

660 MW 燃煤机组百万吨 CO₂ 捕集系统技术经济分析

王 枫 朱大宏 鞠付栋 孙永斌

(中国电力工程顾问集团 华北电力设计院有限公司 北京 100120)

摘 要:为了解常规燃煤机组碳捕集系统的技术经济性,以基准情景为基础,根据国内某 10 万 t CO₂ 燃烧后捕集系统的投资情况,利用生产能力指数法对 5 种脱碳情景的投资进行估算。在保证内部收益率为 8% 的前提下,分析了 5 种脱碳情景的上网电价、CO₂ 综合减排成本及其敏感性。结果表明,CO₂ 综合减排成本中,厂内碳捕集成本比例最大;随着燃料价格的上涨,CO₂ 综合减排成本逐渐增加;随着 CO₂ 综合收益的增加,上网电价可以逐渐下降。

关键词:碳捕集利用与封存(CCUS);CO₂ 捕集;敏感性;碳交易

中图分类号:X701 文献标志码:A 文章编号:1006-6772(2016)06-0101-05

Technology and economy analysis of 660 MW coal-fired power unit with 1 Mt/a CO₂ capture system

WANG Feng ZHU Dahong JU Fudong SUN Yongbin

(North China Power Engineering Co., Ltd., China Power Engineering Consulting Group Co., Ltd., Beijing 100120, China)

Abstract: In order to investigate technology and economy of carbon capture system of conventional coal-fired unit based on the standard situation and the investment of one 10⁵ tons of post-combustion CO₂ capture system in domestic, the investments of five kinds of decarbonization situation were estimated by production capacity index method. On the premise of 8% internal rate of return, the electricity prices, CO₂ comprehensive cost and sensitivity of five kinds of decarbonization situation were analyzed. The results showed that carbon capture cost in the plant was the largest part in the total CO₂ emission reduction cost. With the fuel prices rising, CO₂ emission reduction cost gradually increased. With CO₂ comprehensive income increasing, feed-in tariff gradually declined.

Key words: carbon capture utilization and storage (CCUS); CO₂ capture; sensibility; carbon trade

0 引 言

我国是目前世界上最大的煤炭生产国和消费国,据国家统计局数据,2015 年我国能源消费总量为 4.3×10⁹ tce。化石燃料燃烧带来诸多问题,全球因燃烧化石燃料每年向大气中约排放 250 亿 t CO₂,导致全球变暖、海平面上升、极端气候频发^[1-2]。在我国 CO₂ 排放总量中,电力行业排放量约占 40%,基本上来自火电排放。因此,大力推进电力行业 CO₂ 减排对实现我国整体减排目标具有重要意义。

CO₂ 捕集、利用与封存(Carbon Capture, Utilization and Storage, 简称 CCUS) 技术是电力行业未来减缓 CO₂ 排放的重要技术选择。CCUS 技术是指将 CO₂ 从工业或其他排放源中分离出来,并运输到特定地点加以利用或封存,以实现被捕集 CO₂ 与大气的长期隔离^[3]。CCUS 是应对温室气体导致气候变化的一种有效措施,是一种较有前景的温室气体减排手段。目前包括国际能源署(IEA)、国际能源论坛秘书处(IEF)、石油输出国组织(OPEC)等在内的全球主要能源研究机构,以及积极倡导碳减排的组

收稿日期:2016-04-28;责任编辑:孙淑君 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.2016.06.019

基金项目:国家国际科技合作专项资助项目(2013DFB60140)

作者简介:王 枫(1982—),男,山西吕梁人,工程师,硕士,从事 IGCC 及多联产设计、低碳研究工作。E-mail: wanghouhong@126.com

引用格式:王 枫,朱大宏,鞠付栋,等.660 MW 燃煤机组百万吨 CO₂ 捕集系统技术经济分析[J].洁净煤技术,2016,22(6):101-105.39.

WANG Feng ZHU Dahong JU Fudong et al. Technology and economy analysis of 660 MW coal-fired power unit with 1 Mt/a CO₂ capture system [J]. Clean Coal Technology, 2016, 22(6): 101-105. 39.

和国家已经一致将 CCUS 技术作为未来的主要减排技术。国际能源署认为到 2050 年 CCUS 对温室气体减排的贡献可达到 20% ,仅次于依靠技术进步提高能源效率带来的减排。我国政府十分重视 CCUS 技术的发展,科技部先后围绕 CCUS 技术减排潜力、CO₂捕集、CO₂生物转化利用、CO₂驱油和地质封存相关的基础研究、技术研发与示范等方面进行了较系统的部署。目前,国内已经成功运行了 10 万 t/a CO₂捕集示范项目^[3-4]。本文旨在研究 660 MW 燃煤机组百万吨 CO₂捕集系统工程的技术经济性,为将来大规模开展 CO₂捕集工程提供借鉴。

1 碳捕集技术路线

燃煤电厂 CO₂捕集技术主要有 3 种,包括燃烧前捕集、富氧燃烧以及燃烧后捕集^[5-6]。我国现存大量燃煤机组,燃烧后 CO₂捕获不需要对现有的燃煤电厂进行过多的结构改造,只需在脱硫、脱硝后的尾部烟道加装 CO₂捕集装置,因此有广泛的适应性和较大的市场潜力^[7]。

电厂烟气的特点是气体流量大、CO₂分压较低、出口温度过高、含有大量的惰性气体 N₂,主要杂质气体为 O₂、SO₂、NO_x等^[8]。常见的燃烧后 CO₂捕集技术包括物理吸收法、吸附法、膜分离法、低温分离法以及化学吸收法。

1) 物理吸收法在高压的情况下,采用对 CO₂溶解度大、选择性好、性能稳定的有机溶剂对 CO₂进行吸收,从而实现 CO₂分离。过程中无化学反应发生,溶剂的再生通过降压实现。该方法仅适合于 CO₂气体分压较高的条件,CO₂的去除率较低^[9]。物理吸收不适用于 CO₂在烟气中的浓度低于 15% 的情况^[10]。

2) 吸附分离法指通过吸附体在一定的条件下对 CO₂进行选择性的吸附,然后通过恢复条件将 CO₂解吸,从而达到分离 CO₂的目的。吸附法主要依靠范德华力吸附在吸附体的表面,吸附能力主要决定于吸附体的表面积以及操作的压(温)差,其效率较低,需要大量的吸附体,技术成本非常高^[11]。

3) 膜分离法包括气体分离膜法和气体吸收膜法,分离性主要依赖于膜本身。该方法仅处于基础研究阶段,尚不能在商业上大规模使用^[10]。

4) 低温分离技术是指通过将烟气冷凝达到相变之后从烟气中将 CO₂分离的方法,要把大量的烟

气冷却,需要很多的能量,故该技术最大问题在于大规模的设备和冷却成本太高。

5) 化学吸收法是国际上应用最广泛、适应性最强的燃煤电厂烟气脱碳工艺^[12]。化学吸收法采用化学吸收剂通过化学反应对 CO₂进行吸收,然后借助逆反应进行 CO₂释放和吸收剂再生,这种方法吸收速率快,回收的 CO₂纯度高。典型的化学脱除电厂 CO₂流程如图 1 所示。

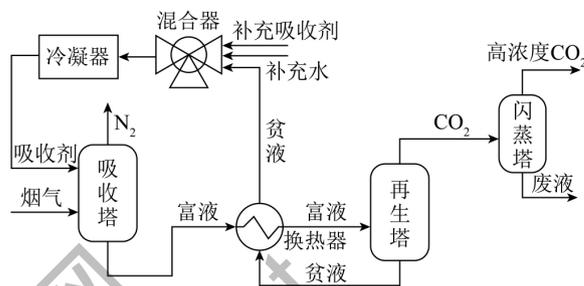


图 1 典型的化学脱除电厂 CO₂流程

Fig. 1 Typical chemical removal process of CO₂ in power plant

近年来,醇胺类溶液为吸收剂的脱碳工艺,具有高效、稳定的优点,常用的吸收剂有 2-羟基乙胺 (MEA)、氨水等^[9,13]。醇胺是一类具有胺基和羟基的有机物,羟基能够增加醇胺在水中的溶解性,胺基则能使醇胺水溶液呈现弱碱性,从而可以吸收 CO₂^[14]。目前,国内已有的 CO₂燃烧后捕获示范项目见表 1^[15-16]。

表 1 国内碳捕集技术示范工程

Table 1 Domestic carbon capture technology demonstration project

项目	捕集量/(t·a ⁻¹)	用途
华能北京高碑店热电厂 CO ₂ 捕集示范工程	3 000	食品级 CO ₂
华能石洞口第二电厂碳捕获	100 000	食品级 CO ₂
中国石化胜利油田 CO ₂ 捕集驱油	约 30 000	用于“低渗透油藏 CO ₂ 驱油”先导试验

2 脱碳情景描述

本文以 1×660 MW 纯凝燃煤机组安装百万吨脱碳系统为基础进行技术经济性分析。660 MW 级燃煤发电机组为超临界一次再热机组,主蒸汽参数为 24.2 MPa/566 °C,再热蒸汽参数为 4.837 MPa/566 °C。烟气系统设置脱硫、脱硝和除尘装置,进脱碳系

统的烟气中污染物浓度满足 $\text{NO}_x \leq 50 \text{ mg/m}^3$ 、 $\text{SO}_2 \leq 20 \text{ mg/m}^3$ 、烟尘 $\leq 5 \text{ mg/m}^3$ 。脱碳系统设计脱碳能力为 100 万 t/a。

根据 CO₂后处理方式的不同,为了分析 CO₂的捕集成本,在进行技术经济性分析时,考虑以下 6 种情景:

基准情景: 不考虑 CO₂捕集、封存;

脱碳情景 1: 不考虑 CO₂压缩和精制,捕集的常压 CO₂作为产品送往厂外独立装置区进行压缩和精制;

脱碳情景 2: 厂内包括 CO₂压缩和精制,精制后的 CO₂液体作为产品送出厂外;

脱碳情景 3: 厂内包括 CO₂压缩和精制,精制后的 CO₂液体作为产品送出厂外,同时考虑 CO₂封存;

脱碳情景 4: 厂内包括 CO₂压缩和精制,精制后的 CO₂液体作为产品送出厂外,同时考虑 CO₂封存,CO₂减排量在碳交易市场进行交易;

脱碳情景 5: 厂内包括 CO₂压缩和精制,精制后的 CO₂液体作为产品送出厂外,同时考虑 CO₂封存提高 EOR(原油采收率),CO₂减排量在碳交易市场进行交易。

3 投资估算

脱碳情景 1 投资估算包括 1×660 MW 火电机组本身的投资和百万吨脱碳系统的投资(不含 CO₂压缩和精制、封存、驱油等)。脱碳情景 2~5 中厂内投资估算包括情景 1 估算的投资以及厂内压缩和精制的投资费用。其中,火电机组本身投资参考《火电工程限额设计参考造价指标》(2013 年水平);百万吨脱碳系统投资采用生产能力指数法估算,估算基础为国内某 10 万 t CO₂捕集工程投资估算数据。

根据《火电工程限额设计参考造价指标》(2013 年水平),对于 1×660 MW 超临界纯凝机组,单位千瓦投资约 3 367 元,则火电机组总投资约 22.22 亿元。基准情景投资为 22.22 亿元。

生产能力指数法又称指数估算法,是指根据已建成的、性质类似的建设项目投资额和生产能力与拟建项目的生产能力估算拟建项目投资额的方法。生产能力指数法不需要详细的工程设计资料,只需要知道工艺流程和规模。本工程脱碳装置为典型的化工装置,同时根据化工技术经济投资估算方法,对化工品生产项目,造价与规模(或容量)一般呈非线性关系,

可采用生产能力指数法进行投资估算。

$$\text{生产能力指数法: } C_2 = C_1 \left(\frac{Q_2}{Q_1} \right)^n \times f$$

式中, C_2 为拟建项目静态投资额,万元; C_1 为已建类似项目静态投资额,万元; Q_2 为拟建项目的生产能力,万 t/a; Q_1 为已建类似项目生产能力,万 t/a; n 为生产能力指数,在正常情况下 $0 \leq n \leq 1$; f 为综合调整系数,新老项目建设间隔期内定额、单价、费用变更等的综合调整系数,本研究中 $f=1$ 。

运用这种方法估算项目投资的重要条件,是要有合理的生产能力指数,不同生产率水平的国家和不同性质的项目中,生产能力指数不同。

Q_1 与 Q_2 的比值在 0.5~2,指数 n 的取值近似为 1;若已建项目的生产规模与拟建项目规模相差不大于 50 倍,且拟建项目生产规模的扩大仅靠增大设备规模来达到时, n 的取值在 0.6~0.7;若是靠增加相同规格设备的数量达到时, n 的取值在 0.8~0.9。根据《建设工程计价》关于静态投资估算方法的描述可知,一般拟建项目与已建类似项目生产能力比值不大于 50,以在 10 倍内效果最好。因此,对于本工程脱碳系统,可参考石油化工工程天然气脱硫系统,取生产能力指数 $n=0.65$ 。

根据国内某 10 万 t CO₂燃烧后捕集系统投资估算,烟气脱碳工程(不含 CO₂压缩和精制)总投资约为 12 536 万元,则通过计算得脱碳情景 1 中的百万吨脱碳装置投资约为 5.60 亿元;根据国内某 10 万 t CO₂燃烧后捕集系统投资估算,烟气脱碳工程(含 CO₂压缩和精制)总投资约为 15 927 万元,则通过计算得情景 2~5 中的百万吨脱碳装置投资约为 7.12 亿元。

因此,各脱碳情景的带百万吨燃烧后脱碳的 1×660 MW 超临界纯凝机组厂内总投资分别为:脱碳情景 1: 27.82 亿元;脱碳情景 2~5: 29.34 亿元。

4 基础数据

4.1 基础条件

基准情景按照机组年利用时间 4 500 h,发电机组平均负荷率 56.25%,年运行时间 8 000 h 考虑。其年发电量为 2 969.8 GWh,标煤耗量为 95.13 万 t/a,水耗量为 130.7 万 t/a,平均厂用电率为 7.02%。

根据内蒙古地区常规空冷机组运行情况,按照机组年利用时间 4 500 h,脱碳装置年利用时间

8 000 h 考虑。其中,各脱碳情景的投资和技术经济分析的范围存在差异,本文分别对不同脱碳情景的基本数据进行计算,作为技术经济分析的基础。

针对脱碳情景 1,考虑机组运行负荷率,基于发电和脱碳能力相匹配的原则,通过对 PC+CCS(带脱碳的常规燃煤机组)模型进行变工况计算,得到机组锅炉平均负荷率为 65.6%。以该平均负荷率为基准负荷率进行厂内主要技术指标的计算。其年发电量为 2 969.8 GWh,标煤耗量为 101.16 万 t/a,水耗量为 130.7 万 t/a,平均厂用电率为 8.62%,CO₂捕集量为 100 万 t/a。

针对脱碳情景 2,相对脱碳情景 1 厂内增加了 CO₂压缩,设定 CO₂增压压力为 11 MPa,厂用电耗和厂用电率均增加。脱碳情景 2 的主要数据:年发电量为 2 969.8 GWh,标煤耗量为 101.27 万 t/a,水耗量为 130.7 万 t/a,平均厂用电率为 11.7%,CO₂捕集量为 100 万 t/a。

脱碳情景 3~5 厂内部分主要基础数据与脱碳情景 2 相同。

4.2 技术经济分析基础数据

在技术经济分析时,需要给定煤价、水价以及材料费等,基础数据见表 2。

表 2 技术经济分析基础数据

Table 2 Basic data of technology and economy analysis

项目	数据
标煤价格 ¹ /(元·t ⁻¹)	400
平均材料费(基准情景)/(元·MWh ⁻¹)	5
平均材料费(脱碳情景) ² /(元·MWh ⁻¹)	45
水耗量/(万 t·a ⁻¹)	130.7
水费 ¹ /(元·t ⁻¹)	8.0

注:1 为标煤价格和水费均是含税价格;2 为含脱碳部分所需的胺溶剂、抗氧化剂、缓蚀剂等消耗品成本。

此外,在厂外进行 CO₂地质封存成本在 0.5~8 美元/t(以 CO₂计,下同),本文中选择的地质封存成本为 30 元/t(以 CO₂计,下同)。在考虑 CO₂捕集量进入碳交易市场获取收益时,参考当前 EU-ETS(欧洲碳排放交易体系)交易市场 CO₂市场价格,碳交易价格为 49 元/t。考虑 CO₂进行 EOR 提高石油采收率时,延长石油 EOR 先导试验的石油采收率提升平均值为 0.04 t/t,石油价格为 1 250 元/t。

5 CO₂综合减排成本

为了分析各种脱碳情景的脱碳成本,在给定投

资方内部收益率为 8%的前提下,对基准情景和 5 种脱碳情景的电价进行计算,结果见表 3。

表 3 各脱碳情景电价汇总

Table 3 Electricity price summary of decarburization situations

脱碳情景	静态投资/万元	电价/(元·MWh ⁻¹)
基准情景	222 200	293.10
脱碳情景 1	278 200	389.84
脱碳情景 2	293 400	412.19
脱碳情景 3	293 400	425.66
脱碳情景 4	293 400	407.01
脱碳情景 5	293 400	387.98

注:以上电价均是含税价格。

假定 5 种脱碳情景上网电价均按基准情景上网电价,根据电厂盈亏平衡,为保证 8% 的内部收益率,脱碳情景 1~5 的 CO₂综合减排成本分别为 287、354、394、338、282 元/t。

通过对各脱碳情景条件下的 CO₂综合减排成本计算,当减排 CO₂进行 EOR,同时考虑碳交易带来的收益前提下,CO₂厂内压缩、精制、运输、封存总成本与 EOR 收益及碳交易带来的总收益基本相当。厂内 CO₂捕集成本(即脱碳情景 1)在电厂 CO₂综合减排成本(不考虑 EOR 和碳交易收益,即脱碳情景 3)中的比例将近 70%。

6 敏感性分析

6.1 上网电价敏感性分析

对于带脱碳的发电机组来说,燃料价格和产品价格是影响上网电价最重要的因素。针对基准情景,当燃料价格从 200、400、600、800、1 000 元/tce 变化时,上网电价分别为 223.75、293.1、362.44、431.79、501.13 元/MWh。因此,当燃料价格上涨时,为维持 8% 的内部收益率,上网电价需提高。

6.2 CO₂综合减排成本敏感性分析

以基准情景的上网电价为基准,通过电厂盈亏平衡分析确定 5 种脱碳情景的 CO₂综合减排成本随燃料价格的变化情况,如图 2 所示。

通过图 2 可知,随着燃料价格的上涨,CO₂综合减排成本也随之上升。

6.3 碳交易价格对上网电价的影响

除煤价外,碳交易价格也是影响带脱碳燃煤机组上网电价的重要因素。当燃料价格为 400 元/tce 时,考虑 CO₂综合收益变化范围从 25 元/t 到 125

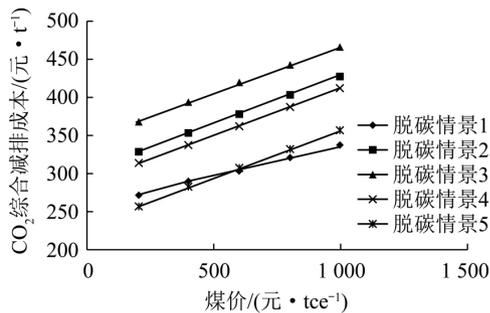
图2 各脱碳情景 CO₂综合减排成本随燃料价格变化

Fig. 2 The changes of CO₂ comprehensive emission reduction cost of different decarbonization situations with fuel price

元/t, 上网电价变化如图3所示。

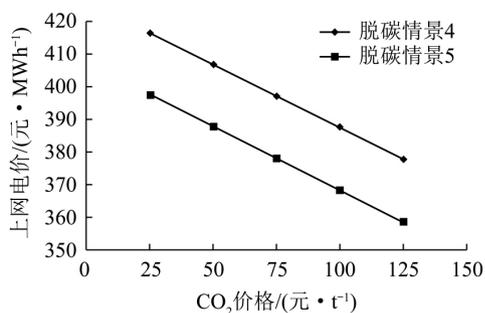


图3 碳交易价格对上网电价的影响

Fig. 3 The effect of carbon trading price on electricity price

根据图3可知,当 CO₂价格下降时,为维持8%的内部收益率,上网电价需提高。

7 结 论

1) 通过对 660 MW 超临界机组百万吨脱碳系统工程的投资估算、财务评价和敏感性分析可知, CO₂综合减排成本中(脱碳情景3),厂内碳捕集成本比例最大,约占70%。

2) 在当前的石油价格和碳交易价格水平条件下,考虑 CO₂封存进行 EOR 以及进行碳减排交易的 CO₂综合收益与 CO₂厂内压缩、精制、运输、封存的总成本大致相当。

3) 敏感性分析表明,燃料价格由 200 元/tce 上涨到 1 000 元/tce 时, CO₂综合减排成本增加约30%;随着 CO₂综合收益由 25 元/t 到 125 元/t 时,为保证8%的内部收益率,上网电价可以下降9%。

4) 根据相关资料,燃煤机组碳排放系数为 0.997 kg/kWh(以 CO₂计),全国陆上风力发电上网标杆电价 0.47 元/kWh(含税),折合 CO₂排放成本为 178 元/t,较燃煤机组脱碳成本(脱碳情景1)低38%;全国光伏电站标杆上网电价 0.85 元/kWh(含

税)折合 CO₂排放成本为 559 元/t,较燃煤机组脱碳成本(脱碳情景1)高95%。

参考文献 (References):

- [1] 潘一,梁景玉,吴芳芳,等.二氧化碳捕捉与封存技术的研究与展望[J].当代化工,2012,41(10):1072-1075,1078.
Pan Yi, Liang Jingyu, Wu Fangfang, et al. Research and prospect of the carbon dioxide capture and storage technology [J]. Contemporary Chemical Industry, 2012, 41(10): 1072-1075, 1078.
- [2] 田牧,安恩科.燃煤电站锅炉二氧化碳捕集封存技术经济性分析[J].锅炉技术,2009,40(3):36-41.
Tian Mu, An Enke. Analysis of carbon capture sequestration technology of coal-fired boiler [J]. Boiler Technology, 2009, 40(3): 36-41.
- [3] 郭敏晓,蔡闻佳.全球碳捕捉、利用和封存技术的发展现状及相关政策[J].中国能源,2013,35(3):39-42.
Guo Mingxiao, Cai Wenjia. Development status and related policies of global carbon capture utilization and storage technology [J]. Energy of China, 2013, 35(3): 39-42.
- [4] 朱发根,陈磊.我国 CCS 发展的现状、前景及障碍[J].能源技术经济,2011,23(1):46-49.
Zhu Fagen, Chen Lei. CCS in China: status quo, prospect and obstacles [J]. Electric Power Technologic Economics, 2011, 23(1): 46-49.
- [5] 王键,杨剑,王中原,等.全球碳捕集与封存发展现状及未来趋势[J].环境工程,2012,30(4):118-120.
Wang Jian, Yang Jian, Wang Zhongyuan, et al. The present status and future trends of global carbon capture and storage [J]. Environmental Engineering, 2012, 30(4): 118-120.
- [6] 罗金玲,高冉,黄文辉,等.中国二氧化碳减排及利用技术发展趋势[J].资源与产业,2011,13(1):132-137.
Luo Jinling, Gao Ran, Huang Wenhui, et al. Carbon dioxide emission reduction and utilization technology in China [J]. Resources & Industries, 2011, 13(1): 132-137.
- [7] 潘永敏,靳玉彬.燃煤电厂 CO₂ 燃烧后捕获技术研究进展[J].环境科学与技术,2014,37(S2):278-284.
Pan Yongmin, Jin Yubin. Carbon dioxide capture from flue gas of coal fired power plants [J]. Environmental Science & Technology, 2014, 37(S2): 278-284.
- [8] 张慧,任红伟,陆建刚,等.燃煤电厂中 CO₂ 的捕集[J].南京信息工程大学学报(自然科学版),2009,1(2):129-133.
Zhang Hui, Ren Hongwei, Lu Jiangan, et al. CO₂ capture for coal-fired power plants [J]. Journal of Nanjing University of Information Science & Technology (Natural Science Edition), 2009, 1(2): 129-133.
- [9] 李守成.燃煤电厂燃烧后 CO₂ 捕获性能及系统集成研究[D].北京:华北电力大学,2012:4-5.
- [10] 张丹.基于热力学第二定律的减排 CO₂ 的燃煤发电系统技术经济分析及优化[D].武汉:华中科技大学,2013:6-7.

(下转第39页)

参考文献 (References):

- [1] 王辅臣, 于广锁, 龚欣等. 射流携带床气化炉内宏观混合过程研究 (1) 冷态浓度分布 [J]. 化工学报, 1997, 48(2): 193-199.
Wang Fuchen, Yu Guangsuo, Gong Xin, *et al.* Investigation of macro-mixing process for jet-entrained gasifier (1) cold model concentration distribution [J]. Journal of Chemical Industry and Engineering, 1997, 48(2): 193-199.
- [2] 单贤根, 索娅, 任相坤. 气流床煤气化冷模实验研究进展 [J]. 神华科技, 2010, 8(6): 61-65.
Shan Xiangen, Suo Ya, Ren Xiangkun. The research progress of cold form experiment of entrained-bed gasification technology [J]. Shenhua Science and Technology, 2010, 8(6): 61-65.
- [3] 万翠萍, 代正华, 龚欣. 多喷嘴对置气化炉气体停留时间 [J]. 化学反应工程与工艺, 2008, 24(3): 285-288.
Wan Cuiping, Dai Zhenghua, Gong Xin. Residence time distribution of nozzle-opposed gasifier [J]. Chemical Reaction Engineering and Technology, 2008, 24(3): 285-288.
- [4] 晋日亚, 贺增第, 朱志伟. 关于化工设备放大方法的讨论 [J]. 化学工程师, 1999(6): 25-27.
Jin Riya, He Zengdi, Zhu Zhiwei. Discussing the chemical method of magnification [J]. Chemical Engineer, 1999(6): 25-27.
- [5] 郑明峰, 冯亮杰, 尹晓晖. 大型煤化工项目气化技术的综合对比 [J]. 大氮肥, 2011, 34(4): 217-220.
Zheng Mingfeng, Feng Liangjie, Yi Xiaohui. Comprehensive comparison of gasification technologies in large-scaled coal-chemical projects [J]. Large Scale Nitrogenous Fertilizer Industry, 2011, 34(4): 217-220.
- [6] 杨英, 魏璐, 罗春桃. GSP 气化技术工业化应用及发展方向 [J]. 洁净煤技术, 2013, 19(1): 72-74.
Yang Ying, Wei Lu, Luo Chuntao. Industrial application and development direction of GSP gasification technology [J]. Clean Coal Technology, 2013, 19(1): 72-74.
- [7] 郑振安. Shell 煤气化技术 (SCGP) 的特点 [J]. 煤化工, 2003(2): 7-11.
Zheng Zhen'an. Features of Shell coal gasification technology [J]. Coal Chemical Industry, 2003(2): 7-11.
- [8] 石惠娴, 王勤辉, 骆仲决, 等. PIV 应用于气固多相流动的研究现状 [J]. 动力工程, 2002, 22(1): 1589-1593.
Shi Huixian, Wang Qinhui, Luo Zhongyang *et al.* The application of PIV in gas-solid multiphase flow [J]. Power Engineering, 2002, 22(1): 1589-1593.
- [9] 孙鹤泉, 康海贵, 李广伟. PIV 的原理与应用 [J]. 水道港口, 2002, 23(1): 42-45.
Sun Hequan, Kang Haigui, Li Guangwei. Theory and application of PIV [J]. Waterway and Harbor, 2002, 23(1): 42-45.
- [10] 王勤辉, 赵晓东, 石惠娴, 等. 循环流化床内颗粒运动的 PIV 测试 [J]. 热能动力工程, 2003, 18(4): 378-381.
Wang Qinhui, Zhao Xiaodong, Shi Huixian *et al.* PIV measurements of particle movement in a circulating fluidized bed [J]. Engineering for Thermal Energy and Power, 2003, 18(4): 378-381.
- [11] 罗智, 徐大伟. 应用 PIV 技术对气固喷射器流场的试验研究 [J]. 电站系统工程, 2004, 20(2): 29-30.
Luo Zhi, Xu Dawei. An experimental study on jet flow field of gas-solid injector with PIV technology [J]. Power System Engineering, 2004, 20(2): 29-30.
- [12] 王振南, 张扬, 吴玉新, 等. PIV 对射流煤粉火焰流场特性的分析 [J]. 工程热物理学报, 2015, 36(6): 1356-1359.
Wang Zhenan, Zhang Yang, Wu Yuxin *et al.* Analysis on flow field of coal jet flame using PIV [J]. Journal of Engineering Thermophysics, 2015, 36(6): 1356-1359.
- [13] Lindstedt R P, Luff D S, Whitelaw J H. Velocity and strain-rate characteristics of opposed isothermal flows [J]. Flow Turbulence and Combustion, 2005, 74(2): 169-194.
- [14] Kong Xiangdong, Zhong Weimin, Du Wenli. Compartment modeling of coal gasification in an entrained flow gasifier: a study on the influence of operating conditions [J]. Energy Conversion and Management, 2014, 82: 202-211.
- [15] 杨志伟, 王哲, 李政, 等. 水煤浆水冷壁气化炉的反应器网络模型 [J]. 清华大学学报 (自然科学版), 2013, 53(4): 514-519.
Yang Zhiwei, Wang Zhe, Li Zheng *et al.* Reactor network model for a slurry-feed membrane entrained flow gasifier [J]. Journal of Tsinghua University (Science and Technology), 2013, 53(4): 514-519.

(上接第 105 页)

- [11] 黄斌, 刘练波, 许世森. 二氧化碳的捕获和封存技术进展 [J]. 中国电力, 2007, 40(3): 14-16.
Huang Bin, Liu Lianbo, Xu Shisen. Evolution of CO₂ capture and sequestration technology [J]. Electric Power, 2007, 40(3): 14-16.
- [12] 周响球. 燃煤电厂烟气二氧化碳捕获系统的仿真研究 [D]. 重庆: 重庆大学, 2008: 7-8.
- [13] 马欢欢. 燃煤电厂脱碳系统与发电系统的模拟与优化 [D]. 武汉: 武汉理工大学, 2014: 10-12.
- [14] 黄斌, 刘练波, 许世森, 等. 燃煤电站 CO₂ 捕集与处理技术的现状与发展 [J]. 电力设备, 2008, 9(5): 3-6.
Huang Bin, Liu Lianbo, Xu Shisen *et al.* The current situation and development of CO₂ trapping and treatment technique in coal-fired power station [J]. Electrical Equipment, 2008, 9(5): 3-6.
- [15] 徐文佳, 王万福, 王文思. 二氧化碳捕集研究进展及对策建议 [J]. 绿色科技, 2013(1): 60-63.
Xu Wenjia, Wang Wanfu, Wang Wensi. Research progress and some countermeasures of carbon dioxide capture [J]. Journal of Green Science and Technology, 2013(1): 60-63.
- [16] 仲平, 彭斯震, 贾莉, 等. 中国碳捕集、利用与封存技术研发与示范 [J]. 中国人口·资源与环境, 2011, 21(12): 41-45.
Zhong Ping, Peng Sizhen, Jia Li *et al.* Development of carbon capture utilization and storage (CCUS) technology in China [J]. China Population Resources and Environment, 2011, 21(12): 41-45.