

# 看好行业回暖，全球油气设备龙头将迎戴维斯双击

买入 (维持)

2021年01月31日

证券分析师 陈显帆

执业证号: S0600515090001

021-60199769

chenxf@dwzq.com.cn

研究助理 严佳

yanj@dwzq.com.cn

盈利预测与估值	2019A	2020E	2021E	2022E
营业收入 (百万元)	6,925	8,659	9,998	13,137
同比 (%)	50.7%	25.0%	15.5%	31.4%
归母净利润 (百万元)	1,361	1,753	2,031	2,779
同比 (%)	121.2%	28.8%	15.9%	36.8%
每股收益 (元/股)	1.42	1.83	2.12	2.90
P/E (倍)	30.26	23.49	20.27	14.82

## 投资要点

### ■ 看好油价恢复至成本中枢以上，全球油气资本开支将回温

2020 年全球油气资本开支同比下滑 19%，疫情结束需求恢复后将会导致供需紧张，我们判断油价将修复，稳定在成本中枢以上（50 美元/桶左右），这也将驱动 2021 年海外油气巨头资本开支筑底回升。油价在 40-50 美元/桶时，三桶油盈利水平将恢复安全边际，国内保供政策强支撑逻辑仍然有效，三桶油有较强劲动力加大勘探开采资本支出。近期受新冠疫苗交付+OPEC 减产协议延长利好，国际油价已逐步回温至 50 美元/桶以上，带动北美压裂作业温和回暖，根据 BAKER HUGHES 统计，全美活跃钻机数由 20 年 7 月底的 251 台已回升至 21 年 1 月中旬的 373 台。

### ■ 公司基本面穿越牛熊，国内能源保供政策持续支撑油服景气度

复盘公司历史业绩，本轮周期公司业绩受油价下行影响趋弱。我们认为周期弱化的原因主要有：1) 周期驱动因素不同：上一轮周期主要由国际油价驱动，本轮周期主要由国内能源保供政策驱动，目前国内原油产量距离 2 亿吨红线仍有差距，油气对外依存度逐年攀升背景下，国内保供政策将继续为勘探开采景气形成强支撑；2) 国内页岩油气开采仍在发展初期，成长空间广：公司主营压裂设备更多用于页岩油气开采，目前页岩气开发已迈过盈亏平衡点，未来降本增效仍将持续，拉长产业链景气周期。页岩油开采仍处发展初期，常规石油增产乏力背景下，页岩油将成为重要补充，其开采提速与油价波动关联度较低。

### ■ 新型压裂设备具备全球竞争力，海外扩张有望再造一个杰瑞

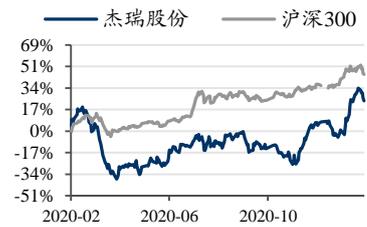
压裂环节是页岩油气开发中降本增效的关键环节，电驱、涡轮等新型压裂设备在降低设备购置成本和能源消耗成本、提高利用率等方面具备显著优势。北美市场压裂设备存量近 2400 万水马力，为国内的 6 倍，其中 1/3 寿命已经达到十年以上，具备大量刚性替换需求，且行业洗牌后存活下来的公司将更注重降本增效，我们预计新型压裂设备渗透率有望加速提升。我们测算，2025 年全球压裂设备市场空间超 300 亿元，其中电驱和涡轮压裂设备市场空间超 120 亿元，2020-2025 年 CAGR 达 35%。

公司 2019 年 4 月发布的全球首个电驱压裂成套设备，与 2019 年 11 月全球单机功率最大的涡轮压裂设备在北美批量销售，展现出公司在新型压裂设备方面已处于全球领先地位。伴随新型压裂设备渗透率提升，有望抢占北美市场份额。对标哈里伯顿、GE 等海外巨头，公司收入体量提升空间仍然广阔，我们看好公司在北美市场的业绩释放潜力。

■ **盈利预测与投资评级：**我们预计公司 2020-2022 年归母净利润为 17.5/20.3/27.8 亿元，对应 PE 为 23/20/15X，目前估值较低，行业迎来拐点+公司具备成长基因，有望迎接戴维斯双击，维持“买入”评级。

■ **风险提示：**油价走势不及预期、中美贸易战对原油市场影响、国内三桶油资本开支力度不及预期。

## 股价走势



## 市场数据

收盘价(元)	42.99
一年最低/最高价	20.68/47.07
市净率(倍)	3.92
流通 A 股市值(百万元)	25925.77

## 基础数据

每股净资产(元)	10.98
资产负债率(%)	39.75
总股本(百万股)	957.85
流通 A 股(百万股)	603.07

## 相关研究

- 1、《杰瑞股份 (002353)：看好行业回暖，全球油气设备龙头价值将重估》2021-01-15
- 2、《杰瑞股份 (002353)：Q3 业绩维持高增，油服行业景气持续》2020-10-29
- 3、《杰瑞股份 (002353)：上半年业绩高增长，油服龙头确定性增强》2020-08-11

## 内容目录

<b>1. 看好油价恢复至成本中枢以上，全球油气资本开支将回温</b> .....	<b>5</b>
1.1. 供需紧张引致油价上行，全球油气资本开支有望回暖 .....	5
1.2. 三桶油盈利水平恢复安全边际，国内保供政策强支撑逻辑仍然有效 .....	7
<b>2. 公司基本面穿越牛熊，国内能源保供政策持续支撑油服景气度</b> .....	<b>9</b>
2.1. 复盘：基本面无惧油价波动，本轮油价下行期间公司业绩仍强劲增长 .....	9
2.2. 油气自给率逐年下降背景下，国内能源保供政策将持续支撑 .....	12
2.3. 国内页岩油气开采将拉长压裂设备景气周期 .....	14
2.3.1. 我国页岩油气储量丰富，参考美国页岩油气革命将有广阔发展潜力 .....	14
2.3.2. 页岩气开发已迈过盈亏平衡点，具有一定经济性 .....	16
2.3.3. 页岩油单桶成本已下降至 55-60 美元/桶，未来降本增效仍将延续 .....	21
2.3.4. 页岩油气增产趋势明朗，国内压裂车需求将持续走阔 .....	25
<b>3. 新型压裂设备具备全球竞争力，海外扩张有望再造一个杰瑞</b> .....	<b>26</b>
3.1. 较传统压裂设备，电驱&涡轮压裂设备降本增效效果显著 .....	26
3.2. 北美压裂市场空间大，降本增效需求下新型压裂设备加速渗透 .....	28
3.3. 公司新型压裂设备弯道超车，看好业绩释放潜力 .....	31
<b>4. 盈利预测与估值</b> .....	<b>34</b>
4.1. 核心假设与盈利预测 .....	34
4.2. 公司估值 .....	35
<b>5. 风险提示</b> .....	<b>36</b>

## 图表目录

图 1: 2020 年前三季度, 国际三大石油公司 CAPEX 均下滑超过 20% (单位: 十亿美元) ....	5
图 2: 2020 年全球石油行业资本支出同比-19%.....	5
图 3: 全球制造业 PMI 回升至 50 以上 .....	6
图 4: 2020 年下半年全球原油供需平衡已呈现紧张状态 (单位: 百万桶/日) .....	6
图 5: 受疫苗及减产协议延长等因素利好, 油价逐步回温 (单位: 美元/桶) .....	7
图 6: 北美活跃钻机数出现反转.....	7
图 7: 油价在 40-50 美元/桶时, 三桶油依然可维持盈利.....	8
图 8: 2017 年起“三桶油”勘探与开发资本开支迈入加速期.....	8
图 9: 公司业绩与油价相关性逐渐减弱.....	11
图 10: 我国能源消费量稳定增长, 油气占比提升 (单位: 亿吨标准煤) .....	12
图 11: 国内原油和天然气产量增速难以满足能源需求增长.....	12
图 12: 国内原油和天然气自给率不断下降.....	12
图 13: 原油超过芯片, 成为我国第一大贸易逆差板块.....	12
图 14: 国内油气保供上产压力仍大, 政策持续不断加码.....	13
图 15: 2018 年我国页岩气储量位居世界第一.....	14
图 16: 2017 年我国页岩油储量位居世界第三.....	14
图 17: 2017 年美国实现天然气自给, 并成为净出口国.....	15
图 18: 美国页岩革命经历了四大阶段, 已全面实现天然气自给.....	15
图 19: 补贴新政强调多增多补、冬增冬补, 将提速非常规气开发进程.....	16
图 20: 页岩气成本主要分为 CAPEX 与 OPEX.....	17
图 21: 水力压裂、钻机 and 钻井液分列钻完井成本前二位.....	18
图 22: 我国钻井指标仍与美国有较大差距.....	19
图 23: 通过改进布井方式及开采技术, 美国 Eagle Ford 增大了潜在储量.....	19
图 24: 每口井泵入支撑剂量持续上升 (单位: 磅) .....	20
图 25: 每级泵入的支撑剂量逐年上升 (单位: 磅) .....	20
图 26: 通过改进布井方式及开采技术, 美国 Eagle Ford 增大了潜在储量.....	20
图 27: 页岩油井口产量递减速度较快.....	22
图 28: 固定资本支出包括权购置成本、前期勘探成本、占地成本、钻完井成本、基础设施成本.....	22
图 29: 水平井和水力压裂技术是提高页岩油气单井产量的关键.....	25
图 30: 压裂机组主要包括压裂车、混砂车、仪表车、管汇车等设备.....	26
图 31: 电驱压裂装备较传统压裂装备成本优势明显.....	27
图 32: 电动泵压裂比常规压裂车节省约 45% 的单井费用 .....	27
图 33: 涡轮压裂设备较传统压裂设备具备效率高、成本低、环保等优势.....	28
图 34: 2019 年末北美在用压裂设备达 2350 万水马力.....	28
图 35: 2019 年中国在用压裂设备约为 398 万水马力.....	28
图 36: 北美页岩油保本成本不断下行 (单位: 美元/桶) .....	29
图 37: 从 2019 年 12 月中石油招标租赁合同来看, 电驱设备总功率占比达 15%.....	30
图 38: 我们预计 2025 年全球压裂设备市场空间超 300 亿元, 其中电驱压裂市场空间超 120 亿元.....	31
图 39: 公司涡轮压裂设备已更新到第三代.....	31
图 40: 公司自主研发的电驱压裂设备市场反馈良好.....	31

图 41: 公司产品不断获得海外认可, 具备全球竞争力.....	32
图 42: 大马力电驱压裂设备是杰瑞的优势产品.....	33
图 43: 杰瑞技术人员占比远高于其他可比公司.....	33
图 44: 公司研发费用率稳定在 3%左右.....	33
图 45: 公司压裂设备零部件自制率较高, 电驱压裂设备零部件实现完全国产化.....	34
表 1: 单井固定成本支出合计为 6000 万元.....	23
表 2: 页岩油井口可变成本测算.....	24
表 3: 当固定成本降至 3000 万元以下时, 盈亏平衡点在 50 美元以下, 存在经济性.....	24
表 4: 杰瑞股份营收拆分.....	35
表 5: 可比公司估值 (PE) .....	36

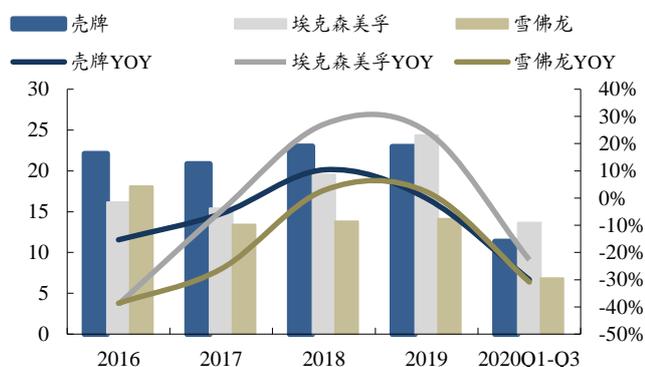
## 1. 看好油价恢复至成本中枢以上，全球油气资本开支将回温

### 1.1. 供需紧张引致油价上行，全球油气资本开支有望回暖

我们对油价的判断是：2021年和2022年将是需求决定原油价格的两年，供需紧张将使得原油价格震荡上行，油价将修复并稳定在成本中枢以上（50美元/桶左右），油价的断崖式下跌短期不会再出现。

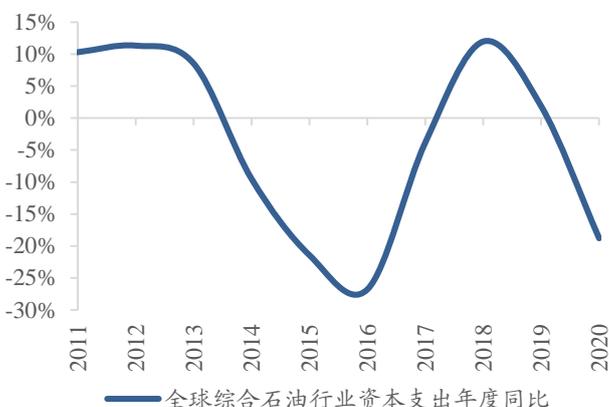
从供给端看，2020年全球油气资本开支大幅下滑，叠加OPEC减产协议延长，决定了2021年将是油气供给较为紧缩的一年。一方面，2020年受新冠疫情影响，全球石油需求出现暴跌，致使布伦特油价由60美元/桶以上下滑至低点19.6美元/桶。面临新冠肺炎疫情引发的供需失衡和大宗商品价格下跌，全球油气巨头纷纷削减资本开支：2020年前三季度，壳牌实际资本开支113.8亿美元（同比-30%），埃克森美孚实际资本开支136.5亿美元（同比-23%），雪佛龙实际资本开支68.6亿美元（同比-31%）。根据Bloomberg统计，2020年全球石油行业资本支出同比-19%，大量油气公司退出开采项目并推迟项目的投产，据Rystad估计有1950亿美元规模的非页岩油项目将会推迟。另一方面，2021年1月5日，OPEC+达成减产协议，沙特阿拉伯意外宣布将在2、3月份自愿大幅减产100万桶/日，其他成员国保持产量稳定或小幅增产。上述因素决定了2021年将是油气供给较为紧缩的一年。

图1：2020年前三季度，国际三大石油公司CAPEX均下滑超过20%（单位：十亿美元）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图2：2020年全球石油行业资本支出同比-19%

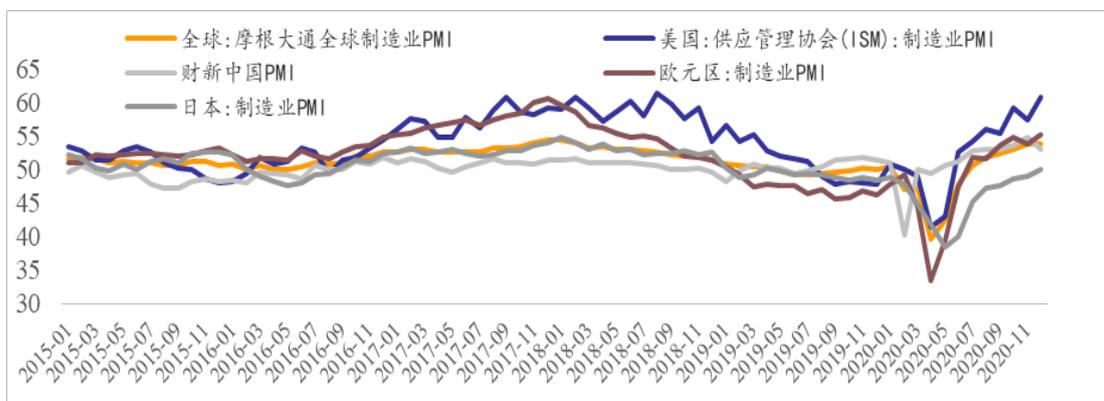


数据来源：Bloomberg，东吴证券研究所

从需求端看，疫苗的推出有望使全球生产和出行等逐步恢复，推动油气需求加速修复。2014年以来，由于美国页岩油增产成功，国际油价基本由供给面决定，但我们判断2021-2022年决定油价走势的将是成品油需求的恢复速度和速率。2020年12月，辉瑞和BioNTech新冠疫苗获美国食品及药物管理局（FDA）批准，后续全球各企业不同技术平台的新冠疫苗相继获批或公布III期临床数据。随着疫苗推广，全球生产及出行等

需求有望恢复，2020年12月，美国、中国、欧元区、日本等全球主要经济体制造业 PMI 均已恢复至 50 以上。

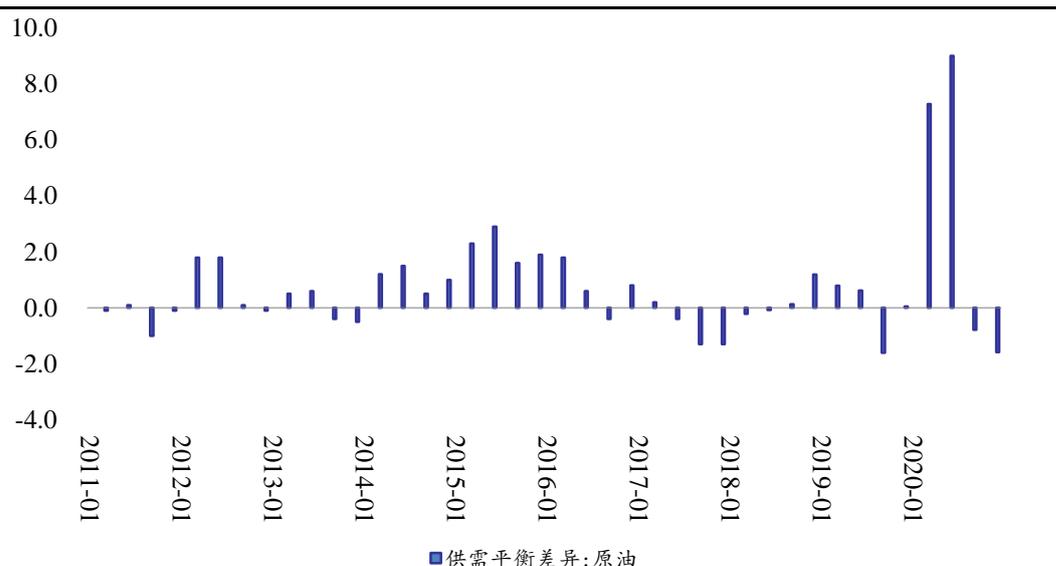
图 3: 全球制造业 PMI 回升至 50 以上



数据来源: Wind, 东吴证券研究所

疫情缓和需求恢复后将会导致石油供需紧张，我们判断油价将修复，稳定在成本中枢以上（50 美元/桶左右）。根据东吴策略组的测算，在上述石油供需的假设下，2021 年上半年市场的平衡表约为 180 万桶/天的短缺，2021 年下半年市场会逐渐回归平衡，预计为约 20 万桶/天的短缺。2022 年上半年约为 150 万桶/天的短缺。根据 OPEC 的统计，历经 2020 年上半年石油供给的大幅盈余后，2020 年下半年全球石油供需已出现短缺，三季度为 78 万桶/天的短缺，四季度为 158 万桶/天的短缺。我们判断，石油供给紧张将使得油价逐步修复，并稳定在成本中枢以上（50 美元/桶左右），油价的大幅度下滑短期不会再出现，预计 2021 年原油将震荡上浮，价格会恢复到 50-55 美金/桶的水平。

图 4: 2020 年下半年全球原油供需平衡已呈现紧张状态 (单位: 百万桶/日)

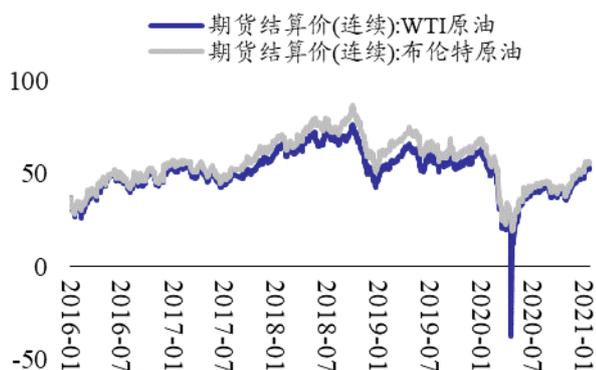


数据来源: OPEC, 东吴证券研究所

近期油价逐步修复，以及北美活跃钻机数出现反转，验证需求拉动油价的逻辑，油气行业筑底回升。近期受新冠疫苗交付+OPEC 减产协议延长等因素利好，国际油价已逐步回温至 50 美元/桶以上，带动北美压裂作业温和回暖，根据 BAKER HUGHES 统计，全美活跃钻机数由 20 年 7 月底的 251 台已回升至 21 年 1 月中旬的 373 台，验证行业正在筑底回升期。

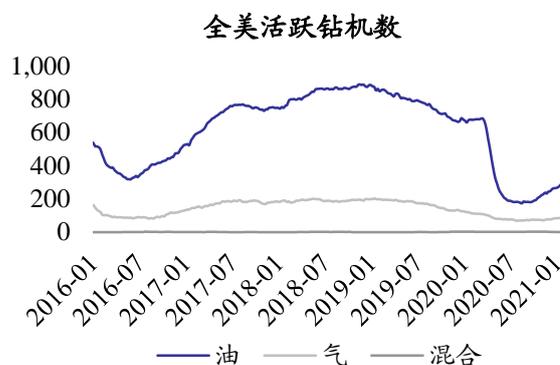
油价复苏有望驱动 2021 年海外油气巨头资本开支回暖。面对未来行业复苏情况，海外油服巨头均表现出谨慎乐观的态度：斯伦贝谢预测 2021 年一季度客户海外支出将增加；哈里伯顿预计北美以外的市场可能在 2021 年下半年实现两位数增长；贝克休斯预测拉丁美洲、北海和中东的经济将出现温和复苏。

图 5：受疫苗及减产协议延长等因素利好，油价逐步回温（单位：美元/桶）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 6：北美活跃钻机数出现反转

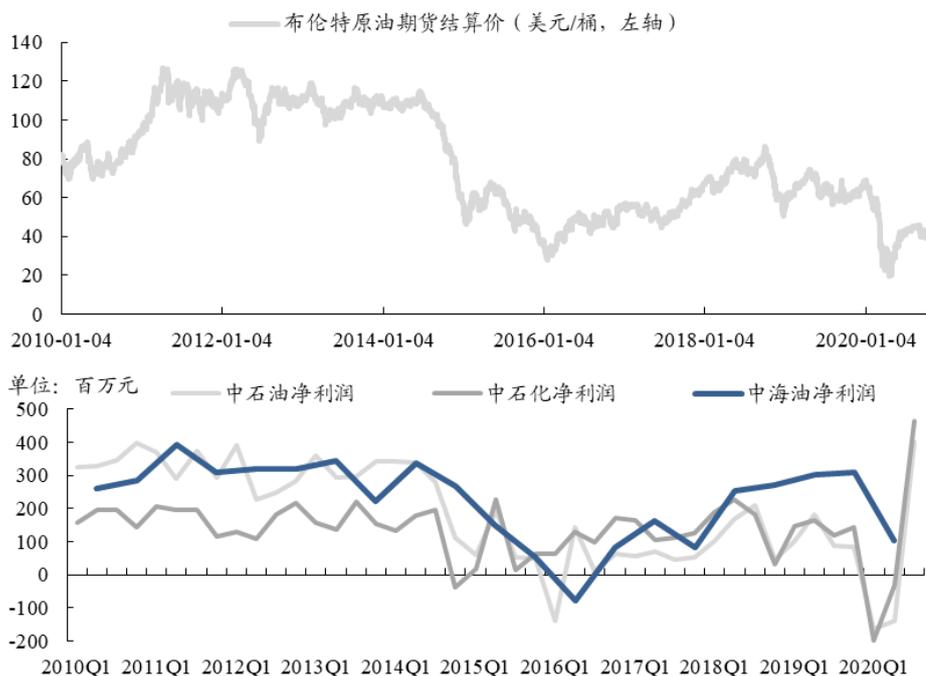


数据来源：BAKER HUGHES，东吴证券研究所

## 1.2. 三桶油盈利水平恢复安全边际，国内保供政策强支撑逻辑仍然有效

复盘历史油价与三桶油业绩情况，我们发现油价在 40-50 美元/桶时，三桶油依然可维持盈利。从历史来看，2015 年中-2017 年中，布伦特原油期货结算价在 40-50 美元/桶的低位波动，2015 年-2017 年三桶油依然实现合计 882 亿元、552 亿元、987 亿元的净利润，因此低油价下三桶油仍有能力维持较高水平的资本开支。历经 2020Q1-Q2 的亏损后，目前中石油和中石化的盈利水平也已恢复安全边际：2020Q3，中石油实现归母净利润 400.5 亿元（同比+351.9%，净利率 8.1%），中石化实现归母净利润 463.9 亿元（同比+288.4%，净利率 8.9%）。中海油 2020H1 则实现净利润 103.8 亿元（净利率 13.9%）。

图 7: 油价在 40-50 美元/桶时, 三桶油依然可维持盈利

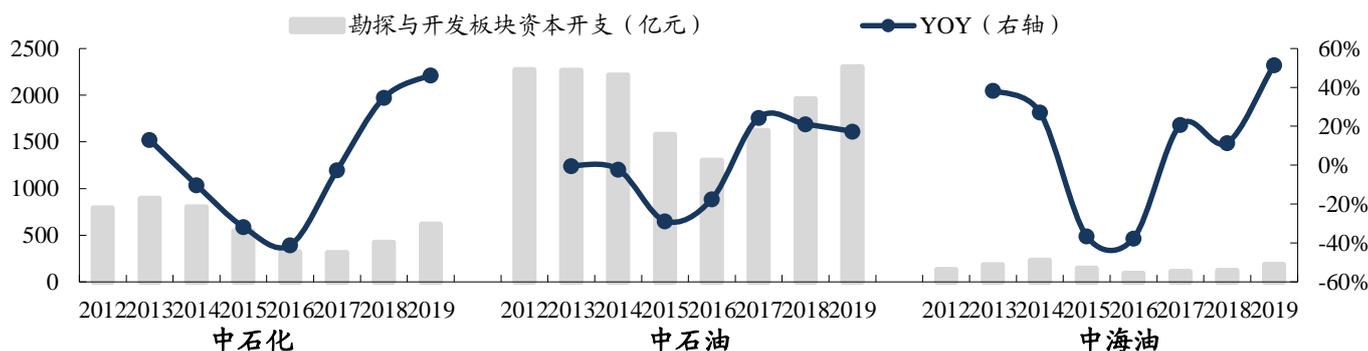


数据来源: Wind, 东吴证券研究所

注: 中海油净利润为半年度统计, 中石油、中石化净利润为单季度统计

目前油价已恢复安全边际, 国内保供政策推动勘探开采景气的逻辑仍然有效, 三桶油有较强动力加大勘探开采资本支出。在 2017 年 12 月起国内能源保供政策支持下, “三桶油”纷纷加大国内油气勘探开发力度, 勘探与开发板块资本开支增速屡创新高。2019 年, 中石化勘探与开发板块资本开支 617 亿元, 同比+46.2%; 中石油勘探与开发板块资本开支创历史新高 2301 亿元, 同比+17.3%; 中海油勘探与开发板块资本开支 186.7 亿元, 同比+51.4%。2020 年, 受到疫情和油价大幅下跌影响, “三桶油”勘探与开发板块资本开支有所下滑, 中石油 2020Q1-Q3 勘探与开发资本开支 322 亿元, 中石化 2020H1 勘探与开发资本开支 544 亿元, 预计全年将达 1802 亿元, 中海油 2020H1 勘探与开发资本开支 69 亿元, 但长期保供上产目标并未改变。我们预计, 随着疫情缓解和油价恢复, 2021 年“三桶油”勘探与开发资本开支仍将保持增长。

图 8: 2017 年起“三桶油”勘探与开发资本开支迈入加速期



数据来源：各公司公告，东吴证券研究所

## 2. 公司基本面穿越牛熊，国内能源保供政策持续支撑油服景气度

### 2.1. 复盘：基本面无惧油价波动，本轮油价下行期间公司业绩仍强劲增长

根据石油行业景气度及公司业绩表现，我们将杰瑞股份发展历程分为五个阶段：

1) **高速发展期（2010年-2014年）**：此阶段国际油价一直位于 80-130 美元/桶左右的高位，油气产业链维持高景气。从 2010 年开始，世界各国经济逐步从经济危机中走出谷底，尤其是亚洲国家经济强劲反弹，油价呈现前稳后升的态势，维持在 70-80 美元/桶左右。2011 年，“阿拉伯之春”的革命浪潮使得伊拉克、利比亚等国的石油供给大幅减少，助推油价上升至 100 美元/桶以上。国际油价在高位震荡也使得国内三桶油资本开支高增，2012 年三桶油合计资本支出 5816 亿元，同比+27.8%。

杰瑞股份设备业务也在此阶段迅速发展，收入及净利润实现高速增长。2011 年起公司产业链逐步向上延伸，购置加拿大三大油田区块，进军油气田开发。同时为美国页岩气开发输送全套压裂装备，打开北美市场。2010-2014 年，公司营业收入 CAGR 达 47.4%，归母净利润 CAGR 达 43.6%。

2) **行业下行期（2014年中-2015年底）**：此阶段全球石油需求不足，而页岩油气的开发增加了美国的油气供应，导致供需不平衡，油价大幅下滑。2014 年，全球经济除了美国之外，恢复的幅度实际都略低于预期，尤其欧洲和中国下半年经济增速的放缓，导致了对大宗商品需求量的下降。而从供给端看，美国页岩油产量放量大幅超预期，从 2008 年的不足 50 万桶/日发展到 400 万桶/日生产规模；于此同时，随着伊拉克、利比亚等产油国地缘政治危机得到缓解，OPEC 原油恢复正常供给。2014Q3，OPEC 原油生产为每天 3030 万桶，已高于每日产油上限。国际油价由 110 美元/桶左右下跌至低点 28.4 美元/桶。

同时，国内反腐席卷三桶油，资本开支大幅下滑，2015 年三桶油资本开支合计为 3803 亿元，同比-31.1%。上述因素导致国产设备商业绩承压，公司收入及净利润均出现明显下滑：2015 年公司实现收入 28.27 亿元，同比-36.6%；归母净利润 1.45 亿元，同比-87.94%。

3) **低位震荡期（2016年-2017年）**：国际油价逐渐复苏，但国内油服行业仍较为低迷，公司业绩仍位于低位。2016 年底，低油价的持续使得产油国财政普遍难以

承受，从而迫使其更愿意采取“限产保价”的策略。2016年年初，OPEC提出与非OPEC合作“冻产”以改善市场形势；9月28日，OPEC达成限产框架协议；11月30日，OPEC达成8年来首份限产协议，同意自2017年1月起将原油日产量削减至3250万桶，减产幅度120万桶/日，持续时间6个月。油价从谷底复苏，一度达到80美元/桶以上。

然而反腐浪潮下国内油服行业表现仍然低迷，2016年三桶油合计资本支出2976亿元，同比-21.8%，其中勘探与开采板块合计资本支出1716亿元，同比-24.5%。杰瑞股份的业绩也在2016-2017年连续下滑，2017年归母净利润0.68亿元，同比-43.8%。

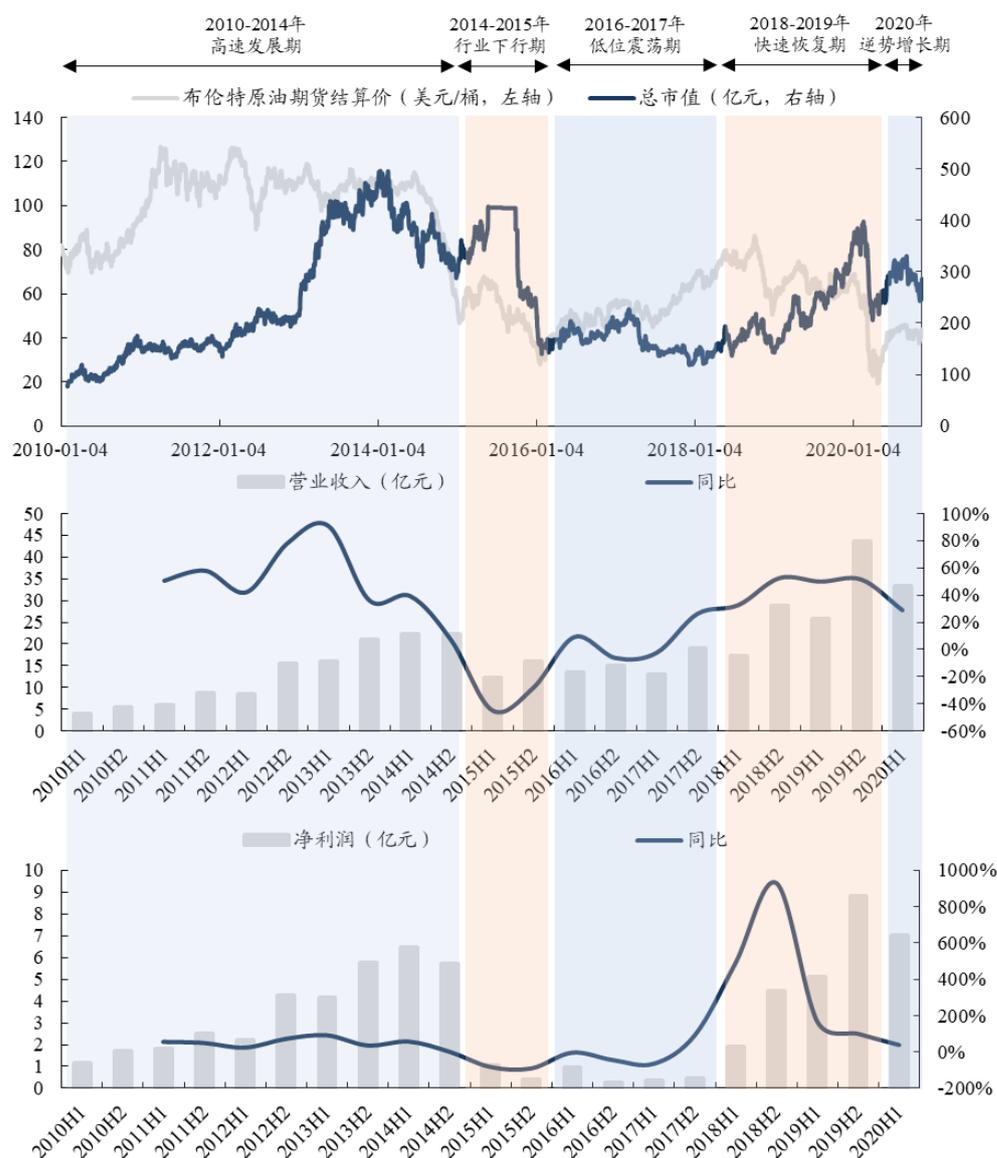
- 4) **快速复苏期(2018年-2019年): 油价持续震荡, 国内能源保供政策推动三桶油资本开支快速恢复。**随着天然气需求维持高速增长, 国内油气自给率不断下滑, 政策端保供要求强烈。2017年12月起, 习近平总书记对能源保供问题多次作出重要批示, 2018年国务院下发《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》, 明确提出要加大国内勘探开发力度。三桶油也纷纷出台加大油气勘探开发力度的相关计划方案, 2019年三桶油合计资本开支5224亿元, 同比+19.8%, 其中勘探与开采板块合计资本开支3105亿元, 同比+23.9%。

虽然此阶段国家油价持续震荡, 曾一度下跌至50.47美元/桶, 但国内在政策推动下, 油服行业迎来新一轮景气周期。公司钻完井设备持续火爆, 业绩迅速复苏。2019年公司实现收入69.3亿元, 同比+50.7%, 归母净利润13.6亿元, 同比+121%。

- 5) **逆势增长期(2020年至今): 受疫情影响, 全球石油需求大幅下降, 油价明显下行, 但公司业绩仍维持较高增长。**

**通过复盘公司历史业绩, 我们发现本轮周期公司业绩受油价下行影响显著趋弱。**上一轮周期下行为2014年中至2015年底, 国际油价由110美元/桶左右下跌至低点28.4美元/桶, 叠加国内反腐因素, 国内外油气公司资本开支大幅下行, 致使2015年公司营业收入同比-36.6%, 归母净利润同比-88%。本轮周期始于2018年, 主要受国内能源保供政策驱动, 2020年受疫情影响油价由60美元/桶以上下滑至低点19.6美元/桶, 但2020Q1-Q3公司实现收入同比+28%, 归母净利润同比+23%, 合同负债仍实现同比+10.5%; 2020H1公司新增订单46.6亿元, 同比+27.4%, 其中钻完井设备订单增幅超过70%。

图 9：公司业绩与油价相关性逐渐减弱



数据来源：Wind，东吴证券研究所

我们认为公司业绩表现超预期，与油价变化相关性趋弱，原因主要为：1) 周期驱动因素不同：上一轮周期主要由国际油价驱动，本轮周期主要由国内能源保供政策驱动，目前国内原油产量距离 2 亿吨红线仍有差距，油气对外依存度逐年攀升背景下，国内保供政策将继续为勘探开采景气形成强支撑。2019 年公司国内业务收入占比达 71.0%，这部分业务受油价波动影响较小，形成公司业绩安全垫；2) 国内页岩油气开采仍在发展初期，成长空间广：公司主营压裂设备更多用于页岩油气开采，目前页岩气开发已迈过盈亏平衡点，未来降本增效仍将持续，拉长产业链景气周期。页岩油开采仍处发展初期，常规石油增产乏力背景下，页岩油将成为重要补充，其开采提速与油价波动关联度较低。下文中我们将对上述因素进行详细分析。

## 2.2. 油气自给率逐年下降背景下，国内能源保供政策将持续支撑

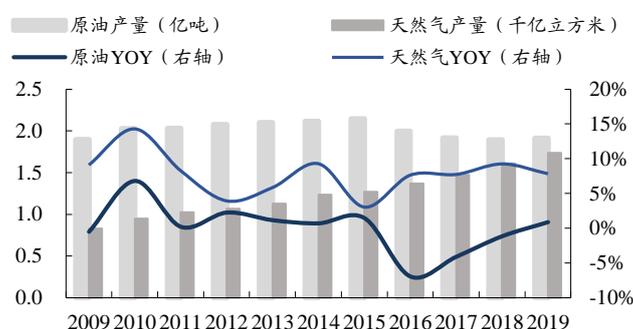
国内常规油气增产乏力，难以满足国内能源需求增长。我国目前仍处于经济快速发展阶段，工业化逐步迈入中后期，国内能源需求仍在稳步提升，2019年国内能源消费总量达48.7亿吨标准煤，同比+3.3%。其中原油占比为18.9%，同比持平，2009-2019年原油消耗量CAGR为5.3%；天然气占比为8.1%，同比+0.5pct，天然气是一种清洁能源，近年来政策支持和投资力度较大，2009-2019年天然气消耗量CAGR达12.9%。然而与此对应的是我国油气产量增长缓慢：2019年国内原油产量1.91亿吨，同比+0.9%，距离2亿吨红线仍有差距；天然气产量1736亿立方米，同比+8%，连续十年增速低于10%。

图 10：我国能源消费量稳定增长，油气占比提升（单位：亿吨标准煤）



数据来源：Wind，东吴证券研究所

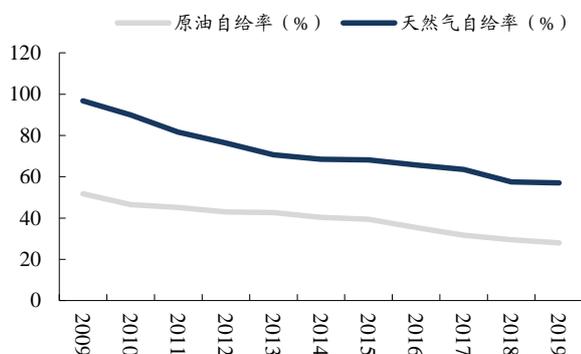
图 11：国内原油和天然气产量增速难以满足能源需求增长



数据来源：Wind，东吴证券研究所

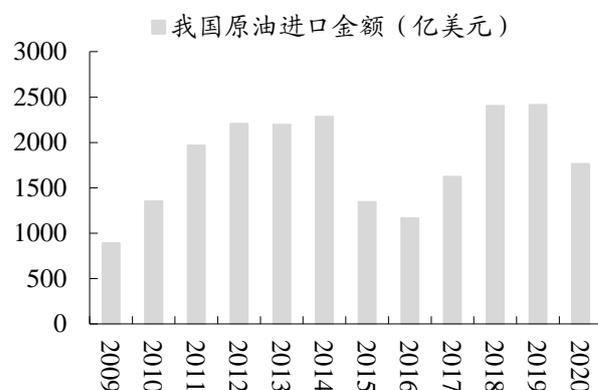
国内原油和天然气自给率不断下降，原油已成为我国第一大贸易逆差板块。国内油气需求和供给之间的差距逐步拉大，导致油气自给率持续下滑。2019年，我国原油进口量达5.06亿吨，同比增长9.5%，原油自给率仅28%，远低于国际警戒线的50%；天然气进口量达1343亿立方米，同比增长6.9%，天然气自给率为57%。原油进口金额已超过芯片，成为我国第一大贸易逆差板块。

图 12：国内原油和天然气自给率不断下降



数据来源：Wind，东吴证券研究所

图 13：原油超过芯片，成为我国第一大贸易逆差板块



数据来源：Wind，东吴证券研究所

**能源自主可控需求迫切，保供上产政策持续加码。**能源安全直接影响到国家安全、可持续发展以及社会稳定，目前我国油气进口依赖度不断攀升，能源自主可控问题亟待解决。2017年12月起，习近平总书记对能源保供问题多次作出重要批示，三桶油纷纷出台加大油气勘探开发力度的相关计划方案。2019年，中石油七年行动计划明确：（1）风险勘探投资2019-2025年提升到50亿元；（2）页岩气产量2020年达120亿立方米，2025年达240亿立方米；（3）致密气产量2020年调增至320亿立方米，2025年达350亿立方米。中海油七年行动计划明确：（1）2025年勘探量和探明储量翻倍，按2017年数据，储量将达50亿桶；（2）到2025年，全面推进建成南海西部油田2000万方、南海东部油田2000万吨的上产目标。2020年是国内油气七年行动计划第二年，仍处于起步阶段，国内原油产量较2亿吨红线仍有差距，天然气也较目标有较大距离，2018-19年天然气产量增速不足以达到2020年产量目标。

图 14：国内油气保供上产压力仍大，政策持续不断加码

时间	事件	核心目标
2017.12-2018.2	习近平前后十多次作出重要批示	▶做好天然气保供供暖工作
2018.8.3	中石油党组会	▶强力推进页岩气上产 ▶实现原油年2亿吨产量目标
2018.8.6	中海油党组会	▶渤海油田3000万吨再稳产10年 ▶推进海上天然气
2018.9.5	国务院天然气发展意见	▶2020年底实现天然气年产量2000亿立方米
2018.9.6	中国石油冬季施工通知	▶新疆油田、大庆油田等均将实行冬季施工 ▶压裂作业协同
2018.11.5	中石油表态将提速非常规油气资源开发	▶全年5000米以上深井、500余口超深井、1500口水平井 ▶4个15%：深井提速15%，事故复杂减少15%，钻机等停减少15%，利用率提升15%
2019.01.17	中国石油集团2019年工作会议	▶国内勘探开发投资运行方案将 <b>同比增长25%</b> ▶风险勘探投资 <b>增长4倍</b> ，由10亿元增至50亿元
2019.01.23	中海油2019年战略展望会议	▶2019年资本开支计划 <b>700-800亿元</b>
2019.2.26	中油油服2019年工作部署	▶新建油气产能比上年增长60%，钻井进尺增长20%以上
2019.5.26	国家能源局召开工作推进会，要求石油企业不折不扣完成《2019-2025七年行动方案》工作要求	<b>中石油七年行动计划明确</b> ： 1、风险勘探投资2019-2025年提升到50亿元。 2、页岩气产量2020年达120亿立方米，2025年达240亿立方米。 3、致密气产量2020年调增至320亿立方米，2025年达350亿立方米。 <b>中海油七年行动计划明确</b> ： 1、2025年勘探量和探明储量翻倍，按2017年数据，储量将达50亿桶。 2、到2025年，全面推进建成南海西部油田2000万方、南海东部油田2000万吨的上产目标。
2020.1.9	自然资源部	▶首次全面开放油气勘查开采市场， <b>允许民企、外资企业等社会各界资本进入油气勘探开发领域</b> ，从今年5月1日起，在我国境内注册，净资产不低于3亿元人民币的内外资公司，均有资格按规定取得油气矿业权。

2020.6.18	国家发改委、国家能源局发布《关于做好2020年能源安全保障工作的指导意见》	▶坚持大力提升国内油气勘探开发力度，加强渤海湾、鄂尔多斯、塔里木、四川等重点含油气盆地勘探力度。推动东部老油气田稳产，加大新区产能建设力度。加快页岩油气、致密气、煤层气等非常规油气资源勘探开发力度，保障持续稳产增产。
2020.8.6	财政部发布《2020年上半年中国财政政策执行情况报告》	▶支持增加国内油气产量。支持煤层气、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用，按照“多增多补”“冬增多补”的原则给予梯级奖补，鼓励地方和企业多产上气。
2020.10.23	国家发改委等六部委联合发布《关于支持民营企业加快改革发展与转型升级的实施意见》	▶进一步开放石油、化工、电力、天然气等重点行业和领域，进一步引入市场竞争机制。
2020.12.21	国务院发布《新时代的中国能源发展》白皮书	▶加大油气资源勘探开发力度，推进原油增储上产。

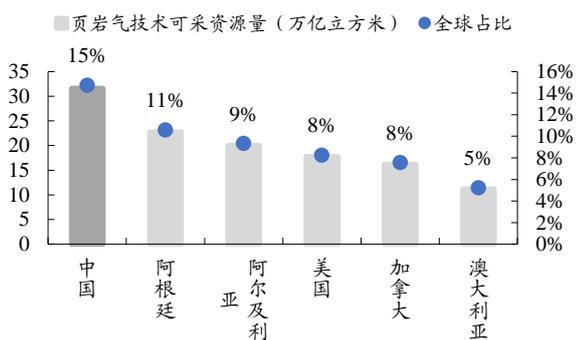
数据来源：各部委管网，各公司公告，国际能源网，东吴证券研究所整理

### 2.3. 国内页岩油气开采将拉长压裂设备景气周期

#### 2.3.1. 我国页岩油气储量丰富，参考美国页岩油气革命将有广阔发展潜力

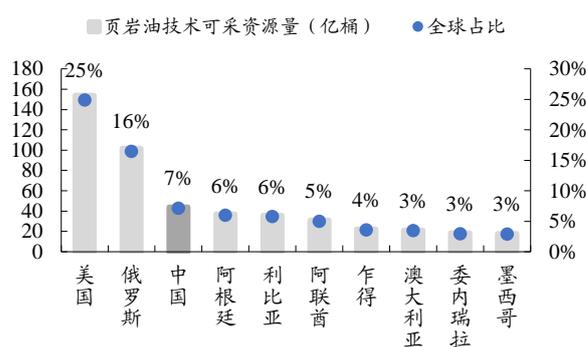
我国页岩油气储量丰富，常规油气增产乏力背景下，有望成为未来油气增产主要来源。根据EIA 2013年的评估，我国页岩气技术可采资源量达1115万亿立方英尺，全球占比为14%，位居全球第二；页岩气技术可采资源量达32亿桶，全球占比为10%。相比之下，我国常规油气储量在全球范围内占比较低，先天禀赋有限。截至2019年，我国页岩气产量不足天然气产量的9%，我们认为非常规油气资源增产仍有广阔空间，未来将成为满足我国能源需求增长的关键点。

图 15: 2018 年我国页岩气储量位居世界第一



数据来源：UNCTAD，东吴证券研究所

图 16: 2017 年我国页岩油储量位居世界第三

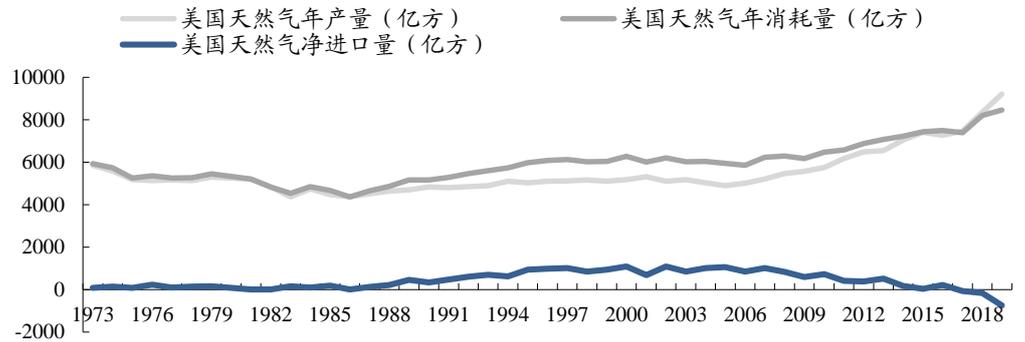


数据来源：EIA，ARI，东吴证券研究所

参考美国页岩油气革命发展历程，我国页岩油气发展大有潜力。在技术进步推动下，美国成功实现了页岩油气的大规模商业应用。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50%。凭借页岩气的持续高产，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。

图 17: 2017 年美国实现天然气自给，并成为净出口国



数据来源：BP，东吴证券研究所

美国页岩革命经历了四大阶段，目前已全面实现天然气自给：

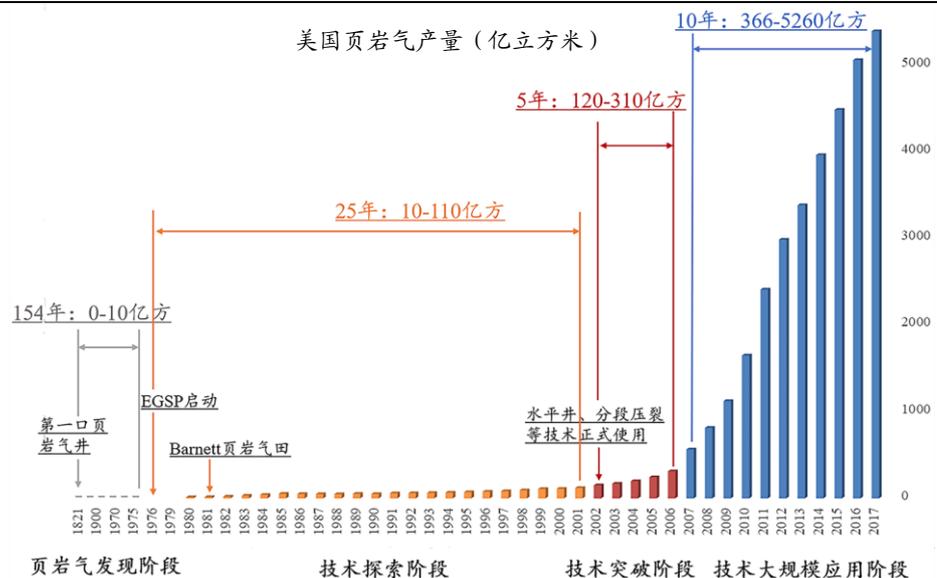
**发现阶段 (1821 年-1975 年)：**页岩气的发现阶段，此阶段受限于技术和地质认识的欠缺，人们并未对页岩气进行大规模的开发利用。

**技术探索阶段 (1976 年-2001 年)：**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，美国政府大力推进非常规天然气的开采与研究，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，页岩气开采经济性仍未达到商业化要求。

**技术突破阶段 (2002 年-2006 年)：**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。

**产量高增阶段 (2007 年至今)：**水平井和多段压裂等技术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。

图 18: 美国页岩革命经历了四大阶段，已全面实现天然气自给



数据来源：EIA，东吴证券研究所

### 2.3.2. 页岩气开发已迈过盈亏平衡点，具有一定经济性

短期来看，页岩气补贴新政注重增产激励，将提速非常规气开发进程。2019年6月，财政部发布《关于〈可再生能源发展专项资金管理暂行办法〉的补充通知》，对非常规气开采提出了新的补贴方案：

**(1) 补贴时间延长：**此前，对于页岩气在2016-2018年补贴标准为0.3元/立方米，2019-2020年补贴标准为0.2元/立方米。而补贴新政明确了，补贴的专项资金实施时间2019年-2023年，补贴时间得到延长。

**(2) 致密气首次纳入补贴范围：**补贴新政明确将致密气归为了非常规天然气资源，并纳入补贴范围，并以2017年产量作为基准。

**(3) 从定额补贴到多增多补：**自2019年起，不再定额补贴标准进行补贴，而是按照“多增多补、冬增冬补”的原则，对超过上年开采利用量的，按照超额程度给予梯级奖补，对未达上年开采利用量的，则相应扣减奖补资金。

我国页岩气开发已具备商业化条件，但由于页岩气储层渗透率低，开采难度相比常规天然气更大，成本更高、投资回收期更长。财政补贴有利于降低投资成本、提振企业开发积极性；同时，“多增多补、冬增冬补”的补贴新政更加注重对增量产能的激励，将有助于非常规油气增产。

图 19：补贴新政强调多增多补、冬增冬补，将提速非常规气开发进程

	页岩气补贴	煤层气补贴	致密气补贴
2012-2015年	0.4元/立方米	0.2元/立方米	无补贴
2016-2018年	0.3元/立方米	0.3元/立方米	无补贴
2019-2020年	原方案：0.2元/立方米	原方案：0.3元/立方米	补贴新政：以2017年产量作为计算基准，进行补贴
	补贴新政：多增多补	补贴新政：多增多补，分配系数上较页岩气多乘1.2	
2020-2023年	多增多补	多增多补，分配系数上较页岩气多乘1.2	
	冬增冬补：每年取暖季（每年1-2月，11-12月）生产的非常规天然气增量部分，分配系数为1.5		

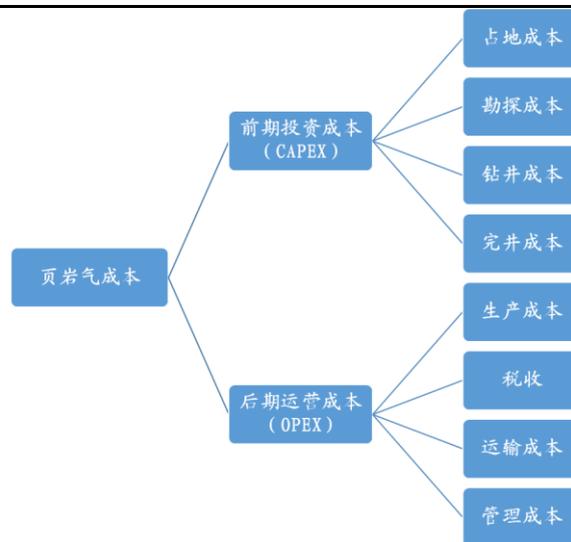
数据来源：财政部，东吴证券研究所

长期来看，页岩气开发已迈过盈亏平衡点，具有一定经济性，未来降本增效仍将持续。增产上储背景下，开采进度有望提速。

根据中国石油发布的数据，2019 年底国内页岩气开采成本为 0.9~1.2 元/立方米。考虑到四川、重庆一带是我国页岩气资源最丰富的地区，拥有涪陵、长宁、威远等页岩气产区，因此我们采用四川、重庆所在的西南地区天然气井口价与页岩气开采成本进行比较。根据金连创数据，2021 年 1 月重庆市天然气门站价为 1.52 元/m<sup>3</sup>。根据 2019 年 3 月发改委发布的《国家发展改革委关于调整天然气跨省管道运输价格的通知》，西南油气田周边管网天然气跨省运输价格为 0.14 元/m<sup>3</sup>，我们测算出西南地区天然气井口价约为 1.38 元/m<sup>3</sup>，因此国内页岩气开采成本已初具经济性。

页岩气的成本分为两部分，前期的投资成本(CAPEX)和后期的运营成本(OPEX)。CAPEX 部分主要包括占地成本、勘探成本、钻井成本和完井成本等，属于固定成本；OPEX 主要包括生产成本、管理成本、运输成本和税收成本等，属于可变成本。

图 20: 页岩气成本主要分为 CAPEX 与 OPEX

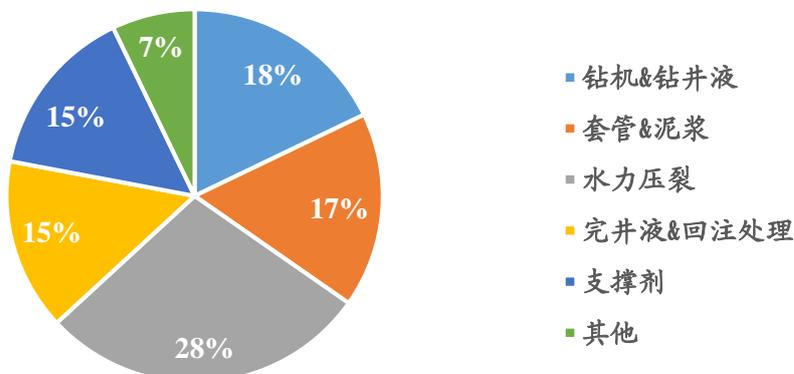


数据来源：《四川威远区块页岩气开发能源投入回报研究》，东吴证券研究所整理

钻完井为页岩气开采主要成本。我们以美国典型页岩气产区为例拆解页岩气成本。根据 2016 年 HIS 的统计数据，综合而言美国页岩气井的开发成本(CAPEX)约 490-830 万美元/口，其中钻井与完井成本占比较高。页岩气井的钻井成本可分为两部分，一是垂直钻井，成本约为 100-150 美元/英尺；二是水平钻井，成本约 400-600 美元/英尺；完井成本为 290-560 万美元/口。

水力压裂、钻机和钻井液又为钻完井投资成本中最高的两部分。在美国页岩气产量最高的马塞鲁斯(Marcellus)盆地，钻完井的平均成本约 645 万美元。钻完井的成本中，又可细分为钻机和钻井液、套管和泥浆、水力压裂设备、完井液和回注处理、支撑剂等开支。其中水力压裂设备、钻机和钻井液成本占比分居前两位，比例分别达 28%、18%。OPEX 方面，约 0.075-0.18 美元/m<sup>3</sup>。

图 21: 水力压裂、钻机和钻井液分列钻完井成本前二位



数据来源：中石油研究院，东吴证券研究所

参考美国页岩气发展历程，预计我国未来降本增效仍将持续：

(1) **关键设备国产化进一步渗透，成本下降空间广。**目前我国页岩气产业已实现部分产品的进口替代，并带来成本的快速下降。而在一些高端产品领域仍由国外把控，成本居高不下。例如长水平地质导向（LWD），高端产品进口价格近 5000 万元；页岩气钻井液，贝克休斯、斯伦贝谢等公司仅配方价格即为 600-800 万元，且每口井配方均具备一定定制化属性。随着相应国产设备性能的持续优化，未来在进口替代的趋势下页岩气开采成本下降空间依然广阔。

(2) **持续提高钻井速度，压缩钻井周期，降低成本。**根据中石油研究院数据，目前美国开采页岩气过程中常采用较为激进的钻速、钻压和排量等参数组合，以提升钻井速度，缩短周期而有效降低成本。以斯伦贝谢公司为例，2014-2016 年水平段长增加近 400m 的情况下，其平均钻井周期由 53 天降为 28 天，平均缩短 20 天，降幅近 50%。钻井周期的大幅下降主要由于斯伦贝谢采取的高钻速、高钻压方案，其中机械钻速达 37-89m/h，总平均机械钻速达到约 60m/h 以上。

**国内钻井速度与强度仍有较大提升空间。**国内目前钻井指标与美国相比仍有较大差距，例如水平段平均机械钻速为 5-7m/h，远低于美国（Delaware 地区为例）的 30-80m/h。随着我国开采技术的日臻完善，开发与应用高效导向工具、新型钻头等，未来有望持续提升钻井速度与强度。根据中石油研究院测算，压缩空间仍在 40%以上。

图 22: 我国钻井指标仍与美国有较大差距

项目	美国 Delaware 地区		国内	
		长宁	威 204	威 202
造斜率 (度/30m)	10-12	8-9	8-9	8-9
泥浆密度	1.55	2.1-2.2	2.2	2.1
平均钻压 (吨)	12月20日	8-10	10-14	10
转速 (rpm)	110-200	50+螺杆	90	90-110
排量 (l/s)	33	20-25	20	20
泵压 (Mpa)	35	25-29	25	20
顶驱扭矩(kN·m)	15-25	8-10	10-15	8-10
水平段平均机械钻速(m/h)	30-80	6-7	5-6	6-7

数据来源: 中石油研究院, 东吴证券研究所

(3) 通过优化布井方式, 提升采出率提高收益。美国已通过多层共采、多层重叠交叉的 W 型布井等方式减少井间距, 提高页岩储层采出率。根据美国 EOG 公司经验, 其在 Eagle Ford 盆地将井间距由 300 米减小到 100 米左右, 而 W 型布井方式可将井间距进一步压缩至 60-76m, 带来页岩储层采出率的提升。2010 年 Eagle Ford 640 英亩的潜在储量评估为 9 亿桶油当量, 而 2014 年相同面积的储量评估升到 32 亿桶油当量, 增加了 244%。净现值也由 2300 万美元提高到 1.14 亿美元, 提高 400%。

我国未来有望试验重叠交叉的 W 型布井方式, 将井间距由目前的 400m 减少到 100-200m, 提高页岩储层采出率, 从而优化收益。

图 23: 通过改进布井方式及开采技术, 美国 Eagle Ford 增大了潜在储量

项目	2010年3月	2012年2月	2013年2月	2014年2月
井数/640英亩	5	10	10-16	16
井间距 (英尺)	1000	525	450	330
每口井				
控制面积 (英亩)	130	65	40-65	≈40
EUR, MBOE	320	450	400	450
钻完井成本, \$MM	5.25	6	6	5.7
直接受益	80%	130%	100%	100%+

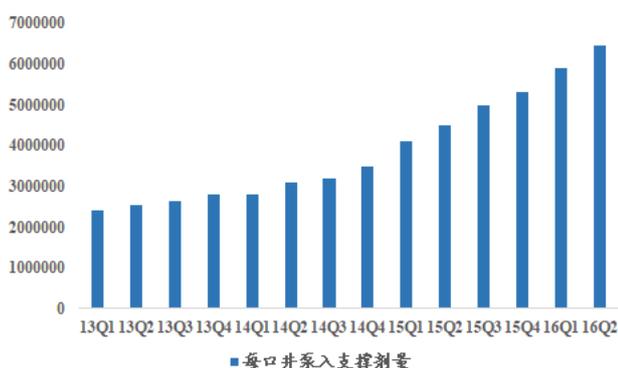
数据来源: 中石油研究院, 东吴证券研究所

(4) 进一步优化压裂工艺, 不断采用新技术、新材料、新工具, 提高压裂增产效果。压裂技术不断创新, 压裂设计、压裂工艺、压裂工具、压裂新材料、评价方法等方

面快速发展，能针对不同类型页岩储层、井型和开发需求，开发出有利于提高产量的配套技术，对带动北美页岩气开发技术体系起到决定性作用。

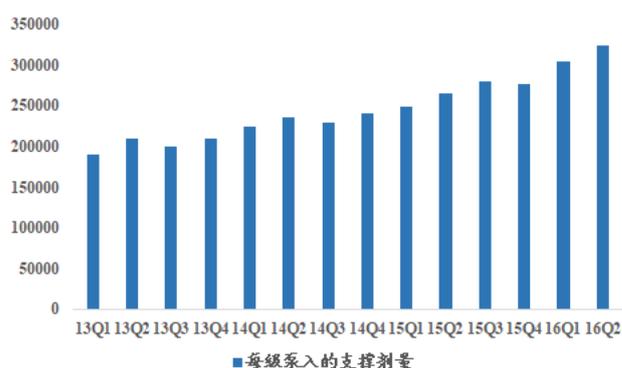
通过回顾美国水力压裂强度（如支撑剂加入剂量等），我们发现美国压裂页岩气井的单井、单级压裂强度均呈现出快速上升趋势。2014Q4-2016Q2，美国每口井泵入支撑剂量增加 84%，每级泵入支撑剂量增加 35%。高压裂强度使得增产效果实现较快提升。根据中石油研究院的考察报告，中石油未来计划增加水平段压裂级数，增加单井压裂强度。争取单井压裂达到 30 级以上，每级泵入的支撑剂的量增加 20% 以上。

图 24：每口井泵入支撑剂量持续上升（单位：磅）



数据来源：中石油研究院，东吴证券研究所

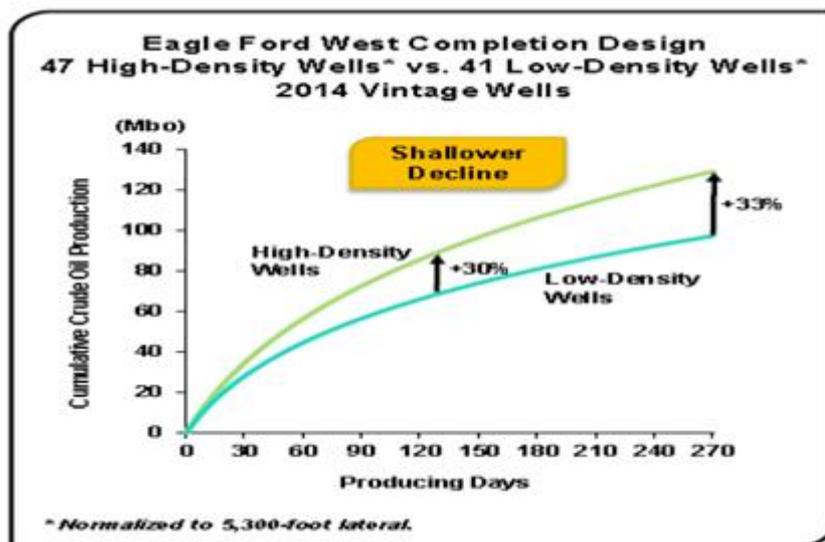
图 25：每级泵入的支撑剂量逐年上升（单位：磅）



数据来源：中石油研究院，东吴证券研究所

**（5）高密度完井方式提高单井产量。**高密度完井技术是指在压裂时，使用多种技术措施使水平井段周围产生更密集的微地震事件，且更加靠近井筒，加强了裂缝的复杂性，增加了井与储层的有效接触面积。根据中石油研究院对比美国不同密度完井下产量规模，2014 年 47 口采用高密度完井技术的井，其 120 天的产量比 41 口低密度完井技术的井的产量平均增加了 30% 以上。

图 26：通过改进布井方式及开采技术，美国 Eagle Ford 增大了潜在储量



数据来源：中石油研究院，东吴证券研究所

此外，国内还可通过引进或研发宽带压裂工艺与材料和新型压裂工具、加入超细压裂支撑剂、发展自动化智能钻井技术，加快装备升级换代等方式改善单井产量并降低钻井成本。

### 2.3.3. 页岩油单桶成本已下降至 55-60 美元/桶，未来降本增效仍将延续

目前市场主要观点是页岩油开采经济性不足，未来成长空间有限。我们认为，目前国内石油产量距离 2 亿吨红线仍有差距，国内保供政策背景下，我们判断页岩油将成为重要补充。因此，下文对目前国内页岩油开采经济性也进行了测算。

页岩油开采经济性测算的假设条件如下：

#### (1) 单井产量与评价周期

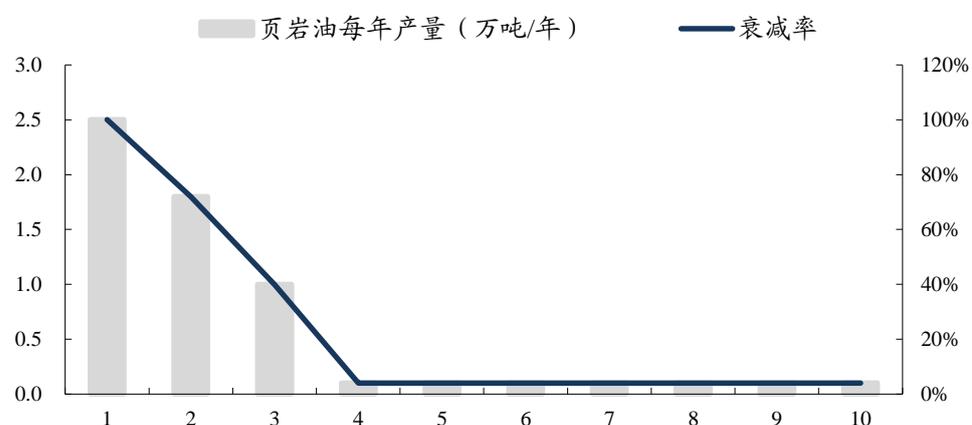
单井最终可开采页岩油储量为 6 万吨。评价国内页岩油经济性最重要的指标之一是单井最终可开采页岩油 (Estimated Ultimate Recovery)，指的是一口页岩油井整个生命周期的最终产油量。根据我国论文中对于页岩油开采企业的调研，得出 2019 年吉林、辽宁、陕西、内蒙等地单井产油量最高可达到 2.5 万吨/年，最终可采储量可达 6 万吨。因此，我们在做经济性测算时，单井最终可采储量 (EUR) 以 6 万吨计算。

项目经济性的评价周期以 10 年测算。页岩油井有着初期产量高、递减快的特点。页岩油井的有效生命周期为 3—4 年，并且产量呈急速递减，一般从第 4 年开始页岩油井产量稳定在峰值产量的 4% 左右。

参考我国论文对吉林、内蒙、俄罗斯页岩油开采企业的调查数据确定递减系数。页

页岩井有着初期产量高，递减快的特点。因此，要确定单井年产量，页岩油井年自然递减参数也非常关键。我们按照 2-3 年产量较第一年分别递减到 72%和 40%，第 4-10 年产量递减到 4%。每年产量为 2.5、1.8、1、0.1、0.1、0.1、0.1、0.1、0.1、0.1 万吨/年。

图 27: 页岩油井口产量递减速度较快

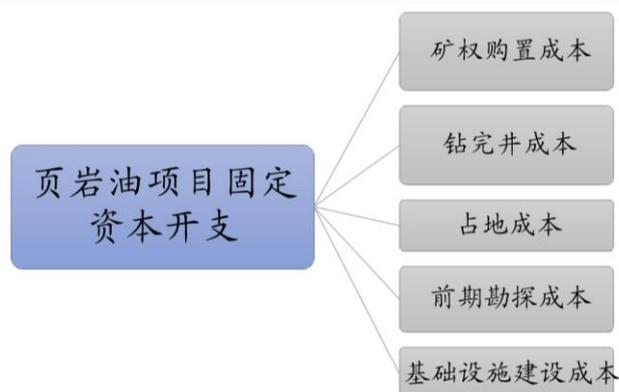


数据来源：《俄罗斯页岩油地质勘探特征及勘探进展》，东吴证券研究所

## (2) 固定资本支出

一口页岩油井项目开采前的固定资本支出包括矿权购置成本、前期勘探成本、占地成本、钻完井成本、基础设施成本。

图 28: 固定资本支出包括权购置成本、前期勘探成本、占地成本、钻完井成本、基础设施成本



数据来源：《页岩油勘探开发成本研究》，东吴证券研究所

根据《页岩油勘探开发成本研究》中的吉林省页岩油开采公司的矿权成本数据和我国目前页岩油区块招标拍卖结果，估计单井矿权成本为 150 万元。

根据我们对吉林省油页岩的勘探成本测算，单井勘探支出成本约为 350 万元。页岩油探明储量指经过详细勘探查明，在目前和预期的当地经济条件下，可用现有技术开采的页岩油储量，是页岩油开采企业规划设计的依据。因此，从招标拿到页岩油区块矿权，到真正钻井完井，仍需进行详细的勘探查明。具体的勘探支出包括三维地震勘探、二维地震勘探、评价井的钻探等，对应勘探支出约 350 万元。

页岩气矿区多较偏远，单井占地成本 50 万元。通常一个四井丛式的井区占地面积一般在 4-5 千平方米，矿区多在较偏远地区，每亩地 4 万元补偿计算，对应成本约 160-200 万元，对应单井占地成本约 50 万元。

由于技术的进步，单井钻完井成本已下降至 5000 万元。2011 年中国第一口页岩气井——威 201 井的钻完井成本约在 7000-10000 万元。目前，与开发初期相比，钻完井成本已显著下降，其中钻井周期下降 50%以上，压裂作业效率也较最初提高了 50%以上。可以参考的，华油能源前后共计 5 亿元合同价格，负责了长宁区块页岩气平台钻完井一体化总包服务。服务范围包括 14 口井的钻井、试油、压裂等一体化工程技术服务。单井钻完井价格约在 3500 万元，此外，再包括井场建设等其它分包业务，我们调研测算目前单井钻完井成本约在 5000 万元。

单井的基础设施成本不超过 500 万元。油田基础设施包括道路与井场建设、地表设备（储罐、分离器、干燥器等）及人工举升设备等，平均占页岩油井总成本的 6%。我们测算，单井的基础设施成本不超过 500 万元。

表 1：单井固定成本支出合计为 6000 万元

固定成本（单位：万元）	
探矿权	150
勘探支出	350
占地	50
钻完井	5000
基础设施	450
合计	6000

数据来源：《页岩油勘探开发成本研究》，东吴证券研究所

### （3）可变成本支出

页岩油可变成本支出包括员工费用、设备维修更新费用、水电费用、运输费用和干馏费用。由于页岩油出油量从 2-4 年呈急速递减态势，开采难度加大，因此每年的可变成本呈递增态势。因此，我们设定除运输费之外，其余可变成本在第 2-4 年以 5% 的趋势递增。

估计第一年员工费用为 800 元/吨。根据论文对吉林省油页岩开采公司财务数据测算，2011-2013 年员工费用为 720、1008 和 1068 元/吨，呈现明显的递增趋势。因此，我们综合估计目前开采第一年员工费用至少达到 800 元/吨。

估计第一年干馏费用 250 元/吨。页岩油的开采首先是对油页岩的开采，接着从油页岩中干馏出页岩油。每吨油页岩中的含油量呈递减特性，因此每吨油页岩的出油率下降，干馏费用递增。我们估计第一年干馏费用为 250 元/吨。

其余可变成本包括设备维修更新、水电、运输费用，估计第一年成本分别为 400、200、100 元/吨，合计 700 元/吨。除运输费用外，其余可变成本在 2-4 年均以每年 5% 的速率递增。

表 2: 页岩油井口可变成本测算

年份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
员工费用 (元/吨)	800	840	882	926	926	926	926	926	926	926
维修费用 (元/吨)	400	420	441	463	463	463	463	463	463	463
水电 (元/吨)	200	210	221	232	232	232	232	232	232	232
运输费用 (元/吨)	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
干馏费用 (元/吨)	250	263	276	289	289	289	289	289	289	289
可变成本总和 (元/吨)	1750	1833	1919	2010	2010	2010	2010	2010	2010	2010

数据来源：《页岩油勘探开发成本研究》，东吴证券研究所测算

根据假设，单口页岩油井在其 10 年的生命周期中，其可变成本总和为 11000 万元，固定成本总和为 6000 万元，EUR 为 6 万吨。可得出，页岩油的盈亏平衡点为 2833.3 元/吨，即 59.5 美元/桶。

我们对上述经济性测算进行了敏感性分析。目前美国开采页岩油的固定成本大约为 1000-2000 万元，全流程页岩油平均成本约为 40 美元/桶左右，第一梯队成本甚至可以达到 35 美金/桶以下，在低油价情况下生存力较强。我们预测未来随着我国压裂技术进步、钻完井成本降低，固定成本可维持在 3000 万元以下，盈亏平衡点能够降低至 50 美元/桶以下，页岩油开采将具备经济性。

表 3: 当固定成本降至 3000 万元以下时，盈亏平衡点在 50 美元以下，存在经济性

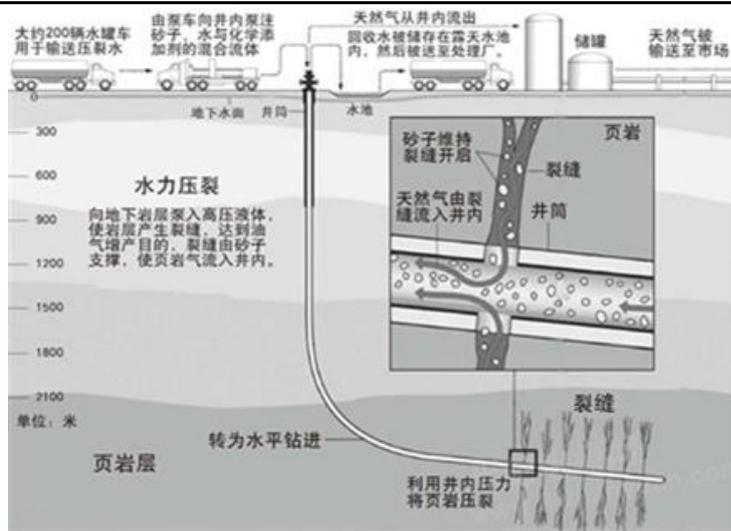
固定成本 (万元)	盈亏平衡点 (美元/桶)
1000	41.98
1500	43.73
2000	45.47
2500	47.22
3000	48.97
3500	50.72
4000	52.47
4500	54.22
5000	55.97
5500	57.72
6000	59.47

数据来源：《页岩油勘探开发成本研究》，东吴证券研究所测算

### 2.3.4. 页岩油气增产趋势明朗，国内压裂车需求将持续走阔

压裂设备是页岩油气开采核心设备，是提高页岩油气单井产量的关键。压裂是利用水力作用，使油层形成裂缝的一种方法，又称油层水力压裂。油层压裂工艺过程是用压裂车，把高压大排量具有一定粘度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂如石英砂等充填进裂缝，提高油层的渗透能力，以增加注水井注水量或油井产油量。压裂设备除了在钻完井时使用，由于页岩油气井产量衰减较快，一般在第3年时需要通过压裂技术进行增产。且压裂技术不仅仅适用于页岩油气等非常规油气资源的开发，也是老油田增产技术的核心环节。

图 29：水平井和水力压裂技术是提高页岩油气单井产量的关键



数据来源：21 世纪电源网，东吴证券研究所

完成压裂过程需要成套的专业设备，称之为压裂机组。现有的压裂机组主要包括压裂车、混砂车、仪表车、管汇车等特种车辆。目前一套常规压裂车组包括 20 台 2500 型压裂车、2 台 130 吨混砂车、2 台仪表车、1 台管汇车及其他配套设备。

图 30: 压裂车组主要包括压裂车、混砂车、仪表车、管汇车等设备

设备名称	压裂车/压裂设备	混砂车	仪表车	管汇车
图例				
作用	<b>动力:</b> 向井内注入高压、大排量的压裂液，将地层压开，把支撑剂挤入地层缝隙。	<b>供给:</b> 按一定的比例混砂，把混砂液供给压裂车。	<b>控制:</b> 压裂施工时远距离控制压裂车和混砂车，显示和采集施工参数，检测和模拟压裂裂缝。	<b>连接运输:</b> 连接压裂车出口管线和通向井口的管线，使压裂车泵出的高压液体安全注入井内。

数据来源：公司官网，东吴证券研究所整理

国内页岩油气上产加速确定性强，将带动压裂车需求走阔。1) 页岩气：根据国家能源局印发的《页岩气发展规划(2016-2020 年)》计划到“2020 年力争实现页岩气产量 300 亿立方米，2030 年实现页岩气产量 800-1000 亿立方米”。中石油提出“2020 年页岩气产量力争达到 120 亿立方米，到 2025 年产量达到 240 亿立方米”。2019 年我国页岩气总产量为 153 亿立方米，距离十三五规划产量仍有较大差距，我们判断十四五期间页岩气上产将进一步加速。2) 页岩油：目前国内主要产页岩油油田为新疆吉木萨尔油田、天津大港油田、黑龙江大庆油田、甘肃长庆油田。新疆吉木萨尔油田计划至 2021 年页岩油产量将达 100 万吨，2025 年达到 200 万吨；中石油计划至 2025 年，天津大港油田年产油 50 万吨；长庆油田庆城页岩油大油田未来将建成年产 300 万吨的生产能力；黑龙江大庆油田储量丰富，未来页岩油产量有望超越新疆吉木萨尔油田和庆城油田。

### 3. 新型压裂设备具备全球竞争力，海外扩张有望再造一个杰瑞

#### 3.1. 较传统压裂设备，电驱&涡轮压裂设备降本增效效果显著

传统的水力压裂设备由柴油机驱动，目前新型压裂设备主要有电驱压裂设备和涡轮压裂设备两类：电驱压裂设备即用电机作为动力源，涡轮压裂设备即用涡轮发动机作为动力源。

**电驱压裂设备经济优势明显。**电驱化节约的成本来自多个方面：1、压裂设备购置费用下降；2、能源消耗成本下降；3、施工面积节省；4、噪音降低后夜间工作时长增加，设备利用率提高带来的成本下降。

**1. 压裂设备购置成本减少:** 1 台 HH6000 电动压裂泵可替代 2.5 台常规 2500HP 压裂车, 相同水马力下, 我们预计电驱压裂较常规压裂车组可以节约 40%~50% 的设备成本。

**2. 能源消耗成本减少:** 以构建 1 套 36000HP 压裂泵组为例, 仅用 6 台 HH6000 电动压裂泵组就可以实现 18 台 2000 型压裂车才能进行的大型工厂化压裂作业。传动效率均按 90% 计算。18 台 2000 型压裂车消耗的柴油为 5 961kg, 柴油价格以 7.5 元/kg 的价格计算, 需要的柴油费用为 4.5 万元。而 6 台 HH6000 电动压裂泵组消耗的功率为 3 万 kW·h, 如果采用电网, 按 0.6 元/(kW·h) 的电价计算, 需要电费 1.8 万元, 与传统压裂车组相比节约 2.7 万元; 如果采用燃气发电, 燃气消耗量为 7 934 m<sup>3</sup>, 燃气价格以 1.5 元/m<sup>3</sup> 计算, 需要的燃气费用为 1.2 万元, 与传统压裂车组相比节约 3.3 万元。

**3. 施工面积节省:** 由于单机功率的提升, 减少了压裂工程作业装备的数量, 我们预计井场占地可减少 30%。

**4. 设备利用率提高:** 传统压裂设备的噪音分贝约 115 分贝, 电驱压裂设备所产生的噪音不到 85 分贝, 对施工人员和附近居民的影响小, 工作时间延长, 降低日均成本。

图 31: 电驱压裂装备较传统压裂装备成本优势明显

指标	传统压裂装备	电驱压裂装备
使用数量	20 台/组	8-10 台/组, 节省 30% 以上的占地面积
噪音	115 分贝左右	<85 分贝
95MPa 下最大排量	1 立方米/分钟	2.5 立方米/分钟
供电能源费用	约 4.5 万元/小时	约 2.6 万元/小时

数据来源:《新型大功率电动压裂泵组的研制》, 东吴证券研究所

**实际案例验证电驱压裂方案降费能力显著。**以位于重庆市南川区的焦页 194-2HF 井为例, 实际配置 6 台电动泵 (采取 4 用 2 备) 与 12 台 (10 用 2 备) 2500 型压裂车进行联合配套施工, 供电方式采用 2 台由网电供电, 另外 2 台由燃气发电机供电, 气源井为同平台已压裂测试井。主要比较 10 台 2500 型压裂车和 4 台电动泵设备费用、施工费用和网电燃料等费用, 结果来看电动泵压裂相比常规 2500 型压裂车单井节省费用达到 203 万元, 比常规压裂车节省约 45% 的单井费用。

图 32: 电动泵压裂比常规压裂车节省约 45% 的单井费用

序号	常规压裂		电动泵压裂	
	10 台 2500 型压裂车		4 台 6000 型电动压裂泵	
	名称	万元	名称	万元
1	井场布置	4	井场布置	4
2	井间搬迁费用	22	动迁费用	28
3	施工费用	336	施工费用	134.4
4	燃料费用	92.28	电费燃气费用	84.53
4.1	柴油费用	92.28	电路改造费用	27

4.2	-	-	网电费用	18.13
4.3	-	-	燃气发电机租赁费	6.96
4.4	-	-	燃气费	24.74
4.5	-	-	燃气流程费用	7.7
5	合计	454.28	合计	250.93

数据来源：《电动压裂泵在页岩气压裂中的应用》，东吴证券研究所

**涡轮压裂可靠稳定的持续作业能力能够帮助客户显著降本增效。**较传统压裂设备，涡轮压裂设备具有以下显著优势：**1) 效率高**，与传统柴油发动机为动力源的常规压裂设备相比，涡轮压裂设备单机输出功率更大，效率更高。**2) 成本低**，相比传统机组，同功率的压裂机组设备总数量可减少 43%，整车寿命增加 3 倍，从长远来看，可大幅降低维保支出和服务公司的投资成本。**3) 环保**，涡轮压裂设备可高效使用井口气、管道气、CNG、LNG 等多种气源作为燃料，大大降低排放气体中的 CO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 含量，满足全球不同排放法规的要求；**4) 可 24 小时连续作业**，设备噪音被降至 85 分贝以下，满足临近居民区井场 24 小时连续作业的要求。

图 33: 涡轮压裂设备较传统压裂设备具备效率高、成本低、环保等优势

涡轮压裂设备优势	具体对比
效率高	与传统柴油发动机为动力源的常规压裂设备相比，涡轮压裂设备单机输出功率更大，效率更高。
成本低	相比传统机组，同功率的压裂机组设备总数量可减少 43%，整车寿命增加 3 倍，长远看可大幅降低维保支出和服务公司的投资成本。
环保	涡轮压裂设备可高效使用井口气、管道气、CNG、LNG 等多种气源作为燃料，大大降低排放气体中的 CO <sub>2</sub> 、NO <sub>x</sub> 含量。
24 小时连续作业	涡轮压裂设备噪音被降至 85 分贝以下，满足临近居民区井场 24 小时连续作业的要求。

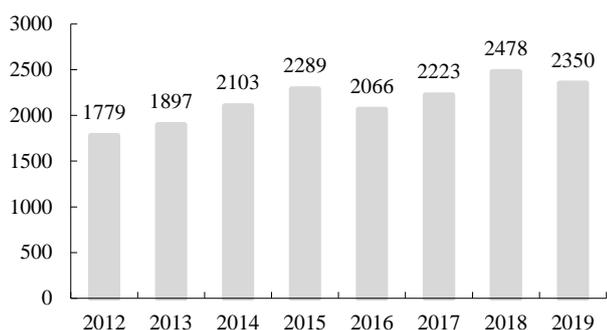
数据来源：Wind，东吴证券研究所

### 3.2. 北美压裂市场空间大，降本增效需求下新型压裂设备加速渗透

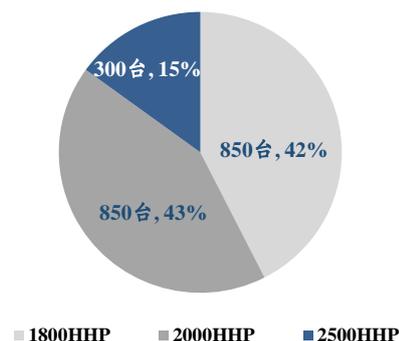
根据 Spears 统计数据，2019 年末北美在用压裂设备总功率达 2350 万水马力，规模约为国内的 6 倍，存在大量更新换代需求。压裂设备的生命周期一般为 10 年左右，目前美国三分之一的压裂设备寿命已经达到 10 年以上，存量更换需求较大。考虑到 2010-2012 年，北美压裂设备保有量年增量分别为 209/459/314 万水马力，则 2020-2022 年北美压裂设备年均更新需求量超 250 万水马力，远超国内的年均需求（实际更新需求需考虑油气公司资本开支及设备维修保养状况）。

图 34: 2019 年末北美在用压裂设备达 2350 万水马力

图 35: 2019 年中国在用压裂设备约为 398 万水马力



数据来源: Spears, 东吴证券研究所



数据来源: 中石油研究院, 东吴证券研究所

**2020 年北美油气行业历经洗牌, 周期淬炼突出降本增效重要性。**2020 年的低油价使得北美油气行业历经了一次洗牌, 根据 WSJ 数据显示, 自 3 月原油价格暴跌以来, 美国会计行业机构 Haynes&Boone 共记录了 436 起美国能源企业的破产案申请, 包括 Chesapeake、惠廷石油在内的多家主要页岩油气生产商已申请破产保护, 美国排名前 40 位的页岩油生产商预计将在债务分期付款和利息方面花费约 1000 亿美元。油气公司大幅削减资本开支背景下, 油服企业面临严峻考验, 北美油服巨头斯伦贝谢四季度支付了 1.44 亿美元的遣散费, 裁减 2 万余名工人, 约占公司总员工人数的 1/4, 斯伦贝谢、贝克休斯、哈里伯顿三大巨头合计遣散 4 万余名工人, 并进行了数十亿美元的减计。历经周期淬炼, 油气行业降本增效重要性凸显, 注重运营和管理的公司才能穿越周期。

图 36: 北美页岩油保本成本不断下行 (单位: 美元/桶)



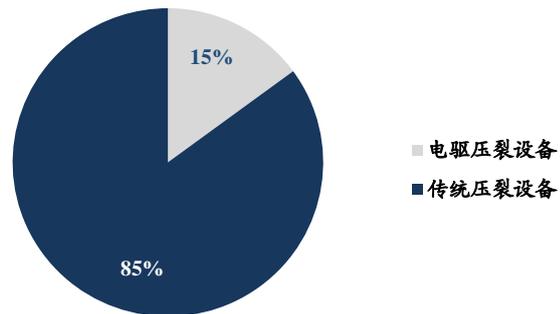
数据来源: Rytad Energy, 东吴证券研究所

海外巨头纷纷布局新型压裂设备, 降本增效需求下技术迭代有望加速。美国 USWS 于 2014 年最早推出电驱压裂设备, 拥有自主专利的 CLEAN FLEET 技术; 北美首个纯

电驱车队 EWS 则从 2017 年开始快速发展。但由于海外公司的电驱压裂技术进步较慢，均采用经市场考验的成熟压裂泵，如 GD2500、SPM2500 等，而没有采用更大功率的单泵模式，限制了电驱压裂设备的渗透率提升。2020 年开始，低油价倒逼油气行业公司降本增效，各大油服公司纷纷布局新型压裂设备，哈里伯顿 2020 年 11 月首次采用电网供电的电驱压裂作业，BJ services 则在 2019 年采购杰瑞成套涡轮压裂设备。我们判断，降本增效需求下技术迭代有望加速，看好新型设备渗透率提升。

**国内中石油也首次招标电驱压裂撬，看好新型设备渗透率提升。**2019 年中国在用压裂设备约为 398 万水马力，其中适用于页岩油气开采的 2500HHP 压裂设备仅 300 台左右，新型压裂设备功率大、效率高，适用于页岩油气开采，我们判断在新增压裂设备中渗透率将会提升。2020 年 12 月中石油开启首次电驱压裂撬招标，招标设备为 5000 型电驱压裂撬，目前杰瑞在标段包 1 中位居第一。2019 年 12 月，中石油发布压裂设备租赁招标合同，按总功率来算，电驱设备占比已达 15%。而针对目前限制电驱设备渗透率主要问题：页岩气主产区基层电网设施比较落后、电力系统无法满足压裂作业，杰瑞通过自主研发设计的供电解决方案涵盖大功率电网、燃气轮机发电机组、高效储能装置全系列方案，解决了电网对压裂作业的限制。

图 37：从 2019 年 12 月中石油招标租赁合同来看，电驱设备总功率占比达 15%



数据来源：中国石油招标投标网，东吴证券研究所

**我们预计 2025 年全球压裂设备市场空间超 300 亿元，其中新型压裂市场空间超 90 亿元。**我们对全球电驱压裂设备市场空间进行了测算：根据美国能源署（EIA）发布的《年度能源展望（2020）》，预计 2025 年美国 2025 年页岩气/致密气产量达到 33.1 万亿立方英尺，页岩油/致密油产量达到 975 万桶/日。为计算简便，我们假设旧井页岩油及页岩气产量每年以 20% 的速度衰减，页岩气新井首年产量为 25 亿立方英尺，页岩油新井首年产量为 1000 桶/天，据此计算出需要新开井口数量。考虑到旧井需要进行再次压裂增产，我们假设新开井口对应新增压裂设备需求，一台压裂车一年压裂能力为 20 口/年，据此计算出美国压裂设备需求量。2019 年，美国压裂设备存量全球占比约为 71%，考虑到中国页岩油气产量快速增长，压裂设备需求快速增长，我们假设美国全球占比每年以 0.5% 的速率下滑。常规 2500 型压裂车单价为 1500 万元左右，我们预计，2025 年

全球压裂设备需求为 311 亿元。其中，电驱设备渗透率从 2020 年的 10% 上升至 2025 年的 40%，我们预计 2025 年电驱+涡轮压裂设备空间为 93 亿元，2020-2025 年年均复合增长率达 46%。

图 38: 我们预计 2025 年全球压裂设备市场空间超 300 亿元，其中电驱压裂市场空间超 120 亿元

	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
页岩气/致密气产量 (万亿立方英尺)	29.70	30.96	31.30	31.60	32.13	33.13
页岩气/致密气新增产量 (万亿立方英尺)	7.02	7.20	6.53	6.56	6.86	7.43
页岩油/致密油产量 (百万桶/天)	8.92	9.42	9.72	9.74	9.78	9.75
页岩油/致密油新增产量 (百万桶/天)	2.53	2.29	2.19	1.97	1.98	1.92
北美压裂设备存量 (万 HHP)	2417	2481	2541	2599	2658	2719
北美压裂设备全球占比	71.0%	70.5%	70.0%	69.5%	69.0%	68.5%
全球压裂设备存量 (万 HHP)	3428	3545	3657	3766	3880	3998
压裂设备增量 (万 HHP)	118	117	112	110	114	119
压裂设备存量更新 (万 HHP)	343	354	366	377	388	400
当年压裂设备合计需求 (万 HPP)	461	471	477	486	502	518
当年压裂设备合计需求 (辆)	1843	1885	1910	1945	2007	2073
当年压裂设备市场空间 (亿元)	277	283	286	292	301	311
电驱+涡轮压裂渗透率	5%	7%	10%	15%	22%	30%
电驱+涡轮压裂市场空间 (亿元)	14	20	29	44	66	93
同比增长率		43%	45%	53%	51%	41%

数据来源: EIA, 东吴证券研究所测算

### 3.3. 公司新型压裂设备弯道超车，看好业绩释放潜力

凭借技术优势，公司自主研发新产品著有成效，实现了电驱、涡轮压裂设备的品类拓展。杰瑞涡轮压裂设备自 2013 年研发成功以来，目前已更新到第三代产品。杰瑞涡轮压裂设备由一套输出功率 5600 马力的涡轮发动机作为全车的动力单元，搭配公司自主研发的 5000 马力压裂柱塞泵，单机输出功率更大，效率更高，可大幅降低客户的维保支出和开采成本。除了涡轮压裂设备，公司于 2019 年 4 月发布全球首个电驱压裂成套装备，在 5 月美国的 OTC 展会上推出 10000HP 电驱压裂半挂车、双千型酸化压裂半挂车以及电驱压裂成套装备解决方案。2020 年 6 月，公司自主研发制造的 7000 型电驱压裂撬创新再升级，全新一代产品顺利下线。公司电驱压裂设备具备安全、经济、可靠和环保等一系列优势，市场反馈良好。

图 39: 公司涡轮压裂设备已更新到第三代

图 40: 公司自主研发的电驱压裂设备市场反馈良好



数据来源：公司官网，东吴证券研究所



数据来源：公司官网，东吴证券研究所

**涡轮压裂设备**等高端产品成功进驻北美，产品具备全球竞争力。2007 年至今，公司不断开拓海外市场，凭借自主研发的设备向高端市场进军。2007 年，实现从零到一的突破，向俄罗斯输送了第一台固井设备；2012 年，公司首次为美国页岩气开发输送全套压裂设备；2019 年 11 月，公司在美国获取整套自主研发的双燃料系统涡轮压裂设备订单。目前杰瑞自主开发的电驱压裂设备已经在国内市场应用，市场反馈良好，我们认为未来有望进入北美市场。

与哈里伯顿、GE 等海外竞争对手相比，公司目前在北美的收入体量较小。但公司在大功率电驱和涡轮压力设备方面具备技术优势，产品性价比高。北美页岩油气开采已逐渐成熟，压裂设备进入存量更新阶段，降本增效需求提升，公司产品特点高度切合北美市场需求，因此我们认为公司未来在北美市场业绩市场潜力较大。

图 41：公司产品不断获得海外认可，具备全球竞争力



数据来源：公司公告，公司官网，东吴证券研究所整理

杰瑞股份在电驱压裂设备方面具备优势。目前国内生产电驱压裂设备的厂家主要有

杰瑞集团、四川宏华和石化机械。杰瑞电驱压裂成套设备包含 5000 型、7000 型和 10000 型，宏华产品为 6000 型电动压裂泵组，石化机械主要型号为 4500 型和 5000 型。从产品种类、效率等方面来看，杰瑞股份具备领先优势。

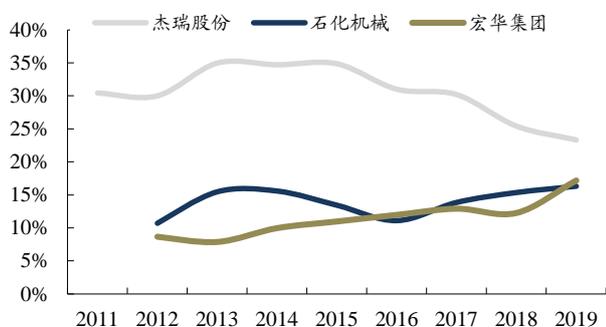
图 42: 大马力电驱压裂设备是杰瑞的优势产品

公司名称	主营业务	主要产品	产品特点	2019 年营收 (亿元)	实际控制人
杰瑞股份	固井设备, 压裂成套设备, 钻井设备	大马力电驱压裂设备 (5000/7000/10000 型); 传统 2000/2300/2500/3100/4500 型压裂设备	电驱压裂设备能耗低, 设备小, 马力大, 配备为页岩气开发的 JR5000QPN 柱塞泵, 可长时间作业	69.25	孙伟杰, 王坤晓, 刘贞峰
宝石机械	压裂设备、钻井设备、钻头	传统 2300/2500/2800 型压裂车	震动小, 排量高, 范围广, 安全性高	67	中国石油天然气集团有限公司
石化机械	石油钻机、固井设备、压裂设备、修井机、连续油管作业设备	4500/5000 型全电动成套压裂装备; 传统 2000/2300/2500 型压裂车	全电动成套压裂设备使得国内压裂设备设备 100%电驱化	65.88	中国石油化工集团有限公司
宏华集团	陆地钻探钻机、数控钻探钻机、钻机配件及运作中钻机或钻机维修用零部件	6000 型电驱压裂泵; 传统 2500 型压裂设备	行业公认的电驱压裂的领先者	44.72	中国航天科工集团有限公司

数据来源: 各公司官网, 东吴证券研究所整理

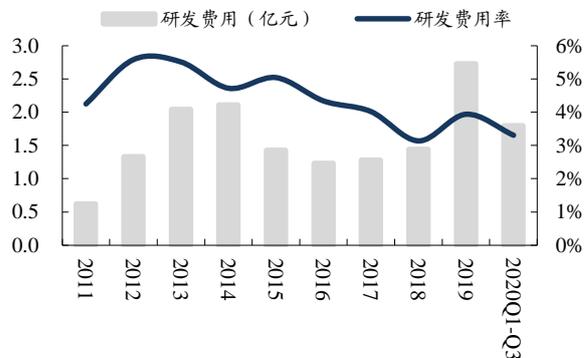
公司重视产品研发投入, 技术人员占比和研发费用投入领先同业。2011-2019 年, 杰瑞股份研发人员占比稳定在 20%以上, 远高于同业可比公司。2011-2019 年, 公司研发费率稳定在 3%以上。除去 2015 和 2016 年受国际油价影响, 公司营收缩减, 因此研发费用和费率有所下调, 其余年份研发投入金额全部呈现上升趋势。

图 43: 杰瑞技术人员占比远高于其他可比公司



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图 44: 公司研发费用率稳定在 3%左右



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

**新型压裂设备零部件国产化助力公司盈利能力再上台阶。**传统压裂车组的核心零部件包括压裂柱塞泵、高压管汇、控制系统、变速箱、发动机和底盘。其中，柱塞泵决定压裂设备功率的大小，高压管汇用于各种用气装置之间的压力调整，控制系统则用于同步控制多台发动机、变速箱和混砂车。目前国内只有杰瑞等少数公司能自主研发大功率柱塞泵、高压管汇和控制系统。同时，杰瑞研发的电驱压裂车组直接采用电机直接驱动压裂柱塞泵，省去了传统车载三大件底盘、发动机和变速箱，电机在国内定制采购，从而实现了零部件的完全国产化。零部件自产符合当前制造业国产化的趋势，在进一步降低压裂设备的成本的同时，也缩短了供货周期，从而使得页岩油气开采更加经济化。同时，我们估算新型压裂设备毛利率有望达到 70%以上，助力公司盈利能力再上台阶。

图 45: 公司压裂设备零部件自制率较高，电驱压裂设备零部件实现完全国产化

	核心技术及零部件	公司主要来源	其他主要生产厂商
传统压裂设备	压裂柱塞泵	自主研发生产	哈利伯顿、斯伦贝谢、SPM 公司、GardnerDnever Ythomas 公司、FMC 技术公司、OFM 公司
	高压管汇	自主研发生产	FMC 技术公司、SPM 公司、哈利伯顿
	控制系统	自主研发生产	石化机械、哈利伯顿
	底盘	德国采购	MAN、肯沃斯、PACCAR、VOLVO、北奔、铁马
	发动机	德国采购	CUMMINS、卡特彼勒、MTU、DDC
	变速箱	德国采购	Alison、卡特彼勒、贵州凯星
电驱压裂设备	压裂柱塞泵	自主研发生产	哈利伯顿、斯伦贝谢、SPM 公司、GardnerDnever Ythomas 公司、FMC 技术公司、OFM 公司
	高压管汇	自主研发生产	FMC 技术公司、SPM 公司、哈利伯顿
	控制系统	自主研发生产	石化机械、哈利伯顿
	电机	国内定制采购	CUMMINS、卡特彼勒

数据来源：公司公告，中国产业信息网，东吴证券研究所

## 4. 盈利预测与估值

### 4.1. 核心假设与盈利预测

**核心假设:**

**1) 油气装备制造及技术服务:** 为公司核心业务，包括钻完井及油田工成设备、油田技术开发及工程服务，其中钻完井设备占比最高。受到国内油气保供政策推动，三桶油勘探开发资本开支不断增长，推动油气装备和服务行业持续景气。2020H1，公司新增订单 46.6 亿元，同比+27.4%，其中钻完井设备订单增幅超过 70%。考虑到钻完井设备订单交付周期约为半年左右，我们判断 2020 年营收增长有保障。未来一段时间，国内高景气仍将延续，海外市场和新型压裂设备也将不断贡献业绩增量，并带动毛利率提升。

我们预计 2020-2022 年该板块收入增速为 25%/15%/31%，毛利率为 38.5%/38.6%/38.8%。

**2) 维修改造及配件服务:** 该业务是钻完井设备后服务市场，近年来随着公司零部件自产率提高，业务规模逐步扩大。2020 年受到新冠疫情，设备开工率较低，因此板块增速有所下滑，我们预计下半年随着疫情缓和，该业务增速将逐步恢复。预计 2020-2022 年该板块收入增速为 10%/10%/20%，毛利率为 36.3%/36.5%/36.5%。

**3) 环保服务及设备:** 环保业务是指对油气勘探开发、生产过程中产生的含油、重金属、有毒化学品等固态、液态废弃物的无害化处理。我们预计该业务将随着行业稳步增长，预计 2020-2022 年该板块收入增速为 10%/10%/10%，毛利率为 28%/28%/28%。

#### 盈利预测:

我们预计公司 2020-2022 年营业收入为 86.6/100.0/131.4 亿元，同比增长 25%/15%/31%；归母净利润为 17.5/20.3/27.8 亿元，同比+28.8%/15.9%/36.8%。

表 4: 杰瑞股份营收拆分

单位: 百万元	2019A	2020E	2021E	2022E
<b>油气装备制造及技术服务</b>	<b>5211</b>	<b>6775</b>	<b>7926</b>	<b>10700</b>
YOY	59%	25%	15%	31%
毛利率	38.5%	38.5%	38.6%	38.8%
<b>维修改造及配件销售</b>	<b>1307</b>	<b>1438</b>	<b>1582</b>	<b>1898</b>
YOY	27%	10%	10%	20%
毛利率	35.3%	36.3%	36.5%	36.5%
<b>环保服务及设备</b>	<b>389</b>	<b>428</b>	<b>470</b>	<b>517</b>
YOY	38%	10%	10%	10%
毛利率	27.3%	28.0%	28.0%	28.0%
<b>其他业务</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>21</b>
YOY	29%	5%	5%	5%
毛利率	77.8%	60.0%	60.0%	60.0%
<b>合计</b>	<b>6925</b>	<b>8659</b>	<b>9998</b>	<b>13137</b>
YOY	51%	25%	15%	31%
综合毛利率	37.4%	37.7%	37.8%	38.1%

数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

## 4.2. 公司估值

可比公司估值方面，杰瑞股份是国内油气装备领军企业，目前核心产品为钻完井设备，我们选择了国内油气服务提供商中海油服、海油工程、博迈科和油气设备制造商石化机械作为可比公司。我们预计公司 20-22 年 EPS 为 1.83、2.12、2.90 元，当前股价对应动态 PE 为 23 倍、20 倍、15 倍，低于可比公司平均值。我们认为公司作为油气压裂设备龙头，在大功率电驱和涡轮压裂设备具备领先优势，产品性价比较高，将受益于国内页岩气开采提速和海外压裂设备存量替换。目前估值较低，行业迎来拐点+公司具备

成长基因，有望迎接戴维斯双击，维持“买入”评级。

表 5: 可比公司估值 (PE)

		2021/1/29 股价	市值 (亿)	净利润 (亿元)			PE		
				2020E	2021E	2022E	2020E	2021E	2022E
601808.SH	中海油服	14.6	562.1	26.1	33.9	43.2	22	17	13
600583.SH	海油工程	4.2	187.0	6.2	10.1	15.4	30	18	12
603727.SH	博迈科	14.6	34.3	1.3	2.4	3.2	27	14	11
000852.SZ	石化机械	4.1	31.6	0.2	0.3	0.7	170	114	47
<b>平均</b>							<b>62</b>	<b>41</b>	<b>21</b>
002353.SZ	杰瑞股份	43.0	411.8	17.5	20.3	27.8	23	20	15

数据来源: Wind, 东吴证券研究所 (数据更新至 2021 年 1 月 29 日收盘价, 除杰瑞股份外均采用 Wind 一致预期)

## 5. 风险提示

**1) 油价走势不及预期:** 年初以来国际原油价格下跌幅度较大, 国内三桶油资本开支均有所下调。受疫情影响, 全球经济增速下滑, 需求减弱, 未来一段时间内油价可能维持在低位。

**2) 中美贸易战对原油市场影响:** 中美之间互相对来自对方国家的进口商品加征关税, 全球两大经济体之间的贸易战引发投资者对全球经济增长的忧虑, 继而引发对原油等能源需求萎缩的恐慌;

**3) 国内三桶油资本开支力度不及预期:** 国内油服公司订单量与每年三桶油资本开支力度呈很大正相关关系, 若三桶油资本开支力度不及预期, 带动油服公司订单量收缩, 波及公司业绩与毛利率。

杰瑞股份三大财务预测表

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2019A	2020E	2021E	2022E		2019A	2020E	2021E	2022E
<b>流动资产</b>	<b>12985</b>	<b>14744</b>	<b>17200</b>	<b>21262</b>	<b>营业收入</b>	<b>6925</b>	<b>8659</b>	<b>9998</b>	<b>13137</b>
现金	2202	3095	4104	5251	减:营业成本	4338	5397	6218	8135
应收账款	4283	4745	5479	6479	营业税金及附加	39	69	57	74
存货	4165	4732	5111	6240	营业费用	391	433	550	657
其他流动资产	2335	2172	2507	3291	管理费用	560	661	812	997
<b>非流动资产</b>	<b>3534</b>	<b>3547</b>	<b>3548</b>	<b>3528</b>	财务费用	-4	11	-18	-34
长期股权投资	122	122	122	122	资产减值损失	-30	-8	-7	-7
固定资产	1532	1548	1553	1536	加:投资净收益	35	2	43	27
在建工程	340	126	74	58	其他收益	-7	-14	-14	-14
无形资产	353	351	349	348	<b>营业利润</b>	<b>1660</b>	<b>2083</b>	<b>2418</b>	<b>3328</b>
其他非流动资产	1174	1174	1174	1174	加:营业外净收支	-42	16	15	0
<b>资产总计</b>	<b>16519</b>	<b>18291</b>	<b>20748</b>	<b>24790</b>	<b>利润总额</b>	<b>1618</b>	<b>2099</b>	<b>2433</b>	<b>3329</b>
<b>流动负债</b>	<b>6187</b>	<b>6345</b>	<b>6934</b>	<b>8423</b>	减:所得税费用	225	292	339	464
短期借款	1272	500	500	500	少数股东损益	32	54	63	86
应付账款	2937	3253	3407	4012	<b>归属母公司净利润</b>	<b>1361</b>	<b>1753</b>	<b>2031</b>	<b>2779</b>
其他流动负债	1979	2592	3027	3911	EBIT	1870	2090	2354	3266
<b>非流动负债</b>	<b>292</b>	<b>302</b>	<b>312</b>	<b>322</b>	EBITDA	2191	2278	2574	3510
长期借款	133	133	133	133					
其他非流动负债	159	169	179	189	<b>重要财务与估值指标</b>	<b>2019A</b>	<b>2020E</b>	<b>2021E</b>	<b>2022E</b>
<b>负债合计</b>	<b>6479</b>	<b>6647</b>	<b>7246</b>	<b>8745</b>	每股收益(元)	1.42	1.83	2.12	2.90
少数股东权益	274	322	378	454	每股净资产(元)	10.20	11.82	13.70	16.28
					发行在外股份(百万股)	958	958	958	958
归属母公司股东权益	9766	11321	13124	15591	ROIC(%)	16.4%	18.6%	21.5%	26.7%
<b>负债和股东权益</b>	<b>16519</b>	<b>18291</b>	<b>20748</b>	<b>24790</b>	ROE(%)	13.9%	15.5%	15.5%	17.8%
					毛利率(%)	37.4%	37.7%	37.8%	38.1%
					销售净利率(%)	20.1%	20.9%	20.9%	21.8%
					资产负债率(%)	39.2%	36.3%	34.9%	35.3%
					收入增长率(%)	50.7%	25.0%	15.5%	31.4%
					净利润增长率(%)	121.2%	28.8%	15.9%	36.8%
					P/E	30.26	23.49	20.27	14.82
					P/B	4.22	3.64	3.14	2.64
					EV/EBITDA	21.75	20.99	18.81	14.22

数据来源: 贝格数据, 东吴证券研究所

## 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>