

## 建设银行研究报告

### 行业研究

### 页岩气革命与银行对策研究

报告执笔人：李伟

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

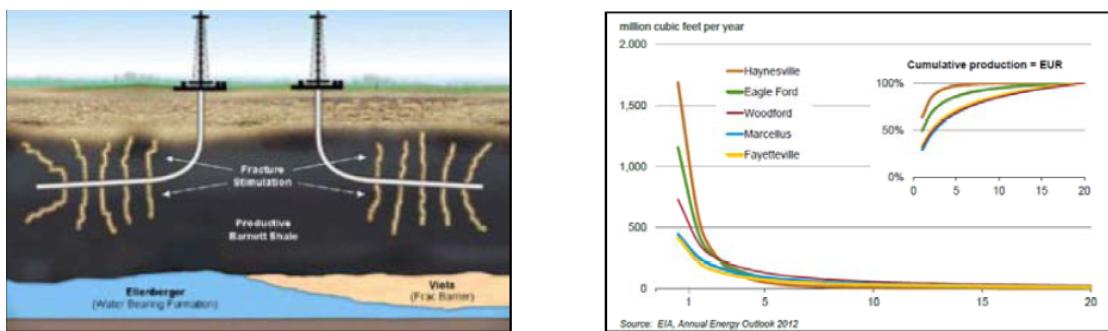
### 报告摘要

近年来，美国页岩气的成功开发，使美国能源自给程度大幅提升，并促进了世界油气能源生产由常规向非常规转变，引发了全球页岩气勘探开发热潮，或许将改变全球能源、经济、地缘政治格局，被业界称为页岩气革命。我国页岩气的开发也逐渐成为投资热点，但目前总体上仍处于初始阶段，存在很多制约因素。为此，银行应加强对页岩气行业的跟踪研究，进一步明确行业政策和准入标准；细分客户群体，根据客户综合实力及特点把握业务开展的深度、广度与风险；关注页岩气行业的投资银行业务市场机会；慎重对待第二次页岩气公开招标中标企业和项目；加强对石化行业尤其是有机类基础化学原料、合成材料企业的监控。

## 一、页岩气的基本特点及美国页岩气革命

(一) 页岩气是一种非常规天然气, 其开发具有高技术、高投入、高风险的特点。页岩气 (shale gas) 是指赋存于富有机质泥页岩及其夹层中, 以吸附或游离状态为主要存在方式的非常规天然气, 成分以甲烷为主, 一般含量在 85% 以上, 是一种清洁、高效的能源资源。

图 1: 页岩气开采示意图和产量曲线图



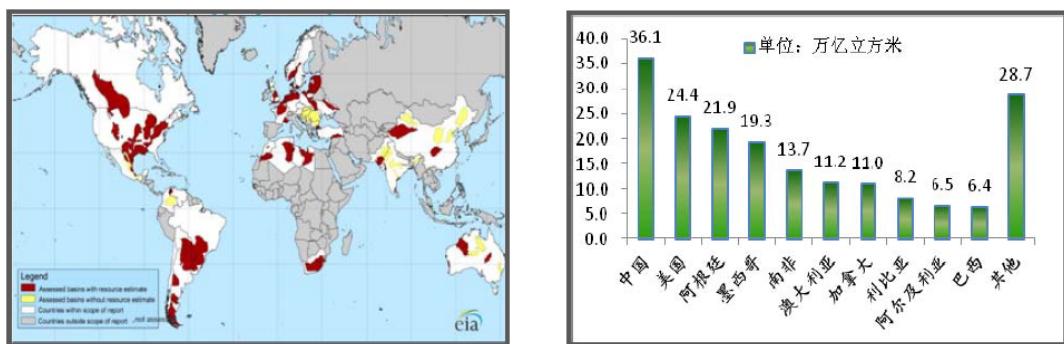
数据来源: 根据有关资料整理。

页岩气生产具有高技术、高投入、高风险的特点。这是由于: 一是页岩气一般无自然产能, 只有采用水平井、多段水力压裂等有异于常规油气生产的技术才能形成经济产能, 而且必须具有全面、先进的勘探、材料、设备、施工、信息管理系统、环保、管理等多学科、多专业综合能力, 才能保证页岩气项目的盈利。二是页岩气井早期以游离气为主, 产量高、递减快, 第一年产量降到 65%; 后期以吸附气产出为主, 年递减率 2%–3%, 采收率低 (5%–60%), 生产周期长, 一般可持续 30 年至 50 年。因此, 只有不断投资、持续密集打井才能保证产量的稳定。三是页岩气作为劣质资源, 一般很难获取超额利润, 全球绝大多数国家尚未掌握页岩气开发的

核心技术，技术风险和成本风险较大。

(二) 全球页岩气储量巨大，分布广泛。据美国能源信息署预测，全球页岩气总资源量 456 万亿立方米，比常规天然气储量多 78 万亿立方米，占非常规天然气的 50%，相当于煤层气与致密砂岩气的总和。可采储量超过 187 万亿立方米，主要分布在北美、亚洲、南美和北非、西欧等地区的 33 个国家，其中中国、美国、阿根廷、墨西哥、南非 5 国储量最大，占比超过全球的 60%。

图 2：页岩气储量地区和国家分布



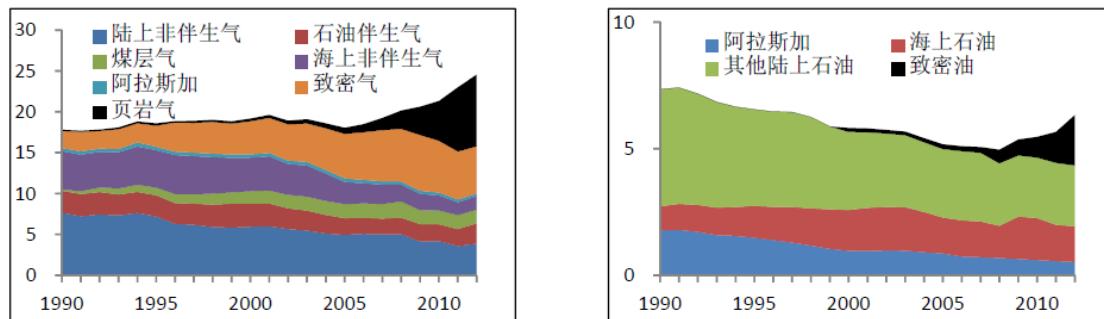
数据来源：根据 EIA 有关资料整理。

(三) 技术突破使页岩油气成为美国重要的能源来源。

早在 1821 年，美国开始了第一口页岩气井的钻探，但受制于成本和技术，一直未实现规模化开采。20 世纪 70 年代中期以来，鉴于美国国内石油天然气产量的急剧下降和第一次石油危机的发生，美国开始进行页岩气地质理论和勘探开发技术攻关，逐步摸清了页岩气的分布规律、资源潜力。2003 年以后，随着水平钻井、水力压裂、重复压裂、分段压裂、多井同步压裂等技术的推广运用，美国页岩气商业化开采成为现实。2012 年，美国页岩气产量达 2484 亿立方米，几乎

是 2003 年的 17 倍，年均增速高达 36.8%；页岩气产量在其天然气中的比重从 2003 年的 2.7% 提高到 2012 年的 37%，成为主要的天然气来源之一。

图 3：美国天然气和石油产量结构图（1990–2012）  
(单位: 万亿立方英尺、百万桶/天)



数据来源：根据 EIA 有关资源整合。

页岩气勘探开采技术的成熟和天然气价格的下降，还导致近几年美国致密油<sup>1</sup>的大量开发，并带动其国内石油产量大幅增长。2012 年美国致密油产量近 200 万桶/天，是 2008 年的 2.7 倍，年均增速 28%，而同期来自阿拉斯加、海上和陆上的原油年均增速分别为 -6.2%、-0.7% 和 2.5%，致密油在国内原油产量比重从 2008 年的 10.8% 提高到 2012 年的 31.5%。特别是由于致密油的增长，今年 3 月美国原油平均日产量达 716 万桶，创 1992 年 7 月以来最高记录，扭转了长达 16 年的原油产量下滑局面。

（四）美国页岩气革命对其能源安全、实体经济以及全球能源、经济、地缘政治格局影响深远。一是使美国基本实现了天然气自给自足，60 多年来首次成为成品油净出口国；

<sup>1</sup>致密油也叫页岩油（tight oil 或 shale oil），泛指蕴藏在页岩或其他低孔隙度和渗透率的致密含油层中的石油资源，其开发采用与页岩气类似的水平钻井和多段水力压裂技术。

而且预计 2020 年左右美国将成为天然气净出口国，2035 年原油进口依存度从目前的 45% 降至 37%，综合能源自给率达 87%，使美国能源安全更有保障。二是使美国石化行业受益匪浅，制造业和经济或因此复苏。页岩气成功开发，导致美国石化产业具有了极强的成本和价格优势，行业竞争力从 2008、2009 年的几乎全球最差提升到目前的全球最强，美国及日本、印度的多家石化公司重启已关闭的生产装置，或在美投资建设新厂。石化行业的振兴，为美国化肥、塑料、轻工、建筑、电子和医疗等行业提供了新的投资和出口机会，创造了 170 万就业岗位，使美国制造业和实体经济重振旗鼓。三是促进了各种非常规油气的开发，带来“页岩气革命”。提高了人们对页岩气、致密油、煤层气、深盆气等各种非常规油气资源潜力的认识，这种革命性进展既保障了油气可持续发展前景，也促进了油气勘探理论创新，使世界油气能源生产由常规向非常规转变，给其他国家和地区带来新希望，引发了全球页岩气勘探开发热潮，改变着全球能源、经济、地缘政治格局。

## 二、我国页岩气产业取得一定进展，但仍处于初始阶段

从陌生到了解，页岩气在我国也引起了中央和地方政府、石油企业乃至部分非油气企业和民营企业、勘查单位、高等院校、科研院所的日渐重视和投资热情，页岩气资源管理、政策制定、勘探开发等工作加速推进并取得一些进展，

但目前来看还处于初级阶段。

(一)页岩气资源潜力与区域分布初步确定。1999 年起,我国开始跟踪国外页岩气的进展。2009 年、2011 年国土资源部先后启动“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区优选”和“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目,得出初步结论:我国具有页岩气大规模成藏的基本条件,陆上页岩气可采资源潜力约 25 万亿立方米以上,超过常规天然气,基本与美国相当;初步掌握了我国页岩气资源地区分布,形成了页岩气资源潜力评价方法和有利区优选标准框架,优选出有利区 180 个、面积 111 万平方公里。

(二)出台多项支持政策,并将页岩气纳入战略性新兴产业和国家级能源发展规划。2011 年底,国务院将页岩气正式列为我国第 172 个独立矿种。2012 年 3 月至今,我国已出台了《页岩气发展规划(2011-2015 年)》、《关于出台页岩气开发利用补贴政策的通知》、《关于加强页岩气资源勘查开采和监督管理有关工作的通知》,修订了《天然气利用政策》,页岩气产业政策正在制定中,对激励和规范页岩气投资、勘探开发和利用等提供了一定政策支持。今年新出台的《能源发展“十二五”规划》已确定,大力开发非常规天然气资源重点是加大页岩气勘探开发力度,2015 年页岩气产量 65 亿立方米,力争 2020 年产量达到 600-1000 亿立方米,占天然气总消费量的 16%-26%,成为天然气供应的重要增长极。

（三）页岩气资源管理引入市场机制，社会资本参与积极性较高。我国常规油气资源的勘查开采实行严格的许可权专营制度，探矿权和开采权高度垄断在几大油企。而页岩气作为独立矿种，探矿权通过招标采取了竞争性出让管理制度，并已进行了两次招标。从第二次招标情况看，社会资本对页岩气的积极性较高。

表 1：两次页岩气探矿权招标情况比较

	第一次	第二次
时间	2011. 5. 19-2011. 6. 27	2012. 9. 10-2013. 1. 21
招标方式	邀请招标	公开招标
招标区块	渝黔南川、贵州绥阳、贵州凤冈、渝黔湘秀山 4 个区块，面积约 1.1 万平方公里。	20 个区块，总面积 2 万平方公里，分布在重庆、贵州、湖北、湖南、江西、浙江、安徽、河南 8 个省市。
招标范围	现有的 6 家具有油气矿业权的公司受邀，分别为中石油、中石化、中海油、延长石油、中国联合煤层气公司以及河南省煤层气公司。	社会各类有相应勘查资质的企业均可参加。申请公司数量一度达到近 200 家；递交标书企业 83 家，其中国有企业 55 家、民营企业 26 家、中外合作企业 2 家，国有企业中，中央企业 21 家、地方企业 34 家。
中标结果	2 家企业中标 2 个区块，承诺 3 年投入 8.4 亿元，平均 4.2 亿元/区块。其中，中石化中标渝黔南川区块，2198 平方公里，总投入 5.9 亿元；河南省煤层气开发利用有限公司中标渝黔湘秀山区块，2039 平方公里，总投入 2.5 亿元。	16 家企业中标 19 个区块，承诺 3 年投入 128 亿元，平均 6.7 亿元/区块。中标企业中，中央企业 6 家、地方企业 8 家、民营企业 2 家，第一次招标的 6 家受邀企业无一中标。
流标率	50%	5%

数据来源：根据有关资料整理。

（四）页岩气勘探开发初见成效，但仍处起步阶段。近几年，我国页岩气勘查投入已达 70 多亿元，施工钻井 80 多口，其中水平井 20 余口，截至 2012 年，已累计产气 1500 多万立方米，3 口井实现盈亏平衡。中石油、中石化等企业在水平井分段压裂改造、微地震监测等关键技术方面，结合

我国地质条件也取得了一些进展。但与美国相比，我国在页岩气投资生产规模、产量、技术积累等方面仍有较大差距。我国 2012 年 3 月发布的《页岩气发展规划（2011-2015 年）》也指出，2015 年之前的三大重点任务是页岩气资源潜力调查评价、科技攻关、页岩气勘探开发布局。因此，近 3 年内，我国仍处于页岩气勘探开发的起步阶段。

表 2：中美页岩气发展情况比较

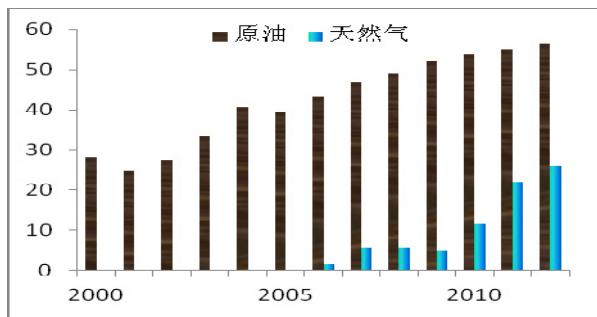
	中国	美国
第一口井开钻时间	2009 年 11 月底，比美国晚 188 年。	1821 年。
主要企业介入时间	中石油 2008 年，中石化 2010 年 5 月，中海油 2011 年 12 月。	2003 年水力压裂、水平钻井技术使用推广后。
投资规模	截至 2012 年，累计 70 多亿元人民币。	2008 年美国 Barnett 地区一年就投资约 126.6 亿美元。2011-2012 年超过 900 亿美元。
生产规模与产业群体	施工钻井 80 多口，其中水平井 20 余口，前期页岩气生产企业 6 家，第二次招标增加 16 家探矿企业。勘查主体少，油田服务企业大多为中国石油、中国石化、中国海油三大石油公司的下属企业。	2009 年生产盆地 7 个、已完钻页岩气井 9.8 万口、从事页岩气生产的公司达 60-70 家。另外还有 7900 多家中小油气公司、油田服务公司和设备供应商。
产量	截至 2012 年，累计 0.15 亿立方米，仅相当于美国 1990 年 1 年产量的 0.4%。	2012 年当年 2484 亿立方米。
核心技术掌握情况	中石油在水平井分段压裂改造、微地震监测技术等方面取得重要进展；中石化在关键完井工具研发、水平井钻井液、压裂液体系研发及压裂装备研制等方面取得进展；中海油初步掌握了页岩气钻、完井技术，并初步具备了设计能力；延长石油初步掌握了陆相页岩气水平井钻、完井技术等。	掌握勘探施工、设备、管理全链条核心技术。
阶段差距	主要石油公司在页岩气勘探上已与国际水平相差无几，主要问题是钻采开发和商业化生产，而且还未成功开采生产致密油。	已从小规模勘探、开采试验探索，发展到大规模商业化开采应用，而且还将技术成功应用到致密油，使页岩油气成为美国主要化石能源来源。

数据来源：根据有关资料整理。

## （五）勘探开发页岩气对我国改善能源结构、保障能源

安全和减少大气污染具有重要意义。我国经济社会发展对能源资源需求强劲，但常规油气储量、产量增长空间有限，原油对海外的依存度超过50%，天然气也步其后尘，进口量迅速增加，极大地威胁了我国能源安全。如，我国石油年产量仅能维持在2亿吨左右，常规天然气新增产量仅能满足新增需求的30%左右。2012年我国原油、天然气进口依存度已分别达56.4%和26.2%，并且近5年分别以3.8%和36%的年均增速增长。因此，加快页岩气的勘探开发，能在一定程度上缓解常规油气及其他能源供应压力。而且，加快页岩气的勘探开发，可改善我国能源结构，减少大气污染。按页岩气年消费量65亿立方米计算，与增加等量热值的煤炭相比，可减少二氧化碳年排放约1400万吨、二氧化硫11.5万吨、氮氧化合物4.3万吨和烟尘5.8万吨。

图4：中国原油、天然气进口依存度（2000-2012年，单位：%）



数据来源：根据有关资料整理。

### 三、我国页岩气产业发展中面临的主要困难和瓶颈

尽管页岩气发展前景乐观，是当前的社会投资热点之一，但页岩气在我国的大规模商业化开采使用受到资源条件、技术、环境、投资、体制机制等多方面的制约，将会是

个比较漫长的过程。当前面临的主要问题有：

（一）资源条件复杂，尚未掌握核心技术，开发难度大。一是从资源的储藏条件看，虽储量丰富，但页岩层系时代老，热演化程度高，经历了多期构造演化，多组断裂，埋藏深，技术要求更高。如，美国的页岩气层埋深多在800-2600米的平原，而我国四川盆地的页岩气层埋深在1500-4000米，还有很多在3500米至6000米；我国页岩的黏土含量较多，加大了运用压裂法的难度，生产效率不高。二是从地表施工条件看，很多页岩气富集地区地表地形复杂，山地、丘陵、沙漠、黄土塬、戈壁居多，还有很多在人口密集区和农田，工程作业困难。三是从技术掌握情况看，还没有形成适合我国资源条件和地质特征的经济性高、环境友好的勘探开发核心技术，欠缺大规模勘探、持续打井的经验积累，钻井导向工具等设备也依赖国外，开发难度大。

（二）环境危害不容忽视。我国已面临严重的水资源短缺、地质灾害频发、大气污染和温室气体高排放等状况，而页岩气的开采不可避免会导致地表环境破坏、地质结构改变或引发地震、增加耗水量、大气污染排放等问题，使原本脆弱的生态环境雪上加霜。美国经验表明，考虑了所有的道路建设、平台和管道占地后，平均一口页岩气井可能使用近16.2公顷土地，耗水760-1900万升水，耗水量约是常规天然气的50-100倍。又如，美国发生的震级超过里氏3级的

地震明显增加，有证据证明地震发生时间与往页岩气处理井内灌水时间吻合。页岩气开采会排放大量可挥发性有机化合物及其他有害污染物，如甲烷、苯和正己烷等，对场区大气的 PM2.5、PM10、氮氧化物和臭氧均有影响。此外，危险剧毒压裂液、页岩气井等一旦泄漏，会引发更严重的生态问题。

（三）资金短缺。有专家认为，要实现我国页岩气发展规划确定的 2020 年产量达到 600–1000 亿立方米，最少需要打 2 万口井。我国一口页岩气井约投资 4000–5000 万元，有的甚至 7000 万元，相当于美国的 2–3 倍。按此估算，2 万口井投资总额约 8000–10000 亿元，即今后 8 年平均每年投资 1000–1250 亿元，而近 3 年我国整个石油天然气开采业的固定资产投资基本稳定在 3000 亿元/年左右。要保证 2020 年页岩气产量目标的实现，需增加现有投资额的 1/3 以上用于页岩气。

（四）体制机制及其他问题。一是页岩气与传统油气矿权重叠问题。我国页岩气资源中 77%的有利区块面积、80%的资源潜力处于几大油企现有油气资源区块内。尽管政策规定，对具备页岩气资源潜力的石油、天然气勘查区块和空白区块，探矿权人不勘探的，将（另行）设置页岩气探矿权；而页岩气开发初期投入大、效益差，只要常规油气收入能维持一定利润水平，大型油企的积极性肯定不高，但让其就此放弃所拥有的资源，难度较大。二是价格和补贴政策不明朗。

我国天然气价格水平偏低，虽然《天然气发展“十二五”规划》提出页岩气出厂价格实行市场定价，但去年底我国才刚刚开始在广东、广西试点天然气市场化价格形成机制，全国范围内的天然气市场定价机制究竟如何确定、何时确定，还不好判断，天然气输送成本的界定方法也不够清晰，具体的页岩气价格政策更难预测。此外，当前财政部对页岩气 0.4 元 /M<sup>3</sup> 的补贴还不足以弥补页岩气开发成本超出常规天然气价格的部分，（地方）政府可能会加大扶持力度，但进一步的扶持政策还不够明朗。三是基础设施滞后。页岩气的外输和利用，离不开天然气管道、LNG、CNG 等设施，但我国管道覆盖面不广、输配环节垄断问题突出，未实现天然气基础设施的互联互通及向第三方提供准入服务，缺乏储气和应急调峰设施，对页岩气的传输利用十分不利。

#### 四、银行对策建议

（一）加强对页岩气行业的跟踪研究，为行业政策的制订奠定坚实基础。近几年内，我国仍处于页岩气勘探开发的起步阶段。这一阶段投入大、产出周期长、投资回收慢、风险高，市场机制、激励政策和基础设施不完善、不配套。而且不同地质条件下，每个页岩气项目开采成本差异较大；随着能源价格的变化，未来整个行业的盈利性方面也存在较大的不确定性。因此，现阶段银行应持续跟踪页岩气行业的发展趋势，着重观察和积累影响企业运营状况的关键指标和风

险因素，对各企业和区块间的页岩气井产量动态、成本、资源环境、开采技术、基础设施条件等进行全面比较，结合本行经营战略和风险偏好，探索形成自己的评价筛选标准、体系和行业政策，既不错失商业机遇，更要回避行业风险。

表 3：页岩气目标（核心）区优选参考标准

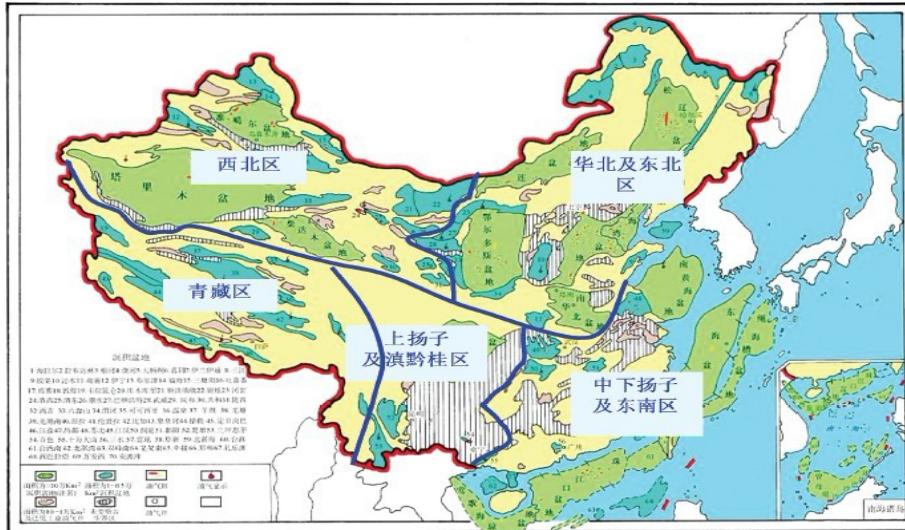
	海相	陆相、海陆过渡相
页岩面积下限	有可能在其中形成开发井网并获得工业产量的最小面积	
泥页岩厚度	厚度稳定、单层厚度不小于 30 米	单层厚度不小于 30 米；或泥地比大于 80%，连续厚度不小于 40 米
TOC (%)	不小于 2.0%	
Ro (%)	I 型干酪根不小于 1.2%；II 型干酪根不小于 0.7%	II 型干酪根不小于 0.7%；III 型干酪根不小于 0.5%
埋深	100m-4000m	500m-4000m
总含气量	不小于 1 立方米/ton	
可压裂性	适合于压裂	
地表条件	地形高差小且有一定的勘探开发纵深	
保存条件	相对较好	

数据来源：国土资源部油气资源战略研究中心、中国地质大学《页岩气资源潜力评价方法与有利区优选标准操作手册》（讨论稿）。目标（核心）区指在页岩气有利区内，主要依据页岩发育规模、深度、地球化学指标和含气量等参数确定的在自然条件或经过储层改造后能够具有天然气商业开采价值的区域。

重点跟踪调查的区域是国内页岩气有利目标区块。我国已规划了长宁、威远、昭通、富顺-永川、鄂西渝东、川西-阆中、川东北、安顺-凯里、济阳、延安、神府-临兴、沁源、寿阳、芜湖、横山堡、南川、秀山、辽河东部、岑巩-松桃等 19 个页岩气勘探开发区，银行可对四川、重庆、贵州、湖南、湖北、云南等地区页岩气勘探开发情况加强跟踪，及时分析和上报重点企业和项目动态。此外，还可关注北美地区和澳大利亚页岩气状况。现在全世界共有 9 个页岩油气田在开采，其中 7 个在美国，2 个在加拿大，这些已成功开

发的页岩油气田已是、也将是未来我国企业进行并购开发的重点区域。此外，今年澳大利亚内陆发现了巨型页岩油矿，也开始吸引全球投资目光。

图 5：全国页岩气资源潜力调查评价分区图



资料来源：国土资源部《全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选报告》。

## （二）细分产业链客户群体，根据客户综合实力及特点

把握业务开展的深度、广度及风险点。一是中石油、中石化、中海油等综合大型油气集团是各家银行重点营销对象，可为其继续提供优质、全面的金融产品与服务。这些企业具有丰富的油气勘探开采经验和众多的技术员工，资金雄厚，融资能力强，国内页岩气可采资源 77%的有利区块在其现有资源区域内，页岩气勘查开采已具备一定基础，运输销售也无后顾之忧。

二是选择有实力的专业性中小企业提供金融服务支持。页岩气产业链可分为上游勘探设计开发，中游钻井采气和下游储运。我国页岩气要实现商业化生产，有望培育出一个庞大的技术支持、设备制造、油田服务商以及集输气管道、小

型 LNG 或 CNG 利用装置和储气设施提供商等产业链群体。这类企业只要在专业领域具有较强竞争优势，就可以作为银行客户拓展对象，设计有针对性的产品营销和项目融资、贸易融资方案，积极开展存款、结算、电子银行、担保和承诺、私人银行、设备租赁等业务。目前，四川成都市新都工业区已聚集了 20 多家石油装备企业，包括斯伦贝谢、哈里伯顿等全球油服巨头，重庆、山东也明确提出要打造页岩气装备制造基地，银行可加强对各领域客户实力的摸排、甄选和营销工作。

三是重点研究对非传统油气开发企业、外资及合资企业等的信贷政策。对于非油气能源央企及其所属企业，如华电、神华、中煤集团及其所属企业，虽自身未掌握相关技术，但只要纳入集团统一授信管理，还款来源有保障，风险仍属可控；对于具有地方国企背景的省属能源投资公司或省属地质系统企业，优势在于有当地政府的大力支持、对当地自然环境熟悉，但资金、技术、项目管理能力较弱，原则上应从严设置信贷准入条件；对于民营企业，应更加审慎，全面考察其资源、技术、资金、储运销售等各方面条件；对于掌握核心技术的外资企业或合资、合作企业和项目，应对资源权属、企业产权和公司治理、利益分成、储运销售等方面的风险予以充分考量。

### （三）关注页岩气行业的投资银行业务市场机会。美国

页岩气的成功，离不开先由中小公司拿到采矿权进行勘探，取得技术突破并形成一定规模后，再由大集团兼并收购的开发模式。从国内页岩气开发情况看，我国鼓励国内外具有资金、技术实力的多种投资主体以合资、合作等方式进入页岩气勘探开发领域，第二次招标情况也说明了社会资本对投资页岩气的高度热情。中石油、中石化等企业也将以更加开放的姿态加大与社会资本在页岩气、油气管道等方面的合资合作。可以预见，未来国内页岩气资产交易将较为活跃，油气开发上下游也将出现一些合资合作项目，银行可从中积极谋求并购重组财务顾问、产业基金财务顾问、项目融资财务顾问等业务商机。

从海外并购情况看，近年来“三大油”等企业已通过合资、并购等方式，投资了部分北美、澳大利亚页岩气项目，并试图以此快速获取页岩气开发技术和经验，并购总金额超过 230 亿美元。如果国内页岩气不能快速实现商业化，这些企业继续投资国外开采条件好、成本低的页岩油气项目的可能性较大，为银行未来页岩气海外并购投行业务提供机会。

此外，债务融资已成为“三大油”的常规融资方式，页岩气开发投资巨大，将导致其直接融资力度加大，给银行债券发行承销等业务带来较大发展机遇。如，2010—2012 年，中石油通过发行短期和超短期融资券、中期票据及企业债券的融资规模分别达到 900、1250、2400 亿元，同期银行贷款

余额为 953.37、1218.38、1327.57 亿元；2012 年底，其非流动负债中应付债券余额为 3877.17 亿元，已近乎银行贷款余额的 3 倍。

**表 4：中国企业并购海外页岩气部分项目情况**

中石油	2012 年 2 月，中石油集团以超过 10 亿美元收购了壳牌在加拿大的 Groundbirch 页岩气项目 20% 的权益。
	2012 年 12 月，中石油股份有限公司全资子公司 Phoenix Duvernay Gas 以 21.8 亿加元（约合 22 亿美元）取得加拿大能源企业 Encana Corp 位于加拿大阿尔伯塔省的 Duvernay 的页岩气项目 49.9% 的权益。
	2013 年 2 月，中国石油天然气股份有限公司与美国康菲石油公司签署相关协议，将获取位于西澳大利亚海上布劳斯盆地波塞冬项目 20% 权益，以及陆上凯宁盆地页岩气项目 29% 权益。
中石化	2012 年 4 月，中石化集团全资子公司国际石油勘探开发公司以约 24.4 亿美元的价格，收购美国德文（Devon）公司在美国内布拉斯加奈厄布拉勒、密西西比、尤蒂卡俄亥俄、尤蒂卡密歇根和塔斯卡卢萨 5 个页岩油气盆地资产权益的 33.3%。
中海油	2010 年 11 月，中海油全资子公司中国海洋石油国际有限公司以 10.8 亿美元购入美国切萨皮克公司德克萨斯南部鹰滩页岩油气项目 Eagle Ford Shale Project 共 33.3% 的权益。
	2013 年 2 月，中海油以 151 亿美元收购加拿大油气公司尼克森，获得尼克森在加拿大、英国北海和墨西哥湾、尼日利亚等地区的常规油气以及油砂和页岩气资源。
中化集团	2013 年 3 月，中化集团以 17 亿美元，收购先锋自然资源公司美国西得克萨斯州的 Wolfcamp 页岩气项目 40% 的权益。
海默科技 股份有限 公司	2012 年 12 月，海默科技全资子公司海默美国股份有限公司以 2750 万美元受让 Carrizo 公司美国科罗拉多州丹佛盆地的 Weld, Morgan 和 Adam 的 Niobrara 页岩油气开发项目权益的 14.29%。

数据来源：根据有关信息整理。

**（四）慎重对待第二次页岩气公开招标中标企业和项目。**主要原因在于：一是我国第二次页岩气公开招标的 20 个区块地质资料粗浅，具体情况不详，其地理位置、资源条件、基础设施等较差，即便资源情况乐观也只能归为二等，产量大小难预料，风险较大。二是第二次招标中标区块勘探投入承诺过高，影响后续效益。第二次公开招标中标结果平

均每个区块承诺总投入高达 6.7 亿元，远高于招标最低要求（0.9 亿元）和第一次中标价。2012 年我国多数厂家液化气价格不足 7000 元/吨，若按液化气价格 7000 元/吨计算，不考虑其他因素，仅前期勘探投入全部收回，平均每个区块就需生产 1.31 亿立方米天然气，当前我国页岩气井产量普遍较低，投资回收期漫长。目前有消息称，在首轮招标中标的一家企业已陷入进退维谷的处境；第二次招标中标企业重庆能源投资集团已将酉阳东区块转让给华能集团，并与中联煤层气有限责任公司就黔江区块的合作进行谈判。三是部分中标企业成立时间短、资历浅，发展后劲有待观察。据报道，第二次中标的 16 家企业中，2011 年以后成立的企业有 8 家，还有 3 家成立时间不到半年。一家新企业从成立到步入正轨，磨合过程本来就较长，如果还是投身于资金技术密集型、投资回收周期长的页岩气领域，风险更高。况且，页岩气开发的关键在于“采气”。一旦开始钻采，就必须保证后续资金的投入规模，在短时间内打出大量开采井，单位面积内打井密度越高，产气量越高，成本越低。因此中标人是否有实力追加投资，维持打井强度，需要进一步观察。

（五）加强对石化行业尤其是有机类基础化学原料、合成材料企业的监控。美国页岩气革命的成功，导致其石化产业具有了极强的成本优势和价格优势。当前美国用从天然气中分离的乙烷制成乙烯的成本略大于 400 美元/吨，欧洲和

亚洲采用石脑油制乙烯的成本接近 1300 美元/吨。借助成本优势，美国石化行业竞争力从 2008-2009 年的几乎全球最差提升到目前的全球最强。我国乙烯的出口量从 2010 年的 3.35 万吨，急速下降到 2011 年的 0.97 万吨，2012 年为 0，在美国乙烯的低价面前基本丧失了竞争力。而且我国石化行业部分产品价格持续低迷、经济效益下滑、成本居高不下、产能过剩矛盾突出。因此，虽然美国页岩气革命不能直接决定国内石化行业的经营状况，但在贸易全球化趋势下，银行必须对此保持警觉。如果美国能保证本国低价页岩油气的长期大量供给，我国石化产品进口或将大量增加，现有部分石化产品产能过剩、开工不足状况将进一步加剧。要是石化行业进一步拉动美国其他制造业复苏，我国相关制造业也将受到威胁。

---

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。