

低浓度煤层气提质制压缩天然气技术经济性分析

李 雪 飞^{1,2,3}

(1. 煤炭科学技术研究院有限公司 煤化工分院,北京 100013;2. 煤炭资源高效开采与洁净利用国家重点实验室,北京 100013;
3. 国家能源煤炭高效利用与节能减排技术装备重点实验室,北京 100013)

摘 要:为了提高煤矿区低浓度煤层气的利用率,扩大低浓度煤层气的利用途径,针对开发的低浓度煤层气提质制压缩天然气技术,以年产 2 000 万 Nm³ 压缩天然气项目为例,进行了设备选型,计算了公用工程消耗、项目投资,分析了项目的经济性及成本。结果表明,项目用电 1 562.56 万 kWh,用水 2.672 万 t,用气 96 万 Nm³,用地 18 000 m²。项目总投资 7 846 万元,建设投资 6 990 万元,其中工程费用 5 621 万元,其他费用 2 225 万元。压缩天然气销售价格为 2.6 元/Nm³ 时,项目的财务内部收益率为 31.87% (税后),投资回收期为 4.44 a (含 1.5 a 建设期),单位产品成本为 1.3 元/Nm³。

关键词:低浓度煤层气;提质;压缩天然气;技术经济性

中图分类号:TF526.4 文献标志码:A 文章编号:1006-6772(2018)02-0127-07

Technical and economic analysis of compressed natural gas production with coal-bed methane

LI Xuefei^{1,2,3}

(1. Coal Chemistry Branch of China Coal Research Institute, Beijing 100013, China; 2. State Key Laboratory of Coal Mining and Clean Utilization, Beijing 100013, China; 3. National Energy Technology & Equipment Laboratory of Coal Utilization and Emission Control, Beijing 100013, China)

Abstract: In order to increase the utilization rate and extend the utilization routes of low concentrated coal-bed methane, the equipments selection, utility consumption and project investment as well as economy and cost were calculated on the basis of as-developed low concentrated coal bed methane (CBM) upgrade to compressed natural gas (CNG) technology, with an annual output of 20 million standard cubic meters natural gas project as example. The results shows that the electricity consumption is 15.625 6 million kWh; the water consumption is 26.72 thousand tons; the gas consumption is 0.96 million Nm³; the floor area is 18 thousand m². The total investment of this project is ¥78.46 million; while the construction investment is ¥69.9 million. The construction cost is ¥56.21 million and the other costs are ¥22.25 million. Accordingly, when the selling price of CNG is ¥2.6 per Nm³, financial internal rate of return of the project is 31.87% (after tax); while the investment recovery period is 4.44 years (including 1.5 years construction period). And the unit product cost is ¥1.3 per Nm³.

Key words: low concentration coal-bed gas; upgrading; compressed natural gas; technical and economic

0 引 言

煤层气是以吸附状态赋存于煤层中的非常规天然气,主要成分是甲烷^[1]。甲烷引发温室效应的能力是 CO₂ 的 21 倍。如果将煤层气有效处理并加以利用,其燃烧热值与天然气相当,而且洁净不产生废

气^[2]。结合煤炭生产布局开展的煤层气开发活动称为瓦斯区煤层气开发,开发方式包括地面预抽、井下预抽、采煤过程中抽和采煤后抽等^[3]。截至“十二五”末期,我国煤层气(煤矿瓦斯)抽采量 180 亿 m³、利用量 86 亿 m³,其中井下瓦斯抽采量 136 亿 m³、利用量 48 亿 m³,利用率 35.3%。地面煤层

收稿日期:2017-09-07;责任编辑:李柏熹 DOI:10.13226/j.issn.1006-6772.2018.02.023

基金项目:国家科技重大专项资助项目(2016ZX05045-005)

作者简介:李雪飞(1980—),男,黑龙江哈尔滨人,副研究员,硕士,主要从事煤层气利用技术的研究,E-mail:lixfeilove@qq.com

引用格式:李雪飞.低浓度煤层气提质制压缩天然气技术经济性分析[J].洁净煤技术,2018,24(1):127-133.

LI Xuefei. Technical and economic analysis of compressed natural gas production with coal-bed methane[J]. Clean Coal Technology, 2018, 24(1):127-133.

气产量 44 亿 m^3 、利用量 38 亿 m^3 ，利用率 86.4%^[4]。

目前,针对井下抽采瓦斯按浓度可分为 3 种利用方式,即高浓度瓦斯利用(甲烷含量 30%~90%)、低浓度瓦斯利用(甲烷含量<30%)、乏风瓦斯利用(甲烷含量<8%)^[5]。高浓度瓦斯利用主要包括直接发电^[6-8]、民用和工业燃料^[9]、提纯制压缩天然气(CNG)和液化天然气(LNG)^[10-13]等;低浓度瓦斯利用主要以发电、提纯利用为主^[14-19];乏风瓦斯利用主要是蓄热氧化利用^[20-21]。为提高低浓度煤层气利用率,需要开发不同浓度范围的煤层气利用技术,同时进行技术经济分析,以提高其竞争性和市场应用前景。本文针对低浓度煤层气浓缩提质制 CNG 技术,以年产 2 000 万 Nm^3 压缩天然气项目为例,进行了技术经济分析评价,为该技术的推广应用提供指导。

1 技术选择

煤炭科学技术研究院有限公司经过“十一五”和“十二五”的小试研发、中试放大验证及工业示范,成功开发了低浓度煤层气提质利用技术,工艺流程如图 1 所示。

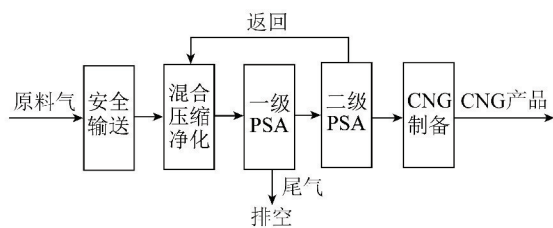


图 1 低浓度煤层气提质制压缩天然气工艺流程

Fig. 1 Process of CNG production with coal-bed methane

新鲜原料气经过安全输送系统后进入混合压缩净化系统,与二级变压吸附装置返回的气体混合,混合后原料气进入煤层气压缩机,排气压力 0.4~0.5 MPa,压缩后气体经过滤装置、冷干机和活性炭罐进行除尘、除水、除油处理,净化后的煤层气依次进入两级变压吸附装置浓缩分离,变压吸附系统可将原料气 CH_4 从 35% 提浓至 90% 以上,提浓气体压力 0.3 MPa。尾气中 CH_4 含量小于 5%。提浓后的煤层气进入 CNG 制备系统,经脱水处理后进入压缩机压缩至 25 MPa。CNG 产品进入储气罐储存供给 CNG 母站或子站。

工艺技术特点:① 深度脱氧。一次吸附脱氧率 90% 以上, O_2 体积分数可从 12%~14% 降至约

1%,后续浓缩安全可靠。② 一次压缩多级浓缩。可降低能耗 20% 以上,减少压缩设备投资。③ 浓缩后气体带压。压力不浪费,CNG 或 LNG 再加工能耗低。④ 吸附剂效率高。装填量小,吸附塔体积小,吸附剂总价相对便宜。⑤ 浓缩效率高。甲烷体积分数从约 30% 浓缩至 90% 以上,吸附剂原料气处理能力高,具有良好的抑爆及导静电能力,吸附容量大,分离效率高。⑥ 产品方案灵活。带压浓缩气可生产 CNG、LNG,提高了项目的经济性及抗风险能力。

2 工艺方案

2.1 设计基础条件

原料气总量 7 500 Nm^3/h ,压力 2~3 kPa,温度 $\leq 40^\circ\text{C}$,其组成为: CH_4 30%, O_2 12%, CO_2 1%, N_2 57%。

2.2 产品设计指标

产品气压力 25 MPa,温度为常温,总量 2 500 Nm^3/h ,其组成为: CH_4 95.00%, O_2 0.4%, N_2 4.60%。

2.3 主要设备选型

主要设备选型见表 1。安全输送系统主要设备有水封阻火泄爆装置、气体计量撬、全自动反清洗过滤器。混合压缩净化系统主要设备有混合器、煤层气压缩机、过滤器、冷干机和活性炭过滤器。变压吸附浓缩系统主要设备有一、二级吸附塔、缓冲罐和真空泵。CNG 制备系统主要设备有天然气压缩机、调压计量撬、加臭机和单枪加气柱等。公用工程及辅助设施主要有冷却塔、空压机和软水装置。

2.4 公用工程消耗

公用工程消耗见表 2。公用工程消耗主要包括压缩机和真空泵等动力设备电耗,压缩机和真空泵等设备冷却用循环冷却水以及补充用新鲜水,仪表阀门用仪表空气。

2.5 占地及劳动定员

总占地面积约 18 000 m^2 。工程生产装置和辅助生产设施均为连续化生产,生产操作实行“四班三运转”制,劳动定员共 24 人。

3 投资及经济成本分析

3.1 工程投资

工程投资估算结果见表 3。总投资 7 846 万元,

其中建设投资 6 990 万元,建设期借款利息 590 万元,流动资金 266 万元。

3.2 经济评价及成本估算

3.2.1 经济评价数据

1)原辅材料、动力燃料用量及价格(含税)。煤层气用量 1 900 万 Nm^3 ,折纯价格 0.25 元/ Nm^3 ;用

电量 1 562.56 万 kWh,电价 0.65 元/kWh;新鲜水用量 2.672 万 t,水价 10 元/t。

2)工人工资及福利费。人均工资及福利费按 5 万元/a 计。

3)产品价格。压缩天然气(CNG)产品价格按 2.6 元/ Nm^3 计。

表 1 主要设备一览

Table 1 List of major production equipment

系统	设备名称	型号	数量
安全输送系统	水封阻火泄爆装置/套	SWGZ-IV DN500	1
	计量撬/台	RXJ7000/0.04C-K	1
	全自动反清洗过滤器/台	ZKQL500-L	1
混合压缩净化系统	同压混合器/台	GLM-7500	1
	原料气缓冲罐/台	10 m^3 /1.0 MPa	1
	煤层气压缩机/台	LGM85/0.005-0.8	2
	分离过滤器/组	HF9-250	1
	主管过滤器/组	HF7-250	1
	高效除油过滤器/组	HF5-250	1
	常温水冷型冷干机/台	HSD-300 NW	1
	重载活性炭过滤器/台	CAQ-110	1
变压吸附浓缩系统	一级吸附塔/台	$\phi 2\ 000 \times 6\ 000$	6
	一级真空缓冲罐/台	35 m^3 /10 ~ 500 kPa	1
	一级成品气储气罐/台	35 m^3 /1.0 MPa	1
	一级水环真空泵/台	2BE3400	1
	二级吸附塔/台	$\phi 1\ 500 \times 6\ 000$	6
	二级真空缓冲罐/台	20 m^3 /10 ~ 500 kPa	1
	二级成品气储气罐/台	20 m^3 /1.0 MPa	1
	二级水环真空泵/台	2BE3200	1
	CNG 制备系统	天然气压缩机/台	W-5.8/3-250
调压计量撬/套		出口压力 0.3 MPa;流量 2 500 m^3 /h	1
废气回收罐/台		5 m^3 /4.0 MPa	1
排污罐/台		1 m^3 /常压	1
缓冲罐/台		5 m^3 /1.6 MPa	1
加臭机/台		输出压力 4.0 MPa	1
单枪加气柱/台		$\leq 450\ \text{Nm}^3$ /h	2
公用工程及辅助设施	循环冷却塔/台		1
	空压制氮机/台		1
	软水装置/套		1

表 2 公用工程消耗指标

Table 2 Consumption index of utility

项目	规格	数量	备注
用电量/kW	220 V, 50 Hz	20	照明和仪表用电
	380 V	2 036	压缩机和真空泵等用电
循环冷却水流量/($\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$)	30 $^{\circ}\text{C}$, 0.4 MPa	167	压缩机和真空泵冷却用水
新鲜水流量/($\text{t} \cdot \text{h}^{-1}$)	30 $^{\circ}\text{C}$, 0.4 MPa	3.34	
仪表空气流量/($\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$)	使用压力为 0.4 ~ 0.6 MPa, 露点温度为 -30 $^{\circ}\text{C}$	120	程控阀和调节阀用

表3 工程投资估算
Table 3 Estimation of project cost

万元

序号	工程或费用名称	设备购置费	安装工程费	建筑工程费	其他费用	合计
一	建设投资					
1	固定资产费用	4 068	708	845	690	6 311
1.1	工程费用	4 068	708	845	0	5 621
1.1.1	主要生产项目	3 484	524	453	0	4 461
	安全输送系统	115	17	15		147
	压缩净化系统	750	113	98		961
	变压吸附系统	1 510	227	196		1 933
	CNG 制备系统	778	117	101		996
	仪表阀门管道	331	50	43		424
1.1.2	公用工程及辅助设施	584	84	267	0	912
	总图(含土地平整)	30	1	195		226
	循环冷却塔	76	11	10		97
	空压站及氮气站	80	12	10		102
	软水站	63	9	9		81
	污水处理设施	45	7	6		58
	维修设备	20	3	3		26
	配电系统	125	19	16		160
	分析化验	42	6	5		53
	自动控制及仪表	85	13	11		109
	劳安及消防	18	3	2		23
1.1.3	厂外工程		100	125		225
1.2	固定资产其他费用				690	690
1.2.1	土地综合费用				54	54
1.2.2	建设单位管理费				73	73
1.2.3	可行性研究费				100	100
1.2.4	研究试验费				50	50
1.2.5	勘察设计费				165	165
1.2.6	环境影响评价费				80	80
1.2.7	劳动安全卫生评价费				70	70
1.2.8	联合试运转费				98	98
2	无形资产费用				300	300
3	其他资产费用				110	110
	建设投资(不含预备费)合计	4 068	708	845	1 100	6 721
4	基本预备费				269	269
5	建设投资合计	4 068	708	845	1 369	6 990
二	建设期借款利息				590	590
三	流动资金				266	266
四	项目总投资	4 068	708	845	2 225	7 846

3.2.2 经济评价结果

经济评价结果见表4。项目总投资7 846万元,其中建设投资6 988万元,建设期利息590万元,流动资金266万元。项目年均销售收入5 294万元,总成本费用2 683万元,利润总额2 177万元,净利润1 633万元。工程投资财务内部收益率(所得税

后)为31.87%,投资回收期(所得税后)为4.44 a(含1.5 a建设期)。项目技术经济可行。

3.2.3 生产成本估算

结合经济评价结果,工程投资财务从原材料、动力、工资及福利费、修理费、折旧、摊销、利息等方面对单位产品成本进行核算,其结果见表5。

表4 经济评价指标
Table 4 Index of economic analysis

序号	工程或费用名称	数额或指标	备注
1	主要经济数据		
1.1	项目总投资/万元	7 846	
	其中:规模总投资/万元	7 660	
1.1.1	建设投资/万元	6 988	
1.1.2	建设期利息/万元	590	含其他融资费用
1.1.3	流动资金/万元	266	
1.2	资金筹措/万元	7 846	
1.2.1	债务资金/万元	5 492	
	其中:借款/万元	5 492	
1.2.2	项目资本金或注册资本	2 354	
	其中用于建设投资和建设期利息/万元	590	
	用于流动资金/万元	266	
	资本金占总投资比例/%	30	
1.3	年均营业(销售)收入/万元	5 294	
1.4	年均补贴收入和其他收入/万元	0	
1.5	年均营业(销售)税金及附加/万元	32	
1.6	年均增值税/万元	401	
1.7	年均总成本费用/万元	2 683	
	其中:折旧/万元	304	
1.8	年均利润总额/万元	2 177	
1.9	年均所得税/万元	544	
1.10	年均净利润/万元	1 633	
1.11	年均息税前利润/万元	2 249	
1.12	年均息税折旧摊销前利润/万元	2 599	
2	评价指标		
2.1	项目投资财务内部收益率/%	42.77	所得税前
2.2	项目投资财务净现值/万元	10 300	所得税前
2.3	项目投资回收期/a	3.64	所得税前
2.4	项目投资财务内部收益率/%	31.87	所得税后
2.5	项目投资财务净现值/万元	6 722	所得税后
2.6	项目投资回收期/a	4.44	所得税后
2.7	项目资本金内部收益率/%	86.84	
2.8	项目资本金净现值/万元	7 323	
2.9	投资各方财务内部收益率/%	23.13	
2.10	总投资收益率/%	67.49	
2.11	项目资本金净利润率/%	69.35	(不包含建设平均)
2.12	营业(销售)利润率/%	30.84	
2.13	成本费用利润率/%	81.13	

从表5可以看出,单位产品完全成本为1.32元/Nm³。CNG产品出厂价按2.6元/Nm³计,尚有1.28元/Nm³的盈余。折合每立方低浓度煤层气

(非折纯)经过加工提纯后,可实现0.457元的收益,年收益2 560万元(含销售税金附加及增值税),在达到煤矿瓦斯综合治理要求的同时实现收益。

表5 单位产品成本核算
Table 5 Cost accounting of production

序号	工程或费用名称	消耗定额	单价/元	金额/(元·(10 ³ Nm ³) ⁻¹)	比例/%
1	原材料			242.34	18.39
1.1	原料气/Nm ³	0.962 7	0.25	240.67	18.26
1.2	阻燃材料/t	0.000 000 29	4 000	1.18	0.09
1.3	润滑油/t	0.000 000 02	20 000	0.49	0.04
2	动力			511.98	38.84
2.1	新鲜水/t	0.001 3	10.00	13.12	1.00
2.2	电量/kWh	0.767 5	0.65	498.85	37.85
3	工资及福利费/人	24	50 000	58.94	4.47
4	修理费			182.22	13.83
5	其他费用			115.27	8.75
5.1	其他制造费			30.33	2.30
5.2	其他管理费用			58.94	4.47
5.3	其他营业(销售)费用			26.00	1.97
6	折旧			158.80	12.05
7	摊销			13.11	0.99
8	利息			35.39	2.69
9	完全成本			1 318.04	100

4 结 论

1)低浓度煤层气提质利用技术,可以将原料CH₄含量从35%提高到90%以上,O₂含量从12%降低至1%以下。原料气一次压缩多级浓缩,能耗低。产品方案灵活,可以制备CNG、LNG。

2)年产2 000万Nm³压缩天然气项目,总投资为7 846万元,其中建设投资6 990万元,建设期借款利息590万元,流动资金266万元。工程投资财务内部收益率(所得税后)为31.87%,投资回收期(所得税后)为4.44 a(含1.5 a建设期)。

3)单位产品完全成本1.32元/Nm³,CNG产品出厂价按2.6元/Nm³计,尚有1.28元/Nm³的盈余。折合每立方低浓度煤层气(非折纯)经过加工提纯后,可以实现0.457元的收益,年收益达2 560万元。

参考文献(References):

[1] 周丽霞,李震.煤层气综合利用的发展方向和环境效益[J].安徽理工大学学报(自然科学版),2007,27(9):94-97.
ZHOU Lixia,LI Zhen.The developing direction and environmental effect of all-around using on coal bed gas[J].Journal of Anhui University of Science and Technology(Natural Science),2007,27(9):94-97.

[2] 董卫果.煤矿区低浓度煤层气浓缩利用关键技术研究及工艺

开发[C]//第七次煤炭科学技术大会文集(下册).北京:煤炭工业出版社,2011:998-1003.

[3] 吴立新,赵路正.煤矿区煤层气利用技术[M].北京:中国石化出版社,2014.

[4] 国家能源局.煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划[R/OL].(2016-11-24)[2017-09-07].http://www.ndrc.gov.cn/fzgggz/fzgh/ghwb/gjjh/201708/t20170809_857304.html.

[5] 姚成林.煤层气梯级利用技术探讨[J].矿业安全与环保,2016,43(4):94-97.

YAO Chenglin. Discussion on cascade utilization technology for coal-bed methane[J].Mining Safety & Environmental Protection,2016,43(4):94-97.

[6] 郭向前.高瓦斯矿井瓦斯发电的案例研究[J].华北科技学院学报,2005,2(1):38-40.

GUO Xiangqian. Case research on methane generating electricity in high methane mine[J].Journal of North China Institute of Science and Technology,2005,2(1):38-40.

[7] 李建广,应中宝,武逢平.国产瓦斯发电机组单位瓦斯发电情况及影响因素分析[J].中国煤层气,2011,8(4):39-41.

LI Jianguang, YING Zhongbao, WU Fengping. Electricity production and analysis of influence factors of domestic generator units [J].China Coalbed Methane,2011,8(4):39-41.

[8] 张晋东.高浓瓦斯发电效率分析[J].山西科技,2014,29(3):132-133.

ZHANG Jindong. Analysis on power generation efficiency of high concentration gas[J].Shanxi Science and Technology,2014,29(3):132-133.

- [9] 刘子龙. 矿井瓦斯作为城市煤气的实践与思考[J]. 中国煤炭, 2002, 28(6): 51-53.
LIU Zilong. Turning coal mine methane into town gas practice and inspirations[J]. China Coal, 2002, 28(6): 51-53.
- [10] 曲思建, 董卫国, 李雪飞, 等. 低浓度煤层气脱氧浓缩工艺技术开发与应用[J]. 煤炭学报, 2014, 39(8): 1539-1544.
QU Sijian, DONG Weiguo, LI Xuefei, et al. Research and application of the low concentrated coal bed methane upgrading technique[J]. Journal of China Coal Society, 2014, 39(8): 1539-1544.
- [11] 孙新升. 微压真空变压吸附法低浓度瓦斯提纯技术及应用[C]//第十五届国际煤层气暨页岩气研讨会论文集. 北京: [s. n.], 2015: 229-256.
- [12] 兰治淮, 刘青源, 余兰金. 变压吸附法提浓煤矿低浓度瓦斯过程中的脱氧及抑爆技术研究与应用[J]. 中国煤炭, 2011, 37(3): 93-96.
LAN Zhihuai, LIU Qingyuan, YU Lanjin. Research and application of deoxidation and explosion suppression technology in the concentration processes of low-concentration CMM by PSA method[J]. China Coal, 2011, 37(3): 93-96.
- [13] 朱菁. 含氧煤层气直接深冷分离甲烷的安全工艺方法[J]. 天然气化工(C1化学与化工), 2014, 39(3): 57-62.
ZHU Jing. A safe process for purification of oxygen-bearing coal bed methane by direct cryogenic separation[J]. Natural Gas Chemical Industry (C1 Chemistry and Chemical Engineering), 2014, 39(3): 57-62.
- [14] 张治仓, 吴秀英, 梁龙. 大佛寺煤矿低浓度瓦斯发电技术应用浅析[J]. 陕西煤炭, 2016, 35(4): 98-100.
ZHANG Zhicang, WU Xiuying, LIANG Long. Application of low concentration gas power generation technology in Dafosi coal mine[J]. Shanxi Coal, 2016, 35(4): 98-100.
- [15] 曹学军. 低浓度瓦斯利用技术在淮南矿业集团的应用[J]. 能源技术与管理, 2014, 39(5): 139-141.
CAO Xuejun. Application of low concentrated gas utilization technology in Huainan Mining Group[J]. Energy Technology and Management, 2014, 39(5): 139-141.
- [16] 赵德悦. 阳煤煤层气发电厂低浓瓦斯提纯可行分析[J]. 能源与节能, 2015(11): 60-61.
ZHAO Deyue. Feasible analysis of low concentration gas purification for coal-bed methane power plant in Yangquan coal mine[J]. Energy and Energy Conservation, 2015(11): 60-61.
- [17] 吕荣强, 倪克. 煤矿瓦斯发电技术的研究与应用[J]. 煤炭工程, 2013(S2): 114-116.
LYU Rongqiang, NI Ke. Research and application of coal mine gas power generation technology[J]. Coal Engineering, 2013(S2): 114-116.
- [18] 郭昊乾, 李雪飞, 车永芳, 等. 低浓度煤层气变压吸附浓缩试验研究[J]. 洁净煤技术, 2016, 22(4): 132-136.
GUO Haoqian, LI Xuefei, CHE Yongfang, et al. Experimental study of low concentration coal-bed methane by pressure swing adsorption[J]. Clean Coal Technology, 2016, 22(4): 132-136.
- [19] 刘畅, 张进华, 车永芳, 等. 分子筛对CH₄/空气混合气的变压吸附分离研究[J]. 洁净煤技术, 2015, 21(4): 63-66, 73.
LIU Chang, ZHANG Jinhua, CHE Yongfang, et al. Separation of methane/air by pressure swing adsorption with commercial molecular sieve[J]. Clean Coal Technology, 2015, 21(4): 63-66, 73.
- [20] 康建东, 兰波, 严政, 等. 乏风瓦斯蓄热氧化试验研究[J]. 矿业安全与环保, 2013, 40(1): 1-3.
KANG Jiandong, LAN Bo, YAN Zheng, et al. Study on regenerative oxidation test of ventilation air methane[J]. Mining safety & Environmental Protection, 2013, 40(1): 1-3.
- [21] 康建东, 兰波, 邹维峰. 煤矿五床式乏风瓦斯蓄热氧化装置设计与应用[J]. 煤炭科学技术, 2015, 43(2): 136-139.
KANG Jiandong, LAN Bo, ZOU Weifeng. Design and application on five-bed type thermal accumulation oxidized device of mine ventilation air methane[J]. Coal Science and Technology, 2015, 43(2): 136-139.