

1001262

300MW

火力发电机组

故障分析

上海市电力公司教育培训中心

周如曼 主编



中国电力出版社

www.cepp.com.cn

300MW 火力发电机组 故障分析

上海市电力公司教育培训中心

周如曼 主编

 中国电力出版社
www.cepp.com.cn

内 容 提 要

全书分四篇，共十八章。内容有锅炉设备故障、汽轮机设备故障、电气设备故障、热工及其它故障。本书是一本专门讨论 300MW 机组故障的技术书籍。作者调研了 12 个大型电站的 38 台 300MW 机组，收集了大量有关 300MW 火电机组的事故实例，对事故原因进行了综合分析，并提出了改进措施。

本书既可作为电厂运行、检修人员的培训教材，也可供有关专业技术人员参考。

图书在版编目 (CIP) 数据

300MW 火力发电机组故障分析/周如曼主编. —北京: 中国电力出版社, 1999

ISBN 7-5083-0069-6

I. 30 II. 周… III. 发电机, 300MW - 机组 - 故障 - 分析 IV. TM31

中国版本图书馆 CIP 数据核字(1999)第 24453 号

中国电力出版社出版、发行

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

北京密云红光印刷厂印刷

各地新华书店经售

*

2000 年 3 月第一版 2000 年 3 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 12.25 印张 270 千字

印数 0001—5000 册 定价 25.00 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)

序

我向各位从事火力发电工作的同仁和专家推荐《300MW 火力发电机组故障分析》。读过这本书，您会深切地感觉到，它对提高机组运行和检修水平颇有启迪，对改进机组设计、制造、安装、调试工作，也不无补益。

本书的编写组成员，是一批既具有相当专业技术理论功底又极富责任心的发电培训教师。他们在大型机组生产第一线非常敏感地抓住事故分析这个主题，花了3年时间，调研了12个火电厂的38台300MW机组，收集了数以百计的事故个案，对事故发生的原因作了贴切的分析，并提出防止事故的对策。本书包容了他们辛勤劳动的成果，也凝结了更多的技术人员的实践试验。如此系统地论述300MW火电机组事故分析的科技书，以前还未曾见过。

我国的发电装机容量迄今几近3亿千瓦，其中火电约为四分之三。300MW机组已经成为火电的主力机组之一。本书的出版无疑给提高机组可靠性、经济性、可调性、可控性及清洁性带来极大好处。您不妨在案头放置一册，以备不时之需。

施明融

前 言

第一台国产 300MW 机组在华东望亭电厂投产以来，已经 24 年了。24 年来，300MW 机组作为大型火力发电机组，在我国电网中占的比例越来越大。到 1998 年 4 月，仅华东电网，已投产的 300MW 等级机组就达到 36 台，在今后相当长一段时间内，300MW 等级机组仍是电网的主力机组。

电厂对于这些新投运的大型机组，从不熟悉到掌握，经历了一个摸索的过程。装有 300MW 机组的电厂，自投产以来，都曾出现过形形色色的事故。对于这些事故，各厂有各自技术资料，有的详细，有的简单，有的至今原因不明。到目前为止，没有一本比较齐全的从分析事故原因，到找出处理对策，再到找到相应预防措施完整资料。从这一前提出发，在广泛征求电厂意见的基础上，本书收集了大量 300MW 机组的事故资料，对各类典型事故进行客观的分析、总结并编写成此书，供电厂各专业技术人员及工人参考，避免类似事故再次发生，以提高大机组可用率。

本书分四篇，共十八章：第一章、第四章、第五章、第六章由周如曼编写；第二章由梁燕编写；第三章由华东望亭电厂胡裕金编写；第七章、第八章、第十章、第十一章由刘卫编写；第九章由华东望亭电厂丁杰编写；第十二章、第十四章第一节、第十六章由孙克镛编写；第十三章第一节、第十五章由马明昆编写；第十三章第二节、第十四章第二节由庄国杰编写；第十七章、第十八章由许敏芳编写。全书由主编周如曼统稿，上海市电力公司刘人镕教授级高工主审。

本书在编写过程中，得到了华东望亭电厂、石洞口电厂、吴泾热电厂、外高桥电厂和上海市电力公司教育培训中心等单位的领导和专业工作者的大力支持和配合。在成书过程中，华东电力集团公司安监处、上海市电力公司生技处、安监处、科研处等部门和领导给予了大力支持。另外，江苏谏壁电厂、常熟电厂、浙江嘉兴电厂、山东黄台电厂、德州电厂、石横电厂、邹县电厂、华能嵩屿电厂热忱地为我们提供了大量宝贵资料，在此一并致谢。

因作者水平有限，书中难免有不妥或错误，恳请广大读者批评指正。

上海市电力公司教育培训中心本书编写组

1998 年 12 月

目 录

序
前言

第一篇 锅炉设备故障

第一章 概述	1
第二章 受热面故障	3
第一节 水冷壁泄漏爆管	3
第二节 过热器爆管	15
第三节 再热器故障	22
第四节 省煤器故障	28
第五节 空气预热器故障	32
第三章 辅机故障	36
第一节 送风机故障	36
第二节 引风机故障	39
第三节 一次风机故障	42
第四节 综合分析	43
第四章 给水系统故障	44
第一节 汽包故障	44
第二节 给水系统故障	46
第三节 炉水循环泵故障	49
第五章 制粉系统及炉膛故障	52
第一节 制粉系统故障	52
第二节 炉膛结焦	61
第三节 锅炉灭火	63
第六章 其它故障	66
第一节 由于未严格执行规章制度引起的事故	66
第二节 由于运行人员技术素质低引起的事故	67

第二篇 汽轮机设备故障

第七章 概述	70
第八章 汽轮机本体故障	73
第一节 汽缸变形、裂纹	73
第二节 热膨胀受阻及滑销系统失灵	73

第三节 汽缸管道故障	75
第四节 轴承振动	78
第五节 轴承油温升高	84
第六节 大轴弯曲	89
第七节 断叶片	92
第九章 汽轮机调节、保安及油系统故障	95
第一节 调速油系统泄漏	95
第二节 调节汽门卡涩、销轴断裂	97
第三节 油系统含有杂质	98
第四节 DEH系统故障	99
第十章 辅机设备故障	102
第一节 凝汽器、凝结水泵、循环水泵、射水泵故障	102
第二节 加热器故障	108
第三节 除氧器故障	112
第四节 给水泵及小汽轮机故障	112
第五节 管阀故障	117
第十一章 其他故障	120
第一节 焊接质量不良	120
第二节 误操作	121

第三篇 电气设备故障

第十二章 概述	129
第十三章 发电机常见故障	131
第一节 定子、转子绕组冷却系统常见故障	131
第二节 重大滑环故障	137
第十四章 变压器重大故障	142
第一节 主变压器的爆炸事故	143
第二节 厂用高压变压器故障	143
第十五章 高、中压断路器常见故障	153
第一节 概述	153
第二节 高、中压断路器常见故障	153
第三节 断路器故障引起的事故案例	155
第十六章 其他故障	158
第一节 《发电机100%保护区定子绕组接地保护》不合理动作	158
第二节 安装、检修时设备内留有异物引起故障	160
第三节 小零件质量不好引起事故	161
第四节 其他原因引起事故	162

第四篇 热工及其他设备故障

第十七章 热工故障	165
第一节 系统设计不良	165
第二节 设备质量不良	170
第三节 施工安装不良	174
第四节 维护管理不良	176
第五节 误操作	180
第十八章 其他设备故障	184

第一篇 锅炉设备故障

第一章 概 述

国产 300MW 火力发电机组所配置的锅炉均为亚临界压力、一次、中间再热锅炉。基本型式共有三种：UP 型直流炉、自然循环汽包炉和控制循环锅炉，主要制造厂有上海锅炉厂、东方锅炉厂、哈尔滨锅炉厂、武汉锅炉厂、北京重型电机厂。

UP 型直流炉又分为双炉膛和单炉膛两种，通常称为国产型和国产改进型。第一台 1000t/h 双炉膛亚临界压力 UP 型直流炉是由上海锅炉厂在 70 年代初自行设计制造的，这种国产型锅炉共生产了 10 台，相继安装在河南姚孟电厂、华东望亭电厂、江苏谏壁电厂、安徽洛河电厂。到 80 年代中期，上海锅炉厂针对 1000t/h 双炉膛锅炉容积热负荷高、膨胀不均匀、受热面磨损、排烟温度过高等问题，在总结了原设计、制造、运行经验的基础上，吸收和消化了美国燃烧工程（CE）公司引进的锅炉专利技术，设计和制造了国产改进型 1025t/h 单炉膛亚临界压力 UP 型直流炉，与以往双炉膛 UP 型直流锅炉相比较，主要作了以下五个方面的改进：

(1) 采用单炉膛代替双炉膛，使锅炉在燃烧、膨胀、密封等方面获得较大的改善。

(2) 受热面设计采用了保守的参数和结构，降低了炉壁热负荷和炉膛出口烟温，加大了管径，降低了烟气流速等。

(3) 燃烧器采用四角切圆摆动式，配以炉膛安全监控系统（FSSS），提高了自动化水平以及适应事故工况的能力。

(4) 空气预热器采用国外先进技术设计及制造，为三分仓式。

(5) 建立了膨胀中心，采用新型的密封结构，可解决锅炉的膨胀不畅和漏烟漏灰问题。

单炉膛 UP 型锅炉共生产了 11 台，先后在上海石洞口电厂、华东望亭电厂、广东黄浦电厂、江苏常熟电厂安装投运。

自然循环汽包炉是由东方锅炉厂在 80 年代初率先设计制造的，该厂在锅炉设计中大量采用了 CE 公司引进的锅炉技术，并与本厂多年来的生产实践积累的技术结合起来。该锅炉具有经济性高、运行参数稳定、煤种适应性广等优点，迄今为止已生产了十多台，分别安装在山东邹县电厂、潍坊电厂，广东沙岭子电厂、湛江电厂等。

1986 年上海锅炉厂在以往两种循环方式、三种炉型的基础上，吸收了国外的先进技术，设计开发了既能配 300MW 机组的原国产机参数，又能配引进机参数的自然循环汽包锅炉，至今也已投产了 7 台，先后安装在河北渭河电厂、湖北阳逻电厂、襄樊电厂等。

控制循环锅炉是上海锅炉厂在 80 年代中期从美国 CE 公司引进最新技术专利，并结合国内原材料和生产条件的基础上设计和制造的，通常称为引进型。该锅炉的特点是：

(1) 采用了“低压头循环泵 + 内螺纹管”的循环系统，使循环可靠，膨胀均匀；能快速启动与停炉；蒸发受热面布置自由，可满足最合适的燃烧要求；有利于锅炉酸洗；循环系统

重量轻；循环倍率低。

- (2) 采用冷一次风机和正压直吹式制粉系统。
- (3) 采用摆动式燃烧器、四角切圆燃烧和高能点火器。
- (4) 采用蒸汽冷却的尾部包覆管、悬吊管、后屏的定位管。
- (5) 采用带内夹套结构的汽包，使汽包上、下壁温均匀。
- (6) 采用全密封内炉板结构。
- (7) 采用三分仓容克式空气预热器。
- (8) 采用炉膛安全监控系统（FSSS）和单元机组协调控制系统（CCS）。

该引进型锅炉经运行实践证明，低负荷燃烧稳定，自动化程度高，具有较强的调峰能力，受到广大用户欢迎，到 1996 年底，已生产了 28 台，先后安装在山东石横电厂、湖北汉川电厂、广东沙角电厂、上海吴泾电厂、浙江嘉兴电厂、上海外高桥电厂、山东青岛电厂、福建嵩屿电厂、安徽田家庵电厂、洛河电厂、华东望亭电厂、河北秦皇岛电厂等，已成为国内电站锅炉的主体。

本篇所选用的锅炉故障案例来自所调研的 12 个大型火电厂的 38 台锅炉，其中 UP 型直流炉 15 台，自然循环汽包锅炉 4 台，控制循环锅炉 19 台。

第二章 受热面故障

大机组锅炉事故中以“四管爆漏”为主。所谓“四管”，即是指锅炉的水冷壁管、过热器管、再热器管和省煤器管，是电厂锅炉的主要受热面中的管子。如1993年度某电力工业局锅炉四管爆漏事故次数占锅炉事故次数的46.27%，少发电量占锅炉事故少发电量的88.62%，经济损失占锅炉事故经济损失的51.53%，停用时间占锅炉事故停用时间的85.36%。1994年度某电力工业局锅炉四管爆漏事故次数占锅炉事故次数的46.91%，因四管爆漏事故造成的少发电量占锅炉事故少发电量的82.58%，经济损失占锅炉事故经济损失的85.59%，停用时间占锅炉事故停用时间的87.15%。这些统计数据说明了锅炉四管爆漏事故的严重性与危害性，必须引起我们足够的重视。

本章就具体事故进行分析，把各单位采用的技术措施也一并进行介绍，供电业职工参考。影响“四管”爆漏的因素很多，有设计、制造、施工、检修、运行、管理和煤种等诸多方面，而且这些因素又错综复杂地相互作用。因此各种爆漏往往是好几个因素同时存在并相互作用的结果。如影响水冷壁爆漏的原因主要是膨胀受阻、烟气侧管壁高温腐蚀、炉膛热强度偏高、过热超温等。过热器是大机组“四管”爆漏的主要部位，主要原因是长期过热、侧包覆与侧水冷壁间的鳍片拉裂等，引起再热器爆漏的主要原因有烟温偏差和热力偏差引起的超温爆管，省煤器的爆漏则主要是由磨损和焊接质量差所引起的。

第一节 水冷壁泄漏爆管

案例一

焊缝泄漏、鳍片、梳形板拉裂

一、现象

某厂一台国产改进型1025t/h单炉膛亚临界UP型直流炉于1988年2月投产，运行过程中，炉运人员发现59m处有泄漏声，经申请，调度批准机组解列，临修发现：①后包覆上部出口集箱短管角焊缝泄漏，标高59.5m，3号角和4号角各1根。②标高48.5m，顶棚过热器出口短管角焊缝泄漏1根。③水冷壁管损坏情况：53mA侧第4回路第5根鳍片开裂，旁边吹坏5根水冷壁管，第7根过热爆破，第6、13根炉外靠人孔门处烧坏；53m第3回路第13根刚性梁梳形板拉裂；44mA侧第4回路第24根管子纵向开裂；50mA侧第4回路第32、33、34根横向爆管，第35根炉外人孔门处拉裂。

二、原因分析

(1) 出口集箱短管接头角焊缝泄漏是因为管接头与联箱的壁厚差大、焊接难度大、工艺规程不完整以致焊接质量差造成的，又缺乏严格的检查方法与制度，不能将缺陷消除在出厂之前。

(2) 该炉蒸发受热面由冷灰斗、下辐射、中辐射、上辐射4部分水冷壁组成。水冷壁材

料均为 20A, 对于直流锅炉, 炉膛蒸发受热面中工质的含汽率 x 由 0 到 1.0 不断上升, 在上辐射区存在第二类传热恶化危机, 即水膜被撕破或局部蒸干, 发生管壁温度的周期性波动, 引起管壁疲劳损坏。

(3) 鳍片拉裂主要发生在水冷壁管与鳍片的焊缝处, 拼缝拉裂主要发生在水冷壁管屏间的安装大拼缝和原制造小拼缝上, 裂纹延伸, 造成水冷壁泄漏。

(4) 水冷壁管纵向开裂, 横向爆管, 梳形板拉裂均是因为膨胀受到约束, 为增强水冷壁的刚性和抗爆能力, 上辐射水冷壁布置了多道刚性梁, 刚性梁主要由内绑带槽钢和宽翼缘工字钢组成。水冷壁与内绑带通过梳形板相连接, 梳形板的一端焊在水冷壁管屏上, 另一端焊在内绑带上, 这种连接方式在水冷壁、内绑带之间完全是一种刚性连接, 不存在受热可相对移动的结构, 在实际运行中, 水冷壁中温度最高的上辐射区域水冷壁膨胀量大, 温度低的内绑带膨胀量小, 而这种刚性连接方式在水冷壁和内绑带之间势必会产生约束膨胀的作用, 膨胀受阻产生热应力, 通过试验测定可知, 一旦水冷壁因扰动出现超温, 温度从 350℃ 升至 420℃, 升温幅度为 70℃, 而内绑带温度仅上升约 20℃, 并且滞后于水冷壁的温度变化, 这样使得两者的温差由原先的 40℃ 上升至 90℃, 约束作用引用的热应力约达 135MPa。

横向热应力 σ 和水冷壁与内绑带温差 Δt 之间的关系式为 $\sigma = k\Delta t$, 式中 k 值可近似认为是一常数, 当水冷壁瞬时超温达 480℃ 时, 热应力约为 240MPa, 这个数值已接近 20A 钢材在该温度下的抗拉强度 σ_b 。如水冷壁超温幅度更大, 温升速度加剧, 所产生的热应力将更大, 在这种热应力作用下, 对于单面焊, 焊接质量较差, 焊接残余应力较大的管屏间大拼缝势必会产生开裂; 对上辐射水冷壁鳍片与管子的焊缝存在焊接缺陷或应力集中的区域将产生裂纹直至泄漏; 对梳形板而言, 由于内绑带和水冷壁之间互为制约, 它将随双倍的热应力, 一旦超过梳形板的焊缝强度, 就会引起梳形板拉裂。

(5) A 侧墙上辐射第 4 回路的管子多次发生泄漏, 并且现场金相做出 4~5 级球化, 几经换管后仍不见效, 最后在该处安装了炉外壁温测点, 测得的温度平均在 520℃ 左右, 而 20A 钢所能承受的极限温度为 500℃, 上辐射处的工质温度设计上不允许有如此高的温度, 询问制造厂, 回答不可能, 进一步分析, 认为 III 级混合器内可能有问题, 1992 年 9 月底将 III 级混合器的筒体割开检查, 发现原来高度为 400mm 的“米”字型布置的分隔板 (厚 5mm), 在底部不足 200mm 处与筒体焊接, 而分隔板的上部约 200mm 余与筒体根本没有焊接。气流流经分隔板时产生的高频振动已使分隔板上部没焊接的部分全部疲劳断裂。并且断裂的残片已卡在 III 级混合器出口导汽管中 (导汽管为 $\phi 108 \times 10$), 割管后才取出, 将从 III 级混合器及查到的各导汽管中取出的分隔板碎片称重计算后, 发现还有 1/3 的残余碎片遗留在锅炉水冷壁管系中, 引起管壁超温。

(6) 锅炉安装时, 施工单位为赶进度, 没按工艺要求施工。本该在拼缝间鳍片内、外二面均焊接, 特别是 8 根一组水冷壁管的小拼缝, 鳍片都应双面焊接。但实际上这些部位均都只单面焊接, 有些拼缝的鳍片甚至只点焊 (上辐射较多), 这些都是鳍片开裂的重要原因。

三、处理对策

(1) 割除上辐射所有梳形板和水冷壁、内绑带之间的焊缝, 使之留有一定的间隙, 在内绑带上下安装一个蹬形板, 一端和水冷壁焊接, 另一端用滑销使内绑带和水冷壁紧密靠拢, 既可使内绑带起到防爆作用, 又可使水冷壁和内绑带产生相对位移。

(2) 拆除 II、III 级混合器中的隔板。

一、现象

某电厂国产改进型直流炉于1989年12月投产,1990年8月18日,该炉乙值夜班,接班负荷240MW,接班后因44.6m层水冷壁泄漏严重,值长于0时30分下令执行停炉操作。机组负荷减至210MW,投用F2-4重油枪;0时32分另一机组运行中突然跳闸,该炉即暂停停炉操作,值长令机组负荷稳定在240~250MW,0时35分机组负荷增至240MW稳定运行。1时09分炉膛负压高,突然报警,炉膛负压正足(表计量程 $\pm 30 \times 10\text{Pa}$),此时引、送风机电流均无变化,燃烧盘司炉即手操开大引风机A、B动叶开度,调节炉膛负压,但炉膛负压仍正足,机组负荷、主蒸汽压力、流量逐渐下跌,1时10分负荷跌至230MW,压力跌至14.9MPa,1时11分负荷跌至210MW,压力跌至13.9MPa,1时12分负荷跌至180MW,炉包覆后各段受热面工质温度迅速上升,在此过程中,司炉迅速调节,开大引风机A、B动叶,调节无效(引风机A、B电流由100A调至126A),氧量由4%突然跌至2%,汽轮机给水泵转速逐渐下降。给水压力、流量也随之下降,汽轮机要求迅速提高主汽压力,机组长一面联系汽轮机稳定给水压力,一面令司炉就地投用重油枪,设法稳定机组负荷。但机组负荷仍迅速下跌。无法控制汽轮机,被迫开启电动给水泵,稳定给水压力,1时14分负荷已跌至100MW,1时15分负荷又跌至28MW,由于机组运行工况恶化,锅炉被迫手动MFT紧急停炉,该机组被迫全停。

二、原因分析

事故原因初步分析为0时35分机组负荷增加至240MW运行,到1时09分炉膛负压正高报警,说明机组已正常稳定运行了34min。可能由于44.6m层水冷壁泄漏扩大(或爆管)产生蒸汽灭火现象,造成炉膛负压正用足,运行工况恶化,负荷汽压急剧下跌难以控制,被迫停炉。

三、处理对策

(1) 调换泄漏水冷壁管,建议改用最高许用温度可达550℃的15CrMo作为上辐射水冷却壁的钢材,因为20A钢材的最高许用壁温为460℃,而在实际运行中,水冷壁介质温度经常高达430℃以上。根据计算,壁温可超出材料的许用温度,使材料的机械性能大幅度下降,所以建议水冷壁采用合金钢。

(2) 制定防止大容量锅炉承压部件外漏事故的反事故措施。

(3) 加强锅炉运行监视,防止超温。

(4) 安装炉管泄漏报警装置。

报警装置应具有以下功能:①对锅炉炉管泄漏进行显示报警,并能提供可能发生泄漏点的历史数据及当前状态比较的参数图表,便于运行人员及时判断泄漏报警的真伪;②对监测点均能按要求同时显示其变化趋势;③报告当前泄漏点的泄漏程度,指导运行人员及时处理;④对各监测点的泄漏情况进行存储、编辑、记录和打印,便于档案管理。

一、现象

某厂国产改进型1025t/h单炉膛亚临界压力UP型直流炉于1988年2月投产运行,在

累计运行 23000h 余后，在 1991 年 4 月 26 日 12 时 00 分至 14 时 00 分，被炉运人员发现在 21m（属于下辐射燃烧区）有严重泄漏声，于 4 月 27 日 22 时 40 分解列。停炉检查发现：后墙下辐射 22~24m 之间，第 34 屏第 10~13 根管子因严重减薄需调换。在锅炉标高 19~25m 涉及 15 个管屏的管子壁厚均有不同程度的减薄，从原壁厚 5.5mm 减薄到 2.2~4.3mm；爆破口壁厚仅剩 1mm 左右，被迫停炉调换管子 406 根。对损坏管子进行金相分析，向火面与背火面组织均为铁素体加珠光体，金属组织正常，表面结垢主要是 Fe_3O_4 和含有 FeS 的硬垢属高温硫腐蚀。水冷壁高温腐蚀位置基本都在锅炉标高 19~25m 燃烧器区域内，而且都在燃烧器向火侧，约占每个墙面的一半靠右侧的一边。

该厂腐蚀管的表面沉积物为多层结构，最外层是疏松灰渣或油垢，下面是一层褐色氧化铁皮的腐蚀产物，呈纵向条状，质地硬而脆，腐蚀层剥落后的金属表面光泽为蓝黑色，外形近似“塔”状。

二、原因分析

(1) 形成腐蚀壁面“塔”状的原因，初步分析是由于向火侧水冷壁端面受气流冲刷，灰渣不易粘附。而水冷壁两侧与鳍片间的凹处，气流冲刷不到，又受涡流作用，易使溶化后的灰粒或未燃尽的油滴粘附在该处，为腐蚀创造了条件。经过一定时间，水冷壁端面比两侧壁面的腐蚀程度要低得多。

(2) 对造成此类腐蚀的原因作进一步分析为：由于该锅炉燃烧器按贫煤设计，要求一次风喷嘴相对集中，形成高温着火区。在炉膛靠燃烧器中心前后墙布置的看火孔处，实测火焰温度在 1600℃ 左右，最高可达 1700℃。这样易于产生一个高温缺氧的还原性气体区域，并且该厂燃用的煤种主要是晋东南、晋中、西山、潞安、长治等贫煤，燃煤的含硫量年平均值在 1.1%~1.4% 之间，高于设计值 (0.3%)。由于燃用晋煤量约占全年燃煤量 20%~30%，而晋中煤含硫量达 2%~3%，实际入炉煤由于混煤不均，也会出现含硫量大于 2% 的状况。该厂用自制的“L”形状烟气取样水冷枪对高温腐蚀的水冷壁管附近进行烟气取样，其烟气中含氧量基本在 0.5%~2%，还原性气氛 CO 含量在 2%~3%，而且在烟气中均存在 H_2S 成分，最高达 5.0mg。另外，根据锅炉冷态空气动力场试验表明，一次风明显被二次风气流挤向水冷壁侧。

以上这些条件都促使燃料中 FeS_2 随灰粒或煤粒粘到管壁上受到灼热而分解成 $\text{FeS} + \text{S}$ ，在还原性气体中，游离态硫可单独存在，当管壁温度高达 350℃ 及以上时，游离态硫和铁会生成硫化亚铁，而硫化亚铁可进一步氧化成磁性氧化铁，从而使金属管壁受到腐蚀。

另外，FeS 与烟气中的 O_2 反应生成 FeO 和 [S]，硫原子 [S] 透过 FeO 和内层的 Fe 继续反应成 FeS，这样反复循环，致使管壁不断减薄直至爆管。

在硫化亚铁氧化成磁性氧化铁的过程中，还生成 SO_2 和 SO_3 ，而它们同碱氧化物作用将生成硫酸盐，因此实际上，硫化物型与硫酸盐型高温腐蚀是同时发生的。

发生硫酸盐型高温腐蚀的管子表面有大量的硫酸盐和复合硫酸盐，其形成过程为：在壁温为 310~420℃ 时，管壁被氧化，使受热面外表形成一层 Fe_2O_3 和极细的灰粒污染层，在高温火焰的作用下，灰分中的碱土金属氧化物 (Na_2O 、 K_2O) 升华，靠扩散作用到达管壁并冷凝在壁面上，与周围烟气中的 SO_3 化合生成硫酸盐。管壁上的硫酸盐与飞灰中的 Fe_2O_3 及烟气中的 SO_3 作用，生成复合硫酸盐，复合硫酸盐在 550~710℃ 范围内呈液态 (550℃ 以下为固态，710℃ 以上则分解出 SO_3 而成为正硫酸盐)，液态的复合硫酸盐对管壁有强烈的

腐蚀作用，尤其在 650~700℃ 时腐蚀最强烈。

另一种途径是碱金属的焦硫酸熔盐腐蚀，因为灰渣中的 $M_3Fe(SO_4)_3$ 在高温热态时可热解出 SO_3 ，它和 M_2SO_4 形成液态的 $M_2S_2O_7$ 焦性硫酸盐，它在硫酸盐中含量只要有 5% 即可发生强烈的腐蚀作用，且在水冷壁壁温 310~400℃ 范围内呈液态性质，如灰垢中 SO_3 增多，腐蚀的速率就会加快。

三、处理对策

(1) 调换泄漏水冷壁管。

(2) 将金相分析的结论反馈制造厂。

(3) 改进燃烧工况，进行燃烧调整，解决火焰冲刷炉墙及切圆偏斜的现象。尽量不投四台应同时运行，保持适当的氧量，如不小于 5% 的运行氧量指标，则调整配风方式，消除高温区域缺氧现象，使之不能形成还原性气体区域来防止腐蚀，如采用打开原本关闭的周界风，拆除二次风喷嘴向水冷壁侧的封板等。

(4) 提高金属的抗腐蚀能力，如采用耐腐蚀的高合金钢，在管外敷设碳化硅涂料等。

(5) 对碳钢管进行渗铝，普遍采用液体渗铝（即热浸渗铝）法，该法是将处理的钢件浸入熔融（730~750℃）铝液中，当表面粘挂一定的铝层后，取出冷却，再送入空气加热炉中进行高温处理，使钢件表面的铝原子加速向金属基体内扩散。钢件经热浸渗铝后，正常的渗层结构应由三部分组成，外层是铝原子浓度较高的氧化铝壳，中间层是铝铁合金区，内层则是基本金属。为获得良好的渗铝层，处理前必须对被渗部件的表面进行预处理，使渗前表面达到活化状态，以利于铝原子吸附粘挂。

如马头电厂 6 号炉（苏制 670t/h）水冷壁区域高温腐蚀现象严重。1988 年 8 月开始在水冷壁上使用渗铝管，运行 64000h 后，小修时对渗铝管进行了检查，未发现渗铝管的腐蚀减薄情况。

(6) 采用一次风微向反偏转来减小一次风切圆直径，可使一次风射流相对于二次风气流偏离水冷壁面较远，形成风包粉气流，减少煤粉燃烧对水冷壁附近的氧量消耗，防止未燃尽的可燃物冲刷水冷壁，有利于改善水冷壁表面的还原性气氛。上海石洞口电厂改造经验表明，燃烧器改造偏转角度不宜过大，应小于 5%，此外燃烧器角度改造还应逐层进行，以便在改造过程中，观察改造后对汽温及其它参数的影响，该厂采用此技术后，水冷壁高温腐蚀现象明显减轻。

(7) 保证四角燃烧器每角各喷嘴风量分配均匀，并保证向各燃烧器均匀输送煤粉，由于锅炉一般由多台磨煤机供应煤粉，而一次风管长短不一，弯头数量各不相同，因此各一次风管阻力和煤粉均匀分布就难以保证。气粉混合物通过磨煤机、分离器或弯头等装置时，都会产生不同程度的旋转，这将使煤粉浓度和颗粒度分布不均匀更加严重。为了防止由于风粉分配不当、煤粉浓度不均而引起的高温腐蚀和磨损，应尽量减少煤粉管道的弯头及长度，并力图使通往各燃烧器的煤粉管道阻力相近，并尽量消除煤粉管道内气流的旋转。比较简单的办法是在产生气流旋转后的管道装设十字形的整流装置，这样阻力不大，效果好。对于因弯头而引起煤粉惯性分离所产生的分布不均现象，可用加装导流板予以减轻，并应避免周期性地将个别给粉机停掉。

(8) 避免管内结垢。防止炉膛局部热负荷过高，合理布置受热面及通过运行调整以降低受热面的壁温。

(9) 锅炉燃烧器应对称均匀地投入，保证火焰中心适宜，不冲刷水冷壁，将各给粉机进行热态调整，要求各给粉机在最低转速时（各给粉机不必一致），下粉量基本相等并进行限位，同层给粉机第一次投入时，均应在最低转速下运行，待4只全部投运后才允许利用“同调”进行调节，禁止在运行中将“同调”解除进行个别给粉机调节，反之“同调”因维修暂时解除，亦仍禁止各给粉机单独调节。增、减负荷都应采用“同调”或自动调节。



早期型锅炉高温腐蚀

一、现象

某厂1000t/h燃煤直流锅炉于1983年11月投产，在1994年11月27日发现5号角15m处水冷壁泄漏，申请停炉后，查为5号角15m处第12管屏第46根水冷壁管腐蚀爆漏，第48、49根水冷壁管损坏，停运32h，更换新管后并网。

二、原因分析

(1) 火焰冲刷水冷壁时，燃料中 FeS_2 随灰粒或煤粒粘到管壁上，并受高温而分解成 $\text{FeS} + \text{S}$ ，而硫可与管壁金属化合成 FeS ， FeS 再继续氧化生成 Fe_3O_4 ， $\text{FeS} + \text{SO}_2 \rightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4 + 3\text{SO}_2$ ，使管壁受到破坏（腐蚀发生在燃烧器区域）。

(2) 水冷壁贴壁烟气缺氧并含有腐蚀性还原气氛如 H_2S ，当管壁温度大于 350°C 时，S处于游离状态，与管壁金属化合成 FeS ，腐蚀速度更为迅速。

三、防治措施

(1) 适当投用局部周界风能改善局部墙面缺氧。

(2) 因制粉系统干燥热风取自预热器二次风，采用中间储仓式制粉系统，在运行中，制粉系统投运台数直接影响到二次风量及炉内燃烧中心所需的过剩空气量，测试得出：当投运4台磨煤机时，烟气含氧量已降至0.4%，在非特殊情况下不容许同时投入4台磨煤机运行。

(3) 燃烧器区域水冷壁管采用渗铝管。

(4) 将一次风喷嘴出口射流导向角度全部向炉膛中心方向平移 7° ，将一次风在炉膛中的反切改为正切，遵循“风包煤”的原则，墙面与一次风煤粉主流之间被二次风隔开，在墙面附近形成一层富氧区，避免一次风直接冲刷壁面，又可消除缺氧现象。

(5) 从二次风箱引出一股少量的二次风，在水冷壁附近形成一层气膜，阻挡煤粉气流冲刷水冷壁，改善了腐蚀严重区域内水冷壁贴壁烟气成分，由于贴壁风温度相对于炉膛烟气温度是一股冷风，因而有效地抑制了水冷壁管的腐蚀速度。

该直流炉水冷壁腐蚀现象严重，在1988年10月大修中，在前墙双面水冷壁部位装设了贴壁风，如图2-1所示。投入贴壁风后，贴壁烟气中含氧量明显提高，一般在2%左右，大部分还原性气体和腐蚀性气体消失。3年后，在大修期间，在增设贴壁风区域内割取试验样管进行外观和电镜检查，结果表明，贴壁风法有效地抑制了水冷壁管的腐蚀速度。

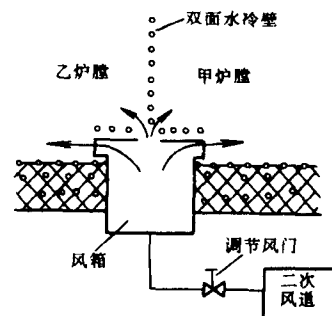


图 2-1 贴壁风

一、现象

某电厂 1025t/h 强制循环炉在 1997 年 12 月 16 日 9 时 04 分~9 时 25 分发生一起断水烧干锅造成水冷壁大面积损坏的重大事故。

事故前运行方式:机组带 150MW 负荷,两台汽动给水泵给水,三台高压加热器均投运。

8 时 45 分, 机组协调控制系统(美国 MAS 控制公司)发出给水流量、汽流量与定值偏差大的报警信号, 水位、汽压、汽温波动大;解除协调,改手动调节。

9 时 04 分, 2 号高压加热器水位高, 开危急放水阀 50% 后, 仍因水位高跳开, CRT 显示给水已走旁路, 但汽温、水位继续下降, 加大给水仍无效。省煤器入口压力已降至 11MPa。

9 时 08 分~9 时 09 分, C、B 两台炉水强制循环泵因出入口差压低跳开, A 泵未跳, 直到 9 时 25 分人为停泵, 才联动 MFT 动作停炉, 9 时 35 分打闸停机。

已知损坏情况为可见爆口 7 处, 炉内四面水冷壁从标高 16~26m 不同高度起向上, 到 45~49m 不同高度的区间内, 大量管排干烧过热严重变形, 最大变形达 200mm。分隔屏过热器下部管排过热严重变形。

二、原因分析

(1) 9 时 04 分, 当 1、2、3 号运行中的 2 号高压加热器因水位高跳了后, 给水旁路阀未打开, 原因是高压加热器三通阀电动头传动机构与阀芯传动机构固定键掉出;电动机运转而阀芯未动, 旁路未打开, 9 时 04 分断水, 8 时 45 分协调系统曾自动减燃料。因水位波动, 操作人员心中无数, 解除了协调, 改手动调节。

(2) 锅炉断水后, 汽包就地牛眼双色水位计显示很快到 -200mm, 由于量程只有 ±200mm, 失去监视作用。电触点水位计量程为 ±300mm, 显示 -300mm, 汽包差压低水位保护定值为 -381mm, 信号接入 MFT, 炉断水后, CRT 显示水位降低到 -327mm 后不动了, 水位低信号没有启动 MFT, 低水位停炉保护未起作用。

(3) 该炉三台炉水强制循环泵, C、B 泵于 9 时 08 分~9 时 09 分因出入口差压低自动跳泵, 但 A 泵只发出差压低信号未停;原因是 11 月 17 日差压计有缺陷, 保护退出, 修了一个月仍未投上, 由于最后一台泵保护退出未停, 未联动 MFT 保护动作停炉。

(4) 操作人员只顾保安全记录, 没有保设备安全的意识, 无视许多报警信号的提示, 如汽温在 9 时 06 分~9 时 12 分的 6min 时间内骤降 190℃, 已低于 460℃ 和超过“2min 连降 50℃ 必须打闸停机”的规定。9 时 04 分省煤器入口压力仅 11MPa, 远小于给水母管压力 21MPa 的提示。

三、预防措施

(1) 要充分认识大机组安全保护和自动控制的重要性, 对大机组保护要严格管理。要建立“保护”和“协调”的管理办法, 主要仪表不准确, 机炉电主保护未投入, 机组严禁投入运行; 机组投运后, 主辅机的保护连锁均应投运正常、严禁无故解除连锁及保护, 若因故障需解除辅机保护时, 必须采取有效措施, 严格履行有关手续, 并限期尽快恢复保护; 辅机保护解除后必须有替代措施并认真执行。