

亚临界火电机组炉水二氧化硅超标原因分析

张凯

国家电投大连发电有限公司, 辽宁 大连 116035

DOI:10.61369/EPTSM.2026040024

摘 要 : 作为我国发电主力的亚临界火电机组 (12.7 ~ 15.6MPa, 535 ~ 540℃) 其炉水水质好坏直接关系到机组的安全稳定经济运行。其中二氧化硅作为炉水的主要监控指标之一, 若超标不仅容易在锅炉受热面结难溶性硅垢, 还会造成汽轮机通流部分积硅使热效率下降, 更为严重会造成炉管爆管、汽轮机振动等各种恶性的事故。本文结合某 330MW 机组的实测数据, 从给水的预处理、热力系统泄漏点的影响以及设备运行方式、设备运行维护等方面深入研究了炉水二氧化硅偏高的主要因素, 通过实际检测的数据介绍了二氧化硅高所带来的危害以及查找二氧化硅超标的思路, 并提出了具体的应对和防范措施, 为同类机组炉水二氧化硅的防控提供了一线的具体的实践操作经。

关 键 词 : 亚临界火电机组; 炉水; 二氧化硅超标; 成因分析; 防控措施

Analysis of the Causes of Excessive Silica in the Boiler Water of Subcritical Thermal Power Units

Zhang Kai

Dalian Power Generation Co., Ltd., State Power Investment Corporation ,Dalian, Liaoning 116035

Abstract : As the main power generation force in China, subcritical thermal power units (12.7~15.6 MPa, 535~540℃) directly affect the safe, stable, and economical operation of the units. Among these, silicon dioxide, as one of the primary monitoring indicators for boiler water quality, not only tends to form insoluble silicon scale on boiler heating surfaces when exceeding standards but also causes silicon accumulation in the steam turbine flow path, reducing thermal efficiency. More critically, it can lead to severe accidents such as tube bursts and turbine vibrations. Based on measured data from a 330MW unit, this study thoroughly investigates the main factors contributing to elevated silicon dioxide levels in boiler water, including feedwater pretreatment, thermal system leakage points, equipment operation modes, and maintenance practices. Using actual test data, it explains the hazards of high silicon dioxide levels and the approach to identifying exceedances, while proposing specific countermeasures and preventive measures. The findings provide practical operational insights for controlling silicon dioxide levels in similar units.

Keywords : subcritical thermal power units; boiler water; excessive silica; cause analysis; prevention and control measures

引言

亚临界火电机组在技术成熟和出力稳定方面具有自身优势, 在我国火力发电市场占有一定的地位, 保证炉水品质达标对实现机组长期安全经济地运行有着基础意义^[1]。按照 GB/T12145-2016《火力发电机组及蒸汽动力设备水汽质量》的要求, 亚临界汽包炉 (12.7MPa-15.6MPa) 炉水 SiO₂值要求为不大于 0.45mg/L (宜低于此标准), 但在实际生产运行过程中, 由于原水水质波动, 设备磨损、老化, 运行操作不当等多方面原因常常导致超标现象出现。亚临界火电机组结构相对超临界火电机组更为复杂, 且其锅炉结构形式为汽包锅炉, 具有特殊的水循环方式与规律, 二氧化硅在此类机组中的迁移以及沉积特性存在较大的特殊性, 仅仅通过纯理论分析的方式难以解决现实现场的问题。针对此类问题, 本文结合某发电厂 330MW 等级的亚临界机组在生产运行过程中出现了二氧化硅指标超标的具体事件进行深入地剖析研究, 运用检测过程获取的原始数据来详细分析二氧化硅超标的因素并提出行之有效的应对方法, 并给出一线的工作人员具体的操作指导。

一、亚临界火电机组炉水二氧化硅超标现状及危害

炉水二氧化硅的超标情况可以分为持续性及瞬间性的超标情况。前者多数是由于设备缺陷以及工艺设计不合理，后者大多数与锅炉操作的波动以及突发事故导致泄漏相关^[2]。根据某330MW亚临界抽凝式供热机组（锅炉类型为亚临界、一次中间再热控制循环汽包炉）在2024年3月—2024年4月运行期间检测到多次炉水二氧化硅超过规定的值的检测数据如表格1所示。

表1 具体检测数据						
检测日期	机组负荷(MW)	炉水二氧化硅含量(mg/L)	标准值(mg/L)	超标倍数	同期除盐水二氧化硅(μg/L)	热网疏水二氧化硅(μg/L)
2024-03-05	280	0.82	≤0.45	0.82	18	520
2024-03-12	300	0.95	≤0.45	1.11	16	610
2024-03-20	250	0.51	≤0.45	0.13	17	380
2024-04-02	310	1.02	≤0.45	1.27	19	680
2024-04-10	290	0.42	≤0.45	达标	15	120

由上表可以看出机组炉水的二氧化硅超标集中在运行在高负荷时发生且同热网疏水二氧化硅成正比关系，最高达到标准值1.02mg/L，超标了1.27倍。锅炉炉水中二氧化硅超标其危害是潜在和滞后，首先使锅炉受热面产生积垢：锅炉二氧化硅在高压高温作用下与钙、镁离子形成不溶性难除的二氧化硅的结垢物质其导热系数=1W/(m·K)，当二氧化硅厚1mm将使管子壁温上升80℃，锅炉效率降低，燃煤量加大，长此以往会造成炉管过热、蠕变乃至爆管，其二是引起汽轮机中积硅：随着锅炉蒸发而产生的蒸汽携带一定的二氧化硅，在汽轮机通流部位急剧压力变化析出玻璃状沉积物，这会减少叶片通道进气量、使机力下降，严重会造成汽轮机振动造成严重影响机组的安全稳定经济地运行^[3]。

二、亚临界火电机组炉水二氧化硅超标原因解析

（一）给水预处理系统失效带入杂质

给水作为主要炉水来源，亚临界机组普遍采用“原水—澄清池—多介质过滤器—超滤—反渗透—阴阳床—混床”处理流程，若其中任一预处理系统故障都会造成含硅杂质渗入锅炉从而造成炉水二氧化硅超标，这在各电厂较为常见。首先反渗透（RO）系统运行不正常是最主要的原因之一，反渗透膜是去除原水中二氧化硅的关键所在，胶体硅、溶解硅去除率可达98%以上，但在实际运行中出现的RO膜损坏或结垢以及被污染等现象均会使其降低很多。实际生产中一些电厂为了保证制水量往往减少反渗透膜清洗次数造成膜面结有大量有机物和微生物垢，增大了膜孔径甚至产生0.2μm以上的针孔使胶态硅直接穿透到反渗透以后系统之中。例如330MW机组某厂曾发生由于反渗透连续运行达三个月没有进行清洗导致反渗透严重污染除盐水硅含量由正常

15~20μg/L上升为80μg/L而引起炉水二氧化硅超标，另外RO进水水质变化如原水浊度变大、pH值偏移均影响着RO正常工作造成去除二氧化硅不足。

另一方面，由于混床的再生不彻底或失效使除盐水质下降。混床是给水处理的最后设备，树脂对SiO₂的吸附能力决定了除盐水的品质，混床再生过程中因树脂再生效果不佳、再生剂剂量少或树脂老化、破损等致使树脂的工作交换容量不足，对水中SiO₂的去除能力降低而造成除盐水SiO₂超标，从而带入炉内导致炉水SiO₂升高^[4]。现场观察到运行人员缩短了10分钟的再生时间以加快再生速度，使得混床出口的SiO₂从5μg/L上升至80μg/L，在8小时内炉水SiO₂含量增加了2倍多，明显超标。

（二）热力系统泄漏，外界含硅介质渗入

由于凝汽器的泄漏引起炉水二氧化硅超标。凝汽器多使用钛管，如发生腐蚀、磨损、破裂造成大量循环冷却水中的二氧化硅进入凝结水系统。而循环冷却水中的二氧化硅一般在40mg/L左右，远高于除盐水的值，当凝汽器发生有0.1mm以上的裂缝时，每小时将有200t的冷却水被倒吸入，即为每小时向凝汽器中带入8kg的二氧化硅，这样很短的时间即可使凝结水、给水以及炉水二氧化硅超标。通常情况下，当凝结水电导率与钠均合格时，基本上可以排除凝汽器泄漏的问题，如果凝结水氢电导与钠升高同时出现炉水二氧化硅超标情况，应主要考虑凝汽器钛管是否发生泄漏问题。热网加热器泄漏（对供热机组尤为明显）。对于亚临界供热机组，其热网疏水一般是回用至除氧器，若其热网加热器泄漏，那么热网循环水所携带的含硅杂质将会混入疏水中并带到除氧器中最终进入锅炉从而引发炉水二氧化硅超标问题^[5]。比如某一个330MW的供热机组在其供热期间出现了严重的热网加热器泄漏现象，使得该供热机组的热网疏水中二氧化硅由正常的120μg/L增长到680μg/L，并且炉水中二氧化硅也由正常的0.42mg/L上升到1.02mg/L，并发生了超标的严重状况。除此之外还存在着热网疏水回用管路设计缺陷的问题没有考虑设置疏水回用到凝汽器旁路，在热网疏水品质不合格的时候，不能够及时切换，进而造成含硅杂质的侵入，影响到整个锅炉系统。

（三）操作不当，炉水含硅浓缩超标

运行方式与炉水二氧化硅关系很大，现场操作人员操作不规范造成炉水含硅高现象严重，具体表现在三个部分：1.排污；2.调整负荷。3.启机，都属于现场细节性的问题^[6]。

最直接、最主要的原因是排污不够，亚临界炉的炉水排污分为连续和定期排污两种形式，其主要目的在于排出炉水中所含杂质，防止炉水浓度过高。当连续排污的开度不足、排污水量偏低或定期排污次数少，排污时间短都会造成炉水中二氧化硅的不断浓缩而高于标准值，某机组连续排污调节门仅开了5%左右，排污流量2t/h远不能排出炉水中的杂质，造成炉水二氧化硅一直升高，当连续排污调节门调至30%时，排污量为10t/h，才慢慢使炉水二氧化硅下降，在同时排查泄漏问题的前提下才能达到标准要求；另外有的机组由于连续排污扩容器逆止门内漏使部分炉水经汽平衡管返回除氧器，这样会使给水中的硅增加，从而造成炉水二氧化硅升高。

负荷调整不当也是二氧化硅的瞬时超标的原因。亚临界机组在高负荷的情况下突然降低30%时,汽包压力瞬间下降了1MPa。沉积在下降管中的硅酸盐在此瞬间发生“沸腾”被扬起,使炉水中二氧化硅升高50%,时间在15分钟内。运行中由于负荷调节过大或过于频繁,破坏炉水循环系统稳定、导致硅垢脱落溶解并引起炉水二氧化硅的起伏波动和瞬时超标现象的发生。

启机方式不当会造成启机过程超标。启机前未按标准要求的冷态、热态水冲洗或抢修期间抽真空不规范,均可能使硅质杂物进入热力系统。某机组在抢修运行后,在启动过程中出现炉水二氧化硅含量严重超标现象,经分析判断由于抢修过程中抽真空不慎,将一些硅物质带入了汽轮机高中压缸,并随高加疏水带入除氧器而使给水和炉水中含Si升高,充分冲洗后,恢复正常值。

(四) 设备维护不到位,硅垢的沉积和脱落

亚临界锅炉由于在受热面、汽包内部未能得到很好地清洗,使硅垢的沉积物存留,在机组的运行过程中由于运行方式的变化,造成二氧化硅的脱落与溶解,造成炉水二氧化硅的瞬时超标问题,这是运行中经常出现的问题。

锅炉受热面沉积的硅垢是因为炉水水质在运行过程中一直处在临界状态,炉水SiO₂长期徘徊在边缘值,在这种高温、高压的情况下, SiO₂和Ca、Mg相结合生成了SiO₂·Ca、SiO₂·Mg。沉淀于水冷壁,过热器等处,此硅垢质硬不易排污带出,严重影响了受热面的传热效果,且随着负荷、压力变化,容易剥落造成汽包内炉水瞬间上升,还因对汽包内的洗汽设施维护不够周到,致使饱蒸汽带水量增大,把汽包中水的SiO₂也带给汽轮机,使锅水浓度升高而超标。

仪表在线校准不到位将出现漏判和误判现象。在线硅表作为测量炉水二氧化硅的主要手段,在线硅表若未定期地进行校验、标定,造成零点漂移和测量误差过大,最大测量误差可达到±15% FS,远大于国标规定的精度±5%;这就导致运行人员不能及时发现炉水中的二氧化硅超标问题,从而错过了处理问题的

最佳时机,使该问题持续恶化发展下去;

(五) 不当药剂添加,引入含Si杂质

炉水的处理方法大多采用低磷酸盐处理。如果药剂的质量不过关,或加药不正确,造成加入杂质含硅物质引起炉水中二氧化硅升高。这个原因是容易被忽视且又直接影响因素之一。药剂的质量是最大的隐患。如磷酸盐中混入含硅的物质,使用硅为200mg/L的工业用磷酸以10ppm的加药量就将每小时向200t炉水带进40g二氧化硅。短时间之内就会造成炉水中二氧化硅超标。实际当中有些电厂出于成本考虑,而使用质量很差的药品,不抽检药剂的质量。导致带有硅的物质从药剂中进入锅炉。造成超标。另外,错误的加药也会引起超标。由于过量的磷酸盐使炉水pH升高而二氧化硅溶解度下降,生成硅垢沉积于管壁和锅筒表面,当这些硅垢脱落时又会造成炉水二氧化硅含量超标。不均匀的加药造成局部浓度偏高形成硅浓缩,造成局部超标。

三、结论

亚临界火电机组的炉水SiO₂超标是由给水预处理系统、热力系统泄漏、运行调整及设备管理与药剂控制等诸多方面共同作用造成的,RO膜污染和热网加热器泄漏以及排污操作不彻底等是现场较普遍的几种原因。基于某330MW亚临界机组的实际运行情况分析表明:炉水SiO₂含量的超标大多发生在机组高负荷时段,并且其大小与热网疏水含硅量和排污值有着千丝万缕的联系,预防和控制在炉水SiO₂值,要从现场实际情况出发,抓住问题的关键所在,强化给水预处理系统的管理,做好热力系统泄漏排查工作,优化调整运行工况,做好设备管理和药剂管理工作方能把炉水SiO₂稳定在合格范围之内。本文提出的措施具有较强的可操作性和适用性,为防止同类型亚临界火力发电机组的炉水二氧化硅超标提供了一定的工作指导经验,有效避免了由二氧化硅超标引起的事故,对保持机组安全、稳定和经济运行有重要意义。

参考文献

- [1] 朱宝峰. 超临界火电机组炉水循环监测系统研究与应用 [J]. 中国新技术新产品, 2021, (23): 80-82.
- [2] 翁建明, 虞儒新, 刘宏芳, 鲍丽娟, 戴超超, 沈忠明, 刘刚, 宋满. 亚临界火电机组炉水循环泵国产化研究及应用 [J]. 上海电力大学学报, 2021, 37 (02): 138-142.
- [3] 马晓珑, 王军. 超(超)临界火电机组取消炉水循环泵的可行性研究 [J]. 东方电气评论, 2010, 24 (02): 17-20+23.
- [4] 王亚军, 王鑫, 白雪, 彭民. 有效降低300MW亚临界参数火电机组厂用电率方法浅析 [J]. 沈阳工程学院学报(自然科学版), 2007, (03): 226-228.
- [5] 周公文. 超临界火电机组锅炉循环水泵叶轮断裂失效原因分析 [J]. 中国特种设备安全, 2026, 42 (03): 78-83.
- [6] 祁艳超, 洪文鹏. 集成熔盐储能的亚临界火电机组热性能及经济性研究 [J]. 工程热物理学报, 2026, 47 (02): 412-425.
- [7] 张文彬, 赵瑜浩, 李骏, 等. 火电机组耦合熔盐储能系统集成系统调峰特性研究 [J]. 仪器仪表用户, 2026, 33(01): 90-93+97.
- [8] 吴泽东, 韩笑, 孙荣岳. 燃煤机组耦合高温熔盐储能系统的建模与优化 [J]. 煤化工, 2025, 53(04): 95-100. DOI: 10.19889/j.cnki.10059598.2025.04.023.
- [9] 尹秋钰, 李德波, 方立军, 等. 燃煤电厂耦合熔盐储能调峰特性模拟研究 [J]. 电力科技与环保, 2025, 41(02): 240-251. DOI: 10.19944/j.eptep.1674-8069.2025.02.007.
- [10] 王锡辉, 陈厚涛, 盛杰, 等. 基于耦合对象控制需求解析及仿人修正的协调控制方法应用 [J]. 科学技术与工程, 2022, 22(36): 16047-16054.