



# 湿法烟气脱硫系统的 调试、试验及运行

曾庭华 杨 华 廖永进 郭 斌 著



中国电力出版社  
www.cepp.com.cn

# 湿法烟气脱硫系统的 调试、试验及运行

曾庭华 杨 华 廖永进 郭 斌 著



中国电力出版社  
www.cepp.com.cn



本书详细介绍了国内外火电厂最新应用各类石灰石/石膏湿法 FGD 技术,在此基础上,系统地介绍了 FGD 系统的调试技术,包括调试的管理、FGD 典型的单体调试、分系统调试以及整套启动调试等,通过工程实例对调试中的常见问题进行了深入地讨论。同时,本书还介绍了 FGD 系统性能试验的内容,包括试验测点与烟气采样方法,分析测试方法,FGD 系统中石灰石、浆液、石膏及废水等成分的分析方法,并对现场试验的实例进行分析。最后,本书系统地介绍了 FGD 系统运行及管理技术,包括 FGD 系统的启动/停运操作、FGD 系统的正常运行与调整维护、FGD 系统运行常见问题分析与处理、FGD 系统的优化、FGD 系统的检修以及 FGD 系统的运行管理等。

全书内容丰富、新颖,配合文字并附有大量插图,密切联系工程实际,实用性很强。对 FGD 系统的调试、性能试验和安全经济运行具有很好的指导作用,对消化吸收国外先进的湿法 FGD 技术、改进湿法 FGD 系统的设计具有很高的参考价值。

本书特别适用于从事 FGD 系统的调试、试验、运行、维修和管理工作的工程技术人员使用,对从事火电厂 FGD 技术的研究、设计人员和环境保护的专业人士以及高等院校有关专业的研究生、大学生也有很好的参考作用,并可作为 FGD 系统运行检修的培训教材。

### 图书在版编目 (CIP) 数据

湿法烟气脱硫系统的调试、试验及运行/曾庭华等著.  
北京:中国电力出版社,2008  
ISBN 978-7-5083-6671-5

I. 湿… II. 曾… III. 火电厂-湿法-烟气脱硫  
IV. X773.013

中国版本图书馆 CIP 数据核字 (2008) 第 005184 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>)

北京盛通印刷股份有限公司印刷

各地新华书店经售

\*

2008 年 5 月第一版 2008 年 5 月北京第一次印刷

787 毫米×1092 毫米 16 开本 56 印张 1643 千字

印数 0001—3000 册 定价 198.00 元

### 敬告读者

本书封面贴有防伪标签,加热后中心图案消失  
本书如有印装质量问题,我社发行部负责退换

版权专有 翻印必究

# 前 言

我国的能源资源以煤炭为主，在电源结构方面，今后相当长的时间内以燃煤机组为主的基本格局不会改变，大量的燃煤和煤中较高的含硫量必然导致  $\text{SO}_2$  的大量排放。1995 年我国  $\text{SO}_2$  排放量达到 2370 万 t，超过了欧洲和美国，成为世界上  $\text{SO}_2$  排放第一大国，之后连续多年超过 2000 万 t。近年来，由于电力的快速发展， $\text{SO}_2$  的排放量又开始上升。2003 年底，国家环境保护总局发布了新修订的污染物排放标准 GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》，新标准分三个时段，对不同时期的火电厂建设项目分别规定了对应的大气污染物排放控制要求；同时，国家新的《排污费征收标准和计算方法》使得企业的  $\text{SO}_2$  排污成本增加，从而使排污变得“不经济”。在这种形势下，全国各地的火电厂纷纷进行烟气脱硫（FGD）工程的建设，我国火电厂烟气脱硫呈现了“井喷式”的发展。

但是，我国烟气脱硫建设还存在着诸多的问题，如缺乏对烟气脱硫设施进行科学评价的指标和要求；建设规模急剧增长，但产业化发展相对滞后；虽然大部分设备可以国内制造，但关键设备仍需要进口；供方市场存在着脱硫技术重复、盲目引进，技术人员严重不足，招标中无序、低价竞争，质量管理环节薄弱等。另外，火电厂烟气脱硫的设计、制造、安装、调试、运行、检修、后评估等环节的技术标准、规范尚未建立和完善。

鉴于此，在参考大量文献资料的基础上，作者紧密结合工程实际，系统总结了石灰石/石膏湿法 FGD 系统的调试、试验及运行等方面的经验，希冀能对 FGD 工程的调试、试验和运行有所裨益。

本书共分六章，主要内容可归纳为四部分。第一部分（第一、二章）概要介绍了我国  $\text{SO}_2$  的排放状况和控制技术；结合具体的实际工程，重点对最新应用各类石灰石/石膏湿法 FGD 技术作了详细介绍，突出了一个“新”字，例如德国 LEE 的池分离器、脉冲悬浮系统、日本 CT-121 技术、川崎内隔板塔、美国 B&W 合金托盘、文丘里棒塔以及国内的  $\text{OI}^2$ -FGD 技术、旋汇耦合吸收塔技术等；还介绍了 BEKA 塑料衬里混凝土吸收塔、FGD 系统与湿式电除尘器（WESP）相结合的新技术等。第二部分（第三、四章）详尽介绍了 FGD 系统的调试技术，包括调试的管理、FGD 典型单体的调试、各个分系统调试以及整套启动调试，并通过 FGD 系统调试实例来详细介绍热态调试的全过程，对调试中常见问题进行了



深入地讨论。第三部分（第五章）详细介绍了FGD系统的性能试验，包括试验内容，试验测点与烟气采样、分析测试方法，FGD系统中石灰石、浆液、石膏及废水等成分分析方法以及现场试验、实例分析等。第四部分（第六章）系统地介绍了FGD系统运行及管理技术，包括FGD系统的启动/停运，FGD系统的正常运行与调整维护，FGD系统运行常见问题分析，FGD系统事故处理，FGD系统的优化、检修及运行管理等。全书理论介绍较少，代之以大量的工程实例、现场数据及现场图片，实用性很强，对消化吸收国外先进的湿法FGD技术、改进湿法FGD系统的设计以及对FGD系统的调试、性能试验和安全经济运行都有很好的指导作用。

需注意的是，烟气脱硫方面的标准、规范还不完善，本书所介绍的调试程序、各种分析测试方法等，很多只是一些经验总结，仅供读者参考。如读者能从中受益，作者就深感欣慰了。书中未加特别说明的 $m^3$ ，指的是标准状态（标态）下的体积，即烟气在温度为273K，压力为101325Pa时的状态。

由于时间所限，书中难免有不足之处，敬请各位专家和读者批评指正。

曾庭华

2008年1月

# 目 录

■	前言	
■	第一章 火电厂 SO <sub>2</sub> 的排放与控制	1
	第一节 我国电力的发展与 SO <sub>2</sub> 的排放	1
	第二节 SO <sub>2</sub> 污染控制状况	3
	第三节 火电厂 SO <sub>2</sub> 的生成及排放特点	4
	一、煤中硫的存在形式 (4)   二、煤燃烧中 SO <sub>2</sub> 的生成 (5)   三、火电厂锅炉烟气的特点 (6)	
	第四节 火电厂实用 FGD 技术概述	7
■	第二章 石灰石/石膏湿法 FGD 技术	14
	第一节 石灰石/石膏湿法 FGD 工艺的基本原理	14
	一、SO <sub>2</sub> 的吸收 (15)   二、石灰石的溶解 (15)   三、亚硫酸盐的氧化 (16)	
	四、石膏的结晶 (16)	
	第二节 石灰石/石膏湿法 FGD 系统的构成	17
	一、烟气系统 (17)   二、SO <sub>2</sub> 吸收系统 (22)   三、石灰石浆液制备系统 (25)	
	四、石膏脱水系统 (27)   五、废水排放和处理系统 (30)   六、公用系统 (34)	
	七、热工控制系统与电气系统 (34)	
	第三节 典型的石灰石/石膏 FGD 技术	37
	一、填料塔 (37)   二、液柱塔 (42)   三、CT-121 FGD 工艺的鼓泡塔 (49)	
	四、喷淋塔 (68)   五、其他 FGD 技术 (158)	
	第四节 典型的 FGD 系统实例	163
	一、单炉单塔、带增压风机的 FGD 系统 (163)   二、单炉单塔未设增压风机的 FGD 系统 (175)	
	三、二炉一塔设增压风机的 FGD 系统 (184)   四、二炉一塔不设增压风机的 FGD 系统 (196)	
■	第三章 FGD 系统调试概述	209
	第一节 FGD 系统调试的目的、任务及主要工作内容	209



	一、FGD 系统调试的目的、任务 (209)	二、FGD 系统启动调试的主要工作及内容 (211)	
第二节	FGD 系统调试的组织与计划 .....		213
	一、启动调试的组织机构 (213)	二、参与 FGD 系统调试的各单位的主要职责 (215)	
	三、调试技术力量配置 (216)	四、调试工作应遵守的规定 (217)	
	五、FGD 系统启动调试的工期安排 (217)		
第三节	FGD 系统启动调试大纲和调试报告的编写 .....		223
	一、启动调试大纲的编写 (223)	二、FGD 系统调试方案的编写 (224)	
	三、FGD 系统调试报告的编写 (225)		
第四节	FGD 系统调试的全面质量管理 .....		225
	一、调试质量的目标管理及质量考核标准 (225)	二、调试工作的质量管理 (227)	
	三、启动调试检查记录卡 (228)	四、FGD 系统调试的安全措施 (228)	
<b>第四章</b>	<b>FGD 系统的现场调试 .....</b>		<b>232</b>
第一节	FGD 系统单体验调试 .....		232
	一、烟气挡板的调试 (232)	二、增压风机的调试 (234)	三、烟气再热器的调试 (241)
	四、循环泵的调试 (247)	五、氧化风机的调试 (252)	六、湿式球磨机的调试 (255)
	七、真空皮带脱水机的调试 (260)	八、搅拌器的调试 (267)	
第二节	FGD 系统分系统调试 .....		269
	一、烟气系统的调试 (270)	二、吸收塔系统的调试 (272)	三、石灰石浆液制备系统的调试 (275)
	四、石膏脱水系统的调试 (281)	五、废水处理系统的调试 (288)	六、公用系统的调试 (295)
第三节	FGD 系统整套启动调试 .....		298
	一、FGD 系统整套启动应具备的条件 (298)	二、168h 前的带负荷热态调试 (300)	
	三、168h 满负荷连续试运行 (301)	四、FGD 系统调试/正常运行中的化学分析 (302)	
第四节	FGD 系统测量仪表的调试 .....		311
	一、CEMS (311)	二、pH 计 (318)	三、液位计/固体料位计 (321)
	四、浆液密度计 (323)	五、压力、温度和流量计 (324)	
第五节	FGD 热控系统的调试 .....		326
	一、FGD 热控系统的构成和特点 (326)	二、DCS 的功能 (329)	三、DCS 的调试 (332)
第六节	FGD 电气系统的调试 .....		342
	一、FGD 电气系统的设计特点 (342)	二、FGD 厂用电受电 (347)	三、FGD 厂用电受电后的调试工作 (356)
第七节	FGD 系统热态调试实例 .....		358
	一、2×125MW 机组 FGD 系统热态调试 (358)	二、300MW 机组 FGD 系统的热态调试 (377)	三、600MW 机组 CT-121 FGD 系统的热态调试 (394)
第八节	FGD 系统调试中常见问题分析 .....		454
	一、烟气系统问题 (454)	二、吸收塔系统问题 (464)	三、制浆系统问题 (466)
	四、脱水系统问题 (469)	五、公用系统问题 (473)	

<b>第五章 FGD 系统的性能试验</b> .....	476
第一节 性能试验的目的、内容和依据 .....	476
第二节 试验测点与烟气采样 .....	480
一、试验测点 (480) 二、等速取样 (487) 三、气态物采样方法 (488)	
第三节 FGD 系统烟气的分析测试方法 .....	493
一、SO <sub>2</sub> 的分析 (493) 二、O <sub>2</sub> 的分析 (501) 三、氯化氢的分析 (503) 四、氟化氢的分析 (504) 五、SO <sub>3</sub> 的分析 (504) 六、氮氧化物的分析 (506) 七、烟气中水分的分析 (508) 八、温度的测量 (511) 九、压力的测量 (512) 十、流量的测量 (513)	
第四节 石灰石、浆液、石膏及废水等成分分析 .....	516
一、石灰石 (粉) 分析 (516) 二、吸收塔浆液的分析 (521) 三、副产品石膏成分分析 (524) 四、FGD 工艺水和废水等的分析 (528)	
第五节 现场试验 .....	529
一、试验准备 (529) 二、预备性试验 (531) 三、正式试验 (532) 四、数据处理 (535) 五、计算修正 (552) 六、性能试验报告 (552)	
第六节 FGD 系统性能试验实例分析 .....	554
一、烟气中 O <sub>2</sub> 含量 (554) 二、烟气中 SO <sub>2</sub> (557) 三、烟气温度 (559) 四、烟气流速 (563) 五、烟尘浓度 (564) 六、其他 (564)	
<b>第六章 FGD 系统的运行</b> .....	567
第一节 FGD 系统的状态划分与启动前工作 .....	567
一、FGD 系统的状态划分 (567) 二、FGD 系统启动前的检查 (567) 三、FGD 系统启动前的试验 (573)	
第二节 FGD 系统的启动 .....	574
一、公用系统的启动 (574) 二、浆液箱、罐、池及水坑等注水与冲洗 (575) 三、石灰石制浆系统启动 (576) 四、吸收塔系统启动 (577) 五、烟气系统的启动 (FGD 系统通热烟气) (578) 六、石膏脱水系统启动 (579) 七、废水处理系统启动 (579)	
第三节 FGD 系统的正常运行与调整维护 .....	580
一、FGD 系统运行与调整的主要任务 (580) 二、总的注意事项 (580) 三、FGD 各系统主要的运行调整 (581) 四、FGD 系统运行中的检查和维护 (583)	
第四节 FGD 系统的停运 .....	587
一、石灰石浆液制备系统的停运 (587) 二、烟气系统的停运 (588) 三、吸收塔系统的停运 (589) 四、脱水系统的停运 (589) 五、废水处理系统的停运 (590) 六、清空箱罐 (590) 七、公用系统的停止 (590)	
第五节 二炉一塔及不设增压风机的 FGD 烟气系统的启停操作 .....	591
一、二炉一塔设一台增压风机 FGD 烟气系统的启停 (591) 二、二炉一塔设二台增压风机 FGD 烟气系统的启停 (594) 三、一炉一塔不设增压风机的 FGD 烟气系统的启停 (595) 四、二炉一塔不设增压风机的 FGD 烟气系统的启停 (596)	
第六节 FGD 系统运行常见问题分析 .....	597
一、FGD 系统脱硫率低 (597) 二、FGD 系统的腐蚀 (626) 三、FGD 系统内的磨损 (714) 四、FGD 系统内的结垢 (726) 五、FGD 系统的堵塞 (735)	



六、FGD 石膏品质差 (772)	七、FGD 系统的安全性问题 (790)	八、FGD 系统内的泄漏 (803)	九、FGD 系统内的溢流及水平衡 (808)	十、FGD 系统中的冻结 (812)	十一、FGD 系统的其他问题 (815)	
第七节	FGD 系统事故处理 .....					816
一、	事故处理总原则 (816)	二、	FGD 系统保护 (816)	三、	FGD 系统申请停运 (817)	
四、	烟气系统的故障 (818)	五、	吸收塔系统故障 (819)	六、	石膏脱水系统故障 (821)	
七、	石灰石制浆系统故障 (823)	八、	公用系统故障 (825)	九、	电气系统故障 (827)	
十、	测量仪表故障 (828)	十一、	火灾 (828)			
第八节	FGD 系统的优化 .....					829
一、	FGD 系统工艺的优化选择 (829)	二、	FGD 系统工艺的设计优化 (845)			
三、	FGD 系统的运行优化 (846)	四、	FGD 系统的国产化 (849)			
第九节	FGD 系统的检修 .....					850
一、	检修的基本概念与基本原则 (850)	二、	FGD 系统的检修管理 (852)			
三、	FGD 系统检修的主要内容 (856)					
第十节	FGD 系统的运行管理 .....					863
一、	管理最重要的事——培训 (863)	二、	安健环管理 (865)	三、	优化节能管理 (869)	
附录	火电厂大气污染物排放标准 (GB 13223—2003) .....					877
参考文献	.....					885
致谢	.....					887

# 第一章

## 火电厂 SO<sub>2</sub> 的排放与控制

### 第一节 我国电力的发展与 SO<sub>2</sub> 的排放

电力是国民经济发展中重要的生产资料，是人民生活中必不可少的生活资料，由此决定了电力与经济发展的紧密相关性及电力在宏观经济研究中的重要作用。电力需求与经济增长成正比，经济增长高，电力需求增长强劲；经济增长低，电力需求增长乏力，电力的发展与建设必须与经济增长相协调。1999年后经济的快速增长导致电力需求增长迅猛：2000年到2003年间，全社会用电量分别增长11.4%、8.6%、11.6%和15.4%，而发电装机容量的增长分别只有7%、4.7%、6.8%和7.7%。从2002年6月起，陆续有地区拉闸限电。2002年全国电力缺口是20.35GW，2003年甚至高达44.85GW。2003年夏季，大面积的拉闸限电波及了全国21个省（市）。2004年春节后全国的日用电量一直在高位运行，每天都在55亿kW·h左右，接近夏季的最高峰58亿kW·h的历史最高值。2005年一季度全国用电超过4800亿kW·h，比2004年同期增长16.4%，全国已有24个省市出现拉闸限电现象，比2003年和2002年更为严峻。2004年缺电最严重的是上海、浙江、江苏、安徽组成的华东电网，全年缺电达到17GW，全国缺电高达30GW左右。2004年南方电网统调负荷15次，创历史新高，达到46.07GW，比2003年最高纪录净增7.56GW，增长19.6%。2005年全南方电网最大缺口达7.8GW，其中广东省电力缺口约4.5GW。2004年国家电网公司全口径新投产装机容量39.03GW，全国发电量21390.76亿kW·h，比2003年同期增长15.87%。

面对强大的电力需求及对未来电力需求增长的预期，电力投资出现了前所未有的爆发式高增长。2004年全年电力投资增长达到35%以上，这种势头可能持续到2008年，并大约维持在25%的投资增长率。

全国电力发展“十一五”规划及中长期规划表明，“十一五”期间全国电力安排开工规模200GW，2010年发电装机容量达到650GW左右，其中水电为158GW，占24%；在中长期规划方面，2011~2020年年均净增装机容量为30GW，到2020年发电装机容量达到950GW左右，其中水电为230GW、煤电为605GW、核电为36GW，气电为60GW，新能源为20GW。表1-1列出了近10年来我国的装机容量、发电量及发电能源构成。

尽管我国从1994年全国发电量和装机容量跃居世界第二并保持至今，但与世界各工业化国家相比，我国的人均消费仍处于很低的水平，增长空间巨大。目前发达国家人均年电力消费一般在6MW·h以上，OECD（经济合作与开发组织）国家接近8MW·h，日本、澳大利亚、新西兰等国人均已接近9MW·h，美国、加拿大等人均已达15MW·h。后发达国家如韩国人均已达6.2MW·h，巴西和墨西哥也超过了2MW·h。从装机容量上看，欧盟各国平均在人均1.5kW以上，俄罗斯也在这个水平，





美国、加拿大则高于 3kW。而目前,我国人均发电量仅为 1000 多千瓦时,人均装机容量刚超过 0.3kW。在今后经济增长仍保持较高速度的情况下,我国电力的上升空间十分巨大。

表 1-1 我国 1994~2004 年装机容量、发电量及发电能源构成

年份	装机容量 (GW)				发电量 (亿 kW·h)				发电能源构成 (%)		
	水电	火电	核电	总计	水电	火电	核电	总计	水电	火电	核电
1994	49.06	148.74	2.10	199.90	1667.86	7470.49	140.43	9278.78	17.97	80.51	1.52
1995	52.18	162.94	2.10	217.22	1867.72	8073.43	128.33	10069.48	18.55	80.18	1.27
1996	55.58	178.86	2.10	236.54	1869.18	8781.01	143.39	10793.58	17.32	81.35	1.33
1997	59.73	192.41	2.10	254.23	1945.71	9249.45	144.18	11342.04	17.15	81.55	1.30
1998	65.07	109.88	2.10	277.29	2042.95	9388.12	141.01	11576.97	17.65	81.09	1.22
1999	72.97	223.43	2.10	298.77	2129.27	10047.37	148.33	12331.41	17.17	81.48	1.20
2000	79.35	237.54	2.10	319.32	2431.34	11079.36	167.37	13684.82	17.77	80.96	1.22
2001	83.01	253.14	2.46	338.61	2611.08	12044.78	174.72	14838.56	17.60	81.17	1.18
2002	86.07	265.55	4.47	356.57	2746.00	13522.00	265.00	16542.00	16.60	81.74	1.60
2003	92.17	285.64	6.19	384.50	2830.00	15800.00	437.00	19080.00	14.83	82.81	2.29
2004	108.26	324.90	6.84	440.00	3280.00	18073.00	501.00	21854.00	15.01	82.70	2.29

在我国一次能源和发电能源构成中,煤占据了绝对的主导地位,而且在已探明的一次能源储备中,煤炭仍是主要能源。2002 年,在我国的一次能源生产和消费中,煤炭分别占总量的 70.7%、66.1%,石油分别占总量的 17.2%、23.4%,天然气分别占 3.2%、2.7%,水电和核电分别占 8.9%、7.8%。2004 年 6 月 30 日,我国《能源中长期发展规划纲要(2004~2020 年)》(草案)提出了“以煤炭为主体,电力为中心,油气和新能源全面发展”的战略,有关专家预测,到 2050 年,煤在一次能源中所占比例仍在 50% 以上。这都充分表明在很长的一段时间内,我国一次能源以煤为主的格局不会发生根本改变。

大量的燃煤和煤中较高的含硫量必然导致大量的  $\text{SO}_2$  排放,1995 年我国  $\text{SO}_2$  排放量达到 2370 万 t,超过欧洲和美国,成为世界  $\text{SO}_2$  排放第一大国,之后连续多年排放量超过 2000 万 t。表 1-2 是我国 1987~2006 年  $\text{SO}_2$  的排放情况,更直观的趋势见图 1-1。由于采取了一系列有效的控制排放的政策和措施,目前已取得了一定的成效。但近年来电力的快速发展, $\text{SO}_2$  的排放量又开始上升,2006 年达到了历史新高 2594.4 万 t。

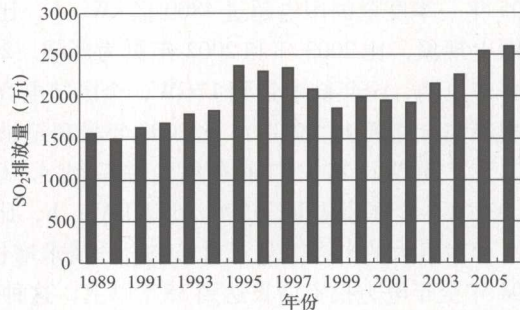


图 1-1 我国 1989~2006 年  $\text{SO}_2$  的排放

表 1-2 1987~2006 年我国  $\text{SO}_2$  的排放

年份	排放量 (万 t)	年份	排放量 (万 t)	年份	排放量 (万 t)
1987	1412	1994	1825	2001	1947.8
1988	1523.2	1995	2369.6	2002	1926.6
1989	1564	1996	2300	2003	2158.7
1990	1495	1997	2346	2004	2254.9
1991	1622	1998	2091.4	2005	2549.3
1992	1685	1999	1857.5	2006	2594.4
1993	1795	2000	1995.1		



第二节 SO<sub>2</sub> 污染控制状况

目前,我国控制工业污染的法律体系已经比较完善。而针对大气污染尤其是 SO<sub>2</sub> 污染的防治,国家还先后特别出台了《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》、《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》、《关于加强燃煤电厂二氧化硫污染防治工作的通知》等政策性文件。这些政策从各个方面对企业进行约束,也使企业采取措施控制或者减排污染物的动力增加。结果表明这些政策的推出,收到了明显的成效,但环境保护的任务依然艰巨。

为在电力行业快速发展的情况下做好环境保护工作,控制燃煤电厂大气污染物排放,改善我国空气质量和控制酸雨污染,国家环保总局对 1996 年发布的 GB 13223—1996《火电厂大气污染物排放标准》进行了修订,于 2003 年 12 月 30 日联合发布了新修订的国家污染物排放标准 GB 13223—2003《火电厂大气污染物排放标准》。新标准分三个时段,对不同时期的火电厂建设项目分别规定了对应的大气污染物排放控制要求:1996 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新建、扩建、改建火电厂建设项目,执行第 1 时段排放控制要求;1997 年 1 月 1 日起至 2004 年 1 月 1 日前通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目,执行第 2 时段排放控制要求。自 2004 年 1 月 1 日起通过建设项目环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目(含在第 2 时段中通过环境影响报告书审批的新建、扩建、改建火电厂建设项目,自批准之日起满 5 年,在本标准实施前尚未开工建设的火电厂建设项目),执行第 3 时段排放控制要求。各时段火力发电锅炉 SO<sub>2</sub> 最高允许排放浓度执行表 1-3 规定的限值。第 3 时段位于西部非两控区入炉燃煤收到基硫分小于 0.5% 的坑口电厂锅炉须预留脱硫装置空间;在标准实施前,环境影响报告书已批复的第 2 时段脱硫机组,自 2015 年 1 月 1 日起,执行 400mg/m<sup>3</sup> 的限值,其中以煤矸石等为主要燃料(入炉燃料收到基低位发热量小于等于 12550kJ/kg)的资源综合利用火力发电锅炉执行 800mg/m<sup>3</sup> 的限值。同时新建、改建和扩建属于第 3 时段的大气污染控制单元,在达到大气污染物排放浓度限值时,还应满足火电厂全厂 SO<sub>2</sub> 最高允许排放速率限值。

表 1-3 火力发电锅炉 SO<sub>2</sub> 最高允许排放浓度 mg/m<sup>3</sup>

时 段	第 1 时段		第 2 时段		第 3 时段
	2005 年 1 月 1 日	2010 年 1 月 1 日	2005 年 1 月 1 日	2010 年 1 月 1 日	2004 年 1 月 1 日
燃煤锅炉及燃油锅炉	2100*	1200*	2100 1200**	400 1200**	400 800*** 1200****

\* 该限值为全厂第 1 时段火力发电锅炉平均值。

\*\* 在标准实施前,环境影响报告书已批复的脱硫机组,以及西部非两控区的燃用特低硫煤(入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%)的坑口电厂锅炉执行该限值。

\*\*\* 以煤矸石等为主要燃料(入炉燃料收到基低位发热量小于等于 12550kJ/kg)的资源综合利用火力发电锅炉执行该限值。

\*\*\*\* 位于西部非两控区的燃用特低硫煤(入炉燃煤收到基硫分小于 0.5%)的坑口电厂锅炉执行该限值。

除提高环保标准外,国家也逐步提高了排污的收费,使企业排污成本增加,从而排污变得“不经济”。2003 年 1 月通过的《排污费征收使用管理条例》已从该年的 7 月 1 日起开始施行。新的《排污费征收标准和计算方法》规定:SO<sub>2</sub> 排污费,第一年每一污染当量征收标准为 0.2 元,第二年(2004 年 7 月 1 日起)每一污染当量征收标准为 0.4 元,第三年(2005 年 7 月 1 日起)达到与其他大气污染物相同的征收标准,即每一污染当量征收标准为 0.6 元。氮氧化物在 2004 年 7 月 1 日前不收费,2004 年 7 月 1 日起按每一污染当量 0.6 元收费。由于 SO<sub>2</sub> 的污染当量值为 0.95kg,按每一污





染当量征收标准为0.6元计,则每千克SO<sub>2</sub>的排污费为0.632元。2007年5月,国务院同意发展改革委同有关部门制定的《节能减排综合性工作方案》(以下简称《节能减排方案》),其中规定:“按照补偿治理成本原则,提高排污单位排污费征收标准,将二氧化硫排污费由目前的每公斤0.63元分三年提高到每公斤1.26元”。《节能减排方案》同时强调:“加强烟气脱硫设施运行监管。燃煤电厂必须安装在线自动监控装置,建立脱硫设施运行台账,加强设施日常运行监管。2007年底前,所有燃煤脱硫机组要与省级电网公司完成在线自动监控系统联网。对未按规定和要求运行脱硫设施的电厂要扣减脱硫电价,加大执法监管和处罚力度,并向社会公布。完善烟气脱硫技术规范,开展烟气脱硫工程后评估。组织开展烟气脱硫特许经营试点”。

燃煤电厂SO<sub>2</sub>的减排措施主要包括更换燃料;限产关停高硫煤矿、加快发展动力煤洗选加工;大力发展清洁发电技术,逐步降低发电煤耗;关停污染严重的小火电机组;合理布局电厂,实施“西电东送”战略等。但要实现我国火电厂SO<sub>2</sub>排放量的控制目标,关键要靠加装烟气脱硫装置。《节能减排方案》指出:“推动燃煤电厂二氧化硫治理。“十一五”期间投运脱硫机组3.55亿kW。其中,新建燃煤电厂同步投运脱硫机组1.88亿kW;现有燃煤电厂投运脱硫机组1.67亿kW,形成削减二氧化硫能力590万t。今年现有燃煤电厂投运脱硫设施3500万kW,形成削减二氧化硫能力123万t”。截至2006年底,建成投产的脱硫机组容量达到1.57亿kW,仅2006年建成投产的脱硫机组容量就达到1.04亿kW(是前10年总和的2倍),而2007年建成投产的脱硫机组容量超过了1.1亿kW。如此众多脱硫装置的投运,为我国SO<sub>2</sub>的污染控制发挥了积极的作用。

### 第三节 火电厂SO<sub>2</sub>的生成及排放特点

煤中C元素占绝大多数,其次是H、N、S、O等元素,然后是其微量元素。煤的燃烧过程,实质上就是煤中这些元素发生剧烈氧化反应的过程,它首先产生大量的热量和燃烧产物(CO<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>O),其次是SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>等污染物。其中SO<sub>2</sub>对大气环境的污染最大,它产生酸雨,对自然生态环境、人类健康、工农业生产、建筑物及材料等方面都造成了一定程度的危害。

#### 一、煤中硫的存在形式

煤中的硫,根据其存在形态,通常分为有机硫和无机硫两类。有机硫是指与煤的有机结构(C<sub>x</sub>H<sub>y</sub>S<sub>z</sub>)相结合的硫,是有机质分子的一部分,呈均匀分布。无机硫是以无机物形式存在于煤中的硫,多以晶粒状态夹杂其中,呈独立相弥散分布,如硫铁矿(FeS<sub>2</sub>)和硫酸盐(MSO<sub>4</sub>)。另外,在有些煤和油中还有少量以单质状态存在的单质硫。在燃烧过程中,硫酸盐不被分解,直接进入灰渣中,称为不可燃硫或固定硫。有机硫、硫铁矿硫及单质硫均参加燃烧反应生成SO<sub>2</sub>,故又称它们为可燃硫。

煤中的硫酸盐硫(S<sub>s</sub>)、硫铁矿硫(S<sub>p</sub>)、单质硫(S<sub>el</sub>)和有机硫(S<sub>o</sub>)四种形态硫的总和称为全硫(S<sub>t</sub>),即

$$S_t = S_s + S_p + S_{el} + S_o$$

根据GB/T 15224.2—1994《煤炭质量分类——煤炭硫分分级》规定(见表1-4),煤中干燥基全硫含量S<sub>t,d</sub>>3.00%的煤为高硫分煤,该标准适用于煤炭勘探、生产和加工利用中对煤炭的按硫分分级。国家环保总局提出在煤炭流通和使用领域,S<sub>t,d</sub>>2.00%的煤就应该称为高硫煤。总体上说,我国煤炭质量较好,含硫量小于1%的低硫煤约占65%,含硫量为1%~2%的煤约占15%~20%,含硫量2%以上的煤约占10%~20%。北方煤硫分低于南方煤,云南、贵州、四川、陕西和重庆5省市煤的含硫量普遍较高,而北方、东北地区,尤其是东北三省煤中硫分最低,在0.21%~0.78%之间。

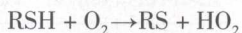


表 1-4 煤炭硫分分级 (GB/T 15224.2—1994)

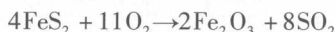
序号	级别名称	代号	硫分 S <sub>i,d</sub> (%)	序号	级别名称	代号	硫分 S <sub>i,d</sub> (%)
1	特低硫煤	SLS	≤0.50	4	中硫分煤	MS	1.51 ~ 2.00
2	低硫分煤	LS	0.51 ~ 1.00	5	中高硫煤	MHS	2.01 ~ 3.00
3	低中硫煤	LMS	1.01 ~ 1.50	6	高硫分煤	HS	>3.00

## 二、煤燃烧中 SO<sub>2</sub> 的生成

煤被加热到 500℃ 左右时, 有机硫从含硫有机分子中分解出来, 它在氧化气氛中生成 SO<sub>2</sub>, 在还原气氛中生成 H<sub>2</sub>S 或 COS, 当进入氧化气氛后, H<sub>2</sub>S 和 COS 被氧化成 SO<sub>2</sub>。主要反应为



黄铁矿硫在氧化气氛中被直接氧化生成 SO<sub>2</sub>, 即



在还原性气氛和小于 500℃ 及足够停留时间的条件下, 黄铁矿将分解成 FeS、S<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S, 生成的 S<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>S 易被氧化成 SO<sub>2</sub>, FeS 则要在 1400℃ 以上和更长的时间才能被氧化成 SO<sub>2</sub>。

在各种硫化物的燃烧过程中, 在还原性气氛中生成的中间产物 SO 遇到 O<sub>2</sub> 时发生的反应为



反应使煤燃烧产生一种浅蓝色的火焰, 这是含硫燃料燃烧火焰的一个特征。

钙、镁的硫酸盐分解温度都很高 (CaSO<sub>4</sub> 的分解温度为 1450℃, MgSO<sub>4</sub> 的分解温度为 1124℃), 通常在燃烧过程中不易发生分解, 而直接随灰渣排出。

在燃烧过程中, 如果有富余氧分, 一部分生成的 SO<sub>2</sub> 在高温区会与离解的氧原子结合生成 SO<sub>3</sub>, 在管壁温度为 450 ~ 650℃ 的受热面上, 在管壁的氧化膜和积灰中的金属氧化物 (V<sub>2</sub>O<sub>5</sub>、Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、SiO<sub>2</sub>、Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、Na<sub>2</sub>O 等) 的催化作用下, SO<sub>2</sub> 也会氧化生成 SO<sub>3</sub>。但总的来说, SO<sub>2</sub> 转化为 SO<sub>3</sub> 的比率约为 0.5% ~ 3.0%, 最大不会超过 5.0%。

一般地, 煤燃烧时每发出 1MJ 热量所产生的干烟气体积在过量空气系数 α = 1.40 (6% O<sub>2</sub>) 时为 0.3687m<sup>3</sup>, 这个估算值的误差在 ±5% 以内。

相应于煤 1MJ 发热量的含硫量称为折算含硫量 S<sup>ZS</sup>, 计算式为

$$S^{\text{ZS}} = \frac{S_{\text{ar}}}{Q_{\text{ar,net,p}}} \times 1000 \quad (\text{g/MJ})$$

式中 S<sub>ar</sub>——煤的收到基含硫量;

Q<sub>ar,net,p</sub>——煤的收到基低位发热量, MJ/kg。

这样, 可得到烟气中 SO<sub>2</sub> 的实际排放浓度 c<sub>SO<sub>2</sub></sub>, 计算式为

$$c_{\text{SO}_2} = \frac{2S^{\text{ZS}}K \times 10^3}{0.3678} = 5438KS^{\text{ZS}} \quad (\text{mg/m}^3, \text{标态、干、6\% O}_2)$$

式中 K——煤中硫的排放系数, 对于燃油硫, 排放系数 K 平均为 0.89; 对于燃气硫, 排放系数平均为 0.92。

对于锅炉燃煤硫的排放系数, 一般的取值范围为 0.80 ~ 0.90。对于普通煤, K 一般取 0.80 ~ 0.85; 而对高钙含量的神府东胜煤、铁法煤和神木煤, 自身固硫率可达 30% 左右, 因而对于这些煤 K 取值约为 0.70。





因此, 锅炉烟气中  $\text{SO}_2$  的实际排放浓度和折算含硫量  $S^{\text{ZS}}$  成正比。科学地判断不同煤种的  $\text{SO}_2$  排放浓度, 不能只比较其收到基含硫量, 而应比较其折算含硫量, 即要和煤的发热量联系起来。因此对于相同容量的锅炉, 燃用不同发热量的煤种, 即使煤的收到基含硫量相同, 其  $\text{SO}_2$  的实际排放浓度是不同的。

### 三、火电厂锅炉烟气的特点

我国火电厂机组容量绝大多数在 125 ~ 600MW 之间, 新建机组更是向 600MW、1000MW 容量等级的超临界和超超临界发展, 表 1-5 列出了不同机组锅炉引风机出口处测得的烟气成分与参数, 这即是 FGD 系统入口的烟气参数。

表 1-5 火电厂锅炉引风机出口实测烟气成分与参数

参数	单位	连州电厂	瑞明电厂	沙角 A 厂	沙角 C 厂	湛江奥里油 电厂 (设计值)
机组负荷	MW	2 × 85	2 × 125	300	660	600
烟气量	m <sup>3</sup> /h (标准状态, 湿, 实际 O <sub>2</sub> )	803000	954450	970900	2242000	1891596
温度	℃	145	147	约 123	140.5	146
粉尘质量浓度	mg/m <sup>3</sup> (标准状态, 干, 6% O <sub>2</sub> )	90 ~ 101	300	108	30 ~ 61	12.0
$\varphi\text{O}_2$	% (实际)	7.2	5.43	5.23	4.45	2.36
$\rho\text{SO}_2$	mg/m <sup>3</sup> (标准状态, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	3616 ~ 4046 ( $S_{\text{ar}} = 2.24 \sim 2.37$ )	1999	1100 ~ 3200 ( $S_{\text{ar}} = 0.58 \sim 1.82$ )	747 ( $S_{\text{ar}} = 0.41$ )	6615 ( $S_{\text{ar}} = 2.85$ )
$\rho\text{SO}_3$	mg/m <sup>3</sup> (标准状态, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	—	—	—	1.04 ~ 1.92	9.9
$\rho\text{HCl}$	mg/m <sup>3</sup> (标准状态, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	0.42 ~ 0.61	9.1	31.3 ~ 56.7	24.8	—
$\rho\text{HF}$	mg/m <sup>3</sup> (标准状态, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	1.19 ~ 1.37	26	2.08 ~ 2.95	0.69	—
$\rho\text{NO}_x$	mg/m <sup>3</sup> (标准状态, 干, 实际 O <sub>2</sub> )	—	469	561 ~ 707	518	< 350
$\varphi\text{CO}_2$	% (干, 实际 O <sub>2</sub> )	—	—	13.57	14.31	14.33
水分	%	7.5	7.2	6.30	11.90	14.03
其他 N <sub>2</sub>	% (干, 实际 O <sub>2</sub> )	—	—	74.9	80.59	83.05

从表 1-5 中可看出电厂锅炉烟气具有以下特点:

(1) 烟气量大。烟气量与锅炉容量、燃料种类、燃烧工况等因素有关, 工程设计使用的烟气量可以通过计算得出。通常, 火电厂的燃煤锅炉单位机组容量 (kW) 的排烟量约为 3 ~ 5m<sup>3</sup>/h, 一个 600MW 燃煤锅炉的烟气量在 200 万 m<sup>3</sup>/h 以上。锅炉烟气量远远大于其他工业炉窑和化工尾气, 处理往往比较困难。

(2)  $\text{SO}_2$  浓度相对较低。 $\text{SO}_2$  在烟气中的浓度决定于燃料含硫量和燃烧方式。据调查, 我国燃煤电厂用煤含硫量为 0.3% ~ 3.3%, 其中硫分为 0.5% ~ 1.5% 的占 70%, 烟气中  $\text{SO}_2$  浓度大多在 3000mg/m<sup>3</sup> 以下。和一些化工厂尾气相比,  $\text{SO}_2$  浓度较低, 处理起来颇感棘手, 所要求的 FGD 系统庞大, 投资和运行费用大, 对电厂来说只有环境效益和社会价值。

(3) 烟气温度高。锅炉烟气经过各级受热面、空气预热器和电除尘器后, 在引风机出口处温度一般为 120 ~ 160℃, 特殊情况下温度会更高些。烟气温度高, 给后续处理操作带来麻烦, 有的须预冷却。

(4) 烟气中含有粉尘。粉尘又称飞灰, 它是煤燃烧后的固态残留物, 其主要成分是  $\text{SiO}_2$  和  $\text{Al}_2\text{O}_3$ , 此外还有  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ 、 $\text{CaO}$ 、 $\text{MgO}$ 、 $\text{K}_2\text{O}$ 、 $\text{Na}_2\text{O}$ 、 $\text{TiO}_2$  以及少量未燃尽的炭等。烟气中粉尘含量主要由煤中灰分含量和燃烧方式所决定, 对 FGD 系统来说, 电除尘器的效率至关重要。运行中电除尘



器的状态对 FGD 入口粉尘量影响很大, 表 1-5 中瑞明电厂 FGD 入口粉尘浓度高达 300mg/m<sup>3</sup>, 明显高出其他电厂, 原因就是除尘器故障。除尘效率低, 会给 FGD 系统的正常运行及副产品石膏的质量带来不利影响。

(5) 烟气中还有许多其他物质。这些成分有: ① SO<sub>3</sub>, 它由 SO<sub>2</sub> 转化而来; ② NO<sub>x</sub>, 与煤中含氮量和燃烧方式有关; ③ CO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub> 是烟气中的主要成分, 体积分数约为 10% ~ 15%; ④ 水蒸气, 与煤的水分含量和空气量有关, 一般为 3% ~ 7%, 高的可达 15%; ⑤ O<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>, 与空气过剩量有关, 不同的燃料有不同的空气过剩量, O<sub>2</sub> 通常在 5% ~ 9%, N<sub>2</sub> 在烟气中占的比例最大, 在 70% 以上; ⑥ HCl 和 HF, 决定于煤种, 如煤中含有 Cl、F 杂质, 则燃烧过程中以 HCl 和 HF 释放出。从表 1-5 中可看出, 它们的含量变化范围大, HCl 含量为 0.4 ~ 56.7mg/m<sup>3</sup>, HF 含量为 0.69 ~ 26mg/m<sup>3</sup>。

这些成分中, SO<sub>3</sub>、HCl 和 HF 对 FGD 系统的设计和运行影响最大, 它们会产生腐蚀、影响石膏品质甚至使 FGD 系统无法运行。正由于火电厂烟气存在着这么多的特点, 使得烟气的净化处理在技术上和经济上存在一定的难度。

#### 第四节 火电厂实用 FGD 技术概述

SO<sub>2</sub> 控制技术的研究, 从 20 世纪初至今已有 90 多年历史。自 20 世纪 60 年代起, 一些工业化国家相继制定了严格的法规和标准, 限制煤炭燃烧过程中 SO<sub>2</sub> 等污染物的排放, 这一措施极大地促进了 SO<sub>2</sub> 控制技术的发展。进入 20 世纪 70 年代以后, SO<sub>2</sub> 控制技术逐渐由实验室阶段转向应用性阶段。据美国环保署 (EPA) 1984 年统计, 世界各国开发、研制、使用的 SO<sub>2</sub> 控制技术已达 184 种, 而目前的数量已超过 200 种。这些技术概括起来可分为三大类: 燃烧前脱硫、燃烧中脱硫及燃烧后脱硫。

1) 燃烧前脱硫技术主要是指煤炭选洗技术, 应用物理方法、化学法或微生物法去除或减少原煤中所含的硫分和灰分等杂质, 从而达到脱硫的目的。目前, 化学选洗技术尽管有数十种之多, 但因普遍存在操作过程复杂、化学添加剂成本高等缺点而仍停留在小试或中试阶段, 尚无法与其他脱硫技术竞争。物理选洗因投资少、运行费用低而成为广泛采用的煤炭选洗技术。我国煤炭入洗率一直较低, 约为 30%, 是主要产煤国家中最低的; 美国为 40% 以上, 英国为 94.9%, 法国为 88.7%, 日本为 98.2%。提高煤炭的入洗率有望显著减轻燃煤 SO<sub>2</sub> 的污染。然而, 物理选洗仅能去除煤中无机硫的 80%, 占煤中硫总含量的 15% ~ 30%, 无法满足燃煤 SO<sub>2</sub> 污染控制要求, 故只能作为燃煤脱硫的一种辅助手段。

2) 燃烧中脱硫 (即炉内脱硫), 是在煤粉燃烧的过程中同时投入一定量的脱硫剂, 在燃烧时脱硫剂将 SO<sub>2</sub> 脱除, 典型的技术是循环流化床锅炉技术、型煤燃烧固硫技术。

3) 燃烧后脱硫, 即烟气脱硫 (flue gas desulfurization, FGD), 是在烟道处加装脱硫设备, 对烟气进行脱硫的方法, 它是世界上唯一大规模商业化应用的脱硫方法, 是控制酸雨和 SO<sub>2</sub> 污染的最为有效的和主要的技术手段。

FGD 技术的分类方法和命名方式有很多, 如根据脱硫原理, 可分为吸收、吸附法和氧化、还原法; 以脱硫产物的用途为根据, 可分为抛弃法和回收法; 按照脱硫剂是否循环使用分为再生法和非再生法; 按脱硫剂的种类划分, 可分为钙法、镁法、钠法、氨法、海水法、活性炭吸附等; 根据吸收剂及脱硫产物在脱硫过程中的干湿状态分为湿法、干法和半干 (半湿) 法。湿法 FGD 技术即是含有吸收剂的溶液或浆液在湿状态下脱硫和处理脱硫产物, 该法具有脱硫反应速度快、煤种适应性强、脱硫效率高和吸收剂利用率高等优点, 但普遍存在腐蚀严重、运行维护费用高及易造成二次污染等问题。干法 FGD 技术的脱硫吸收和产物处理均在干状态下进行, 该法具有无污水废酸排出、设备腐蚀小, 烟气在净化过程中无明显温降、净化后烟温高、利于烟囱排气扩散等优点, 但存在脱硫效率





低,反应速度较慢、吸收剂消耗量大等问题。干法 FGD 技术由于能较好地回避湿法 FGD 技术存在的腐蚀和二次污染等问题,近年来得到了迅速的发展和应。半干法 FGD 技术兼有干法与湿法的一些特点,是脱硫剂在干燥状态下脱硫在湿状态下再生(如水洗活性炭再生流程)或者在湿状态下脱硫在干状态下处理脱硫产物(如 RCFB、喷雾干燥法)的 FGD 技术。特别是在湿状态下脱硫在干状态下处理脱硫产物的半干法,以其既有湿法脱硫反应速度快、脱硫效率高的优点,又有干法无污水废酸排出、脱硫后产物易于处理的好处而受到人们广泛的关注。图 1-2 为 FGD 技术的总貌,在工程实践中常采用以脱硫剂命名的工艺流程。

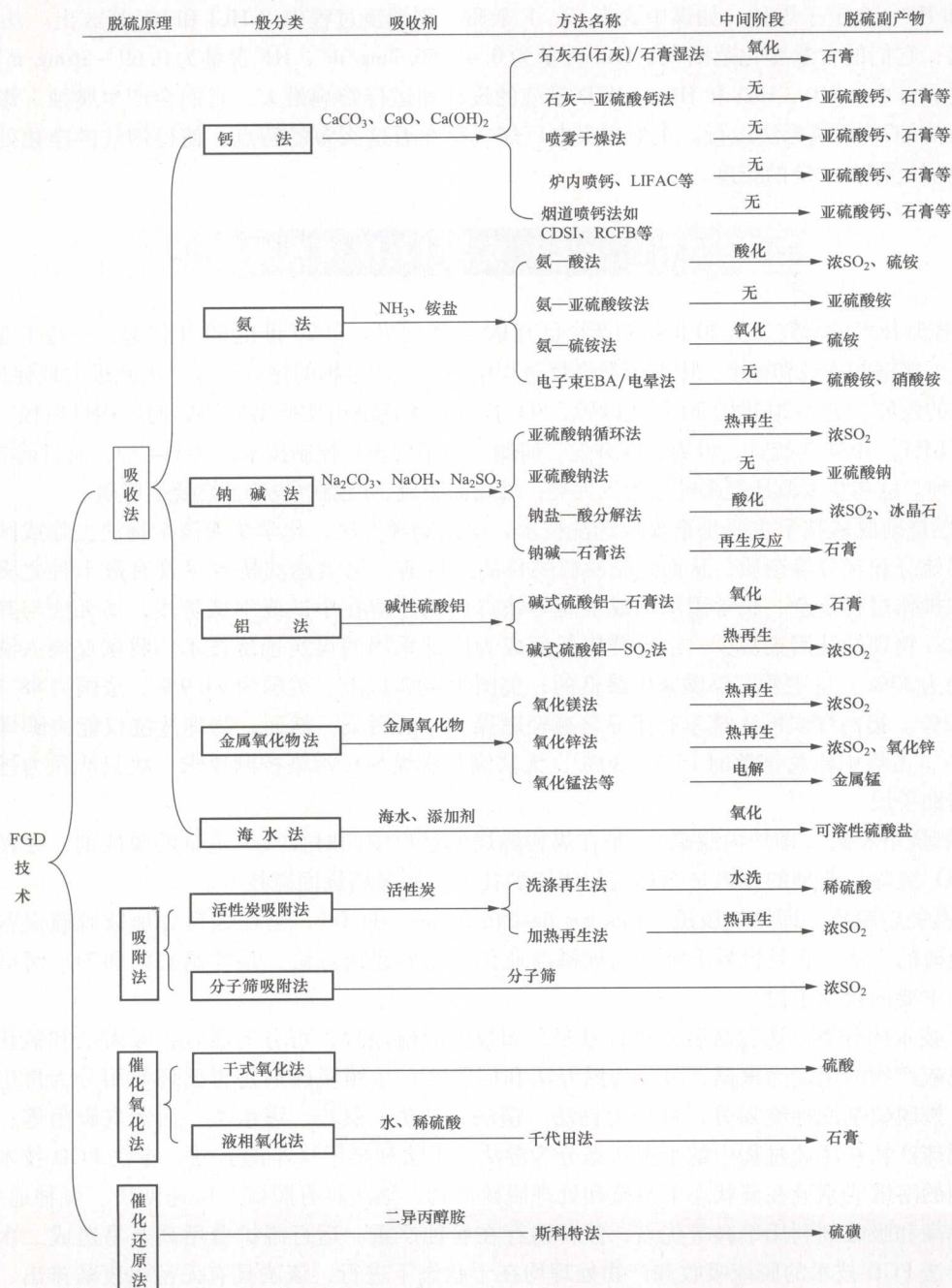


图 1-2 FGD 技术总貌