

煤制天然气的竞争力分析

刘志光

(石油和化学工业规划院,北京 100013)

摘要 通过煤炭气化将部分煤炭转化成天然气是我国一项重要的战略选择。煤制天然气项目的经济性要考虑多方面因素。煤制天然气的热值高于国家质量标准 17.8%~21%,其他指标也高于或满足国家标准。对不同工艺煤制天然气生产成本的分析表明,生产成本中原材料和燃料动力费用所占比例高达 60%左右,折旧和修理费用所占比例约为 22%~30%,说明煤炭价格是影响天然气生产成本的最敏感因素,投资对生产成本的影响也较大。再考虑到管道输送等因素,建议煤制天然气项目应重点布局在新疆、内蒙古东部等地区。但无论是在新疆、内蒙古或其他地区的煤制天然气项目都难以与西气东输一线和陕京线国产天然气相竞争。新疆煤制天然气的竞争力高于土库曼斯坦进口天然气。内蒙古、山东的煤制天然气项目可与西气东输二线进口天然气竞争。此外,新疆、内蒙古和山东等地区的煤制天然气可与新增进口 LNG(石油价格在 80 美元/bbl 时)相竞争。从新疆到达华南地区的煤制天然气竞争力强于进口 LPG。

关键词 煤制天然气 热值 煤炭价格 生产规模 生产成本 竞争力

1 前言

目前我国对天然气的消费需求正在不断增长。2009 年我国天然气表观消费量达到 $880 \times 10^8 \text{m}^3$, 预计 2010 年的天然气需求量将达到 $1000 \times 10^8 \sim 1100 \times 10^8 \text{m}^3$, 而同期我国天然气产量只能达到 $900 \times 10^8 \sim 950 \times 10^8 \text{m}^3$, 天然气供需缺口正在不断加大。从我国能源资源储存情况来看,通过煤炭气化将部分煤炭转化成天然气加以利用是一项重要的战略选择。尤其是将一些低热值褐煤、禁采的高硫煤或地处偏远地区运输成本高的煤炭资源就地转化成天然气加以利用,将是一条很好的煤炭利用途径。

煤制天然气项目的经济性要考虑多方面因素。在当前能源结构和价格水平的前提下,要考虑项目所在地的煤炭资源、水资源以及其他原材料是否丰富,价格是否合理;要考虑当地是否有天然气产品市场或是否能进入长输天然气管网输送,输送价格是多少。并不是所有地方都适合建设煤制天然气项目,为此文章对煤制天然气的竞争力进行分析,并提出降低天然气生产成本、提高项目竞争力的措施,以及煤制天然气项目重点布局的建议,以期为煤制天然气项目的建设提供参考。

2 煤制天然气的产品质量^[1]

煤制天然气的热值可达到 $37 \sim 38 \text{MJ/m}^3$ (标准)

(HHV, 即高热值),该值比国家天然气质量标准(GB 17820—1999)规定的最低热值 31.4MJ/m^3 (标准)(高热值)高 17.8%~21%。另外, CO_2 、 H_2S 、总硫等指标也高于国家标准,产品中几乎不含 CO。同时经过干燥的煤制天然气水露点也满足要求(见表 1)。

表 1 天然气质量指标对比

项目	国家质量标准 (GB 17820—1999)	煤制天然气
CH_4 ,%(体积分数)		95~98
CO_2 ,%(体积分数)	≤ 3	≤ 0.6
H_2 ,%(体积分数)		≤ 0.9
CO,%(体积分数)		
(N_2+Ar) ,%(体积分数)		1~3
$\text{H}_2\text{S}/(\text{mg} \cdot \text{m}^{-3})$	≤ 6	
总硫(以硫计)/ $(\text{mg} \cdot \text{m}^{-3})$	≤ 100	
HHV/ $(\text{MJ} \cdot \text{m}^{-3})$ (标准)	>31.4	37~38
水露点/ $^{\circ}\text{C}$	在天然气交接点的压力和温度条件下,比最低环境温度低 5°C	在天然气交接点的压力和温度条件下,比最低环境温度低 5°C

作者简介:刘志光,教授级高级工程师,1985年毕业于华南理工大学化学工程系,现任石油和化学工业规划院副总工程师,主要从事煤化工、天然气化工、基本有机原料等行业的产业规划、市场研究、项目前期等方面的工作。E-mail: lzg1963@sina.com

3 煤制天然气的生产成本^[2]

3.1 碎煤固定床加压气化工艺煤制天然气生产成本

假设在新疆或内蒙古东部地区,采用碎煤固定床加压气化工艺建设煤制天然气项目,生产规模为 $40 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 天然气时,原料煤、燃料煤均为褐煤,价格为 170 元/t(含税价),测算得到的天然气生产成本为 1.059 元/ m^3 (已扣除副产品收入),见表 2。

表 2 天然气生产成本(一)

项目	成本费用/(元· m^{-3})	所占比例,%
外购原材料费	0.631	41.3
外购燃料及动力	0.277	18.2
工资及福利费	0.022	1.4
修理费	0.139	9.1
折旧费	0.289	18.9
摊销费	0.016	1.0
其他费用	0.036	2.4
利息支出	0.117	7.7
小计	1.527	100.0
扣除副产品	-0.468	
生产成本	1.059	

注:水价为 2 元/t(含税价)。

在上述生产成本(未扣除副产品)中,原材料费用占 41.3%,燃料动力费用占 18.2%,二者合计为 59.6%,说明煤价是影响天然气生产成本的最敏感因素。另外,折旧和修理费用占 28.0%,表明投资对天然气生产成本的影响也较大。因此,煤制天然气项目要严格控制煤炭价格和投资规模,从而降低生产成本,提高项目的竞争力和抗风险能力。

由于碎煤固定床加压气化工艺副产大量的焦油、石脑油、粗酚等价值较高的副产品,副产品的销售收入达 0.468 元/ m^3 ,对天然气的生产成本和项目的经济效益产生了重大影响。

采用碎煤固定床加压气化工艺时原料煤价格与天然气生产成本的关系如图 1 所示。

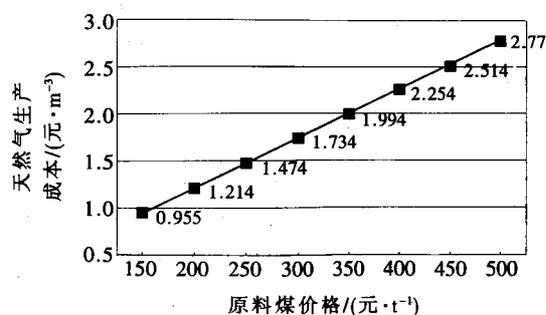


图 1 原料煤价格与天然气生产成本的关系(一)

3.2 水煤浆气化工艺煤制天然气生产成本

假设在内蒙古或陕西等地区,采用水煤浆气化工艺建设煤制天然气项目,生产规模为 $16 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 天然气时,原料煤为长焰煤,价格为 300 元/t(含税价),燃料煤为煤矸石,价格为 50 元/t,测算得到的天然气生产成本为 1.591 元/ m^3 (已扣除副产品的收入),见表 3。

表 3 天然气生产成本(二)

项目	成本费用/(元· m^{-3})	所占比例,%
外购原材料费	0.838	52.5
外购燃料及动力	0.084	5.3
工资及福利费	0.021	1.3
修理费	0.152	9.5
折旧费	0.316	19.8
摊销费	0.017	1.1
其他费用	0.037	2.3
利息支出	0.131	8.2
小计	1.596	100.0
扣除副产品	-0.005	
生产成本	1.591	

注:水价为 3 元/t(含税价)。

在上述生产成本(未扣除副产品)中,原材料费用占 52.5%,燃料动力费用占 5.3%,二者合计为 57.8%;另外,折旧和修理费用占 29.3%。由此可以表明,煤炭价格和投资是影响天然气生产成本的最关键因素。

采用水煤浆气化工艺时原料煤价格与天然气生产成本的关系如图 2 所示。

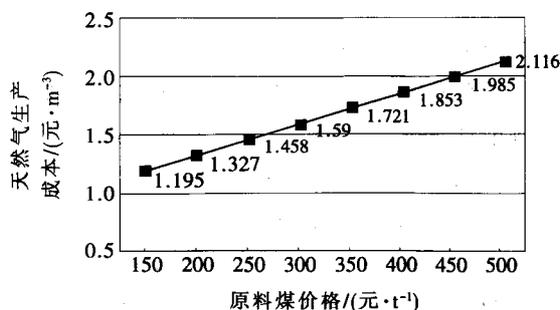


图 2 原料煤价格与天然气生产成本的关系(二)

3.3 粉煤加压气化工艺煤制天然气生产成本

假设在山东或河南地区,采用粉煤加压气化工艺建设煤制天然气项目,生产规模为 $40 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 天然气时,原料煤、燃料煤均为洗中煤,价格 400 元/t(含税价),测算出的天然气生产成本为 2.151 元/ m^3 (已扣除副产品收入),见表 4。

表4 天然气生产成本(三)

项目	成本费用/(元·m ⁻³)	所占比例,%
外购原材料费	1.267	58.5
外购燃料及动力	0.196	9.0
工资及福利费	0.013	0.6
修理费	0.155	7.2
折旧费	0.322	14.9
摊销费	0.037	1.7
其他费用	0.037	1.7
利息支出	0.138	6.4
小计	2.165	100.0
扣除副产品	-0.014	
生产成本	2.151	

在上述生产成本(未扣除副产品)中,原材料费用占 58.5%, 燃料动力费用占 9.0%, 二者合计为 67.5%;另外,折旧和修理费用占 22.1%。同样可以表明煤价和投资是影响天然气生产成本的最关键因素。

采用粉煤加压气化工艺时原料煤价格与天然气生产成本的关系如图 3 所示。

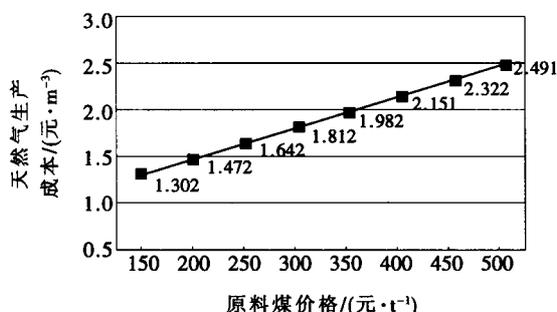


图3 原料煤价格与天然气生产成本的关系(三)

4 煤制天然气的竞争力比较

4.1 与西气东输一线和陕京线国产天然气比较

目前西气东输一线天然气主要由塔里木气田供给,供气价格为 0.522 元/m³。陕京一、二线主要由长庆气田供给,供气价格为 0.681 元/m³[3]。

无论是在新疆、内蒙古或其他地区建设煤制天然气项目,生产成本都在 1.0 元/m³ 以上,在保证项目基本内部收益率的情况下,天然气的销售价格更高,因此煤制天然气难以与西气东输一线和陕京线国产天然气相竞争。

4.2 与西气东输二线进口天然气比较

西气东输二线输气管线分境外管线和国内管线。境外管线为中亚天然气管道,起于土乌边境,经乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦,止于中国新疆霍尔果

斯口岸,与西气东输二线相连。

国内管线干线从霍尔果斯口岸入境之后,经独山子、乌鲁木齐,在红柳与西气东输线路重合,然后向东经酒泉、山丹、武威,在宁夏中卫过黄河后与西气东输线路分开,向东南经西安、南昌、赣州,到达广州,干线全长 4945km。

西气东输二线干线管道设计输气规模为 300×10⁸m³/a,于 2008 年全面开工建设,预计 2010 年建成投产。

据报道,按照初步确定的西气东输二线与国际油价挂钩的定价公式($P = \text{国际油价} \times 2.5 + \text{境外管输费} + \text{境外保险及报关费用} + \text{进口毛利} + \text{进口增值税} + \text{平均境内管输费}$),计算出当国际石油价格为 80 美元/bbl,在霍尔果斯的边境完税价格为 2.20 元/m³。按照西气东输二线全线平均管输费 1.08 元/m³ 计算,城市门站平均价格达到 3.28 元/m³。如果按照递远递增方式确定管输费,预计沿海地区的价格将更高。目前最终气价尚未公布。

如果在新疆建设煤制天然气项目,天然气生产成本为 1.059 元/m³(已扣除副产品的收入),与西气东输二线霍尔果斯门站价 2.20 元/m³(石油价格为 80 美元/bbl 时)相比,煤制天然气的竞争力要明显高于从土库曼斯坦进口的天然气。另外,在内蒙古、山东建设煤制天然气项目,天然气生产成本分别为 1.591 元/m³ 和 2.151 元/m³,都可以与西气东输二线进口天然气竞争。

4.3 与进口 LNG 比较

近年来我国进口的 LNG 价格情况见表 5[4]。

表5 近年来我国进口的 LNG 价格情况

年份	进口 LNG/(美元·kg ⁻¹)	完税价格 ^① /(元·m ⁻³)
2006	0.1679	1.1382
2007	0.2061	1.3778
2008	0.2790	1.8510
2009	0.2083	1.3822

注:①完税价格包含 20%的关税和 13%的增值税,未含 LNG 气化管理费用。

如果在新疆建设煤制天然气项目,天然气单位生产成本为 1.059 元/m³(已扣除副产品收入),管输费参照西气东输二线全线平均管输费 1.08 元/m³ 计,到华南地区城市门站的价格为 2.139 元/m³。显然无法与近年来进口的 LNG 相竞争。

值得注意的是,目前国内有深圳、上海和福州 3

个 LNG 接收站,由于建设年代不同,LNG 价格公式不同,气价与原油价格的关联程度不同,造成进口 LNG 价格相差很大。如 2008 年,福州进口的 LNG 价格是深圳的 2.84 倍;2009 年上海进口的 LNG 价格是深圳的 2.19 倍,是福州的 1.63 倍(见表 6)。因此,煤制天然气对于进口 LNG 是否具有竞争力还要区别对待,不能一概而论。

表 6 近年来我国进口 LNG 的完税价格情况^① 元/m³

海关关区	2007年	2008年	2009年
福州海关		4.8963	1.7038
上海海关			2.7804
深圳海关	1.3678	1.7217	1.2715

注:①完税价格包含 20%的关税和 13%的增值税,未含 LNG 气化管输费用。

预计今后国内新增的进口 LNG 不会再有早期如此低的价格。按照日本 LNG 长期合同最新成交价公式($P=0.148 \times \text{油价} + 0.5$)计算,当石油价格在 80 美元/bbl 时,LNG 长期合同价格为 2.37 元/m³,如包括 LNG 气化费用,价格将达到约 2.77 元/m³。因此,在新疆、内蒙古或山东等地区建设煤制天然气项目完全可以与新增的进口 LNG 相竞争。

4.4 与进口 LPG 比较

近年来我国进口的 LPG 价格情况见表 7。

表 7 近年来我国 LPG 进口价格情况

年份	进口价格/(美元·t ⁻¹)	税后价格 ^① /(元·t ⁻¹)
2000	314.7	2605.7
2001	275.9	2284.2
2002	253.6	2100.2
2003	310.2	2568.8
2004	376.4	3116.8
2005	459.7	3769.2
2006	541.8	4317.8
2007	611.4	4652.8
2008	751.5	6107.8
2009	464.1	3772.3

注:①税后价格包含 5%的关税和 13%的增值税,LPG 无进口环节消费税。

煤制天然气的高热值为 37~38MJ/m³(折 51.8~53.2MJ/kg),LPG 的热值约为 51.7MJ/kg(以丁烷高热值计),二者基本相当。如从新疆到达华南地区的煤制天然气价格为 2.139 元/m³(2.995 元/kg),按照热值折算,对应的 LPG 价格为 2910~2990 元/t,大约相当于石油价格为 35 美元/bbl 时的进口 LPG 完税

价格。通过上述分析可以看出,煤制天然气的竞争力强于进口 LPG。

5 结论及建议

① 煤制天然气的热值高于国家天然气质量标准(GB 17820—1999)17.8%~21%,CO₂、H₂S、总硫等指标也高于国家标准,水露点也满足要求。

② 煤制天然气生产成本中,原材料和燃料动力费用所占比例高达 60%左右,说明煤炭价格是影响天然气生产成本的最敏感因素。其次是折旧和修理费,所占比例约为 22%~30%,表明投资对生产成本的影响也较大。因此,煤制天然气项目要严格控制煤炭价格和投资规模,从而降低生产成本,提高项目的竞争力。

考虑到天然气易于大规模管道输送等因素,建议煤制天然气项目应重点布局在新疆、内蒙古东部等地区。这些地区地理位置偏远,煤炭难以外运,因此价格较低,有利于降低生产成本。

③ 无论是在新疆、内蒙古或其他地区建设煤制天然气项目,都难以与西气东输一线和陕京线国产天然气相竞争。

④ 在新疆建设煤制天然气项目,与西气东输二线霍尔果斯门站价(石油价格为 80 美元/bbl 时)相比,煤制天然气竞争力明显高于从土库曼斯坦进口的天然气。另外,在内蒙古、山东建设煤制天然气项目也可以与西气东输二线进口天然气竞争。

⑤ 在新疆、内蒙古和山东等地区建设煤制天然气项目,完全可与新增进口 LNG(石油价格在 80 美元/bbl 时)相竞争。

⑥ 从新疆到达华南地区的煤制天然气竞争力强于进口 LPG。

参考文献:

- [1] GB 17820—1999 天然气[S].北京:中国标准出版社,1999.
- [2] 国家发展改革委,国家住房和城乡建设部.建设项目经济评价方法与参数[M].3 版.北京:中国计划出版社,2006.
- [3] 中国石油天然气集团公司年鉴 20007[M].北京:石油工业出版社,2008.
- [4] 中国海关统计年鉴 2009[M].北京:中华人民共和国海关总署,2010.

(编辑 周溪华)

Analysis of the Competitiveness of Coal-based Synthetic Natural Gas

Liu Zhiguang

(Planning Institute of Petroleum & Chemical Industry, Beijing 100013)

[Abstract] Converting part of its coal resources into natural gas by means of gasification technology is an important strategic choice made by China. Multiple factors should be taken into account in evaluating the economic viability of a coal gasification project. The heat value of coal-based synthetic natural gas is 17.8%–21% higher than China's national standards and other indices are also either higher than or equal to national standards. An analysis of the costs of different coal gasification technologies shows that as high as some 60% of the cost of coal gasification is related to raw material and fuel with depreciation and repair costs accounting for 22%–30%. This means coal price is the most sensitive factor affecting the cost of synthesizing natural gas using coal. Investment also has a big influence on the production cost. Taking other factors such as pipeline transportation into account, the author of the article suggests most coal gasification projects in China be built in Xinjiang and eastern Inner Mongolia. According to the author, however, coal gasification projects, no matter where they are located, in Xinjiang, Inner Mongolia or other areas, are barely able to compete with the first West East pipeline or the Shaanxi-Beijing gas pipeline. The author thinks that the coal-based synthetic natural gas produced in Xinjiang is superior to the natural gas imported from Turkmenistan in competitiveness and that the coal-based synthetic natural gas produced in Inner Mongolia and Shandong is able to compete with the imported natural gas transported by the second West East pipeline. In addition, according to the author, the natural gas produced from coal in Xinjiang, Inner Mongolia and Shandong is able to compete with imported LNG (when oil price is not below US\$80/bbl) and the coal-based synthetic natural gas carried from Xinjiang to South China is more competitive than imported LPG.

[Keywords] coal-based synthetic natural gas; heat value; coal price; scale of production; cost of production; competitiveness

· 能源知识 ·

什么是兰炭

兰炭是利用神府煤田盛产的优质侏罗精煤块烧制而成的。作为一种新型的炭素材料,兰炭以其固定碳含量高、电阻率高、化学活性高、含灰分低、低铝、低硫、低磷的特性,已逐步取代冶金焦而广泛应用于电石、铁合金、碳化硅等产品的生产,成为一种不可替代的炭素材料。

兰炭结构为块状,粒径一般在3mm以上,颜色呈浅黑色。目前,兰炭主要有两种规格:一是土炼兰炭,二是机制兰炭。尽管两种规格的兰炭用的是同一种优质精煤炼制而成,但因生产工艺和设备不同,其成本和质量也大不一样。

兰炭质量标准为:固定碳>82%,挥发分<4%,灰分<6%,硫<0.3%,水分<10%。

(供稿 冷风)