

煤炭开采 II

煤层气快速成长可期 短期利好上游公司

投资要点

特别说明：与传统的煤炭、石油、天然气相比，煤层气是一个相对比较新的能源。纵比，最近数年，我国煤层气行业确实有发展，我们相信，未来还会有更快发展。横比，行业发展的相对规模、投入、技术、法律法规等都还处于成长初期。恰如此，我国煤层气行业快速发展可期，由此带来的投资机会也多。本报告只就煤层气行业运行状况做了一个介绍，并未分析跟踪具体的投资标的。我们还将跟踪研究，具体的投资标的此前和今后分布于我们新能源、化工、机械的行业公司研究中，敬请关注。我们择机也会做一个更加全面深刻的总结。

1、我国煤层气行业状况：有基础、有发展。煤层气是非常规的天然气。我国“富煤贫油少气”的资源禀赋决定了我国煤层气的丰富，具备了未来充分利用快速发展的基础；天然气（煤层气）管道运输格局基本形成；行业发展的制度环境也有所改善，以上因素使得我们煤层气行业最近数年有了较快的发展。

2、我国煤层气行业快速成长可期。在能源使用结构中，作为清洁能源的天然气获得快速发展，需求巨大缺口也大，煤层气成为重要的补充。减少煤层气（瓦斯）排放、煤炭安全生产要求客观上要求充分利用煤层气这一清洁能源。随着天然气价格市场化推进，煤层气价格必将提高，开采经济性的提高必将撬动行业加速发展。软硬件环境的完善也为行业发展保驾护航。

3、“十二五”煤层气产量年均复合增速 50%左右。2007 年后政府出台了煤层气开发补贴政策，极大地调动了相关企业投资煤层气产业的积极性，促进了煤层气进入规模化开发阶段，“十二五”期间进入大规模开发阶段。

4、煤层气产业链投资机会集中于上游。煤层气与天然气产业链都包括上游资源及勘探开发，中游运输、存储等环节，下游输配和分销环节。相比天然气，煤层气发展规模依然很小，其快速发展需要首先加大勘探开发力度，与此相关的投资必然会加大。中短期，行业内勘探开发的投资会先行加速，利好相关技术、设备供应商。长期来看，受益能源价格的逐步抬升，拥有资源者为王。

5、中短期关注勘探技术设备相关的公司。这包括（1）地震数据处理解释：恒泰艾普、潜能恒信；（2）钻井设备和服务：江钻股份、山东墨龙、杰瑞股份、宝德股份、宏华集团、惠博普、通辽石油、安东油服、准油股份、四方达、海默科技、天科股份。

6、中长期关注煤层气资源和利用上市公司。包括两类公司，（1）资源开发：中石油、中石化、中海油、西山煤电、准油股份、中国煤层气、中裕燃气、环能国际、中国油气控股；（2）煤层气运用：兰花科创。

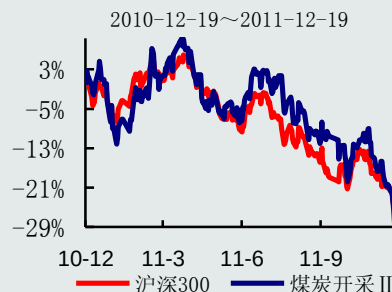
证券分析师：韩振国
执业编号：S0850200010364
Tel：02150582528
Email：hanzhenguo@hczq.com
证券分析师：高羽
执业编号：S1060209070152
Tel：075582027732
Email：gaoyu@hczq.com

行业评级

行业评级：推荐
评级变动：维持

推荐公司及评级

公司名称及代码	评级
兰花科创（600123）	强烈推荐
中国神华（601088）	强烈推荐
冀中能源（000937）	强烈推荐
潞安环能（601699）	强烈推荐
兖州煤业（600188）	强烈推荐
盘江股份（600395）	强烈推荐

行业表现对比图(近 12 个月)


资料来源：港澳资讯

相关研究报告

目 录

一、我国煤层气行业状况：有基础、有发展.....	4
（一）煤层气：非常规的天然气.....	4
（二）我国煤层气资源丰富，具备大规模开发的资源基础.....	4
（三）管道运输框架基本形成.....	5
（四）产业上游的法律法规相对较完善.....	6
（五）煤层气产量不断提高.....	8
二、我国煤层气行业快速成长可期.....	9
（一）天然气需求带动煤层气发展.....	9
（二）减排压力以及煤矿安全生产客观上要求充分利用煤层气.....	10
（三）天然气价格改革撬动煤层气行业加速.....	11
1、天然气定价机制逐步市场化.....	11
2、逐步推行的市场化定价会推高气价并提高开采经济性.....	13
（四）煤层气行业发展软硬件环境在完善中.....	14
1、行业发展归因：一个国外总结.....	14
2、国内管道干线成型，运营制度在不断完善.....	16
（五）煤层气行业“十二五”将获得快速发展.....	16
三、煤层气产业链投资机会集中于上游.....	17
（一）产业链与天然气的类似.....	17
（二）投资机会在上游资源及勘探开采服务设备商.....	18
附录：能源发展历史以及主要国家煤层气发展状况.....	22
（一）能源发展历史演进.....	22
1、工业革命之前人类主要依赖生物质能和肌肉力量——太阳的恩赐.....	23
2、煤炭的发现、热机的发明开启化石燃料文明——最伟大的浓缩专家：时间.....	23
3、近代能源结构调整——清洁能源和可再生能源比重增加.....	25
（二）美国、加拿大与澳大利亚煤层气商业化发展历史.....	26

图表目录

图表 1 煤层气与天然气对比.....	4
图表 2 不同深度煤层气资源分布（亿 m ³ ）.....	4
图表 3 不同地区煤层气资源分布（亿 m ³ ）.....	4
图表 4 我国 9 大煤层气盆地分布（资源量，万亿 m ³ ）.....	5
图表 5 国际天然气贸易走向图（10 亿 m ³ ）.....	5
图表 6 输气管网主干线基本成型.....	6
图表 7 主要煤层气管道.....	6
图表 8 主要鼓励政策内容.....	7
图表 9 煤层气产业适用的法律体系.....	7
图表 10 我国煤层气产量和生产井数大幅上升.....	9

图表 11	电厂排放物对比（磅/百万千瓦时）	9
图表 12	车辆排放物（磅/（车×英里））	9
图表 13	全球性天然气使用比例稳步上升——以发电为例	10
图表 14	天然气对外依存度逐年加大	10
图表 15	2007 年全国各类煤矿事故死亡人数总数占比	11
图表 16	天然气产业链示意图	12
图表 17	中国天然气出厂价格演变历史	12
图表 18	现行管道天然气顺价机制结构	12
图表 19	西气东输天然气价格结构	13
图表 20	中国天然气主要气源价格差异	13
图表 21	中国天然气主要气源供应量及价格	14
图表 22	主要用户气价承受能力对比	14
图表 23	煤层气产业系统影响因素图示	15
图表 24	资源及法律法规	15
图表 25	中国天然气管输费演变历史	16
图表 26	中国煤层气发展面临加速	17
图表 27	上游天然气勘探开发流程及设备服务商上市公司	17
图表 28	管网产业链及运营和设备提供商上市公司	18
图表 29	LNG、CNG 产业链及运营和设备供应商上市公司	18
图表 30	2010 年天然产、煤层气产量对比	19
图表 31	2010 年煤层气探明储量分布	19
图表 32	煤层气行业主要数据对比	19
图表 33	目前行业相关公司钻井活动情况	20
图表 34	重点煤层气开发主体	20
图表 35	资源及利用相关上市公司	21
图表 36	能源演进史图示	22
图表 37	地球可利用能量来源	22
图表 38	煤炭和石油先后产生巨大贡献	23
图表 39	蒸汽机促使 19 世纪煤炭取代木材	24
图表 40	内燃机推动的运输革命使得石油超越煤炭成为主要能源	25
图表 41	近代能源结构变化	25
图表 42	世界主要煤层气资源分布	26
图表 43	美国主要煤层气资源分布	27
图表 44	美国煤层气产业政策与钻井数	28
图表 45	加拿大主要煤层气盆地示意图	28
图表 46	加拿大煤层气钻进及产量	29
图表 47	澳大利亚煤层气资源分布	29
图表 48	澳大利亚煤层气钻进及产量	30

一、我国煤层气行业状况：有基础、有发展

煤层气是非常规的天然气。我国“富煤贫油少气”的资源禀赋决定了我国煤层气的丰富，具备了未来充分利用快速发展的基础；天然气（煤层气）管道运输格局基本形成；行业发展的制度环境也有所改善，以上因素使得我们煤层气行业最近数年有了较快的发展。

（一）煤层气：非常规的天然气

煤层气俗称“瓦斯”，其主要成分是 CH_4 （甲烷），与煤炭伴生、以吸附状态储存于煤层内的非常规天然气，热值是通用煤的 2-5 倍，主要成分为甲烷。参见图表 1。一立方米纯煤层气的热值相当于 1.13kg 汽油、1.21kg 标准煤，其热值与天然气相当，可以与天然气混输混用，而且燃烧后很洁净，几乎不产生任何废气，是上好的工业、化工、发电和居民生活燃料。煤层气空气浓度达到 5%-16% 时，遇明火就会爆炸，这是煤矿瓦斯爆炸事故的根源。煤层气直接排放到大气中，其温室效应约为二氧化碳的 21 倍，对生态环境破坏性极强。在采煤之前如果先开采煤层气，煤矿瓦斯爆炸率将降低 70% 到 85%。煤层气的开发利用具有一举多得的功效：提高瓦斯事故防范水平，具有安全效应；有效减排温室气体，产生良好的环保效应；作为一种高效、洁净能源，商业化能产生巨大的经济效益。

图表 1 煤层气与天然气对比

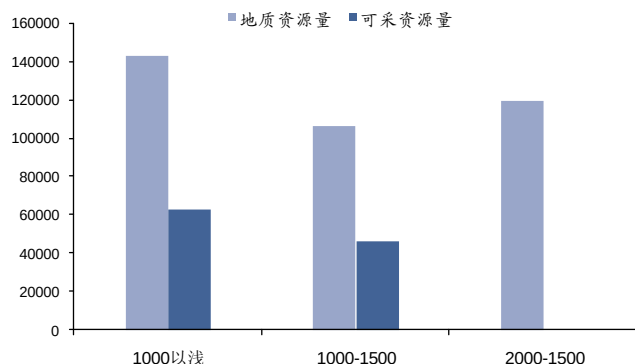
	煤层气	天然气
成分	主要为甲烷 (CH_4)。地面开采的煤层气所含的甲烷 (CH_4) 成分占比可超过 90%	烃类气体，主要为甲烷 (CH_4)，少部分为乙烷 (C_2H_6)，丙烷 (C_3H_8)
储集	储集在煤层，以吸附状态为主	存在于油田和天然气田，以游离状态为主
开采	生产需要经过排水降压，气体解吸，然后向井口渗流，开采工艺较复杂。煤层气的储集层的渗透率相对较低，产量较低。	生产机理是在自然压力下向井口渗流，生产工艺简单。一般天然气田的渗透率较高，产量较高和较稳定。

资料来源：华创证券

（二）我国煤层气资源丰富，具备大规模开发的资源基础

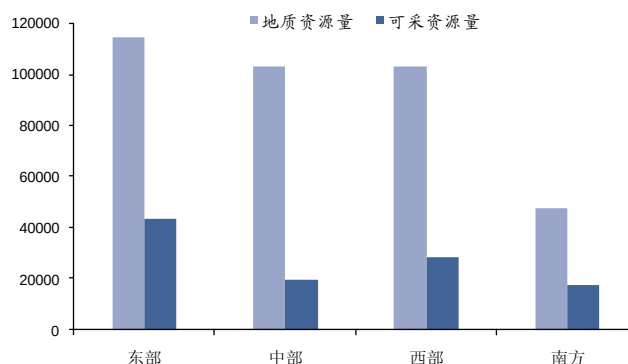
我国煤层气资源丰富，具备大规模开发的基础。根据新一轮煤层气资源评价，我国埋深 2000 米以浅煤层气地质资源量约 36.8 万亿 m^3 ，与陆上常规天然气资源量相当，居世界第 3 位，可采储量 10 万亿 m^3 ，常规天然气可采储量 22 万亿 m^3 。1000 米以浅、1000—1500 米和 1500—2000 米的煤层气地质资源量，分别占全国煤层气资源地质总量的 38.8%、28.8% 和 32.4%。从地区分布来看，华北、西北、南方和东北地区赋存的煤层气资源量分别占全国煤层气资源总量的 56.3%、28.1%、14.3%、1.3%。

图表 2 不同深度煤层气资源分布（亿 m^3 ）



资料来源：华创证券

图表 3 不同地区煤层气资源分布（亿 m^3 ）

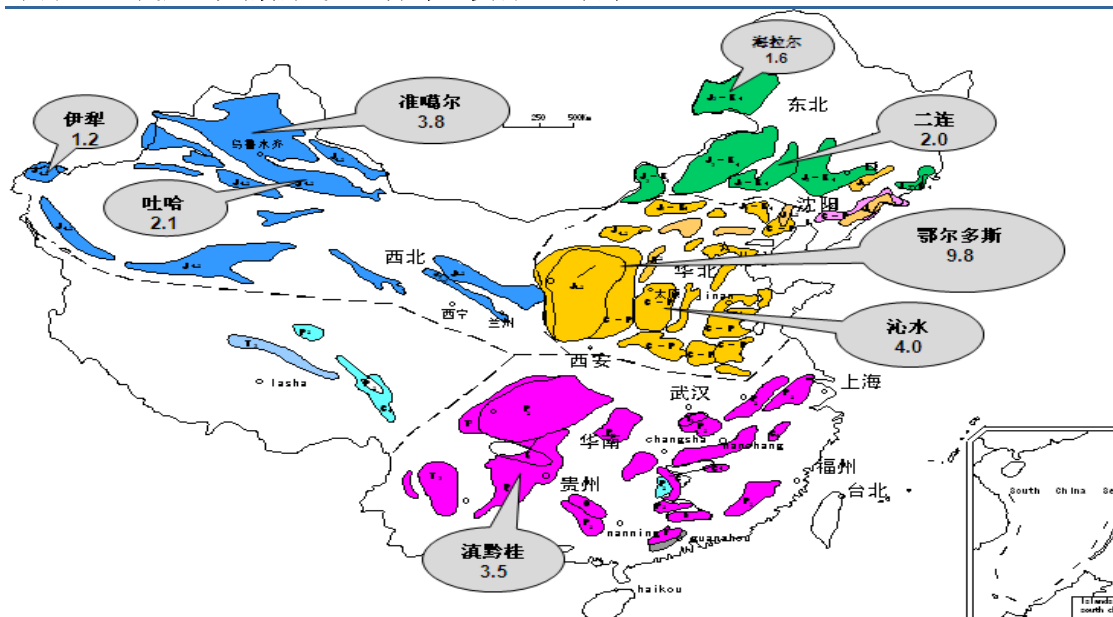


资料来源：华创证券

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，其中早中侏罗世的资源量最大，占全国总量的 46.13%；石炭二叠纪次之，占全国总量的 43.52%。

我国煤层气资源分布广泛。全国含气量大于 1 万亿 m^3 的地区有 9 个：鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地、准噶尔盆地、滇东黔西盆地群、二连盆地、吐哈盆地、塔里木盆地、天山盆地群、海拉尔盆地；鄂尔多斯盆地东缘、沁水盆地的可采资源量在 1 万亿 m^3 以上。中国最大的煤层气田是：内蒙和陕西的鄂尔多斯盆地，山西的沁水盆地、新疆的吐哈地区、贵州的六盘水地区。

图表 4 我国 9 大煤层气盆地分布（资源量，万亿 m^3 ）



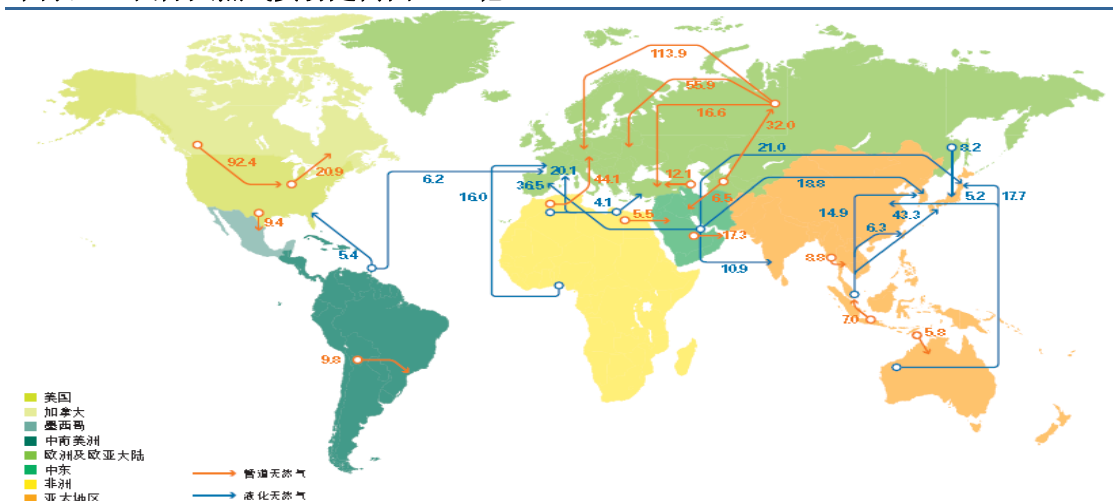
资料来源：中国煤层气开发利用

（三）管道运输框架基本形成

长输管道是行业发展的关键因素。气体燃料输送一直比石油和煤炭的运输成本更高且难度更大，气体燃料也更不易储存，储存成本也更高。液体和固体商品可以通过倾倒入的方式装入桶、箱、罐中，然后通过公路、铁路、海上运往市场。对于天然气来说最经济有效的方式是通过固定的管线高压输送。天然气行业的发展历史，几乎与长距离管道网络建设的发展历史同步，也是轧管、冶金和焊接技术的进步历史。LNG 技术的进步，推动了管线不能到达的两个市场之间的海上运输。

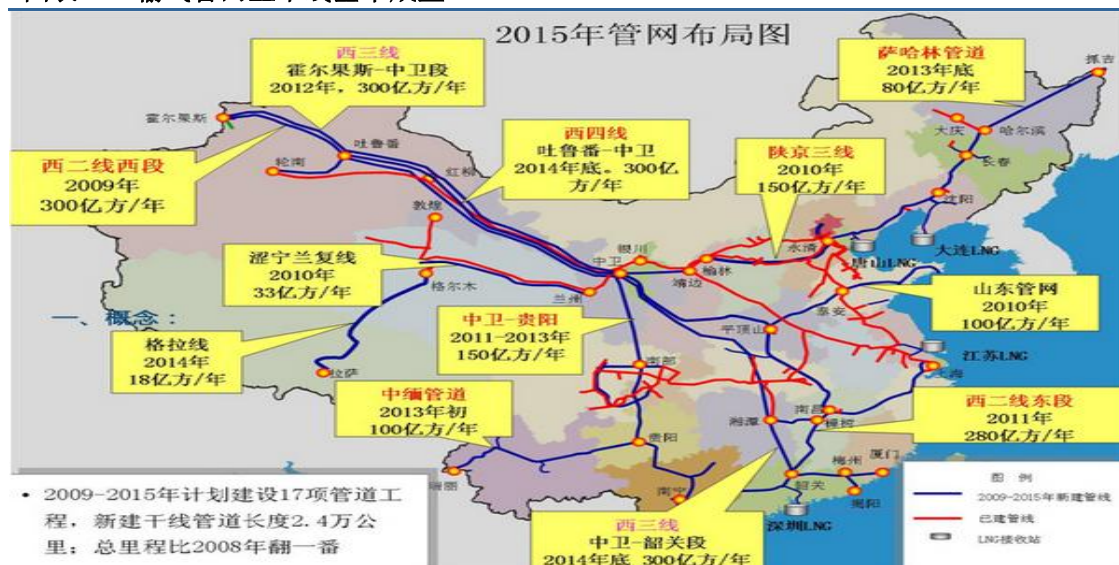
全球天然气贸易的 70% 是通过管道输送实现的，液化天然气贸易占全球天然气贸易的 30%。2010 年欧洲及欧亚大陆天然气贸易约占全球贸易量的 2/3。亚太地区为最主要的 LNG 消费市场（BP，2011 年能源统计）。参考图表 5。

图表 5 国际天然气贸易走向图（10 亿 m^3 ）



资料来源：BP，2011

图表 6 输气管网主干线基本成型



目前建成的煤层气管道包括端氏—博爱管道、端氏—沁水八甲管道、晋城煤业集团西区瓦斯东输管道等，年输送能力 50 万 m^3 。正在建设韩城—渭南—西安管道，昔阳—太原管道，输送能力 30 万 m^3 。

图表 7 主要煤层气管道



（四）产业上游的法律法规相对较完善

证监会审核华创证券投资咨询业务资格批文号：证监许可（2009）1210号

图表 8 主要鼓励政策内容

项目	具体措施
价格优惠	煤层气价格按市场经济原则，由供需双方协商确定，国家不限价（国办通〔1997〕8号）
税收优惠	实行增值税先征后退政策（财税〔2007〕16号） 对煤层气勘探开发作业的设备等免征进口关税和进口环节增值税（财关税〔2006〕13号）
开发补贴	中央财政按 0.2 元/方煤层气（折纯）标准进行补贴（财建〔2007〕114 号）
发电补贴	相当于利用每方煤层气发电补贴补助 0.65 元（发改能源〔2007〕721 号）
资源管理	从事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，对地面抽采煤层气暂不征收资源税（财税〔2007〕16 号）
矿权重叠	“坚持采气采煤一体化，依法清理并妥善解决煤层气和煤炭资源矿业权交叉问题”（国办发〔2006〕47 号） “新设立的煤炭探矿权、采矿权不得进入国家公告的特定煤层气勘查、开采区域”（国土资发〔2007〕96 号）

资料来源：王一兵，2011

2007 年出台财政补贴政策，煤层气产业发展受到明显促进。我国煤层气产业的法律法规大多是针对上游勘探开发，要加快煤层气行业发展必须完善相应的中下游环节法律规章，尤其是管道输送环节，增强其服务性质，淡化其垄断排他性。

煤层气行业目前的法规主要集中于上游。现有的涉及煤层气行业的法律规章多是着力于鼓励上游开发和重点下游利用环节。参考图表 9。目前产业规模逐渐壮大，则需要制定相应的制度来完善中下游市场体系，依靠市场的力量来优化配置资源，比如管道接入制度、销售方式及定价机制。

图表 9 煤层气产业适用的法律体系

环节	范围	具体文件	主要内容
上游	基本法规	1996 年《中华人民共和国煤炭法》	第 35 条规定“国家鼓励煤矿企业开发利用煤层气”。
		1996 年《中华人民共和国矿产资源法》	体现国家对油气资源的所有权。
		1994 年煤炭工业部发布《煤层气勘探开发管理暂行规定》	加强煤层气资源勘探、开发的管理，保障煤炭勘探、规划、设计和开采不受煤层气勘探、开发的影响。
		2005 年《煤矿瓦斯治理与利用实施意见》	主要为了做好全国煤矿瓦斯防治工作，有效遏制煤矿瓦斯事故多发的势头，充分利用煤矿瓦斯资源。
		2006 年国务院办公厅《关于加快煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用的若干意见》	明确了坚持先抽后采、治理与利用并举的指导方针。
		2007 年国土资源部《关于加强煤炭和煤层气资源综合勘查开采管理的通知》	支持和鼓励煤炭矿业权人综合勘查开采煤层气资源，投资人申请煤炭探矿权，应提交煤炭和煤层气综合勘查实施方案。
		2009 年 4 月 28 日国家能源局下发《通知》	要求全国重点煤矿区编制煤层气抽采利用规模化建设方案，5 月底前上报国家能源局。编制全国重点煤矿区煤层气抽采利用规模化建设方案。
	财政税收	1996 年，财政部、国家税务总局发布《关于外国石油公司参与煤层开采所适用税收政策问题的通知》	鼓励外国企业和外商投资企业开采我国陆上煤层气资源。
		2002 年，财政部、国家税务总局、海关总署印发《关于煤层气勘探开发作业项目进口物资免征进口税收的暂行规定》	中联公司及其国内外合作者，进口国内不能生产或国内产品性能不能满足要求，并直接用于勘探开发作业的设备、仪器、零附件、专用工具，免征进口关税和进口环节增值税。其它从事煤层气勘探开发的单位，应提前向财政部提出申请，经财政部商海关总署、国家税务总局等有关部门认定后，享受上述进口税收优惠政策。

		2006 年财政部出台《关于煤层气勘探开发进口物资免征进口税收的有关规定》	煤层气勘探开发作业的设备、仪器、零附件、专用工具，免征进口关税和进口环节增值税。
		2007 年财政部、国家税务总局下发《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》	煤层气抽采企业抽采销售煤层气实行增值税先征后退政策。独立核算的煤层气抽采企业购进的抽采泵、钻机、监测装置、发电机组等专用设备，实行加速折旧。从事技术改造项目国产设备投资，其项目所需国产设备投资的 40%可从企业技术改造项目设备购置当年比前一年新增的企业所得税中抵免。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。对地面抽采煤层气暂不征收资源税。
		2007 年，财政部发布《关于煤层气（瓦斯）开发利用补贴的实施意见》	在我国境内从事煤层气开采的企业均有资格享受财政补贴。中央财政按 0.2 元/m3 煤层气（折纯）标准
	对外合作	1993 年《中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例》	第 30 条规定“对外合作开采煤层气资源由中联煤层气有限责任公司实施专营，并参照本条例执行”
		2007 年《国务院关于修改“中华人民共和国对外合作开采陆上石油资源条例”的决定》	对外合作开采煤层气资源由中联煤层气有限责任公司、国务院指定的其它公司实施专营
	安全生产	2005 年安监局发布《国有煤矿瓦斯治理安全监察规定》	监督国有煤矿落实先抽后采、监测监控、以风定产的瓦斯治理方针，控制特大瓦斯事故的发生
2008 年环境保护部发布《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准（暂行）》		新建矿井及煤层气地面开发系统的煤层气，浓度大于或等于 30%的煤层气禁止排放。2010 年 7 月 1 日起，现有矿井及煤层气地面开发系统的煤层气，浓度大于或等于 30%的煤层气禁止排放。	
中游	管输销售	2001 年中华人民共和国国务院颁布《石油、天然气管道保护条例》	侧重于维护管道的安全。
下游	城市输配	《城市燃气管理办法》以及各地根据该法规制定的地方性法规	在准入、价格等方面强调政府的直接管制。
	具体应用	2007 年国家发展改革委出台了《关于利用煤层气（煤矿瓦斯）发电工作的实施意见》	电网企业优先安排上网销售，不参与市场竞争。上网电价比照生物质发电电价政策，即执行当地 2005 年脱硫燃煤机组标杆电价加补贴电价（0.25 元/kWh）。
	价格管理	2007 年国家发展改革委印发《关于煤层气价格管理的通知》	民用煤层气出厂价格由供需双方协商确定。对于已纳入地方政府管理价格范围的，要积极创造条件尽快放开价格。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。

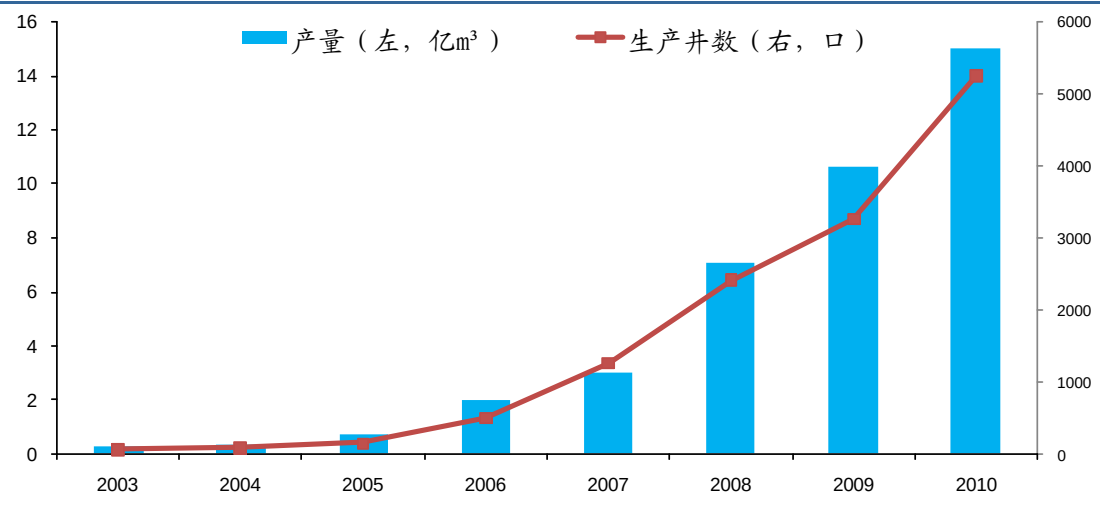
资料来源：华创证券

（五）煤层气产量不断提高

我国煤层气产业发展，主要经历了 4 个阶段。第一阶段是上世纪 80 年代前期评价阶段。在全国 30 多个煤层气目标区开展了前期地质评价研究。第二阶段是 1992—2000 年勘探选区阶段。在江西丰城、湖南冷水江、山西柳林、晋城、河北唐山、峰峰、河南焦作、陕西韩城等地钻探煤层气井，柳林、晋城、阜新开展小井组试验。第三阶段是 2000—2005 年开发试验阶段。在山西沁水、陕西韩城、辽宁阜新开展了开发先导试验工作。2006 年至今规模开发阶段。沁水煤层气田、鄂东煤层气田韩城区块、柳林区块、辽宁阜新、铁法等地煤层气地面开发初步形成规模并进入商业开发阶段，特别是 2007 年国家出台财政补贴政策，每生产 1 立方煤层气国家补贴 0.2 元，极大地调动了生产企业的积极性，纷纷加大投入。

煤层气产量连年提高。参考图表 10。

图表 10 我国煤层气产量和生产井数大幅上升



资料来源：煤层气产业发展战略和趋势

二、我国煤层气行业快速成长可期

在能源使用结构中，作为清洁能源的天然气获得快速发展，需求巨大缺口也大，煤层气成为重要的补充。减少煤层气（瓦斯）排放、煤炭安全生产要求客观上要求充分利用煤层气这一清洁能源。随着天然气价格市场化推进，煤层气价格必将提高，开采经济性提高必将撬动行业加速发展。软硬件环境的完善也为行业发展保驾护航。

（一）天然气需求带动煤层气发展

天然气（煤层气）：相对的清洁能源。在能源使用中，天然气（煤层气）相对于煤炭、石油等，其对于保护环境的优势不言而喻。参见图表 11、12。

图表 11 电厂排放物对比（磅/百万千瓦吋）

化石燃料	有机气体	CO	NOx	SOx	COx
煤炭	0.022	0.243	5.15	5.690	2317
石油	0.110	0.151	4.20	2.640	2092
天然气	0.055	0.176	1.51	0.005	1391

资料来源：《美国天然气工业与天然气交易》，华创证券

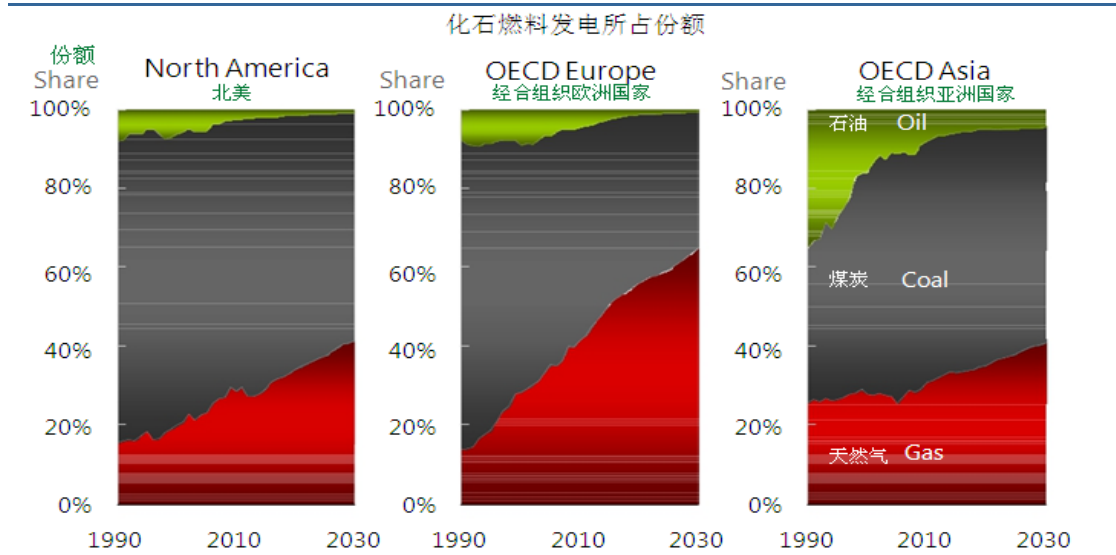
图表 12 车辆排放物（磅/（车×英里））

发动机燃料	有机气体	CO	NOx	COx
汽油	0.444	3.4	0.40	384
新配方汽油	0.252	3.4	0.40	370
液体丙烷	0.250	3.4	0.40	342
天然气	0.210	0.4	0.04	318
甲醇 85	0.444	3.4	0.40	385

资料来源：《美国天然气工业与天然气交易》，华创证券

能源使用结构变化，天然气使用量不断增加，缺口也加大。从国外能源使用结构来看，天然气在能源结构中的比重不断提升。参见图表 13。

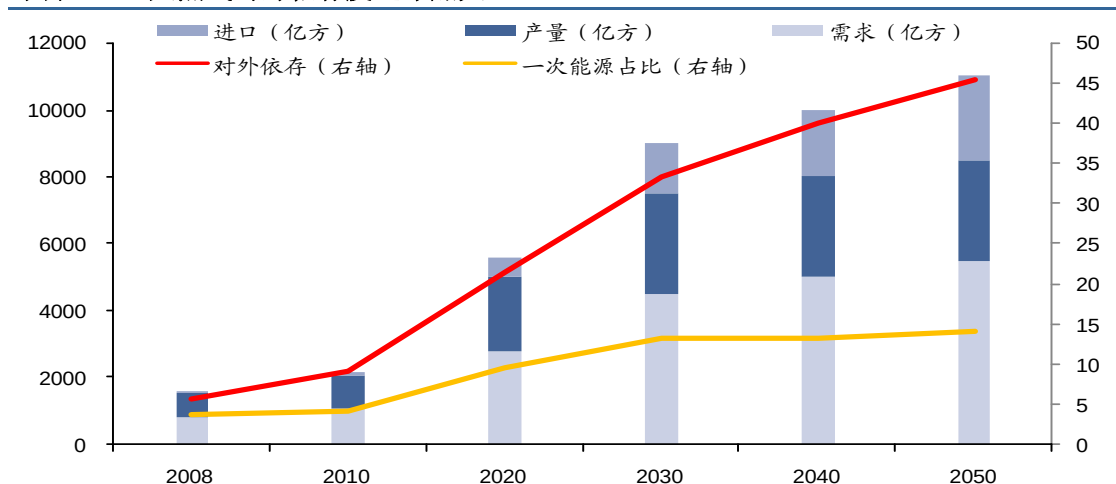
图表 13 全球性天然气使用比例稳步上升——以发电为例



资料来源: BP, 华创证券

在我国, 2010 年天然气在一次能源占比 4.3%, 普遍预计 2015 年比重将上升至 7.5%, 2020 年将升至 10% 以上。天然气缺口巨大, 2010 年进口约 100 亿 m^3 , 对外依存度 9.3%, 2020 年缺口降到 600 亿以上, 对外依存度达 20% 以上, 对外依存度逐步上升。参考图表 14。

图表 14 天然气对外依存度逐年加大



资料来源: 中国能源中长期发展战略, 华创证券

煤层气将成为常规天然气的重要补充。预计国内煤层气 2015 年产量将达 100 亿 m^3 以上。2020 年产量预计大 300 亿 m^3 , 成长空间巨大。这将弥补我国天然气需求的不足。

(二) 减排压力以及煤矿安全生产客观上要求充分利用煤层气

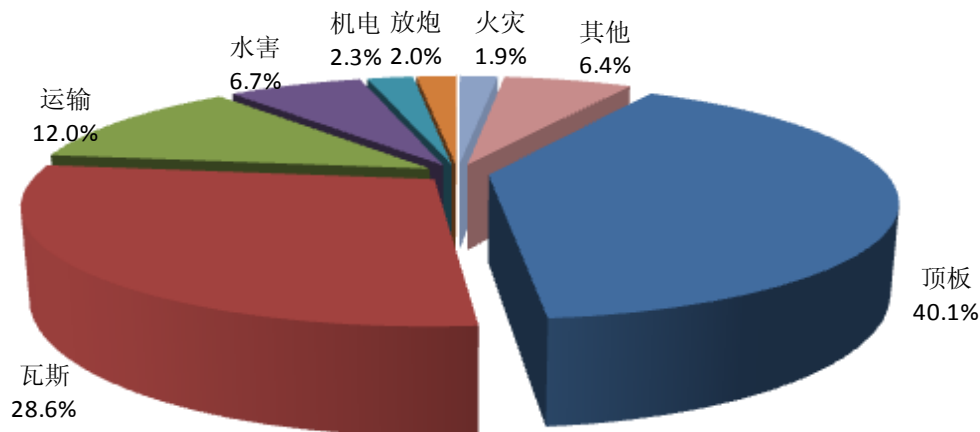
减排压力客观上要求充分利用煤层气。煤层气的主要成分是甲烷。在对温室效应的贡献上, 甲烷的综合温热势 (GWP) 是二氧化碳的 21 倍; 对臭氧的破坏力是二氧化碳的 7 倍以上。甲烷是仅次于二氧化碳的重要温室气体。虽然目前在大气中的浓度较小, 但是增长率则大得多。90 年代我国因采煤每年向大气排放的甲烷约 190 亿 m^3 , 居世界第一, 占世界采煤排放甲烷总量的 1/3, 约占我国工业生产中甲烷排放量的 1/3, 近年来煤炭产量剧增, 这一问题更加突出。国家“十二五”规划纲要要求, 2015 年单位 GDP 二氧化碳排放量较 2010 年下降 17%, 每年平均需下降 3% 左右, 减排形势日趋严峻。因此, 预计未来 10 年将是化石能源结构, 大力发展清洁、碳排放低的天然气能源, 天然气占比也要从目前的 4.3% 上升至 2015 年的 7.5-8%。在减排压力与日俱增的背景下, 先采煤层气后采煤显得尤为有社会意义, 并具有

经济价值。从碳交易的角度来测算，每立方米甲烷的经济价值约 0.2-0.4 元，总价值 38 亿—76 亿，按照目前的天然气价格测算，190 亿 m^3 价值 200 亿以上。

煤矿安全生产推动加快煤层气开发利用。甲烷浓度达到 5%-16% 时，遇明火就会爆炸，是煤矿工人的“头号杀手”。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。在开采煤炭前抽采瓦斯能把煤矿瓦斯爆炸率降低 70%-80%，将大大提高煤矿生产的安全性。

国内吨煤瓦斯抽采率太低。据不完全统计我国高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井 9000 余处（占 30%），国有重点煤矿中，高瓦斯和煤与瓦斯突出矿井占 49.8%。全国高瓦斯煤矿的吨煤瓦斯含量平均为 6 至 $10m^3$ 。除国有煤矿外，矿井未建抽采系统所占比例为 40%，实际在煤矿开采过程中吨煤瓦斯抽采量不足 $1m^3$ ，同时也造成煤层气资源严重浪费。

图表 15 2007 年全国各类煤矿事故死亡人数总数占比



资料来源：煤层气开发利用现状和政策分析，华创证券

安全生产标准要求先抽气后采煤。根据安监总局发布的《煤矿瓦斯抽采基本指标》，煤层工作面采掘作业前煤层瓦斯必须降到 $8m^3/t$ 以下，或将煤层瓦斯压力降到 0.74MPa（表压）以下。有学者研究，根据我国的实际情况，从资源开发的角度，吨煤甲烷含量定为 $4m^3$ ；从煤矿瓦斯治理角度，吨煤瓦斯含量 $6m^3$ 以上，必须执行先抽后采的政策。含气量 $6m^3$ /吨时煤矿瓦斯爆炸的界限点，以含气量 $6m^3/t$ 为界分析煤炭、煤层气资源分布更有实际意义。

（三）天然气价格改革撬动煤层气行业加速

随着天然气价格改革的必然推进，煤层气价格必然同步上涨，煤层气开采的经济性提高，撬动煤层气行业的加快成长。煤层气是一种非常规天然气，其成分及含量与常规天然气基本一致。虽然煤层气价格不管制，但其价格主要参考天然气价格。

1、天然气定价机制逐步市场化

天然气价格构成。天然气的终端价格由三部分组成，出厂价+管输费（LNG 运输费）+城市输配价；分别对应产业链三个大环节：上游生产+管输（LNG 运输）+分销。参见图表 16。

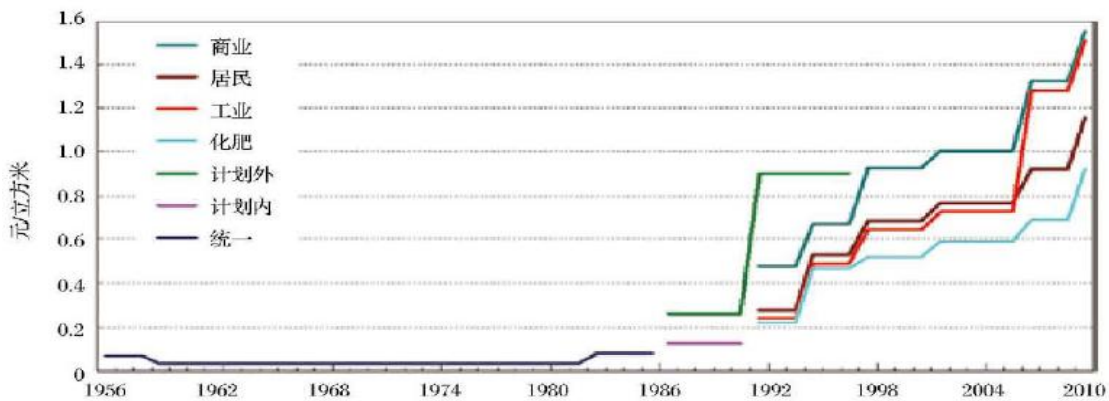
图表 16 天然气产业链示意图



资料来源：华创证券

天然气定价历史，非市场化为主。历史上，国内天然气价格管理共经历 4 种模式：1984 年以前的完全计划价格管理模式，1984-1993 年的“双轨制”价格管理模式，1993-2005 年国家定价和国家指导价并存，2005 年至今统一改为国家指导价。参考图表 17。

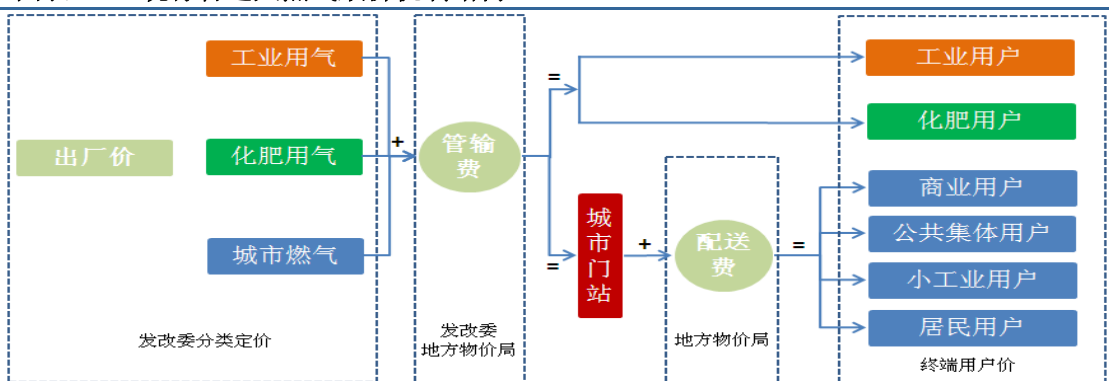
图表 17 中国天然气出厂价格演变历史



资料来源：中国天然气困局，华创证券

目前天然气出厂价由政府管理，实行国家指导价。按照《价格法》规定，国家指导价的商品或服务要编入价格管理目录，实行分工管理。目前根据国家颁布的价格管理权限，天然气出厂价和管输费由中央政府（发改委）管理，城市配气费由省（市）地方政府管理。天然气管输费和城市配气费也一直都是实行政府定价，分别由中央政府和地方政府定价。管道经营具有自然垄断的性质，因此需对管输费用进行管制，以防止获得不正当利润，妨碍产业链协调发展。目前的定价原则是平均成本加合理利润，顺着产业链分段定价加总顺着产业链定价，参见图表 18。

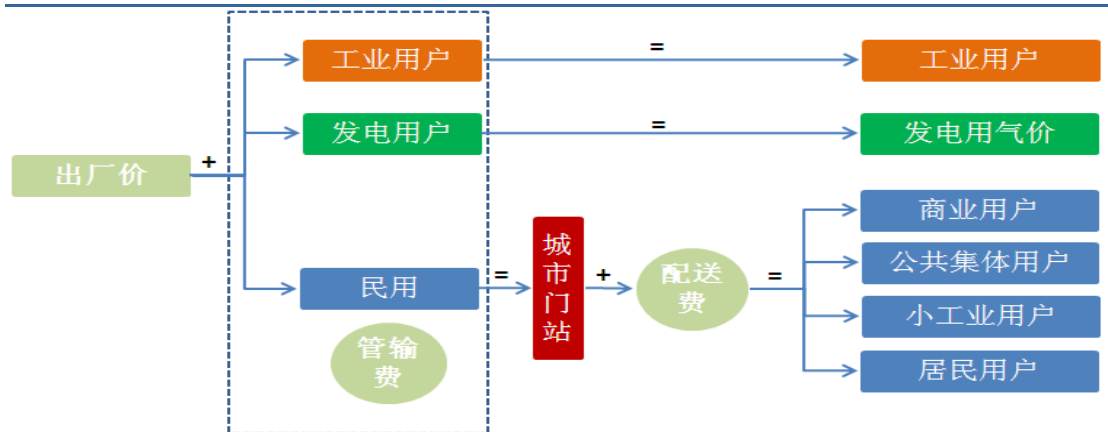
图表 18 现行管道天然气顺价机制结构



资料来源：华创证券

西气东输管线运营后，定价结构也进行了相应的调整。随着管道建设的发展，建设主体多元化，新建长输天然气管道采取“新线新价，一线一价”管输费。针对气源及供气主体也多元化情况，国家改变了天然气长输管道供气的用户的价格结构：天然气出厂价实行单一价格，不再采取结构价形式；管输费则根据用户的用气特征，如稳定性、可靠性、用气量、服务需求、行业特点及用户的承受能力，实行管输结构价。参考图表 19。

图表 19 西气东输天然气价格结构



资料来源：华创证券

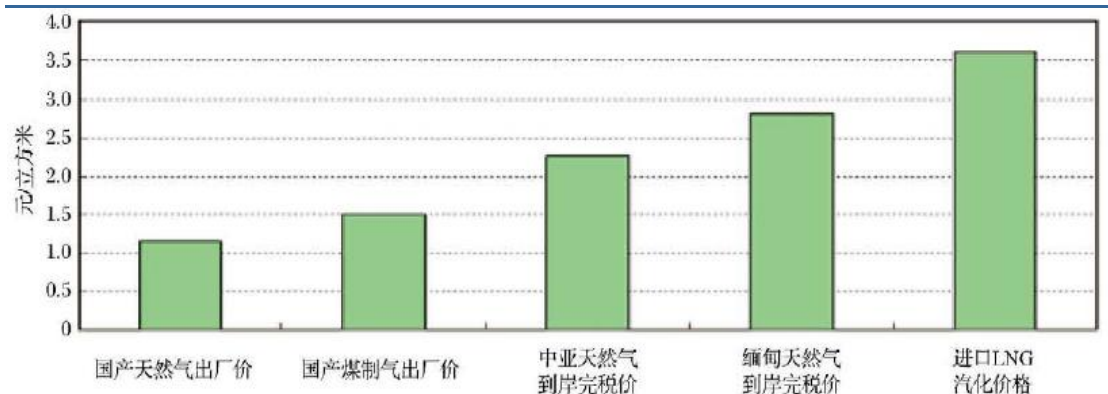
政府管理的天然气定价面临挑战，市场化定价呼声越来越大。目前“成本加合理利润”的天然气定价原则，随着气源、供应主体多元化，管道网络化，使得成本核算的技术难度加大，几乎不可能完成准确核算。天然气定价调整也都演变成生产企业和政府价格主管部门相互博弈。这种定价方法缺乏灵活性，不能及时反映能源及替代能源价格的供需及生产成本的变化。顺价机制转向净回值定价的市场呼声越来越大。净回值定价方法是，市场中心门站价将天然气与燃料油、LPG（液化石油气）等替代能源挂钩，再以该门站价格减去管输费用倒推出各省门站价格，得出出厂价和进口价。这也是国际比较通行的管道天然气市场化定价方法。发改委在两广地区推行净回值定价试点。

2、逐步推行的市场化定价会推高气价并提高开采经济性

我国国产天然气（煤层气）价格偏低，和替代能源相比定价也偏低，没有凸显天然气的清洁性及稀缺性。价格提升将会改善上游资本回报率，提高开采经济性。

天然气政府定价导致上游资本回报率过低的状态。我国在建设项目经济评价时，规定上游气田采用的财务内部收益率通常是 12%，长输管道投资项目财务内部收益率通常为 12%，城市配气项目财务内收益率通常为 6%-8%。与国外的投资收益监管原则和油气公司的实际资本回报率（20%—40%）相比，上游资本回报率显然过低。

图表 20 中国天然气主要气源价格差异

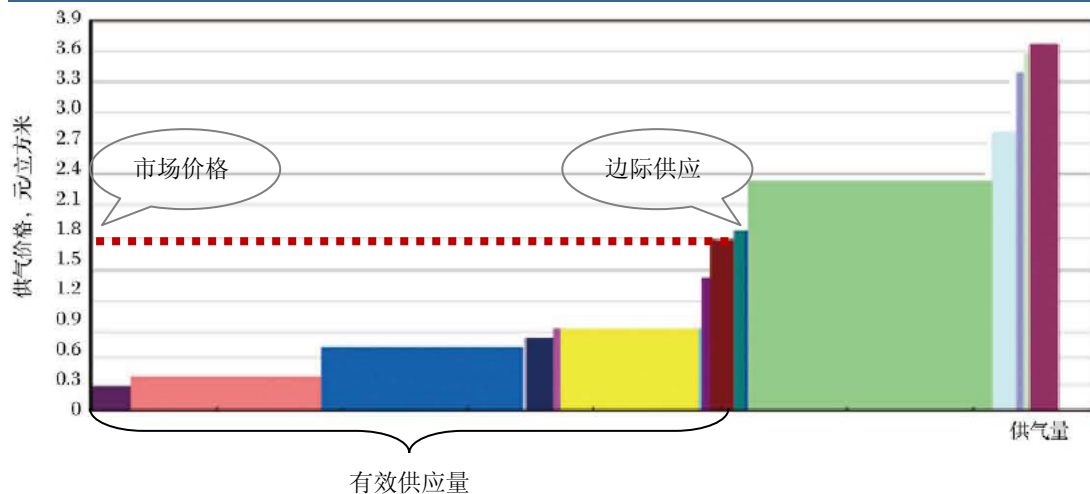


资料来源：中国天然气困局，华创证券

国内天然气价格远低于其它不同气源。国产天然气价格远低于进口管道天然气价格，跟进口 LNG 气化后价格比就更低。西气东输二线接通广东地区，这种价差矛盾更加凸显。参考图表 20。从这个角度看，未来价格提升的空间较大。

国产天然气出厂价偏低，客观上会降低开采的经济性，导致国内有效供给不足。开成成本高于市场价格的气源就会退出市场。

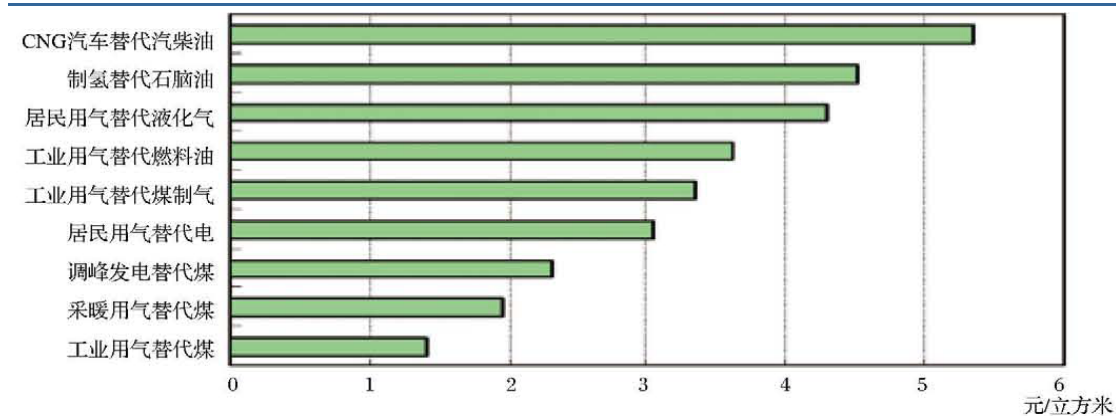
图表 21 中国天然气主要气源供应量及价格



资料来源：中国天然气困局，华创证券

从替代能源角度对比，天然气价格可提升的空间也较大。用户采用天然气替代原有能源，为了获取相同的热量，用户可能支出的最大价格均远高于天然气价格，参考图表 22。只要天然气价格不超过客户的最大承受能力，竞争优势就一直存在，同时价格上升的巨大空间也就一直存在。

图表 22 主要用户气价承受能力对比



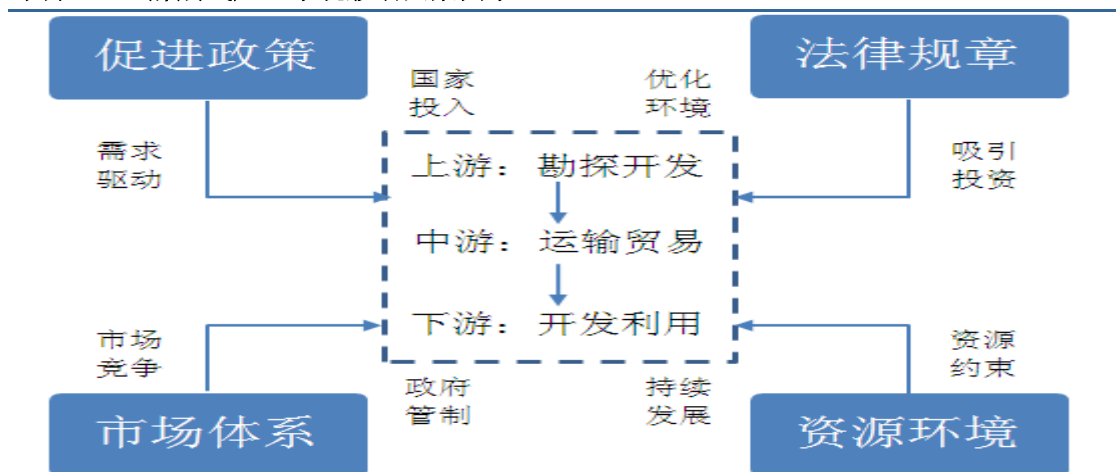
资料来源：中国天然气困局，华创证券

(四) 煤层气行业发展软硬件环境在完善中

1、行业发展归因：一个国外总结

影响煤层气开发因素。煤层气开发首要推动力是基于煤矿安全生产和环境压力，其次是作为优质能源可以起替代能源作用。所以，在行业发展初期没有经济利益，政策推动作用很关键，政府往往通过税收、补贴等措施提高煤层气开采竞争力，同时投入大量的资金推动关键技术的研发。行业加速发展的原因离不开市场体系的完善，价格市场化、市场准入门槛降低等。市场需求旺盛也是行业加速发展的重要原因。

图表 23 煤层气产业系统影响因素图示



资料来源：华创证券整理

国外成功经验。我们列举了美国、加拿大、澳大利亚等国家煤层气发展的历史以及做法，其主要的经验有：

（1）资源环境：丰富的煤层气资源是煤层气开发和产业发展的前提和基础。矿山安全、环保压力重视开发利用煤层气的重要起因和外部环境。

（2）法律法规：完善的法律体系是煤层产业发展的重要保障，可优化投资环境吸引投资。例如各国都有简单明确、操作性强的煤层气资源管理制度，有些还对下游的利用制定了要求。

图表 24 资源及法律法规

	美国	加拿大	澳大利亚
资源（万亿方）	21.2	17.9~76	8~14
法律法规	《联邦矿山安全与健康法》 《能源意外获利法》1980 《1992 年能源政策法案》	《石油资源法》 《煤层气法案》	《1989 年的矿产资源法》 《1923 年的石油法》修订
鼓励政策	税收优惠、财政补贴。 政府 1983-1995 年投 4 亿 美元研究资金和试验费用	发布天然气供求预警报 告，提出发展非常规天 然气能源的指导意见	煤层气作为副产品发电免交矿区使用费 先采气，煤层气含量小于 3m³/吨 昆士兰州要求天然气发电占比 13%
管道系统	天然气管道完善 第三方准入	天然气管道完善 第三方准入	管道私有化
定价机制	竞争性定价	竞争性定价	

资料来源：华创证券

（3）政策激励：煤层气开发具有良好的社会、经济意义，政府应当重视和扶持，这在煤层气产业发展初期尤为关键。国家投入资金促进研发先进适用技术，是促进煤层气开发的重要保障。不同国家，地质规律不同，因而要探索合适的煤层气勘探开采技术，这一点澳大利亚特别突出。美国政府在煤层气发展初期投入巨额资金进行研发，推行税收优惠及财政补贴；澳大利亚强制要求先采气后采煤，煤层气含量降至 3m³/吨以下才可采煤，强制推行煤层气发电；德国对利用煤层气发电进行补贴等等。

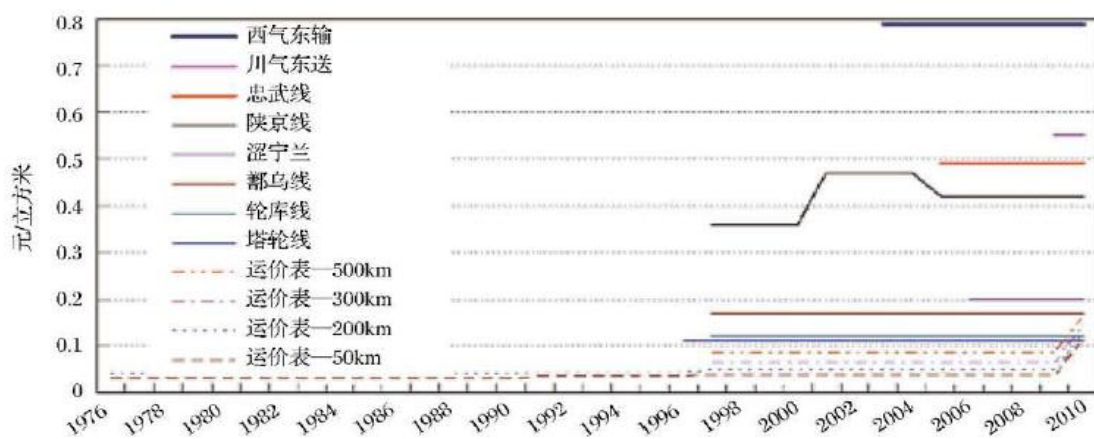
（4）市场体系：巨大的市场需求和完善的体系是煤层气产业快速发展重要驱动力。例如加拿大天然气出现缺口，价格上升，直接促进煤层气产业加速发展。完善的天然气管网及其开放使用的管理和运行机制是煤层气产业快速发展的基础条件。例如，美国实行管道输送第三方准入，澳大利亚管道私有化促进管道投资大幅增加。煤层气产业的发展必须有完善的管网系统和畅通规范的销售渠道。价格机制市场化也是煤层气加快发展的基础。

2、国内管道干线成型，运营制度在不断完善

管道干线成型并将快速发展。除了已有的运输管网，“十二五”期间，我国将形成“西气东输、北气南下、海气登陆、就近外供”的供应格局。到 2020 年，全国天然气干线管道总里程超过 6 万公里；将形成全国一张网，管道将覆盖全国 31 个省份，95% 以上的地级市均通上天然气。

运营制度在完善之中。(1) 管输费形成机制需完善。政府主管部门对管道输送价格进行管制。老的天然气管道费实行按照原来的价格，新建长输天然气管道采取“新线新价，一线一价”管输费。在管道逐渐形成网络的情况下，原有的这种一个气源对应一个市场的定价方式面临很大的技术难度。政府正在就此问题进行论证改变，扫除阻碍天然气（煤层气）市场网络形成的障碍。

图表 25 中国天然气管输费演变历史



资料来源：中国天然气困局，华创证券

(2) 煤层气进入市场的方式需统一。随着我国长距离输气管道的建设，天然气市场由区域性市场向全国性市场发展，出现了两种天然气销售模式：一种是捆绑式销售，天然气管道公司集天然气购、输、销于一体，从管道起点以天然气出厂价买进天然气输给下游客户，向用户收取天然气商品费和输送费；另一种是管道公司只作为管道服务商向下游提供输气服务，用户按天然气出厂价和管道费分别向天然气生产公司和管道公司支付。这两种销售模式并存，本身也说明了统一的市场还没有形成。也不利于煤层气进入市场到达消费者手中。

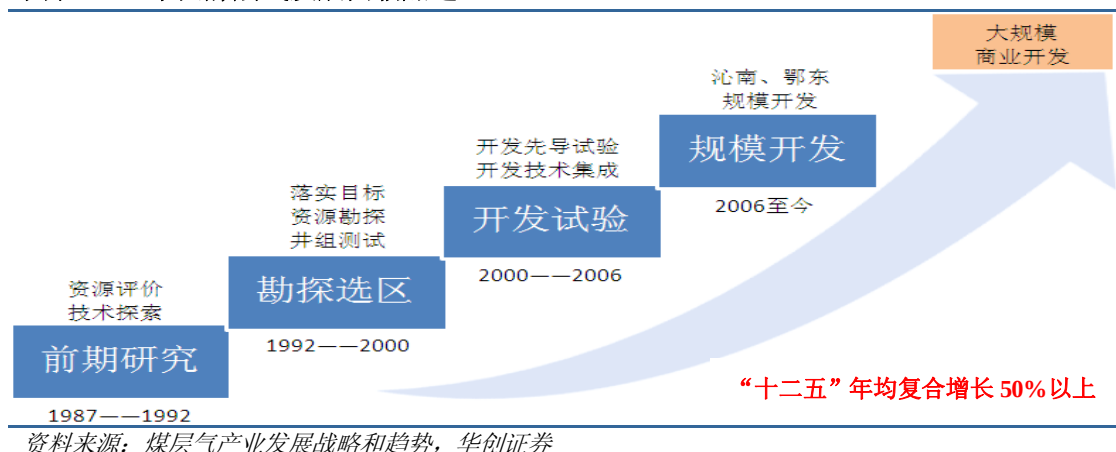
(五) 煤层气行业“十二五”将获得快速发展

“十二五”煤层气产业将进入大规模商业开发阶段，产量年均复合增速 50% 左右。2007 年后政府出台了煤层气开发补贴政策，极大地调动了相关企业投资煤层气产业的积极性，促进了煤层气进入规模化开发阶段。近年国内天然气市场的快速发展，天然气基础管网更加成熟，市场体系逐步完善，将给煤层气加速发展打下基础。

近年全国煤层气开发井由不足百口增加到 5240 余口（含水平井约 100 口），建成煤层气产能约 30 亿 m^3 /年，年产气量超过 15 亿 m^3 。形成沁南、鄂东 2 大煤层气区为重点的产业格局。

“十二五”末全国地面钻井开发的煤层气产量可以达到 100-200 亿 m^3 以上，年均复合增长率 50% 以上。

图表 26 中国煤层气发展面临加速



三、煤层气产业链投资机会集中于上游

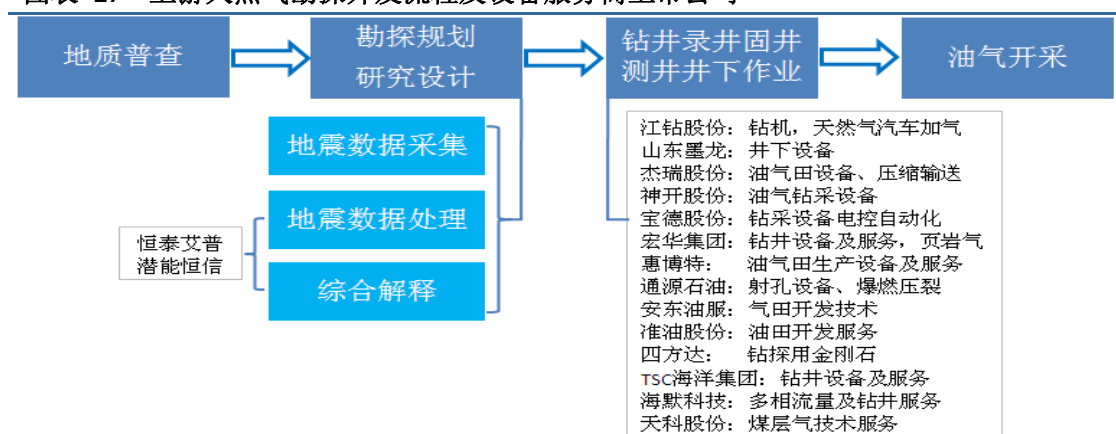
煤层气与天然气产业链都包括上游资源及勘探开发，中游运输、存储等环节，下游输配和分销环节。相比天然气，煤层气发展规模依然很小，其快速发展需要首先加大勘探开发力度，与此相关的投资必然会加大。中短期，行业内勘探开发的投资会先行加速，利好相关技术、设备供应商。长期来看，受益能源价格的逐步抬升，拥有资源者为王。

（一）产业链与天然气的类似

煤层气主要成分与天然气类似，他们的下游用途几乎可完全互相替代。所以煤层气产业链和天然气产业链基本一致，除了上游勘探开的技术要求不同。产业链按照上下游分为三部分：上游资源及勘探开发；中游运输、存储等环节；下游输配和分销环节。

上游资源及勘探开发。煤层气的勘探开采领域，由国务院指定公司专营；目前煤层气资源主要集中在中石油、中石化、中海油、晋煤集团及其他煤炭公司手中。其中中石油占绝对优势。由于煤层气与常规天然气地质条件不同，适用的勘探开采技术有所不同。勘探开发流程主要包括：地质普查、勘探规划、钻井固井完井、油气开采等环节。

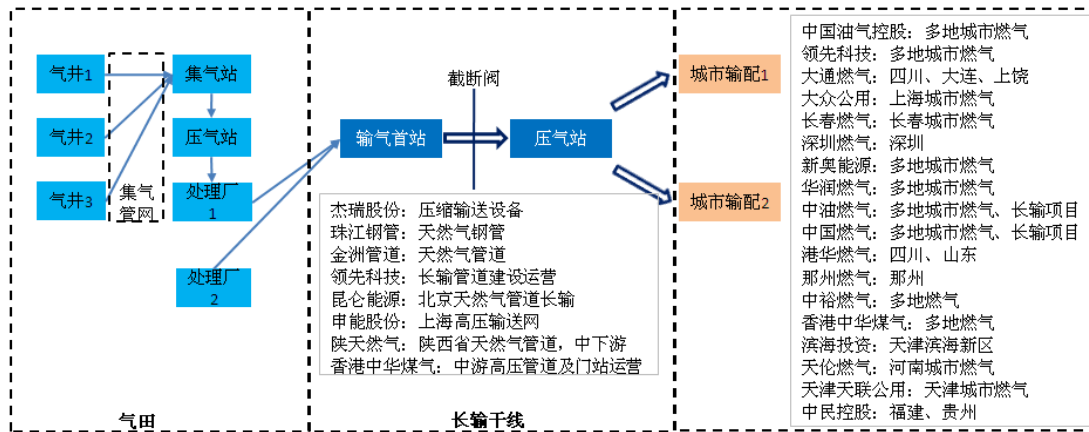
图表 27 上游天然气勘探开发流程及设备服务商上市公司



中游运输、存储等环节。天然气运输主要长输管线运输和 LNG 运输。下游主要是城市输配和分销环节。

管线运输及分销。经过气田内收集处理天然气依次经过首站加压进入干线管道，再经过中间压力站输送至直供电厂、工业用户和城市输配站；再由城市输配站分销工居民、商业、小工业、集体用户。长输管线主要由中石油、中石化、中海油垄断运营。城市输配由地方政府管制。

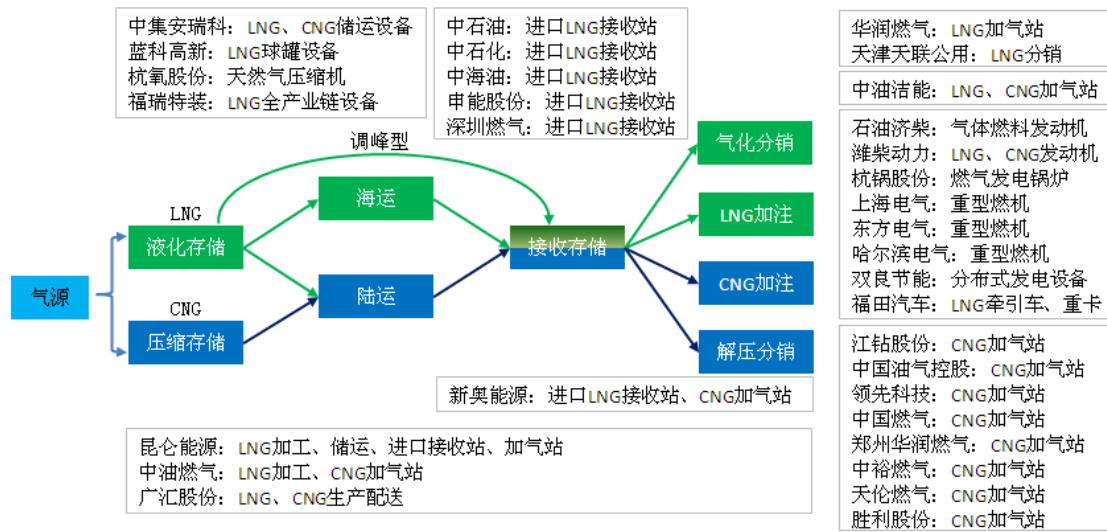
图表 28 管网产业链及运营和设备提供商上市公司



资料来源：华创证券

LNG、CNG 运输。CNG 是压缩天然气，一般用于中短距离，体积压缩为 1/200。LNG 是管道运输之外中长距离运输方式，主要用于海上运输，天然气以液态形式存在，体积仅为气态时的 1/600，相同条件下比管道投资规模小，方便可靠，易于运输变化，比 CNG 存储效率高，所需钢瓶少，重量轻，行程距离更远，但需要真空隔热，保存时间没有 CNG 长。

图表 29 LNG、CNG 产业链及运营和设备供应商上市公司

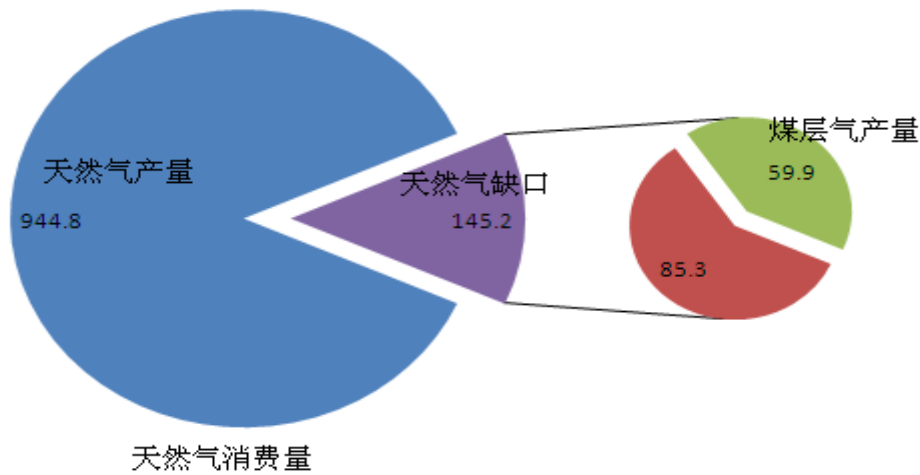


资料来源：华创证券

(二) 投资机会在上游资源及勘探开采服务设备商

相比天然气，煤层气发展规模依然较小。未来煤层气进入大规模商业开发阶段，但是相对常规天然气来说规模还是非常小。目前建成地面抽采产能 30 亿 m^3 ，2010 年产量 15 亿 m^3 ，井下地面煤层气产量合计 85 亿 m^3 ，而同期天然气的产量为 980 亿 m^3 ，煤层气占天然气产量 9%。参考图表 30。“十二五”末煤层气地面抽采产量可达 100-200 亿 m^3 ，2015 年天然气产量将达 1600 亿 m^3 ，煤层气为天然气的 10%左右。因此，煤层气开发加速发展，对中下游产业链的撬动作用不会很明显；对有煤层气资源、提供煤层气特有勘探开采技术服务和设备的相关公司贡献最大。

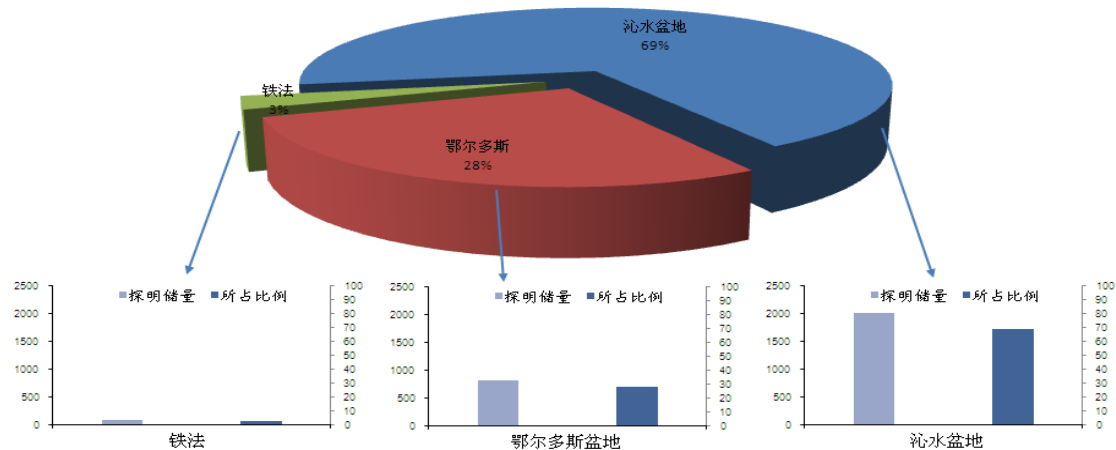
图表 30 2010 年天然产、煤层气产量对比



资料来源：华创证券

增加产量规模，行业内勘探开发需要先行。提高煤层气在天然气中占比，需要加大勘探开发力度。2010 年，我国新增探明储量近 1121.55 亿 m^3 ，到 2010 年底为止，我国已累计探明煤层气储量 2902.75 亿 m^3 ，探明率不足 1%。目前探明储量主要集中于沁水盆地南部和鄂尔多斯盆地东南部。参考图表 31，其他地方的勘探活动有待加速。

图表 31 2010 年煤层气探明储量分布



资料来源：华创证券

与美国等商业化开采国家相比，我国煤层气勘探开发存在探明率低和采气速率低两个主要问题。参见图表 32。

图表 32 煤层气行业主要数据对比

国家	开发井 (个)	资源量 (万亿 m^3)	可采储量 (亿 m^3)	产量 (亿 m^3)	单井日产 (m^3)	采气速率 (%)	探明率 (%)
美国	38000	32.2	25000	542	3900	5	11.8
澳大利亚	5200	14.0	2300	50.2	2300	2.2	5.9
加拿大	9900	22.7	490	84	2200	17.5	18.5
中国（已投产）	3200	36.8	1439	13.6（直井）	1100	0.9	0.76

资料来源：赵庆波 2011

勘探开发投入方面加大，为未来商业化开发提供资源基础。目前煤层气勘探开发探明率低和出气率低是发展中问题的所在，也是上游勘探开发环节相关技术设备的机会所在。同时为了解决气井钻探完成后，出气速率低单井产量低导致的投资回收周期长的问题，在钻井、增产技术设备方面的投入相应也会先行。解决产量问题有待突破的技术包括多分支水平地质跟踪、定向设备、强磁引导、注 N₂、CO₂ 煤层压力、连续油管压裂；解决产量问题有待突破的设备包括空气钻井设备、压裂设备（液氮压裂车）、随钻定向设备、连续油管设备等。

图表 33 目前行业相关公司钻井活动情况

	钻井	探井 (个)	投产井 (个)	日产气 (万 m ³)	单井日产 (m ³)	产量比例
中石油	1203+94 水平井	505	868	84	1000-55000	19.60%
中联煤	400+2 水平井	155	350	38	2000-5000	8.90%
格瑞克	60+1 水平井	18	53	5	500-3000	1.20%
中石化	30+1 水平井	30			1600-2500	
晋煤、阳煤、潞煤	2500+2 水平井	46	1450	250	1500-10000	58.40%
中煤地质局	25	25				
阜新、铁法、抚顺、沈北	73	24	36	11	2000-16000	2.60%
联合国开发署	12	12				
亚美、焦作等*	84+38 水平井	55	60	21	5000-100000	4.90%
其他	189+8 水平井	160		19	900-2000	4.40%
合计	4576+146 水平井	1030	2817	428		100%

资料来源：吴建光 2011（*全部为亚美、焦作、美中能源、奥瑞安、富地、远东、寺河）

勘探技术设备相关的公司将从中受益。勘探投入的加大，必将使得相关公司收益。这包括两类公司，第一是地震数据处理解释的公司恒泰艾普、潜能恒信。第二是钻井设备和服务的公司，主要有江钻股份、山东墨龙、杰瑞股份、宝德股份、宏华集团、惠博特、通辽石油、安东油服、准油股份、四方达、海默科技、天科股份。参考图表 27。对于这些公司的研究分析，此前和未来将分布于我们新能源、机械、化工等行业公司的研究中。

长期来看，受益能源价格的逐步抬升，拥有资源者为王。目前煤层气资源跑马圈地已经完成，资源主要集中在中石油、中石化、中联煤、晋煤集团（沁水蓝焰）手中，参考图表 34。需要说明的是，当前对于煤层气的矿权界定还在争论中，我们相信未来会有更多的公司拥有资源，尤其是大的煤炭企业将优先拥有煤层气矿权。

图表 34 重点煤层气开发主体

	主要区块	资源量 (万亿 m ³)	可采资源 量 (亿 m ³)	探明储量 (亿 m ³)	2010 产量 (亿 m ³)	2015 规划 (亿 m ³)
中石油	准格尔盆地、鄂尔多斯盆地、沁水盆地、黔桂盆地	16.48		1879	5（产能 13）	45
中石化	9 个重点	11.26	3.75		2012 年规模生产	25
中联煤层气	鄂尔多斯盆地、沁水盆地、黔桂盆地、江汉盆地等	2.3		490	2.5（2011 产能 11.7，2015 规划 40）	30
沁水蓝焰	沁水盆地				15.73（地面 9.08）	100
河南煤层气	河南，已有抽采井 42 口	1			0.3	中长期 15

资料来源：华创证券

煤层气资源和利用上市公司值得长期关注。主要包括两类公司，（1）资源开发：中石油、中石化、中海油、西山煤电、准油股份、天科股份、中国煤层气、中裕燃气、环能国际、中国油气控股；（2）煤层气运用：兰花科创。

图表 35 资源及利用相关上市公司

	主要区块资源量	探明储量 (亿 m ³)	2010 年产量 (亿 m ³)	2015 年规划 (亿 m ³)
中国石油	24 个, 2.4 万 km ² , 主要准格尔盆地、鄂尔多斯盆地、沁水盆地、黔桂盆地等, 资源量 16.48 万亿 m ³	1879	5 (产能 13)	45
中海油	持有中联煤层气 50%, 直接获得 25 个区块, 资源量 2.3 万亿 m ³	490	2.5	30 (40 产能)
中国石化	9 个重点矿区, 资源量 11.26 万亿 m ³ , 可采储量 3.75 亿 m ³			25 (2012 年规模生产)
西山煤电	与沁水蓝焰合作开发西山煤田, 资源 794 亿 m ³ , 计划 2011 年底 1 千万 m ³ 产能			
准油股份	正申请新疆拜城和库车地区的煤层气勘探权。			
港股				
中国煤层气	河南煌龙新能源发展有限公司, 河南平顶山矿区, 埋藏深含气量高 (10m ³ /吨), 煤层厚度薄, 渗透率低	522	初步阶段	长远计划 800 个井口
中裕燃气	焦作、郑州和平顶山市拥有煤层勘探和开发的项目。2008 年末已在焦作市完成 33 个垂直井钻探, 个井口产量效果不好			
环能国际	与中石油合作开发新疆的准噶尔盆地的硫磺沟煤层气区块, 环能国际占股 47%。			长远 900 个煤层气井和 496 个页岩气井
中国油气控股	项目处于鄂尔多斯盆地的三交区块, 与中石油合作, 公司占项目产量的 70%。资源量 435 亿 m ³		目前产能 1.3	未来 3 年 10 亿
资源利用				
兰花科创	煤层气发电。兰花大宁电厂, 国内单机容量最大煤层气发电企业			
天科股份	煤层气技术。PSA 分离提纯, 开发低浓度煤层气发电技术			

资料来源: 华创证券

特别说明: 与传统的煤炭、石油、天然气相比, 煤层气是一个相对比较新的能源。纵比, 最近数年, 我国煤层气行业确实有发展, 我们相信, 未来还会有更快发展。横比, 行业发展的相对规模、投入、技术、法律法规等都还处于成长初期。恰如此, 我国煤层气行业快速发展可期, 由此带来的投资机会也多。本报告只就煤层气行业运行状况做了一个介绍, 并未分析跟踪具体的投资标的。我们还将跟踪研究, 具体的投资标的此前和今后分布于我们新能源、化工、机械的行业公司研究中, 敬请关注。我们择机也会做一个更加全面深刻的总结。

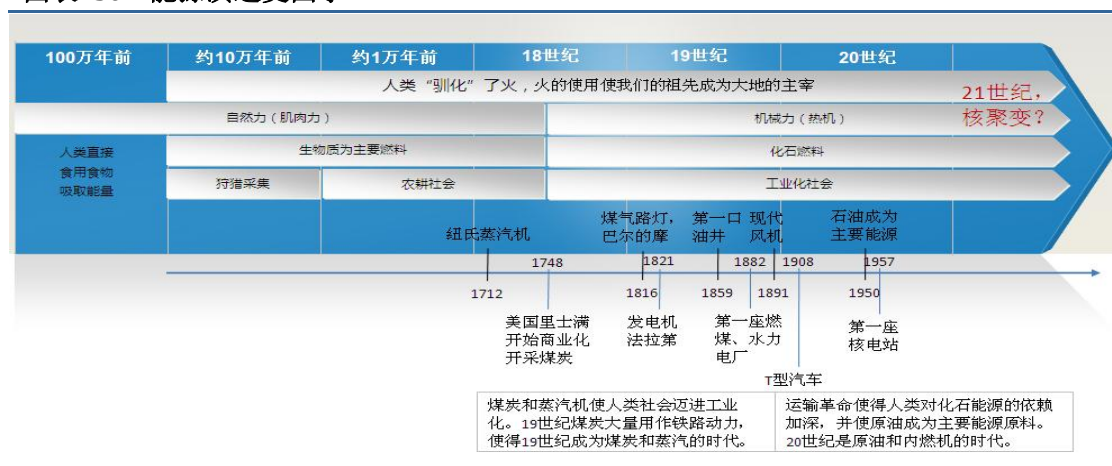
附录：能源发展历史以及主要国家煤层气发展状况

（一）能源发展历史演进

人类支配生物圈改造世界并改变自己生活方式的发展史就是利用能源的历史。人类发展的瓶颈也是对于“力量”应用的瓶颈，能量密度更高的燃料的发现、转换效率更高的利用方法帮助人类突破这一限制；不过现代还多了政治、社会环境压力的作用。

总体而言能源演进分为两大阶段。参考图表 36。在 18 世纪之前，人类主要依赖“肌肉力+生物质”，少量运用风力与水力；人类社会主要依赖聚集大量的人、动物的力量在进行社会活动。18 世纪中叶，煤炭与蒸汽机的使用时的人类进入使用“机械力+化石能源”的时代，这是人类历史上的第三次飞跃。前两次分别是旧石器时代火与烹煮的使用以及新石器时代农耕的生活方式。内燃机的发明与电力的使用使得能源由煤炭走向多元化，石油在交通运输中取代了煤。随着对能源安全与地缘政治的担忧、环境保护认识的深化，各国积极推进能源结构调整。煤炭、石油的比重下降，可再生能源和核能比重上升。

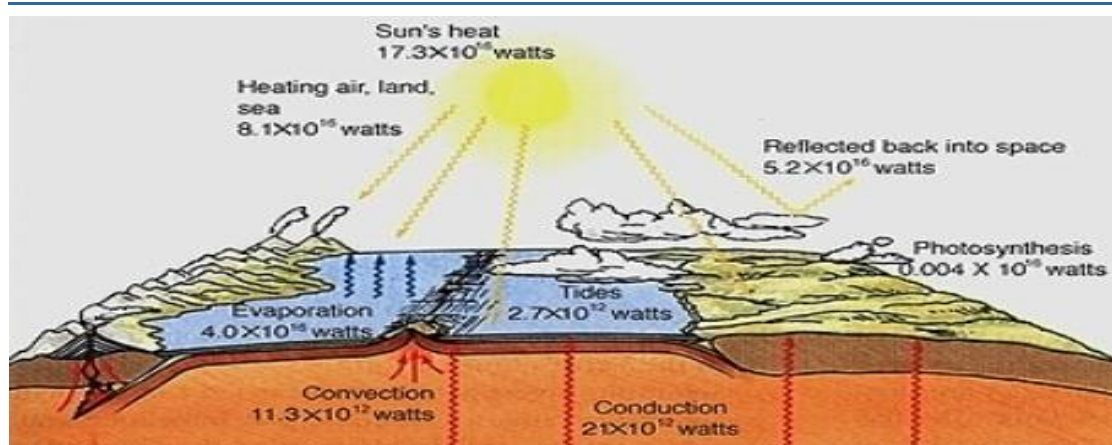
图表 36 能源演进史图示



资料来源：华创证券

地球上依赖的能源有 3 个来源：第一种太阳的照射，第二种地球内部热能、岩浆和气体的涌出，第三种是地球与其他星球之间的万有引力所产生。人类将不太需要的能量形式转换成更加需要的能量形式，例如将植物转化成肉类，将木材转化成热量，将化石能源转化成电。人类历史上，发展了各种方式去拓展使用能源的能力。

图表 37 地球可利用能量来源



资料来源：互联网，华创证券

1、工业革命之前人类主要依赖生物质能和肌肉力量——太阳的恩赐

火与烹煮以及捕猎采集使人类实现了本质飞跃。100 万年前，东非的原始人还不会使用火，只能通过所吃的食物吸取能量，估计每日消耗的能量 2000 卡路里。大约 10 万年前，欧洲的猎人每日消耗的能量大约是原始人的 2.5 倍，因为他们有更好的方式去获取食物——用火烹饪食物和捕猎。捕猎采集者充分利用阳光的方法获得成功，人类因而得以从我们的发源地非洲出发，跨过欧亚大陆，行进至澳洲和美洲。学会利用火来烹饪食物，是人类获得的最大优势，烹煮赋予人类食物高热量。火的使用使我们的祖先成为动物界和植物界的王者，成为整个大地的主宰，而这种权力是此前的动物无法拥有的。

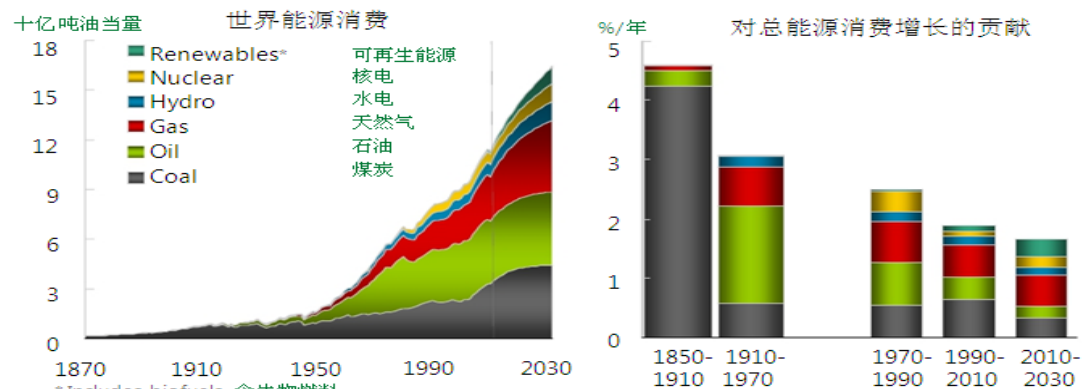
耕种提高人类利用太阳能的效率。大约 1 万年前，人类社会进入农耕社会，或许由于气候变暖传统的食物获取方式遭到淘汰，或许是人口压力迫使人类转向耕种。与捕猎和采集相比，耕种可以更有效地利用太阳能，因为耕种能提供更多的食物，可以养活更多的婴儿，可以不用到处迁徙而消耗掉身体中的糖和脂肪。

东西半球交流使人类进一步利用太阳能。公元前后几百年，大多数人已成为借助驯化过的动植物来获取太阳能的社会成员，形成九大农业中心，但受限于气候差异、地理距离和地形阻隔，没有任何人类部落能够获得耕种的所有优势。若要充分利用太阳能，以维持持续增长的人口所需，需要这九大耕种中心共享创新的耕种技术。航海和造船技术发展，更具冒险精神的葡萄牙人和西班牙人作为先驱，使得九大农业区的动植物耕种技术共享得以实现。

2、煤炭的发现、热机的发明开启化石燃料文明——最伟大的浓缩专家：时间

蒸汽机成就煤炭于 19 世纪后 1/4 阶段取代木材成为主要能源，直到今天依然是重要的能源成员。内燃机和电力使能源由煤炭转向多元化，20 世纪下半叶石油在交通运输中取代了煤。

图表 38 煤炭和石油先后产生巨大贡献



资料来源：BP，华创证券

18 世纪，人类使用太阳能的能力（指肌力）在此遇到瓶颈。即便是集中百万奴隶的力量，将西印度群岛或巴西生产的蔗糖运回欧洲，其速度也比不上帆船；即使用百万罗马人来集体制造蜡烛，也无法生产出足以满足竞技场夜间表演的灯光需求的无数根蜡烛。

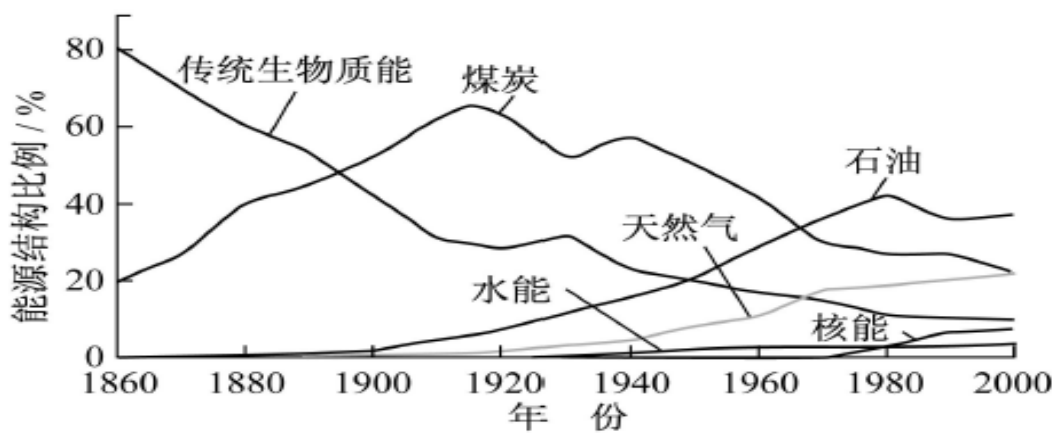
各地都出现森林资源短缺。以英国为例，1500-1630 年间，英国木材价格猛涨 7 倍，速度比通货膨胀还快了许多，1608 年该国树木普查数据显示，当时七大森林合计拥有 23 万棵树，到了 1783 年骤减至 5 万棵树；再者木炭并不适合拿来去做所有或者大部分的人类希望发动机来完成的工作。同时风力和水力也都不是利用太阳能的最有效方法，因为水力和风力并非随时可用。

人类需要能量密度更大的燃料，使用效率更高的方式。18 世纪之前，当时较强盛的国家已经开始试图从生物质转向采用煤炭作为主要能源。但都失败了。一次是中国宋朝在 11 世纪

初，开始使用中国北部与西北部丰富的煤炭资源。另外一次是 17 世纪初，荷兰开始使用泥炭。荷兰成为第一个主要以化石燃料作为动力的社会。但荷兰和中国一样没能创造出更有效率的利用方式，同时泥炭的能量密度也不足够大，他们为化石文明铺路，但却无法延续下去。

蒸汽机的发明使得英国的煤炭工业加速发展，并迈向工业化，开创人类化石能源新纪元。英格兰的煤炭储量丰富，但浅层的煤炭很快就耗尽。到 1700 年，矿井深度已达 200 英尺（约 61 米），此时采矿过程中遇到沼气和渗水（雨水积水）难题，当时的技术无法克服。1712 年纽科曼在井口架设蒸汽机来排水，这使矿井深度可以达到从前的两倍，1700 年英国生产 270 万吨的煤炭，到了 1815 年，煤炭产量达到 2300 万吨。蒸汽机迅速风靡全球。蒸汽机是一部可以提供大量动力的机器，这种力量并非来自肌肉力量、水力或风力，这是一种全新的自然力。蒸汽机的发明打开了一扇人类使用高度浓缩的太阳能——煤炭、石油和天然气——的门户，人类摆脱了自然界能量流动的限制，进入使用机械力的新纪元。

图表 39 蒸汽机促使 19 世纪煤炭取代木材



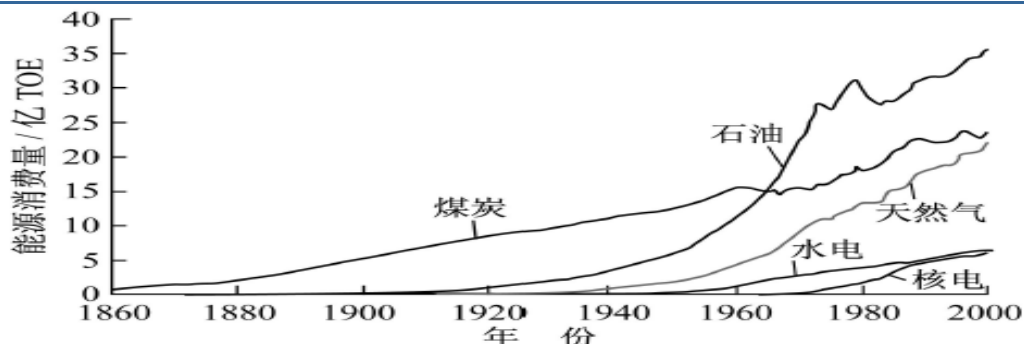
资料来源：《对中国能源问题的思考》，华创证券

城市照明拉动新一波化石能源——石油——的利用，虽然最终电力独霸照明。早在 17 世纪伦敦出现了路灯，到了 1736 年伦敦城区每年可以享受 4000 小时的路灯照明，跻身于灯火通明的欧洲大都会之列。当时的蜡烛一般是由动物的脂肪制成，尤其是抹香鲸的质量最好。18 世纪 90 年代，捕鲸人全面入侵全世界海洋，只花了半个多世纪就将太平洋海域的多种鲸鱼不杀殆尽。面对这样的困境，人类有两个选择，一是保护，二是寻找抹香鲸脂的替代品，但这得依靠人类向古老的地质年代“石炭纪”进行新一波的掠夺。

煤气取代鲸脂照明，但又被煤油取代。18 世纪 90 年代，瓦特和博尔顿的合伙人威廉·默多克已经发现在真空中焦化煤炭来制造煤气，以及如何储存煤气，并利用管道来输送它。到了 19 世纪中叶，煤气取代鲸脂油灯，为城市的公共与私人场所提供照明。但煤气不是最理想的燃料，因为储存与运输煤气既麻烦，成本又高，而且煤气有毒，还有爆炸危险。1853 年，加拿大化学家亚伯拉哈·季斯纳发现了从石油蒸馏出煤油的方法，后来证明在许多情况下，煤油都是更好的选择。那么是否有足够的煤油来满足急切的需求？1859 年，德瑞克在宾夕法尼亚州泰特斯维尔的石油溪寻觅石油，用小型蒸汽机为动力的钻探机来钻探，8 月 29 日，他在 71 英尺（约 21.6 米）深的地方发现石油，为美国 and 全球拉开了第一波石油热的序幕，在石油狂潮于 1879 年结束前，煤油灯到处可见，美国捕鲸业逐渐衰落。

内燃机和电力的发展，促使能源由煤走向能源多元化，石油在交通运输中取代了煤，煤炭的主要用途转变为发电。内燃机推动的运输革命使得 20 世纪成为石油的时代。

图表 40 内燃机推动的运输革命使得石油超越煤炭成为主要能源



资料来源：《对中国能源问题的思考》，华创证券

1876 年德国人奥托发明了第一部实际可用的内燃机。到 1900 年在世界各地的机房、制造厂、抽水站和马路上，大约有 10 万台奥托发动机和不计其数的类似装置在运行。在其他类型的内燃机中，最有名的当属柴油机（另一名德国人鲁道夫·迪赛尔发明），他以未提炼过的石油为燃料，能够更有效率的运转。

化油器的发明推动汽油成为汽车的主要燃料。奥托的合伙人卡尔·奔驰、戈特利布·戴勒姆与迈巴赫发明了能够有效混合汽油与空气的化油器，在此之前汽油是一种蒸馏过的危险的可燃油料，早先被视为是制造煤油所产生的副产品，通常弃之不用。

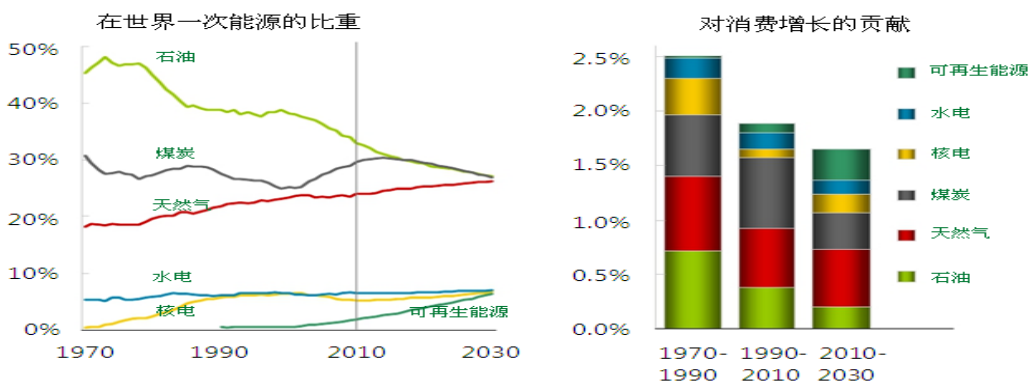
汽车规模化生产并普及使得石油需求激增，最终超越煤炭。1908 年，最早的 T 型福特汽车问世——有名“便宜小汽车”——并实现规模化快速生产，成为适合个人和家庭的廉价交通工具。1925 年，一辆 T 型车售价为 260 元，从中产阶级到福特公司工作的员工都能买得起，到 1928 年 T 型车停产之前，共生产了 1600 万台。汽车工业发展让富国的汽车数量与日俱增，也让穷国拥有越来越多的汽车。各种交通工具燃烧化石燃料（通常是汽油），因此，化石燃料的需求量激增。

19 世纪中叶，电磁学和发电机的发展煤炭利用转向发电领域。因为电最大的特点是便于运输，只要架上电缆就可以到达任何地方，而不需要将笨重的蒸汽机搬完需求所在之处。20 世纪初人类进入电气化时代，并拓展了能源转化利用的形式。城市照明是电气化过程中最为壮观的进展，电力取代其他燃料。1882 年爱迪生在纽约市珍珠街创办第一家发电厂，专为私人供电，最初为 85 家客户服务，点亮 400 盏电灯，原本作为照明和取暖双重能源的煤气则逐渐降级为只用于取暖的能源。

3、近代能源结构调整——清洁能源和可再生能源比重增加

随着人类对于能源安全与地缘政治的担忧加剧、环境保护的认识加深，各国进一步推动能源结构调整。石油和煤炭的使用比例有所下降，天然气、核电和可再生能源比重上升。参考图表 41。

图表 41 近代能源结构变化



资料来源：互联网，华创证券

天然气虽然早已被人类所利用，未来有望于煤炭并驾齐驱。天然气工业始于人造气照明。西方在从液体和固体烃中提取富能蒸气已有几百年的历史。1670 年，约克郡的克莱顿就从煤炭中成功地分馏出了可燃气体。英国在 17 世纪末出现了以商业销售为目的的人造气。

人造气统治城市照明的时代很短暂。1851 年，宾夕法尼亚州打出了第一口油井，1870 年煤油就占据了照明市场的大量份额。煤油具有无可置疑的优势，不仅造成窒息的危险性很小，而且不需事先铺设管道，燃烧的亮度也较高。1882 年，托马斯·爱迪生启动了纽约市第一台发电机，使城市居民在家里也可以用白炽灯照明。人造气在照明市场上的统治地位一夜之间土崩瓦解。世纪之交，煤气公司将市场扩展到了新的家用领域。

到了 20 世纪，天然气轻而易举地进入了能源市场，由于人造气的大量广泛应用。第二次世界大战后，天然气开始广泛应用于工业和电力领域。大的气田的发现以及冶金技术的进步，推动输气管道的建设浪潮，完善了天然气工业的产业链，将巨大的市场和气田连接起来，最终形成天然气成为和煤炭、原油并驾齐驱的局面。

能源危机之后核电加速发展。1957 年第一座核电站与宾夕法尼亚州投入运行。核电开始进入商业化运营，人类开始利用一种全新的能源——一种人类打破能源资源约束的力量，亦或者是潜入人类社会的特洛伊木马？70 年代两次能源危机促使核电快速发展。尽管出现了一些核安全事故，例如 1979 年三里岛、1986 年切尔诺贝利，产生了很大的社会反对压力，全球核电还是快速发展并超过水电的消费占比。

对环境保护与温室效应认识加深、能源稀缺性的担忧促使现代人更加注重可再生能源的开发，以期待能够找到一种长期可持续发展的路径。毕竟人类在进入 20 世纪以来所消耗的化石能源量巨大且增速加大，几乎占据了此前 1 万年人类消耗能量总量的 1/3。形成我们目前所使用化石能源的时间远远超过人类存在的时间，甚至恐龙存在的时间。或是这种依赖加速消耗能源的生活方式必须改变，也许这种生活方式本来就不是正常的生活方式？或许不久的将来又将遭遇发展瓶颈。但历史就是这样，遇到瓶颈，新的能源发现、新的技术应用、替代能源价格使得潜在能源具有经济性会出现消除瓶颈。

21 世纪会否一劳永逸的结局能源需求的困境——核聚变？

（二）美国、加拿大与澳大利亚煤层气商业化发展历史

目前，美国、加拿大和澳大利亚煤层气商业化开发比较成功。根据 IEA 估计，全球 74 个国家煤层气资源量合计可达 268 万亿 m^3 ，约占常规天然气资源量的 50%。其中，俄罗斯、美国、中国、加拿大、澳大利亚五国合计占 90%。据不完全统计全球已有 35 个国家开展了煤层气研究、勘探和开发活动。美国、加拿大、澳大利亚商业化开发较成功。

图表 42 世界主要煤层气资源分布

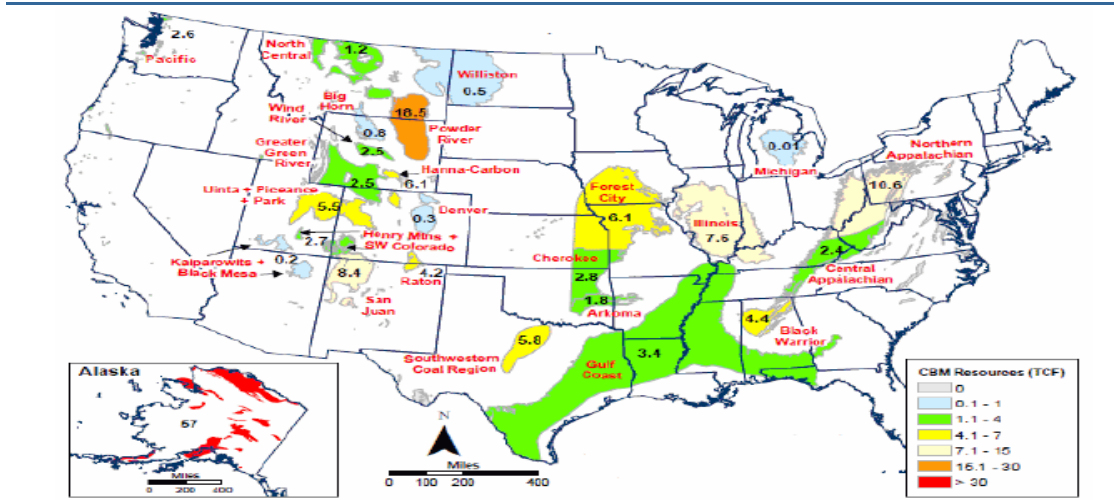
国家	煤炭资源量 ($10^{12}t$)	煤层气资源量 ($10^{12}m^3$)	国家	煤炭资源量 ($10^{12}t$)	煤层气资源量 ($10^{12}m^3$)
俄罗斯	6.5	17~113	波兰	0.16	3
加拿大	7	17.9~76	英国	0.19	2
中国	5.95	36.8	乌克兰	0.117	2
美国	3.97	21.2	哈萨克斯坦	0.17	1
澳大利亚	1.7	8~14	印度	0.16	0.8
德国	0.32	3	南非*	0.15	0.8

资料来源：IEA，有修改；中国新一轮油气资源评价，2006；（* 包括津巴布韦、博茨瓦纳）

美国是世界上煤层气商业性开发最早取得成功的国家，因为它有十分理想的煤层气储层条件和完善的天然气管道系统，并有很多机构对煤层气开发进行深入的研究和广泛开发，同时政府在煤层气产业发展初期为其提供了强有力的激励政策，特别是财政税收支持。

自 1976 年第一口商业性气井的成功投产至今，美国已形成成熟的煤层气开发理论和技术，煤层气年产量从 1980 年的不足 1 亿 m^3 ，在 10 年内迅速上升到 100 亿 m^3 。2010 年底美国煤层气年产量达 550 亿 m^3 ，约占全美天然气消费量的 8%。

图表 43 美国主要煤层气资源分布



资料来源：华创证券

美国为煤矿安全生产所迫开始探索煤矿瓦斯治理，产业发展共经历 4 个阶段。（1）从上世纪 50 年代开始探索地面开发煤层气（1953-1977）。煤层吸附成藏理论和降压产气规律逐步被人们所认识，煤层气开发理论和技术取得突破。1953 年在圣胡安盆地钻探第一口煤层气井；1977 年，第一个煤层气田进行商业性开发。（2）能源短缺迫使美国大规模开发煤层气，并在政策促进下煤层气产业化取得突破（1977-1985）。1977 年全球石油危机，促使政府开始重视非常规能源的生产以增加其国内能源供应，1980 年出台《能源意外获利法》，其中第 29 条款规定对煤层气等非常规能源进行补贴，以使开发非常规能源的企业在效益上可以同常规油气竞争。这一政策吸引了许多美国公司开展煤层气业务，煤层气钻井数增加，1985 年煤层气产量突破 3.4 亿 m^3 ，初步实现了煤层气规模化生产。（3）随后优惠税收、补贴政策促进煤层气产业加速发展（1985-1994）。1994 年煤层气产量达到 250 亿 m^3 。（4）新技术、新盆地开发行业进入稳定增长期（1996 至今）。低煤阶成藏理论和洞穴完井技术、中高煤阶低渗区羽状水平井技术的应用使得人们跳出了原先只在中煤阶区开发煤层气的圈子，开始探索在低煤阶低含气区和高煤阶低渗区开发煤层气，并获得了很大的成功。

美国煤层气优惠政策，对产业发展起到了关键作用。

煤层气产业技术支持政策。政府直接向地质调查局、天然气研究所等国家研究机构或一些大型公司的研究机构提供资金，支持煤层气基础理论研究、资源评价，技术创新与推广，以此推动煤层气产业的发展。政府在 1983-1995 年间为各个研究机构提供了 4 亿美元的研究资金和试验费用。

煤层气产业税收补贴政策。《能源意外获利法》第 29 条对煤层气等非常规能源实行税收补贴政策。在 1980-1992 年之间所钻的井，在 2002 年底以前生产的煤层气，政府给予补贴，补贴额随着产量的增加而增加且随着通货膨胀系数的变化而调整，1980-2002 年间煤层气补贴额在每立方米 0.9-4.95 美分之间，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 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，经过补贴后煤层气开发内部收益率可达到 20%，极大地

调动了煤层气生产商的积极性，促使煤层气生产商在规定期限到来之前尽可能钻最多的井以获取最大的收益。参考图表 44。

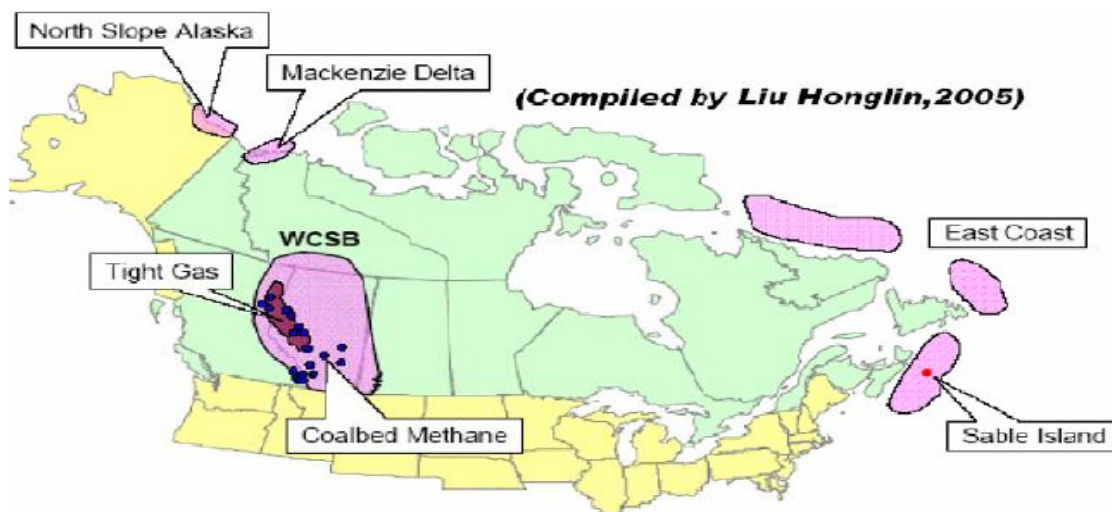
图表 44 美国煤层气产业政策与钻井数

年份	生产井数	年产量	备注
1980	几十口	<1	80 年第 29 条款生效
1985	213	3.4	
1991	4433	91	成功实现产业化
1994	6300	240	
2002	>14300	450	

资料来源：我国煤层气产业和市场机制发展战略研究报告 2011

天然气管网建设和市场开放政策。美国当时已拥有完善的全国性天然气管道系统。美国联邦能源管理委员会颁布的第 636 号法令实行第三方准入制度，使得煤层气生产商可以自由的选择通过管道和天然气合并销售，也可直接就近销售。煤层气生产商能获得较高的煤层气井口价。

图表 45 加拿大主要煤层气盆地示意图



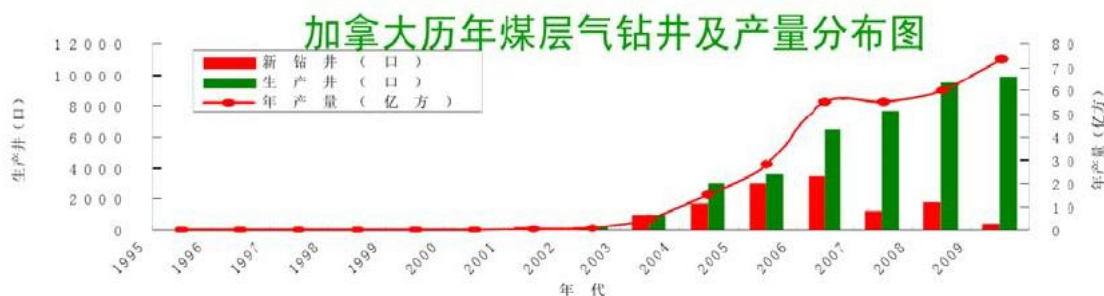
资料来源：我国煤层气产业和市场机制发展战略研究报告

加拿大煤层气开发起步较晚，基本与我国相当。但多年来加拿大政府一直支持煤层气的发展，且十分重视煤层气的开发研究工作，有力推动了加拿大煤层气开发和利用的加速发展。

加据统计，加拿大 17 个盆地和含煤区煤层气资源量 6-76 万亿 m^3 ，其中阿尔伯达省是加拿大最主要的煤层气资源基地。参考图表 45。

80 年代初期加拿大开始在西部盆地从事煤层气勘探；1980~2001 年，加拿大仅有 250 口煤层气井，生产井 70 口，其中 4 口井产量达到 2000~3000 m^3/d ；90 年代后由加拿大沉积和地质研究所组织对全国煤层气资源进行评价，同时一些石油和能源公司开始加大对煤层气勘探和开发试验活动的投入，煤层气开发迅猛发展，仅 2002~2003 年，就增加 1000 口左右的煤层气生产井，使煤层气年产量达到 5.1 亿 m^3 ，煤层气生产井的单井日产量 2830 m^3 。2009 年生产井 9900 口，探明可采储量 3.7 万亿 m^3 ，产量 73.4 亿 m^3 。据加拿大国家能源委员会预测，到 2010 年，加拿大煤层气年产量将达到 140 亿 m^3 ，2020 年将达到 280 亿 m^3 ，最高估计可达到 390 亿 m^3 ，届时，约占加拿大总天然气产量的 15%。

图表 46 加拿大煤层气钻井及产量



资料来源：中国煤层气勘探开发的认识

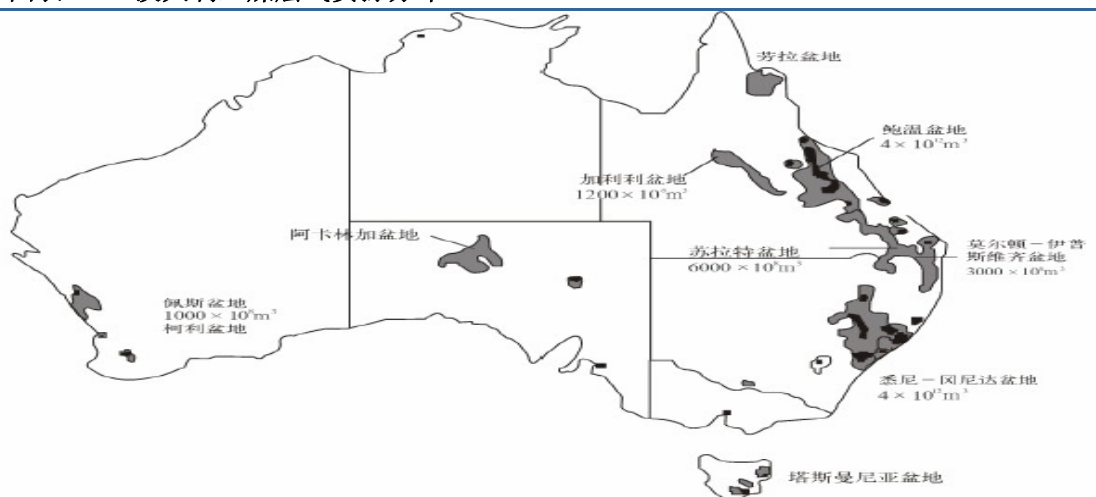
加拿大并没有制定优惠的财税政策鼓励煤层气资源的开发，其煤层气资源开发加快的原因是：(1) 加拿大常规天然气储量规模和产量快速下降，导致常规天然气供需缺口加大，价格上升；(2) 连续油管钻井技术、多分支水平羽状井等钻井技术、连续油管压裂等等增产措施的成功应用降低了煤层气开成成本；(3) 天然气运输管道基础设施完善；(4) 加拿大联邦政府及时分析天然气供求形势，发布天然气供求预警报告，提出发展非常规天然气能源的指导意见，鼓励了投资者对煤层气资源的勘探开发。省政府有比较健全的矿业权管理体制，对煤层气资源开发起到了积极的作用。

澳大利亚是世界煤层气开发最活跃的地区之一。起步于煤矿瓦斯治理，在履行《京都议定书》的压力下，政府制定了各种措施鼓励煤层气的开发利用。加大勘探投入的同时，重视先进适用技术引进和研发应用，尤其是美国的成功经验，以降低开发煤层气的投资和成本。比较发达的天然气管网系统助推煤层气产业的发展。

澳大利亚是一个煤层气资源丰富的国家。澳大利亚煤炭可采储量为 399 亿吨，煤层埋深普遍小于 1000m，渗透率多分布在 1~10md，平均甲烷含量为 0.8~16.8m³/t，煤层气资源量为 8-14×10 万亿 m³。其开发潜在地区主要在东部四个二叠纪煤盆地：鲍恩盆地、悉尼盆地、加里里盆地和莫尔顿—苏拉特盆地。与中、美典型煤层气盆地地质条件相比，鲍恩、苏拉特盆地煤层气开发条件好，主要表现在：构造简单，煤层埋藏浅，分布较稳定，单层厚度大，煤层含气性好，渗透率高，单井产量高。

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，煤层气的开发和利用具有巨大的潜在市场，因而煤层气活动主要集中在东部沿海地区博恩、悉尼、苏拉特盆地的昆士兰州和新南威尔士州。在全国 8 个开始商业化生产的地区中，昆士兰州煤层气开发最活跃。

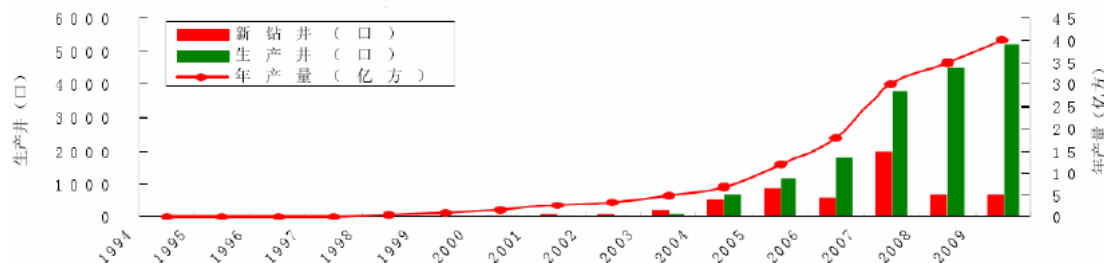
图表 47 澳大利亚煤层气资源分布



资料来源：华创证券

煤层气勘探始于 1976 年，1991 年开展开发试验，1998 年产量只有 0.56 亿 m^3 。2004 年以来煤层气开发迅速发展，进入大规模商业化开发阶段，产量约为 10 亿 m^3 。2009 年澳大利亚全国煤层气生产井 5200 口，探明可采储量 4934 亿 m^3 ，单井日产最高 7 万 m^3 ，年产气约 60 亿立方米，煤层气产量已成为天然气产量的重要组成部分。

图表 48 澳大利亚煤层气钻进及产量



资料来源：中国煤层气勘探开发的认识

澳大利亚政府为煤层气产业进行的鼓励行为包括：财政支持；出台规定维护煤层气产业投资者的合法权益；天然气管道私有化促进了天然气管道投资的大幅增加，煤层气产业可以利用的天然气管网得到了进一步完善；制定强制性措施保证煤层气的开发和利用。

1997 年，为促进煤层气产业的发展，煤层气开发最为活跃的昆士兰州的政府出台了一系列有利于煤层气的开发与管理的规定和措施，主要包括：（1）煤层气的开采权受《1989 年的矿产资源法》和《1923 年的石油法》保护；（2）煤层气的产权管理保持与石油完全一致；（3）现有的石油和煤炭租赁区内以及租赁申请中都将授权进行煤层气的开采；（4）租赁申请方面，煤层气和煤炭开采将享有同等的优先进入权；（4）矿权审批时，以垂向上的深度划分矿权，避免与地表矿权申请的冲突；（5）煤层气作为煤矿开采的副产品用于煤矿当地的发电时，免交矿区使用费；（6）煤炭与煤层气在地面允许同时作业，但应尽量避免相互间的潜在影响；（7）昆士兰州要求天然气发电占比 13%。

另外，澳大利亚国家标准规定煤层气含量小于 $3\text{m}^3/\text{t}$ ，空气甲烷浓度小于 0.1% 才能从事煤矿开采作业，从而迫使煤矿必须千方百计降低煤层瓦斯含量。

值得注意的是，澳大利亚重视煤层气开发技术的研发应用。推动了瓦斯发电的发展。

分析师介绍

韩振国，首席分析师，北京大学经济学博士，从业 10 年。2001 年进入海通证券研究所，2011 年年初加盟华创证券。从事煤炭行业研究 7 年有余，研究视野宽广，分析全面深刻。连续五年上榜《新财富》最佳分析师。

高羽，分析师，西南财经大学金融学硕士，从业 4 年。2007-2009 年就职于平安证券研究所，从事宏观大宗商品价格研究；2009 年加盟华创证券研究所，从事煤炭行业研究；擅长数量化分析。

华创证券机构销售通讯录

地区	职务	姓名	电话	邮箱
北京	销售总监	杨晓昊	010-66500808	yangxiaohao@hczq.com
	销售总监助理	申林英	010-66500810	shenlinyong@hczq.com
	销售经理	刘小玄	010-66500807	liuxuan@hczq.com
	销售经理	石翌飞	010-66500811	shizhaofei@hczq.com
	销售经理	胡晓琼	010-66500806	huxq@hczq.com
	销售助理	赵翌帆	010-66500809	zhaoyifan@hczq.com
广深	销售总监	李 涛	0755-82027736	litao@hczq.com
	销售经理	张 娟	0755-82828570	zhangjuan@hczq.com
	销售经理	孔令瑶	0755-83715429	konglingyao@hczq.com
	销售助理	汪丽燕	0755-88283119	wangliyan@hczq.com
	销售助理	杨 茜	0755-82027566	yangxi@hczq.com
上海	销售总监	魏媛红	021-50589152	weiyuanhong@hczq.com
	销售经理	王维昌	021-50111907	wangweichang@hczq.com
	销售经理	李茵茵	021-50589862	liyinyin@hczq.com
	销售助理	吴丽平	021-50581878	wuliping@hczq.com

华创行业公司投资评级体系(基准指数沪深 300)

公司投资评级说明：

- 强推：预期未来 6个月内超越基准指数20%以上；
- 推荐：预期未来 6个月内超越基准指数10%—20%；
- 中性：预期未来 6个月内相对基准指数变动幅度在 -10%—10%之间；
- 回避：预期未来 6个月内相对基准指数跌幅在10%—20%之间。

行业投资评级说明：

- 推荐：预期未来3-6个月内该行业指数涨幅超过基准指数5%以上；
- 中性：预期未来3-6个月内该行业指数变动幅度相对基准指数-5%—5%；
- 回避：预期未来3-6个月内该行业指数跌幅超过基准指数5%以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师撰写本报告是基于可靠的已公开信息，准确表述了分析师的个人观点；分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成本公司对所述证券买卖的出价或询价。本报告所载信息均为个人观点，并不构成对所涉及证券的个人投资建议，也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况。本文中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有，本公司对本报告保留一切权利，未经本公司事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华创证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场，请您务必对盈亏风险有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部

地址：北京市西城区锦什坊街 26 号
恒奥中心 C 座 3A
邮编：100033
传真：010-66500801

深圳分部

地址：深圳市福田区深南大道 7060 号
财富广场 B 座二楼
邮编：518040
传真：0755-82027731

上海分部

地址：上海浦东新区福山路 450 号
新天国际大厦 22 楼 A 座
邮编：200122
传真：021-50583558