

推荐 (维持)

技术成熟、空间较大

2010 年 7 月 17 日

煤制天然气行业深度研究

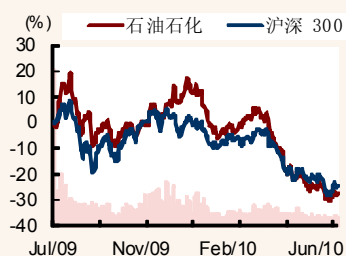
上证指数 2424

行业规模

		占比%
股票家数 (只)	19	1.2
总市值 (亿元)	23973	12.6
流通市值 (亿元)	6701	5.4

行业指数

%	1m	6m	12m
绝对表现	-3.6	-34.5	-26.5
相对表现	0.2	-11.0	-3.3



相关报告

袁孝锋 CFA
021-68407559
qiuxf@cmschina.com.cn
S1090208070224

张啸伟 (研究助理)

天然气是现有化石能源中最清洁的能源,我国一次能源消费结构中天然气的比重仅为 3.0%。当前国家规划十二五期间大幅提高天然气在整个能源消费中的比重到 8%。而我国传统天然气发展的速度虽然已经明显加快,但还是跟不上需求增长的速度。为页岩气、煤层气和煤制天然气的发展提供了广大的空间,本文是天然气系列报告之一的煤制天然气研究。

- **十二五期间天然气消费将上升到 8%** 根据 08 年的统计数据,在中国的一次能源消费里面,天然气占整个一次能源消费的比重仅为 3%,而全球平均的数据为 23.5%。天然气作为化石能源中最清洁的能源,有必要大力发展,而从国家的角度来看,“十二五”期间,天然气在能源消费结构中所占比例将提高到 8%。
- **煤制天然气是煤较好的利用方式** 煤制天然气的能源效率高,耗水和二氧化碳的排放处于煤化工的低端,我国能源结构的特点是缺油、少气、富煤,立足于能源结构特点,发展煤制天然气,作为扩大资源供给的方式之一是可行的。
- **煤制天然气的成本** 根据我们对于一个典型项目的分析,煤制天然气的完全成本在 1.4 元/立方米,其中主要的成本项目是煤炭成本(含原料煤和动力煤)、折旧。考虑到副产品的收入在 0.4 元/立方米,只要井口价在 1.13 元以上,这一项目就能盈利。
- **煤制天然气技术成熟且国产化** 在煤制天然气项目中,除了甲烷化采用国外先进技术外,其他部分基本为国产化技术,使得国产与引进相结合,保证项目技术先进、成熟可靠,具有很强的竞争能力。另外在技术装备上,甲烷化装置仅引进高压蒸汽过热器、循环气压缩机等个别设备,其余绝大部分均为国产化设备,如甲烷化反应器等,符合国家技术引进政策和装备政策。
- **煤制天然气的核心技术是甲烷化工艺** 目前国内还没有掌握大型合成气甲烷化工艺,主要技术要向国外公司购买。目前使用的甲烷化技术主要是托普索甲烷化循环工艺 (TREMPE) 技术和 DAVY 公司的甲烷化技术 (CRG)。
- **与煤制天然气相关的上市公司** 目前 A 股从事煤制天然气的上市公司有大唐电力和广汇股份,其规模分别为 80 亿立方米和 4.9 亿立方米。此外还有万邦达从事煤化工的污水处理。从我们目前了解到的情况,大唐的煤制天然气的污水处理准备自己做,并且在整个煤化工里面,煤直接制油和煤制天然气的水处理难度最大。煤制烯烃和煤间接制油都相对容易。

正文目录

一、国内天然气有广阔的发展	3
二、煤制天然气的技术	4
三、煤制天然气的经济性	7
四、煤制天然气能耗、水耗和二氧化碳排放分析	8
五、当前的天然气价格政策	10
六、煤制天然气面临的挑战	13
七、我国天然气资源现状	13
附录一、已批准和待批准的煤制天然气项目	15
附录二、发改委规范煤制天然气项目的文件	15

图表目录

图 1: 中国和世界一次能源结构比较	3
图 2: 国内天然气产量和消费量	4
图 3: 煤制天然气工艺流程	5
图 4: 煤制天然气工艺流程	7
表 1: 煤制天然气的质量对比	4
表 2: 各气化技术的对比	5
表 3: 40 亿立方米煤制天然气项目的主要产品和副产品	7
表 4: 不同天然气价格和煤价下的盈利情况	8
表 5: 不同煤化工的能源效率	8
表 6: 不同煤化工的水耗	9
表 7: 不同煤化工的二氧化碳排放	9
表 8: 当前天然气井口价	10
表 9: 中国中短距离管道管输费用	11
表 10: 西气东输一线管输费用（没涨 8 分之前）	11
表 11: 2008 年全国主要城市天然气价格	12
表 12: 中国主要盆地天然气资源	13
表 13: 已批准和待批准的煤制天然气项目	15

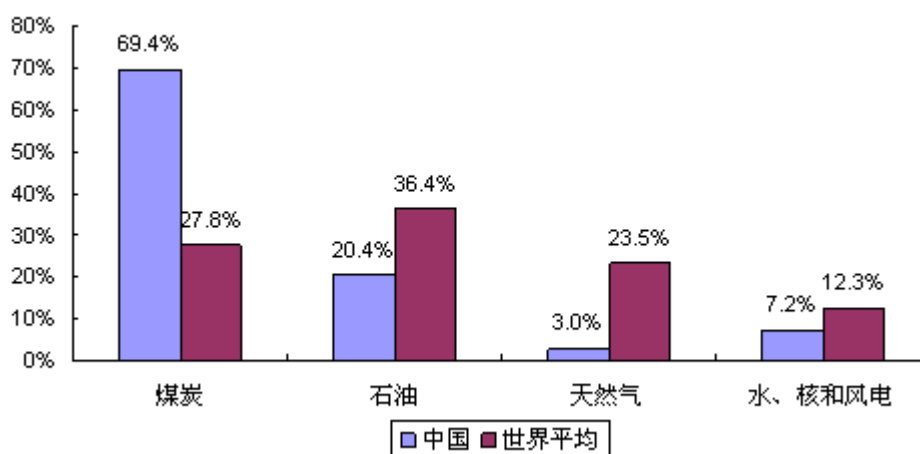
前言

天然气是现有化石能源中最清洁的能源，我国一次能源消费结构中天然气的比重仅为 3.0%。当前国家规划大幅提高天然气在整个能源消费中的比重。而我国传统天然气发展的速度虽然已经明显加快，但还是跟不上需求增长的速度。为页岩气、煤层气和煤制天然气的发展提供了广大的空间，本文是天然气系列报告之一的煤制天然气研究。

一、国内天然气有广阔的发展

十二五期间天然气消费将上升到 8% 根据 08 年的统计数据，在中国的一次能源消费里面，天然气占整个一次能源消费的比重仅为 3%，而全球平均的数据为 23.5%。天然气作为化石能源中最清洁的能源，有必要大力发展，而从国家的角度来看，“十二五”期间，天然气在能源消费结构中所占比例将提高到 8%。

图1：中国和世界一次能源结构比较



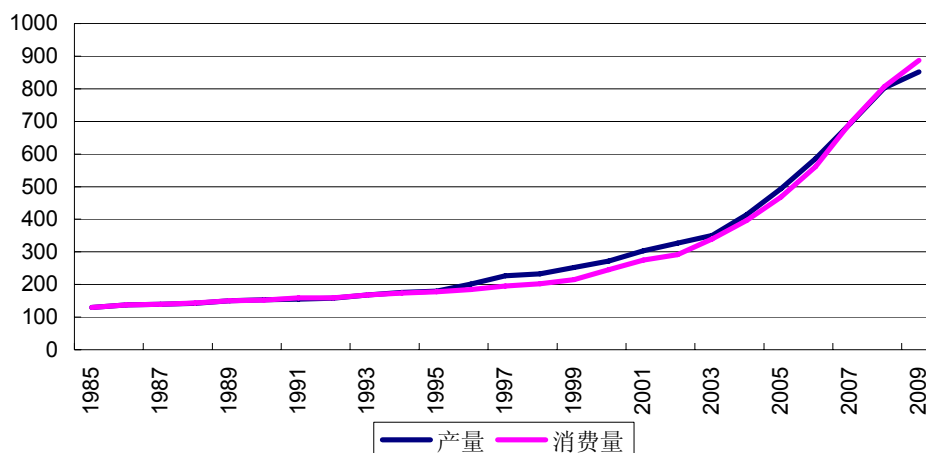
数据来源：国家统计局

国内天然气消费快速增长，09 年净进口 35 亿立方米 2004 年以来，在西气东输等长距离天然气外输管道建成投产的带动下，尤其是在国际市场能源价格较长一段时间高位运行和中国经济持续高速增长的大背景下，我国天然气消费迅速增长，从 2000 年的 245 亿立方米快速增至 2009 年的 887 亿立方米，2009 年消费量是 2000 年的 3.6 倍，年均增速为 15%，尤其是从 09 年，国内消费量已经超出生产量 35 亿立方米。

2020 年天然气供应缺 500 亿 我国正处于经济发展的快速通道，人均收入和生活水平不断提高，居民生活乃至国际社会对中国改变环境状况的呼声越来越高，清洁能源供应的压力逐年加大，天然气在我国能源消费中的地位必将越来越重要。根据 2008 年上半年国家能源局组织国家信息中心、清华大学等单位对中国能源需求的预测，基准情景下 2020 年我国能源需求总量将分别达到 44.3 亿吨标煤，如果届时天然气占一次能源的比例达到 10%，则 2020 年天然气需求量约为 3300 亿立方米。根据有关部门预测，2010 年国产各类天然气的商品量为 1000 亿立方米左右，2020 年可超过 2000 亿立方米。目前中国正在谋求从海上和陆上两条途径进口天然气，但存在政治、资源、价格等多方面的风险，存在较大的不确定性，如仅考虑目前已签订合同即落实的气量，2010 年约为

100 亿立方米，2020 年约为 800 亿立方米。则 2020 年整个缺口 500 亿立方米

图2：国内天然气产量和消费量



资料来源：国家统计局

二、煤制天然气的技术

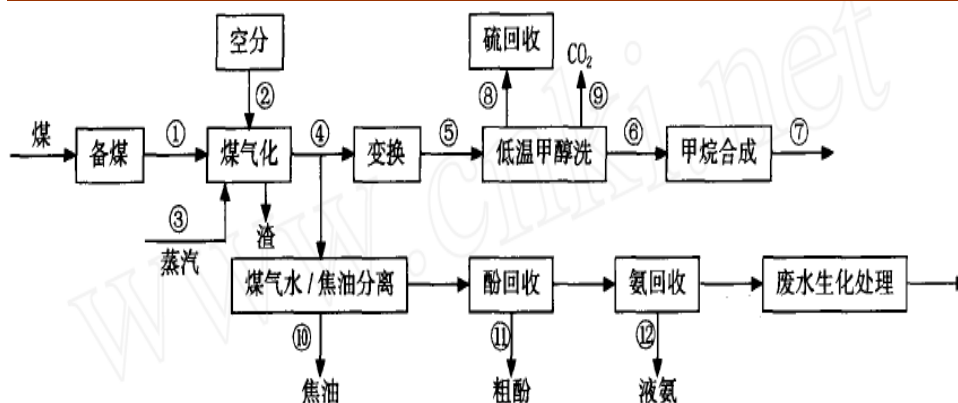
煤制天然气的质量：煤制天然气的热值达到 37~38 MJ/Nm³（高热值），与国家天然气质量标准（GB 17820-1999）规定的最低热值 31.4 MJ/Nm³（高热值）相比，热值高 17.8%~21%。在 CO₂、H₂S、总硫等指标方面也高于国家标准，产品中几乎不含 CO。

表 1：煤制天然气的质量对比

序号	项目	天然气国家质量标准 (GB17820-1999)	煤制天然气
1	CH ₄ (V%)		95~98
2	CO ₂ (V%)	≤3	≤0.6
3	H ₂ (V%)		≤0.9
4	CO(V%)		~
5	N ₂ +Ar(V%)		1~3
6	H ₂ S(mg/m ³)	≤6	~
7	总硫（以硫计） (mg/m ³)	≤100	~
8	HHV,MJ/Nm ³	>31.4	37~38
9	水露点 °C	在天然气交接点的压力和高温条件下，比最低环境温度低 5°C	在天然气交接点的压力和高温条件下，比最低环境温度低 5°C

数据来源：招商证券

图3：煤制天然气工艺流程



数据来源：招商证券

整个生产工艺流程可简述为：原料煤在煤气化装置中与空分装置来的高纯氧气和中压蒸汽进行反应制得粗煤气；粗煤气经耐硫耐油变换冷却和低温甲醇洗装置脱硫脱碳后，制成所需的净煤气；从净化装置产生富含硫化氢的酸性气体送至克劳斯硫回收和氨法脱硫装置进行处理，生产出硫磺；净化气进入甲烷化装置合成甲烷，生产出优质的天然气；煤气水中有害杂质通过酚氨回收装置处理、废水经物化处理、生化处理、深度处理及部分膜处理后，废水得以回收利用；除主产品天然气外，在工艺装置中同时副产石脑油、焦油、粗酚、硫磺等副产品。**主工艺生产装置**包括空分、碎煤加压气化炉；耐硫耐油变换；气体净化装置；甲烷化合成装置及废水处理装置。辅助生产装置由硫回收装置、动力、公用工程系统等装置组成。

在煤制天然气项目中，除了甲烷化采用国外先进技术外，其他部分基本为国产化技术，使得国产与引进相结合，保证项目技术先进、成熟可靠，具有很强的竞争能力。另外在技术装备上，甲烷化装置仅引进高压蒸汽过热器、循环气压缩机等个别设备，其余绝大部分均为国产化设备，如甲烷化反应器等，符合国家技术引进政策和装备政策。

煤气化技术的考虑因素：原料特性；已有经验和技术的成熟程度；产品煤气用途；对资源、环境的影响；投资和运行成本；先进性和自动化水平。**水煤浆不适用褐煤气化**，原因在于褐煤的成浆性很差，一般来说，采用水煤浆气化工艺它对煤质的要求很高。如果煤的灰含量很高，那么它的成浆性就很差这样就不利于水煤浆气化工艺。但对于 SHELL 煤气化而言，它对煤质要求就相对低得多，褐煤就可以做原料。因为 SHELL 煤气化工艺是采用干燥粉进料，原料煤用磨煤机磨成 5—90 微米的粉末后采用惰性气体送至气花炉进行气化。在磨煤过程中，不能够研磨的那一部分可以通过磨煤机的排矸石口排出合成氨用 SHELL 工艺较好，合成气中氮含量高，需添加氮量少，水煤浆工艺次之，都存在变换负荷高；鲁奇工艺由于合成气中甲烷含量高适于制城市煤气（天然气）。**适宜的气化方法：**固定床：鲁奇炉（干法排灰）和 BGL 炉（液态排渣），技术成熟、合成气中含一定量甲烷，副产焦油等，存在污水处理问题。

表 2：各气化技术的对比

气化技术	GSP	HT-L	KBR	Lurgi
气化工艺	气流床	气流床	气流床	固定床
气化压力 (MPa)	4	4	2~4	~3.0
气化温度 (°C)	1400~1750	1400~1750	900~1000	900~1000
原料煤规格	粒度<0.2mm,水分<10%	粒度<0.2mm,水分<10%	粒径 0.3~0.4mm	粒度 5~50mm, 不必预干燥

单炉最大投煤量 (t/d)	2000(在建)	1500 (在建)	3750 (在建)	1000
有效气 (H ₂ +CO, v %)	90~94	90~94	75~85, 含 1%~5% 甲烷	55, 含 8%~10%甲 烷
碳转化率 (%)	99	99	90~95	99
氧耗 (Nm ³ /km ³ SNG)	1357	1357	35.6 (褐煤)	518.4
蒸汽消耗 (t/km ³ SNG)	0.055	0.055	1.068 (褐煤)	2.424
电耗 (kWh/km ³ SNG)	320	320	无数据	122
排渣	液态, 几乎不含碳 液态, 几乎不含碳 固态, 细渣含碳 30%~60%, 送粉煤 干粉, 含残炭约 5% 锅炉利用			
废水	水少, 易处理	水少, 易处理	无数据	多, 难处理
单系列投资	5.6 亿元	2.4 亿元 (投煤量 1000t/d)	2 亿元 (投煤量 1500t/d)	1.1 亿元

资料来源:《煤制天然气淮南煤气化技术的选择》

煤制天然气的核心技术是甲烷化工艺。目前国内还没有掌握大型合成气甲烷化工艺, 主要技术要向国外公司购买。目前使用的甲烷化技术主要是托普索甲烷化循环工艺 (TREMPT) 技术和 DAVY 公司的甲烷化技术 (CRG)。

托普索公司开发甲烷化技术可以追溯至 20 世纪 70 年代后期, 该公司开发的甲烷化循环工艺 (TREMPT) 技术具有丰富的操作经验和实质性工艺验证, 保证了这一技术能够用于商业化。该工艺已经在半商业规模的不同装置中得到证明, 在真实工业状态下生产 200m³/h~3 000m³/h 的合成天然气 (SNG) 产品 (意味着反应器直径是唯一的规模放大参数)。TREMPT 工艺采用托普索公司开发的 MCR- 2X 催化剂, 此催化剂在托普索中试装置和德国 Union KraftstoffWesseling (UKW) 的中试装置中, 均进行了独立测试。在中试时, 最长的运行时间达到了 10 000h, 证明 MCR- 2X 是一种具有长期稳定性的催化剂。MCR- 2X 催化剂累计运行记录超过了 45 000h。此工艺的甲烷化反应在绝热条件下进行。通过循环来控制第一甲烷化反应器的温度。MCR- 2X 催化剂无论在低温下 (250℃) 还是在高温下 (700℃) 都能稳定运行。

CRG 技术最初是由英国燃气公司 (BG 公司)在 20 世纪 60 年代末期和 70 年代初开发的, 是将容易获取的液体馏分作为原料来生产低热值城市煤气的工艺流程中的一部分。原料石脑油和蒸汽经过绝热的 CRG 催化剂床层, 石脑油在低温下进行转化而生产出富含甲烷的气体。为了弥补天然气来源的不足, 采用 CRG 技术在英国建造了许多的 SNG 装置。美国大平原煤制天然气装置使用了与 BG 公司相类似的工艺, 并且 CRG 催化剂已在该装置上成功地使用了很多年, 充分证明了 CRG 催化剂在商业化规模的煤制 SNG 装置上的适用性。

后来 BG 公司又开发出高温性能更好的新型号 CRG 催化剂, 即 CRG-H 催化剂。20 世纪 80 年代的初期, 在其位于苏格兰的西田煤气化炉上进行了试验, 在真实环境中对 CRG-H 催化剂的适用性进行测试, 试验结果验证了该催化剂在甲烷化反应中具有很好的高温性能。20 世纪 90 年代末期, Davy 工艺技术公司获得了将 CRG 技术对外转让许可的专有权, 并进一步开发了 CRG 技术和催化剂, 向市场推出了最新版的 CRG 催化剂, 即 CEG-LH 催化剂。

三、煤制天然气的经济性

我们以一个典型的年产 40 亿立方米的煤制天然气项目为例来介绍煤制天然气项目的经济性。

整个项目的投资：其中总投资在 260 亿元左右，建设资金 230 个亿，30 个亿的银行利息。主要的投资为加压气化、低温甲醇洗、甲烷化、废水处理和专利购买。

主要的原料：2100 万吨的煤炭，其中煤炭的标准是中灰，高挥发分，中硫（0.7%），含水 40%。中热值，19.47-24.9mj/kg。动力煤 620 万吨，原料煤 1547 万吨。一年大概需要 2200 万方的新鲜水。其中煤炭价格假设为 140 元/吨。

主要产品和副产品：除了 40 亿立方米的天然气意外，还副产 51 万吨的焦油、10 万吨的石脑油、6 万吨的粗酚等，这些副产品按照当前的价格，折合收入能够有 16 个亿，对于煤制天然气的经济性有很大的帮助。

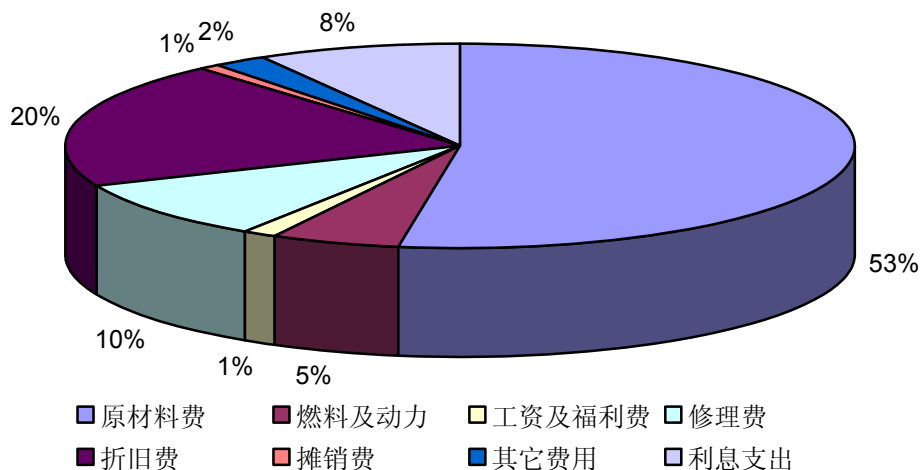
表 3：40 亿立方米煤制天然气项目的主要产品和副产品

序号	品种	单位	年产量（万）
1	合成天然气	Nm3	400000
2	焦油	t	50.88
3	石脑油	t	10.128
4	粗酚	t	5.76
5	硫磺	t	11.352
6	硫铵	t	19.1952
7	电	kWh	60960

资料来源：招商证券

煤制天然气的成本：根据我们的计算，煤制天然气的完全成本在 1.4 元/立方米，其中主要的成本项目是煤炭成本（含原料煤和动力煤）、折旧。考虑到副产品的收入在 0.4 元/立方米，只要井口价在 1.13 元以上，这一项目就能盈利。

图 4：煤制天然气工艺流程



资料来源：招商证券

盈利情况跟天然气出厂价和煤价的关系 我们计算了不同天然气价格下这一项目的盈

利情况，在井口价为 1.13 元/立方米的时候，这一项目盈亏平衡。而在井口价为 1.4 元/立方米的时候，这一项目盈利情况为税前利润 9.6 个亿。在天然气井口价为 1.6 元/立方米，税前盈利为 16.6 亿元。而盈利情况随着煤炭的价格上升而下降，在井口价为 1.4 元/立方米的时候，如果煤价上升到 200 元/吨，则项目盈利接近为 0

表 4：不同天然气价格和煤价下的盈利情况

		煤价（元/吨）				
亿元		140	150	160	180	200
天然气井口价（元/立方米）	0.8	-11.7	-13.8	-15.9	-18.0	-20.1
	1.0	-4.6	-6.7	-8.8	-10.9	-13.0
	1.2	2.5	0.4	-1.7	-3.8	-5.9
	1.4	9.6	7.5	5.4	3.3	1.2
	1.6	16.6	14.5	12.4	10.3	8.2
	1.8	23.7	21.6	19.5	17.4	15.3

资料来源：招商证券

四、煤制天然气能耗、水耗和二氧化碳排放分析

能耗分析：煤制天然气项目甲烷化可以等压合成，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。在甲烷化装置部分，几乎 84% 的废热以高压蒸汽的形式得到回收，而仅有 0.5% 的废热用冷却水冷却，使得整个甲烷化系统热量回收效率非常高。

表 5：不同煤化工的能源效率

	单位热值(3)/MJ	单位能耗/MJ	能量效率/%
甲醇/t	20259	46193	43.86
二甲醚/t	28405	75063	37.84
间接煤制油/t 油品	42642	122213	34.89
天然气(1)/km3	34878	75852	45.98
天然气(2)/km3	34612	65836	52.57

注：1）采用水煤浆气化技术的煤制天然气项目

2）采用鲁奇炉气化技术的煤制天然气项目

3)低热值

数据来源：《我国煤制天然气发展的探讨》

从上表数据可以看出，能量效率由低到高为间接煤制油（34.89%）<二甲醚（37.84%）<甲醇（43.86%）<发电（~45%）（扣除自用电后仅 38%左右）<煤制天然气（45.98%~52.57%），煤制天然气的能量效率最高，是最有效的煤炭利用方式，是煤制能源产品的最优方式，不但可以大幅降低煤炭的消耗，同时还减少了 SO₂、CO₂ 的排放。另外，在产品输送环节，煤制天然气可以大规模管道输送，节能、环保、安全，输送费用低，而甲醇、二甲醚（加压液化）、油品都是易燃易爆的液体产品，运输难度大、费用高，运输安全值得关注，因此，从产品输送方面来看，煤制天然气更具优势。

水耗分析：从单位热值水耗来看，每 GJ 耗水量由低到高为煤制天然气（0.160t~0.196t）<间接煤制油（0.375t）<二甲醚（0.775t）<甲醇（0.740t）。单位热值耗水量煤制

天然气最低,是最节水的能源产品,这对于富煤缺水的西部地区发展煤化工产业具有十分重要的意义。

表 6: 不同煤化工的水耗

	单位产品水耗/t	单位热值水耗 t·G/J
甲醇 /t	15.0	0.74
二甲醚 /t	22.0	0.78
间接煤制油 /t 油品	16.0	0.38
天然气 1)/km ³	6.8	0.20
天然气 2)/km ³	5.6	0.16

数据来源:《我国煤制天然气发展的探讨》

二氧化碳排放分析 从工艺装置单位热值 CO₂ 排放量来看,间接煤制油和天然气 2) (褐煤原料)的 CO₂ 排放较低 (0.077 t/GJ),煤制甲醇、二甲醚和煤制天然气 1) 均在 0.099t/GJ~0.115 t/GJ 之间, 天然气 1) 的排放量最高, 达 0.115t/GJ。值得注意的是, 上述数据仅为工艺装置的排放量,并不包括锅炉、发电的排放量,因此,仅从工艺装置排放量的角度得出结论是片面的。

由于煤制天然气项目中,甲烷化装置可以副产大量的高压蒸汽(或中压蒸汽),用于驱动空分透平或用于煤气化,锅炉仅需补充少量的高压蒸汽,减少了锅炉燃煤量,同时大量富余的低压蒸汽可以用于发电,二者都可以大大降低锅炉和发电产生的 CO₂ 排放量,而煤制甲醇、二甲醚和合成油装置中,空分所需高压蒸汽几乎全部由锅炉供给,而且基本没有富余的低压蒸汽,因此,CO₂ 排放量应从项目整体来评价。通过计算,从整个项目 CO₂ 排放量来看,由低到高的次序为天然气 2) (0.126 t/GJ) < 天然气 1) (0.134t/GJ) < 煤制油 (0.143 t/GJ) < 甲醇 (0.159 t/GJ) < 二甲醚 (0.160 t/GJ)。煤制天然气 CO₂ 排放量最低,与能量效率相吻合。通过上述分析可以得出结论,煤制天然气项目由于能源利用率高,决定了其综合 CO₂ 排放较其他煤制能源产品低,符合国家节能减排的方针政策。

表 7: 不同煤化工的二氧化碳排放

	工艺 CO ₂ 排放	公用工程 CO ₂ 排放	总 CO ₂ 排放
甲醇	0.099	0.06	0.159
二甲醚	0.099	0.061	0.16
间接煤制油	0.077	0.066	0.143
天然气 1)	0.115	0.019	0.134
天然气 2)	0.077	0.049	0.126

注 1) 采用水煤浆气化技术的煤制天然气项目

2) 采用鲁奇炉气化技术的煤制天然气项目

数据来源:《我国煤制天然气发展的探讨》

通过上述分析,煤制天然气的能源效率高,耗水和二氧化碳的排放处于煤化工的低端,我国能源结构的特点是缺油、少气、富煤,立足于能源结构特点,发展煤制天然气,作为扩大资源供给的方式之一是可行的。

五、当前的天然气价格政策

中国国内目前天然气的价格由三个部分组成：（A）天然气出厂价；（B）运输费用；（C）下游用户价格。其中，天然气出厂价和运输费用由中央政府控制，而下游用户价格由各省的地方政府控制。天然气出厂价原则上来说是由天然气的生产成本（包括天然气的开采、净化和税收等费用）加上生产厂家的适量利润（内部收益率为 12%）决定的。运输费用是由管道费用（包括管道的施工成本和运营费用）加上管道运营方的适量利润（内部收益率为 12%）决定的，这一部分的费用根据气源和目的城市之间的距离的不同而变化。天然气的门站价等于天然气出厂价和运输费用之和。这一价格是固定的，上下波动的幅度不会超过 8%，价格的变动也不频繁。（事实上，天然气的价格的上调是通过国家强制调价完成的，上涨幅度有时 would 超过 8%）天然气的下游用户价格是由各省政府确定的，在定价时要考虑天然气的配送费用、竞争燃料的价格和市场政策等其它因素。如果天然气是通过进口引入国内市场的（例如，大鹏 LNG 接收站接收的 LNG），那么天然气的最终价格主要取决于其进口价格决定，受政府调控的影响较小。

发改委决定每个气田的天然气出厂价，并针对不同类型的下游用户（例如：化肥生产、工业燃料、城市燃气、电厂发电等）设定不同的天然气出厂价。（通过中国主要的跨省天然气管道运输的天然气出厂价是根据输气站的位置，而不是根据气田来决定天然气出厂价的——因为可能一个输气站可能会连接多个气田。）生产商和下游用户可以通过协商确定一个合适的天然气出厂价格，但这一价格必须在政府规定的基准价格的 $\pm 10\%$ 以内。直到 20 世纪 90 年代，由于国内对天然气的需求量不大，下游用户和生产商也基本有着固定的合作关系，中国的天然气出厂价都是较为低廉的。但从 21 世纪早期开始，中国的天然气出厂价经历了数次增长。2007 年 11 月份，中国政府大幅上调了天然气出厂价，以工业用途的天然气为例，从调价前的 800 元/千立方米（3.04 美元/百万英热单位）上涨到了 1200 元/千立方米（4.57 美元/百万英热单位），涨幅达到了 50%。

表 8：当前天然气井口价

用户分类		现行基准价
长庆油田	化肥	940
	直供工业	1355
	城市燃气(工业)	1400
	城市燃气(除工业)	1000
西气东输	化肥	790
	直供工业	1190
	城市燃气(工业)	1190
	城市燃气(除工业)	790
忠武线	化肥	1141
	直供工业	1541
	城市燃气(工业)	1541
	城市燃气(除工业)	1141
陕京线	化肥	1060
	直供工业	1460
	城市燃气(工业)	1460
	城市燃气(除工业)	1060
川气东送		1510

数据来源：招商证券

运输费用原则上来说是由距离决定的。例如，如果距离是 500 千米，运输费用就是 85 元/千立方米，即每 100 千米的运输费用是 17 元/千立方米。中国目前每条天然气管线的运输费用都是确定的，这一费用和管道的建设成本挂钩。如西气东输管道，在河南省的运输费用是 680 元/千立方米，在上海城区的运输费用是 800 元/千立方米。由于从新疆到上海的天然气管线的总长度约为 3900 千米，所以西气东输管线到上海城区每 100 千米的运输费用约为 20 元/千立方米。

表 9：中国中短距离管道管输费用

距离（千米）	管输费用（元/千立方米）
<50	116
50-100	121
101-200	127
201-250	138
250-300	143
301-350	148
351-400	154
401-450	159
451-500	165

数据来源：招商证券

表 10：西气东输一线管输费用（没涨 8 分之前）

目的	用户类型	管输费用（元/千立方米）
河南	工业	640
	燃气	680
安徽	工业	750
	燃气	750
江苏	工业	790
	燃气	940
	电厂	620
上海	工业	800
	燃气	980
	电厂	670

数据来源：招商证券

天然气销售价格 不同城市的天然气门站价等于每个气田根据用户类型拟定的天然气出厂价和每条天然气管道输送到该城市的运输费用之和。在门站价的基础上，地方政府规定该地区相关公司的天然气下游用户价格——也称为天然气销售价格。与天然气出厂价和运输费用相似，天然气的销售价格也和用户的类型直接相关。2007 年末，为了响应中央政府提高天然气出厂价和限制工业用户使用的天然气量的决策，多个省政府决定大幅提高天然气的销售价格，特别是对工业用户的天然气销售价格。当时，由于油价和 LPG 的价格都很高，而国内对天然气的需求增长很快，国内主要气田与沿海城市的距离又比较远，当时沿海城市的天然气销售价格是相对较高的。当然，由于沿海地区的经济比较发达，与内地相比，沿海地区能承受的天然气价格也要高一些。因此，中国的天然气销售价格是从西到东呈梯度上升的。从行业分类价格来看，车用天然气的售价最高，基本都在 3 元/m³ 以上，主要原因是与油品价格的关联比较紧密；其次是公共服务用天然气；由于政府限价的原因，民用天然气价格最低。从地区分布来看，非资源产地

的天然气价格较高，价格普遍在 2.0 元/m³~3.6 元/m³ 之间，而资源产地的价格基本在 1.2 元/m³~2.0 元/m³ 之间。

表 11：2008 年全国主要城市天然气价格

地区	民用天然气	公共服务业用	工业用天然气	车用天然气
北京市	2.05	2.55	2.35	—
天津市	2.2	2.4	2.4	3.6
上海市	2.5	3.3	2.9	3.58
石家庄市	2.2	2.4	2.1	2.8
沈阳市	2.4	3.6	3	—
南京市	2.2	3	2.3	3.28
济南市	2.4	2.82	—	3.08
青岛市	2.4	3.6	3.6	—
郑州市	—	2.4	—	3.32
武汉市	2.3	3.28	2.2	—
长沙市	2.36	2.55	—	3.28
重庆市	1.4	2.21	1.24	1.98
成都市	1.43	1.72	1.66	2.7
西安市	1.75	1.75	1.75	3.08
包头市	1.57	1.82	1.67	—
呼和浩特市	1.57	1.92	1.67	2.17
鄂尔多斯市	1.52	1.67	1.42	—
乌鲁木齐市	1.37	1.88	—	2.08

数据来源：招商证券

管制定价面临挑战 与其它能源的价格相似，中国天然气的价格一直由政府控制。由于中国从 1993 年开始就成为了石油进口国，不断增长的石油进口量已经使得中国国内的石油和石油制品价格接近和国际接轨。2007 年，由于需求增加和进口量的增大，中国政府停止了对煤价的控制，并开始使用市场机制来调控煤价。为了推动天然气的使用，中国政府采取价格补贴的方式来控制天然气价格，其结果就是，与国际市场相比，中国的天然气价格相对便宜——特别是和煤价相比时。在 2009 年以前，由于中国对天然气的需求基本能保持自给自足，天然气的价格基本是稳定的。但随着中国天然气进口量的迅猛增加，中国目前的天然气价格政策也受到了挑战。

价格改革的方向-加权平均法可能作为门站价的定价方式 加权平均是指在进口气和国产气的管道连接点或出气点实行加权平均的到区门站价格。将进口气价格和国产气出厂价格根据不同来源供应的气量采用加权平均价格，管输价格根据天然气经过的不同路径采用加权平均价格，二者相加得到管道连接点或出气点的综合门站价。目前陕京输气系统采用的就是这种天然气定价方法。具体公式是：

综合门站价=根据不同气源供应气量加权的平均出厂（进口）价格+根据天然气经过不同路径加权的平均管输价格

在这种方案中，进口天然气价格按到岸完税价加国内管输费确定。进口天然气项目签订的是长期照付不议合同，合同中对气价、进口气量都作了严格的规定，国家在制定进口天然气价格政策时应以不能让进口气项目发生亏损为原则。进口天然气按照进口到岸完税价+合理利润+国内管输费的原则定价。为了有利于天然气的市场化改革，门站销售价实行在国家基准价格或指导价格的基础上，通过与用户谈判门站销售价可最高上浮 10%、下浮不限的管理政策。

六、煤制天然气面临的挑战

煤制天然气面临如下的挑战:

- 第一、煤制天然气如何定价。**如果按照国产陆地天然气的定价，目前最高的出厂价也就只有一条川气东送的 1.51 元，更多的价格区间落在 1-1.2 元之间，盈利能力面临一定的压力。如果按照西气东输的二线到赫尔果斯的门站价 2 元，那基本上就是暴利。从目前的情况来看，最终煤制天然气的定价还将取决于发改委。
- 第二、煤制天然气的消费应定位于城市燃气市场，但城市燃气市场面临严重调峰问题。**目前，国内天然气消费主要在城市燃气、工业燃料、天然气发电和天然气化工等方面，鉴于以煤为原料可以直接发电或生产合成氨、甲醇、二甲醚等化工产品，因此，煤制天然气用于发电和天然气化工是不合理的。目前，我国城市燃气的用气非常不均衡，北方地区冬季用量大，非采暖季节用气少，调峰问题非常严重。如 2006 年北京市的用气结构中，采暖制冷用气占总用气量的 52%，预计 2012 年采暖用气仍将占 50% 左右，约 38 亿 m³~40 亿 m³，如此大的季节需求差，

七、我国天然气资源现状

截至 2008 年底，我国已探明各类气田 415 个，探明天然气地质储量 63357 亿立方米，可采储量 38687 万亿立方米（不含油田溶解气），资源探明率为 11.34%，尚有待探明资源量近 50 万亿立方米，勘探潜力很大。

根据新一轮油气资源评价的结果，我国的天然气资源主要分布在陆上西部的塔里木、鄂尔多斯、四川、柴达木、准噶尔盆地，东部的松辽、渤海湾盆地，以及东部近海海域的渤海、东海和莺一琼盆地。在这些资源量中，西部地区的资源量约占 61%，东部地区约占 8%，海域资源量占 23%，其他地区（主要包括南方地区和青藏地区）的资源量占 8%。目前这 9 个盆地远景资源量达 46 万亿立方米，占全国资源总量的 82%；已探明天然气地质储量 6.21 万亿立方米，占全国已探明天然气地质储量的 93%；剩余资源量 40 万亿立方米，占全国剩余资源量的 81%。这 9 大盆地仍将是今后勘探的重点地区。

表 12：中国主要盆地天然气资源

盆 地	面积, 万平方千米	远景资源量	地质资源量	剩余资源量	探明地质储量	资源探明率, %
塔里木	56.0	11.34	8.86	10.38	0.96	8.47
鄂尔多斯	25.0	10.7	4.67	8.69	2.01	18.79
四 川	20.0	7.19	5.37	5.49	1.7	23.64
东 海	24.13	5.1	3.64	5.03	0.07	1.37
柴达木	10.4	2.63	1.6	2.34	0.29	11.03
莺一琼	14.0	4.17	2.4	3.91	0.26	6.24
渤海湾	22.2	2.16	1.09	1.84	0.32	14.81
松 辽	26.0	1.8	1.4	1.41	0.39	21.67
准噶尔	13.4	1.18	0.65	0.97	0.21	17.80
其 他	—	9.62	5.35	9.5	0.12	1.25
合 计	—	55.89	35.03	49.55	6.34	11.34

数据来源：招商证券

我国天然气储量的特点：第一、溶解气（伴生气）占资源量的相当大比例，商品率低。2006 年，伴生气储量占我国天然气总储量的 20.1%，占产量的 15.8%。伴生气的利用率很低，特别是在西部边远地区，很多油井的天然气要放空燃烧。受伴生气商品率低的影响，我国渤海湾盆地理论上天然气可采储量为 66.5 立方米/吨，但 2006 年的实际产量为 43.2 立方米/吨，相差很大。

第二、规模偏小。我国大气田下限地质储量为 300 亿立方米，可采储量为 180 亿立方米，而国外大气田的可采储量标准是 1000 亿立方米，我国可采储量大于 1000 亿立方米的气田仅有 6 个；国外长输管线的主力气田储量多大于 1 万亿立方米，波斯湾地区北方气田甚至达到了 13.4 万亿立方米。

第三、丰度偏小。2005 年，在我国 108 个较大气田中，储量丰度低和特低的占 47%；在全部气田中，该比例占到了 50%。即使与气田丰度也很低的美国相比，美国前 17 个大型气田的丰度仍为中国的两倍。

第四、低渗储层（低压、低产）所占比例高。据预测，我国天然气资源量中，低渗透资源量占 23.9%，鄂尔多斯盆地几乎全部为低渗透气田。另外，我国天然气资源的品位较差，全国的天然气地质储量只有 52.6% 被标定为经济可采储量，这也只是相当于国外的可采储量标准。

第五、埋深大，远离东部经济中心。鄂尔多斯、四川盆地气田的埋深一般大于 3000 米，塔里木、准噶尔盆地的埋深一般大于 5000 米。由于我国的天然气资源主要分布在西部地区，而主要消费地区在东部地区，把西部的天然气资源输送到东部，需要建设长达 1000~4000 千米的输送管线。

附录一、已批准和待批准的煤制天然气项目

表 13: 已批准和待批准的煤制天然气项目

公司	地区	产能 (亿立方米/年)	投资额 (亿元)	备注
已核准				
大唐国际	赤峰克旗	40	257	2012 年建成第一期, 向北京输送天然气。
汇能集团	鄂尔多斯	16	88.7	10 年 4 月开工
大唐国际	辽宁阜新	40	245	2013 年建成第一期, 向沈阳、大连等城市输送天然气。
广汇新能源	新疆伊吾	4.9	68	10 年 3 月份获得国家核准, 远期规划 80 亿
待批				
神华集团	鄂尔多斯	20	140	09 年 4 月开工, 正在报批
华能	新疆准东	40	260	10 年 6 月奠基, 后期还有 20 亿方规划
新汶集团	新疆伊犁	100		09 年 7 月开工, 估计分成几期
庆华集团	新疆伊宁	55	277	09 年 7 月开工, 分四期
中电投	新疆伊利	120	533	09 年 12 月开建
中海油	山西太原	40	300	09 年 5 月签约上报

数据来源: 招商证券

附录二、发改委规范煤制天然气项目的文件

各省、自治区、直辖市及计划单列市发展改革委、能源局、经贸委(经委)、大唐、中电投、华能、国开投、神华、中煤公司、中石油、中石化集团公司、中海油总公司:

近年来,国内天然气需求快速增长,激发了各地投资建设煤制天然气项目的热情,由于煤制天然气是新兴产业,国家尚未制定明确的产业政策,目前,正在进行项目示范工作。为了加强对煤制天然气产业的规范和引导,促进煤制天然气行业健康发展,根据国发〔2009〕38 号文件精神,对煤制天然气产业发展有关事项通知如下:

一、煤制天然气是以煤为原料,采用气化、净化和甲烷化技术制取的合成天然气。煤制天然气是资源、资金、技术密集型产业,项目建设需要的外部配套支持条件较多,不仅涉及煤炭开采与转化、水资源保障、技术的集成与优化,还需要配套建设天然气管网、培育用气市场等,是一个复杂的系统工程,必须在国家能源规划指导下统筹考虑、合理布局。

二、根据我国国情,煤制天然气产业的发展思路是:综合考虑资源承载、能源消耗、环境容量、天然气管网、区域市场容量等配套条件,合理布局煤制天然气气源点,优先安排煤炭调出区煤制天然气项目;鼓励采用自主知识产权技术和国产化设备项目;鼓励节能节水降耗新工艺、新技术的应用,贯彻循环经济理念,做好环境保护工作;发展煤、电、气、化多联产,最大限度地提高能效;与天然气管道规划衔接,落实外输通道和天然气销售市场,大力开发和推广天然气终端高效利用方式。

三、在国家出台明确的产业政策之前,煤制天然气及配套项目由国家发展改革委统一核准。各级地方政府应加强项目管理,不得擅自核准或备案煤制天然气项目。对于本通知下发前已经备案和核准的项目,各地发展改革委应进行认真筛选和清理,对不

具备资源、技术、资金等条件的项目严禁开工建设，符合上述发展思路的项目上报国家发展改革委审核。

各级发展改革部门和能源主管部门要按照通知精神，认真做好规范煤制天然气产业发展的工作。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

袁孝锋，复旦大学理学学士、管理学硕士，现为招商证券石油化工行业分析师，获《新财富》2009、2008、2007 年最佳分析师石油化工第二名。

投资评级定义

公司短期评级

以报告日起 6 个月内，公司股价相对同期市场基准（沪深 300 指数）的表现为标准：

强烈推荐：公司股价涨幅超基准指数 20%以上

审慎推荐：公司股价涨幅超基准指数 5-20%之间

中性：公司股价变动幅度相对基准指数介于 $\pm 5\%$ 之间

回避：公司股价表现弱于基准指数 5%以上

公司长期评级

A：公司长期竞争力高于行业平均水平

B：公司长期竞争力与行业平均水平一致

C：公司长期竞争力低于行业平均水平

行业投资评级

以报告日起 6 个月内，行业指数相对于同期市场基准（沪深 300 指数）的表现为标准：

推荐：行业基本面向好，行业指数将跑赢基准指数

中性：行业基本面稳定，行业指数跟随基准指数

回避：行业基本面向淡，行业指数将跑输基准指数

免责条款

本报告中的信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或征价。我公司及其雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。我公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告仅向特定客户传送，版权归招商证券所有。未经我公司书面许可，任何机构和个人均不得以任何形式翻版、复制、引用或转载。