

图 2 改造后锅炉切圆

2 我厂脱硝系统简介

我厂脱硝装置采用常用的氨法脱硝，加装 SCR 脱硝装置。SCR 工艺采用液氨做为还原剂，锅炉脱硝系统由西安西热锅炉环保工程有限公司设计制造，采取选择性催化还原（SCR）法去除烟气中的 NO<sub>x</sub>。每台炉设置两个 SCR 反应器，反应器采用高灰型工艺布置（即反应器布置在锅炉省煤器与空预器之间），反应器入口烟道设灰斗。催化剂按“2+1”模式布置，备用层在最下层，在锅炉燃用设计煤种 ECR 负荷时脱硝效率 80%（入口 NO<sub>x</sub> 浓度≤400 mg/Nm<sub>3</sub>），NO<sub>x</sub> 排放浓度≤80mg/Nm<sub>3</sub>。在正常投运 SCR 时，脱硝装置的氨逃逸浓度≤3ppm，SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub> 转化率<1.0%。脱硝装置不设烟气旁路和省煤器旁路，并设有半伸缩耙式蒸汽吹灰器和声波吹灰器相结合的吹灰系统。

采用液氨作为脱硝还原剂，二、三期 4 台机组共用一个液氨储存、制备与供应系统。氨区系统包括液氨卸氨压缩机、液氨储罐、液氨泵、液氨蒸发器、氨气缓冲罐、氨气稀释罐、废水池及废水泵等。

液氨通过液氨槽车运至液氨储存区，通过往复卸氨压缩机将液氨储罐中的气氨压缩后送入液氨槽车，利用压差将液氨槽车中的液氨输送到液氨储罐中；液氨利用压差(环境温度大于 5℃)或氨液泵(环境温度小于 5℃)经蒸发器蒸发成气氨后进入氨气缓冲罐，气氨通过稀释风机稀释后，分别经过喷氨格栅送入两个 SCR 反应器。

从锅炉省煤器出来的烟气，与喷氨格栅喷入的 ≤5% 气氨的稀释空气在进口烟道充分混合后从上部

进入反应器，在催化剂的催化作用下，NO<sub>x</sub> 与 NH<sub>3</sub> 进行还原反应生成 N<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O，反应后的烟气返回进入空预器。液氨制氨工艺见图 3，催化剂参数见表 1。

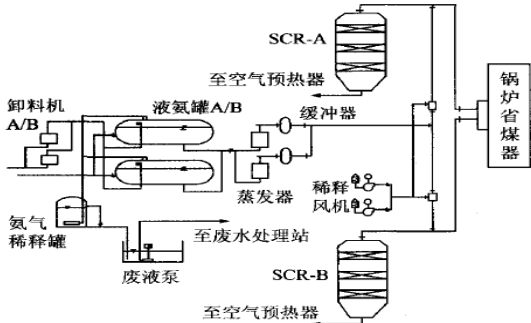


图 3 液氨制氨工艺流程图

表 1 催化剂参数表

催化剂指标		单位	数值
元件	元件尺寸（长×宽×高）	mm×mm×mm	150×150×775
	节距	mm	7.4
	壁厚	mm	1
	外壁厚	mm	1.5
	元件高度	mm	775
	元件有效脱硝表面积	m <sup>2</sup>	7.9
	元件体积	m <sup>3</sup>	0.017
	催化剂比表面积	m <sup>2</sup> /m <sup>3</sup>	455
	元件质量	kg	9.6
	催化剂体积密度	g/cm <sup>3</sup>	0.55
	催化剂孔容	ml/g	>0.25
	催化剂孔隙率	%	72.8
模块	模块尺寸（长×宽×高）	mm×mm×mm	1912×974×995
	模块内催化剂元件数量	个	72
	每个模块催化剂表面积	m <sup>2</sup>	571
	模块内催化剂体积	m <sup>3</sup>	1.256
	每个模块催化剂净重量	kg	691
	每个模块的总重量	kg	1005
单个反应器催化层	每层催化剂模块数	个	40
	烟气流经催化剂截面积	m <sup>2</sup>	22850
	反应器内烟气流速	Nm/s	1.64
	催化剂通道内的烟气流速	m/s	6.78
	催化层数	层	2
单个 SCR 反应器	催化剂总面积	m <sup>2</sup>	45700
	催化剂总体积	m <sup>3</sup>	100.44
	催化剂净重量	kg	55242
主要成分	催化剂中 TiO <sub>2</sub> 含量	%	80-90
	催化剂中 V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> 含量	%	≤5
	催化剂中 WO <sub>3</sub> 含量	%	≤10
活性指标	催化剂初装活性	Nm/h	35-40
	24000 小时活性	Nm/h	26-30
使用温度	设计使用温度	℃	330-396
	允许最高使用温度范围	℃	420
	允许最低使用温度范围	℃	310
脱硝效率	初装（4400 小时内，氨逃逸小于 3ppm）	%	90
	24000h（氨逃逸小于 3ppm）	%	80
SO <sub>2</sub> /SO <sub>3</sub> 转化率	初装(4400 小时内)	%	<1
	16000 小时	%	<1
单层阻力	初装烟气阻力	Pa	153
	24000 小时烟气阻力	Pa	175
寿命	催化剂化学寿命	h	24000
	催化剂机械寿命	年	10

### 3 改造后的运行情况

我厂#6 炉作为第一台脱硝改造的锅炉，改造完成后 12 月 19 日整机启动调试并一次通过脱硝 168 试运行。改造后原 A 层看火孔所在位置（三楼），现看到的是 B 层喷口着火情况，现 A 层喷口在原喷口下处，就地看火情况应加强底火看火情况的检查，改造后燃烧烟煤，挥发份较原燃煤有大变动，应注意着火距离的观察，目前专业要求各喷口的周界风开度不低于 20%，遇煤干时，周界风不低于 30%，负荷高时应适当增开周界风。改造后磨组运行良好，偶尔有煤质难磨的情况下，磨组差压相对较高，应做好磨组调整工作，现环境温度逐步上升，高挥发份煤质对目前磨组的调整有较大挑战，已有部分班组遇到磨组爆燃情况发生，应做好预防，及时调整磨组冷风和热风配比。时有石子煤斗有焦状石子，应加强就地检查及排放的次数，及时联系集控，降低磨组入口温度，特别应防止高挥发份煤种在磨组中自然导致石子煤排放管烧红甚至烧毁事故的发生。低氮燃烧器改造后风粉配比已有热工院交待及指导开度调整，基本原则是偏置风开度适当大于辅助风开度，应明确 B、C 层油配风既是对应油层的配风，也是对应煤层的辅助风，A 层油配风作为托底风，也就是说现在 ABC 层油枪投运后不需再开，低负荷时根据总风量及二次风压可适当降低该风门及对应的偏置风门的开度。

空气深度分级燃烧技术将原有全部送入主燃烧区域的空气分成两部分：1) 在主燃烧器区域送入燃烧所需总空气量的 70-80%，使主燃烧器区域形成一个缺氧氛围，延长燃料热解过程，使尽可能多的 N 热解为  $N_2$ ，同时形成大量的还原基团；2) 在主燃烧器上方的 SOFA 燃烧器区域送入其余空气，完成燃料的完全燃烧。在主燃烧器与 SOFA 燃烧器之间，构成还原区域。通过燃烧过程的空气分级，有效抑制了  $NO_x$  生成。

组织良好的炉内空气动力场，是实现燃烧稳定、降低  $NO_x$  生成、防止结渣、避免高温腐蚀及保证锅炉效率的根本措施。目前#6 机的二次风有偏置二次风(BC、CD、DE 层二次风的上下偏斜二次风喷口)、与一次风同向二次风(AA 层二次风)、消旋风(OFA 喷口)及每个煤粉喷口的周界风。偏置风的设置有利于形成“风包粉”的燃烧结构，增强向火侧、背火侧补气条件，可以部分起到降低  $NO_x$ 、预防结焦及高温腐蚀的效果。下端部风采用与一次风同向射流，

以利于燃烧器区的“托火”与“压火”效果，降低灰渣含碳量，提高锅炉运行经济性。

理论上，贫煤改烧烟煤后，燃烧提前，汽温偏低。但是，现烧煤种的水分偏高，一次风率和烟气量提高，计算和实际运行都表明，减温水量增加。并且#6 炉再热汽温与改造前比较，汽温反弹很迅猛，现在往往是在再热器低谷时就要开减温水，否则涨势迅猛以至于可能超温，当然不同煤质也有不同表现。SOFA 风可以上下 $\pm 20^\circ$ 摆动调节，在低负荷段曾试开过该风门的上下摆动角度，对再热汽温的提高没有太明显作用。

目前#6 炉的风量调节时有个明显需要加强的地方，即升降负荷时，#6 炉 A 一次风机、A 引风机的调整较 B 侧优先，往往负荷到位后两侧风机电流相差最大能达到 10A，这往往会造成单侧风机抢风，单侧风机电流超额定、单侧风机轴承温度高、严重时可能导致邻侧风机喘振，因此在以后的负荷调整过程中，应加强这两个风机的偏置调整，监视风机电流应平衡，分析导致该情况发生的可能因素是增设 SCR 脱硝反应装置后，导致单侧通风阻力增加，以致该侧风机调整延迟，或者可能是该侧风机导叶有卡涩现象，应在以后的调整当中加强观察并找出导致该现象发生的具体原因，尽早解决，避免不安全事故的发生。

改造后#6 炉风烟系统中的氧量参考已不能真实反映实际氧量情况，风烟系统中可以看到空预器进出口氧量基本差不多，唯一能解释的是空预器改造很成功，漏风机会没有，但实际并非如此，因此我们在燃烧调整过程中应监视 SCR 入口氧量，A、B 侧 SCR 入口氧量有偏差，但是可作为锅炉燃烧工况的参考依据，实际运行情况是 A 侧入口氧量较 B 侧氧量高，目前汽温两侧偏差最大到过  $30^\circ\text{C}$  以上，如何调整两次汽温平衡，热工院给出指导意见是，将 B 侧氧量调整比 A 侧高后，两侧汽温偏差会逐步变小，热工院在调试过程中将 SOFA 风各层的风门调整至正切或反切，效果不是很明显，如何将烟温调整平衡还需在以后的燃烧调整中逐步摸索。

对于改造后，锅炉的经济运行工况，我们在 1 月 14 日早班做过降低一次风压至 7.0kPa，五台磨煤机运行，330MW 的工况实验，当时严格控制磨组入口风量监视，以入口风量为调整依据，少用冷一次风，以风煤比 2:1 的比例来调整，由于新改造，且初次接触低氮燃烧器调整，各种工况不熟悉，当

时不敢往下设定风压,深怕导致 5 台磨煤机堵磨,在专业的指导下,逐步降低一次风压直至 7.1kPa,每台磨入口风量 57t/h,经过稳定运行后,一次风机电流降低 10A,送风电流略增 2~4A,且排烟温度降低 8℃,很可观!当然目前运行煤种与当时的实验煤种有出入,我们现在调整可以兼顾磨组出口压力及入口风量调整,在保证不堵磨的情况下应充分考虑该工况的适当使用。

我厂#4 机启动后,小机跳闸,RB 动作正常,#4 炉烟气通道风门旁路挡板打开,在此次事故处理中,我们联想到如果#6 机辅机跳闸导致 RB 动作,我们该做如何处理?因为#4 炉 RB 时直接发指令开旁路挡板,#6 炉现在取消了旁路挡板,只用通过增压风机调节烟气,并且#6 炉增压风机因脱硝相关逻辑及保护需要已联锁 MFT,因此在#6 炉发生 RB 工况后,我们要调整的不只是水位等,还需联系脱硫加强增压风机监视及时调整,防止增压风机切手动导致烟气压力至保护动作跳闸,一旦增压风机跳闸,锅炉即 MFT,因此我们在日常操作中有计划的启停磨煤机或者风量大幅变动等都应及时联系脱硫对增压风机的监视,脱硝改造后的机组投运前建议优化 RB 动作逻辑,具备条件应做 RB 试验。

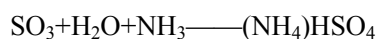
SCR 脱硝运行过程中,应充分考虑喷氨量的经济性,#6 炉已进行低氮改造,SCR 入口 NO<sub>x</sub> 浓度多少直接决定了氨气的使用量,在喷氨量较大情形下应及时调整燃烧配风及 SOFA 的开度来降低 SCR 入口 NO<sub>x</sub> 浓度,在低负荷 200MW 情况下,应注意防止 SCR 入口 NO<sub>x</sub> 浓度低于 180mg/m<sup>3</sup> 时脱硝效率低于 50%,此时应适当增加氧量,关小 SOFA 风,SCR 出口 NO<sub>x</sub> 浓度等手段及时提高脱硝效率不小于 50%。建议将两侧脱硝效率瞬时低于 50%加设报警,以便于运行人员及时调整提高脱硝效率,防止长时间低导致该小时内脱硝效率低于 50%而被环保考核。目前 SCR 两侧出口氨逃逸率表计不准,多数情况下变动较大,我们不能盲目的认为表计不准,而放松对该参数的关注,往往喷氨量很大的情况下,该表计参数会达到报警值以上,应及时调整 NO<sub>x</sub> 减少喷氨量,防止因过度喷氨导致 SCR 反应器和空预器堆积 NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub> 堵塞,而影响锅炉的安全运行。所以应加强对空预器电流、SCR 差压、空预器差压的监视,做好空预器和 SCR 定期吹灰工作,及 SCR 输灰,减少对 SCR 的物理性破坏,而影响脱硝效率。

## 4 改造后运行控制的要点

1)低氮燃烧器改造后低氧燃烧可能引起锅炉结焦,影响锅炉运行安全。华能某厂 4 号炉 2 月 25 日垮焦灭火,曾同本班人员分析我厂#6 炉的结大焦的可能性,我厂自投运以来,我们通过捞渣机及各捣焦孔的检查,有少量小焦块,主要是我们在调整中对偏置风的控制,以及氧量的调整,加上严格的吹灰定期工作,早晚负荷的变动幅度较大等等因素,降低了炉膛的结大焦的可能性,但是我们不能掉以轻心,#6 炉也存在烟温偏差较大的情况,单侧受热面结大焦的可能性是存在的,应从此事故中吸取教训。

2) 催化剂寿命。由于钒/钛催化剂寿命受到催化剂活性衰减速度的影响,且催化剂在运行一段时间后,其表面活性都会有所下降,存在物理失活及化学失活。物理失活主要指高温烧结、磨损、固体颗粒沉积堵塞而引起的催化剂活性破坏,化学失活主要是碱性金属、重金属引起的催化剂中毒。实际应用中,燃料燃烧后产生的炉膛飞回可能会造成催化剂堵塞问题,而且,由于煤燃烧后灰分中氧化钙含量较高,自由的氧化钙与三氧化硫反应,产生的硫酸钙吸附在催化剂表面,阻止了反应物向催化剂表面扩散及扩散进入催化剂内部,加大了催化剂的钙腐蚀,从而导致催化剂活性的降低。

3) 反应温度。当反应温度高于催化剂的适用温度范围上限时,副反应显著增加,部分 NH<sub>3</sub> 被氧化成 NO,NO<sub>2</sub> 的转化率降低,脱硝效果下降。而且当温度过高时,催化剂的通道和微孔都会发生变形,导致有效接触面积减小,从而使催化剂活性大大降低。当反应温度低于催化剂的适用温度范围下限时,催化剂不能正常发挥作用,反应速度较慢,NO<sub>2</sub> 的转化率较低,脱氮效果差。以煤为燃料,在反应温度较低时会发生的副反应如下:



副反应生成物硫酸氨附着在催化剂表面,堵塞了催化剂的通道和微孔,导致催化剂失活。实际操作中在保证所需转化率的前提下,应用较低的温度,以减少燃料消耗。因此,针对我厂锅炉,运行中应严格控制烟温,烟温低于 310℃,NH<sub>3</sub> 易与 SO<sub>3</sub> 反应生成 NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub>,氨盐沉积在催化剂中会引起催化剂失效,没反应的氨气造成空预器低温段严重积灰堵塞;而烟温大于 420℃,可能引起催化剂烧结,

造成不可逆的化学失活。

4) 氨逃逸的控制。氨逃逸过量除了引起环境污染以外,更容易与烟气中被氧化的  $\text{SO}_3$  进行反应,造成反应器堵塞等严重问题,因此喷氨量的控制应该作为日常运行中重点控制项目。氨逃逸表计测量的准确性极其重要,正常运行时控制 SCR 出口  $\text{NH}_3$  逃逸小于 3ppm,如果氨逃逸超过 3ppm,  $\text{NO}_x$  浓度未达标时,减少氨气注入量,氨逃逸浓度降低至 3ppm 后再处理,局部喷氨过量时及时优化调整调整分配支管。日常运行时,应定期进行对 SCR 入口灰斗定期输灰,除去大颗粒灰,减少堵塞,定期进行 SCR 吹灰及空预器吹灰。如果 SCR 差压、空预器差压增大时应强化投入蒸汽吹灰、声波吹灰,直

到差压降低至正常为止。

#### 参考文献:

- [1] 宋长平,朱同忠.330MW 机组锅炉脱硝运行规程[Z].淮安:华能淮阴电厂,2012.
- [2] 刘志江. 低氮燃烧器改造及其存在问题处理[Z]. 福建:神华(福建)能苑有限责任公司, 2013.
- [3] 龙勇.浅析 SCR 脱硝技术的主要影响因素[J].科技成果管理与研究, 2011(9):48-50..

#### 作者简介:

陈 华 (1983-), 男, 江苏淮安人, 助理工程师, 从事集控运行工作, E-mail: chvp@qq.com。