

联合循环电站改造为整体煤气化联合循环的粗煤气冷却

周贤^{1,2}, 王波¹, 张士杰¹, 肖云汉¹

(1. 中国科学院先进能源动力重点实验室, 100190, 北京; 2. 中国科学院研究生院, 100049, 北京)

摘要: 研究了将 PG9351FA 燃气-蒸汽联合循环电站改造为整体煤气化联合循环(IGCC)时的粗煤气冷却方式, 以及煤气冷却过程副产蒸汽的利用方式. 改造的 IGCC 电站以输运床气化炉为气源, 考虑了燃气轮机改烧中低热值煤气后的喘振裕度和出力限制, 以及 NO_x 排放的限制. 根据粗煤气冷却方式及副产蒸汽利用方式的不同, 构建并比较了 4 种改造方案. 研究表明: 通过将透平初温降低 $100\text{ }^\circ\text{C}$, 可保证燃气轮机燃烧热值为 6.5 MJ/m^3 的煤气, 同时可保证压气机喘振裕度的减小量不超过 10% ; 采用全热回收方式冷却粗煤气, 且由饱和蒸汽轮机来消纳粗煤气冷却过程中副产蒸汽的改造方案的供电效率最高, 为 42.3% .

关键词: 整体煤气化联合循环; 改造; 粗煤气冷却; 输运床气化炉

中图分类号: TM611.31 **文献标志码:** A **文章编号:** 0253-987X(2010)11-0071-06

Options of Cooling Raw Syngas when Retrofitting NGCC to IGCC

ZHOU Xian^{1,2}, WANG Bo¹, ZHANG Shijie¹, XIAO Yunhan¹

(1. Key Laboratory of Advanced Energy and Power, Chinese Academy of Sciences, Beijing 100190, China;

2. Graduate University of Chinese Academy of Sciences, Beijing 100049, China)

Abstract: The options of cooling raw syngas when retrofitting PG9351FA natural gas combined cycle (NGCC) to an integrated gasification combined cycle (IGCC) power plant were discussed. The ways of adopting the by-product steam resulting from raw syngas cooling process were analyzed. A transport gasifier was applied to the retrofitted power plant as the source of syngas. The surge margin, maximum power output, and NO_x emission constraint were considered in modeling the off-design behavior of PG9351FA gas turbine. Four retrofitting cases were discussed on the basis of options of cooling raw syngas and ways of adopting by-product steam. The results show that the gas turbine could consume the syngas with a lower heating value of 6.5 MJ/m^3 while the compressor surge margin could decrease by only less than 10% when T_3 decreased by $100\text{ }^\circ\text{C}$. Moreover, applying the total heat recovery method to cool syngas and a saturated steam turbine to adopt the by-product steam could lead to a net efficiency of 42.3% , the highest in four retrofitting cases.

Keywords: IGCC; retrofit; cooling raw syngas; transport gasifier

整体煤气化联合循环(IGCC)发电技术是将煤气化、净化与高效燃气-蒸汽联合循环发电集成的一

种清洁能源系统. 目前, 国外的 IGCC 正从示范走向商业化阶段, 技术日趋成熟. 在今后相当长一段时间

内,大规模发展 IGCC 电站也是我国的必然选择. 为振兴重型燃气轮机制造业,我国在“十五”期间实施以市场换技术的重大举措,通过打捆招标引进了总容量在 2 000 万 kW 左右的燃气-蒸汽联合循环发电机组,但由于天然气供应不足,大部分发电机组处于停产或半停产状态. 鉴于我国以煤为基础的能源结构,将这些天然气联合循环发电机组改造为燃用煤制燃料气的 IGCC 发电系统,既符合我国国情又避免了资源的闲置,同时为解决 IGCC 发电技术商业化早期投资较大的问题提供了一条途径,具有重要的现实意义.

输运床气化炉是新一代的气化技术,其基本原理是基于循环流化床的形式,采用炉内高循环倍率、高气速和高浓度的密相输运条件,实现气化炉内高效的气固混合、传热传质、化学反应过程^[1],从而最终实现较高的碳转化率和气化效率. 输运床气化技术具有适应高硫、高灰、高灰熔点煤种的特点,同时具有优良的负荷调节能力. 目前,国内外都开展了输运床气化炉的研发. 美国 KBR 输运床反应器已取得显著进展,达到了中试规模(100 t/d),澳大利亚 HRL 公司和印度 BHEL 公司也都建有类似的循环流化床中试装置,并计划以此建设大型 IGCC 电站. 我国在“十一五”863 重大项目中支持了粉煤加压密相输运床气化炉的开发及相关 IGCC 系统的研究. 目前,国内外关于联合循环发电机组改造为 IGCC 研究的公开文献较少,文献[2]中提出了将联合循环电站改造为 IGCC 时不同层次的改造策略.

本文主要研究了将 PG9351FA 联合循环发电机组改造为以输运床气化炉为气源的 IGCC 发电系统时粗煤气的冷却方式,以及煤气冷却过程中副产

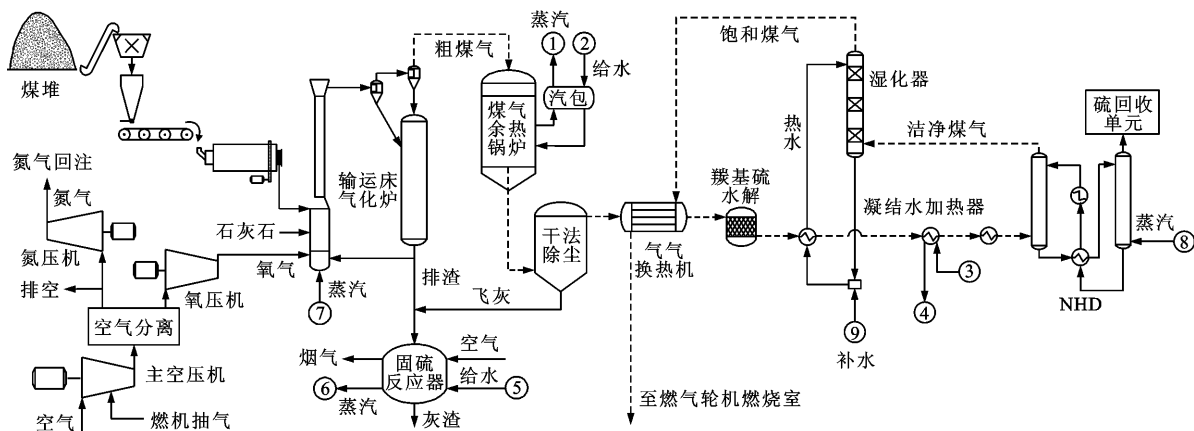
蒸汽的利用方式.

1 流程简述及方案构建

GE 公司生产的 PG9351FA 燃气轮机的设计发电功率为 255.6 MW,压比为 15.3,排烟温度为 608 °C,简单循环发电效率为 36.9%,联合循环余热锅炉采用三压再热汽水循环系统,联合循环供电效率为 56.19%^[3].

采用输运床气化炉的新建 IGCC 系统的气化岛流程如图 1 所示^[4]. 气化炉的操作压力为 3 MPa,操作温度为 1 050 °C,给煤与氧气和水蒸气在气化炉中反应产生高温粗煤气,气化炉内的碳转化率为 95%. 气化炉中加入石灰石,进行炉内脱硫,达到脱除部分硫分的目的. 高温粗煤气经煤气余热锅炉降温后除尘. 除尘后的煤气依次经过预热洁净煤气、加热湿化器中所需热水和加热联合循环凝结水的过程后,冷却至 38 °C,再经过 NHD 脱硫工艺除去含硫的酸性气体. 之后的洁净煤气经湿化器加湿并预热后送往燃气轮机燃烧室. 气化炉排渣及除尘过程收集的飞灰一起被送往固硫反应器中反应,转化其中的未反应碳,以提高系统的总碳利用率,反应放热产生的蒸汽供 IGCC 系统使用. 另外,排渣与飞灰中的硫化钙在固硫反应器中与氧气发生反应转化为稳定的硫酸钙,从而达到固定硫分的目的.

在由天然气联合循环电站改造的 IGCC 系统中,为减少投资成本并充分利用原有联合循环的设备,应减少气化岛和原有联合循环之间的集成,保持原有联合循环汽水系统的独立^[2]. 本文构建的改造系统中新建气化岛与原有联合循环之间的集成只有一处,即气化岛为原有联合循环提供燃料气. 传统的



①~⑨是采用输运床气化炉的新建 IGCC 系统的气化岛与联合循环之间的集成点

图 1 输运床 IGCC 气化岛流程示意图

IGCC 系统是采用煤气余热锅炉冷却高温粗煤气并产生饱和蒸汽,所产的饱和蒸汽在联合循环余热锅炉中过热后,再送往联合循环汽轮机中做功,而改造的 IGCC 系统中需要重新考虑高温粗煤气的冷却方式、高温粗煤气冷却过程中副产蒸汽的利用,以及煤气化、净化工艺消耗蒸汽的来源。

高温粗煤气的冷却方式主要有激冷、全热回收和组合 3 种方式。激冷方式是直接喷水将煤气冷却,再经洗涤除去煤气中的飞灰。激冷过程不会产生副产蒸汽。激冷方式的优点是系统简单,造价低。全热回收方式是通过煤气余热锅炉回收煤气冷却时的放热并副产蒸汽。煤气余热锅炉一般不做过热段,只产饱和蒸汽。值得指出的是,煤气余热锅炉一般可分为辐射式和对流式两部分。粗煤气温度较高时以辐射换热为主,温度较低时以对流换热为主。与激冷方式相比,使用全热回收方式能有效利用粗煤气的显热,较大幅度地提高了 IGCC 的净效率^[5]。采用组合方式时,高温粗煤气经过辐射式煤气余热锅炉降温至 700℃左右,同时产生饱和蒸汽。700℃左右的粗煤气经喷水降温,再经洗涤除去煤气中的飞灰。组合方式的优点是省去了造价相对昂贵的对流式煤气余热锅炉。

改造的方案中气化岛都设置有独立的汽水系统,用来消纳粗煤气冷却过程产生的蒸汽,并为煤气

化、净化工艺等气化岛工艺提供蒸汽。采用饱和蒸汽轮机和常规火电汽轮机两种方式利用煤气冷却过程中的副产蒸汽。饱和蒸汽轮机广泛应用在压水堆核电站的二回路中,其主蒸汽来自核蒸汽供应系统的蒸汽发生器,是含有湿度的饱和蒸汽。

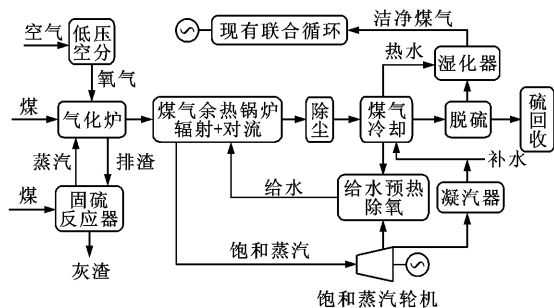
根据粗煤气冷却方式以及粗煤气冷却过程中副产蒸汽的不同利用方式,本文设计了 4 种改造方案(见图 2),并比较了各改造方案的效率、功率,以及 NO_x 排放等方面的性能,以说明将 PG9351FA 联合循环发电机组改造为以输运床气化炉为气源的 IGCC 系统时如何配置粗煤气的冷却方式,以及煤气冷却过程中副产蒸汽的利用方式. 设计的 4 种改造方案如下.

(1)采用全热回收方式冷却粗煤气,设置饱和蒸汽轮机汽水系统来消纳煤气冷却过程中产生的饱和蒸汽,同时提供气化岛各工艺消耗的蒸汽.

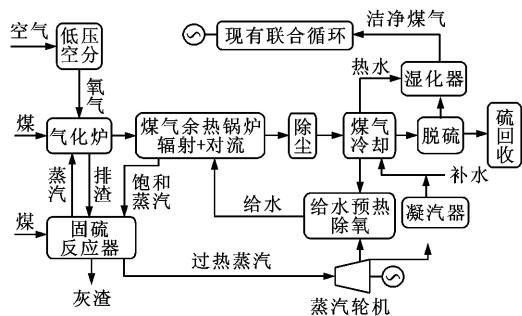
(2)采用全热回收方式冷却粗煤气,在固硫反应器中过热饱和蒸汽,设置常规汽轮机汽水系统来消纳过热蒸汽,同时提供气化岛各工艺消耗的蒸汽。

(3)采用激冷方式冷却粗煤气,由固硫反应器产生蒸汽提供气化岛各工艺消耗的蒸汽.

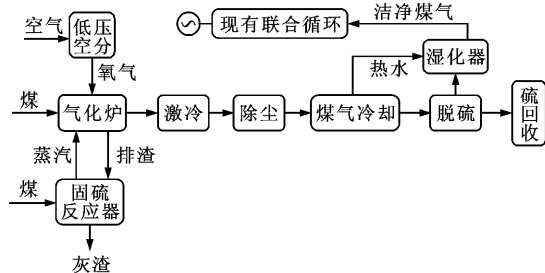
(4)采用组合方式冷却粗煤气,设置饱和蒸汽轮机汽水系统来消纳煤气冷却过程中产生的饱和蒸汽,同时提供气化岛各工艺消耗的蒸汽.



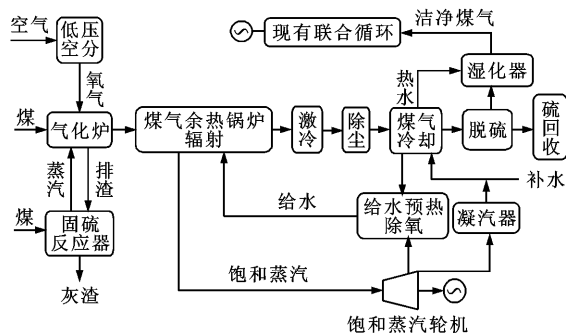
(a) 方案 1



(b)方案 2



(c) 方案 3



(d)方案 4

图 2 改造方案示意图

2.5 其他部件

燃气轮机变工况运行后,排气温度和流量发生了变化,余热锅炉各换热器和汽轮机均处于变工况状态.余热锅炉各换热器计算采用传热单元数法,变工况运行时,各换热器换热面积不变.汽轮机采用滑压运行.假设冷凝器循环冷却水量不变.

采用外压缩流程的深冷低压空分,配置为独立空分.空分的耗功主要在于空气压缩机、氮气压缩机和氧气压缩机,空气压缩机和氮压机的等熵效率取为 0.83,氧压机的等熵效率取为 0.74.

保证湿化器的最小推动焓差大于 20 kJ/kg(干气).NHD 脱硫单元对煤气中各气体成分的脱除率及能耗参考某工程数据.

3 计算结果与分析

本文构建的 4 个方案中气化炉输入和操作条件相同,因此气化炉性能与粗煤气成分是相同的.气化炉产生的高温粗煤气用不同方式冷却后,经过相同的脱硫过程和加湿过程,产生的洁净煤气的成分与热值基本相同,因此这 4 个方案中燃气轮机和联合循环底循环的性能也是相同的,不同的是气化岛中蒸汽产生方式和利用方式.

3.1 气化炉性能

由表 1 可看出,输运床气化炉具有冷煤气效率高、氧耗低的特点.

表 1 气化炉性能	
比氧耗/ $\text{m}^3 \cdot \text{km}^{-3}$	233
比煤耗/ $\text{kg} \cdot \text{km}^{-3}$	767
冷煤气效率/ $\%$	79.7
有效气体积分数(干基)/ $\%$	78.7
煤气干基热值/ $\text{kJ} \cdot \text{m}^{-3}$	9 714

注:比氧耗、比煤耗分别为产生 1 km^3 ($\text{CO} + \text{H}_2 + \text{CH}_4$) 的耗氧量、耗煤量.

3.2 燃气轮机性能

燃用天然气的燃气轮机改烧中低热值煤气后,性能发生了较大变化,需要采用适当的调整方式保证燃气轮机的通流.有多种方式可解决燃气轮机的通流问题^[3].本文分别对关小 IGV 配合增大通流面积和降低透平初温 T_3 这两种方式进行了分析.PG9351FA 燃气轮机改烧中低热值煤气后的性能如表 2 所示.

从表 2 可得出,通过将 IGV 关小 16.8°,并增大

5.95% 的透平通流面积,可保证燃气轮机燃烧热值为 6.3 MJ/m^3 的煤气,同时保证了压气机喘振裕度减小量不超过 10%.通过将 T_3 降低 100 $^{\circ}\text{C}$,可保证燃气轮机在不关闭 IGV、不调整透平通流面积的情况下燃烧热值为 6.5 MJ/m^3 的煤气,并保证压气机喘振裕度减小量不超过 10%.这两种调整方式都使燃气轮机出力达到了扭矩所允许的最大值,燃气轮机效率相比于燃烧天然气时还有提升.对于燃烧天然气的燃气轮机,降低 T_3 会使其效率急剧降低,但对于改烧中低热值煤气的燃气轮机而言,由于压气机的压比会有较大幅度提升,燃气轮机的效率在 T_3 降低到某一值之前并不会降低,而是略有升高.

表 2 PG9351FA 燃气轮机改烧中低热值 煤气后的性能			
参数	设计工况	关小 IGV、增大通流面积	降低 T_3
煤气热值/ $\text{kJ} \cdot \text{m}^{-3}$	35 253.2	6 338.7	6 522.9
燃机入口煤气量/ $\text{kg} \cdot \text{h}^{-1}$	51 220	339 717	324 117
燃机发电功率/MW	255.45	286.04	286.31
燃机效率(未扣除燃料压缩功)/ $\%$	36.88	39.60	40.61
燃机效率(扣除燃料压缩功)/ $\%$	35.63	36.63	36.24
压气机效率/ $\%$	87.00	83.94	84.40
压气机压比	15.30	14.31	16.61
IGV 关小值/ $^{\circ}$	0	16.769	0
透平通流面积系数	1	1.059 5	1
喘振裕度/ $\%$	126.27	114.25	113.79
$T_3/^{\circ}\text{C}$	1 413.2	1 413.2	1 313.2
燃机排烟温度/ $^{\circ}\text{C}$	608.3	654.3	566.7
燃机排烟流量/ $\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$	2 317.6	2 239.8	2 553.6

然而,改变燃气轮机的通流面积对目前国内的燃气轮机厂商来说存在技术上的困难,并且 IGV 关小后,其可调裕度减小,不利于燃气轮机在不同环境和负荷下运行,因此适当降低 T_3 是保证通流切实可行的办法.本文中各改造方案均采用适当降低 T_3 的办法来解决燃气轮机的通流问题.

3.3 联合循环蒸汽底循环性能

燃气轮机变工况运行后,其排气温度和流量发生了变化,余热锅炉各换热器和蒸汽轮机处于变工况状态.表 3 为联合循环蒸汽循环部分性能的相对变化.

表 3 联合循环蒸汽循环部分性能相对变化 %

汽轮机发电量	汽轮机背压	余热锅炉排气温度
-2.03	5.45	6.91
蒸汽压力 (高、中、低压)	蒸汽温度 (高压、再热、低压)	蒸汽量 (高、中、低压)
-1.57、-0.69、6.16	-5.63、-5.67、1.49	1.19、0.49、5.76

表中各数值的计算方法为:(计算值-设计值)/设计值×100%.可以看出,联合循环蒸汽底循环主要参数变化不大,因此联合循环蒸汽底循环的各设备可不做改动.燃气轮机改烧中低热值煤气后,由于压气机压比提高和 T_3 降低,燃气轮机的排烟温度降低较多,联合循环蒸汽循环的蒸汽参数都有所降低,联合循环效率较燃烧天然气时也有所降低,为 55.76%.

3.4 总体热力性能

由于 4 个改造方案中联合循环独立,单靠粗煤气冷却及固硫反应器处理灰渣产生的蒸汽,不足以满足气化、净化以及稀释煤气的需要,需要向固硫反应器中补入一定量的煤,产生更多的蒸汽,以保证气化、净化以及稀释煤气的需要.表 4 为各改造方案的总体热力性能.

表 4 改造方案的总体热力性能

参数	方案 1	方案 2	方案 3	方案 4
气化炉耗煤量/ $t \cdot h^{-1}$	152.8	152.8	152.9	152.9
固硫反应器补煤量/ $t \cdot h^{-1}$	6.4	16.0	15.4	16.4
燃机功率/MW	286.31	286.31	286.29	286.33
汽机功率/MW	138.57	138.57	138.55	138.57
气化岛汽机功率/MW	14.34	38.20	0	7.72
空分耗电功率/MW	28.68	28.68	28.70	28.70
其他厂用电功率/MW	13.28	13.99	12.85	13.08
系统供电功率/MW	397.26	420.41	383.30	390.84
系统供电效率/%	42.30	42.22	38.61	39.13
NO_x 排放量/ $mg \cdot m^{-3}$	80	80	80	80

从热力性能上看,采用全热回收方式冷却粗煤气的两个方案供电效率大致相当,方案 1 的供电效率略高于方案 2 的供电效率.对比这两个方案,方案 1 中气化岛饱和蒸汽轮机的效率低于方案 2 中气化岛常规汽轮机的效率,但是方案 2 中的粗煤气冷却过程的副产饱和蒸汽需要在固硫反应器中过热,消耗了更多的煤,而在固硫反应器中煤的化学能转化为电能的效率低于 IGCC 系统的效率.综合上述原

因,方案 2 的供电效率低于方案 1 的供电效率.方案 1 比采用激冷方式冷却粗煤气的方案 3 的供电效率高 3.69%,比采用组合方式冷却粗煤气的方案 4 的供电效率高 3.17%.采用激冷方式的方案供电效率低,设备配置简单,造价低.采用组合方式的方案效率较低,且设备配置复杂,造价高,但如果改造的系统需要进行 CO_2 捕集或联产化工品时,采用组合方式不失为一个选择^[8].采用组合方式一方面回收了高温粗煤气的部分显热,另一方面又保证了煤气在进行变换反应时其中含有足够的蒸汽.

IGCC 系统效率与 NO_x 排放之间存在着巨大矛盾.由于改造系统中能提供给湿化器的热量有限,仅靠湿化器并不能将煤气加湿到 NO_x 排放要求的 H_2O 含量,需要辅以注蒸汽的方式稀释煤气.注蒸汽对 IGCC 系统的效率影响很大^[3], NO_x 达到排放要求后,应立即停止注蒸汽.因此,表 4 中各方案的 NO_x 排放都是 80 mg/m^3 (O_2 的体积分数为 16%时).

4 结 论

本文对 PG9351FA 联合循环电站改造为输运床气化炉 IGCC 过程中粗煤气的冷却方式及副产蒸汽的利用方式进行了研究,结果如下.

(1)通过将 IGV 关小 16.8° ,并增大 5.95%的透平通流面积,可保证燃气轮机燃烧热值为 6.3 MJ/m^3 的煤气.通过将 T_3 降低 $100\text{ }^\circ\text{C}$,可在不改变 IGV、不调整透平通流面积的条件下,保证燃气轮机燃烧热值为 6.5 MJ/m^3 的煤气.这两种燃气轮机调整方式都保证了压气机喘振裕度的减小量不超过 10%,且燃气轮机简单循环的效率还略有提高.

(2)采用全热回收方式冷却粗煤气、由饱和蒸汽轮机消纳蒸汽的方案比采用全热回收方式冷却粗煤气、由常规蒸汽轮机消纳蒸汽的方案供电效率高 0.08%,比采用激冷方式冷却粗煤气的方案的供电效率高 3.69%,比采用组合方式冷却粗煤气的方案的供电效率高 3.17%.

参考文献:

[1] PINKSTON T, MORTON F. Orlando gasification project: demonstration of a 285 MW coal-based transport gasifier [C]//Proceedings of the 31st International Technical Conference on Coal Utilization and Fuel Systems. Florida, USA: Department of Energy & Coal Technology Association of the United States, 2006:261-270.

- [2] GUTIERREZ J P, SULLIVAN T B, FELLER G J. Turning NGCC into IGCC: cycle retrofitting issues [C/CD] // Proceedings of the ASME Turbo Expo. New York, USA: ASME, 2006; GT2006-88112.
- [3] 王波. 基于输运床气化炉的 IGCC 系统集成研究[D]. 北京:中国科学院工程热物理研究所, 2009.
- [4] SHELTON W, LYONS J. Transport gasifier IGCC base cases, PED-IGCC-98-006 [R]. Morgantown, WV, USA: National Energy Technology Library, 2000.
- [5] MAURSTAD O. An overview of coal based integrated gasification combined cycle (IGCC) technology, LFEE 2005-002 [R]. Cambridge, MA, USA: Massachusetts Institute of Technology. Laboratory for Energy and the Environment, 2005.
- [6] ORBAY R C, GENRUP M, ERIKSSON P, et al. Off-design performance investigation of a low calorific value gas fired generic type single-shaft gas turbine[C/CD] // Proceedings of the ASME Turbo Expo. New York, USA: ASME, 2007; GT2007-27936.
- [7] BRDAR R D, JONES R M. GE IGCC technology and experience with advanced gas turbines, GER-4207 [R]. Schenectady, USA: GE Power Systems, 2000.
- [8] MARTELLI E, KREUTZ T, CONSONNI S. Comparison of coal IGCC with and without CO₂ capture and storage: shell gasification with standard vs. partial water quench [J]. Energy Procedia, 2009, 1(1): 607-614.
- (编辑 荆树蓉)