
论美国页岩气革命对我国能源影响

陈心恺¹

（上海市发展改革研究院 200032）

【摘要】：美国页岩气勘探开采技术的突破使美国页岩气产量大幅增长，价格大幅下降，对全球的油气乃至能源市场产生巨大影响。本文梳理了页岩气的概念、主流勘探与开采技术，总结了国内外页岩气的发展情况，并分析了美国页岩气在价格、产量等方面对我国乃至世界能源市场的影响。

【关键词】：页岩气革命 价格 能源

一、国内外页岩气发展情况

（一）页岩气定义与开采手段

1、页岩气定义与特点

页岩气是指主体位于暗色泥页岩或高碳泥页岩中，生成储集和封盖都发生在页岩体系中，表现为典型的原地成藏模式，以吸附或游离状态赋存于页岩基质孔隙或裂隙中的天然气非常规聚集，且具商业价值。

页岩气开发具有开采寿命长和生产周期长的优点——大部分产气页岩分布范围广、厚度大，且普遍含气，使得页岩气井能够长期地稳定产气。但页岩气储集层渗透率低，开采难度较大。

2、勘探开采手段

储层评价技术。测井和取心是页岩气储层评价的两种主要手段。成像测井可以识别出裂缝和断层，并能对页岩进行分层。声波测井可以识别裂缝方向和最大主应力方向，进而为气井增产提供数据。岩心分析主要是用来确定孔隙度、储层渗透率、泥岩的组分、流体及储层的敏感性，并分析测试吸附等温曲线。

射孔优化技术。定向射孔的目的是沟通裂缝和井筒，减少井筒附近裂缝的弯曲程度，进而减少井筒附近的压力损失，为压裂时产生的流体提供通道。定向射孔过程中，主要射开低应力区、高孔隙度区、石英富集区和富干酪根区，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。

压裂增产技术。美国在页岩气商业开发早期，主要以压力方式实现增产。目前，一些公司已开发出了一种轻质压裂支撑物，其比重较低，一般为 1.25~1.75，比普通石英砂（比重为 2.65）低得多。经生产实践证明，这种支撑物易于输送到裂缝网络的末端，形成有效裂缝。另外，使用低粘度低伤害的压裂液，可以增加页岩井的初始和累计产量。在施工过程中，一般采用清水这种低成本压裂液，这是因为水是一种低粘度流体，更容易产生复杂的裂缝网络。

¹本文获第四届上海市发展改革经济学论坛三等奖。

作者简介：陈心恺（1986-）：男，上海市发展改革研究院能源交通研究所实习研究员。

二次压裂增产技术。二次压裂能够使老井有效增产，特别是对上世纪 90 年代末以前的井二次压裂效果明显。这项技术被进一步应用到比较新的井中，在一般情况下，二次压裂后井的产气速度能达到或超过原始产气速度。这种方法已成功应用到那些经济效益较差的井，这表明多次压裂对某些井来说是有经济效益的。

水平井增产技术。水平井技术的应用可以使无裂缝或少裂缝通道的页岩气藏得到有效的经济开发。水平井也需要压裂，如果不压裂则不能产气。对水平井压裂时，诱导裂缝垂直于钻井方向，这样能够产生一个平行于储层的排水区域，因此扩大了总的排采面积。

（二）美国页岩气发展情况

美国是世界上最早从事页岩气勘探开发的国家，其历史可以追溯至 19 世纪 1821 年。当年美国第一口商业页岩气井在纽约州阿帕拉契亚盆地泥盆系诞生，这口井比北美的第一口油井足足早了 38 年。

从地质构造上看，富含有机质的页岩一般具有面积大、分布连续的特点，传统意义上的油气田只是位于其中且相对分散，因此勘探开发实践中钻遇富含有机质的页岩比发现油气田的概率要大。虽然发现页岩气的几率大，但页岩致密低渗的特点决定了页岩气产量通常很低且开采成本较高，开采技术难度大。

由于技术上一直没有突破，美国在 21 世纪以前页岩气的生产进展始终非常缓慢。1976 年美国能源部正式启动东部页岩气项目，到上世纪 80 年代页岩气开采技术取得进展，典型特征就是水平井技术被运用于页岩气开发，这也可以说是美国乃至全球页岩气发展史上具有里程碑意义的事件。

在该项技术的推动下，美国于 1982 年在 FortWorth 盆地发现巴尼特页岩气田。进入 21 世纪，随着页岩气压裂技术的逐渐成熟，页岩气大规模开采的条件逐渐具备。2003 年美国第一口页岩气钻完井技术在巴尼特页岩气田诞生，由此拉开了页岩气产业快速发展的序幕。

据美国能源信息署统计资料，在过去的 5 年里，美国页岩气产量增长超过 20 倍。如今，美国已经超越俄罗斯成为全球最大的天然气生产国。国际著名咨询公司 ICF 的研究表明，美国拥有的天然气储量以其 2011 年的年消费量计算可以使用 130 年。

（三）我国页岩气发展情况

我国页岩气发展起步较晚，目前仍处于资源潜力评价与勘探阶段。目前，对中国页岩气资源潜力的系统评价还较少。美国对中国页岩气地质储量的评估是 $100 \times 10^{12} \text{m}^3$ ，与美国的储量大体相当。中国石油天然气集团公司在 2006 年初步评估威远和泸州两地区下寒武统第竹寺组和下志留统龙马溪组页岩气资源为 $(6.8 \sim 8.4) \times 10^{12} \text{m}^3$ 。据此看来，中国页岩气资源量十分巨大。

目前中国页岩气勘探区域的优选评价，主要是通过与美国 5 套开发成功的含气页岩进行地质要素比照分析完成。初步结论认为，中国页岩气资源分布极为广泛。从平面盆地分布来看，四川盆地、鄂尔多斯盆地、渤海湾盆地和准噶尔盆地等具有较好的页岩气资源勘探前景，特别是这些盆地的边缘斜坡部位成藏条件更好。

其中四川盆地可以作为中国页岩气勘探开发研究的首选区。从垂向地层分布来看，南北两分特点明显：南方为海相页岩，而北方为湖相泥页岩；南方以古生界为主，而北方以中生界为主。

中国南方古生界发育上震旦统陡山沱组页岩、下寒武统筇竹寺组页岩、上奥陶统五峰组页岩、下志留统龙马溪组页岩等多套海相黑色硅质页岩建造；中国北方中生代湖相泥页岩发育，如松辽盆地白垩统青山口组黑色泥岩、渤海湾盆地古近系沙

河街组沙三段泥页岩、鄂尔多斯盆地上三叠统延长组张家滩、李家畔页岩，准噶尔盆地二叠系泥页岩等，并且这些泥页岩已被勘探实践证明绝大部分为大型盆地中的优质炷源岩。

对页岩气成藏机理及成藏的物质基础等分析表明，中国南方海相地层发育区具有优越的页岩气成藏地质条件和丰富的页岩气资源，有望成为中国油气资源的重要战略接替新领域，其中对四川盆地页岩气成藏的物质基础、地质条件、勘探油气显示以及实验结果等研究较为详细，因此四川盆地最值得首先关注。

尽管将四川盆地作为中国页岩气首要勘探盆地的观点较为普遍，但对盆地内具体区域和层位选择的看法尚不统一。不同的研究者对于关键要素的选择分析不尽相同，因而在近期勘探首选目标区上出现了一些分歧。综合地质条件、成藏要素和研究程度等因素来看，将四川盆地南部威远和泸州（或泸州—自贡—永川，或泸州—宜宾—自贡）等地作为未来勘探开发首选目标更为可行。

2007 年 10 月，中国石油天然气股份有限公司与美国新田石油公司签署了中国第一个页岩气开发对外合作协议（威远地区页岩气联合研究），标志着中国页岩气借鉴合作研究的开端。

2008 年 11 月 26 日，长芯 1 井在四川省宜宾市顺利完钻，意味着中国页岩气研究步入了以“寻证找气”为特点的勘探开发阶段。

2009 年 5 月 11 日，中国页岩气技术国际研讨会在长江大学召开；之后，《中国石油石化》刊登《迎接页岩气发展的春天》。

这些重要事件都反映出中国页岩气研究正在悄然兴起，并通过开展技术合作、学术交流和政策引导，在四川盆地等优选探区开展页岩气研究与勘探开采技术先导试验，快速发展页岩气产业，以提高我国在新一轮世界能源变革中的国际地位与竞争力。

二、美国页岩气发展影响

今年 8 月 7 日，美国能源部再次批准路易斯安娜州一个液化天然气（LNG）出口项目，准许其向尚未与美国签订贸易协定的国家出口（即非自由贸易协定 FTA 签署国）出口天然气，包括亚洲和欧洲一些全球主要 LNG 进口国自此成为美国 LNG 的潜在买家。

这是时隔两个多月后，美国再次批准此类项目，也是美国迄今为止批准的第三个此类项目，意味着美国在放开天然气出口管制方面的步子有所加快。此前，美国能源部分别于 2011 年 5 月和今年 5 月批准了两个 LNG 项目出口许可。国际社会对此高度关注，有观点认为以美国、加拿大为代表的北美页岩气出口，将会改变世界能源市场的格局。

（一）北美页岩气套利空间巨大

上世纪 90 年代末，页岩气革命肇始于美国。短短十来年的时间，美国页岩气产量从 2007 年的 366 亿立方米提高至 2012 年的 2400 亿立方米左右。预计到 2035 年，美国页岩气产量将占到本国天然气总产量的 45%。随着页岩气产量的爆发式增长，美国国内天然气价格与国际市场，尤其是亚洲市场的价差越来越大，其间的套利空间也随之增长。

根据日本海关统计数据，2012 年，日本进口 LNG 价格平均达到 16.7 美元/百万英热单位，而同期美国纽约商品交易所天然气的平均交易价格仅 2.83 美元/百万英热单位，即便考虑到液化和运输成本（根据牛津能源研究所（OIES）相关研究资料，每百万英热单位天然气的液化成本约 3 美元、运输至亚洲的成本约 3 美元、运输至欧洲的成本约 1.3 美元、再气化的成本约 0.4 美元），对于任何一个市场参与者来说，如此比例的价差都意味着巨大的套利空间。但从美、加国内政治博弈，市场平衡机制以

及国际贸易动态等方面综合来看，北美页岩气出口在未来十年内，对国际能源市场的影响将更多停留在心理层面。

（二）美国页岩气出口需克服国内政治障碍

尽管业界呼声很高，但迄今为止美、加两国共计仅批准了三个出口项目（美国除前述德克萨斯州弗里波特 LNG 项目外，另有德克萨斯州的萨宾·帕斯（Sabine Pass）项目，加拿大则只有不列颠哥伦比亚省的卡提玛特（Kitimat）项目）。弗里波特项目之后，美国尚有 15 个项目等待能源部的审批，倘若全部建成投运，其年出口能力将达到 2300 亿立方米。

美国之所以对天然气出口项目审批极其慎重，核心原因乃在于他们必须全面考虑 LNG 出口对其国内市场可能产生的冲击：一是大规模出口可能拉高国内市场天然气价格，对美国经济复苏、再制造业化构成不利影响；二是大规模出口可能导致业界加大页岩气开采力度，由此带来的环境风险有待进一步评估；三是一些以天然气为原料的化工巨头，如陶氏化学等，也在极力游说政府严控 LNG 出口。

为了系统评估页岩气出口可能带来的潜在影响，美国能源部曾委托美国国家经济研究协会经济咨询公司（NERA Economic Consulting）就此开展研究，并于 2012 年 12 月出具了评估报告。

报告认为，综合来看，出口 LNG 对美国整体经济来说利大于弊——尽管出口可能导致美国内天然气价格上涨，但因此增加的天然气开采、输配等中上游市场机会将会对冲价格上涨带来的负面效应，对于美国经济整体利好。即便如此，没有任何迹象表明美国能源部会对申报的项目打包审批，轻易放行，而仍然会执行一事一议的方式，审慎操作。

（三）未来美国页岩气价格呈上涨趋势

美国现行天然气价格对于上游企业来说无利可图，并不具有可持续性。根据牛津能源研究所 2012 年 10 月发布的一份题为《北美 LNG 出口的潜在影响》的报告，未来美国天然气的价格位于 4-7 美元/百万英热单位之间，更大的可能是位于 5-6 美元/百万英热单位之间。

如果按照 6 美元/百万英热单位测算，则其出口至欧洲的到岸价将达到 10.6 美元/百万英热单位左右，出口至亚洲的到岸价将达到 12.4 美元/百万英热单位。相比较于欧、亚市场 2012 年的价格，美国天然气仍具有较强的竞争力。但是，如果将其与 2013 年早些时候的价格比较来看，则其并不具备压倒性优势。

2013 年 1 月英国 NBP（Notional Balancing Point）价格仅略高于 10 美元/百万英热单位，美国出口 LNG 价格只有在低于 5.5 美元/百万英热单位的情况下才有竞争力，意味着即便美国 LNG 会出口欧洲，也不会达到足以对市场构成冲击的规模。亚洲市场方面，2013 年 1 月的 LNG 现货价格为 17.25 美元/百万英热单位，看起来美国出口 LNG 竞争力异常强劲，但反观 2012 年 9 月，亚洲市场的现货 LNG 仅为 12.80 美元/百万英热单位，则美国 LNG 的优势非常微弱。

（四）北美可供出口的 LNG 非常有限

美国能源信息署（EIA）发布的《2013 年度能源展望》指出，美国页岩气产量不断增长，价格持续低位运行，势必导致美国国内天然气需求快速增长，预计 2025 年将达到 7610 亿立方米。而仅仅一年前，EIA 对美国 2025 年的天然气需求量的预测还是 7210 亿立方米，足足上调了 400 亿立方米。美国市场天然气需求增长无疑会推高本土天然气价格。

此外，另外一个可能影响美国天然气价格的因素是环保。目前，开采页岩气的水力压裂技术和用作压裂剂的化学物质的环境风险正引起各方关注，法国甚至禁止采用水力压裂技术，澳大利亚也对水力压力技术实施严格监管。目前，美国环境保护署

(EPA) 正开展相关研究, 对其风险进行评估, 评估结果如何将可能直接对页岩气价格产生影响。

如果计划中的美国所有出口 LNG 终端均获批并投运, 那么 2020 年将有 2300 亿立方米的美国页岩气进入国际市场, 是现有国际 LNG 市场规模近三分之二, 其对全球 LNG 市场的冲击将极其巨大。此外, 美国 LNG 出口计划绝非全球仅有, 实际上澳大利亚、东非、东地中海区域、俄罗斯以及加拿大等国家和地区均有类似出口计划, 加上印尼、马来西亚等传统 LNG 出口国, 世界 LNG 市场将很可能进入买方市场。

从整个价格分布来看, 美国 5-6 美元/百万英热单位的价格仅位于中等水平。国际市场 LNG 供求动态平衡机制将会形成一个市场均衡价格, 市场机制作用的最终结果将是美国 15 个出口 LNG 终端将不可能全部投运。

实际上, 这 15 个 LNG 终端, 均是 2000 年左右建设作为进口 LNG 接收、气化终端, 只是美国天然气市场风云变幻, 页岩气异军突起, 才导致它们产能过剩, 躺在海滩边晒太阳。经历过这一轮市场洗礼的项目投资方, 也绝不可能一哄而上, 让自己再次面临产能过剩的风险。

2012 年美国天然气进口量占比 12% 左右, 其中大部分来自北方邻国加拿大。随着国内页岩气产量不断提升, 进口天然气将会呈下降趋势, 从而导致加拿大的天然气进入国际市场。亚洲市场无疑是加拿大的当然之选。

事实上, 加拿大政府目前正大力扶持在靠近亚洲的西海岸不列颠哥伦比亚省建设一个 LNG 出口终端, 并打算设立四个液化装置, 年总液化能力到达 400 亿立方米。如果一切按计划推进, 2020 年将可开展出口, 气源主要来自非传统产区霍恩河谷 (Horn River) 和利亚德盆地 (Liard Basins), 首先通过 800 公里管道输送至西海岸, 再出口至亚洲市场。

但加拿大的 LNG 出口项目面临诸多障碍。其一是加拿大政府对其亚洲邻居收购其能源资产心存忌惮。中海油收购尼克森尽管获批, 马石油竞购进步能源公司 (Progress Energy) 却遭否。加拿大国内有种声音, 认为类似收购不应该是一个逗号, 而应该是一个句号, 不能任由这种趋势继续下去。

其二, 环境问题。数百公里的管道建设, 将需要穿越大量尚未开发的处女地, 上面生活着世代居住于此的原居民。按照加拿大产权保护相关法律法规, 工程建设的谈判工作将异常艰辛, 工期遥遥无期。

其三, 加拿大所有与出口 LNG 项目相关的工程均有极高的生态保护要求, 投入高昂, 因此, 加拿大出口 LNG 至亚洲尽管会因为运输距离较短而价格稍低, 但远非市场上价格最低的气源。

此外, 卡提玛特项目的合作方坚持按照与原油挂钩的方式确定价格, 使得加拿大的出口 LNG 价格几乎与市场最高价持平。所以, 从商业逻辑来看, 加拿大天然气出口亚洲的驱动力非常强大, 而且也确实吸引了壳牌、雪佛龙等行业巨擎的参与, 但亚洲潜在的买家, 诸如中石油、韩国天然气公司等则并不那么着急。

三、总结

总而言之, 北美市场天然气价格与国际市场存在的价差让很多市场参与者蠢蠢欲动。尽管迄今为止美、加仅有三个出口终端获批, 但正在等候审批的项目数量可观, 对全球 LNG 市场潜在冲击不可小觑。天然气上、下游市场终会找到一个均衡价格。专家认为, 5-6 美元/百万英热单位的价格是确保美国页岩气生产者有利可图的最低价格, 而这一价格反过来又会使得美国 LNG 出口欧洲无利可图, 因为按此测算, 美国出口欧洲的天然气价格将高于来自俄罗斯的天然气。

鉴于亚洲市场进口 LNG 的采购合同基本上按照与原油挂钩的方式确定价格, 北美天然气价格即便达到 8 美元/百万英热单位

依然具有一定的竞争力。这就意味着，北美天然气出口亚洲市场将会有效拉低该区域的 LNG 进口价。

但情况远非如此简单，比如，价格走低会拉动消费需求，本地天然气产量增加以及原计划出口美国的卡塔尔 LNG 将转而供应亚洲其他市场等，均可能影响美国 LNG 最终的出口规模，抑制其对国际市场构成的冲击。

或许对于亚洲 LNG 市场来说，美国 LNG 出口将打破其与原油挂钩的计价方式一统天下的局面。引入以供应成本为基础的计价方式，对于亚洲市场来说意义更为深远。尽管现在就说与原油挂钩的 LNG 计价方式就此消失还为时尚早，因为毕竟在有些区域市场，天然气与原油具有一定的替代性。但毫无疑问，北美天然气出口将会在很大程度上影响亚洲乃至国际 LNG 市场的议价方式。