

# Analysis and Discussion on Development of Coal-to-Natural Gas Project in China

Xianming Zhang<sup>1</sup>, Ze Liu<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Department of Chemical Engineering, Ordos College of Inner Mongolia University, Ordos

<sup>2</sup>Shenhua (Baotou) Charcoal Chemical Industry Co., Ltd., Baotou

Email: zhangxianming84@163.com, liuze20@126.com

Received: Dec. 17<sup>th</sup>, 2012; revised: Dec. 30<sup>th</sup>, 2012; accepted: Jan. 8<sup>th</sup>, 2013

**Abstract:** Based on the analysis of China's energy structure and supply status of nature gas, the important significance for developing coal-to-substitute natural gas (SNG) project in China was elaborated. Then, according to the comprehensive analysis on synthetic technique of SNG at home and abroad, the characteristics of these processing technologies were analyzed and compared, and the competitive advantages of SNG comparing with other energy sources were described. In addition, the progress of the current domestic SNG projects was specified, and a simple technical description was made to each project. Finally, the major problems of SNG development in China are put forward, and some relevant suggestions are presented.

**Keywords:** Coal-to-Natural Gas; Coal Chemical Industry; Methanation Technology; SNG Project

## 中国发展煤制天然气项目的分析探讨

张光明<sup>1</sup>, 刘泽<sup>2</sup>

<sup>1</sup>内蒙古大学鄂尔多斯学院化学工程系, 鄂尔多斯

<sup>2</sup>神华包头煤化工有限公司, 包头

Email: zhangxianming84@163.com, liuze20@126.com

收稿日期: 2012年12月17日; 修回日期: 2012年12月30日; 录用日期: 2013年1月8日

**摘要:** 基于对我国能源结构和天然气市场供求状况的分析, 阐述了发展煤制天然气项目的重要意义。在对国内外现有煤制天然气技术进行综述性评价的基础上, 分析比较了各项甲烷化技术的特点, 并分析了我国煤化工产业中发展煤制天然气项目的竞争优势。列举了国内目前在建煤制天然气项目进展情况, 并对项目技术做了简单说明。指出了煤制天然气行业面临的主要问题, 并提出了中国发展煤制天然气的相关建议。

**关键词:** 煤制天然气; 煤化工; 甲烷化技术; 天然气项目

### 1. 引言

天然气是一种清洁、高效、安全的优质化石能源, 其主要成分为甲烷(CH<sub>4</sub>), 其开发利用越来越受到世界各国的重视。随着中国经济的快速发展和城市化进程的加快, 全民的环保意识正在显著提高, 节能减排的压力也在逐渐增大, 因此作为清洁燃料的天然气, 越来越受到政府的高度重视和大众的普遍欢迎。

我国的能源结构特点是“富煤、贫油、少气”。中国天然气资源短缺的现状使得中国天然气应用受到限制<sup>[1]</sup>。同时, 由于国际石油价格的不断升高及中东地区政局动荡, 天然气大量进口不仅花去国家大量外汇, 而且对我国能源安全造成巨大威胁。这就要求我国除了加大天然气的进口力度, 国内还必须以多种方式扩大资源供给, 满足日益增长的市场需求。因此,

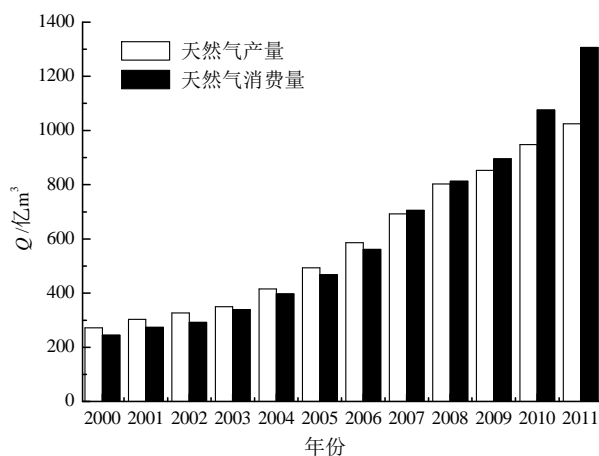
立足于国内能源结构,在某些富煤地区适度发展煤制合成代用天然气(Substitute Natural Gas, SNG)是非常必要的,一方面可以优化中国能源消费结构,缓解国内天然气供求矛盾;另一方面起到保障国家能源安全的重要作用。

## 2. 中国发展煤制天然气的必要性

### 2.1. 天然气市场发展情况

我国天然气资源量初步估算为  $5.6 \times 10^5$  亿  $m^3$ ,可采资源量  $2.2 \times 10^5$  亿  $m^3$ ,只相当于世界总储量的 1%<sup>[1]</sup>。图 1 给出了 2000~2011 年我国天然气产量和消费量情况,可以看出我国天然气产量、消费量迅速增长,并已显示出供不应求,需求继续增长的巨大潜力。据《中国能源发展报告 2009》称,到 2015 年和 2020 年,我国天然气的供需缺口将达到 600 亿  $m^3$  和 1000 亿  $m^3$  左右。2009 年我国多地遭遇寒潮天气引发“气荒”,暴露出我国天然气资源紧缺及单一供应体系存在的诸多弊端。“气荒”首要原因是国内天然气资源供给不足,对外依存度高,已经远远满足不了我国天然气市场快速发展的需要<sup>[2]</sup>。因此,未来中国应该形成国产气为主,进口气为辅的多气源资源保障体系。除了立足国内现有资源外,还必须发展其它供给方式,这就为我国发展煤制天然气项目提供了一个良好的市场环境。

由此可见,我国积极开展煤制天然气示范,大力



(注:数据引用自 BP 世界能源统计回顾 2012)

Figure 1. The production and consumption of natural gas in China from 2000 to 2011

图 1. 2000~2011 年中国天然气产量和消费量

发展煤制天然气成为维护国家能源战略安全的重要举措,是弥补国内天然气不足的必然选择。

### 2.2. 天然气价格调整方向

目前中国天然气的价格仍以国家调控为主,不过从市场发展趋势来看,价格市场化是必然的。我国天然气价格机制改革正在积极稳妥地加快推进。为实现资源的合理配置,我国将继续通过调高气价的方式,逐步消除国内外天然气价格“倒挂”的现象,天然气的提价行为仍将继续。目前,国家发改委提出的天然气价格改革方案的整体思路是:逐步提高天然气价格水平,理顺天然气与可替代能源的价格关系,建立与可替代能源挂钩的动态调整机制<sup>[2]</sup>。因此,煤制天然气项目的盈利状况是乐观的。

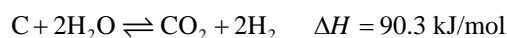
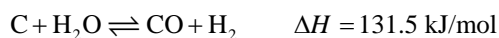
## 3. 煤制天然气技术现状

煤制天然气与其它煤化工技术相比,具有设备流程简单、技术成熟可靠、生产环节较少、生产过程污染物较少、单位热值投资成本低以及废热循环利用等优点。丹麦托普索公司 1978 年在美国建成 7.2 万  $m^3/d$  的合成天然气厂,1981 年由于油价降低,被迫关停。最近,托普索公司为美国某公司完成了一个 420 万  $m^3/d$  合成天然气工厂的前期工作。1984 年美国大平原采用德国鲁奇公司技术,建成 389 万  $m^3/d$  的煤制天然气工厂,产品气含甲烷 96%,该厂建成至今,正常运行 20 多年。中国在 20 世纪 80 年代也开始了煤气甲烷化的研究,但主要集中在甲烷化催化剂方面<sup>[3]</sup>。煤制天然气技术发展到现在,除了传统的煤间接合成天然气技术,近年来也出现了煤直接合成天然气技术。

### 3.1. 煤间接合成天然气

煤间接合成天然气技术是以煤炭为原料,气化生成合成气,经净化和转化以后,在催化剂的作用下发生甲烷化反应生产代用天然气。如图 2 所示为煤间接合成天然气流程图。主要过程涉及反应有<sup>[4]</sup>:

1) 在水蒸汽和氧气存在下,气化煤来生产合成气 ( $H_2 + CO$ )。



2) 利用水煤气变换反应调节  $H_2/CO$  大约为 3:1。

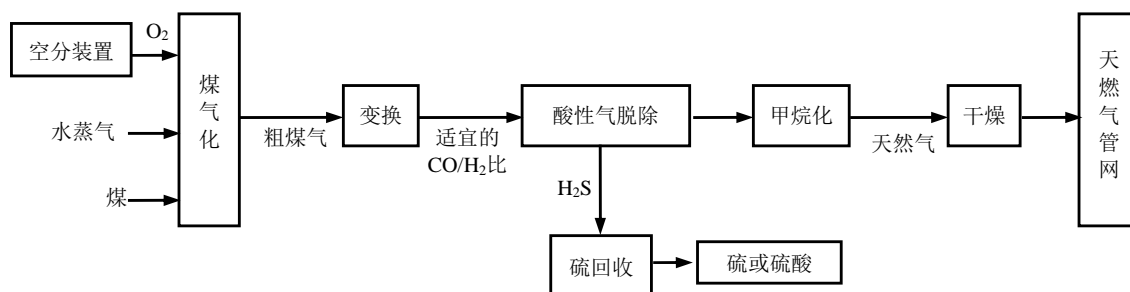
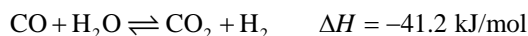
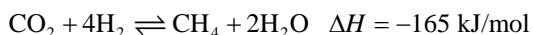


Figure 2. Indirect coal-to-natural gas process  
图 2. 煤间接制天然气工艺流程



3) 气体的净化, 主要是脱除酸性气体  $\text{CO}_2$  和含硫化物。

4) 甲烷化反应。



煤制天然气的气化技术主要使用固定床、流化床和气流床反应器。流化床和气流床技术的投资明显大于固定床气化技术, 因此固定床气化技术在投资方面具有明显的优势其中, 而且固定床气化技术比较成熟, 应用也更加广泛<sup>[3,5]</sup>。具有工程经验的固定床气化技术有 Lurgi 气化技术和 BGL 气化技术, 而且我国对这两种技术的掌握程度也较好。

煤制天然气工艺路线的核心技术是甲烷化技术, 目前大型甲烷化技术在国外发展已经比较成熟。表 1 列出了目前国内外的一些煤间接甲烷化技术<sup>[6-9]</sup>。能够提供成套技术的主要有德国的 Lurgi 公司、丹麦的 Topsøe 公司、英国的 Davy 公司等。我国国内甲烷化技术的研究工作也有一定成果, 但是这些甲烷化技术要适应当前流行的大型加压气化技术, 还需要进行大量开发工作。

### 3.2. 煤直接甲烷化技术

近年来, 也出现了直接合成天然气技术, 工艺过程中没有区分煤气化和甲烷化两个阶段, 而是在一个反应器中用煤直接制甲烷的工艺。典型工艺有美国 Exxon 科学工程公司的催化气化工艺(CCG)和美国巨点能源公司的“蓝气技术”的催化气化工艺。表 2 列出了两种技术的工艺特点及催化剂性能<sup>[3,10,11]</sup>。

相比于直接合成天然气技术, 接合成天然气技术

需要的设备较多, 投资较高, 但技术较成熟, 甲烷转化率高, 技术复杂度略低, 因此应用更加广泛, 是煤制天然气中的主流工艺。能耗较低的催化气化技术还处于中试阶段, 技术尚不成熟, 有待于进一步开发以适应工业化的需求<sup>[3]</sup>。

## 4. 煤制天然气的竞争优势

煤制天然气是以煤炭为原料, 生产热值大于  $33.5 \text{ MJ/m}^3$  的代用天然气。与其它煤化工技术比较, 煤制天然气具有以下明显的竞争优势。

1) 工艺流程简单, 技术成熟可靠<sup>[12]</sup>。有美国大平原煤制天然气工厂正常运行 20 多年的成功试验, 表明这方面的技术已经较成熟。而其它煤化工技术, 如煤制油和煤制烯烃项目均尚属工业化验证阶段, 存在一定的技术风险。与生产甲醇、二甲醚相比, 省去了合成气压缩, 甲醇合成、精馏以及产品的储存; 与煤制合成油相比, 省去的工艺装置更多。煤制天然气的工艺装置较少, 单位热值投资成本低, 能够有效减少建设投资, 降低投资风险。

2) 单位热值投资低, 总热效率高<sup>[7]</sup>。甲烷化过程在煤气化压力下等压合成, 无压缩功耗, 系统压降小。甲烷化采用绝热式反应器, 合成气循环比小, 循环机功耗低。甲烷化装置副产大量的高压蒸汽, 可用于驱动空分透平, 减少锅炉和燃料煤的数量。

3) 能量效率高。目前国内煤炭转化为能源产品的方式有发电、煤制油、煤制甲醇和二甲醚、煤制天然气等, 不同煤制能源产品的能源效率分别为 45.98%, 34.89%, 43.86%, 37.84% 和 52.57%<sup>[7]</sup>, 可见煤制天然气技术的能量效率最高。

4) 单位热值水耗低。从单位热值水耗来看, 煤制天然气、间接煤制油、二甲醚和甲醇每 GJ 耗水量

Table 1. The technology of methanation in indirect coal-to-natural gas process

表 1. 煤间接甲烷化技术

技术名称	技术特点	催化剂
丹麦托普索公司(Topsøe) TREMP 甲烷化技术	生产高压过热蒸汽, 低投资, 冷却水消耗量极低, CO 转化率高, 甲烷选择性大, 产品甲烷含量可达 95%, 甲烷化进料压力高达 8.0 MPa, 可减少设备尺寸。	采用 MCR-2X 催化剂使用温度范围宽(250℃~700℃), 催化剂寿命长, 工业示范运行 $4 \times 10^4$ h, 不耐硫。
英国戴维(Davy) CRG 甲烷化技术	可产出高压过热蒸汽和高品质天然气, 合成气不需要调节 H <sub>2</sub> /CO 比, 转化率高, 产品甲烷含量可达 96%, 甲烷化压力高达 3.0~6.0 MPa, 可减少设备尺寸。	采用 CEG-LH 催化剂, 已经过工业化验证, 具有变换功能, 在 230℃~700℃ 范围内都具有很高且稳定的活性。
德国鲁奇(Lurgi)甲烷化技术	工艺投资成本低, 单线生产能力大, 可操作性强, 技术成熟度高, 经过商业化规模的验证, 产品甲烷含量可达 95%。	采用 Davy 公司的催化剂。
法国煤气综合发展公司(GI) 甲烷化工艺	反应压力为 2.5 MPa, 该工艺具有效率高、能耗低、流程简单、投资省、运行成本低等优点。H <sub>2</sub> /CO 比可从 3:1 变化到 0.4:1。	采用美国煤气研究院的耐硫催化剂, 操作条件为: 常压至 6.8 MPa, 240℃~649℃, 硫含量可达 1%, 寿命在 1 年以上。
北京煤化学研究所 甲烷化工艺	采用四段绝热床一次通过, 设备简单、投资省、操作容易、开停车方便, 产品富甲烷气, 符合城市煤气质量标准。	活性高, 耐热性能好, 起活温度低, 经过 1000 h 寿命试验, 活性基本无变化, 使用寿命可达 1 年, 不耐硫。
中科院大连化物所 甲烷化工艺	采用常压耐高温煤气直接甲烷化工艺, CO 含量可控制在 10% 以下, 甲烷选择性在 60%~70%, 达到了城市煤气的质量要求, 工艺脱硫剂成本较高。	性能稳定, 活性、选择性高, 抗积炭良好, 催化剂寿命 0.5~1 年, 不耐硫。
西北化工研究院甲烷化技术	多段固定床甲烷化, 建成北京顺义 10 万 m <sup>3</sup> /d 煤气甲烷化项目。	JRE 型耐高温煤气甲烷化催化剂, 耐硫。

Table 2. The technology of methanation in in direct coal-to-natural gas process

表 2. 煤直接甲烷化技术

技术名称	技术特点	催化剂
美国 Exxon 科学工程公司催化气化工(CCG)	生成的产品气分离出未反应的 CO 和 H <sub>2</sub> 循环回气化炉继续甲烷化反应, 节省了气体转换单元、脱硫装置和甲烷化反应器等设备投资成本, 但是增加了产品气分离装置的投资, 单程甲烷成率和产量还有待提高。	碱金属碳酸盐催化剂, 其操作条件为: 2.6 MPa 左右, 690℃~770℃, 可循环使用, 目前尚在中试阶段。
美国巨点能源公司“蓝气技术”	具有煤种适应性广泛、工艺简单、设备造价低、节能、节水、环保等优点, 炭转化率可达 90% 以上。除煤基能源外, 沥青砂、石油焦和渣油等低成本炭也可作为原料。此工艺省去除渣过程, 减少了维护需求, 增加了热效率, 省去了空分装置而降低了投资。	耐硫催化剂, 可循环使用, 其操作条件“温和”(尚属未公开阶段)。

为: 0.160~0.196 t, 0.375 t, 0.775 t 和 0.740 t<sup>[7]</sup>。单位热值耗水量煤制天然气最低, 是最节水的能源产品, 这对于富煤缺水的中西部地区发展煤化工产业具有十分重要的意义。

5) 环境负荷相对较小, 市场空间大。由于煤制天然气工艺流程简短, 过程产生的废水废物相对较少, 易于处理利用。同时, 由于天然气是一种环境友好型清洁燃料, 市场需求逐年增大, 发展前景广阔。

## 5. 国内煤制天然气项目进展情况

近年来我国一直鼓励通过煤炭的清洁利用, 发展能源和煤化工产业。而煤制天然气正是立足于国内能源结构特点, 通过煤炭的高效利用和清洁合理转化生产天然气。目前, 国内发展煤制天然气的技术已经具

备, 时机已基本成熟, 煤制天然气项目正成为继煤制油之后的煤化工领域的投资热点。表 3 列出了我国近期在建的煤制天然气项目<sup>[2,13,14]</sup>, 建成后生产规模达 347 亿 m<sup>3</sup>/a。这些项目大部分以丰富廉价的低品质褐煤为原料生产天然气, 采用的技术成熟可靠, 工艺设备方案合理, 生产成本低, 具有较大的利润空间和抗价格风险能力。这些项目如果能按计划实现商业运营, 将在一定程度上缓解国内天然气供应紧张的局面。

## 6. 煤制天然气项目面临问题分析

煤制天然气为我国丰富的低品质褐煤的增值利用开辟了潜力巨大的市场, 但煤制天然气项目需要国家统筹规范, 项目的经济性要综合考虑多方面的因素,

Table 3. The construction projects of coal-to-natural gas in China recently  
表 3. 我国近期在建的煤制天然气项目

建设单位	建设地点	规模 (亿 m <sup>3</sup> /a)	总投资 (亿元)	项目概况
神华集团	内蒙古鄂尔多斯	20	140	采用碎煤加压熔渣汽化技术,最后经过甲烷化合成天然气,副产粗酚 2.76 万 t/a、石脑油 4.84 万 t/a、焦油 24.36 万 t/a 等,计划于 2012 年投产,主要供应京津唐地区。
大唐国际	内蒙古克什克腾旗	40	257	采用碎煤加压气化和 Lurgi 甲烷化技术,副产石脑油 10.1 万 t/a、焦油 50.9 万 t/a、粗酚 5.76 万 t/a 等,有望年底建成开工,向北京送气。
大唐国际	辽宁阜新	40	245.7	采用碎煤加压气化和 CRG 甲烷化技术,副产石脑油 10.1 万 t/a、焦油 50.9 万 t/a 等,建成后向沈阳、大连输送天然气。
华银电力	内蒙古鄂尔多斯	36	174	采用“蓝气技术”,项目规划分 3 期实施,建设 2 套年产 18 亿 m <sup>3</sup> 煤制天然气装置,其中一期工程投资约 14 亿元,于 2009 年开工建设,2011 年投入运行。
新疆广汇	新疆伊吾	40	250	此项目为一期工程,副产品为焦油 54 万 t/a、石脑油 13 万 t/a、粗酚 9 万 t/a 等。于 2010 年 5 月开工建设,工期 3.5 年。
山东新汶矿业集团	新疆伊犁	20	100	采用世界先进碎煤加压气化和甲烷化技术,副产品为焦油 24 万 t/a、石脑油 3 万 t/a、粗酚 2.5 万 t/a 等。
内蒙古华庆集团	新疆伊宁	55	277	采用碎煤加压固定床气化和托普索甲烷化技术,拟分 4 期建设,每期实现年产 13.5 亿 m <sup>3</sup> 煤制天然气的生产规模。
华能集团	内蒙古呼伦贝尔	40	200	采用固定床碎煤熔渣气化和低温甲醇洗净化及甲烷合成等技术生产合成天然气。副产品为石脑油 2.656 万 t/a、焦油 24.8 万 t/a、中油 11.2 万 t/a、粗酚 2 万 t/a、硫磺 2.15 万 t/a、硫酸铵 1.53 万 t/a 和液氨 2.256 万 t/a。
中国海洋石油、山西同煤集团	山西大同	40	300	采用 BGL 碎煤加压气化和 Lurgi 甲烷化技术,同时副产石脑油,焦油,粗酚,硫磺等。产品主要送往山西、河北、天津。
内蒙古汇能	内蒙古鄂尔多斯	16	88.7	采用德士古水煤浆加压气化工工艺、托普索甲烷化技术,主要目标市场是内蒙古及周边地区。

一定要做好可行性研究报告,认真分析,以合理规避投资风险,要避免以上项目为圈占资源而一哄而上、盲目投资的局面出现。目前我国煤制天然气项目的发展主要面临如下一些问题和瓶颈。

1) 技术问题。煤制天然气技术较成熟,但仍存在一定技术风险。目前在世界上只有美国大平原一家公司在商业化运行,国内只有未经工业化放大的小型甲烷化工艺装置。项目核心技术多为国外垄断专利技术,彻底掌握困难多。在工业化过程中,需要做大量技术配套工作和工程再开发工作,同时还面临技术限制、产品标准化、技术的工业支持能力等问题。

2) 环保问题。中国煤炭资源分布不均,大部分位于相对偏远的西部地区。目前,中国拟建的煤制天然气项目大多位于内蒙古和新疆等生态环境脆弱地区。专家测算,虽然煤制天然气耗水较少,但每生产 1000 m<sup>3</sup> 煤制天然气仍需耗水 6~7 t<sup>[2]</sup>,这在一定程度上会增加环境承载力。相应的废气废水处理,也将成为煤制天然气产业环境保护中的重点和难点。

3) 市场风险。煤制天然气项目的盈利状况受煤炭价格、天然气价格和进口环境等三方面的影响。同时一定要有巨大而稳定的市场来保证了煤制天然气产品供给的终端用户,但目前国内的天然气市场带有垄断性质,需要改变这种现状。管道建设的庞大投资和终端用户的开发也是面临的市场风险。由于国际油价的频繁波动,煤制油等煤化工项目的经济性已经引发争议,煤制天然气此时不宜快速大面积铺开,其经济性还有待于进一步考察。

4) 输送管网建设问题。煤制天然气属新兴产业,产出的合成天然气如何输送至目标地区是产业发展面临的瓶颈所在。因此,构建全国性的统一的天然气输配干网势在必行。我国现有的天然气管网主要为中石油和中石化所有,煤制天然气如何入网、定价,有待于妥善解决。

5) 调峰问题。根据我国天然气消费情况,天然气用量峰谷比例大于 3<sup>[2]</sup>。城市燃气消费季节性不平衡问题突出,冬季消费量远远高于夏季消费量,尤其是

利用天然气采暖的城市季节性波动甚为明显,如北京等大城市峰谷差甚至达到10。如不能有效解决煤制天然气调峰方案,煤制天然气装置将不能实现长周期稳定运行。而煤制天然气项目一旦投产,将必须连续作业生产。因此,切实可行的天然气调峰方案将是煤制天然气项目成功与否的保障之一。

## 7. 煤制天然气项目发展的几点建议

作为天然气资源的补充,发展煤制天然气产业符合我国能源结构特点的基本国情,是我国国民经济和社会发展的需要,对于调整我国资源结构、缓和国内天然气的供需矛盾、增强抵御国际能源市场风险的能力、保障我国能源的战略安全都具有重要意义。由于煤制天然气在我国尚处于示范之中,商业运行具有一定的投资风险。因此,在前期规划阶段要充分认识煤制天然气项目的风险性,合理规划,有序发展。在此谨就笔者浅见,提出以下建议。

1) 选择好建设地点和关键技术。煤制天然气装置的建设应实现煤的本地化,首先应选择煤炭资源丰富稳定的地区,完全可以满足项目每年上千万吨的用煤需要,还要保证水资源以及其他原材料的供应和通畅的交通条件。同时,选择地区也要尽可能靠近终端目标消费市场,配套输气管线的投资也可接受的地址。项目应采用安全可靠、先进成熟的技术,这对项目的成功至关重要。项目需要经过科学的调研分析和正确的项目规划,选择合适的技术路线。统筹国外引进技术和国内现有技术,并要注重一定的规模效益。一些关键核心技术装置可以采用国外成熟先进技术,其它技术装置尽可能采用国产技术,装置设备建材也应尽量实现国产化以降低建设成本。

2) 加大行业技术的研发力度。我国的煤制天然气技术有一定的基础,但是目前尚不能提供煤制天然气项目的成套工艺包,国内很多项目都是采用引进欧美技术来建设的。建议国家加大对行业技术开发的投资力度,重点发展先进气化技术、甲烷化技术、“三废”治理技术和系统集成优化技术,尽早开发出独立自主的煤制天然气成套技术,从而降低生产成本,以免受制于人。

3) 实现与其它煤化工和副产品的联产。煤制天然气工艺应尽可能与其他煤化工工艺实现联产,如在天然气用量低谷时改产甲醇等,灵活应对市场需求变化。在煤制天然气的过程,同时产出石脑油、焦油、粗酚、硫磺和液氨等高附加值的副产品,在天然气产品由于市场疲软情况下,可以靠这些副产品取得经济效益,增加企业市场适应能力,提高煤加工综合效益,增强装置的整体抗风险能力。

4) 做好环保工作。煤制天然气项目在生产过程中会产生一些废物,比如硫化物以及一些含酚和重金属的废水等,如果处理不当,会对环境造成很大污染。尤其是新疆、内蒙古等生态环境非常脆弱的地区的项目,配套的环保设施一定要同步实施。回收硫化物等生产硫磺,提取含酚废水中低阶酚都可作为副产品带来一定的经济效益,从而降低了环保成本。

## 参考文献 (References)

- [1] 刘翠玲, 张小东, 胡益之. 中国发展煤制天然气的必要性与竞争优势[J]. 山西能源与节能, 2010, 6: 37-40.
- [2] 张明. 煤制天然气示范对我国能源结构调整的意义及启示[J]. 中国石油和化工, 2011, 8: 24-35.
- [3] 钱卫, 黄于益, 张庆伟等. 煤制天然气(SNG)技术现状[J]. 洁净煤技术, 2011, 17(1): 27-32.
- [4] 米镇涛. 化学工艺学(第二版)[M]. 北京: 化学工业出版社, 2011: 151-186.
- [5] 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]. 转化利用, 2011, 17(5): 44-47.
- [6] 王莉萍, 张永发. 煤制甲烷基础研究和工艺开发进展[J]. 山西能源与节能, 2009, 1: 50-55.
- [7] 刘志光, 龚华俊, 余黎明. 我国煤制天然气发展的探讨[J]. 煤化工, 2009, 2: 1-5.
- [8] 田基本. 煤制天然气气化技术选择[J]. 煤化工, 2009, 5: 8-11.
- [9] 付国忠, 陈超. 我国天然气供需现状及煤制天然气工艺技术和经济性分析[J]. 中外能源, 2010, 15(6): 28-34.
- [10] A. C. Sheth, C. Sastry, Y. D. Yeboah, et al. Catalytic gasification of coal using eutectic salts: reaction kinetics for hydrogasification using binary and ternary eutectic catalysts. Fuel, 2004, 83(4-5): 557-572.
- [11] 汪家铭. 煤制天然气发展概况与市场前景[J]. 化工管理, 2009, 8: 32-37.
- [12] 张海滨. 浅析我国发展煤制天然气的必要性及其风险[J]. 中国高新技术企业, 2009, 6: 92-93.
- [13] 汪家铭. 化肥行业天然气供需现状与前景展望[J]. 化肥设计, 2009, 47(6): 10-15.
- [14] 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.