

# 美国页岩油气生产的运营成本估计： 以Bakken和Marcellus为例

## The Operating Cost Estimation of U.S Shale Oil and Gas Production: Bakken and Marcellus Case Studies

<sup>1, 2</sup>孙泽生

(<sup>1</sup>浙江科技学院经济管理学院, 浙江杭州 310023中国;

<sup>2</sup>Louisiana State University Center for Energy Studies, Baton Rouge 70803 US)

**摘要：**当前国际能源价格大幅波动的最要影响因素之一即是美国页岩油气生产的增长，而运营成本则是影响页岩油气生产盈利性的基础因素之一，也是衡量这一产业抗压性的最重要指标。本文通过美国Bakken和Marcellus页岩油气田案例来估计美国页岩油气生产的运营成本。结果显示，Bakken页岩油样本生产商的平均运营成本接近20美元/桶，最大不超过30美元/桶。Marcellus页岩气生产商的提升成本均值在0.4-0.52美元/千立方英尺之间，比较稳定；运营成本均不高于2.50美元/千立方英尺，平均运营成本居于1.10-1.35美元/千立方英尺的区间。

**关键词：**页岩油气 运营成本 美国 Bakken Marcellus

### 一、引言

从2014年6月开始，国际石油价格经历了巨幅的自由落体式下滑（图1），纽约商品交易所交易的石油期货价格从6月的高点——105.15美元/桶降至2014年12月的不足60美元/桶，并在2015年后则呈现明显的波动态势。石油价格的下滑带动了成品油和天然气价格的普遍下降，并正在通过产业链向整个经济体系传导。不同经济体受油价下降的影响呈现出明显差异和分化。包括俄罗斯和欧佩克成员国在内的

产油国普遍承受巨大财政压力，个别国家甚至出现了财政危机和经济的大幅下滑。主要石油进口国则明显受益于进口成本的下降。而美国因页岩油气的规模化生产之故，已经大幅压缩了对石油的进口需求，但石油价格的大幅下滑也开始负面影响到其国内的页岩油气生产，有危及美国的能源独立和经济增长前景的可能。

引致本轮国际油价大幅下滑的原因尚未有定论，但极其重要的驱动力之一是美国页岩油气的大幅增产。根据美国能源情

报署（EIA）的统计，美国的石油月生产量已从2008年初的1.5亿桶升至2014年底的超过2.8亿桶，并正在迅速逼近其历史高位；以页岩气为代表的天然气产量也持续增长，2014年10月已达到787亿立方米/月。美国的页岩油气生产成为影响国际石油市场供需平衡的新变量，它增加了石油供给并负向影响油价。而通过卡特尔产量控制影响油价的欧佩克组织则面临两难选择：减产以维持油价会促进美国页岩油气生产的进一步扩大，以及页岩油气生产技术向其他国家的转移，最终欧佩克会损失市场份额和影响力；不减产则会合力促使油价大幅下跌，但将抑制美国页岩油气生产，以保持其市场份额和影响力。虽然到目前为止欧佩克仍坚持不减产，但其对国际油价的最终影响将一部分依赖于美国页岩油气生产的成本。只有当油价低于页岩油气生产成本，页岩油气生产和油价下滑才会受到明显制约。

页岩油气生产主要依赖于水平井压裂技术，其成本结构包括两个方面（Kaiser, 2012）。其一为矿权购置和钻探成本。其中，矿权购置合约主要有两种方式，要么是规定期限内（如在路易斯安那州为10年）的每英亩价格，或者一般为页岩油气产量的1/4-1/8作为支付给所有者的地租；矿权购置成本（每英亩价格）和钻探成本均系页岩油气生产的固定成本，

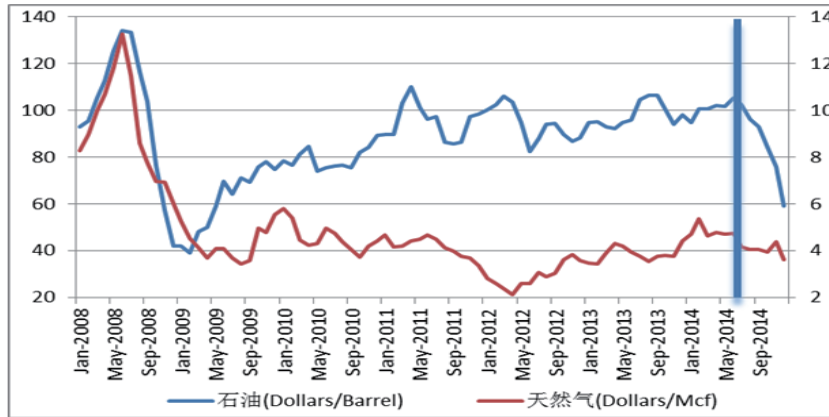
在油气生产启动后即变为沉淀成本。其二为提升加工运输成本和生产税。提升成本（Lifting cost 或者LOE）是指将页岩中的油气开采至地面所需耗费的劳动力、材料、油气井服务等直接成本；在页岩油气被提升至井口后，往往还需要经历分离压缩和运输销售等环节，这些环节的成本加上政府征收的生产税，就构成了页岩油气生产中的可变成本或运营成本。短期内油气价格不低于运营成本时，生产商会保持现有油气井生产；只有油气价格低于运营成本时，生产商才会停产；仅在价格高于分摊的矿权购置和钻探成本后，生产商才会租赁新的页岩油气矿权或者钻探新的油气井<sup>1</sup>。

因此，要理解当前国际油价运动条件下的美国页岩油气生产的未来变化，第一步是要探析其代表性生产商的运营成本区间及变化趋势，第二步是分析页岩油气矿权购置成本以及钻探成本的变化，最后再依此两者判断不同油价区间下美国页岩油气生产商的反应，以及其反应对国际石油市场的影响。本文提供的是一个对美国代表性页岩油气田生产的运营成本估计，随后的固定成本和总成本探讨及其影响我们将在后面的研究中给出。

## 二、案例与方法

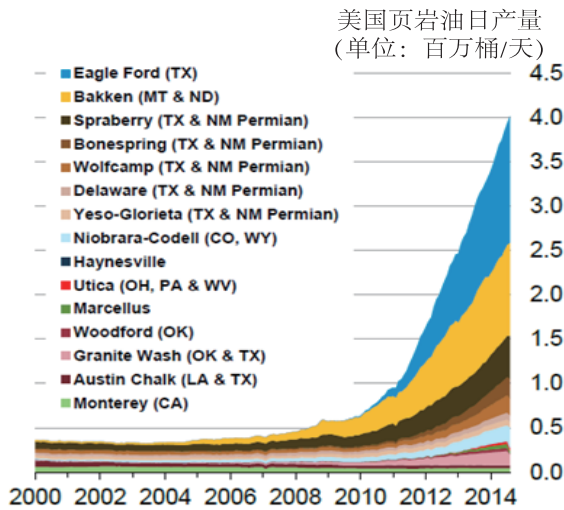
我们选择了两个有代表性的美国页岩

<sup>1</sup> 在计算总的投资成本-收益时，因投资成本的收回需要较长的时间和较高的风险，一定的资金成本也应考虑在内。



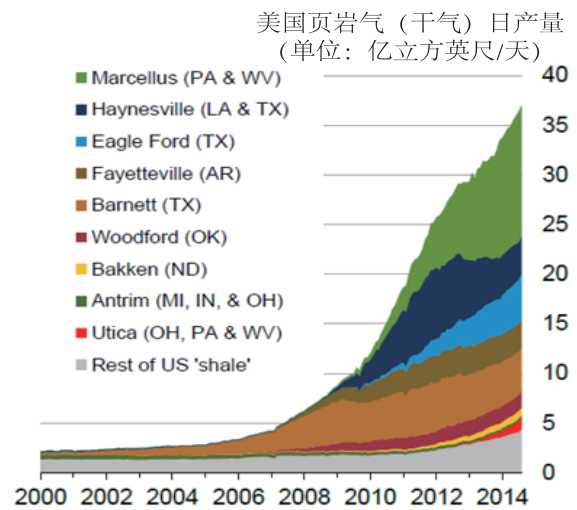
资料来源：EIA 提供的纽约商品交易所期货价格。

图1 美国石油和天然气价格运动：2008–2014年



资料来源：Sieminski, 2014。

图2 2000–2014年美国页岩油产量



资料来源：Sieminski, 2014。

图3 2000–2014年美国页岩气产量

油气田：其一为贝肯（Bakken）页岩油气田，其二为马塞卢斯（Marcellus）页岩气田。其中，Bakken页岩油生产位于美国中北部的蒙大拿州、北达科他州以及加拿大的萨斯喀彻温省和马尼托巴省，Bakken页岩主要生产页岩油，但也富含伴生气。而Marcellus位于美国中北部的阿巴拉契亚盆地，主要产地包括宾夕法尼亚州、俄亥俄州和西弗吉尼亚州，在相邻的马里兰

州、新泽西和纽约州也有少量分布，该区域以生产页岩气为主，但部分页岩气生产中也伴随天然气凝析液和页岩油，称为“湿气”（wet gas）。

根据Wood Mackenzie高级分析师Dukes（2014）的报告在传统油气生产之外，近年来的美国油气生产增长主要来源于页岩油气生产的增加。美国能源情报署（Energy Information Administration,

EIA)的报告(Sieminski, 2014)显示了美国最主要的页岩油气生产分布。其中,页岩油的主导生产区域包括Bakken和Eagle Ford两块页岩油田(图2),而页岩气生产的增长主要来源于Marcellus气田(图3)。因之,我们在以下的研究中将分别以Bakken和Marcellus作为美国页岩油和页岩气的代表性区域,来探究其运营成本的变化。

我们可以把美国页岩油气生产商区分为三类:(1)私人非上市公司,这些公司一般不对外披露任何有关其运营成本和盈利性的信息。(2)有大比例( $\geq 15\%$ )油气生产位于单一油气田的上市公司,按照美国证券交易委员会(SEC)的信息披露要求,这些公司必须单独披露其特定油气田的运营成本信息;(3)有小比例( $< 15\%$ )油气生产位于单一油气田的上市公司,一般是大型油气跨国公司,他们没有披露特定油气田的运营成本信息的义务。由此,我们可得到的页岩油气运营成本数据主要来自于第二类生产商,他们的主要业务一般发生于特定的1-2个页岩油气田,多属于中型油气生产商。我们所采集的运营成本数据均来自于这些公司的对外披露。页岩油气生产商的完整名单则来源于不同油气州的管制部门,并按照数据可得性经过了我们的逐一遴选,进而形成我们的生产商样本。

为了解美国页岩油气生产商之间的竞争状况和市场结构,我们利用不同油气生

产州的生产商数量及其各自产量数据,通过产业集中度指标——CR<sub>n</sub>和HHI来进行说明,前者是n家最大生产商的合并市场份额,后者则是不同生产商的市场份额的平方和( $\times 10000$ )。随后,我们将报告页岩油气生产的可变成成本项,它包括提升成本(LOE),收集、运输和加工处理成本(C, T & P),以及生产税(PT)。其中,LOE是将页岩油气生产至井口的成本,生产税则由州或者地方政府征收。此外,个别生产商还将保险和劳动力成本(I&W)、压缩成本(C)对外披露。而从2012年开始,宾夕法尼亚州政府开始对页岩气生产征收影响费(Impact Fee),它属于生产税,但该州的页岩气生产商往往将其单独报告。最后,我们的跨生产商比较还需要考虑到,页岩油气生产商具有不同的运营模式,既包括持有管道和营销渠道的油气贸易商前向进入,也包括不持有管道和营销渠道的独立生产商,后者往往不承担运输和加工处理等成本,因此,其运营成本比较包括LOE和总运营成本两方面。

被报告在宾夕法尼亚州、西弗吉尼亚州和俄亥俄州生产Marcellus页岩气的生产商数量分别为73、48和25家。表1报告了以上5个州内页岩油气生产商的数量和市场结构。以上5个州都分布有数量众多的生产商,除在俄亥俄州由CHESAPEAKE公司生产58%的页岩气外,其他各州的生产竞争都很强。由2013年产量可见,宾夕法尼亚州是Marcellus页岩气产量最大的

表1 美国的代表性页岩油气田生产

油气州	油气田	2013年产量 (Bcfe)	油气井数	公司数量	CR4(%)	CR8(%)	HHI	主要生产商 (产量份额≥10%)
蒙大拿 (MT)	Bakken	239	5,776	≥100*	48	54	854	Continental Resources (14.19%)
北达科他 (ND)	Bakken	305	7,064	/	/	/	/	/
宾夕法尼亚 (PA)	Marcellus	8,607	14,848	74	51	71	907	CHESAPEAKE (21%); CABOT (13%)
西弗吉尼亚 (WV)	Marcellus	556	1434	48	75	88	1992	ANTERO (37%); CHESAPEAKE (17%); EQT (16%)
俄亥俄 (OH)	Marcellus	100	399	25	91	96	3817	CHESAPEAKE (58%); GULFPORT (19%); ANTERO (10%)

数据来源：不同油气州的管制机构及相关公司的对外披露。下同。

注：\* 还包括 63 家天然气生产商。

表2 2013年样本公司Bakken页岩油气的储备和产量 (106Bbl; %)

公司	探明储量	产量	占总产量比重
Emerald Oil(EOX)	455.34	22.20	100.00
Halcon Resources(HK)	/	302.22	69.01
Kodiak Oil & Gas(KOG)	4977.24	383.28	100.00
Northern Oil & Gas(NOG)	3029.76	161.10	100.00
Oasis Petroleum(OAS)	8204.40	445.68	100.00
Triangle Petroleum(TPLM)	1451.28	69.48	100.00
Magnum Hunter Resources (MHR)	2731.98	40.32	31.15

表3 2013年样本公司Marcellus页岩气的储备、产量和中介销售量 ( Bcfe; % )

公司	探明储量	产量	占总产量比重	中介销售量
Cabot Oil & Gas(COG)	5,295	357	90	9
EQT Corp.(EQT)	5,956	275	73	88
Southwestern Energy(SWN)	1,963	151	23	243
National Fuel Gas(NFG)	1,300	101	97	129
ConSol Energy(CNX)	337	55	32	97
Atlas Resources (ARP)	160	14	21	No
Rice Drilling B(RICE)	382	23	50	No
Alpha Shale Resources(RICE&ANR)	110	11	25	No
Rex Energy(REXX)	802	29	86	No
Range Resources(RRC)	7,539	262	76	No
ANTERO Resources(AR)	7,226	176	92	No
GASTAR Exploration(GST)	-	14	74	No



油气州，远远超过西弗吉尼亚州和俄亥俄州，其市场竞争性也最强。从中我们遴选出对外披露运营成本数据且Marcellus页岩气产量份额较大的生产商共12家。至于页岩油，依据同样的方法可遴选出在蒙大拿州和北达科他州生产Bakken页岩油的生产商共7家。

我们遴选的Bakken和Marcellus页岩油气生产商的储量和产量数据被分别报告在表2和表3中。在7家样本Bakken页岩油生产商中，仅有1家生产商（Magnum Hunter Resources）在Bakken区域的产量低于该公司总产量的50%，其余6家生产商在Bakken区域的生产都达到总产量的绝大多数或者全部份额，使其报告的运营成本数据能更准确地反映Bakken页岩油的真实运营成本。至于12家Marcellus页岩气生产商，除Southwestern Energy(SWN)、ConSol Energy(CNX)、Atlas Resources (ARP)和Alpha Shale Resources(RICE&ANR)四家在Marcellus区域的产量低于其总产量的50%之外，其余生产商均在Marcellus区域获得其大部分产量。此外，页岩气到达井口后需要进行收集、运输和加工（压缩）。不同生产商对这一需求的响应方式不同，大多数生产商依赖第三方服务，或者虽然自建设施提供服务，但自建设施仅用于其自身生产；不过，仍有5家生产商借助自身服务设施为其他页岩气生产商提供第三方中介服务，诸如National Fuel Gas主要拥有管道和销售渠道，但却前向进入页岩气

生产环节，因此，其中介销售量甚至大于自身页岩气产量，Southwestern Energy也是如此。

### 三、运营成本比较

我们遴选的Bakken页岩油生产商样本的运营成本及其构成如表4所示。可见，大多数生产商的提升成本不高于20美元/桶，生产税不高于10美元/桶，此两项是页岩油生产商运营成本的最主要构成，也是所有生产商都必须支付的成本项。表5以2013年不同样本页岩油生产商的提升成本从低到高进行了排序，可见，2013年最低的提升成本仅为6.48美元/桶，均值为9.78美元/桶；到2014年最低的提升成本为6.9美元/桶，均值为11.22美元/桶。而提升成本最高的生产商为Emerald Oil (EOX)，它在2013和2014年的提升成本分别为13.86和19.8美元/桶。

如果我们纳入2009–2014年的Bakken页岩油提升成本变化，由图4可见，近6年间样本生产商的LOE成本没有明显的上升和下降趋势。虽然最低LOE成本在2009和2010年均低于5美元/桶，但而后在2011年后则有小幅的上升。该上升趋势并没有持续。中位数LOE成本在2011–2014年间接近10美元/桶。

由于伴生页岩气以及不同公司的进入模式不同等因素的影响，一些Bakken页岩油生产商还披露了收集、运输和处理等成

表4 Bakken页岩油气田的运营成本构成 (\$/Bbl)

公司名称	生产区域	成本项	2014	2013	2012	2011	2010
EOX	Bakken	LOE	19.80	13.86	7.98	7.44	1.92
		PT	8.94	9.24	8.64	7.32	7.44
		All	28.74	23.10	16.62	14.76	9.36
HK	Bakken and other	LOE	8.58	11.46	14.46	19.98	13.98
		W	1.14	0.52	1.32	1.32	0.72
		PT	7.44	7.26	5.58	4.80	3.96
		G	1.62	0.96	0.13	0.59	/
		All	18.84	20.22	21.48	26.70	18.66
KOG	Bakken	LOE	9.18	6.48	6.06	8.70	7.02
		PT	8.76	9.18	8.34	9.06	7.50
		GT&M	2.34	2.22	1.92	1.08	0.26
		All	20.28	17.88	16.32	18.84	14.76
NOG	Bakken	LOE	9.72	9.36	8.64	6.78	3.72
		PT	7.98	7.80	7.56	7.44	6.18
		All	17.70	17.16	16.20	14.22	9.90
OAS	Bakken	LOE	10.38	7.68	6.66	8.34	7.68
		PT	8.40	8.10	7.68	8.64	7.26
		GT&M	1.62	2.10	1.14	0.34	/
		All	20.40	17.88	15.48	17.34	14.94
TPLM	Bakken	LOE	6.90	7.50	7.14	9.48	3.06
		PT	8.94	9.36	9.18	9.42	9.36
		GT&P	3.84	2.22	0.31	0.228	1.44
		All	19.68	19.08	16.62	19.14	13.86
MHR	Bakken	LOE	14.10	12.24	11.04	15.18	/

注：(1) G, T, 和 P 分别指收集、运输和处理成本；(2) PT 和 W 分别指生产税和劳动力成本；(3)M 是指营销成本。

表5 样本公司Bakken页岩油气LOE成本排名 (\$/Bbl)

公司	KOG	TPLM	OAS	NOG	HK	MHR	EOX	均值
2014	9.18	6.9	10.38	9.72	8.58	14.1	19.8	11.22
2013	6.48	7.5	7.68	9.36	11.46	12.24	13.86	9.78
2012	6.06	7.14	6.66	8.64	14.46	11.04	7.98	8.88
2011	8.7	9.48	8.34	6.78	19.98	15.18	7.44	10.8
2010	7.02	3.06	7.68	3.72	13.98	/	1.92	6.24

本。由表4可见，收集、运输和处理（压缩）等成本项一般不高于4美元/桶，要大大低于提升成本和生产税。将这些成本项加总，我们可得到总的Bakken页岩油运营成本值。图5给出了2009-2014年样本Bakken页岩油生产商的总运营成本描述性

统计。可见，6年间除运营成本的最小值和P25分位数在持续增大外，运营成本的中位数、P75和最大值均没有持续增长或者下降的趋势。中位数介于10-20美元/桶之间，2013和2014年则接近20美元/桶。

现在我们转而分析Marcellus页岩气生

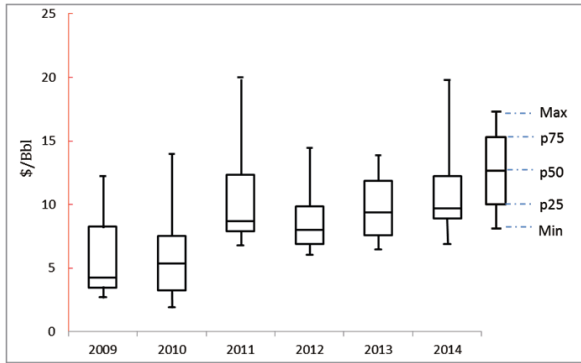


图4 样本公司Bakken页岩油气的LOE成本

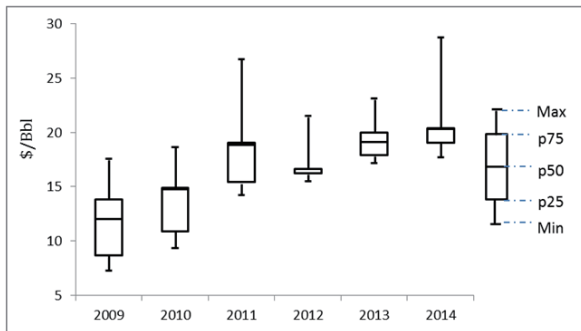


图5 样本公司Bakken页岩油气的运营成本

产的运营成本，不同成本项被报告在表6中。首先我们需要述及12家样本生产商的数据获得性限制：（1）Southwestern and National Fuel Gas仅披露了其Marcellus生产的LOE成本数据，但没有页岩气收集、运输和压缩等成本项收据，因此在表6中我们仅及于这两家公司可获得的LOE以及生产税数据。（2）ConSol公司单独报告了收集成本数据，但运输和压缩成本被并入了Gas Direct Administrative, Selling and Other的成本项中，我们报告了后者。（3）Cabot Oil & Gas 和Rex Energy 这两家生产商并未直接披露所有的成本项，但提供了不同成本项在总运营成本中的比例，我们据此计算了历年的收集、运输和

加工成本。

由表6可见，Marcellus页岩气的提升成本介于0.03–1.33 美元/千立方英尺(\$/Mcf)的区间，生产税一般不高于0.30美元/千立方英尺。除此之外，页岩气流出井口后所需要的收集、压缩和加工成本比重要远大于页岩油。这些成本项的绝对值也往往高于提升成本。同样按照2013年的提升成本数据由低到高进行排名，表7的数据显示，2013年仅有两家生产商的LOE成本高于1美元/千立方英尺，Rex Energy最高达到1.25美元/千立方英尺，最低的LOE成本仅为0.05美元/千立方英尺（Cabot），全部样本生产商的LOE成本均值为0.46美元/千立方英尺。如果考虑2009–2014年时期的LOE成本变化，除2009年均值为0.87美元/千立方英尺之外，2010–2014年的LOE成本均在0.4–0.52美元/千立方英尺之间，比较稳定，且低成本生产商的数量也很稳定。

由图6可见，Marcellus页岩气的LOE成本的中位数介于0.3–0.53美元/千立方英尺的区间，这也表明，在Marcellus页岩气生产中提升成本比较稳定，但如果去除2009年的数据，可以观察到一个LOE成本中位数值下降趋势，从2010年的0.53美元/千立方英尺降至2014年的0.30美元/千立方英尺。对单一生产商而言，除去Southwestern Energy和Rex Energy两家之外，其余生产商的LOE成本也在2009–2014年间表现出递减的趋势。



表6 Marcellus页岩油气田的运营成本构成 (\$/Mcf)

公司名称	生产区域	成本项	2014	2013	2012	2011	2010
COG	Marcellus and other	LOE	-	0.06	0.08	0.09	0.09
		G&T	0.65	0.55	0.54	0.39	0.15
		PT	0.10	0.10	0.18	0.15	0.29
		All	-	0.71	0.80	0.63	0.53
EQT	Marcellus and other	LOE	0.14	0.15	0.17	0.20	0.24
		G&C	0.16	0.18	0.24	0.30	0.37
		PT	0.15	0.13	0.16	0.20	0.24
		All	0.45	0.46	0.57	0.70	0.85
SWN	Marcellus	LOE	-	0.80	0.46	0.27	0.57
NFG	Appalachian	LOE	-	0.67	0.68	0.59	0.73
		IF	-	-	0.05	0.09	-
CNX	Marcellus	LOE	0.30	0.35	0.34	0.56	0.48
		G	0.94	0.86	0.67	0.54	1.01
		GDAS&Other	0.37	0.45	0.46	0.41	0.75
		PT&Other	0.16	0.16	0.12	0.05	0.05
		All	1.77	1.82	1.59	1.56	2.29
ARP	Appalachia	LOE	1.07	1.08	1.02	1.05	1.25
		T&C	0.55	0.47	0.38	0.50	0.68
		PT	0.05	0.07	0.08	0.10	0.03
		All	1.67	1.62	1.48	1.64	1.97
RICE	Appalachian	LOE	0.30	0.36	0.42	0.48	-
		GC&T	0.42	0.43	0.43	0.16	-
		PT	0.04	0.07	0.09	0.07	-
		All	0.78	0.86	0.94	0.73	-
RICE&ANR	Appalachian	LOE	-	0.36	0.39	0.51	-
		GC&T	-	0.68	0.78	0.04	-
		PT	-	0.14	0.32	-	-
		All	-	1.18	1.49	0.55	-
REXX	Appalachian	LOE	1.26	1.25	1.23	1.10	1.13
		GT&P	1.05	0.92	0.52	0.46	0.15
		C	0.03	0.03	0.04	0.08	0.06
		PT	0.04	0.18	0.13	0.28	-
		All	2.38	2.38	1.92	1.92	1.34
RRC	Marcellus	LOE	-	0.16	0.18	0.33	0.37
		PT&AV (excluding IF)	0.05	0.05	0.06	0.15	0.19
		IF	0.07	0.08	0.09	0.09	-
		GC&T	0.77	0.74	0.70	0.64	0.45
		All	-	1.03	1.03	1.21	1.01
AR	Appalachian	LOE	0.06	0.05	0.07	0.10	
		GTP&C	1.28	1.15	1.04	0.83	
		PT	0.26	0.26	0.23	0.26	
		All	1.60	1.46	1.34	1.19	
GST	Marcellus	LOE	-	0.22	0.26	0.97	-
		GT&P	-	0.08	0.14	0.10	0.01
		PT	-	0.27	0.27	0.32	0.23
		I&W(with Gathering)	-	0.07	0.12	0.06	-
		All	-	0.64	0.79	1.45	

注：(1) G, T, P 和 C 分别指收集、运输、处理和压缩成本；(2) IF 指宾夕法尼亚州 2012 年开始征收，并溯及之前年份的 Impact Fee, PT 指其他生产税；(3) 对 ConSol, GDAS&Other 指天然气相关的直接管理、销售和其它成本；(4) 对 Range, 其生产税数据与从量税 (AV) 数据合并报告；(5) 对 Gastar, I&W 指保险和劳动力成本。

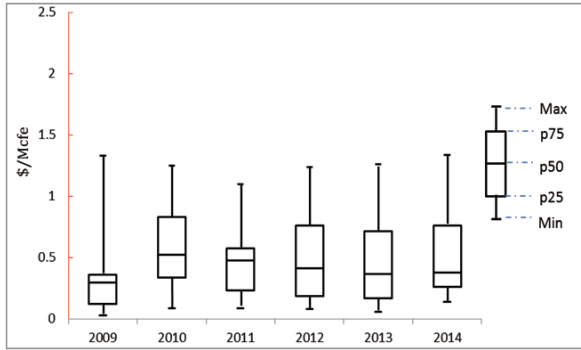


图6 样本公司Marcellus页岩油气的LOE成本

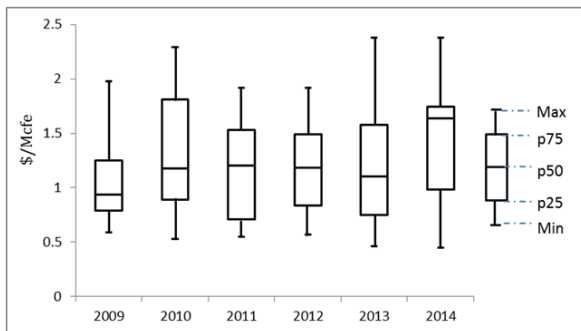


图7 样本公司Marcellus页岩油气的运营成本

接下来考虑Marcellus页岩气生产的总运营成本（图7），它在0.45–2.38美元/千立方英尺之间变动，其均值和中位数值则变化较小，分别居于1.10–1.35和0.93–1.26美元/千立方英尺的区间，但后者在2014年有一个突然的增长。但值得注意的是，那些拥有强大页岩气中游设施的生产商（如Cabot和EQT），同时作为中介

商向第三方生产商提供收集、运输和加工服务，因之可利用规模经济分摊成本，他们自身的收集、运输和加工成本也较低；而其他依赖第三方服务的生产商则面对更高的收集、运输和加工成本。此外，对于单一生产商而言，除of Alpha Shale Resources之外，2011–2013年间其他生产商的总运营成本变化不大。考虑到之前论及的下降的LOE成本，显然对大多数生产商而言，不断上升的产量使得既有的中游设施利用率不断提高，推动了收集和运输和加工成本的上升。

最后我们来分析运营成本与页岩油气产量之间的关系。我们将所有样本生产商的产量和成本数据配对并进行回归，可得到图8–图11的回归结果。首先来看Bakken页岩油的成本与产量之间的关系。图8和图9均显示，从企业层面看，LOE或者总运营成本都与产量之间有微弱的正相关关系，但模型的拟合优度（ $R^2$ ）并不高。至于Marcellus页岩气，则与Bakken页岩油相反，成本与产量之间呈现微弱的负相关关系，尤其是在Marcellus页岩气的LOE成本和产量之

表7 样本公司Marcellus页岩油气LOE成本排名(\$/Mcf)

公司	AR	COG	EQT	RRC	GST	CNX	RICE & ANR	RICE	NFG	SWN	ARP	REXX	均值
2014	0.06	–	0.14	–	–	0.3	–	0.3	–	–	1.07	1.26	0.52
2013	0.05	0.06	0.15	0.16	0.22	0.35	0.36	0.36	0.67	0.8	1.08	1.25	0.46
2012	0.07	0.08	0.17	0.18	0.26	0.34	0.39	0.42	0.68	0.46	1.02	1.23	0.44
2011	0.1	0.09	0.2	0.33	0.27	0.56	0.51	0.48	0.59	0.27	1.05	1.1	0.46
2010	–	0.09	0.24	0.37	2.96	0.48	–	–	0.73	0.57	1.25	1.13	0.87

间，而页岩气总运营成本和产量之间的关系极其微弱，拟合优度值也很低，这也显示，我们前面述及的虽然LOE成本有下降趋势但却被中游成本的上升所弥补的现象在统计上得到支持。

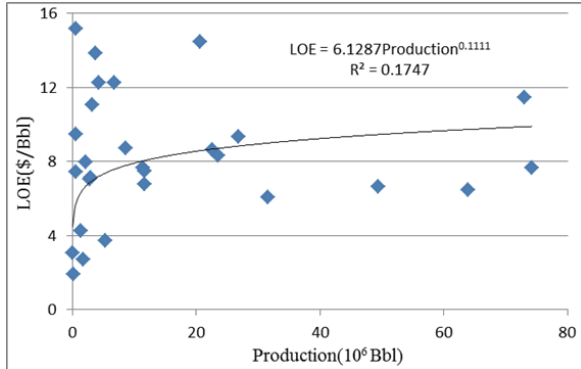


图8 Bakken 页岩油气产量与LOE成本的关系

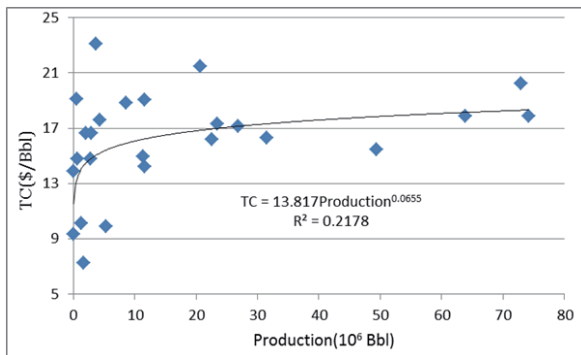


图9 Bakken 页岩油气产量与运营成本 (TC) 的关系

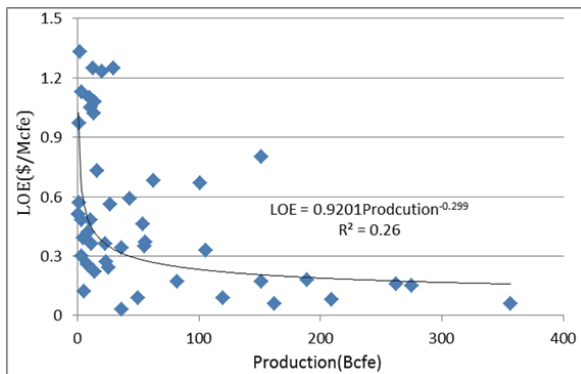


图10 Marcellus页岩油气产量与LOE成本的关系

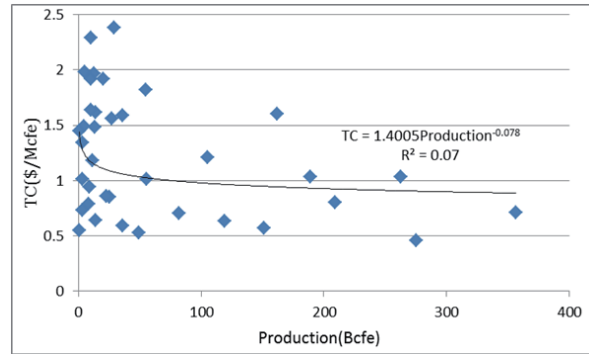


图11 Marcellus 页岩油气产量与运营成本 (TC) 的关系

#### 四、结论

当前国际能源价格大幅波动的最主要影响因素之一即是美国的页岩油气生产的增长。支撑这一增长的是页岩油气生产的盈利前景，而运营成本则是影响页岩油气生产盈利性的基础因素之一。同样，在国际能源价格大幅下滑的背景下，页岩油气生产的运营成本高低也是衡量这一产业抗压性的最重要指标。本文通过Bakken和Marcellus这两个具有代表性的美国页岩油和页岩气田案例，通过遴选对外披露运营成本数据的页岩油气生产商来形成样本，并依据这些样本来衡量美国页岩油气生产的运营成本。

我们的分析显示，Bakken区块页岩油的提升成本不高于20美元/桶，生产税不高于10美元/桶，样本生产商平均运营成本接近20美元/桶。而Marcellus区块页岩气生产的提升成本介于0.03–1.33 美元/千立方英尺之间，生产税一般也不高于0.30美元/千立方英尺，近年来全部样本生产商的LOE成本均值在0.4–0.52美元/千立方

英尺之间，比较稳定；页岩气生产的总运营成本不高于2.50美元/千立方英尺，平均值和中位数值则分别居于1.10–1.35和0.93–1.26美元/千立方英尺的区间。

基于运营成本与页岩油气产量配对的回归结果显示，虽然拟合优度不高，但总体上看，Bakken页岩油的成本与产量之间有微弱的正相关关系，而Marcellus页岩气的运营成本与产量之间则呈现微弱的负相关关系，我们注意到近年来页岩气生产的LOE成本有下降趋势，但被中游成本的上升所弥补，这在统计上也得到支持。

还需要说明的是，以上估计的页岩油气运营成本是页岩油气生产中的可变成本。理论上，只要油气价格不低于这一可变成本，则已有页岩油气井将维持生产，这是美国页岩油气产业面临市场价格波动时抗压性分析的临界点；只有当油气价格高于包括运营成本、勘探成本等在内的总平均成本后，新油气井的勘探和投资增加才有明显的激励，这将涉及到矿权购置、勘探和钻探成本和分摊以及油井寿命等问题的讨论，我们将在后续的研究中对此进行探讨。

#### 参考文献：

- [1] Kaiser, M.J.(2012). Profitability Assessment of Haynesville Shale Gas Wells [J]. Energy, 38: 315–330.
- [2] Brown, C.(2013). State Revenues and the Natural Gas Boom: An Assessment of State Oil and Gas Production Taxes [J]. Washington D.C.: National Conference of State Legislatures.
- [3] Dukes, R.T.(2014). North America and the Future of the Haynesville[R]. Presentation at Louisiana Energy Summit held at Center for Energy Studies of Louisiana State University.

（责任编辑：林 帆）