

火力发电厂烟气脱硫脱硝技术的应用与优化

傅海波

北京铝能清新环境技术有限公司 北京 100036

摘要: 随着环保要求的日益严格,火力发电厂烟气中的二氧化硫(SO_2)和氮氧化物(NO_x)排放控制成为关键问题。本文深入探讨了火力发电厂烟气脱硫脱硝技术的现状、常用技术原理、应用情况以及优化策略。通过对石灰石-石膏湿法脱硫、选择性催化还原(SCR)脱硝等主流技术的分析,结合实际案例,阐述了技术优化在提高脱硫脱硝效率、降低成本、减少二次污染等方面的重要性,旨在为火力发电厂实现更高效、环保的烟气处理提供理论支持和实践参考。

关键词: 火力发电厂;烟气脱硫脱硝;技术应用;优化策略

1 引言

火力发电在我国能源结构中占据重要地位,但火力发电过程中会产生大量的烟气,其中含有二氧化硫和氮氧化物等污染物。这些污染物排放到大气中,会引发酸雨、光化学烟雾、雾霾等环境问题,对生态系统和人类健康造成严重危害。因此,有效控制火力发电厂烟气中的 SO_2 和 NO_x 排放,实现烟气脱硫脱硝,是当前火力发电行业面临的紧迫任务。随着环保法规的不断完善和公众环保意识的提高,对火力发电厂烟气排放的要求越来越严格,这也促使火力发电厂不断探索和应用更先进、高效的脱硫脱硝技术,并对其进行优化,以满足环保要求并实现可持续发展。

2 火力发电厂烟气脱硫脱硝技术现状

2.1 环保政策推动

近年来,我国出台了一系列严格的环保政策,对火力发电厂烟气中的 SO_2 和 NO_x 排放限值进行了明确规定。例如,《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)对不同时段、不同容量火电机组的 SO_2 和 NO_x 排放浓度提出了具体要求,并且随着环保要求的不断提高,标准还在不断更新和严格。这些政策的实施,使得火力发电厂必须加大对烟气脱硫脱硝技术的投入和应用,以确保达标排放。

2.2 技术应用情况

目前,我国火力发电厂烟气脱硫技术已经相对成熟,石灰石-石膏湿法脱硫技术占据了主导地位,其应用比例超过90%。该技术具有脱硫效率高、运行稳定、技术成熟等优点,但同时也存在设备投资大、运行成本高、易产生二次污染(如石膏处理问题)等问题^[1]。在脱硝技术方面,选择性催化还原(SCR)脱硝技术应用最为广泛,其脱硝效率可达80%-90%,但也存在催化剂成本

高、易中毒失活、氨逃逸等问题。此外,还有一些其他脱硫脱硝技术,如半干法脱硫、干法脱硫、选择性非催化还原(SNCR)脱硝等,也在不同规模的火力发电厂中得到了一定的应用,但市场份额相对较小。

2.3 存在的问题

尽管火力发电厂烟气脱硫脱硝技术取得了一定的进展,但仍存在一些问题。首先,部分老旧电厂的脱硫脱硝设施老化严重,运行效率低下,难以满足当前的环保要求。其次,一些新建电厂虽然采用了先进的脱硫脱硝技术,但在实际运行过程中,由于运行管理不善、操作不当等原因,导致脱硫脱硝效率达不到设计值。此外,脱硫脱硝技术的运行成本较高,包括设备投资、能源消耗、药剂费用等,给火力发电厂带来了一定的经济压力。同时,脱硫脱硝过程中产生的副产物,如石膏、废催化剂等,如果处理不当,会造成二次污染。

3 常用烟气脱硫脱硝技术原理及应用

3.1 烟气脱硫技术

3.1.1 石灰石-石膏湿法脱硫技术

原理: 该技术以石灰石(CaCO_3)为吸收剂,将其破碎、磨细制成浆液,在吸收塔内与烟气充分接触混合。烟气中的 SO_2 与浆液中的碳酸钙以及鼓入的氧化空气发生化学反应,最终生成石膏($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$)。主要反应方程式如下:

吸收反应: $\text{SO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{SO}_4$

中和反应: $\text{H}_2\text{SO}_4 + \text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaSO}_3 + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O}$

氧化反应: $2\text{CaSO}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{CaSO}_4$

结晶反应: $\text{CaSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$

应用: 石灰石-石膏湿法脱硫技术适用于各种规模的火力发电厂,尤其适用于大型燃煤机组。该技术具有脱硫效率高(可达95%以上)、吸收剂利用率高、运行可靠

性好等优点。目前,我国大部分大型火力发电厂都采用了该技术进行烟气脱硫。例如,华能沁北电厂装机容量为6×600MW,采用石灰石-石膏湿法脱硫技术。在未进行脱硫改造前,其SO₂排放浓度平均在2000mg/m³左右。采用该技术后,通过优化吸收塔的运行参数和吸收剂供应系统,SO₂排放浓度稳定控制在35mg/m³以下,达到了国家环保排放标准,有效减少了对周边环境的污染。

优缺点:优点是脱硫效率高、技术成熟、运行稳定、对煤种适应性强。缺点是设备投资大、占地面积多、运行成本高、易产生二次污染(如石膏处理和废水排放问题)。

3.1.2 半干法脱硫技术

原理:半干法脱硫技术是在干燥状态下脱硫、在湿状态下再生(如循环流化床法),或者在湿状态下脱硫、在干状态下处理脱硫产物(如喷雾干燥法)。以喷雾干燥法为例,将石灰浆液通过雾化器喷入吸收塔内,与热烟气接触,石灰浆液中的水分迅速蒸发,形成干燥的脱硫产物,同时烟气中的SO₂与石灰发生化学反应,生成亚硫酸钙和硫酸钙^[2]。主要反应方程式与湿法脱硫类似,但反应在干燥环境下进行。

应用:半干法脱硫技术适用于中小型火力发电厂和对设备占地面积要求较高的场合。该技术具有设备简单、投资少、运行成本低、无废水排放等优点。例如,山西某135MW燃煤电厂,由于场地有限且资金相对紧张,采用了喷雾干燥法脱硫技术。在采用该技术前,其SO₂排放浓度约为1500mg/m³。经过技术改造和运行优化后,SO₂排放浓度降低到200mg/m³以下,满足了一定的环保要求,同时降低了投资和运行成本。

优缺点:优点是设备投资和运行成本较低、无废水排放、占地面积小。缺点是脱硫效率相对较低(一般在70%-90%)、对操作条件要求较高、脱硫产物综合利用难度较大。

3.2 烟气脱硝技术

3.2.1 选择性催化还原(SCR)脱硝技术

原理:SCR脱硝技术是在催化剂的作用下,利用还原剂(如氨气、尿素等)有选择性地与烟气中的NO_x发生化学反应,将其还原为氮气(N₂)和水(H₂O)。以氨气为还原剂时,主要反应方程式为:

$$4\text{NO} + 4\text{NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 4\text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O};$$

$$2\text{NO}_2 + 4\text{NH}_3 + \text{O}_2 \rightarrow 3\text{N}_2 + 6\text{H}_2\text{O}.$$

应用:SCR脱硝技术是目前应用最广泛的烟气脱硝技术,适用于各种规模的火力发电厂,尤其适用于对NO_x排放要求严格的地区。该技术具有脱硝效率高(可达80%-90%)、选择性好、运行稳定等优点。例如,国电泰州电

厂二期工程为2×1000MW超超临界燃煤机组,对NO_x排放要求极为严格。该电厂采用SCR脱硝技术,在省煤器和空气预热器之间安装了SCR反应器,并配备了先进的氨喷射系统和高效的催化剂。在正常运行工况下,NO_x排放浓度从原来的600mg/m³降低到50mg/m³以下,达到了国家超低排放标准,为改善区域空气质量做出了积极贡献。

优缺点:优点是脱硝效率高、技术成熟、运行可靠。缺点是催化剂成本高、易中毒失活(如受烟气中的飞灰、SO₂等影响)、氨逃逸可能导致二次污染(如形成硫酸氢铵,堵塞空预器等设备)。

3.2.2 选择性非催化还原(SNCR)脱硝技术

原理:SNCR脱硝技术是在没有催化剂的条件下,将还原剂(如氨水、尿素溶液等)喷入炉膛温度为850-1100℃的区域,还原剂迅速热分解成NH₃,并与烟气中的NO_x进行选择性非催化还原反应,生成N₂和H₂O。反应方程式与SCR脱硝类似,但反应温度较高且无需催化剂。

应用:SNCR脱硝技术适用于对NO_x排放要求不是特别严格、改造空间有限的中小型火力发电厂。该技术具有设备简单、投资少、改造方便等优点。例如,山东某200MW燃煤电厂,由于场地和资金的限制,无法进行大规模的SCR脱硝改造,因此采用了SNCR脱硝技术。在炉膛合适位置安装了氨水喷射装置,并对喷射系统进行了优化。改造后,NO_x排放浓度从原来的500mg/m³降低到200mg/m³左右,在一定程度上降低了NO_x排放,满足了当地的环保要求。

优缺点:优点是设备投资和运行成本较低、改造方便。缺点是脱硝效率相对较低(一般在30%-60%)、对反应温度窗口要求严格、氨逃逸量相对较大。

4 火力发电厂烟气脱硫脱硝技术优化策略

4.1 脱硫技术优化

优化吸收剂制备与供应系统:提高石灰石的品质,控制其粒度和纯度,确保吸收剂的反应活性。采用先进的石灰石浆液制备工艺,提高浆液的均匀性和稳定性,减少管道堵塞和设备磨损^[3]。同时,优化吸收剂的供应量,根据烟气中SO₂浓度的变化实时调整吸收剂的加入量,提高吸收剂的利用率。

改进吸收塔结构与运行参数:对吸收塔进行优化设计,如增加塔内件(如喷淋层、除雾器等)的数量和效率,提高气液接触面积和传质效率。优化吸收塔的运行参数,如液气比、浆液pH值等,通过实验和模拟确定最佳的运行参数组合,提高脱硫效率。例如,适当提高液气比可以增加气液接触机会,提高脱硫效率,但也会增加能耗和运行成本,因此需要找到一个平衡点。

加强副产物处理与综合利用：对脱硫产生的石膏进行深度脱水处理，提高石膏的品质，便于其综合利用，如用于水泥生产、建筑材料等。同时，研究开发新的石膏利用途径，提高石膏的附加值。此外，对脱硫废水进行处理，实现达标排放或回用，减少对环境的影响。

4.2 脱硝技术优化

催化剂管理与再生：加强对SCR催化剂的管理，定期对催化剂进行检测和评估，及时更换失效的催化剂。同时，研究开发催化剂再生技术，对中毒失活的催化剂进行再生处理，恢复其活性，降低催化剂的使用成本。例如，采用水洗、酸洗、热处理等方法对催化剂进行再生，可以有效去除催化剂表面的杂质和中毒物质，提高催化剂的脱硝效率。

优化氨喷射系统：改进氨喷射系统的设计，提高氨气与烟气的混合均匀性，减少氨逃逸。采用先进的氨喷射控制技术，根据烟气中 NO_x 浓度的分布和流场情况，实时调整氨气的喷射量和喷射位置，确保氨气与 NO_x 充分反应。例如，采用分区喷射、智能控制等技术，可以提高氨气的利用率，降低氨逃逸量。

低温SCR脱硝技术研发与应用：传统的SCR脱硝技术需要在较高的温度下（300–420℃）进行，而低温SCR脱硝技术可以在较低的温度下（150–250℃）实现高效的脱硝。研发和应用低温SCR脱硝技术，可以减少烟气加热所需的能量消耗，降低运行成本^[4]。同时，低温SCR脱硝技术还可以应用于一些低温烟气场合，如钢铁、水泥等行业，具有广阔的应用前景。

4.3 联合脱硫脱硝技术探索

烟气同时脱硫脱硝技术：研究和开发烟气同时脱硫脱硝技术，如活性炭吸附法、电子束照射法等。这些技术可以在同一设备中同时去除烟气中的 SO_2 和 NO_x ，减少

设备投资和占地面积。例如，活性炭吸附法利用活性炭的吸附性能和催化性能，同时吸附烟气中的 SO_2 和 NO_x ，并通过再生过程将吸附的污染物转化为硫酸和硝酸等产品，实现资源的回收利用。

脱硫脱硝系统协同优化：对脱硫和脱硝系统进行协同优化，实现两个系统的信息共享和联动控制。例如，根据脱硫系统的运行情况和烟气中 SO_2 浓度的变化，调整脱硝系统的运行参数，如氨喷射量等，以提高整个烟气处理系统的效率和稳定性。同时，优化脱硫脱硝系统的能源利用，如利用脱硫系统的余热为脱硝系统提供部分热量，降低能源消耗。

结语

火力发电厂烟气脱硫脱硝技术应用与优化对减排护环意义重大，我国已广泛应用多种技术并取得成效，但存在设备老化、成本高等问题，可通过优化吸收剂制备等策略提高效率、降低成本、减少二次污染，联合脱硫脱硝技术是未来方向。未来，该技术将向更高效、环保、经济迈进，研发新型材料技术，加强与其他环保技术集成，实现智能化运行。电厂应依自身情况选技优化，政府要加强监管支持，推动行业绿色发展。

参考文献

- [1]王连喜.探讨火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保问题[J].中国设备工程,2024,(17):193–195.
- [2]武延东.火力发电厂烟气治理及脱硫脱硝技术[J].化工管理,2019,(09):125–126.
- [3]安志兰.火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保策略探讨[J].中国战略新兴产业,2024,(18):94–97.
- [4]许晟源.火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保研究[J].中国设备工程,2023,(13):213–215.