

报告执笔人：李钢

中国建设银行研究部

通讯地址：北京市金融大街 25 号

邮编：100032

电话：010-67596638

电邮：yanjiubu.zh@ccb.com

新浪官方微博：@建行研究部

报告摘要

煤层气是煤的伴生矿产资源，属非常规天然气，是近年来在国际上崛起的洁净、优质能源和化工原料。国家能源局发布的《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十二五”规划》提出，到 2015 年我国煤层气总体抽采量目标为 210 亿立方米，其中，地面与井下抽采量分别为 90 和 120 亿立方米。2015 年我国须净进口天然气 900 亿立方米，即使实现煤层气当年抽采量目标，其替代比例也仅为 23%，我国煤层气产量增长空间十分巨大。商业银行应密切关注煤层气产业及政策发展动向，把握市场机会，促进相关业务发展。

一、煤层气作为新兴洁净能源，产业增长空间广阔

煤层气俗称“瓦斯”，是指赋存在煤层中以甲烷为主要成分、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，属非常规天然气。1 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，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%。而且，煤层气如直接排放到大气中，其温室效应约为二氧化碳的 21 倍，对生态环境破坏性极强。

我国加强对煤层气的开发利用具有十分重要的意义。首先，可以充分利用煤层气资源，满足日益增长的能源需求，改善我国以煤为主的能源消费结构；其次，有利于节能减排和环境保护，目前我国每年未加利用而对空排放煤层气将近 200 亿立方米，是全球煤层气第一排放国。综合开发利用煤层气资源既可降低我国温室气体的排放，也有助于减少目前煤层气直接空排所产生的安全隐患。第三，实现进口替代，极大弥补天然气供应缺口，改善和缓解我国天然气对外依存度过高的局面，保障国家能源安全。中联煤煤层气专家、煤层气专项规划小组成员指出“单纯 100 亿方地面抽采量，就相当于一个千万吨级油田”。

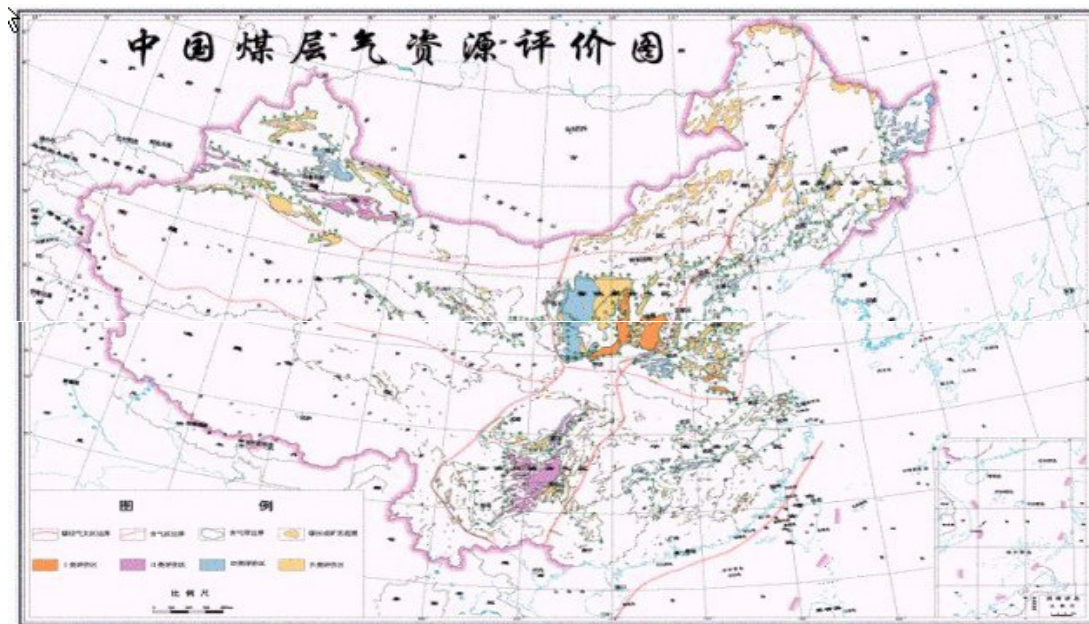
当前世界各国都在加紧开发本国煤层气资源。美国、英国、德国、俄罗斯等国煤层气的开发利用起步较早，产业发展较为成熟。目前美国是全球煤层气第一生产国，煤层气产量为 500 亿立方米左右，占全部天然气产量（包含煤层气）的 8%-10%，而我国的煤层气资源量仅次于俄罗斯和加拿大，煤层气产量为美国的五分之一。

据中国石油集团经济技术研究院近日发布《2012 年国内外油气行业发展报告》称，我国天然气消费持续快速增长，2012 年天然气表观消费量达到 1475 亿立方米，同比增长 12.9%，城市燃气占消费总量的比重达 39.2%，成为拉动天然气消费增长的主要动力。我国天然气产量虽再创历史新高，达到 1077 亿立方米，同比增长 6.5%，但远远不能满足迅速增长的消费需求。供需间日益增长的缺口只能依靠进口填补。2012 年天然气进口量迅速增长，达到 428 亿立方米，比上年增长 36.3%，比 2011 年增加 5 个百分点；天然气对外依存度达 29%，预计 2013 年天然气表观消费量将达到 1650 亿立方米。天然气进口总量将达 530 亿立方米，同比增长 23.8%，对外依存度将达 32%。预计未来我国天然气市场供需形势总体仍将持续偏紧，价格呈上升趋势。预计“十二五”期间我国天然气缺口超过 1600 亿立方米，对外依存度达到 35%。如果 1600 亿立米的天然气缺口中 50%由煤层气替代，将带动煤层气产业未来 5 年的增长空间将在 8 倍以上。

二、煤层气丰富储量为产业发展奠定坚实基础

全球埋深浅于 2000 米的煤层气资源约为 240 万亿立方米，是常规天然气探明储量的两倍多。新一轮国家油气资源评价显示，中国埋深浅于 2000 米的煤层气资源量为 36.81 万亿立方米，居世界第三位，已探明煤层气资源量与国内陆上常规天然气资源量 38 万亿方相差无几（图 1）。

图 1: 中国煤层气资源评价图



资料来源：中国煤炭信息研究院

全国 95%的煤层气资源分布在晋陕内蒙古、新疆、冀豫皖和云贵川渝等四个含气区，其中晋陕内蒙古含气区煤层气资源量最大，占全国煤层气总资源量的 50%左右，在此含气区中，又以鄂尔多斯盆地、沁水盆地和山西地区储量最为可观（表 1）。鄂尔多斯盆地资源量达 9.86 万亿立方米，占全国 26.79%；沁水盆地，地质资源量为 3.95 万亿立方米，占全国的 10.73%；山西煤层气储量约 10 万亿立方米，接近全国总

资源量 1/3。据煤层气专家测算,以 45%煤层气地质资源量最终可转化为探明储量推算,我国可转化为探明储量的煤层气资源量为 16.6 万亿立方米,如以其中 50%为可采储量计算,约为 8.3 万亿立方米。按照我国“十二五”期末年产量高限 210 亿立方米计算,储采比可达 395 余年。

表 1: 中国煤层气资源密度

序号	含气带	资源密度 ($10^8\text{m}^3/\text{km}^2$)
1	沁水 V ₀₃	2.01
2	鄂尔多斯盆地北部 V ₀₇	1.09
3	霍西 V ₀₄	1.83
4	六盘水 VI ₀₆	1.7
5	吐-哈 VII ₀₁	1.51
6	桌-贺 V ₀₉	1.79
7	鄂尔多斯盆地东缘 V ₀₅	1.22
8	豫东 II ₀₉	1.15
9	太行山东麓 II ₀₃	1.18
10	渭北 V ₀₆	0.94
11	豫西 II ₀₈	1.31
12	伊犁 VII ₀₆	1.21
13	冀中平原 II ₀₄	1.15
14	大宁 V ₀₂	1.38
15	淮南 II ₁₁	1.34
16	塔里木东 VIII ₀₅	1.34
17	京唐 II ₀₂	1.15
18	鄂尔多斯盆地西部 V ₀₈	0.63
19	准噶尔南 VII ₀₃	0.53
20	蒙甘宁边 VIII ₀₁	0.57

资料来源: 中国石油大学

另一方面,在煤炭开采过程中,综合开发和利用煤层气的潜力极大。据测算,目前煤炭开采、加工、运输过程中每年释放瓦斯约 150-200 亿立方米,经人工抽放的只有 30 亿立方米,而得到利用的只有其中的 1/3,煤层气在煤炭开采

加工过程中综合利用的潜力巨大，为产业发展提供有利契机。

三、煤层气产业具备规模化技术条件

国内煤层气产业经过多年准备与攻关，在煤层气钻探、测试、排采等技术领域已经取得长足进步，奠定了产业化开发利用煤层气的技术经济基础。目前在煤层气开发领域的地质规律研究、地震技术应用、羽状水平井开发、排采规律和地面工程优化设计等开发技术上均已获得重大突破，并取得“开发单元划分，直井、水平井控制技术，双峰曲线产气规律、全过程系统监控的自动化应用”四项创新技术，形成“山地浅层煤层气二维地震采集解释，羽状水平井优化设计，五段三压法控制，直井和水平井增产改造，粉煤灰治理”五项特色技术，奠定了产业化开发利用煤层气的技术经济基础。

煤层气以管道输送为主，采取就近利用，余气外输的原则。目前煤层气中游运输、存储等环节的条件已经基本具备。由于煤层气能与天然气混输混用，可以借用我国目前的天然气管道资源。目前中国的天然气管线长度为 38566 公里，居世界第三。在相关基础设施与管道建设方面，国内已建成煤层气主要管道晋煤集团沁水—晋城—长治高浓度煤层气输送管线（最大设计年输送量 10 亿立方米）、山西通豫煤层气输配有限公司端氏—晋城—博爱跨省煤层气管线（最大设计年输送量 20 亿立方米）、中石油煤层气公司端氏到沁水管线（全长 35 公里，输送能力 30 亿立方米）等。煤层气输

送条件已经得到极大的改善。

四、国家与地方政策助推煤层气产业迅速发展

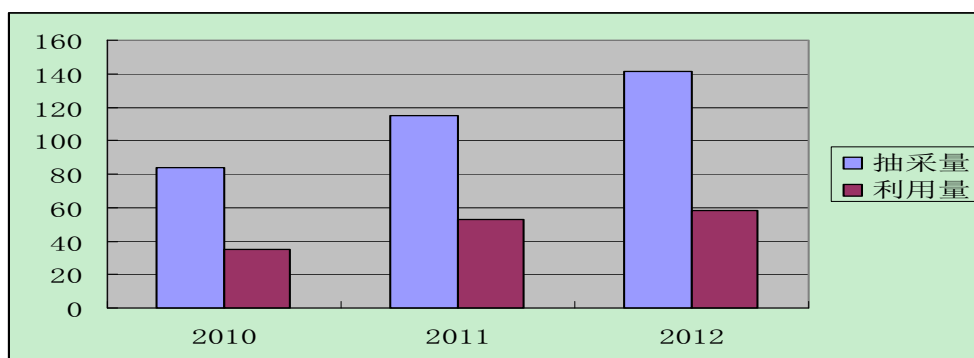
国家对煤层气产业的发展给予大力支持。“十一五”我国推出了一揽子支持煤层气发展的优惠政策和措施。例如，煤层气抽采企业享受增值税先征后退政策；煤层气企业进口设备免征关税和进口环节增值税；政府每年提供近 30 亿元资金煤矿煤层气治理等。另外，2007 年财政部颁布了《关于组织申报煤层气开发利用财政补贴资金的通知》，启动煤层气补贴工作，对企业抽采煤层气用于民用燃气、锅炉燃料等方面已明确给予每立方米 0.2 元补贴。近期，为支持煤层气的开发利用，中央财政进一步提高煤层气补贴标准，补贴标准高于页岩气补贴标准（0.4 元/立方米）执行。已公布的《煤层气开发利用“十二五”规划》强调煤层气与页岩气、致密砂岩气、页岩油、油砂等组成非常规油气资源，对于保证能源供应安全、调整能源结构有着重要的作用，明确了对企业煤层气开采和利用鼓励扶持的基本方针。

2013 年 3 月国家能源局又发布《煤层气产业政策》，进一步明确了未来煤层气产业发展的政策导向。提出未来将加大资金投入，安排中央预算内投资支持，吸引社会资金参与，拓宽企业融资渠道，完善煤层气价格政策。同时，将加大财税优惠力度，进一步调动企业开发煤层气的积极性。另一方面，地方政府也对煤层气开发给予大力支持。例如山西省已经做出一系列规划安排，以加快建设煤层气产业化开发和利

用进程。按照规划到“十二五”末，山西将形成一百亿立方米的地面煤层气产量。

在政府的鼓励与政策扶持下，特别是在中国煤层气开发利用“十一五”规划实施以来，井下瓦斯抽采量及地面煤层气产能迅速增长。2011年，全国煤层气(煤矿瓦斯)抽采量115亿立方米，利用量53亿立方米，同比分别增加36.7%和51.4%。其中，井下瓦斯抽采量92亿立方米，利用量35亿立方米；地面煤层气产量23亿立方米，利用量18亿立方米。2012年，煤层气产量继续保持快速增长态势，2012年国内煤层气抽采量141亿立方米，利用量58亿立方米，分别增长22.6%和9.4%。2010年至2012年煤层气抽采量、利用量复合增长率分别为29.5%和28.7%（图2）。

图2：我国煤层气抽采量与用量 单位：亿立方米



资料来源：国家能源局

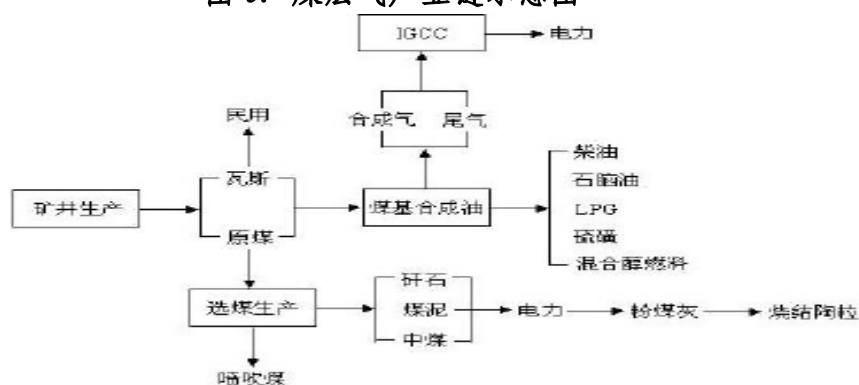
五、煤层气产业快速发展为银行业务带来的机遇与风险

（一）产业未来巨大的成长空间带来金融业务机会

根据前不久国家《煤层气产业政策》，我国将在2015年建成沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘煤层气产业化基地，再

用 5 至 10 年时间，新建 3-5 个产业化基地，把煤层气产业发展成为重要的新兴能源产业。而依据《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十二五”规划》，到 2015 年煤层气产量达到 300 亿立方米，“十二五”期间煤层气的勘探开发和利用投资总额将达到 1200 亿元。另外，从投资主体和领域方面看，《煤层气产业政策》第一次将投资煤层气的主体由国有企业扩大到民间资本，“境外资金”，投资环节由勘探开发扩大到“管网等基础设施建设”。提出“拓宽企业融资渠道，鼓励金融机构按照安全、合规、自主的原则为煤层气项目提供授信支持和金融服务，支持符合条件的煤层气企业发行债券、上市融资”等。投资规模的增长与投资主体及投资领域的放宽，为商业银行在信贷、结算、投行和中间业务等领域提供了众多的机会与参与空间。

图 3：煤层气产业链示意图



资料来源：中国煤炭科学研究院

此外，煤层气产业链较长（图 3），煤层气产业的快速发展必将有效地拉动中下游行业的投资增长，进而增加商业银行在相关中下游行业领域的金融交易机会。

（二）煤层气产业存在的主要问题与相关风险

1. 地质条件差异形成的风险。煤层气行业是资源采掘行业，其经济效益受到地理条件的制约。煤层气矿所在的地质条件，对勘探开发工程投资和开采成本都有很大影响，例如，在甲烷风化带和生物降解带，往往氮气、二氧化碳含量很高；在深层，往往硫化氢含量较高，这些都容易给煤层气开发下游工程带来困难，造成投资大，效益低。另外，影响煤层气生产经济性的其他因素还有：自然条件、气候条件、地理位置及基础条件等，其影响主要表现为地面系统工程建设投资、管线投资、处理工农关系的费用以及相关作业风险等。

2. 煤层气开发周期长。煤层气井生产年限较长，导致投资回报较慢。煤层气井初期单井日产量较低，需要经历较长时间的“排水-降压”过程，才能使煤层附吸气发生解析，一般排采3-4年后产气量才达到高峰，之后进入产量递减阶段。由于产量递减相对较慢，煤层气井的有效生产年限较长，通常为15-20年，相比天然气井的有效生产年限为7到8年，其生产周期和投资回收期比较长。在长周期中，市场与政策变化风险加大，增加把握与控制的难度。

3. 气权问题，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统一规划，但在实际工作中造成了同一煤田内煤层气资源与煤炭资源登记重叠，采气由央企负责，而采煤由地方企业负责，煤层气开发与煤炭开采相脱节，即矿权与气权分置问题。例如，中联、中石油等央企意见取得了全国绝大部分区块的煤层气矿业

权，以山西为例，中直企业在山西境内登记了2.8万平方公里的煤层气矿业权，占全省含煤面积的60以上。由于采煤企业在煤层气开发方面缺乏应有的主导权，造成了采气与煤企业产生利益方面的矛盾与纠纷，致使国家煤层气开发利用规划在实施中无法有效衔接和推进，影响煤层气高效开发与利用。

4. 我国处于煤层气经济开发初期，国内在项目可行性分析标准与方法尚有待完善。部分商业银行行内项目评估评价缺乏相关评估经验，方法参数也有待进一步完善。在项目营销准入等方面存在管理与操作风险。

六、商业银行经营对策建议

（一）加强对市场及国家政策的跟踪监控

强化对煤层气行业市场与政策变化的监测及演变趋势分析，提前把握市场与政策变化趋向，及时调整经营策略。当前应特别注重对煤层气价格、行业准入以及环境保护等相关产业政策的监控分析；同时加强煤层气产业技术发展和同业竞争情况的跟踪分析，把握市场动态，抢占市场先机。

（二）强化贷前分析与评估，完善相关评估标准与方法

根据不同煤层气项目因地质、环境及区域政策等诸多因素对项目影响较大及项目周期较长、风险较难控制的特点，强化项目贷前分析、评估与预测，预先落实项目风险控制措施，规避信贷及相关业务风险。鉴于目前仍存在有煤矿开采权与煤层气开采权分离的问题，贷前应详细厘清项目相关利

益方关系，及时采取措施将双方矛盾可能导致的经营风险控制到可以接受的限度内。另一方面，商业银行可结合国内外的可行性分析与项目评估经验，加快建立适合商业银行为情况的有关行业评价参数和评估方法，制定和不断完善煤层气行业信贷审批指引，为项目分析与市场营销提供基准与指导。

（三）把握行业带来的信贷与金融业务机会，加大对行业的支持力度

当前应把握国家支持清洁能源发展、增加煤层气投入的机会，总分行应加强煤层气项目营销联动，重点支持国家规划中的煤层气项目；同时注重对具有较强实力的地方和民营背景的煤层气项目营销，通过改进产品与创新服务模式，拓展信贷市场。

（四）实施差别化的行业营销与风险管理策略

煤层气多数处于内陆地区，经济增速相对较快。这些地区的分行面临着来自同业的激烈竞争。为在同业竞争中迅速提升煤层气项目信贷市场份额，商业银行应尽快研究实施差别化的经营策略，建议有关部门适度降低资源富集的内蒙古、新疆、山西等省区在项目准入与审批中的区域和机构维度风险评价权重，注重项目和投资人风险分析与评判；并根据各区域机构不同情况适度下放审批权限，提升对煤层气行业的经营服务效率。

声明：本报告是中国建设银行研究部在课题研究基础上向高层提供的报告。其中的信息均来源于公开资料，作者不保证其完整性和准确性。其成果形式仅为中国建设银行研究部所有，复制、引用、转载须经书面许可并注明来源。报告内容及意见仅代表作者观点，仅供参考，中国建设银行及中国建设银行研究部不对本报告任何运用产生的结果负责。