

RANMEI GUOLU
CHAODI PAIFANG JISHU

燃煤锅炉 超低排放技术

张磊 陈媛 由静 主编

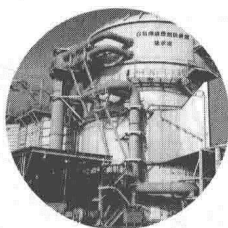


化学工业出版社

RANMEI GUOLU
CHAODI PAIFANG JISHU

燃煤锅炉 超低排放技术

张磊 陈媛 由静 主编



化学工业出版社

· 北京 ·

本书共分为十章，重点介绍了燃煤电厂脱硫、脱硝、脱汞以及除尘工艺的基本原理、系统组成、主要脱硫设备的特点、选型及防腐等内容，对脱硫脱硝脱汞以及除尘工艺的设备改造以及新技术进行了介绍。

该书供火力发电厂脱硫、脱硝运行值班员、检修工，以及脱硫脱硝脱汞的设计、施工技术人员、管理人员阅读，也可作为大专院校环保及热动力专业学生的参考书。

图书在版编目 (CIP) 数据

燃煤锅炉超低排放技术/张磊，陈媛，由静主编.

北京：化学工业出版社，2016.10

ISBN 978-7-122-27338-3

I. ①燃… II. ①张…②陈…③由… III. ①燃煤锅炉-烟气排放-研究 IV. ①TK229.6

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2016) 第 131949 号

责任编辑：戴燕红

文字编辑：丁建华

责任校对：宋 夏

装帧设计：韩 飞

出版发行：化学工业出版社（北京市东城区青年湖南街 13 号 邮政编码 100011）

印 刷：北京永鑫印刷有限责任公司

装 订：三河市宇新装订厂

787mm×1092mm 1/16 印张 15¼ 字数 378 千字 2016 年 11 月北京第 1 版第 1 次印刷

购书咨询：010-64518888（传真：010-64519686） 售后服务：010-64518899

网 址：<http://www.cip.com.cn>

凡购买本书，如有缺损质量问题，本社销售中心负责调换。

定 价：78.00 元

版权所有 违者必究

目 前 言

随着我国经济的飞速发展,生产生活中的电力需求不断增加,致使我国一次能源消耗呈现逐年递增的趋势,预计到2050年我国一次能源需求量将达到6657.4万吨,成为名副其实的能源消耗大国,而随之而来的环境污染尤其是大气污染问题,将对我们的生存和居住环境产生严重的影响。其中危害最大、影响最广的无疑是二氧化硫和氮氧化物,二者都是酸雨危害的贡献者,很大程度上影响了我国的酸雨类型以及污染地区,同时由于其复杂的化学性质,还会造成光化学烟雾的产生、温室气体含量升高、臭氧层破坏以及空气中 $\text{PM}_{2.5}$ 含量的增加等一系列环境问题。除此之外,中国是全球范围内汞污染最为严重的地区之一,大气中汞的平均值为 $5\sim 22\text{t/a}$,平均沉降值大于 $70\mu\text{g}/\text{m}^2$ 。汞在大气中的停留时间长,毒性大,并且具有生物累积作用,因而针对燃煤电站汞的排放规律和控制机理的研究,成为近年来国际上研究的热点。随着工业的快速发展,对大气污染物的处理已经成为一个严峻和紧迫的研究内容。

目前,电厂燃煤量约占全国煤炭消耗总量的50%。这个比例仍有不断增加的趋势,其燃煤产生的大气污染物也将持续增长。我国燃煤发电主要是直接燃烧的方式,煤炭燃烧产生大量的二氧化硫、氮氧化物、汞等重金属氧化物以及烟尘、废水等。经过近几十年的努力,固体渣和废水的排放、烟尘的排放都得到了有效的控制。因此二氧化硫、氮氧化物以及汞等重金属氧化物成为燃煤发电污染物治理的重点。

为有效遏制污染物排放,提高大气质量,于2004年1月1日起执行的《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223—2003),对二氧化硫、氮氧化物排放限值都做了严格的规定,至2010年最高允许排放浓度按区域和时段,要求燃煤锅炉二氧化硫 $\leq 400\text{mg}/\text{m}^3$,氮氧化物 $\leq 450\text{mg}/\text{m}^3$,且要求预留烟气脱除氮氧化物装置空间。

截至2010年,全国纳入重点调查统计范围的电力企业2386家。“十一五”期间,全国废气中二氧化硫排放总量、工业废气中二氧化硫排放量均呈现逐年下降趋势。2010年全国二氧化硫排放总量较2005年下降了14.3%,超额完成了“十一五”总量减排任务。而相较于二氧化硫,氮氧化物排放量为1852.4万吨,比上年增加9.4%。其中,工业氮氧化物排放量为1465.6万吨,比上年增加14.1%,占全国氮氧化物排放量的79.1%。“十一五”期间 NO_x 排放的快速增长部分抵消了我国在二氧化硫减排方面所付出的巨大努力,监测表明我国酸雨正由硫酸型向硝酸型转变。此外, NO_x 的跨国界

“长距离输送”使得这一问题开始引起国际社会的关注，增加了我国控制 NO_x 排放的国际压力。

目前，我国在二氧化硫的减排政策体系中的工作已初见成效，持续五年二氧化硫的排放都呈负增长，而相较于二氧化硫，氮氧化物排放污染日趋严重，因此2011年3月14日，全国人大审议通过了“十二五”规划纲要，提出化学需氧量、二氧化硫分别减少8%，同时将氨氮和氮氧化物首次列入约束性指标体系，要求分别减少10%，氮氧化物已经成为我国下一阶段污染减排的重点。为此环境保护部也颁布了《火电厂氮氧化物防治技术政策》，引起了相关部门和企业的高度关注。

自2012年1月1日起实施的GB 13223—2011，对燃煤锅炉的二氧化硫排放限值控制在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，除了2003年12月31日前建成投产的锅炉、W型火焰炉膛锅炉、现有循环流化床锅炉采取 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 的排放限值外，对重点地区的火力发电锅炉二氧化硫排放限值控制在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。对燃煤锅炉的氮氧化物排放限值控制在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ ，这项标准达到甚至优于发达国家的排放标准。此外GB 13223—2011还新增汞及其化合物的重金属污染物排放限值。对燃煤锅炉的汞及其化合物排放限值为 $0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 。

随着我国环境保护意识、法律、法规和标准的日趋完善，火电厂降低二氧化硫、氮氧化物、汞等重金属氧化物排放工作势在必行。为了减少烟气中二氧化硫、氮氧化物、汞等重金属氧化物对大气的污染，一方面要改进燃烧技术抑制其生成，另一方面要加强对排烟中二氧化硫、氮氧化物、汞等重金属氧化物的净化治理。我国的烟气脱硫脱硝脱汞技术研究还处于起步阶段，目前的大部分技术还处于实验室研究阶段，还需要对现有工艺进行改善，确定最佳的应用条件，并加强新型工艺的研究。

本书重点介绍了燃煤电厂脱硫、脱硝、脱汞以及除尘工艺的基本原理、系统组成、主要脱硫设备的特点、选型及防腐等内容，对上述新技术作了介绍。

本书由国网技术学院张磊、陈媛、由静担任主编，中国热电产业网李德意、青岛特利尔环保股份有限公司郝玉平、山东威海供电公司于大海参加编写。

在编写过程中，中国热电产业网提供了最新技术资料并给予了大力支持，对此表示感谢！

由于水平有限，加之时间仓促，疏漏之处在所难免，恳请广大读者批评指正。

编者

目 录

第一章 燃煤电站烟气污染控制技术 1

第一节 我国烟气污染现状及火电厂大气污染排放标准	1
一、我国烟气污染现状	1
二、火电厂大气污染排放标准	1
第二节 燃煤电站常见脱硫脱硝工艺简介	3
一、常见脱硫技术介绍	3
二、常见 NO_x 控制技术的介绍	5

第二章 湿法脱硫系统及主要设备 9

第一节 湿法脱硫系统与工作流程	9
一、烟气系统	9
二、石灰石浆液制备及输送系统	10
三、石膏脱水系统	14
四、废水处理系统	15
五、吸收塔系统	19
六、其他系统	21
第二节 烟气系统主要设备	24
一、烟气挡板门	24
二、增压风机	25
三、气-气换热器	27
四、烟道	31
第三节 吸收塔系统主要设备	32
一、吸收塔	33
二、喷淋层系统设备	36
三、除雾器 (ME)	40
四、吸收塔搅拌器	41
五、氧化空气管	43
六、浆液循环泵	44
第四节 典型大型机组湿法脱硫设备介绍	48
一、烟气系统	48

二、吸收系统	54
三、石灰石浆液制备供给系统	56

第三章 烟气脱硝系统 60

第一节 SCR 烟气脱硝系统	61
一、SCR 脱硝工艺	61
二、催化剂	63
三、SCR 典型工艺流程和系统布置	68
四、SCR 脱硝系统构成	69
五、SCR 系统对锅炉本体的影响	75
第二节 SNCR 烟气脱硝系统	75
一、SNCR 还原剂	75
二、SNCR 脱硝系统组成	76
三、SNCR 脱硝系统生产流程	76
四、SNCR 脱硝技术创新	77
第三节 电厂低 NO_x 燃烧技术简述	78
一、空气分级燃烧	79
二、烟气再循环	79
三、低 NO_x 燃烧器	79
四、煤粉再燃	82
五、立体分级燃烧技术	84
六、技术特点	85
第四节 火电厂烟气脱硝氨逃逸检测新技术	88
一、氨逃逸	88
二、氨逃逸在线监测新技术	89
第五节 典型大型机组烟气脱硝工程介绍	90
一、概述	90
二、系统的组成	90

第四章 工业锅炉低氮燃烧技术 94

第一节 流化床锅炉低氮燃烧技术	94
一、工作原理	94
二、采取的主要措施	94
三、技术效果	94
四、主要设备	95
五、其他说明	96
六、技术经济比较	96
七、结论	96

第二节 链条炉低氮燃烧技术	97
一、工作原理	97
二、采取的主要措施	97
三、技术效果	97
四、主要设备	97

第五章 烟气脱汞 99

第一节 吸附剂脱汞	99
一、活性炭	99
二、飞灰	100
三、钙吸附剂	101
四、矿物类吸附剂	103
五、金属吸收剂	105
第二节 利用现有烟气控制设备脱汞	105
一、除尘设备脱汞	106
二、湿式脱硫装置脱汞	108
三、脱硝装置脱汞	108
四、现有的烟气控制设备脱汞效率比较	109

第六章 脱硫脱硝脱汞设备的防腐 111

第一节 防腐材料	111
一、橡胶	111
二、聚脲	111
三、玻璃鳞片树脂	112
四、GFT-1 高性能防腐蚀涂料	112
五、宾高德玻璃砖	113
六、泡沫玻璃砖	113
七、轻质玻化陶瓷砖（泡沫玻化砖）	113
八、玻璃钢	113
九、不锈钢	114
十、镍基合金	114
十一、钛-钢复合板	115
十二、VEGF 鳞片胶泥	115
第二节 防腐工艺	116
一、常用的防腐工艺	116
二、防腐方案比较	119
第三节 电厂烟囱防腐技术及应用	120
一、电厂烟囱防腐形式选择	120

二、电厂烟囱防腐新技术	121
三、电厂烟囱防腐应用	124

第七章 脱硫脱硝脱汞系统的控制与仪表 127

第一节 脱硫系统的控制与仪表	127
一、主要检测参数的测点布置	127
二、主要参数的检测仪表	128
三、脱硫装置的控制系统	131
第二节 脱硝系统的控制与仪表	136
一、主要参数的检测仪表	136
二、脱硫装置的控制系统	136
第三节 烟气连续排放自动监测系统	138
一、烟气连续排放自动监测系统简介	138
二、烟气连续排放监测系统的子系统简介	138
第四节 气态污染物的直接抽取系统	143
一、直接抽取系统介绍	143
二、直接抽取式系统部件组成	143
三、抽取式系统的分析仪器	148
第五节 气态污染物稀释抽取式测量系统	152
一、稀释采样系统简介	152
二、稀释采样系统工作原理	152
三、稀释探头	152
四、仪表空气清洁系统	156
五、抽取式系统气体分析仪	157

第八章 烟气净化设备改造与新技术 158

第一节 脱硫系统改造与新技术	158
一、钠钙双碱法脱硫	158
二、旋汇耦合脱硫技术在脱硫增容改造中的运用	160
三、脱硫装置取消烟气旁路改造的技术	163
四、脱硫系统除雾器研究改进	167
五、脱硫废水一体化处理技术	169
第二节 脱硝系统改造与新技术	173
一、SCR 烟气脱硝空预器改造技术	173
二、CFB 炉高效脱硝技术开发	175
三、脱硝系统热解炉尿素喷枪冲洗水改造	180
第三节 同时脱硫脱硝技术	182
一、湿法同时脱硫脱硝	182

二、干法同时脱硫脱硝	184
第四节 脱硫脱硝结晶一体化技术	187
一、脱硫技术介绍	187
二、脱硝技术介绍	189
三、废水处理及结晶	191
四、脱硫脱硝一体化设备先进性	192
第五节 有机催化烟气综合清洁技术	193
一、有机催化法原理	193
二、有机催化法特点	194
三、与传统脱硫脱硝脱汞工艺的比较	194
第六节 燃煤烟气多污染物控制新技术	195
一、技术开发过程	196
二、技术及经济竞争力分析	196
三、工艺技术优势	197
第七节 撞击式泡沫洗涤器在尾气净化方面的应用	199
一、撞击式泡沫洗涤器工作原理及性能特点	199
二、撞击式泡沫洗涤器在火力发电厂中的应用	201
第八节 燃煤锅炉烟气深度处理技术介绍	202
一、燃煤锅炉烟气深度处理系统工艺流程	202
二、燃煤锅炉烟气深度处理系统工作原理	202
三、燃煤锅炉烟气深度处理系统单元简介	203
四、燃煤锅炉烟气深度处理系统特点	203
五、中小型燃煤锅炉烟气深度处理设备的主要参数	204

第九章 烟气除尘系统

205

第一节 湿式电除尘技术	205
一、湿式电除尘器脱硫脱硝技术进展	205
二、湿式电除尘器结构	208
三、湿式电除尘器技术特点	209
四、湿式电除尘器设计	210
五、WESP 在国内外的应用情况	210
六、湿式电除尘技术在某热电厂的应用及安装质量控制	211
第二节 电袋除尘技术	213
一、电袋除尘技术研究	213
二、电袋复合除尘器	215
三、电袋复合除尘技术在燃煤电厂中的应用	216
第三节 脱硫除尘一体技术	217
一、文氏棒塔洗涤技术	217
二、高倍率灰钙循环烟气脱硫除尘一体化技术	218
第四节 低低温除尘技术	220

一、技术原理	220
二、低低温除尘系统构成	220
三、技术优势	222

第十章 水煤浆锅炉技术及其应用前景 224

第一节 水煤浆技术简介及主要工作原理和过程	224
一、水煤浆技术简介	224
二、主要工作原理和过程	224
第二节 水煤浆设备	225
一、燃烧系统	225
二、炉内脱硝系统	225
三、脱硫系统	225
四、除尘器	226
五、气力输灰系统	226
第三节 基于流态重构的循环流化床水煤浆锅炉	226
一、基于流态重构的循环流化床水煤浆锅炉简介	226
二、流态重构技术简介	226
三、关键技术参数	229
四、市场应用及产品特点	229

参考文献 231

第一章

燃煤电站烟气污染控制技术

第一节 我国烟气污染现状及火电厂大气污染排放标准

一、我国烟气污染现状

随着我国经济快速的发展,大气污染日益加剧,环境承载力达到极限。据相关数据显示,我国大气污染物排放量巨大,2010年二氧化硫、氮氧化物、汞排放总量均为世界第一,远超出环境承载能力。

巨大的排放量导致我国大气环境污染十分严重。2010年,重点区域城市二氧化硫、可吸入颗粒物年均浓度分别为 $40\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $86\mu\text{g}/\text{m}^3$,为欧美发达国家的2~4倍。随着重化工业的快速发展和能源消费的快速增长,二氧化硫、氮氧化物、汞等气体的排放会呈现加剧态势。据2015年全国360城市一季度 $\text{PM}_{2.5}$ (细颗粒物)污染状况显示, $\text{PM}_{2.5}$ 达标城市比例低,超过九成城市 $\text{PM}_{2.5}$ 没有达标,近四成城市 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度在国标两倍以上。中西部污染问题仍然很严重,河南、湖北、湖南、四川等中西部省份城市第一季度的 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度排名均位居全国前十。京津冀、长三角和珠三角地区 $\text{PM}_{2.5}$ 污染形势依然严峻,三个区域2015年一季度 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度均值分别为 $96.9\mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $69.4\mu\text{g}/\text{m}^3$ 和 $47.6\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

2013年10月,世界卫生组织首次指认大气污染“对人类致癌”,并将其视为普遍和主要的环境致癌物。2014年3月,世界卫生组织发出报告显示:2012年全世界约700万人死于空气污染(相当于每8名死者中有1个死于空气污染)。据预测,到2020年,即使考虑到生产消费过程中环境技术的进步和环保制度的强化,我国二氧化硫产生量仍将达4700万吨。我国氮氧化物排放量已达到2000万吨,成为世界第一氮氧化物排放国。若不控制,氮氧化物排放量在2020年将达到3000万吨,给我国大气环境带来巨大的威胁。因此,治理大气污染是我国一项艰巨而又十分必要的任务。

在我国的大气污染物中,能源燃烧时产生的污染物是最主要的来源之一。我国是世界产煤大国,煤炭产量占世界的37%,同时也是一个燃煤大国,能源消耗主要以煤炭为主,能源结构中煤的比例高达75%,按2014年国民经济和社会发展统计公报显示,2014年我国煤炭的消费量达35.1亿吨,占全球一半以上。而我国能源资源的特点和经济发展水平,又决定了以煤为主的能源结构将长期存在,并且伴随着经济的增长,煤炭的消耗量也会日益增加。因此,燃煤电站污染物排放控制是我国大气污染控制领域的主要任务之一。

二、火电厂大气污染排放标准

污染源治理必须是政策、技术、管理多管齐下的综合治理。燃煤产生的污染物 SO_x 和 NO_x 早已引起人们的广泛关注。现在燃煤造成的汞污染问题也正在引起人们的重视。为有

效遏制燃煤电站污染物排放，提高大气质量，于 2012 年 1 月 1 日起实施《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011），对二氧化硫、氮氧化物、汞的排放限值都做了严格的规定。

(一) GB 13223—2011 适用范围

GB 13223—2011 适用范围广泛，完全涵盖了 GB 13223—2003 标准的适用范围；并与《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271—2001）相衔接，适用于：

- ① 各种容量的煤粉发电锅炉；
 - ② 单台出力 65t/hr 以上的循环流化床等燃煤发电锅炉；
 - ③ 单台出力 65t/h 以上的燃油及燃气发电锅炉；
 - ④ 各种容量的燃气轮机组；
 - ⑤ 单台出力 65t/h 以上采用甘蔗渣、锯末、树皮等生物质燃料，以及以油页岩、石油焦为燃料的发电锅炉；
 - ⑥ 煤气化整体联合循环（integrated gasification combined cycle, IGCC）发电的燃气轮机组。
- 不适用于：
- ① 各种容量的层燃炉、抛煤机炉发电锅炉；
 - ② 内燃发电机组；
 - ③ 各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的发电厂。

(二) 燃煤电站大气污染物排放限值

自 2012 年 1 月 1 日起实施的 GB 13223—2011 中设置了二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物的排放限值，执行世界上最为严格的排放标准。

该标准对燃煤锅炉的二氧化硫排放限值控制在 100mg/m³，除了 2003 年 12 月 31 日前建成投产的锅炉、W 型火焰炉膛锅炉、现有循环流化床锅炉采取 200mg/m³的排放限值外，对重点地区的火力发电锅炉二氧化硫排放限值控制在 50mg/m³。GB 13223—2011，对燃煤锅炉的氮氧化物排放限值控制在 100mg/m³，除了 2003 年 12 月 31 日前建成投产的锅炉、W 型火焰炉膛锅炉、现有循环流化床锅炉采取 200 mg/m³的排放限值外，对重点地区的火力发电锅炉氮氧化物排放限值控制在 100mg/m³，这项标准达到甚至优于发达国家的排放标准。

此外 GB 13223—2011 还新增汞及其化合物的重金属污染物排放限值。对燃煤锅炉的汞及其化合物排放限值为 0.03mg/m³。

燃煤发电锅炉大气污染物排放限值见表 1-1。燃煤电站大气污染物特别排放限值见表 1-2。

表 1-1 燃煤发电锅炉大气污染物排放限值

污染物项目	适用条件	限值/(mg/m ³)
二氧化硫	新建锅炉	100
		200 ^①
	现有锅炉	200
		400 ^①
氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	全部	100
		200 ^②
汞及其化合物	全部	0.03

① 位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的火力发电锅炉执行该限值。
② 利用 W 型火焰炉膛的火力发电锅炉、现有循环流化床火力发电锅炉，以及 2003 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉执行该限值。

表 1-2 燃煤电站大气污染物特别排放限值

污染物项目	适用条件	限值/(mg/m ³)
烟尘	全部	20
二氧化硫	全部	50
氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	全部	100
汞及其化合物	全部	0.03

注：除汞外标准值与北京市现有燃煤锅炉排放标准相同。

2014 年 9 月 12 日，国家环保部、国家发改委、国家能源局下发了：关于印发《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014—2020 年）》的通知，要求到 2020 年，现役 60 万千瓦及以上燃煤发电机组、东部地区 30 万千瓦及以上公用燃煤发电机组、10 万千瓦及以上自备燃煤发电机组及其他有条件的燃煤发电机组，改造后大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。SO₂、NO_x、烟尘的排放限值分别为 35mg/m³、50mg/m³、10mg/m³（标准状况）。

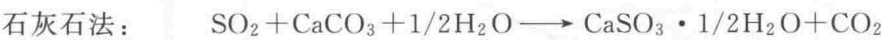
第二节 燃煤电站常见脱硫脱硝工艺简介

一、常见脱硫技术介绍

近年来，世界各发达国家在烟气脱硫（FGD）方面均取得了很大的进展，目前国际上已实现工业应用的燃煤电站烟气脱硫技术主要有：石灰石-石膏法和氨法，其中石灰石-石膏法脱硫商业应用所占比例约 85%，氨法约占 10%，RCFB 循环流化床半干法及其他约占 5%。

1. 石灰石/石灰-石膏（湿法）脱硫技术

石灰石/石灰-石膏（湿法）脱硫工艺，采用价廉易得的石灰石（碳酸钙）、生石灰（氧化钙，CaO）或熟石灰（氢氧化钙）作脱硫吸收剂，石灰石经破碎磨细成粉状与水混合搅拌制成吸收浆液。当采用石灰为吸收剂时，石灰粉经消化处理后加水搅拌制成吸收浆。在吸收塔内，吸收浆液与烟气接触混合，烟气中的 SO₂ 与浆液中的碳酸钙以及鼓入的氧化空气进行化学反应而被脱除，最终反应产物为石膏。脱硫后的烟气经除雾器除去带出的细小液滴，经加热器加热升温后排入烟囱。脱硫石膏浆经脱水装置脱水后回收。图 1-1 所示为石灰石-石膏湿法脱硫工艺流程。化学反应机理如下：



石灰石-石膏湿法脱硫是目前世界上技术最为成熟、应用最多的脱硫工艺，适用于各种含硫量的煤种的烟气脱硫，脱硫效率可达到 95% 以上。截至 2013 年年底，已投运火电厂烟气脱硫机组容量约 7.2 亿千瓦，占全国现役燃煤机组容量的 91.6%，其中 300MW 以上机组 92% 选择了石灰石-石膏湿法脱硫。

2. 氨法脱硫技术

氨法脱硫是以碱性强、活性高的液氨（或氨水）作吸收剂，吸收烟气中的二氧化硫，最终转化为硫酸铵化肥的湿法烟气脱硫工艺。锅炉烟气经烟气换热器冷却进入预洗涤器洗涤，

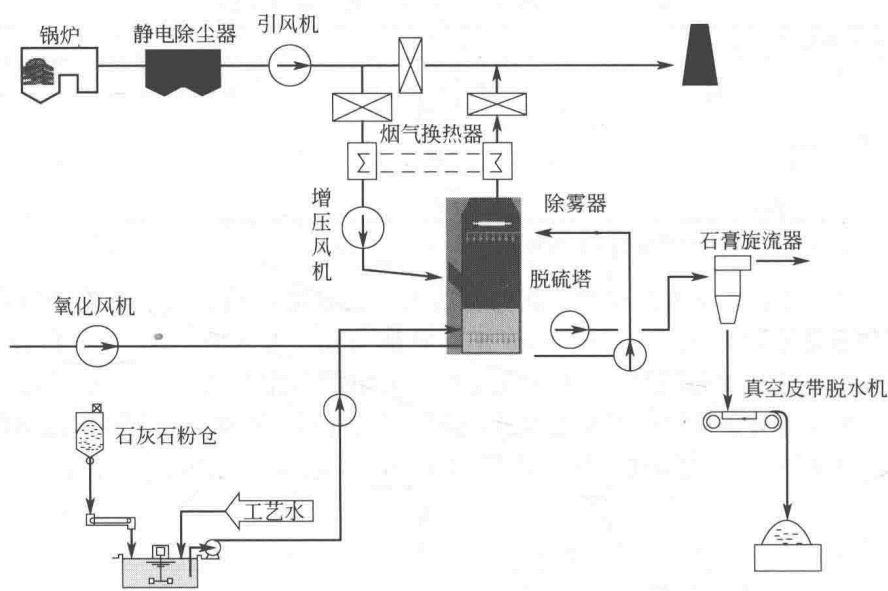


图 1-1 石灰石-石膏湿法脱硫工艺流程

除去 HCl 和 HF，经液滴分离器除去水滴进入前置洗涤器，氨水自塔顶喷淋洗涤烟气，烟气中的 SO₂ 被洗涤吸收除去，烟气再经洗涤塔顶部的除雾器除去雾滴，并经烟气换热器加热后经烟囱排放。洗涤工艺中产生的约 30% 的硫酸铵溶液排出洗涤塔，可送到化肥厂进一步处理或直接作为液体氮肥出售，也可进一步加工成颗粒、晶体或块状化肥出售。图 1-2 所示为氨法脱硫工艺流程。化学反应机理如下：

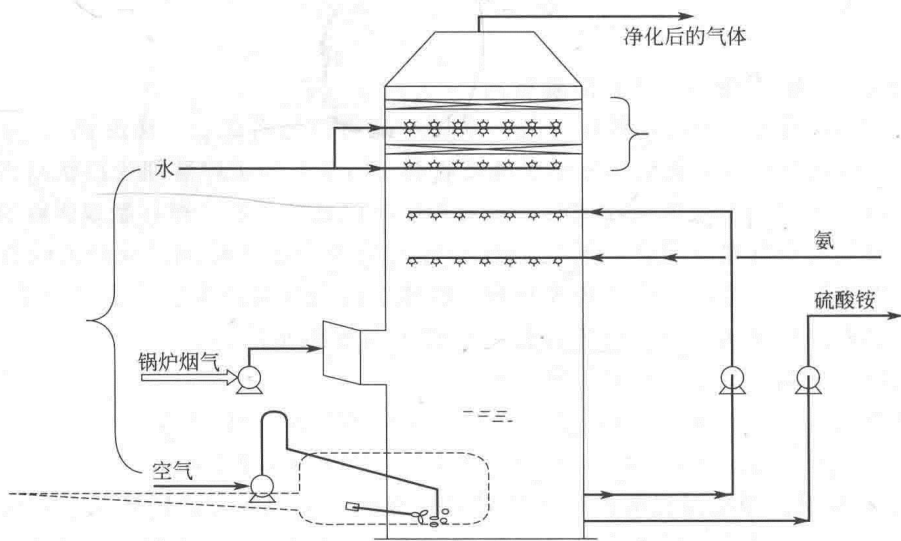
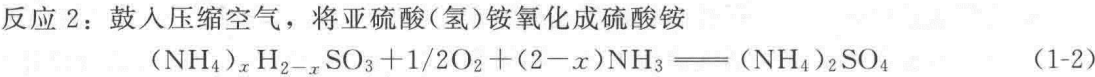
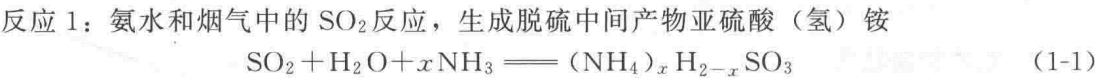


图 1-2 氨法脱硫工艺流程



氨法脱硫受条件限制，电厂附近无废氨水供应，而液氨价格昂贵，烟囱防腐要求高。

3. 循环流化床半干法脱硫技术

半干法脱硫工艺是以循环流化床原理为基础，以干态的消石灰粉作为吸收剂，烟气从流化床的底部进入吸收塔底部的文丘里装置，与很细的吸收剂粉末相混合，吸收剂与烟气中的二氧化硫反应，生成亚硫酸钙和硫酸钙。通过吸收剂的多次再循环，延长吸收剂与烟气的接触时间，以达到高效脱硫的目的，脱硫效率可达到 90% 左右。经脱硫后带有大量固体的烟气由吸收塔的上部排出，排出的烟气进入布袋除尘器除尘，被分离出来的颗粒经过再循环系统大部分返回到吸收塔，由于大部分的颗粒都被循环多次，因此，固体吸收剂的滞留时间很长，提高了吸收剂的利用率。图 1-3 所示为半干法脱硫工艺流程。

半干法脱硫化学原理是 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 粉末和烟气中的 SO_2 、 SO_3 、 HCl 、 HF 等酸性气体在水分存在的情况下，在 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 粒子的液相表面发生反应。在回流式烟气循环流化床内， $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 粉末、烟气及喷入的水分，在流化状态下充分混合，并通过 $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 粉末的多次再循环，从而实现高效脱硫。化学反应机理如下：

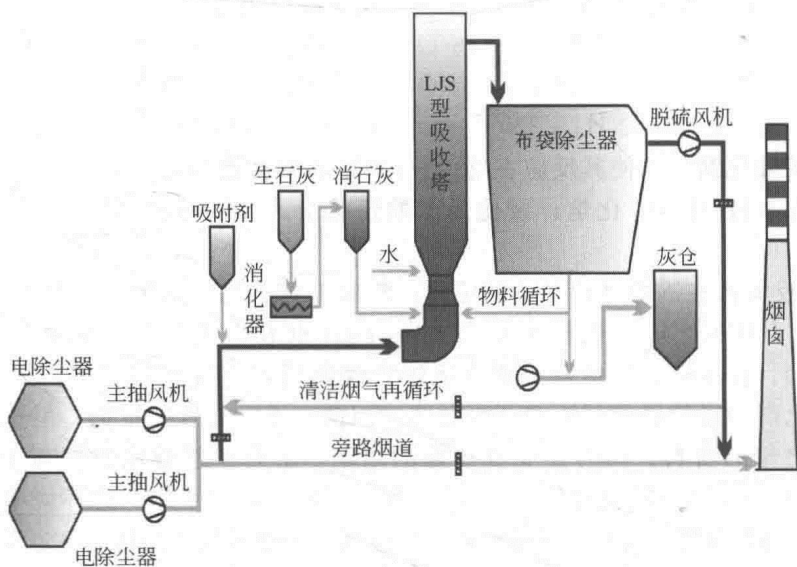
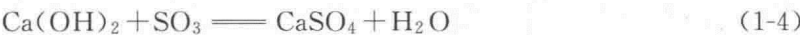


图 1-3 半干法脱硫工艺流程

半干法脱硫效率较石灰石-石膏法和氨法偏低，石灰供应较困难、价高，适用煤种为低、中硫煤。

二、常见 NO_x 控制技术的介绍

目前在工业应用中，被广泛采纳的燃煤电站 NO_x 污染控制技术主要有两类：燃烧控制 NO_x 技术和烟气脱硝技术。燃烧控制 NO_x 技术通过优化燃烧来控制 NO_x 的生成量，

主要包括：低 NO_x 燃烧器（LNB）、分级燃烧和再燃等技术。而烟气脱硝技术应用较多的主要是选择性脱 NO_x 方法，这种方法主要将含氮的化学药剂喷射到烟气中，使之与 NO_x 反应，生成无污染的氮气和水。当在选择性脱 NO_x 方法中使用催化剂时，这种方法就被称为选择性催化还原方法（SCR）。相应的，如果没有使用催化剂，则将此方法称为选择性非催化还原方法（SNCR）。

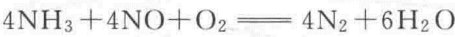
总的来说，燃烧控制 NO_x 技术安装和运行成本低廉，但脱硝率较低。而烟气脱硝方法安装和运行成本较高，但脱硝效率比较高。由于使用了催化剂，SCR 比 SNCR 能够获得更高的脱硝率，但是 SCR 的运行成本也比 SNCR 大为增加。表 1-3 所列为常用的烟气脱硝技术的效率、工程造价、运行费用比较。

表 1-3 常用的烟气脱硝技术的效率、工程造价、运行费用比较

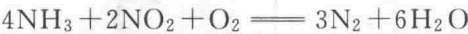
所采用的技术	脱硝效率/%	工程造价	运行费用
低氮燃烧技术(LNB 等)	25~40	较低	低
SNCR 技术	25~40	低	中等
LNB+SNCR 技术	40~70	中等	中等
SCR 技术	80~90	高	中等
SNCR/SCR 混合技术	80 以上	中等	中等
等离子脱硝技术	80	较低	较低

1. 选择性催化还原方法（SCR）

选择性催化还原法（SCR）目前已成为世界上应用最多、最为成熟且最有成效的一种烟气脱硝技术。SCR 是指在催化剂的作用下，以 NH₃ 作为还原剂，“有选择性”地与烟气中的 NO_x 反应并生成无毒无污染的 N₂ 和 H₂O，其主要反应方程式为：



或



选择适当的催化剂可以使其反应在 200~400℃ 的温度范围内进行，并能有效地抑制副反应的发生。在 NH₃ 与 NO 化学计量比为 1 的情况下，可以得到高达 80%~90% 的 NO_x 脱除率。

根据 SCR 反应器在锅炉之后的不同位置，SCR 系统大致有 3 种工艺流程：高粉尘 SCR（high dust SCR，HD-SCR）、低粉尘 SCR（low dust SCR，LD-SCR）和尾部 SCR（tail end SCR，TE-SCR）。HD-SCR 反应器布置在锅炉省煤器后，空气预热器前。锅炉尾部烟气温度足以满足催化剂的运行，烟气不需要再加热。因此，这种布置投资低，但这里烟尘大，催化剂必须选择防堵的材料。同时还受到场地的限制，适合于新建电站。与 HD-SCR 相比，TE-SCR 反应器布置在静电除尘器和 FGD 后。由于催化剂在“干净”的环境中运行，材料容易选择，催化剂的寿命长。这种布置适合对旧厂改造。但是烟气要加热到一定温度以满足催化剂的运行，投资和运行成本较 HD-SCR 布置大。而 LD-SCR 虽然催化剂是在较“干净”的条件下工作，但静电除尘器在 290~450℃ 的温度下效率很低，无法正常工作，所以一般不采用。

SCR 可能产生的问题主要有：

① 氨泄漏（NH₃ slip），是指未反应的氨排出系统，造成二次污染，采用合理的设计通常可以将氨的泄漏量控制在 5ppm（1ppm=10⁻⁶）以内。

② 当燃用高硫煤时，烟气中部分 SO₂ 将被氧化生成 SO₃，这部分 SO₃ 以及烟气中原有的 SO₃ 将与 NH₃ 进一步反应生成氨盐，从而造成催化剂中毒或堵塞。其发生的主要副反应有：