

浅谈“低温烟气浓缩减量+旁路蒸发干燥”应用于电厂脱硫系统 废水末端处理

Discussion on the Application of “Low-temperature Flue Gas Concentration Reduction + Bypass Evaporation Drying” to the End Treatment of Waste Water in Power Plant Desulfurization System

杨轶¹ 陈娇²

Yi Yang¹ Jiao Chen²

1. 四川广安发电有限责任公司 中国·四川 广安 638019

2. 广安市前锋区环境应急与事故调查中心 中国·四川 广安 638019

1. Sichuan Guang'an Power Generation Co., Ltd., Guang'an, Sichuan, 638019, China

2. Environmental Emergency and Accident Investigation Center of Qianfeng District, Guang'an City, Guang'an, Sichuan, 638019, China

摘要: 燃煤电厂作为工业耗水大户,传统工艺处理后的“脱硫”废水大部分回收循环利用,要实现国家环境保护要求的废水零排放,脱硫废水作为终端废水的深度处理显得尤为重要,需综合考虑多种因素选择合适的深度处理工艺。论文研究“低温烟气浓缩减量+旁路蒸发干燥”组合工艺在电厂脱硫系统废水深度处理的应用,主要包括工艺基本工作流程及影响分析。

Abstract: Coal-fired power plants as a large industrial water consumption, the traditional process after the “desulfurization” waste water recovery and recycling, in order to achieve the national environmental protection requirements of zero discharge of waste water, desulfurization waste water as a terminal wastewater treatment is particularly important, we need to consider a variety of factors to choose the appropriate advanced treatment process. This paper studies the application of “low-temperature flue gas concentration and reduction + bypass evaporation and drying” combined process in the advanced wastewater treatment of power plant desulfurization system, including the basic process flow and impact analysis.

关键词: 脱硫废水; 深度处理; 热法浓缩; 旁路蒸发干燥

Keywords: desulfurization wastewater; advanced treatment; thermal concentration; bypass evaporation drying

DOI: 10.12346/etr.v5i11.8750

1 引言

随着国家《水污染防治法》《水污染防治行动计划》等各项环保政策(更新)的出台,环保监管日益严苛,水资源利用及水污染防治要求提高。新建电厂的“环评批复”普遍要求废水零排放,已建电厂的排放要求不断严格。

燃煤电厂作为工业耗水大户,其用水量约占工业用水量的35%,用水成本在电厂运行成本中所占比例越来越大,提高水资源利用效率是燃煤电厂的必然选择。

2 中国四川某燃煤电厂脱硫废水基本现状

四川某燃煤电厂1998年投产,先后分三期建成,共计6台机组(4×300MW+2×600MW),单台机组采用石灰石/

石膏湿法脱硫“双塔双循环”工艺。该工艺将燃煤烟气经石灰石/石膏湿法脱硫后,大部分石膏浆液经脱硫塔旋流子旋流回收用于石膏脱水处置,约60%“轻液”进入脱硫塔回收使用,剩余石膏脱水后浆液经脱硫抛弃箱直接抛弃进入灰场。

该燃煤电厂烟气石灰石/石膏湿法脱硫工艺废水主要来自旋流器出水、石膏脱水工艺清洗水和清洗系统,特点为:

①废水偏酸性,pH值在5.0~5.5;

②悬浮物(石膏颗粒、SiO₂、Al和Fe的氢氧化物)浓度可达几万mg/L;

③含大量重金属,如Cr、As、Cd、Pb、Hg、Cu等;

④含盐量极高,含大量的钙离子、镁离子、氯离子、硫

【作者简介】杨轶(1980-),男,中国重庆人,本科,工程师,从事燃煤电厂环保综合治理研究。

酸根离子、亚硫酸根离子等，氟化物、氨氮、COD 指标部分超标。

大量“酸性”脱硫废液的存在导致脱硫系统相关浆液循环泵、浆液输送管道、阀门磨损、腐蚀严重。

3 现脱硫废水处理工艺

该电厂采用通常说的“三联箱”传统工艺处理脱硫废水，即进行加药、混凝、澄清、调 pH 处理，处理后的脱硫废水各项指标浓度低于国家排放标准限值，但废水含盐量、Cl⁻、SO₄²⁻、硬度等仍然较高，难以找到将其全部回用的场所。

4 脱硫废水零排放处理技术难点分析

废水零排放是指工业水经过重复使用后，将含盐量和污染物高度浓缩，末端废水处理全部回收再利用，无任何废液排出工厂。根据国家有关环保政策要求，脱硫废水作为终端废水必须进行深度处理，达到废水零排放要求。脱硫废水零排放处理难度大，主要有以下技术难点：

①废水污染物组分受煤种、脱硫系统用水水质、排放周期及同一电厂排放频次、煤质、用水水质等因素影响，差别较大；

②废水间断排放，水量波动较大；

③废水硬度高，易对后续处理系统造成结垢，加药软化成本高；

④废水氯离子含量非常高，易造成处理系统腐蚀。

5 脱硫废水零排放处理工艺

为确定脱硫系统废水深度处理工艺，该电厂先后组织人员就预处理工艺、浓缩减量工艺、末端固化工艺进行分析、实地调研。通过综合考虑建设成本、运维费用、场地限制等多种因素，该电厂最终选择“低温烟气浓缩减量+旁路蒸发干燥”方案。下面就该方案做一介绍：

工艺流程图如图 1 所示。

5.1 热法浓缩单元

浓缩塔采用旁路布置，利用除尘器引风机后低温烟气对脱硫废水进行浓缩减量。冷端脱硫废水在浓缩塔中与烟气直接接触，原烟气为干烟气，含湿量很低，废水中的淡水在与烟气接触中吸收其热量蒸发成气体。脱硫废水在浓缩单元中经过多次循环后，部分化合物浓度达到溶度近饱和状态，经过浓缩后的浓缩液进入下一单元。

该单元利用除尘器之后的尾部烟气余热，能源消耗少；

原脱硫废水经过三联箱处理后水质满足热法浓缩单元进水水质要求，无需再进行预处理，运行成本相对较低。

5.2 固化单元

该单元采用旁路烟道双流体蒸发结晶，浓缩液与压缩空气在结晶器中进行气液混合，双流体雾化喷枪将混合物形成平均直径 40~60μm 的雾滴，与空预器前端、SCR 出口烟道引入高温烟气迅速进行传热、传质、蒸发，雾滴迅速蒸发干燥，形成结晶粉尘和颗粒物，部分被蒸发结晶器底部灰斗收集，部分随烟气进入除尘设备，和燃煤烟尘共同被捕集去除，水蒸气则进入脱硫系统在喷淋冷却作用下凝结成水补充脱硫系统。

该单元系统简单，设备少，运行成本相对较低，结晶盐进入粉煤灰一起综合利用，无结晶盐处置问题。

6 “低温烟气浓缩减量+旁路蒸发干燥”工艺系统主要设备

6.1 低温烟气浓缩塔

高盐废水浓缩器为热法浓缩单元的主体设备，浓缩器内碳化硅循环泵将废水进行雾化处理，进入塔内的除尘器引风机后热烟气与雾状浆液在塔内直接接触换热蒸发，饱和湿烟气经盐除雾器气液分离后由浓缩器顶部排出，高倍率浓缩后的浓缩液定期排入蒸发干燥单元。低温烟气浓缩塔主要包括浓缩器、变频增压风机、喷淋蒸发室、废水储存箱、浓缩液循环箱、集成泵站、循环泵、扰动泵/浓缩液排出泵、除雾器冲洗泵、烟气均流器、除雾器等设备。

6.2 双流体雾化干燥塔

干燥塔的作用是将浓缩液进行干燥处理，热源为 SCR 出口高温烟气，高温烟气通过干燥塔顶部的热风分配器，均匀旋转流入塔内，将经雾化器形成的雾滴迅速干燥，然后经除尘器捕捉。双流体雾化干燥塔主要设备为浓缩液上位储存箱和双流体雾化器。干燥塔顶部上位存储箱中的浓缩液自流进入干燥塔的双流体雾化器内进行雾化；双流体雾化器作为浓缩液干燥处理的核心部件，可以使条件恶劣的浓缩废水达到雾化状态，而不堵塞雾化盘。

6.3 烟气系统

烟气系统包括热法浓缩单元烟气系统和固化单元烟气系统。浓缩单元烟气系统包括除尘器出口至废水浓缩器烟道、浓缩器出口至原脱硫塔进口烟道；固化单元烟气系统包括锅炉 SCR 出口至干燥塔烟道、干燥塔出口至锅炉除尘器进口烟道。烟道均为旁路式烟道，具有防积灰、防爆燃的能力。

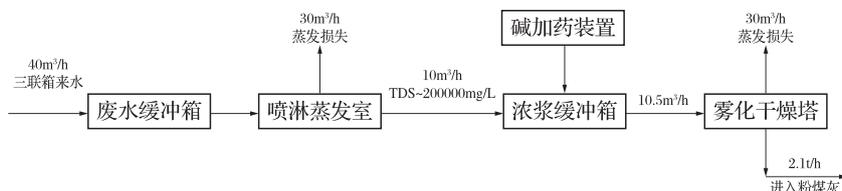


图 1 工艺流程图

烟道外削角急转弯头、变截面收缩急转弯头及其他有需要的地方,设导流和整流装置,最大限度地提高浓缩塔及干燥塔入口烟气参数分布均匀性,降低烟道系统阻力。

7 两段烟气利用对原有设备的影响分析

7.1 热法浓缩工艺旁路烟气的影响分析

①浓缩系统是抽取除尘器引风机后烟气对高含盐废水进行蒸发和浓缩,故对锅炉效率无影响。

②单独设置增压风机来克服系统阻力,故对引风机系统无影响。

③运行时,蒸发水汽被捕集,直接补充了脱硫系统工艺用水,同时蒸发潜热部分提升了水温,降低了烟气烟温。脱硫工艺补充的水汽为完全气态水,不含有氯离子和其他盐分离子,不会影响脱硫塔中的氯平衡,不会负面影响硫氧化物气液固的转化过程^[1]。

运行过程中,进入脱硫塔的烟气烟温偏高时会增加脱硫塔耗水量,增加排烟烟气湿度,适量降低脱硫塔前烟气温度,提前降低脱硫塔内烟气温度,可减少和抑制脱硫塔内工艺水的蒸发消耗。同时,控制热法浓缩单元运行参数,保证设备增设前后尾端烟气温度不变,可避免对后续烟囱排放烟气的影响。

7.2 双流体雾化工艺旁路烟气的影响分析

7.2.1 对锅炉的影响分析

固化单元热源为SCR出口高温烟气,在锅炉最大连续蒸发量工况下,按照设计蒸发 $3.0\text{m}^3/\text{h}$ 废水量计算,一期300MW机组单台炉抽取烟气占锅炉对应出力产生总烟气的比例为2.671%,锅炉效率较设计下降0.0715%;二期300MW机组单台炉抽取烟气占锅炉对应出力产生总烟气的比例为2.514%,锅炉效率较设计下降0.0673%;三期600MW机组单台炉抽取烟气占锅炉对应出力产生总烟气的比例为1.686%,锅炉效率较设计下降0.0696%。实际锅炉燃烧煤质变化会影响和微量波动上述计算结果。

按规程试验时锅炉效率的不确定度一般在0.4%~0.8%,旁路烟道蒸发系统影响锅炉热效均小于0.08%,对锅炉效率影响可忽略不计。

7.2.2 对除尘器和烟道的影响分析

脱硫废水浓缩液在结晶器内蒸发结晶,蒸发后的水蒸气随烟气一同进入到除尘器中,烟气湿度有所增加。在BMCR运行工况下,按照设计蒸发最大 $3.0\text{m}^3/\text{h}$ 废水量计算,一期300MW机组单台炉烟气酸露点增加 0.826°C ,烟气湿度增幅为0.486%,空预器出口烟气温度较设计下降 1.65°C ;二期300MW机组单台炉烟气酸露点增加 0.837°C ,烟气湿度增幅为0.493%,空预器出口烟气温度较设计下降 1.67°C ;三期600MW机组单台炉烟气酸露点增加 0.455°C ,烟气湿度增幅为0.262%,空预器出口烟气温度较设计下降 1.24°C 。总的烟尘量由于浓缩液蒸发后的结晶盐颗粒粉尘的混入有

所增加^[2]。

理论烟气温度下降,湿度增加,烟尘比电阻将降低,有利于提高除尘器除尘效率。静电除尘器本身除尘效率较高,一期设备可达99%;二期设备可达99.63%;三期设备可达99.8%,烟尘量的少量增加完全在除尘器总负荷范围之内,并不会影响除尘器出口和烟气排放口的颗粒粉尘含量指标。此外,调整运行条件,控制出口烟温在 120°C 以上,控制进入除尘器入口烟温在 95°C 以上,高于酸露点温度,不会对除尘器和烟道产生低温腐蚀。

据调研,使用该工艺的河南某燃煤电厂,系统已运行3年,其静电除尘器效率喷雾前后未监测到变化,干灰传输良好,灰尘粒径、流动性均无变化,例行检修中,除尘器内部极板、极丝未见腐蚀。

通过对前后烟气含量、除尘效率等影响进行理论分析和案例说明,结果表明高含盐废水在结晶器内完全蒸发后对静电除尘器无增加腐蚀、对除尘效果有一定的向好作用,即无不利影响^[3]。

8 脱硫废水应急处理情况分析

本工程设计脱硫废水量为 $40\text{m}^3/\text{h}$,该电厂湿式除渣系统共需补水量约为 $72\text{m}^3/\text{h}$,为了充分保障脱硫废水深度处理系统稳定运行及在系统停机检修期间实现废水零排放,本工程增加脱硫废水至渣水系统清水池的渣水补水管线,在应急情况下可将脱硫废水作为渣水系统补水。脱硫废水补入渣水系统后,结合炉渣形成高分散度的固相结合体,具有絮凝吸附作用,可降低灰水中悬浮固体的含量,减少渣水系统内重金属以及金属氢氧化物的含量,实现水质净化。

基于此,本工程应急方案为将预处理后的脱硫废水作为电厂湿式除渣系统的补水。

9 结语

鉴于该电厂脱硫废水排放特点,该电厂于2021年3月至11月实施厂区脱硫废水处置技改,在已配置6台机组集中脱硫废水常规“三联箱”处理系统基础上,在32#、33#、61#和62#机组设置4套“低温烟气浓缩减量+旁路蒸发干燥”脱硫废水深度治理工艺系统,总计投资9500万左右,经为一个月设备调试运行,计算出其常规年运行费用在350万左右,且该系统投运后,厂区脱硫系统用水、灰渣系统用水综合使用率进一步提高,实现了废水零排放目标。

参考文献

- [1] 包姗,马英,陈婷.热电厂脱硫废水近零排放改造技术[J].给水排水,2021(11):88-91.
- [2] 李鹏.脱硫废水的零排放处理技术应用[J].电子技术,2022(6).
- [3] 李保卫.对燃煤发电企业脱硫废水实现“零排放”的探究与分析[J].节能与环保,2022(7):52-54.