

HG 670 / 140型锅炉过热器再热器超温研究

华北电力科学研究院(北京 100045) 孙 骏

文 摘 华北电网200 MW机组所配670t/h锅炉普遍存在高温过热器和高温再热器受热面管壁超温问题。石景山热电厂1号机组配置的哈尔滨锅炉厂生产的HG-670 / 140型锅炉投产以来,再热器及过热器多次发生爆管,爆管原因系管材长期超温运行所致。为摸清超温原因,对锅炉冷态风速、热态烟温及热态管壁温度进行了测试,根据测试结果,提出了改进建议。

关键词 锅炉 再热器 过热器 超温 试验 改进

1 研究背景

石景山热电厂1号炉是哈尔滨锅炉厂生产的HG-670 / 140型锅炉,该炉投产以来,再热器及过热器多次发生爆管,经过对爆破口的金相分析,认为是管材长期超温运行所致。初步分析,超温原因有:炉膛出口烟气残余旋转导致左右侧烟气流速不均;高温再热器下部存在造成烟气短路的烟气走廊;机组启动和甩负荷时再热器近似干烧。

为了机组的安全稳定运行,必须采取有效的措施对过热器和再热器的相关部分进行改造。为此,有必要进行一系列试验,了解设备状况,摸清超温原因,为改造方案的制定和确定适当的运行方式提供参考依据。

2 过热器和再热器超温原因

现代锅炉其过热器和再热器的总受热面占很大比例,由于结构因素,它们必须布置在更高的烟温区域,因此其管壁温度接近于钢材的极限允许温度,其中再热器由于中压蒸汽放热系数低,比热小,工作条件更为恶劣,特别是在启动和停机中,情况最为严重。

管壁在高温下主要发生蠕变、氧化及组织结构变化,主要包括:

(1)珠光体的球化和碳化物的聚集,球化所需时间和温度有如下的关系: $t = A \cdot e^{bt}$, 其中A、b为和材料有关的系数;

(2)渗碳体分解成铁和石墨;

(3)合金元素在固溶体和碳化物之间的重新分配。

此外,管子在高温下的氧化特性也会发生改变,譬如当管子金属温度低于570℃时,所生成的氧化膜由FeO₃和FeO₄组成,这种氧化膜原子排列紧密,对金属原子的扩散起阻遏作用,抗氧化性能较好;当温度超过570℃以后,氧化膜由Fe₂O₃、Fe₃O₄和FeO组成,以FeO为主,这是一种疏松的氧化膜,金属原子容易通过空隙进行扩散,因而,氧化速度显著增加。

引起超温的原因:

(1)烟气侧温度高;

(2)工质侧流速低;

(3)管材耐热度不够。

造成上述状况的原因:

(1)锅炉漏风(炉底,燃烧器区域,空预器,制粉系统等);

(2)燃烧调整不当(风粉配合不好,火嘴投停层数不同);

(3)煤质变差,煤粉变粗;

- (4)火嘴安装角度不对，炉内空气动力场不好，炉膛结渣；
- (5)工质质量流速偏低；
- (6)火焰行程设计偏短；
- (7)钢材耐热裕度不够等。

3 试验内容

3.1 冷态风速测试

锅炉启动前，利用热线风速仪测量炉膛出口过热器前的速度分布，一方面初步弄清炉膛出口烟气残余扭转的情况，另一方面校验加装的均流板的实际效果。

3.2 热态烟气温度测试

利用铠装热电偶在水平烟道的高温再热器的前弯和直管处测量锅炉左右侧及上下(烟气短路处)的烟气温度分布及其随负荷、运行方式变化的情况，同时以水冷热电偶作为测量的备用手段。

3.3 热态管壁温度的测试

试验前在再热器及过热器的炉内炉外管的相关位置上加装试验用壁温测点，锅炉启动后，通过在不同负荷及运行工况下测量这些测点的温度来查明再热器运行时的实际壁温情况、超温点的实际分布情况和变化特性，同时核对运行监测点数据的准确性。

4 试验测点的布置

(1)冷态风速测点在炉膛出口高温过热器前标高36.8 m处搭简易步道，并在此处标高38.8 m的水冷壁之间拉一根横贯的铁丝，风速测量沿此铁丝进行。

(2)热态烟温的测量在再热器前弯和直管处固定两排铠装热电偶，每排9点，标高分别为39.26 m和41.26 m。

(3)在对流过热器外圈的下部弯管标高38 m左右处第28~88排间布置10个壁温测点，在高温再热器外圈的第二个弯圈下部水平管段上加装炉内壁温测点，其中1~30排布置1点，30~60排布置8点，60~114排布置5点。

(4)在对应位置布置炉外壁温测点(由于现场原因未能完全布置)

5 试验结果分析

依据中华人民共和国电力行业标准DL470-92进行试验。

5.1 冷态试验

测量了两种工况下的冷态水平烟道流速分布情况，一种工况是1、2、3、4号磨煤机通风，另

一种工况是1、3、4、5号磨煤机通风，试验结果见图1。

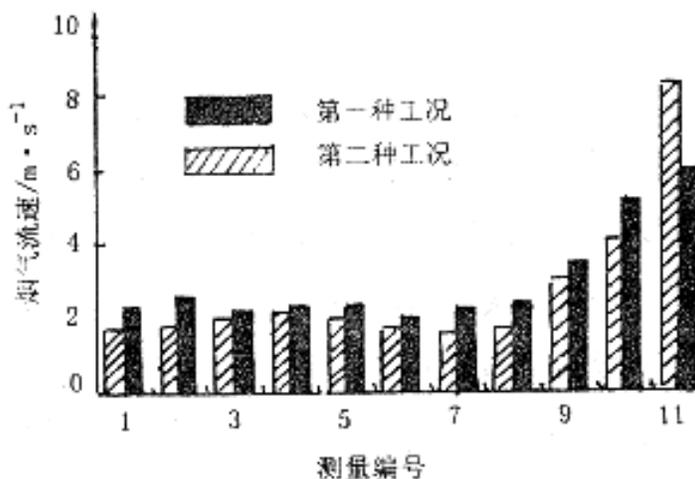


图1 空气动力场分布情况

由图1可以看出，在两种工况下都存在流速分布不均的情况，右侧流速比左侧流速明显偏高，流速的偏差在50%~100%之间，显示炉膛出口存在的残余旋转对水平烟道的流速分布有较大影响，其中第二种工况下的偏差大一些。另外，试验中发现，在离右侧炉墙1.5~3m的区域内流速异常偏高，冷态流速在6~8m/s，估计在此位置存在烟气走廊的可能性较大。

5.2 热态试验

试验所测得的壁温数据按DL470-92提供的方法进行修正。

5.2.1 启动特性试验

按运行规程规定的程序进行启动操作，启动试验从锅炉点火后起压开始，到机组带额定负荷结束。过热器和再热器的炉内外壁温、烟温在启动过程中的变化趋势见图2。

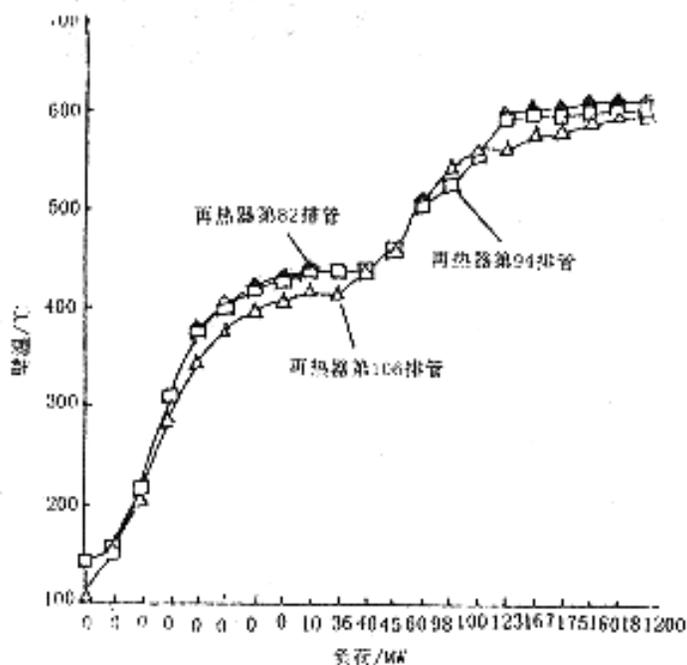


图2 再热器特性

由图2可以看出,对于再热器的炉内壁温,Z15(高温再热器从左数第15排的外圈)管作为未发生爆管区域的代表在整个启动过程中壁温从未超过 570°C ,在200 MW时到达其最高值 564°C ,而所有其它管排的壁温在负荷超过130 MW以后均超过了 570°C ,在160~190MW期间都在 600°C 左右,单管的最高温度出现在Z40,为 634°C 。对于过热器的炉内壁温,其变化趋势和再热器相似,但温度水平更高一些,单管的最高温度出现在88号,为 664°C 。对于烟温,其变化特性与壁温保持了较好的一致性。数据显示,在同一截面,下部烟温比上部烟温高 $100\sim 150^{\circ}\text{C}$ 。上下烟温差大,与大屏、折焰角的几何尺寸有关,不能使炉膛出口气流趋向均匀,从而形成烟气短路。在动态过程中,显示烟道中间阻力最小,因此流速较高,烟温也较高,这削弱了烟气在水平方向上的偏差。对于炉外的壁温,其变化与炉内壁温基本一致,与炉内壁温的差值在正常的情况下为 $20\sim 40^{\circ}\text{C}$,但炉外壁温对壁温的快速动态特性反映不敏感,即在动态过程中,炉内外的管壁温差较大,可达 $60\sim 70^{\circ}\text{C}$ 。

该试验是在首次点火时进行的,此时锅炉处于清洁状态,随着锅炉沾污程度的增加,壁温和烟温水平会有所提高。

5.2.2 稳态试验

在机组负荷为200 MW,投入1、2、4、5号磨煤机的工况下,壁温的分布情况见图3。

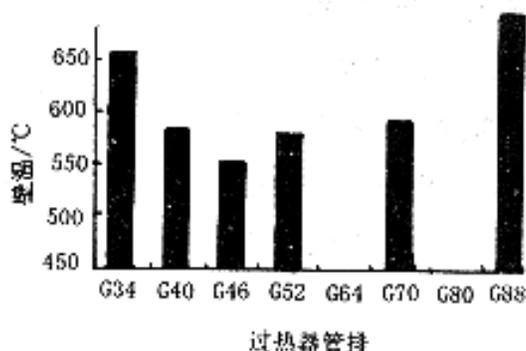


图3 200 MW负荷时投入1、2、4、5号磨煤机的工况下壁温的分布情况

由图3看出,在此工况下左右侧的烟温偏差明显,在 $100\sim 200^{\circ}\text{C}$ 与其对应的再热器壁温也存在偏差($40\sim 60^{\circ}\text{C}$),其温度最高点在66号,为 618.5°C 。过热器由于右侧的两支热电偶损坏,不能明显看出规律性分布,其温度最高点在G88(高温过热器从左数第88排的外圈),为 690.7°C 。过热器壁温水平高于再热器。

5.2.3 动态试验

该试验原计划在负荷变化率为 $3\%\sim 5\%$ 额定负荷下进行,在 $140\sim 200\text{ MW}$ 的过程中,每1 min记录一次壁温,但由于操作过快,成为负荷快变试验,试验结果如图4所示。

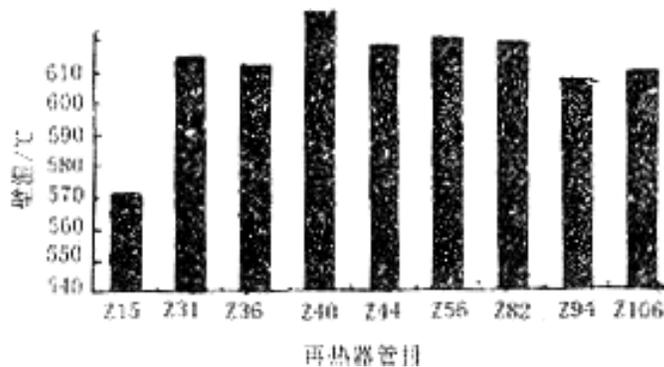


图4 负荷快变试验

由图4看出，在高负荷下快速变负荷，提高了左侧的烟温，也提高了过热器、再热器的壁温，特别是左侧的壁温。再热器壁温大部分在600℃以上，其温度最高点在40号，为627℃。过热器的壁温普遍接近600℃。为避免壁温过高，在变负荷时一定要注意负荷变化和燃料投入的速率。

5.2.4 给水温度变化试验

在电负荷为170 MW和140 MW，并解列高加的两种工况下进行了试验，图5是140 MW负荷下的试验结果

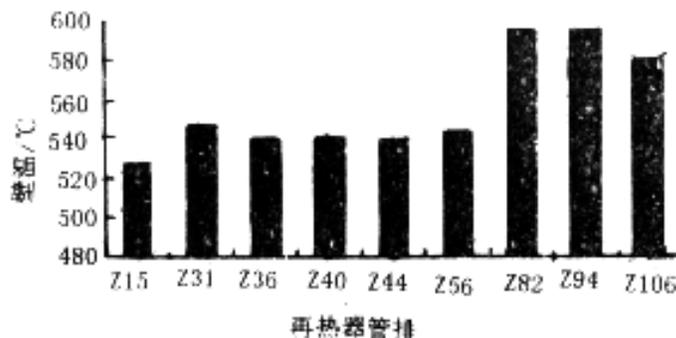


图5 140 MW无高加工况下的壁温分布情况

由图5看出，140 MW时由于高加的解列(2、3、4号磨运行)，给水温度降低，燃料量投入相对较多，烟温和壁温水平偏高，再热器平均壁温为556℃，过热器平均壁温为591℃，烟温和再热器壁温的偏差明显。170 MW时由于高加的解列(2、3、4、5号磨运行)，此时测点损坏相当多，特别是过热器，分布规律不明显，再热器平均壁温为603℃，最高点在40号，为620℃(上)和783℃(下)，可见，在此工况下，超温情况比较严重。

5.2.5 汽温变化特性试验

在机组负荷为200 MW、主汽温度为540℃的工况下的试验结果如图6所示。

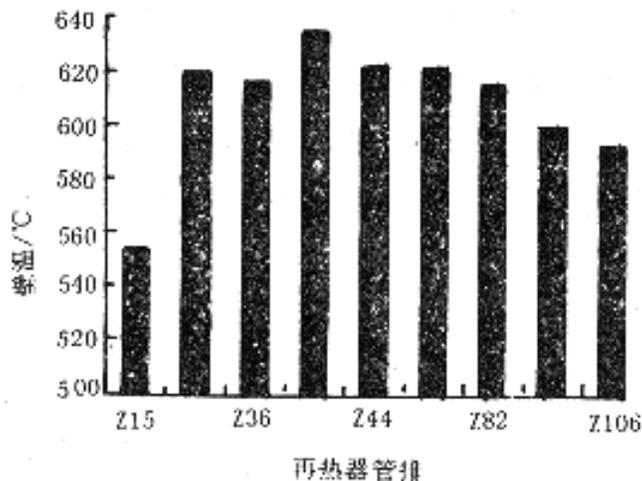


图6 负荷为200 MW，主汽温度为540 的工况下再热器壁温分布情况

在此工况下过热器测点损坏较多，过热器平均壁温为636 ，再热器平均壁温为608 ，烟气平均温度为623 和758 ，在烟温水平不很高的情况下，壁温的水平相当高，温度偏差不突出。由此可见，在现在的机组状况下额定参数运行会提高壁温水平。

5.2.6 不同燃烧器配合试验

保持机组负荷200 MW，改变燃烧器投入的层次，即改变火焰中心的位置，比较两种工况(投入1、2、3、4号磨煤机和投入1、2、4、5号磨煤机)下的壁温分布情况，见图7。

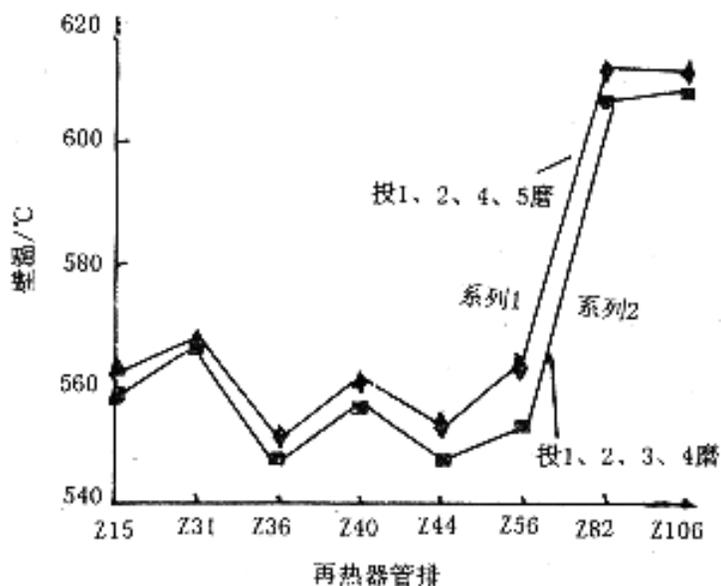


图7 分别投入1、2、3、4号磨煤机和1、2、4、5号磨煤机的再热器壁温分布曲线

两种工况下的烟温平均值分别为649 (上排烟温775)和673 (上排烟温782)，最大值为860和870 ；再热器壁温平均值为572 和577 ，最大值为608 和618 ；过热器壁温平均值为605和608 ，最大值为677 和690 。从图7可以看出，两种工况中存在较大的烟温和左右壁温偏差。从试验中看出，投入5号磨煤机后，烟温和壁温水平都有所增加。因此，在运行中尽量投入下层燃烧器对减缓超温有一定的作用。

5.2.7 过剩空气系数变化试验

以省煤器出口氧量为准，在200 MW负荷下，利用调节送风机风量的方法，氧量分别保持在5%和4%两种工况下进行试验，试验结果见图8。

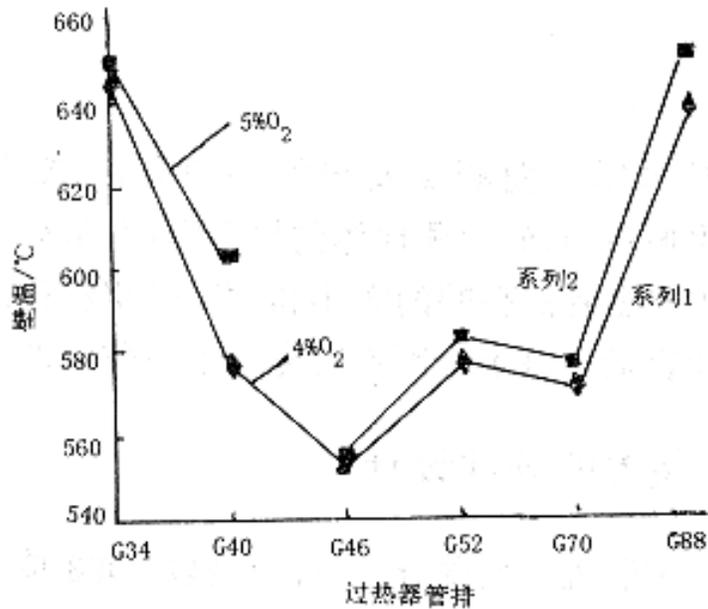


图8 氧量分别为4%和5%工况下过热器壁温分布曲线

两种工况下，烟温的平均值为659 (上排烟温800)和654 (上排烟温800)，最大值为831 和834 ；再热器壁温的平均值为594 和589 ，最大值为610 和606 ；过热器壁温的平均值为603 和593 ，最大值为650 和645 。由试验看出，增加二次风对温度分布和烟温没有影响，但增加了壁温水平，过热器增加大一些。

5.2.8 甩负荷试验

大修后机组做100%甩负荷试验，试验过程中再热器处于干烧的状态，试验的结果见图9。

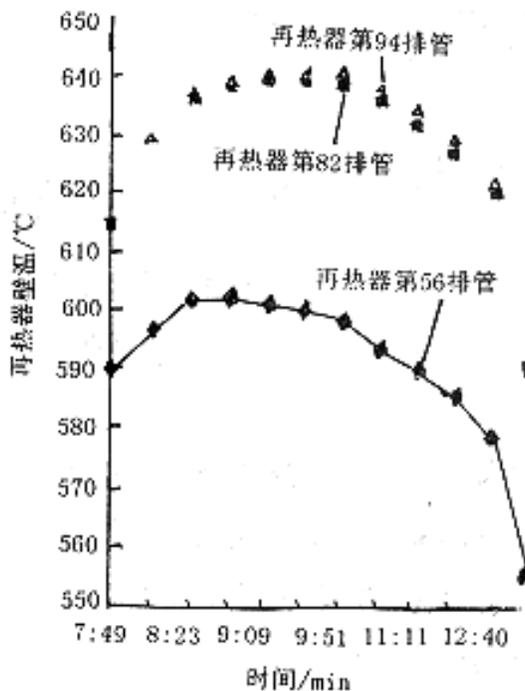


图9 甩负荷100%，再热器干烧的工况下再热器壁温的变化曲线

由图9看出，在甩负荷后的20~60s内，处于干烧状态的再热器的壁温有一个飞升，特别是右侧的再热器管，壁温瞬时上升30~50℃，达640℃，明显表现出机组100%甩负荷时再热器所处的恶劣工况。

6 结论与建议

6.1 该型炉水平烟道烟温存在上下偏差和左右偏差，导致再热器和过热器的壁温偏差。左右偏差是四角布置燃烧器的固有缺陷，为减少水平烟道两侧烟速偏差，可对燃烧器进行改造，或者将第4或第5层(推荐4层)部分改为对冲，也可将顶层二次风改为反切。上下烟温偏差主要是大屏和折焰角的间隙过大使上下烟气阻力不等造成的。为消除这一偏差，建议将再热器和过热器下部弯头的水平段改为与折焰角坡度相同的斜管，以避免烟气短路，从而降低下部弯头的金属壁温。

6.2 改变冷段再热器的进汽方式，设改后流量分布规律与改前对称，根据邢台电厂4、5号锅炉的经验，改后，可使汽温偏差由32℃减小到9.7℃，而出口平均汽温不变。

6.3 由于过热器壁温比再热器壁温高，因此建议过热器管(外两圈)使用高一级钢材(T91)，再热器的部分管子也可考虑。

6.4 炉膛及大屏结焦比较严重，应采取措施，可加强吹灰，还应通过燃烧调整，适当降低炉膛出口温度。

6.5 在过热器和再热器较低温度的管圈上加装节流装置，以提高高温管圈内的蒸汽流速。也可通过缩短超温幅度最大区域外圈管的长度来提高流速，使壁温水平下降。

6.6 试验加装的炉外壁温测点数值比运行监视的炉外壁温高很多，建议对运行测点进行检查，否则目前测点不能反映壁温的真实水平。

6.7 建议电厂在运行中注意：

(1)尽量投入高加，特别是在高负荷的情况下更应该投入高加。给水温度的降低将导致进入锅炉的燃料量的增加，对于670 t/h的锅炉，给水温度由240℃降低到160℃，燃料消耗量将增加约10%，并会增加炉膛出口的烟气量和烟气温度，从试验中看出，炉膛出口烟气平均温度升高约20℃。

~ 30 ，因此不宜长期在不投高加的工况下运行。

(2)机组变负荷时，一定要按运行规程的要求确定燃料变化率和负荷变化率，尤其是在高负荷时应避免负荷的快速变化。

(3)在机组未改造前，可考虑降低主汽和再热蒸汽的额定温度运行，这样虽然牺牲一些机组经济性，但对缓和超温有一定的好处。从试验结果看，主汽温度每减少1 ，过热器壁温下降2.8 ，再热器壁温下降3.5 。

(4)适当减少运行风量，这对减缓超温有一些好处。

(5)运行中尽量投入下层燃烧器，减少使用上层燃烧器。

(6)甩负荷时要立即切除燃料，特别是要切除所有的磨煤机，否则再热器将会超温。