

新兴能源产业，政策催化下，“十二五”高速发展期到来

推荐 维持评级

核心观点：

- **煤层气是高效节能能源，是能源行业中空间巨大的新兴产业**
煤层气俗称瓦斯，主要成分为甲烷（CH₄）。全球煤层气总资源量约260万亿m³，占天然气总储量30%以上；90%分布在12个主要产煤国。煤层气开发利用已经取得较好成效的有美国、澳大利亚、加拿大等国家，其共同经验在于：完善的产业法规、优惠的财政税收鼓励政策、完备的基础设备（管网）等。“十一五”开始我国已出台煤层气的相关规划和系列优惠鼓励政策，但管网等基础配套设备 and 专业化机构的壮大需要时间。
- **“十二五”我国煤层气产业有望达年均30%以上高增长**
2009年我国天然气供应缺口146亿方，预计2015年将达650亿方；2010年煤层气开采量约88亿方，若未来天然气需求缺口的50%由煤层气来补充，则“十二五”期间我国煤层气需求年复合增速可高达30%以上。煤层气开发项目收益看好，利润率可达30%以上。
- **山西“综改试点”和“十二五”规划将推动煤层气产业大发展**
目前制约我国煤层气产业大发展的主要问题在于“矿权”与“气权”分置（气权集中在中石油、中石化、中联煤三家公司，作为煤层气开发主力的煤炭企业没有气权）。随着山西“综改试点”方案和“十二五”规划即将出台，该问题有望得到解决，预计“气随煤走”将是大势所趋（国际上一般将煤层气视为煤炭的一部分）。山西省煤层气资源量占全国1/3，抽采量占全国40%左右，将是“十二五”煤层气大发展的排头兵。
- **投资建议**
建议投资者把握历史性投资机遇，战略性投资未来将受益煤层气业务的相关公司，特别是山西省的煤炭公司，重点关注：煤气化、国阳新能、西山煤电、潞安环能。

分析师

王国平

☎：(8610) 6656 8758

✉：wangguoping@chinastock.com.cn

执业证书编号：S0130200010339

赵柯

☎：(8610) 6656 8707

✉：zhaoke@chinastock.com.cn

执业证书编号：S0130109074248

行业表现



需要关注的重点公司

股票代码	股票简称	股价/元	EPS/元			PE			PB	投资评级
			2010A	2011E	2012E	2010A	2011E	2012E		
000968	煤气化	22.29	0.46	0.95	1.26	48.75	23.48	17.72	3.82	推荐
600348	国阳新能	22.85	1.00	1.21	1.37	22.85	18.88	16.68	5.77	推荐
000983	西山煤电	22.92	0.84	1.22	1.51	27.31	18.80	15.17	5.13	推荐
601699	潞安环能	57.31	2.99	3.45	4.14	19.17	16.62	13.85	4.94	推荐

资料来源：中国银河证券研究部 注：股价采用5.30收盘价；煤气化公司盈利采用市场一致预期，公司未来业务可能会有变化。

目 录

一、煤层气概述	1
(一) 煤层气的定义与特征	1
1、煤层气基本特征	1
2、煤层气的赋存状态及分类	1
3、煤层气的产出机理及开采方式	2
4、煤层气与常规天然气的区别	2
(二) 煤层气资源的基本概念	3
1、煤层气资源量的定义及计算方式	3
2、煤层气藏的定义与成因	3
3、煤层气藏含气量测试方法	4
(三) 与煤层气开采利用相关的其他概念	5
二、我国煤层气开发不但必要，也具备现实可行性	5
(一) 煤层气开发利用很有必要	5
1、符合经济结构调整和建设资源节约型、环境友好型社会的趋势	5
2、利于推动我国能源结构战略调整	6
3、有助我国煤炭产业升级及煤矿安全生产	6
(二) 煤层气开发利用具备现实可行性	6
1、“十二五”市场空间增速有望年均30%以上	6
2、煤层气开发的政策环境愈来愈好	7
3、煤层气项目开发效益好	7
三、国外煤层气资源及产业化现状	7
(一) 全球煤层气资源分布情况	7
(二) 主要国家煤层气产业化现状	8
1、美国的历程	8
2、甲烷市场化伙伴计划—推动全球煤层气产业化发展的组织	9
3、主要开采模式：井下抽采历史长，地面开采是未来主流	9
(三) 主要国家的煤层气开发利用经验	10
1、美国：资源多、管网多、机构多、政策多	10
2、澳大利亚：法规完善，推广先进技术	12
3、俄罗斯：起步晚，优惠政策多	13
(四) 煤层气开发所面临的问题及对策	13
四、我国煤层气的开发利用现状	14
(一) 我国煤层气产业化的主要历程	14
(二) 我国煤层气资源分布情况：山西和内蒙古优	14
(三) “十一五”以来我国煤层气开发利用开始加速	18
(四) 我国煤层气开采的技术及成本概况	21
(五) “十一五”以来我国煤层气开发的政策支持较多	21
(六) 我国煤层气开发项目简介	23
五、山西省煤层气产业：借力综改试点，“十二五”大发展	25
(一) 山西省煤层气资源丰富	25
(二) 山西省煤层气开发：“十二五”将延续“十一五”高增长	27
(三) 借力综改试点和“十二五”规划，“气随煤走”是大势所趋	29

六、投资建议	29
--------------	----

一、煤层气概述

(一) 煤层气的定义与特征

煤层气指赋存在煤层中以甲烷(CH₄)为主要成分,以吸附在煤基质颗粒表面为主、部分游离于煤孔隙中或溶解于煤层水中的烃类气体的总称,是煤层本身自生自储式非常规天然气。煤层气通常又被称为煤矿瓦斯,简称瓦斯。

虽然国际能源署(IEA)认为煤层气和煤矿瓦斯需要区别对待,认为煤层气是一种非常规天然气,形成于煤化过程,吸附于煤炭表面,单独作为一种资源开采。但在我国的应用中,将二者视为一体,不作区分。

1、煤层气基本特征

(1) 煤层气是一种高效、节净的能源。其热值与天然气相当,是通用煤的 2-5 倍,每立方米达 31.4-34.4 MJ(兆焦耳)(7536~8200 大卡以上),每 1000 m³ 煤层气相当于 1 吨燃油或 1.25 吨标准煤。可以与天然气混输混用,燃烧后很洁净,几乎不产生任何废气。

(2) 煤层气的温室效应约为 CO₂ 的 21 倍,据 IEA 估计,全世界煤层气资源量达 260 万亿 m³,目前全世界每年因采煤直接向大气排放的煤层气达 315~540 亿 m³,这些逸散在空气中的煤层气,破坏了臭氧层,加剧了温室效应。

(3) 煤层气比空气轻,其密度是空气的 0.55 倍,稍有泄漏会向上扩散,只要保持室内空气流通,即可避免火灾和爆炸。而煤气、液化石油气密度是空气的 1.5—2.0 倍,泄漏后会向下沉积。

(4) 煤层气相对于水煤气不易爆炸。煤层气爆炸范围为 5—15%,水煤气爆炸范围 6.2—74.4%,且煤层气不含 CO,在使用过程中不会象水煤气那样发生中毒现象。

2、煤层气的赋存状态及分类

煤层气赋存状态有三种,吸着态、游离态和溶解态,吸着态又包括吸附态、吸收态和凝聚态三种方式,其中,吸附态是主要赋存状态(约占 90%)。

煤层气按照其来源一般分为原始煤层煤层气、煤矿区煤层气、采空区煤层气和矿井通风瓦斯四种。

表 1: 煤层气 4 种主要分类

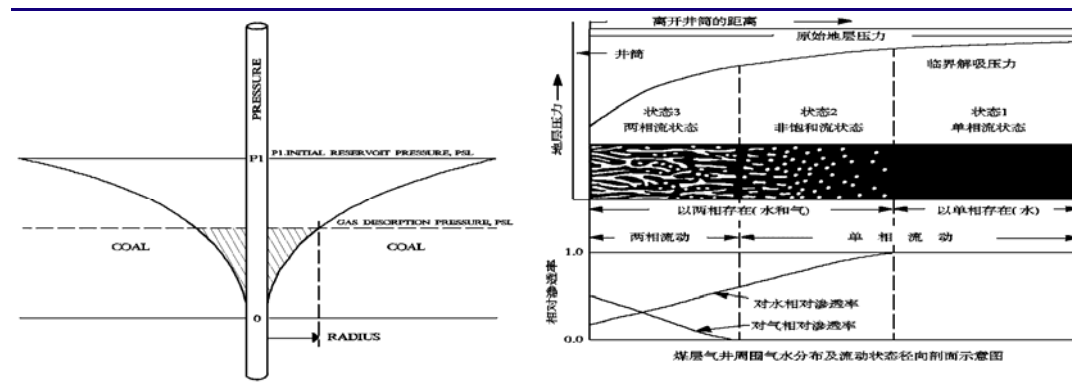
名称	来源	特征
原始煤层煤层气	原始煤层,地面开发	甲烷浓度>95%,生产期长
煤矿区煤层气	生产矿井,采空区	甲烷浓度>90%,生产期短
采空区煤层气	生产矿井	甲烷浓度>20%-80%
矿井通风瓦斯	生产矿井	甲烷浓度 1%左右,量非常巨大

资料来源:中国银河证券研究部

3、煤层气的产出机理及开采方式

煤层气以吸附为主要储集特征,其解吸所需的条件,即煤层气产出的先决条件是降压解吸。

图 1: 煤层气井周围气水分布及流动状态径向剖面示意图



资料来源: 中国银河证券研究部

煤层气的开采一般有两种方式: 一是地面钻井开采; 二是井下瓦斯抽放系统抽出。地面钻井开采的煤层气和抽放瓦斯都是可以利用的, 通过地面开采和抽放后可以大大减少风排瓦斯的数量, 降低煤矿对通风的要求, 改善矿工的安全生产条件。

4、煤层气与常规天然气的区别

煤层气与常规天然气相比, 二者气体成分、用途大体相同; 但在产出情况、生产方式、产量曲线、储藏方式等方面的差别较为明显。

表 2: 煤层气与常规天然气的主要对比

	煤层气	常规天然气
气体成分	主要由 95% 以上的甲烷组成, 另外 5% 的气体一般是 CO ₂ 或氮气	成分也主要是甲烷, 其余的成分变化较大
用途	二者均是优质能源和化工原料, 可以混输混用	
产出情况对比	基本不含碳二以上的重烃, 产出时不含无机杂质	一般含有含碳二以上的重烃, 产出时含无机杂质
生产方式	通过排水降低地层压力, 使其在煤层中解吸-扩散-流动 采出地面	靠自身正压产出
产量曲线	初期产量低, 生产周期长, 达 20-30 年	初期产量高, 生产周期 8 年左右
与采矿活动相关性	又称煤矿瓦斯, 威胁煤矿生产安全, 直接与采煤相关, 采煤之前应先采气	受其他采矿活动影响较小, 可有计划控制
储藏方式	主要以吸附状态储存在煤岩层中, 煤岩层即是生气源岩, 又是煤层气储集层	圈闭, 游离气状态; 成藏一般有明显运移, 源岩 到圈闭的运移过程

资料来源: 中国银河证券研究部

煤层气是非常规天然气, 煤层气藏与常规气藏最明显的区别在于, 煤层气主要是以吸附状态储存在煤岩层中, 煤岩层即是生气源岩, 又是煤层气储集层。煤层气勘探与常规天然气有很大的不同, 常规天然气研究从生、储、盖、圈、运、保等六大方面进行详细的分析, 煤层气成藏一般缺乏明显的运移, 无源岩到圈闭的运移过程, 虽然在某些构造较为复杂的部位存在极短

距离的横向运移，一般情况下较少。这也使得煤层气的勘探相对容易。

表 3: 煤层气与常规天然气储藏方式的差别

项目	常规气藏	煤层气储层
埋深	有深有浅，一般大于 1500 米	一般小于 1500 米
资源量计算	不可靠	较可靠
勘探开发模式	滚动勘探开发或先勘探后开发	滚动勘探开发
储气方式	圈闭，游离气	吸附于煤系地层中（大部分）
气成分	烃类气体，主要是 C1~C4	95%以上是甲烷
储层孔隙结构	多为单孔隙结构	双孔隙结构，微孔和裂隙发育
渗透性	渗透率较高，对应力不敏感	渗透率较低，对应力敏感
开采范围	在圈闭范围内	大面积连片开采
井距	大，可采用单井，一般用少量生产井开采	小，必须采用井网，井的数量较多
储层压力	超压或常压	欠压或常压
产出机理	气体在自然压力下向井筒渗流，井口压力大	需要排水降压，气体在压力下降后解吸，在微孔中扩散，然后经裂隙渗流到井筒
初期单井产量	高	低
增产措施	一般不需要	一定需要
钻井及生产工艺	较简单	较复杂，需要人工提升排水采气

资料来源：中国银河证券研究部

（二）煤层气资源的基本概念

1、煤层气资源量的定义及计算方式

煤层气资源量是指根据一定的地质和工程依据估算的赋存于煤层中，当前可采或未来可能开采的，具有现实经济意义和潜在的经济意义的煤层气数量。

按 2003 年国土资源部颁布、实施的《煤层气资源 / 储量规范》，煤层气资源量估算依据煤层地质储量计算的基本方法——体积法，计算公式如下：

$$G=0.01A \cdot h \cdot D \cdot C$$

G——煤层气资源量(10⁸m³);

A——计算面积(km²), 为本书计算的四大聚气盆地的面积;

h——煤厚(m), 为各含气区所覆盖区域煤田可采煤层总厚度的平均值;

D——煤的容重(t/m³), 为山西省各煤种容重的平均值;

C——含气量(m³/t), 为根据含气量、煤矿瓦斯涌出量及地质构造作出的科学推断。

2、煤层气藏的定义与成因

煤层气藏是在压力封闭作用下，吸附煤层气达到相当数量的煤岩体或煤层，是煤层气聚集和煤层气勘探开发的基本地质单元。煤层气藏的成藏要素主要包括煤层条件、压力封闭和保存

条件。

煤层气与煤是自体共生、共存的伴生矿藏，仅是赋存状态不同。含煤盆地不一定是煤层气盆地，现今保存的含煤盆地不一定都赋存有可供开采的煤层气，只有能够形成煤层气藏的含煤盆地才能称其为煤层气盆地，才含有煤层气。煤层需要具有较高的含气量、较好的渗透性能和完善的封盖条件，才能形成煤层气藏。

煤层含气量及煤层气可采性是决定煤层气能否成藏的重要条件。控制煤层气含量的最主要地质因素是煤变质程度。煤在形成过程中由于温度及压力增加，在产生变质作用的同时也释放出可燃性气体。煤岩变质分为 3 种类型，一是深成变质，二是岩浆热变质，三是构造应力变质。只有变质适度的煤岩层才能形成煤层气藏。从泥炭到褐煤，每吨煤产生 68m³ 煤层气；从泥炭到肥煤，每吨煤产生 130m³ 煤层气；从泥炭到无烟煤每吨煤产生 400m³ 煤层气。控制煤层气可采性的主要地质因素有：煤层渗透率、相对渗透率、煤等温吸附特征、地层压力及煤的含气饱和程度，其中煤层渗透率是最主要的影响因素。

表 4：煤层含气量及煤层气可采性是决定煤层气能否成藏的重要条件

煤变质程度对煤层气含量起着根本性作用，	从泥炭到褐煤，每吨煤产生 68m ³ 煤层气
只有变质适度的煤岩层才能形成煤层气藏	从泥炭到肥煤，每吨煤产生 130 m ³ 煤层气
	从泥炭到无烟煤每吨煤产生 400 m ³ 煤层气
煤层渗透率是控制煤层气可采性的主要地质因素	

资料来源：中国银河证券研究部

90%的煤层气资源储藏在早中侏罗纪、石炭纪和二叠纪的煤层中。其中中侏罗煤层厚度大，并分布稳定，煤质、煤阶和渗透率最适合于煤层气的生成、储存和开发，地质条件较为有利。

3、煤层气藏含气量测试方法

煤层现今的含气量是其在演化过程中，煤层生气储存、逸散后的剩余量，即是指现今在标准温度和标准压力条件下单位重量煤中所含甲烷气体的体积。一般来说，煤层含气量高，则气体富集程度好，越有利于煤层气开发。煤层气含气量的确定是通过对于钻井取芯、绳索取芯煤样或录井煤屑的测试获得，测试方法具体可分为直接法和间接法两大类。根据逸散气量求取与处理方法的的不同，直接法又可分为 USBM 直接法、改进的直接法与史密斯-威廉斯方法等，但 these 方法求取得的含气量通常只相当于实际的含气量下限，而目前采用的密闭取芯法，更接近实际的含气量。间接法则可分为重量法、吸附等温法和开姆法等，其各自都有其自身的适用条件与范围，很难适用于非饱和煤层含气量的估算。

表 5：煤层气含气量主要确定方法

类别	方法	要求及条件	备注
直接法	USBM 直接法(由美国矿务局提出)	取芯测试	损失气量小于 20%比较准确
	改进的直接法	取芯测试	每次均需测定解吸气体成分，如测定含气量较低的样品，泥岩中的含气量
	史密斯-威廉斯方法	煤芯或煤屑	损失气量小于 50%时比较准确
	压力解析取芯法	密闭	测定气体含量最准确的方法，特别是对于未饱和煤层

及深煤层

可获得解吸气量及估算地层压力

比改进的直接法预测含气量偏大

用于矿井通风需要，未用于煤层气的开采

煤样分析资料与煤层温度、压力值，适用于饱和煤层含气量的估算

对烟煤和中低挥发分烟煤偏高，对高挥发分烟煤偏低

方法具有一定地区性局限，不能无限推广

直接法	煤矿矿井取芯
艾瑞法（由 Aiery, 1968 提出）	取芯
重量法	矿井取芯
吸附等温法	煤样分析资料与煤层温度、压力值
间接法	
开姆法（由 Kim, 1977 提出）	要求有工业分析资料
测井法	测井与工业分析资料交会求出吸附等温线，在根据等温线估计含气量

资料来源：中国银河证券研究部

（三）与煤层气开采利用相关的其他概念

瓦斯抽放（gas drainage）指采用专用设备和管路把煤层、岩层或采空区瓦斯抽出的措施。

高浓度瓦斯（high concentration mine gas）指甲烷体积浓度大于或等于 30% 经煤矿瓦斯抽放系统抽出或排出的瓦斯。低浓度瓦斯（low concentration mine gas）则指甲烷体积浓度小于 30% 的瓦斯。

风排瓦斯（windblown mine gas）指煤矿采用通风方法并由风井排出的瓦斯。

绝对瓦斯涌出量（absolute gas emission rate）指单位时间内从煤层和岩层以及采落的煤（岩）体所涌出的瓦斯量，单位采用 m^3/min 。

煤（岩）与瓦斯突出（coal/rock and gas outburst）指在地应力和瓦斯的共同作用下，破碎的煤、岩和瓦斯由煤体或岩体内突然向采掘空间抛出的异常动力现象。煤（岩）与瓦斯突出矿井则指在采掘过程中，发生过煤（岩）与瓦斯突出并经鉴定的矿井。

排放（emission）指抽出的煤层气或煤矿瓦斯向大气排空。

二、我国煤层气开发不但必要，也具备现实可行性

目前我国煤层气开发利用虽然经历了十多年的发展历程，取得了重要进展，但是在很多地区对煤层气开发利用的认识上基本还停留在为煤矿安全生产服务的附属地位，对煤层气开发利用在改善能源结构、调整产业结构、提高资源利用水平、保护生态环境等方面的重要性的认识需要深化。事实上，煤层气做为新能源、新产业，未来大有可为。

（一）煤层气开发利用很有必要

1、符合经济结构调整和建设资源节约型、环境友好型社会的趋势

我国“十二五”规划中明确指出要坚持把经济结构战略性调整作为加快转变经济发展方式的主攻方向，坚持把建设资源节约型、环境友好型社会作为加快转变经济发展方式的重要着力点。煤层气的温室效应约为 CO_2 的 21 倍，据国际能源机构（IEA）估计，目前全世界每年因采煤直接向大气排放的煤层气达 315~540 亿立方米，如果不对煤层气进行开发利用而任由其

逸散在空气中，必将加剧温室效应。对煤层气的开发利用符合建设好资源节约型、环境友好型社会的趋势。

2、利于推动我国能源结构战略调整

为了配合我国经济发展方式的转变，加快能源结构的调整，为国民经济和社会发展提供稳定、清洁、可靠的能源安全保障是“十二五”能源工作的基本要求。为了实现非化石能源到2020年达到15%的目标，我国必将进行能源结构战略转型。煤层气作为一种清洁能源和非化石能源，其热值与天然气相当，是通用煤的2-5倍，且燃烧后很洁净，几乎不产生任何废气，对其进行大规模开发和利用，利于推动我国能源结构的战略调整。

3、有助我国煤炭产业升级及煤矿安全生产

煤层气又叫煤矿瓦斯，是一种会对煤矿安全构成重大威胁的气体，故在煤炭生产中通常被集中排放到大气中。在我国，由煤矿瓦斯造成的煤矿事故频发，对促进煤矿安全生产的政策也是越来越严格。同时我国《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》（2008）要求甲烷浓度 $\geq 30\%$ 的高浓度瓦斯禁止排放。因此，只有对煤层气进行开发利用才能同时实现煤矿安全生产和煤炭产业升级的双重要求。

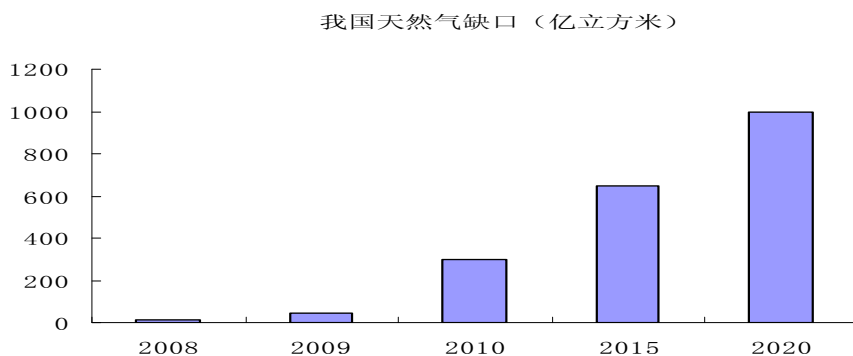
（二）煤层气开发利用具备现实可行性

1、“十二五”市场空间增速有望年均30%以上

由于煤层气可以与天然气同输同用，为煤层气产业发展提供了巨大空间。我国天然气消费的重点地区——环渤海地区、东南沿海地区、长江三角洲地区、中部地区及东北地区的天然气市场年需求均超过120亿立方米。“十一五”规划期间，煤层气和煤矿瓦斯的首选市场主要在山西、北京、天津、河南、河北等省市。在满足了这些地区需求的前提下，富余的煤层气还可以供应到华中的其它省份，或并入西气东输管网，输往长江三角洲地区。

2009年我国天然气的市场供应缺口达到146亿立方米；据相关部门预测，2015年缺口将达650亿方，2020年达1000亿方；2010年我国煤层气开采量约88亿方，若未来天然气需求缺口的50%由煤层气来补充的话，则“十二五”期间煤层气需求年复合增速可高达30%。

图2：“十二五”我国天然气需求缺口将不断加大



资料来源：国家统计局，中国银河证券研究部

2、煤层气开发的政策环境愈来愈好

“十一五”以来，国家高度重视煤矿安全生产、能源安全、节约资源和保护环境，从政策上为煤层气的开发利用提供了便利。煤层气“十一五”规划中为煤层气的产业化发展提供了多项促进措施，从基础理论的研究到开采技术的研究，再到各项配套措施，如输气管道的建设等都给予了政策支持。财政部、海关总署等对煤层气开发利用都给出了明确的补贴、税收优惠等政策。国家还积极引进美国、加拿大等国的先进技术及团队来支持我国煤层气开发项目的建设。

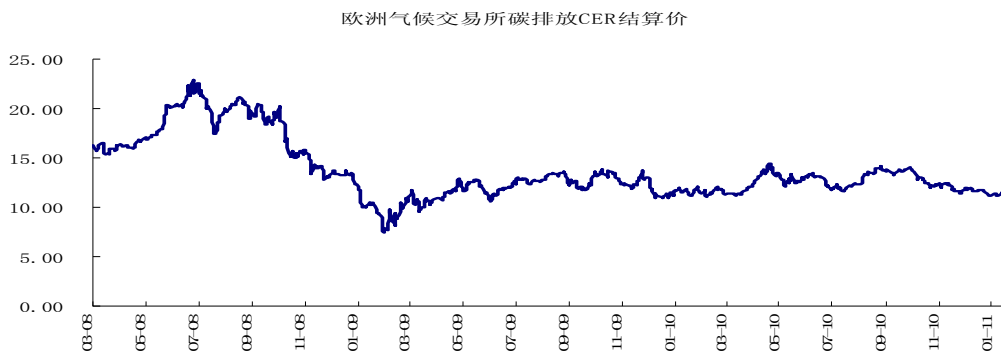
3、煤层气项目开发效益好

以目前国内煤层气开发企业煤层气销售 0.8 元/ N m³ 估算，单位开发成本约为 0.5-0.6 元/Nm³，煤层气开发业务的利润率可达 30%以上。

近几年，在煤层气开发中广泛使用的一种方法是清洁发展机制（CDM），即投资方提供发电机等固定资产以及项目的各项行政费用等，分享煤层气利用过程中减排二氧化碳带来的 CDM 收益。目前，欧洲气候交易所碳排放 CER 结算价为 11.5 欧元，按我国煤炭产生的二氧化碳排放量来计算（注：2009 年我国能源消费产生的二氧化碳排放量为 77.07 亿吨，煤炭消耗占能源消费的 70%），按现行汇率计算可产生 CDM 收益 7896 亿元。

对于开发煤层气的实施企业来讲，除享受 CDM 收益分成之外，还会产生发电、外销等收益，目前情况来看，未来煤层气的开发可能会以实施企业为主。无论对投资方还是对企业而言，煤层气开发利用项目都会产生可观的收益。

图 3：欧洲气候交易所碳排放结算价



资料来源：中国银河证券研究部

三、国外煤层气资源及产业化现状

（一）全球煤层气资源分布情况

目前全球的煤层气总资源量大约 260 万亿 m³，储量约占世界天然气总储量的 30%以上。根据 1EA 的统计资料显示，全球 90% 的煤层气资源量分布在 12 个主要产煤国。按资源量从大到小依次是：俄罗斯、加拿大、中国、美国、澳大利亚、德国、波兰、英国、乌克兰、哈萨克斯坦、印度和南非。在煤层气开发利用上已经取得较好成效的主要有美国、澳大利亚加拿大等国家。

表 6: 全球主要煤层气储量国别分布情况

国家	煤层气资源储量 (× 10 ¹² m ³)	国家	煤层气资源储量 (× 10 ¹² m ³)
俄罗斯	113	德国	3
加拿大	76	英国	2
中国	36.8	乌克兰	2
美国	21.19	哈萨克斯坦	1
澳大利亚	14	印度	<1
波兰	3	南非	<1

资料来源: 中国银河证券研究部

(二) 主要国家煤层气产业化现状

目前, 美国、加拿大、德国和澳大利亚等国家的煤层气产业发展迅速, 新兴国家中国、印度和俄罗斯也都制定了煤层气发展的相关规划。世界上利用地面垂直钻井进行煤层气的勘探和商业化生产成功的主要是美国、澳大利亚和加拿大。

1、美国的历程

美国煤层气的产业化历程经历了 3 个发展阶段。

(1) 煤层气资源与基本地质条件调查及勘探开发试验阶段 (1970~1980 年)

美国 1932 年就有地面煤层气井投入生产, 但针对资源的煤层气勘探开发活动起始于 20 世纪 70 年代。70 年代初期启动了黑勇士和圣胡安两大盆地的煤层气资源调查, 1977 年和 1980 年 2 个盆地的第一个煤层气田先后投入生产。70 年代后期实施国家煤层甲烷计划, 获得了全国煤层气原位资源量 $(2.04 \sim 24.35) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 、可采资源量 $(0.45 \sim 13.86) \times 10^{12} \text{ m}^3$ 的初步认识。同时, 认识到煤层气在 3 个基本方面不同于其他类型天然气: ①煤层气在煤表面以吸附状态存在; ②煤层气在大量产出之前, 煤储层平均压力必须予以降低; ③煤储层中一般有水存在, 煤层气通常与水一起产出。

(2) 煤层气成藏条件探索与煤层气产业化启动阶段 (1981~1988 年)

美国于 1981 年在黑勇士和圣胡安两个盆地形成煤层气商业性生产, 1988 年突破年产气量 10 亿立方米大关。先期煤层气产量以黑勇士盆地为主, 随后圣胡安盆地产量所占比例逐渐上升, 并在 1988 年首次超过黑勇士盆地, 显示出中—新生代盆地煤层气开发的强劲势头。其间, 以这两个盆地煤层气开发资料为基础, 政府投资启动了全面的煤层气成藏条件探索, 得出煤层气产能取决于煤级、含气量、渗透性、水动力条件、构造背景、沉积体系等 6 大地质因素的一般性认识, 形成了煤层气产出“排水—降压—解吸—扩散—渗流”过程认识上的突破, 标志着美国煤层气勘探理论与技术趋于成熟。

(3) 煤层气成藏条件研究深化拓展与商业化生产高速发展阶段 (1989 年至今)

1989 年将煤层气开发试验扩大到中阿帕拉契亚、拉顿、皮申斯等盆地, 认识到北美西部洛基山造山带存在煤层气高产走廊, 形成了以煤储层双孔隙导流、中煤级煤生储与成藏优势、

低渗极限与高煤级煤产气缺陷等为核心的煤层气勘探理论体系。1993 年煤层气年产量 210×10^8 m³, 超过了我国同期天然气总产量。1994 年提出“生物型或次生煤层气成藏”理论, 并在粉河低煤级煤盆地实现煤层气商业性开发, 促进 1997 年煤层气产量跃升到 337×10^8 m³, 这种高速增长趋势持续到 1999 年。

目前, 美国本土已进入商业性开发的煤层气盆地有圣胡安盆地、黑勇士盆地、阿巴拉契亚、尤因塔盆地、拉顿盆地、粉河盆地等。

2、甲烷市场化伙伴计划—推动全球煤层气产业化发展的组织

推动全球煤层气产业化发展的一个组织是甲烷市场化伙伴计划(M2M)。M2M 成立于 2004 年 11 月 11 日。伙伴成员包括: 阿根廷、澳大利亚、巴西、加拿大、中国、哥伦比亚、厄瓜多尔、欧盟委员会、芬兰、德国、印度、意大利、日本、墨西哥、蒙古、尼日利亚、菲律宾、波兰、俄罗斯联邦、韩国、乌克兰、英国和美国。该计划是一个自愿的无约束的国际合作框架, 旨在减少全球甲烷排放量, 促进经济增长, 提高能源安全, 并改善全球环境。最初, 该计划主要针对三大甲烷排放源, 即垃圾填埋场、煤矿、天然气和石油系统。随后, 又将农业纳入其中, 包括动物废弃物管理等。

该计划的目的是通过国际合作, 与企业、研究员、开发银行、专家、相关政府和非政府机构进行配合来推广成本效益高的短期甲烷开采和利用技术。目前, 全世界已有 800 多家机构承诺要参与该伙伴计划网络, 合作成员自愿出资, 每个成员可以自行提供财力、人力或其它资源; 除非有其他约定, 否则, 由获得上述资源的合作成员来负担成本。

甲烷市场化伙伴计划机构建立在委员会制度基础上, 筹划指导委员会监督整体框架、政策和程序, 而分委会负责指导和评估具体活动。每个分委会都制定了行动计划以确定项目发展的需求、机会和重点以及主要障碍和克服这些障碍的具体行动。采煤分委会由中国牵头, 因中国是世界上最大的煤矿区煤层气排放国, 政府大力支持开发煤矿瓦斯和煤层气。该计划的重点是与更广泛的框架相结合的短期行动, 强调如上所述的关键内容。包括如下内容: 瓦斯抽采和利用机会综述; 可用技术和最佳实践介绍; 确认项目开发的主要障碍; 确认可提高采煤业瓦斯抽采和利用的合作活动; 讨论具体国家的需求、机会和重点; 拓展项目网的成员。

3、主要开采模式: 井下抽采历史长, 地面开采是未来主流

目前对于煤层气的开采主要有地面开采和井下抽采两种生产模式, 井下抽采的历史较长, 原为改善煤矿生产安全条件而进行, 多直接向大气中排空; 地面开采则是规模化开发利用煤层气后兴起的开发模式。

地面开采主要是通过打井抽采煤层气, 井型又分为垂直井和羽状水平井两种主要模式。

地面煤层气垂直井开发模式开始于 20 世纪 70 年代, 20 世纪 70 年代末至 80 年代初, 美国地面垂直井压裂抽放煤层甲烷试验取得了成功。之后, 一批石油公司从煤层气资源开发的角度开始了大规模的煤层气地面开发工作。

美国羽状水平井超前抽采技术的成功研制和应用不仅探索了一种高效开发煤层气资源的开采技术, 同时也加速了煤矿瓦斯超前抽采的速度。多分支水平井技术特别适合于开采低渗透储层的煤层气, 是低渗透储层煤层气开采技术的一次革命性进展。与采用射孔完井和水力压裂

增产的常规直井相比具有得天独厚的优越性。主要表现在可以增加有效供给范围，提高导流能力，减少对煤层的伤害，单井产量高、经济效益好，有利于环境保护等优点。

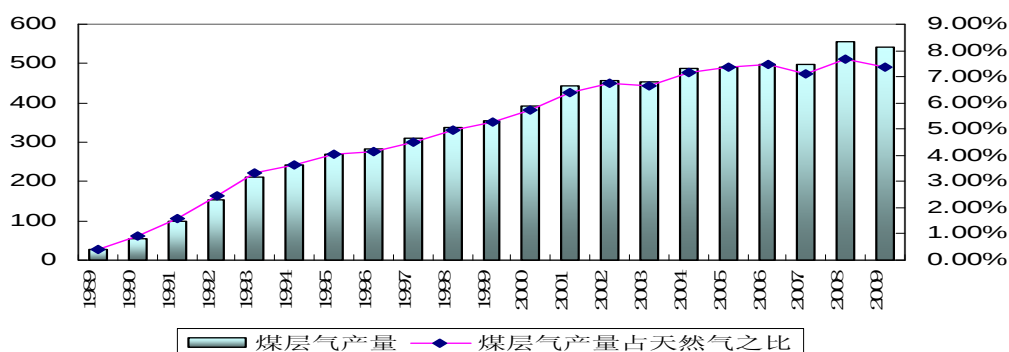
澳大利亚结合本国煤储层低渗特点发展了地应力评价理论，同时探索了适合本国条件的中、短半径水平井技术。

（三）主要国家的煤层气开发利用经验

1、美国：资源多、管网多、机构多、政策多

美国在研究、勘探、开发利用方面处于世界领先地位，是世界上率先取得煤层气商业化开发且最成功的国家。20 世纪初美国就开始在井下开采煤层气，2004 年美国煤层气年产量达 500 亿立方米，成为重要的能源。2008 年产量达 556 亿立方米，2009 年仍保持 541 亿立方米的高位。2004 年以来，占天然气的比重维持在 7% 以上，到 2009 年占比达 7.36%。

图 4：美国煤层气产量及占天然气产量比重情况



资料来源：中国银河证券研究部

全美含煤盆地大约有 17 个，已有 13 个进行了资源评价，这 13 个盆地可分为东部大盆地和西部大盆地两类，分别以黑勇士盆地和圣胡安盆地为代表，其中西部大盆地拥有美国煤层气资源的 70% 以上。东部大盆地的煤层气主要分布在上石炭统宾夕法尼亚系的多层薄煤层中，煤层稳定，埋藏较浅，以高挥发分烟煤为主，煤层呈常压或低压状态，煤层气含量和煤层渗透率均较高，以黑劳士盆地为代表；西部大盆地的煤层气主要分布在白垩系——早第三系煤层中，煤层厚度较大，但变化大，煤阶较低，埋深几百至三千米以上，煤层气含量较高，煤层渗透率高，煤层压力从低压到超压，以圣胡安盆地为代表。

美国煤层气开发迅速取得成功，主要原因有：良好的煤层气地质资源条件；完善的基础设施（如发达的天然气管网）；煤层气开发初期政府对煤层气开发利用的刺激政策；发达的市场；完善的教育培训机制以及第三方志愿组织的协调工作等。

（1）拥有众多专业机构

美国能源部、环保署、国际发展机构、贸易和发展署等部门都是煤层气开发利用的政策制定、专业指导机构。尤为值得一提的是美国环保署下属的煤层气组织和促进机构（CMOP），该机构成立于 1994 年，通过与煤炭企业及其相关产业的合作促进煤层气的开发利用，并掌握了大量信息，为煤层气相关政策的制定提供建议。

（2）相关鼓励政策

第一，出台并完善与煤层气开发利用相关的法律体系

美国政府先后出台《能源政策法》、《能源意外获利法》、《气候变化行动计划》等，从客观上、法律上鼓励、支持煤层气的开发利用。

就煤层气的生产实践而言，法律保障十分重要。只有通过立法才能保证煤层气投资者的合法权益，从而提高煤层气投资者的积极性，最终促进煤层气产量的提高。美国联邦政府和州政府在煤层气勘探开发过程中的管理作用主要以颁布法律、法规的形式体现出来。1983 年，阿拉巴马州颁布了煤层气产业法规，是最早颁布煤层气产业法规的美国州政府；1990 年，弗吉尼亚州颁布了煤层气法规；1994 年，西弗吉尼亚州也颁布了煤层气法规。阿拉巴马州和弗吉尼亚州在颁布煤层气法规后，煤层气产量大幅度上升，由此产生的经济效益和社会效益非常明显；而没有颁布煤层气产业法规的宾西法尼亚州和西弗吉尼亚州，1996 年阿拉巴马州的煤层气产量是宾西法尼亚州和西弗吉尼亚州总产量的 100 倍还要多，说明煤层气产业的快速健康发展离不开政府的宏观管理和相应的法规支持。

第二，《能源意外获利法》第 29 条税收补贴政策及其他资金支持政策

美国政府 1980 年颁布的《能源意外获利法》第 29 条非常规能源开发税收补贴政策，使煤层气成为政府鼓励和支持的主要清洁气体能源。最初规定，煤层气的税收优惠政策适用期为 10 年，即 1980 年 1 月 1 日到 1989 年底。为保障煤层气产业的迅速发展，1988 年美国把该项优惠政策截止日期延迟到 1990 年底。后来美国政府又第二次把截止日期推迟到 1992 年底，即在 1980 年 1 月 1 日至 1992 年 12 月 31 日之间钻探的井中生产出的煤层气，在 2003 年 1 月 1 日以前都可以享受到第 29 条税收政策规定的补贴，使该政策优惠期达 23 年。

这种税收补贴值，随着产量的增加而增加、随着通货膨胀系数的变化而调整。如 1982 年每生产 1m³煤层气，政府补贴 2.82 美分，当时煤层气售价约 5.8 美分；1990 年每生产和销售 1 MBtu（英制热单位，百万英热单位。1 英热单位=0.252 千卡=1055 焦耳=36.02*10⁻⁹ 吨标准煤=2.8 亿立方米天然气）的非常规天然气，平均补贴约 1.385 美元，煤层气是当时获得最高补贴的一种非常规能源。自 1980 年该法规出台以后的 10 年内，美国黑勇士盆地煤层气开采所得到的税收补贴约 2.7 亿美元，圣胡安盆地的税收补贴为 8.6 亿美元。

另外，拨款、贷款和贷款担保、培训资助、科研资助和勘探直接投入也较多。从 80 年代初开始，美国政府先后投入了 60 多亿美元进行煤层气勘探开发活动。用于培训和研究的费用达十几亿美元。

第三，天然气管道的市场开放政策

煤层气的销售主要是通过管道输送到各类用户，因此天然气管道政策直接影响着煤层气产业的形成与发展，是制约煤层气产业的重要政策因素。1992 年 5 月，美国能源管理委员会颁布了第 636 号法令，取消了管道公司对天然气购销市场的控制，实行了天然气管道的市场开放政策。

为了加强管道输送服务，打破管道公司对天然气市场的垄断，美国联邦能源管理委员会于 1985 年相继颁布了第 380 号和 436 号法令。第 380 号法令允许分销商免除对管道公司的最低

费用义务，向地方提供收购现货天然气的机会。第 436 号法令强令管道公司让出一部输送能力给其他公司。1992 年 5 月颁布的 636 号法令，规定管道公司只能从事输送服务，实行了天然气管道的市场开放政策。1999 年 2 月颁布了第 637 号法令，向天然气工业的输气部门提供了更多的灵活性，并进一步确保天然气承运人的利益。这些条例的颁布给煤层气生产商带来的机会主要体现在以下几个方面：

①煤层气生产商可拥有多种选择来出售煤层气。大多数矿区靠近主要的天然气消费区和市场，因此，煤层气生产商可通过市场中间商销售煤层气，或直接销售给附近市场的分销商和终端用户。

②由于存在运箱容量二级市场和普遍开放规定，煤层气生产商可以自由地将煤层气输入天然气管道。

③煤层气生产商能获得较高的煤层气井口价。

2、澳大利亚：法规完善，推广先进技术

澳大利亚的煤盆地主要分布在东部沿海地区，而主要城市和工业区也分布在东部沿海地区，因此煤层气的开发和利用具有巨大的潜在市场。澳大利亚十分重视煤层气的开发利用，整个煤层气的勘探开发工作发展迅速，是世界煤层气开发最活跃的地区之一。澳大利亚的煤层气勘探工作始于 1976 年，1998 年的产量只有 $0.56 \times 10^8 \text{m}^3$ ，2004 年煤层气产量约为 10 亿立方米，已进入大规模商业化开发阶段。

澳大利亚煤层气开发和试验工作主要在新南威尔士州和昆士兰州。新南威尔士州在 1992 年的《煤炭法案》中就已经提出了鼓励煤炭的开发，包括煤炭瓦斯的提取和利用。该法案允许煤矿主在开采煤矿时为了煤矿生产的安全而从煤层中提取煤炭瓦斯。2002 年 11 月，昆士兰州政府颁布了与煤层气的提取相关的政策和规划。为了完成相关的规划，于 2004 年通过了新的《石油和天然气法案》，同时废除 1923 年的石油法案。新法案规定，煤层气的开采需要专门的生产许可，允许同时拥有煤炭采矿许可证和煤层气的生产许可证。新法案的目的是为了最大可能的发现区内的煤炭和煤层气资源，且鼓励社会各界参与煤层气的产业化发展。

1987-1988 年期间昆士兰的鲍恩盆地已经用地面钻井方法在煤层中采出了煤层气。2000-2001 年度仅昆士兰的鲍恩盆地用于煤层气勘探的费用就达 4440 万美元，占该盆地全部 1.2 亿美元勘探费的 37%。昆士兰天然气公司已经在靠近 Chinachill 的 Argyle-1 井取得煤层气生产成功，日产气量超过 28320m^3 。目前，煤层气的勘探和生产已经成为昆士兰的石油和天然气工业的基本部分。

澳大利亚的煤层气勘探开发以井下定向井开发为主。在煤层气开采、煤矿通风等方面，澳大利亚积累了丰富的经验。特别是在地质勘探、钻井、排采和煤矿瓦斯管理等方面具有一定的技术优势。澳大利亚在煤层气和瓦斯抽放项目中优先引进和推广从地表到煤层的水平钻井技术。地表到煤层水平钻井技术与其他煤层气开发技术相比具有如下优点：一是将井下钻井作业变为地面作业，提高安全性，减少未抽放而造成瓦斯突爆的盲区；二是提高煤层气产量，增加含气煤层的总量。减少开发井的成本，而这些是垂直钻井所无法做到的。

目前为止，澳大利亚生产的煤层气主要供给建在井口的煤层气发电站。

3、俄罗斯：起步晚，优惠政策多

俄罗斯的煤层气开发利用起步较晚。关于煤层气的开发利用的政策主用体现在其“非常规天然气的长期勘探开发计划”以及“到 2020 年煤炭资源生产规划”中。这些法规对煤层气的关注着眼于煤炭生产的安全问题以及煤层气开发利用的所有权问题。而地方政府主要致力于为煤层气的发展提供税收优惠。从 2008 年中期开始，国家层面的相关税收优惠相继出台以促进煤层气的开发利用，如对煤层气开发企业实施零税收政策，对相关设备的进口降低或免除关税等。目前，俄罗斯的煤层气利用率仍然维持较低水平，不到 3%，且在煤层气使用方式上，和其他国家多用来发电不同，俄罗斯更多地将其作为燃料使用。

（四）煤层气开发所面临的问题及对策

绝大多数国家面临的主要障碍包括：煤矿瓦斯所有权不够明确；缺乏或无法接近基础设施；缺乏技术技巧。这其中最为主要的问题是有关煤矿瓦斯所有权的争论。为了促进煤层气的开发利用，这些国家都实行了相应的政策来解决或是减轻这些障碍带来的影响，主要包括以下政策：

（1）支持煤层气相关技术的研发，发达国家政府为本国项目或是发展中国家通过技术转移政策或是培训提供技术援助。煤层气商业化最为成功的美国从 1994 年在中国的技术援助开始给予了多个国家援助。另外，世界银行、亚洲发展银行等多边组织通过目标性的研讨会给予相关技术指导和培训。

（2）在煤层气所有权的争论上，德国国家煤炭局负责与煤层气有关的活动包括煤层气的勘探、提取以及应用，且相关法律规定煤层气是一种独立的资源，属于煤炭的一部分。在煤炭开采过程中，遇到煤层气可以进行抽取或排放，并且采矿公司把抽取的煤层气可用于市场交易。煤炭局将煤层气的所有权归于拥有开采权的煤矿企业，但煤层气的利用需要获取新的许可证。这个法律框架解决了煤层气所有权归属不清的问题，也促使德国在煤层气利用上（每个可用井的利用上）最为高效。

美国对煤层气所有权问题有两种看法，一种看法认为拥有土地就拥有地下矿产的一切所有权；另一种看法认为拥有土地，但对地下的煤层气无所有权，这是由于煤层气可以流动的，因此需要对这些气体建立实际的所有权。甚至在美国一些地区煤炭企业主与煤层气企业主之间在煤炭和煤层气开采上也存在矛盾，煤层气钻井影响煤炭的开采作业，妨碍煤炭长壁工作面的开拓，同时钻井的水力压裂激励也危害煤层顶板；而煤炭企业主为了安全生产，用通风方式排放甲烷，使煤层中煤层气含量大大减少。在此情况下，美国的一些州制订出有关煤层气所有权的新法规。例如美国宾夕法尼亚州新法规规定：煤炭企业主拥有煤炭中吸附的煤层气所有权，而土地主拥有煤层中泄出的煤层气所有权。一般情况下，认为煤炭企业主拥有该区煤层气所有权。

在澳大利亚，新的《石油法》将煤层气定义为一种碳氢化合物，因此，煤层气勘探开发许可证的发放与石油天然气一样。这一规定使外国公司在煤层气开采和销售方面享有更大的合法权利，它成功地解决了煤炭开采公司和煤层气开发公司之间的纠纷。

四、我国煤层气的开发利用现状

（一）我国煤层气产业化的主要历程

国际上一般将我国煤层气产业化发展进程分为四个阶段：

（1）第一阶段是1990年以前，政府、企业主要关注煤矿安全问题，即如何将瓦斯从煤矿中排出以降低安全隐患，而非煤矿瓦斯的提取和利用，因此这个阶段几乎没有煤矿瓦斯的利用。而且，出于煤矿安全的考虑，在抚顺、阳泉、天福和北票的地下煤矿安装了抽采系统，平均每年排出60亿立方米的煤矿瓦斯。

尽管在1990年以前，煤层气的开发利用在发达国家进展迅速，但很多人认为我国的地质条件和煤矿开采条件不同于西方国家，煤层气的开发利用不能套用西方经验。因此我国抽采的煤层气几乎都被排入空气中，余下的大部分供煤矿使用，仅有少部分被用于加热或民用。也有一些用于发电的尝试，但大部分都由于缺乏相应的服务和不符合当地条件而失败。

（2）第二阶段是1991年到1996年，这一时期，美国环境保护机构、美国国家发展计划（UNDP）以及世界银行的全球环境设备（GEF）部门将煤层气的开发利用项目投向了我国。这些机构为我国政府和企业提供技术、资金和信息交换等支持。第一个煤矿瓦斯采前预抽和地下钻井试验项目由UNDP和GEF给予资金支持，有开滦、松藻和铁法煤矿组织进行。中国煤矿企业开始引入相关技术与设备对煤层气的开发进行检测和试验，并开始收集数据。在这一阶段，还没有重要的政策为煤矿瓦斯的开发利用提供支持。

（3）第三个阶段是1996年到2004年，这一阶段是现在煤层气开发迅速发展的基础。这一阶段发生了很多的重大变化，包括政策从关注煤矿安全问题转向将煤层气作为一种清洁能源进行开发利用，发达国家通过一系列开采利用技术证明煤层气的产业化具有连续的积极作用，中国政府开始进行煤层气产量的预测与规划，以及众多大型煤炭企业扩大煤层气开发的范围。亚太经合组织成功的资助辽宁省铁法煤矿的煤矿瓦斯试验项目，并为该城市提供了煤炭瓦斯的供应管道。还有最重要的一点是全球温室气体减排目标的通过，CDM成为煤矿瓦斯项目的一个重要的资金来源。

（4）第四阶段是2005年至今，中国煤层气开发利用进入商业化阶段。这一阶段，政府制定了众多目标和相关政策支持煤层气的发展，包括山西晋城的120MW的煤层气项目以及十一五规划的产量目标等。更多的煤炭企业投入对煤层气的投资开发中，且其应用不仅限于发电，还有非应用项目如将煤矿瓦斯压缩转变为天然气。

（二）我国煤层气资源分布情况：山西和内蒙古占优

我国煤层气资源储量比较丰富，目前探明的总资源储量达36.8万亿立方米，可采储量达10万亿立方米。主要集中在沁水、鄂尔多斯等15个盆地，主要分布在5km以下的煤层中。

表 7: 我国煤层气资源储量情况

		资源储量	可采储量
储量分布	1000m 以浅	14.2784 (38.8%)	
	1000-1500m	10.5984 (28.8%)	
	1500-2000m	11.9232 (32.4%)	
	合计	36.8 万亿	10 万亿
空间分布 (亿立方米)	1000-5000		宁武盆地
	5000-10000	14 个	准葛尔
	10000-20000	盆地	沁水、鄂尔多斯
	>20000		二连盆地可采最多
		川南黔北、豫西、三塘湖、徐淮	15 个盆地
		鄂尔多斯、沁水、准葛尔、滇东黔西、二连、	
		哈吐、塔里木、天山、海拉尔盆地	

资料来源: 中国银河证券研究部

从区域上看, 我国煤层气资源主要分布在以下 7 个区域:

东北含气区 (R1): 属白垩纪、第三纪地层和石炭二叠系地层, 该地区煤层气资源主要分布于黑龙江省和辽宁省, 其中三江-穆稜河, 浑江-辽阳以及辽宁西部拥有较多煤层气资源。

北部地区 (R2): 包括位于太行山以东秦岭以西的河北、山东、河南和安徽省, 属于石炭二叠系地层。该地区的煤层气开发利用活动非常活跃, 河北的开滦、大城等地以及淮北淮南地区的煤矿的煤层气开发已经取得了一些进展。

南部地区 (R3): 包括中国的南部和东南地区, 属于晚二叠世地层。该地区的煤层气资源主要集中于江西省和湖南省, 特别是在平乐-湘中走廊拥有很丰富的煤层气资源。

山西-陕西-内蒙地区 (R4): 该地区是中国煤层气资源最为丰富的地区, 位于太行山以西, 西起贺兰山-六盘山走廊, 东至河北-山东等省之西。该地区主要属于石炭二叠系和下中侏罗系地层, 含气量高, 其中沁水地区含气量最高, 陕北和黄龙地区的含气量相对较低。

图 5: 我国煤层气资源区域分布概况



资料来源: EU (Europe Aid/120723/D/SV/CN), 中国银河证券研究部

西南地区 (R5): 包括云南、贵州、四川省和重庆市。该地区的煤层稳定, 有大量的沉降区, 含气量高。其中六盘水地区的含气量最高。西南地区的煤层气的开发利用项目发展迅速, 到 2007 年底, 包括四川鲁班山煤矿、贵州省六盘水煤矿以及重庆市 Shongzao Coal Mine 在内的众多煤矿已经安装了瓦斯排放系统和瓦斯发电设备。

新疆北部地区 (R6): 该地区有很多中侏罗系含煤盆地, 如准葛尔盆地、吐鲁番-哈密盆地和伊犁盆地等。该地区煤层气资源较为贫乏。

新疆南部-甘肃-青海地区 (R7): 该地区的中世纪侏罗系煤层含煤等级较低, 含气量很低。石炭二叠系地层含煤等级较高, 但总量有限。因此, 该地区的煤层气资源较少。

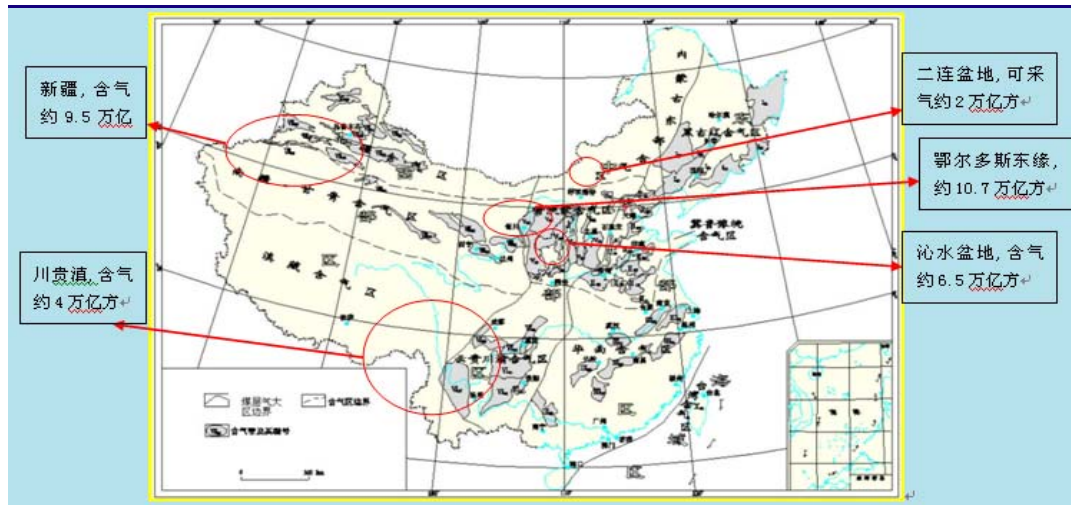
表 8: 国内主要含气盆地煤层气资源储量情况

所属地域	盆地名称	含气量 (万亿立方米)
新疆地区 (北部)	天山	
	准葛尔	9.5
	塔里木	
	三塘湖	
内蒙古	海拉尔	2
	鄂尔多斯	10.7
	二连	2 (可采)
山西	沁水	6.85
	河东	2.84
	宁武	0.2606
陕西	韩城	0.4080
安徽	淮南	0.2973
	淮北	0.3159
四川		0.3480
贵州		3.15
云南		0.45~0.5
河南		0.8796

资料来源: 政府规划, 中国银河证券研究部

从含气量较多的几个盆地来看, 内蒙古鄂尔多斯盆地、新疆北部地区、山西沁水盆地、川贵滇地区煤层气资源含量最多。这四大地区煤层气资源量合计占目前全国煤层气资源量的比例接近 85%。

图 6: 我国主要含气盆地煤层气储量情况



资料来源: 中国银河证券研究部

从煤层气资源丰富的几大地区的开发条件来看, 目前开发条件最好的当属沁水盆地、鄂尔多斯盆地东缘、东北地区 and 新疆北部地区。

表 9: 我国主要地区煤层气开发条件对比

东北	部分上覆地层厚度较大或煤层气封盖条件较好, 有利于煤层气开发; 含气约 5 万亿
华北	吕梁山以西的鄂尔多斯盆地东缘及吕梁山与太行山之间的山西断隆 (包括沁水盆地), 构造条件有利于煤层气开发
西北	太行山以东华北盆地, 煤层气开发困难
西南	西北塔里木陆块、准噶尔及伊犁盆地, 煤层气开发条件较好
华南	煤层气资源开发条件较复杂
滇藏	煤层气保存的构造条件差

资料来源: 中国银河证券研究部

从聚气带规模来看, 我国煤层气聚气带规模相差很大, 小到几十平方公里, 大到上万平方公里, 资源丰度为 0.15~7.22 亿立方米/平方公里。

从煤层气聚气区的含气量情况来看, 全国平均含气量约 9.76m³/t, 东北、华南、华北含气量水平要好于西北地区。

表 10: 我国主要煤层气聚气区含气量情况

	全 国	华北	华南	东北	西北
煤炭资源量 (万吨)	5.57	2.81	0.38	0.39	1.98
含气量 ≥ 4 m ³ /t 煤炭资源 (亿吨) / 百分比	11280(20)	8031(29)	2646(70)	325(8)	278(1)
含气量 4~8 m ³ /t 煤炭资源 (亿吨) / 百分比	3149(5.6)	2265(8)	707(19)	69(1.7)	108(0.4)
含气量 > 8 m ³ /t 煤炭资源 (亿吨) 百分比	8131(14.4)	5766(21)	1939(51)	256(6.3)	170(0.6)
平均含气量 (m ³ /t)	9.76	9.3	11.4	9.4	6

资料来源: 中国银河证券研究部

综合煤层气资源分布情况、开发条件情况及聚气区含气量情况, 目前国内最适合大规模产

业化开发煤层气的地区当属山西沁水盆地地区、内蒙鄂尔多斯地区和东北部分地区。

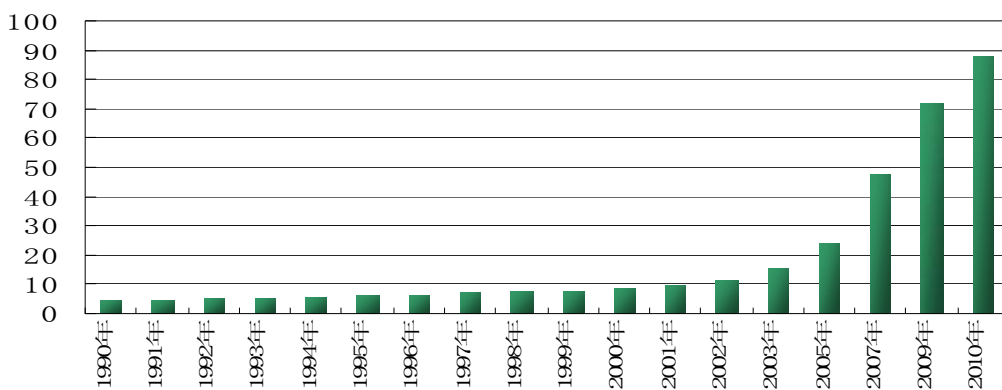
（三）“十一五”以来我国煤层气开发利用开始加速

从上世纪 50 年代开始，在抚顺、阳泉、天福和北票煤矿等地将开始实施煤矿瓦斯井下抽采实验，年抽采量大约为 6000 万立方米。到目前，我国已打了超过 2000 口煤层气井，其中有 1700 个是在 2005-2007 年间完成的。

我国煤层气产业的大规模发展始自 2004 年以后，这主要归功于“十一五”规划中对于煤层气开发的重视和投入。

2004 年之前，煤层气的产量变化不大。2005 年以来，出现快速增长，2005 年的产量达 24 亿立方米，较 03 年相比增长 157%，07 年产量为 43.75 亿立方米，较 05 年增长 197.29%，2009 年产量突破 70 亿，比 07 年增长 151%；2010 年煤层气开采量达到 88 亿立方米。

图 7：我国近 20 年来煤层气开采产量情况（亿立方米）



资料来源：中国银河证券研究部

煤层气和煤矿瓦斯开发和利用“十一五”规划（国家发改委，2006）中提出，到 2010 年要达到下列四个目标：

- 1、全国煤层气和煤矿瓦斯产量达到 100 亿立方米（50 亿立方米产自地面钻孔开采，剩余 50 亿立方米采自地下矿井）；
- 2、煤层气和煤矿瓦斯利用量应达到 80 亿立方米（50 亿立方米产自表面钻孔开采，而另 30 亿立方米采自地下矿井）；
- 3、煤层气探明储量应扩展到 3,000 亿立方米；
- 4、煤层气和煤矿瓦斯产业应建立在煤层气资源的开发和利用基础上。

表 11: “十一五”煤层气开发目标（探明储量，亿立方米）

以山西、陕西、新疆、内蒙古等省（区）为重点（山西沁南、三交，陕西韩城，新疆昌吉、大井，内蒙二连盆地等勘探项目为依托）								
省（区）	2007 年		2008 年		2009 年		2010 年	
	当年	累计	当年	累计	当年	累计	当年	累计
山西	850	850	400	1250	250	1500	600	2100
陕西	100	100	0	100	0	100	200	300
新疆							400	400
内蒙古							200	200
合计	950	950	400	1350	250	1600	1400	3000

资料来源：“十一五”规划，中国银河证券研究部

表 12: “十一五”期间煤层气开发进展

已开展勘探开发工作的地区	沁水盆地、河东煤田	山西
	淮南、淮北煤田	安徽
	阜新、铁法、抚顺、沈北矿区	辽宁
	开滦、大城、峰峰矿区	河北
	韩城矿区	陕西
	安阳、焦作、平顶山、蒙巩煤田	河南
	丰城矿区	江西
	涟邵、白沙矿区	湖南
	吐哈盆地	新疆
	国家认定的资源储量	
1000 亿立方米；可采为 740 亿立方米		主要在山西沁水盆地南部、铁法、阳泉矿区

资料来源：中国银河证券研究部

“十一五”规划中也曾提出，到 2015 年和 2020 年，新增煤层气查明资源储量分别达到 1 万亿立方米和 1.2 万亿立方米，为煤层气规模开发利用奠定基础。力争到 2015 年，地面抽采煤层气达到 100 亿立方米，到 2020 年，开采水平保持稳步上升。

表 13: “十一五”煤层气地面开发计划

目标：2010 年，全国建成煤层气生产能力 70 亿立方米，产量达到 50 亿立方米										
“十一五”煤层气地面开发规划			单位：亿 m3							
省(区、市)	2006 年		2007 年		2008 年		2009 年		2010 年	
	产能	产量	产能	产量	产能	产量	产能	产量	产能	产量
山西	3.3	2.3	12.3	8.3	24.6	18.2	38.8	29.1	53.5	39.5
辽宁	0.1	0.1	0.2	0.2	0.5	0.3	0.9	0.4	1	0.5
黑龙江					0.2	0.1	0.3	0.2	0.5	0.2
安徽					0.2	0.1	0.7	0.3	1	0.3
河南					0.2	0.1	0.7	0.2	1	0.3
重庆			0.1	0.1	0.2	0.2	0.3	0.3	0.5	0.5
四川							0.1	0.1	0.2	0.2
贵州					0.3	0.2	0.5	0.3	1	0.5

云南					0.1	0.1	0.3	0.2	0.5	0.2
陕西	0.1	0.1	0.4	0.4	0.7	0.7	2.5	2	4	2
新疆					1	0.5	3	2	5	4
其它					1	0.5	1	1	2	2
合计	3.5	2.5	13	9	29	21	49.1	36.1	70.2	50.2

资料来源：“十一五”规划，中国银河证券研究部

与煤层气抽采同步，从上世纪 50 年代开始，我国就进行煤层气的开发利用。1952 年抚顺矿区率先建成了以煤层气为原料的碳黑厂。1982 年开始，中国将煤矿矿井瓦斯利用工程正式纳入国家节能投资计划（中国国家计划委员会，1982），主要集中在民用和发电两个方面。按照《城镇燃气设计规范》（建设部，2006[451]号通告）建造煤矿瓦斯抽放泵站、二次加压泵站，城市煤气储配系统。

目前，我国煤矿区煤层气的利用途径主要有民用（占 70%以上）、发电、工业燃料、化工原料和交通运输燃料。

矿区煤层气发电行业在最近几年发展迅速，发电主要采用的是活塞式燃气发动机和燃气轮机。燃气发动机具有小型、轻便、热效率高（可达 40%）和对煤层气浓度变化适应性强等优点，一般适用于小型电厂。而燃气轮机具有功率大，单机功率可达 5-10 万千瓦，发电机组的热效率在 30%左右，因燃气轮机需要高压气体，而含煤矿瓦斯的高压混合气体可能发生爆炸，所以应考虑其安全性问题。

由于我国的煤矿大多位于偏远山区，需要建设长输管线，才能输送煤矿瓦斯到人口密集的大中城市，即使不考虑经济因素，实现难度都很大。因投资巨大，管网建设一直是国内外煤层气产业化发展的最大瓶颈之一。“十一五”期间，我国规划建设的主要煤层气输气管道 10 条，线路全长 1441 公里，设计总输气能力 65 亿立方米，输气管道情况也在逐步改善。

表 14：制约我国煤层气发展的输气管道的问题有逐步改善

“十一五”期间，规划建设的主要煤层气输气管道 10 条，线路全长 1441 公里，设计总输气能力 65 亿立方米							
长输管道建设规划 *：视煤层气开发利用情况进一步论证							
编号	规划管线（起点-终点）	管径 (mm)	长度 (Km)	压力 (MP)	输气能力 (亿 m ³)	投资 (亿元)	建设时间
1	沁水-晋城	508	51	4	8	1.4	2006 年
2	端氏-晋城-博爱(接豫北支线)	426	120	6	10	2.88	2006 年
3	端氏-长治-林州-安阳-邯郸	426	245	6	10	5.88	*
4	松藻-重庆	400	175	1.47	2.3	2.1	2006 年
5	韩城-侯马-临汾	325	180	4	5	3.96	*
6	大宁-吉县-临汾-霍州	325	240	4	5	5.28	*
7	宁武-原平-大盂-太原-寿阳-阳泉	325	300	4	5	6.6	*
8	三交-陕京 2 线	219	70	11	5	1.4	2007 年
9	端氏-八甲口(接西气东输管线)	426	40	15	10	0.96	2008 年
10	保德-陕京线	325	20	7	5	0.44	2008 年
合计		1441		65.3	30.9		

资料来源：“十一五”规划，中国银河证券研究部

(四) 我国煤层气开采的技术及成本概况

现在我国所采用的开采煤层气的方法和技术具有多样化、实用性强的特点。开采前，收集从煤层和周围岩层释放出煤矿瓦斯。在井工矿，必须保持足够的通风，尽可能地降低甲烷浓度，以避免瓦斯爆炸导致的事故。由于甲烷的积聚会影响开采速度，所以在开采前进行煤层钻孔并抽取甲烷是非常常见的做法。

表 15：煤层气主要抽采方法分类

抽采位置分	开采层抽采	邻近层抽采	采空区抽采	围岩抽采
抽采方法分	钻孔法抽采	通风法抽采	混合法抽采	地面垂直井抽采
抽采与采煤的时间顺序分	采前预抽	边掘边抽	边采边抽	采后抽采
煤矿井下典型抽采技术	顺层密集长钻孔抽	网格式穿层钻孔抽	顶板走向长钻孔抽	厚煤层开采下的采空区煤层气抽采
	采本层瓦斯	采本层瓦斯	采邻近层瓦斯	采空区井抽采技术
地面煤层气抽采技术	垂直井抽采	羽状多分支水平井抽采		

资料来源：中国银河证券研究部

在煤层气开发利用成本方面，我国煤矿瓦斯的开发利用成本主要有煤层气抽采成本和项目的投资成本。而煤矿瓦斯的抽采是受国家煤矿安全规程的强制要求，其抽采设备和设施的投资已计入煤炭的开采成本中，因此煤矿瓦斯基本是一项零成本的额外产品。由此可见，煤矿瓦斯开发利用成本主要是项目的投资成本。民用的投资主要为建设地面利用二次加压泵站、城市气体储配系统、降压站及用户装置等。煤层气民用项目受到气体价格、管道建设成本、用气的季节性等因素的影响和制约。

对于瓦斯发电项目而言，采用的发电技术不同，设备购买费用和运行费用就不同。若采用燃气轮机，投资成本高，运行成本较低。若采用内燃机，更加灵活，但运行费用高。中国的煤矿瓦斯发电技术已经成熟，基本解决了井下煤层气气量不稳定、浓度较低的问题，对于一个煤层气年抽采量为 100 万立方米的矿井，可以带动一台容量为 500 千瓦的国产发电机组。发电上网优先、电价政策的优惠，大大促进了煤矿瓦斯开发和利用瓦斯发电项目的实施。

就煤层气的销售价格情况来看，国家规定工业、民用煤层气和煤矿瓦斯的销售价格不低于等热值天然气价格。

(五) “十一五”以来我国煤层气开发的政策支持较多

自 20 世纪 90 年代以来，中国政府在制定发展规划和产业政策时一直给予煤层气和煤矿瓦斯产业多方面的支持，这种支持与鼓励还在不断加强。这些政策降低了煤层气项目开发成本，并减小了煤层气利用项目开发商的投资风险。

例如，在资金支持方面，从 2005 年起，提供 30 亿元的国债资金额度；按吨煤税前提取 15-20 元/吨（山西 40 元/吨）以及其他环保资金如甲烷市场化、CDM 等资金；2146 贷款项目等。另外，对煤层气抽采企业，政府从财政补贴（中央财政按 0.2 元/立方米煤层气（折纯）标准对煤层气开采企业进行补贴，2007）和税收优惠方面（5 年免征所得税）都予以支持。

表 16: 相关煤层气开发利用政策

时间	名称	主要内容
2006.6	《国务院办公厅关于加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的若干意见》	国土资源管理部门要依法加强对煤层气勘查开采活动的监督管理
		煤矿瓦斯先抽后采的指导意见
		煤层中吨煤瓦斯含量必须降低到规定标准以下（立方米/吨），方可实施煤炭开采
		坚持采气采煤一体化
2006.11	国家煤矿安全监察局颁布了具体的煤矿瓦斯抽采最低标准（AQ1026-2006）	制订煤层气大气污染物排放的具体标准
		煤层气和煤矿瓦斯抽采利用项目建设用地，按国家有关规定予以优先安排
		煤矿企业提取的安全生产费用可用于煤层气和煤矿瓦斯井上、井下抽采系统建设
		煤层气和煤矿瓦斯经处理后，质量达到规定标准的，可优先并入天然气管网及城市公共供气管网
2007.4	《关于煤层气价格管理的通知》	煤矿企业利用煤层气和煤矿瓦斯发电，可自发自用，多余电量需要上网的，由电网企业优先安排上网销售
		煤层气售价由供需双方协商确定
		对直接从事地面煤层气勘查开采的企业，2020 年前可按国家有关规定申请减免探矿权使用费和采矿权使用费
		煤层气和煤矿瓦斯抽采利用设备在基准年限基础上实行加速折旧——财政部目前正在与国家发改委一道制定优惠的税收政策
2007.4	《关于利用煤层气（煤矿瓦斯）发电工作实施意见的通知》	各级政府要积极筹措资金，为煤层气抽采利用项目提供资金补助或贷款贴息
		瓦斯突出煤层采掘作业前，控制范围内的煤层瓦斯含量如果用安全值无法评估的情况下，必须降到 8 立方米/吨以下，或瓦斯压力降到 0.74 兆帕以下
		未进入城市公共配气管网的民用煤层气销售价格由供需双方协商确定
		进入城市公共配气管网并纳入政府管理范围的民用煤层气销售价格，按照与天然气、煤气、液化气等可替代燃料保持等热值合理比价关系的原则确定
2007.2	《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》（2007 年 1 月 1 日起执行）	鼓励采用单机容量 500kw 及以上煤层气（煤矿瓦斯）发电机组
		鼓励开发单机容量 1000kw 及以上的内燃机组
		鼓励开发大功率、高参数和高效率的煤层气燃气轮机（煤矿瓦斯）发电机组
		煤层气（煤矿瓦斯）电厂所发电量原则上应优先在本矿区内自发自用，需要上网的富裕电量，电网企业应当予以收购，并按照有关规定及时结算电费
2007.2	《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》（2007 年 1 月 1 日起执行）	煤层气（煤矿瓦斯）电厂上网电价，比照国家发展改革委制定的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》中生物质发电项目上网电价（执行当地 2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价）
		煤层气(煤矿瓦斯)电厂不参与市场竞价，不承担电网调峰任务。
		对煤层气抽采企业销售煤层气实行增值税先征后返政策，税款由企业专项用于煤层气技术的研究和扩大再生产
		对独立核算的煤层气抽采企业购进的煤层气抽采泵、钻机、煤层气监测装置、煤层气发电机组、钻井、录井、测井等专用设备，统一采取加速折旧办法
2007.2	《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》（2007 年 1 月 1 日起执行）	对地面抽采煤层气暂不征收资源税
		煤层气抽采企业研究开发新技术、新工艺发生的技术开发费，在按规定实行 100% 扣除基础上，允许再按当年实际发生额的 50% 在企业所得税税前加计扣除
		对于那些进行煤层气抽采，以煤层气作为原材料的企业，自企业盈利的第一年起，

2007.4	《关于煤层气（煤矿瓦斯）开发利用补贴的实施意见》	免除五年的所得税。
		在我国境内从事煤层气（煤矿瓦斯）开采的企业均有资格享受财政补贴
		企业开采的煤层气出售或自用作民用燃气、化工原料等享受补贴
		开采煤层气用于发电的部分，不享受补贴政策；照生物质燃料发电给予补贴（0.25 元/kWh*）
		中央财政按 0.2 元/立方米煤层气（折纯）标准对煤层气开采企业进行补贴
2010.3	《关于同意中国石油天然气集团公司等三家公司开展对外合作开采煤层气资源试点工作的通知》	地方财政部门自主决定当地的补贴标准和计算方法
		同意中国石油天然气集团公司、中国石油化工集团公司、河南省煤层气开发利用有限公司在国务院批准的区域内与外国企业开展合作开采煤层气资源的试点工作
2008.12	《全国矿产资源规划（2008-2015 年）》	煤层气处于勘探初级阶段，将成为我国能源资源的重要组成部分
2008.4	《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》	规定了煤矿瓦斯的排放限值及煤层气地面开发系统煤层气排放限值
2008.4	《高新技术企业认定管理办法》	规定了煤层气燃气发电关键技术为高新技术，并可按规定享受税收优惠
2006.10	《关于煤层气勘探开发项目进口物资免征进口税收的规定》	免征进口关税和进口环节增值税

资料来源：中国银河证券研究部

注：*指山西省晋城项目的发电补贴标准，当地生物质燃料 2005 年的补贴标准为 0.25 元/kWh。另：煤矿企业开采过程中的煤矿瓦斯抽采不属对外合作专营范围。

（六）我国煤层气开发项目简介

1991 年，我国第一个煤矿瓦斯利用项目产生于贵州省的六枝煤矿。几年之后，安徽省淮南集团安装煤矿瓦斯发电机，到 2006 年，淮南集团的煤矿瓦斯发电容量达到 32MW。从 2003 年开始，辽宁省、重庆市、四川省等地接连建立煤矿瓦斯发电系统。2007 年投资近 2 亿美元的全球最大的煤矿瓦斯发电厂（120MW）在晋城无烟煤业集团公司的寺河煤矿启动。其中 50% 的资金由亚洲发展银行提供。2007 年，贵州省水城矿业集团建设四个输气系统为当地供应煤矿瓦斯，并且安装了 19MW 的煤矿瓦斯火力发电机，早在 2006 年，该集团的煤矿瓦斯利用率为 26%，煤矿瓦斯发电达 56 万千瓦时。

表 17：我国相关煤层气发电项目情况

煤矿名称	相关内容
贵州省六枝煤矿	1991 年，我国第一个煤矿瓦斯利用项目
安徽省淮南集团	2006 年，发电能力达到 32MW
重庆松藻煤矿	到 2006 年底，发电能力达 51GWh，煤层气利用量 2200 万方
四川省鲁班山煤矿	到 2008 年，发电 170 千瓦时，日产值达 13800 美元
辽宁五龙煤矿	年均发电 60GWh，煤层气利用量 2000 万方
贵州省水城矿业	2006 年，煤矿瓦斯利用率为 26%，发电 56Gwh；
	2007 年，建设四条输气管道，为当地供应煤矿瓦斯

资料来源：IEA，中国银河证券研究部

目前，为我国煤层气项目提供资金支持的国际组织有发达国家的政府部门、亚洲发展银行、世界银行以及世行的全球环境基金（Global Environment Facility，GEF）、《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC）下的清洁发展机制（CDM）。我国有越来越多的由 CDM 资助的煤层气

项目，碳金融（目前大部分通过 CDM 融资）已成为我国煤层气项目发展的重要驱动因素。

表 18: “国际甲烷市场化计划”中我国参与的部分煤层气项目

项目名称	地址	参与机构	期望目标	投资额
方庄 2 号煤矿的煤层气发电项目	河南焦作		1.5 兆瓦发电厂	1000 万元
和左矿区煤层气液化项目	山西阳泉		10 万 t/年煤层气液化项目	计划投资 6 亿元
龙凤-红岭煤层气发电项目	贵州省毕节地区	中国煤炭信息研究院	10 兆瓦	预计投入 670 万美元
鸡西煤层气开发和发电资助项目	黑龙江省	中国煤炭信息研究院	发电 13 兆瓦	前期投入 750 万美元，运营费用为每年 250 万美元，预计报酬率为 20%
石壕煤矿 VAM 发电项目	重庆		发电 6 兆瓦	
平顶山 8 号煤矿：煤矿瓦斯的排放		中国煤炭信息研究院	7 兆瓦	
石岗煤矿煤层气液化利用项目	山西阳泉			预计投入 750 万美元
石岗煤矿风排瓦斯项目			发电 6 兆瓦	
鹤壁煤层气发电项目	河南鹤壁	中国煤炭信息研究院和 EPA	发电 11 兆瓦	共计投入 733 万美元
平顶山 4 号煤矿风排瓦斯项目	河南平顶山		6 兆瓦的发电	预计投入 2000 万美元
阿拉善煤层气开发利用项目	内蒙古	Inner Mongolia Tai Xi Coal Group		
重庆大同煤矿开发利用项目	重庆			
阳泉 1 号煤矿低质量煤炭瓦斯利用试验项目				
寺河煤矿小东山煤层 VAM 利用项目				
天府煤矿开发利用项目	重庆			
Songshutan 煤矿煤层气开发利用项目	阿拉善			
刘庄煤矿煤层气排放和利用改进项目	安徽			
九里山煤矿煤矿瓦斯发电项目	河南焦作		5 兆瓦煤层气电厂	计划投资 3000 万元
寺河煤矿煤层气项目可行性研究	山西晋城	晋城煤业集团	发电 120 兆瓦	总计投入 2.37 亿美元
		亚洲发展银行		USTDA 提供 50 亿美元技术支持
		世界银行		全部 2.37 美元由其他参与方提供
		美国贸易与对外援助署 (USTDA)		

铁法煤矿可行性研究	辽宁省	日本产业合作银行
		中国兴业银行
松藻矿区煤矿瓦斯液化利用项目	重庆市	铁法煤矿有限责任公司、EPA、ACSIRO
		该项目是煤层气中甲烷含量由 40-50% 提升 预计投入 1000-2000 万美元 90%

资料来源：中国银河证券研究部

五、山西省煤层气产业：借力综改试点，“十二五”大发展

2010 年底，国务院宣布设立“山西省国家资源型经济转型发展综合配套改革试验区”；山西省政府也提出“气化山西”、“气化太原”战略，这意味着山西要实现资源型地区的全面协调可持续发展。煤炭产业是山西的标志性产业，实现经济发展，就不能放弃煤炭产业，正如山西省“十二五规划纲要”中提出的：依托煤炭而非依赖煤炭，跳出煤炭而非放弃煤炭。煤层气的开发利用正是山西省建设“国家资源型经济转型发展综合配套改革试验区”的重要内容。

（一）山西省煤层气资源丰富

表 19：山西煤层气资源储量丰富

资源储量（2000m 以浅）	10 万亿立方米（占全国储量的 1/3）
特点	埋藏浅、可采性好、甲烷含量高（大于 95%）
资源分布	
大同煤田	贫甲烷区
沁水煤田	6.85 万亿立方
河东煤田	2.84 万亿立方
西山煤田	
霍西煤田	均含有煤层气
宁武煤炭	

资料来源：中国银河证券研究部

山西省煤层气资源储量丰富，全省浅层煤层气资源量约 10 万亿立方米，占全国总量的 1/3，且可采性好，甲烷浓度高（沁水煤田大于 95%），适合大规模产业化开采。截至 2009 年年底，省内煤层气钻井和抽采量分别占到全国的 90% 和 40%。

表 20：沁水煤田、河东煤田煤层气资源评价对比情况

属性	沁水煤田	河东煤田
面积（平方公里）	32000	17000 平方公里
煤层气资源储量（万亿 m ³ ）	6.85	2.84
主力煤层	山西组 3 号、太原组 9、15	山西组 4、5 号；太原组 8、9
煤种	贫煤、无烟煤	气煤、肥煤
埋藏深度（米）	300~600	400~1500

煤层厚度（米）	5~15 米，平均 10 米左右	8~25 米，平均 15 米左右
含气量（m ³ /t）	5.0~38.7	4.15~23
平均含气量（m ³ /t）	15.5	12.64
渗透率（md）	>1	1~10
平均渗透率（md）		3.2
含气饱和度		3.5%~95%，平均为 75%
煤层气资源丰度（亿 m ³ /km ² ）	1.7~2.8	1.05~3.04

资料来源：中国银河证券研究部

从山西主要的两大煤层气资源丰富煤田——沁水煤田和河东煤田的开发有利区情况来看，传统的煤炭开采区如阳泉、柳林、古今等地均是适合规模化开发煤层气资源的地区。

表 21：沁水煤田勘探开发有利区

北部	包括阳泉、和顺、马坊、寿阳、盂县等城镇环绕带	煤厚 15 米，含气量 7~18 立 m ³ /t，资源丰度 2.8 亿 m ³ /km ²
南部	屯留、长子、阳城、沁水、安泽等县城联线范围	煤厚 10 米，气量 5~38 立 m ³ /t，资源丰度 1.7 亿 m ³ /km ²

资料来源：中国银河证券研究部

表 22：河东煤田勘探开发有利区

中部	包括三交北与三交区块的中西部、柳林区块、石楼区块北部	埋深适中，煤层厚度大，渗透率高，含气饱和度高达 80%
南部	位于大宁—吉县区块中部	煤厚 16 米，气量 11~23.4 立 m ³ /t，含气饱和度 76.5%~90.8%，具有高压、高渗、高含气量、高饱和度的“四高”特征

资料来源：中国银河证券研究部

从目前山西含煤层气的几个主要矿区——阳泉矿区、晋城矿区、潞安矿区、西山矿区、离柳矿区的煤层气资源评价情况来看，阳泉矿区、晋城矿区、西山矿区的煤层气开发条件相对较好，高瓦斯矿井多，煤层气易抽采。

表 23：山西重点矿区煤层气资源评价对比

	阳泉矿区	晋城矿区	潞安矿区
面积（平方公里）	2668	6206	2297
地理位置	沁水煤田北部	沁水煤田南部	沁水东部边缘中段
煤层气资源量（亿 m ³ ）	6448	6112.52	1575.95
吨煤含气量（m ³ /t）	7.13~18.17	12.0~28.7	7.17 ~ 18.0
平均含气量（m ³ /t）	17.2	18	
瓦斯绝对涌出量（m ³ /min）	27.76 ~ 324	15 ~ 386 m ³ /min	15 ~ 63.54 m ³ /min
抽放率	10.08%~76.27%	35% ~ 40%	0~9.4%
压力（Mpa）	0.2~1.5	0.2~1.5，局部 1.9	0.1 ~ 0.5Mpa
抽采难易程度	易抽煤层	可以抽放-易抽放	可以抽放-较难抽放
生产现状	1 对瓦斯突出矿井	共 7 对矿井	3 对高瓦斯矿井

	12 对超级瓦斯矿井	寺河、成庄属高瓦斯矿井
评价	井下煤层气重点抽采地区	井下煤层气重点抽采地区
续上表		
	西山矿区	离柳矿区
面积（平方公里）	458.8	
地理位置	山西省中部	河东煤田中南部
煤层气资源量 （亿 m ³ ）	1260	695
吨煤含气量（m ³ /t）	2.62 ~ 15.49	15~23
平均含气量（m ³ /t）		
瓦斯绝对涌出量（m ³ /min）	54.17 ~ 183.1	26.78 ~ 191.592
抽放率	16 ~ 72.2	12.95% ~ 20%
压力（Mpa）	0.11 ~ 1.9	0.92 ~ 1.7
抽采难易程度	可以抽放-易抽放	可以抽放
生产现状	共有 6 对矿井 4 对为高瓦斯矿井	4 对矿井：沙曲矿为突出矿井 3 对高瓦斯矿井

资料来源：中国银河证券研究部

（二）山西省煤层气开发：“十二五”将延续“十一五”高增长

目前山西省煤层气开发综合利用的主要用途包括城市燃气、工业燃气、LNG、CNG、化工转化、发电。

由于山西省煤层气发电产业起步较早，目前，装机容量已经占到全国煤层气发电现役装机容量的 42%。为落实鼓励发展项目，山西省将建立煤层气发电产业专项基金。主要用于山西煤层气发电厂的建设和省内煤层气发电装备制造技术研发项目补贴。从项目用地、勘探、税收减免、政府补贴等各方面为煤层气发电创造良好的环境。根据《山西省新兴能源产业“十二五”发展规划》（征求意见稿），到 2015 年末，山西省煤层气发电规模达到 600 万千瓦。

表 24：山西省“十一五”煤层气规划的总体目标

	全省	重点地区	备注
新增探明储量（亿 m ³ ）	1543	（沁南地区）600	其他地区：寿阳古交 300 亿、吉县大宁 343 亿、保德宁武 300 亿
可采储量（亿 m ³ ）	770	（沁南地区）300	其他：寿阳古交 150 亿、吉县大宁 170 亿、保德宁武 150 亿
地面开采能力（亿 m ³ ）——将主要施工常规井和水平井	45		中联公司潘河 6 亿（柿庄南水平井 4 亿） 寺庄南 4 亿 成庄（端氏油区）1 亿 华北油田 8 亿（樊庄区块羽状水平井） 晋煤集团 8 亿 亚美大宁 3 亿（多分支水平井）
		（沁南地区）30 亿立方米	
		吉县大宁 10 亿立方米	中石油长庆油田

井下抽采能力（亿 m ³ ）-折合纯甲烷	15	寿阳区块 2 亿立方米	（25 口勘探测试井，拟发展为垂直井） 中联公司、阳煤集团与美国远东能源合作 （两口水平井）
		保德区块 3 亿立方米	中联公司、德士古公司、BHP 公司合作 （8 口多分支水平）
		晋城矿区抽采量 4 亿立方	晋城无烟煤-2005 抽放 1 亿
		阳泉矿区抽采量 5 亿立方	阳泉煤业-2005 年抽放 3.2 亿立方
		潞安、西山等其他煤矿区抽采量 5.5 亿立方米	潞安 2005 年初具规模
管网建设	新建 7 条	线路全长 1099km；输配管网达 2000m 以上	
	50.5	城市燃气 13.33 亿立方米 工业燃气 15.18 亿立方米	
综合利用（亿 m ³ ）		LNG 5.0 亿立方米 CNG 1.5 亿立方米 化工转化 10.0 亿立方米 发电 4.36 亿立方米	

资料来源：山西省“十一五”规划，中国银河证券研究部

除产业发展总体规划外，山西省还出台了一系列配套的鼓励政策，包括建立煤层气开发利用专项基金，2010 年前对地面直接进行煤层气勘探开发免征探矿权和采矿权使用费及资源补偿费，对煤层气开发利用企业的所得税实行五年免征、三年减半，每抽采 1 立方米和每利用 1 立方米煤层气分别补贴 0.1 元。

表 25：山西省煤层气利用相关配套政策

措施	内容	保障措施
大力发展气代油项目	使全省市级以上城市出租车、公交车基本用煤层气和天然气	建设加气母站 15 座，子站 110 座-投资共计 6.08 亿元
改造大中城市的燃气设施和城市管网	大中城市气化率达到 60%~80%左右	预计投资 30 亿元
建立山西省煤层气开发利用专项基金		来源：省内高瓦斯矿井吨煤安全生产费中提取比例不低于 50% 用途：山西煤层气资源的勘探、开发和省内煤层气管网建设项目补贴。
气制合成油的研究开发	为重大气制油项目的启动做好前期准备 开发利用项目用地	优先安排、所需费用按最低标准执行
其他优惠政策	地面直接进行煤层气勘探开发	2020 年前免征探矿权和采矿权使用费及资源补偿费
	煤层气开发利用企业所得税	实行五年免征、三年减半
	抽采补贴	每抽采 1 立方米煤层气补贴 0.1 元
	利用补贴	每利用 1 立方米煤层气补贴 0.1 元
	发电	电网公司无条件优先全部上网 上网电价不低于当地火电脱硫机组的上网电价

不参加电网调峰，电量互抵结算

资料来源：中国银河证券研究部

对于煤层气的终端销售价格，实行价格听证制度，民用及工业用途各有不同。

以煤层气开发企业煤层气销售 0.8 元/N m³、常规井产气平均为 2000 m³/日、水平井平均 20000 m³/日测算，单位开发成本约为 0.5-0.6 元/Nm³，煤层气开发业务的利润率可达 30%以上。

（三）借力综改试点和“十二五”规划，“气随煤走”是大势所趋

以山西省为典型代表，目前我国煤层气产业发展面临的最大制约因素在于资源管理体制不顺。我国对煤层气资源开发实行国家一级统一管理，这一制度有利于国家对煤层气资源的统一规划与管理，但在实际工作中出现了同一煤田内煤层气资源与煤炭资源登记重叠，煤层气开发与煤炭开采相脱节，即“矿权”与“气权”分置问题（目前国内煤层气的气权主要集中在中石油、中石化、中联煤公司三家公司）。以山西为例，境内 17 个重点煤层气资源区块均由中联公司、中石油等企业登记，普遍存在着登记面积过大、投入过少、勘探开发缓慢等问题，限制了有实力企业的进入，妨碍了地方积极性的发挥。

随着山西省成为综改试点区域，山西的综改区方案有望 6 月份出炉，煤层气的开发利用正是山西省建设“国家资源型经济转型发展综合配套改革试验区”的重要内容，我们预计，“气随煤走”将是综改的大趋势，借力综改试点和“十二五”规划双重契机，山西省煤层气产业有望迎来新一轮更高层次的大发展时期。

六、投资建议

继“十一五”的初步摸索之后，“十二五”将开启我国煤层气产业规模化、商业化大发展的一个新时期，特别值得关注的是山西省，在“综改试点”和“十二五”规划契机下将成为煤层气开发利用的排头兵，对此，市场需重新加以重视，建议投资者把握历史性投资机遇，战略性投资未来将受益煤层气开发利用的相关企业：煤气化、国阳新能、西山煤电、潞安环能。

煤气化（000968）：晋煤集团入主，晋煤集团是目前国内煤层气开发利用综合技术最成熟、产业化经验最丰富的大型煤炭企业。煤气化公司已经具备一定的管网优势，在“气化山西”、“气化太原”战略下（“四气合一”综合利用：传统天然气、煤层气、焦炉煤气、煤制天然气），我们认为，晋煤集团对公司的人员、业务进行大幅度整合将是大势所趋，公司未来的面貌将焕然一新，我们预计公司有望成为涉及煤层气开发利用业务的 A 股上市公司第一家。建议投资者长期重点关注煤气化。

国阳新能（600348）：公司改名为“阳泉煤业（集团）股份有限公司”之后，作为阳煤集团旗下唯一煤炭资产运营平台的目标不会改变，集团煤炭资产注入只是时间问题。“十二五”集团规划亿吨级产能，全部注入公司，公司产能可增厚 2.8 倍。公司所处阳泉地区属沁水煤田，是国内煤层气资源丰富、最适合大规模产业化开发的地区，集团已开展煤层气业务，在“气随煤走”的大趋势下，公司未来也将极大受益煤层气业务。

西山煤电（000983）：国内炼焦煤龙头上市公司，焦煤资源稀缺的现状将带动焦煤价格长期上涨，公司长期投资价值不改。公司所在矿区也属于煤层气易抽采利用地区，煤层气业务将

成为未来新的一个亮点。

潞安环能(601699): 享誉“中国煤炭第一股”, 国内喷吹煤龙头公司, 长期投资价值明显。公司矿区所属沁水煤田东部, 高瓦斯矿井居多, 煤层气开发利用大有可为。

表 26: 需要关注的重点公司

股票代码	股票简称	股价/元	EPS/元			PE			PB	投资评级
			2010A	2011E	2012E	2010A	2011E	2012E		
000968	煤气化	22.29	0.46	0.95	1.26	48.75	23.48	17.72	3.82	推荐
600348	国阳新能	22.85	1.00	1.21	1.37	22.85	18.88	16.68	5.77	推荐
000983	西山煤电	22.92	0.84	1.22	1.51	27.31	18.80	15.17	5.13	推荐
601699	潞安环能	57.31	2.99	3.45	4.14	19.17	16.62	13.85	4.94	推荐

资料来源: 中国银河证券研究部 注: 股价采用 5.30 收盘价; 煤气化公司盈利采用市场一致预期, 公司未来业务可能会有变化。

插图目录

图 1: 煤层气井周围气水分布及流动状态径向剖面示意图	2
图 2: “十二五”我国天然气需求缺口将不断加大	6
图 3: 欧洲气候交易所碳排放结算价	7
图 4: 美国煤层气产量及占天然气产量比重情况	10
图 5: 我国煤层气资源区域分布概况	15
图 6: 我国主要含气盆地煤层气储量情况	17
图 7: 我国近 20 年来煤层气开采产量情况 (亿立方米)	18

表格目录

表 1: 煤层气 4 种主要分类	1
表 2: 煤层气与常规天然气的主要对比	2
表 3: 煤层气与常规天然气储藏方式的差别	3
表 4: 煤层气含气量及煤层气可采性是决定煤层气能否成藏的重要条件	4
表 5: 煤层气含气量主要确定方法	4
表 6: 全球主要煤层气储量国别分布情况	8
表 7: 我国煤层气资源储量情况	15
表 8: 国内主要含气盆地煤层气资源储量情况	16
表 9: 我国主要地区煤层气开发条件对比	17
表 10: 我国主要煤层气聚气区含气量情况	17
表 11: “十一五”煤层气开发目标 (探明储量, 亿立方米)	19
表 12: “十一五”期间煤层气开发进展	19
表 13: “十一五”煤层气地面开发计划	19
表 14: 制约我国煤层气发展的输气管道的问题有逐步改善	20
表 15: 煤层气主要抽采方法分类	21
表 16: 相关煤层气开发利用政策	22
表 17: 我国相关煤层气发电项目情况	23
表 18: “国际甲烷市场化计划”中我国参与的部分煤层气项目	24
表 19: 山西煤层气资源储量丰富	25
表 20: 沁水煤田、河东煤田煤层气资源评价对比情况	25
表 21: 沁水煤田勘探开发有利区	26
表 22: 河东煤田勘探开发有利区	26
表 23: 山西重点矿区煤层气资源评价对比	26
表 24: 山西省“十一五”煤层气规划的总体目标	27
表 25: 山西省煤层气利用相关配套政策	28
表 26: 需要关注的重点公司	30

评级标准

银河证券行业评级体系：推荐、谨慎推荐、中性、回避

推荐：是指未来 6-12 个月，行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）超越交易所指数（或市场中主要的指数）平均回报 20%及以上。该评级由分析师给出。

谨慎推荐：行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）超越交易所指数（或市场中主要的指数）平均回报。该评级由分析师给出。

中性：行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）与交易所指数（或市场中主要的指数）平均回报相当。该评级由分析师给出。

回避：行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）低于交易所指数（或市场中主要的指数）平均回报 10%及以上。该评级由分析师给出。

银河证券公司评级体系：推荐、谨慎推荐、中性、回避

推荐：是指未来 6-12 个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报 20%及以上。该评级由分析师给出。

谨慎推荐：是指未来 6-12 个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报 10%-20%。该评级由分析师给出。

中性：是指未来 6-12 个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。该评级由分析师给出。

回避：是指未来 6-12 个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报 10%及以上。该评级由分析师给出。

赵柯，煤炭行业证券分析师。本人具有中国证券业协会授予的证券执业资格，本人承诺，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告清晰地反映本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接受任何形式的补偿。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券，银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）向其机构或个人客户（以下简称客户）提供，无意针对或打算违反任何地区、国家、城市或其它法律管辖区域内的法律法规。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券事先书面授权许可，任何机构或个人不得更改或以任何方式发送、传播或复印本报告。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。银河证券认为本报告所载内容及观点客观公正，但不担保其内容的准确性或完整性。客户不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

银河证券不需要采取任何行动以确保本报告涉及的内容适合于客户。银河证券建议客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。本报告并不构成投资、法律、会计或税务建议或担保任何内容适合客户，本报告不构成给予客户个人咨询建议。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部份，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给银河证券客户的，属于机密材料，只有银河证券客户才能参考或使用，如接收人并非银河证券客户，请及时退回并删除。

银河证券有权在发送本报告前使用本报告所涉及的研究或分析内容。

所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为银河证券的商标、服务标识及标记。

银河证券版权所有并保留一切权利。

联系

中国银河证券股份有限公司 研究部

北京市西城区金融街 35 号国际企业大厦 C 座 100033

电话：010-66568888

传真：010-66568641

网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

北京地区联系：010-66568849

上海地区联系：010-66568281

深圳广州地区联系：010-66568908