

强烈推荐-A (维持)

新潮能源 600777.SH

目标估值: 5.50-6.00 元

当前股价: 4.01 元

2017 年 09 月 11 日

基础数据

上证综指	3376
总股本(万股)	680050
已上市流通股(万股)	237661
总市值(亿元)	273
流通市值(亿元)	95
每股净资产(MRQ)	0.8
ROE(TTM)	-1.9
资产负债率	10.0%
主要股东	宁波国金阳光股权投资
主要股东持股比例	6.39%

股价表现

%	1m	6m	12m
绝对表现	6	11	1
相对表现	4	0	-14



资料来源: 贝格数据、招商证券

相关报告

1、《新潮能源(600777)一转型页岩油全面完成,8月新区块并表》
2017-08-24

王强 S1090517030001
wangqiang4@cmschina.com.cn

石亮 S1090517070001
shiliang1@cmschina.com.cn

王亮 S1090517080005
wangliang4@cmschina.com.cn

研究助理
李舜
lishun2@cmschina.com.cn

进军美国页岩油的民企“先锋”

- 公司完成转型,已奠定成为中大型页岩油企的基础。公司 2014 年大股东易主后,确定发展油气产业链战略。新潮虽不是国内第一批进军美国页岩油的民营企业,但大有后来者居上之势。公司 15 年初收购 Crosby 油田(浙江彝宝)的重要意义在于“试水”积累经验,而 15 年底战略性抄底收购 Midland 油田(鼎亮汇通)则一举奠定成为中大型页岩油企的基础。基于页岩油行业的一般规律,我们合理估计公司后续还将择机并购。
- Permian(二叠纪)盆地为美国页岩油的“皇冠明珠”。Permian(二叠纪)盆地位于美国德州西部和新墨西哥州东南部,归功于海相沉积的独特地貌,储量位列世界第二。目前,该盆地日产量占美国页岩油产量的 43%,上下游产业集聚效应明显,是美国页岩油当之无愧的核心产区。Permian 盆地丰富的资源储量和良好的投资回报,成为各路资本在低油价下的“避风港”和投资并购的首选,17Q1 该区域占全美油气资产交易总量的 75%,而 Permian 盆地的钻机数自 16 年 6 月至今增加了近 240 台,超出其他区域的总和。
- 鼎亮汇通资产位于美国页岩油“核心中的核心区域”,收购堪称完美。公司第二次定增收购的鼎亮汇通资产位于 Permian 盆地核心区域即 Midland 次盆地,紧邻美国著名页岩油企 Pioneer(先锋自然资源),是 Permian 盆地中生产活动最活跃的区域,可谓“核心中的核心区域”,该区域盈亏平衡中位数在 35 美元左右。得益于公司精确把握抄底时机,每英亩面积收购成本只有 1.39 万美元,相当于目前收购成本的 1/3,以致区块盈亏平衡线仅 24 美元。
- 增产情况快于预期,有望享受量价齐升效应。当前公司打井计划超过预期。按我们的预测模型预计,公司 2018-2020 年产量有望分别达 3.4 万桶/天、4.5 万桶/天和 5.3 万桶/天。随着 Midland 区块今年 8 月并表并增产,公司业绩将大幅增长。按 18、19 年平均 3.4 万桶/天和 4.5 万桶/天产量计算,则油价每上涨 5 美元,对应业绩弹性分别为 2.6 亿元和 3.4 亿元人民币左右。
- 投资建议:预计公司 2017-2019 年净利润分别为 4.3 亿、18 亿和 28.4 亿元, EPS 分别为 0.06、0.25 和 0.39 元,现价对应 PE 68 倍、16 倍和 10 倍。考虑到后续扩张预期和页岩油 A 股标的稀缺性,维持“强烈推荐-A”评级。
- 风险提示:国际油价大幅下滑;油田开发进度不及预期

财务数据与估值

会计年度	2015	2016	2017E	2018E	2019E
主营收入(百万元)	430	243	1309	4450	6551
同比增长	-54%	-43%	439%	240%	47%
营业利润(百万元)	-41	-115	624	2613	4055
同比增长	-210%	-181%	642%	319%	55%
净利润(百万元)	30	-181	425	1803	2838
同比增长	-179%	-697%	334%	325%	57%
每股收益(元)	0.04	-0.04	0.06	0.25	0.39
PE	113.4	-89.5	68.4	16.1	10.2
PB	1.0	3.0	1.8	1.7	1.5

资料来源:公司数据、招商证券

正文目录

一、公司转型进军美国页岩油，能源宏图绘就	6
1、目标剑指美国页岩油领域的中国民企“先锋”	6
2、连续两次定增收购美国页岩油核心区块	7
(1) 2015 年初试水收购 Crosby 油田资产（浙江犇宝）	7
(2) 2016 年战略抄底收购 Midland 油田（宁波鼎亮）	8
3、公司原有资产相继剥离，管理团队专业打造	10
二、收购资产优异，奠定成为中大型页岩油企的基础	11
1、收购 Crosby 区块具备一定的“试水”性质	11
(1) Crosby 区块属常规油田，当前处于二次采油阶段	12
(2) Crosby 区块完全成本在 40-45 美元/桶	13
(3) Crosby 区块收购的重要意义在于培养队伍、积累经验	15
2、Midland 区块的收购堪称完美	15
(1) 位置优越：Permian 盆地“核心中的核心区域”	15
(2) 储量丰厚：原油 2P 储量达 5.2 亿桶	17
(3) 收购时机点赞：多年来的油价底部区域战略性抄底	17
(4) 生产成本低：16 年单桶成本仅 24 美元	18
(5) 当前产量：上半年净产量 2.4 万桶/天	19
三、Permian（二叠纪）盆地——美国页岩油的皇冠明珠	20
1、Permian 盆地支撑起美国页岩油产出的半壁江山	20
(1) 储量占据世界第二，归功于海相沉积的独特地貌	20
(2) 中低油价下，原油生产向 Permian 盆地集中，产量逆势上升	22
2、Midland 次盆地：美国页岩油产区“核心中的核心区域”	23
3、技术进步驱动生产成本明显下降	25
4、Permian 盆地成为油气并购交易主战场	26
5、Midland 盆地的“先锋”——Pioneer Natural Resources（PXD.N）	27
四、公司有望享受量价齐升的双击效应	32
1、量的逻辑：产量目标翻倍，2020 年达 5 万桶/天	32
(1) 新打井速度大超预期	32
(2) 产量预计在 2020 年达到 5 万桶/天	33

2、价的逻辑：未来油价上涨，业绩弹性大	34
五、未来 1 年仍然“中油价”，2 年期油价或有较大机会	36
1、OPEC 减产“减了白减”而又“不得不减”	36
2、美国原油日产量很快将突破 960 万桶高点，完全符合我们预期	37
3、旺季效应接近尾声，库存消化仍需努力	38
4、供需反转预计 18 年下半年开始显现	40
六、盈利预测和投资建议	41
1、盈利预测	41
2、风险因素分析	42

图表目录

图 1：公司股权控制情况（第二次定增及配套融资实施后）	6
图 2：第二块油田并表后，公司业绩有望大幅增长（万元）	7
图 3：公司北美业务实体的控制情况	9
图 4：近年新潮能源业务转型历程	10
图 5：Crosby 油田地理位置	11
图 6：Crosby 油田钻井示意图	11
图 7：Crosby 区块储量组成比例示意（2014 年 9 月）	12
图 8：Crosby 区块地层情况	13
图 9：2016-17 年 Crosby 区块日产量（桶/天）	14
图 10：Midland 区块的实际位置	16
图 11：公司 Midland 区块开发集中在南部 Howard 郡	16
图 12：Permian 盆地的油气运输通道发达	16
图 13：Howard 郡相关区块的并购情况	18
图 14：2016 年 Midland 区块成本构成（美元/桶）	18
图 15：Midland 区块产量情况（桶/天）	19
图 16：美国主要的页岩油气产区位置	20
图 17：Permian 盆地由三部分组成	20
图 18：Permian 盆地储量仅次于沙特加瓦尔油田	21
图 19：二叠纪的海相沉积地貌	21
图 20：油页岩实物	22

图 21: 美国主要页岩盆地日产量 (不含常规, 万桶/天)	22
图 22: 美国分盆地油气钻机数 (台)	23
图 23: Midland 次盆地的储量和产油层 (红色代表油气)	23
图 24: Midland 次盆地的水平井情况	24
图 25: 2016 年 Midland 次盆地相关公司的井口盈亏平衡	24
图 26: 页岩油生产成本明显下降	25
图 27: 水平井数量及单井压裂段数量	25
图 28: Permian 盆地同等深度水平井所需钻井天数明显下降	26
图 29: 2016 年资产收购交易活动分布区域汇总	26
图 30: 2016 年各资源盆地交易估值参数对比	27
图 31: Midland 盆地主要石油公司分布	28
图 32: Pioneer 公司不断升级其水平井技术	28
图 33: 3.0 版水平井初始当量产量明显提升 (红线)	29
图 34: 3.0 版水平井初始原油产量明显提升 (红线)	29
图 35: Pioneer 产量逆势上升 (桶油当量/天)	30
图 36: 低油价下公司产量向 Midland 盆地集中	30
图 37: Permian 盆地水平井生产成本非常低	30
图 38: 16H1-17H1 公司 Midland 区块生产井数	32
图 39: 公司打井速度超过开采计划	32
图 40: Midland 区块打井许可数量	33
图 41: Permian 盆地水平井单井衰减曲线 (纵轴产量: 桶/天; 横轴时间: 月)	33
图 42: 欧佩克国家的原油产量 (千桶/日)	37
图 43: 美国本土 48 州原油产量 (万桶/日)	38
图 44: 美国阿拉斯加州原油产量 (万桶/日)	38
图 45: OECD 商业原油库存变化 (百万桶)	39
图 46: 美国原油和石油产品库存 (不包括战略储备, 千桶)	39
图 47: 美国主要页岩盆地 DUC 数量	39
图 48: 全球原油供给过剩量不大 (供给-需求, 百万桶/天)	40
图 49: 国际主要一体化油公司资本支出情况 (亿美元)	40
图 50: Permian 盆地的主要作业者 (纵轴产量, 千桶油当量/天)	41
图 51: 新潮能源历史 PE Band	42

图 52: 新潮能源历史 PB Band.....	42
表 1: 国内同类民营企业海外收购油田成本	7
表 2: 公司两次定增情况对比	8
表 3: 公司原有主业资产出售情况.....	9
表 4: Crosby 区块储量情况 (2014 年 9 月)	12
表 5: Crosby 区块生产井数	14
表 6: Crosby 区块桶均成本拆分 (美元/桶)	14
表 7: Midland 区块储量	17
表 8: Howard 郡区块交易情况比较	17
表 9: Pioneer 公司 3.0 版水平井测试初始产量 (桶/天)	29
表 10: Pioneer 经常性生产成本拆分 (美元/桶)	31
表 11: Pioneer 的 2017Q3 指引与新潮 Midland 区块成本对比 (美元/桶)	31
表 12: 公司 2017-2021 年产量推演 (口, 桶/天)	34
表 13: 公司单桶收入和利润情况测算 (美元/桶)	34
表 14: 18 年 3.4 万桶/天产量下的油价敏感性分析 (美元/桶)	35
表 15: 19 年 4.5 万桶/天产量下的油价敏感性分析 (美元/桶)	35
表 16: 当前非 OPEC 国家减产协议执行情况 (千桶/日)	36
表 17: 当前 OPEC 减产协议执行情况 (千桶/日, 产量来自第二信源)	37
表 18: Permian 盆地主要作业者估值比较.....	41
附: 财务预测表	43

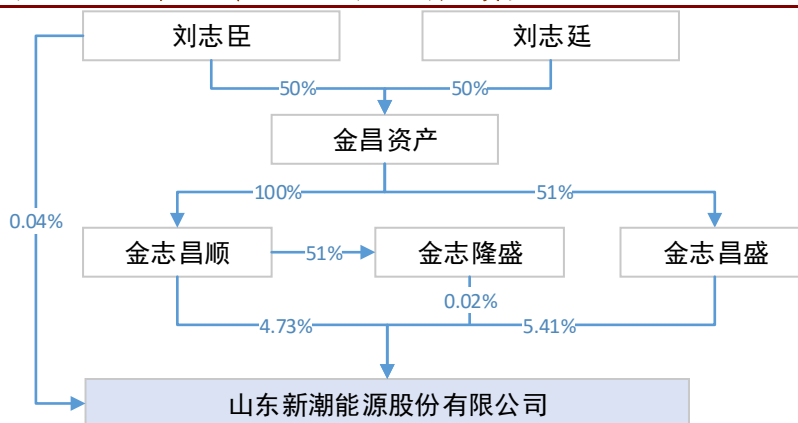
一、公司转型进军美国页岩油，能源宏图绘就

新潮能源（600777.SH）自上市以来，公司主营业务发生了多次变化，实际控制人也经过多次更迭；2014年3月，公司第一大股东再一次变更，深圳金志昌顺投资发展有限公司受让烟台东润公司持有的14.42%公司股权，成为公司第一大股东。

最后一次大股东更迭前，房地产和电线电缆是公司的主要传统业务；公司的房地产业务主要集中在烟台本地，高端地产项目在烟台市位居前列，品牌效益良好；公司电缆产品以物理发泡电缆和同轴通信电缆为主。由于市场趋于饱和，公司两大传统业务的发展前景存在掣肘。在2014年第一大股东易主后，公司确定了发展海外油气产业的战略，先后在2015年、16年两次实施定增，原有业务也逐步剥离，能源转型迈出坚实步伐。

当前第二次定增已经获得批文，发行股份购买资产已经实施完毕，配套募集资金正在实施过程之中。在发行股份购买资产及配套融资实施后，公司实际控制人刘志臣及其控制的金志昌盛、金志昌顺和金志隆盛将合计持有上市公司总股本10.20%，与第二大股东的持股比例接近。为此，公司做出了一系列稳定持股比例和限制相关权利的安排，公司实际控制人预计将拥有16.2%的股东表决权。

图 1：公司股权控制情况（第二次定增及配套融资实施后）



资料来源：公司公告，招商证券

1、目标剑指美国页岩油领域的中国民企“先锋”

新潮能源虽不是国内第一批进军美国页岩油气领域的民营企业，但大有后来者居上之势。公司转型海外油气的战略执行非常果决。经过第一块油田 Crosby 的并购以及投资设立蓝鲸能源，公司目前已经拥有专业的油田运营和海外并购团队。第二块油田 Midland 的并购，由于正值 2015 年底 2016 年初油价最底部区域，交易时机多年难逢、交易价格非常划算、增产潜力非常可观。

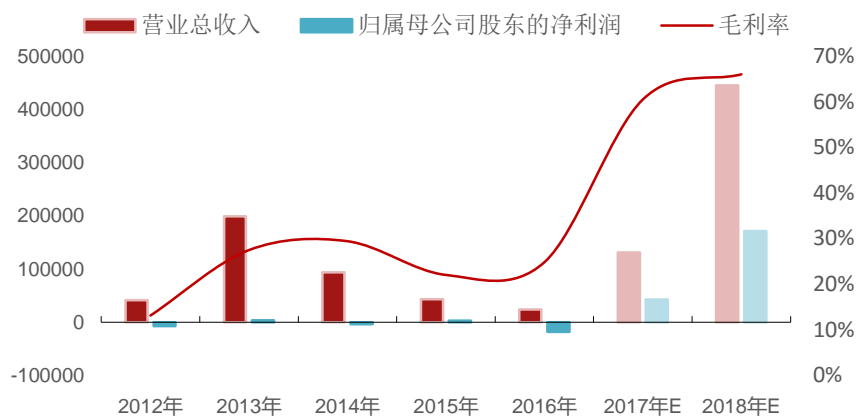
2017 年上半年，公司实现营业收入 1.16 亿元，同比增长 17.36%；实现归属于上市公司股东净利润 4073.7 万元，实现扭亏为盈。应该看到，半年报数据仅为 Crosby 油田运行数据，Midland 油田的并表时间为 17 年 8 月 1 日。我们认为随着第二块油田 Midland 的并表，公司业绩有望大幅增长，值得期待。根据页岩油产业发展的一般规律，我们合理估计公司今后还会择机并购。

表 1: 国内同类民营企业海外收购油田成本

公司名	油田名称	股权比例	2P 储量/万桶	收购对价/亿美元	单位储量收购成本
洲际油气	马腾	95%	10750	5.26	4.89
	克山	100%	11000	3.5	3.18
	班克斯	100%	20230	4.7	2.32
美都能源	WAL	100%	4920	5.35	10.87
	Manti	100%	3590	1.4	3.90
新潮能源	浙江犇宝	100%	2540.2	3.5	13.78
	鼎亮汇通	100%	51792.7	11.8	2.28
中天能源	New Star	51%	2470	2	8.10
	LongRun	50.26%	14708	5.3	3.60

资料来源: 公司公告, 招商证券

图 2: 第二块油田并表后, 公司业绩有望大幅增长 (万元)



资料来源: 公司公告

2、连续两次定增收购美国页岩油核心区块

(1) 2015 年初试水收购 Crosby 油田资产 (浙江犇宝)

2015 年 2 月, 公司发布公告称其将与浙江犇宝实业投资有限公司及其十一位股东签署协议。新潮实业通过向浙江犇宝实业投资有限公司的十一位股东定向增发的方式, 支付浙江犇宝实业投资有限公司 100% 股权的对价。标的资产所对应的权益包括浙江犇宝实业投资有限公司拟以现金方式收购 Juno Energy II, LLC 与 Juno Operating Company II, LLC 两公司 (以下简称 Juno 公司) 所有的位于美国二叠盆地的油田资源 (美国德克萨斯州 Crosby 郡)。Juno 油田收购价格约为 3.5 亿美元。

此外, 在本次发行股份购买资产的同时, 还向金志昌盛、西藏天籁、绵阳泰合、上海关山、上海锁利、杭州鸿裕、鸿富思源及上海贵廷非公开发行股份, 募集不超过 21 亿元的配套资金, 其中, 13 亿元用于标的资产油田开发项目, 7.4 亿元用于补充标的的资产运营资金。

2015 年 9 月 21 日, 公司定增事项顺利过会。11 月浙江犇宝资产完成过户, 成为公司全资子公司 (15 年 12 月起并表), 同月公司获得定增批文。截至 16 年 5 月, 定增事项已经全部实施完毕。

其中，购买资产的发行价格为 9.42 元/股（注：当前复权价格为 2.48 元/股），发行数量为 2.346 亿股。配套募资的发行价格均为 10.19 元/股（注：当前复权价格为 2.68 元/股），发行数量为 2.06 亿股，合计配套融资约 21 亿元。所有股东股份锁定期均为 3 年。

（2）2016 年战略抄底收购 Midland 油田（宁波鼎亮）

15 年底，公司发布定增预案，公司及全资子公司烟台扬帆投资有限公司拟通过发行股份及支付现金的方式购买 14 名宁波鼎亮汇通股权投资中心（有限合伙）合伙人所持的宁波鼎亮 100% 股权，同时新潮能源拟发行股份募集配套资金，募集配套资金用于标的资产油田开发项目、补充标的资产运营资金和支付中介机构费用。

鼎亮汇通全资孙公司 Moss Creek Resources Holdings, Inc. 在 2015 年从 Tall City Exploration, LLC. 和 Plymouth Petroleum, LLC. 手中以 10.6 亿美元的价格收购了位于美国德克萨斯州 Howard 郡、Borden 郡的 Permian 盆地（Midland）核心区域油田资源，区块净面积达到了 7.7 万英亩。鼎亮汇通 100% 财产份额的最终交易价格为人民币 816,637.50 万元（约合 12 亿美元）。

2017 年 4 月公司定增事项顺利过会，6 月 23 日已经收到批文。当前公司发行股份购买资产事项已经在 8 月 22 日全部完成。公司本次发行股份购买资产的价格为 2.97 元/股，共向鼎亮汇通全体有限合伙人发行 27.49 亿股，全部股东锁定期均为 3 年。此外，配套募集资金事项仍有待完成，拟发行底价为 3.85 元/股，股份发行数量不超过 4.416 亿股，计划募集配套资金 17 亿元。

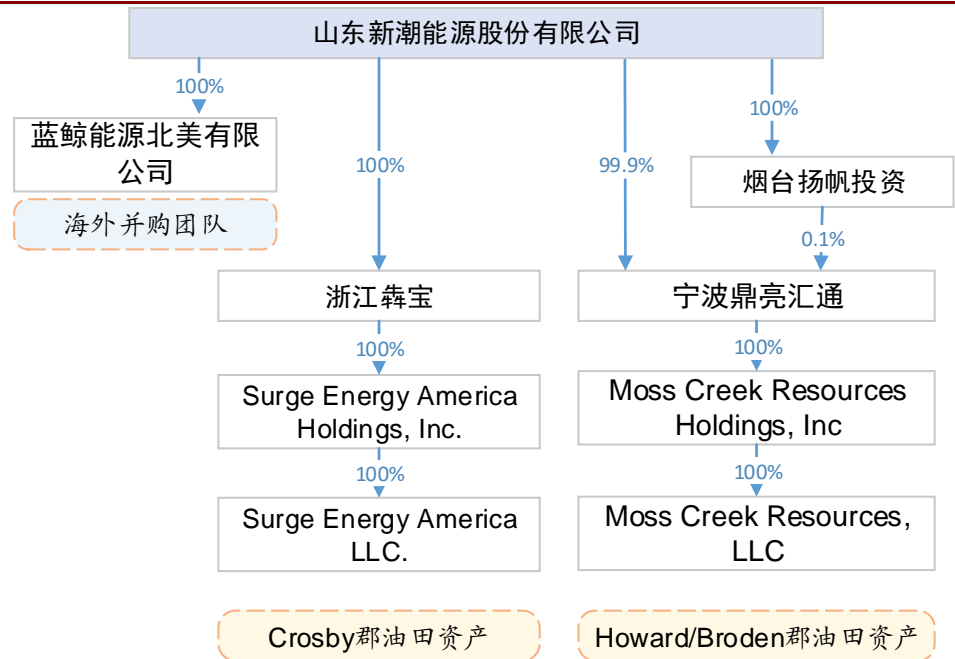
本次定增购买的宁波鼎亮汇通 100% 财产份额已经在 17 年 7 月完成过户，并于 8 月 1 日起并表。至此，公司在业务转型的第三年，已经通过实施两次定增购买了美国页岩油气核心区域——Permian 盆地（二叠纪盆地）的两块核心资产。

表 2：公司两次定增情况对比

	2015 年定增	2016 年定增
预案首次公告日	2015 年 2 月 9 日(框架协议) 5 月 30 日(交易预案)	2015 年 10 月 23 日(意向书) 12 月 3 日(交易预案)
方案过会日	2015 年 9 月 21 日	2017 年 4 月 19 日
标的资产	浙江犇宝拥有的美国德州 Crosby 郡的 Permian 盆地油 田资产	宁波鼎亮汇通拥有的美国德 州 Howard 郡和 Borden 郡的 Permian 盆地油田资产
资产交易对价	22.1 亿元	81.66 亿元
标的净资产	21.35 亿元	70.06 亿元(2015 年 11 月)
收购时点 PE	31.27 (2014 年底)	56.3 (2015 年底)
收购时点 PB	1.04 (2014 年底)	1.17 (2015 年底)
购买资产发行股份数	2.346 亿股	27.49 亿股
发行价格(复权)	9.46 元/股(2.48 元/股)	2.97 元/股
募集配套资金发行股份数	2.06 亿股	不超过 4.416 亿股
发行价格(复权)	10.68 元/股(2.68 元/股)	3.85 元/股
募资总额	21 亿元	17 亿元
资产并表时间	2015 年 12 月 1 日	2017 年 8 月 1 日
解禁时间	2018 年 11 月	-

资料来源：公司公告

图 3: 公司北美业务实体的控制情况



资料来源: 公司公告

表 3: 公司原有主业资产出售情况

	交易时间	交易价格/万元
房地产业务		
烟台新潮房地产开发有限公司	2014 年	16800
烟台大地房地产开发有限公司 50%股权	2015 年 12 月	150207
山东银和怡海房地产开发有限公司 50%股权	2016 年 5 月	10377
铸造业务		
烟台新潮铸造有限公司	2014 年	8400
毛纺业务		
烟台新利纺织有限公司		注销
烟台新潮实业股份有限公司可利尔分公司		注销
烟台新潮可利尔纺织有限公司	2014 年	3280
电线电缆业务		
烟台新牟电缆有限公司	2016 年 12 月	42200
其他业务		
烟台新潮秦皇体育娱乐有限责任公司	2015 年 12 月	26000
烟台新潮锅炉附件制造有限公司	2016 年 5 月	924
烟台新潮网络设备有限公司	2016 年 5 月	4604.35
烟台铸源钢结构销售有限公司	2016 年 5 月	6535.36
烟台市麒麟宾馆有限公司	2014 年	490
烟台新潮酒业有限公司	2014 年	860
烟台新祥建材有限公司	2014 年	3806.14
烟台市东城建筑安装工程有限责任公司	2014 年	1781

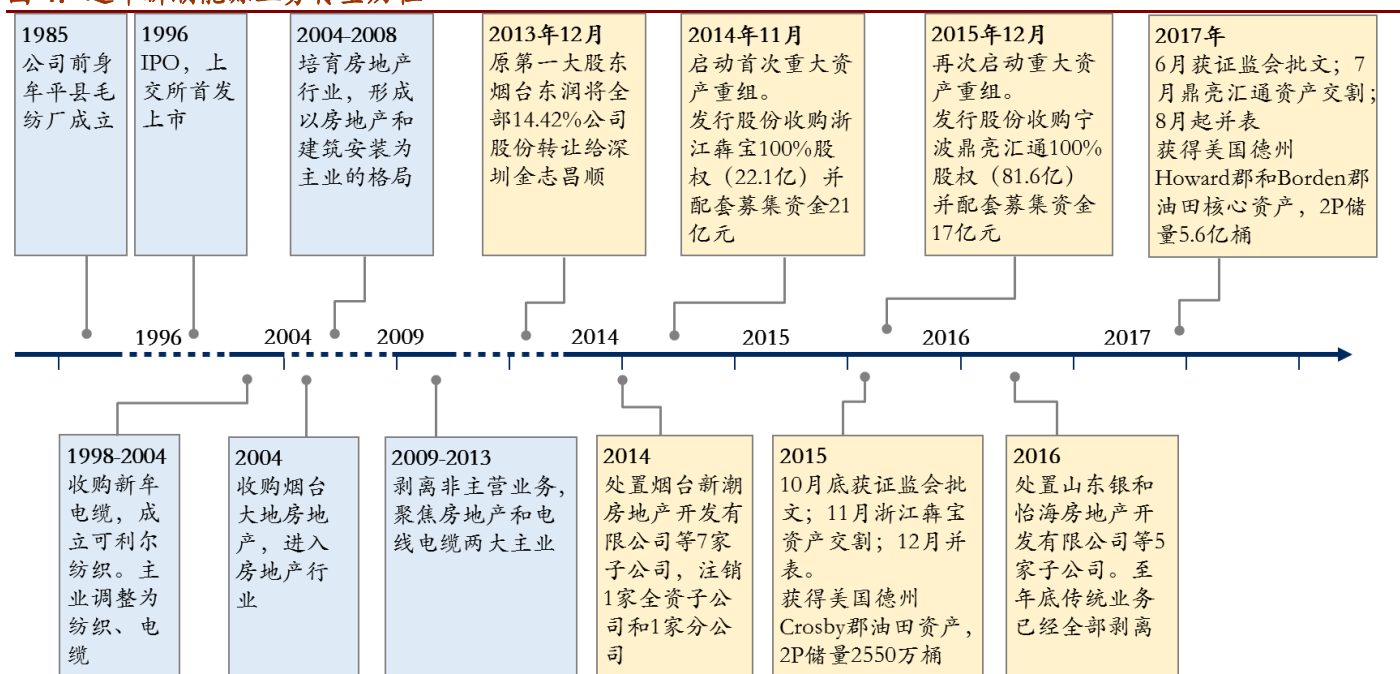
资料来源: 公司公告

3、公司原有资产相继剥离，管理团队专业打造

此前，公司的主营业务主要分布于房地产、电线电缆和铸造领域。自 2014 年大股东完成更迭之后，公司确立了海外能源为核心的发展战略。此后公司分步实施资产剥离，截至 16 年底，原有业务已经基本处理完毕，战略转型非常果决，管理层的战略执行力体现得非常充分。

从管理团队背景看，董事长黄万珍具备在中东地区多年从事石油贸易业务的实际经验，总经理胡万军具备多年的石油地质勘探开发工作经验。公司已在国内聘请了包括地质、勘探、开采等石油行业的技术及管理人员，协助总经理胡广军先生对美国油田资产进行管理。并结合实际需要，为 Surge 公司在美国本土聘请了总经理、运营总监、财务总监、土地协调人、采购经理等重要管理人员及其他相关岗位人员，加强油藏及工艺技术研究，提高经营决策的科学性。

图 4：近年新潮能源业务转型历程



资料来源：公司公告，招商证券

二、收购资产优异，奠定成为中大型页岩油企的基础

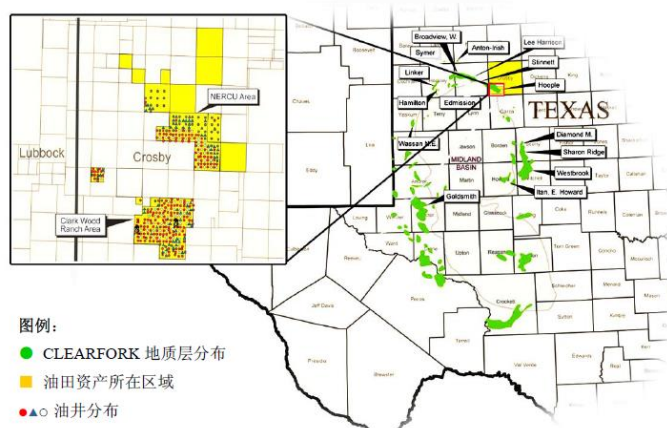
1、收购 Crosby 区块具备一定的“试水”性质

2015 年浙江舜宝实业投资有限公司完成了对美国 Juno 公司位于美国德克萨斯州西部 Crosby 郡的 Permian Basin (二叠纪盆地) 区块的并购。随后公司启动重大资产重组程序，通过非公开发行股份收购了浙江舜宝 100% 股权，间接获得了上述区块资产。

公告显示，Crosby 区块的净面积为 7104 英亩（约合 2875 公顷），共分为 7 大生产区域。据生产资料显示，截至 2014 年底，Crosby 油田共有生产井 264 口，注水井 71 口。2013 年和 2014 年 Crosby 油田的净产量(100%油)分别达 31.43 万桶和 57.49 万桶。公司收购标的的整体权益较高：若按区块面积作为权重，则油田整体加权平均工作权益为 93.8%，加权平均净权益为 78.2%。

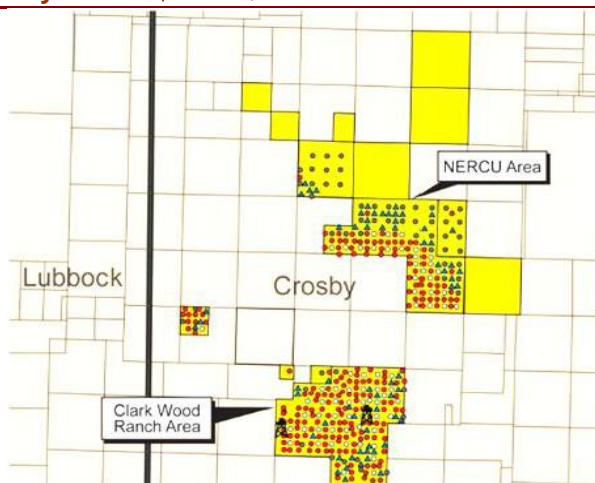
当前，Crosby 油田的开发作业任务由浙江舜宝旗下的 Surge Energy America LLC. (以下简称 Surge) 具体实施。

图 5: Crosby 油田地理位置



资料来源：公司公告

图 6: Crosby 油田钻井示意图



资料来源：公司公告

(1) Crosby 区块属常规油田，当前处于二次采油阶段

通常根据油藏的已知程度和可开发的经济性程度，一般将石油储量分为证实储量（Proved, P1）、概算储量（Probable, P2）和可能储量（Possible, P3）。截至 17 年上半年，Crosby 区块的 1P 储量为 1988.2 万桶，其中证实已开发正生产储量（proved developed producing, PDP）为 736.6 万桶，证实未开发储量（proved undeveloped producing, PUD）为 1251.6 万桶。

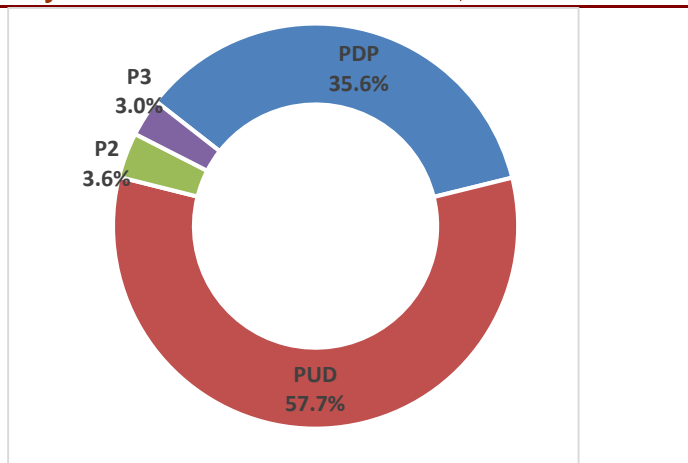
在储量的组成方面，公司近年公告没有披露 P2 数据，从 15 年公告的收购报告中可以看到截至 2014 年 9 月的储量组成。其中，已证实储量 P1 的占比达到约 93.3%，P2 和 P3 储量的占比仅分别占 3.7%和 3%。整体来看，Crosby 区块储量情况已经十分明确，属开发中后期的成熟区块。

表 4: Crosby 区块储量情况（2014 年 9 月）

储量类别	净油 (MBO) /万桶	占比
P1	2445.62	93.3%
P2 (PROB)	94.62	3.7%
P3 (POSS)	79.76	3.0%
3P 合计	2619.90	100.0%

资料来源：公司公告

图 7: Crosby 区块储量组成比例示意（2014 年 9 月）

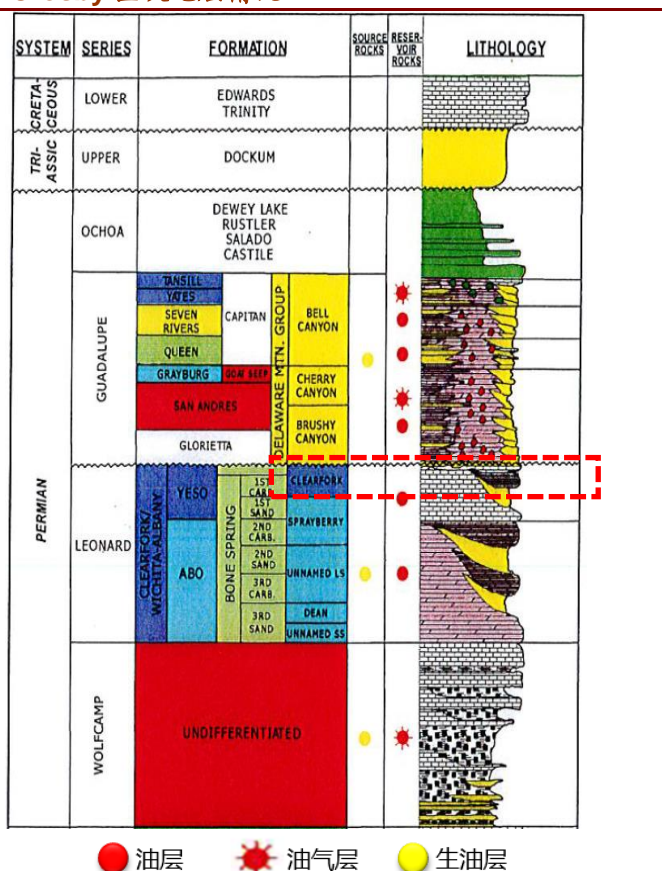


资料来源：公司公告

Crosby 区块为注水开发油田，其储量和产量的增长主要依靠注水有效补充地层能量以及钻加密井获得。从开发阶段来看，整体处于油田生命周期的二次采油阶段。

根据一般情况来看，现阶段 Crosby 区块采出的含油量较高，但随着油田采出进入中高含水期，开发者通常采用井网加密等方式进一步挖掘潜力。有研究机构对相似油藏的注水效果研究表明：10 英亩井距情况下，有近 40%面积没有受到注水的影响。因此，今后公司采取横向加密手段，进一步挖掘储量潜力较为可行。

图 8: Crosby 区块地层情况



资料来源: 公司公告

(2) Crosby 区块完全成本在 40-45 美元/桶

公司公告显示 Crosby 油田收购价格约为 3.5 亿美元，净面积 7104 英亩。2014 年 9 月储量评估报告的该油田 2P 净油储量约为 2540 万桶，2017 年上半年评估的 1P 净油储量为。换算为单位面积和单位储量的收购成本分别为 4.93 万美元/英亩和 13.77 美元/桶油当量，收购价格相对较高，我们认为这与油田并购时点相关、当时油价刚开始下跌。

从打井数据来看，公告显示 2014 年底 Crosby 油田共有生产井 264 口，注水井 71 口。2016 年上半年生产井和注水井数量分别为 282 口和 82 口，2017 年上半年为 287 口和 86 口。从打井数量的变化可以看出，公司在当前环境下，对该区块采取的是维持基本打井工作量的策略。

公司公告显示 2016 年上半年，Crosby 油田产量为 23.26 万桶，销量 23.31 万桶。2017 年上半年，Crosby 油田产量为 24.18 万桶，销量 23.57 万桶。换算成日产量，则 2016 年 H1 和 2017 年 H1 产量分别为 1290 桶/天和 1340 桶/天，17 年产量同比增长 4.1%。

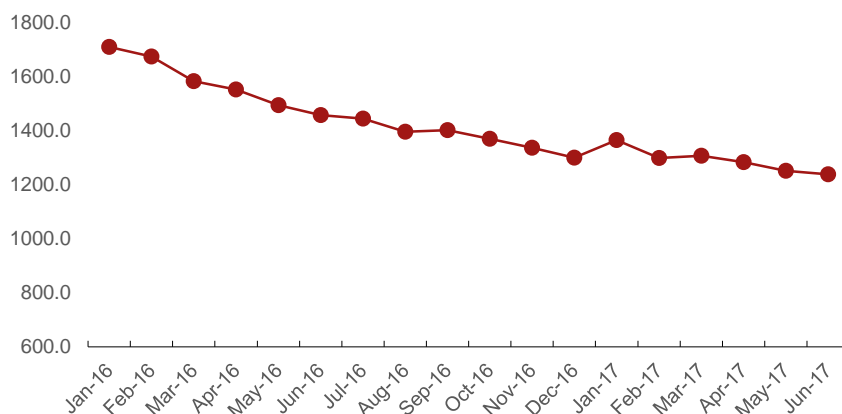
我们从美国德州铁路委员会 (RRC) 方面得到的数据显示，今年上半年公司 Crosby 区块的平均产量在 1300 桶/天左右，与公司公告折算数据基本一致。

表 5: Crosby 区块生产井数

	2014 年	2015 年	2016H1	2016 年	2017H1
总井数	335	364	364	371	373
其中：生产井	264	282	282	288	287
注水井	71	82	82	83	86
净井数		356	356	364	363

资料来源：公司公告

图 9: 2016-17 年 Crosby 区块日产量 (桶/天)



资料来源：RRC

17 年半年报显示公司净利润为 4073.7 万元，其中包含母公司在上半年通过现金理财获得的 3100 万元投资收益。公司上半年营业收入绝大多数依靠全资子公司浙江舜宝 (Surge) 实现。在 1.16 亿元营收中，包含 Surge 公司在第二块油田收购过渡期向其收取的运营管理服务费 3842 万元。扣除后，上半年 Crosby 区块实际营业收入 7377.6 万元，折算成桶均实现价格为 45.6 美元/桶，与 WTI 折价接近 5 美元/桶。

表 6: Crosby 区块桶均成本拆分 (美元/桶)

	2015 年	2016H1	2016 年	2017H1
实现油价	23.46	34.19	38.39	45.57
油气资产运营成本	16.36	18.37	16.99	17.07
油气资产折耗	19.01	19.71	19.06	18.72
营业成本合计	35.37	38.09	36.04	35.79
毛利	-11.91	-3.90	2.35	9.78
毛利率	-51%	-11%	6%	21%
管理费用	1.66	3.47	3.22	2.59
财务费用	1.17	0.84	0.89	0.82
除所得税外税费合计	1.87	2.93	2.05	2.88
税前利润 (不含服务费)	-16.62	-11.13	-3.81	3.48
完全成本	40.07	45.32	42.20	40.87

资料来源：公司公告 注：公司 2015 年 12 月起并表，数据仅为 12 月单月数据，波动较大

上半年 Crosby 区块的石油产量 24.18 万桶，折算成日产量约为 1330 桶/天。上半年石油业务实现净利润 4333.38 万元，如果扣除服务费，上半年 Crosby 区块实际经营实现净利润约 500 万元，折算成桶均净利约为 3 美元/桶，由此判断区块上半年完全成本在 42 美元/桶左右。

如果我们进一步将公司 15 年-17 年上半年的经营数据进行拆分,可以看出 Crosby 区块的完全成本在 40-45 美元/桶范围内波动。波动的原因我们认为与当期产量波动有关。由于该区块基本不再进行进一步开发,储量数据变化不大,因此油气资产折耗率与当期产量正相关。

(3) Crosby 区块收购的重要意义在于培养队伍、积累经验

值得注意的是,公司收购第二块区块时并未承接 Tall city 和 Plymouth 的管理团队。公司公告明确表示,从 2016 年 3 月 1 日开始, Surge 公司向 Moss Creek Resources, LLC (Midland 区块运营公司)提供油气资产勘探、钻井和生产运营等服务。在新潮能源收购 Midland 区块(即鼎亮汇通)油气资产交割完成前, Surge 公司将持续为 Moss Creek 提供油田资产运营服务。由于 Moss Creek 在 17 年 8 月 1 日实现并表,因此这部分服务费将在下半年报表中合并抵消。

当前中油价环境下, Crosby 区块要实现较大盈利的可能性暂时不大。我们认为经过 Crosby 区块的收购和近 2 年时间的运营,公司已经完全熟悉美国页岩油市场环境,从这一角度来说, Crosby 区块收购对于积累经验的铺垫意义更大。

2、Midland 区块的收购堪称完美

2015 年 6 月,宁波鼎亮汇通下属 Moss Creek 与 Tall City、Plymouth 两家公司分别签署了油田资产的购买与销售合同,并于 15 年 11 月完成了两块资产的交割。根据 2015 年 11 月 23 日油气资产的交割文件,鼎亮汇通获得了位于美国德克萨斯州 Permian 盆地 Howard 和 Borden 郡的油田资产,相关权益包括多项石油及天然气租约相关的工作权益,租约覆盖土地净面积约 7.7 万英亩;除此之外,还包括德克萨斯州 Howard 郡 138.59 英亩的矿产权益。

(1) 地理位置优越: Permian 盆地“核心中的核心区域”

Permian 盆地位于美国德克萨斯州西部和新墨西哥州东南部,是目前美国页岩油的核心产区。截至 17 年 7 月, Permian 盆地的原油产量约 247 万桶/天,其中页岩油产量达到 188 万桶/天,分别占美国原油总产量的 26%和 43%,单就产量占比来看, Permian 盆地是美国页岩油产业的核心地带。

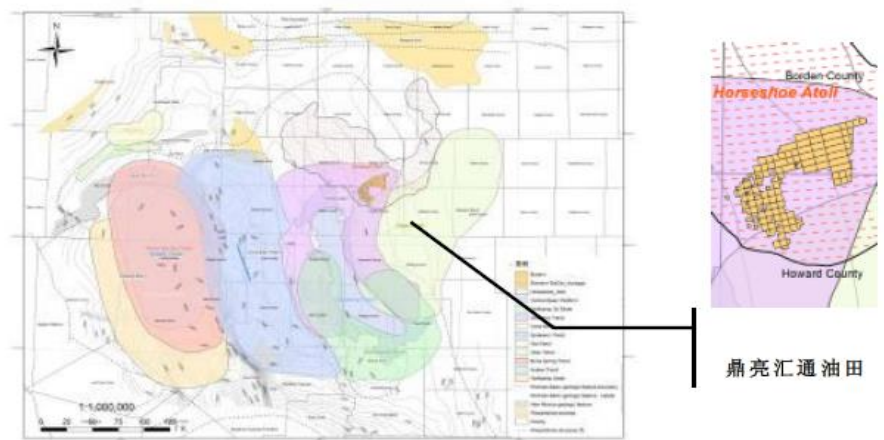
公司此次收购的区块位于 Permian 盆地的核心区域,即 Midland 次盆地;因此,此次收购的位置可谓“核心中的核心区域”,紧挨美国著名页岩油企 Pioneer (先锋)石油的区块;地理位置紧靠美国最大的炼油区域,产业的集聚效应明显。(为避免混淆,将第二块区块,即鼎亮汇通收购资产统一称为 Midland 区块)。

事实上, Permian 盆地一直是美国陆上原油开发的前沿阵地,常规石油储量和开采量也都长期保持较高水平。进入页岩时代之后, Permian 盆地再次焕发青春。可想而知,经过多年的开发投入,油田周边的运输管线和配套设施均已十分齐全,炼油企业和油气服务企业集聚,市场化程度高,大大缩小了上游采购和下游销售运输成本。

再者, Permian 盆地拥有成熟的油田运作模式。油田运作的各个环节,诸如钻井、套管、射孔、修井、测井等均能在完全市场化的环境下选择合适的供应商,油气产品的生产、运输和销售均有可靠保障,运作模式非常成熟。

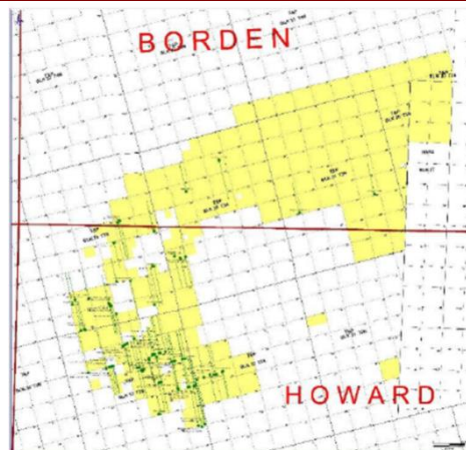
图 10: Midland 区块的实际位置

鼎亮汇通所属油田资产在 Permian 盆地位置与地质概况图



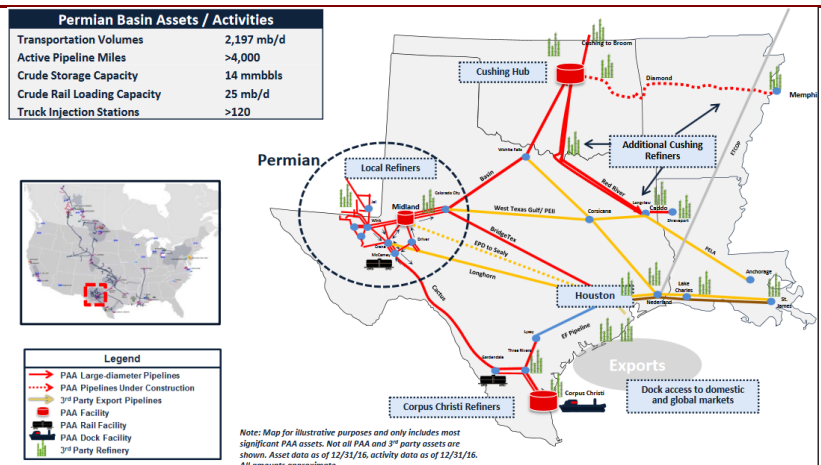
资料来源: 公司公告

图 11: 公司 Midland 区块开发集中在南部 Howard 郡



资料来源: 公司公告

图 12: Permian 盆地的油气运输通道发达



资料来源: Plains All American Pipelines

(2) 储量丰厚：原油 2P 储量达 5.2 亿桶

根据第三方储量评估数据，公司此次收购的 Midland 区块的油气储量丰厚。截至 2016 年 6 月 30 日，该区块拥有证实储量（1P）合计 1.73 亿桶，其中证实已开发正生产储量（PDP）为 1836.7 万桶，证实未开发储量（PUD）为 1.55 亿桶。2P 储量则为 5.18 亿桶，若考虑天然气储量加以折算，2P 当量储量为 6.81 亿桶。

由于储量数据基本上是第三方公司根据区块周边地区的地质情况和现有油田资料估算而来的数据，而该区块目前的开发重点集中在南部 Howard 郡，面积估计只占到全部油田面积的 1/4，北部 Borden 郡还有相当大面积尚待开发。我们认为，随开发活动的深入，公司 1P 和 2P 储量仍有不少的上升潜力。

表 7: Midland 区块储量

类别	原油储量 (万桶)	天然气储量 (百万立方英尺)	当量储量 (万桶油当量)
证实储量 (Proved)	证实已开发正生产储量 (PDP)	1,836.70	2441.49
	证实未开发储量 (PUD)	15,502.70	20703.32
	合计	17,339.40	23144.81
概算储量 (Probable)	合计	34,453.30	44967.35
	2P 储量	51,792.70	68112.16
可能储量 (Possible)	合计	31,932.50	41799.64
	3P 储量	83,725.20	109911.80

资料来源：公司公告 注：当量储量为招商证券测算

(3) 收购时机点赞：多年来的油价底部区域战略性抄底

决定油田开发经济性的一个重要原因就是收购成本。我们认为，油气资产本身具有高风险属性，需要大量、周密的评估和测算，影响实际收购价格的因素很多。

鼎亮汇通全资子公司 Moss Creek 在 2015 年 10 月与 Tall City 和 Plymouth 公司分别签署协议，并购后者在 Permian 盆地的油田区块，收购对价 10.8 亿美元，每英亩面积的收购成本只有 1.39 万美元，收购价格只有当前价格的 1/3 左右。

即便只按当前 1P 储量测算，收购价格不到 7 美元/桶；按当前 2P 储量测算，收购价格只有 2 美元/桶左右。

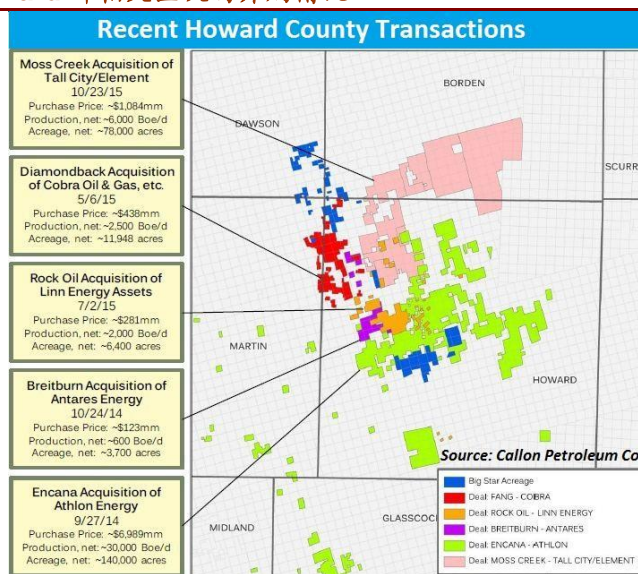
我们比较了同属 Howard 郡的周边几桩标的收购情况，可以明显看出公司的单位面积收购价和 15 年的几笔交易相比优势明显。应该注意到，只有 2014 年 9 月的 Encana 收购价格极低，我们认为这是基于当时的市场环境无法预测未来几年的油价走势和 Permian 盆地在低油价环境下的良好表现，缺乏可比性。

表 8: Howard 郡区块交易情况比较

买方	卖方	收购时间	收购价/亿美元	日产量/桶	区块面积/英亩	单位面积成本/万美元每英亩
Moss Creek	Tall City/Plymouth (Element)	2015 年 10 月	10.84	6000	78000	1.39
Diamondback	Cobra Oil & Gas	2015 年 5 月	4.38	2500	11948	3.67
Rock Oil	Linn Energy	2015 年 7 月	2.81	2000	6400	4.39
Breitburn	Antares Energy	2014 年 10 月	1.23	600	3700	3.32
Encana	Athlon Energy	2014 年 9 月	6.99	30000	140000	0.50

资料来源：Callon Petroleum

图 13: Howard 郡相关区块的并购情况



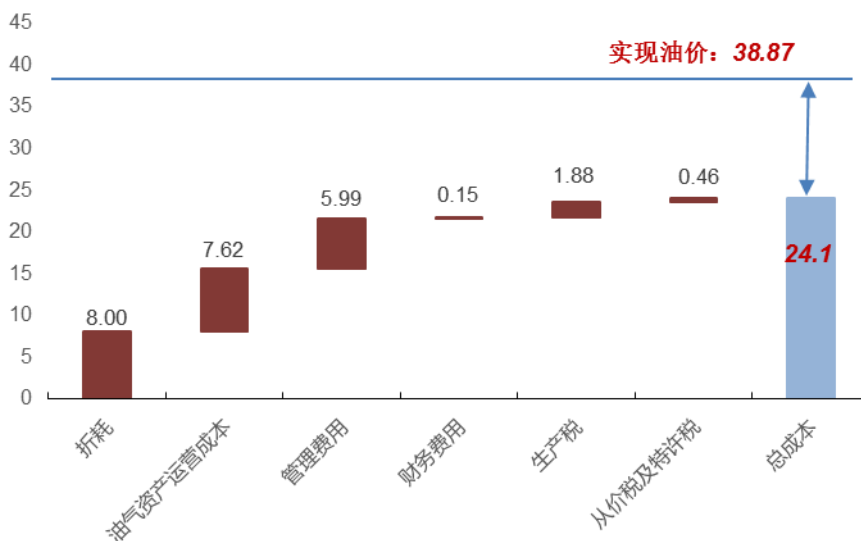
资料来源: Callon Petroleum

(4) 生产成本低: 16 年单桶成本仅 24 美元

我们基于鼎亮汇通 2014-2016 年审计报告中的数据, 将 Midland 区块成本进行了拆分。2016 年区块平均实现油价 38.9 元/桶, 与 WTI 价格的贴水约 4.2 美元/桶。贴水的原因主要是天然气实现价格较低, 且存在产地到交割地的运输费用。

成本构成中, 折耗、运营成本和管理费用构成了核心部分, 分别为 8 美元/桶、7.62 美元/桶和 6 美元/桶, 而总生产成本为 24 美元/桶 (不含所得税)。

图 14: 2016 年 Midland 区块成本构成 (美元/桶)



资料来源: 公司公告

折耗一般分为油气资产折耗、井及井口设施折耗。与我们常规认识的固定资产折旧和无形资产摊销不同, 油气领域的折耗一般根据当期产量和期初储量 (一般是 1P 储量) 来

计算折耗率，进而根据油气资产账面价值计算当期折耗。由于生产过程也是 1P 储量同步提升的过程，因此折耗率我们粗略认为基本不变。

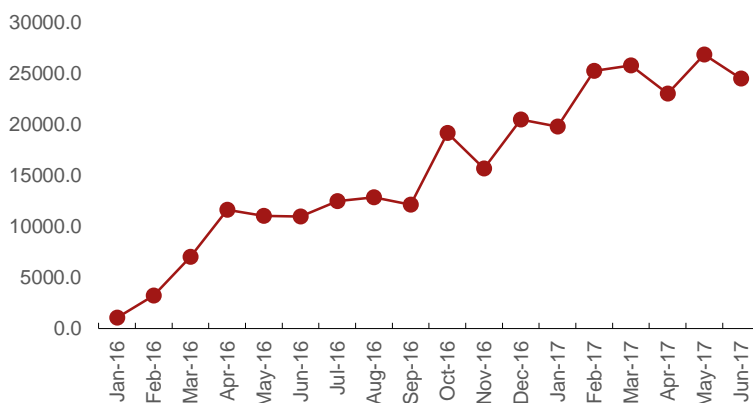
油气资产账面价值则与收购成本相关。因此，我们看到在油价下行过程中，很多油气公司出现的账面亏损基本上都是在高油价时期收购油气资产，随油价下行进而造成公允价值减值造成的。从鼎亮汇通 2016 年财务数据也能看出，当年已经计提 1.25 亿元的公允价值变动损益，实际上是 16 年油价在 15 年收购时点的油价基础上进一步下降的结果。

一方面，我们判断未来国际油价出现大幅下行的可能性很小；另一方面，公司在低油价时期出手实施并购，16 年也已经充分计提减值，并表后继续计提的可能性已经很小，反而存在一定的上升空间。因此，综合上述结论，我们判断未来区块的折耗水平将随开发程度的加大以及油价上涨出现增加的幅度有限。

(5) 当前产量：上半年净产量 2.4 万桶/天

根据我们从美国德州铁路委员会（RRC）获得的数据，Midland 区块 17 年上半年的原油平均产量为 2.42 万桶/天，当量产量约 2.81 万桶/天，容易得出油气比大致在 86:14。

图 15: Midland 区块产量情况 (桶/天)



资料来源：RRC

三、Permian（二叠纪）盆地——美国页岩油的皇冠明珠

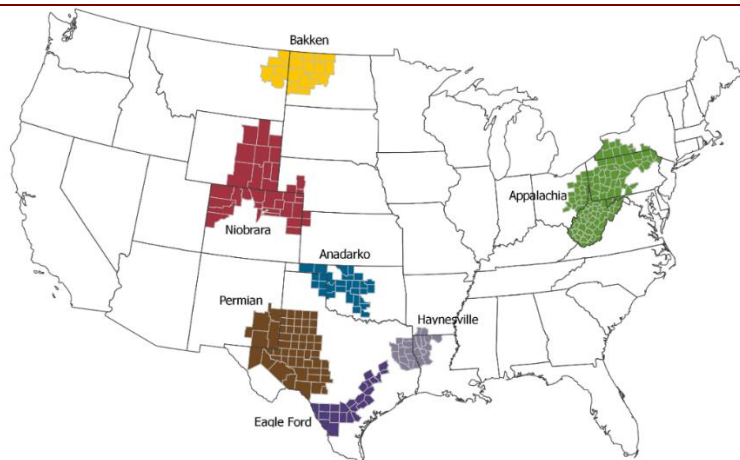
1、Permian 盆地支撑起美国页岩油产出的半壁江山

(1) 储量占据世界第二，归功于海相沉积的独特地貌

Permian(二叠纪)盆地位于美国德克萨斯州西部和新墨西哥州东南部,和巴肯(Bakken), 鹰滩(Eagle Ford)以及奈厄布拉勒(Niobrara)一起构成了美国页岩油四大核心产区。

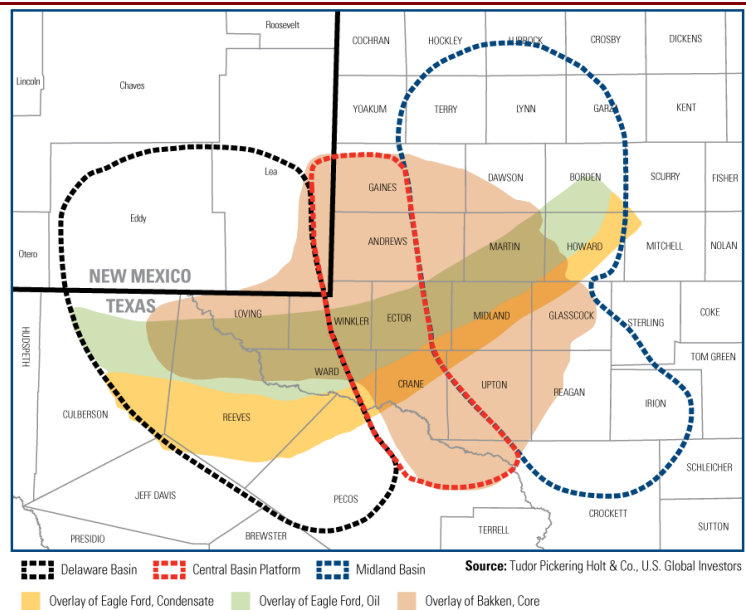
Permian 盆地主要由 Delaware 次盆地、Midland 次盆地和中央台地三部分构成。

图 16: 美国主要的页岩油气产区位置



资料来源: EIA

图 17: Permian 盆地由三部分组成



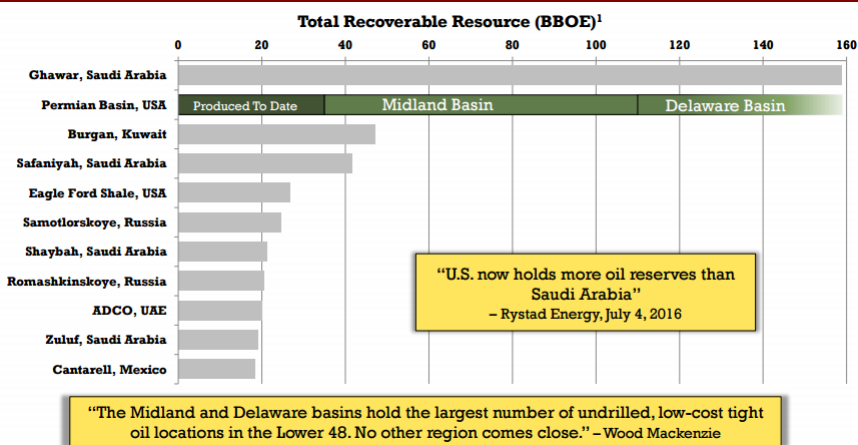
资料来源: Tudor

储量方面, Permian 盆地的表现大幅超出了市场预期。根据 2007 年美国地质调查局 (U.S. Geological Survey, USGS) 的报告, Permian 盆地的 Spraberry 地层的技术可采储量仅为 5.1 亿桶。随着水力压裂技术的进步, Spraberry 地层的技术可采储量目前已经上升至 42 亿桶。

根据美国地质调查局 16 年发布的报告显示, Permian 盆地的 Wolfcamp 页岩层的技术可采储量上升至惊人的 200 亿桶原油, 16 万亿立方英尺天然气, 16 亿桶天然气凝析油。

储量的惊人上涨与压裂技术的快速进步直接相关, 以往通过直井无法开采的较低渗透率油藏成为了经济可采储量的主要边际增量。

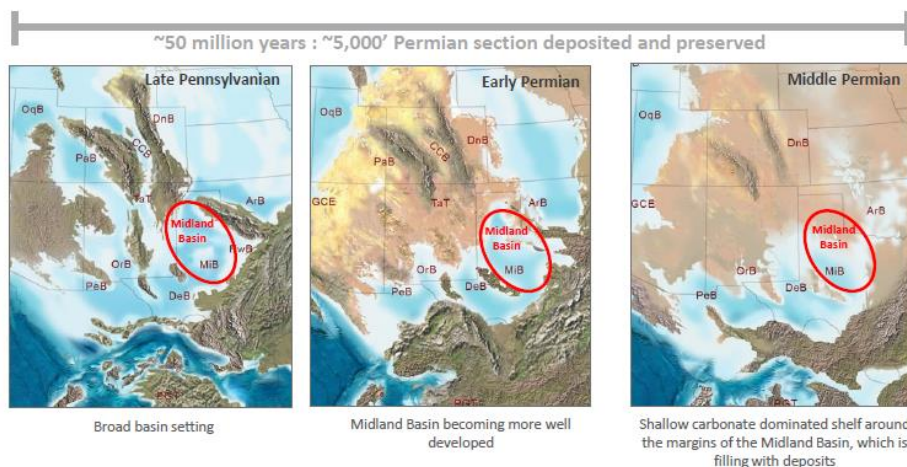
图 18: Permian 盆地储量仅次于沙特加瓦尔油田



资料来源: Pioneer

Permian 盆地的丰富储量, 应该归功于其独特地质构造。在二叠纪和三叠纪期间, 它是一个与广阔三角洲完全相接的海盆。二叠纪时期的大幅度沉降, 在盆地内引起各种盐类沉积, 并形成有多种不同的海相动物群组成的大堡礁。疏松多孔的二叠纪礁体在漫长的石油演化过程中, 承担起将油气资源聚集和封闭在区域内的作用。

图 19: 二叠纪的海相沉积地貌



资料来源: Colorado Plateau Geosystems

图 20: 油页岩实物



资料来源: Encana

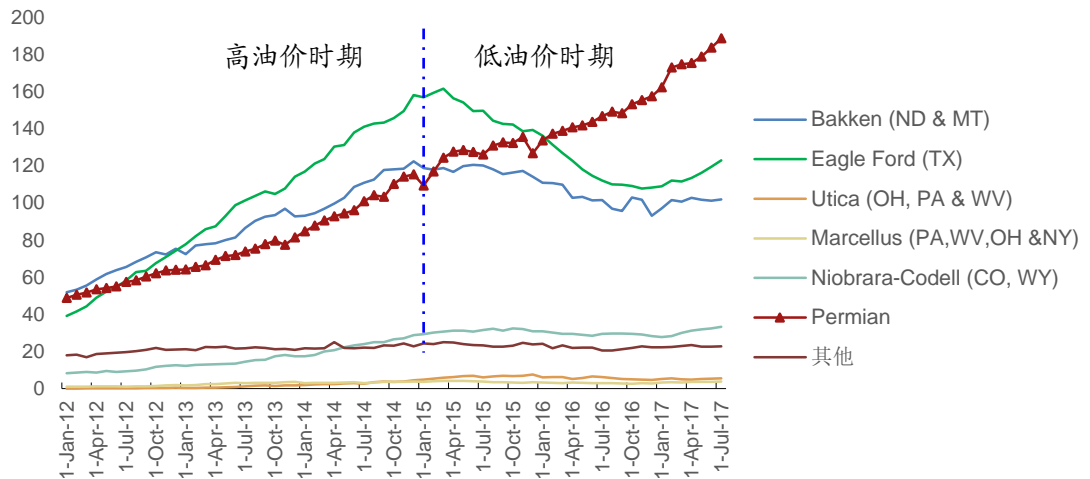
(2) 中低油价下，原油生产向 Permian 盆地集中，产量逆势上升

此轮油价下行始于 2014 年下半年，如果将 2015 年作为分界点，可以明显看到 Bakken 和 Eagle ford 等产区产量从 15 年上半年开始调头向下，钻机数也基本呈现同样的趋势。高油价时期(15 年之前)，Permian 盆地的页岩油产量尚落后于 Bakken 和 Eagle ford，与 Eagle Ford 的产量差距则在 30 万桶/天左右。但随后形势很快在 16 年上半年发生了逆转，Permian 开始占据页岩油产量的头把交椅。产量曲线能够明显看出 Permian 的产出几乎丝毫未受低油价干扰。

钻机数方面，自 16 年 6 月见底之后，可以明显看到 Permian 盆地的油气钻机总数自低谷增加了近 240 台，超出了其他几个区块的总和。

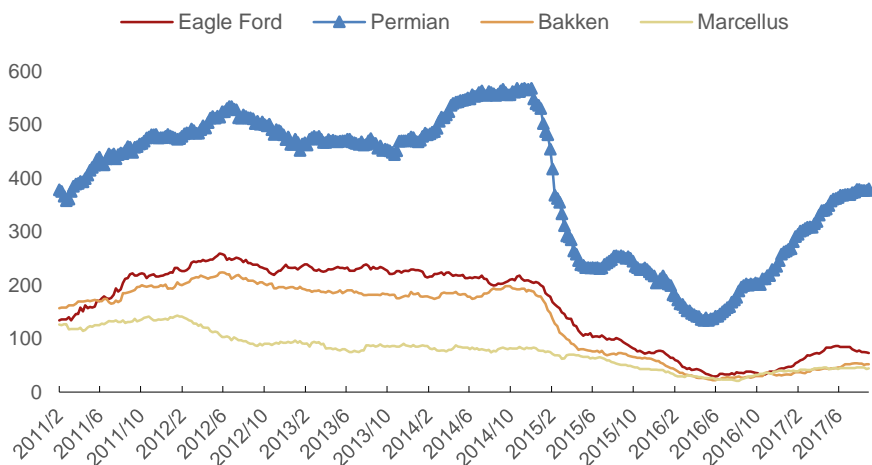
由于 Permian 盆地具备丰富的资源储量和良好的投资回报，因此在低油价时期通过各种方式进入这一区域几乎成为各路资本的首选。尤其是经历了 16 年 1 季度国际油价跌破 30 美元/桶，市场开始真正抛弃高油价的幻想之后，这一趋势体现得更为明显。

图 21: 美国主要页岩盆地日产量 (不含常规, 万桶/天)



资料来源: EIA

图 22: 美国分盆地油气钻机数 (台)



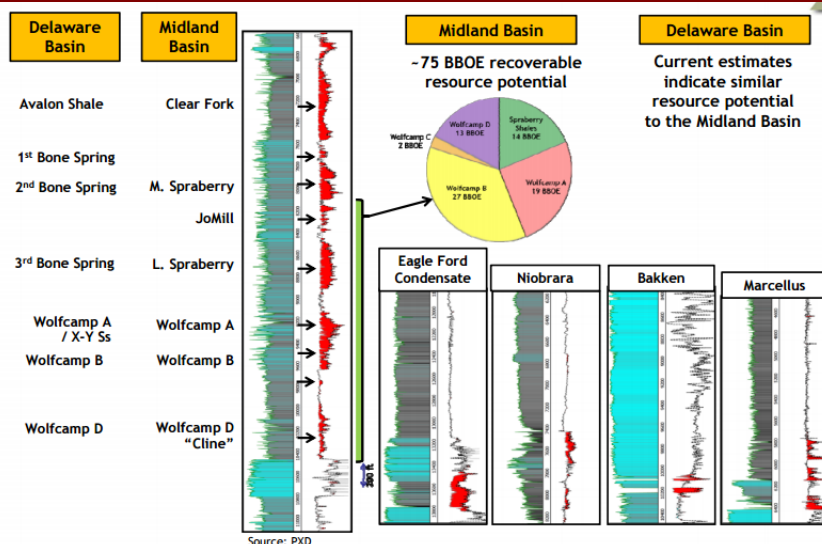
资料来源: Baker Hughes

2、Midland 次盆地: 美国页岩油产区“核心中的核心区域”

根据 Rystad Energy 公司分析数据, 从 2016 年 6 月开始, Midland 次盆地的水平井钻机数量开始超过 Delaware 次盆地, 成为 Permian 盆地中生产活动最活跃的区域。在 16 年 4 月钻机数见底后, Midland 次盆地也是钻机数恢复最快的区域之一。

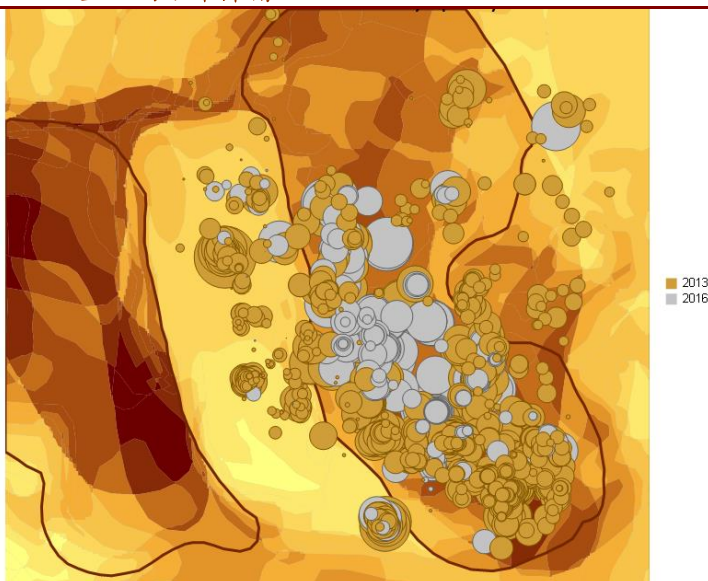
储量方面, Midland 盆地的主要产油层, 如 Spraberry 和 Wolfcamp 的储量丰富。下图所示, 潜在储量或在 750 亿桶油当量。

图 23: Midland 次盆地的储量和产油层 (红色代表油气)



资料来源: Pioneer

图 24: Midland 次盆地的水平井情况

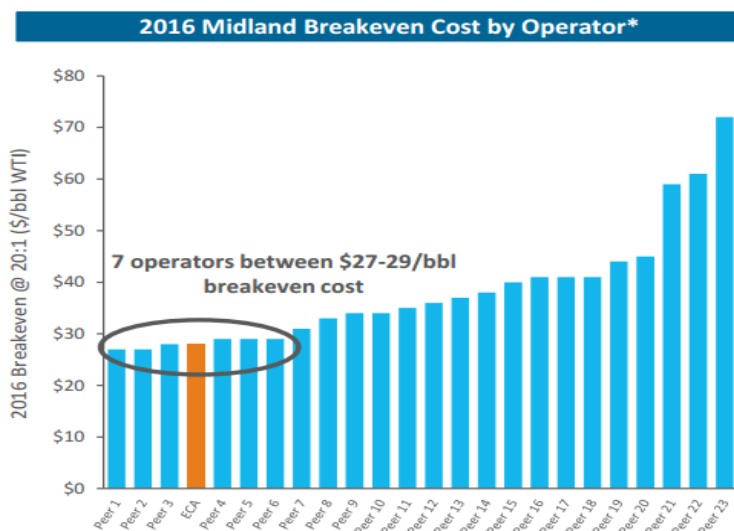


资料来源: Encana

上图所示为 2013 年和 2016 年 Midland 次盆地的水平井情况,每个点代表一个水平井,而点的大小则代表 30 天平均的初始产量,深色底色则代表核心区域。从这张图中可以解读出三大信息,一是 2016 年相比 2013 年,开发活动更加向核心区域集中;二是 16 年以来,超高初始产量的单口水平井在 Midland 区域层出不穷;三是 2016 年这一区域的打井成功率以及产出水平都非常高,而在 2013 年打出废井的情况还时有发生。相对而言,2016 年的 30 天平均初始产量水平要比 2013 年高出近 17%。

盈亏平衡方面, Encana 公司 (ECA.N) 统计的 2016 年 Midland 次盆地数据显示,成本相对最低的同类企业的井口盈亏平衡基本在 27-29 美元/桶范围内,而中位数基本上在 35 美元/桶左右。因此,我们分析新潮能源 Midland 区块成本低的核心原因之一是收购成本低。

图 25: 2016 年 Midland 次盆地相关公司的井口盈亏平衡



资料来源: Encana

3、技术进步驱动生产成本明显下降

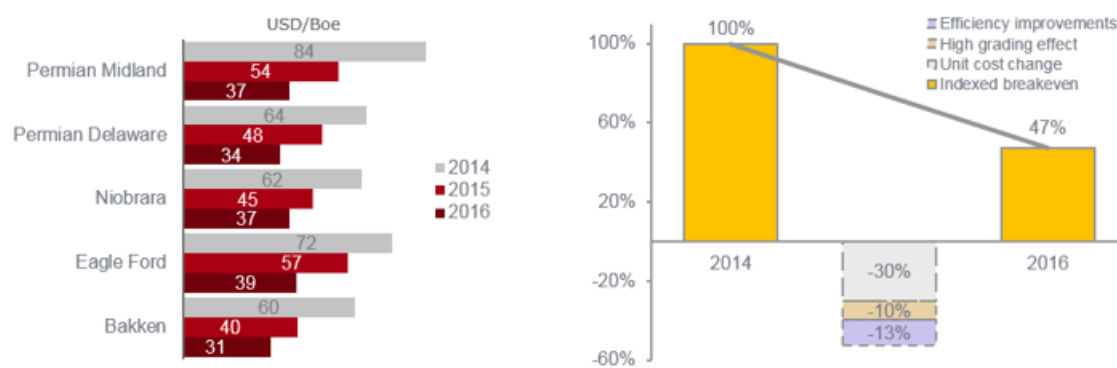
低油价背景下，页岩油行业面对恶劣的竞争环境，表现出了超强的“韧性”，底气来源于自身生产成本的不断下降。

根据 Rystad Energy 公司的分析数据，美国主要页岩油盆地的井口成本从 2014 年的 60-80 美元/桶下降到了 40 美元/桶以下，年均降幅达到 22%。在成本下降的诸多因素中，10%归功于优质储层的优先开采；13%归功于作业成本的下降，尤其是油服成本的下降；30%左右的成本下降则来自勘探开发效率的提升。

对于勘探开发效率提升贡献最大的则是水平井技术的不断升级。以先锋资源的 2.0 版水平井技术为例，相比 1.0 版技术，每英尺钻井的支撑剂剂量增大了 40%，产量增加了 20%，压裂的单孔间距减少 35%（以达到每段压裂段增加更多孔隙的目的）。单位产量的增加带来的是打井完井成本的下降。

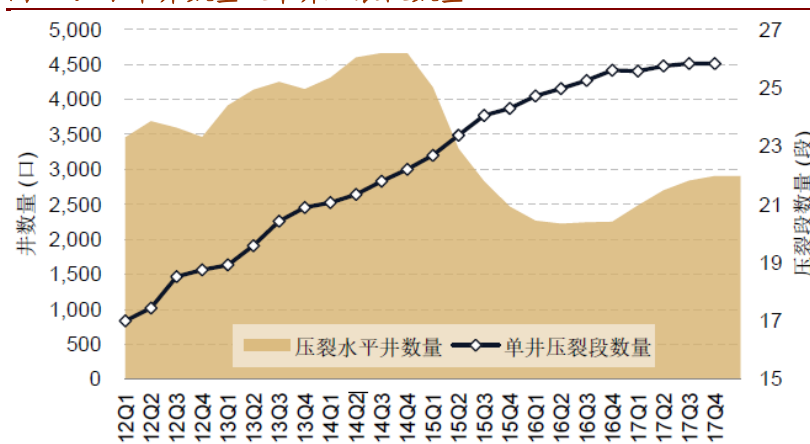
从能源 001 总结的单井压裂段数量来看，12 年以来单井平均压裂段数由 17 段增加至 26 段左右，可以类似理解为单井作业效率提高了 50%以上。钻机钻井的作业天数也下降明显。

图 26：页岩油生产成本明显下降



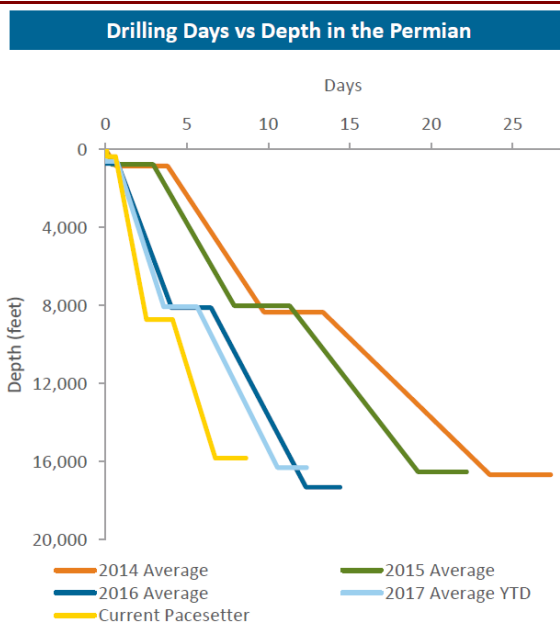
资料来源：Rystad Energy

图 27：水平井数量及单井压裂段数量



资料来源：能源 001，亿永投资

图 28: Permian 盆地同等深度水平井所需钻井天数明显下降



资料来源: Encana

4、Permian 盆地成为油气并购交易主战场

与 Permian 盆地良好的资源禀赋和投资回报相对应，各路资本争相进入该区域。从 16 年以来，Permian 盆地的交易金额和交易次数便在全美遥遥领先，16 年 Midland 盆地的交易次数为 13 次，Delaware 盆地则为 16 次，资产交易频率远远高出其他盆地。**17Q1 该区域的油气资产交易额更是达到 156 亿美元，占全美油气资产交易总量的 75%。**

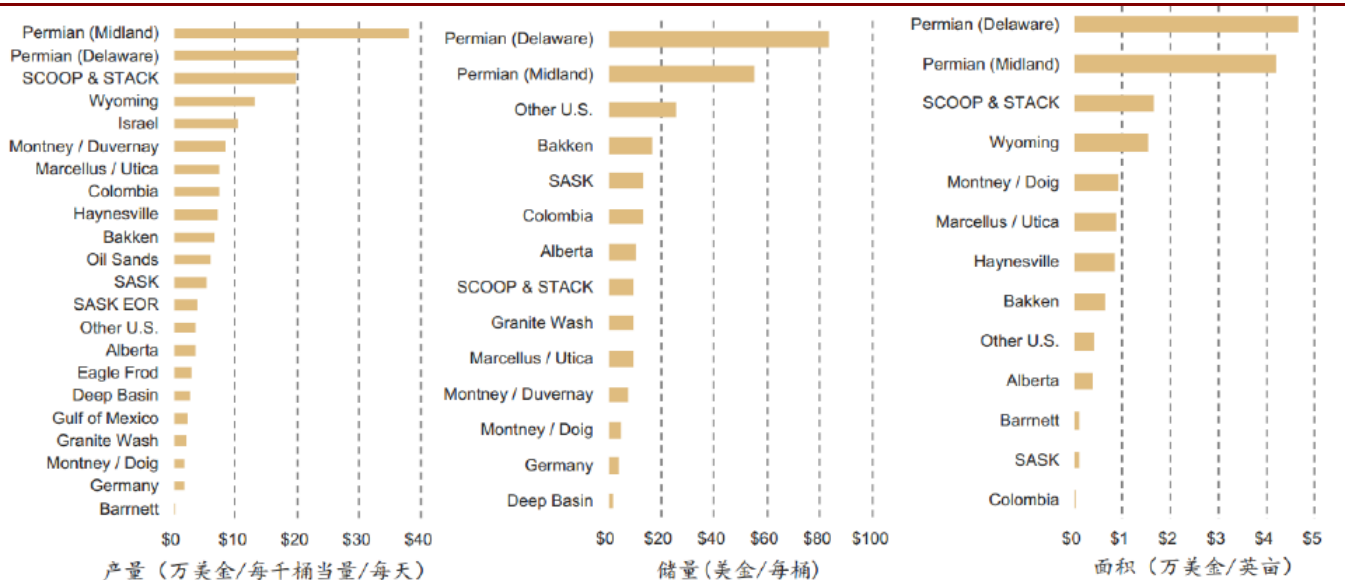
图 29: 2016 年资产收购交易活动分布区域汇总



资料来源: 能源 001, 亿永投资

各路资本的进入自然也提高了 Permian 盆地的资产交易估值水平，从能源 001 统计的全美各资源盆地交易估值参数来看，Delaware 次盆地和 Midland 次盆地的交易估值水平最高，Delaware 区域的单桶 1P 储量的交易价格已经超过 80 美元，Midland 区域接近 60 美元，单位面积的交易价格已经双双超过 4 万美元/英亩。从这一角度来看，鼎亮汇通在 2015 年并购价格只有当前价格的 1/3 左右，当之无愧为物超所值。

图 30: 2016 年各资源盆地交易估值参数对比



资料来源：能源 001，亿永投资

5、Midland 盆地的“先锋”——Pioneer Natural Resources(PXD.N)

在 Permian 盆地的主要作业者中，先锋自然资源 Pioneer Natural Resources(PXD.N) 一直以来是表现最为突出的一位。该公司既是 Midland 次盆地中拥有权益面积最大的企业，同时，其产量和储量在美国页岩油商队伍中位居第一集团。

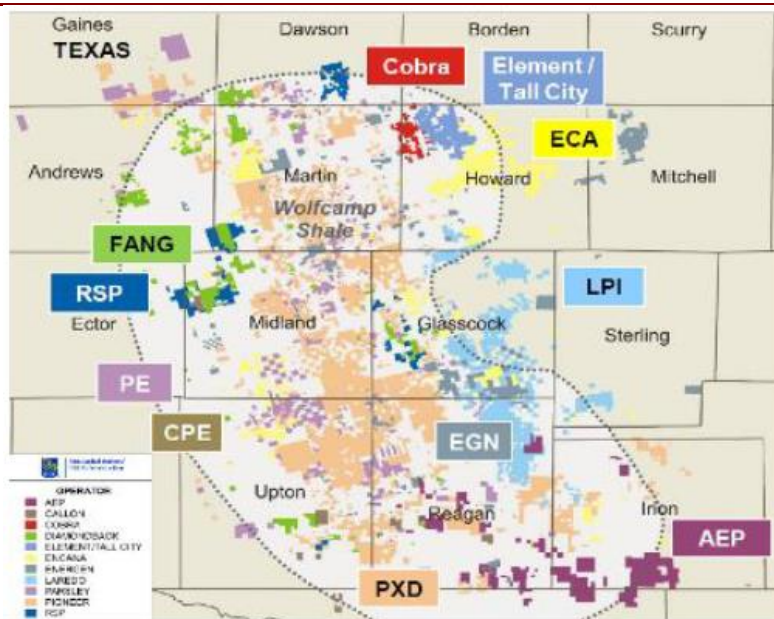
公司成立于 1997 年，在北美主要的油气运营商中，属于“资历”相对年轻的一类。2002 年公司在阿拉斯加的 Oooguruk field 获得了油气发现；2004 年，公司以 21 亿美元的价格并购了 Evergreen Resources, Inc.；2008 年公司成为阿拉斯加北坡 (Alaska North Slope) 的首家独立油气运营商，后来这一资产在 2013 年以 5.5 亿美元价格出售。

在页岩油领域，公司的油气交易也比较频繁。2010 年 6 月，公司与印度信诚工业共同出资 11.5 亿美元成立了合资公司进军鹰滩 (Eagle Ford) 页岩，这一资产在 2015 年以 21.5 亿美元的价格出售给了 Enterprise Products Partners (EPD.N)。2013 年 1 月，公司向中国中化集团以 17 亿美元的价格出售了其 Wolfcamp Shale 的 40% 权益。该区域合计净作业面积 20.7 万英亩，即中化集团获得净面积约 8.28 万英亩的开发权。区块出售后，中化方面仍委托先锋进行作业。2014 年，公司将其在 Hugoton Basin 的已经停产的资产以 3.4 亿美元的价格出售给 Linn Energy。

截至 2016 年底，Pioneer 拥有 7.25 亿桶 1P 当量储量，其中石油占比 52%，天然气液占比 19%，其余 29% 为天然气储量。产量则为 23.3 万桶/天，其中 73% 为 Spraberry Trend (Midland 盆地的主力生产地层) 贡献，15% 为 Eagle Ford 区域贡献，其他区域

贡献了剩余的 12%产量。以这样一家 Midland 地区的领先企业作为新潮能源的对标对象，其运营数据具有相对较强的说服力。

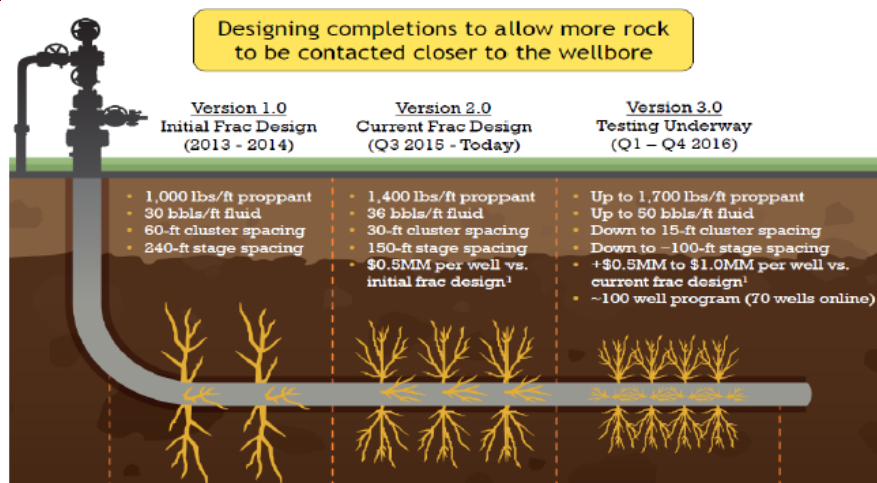
图 31: Midland 盆地主要石油公司分布



资料来源：公司公告

我们认为，作为 Permian 盆地的标杆企业之一，Pioneer 值得称道的亮点有两个：一是其在技术进步方面的引领能力。尤其是该公司 16 年在前期 2.0 版本水平井测试取得成功的基础上，于 Midland 盆地进行的 3.0 版水平井测试表现出了非常良好的应用效果。这也是当年公司股价上涨非常重要的催化剂之一。

图 32: Pioneer 公司不断升级其水平井技术



资料来源：PXD

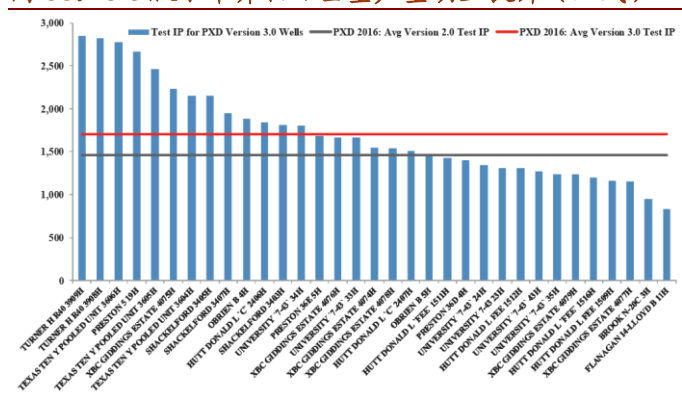
表 9: Pioneer 公司 3.0 版水平井测试初始产量 (桶/天)

油田名	3.0 版本	测试井数	2.0 版本	测试井数	3.0 版本同比提升
当量产量测试					
Andrews	1436	6	1213	5	18%
Glasscock	834	1	793	3	5%
Midland	1920	19	1608	46	19%
Upton	1474	7	1224	15	20%
平均	1704	33	1460	69	17%
原油产量测试					
Andrews	1260	同上	1082	同上	16%
Glasscock	758		723		5%
Midland	1648		1358		21%
Upton	1295		1062		22%
平均	1476		1246		18%

资料来源: JP Morgan; IHS Enerdeq

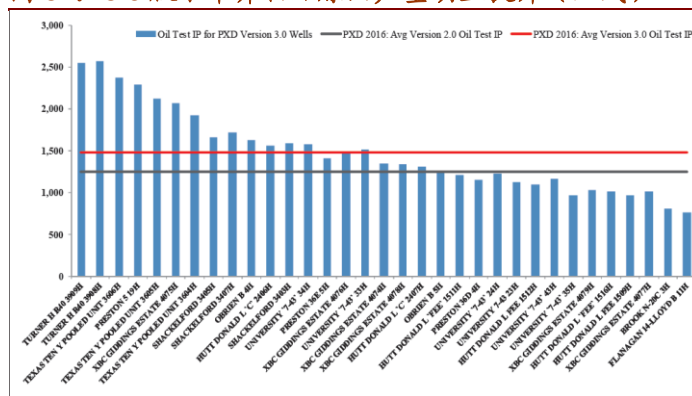
测试结果显示, 3.0 版本水平井的当量初始产量平均提高了 17%, 而原油产量平均提高了 18%。我们认为 3.0 版本水平井的产量数据之所以能够提高, 关键在于该技术把握了页岩油的增产核心, 即岩层与油管之间的沟通程度。从图中可以明显看到, 与以往粗放式的压裂不同, 3.0 版本的水平井在压裂控制上做到了精细化, 即不再以一味增加压裂距离作为扩大产量的支撑, 而是尽可能挖掘近地层潜力。虽然这一技术可能更为适应资源禀赋良好的页岩油区, 但是我们认为该技术路线能够充分的向低版本兼容, 根据资源情况做出灵活的技术调整也是其核心竞争力所在。

图 33: 3.0 版水平井初始当量产量明显提升 (红线)



资料来源: JP Morgan; IHS Enerdeq

图 34: 3.0 版水平井初始原油产量明显提升 (红线)

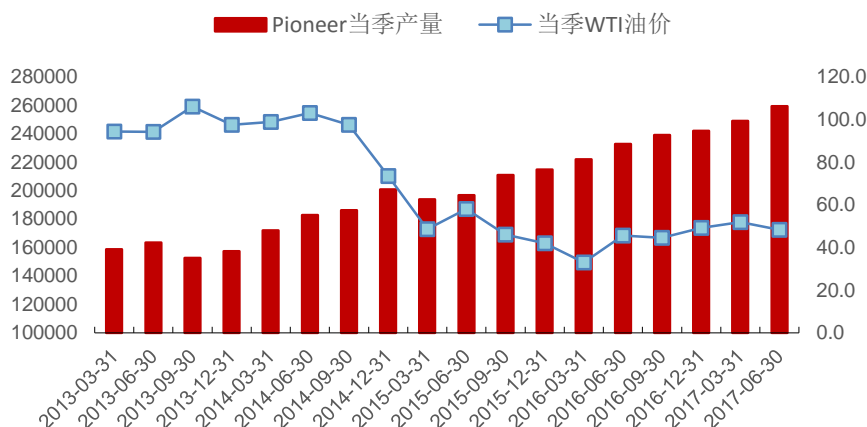


资料来源: JP Morgan; IHS Enerdeq

二是公司在低油价背景下, 产量逆势提升, 表现出了优秀的战略执行能力。首先是公司很早就选择了 Permian 盆地作为自己的主战场, 体现出了非常优秀的战略前瞻能力; 其次, 在较为恶劣的生存环境下, 公司主动收缩其他高成本地区的生产活动, 其 Permian 盆地的 Spraberry/Wolfcamp 地层产量绝对值和占比双双大幅提升, 为公司在低油价下依然保持非常良好的竞争力打下了坚实基础。

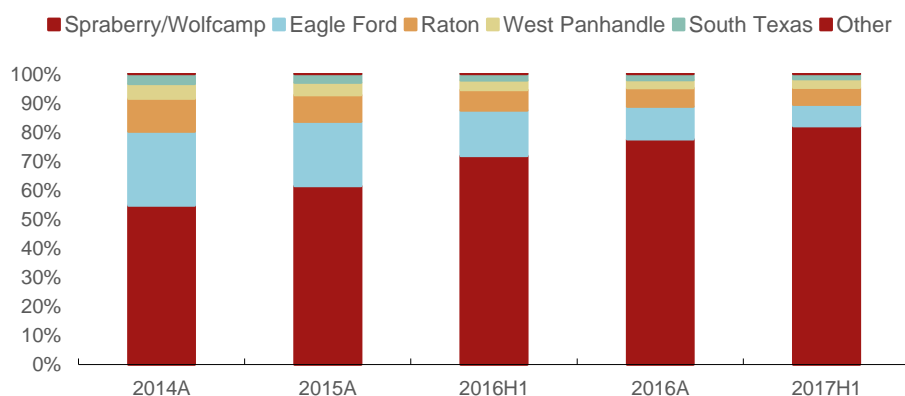
可以看到近年 Pioneer 的生产成本明显降低, 尤其是 16 年以来降低幅度体现的尤为明显。我们认为这与公司实施向 Permian 核心区集中的策略有关。

图 35: Pioneer 产量逆势上升 (桶油当量/天)



资料来源: PXD 公司公告

图 36: 低油价下公司产量向 Midland 盆地集中



资料来源: PXD 公司公告

图 37: Permian 盆地水平井生产成本非常低

Q2 2017 Cash Margin by Asset
(\$ per BOE)

	Permian Horizontals	Permian Verticals	Eagle Ford	Other Assets	Total Company
Realized price (ex-hedges)	\$ 34.92	\$ 33.39	\$ 26.66	\$ 20.86	\$ 32.56
Production costs ¹	(2.23)	(15.92)	(12.30)	(10.26)	(6.19)
Production and ad valorem taxes	(2.44)	(2.41)	(1.07)	(1.01)	(2.19)
Cash margin	\$ 30.25	\$ 15.06	\$ 13.29	\$ 9.59	\$ 24.18
% Oil	66%	61%	32%	12%	57%

资料来源: PXD 公司公告

表 10: Pioneer 经常性生产成本拆分 (美元/桶)

	2013A	2014A	2015A	2016A	2017Q3E
生产费用	11.08	10.54	9.62	6.79	6.19
其中: LOE	8.58	8.29	7.24	5.02	4.79
集输	1.57	1.73	1.6	1.41	0.82
人工	0.91	0.64	0.62	0.35	0.76
天然气处理	0.02	-0.12	0.16	0.01	-0.18
生产税和从价税	3.31	3.25	1.95	1.6	2.19
DD&A (折耗)	17.22	17.34	18.59	17.29	15
勘探和弃置费	2.27	5.37	1.09	1.1	1.01
管理费用	6.78	4.93	4.39	3.8	3.32
利息费用	3.19	2.55	2.54	2.30	1.43
其他开支	5.07	1.83	6.67	2.99	2.62
总成本	48.92	45.81	44.85	35.87	31.75

资料来源: 招商证券根据公司公告整理, 17Q3 为指引数据

表 11: Pioneer 的 2017Q3 指引与新潮 Midland 区块成本对比 (美元/桶)

Pioneer 口径	数值	新潮能源口径	数值	新潮-Pioneer 差值
生产费用	5.43	油气资产运营成本	7.62	2.19
其中: LOE	4.79			
集输	0.82			
天然气处理	-0.18			
生产税和从价税	2.19	生产税、从价税和特许税	2.34	0.15
DD&A (折耗)	15	折耗	8.00	-8.01
勘探和弃置费	1.01	管理及其他费用	5.99	-0.71
管理费用	3.32			
其他开支	2.62			
(生产费用: 人工)	0.76			
利息费用	1.43	财务费用	0.15	-1.28
总成本	31.75	总成本	24.1	-7.65

资料来源:

若将 Pioneer 与新潮能源对标来看, 由于统计口径不一, 细项需要进一步分析。生产费用方面, 若将人工费用扣除, 16 年成本为 6.44 美元/桶, 17Q3 估计为 5.43 美元/桶, 该水平低于新潮能源的 7.6 美元/桶的水平。由于新潮能源的人工费用计入管理费用, 若按照这一口径, Pioneer2016 年的管理费用合计为 4.15 美元/桶, 17Q3 估计为 4.08 美元/桶, 略低于新潮能源 6 美元/桶的水平。我们认为主要差异在于生产规模, 未来随新潮产量的放大, 这部分差距有望明显缩小。

新潮能源将勘探和弃置费用计入折耗, 若按照这一口径, Pioneer 的 16 年折耗水平为 18.4 美元/桶, 17Q3 估计为 16 美元/桶, 大大高于新潮的 8 美元/桶的水平。若不考虑勘探和弃置费用, 新潮的 DD&A 仍有 7 美元左右的优势。我们认为这与 Pioneer 统计口径存在高成本和低成本区块加权平均的因素有关, 同时也正面印证了新潮能源精准抄底带来的超额收益非常明显。

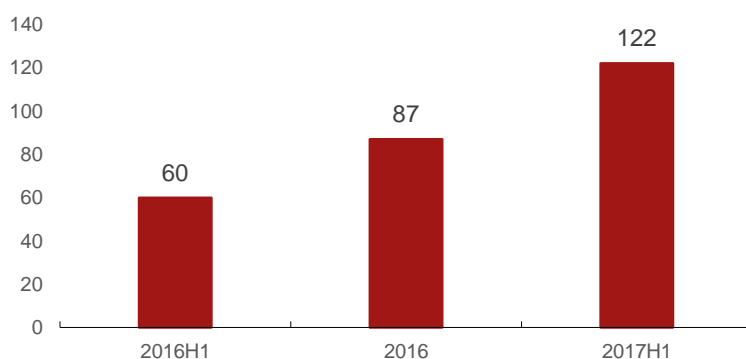
四、公司有望享受量价齐升的双击效应

1、量的逻辑：产量预计在 2020 年达 5 万桶/天

(1) 新打井速度大超预期

公司公告显示 16 年 6 月 30 日, Midland 区块的生产井数为 60 口, 至 16 年底为 87 口, 17 年 6 月 30 日则为 122 口。17 年半年新增生产井 35 口, 大大超过了此前计划的全年 22 口井的目标。

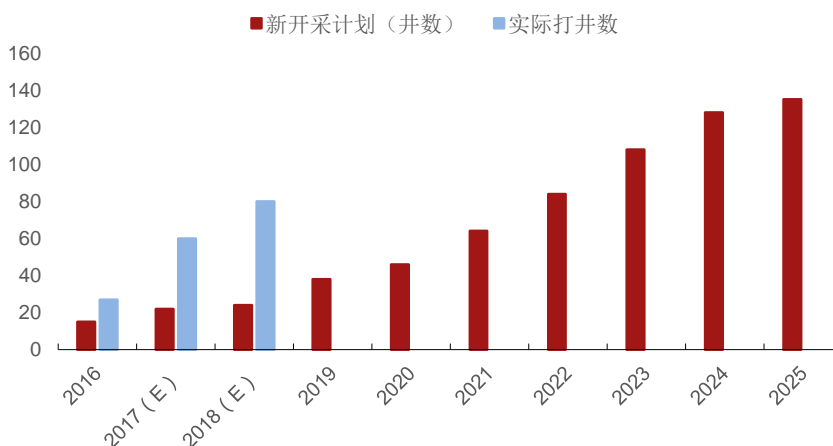
图 38: 16H1-17H1 公司 Midland 区块生产井数



资料来源：公司公告

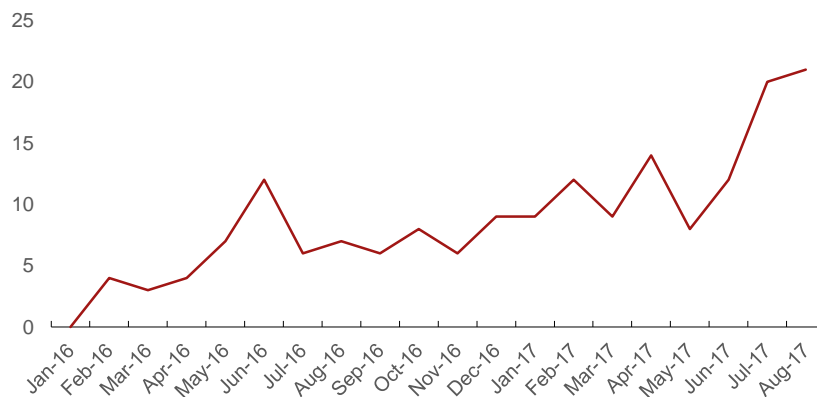
我们从美国德州铁路委员会得到的打井许可信息显示今年上半年公司合计获得 64 个打井许可, 而 7-8 月份两个月单月获得的打井许可数量都超过了 20 口。我们认为按照当前的打井速度, 17 年合计打井数量有可能超过 70 口, 18 年估计超过 90 口。

图 39: 公司打井速度超过开采计划



资料来源：公司公告, 招商证券预估

图 40: Midland 区块打井许可数量

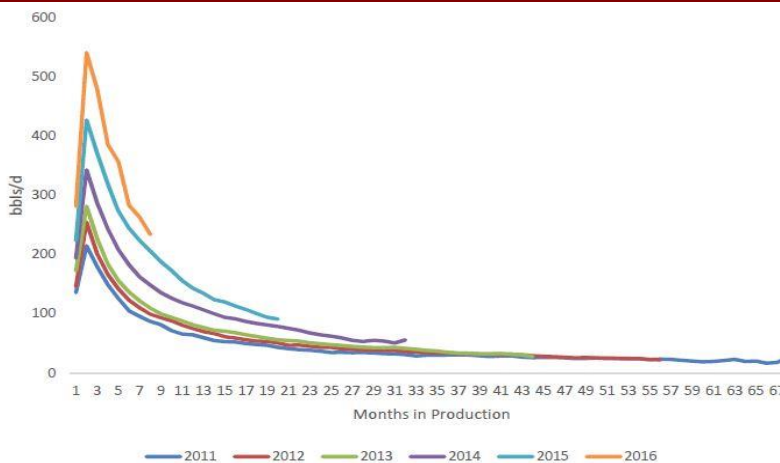


资料来源: RRC

(2) 产量预计在 2020 年达到 5 万桶/天

从 Permian 盆地典型的产量衰减曲线来看, 页岩油资源整体呈现初始产量高, 随后迅速衰减的特征。初始产量则呈现逐年上升的趋势, 2016 年单井平均初始产量已经超过 500 桶/天。应该注意到, 无论初始产量多高, 经过 3 年左右的生产期, 衰减曲线的走势均趋于一致。基于此, 我们对 Midland 区块的产量进行了测算。

图 41: Permian 盆地水平井单井衰减曲线 (纵轴产量: 桶/天; 横轴时间: 月)



资料来源: DrillingInfo Data

考虑生产井衰减速度快, 我们假设单井的生产周期为 3 年, 3 年期满后弃置当年生产井的 1/2, 其余 1/2 在第四年弃置。初始产量为 600 桶/天, 考虑当年衰减, 第一年平均产量假设为 350 桶/天, 第二年、第三年及以后分别为 150 桶/天和 80 桶/天。2017 年-2020 年打井数量为下表所示, 假设 16 年打井 45 口。打井速度为匀速, 则第一年有效生产井数量应为当年新增井总数的 1/2。

我们认为在单井生产周期为 3 年的保守假设情况下, 2017 年-2020 年区块平均产量将分别达到 2.3 万桶/天、3.4 万桶/天、4.5 万桶/天和 5.3 万桶/天。17 年测算数据略低于上半年公司实际产量数据, 暂不作调整。

表 12: 公司 2017-2021 年产量推演 (口, 桶/天)

	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E
当年新增井	75	100	120	120	130
第 1 年产量	13125	17500	21000	21000	22750
2 年期生产井数	45	75	100	120	120
第 2 年产量	6750	11250	15000	18000	18000
3 年期及以后生产井数	42	66	119	171	229
第 3 年产量	3360	5280	9480	13640	18340
产量小计	23235	34030	45480	52640	59090

资料来源: 招商证券

2、价的逻辑：未来油价上涨，业绩弹性大

基于 16 年公司的成本结构，我们对公司未来几年的单桶收入和利润情况进行了测算。

如前文所述，折耗包括油气资产折耗和井及井口设施折耗两部分，随产量增长和开发程度的加大，未来几年的折耗水平将出现有限程度的上升。油气资产运营成本和管理费用随产量扩大而摊薄。生产税按照税率折算；从价税及特许税按照固定金额计算。产量数据以表 9 数据为准。

我们的测算结果显示 2017 年-2019 年公司平均实现油价分别为 44.5 美元/桶、49 美元/桶和 55 美元/桶，对应的单桶税后净利润分别为 14.8 美元/桶、18.2 美元/桶和 22.1 美元/桶。由于实际所得税方面存在部分可抵扣项难以统计，税率暂按 35% 计算，实际税率应低于该税率。

表 13: 公司单桶收入和利润情况测算 (美元/桶)

	2016A	2017E	2018E	2019E	2020E	2021E
WTI 油价	43.08	48.5	53.0	59.0	64.0	69.0
贴水	-4.21	-4	-4	-4	-4	-4
平均实现油价	38.87	44.5	49.0	55.0	60.0	65.5
折耗	8.00	8.6	8.9	9.2	9.5	10
油气资产运营成本	7.62	7.3	7	6.8	6.6	6.4
管理费用	5.99	3.08	2.13	1.64	1.45	1.32
财务费用	0.15	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
生产税/4.8%	1.88	2.1	2.4	2.6	2.9	3.1
从价税及特许税	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45	0.45
总成本	24.09	21.8	21.0	20.9	21.1	21.5
税前利润		22.7	28.0	34.1	38.9	44.0
所得税/35%		8.0	9.8	11.9	13.6	15.4
税后净利润		14.8	18.2	22.1	25.3	28.6

资料来源: 招商证券测算

表 14: 18 年 3.4 万桶/天产量下的油价敏感性分析 (美元/桶)

WTI 油价	40	45	50	55	60	65	70
贴水	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
实现油价	36	41	46	51	56	61	66
折耗及运营成本	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9	15.9
管理费用、财务费用	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3	2.3
生产税、从价税及特许税	2.2	2.4	2.7	2.9	3.1	3.4	3.6
税前利润	15.6	20.4	25.1	29.9	34.6	39.4	44.2
所得税/35%	5.5	7.1	8.8	10.5	12.1	13.8	15.5
产量/万桶油当量	1224	1224	1224	1224	1224	1224	1224
汇率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
税后净利润/亿元	8.4	11.0	13.6	16.2	18.7	21.3	23.9

资料来源: 招商证券 注: 税后净利润仅为敏感性分析测算数, 不代表盈利预测

表 15: 19 年 4.5 万桶/天产量下的油价敏感性分析 (美元/桶)

WTI 油价	40	45	50	55	60	65	70
贴水	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4
实现油价	36	41	46	51	56	61	66
折耗及运营成本	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
管理费用、财务费用	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
生产税、从价税及特许税	2.2	2.4	2.7	2.9	3.1	3.4	3.6
税前利润	16.0	20.7	25.5	30.3	35.0	39.8	44.5
所得税/35%	5.6	7.3	8.9	10.6	12.3	13.9	15.6
产量/万桶油当量	1620	1620	1620	1620	1620	1620	1620
汇率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8
税后净利润/亿元	11.4	14.9	18.3	21.7	25.1	28.5	31.9

资料来源: 招商证券 注: 税后净利润仅为敏感性分析测算数, 不代表盈利预测

由于完全成本低, 我们认为区块能够充分享受量价齐升带来的业绩弹性。若按 18 年平均 3.4 万桶/天产量计算, 则油价每上涨 5 美元, 对应业绩弹性在 2.6 亿元人民币左右; 按 19 年平均 4.5 万桶/天产量计算, 则油价每上涨 5 美元, 对应业绩弹性在 3.4 亿元人民币左右。

五、未来 1 年仍然“中油价”，2 年期油价或有较大机会

我们维持去年下半年以来的 Brent “中油价” 45-60 美元的观点，未来 1 年油价的主要矛盾依然是 OPEC 减产力度与美国页岩油产量增长速度之间的动态博弈。减产只是封杀下跌的下限区间，油价仍将在“上有顶、下有底”的“中油价”区间里面运行，不盲目乐观、也不必要过分悲观。但从 2 年期维度来看，油价或有较大的机会。

1、OPEC 减产“减了白减”而又“不得不减”

OPEC 今年 5 月底的会议上达成了将减产协议延长 9 个月至 18Q1，减产力度维持不变的共识。但同样的减产力度，同样的 OPEC 减产延长“满月”，同样的减产作嫁衣裳，油价却回到半年前没有减产时的水平。

同样的减产力度，截然相反的油价表现，让 16 年底以来盲目看多油价者无奈被迫纷纷调低油价预期；瑞银 UBS 对今年布油预期从 60 下调至 56 美元/桶，摩根大通甚至将 18 年布油预期从 55.5 下调至 45 美元。

我们在 16 年底时便明确发声，减产背景下也只看好 2017Q1 油价，很难突破目前的“中油价”，核心原因是 OPEC 减产为页岩油作嫁衣裳；我们 16Q4 就预计美国原油产量以每月超 10 万桶/天的速度增长并于今年创日产量新高，目前已基本都得到兑现。

17Q1 是减产协议执行力度最好的时期，但 OPEC 内部诉求不一，减产效果必将随时间推移打折扣甚至面临分崩离析的危险。

7 月 24 日，OPEC 和包括俄罗斯在内的非 OPEC 产油国在圣彼得堡召开会议。沙特在会上承诺自今年 8 月起将大幅减产，并将出口限制在 660 万桶/天以内。并将继续有力地要求产油国较好的执行减产协议。如有必要，将在明年 3 月考虑延长减产协议，并至少延长至 18 年二季度。种种积极措施缓解了市场对于油价的悲观情绪。

从目前第三方市场机构的数据来看，OPEC8 月原油产量或下降 17 万桶/天，至 3283 万桶/天。整体减产执行率止跌反弹至 89%，高于 7 月的 84%。此前几个月增产主力的利比亚，原油产量再次受到干扰，从 7 月的 100 万桶/天降至 8 月的 90 万桶/天。

对于未来一段时间的减产协议，我们的观点维持不变，即 OPEC 内部诉求各异，沙特之底线在于阿美 IPO，核心是价格；其他国家意在维持原油收入，两者在市场策略方面存在冲突。在减产协议退出前，沙特将主动承担产量机动调节者的角色。

表 16: 当前非 OPEC 国家减产协议执行情况 (千桶/日)

	基准产量(16 年 10 月)	调节量	目标产量	6 月产量	7 月产量	6 月减产完成率	7 月减产完成率	备注
Russia	11,597	-300	11,297	11,317	11,321	93%	92%	
Azerbaijan	815	-35	780	795	798	57%	49%	
Kazakhstan	1,778	-20	1,758	1,824	1,851	-230%	-365%	基准产量为 11 月
Mexico	2400	-100	2,300	2309	2299	91%	101%	
Oman	1020	-45	975	977	977	96%	96%	
Others	1,207	-46	1,161	1,232	1,206	-54%	2%	
Total	18,817	-546	18,271	18,454	18,452	66%	67%	

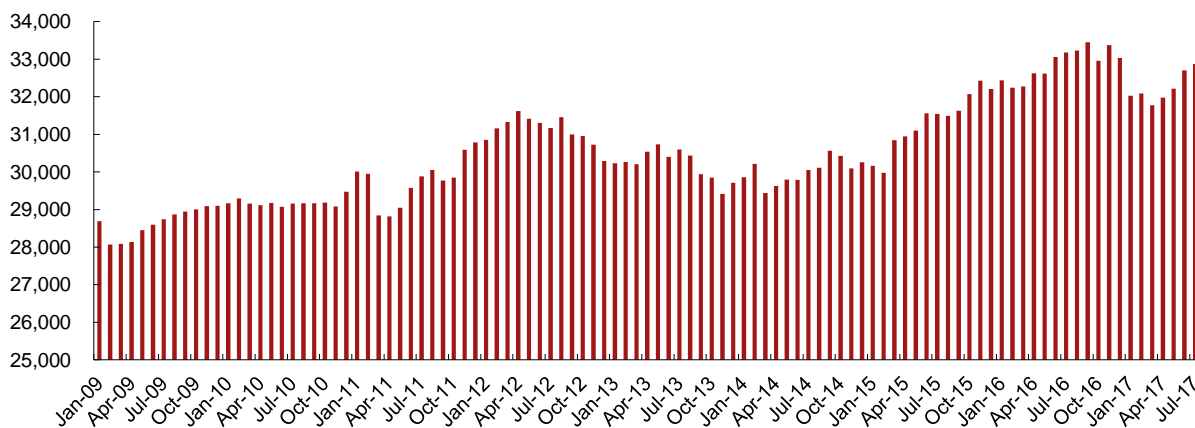
资料来源：IEA 8 月月报

表 17: 当前 OPEC 减产协议执行情况 (千桶/日, 产量来自第二信源)

	基准产量(16年10月)	调节量	目标产量	6月产量	7月产量	6月减产完成率	7月减产完成率	备注
Algeria	1,089	-50	1,039	1,060	1,059	58%	60%	
Angola	1,751	-78	1,673	1,665	1,646	110%	135%	基准为9月份,主要是因为10月检修造成产量降低
Ecuador	548	-26	522	528	536	77%	46%	
Gabon	202	-9	193	198	205	44%	-33%	
IR Iran	3,975	90	3,797	3,817	3,824	89%	85%	基准水平是2005年中期的产量,也就是受国际制裁之前的峰值产量
Iraq	4,561	-210	4,351	4,501	4,468	29%	44%	
Kuwait	2,838	-131	2,707	2,711	2,703	97%	103%	
Libya				847	1001	-	-	产量受到内战及动乱影响,因此能够继续依自身能力生产不受限制
Nigeria				1,714	1,748	-	-	同上
Qatar	648	-30	618	615	619	110%	97%	
Saudi Arabia	10,544	-486	10,058	10,035	10,067	105%	98%	
UAE	3,013	-139	2,874	2,912	2,905	73%	78%	
Venezuela	2,067	-95	1,972	1,948	1,932	125%	142%	

资料来源: OPEC 8月月报, 招商证券

图 42: 欧佩克国家的原油产量 (千桶/日)



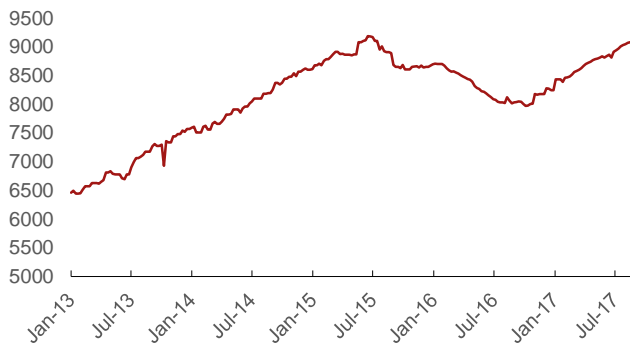
资料来源: Wind

2、美国原油日产量很快将突破 960 万桶高点, 完全符合我们预期

去年下半年以来的 1 年时间里, 美国原油钻机数以 7-8 台/周的平均速度增长, 为近 30 年来最快。与此同时, 美国原油产量节节攀升, 8 月 25 日当周数据达 953.0 万桶/天, 已经基本站稳 950 万桶/天关口; 自 16 年 10 月日产量 845 万桶的低点以来, 日产量以每月 10 万桶的速度增长, 完全符合我们预期, 几乎全部抹平了 OPEC 阵营 (不含非 OPEC 产油国) 的绝大多数减产努力。虽然近期受飓风哈维影响, 产量数据可能出现反复, 但创历史新高的已经几成定局。

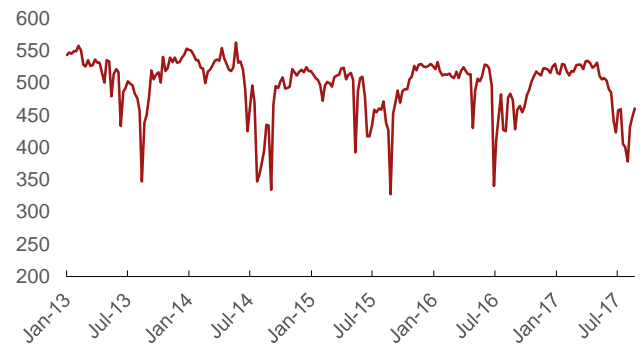
由于阿拉斯加产量呈现明显“夏季低、冬季高”的季节性特征，当前已经开始出现明显的脱离产量底部的趋势。我们认为美国油产很快就将达到并超过 961 万桶/天历史高位。

图 43: 美国本土 48 州原油产量 (万桶/日)



资料来源: EIA

图 44: 美国阿拉斯加州原油产量 (万桶/日)



资料来源: EIA

3、旺季效应接近尾声，库存消化仍需努力

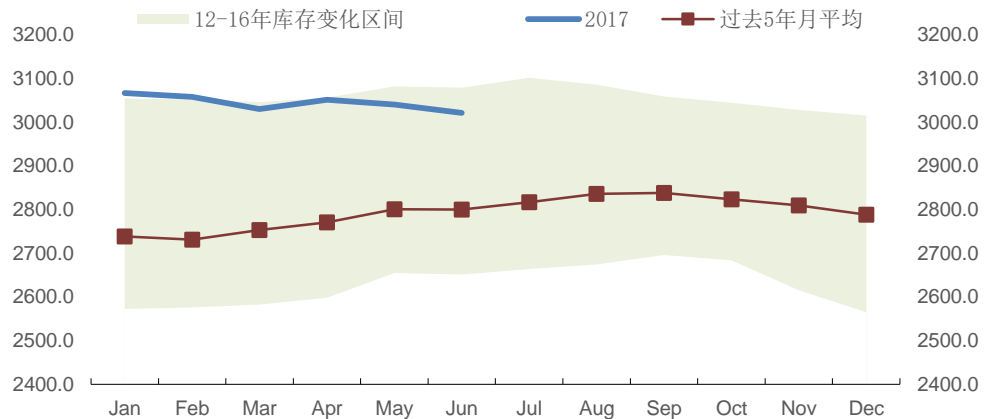
在旺季效应的带动下，美国的原油及成品油总库存数据下滑明显，自 6 月下旬以来，2 个月时间共计消化了 5000 万桶库存，平均每周消化约 600 万桶，超市场预期。

但美国炼油企业平均开工负荷和原油需求在 8 月初达到高点后，已经持续两周回落，符合我们此前的高开工率不可长时间持续的判断。**库存下降的边际效应递减不可避免，关键在于旺季效应已近尾声。**一则美国行车英里数一般在 7 月见顶，需求旺季一般在 9 月初美国劳动节后告一段落；二则美国炼厂整体开工率已经长时间维持较高水平，9 月后进入检修期。此外，沙特原油出口地由美国转向亚洲也对库存下降有所助力。

近期市场比较关注 6 个月 Brent 期货价差由升水转贴水，我们认为价差的核心影响因素是库存。有统计数据表明，2007 年 1 月至 2017 年 1 月的十年间，贴水仅在 24% 的时间段内出现。高频数据分析显示美国原油库存降至 3.6 亿桶（5 年均值）以下时，期货贴水出现的概率非常大。因此供给均衡才是期货价差升贴水的临界点。OPEC 减产正是实现人为均衡的一种协调机制，但由于 OPEC 内部诉求不一，若要长时间的主动维持均衡，其难度很大。

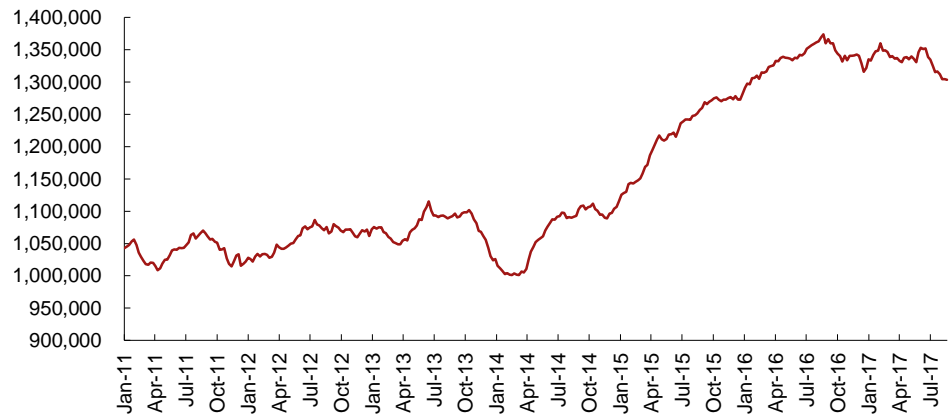
此外还应观察到 Permian 盆地的库存井数量频创新高，一般打新井到释放产量需要 2-3 个月时间，而库存井经过完井释放产量只需要 1-2 个月。因此，这部分库存井将成为未来持续释放产量的潜在力量。

图 45: OECD 商业原油库存变化 (百万桶)



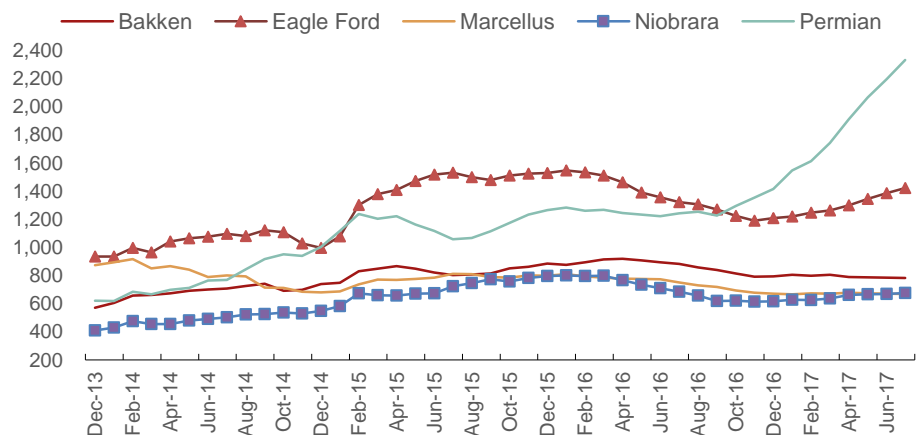
资料来源: IEA

图 46: 美国原油和石油产品库存 (不包括战略储备, 千桶)



资料来源: EIA

图 47: 美国主要页岩盆地 DUC 数量



资料来源: EIA

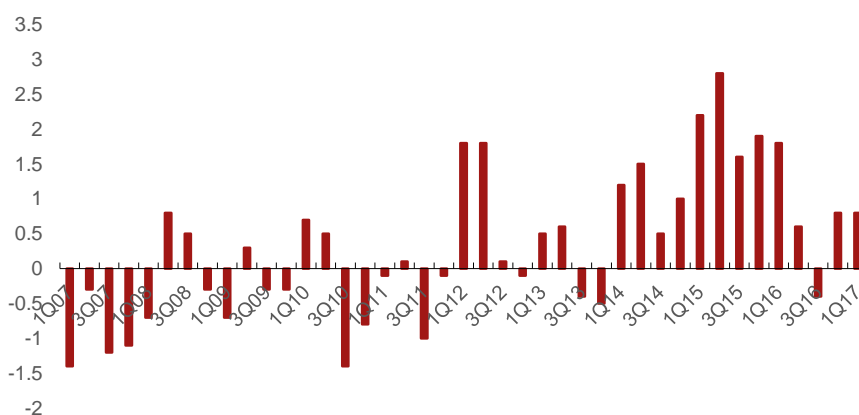
4、供需反转预计 18 年下半年开始显现

18 年油价怎么走？ 我们的观点是观察两个关键信号：一是沙特阿美上市；二是库存。

沙特在 7 月会议上明确表态，如有必要，将延长协议至 18Q2。这一时间点与市场预期沙特阿美 IPO 的时间窗口相一致，表态颇具深意。

低油价消耗了沙特的大量外汇储备，也使其意识到未来将面临很长一段时期的低油价冲击。新王储上台后，意图积极推动沙特摆脱原油经济依赖，但积重难返。对于沙特来说，通过阿美上市募集资金已经是最后的底牌。对于 18 年油价判断，我们认为阿美上市前的油价基本不需要过于担忧，沙特会主动托底甚至出现明显反弹。

图 48：全球原油供给过剩量不大（供给-需求，百万桶/天）

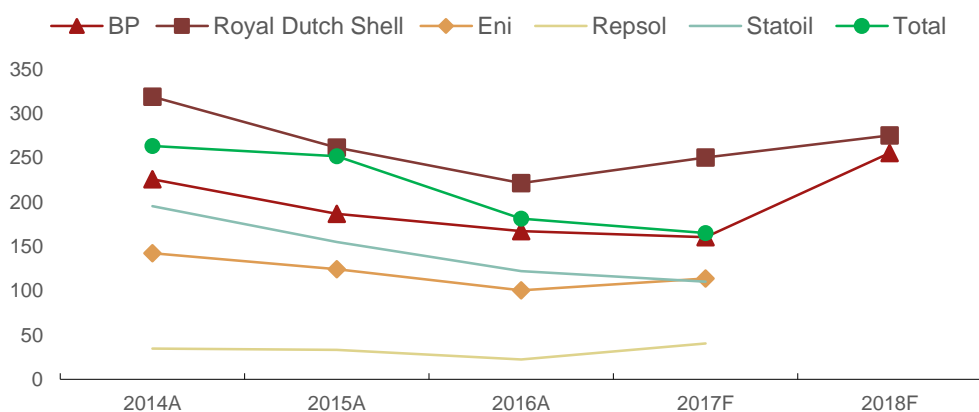


资料来源：OPEC

正如前文所述，OPEC 减产是一种人为促使全球原油供需达到平衡的机制，并且将在明年沙特阿美上市后退出。退出后的油价如何走？我们认为也无需过度担忧。

油价自 14 年开始下行以来，全球范围内的上游资本开支明显下降，考虑到 3-5 年的产能滞后效应，资本支出下滑带来的供给缩窄将在 18 年下半年开始逐步显现。因此，油价从 2 年期来看，我们认为或有较大的机会。

图 49：国际主要一体化油公司资本支出情况（亿美元）



资料来源：Bloomberg

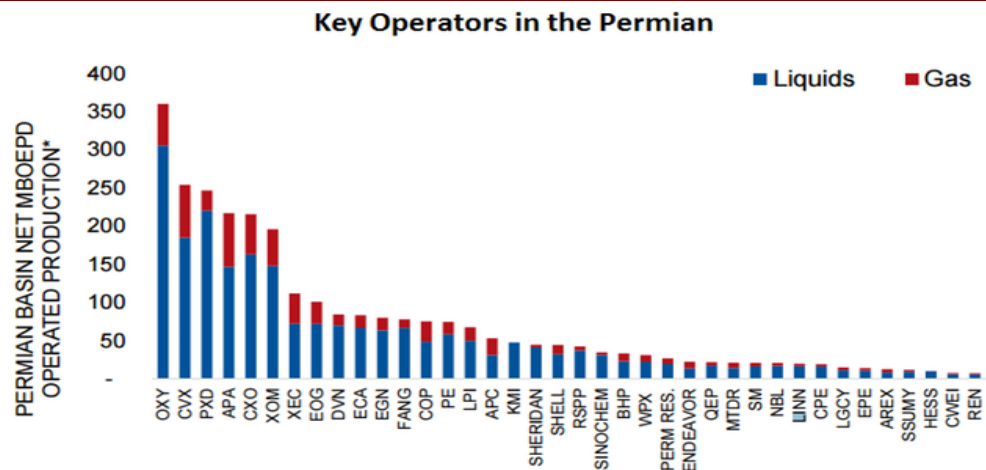
六、盈利预测和投资建议

1、盈利预测

考虑第二区块已经在 8 月 1 日并表，17-19 年平均产量按照 2.3 万桶/天、3.4 万桶/天和 4.5 万桶/天计算，Surge 的服务费在第二区块并表后合并抵消。当前发行股份购买资产事项已经完成，配套融资在今年年内完成，总股本按照 72.4 亿股摊薄计算。

假设 17-19 年实现价格 44.5 美元/桶、49 美元/桶、55 美元/桶，我们预计公司 2017-19 年净利润分别为 4.3 亿元、18 亿元和 28.4 亿元，对应 EPS 分别为 0.06、0.25 和 0.39 元，现价对应 PE 68 倍、16 倍和 10.2 倍，对应 PB 估值倍数为 1.8、1.7 和 1.5 倍。

图 50: Permian 盆地的主要作业者 (纵轴产量, 千桶油当量/天)



资料来源: Occidental Petroleum; Market Realist

表 18: Permian 盆地主要作业者估值比较

公司名	股票代码	市值/亿美元	1P 当量储量 /亿桶油当量	市值/储量比	PB
EOG 能源	EOG.N	507	21.5	23.6	3.65
戴文能源	DVN.N	172	20.6	8.4	2.49
先锋自然资源	PXD.N	226	7.3	31.1	2.14
安纳达科	APC.N	237	17.2	13.8	2.07
阿帕奇	APA.N	153	6.4	23.8	2.22
西方石油	OXY.N	471	24.1	19.6	2.24
DIAMOND Back	FANG.N	91	2.1	44.4	1.89
Callon Petroleum	CPE.N	21	0.9	22.8	1.15
Encana	ECA.N	92	7.9	11.6	1.37
Concho	CXO.N	170	7.2	23.6	1.95
RSP Permian	RSPP.N	49	2.4	20.7	1.18
CIMAREX	XEC.N	98	4.8	20.3	4.20
Energen	EGN.N	50	3.2	15.9	1.57
PARSLEY ENERGY INC	PE.N	79	2.2	35.6	1.72
Laredo Petroleum, Inc.	LPI.N	31	1.7	18.4	9.08
平均		163.1	8.6	22.2	2.6
新潮能源		41.8	1.9	22.0	1.8

资料来源: 各公司年报, 招商证券整理 注: 市值为 9 月 6 日当日对应市值

若按照国际通行的市值储量法估值，我们在 Permian 盆地的主要作业者中，按照剔除一体化企业（埃克森美孚），千亿美元市值以上的企业（雪佛龙）以及净利润为负的企业（SM Energy 等）的标准，选取了 15 家主要生产企业。我们认为上述标的估值具有较强代表性。

以 2016 年底上述 15 家公司的 1P 当量储量数据为基数，可得出平均市值储量比为 22.2。与新潮能源的当前市值基本一致。若按照市净率估值，则上述油气公司的平均 PB 为 2.6 倍，对应新潮能源 17 年 1.8 倍 PB 估值仍有 40% 左右的空间，对应股价为 5.7 元。

我们按照 17 年 2.6 倍 PB 估值，考虑到后续扩张预期和页岩油 A 股标的稀缺性，给出目标股价区间为 5.5-6.0 元，维持“强烈推荐-A”评级。

2、风险因素分析

（1）国际原油价格大幅下滑风险

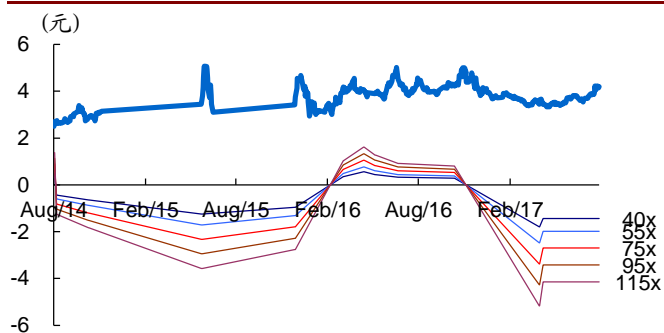
我们对于公司的盈利情况的测算是基于主流市场机构对 17 年及未来油价的一致预测来进行的。公司实际运营过程中会用到非常丰富的金融手段来对冲油价波动，如期货市场套期保值，这也是美国页岩油企的通常做法。我们认为公司完全有能力在油价反弹之机利用套保工具锁定现金流。因此，油价下行对于公司利润的影响还与其套保比例有关系，风险基本可控。

（2）油田开发进度不及预期风险

我们对于公司打井速度是基于目前公告数据和公司在手现金情况进行的合理估计。公司第二次定增的配套融资事项正在实施过程中，筹资额约 17 亿元，按照当前单井 500-600 万美元的打井成本，足够新打 45-50 口井，完成 17 年的打井目标完全有保障。考虑到公司实际现金流高于测算净利润水平，且拥有多样化的融资渠道，我们认为完成后续打井计划基本不成问题，但也不排除出现开发进度不及预期的情况。

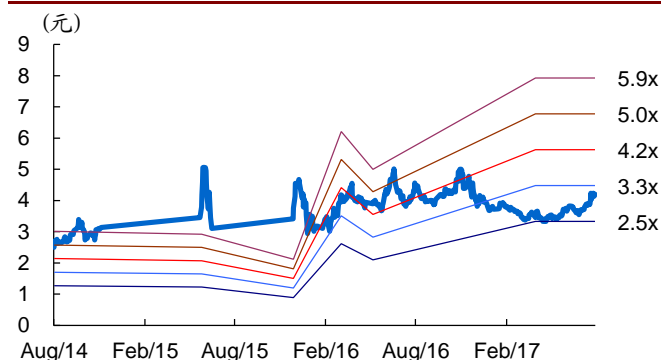
此外，我们对于单井初始产量的测算也较为保守，根据我们在文中引述的相关资料，Pioneer 在公司临近区块的打井增产效果非常好，初始产量能够超过 1400 桶/天，就我们了解，17 年该盆地的平均初始产量也高于我们预测的 600 桶/天的水平，基于审慎原则，我们按照 16 年的平均水平进行测算。

图 51：新潮能源历史 PE Band



资料来源：贝格数据、招商证券

图 52：新潮能源历史 PB Band



资料来源：贝格数据、招商证券

附：财务预测表

资产负债表

	2015	2016	2017E	2018E	2019E
流动资产	1867	2923	12605	12157	12149
现金	541	399	12045	10293	9429
交易性投资	0	0	0	0	0
应收票据	6	0	0	0	0
应收款项	63	20	33	113	167
其它应收款	538	108	131	445	655
存货	460	10	37	105	142
其他	258	2386	358	1200	1756
非流动资产	3314	3160	4751	7122	9653
长期股权投资	1	0	0	0	0
固定资产	149	24	2016	4389	6920
无形资产	36	5	4	4	3
其他	3127	3131	2730	2730	2729
资产总计	5181	6083	17356	19279	21802
流动负债	1670	575	1560	1808	2033
短期借款	438	537	1500	1700	1900
应付账款	81	14	26	73	98
预收账款	294	0	0	0	0
其他	857	24	34	34	34
长期负债	41	49	49	49	49
长期借款	0	0	0	0	0
其他	41	49	49	49	49
负债合计	1711	624	1610	1857	2082
股本	860	4051	7240	7240	7240
资本公积金	2485	1487	8161	8161	8161
留存收益	102	(79)	345	2021	4318
少数股东权益	23	0	0	0	0
归属于母公司所有者权益	3447	5459	15746	17422	19720
负债及权益合计	5181	6083	17356	19279	21802

现金流量表

	2015	2016	2017E	2018E	2019E
经营活动现金流	223	273	2416	757	2480
净利润	30	(181)	425	1803	2838
折旧摊销	26	71	5	204	444
财务费用	80	44	(4)	(17)	2
投资收益	(92)	32	0	0	0
营运资金变动	204	244	2005	(1278)	(844)
其它	(25)	63	(14)	46	39
投资活动现金流	222	(2128)	(1600)	(2600)	(3000)
资本支出	(7)	(38)	(2000)	(2600)	(3000)
其他投资	229	(2090)	400	0	0
筹资活动现金流	(493)	2121	10830	90	(343)
借款变动	(2653)	(44)	963	200	200
普通股增加	235	3191	3189	0	0
资本公积增加	2004	(998)	6674	0	0
股利分配	0	0	0	(127)	(541)
其他	(79)	(28)	4	17	(2)
现金净增加额	(48)	266	11647	(1753)	(863)

资料来源：公司数据、招商证券

利润表

	2015	2016	2017E	2018E	2019E
营业收入	430	243	1309	4450	6551
营业成本	336	183	517	1462	1966
营业税金及附加	27	14	76	222	328
营业费用	23	12	9	9	10
管理费用	88	90	86	160	190
财务费用	74	37	(4)	(17)	2
资产减值损失	16	(13)	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
投资收益	92	(35)	0	0	0
营业利润	(41)	(115)	624	2613	4055
营业外收入	53	2	0	0	0
营业外支出	1	5	0	0	0
利润总额	12	(118)	624	2613	4055
所得税	(23)	75	200	810	1216
净利润	34	(193)	425	1803	2838
少数股东损益	4	(11)	0	0	0
归属于母公司净利润	30	(181)	425	1803	2838
EPS (元)	0.04	(0.04)	0.06	0.25	0.39

主要财务比率

	2015	2016	2017E	2018E	2019E
年成长率					
营业收入	-54%	-43%	439%	240%	47%
营业利润	-210%	-181%	642%	319%	55%
净利润	-179%	-697%	334%	325%	57%
获利能力					
毛利率	22.0%	24.8%	60.5%	67.1%	70.0%
净利率	7.1%	-74.6%	32.4%	40.5%	43.3%
ROE	0.9%	-3.3%	2.7%	10.3%	14.4%
ROIC	0.6%	-2.5%	2.4%	9.4%	13.1%
偿债能力					
资产负债率	33.0%	10.3%	9.3%	9.6%	9.5%
净负债比率	9.4%	8.8%	8.6%	8.8%	8.7%
流动比率	1.1	5.1	8.1	6.7	6.0
速动比率	0.8	5.1	8.1	6.7	5.9
营运能力					
资产周转率	0.1	0.0	0.1	0.2	0.3
存货周转率	0.2	0.8	22.1	20.5	15.9
应收帐款周转率	6.9	5.8	48.7	60.6	46.7
应付帐款周转率	1.4	3.8	25.8	29.5	22.9
每股资料 (元)					
每股收益	0.04	-0.04	0.06	0.25	0.39
每股经营现金	0.26	0.07	0.33	0.10	0.34
每股净资产	4.01	1.35	2.17	2.41	2.72
每股股利	0.00	0.00	0.02	0.07	0.12
估值比率					
PE	113.4	-89.5	68.4	16.1	10.2
PB	1.0	3.0	1.8	1.7	1.5
EV/EBITDA	341.9	-1937.3	29.7	6.6	4.1

分析师承诺

负责本研究报告的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。

王 强，招商证券研发中心董事，石化行业首席分析师。浙江大学工学学士、硕士，意大利管理硕士；2年石化企业运营经验、7年证券研究经验。曾就职于湘财证券、银河证券、中信建投证券研究部，2017年2月加入招商证券。所在团队2011-2016年获得新财富石油化工行业3年第1名、3年第2名，2012-2015年连续4年获得水晶球石油化工行业第1名。

石 亮，石化行业分析师。复旦大学理学学士，上海财经大学金融学硕士，4年化工实业经验，4年证券研究经验，曾就职于国联证券、中信建投证券研究所。2017年6月加入招商证券，从事石油化工行业研究。

李 舜，石化行业分析师。清华大学工程管理硕士。6年石化化工实业经验，曾经在多个石化化工市场信息咨询机构任职。2016年5月加入招商证券，从事石油化工领域行业研究。

王 亮，石化行业分析师，硕士、高工。清华大学、中科院6年能源化工实业经验，2年证券研究经验，曾就职于太平洋证券研究院，2017年8月加入招商证券，从事石油化工行业研究。

投资评级定义

公司短期评级

以报告日起6个月内，公司股价相对同期市场基准（沪深300指数）的表现为标准：

- 强烈推荐：公司股价涨幅超基准指数20%以上
- 审慎推荐：公司股价涨幅超基准指数5-20%之间
- 中性：公司股价变动幅度相对基准指数介于±5%之间
- 回避：公司股价表现弱于基准指数5%以上

公司长期评级

- A：公司长期竞争力高于行业平均水平
- B：公司长期竞争力与行业平均水平一致
- C：公司长期竞争力低于行业平均水平

行业投资评级

以报告日起6个月内，行业指数相对于同期市场基准（沪深300指数）的表现为标准：

- 推荐：行业基本面向好，行业指数将跑赢基准指数
- 中性：行业基本面稳定，行业指数跟随基准指数
- 回避：行业基本面向淡，行业指数将跑输基准指数

重要声明

本报告由招商证券股份有限公司（以下简称“本公司”）编制。本公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告基于合法取得的信息，但本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。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，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。除法律或规则规定必须承担的责任外，本公司及其雇员不对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失负任何责任。本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。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突。

本报告版权归本公司所有。本公司保留所有权利。未经本公司事先书面许可，任何机构和个人均不得以任何形式翻版、复制、引用或转载，否则，本公司将保留随时追究其法律责任的权利。