

机械设备行业

美国页岩革命——百年征途，终遂能源自主 增持（维持）

2019年09月15日

投资要点

- **页岩油气储量丰富，美国借力页岩革命实现能源自主：**根据 EIA 2013 年统计，全球页岩气可采储量为 206 万亿方，占全球天然气储量的 32%；页岩油储量达到了 3450 亿桶，占全球石油储量的 20%。目前只有美国实现了页岩油气大规模商业化开采，并在 2007 年前后实现产量迅速增长。依靠页岩气的开发利用，2007-2017 年美国天然气产量复合增速达 3.5%（对比 1997-2007 年复合增速 0.2%）。2017 年美国天然气产量达到 7727 亿方（页岩气占比约 68%），超过当年天然气消费量 7676 亿方实现能源自主，也正式实现了由天然气输入国向净出口国的转变。
- **四大阶段复盘美国页岩气发展史：**美国页岩气革命的进程可大致划分为四大阶段，分别是发现阶段（1821-1975）——技术探索阶段（1976-2001，页岩气年产量升至 120 亿方）——技术突破阶段（2002-2006，年产量升至 310 亿方）——产量高增阶段（2007 年至今，年产量超过 5200 亿方）。其中第二、三阶段由于能源危机的出现，美国政府大力推进页岩气的开采与研究，期间关键技术持续突破，开采成本持续降低；至第四阶段，此前的技术积淀为页岩气大规模商业开采提供先决条件，叠加 2007-2008 年高油价推升气价为页岩气开发提供了可观盈利空间，页岩气产量开始迅速增长。发展至今美国已实现天然气全面自给。
- **国家战略与私企创新并行，政策护航页岩气发展：**20 世纪 70 年代能源危机与天然气短缺促使美国开始推进页岩油气开发。政府牵头开展美国东部地区页岩气勘探工程，且提供补贴政策、税收减免并优化天然气定价机制，携手小型企业推动页岩油气开采技术进步。其中在补贴方面，开采页岩气等非常规天然气都直接受到财政补贴，且补贴数额较大。据美国康菲国际石油有限公司的估计，上世纪 80-90 年代非常规天然气开发的 30% 的利润来自政策优惠。经过近 30 年不懈探索，美国绘制出详细的页岩气地质图谱，且逐渐掌握了水平井、水力压裂等核心技术，为掀起页岩革命奠定了坚实基础。
- **水力压裂+水平井技术突破，奠定页岩革命基础：**1982 年起美国 Mitchell 公司开始研究 Barnett 页岩气开发，不断改进压裂介质，改善压裂效果并减少压裂成本，最终于 1998 年水力压裂试验取得突破性进展；但此时水平井尚未普及，页岩气开采仍未具备明显经济性。2002 年 Devon 能源公司以 35 亿美元价格收购 Mitchell 公司接棒页岩气开发进程。同年，其在 Barnett 区块试验水平井的成功，促使业界大力推广该技术取代传统直井，此后 Barnett 区块水平井数迅速增加。据测算，水平井产量可达传统直井的 3-4 倍，而成本为其 1.5-2.5 倍。2003-2007 年 Barnett 区块水平井累计完钻 4960 口，其中仅 2007 年一年完钻水平井 2219 口（直井则由 2002 年完钻 850 口锐减至 2007 年完钻 220 口）。
- **国际油价传导气价，挂钩美国页岩气产量，助力美国页岩气产量前期高增：**通过回顾 2000 年至今美国页岩气产量与油价走势，我们发现 2002 年起油价中枢的持续上移带动气价上涨，且 2007 年下半年至 2008 年油价的强势上攻推动气价至历史高位，同期页岩气产量迅速释放，2008 年页岩气产量 599 亿方，同比大增 64%；2014-2016 年油价的暴跌使页岩气产量增速有所回调。但由于至此页岩气开采成本的大幅下降已提供了较强经济性保障，产量规模仍保持增长。2017 年美国页岩气/天然气总产量达 5260/7727 亿方，再创历史新高。
- **投资建议：**持续首推【杰瑞股份】。我们认为市场对于国内页岩气开发持续性、经济性，以及设备市场的海外拓展仍有较明显的预期差。此外建议关注【中海油服】、【石化机械】、【海油工程】等，整体油服板块作业量均有较大幅度提升，订单回暖逐渐传导至业绩改善。此外港股推荐【华油能源】等。
- **风险提示：**油价波动风险；技术研发风险

证券分析师 陈显帆
执业证号：S0600515090001
021-60199769
chenxf@dwzq.com.cn
证券分析师 倪正洋
执业证号：S0600518070003
021-60199793
nizhy@dwzq.com.cn

行业走势



相关研究

- 1、《机械设备：工程机械销量持续超预期，持续推荐基本面与主题兼备的油服板块》2019-09-15
- 2、《机械设备：政策宽松呵护制造业回暖，补短板、稳基建利好工程机械》2019-09-08
- 3、《机械设备行业半年报总结：周期亮眼，成长减速》2019-09-03

内容目录

1. 页岩油气——资源丰富，美国借力页岩革命实现能源自主	4
1.1. 页岩油气——能源结构中的重要拼图	4
1.2. 钻完井为核心流程，水平井和水力压裂为核心技术	5
2. 四大阶段复盘美国页岩气革命	6
2.1. 页岩气的发现阶段：1821年-1975年，未实现大规模开采	8
2.2. 技术探索阶段：1976年-2001年，页岩气经济性不高	9
2.2.1. 石油危机叠加天然气短缺，非常规天然气勘探需求日益强烈	9
2.2.2. 国家计划与私企创新并行，探索页岩气技术创新	9
2.2.3. 政策支持：税收优惠与补贴维持页岩油气产量增长	11
2.3. 技术突破阶段：2002年-2006年，核心技术应用带来大规模经济性	12
2.3.1. 水平井技术开始应用，增产降成本效应显著	12
2.3.2. 分段压裂等多种压裂技术引进，进一步提高页岩气开采效益	13
2.3.3. 政策刺激：环保政策集中支持页岩气开发，补贴政策持续加码	14
2.3.4. 天然气定价市场化改革取得成效，气价抬升助力页岩气经济性实现	15
2.4. 先进技术大规模应用阶段：2007年至今	16
2.4.1. 先进技术叠加高位气价，促使页岩气经济性不断提升，引发产量激增	16
2.4.2. 挂钩国际油价，前期受益高油价，页岩气产量迅速增长	20
2.4.3. 马塞勒斯产区产量释放，为美国页岩气注入新动力	22
2.5. 意外冲击：2014-2016年油价暴跌下的页岩油气开发	23
2.5.1. 页岩油产量下降，大部分企业面临亏损，撤回核心区开采并推迟完井	23
2.5.2. 油价低迷促使页岩油厂商转向页岩气，页岩气产量持续增长	25
2.5.3. 2016年底油价回升，伴随技术创新带来的成本降低，页岩油气回暖	25
3. 他山之石——美国页岩油气革命成功因素分析	26
3.1. 页岩油气储量大，开采环境好	26
3.2. 市场成熟，大量中小公司推进技术突破，专业化分工降低生产成本	26
3.3. 土地矿产资源私有化，土地流转便利，为小公司参与提供了条件	27
3.4. 完善的油气管网降低了页岩气输送成本	27
3.5. 政策激励：天然气定价走向市场化，税收补贴与产业基金投入并行	28
4. 投资建议	29
5. 风险提示	29
6. 附录——参考文献	29

图表目录

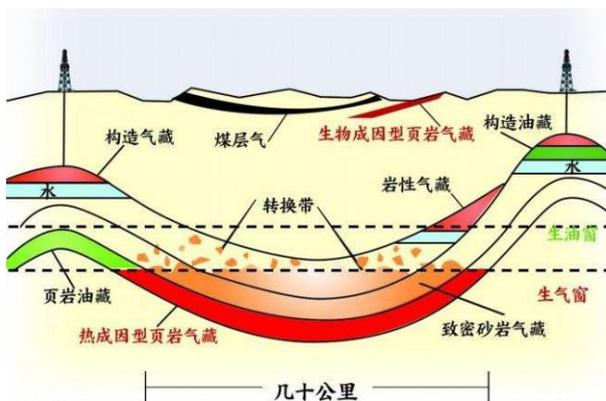
图 1: 页岩油气矿藏构造	4
图 2: 页岩气储量占世界总可采储量 32%	4
图 3: 页岩油储量占世界总可采储量 20%	4
图 4: 2017 年美国实现天然气自给, 并成为净出口国	5
图 5: 页岩油气的开发流程	6
图 6: 水平井技术图示	6
图 7: 水力压裂图示	6
图 8: 2017 年美国成为天然气净出口国 (亿方)	7
图 9: 美国页岩气革命进展	8
图 10: 第一口页岩气井——Fredonia, NY	8
图 11: 世界上第一个页岩气田——Big Sandy	8
图 12: 20 世纪 70 年代美国天然气产储量双双下滑	9
图 13: 技术探索阶段 (1975-2001 年) 政策支持	12
图 14: 水平井增产原理	12
图 15: Barnett 产区 2002 年水平井快速增多	13
图 16: Barnett 产区水平井产量渗透率提升迅速	13
图 17: 水平井分段压裂技术	14
图 18: 环保政策集中支持页岩气开发	15
图 19: 美国天然气定价逐渐走向市场化	16
图 20: EQT energy 页岩气开发经济性变动	16
图 21: Devon 页岩气开发经济性变动	16
图 22: 2007-2017 年美国页岩气产量迅速增长	17
图 23: 2007 年水平井数量迅速增长	18
图 24: 2008 年水平井页岩气产量正式超过直井	18
图 25: 水平井平均长度不断增长	19
图 26: 单井平均压裂段数不断增加	19
图 27: 垂直井尺深成本变化	19
图 28: 水平井尺深成本变化	19
图 29: 页岩油保本价格区间	20
图 30: 国际油价与美国天然气价格存在较强相关性	20
图 31: Barnett 产区于 2007-2008 年迎来水平井钻井高峰	21
图 32: 气价与页岩气经济性变动 (以 Devon 公司为例)	21
图 33: 马塞勒斯 (Marcellus) 如今已成为美国最大页岩气生产区块	22
图 34: 2014-2016 年, 国际原油价格迅速下跌	23
图 35: 活跃钻机数量变动	23
图 36: 钻井数量变动	23
图 37: 各主要产区页岩气产量变动	25
图 38: 美国本土 48 州页岩油气资源分布	26
图 39: 独立油气公司提供勘探钻井等专业服务, 降低了开采成本	27
图 40: 美国具备完善的输油管道	28
图 41: 美国天然气管道高度集中	28

1. 页岩油气——资源丰富，美国借力页岩革命实现能源自主

1.1. 页岩油气——能源结构中的重要拼图

页岩油气是指从页岩中开采出来的石油和天然气，包含页岩油和页岩气。页岩油气的形成和富集有着自身独特的特点，往往分布在盆地内厚度较大、分布广的页岩烃源岩地层中。

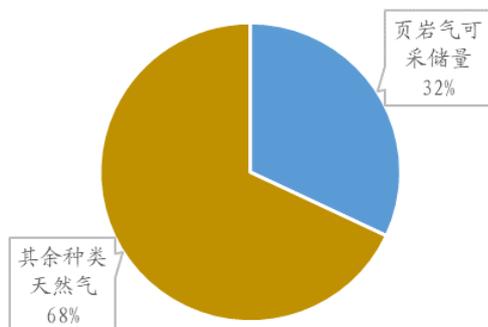
图 1：页岩油气矿藏构造



数据来源：中国数字科技馆，东吴证券研究所

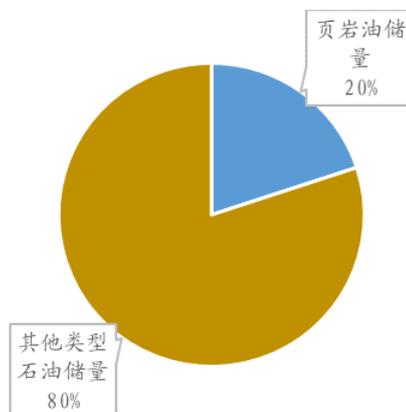
全球页岩油气储量十分可观，储量集中在中美俄三国。根据美国能源信息署（EIA）2013 年的统计，全球天然气探明可采储量为 647 万亿立方米，其中页岩气为 206 万亿立方米，占全球天然气可采储量的 32%。而全球页岩油储量达到了 3450 亿桶，占全球石油储量的 20%。

图 2：页岩气储量占世界总可采储量 32%



数据来源：EIA，东吴证券研究所

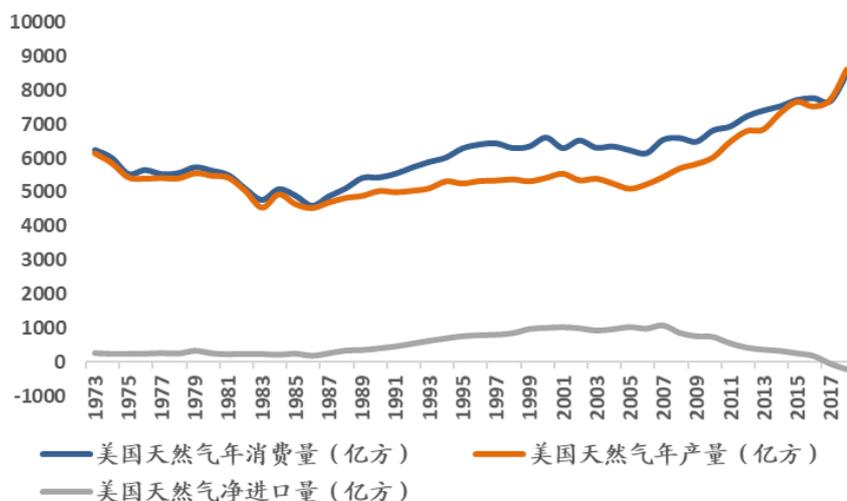
图 3：页岩油储量占世界总开采储量 20%



数据来源：EIA，东吴证券研究所

美国率先完成页岩油气革命，页岩油气产量占比过半，2017 年成为天然气净出口国。美国在经历多年的技术摸索后，成功完成了页岩气革命。2017 年美国页岩气占天然气年产量的 72%，页岩油占石油年产量的比重也超过了 50%。凭借页岩气的持续高产，根据 EIA 数据，2017 年美国天然气产量超过消费量实现能源自主，也正式实现了由天然气输入国向净出口国的转变，这也是美国自 1957 年以来首次成为天然气净出口国。

图 4：2017 年美国实现天然气自给，并成为净出口国

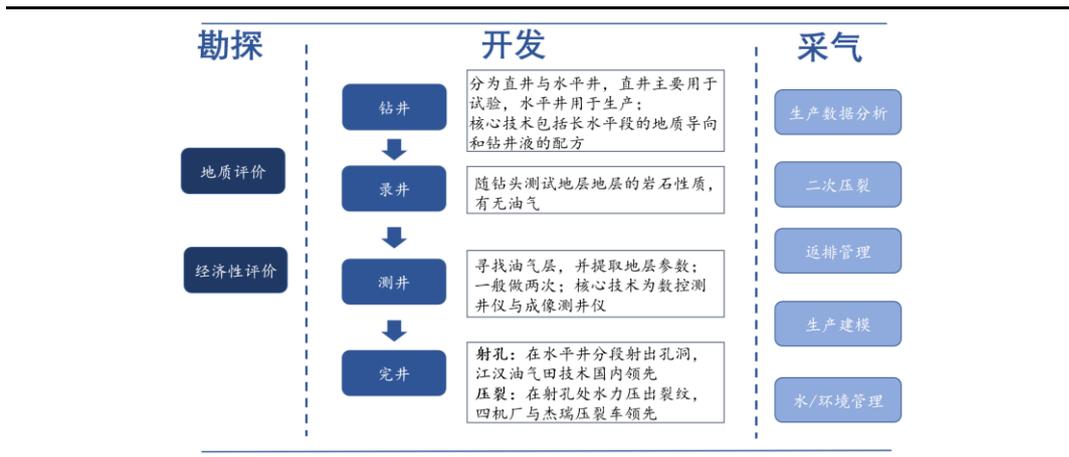


数据来源：EIA，东吴证券研究所

1.2. 钻完井为核心流程，水平井和水力压裂为核心技术

页岩气的开采流程可以分为勘探阶段——开发阶段——采气阶段，其中开发阶段的钻井和完井是页岩油气成功开发的核心。而水平井钻井和压裂是目前使用的核心技术。

图 5：页岩油气的开发流程



数据来源：《页岩气勘探开发基本特征与程序》，东吴证券研究所

水平井是指井眼竖着打到一定的深度以后，再向水平或者接近水平的倾斜方向继续延伸一定长度的定向井。竖直与水平方向打井的井斜角要达到 90°左右，水平段在页岩层里水平方向延伸的长度一般要大于页岩厚度的 6 倍。**水力压裂技术**是水平井的关键配套技术之一，利用储层的天然或诱导裂缝系统，使用含有各种添加剂的压裂液在高压下注入地层，使储层裂缝网络扩大，并依靠支撑剂支撑裂缝，从而改善储层裂缝网络系统，达到增产目的。

图 6：水平井技术图示



数据来源：《页岩气开采的“武功秘籍”——水平井及分段压裂技术》，东吴证券研究所

图 7：水力压裂图示



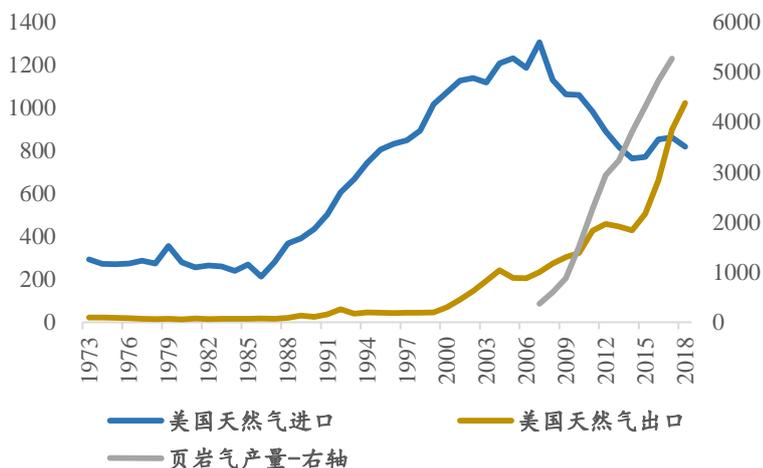
数据来源：《页岩气——如日方升的新兴能源》，东吴证券研究所

2. 四大阶段复盘美国页岩气革命

页岩气勘探开发始于美国，经过多年摸索，美国目前已通过页岩气革命实现了天然气全面自给自足，并成为天然气净出口国。2002 年美国页岩气占天然气总产量的 2%，

而至 2017 年这一数字已近 70%。依靠页岩气的开发利用，2007-2017 年美国天然气产量复合增速达 3.5%（对比 1997-2007 年复合增速 0.2%）；2017 年美国天然气出口量首次超过进口量，成为天然气净出口国。

图 8：2017 年美国成为天然气净出口国（亿方）

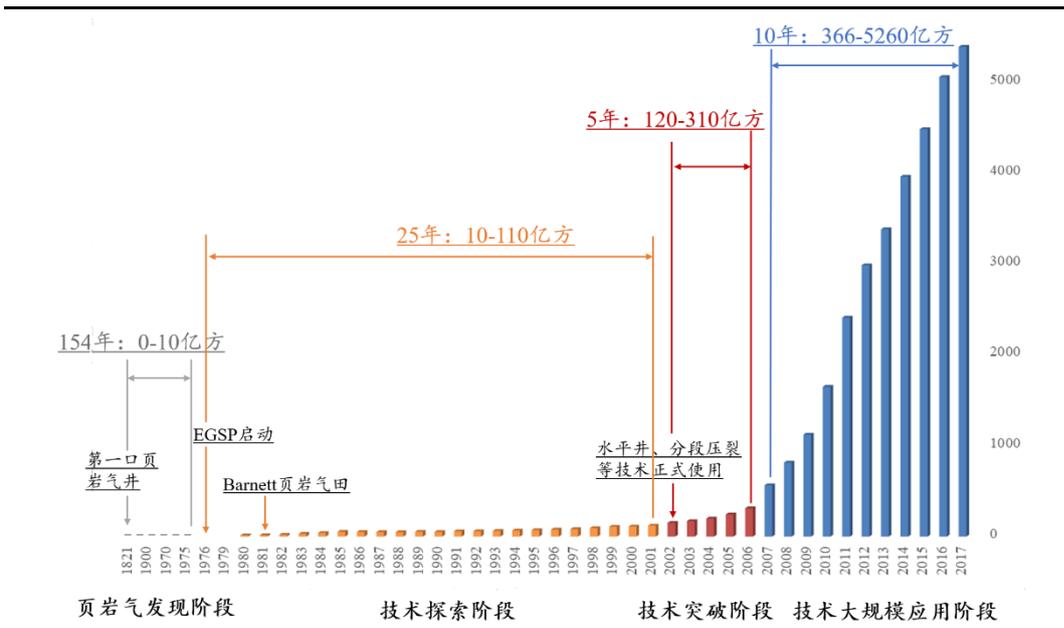


数据来源：EIA，东吴证券研究所

美国页岩气革命的进程可根据技术进展分为四大阶段，分别是：页岩气发现阶段——技术探索阶段——技术突破阶段——先进技术大规模应用（产量高增）阶段。第一阶段（1821 年-1975 年）是页岩气的发现阶段，此阶段受限于技术和地质认识的欠缺，人们并未对页岩气进行大规模的开发利用；第二阶段（1976 年-2001 年）是技术探索阶段，由于能源危机的出现，美国政府大力推进非常规天然气的开采与研究，此阶段页岩气开采实现了小规模的经济性，产量不断上升；第三阶段（2002 年-2006 年）为技术突破阶段，此阶段水平井和多段压裂等关键技术开始应用，实现了页岩气开采的大规模经济性产量继续稳步提升。

第四阶段（2007 年以后）为产量高增阶段，新技术的在全国的推广应用叠加 2007-2008 年油价的进一步上攻带动气价达到历史峰值，同时带动了页岩气产量激增；2011 年前后，随着马塞勒斯区块页岩气产量的迅速释放，为美国页岩气生产又一次注入了新的动力；2014 年-2016 年，由于油价波动等因素，页岩油气产量进入短暂的波动调整期，页岩油的开采量出现减少，页岩气开采增速也有所放缓。但由于至此页岩气开采成本的大幅下降已提供了较强经济性保障，产量规模仍保持增长。2017 年，美国页岩气/天然气总产量达 5260/7727 亿方，再创历史高位。

图 9：美国页岩气革命进展



数据来源：EIA，东吴证券研究所

2.1. 页岩气的发现阶段：1821年-1975年，未实现大规模开采

页岩气开发早期，由于地质认识和开采技术不足，仅限于传统裂缝性页岩气的开发，大规模深井开采并未出现。1821年，William A. Hart 在美国纽约州弗里多尼亚钻了第一口产自页岩的商业天然气井(27 英尺深)。1914 年，在阿巴拉契亚盆地泥盆系 Ohio 页岩中，发现了世界第一个页岩气田—Big Sandy。1821-1975 年期间，美国的页岩气完成了从发现到工业化生产的发展过程。但受地质认识和技术手段的限制，人们对这类资源并没有重视，没有认识到它的很大潜力，该阶段仅限于传统的裂缝性页岩气的开发，页岩气深井开发并不普遍，产量也较少。

图 10：第一口页岩气井——Fredonia, NY



数据来源：中石化石油工程技术研究院，东吴证券研

图 11：世界上第一个页岩气田——Big Sandy



数据来源：中石化石油工程技术研究院，东吴证券研

究所

究所

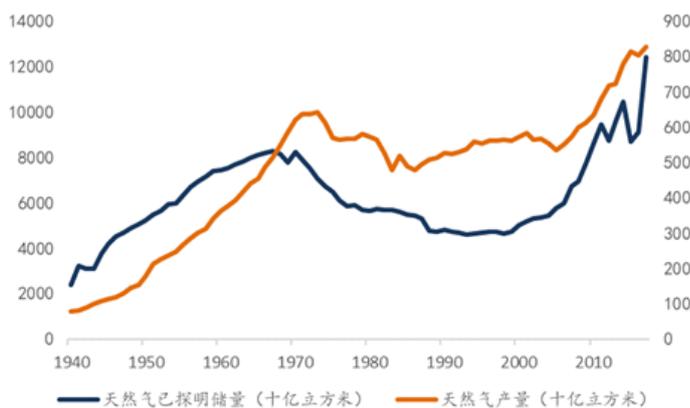
2.2. 技术探索阶段：1976年-2001年，页岩气经济性不高

2.2.1. 石油危机叠加天然气短缺，非常规天然气勘探需求日益强烈

70年代石油危机敲响美国能源安全警钟，同时天然气价格管制带来天然气供不应求，能源短缺促进了非常规天然气的勘探需求。上世纪70年代，美国开始推进非常规天然气（页岩气、致密气和煤层气）的勘探与开发，这一决策与当时的经济社会环境密切相关。一方面，1973年10月，第四次中东战争开启。OPEC为了打击以色列及支持以色列的国家，宣布石油禁运，造成油价上涨，原油价格从1973年的不到3美元上涨到超过13美元。第一次石油危机加剧了美国国内的滞胀状况，给严重依赖石油进口的美国敲响了能源安全的警钟。

另一方面，1970s美国天然气价格管制政策引发的天然气短缺也增强了勘探非常规天然气的需求。1978年前，美国政府实施天然气价格上限管制，州际天然气价格上限设定在市场化均衡水平以下，过低的气价导致需求猛增。而生厂商由于利润微薄，勘探和开采动力下降，天然气市场供应严重短缺。短缺首先出现在天然气储量上，天然气已探明储量在1967年达到顶峰后开始迅速下降。同时期，已探明储量与产量之比从1969年的13:1下降到1979年的9.8:1。之后天然气产量也开始逐年下滑。

图 12：20 世纪 70 年代美国天然气产储量双双下滑



数据来源：EIA，东吴证券研究所

2.2.2. 国家计划与私企创新并行，探索页岩气技术创新

美国的页岩气技术创新是由国家联合各私营企业共同推动的，具体表现为国家部门设立专项研究计划，依托国家科研院所资源，联合企业进行技术探索。1976年，美国能源部（DOE）联合油公司、科研机构、高校等单位开展了非常规天然气（页岩气、致密气和煤层气）评价和开采方法研究。

其中针对页岩气，1976 实施了东部页岩气工程 (EGSP)，EGSP 在美国东部的阿巴拉契山脉盆地、密歇根盆地和伊利诺伊盆地展开，一直延伸到了 90 年代。这项工程主要目的有 3 个：(1) 开展精确的页岩气资源评价；(2) 建立勘探选区原则；(3) 开发和完善的成本有效的页岩气开采技术。通过三十多年的研究工作，建立了一个向美国公众开放的庞大数据库，其中包含了页岩气储藏、形成机理等若干技术资料，甚至还将一些关键地质数据，如东北部泥盆纪页岩的上百张详细地质构造图公之于众。东部工程填补了美国油气行业在页岩气领域的空白，而在此基础上所掌握的地质资料也成了美国油气公司从辽阔的地下深处获取页岩气的成败关键因素之一。

1980 年，美国天然气研究所 (GRI) 实施了包括钻井取样、实验分析、压裂增产技术开发等 30 多个项目的“东部含气页岩研究计划”。该计划促进了美国页岩气的技术研究，使得页岩气勘探开发、理论研究迅速扩展到美国其他地区。1990s，美国天然气技术协会 (GTI) 组织大批科研力量，对水平钻井、水力压裂技术、取芯实验技术等页岩气开发的关键技术进行深入研究，逐步构建了以岩芯实验为基数、以储层改造为重点的勘探开发体系。

国家联合私企的技术创新成果显著，主要是大规模水利压裂技术的应用、水力压裂介质的改进，以及微地震裂缝检测技术、三维地震勘探技术的研发。其中 George Mitchell 创办的 Mitchell 公司在水力压裂领域做出了杰出贡献。1982 年 Mitchell 获得美国天然气管道公司比现货高出 1.25 美元的长期供气合同，开始研究 Barnett 页岩气开发，寻求改进压裂介质以减少压裂成本。1994 年，Mitchell 公司完全消除氮气的使用和压裂前的酸处理，代之以低成本的沙进行压裂，这一技术使得当年压裂成本降低了 10%。1998 年水力压裂试验取得突破，用低成本的水基压裂液成功取代传统凝胶压裂，对 Barnett 区块的老页岩气井重新实施增产，最大增产幅度达 2 倍以上。此时 Barnett 区域的单井成本约为 75-95 万美元，压裂成本则占主要部分（约为 35-45 万美元，以当时美元计价）。可见压裂技术的进步很大程度减少了页岩气的开发成本，使得更多区域的页岩气开发成为可能。

表 1：技术探索期（1975-2001 年）技术进展

技术名称	技术简介	优势说明
大规模水力压裂技术	将压裂液以高压泵入页岩，打开小的缝隙以允许石油和天然气更流畅的流到钻井口	大大增加了页岩气产量，使得商业化开发成为可能
水力压裂介质的改进	1979-1985：二氧化碳泡沫压裂加氮气辅助的方式进行压裂	比传统的水力压裂减少用水 75%-95%，在缺水区域打井成为可能
	1985-1996：埋藏较深的页岩主要采用以凝胶压裂为主的压裂技术；埋藏浅的主要采用氮气泡沫压裂技术	产量提升

	1997-2000: 以清水加砂为主要压裂技术	与凝胶压裂技术相比, 可节约50%-60%的成本
微地震裂缝检测技术	通过采集压裂引起的微小地震波, 分析确定裂缝参数信息, 描述裂缝破裂过程, 评价压裂效果	最优化页岩气井压裂程度, 使产量最大化
三维地震	主要应用在页岩气、石油等地下勘探, 为选区提供依据	使地下目标的图像更加清晰、位置预测更加可靠, 2000s 早期开始在 Barnett 广泛运用

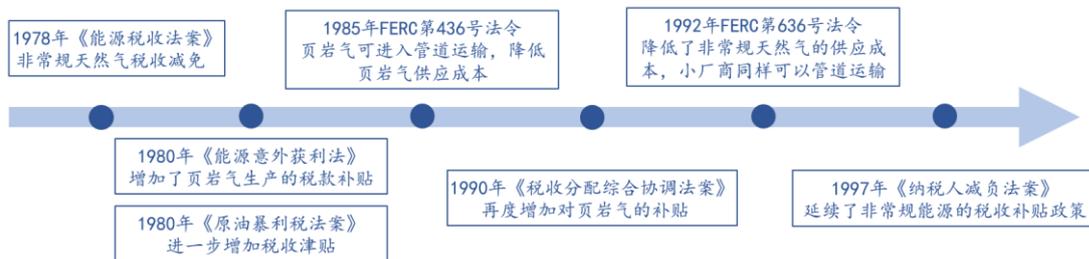
数据来源:《页岩气钻采技术》等, 东吴证券研究所

虽然压裂技术取得进步, 但此阶段由于水平井等核心技术并未成熟运用, 故页岩气开采经济性不高。此时美国开采页岩油气的钻井方式仍以直井为主, 直井约占钻井总数的75%, 水平井仅占5% (其余20%为倾斜程度不高的定向井), 因此页岩油气的产量较低。截至2000年, 页岩油产量仅为30万桶/日, 页岩气产量仅为0.28亿立方米/日。以 Mitchell 公司为例, 1981-1986年, 该公司在 Barnett 产区的20口页岩气生产井均处于亏损状态, 并未实现商业化; 1987年-1997年, 随着压裂成本的下移, 此区域的经济回报才逐渐提升, 这也促使 Mitchell 能源加快了开采进程。此阶段, 该公司在 Barnett 的两块甜区共打了304口井, 还在另外四块不确定性强的区域打了25口井。然而, 即使甜区的生产井也未达到公司的收益率标准, 而不确定性强的区域的井更未实现商业化。

2.2.3. 政策支持: 税收优惠与补贴维持页岩油气产量增长

为了扶持页岩油气的开采, 从20世纪70年代开始, 美国政府实施了一系列鼓励能源储备、替代能源发展、替代燃料技术商业化等方面的税收激励或补贴政策。开采页岩气等非常规天然气都直接受到财政补贴, 且补贴数额较大。最初, 每立方米天然气补贴1.81美分。随后根据经济形势变化和通货膨胀情况不断调整补贴标准, 最高补贴曾达到了4.95美分/立方米, 而同期的天然气井口价在7-9美分/立方米。税收减免补贴都采取先征后补的形式, 且补贴数额超过企业实际缴纳税额。高额的补贴激发了小公司投资页岩气勘探开发的热情, 大幅促进了页岩气的发展。据美国康菲国际石油有限公司 (Conocophillips) 的估计, 上世纪80年代-90年代非常规天然气开发的30%的利润来自政策优惠。在补贴政策的支持下, 页岩气年产量从1979年到1999年净增了7倍。

图 13：技术探索阶段（1975-2001 年）政策支持



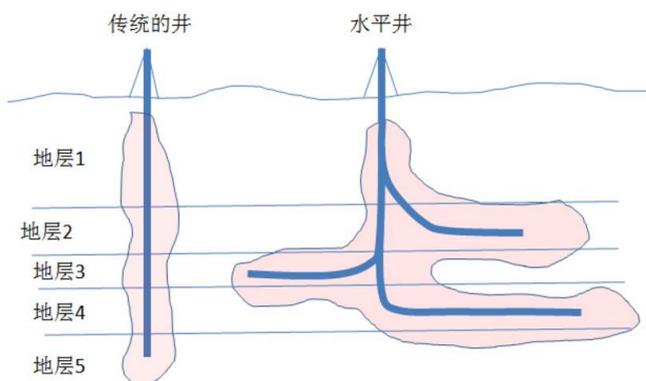
数据来源：《美国非常规天然气开发的政策效益及启示》等，东吴证券研究所

2.3. 技术突破阶段：2002 年-2006 年，核心技术应用带来大规模经济性

2.3.1. 水平井技术开始应用，增产降本效应显著

水平井技术的应用解决了页岩气日产量低，生产周期短等缺点，增产降本效应明显，大幅提高了页岩气开发的经济性。据测算，水平井产量可达传统直井的 3-4 倍，而成本为其 1.5-2.5 倍。因而水平井的大规模应用成为页岩气革命成功的标志之一。与直井相比，水平井具有很大的优势。从下图示意可知，水平井遇裂缝的机会比直井多几十倍，且开采延伸范围大，在外围开采区的效果更好。另外，水平井的供油井段比直井长 10 倍以上，所以产量高，同时因供油面积大而缓解了底水的上升速度使页岩气的开发具有经济性。

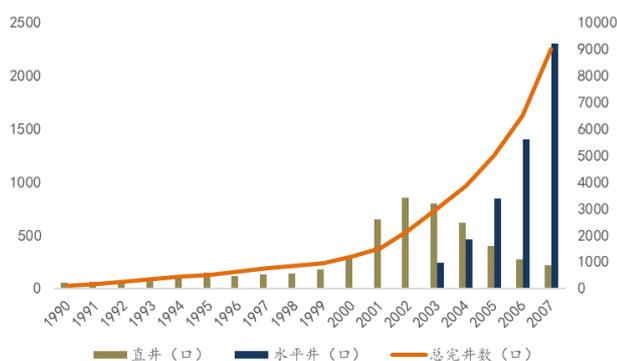
图 14：水平井增产原理



数据来源：中石化石油工程技术研究院，东吴证券研究所

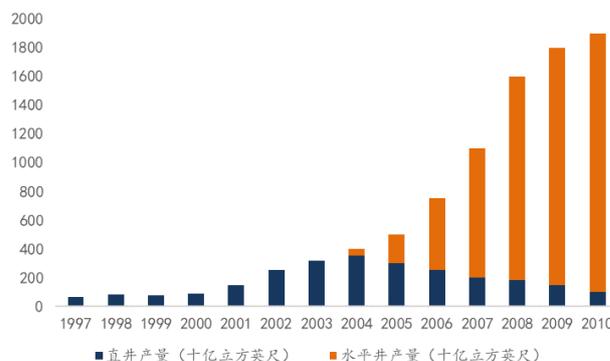
水平井试验成功，促使页岩气开采经济性实质性提升。2002年，美国 Devon 能源公司以 35 亿美元价格收购 Mitchell 公司及其水力压裂专利，接棒页岩气开发进程。同年，其在 Barnett 区块试验水平井的成功促使业界大力推广该技术，此后 Barnett 区块页岩气水平井数迅速增加。到 2006 年上半年为止，Barnett 页岩最成功的水平井产量为 2831 万立方米/日，而垂直井最大产量仅为 991 万立方米/日。水平井试验成功使得美国页岩气开采再度提速，仍以 Barnett 页岩产区为例，2003 年开始，水平井完井数迅速增加，2003 年-2007 年 Barnett 页岩水平井数量累计完钻 4960 口，占该产区生产井总数的 50% 以上。2007 年，Barnett 页岩气年产量达 315 亿立方米，其中水平井总产量为直井总产量的 3 倍多。Barnett 页岩气开发成功具有里程碑意义，成为了这场页岩气革命成功的标志。

图 15: Barnett 产区 2002 年水平井快速增多



数据来源: EIA, 东吴证券研究所

图 16: Barnett 产区水平井产量渗透率提升迅速



数据来源: EIA, 东吴证券研究所

2.3.2. 分段压裂等多种压裂技术引进，进一步提高页岩气开采效益

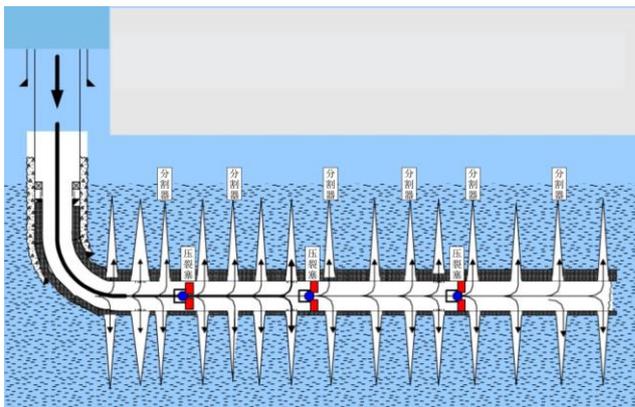
除了钻井技术，页岩气的最终采收率也依赖于有效的压裂措施，压裂技术和开采工艺直接影响着页岩气井的经济效益。2002 年后，多种水力压裂技术被运用于页岩油气的开采，很大的降低了页岩气开采成本，提升了开采效益。

2004 年，清水压裂技术引入页岩气的生产。清水压裂技术则可以达到显著的成本节约效果。与凝胶压裂相比，相同规模作业下该技术可以使成本下降 40%-60%（王素兵，2005）。同时，水平井分段压裂技术也投入使用。分段压裂技术是水平井的关键配套技术之一，运用分段压裂可在较短时间内一次性完成对多个储层的压裂，并最大限度地减少对储层的伤害，达到多层合采，从而达到提高单井产量、最大限度达到提高地质储量可动用程度的目的。2005 年，水力喷射压裂技术在 Barnett 页岩中进行试验，经过测试，使用该法压裂后，页岩气的产量显著增加，而且后期效果更显著。

2006 年，同步压裂技术在 Barnett 页岩中实施，该技术可延长高产时期。通过对同一平台上相隔 10 米，水平井段相隔 305 米，大致平行的 2 口井 9 个层位进行同步压裂，

2口井成功以相当高的速度生产。该技术可显著改善压裂效果，增加裂缝条数，产生复杂的裂缝网络，提高储层改造效果。经过同步压裂的井可以25.5万立方米/日的速度持续30天，而其他未压裂的井产量在5.7万—20万立方米/日之间。**重复压裂技术**也引入使用，其可**显著降低完井成本**。页岩气井初始压裂已经无效，导致气体产量大幅下降时，重复压裂能重建储层到井眼的线性流，恢复或增加产能。据GRI研究证实，重复压裂能够以0.0035美元/立方米的成本增加储量，远低于收购天然气储量0.019美元/立方米或发现和开发天然气储量0.026美元/立方米的平均成本。

图 17：水平井分段压裂技术



数据来源：《页岩气开采的“武功秘籍”——水平井及分段压裂技术》，东吴证券研究所

2006年，美国页岩气开采井超过40000余口，页岩气产量达到311亿立方米。2006年以前，美国的页岩气主要产自Barnett区块。2006年以后，Barnett的成功经验使得Marcellus、Permian等五大页岩得以开发，为未来美国页岩气产量的持续性高增长奠定了基础。

2.3.3. 政策刺激：环保政策集中支持页岩气开发，补贴政策持续加码

页岩气开采会产生大量废水，有污染地下水的风险，美国立法免除环保追责为页岩气增产护航。2005年-2011年间，美国对于页岩气的环保监管不断放松，环保限制的解除增强了页岩油气公司开采的动力。水力压裂需要大量的水、化学添加剂和称作支撑剂的悬浮砂粒，压裂时会将这些包含化学制剂的液体以高压注入地下，可能会对土壤和地下水造成一系列的污染。2005年美国出台了《能源政策法案》，其中第322条款专门针对水力压裂法作出免责规定，明确《安全饮用水法》对水力压裂的（不含柴油的）液体或支撑剂的地下灌注无效。将水力压裂从《安全饮用水法》中免除，解除了环境保护局对水力压裂的监管力度，让页岩油气开采脱离环保部门监管。《能源政策法》同时对《清洁水法》402款免责，规定油气生产设备或过程的雨水径流排放不受国家标准限值，不

用申请排放许可。整体来说，环境违法概率和环境事件随时间的发展呈下降趋势，而同期页岩气开采数量和打井数量却飞速增长。

《美国能源法案》规定政府每年投资页岩气的研发，以提高美国国内油气产量，减少进口依赖。2004年《美国能源法案》颁布，旨在通过技术创新增加美国国内石油和天然气的产量，减少对进口油气的依赖。为了达成非常规油气的商业化生产，法案规定2007年到2017年，政府每年投资4500万美元用于包括页岩气在内的非常规天然气的研发。

联邦政府对低产气井运营商实施分级税收减免，阶梯式抵扣政策减弱了气价下跌的不利影响。2005年9月起，联邦政府加大了对页岩气开发的扶植力度，对非常规天然气边际油气井生产提供开采税的减免，气价越低，税收抵扣越多。低产气井运营商税收减免标准如下：如果平均应税气价在3美元/千立方英尺到3.5美元/千立方英尺，税收抵免25%；如果价格在2.5美元/千立方英尺到3美元/千立方英尺，税收抵免50%；如果价格在2.5美元/千立方英尺以下，税收抵免100%。

环保政策集中支持页岩气开发，产量提升迅速。2006年，美国政府加大了补贴力度，对于当年新建投入运营于生产非常规能源的油气井，可在2006年到2010年享受每吨22.05美元（3美元/桶）的补贴。此项政策实施后，美国页岩油气产量大幅上升，相比2006年，2007年页岩气产量增加了约5.8%，达到了366亿立方米。

图 18：环保政策集中支持页岩气开发



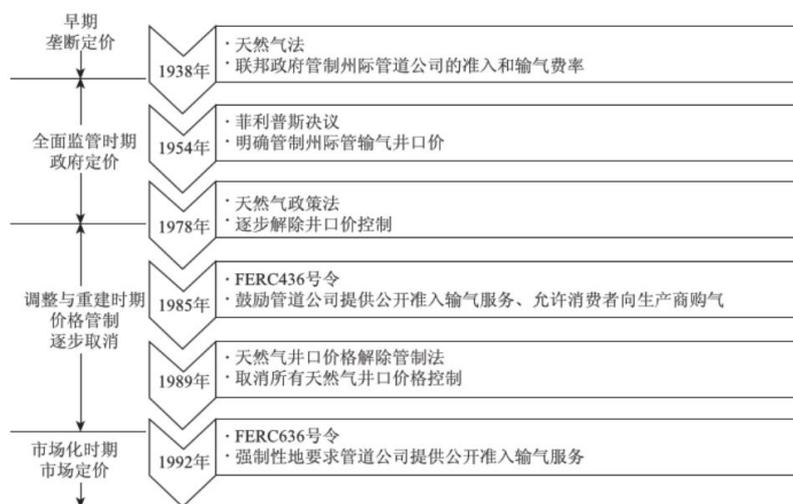
数据来源：《美国非常规天然气开发的政策效益及启示》等，东吴证券研究所

2.3.4. 天然气定价市场化改革取得成效，气价抬升助力页岩气经济性实现

2000年后，随着常规天然气减产及天然气定价市场化改革的推进，天然气价不断走升，高气价为页岩气经济性的实现以及持续的新技术投入提供了条件。长期的天然气价格管制政策带来20世纪70年代天然气供不应求，1978年，美国的《天然气政策法》开始逐步解除天然气井口价格控制。经过多项政策的不断推进，美国的天然气定价形成了由交易各方的供需决定的定价模式，天然气实现了与油价挂钩的市场化定价模式。天

然气价格也在不断抬升。

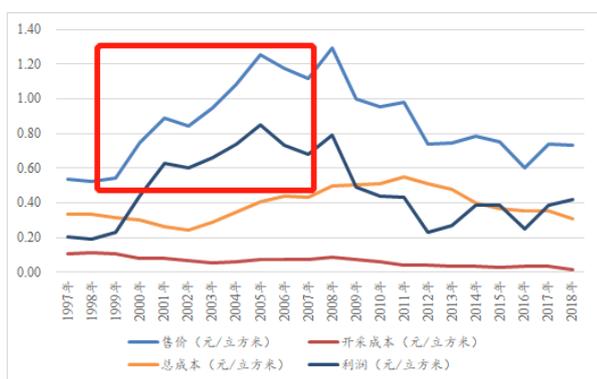
图 19：美国天然气定价逐渐走向市场化



数据来源：《美国天然气价格形成机制及其对我国的启示》，东吴证券研究所

从 Devon 和 EQT 的数据可以看到，随着 2000-2006 年气价不断抬升，两家公司的利润空间逐渐打开，促进了页岩气大规模商业化开采。一方面，部分气田经济性的扩大会刺激公司开发更多的区块，促进页岩气市场的迅速繁荣；另一方面，经济性的实现也为公司积累了资金，为日后更多的新技术研发提供了条件。

图 20：EQT energy 页岩气开发经济性变动



数据来源：EQT 年报，东吴证券研究所

图 21：Devon 页岩气开发经济性变动



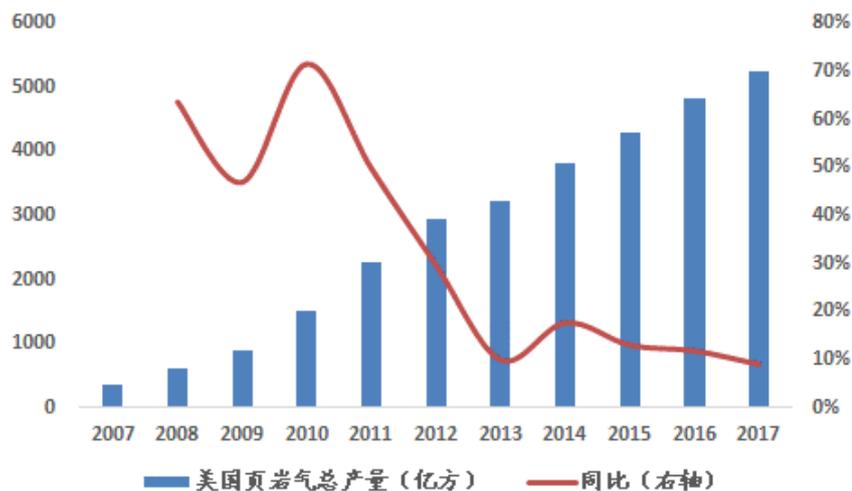
数据来源：Devon 年报，东吴证券研究所

2.4. 先进技术大规模应用阶段：2007 年至今

2.4.1. 先进技术叠加高位气价，促使页岩气经济性不断提升，引发产量激增

水平井+水力压裂大规模应用，叠加油价上涨带动气价维持高位支撑可观经济性，2007年起美国开启页岩气开采浪潮。根据 EIA 数据，2007 年美国页岩气总产量为 366 亿 m³，2017 年总产量突破 5200 亿 m³，十年复合增长率超过 30%。得益于页岩气的开发，美国天然气产量迅速增加。2009 年美国天然气生产量达到 5840 亿方，比 2006 年增加了 63 亿方，成为全球最大产气国。

图 22：2007-2017 年美国页岩气产量迅速增长

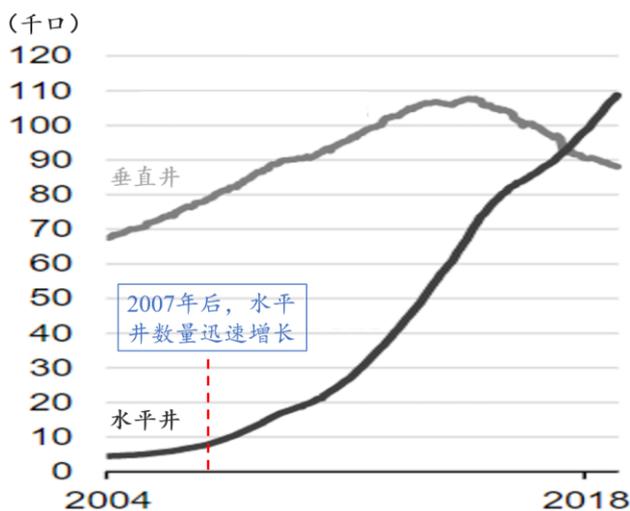


数据来源：EIA，东吴证券研究所

Barnett 产区成为页岩革命示范区，率先大规模应用水平井。2002 年 Devon 公司在 Barnett 区块试验水平井的成功促使业界大力推广该技术，此后 Barnett 区块页岩气水平井完钻井数迅速增加，2003-2007 年 Barnett 区块页岩气水平井累计完钻 4960 口，其中仅 2007 年一年完钻水平井 2219 口。产量方面，Barnett 产区也成为 2010 年前美国最主要的页岩气田。

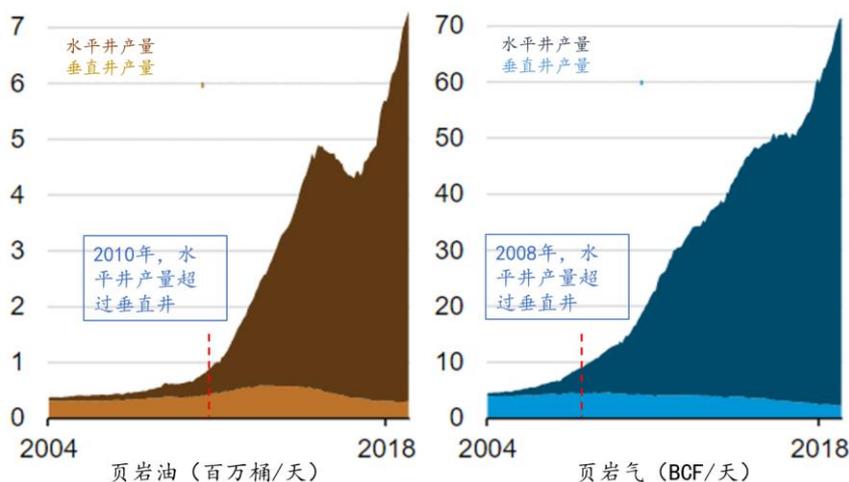
水平井和分段压裂技术在 Barnett 产区的成功运用树立了良好的示范效应，此后由点及面大范围普及。Barnett 产区的成功经验引发美国其他页岩气区块纷纷效法，推动美国页岩气产量的持续性增长。全国各页岩气产区水平井的数量迅速增加，2004 年，来自水平井的页岩气产量占比为 14%，而 2018 年已经上升到了 97%（页岩油也从 15% 增加到了 96%）。同时，水平井和分段压裂技术水平也在广泛应用中得到了进一步的提升。

图 23：2007 年水平井数量迅速增长



数据来源：EIA，东吴证券研究所

图 24：2008 年水平井页岩气产量正式超过直井



数据来源：EIA，东吴证券研究所

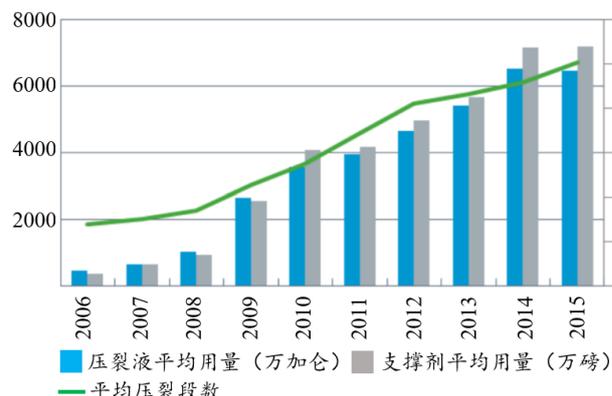
钻井技术与压裂技术进一步提升，增产降成本效应显著。水平钻井技术的进步使水平井垂直段井深增加，水平段长度增加，钻井周期缩短。压裂技术的进步则表现为压裂段数、压裂液和支撑剂用量的不断增加。2010 年，水平井垂直段平均钻井深度达到 2800 米，比 2006 年增加了 75%；2014 年水平段平均长度达到 2200 米，为 2006 年平均值的 3 倍；2014 年的钻井速度也达到了 2006 年的 3 倍，大大缩短了钻井周期，降低了钻井成本。压裂技术的进步使压开油层数增加，多级压裂技术从 2006 年单井平均压开 7 个水平段油层发展到 2016 年平均压开 26 个水平段油层，单级压裂作业成本呈现下降趋势。以美国西南能源公司在 Fayetteville 页岩产区的水平井为例，2010 年水平段的平均长度达到 1496.26 米（为 2007 年数值的 2 倍），平均钻井周期从 17 天缩短到 8 天，单位英尺钻井成本下降 30% 以上。在此期间，新井的初始产量平均增长 1 倍以上。

图 25：水平井平均长度不断增长



数据来源：EIA，东吴证券研究所

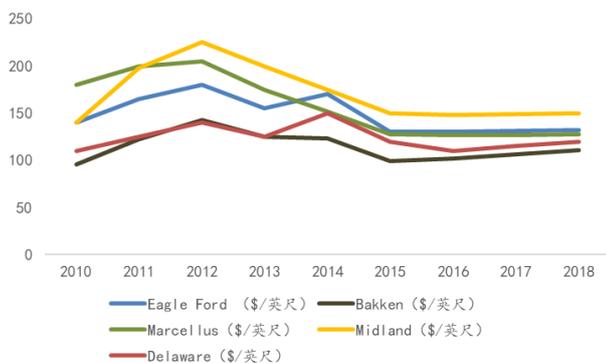
图 26：单井平均压裂段数不断增加



数据来源：EIA，东吴证券研究所

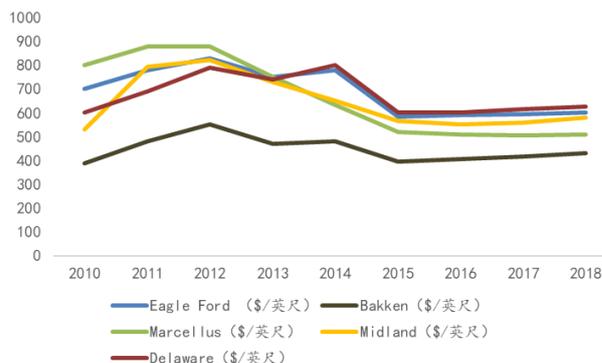
技术进步使得美国页岩油气开采成本大幅降低。2010 年后，美国页岩气的钻井成本总体上呈下降趋势。综合来看，美国的页岩气井的开发成本范围约在 490 万美元—830 万美元/口，而其中完井成本的范围在 290 万美元—560 万美元/口。由于钻井成本占页岩气开发的主要部分，所以钻井成本的降低使得平均开采成本迅速减少。以美国西南能源公司为例，2007 年-2013 年，其平均开采开发成本从 0.424 美元/立方米降至 0.177 美元/立方米，公司净利润从 2.22 亿美元增至 6.04 亿美元。

图 27：垂直井尺深成本变化



数据来源：IHS，东吴证券研究所

图 28：水平井尺深成本变化

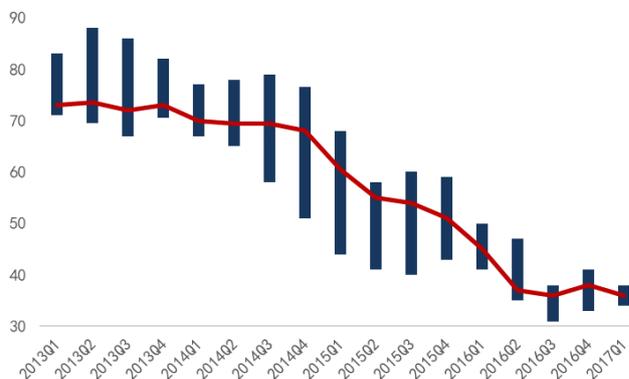


数据来源：IHS，东吴证券研究所

开采成本的降低使得页岩油的保本价格不断降低，促使更多区域的页岩油气实现经济开采，美国页岩油气产量不断激增。以盈亏平衡成本来看，美国页岩油的平均保本价格从 2010 年的 90 美元/桶降到 2015 年底的 50 美元/桶，少部分项目的成本甚至可以达到 20 美元/桶以下。2002 年-2010 年，Barnett 页岩气产量从 22 亿立方米增加到 515 亿立方米，增长了 23 倍；Fayetteville 的产量增长了 145 倍；Woodford 的产量增长了 168

倍；Haynesville 的产量增长了 43.7 倍；Marcellus 的产量增长了 17.5 倍；Eagle Ford 的产量增长了 51.4 倍，2010 年这七大页岩产区总共产出页岩气 1325 亿立方米。

图 29：页岩油保本价格区间



数据来源：Rytad Energy，东吴证券研究所

2.4.2. 挂钩国际油价，前期受益高油价，页岩气产量迅速增长

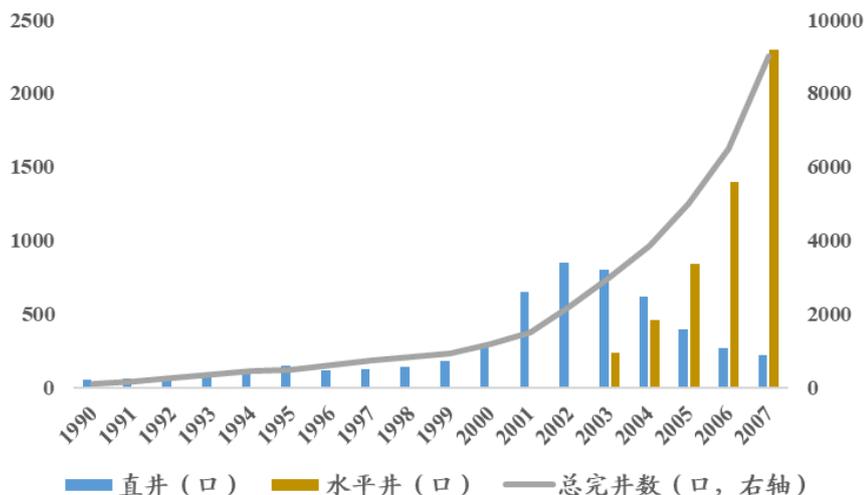
油价高企，带动气价维持高位，抬升页岩气开采经济性。除以上提及的技术进步使美国页岩气开采得以实现经济性以外，2007-2008 年油价的高企也为这场页岩革命造就了东风之势。2007 年下半年油价的进一步上攻，美国天然气价格也随之持续性上涨，并于 2008 年达到历史峰值点。这为页岩气开采经济性提供强有力支撑，美国页岩区块水平井建设步伐也于 2007-2008 年显著提速，为页岩气生产提供强劲动力。

图 30：国际油价与美国天然气价格存在较强相关性



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 31: Barnett 产区于 2007-2008 年迎来水平井钻井高峰

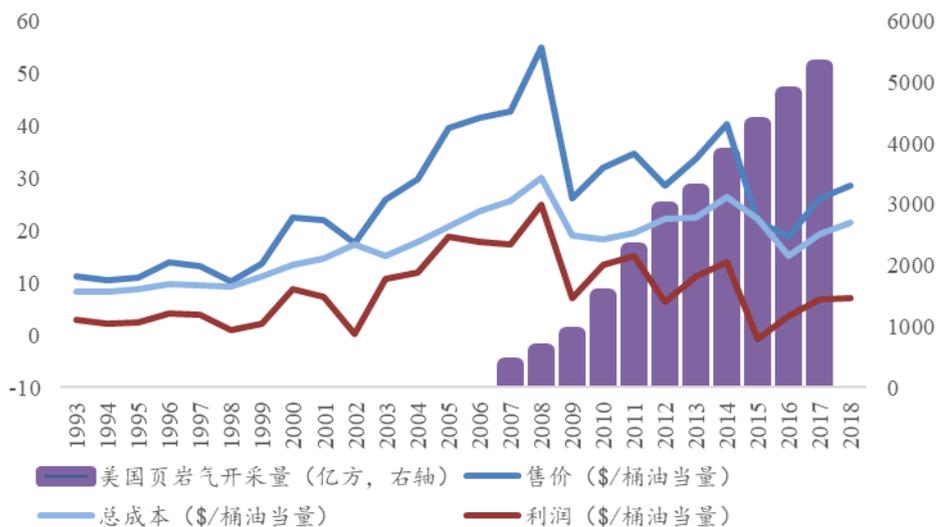


数据来源：中石化石油勘探开发研究院，东吴证券研究所

此后受 2008 年金融危机的影响，天然气价格大幅度下跌，美国页岩气产量仍然保持增长趋势。2008 年美国天然气井口价格从的 0.28 美元/立方米降到 2009 年的 0.13 美元/立方米，下降幅度约 54%。但由于技术进步，开采成本的不断降低，页岩气的经济性已经可以稳定实现。页岩气产量仍继续增长，未显著受到国内气价波动的影响。

我们以页岩气开发代表性公司 Devon 能源为例，可以看出自 2002 年起气价的持续上升带动公司业绩步入上升通道。行业盈利能力的不断上移，也提升了行业对页岩气开采的投资意愿；相应的，同期美国页岩气开采量也取得最大涨幅，我们可以判定，页岩气开采的经济性与产量增长具有紧密联系，并且由于页岩气开发的经济性一直存在，所以产量也继续稳定增长。

图 32: 气价与页岩气经济性变动（以 Devon 公司为例）

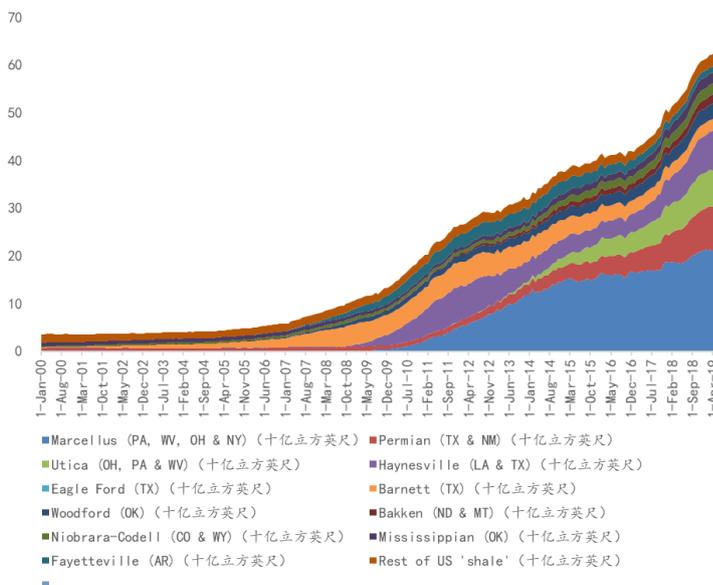


数据来源：EIA，Devon 年报，东吴证券研究所

2.4.3. 马塞勒斯产区产量释放，为美国页岩气注入新动力

2003 年，Range Resources 公司在美国东部的马塞勒斯页岩开发中使用了与 Barnett 页岩开发相近的水力压裂和水平钻井技术，第一次在美国东北部实现了页岩气的商业性开采，具有重要的战略意义。经过近十年的沉淀积累，2011 年前后，随着马塞勒斯区块生产井、相关天然气管网建设的落地，该区块页岩气产量迅速释放，如今已成为美国最大页岩气生产区块。

图 33：马塞勒斯（Marcellus）如今已成为美国最大页岩气生产区块



数据来源：EIA，东吴证券研究所

2.5. 意外冲击：2014-2016 年油价暴跌下的页岩油气开发

2015 年，国际原油价格受多重因素影响而下跌至最低 30 美元/桶，达到十年内最低点。页岩油的产量受国际原油价格下跌的影响而有所下降，页岩气产量增速有所回调，但规模仍保持增长。

图 34：2014-2016 年，国际原油价格迅速下跌



数据来源：Wind，东吴证券研究所

2.5.1. 页岩油产量下降，大部分企业面临亏损，撤回核心区开采并推迟完井

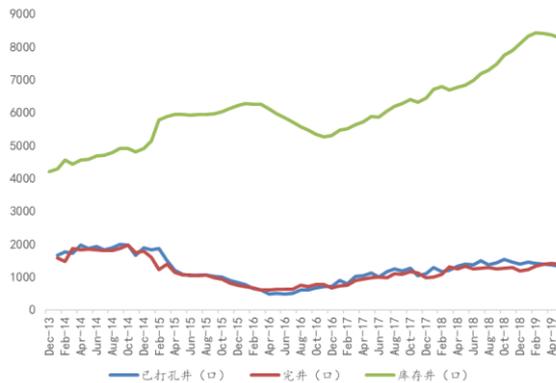
由于油价暴跌，大部分页岩油生产商步入亏损，进入短暂减产周期，页岩油产量下降 12%。七大页岩产区钻机数量大幅度减少，已打孔井和完井数量也大幅度减少，库存井数量略有增加。油价暴跌期间，七大页岩产区钻机数量下滑 78%，反映了油气行业的暂时性不景气。同时，七大页岩产区已打孔钻井数量、完井数量也大幅减少，库存井数量增加。2014 到 2016 年，已打孔钻井数量从最高点的 1989 口减少到最低点的 470 口，降低了 76.4%；完井数量从高点的为 1962 口减少到最低点的为 597 口，降低了 69.6%；由于油价低迷，已打孔钻井成为库存井，因此库存井数量上升，从最低点的 4675 口增加到最高点的 6275 口，增长了 25.5%。

图 35：活跃钻机数量变动

图 36：钻井数量变动



数据来源：EIA，东吴证券研究所



数据来源：EIA，东吴证券研究所

产量下降使得大部分页岩油产区无法保本，油服企业纷纷减少投资。美国能源部的资料显示，当油价跌破每桶 45 美元后，绝大部分页岩油生产企业无法盈利，通常情况下，油价在每桶 65 美元至 75 美元时，页岩油生产企业才能盈利。因此从 2014 年 12 月到 2015 年 1 月，仅 Bakken 产区不到一个月就已有 17 座石油钻塔停产，数量占此一个月开工钻塔总数的 9%。位于 Bakken 产区的页岩油开采公司大陆资源宣布，再次大幅削减 2015 年资本支出预算至 27 亿美元，较最初宣布的 52 亿美元减少约 48%。

表 2：油价暴跌期各页岩产区生产状况

页岩油产区	生产成本 (美元桶)	钻机数量
Mclean	77	0
BOW-SLP	75	3
Divide	73	6
Burke	62	2
BOT-REN	52	4
Mountrail	41	28
Williams	36	35
Mckenzie	30	59
Dunn	29	26

数据来源：北达科他州矿产管委会，东吴证券研究所

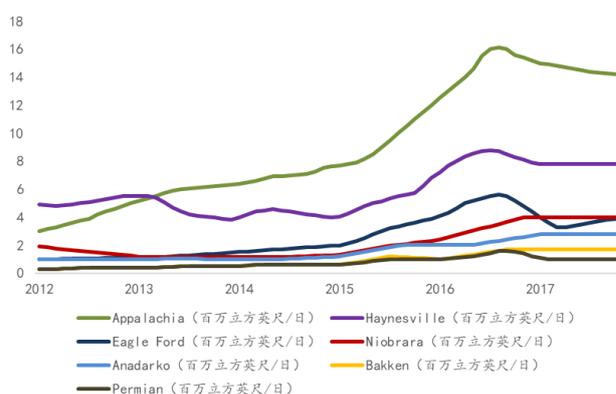
为了应对低油价带来的影响，美国页岩油生产企业采取了一系列措施，如：将开采区域回撤核心产区、推迟完井等待行业回暖等。在同一地区的页岩油生产，核心产区生产成本大幅低于非核心产区。在低油价的环境下，大部分非核心产区的页岩油开发成本已高于原油价格，因此页岩油开采企业选择撤回核心产区，通过加强在核心区的开采开发活动，提高产量，增加收入，减轻损失。页岩油开采企业对部分已打孔钻井暂不实施压裂和管道连接等措施，以推迟投产时间。截至 2014 年底，北达科他州共有 750 口已

打靶钻井被推迟完井，占该州生产井总数的近 10%。由于完井成本占页岩油生产井总成本的近 2/3，因此在低油价下，推迟完井能够在短期内大幅压缩生产成本。

2.5.2. 油价低迷促使页岩油厂商转向页岩气，页岩气产量持续增长

由于天然气价格相对稳定，部分页岩油生产企业重新投入开发生产页岩气，并对生产井做出调整，以提高产量增加收益率，页岩气主产区产量持续增长。以切萨皮克公司在 Haynesville 的开发为例，该公司对生产井做了以下调整：一是将水平钻井的长度延长 15%；二是将压裂用水量增加 30%；三是将支撑剂浓度提高 1.3 倍；四是将分级压力层级增加一倍。通过调整，该井产出天然气的完全成本降低至 2.5 美元/千立方英尺，即使以 1000 万美元一口的钻井成本测算，其内部收益率也超过 20%。**2015 年开始，虽然油价快速降低，但得益于甜点措施，新井产量大幅上升。**以阿尔巴契亚盆地最为明显，其新井产量从 2015 年的 22 万立方米/日增加到 2017 年的 45.3 万立方英尺/日。从经济性来说，已经能够覆盖油价暴跌带来的影响。

图 37：各主要产区页岩气产量变动



数据来源：EIA，东吴证券研究所

2.5.3. 2016 年底油价回升，伴随技术创新带来的成本降低，页岩油气回暖

2016 年底，油价开始回升，美国页岩油生产逐渐恢复，七大产区钻机数量增加，页岩油产量增加。截至 2017 年 2 月，钻机总数为 729 台，较 2016 年同期增加 158 台，为 2015 年 10 月以来最多。钻机数通常被视为是石油行业的风向标，钻机数增加预示着页岩油产量有所增加。

脉冲波和热压裂技术的运用使更多油田成功开采，且开采成本显著降低。2017 年 6 月，美国 Petroteq 能源公司在 Permian 盆地成功试验了脉冲波及热压力两种新技术。新技术成功开采以往无法经济开采的 Wardlaw 油田，使产量暴增 1500%，油价降至 20 美元/桶以下。

政策加码，资助非常规油气开发研究，助力页岩油气快速复苏。美国能源部宣布，提供 3000 万美元的联邦资金用于非常规油气复苏的成本共享研究与开发的 6 个项目，

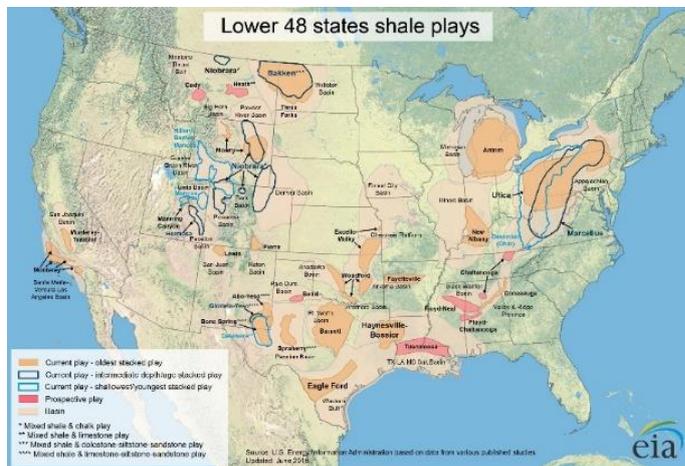
促进美国非常规油气的发展。如：资助 1000 万美元用于 Eagle ford 页岩实验室项目，通过提供新的科学知识和监测技术来提高页岩油生产的有效性。研究人员可以通过在压裂过程中使用高分辨率分布式传感技术检测生产井，得知页岩裂缝的形状，从而进一步提高采收率。

3. 他山之石——美国页岩油气革命成功因素分析

3.1. 页岩油气储量大，开采环境好

美国页岩气储量世界领先，页岩埋藏条件好，开采区地广人稀，地质条件优越。根据美国能源信息署 2013 年估计，美国的页岩油储量居世界第二位，页岩气储量居于世界第四位，页岩油气储量丰富，为页岩油气的开发提供了充足的资源前提。此外，美国优越的地质条件为页岩油气的开采提供了便利的条件。具体表现为，页岩气层埋藏深度相对较浅(大部分在 180-2000 米)，单层厚度大(30-50 米)、基质渗透率高(大于 100mD)、成熟度适中碳含量较大(大于 2%)、页岩脆弱较好(硅含量大于 35%)，较其他国家的页岩气更加容易开采。并且美国的页岩气丰富区大多分布在中部平原，地广人稀且远离沿海等经济发达及人口居住地，利于修建公路、机动运输、打钻等系列开采活动的实施及大面积占地。

图 38：美国本土 48 州页岩油气资源分布



数据来源：EIA，东吴证券研究所

3.2. 市场成熟，大量中小公司推进技术突破，专业化分工降低生产成本

美国的页岩气革命的萌芽与成长与中小企业的开拓密不可分，页岩气革命的发生更多的是中小企业开拓市场、追求利润的结果。这些中小企业虽然资金实力较小，但拥有专业技术，可以致力于区域业务的勘探并率先步入勘探的前沿领域。据统计，美国页岩气产业中涉及 8000 多家油气公司，其中 7900 余家是中小企业，是推动页岩气革命的主

体。独立油气公司对页岩气革命的发生起到了至关重要的推动作用，规模较小使得其具有决策灵活，风险承受能力大的特点，推动了大量页岩油气的开采技术突破。如米歇尔能源公司开发出了水平井技术与分段压裂技术，推动了美国页岩气革命的成功。切萨皮克能源公司依靠自身技术在美国发现了大量非常规油气新储量，因此，从初始投资仅五万美元的小公司发展成为美国第二大天然气生产商。

另一方面，由于中小型油田服务类公司掌握核心技术，包括很多石油巨头在内的石油公司会通过外包业务，让油田服务类公司提供相应的专业服务，大大降低了页岩油气的开采成本。如美国的页岩气单井成本平均只要 3000 万人民币，这种专业化分工带来的成本降低效应推动了页岩气的经济有效开采。

图 39：独立油气公司提供勘探钻井等专业服务，降低了开采成本



数据来源：中国数字科技馆，东吴证券研究所

3.3. 土地矿产资源私有化，土地流转便利，为小公司参与提供了条件

美国页岩气开发活动主要集中于矿权私有化地区(页岩气钻井活跃度最高的6个州，88%以上是私有土地)，矿权多数附属于土地权利，开采矿产只需与土地所有者达成协议即可，交易便利。因此页岩油气资源开发企业能够以较快速度定位和转移工作区块、找到开采资源的最佳区块，同时在土地上面临较小的法律障碍。

同时，土地私有制和私有租赁合同灵活可转让的特性也降低了早期页岩气钻井市场的门槛，为小公司参与油气资源勘探提供了条件，促成了美国大量小公司进行商业化勘探开采的局面。并且私有化模式下小公司与私人协商更加便利，更容易达成开采协议。

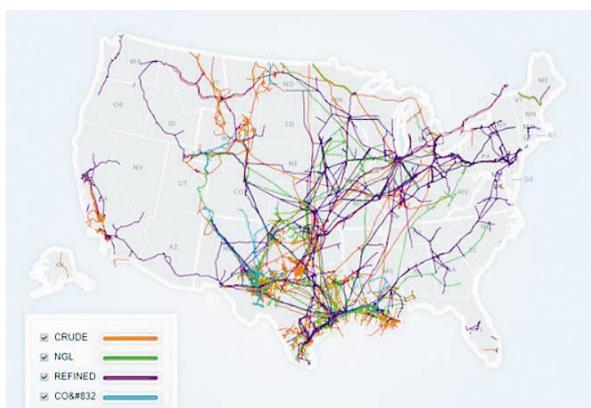
3.4. 完善的油气管网降低了页岩气输送成本

美国完善的油气管网降低了页岩油气的输送成本，为上游生产的页岩气并网进入下游消费市场提供了便捷条件，使得页岩气开采能够快速迈入商业化和市场化的阶段。通

过管道运输原油或石油产品的成本远低于其他运输方式。通过铁路输送原油的成本一般是每桶 10 美元到 15 美元，而管道运输石油成本每桶低于 5 美元。

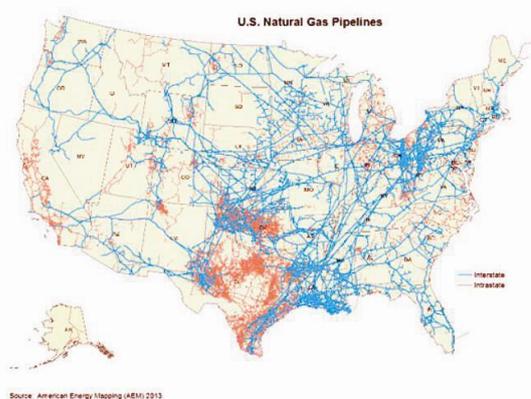
自上世纪 30-40 年代以来，得益于发展成熟的天然气与石油市场，美国拥有了超过 19 万英里的液体管道、超过 30 万英里的天然气管道及 210 多个供气网络系统，这是将石油产品转移到消费市场的主要手段。美国天然气管道网是一个高度集成的输配网，能够将天然气运送到 48 个州的几乎任何地点。完善的油气管网降低了页岩气的购买价格，保证了市场的购买渠道畅通，促进了页岩气的开采。

图 40：美国具备完善的输油管道



数据来源：EIA，东吴证券研究所

图 41：美国天然气管道高度集中



数据来源：EIA，东吴证券研究所

3.5. 政策激励：天然气定价走向市场化，税收补贴与产业基金投入并行

1992 年后，美国天然气进入市场化定价时期，天然气的价格管制得以消除，气价随需求增长步入稳定的上升周期，促进了页岩气经济性的提前实现。自 1978 年来，美国政府不断进行天然气市场化定价的探索，使天然气定价逐步适应天然气工业和天然气市场的特点，并促进天然气市场的发展。特别是 1978 年开始到 90 年代初，先后放开了井口价格控制、允许第三方准入输气管道、接触天然气捆绑式销售的政策，使得天然气工业进入崭新的市场环境。气价管制放开后，受旺盛的需求影响，气价不断升高，促进了页岩气开采的经济性提前实现。

此外，美国政府颁布的《能源意外获利法》对非常规能源开发实施长期的税收补贴、对上游开发实施税收优惠（主要包括为符合条件的非常规天然气井提供税收豁免，以及对相关油气行业提供税收优惠），对推动美国非常规天然气产量在不到 20 年的时间内迅速增长起到至关重要的作用。美国政府还先后投入大量资金用于非常规天然气理论研究、资源调查和开发工作，其支持力度通过法案进行了规定。地方政府也大力支持除非常规天然气之外的天然气开发，部分州出台政策对开采成本高的常规天然气井进行了税收减免。从美国经验可以看出非常规油气的重大突破，需要长期的资金投入和基础研究的持续

创新。

4. 投资建议

随着国内能源自主可控需求日益迫切，页岩气开采预计将进入提速阶段，持续催生压裂设备需求。持续首推国内民营压裂车龙头【杰瑞股份】。我们认为市场对于国内页岩气开发持续性、经济性，以及设备市场的海外拓展仍有较明显的预期差。此外建议关注【中海油服】、【石化机械】、【海油工程】等，整体油服板块作业量均有较大幅度提升，订单回暖逐渐传导至业绩改善。此外港股推荐【华油能源】等。

5. 风险提示

油价波动风险：

原油作为大宗商品，其价格受到全球宏观经济环境、供需平衡、地缘政治、金融属性等诸多因素影响，表现出较强的周期性和波动性。国际油价的波动会影响到油气公司的资本开支，从而影响油服及设备公司的订单，进而影响公司业绩。故未来若国际油价大幅下行，油服公司业绩会受到一定的冲击。

技术研发风险：

页岩气开发过程中的核心技术包括水力压裂、钻完井等。由于我国页岩区块地势相较美国更为复杂，此外还需综合考虑投资收益、环境保护等因素，故页岩气开采过程中对相关技术要求较高。若技术研发不及预期，则可能导致页岩气开发进度缓慢，对相关设备及技术服务需求带来负面影响。

6. 附录——参考文献

王书彦, 李瑞, 王世谦. 页岩气勘探开发基本特征与程序[J]. 天然气工业, 2015, 35(6):124-130.

王亚娟, 马旭, 张矿生, et al. 美国非常规天然气开发的政策效益及启示[J]. 天然气工业, 2013, 33(3):113-118.

王素兵[1]. 清水压裂工艺技术综述[J]. 天然气勘探与开发, 2005(4).

汪海阁[1], 刘岩生[1], 王灵碧[1]. 国外钻、完井技术新进展与发展趋势(1)[J]. 石油科技论坛, 2013, 32(5):36-42.

殷建平[1], 杨瑞[1]. 美国天然气定价机制特点及其对我国的启示[J]. 价格理论与实践, 2011(7):71-72.

汪锋, 刘辛, WangFeng, et al. 中国天然气价格形成机制改革的经济分析——从“成本加成”定价法到“市场净回值”定价法[J]. 天然气工业, 2014, 34(9):135-142.

张爱国, 郝璐, 赵思功, et al. 中美天然气现行价格水平及走势比较分析[J]. 天然气技术与经济, 2011(5):12-15.

刘扬, 孙竹, 张书铨. 产业政策视角下的天然气价格机制改革[J]. 中国石化, 2018, No.392(05):46-51.

杨凤玲[1], 周庆方[1], 杨庆泉[1]. 美国天然气价格研究及启示[J]. 天然气工业, 2004, 24(4):114-117.

王亚娟, 马旭, 张矿生, et al. 美国非常规天然气开发的政策效益及启示[J]. 天然气工业, 2013, 33(3):113-118.

韩竞一, 殷建平. 美国页岩气生产成本分析[J]. 现代商业, 2018, 509(28):169-172.

Ding W , Li C , Li C , et al. Fracture development in shale and its relationship to gas accumulation[J]. 地学前缘(英文版), 2012.

Yuan J , Luo D , Feng L . A review of the technical and economic evaluation techniques for shale gas development[J]. Applied Energy, 2015, 148:49-65.

Rogers, H. Shale gas--the unfolding story[J]. Oxford Review of Economic Policy, 2011, 27(1):117-143.

Kundert, D. and Mullen, M. (2009) Proper Evaluation of Shale Gas Reserves Leads to a More Effective Hydraulic Fracture Stimulation. SPE Paper No. 123586. Presented at the SPE Rocky Mountain Petroleum Technology Conference, Dever, 14-16 April 2009, 11 p.

Wang, L. , Torres, A. , Xiang, L. , Fei, X. , Naido, A. and Wu, W. (2015) A Technical Review on Shale Gas Production and Unconventional Reservoirs Modeling. Natural Resources, 6, 141-151.

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司（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。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载，需征得东吴证券研究所同意，并注明出处为东吴证券研究所，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准：

公司投资评级：

- 买入：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15% 以上；
- 增持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5% 与 15% 之间；
- 中性：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -5% 与 5% 之间；
- 减持：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 -15% 与 -5% 之间；
- 卖出：预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 -15% 以下。

行业投资评级：

- 增持：预期未来 6 个月内，行业指数相对强于大盘 5% 以上；
- 中性：预期未来 6 个月内，行业指数相对大盘 -5% 与 5%；
- 减持：预期未来 6 个月内，行业指数相对弱于大盘 5% 以上。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街 5 号
邮政编码：215021
传真：(0512) 62938527
公司网址：<http://www.dwzq.com.cn>

