

附件 9

《氨法烟气脱硫工程通用技术规范 (征求意见稿)》

编制说明

编制组

2017年6月

项目名称：氨法烟气脱硫工程通用技术规范

项目统一编号：2016-55

承担单位：中国环境保护产业协会、江苏新世纪江南环保股份有限公司、北京市劳动保护科学研究所、亚太环保股份有限公司

主要起草人：刘媛、徐长香、彭溶、张军、岳涛、祁丽昉、孙丰阁、曾子平、刘应隆

标准所技术管理负责人：姚芝茂

技术处项目经办人：李磊

目 次

1 任务来源.....	1
2 标准修订的必要性、原则和依据.....	1
3 主要工作过程.....	6
4 国内外相关标准研究.....	7
5 同类工程现状调研.....	16
6 主要技术内容及说明.....	22
7 标准实施的环境效益及经济技术分析.....	27
8 标准实施建议.....	28
附录 A 氨逃逸浓度检测方法.....	30
附录 B 雾滴浓度检测方法（铵离子校对法）.....	32

1 任务来源

为适应国家环境保护工作需要，2016年环境保护部《关于开展2016年度国家环境保护标准项目实施工作的通知》（环办科技函〔2016〕633号）下达《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）的修订任务，项目统一编号2016-55。

按照财政部项目资金管理要求以及环境保护部、中国环境科学研究院项目管理的有关规定，中国环境科学研究院委托中国环境保护产业协会承担《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）的修订任务，参编单位有江苏新世纪江南环保股份有限公司、北京市劳动保护科学研究所、亚太环保股份有限公司。

2 标准修订的必要性、原则和依据

2.1 标准修订的必要性

我国大气污染属于煤烟型污染，主要来源是生活和工业用煤，主要污染物是二氧化硫、氮氧化物和颗粒物。这些污染物经过一系列物理化学变化，形成的PM_{2.5}，是造成区域灰霾天气的重要原因之一，这也是我国京津冀、长江三角洲、珠江三角洲等经济发达地区大气能见度日趋下降，灰霾天数不断增加的重要原因之一。二氧化硫、氮氧化物的大量排放还在全国范围内形成华中、西南、华东、华南多个酸雨区，使得我国成为继欧洲、北美之后的第三大酸雨区。

2.1.1 我国各行业大气污染物排放现状

据全国环境统计公报，2014年全国废气中二氧化硫排放量为1974.4万吨，其中工业二氧化硫排放量为1740.4万吨；氮氧化物排放量2078.0万吨，其中工业氮氧化物排放量为1404.8万吨；全国废气中烟（粉）尘排放量1740.8万吨，其中工业烟（粉）尘排放量为1456.1万吨。

近年来，我国大气污染物排放总量呈逐年递减的态势，部分污染较严重的城市空气质量有所好转，环境质量劣三级城市比例下降，但空气质量达到二级标准城市的比例却在减少。根据环境保护部发布的《2015中国环境状况公报》，2015年全国338个地级以上城市中有73个城市环境空气质量达标，占21.6%，平均达标天数比例为76.7%，轻度污染天数比例为15.9%，中度污染为4.2%，重度污染为2.5%，严重污染为0.7%，可见我国的大气污染仍然十分严重。

1) 火电

火电行业是能源消耗和大气污染物排放大户。2015 年火力发电量占全国发电总量的 73%，在火力发电中，90%左右为燃煤发电。根据 2014 年中国环境统计公报，全国共调查统计工业企业 154633 家，其中火电行业 3288 家，共排放二氧化硫 683.4 万吨，氮氧化物 783.1 万吨，烟（粉）尘 235.5 万吨。其中独立火电厂 1908 家，拥有 4983 台机组，共有脱硫设施 3796 套，脱硝设施 2027 套，除尘设施 5301 套，排放二氧化硫 525.3 万吨，氮氧化物 670.8 万吨，烟（粉）尘 195.8 万吨。自备电厂 1380 家，有 2895 台机组，排放二氧化硫 158.1 万吨，氮氧化物 112.3 万吨，烟（粉）尘 39.7 万吨。据计算，2014 年火电行业二氧化碳、氮氧化物和烟尘排放总量分别占全国总排放量的 39.3%、55.7%和 16.2%，在各细分行业中三类污染物排放总量占比均为最高。

2) 工业锅炉

工业锅炉指《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）适用范围以外的所有工业锅炉。锅炉是重要的能源转换设备，也是能源消费大户和重要的大气污染源。我国锅炉以燃煤为主，其中燃煤电站锅炉近年来向大容量、高参数方向快速发展，无论是生产制造还是运营管理均已接近国外先进水平；而燃煤工业锅炉保有量大、分布广、能耗高、污染重。燃煤工业锅炉污染物排放强度较大，是重要污染源，年排放烟尘、二氧化硫、氮氧化物分别约占全国排放总量的 33%、27%、9%。近年来，我国出现的大范围、长时间严重雾霾天气，与燃煤工业锅炉区域高强度、低空排放的特点密切相关。

工业锅炉集中在供热、冶金、造纸、建材、化工等行业，主要分布在工业和人口集中的城镇及周边等人口密集地区，以满足居民采暖和工业用热水和蒸汽的需求为主，由于工业锅炉的平均容量小，排放高度低，燃煤品质差、差异大、治理效率低，污染物排放强度高，对城市大气污染贡献率高达 45%~65%，其环境影响受到重视和关注。

3) 石油炼制

截至 2015 年年底，我国原油一次加工能力为 7.1 亿吨/年，仅次于美国为全球第二大炼油国。预计 2016 年全国净增炼油能力 900 万吨/年，总炼油能力达到 7.2 亿吨/年。

随着石油炼制工业原油加工量的不断增加和原油品质的劣质化，导致污染物排放量居高不下，区域性大气、水污染问题日趋明显。长三角、珠三角和京津冀地区等城市群大气污染呈现明显的区域特征，SO₂、NO_x、挥发性有机物的污染问题尚未得到有效控制。

4) 钢铁工业

我国是钢铁生产大国，粗钢产量连续 15 年居世界第一。同时，我国钢铁行业产能过剩，落后产能占相当大的比例，污染物排放得不到有效控制。根据全国环境统计公报，2014 年全国共调查统计黑色金属冶炼和压延加工 3880 家，其中有烧结机或球团设备的钢铁企业 683 家，共拥有烧结机 1191 台，球团设备 552 套。共有脱硫设施 995 套，脱硝设施 39 套，除尘设施 16162 套。共排放二氧化硫 180.7 万吨，氮氧化物 56.6 万吨，烟（粉）尘 101.5 万吨。

5) 有色冶金

有色金属工业排放的二氧化硫浓度较高。根据前瞻产业研究院《2013-2017 年中国大气污染防治行业深度调研与投资战略规划分析报告》，2011 年，我国工业二氧化硫废气排放中有色冶金行业的排放量比例达 6.04%。有色金属工业企业排放的废气成分非常复杂。采选工业废气含工业粉尘，冶炼废气含硫、氟、氯等，有色加工废气含硫酸、碱和油等。

6) 硫酸工业

硫酸是十大重要工业化学品之一，广泛应用于各个工业部门。硫酸的产量常被用作衡量一个国家工业发展水平的标志。硫酸工业具有化工行业的高污染性，主要污染物包括大气污染物和水污染物，其中大气污染物主要为二氧化硫。

根据中国硫酸工业协会的统计，截止到 2014 年底全国硫酸生产能力达 1.24 亿吨。其中冶炼酸占 29%，硫磺制酸占 46%，硫铁矿制酸占 22.5%，其他制酸占 2.4%。自 2003 年起我国硫酸产量首次超过美国成为世界第一硫酸生产大国，在随后的 12 年里，我国一直保持着硫酸产量世界第一的地位。2015 年我国硫酸产量 9673 万吨，占世界总产量的 36%。据不完全统计，2014 年硫酸行业二氧化硫排放量 7.2 万吨，比 2011 年减排 5.6 万吨，占 2014 年全国工业二氧化硫排放量 0.4%。虽然硫酸工业 SO₂ 排放量在全国排放量中所占的比例较小，但对区域环境会产生严重影响。

2.1.2 国家及环保主管部门的相关要求

我国政府高度重视大气污染防治工作。从 2011 年环境保护部颁布“史上最严格的”《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011），到 2013 年环境保护部颁布的《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》，国家针对燃煤电厂采取了严格的大气环境管理措施。2013 年 9 月，国务院出台了《大气污染防治行动计划》。2014 年 9 月发布的《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》提出东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度要基本达到燃气轮机组排放限值（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓

度分别不高于 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$), 中部地区新建机组原则上接近或达到燃气轮机排放限值, 鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机排放限值。2015 年 12 月, 环境保护部、发展改革委、能源局又发布了《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》, 明确到 2020 年, 全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现上述超低排放要求, 全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平; 并要求加快现役燃煤发电机组超低排放改造步伐, 将东部地区原计划 2020 年前完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前总体完成, 中部地区力争在 2018 年前基本完成, 西部地区在 2020 年前完成。2015 年 3 月, 两会通过的政府工作报告中要求加强煤炭清洁高效利用, 推动燃煤电厂超低排放改造。

除了燃煤电厂以外, 近年来石油炼制、钢铁、有色、硫酸、焦化行业及工业锅炉等领域也相继颁布了新的大气污染物排放标准, 对二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等大气污染物的约束越来越严格。对大气污染物新增量的严格控制, 将倒逼产业结构的升级和企业的技术进步, 从而推动我国大气环境质量不断改善。

可见, 以火电、石油炼制、钢铁、化工行业及工业锅炉为主的新的国家标准与文件对二氧化硫、氮氧化物、烟尘等污染物的排放要求越来越严格, 这迫切要求各脱硫工程技术规范与之适应配套, 特别是氨法烟气脱硫技术因发展迟、发展快, 更应及时修订规范, 为新标准的执行起到积极的推动作用。

2.1.3 氨法烟气脱硫技术在实践中不断发展

氨法脱硫是控制烟气中二氧化硫的有效手段, 适用于火电、化工、石化、钢铁等行业。氨法脱硫技术经过近年来的实践应用, 脱硫效率的提高、氨逃逸的控制、雾滴含量的保证、气溶胶及细微颗粒物的控制等不断创新, 为本次规范的修订提供了技术支撑。

1) 脱硫效率的提高和保证

脱硫效率主要靠高效的吸收液吸收能力、合适的液气比、均匀的气液分布来保证。经过几年的研究及工程实践, 各技术商对氨法脱硫中吸收液吸收二氧化硫的机理和能力已有了充分经验。

2) 氨逃逸的控制

氨法脱硫逃逸的氨虽然排放初始是以气态存在于烟气中, 但在排放、扩散过程中会与二氧化硫、氮氧化物等结合成铵盐, 也是大气细微颗粒物的产生源。原规范中规定的氨逃逸应低于 $10\text{mg}/\text{m}^3$, 主要基于当时的技术水平和排放要求提出的。目前氨法技术的发展, 特别是超低排放氨法脱硫技术成功应用, 氨逃逸可以控制在 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 以下, 从而降低氨逃

逸对环境的危害。

3) 气溶胶及细微颗粒物的控制

氨法脱硫工程中的气溶胶一般是指脱硫反应过程中烟气中产生的吸收剂、吸收液、反应副产物的液体或固体的微粒。制订《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)时,对氨法脱硫中的气溶胶还没有统一的认识,也没有公认的检测方法,所以当时的规范中没有提及气溶胶,只是用氨回收率笼统地表征包含气溶胶在内各种氨流失情况。

近年来的实践表明,以氨回收率表征气溶胶难以准确反应装置的环境效果,工程上建立了包括气溶胶铵盐等细微颗粒物的总颗粒物和氨逃逸等指标,从而反映气溶胶的状况。控制气溶胶等细微颗粒物需要综合性技术,包括吸收过程的优化和脱硫后处理技术。脱硫后处理技术如凝并洗涤技术、再热收尘技术、湿式电除尘技术等。

为了控制二氧化硫的排放,规范氨法烟气脱硫工程建设,2011年3月,《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)正式实施。该规范实施后,氨法烟气脱硫技术得到了有力的推广与实践,氨法烟气脱硫技术装备的设计、制造、工程建设与运行维护均拥有了统一的技术指导,有力地推动了氨法脱硫工程应用,对国家的大气污染治理起到了重要的作用。

《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)实施至今已五年有余,我国的环境保护形势与技术有了较大的变化与发展。一方面,国家对火电、石化、钢铁、有色、硫酸、水泥等行业大气污染排放控制提出了新的、更严格的要求。另一方面,氨法脱硫技术本身也在实践中得到了发展。因此,原规范中的一些内容已显落后或不足,不利于该技术的发展和推广应用,有必要对原规范进行修订。随着我国环保工作的深入,越来越多的行业都需要建设烟气脱硫工程,为了保证工程的质量和装置高效稳定运行,迫切需要通用技术规范对各行业的烟气脱硫工程进行规范要求。

2.2 标准修订的原则和依据

根据《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)实施以来我国锅炉烟气二氧化硫排放治理的具体情况与趋势,对原规范中不符合新排放标准与技术进展的部分做出改进,进一步规范和提高我国氨法烟气脱硫技术的设计、制造、工程建设与运行维护等过程,促进我国燃煤烟气脱硫工程技术的进步和持续发展。

本技术规范属于通用技术规范,修订工作将严格按照《国家环境保护标准制修订工作管理办法》和《环境工程技术规范制订技术导则》(HJ 526-2010)的要求,遵守以下原则:

1) 以科学发展观为指导, 以实现经济、社会的可持续发展为目标, 以国家环境保护相关法律、法规、规章、政策和规划为根据, 通过制定和实施标准, 促进环境效益、经济效益和社会效益的统一;

2) 有利于保护生活环境、生态环境和人体健康;

3) 有利于形成完整、协调的环境保护标准体系;

4) 有利于相关法律、法规和规范性文件的实施;

5) 与经济、技术发展水平和相关方的承受能力相适应, 具有科学性和可实施性, 促进环境质量改善;

6) 以科学研究成果和实践经验为依据, 内容科学、合理、可行;

7) 根据本国实际情况, 可参照采用国外相关标准、技术法规;

8) 制订过程和技术内容应公开、公平、公正。

本标准的修订将依据我国火电、石化、钢铁、化工、有色、建材等行业的二氧化硫排放现状和发展趋势, 充分考虑二氧化硫减排的重要性和影响, 以国内外氨法脱硫技术的实践经验与效果为指导, 制定出符合我国国情的氨法烟气脱硫工程通用技术规范。

3 主要工作过程

1) 成立编制组

2016年4月, 环境保护部《关于开展2016年度国家环境保护标准项目实施工作的通知》(环办科技函(2016)633号)下达《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)的修订任务, 中国环境保护产业协会组织江苏新世纪江南环保股份有限公司、北京市劳动保护科学研究所、亚太环保股份有限公司成立标准编制小组, 确定参编人员名单, 明确规范修订的工作目标和具体任务分工。

2) 召开开题论证会

按照任务分工, 编制组重点调研火电厂氨法脱硫工程的背景资料和设计、建设、运行情况, 国内外氨法脱硫技术相关标准和规范的制订情况, 在此基础上完成了《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》的开题报告和初稿。

2016年9月27日, 环保部科技标准司在北京主持召开了《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》的开题论证会, 与会专家充分听取了规范编制组关于规范适用范围、技术路线、规范初稿等内容汇报, 经质询与讨论, 形成如下意见: a) 结合管理需求, 将标准调整为《氨法烟气脱硫工程通用技术规范》, 扩大行业覆盖范围; b) 针对氨法在非电行业的应用情况,

补充完善相应的应用边界和技术要求；c) 进一步细化防治氨逃逸、气溶胶、腐蚀等方面的技术要求。

3) 形成征求意见稿

会后，编制组按照开题论证会上专家意见，拓展调研了工业锅炉、钢铁、石油炼制、有色冶金、硫酸工业等非电行业氨法脱硫技术的设计、建设、运行情况，将相关内容纳入标准，进一步补充防治氨逃逸、气溶胶、腐蚀等方面的技术要求，于2016年10月形成《氨法烟气脱硫工程通用技术规范》（征求意见稿）和编制说明。为确保标准条文的科学严谨，邀请行业内专家召开一次编制组工作会议，对标准进行了补充、完善和调整，于2017年6月形成最终征求意见稿和编制说明上报科技标准司。

4. 国内外相关标准研究

4.1 国内外相关污染物排放标准

4.1.1 国内外火电行业大气污染物排放标准

表4.1 简要地列出了欧盟现行的燃煤电厂50MW以上机组的二氧化硫、二氧化氮和尘的排放标准。该标准发布于2010年（European Parliament and Council Directive 2010/75/EU of 24 Nov. 2010）。

表 4-1 欧盟现行燃煤锅炉排放标准（含氧量 6%）

单位：mg/Nm³

机组分类		SO ₂	NO _x	尘
50 至 100MW	2014 年 1 月 7 日前运行	400	300	30
	其他机组			20
100 至 300MW	2014 年 1 月 7 日前运行	250	200	25
	其他机组	200		20
>300MW	2014 年 1 月 7 日前运行	200	200	20
	其他机组	150	150	10

美国现行火电厂排放标准编撰于联邦法典第40部分第60节（40 CFR Part 60）。美国不是以单位体积的质量浓度来表示污染物排放指标的，而是以机组的单位输出能量或输入能量对应的污染物质量来表示排放指标的，或列出脱硫效率。

表4-2 列出了对美国境内位于北美洲大陆的火力发电厂燃煤锅炉的二氧化硫排放标准（2012年修订）和颗粒物排放标准（2014年修订）。

表 4-2 美国燃煤锅炉排放标准

机组分类	SO ₂ 排放标准	颗粒物排放标准
2005 年 3 月 1 日前投运	1) $\leq 520\text{ng/J}$ 输入热量, 且脱硫效率 $\geq 90\%$ 2) 若排放量 $\leq 260\text{ng/J}$ 输入热量则脱硫效率应 $\geq 70\%$ 3) $\leq 180\text{ng/J}$ 总输出能量 4) $\leq 65\text{ng/J}$ 输入热量	$\leq 13\text{ng/J}$ 输入热量
2005 年 3 月 1 日起至 2011 年 5 月 3 日投运	新建项目: $\leq 180\text{ng/J}$ 总输出能量, 或 95% 脱硫效率 重建项目: $\leq 180\text{ng/J}$ 总输出能量, 65ng/J 输入热量, 或 95% 脱硫效率 改造项目: $\leq 180\text{ng/J}$ 总输出能量, 65ng/J 输入热量, 或 90% 脱硫效率	$\leq 18\text{ng/J}$ 总输出能量, 或 $\leq 6.4\text{ng/J}$ 输入热量
2011 年 5 月 4 日起投运	新建或重建项目: 130ng/J 总输出能量, 140ng/J 净输出能量, 或 97% 脱硫效率 改造项目: 180ng/J 总输出能量 或 90% 脱硫效率	新建或重建项目: 11ng/J 总输出能量, 或 12ng/J 净输出能量 改造项目: $\leq 18\text{ng/J}$ 总输出能量, 或 $\leq 6.4\text{ng/J}$ 输入热量

表中, 总输出能量是指:

1) 对于 2011 年 5 月 4 日以前机组: 设备输出的总电能或机械能, 以及 75% 未用于生产额外电能或机械能、未用于巩固机组效能的有效热能;

2) 对于其他机组: 设备输出的总电能或机械能, 减去为锅炉给水泵和相配套的气体压缩装置提供的电能, 加上 75% 未用于生产额外电能或机械能、未用于巩固机组效能的有效热能。

净输出能量是指总输出能量减去与电力生产有关的负载, 包括但不限于运行燃料分配系统、大气污染物控制系统、废水处理系统和除灰系统等所需的电能。

由于不同机组发电效能和产生的烟气量不同, 按照 300MW 机组产生烟气量 $1000000\text{Nm}^3/\text{h}$ 计算, 取美国标准 2011 年 5 月 4 日起投运机组的标准, SO₂ 限值和颗粒物限值分别为 $151\text{mg}/\text{Nm}^3$ 和 $13\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。与欧盟最新标准在这一机组级别上的标准相当。

表 4-3 列出了我国《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011) 对燃煤锅炉二氧

化硫、二氧化氮和尘的排放标准。该标准要求现有火力发电锅炉自 2014 年 7 月 1 日起，新建火力发电锅炉自 2012 年 1 月 1 日起，要满足规定的限值；重点地区要满足特别排放限值。

表 4-3 我国火电厂燃煤锅炉排放标准（含氧量 6%）

单位：mg/Nm³

机组分类	燃煤锅炉排放标准			燃煤锅炉特别排放限值		
	SO ₂	NO _x	烟尘	SO ₂	NO _x	烟尘
现有锅炉	200 400 ⁽¹⁾	100 200 ⁽²⁾	30	50	100	20
新建锅炉	100 200 ⁽¹⁾					

注：(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)采用 W 形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。

2012 年 10 月发布的《重点区域大气污染防治“十二五”规划》将京津冀、长三角、珠三角等“三区十群”19 个省（区、市）47 个地级及以上城市划为重点控制区，重点控制区内新建火电、钢铁、石化、水泥、有色、化工等重污染项目与工业锅炉必须满足大气污染物排放标准中特别排放限值要求。

《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》（环境保护部 2013 年第 14 号公告）明确：对于排放标准中已有特别排放限值要求的火电、钢铁行业，自 2013 年 4 月 1 日起，新受理的火电、钢铁行业环评项目执行大气污染物特别排放限值；2015 年 4 月 16 日发布《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015) 对于石化行业有特别排放限值要求；对于化工、有色、水泥行业以及燃煤锅炉项目等目前没有特别排放限值的，待相应的排放标准修订完善并明确了特别排放限值后执行。“十二五”期间，位于重点控制区 47 个城市主城区的火电、钢铁、石化行业现有企业以及燃煤锅炉项目执行大气污染物特别排放限值，到“十三五”期间将特别排放限值的要求扩展到重点控制区的市域范围。国家发改委、环境保护部、能源局于 2014 年 9 月发布了《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》（发改能源〔2014〕2093 号），严控大气污染物排放，提出新建燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）应同步建设先进高效脱硫、脱硝和除尘设施，不得设置烟气旁路通道；东部地区（辽宁、北京、天津、河北、山东、上海、江苏、浙江、福建、广东、海南等 11 省市）新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³），中部地区（黑龙江、吉林、山西、安徽、湖北、湖南、河

南、江西等 8 省) 新建机组原则上接近或达到燃气轮机组排放限值, 鼓励西部地区新建机组接近或达到燃气轮机组排放限值。2015 年 12 月, 环境保护部、发展改革委、能源局又发布了《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》(环发〔2015〕164 号), 明确到 2020 年, 全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放(即在基准氧含量 6%条件下, 烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³); 全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平; 加快现役燃煤发电机组超低排放改造步伐, 将东部地区原计划 2020 年前完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前总体完成; 将对东部地区的要求逐步扩展至全国有条件地区, 其中, 中部地区力争在 2018 年前基本完成, 西部地区在 2020 年前完成。

对比以欧盟和美国为代表的发达国家与地区的排放标准, 我国现行的《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011) 相当严格, 尤其是《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》和《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》等文件提出的超低排放要求, 更是走在了国际前列。

4.1.2 国内外工业锅炉大气污染物排放标准

美国锅炉排放限值单位为 ng/L (热输入), 隐含了对锅炉热效率的要求, 以 2005 年 3 月 1 日划分时段, 对二氧化硫、氮氧化物和颗粒物等污染物的排放浓度限值作出规定, 或限制污染物初始浓度的同时对污染物去除率作出规定。表 4-4 简要概括了美国锅炉大气污染物排放标准。取美国标准 2005 年 3 月 1 日后投运的燃煤工业锅炉标准, SO₂、颗粒物和氮氧化物限值分别为 87ng/L (约 170mg/Nm³)、13ng/L (约 25mg/Nm³) 和 87ng/L (约 170mg/Nm³)。

表 4-4 美国工业锅炉大气污染物排放标准

单位: ng/L

锅炉类别	工业燃煤锅炉排放标准				
	二氧化硫		颗粒物		氮氧化物
	去除率	排放限值	去除率	排放限值	
2005 年 3 月 1 日 前	—	87	—	22	87 ⁽¹⁾
	90%	520 (脱硫前)			

2005年 3月1日 后	—	87	—	13	
	92%	520 (脱硫前)	99.80%	22	
注：(1)1997年7月9日后新建、改建、重建的锅炉 NO _x 排放限值。					

欧盟国家排放上限 (NECs) 指令 2011/81/EC 是欧盟空气立法领域最重要的指令之一，其中关于中等规范 (1MW~50MW) 燃煤锅炉的大气污染物排放标准规定，二氧化硫、二氧化氮、总悬浮颗粒物和 PM₁₀ 的排放限值分别为 1750mg/m³、350mg/m³、110mg/m³、110mg/m³。

《锅炉大气污染物排放标准》(GB 13271-2014) 规定我国工业锅炉大气污染物排放限值如表 4-5 所示。此标准与《火电厂大气污染物排放标准》的关系是“全覆盖和不交叉”，控制范围为除《火电厂大气污染物排放标准》适用范围以外的所有工业锅炉。

表 4-5 我国工业锅炉大气污染物排放标准

单位: mg/Nm³

类别	工业燃煤锅炉排放标准			工业燃煤锅炉特别排放限值		
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
在用燃煤锅炉	80	400 550 ⁽¹⁾	400	30	200	200
新建燃煤锅炉	50	300	300			
注：(1)位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的燃煤锅炉执行该限值。						

对比国内标准与欧美国家标准可以发现，美国工业燃煤锅炉大气污染物排放标准严于中国和欧盟。国内标准与欧盟标准相当，国内重点地区排放限值与美国标准相当。我国标准达到发达国家水平，但是与美国对工业锅炉的控制力度还存在差距。

4.1.3 国内外石油炼制行业大气污染物排放标准

美国和我国现行的催化裂化再生烟气、工艺加热锅炉、酸性气体回收装置的大气污染物排放标准分别见表 4-6 和 4-7。

表 4-6 美国石油炼制工业大气污染物排放标准

类别	SO ₂ 排放标准	颗粒物排放标准
工艺加热锅炉	3 小时滚动平均值 ≤ 20ppm(v) 365 天滚动平均值 ≤ 8ppm(v)	—
催化裂化再生烟 气	7 天滚动平均值 ≤ 50ppm(v) 365 天滚动平均值 ≤ 25ppm(v)	重建或改造的 FCCU 再生烟气颗粒物排放 ≤ 1.0kg/Mg 烧焦 新建 FCCU: 再生烟气颗粒物 排放 ≤ 0.5kg/Mg 烧焦 FCU 再生烟气颗粒物排放 ≤ 1.0kg/Mg 烧焦
硫磺回收尾气	加工能力 > 20t/d 的硫回收装置 尾气 SO ₂ 排放浓度 ≤ 250ppm(v), 不附 带焚烧的还原控制系统尾气还原硫 300ppm、H ₂ S 10ppm (尾气氧含量为 0, 干基) 加工能力 ≤ 20t/d 的硫回收装置 尾气 SO ₂ 排放浓度 ≤ 2500ppm(v) 不附带焚烧的还原控制系统尾气还原 硫 3000ppm、H ₂ S 100ppm (尾气氧含量 为 0, 干基)	—

表 4-7 我国石油炼制工业大气污染物排放标准

单位: mg/Nm³

类别	石油炼制工业排放标准			石油炼制工业特别排放限值		
	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
工艺加热炉	20	100	150 180 ⁽²⁾	20	50	100
催化裂化催化 剂再生烟气 ⁽¹⁾	50	100	200	30	50	100

酸性气回收装置	—	400	—	—	100	—
注：(1)催化裂化余热锅炉吹灰时再生烟气污染物浓度最大值不应超过表中限值的 2 倍，且每次持续时间不应大于 1h。 (2)炉膛温度 $\geq 850^{\circ}\text{C}$ 的工艺加热炉执行该限值。						

对比美国与中国的催化裂化再生烟气、工艺加热锅炉、酸性气体回收装置等大气污染物排放标准，可以发现，美国对石油炼制工业装置大气污染物排放控制主要表现在对二氧化硫的控制上。美国规定工艺加热锅炉 SO_2 排放浓度 365 日滚动平均值不大于 8ppm(v) (约 22.9mg/Nm^3) /日，低于国内石油炼制工业特别排放限值 50mg/Nm^3 ；美国规定催化裂化再生烟气 SO_2 排放浓度 365 日滚动平均值不大于 25ppm(v) (约 71.5mg/Nm^3) /日，低于国内限值 100mg/Nm^3 ，但是高于国内重点地区特别排放限值 50mg/Nm^3 。美国规定加工能力大于 20 吨/天的硫回收装置 SO_2 排放浓度 365 日滚动平均值不大于 250ppm(v) (约 715mg/Nm^3) /日，高于国内标准和重点地区排放限值。除此以外，国内标准还明确了各个工艺的颗粒物和氮氧化物浓度排放限值，由此可见，《石油炼制工业污染物排放标准》(GB 31570-2015) 的发布和实施使我国在石油炼制工业大气污染控制力度达到发达国家水平。

4.1.4 国内外钢铁工业大气污染物排放标准

烧结工序是钢铁工业污染物排放负荷最大的工序。我国、欧盟的烧结工序大气污染物排放指标见表 4-8。

表 4-8 我国与欧盟钢铁工业烧结机大气污染物排放标准对比

单位： mg/Nm^3

生产工序或设施	污染物项目	限值				
		我国			欧盟	
		现有	新建	重点地区		
烧结机	颗粒物	80	50	40	袋式除尘	1~15
					静电除尘	20~40
球团焙烧设备	SO_2	600	200	180	袋式除尘	350~500
					活性炭	100
	NO_x	500	300	300	活性炭	250

					SCR	120
烧结机机尾	颗粒物	50	30	20	200	
带式焙烧机机尾						
其他生产设备						

欧盟标准中，对污染物不同的脱除工艺规定了不同的排放限值。对比欧盟与我国现行钢铁行业烧结机机头大气污染物排放标准可以发现，欧盟标准中规定袋式除尘法颗粒物排放浓度限值为 $1\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 15\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，静电除尘限值为 $20\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 40\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，低于国内重点地区特别排放限值。欧盟规定应用袋式除尘的烧结机二氧化硫限值为 $350\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 500\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，与国内现有和新建的烧结机限值相当，高于国内重点地区特别排放限值。但是欧盟对应用活性炭法脱硫的烧结机要求较高，排放限值为 $100\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，低于国内重点地区特别排放限值。对于氮氧化物，欧盟标准中的活性炭法和 SCR 法限值均低于国内特别排放限制。

由此可见，我国钢铁行业大气污染物排放控制与发达国家之间还存在差距。

4.1.5 国内外硫酸工业大气污染物排放标准

美国现行硫酸企业排放标准编撰于联邦法典第 40 部分第 60 节（40 CFR Part 60），其中规定新建硫酸装置 SO_2 排放限值为 $2\text{kg}/\text{t } 100\%\text{H}_2\text{SO}_4$ 产品，相当于 $860\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫酸雾排放浓度 $33\text{mg}/\text{m}^3$ 。该标准目前仍然有效。美国环境保护署（US EPA）要求企业安装 SO_2 在线连续监测系统，并定期校定和维护该系统。

欧盟于 2007 年 8 月发布的 Large Volume Inorganic Chemicals-Ammonia, Acids and Fertilisers 最佳可行技术（BAT）参考文件中提出了推荐可行技术下 SO_2 的排放水平：现有企业硫酸二转二吸工艺 SO_2 浓度为 $30\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 680\text{mg}/\text{m}^3$ ，新建企业硫磺制酸二转二吸工艺 SO_2 浓度为 $30\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 340\text{mg}/\text{m}^3$ ，硫酸雾浓度为 $10\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 35\text{mg}/\text{m}^3$ 。欧盟要求企业安装 SO_2 在线连续监测系统，已确定 SO_2 转化率和排放浓度。

世界银行在 2007 年 12 月发布的《大型无机物制造和煤焦油蒸馏的环境、健康与安全指南》中规定硫酸工业企业控制标准：硫磺制酸二转二吸工艺 SO_2 浓度为 $30\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 350\text{mg}/\text{m}^3$ ，一转一吸工艺 SO_2 浓度为 $100\text{mg}/\text{Nm}^3 \sim 450\text{mg}/\text{m}^3$ 。指南中的规定不具有强制性，但具有一定的指导意义。

表 4-9 简要地列出了我国《硫酸工业污染物排放标准》（GB 26132-2010）对硫酸工业企业大气污染物排放水平的规定。

表 4-9 我国硫酸工业大气污染物排放标准

单位：mg/Nm³

类别	排放标准			特别排放限值		
	SO ₂	硫酸雾	颗粒物	SO ₂	硫酸雾	颗粒物
现有企业	860	45	50	200	5	30
新建企业	400	30	50			

对比可见我国标准与欧美国家标准中的二氧化硫和硫酸雾限值相近，处于世界先进水平。

钢铁、硫酸行业、工业锅炉、火电、石化、化工、有色、水泥等行业近年来陆续发布了新的大气污染物排放标准，提高大气污染物排放要求。

现行的《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》(HJ 2001-2010)，是以原《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2003)为基准制定的(新建燃煤机组烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 50mg/m³、400mg/m³、450mg/m³)，随着污染物排放标准日趋严格，部分内容已表现出明显的落后与不足。

4.2 国内外低浓度颗粒物检测技术与标准

2016 年 4 月环保部发布的《固定污染源废气 低浓度颗粒物测定 重量法(征求意见稿)编制说明》较详细地论述了自《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T 16157-1996)实施以后国外颗粒物检测标准的发展和国内在这个领域的技术进步。

根据该编制说明，我国目前监测固定污染源颗粒物的标准有《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》(GB/T 16157-1996)，《工业炉窑烟尘测试方法》(GB 9079-1988)、《锅炉烟尘测试方法》(GB 5468-1991)、《固定污染源烟气排放监测系统技术要求及检测方法》(HJ/T 76-2007)等。其中，GB/T 16157 采用称重方法，将颗粒物采样枪由采样孔插入烟道，使采样嘴置于测点上，正对气流，等速取样，用玻璃纤维滤筒捕集颗粒物，抽取一定量含颗粒物的气体，计算烟气中颗粒物浓度。GB 9079、GB 5468、HJ/T 76 中的烟尘颗粒物 CEMS 手工比对等标准均引用了 GB/T 16157。实践表明，GB/T 16157 在测定低于 50mg/m³ 的颗粒物时误差较大。国际上，包括 ISO 12141 《固定源排放—在低浓度时颗粒物(粉尘)的质量浓度测量—手工重量分析法》和美国 EPA 《固定污染源排放中低浓度颗粒物测定》等检测标准在内的 2000 年后发布的标准都采用了更先进的技术来更为精准地测量低浓度颗粒物的浓度。借鉴了国外相关标准，并通过现场试验与实验室研究，《固定污染源废气 低浓度颗粒物测定 重量法(征求意见稿)》提出了一套科学、先进、可

操作的颗粒物检验规范，并建议在测定浓度低于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ （标干）的颗粒物时使用此标准；当实际排放浓度在 $50\text{mg}/\text{Nm}^3\sim 200\text{mg}/\text{m}^3$ （标干）时，此标准与 GB/T 16157 标准同时适用；而当实际浓度大于 $200\text{mg}/\text{m}^3$ （标干）时，应采用 GB/T 16157 标准方法。

事实上，在《固定污染源废气 低浓度颗粒物测定 重量法（征求意见稿）》发布之前，山东省质监局和环保厅就发布了由山东省环境监测中心站等单位编制的《山东省固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》（DB37/T 2573-2014），在全国率先实施了相应的低浓度颗粒物的检测方法标准。目前，这一方法在我国已有实践应用，各大检测机构如国电环境保护研究院、西安热工研究院等单位已掌握了此方法，此检测方法施行的条件已具备。多家检测仪厂商如青岛崂山应用技术研究所、武汉市天虹仪表有限责任公司等已能生产和供应符合此方法的检测设备。因此，在新修订的《氨法烟气脱硫工程通用技术规范》中，也应当使用适合于低浓度颗粒物测定的标准。

5 同类工程现状调研

5.1 氨法脱硫工艺发展概况

氨法脱硫技术在国外应用较少，近年来也未见进展。

在中国，近年来氨法脱硫技术的环保、经济和社会效益优势逐渐体现，氨法脱硫的应用发展迅猛。根据中国电力企业联合会的统计，在 2015 年签订合同的烟气脱硫新建工程机组中，氨法烟气脱硫机组占 4%；在截至 2015 年底累计投运的烟气脱硫新建工程机组中，氨法烟气脱硫机组约占 1.3%。与《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）颁布时国内氨法脱硫机组占有所有烟气脱硫工程机组不到 1%相比，氨法脱硫的应用取得了长足发展。

经过这几年的发展，氨法烟气脱硫工艺中的 TS/PS 法的改进型简易氨法烟气脱硫技术、类似石灰石—石膏法的氨法烟气脱硫技术等落后技术逐渐淘汰，多段复合型吸收塔氨法烟气脱硫技术得到广泛应用并不断发展。

多段复合型吸收塔的主要特征是在塔内设置了分段吸收层，核心是解决了氨逃逸及氧化问题。典型流程见图 3-1。在《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）编制时，多段复合型吸收塔技术就已成为了当时氨法烟气脱硫的主导技术，在国内火电、煤化工、冶金等行业都取得了广泛的应用。这些烟气脱硫系统多年的运行表明：多段复合型吸收塔脱硫技术已臻成熟，能满足环保与经济运行的要求，对煤种具有很好的适应性，在低、中、高含硫烟气治理上的脱硫效率都能达到 99%以上，能满足各种标准对二氧化硫排

放的要求。本规范以多段复合型吸收塔氨法烟气脱硫技术作为典型工艺。

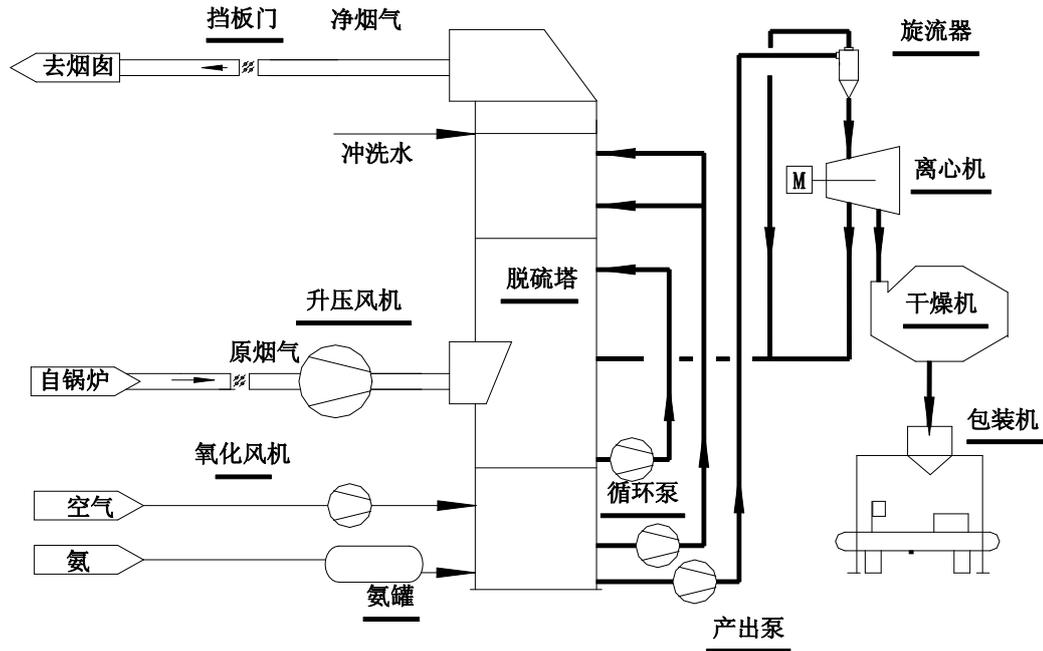


图 3-1 多段复合型吸收塔塔内结晶流程图

以国内氨法脱硫业绩最丰富的江苏新世纪江南环保股份有限公司的技术发展为例，在《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)颁布实施之后，该公司开发了新一代氨法烟气脱硫技术，采用先进的细微颗粒物控制技术，使出口二氧化硫和总颗粒物指标可以满足各行业的特别排放限值。

江苏新世纪江南环保股份有限公司的超低排放的氨法脱硫技术，优化脱硫塔内件设计，综合应用高效喷淋、高效气液分布、高效氧化技术对吸收系统进行提效，降低 SO_2 含量以及显著减少气溶胶和游离氨的产生，同时采用细微颗粒物粒径增大技术，对载尘烟气进行细微颗粒物粒径增大预处理，从而大大提升细微颗粒物的去除效果，最后经多级高效除雾器，完成对烟气中颗粒物的控制、洗涤、捕集功能。与湿式电除尘装置相比：该技术占地面积小，可与脱硫吸收系统相配套流程简单、与原有脱硫塔一体化安装，可靠性高、维护工作量小、投资低（30%~40%）、运行费用低（20%~40%），电耗仅为湿式电除尘装置的二分之一左右，且无需增加工艺水消耗，无废水排放。该技术可稳定提升脱硫装置的脱硫效率达 99%以上，出口 SO_2 含量 $\leq 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，氨回收率 $\geq 99\%$ ，直径 ≥ 1 微米的液滴脱除效率可达 98%以上，排放指标达到《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》和《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》提出的二氧化硫浓度在 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 以下、烟尘含量在 $5\text{mg}/\text{m}^3$ 以下。同时，该技术还能通过去除烟气中携带的雾滴回收更多的

硫酸铵，提高了脱硫剂的回收率和运行的经济性。以多段复合型吸收塔和超低排放的脱硫技术为主导，江苏新世纪江南环保股份有限公司在全国范围内的火电、煤化工、冶金、焦化等行业已建、建成氨法脱硫装置、硫回收装置逾两百套。

国内其他氨法脱硫研发企业近年来也取得了成绩。其中，亚太环保股份有限公司研发出多种污染物协同控制脱硫技术如冶金烟气脱硫脱重金属一体化技术、石油焦煅烧烟气脱硫除尘一体化技术等，并将技术应用于热电、煤化工、石油化工、有色冶金、钢铁、磷化工、建材等行业。广东佳德环保科技有限公司研发出 J-TECH 氨法烟气脱硫技术，该技术采用“预洗塔+吸收塔”的双塔设计形式，实现高效脱硫、快速氧化，并将电除雾器技术应用用于烟气脱硫。该技术已应用于巴陵石化等烟气脱硫工程。

5.2 国内同类工程实例

5.2.1 宁波万华5#塔燃煤锅炉氨法脱硫工程

(1) 工程概况

万华化学(宁波)热电有限公司新建1台410t/h高温高压循环流化床锅炉及配套设施。锅炉采用炉内脱硝SCR+SNCR工艺，脱硝剂为氨水。锅炉空气预热器出口烟气经烟道进入布袋除尘器，经布袋除尘器除尘后烟气由锅炉引风机进入脱硫系统，最后经烟囱排出。

工程采用氨法脱硫工艺，结晶方式采用塔内饱和结晶工艺，脱硫剂为液氨(99.6%)，烟气经脱硫塔脱硫后经塔顶的钢质烟囱(总高100m)直接排放。脱硫塔采用超声波脱硫除尘一体化超低排放技术，达到《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》和《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》等文件提出的超低排放要求。烟气中的二氧化硫被吸收剂吸收，形成亚硫酸铵溶液，经氧化、浓缩、结晶后得到硫酸铵浆液。硫酸铵浆液通过硫酸铵后处理系统，经旋流、离心分离、干燥，包装成袋装成品。

宁波万华5#塔燃煤锅炉氨法脱硫超低排放项目脱硫系统工程投资2400万元，超低排放投资468万元。年直接运行成本约2084万，副产物硫酸铵销售收入约1381万，扣除销售收入的年综合脱硫运行成本约703万元(按设计正常工况：510000m³/h，3000mg/m³计算)。

(2) 设计参数与技术指标

脱硫塔设计参数如下：锅炉烟气量额定工况510000m³/h，最大连续工况560000m³/h；烟气进口温度额定工况140℃，最大连续工况160℃；吸收塔进口烟气SO₂浓度(标态、干基、6%O₂)额定工况3000mg/m³，最大连续工况4500mg/m³；吸收塔进口烟尘浓度(标

态、干基、6%O₂) ≤20mg/m³; 脱硫效率 ≥98.5%; 出口烟气 SO₂ 浓度 (标态、干基、6%O₂) ≤35mg/m³; 出口烟尘浓度 (标态、干基、6%O₂) ≤5mg/m³; 尾气氨逃逸浓度 (标态、干基、6%O₂) ≤6mg/m³; 脱硫岛压力降 ≤1.8kPa。

(3) 运行效果

浙江省环境监测中心于 2015 年 11 月 27 日对 5#脱硫塔进行了现场监测, 为了评估 5#脱硫塔在设计指标下的运行效果, 监测期间 5#脱硫塔处理 5#锅炉满负荷运行工况下的全部烟气和 4#锅炉的部分烟气, 液氨添加量平均为 740kg/h~750kg/h。

该项目性能测试检测数据如下:

测试项目	单位	数值
进口标态干烟气量	m ³ /h	467000
进口烟气温度	℃	110
进口烟气含氧量	%	3.75
进口烟气含湿量	%	7.5
进口实测烟尘浓度	mg/m ³	43.7
进口烟尘排放速率	kg/h	20.4
进口实测 SO ₂ 浓度	mg/m ³	2970
进口 SO ₂ 排放速率	kg/h	1390
出口烟气温度	℃	53
出口实测烟气量	m ³ /h	646000
出口标态干烟气量	m ³ /h	474000
出口烟气含氧量	%	3.93
出口烟尘浓度 (标态、干基、6%O ₂)	mg/m ³	4.31
出口 SO ₂ 浓度 (标态、干基、6%O ₂)	mg/m ³	5.03
氨逃逸浓度 (标态、干基、6%O ₂)	mg/m ³	0.25
脱硫效率	%	99.81
压力降	kPa	1.35

5.2.2 潍钢2×230m²烧结机烟气脱硫工程

(1) 工程概况

潍坊钢铁集团有限公司 2×230m² 烧结机烟气氨法脱硫工程采用 20%氨水作为吸收剂,

设计烟气量为标况 2×93.9 万 m^3/h ，两台烧结机烟气同入直径为 16m 的脱硫塔，进口烟气二氧化硫 $700\text{mg}/\text{m}^3 \sim 1400\text{mg}/\text{m}^3$ ，烟温 $80^\circ\text{C} \sim 140^\circ\text{C}$ ，经多功能烟气脱硫塔的浓缩、吸收、氧化，达到近饱和浓度的硫酸铵，由压滤机除去其中的不溶物去锅炉区脱硫系统处理。脱硫后的净烟气经塔顶 90m 高湿烟囱直接排放。

(2) 设计指标

脱硫保证效率 95%；出口 SO_2 排放浓度可以控制到 $\leq 50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，正常运行时确保 $\leq 150\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；出口 NH_3 排放浓度 $\leq 10\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；氨的有效利用率 $\geq 97\%$ 。

(3) 运行效果

经检测，该项目的性能测试数据如下：

检验项目		单位	设计值	测试值
主要 运行 参数	脱硫塔烟气流量	万 Nm^3/h	< 187.8	140.7
	脱硫塔进口烟气 SO_2 量	mg/m^3	≤ 1400	649
	出口烟气流量	万 m^3/h	-	145.4
	出口 SO_2 含量	mg/m^3	-	23
	脱硫效率	%	≥ 95	97
系统 氨利用率	氨利用率	%	≥ 97	98.5
	脱硫塔出口氨逃逸	mg/m^3	≤ 10	0

5.2.3 大唐克什克腾煤制天然气有限责任公司化工区硫回收装置氨法脱硫项目

(1) 工程概况

内蒙古大唐国际克什克腾煤制天然气有限责任公司化工区设有 1、2、3 期硫回收装置，三期硫回收装置的尾气共用一套氨法脱硫系统（三期共设一塔），用 15%~20% 的氨水吸收硫回收装置尾气中的二氧化硫，最终生产硫酸铵溶液，化工区不设置硫酸铵加工系统，产生的硫酸铵溶液经管道送到动力区硫酸铵处理系统。

(2) 设计指标

硫回收装置进氨法脱硫部分烟气条件（一期）如下：

烟气组成 (mol%)	设计工况	运行工况
Ar	0.677	0.762
O_2	1.999	1.999

N ₂	53.842	60.373
CO ₂	26.221	17.822
SO ₂	0.395	0.420
H ₂ O	16.866	18.624
合计	100	100
流量 (kmol/h)	2674.63	2268.62
温度 (°C)	165	165
压力 (MPa (g))	0.02	0.02
注:本工程化工区脱硫岛硫回收装置尾气 SO ₂ 浓度不小于 12600 mg/m ³ (标态, 干基、6%O ₂) 进行设计。		

(3) 运行效果

试运行期间各项指标情况如下:

项目	单位	设计值	测试值
入口 SO ₂ 浓度	mg/m ³	≤12600	12319
出口 SO ₂ 浓度	mg/m ³	≤200	79.25
脱硫效率	%	≥98	99.36%
出口 NH ₃ 浓度	mg/m ³	≤6	2.6
氨利用率	%	≥97	99.16

5.2.4 云南铝业股份有限公司煅烧回转窑烟气脱硫项目

(1) 工程概况

云南铝业股份有限公司 18 万吨/年碳素生产线, 配有 4 台回转窑, 生产工艺为用煤气煅烧石油焦生产碳素, 煅烧高温烟气利用余热锅炉回收余热, 每年的生产时间三开一备占三分之二, 二开二备占三分之一。采用氨法脱硫工艺, 从 4 台回转窑引风机出口管道起, 烟气进入脱硫装置, 经净化后从 50 米烟囱排放。以氨水为吸收原料, 脱硫亚铵采用催化氧化工艺, 氧化液利用烟气余热浓缩, 烟尘采用板框过滤, 固体硫铵采用负压真空蒸发结晶及自动包装系统。

(2) 设计参数

处理最大烟气气量: 3×41000Nm³/h, SO₂ 含量 1800mg/Nm³, 排放废气 SO₂<120mg/Nm³。

(3) 运行效果

本项目主要指标监测数据如下:

监测项目	单位	数值
进口标况流量	Nm ³ /h	128444
进口 SO ₂ 排放浓度	mg/m ³	984
进口 SO ₂ 排放量	kg/h	126.4
出口标况流量	Nm ³ /h	126206
出口 SO ₂ 排放浓度	mg/m ³	26
出口 SO ₂ 排放量	kg/h	2.27
脱硫效率	%	98.20

6 主要技术内容及说明

6.1 适用范围

作为工艺类通用技术规范，本规范适用于火电厂、石油炼制、工业锅炉、烧结机等行业氨法烟气脱硫工程。本标准对氨法烟气脱硫工程的设计、施工、验收、运行和维护等提出了技术要求。

6.2 规范性引用文件

本标准引用了国家和行业标准、规程、规范等标准文件，删除了原标准中大量引用的火电行业标准，增加了适用于各行业的国家和相关行业标准。

本规范是以性能良好的脱硫技术及设备为基础的，通过工程实现对各行业排放的SO₂进行治理，各行业大气污染物排放标准是制定本规范的依据，此外还包括脱硫系统/设备加工制造、性能检测、排放限值、污染控制、工程设计标准、设备安装标准，以及与工程建设有关的劳动安全、卫生标准，与项目验收有关的检测和验收标准。

本标准对于氨法烟气脱硫工程中的设备及管道、配件等的制造（作）、加工、运输、安装、测试、维修等方面的规定，均引用现行的国家标准。

本标准对氨法烟气脱硫吸收剂和脱硫副产物硫酸铵的品质方面的规定，均引用现行国家标准或行业标准，宜参照农用合格品的规定执行。

6.3 术语

本标准定义了脱硫系统、氨法烟气脱硫工艺、脱硫工程、吸收剂、吸收塔、副产物、脱硫效率、氨硫比、氧化风机、总颗粒物、氨逃逸浓度、氧化率、氨回收率、吸收塔内饱和结晶、吸收塔外蒸发结晶、雾滴浓度等16个术语。

在原标准基础上，“氨回收率”修订了核算方法，用氨进行核算，比用硫酸铵核算更准确，应用更方便；“氨逃逸浓度”给出具体检测方法，详见附录 A；根据氨法脱硫的特点，增加“雾滴浓度”定义，并明确检测方法，详见附录 B；增加“总颗粒物”定义，明确总颗粒物包括烟尘及其他固体颗粒物。

6.4 污染物与污染负荷

4.1-4.2 分别规定新建和已建主体工程配套脱硫工程的污染负荷确定方法。4.3 规定氨法烟气脱硫主要应用领域。4.4 规定烟气条件确定的要求。

入口烟气中颗粒物含量过高，会影响脱硫装置正常运行，因此，4.5 增加入口总颗粒物限值要求。结合总颗粒物排放要求，确定入口总颗粒物应 $\leq 30\text{mg/m}^3$ ，除此以外其他有机物、还原性物质、可溶物等杂质应谨慎进入。

6.5 总体要求

6.5.1 一般规定

本节对氨法烟气脱硫系统的一般性准则和原则进行了规定。

氨法烟气脱硫应用领域广泛，各领域的烟气特点差别较大，可能存在多种污染物，氨法脱硫系统应根据烟气特点、排放要求、副产物品质要求等考虑多污染物的协同治理，以充分发挥脱硫装置的功效。

氯等杂质增加设备的腐蚀，有机物、油灰等杂质影响氧化及结晶，这些有害的物质应尽量从源头进行控制。若源头无法有效控制，则脱硫系统应配置控制这些有害物质累积的设施，以维持系统中有害物质的含量，不影响装置长周期稳定运行。

6.5.2 工程构成

本节规定了氨法烟气脱硫工程的设计对象和范围。

6.5.3 总平面布置

本节对氨法烟气脱硫工程的总平面布置的原则和考虑的因素进行了规定，包括一般规定、交通运输和管线布置等内容。

在原标准基础上，增加脱硫系统的总平面布置应遵循的标准 GB 50187、GB 50489 和 SH/T 3053 等标准。

氨基吸收剂如液氨等具有一定危险性，使用这些吸收剂时应按国家相应规范及本标准要

求采取专门防护措施。本节规定了液氨运输总图布置应遵循的标准和条例GB50351、GB 18218、《危险化学品安全管理条例》以及各行业工程技术规范中的相关规定。

6.6 工艺设计

6.6.1 一般规定

本节主要针对脱硫工艺的选择、工艺参数的确定、脱硫工程设计年操作时间、脱硫工程的配置型式等内容做出规定。此外，还规定了操作、测试、巡检、维护用的平台和扶梯的设置要求。

6.6.2 工艺路线

氨法烟气脱硫工艺主要分为吸收工艺和副产物处理工艺两部分，需根据项目条件参照标准附录A中流程，进行方案的经济技术的比选确定工艺路线和设备。

6.6.3 烟气系统

本节在原标准的基础上，结合近年来脱硫技术及设备的发展情况，提出了氨法烟气脱硫系统中烟气系统应遵循的规范。烟气系统主要包括增压风机、烟气再热器、烟道、挡板门等，本节重点对烟气再热器的形式和烟气系统防腐进行规定。

6.6.4 吸收剂系统

本节对吸收剂的质量、储存量与储存方式进行了规定。

针对吸收剂中杂质影响脱硫正常运行的情况，本节除规定了液氨、氨水等吸收剂满足相应质量标准外，增加吸收剂中主要杂质含量的限值。

为鼓励以废治废、变废为宝、实现循环经济，在原标准“焦化”、“化工”的基础上，本节规定了“煤化工”、“石化”等副产氨或氨水作吸收剂的条件和氨净制措施：煤气化过程中副产的含酚氨水可采用汽提+吸附/萃取的方法去除硫化氢和酚等杂质。煤化工变换冷凝产生的含氨液可采用沉淀分离的方法去除硫化氢等杂质。炼油副产的含氨酸水可采用汽提+洗涤的方式分离硫化氢、焦油。焦化副产氨水可采用油分离+汽提的方法去除硫化氢、焦油、苯同系物等杂质。

此外，为了保证液氨储存和使用的安全性，本节还规定了液氨储存和使用应遵循标准《燃煤发电厂液氨罐区安全管理规定》以及各行业相关规定。

6.6.5 吸收系统

本节提出了氨法脱硫吸收系统设计的一般规定以及吸收塔、吸收液循环泵、氧化风机、管道等设计时应遵循的规范。

在一般规定中，增加主体工程与吸收塔的备用关系配置的要求，以保证脱硫不影响主要装置的运行，确保脱硫与主体工程同时运行。

为了提高脱硫效率，增强喷淋可靠性，将原标准“喷淋层不应少于2层”修改为“喷淋层不应少于3层，若需满足更高的二氧化硫排放要求建议喷淋层不应少于4层”。为满足主装置及工艺的要求，对吸收塔的压力降进行规定。为满足更高的排放要求，增加对细微颗粒物的控制要求。为保证脱硫装置的可靠性，明确吸收塔入口的防腐要求。

6.6.6 副产物处理系统

本节对副产物品种、工艺路线、布置及设备配置作了原则性规定，相较于原标准提高了副产物硫酸铵的质量要求。

取消原标准中引用已废止的DL/T 808，新增规范NY 1110，对硫酸铵的重金属含量作出规定。考虑原烟气未燃尽物、烟尘等杂质对副产物品质的影响，规定必要时设置除油灰装置。针对各行业可以利用的热源不同，塔外结晶工艺需根据热源条件进行选择，但优先采用节能型工艺。

为避免干燥尾气污染，对干燥尾气的处理方法进行了规定。干燥设备与脱硫吸收塔距离较近时，干燥尾气宜回脱硫吸收塔。干燥尾气单独排放时应符合GB 16297的规定，其中尘含量应不大于脱硫后净烟气中尘含量。

6.6.7 公用系统

本节补充规定了工艺水、压缩空气、蒸汽等公用系统的设计要求。

6.6.8 二次污染物控制措施

本节对厂区及厂界环境中NH₃、SO₂、粉尘等污染物浓度进行限定，并新增对H₂S污染物的控制要求。

6.6.9 突发事故应急措施

本节为新增内容，规定了事故时系统浆液的处理方式、烟气事故喷淋系统的设计条件和设计方式、运行参数超过设计条件时的机组运行方式等内容。

6.7 主要工艺设备和材料

6.7.1 一般规定

本节提出了氨法脱硫工程的设备和材料的通用性要求，管道及设备应进行保温设计。

6.7.2 设备选型

本节对脱硫设备的设计和选型提出明确要求。脱硫塔和除雾器的设计应满足行业标准的规定。

每个喷淋层至少设置一台独立的吸收液循环泵，各功能段应在线备用一台；规定含有结晶的浆液管道设计应充分考虑工作介质对管道系统的腐蚀与磨损，管道内介质流速既要考虑避免浆液沉淀，同时又要考虑管道磨损与压力损失。本节还对脱硫后的除雾器安装位置、选型及除雾器效果进行规定。

6.7.3 材料选择

为满足可靠性要求，标准提高了对材料的要求，规定脱硫系统应充分考虑材料耐腐蚀耐磨抗老化等要求，保证长周期的稳定运行。规定脱硫系统的检修周期应与主装置的检修周期一致。脱硫系统应能连续运行1年以上，石油炼制的催化裂化烟气脱硫应连续运行3年以上且不应低于上游装置的连续运行周期。

本节还规定脱硫系统选用的金属材料、非金属材料及其适用部位。

6.8 检测与过程控制

本节对脱硫系统检测与过程控制进行了规定，满足规范的通用性，同时在原标准基础上新增了满足更高排放要求的烟气检测内容，修改了火灾报警内容。

为满足规范的通用性，规定了烟气测试应参照各行业标准中的要求进行。为适应更高的排放检测要求，应选择对应低浓度的方法测试，出口颗粒物含量检测宜采用滤膜重量法。

6.9 主要辅助工程

6.9.1 电气系统

本节对原标准中电气系统内容进行了扩充，满足本规范的通用性，新增对供电系统、交流保安电源、直流系统、交流不停电电源（UPS）、电气二次接线、继电保护及自动控制装置、脱硫系统照明设计、脱硫检修系统设计、过电压保护和接地、脱硫爆炸火灾危险环

境的电气装置、脱硫现场防腐等内容的设计要求。

6.9.2 建筑与结构

本节对脱硫系统建筑、结构设计的主要适用标准作了规定，同时对氨法脱硫建筑 and 结构的特点有针对性地提出要求。

6.9.3 暖通与给排水

本节规定了系统的采暖、通风、空气调节和给排水设计应该符合的相关标准和规范。根据安全要求，标准还对氨区洗眼器设置进行规定。

6.9.4 消防

为保障安全，标准提高氨罐区消防给水量强度和持续供给时间，由“4h、30L/s”提高到“6L/(min·m²)，持续供给时间 6h”，并符合 GB 50016、GB 50974 及 GB 50219 等规定的要求。

6.10 劳动安全与职业卫生

本章规定了脱硫系统设计、制造、安装、使用和维修过程中应遵循的安全与卫生规范防护规范。重点修订了氨法烟气脱硫防火和防爆的设计要求和液氨使用设计应遵循的标准规范。

6.11 施工与验收

本章将施工与验收修改为四个部分：施工、机械竣工、调试考核和性能验收，删除环境保护验收章节，与工程验收合并。不同行业对装置性能验收的方法不同，考核试验应按行业规定进行。

根据新的排放要求，在技术性能试验中增加总颗粒物项目。

6.12 运行与维护

本章明确了脱硫系统运行、维护及安全管理应遵循各行业设施运行的管理技术规范，并补充事故应急处理采取的相关措施。

7 标准实施的环境效益及经济技术分析

7.1 标准实施的环境效益

在中国，近年来氨法脱硫的经济技术、环保和社会效益优势逐渐体现，氨法脱硫的应用发展迅猛。根据中国电力企业联合会的统计，在 2015 年签订合同的烟气脱硫新建工程机组中，氨法烟气脱硫机组占 4%；在截至 2015 年底累计投运的烟气脱硫新建工程机组中，氨法烟气脱硫机组约占 1.3%。与《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001-2010）颁布时国内氨法脱硫机组占有所有烟气脱硫工程机组不到 1%相比，氨法脱硫的应用取得了长足发展。

多段复合型吸收塔脱硫技术已臻成熟，能满足环保与经济运行的要求，对二氧化硫含量具有很好的适应性，在低、中、高含硫烟气治理上的脱硫效率可达到 99%以上，能满足各种标准对二氧化硫排放的要求。

氨法烟气脱硫以火电为基础，不断扩大适用范围，现阶段已在石化、化工、钢铁、有色等多个领域得到综合利用，如石油炼制工业烟气脱硫、钢铁球团、烧结机烟气脱硫、硫酸工业烟气脱硫、氢氧化铝焙烧炉（窑）烟气脱硫等。

7.2 标准实施的经济技术分析

氨法烟气脱硫装置的投资与机组的大小、场地情况、烟气量、烟气性质、性能要求等密切相关。多层复合型脱硫塔技术在国内各行业的自备电厂取得了较多的应用，以一台 410t/h 锅炉烟气脱硫超低排放工程为例，工程总投资为 3000 万元，经济效益分析见表 7-1。

表 7-1 氨法烟气脱硫经济效益分析

蒸汽量 (t/h)	烟气量 (Nm ³ /h)	项目投资 (万元)	运行费用 (万元/年)
410	510000	3000	702.8

设计工况下，每小时副产硫酸铵产品为 3.14 吨，年产约 25111 吨，按市场硫酸铵平均价格 550 元/吨计算，副产品年销售收入 1381.1 万元，扣除销售收入的年综合脱硫成本为 702.8 万元。

8 标准实施建议

1) 加强对氨法烟气脱硫工程的监督管理

氨法烟气脱硫技术脱硫效率容易达到，其关键在于脱硫产物的回收利用。如果回收效率低，不仅运行成本很高，企业难以承受而降低系统的运行率，而且大量的脱硫产物排放到环境中又会形成二次污染。本规范已对氨法烟气脱硫工程的性能作了规定，不能满

足规范的技术路线应慎重选择，环保部门及相关行业应禁止此类技术的推广应用。

2) 脱硫工程技术应加强技术进步，不断完善和提高工程性能及系统的可靠性

氨法烟气脱硫的应用也只有数十年的历史，对其机理及特性的了解、配套设备的选型、针对性的材质的开发研究还需进一步深入，以不断对氨法烟气脱硫工程技术进行改进，从而提高系统的经济性、可靠性，更好地适应火电厂的安全、经济、环保的要求。

3) 提倡并加强新技术的开发

鼓励对氨法烟气脱硫过程中脱除氮氧化物及其他有害物质的技术性研究，探索更加有效的协同控制技术，充分发挥氨吸收剂的功效。

4) 各行业企业应主动执行此规范

各行业企业在方案的选择、招标、建设、运行等过程中皆应主动执行此规范，保证工程质量及运行质量，确保环境治理目标的实现。

另外，氨法烟气脱硫系统原料及副产物皆是化工产品，其生产过程及装备具有化工生产的一些特点，基本属于化工的范畴。这也要求企业抓住这一特点，掌握系统特性，更有利于落实本规范、实现环境治理目标。

附录 A 氨逃逸浓度检测方法

A.1 方法简介

烟气中氨的检测受水、吸收液雾滴等影响较大。HJ 533 或 HJ 534 所用的氨检测方法检测的氨包括了气体中氨及铵盐，不能直接应用。用稀硝酸溶液吸收烟气中的氨，同时烟气中以硫酸铵、氯化铵为主的铵盐也将进入吸收液中。依据 HJ 549 测定烟气中的氯离子含量，计算得烟气中氯化铵含量；可用 DL/T 502.11 测定样品中 SO_4^{2-} 的量，得硫酸铵含量。再用总 NH_4^+ 的量减去硫酸铵和氯化铵中 NH_4^+ 的量，得样品中吸收氨的量，即可折算出烟气中氨的含量。

A.2 稀硝酸吸收液

硝酸， $\rho(\text{HNO}_3) = 1.685\text{g/mL}$ 。

硝酸吸收液， $c(\text{HNO}_3) = 0.01\text{mol/L}$ 。

量取 5.61mL 硝酸加入水中，并稀释至 1.5L，配得 0.1mol/L 的贮备液，临用时再稀释 10 倍。

A.3 采样

用稀硝酸吸收液代替 HJ 533 中的硫酸吸收液，用 50mL 吸收管以 0.5L/min~1L/min 的流量采集，采气 10L。取样 4 次混合成样品。

A.4 检测

A.4.1 样品中 NH_4^+ 浓度

参照 HJ 533 的测定方法，测出原采气中（101.325kPa、0℃）总 NH_3 浓度 $c_{\text{总}}$ （ mg/m^3 ）。

A.4.2 样品中 SO_4^{2-} 浓度

参照 DL/T 502.11 的测定方法，测出吸收液样品中 SO_4^{2-} 浓度 c_{S} （ mg/L ）。

A.4.3 烟气中 Cl⁻ 浓度

参照 HJ 549 的测定方法，测出烟气中 Cl⁻ 浓度 c_{Cl} （ mg/m^3 ）。

A.5 结果计算

A.5.1 根据样品中 SO_4^{2-} 浓度 c_{S} ，得出吸收液样品中硫酸铵中 NH_3 浓度 c_{SN1} （ mg/L ）：

$$c_{\text{SN1}} = \frac{c_{\text{S}}}{96} \times 2 \times 17$$

A.5.2 根据烟气中 Cl⁻ 浓度 c_{Cl} ，得出烟气中氯化铵中 NH_3 浓度 c_{CIN1} （ mg/m^3 ）：

$$c_{\text{CIN1}} = \frac{c_{\text{Cl}}}{35.5} \times 17$$

A.5.3 原采气中（101.325kPa、0℃）硫酸铵中 NH₃ 浓度 c_{SN2} (mg/m³):

$$c_{\text{SN2}} = \frac{c_{\text{SN1}} \times V_1}{V_g \times 10^{-3}}$$

式中: V_1 ——测定时所取样品溶液的体积, L;

V_g ——所采气标准体积, L。

气样标准体积 V_g 由下式计算:

$$V_g = \frac{V \times P \times 273}{101.325 \times (273 + t)}$$

式中: V ——采样体积, L;

P ——采样时大气压, kPa;

t ——采样温度, ℃。

A.5.4 烟气中氨逃逸浓度（101.325kPa、0℃） c' (mg/m³):

$$c' = c_{\text{总}} - c_{\text{SN2}} - c_{\text{CIN1}}$$

A.5.5 烟气中氨逃逸浓度（101.325kPa、0℃，干基，基准氧） c (mg/m³):

$$c = \frac{c'}{1 - y_{\text{H}_2\text{O}}} \times \frac{21 - y_{\text{O}_2\text{规定}}}{21 - y_{\text{O}_2\text{实测}}}$$

式中: $y_{\text{H}_2\text{O}}$ ——标况下水蒸气含量, %;

$y_{\text{O}_2\text{规定}}$ ——按行业规定取值, 如燃煤电厂取值为 6;

$y_{\text{O}_2\text{实测}}$ ——实测氧含量×100 的值。

附录 B 雾滴浓度检测方法（铵离子校对法）

B.1 测试原理

参照 GB/T 16157，利用等速采样装置和雾滴捕集器，多点测试采集吸收塔出口烟气中的雾滴，记录采样体积，通过分析测试采集液的质量浓度计算烟气中雾滴浓度。计算公式为如下：

$$C_{w0} = M_w \times C_{\text{NH}_31} / C_{\text{NH}_3} / V \times 1000$$

式中： C_{w0} ——雾滴浓度， mg/m^3 ；

C_{NH_31} ——采样液中的硫酸铵质量浓度， mg/L ；

C_{NH_3} —— 60°C 时饱和吸收液的质量浓度，氨-硫酸铵法 C_{NH_3} 为 $5.95 \times 10^5 \text{mg}/\text{L}$ ；

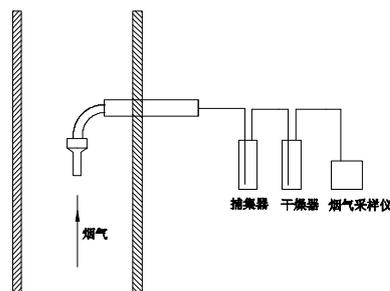
V ——抽取的烟气体积（ 101.325kPa 、 0°C ）， m^3 ；

M_w ——采集液的质量， mg 。

B.2 测试方法

烟气中液滴的采集分析：试验前用去离子水把捕集器洗涤干净，并烘干。按采样示意图连接好采样装置，开启仪器设置等速采样，待采样体积到 $1.5 \text{m}^3 \sim 2 \text{m}^3$ 停止采样（注意收集连接管中冷凝液），采样结束后记录冷凝液的体积，烟气温度，采集的烟气体积，烟气氧含量，取测试期间上段吸收液的溶液，用甲醛法分析冷凝液和吸收液中的铵离子，根据雾滴浓度公式计算出雾滴浓度。

采样系统示意图：



注意点：

1) 由于除雾器后烟气中的液滴的浓度一般比较低，且采集量比较小，为了保证结果的准确性，必须采集足够的烟气体积，一般采集 $1.5 \text{m}^3 \sim 2 \text{m}^3$ 为宜；

2) 由于雾滴中铵离子含量较低，为了保证测试结果的准确性，甲醛法用的氢氧化钠浓度要在 $0.025 \text{mol}/\text{L}$ 以下。