

燃气锅炉烟气换热器腐蚀分析与对策

高建新, 韩继开, 杨小旭

中国石化集团北京燕山石油化工有限公司热电厂, 北京

收稿日期: 2025年6月6日; 录用日期: 2025年6月19日; 发布日期: 2025年8月5日

摘要

随着绿色低碳、节能环保工作深入开展, 锅炉烟气余热回收换热器应用日趋广泛, 在锅炉热效率大幅提升同时, 由于排烟温度持续降低, 暴露出的泄漏、腐蚀等问题日益突出。本文通过对某石化企业热电装置一台新建锅炉烟气换热器泄漏的成因分析, 确定泄漏原因为应力腐蚀。根据应力腐蚀三大必要条件, 结合实际运行数据和锅炉结构特点等逐层剖析, 发现该烟气换热器实际入口水温低于设计 10°C , 出口烟气温度低于设计 28°C , 换热管壁面温度低于 H_2SO_4 、 HCl 等露点温度。提出该烟气换热器实际运行环境与初始设计条件发生较大偏离是造成应力腐蚀的根本原因, 并提出应对措施。有助于提高锅炉的运行效率和安全性, 对同类型锅炉的运行和维护具有借鉴意义。

关键词

锅炉, 烟气换热器, 腐蚀, 分析, 对策

Corrosion Analysis and Countermeasures of Gas Boiler Flue Gas Heat Exchanger

Jianxin Gao, Jikai Han, Xiaoxu Yang

SINOPEC Beijing Yanshan Petrochemical Co. Ltd., Power Plant, Beijing

Received: Jun. 6th, 2025; accepted: Jun. 19th, 2025; published: Aug. 5th, 2025

Abstract

With the deep development of green low-carbon and energy-saving and environmental protection work, the application of boiler flue gas waste heat recovery exchangers is becoming more and more extensive. While the thermal efficiency of the boiler is greatly improved, the problems of leakage and corrosion are increasingly exposed due to the continuous decrease of exhaust temperature. In this paper, the cause of leakage of a newly built boiler flue gas heat exchanger in a certain petrochemical enterprise's thermal power unit is analyzed, and it determined that the cause of leakage

is stress corrosion. According to the three necessary conditions of stress corrosion, combined with the actual operation data and the characteristics of the boiler structure, it is layer by layer, and it is found that the actual inlet water temperature of the flue gas heat exchanger is 10°C lower than the design temperature, the outlet gas temperature is 28°C lower than the design temperature, and the wall surface temperature of the heat exchange tube is lower than the dew point temperature of H₂SO₄ and HCl. It is proposed that the actual operation environment of the flue gas heat exchanger deviates greatly from the initial design conditions, which is the fundamental reason for stress corrosion, and corresponding measures are proposed. It helps improve the operational efficiency and safety of boilers and serves as a reference for the operation and maintenance of similar types of boilers.

Keywords

Boiler, Flue Gas Heat Exchanger, Corrosion, Analysis, Countermeasures

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

某石化企业热电装置 2022 年新建投产一台 260 t/h 高压燃气锅炉, 锅炉型号为 DG260/9.81-III1, 为高温高压、单汽包、自然循环、II 型布置。该锅炉采用低氮燃烧和高效低温 SCR 脱硝技术, 同时尾部设置一台烟气换热器, 以降低排烟热损失, 锅炉设计热效率在 94% 以上。2024 年春季检修中发现该烟气换热器东侧底部出现泄漏现象, 为此开展了一系列检验、检测和系统性分析工作, 并从清洗封堵抢修、严格工艺控制、优化系统设置、材质优化升级等方面分别制定措施, 力求实现长周期可靠运行, 提升锅炉整体经济性。该锅炉自抢修后投运已累计产汽 118 万吨, 实现降本约 500 万元, 减排二氧化碳 4 千吨。

2. 基本情况

2.1. 烟气换热器

该烟气换热器换热形式为烟气 - 水换热器, 安装在锅炉空气预热器出口至引风机入口的烟道上(水平段), 其外部尺寸为: 宽度 5.608 m, 高度 3.48 m, 沿烟气流动方向长度 1.5 m。烟气换热器设计环境工况为入口 SO₂ 浓度 0 mg/m³, 入口烟尘浓度 < 10 mg/m³, NO_x 浓度 ≤ 15 mg/m³。设计依据为 GB150-2011《钢制压力容器》和 GB/T 16507《水管锅炉》, 传热管采用高频焊螺旋翅片管, 换热管尺寸为管径/壁厚 φ25 × 3 mm, 翅片高度/翅片厚度为 12/1.5 mm, 材质均为 S30408 奥氏体不锈钢; 壳体采用普通碳钢, 内外表层防腐处理, 整体设计寿命为 30 年。烟气换热器具体技术特性如表 1 所示。

该烟气换热器是用尾部烟气直接加热除盐水, 能在锅炉 BMCR 工况进烟温度增加 15°C 裕量条件下安全连续运行, 在短期烟气温度达到 180°C 时, 仍能连续安全运行 1 小时。在换热器结构和换热管的设计上充分考虑到烟气磨损、腐蚀等因素, 换热面积裕量为 10%。

2.2. 腐蚀与泄漏

停炉检修发现, 烟气换热器东侧底部有 4 根换热管出现泄漏, 换热管及换热器四壁有明显的黑色和白色物质凝结。采取临时封堵措施后, 将泄漏换热管拆下, 检查发现换热管表面及翅片根部有大量尺寸

为 $\phi 1\sim 2\text{ mm}$ 的不规则腐蚀性凹坑，翅片厚度测量最薄处为 1.4 mm ，腐蚀速率达到 0.5 mm/a 以上，远高于 0.01 mm/a 的正常腐蚀水平，且换热管及翅片的金属力学性能呈断崖式下降。为此，对换热管与收集的黑、白色附着物开展了相应检测分析，并对换热器整体进行了高压水清洗和水压试验。换热器现场腐蚀及泄漏情况如图 1 所示。

Table 1. Technical characteristics of flue gas heat exchangers
表 1. 烟气换热器技术特性

项目	单位	壳程指标	管程指标
介质	—	烟气	水
流量	kg/s	95	13
工作压力	MPa	—	0.8
进/出口温度	℃	109/85	35/80
压降	KPa	0.3	50
设计压力	—	$\pm 5000\text{ Pa}$	1.6 MPa
设计温度	℃	—	100
试验压力	MPa	—	2.2
换热效率	%	99	
换热量	MW	3.5	



Figure 1. Corrosion and leakage of flue gas heat exchanger
图 1. 换热器腐蚀及泄漏情况

3. 检测分析

3.1. 换热管理化检测

换热管检测试验项目包括：化学成分检测、金相检测、电子显微镜检测和能谱检测分析。

3.1.1. 化学成分检测

对换热管材质开展元素检测分析，具体分析数据结果如表 2 所示，除 Ni 含量略低于 GB 13296 标准外，其余元素含量均满足要求。因此，可得出换热管材质基本符合设计要求的结论。

Table 2. Results of metal chemical composition analysis of heat exchanger tubes
表 2. 换热管金属化学成分分析结果

元素	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni
百分比(%)	0.054	0.44	1.32	0.021	0.004	18.19	7.95

3.1.2. 金相检测

选取两处裂纹进行金相检测分析, 分析结果见图 2。金相组织为奥氏体, 图中裂纹扩展形式基本为穿晶的, 且裂纹呈树枝状。

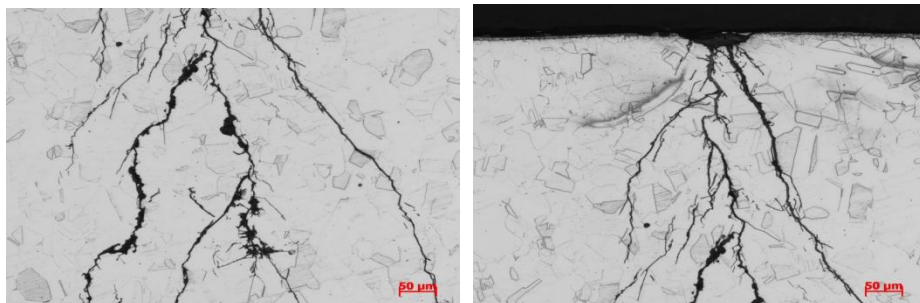


Figure 2. Results of metal chemical composition analysis of heat exchanger tubes
图 2. 换热管金相分析

3.1.3. 电子显微镜检测

对断口位置进行扫描电子显微镜试验分析, 显示裂纹断面结构为准解理状, 具体如图 3 所示。

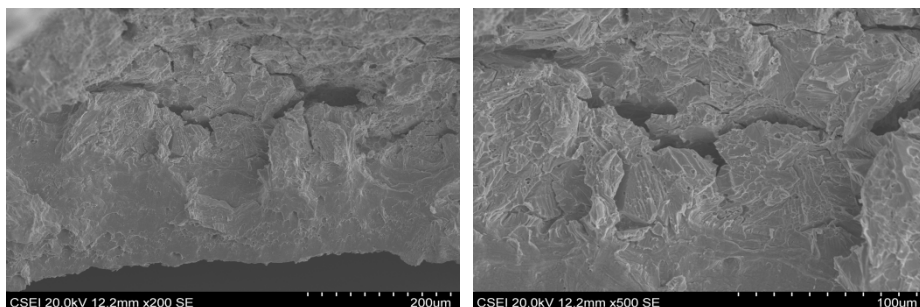


Figure 3. Cross section inspection of heat exchange tube
图 3. 换热管断面检测

3.1.4. 腐蚀产物能谱检测

对开裂断口处的腐蚀产物进行能谱检测分析, 显示腐蚀产物中约有 1.31%~5.32%的硫元素和 34.48%~44.28%的氧元素, 以及 Cr、Fe、Ni 等元素。

通过上述检测对断口表面进行的微观分析, 断口主要为穿晶脆性裂纹, 表面存在腐蚀产物和二次裂纹, 腐蚀产物里残留有较多的 S、O 等活性元素, 断口处贯穿性主裂纹, 裂纹两侧存在较多沿晶扩展的二次裂纹, 裂纹分叉呈树枝状, 且裂纹内均充满了腐蚀产物, 因此判断该换热管的开裂与应力腐蚀有关。

3.2. 附着物 XRD 检测

对从换热管及四壁清理出的黑色与白色附着物开展 XRD 检测分析, 发现黑色物质物相成分主要是亚硫酸钙(CaSO_3), 并含有丙氧基溴、溴苯($\text{C}_6\text{H}_5\text{Br}$)等物质; 白色物质物相成分主要是钙镁化合物、硫酸铵($(\text{NH}_4)_2\text{SO}_4$)等。黑色和白色附着沉积物中存在钙、镁、硫、溴族元素和氨等活性物质, 特别是溴族元素是发生应力腐蚀的关键因素之一。

综上可得, 该烟气换热器泄漏的原因是, 由于换热管及其螺旋翅片金属 304 奥氏体不锈钢发生应力腐蚀造成的。

4. 应力腐蚀特征

应力腐蚀(SCC)一般是指材料、机械零件或构件在低应力(主要是拉应力)和腐蚀共同作用下产生的失效现象,是一种电化学腐蚀的特殊形式,又被称为“灾难性腐蚀”[1]。应力腐蚀典型特征,一是滞后性破坏,二是裂纹形态多样,三是裂纹扩散迅速,四是脆性断裂。

4.1. 滞后性破坏

应力腐蚀从开始发生到断裂,短则几分钟,长则可达若干年。一般分为三个阶段:孕育期、裂纹扩展期、快速断裂期。孕育期是裂纹萌生阶段,即裂纹源成核所需时间,约占整个时间的90%左右。

4.2. 裂纹形态多样

裂纹起源于表面,长宽不成例,可达几个数量级;裂纹通常呈树枝状,扩展方向垂直于主拉伸应力方向。一般碳钢裂纹为晶间型,奥氏体不锈钢裂纹为穿晶型。

4.3. 裂纹扩散迅速

裂纹扩散速度为 $10^{-6} \sim 10^{-3}$ mm/min,是均匀腐蚀的 10^6 倍,造成使用寿命急剧缩减。

4.4. 脆性断裂

断口表面颜色暗淡,存在腐蚀坑和二次裂纹;如裂纹是穿晶断裂,断口呈解理状或准解理状,裂纹似人字形或羽毛状。

5. 原因分析

锅炉尾部受热面腐蚀是一场悄无声息的“侵蚀派对”,涉及多种因素。一般燃煤锅炉在燃烧后的烟气中含有大量 Cl^- 、 SO_4^{2-} 、 SO_3^{2-} 、 NO_3^- 及盐雾等腐蚀性气体,通常以低温腐蚀(露点腐蚀)为主,应力腐蚀则较为少见。核查该锅炉 CEMS 烟气在线分析仪近一年环保排放趋势曲线情况, SO_2 平均为 0.78 mg/m^3 ,最高为 1.75 mg/m^3 ; NO_x 平均为 14.77 mg/m^3 ,最高为 16.69 mg/m^3 ;烟尘平均为 0.02 mg/m^3 ,最高为 0.5 mg/m^3 。对于天然气锅炉,由于烟气中腐蚀性离子极低,因此在设计时通常推荐使用 0Cr18Ni9 奥氏体不锈钢(304 不锈钢)[2]。

一般应力腐蚀发生需具备三大必要条件:表面有足够大拉伸应力、敏感性金属材料、特定腐蚀环境[3]。

5.1. 表面足够大拉伸应力

金属材料在加工、制造、安装过程中均会存在一定应力。该烟气换热器传热管采用高频焊螺旋翅片管,首先,钢管在加工生产过程中受加工工艺影响,表面存在残余应力。其次,制造时采用高频焊接螺旋翅片,每一处焊点均存在焊接应力。再加上运行中受温差变化引起的热应力等,为应力腐蚀发生提供了必要条件。

5.2. 敏感性金属材料

通常含杂质的金属或合金易发生应力腐蚀,主要与金属化学成分和显微组织有关。该烟气换热器传热部件材质为 0Cr18Ni9 奥氏体不锈钢(304 不锈钢),优点是耐热性较好、低温强度和机械性能较高,缺点是在室温下有较大的应力腐蚀倾向,是一种典型的敏感性金属材料,在高温碱液、氯化物水溶液、海水、浓缩锅炉水、水蒸气(260°C)、湿润空气(湿度 $\geq 90\%$)、硫化氢水溶液等介质环境中易发生应力腐蚀。

5.3. 腐蚀环境及结构

在特定环境下(包括腐蚀性介质、浓度、温度等),金属材料对于特定溶液性介质,会发生应力腐蚀。例如,奥氏体不锈钢-Cl⁻离子溶液、低合金高强度钢-潮湿大气、铜合金-氨溶液等。

5.3.1. 腐蚀性介质影响

一般锅炉尾部受热面的突出腐蚀物质有稀硫酸、亚硫酸、硫酸铵(AS)、硫酸氢铵(ABS)和氯化铵等。在 SCR 催化过程中,通常 SO₂/SO₃ 转化率应小于 1%,随着反应温度升高转化率将增大,而生成 ABS 和 AS 与 n(NH₃)/n(SO₃)的比值有关[4] [5]。

AS 水溶液呈酸性,具有一定腐蚀性,吸湿后固结成块。ABS 露点为 147℃,湿态的硫酸氢铵粘附性和吸灰性极强,且难以去除,具有硫酸一样的强酸性和强腐蚀性。经常导致 SCR 催化剂失去活性,空预器积灰、腐蚀等。但检查该锅炉空气预热器积灰不明显,说明 ABS 生成较少。

氯化铵结晶温度为 75℃~115℃,即空气预热器出口区域。部分电厂锅炉在除尘器、引风机烟道等位置曾出现大量白色结晶物,经化验成分 90%以上为氯化铵[6]。氯化铵遇水会电离出铵根和氯离子,因此具备了发生应力腐蚀的条件。

5.3.2. 腐蚀性介质来源

开展溯源分析,认为来源可能是尿素和天然气。由于尿素生产装置采用的是不锈钢材质,因此尿素工艺系统有着严格的 Cl⁻、S²⁻离子控制措施[7]。尿素水解反应采用一级除盐水,其氯离子含量小于 2 μg/L,故可排除腐蚀离子和杂质经 SCR 脱硝系统带入的可能。

天然气通常含有硫化物、氮化物、二氧化碳和沥青质等杂质,一类天然气硫含量不超过 20 mg/m³,而氯含量无明确标准要求,一般低于 0.1 ppm [8]。检测该锅炉天然气硫含量,日常按照天然气体积百分比检测,硫化氢(H₂S)为 0.00%;而此次按照 SH/T 0689-2000 标准,检测出硫含量为 14.2 mg/m³,属于一类水平。而且在实际检修中发现在天然气管线内壁及阀门部位存在粘稠状沉积物,因此判断腐蚀介质应是通过天然气带入的。查阅该烟气换热器规范书发现,其设计条件是换热器入口 SO₂ 浓度 0 mg/m³,暨假定天然气中不含硫等杂质,这与实际情况存在一定差距。

5.3.3. 运行温度影响

一般天然气锅炉排烟露点温度为 45℃~65℃,露点温度与烟气中 SO₃ 和水蒸气的分压成正比,其中 SO₃ 分压是主要因素,而 SO₂ 对露点温度的影响不超过 1 K [9]。通过梳理天然气组分,运用计算方法,同时考虑 SO₂/SO₃ 转化率[10],得到该天然气锅炉烟气酸露点温度为 66℃~70℃。而该烟气换热器设计出口烟气温度 85℃,远高于计算露点温度。因此,在设计条件下运行,该烟气换热器应不会出现严重腐蚀现象。

检查该烟气换热器实际运行温度情况。烟气侧出口温度西侧最低至 56℃,东侧最低至 62℃,明显低于设计值和露点温度。同时,实际入口水温最低时仅 25℃,实际出口水温最低为 57℃,分别低于设计温度 10℃和 23℃;换热管壁温最低时仅 29℃。由于该烟气换热器运行温度大幅低于设计值,且低于露点温度,为烟气换热器发生腐蚀创造了条件。

5.3.4. 锅炉结构影响

该锅炉空气预热器采用单行程布置,空气从西侧进入,经预热后从东侧引出,造成运行中烟气换热器两侧入口烟温存在近 60℃温差,使实际运行工况进一步恶化,西侧烟气温度经常低于 65℃。有资料显示,当换热器壁温低于烟气露点 20℃~45℃时,腐蚀速率将达到最大值[11]。

5.3.5. 腐蚀性介质浓度影响

对于不锈钢而言,应力腐蚀与温度和浓度呈正比关系。在室温下当 Cl⁻ 浓度小于 25 ppm 时,基本不

会发生腐蚀,而 304 不锈钢在 60℃中性溶液中发生应力腐蚀的临界值为 90 mg/L [12]。304 不锈钢对 SO_4^{2-} 离子在含湿量和高温情况下,耐腐蚀性会急剧下降,腐蚀量可能超过 1 mm/a。

天然气锅炉烟气中 Cl^- 、 SO_3^{2-} 、 NO_3^{2-} 等腐蚀性离子的分压极低,且通常会与 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等结合,以飞灰形式存在。当烟温在露点温度以上时,飞灰及腐蚀物质基本不会在换热器表面聚集,因此不会构成腐蚀(硫酸氢铵除外)。而当温度降至露点温度以下时,伴随着水蒸气的凝结,烟气中飞灰会大量粘接在换热器表面,促使腐蚀性离子在金属表面聚集,并与烟气中的腐蚀离子形成一种动态平衡,持续对金属构成腐蚀。同时,呈现垢下腐蚀特征,在管束外部会形成一层较硬的灰质壳层,内部则是高浓度的腐蚀介质及其腐蚀产物[13]。

综上可见,该烟气换热器实际运行环境与初始设计条件发生严重偏离,是造成发生应力腐蚀泄漏的根本原因,特别是温度影响起到了至关重要的作用。由于该烟气换热器采用的是 304 不锈钢,属典型敏感性材料,在腐蚀性环境中,受锅炉结构和实际运行工况的不利影响,产生应力腐蚀裂纹,裂纹不断扩展最终直至泄漏[14]。

6. 应对措施

6.1. 清洗封堵抢修

对烟气换热器实施整体高压水清洗,采取打水压方式系统检查,累计割除封堵泄漏管线共 25 根,经验收合格后,恢复系统运行,并制订定期检查烟道排水口的监控策略。经抢修后,该锅炉已连续运行一年以上。

6.2. 严格工艺控制

实践表明控制应力腐蚀核心,是降低或消除构成腐蚀的环境因素,因此必须严格控制烟气换热器入口水温 and 排烟温度[15]。根据核算 70℃左右是腐蚀最严重工况的情况,提出进水温度 $\geq 35^\circ\text{C}$,排烟温度 $\geq 70^\circ\text{C}$ 等报警值[16]。

6.3. 优化系统设置

针对换热器入口水温低和空气预热器后两侧烟气温差大的情况,必要时采取在入口水侧增加换热设施,以提升入口水温;为降低烟气侧温差大的影响,可采取在烟气侧设置导流板、格栅或改造为两级空预器等优化措施,为规范运行改善腐蚀环境创造条件。

6.4. 材质优化升级

锅炉尾部受热面的材质一般有碳钢、ND.Corten 钢、奥氏体不锈钢、双相不锈钢 2205、Hastelloy C276 及镍基合金(如 Inconel 625)和非金属材料(如氟塑料 PFA、PTFE)等。根据资料,当换热管壁面温度大于 70℃时,低于 H_2SO_4 但高于 HCl 露点温度,此时选用 ND.Corten 钢即可。一般 HCl 和 H_2NO_3 露点温度在 30℃~60℃之间,当换热器入口水温在 40℃时,壁面温度已低于 HCl 的露点温度,宜选用 316 L;而当入口水温在 40℃以下时,壁面温度低于 H_2SO_4 、 H_2SO_3 、 HCl 、 H_2NO_3 露点温度,各种酸将同时凝结析出,可依次选用 2205、904 L、Hastelloy C276 及镍基合金,但换热器成本也将持续增加[17]。

有鉴于此,该烟气换热器材质可做适当提升,必要时可分段设置,材质依次选用 ND 钢 + 防腐涂层和 316L、2205 等[18]。

7. 结论

随着各企业节能降碳工作的深入推进,燃气锅炉提升热效率、降低排烟温度是大势所趋。该烟气换

热器经系统分析抢修后投运,已累计产汽 118 万吨,实现降本约 500 万元,减排二氧化碳 4 千吨。

通过对该锅炉烟气换热器应力腐蚀成因分析,感受到需重点关注以下几点。

(1) 重视设计条件的选择和确认。充分意识到锅炉尾部受热面腐蚀的复杂性,设计时留有充足的余量和可调节性。明确各参数的报警值,当现实环境与设计条件发生严重偏离时,能够保障设备可靠运行。

(2) 严格烟气换热器运行管控。将各项参数控制在设计范围内,特别是入口水温和排烟温度,出现异常应及时采取必要措施。同时,严格脱硝系统运行管控,降低硫酸氢铵(ABS)等不利影响。

(3) 优化系统设置和材质选取。提升锅炉烟气余热回收系统的经济性和可靠性,科学设置锅炉烟气余热回收系统,温度、流量等实现自动调节;材质升级优先选用 ND 钢 + 防腐涂层和 316 L、2205 等。

参考文献

- [1] 朱亚东. 劣质原油加工设备腐蚀防控关键技术挑战与对策[J]. 炼油技术与工程, 2025, 55(5): 61-65.
- [2] 史大鸣, 李春林. 燃气锅炉房烟气的腐蚀与防治[J]. 生产实践, 2021, 28(1): 76-79.
- [3] 美国石油学会. API571-2020 炼油工业中静设备的失效机理[S]. 2020.
- [4] 张占成. SCR 脱硝过程硫酸氢铵形成及堵塞机理分析[J]. 现代工业经济和信息化, 2017, 137(5): 42-44.
- [5] 马双忱, 邓悦, 吴文龙, 张立男, 等. SCR 脱硝过程中硫酸氢铵形成特性实验研究[J]. 动力工程学报, 2016, 36(2): 143-149.
- [6] 董锐锋, 吴文龙, 王锋涛, 陈浩军, 等. 燃煤电厂超低排放改造后烟道氯化铵结晶原因分析及对策[J]. 热力发电, 2018, 47(3): 128-134.
- [7] 赵涛子. 尿素装置中氯离子来源探析及预防措施[J]. 氮肥与合成气, 2021, 49(5): 26-28.
- [8] 国家市场监督管理总局. GB17820-2018 天然气[S]. 北京: 中国标准出版社, 2018.
- [9] 李彦, 武彬, 徐旭常. SO₂、SO₃ 和 H₂O 对烟气露点温度影响的研究[J]. 环境科学学报, 1997, 17(1): 126-130.
- [10] 邱振波, 胡伟. 燃气-蒸汽联合循环机组余热锅炉烟气酸露点温度计算[J]. 锅炉技术, 2019, 50(6): 13-16.
- [11] 刘丽梅, 高明, 邱振波, 龚家猷. 管式空气预热器腐蚀原因分析及预防措施[J]. 热力发电, 2012, 41(9): 115-117.
- [12] 吕国诚, 许淳淳, 程海东. 304 不锈钢应力腐蚀的临界氯离子浓度[J]. 化工进展, 2008, 27(8): 1284-1287.
- [13] 王鹏. 环保设备腐蚀现象及腐蚀原因分析[J]. 中国科技期刊数据库, 2019(11): 323-325.
- [14] 陈安源, 盖秀颖. 加热器 TP304 不锈钢换热管腐蚀泄漏原因分析[J]. 理化检验(物理分册), 2014, 50(2): 140-144.
- [15] 时永兴. 烟气余热换热器低温腐蚀分析及对策[J]. 发电与空调, 2014, 35(5): 10-13.
- [16] 张利杰, 陈建勤. 净烟道余热回收换热管腐蚀特性研究[J]. 煤化工, 2024, 52(1): 23-26.
- [17] 何雅玲, 汤松臻, 王飞龙, 赵钦新, 等. 中低温烟气换热器气侧积灰、磨损及腐蚀的研究[J]. 科学通报, 2016, 61(17): 1858-1876.
- [18] 丁得龙. 燃煤电厂管式烟气换热器的材质选择与设计[J]. 资源节约与环保, 2017(12): 1, 9.