

湿法烟气脱硫系统对发电机组运行的影响研究

曾庭华, 马 斌, 廖永进, 董智明

(广东省电力试验研究所, 广东 广州 510600)

摘 要: 在连州电厂石灰石/石膏湿法烟气脱硫系统上进行了 FGD 系统对发电机组运行影响的研究, 主要分析了 FGD 系统的运行对锅炉炉膛负压、尾部烟道腐蚀、工业水系统、汽机运行的影响以及脱硫石膏与电厂灰渣水混排对现有排放系统的影响。研究结果对湿法烟气脱硫系统的设计、运行有很好的参考价值。

关键词: 湿法烟气脱硫; 发电机组; 影响

中图分类号: X701 文献标识码: A

1 前 言

近年来, 随着我国政府对燃煤电厂 SO_2 的排放标准要求越来越严格, 各电厂纷纷加快了 SO_2 治理的速度。在各种脱硫系统中, 采用的最多、最成熟的方法是石灰石/石膏湿法烟气脱硫, 但 FGD 系统的投运对发电机组的正常运行会产生怎样的影响? 目前尚未见到此类的研究报道。在深圳妈湾电厂、重庆电厂的 FGD 系统调试、运行过程中, 都发生过因 FGD 系统运行造成机组跳闸的事件^[1]。因此研究湿法烟气脱硫系统对发电机组运行的影响是十分有意义, 它可以优化 FGD 系统的设计, 指导发电机组和 FGD 系统的运行操作, 避免不必要的经济损失。

另外, 脱硫石膏与电厂灰渣水混排这种方式在国内得到了首次应用, 它对现有排放系统有何影响亟待研究。因此本文就在连州电厂的湿法烟气脱硫系统上进行了 FGD 系统对发电机组运行影响的全面研究, 主要分析了 FGD 系统的运行对锅炉炉膛负压的影响、尾部烟道腐蚀、工业水系统、汽机运行对工业水系统的影响以及脱硫石膏与电厂灰渣水混排对现有排放系统的影响, 取得了许多重要的结果, 对同类系统的设计、运行有较大的参考价值。

2 FGD 系统简介

广东省连州电厂现有 2 台相同的 125 MW 机

组, 共用一套湿法 FGD 系统, 由奥地利能源公司 (Austrian Energy, 简称 AE 公司) 提供。这是广东省第一套石灰石/石膏湿法烟气脱硫系统。符合要求的石灰石粉向厂外直接买入, 副产品石膏脱水至 45% 含固率后抛弃。2000 年 12 月 16 日系统顺利通过 168 h 满负荷试运行并移交试生产。FGD 的烟气系统流程如图 1 所示, 该系统未设脱硫增压风机, 系统的阻力由锅炉的引风机来克服。FGD 设计参数及详细流程可参见相关文献^[2~3]。

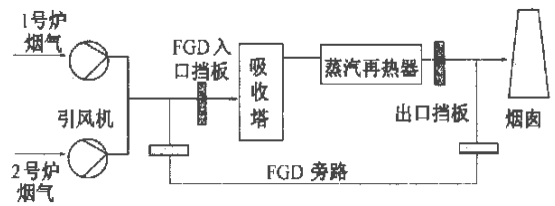


图 1 连州电厂 FGD 装置烟气系统简图

3 FGD 系统对机组运行的影响

3.1 对炉膛负压的影响

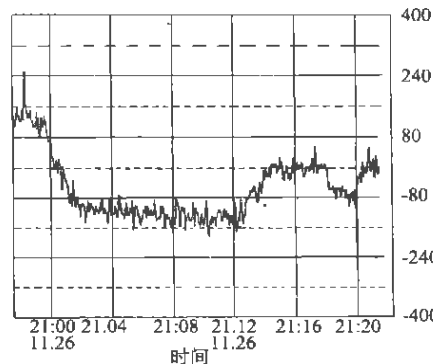


图 2 单炉运行 FGD 停运时负压变化曲线(单位: Pa)

当 FGD 启、停时, 烟气进行旁路和主路的切换, 由于两路烟道的阻力不一样, 此时会对锅炉的炉膛负压产生明显的影响。图 2 为单台锅炉运行、FGD 系统

停运时炉膛负压的变化曲线 (19:58~21:02, 试验时

人为将负压调正),由图可知,FGD 停运时炉膛负压由于烟道阻力的减小而变大,波动在 300 Pa 左右。当 FGD 启动时负压变化刚好相反,负压变正。

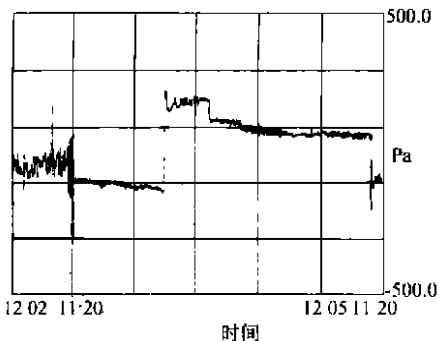


图 3 停运锅炉在 FGD 运行时烟气倒灌进炉使炉膛负压变正

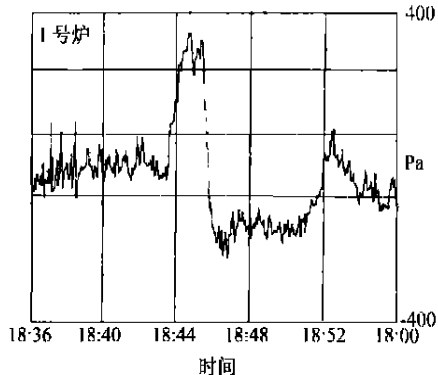


图 4 2 台炉运行 FGD 顺停时负压变化曲线(单位:Pa)

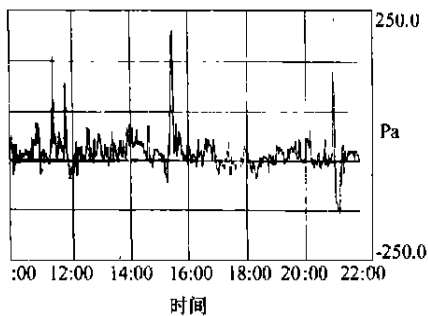


图 5 FGD 启停时负压变化与锅炉正常运行负压变化的比较

试验发现,当 FGD 运行时,高浓度的 SO₂ 烟气倒灌进入停运锅炉而使炉膛负压变了,如图 3 所示。表明锅炉烟道上的电除尘器入口、引风机入口、出口的挡板风门不严密,这不仅将对停运锅炉造成很大的腐蚀,而且造成锅炉检修工作无法进行,不得不开启一台引风机。

图 4 为 2 台锅炉满负荷运行 FGD 顺停时负压变化曲线,由图可知,炉膛负压波动在 500 Pa 左右,比单炉运行要大。锅炉的正常运行负压 ±50 Pa,

但在 FGD 的启、停过程中远超过此值,图 5 就反映了这种差别,图中的突出部分即是单炉运行 FGD 系统启、停时炉膛负压波动情况。特别是,当 FGD 发生保护时(如 2 台循环泵都因故障停运、FGD 系统失电等),FGD 旁路挡板通过预拉弹簧在 2 s 之内打开,造成锅炉的炉膛负压波动更大,若燃烧的无烟煤

煤质差,在这么短的时间内运行人员无法将负压调整过来,极有可能造成锅炉灭火(实际运行中,锅炉都有因煤质差而造成灭火)。

3.2 对尾部烟道的影响

脱硫后吸收塔出口烟气温度只有 46 °C 左右,若不加热,必然会对尾部烟道产生腐蚀。然而是否加热后对尾部烟道就不会产生腐蚀呢?

根据电厂分析数据,对脱硫前后的烟气酸露点温度进行计算,由于酸露点的复杂性,因而有各种计算公式,表 1 列出了部分计算结果。

表 1 酸露点温度计算结果

公式序号	酸露点(脱硫前/后)/°C	计算公式	公式来源
(1)	108.5/91.0	$t_{1d} = t_{1d0} + \beta \cdot \sqrt[3]{S_{zs} / 1.05 \alpha_{fh} A_{zs}}$	文献[4]
(2)	120.4/123.0	$t_{1d} = 186 + 201g^{H_2O} + 261g^{SO_3}$	文献[5]
(3)	110.1/144.9	$t_{1d} = t_{1d0} + B(P_k)^n$	文献[5]
(4)	124.6/—	$t_{1d} = 120 + 17(S_{zs} - 0.25)$	文献[5]

表中: t_{1d} —烟气酸露点温度,°C; t_{1d0} —烟气水露点温度,°C; β —与炉膛出口过量空气系数有关的系数; S_{zs} —燃煤应用基对应于 4 200 kJ/kg 发热量的折算含硫量,%; A_{zs} —燃煤应用基对应于 4 200 kJ/kg 发热量的折算含灰量,%; α_{fh} —飞灰份额,%; H_2O —烟气中水份,%; SO_3 —烟气中三氧化硫的含量,%; B, n —与烟气中水份; H_2SO_4 分压力有关的试验常数; P_k —硫酸蒸汽在烟气中的分压力,89 kPa。

从上表可看出,不同的计算公式得出的酸露点温度有较大的差别,特别是对脱硫后的计算。其主要原因在于各公式考虑的酸露点温度的影响因素有很大区别,式(1)未考虑脱硫后烟气水分的增加和实际 SO₃ 浓度的变化情况,因而结果偏小。事实上,脱硫后 SO₃ 浓度的减少率并不等同于脱硫率,而是小多了,即 SO₃ 浓度减少较小,而烟气水分增加 6% 以上,使得酸露点温度很高;式(2)同时考虑脱硫后烟气水分的增加和实际 SO₃ 浓度的变化情况,用于计算脱硫后的酸露点温度较适合;式(3)假定了烟气中 SO₃ 全部转化为 H₂SO₄,其值偏大;式(4)适用于折算含硫量 $S_{zs} > 0.25\%$ 的情况。

脱硫前烟气温度和烟囱内壁温度基本上大于酸露点温度,图 6 为传热计算结果,故烟气不会在尾部烟道和烟囱内壁结露,且在负压区不会出现酸腐蚀问题。而脱硫后烟气温度已低于酸露点温度,SO₃ 将全溶于水中,烟气会在尾部烟道和烟囱内壁结露,

尽管烟气中 SO₂ 等酸性气体减少了, 但烟气的腐蚀性比未脱硫前并未减小, 加上脱硫后将引起烟囱正压区的增大, 会使烟囱的腐蚀加大, 因此须定期对烟囱进行检查, 发现问题及时处理; 对尾部烟道应立即进行防腐保护, 如加铺玻璃钢材料等, 目前电厂已开始实施。

上述结论在现场得到证实, 在 FGD 装置进行性能试验期间发现, FGD 吸收塔入口烟气为正压, 温度 136~150 °C, 取样管法兰上未发现有结露现象; 而在吸收塔出口、蒸汽再热器前及再热器后发现, 取样管和法兰在短短几天便已遭到强烈的腐蚀。测量结果表明再热器出口温度十分不均, 明显地表现出烟道上部温度高、下部低的分布, 上下温差最高达 20 °C 之多, 图 7 就表明了这一点(图中 1~4 层是从烟道下部至上部按网格法测得的平均值), 烟道中下部的烟气温度低至 70 °C 以下, 比酸露点低许多, 腐蚀不可避免。因此对脱硫后烟温降低引起的尾部烟道和烟囱的腐蚀问题必须予以足够的重视。

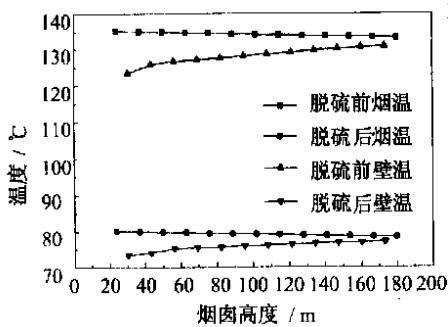


图 6 脱硫前后烟囱内烟气温度和内壁温度的变化

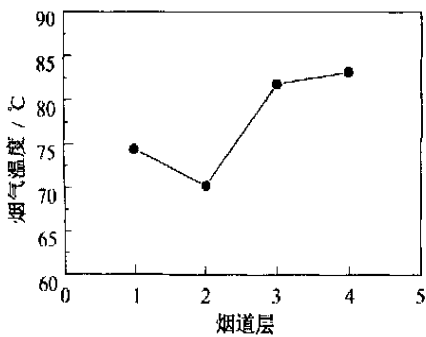


图 7 实测再热器出口温度分布

3.3 对工业水系统的影响

FGD 的工艺用水来源于 2 号机组的工业水母管(由 2 台水泵供给)。工艺水箱水位自动控制在 5~7 m, 其用水呈周期性变化。FGD 满负荷运行时耗水量约 80 t/h, 致使 2 台水泵的电流也呈周期性变化, 其电流的变化在 5 A 左右, 最大

可达 8 A。试验还发现, 由于 2 号机组本身的工业水供给的裕度不大, FGD 系统用水时使机组设备的冷却水压力大幅度下降, 造成运行设备(如磨煤机、送、引风机, 排粉风机轴承)的冷却效果变差, 引起电厂

工业用水紧张, 因此系统设计时必须充分考虑这点。

3.4 对灰渣排放系统运行的影响

脱硫石膏浆液由 2 台石膏浆液抛弃泵(1 用 1 备)打入锅炉灰渣水缓冲池内, 直接由电厂灰渣泵打到灰场抛弃, 这种方式在国内是首次采用, 它会不会引起现有灰渣排放管的严重结垢? 为此我们进行了初步的研究。

排放系统现有 3 台灰渣泵, 2 根灰渣管(1 用 1 备), 从泵出口至灰场长约 2 300 m。我们选定累计已运行约 6 个月的 2 号灰渣管对其拆离进行结垢情况检查(规定在 FGD 投运时用 2 号管输灰渣), 结果表明, 连州电厂和其它大部分电厂一样, 其结垢是典型的 CaCO₃ 垢, 这主要是灰中活性的 CaO 与灰渣水中的 CO₃²⁻ 在碱性条件下生成晶体 CaCO₃, 沉积并吸附在管壁上所致, 垢样坚硬呈灰色, 层状分布。

当脱硫石膏浆液加入灰渣水后, 灰水中的成分有一定的变化, 但其结垢应当仍是 Ca²⁺ 盐为主, 为此我们主要分析了灰水中 pH 值、Ca²⁺ 浓度及 SO₄²⁻ 浓度的变化, 结果列于表 2。

表 2 脱硫石膏浆液加入灰渣水前后, 灰水中的 pH 值、Ca²⁺ 浓度及 SO₄²⁻ 浓度的变化

缓冲池 pH (加入前/后)	缓冲池 Ca ²⁺ /mg·L ⁻¹	缓冲池 SO ₄ ²⁻ /mg·L ⁻¹	灰管出口 pH (加入前/后)	管出口 Ca ²⁺ /mg·L ⁻¹	管出口 SO ₄ ²⁻ /mg·L ⁻¹
—	55.3/597.1	93.2/1050.9	—	67.3/621.2	84.2/1041.8
9.25/8.45	56.1/590.5	99.6/1039.9	9.77/9.06	60.1/641.2	81.1/1055.8
8.43/7.77	64.1/549.1	150.2/1286.0	10.15/9.07	72.1/529.0	153.2/1607.1

从上表可看出, 引起结垢的 Ca²⁺ 在脱硫石膏浆液加入灰渣水后浓度增大很多, 但是从灰管出口浓度来看, 并没有减少多少, 初步可表明灰水中的 Ca²⁺ 与 CO₃²⁻ 或 SO₄²⁻ 结合成晶体沉积并吸附在管壁上的并不多, 另外 pH 值在脱硫石膏浆液加入灰渣水后有所减小, 这也使结垢趋势减弱。现场拆管检查也表明了这一点。在 FGD 累计运行 1 个多月后检查灰管结垢情况, 没有发现管壁上结垢有异常变化, 灰水系统运行正常, 至今已有 1 年多了。2002 年 10 月再次拆管检查, 灰管垢厚及成份均无大的变化。系统的结垢情况将定期得到检查以进一步研究石膏浆液的影响。

在实验室内, 四川省电力科学研究所环化室进行了“脱硫废弃石膏浆液与锅炉灰水混排的研究”, 其实验结果也表明混排方式不会加剧灰管的结垢。

3.5 对汽机运行的影响

研究表明 FGD 满负荷及低负荷运行时, 用汽机三段抽汽及高压缸排汽加热 FGD 再热器, 在短时间

内, 汽机本体的各段抽汽压力略有降低, 而在停用时各抽汽压力有所上升, 但全在正常波动范围内, 温度基本不变, 抽汽对除氧器的正常运行影响也不大。

经 FGD 再热器后的凝结水出水泵打回至除氧头, 除氧器内压力略有下降、水位略有上升, 而水温基本无波动, 对除氧器的正常运行影响不大。若凝结水质不合格未回收, 将使机组的补水率增加约 2%, 因此在 FGD 投运后, 运行人员应经常化验水质, 合格后及时回收凝结水。

4 讨论与结论

(1) 当 FGD 系统启、停时, 烟气进行由旁路和主路的切换, 由于两路烟道的阻力不一样, 此时会对锅炉的炉膛负压产生明显的影响, 特别是, 当 FGD 发生保护时将造成锅炉的炉膛负压波动更大, 若燃烧的煤质差, 在很短的时间内运行人员无法将负压调整过来, 极有可能造成锅炉灭火。因此 FGD 旁路挡板的开关并不是越快越好, 为保护 FGD 系统, 在其入口处加装事故喷水装置可能更好, 在脱硫系统的设计中应考虑。

当只有一台锅炉运行时, FGD 系统投运后其入口处由负压变为正压。由于停运锅炉烟道上的挡板关不严, 造成烟气倒灌入停运锅炉炉膛及烟道中, 这会造成停运锅炉系统的严重腐蚀和检修工作的困难, 因此在 FGD 系统设计时必须考虑这一点。

(2) 脱硫前烟气温度和烟道内壁温度基本上大于酸露点温度, 故烟气不会在尾部烟道和烟道内壁结露, 已在负压区不会出现酸腐蚀问题; 而脱硫后烟气尽管得到加热, 但烟气温度已低于酸露点温度, 烟

气会在尾部烟道和烟道内壁结露, 加上脱硫后烟道正压区的增大, 会使烟道的腐蚀加大, 因此在尾部烟道和烟道的设计时就应当考虑防腐问题。

(3) FGD 系统的用水来源于机组的工业水, 当 FGD 满负荷运行时对原有工业水系统影响较大, 机组设备的冷却水压力明显下降, 因此 FGD 工艺水系统单独设计为好, 或原系统应留有较大的余量, 尽量减少对机组运行的影响。

(4) 烟气脱硫后产生的石膏通过抛弃泵将其输送到电厂的灰渣缓冲池, 与原有冲灰渣水一起通过灰渣泵打到灰场, 这种方式在国内是首次应用。初步研究表明, 这种设计对现有排灰渣管道的影响不大, 可以不必单独设立脱硫石膏液浆排放管道, 这样可以大大地节约投资。

(5) 使用汽机的抽汽来加热脱硫后烟气对汽机正常运行影响不大, 凝结水口收对除氧器运行影响也很小, 加热系统流程也简单, 电厂初投资少。但是当 FGD 运行时所用蒸汽量较大, 年运行费用很高, 此时采用蒸汽加热器或气—气加热器哪个更好, 或不采用加热而用湿烟道的方式, 应综合比较后选定。

参考文献:

- [1] 何育东. 重庆发电厂 2×200 MW 机组湿法烟气脱硫系统工艺流程分析[J]. 电力环境保护, 2001, 17(4): 9—12.
- [2] 曾庭华. 连州电厂石灰石/石膏湿法烟气脱硫系统的工艺流程分析[J]. 电力环境保护, 2001, 17(2): 11—13.
- [3] 曾庭华. 石灰石/石膏湿法烟气脱硫系统的调试[J]. 华东电力, 2001, 29(11): 39—44.
- [4] 范从振. 锅炉原理[M]. 北京: 水力电力出版社, 1995.
- [5] 岑可法. 锅炉和换热器的结灰、结渣、磨损和腐蚀的防止原理与计算[M]. 北京: 科学出版社, 1994.

(辉 编辑)

(上接第 92 页)

- [4] 朱志平, 陈天江, 吴志宏. 某热电厂凝汽器铜管汽侧腐蚀原因分析[J]. 材料保护, 1998, 31(12): 31—32.
- [5] 钱 晖, 冯 斌, 王加明. 凝汽器铜管硫酸亚铁一次成膜的应用[J]. 湖南电力, 2000, 20(1): 29—30.
- [6] 许崇武, 朱志平. 用牺牲阳极保护凝汽器的试验研究[J]. 腐蚀与防护, 1991, 12(1): 16—21.
- [7] 朱志平. 铝基与锌基阳极保护凝汽器的比较试验[J]. 腐蚀与防护, 2001, 22(1): 18—19.
- [8] 朱志平. 锌基阳极特性探讨[J]. 腐蚀与防护, 1995, 16(1): 31—32.
- [9] 朱志平. 间歇式阴极保护法的试验研究[J]. 腐蚀与防护, 1996, 17(4): 150—153.

- [10] 范隆海. 电厂淡水凝汽器腐蚀的阴极保护[J]. 腐蚀与防护, 2001, 22(7): 303—306.
- [11] 许崇武, 胡学文, 艾春杰. 热力机组凝汽器阴极保护防蚀技术的研究及应用[J]. 华北电力技术, 2001(7): 37—39.
- [12] 朱瑜麟. 海水冷凝器联合防护技术初探[J]. 华东电力, 1989, (3): 9—13.
- [13] 唐汉文. 凝汽器冷却水的泄漏与胶封[J]. 中国电力, 1995, 28(6): 31—33.
- [14] 朱志平. 阴极保护技术及在凝汽器上实施要点[J]. 火力发电厂水处理设计, 1994(1): 17—21.

(渠 源 编辑)

Under this method the copper tube end and tube sheet are coated with XZ-A toughness-enhancement and corrosion-prevention glue along with the introduction of cathode protection. Other parts of the copper tube are plated with a FeSO_4 film (including the film replenishment conducted periodically) combined with the use of sponge-ball cleaning. Practice has shown that this type of combined protection is highly effective in preventing condenser copper tube corrosion. **Key words:** condenser copper tube, corrosion, combined protection

湿法烟气脱硫系统对发电机组运行的影响研究= Research on the Influence of Wet-process Flue Gas Desulfurization (FGD) System on the Operation of a Power Plant [刊, 汉] / ZENG Ting-hua, MA Bin, LIAO Yong-jin, et al (Guangdong Provincial Electric Power Test and Research Institute, Guangzhou, China, Post Code: 510600) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power. — 2003, 18(1). — 93 ~ 96

The influence of a flue gas desulfurization system on the operation of a power plant was investigated on a limestone/gypsum wet-process flue gas desulfurization (FGD) system installed at Lianzhou Power Plant in Guangdong Province. Mainly analyzed is the influence of the FGD system on the following items: boiler furnace negative pressure, corrosion of flue-pass at the boiler tail section, industrial water system, steam turbine operation. The impact of mixed drainage of desulfurization gypsum and plant ash-slag water on the existing drainage system has also been investigated. The results of the investigation may serve as reference data for the design and operation of the wet-process FGD system. **Key words:** wet-process flue gas desulfurization, power plant, influence

基于能量价值分析的给水泵驱动方式的技术经济论证= Technico-economic Argumentation of a Feedwater Pump Drive-mode Based on an Energy Value Analysis [刊, 汉] / CHEN Guo-nian (Jiangsu Provincial Electric Power Co., Nanjing, China, Post Code: 210024) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power. — 2003, 18(1). — 97 ~ 100

Through the value analysis of various forms of energy produced by a power plant the authors have put forward a principle of "energy value analysis". On the basis of this theory deduced is a calculation formula for "comprehensive cost-based coal consumption rate". Under this approach it is possible to overcome the limitation of a traditional thermodynamics-based analytical method. By way of organically integrating the theory of thermodynamics with economics a scientific method is found for the technico-economic analysis of power plants under market-economy conditions. Moreover, an effective approach for cost reduction at power plants under market-economy conditions and the criteria for analyzing energy savings have also been identified. All the above has been successfully applied in the technico-economic argumentation concerning the drive mode for a feedwater pump. **Key words:** electric power plant, energy value, comprehensive cost-based coal consumption rate, electric-drive pump, steam-drive pump, argumentation

超临界机组汽水系统蒸汽加氧吹扫钝化工艺应用= The Application of Steam-plus-oxygen Purging and Passivation Technology for the Steam-water system of a Supercritical Boiler Unit [刊, 汉] / GUO Jiang-bin (Heilongjiang No.3 Thermal Power Plant Construction Co., Harbin, China, Post Code: 150016), ZHANG Yong, WANG Ying (Harbin No.703 Research Institute, Harbin, China, Post Code: 150036) // Journal of Engineering for Thermal Energy & Power. — 2003, 18(1). — 101 ~ 103

In accordance with the layout features of a boiler unit at Lazidan Power Plant in Armenia, boiler steam-plus-oxygen technology instead of the traditional chemical washing plus ignition purging technique was introduced for the purging and passivation of the steam-water system of the boiler unit. Good results have been achieved in the practical use of the above-mentioned technology with energy loss being reduced and pollution of environment by chemicals avoided. Through a comparison of the technology under discussion with traditional ones the authors describe the theoretical basis of the recommended washing and passivation techniques. The latter are worthy of a wider popularization and can serve as additional reference data and information for analogous domestic techniques. **Key words:** supercritical parameter, steam, purging, passivation