电站锅炉水冷壁高温腐蚀现象研究

王鹏宇

(国网山西省电力公司电力科学研究院山西太原030001)

摘要：为了研究水冷壁高温腐蚀经常发生的原因与腐蚀机理，以某电站锅炉水冷壁为研究对象，通过水冷壁的成分检测、厚度测量、力学性能试验，以及对腐蚀产物的扫描电镜分析、能谱分析、金相组织分析来研究引起水冷壁高温腐蚀的原因。研究结果表明：水冷壁的高温腐蚀产物可分为3层，每层腐蚀产物的形态与元素种类是不同的。该水冷壁高温腐蚀为硫酸盐型高温腐蚀，腐蚀的主要原因为生成的复合硫酸盐对管壁表面进行了破坏，而燃煤中的S、K、Na等物质的存在是发生高温腐蚀的内在根源。

水冷壁的主要作用是吸收炉膛中高温火焰或烟气的辐射热量，管内的水通过热传导，变成热水或产生蒸汽，以此来降低炉墙的温度，从而达到保护炉墙的目的[1]。

水冷壁的高温腐蚀现象长期以来一直是影响电站锅炉安全运行的主要因素。尤其近年来，在国内“双碳”目标持续推进的背景下，对电站锅炉减碳降碳要求越来越高，同时机组容量不断增大，参数不断提高，温度和压力也在不断地提高，这就使水冷壁发生高温腐蚀的概率大幅提升，由于水冷壁腐蚀而造成的停机事故时有发生，给锅炉的安全稳定运行造成了严重影响[2-3]。因此，研究水冷壁的高温腐蚀现象及其腐蚀机理具有重要意义。

笔者针对某型锅炉水冷壁的高温腐蚀现象，在实验室专门制作了相关试样，开展了一系列试验方法，对照相关标准和规程，详细研究和分析了腐蚀产物，最终确定了水冷壁产生高温腐蚀的原因，并对其相关腐蚀机理进行了深入探讨，对于今后电站锅炉水冷壁腐蚀的防护及治理具有指导意义和参考价值。

1基本概况

某电站锅炉型号为SG-2093/17.47-M913，为亚临界、控制循环、一次中间再热、单炉膛、平衡通风、固态排渣、控制循环汽包、可实现燃烧器摆动调温四角切圆燃烧、全钢悬吊结构、半封闭布置的Π型燃煤汽包锅炉。在近期检修中，发现锅炉燃烧器高负荷区域（距A层喷燃器上0.5m高度后墙）水冷壁存在高温腐蚀现象，该处水冷壁管为内螺纹水冷壁管，设计规格为Φ51mm×6.5mm，材质为SA-210A1。

为找出高温腐蚀原因，避免同类型现象再次发生，特选取后墙侧的1根水冷壁管进行综合试验腐蚀分析，该试样管命名为“后1”。

2试验分析

2.1宏观检查

对“后1”试样管整体形貌观察，发现背火面是土褐色的，而向火面则有积灰层和腐蚀层包裹，且颜色是深灰色的。向火面腐蚀产物脱落较少，可见分层产物，腐蚀产物表层呈灰白色，形貌为树皮、磨砂状，如图1所示。

图1　向火面腐蚀产物

2.2化学成分

用直读光谱仪对“后1”试样管进行化学成分分析，分析结果如表1所示。

表1　试样管化学成分(质量分数)

元素	检测值	参考值
C	0.17	≤0.27
Mn	0.66	≤0.93
S	0.014	≤0.035
P	0.018	≤0.035
Si	0.25	≥0.10

分析结果表明：试样管化学成分符合SA-210A1材质要求。

2.3力学性能

对“后1”试样管向火面、背火面，各加工两根试样进行力学拉伸试验，试验结果如表2所示。

表2 试样管拉伸试验结果

试样参考值	屈服强度(≥255)/MPa	抗拉强度(≥415)/MPa	伸长率(≥30)/%
向1	265	452	22.5
向2	230	448	20.5
背1	275	476	22.0
背2	232	472	21.0

试验结果表明：向2、背2试样的屈服强度不合格，伸长率则均不合格。

2.4尺寸测量

对“后1”试样管腐蚀严重处进行外径测量，测量值为49.7mm、50.7mm。对向火面减薄严重处测厚，测量值为4.9mm、5.0mm；背火面厚度测量值为6.2mm、6.2mm。该水冷壁尺寸规格为Φ51mm×6.5mm，测量结果表明：“后1”试样管外径无明显胀粗，但向火面厚度减薄严重。

2.5腐蚀产物分析

对环状样的基体与腐蚀产物各分层区域分别进行EDS能谱分析，分析结果见图2。

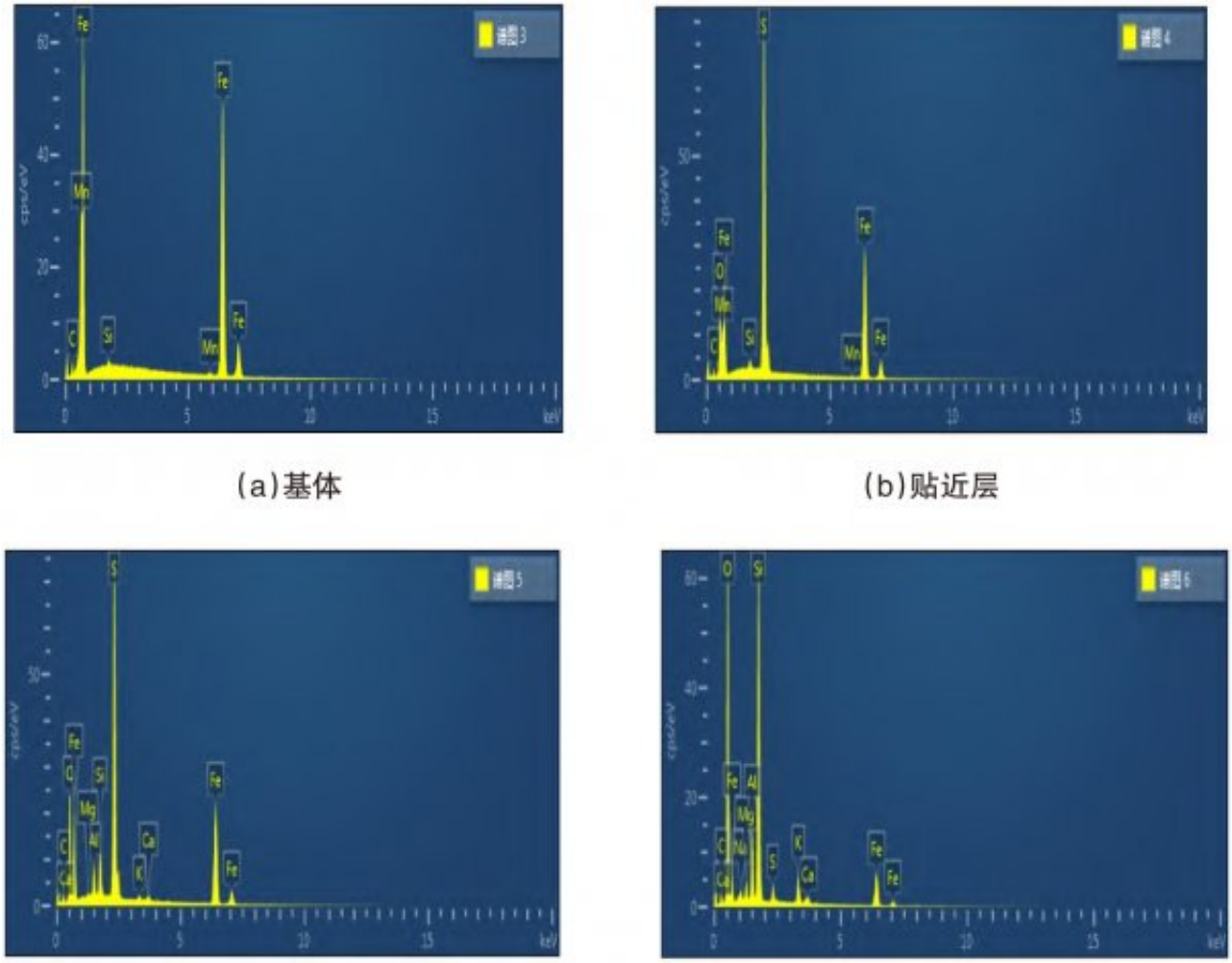
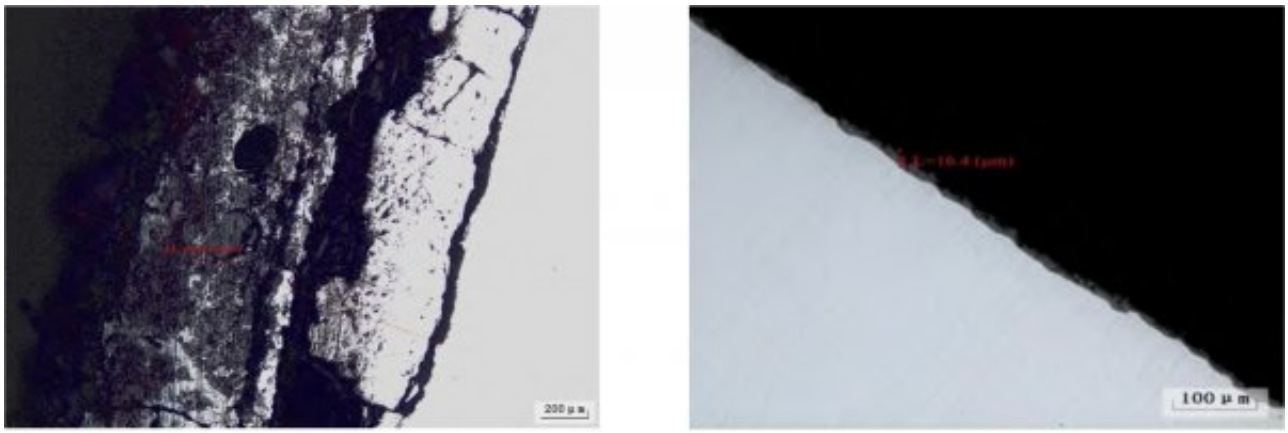


图2 基体与腐蚀产物各分层能谱分析

根据以上能谱分析图可知，各层的元素种类为：（1）基体，无O、S元素；（2）贴近层，主要为S、O元素；（3）中间层，主要为S、O、Si、Al等元素；（4）表面层，主要为O、Si、Al、Mg、K、S、Na、Ca等多种元素。

2.6腐蚀层厚度

向火面外壁腐蚀产物较厚，总腐蚀层深度约1.6mm，腐蚀产物与基体剥离碎裂严重，内壁氧化层深度约为0.16mm，见图3。

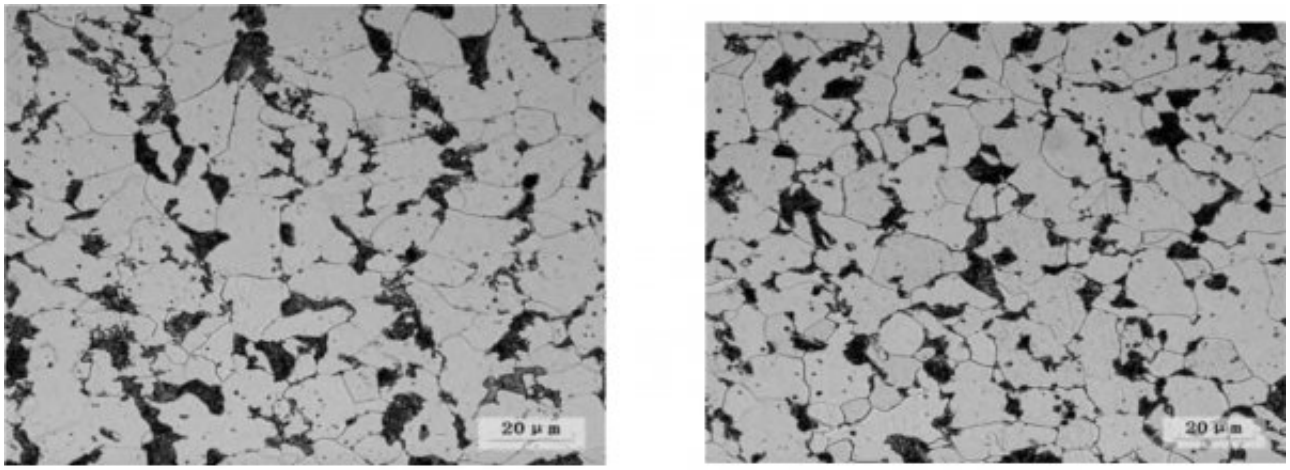


(a)向火面×50　　(b)内壁氧化层×100

图3　腐蚀层深度

2.7金相组织分析

对“后1”试样管的向火面、背火面组织进行金相观察评定，见图4。



(a)向火面×500　　(b)背火面×500

图4　试样管金相组织

在图4中，可以看出向火面、背火面中的珠光体形态明显，珠光体中的碳化物部分开始分散，球化级别均为1.5级。

3讨论

3.1尺寸方面

经测量，向火面腐蚀严重处的腐蚀产物厚度达到了1.6mm，可以看出，腐蚀程度已经相当严重了。管道的外径没有显示出任何明显的膨胀。在测量严重减薄区域的壁厚时，发现最薄处的剩余厚度仅为4.9mm，与6.5mm的设计规范相比，减薄量达到25%，这将显著降低水冷壁的承压能力。

3.2材质方面

经过实验分析，水冷壁管的材质符合SA-210A1的化学成分要求。部分零件的屈服强度在机械拉伸试验中不合格，伸长率则全部都不合格。金相组织的球化程度为1.5，属于部分倾向性球化。分析表明：材料强度不足的原因，可能与其服役过程中受组织部分倾向性球化导致强度轻微退化有关，也可能是管道存在固有缺陷所致，比如加工制造工艺不过关导致管道强度不够。

3.3腐蚀方面

水冷壁管内的温度约为310~420℃。在锅炉运行过程中，由于煤中存在硫和其他有害杂质，水冷壁在高温下会发生高温腐蚀。在燃煤锅炉中，水冷壁的高温腐蚀可分为3种类型：硫酸盐型、氯化物型和硫化物型[4]。水冷壁的高温腐蚀通常是这3种腐蚀共同作用的结果。腐蚀产物分层能谱分析表明：腐蚀产物主要包括O、S、Si、Al、Mg、K、Na、Ca等多种元素。这些元素在各层中的分布特征表明，该电站锅炉水冷壁的高温腐蚀主要为硫酸盐型高温腐蚀[5]。

3.4硫酸盐型腐蚀机理

硫酸盐型高温腐蚀通常以硫酸盐、焦硫酸盐和三硫酸铁钠等复合硫酸盐的形式存在。在炉内高温下，燃煤中NaCl的Na离子容易挥发，一部分被熔融的硅酸盐捕获，还会与烟气中的SO_3发生反应，形成Na_2SO_4；另一部分是容易挥发的硅酸盐，它会与挥发出的Na+发生单次置换反应，释放出的钾会与SO_3化合生成K_2SO_4。碱金属硫酸盐有黏性和低熔点的特征，当碱金属硫酸盐沉积到管壁上时，会再吸收SO_3、SO_2，并反应生成焦硫酸盐$Na_2S_2O_7$等物质[6]。黏附在管子表面的焦硫酸盐会与管壁表面的Fe_2O_3保护膜进一步反应生成复合硫酸盐$Na_3Fe(SO_4)_3$、$K_3Fe(SO_4)_3$，进而破坏管子表面致密的氧化铁保护膜。生成的复合硫酸盐又会作为反应物与铁基氧化膜表面下的铁元素发生进一步反应，生成熔点更低的碱金属硫酸盐，导致管壁被不断地腐蚀[7]。这种硫酸盐型高温腐蚀通常发生在温度较高的换热表面，一些燃煤锅炉的水冷壁也会发生严重的硫酸盐型腐蚀，尤其是当煤中碱金属和氯元素含量较高时，这种高温腐蚀更容易被诱发。

3.5综合分析

通过实验分析，可以得出电站锅炉水冷壁的腐蚀主要是硫酸盐型高温腐蚀。煤燃烧中S、K和Na等物质的存在是高温腐蚀的内在根源。此外，一次风和二次风分布不合理、炉膛气动场差、主燃烧区还原气氛增加等因素也会显著促进水冷壁的高温腐蚀现象[8]。

根据测量数据可知，严重降低了水冷壁的厚度，导致管道样品的整体承压能力下降，容易产生爆管。

4结语

（1）该电站锅炉水冷壁腐蚀为硫酸盐型高温腐蚀。

（2）高温腐蚀直接导致水冷壁向火面的厚度持续减薄，假如继续服役，存在爆管的风险，建议对其及时更换。

（3）研究表明：煤中碱金属及含硫量的增加会导致燃煤锅炉发生硫酸盐型腐蚀，因此建议对锅炉煤质成分进行检查，实际煤种的成分含量是否与设计煤种偏差较大。

参考文献

[1] 王新伟,孙全.燃煤机组水冷壁腐蚀磨损的原因分析与对策[J].工程与建设,2021,35(5):902.

[2] 王云,李向阳.电站锅炉水冷壁腐蚀原因分析[J].现代制造技术与装备,2022,58(10):171-173.

[3] 徐力刚.大型燃煤锅炉水冷壁高温腐蚀机理及缓解方案研究[D].南京:东南大学,2021.

[4] KAWASE M, IDO A, MORINAGA M. Development of $SiO_2/TiO_2/Al_2O_3$-Bbased/TiO_2 Coating for Preventing Sulfide Corrosion in Thermal Power Plant Boilers[J]. Applied Thermal Engineering,2019,153:242-249.

[5] 刘帅,蔡勖,艾百仁.某电厂水冷壁高温硫腐蚀分析及措施探讨[J].锅炉制造,2020(6):32-33.

[6] 赵虹,魏勇.燃煤锅炉水冷壁烟侧高温腐蚀的机理及影响因素[J].动力工程,2002,22(2):1700-1704.

[7] 万丛,王恩禄,徐熙,等.锅炉受热面高温腐蚀类型及其机理分析研究[J].锅炉技术,2017,48(2):1-4.

[8] 章琪.燃煤锅炉炉内燃烧及结焦特性研究[D].上海:上海电力学院,2018.

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/tech/207884.html