

[湿法脱硫]

新时期下湿法脱硫系统 节能降耗研究

文/山西鲁能河曲发电有限公司 黄少超 王 磊 燕震宇 王炳静 李海青

火电厂通过多措并举不断优化脱硫系统，减少SO₂排放量。笔者根据自己的工作经验，分析总结了湿法脱硫系统的特征，并提出了与之相应的节能减排措施。

我国大气污染形势严峻，火电厂SO₂是大气污染的主要排放源。火电厂在更新和引入节能降耗装置的同时，不断更新锅炉、相关连接设备和湿法脱硫系统，促进煤电产业的转型升级。

湿法脱硫技术概述

作为应用最广泛的烟气脱硫技术，湿法脱硫具有脱硫效率高、气液接触良好、设备操作方便、吸收剂利用率高和处理能力大等显著特征。由于吸收剂的差异性，当前湿法脱硫技术多种多样，如海水法、双碱法、石灰（石）法、氧化镁法、氨法和钠法等。氧化镁脱硫工艺和石灰石-石膏湿法脱硫工艺得到广泛的应用。随着火电厂烟气脱硫事业发展，这种技术也被引入国内，并取得了良好的成效。

工程案例设计参数和湿法脱硫系统的特征

1. 工程案例设计参数

以某火电厂工程为例，该火电厂使用2×660 MW超超临界燃煤机组，在烟气脱硫方面使用了石灰石-石膏湿法脱硫工艺，吸收燃机组的烟气，利用单塔双循环技术实施处理，其脱硫吸收塔进口的烟气参数见表1。

表1 脱硫吸收塔进口的烟气参数

项目	设计煤种
计算烟气温度/℃	85.82
烟气量/mg·(m ³) ⁻¹	1 929 107
过量空气系数	1.27
SO ₂ 浓度/mg·(m ³) ⁻¹	2 534
粉尘浓度/mg·(m ³) ⁻¹	31.25
SO ₂ 质量流量/kg·h ⁻¹	4 889

注：表中的参数为BMCR，标准状态、湿基和实际含量条件下的数据参数。

2. 湿法脱硫系统的特征

(1) 脱硫系统水耗特点

脱硫系统中取消传统脱硫系统中的GGH设置，将低温省煤器设计在吸收塔入口。硫反应是放热反应，随着烟气排入大气中，造成大量的水耗。基于此，最为关键的就是采取消耗控制措施，降低吸收塔入口烟气温度，将GGH安装在脱硫系统中，或是将低温省煤器设置安装在吸收塔入口。研究发现，单台600 MW和300 MW机组的脱硫系统安装了GGH（气-气换热器），明显发现脱硫系统蒸发水耗降低50 t/h和25 t/h，受多种因素的影响，在具体的过程中面临着运行维护费用高、容易堵塞等问题。基于此，在设置GGH时要多角度地思考经济运行需求、脱硫系统和降低水耗等因素。

(2) 脱硫系统电耗特点

在当前的湿脱硫系统工艺设备中，真空泵、浆液循环泵和分机所消耗的能量最大，上述设备大致占FGD系统总耗电量的80%左右。

(3) 优化石膏脱水系统和石灰石消耗特征

在本次案例研究中，利用两台真空皮带脱水机，按照其容量的100%实施设计运行，并采取石膏旋流器前设置浆液切换管道的方式，逐步实现其能耗的有效控制，保障机组时刻处在设计工况时，开起1台脱水机，有效提升处理能力，达到两种设备之间的相互支持，通过系统的协调优化达到节能降耗的目标。

新时期下湿法脱硫系统节能降耗措施

1. 脱硫系统节水措施

(1) 脱硫塔入口设置低温省煤器

在吸收塔入口设置低温省煤器，为规避烟气温度过高导致水蒸气蒸发，可使用凝结水来冷却烟气温度，有效将烟气温度控制在85℃，具体湿法脱硫系统结构如图1所示。通过精准的计算，吸收塔入口安装了低温省煤器，这种设备操作方便、省电，安装后节约成本，以单台机节水49 t/h为例，每年按照5 500 h、水价3.1元/t计，一台机器每年可节水27万t，节省水费83.7万元左右。

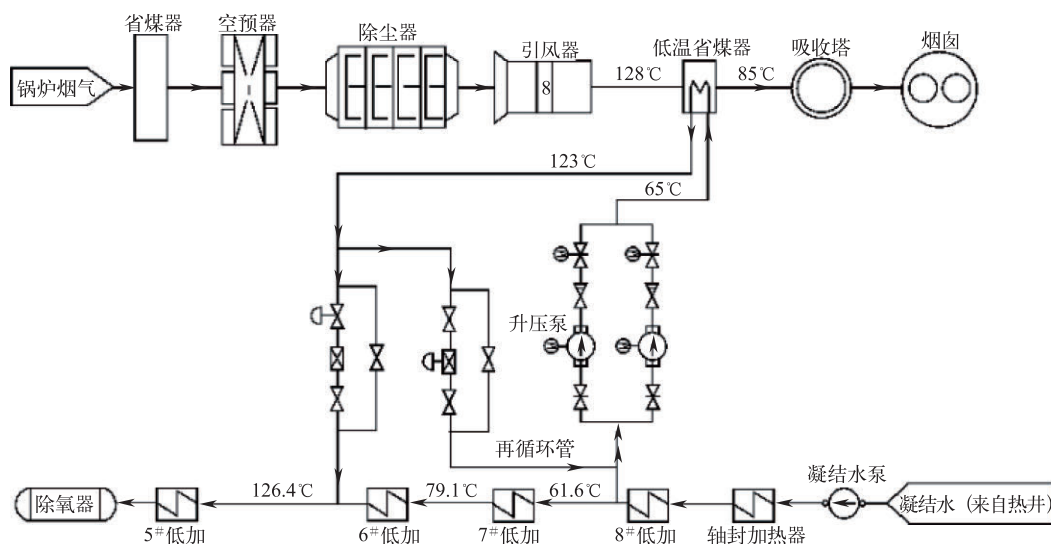


图1 低温省煤器方案系统结构

(2) 烟道和烟囱冷凝液的回收利用

水蒸气和饱和净烟气通过烟囱和烟道，烟气的温度降低。通过分析烟气中的水蒸气冷凝得知，一部分水蒸气依附在烟囱壁上和烟道上，另一部分伴随着烟气的排出部分水蒸气被带出烟囱。采用热平衡方式计算饱和烟气的凝结水量，本次研究中单台机组烟囱冷凝液水量大致为2.4 t/h。同时，可进一步提升脱水机脱水性能，石膏结晶水沉淀产生石膏晶体。当前的FGD系统在具体的运行过程中，针对石膏中损失的游离水问题，采用提高真空皮带的方式。以单台机组为例，若每台产量为15.9 t/h，那么单台机组所损失的石膏结晶水大致为3.3 t/h，游离水损失约为1.6 t/h。如果采取有效措施将游离水控制在5%左右，可节水0.8 t/h。基于此，一旦发现石膏含水率超标，要结合情况及时采取措施，确保回收利用效率。

(3) 回收利用设备冷却水及冲洗水

通过对之前的分析，得知脱硫系统设备冷却水大致为2×30 t/h左右，为达到节水的目的，在脱硫工艺水箱中设置循环方式，将机封冲洗水回收，设备冷却水回收在水箱中。同时还可将集水坑设置在脱硫系统当中，回收管道冲洗水和临时排放的浆液，进行循环利用，达到综合利用脱硫废水的目的。毋庸置疑，脱硫废水的排放无法规避，为最大化地保障系统内浆液活性和达到节水目的，应科学合理地控制可溶性重金属离子及氯离子，注重排放脱硫废水，设置其峰值为2×6 t/h。并且，其脱硫废水可依据循环利用的方式用于灰场喷淋。

2. 脱硫系统电耗节能措施

(1) 使用“二合一”风机取代脱硫增压风机

脱硫增压风机的应用具有不同的方式：第一，引风机和增压风机合设；第二，单独设置增压风机，为

降低成本，对比分析了两种方案的经济性，见表2。

表2 单台风机优化经济性比较分析

	项目	方案一	方案二
设备处投资费用	增压风机设备价格/万元	—	250
	引风机设备价格/万元	基准	-140
	合计/万元	基准	110
运行费用	增压风机电机功率/kW	—	4 400
	引风机电机功率/kW	基准	-4 200
	电耗/kW·h	基准	200
	电价/(元/(kg·h) ⁻¹)	0.323	0.323
	设备年运行小时数/h	5 500	5 500
	年运行费用差/万元	基准	36

通过表2的对比分析，方案一单台机组设备投资少，可节约设备初投资费用110万元，设备每年的运行维护费用36万元。在系统优化过程中，将流烟气旁路取消后，表2方案一优化了烟气的流畅，烟道阻力降低，降低电耗和系统运行设备，很大程度上提高了系统的运行经济性和节能效果。方案二烟道布置较方案一复杂，系统投资费用高，系统运行维护费用高，所以方案一不管是在经济上还是节能方面都有显著优势。

(2) 降低浆液循环泵的运行电耗

在本工程案例中为保障脱硫效率达到97.9%以上，采用单塔双循环吸收塔，配置3台3塔外浆液循环泵。选择浆液循环泵重点考虑以下几点：

1) 吸收塔塔型优化过程中，要不断优化塔内钙流比、烟气流速和浆液pH值等参数值，最大化地发挥浆液循环泵的功效。优化过程中采用降低吸收塔入口烟气温度后，烟气质量流量不变化，烟气温度越低，体积流量越小。在有效保障脱硫效益的情况下，采用减少液气比，达到减少浆液循环泵电耗的目的。

2) 结合实际选择浆液循环管的管径，规避因为管内流速过高导致的管道水受损。浆液循环管道滤网选择过网流速较慢的，防止因为浆液流速较快损坏滤网和网水损失，达到降低浆液循环泵的运行电耗的目的。

3) 根据不同煤种的特征选择适合的经济运行方式，由于机组的差异性，负荷和燃煤含量不同，为保障SO₂的排放规定的范围内，调节喷淋层投运层数，基于排放浓度要求，循环浆液裕量大于单台泵额定流量时，为减少环泵能耗的目的，可停运1台循环泵。

脱硫系统石灰石节约措施

1. 石灰石粒径控制

石灰和石灰石在湿法脱硫工作中得到了较为广泛的运用，脱硫系统中使用石灰石的大致占总数的80%，由于石灰石活性非常高，在脱硫剂中，选择石灰石成本低，效率好，比较理想。采用石灰石作为脱硫剂，对石灰石颗粒大小具有非常高的要求。但存在一个问题，由于碾磨制浆能耗与石灰石颗粒度密切相关，即颗粒度越小，能耗越高。所以针对本次案例，选择的石灰石粒径在20 mm范围内，达到节约湿磨机电耗的目的。品质与能耗之间需达到平衡，以降低在脱硫系统中的能源损耗，如尽量以90%纯度石灰石为主。

2. 优化吸收塔浆液pH值

在脱硫过程中，浆液pH值对其效率有显著影响，如pH值越高，SO₂扩散速度明显加快，呈现出较大的传质系数，促进SO₂的吸收。其负作用是易产生浆液沉淀，甚至造成系统的堵塞。另外，较高的pH值使石膏中CaCO₃质量分数上升，钙硫比的变化增加石灰石消耗量。如pH值越低，则使浆液呈现出酸性特质，且该气体使SO₂难以被吸收，系统的脱硫率大幅下降。由此可见，在浆液pH值的控制环节，应属于该脱硫系统工艺设计的核心环节，因而针对本工程案例的设计，可以选择单塔双循环的结构设计，借助二级浆液循环增加烟气的吸收量，通过脱硫过程的优化，并结合独立循环浆池及喷淋层工艺，达到最佳的应用效果。同时，依据差异化的功能，各级循环系统均设置有不同的参数实施针对性处理，如在一级循环系统中，主要是针对亚硫酸钙氧化效果，并全面保证石膏结晶时间，其烟气脱硫率通常为30%~70%之间，浆液pH值以4.6~5.0为宜，停留时间约5 min。经一级循环后再由二级循环进行脱硫洗涤，最终在pH值的合理控制下使工艺效果得到优化。因为不考虑氧化结晶问题，可以将pH值控制在5.8~6.4范围内，采用较低的液气比，借助这种方式，达到降低循环浆量、节约循环泵的能耗的效果。所以，在最大化地保障脱硫系统出口SO₂排放浓度在相关要求和标准范围内，通过采用提高石灰石来料纯度、优化钙硫比和控制吸收塔浆液pH值等方式，达到减少石灰石耗量的目的。EA

(收稿日期：2021-07-23)