

证券研究报告—深度报告

综合性石油天然气

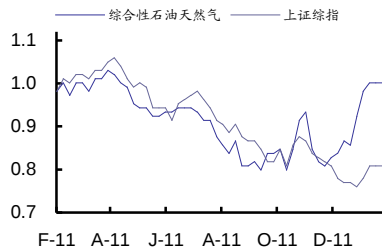
非常规能源专题——页岩气

谨慎推荐

(调高评级)

2012 年 02 月 09 日

一年该行业与上证综指走势比较



相关研究报告:

《石油化工周报: 油价回落防御为主, 限电政策推高 PVC 价格》——2010-09-20

证券分析师: 刘旭明

电话: 010-66025272

E-MAIL: liuxum@guosen.com.cn

证券投资咨询执业资格证书编码: S0980511070001

联系人: 朱振坤

电话: 010-66025229

E-MAIL: zhuzk@guosen.com.cn

行业专题

页岩气前景光明, 道路曲折

● 中国页岩气储量为常规天然气 10 倍, 发展前景广阔

我国页岩气的储量丰富, 估计为 31 万亿立方米, 约为常规天然气 10 倍。美国页岩气大发展使常规天然气价下降 41%, 电价下降了 50%, 甚至成为天然气净出口国。这些证明了页岩气广阔的前景, 也给我国提供借鉴的经验。今后国内天然气需求迅速增长, 而供应不足, 页岩气将是重要的气源。

● 政策、气价、技术、勘探进展等开采条件还不成熟

页岩气开采需要国家明确开采补贴、税收优惠、矿权管理机制、各方协调机制等政策, 这些需要涉及多个部门和多方利益, 需要一段时间才能逐步明确。天然气价格改革刚刚在两广地区试点, 目前井口气价较低, 影响企业投资的积极性。经过测算页岩气开采早期成本为 0.91 元/立方米, 成熟期为 0.71 元/立方米, 高于常规天然气开采成本, 早期开采的风险较大。

我国企业可以通过合作开采方式学习技术。技术掌握在大量小型油田服务公司手中, 不存在垄断的可能, 但掌握和改进专有技术需要时间。

区块勘探需要循序渐进, 勘探证明开发前景也需要一个过程。

● 2015 年之前以勘探为主, 之后进入钻井阶段

目前我国还处于探索阶段。第一次页岩气招标, 企业谨慎参与。参与开采需要大量资本投入和开采经验, 国内之前缺少具有开采经验的小企业, 估计仍将以大型国有企业为主。

根据各种影响因素的分析, 到 2015 年开采外部条件才能成熟, 2015 年之前将以勘探为主。首次招标的区块和实验区将于 2014 年中完成勘探, 预期可探明技术可采储量 5100 亿立方米。之后将进入钻井阶段, 并在随后几年中形成 60 亿立方米/年产能。

● 特种设备制造商和先期储备技术的油服企业将先行收益

各类企业将分别从勘探、钻井和采气阶段受益。勘探公司最先受益, 但缺少投资标的。设备提供商将会在勘探结束之后提前受益, 在 2014 年下半年开始明显受益。受益设备主要是页岩气水力压裂和水平钻井中使用的特种设备。先期进行技术储备的油服企业会在钻井阶段受益, 即从 2015 年开始明显受益。开采企业将会有很长的投资回收期, 并最后受益, 前景还难以判断。

天然气储运企业将会受益于天然气整体消费量增加, 最近几年页岩气在天然气中比例还很小, 影响较小。煤层气开采企业如能储备相关技术应用到页岩气开采也将受益, 但技术差别较大, 改进需要时间积累。

● 未来受益企业: 石油机械公司杰瑞股份和神开股份, 港股安东油田服务和宏华集团

杰瑞股份和神开股份分别生产压裂设备、随钻测斜仪, 均是页岩气开采中需要的特种设备, 市场成长空间大, 竞争对手少, 毛利率高。安东油田服务从美国引入技术, 具备先发优势和本土化服务优势。宏华集团在页岩气开采、开发规划服务和设备生产三方面进行了大量技术研发和储备工作, 预期受益显著。

独立性声明:

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道, 分析逻辑基于本人的职业理解, 通过合理判断得出结论, 力求客观、公正, 其结论不受其它任何第三方的授意、影响, 特此声明。

投资摘要

关键结论与投资建议

页岩气发展前景广阔，但因为缺乏政策支持、矿权管理机制和成熟的开采技术，目前开采条件还不成熟。预计 2015 年之前，将主要以勘探为主。随着开采条件成熟和第一批页岩气招标区块勘探结束，从 2015 年进入钻井阶段。

相关特种设备生产企业和先期储备相关开采技术的企业将先期收益。我们看好相关设备制造公司杰瑞股份和神开股份，前期具有技术储备的安东油田服务和宏华集团。

核心假设或逻辑

- 1.我国页岩气真实地质储量与 EIA 的预测大致相似;
- 2.依据目前天然气的开采政策进行判断
- 3.页岩气开采成本的判断主要参考美国开采经验;

与市场预期的不同之处

市场有观点对页岩气开采过于乐观，我们认为目前页岩气开采条件还不具备，难有相关企业受益较小，相关企业要在第一轮招标区块勘探结束之后才能明显受益。市场有观点认为页岩气将直接受益开采企业，我们认为页岩气开采前 10 年都是投资期，短期难以产生相当的回报。市场有观点认为多数油田服务、设备生产商和天然气储运企业将会受益页岩气开采，我们认为国内大多数油服企业不具备页岩气开采技术，具有先期技术储备的油服企业才能从中明显受益；油气开采是成熟行业，一般设备市场存量较大，受益较少，只有特种设备生产商才会受益明显；2015 年之前，页岩气产量比重小，天然气储运企业将会更多从常规天然气和进口天然气供应链中受益。

核心假设或逻辑的主要风险

- 1.页岩气探明可采储量和之前认识有较大差距，将会影响页岩气在我国的发展前景；
2. 如果我国页岩气藏地质条件与美国有较大区别，可能需要对开采技术进行较大创新，会增加我国页岩气开采成本，也会延长页岩气开采进度；
3. 鉴于国家鼓励非常规能源和清洁能源的发展，天然气开采政策和价格改革政策可能提前，页岩气的发展进度比我们预计的迅速。

内容目录

储量超过常规天然气，重要的接替能源	6
页岩气：非常规天然气	6
美国突破开采技术，页岩气产量大幅增长	6
我国储量极为丰富，为常规天然气 10 倍	7
需求大幅度增长，页岩气将是重要气源	7
有望改变国内能源供应的地理格局	8
页岩气发展并非一番坦途	8
开采需要政策支持	8
天然气价格未市场化，早期开采风险很大	9
技术可合作方式获得，但需要时间学习	11
勘探必须循序渐进，前景明确需要时间	11
我国页岩气发展时间表	11
目前还处于探索阶段	11
第一次探矿权招标，企业谨慎参与	12
要求巨额资本和开采经验，仍将以大型国有公司为主	13
页岩气发展时间表，2015 年之前勘探为主，之后进入钻井阶段	13
从页岩气发展时间表看各阶段受益企业	14
产业链企业在不同阶段受益	14
国内勘探公司最先受益，但缺少投资标的	14
具有技术优势和特种开采设备的生产商将在开发设计阶段收益	15
先期进行技术储备的油服企业会在钻井阶段受益	15
油气企业最后受益，其前景目前还难以判断	16
杰瑞股份：领先压裂设备生产商，受益页岩气开采	16
压裂设备存量严重不足，市场空间巨大	16
进入技术壁垒较高，竞争对手较少	17
设备已经在第一口实验井中应用，受到好评	17
收益分析	17
神开股份：随钻测斜仪受益于水平井钻井量增长	17
主营高端钻井产品，市场占有率高	17
随钻测斜仪，受益于页岩气水平钻井	17
井口设备销量将与钻井数正相关	18
受益分析	18
安东油田服务：储备开采技术，具有本土化优势	18
引进非常规能源开采技术，构建核心竞争力	18
未雨绸缪，构建服务能力和施工基地	18
成功服务国内第一口页岩气井	19
受益分析	19
宏华集团：开采、服务和设备，三方面参与	19
谨慎参与争取探矿权	19
提供页岩气开发的整体解决方案	19
钻机为主，创新多种开采设备	20
介入压裂设备生产领域	20
受益分析	20
附件：	22

页岩气藏形成条件	22
页岩气开采技术：水平井的钻井、固井和完井.....	23
页岩气开采技术：水力压裂技术.....	25
国信证券投资评级.....	27
分析师承诺	27
风险提示	27
证券投资咨询业务的说明	27

图表目录

图 1: 2000~2010 年美国页岩气产量增长.....	7
图 2: 预计页岩气在美国能源消费中的比重.....	7
图 3: 我国页岩气资源分布图.....	8
图 4: 我国页岩气开采时间表.....	13
图 5: 页岩气开发各阶段受益公司.....	14
图 6: 地表常见的页岩.....	22
图 7: 一口正在钻探的页岩气井.....	22
图 8: 页岩气核心区域和扩展区域示意.....	23
图 9: 页岩气开采技术: 水平井和水力压裂示意图.....	24
图 10: 垂直井和水平井产量对比.....	24
图 11: Barnett 地区水平井和垂直井产量和井数对比.....	25
图 12: Barnett 盆地钻井数和技术进步.....	25
图 13: 页岩气井压裂原理示意.....	25
图 14: 页岩气水力压裂工程施工现场.....	25
表 1: 页岩气和常规天然气的区别.....	6
表 2: 32 个国家页岩气可采储量与常规天然气市场对比 (亿立方米).....	7
表 3: 页岩气开采需要的支持政策和管理.....	9
表 4: 估算美国和中国四川单井成本对比 (万元 人民币).....	10
表 5: 单井产能和钻井成本对页岩气成本的敏感性分析 (元/立方米).....	10
表 6: 页岩气与常规天然气成本比较.....	10
表 7: 我国页岩气领域重要进展.....	11
表 8: 第一次页岩气探矿权招标情况.....	12
表 9: 页岩气开采中使用的特殊设备.....	15
表 10: 页岩气开发使用的水力压裂设备.....	16
表 11: 宏华集团页岩气开采设备方面的创新.....	20
表 12: Wind 公司盈利一致性预期.....	21
表 13: Fort Worth 页岩层各区气井产能对比.....	23
表 14: 页岩气藏核心区的成藏条件.....	23
表 15: 页岩水力压裂常见添加剂类型及其作用.....	26

储量超过常规天然气，重要的接替能源

页岩气：非常规天然气

页岩气是开采自地下页岩层中的天然气，其化学成分主要由甲烷构成，在使用时和常规天然气不做区别。

页岩气和常规天然气的不同之处在于地下储集的方式（见表 1）。常规天然气形成有三个重要的条件，储层、盖层，造成油气聚集的遮挡物，即“封储盖”的地质条件。而页岩本身既是烃源岩，也是储层和盖层。页岩气生成对地质条件要求不高，可以“自生自储”，因此也更广泛地存在于底层中。

常规天然气以游离态存在于岩石裂缝中，所以钻井之后，在地层的压力作用下，有自然气流举升到地面上。页岩气在地层中主要以页岩颗粒吸附状态为主，裂缝中的游离态为辅。在开采之后，没有自然产出，需要采取水力压裂等增产措施。页岩气发现很早，早期油气钻井的时候经常钻穿页岩，但由于页岩气资源禀赋较差，开采不经济，一直没有得到利用（详见附件：页岩气藏形成条件）。

表 1：页岩气和常规天然气的区别

项目	页岩气	常规天然气
成因类型	有机质热演化成因，生物成因	有机质热演化成因，生物成因，原油裂解成因
主要成分	甲烷为主，少量乙烷、丙烷	甲烷为主，乙烷、丙烷等含量变化较大
成藏特点	自生、自储、自保	生、储、盖组合
分布特点	受页岩分布控制，有广布性	严格符合生储盖地质条件
储集方式	吸附气和游离气并存，吸附气占 20%~80%	游离气为主
埋藏深度	一般在 200 米~4000 米之间	一般大于 500 米
我国储量	估计技术可采储量约 36.1 万亿立方米	探明可采储量 3.0 万亿立方米
开采井型	以水平井为主	以垂直井为主
开采特点	无自然产能出气，需水力压裂等增产技术开采	自然压力开采为主

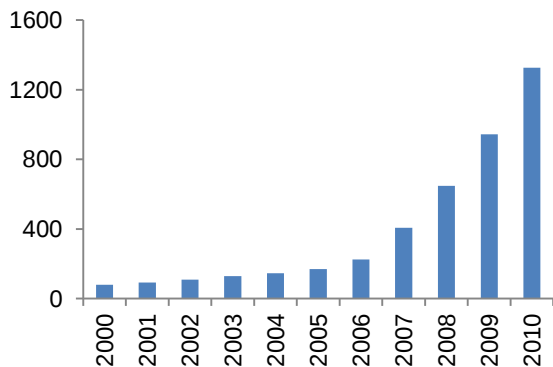
资料来源：国信证券经济研究所整理

美国突破开采技术，页岩气产量大幅增长

非常规能源需要使用非常规方法开采。美国经过 30 多年页岩气开发，形成了成熟可靠的开采技术。最早开发的 Barnett 盆地 1982 年开始试采，1997 年形成了水力压裂技术，1999 年掌握了重复压裂技术，2003 年实现了水平井开采，经过了 21 年形成了成熟的技术（这些技术的简要说明见附件，页岩气开采技术）。目前美国是世界上唯一一个实现页岩气大规模开采的国家。

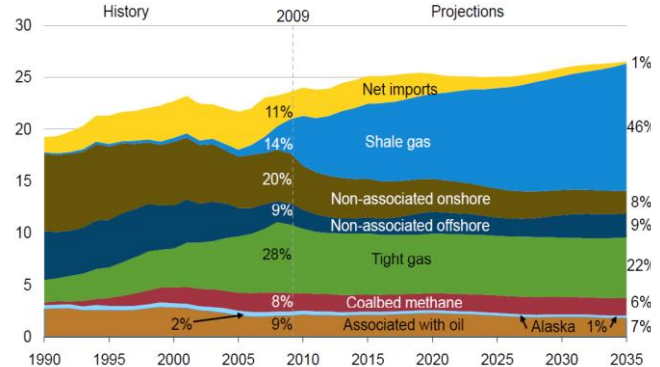
随着页岩气开采经济前景看好，数量众多的石油公司、油服公司进入页岩气开采，打井数不断攀升，产量增加很快。开采量得到大幅度提高（见图 1）。页岩气开采量 2011 年页岩气产量达到 1800 亿立方米，占全美天然气产量的 34%。这个数字几乎是 2011 年中国常规天然气产量两倍。美国由一个天然气进口国，迅速转变为一个天然气出口国，能源供应格局发生重大变化。受页岩气影响，美国天然气最近一年价格下降 41%。大量天然气发电站建成投产，美国电价下降 50%，众多风电、核电和煤炭发电项目推迟。据美国能源局预测，到 2035 年页岩气将在能源消费中达到 46%，成为最重要的能源（见图 2）。美国也由天然气进口国，变成天然气出口国，目前也在规划 LNG 出口业务。今后，国际原油价格，

图 1: 2000-2010 年美国页岩气产量增长



资料来源: EIA, Annual Energy Outlook 2011, 国信证券经济研究所

图 2: 预计页岩气在美国能源消费中的比重



资料来源: EIA, Annual Energy Outlook 2011, 国信证券经济研究所

我国储量极为丰富，为常规天然气 10 倍

美国能源署估计了 32 个国家的页岩气的技术可采储量，页岩气储量为 187.5 万亿立方米，远超过这些国家天然气储量 36.1 万亿立方米。在不包括俄罗斯、中亚国家、中东地区等重要的天然气生产国的情况下，仍然超过了全世界探明天然气总储量 187.5 万亿立方米（见表 2）。

其中，中国页岩气可采储量世界第一，达到 36.1 万亿立方米，超过了探明天然气储量 3.0 万亿立方米的 10 倍。国土资源部油气中心采用成因法、统计法、类比法及特尔菲法进行估算，估算的中国页岩气可采资源储量大约 31 万亿方，与美国能源署估计大体一致。页岩气储量如此巨大，是任何人不可忽视的重要资源。

表 2: 32 个国家页岩气可采储量与常规天然气市场对比 (亿立方米)

国家	常规天然气				页岩气技术可采储量	排名
	生产	消费	进出口	探明储量		
中国	830	872	14	30299	361039	1
美国	5833	6456	28	77163	244091	2
阿根廷	1,46	430	11	3794	219172	
墨西哥	501	609	51	3398	192837	4
南非	20	54	178	-	137336	5
澳大利亚	473	309	-147	31148	112135	6
加拿大	1594	852	-246	17556	109869	7
利比亚	159	59	-467	15489	82119	8
阿尔及利亚	816	289	-518	45024	65412	9
巴西	102	187	127	3653	63996	10
波兰	59	164	181	1642	52952	11
法国	8	490	278	57	50970	12
其他国家	4250	4800	-5256	131421	183210	-
合计	14645	15571	-5765	360646	1875138	-

资料来源: EIA, World Shale Gas Resources, 国信证券经济研究所整理

需求大幅度增长，页岩气将是重要气源

我国天然气需求将大幅度增长，2000-2010 年期间，我国天然气消费年均增 14%。截至 2010 年底，2010 年中国天然气表观消费量达到 1096 亿立方米，同比增长 23%，占一次能源消费比重约 4%，相比发达国家的 23% 仍然有较大差距。按照十二五规划，2015 年我国天然气消费量为 2600 亿立方米，使天然气在所有能源使用的比重达到 8%。这样计算，未来几年中国将是世界上天然气消费增长最快的国家，年平均复合增长率达到 19%。

我国天然气供应将长期紧张，页岩气可能是重要的气源。2010 年供应结构中，国内天然气产量 952 亿方（含 10 亿方煤层气），进口 LNG 136 亿方、进口管道气 50

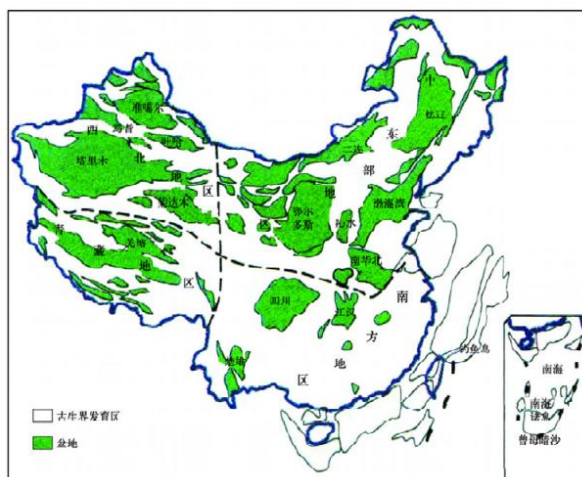
亿方，出口港澳天然气 42 亿方。国内天然气的供应有三个来源：一是自产天然气；二是东南沿海进口的 LNG；三是即将从中亚和俄罗斯通过长输管道进口的天然气。国内天然气探明储量仅 3 万亿立方，储采比仅为 32 年，资源总量限制国内常规天然气产量的增加。进口天然气受到地缘政治和国际油气价格影响很大，对外依存度提高将不利于国家能源安全 and 经济稳定。如果能在本土实现页岩气开采，将提供一个重要供应渠道，提高能源供应的灵活性和话语权。

有望改变国内能源供应的地理格局

国土资源部油气中心采用体积法估算，中国页岩气可采资源量大约为 31 万亿方。南方、北方、西北及青藏地区各自占页岩气可采资源总量的 46.8%、8.9%、43% 和 1.3%（见图 3）。除四川盆地和塔里木盆地之外，扬子地区可能成为南方地区页岩气勘探发现的重要突破口。

之前中国天然气资源大部分分布在西部，消费地却在经济发达的东部，所以建设了西气东输工程，建成后仍然不能满足要求，然后又建设了西气东输二线，并规划了西气东输三线。如果能在东部形成一定规模的天然气产能，将避免长途运输的成本，平衡地理分布的不均匀，一旦实现突破将对中国能源供应格局产生重大影响。

图 3：我国页岩气资源分布图



资料来源：非常规油气勘探与开发，国信证券经济研究所

页岩气发展并非一番坦途

开采需要政策支持

据报道，我国页岩气“十二五”总体发展目标为：到 2015 年基本完成全国页岩气资源潜力调查与评价，探明页岩气地质储量 1 万亿立方米，可采储量 2000 亿立方米，年产量达 65 亿立方米。应该说这个规划是相对积极的，考虑到我国页岩气目前的进展，实现这个目标还存在相当多的困难。

作为低品位的资源，页岩气开发需要政府给予政策支持。从美国的经验来看，其页岩气大发展离不开政府政策的大力支持。1978 美国联邦政府出台了《能源意外获利法》，对页岩气开发实施长达 15 年的补贴政策，各州政府都实施了相应的五项税收优惠，甚至有些州对页岩气的开发不征生产税。同时，美国还专门设立了非常规油气资源研究基金，鼓励中小企业的钻探开发投资。

目前我国页岩气开采的支持政策还远远不足。例如，矿权管理的相关法规，税费减

免，政策补贴，科技研发和技术引入方面的支持措施等等。这些政策没有明确之前，开采企业经济动力不足，也担心存在着政策风险。表 3 中是我们对页岩气发展比较重要的政策和管理制度。这些政策的出台涉及国税总局、财政部、国土资源部、发改委、国资委、各省、中石油、中石化等等。需要协调多方利益，因此短期内明确这些政策的可能性不大。此外，页岩气资源分布中，有 66% 的页岩气区块在中石油、中石化油气矿业权区内。这些需要国土资源部与中石油、中石化和地方政府进行协调。

开采政策没有明确之前，国土资源部工作的指导方针是“调查先行、规划调控、竞争出让、合同管理”，所以现阶段只能“摸着石头过河”。

表 3：页岩气开采需要的支持政策和管理

政策大类	支持政策和管理机制
开采税费优惠	页岩气开采税费减免 财政补贴方式，补贴力度大小，给付方式等
天然气价格	页岩气进入管网许可，涉及产输分离，计价，计量，下游市场化 天然气价格市场化（刚刚广东和广西进行试点）
技术研发支持	设备进口关税减免 国家级、企业级、院校研发基地的建立，持续的科技投入 企业技术研发投入补贴 鼓励合作开发的优惠政策，包括国内合资和海外收购的支持
管理机制	页岩气招标机制，矿区招标的具体规划，招标管理办法 国家基础勘探投入 与中石油、中石化和各省市协调矿区重叠的问题 领导协调机制，协调各中央部委、省份、央企的机制，解决开发存在的重大问题。

资料来源：国信证券经济研究所整理

天然气价格未市场化，早期开采风险很大

目前国内天然气价格政策影响企业页岩气投资的积极性。我国天然气定价机制比较复杂，由国家发改委制定各个油田天然气井口价格和各段管道运输价格，各个省市制定各地零售指导价格。天然气价格处于严格的政策管制中，天然气井口价格远低于进口管道天然气和 LNG 价格。

这产生两个问题，一是国内企业天然气开采投资不足，发展缓慢；二是国际进口管道天然气和 LNG 价格高，进口亏损巨大。页岩气开采经济回报率低于常规天然气，如果页岩气仍然采用目前的成本加成方法定价，企业的投资回报低，将极大影响企业投资的积极性。

天然气价格试点刚开始，改革还需要较长的过程。2011 年年底，发改委选择广东广西开始试点，选择计价基准点，按照“市场净回值”法折算，统一规定试点地区门站最高限价为 2.7 元/立方米。试点的目的就是将天然气成本定价，转为是市场化定价。改革试点刚刚开始，目前对上游天然气开采商没有影响。试点也提出今后不区分气源，页岩气、煤层气、煤制气出厂价格实行市场调节，由供需双方协商确定；进入长途管道混合输送的，执行统一门站价格。预计天然气价格机制改革还需一段时间试点才能理顺，而将改革推广到全国需要更长的时间。

页岩气投资进展将取决于天然气的价格，并且与 LNG 进口、管道进口、煤层气等其他天然气供应方式相比有竞争力。如果页岩气开采不具备成本优势，开采的进展也将滞后。目前预测页岩气开采的经济性还缺少很多实证数据，但我们仍然尝试估算了页岩开采成本。预测的假设基础是，开采地质条件和美国相似，并且具备成熟开采技术。因为关键参数的变化可能会对预测结果有很大影响，我们这里采用保守的估计。

我们参考了宏华集团对页岩气单井成本的估算，美国典型井总成本为 3288 万元，四川单井成本为 2800 万元（见表 4）。

表 4: 估算美国和中国四川单井成本对比 (万元 人民币)

成本项	美国	中国	注: 计算的基础	美国	中国
安装和拆卸	68	48	总垂直深度 (米)	2100	3500
场地建设	143	100	总水平深度 (米)	1050	1500
垂直钻井	136	245	压裂段间距 (米)	120	150
水平钻井	205	290	压裂段数量	8	10
完井服务及其他	341	425	垂直钻井成本(元/米)	648	700
定向测井	171	266	水平井钻井成本 (元/米)	1952	1933
消耗件/租赁/运输	682	341	每压裂段成本 (万元/段)	85	65
测井及射孔	123	85	套管成本 (元/米)	759	300
压裂增产	682	650			
流体控制和处理	314	100			
套管	239	150			
井口设备及生产设施	184	100			
总成本	3288	2800			

资料来源: 专家访谈、宏华集团、国信证券经济研究所整理

在此基础上, 我们估算页岩气开采成本。估计的假设条件包括: ①地质储量条件相似; ②使用相同的开采技术。估算过程如下: 单井成本为 2800 万元, 保守估计还有 25%其他资本支出 700 万元, 如地面工程、管网建设等, 固定成本折旧以 30 年计算。平均单井产能按照 280 万立方米/年计算 (2011 年, Barnett 盆地单井平均产量为 280 万立方米)。运营费用和管理费费用约为 0.165 元/立方米 (约 0.9 美元/千立方英尺), 占总成本 20%的其他费用, 如管理费、税费、财务费用等。

关键估算指标是单井产量和钻井投入, 我们对两者进行了敏感性分析 (见表 5)。

表 5: 单井产能和钻井成本对页岩气成本的敏感性分析 (元/立方米)

单井产能 (万立方米/年)	钻井成本 (万元)						
	1600	2000	2400	2800	3200	3600	4000
120	0.865	1.031	1.198	1.365	1.531	1.698	1.865
160	0.698	0.823	0.948	1.073	1.198	1.323	1.448
200	0.598	0.698	0.798	0.898	0.998	1.098	1.198
240	0.531	0.615	0.698	0.781	0.865	0.948	1.031
280	0.484	0.555	0.627	0.698	0.769	0.841	0.912
320	0.448	0.511	0.573	0.636	0.698	0.761	0.823
360	0.420	0.476	0.531	0.587	0.642	0.698	0.754
400	0.398	0.448	0.498	0.548	0.598	0.648	0.698
440	0.380	0.425	0.471	0.516	0.562	0.607	0.653

资料来源: 国信证券经济研究所整理

如果四川地区页岩气井能够实现和 Barnett 盆地相似的产能, 以此计算出每立方米天然气开采出的井口成本为 0.70 元/立方米 (不含税)。考虑到我国开采技术还不成熟, 目前钻井成本远远高于美国水平。目前, 中石油和中石化投产的页岩气实验井, 钻井费用都高于 4000 万元。因此前期开采的页岩气成本将超过 0.91 元/立方米。与我国常规天然气相比, 目前阶段页岩气开采成本并不具优势 (见表 6)。因此页岩气开采的经济风险比较大, 随着价格波动, 亏损的可能性较大。

表 6: 页岩气与常规天然气成本比较

油气田名称	估计平均开采成本 (元/立方米)
四川页岩气 (开采早期)	0.91
四川页岩气 (开采成熟期)	0.70
川渝气田	0.63
长庆气田	0.65
青海气田	0.60
新疆气田 (不含西气东输气田)	0.51
其他(大港、辽河、中原等)	0.60

资料来源: 国信证券经济研究所整理

技术可合作方式获得，但需要时间学习

我们认为，页岩气开采技术可以通过合作开采的方式获得，但需要时间进行学习。美国页岩气大开发是由众多富有创新精神的小型油田服务公司开始的，他们的广泛参与使页岩气开发技术快速地发展和扩散，因此技术没有垄断在一家或者几家公司手中。开采的核心技术主要是经验积累形成的专有技术（Know-how）。从这些小型油田技术服务公司购买，或者合作开发并不困难，但掌握这些技术需要时间。“后发者优势”将加快我国页岩气技术学习的进程。页岩气的最终大规模开发仍然要通过本土的油气企业和油田服务企业完成。

以市场换技术，与美国石油公司或者油田技术服务公司的合作将是近期主要的开发方式。中海油收购了美国 Cheasapeake 公司两个页岩气区块的 33% 权益，中石化收购了 Devon 公司 5 个区块 33% 权益，中石油收购了壳牌位于加拿大 Groundbirch 的页岩气项目 20% 的权益（具体见表 4）。这些收购目标都是通过合作开发获得国外先进技术，为国内开发做准备。此外中国石油与美国 BP 公司签订协议联合开采页岩气；与 RPC 公司签署了互派页岩气压裂技术培训协议；在页岩气开采中与哈里伯顿公司合作等等。中石化也在和雪佛龙，BP 等石油公司洽谈页岩气方面的合作业务。

页岩气技术掌握的难点有三。一是快速学习和掌握 Know-how，这些 Know-how 常常需要多个项目经验的积累；二是根据中国的地质环境对技术进行改进和再创新；三是完成全系列技术的整合，即在数据采集、地质解释、钻井、录井、完井、采油等各个环节之间实现相互配合。

勘探必须循序渐进，前景明确需要时间

页岩气开采的投资必须在明确开采前景之后进行。第一，地质学家可以预测气藏富集的地理位置和地质年代，但是只有钻井勘探和地质评价，开发的前景才能明确。根据美国的经验，每一大型区块都需要进行前期勘探、试采、初期开发，积累了大量地质勘探资料之后，才能明确准确的可采储量、投资前景、开发规划等。

第二，页岩气开采的经济性差，风险较高，必须制定详尽的开采规划才能保证可靠的回报。与常规天然气不同，虽然找到页岩气资源比较容易，但只有在储量丰富的气藏核心区上开采才能保证开发收益（详见附件：页岩气气藏形成条件）。

第三，需要配备基础设施建设。天然气开采是源源不断的，却又运输困难。大规模的开采还需要建设管网系统，集气站、加压站、清管站等地面工程设施，外运还需要管道建设、公路铁路等设施。这些都需要开采的商业价值明确之后才能开始建设。

我国页岩气发展时间表

目前还处于探索阶段

最近几年，我国在页岩气开发方面的重要进展见表 7。总体而言，我国页岩气开采还处于探索阶段。首先，我国还没有探明页岩气储量分布，也没有形成评价和开采的标准，国务院最近才批准页岩气成为独立矿种。其次，我国基本上不掌握页岩气开采的专有技术。尽管页岩气技术概念是非常明确，但是具体工艺中有很多专有技术需经验积累。再次，虽然中石油、中石化和延长油田也分别打出了页岩气试验开采井，但目前我国还没有形成页岩气工业化产量。

表 7：我国页岩气领域重要进展

时间	页岩气重要进展
2009 年~2010 年	国土资源部启动“中国重点地区页岩气资源潜力及有利区优选”项目，在以“川渝黔鄂”为主，兼顾中下扬子和北方地区，开展页岩气远景区优选，次年扩大研究规模，并扩展到北方地区
2010 年 10 月	中国海洋石油有限公司以 10.8 亿美元，收购美国切萨皮克能源公司(Chesapeake)

表 7：我国页岩气领域重要进展

时间	页岩气重要进展
	鹰滩（Eagle Ford）页岩气项目共 33.3% 的权益，面积 2428 平方公里
2011 年	国土资源部启动“全国页岩气资源潜力调查评价及有利区优选”项目，摸索资源评价方法和有利区优选标准，分五个大区开展资源潜力调查，开展勘探开发技术方法规范标准研究
2011 年 1 月	中国海洋石油有限公司以 13 亿美元，收购美国切萨皮克能源公司(Chesapeake)位于美国科罗拉多东北部和怀俄明州西南部页岩油气项目共 33.3% 的权益
2011 年 4 月	中石油在四川威远打出我国第一口页岩气试验开采井，该井随后三个月产量稳定在日产 1 万立方米的水平
2011 年 6 月	延长石油集团打成我国第一口陆相页岩气井，并已成功压裂产气
2011 年 7 月 4 日	页岩气第一次招标，6 家企业参与投标，中石化和河南煤层气公司中标
2011 年 12 月中旬	中石化勘探南方分公司成功对元坝 9 井实施大型压裂测试，首次获页岩气日产量 1.15 万立方米的页岩气井
2011 年 12 月	中石油在四川盆地建设长宁-威远区块是国家级页岩气先导试验区，与荷兰壳牌的合作区——富顺-永川区块，总面积为 6,567 平方公里。已经完成 20 口页岩气井钻探，平均日产量在 1 万立方米/口以上，但仍然在评估潜在储量规模
2011 年 12 月 30 日	国土资源部发布 2011 年第 30 号公告，国务院批准页岩气为新的独立矿种
2012 年 1 月 4 日	中国石化集团国际石油勘探开发公司投资 22 亿美元，与 Devon Energy Corp 创建一家合资公司，获得美国 Niobrara、Mississippian、Utica Ohio、Utica Michigan 和 Tuscaloosa 5 个页岩油气 33% 的资产权益，折合净面积约 1644 平方公里
2012 年 2 月 3 日	中石油收购壳牌位于加拿大 Groundbirch 的页岩气项目 20% 权益，交易金额超过 10 亿美元

资料来源：国土资源部、新浪财经、中国石油、中国石化、中国海洋、国信证券经济研究所整理

第一次探矿权招标，企业谨慎参与

与之前国内油气资源由国家行政授予不同，页岩气此后将通过采矿权招标方式进行分配。探矿权招标是企业获得采矿权的第一步。按照国家规定，对于石油和天然气探矿，在勘查许可证有效期内，完成规定的勘查工作，探矿权人可申请采矿权；勘查期间还可以申请试采或滚动勘探开发的许可。采矿权使用费非常低，采矿权使用费为每平方公里 1000 元，采矿登记办证费每次不足 500 元。探矿权招标合同对探明储量和勘探投入有要求，但对产量没有要求。一方面引入各种资本投入，可以加快页岩气投资和开采速度，另一方面引入市场竞争机制，迫使各参与企业加大勘探投入。

我国已在 2011 年 7 月进行了第一轮页岩气探矿权竞争性出让招标，参加投标均为大型国有企业，包括中石油、中石化、中海油、延长油矿、中联煤层气公司和河南省煤层气开发公司，共收到 9 套标书，中石油、中石化、中海油各投一个区块，延长、中联煤、河南煤层气各投两个区块，投标的情况见表 8。

表 8：第一次页岩气探矿权招标情况

区块	投标前三名	总投标	探井数	单井投入 (万元)	面积 (平方公里)	中标情况
渝黔南川	中石化	5.91	11	5373	2197.9	中标
	中联煤层气	2.19	5	4380		未中标
	中石油	1.50	11	1364		未中标
渝黔湘秀山	河南煤层气	2.48	10	2480	2038.87	中标
	中联煤层气	1.65	6	2750		未中标
	延长油矿	1.93	5	3860		未中标
贵州绥阳	投标不足 3 家	-	-	-	-	未公布
贵州凤冈	投标不足 3 家	-	-	-	-	未公布

资料来源：国土资源部，国信证券经济研究所整理

投标结果是中石化中标渝黔南川页岩气勘查区块探矿权，河南省煤层气公司中标渝黔湘秀山页岩气勘查区块探矿权。投标评价的标准主要是投入资金大小和探井数多少。贵州两个区块投标不足 3 家，说明企业对页岩气开发还保持谨慎的态度。

2011 年 7 月份第一次探矿权招标区块面积为 1.1 亿平方公里，仅占全国页岩气有利区块面积 1.3%。去掉两块流标的区块，招标成功的区块仅占 0.5%。因此今后剩

余的招标区块的面积还非常大，招标的进度可能会加快。

要求巨额资本和开采经验，仍将以大型国有公司为主

页岩气开采的资金门槛很高，既要具有相关勘探开采经验，也要有足够的资本实力，只有大型企业才有能力参与探矿招标和开采。以投入 10 口开采井计算，所需投资至少要人民币 3 亿元以上，而且可能需要数年的时间才能收回成本。

美国有众多小企业参与页岩气开发，是因为早期就有一个成熟开放的油气开采市场。而之前国内具备陆上油气开采权的，仅有中石油、中石化、延长石油和中联煤层气公司，其他具有油气开发经验的企业并不多。

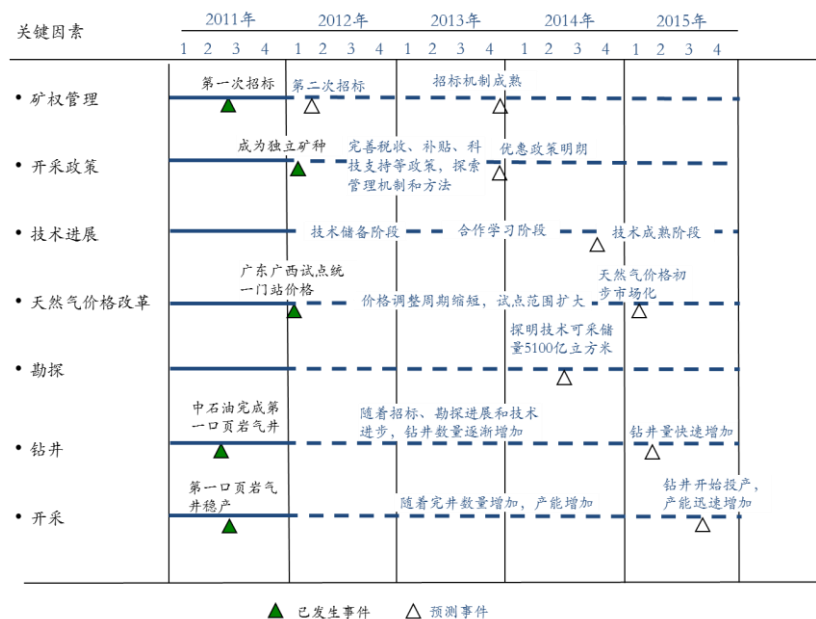
首轮参加页岩气招标的几家公司的国企性质和地位决定，页岩气政策出台很大程度上将参考他们的建议，他们既是政策制定的参与者，也是实践的推动者。他们已经在这场资源分配中获得先机，肯定是页岩气开发的主力军。目前其他企业能否参与其中还很难判断，考虑到价高者得的招标形式和进入壁垒较高，中小企业参与的机会并不多。

页岩气发展时间表，2015 年之前勘探为主，之后进入钻井阶段

结合前面分析的矿权管理、政策优惠、技术进展、勘探进展和目前的进展情况，我们预测了国内页岩气发展时间表（见图 4）。

我们预测，页岩气开采条件将在 2015 年初成熟。考虑政策制定的周期，2013 年矿权管理和优惠政策将会明朗；考虑技术学习所需的时间，2014 年底国内企业开采技术成熟；考虑价格改革的进展，到 2015 年初，即天然气价格改革将实施的第 3 年取得较大进展。在 2015 之前，页岩气将以勘探工作为主，开采井钻井将以学习技术和积累经验为主，大规模钻井开采难以启动。2015 年开采条件初步具备，第一次和第二次页岩气探矿权招标的企业也将完成探矿任务，相关区块进入钻井阶段。

图 4：我国页岩气开采时间表



料来源：国信证券经济研究所整理

2015 年之前勘探进展，主要取决于到 2011 年和 2012 年获得探矿权的企业。根据探矿权合同，中石化和河南煤层气公司将于 2014 年 7 月份完成两个区块 4237 平

方公里的勘探任务，同时中石油 6567 平方公里的页岩气试验区块初期勘探也将结束。按照 Barnett 盆地储量水平计算，这三个区块的技术可采储量将达到 7928 亿立方米；按照美国 7 大页岩气盆地均值计算，这三个区块技术可采储量为 5100 亿立方米。以两者低值 5100 亿立方米计算，这三个区块可以形成年产 60 亿立方米的页岩气产能。2012 年可能进行第二次招标，目前招标的面积还能以确定。

考虑到将这三个区块技术可采储量转化为相应产能，预计钻井 2300 口左右，这些钻井作业将在 2015 之后逐步完成。

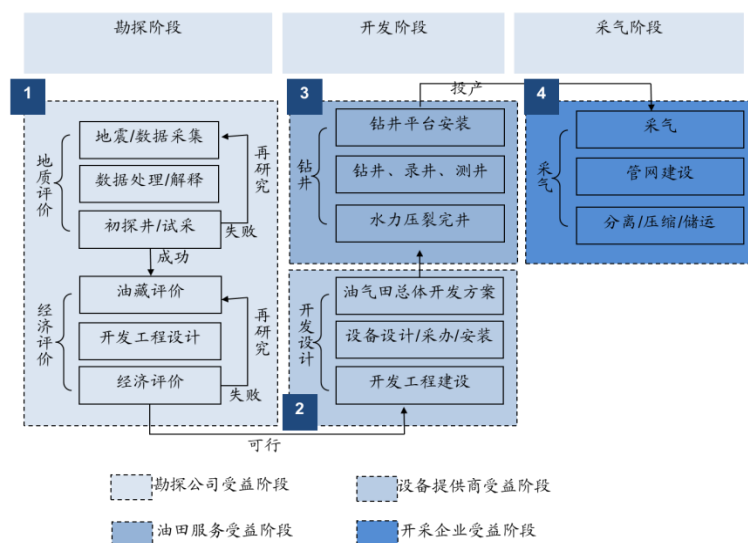
从页岩气发展时间表看各阶段受益企业

产业链企业在不同阶段受益

页岩气区块的开发流程分为勘探、钻井和采气三个阶段（见图 5）。油气公司拿到探矿权之后，将组织勘探、钻井和开采全过程，最终销售油气资源获利。区块的开发的过程中，油气公司作为业主，聘请外部或使用内部的勘探公司和油田服务公司，并支付项目服务费用。油气井投产之后，运营大多由油气公司自己负责。

产业链上的企业分别在不同开采的环节受益。任何区块的开发第一步就是勘探，所以勘探公司首先受益。其次，在油田开发设计结束之后，将按规划方案采购相关钻井设备，这个阶段设备生产公司受益。但是油田服务企业也会少量提前购买设备，储备服务能力，将设备提单提前。再次，油田服务企业通过承揽项目，赚取服务费用。最后区块稳定产气，形成规模化的产能，油气企业才能逐步受益。

图 5：页岩气开发各阶段受益公司



资料来源：国信证券经济研究所整理

国内勘探公司最先受益，但缺少投资标的

国内勘探公司将受益页岩气勘探业务增长。页岩气的勘探技术与常规天然气类似，使用的勘探设备也基本相同。比较具有技术含量的环节是地震资料的解释和评价技术。这方面工作，国内企业虽然经验不足，但基本可以满足要求。如果需要，也可以请国外地质公司对数据和样本进行解释。

页岩气资源有利远景区，总面积约 87 万平方公里。如果以每平方公里 2 万元投入计算（国土资源部探矿权最低要求），总投资就达到 167 亿元，详细的三维地震勘探和钻井勘探还将大幅增加投入。这些勘探投资将会页岩气区块招标进程逐步释放。

中石油、中石化都是全产业链经营模式，国内的勘探企业基本上都集中在这两个公司内部，缺少独立的投资标的。这两家公司勘探作业能力基本能够完成页岩气勘探任务。

具有技术优势和特种开采设备的生产商将在开发设计阶段收益

一旦油气企业决定一个区块的整体开发方案，就要开始设备的招标采购工作。开采企业在勘探和钻井方面投资巨大，经营周期长，相比之下，设备生产商将在勘探结束之后的开发规划阶段受益，并可以较快实现收益。根据我们的预测将在 2014 年下半年，勘探结束之后开始受益。

因为国内油气是一个成熟行业，开采量已经多年保持稳定，石油开采设备也处于激烈竞争的状态。我国目前有 1800 多家石油天然气设备生产商，大多数生产同质化产品，盈利能力较低。这些企业也会受益于页岩气大发展，但之前国内油气企业常规装备存量较多，预计市场份额增长较小。

设备公司能否从中受益主要取决于产品竞争力和合作关系。只有技术含量高，替代产品少，竞争对手少的产品，才可以获得稳定的利润。一旦产品质量和服务得到认可，形成良好的合作关系，油田企业一般会长期购买，对采购价格不敏感。

我们建议关注特殊设备供应商。表 9 是页岩气开采中使用的特殊设备。这些特殊设备都是应用于页岩气开采的水平井和水力压裂过程中的。

表 9：页岩气开采中使用的特殊设备

类别	特殊设备
随钻检测工具	无线随钻测斜仪（MWD）、有线随钻测斜仪（SST）、随钻测井（LWD）、单多点测斜仪、
特殊钻具	水平井专用钻机、造斜钻头、动力钻具、单弯螺杆、定向接头、无磁钻铤、承压钻杆
完井	高强度套管、固井泡沫水泥、套管射孔装备、高标准采油树、封隔器、防喷器
水力压裂	压裂车、仪表车、混砂车、平衡车、管汇车、压裂液和化学药剂

资料来源：国信证券经济研究所整理

这些设备原来属于特种采油设备，技术含量高，国内油气公司和油田服务公司装备很少。随着页岩气从无到有的发展过程，开采队伍会普遍配备这些装备。按照我们的时间表预测，国内设备生产商将在 2013~2014 年开始受益。前期，有志进入页岩气领域的企业也会小批量储备相关的设备 and 操作经验。鉴于中国设备制造的低成本，设备出口的市场空间也很大，并从全球页岩气开发市场中受益。如杰瑞股份出口的压裂车已经成功应用在北美页岩气开发中。

在设备制造商中，杰瑞股份和神开股份受益较大。

先期进行技术储备的油服企业会在钻井阶段受益

如前所述，页岩气开采中需要的技术需要从美国企业学习，国内油田技术服务公司基本上不掌握页岩气开采技术，要么很难参与其中，要么只能提供一般性的服务。但前期进行相关技术储备的国内公司有机会参与其中。油服企业将在钻井阶段受益，根据我们的预测，将从 2015 年开始受益。

在油服企业中，我们看好先期进行技术储备的企业，安东油田服务和宏华集团。安东油田服务早在 2006 年就开始储备页岩气开发的相关技术，并参加了中石油第一口页岩气实验开采井的施工。宏华集团在页岩气开发规划服务方面处于国内领先地位，还研发很多适应中国开发环境的开采设备。这两家企业都将受益页岩气发展，具体分析见后。

对于其他油田服务企业，如果能在页岩气开采技术方面有长足进展也将受益，但目前是技术储备阶段，受益较小。通源石油在页岩气方面储备了复合射孔技术，但该技术目前没有实质性的应用，技术效果和应用范围还有待观察。此外，射孔在油田

服务投入中所占比例较小，公司受益难以预测。

其他以煤层气为主业的企业，如准油股份、恒泰艾普、天科股份、通源石油等如能将相关技术应用于页岩气，也将受益。考虑到页岩气开采难度比煤层气更大，这种技术转移还需要一段时间。此外，天然气运输仓储和下游厂商将从天然气消费大幅度增长的过程中普遍受益，但最近几年，页岩气在天然气中所占的比例还很小，所以难言会从页岩气中受益。

油气企业最后受益，其前景目前还难以判断

油气企业投资规模最大、承担的风险最多，从竞标探矿权开始，最早参与其中，最晚受益。判断油气企业从中受益大小，也是最困难的。我们认为几个最重要的影响因素是天然气价格、获得区块的储量，最终的产量，资本支出额。如前所述，这些因素目前还难以明确，因为这些涉及天然气价格改革进展，页岩气开采补贴政策，国家下一步招标进展，勘探工作证明各区块的投资前景，开采技术掌握的情况等等。油气企业也正期待政策因素明朗之后，才会在页岩气领域进行密集投资。

页岩气开采企业最近几年不会受益。我们认为，最近 10 年都将是页岩气开采的投资期。天然气开采业的特点就是投资回收周期长。页岩气区块开发周期都在 30 年以上，比常规天然气生产周期还长。第一次招标中标的中国石化和河南煤层气公司已经参与，今后其他有机会获得探矿权的企业包括，中石油、中海油、延长石油、中联煤层气、河南煤层气、广汇股份、中国中化、振华石油、中信资源等。这些公司受益大小还取决于很多政策、机会把握，企业能力储备等因素影响，目前难以预测。

综上所述，设备制造商杰瑞股份、神开股份，以及前期储备技术的安东油田服务公司和宏华集团将先行受益。

杰瑞股份：领先压裂设备生产商，受益页岩气开采

压裂设备存量严重不足，市场空间巨大

杰瑞股份生产压裂车、配沙车、仪表车等压裂设备，将直接受益于页岩气开采。水平井压裂施工中需要使用压力高于 100Mpa 的高端压裂车。目前美国压裂车装备总量为 1500 万水马力，中国国内压裂车总量约为 100 万水马力，并以低端车型为主，能够使用在页岩气开采中的非常少。我们预测，国内页岩气 2015 年之内至少需要增加 200 万水马力。

水力压裂服务必须配备完成的车组，包括压裂车、混砂车、平衡车、仪表车和管汇车等（见表 10）。如以主力车型 2000 型压裂车计算，一个车组需要一般需要配备 18 台-20 台压裂车才能执行一次。

表 10：页岩气开发使用的水力压裂设备

水力压裂设备	作用
压裂车	向井内注入压裂液，将地层压开，把支撑剂注入裂缝；
混砂车	按一定比例混砂，并将混合压裂液供给压裂车；
输砂车	向混砂车输送压裂液原料；
平衡车	保持井下压差，保护封隔器和套管；
仪表车	在压裂施工过程中远距离遥控压裂车和混砂车，对过程进行分析；
管汇车	用来运输和管汇压裂液；
压裂液	传递压力，形成和支撑裂缝，携带支撑剂；
水箱（水罐）	储存水力压裂用水；
分段封隔器	分段压裂时，封隔各水平井段。

资料来源：国信证券经济研究所整理

页岩气开采使用的压裂设备作业频繁，更新周期短。因为页岩气开采需要分段压裂

和重复压裂，所需要的作业量高于常规油气开采。高压、高负荷和长时间运行将极大减少设备的使用寿命。一般设备使用 5 年之后就需要进行更新。

进入技术壁垒较高，竞争对手较少

制造压裂设备的技术壁垒高。压裂设备及其核心部件柱塞泵为国家指定的 863 国家攻关项目。2008 年之前，国内购买压裂车设备只能依赖进口，随着国内企业技术的进步，整车生产已经实现了进口替代，部分核心配件还需进口，尤其是柱塞泵。2011 年 7 月份开始，杰瑞股份从 OFM 引入技术，成为国内少数能够独立生产柱塞泵的企业。

国内主要的竞争对手是中石化江汉石油管理局四机厂、四机赛瓦、兰州通用机器制造公司和中油特种车辆公司。后两者目前只能生产低端压裂车产品。

关税壁垒阻碍了国外竞争对手。由于国家支持油田设备国产化，规定三大石油公司在采购上全部采购国内的设备，国外厂商主要以配件出口形式占领国内市场。并且国家对进口车辆征收很高的关税，只有国内不能生产或性能不能满足要求，并直接用于勘探、开发作业的设备、仪器等，才能在规定的免税进口额度内，免征进口税。

设备已经在第一口实验井中应用，受到好评

杰瑞公司成为首批进入页岩气开采的设备提供商。2011 年 4 月，公司参加国内第一口页岩气水平井中石油“威 201-H1 井”，压裂施工作业，采用分段压裂技术和连续油管带砂射孔技术。杰瑞公司有 3 台压裂车参与了施工，总体表现优异，燃油效率和排放上优于其他公司产品。据我们了解，此项目之后，杰瑞公司压裂设备又多次参加中石油页岩气试验井的压裂作业。

收益分析

如果页岩气 2015 产能能够达到 65 亿立方米，最近 5 年中页岩气开采井钻井数将达到 2300 口，国内市场需增加 50 组压裂车组，即增加 200 万水马力作业能力。这考虑了钻井集中期需要更多设备、重复压裂作业，以及各页岩气开采企业（包括各大油田）和油田服务企业都会配备相关压裂设备。

杰瑞股份具备相关的技术优势，以及目前与中石油、安东油田服务等企业具有良好的合作关系，如果能在水力压裂设备市场达到 40%市场占有率，可以为公司增加销售收入 40 亿元。

神开股份：随钻测斜仪受益于水平井钻井量增长

主营高端钻井产品，市场占有率高

神开股份主业是石油设备，包括随钻测斜仪、综合录井仪，防喷器和采油树。神开生产的石油设备均属高端产品，技术含量高，公司已取得授权专利 102 项和软件著作权 20 项，其中 90%左右为发明专利和实用新型专利。目前其主要竞争对手是上海科油。

神开股份经过长期市场化经营，公司产品大部分是高技术产品或市场短缺产品，市场壁垒高。公司属于中石油一级供应网络成员单位，中石化和中海油的网络采购供应商成员。

神开主要产品市场占有率很高，随钻测斜仪市场占有率达 60%，录井仪市场占有率达到 53%，防喷器市场占有率达到 25%。

随钻测斜仪，受益于页岩气水平钻井

神开生产多种随钻测斜仪，是页岩气水平井的钻井中必备的设备。页岩气以水平井

为主，要求钻井轨道很精确。传统钻井中使用单点测斜仪，如果井眼轨道不是按照预定的方向前进时，就必须下入弯接头重新定向，使井眼回到设计的轨道上，频繁的测量和重新定向是非常费时和昂贵的。

为了控制钻井进尺的方向，水平井钻井需要无线随钻测斜仪（MWD）、有线随钻测斜仪（SST）、随钻测井（LWD）、单多点测斜仪等。随钻测斜仪可以安装在下部钻具组合上，这些电子测量仪器以大地重力场和地磁为基准，随时向工程师提供井斜、方位、工具面和井底温度等参数。这样可以更加精确地控制井眼轨迹，同时节约测斜时间。

目前国内钻水平井的能力有限，随钻测斜仪配备并不多。目前配备的随钻测斜仪主要用于油井钻井，而且基本处于饱和使用的状态。随着页岩气开发，国内钻井企业和油田服务企业将会增加配备。

井口设备销量将与钻井数正相关

防喷器和采油树为井口设备，是完井之后必备装置。防喷器（BOP）是用于试油、修井、完井等作业过程中关闭井口，防止井喷事故发生的装置。采油树主要用于悬挂下入井中的油管柱，密封油套管的环形空间，控制和调节油井生产，保证作业，施工，录取工程资料，测试及清蜡等日常生产管理。

虽然防喷气和采油树并不属于页岩气开采的特殊设备，但是考虑到神开在该市场中极高的占有率，页岩气钻井数量的增加将使公司受益明显。

受益分析

根据页岩气发展趋势，参与页岩气水平井的钻井队伍必须配备随钻测斜仪。国内目前大约有 2500 个钻井队伍，因此该产品需求具有很大的弹性。按照十二五规划页岩气产能计算，国内至少将增加配备 130 套随钻测斜仪，按照 30%市场占有率，平均单价为 300 万/台计算，将为公司增加销售收入 1.17 亿元。考虑到公司采油树和防喷器与钻井数量直接相关，井口设备可增加销售收入 1.84 亿元。

安东油田服务：储备开采技术，具有本土化优势

引进非常规能源开采技术，构建核心竞争力

公司逐步转型为油田技术服务为主的企业，目前以陆上油田服务为主。主要业务为钻井、完井、井下和采油服务为主，70%的业务来自天然气井。竞争对手主要为斯伦贝谢、贝克休斯、哈里伯顿等国际油田服务企业。

安东油田服务早在 2006 年就开始储备非常规能源开采技术，成为国内少数掌握页岩气水力压裂技术的公司。公司引进的技术来自海外小型油田服务企业，以技术引进和项目合作的方式获得。技术引进的难点在于帮助国内客户接受新技术，针对本土地质环境进行改进，以及从海外寻找和引进相关技术。2010 年引进分段压裂、定向井和连续油管技术，均已成为主要的业务增长点。

公司利用技术优势，在高端市场上竞争，避开国内普通油田业务的竞争。公司逐步集成了主流技术，并形成单项技术的领先优势。国内服务价格不输于国际同行，保持很高的毛利率。2010 年公司压裂技术成功应用于长庆油田鄂尔多斯盆地致密砂岩气的开采，取得其中 102 口井中的 77 口井作业量，水平井分段压裂技术服务收入为 2.2 亿元，较 2009 年增长 255.4%。

未雨绸缪，构建服务能力和施工基地

2011 年 11 月底，安东油田服务公告，决定全面参与中国压力泵送市场，并于 2011 年 9 月份从杰瑞股份订购了 10 台 2000 型压裂车及配套设备，建设 2 万水马力的

服务能力。该套设备将于 2012 年第三季度交付使用。未来将会于适合的时机,将整体机组的产能提升至 4 万水马力, 组成一个完成的压裂车组, 以扩大市场份额。此外, 该集团还在培养压裂液、支撑剂和其他化学品能力, 组成压裂技术的一体化服务。

公司在国内主要产油区建设了四个施工基地, 形成了快速响应客户需求并快捷提供技术服务的能力, 施工成本较低, 服务速度快。而外资油田服务企业常需要从海外调运人员和设备, 成本昂贵, 反应速度慢。公司本土化的背景也有利于市场开拓。国内三大石油公司压裂施工招标中, 安东油田服务一般都会进入招标短名单。

成功服务国内第一口页岩气井

2011 年 6 月, 公司参与中石油第一口页岩气井的压裂施工, 即中石油西南油气田分公司威 201-H1 井。该区块 6 口井压裂工程招标, 4 家公司投标, 包括斯伦贝谢、哈里伯顿等国外著名公司。招标方有三个主要的要求, 技术满足要求, 价格和服务时间, 因为是国内第一口井, 具有指标意义, 所以服务时间要求尤其严格。

各家投标价格相差不大, 安东油田服务在四川有作业基地, 可以满足时间要求。安东中标 4 口, 哈里伯顿中标 2 口。为了保证 100% 的成功率, 安东聘请了国外一家施工设计公司, 设计施工工艺和流程, 自己负责实施。6 月下旬, 安东经过 7 天施工, 完成了 12 段压裂施工任务。威 201 井是中国乃至亚洲第 1 口页岩气水平井压裂改造井, 其在液体设计思路、分段压裂工艺等方面采用最新最先进的理念及方法, 其水源供给规模之大、压裂设备使用之多、主体压裂施工时间之长都创造了新纪录。

受益分析

我们认为安东油田服务将会在页岩气开采中大幅受益。如前所述, 油田服务企业将在 2015 年之后, 大规模钻井启动之后才能明显受益。考虑到油田服务行业特点, 而水力压裂技术壁垒很高, 毛利率将保持较高水平。

按照十二五规划目标, 国内开采 2300 口开采井, 几乎全部需要水利压力服务, 按照每口井压裂 10 段计算, 每段压裂收入 60 万元, 如果安东市场占有率能够达到 20%, 可以给公司带来销售收入 27.6 亿元。

宏华集团：开采、服务和设备，三方面参与

谨慎参与争取探矿权

宏华集团是专业从事石油钻机、海洋工程及石油勘探开发装备的研究、设计、制造、总装成套的大型设备制造及钻井工程服务企业, 是中国最大的石油钻机成套出口企业和全球最大的陆地石油钻机制造商之一。宏华集团非常重视页岩气发展, 并且在争取探矿权, 油田服务和装备制造三方面进行准备。

宏华集团将在合适的时机, 争取页岩气区块探矿权。公司对页岩气开采保持理性态度, 会谨慎参与。一方面, 目前页岩气开采的宏观环境还不成熟, 公司将不会参与页岩气第二轮招标。另一方面, 鉴于公司在油气开采领域经验还有不足, 期望未来通过与国内外大公司合作的方式, 参与页岩气开发。

提供页岩气开发的整体解决方案

在油田服务方面, 宏华集团致力于提供页岩气开发的整体解决方案。在油气公司勘探结束之后, 提供开发整体规划, 利用规划时机销售相关钻井设备, 并提供油田服务。宏华在第二大股东 NABORS 公司是全球最大的陆地钻井承包商, 在页岩气钻井方面有长足进展, 并且在美国和加拿大斥资数亿美元购买了页岩气区块。利用这方面的协调优势, 宏华集团在页岩气方面具备相关的技术和信息优势。

宏华集团在页岩气规划方案设计方面处于国内领先地位。公司研究国外成熟开发技术方案,进行了改进,主要的创新如下。①采用丛式水平井进行规模化开采的模式,该模式对井场布局、井口间距、井底间距、共用工程配套等,都有符合本土开发特点的设计。②在开发方面,公司提出“以气打气,气电结合,流水作业,工业化生产”的开采模式,井场设立燃气发电机组和柴油发电机组,提供生产动力。③常规压裂机组由 20 多辆车组成,压裂还现场还需要摆放巨型水罐储水,在中国开采地表环境大多是丘陵和山区,难以提供足够的空间,宏华研究出大马力变频压裂机组和可以变形的柔性水罐,解决了占地面积的难题。④在井区附近推广分布式能源,实现页岩气的就近利用,解决管网的问题,并且实现气、电、热联供,提高一次能源的利用效率和稳定性。

钻机为主,创新多种开采设备

宏华集团产品生产的设备以钻机为主,并以出口市场为主。目前,累计出口到美国的钻机有 90 台,其中大部分都是使用在页岩气开采中。美国 2010 年总共有 1000 台钻井,其中 400 台使用在页岩气开采中。

因为页岩气以水平井开采为主,国内目前打水平井的能力远远不足。估计实现十二五页岩气开采目标,需要在 2015 年底之前至少完成 2300 口水平井。需要在现有水平井钻井能力上增加 40%。

宏华集团对页岩气开采设备进行多方面的创新,见表 11。这些主要针对中国页岩气开采环境大多是丘陵和山地,作业面积小,运输困难进行的设备改进。预计这些产品将会在国内页岩气开采中得到广泛的使用。

表 11: 宏华集团页岩气开采设备方面的创新

创新设备	优点和作用
30 超级单根钻机	可打直井、斜井;全液压机械化系统;自动化管子处理系统;井场占地面积小;快速安装、搬家、移运;伸缩式井架,有效减少运输长度;
齿轮齿条钻机	结构简单、运输模块少;占地面积小;快速搬迁和安装;
连续管复合钻机	解决螺杆钻具寿命短的问题;全方位检测钻井参数和地质参数;实时调控钻井方位和参数;大容量双向高速传输;
成套压裂设备	包括大马力变频压裂机组、混砂车、运砂车、控制系统、连续管作业机等,占地面积小,成套设备,整体匹配完善;
6000HP 压裂泵	DBS 交流变频实现流量压力无极调节,有效减少压裂车数量;一车双泵,直输井口;安装简便,占地面积小;
柔性水罐	6 组就能满足压裂施工 3000 立方米的蓄水要求;有效减小压裂施工现场数十水罐占地面积;折叠运输,减少运输车辆。

资料来源:国信证券经济研究所整理

介入压裂设备生产领域

宏华集团看到页岩气开采中将会使用到大量的压裂设备,并计划通过合资方式加入到压裂设备生产领域。2011 年 12 月 6 日,宏华集团宣布购买甘肃华腾部分资产,然后四川宏华与甘肃华腾分别以现金 4200 万元和价值 3600 万元的剩余资产注资以成立合营公司。合营公司注册资本为 1.2 亿元,将由四川宏华及甘肃华腾公司分别持有其 70%及 30%股权。

宏华集团已经掌握柱塞泵的关键技术,将以完全自主知识产权的方式生产石油压裂设备。这样宏华集团成为提供全系列页岩气开采设备的企业,延长了产品链,并与传统钻机制造业务形成有效的战略互补。

受益分析

宏华集团将主要受益于特种钻机、压裂设备,以及提供区块开发规划等业务。按照十二五规划目标,受益于页岩气开采,如果宏华集团能够增加钻机销售 30 台,将为公司带来 9 亿元的销售收入。压裂设备和区块规划服务都是公司培养的新业务,预计随着页岩气服务和压裂设备市场需求旺盛,将有明显增加。

杰瑞股份和神开股份为机械类公司，下表为 Wind 公司盈利的一致性预期，供参考。

表 12: Wind 公司盈利一致性预期

公司	公司	昨收盘	总市值	EPS			PE			PB
代码	名称	(元)	(百万元)	2011E	2012E	2013E	2011E	2012E	2013E	
002353	杰瑞股份	67.95	15604	1.85	2.73	3.78	36.71	24.90	17.95	6.48
002278	神开股份	9.51	2487	0.33	0.39	0.45	28.41	24.18	21.33	2.29

资料来源：Wind，国信证券经济研究所

附件:

页岩气藏形成条件

页岩气普遍发育且分布广泛（见图 6），但要形成具有工业开发价值的页岩气藏尚需具备相应的地质条件。页岩气的沉积厚度是保证足够有机质和充足储集空间的前提条件。厚度越大，也越能增强页岩的封盖能力，有利于气藏的保存。不同地区烃源岩的有效排烃厚度有所不同，大多数形成页岩气藏的烃源岩的厚度在 91~183 米之间，最薄要超过 30 米。

图 6：地表常见的页岩



资料来源：EIA，国信证券经济研究所

图 7：一口正在钻探的页岩气井



资料来源：EIA，国信证券经济研究所

页岩气储层的埋藏深度范围比较广泛。埋深从最浅的 76 米，最大埋藏深度超过 4000 米。美国正在开采的页岩气盆地的埋深都不大，大多都是以浅层开采为主。大部分页岩气井介于 762 米~1372 米之间。过高的埋深会加大勘探的难度和成本，但随着埋深的增大，温度压力不断升高，有机质的演化程度也会随之变大，会更有利于页岩的生气与吸附。随着技术进步及对能源的不断需求，人们现在越来越关注在深埋藏的页岩气。

气体在页岩储层中主要以两种主要的方式储集：在天然裂缝及有效的大孔隙中以游离状态存在；在有机质或矿物固体颗粒表面以吸附状态存在。页岩储层孔隙度一般为 4%~6%，渗透率小于 $0.001 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。与常规天然气藏相比，页岩气藏的经济产量在很大程度上要依赖于天然裂缝。因为页岩的孔隙度与渗透率极低，需要裂缝来提高孔渗性能。页岩中天然裂缝的发育可以大大改善其经济性，在天然裂缝发育区页岩储层孔隙度可达 10%、渗透率可达 $1 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ 。大多数产气页岩具有范围广、层厚、普遍含气等特点，这使得页岩气井能够长期稳定的速率产气。

页岩气藏为连续型气藏，缺少明显的圈闭，也没有明显的气水界线，分布范围与烃源岩范围基本一致，为大面积区域含气。根据美国成功开发的几十个页岩气田经验，页岩气田均存在一个共同特征：存在核心区、1 级扩展区和 2 级扩展区（见图 8）。核心区富集了最丰富的页岩气藏，是页岩气开发的主要对象；一级扩展区的页岩气开发收益略超过或接近经济门限，而 2 级扩展区开发成本可能高于成功开发经济门限。因此，核心区的开发直接影响着整个页岩气田的顺利投产。

核心区与非核心（扩展区、成藏区）对单井产能影响很大。以美国 Fort Worth 盆地为例（见表 12），核心区的产能较 1 级扩展区累计采出量高出 60%，是二级扩展区的 3 倍。由此可见，在页岩气勘探阶段，其关键技术在于寻找、确定核心区。

图 8：页岩气核心区域和扩展区域示意



资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

表 13：Fort Worth 页岩层各区气井产能对比

盆地划分	面积（平方米）	初期产量 （30 天）	累计产量/井
核心区	1548	2.5	2.5
一级扩张区	2254	2.0	1.5
二级扩张区	4122	1.0	0.8

资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

通过大量试验和研究表明，确定核心区的因数主要包括以下八大因素：页岩层储量、储层净厚度，储层压力梯度和深度，总有机碳（TOC），热成熟度（Ro），基质孔隙度，天然裂缝，矿物组成等（见表 14）。开发页岩气还需要对其他因素进行研究，比如是否存在非烃类物质、含水饱和度、断层分布等。

表 14：页岩气藏核心区的成藏条件

净层段厚度	>45m
孔隙度	>4%
储层压力梯度	>10.5MPa
总有机碳（TOC）	TOC>2%
热成熟度（Ro）	1%<Ro<3%
气浓度	>8.2x10m3/km2
复杂性	区域性沉积，复杂性低

资料来源：国信证券经济研究所整理

页岩气藏在投入生产后，页岩中的天然裂缝引起的渗透性在一定程度上弥补了基质渗透率低的缺陷。因此，页岩气藏生产中首先排出的是裂缝中的游离气，随即是与裂缝沟通或自然连通的孔隙中的游离气。随着地层压力的降低，赋存于有机质颗粒与黏土颗粒表面的天然气开始解吸，并在基质中通过扩散作用进入裂缝系统，裂缝中的天然气则以渗流方式进入井底，采至地面。游离气的渗流速度较快，可以形成可采初期的相对高产期，但产量下降快；页岩气井的稳产期主要为吸附气解析，递减速度较慢，使得生产周期比较长，因此解吸机制也是决定页岩气资源量至关重要的因素。目前开采的情况评估页岩气井年递减率小，一般 2%~3%，最大 5%，生产周期一般 30~50 年。美国地质调查局(USGS)认为，沃斯堡盆地 Barnett 页岩气田开采寿命可超过 80 年。

与天然气相比，页岩气采收率较低。据美国 5 个主要页岩气产气盆地的统计，页岩气藏的采收率变化范围为 5%~60%。如埋藏较浅、地层压力较低、有机质丰度较高、吸附气含量较高的 Antrim 页岩气藏的采收率可达 60%；而埋藏较深、地层压力较高、吸附气所占比例相对较低的 Barnett 页岩气藏的采收率为 25%左右。而封闭性气藏天然气采收率可达到 90%左右，如有边水、底水侵入的影响，采收率一般为 40~60%左右。

页岩气开采技术：水平井的钻井、固井和完井

页岩气基本的开采技术和天然类似，但页岩特点决定，要使天然气尽可能地流入井筒，就必须合理利用储层中的裂缝，使井筒穿过尽可能多的储层。现在业界多利用水平钻井和压裂技术来进行页岩气的开采，虽然这两项技术都不是新技术，但近年

来随着页岩气开采经验的积累有很多新的进展。

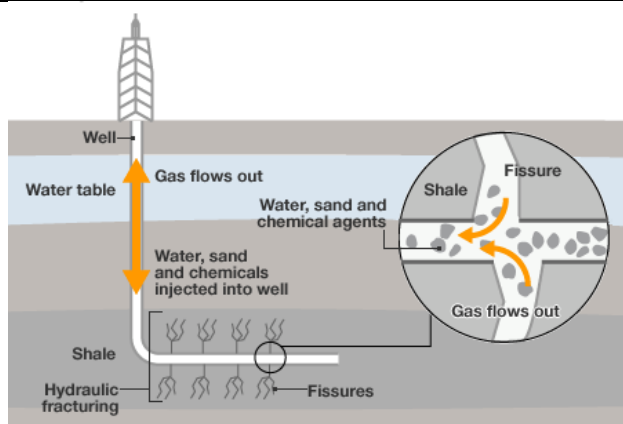
水平井钻井首先仍然是先钻直井，抵达储层之后，根据需要使钻头准确地转向，水平或者定向钻探（见图 9）。这样能使页岩气资源从相同储层，但裂缝与井筒接触面积更大的地理区域流出。以美国宾夕法尼亚州的 Marcellus 页岩气田为例，一口垂直井的驱替体积大约只有直径 402 米、高 15.2 米的圆柱体体积那么大。相比之下，水平井可延长至 462~1829 米，驱替体积可达 1829 米×1320 米×15.2 米，大约是直井驱替体积的 5.79 倍还多。驱替体积的增加使水平井比直井具有更多的优势，可以大幅度地提高产气量。垂直井和水平井产能比较，见图 10。

一般水平段越长，最终采收率和初始开采速度也就越高。据美国公布的数据，最有效的水平井段进尺一般为 914~1219m。钻井作业还采用地质导向技术，确保在目标区内钻井，避免断层和其他复杂构造区，否则会导致钻穿目标区，或者发生井漏。

在 2002 年以前，美国页岩气开发主要的钻井方式是垂直井，但在 2002 年 Devon 能源公司 7 口 Barnett 页岩气试验水平井取得成功之后，水平井成为页岩气开发的主要钻井方式（见图 9，10）。之前使用的直井现在主要用于试验，了解页岩气藏特性，获得钻井、压裂和投产经验，并优化水平井钻井方案。水平井的成本一般是垂直井的 1~1.5 倍，例如 800~1000m 水平段的常规水平井钻井及完井投资约 700 万美元，而产量是垂直井的 3 倍左右。

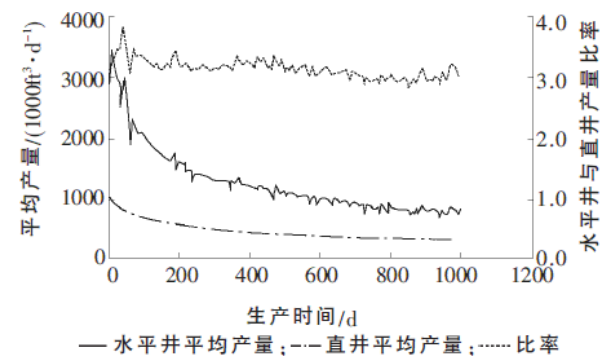
页岩气井通常采用泡沫水泥固井技术，由于泡沫水泥具有浆体稳定、密度低、渗透率低、失水小、抗拉强度高特点，因此泡沫水泥有良好的防窜效果，能解决低压易漏长封固段复杂井的固井问题，而且水泥侵入距离短，可以减小储层损害，泡沫水泥固井比常规水泥固井产气量平均高出 23%。

图 9：页岩气开采技术：水平井和水力压裂示意图



资料来源：EIA，国信证券经济研究所

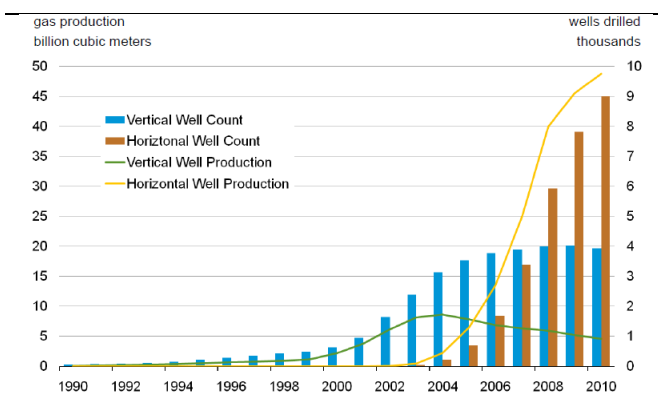
图 10：垂直井和水平井产量对比



资料来源：Modern Shale Gas Development In The United States

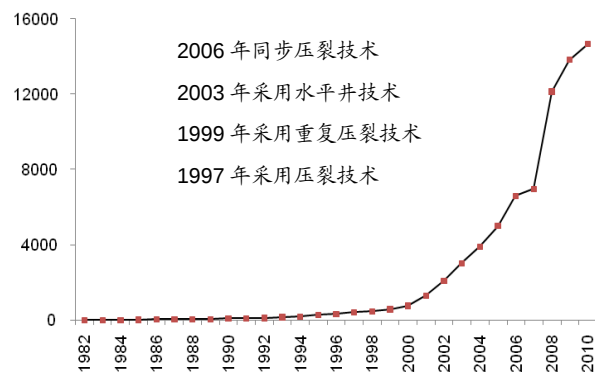
页岩气井的完井方式主要包括套管固井后射孔完井、尾管固井后射孔完井、裸眼射孔完井、组合式桥塞完井、机械式组合完井等。美国大多数页岩气的水平井进行套管射孔完井。通过大量的页岩气井的开发实践，开发人员总结出定向射孔时应遵循的原则，即在射孔过程中，主要射开低应力区、高孔隙度区、石英富集区和富干酪跟区，采用大孔径射孔可以有效减少井筒附近流体的阻力，在对水平井射孔时，射孔垂直向上或向下。页岩气钻井既要提高其渗透率，又要避免地层损害是施工的关键，直接关系到页岩气的采收率。因此在固井、完井方式、储层改造方面有其特殊技术。

图 11: Barnett 地区水平井和垂直井产量和井数对比



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

图 12: Barnett 盆地钻井数和技术进步



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所整理

页岩气开采技术：水力压裂技术

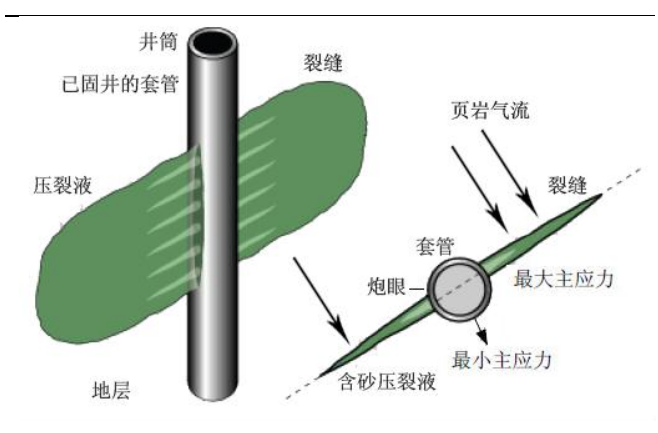
页岩气井钻井并不困难，但是完井工作之后必须对井眼周围的岩层进行水力压裂才能有大量页岩气产出，压裂过程包括封隔产层段，射孔穿过套管及部分储层，泵入压裂液和支撑剂。

水力压裂增产增注的原理主要是降低了井底附近地层中气体的渗流阻力，大大降低了能量消耗。因而气井产量就会大幅度提高（见图 13）。如果水力裂缝能连通油气层深处的产层和天然裂缝，则增产的效果会更明显。此外，水力压裂还可以解除对井底附近的堵塞。

水力压裂是利用地面高压泵组，将高粘液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，在井底憋起高压，压力需要达到 100Mpa。当此压力大于井壁附近的地应力和地层岩石抗张强度时，在井底附近地层产生裂缝。一般继续以 265 升/秒的速度注入带有支撑剂的携砂液，裂缝向前延伸并填以支撑剂，关井后裂缝闭合在支撑剂上，从而在井底附近地层内形成具有一定几何尺寸和导流能力的填砂裂缝，使井达到增产增注目的工艺措施。图 14 是正在施工的压裂工程现场。

人工激发裂缝可以为页岩气提供储集空间、提高渗透率，同时人工裂缝可以将原本孤立的孔隙、裂缝连接起来。一个页岩气井的成功与否，不仅与气藏中页岩气的丰度有关，也于页岩层中足够的渗透率与有效的完井和人工裂缝有关。

图 13: 页岩气井压裂原理示意



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所整理

图 14: 页岩气水力压裂工程施工现场



资料来源: EIA, 国信证券经济研究所

压裂液有两种功能，一是压开裂缝，二是把支撑剂运载到裂缝中。当今页岩气井压

裂中使用最广泛的是加入降阻剂的水基压裂液。其中以水和砂为主，含量占总量的 99% 以上，其他添加剂成分占压裂液总量的不足 1%（见表 15）。添加剂在压裂液中所占的比例很小，但对提高页岩气井的产量说却是至关重要。

表 15：页岩水力压裂常见添加剂类型及其作用

类型	主要化合物	作用	比重
酸	盐酸	有助于溶解矿物和造缝	0.123%
抗菌剂	戊二醛	清楚生成腐蚀性产物的细菌	0.001%
破乳剂	过硫酸铵	使凝胶剂延迟破裂	0.010%
缓蚀剂	甲酰胺	防止套管腐蚀	0.002%
交联剂	硼酸盐	当温度升高时保持压裂液的黏度	0.007%
减阻剂	原油馏出物	减少压裂液与套管的摩擦力，减少压力损失	0.088%
凝胶	瓜胶或羟乙基纤维素	增加清水的浓度以便携砂	0.056%
金属控制剂	柠檬酸	防止金属氧化物沉淀	0.004%
防塌剂	氯化钾	使携砂液卤化以防止流体与地层黏土反应	0.060%
pH 值调整剂	碳酸钠或碳酸钾	保持其他成分 的有效性，如交联剂	0.011%
防垢剂	乙二醇	防止管道内结垢	0.043%
表面活性剂	异丙醇	减少压裂液的表面张力并提高其返液率	0.085%
支撑剂	石英砂、二氧化硅	支撑裂缝	8.950%

资料来源：EIA，国信证券经济研究所

组成压裂液成分为满足地层压裂要求而不尽相同，所以各添加剂的比例没有统一的规定，各添加剂浓度的变化便会引起压裂液性能的改变，表 15 中列出了 13 种添加剂，其按比例组合形成具有特定性能的压裂液。压裂液有可能会造成地层污染，所以美国要求企业披露压裂液组分。

其他关键的压裂技术还包括水平井分段压裂技术、多层压裂技术、重复压裂技术和同步压裂技术。在水平井段采用分段压裂，能有效产生裂缝网络，尽可能提高最终采收率，同时节约成本。最初水平井的压裂阶段一般采用单段或 2 段，目前已增至 10 段甚至更多。如美国新田公司位于阿科马盆地 Woodford 页岩气聚集带的 Tipton-1H-23 井经过 7 段水力压裂措施改造后，增产效果显著，页岩气产量高达 $14.16 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 。

水平井水力多段压裂技术的广泛运用，使原本低产或无气流的页岩气井获得工业价值成为可能，极大地延伸了页岩气在横向与纵向的开采范围，是目前美国页岩气快速发展最关键的技术。跟据美国页岩气井统计，早期开发的 5 个页岩含气盆地，直井改造后单井产量 $894 \sim 28300 \text{m}^3/\text{d}$ ，平均 $8063 \text{m}^3/\text{d}$ 。采用平井、水力压裂或分段压裂技术之后，平均单井产量约 $20000 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大水平井单井产量 $47.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，单井产量大幅提高。页岩气井在生产过程中适宜于多次改造，美国早期的页岩气直井在生产过程中普遍实施过 2 次以上的增产改造。

国信证券投资评级

类别	级别	定义
股票 投资评级	推荐	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 20%以上
	谨慎推荐	预计 6 个月内，股价表现优于市场指数 10%-20%之间
	中性	预计 6 个月内，股价表现介于市场指数 $\pm 10\%$ 之间
	回避	预计 6 个月内，股价表现弱于市场指数 10%以上
行业 投资评级	推荐	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10%以上
	谨慎推荐	预计 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 5%-10%之间
	中性	预计 6 个月内，行业指数表现介于市场指数 $\pm 5\%$ 之间
	回避	预计 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 5%以上

分析师承诺

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于本人的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求客观、公正，结论不受任何第三方的授意、影响，特此声明。

风险提示

本报告信息均来源于公开资料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。我公司及其雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。我公司或关联机构可能会持有报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。本报告版权归国信证券所有，未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、刊登。

证券投资咨询业务的说明

证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。

证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所团队成员

宏观		固定收益		策略	
周炳林	0755-82130638	李怀定	021-60933152	黄学军	021-60933142
林松立	010-66026312	侯慧梯	021-60875161	林丽梅	021-60933157
崔 嵘	021-60933159	张 旭	010-66026340	技术分析	
		赵 婧	021-60875168	闫 莉	010-88005316
交通运输		银行		房地产	
郑 武	0755-82130422	邱志承	021-60875167	区瑞明	0755-82130678
陈建生	0755-82133766	黄 飙	0755-82133476	黄道立	0755-82133397
岳 鑫	0755-82130432			方 焱	0755-82130648
周 俊	0755-82136085				
糜怀清	021-60933167				
商业贸易		汽车及零配件		钢铁及新材料	
孙菲菲	0755-82130722	左 涛	021-60933164	郑 东	010-66025270
祝 彬	0755-60933156			秦 波	010-66026317
常 伟	0755-82131528				
机械		基础化工及石化		医药	
陈 玲	0755-82130646	刘旭明	010-66025272	贺平鸽	0755-82133396
杨 森	0755-82133343	张栋梁	0755-82130532	丁 丹	0755-82139908
后立尧	010-88005327	吴琳琳	0755-82130833-1867	杜佐远	0755-82130473
		罗 洋	0755-82150633	胡博新	0755-82133263
		朱振坤	010-66025229	刘 勍	0755-82133400
电力设备与新能源		传媒		有色金属	
杨敬梅	021-60933160	陈财茂	010-88005322	彭 波	0755-82133909
张 弢	010-88005311	刘 明	010-88005319	龙 飞	0755-82133920
电力及公共事业		非银行金融		轻工	
谢达成	021-60933161	邵子钦	0755-82130468	李世新	0755-82130565
		田 良	0755-82130470	邵 达	0755-82130706
		童成墩	0755-82130513		
家电		建筑		计算机及电子元器件	
王念春	0755-82130407	邱 波	0755-82133390	段迎晟	0755-82130761
		刘 萍	0755-82130678	高耀华	0755-88005321
				欧阳仕华	0755-82151833
纺织服装		建材		新兴产业	
方军平	021-60933158	邱 波	0755-82133390	陈 健	010-88005308
		马 彦	010-88005304		
旅游		食品饮料			
曾 光	0755-82150809	黄 茂	0755-82138922		
钟 潇	0755-82132098				
量化投资产品		数据与系统支持		量化投资策略	
焦 健	0755-82133928	赵斯尘	021-60875174	董艺婷	021-60933155
周 琦	0755-82133568	徐左乾	0755-82133090	郑 云	021-60875163
邓 岳	0755-82150533	袁 剑	0755-82139918	毛 甜	021-60933154
				李荣兴	021-60933165
				郑亚斌	021-60933150
量化交易策略与技术		基金评价与研究			
戴 军	0755-82133129	杨 涛	0755-82133339		
黄志文	0755-82133928	康 亢	010-66026337		
秦国文	0755-82133528	李 腾	010-88005310		
张璐楠	0755-82130833-1379	刘 洋	0755-82150566		
		潘小果	0755-82130843		
		蔡乐祥	0755-82130833-1368		
		钱 晶	0755-82130833-1367		

国信证券机构销售团队

华北区（机构销售一部）			华东区（机构销售二部）			华南区（机构销售三部）		
王立法	010-82252236 13910524551 wanglf@guosen.com.cn		盛建平	021-68864592 15821778133 shengjp@guosen.com.cn		魏 宁	82133492-1277 13823515980 weining@guosen.com.cn	
王晓建	010-82252615 13701099132 wangxj@guosen.com.cn		马小丹	021-68866025 13801832154 maxd@guosen.com.cn		邵燕芳	0755-82133148 13480668226 shaoyf@guosen.com.cn	
焦 戡	010-82254209 13601094018 jiaojian@guosen.com.cn		郑 毅	021-60875171 13795229060 zhengyi@guosen.com.cn		段莉娟	0755-82130509 18675575010 duanlj@guosen.com.cn	
李文英	010-88005334 13910793700 liwying@guosen.com.cn		黄胜蓝	021-68866011 13761873797 huangsl@guosen.com.cn		郑 灿	0755-82133043 18620399819	
原 玮	010-88005332 15910551936 yuanyi@guosen.com.cn		孔华强	021-60875170 13681669123		王昊文	0755-82130818 18925287888	
赵海英	010-66025249 13810917275 zhaohy@guosen.com.cn		叶琳菲	021-60875178 13817758288		甘 墨	0755-82133456 15013851021	
甄 艺	010-66020272 18611847166 zhenyi@guosen.com.cn		崔鸿杰	021-60933166 13817738250 cuihj@guosen.com.cn		徐 冉	13923458266 18022@guosen.com.cn	
杨 柳	18601241651 yangliu@guosen.com.cn		李 佩	021-60875173 13651693363 lipei@guosen.com.cn		颜小燕	13590436977 yanxy@guosen.com.cn	
袁方园	15810236669		刘 塑	021-68866236 13817906789 liusu@guosen.com.cn		林 莉	0755-82133197 13824397011	
			汤静文	021-60875164 13636399097 tangjwen@guosen.com.cn		赵晓曦	82134356-1228 15999667170 zhaoxxi@guosen.com.cn	
			梁轶聪	021-60933149 18601679992 liangyc@guosen.com.cn				