

燃煤机组烟气水回收过程余热利用潜力计算分析

张钧泰¹, 张国柱¹, 杨凯旋², 刘明²

(1. 大唐环境产业集团股份有限公司, 北京 100097; 2. 西安交通大学 动力工程多相流国家重点实验室, 陕西 西安 710049)

摘要: 为了降低燃煤机组资源消耗实现燃煤机组烟气余热和水回收, 本文采用 MATLAB 软件建立某 330 MW 燃煤机组烟气余热和水回收系统仿真计算模型, 计算结果表明: 利用烟气换热器回收烟气余热的同时将脱硫塔之后的烟气冷却, 可回收冷凝水 8.68 kg/s, 同时也会产生 33.95 MW 冷凝热量。为利用冷凝热量, 本文提出热泵供热方案(方案 1)和预热空气方案(方案 2), 方案 1 将冷凝热量作为压缩式热泵冷源, 当供热温度为 75 °C 时, 热泵耗电 11.80 MW, 对外供热 45.75 MW; 当供热温度为 100 °C 时, 热泵耗电 17.37 MW, 对外供热 51.32 MW; 方案 2 利用冷凝热量驱动暖风器在低温环境预热空气, 替代蒸汽暖风器。环境温度 -20, -10 和 0 °C 时, 方案 2 节煤率分别为 3.60, 2.71 和 1.81 g/(kW·h)。当环境温度逐渐升高时, 方案 2 节煤率下降, 但是系统部分状态点温度升高, 低温省煤器的节煤率也逐步增加, 方案 2 有较好的节能潜力。

关键词: 燃煤机组; 水回收; 余热利用

中图分类号: TM621 文献标识码: A DOI: 10.16146/j.cnki.rndlgc.2022.05.018

[引用本文格式] 张钧泰, 张国柱, 杨凯旋, 等. 燃煤机组烟气水回收过程余热利用潜力计算分析[J]. 热能动力工程, 2022, 37(5): 131-136. ZHANG Jun-tai, ZHANG Guo-zhu, YANG Kai-xuan, et al. Analysis of waste heat utilization potential of flue gas-water recovery process in coal-fired power plants[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2022, 37(5): 131-136.

Analysis of Waste Heat Utilization Potential of Flue Gas-Water Recovery Process in Coal-fired Power Plants

ZHANG Jun-tai¹, ZHANG Guo-zhu¹, YANG Kai-xuan², LIU Ming²

(1. Datang Environment Industry Group Co., Ltd., Beijing, China, Post Code: 100097; 2. State Key Laboratory of Multiphase Flow in Power Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an, China, Post Code: 710049)

Abstract: In order to reduce the resource consumption of coal-fired power plants and realize the flue gas waste heat and water recovery, the simulation calculation model of a flue gas waste heat and water recovery system of 330 MW coal-fired power plant is established by MATLAB software. The calculation results show that the flue gas heat exchangers are installed to recover the flue gas waste heat and cool the flue gas after desulfurization, which can recover the condensate water of 8.68 kg/s, meanwhile, the condensation heat of 33.95 MW will be produced. In order to utilize the condensation heat, the heat pump heating scheme (scheme I) and preheating air scheme (scheme II) are proposed in this paper. Scheme I uses the condensation heat as the cooling source of compression heat pump. When the heating temperature is 75 °C, the heat pump consumes the electric power of 11.80 MW and produces the heat of 45.75 MW. When the heating temperature is 100 °C, the heat pump consumes the electric power of 17.37 MW and produces the heat of 51.32 MW. In scheme II, the condensate heat is used to preheat the air in the pre-air pre-heater (PAPH) instead of the steam air heater. When the ambient temperatures are -20, -10

收稿日期: 2021-06-23; 修订日期: 2021-07-28

基金项目: 国家重点研发计划(2018YFB0604303)

Fund-supported Project: National Key R&D Program(2018YFB0604303)

作者简介: 张钧泰(1983-), 男, 天津人, 大唐环境产业集团股份有限公司工程师。

通讯作者: 刘明(1985-), 男, 河北承德人, 西安交通大学教授。

and 0 °C , the coal saving rates of scheme II are 3.60 , 2.71 and 1.81 g/(kW · h) , respectively. As the ambient temperature increases , the coal saving rate of scheme II decreases , and the temperatures of some system state points increase , which leads to the gradual increase of the coal saving rate of the low-temperature economizer. Therefore , Scheme II has better energy-saving potential.

Key words: coal-fired power plants , water recovery , waste heat utilization

引 言

针对燃煤机组烟气余热回收的研究和实践已有多 年。目前关于低温省煤器技术已经形成了完整了理论体系,并且在我国火电厂被大量应用^[1-3];MG-GH(Media Gas-Gas Heater)系统自日本引入我国,在许多大型机组也有应用^[4-5]。燃煤机组的水回收包含冷却塔水回收^[6]和烟气水回收^[7]。褐煤燃烧之后锅炉烟气中水蒸气含量较高^[8]。目前,许多学者开展了燃煤机组烟气水回收研究,多运用氟塑料换热器^[9-11]等对烟气进行冷凝,Xiong 等人^[12]针对高含水率的褐煤导致锅炉效率显著降低的问题,在脱硫吸收塔出口安装冷凝装置,从含有饱和蒸汽的烟气中回收冷凝水 61.6 t/h。

高建强等人^[13]设计一种吸收式热泵,以空气预热器之后的烟气余热为驱动热源,利用水回收过程的潜热,对进入烟囱的烟气进行再热,以减少对烟囱的低温腐蚀并实现烟羽治理。Wang 等人^[14]利用开式吸收系统进行冷凝水和潜热回收实验,用空气和水蒸气混合物模拟烟气,系统水回收率可达到 50% 以上。也有学者针对陶瓷膜式换热器^[15-17]开展研究,在进行烟气水回收的同时,可以回收过程中的潜热。

虽然已有学者针对此部分余热利用进行研究^[18-19],但是水回收余热利用形式尚未形成完整的体系。本文针对一种燃煤机组烟气余热和水回收系统的水回收过程余热利用开展研究,设计两种方案,并对其性能进行分析。

1 系统介绍

1.1 机组参数

案例机组为 330 MW 一次再热亚临界机组,新蒸汽的质量流量为 286.4 kg/s。新蒸汽温度、压力与焓值分别为 538 °C、16.67 MPa 和 3 397.3 kJ/kg。

该机组使用两台双室四电场电除尘器,并采用湿式石灰石-石膏法烟气脱硫工艺对烟气进行净化处理。发电机效率和机械效率均为 99%。在案例机组中,电除尘器入口的烟气温度为 150 °C,脱硫塔出口烟气温度为 52.1 °C。给煤成分及热值如表 1 所示。

表 1 机组煤质参数

Tab.1 Coal parameters of power plants

| $M_{ar}/\%$ | $A_{ar}/\%$ | $C_{ar}/\%$ | $H_{ar}/\%$ | $N_{ar}/\%$ | $O_{ar}/\%$ | $S_{ar}/\%$ | $Q_{ar,net}/MJ \cdot kg^{-1}$ |
|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------------------------|
| 5.66 | 32.0 | 50.7 | 3.12 | 0.96 | 3.91 | 1.8 | 20.00 |

注:ar 表示以上参数为煤的收到基。

1.2 方案设计

烟气余热和水回收系统如图 1 所示。在电除尘器和空气预热器之间布置低温省煤器和烟气冷却器,在脱硫塔之后布置烟气冷凝器和烟气再热器。烟气冷凝器与烟气再热器构成 MGGH 系统,通过低温省煤器和 MGGH 系统回收低温烟气余热,通过烟气冷凝器回收烟气中的水分。

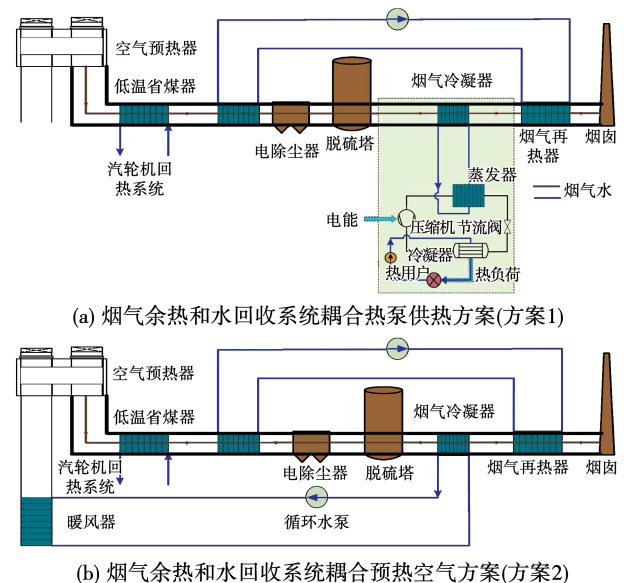


图 1 烟气余热和水回收系统

Fig.1 Flue gas waste heat and water recovery system

烟气余热和水回收系统在水回收过程中产生大量的低品位热能,此部分能量有一定的利用价值。热泵供热方案(方案1)如图1(a)所示,烟气冷凝器的循环冷却水经过压缩式热泵升温之后进入热网放热降温,之后再经过节流阀返回烟气冷凝器,方案1通过机械式热泵将水回收余热升温后进行供热。预热空气方案(方案2)如图1(b)所示,烟气冷凝器的循环冷却水经过循环水泵进入暖风器,放热降温之后再返回烟气冷凝器,方案2将水回收余热用于预热空气。

2 计算模型

2.1 水回收计算模型

凝结水回收质量流量 m_{cond} :

$$m_{\text{cond}} = r_{\text{H}_2\text{O},\text{in}} \cdot m_{\text{f},\text{in}} - r_{\text{H}_2\text{O},\text{out}} \cdot m_{\text{f},\text{out}} \quad (1)$$

式中: $r_{\text{H}_2\text{O},\text{in}}$ —烟气冷凝器入口 H_2O 质量分数;
 $m_{\text{f},\text{in}}$ —烟气冷凝器入口烟气质量流量, kg/s ;
 $r_{\text{H}_2\text{O},\text{out}}$ —烟气冷凝器出口 H_2O 质量分数; $m_{\text{f},\text{out}}$ —烟气冷凝器出口烟气质量流量, kg/s 。

2.2 热泵供热计算模型

热泵供热负荷 Q_{h} :

$$Q_{\text{h}} = Q_1 + W \quad (2)$$

热泵实际性能系数 COP:

$$\text{COP} = \frac{Q_{\text{h}}}{W} \quad (3)$$

式中: Q_1 —热泵利用余热热负荷, kW ; W —热泵耗功, kW 。

2.3 节能计算模型

系统节煤量根据等效热降法计算^[2],回收锅炉排烟余热至汽轮机回热系统或水回收余热预热空气均为外部纯热量利用问题,热量利用至能级 j 以上,新蒸汽等效热量的增量:

$$\Delta H = q \cdot \eta_j \quad (4)$$

式中: q —利用至能级 j 的外部热量, kW ; η_j —能级 j 的抽汽效率。

装置效率相对变化:

$$\delta \eta_i = \frac{\eta_i' - \eta_i}{\eta_i} = \frac{\Delta H}{H + \Delta H} \quad (5)$$

式中: η_i —系统变化前装置效率; η_i' —系统变化后装置效率; H —新蒸汽能效热降。

发电煤耗率变化量:

$$\Delta b = b \delta \eta_i \quad (6)$$

式中: Δb —发电煤耗率变化量, $\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$; b —原系统标准煤耗率, $\text{g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$ ^[20]。

3 计算结果及分析

利用 MATLAB 建立仿真计算模型,计算结果显示:烟气余热和水回收系统通过低温省煤器和烟气冷却器将进入除尘器的烟气温度由 150°C 降低至 95°C ,回收 17.64 MW 热量至汽轮机回热系统,降低机组煤耗率 $2.80 \text{ g}/(\text{kW} \cdot \text{h})$;脱硫塔出口烟气温度由 52.1°C 降低至 48.7°C ,脱硫塔出口烟气含水量由 13.52% 降低至 11.43% ,此时可以节约脱硫塔耗水 6.66 kg/s ;同时,通过 MGGH 系统对烟气冷凝器之后的烟气升温 15°C ,降低对烟囱的低温腐蚀。当脱硫塔之后的烟气进一步被冷却至 43°C ,系统可以回收水 8.68 kg/s ,同时产生 33.95 MW 低品位热量。

3.1 热泵供热结果分析

烟气余热和水回收系统耦合热泵供热方案中,采用机械式热泵将水回收余热对外供热,机械式热泵 COP 与蒸发温度及冷凝温度密切相关,蒸发温度取 37°C ,热泵热力完善度取 0.6 ,热泵 COP 随冷凝温度的变化如图 2 所示。

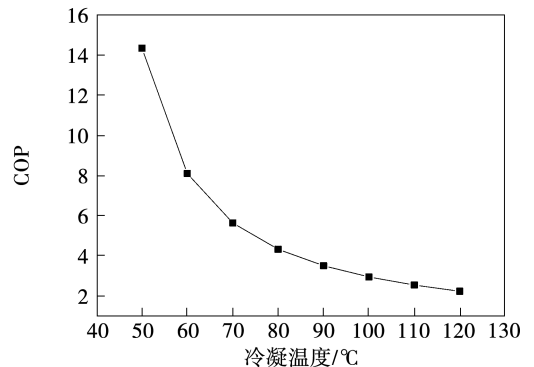


图2 热泵 COP 随冷凝温度变化

Fig.2 Variation of heat pump COP with condensate temperature

方案1烟气冷凝器冷凝烟气至 43°C 时,计算得到对外供温度分别为 75°C 和 100°C 的热泵热平衡图如图 3 所示。当供热温度为 75°C 时,热泵 COP 为 3.88 ,可对外供热 45.75 MW ;当供热温度为 100°C

时,热泵 COP 为 2.954,可对外供热 51.32 MW。冷凝热量经过热泵提升热量品质后,仍有一定的供热能力。

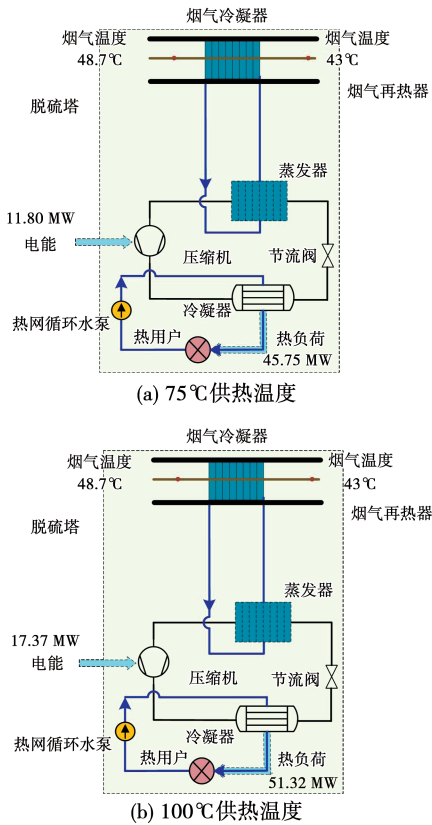


图3 不同供热温度热泵热平衡图

Fig.3 Heat balance diagrams of heat pump with different heating temperatures

3.2 暖风器预热空气节能结果分析

原机组设计环境温度为 20 °C,冬季环境温度会偏离设计温度。电厂在实际运行中,如果环境温度低于 0 °C 会启用蒸汽暖风器,所以在方案 2 中以环境温度 -20 °C 为设计温度设计了暖风器以替代传统蒸汽暖风器,将空气温度加热至 20 °C,然后分别计算环境温度 -15, -10, -5 和 0 °C 下方案 2 的运行情况。

方案 2 中,空气预热器出口空气温度及系统煤耗率随环境温度变化如图 4 所示。当环境温度逐渐升高时,空气预热器进出口温度逐渐升高。由于暖风器的存在,进入空气预热器空气温度高于 20 °C,相当于一部分烟气热量回收利用至锅炉中,导致系统煤耗率的降低量逐渐增加,在环境温度 0 °C 时空

于空预器出口空气温度增加,系统煤耗率降低 0.16 g/(kW·h)。

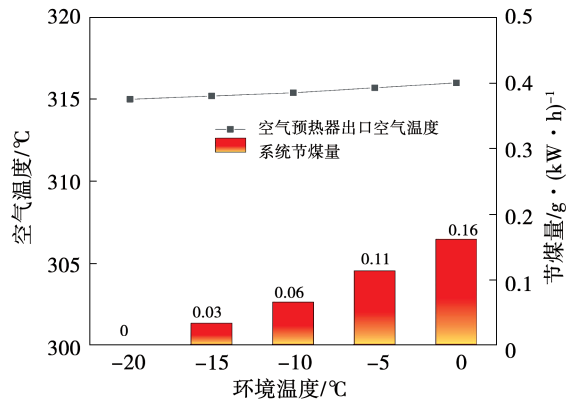


图4 空气预热器出口空气温度及系统节煤率随环境温度变化

Fig.4 Variation of air temperature at outlet of air preheater and coal saving rate of system with ambient temperature

方案 2 中,低温省煤器进口烟气温度出口冷凝水温度及低温省煤器节煤量随环境温度变化如图 5 所示。当环境温度逐渐升高时,低温省煤器入口(空气预热器出口)烟气温度及低温省煤器出口冷凝水温度逐渐升高,低温省煤器的节煤量也由 2.80 g/(kW·h) 逐步增加至 3.01 g/(kW·h)。环境温度为 0 °C 时,低温省煤器进口烟气温度及出口冷凝水温度分别为 153.33 和 132.15 °C。

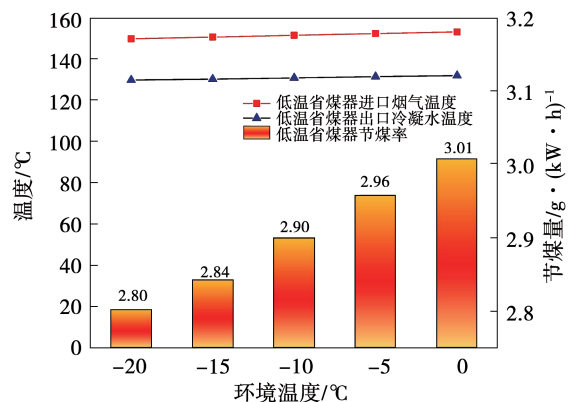


图5 低温省煤器进口烟气温度、出口冷凝水温度及低温省煤器节煤率随环境温度变化

Fig.5 Variation of inlet flue gas temperature, outlet condensate temperature and coal saving rate of low temperature economizer with ambient temperature

方案2中替代蒸汽暖风器节煤量随环境温度变化如图6所示。当环境温度逐渐升高时,方案2替代传统蒸汽暖风器节煤量逐渐降低,利用水回收余热热负荷也逐渐降低,环境温度 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,方案2利用水回收余热 15.50 MW ,替代蒸汽暖风器节煤量为 $3.60\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。环境温度为 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,此部分热负荷和节煤量分别降低至 9.65 MW 和 $1.81\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

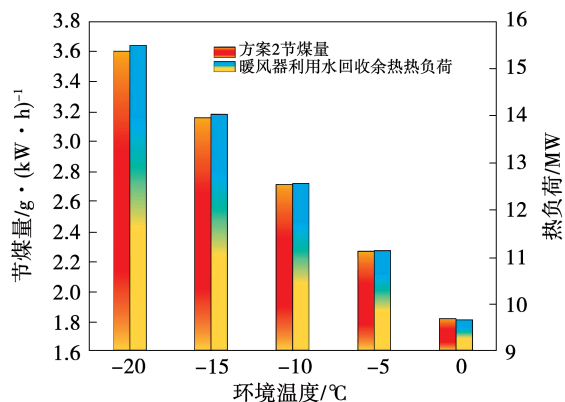


图6 方案2节煤率及暖风器回收冷凝热量随环境温度变化

Fig.6 Variation of coal saving rate of scheme 2 and condensate heat recovered by air heater with ambient temperature

4 结论

(1) 某 330 MW 燃煤机组烟气余热和水回收系统将进入脱硫塔的烟气由 $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ 降低至 $95\text{ }^{\circ}\text{C}$,可节约水资源消耗 6.66 kg/s 。脱硫之后的烟气由 $52.1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 降低至 $48.7\text{ }^{\circ}\text{C}$,通过烟气冷凝器将烟气进一步冷凝至 $43\text{ }^{\circ}\text{C}$,可回收冷凝水 8.68 kg/s ,在此过程中,也会产生 33.95 MW 冷凝热量。

(2) 热泵供热方案将冷凝热量作为机械式热泵冷源,当供热温度分别为 $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ 和 $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,可分别对外供热 45.75 和 51.32 MW 。

(3) 预热空气方案将冷凝热量用于预热空气以替代蒸汽暖风器。环境温度 $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,该方案节煤率为 $3.60\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$;环境温度为 $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ 时,空气预热器进出口空气温度分别为 24.9 和 $326\text{ }^{\circ}\text{C}$,由于空预器出口空气温度增加,系统节煤率为 $0.16\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$,低温省煤器的节煤率也由

$2.80\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 逐步增加至 $3.01\text{ g}/(\text{kW}\cdot\text{h})$ 。

参考文献:

- [1] XU G, XU C, YANG Y, et al. A novel flue gas waste heat recovery system for coal-fired ultra-supercritical power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2014, 67(1-2): 240-249.
- [2] WANG C, HE B, SUN S, et al. Application of a low pressure economizer for waste heat recovery from the exhaust flue gas in a 600 MW power plant[J]. Energy, 2012, 48(1): 196-202.
- [3] WANG C, HE B, YAN L, et al. Thermodynamic analysis of a low-pressure economizer based waste heat recovery system for a coal-fired power plant[J]. Energy, 2014, 65: 80-90.
- [4] 龙辉, 王盾, 钱秋裕. 低低温烟气处理系统在 1000 MW 超超临界机组中的应用探讨[J]. 电力建设, 2010, 31(2): 70-73.
LONG Hui, WANG Dun, QIAN Qiu-yu. Application of low temperature flue gas treatment system in 1000 MW ultra supercritical unit[J]. Electric Power Construction, 2010, 31(2): 70-73.
- [5] 崔占忠, 龙辉, 龙正伟, 等. 低低温高效烟气处理技术特点及其在中国的应用前景[J]. 动力工程学报, 2012, 32(2): 152-158.
CUI Zhan-zhong, LONG Hui, LONG Zheng-wei, et al. Characteristics of low temperature and high efficiency flue gas treatment technology and its application prospect in China[J]. Journal of Power Engineering, 2012, 32(2): 152-158.
- [6] 时国华, 唐敏, 杨林棣, 等. 湿式冷却塔降雾节水技术的研究与发展[J]. 热能动力工程, 2019, 34(6): 1-10.
SHI Guo-hua, TANG Min, YANG Lin-di, et al. Research and development of water saving technology for wet cooling tower[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2019, 34(6): 1-10.
- [7] 彭越宇. 燃煤锅炉烟气中水分回收利用研究[D]. 浙江大学, 2018.
PENG Yue-yu. Study on water recovery and utilization in flue gas of coal fired boilers[D]. Hangzhou: Zhejiang University, 2018.
- [8] 刘明, 王万海, 郭晓克, 等. 褐煤高效发电技术的对比分析[J]. 工程热物理学报, 2014, 35(3): 436-439.
LIU Ming, WANG Wan-hai, GUO Xiao-ke, et al. Comparative analysis of lignite high efficiency power generation technology[J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2014, 35(3): 436-439.
- [9] 胡清, 蒋文, 朱文中, 等. 氟塑料换热器在烟气余热回收领域中的应用分析[J]. 发电与空调, 2016, 37(3): 37-39.
HU Qing, JIANG Wen, ZHU Wen-zhong, et al. Application analysis of fluoroplastic heat exchanger in flue gas waste heat recovery field[J]. Power Generation and Air conditioning, 2016, 37(3):

37 - 39.

- [10] 胡清,孙少鹏,田鑫,等. 氟塑料换热器技术的应用进展研究[J]. 化工新材料,2016,44(4):23-25.
HU Qing,SUN Shao-peng,TIAN Xin,et al. Research on application progress of fluoroplastic heat exchanger technology[J]. New Chemical Materials,2016,44(4):23-25.
- [11] WANG E,LI K,LI D,et al. Experimental study on flue gas condensate capture and heat transfer in staggered tube bundle heat exchangers [J]. Applied Thermal Engineering, 2018, 141: 819-827.
- [12] XIONG Y,NIU Y,WANG X,et al. Pilot study on in-depth water saving and heat recovery from tail flue gas in lignite-fired power plant[J]. Energy Procedia,2014,61:2558-2561.
- [13] 高建强,梁泽曦,刘彦丰. 燃煤电厂耦合吸收式热泵烟羽治理系统设计分析[J]. 热力发电,2020,49(4):8-11.
GAO Jian-qiang,LIANG Ze-xi,LIU Yan-feng. Design analysis of coupled absorption heat pump plume control system in coal-fired power plant [J]. Thermal Power Generation, 2020, 49 (4): 8-11.
- [14] WANG Z,ZHANG X,HAN J,et al. Waste heat and water recovery from natural gas boilers: parametric analysis and optimization of a flue-gas-driven open absorption system[J]. Energy Conversion and Management,2017,154:526-537.
- [15] 陈海平,谢天,杨博然,等. 火电厂烟气水分及余热陶瓷膜法回收实验[J]. 热力发电,2018,47(11):46-52.
CHEN Hai-ping,XIE Tian,YANG Bo-ran,et al. Experiments on the recovery of moisture and waste heat from flue gas in thermal power plants by ceramic membrane method[J]. Thermal Power Generation,2018,47(11):46-52.
- [16] HU H W,TANG G H,NIU D. Wettability modified nanoporous ceramic membrane for simultaneous residual heat and condensate recovery[J]. Scientific Reports,2016,6(1).
- [17] 曹语,王乐,季超,等. 陶瓷膜冷凝器用于烟气脱白烟过程的中试研究[J]. 化工学报,2019,70(6):2192-2201.
CAO Yu,WANG Le,JI Chao,et al. Pilot scale study of ceramic membrane condenser for white smoke removal from flue gas[J]. Acta Chimica Sinica,2019,70(6):2192-2201.
- [18] 李美军. 高湿度烟气水平管降膜吸收过程的传热传质研究[D]. 北京:中国科学院工程热物理研究所,2017.
LI Mei-jun. Study on heat and mass transfer in falling film absorption process of high humidity flue gas in horizontal tube[D]. Beijing: Institute of Engineering Thermophysics, Chinese Academy of Sciences,2017.
- [19] LI Y,YAN M,ZHANG L,et al. Method of flash evaporation and condensation-heat pump for deep cooling of coal-fired power plant flue gas: latent heat and water recovery [J]. Applied Energy, 2016,172:107-117.
- [20] 严俊杰. 火电厂热力系统经济性诊断理论及应用[M]. 西安:西安交通大学出版社,2008.
YAN Jun-jie. Economic diagnosis theory and application of thermal system in thermal power plant[M]. Xi'an: Xi'an Jiaotong University Press,2008.

(姜雪梅 编辑)