

煤制天然气产业发展的几点思考

伍桂松

(石油和化学工业规划院,北京100013)

摘要: 由于我国“缺油、少气、富煤”的特殊能源结构,使得发展煤化工成为保障我国能源安全的重要途径。煤制天然气由于技术成熟、资源利用效率高、运输及使用方便清洁,具有较好的发展基础。天然气良好的需要增长潜力也为煤制天然气创造了较好的市场前景。但价格、产品运输、资源保障、环境保护和CO₂减排、装置调峰将成为影响我国煤制天然气产业的主要因素。

关键词: 煤;天然气;技术;产业;发展;资源

中图分类号: TQ-9;TQ54

文献标识码: A

文章编号: 0253-4320(2010)07-0001-06

Reflection on industrial development of SNG in China

WU Gui-song

(National Petroleum & Chemical Planning Institute, Beijing 100013, China)

Abstract: Developing coal chemical industry will be the most important means to protect our energy security because the coal is the most abundant energy resource in China. Due to mature technology, high resource utilization efficiency, convenient transportation and usage, SNG possesses a good development basis. In future, the demand for SNG will increase fast, but will possibly be affected by the price, transportation, resource guarantee, environmental protection, CO₂ emission reduction and peak shaving.

Key words: coal; natural gas; technology; industry; development; resource

1 概述

近几十年世界天然气消费量迅速增长,天然气领域的投入和天然气储量、产量和贸易量也呈迅速增长态势,并显示出继续增长的巨大潜力。今后,天然气在世界能源多元化过程中起到并将继续起到重要作用。

由于天然气清洁、运输方便、使用安全,使得近年来消费增长迅速:2000—2008年,我国天然气消费年均增长率达到16%,而同期产量的年均增长率约为13%。预计2020年需求量将达到2500亿m³,同期产量只能达到1400亿~1600亿m³。供需矛盾将逐步加大,我国天然气的对外依存度将进一步提高。

我国能源结构特点是“缺油、少气、富煤”,到2050年前,中国以煤为主的能源消费结构不可能改变。目前,煤炭的直接燃烧等传统利用方式是导致中国资源消耗大、环境污染重的最主要的因素,“京都议定书”的生效也将使我国作为温室气体排放大国受到越来越多的国际压力。煤炭的高效和清洁转化、利用是解决以上问题,走新型工业化道路的最重

要、最有效的途径。在中国现有资源赋存特点的前提下,改变传统煤炭利用方式,利用我国丰富的煤炭资源生产煤基替代能源,更好地保证能源安全成为我国燃料产业发展亟需考虑的问题。

煤制天然气是煤炭经气化和甲烷化等工艺转化成具有高甲烷含量(94%~96%)的燃气,亦称替代天然气(SNG, Substitute Natural Gas)。煤制天然气的主要优势是:①与矿产天然气组成基本相同、性质基本一致,能比较容易地为终端用户所接受;②能方便地进入现有的管网,进入现有天然气营销系统;③基本为现有技术的组合,国外已有工业化装置运行多年,与其他新兴煤化工产品相比,技术易于获得和掌握;④煤制天然气生产能量转化效率高、环境负荷相对较小,是煤炭清洁转化的理想产品之一。

2 发展煤制天然气可以更好地满足市场需求

近年来,国家对环境保护越来越重视,作为清洁燃料的天然气得到了更为广泛的应用,市场迅速扩大。为满足日益扩大的天然气需求,三大石油公司

加快了我国天然气的勘探开发步伐,把发展天然气放在非常重要的位置,加大了西部、南方和海域等富气盆地的勘探开发力度,相继获得了重大发现,天然气储量实现了快速增长。截至 2008 年底,我国累计探明天然气可采储量 6.34 万亿 m^3 ,其中技术可采储量为 3.41 亿 m^3 [1]。

我国天然气主要分布在内蒙古、四川和新疆,鄂尔多斯、四川和塔里木盆地储量占全国总量的 78%,也是未来我国天然气产量增长的主要地区。2008 年我国新增天然气探明储量 5 300 亿 m^3 ,同比减少 13.4%。但总体来看,我国天然气的探明程度还较低,天然气储量正处于快速增长时期,天然气的探明储量仍会不断增长,我国天然气的储采比将保持在 30 左右。

随着我国天然气基础设施建设的开展,我国天然气供应能力增长迅速。2000 年,我国天然气产量为 277.3 亿 m^3 ,2008 年达到 774.74 亿 m^3 ,比 2007 年增长 11.7%。2000—2008 年天然气产量年均增长率为 13.7%。总体来看,目前我国天然气处于供需紧平衡状态,2006 年广东液化天然气(LNG)项目投运,使得天然气进口量快速增长,近年来的天然气进口量均达到 40 亿 m^3 左右。近年来我国天然气供应和消费变化如图 1 所示。

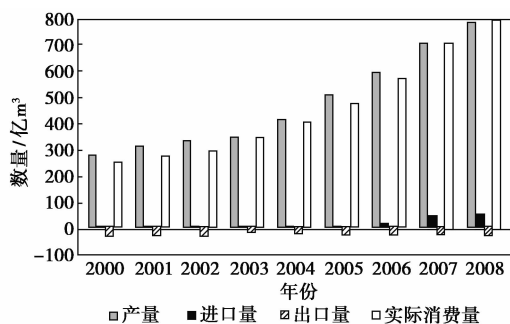


图 1 近年来我国天然气供应和消费变化

近年来,我国天然气消费呈现爆发式增长,保持着 2 位数的年均增长率。2000 年全国天然气消费量为 245 亿 m^3 ,2005 年达到 467 亿 m^3 ，“十五”期间年均增长 13.8%,其增长速率远远超过了石油和煤炭。随着中国四大气区天然气的全面外输,天然气消费量继续大幅度增长。2007 年我国天然气消费量为 695 亿 m^3 ,同比增长 23.9%,消费量和产量增幅均居全球第 2。2008 年我国天然气消费量达到 778 亿 m^3 。2000—2008 年天然气消费量年均增长率为 15.5%。

目前我国天然气主要消费于化工、工业燃料、城市燃气和发电领域。在国家《天然气利用政策》的

指导下,随着城市环保要求和人民生活水平的提高,城市燃气的需求量日益增长。居民、公共福利以及城市其他用户用气量越来越大。其中城市燃气消费量增长最快,在天然气消费结构中的比例不断增加。主要原因是随着“西气东输”、“陕京二线”、忠武线的建成投产,使得天然气市场区域大面积扩展,新的用户用气条件成熟,特别是在长江三角洲、“两湖”地区以及输气干线沿线省区气化城市不断增加。

随着国民经济的快速发展,产业结构的调整以及人民生活水平的提高,对清洁能源的需求将与日俱增,供需缺口将不断扩大。预计 2010 年我国天然气的消费量将达到 1 000 亿 m^3 ,存在约 200 亿 m^3 的缺口。2015 年我国天然气需求量为 1 800 亿 m^3 ,存在 500 亿 m^3 的缺口。到 2020 年,天然气在能源消费结构中的比例将会提高到 8%~10%,天然气需求量将达到 2 500 亿 m^3 ,同期的产量为 1 400~1 600 亿 m^3 ,缺口将达到 1 000 亿 m^3 左右,供求矛盾将进一步加剧。

对于天然气存在的缺口,我国将主要采取海上 LNG 进口和陆路管道天然气进口的方式解决。陆路进口天然气主要是从中亚、俄罗斯和缅甸进口,其中中亚天然气已进入我国,供气规模将达到 300 亿 m^3/a 。中缅天然气管道已开工建设,估计将于 2013 年开始供气,供气规模为 100 亿 m^3/a 。引进俄罗斯天然气最早开展工作,总的用气规模预计达到 600~800 亿 m^3 ,但进口缓慢,预计到 2015 年左右才能正式由俄罗斯向中方供气。预计到 2015 年我国陆路进口天然气的能力将达到 1 100 亿 m^3/a 。海上进口天然气以中国海洋石油总公司为首,中国石油天然气集团公司、中国石化集团公司纷纷进行了进口 LNG 的发展规划。目前我国从南到北沿海中心城市均有三大公司布局的 LNG 项目,部分项目已投产,到 2015 年规划的 LNG 接收能力将达到 7 000 万 t(930 亿 m^3) 左右。

从上述数据分析,到 2015 年我国天然气进口能力将大幅增加,但随着世界能源形势的日益严峻,进口天然气供应的稳定性大打折扣。陆路进口天然气气源国具有较强的控制力,近 2 年俄罗斯与乌克兰的天然气价格之争直接涉及到了欧洲,为世界天然气贸易的稳定性敲响了警钟,越来越多的国家寻求多气源供气来保障天然气供应。而海上进口天然气由于气源落实困难、产业链长等问题也难以实现稳定供应。另外,目前国内进口天然气基本与原油价格直接或间接挂钩,市场风险随之加大。

以煤为原料生产天然气为保障我国天然气提供了第3种选择,发展煤制天然气能较好地保证我国天然气供应主要表现在以下几点:①煤制天然气基本为现有成熟技术的组合,美国大平原气化厂已稳定运行多年,技术可行;②在国内矿产天然气资源不能保障供应的情况下,煤制天然气立足于国内丰富的煤炭资源,能较好地缓解市场供应不足,降低进口依存度,提高供应的安全性和可靠性;③煤制天然气与矿产天然气组成相近,可以充分利用现有的天然气管线直接进入终端市场;④煤制天然气装置规模大,单个项目年供气量可达40亿 m^3 ,可以有效支持局部“气化”,减轻环境压力;⑤与其他煤基替代能源产品相比,煤制天然气项目资源利用效率较高、环境负荷相对较小,是煤炭清洁转化的有效途径。不同煤基替代能源产品能效和环境负荷比较如图2所示。

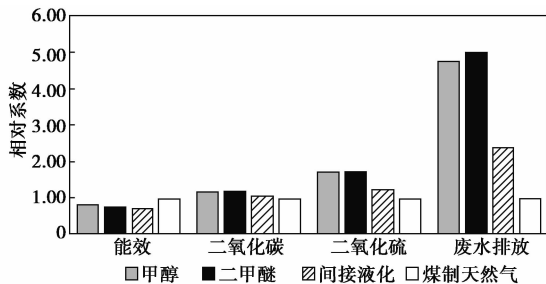


图2 单位热值煤基替代能源产品能效和环境负荷比较

3 发展煤制天然气产业具有较好的技术基础

目前,世界能源供应主要依赖化石能源。世界化石能源剩余可采储量还有较长的供应保障期,尚未对能源供给形成实质性制约。未来能源供求关系和市场价格将主要受能源开采利用技术、能源结构调整、环境与气候变化、国际政治经济秩序等多种因素影响。到目前为止,世界常规石油和天然气资源的储采比在40和60左右,而煤炭资源的储采比为147。在世界能源消费以石油为主导的条件下,如果能源消费结构不改变,就会发生能源危机。20世纪70年代的二次能源危机,使得世界各国越来越多地重视油气替代能源的开发。替代石油的其他能源资源,除了煤炭之外,能够大规模利用的还很少。因此世界各国由此展开了以煤炭清洁高效利用为主体的煤基替代能源技术的研究和开发。其中美国、法国等也把煤基合成天然气作为技术开发的重点,并取得了初步的研究成果。进入20世纪80年代,世界

经济情况有了很大变化,由煤生产代用天然气在欧美已不再是紧迫问题。各国多以技术输出为目的进行煤制天然气技术的开发。

煤制天然气作为典型的煤化工装置,煤制天然气常规生产过程包括空分、煤气化、洗涤、粗煤气变换、酸性气脱除、甲烷化、副产品回收装置等,图3为煤制天然气生产流程示意图。

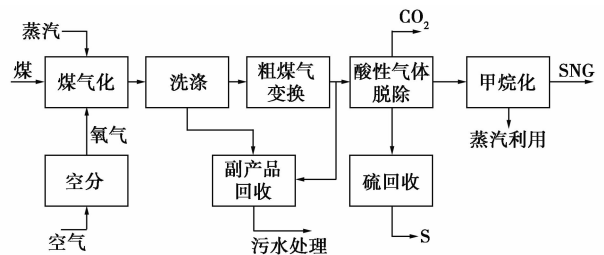


图3 煤制天然气技术流程

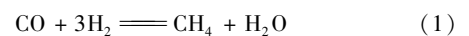
整个煤制天然气生产过程,技术成熟可靠,能满足大规模生产要求,主产品为煤制天然气,副产单质S、 CO_2 等。特别是净化、变换、空分、硫回收等单元与合成氨甲醇、二甲醚等传统煤化工产品生产技术的组合。目前世界煤制天然气项目的技术开发重点主要集中在适应煤制天然气产品特征的煤气化技术和甲烷化技术。

(1) 煤气化技术

目前世界上以煤为原料的气化方法主要有固定层碎煤加压气化法、水煤浆加压气化法及粉煤加压气化法。其中碎煤加压气化技术合成气中甲烷体积分数高达8%~12%,非常适宜于煤制天然气的生产,但也存在着单炉产能低、蒸汽耗量高、废水量大、处理难度高的问题。

(2) 甲烷化技术

目前已商业化的甲烷化方法都是基于式(1)化学变化。



式(1)是在镍基催化剂催化下的强放热反应。因此甲烷化工艺均设置多段反应,根据段间取热方式的不同,分为副产蒸汽的等温甲烷化工艺和段间降温的多床绝热甲烷化工艺。后者尚没有工业化装置运行。目前国外可转让的甲烷化技术主要有Davy工艺和托普索工艺,二者工艺流程基本相似,所产天然气均符合国家天然气标准,都有自己开发的甲烷化催化剂。

直接甲烷化则是以合成气为原料,调整H/C摩尔比,直接甲烷化,再进行净化,生产合格的天然气

产品,目前,尚没有成熟的工业化装置运行。

世界煤制天然气产业今后技术开发重点:一是系统能量集成,提高热能利用效率,降低循环比;二是提高环境保护水平,特别是酚氨废水处理的可靠性和经济性;三是直接甲烷化技术的工业化。

煤制天然气装置在国外已有成熟的工业化装

置,并且运行 20 多年,我国目前尚没有大型工业化装置。煤制天然气生产是现有成熟煤化工技术的组合,各单元技术已证实在技术上是可行的。与其他新兴煤化工产业煤制乙二醇、煤制油和煤制烯烃相比,煤制天然气产业具有较强的技术可靠性。新兴煤化工产业技术进展如表 1 所示。

表 1 新兴煤化工产业技术进展

产品	国内	国外
煤制天然气	尚没有工业化生产装置,特征技术甲烷化在合成氨、城市煤气生产领域广泛应用,相关院所所有催化剂开发和工程设计经验。特征气化技术——鲁奇碎煤加压气化已广泛应用并实现国产化,改进技术 BGL 炉在国内已有成功运行个例。新奥集团正进行成套技术的开发,含甲烷化催化剂。大唐克旗煤制天然气项目已开工建设	国外有多家供应商可提供甲烷化专利技术,并且工业化生产装置已成功运行 20 多年
甲醇制丙烯	国内目前尚没有工业化生产装置,淮化集团已建成年产 1 万 t 丙烯的 FMTP 工业示范装置。大唐集团和宁煤集团 MTP 项目利用鲁奇技术,正在建设中	无工业化生产装置,鲁奇公司可转让专利技术。伊朗也在进行工业化装置建设
甲醇制烯烃	国内尚没有工业化生产装置,中国科学院大连化学物理研究所 DMTO 技术建成年处理甲醇 1.67 万 t 中试,神华集团 60 万 t/a DMTO 在建。中石化开发 SMT0 技术,在燕山石化公司完成中试,在此基础上开发了产能 60 万 t/a 的工艺包	UOP/HYDRO 可转让成套技术,到目前为止无工业化生产装置
直接液化	神华集团煤炭产能 108 万 t/a,直接液化项目 2009 年试车成功	目前德、美、日有技术改进和储备,主要障碍是产品与石油的竞争性
间接液化	中国科学院山西煤化所、兖矿集团和神华集团分别建成了产能 16 万、16 万、18 万 t/a 的中试装置。宁煤集团拟与壳牌合资建间接液化装置	南非 3 套生产装置,产能总计为 15 万桶/a,已运行多年
煤制乙二醇	福建物质结构研究所开发技术,在江苏产能 1 万 t/a 中试装置已稳定运行,在此基础上正在内蒙古建设产能 20 万 t/a 工业化生产装置,但单系列装置能力有待提高	尚无工业化生产装置,日本、美国等有技术储备

4 影响我国煤制天然气产业发展的主要因素

从以上分析看,煤制天然气具有较好的市场基础,也是保障我国能源供应安全的内在要求,同时具有较好的技术成熟性。发展煤制天然气,可以减少对国外天然气的依赖,并平抑天然气进口价格,并且由于煤制天然气可以利用管道运输,可以成为我国“西能东送”的最佳选择,特别是部分劣质煤由于品质差、运输困难得不到有效利用,进行就地转化生产天然气有利于劣质煤炭资源利用及变相外运。从煤炭转化及利用的全生命周期考量,煤制天然气具有较高的能量利用效率和较小的环境负荷,具有较大的发展空间。但从目前情况看,我国天然气产业的发展也受到很多因素的影响,其中影响产业发展的主要因素在于:产品价格、产品运输、资源保障、环境保护和温室气体减排以及装置调峰。

(1) 产品价格

天然气作为重要的能源产品,在世界范围内,天然气的定价政策主要与替代燃料基本挂钩^[2]。我

国天然气价格仍采用政府定价的模式。天然气价格水平远远低于国际平均水平。不同国家和地区天然气与原油的等热价格系数如表 2 所示^[3]。

表 2 不同国家和地区天然气与原油的等热价格系数

日本 LNG 到岸	欧洲 NG 到岸	英国 NG Heren	美国 NG NBP Henry Hub	加拿大 NG Albert	中石化出厂
0.86	0.79	0.67	0.83	0.72	0.40

注:等热价格系数均为 2000—2008 年的平均值。

由表 2 可以看出我国天然气价格明显偏低。我国天然气基本采用政府定价机制,其中天然气出厂价格实行政府指导价,国家根据可替代能源价格变化情况每年调整一次天然气价格;管输费由国家发改委定价,按照运距逐远递增的原则测算;分销价格是当地政府定价,由城市燃气运营企业与当地政府谈判而成。这种定价模式很难准确及时反映天然气的价值,使得天然气生产、运输和消费环节存在利益关系。目前我国天然气价格尚未如原油价格一样挂钩,不同地区、不同用途天然气价格差别较大,其中民用燃气对价格承受力较强。环渤海天然气

价格为 2.05 ~ 2.20 元/m³, 华东沿海为 2.2 ~ 2.5 元/m³, 华南沿海为 3.45 ~ 3.85 元/m³。

煤制天然气项目以煤为原料, 煤炭成本占产品成本构成的 40% ~ 50%, 占可变成本的 85%, 因此煤炭价格对煤制天然气项目效益有直接影响。以年产 40 亿 m³ 天然气项目为例, 10% 为基准收益率时, 天然气出厂价与为煤炭价格的对应关系如图 4 所示^[2]。

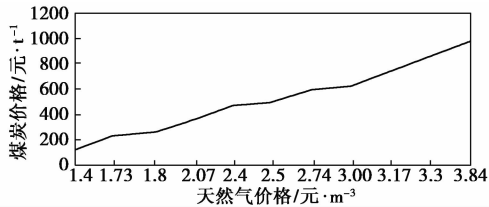


图 4 天然气出厂价与煤炭价格的对应关系

以此为基础, 考虑各目标市场天然气终端销售价格和不同距离管输费用的不同, 分别选择新疆和内蒙古作为煤制天然气项目拟选厂址, 以 10% 基准收益率为基础, 煤制天然气项目最高可承受煤炭价格测算如表 3 所示。

表 3 煤制天然气项目最高可承受煤炭价格测算

目标市场	天然气 市场销 售价/ 元·m ⁻³	折算城 市门 站价/ 元·m ⁻³	新疆		内蒙古	
			SNG 出 厂等价/ 元·m ⁻³	最高可承 受煤价/ 元·t ⁻¹	SNG 出 厂等价/ 元·m ⁻³	最高可承 受煤价/ 元·t ⁻¹
环渤海	2.05 ~	1.55 ~	0.45 ~		1.25 ~	70 ~
	2.2	1.7	0.6		1.4	120
华东沿海	2.2 ~	1.7 ~	0.6 ~		0.9 ~	
	2.5	1.9	0.8		1.1	
华南沿海	3.4 ~	2.9 ~	1.8 ~	260 ~	2.1 ~	365 ~
	3.8	3.3	2.2	400	2.5	500

从表 3 中数据分析, 在新疆(伊犁)地区建设煤制天然气项目, 在目前的市场价格下, 到环渤海、华东沿海市场均没有竞争力, 但借道“西气东输”二线到达华南市场, 具有竞争力, 在 10% 税后内部收益率下可承受煤价达到 260 ~ 400 元/t, 主要原因是华南市场以进口 LNG 为气源, 已与国际市场价格接轨。

由于运输距离短, 管输费用相对较低, 内蒙古煤制天然气项目的竞争力要明显强于新疆项目, 但在环渤海和华东市场仍没有竞争力, 如果内蒙古煤制天然气能通过管道南下, 项目具有较强的竞争力。

因此, 价格将成为影响煤制天然气产业发展的

关键因素。在目前市场价格情况下, 我国煤制天然气项目难于参与市场竞争, 但在天然气价格与国际市场价格接轨的情况下, 煤制天然气将有较好的竞争力。

(2) 产品运输

煤制天然气相较其他煤基化工产品, 最大的优势在于可以通过管道运输, 便捷经济地达到终端市场。

进入 21 世纪以来, 我国天然气市场发展迅速, 国内连接气田和主要消费市场的长输管线蓬勃发展, 配套储气库也在积极建设中, 从周边国家进口天然气配套的跨国输气管道也在积极建设和规划之中, 为进口 LNG 配套的局部输气管线也已形成一定规模。截至 2008 年底, 我国天然气长输管线总长度已达到 3.5 万 km, 已形成全国性的“四纵”(大榆、冀宁、淮武、兰银)、“四横”(涩宁兰、西气东输一线、陕京一线和二线、忠武)的天然气管网格局。

煤制天然气项目宜建于煤炭资源丰富地区, 而我国煤炭主要分布在西北、西南等内陆地区, 远离东南部的城市群。煤制天然气项目产品只有通过长输管线才能到达目标市场。根据我国煤炭资源和水资源的分布, 最有可能较大规模建设煤制天然气项目的地区为内蒙、新疆、山西、陕西、云贵。目前这些地区都已建成或规划建设天然气长输管线。最利于煤制天然气发展的管线输送方式是开放的第 3 方经营的长输管线系统, 煤制天然气产品充分利用现有管线进入目标市场。

但目前我国天然气长输管线基本为中石油和中石化拥有, 国内现有天然气管线拥有者和经营者同时也是天然气最主要的供应商。尚未形成点线互连的天然气供配气管网、离资源多元化、供应网络化、调配自动化的多气源、多用户天然气生产和供应市场化的要求还有相当的差距。在我国目前天然气长输管线产业格局下, 第 3 方气源难以经济合理通过现有长输管线输送。目前进展较快的煤制天然气项目基本上是自行配套长输管线, 或是寻求与油气公司的合资合作, 以期以相对合理的价格进入已有管线。借道已有管线输送, 独立进行燃气销售对煤制天然气项目来说还有很长的路要走。

(3) 资源保障

煤制天然气项目规模较大, 具有较大的资源消耗量, 首先是煤炭资源, 以一个年产 40 亿 m³ 的天然气项目来算, 煤炭资源的 1 年消费量达到 1 000 万 t 左右。同时, 由于气化工艺对煤质的特殊要求, 这样

项目配套的煤矿项目产能要达2 000万 t/a 才能有效保证煤炭需求。

另一方面,煤制天然气项目需水量大,煤制天然气产品新鲜水单耗按不同的煤气化技术在 $6.5 \sim 8.5 \text{ t/km}^3$,依此计算一个40亿 m^3 的煤制天然气项目年需新鲜水量为2 000万~3 000万 t。我国西部地区煤富水贫,使得煤炭资源和水资源不能同时匹配。在西部地区煤资源富集地区发展煤制天然气产业的关键因素之一是可靠的水资源保障。

(4) 环境保护和温室气体减排

不容讳言,与石油化工相比,煤化工将产生更多的环境排放和环境负荷,以煤制天然气为例,世界先进水平的煤制天然气项目单位产品环境负荷如表4所示。

表4 煤制天然气项目环境负荷

环境负荷	年排放总量 ^①	备注
废气	$300 \times 10^6 \text{ m}^3$	
二氧化硫	1300 ~ 1800 t	
氮氧化物	7000 ~ 8000 t	
二氧化碳	$(1.1 \sim 1.2) \times 10^7 \text{ t}$	
废水	$(1 \sim 1.2) \times 10^6 \text{ t}$	高浓盐水排放,可设蒸发塘处置
COD	1000 ~ 1200 t	高浓盐水排放,可设蒸发塘处置
氨氮	150 ~ 250 t	高浓盐水排放,可设蒸发塘处置
废渣	$(2 \sim 3) \times 10^6 \text{ t}$	产生量

注:①以年产40亿 m^3 天然气项目计。

其中最难以处理的是废气和废水。废气主要是二氧化硫的达标排放以及二氧化碳的捕集和综合利用。二氧化硫的达标排放目前在技术上已经完全可以做到,主要是如何进一步降低成本问题。相对于火电厂而言,煤化工装置排放气体中二氧化碳浓度较高,易于处理和综合利用,美国大平原煤制天然气装置排出的二氧化碳就净化后经过管线长输到加拿大南部油田用于油田驱油。目前美国新规划的煤制天然气项目都有完备的二氧化碳处置方案。而我国煤化工企业只有少量的进行二氧化碳的直接利用和转化利用,尚没有大规模的贮存和油田利用方面的实践。

固定床气化技术用于煤制天然气具有独特优势,主要是产生的合成气中甲烷含量高,这样就能有效降低后续工序的负荷,但固定床气化技术在气化中副产大量的酚氨废水,这股废水化学需氧量(COD)质量浓度达到20 000~30 000 mg/L,挥发酚质量浓度达到4 000~6 000 mg/L,总氨质量浓度达到9 000~10 000 mg/L,这部分废水处理难度大、成

本高,将成为煤制天然气产业环境保护中的重点和难点。

(5) 装置调峰

根据我国主要城市天然气消费情况,城市燃气消费季节性不平衡是城市燃气发展中的一大难题。主要表现在受气候条件影响,冬季消费量远远高于夏季消费量。煤制天然气产品作为替代城市燃气产品,同样存在季节性消费不平衡问题,尤其是利用天然气采暖的城市季节性波动尤为明显。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,将导致国内煤制天然气产业处于相当尴尬的地位。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。

5 我国煤制天然气产业发展建议

综上所述,我国煤制天然气产业具有较好的发展基础,作为煤炭清洁转化的途径之一,煤制天然气必将迎来发展的春天。为更好地促进产业发展,特提出以下建议。

(1) 稳步推进煤制天然气产业的发展

尽管天然气在我国具有了较好的技术基础、市场空间,并且企业的积极性较高,但目前为止尚没有工业化生产装置。并且在工程优化、环境保护方面还有大量的工作可做。建议国家从保证天然气供应安全的角度出发,有条件地推进煤制天然气产业的发展,在煤炭资源、水资源和终端市场落实的情况下,选择一二个项目进行试点。

(2) 重视煤制天然气产业的技术开发

我国煤制天然气产业具有较好的技术基础,但总体来看与世界先进技术仍有一定的差距,特别是气化技术、甲烷化技术、废水治理技术、气达标排放技术方面仍有一定的差距。目前我国尚不能提供煤制天然气项目的成套工艺包。建议国家加大对煤制天然气产业技术开发的支持力度,重点支持先进气化技术、甲烷化技术、“三废”治理技术和系统集成优化技术的开发,尽早开发出国产化的煤制天然气成套技术。

(3) 高度重视煤制天然气的调峰问题

煤制天然气是以化工装置生产基础能源产品,是大型的化工生产联合装置。化工装置的长周期稳定运行,不仅是效益的保证,也是安全生产和清洁生产的要求。天然气消费特别是民用燃气市场的季节性使得煤制天然气装置将面临着较大的调峰问题。

(下转第8页)

以上,固体钾盐仅占2%左右;二是从钾盐资源品质情况来看,我国钾盐品位低,共伴生组分多,卤水钾盐一般含氯化钾质量浓度10~20 g/L,第四纪以前的固体钾盐含氯化钾质量分数5%~10%,钾盐一般与钠盐共生,盐湖钾盐共伴生镁、硼、锂、碘、石盐、芒硝等元素或矿产可供综合利用;三是钾资源分布不均衡且多分布在偏远地区,中国已探明的钾盐资源主要分布在青海和新疆,两省(区)钾盐查明资源储量占全国已查明资源储量的95.5%。青海柴达木盆地的察尔汗盐湖和新疆的罗布泊是我国已发现的2个特大型钾盐矿床,地处边远地区,远离用肥地域,且开发利用的外部条件较差。2002—2009年我国钾盐资源见表1。

表1 2002—2009年我国钾盐查明资源储量变化

		万 t (KCl)	
查明资源储量	其中:基础储量	查明资源储量	其中:基础储量
2002年	86565.10	27543.00	
2003年	86971.30	27323.20	
2004年	87331.80	27683.70	
2005年	88101.93	28891.56	
2006年	88108.23	27314.86	
2007年	83544.50	33752.04	
2008年	86475.43	36367.66	
2009年	86475.43	36400.68	

我国是农业大国,也是化肥生产和消费大国。钾肥生产受到国家的高度重视,改革开放以来,特别是最近十几年,钾肥生产得到了迅速的发展。截至2009年底,全国已利用钾盐矿26处,占用查明资源储量65 324.85万t,占总查明资源量的78.19%;可规划利用矿区11处,查明资源储量16 752.58万t,占总查明资源量的20.05%,我国的可溶性钾盐资源大部分得到开发利用。

另外,我国开发钾盐的矿山企业只有15家,年采钾盐原矿2 324.30万t。由于受资源条件的限制,我国钾资源利用盐湖晶间卤水为主,上规模的氯

(上接第6页)

建议煤制天然气项目建设伊始就要高度重视高峰问题,新建煤制天然气项目必须落实高峰方案。可采用的方案有贮气库建设、LNG、终端用户冷热电联产、化工装置高峰、调峰天然气电厂等。

(4) 试点煤制天然气的温室气体减排工作

煤制天然气项目规模大,二氧化碳排放量大,且均为新上项目,具有较好的二氧化碳捕集、净化和输送基础,国外煤制天然气项目都在开展二氧化碳减排和综合利用工作上具有较好的示范作用。建议国

化钾生产厂主要集中在青海察尔汗地区。青海盐湖工业集团股份有限公司是我国最大的钾肥生产企业,现实际年产量200万t以上,主要开采察尔汗盐湖达布逊区段和别勒滩区段的含钾晶间卤水。国投新疆罗布泊钾盐有限责任公司是我国最近建成又一大型钾盐生产企业,2006年新疆罗布泊钾肥基地年产120万t钾肥项目开工建设,2008年底建成投产,目前已形成130万t/a硫酸钾生产能力。2002—2009年我国氯化钾产能及产量见表2。

表2 2002—2009年我国氯化钾产能产量表

		产能/产量	
		万 t·a ⁻¹	万 t
2002年	83.0	64.3	
2003年	133.0	101.2	
2004年	257.0	207.0	
2005年	300.0	280.0	
2006年	346.8	310.0	
2007年	330.8	295.0	
2008年	340.8	320.0	
2009年	350.8	363.0	

2 我国钾肥资源优势分析

2.1 优势方面

(1) 得天独厚的资源条件

我国的钾资源主要分布在青海、新疆等西部地区,其中大部分分布在享有“聚宝盆”之称的柴达木盆地中南部,察尔汗盐湖。察尔汗盐湖东西长168 km,南北宽20~40 km,总面积5 856 km²,是我国最大的可溶性钾镁盐矿床,也是世界上有名的内陆盐湖。它辐射能量大,空气含氧低,自然环境非常恶劣,但对盐田生产却又提供了得天独厚的自然条件。察尔汗盐湖属近代沉淀氯化物型矿产矿床依地质特征自东向西分为霍布逊、察尔汗、达布逊、别勒滩4个连续区段,除盐湖集团的察尔汗盐湖外,还有东、西台吉乃尔湖等小型盐湖。我国重要的3个钾盐资源现主要为青海盐湖工业集团有限公司、国投新疆

家在核准煤制天然气项目的同时,出台相应的经济政策,积极推动企业进行大规模二氧化碳的捕集和综合利用,并出面协调各利益方的关系。

参考文献

- [1] 中国石油石化产业经济研究报告2009[R]. 北京:石油石化出版社,2009.
- [2] 霍小丽. 国外天然气定价机制及对我国的启示[J]. 中国物价, 2008(1):46-48.
- [3] Statistical Review of World Energy 2009[EB/OL]. <http://www.bp.com/>. ■