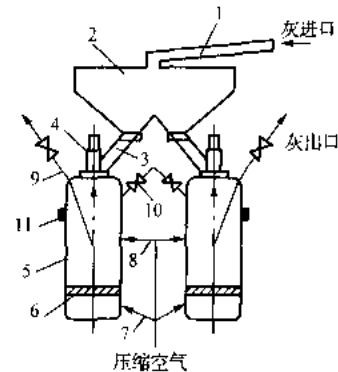


图 3-105 流态化仓泵系统

1—空气斜槽; 2—中间灰斗; 3—进料管; 4—进料阀;
5—仓罐; 6—多孔气化板; 7—进气管; 8—加压管;
9—出料管; 10—排气阀; 11—料位指标器

当输送距离短, 要求排灰量大时, 其间距要适当放大, 一般该间距为 14 ~ 30mm, 且应注意马蹄管口下口两端要平。为保证进料阀关闭严密和动作灵活, 装配时应注意使活塞开关、连杆和锥形阀芯之间的接点中心对准, 活塞与气缸间要推动灵活, 接触紧密, 否则漏气过多将使阀芯顶不起来。锥形阀芯与导轨应保持垂直, 关闭时中心误差不得大于 1 ~ 2mm, 阀芯、导轨与凸形托板等接点应保持动作灵活。注意保持进风阀的弹簧压紧适度, 以免限制阀门开度和橡皮垫变形过大或发生永久变形, 甚至把阀杆顶弯。定期检查密封圈(阀芯), 压偏或损坏时要及时更换, 以免泄漏影响运行。注意保持罐底进风阀最大开度, 应根据输送距离和排灰浓度需要进行调节, 一般为 6 ~ 12mm, 若整定不当, 易造成仓罐振动和设备损坏, 还会产生断续进风雨堵塞除灰管。下行式仓泵与上行式仓泵工作原理不同, 因此应根据输送距离选择排料斜喷嘴直径, 距离长时, 宜用小直径。并调节送风用压缩空气三路之间的配合比例, 一般进入斜喷嘴供送、排料用风量约占总风量的 50%, 从仓罐顶送风起扰动存灰、调整混合比、建立仓泵压力用风约占总风的 33%, 从斜喷嘴周围进入以稀释喷嘴出口排灰, 使管中气流均匀用风约占总风的 16.6% 左右, 以保证仓泵的输送能力和除灰系统的安全。为保证流态化仓泵输送细灰在罐内悬浮汽化, 在管道始端良好出料, 出料管与马蹄管口及多孔板间间距一般应为出料管直径的 25%, 间距过小, 易使出口堵塞, 间距过大, 影响出料浓度。

(3) 仓泵的运行特性与仓泵结构型式、输送距离、管道布置、管径选择和分段, 以及压缩空气压力和风量等有关。上引式仓泵的排料过程分升压、输送和吹扫三个阶段, 排料时间每次约为 3 ~ 8min, 输送距离为 500 ~ 600m 时, 约 3 ~ 3.5min; 700 ~ 800m 时, 约 3.5 ~ 4.5min; 900 ~ 1000m 时, 约 5 ~ 7min; 1000 ~ 1500m 时, 约 7 ~ 10min。一般按仓泵前压缩空气管道压力变化来判断各个阶段的工况, 图 3-106 示出各阶段压力变化情况。图中, t_1 表示升压阶段, 是空气与细灰扰动、汽化使之悬浮, 由稀转浓向灰管压入的过程。 t_2 表示仓泵高浓度输送阶段, 该段时间占总时间比例越大, 输送效率越高, 它与输送距离有关, 距离越短, t_2 相对越长。 t_3 表示吹扫阶段, 是在仓罐内细灰基本排出后, 还有剩余细灰在仓罐内旋转, 慢慢进入除灰管道和管道内沉积的粗灰继续吹送干净的过程。为保证输送安全, 上行

式仓泵的启动压力至少要大于系统总阻力 100 ~ 150kPa, 风量大小, 随输送距离变化, 短距离时应为仓泵容积的 6 ~ 7 倍, 距离长时为 10 ~ 12 倍。关泵压力应比净空气吹送压力高 50 ~ 100kPa。流态化仓泵运行也包括进料、吹送和停泵三个操作程序, 进料前需先开启排气阀, 排出仓罐内余压, 进料后则关闭给料阀, 使仓罐密封, 随后开启进风总阀, 进行汽化、加压和吹送。吹送压力随灰管长度、阻力而变, 吹送时间一台 45m³ 仓泵约 7 ~ 9min, 吹送时应注意监视压力变化, 随着吹送浓度降低, 压力逐渐下降, 当仓罐压力降至高于灰管空吹压力 (50kPa) 时, 即关泵停止吹送。

(4) 气力除灰系统异常中较多的是堵灰现象, 有的是由于设备故障引起的, 有的是运行操作不当或管理不善所致。主要有: ①进灰阀的锥形阀芯和阀座的橡胶密封圈之间有异物卡住, 或锥形阀芯由于阀杆固定螺丝松动, 使阀芯偏斜关闭不严, 造成压缩空气通过落灰管, 给料装置等倒流至除尘器灰斗中, 致使输送细灰的空气量不足。②伞形阀橡皮垫老化或空压机出口减压阀失灵, 引起控制用气压力突然升高, 造成伞形阀橡皮垫爆破。③仓泵一台吹送时, 另一台处于进料状态, 仓泵进风阀阀芯脱落或托盘卡住, 使灰管中空气不足。④罐底进风阀的开度过小或动作不正常, 甚至频繁启闭, 造成仓底的细灰气化悬浮不佳、断续流动。⑤排料阀的叉形阀瓣断裂或橡胶密封圈损坏, 使部分气流进入另一仓泵或除灰管道内, 造成输送风量不足, 流速过低。⑥控制系统失灵, 仓罐内的料位指示器指示不准或不发信号, 造成罐内进灰过多。⑦空压机或风管突然故障, 被迫紧急停机, 给风中断。⑧输送过程中由于联系来不及或未联系, 空压机突然停运, 造成管内流动细灰停顿而堵塞管道。⑨未关进风门就开泵吹送, 或是误开正吹灰的仓泵进风阀, 使风量由此跑出, 使运行管风量不足。⑩一台仓泵刚吹完, 压缩空气母管压力还未来得及回升, 又启动另一台仓泵进行吹送。⑪仓罐内进灰过多超过最高限度, 影响下部的汽化, 甚至满过锥形阀芯, 以致进灰阀关不严而向外漏风。

总之, 堵灰原因是多方面的, 但主要是输送空气中断、风量不足、风压不稳、漏风过多造成的。当仓泵出口管压力逐渐升高, 堵灰逐渐形成, 堵灰部位在管道中后部时, 多是风量不足或风压不稳所致。当仓泵出口管压力迅速升高, 堵灰部位在管道前段时, 多是空压机瞬间中断或仓泵故障、控制系统误动所致。故可由仓泵出口管压力变化来判别堵灰原因。堵灰后应立即关闭仓泵伞形进风阀, 把压缩空气及时切换到吹堵管路上, 由堵灰处的后段开始往前依次逐段吹通, 堵灰不严重时, 及时采取措施, 可在 15 ~ 30min 内吹通, 若堵灰严重, 管道又长, 很不易吹通时, 不得已可采取排大气方法吹通。管道吹通后恢复运行时, 要先将仓泵余灰排净, 再转入正常运行。对不经常运行系统, 每次停运前, 应延长吹空吹扫时间, 再次投运时, 再吹空一段时间, 检查管道是否堵塞, 仓泵与阀门附件是否漏气。

为保证气力除灰系统安全运行, 应加强对仓泵、空压机、给料、控制设备和管道的维护管理工作, 保持设备完好不漏。同时提高运行水平, 避免误操作, 尤其新设备投产试运行期

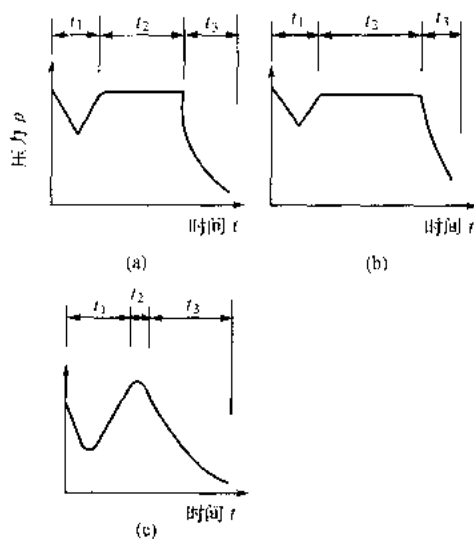


图 3-106 上引式仓泵压力变化曲线
(a) 正常距离; (b) 短距离; (c) 长距离

间,或手动操作时,应加强监护和检查。为保证除灰所需风量、风压稳定,预防堵灰,仓泵要使用专用空压机供气,储气罐容积要足够大,必要时应另行选择。

五、吹灰器的调试

1. 概述

吹灰可有效地防止和减少锅炉受热面污染,降低能源消耗,提高设备利用率。由于煤灰特性、设备结构的不同,吹灰的方法各式各样,效果也不同。中、小容量锅炉采用压缩空气吹灰、蒸汽吹灰、钢珠除灰、振动吹灰、水吹灰和声波吹灰等方式。大机组多采用蒸汽吹灰,如引进法国的300MW机组锅炉,炉膛装28个水力吹灰器,对流受热面装有80个可伸缩的长蒸汽吹灰器;美国500MW机组锅炉装有96个吹灰器,其中水冷壁46个,屏式过热器6个,再热器16个,省煤器4个,空气预热器8个。伸入式吹灰器最大长度,英国制造达13.7m,美国为16.75m,由此可见国外在锅炉设计和运行中,把吹灰器作为一个很重要的部件来考虑。国内尚未引起足够重视,所以在吹灰器的合理布置、制造质量以及运行维护使用方面均在不同程度上存在一些问题,以致吹灰器作用未充分发挥,出现有的停用,有的使用不正常,有的程控不好使用等现象。

蒸汽吹灰器有长、短、固定、伸缩、旋转之分。旋转伸缩式吹灰器国外趋于标准化、系列化;国内生产的最长约6m。吹灰器的技术特性如表3-39所示。

表 3-39 吹灰器技术特征

名 称	单 位	C型	D型	名 称	单 位	C型	D型
吹灰器行程	mm	2500~6080	380	吹灰时阀前压力	MPa	0.784~1.96	0.784~1.96
喷头转速	r/min	15.4	6.85	吹灰有效半径	m	1.5~2	1.5~2
喷头移动速度	mm/min	1760	456	喷嘴喉部尺寸	mm	φ12	φ12
吹灰介质	蒸汽或空气			喷嘴扩散角	(°)	14	14
汽源压力	MPa	1.274~3.92	>1.274	耗汽量	t/h	2~4	2~4
吹灰蒸汽温度	℃	<350℃	≤350				

注 制造厂家为武汉京山厂。

按照结构和用途,通常短伸缩式吹灰器用于清除炉膛受热面,固定旋转式吹灰器用于清扫烟温不超过700℃的对流受热面,摆动式吹灰器用于吹回转式空气预热器的受热面。长伸缩式吹灰器因它仅在吹灰时才伸入烟道内,不吹灰时吹灰枪置于烟道外,能得到良好的冷却,因此它宜布置在一切不适于选用固定旋转式吹灰器、烟温高于700℃的区段。长伸缩式吹灰器吹灰有效半径可达1.5~2m,比固定旋转式吹灰器大得多(后者有效半径仅为0.5~0.8m)。因此,在大型锅炉上,即使烟温不超过700℃的区段,为确保良好的吹灰效果,也有必要选用伸缩式蒸汽吹灰器。水吹灰器多用来吹水冷壁斜坡、部分屏式和壁式过热器、壁式再热器受热面。

吹灰器的使用效果,因情况不同而效果不一,下面列举某电厂的试验结果:

(1) 吹灰周期有的为3~4h,有的为4~6h,均很短,烟温变化很快就达到吹灰前的水平,说明污染速度很快,如不定期吹灰,一个星期后,汽温和过热器壁温上升很快,很难控制,势必降负荷运行。

(2) 吹灰工质压力试验,炉膛出口烟温随工质压力的增加而降低,当吹灰压力 $p = 0.588\text{MPa}$ 时,炉膛出口烟温几乎不变,因工质能量太小,不能吹除灰垢;压力增至

2.058MPa时,炉膛出口烟温最大可降低 $25\sim 35^{\circ}\text{C}$,而另一个电厂可降低 $40\sim 65^{\circ}\text{C}$ 。第一次吹灰时,某电厂降低 $70\sim 90^{\circ}\text{C}$,另一电厂降低 $60\sim 70^{\circ}\text{C}$,主要取决于煤灰特性、结构布置和喷嘴型式等。据武汉京山制造厂介绍,吹灰器采用缩放喷嘴效果较好,工质经过渐扩部分,可将位能尽可能多地转化为动能,在喷嘴出口形成高速气流对结实的积灰进行吹扫。但压力过高,对管子的冲刷和磨损很严重,易造成爆炸事故。

2. 吹灰器的调试

吹灰器的调试因其结构、型式的不同而存在差异,调试程序也有先后的区别,一般调试程序为:吹灰器调试前的检查和准备→单台吹灰器调整→吹灰器无喷射空载试运→吹灰器无喷射空载程控自动试运→连锁试验→吹灰蒸汽管路吹洗→吹灰器单台吹灰喷射压力的调整和测定→程控自动吹灰试验。

(1) 吹灰器调试前的检查和准备。

1) 检查吹灰系统及设备的安装、保温工作应结束,管路支架牢固,不应妨碍锅炉热膨胀和通道并经水压试验合格,电气控制系统、设备、盘已按图纸安装就绪。

2) 检查吹灰器本体安装情况,确认吹灰器喷管中心与水冷壁或尾部受热面管子表面间的距离符合图纸要求,偏差为 $\pm 1\text{mm}$,喷管与水冷壁或尾部受热面管子垂直,偏差 ± 1 ,水冷壁管处的吹灰器喷管缩回炉墙后的尺寸不应太小,以免烧坏。

检查吹灰器同心度、喷管伸进后的水平、垂直挠度均应符合图纸要求,喷管在烟道内、炉外的支撑、滚轮的定位合适,注意检查和调整喷管螺旋线。

3) 检查吹灰器蒸汽阀门开关位置、动作行程应符合图纸要求。吹灰器喷管上的凸轮或活动撞块与阀杆上的活动销或阀连杆叉头位置配合应适当,偏差为 $\pm 2\text{mm}$,阀门动作行程偏差大于 $\pm 1\text{mm}$ 时,可通过调节阀杆上的支头螺丝实现。

4) 检查吹灰器喷管与固定件之间的间隙应正确,可通过转动锥形离合器推杆调节。检查吹灰器的密封装置、填料应完好。

5) 检查吹灰器电气控制装置,电气或逻辑回路接线正确,定时器、时间继电器、热偶保护定值整定好,开关、接触器、盘完好,经试验检查绝缘良好、程序正确、指示灯信号符合要求,电动阀门已调好。

6) 准备调试用具,安排调试进度,组织调试人员。因吹灰器数量多、程序多,所以调试时间比较长,一般需 $15\sim 30\text{d}$ 。

(2) 单台吹灰器调整。

1) 调试前检查现场应清洁,设备应完好无损伤,齿轮箱及活动件均应注有规定的润滑油。

2) 需要时卸下吹灰器上保护罩,手摇吹灰器手轮,检查确认吹灰器喷管在导轨或滑板上前进或后退 $150\sim 300\text{mm}$ 左右时,运动正常无卡涩,活动撞块与叉头,喷管上的凸轮与阀杆上的活动销配合位置正确,阀门动作正常,行程符合要求。如果活动撞块与叉头,凸轮与活动销配合不合适,阀门开关行程不合要求,可以卸下块上的凸肩螺丝和阀的掣子板,松开锁紧螺母,将块较远或较近地移动拧在臂上进行调整,或通过调整枢轴块组件的位置和螺丝孔,改变叉头位置,使两者配合适当、运动灵活,如图3-107所示。反向转手轮并操作倒转控制杆,使吹灰器后退,检查确认前进,换向后退两个限位开关动作方向应正确。

3) 拉开离合器,通电瞬时启动吹灰器电动机,手摇操作前进 50mm ,确认电动机在前

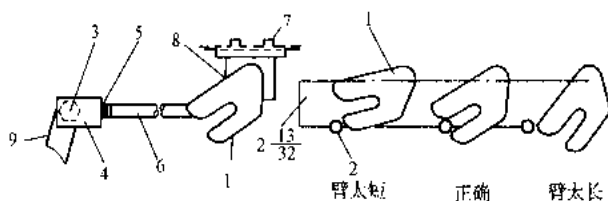


图 3-107 吹灰器调试示意

1—叉头；2—活动销或活动撞块；3—凸肩螺丝；4—连接块；5—锁紧螺母；6—臂；7—压紧螺丝；8—枢轴块组件；9—提升进口阀掣子板

进方向旋转方向正确后停止，手摇吹灰器手轮返回停止位置。

4) 合上就地按钮开关，启动吹灰器约 5s，当吹灰器喷管沿滑板或导轨前进某一位置时，手动前部的换向限位开关，接后退吹灰器，确认电动机应倒转，或在返回停止位置前的短时间内，按吹灰器就地启动按钮并操作倒转控制杆，确认能切换为后退。当吹灰器后退到停止位置时，电动机应停转，确认停止位置正确。否则应调整限位开关触点位置，直到达要求为止。

5) 推入离合器，就地启动吹灰器伸进喷管到某一位置时，检查确认吹灰器上的活动撞块、活动销、凸轮能平稳进入叉头，并带动叉头及连杆向前移动。打开进汽阀门，继续前进使叉头转向接近水平位置后，再手动换向限位开关，吹灰器应倒转至叉头处，活动撞块、活动销又平衡进入叉头，带动叉头及连杆反向运动，关闭进汽阀门恢复最初状态。在此同时还应检查确认进汽门开关位置、动作行程符合要求，经反复几次试验至正常。

6) 当上述各项正常时，再次就地启动吹灰器，当喷管伸进达终端规定位置时，应与换向限位开关触点接触，开关动作，检查确认电动机反转，终端位置正确。否则应检查调整换向限位开关触点位置，将吹灰器调好后退回停止位置。

7) 如无异常，再次就地启动吹灰器，检查确认吹灰器全行程运动，正常无异音。单台吹灰器就地调试完毕后，将吹灰器退回停止位置。

(3) 吹灰器无喷射空载试运。

1) 当吹灰器就地调试完毕后，即可转入远控位置，再次远控启动吹灰器，进行吹灰器无喷射空载试运，检查确认远控与就地实际相符、编号正确、指示信号正确无误。

2) 检查远控装置合乎要求，热偶继电器复归，合上电源，控制器复位，确认蒸汽主阀、疏水阀单独操作的动作情况。注意，有的远控应先打开进口蒸汽总门进行暖管，然后关闭疏水阀，才能远控启动吹灰器。

3) 在控制盘单独启动或停止吹灰器时，确认各吹灰器位置、编号、信号灯指示正确，运转正常。检查测量电动机电流、温度，并连续运转几次。

4) 按上述各项，逐台调试完所有吹灰器。

(4) 吹灰器无喷射空载程控自动试运。

1) 检查吹灰器程控自动逻辑回路或程序，各时间继电器、定时器、热偶保护定值应正确并复位，合上电源，控制器复位，将自动、手动切换开关置于自动位置，吹灰器设备用开关全部切换到自动位置。

2) 按程控自动启动按钮，使各吹灰器程控自动启动，检查确认启动程序正确，首先打

开进口蒸汽总门、疏水阀进行暖管，达手操规定疏水温度值，关闭疏水阀后，按规定顺序启动、停止各台吹灰器，检查各指示灯、吹灰器启停次序、启停动作吹灰时间、电动机电流、吹灰器运行工况等应正常。确认程控自动运行正常后，将某几台吹灰器开关置于停止位置，其余吹灰器开关仍放自动位置，如按上法程控自动启动按钮进行启动，检查这几台吹灰器是否动作。

3) 吹灰器全部动作并确认正常，停止后对各设备的密封填料再紧固一次。

(5) 吹灰器连锁试验。按手动远控启动运转程序，投入吹灰器，进行下列连锁试验：

1) 紧急退出按钮试验。当吹灰器在运转伸进过程中按紧急退出按钮，检查确认吹灰器退出，指示灯亮。

2) 时间超限试验。当启动吹灰器后，吹灰时间超过用定时器或时间继电器规定的时间整定值约 1min 时，检查确认吹灰器改为退出，指示灯亮，试验后定时器或时间继电器恢复原来的设定值。

3) 无喷射连锁试验。启动吹灰器后，确认在规定的吹灰时间内，吹灰器已改变为退出，无喷射指示灯亮，试验后复归，定时器（时间继电器）再次拆下。

4) 电动机过负荷连锁试验。启动吹灰器，在伸进过程中使电动机过负荷信号动作，确认吹灰器改为退出，过负荷信号灯亮，试验后恢复正常状态。

(6) 吹灰蒸汽管路吹洗。为清除吹灰蒸汽管路内的脏物杂质，以免脏物杂质带入吹灰器内，造成阀门卡涩泄漏、损坏密封面、堵塞喷嘴等，吹灰器使用前必须吹洗干净。一般使用锅炉自身吹灰汽源或启动汽源进行吹洗，吹洗时锅炉汽包压力约为 2.94MPa，每次吹洗时间为 3~5min，吹洗 3~5 次，先吹洗吹灰主管路，一次吹洗 1~2 根（视系统而定），然后吹洗去吹灰器支管。冲洗前将各吹灰器节流孔板法兰松开，放入堵板，以便进行逐支吹洗，吹灰管内脏物即可由浮放着的堵板处排出。吹灰主管吹洗可以先不装下部疏水器、电动疏水阀，或者打开疏水阀，由此排出蒸汽、杂物。

(7) 吹灰器单台吹灰喷射试验、喷射压力的调整和测定。首先进行吹灰管上吹灰压力调节阀调整，控制吹灰母管压力在设计值，一般吹灰母管压力控制在 2.94~3.43MPa。吹灰器喷射压力调整和测定是卸下吹灰进汽阀端部侧面处的螺丝堵，装上压力表，按规定步骤，就地逐台启动吹灰器进行喷射试验，观测母管和吹灰器压力。当吹灰器压力不符合设计要求时，可以通过调节吹灰器进汽阀门处的调节盘改善，先松开销塞，用螺丝刀逆时针方向拨动调节盘可以升高压力，反之，顺时针方向拨动调节盘可以降低压力。或者通过改变吹灰器入口的节流孔板或喷嘴直径进行吹灰器压力调整，改变母管压力在某些情况下也可以。吹灰节流孔板或喷嘴直径的计算式为

$$d_2 = \sqrt{\frac{d_1^2 p_2}{p_1}} \quad (3-39)$$

式中 d_1 ——原设计喷嘴节流孔直径，m；

d_2 ——要求的喷嘴节流孔直径，m；

p_1 ——测得的实际吹灰压力，MPa；

p_2 ——所需的吹灰压力，MPa。

(8) 程控自动吹灰试验。当上述各项试验调整完毕一切正常后，即可按锅炉需要进行程

控自动吹灰试验,按程控自动启动按钮启动吹灰器。除检查确认吹灰器实际动作程序、吹灰时间、母管压力、吹灰压力外,还应观测吹灰前、后锅炉各部烟温、汽温、烟压、喷水量变化及幅度,检查受热面管表面污染积灰情况,判定吹灰效果。

3. 吹灰器调试中常见缺陷、故障及处理

(1) 内管拉毛,试运时应在内管表面涂刷或喷涂石墨油脂,使密封圈内、圈表面形成一层石墨油膜,避免内管拉毛。

(2) 内管和填料室的转动密封损坏,热态时泄漏,可适当紧压盖螺丝,必要时可更换密封圈。

(3) 外管法兰泄漏,更换衬垫,可用2~3块沿厚度方向斜剖的石棉橡胶衬垫代替整圈衬垫,安装时应注意剖缝应相互错开。这样可以不拆外管,只需松开法兰螺丝即可更换衬垫。

(4) 阀瓣密封漏,应研磨阀瓣球面,试压后装上。

(5) 电器失灵,吹灰器卡在烟道内,首先应切断就地电源开关,降低吹灰器阀前压力,但应注意压力不得降低过多。为确保吹灰枪冷却,应将跑车上的切换手柄按到手动位置,迅速摇动手轮,将吹灰枪退出烟道。为预防电源箱两相接触,应定期检查、清洗行程开关。

(6) 吹灰器喷嘴易烧坏,有的吹灰器喷嘴距水冷壁中心线只80mm,距离太近,火焰冲刷和辐射加热,会使吹灰器喷嘴很快烧坏。可加大后缩行程,由原80mm增至200mm,对喷嘴进行保护。

(7) 改进吹灰器传动方式,由皮带传动改为链条传动,并加力矩保护。原设计采用皮带带动,优点是易滑动不会烧坏电动机,但现场环境温度高,皮带容易伸长、变形、打滑。当吹灰枪管后退时,汽源对其封头推力约为3920~5880N,滑动杆生锈、密封盘根过紧等都使皮带过负荷而打滑,喷嘴不能缩回孔内。当汽门未关闭时,蒸汽继续喷出,正对吹灰或附近的管子连续吹刷,加快磨损,发生爆管事故。因此,改为链条传动比较可靠,但必须加力矩保护和时间继电器保护,避免卡涩时烧坏电动机,同时为实现程控创造条件。

(8) 因吹灰枪管缩回墙孔后,还会受到烟气辐射加热,所以应加装吹灰器喷嘴冷却风门。为保护枪管不致过热烧坏,可加装特制的空气阀芯,吹灰时汽门打开,蒸汽推动阀芯、弹簧压缩、空气门关闭,灰吹完后,汽门关闭,空气门自动打开,借助负压,外界空气通过风门,经枪管进入炉膛,对枪管进行冷却,这样虽会增加少量漏风但对枪管的保护有一定效果。

(9) 支架沿动杆生锈、吹灰器汽门控制机械摆动快、不易调整等,应从制造、设计上注意改进工艺,提高焊接质量,选择合适的枪管材料、填料及行程开关,改进控制机构,提高汽门严密性和吹灰器的安全可靠。

第四章 锅炉性能验收试验

第一节 试验目的与组织分工

新锅炉机组调试通过 72 + 24h 或 168h 试运移交试生产后,按照有关规定要求,必须进行机组性能验收试验,以考核锅炉各项技术经济指标是否达到合同、制造厂所提供的各项性能保证指标和有关规定要求。

- (1) 性能验收试验的地点为需方现场。
- (2) 性能验收试验的时间由需方和供方双方共同商定。
- (3) 性能验收试验由需方主持,供方参加。
- (4) 试验方案(大纲)由需方委托的有资质的第三方提供。
- (5) 性能验收试验所需的测点由供方提供。
- (6) 性能验收试验报告由需方委托的有资质的第三方为主编写,供方参加。

第二节 试验依据

- (1) GB 10184—1988《电站锅炉性能试验规程》或商务合同规定的其他标准;
- (2) 《火电机组启动验收性能试验导则》;
- (3) 《火力发电厂基本建设工程启动及竣工验收规程(1996版)》;
- (4) GB 8174—1987《设备及管道保温效果的测试与评价》;
- (5) 有关商务合同、机组制造厂、设计院的技术资料。

第三节 试验项目

- (1) 锅炉额定出力特性试验;
- (2) 锅炉最大出力试验;
- (3) 锅炉负荷特性试验(测热效率);
- (4) 锅炉断油最低出力试验;
- (5) 机组设备及管道保温效果的测试(即散热测试);
- (6) 锅炉汽水品质测定;
- (7) 空气预热器漏风测定;
- (8) 锅炉启、停特性试验;
- (9) 变动工况试验;
- (10) 汽水及烟风系统阻力测定;
- (11) 过热器、再热器热偏差试验;

(12) 烟气 SO_2 、 NO_x 排放值测定。

第四节 测点布置和主要测量项目

1. 测点布置 (见图 4-1)

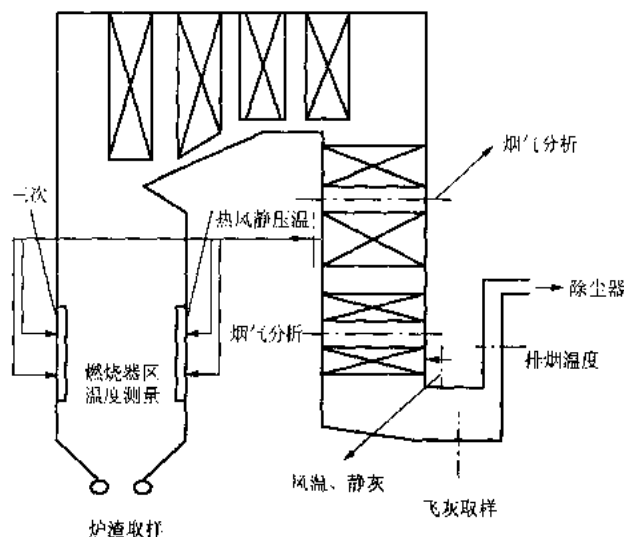


图 4-1 锅炉性能试验测点布置

2. 主要测量项目

- (1) 空气预热器出/入口烟气分析;
- (2) 空气预热器出/入口烟气侧负压、温度测量;
- (3) 飞灰取样分析可燃物;
- (4) 炉渣取样分析可燃物;
- (5) 入炉煤取样及工业分析;
- (6) 煤粉取样及细度 (R_{90}) 分析;
- (7) 空气预热器出/入口空气侧风压及风温, 送风机入口空气温度;
- (8) 锅炉给水、汽包、过热器出口等的压力、温度;
- (9) 再热器出/入口的压力、温度;
- (10) 过热汽、再热汽的减温水流量;
- (11) 锅炉汽、水品质分析;
- (12) 锅炉及其管道保温外壁温度、环境温度、风速的测量;
- (13) 炉膛温度测量;
- (14) 锅炉及主要辅机运行参数记录。

第五节 性能试验条件

- (1) 与试验有关的表计经过校验指示准确。如: 锅炉给水、主汽流量、汽包压力、过热

器进/出口压力、温度，再热器进/出口压力、温度，锅炉给水压力、温度，送风机出口温度、风量，锅炉出口氧量计，空气预热器出/入口空气侧温度、风压，空气预热器出/入口烟气侧温度、负压，过热器、再热器管壁温度，送风机、引风机、磨煤机、排粉机、给煤机的电流表等表计。

(2) 各给粉机转速经过校验准确，误差小于5%。

(3) 锅炉经过制粉系统调整试验、燃烧调整试验，燃烧煤质稳定，煤粉细度合格。

(4) 锅炉负荷变化范围（此为一个例子，具体请结合实际并查相关标准确定）：

蒸发量：±3%规定值

蒸汽压力：±2%规定值且不超过最高允许工作压力

蒸汽温度：+5 ~ -10℃

(5) 根据需要，试验前1h完成受热面吹灰工作和系统排污，试验期间锅炉不吹灰、不打焦、不排污、不改变制粉系统运行方式；

(6) 试验前锅炉运行持续时间应大于72h，每个工况试验维持时间应大于2~4h。

第六节 试验方法

(1) 原煤取样于试验前4h在给煤机处取样，经过缩分后送化学进行工业分析，煤粉取样于试验前4h在细粉分离器下取样进行细度分析，炉渣取样在捞渣机上在试验进行中取样缩分后送化学进行可燃物分析，飞灰取样在炉后用安装的撞击式飞灰取样器取样。

(2) 汽、水取样，每40min取样一次，做汽、水品质分析。

(3) 炉膛温度测量在锅炉的观火孔进行。

(4) 在锅炉额定负荷下，在空气预热器出口烟道按等截面原则，用网格法测量测点端面的速度场、氧量及温度场，确定出氧量及温度场的代表点。

(5) 锅炉热效率计算及修正依据GB 10184—1988《电站锅炉性能试验规程》进行（或商务合同规定的其他标准），热损失项目如下：

1) 排烟热损失 q_2 ；

2) 可燃气体未完全燃烧热损失 q_3 ；

3) 固体未完全燃烧热损失 q_4 ；

4) 散热损失 q_5 ；

5) 灰渣物理热损失 q_6 ；

6) 锅炉效率： $\eta = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6)$ ；

7) 锅炉灰渣平衡比率：飞灰90%，炉渣10%（根据炉型或为其他值）。

(6) 锅炉输入热量可仅考虑燃煤低位发热量。

(7) 锅炉效率修正考虑送风、给水温度修正。

(8) 过热蒸汽、再热蒸汽流量在计算中采用汽轮机侧试验数据。

(9) 空气预热器烟气和空气侧阻力按式(4-1)计算

$$\Delta p = (p'_d - p''_d) + (p'_j - p''_j) - \rho_k (Y' - Y'')g + (Y'\rho' - Y''\rho'')g \quad (4-1)$$

忽略气体介质动压差可得简化公式(4-2)，即

$$\Delta p = (p'_{i1} - p''_{i1}) - \rho_k(Y' - Y'')g + (Y'\rho' - Y''\rho'')g \quad (4-2)$$

式中 p'_{i1} 、 p''_{i1} ——进、出口气体动压；
 p'_{j1} 、 p''_{j1} ——进、出口气体静压；
 ρ' 、 ρ'' ——进、出口气体介质密度；
 Y' 、 Y'' ——进、出口测量断面标高；
 ρ_k ——测点周围空气密度；
 g ——重力加速度。

(10) 机组散热测试依据 GB 8174—1987《设备及管道保温效果的测试与评价》进行。

机组设备外壁按合同要求的保温材料保温，规程规定在机组出力大于 90% 额定电负荷，天气无雨、无雪、环境风速小于 0.5m/s 时进行测试，当环境温度为 25℃ 时，保温后的外壁温度不超过 50℃（或商务合同规定的其他更低的数值）。

第七节 试验结果及分析

一、锅炉额定出力试验

根据《火电机组启动验收性能试验导则》要求，锅炉额定出力试验在汽轮机正常运行、汽轮机高背压运行和汽轮机停高加运行三种工况下进行。

(一) 机组正常运行时锅炉额定出力试验

机组达到额定电负荷，对锅炉进行全面测量，同时记录锅炉运行参数和主要辅机运行数据。根据要求进行两个工况的平行试验。

1. 记录锅炉主要运行参数（以一台 125MW 机组为例，见表 4-1）

表 4-1 锅炉运行性能参数

项 目	单 位	工况 3	工况 4	综合参数	设计参数
机组负荷	MW	125.0	125.0	125.0	125.0
主汽流量	t/h	388.0	386.0	387.0	383.0
主汽压力	MPa	13.50	13.53	13.52	13.70
主汽温度	℃	538.0	538.0	538.0	540.0
再热器入口汽压	MPa	2.44	2.43	2.44	2.40
再热器入口汽温	℃	317.0	315.0	316.0	316.0
再热器出口汽压	MPa	2.39	2.38	2.39	2.25
再热器出口汽温	℃	539.0	538.0	539.0	540.0
给水压力	MPa	14.80	14.80	14.80	15.50
给水温度	℃	244.0	244.0	244.0	240.0

锅炉额定负荷正常工况运行主汽流量 387.0t/h 和设计值 383.0t/h 的偏差值小于 3%；主汽压力 13.52MPa、再热器进口压力 2.44MPa 和设计值 13.70MPa、2.40MPa 的偏差值小于 2%；主、再热汽温度 538.0℃ 和设计值 540℃ 的偏差值小于 +5℃；给水温度 244℃ 和设计值 240℃ 的偏差值小于 +5℃；给水压力 14.80MPa 比设计值低，但能满足锅炉减温水、主汽压

和蒸发量要求。锅炉主要各项参数达到设计要求，满足机组出力需要。

2. 记录主要受热面各点壁温（见表 4-2）

表 4-2 过热器、再热器各点壁温 (°C)

位置	前屏过热器	后屏过热器	对流过热器	高温再热器
允许值	580	580	580	600
1	~ 365.0	~ 419.0	482.0 ~ 493.0	524.0 ~ 526.0
2	385.0 ~ 386.0	413.0 ~ 418.0	482.0 ~ 492.0	533.0 ~ 538.0
3	381.0 ~ 382.0	424.0 ~ 430.0	505.0 ~ 506.0	534.0 ~ 536.0
4	~ 373.0	431.0 ~ 437.0	538.0 ~ 540.0	531.0 ~ 541.0
5	380.0 ~ 381.0	~ 510.0	540.0 ~ 542.0	
6	361.0 ~ 363.0	489.0 ~ 490.0	545.0 ~ 547.0	
7		478.0 ~ 479.0	530.0 ~ 542.0	
8		446.0 ~ 448.0	517.0 ~ 524.0	

表中过热器、高温再热器未发现壁温超限。

3. 记录汽、水品质（见表 4-3）

表 4-3 锅炉汽、水品质

项 目	锅 水		饱和汽		过热汽		再热汽	
	pH	SiO ₂	SiO ₂	Na ⁺	SiO ₂	Na ⁺	SiO ₂	Na ⁺
单 位		mg/l	μg/l		μg/l		μg/l	
允许值		SiO ₂ ≤ 0.45	SiO ₂ ≤ 20		Na ⁺ ≤ 10			
工况 3 测量值	9.18	0.339	1.8	3.2	1.8	3.8	3.2	3.5
工况 4 测量值	9.30	0.373	5.5	4.5	3.0	3.8	12.9	5.0

从上述结果可知，工况 4 的测量值均比工况 3 的测量值大，它是由于机炉联合做试验，汽轮机侧要测量给水、主汽、再热汽流量，而锅炉不得进行加药、排污工作所致。两个工况的汽、水品质均合格。

4. 锅炉热效率试验

燃煤特性及可燃物分析包括：

水分 M_w ：9.0% ~ 10.5%

灰分 A_w ：29.80% ~ 31.74%

挥发分 V_{daf} ：11.84% ~ 11.88%

低位发热量 $Q_{ar,net}$ ：18784.0 ~ 19734.0 kJ/kg

煤粉细度 R_{90} ：8.8%

飞灰可燃物：6.81% ~ 7.71%

炉渣可燃物：4.43% ~ 5.91%

锅炉额定负荷正常工况运行，试验煤质基本稳定，但和设计煤种偏差较大；灰分接近校核煤种的灰分，其他指标和校核煤种相差较大，煤粉细度 R_{90} 满足设计要求小于等于 10%。

表 4-4 锅炉各项热损失及效率计算

项 目	单 位	工况 3	工况 4	设计值
排烟热损失 q_2	%	6.3466	6.5874	6.678
气体未完全燃烧热损失 q_3	%	0.0	0.0	0.0
固体未完全燃烧热损失 q_4	%	4.5490	3.6696	3.500
散热损失 q_5	%	0.3897	0.3917	0.383
灰渣物理热损失 q_6	%	0.3051	0.2742	—
锅炉效率 η	%	88.41	89.08	89.44
修正后排烟热损失 q_2	%	6.6130	6.6830	—
修正后锅炉效率 η	%	88.14	88.80	—
修正后锅炉效率平均值 η	%	88.47		

由表 4-4 可知, 实测锅炉效率达到了技术协议书的保证值 88.0%, 比厂家说明书的设计值 89.44% 低。厂家热力计算书的设计效率计算中没有考虑 q_6 的影响; 由于试验煤质较差, 虽经燃烧调整试验, 但 q_4 较设计值略偏高; 排烟处的过量空气系数较设计值小些, 但排烟温度高于设计值, 使得 q_2 较设计值稍大。以后的实际运行中, 若煤质变化不大, 可再加大送风量, 使排烟处的过量空气系数达到或高于设计值, q_4 会降低些, 但 q_2 将增加, 锅炉效率变化可能不会太大。

5. 进行空气预热器性能考核

在空气预热器的进、出口同时测量空侧温度、静压及烟侧温度、静压、含氧量, 计算得到空气预热器的阻力、漏风系数和漏风率。

表 4-5 空气预热器性能参数

项 目	单 位	工 况 3	工 况 4	综合评价	
机组负荷	MW	125.0	125.0	125.0	
锅炉蒸发量	t/h	388.0	386.0	387.0	
当地大气压	kPa	975.0	975.0	975.0	
环境温度	℃	32.0	32.0	32.0	
Ⅱ级空气预热器入口烟侧	温度	℃	450.6	446.9	448.8
	静压	Pa	-366.91	-367.5	-367.21
	氧量	%	4.48	4.73	4.61
Ⅰ级空气预热器入口烟侧	温度	℃	318.0	319.0	318.5
	静压	Pa	-704.42	-735.00	-719.71
	氧量	%	5.00	5.25	5.13
Ⅰ级空气预热器出口烟侧	温度	℃	160.9	161.8	161.4
	静压	Pa	-1146.60	-1149.10	-1147.85
	氧量	%	5.20	5.56	5.38

续表

项 目	单 位	工 况 3	工 况 4	综合评价	
Ⅱ级空气预热器出口空侧	温度	℃	395.0	399.0	397.0
	静压	Pa	3160.50	3175.20	3167.85
Ⅰ级空气预热器入口空侧	温度	℃	40.0	41.0	40.5
	静压	Pa	5071.50	5071.50	5071.50
空气预热器空侧阻力	Pa	2056.75	2042.52	2049.64	
空气预热器烟侧阻力(含主省煤器)	Pa	659.45	662.13	660.79	
Ⅰ级空气预热器烟侧阻力	Pa	413.29	385.27	399.28	
空气预热器漏风系数(含主省煤器)		0.0579	0.0694	0.0636	
空气预热器漏风率(含主省煤器)	%	4.10	4.84	4.47	
Ⅰ级空气预热器漏风系数		0.0166	0.0268	0.0217	
Ⅰ级空气预热器漏风率	%	1.14	1.81	1.47	

由表 4-5 可知, 锅炉额定负荷正常工况运行, 空气预热器(含主省煤器)烟侧阻力 660.79Pa, 较设计值 685.91Pa 稍小; 空侧阻力 2049.64Pa, 较设计值 1694.30Pa 大(设计计算中未进行气压修正, 未考虑余量); 空气预热器(含主省煤器)的漏风系数 0.0636 小于设计值 0.13, 漏风率(含主省煤器) 4.47%。以上各项参数表明, 锅炉空气预热器性能指标达到设计要求。

6. NO_x 排放量考核

表 4-6 NO_x 排放量测试

项 目	单 位	工 况 3	工 况 4	综合评价
机组负荷	MW	125.0	125.0	125.0
锅炉蒸发量	t/h	388.0	386.0	387.0
排烟过量空气系数		1.3291	1.3601	1.3446
排烟处 NO _x 排放量	× 10 ⁻⁶	317.0	325.0	321.00
排烟处 SO ₂ 排放量	× 10 ⁻⁶	28.50	29.43	28.97
换算后 NO _x 排放量	mg/m ³	616.94	645.27	631.11

由表 4-6 可知, 锅炉额定负荷正常工况运行, 燃用试验煤种 SO₂ 排放量为 28.97 × 10⁻⁶, NO_x 排放量为 321.00 × 10⁻⁶, 依照 GB 13223—1996《火电厂大气污染排放标准》换算后的 NO_x 排放量为 631.11mg/m³, 小于标准规定的 650mg/m³ (锅炉蒸发量大于等于 1000t/h 时, 氮氧化物最高允许排放浓度为 650mg/m³; 锅炉蒸发量小于等于 1000t/h 时, 氮氧化物排放浓度暂不做要求, 可参考蒸发量大于等于 1000t/h 的锅炉标准)。锅炉氮氧化物排放浓度符合排放标准。

(二) 机组高背压运行时锅炉额定出力试验

在机组自动控制系统投入情况下, 汽轮机低缸排汽处于高背压状态, 维持机组在负荷 125MW 运行, 保证锅炉主汽压力、温度在额定值, 检验锅炉机组的运行适应能力, 对锅炉

进行全面的测量,同时记录锅炉运行参数和主要辅机运行数据,试验序号为工况2。锅炉主要运行参数为:

机组负荷:125.8MW

主蒸汽压力:13.50MPa

主蒸汽温度:541.0℃

主蒸汽流量:397.8t/h

再热器进/出口汽压:2.55/2.46MPa

再热器进/出口汽温:321.0/539.0℃

给水压力:14.80MPa

给水温度:246.0℃

汽轮机高背压运行,锅炉蒸发量比正常运行工况增加了10.8t/h,锅炉运行稳定,各主要运行参数能满足机组出力需要。

1. 主要受热面各点壁温(见表4-7)

表4-7 过热器、再热器各点壁温 (℃)

位 置	前屏过热器	后屏过热器	对流过热器	高温再热器
允许值	580	580	580	600
1	364.0	421.0	490.0	531.0
2	386.0	418.0	492.0	535.0
3	383.0	430.0	511.0	531.0
4	373.0	436.0	535.0	532.0
5	380.0	503.0	536.0	
6	361.0	482.0	530.0	
7		471.0	535.0	
8		440.0	520.0	

表中过热器、高温再热器未发现壁温超限。

2. 汽、水品质(见表4-8)

表4-8 锅炉汽、水品质

项 目	锅 水		饱 和 汽	过 热 汽	再 热 汽
符 号	pH	SiO ₂	SiO ₂	SiO ₂	SiO ₂
单 位		mg/l	μg/l	μg/l	μg/l
允 许 值		SiO ₂ ≤ 0.45	SiO ₂ ≤ 20		
工况2测量值	9.43	0.698	4.8	2.0	3.0

汽轮机高背压运行(工况2),机侧要测量给水、主汽、再热汽流量,锅炉不得进行加药、排污工作。过热汽、再热汽等蒸汽品质合格,但锅炉锅水的SiO₂含量高于规定值0.45mg/l;试验后锅炉加强加药及排污工作,很快使锅水品质合格。若在正常情况下汽轮机

高背压运行, 锅炉的加药、排污系统正常, 锅炉的汽水品质合格。

3. 锅炉热效率试验

燃煤特性及可燃物分析包括:

水分 M_{ar} : 9.0%

灰分 A_{ar} : 24.98%

挥发分 V_{daf} : 12.11%

低位发热量 $Q_{ar,net}$: 21631.0kJ/kg

煤粉细度 R_{90} : 10.8%

飞灰可燃物: 9.13%

炉渣可燃物: 5.47%

锅炉在汽轮机高背压的条件下额定负荷运行, 试验煤质基本稳定。煤粉细度 R_{90} 为 10.8%, 基本达到设计要求。

表 4-9 锅炉各项热损失及效率计算

项 目	单 位	工 况 2	项 目	单 位	工 况 2
排烟热损失 q_2	%	6.5155	散热损失 q_5	%	0.3801
气体未完全燃烧热损失 q_3	%	0.0	灰渣物理热损失 q_6	%	0.2139
固体未完全燃烧热损失 q_4	%	3.7473	锅炉效率 η	%	89.1432

由表 4-9 可知, 实测锅炉效率为 89.14%, 高于技术协议书的保证值 88.0%。

(三) 机组高加停运时锅炉额定出力试验

在机组自动控制系统投入情况下, 停运高加改变锅炉给水温度, 保证机组在负荷 125MW 运行, 维持锅炉出口蒸汽压力、温度在额定值, 检验锅炉机组的运行适应能力, 对锅炉进行全面的测量, 同时记录锅炉运行参数和主要辅机运行数据。锅炉主要运行参数包括:

机组负荷: 120.9MW

主蒸汽压力: 13.20MPa

主蒸汽温度: 537.0℃

主蒸汽流量: 344.8t/h

再热器进/出口汽压: 2.55/2.46MPa

再热器进/出口汽温: 326.0/524.0℃

给水压力: 14.20MPa

给水温度: 161.0℃

汽轮机高加停运后, 锅炉给水温度降为 161.0℃, 汽轮机高缸抽汽停止, 机组额定负荷运行, 需用蒸汽量仅为 344.0t/h, 锅炉蒸发量比正常运行工况减少了 43.0t/h。停运高加后, 再热汽温稍低, 为 524.0℃, 机组负荷最高可达 128.0MW, 锅炉运行稳定, 各主要运行参数能满足机组出力需要。

需要说明的是, 当汽轮机高加停运、锅炉给水温度降低后, 立即将机组负荷降到 100MW 以下, 调整锅炉燃烧, 待工况稳定、汽温、汽压等稳定后, 再慢慢增加燃料量, 使

机组带至满负荷。工况调整中为防止主、再热汽超温，从上层到下层燃烧器的负荷分配也有小到大，上层、中层、下层给粉机转速分别为 290、440、540r/min。

1. 主要受热面各点壁温（见表 4-10）

位 置	前屏过热器	后屏过热器	对流过热器	高温再热器
允许值	580	580	580	600
1	392.0	440.0	507.0	518.0
2	417.0	432.0	507.0	514.0
3	410.0	433.0	518.0	515.0
4	391.0	435.0	540.0	532.0
5	395.0	512.0	523.0	
6	383.0	492.0	526.0	
7		484.0	529.0	
8		469.0	519.0	

表中过热器、高温再热器未发现壁温超限。

2. 汽、水品质（见表 4-11）

项 目	锅 水		饱和汽		过热汽		再热汽	
	pH	SiO ₂	SiO ₂	Na ⁺	SiO ₂	Na ⁺	SiO ₂	Na ⁺
单 位		mg/l	μg/l		μg/l		μg/l	
允 许 值		SiO ₂ ≤ 0.45	SiO ₂ ≤ 20		Na ⁺ ≤ 10			
工况 5 测量值			1.8	6.9	4.3	4.0	2.5	5.2

汽轮机高加停运（工况 5），机侧测量给水、主汽、再热汽流量，锅炉不得进行加药、排污工作。锅炉过热汽、再热汽等蒸汽品质合格，锅水未取样。

3. 锅炉热效率试验

燃煤特性及可燃物分析包括：

水分 M_{ar} ：9.0%

灰分 A_{ar} ：29.80%

挥发分 V_{daf} ：11.84%

低位发热量 $Q_{ar,net}$ ：19734.0kJ/kg

煤粉细度 R_{90} ：8.8%

飞灰可燃物：7.79%

炉渣可燃物：13.81%

锅炉在汽轮机高加停运的条件下额定负荷运行，试验煤质基本稳定。煤粉细度 R_{90} 为 8.8%，达到设计要求。

表 4-12 锅炉各项热损失及效率计算

项 目	单 位	工 况 5	项 目	单 位	工 况 5
排烟热损失 q_2	%	4.9861	散热损失 q_5	%	0.4395
气体未完全燃烧热损失 q_3	%	0.0	灰渣物理热损失 q_6	%	0.2579
固体未完全燃烧热损失 q_4	%	4.6885	锅炉效率 η	%	89.6280

由表 4-12 可知, 实测锅炉效率为 89.63%, 高于技术协议书的保证值 88.0%。试验中为防止汽温过高, 锅炉排烟处的过量空气系数控制较低, 仅 1.25, 锅炉排烟温度较低, 使 q_2 较小, 煤质较设计煤质差, 飞灰可燃物含量较高。同时下层燃烧器负荷较高, 使炉渣可燃物含量增加, q_4 较大, 总体作用使锅炉效率高于设计值。

二、锅炉最大连续出力试验

逐渐增加燃煤量提高锅炉出力, 调整并保持主汽和再热器压力、温度达到额定值。当汽轮机调节阀全开后发现调节级超压, 锅炉仍未达到最大连续出力, 以汽轮机最大进汽量为锅炉最大连续出力的试验工况。关小汽轮机调节阀使调节级不超压时的进汽量为汽轮机最大出力进汽量, 同时以机定炉, 使锅炉达到最大连续出力 (虽然锅炉本身还有余量, 可以给水校正后的主蒸汽流量为准)。保持稳定运行 2h 以上, 对锅炉进行全面测量。锅炉主要运行参数包括:

机组负荷: 129.0MW

主蒸汽压力: 13.50MPa

主蒸汽温度: 538.0℃

主蒸汽流量: 403.0t/h

再热器进/出口汽压: 2.55/2.46MPa

再热器进/出口汽温: 321.0/539.0℃

给水压力: 14.90MPa

给水温度: 146.0℃

锅炉最大连续出力为 403.0t/h, 由于以机定炉, 所以蒸发量比设计 420.0t/h 低。锅炉运行稳定, 炉膛不结焦, 各主要运行参数能达到设计要求。

1. 主要受热面各点壁温 (见表 4-13)

表 4-13 过热器、再热器各点壁温 (℃)

位 置	前屏过热器	后屏过热器	对流过热器	高温再热器
允许值	580	580	580	600
1	373.0	428.0	509.0	524.0
2	393.0	420.0	494.0	532.0
3	388.0	430.0	538.0	541.0
4	375.0	433.0	532.0	540.0
5	383.0	497.0	529.0	
6	370.0	480.0	528.0	
7		471.0	531.0	
8		457.0	515.0	

表中过热器、高温再热器未发现壁温超限。

2. 汽、水品质 (见表 4-14)

表 4-14 锅炉汽、水品质

项 目	锅 水		饱和汽	过热汽	再热汽
符 号	pH	SiO ₂	SiO ₂	SiO ₂	SiO ₂
单 位		ng/l	μg/l	μg/l	μg/l
允 许 值		SiO ₂ ≤ 0.45	SiO ₂ ≤ 20		
工 况 1 测量值	9.44	0.567	8.1	6.4	7.6

以机定炉, 锅炉最大连续出力 (工况 1) 运行, 在机侧测量给水、主汽、再热汽流量, 锅炉不得进行加药、排污工作。锅炉过热汽、再热汽等蒸汽品质合格, 锅水 SiO₂ 含量超标, 试验后加强排污, 锅水品质很快合格。

3. 锅炉热效率试验

燃煤特性及可燃物分析包括:

水分 M_{ar} : 9.0%

灰分 A_{ar} : 24.98%

挥发分 V_{daf} : 12.11%

低位发热量 $Q_{ar,net}$: 21631.0kJ/kg

煤粉细度 R_{90} : 10.8%

飞灰可燃物: 9.745%

炉渣可燃物: 5.22%

锅炉最大连续出力运行, 试验煤质基本稳定。煤粉细度 R_{90} 为 10.8%, 基本达到设计要求。

表 4-15 锅炉各项热损失及效率计算

项 目	单 位	工 况 1	项 目	单 位	工 况 1
排烟热损失 q_2	%	5.9549	散热损失 q_5	%	0.3752
气体未完全燃烧热损失 q_3	%	0.0	灰渣物理热损失 q_6	%	0.2083
固体未完全燃烧热损失 q_4	%	3.9993	锅炉效率 η	%	89.4623

由表 4-15 可知, 实测锅炉效率为 89.46%, 高于技术协议书的保证值 88.0%, 也高于热力计算书中的效率值 89.46%。试验中锅炉排烟处的过量空气系数为 1.27, 使 q_4 较小, q_2 稍大, 总体作用使锅炉效率高于设计值。

三、锅炉负荷特性试验

机组电负荷分别在 112.5MW、100MW、87.5MW 三个工况下运行, 维持锅炉出口蒸汽压力、温度在额定值, 对锅炉进行全面测量。锅炉主要运行参数见表 4-16。

表 4-16 锅炉变负荷运行性能参数

项 目	单 位	T.况 3、4	T.况 6	T.况 7	T.况 8
机组负荷	MW	125.0	114.25	99.7	87.0
主汽流量	t/h	387.0	356.0	305.0	263.0
主汽压力	MPa	13.52	13.40	13.43	13.13
主汽温度	℃	538.0	538.0	539.0	539.0
再热器入口汽压	MPa	2.44	2.25	1.95	1.70
再热器入口汽温	℃	316.0	312.0	305.0	301.0
再热器出口汽压	MPa	2.39	2.18	1.90	1.66
再热器出口汽温	℃	539.0	537.0	536.0	532.0
给水压力	MPa	14.80	14.60	14.30	13.75
给水温度	℃	244.0	239.0	233.0	226.0

锅炉负荷在 70% ~ 100% 变化, 主汽压力为 13.13 ~ 13.52MPa, 汽温为 538.0 ~ 539.0℃, 再热汽温为 532.0 ~ 539.0℃, 达到设计要求; 锅炉设计说明书中当锅炉在 70% 负荷运行时, 再热汽温要降低约 30.0℃, 而实际试验中为 532.0℃, 仅比设计值偏低 8.0℃。锅炉在 70% ~ 100% 负荷运行时, 汽温、汽压等各参数均能达到设计要求, 满足机组出力需要。主要受热面各点壁温见表 4-17。

表 4-17 过热器、再热器各点壁温 (℃)

位 置	前屏过热器	后屏过热器	对流过热器	高温再热器
允许值	580	580	580	600
1	~ 365.0	~ 419.0	482.0 ~ 493.0	524.0 ~ 526.0
2	385.0 ~ 386.0	413.0 ~ 418.0	482.0 ~ 492.0	533.0 ~ 538.0
3	381.0 ~ 382.0	424.0 ~ 430.0	505.0 ~ 506.0	534.0 ~ 536.0
4	~ 373.0	431.0 ~ 437.0	538.0 ~ 540.0	531.0 ~ 541.0
5	380.0 ~ 381.0	~ 510.0	540.0 ~ 542.0	
6	361.0 ~ 363.0	489.0 ~ 490.0	545.0 ~ 547.0	
7		478.0 ~ 479.0	530.0 ~ 542.0	
8		446.0 ~ 448.0	517.0 ~ 524.0	

表中过热器、高温再热器未发现壁温超限。

四、锅炉断油最低出力试验

(1) 锅炉燃用设计煤种或接近设计煤种, 并保持煤质稳定。

(2) 试验时燃烧器至少保持相邻两层投入运行, 锅炉负荷每降 20t/h, 稳定 20min, 降低至接近制造厂设计的 60% (锅炉负荷 252t/h, 机组负荷 75MW) 锅炉负荷, 即不投油最低出力时, 锅炉负荷每降 10t/h, 观察 10 ~ 20min, 直到锅炉负荷达到 252t/h。

(3) 降负荷过程中维持炉膛负压波动不大, 燃烧稳定, 不打闪, 火检正常。

(4) 锅炉负荷降至 252t/h 后, 连续运行时间应大于 2h, 对锅炉进行全面测量, 并把项目记录到有关表格。

五、机组散热测试

- (1) 在机组出力大于90%额定电负荷,天气无雨、无雪、环境风速小于0.5m/s时进行;
- (2) 对保温结构的表面温度测量采用红外辐射温度计法;
- (3) 在汽轮机的高、中、低压缸、主蒸汽管道、再热蒸汽管道、给水管道、抽汽管道和锅炉炉墙、炉顶部、汽包、燃烧器区域、锅炉的烟风道等处每处至少5点(包括管道弯头、炉墙拐角等部位)进行保温结构的表面温度、环境温度及风速的测量,记录项目见表。

六、锅炉启、停特性试验

在机组启、停过程中进行锅炉冷态、温态和热态启、停特性试验,记录其相应数据。

七、变动工况试验

在机组运行过程中分别在定压和滑压工况下进行锅炉负荷连续变化率测试,记录并计算其每分钟的负荷变化率。

八、汽水及烟风系统阻力测定

在机组进行额定负荷试验过程中可以同时进行汽水及烟风系统阻力测定。

九、过热器、再热器热偏差试验

在机组进行负荷特性试验过程中,可以同时进行过热器、再热器热偏差试验数据记录。

十、烟气 SO₂、NO_x 排放值测定

在机组进行额定负荷试验过程中可以同时进行烟气 SO₂、NO_x 排放值测定。

附表1 试验数据汇总表 工况1(最大连续出力)

项 目	单 位	数据来源	数据(甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据(甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	129.0	一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	238.0/239.0
给水压力	MPa	表盘	14.90	一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-180.0/-185.0
给水流量	t/h	表盘	407.0	一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-470.0/-415.0
给水温度	℃	表盘	246.0	排烟温度	℃	表盘	152.0/158.0
汽包压力	MPa	表盘	14.60	一级 ARH 入口风温	℃	表盘	42.0/39.0
主汽流量	t/h	表盘	403.0	一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	5017.0/5164.0
主汽压力	MPa	表盘	13.50	二级 ARH 出口风温	℃	表盘	397.0/394.0
主汽温度	℃	表盘	538.0	二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3167.0/2785.0
再热汽入口压力	MPa	表盘	2.55	一次风箱总风压	Pa	表盘	2927.0/2959.0
再热汽出口压力	MPa	表盘	2.46	二次风箱总风压	Pa	表盘	595.0/626.0
再热汽入口温度	℃	表盘	321.0	二次总风门开度	%	表盘	31/91
再热汽出口温度	℃	表盘	539.0	一层二次风门开度	%	表盘	50
主 I/II 减温水	t/h	表盘	6.0/2.0	三层二次风门开度	%	表盘	60
再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0	五层二次风门开度	%	表盘	50
甲/乙烟气挡板	%	表盘	0.0/0.0	八层二次风门开度	%	表盘	60
炉膛负压	Pa	表盘	-40.0	上层给粉机转速	r/min	表盘	420
锅炉出口氧量	%	表盘	3.2/3.6	中层给粉机转速	r/min	表盘	400
二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	327.0/288.0	下层给粉机转速	r/min	表盘	383
二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-110.0/-105.0	送风机电流	A	表盘	57.0/56.0

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
引风机电流	A	表盘	55.0/61.0	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	21631.0
排粉机电流	A	表盘	36.7/	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	10.8
磨煤机电流	A	表盘	81.0/	飞灰可燃物	%	取样分析	9.86/9.63
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	1300.0/	炉渣可燃物	%	取样分析	5.22
制粉系统负压	Pa	表盘	-5500.0/	热损失 q_2	%	计算	
大气压力	kPa	实测	976.0	热损失 q_3	%	计算	
送风温度	℃	实测	30.0	热损失 q_4	%	计算	
排烟温度	℃	实测	155.17	热损失 q_5	%	计算	
排烟氧量	%	实测	4.49	热损失 q_6	%	计算	
燃煤水分 M_w	%	取样分析	9.0	热效率 η	%	计算	
燃煤 A_{ar}	%	取样分析	24.98	送风修正排烟温度	℃	计算	
燃煤 V_{daf}	%	取样分析	12.11	修正 q_2	%	计算	
燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	54.99	修正 η	%	计算	

注 ARH 指空气预热器, 下同。

附表 2

试验数据汇总表

工况 2 (汽轮机高背压额定工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	125.8	二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	324.0/283.0
给水压力	MPa	表盘	14.80	二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-112.0/-107.0
给水流量	t/h	表盘	405.0	一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	241.0/239.0
给水温度	℃	表盘	246.0	一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-186.0/-198.0
汽包压力	MPa	表盘	14.52	一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-500.0/-430.0
主汽流量	t/h	表盘	397.8	排烟温度	℃	表盘	157.0/161.0
主汽压力	MPa	表盘	13.50	一级 ARH 入口风温	℃	表盘	40.0/37.0
主汽温度	℃	表盘	541.0	一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	5100.0/5180.0
再热汽入口压力	MPa	表盘	2.55	二级 ARH 出口风温	℃	表盘	404.0/400.0
再热汽出口压力	MPa	表盘	2.46	二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3030.0/2754.0
再热汽入口温度	℃	表盘	321.0	一次风箱总风压	Pa	表盘	2872.0/2832.0
再热汽出口温度	℃	表盘	539.0	二次风箱总风压	Pa	表盘	611.0/658.0
主 I/II 减温水	t/h	表盘	6.0/2.5	二次总风门开度	%	表盘	65/79
再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0	一层二次风门开度	%	表盘	60
甲/乙烟气挡板	%	表盘	50/	三层二次风门开度	%	表盘	60
炉膛负压	Pa	表盘	-50.0	五层二次风门开度	%	表盘	50
锅炉出口氧量	%	表盘	3.6/3.8	八层二次风门开度	%	表盘	50

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
上层给粉机转速	r/min	表盘	370	燃煤 V_{daf}	%	取样分析	12.11
中层给粉机转速	r/min	表盘	380	燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	54.99
下层给粉机转速	r/min	表盘	380	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	21631.0
送风机电流	A	表盘	60.0/56.0	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	10.8
引风机电流	A	表盘	58.0/61.0	飞灰可燃物	%	取样分析	9.13/10.42
排粉机电流	A	表盘	38.8/37.9	炉渣可燃物	%	取样分析	5.47
磨煤机电流	A	表盘	79.7/82.0	热损失 q_2	%	计算	
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	-1400.0/-1560.0	热损失 q_3	%	计算	
制粉系统负压	Pa	表盘	-3870.0/-3500.0	热损失 q_4	%	计算	
大气压力	kPa	实测	976.0	热损失 q_5	%	计算	
送风温度	℃	实测	30.0	热损失 q_6	%	计算	
排烟温度	℃	实测	161.3	热效率 η	%	计算	
排烟氧量	%	实测	5.19	送风修正排烟温度	℃	计算	
水分 M_{ar}	%	取样分析	9.0	修正 q_2	%	计算	
燃煤 A_{ar}	%	取样分析	24.98	修正 η	%	计算	

注 ARH 指空气预热器,下同。

附表 3

试验数据汇总表

工况 3 (正常额定工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	125.0	锅炉出口氧量	%	表盘	3.6/4.5
给水压力	MPa	表盘	14.80	二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	325.0/285.0
给水流量	t/h	表盘	380.0	二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-95.0/-97.0
给水温度	℃	表盘	244.0	一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	238.0/239.0
汽包压力	MPa	表盘	14.50	一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-180.0/-175.0
主汽流量	t/h	表盘	388.0	一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-470.0/-400.0
主汽压力	MPa	表盘	13.50	排烟温度	℃	表盘	153.0/160.0
主汽温度	℃	表盘	538.0	一级 ARH 入口风温	℃	表盘	40.0/39.0
再热汽入口压力	MPa	表盘	2.44	一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	5120.0/5200.0
再热汽出口压力	MPa	表盘	2.39	二级 ARH 出口风温	℃	表盘	395.0/415.0
再热汽入口温度	℃	表盘	317.0	二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3100.0/2850.0
再热汽出口温度	℃	表盘	539.0	一次风箱总风压	Pa	表盘	2900.0/2930.0
主 I/II 减温水	t/h	表盘	6.6/3.6	二次风箱总风压	Pa	表盘	720.0/660.0
再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0	二次总风门开度	%	表盘	70/75
甲/乙烟气挡板	%	表盘	75/75	一层二次风门开度	%	表盘	55
炉膛负压	Pa	表盘	-45.0	三层二次风门开度	%	表盘	55

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
五层二次风门开度	%	表盘	50	一级 ARH 入口氧量	%	实测	5.00
八层二次风门开度	%	表盘	80	一级 ARH 入口负压	Pa	实测	-704.42
上层给粉机转速	r/min	表盘	365	一级 ARH 出口负压	Pa	实测	-1146.60
中层给粉机转速	r/min	表盘	395	水分 M_w	%	取样分析	10.5
下层给粉机转速	r/min	表盘	370	燃煤 A_w	%	取样分析	31.74
送风机电流	A	表盘	58.0/58.0	燃煤 V_{daf}	%	取样分析	11.88
引风机电流	A	表盘	58.0/60.0	燃煤水分 FC_w	%	取样分析	47.13
排粉机电流	A	表盘	37.6/38.0	燃煤 $Q_{w,net}$	kJ/kg	取样分析	18784.0
磨煤机电流	A	表盘	81.0/82.0	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	8.8
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	1300.0/1600.0	飞灰可燃物	%	取样分析	8.17/7.71
制粉系统负压	Pa	表盘	-4000.0/-4300	炉渣可燃物	%	取样分析	4.43
大气压力	kPa	实测	975.0	热损失 q_2	%	计算	
送风温度	℃	实测	32.0	热损失 q_3	%	计算	
排烟温度	℃	实测	160.9	热损失 q_4	%	计算	
排烟氧量	%	实测	5.20	热损失 q_5	%	计算	
热风温度	℃	实测	390.0/400.0	热损失 q_6	%	计算	
二级 ARH 入口烟温	℃	实测	450.6	热效率 η	%	计算	
二级 ARH 入口氧量	%	实测	4.48	送风修正排烟温度	℃	计算	
二级 ARH 入口负压	Pa	实测	-366.91	修正 q_2	%	计算	
一级 ARH 入口烟温	℃	实测	318.0	修正 η	%	计算	

注 ARH 指空气预热器, 下同。

附表 4

试验数据汇总表

工况 4 (正常额定工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	125.0	再 I / II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0
给水压力	MPa	表盘	14.80	甲/乙烟气挡板	%	表盘	50/50
给水流量	t/h	表盘	385.0	炉膛负压	Pa	表盘	-35.0
给水温度	℃	表盘	244.0	锅炉出口氧量	%	表盘	4.1/4.9
汽包压力	MPa	表盘	14.53	二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	324.0/287.0
主汽流量	t/h	表盘	386.0	二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-95.0/-90.0
主汽压力	MPa	表盘	13.53	一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	239.0/240.0
主汽温度	℃	表盘	538.0	一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-180.0/-183.0
再热汽入口压力	MPa	表盘	2.43	一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-480.0/-410.0
再热汽出口压力	MPa	表盘	2.38	排烟温度	℃	表盘	154.0/163.0
再热汽入口温度	℃	表盘	315.0	一级 ARH 入口风温	℃	表盘	42.0/39.0
再热汽出口温度	℃	表盘	538.0	一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	5100.0/5250.0
主 I / II 减温水	t/h	表盘	6.0/3.0	二级 ARH 出口风温	℃	表盘	400.0/417.0

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3100.0/2850.0	二级 ARH 入口氧量	%	实测	4.73
一次风箱总风压	Pa	表盘	2950.0/2900.0	二级 ARH 入口负压	Pa	实测	-367.5
二次风箱总风压	Pa	表盘	810.0/785.0	一级 ARH 入口烟温	℃	实测	319.0
二次总风门开度	%	表盘	40/80	一级 ARH 入口氧量	%	实测	5.25
一层二次风门开度	%	表盘	50	一级 ARH 入口负压	Pa	实测	-735.0
三层二次风门开度	%	表盘	55	一级 ARH 出口负压	Pa	实测	-1149.1
五层二次风门开度	%	表盘	55	水分 M_{ar}	%	取样分析	9.0
八层二次风门开度	%	表盘	75	燃煤 A_{ar}	%	取样分析	29.80
上层给粉机转速	r/min	表盘	375	燃煤 V_{daf}	%	取样分析	11.84
中层给粉机转速	r/min	表盘	410	燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	50.59
下层给粉机转速	r/min	表盘	385	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	19734.0
送风机电流	A	表盘	58.0/58.0	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	8.8
引风机电流	A	表盘	59.0/60.0	飞灰可燃物	%	取样分析	8.81/9.69
排粉机电流	A	表盘	38.0/38.0	炉渣可燃物	%	取样分析	5.91
磨煤机电流	A	表盘	80.0/82.0	热损失 q_2	%	计算	
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	1300.0/1500.0	热损失 q_3	%	计算	
制粉系统负压	Pa	表盘	-3200.0/-3600.0	热损失 q_4	%	计算	
大气压力	kPa	实测	975.0	热损失 q_5	%	计算	
送风温度	℃	实测	32.0	热损失 q_6	%	计算	
排烟温度	℃	实测	161.8	热效率 η	%	计算	
排烟氧量	%	实测	5.56	送风修正排烟温度	℃	计算	
热风温度	℃	实测	397.0/401.0	修正 q_2	%	计算	
二级 ARH 入口烟温	℃	实测	446.9	修正 η	%	计算	

注 ARH 指空气预热器,下同。

附表 5

试验数据汇总表

工况 5 (汽轮机停高加额定工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	120.9	再热汽入口温度	℃	表盘	326.0
给水压力	MPa	表盘	14.20	再热汽出口温度	℃	表盘	524.0
给水流量	t/h	表盘	326.0	主 I/II 减温水	t/h	表盘	14.0/6.0
给水温度	℃	表盘	161.0	再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0
汽包压力	MPa	表盘	14.15	甲/乙烟气挡板	%	表盘	0/0
主汽流量	t/h	表盘	344.0	炉膛负压	Pa	表盘	-30.0
主汽压力	MPa	表盘	13.20	锅炉出口氧量	%	表盘	2.4/2.9
主汽温度	℃	表盘	537.0	二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	327.0/287.0
再热汽入口压力	MPa	表盘	2.55	二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-105.0/-95.0
再热汽出口压力	MPa	表盘	2.46	一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	220.0/220.0

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-167.0/-175.0	大气压力	kPa	实测	975.0
一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-424.0/-370.0	送风温度	℃	实测	32.0
排烟温度	℃	表盘	134.0/137.0	排烟温度	℃	实测	139.2
一级 ARH 入口风温	℃	表盘	42.0/39.0	排烟氧量	%	实测	4.21
二级 ARH 入口风压	Pa	表盘	4750.0/4900.0	热风温度	℃	实测	—
二级 ARH 出口风温	℃	表盘	363.0/380.0	水分 M_{ar}	%	取样分析	9.0
二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3000.0/2850.0	燃煤 A_{ar}	%	取样分析	29.80
一次风箱总风压	Pa	表盘	2900.0/2850.0	燃煤 V_{ad}	%	取样分析	11.84
二次风箱总风压	Pa	表盘	570.0/450.0	燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	50.59
二次总风门开度	%	表盘	45/70	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	19734.0
一层二次风门开度	%	表盘	60	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	8.8
三层二次风门开度	%	表盘	60	飞灰可燃物	%	取样分析	9.40/7.79
五层二次风门开度	%	表盘	55	炉渣可燃物	%	取样分析	13.81
八层二次风门开度	%	表盘	60	热损失 q_2	%	计算	
上层给粉机转速	r/min	表盘	290	热损失 q_3	%	计算	
中层给粉机转速	r/min	表盘	440	热损失 q_4	%	计算	
下层给粉机转速	r/min	表盘	540	热损失 q_5	%	计算	
送风机电流	A	表盘	52.0/58.0	热损失 q_6	%	计算	
引风机电流	A	表盘	60.0/57.0	热效率 η	%	计算	
排粉机电流	A	表盘	/39.5	送风修正排烟温度	℃	计算	
磨煤机电流	A	表盘	/81.0	修正 q_2	%	计算	
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	/1300.0	修正 η	%	计算	
制粉系统负压	Pa	表盘	/-3700.0				

注 ARH 指空气预热器, 下同。

附表 6

试验数据汇总表

工况 6 (90% ECR 工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	114.25	再热汽出口压力	MPa	表盘	2.18
给水压力	MPa	表盘	14.60	再热汽入口温度	℃	表盘	312.0
给水流量	t/h	表盘	360.0	再热汽出口温度	℃	表盘	537.0
给水温度	℃	表盘	239.0	主 I/II 减温水	t/h	表盘	5.0/1.0
汽包压力	MPa	表盘	14.30	再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0
主汽流量	t/h	表盘	356.0	甲/乙烟气挡板	%	表盘	0/0
主汽压力	MPa	表盘	13.40	炉膛负压	Pa	表盘	-30.0
主汽温度	℃	表盘	538.0	锅炉出口氧量	%	表盘	4.0/4.7
再热汽入口压力	MPa	表盘	2.25	二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	323.0/283.0

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-95.0/-90.0	大气压力	kPa	实测	979.0
一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	214.0/233.0	送风温度	℃	实测	28.0
一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-165.0/-160.0	排烟温度	℃	实测	151.0
一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-400.0/-380.0	排烟氧量	%	实测	5.47
排烟温度	℃	表盘	143.0/148.0	热风温度	℃	实测	373.0/380.0
一级 ARH 入口风温	℃	表盘	37.0/34.0	水分 M_{ar}	%	取样分析	9.0
一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	4800.0/4900.0	燃煤 A_{ar}	%	取样分析	26.20
二级 ARH 出口风温	℃	表盘	368.0/393.0	燃煤 V_{daf}	%	取样分析	12.98
二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3100.0/2900.0	燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	52.98
一次风箱总风压	Pa	表盘	2900.0/2900.0	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	21734.0
二次风箱总风压	Pa	表盘	620.0/1000.0	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	8.0
二次总风门开度	%	表盘	60/80	飞灰可燃物	%	取样分析	7.28/6.90
一层二次风门开度	%	表盘	40	炉渣可燃物	%	取样分析	4.23
三层二次风门开度	%	表盘	45	热损失 q_2	%	计算	
五层二次风门开度	%	表盘	50	热损失 q_3	%	计算	
八层二次风门开度	%	表盘	70	热损失 q_4	%	计算	
上层给粉机转速	r/min	表盘	370	热损失 q_5	%	计算	
中层给粉机转速	r/min	表盘	370	热损失 q_6	%	计算	
下层给粉机转速	r/min	表盘	375	热效率 η	%	计算	
送风机电流	A	表盘	54.0/55.0	送风修正排烟温度	℃	计算	
引风机电流	A	表盘	58.0/57.0	修正 q_2	%	计算	
排粉机电流	A	表盘	38.0/	修正 η	%	计算	
磨煤机电流	A	表盘	80.0/				
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	1200.0/				
制粉系统负压	Pa	表盘	-4000.0/				

注 ARH 指空气预热器,下同。

附表 7

试验数据汇总表

工况 7 (80% ECR 工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	99.7	再热汽入口压力	MPa	表盘	1.95
给水压力	MPa	表盘	14.30	再热汽出口压力	MPa	表盘	1.90
给水流量	t/h	表盘	300.0	再热汽入口温度	℃	表盘	305.0
给水温度	℃	表盘	233.0	再热汽出口温度	℃	表盘	536.0
汽包压力	MPa	表盘	14.05	主 I/II 减温水	t/h	表盘	6.0/3.0
主汽流量	t/h	表盘	305.0	再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0
主汽压力	MPa	表盘	13.43	甲/乙烟气挡板	%	表盘	0/0
主汽温度	℃	表盘	539.0	炉膛负压	Pa	表盘	-30.0

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
锅炉出口氧量	%	表盘	5.4/5.7	制粉系统负压	Pa	表盘	/-4000.0
二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	325.0/283.0				
二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-95.0/-85.0	大气压力	kPa	实测	979.0
一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	218.0/233.0	送风温度	℃	实测	30.0
一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-155.0/-150.0	排烟温度	℃	实测	153.2
一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-390.0/-340.0	排烟氧量	%	实测	6.55
排烟温度	℃	表盘	144.0/148.0	热风温度	℃	实测	369.0/375.0
一级 ARH 入口风温	℃	表盘	41.0/38.0	水分 M_{ar}	%	取样分析	10.0
一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	4650.0/4700.0	燃煤 A_{ar}	%	取样分析	26.43
二级 ARH 出口风温	℃	表盘	371.0/382.0	燃煤 V_{daf}	%	取样分析	12.36
二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	3200.0/3100.0	燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	52.44
一次风箱总风压	Pa	表盘	2850.0/2800.0	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	20927.0
二次风箱总风压	Pa	表盘	783.0/781.0	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	6.4
二次总风门开度	%	表盘	57/75	飞灰可燃物	%	取样分析	4.73/5.49
一层二次风门开度	%	表盘	40	炉渣可燃物	%	取样分析	2.95
三层二次风门开度	%	表盘	40	热损失 q_2	%	计算	
五层二次风门开度	%	表盘	40	热损失 q_3	%	计算	
八层二次风门开度	%	表盘	70	热损失 q_4	%	计算	
上层给粉机转速	r/min	表盘	380	热损失 q_5	%	计算	
中层给粉机转速	r/min	表盘	375	热损失 q_6	%	计算	
下层给粉机转速	r/min	表盘	305	热效率 η	%	计算	
送风机电流	A	表盘	52.0/53.0	送风修正排烟温度	℃	计算	
引风机电流	A	表盘	56.0/58.0	修正 q_2	%	计算	
排粉机电流	A	表盘	/37.5	修正 η	%	计算	
磨煤机电流	A	表盘	/82.0	NO _x	ppm		415
磨煤机出入口压差	Pa	表盘	/-1450.0	SO _x	ppm		20

注 ARH 指空气预热器, 下同。

附表 8

试验数据汇总表

工况 8 (70% ECR 工况)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	87.0	主汽温度	℃	表盘	539.0
给水压力	MPa	表盘	13.75	再热汽入口压力	MPa	表盘	1.70
给水流量	t/h	表盘	265.0	再热汽出口压力	MPa	表盘	1.66
给水温度	℃	表盘	226.0	再热汽入口温度	℃	表盘	301.0
汽包压力	MPa	表盘	13.63	再热汽出口温度	℃	表盘	532.0
主汽流量	t/h	表盘	263.0	主 I/II 减温水	t/h	表盘	7.0/1.0
主汽压力	MPa	表盘	13.13	再 I/II 减温水	t/h	表盘	0.0/0.0

续表

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
甲/乙烟气挡板	%	表盘	0/0	磨煤机出入口压差	Pa	表盘	/1500.0
炉膛负压	Pa	表盘	-40.0	制粉系统负压	Pa	表盘	/-4600.0
锅炉出口氧量	%	表盘	5.7/6.7				
二级 ARH 入口烟温	℃	表盘	325.0/284.0	大气压力	kPa	实测	979.0
二级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-80.0/-70.0	送风温度	℃	实测	30.0
一级 ARH 入口烟温	℃	表盘	215.0/229.0	排烟温度	℃	实测	145.5
一级 ARH 入口负压	Pa	表盘	-130.0/-125.0	排烟氧量	%	实测	7.61
一级 ARH 出口负压	Pa	表盘	-325.0/-285.0	热风温度	℃	实测	368.0/366.0
排烟温度	℃	表盘	137.0/145.0	水分 M_{ar}	%	取样分析	10.0
一级 ARH 入口风温	℃	表盘	41.0/39.0	燃煤 A_{ar}	%	取样分析	26.43
一级 ARH 入口风压	Pa	表盘	4300.0/4400.0	燃煤 V_{daf}	%	取样分析	12.36
二级 ARH 出口风温	℃	表盘	361.0/373.0	燃煤水分 FC_{ar}	%	取样分析	52.44
二级 ARH 出口风压	Pa	表盘	2850.0/2600.0	燃煤 $Q_{ar,net}$	kJ/kg	取样分析	20927.0
一次风箱总风压	Pa	表盘	2700.0/2650.0	煤粉细度 R_{90}	%	取样分析	6.4
二次风箱总风压	Pa	表盘	894.0/911.0	飞灰可燃物	%	取样分析	5.31/5.31
二次总风门开度	%	表盘	50/75	炉渣可燃物	%	取样分析	2.42
一层二次风门开度	%	表盘	35	热损失 q_2	%	计算	
三层二次风门开度	%	表盘	40	热损失 q_3	%	计算	
五层二次风门开度	%	表盘	45	热损失 q_4	%	计算	
八层二次风门开度	%	表盘	65	热损失 q_5	%	计算	
上层给粉机转速	r/min	表盘	355	热损失 q_6	%	计算	
中层给粉机转速	r/min	表盘	355	热效率 η	%	计算	
下层给粉机转速	r/min	表盘	290	送风修正排烟温度	℃	计算	
送风机电流	A	表盘	52.0/52.0	修正 q_2	%	计算	
引风机电流	A	表盘	55.0/56.0	修正 η	%	计算	
排粉机电流	A	表盘	/37.5				
磨煤机电流	A	表盘	/82.0				

注 ARH 指空气预热器, 下同。

附表 9

试验数据汇总表

工况 9 (最低断油稳燃负荷)

项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)	项 目	单 位	数据来源	数据 (甲/乙)
机组电负荷	MW	表盘	64.0	主汽压力	MPa	表盘	7.65
给水压力	MPa	表盘	8.60	主汽温度	℃	表盘	535.0
给水量	t/h	表盘	205.0	再热汽入口压力	MPa	表盘	1.30
给水温度	℃	表盘	213.0	再热汽出口压力	MPa	表盘	1.25
汽包压力	MPa	表盘	8.30	再热汽入口温度	℃	表盘	315.0
主汽流量	t/h	表盘	203.0	再热汽出口温度	℃	表盘	515.0

续表

序号	项 目	单位	1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	前屏过壁温 3	℃									
5	前屏过壁温 4	℃									
6	前屏过壁温 5	℃									
7	前屏过壁温 6	℃									
8	后屏过壁温 7	℃									
9	后屏过壁温 8	℃									
10	后屏过壁温 9	℃									
11	后屏过壁温 10	℃									
12	后屏过壁温 11	℃									
13	后屏过壁温 12	℃									
14	后屏过壁温 13	℃									
15	后屏过壁温 14	℃									
16	对流过壁温 16	℃									
17	对流过壁温 17	℃									
18	对流过壁温 18	℃									
19	对流过壁温 19	℃									
20	对流过壁温 20	℃									
21	对流过壁温 21	℃									
22	对流过壁温 22	℃									
23	对流过壁温 23	℃									
24	对流过壁温 24	℃									
25	对流过壁温 25	℃									
26	再热器壁温 26	℃									
27	再热器壁温 27	℃									
28	再热器壁温 28	℃									
29	再热器壁温 29	℃									

记录:

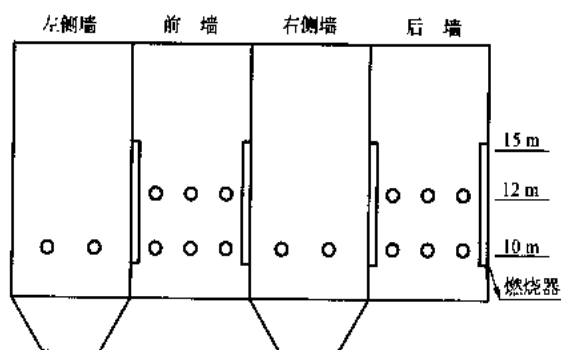
审核:

年 月 日

附表 11

锅炉性能试验炉膛温度测量记录表

(℃)



续表

序号	第一次	第二次	序号	第一次	第二次	序号	第一次	第二次
1			1			1		
2			2			2		
3			3			3		
4			4			4		
5			5			5		
6			6			6		
7			7			7		
8			8			8		
9			9			9		
10			10			10		
11			11			11		
12			12			12		
13			13			13		
14			14			14		
15			15			15		
16			16			16		

记录:

审核:

年 月 日

附表 12

锅炉散热测试参数记录表

日期: 年 月 日

序号	项 目	单位	数据 1	数据 2	数据 3	数据 4	数据 5
记 录 时 刻							
1	机组功率	kW					
2	锅炉蒸汽流量	t/h					
3	汽包压力	MPa					
4	主汽压力	MPa					
5	主汽温度	℃					
6	再热汽压力	MPa					
7	再热汽温度	℃					
8	给水温度	℃					
9	炉膛负压	Pa					
10	锅炉给水管道的	℃					
11	锅炉炉顶	℃					
12	锅炉汽包	℃					
13	锅炉上部炉墙 (30m)	℃					
14	燃烧器区域	℃					

续表

序号	项 目	单位	数据 1	数据 2	数据 3	数据 4	数据 5
15	锅炉下部炉墙 (5m)	℃					
16	锅炉竖井烟道	℃					
17	空气预热器后烟道	℃					
18	热风管道一次风风箱	℃					
19	一次风总风箱	℃					
20	二次风风箱	℃					
21	粗粉分离器	℃					
22	细粉分离器	℃					
23	制粉管道	℃					
24	电除尘器	℃					
25	汽轮机高压缸	℃					
26	汽轮机中压缸	℃					
27	汽轮机低压缸	℃					
28	汽轮机侧主汽管道	℃					
29	汽轮机侧再热汽管道	℃					
30	汽轮机侧低压给水管	℃					
31	汽轮机侧高压给水管	℃					
32	1# 低压加热器	℃					
33	2# 低压加热器	℃					
34	3# 低压加热器	℃					
35	除氧器	℃					
36	5# 高压加热器	℃					
37	6# 高压加热器	℃					
38	7# 高压加热器	℃					
39	天气状况						
40	环境温度	℃					
41	风速	℃					

记录:

审核:

年 月 日

附录 1 机组分系统调整 试运质量检验评定表

附表 1-1

机组分系统调整试运质量检验评定表 (一)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-4

专业名称: 锅炉

分系统名称: *引风机及其系统

性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	温度测量			投入完整、正确		实地检查、 查校验记录			
2	压力测量								
3	风 压								
4	电动机轴瓦温度	主要	℃	< 70		查试运记录			
5	风机轴瓦温度	主要	℃	< 80					
6	轴承 振动	低速: 590r/min	主要	mm	≤ 0.10	≤ 0.07	查试运记录		
		高速: 740r/min	主要	mm	≤ 0.10	≤ 0.07			
7	轴瓦温度保护	主要		投入、整定正确		查记录			
8	轴承振动保护			投入、整定正确		查记录			
9	喘振保护			投入、整定正确		查记录			
10	连锁保护报警			全部投入		查记录			
11	隔离风门			关开位置正确、动作灵活		实地检查			
11	调节风门			开度指示正确、动作灵活		实地检查			
12	液压系统			油压正常、动作灵活		实地检查			
13	润滑油系统			油温、油压正常, 无泄漏		实地检查			
14	双速切换			切换正常		查记录			
15	高压电动机运行 (低速)			符合运行要求		查记录			
16	低压电动机运行 (高速)			符合运行要求		查记录			
17	噪 声			符合设计要求		测 量			
18	冷水系统			符合设计要求		测 量			

分系统 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个;	分系统 质量等级
	一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个;	
	全部检验项目的优良率 _____ %	

验收检查组: _____

调试专业负责人: _____

调试执行人: _____

年 月 日

附表 1-2

机组分系统调整试运质量检验评定表 (二)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-5

专业名称: 锅炉

分系统名称: *送风机及其系统

性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级		
				合格	优良			自评	核定	
1	温度测量			投入完整、正确		实地检查、 查校验记录				
2	压力测量									
3	风压测量									
4	电机轴瓦温度	主要	℃	<90		查试运记录				
5	风机轴瓦温度	主要	℃	<80						
6	轴承 振动	主要	mm	1500r/min	≤0.08	≤0.05	查试运记录			
				≤1000r/min	≤1.0	≤0.07				
7	轴瓦温度保护	主要		投入、整定正确		查记录				
8	轴承振动保护			投入、整定正确		查记录				
9	喘振保护			投入、整定正确		查记录				
10	连锁保护报警			全部投入		查记录				
11	隔离风门			关开位置正确、动作灵活		查记录				
12	动叶调节机构			开度指示正确、动作灵活		查记录				
13	风量测量装置			已标定、指示正确		实地检查				
14	高压电动机运行			符合运行要求		测量、观察				
15	液压系统			油压正常、动作灵活		测量、观察				
16	润滑油系统			油温、油压正常、无泄漏		测量、观察				
17	噪 声			符合设计要求		测 量				
18	冷却水系统			符合设计要求		观 察				
分系统 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %							分系统 质量等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-3

机组分系统调整试运质量检验评定表 (三)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试编号: 试 3-2-6专业名称: 锅炉分系统名称: 一次风机及一次风系统性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	温度测量			投入完整、正确		实地检查、 查校验记录			
2	压力测量								
3	风压测量								
4	电机轴瓦温度	主要	℃	< 90		查试运记录			
5	轴承 振动	主要	mm	1500r/min	≤ 0.05	查试运记录			
				≤ 1000r/min	查试运记录				
6	轴瓦温度保护	主要		投入、整定正确		查记录			
7	轴承振动保护			投入、整定正确		查记录			
8	轴承振动保护			投入、整定正确		查记录			
9	连锁保护、报警			全部投入		查记录			
10	隔离风门			开关位置正确、动作灵活		实地检查			
11	调节风门			开度指示正确、动作灵活		实地检查			
12	润滑油系统			油温、油压正常, 无泄漏		实地检查、查记录			
13	风量测定装置			已标定、指示正确		查记录			
14	高压电动机运行			符合试运要求		测量、观察			
15	噪 声			符合设计要求		测 量			
16	冷却水系统			符合设计要求		观 察			
分系统 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %							分系统 质量等级	

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-4

机组分系统调整试运质量检验评定表 (四)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试编号: 试3-2-7专业名称: 锅炉分系统名称: 空气预热器性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	润滑油	油压	MPa	<0.5		观察、实测			
2		油温	℃	<55					
3		泄漏		符合设计要求					
4	转动机械	转速	r/min	1.14		实测			
5		固定		牢固		观察			
6		转动机构		不卡、灵活		观察			
7	监视仪表	温度	主要	投入、整定正确		实测			
8		电流	主要	符合设计要求		实测			
9		连锁保护	主要	全部投入、动作正确		查验记录			
10	辅机盘车装置			投运正常		观察			
11	吹灰装置			投运正常		观察			
12	灭火设施	火灾监视系统	主要	符合运行要求		观察			
13		水冲洗系统	主要						
14		整齐吹扫系统	主要						
15		碱冲洗系统	主要						
16	漏风间隙调节系统			投运正常		观察			
17	除灰系统	管道		不堵、不漏		观察			
18		电动锁气器		符合设计要求		观察			
19		刮板输灰机		符合设计要求		观察			
20		搅拌筒		符合设计要求		观察			
21		冲灰水压		符合设计要求		查验记录			
22		水量		符合设计要求		查验记录			
分系统 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %						分系统 质量等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-5

机组分系统调整试运质量检验评定表 (五)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-8

专业名称: 锅炉

分系统名称: 燃油系统

性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级		
				合 格	优 良			自 评	核 定	
1	燃油卸车	卸车换头			灵活、严密		观 察			
2		油 管			不漏、坡度正确					
3		拌热保温			温度良好、保温正确					
4	油泵	轴承振动		mm	符合《验标》锅炉篇规定		查 阅 记 录			
5		轴承温度	主要	℃			查 阅 记 录			
6		油 温	主要	℃	符合《验标》锅炉篇规定		实 测			
7		油 压	主要	MPa						
8		流 量	主要	t/h						
9	燃油管路	阀 门			不泄漏、关启灵活		观 察			
10		保 温			严密护面良好					
11		拌 热			温度均匀、疏水畅通					
12	燃油库区设备检查	罐 体			不 漏		观 察			
13		油 位			符合设计要求		查 阅 调 试 记 录			
14		吸附阀门			符合设计要求		观 察			
15		油温控制			符合设计要求		查 阅 调 试 记 录			
16		回油控制			符合设计要求		观 察			
17		输油系统			畅通、运作自如		查 阅 运 行 记 录			
18		油污处理			符合环保要求		查 阅 记 录			
19		消防设备	主要		符合设计要求		抽 查、查 阅 记 录 (包括当地政府部门的 监检记录)			
20		避雷接地	主要							
21		防护隔离			符合设计要求		观 察			
22	厂内燃油系统检查	管 路			不漏、坡度正确		观 察			
23		阀 门			不泄漏、关启灵活		观 察			
24		保 温			严密护面良好		观 察			
25		拌 热			温度均匀、疏水畅通		观 察			
26		膨 胀			伸缩自由、不卡涩		观 察			
27		油 漆			完善、色泽一致		观 察			
28			电气设备			符合防爆要求		观 察		
29			消防系统	主要		符合设计要求		查 阅 消 防 部 门 的 验 收 记 录		

附表 1-6

机组分系统调整试运质量检验评定表 (六)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试编号: 试3-2-9专业名称: 锅炉分系统名称: 电除尘器系统性质: 主要

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	电源系统	变压器			符合设计要求		查阅记录		
2		配电盘							
3		控制盘							
4	控制系统	自动控制			投入、控制灵活	查阅记录			
5		保护系统	主要		动作正确	查阅记录			
6		连锁系统	主要		投入、动作正确	查阅记录			
7	设备 试 运	整流变电压		kV	≤72 (额定电压)	实 测			
8		整流变电流		A	≤1.2 (额定电流)	实 测			
9		控制设备			操作正常	观 察			
10		显示装置			显示、报警显示正确	观 察			
11		高压输出网络			无异常放电	观 察			
12		极板工作电压	主要		符合设计要求	查阅记录			
13		极板电压波动			符合设计要求	查阅记录			
14		火花频率控制			次/分	一电场: 60~80 二电场: 40~60 三电场: 20~40	查阅记录		
15	振打系统	振打运行方式			符合设计要求	查阅记录			
16		振打效果			符合设计要求	停机中抽查			
17	加热系统	汽源参数			符合设计要求	查阅记录			
18		加热器			温度均匀、参数正确	查阅记录			
19		疏水			排放畅通	实 测			
20		阀门			开闭正常、不漏	观 察			
21	灰斗 阀门	汽源参数			符合设计要求	查阅记录			
22		阀门			开启灵活	实 测			
分系统 总评		共检验主要项目_____个, 其中优良_____个; 一般项目_____个, 其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____ %						分系统 质量等级	

验收检查组: _____

调试专业负责人: _____

调试执行人: _____

年 月 日

附表 1-7

机组分系统调整试运质量检验评定表 (七)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-10

专业名称: 锅炉

分系统名称: 制粉系统

性质: 主要

序号	检验项目		性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
					合格	优良			自评	核定
1	原煤仓	料位计			符合设计要求		实测			
2		料重计			符合设计要求		实测			
3		防堵振动器			符合设计要求		实测			
4		出口阀门			不卡、动作灵活、关闭严密		观察			
5	落煤、断煤指示器				运行正常		观察			
6	给煤机	出力		t/h	12~74		观测			
7		机械振动		mm	≤0.05	≤0.03	观测			
8		严密性			不漏煤		观测			
9		程控系统			符合设计要求		查阅记录			
10		保护系统	主要		符合设计要求		查阅记录			
11		电子称重装置			计量准确、显示正确		观察和实际校正			
12	中速磨煤机	电动机电流		A	≤		观测仪表			
13		轴承温度	主要	℃	<		观察仪表			
14		进出口压差			符合设计要求		观察仪表			
15		出口拆向门			开闭灵活		观测			
16		严密性			不漏油、不漏粉		观测			
17		出力	主要		t/h	标准出力 t/h		观测仪表		
18		出口风温			℃	符合设计要求		观测仪表		
19		控制系统			投入、动作正确		查阅记录			
20		连锁系统	主要		投入、动作正确		查阅记录			
21		自动系统	主要		投入、动作正确		查阅记录			
22		轴瓦振动	1000r/min	主要	mm	≤0.1	≤0.06	查阅记录		
	1500r/min		≤0.08			≤0.06				
23	噪声				符合设计要求		实测			
24	钢球磨	电动机电流		A	≤118		在线仪表			
25		轴承温度	主要	℃	<50		在线仪表			

续表

序号	检 验 项 目		性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
					合 格	优 良			自 评	核 定
26	轴瓦 振动	1000r/min	主要	mm	≤0.1	≤0.06	查阅记录			
		1500r/min			≤0.05	≤0.03				
27	出 力		主要	t/h	标准出力 30t/h		查阅记录			
28	控制系统		主要		投入、动作正确		查阅记录			
29	自动系统				投入、动作正确		查阅记录			
30	连锁系统		主要		投入、动作正确		查阅记录			
31	严密性				不漏油、不漏粉		观 测			
32	噪 声				符合设计要求		测 量			
33	油 质				符合设计要求		在线仪表			
34	油 温		主要	℃	<40		在线仪表			
35	油 压			MPa	0.2~0.3		在线仪表			
36	风 压		主要		符合设计要求		在线仪表			
37	风 量				符合设计要求		在线仪表			
38	管 道				不 漏		观 察			
29	挡 板				调节灵活、动作正确		观 察			
30	加 热 器				温度均匀、疏水良好		观 察			
31	加热温度			℃	符合设计要求		测 量			
32	风量标定				符合设计要求		查阅记录			
33	严密性				无泄漏		观 察			
34	膨胀节				膨胀自如		观 察			
35	分配均匀性		主要	%	≤5		观察抽查			
36	排粉效果				均匀不堵		观察抽查			
37	分配均匀性		主要	%	≤5		查阅记录			
38	阀 门				不漏、开关灵活		观察抽查			
39	煤细度 (R ₉₀ 筛)			%	12±2		实 测			
40	煤细度 (R ₂₀₀ 筛)				符合设计要求		实 测			
41	温 度			℃	<100		在线仪表			
42	料位计				符合设计要求		在线仪表			

续表

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级		
				合格	优良			自评	核定	
43	煤粉仓	吸潮门			正常投运		观察			
44		防爆门			符合设计要求		观察			
45		出入口门			开关灵活		观察			
46	排粉机	轴瓦温度		℃	< 80		查阅记录			
47		轴瓦 振动	1000r/min	主要	mm	≤0.10	≤0.04	查阅记录		
			1500r/min			≤0.05	≤0.03			
48	严密性				不漏		查阅记录			
49	电 流	A			< 75		观测仪表			
50	调节范围				符合设计要求		查阅记录			
51	控制系统				投入、动作灵活		查阅记录			
52	连锁保护				投入、动作灵活		查阅记录			
53	粗粉分离器	防爆系统			符合设计要求		查阅记录			
54		折向门开度			开关灵活、调节良好		观察			
55		回粉锁气器				动作正常		观察		
56		进出口压差			mm 水柱	< 150		在线仪表		
57	细粉分离器	防爆系统			符合设计要求		观察			
58		进出口压差			符合设计要求		在线仪表			
59		下粉锁气器				动作正常		观察		
60		煤分篦子				投运正常		观察		
61		取样器				符合设计要求		观察		
分系统 总评	共检验主要项目_____个, 其中优良_____个; 一般项目_____个, 其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____ %							分系统 质量等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-8

机组分系统调整试运质量检验评定表 (八)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-11

专业名称: 锅炉

分系统名称: 吹灰系统

性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	减压装置	蒸汽压力			基本符合设计要求		观察在线仪表		
2		安全门	定值	主要	MPa	启回座压力、升程符合要求	查阅校验记录		
3			动作			动作灵活、回座严密			
4	管道系统	调节阀			调节性能良好、动作灵活、开度指示正确		查阅校验记录		
5		法兰、阀门			无堵塞、无泄漏、操作方便		观 察		
6		膨 胀			膨胀自如、无卡涩		观 察		
7		疏 水			坡度准确、疏水畅通		观 察		
8		内部清理			洁净、无堵塞		观 察		
9	吹灰器	伸缩性		主要		动作灵活、伸缩自由限位开关动作正常	观 察		
10		旋转方向				符合设计要求	观 察		
11		冷态程序试验				符合设计要求	查阅试验报告		
12		系统汽压				稳定、且基本符合设计要求	观察在线仪表		
13		就地操作				使用方便	观 察		
14		顺序控制		主要		投入运行、光标、信号、系统正常	查阅试验报告		
15	保护装置	失汽保护				符合设计要求	查阅试验报告		
16		拒动保护				符合设计要求	查阅试验报告		
17		过流保护				符合设计要求	查阅试验报告		
18		其 他				符合设计要求	查阅试验报告		
分系统总评		共检验主要项目_____个, 其中优良_____个; 一般项目_____个, 其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____%						分系统质量等级	

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-9

机组分系统调整试运质量检验评定表 (九)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-12

专业名称: 锅炉

分系统名称: 暖风器

性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	进口蒸汽压力		MPa	< 1.6		观察在线仪表			
2	在设计风量下加热能力		℃	环境温度		观察在线仪表			
3		主要	℃	50		观察在线仪表			
4	在额定风量下空气侧阻力			符合设计要求		观察在线仪表			
5	疏水系统			不振、不漏		观 察			
				指示正确、清晰		观 察			
6				通流能力符合设计要求		观 察			
7				畅通、运行正常		观 察			
8				整定准确、动作灵活、严密		查阅试验报告			
9	阀 门			开关灵活、严密不漏		观 察			
10	旁路挡板			动作灵活		试 验			
分系统 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %						分系统 质量等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-10

机组分系统调整试运质量检验评定表 (十)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试编号: 试 3-2-13专业名称: 锅炉分系统名称: 除渣系统性质: 主要

序号	检 验 项 目		性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
					合 格	优 良			自 评	核 定
1	炉底溢流系统	水源压力			符合设计要求		观察在线仪表			
2		水 量	主要		符合设计要求		观察水温是否满足要求			
3		阀 门			开关灵活、状态正确		观 察			
4		溢流管道及系统			满足溢流水量要求, 不堵、不漏		观 察			
5		溢流水温度计			指示准确		查阅试验报告			
6	捞渣机		主要		出力满足运行要求, 能正常运行		观 察			
7	水封渣斗液压闸门		主要		动作灵活准确, 关闭严密不漏		观 察			
8	碎渣机		主要		运转正常		观 察			
9	轴承 振动	3000r/min 以下	主要	mm	≤0.06	≤0.04	振动表测量			
		1500r/min 以下			≤0.08	≤0.06				
10	泵轴承温度			℃	正 常		测 量			
11	泵出力				符合设计要求		观察在线仪表			
12	泵轴密封水				压力正常、稳定		观察在线仪表			
13	压力、流量开关				定值准确, 动作灵敏、有效		查阅校验报告			
14	连锁保护		主要		模拟试验合格, 动作正确		查阅校验报告			
15	高压电动机				符合电气有关规定		观 察			
16	管 道				严密不漏		观 察			
17	阀 门				开关灵活、严密, 状态正确		观 察			
16	渣及石子煤输送系统	水力喷射器	主要		出力满足运行要求		观 察			
19		排渣液下泵			出力满足运行要求, 不堵不漏		观 察			
20		搅拌器			满足运行要求		观 察			

附表 1-12

机组分系统调整试运质量检验评定表 (十二)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-2-15

专业名称: 锅炉

分系统名称: 气力除灰 (含水力排灰) 系统

性质: 主要

序号	检验项目		性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
					合格	优良			自评	核定
1	轴承 振动	3000r/min 以下	主要	mm	≤0.06	≤0.04	振动表测量			
		1500r/min 以下			≤0.08	≤0.06				
2	轴承温度			℃	符合设计要求		观察在线仪表			
3	风机出力		主要		符合设计要求		观察在线仪表			
4	出口风压				符合设计要求		观察在线仪表			
5	噪声				符合设计要求		专项测试			
6	轴承 振动	3000r/min 以下	主要	mm	≤0.06	≤0.04	振动表测量			
		1500r/min 以下			≤0.08	≤0.06				
7	轴承温度			℃	符合设计要求		观察在线仪表			
8	出口压力				符合设计要求		观察在线仪表			
9	出力		主要		符合设计要求		观察在线仪表			
10	噪声				符合设计要求		专项测试			
11	灰仓泵上、下给料阀		主要		严密不漏, 开关灵活		观察			
12	阀门				开关灵活, 状态正确, 严密不漏		观察			
13	灰斗 气化系统	空气加热器			加热空气温度达到设计要求		观察在线仪表			
14		气化风机			符合设计要求		查阅调试报告			
15		灰斗气化板			符合设计要求		查阅校验报告			
16		灰斗料位计			指示准确		查阅校验报告			
17	顺序控制				正常投入、动作正确		查阅调试报告			
18	连锁保护				正常投入、动作正确		查阅调试报告			
19	给料机				工作状态正常, 出力达到设计要求		观察			
20	灰斗下切换三通阀				开关灵活, 状态正确, 严密不漏		观察			
21	压力、压差、温度开关				定值准确, 动作灵敏、有效		查阅校验报告, 现场观察			
22	输灰管和伸缩节				畅通、不堵、不漏、膨胀良好		观察			
23	水封箱和调浆箱				密封良好, 运行正常		观察			
24	除灰沟				运行正常, 畅通		观察			
25	灰沟喷嘴				喷嘴安装高度、角度、水量合适		观察			

续表

序号	检 验 项 目		性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
					合 格	优 良			自 评	核 定
26	灰库 气 化 系 统	轴承 振 动	主要	mm	3000r/min 以下	≤ 0.06	≤ 0.04	振动表测量		
		1500r/min 以下			≤ 0.08	≤ 0.06				
27	灰库设备	风机轴承温度		℃	符合设计要求		观察在线仪表			
28		风机出力			符合设计要求		观 察			
29		风机出口风压			符合设计要求		观察在线仪表			
30		空气加热器			加热温度达到设计要求		观察在线仪表			
31		灰库气化板			符合设计要求		观察在线仪表			
32		空气压缩机			工作状态正确, 出力达到设计要求		观察在线仪表			
33		空气干燥器			投运正常		观 察			
34		库顶除尘器			除尘效率符合设计要求		观 察			
35		气灰分离器			投运正常		观 察			
36		库顶泄压阀			投运正常		观 察			
37		干灰卸车装置			投运正常		观 察			
38		调湿机			投运正常灰水比符合设计要求		观 察			
39		打包机			投运正常		观 察			
30		阀 门			开关灵活, 状态正确		观 察			
31	管道和伸缩节			畅通, 不堵, 不漏		观 察				
32	压力、压差、温度 开 关			定值正确, 开关动作灵敏、有效		查阅校验报告				
33	顺序控制			动作正确、可靠		查阅校验报告和观察				
34	灰库所属系统	连锁保护			模拟试验合格, 正常投运, 动作正确		查阅校验报告和观察			
35		灰浆 输 送 系 统	调浆机			运行正常		观 察		
36			灰浆泵			运行正常, 出力满足运行要求		观 察		
37			灰浆管和伸缩节			不堵、不漏膨胀自如		观 察		
38			浓度指示器			指示正确		观 察		
分系统 总评	共检验主要项目_____个, 其中优良_____个; 一般项目_____个, 其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____%							分系统 质量等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-13

机组分系统调整试运质量检验评定表 (十三)

工程名称: _____

试运阶段: 分系统调试编号: 试 3-2-16专业名称: 锅炉分系统名称: 过热(再热)蒸汽温度调节系统性质: 主要

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	再热器减温水	电动阀			开关灵活、不泄漏, 开关方向、阀位指示正确, 限位保护可靠		查校验记录		
2		调节阀			执行机构灵活、可靠, 阀位指示正确, 调节特性良好, 关闭严密		查校验记录		
3		管道			符合设计要求		观察		
4	过热器减温水	烟气挡板调节			动作灵活、调节有效		观察		
5		喷嘴摆动			摆动灵活		观察		
6		电动阀			开关灵活、不泄漏, 开关方向、阀位指示正确, 限位保护可靠		查校验记录		
7		调节阀			执行机构灵活、可靠, 阀位指示正确, 调节特性良好, 关闭严密		查校验记录		
8	管道			符合设计要求, 流量满足运行要求		观察			
分系统总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %							分系统质量等级	

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-16 机组分系统调整试运质量检验评定表 (十六)

工程名称: _____ 试运阶段: 分系统调试 编号: 试 3-2-19
 专业名称: 锅炉 分系统名称: 冷却风系统 性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	冷却风机			符合设计要求		查安装记录			
2	管道			位置正确, 不堵、不漏		观 察			
3	风 门			动作灵活, 严密不漏		观 察			
4	噪 声			符合设计要求					
分系统总评							分系统质量等级		
共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个;									
一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个;									
全部检验项目的优良率 _____ %									

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-17 机组分系统调整试运质量检验评定表 (十七)

工程名称: _____ 试运阶段: 分系统调试 编号: 试 3-2-20
 专业名称: 锅炉 分系统名称: 废污水排放系统 性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	管道 (沟)			冲洗合格, 管道畅通、不泄漏, 流向正确		观 察			
2	泵振动、温度			工作正常		观 察			
3	出 力			符合设计要求		观 察			
4	自启动			符合设计要求		观 察			
5	阀 门			操作灵活, 无泄漏		观 察			
分系统总评							分系统质量等级		
共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个;									
一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个;									
全部检验项目的优良率 _____ %									

验收检查组:

调试专业负责人:

调试执行人:

年 月 日

附表 1-18

机组分系统调整试运质量检验评定表 (十八)

机组名称: _____

试运阶段: 分系统调试

编号: 试 3-3-2

专业名称: 锅炉

分系统名称: 蒸汽吹管

性质: 主要

序号	检 验 项 目	性质	单 位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	炉水品质			符合 SDJJS 03—1988 化学监督导则		化学分析			
2	冲管临时管道			通流截面大于正式管道截面		现场观察			
3	消音装置			已装设		现场观察			
4	锅炉燃烧			正 常		观 察			
5	冲管临时阀开启时间		s	≤60		实际调试			
6	冲管时压力参数		MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
7	过热器及主蒸汽管道压力	主要	MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
8	高旁管道压力	主要	MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
9	小汽轮机蒸汽管道压力		MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
10	再热器及冷、热段管道压力	主要	MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
11	低压旁路管道压力		MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
12	过热器出口汽温	主要	℃	符合设计要求		观察在线仪表			
13	汽包内饱和温度下降值		℃	≤42		观察在线仪表			
14	炉膛出口烟温		℃	符合设计要求		观察在线仪表			
15	排汽口处蒸汽压力	主要	MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
16	排汽口处蒸汽温度	主要	℃	符合设计要求		观察在线仪表			
17	第二阶段冲管再热器入口压力		MPa	符合设计要求		观察在线仪表			
18	每次冲管停炉冷却时间		h	≥8		查记录			
19	锅水品质			符合 SDJJ S03—1988 化学监督导则第七条规定		化学分析			

附表 1-19

机组分项调整试运质量检验评定表 (一)

工程名称: _____

试运阶段: 空负荷整套调试

编号: 试 5-2-1

专业名称: 锅炉

分项名称: 锅炉点火升压

性质: 主要

序号	检验项目		性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
					合格	优良			自评	核定
1	汽包上、下壁温		主要	℃	≤50		观察在线仪表			
2	汽包壁温变化率			℃/h	≤110					
3	汽包内介质饱和温度变化率	自然循环炉	主要	℃/h	≤28					
4		强制循环炉	主要	℃/h	≤110					
5	汽包水位				再正常范围内变化					
6	锅炉燃烧				正常		观察			
7	炉膛出口烟温		主要		符合设计要求		观察在线仪表			
8	热膨胀	状况	主要		均匀、无卡涩现象		观察			
9		数值			符合设计要求		观察膨胀指示器			
10	水位计	汽包就地水位计			指示正确、液面清晰		观察在线仪表			
11		电接点水位计		主要	指示准确		观察在线仪表			
12		CRT 显示水位计								
13	热工仪表	温度			指示准确		观察在线仪表			
14		压力		主要						
15		流量								
16	挡板及阀门	气动调节挡板			动作可靠、调节灵活		观察			
17		电动挡板			动作灵活、无卡死现象					
18		电动排汽阀			动作可靠					
19		电动疏水阀			动作可靠					
20		电动排污阀			动作可靠					
21		电动充氮阀			动作可靠					
22		电动调节阀			动作可靠、调节灵活					
23	最大升压速度	0~1MPa			符合设计要求		观察在线仪表			
24		1~5MPa								
25		5~10MPa								
26		10~20MPa								
27		20~25MPa								
分项总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %							分项工程等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-20

机组分项调整试运质量检验评定表 (二)

工程名称: _____

试运阶段: 空负荷整套调试

编号: 试 5-2-2

专业名称: 锅炉

分项名称: 锅炉安全阀整定

性质: 主要

序号	检 验 项 目	性质	单 位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级		
				合 格	优 良			自 评	核 定	
1	锅炉燃烧			燃烧正常		观 察				
2	疏水管			符合设计要求		观 察				
3	排汽管及支架			符合设计要求		观 察				
4	安装数据复核			符合设计要求		抽 查 记 录				
5	排汽量核算			符合设计要求		核 查 计 算 记 录				
6	压力表			0.5级以上						
7	炉膛出口烟温			符合设计要求		观 察 在 线 仪 表				
8	校验方法			符合设计要求						
9	校验工具			符合设计要求						
10	汽包安全阀	主要		整定压力符合设计要求		检 查 记 录				
11	过热器安全阀	主要								
12	再热器安全阀 (冷段)	主要								
13	再热器安全阀 (热段)	主要								
14	电磁释放阀									
15	压力整定记录	主要		真实、齐全						
16	安全阀出厂校验证证明			数据齐全、完整						
分项 总评	共检验主要项目_____个, 其中优良_____个; 一般项目_____个, 其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____ %							分项工程 等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-21

机组分项调整试运质量检验评定表 (三)

工程名称: _____

试运阶段: 空负荷整套调试

编号: 试 5-2-3

专业名称: 锅炉

分项名称: 锅炉蒸汽严密性试验

性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	试验参数	蒸汽压力	主要	MPa	达到过热器工作压力		观察在线仪表		
2		温度		℃	符合设计要求				
3	承压系统	承压部件	主要		无泄漏		观察		
4		焊口	主要		无泄漏				
5		人孔、手孔、接头	主要		无泄漏				
6		附件及汽水阀门			基本不泄漏	严密不泄漏			
7	膨胀	受热面	主要		膨胀自由、不卡涩, 符合设计要求		观察膨胀指示器		
8		各部管道			膨胀自由、不卡涩		观察		
9		支吊架			无异常		观察		
10		弹簧			受力均匀, 方向、位移、伸缩正常		观察		
11	锅炉燃烧				正常		观察		
分项总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %							分项工程等级	

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-22

机组分项调整试运质量检验评定表 (四)

工程名称: _____ 试运阶段: 空负荷整套调试 编号: 试 5-2-4
 专业名称: 锅炉 分项名称: 锅炉技术指标控制 (主机空负荷试验时) 性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单 位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	油输送泵			运行正常		观 察			
2	点火油泵								
3	油 枪								
4	点火装置								
5	油压自动控制								
6	油温控制								
7	雾化蒸汽压力自动控制								
7	汽包压力	主要		符合汽轮机启动要求		观察在线仪表			
8	主蒸汽压力								
9	再热蒸汽压力								
10	主蒸汽温度	主要		符合汽轮机启动要求		观察在线仪表			
11	再热蒸汽温度								
12	锅炉燃烧			正 常		观 察			
13	汽包水位			在正常范围内变化		观 察			
分项 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %						分项工程 等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-23

机组分项调整试运质量检验评定表 (五)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试

编号: 试 6-2-1

专业名称: 锅炉

分项名称: 锅炉本体 %负荷调试及燃烧调整

性质: 主要

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	给水流量		L/h	符合设计要求		观察在线仪表			
2	给水压力		MPa	符合设计要求					
3	主蒸汽流量		t/h	符合设计要求					
4	过热器减温喷水量		L/h	符合设计要求					
5	再热器减温喷水量		L/h	符合设计要求					
6	汽包压力		MPa	符合汽轮机运行要求					
7	主蒸汽压力	主要	MPa	符合汽轮机运行要求					
8	再热器进口压力		MPa	符合汽轮机运行要求					
9	再热器出口压力		MPa	符合汽轮机运行要求					
10	主蒸汽温度	主要	℃	符合汽轮机运行要求		观察在线仪表			
11	再热器进口温度		℃	符合汽轮机运行要求					
12	再热器出口温度		℃	符合汽轮机运行要求					
13	给水温度		℃	符合汽轮机运行要求					
14	过热蒸汽			符合设计要求		观察在线仪表			
15	饱和蒸汽			符合设计要求					
16	锅水			符合设计要求					
17	一次风量		m ³ /s	符合设计要求		观察在线仪表			
18	二次风量		m ³ /s	符合设计要求					
19	一次风压		kPa	符合设计要求					
20	二次风压		kPa	符合设计要求					
21	一次风温		℃	符合设计要求					
22	二次风温		℃	符合设计要求					
23	风箱风压		kPa	符合设计要求					
24	排烟温度		℃	符合设计要求					
25	省煤器出口氧量		%	符合设计要求					

附表 1-24

机组分项调整试运质量检验评定表 (六)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试

编号: 试6-2-2

专业名称: 锅炉

分项名称: 输煤系统带负荷调试

性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级		
				合格	优良			自评	核定	
1	卸煤设备	起升/开闭机构	主要		运行正常、无异常响声		观察			
2		小车横移机构	主要		运行正常、液压张紧开关动作正常					
3		悬臂俯仰机构			电动挂钩动作正常、制动可靠					
4		大车行走机构			运行不啃轨、制动器、夹轨器连锁可靠					
5		卸煤皮带机			无跑偏、溢煤					
6		除尘装置			喷水连动正常 除尘器运行正常					
7		翻车机	调车装置			投运正常出力达到设计要求				
8			翻转装置							
9		卸煤蛟龙								
10		叶轮式给煤机	机本体							
11			轨道							
12		切割碎煤机								
13	皮带机	驱动装置	主要		运行声音无异常、启停符合设计要求		观察			
14		落煤挡板			位置正确					
15		皮带	主要		无跑偏、无溢煤					
16		清扫器			功能正常					
17		皮带防撕裂装置			工作正常					
18		卸煤小车或犁煤器	主要		运行正常、无杂音					
19		连锁及报警	主要		投运正常、动作正常					
20	堆取料机	斗轮装置	主要		限位正确、运行可靠		观察			
21		回转机构	主要		回转正常、无杂音					
22		大车行走机构			运行正常、不啃轨					
23		悬臂俯仰机构			动作正常、制动可靠					
24	输送皮带机				分流装置动作灵敏、皮带无跑偏、无溢煤					

续表

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
25	取样系统			所取样品符合分析要求		查阅化验报告			
26	碎煤机	出口煤粒径	mm	≤25		实 测			
27		振 动	主要	符合设计要求		实 测			
28		轴承温度	℃	符合设计要求		实 测			
29	给煤机			符合设计要求		观 察			
30	皮带秤准确度			达到设计要求		实 测			
31	实物校验装置			工作正常		实 测			
32	煤杂物清除器			符合设计要求		实 测			
33	除大块装置			工作正常、无卡涩		实 测			
34	输煤系统辅助设备	磁铁分离器	主要	工作正常,能吸取煤流底部25mm ³ 的铁块		实 测			
35		金属探测器		工作正常,能探测25mm ³ 的铁块		实 测			
36		除尘器		除尘效果良好		实 测			
37		喷水和冲洗系统		运行程序正常,过滤器状态良好		实 测			
38		真空吸尘系统		符合设计要求		实 测			
39		煤厂排水系统		排污泵工作正常,煤泵分离良好,场地无积水		观 察			
40		输煤栈桥冲洗水排放系统		排水正常		观 察			
41		照明系统		符合运行及设计要求		观 察			
43	轨道衡			符合运行及设计要求		山铁道部门 校验、鉴定			
44	防冻及解冻设备			符合运行及设计要求		观 察			
分项 总评	共检验主要项目_____个,其中优良_____个; 一般项目_____个,其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____%						分项工程 等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-25

机组分项调整试运质量检验评定表(七)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试

编号: 试6-2-3

专业名称: 锅炉

分项名称: 制粉系统带负荷调试

性质: 主要

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	料位(料重)指示器			符合设计要求		实测			
2	防堵振捣器			动作正常		实际试验			
3	煤出口闸门			动作灵活, 关闭严密		观察			
4	落煤管断煤指示装置			运行正常		实际试验			
5	照明灯			符合设计要求		观察			
6	给煤机出力			符合设计要求		观察在线仪表			
7	磨煤机出口风温		℃	符合设计要求		观察在线仪表			
8	磨煤机出力	主要		符合设计要求		观察在线仪表			
9	一次风风量		m ³ /s	符合设计要求		观察在线仪表			
10	一次风分配误差		%	≤5		观察在线仪表			
11	通过 R ₉₀ 煤粉筛	主要		符合设计要求		取样实测			
12	通过 R ₂₀₀ 煤粉筛			符合设计要求		取样实测			
13	润滑油泵出口油压			符合设计要求		观察在线仪表			
14	润滑油油温			符合设计要求		观察在线仪表			
15	磨煤机电机电流		A	符合设计要求		观察在线仪表			
16	磨煤机轴承温度		℃	符合设计要求		观察在线仪表			
17	磨煤机出口折向门开度			符合设计要求		观察在线仪表			
18	磨煤机进出口压差			符合设计要求		观察在线仪表			
19	磨煤机严密性			不漏油、漏粉		观察			
20	磨煤机连锁保护	主要		全部投入、动作正确		查阅校验报告			
21	煤粉管及膨胀节	主要		无泄漏		观察			
22	挡板及阀门			调节灵活、动作正确		观察			

附表 1-26

机组分项调整试运质量检验评定表 (八)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试编号: 试6-2-4专业名称: 锅炉分项名称: 烟风系统 %带负荷调试性质: 一般

序号	检验项目		性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
					合格	优良			自评	核定
1	送风机出口风压		主要	kPa	符合设计要求		观察在线仪表			
2	二次风风道风压			kPa	符合设计要求					
3	空气预热器烟气侧压差			kPa	符合设计要求					
4	空气预热器空气侧压差			kPa	符合设计要求					
5	炉膛压力		主要	Pa	符合设计要求					
6	引风机进口风压			kPa	符合设计要求					
7	引风机出口风压			kPa	符合设计要求					
8	一次风机出口风压			kPa	符合设计要求					
9	一次风风道风压		主要	kPa	符合设计要求					
10	轴承 振动	1500r/min	主要	mm	≤0.08	≤0.05	观察在线仪表			
11		1000r/min			≤0.10	≤0.07				
12	轴瓦温度			℃	符合设计要求					
13	冷却水系统				符合设计要求					
14	液压系统				油压正常、动作正确					
15	风机出力				符合设计要求					
16	润滑油系统				油温、油压正常, 不漏油					
17	连锁保护		主要		全部投入、动作正确					
18	轴承 振动	1500r/min	主要	mm	≤0.08	≤0.05		观察在线仪表		
19		1000r/min			≤0.10	≤0.07				
20	轴瓦温度			℃	符合设计要求					
21	液压系统				符合设计要求					
22	风机出力				符合设计要求					
23	润滑油系统				油温、油压正常, 无泄漏					
24	连锁保护		主要		全部投入、动作正确					

续表

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检查方法	检查 结果	评定等级	
				合 格	优 良			自评	核定
25	轴承振动	主要	mm	≤0.10	≤0.07	观察在线仪表			
26	轴瓦温度		℃	符合设计要求					
27	冷却水系统			温度、流量、压力正常,不泄漏					
28	风机出力			符合设计要求					
29	润滑油系统			油温、油压正常,无泄漏					
30	连锁保护	主要		全部投入、动作正确					
31	导向/支撑轴瓦温度			符合设计要求		观察在线仪表			
32	润滑油系统			油温、油压正常,无漏油		观 察			
33	转 速			符合设计要求		实 测			
34	连锁保护	主要		全部投入、动作正确		查阅校验记录			
35	火灾监测系统			投运正常		观 察			
36	漏风间隙调节系统			投运正常		观 察			
37	辅助盘车装置			投运正常		观 察			
38	吹灰系统			投运正常		观 察			
39	水冲洗系统			符合设计要求		观 察			
40	碱洗系统			符合设计要求		观 察			
41	进/出口风温			符合设计要求		观察在线仪表			
42	进/出口风压			符合设计要求					
分项 总评	共检验主要项目_____个,其中优良_____个; 一般项目_____个,其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____ %						分项工程 等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-27

机组分项调整试运质量检验评定表 (九)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试编号: 试 6-2-5专业名称: 锅炉分项名称: 排汽和排污系统带负荷调试性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	锅炉排污扩容器			扩容器安全阀校验合格, 水位投运正常, 阀门灵活严密, 开关指示正确		观察和查阅安全阀校验记录			
2	连续排污系统			调节阀及电动阀调节灵活、严密, 开关指令正确		观察			
3	定期排污系统			调节阀及电动阀调节灵活、严密, 开关指令正确		观察			
4	排污系统			管道固定牢固, 膨胀自如, 无振动, 法兰严密不漏		观察			
分项 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %								分项工程 等级

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-28

机组分项调整试运质量检验评定表 (十)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试

编号: 试 6-2-6

专业名称: 锅炉

分项名称: 吹灰系统带负荷调试

性质: 一般

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	蒸汽压力			基本符合设计要求		观察在线仪表			
2	减压装置 安全阀	定 值	主要	MPa	符合设计要求		查阅校验记录		
3		动 作		MPa	灵活、回座严密		查阅校验记录		
4		调节阀			调节灵活、开关指示正确		查阅校验记录		
5	管道系统	法兰、阀门	主要		无泄漏、操作方便		观 察		
6		膨 胀			膨胀自如、无卡涩		观 察		
7		疏 水			管道敷设坡度正确, 疏水畅通		观 察		
8		内部清理			洁净, 无堵塞		观 察		
9	吹灰器试验	伸缩性	主要		动作灵活、无卡涩现象, 限位开关动作正常		观 察		
10		旋转方向			符合设计要求		观 察		
11		冷态程序试验			符合设计要求		查阅调试报告		
12		系统气压			稳定符合设计要求		观察在线仪表		
13		就地操作			应正常使用		观 察		
14		程序控制	主要		应投入		观 察		
15		单个吹灰器流量调节			符合设计要求		查阅调试报告		
	分项总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %						分项工程等级	

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-29

机组分项调整试运质量检验评定表(十一)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试

编号: 试6-2-7

专业名称: 锅炉

分项名称: 灰渣系统带负荷调试

性质: 主要

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	轴承振动	主要		符合《电建规》锅炉篇要求		振动表实测			
2	轴承温度		℃			观察在线仪表			
3	风机出力			符合设计要求		观察在线仪表			
4	空气压缩机			出口压力符合设计要求, 轴承壳体温度正常, 振动符合设计要求		观察在线仪表			
5	仓泵上、下给料阀	主要		严密不漏、开关灵活		观察			
6	阀门			开关灵活、状态正确		观察			
7	空气加热器			加热空气温度达到设计要求		观察在线仪表			
8	系统连锁保护	主要		模拟试验合格, 正常投入、动作正确		查阅校验报告			
9	压力、压差、温度开关			定值正确, 动作灵敏、有效		查阅校验报告, 现场观察			
10	管道和伸缩节			不堵、不漏		观察			
11	灰斗气化系统			符合设计要求		观察			
12	灰斗料位计			指示正确					
13	给料机			工作状态正常、出力达到设计要求					
14	水封箱或调浆箱			密封良好、运行正常					
15	出灰槽(沟)			运行正常、畅通					
16	水喷嘴			喷嘴角度正确、水量正常					
17	轴承振动	主要		符合《电建规》锅炉篇要求			振动表实测		
18	轴承温度		℃			观察在线仪表			
19	风机出力			符合设计要求		观察在线仪表			
20	空气压缩机			工作状态正确, 出力达到设计要求		观察在线仪表			
21	空气加热器			加热空气温度达到设计要求		观察在线仪表			
22	空气干燥器			投运正常		观察			

续表

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检查方法	检查 结果	评定等级	
				合 格	优 良			自评	核定
23	灰库除尘效率		%	≥90		查阅试验报告			
24	气灰分离器			投运正常		观 察			
25	灰库气化系统			符合设计要求		观 察			
26	打包机			投运正常		观 察			
27	调湿机			投运正常,灰水比符合设计要求		观 察			
28	下灰卸车装置			投运正常		观 察			
29	阀 门			开关灵活、状态正确		观 察			
30	安全阀			设定值正确、开关灵活		观 察			
31	管道和伸缩节			不堵、不漏		观 察			
32	压力、压差、温度开关			定值正确,动作灵敏、有效		查阅校验报告			
33	系统连锁保护	主要		模拟试验合格,正常投运、动作正确		查阅校验报告			
34	非灰浆化系统			投运正常,灰水比达到设计要求		观 察			
35	泵轴承振动	主要		符合《电建规》锅炉篇要求		振动表实测			
36	泵轴承温度		℃	正 常		观察在线仪表			
37	泵出力			符合设计要求		观察在线仪表			
38	泵轴密封水			压力适宜、稳定		观察在线仪表			
39	压力、流量开关			设定值正确,动作灵敏、有效		查阅校验报告			
40	系统连锁保护	主要		模拟试验合格,正常投入、动作正确		查阅校验报告			
41	管 道			不堵、不漏		观 察			
42	碎渣机	主要		运转正常		观 察			
43	阀 门			开关灵活、状态正确		观 察			
44	压力开关			设定值正确,动作灵敏、有效		查阅校验报告			
45	料位计			指示正确		观 察			
46	管 道			不堵、不漏		观 察			
47	喷射泵			不堵塞		观 察			

续表

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
48	捞渣机			运转正常		观察			
49	冲灰(渣)沟道			无杂物		观察			
50	喷嘴			高度、角度合适,水量正常		观察			
51	脱水仓			投运正常		观察			
52	泵轴承振动	主要		符合《电建规》锅炉篇要求		振动表实测			
53	泵轴承温度		℃	正 常		观察在线仪表			
54	泵出力			符合设计要求		观察在线仪表			
55	阀门			开关灵活、状态正确		观察			
56	泵盘根			温度正常、泄漏在允许范围内		观察			
57	轴密封水			压力正常适宜、稳定		观察在线仪表			
58	灰浆池料位计			指示准确,动作灵活		观察			
59	系统连锁保护	主要		模拟试验合格,正常投入、动作正确		查阅校验报告			
60	压力、流量开关			动作灵敏、正确		查阅校验报告			
61	管道			不堵、不漏		观察			
62	浓度指示器			指示准确		查阅校验报告			
63	泵出力	主要		工作状态正常,出力达到设计要求		观察在线仪表			
64	阀门			开关灵活、状态正确		观察			
65	料位计			指示正确		观察			
66	溢流管道及系统			不堵、不漏		观察			
分项 总评	共检验主要项目_____个,其中优良_____个; 一般项目_____个,其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____ %						分项工程 等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-30

机组分项调整试运质量检验评定表 (十二)

工程名称: _____

试运阶段: 带负荷整套调试

编号: 试 6-2-8

专业名称: 锅炉

分项名称: 锅炉阀门带负荷运行检查

性质: 一般

序号	检 验 项 目	性质	单 位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级	
				合 格	优 良			自 评	核 定
1	手动阀安装位置			符合设计规定, 便于操作		观 察			
2	手 动 阀	严密性	主要	门芯严密、格兰不泄漏		观 察			
3		开关操作		方向正确、操作灵活					
4	电 动 阀	安装位置		符合设计规定, 便于操作		观 察			
5		严密性	主要	门芯严密、格兰不泄漏					
6		手动、电动切换开关		灵活、可靠					
7		全开、全关时间		符合设计规定					
8		开关方向及电气限位		正确、可靠					
9		阀位指示		正确、可靠					
10		限位开关及力矩保护		正确、可靠					
11		执行、传动机构	主要	灵活、可靠					
12	调 节 阀	全开、全关位置		外部标记位置与内部结构相吻合		观 察			
13		开关操作		方向正确、操作灵活					
14		严密性		符合设计要求					
15		调节特性		满足运行要求					
16		阀位指示		指示正确					
17	安 全 阀	严密性	主要	不泄漏		观 察			
18		排放口方向及位置		不影响设备及人身安全		观 察			
	逆 止 阀	动 作	主要	灵 活		观 察			
		严密性		基本不泄漏					
分项 总评	共检验主要项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 一般项目 _____ 个, 其中优良 _____ 个; 全部检验项目的优良率 _____ %							分项工程 等级	

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-31

机组分项调整试运质量检验评定表 (十三)

工程名称: _____

试运阶段: 168h 整套满负荷试运

编号: 试 7-2-1

专业名称: 锅炉

分项名称: 锅炉试运

性质: 主要

序号	检验项目	性质	单位	质量标准		检查方法	检查结果	评定等级	
				合格	优良			自评	核定
1	给水流量		t/h	≤1150	≤1050	观察在线仪表			
2	给水压力		MPa	≤20	≤19.5				
3	主蒸汽流量		t/h	≤1025	≤985				
4	汽包压力		MPa	≤18.7	≤18.6				
5	主蒸汽压力		MPa	≤17.6	≤17.5				
6	再热器进口压力		MPa	≤3.82	≤3.6				
7	再热器出口压力		MPa	≤3.63	≤3.4				
8	过热器减温喷水量		t/h	≥4.6	10~26				
9	再热器减温喷水量		t/h	≤2.5	≤2.2				
10	主蒸汽温度	主要	℃	520~550	530~545	观察在线仪表			
11	再热器进口温度		℃	280~320	295~136				
12	再热器出口温度		℃	520~550	530~545				
13	给水温度		℃	≥250	≥265				
14	过热蒸汽			符合设计要求		观察在线仪表			
15	饱和蒸汽								
16	锅水								
17	一次风总风量		m ³ /h	≥100	≥110	观察在线仪表			
18	二次风总风量		m ³ /h	≥195	≥205				
19	一次风压		kPa	≥2.2	≥2.5				
20	二次风压		kPa	≥0.8	≥1.0				
21	风箱风压		kPa	≥0.8	≥1.0				
22	一次风温		℃	≥340	≥350				
23	二次风温		℃	≥330	≥340				
24	排烟温度		℃	≤160	≤135				
25	省煤器出口氧量			2~6	3~5				
26	油燃烧器			雾化良好、进退自由		观察			

续表

序号	检 验 项 目	性质	单位	质 量 标 准		检 查 方 法	检 查 结 果	评 定 等 级		
				合 格	优 良			自 评	核 定	
27	煤粉燃烧器			风门调节自如, 摆动灵活、严密, 不漏风、粉		观 察				
28	锅炉燃烧	主要		燃烧稳定, 火焰不刷墙, 不冲屏式过热器, 无明显结焦		观 察				
29	飞灰含碳量			符合设计要求		观 察				
30	煤质成分			与设计值接近		查试验报告				
31	过热器管壁温度	主要	℃	≤ 551		观察在线表计				
32	再热器管壁温度	主要	℃	≤ 556		观察在线表计				
33	炉墙外壁温度 (环境在 25℃ 时)		℃	≤ 50		实 测				
34	炉顶密封			严密不漏、膨胀自由		观 察				
35	炉顶悬吊系统			受力均匀、正常		观 察				
36	锅炉膨胀系统			膨胀舒畅、均匀		观 察				
37	主要管道支吊架			符合设计要求		观 察				
38	磨煤机			满足主设备运行, 符合设计要求		查 阅 资 料				
39	送风机									
40	引风机									
41	一次风机									
42	排粉机									
43	设备可投率 (按系统)		%	满足主设备要求	100	查 阅 资 料				
分项 总评	共检验主要项目_____个, 其中优良_____个; 一般项目_____个, 其中优良_____个; 全部检验项目的优良率_____%							分项工程 等级		

验收检查组:

调试专业负责人:

调试操作人:

年 月 日

附表 1-32

机组阶段调整试运质量评定表

机组名称: _____

检查项目	分项总数 (个)	质量评定		专业质量 等级	阶段质量 等级	备注
		合格率 (%)	优良率 (%)			
分系统调试	锅 炉					
	汽轮机					
	电 气					
	热 工					
	化 学					
	消 防					
整套启动试运 条 件	试运现场条件					
	试运组织、人员配备和 技术条件					
整套空负荷 调 试	锅 炉					
	汽轮机					
	电 气					
	热 工					
	化 学					
整套带负荷 调 试	锅 炉					
	汽轮机					
	电 气					
	热 工					
	化 学					
整套 168h 满 负荷调试	锅 炉					
	汽轮机					
	电 气					
	热 工					
	化 学					
	综合质量指标					

机组调整试运阶段质量评定等级

机组调整试运共分五个阶段，_____个阶段合格，_____个阶段优良，而且机
组整套试运综合质量“一般”指标合格率_____%，优良率_____%，“主要”指
标合格率_____%，优良率_____%，故机组调整试运质量评为_____

质量评语:

验收检查组:

建设单位:

调试单位:

施工单位:

年 月 日

附录2 机组整套启动前 应具备的条件验收单

附表 2-1 试运现场条件

序号	检查内容	检查结果
1	场地基本平整，消防、交通及人行道路畅通，厂房各层地面均完成试运，现场已设有明显标志和分界（包括试运区和运行区分界），危险区设有围栏和警告标志	
2	试运区的施工脚手架已全部拆除，现场（含电缆井、沟）清扫干净	
3	试运区的梯子、平台、步道、栏杆、护板等已按设计安装完毕，正式投入使用	
4	厂、内外排水设施能正常投运，沟道畅通，沟道及孔洞盖板齐全	
5	试运范围的工业、生活用水系统和卫生、安全设施已投入正常使用，消防系统已经当地政府部门检查并使用	
6	试运现场具有充足的正式照明，事故照明能及时自动投入	
7	各运行岗位已有正式的通信装置，试运增设的临时岗位，亦设有可靠的通信联络设施	
8	在严寒季节试运，现场已有防冻措施，厂房温度一般不得低于5℃，以确保设备不冻坏	
9	试运区的空调装置、采暖及通风设施已按设计能正常投入使用	
10	在酷暑季节或高温岗位已有防暑降温措施	
11	主厂房已封闭完整，电梯已投运并经政府劳动部门检查并使用	
12	启动试运需要的燃料（煤、油）、化学药品、备品备件及其他必需品	
13	环保、职业安全卫生设施及监测系统已按设计要求投运	
14	保温、油漆及管道色环完整，设备、管道和阀门等已有命名和标志	
15	设备和容器内保证无杂物	
16	与机组配套的输变电工程能保证满发输出的要求	
17	各专业在整套启动前，应进行的分系统试运、调整已结束，并核查分系统试运记录，确认已满足整套启动试运条件	

附表 2-2 组织机构、人员配备和技术文件准备

序号	检查内容	检查结果
1	工程上级主管单位以按启动及竣工验收规程的要求,建立启动验收委员会及下设机构,作到职责清楚、分工明确	
2	建设单位应配合试运指挥部进行调试前的准备工作检查	
3	调试单位已经过资质认证,并配备了足够、合格的调试人员,且有明确的岗位责任制	
4	生产单位已按机组整套试运方案和措施,配备了各岗位的运行人员及试验人员,并有明确的岗位责任制;运行操作人员已经培训并考试合格,确实能胜任本岗位的运行操作和故障处理	
5	施工单位已根据机组整套试运方案和措施的要求,配备了足够的维护检修人员,并有明确的岗位责任制;维护检修人员应熟悉所在岗位的设备(系统)性能,并能在整套试运组统一指挥下胜任检修工作,不发生设备、人身事故和中断试运工作	
6	施工单位已配齐机组整套试运的设备(系统)、安装验收签证和分部试运记录	
7	调试单位已按《火电工程启动调试工作规定》及工程设计、设备资料,编制机组整套启动试运方案和措施,经试运总指挥审定,并在试运前向参与试运的各有关单位人员交底	
8	生产单位已在试运现场备齐试运规程,控制及保护逻辑图册,设备保护整定值手册,厂家的设计、运行和维护手册等有关技术文件;调试单位已在试运现场张贴整套启动试运曲线和锅炉点火、升压曲线等图表	

验收检查组(签字):

建设单位(签字):

调试单位(签字):

施工单位(签字):

年 月 日