

煤炭地下气化制液化天然气技术经济性分析

潘霞^{1,2}, 李金刚^{1,2}, 赵娟^{1,2}, 陈峰^{1,2}

(1. 煤基低碳能源国家重点实验室, 河北廊坊 065001; 2. 新奥科技发展有限公司, 河北廊坊 065001)

摘要:为了核算煤炭地下气化制液化天然气(UCG-LNG)技术的经济可行性,在试验数据的基础上,以年产液化天然气2亿 m^3 的UCG-LNG项目为例,计算了项目的总投资额,以及工程费用和天然气生产成本的构成及各项占比,并分析了项目的敏感性。结果表明,项目总投资约18.7亿元,总投资的88.3%为工程费用,而在工程费用中,空分设备、煤气净化设备以及天然气液化设备的总费用占比高达69.5%;在天然气销售价格为3.21元/ m^3 时,整个项目的税前内部收益率(IRR)为10.90%,投资回收期为9.85 a(含3 a建设期),经济上可行,敏感性分析得出天然气销售价格对项目IRR的影响最大。

关键词:煤炭地下气化;液化天然气;税前内部收益率;敏感性分析

中图分类号:TD84;TE665.3

文献标志码:A

文章编号:1006-6772(2017)01-0042-06

Technical and economic analysis of underground coal gasification combined synthetic liquefied natural gas

PAN Xia^{1,2}, LI Jingang^{1,2}, ZHAO Juan^{1,2}, CHEN Feng^{1,2}

(1. State Key Laboratory of Coal-Based Low Carbon Energy, Langfang 065001, China;

2. ENN Science & Technology Development Co., Ltd., Langfang 065001, China)

Abstract: In order to analyze the economic feasibility of the technology of underground coal gasification combined synthetic liquefied natural gas (UCG-LNG), based on the experimental data, taking the UCG-LNG project with an annual output of 200 million cubic meters LNG as example, the project's total investment, items and percentage of each item in the engineering cost and LNG production cost were calculated, and the project's sensitivity was analyzed. The results showed that the total investment was about RMB 1.87 billion, of which 88.3% was engineering fee, while in the engineering fee, the total investment of air separation equipment, coal gas purification equipment and equipment of liquefied natural gas was up to 69.5%. In the condition of the LNG sale price was 3.21 $\text{¥}/\text{m}^3$, the project's pre-tax internal rate of return (IRR) was 10.90%, the investment recovery period was 9.85 years (including 3 years of construction period), it was economically feasible. Sensitivity analysis showed that the LNG's sales price had the most evident influence on the project's IRR.

Key words: underground coal gasification; liquefied natural gas; pre-tax internal rate of return; sensitivity analysis

0 引言

近年来,我国经济快速发展,人们能源环保意识不断提高,作为洁净燃料的天然气在我国一次能源消费中的占比也不断提高^[1]。但是,我国的天然气资源稀少,“富煤、贫油、少气”是我国的能源结构特点,天然气进口量逐年攀升^[2],为了减缓天然气的

进口依赖,国家能源局初步规划到2020年我国煤制天然气项目的产能要达到500亿 m^3 以上^[3]。蔡东方等^[4]分别从有效气含量及组成、下游产品需要、下游变换工段需要、环保、投资等方面对比分析了国内已工业化生产的Lurgi、BGL(British gas/lurgi)、U-Gas、GSP(GAS schwarze pumpe)、Texaco等5种气化技术,认为以褐煤为原料进行BGL碎煤熔渣气

收稿日期:2016-08-29;责任编辑:白娅娜 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.2017.01.008

作者简介:潘霞(1979—),女,河南确山人,工程师,硕士,从事煤炭地下气化工程化技术开发研究。E-mail:panxia@enn.cn

引用格式:潘霞,李金刚,赵娟,等.煤炭地下气化制液化天然气技术经济性分析[J].洁净煤技术,2017,23(1):42-47.

PAN Xia, LI Jingang, ZHAO Juan, et al. Technical and economic analysis of underground coal gasification combined synthetic liquefied natural gas [J]. Clean Coal Technology, 2017, 23(1): 42-47.

化制取合成天然气的原料气具有明显优势;孙小涛等^[5]结合我国天然气市场现状和技术进展,阐述了煤制天然气项目的发展动态和产业特点,论证了典型的碎煤固定床加压气化制天然气项目的经济可行性,认为我国天然气供需矛盾突出,对外依存度大,利用丰富的煤炭资源生产天然气技术路线成熟且经济可行,但也受到诸多因素制约,需要在国家能源规划下适度、有序发展。当前,关于地面煤气化制天然气的技术及经济可行性的研究比较多^[6-7],煤的地面气化需要将煤开采出来再进行气化,对环境的影响较大,在环保压力日益增大的情况下,煤的清洁利用技术是未来发展的重点方向。煤炭地下气化制液化天然气技术,是利用丰富的煤炭资源,将难开采、低质或矿采不经济的煤层转化为煤气,再合成天然气,具有安全性好、污染少、投资少、成本低、效率高等优点,具有很大的发展潜力。当前,世界上多个国家正探索煤炭地下气化的商业化运行,我国也从 20 世纪开始进行煤炭地下气化试验^[8],已取得了很大进展,正在尝试商业化运行^[9],但鲜见相关技术的经济性分析。笔

者在乌兰察布地下气化试验数据的基础上^[10-12],核算年产液化天然气 2 亿 m³ 的地下气化制液化天然气项目的经济效益,并对敏感性进行分析,为地下气化制天然气的商业化道路提供基础分析。

1 工艺流程

本项目以煤为原料,采用无井式煤炭地下气化生产的粗煤气经过煤气净化和甲烷化后制取液化天然气(UCG-LNG),工艺流程如图 1 所示。分别来自空分和 CO₂ 压缩的 O₂ 和 CO₂ 与原料煤(即地下原始煤层)在地下气化炉内发生气化反应,生成的粗煤气输送至地面后,经过煤气预处理和净化,调整其中的 H₂、CO 比例,再进入甲烷化合成装置,生成的粗合成天然气经过液化获得液化天然气。涉及的工艺装置包括空分装置(包括煤气化开车贯通用空气压缩机和气化用 CO₂ 压缩机)、地下煤气化装置(即地下气化炉)、煤气预处理和压缩装置、净化装置(包括制冷装置)、甲烷化装置、天然气液化装置、硫回收装置。

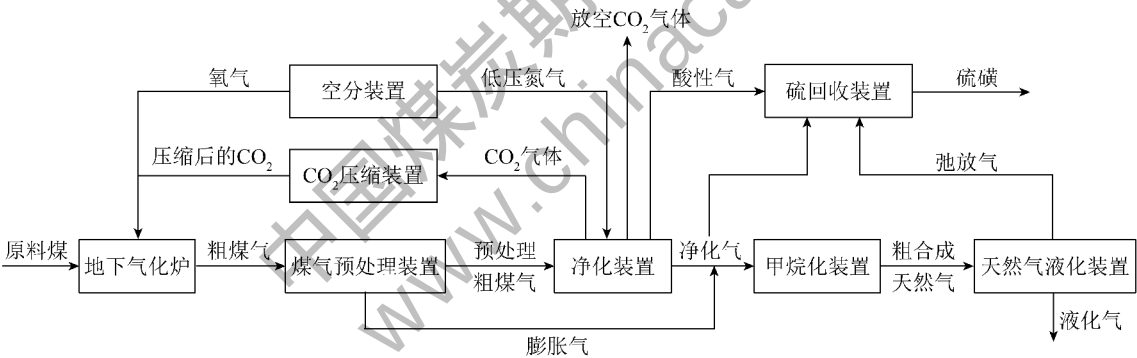


图 1 UCG-LNG 工艺流程
Fig. 1 UCG-LNG process flow

2 技术经济分析

2.1 基本参数及条件

1) 气化方式及工艺。本次分析采用无井式煤炭地下气化。根据乌兰察布地下气化试验,气化剂(O₂+CO₂)氧体积分数在 60% 以上时,煤气的有效组分(CO、H₂、CH₄)含量较高,H₂/CO 体积比为 3~4,比较适合甲烷合成工段要求。综合考虑成本、合成要求、水蒸气能耗等方面情况,结合甲烷合成气生产工艺实际,采用氧气浓度 60%~65% 的 CO₂ 富氧作为气化剂。

2) 煤层地质及原料煤。乌兰察布察哈尔右翼

前旗沟弓煤田地质条件及相关数据为本次地下系统成本计算的基础。气化区域内煤层埋深在 260~300 m,煤层厚 6.24~14.15 m,平均 11.93 m,较平缓,拟气化煤层以特厚煤层为主,煤层结构极复杂,含矸 4~8 层,夹矸厚度 0.20~1.57 m,煤层上下含水层与拟气化煤层无直接联系,煤层顶底板岩性主要为炭质泥岩、粉砂质泥岩,隔水性较好。

试验用煤的煤质分析、煤气组分以及气化指标见表 1~3。

3) 天然气销售价格的确定。随着清洁燃气的天然气迅猛发展,各地对天然气需求量激增,作为本项目潜在目标市场的山西大同、河北张家口、北京、

表 1 煤质分析
Table 1 Coal quality analysis

工业分析/%				元素分析/%					$Q_{g,ar}/$ (MJ · kg ⁻¹)	灰熔融性 温度/℃	视密度/ (kg · m ⁻³)
M_{ar}	A_{ar}	V_{ar}	FC_{ar}	C_{ar}	H_{ar}	O_{ar}	N_{ar}	S_{ar}			
28.30	20.24	23.00	28.46	37.73	2.56	8.84	0.50	1.83	14.96	1 200	1.43

表 2 O₂/CO₂ 气化煤气组分
Table 2 Coal gas composition in the O₂/CO₂ gasification test

煤气组分	H ₂	CO	CH ₄	CO ₂	N ₂	O ₂
体积分数/%	30.18 ~ 30.47	8.99 ~ 11.15	8.90 ~ 9.65	47.88 ~ 50.84	0.36 ~ 0.69	0.03 ~ 0.08

表 3 气化指标
Table 3 Gasification indexes

项目	数值
单位煤气煤耗/(kg · m ⁻³)	0.73
单位煤气的 CO ₂ 消耗/(m ³ · m ⁻³)	0.17
单位煤气的 O ₂ 消耗/(m ³ · m ⁻³)	0.31
煤气产率/(m ³ · kg ⁻¹)	1.37
气化效率/%	73
煤气产量/(万 m ³ · h ⁻¹)	20.37

注:煤气均在标准状况下。

天津及所辖市县对天然气需求量的不断增加,天然气供应缺口将逐步扩大,为本项目的产品市场提供了潜在的市场空间。目标市场的天然气价格见表 4。综合考虑,本次分析的拟建项目生产的天然气销售价格按 3.21 元/m³(标准状况下,下同)进行财务核算。

表 4 目标市场的天然气销售价格
Table 4 Natural gas sales price in target markets

城市 (区域)	天然气价格/(元 · m ⁻³)		
	居民用	工商业用	车用
内蒙古	1.82 ~ 2.18	2.976 ~ 3.296	3.56
大同	2.26 ~ 3.39	3.34 ~ 4.00	3.50
张家口	2.40 ~ 3.60	4.13	4.59(出租车用 4.29)
北京	2.28 ~ 3.90	3.23	3.65
天津	2.40	3.47	4.77

4)其他。借鉴前期进行的 O₂/CO₂ 地下气化单元炉试验,利用地下气化煤气制液化天然气,年产液化天然气 20 660 万 m³ 的项目,年耗煤量为 118.96 万 t,年运行时间 8 000 h。原材料及设备采用近期市场价格,增值税率为 17%,城乡建设维护税及教育附加费分别取增值税的 5%,天然气销售价格按

3.21 元/m³(含税),增值税率按 13%,企业所得税按 25% 考虑。

经济计算期暂定为 18 a,其中包括 3 a 建设期,在 3 a 建设期内,建设投资每年按 20%、40%、40% 比例投入,项目投产后的生产负荷第 1 年按 60%,第 2 年按 80%,其余各年均按 100% 计算,流动资金随生产负荷逐步投入使用。

2.2 财务评价结果

通过计算可知,投产后满负荷运行需同时气化 8 个 O₂/CO₂ 地下气化单元炉(前期试验同等规模),气化煤炭 118.96 万 t/a,可产煤气 16.3 亿 m³/a,用于合成甲烷,实现年产 2 亿 m³ 液化天然气。

该项目的财务评价结果表明,静、动态指标较好,全投资财务内部收益率(IRR)为 10.90%(税前),大于基准收益率,表明具有一定的盈利能力;全投资财务净现值为 9 747 万元(税前),投资回收期税前为 9.85 a(含建设期 3 a),效益较好,抗风险能力强。

3 风险分析

3.1 投资构成

该项目的建设总投资约 18.7 亿元,其中 88.3% 为工程费用,包括主要生产项目、辅助生产项目、公用工程、服务性工程、地基处理、厂外工程、特定条件下的费用、安全生产、备品备件等费用,其中,主要生产项目和辅助生产项目费用分别占 52.5%、33.3%。主要生产项目构成见表 5。

与地面煤气化制天然气项目动辄几十上百亿元的投资相比,地下气化制液化天然气项目总投资小,周转灵活。工程费用中占比较大的前 3 项为空分装置(包含 CO₂ 压缩装置)、煤气净化装置以及天然气

液化装置,不同于地面煤气化制天然气项目,气化装置这部分占比相对较小。

表 5 主要生产项目的费用构成及占比
Table 5 Investment composition and proportion of major production items

项目	费用/万元	占比/%
燃料煤储运	4 682	5. 40
空分装置	22 577	26. 10
地下气化装置	9 000	10. 50
煤气预处理装置	5 600	6. 50
净化装置	18 052	20. 90
甲烷化装置	6 000	6. 90
液化天然气装置	13 823	16. 00
空冷装置	1 797	2. 10
硫回收装置	2 000	2. 30
中央控制设备	2 928	3. 40

3.2 天然气生产成本构成

通过费用分摊,煤炭地下气化制液化天然气的成本构成见表 6。

地下气化制液化天然气的生产成本与地面气化制天然气相比略高^[7],成本中占比较大的依次为电力、设备折旧、燃料煤和原料煤,合计占比 74. 30%。

表 6 天然气生产成本构成及占比
Table 6 Cost composition and percentage of natural gas

项目	费用/元	占比/%
电力	0. 515	26. 20
设备折旧	0. 372	18. 90
燃料煤	0. 333	17. 00
原料煤	0. 240	12. 20
维修维护	0. 172	8. 80
工资福利	0. 076	3. 90
长期贷款利息	0. 069	3. 50
催化剂和化学品	0. 060	3. 10
其他组织费用	0. 038	1. 80
其他制造费用	0. 029	1. 50
销售费用	0. 028	1. 40
新鲜水	0. 024	1. 20
摊销费	0. 006	0. 30
短期贷款利息	0. 004	0. 20
总计	1. 962	100. 00

3.3 敏感性分析

在分析经济性的基础上,采用单参数值的敏感性分析法进一步对项目 IRR 的影响进行计算,选取的变动因素有天然气销售价格,建设投资,天然气年产量,原料、燃料及动力投入,结果见表 7。各因素变化率与 IRR 变化率的关系如图 2 所示。

表 7 敏感因素对 IRR 及其变化率的影响
Table 7 Effect of sensitive factors on IRR and its change rate

变动因素	因素变化率/%	IRR/%	IRR 变化率/%	敏感系数	临界点	临界值
销售价格	10	13. 68	25. 50	2. 56	-0. 30	3. 2 元/m ³
	5	12. 33	13. 12	2. 62		
	-5	9. 40	-13. 76	2. 75		
	-10	7. 81	-28. 35	2. 84		
建设投资	10	9. 30	-14. 68	1. 47	5. 50	196 983 万元
	5	10. 07	-7. 61	1. 51		
	-5	11. 78	8. 07	1. 62		
	-10	12. 74	16. 88	1. 69		
年生产量	10	12. 88	18. 17	1. 80	-4. 40	19 751 万 m ³
	5	11. 89	9. 08	1. 83		
	-5	9. 87	-9. 45	1. 89		
	-10	8. 80	-19. 27	1. 93		
原料、燃料及动力投入	10	9. 98	-8. 44	0. 84	9. 80	24 192 万元
	5	10. 45	-4. 13	0. 83		
	-5	11. 35	4. 13	0. 82		
	-10	11. 79	8. 17	0. 81		

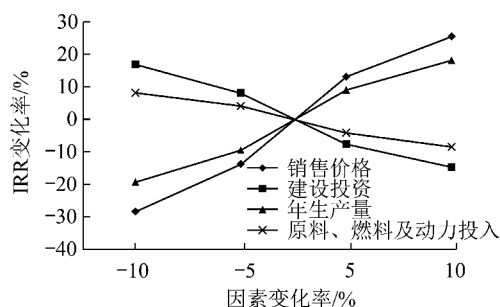


图 2 影响因素变化率与 IRR 变化率的关系

Fig. 2 Relationship between the change rate of influencing factors and the change rate of IRR

各因素共同决定着项目的盈利能力(以 IRR 的高低体现),但各因素变化率对 IRR 变化率的影响不同。由表 7 和图 2 可知,随着天然气销售价格变化率的升高(即天然气销售价格升高),IRR 的变化率显著提高(即 IRR 升高),项目的盈利能力增强,投资回收期缩短;随着项目投资变化率的升高,项目投资额会增加,IRR 的变化率降低(即 IRR 降低),项目的盈利能力降低会导致投资回收期延长甚至投资亏损。天然气年产量的变化率和原料、燃料及动力投入的变化率虽然对 IRR 变化率亦有影响,但与天然气销售价格的变化率和建设投资的变化率相比,影响力相对较弱。

当影响因素变化率均为 10% 时,天然气销售价格、建设投资、天然气年生产量、原料、燃料及动力投入的变化引起 IRR 的变化率分别为 25.50%、-14.68%、18.17%、-8.44%,敏感系数分别为 2.56、1.47、1.80、0.84,天然气销售价格对该项目的内部收益率的敏感性最强,原料、燃料及动力的投入对其影响最小。

3.4 临界点分析

在分析敏感性的同时,对影响因素的临界点进行计算,在其他影响因素不变的情况下,天然气销售价格的临界点为 3.2 元/ m^3 ,建设投资临界点为 196 983 万元,天然气年产量临界点为 19 751 万 m^3 ,原料、燃料及动力投入的临界点为 24 129 万元,一旦突破临界点,项目的内部收益率将等于或低于基准收益率 10%,盈利能力被极大弱化,从经济性上来讲,投资的意义不大。

4 结 论

1)在乌兰察布煤炭地下气化试验的基础上,年耗煤 118.96 万 t 的煤炭地下气化制液化天然气项

目投资回收期税前为 9.85 a(含建设期 3 a),财务净现值为 9 747 万元(税前),说明在保证项目可实现预定的收益率外,还能获得超额收益;税前内部收益率为 10.90%,高于基准收益率。

2)该地下气化制液化天然气项目的总投资中以工程费用占比较大,主要生产设备中以空分设备、煤气净化设备和液化天然气设备的费用占比较大,不同于地面气化制天然气项目的是气化设备的费用占比较小;在液化天然气的生产成本构成中,电力、设备折旧和煤的费用占据总成本的 74.3%。

3)通过对项目敏感性分析,说明项目具有一定的盈利能力和抗风险能力,经济效益较高,因此,从经济角度看该项目完全可行。天然气的销售价格对项目经济指标的敏感性最强,在目前的天然气供需状况下,天然气销售价格仍有上涨空间,地下气化制液化天然气项目具有较好的发展前景。

参考文献 (References)

- [1] 胡小夫,易梓仪,肖克勤.我国天然气市场消费量预测与发展趋势研究[J].天然气技术与经济,2016,10(2):57-60,83.
Hu Xiaofu, Yi Ziyi, Xiao Keqin. Consumption prediction and development trend research of Chinese natural gas market[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2016, 10(2): 57-60, 83.
- [2] 国家统计局能源统计司.中国能源统计年鉴 2014[M].北京:中国统计出版社,2015:11-35.
- [3] 侯建国,高 振,王秀林,等.中国煤制天然气产业的发展现状及建议[J].天然气化工(C1 化学与化工),2015,40(3):94-98.
Hou Jianguo, Gao Zhen, Wang Xiulin, et al. Current situation and suggestion of coal to gas industry in China[J]. Natural Gas Chemical Industry, 2015, 40(3): 94-98.
- [4] 蔡东方,王 黎,徐 静,等.煤制天然气煤气化技术的研究现状及分析[J].洁净煤技术,2011,17(5):44-47.
Cai Dongfang, Wang Li, Xu Jing, et al. Present status and analysis on coal gasification technology for SNG[J]. Clean Coal Technology, 2011, 17(5): 44-47.
- [5] 孙小涛,江 林.中国煤制天然气技术经济性分析[J].中国石油和化工经济分析,2012(3):64-66.
Sun Xiaotao, Jiang Lin. Economic analysis of synthetic natural gas (SNG) from coal in China[J]. Economic Analysis of China Petroleum and Chemical Industry, 2012(3): 64-66.
- [6] 刘耀明,琴江艳,曹文晋,等.年产 40 亿 m^3 煤制天然气气化工工艺及装备选型[J].洁净煤技术,2014,20(5):86-89,96.
Liu Yaoming, Qin Jiangyan, Cao Wenjin, et al. Gasification process and equipment selection for 0.4 billion cubic meters per year coal gasification project[J]. Clean Coal Technology, 2014, 20(5): 86-89, 96.

- [7] 李振宇,黄格省,乔明.我国煤制天然气技术发展现状与经济性分析[J].国际石油经济,2013,21(12):65-71.
Li Zhenyu, Huang Gesheng, Qiao Ming. Current situation and economic analysis of coal to gas technology development in China[J]. International Petroleum Economics, 2013, 21(12): 65-71.
- [8] 朱铭,徐道一,孙文鹏,等.世界煤地下气化的快速发展[J].自然杂志,2012,34(3):161-180.
Zhu Ming, Xu Daoyi, Sun Wenpeng, et al. Rapid progress of underground coal gasification in the world[J]. Chinese Journal of Nature, 2012, 34(3): 161-180.
- [9] 刘宁宁,邱亮亮,敬毅.国内外煤炭地下气化技术发展现状[J].煤炭技术,2009,28(6):5-7.
Liu Ningning, Qiu Liangliang, Jin Yi. Present development of underground coal gasification (UCG) both in China and abroad[J]. Coal Technology, 2009, 28(6): 5-7.
- [10] 陈峰,潘霞,庞旭林.新奥无井式煤炭地下气化试验进展及产业化规划[J].煤炭科学技术,2013,41(5):19-22.
Chen Feng, Pan Xia, Pang Xulin. Progress and industrialization plan of ENN's No mine shaft type underground coal gasification[J]. Coal Science and Technology, 2013, 41(5): 19-22.
- [11] 赵娟,陈峰,刘洪涛,等.煤炭地下气化过程中块煤CO₂气化反应特性研究[J].煤炭科学技术,2013,41(12):125-128.
Zhao Juan, Chen Feng, Liu Hongtao, et al. Study on CO₂ gasification reaction features of lump coal in underground gasification process[J]. Coal Science and Technology, 2013, 41(12): 125-128.
- [12] 陈峰,潘霞,刘洪涛,等.O₂/CO₂煤炭地下气化模型试验[J].煤炭学报,2013,38(S2):495-500.
Chen Feng, Pan Xia, Liu Hongtao, et al. O₂/CO₂ underground coal gasification model test[J]. Journal of China Coal Society, 2013, 38(S2): 495-500.

(上接第35页)

- [16] 顾广明,李小彦,晋香兰.鄂尔多斯盆地优质煤资源分布及有利区块[J].地球科学与环境学报,2006,28(4):26-30.
Gu Guangming, Li Xiaoyan, Jin Xianglan. Resource distribution and available block of high quality coal in Ordos coal basin[J]. Journal of Earth Sciences and Environment, 2006, 28(4): 26-30.
- [17] 王双明.鄂尔多斯盆地聚煤规律及煤炭资源评价[M].北京:地质出版社,1996.
- [18] 刘大锰,杨起,汤达帛.鄂尔多斯盆地煤的灰分和硫、磷、氯含量研究[J].地学前缘,1999(S1):53-59.
Liu Dameng, Yang Qi, Tang Dazhen. A Study on abundances and distribution of ash yield, sulfur, phosphorus and chlorine content of the coals from Ordos basin[J]. Earth Science Frontier, 1999(S1): 53-59.
- [19] 吕俊娥,赵元媛.黄陇侏罗纪煤田煤中元素特征分析[J].中国煤炭地质,2015,27(7):15-18.
Lyu Jun'e, Zhao Yuanyuan. Characteristic analysis of elements in coal in Huanglong Jurassic coalfield[J]. Coal Geology of China, 2015, 27(7): 15-18.
- [20] 鲍江.陕西主要煤田的煤质特性及利用方向[J].煤质技术,2006(4):67-69.
Bao Jiang. The coal characteristic and utilization direction of main coal fields in Shaanxi[J]. Coal Quality Technology, 2006(4): 67-69.
- [21] 常德亮,张硕.彬长矿区高家堡煤矿末煤作高炉喷吹煤的分析[J].煤炭加工与综合利用,2015(7):70-71,7.
Chang Deliang, Zhang Shuo. Analysis of coal injection from blast furnace at Gaojiapu coal mine, Binchang mining area[J]. Coal Processing and Comprehensive Utilization, 2015(7): 70-71, 7.
- [22] 杨淑婷,唐跃刚,解锡超,等.煤炭资源洁净等级评价研究[J].洁净煤技术,2011,17(1):5-8,11.
Yang Shuting, Tang Yuegang, Xie Xichao, et al. Research on clean potential assessment of coal resources[J]. Clean Coal Technology, 2011, 17(1): 5-8, 11.