

煤层气专题分析报告

行业公司专题报告

本报告的主要看点:

1. 从资源禀赋、技术路径和经济性上,分析了开采煤层气产业的经济必然性。
2. 政策、技术、资金缺陷以及管网建设的落后是造成中国煤层气产业发展滞后于美、澳的主要原因。
3. 核电发展遭受质疑后,保发展和碳减排的矛盾依旧由清洁煤产业来化解。煤层气未来发展空间巨大。相关煤炭开采和管网公司将从中获益。

新能源产业的新星,市场价值尚待充分认识

基本结论

- 日本大地震后核电发展受到质疑、传统能源必将重得青睐。如何在碳排放和保发展中寻得平衡?作为清洁煤产业的一种新能源形式,市场对煤层气的认识显然不够。本篇报告从煤层气的天然替代品天然气发展入手,从资源属性、经济性和技术分析上论证了煤层气未来巨大的发展空间,相关企业将从中受益。
- 为什么煤层气可以替代天然气?——煤层气替代的客观必然性分析:
 - 煤层气的主要成分为甲烷,1立方米纯煤层气的热值相当于1.2KG标准煤,与天然气相当,可以实现混输混用,这是煤层气替代性之一。
 - 我国煤层气储量丰富,为世界前十大煤层气富集国家之一,这使得大规模煤层气开发具有可能。
 - 未来5年天然气对外依存度过高是客观现实性:“十二五”缺口预计将达1600亿立方米以上,对外依存度高达45%。
- 美国拥有世界发展最成熟的商业化煤层气项目,我国发展空间大,制约因素主要在政策、管网、技术、资金四方面。
 - 美国能源意外获利法的颁布促进了煤层气产业的大发展。政府补贴促使煤层气产业成为具有竞争力的新能源产业。
 - 我国煤层气产业发展分为三个阶段,目前技术路径上最具经济性的是垂直单井井下开采方式。效率略低但开采成本可维持在0.5元/立方米以下,经济性具较大开采价值。但先进技术的设备进口依赖较大,晋煤集团在全国范围内成为示范项目,具有自主技术优势。
 - 目前煤层气开发享受0.2元/立方米左右的政策补贴,价格尚属政府定价阶段,较天然气价格略低,未来具备持续上调空间。
- 煤层气产业发展空间多大?产量翻倍——规模化下管网企业和山西省属开采企业将分享这一盛宴。
 - 中国目前井下、地面合计开采量75亿立方米,天然气代替比例10%不到。未来五年模拟测算:1600亿立方米的天然气缺口,其中50%由煤层气替代,将带动10倍的市场空间。
 - 2010年山西省抽采量居全国第一、占比1/3左右,煤层气产业规模未来5年翻番:山西省十二五规划确定了以“煤层气、天然气”为两条主线,实现年供气量300亿、实现四个全覆盖(119个县市区天然气、煤层气全覆盖,交通干线全覆盖、重点工业用户全覆盖、重点旅游区全覆盖);实现新增产值1000亿元(2020年新增最大工业总产值1103亿元)。煤层气产业规模未来5年翻番,而山西晋城煤业集团煤层气产量占山西总量2/3、全国1/4,是煤层气产业发展最大受益者。
- 推荐标的:我们看好煤气化(000968.sz)、西山煤电(000983.sz)、潞安环能(601699.sh)、国阳新能(600348.sh)的战略性投资机会。除此之外,我们还看好相关管网建设和技术加工企业:天科股份(600378.sh)、淮油股份(002207.sz)、中国石油(601857.sh)、中海油(0883.hk)、中国油气控股(0702.hk)。

郝征

 分析师 SAC 执业编号: S1130511030014
 (8610)66215599-8832
 haoz@gjzq.com.cn

刘波

 分析师 SAC 执业编号: S1130511030010
 (8621)61038283
 liubo@gjzq.com.cn

内容目录

煤层气开发：新兴的世界清洁煤产业	4
世界煤层气储量与分布：产煤国多富气、尤以美、俄、澳为龙头	4
观察世界煤层气大国的商业化进程：初期政府补贴促进商业化大发展	5
2、澳大利亚近年来煤层气产量大幅度提高	7
我国煤层气勘探开发现状及经济性分析	8
天然气需求的替代——清洁煤产业中煤层气的发展空间大	13
中国煤层气的发展进程：起步源于安全、发展遇瓶颈	16
中国的煤层气储量较大、分布在 5 个主要地区	16
中国煤层气的开采较晚、与美国相比探明率低、年产量低	17
政策因素、管网落后是造成我国煤层气产业发展缓慢的主要原因	18
管网建设不发达是造成中国煤层气产业落后的另一大因素	19
中国煤层气产业空间多大：从天然气发展史看，煤层气空间巨大... ..	20
谁受益最大？山西破冰试水“资源综合配套改革区”	23
山西煤层气储量全国最大、发展快速，沁水煤田资源量大	24
山西省市场需求大、管线较发达	25
十二五政策红包“气化山西”发掘新型煤化工产业、山西直接受益	27

图表目录

图表 1：世界煤层气资源量主要集中在产煤国	4
图表 2：世界排名前七位的主要煤炭资源储量国	5
图表 3：美国历年煤层气钻井及产量分布图	5
图表 5：1991-2007 美国常规天然气和煤层气产量	6
图表 5：美国煤层气井口价与历年补贴情况	6
图表 5：澳大利亚煤层气产区分布在 5 个主要盆地	7
图表 6：澳大利亚历年煤层气钻井及产量分布图	8
图表 8：加拿大煤层气产量	8
图表 9：2001-2009 年我国煤层气抽采量	9
图表 10：主要煤层气产量国两种方式下的年开采量	9
图表 11：开发力度加大需要有特色的难度技术支持	11
图表 12：加拿大多分支羽状水平井示意图	11
图表 13：我国多分支井技术示意图	11
图表 14：煤层气开采设备——磕头机	11
图表 15：煤层气开采设备图	11
图表 14：相同产能方案时的投资和成本参数	12

图表 15: 相同井控面积时投资回收期 and 净现值比	12
图表 16: 相同产能时投资净现值比	12
图表 19: 天然气资源地质分布原理	13
图表 20: 世界天然气储量百分比变动	14
图表 21: 世界天然气探明储量增长缓慢 (单位: 万亿立方米)	14
图表 22: 世界天然气产量增长 (单位: 十亿立方米)	15
图表 23: 美国和中国历年天然气产量 (十亿立方英尺)	15
图表 24: 世界天然气需求量 (单位: 十亿立方米)	15
图表 25: 2000 年后, 中国天然气消费量增长迅速 (单位: 十亿立方米)	16
图表 26: 大于 1 万亿立方米的盆地中, 煤层气远景资源量约 30 万亿立方米	17
图表 27: 煤层埋深 2000 米以浅可靠资源量约 4.8 万亿立方米, 占比 13%	17
图表 29: 中国煤层气远景资源量高于美国, 但探明率远低于美国	18
图表 30: 中石油、中联煤、中石化三足鼎立, 气权煤权分离制约了煤层气产业发展	19
图表 31: 全国二十个含气带中, 沁水煤田和鄂尔多斯盆地资源量最高、开发价值最大	19
图表 32: 煤层气管网建设的落后是制约煤层气发展的重要因素	20
图表 32: 我国天然气产量增长迅速	20
图表 33: 2008 年我国天然气消费结构及比例	21
图表 34: 我国天然气消费量增速明显快于产量	21
图表 34: 2000 ~ 2009 年我国煤层气抽采量占天然气产量的比例	21
图表 36: 我国八大不同类型的区域性天然气消费市场, 消费量排名依次为: 西南、环渤海、西北地区市场、中西部地区市场、长三角地区市场、东南沿海地区市场、中南地区市场、东北地区市场	22
图表 37: 世界主要能源消耗量占比	22
图表 38: 煤层气和天然气的技术性差异	23
图表 39: 全国主要地区煤层气分布: 以中西部地区为主	23
图表 40: 资源量大于 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ 的 9 个含气带情况表	24
图表 40: 各省份煤层气开采数据 (单位: 亿立方米)	24
图表 40: 沁水煤田和河东煤田煤层气资源量分布山西省内最大	25
图表 43: 西气东输管道工程线路经过部分煤田走向图	26
图表 45: 山西省长输管网建设基本情况表	27
图表 45: 煤层气相关上市公司	28

煤层气开发：新兴的世界清洁煤产业

煤层气，俗称“瓦斯”。主要成分为 CH_4 （甲烷）。是在煤化作用过程中形成、储集在煤层及其临近岩层之中的非常规天然气。1 立方米纯煤层气的热值相当于 1.2KG 标准煤，与天然气相当，可以实现混输混用。用途广泛，可作为优质民用燃料、工业燃料、化工原料、液化天然气燃料等。

世界煤层气储量与分布：产煤国多富气、尤以美、俄、澳为龙头

- 煤层气产业在世界范围内都是一个较新的清洁煤产业。根据国际能源署 IEA（2003）的估计，全球 74 个赋存煤层气资源的国家煤层气资源总量约 268 万亿立方米，其中 90% 的煤层气资源量分布在 12 个主要产煤国（俄、加、中、澳、美、德、波兰、英、乌克兰、哈萨克斯坦、印度、南非）。其中，美、加、澳、中已经形成煤层气产业，尤以美国发展最早、商业化程度最成熟。
- 据不完全统计，世界煤层气资源主要分布在北美洲、俄罗斯/中亚和亚太地区。其中北美地区占 35%，俄罗斯/中亚 32%，亚太 21%，欧洲 10%，非洲 2%。目前已有 35 个国家都开展了煤层气的开发利用研究工作

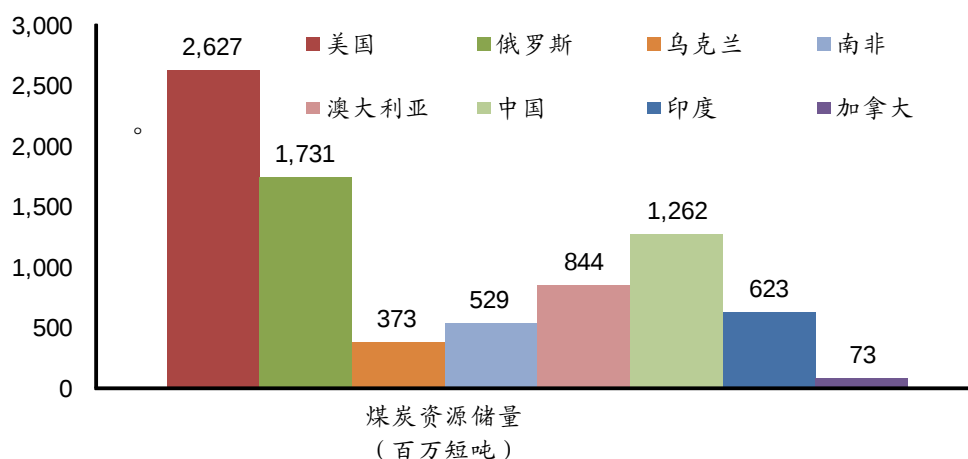
图表1：世界煤层气资源量主要集中在产煤国

排位	国家	煤层气资源量 (10^{12}m^3)	产量 (10^8m^3) 或现状
1	俄罗斯	66.72 (17~80)	研发/试验
2	美国	48.87	500 (2007 年)
3	中国	31.54	1 (2005 年)
4	加拿大	20 (17~85)	30 (2005 年)
5	澳大利亚	14.16	11.8 (2004 年)
6	乌克兰	12	基础研究
7	印度尼西亚	9.54	基础研究
8	印度	4.6 (1~8)	试验/开发
9	波兰	3	基础研究
10	土耳其	3	基础研究
11	英国	2.9	试验
12	德国	2.83	基础研究
13	博茨瓦纳	1.7	基础研究
14	哈萨克斯坦	1.45 (1.2~1.7)	研发
15	南非	1 (0.36~5.58)	研发/试验
16	荷兰	0.8	基础研究
17	捷克共和国	0.38	研发/试验
18	墨西哥	0.25	基础研究
19	保加利亚	0.2	基础研究
20	匈牙利	0.16	基础研究
21	菲律宾	0.01	基础研究
22	新西兰	<0.001	基础研究
	合计	225.11 (167.90~311.63)	

来源：国金证券研究所、IEA2003

- 根据国际能源署 2005 年的统计，世界煤炭资源储量总计约 9293.31 亿吨，其中分布最多的集中在美国、俄罗斯、中国、澳大利亚。由于煤层气的技术开发是一项前期投入高、技术要求成熟的新兴行业，因此目前探明储量的主要煤层气利用国基本集中在美国、俄罗斯、澳大利亚、加拿大以及欧洲部分国家。

图表2：世界排名前七位的主要煤炭资源储量国



来源：国金证券研究所、IEA（2005）

观察世界煤层气大国的商业化进程：初期政府补贴促进商业化大发展

煤层气产业正在成为极具竞争力的新能源产业。

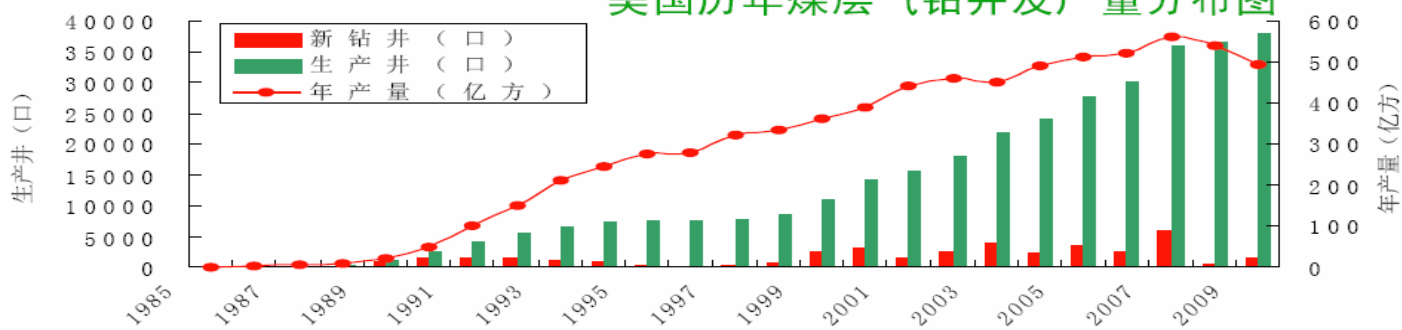
- 在全球 74 个富存煤层气的国家中，俄罗斯、加拿大、中国、美国、澳大利亚等国的煤层气资源量均超过了 10 亿立方米。美国补贴后的煤层气内部收益率可达 20%，是具有竞争力的新能源产业。

1、美国煤层气产量居世界第一

- 美国煤层气资源量预估为 2.12 万亿立方米。1976 年，美国煤层气地面开发第一口井获工业气流，2009 年生产井 3.8 万口，探明可采储量 2.5 万亿立方米，年产气 493 亿立方米，最高 560 亿立方米。主要的开发盆地是 8 个（圣胡安、黑勇士、粉河、尤因塔、拉顿、阿巴拉契亚、皮申斯、阿科马）。
- 美国已在圣胡安、黑勇士、北阿帕拉契亚、粉河、拉顿等多个盆地形成煤层气资源商业产能，煤层气资源产量从 1989 年的 $26 \times 10^8 \text{m}^3$ ，提高到 2005 年的 $490 \times 10^8 \text{m}^3$ ，平均每年递增近 19%，2005~2007 年连续三年保持在 $490 \times 10^8 \text{m}^3$ 以上。
- 煤层气产量在美国天然气产量中的比例在逐年增大，从 1989 年的不到 1% 提高到接近 10%。

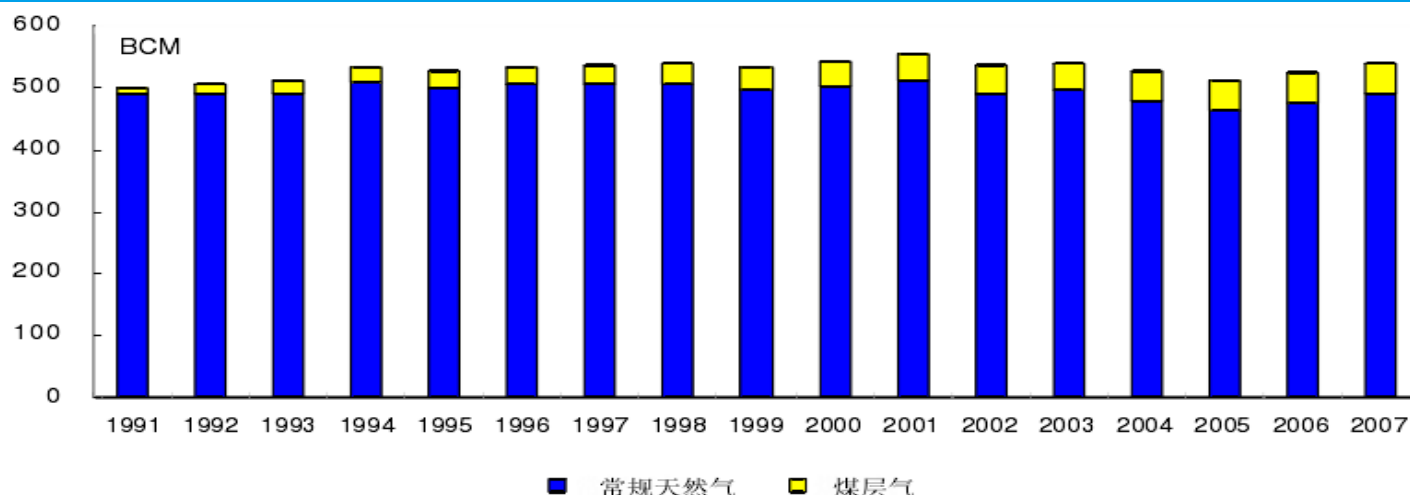
图表3：美国历年煤层气钻井及产量分布图

美国历年煤层气钻井及产量分布图



来源：国金证券研究所、赵庆波：《中国煤层气勘探开发的认识》

图表4: 1991-2007 美国常规天然气和煤层气产量



来源: 国金证券研究所

- 美国煤层气大发展的原因之一: 得益于煤层气产量享受税收政策补贴期的延长。早在 1980 年联邦政府出台了《能源意外获利法》。该法原是从 1980 年 1 月 1 日到 1989 年底十年, 延长钻探的煤层气井煤层气产量享受补贴的年限。后来该法案把政策优惠截止日期推迟到 1992 年底, 即在 1992 年 12 月 31 日之前所钻的煤层气产量, 在 2002 年 12 月 31 日前都可以享受税收政策补贴。
- 政策补贴之后, 煤层气开发项目的内部收益率可达到 20%。且在这十年间, 各煤层气生产商的技术进步和规模化发展提速, 最终使其成为了具有竞争力的新能源产业。

图表5: 美国煤层气井口价与历年补贴情况

年	井口气价 (美分/m ³)	补贴 (美分/m ³)	补贴比例 (%)
1995	5.47	3.77	68.92
1998	6.85	4.24	61.90
1999	7.66	4.41	57.57
2000	12.71	4.58	36.03
2001	22.42	4.76	21.23

来源: 国金证券研究所、朱成章:《发电用天然气如何定价》

- 原因之二: 美国率先形成了关于煤层气资源勘探开发的系统理论技术, 包括: 排水采气技术、储层激励增产技术和储层模拟技术。美国利用地面钻孔水力压裂技术开采煤层气资源。
- 进行煤层气地面开发有两种情况: 一种以圣胡安盆地为代表, 在没有采煤作业的煤田开采煤层气, 采用的技术与常规天然气生产技术基本相似, 低渗透煤层需要采取煤层激励增产措施; 另一种以黑勇士盆地为代表, 在生产矿区内开发煤层气。采气作业与采煤作业密切相关, 采用地面钻井抽取采空区的煤层气时, 由于采煤引起上覆煤层和岩层

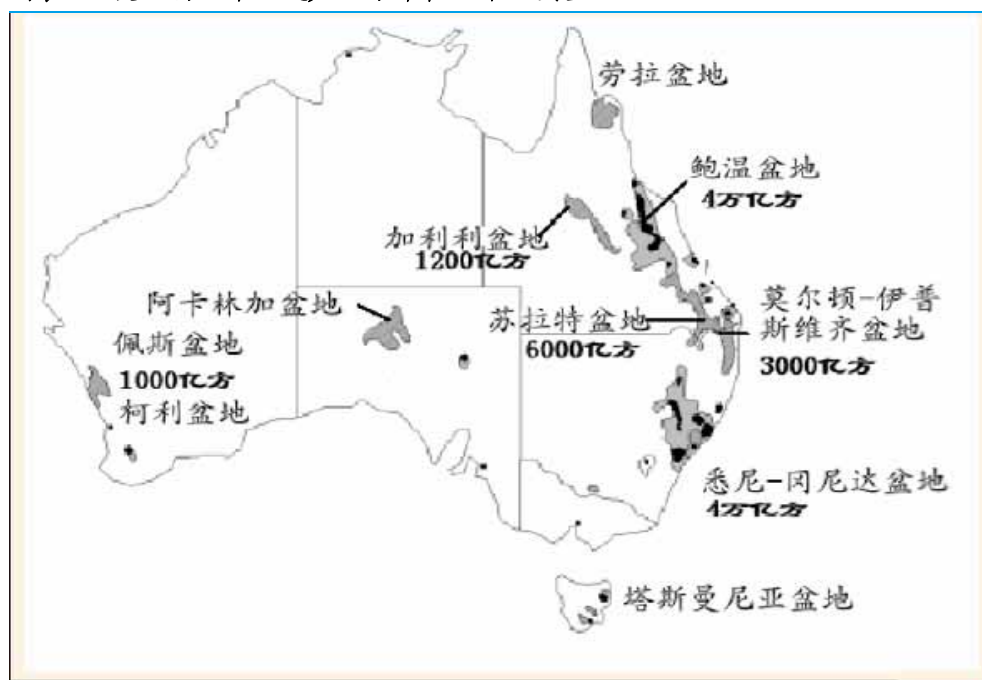
市场价格体制是促进美国煤层气产业大发展的重要原因。

- 下沉与煤裂，采空区上方岩石冒顶，压力释放，透气性增加，瓦斯大量解吸聚集于采空区，使得抽气容易，不需要进行煤层压裂处理。
- 原因之三：美国历来气价就比较高，开采煤层气能获得很好的经济效益。煤层气井经济效益好，达到工业性开发的煤层气井产量一般每天在 $2000\text{m}^3 \sim 8000\text{m}^3$ ，在一定地质条件下，煤层气井可形成较高产能。美国通过立法取消政府对天然气（包括煤层气）价格的限制，保证煤层气与常规天然气一样实行市场价格体制。
- 原因之四：基础设施完善：煤层气的销售主要是通过管道输送到各类用户。美国拥有完善的全国性的天然气管道系统，因此有关天然气管道输送的政策对煤层气产业具有直接影响。

2、澳大利亚近年来煤层气产量大幅度提高

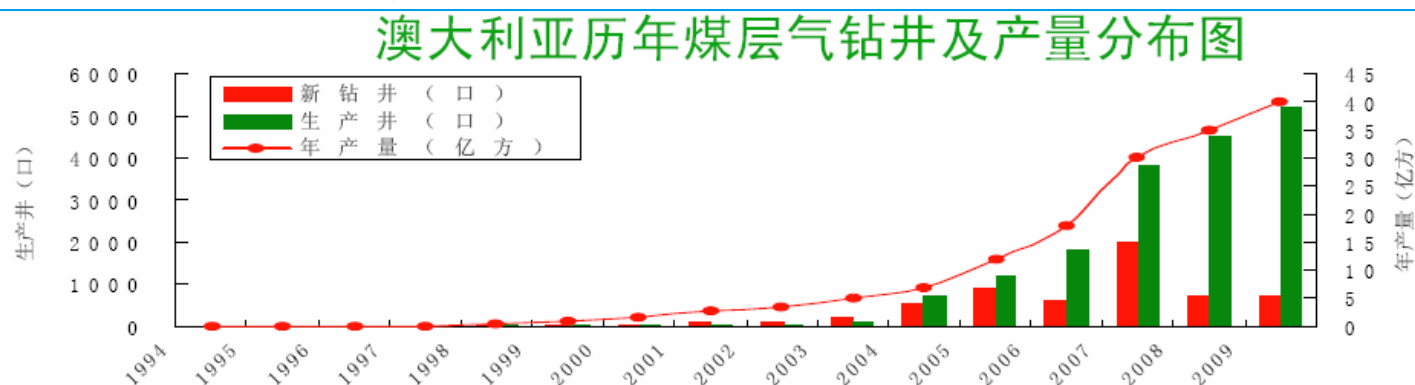
- 澳大利亚作为主要的亚太煤炭市场贸易商，同时也是主要的煤层气产量国。澳大利亚煤炭可采储量为 40 亿吨。煤层埋深普遍小于 1000 米。2009 年生产井 5200 口，探明可采储量 4934 亿立方米，产量 40 亿立方米。开发盆地主要有 5 个：鲍温、加利利、苏拉特、悉尼、佩斯盆地。
- 澳大利亚发展和使用较多的新技术。目前主要有两种方法对煤层气进行注入增产：一是借助注 N_2 来剥离，二是用注入 CO_2 进行驱替解吸，这两种方法的增产机理都是通过注气来增加煤层中气体流动的能量和气体的渗透，并置换出被煤炭吸附的 CH_4 气体。

图表6：澳大利亚煤层气产区分布在 5 个主要盆地



来源：国金证券研究所

图表7：澳大利亚历年煤层气钻井及产量分布图



来源：国金证券研究所、赵庆波：《中国煤层气勘探开发的认识》

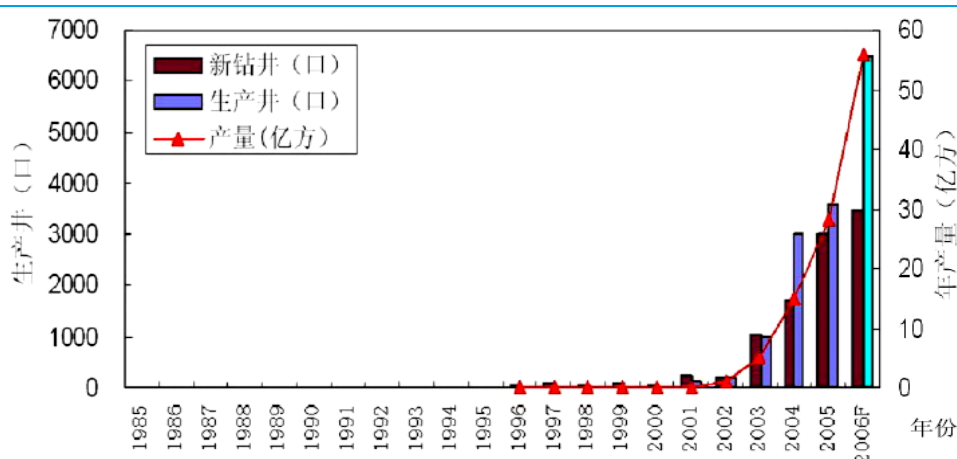
澳洲国家标准规定空气甲烷浓度小于 1%才允许煤矿开采作业，迫使煤矿千方百计降低煤层瓦斯含量，间接推动煤层气资源利用。

- 澳大利亚煤层气开采政策受到 1989 年矿产资源法和 1923 年《石油法》的保护，煤层气和煤炭开采享有同等的优先进入权。在促进煤层气开采的政策方面，澳大利亚政府允许煤层气与煤炭在地面上同时作业。尤其国家标准规定“煤矿煤层气含量小于 3 立米/吨、空气甲烷浓度小于 1%才允许煤矿开采作业”。

3、加拿大煤层气开发

- 加拿大煤层气开发源于 20 世纪 80 年代，资源总量约为 6000-7600 亿立方米，主要分布在加拿大西部阿尔伯达省的沉积盆地中（煤层气含量约为 2820-1560 亿立方米，占总储量的近 50%）。
 - 位于阿尔伯达中南部地区的马蹄谷组是第一个实现了规模化商业生产的地区。单井产量一般在 2260 立米/天——4000 立米/天，平均 2830 立米/天，是加拿大煤层气开发最活跃的目的层。

图表8：加拿大煤层气产量



来源：国金证券研究所、OGJ online

我国煤层气勘探开发现状及经济性分析

我国煤层气开发方式主要有两种：井下瓦斯抽放和地面钻井开采。

目前主要有两种方法对煤层气注入增产：一是借助注 N_2 来剥离，二是用注入 CO_2 进行驱替解吸，这两种方法的增产机理都是通过注气来增加煤层中气体流动的能量和气体的渗透，并置换出被煤炭吸附的 CH_4 气体。

- 我国煤层气开发利用起步较晚，于 1949 年在抚顺龙凤矿正式开始进行矿井瓦斯抽采工作。发展主要有几个阶段：从 20 世纪 50 年代到 70 年代末，主要是为了减少煤矿瓦斯灾害，第二阶段是从 20 世纪 70 年代末到

90年代初，大量的井下抽放和利用项目进一步展开，第三阶段是从20世纪90年代初开始，引进国外现金技术进行煤层气勘探开采试验全面展开和井下规模抽放利用阶段，部分用于居民和工业。

- 由于我国高瓦斯矿井煤层大多属于低透气性煤层（煤层透气性越高，抽采条件越好），我国开发多种矿井瓦斯抽采技术及方法。目前主要分为如下几种：（1）从抽采部位上分：有开采层瓦斯抽采、临近层瓦斯抽采及采空区瓦斯抽采。（2）从抽采时间上分：有采掘前预抽、边采边抽以及采后抽。（3）从抽采管道形状上分：有钻孔抽采、巷道抽采以及采空区插管抽采。（4）从抽采的井下位置分：有井下抽采和地面抽采。
- 目前我国煤矿最常用的瓦斯抽采方式是井下抽采，采取井下抽采和地面开采并行的方式展开。

图表9：2001-2009年我国煤层气抽采量

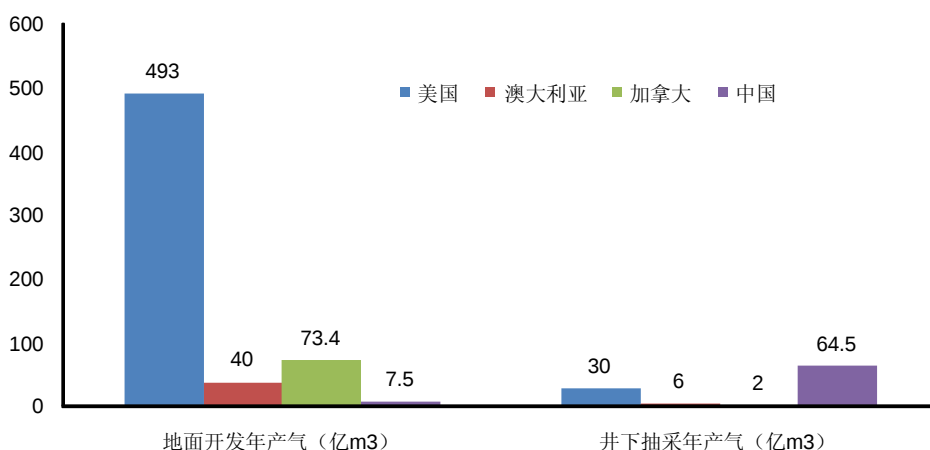
年 份	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
井下抽采	9	10	12	15	19	23	32	44	48	64.5
地面开发						0.3	1.3	3.8	7.5	10.1
合计抽采量	9	10	12	15	19	23.3	33.3	47.8	55.5	74.6

来源：国金证券研究所、中国石油经济技术研究院刘嘉、隋春年的《国内外煤层气资源开发利用现状》文中的数据

作为煤炭伴生物，煤层气资源的易取得性明显，同时，天然气需求的迅猛发展使得煤层气开发具有极大的经济价值。

- **1、井下抽放煤层气：**井下抽放煤层气是从煤矿井下采掘巷道中打钻孔，在地面通过气泵来抽取煤层中的煤层气。这种开发方式的煤层气产量较小，甲烷浓度不高（20%~50%），而且容易受到煤矿采掘生产的影响，所以它多以煤矿安全生产为目的，煤层气的利用率较低。
- **2、地面钻井开采煤层气：**地面钻井开采煤层气是从地面钻井进入未开采煤层，通过排水降压解吸出煤层中的煤层气，再通过井筒流动到地面。这种开采方式的产气量大、产气时间长，甲烷含量高（大于90%），可以支撑大规模的商业化利用。这种开采方式可以通过井孔排采到地面，像常规天然气一样加以利用，从而真正把煤层气当作一种矿产看待，使其成为具有重要经济价值的矿产资源行列。

图表10：主要煤层气产量国两种方式下的年开采量



来源：国金证券研究所、IEA

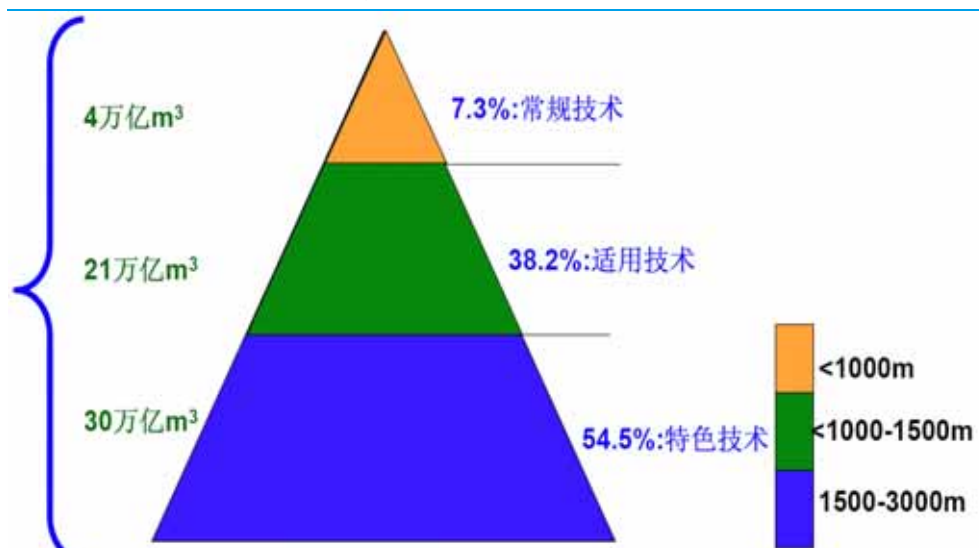
产业技术雏形已建，地面钻井技术是未来发展主线

- 近年在国家层面上展开，煤层气地质研究进入了求源和成藏作用探索过程；大井网煤层气勘探开发试验取得突破，水平羽状井、丛式井等技术在煤层气开发中得到应用。

中国煤层气开发研究始于 20 世纪 80 年代，分为技术引进阶段、勘探评价阶段、开发试验阶段。目前制约煤层气商业开发的技术瓶颈主要在于如何提高煤层气富集区的产能工艺。其中，山西晋城地区技术发展处于全国领先水平。

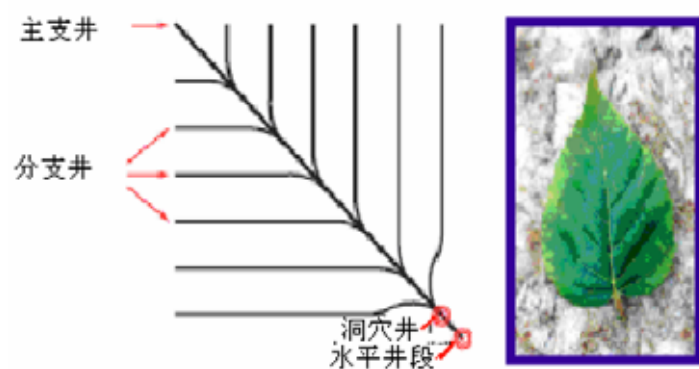
- 目前全国已建立的 20 多个煤层气专项试验区，对 CO₂ 注入等新的增产技术进行了现场试验；晋城地区开始了煤层气商业化生产，与美国、加拿大等国对外合作取得成果，我国煤层气产业的雏形已经形成。
- 由于煤层的透气性是影响煤层气抽采的主要因素，针对这种情况我国采取了多种煤层气地面开发技术，其中包括地面垂直井、采动区井、多分支水平井等。截至 2008 年底，全国共钻煤层气直井 2446 口（探井 540 口，开发井 1906 口），多分支水平井 55 口；投产 745 口，日产气 204*10⁴m³，年产气能力 7.5*8108m³。直井单井一般日产气 2000m³~5000m³，多分支水平井达到 1*10⁴m³~10*10⁴m³。
- 中国煤层气地面钻井技术起步较晚，很多技术是借鉴国外的经验并结合中国煤层实际情况开发出来的。目前，中国煤层气井井型主要有垂直井和多分支水平井两种。
 - 目前垂直井技术最为成熟，费用较低，操作简单，是国内煤层气开发活动中普遍采用的方式。
 - 多分支井控制面积大，采出程度高达 85%，产量高，但国内多分支水平井技术刚起步不久，目前还存在一定的技术风险，但在山西地区运行效果较好。2004 年 11 月，奥瑞安国际能源公司于在山西沁水盆地完成国内第一口煤层——DNP02 井。气体产量达到 15000m³/d，排采 135 天后煤层气稳定产量达到 20000m³/d 左右，较同区块内常规煤层气开采垂直井产量提升了 20 倍。2007 年，中联公司对外合作项目山西晋城潘庄煤层气区块内开发了一组由 6 口 3 套井组成的多分支井。现在 6 口井都投入了排采，已经实现了单井平均日产超过 5×10⁴m³的高产气流，部分单井日产能已经突破 8×10⁴m³，而且仍在持续上升中。
- 在目前煤层气垂直井钻井施工中，我国普遍采用煤田地质勘探钻机和泥浆钻井，而对煤层气开发有利的空气钻井设备，目前国内仅有有限的几台套，而且是最近几年才装备，其数量远远不能满足我国煤层气产业化发展的需要。煤层气多分支水平井施工所需要的随钻定向设备目前仍依赖于国外。
- 相比国内而言，美国、加拿大等西方国家设备制造力量雄厚，可供选择的施工设备充足。全球著名的压裂设备制造厂家哈理伯顿公司和双 S 公司都在美国，双 S 公司还在加拿大设有子公司。这些公司每年生产的数百台压裂设备，首先满足了本国的需要，而且这些设备不存在远程运输费用和进口环节费用，相对折旧低，施工成本也低，同时这些设备的维护也便捷、及时，这些因素都在很大程度上促进了美国和加拿大煤层气的发展，也是这两个国家煤层气开发以垂直井压裂为主的原因之一。
- 全国煤层气开发需要特色技术：伴随着开采深度和开发力度的加大，我国煤层埋深 1500-3000 米的资源（占比 54.5%），多数要靠特色技术开发。

图表11: 开发力度加大需要有特色的难度技术支持



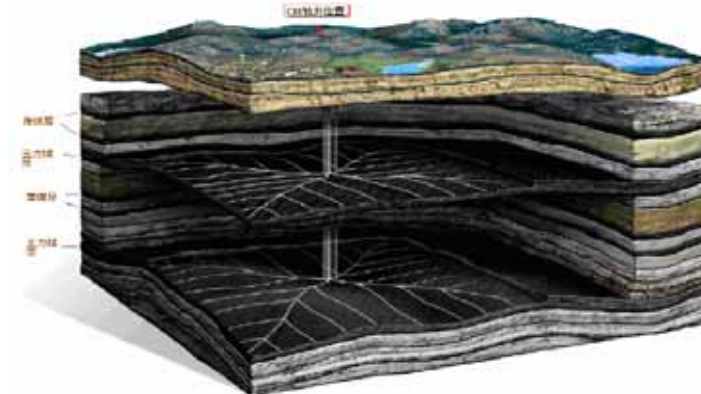
来源: 国金证券研究所

图表12: 加拿大多分支羽状水平井示意图



来源: 国金证券研究所

图表13: 我国多分支井技术示意图



图表14: 煤层气开采设备——磕头机



来源: 国金证券研究所、baidu

图表15: 煤层气开采设备图



多分支水平井效率更高、但直井开发在我国更具有经济性

- 根据中国石油大学欧盟能源环境项目所做的可行性分析：多分支水平井可以提高生产效率但不能实现高于直井的经济效益（投资回收期较低）。同时，实施全多分支水平井方案和混合井型方案产生的经济效益也均低于全直井方案。造成效益降低的原因是多分支井的新增投资不能有效地通过新增产量回收。
- 实践分析表明：在产量方面，多分支水平井技术能够有效解决常规直井在开发低渗、低压煤储集层煤层气时产量低的问题，与直井钻井技术相比，单井产量可提高 10-20 倍。在投资方面，由于该技术是一项新兴技术，虽然可以借鉴部分国内油气产业的成熟经验，但是一些钻井所需的核心设备和工具以及配套的技术服务尚不能由国内企业提供，需要从国外引入，因此导致钻井投资过高。
- 中国煤层气开发主要集中在山西的沁水盆地，通过对部分试验项目经济参数的分析，综合考虑不同企业的投资和成本差异，得到该地区投资和成本参数。

中国试验的多分支水平井技术在开采效果上已可与国外同类开采技术相比拟，只是由于投资过高而难以获得令人满意的经济效益。

图表16：相同产能方案时的投资和成本参数

目标区	固定投资/ 10 ⁴ 元	全直井井型方案的可变投资/ (元·m ⁻³)		混合井型方案 1 的可变投资/ (元·m ⁻³)		混合井型方案 2 的可变投资/ (元·m ⁻³)		经营成本/ (元·m ⁻³)
		新建投资	接替投资	新建投资	接替投资	新建投资	接替投资	
韩城	5 400	4.11	2.89	3.97	2.79	3.87	2.72	0.384
宁武	1 500	2.39	2.11	2.29	2.03	2.24	1.99	0.320
晋城	1 500	2.49	2.18	2.43	2.15	2.39	2.12	0.320
大城	1 500	2.95	2.65	2.79	2.50	2.70	2.42	0.352

来源：国金证券研究所、中国石油大学《煤层气钻井技术的经济性分析》，中国—欧盟能源环境项目的“中国煤层气生产可行性研究取煤层气首站价格 1 元/m³，销售财政补贴 0.2 元/m³，所得税 25%，商品率 95%，基准收益率 12%，考虑产能接替时的总评价期 31 a。其他不能直接赋值的参数估算方法为：建设用地费、管理费、专利和专有技术使用费、生产准备费及开办费、基本准备费以及流动资金合计按照固定资产投资额的 5% 估算；按照财政部和国家税务总局发布的《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》，对煤层气抽采实行增值税先征后退政策，固定资产可以采用年数总和法实行加速折旧；城市维护建设费、教育费附加和其他地方税种合计按照应纳增值税税额的 10% 估算

图表17：相同井控面积时投资回收期 and 净现值比

目标区	投资回收期/a		净现值/10 ⁴ 元	
	全直井方案	全多分支水平井方案	全直井方案	全多分支水平井方案
韩城	6.90	6.70	- 11 122.58	- 25 813.38
宁武	3.40	2.60	23 141.10	22 422.91
晋城	3.20	3.00	17 443.18	10 609.82
大城	4.00	3.20	12 754.81	4 723.60

来源：国金证券研究所 注：混合井型方案 1 一直井和多分支水平井的数量比例 20 : 1；混合井型方案 2 一直井和多分支水平井的数量比例 10 : 1

图表18：相同产能时投资净现值比

目标区	净现值/10 ⁴ 元		
	全直井井型方案	混合井型方案 1	混合井型方案 2
韩城	45 628.12	29 696.65	15 839.94
宁武	139 574.52	132 311.52	131 603.38
晋城	260 321.21	246 925.53	241 911.17
大城	194 396.20	169 165.11	168 420.56

煤层气价格研究尚属空白、实际开发的经济性较高

- 煤层气价格是一个十分敏感的问题，对煤层气产业的发展有着极大的影响。但在目前的各项学术论文中，我们对煤层气价格研究还属空白。

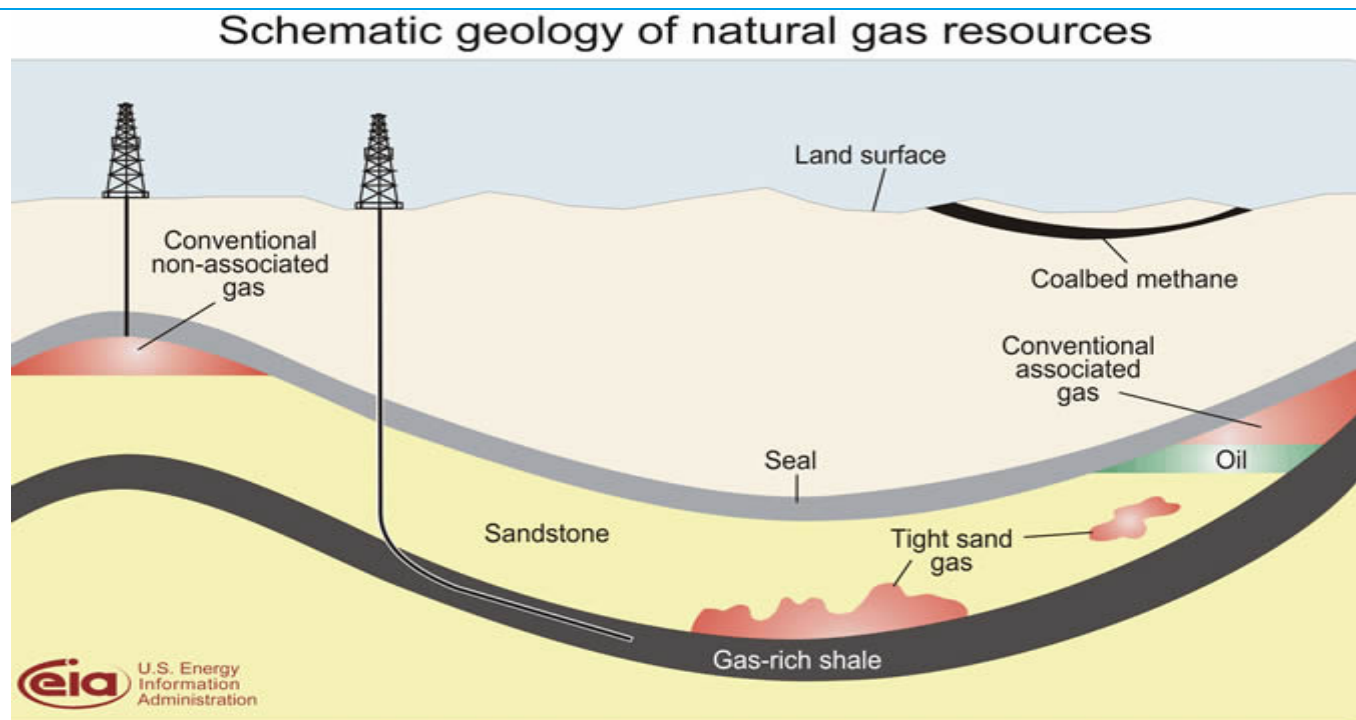
- 根据财政部《关于组织申报煤层气（瓦斯）开发利用财政补贴资金的通知》，我国正式启动了煤层气（瓦斯）补贴工作，对企业抽采煤层气用于民用燃气、锅炉燃料、汽车燃料、化工原料、非上网自用发电等方面给予每立方米（折纯）0.2 元的补贴。对此，山西省也制定鼓励政策，对开发利用煤层气（瓦斯），省财政补贴 0.05 元/立方米。
- 根据我们对山西省晋城煤业煤层气公司的调研了解，目前山西省内煤层气定价由省物价局确定，价格较天然气定价略低，未来存在上调空间。而实际的煤层气开发成本从上表的技术比较分析中可以得出处于 0.5 元/立米的较低水平，即使考虑管网运输费用，煤层气开发的盈利空间仍然较大。

天然气需求的替代——清洁煤产业中煤层气的发展空间大

天然气需求的迅猛发展带动煤层气开发的经济价值

- 与煤层气相比，天然气不是一种单纯的物质，是包含了甲烷（ CH_4 ）、乙烷（ C_2H_6 ）、其他常称作天然气液的重质烷烃、硫化合物和惰性气体的混合物。
- 据《BP 世界能源统计 2010》，截止 2009 年底，世界天然气探明储量 187.49 万亿立方米。其中，中东地区探明储量为 76.18 万亿立方米，位居世界第 1；欧洲及前苏联 63.09 万亿立方米，居世界第 2。

图表19：天然气资源地质分布原理



来源：国金证券研究所、EIA

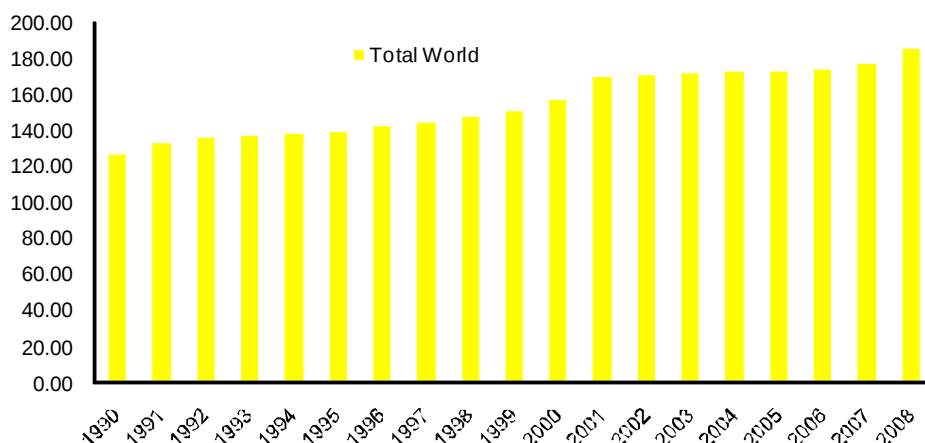
图表20：世界天然气储量百分比变动



来源：国金证券研究所、BP

- 天然气探明储量增长缓慢：1981-2007 年，世界天然气探明剩余可采储量年均增长 2.9%，平均年新增探明储量 5.6 万亿立方米。截止 2008 年底，世界天然气探明剩余可采储量主要分布在中东、欧洲及欧亚大陆地区，占世界的 74.8%。累计证明储量约 185.02 万亿立方米，较 1990 年增加不到 60 万亿立方米。

图表21：世界天然气探明储量增长缓慢（单位：万亿立方米）



来源：国金证券研究所、EIA

- 世界天然气产量增量主要集中在美国和俄罗斯：1980 年以来翻了一番，其中俄罗斯和美国的天然气产量占世界的 40% 左右。从 1990 年至今，天然气世界天然气产量由 1990 年的 1.97 万亿立方米增长至 2008 年的 3.07 万亿立方米，增长 55.8%。
- 世界天然气需求量增长迅速、远超产量增速，主要来自中国和印度：根据 BP 统计，2030 年前，世界天然气消费将以年均 2% 的速度增长。其中，OECD 国家天然气消费增长比较缓慢，预计年均增长 1% 以上，但由于基数巨大，增量不小；非 OECD 国家天然气消费增长较快，预计年均增长 2.5% 以上，需求增长主要来自中国和印度。
- 从世界资源角度看，天然气的主要消费国依次是美国、俄罗斯、英国、德国、日本、加拿大、乌克兰、中国。主要生产国是俄罗斯、美国、加拿大、英国、阿尔及利亚、印尼、荷兰、伊朗、中国。

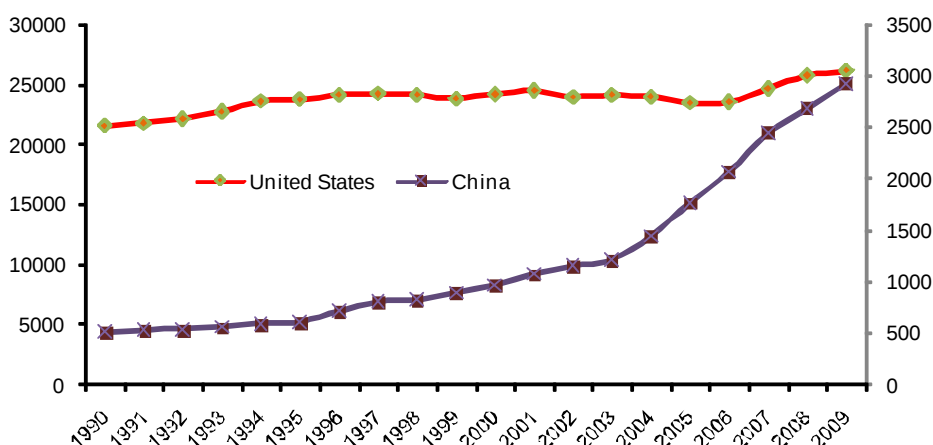
- 1990 年世界天然气消费量只有 1.96 万亿立方米，到 2008 年达到 2.94 万亿立方米，增长 50%。

图表22：世界天然气产量增长（单位：十亿立方米）

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total World	19704	20115	20138	20566	20817	21190	22181	22219	22730	23309	24024	24774	25194	26155	26941	27778	28761	29463	30656
of which European Union#	1851	1944	1936	2051	2050	2121	2354	2253	2234	2266	2320	2329	2277	2236	2274	2119	2013	1875	1903
OECD	8495	8666	8861	9207	9609	9734	10271	10302	10418	10472	10710	10938	10839	10912	10880	10721	10866	10921	11366
Former Soviet Union	7378	7336	7066	6991	6612	6401	6490	6086	6253	6366	6544	6571	6712	7019	7235	7380	7580	7722	7837
Other EMS	3331	4013	4210	4467	4696	5054	5419	5330	6059	6470	6870	7265	7643	8224	8826	9577	10815	10811	11353

来源：国金证券研究所

图表23：美国和中国历年天然气产量（十亿立方英尺）



来源：国金证券研究所

图表24：世界天然气需求量（单位：十亿立方米）

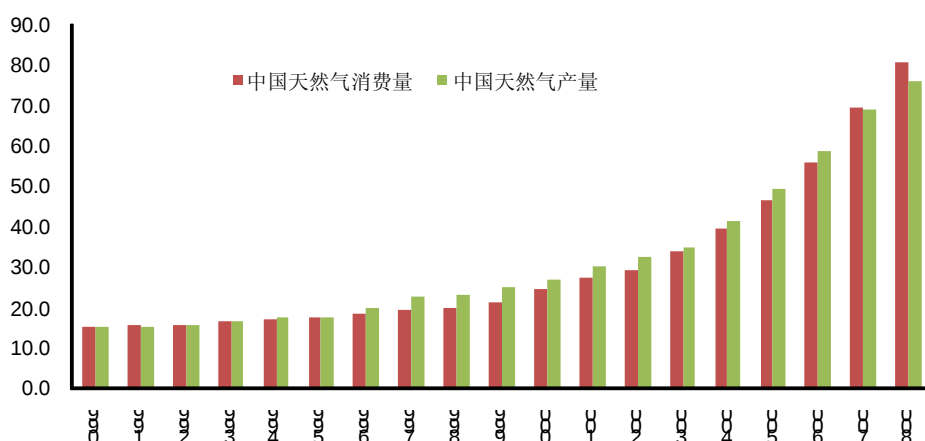
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Total World	19603	20011	20130	20566	20638	21317	22317	22338	22832	23228	24048	24633	25297	25955	26839	27698	28427	29380	30187
of which European Union#	3268	3352	3294	3439	3445	3712	4090	4014	4143	4286	4401	4508	4515	4716	4850	4955	4889	4809	4801
OECD	9982	10305	10563	10969	11224	11828	12504	12604	12624	12948	13484	13317	13635	13846	14053	14148	14174	14667	14943
Former Soviet Union	6432	6459	6095	5909	5501	5308	5375	5086	5137	5202	5355	5365	5533	5543	5721	5809	6057	6151	6086
Other EMS	3188	3248	3471	3558	3913	4182	4519	4697	4921	5078	5410	5551	6129	6566	7065	7741	8196	8561	9149

来源：国金证券研究所、BP

管网建设加快、清洁能源意识的加强，使得中国天然气需求量在 2000 年以后逐步提升至世界 30% 份额水平。

- 尤以中国的天然气需求量增速很快：1990 年至 2008 年，中国的天然气需求量由 153 亿立方米增长至 807 亿立方米，尤其进入 2000 年，中国天然气产量、需求量均增长迅速，截止 2008 年，中国天然气消费量占世界天然气消费比重近 30%。

图表25：2000年后，中国天然气消费量增长迅速（单位：十亿立方米）



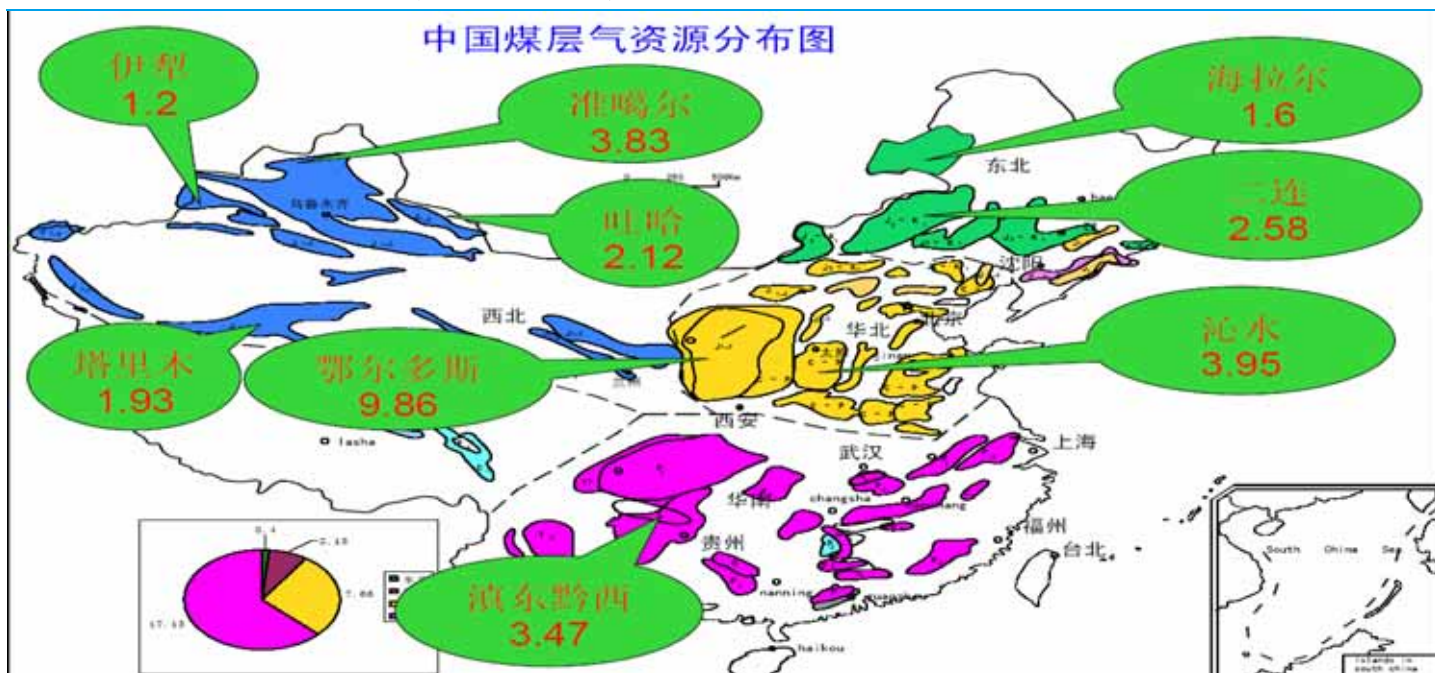
来源：国金证券研究所、BP

中国煤层气的发展进程：起步源于安全、发展遇瓶颈

中国的煤层气储量较大、分布在5个主要地区

- 我国埋藏深度为 2000 米以浅的煤层气地质储量约为 36.81 万亿立方米，与陆上常规天然气资源量 38 万亿立方米基本相当。3000 米以浅的煤层气资源量 55.2 万亿立方米。埋深 2000 米以浅可靠资源量约 4.8 万亿立方米，占 13%。埋深在 300-1500 米范围内的优质煤层气资源是期内勘探的重点，大约有 5 万亿立方米的 2000-4000 米深度范围内的煤层气资源随着技术进步可以得到有效开发。
- 煤层气资源主要富集在 14 个盆地，占比 93.4%。
 - 全国 5 大区 41 个含气盆地，144 个含气区带。5000 亿立方米以上 14 个，资源量占 93%；1000-5000 亿立方米 10 个，资源量占 5.6%；小于 1000 亿立方米 17 个，资源量占 1%。

图表26：大于1万亿立米的盆地中，煤层气远景资源量约30万亿立方米



来源：国金证券研究所 / 《中国煤层气勘探开发的认识》

图表27：煤层埋深2000米以浅可靠资源量约4.8万亿立方米，占比13%

类别	埋深 (m)			合计 (万m ³)	含气区带	占总资源量百分比 (%)
	<1000	1000-1500	1500-2000			
可靠资源量	40445.10	7495.00		47940.10	18	13.0
推断资源量	34668.24	18670.59	30511.59	83850.42	31	22.8
远景资源量	67594.65	79946.14	88787.01	236327.80	65	64.2
合计	142707.99	106111.73	119298.6	368118.32	114	100

来源：国金证券研究所

发展滞后的重要原因：权属矛盾与管网设施落后

中国煤层气的开采较晚、与美国相比探明率低、年产量低

- 到2010年10月，全国钻煤层气井4000余口，探明储量1852.4亿立方米，探明可采储量938亿立方米。

沁水气田和鄂尔多斯东部气田为我国最具有开发商业价值的气田，

- 与世界先进煤层气开发国家美国等相比，我国资源量比美国多，但年产量低——年产量合计 72 亿立方米、仅是美国的 14.5%。资源探明率低——探明比率仅为 0.25%。

图表28：中国煤层气远景资源量高于美国，但探明率远低于美国

国家	钻井 (口)	远景资源量 (万亿m ³)	动用可采储 量 (亿m ³)	年产气 (亿m ³)	单井日产 气 (m ³)	采气速 度 (%)	探明 率 (%)
美国	38000	21.2	25000	493	3900	2	11.8
澳大利亚	5200	8.4-14	2300	40	2300	1.3- 2.1	5.9
加拿大	9900	20-76	490	73.4	2200	15	18.5
中国	4000	36.8	938	7.5	1100	0.8	0.25

来源：国金证券研究所、《中国煤层气勘探开发的认识》

政策因素、管网落后是造成我国煤层气产业发展缓慢的主要原因

- 我国煤层气矿权面积 21 万公里，探明储量 60%以上没动用，造成这一现状的原因与我国过去气权分离的情况有关。
- 中石油是我国最主要的煤层气权拥有者，已登记区资源量约 16.5 万亿立方米，占探明总资源量的 69.6%。其次为中石化公司 10.1%。而设立之初旨在专业进行煤层气勘探开发的中联煤层气公司由于资金不到位和利用效率低，成为中煤集团全资子公司后所控制气权范围已经明显缩小。
- 在我国所有含气带中，资源密度高、含气量大的煤田所含煤层气最具有商业开发价值。最好的资源基本分布在冀鲁豫皖和晋陕蒙含气区内。综合比较，沁水煤田和鄂尔多斯盆地最具有开发价值。

图表29：中石油、中联煤、中石化三足鼎立，气权煤权分离制约了煤层气产业发展

单位	面积(万km ²)	面积比例(%)	资源量(万亿m ³)	资源量比例(%)
中石油	16.1	75.7	16.5	69.6
中联煤	1.76	8.3	1.8	7.6
中石化	1.62	7.6	2.4	10.1
其他	1.79	8.4	3.0	12.7
合计	21.27	100	23.7	100

来源：国金证券研究所、《中国煤层气勘探开发的认识》

图表30：全国二十个含气带中，沁水煤田和鄂尔多斯盆地资源量最高、开发价值最大

序号	含气带	资源密度 (10 ⁸ m ³ /km ²)	资源量 (10 ⁸ m ³)	含气量 (m ³ /t)	总得分	原排序
1	沁水 V ₀₃	2.01	55157.77	19.86	0.982	1
2	鄂尔多斯盆地北部 V ₀₇	1.09	55825.61	5.9625	0.649	2
3	霍西 V ₀₄	1.83	7355.45	19.86	0.613	3
4	六盘水 VI ₀₆	1.7	15094.34	10.78	0.518	4
5	吐-哈 VII ₀₁	1.51	26258.98	5.9	0.499	5
6	桌-贺 V ₀₉	1.79	7829.13	9.85	0.466	6
7	鄂尔多斯盆地东缘 V ₀₅	1.22	19962.27	9.69	0.465	7
8	豫东 II ₀₉	1.15	4002.34	14.97	0.417	8
9	太行山东麓 II ₀₃	1.18	4428.09	13.89	0.409	9
10	渭北 V ₀₆	0.94	7011.02	15	0.407	10
11	豫西 II ₀₈	1.31	5598.41	10.85	0.392	11
12	伊犁 VII ₀₆	1.21	12191.91	6.38	0.360	12
13	冀中平原 II ₀₄	1.15	4308.02	10.79	0.358	13
14	大宁 V ₀₂	1.38	2653.03	8.55	0.349	14
15	淮南 II ₁₁	1.34	3485.72	7.43	0.332	16
16	塔里木东 VIII ₀₅	1.34	5217.65	6.227	0.327	17
17	京唐 II ₀₂	1.15	1092.13	8.23	0.298	18
18	鄂尔多斯盆地西部 V ₀₈	0.63	12732.06	5.1	0.259	21
19	准噶尔南 VII ₀₃	0.53	3472.49	5.637	0.185	28
20	蒙甘宁边 VIII ₀₁	0.57	903.81	6.05	0.179	30

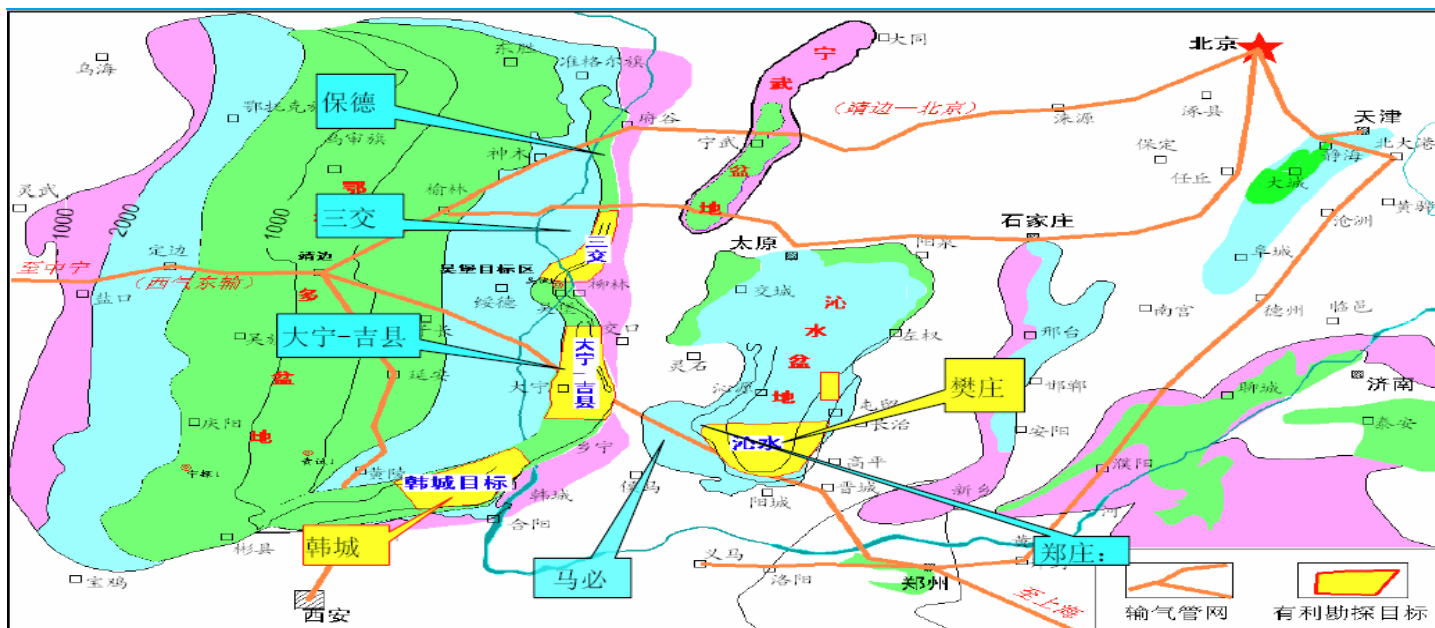
来源：国金证券研究所、《我国煤层气利用概述》

管网建设不发达是造成中国煤层气产业落后的另一大因素

- 国际上看，美国输气管道主干线 47.8 万 km，加拿大 2.6 万 km，澳大利亚 1.4 万 km。

- 我国输气管道主干线仅有 1.2 万 km，包含支线 3.8 万 km。综合来看，我国煤层气资源占煤层气产业国的 43%，但管线总长仅占 22%。

图表31：煤层气管网建设的落后是制约煤层气发展的重要因素



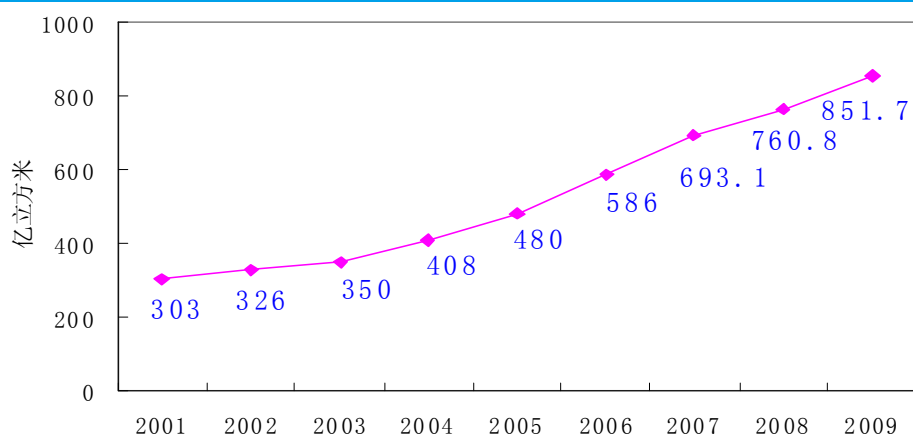
来源：国金证券研究所《中国煤层气勘探开发》

中国煤层气产业空间多大：从天然气发展史看，煤层气空间巨大

天然气产量过去 16 年年均增长率达到 14%

- 根据全国三次油气资源评价，我国常规天然气远景资源量 56 万亿方，可采资源量 22 万亿方，主要分布在四川、鄂尔多斯、塔里木、柴达木、松辽、东海、琼东南、莺歌海和渤海湾等九大盆地（见图 1-7），合计资源量 45 万亿方，占全国 81%。
- 近年来我国天然气产量大幅度增长。从 1993 年的 223 亿方增长至 2009 年的 851.7 亿方，年均增长率约 14%。

图表32：我国天然气产量增长迅速

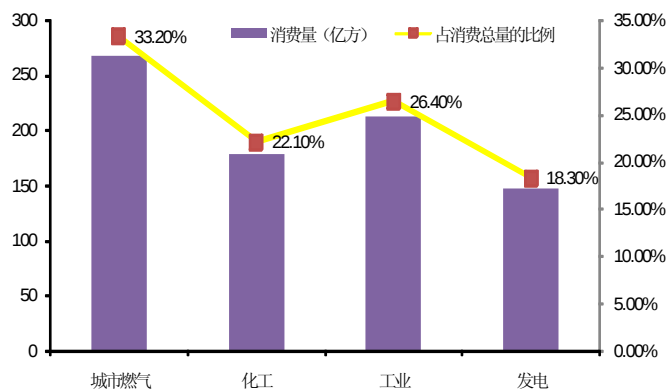


来源：国金证券研究所、《世界和我国天然气发展趋势与现状》

未来 20 年，中国油气资源缺口较大，单一天然气供给显然不能满足

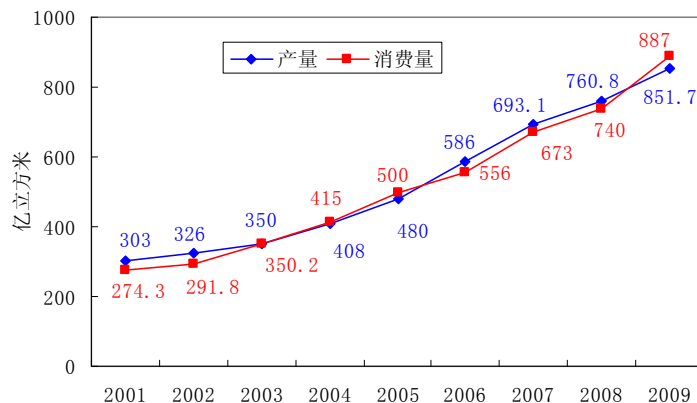
- 2001 年以来，我国天然气消费一直保持快速增长，从 2001 年的 274 亿方增至 2009 年的 887 亿方，年均增长速度约 16%，但天然气在一次能源消费中比重较低，仅约 4%，远低于世界平均水平。

图表33：2008 年我国天然气消费结构及比例



来源：国金证券研究所

图表34：我国天然气消费量增速明显快于产量



天然气需求增速快、缺口大。
2015 年天然气消费目标初定 2200-2400 亿方。至 2020 年达 3000 立方，缺口预计将达 1600 亿立方米以上，对外依存度达 45%。

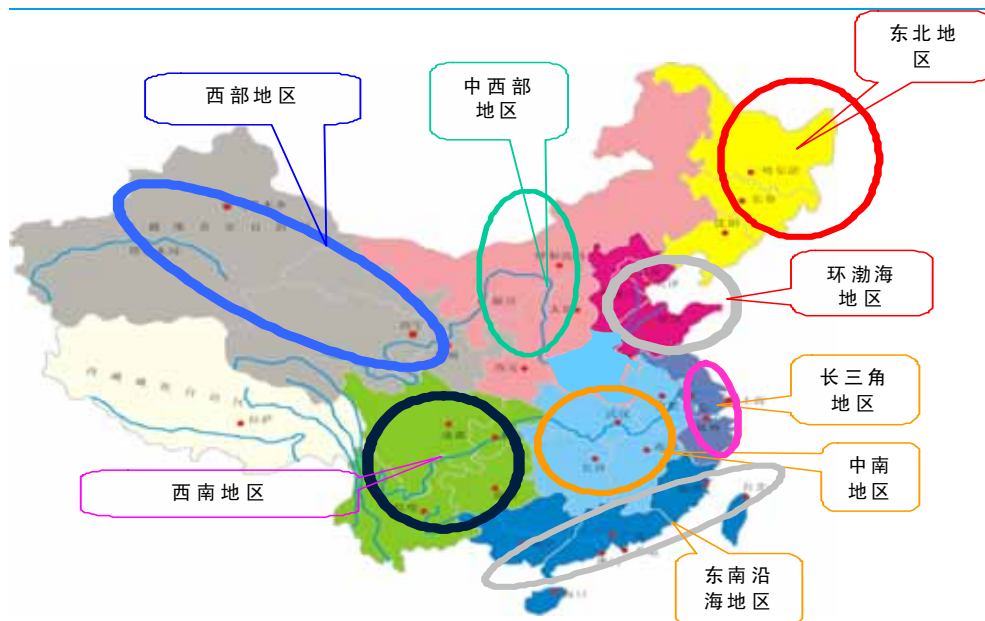
- 中国工程院预测，2010 年中国天然气供需缺口为 250 亿立方米，2020 年为 800 亿立方米；根据国家能源局最新规划，“十二五”期间将使目前天然气在我国能源消费结构中的比重由 4% 提高到 8%。根据国家发改委预测，至 2020 年天然气需求将达到约 3000 亿方，而 2020 年预计建成产能达到 1200-1500 亿立方米，则有将近 1600 亿立方米以上需要进口。
- 根据十二五规划，2015 年我国天然气供应结构初步定为国产 1700 亿立方米、净进口 900 亿方；此外，煤层气产量 2015 年将达到 200 亿方，而煤制天然气产量亦将达到 300 亿方。2010 年中国天然气产量 950 亿立方，净进口 122 亿立方，表观消费量 1072 亿立方。以此推算，未来五年我国天然气表观消费年均增长率将达到 28.5%，而“十一五”期间仅为 18%。

图表35：2000 ~ 2009 年我国煤层气抽采量占天然气产量的比例

年份	煤层气抽采量 (10 ⁸ m ³)	天然气产量 (10 ⁸ m ³)	煤层气抽采量占天然气产量的比例 (%)
2000	9.00	297.51	3.03
2001	10.00	331.76	3.01
2002	12.00	357.78	3.35
2003	15.00	383.32	3.91
2004	19.00	453.74	4.19
2005	23.30	542.72	4.29
2006	33.30	641.01	5.19
2007	47.80	756.44	6.32
2008	55.50	774.74	7.16
2009	74.60	830.00	8.99

来源：国金证券研究所

图表36：我国八大不同类型的区域性天然气消费市场，消费量排名依次为：西南、环渤海、西北地区市场、中西部地区市场、长三角地区市场、东南沿海地区市场、中南地区市场、东北地区市场



来源：国金证券研究所、《世界和我国天然气发展趋势》

图表37：世界主要能源消耗量占比

年份	能源消费总量 (万吨标准煤)	占能源消费总量的比重 (%)			
		煤炭	石油	天然气	水电、核电、风电
1991	103783	76.1	17.1	2	4.8
1992	109170	75.7	17.5	1.9	4.9
1993	115993	74.7	18.2	1.9	5.2
1994	122737	75	17.4	1.9	5.7
1995	131176	74.6	17.5	1.8	6.1
1996	138948	74.7	18	1.8	5.5
1997	137798	71.7	20.4	1.7	6.2
1998	132214	69.6	21.5	2.2	6.7
1999	133831	69.09	22.57	2.14	6.2
2000	138553	67.75	23.21	2.35	6.69
2001	143199	66.68	22.87	2.55	7.9
2002	151797	66.32	23.41	2.56	7.71
2003	174990	68.38	22.21	2.58	6.83
2004	203227	67.99	22.33	2.6	7.08
2005	224682	69.1	21	2.8	7.1
2006	246270	69.4	20.4	3.03	7.2
2007	265583	69.5	19.7	3.5	7.3
2008	285000	68.67	18.68	3.77	8.89
2009	305000	70.1	18.7	3.85	7.35

来源：国金证券研究所

单一天然气供给无法满足——煤层气是天然气的天然替代品

- 煤层气是一种非常规天然气。简单比较，煤层气发热量 8100 大卡（甲烷含量大于 95%），甚至高于一般天然气，完全可以与天然气混输混用。

- 正如前文所述，尽管中国目前积极从中缅、中俄输入天然气，但是仍然不能掩盖 2020 年达到进口依赖度 45%以上的尴尬。而显存煤层气资源的丰富性使得中国天然气需求的巨大缺口得以弥补，可以有效缓解国内天然气用量紧张的情况。同时煤层气的成气过程一般缺乏明显的运移，使得煤层气的勘探相对容易。

图表38：煤层气和天然气的技术性差异

特征	煤层气	常规天然气
气藏类型	层状的沉积岩	局部圈闭
气源	自生	外源
储集层岩性	有机质高度富集的可燃有机岩，易受入井液、水泥等的伤害。	几乎是100%的无机质岩石，不易受伤害。
双重空隙结构	煤基质块中的孔隙是主要的孔隙，占总空隙体积的绝大部分；裂隙系统是天然裂隙，占总空隙体积的次要部分，它们基本上等间距分布，并使煤具有不连续性。	主要发育于石灰岩、白云岩，页岩及砂岩中。天然裂隙（包括节理、裂隙、溶道、洞穴等）将粒间孔隙分割成一个个方块，裂隙是随机分布的。
气体的贮存	气体的绝大部分被吸附在煤的内表面上，孔隙空间中很少或没有游离气。	气体以游离态贮集在岩石的孔隙空间中。
流动机理	在基质中的流动是由浓度梯度引起的扩散，然后由于压力梯度的作用在裂隙中引起渗流。	流动是由压力梯度引起的层流，并服从达西定律；在近井地带可出现紊流。
产出机理	解吸-扩散-渗流	在气体自身的压力梯度作用下流动。
气井生产状况	气产量随时间而增加，直至达最大值，然后下降。起初主要产水，气水值随时间而增大。	气产量开始最大，然后随时间而降低。起初，很少或者没有水产出，但气水值随时间而减少。
机械性能	由于煤具有脆性和裂隙较发育，因而是一种较弱的岩石，这使钻井的稳定性较差，并影响水力压裂的效果。在一定条件下，可采用特殊的洞穴完井技术。杨氏模量在700MPa范围内。	岩石较坚硬，通常钻井的稳定性不成问题。杨氏模量在7000MPa范围内。
储层性质	易被压缩，孔隙体积压缩系数在0.01MPa-1范围内，因而孔隙度、渗透性对应力较敏感，在生产期间有明显的变化。	压缩性很小，孔隙体积压缩系数在10-4MPa-1范围内，孔隙度、渗透性在生产期间的变化不明显。

来源：国金证券研究所、张新民《中国煤层气地质与资源评价》，2002

谁受益最大？山西破冰试水“资源综合配套改革区”

全国最主要含气区为中部的晋陕蒙沁水含气带和北部的鄂尔多斯盆地北区。

- 从资源分布上看，中国的煤层气资源主要分布在东部、中部和西部。含气区中以晋陕蒙含气区资源量最大，近 2 万亿立方米，占全国的煤层气资源总量的 55%；其次为北疆区，为 0.69 万亿立方米，占 22%。华南区最少，进展全国总量的不足 1%。

图表39：全国主要地区煤层气分布：以中西部地区为主

地区	资源量 (10 ⁸ m ³)	百分比 (%)	煤级	主要地质时代
中部	200776.08	63.81	中、高	C、P
			低	J ₁₋₂
西部	79901.80	25.40	低、中	J ₁₋₂
东部	33934.62	10.7	中、低	K ₁
总计	314612.5	100.0		

来源：国金证券研究所、张新民，2002

- 含气带的煤层气资源量相差很大。资源量最多的含气带是鄂尔多斯盆地北部含气带和沁水含气带。在全国的 100 多个含气带中，煤层气资源量大于 1000 亿立方米的含气带有 9 个，都位于中部地区的晋陕蒙、云贵川含气区和西部区的北疆含气区。

图表40：资源量大于 $1 \times 10^{12} \text{m}^3$ 的9个含气带情况表

含气带	成煤时代	总资源量 (10^8m^3)	资源密度 ($10^8 \text{m}^3/\text{km}^2$)
鄂盆北部	C-P、J ₁₋₂	55825.61	1.09
沁水	C-P	55157.77	2.01
吐-哈	J ₁₋₂	26258.98	1.51
鄂盆东缘	C-P	19962.27	1.22
六盘水	P ₂	15094.34	1.70
准东	J ₁₋₂	14532.17	0.74
鄂盆西部	J ₁₋₂	12732.06	0.63
伊犁	J ₁₋₂	12191.91	1.21
川南黔北	P ₂	10381.79	0.33

来源：国金证券研究所、《中国煤层气生产可行性研究》

根据山西省煤层气十一五规划：山西将建成沁南、阳泉、大宁——吉县、保德四大煤层气开发基地，产能达到 60 亿立方米/年，煤层气利用总量达到 50 亿立方米，新增输气管网 1099 公里，总长度达到 2000 公里以上，产值达到 133 亿元。

山西煤层气储量全国最大、发展快速，沁水煤田资源量大

- 山西省地处中部，是全国煤层气资源最为富集的地区，全省 2000 米以浅的煤层气资源量约 10 万亿立方米，占全国的 1/3。**2010 年山西实现煤层气抽采量 10.5 亿立方米，居全国第一。**除大同煤田属于贫甲烷区外，沁水、河东、西山、霍西、宁武等煤田均有煤层气赋存，其中沁水煤田和河东煤田煤层气资源量最大，分别为 6.85 万亿立方米和 2.84 万亿立方米，占全省煤层气资源总量的 93.26%。

图表41：各省份煤层气开采数据（单位：亿立方米）

省(区、市)	2006 年		2007 年		2008 年		2009 年		2010 年	
	抽采量	利用量	抽采量	利用量	抽采量	利用量	抽采量	利用量	抽采量	利用量
河北	4219	2310	4961	2860	5511	3520	4219	2310	4961	2860
山西	59820	34562	104880	71748	107995	76204	59820	34562	104880	71748
内蒙古	2827	1200	3135	1200	3300	1500	2827	1200	3135	1200
辽宁	24497	13510	32517	24878	31133	26171	24497	13510	32517	24878
吉林	1705	330	2184	845	2294	880	1705	330	2184	845
黑龙江	6356	2642	8056	3830	9346	4449	6356	2642	8056	3830
江苏	273	150	273	150	273	150	273	150	273	150
安徽	29480	10398	35860	15364	41360	19120	29480	10398	35860	15364
江西	2640	396	3166	475	3960	594	2640	396	3166	475
河南	11000	2387	15000	12718	22000	27298	11000	2387	15000	12718
湖南	3000	1000	3500	2000	4500	3000	3000	1000	3500	2000
重庆	20632	3536	22492	4097	24551	4645	20632	3536	22492	4097
四川	5926	3792	7586	5656	15055	10401	5926	3792	7586	5656
贵州	68618	14520	78408	16786	87272	20268	68618	14520	78408	16786
陕西	9031	1300	11318	2947	11648	7260	9031	1300	11318	2947
甘肃	2607	1100	2860	1500	3608	3190	2607	1100	2860	1500
宁夏	9020	7216	10395	8835	13200	11880	9020	7216	10395	8835
合计	261651	100349	346591	175889	387006	220530	261651	100349	346591	175889

来源：国金证券研究所

- 沁水、河东是山西省内资源量最大的可开采煤田。目前沁水、河东等煤田已登记煤层气区块面积达 28303km²。其中，沁水煤田 13663km²，占沁水煤田总面积的 43%；河东煤田 13526km²，占河东煤田总面积的 79%。已

施工煤层气勘探钻孔 159 口，获国家批准煤层气勘探探明储量达 750 亿 m^3 ，可采储量 395 亿 m^3 。其中，中联煤层气有限责任公司在沁水煤田南部获得 $402.19 \times 10^8 m^3$ 探明储量，可采储量达 $218.39 \times 10^8 m^3$ ；中国石油天然气集团公司获得 $353.26 \times 10^8 m^3$ 探明储量，可采储量为 $170.13 \times 10^8 m^3$ 。

- 晋城无烟煤矿业集团技术走在全国之前：与美国美中能源公司、中联公司合作开发的潘庄井田地面煤层气项目获得较大进展，已完成 30 口地面井钻井压裂任务，日产量达 3 万 m^3 以上。煤层气置换水煤气工作已在晋城无烟煤矿业集团全面展开。中联公司沁水盆地南部煤层气开发利用高技术产业化示范工程项目已获批准，该项目总投资 3.45 亿元，年产气量达 1 亿 m^3 以上。河东煤田柳林区块已施工钻孔 7 口，并进行了长达 1280 天试采，累计产气 220 万立方米，控制储量 120 亿立方米。
- 晋煤集团在煤层气的抽采技术上有大的突破，在地面煤层气抽采技术上，开发掌握了具有自主知识产权，适用于不同地质条件的地面垂直井，地面丛式井等，突破了国际专家公认的无烟煤不利于地面钻井煤层气开发的禁区，创出了我国煤层气地面钻井开发利用的第一个成功案例。在井下瓦斯抽采上采用“边掘边抽”的瓦斯治理模式，在各瓦斯矿井都建立永久性的瓦斯抽放系统。在煤层气抽采规模上有大的跨越。
- 井下煤层气开采发展迅速：山西煤矿井下煤层气（瓦斯）抽采利用可追溯到 20 世纪 50 年代末，阳泉煤业集团利用井下抽放瓦斯气供居民生活使用。早在 2004 年，晋煤集团就利用亚行贷款山西煤层气利用项目，包括寺河井下煤层气抽放、12 万 kW 煤层气发电、内部电网改造、晋城市燃气输配和输气管道项目已全面展开，该项目总投资约 20 亿元人民币近年来，目前对晋城市区以及周边县市覆盖了达到 85% 以上。

2009 年伴随国家对安全的重视和政策制定，煤层气井下抽放转抽采利用，井下抽采年增 10 亿立方米，地面开发年翻一番。

图表42：沁水煤田和河东煤田煤层气资源量分布山西省内最大

煤田名称	< 1500m		1500~2000m		合计	
	面积 (km^2)	资源量 ($10^{12} m^3$)	面积 (km^2)	资源量 ($10^{12} m^3$)	面积 (km^2)	资源量 ($10^{12} m^3$)
沁水	15557.50	3.4637	6297.50	2.2487	21855.00	5.7123
河东	10090.00	3.0870	2802.50	0.9136	12892.50	4.0006
合计	25647.50	6.5507	9100.00	3.1623	34747.50	9.7129

来源：国金证券研究所、山西省煤层气十一五规划

山西省市场需求大、管线较发达

- 随着国家“西气东输”工程的实施，山西输气管网已建成天然气管线三纵五横 1345km、煤层气管线 253km。
- （1）天然气管线：三纵五横 1345km。
 - 三纵指：大同—太原—运城；岚县—柳林—河津；阳泉—晋城。五横指：陕京一线、陕京二线、陕京三线、西气东输、榆林—济南。
 - 临汾-河津天然气管道 该管道以西气东输临汾分输口为起点，经侯马、新绛、稷山，至河津，全长 140 km，留设侯马、新绛、稷山 3 个分输站。
 - 应县-金沙滩-大同天然气管道 该管道始于应县北曹山分输站，经怀仁金沙滩，至大同，全长 113 km，留设怀仁分输站。

单位立方米煤层气热值略高于天然气，二者可以实现混熟混运。

- 孟县-阳泉天然气管道：该管道始于陕京二线孟县分输口，止于阳泉末站，全长 53.5 km。
- 其中西气东输管道设计年输量 120 亿 m^3 。从永和关入晋，经永和、蒲县、浮山、沁水，由阳城入河南，管线长 328km（山西境内），留设临汾、阳城 2 个分输口。
- 陕京一线管道该管道设计年输量 33 亿 m^3 。从保德入晋，经神池、应县、浑源，由广灵入河北，管线长 330km（山西境内），留设神池清管站和北曹山分输站。
- 陕京二线管道设计年输量 120 亿 m^3 。从兴县入晋，经岚县、静乐、阳曲，由孟县入河北，管线长 260km（山西境内），留设岚县、大孟、孟县 3 个分输站。
- （2）省内已建成输气主管网：
 - 临汾—河津天然气管道，该管道以西气东输临汾分输口为起点，经侯马、新绛、稷山，至河津，全长 140km，留设侯马、新绛、稷山 3 个分输站。
 - 应县—金沙滩—大同天然气管道，该管道始于应县北曹山分输站，经怀仁金沙滩，至大同，全长 113km，留设怀仁分输站。
 - 孟县—阳泉天然气管道，该管道始于陕京二线孟县分输口，止于阳泉末站，全长 53.5km。
 - 此外另有煤层气和天然气输气管线 2 条，大孟—忻州—原平 90km 天然气管线和沁水—晋城、阳城、泽州 90km 煤层气管线，在 2005 年和 2006 年投入运行。

图表43：西气东输管道工程线路经过部分煤田走向图



来源：国金证券研究所、中联煤层气公司

- 山西省煤层气管线 253km，十二五将进入大力发展期：
 - 十一五期间在建煤层气和天然气输气管线 2 条，即大孟-忻州-原平 90km 天然气管线和沁水-晋城、阳城、泽州 90km 煤层气管线，已于 2005 年和 2006 年投入运行。
 - 随着输气管网建设的加快，朔州市城区已于 1997 年实现供气，平鲁区于 2002 年实现供气；2005 年大同、孟县、河津等县、市和华泽铝电实现供气；2006 年忻州、原平、定襄、榆次、太谷、祁县、平遥、运城、闻喜及晋北铝厂等大型工业用户实现供气。

图表44：山西省长输管网建设基本情况表

名称	省内长度 (km)	管径 (ϕ mm)	年输气量 (10^8m^3)	备注
西气东输	328	1016	120	山西境内长度
陕京一线	330	660	33	同上
陕京二线	260	1016	120	同上
临汾至河津	140	219	2.0	
大盂至忻州、原平	100	237	5.0	
应县—金沙滩—大同	113	219	1.5	
孟县—阳泉	53.5	219	3.5	
沁水至晋城、阳城、泽州	90	600	3.15	
合计	1224.5	—	288.5	

来源：国金证券研究所

气化山西的战略最早提出，请见我们 2010 年 12 月 15 日《聚焦十二五，“气化山西”是关键战略》点评报告。

十二五政策红包“气化山西”发掘新型煤化工产业、山西直接受益

- 山西省十二五规划明确提出发展新型煤化工的重要战略方向。其中现代煤化工围绕的五条主线为“气、醇、烯、苯、油”，而煤制气成为了重点发展的对象。
- 十二五期间，山西作为国家资源型经济转型综合配套改革试验区，享受国家重大政策红包：“两权合一，气随煤走”。这一重大政策红利将改变过去“煤、气分离”的窘境，极大激发政府与各集团发展煤层气的积极性。而未来的政策红利可能还将包括山西更大权限的项目审批权以及金融融资政策便利，解决山西自资源整合以及未来发展新型煤化工的资金需求。
- 煤层气需求和天然气需求重合，可作为有益补充：据有关资料显示，全省 2000—2020 年煤层气市场需求为：2000—2005 年为 5.3 亿 m^3/a ，2006 年—2010 年为 35.45 亿 m^3/a ，2011—2020 年为 76.55 亿 m^3/a ，其中城市民用三个阶段年需求量分别为 4.74 亿 m^3 、11.53 亿 m^3 和 26.15 亿 m^3 ；工业燃料分别为 0.44 亿 m^3 、2.18 亿 m^3 和 8 亿 m^3 ；电力分别为 0.12 亿 m^3 、2.02 亿 m^3 和 6.82 亿 m^3 ；化学工业 2006—2010 年为 19.7 亿 m^3 ，2011 年—2020 年为 35.58 亿 m^3 。加之京、津、河北、河南等省市的市场潜力需求，山西煤层气产业化发展前景可观。
- 根据山西省委发布的《关于加快推进我省“四气”产业一体化发展的若干意见》，“四气”是优质清洁能源和宝贵的战略资源，煤层气、焦炉煤气、煤制天然气。根据报道，2009 年山西省天然气消费量近 10 亿立方米，煤层气抽采能力约 24 亿立方米，煤层气利用率达到了 40%，处于全国领先水平；焦炉煤气总产量约 164 亿立方米，其中 120 亿立方米得到了有效利用。即 12345 主要任务：打造四气一体化新产业、突出两条主线、实现年供气量 300 亿、实现四个全覆盖（119 个县市区天然气、煤层气全覆盖，交通干线全覆盖、重点工业用户全覆盖、重点旅游区全覆盖）；实现新增产值 1000 亿元（2020 年新增最大工业总产值 1103 亿元）。煤层气产业规模未来 5 年翻番，而山西省晋城煤业集团煤层气产量占山西总量的 2/3、全国的 1/4，是煤层气产业大发展的最大受益者。

相关受益企业列表

- 我们认为，十二五期间，山西煤层气产业将面临爆发性增长期，发展潜力与天然气产业相似。省属煤炭企业将受益，尤其以转型类企业如煤气化（管网直接受益于煤层气运输、受拖累焦炭业务有望得到缓解）受益最大。我们看好煤气化（000968.sz）、西山煤电（000983.sz）、潞安环能（601699.sh）、国阳新能（600348.sh）的战略性投资机会。

- 除山西省内企业外，我们还看好相关管网建设和技术加工企业：天科股份（600378.sh）、淮油股份（002207.sz）、中国石油（601857.sh）、中海油（0883.hk）、中国油气控股（0702.hk）。

图表45：煤层气相关上市公司

上市公司	股票代码	所在地区	与煤层气相关的业务	发展空间
煤气化	000968	山西省	拥有太原市管网资源	按照山西省“气化太原”目标，太原市将连通多条天然气过境管线，引进吕梁、晋城等地煤层气，供应工业及民用。公司将直接受益于煤层气管道运输。
西山煤电	000983	山西省	-	“十二五”期间，晋煤集团将在西山煤电集团所属矿区内进行大规模煤层气地面抽采和开发利用项目，计划2011年底形成1000万方的产气能力。
潞安环能	601699	山西省	涉及煤层气开采业务	受益于山西省“十二五”期间煤层气的爆发性增长。
国阳新能	600348	山西省		
兰花科创	600123	山西省	母公司兰花集团旗下的兰花大宁电厂，是国内单机容量最大的煤层气发电企业。	公司如果未来涉及煤层气业务，也将受益于山西省“十二五”期间煤层气的爆发性增长。
天科股份	600378	四川省	将变压气体分离技术应用于煤层气，提高煤层气浓度，计划与GE合作开发煤层气发电。	煤层气分离技术将受益于我国煤层气行业的快速发展。
淮油股份	002207	新疆自治区	全资子公司准油能源正在逐级申请新疆拜城和库车地区的煤层气勘探权事宜，但截止2010年底未取得该地区煤层气勘探权，现暂缓投资。	一旦公司取得煤层气勘探权，将直接受益于我国煤层气行业的快速发展。
中国石油	601857	北京市	国内最大的煤层气开发主体，也是未来管网建设的主要力量。2010年公司煤层气业务新增探明储量首次突破1000亿立方米，并已经形成了13亿立方米的产能规模。	中石油计划规划部副总经济师徐建梅介绍，“十二五”期间，中石油煤层气的勘探开发将全面提速，到2015年要达到40亿立方米的规模。
中海油	0883.HK	北京市	2010年12月20日，中海油收购中联煤层气50%的股权，直接获得25个煤层气区块，约500亿立方米左右的探明储量。	据了解，中联煤今年对煤层气的投入将达到30-40亿元，打井数量不低于1000口，到“十二五”末达到40亿立方米煤层气的产量。
中国油气控股	0702.HK	香港	公司在三交地块的煤层气项目（储量435亿方）拥有70%权益，目前已形成1.3亿方的年生产能力。	未来三年产能将提升至10亿方/年。

来源：国金证券研究所

特别声明:

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。本报告亦非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向任何人作出邀请。国金证券未有采取行动以确保于此报告中所指的证券适合个别的投资者。国金证券建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。国金证券及其关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息、所载资料或意见。

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载的观点并不代表国金证券的立场，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

上海

电话: (8621)-61356534

传真: (8621)-61038200

邮箱: researchsh@gjzq.com.cn

邮编: 201204

地址: 上海浦东新区芳甸路 1088 号紫竹
国际大厦 7 楼**北京**

电话: (8610)-66215599-8792

传真: (8610)-61038200

邮箱: researchbj@gjzq.com.cn

邮编: 100032

地址: 中国北京西城区金融街 27 号
投资广场 B 座 4 层**深圳**

电话: (86755)-33089915

传真: (86755)-61038200

邮箱: researchsz@gjzq.com.cn

邮编: 518000

地址: 中国深圳福田区金田路 3037 号
金中环商务大厦 921 室