

反渗透前置过滤的优化改造方案

刘心纯, 王国蓉

(中国华电集团公司望亭发电厂, 江苏 苏州 215155)

摘 要:某电厂化水车间反渗透前置过滤器由于原水水质原因, 易污堵, 滤芯更换频繁, 运行成本高, 同时易加速后续反渗透膜的污堵并抑制反渗透产水量。优化布置反渗透前置过滤系统后, 运行结果表明: 该前置过滤系统有效降低了滤芯更换频率和运行成本、减少检修工作强度、增加滤芯过滤器的周期滤水量; 同时避免了更换滤芯时反渗透系统被迫停运的状况发生, 保证除盐水的连续充足供给, 提高了反渗透系统的经济性和安全性。

关键词:反渗透; 前置过滤器; 滤芯; 经济性; N+1 模式

中图分类号:TK 261

文献标志码:B

文章编号:1674-1951(2018)04-0070-03

1 原水水质和前处理装置简介

某发电厂补给水水源采用太湖水, 有机物含量高, 水质受季节周期性影响较大。该厂除盐水处理系统由原水预处理系统(斜管反应沉淀池+滤池), 接预脱盐系统(超滤装置+反渗透装置), 后接一级除盐系统和混床二级除盐系统。该厂补给水设计供水量达 900 t/h。

通常, 在反渗透前处理工艺中^[1], 每套反渗透系统均应配置前置过滤器, 起到对渗透膜和高压泵的保护作用。反渗透前处理工艺可防止可能存在的悬浮颗粒和有机物对反渗透膜表面造成的划伤和污堵, 从而防止反渗透膜损坏, 是反渗透设备最后一道前处理环节。由于原水预处理只能去除较大的悬浮颗粒和胶体, 大部分有机物、微生物仍依靠反渗透去除。

2 原反渗透前处理系统运行的状况

该厂一期反渗透的前置过滤系统主要由三组过滤器组成, 如图 1 所示: 超滤产水箱—滤芯式前置过滤器—反渗透高压泵—反渗透膜组件—预脱盐水箱。系统管以一一对应的单元制管道连接。该系统于 2012 年 11 月投产, 额定制水量为 450 t/h。

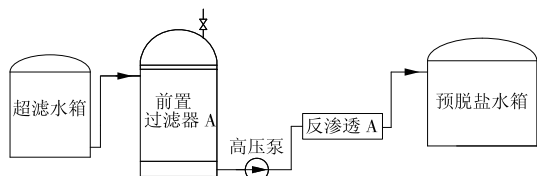


图 1 一期反渗透系统单一系列组成

2.1 前置过滤器滤芯更换频繁

由于原水水质受季节影响较大, 夏季水体中微生物滋生快, 反渗透前置过滤器滤芯污堵快。污堵会造成: 压差迅速增大, 滤芯使用周期短、消耗量极大; 检修更换耗时耗力, 反渗透运行维护成本高。以一期反渗过滤滤器 A 为例(如图 2 所示): 从 2013 年 6 月至 2014 年 6 月, 夏季水温(冬季 8~10℃; 夏季 25~30℃)升高, 反渗透进水电导(冬季 450 $\mu\text{S}/\text{cm}$; 夏季 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$)也大幅上升, 滤芯的滤水量显著下降, 全年呈季节性变化明显。

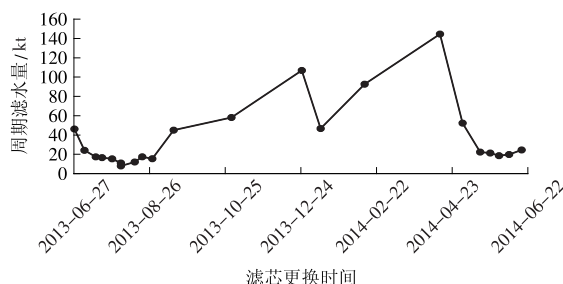


图 2 滤芯更换时间与制水量关系图

由上图可见, 2013 年 9 月至次年 5 月, 单台过滤器的周期滤水量在 40 000~140 000 吨; 6 月至 9 月的夏季周期滤水量大幅降至 10 000 吨左右, 由此可见, 前置过滤器的运行受水质影响很大, 滤芯的频繁更换造成较大的成本消耗和劳动强度。

2.2 前置过滤器压差制约产水量

根据季节的变换, 原水情况不同, 一般以 3~8 天为周期, 滤芯前后压力差就会超过 0.07 MPa(控制压差设计值)。这意味着滤芯已形成污堵, 反渗透一段进水压力低, 系统进水量严重低于设计值。另外, 更换滤芯需将前置过滤器退出运行, 无法实现连续生产, 影响反渗透产水量。

2.3 前置过滤器污堵增加清洗频次

在前置过滤器频繁失效状况下, 往往导致超压

差运行,甚至造成滤芯严重损坏,引起短流,这种状况的常态化将加速形成反渗透系统的一段膜的污垢。一期反渗透系统自投运后,通常每 3~5 个月进行化学清洗,能基本保证反渗透膜流量、压差和各项产水性能都在可控范围内。但自 2014 年夏季开始,反渗透膜的状况开始恶化,一段膜压差上升非常快,运行中可达到 0.65 MPa。至 2015 年,清洗已不能解决问题,清洗后投运压差已有 0.35 MPa(控制标准为小于 0.35 MPa),因此不得不进行部分一段膜的更换,才使各参数重新恢复正常范围内。

以上运行状况严重影响反渗透膜的安全稳定运行,成为制约除盐水产量的瓶颈。同时该电厂供热改造后,各机组补水量日益增大,化学制水的供应存在不稳定的隐患。

3 反渗透前处理优化方案

针对上述运行中存在的状况,反渗透前置过滤的有效作用和稳定运行,成为解决问题的关键。2014 年底,因供水量需要增加,该厂另行选址新建二期反渗透系统,吸取原系统运行经验,对新建前置过滤系统的布置进行了一定的改进:单一系列滤芯过滤器前增设袋式过滤器;系统管道改为母管布置;较反渗透主体设备多预留一系列过滤器形成 N+1 模式的前置过滤系统。

3.1 过滤原理

该厂原水水质受季节变化影响较大的原因,主要为太湖水夏季高温导致的蓝藻爆发、有机物与微生物异常滋生。有研究表明,绿藻呈单细胞微球状,直径约 5~10 μm,蓝藻(因呈相连螺旋状又名螺旋藻)长约 300~500 μm。传统反渗透前置滤芯的过滤精度一般为 5 μm,能截留绝大多数有机物、微生物等胶体。但当大颗粒杂质被大量截留后,滤芯将很快失效。为此在运行生产中,提出了分级过滤、设置梯度精度的想法,将较大颗粒的有机物和微生物等通过更为廉价且易于安装拆除的过滤设备去除,以减轻滤芯过滤器的运行压力。

3.2 设备布置

二期工程反渗透系统在原有滤芯式前置过滤器前增设一台大流量多袋式过滤器,其滤袋的材料主要是较为廉价的无纺布(尼龙)材质、聚丙烯等。滤袋的过滤精度可根据原水水质和运行周期在 10~100 μm 范围内选择,以达到反渗透进水前梯度设置的两级预过滤的效果。

其次,将原来单元制布置的前置过滤器改为母管布制的方式(如图 3 所示),并且根据反渗透设备的数量,增设一套备用前置过滤设备(G1、G2),避免

更换滤芯或滤袋时,反渗透产水量受到影响。

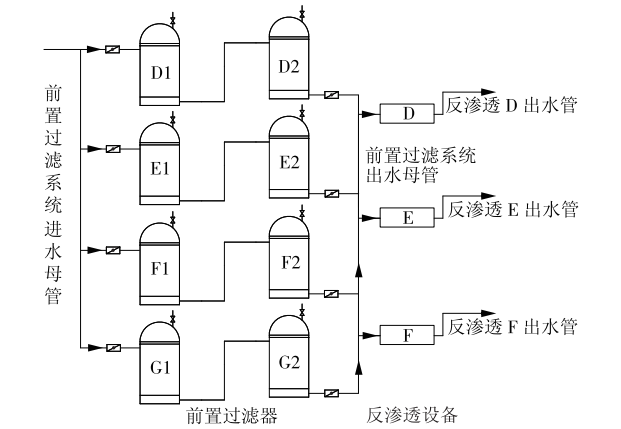


图 3 二期反渗透系统布置图

3.3 运行控制

该厂前置过滤器的过滤方式为全流量过滤^[2],即按照滤芯前后的压力差值来判断过滤器的运行终点。随着滤芯表面污染物的增多,滤芯的通水性就会下降,使得过滤速度不能达到设计流速,造成过滤器前后压差过大。

根据原水中有有机物、微生物等胶体颗粒的大小,本次新建二期设备中,增设的滤袋过滤器,过滤精度定为 10 μm,过滤压差控制在 0.1 MPa 以内;滤芯过滤器,精度为 5 μm,运行压差控制为 0.07 MPa。

4 改进后的应用效果

4.1 滤芯更换频率降低、系统运行成本降低

由于增设了一级滤袋式过滤器,形成梯度排布的两级预过滤效果:使得大部分的污垢前移,截留至精度更低的袋式过滤器,很大程度缓解后续滤芯过滤器的过滤压力,有效降低滤芯的更换频率;滤袋的价格远低于滤芯,节省耗材费用;滤袋较滤芯过滤器安装简单快速,更换方便,工作强度低。

该厂二期反渗透系统于 2015 年底投入运行。以 2016 年第三季度为例,一期反渗透过滤器 A 的滤芯及二期前置过滤器 D1、D2 的滤袋和滤芯的更换频率及费用数据比较见表 1。反渗透过滤器 A 三季度共更换滤芯约为 30 次,所需材料费用为 105 000 元。前置过滤器 D1、D2 三季度更换滤袋及滤芯费用为 81 000 元。单套设备季度节省费用约 24 000 元。全年 6 套前置过滤器仅耗材费就可降低近 58 万元。

根据统计,与原有前置过滤器相比,滤芯更换周期延长至原来的 3 倍,综合考虑滤芯和滤袋价格,原材料成本可节约 23% 左右。此外,延长更换周期同时也可一定程度地减少所需人力,降低系统运行成本。

表 1 一期、二期前置过滤器更换周期及费用比较

项目	滤芯(袋数)/个	更换周期/天	季更换频率/次	单价/元	季度耗材费用/元
一期前置过滤器 A(滤芯)	5	3	30	700	105 000
二期前置过滤器 D1(滤袋)	8	5	18	300	43 200
二期前置过滤器 D2(滤芯)	6	10	9	700	37 800

4.2 反渗透系统运行稳定连续

N + 1 模式的前置过滤系统(如反渗透主体为 N 组,则设置前置过滤器 N + 1 组)避免了改进前过滤器因滤速降低或差压过高而更换滤芯时,反渗透主体设备需同时退出运行的缺点,保证了主体设备的连续运行,解决了反渗透产水量受制于前置过滤器这一瓶颈问题^[3],可有效灵活地调节反渗透的产水量,达到供需平衡。

4.3 反渗透一段膜的污染程度改善

二期系统在原滤芯过滤器前增加一套滤袋过滤器。实践表明 2015 年底运行至今,反渗透进出口压差可以有效控制在 0.35 MPa 内,化学清洗次数明显减少,能长期安全地运行;且清洗后反渗透膜产水量释放也较为明显,反渗透产水电导下降。由此可见,前置过滤效果的优化对反渗透一段膜的运行有改善。

5 结论

(1)过滤精度梯度设置的反渗透前置过滤系统能大幅降低滤芯的损耗以及人力的消耗,并且预过滤作用突出。

(2)母管布置的前置过滤系统能使反渗透连续稳定地运行,避免因更换滤芯而降低产水量,保证除盐水供给。

(3)实践表明,优化的前置过滤系统,其过滤功能优于传统前置过滤器,反渗透一段膜污堵的状况有所改善。

(4)因试验时间较短,运行效果需在生产实践中继续检验。

(本文责编:陆华)

作者简介:

刘心纯(1984—),女,江苏苏州人,硕士,工程师,从事电厂化学及环保管理工作(E-mail:xinchun_liu@ chd. com. cn)。

(上接第 62 页)

[5]王乐乐,孔凡海,何金亮,等. 超低排放形势下 SCR 脱硝系统运行存在问题与对策[J]. 热力发电,2016,45(12): 19-24.

[6]刘晓敏. 烟气脱硝 SCR 装置喷氨优化研究[J]. 热力发电,2012,41(7):81-83.

[7]赵宁波. 厦门华夏国际电力发展有限公司 #3 机组 SCR 喷氨优化与性能评估试验报告[R]. 西安:西安热工研究院有限公司,2016:1-24.

[8]王乐乐,宋玉宝,杨晓宁,等. 火电厂 SCR 运行性能诊断技术[J]. 热力发电,2014,43(10):95-99.

[9]XU Yuanyuan,ZHANG Yan,LIU Fengna, et al. CFD analysis on thecatalyst layer breakage failure of an SCR - DeNO_x system for a 350 MW coal-fired power plant[J]. Computers & chemical engineering,2014,69:119-127.

[10]WILHITE D C. The use of computational fluid dynamics (CFD) in selective reduction system ductwork design [C]. New York:Proceedings of the ASME fluids engineering division,1998:247-248.

[11]陈彪,李辉,金东春. 1 000 MW 燃煤机组 SCR 烟气脱硝

系统优化调整试验[J]. 电站系统工程,2012,28(5): 30-32.

[12]武宝会,崔利. 火电厂 SCR 烟气脱硝控制方式及其优化[J]. 热力发电,2013,42(10):116-119,126.

[13]王乐乐,周健,姚友工,等. 烟气脱硝 SCR 氨喷射系统调整效果评估[J]. 中国电力,2015,48(4):16-22.

[14]马双忱,金鑫,孙云雪,等. SCR 烟气脱硝过程硫酸氢铵的生成机理与控制[J]. 热力发电,2010,39(8): 12-17.

(本文责编:白银雷)

作者简介:

刘晓敏(1974—),男,福建龙岩人,高级工程师,从事燃煤电站锅炉与环保技术研究管理方面的工作(E-mail:David_lxm@21cn.com)。

雷嗣远(1984—),男,广西柳州人,工程师,工学硕士,从事燃煤电站脱硝流场与催化剂寿命管理等方面的工作(E-mail:leisiyuan7@163.com)。