

2020年03月14日

证券研究报告·公司研究报告

杰瑞股份 (002353) 机械设备

买入 (首次)

当前价: 28.20 元

目标价: 39.80 元 (6个月)



西南证券
SOUTHWEST SECURITIES

疫情与油价波动不改行业高景气，龙头砥砺前行内外兼备

投资要点

- **复盘：本轮油服景气周期始于2018年，主要由国内能源保供政策开启。**上一轮周期主要由国际油价推动，使得三桶油资本开支维持较高水平。本轮周期始于2018年，国家出于能源保供的战略需要，加码推进各项政策，带动三桶油资本开支恢复，国内油服市场开始新一轮景气周期。
- **能源保供政策推动国内油服景气度持续向上。**目前我国原油、天然气进口量均为全球第一，自给率逐年下降。原油已超过半导体产业成为第一大贸易逆差板块。在油气资源自主可控需求日益迫切的背景下，国家频繁出台配套政策推进我国油气增储上产。页岩气是国内保供增产的重要一环。自上而下的，财政部延长了对页岩气的补贴时间，从之前的2020年延长到了2023年；油公司也积极响应，提出了“七年行动计划”，对页岩气增产列出了具体安排。**能源保供政策为整个油服行业以及页岩气产业链景气向上提供坚实支撑。**
- **成本下降、产量上升，国内页岩气开发经济性已逐渐体现。**成本的下降主要得益于核心工具的国产化，以及作业能力的提升。工具方面，压裂用桥塞等设备的国产化显著降低钻井成本。作业能力方面，长宁区块钻井周期已从70天缩短至40-50天，日最大压裂段数也由4段提升至6段。国产化以及国内作业能力提升，推动页岩气的钻井成本从2014年的8000万降到了目前的5000万。产量方面，川渝地区单井总出气产量从2014年的6000万立方，已提升到目前的1.2亿立方。成本的下降和产量的提升，推动页岩气经济性的逐渐体现。经济性的体现恰是页岩气自发开发关键，将显著拉长页岩气产业链景气周期。
- **海外：北美压裂车市场空间远大于国内，存在大量刚性更新换代需求。**美国通过页岩革命已全面实现了天然气自给。2007年至今，年产量超过5200亿方，页岩气产量2007-2017十年复合增长率达30.6%。页岩气的最终采收率依赖于有效的压裂措施，压裂技术和开采工艺直接影响着页岩气井的经济效益。据Spears相关统计数据，目前美国压裂设备保有量达2400万水马力，对应2500型压裂设备数量约达1万台左右，是中国存量设备市场空间的八倍以上。并且超过三分之一的压裂设备寿命已达十年，存在着大量的刚性更新换代需求。
- **油价与疫情波动不改行业高景气。**公司业绩贡献主要来自国内。国内业务持续高景气，受益于国内政策的强力推动、油气开发经济性提升、对民营企业逐渐放开，公司国内订单持续强劲。海外业务方面，油价波动叠加疫情影响，可能导致海外订单的延后，但设备更新周期已至，杰瑞产品的优异性能和高性价比已经成为海外主流油服企业的主要选项之一，预计订单可能延后，但增量客户仍会持续落地。
- **盈利预测与投资建议。**预计2019-2021年EPS分别为1.43、1.99、2.64元。基于国内政策强持续性以及公司钻完井设备产品的强竞争力，给予公司2020年20倍估值，对应目标价39.80元，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示：**油价波动风险、汇率变动风险、市场推广或不及预期。

指标/年度	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	4596.77	7088.22	9732.13	11746.68
增长率	44.23%	54.20%	37.30%	20.70%
归属母公司净利润(百万元)	615.24	1365.68	1909.77	2528.52
增长率	807.57%	121.97%	39.84%	32.40%
每股收益EPS(元)	0.64	1.43	1.99	2.64
净资产收益率ROE	7.35%	15.63%	19.99%	24.21%
PE	44	20	14	11
PB	3.12	2.87	2.68	2.51

数据来源: Wind, 西南证券

西南证券研究发展中心

分析师: 倪正洋
执业证号: S1250520030001
电话: 021-58352138
邮箱: nzy@swsc.com.cn

分析师: 梁美美
执业证号: S1250518100003
电话: 021-58351937
邮箱: lmm@swsc.com.cn

分析师: 丁逸朦
执业证号: S1250520020001
电话: 021-58352138
邮箱: dym@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源: 聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	9.58
流通A股(亿股)	6.66
52周内股价区间(元)	19.88-41.59
总市值(亿元)	270.11
总资产(亿元)	143.72
每股净资产(元)	9.69

相关研究

请务必阅读正文后的重要声明部分

目 录

1 复盘：本轮国内油服市场景气周期主要由政策开启，与国际油价关联度小	1
1.1 2011 年来，油服板块共经历了 4 个阶段：本轮周期主要受国内能源保供政策推动.....	1
1.2 思考 1：为什么是 2018 年国内油服行业开始复苏？.....	3
1.3 思考 2：为什么是杰瑞股份率先复苏？.....	6
2 国内：政策、经济性推动设备缺口持续扩大，公司产品供不应求	7
2.1 七年行动计划刚刚开启，产量距目标仍有较大差距.....	7
2.2 页岩气开采已具有经济性，仍具有较大成本下降空间，将拉长景气周期.....	8
2.3 油气勘探开采市场全面开放，民营、外资介入将显著提升市场活跃度.....	13
2.4 国内压裂设备开发缺口大，公司产品持续供不应求.....	15
3 国外：海外市场空间远大于国内，公司高端设备已打开美国市场空间	16
3.1 北美压裂设备市场空间远大于国内.....	16
3.2 公司高端压裂设备已打开北美高端市场.....	18
4 展望：油价与疫情波动不改行业高景气	19
4.1 公司业绩贡献主要来源于国内，而国内能源保供政策将持续护航.....	19
4.2 海外订单可能延后，但增量客户仍将持续落地.....	20
5 盈利预测与估值	21
5.1 盈利预测.....	21
5.2 相对估值.....	22
6 风险提示	22

图 目 录

图 1: 四个阶段复盘: 前两阶段相关公司股价与油价挂钩, 目前基本脱钩.....	1
图 2: 三桶油资本支出在 11-14 年维持高位.....	2
图 3: 中石化勘探与开发板块资本支出 11-14 年维持较高水平(亿元).....	2
图 4: 中石油勘探与开发资本支出 11-14 年维持较高水平(亿元).....	2
图 5: 中海油勘探与开发资本支出 11-14 年维持较高水平(亿元).....	2
图 6: 2018 年我国原油自给率降低至 30.8%.....	4
图 7: 2018 年我国原油贸易逆差创历史新高(亿美金).....	4
图 8: 我国天然气产量距十三五目标仍有较大缺口.....	4
图 9: 我国天然气进口量持续创新高.....	4
图 10: 2018 年全国页岩气补贴 38 亿元, 重庆占比达 62%(亿元).....	5
图 11: 杰瑞股份钻完井板块营收快速增长.....	6
图 12: 杰瑞股份新增订单达历史高点, 持续创新高.....	6
图 13: 页岩气成本主要分为前期投资成本与后期运营成本.....	9
图 14: 水力压裂、钻机和钻井液分列钻完井成本前二位.....	9
图 15: 美国巴肯地区通过压缩钻井周期, 成本下降迅速.....	10
图 16: 每口井泵入支撑剂量持续上升, 高压裂强度使得增产效果明显(单位: 磅).....	12
图 17: 每级泵入的支撑剂量逐年上升, 高压裂强度使得增产效果明显(单位: 磅).....	12
图 18: 高密度完井技术, 平均产量平均增加 30%以上.....	12
图 19: 钻井与压裂占总成本一半以上.....	13
图 20: 2017 年美国实现天然气自给, 并成为净出口国.....	16
图 21: 美国页岩革命经历了四大阶段, 已全面实现天然气自给.....	17
图 22: 水平井分段压裂技术是页岩气增产的重要手段.....	17
图 23: 目前美国压裂设备保有量达 2400 万水马力, 为中国的 8 倍以上.....	18

表 目 录

表 1: 页岩气开发补贴时间延长, 提速页岩气开发进程	5
表 2: 四川地区专项补贴大幅增加, 多增多补落地 (万元)	6
表 3: 杰瑞股份高端压裂设备电驱压裂各项参数领先	7
表 4: “七年行动计划” 刚刚开启, 产量据目标仍有较大差距	7
表 5: 国家推进油气保供上产, 国内油企持续释放增产信号	8
表 6: 我国钻井指标仍与美国有较大差距	11
表 7: 通过改进布井方式及开采技术, 美国 Eagle Ford 增大了潜在储量	11
表 8: 预计至 2025 年总成本仍有 30% 下降空间	13
表 9: 油气勘探开采政策开放事件表: 油气勘探开采市场全面开放, 将显著提升市场活跃度	14
表 10: 中石油向民营企业招标租赁合计约 900 台压裂车	15
表 11: 杰瑞电驱压裂设备产品在性能、运输等方面有着一定优势	19
表 12: 我国原油自产: 十大油气田支撑未来油气上产	20
表 13: 分业务收入及毛利率	21
表 14: 可比公司估值 (2020.3.13)	22
附表: 财务预测与估值	23

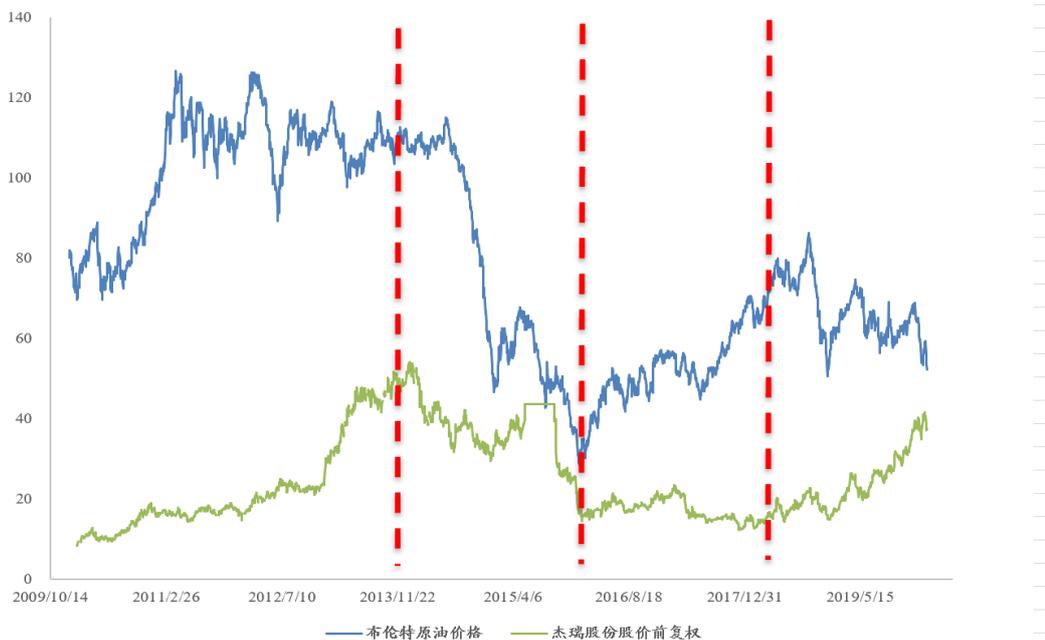
1 复盘：本轮国内油服市场景气周期主要由政策开启，与国际油价关联度小

1.1 2011 年来，油服板块共经历了 4 个阶段：本轮周期主要受国内能源保供政策推动

国内油服行业自 2011 年至今，共经历了 4 个阶段：

- 1) 第一阶段（2011-2014 年）：国际油价较高，布伦特原油油价处在 70-130 美元，国内三桶油资本支出持续增加，油服行业持续高景气。
- 2) 第二阶段（2014-2016 年）：国际油价持续下跌，布伦特原油价格最低跌至 27 美元，油服行业进入寒冬期。
- 3) 第三阶段（2016-2018 年）：油价触底反弹，但国内油服行业尚未完全复苏。
- 4) 第四阶段（2018-2020 年）：国家出于能源保供增产的需要，政策持续加码推进，国内油服市场开始新一轮景气周期。

图 1：四个阶段复盘：前两阶段相关公司股价与油价挂钩，目前基本脱钩



数据来源：Wind，西南证券整理

第一阶段（2011-2014 年）：

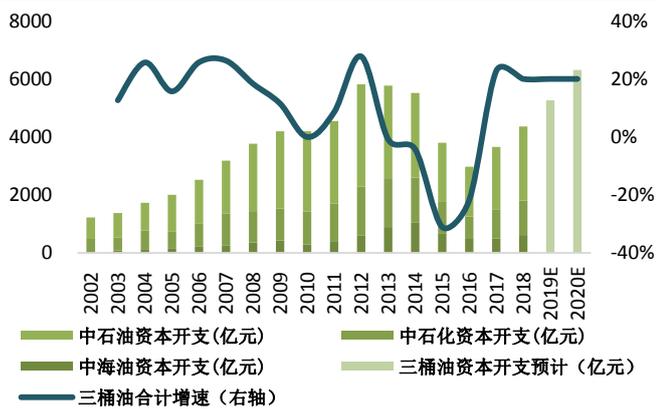
自 2008 年末，OPEC 宣布每日减产 220 万桶原油后，国际油价触底反弹，始终处于较高水平。在 2011-2014 年期间，布伦特原油油价维持在 70-130 美元的较高水平。在此期间，2011 年-2012 年，“阿拉伯之春”的革命浪潮导致利比亚原油供给大幅下降。其后，对伊朗的原油禁运也助推了原油价格的进一步走高。

国际油价的高位运转刺激了国内三桶油资本支出在此阶段维持高位。2011-2014 年，三

桶油合计资本支出年复合增长率达 6.6%，其中 2012 年三桶油合计资本支出达 5815 亿元，达历史高点，同比+27.8%。

受益于三桶油资本支出的大幅增加，国内油服业绩均维持较高增长速度。民营油服龙头企业杰瑞股份为例，从 2010 年上市时的 2.8 亿元业绩，到 2014 年末业绩超 12 亿元，年复合增长率达 43.6%。国内油服行业维持高景气度。

图 2：三桶油资本支出在 11-14 年维持高位



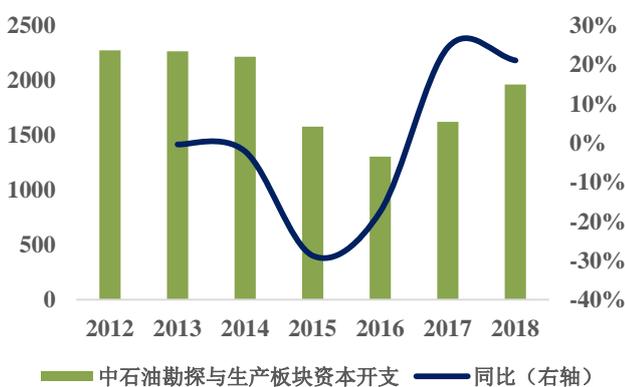
数据来源：Wind，西南证券整理

图 3：中石化勘探与开发板块资本支出 11-14 年维持较高水平 (亿元)



数据来源：Wind，西南证券整理

图 4：中石油勘探与开发资本支出 11-14 年维持较高水平 (亿元)



数据来源：Wind，西南证券整理

图 5：中海油勘探与开发资本支出 11-14 年维持较高水平 (亿元)



数据来源：Wind，西南证券整理

第二阶段 (2014-2016 年):

国际油价持续下跌，布伦特原油价格最低跌至 27 美元。自 2014 年下半年开始，美国页岩油增产效果明显。其后，“阿拉伯之春”的革命浪潮导致大幅下降的利比亚原油供给的也逐渐恢复正常。而来自美国页岩油的增产压力，使得 OPEC 持续增产保持供给份额。国际原油价格持续下跌，布伦特原油价格在 2016 年初下探到 27.23 元的最低点

油价下跌叠加国内石油系统体系内人员大幅调整，国内三桶油资本支出大幅下跌。国际油价的大幅下跌使得国内三桶油资本支出力度明显下降。在此期间的国内石油系统的反腐行动持续发力也为三桶油资本支出力度的下降打下注脚。三桶油系统体系内高管人员大幅调整。从三桶油资本支出角度看，2016 年三桶油合计资本支出仅为 2916 亿元，较 2011 年下降了 48.8%，近乎腰斩。

国内油服行业进入寒冬期。以杰瑞股份为例,从 2016 年业绩仅为 1.2 亿元,尚不达 2010 年上市当年业绩的一半。而三桶油旗下油服公司业绩也受到影响。大幅计提下,中海油服在 2016 年全年亏损了 114 亿元。

第三阶段 (2016-2018 年):

国际油价谷底复苏,布伦特原油价格一度超 80 美元。自 2016 年年底,低迷的油价使得 OPEC 国家财政不堪重负,开始减产去库存的步伐。其间,委内瑞拉经济动荡也使其原油供给持续下滑。国际油价开始从谷底复苏,布伦特原油价格一度攀升至 80 美元。

国内油服行业并未实质性反转,三桶油资本支出有所上升但仍处于低位。尽管国际油价谷底复苏,但三桶油资本支出仍相较于低位。2017 年三桶油合计资本支出达 3643 亿元,仅为 2011 年高点的 62.6%。而从油服行业最直接关联的勘探开发板块资本支出看,中石化勘探与开发板块资本支出 2017 年甚至有所下降,达到了历史最低点的 313 亿元,仅为 2013 年高点的 35.1%。因此,虽然油价大幅回暖,在此阶段,国内油服行业并未实质性反转,国内油服企业 2017 年业绩持续下滑。杰瑞股份 2017 年全年业绩为 0.67 亿元,同比-43.8%。海油工程 2017 年全年业绩为 4.91 亿元,同比-62.7%。

第四阶段 (2018-至今):

国家出于能源保供增产的需要,政策持续加码推进。在我国油气资源自主可控需求日益迫切背景下,自 2018 年以来国家频繁出台配套政策推进我国油气增储上产。2018 年起,国家层面多次作出重要批示,要求石油企业加大国内油气勘探开发力度,确保油气高质量供给。受益于此,国内油服行业开始迎来实质性反转。

三桶油资本支出大幅增加,国内油服行业迎来新一轮景气周期。在此期间,国际油价虽然有所波动,布伦特原油价格一度下探 50 美元,但三桶油资本支出力度仍持续增加,国内油服行业开启了新一轮景气周期。其中,杰瑞股份订单持续高增长,业绩持续超预期,根据 2019 年业绩快报显示,2019 年全年业绩达 13.7 亿元,超上一轮景气周期高点;中海油服 2019Q3 单季度扣非归母净利润达 11 亿元,创近五年来的最好水平。

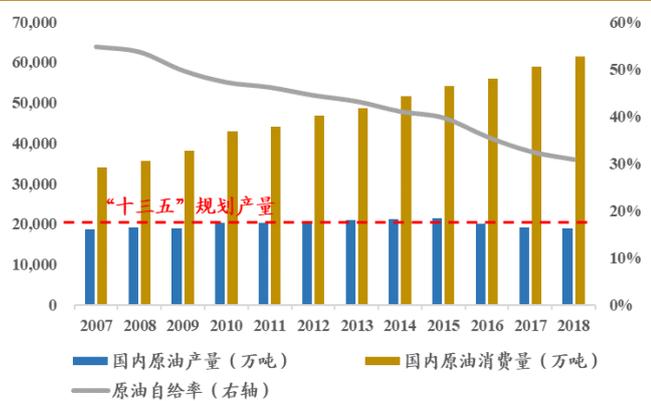
1.2 思考 1: 为什么是 2018 年国内油服行业开始复苏?

行业实质性反转的核心因素源于 2018 年起国内能源保供政策的持续加码推进,而政策的内生逻辑源于能源自给化率的持续下滑。具体而言,2018 年我国原油、天然气进口量均为全球第一,自给率逐年下降。原油也已超过半导体产业成为第一大贸易逆差板块。在油气资源自主可控需求日益迫切的背景下,国家频繁出台配套政策推进我国油气增储上产。从页岩气角度来看,我国页岩气年产量仅为 110 亿立方,较十三五规划的 300 亿立方目标仍有较大缺口。页岩气成为了保供增产的重要一环。自上而下的,财政部延长了对页岩气的补贴时间,从之前的 2020 年延长到了 2023 年;油公司也积极响应,提出了“七年行动计划”,对页岩气增产列出了具体安排。诸项政策为整个油服行业以及页岩气产业链景气向上提供坚实支撑。

原油产量持续走低,原油自给率已降低至仅 30.8%。根据国家统计局数据,2018 年我国原油产量为 1.89 亿吨,同比-1.3%。这是我国原油产量连续第三年下滑,生产规模已不及 2009 年水平,自给率已降低至仅 30.8%。根据我国十三五规划,2020 年原油产量目标为 2.0 亿吨,至 2018 年仍有 0.11 亿吨缺口。贸易逆差方面,根据海关总署数据,2018 年我国原

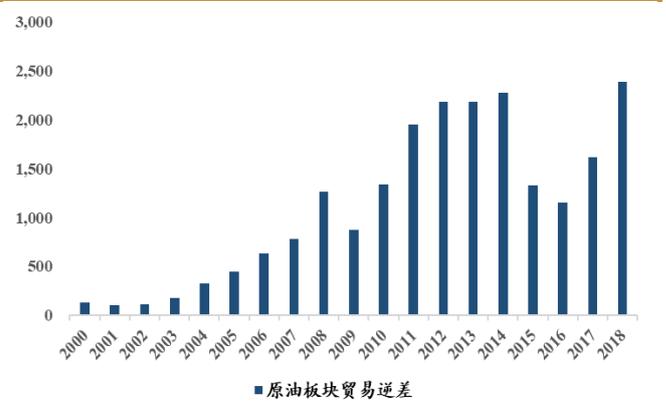
油贸易逆差高达 2389.9 亿美金，超过集成电路成为我国第一大逆差板块。

图 6：2018 年我国原油自给率降低至 30.8%



数据来源：Wind，西南证券整理

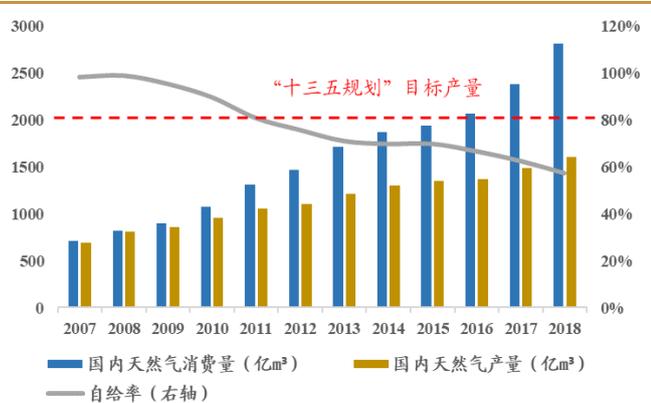
图 7：2018 年我国原油贸易逆差创历史新高 (亿美金)



数据来源：Wind，西南证券整理

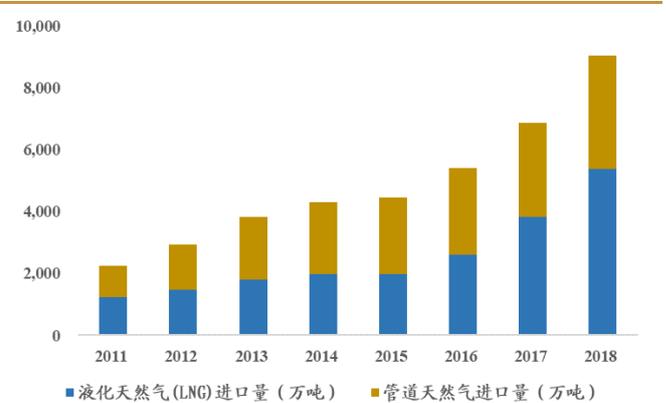
天然气产量较十三五目标仍有较大缺口，对外依存度也持续走高。根据国家发改委数据，2018 年我国天然气产量为 1603 亿 m^3 ，同比+8.3%；天然气消费量为 2803 亿 m^3 ，同比+18.1%。消费量增幅超过产量增长使我国天然气对外依存度进一步走扩，根据海关总署数据，2018 年我国首次超越日本成为世界第一大天然气进口国，天然气进口量达 1254 亿 m^3 ，创历史新高。目前我国天然气产量距十三五规划中 2020 年 2000 亿 m^3 目标仍有较大差距，预计前期进度缓慢将使 2019-2020 年国内油企提速上产步伐。

图 8：我国天然气产量距十三五目标仍有较大缺口



数据来源：Wind，西南证券整理

图 9：我国天然气进口量持续创新高



数据来源：Wind，西南证券整理

政策面强力推进油气保供，全面打响上产攻坚战。在我国油气资源自主可控需求日益迫切背景下，国家频繁出台配套政策推进我国油气增储上产。2018 年起，国家层面多次作出重要批示，要求石油企业加大国内油气勘探开发力度，确保油气高质量供给；2019 年 5 月，国家能源局组织召开大力提升油气勘探开发力度工作推进会，会议中明确提出要确保完成 2019-2025 七年行动计划，并加强相关支持政策保障重点项目落地实施；2019 年 10 月 11 日，国家能源委员会召开会议，会议主要强调了加大国内油气勘探开发力度，促进增储上产，提升油气自给能力。该委员会成立于 2010 年，是我国最高规格的能源机构。该会议对我国未来几年能源发展工作具备较强战略指导意义。

油公司积极响应，“七年行动计划”为页岩气产业链景气向上提供坚实支撑。2019 年 1

月,中海油制定了《关于中国海油强化国内勘探开发未来“七年行动计划”》,计划表示到 2025 年公司勘探工作量和探明储量要翻一番;2019 年 5 月底,中海油在深圳召开重大科技专项会议,会议强调到 2025 年,将全面建成南海西部油田 2000 万 m³、南海东部油田 2000 万吨的上产目标。按照该规划,则至 2025 年中海油将提升南海西部油田油气产量几乎一倍;南海东部油田油气产量增长将近 1/3。中石油也在 2019 年 3 月份编制完成了《2019-2025 年国内勘探与生产加快发展规划方案》,提出页岩气产量到 2020 年要力争达到 120 亿立方米,到 2025 年产量达到 240 亿立方米,产量再翻一番。以页岩气及南海油气开发为重点的“七年行动计划”将为整个油服行业以及对应页岩气产业链提供长期景气向上的坚实支撑。

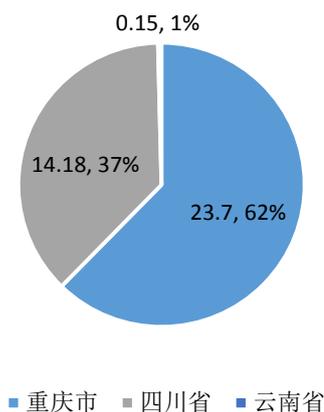
中央财政补贴时间延长,提速页岩气开发进程。财政部发布《关于<可再生能源发展专项资金管理暂行办法>的补充通知》,对非常规气开采提出了新的补贴方案。新的补贴方案延长了补贴时间。此前,对于页岩气在 2016-2018 年补贴标准为 0.3 元/立方米,2019-2020 年补贴标准为 0.2 元/立方米。而补贴新政明确了补贴的专项资金实施时间为 2019 年-2023 年,补贴时间得到延长。此外,补贴新政将致密气归为了非常规天然气资源,并纳入补贴范围,并以 2017 年产量作为基准。同时,不再定额补贴标准进行补贴,而是按照“多增多补”的原则,对超过上年开采利用量的,按照超额程度给予梯级奖补,对未达上年开采利用量的,则相应扣减奖补资金。

表 1: 页岩气开发补贴时间延长,提速页岩气开发进程

	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	

数据来源: Wind, 西南证券整理

图 10: 2018 年全国页岩气补贴 38 亿元,重庆占比达 62% (亿元)



数据来源: 中国财政部, 西南证券整理

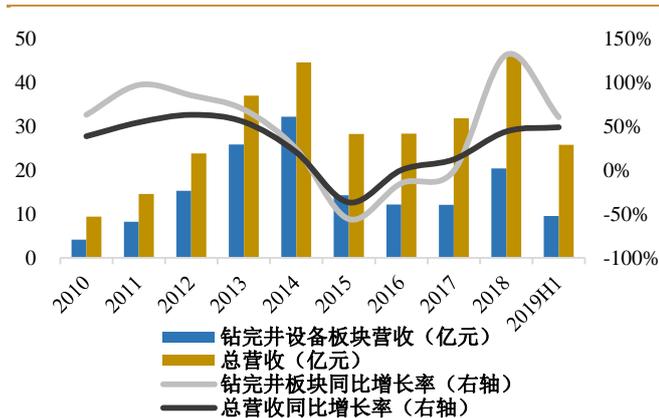
表 2: 四川地区专项补贴大幅增加, 多增多补落地 (万元)

	2018 年预拨专项资金细分			2018 年预拨专项资金合计	2019 年预拨专项资金合计
	煤层气开发利用	页岩气开发利用	农村水电增效扩容		
四川省	3288	141797	6881	151966	218006
重庆市	8595	236956	6172	251723	145620

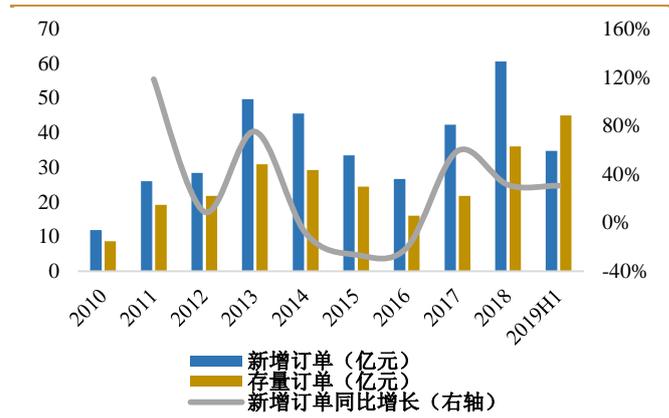
数据来源: 财政部, 西南证券整理

1.3 思考 2: 为什么是杰瑞股份率先复苏?

杰瑞股份是本轮油服行业各个标的最先复苏, 脱颖而出的民营油服龙头公司。原因主要在于, 高端设备供不应求以及杰瑞设备本身的强竞争力。我们判断, 在 2018Q1 公司核心的钻完井设备板块产品已供不应求, 因而 2018Q2 经历了被动去库存。随后, 公司迅速反应扩充产能, 增加生产人员人数。当年, 生产人员人数即已达到 2014 年上一轮景气周期高点水平。在油服行业各个标的最先复苏、脱颖而出的民营油服龙头公司。

图 11: 杰瑞股份钻完井板块营收快速增长


数据来源: Wind, 西南证券整理

图 12: 杰瑞股份新增订单达历史高点, 持续创新高


数据来源: Wind, 西南证券整理

2013 年前后国内高端压裂设备已基本完成进口替代, 本轮周期杰瑞股份技术储备最为充分。公司在 2013-14 年就完成了大功率柱塞泵的研发生产, 而这正是电驱压裂设备所需要的核心零配件。2014 年公司即成功研发世界首台 4500 水马力涡轮压裂车——“阿波罗”涡轮压裂车, 采用 5600 马力的涡轮发动机及 5000 马力的 JR5000 压裂泵, 最高功率可达 4500 水马力, 为目前全球单机最大功率压裂车, 可以大幅减少井场占地及车组人员配套。4500 型阿波罗涡轮压裂车的成功研发, 使中国成为继美国、俄罗斯之后世界第三大拥有涡轮压裂设备的国家。2019 年 4 月公司发布全球首个电驱压裂成套装备, 包含了电驱压裂设备、电驱混砂设备、电驱混配设备、智能免破袋连续输砂装置、供电解决方案、大通径管汇解决方案。新推出的成套设备大幅提升作业性能、效率、经济性、环保等方面表现。2019 年 11 月, 杰瑞与北美知名油服公司成功签署涡轮压裂整套车组订单, 标志着全球单机功率最大的涡轮压裂整套车组实现销售。国内而言, 2013 年前后, 国内高端压裂设备已基本完成进口替代; 国外高端市场, 也已经打开市场空间。本轮周期公司技术储备领先, 因而率先复苏。

表 3: 杰瑞股份高端压裂设备电驱压裂各项参数领先

参数	电驱压裂	传统柴油压裂
压裂功率 (水马力)	5000	2500
价格 (万元)	1100	1500
最高工作压力 (MPa)	103.5	99
噪音	电驱压裂较传统柴油降低 21.7%	
单位作业能耗费率	电驱压裂较传统柴油降低 46.7%	

数据来源: 杰瑞股份官网, 西南证券整理

2 国内: 政策、经济性推动设备缺口持续扩大, 公司产品供不应求

2.1 七年行动计划刚刚开启, 产量距目标仍有较大差距

“七年行动计划”是未来数年, 国内油气增产的具体计划表。2019 年 1 月, 中海油制定了《关于中国海油强化国内勘探开发未来“七年行动计划”》, 计划表示到 2025 年公司勘探工作量和探明储量要翻一番; 2019 年 5 月底, 中海油在深圳召开重大科技专项会议, 会议强调到 2025 年, 将全面建成南海西部油田 2000 万 m³、南海东部油田 2000 万吨的上产目标。按照该规划, 则至 2025 年中海油将提升南海西部油田油气产量几乎一倍; 南海东部油田油气产量增长将近 1/3。中石油也在 2019 年 3 月份编制完成了《2019-2025 年国内勘探与生产加快发展规划方案》, 提出页岩气产量到 2020 年要力争达到 120 亿立方米, 到 2025 年产量达到 240 亿立方米, 产量再翻一番。

表 4: “七年行动计划”刚刚开启, 产量距目标仍有较大差距

	计划名称	披露内容
中石油	《2019-2025 年国内勘探与生产加快发展规划方案》	每年安排 50 亿元用于风险、勘探投资; 页岩气产量到 2020 年要力争达到 120 亿立方米, 到 2025 年产量达到 240 亿立方米。
中海油	《关于中国海油强化国内勘探开发未来“七年行动计划”》	勘探工作量和探明储量要翻一番; 到 2025 年, 将全面建成南海西部油田 2000 万 m ³ 、南海东部油田 2000 万吨的上产目标。
中石化	未披露	逆转石油进口依赖加剧的趋势, 对外依存度有望控制在 60%左右

数据来源: 杰瑞股份官网, 西南证券整理

三桶油资本开支均有望实现高增长。中海油公布 2020 年资本开支预算为 850-950 亿元, 我们预计中石油和中石化资本开支均有望实现高增长。一方面, 2020 年是国内油气七年行动计划第二年, 仍处于起步阶段。另一方面, 国内原油产量较 2 亿吨红线仍有差距, 且过去几年产量仍在下滑, 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。基于以上原因, 预计 2020 年资本开支有望加速。

表 5: 国家推进油气保供上产, 国内油企持续释放增产信号

时间	事件	核心目标
2018.8.3	中石油党组会	强力推进页岩气上产
		实现 2020 年原油 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	国务院颁布天然气发展意见	2020 年底实现天然气年产量 2000 亿立方米
2018.9.6	中国石油发布冬季施工通知	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%
2019.1.17	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同比增长 25%
		风险勘探投资增长 4 倍, 由 10 亿元增至 50 亿元
2019.1.18	中海油公布《七年计划》	至 2025 年, 公司勘探工作量和探明储量翻一番
2019.1.23	中海油 2019 年战略展望会议	2019 年资本开支计划 700-800 亿元
2019.5.27	国家能源局组织召开大力提升油气勘探开发力度工作推进会	明确提出要确保完成 2019-2025 七年行动计划
2019.5	中国海油在深圳召开重大科技专项会议	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 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。 ➢ 按照上述规划, 7 年时间, 南海西部油田油气产量几乎将翻一番; 南海东部油田油气产量增长将近 1/3。
		<ul style="list-style-type: none"> ➢ 放宽油气勘探开发和油气管网、液化天然气 (LNG) 接收站、储气调峰设施投资建设市场准入; ➢ 推动建立主要由市场决定能源价格的机制。
2019.10.11	国家能源委员会会议召开	

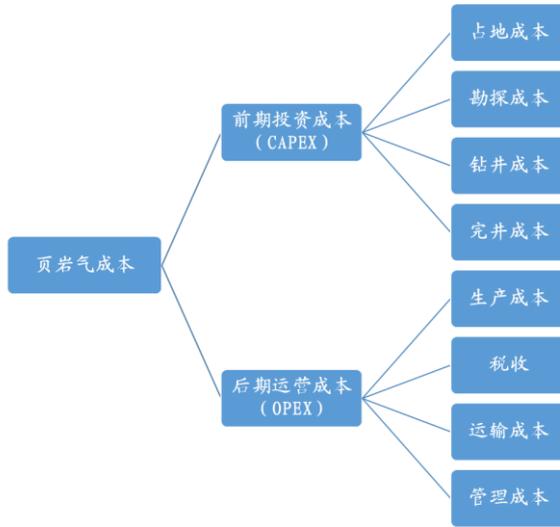
数据来源: Wind, 西南证券整理

2.2 页岩气开采已具有经济性, 仍具有较大成本下降空间, 将拉长景气周期

2.2.1 受益技术进步及设备国产化, 页岩气井成本显著下降、产量明显增加

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、探勘成本、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 13: 页岩气成本主要分为前期投资成本与后期运营成本

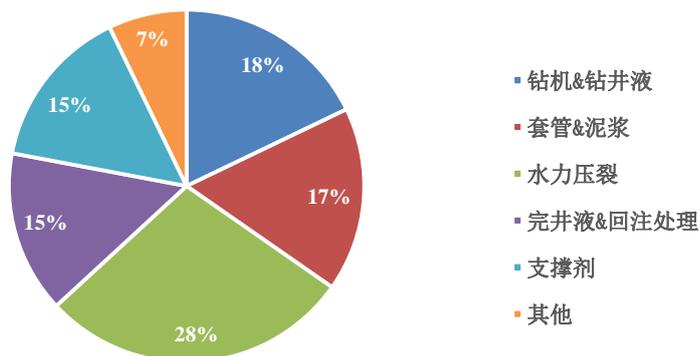


数据来源: 西南证券整理

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%。

图 14: 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, 西南证券整理

国内方面, 页岩气井成本已较开发初期大幅下降,根据中国石油新闻中心报道, 威远区块页岩气井成本已从最初的 1.3 亿元下降至 5000 万元。但目前成本仍比美国高 30% 以上, 主要由于国内页岩气区块地质结构复杂、地理位置偏远等影响。页岩气井的建设中, 钻井 (尤

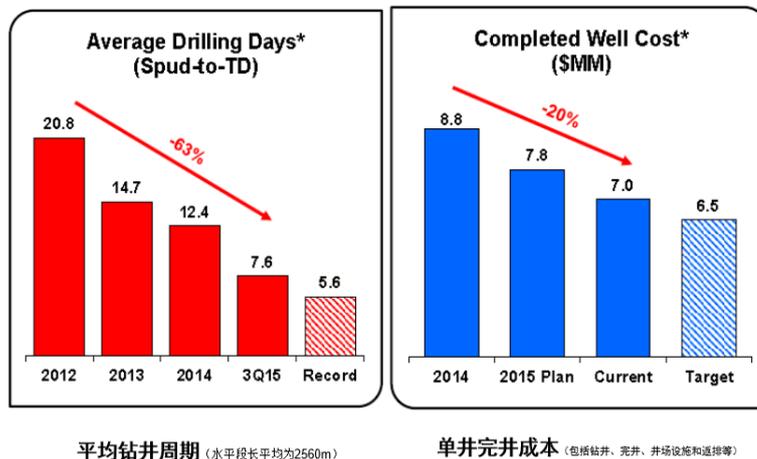
其是水平井) 与水力压裂为成本中占比最大的两项, 而国内页岩气井成本的大幅下降也正是受益于以上两项成本的压缩。

水力压裂受益关键设备国产化率提升。水力压裂随着设备国产化占比的持续提升打开成本下降空间。例如在水平井分段压裂过程中需要大量使用的桥塞, 平均一口井需要使用 20 个以上。进口桥塞的成本约 15 万元/个, 而研制出国产桥塞后, 成本大幅降至 2 万元/个。以此推算, 一口井节约成本超过 260 万元。

钻井技术的完善带来作业效率的提升, 压缩钻井作业周期从而节省成本。以美国巴肯地区历史经验, 其平均钻井周期的大幅缩减带动成本的快速下降; 国内方面, 根据中国石油新闻中心报道, 钻井作业每节约一天, 对应于成本节省 10 万元左右。目前长宁-威远区块钻井周期已从 70 天缩短至 40-50 天, 带动成本的下移。

图 15: 美国巴肯地区通过压缩钻井周期, 成本下降迅速

高效的成本控制--巴肯地区为例



数据来源: 中石油研究院, 西南证券整理

显著受益技术进步, 单井总出气量已从 2014 年的 6000 万立方提升至 1.2 亿立方。评价国内页岩气经济性的一个关键指标是最终可采储量 (Estimated Ultimate Recovery), 指的是一口页岩气井整个生命周期的最终产气量。通常, 以单井初始日产气量预测最终的可采储量。由于钻井、完井技术的进步, 川渝地区页岩气平均单井日出气量提升明显。目前长宁区块页岩气已单井平均日出气量已提升到了 10 万立方每天, 较 2014 年的 6 万立方提升明显。而最终可采储量来看, 已从 6000 万立方提升到 1.2 亿立方米。

2.2.2 借鉴海外开发经验, 国内页岩气未来开发仍有很大降本增效空间

长远来看, 借鉴美国页岩气开发经验, 国内页岩气开发仍有很大降本增效空间。

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。

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。

表 6：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(1/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，西南证券整理

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。

表 7：通过改进布井方式及开采技术，美国 Eagle Ford 增大了潜在储量

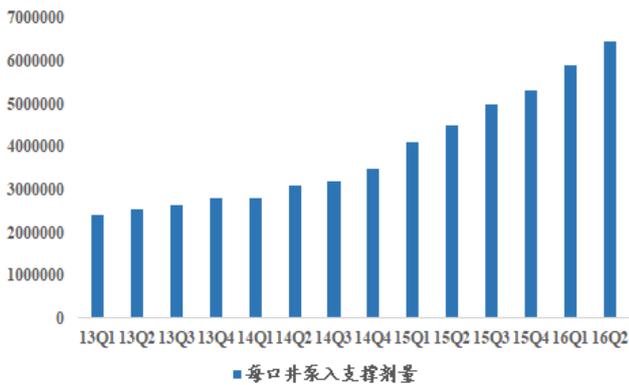
项目	2010年3月	2012年2月	2013年2月	2014年2月
井数/640英亩	5	10	10-16	16
井间距(英尺)	1000	525	450	330
每口井				
控制面积(英亩)	130	65	40-65	≈40
EUR, MBOE	320	450	400	450
钻完井成本, \$MM	5.25	6	6	5.7
直接受益	80%	130%	100%	100%+

数据来源：中石油研究院，西南证券整理

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。

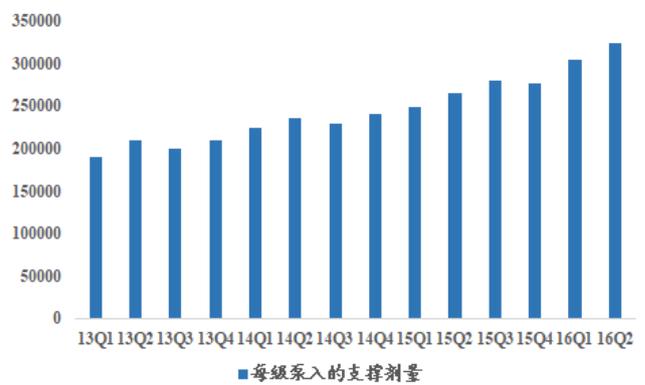
通过回顾美国水力压裂强度（如支撑剂加入剂量等），我们发现美国压裂页岩气井的单井、单级压裂强度均呈现出快速上升趋势。2014Q4-2016Q2，美国每口井泵入支撑剂量增加 84%，每级泵入支撑剂量增加 35%。高压裂强度使得增产效果实现较快提升。根据中石油研究院的考察报告，中石油未来计划增加水平段压裂级数，增加单井压裂强度。争取单井压裂达到 30 级以上，每级泵入的支撑剂的量增加 20% 以上。

图 16：每口井泵入支撑剂量持续上升，高压裂强度使得增产效果明显（单位：磅）



数据来源：中石油研究院，西南证券整理

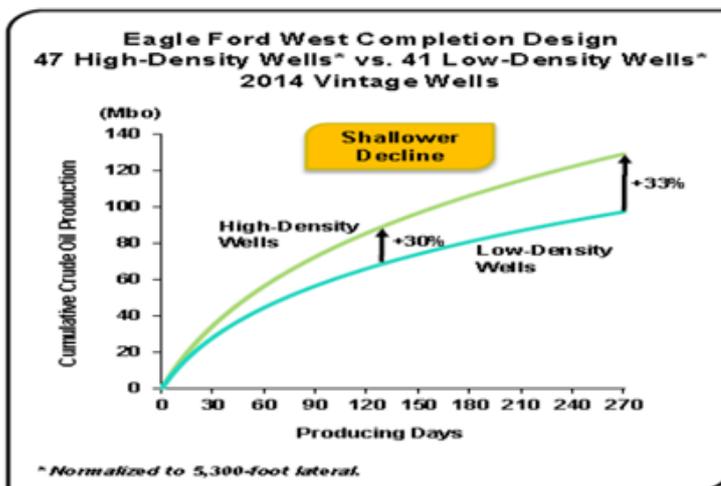
图 17：每级泵入的支撑剂量逐年上升，高压裂强度使得增产效果明显（单位：磅）



数据来源：中石油研究院，西南证券整理

高密度完井方式继续提高单井产量。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 18：高密度完井技术，平均产量平均增加 30% 以上

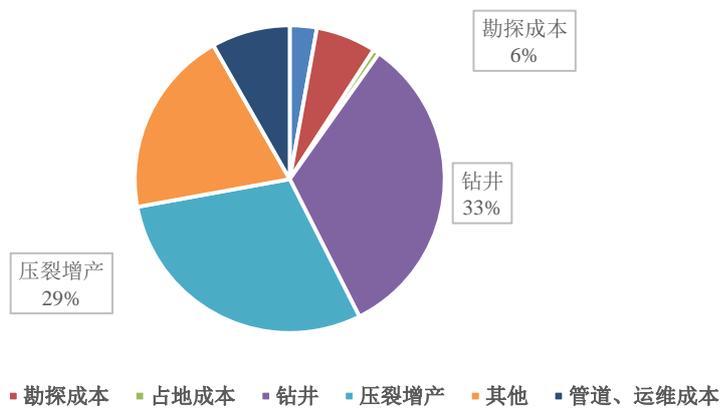


数据来源：中石油研究院，西南证券整理

2.2.3 经济性将持续体现，推动国内页岩气开发进入自发开发阶段

四川地区项目内部收益率已达 8%，至 2025 年成本仍有 30% 以上的降幅空间。固定资本支出角度看，目前一口页岩气井项目开采的固定资本支出包括探矿权成本、前期勘探成本、占地成本、钻井成本、管道、运维成本等。目前四川长宁地区，如不考虑财政补贴，目前自有资金的内部收益率达 12%，项目总的内部收益率达 8%。产量方面，新发开的泸州、威远新区块等产量较长宁区块更高，单井产量仍有 50% 以上提升空间。而成本方面，钻井技术持续进步，桥塞、套管、LWD 等技术持续国产化，将持续降低钻完井成本。预计钻井、压裂等环节成本下降空间更大，预计至 2025 年成本仍有 30% 以上降幅。

图 19：钻井与压裂占总成本一半以上



数据来源：EIA，西南证券整理

表 8：预计至 2025 年总成本仍有 30% 下降空间

单位 (万元)	前期开发			中期钻井			后期运维	总成本	总成本降幅
	探矿权成本	勘探成本	占地成本	钻井	压裂增产	其他	管道、运维成本		
2019 年	172	383	40	2000	1800	1200	500	6095	
2025E	172	383	40	1200	1080	840	500	4215	-31%

数据来源：中石油研究院，西南证券整理

国内经济性将持续体现，将推动国内页岩气开发进入自发开发阶段。经济性的体现是页岩气自发开发关键。正如美国页岩气开发在经济性得以体现后进入大规模商业开发阶段类似，我们认为随着我国页岩气经济性迈过盈亏平衡点，我国有望复刻美国页岩气产量爆发的过程。从微观调研信息来看，今年以来，油气开发的经济性推动油公司、油服公司作业的积极性，油服设备龙头订单持续高增长也验证我们的判断。随着国内经济性将持续体现，将推动国内页岩气开发进入自发开发阶段。

2.3 油气勘探开采市场全面开放，民营、外资介入将显著提升市场活跃度

油气勘探开发难度增大，引入社会资本，将加快油气勘探进度。目前我国面临油气勘探开发难度逐步增大的问题。随着高品质资源逐步开采消耗，剩余的常规油气资源品质整体降低，80% 为低品质、高风险类型。其中，超过 35% 的剩余石油资源分布在低渗储层，25% 位

致密油和稠油，20%分布在海域深水；超过 35%的天然气资源分布在低渗储层，25%位致密气，20%以上位于海域深水。其次，随着发展的不断深入，勘探开发对象复杂化，资源隐蔽性增强，发现难度加大，施工难度增加，对技术装备水平的要求和勘探开发成本不断提高，生态文明建设也对油气勘探开发提出更高要求。此外，非常规油气资源具有现实可开发价值的比例不高。引入社会资本进入油气勘查开采市场后，将激发了社会投资热情，加快了油气勘查开发进程。

全面开放前主要区块在三桶油与延长油田手中，其中大约二十分之一的区块已有企业开采。根据国土资源部的勘探登记管理条例和开采管理条例，勘探开发常规石油天然气的企业要有国务院批准的文件，其对企业的注册资本、专业人员配备等资质有要求，但总体规定很粗，也不完善，导致实际上具有探矿权和采矿权资质的企业只有四家，即中石油、中石化、中海油和延长油田。”完成登记的企业若能获得油气发现就有优先获得采矿权的资格。由此，中国目前 400 多万平方公里有探矿权的区块目前基本就掌握在上述四家公司手中。这其中大约二十分之一的区块已有企业进行了开采，还有大量的区块虚置。

表 9：油气勘探开采政策开放事件表：油气勘探开采市场全面开放，将显著提升市场活跃度

时间	事件	具体内容
2011/2012 年	页岩气探矿权向全社会公开招标	为很多民企进入提供了机会，投标人主要分为能源类的央企、各地民营企业和石油化工企业。
2015/2017 年	新疆油气勘查开采改革试点启动	新疆先后于 2015 年和 2017 年举行石油天然气勘查区块招标出让和挂牌出让，六家企业共获得七个油气勘查区块探矿权。
2017 年 11 月	煤层气探矿权开始市场化配置	山西省与 8 家煤层气勘查开发企业正式签署了探矿权出让合同，成功完成了 10 个煤层气区块的招标出让。
2019 年 6 月	发改委、商务部发布《外商投资准入特别管理措施》	进一步放宽外商投资准入，在采矿业领域，取消石油天然气勘探开发限于合资、合作的限制。
2019 年 12 月	国务院发布《关于营造更好发展环境支持民营企业改革发展的意见》	在电力、电信、铁路、石油、天然气等重点行业和领域，放开竞争性业务，进一步引入市场竞争机制。
2019 年 12 月	自然资源部发布《矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》	自然资源部《矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》

数据来源：Wind，西南证券整理

新疆油气勘查开采改革试点于 2015 年启动，目前中曼石油温宿区块已获得商业油流，取得实现性成果——标志着民营资本有技术、有能力、有技术做好油气勘探开发工作。作为肩负国家油气勘查开采体制改革先行先试重任的地区，新疆先后于 2015 年和 2017 年举行石油天然气勘查区块招标出让和挂牌出让，六家企业共获得七个油气勘查区块探矿权，中曼石油 2018 年初竞得的温宿区块属于其一。公告显示，中曼石油在温宿区块已完钻探井 2 口。其中，温 7 井已经完成全井探井试油任务，共试油 5 层，均获得商业油流，累计产出原油 311.6 方。表示我国油气勘查开采体制改革取得了实效性成果，为后续改革带来积极影响，标志着民营资本有技术、有能力、有技术做好油气勘探开发工作。

全面开放油气勘查开采市场，民营、外资进入将显著提升市场活跃度。自然资源部于 2020 年 1 月 9 日举行《自然资源部关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见》新闻发布会。自然资源部称，我国将全面开放油气勘查开采市场，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。此次全面放开油气勘查开采的市场准入，各类市场主体包括外资、

民营企业、各类社会资本的加入将会进一步激发市场活力，有更多的渠道来筹集勘查开发资金，从而形成以国家石油公司为主体，多种经济成分参与的市场体系，打破过去主要由几家国有公司专营的局面。

2.4 国内压裂设备开发缺口大，公司产品持续供不应求

油企业更倾向于租赁民营企业压裂设备，签订服务合同填补设备缺口。目前国内压裂设备市场存量在 1000 台左右，其中 2500HHP 以上适合页岩气作业的压裂设备保有量仅在 300-400 台左右。目前存量无法覆盖国内页岩油气开发所需要的设备需求。由于压裂设备价格昂贵并且行业具有周期性，三桶油在进行页岩气开发时目前偏向于更加灵活的方式取租赁设备。除了直接采购压裂车设备，还通过技术服务的形式直接购买民营企业的压裂服务来填补设备不足。

中石油发布 900 台压裂车招标租赁合同，设备缺口进一步刺激国内压裂设备采购需求。由于中石油压裂设备不足，为弥补设备缺口，保障生产，中石油在 2019 年 9 月，向民营企业发布压裂车租赁合同的招标。具体而言，中石油下辖各钻探工程服务企业根据各自施工区域内的工作量等实际情况在该目录中选择压裂设备租赁承包商进行租赁价格商谈后签订压裂设备租赁合同。合同服务周期总计三年，指引锁定了未来三年国内页岩气开发的高景气。各大油田总计招标约 900 台压裂车，其中电动压裂机组达 58 台，需求占本次招标的 6%。而目前 2500HHP 以上适合页岩气作业的压裂设备保有量仅在 300-400 台左右。设备缺口将进一步刺激国内压裂设备采购需求。

表 10：中石油向民营企业招标租赁合同约 900 台压裂车

	长庆油田	克拉玛依油田	川渝气田	玉门、青海油田	塔里木油田	苏里格油田	山西地区（隶属渤海钻探，用于煤层气开发）	总计
传统压裂车（台）	344 40.7%	192 22.7%	269 31.8%	16 1.9%	8 0.9%	8 0.9%	8 0.9%	845 100.0%
电动压裂车（台）	18 31.0%	16 27.6%	24 41.4%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	0 0.0%	58 100.0%
合计	362	208	293	16	8	8	8	903

数据来源：Wind，西南证券整理

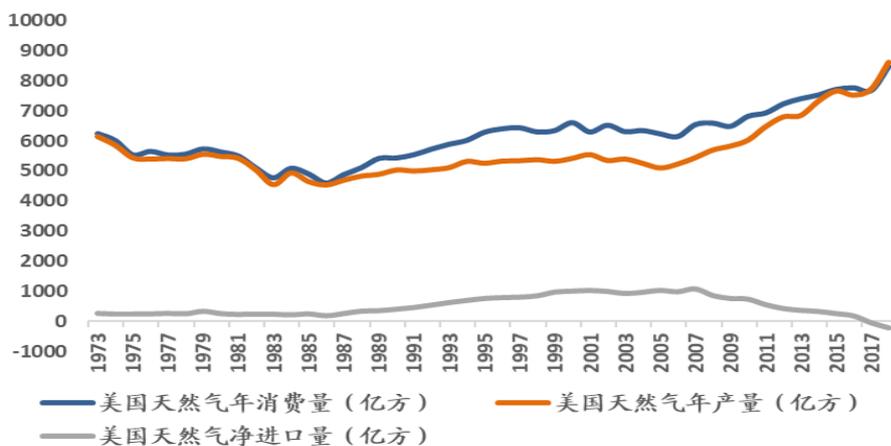
杰瑞股份技术与市场处于领先地位，深度受益本轮压裂设备采购需求。目前国内可生产适用于开发页岩气的 2000 型以上压裂车产品的企业较少，叠加上一轮油价低谷期使压裂行业产能出清，供给端呈紧张局面。此外，国内企业在核心零部件环节仍依赖国外进口，技术尚存进步空间。杰瑞股份在国内高端压裂车市场主要竞争对手包括石化四机厂、四机赛瓦、宝石机械等。目前在压裂设备的存量市场中，中石化四机厂与杰瑞股份处于第一梯队，宝石机械处于产能投放阶段，其他如三一重工等公司仍处于产品起步阶段。收入与盈利能力方面，杰瑞处于绝对领先地位，深度受益本轮压裂设备采购需求。

3 国外：海外市场空间远大于国内，公司高端设备已打开美国市场空间

3.1 北美压裂设备市场空间远大于国内

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

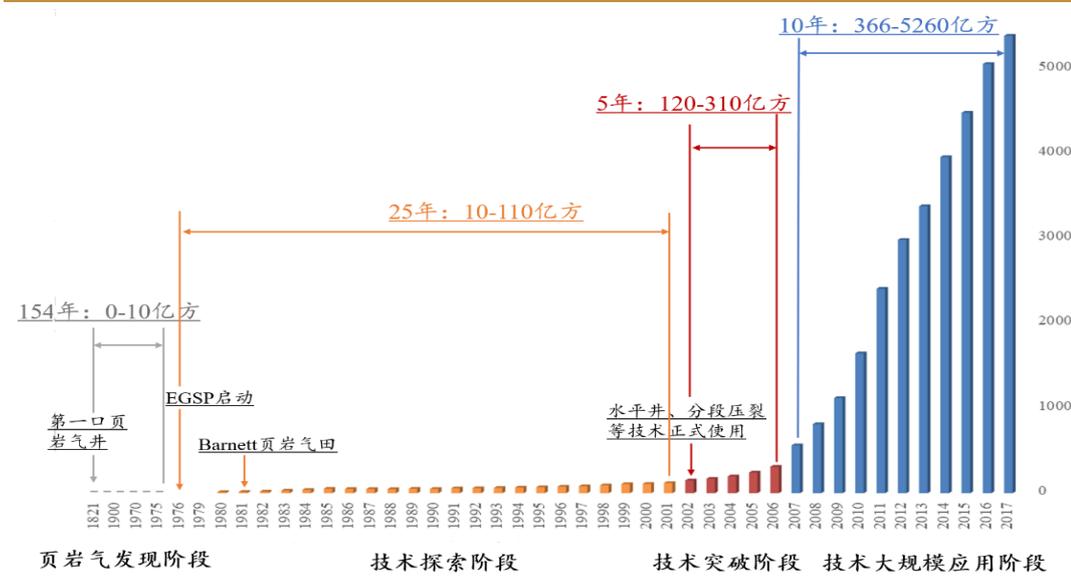
图 20：2017 年美国实现天然气自给，并成为净出口国



数据来源：EIA，西南证券整理

美国页岩革命经历了四大阶段，已全面实现天然气自给。美国页岩气革命的进程可大致划分为四大阶段，分别是发现阶段（1821-1975）——技术探索阶段（1976-2001，页岩气年产量升至 120 亿方）——技术突破阶段（2002-2006，年产量升至 310 亿方）——产量高增阶段（2007 年至今，年产量超过 5200 亿方）。其中第二、三阶段由于能源危机的出现，美国政府大力推进页岩气的开采与研究，期间关键技术持续突破，开采成本持续降低；至第四阶段，此前的技术积淀为页岩气大规模商业开采提供先决条件，叠加 2007-2008 年高油价推升气价为页岩气开发提供了可观盈利空间，页岩气产量开始迅速增长。发展至今美国已实现天然气全面自给。

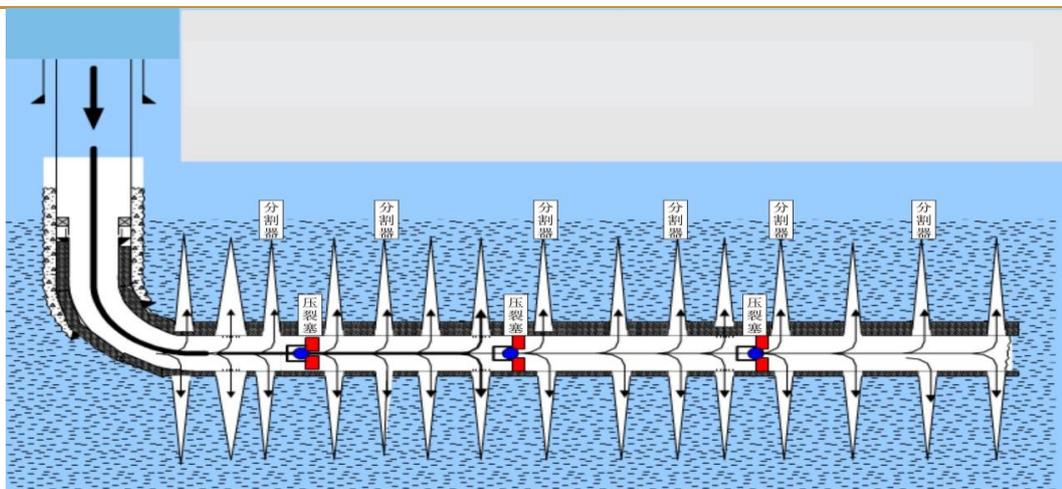
图 21: 美国页岩革命经历了四大阶段, 已全面实现天然气自给



数据来源: EIA, 西南证券整理

页岩气的最终采收率依赖于有效的压裂措施, 压裂技术和开采工艺直接影响着页岩气井的经济效益。2002年后, 多种水力压裂技术被运用于页岩油气的开采, 很大的降低了页岩气开采成本, 提升了开采效益。2004年, 清水压裂技术引入页岩气的生产。清水压裂技术则可以达到显著的成本节约效果。与凝胶压裂相比, 相同规模作业下该技术可以使成本下降40%-60% (王素兵, 2005)。同时, 水平井分段压裂技术也投入使用。分段压裂技术是水平井的关键配套技术之一, 运用分段压裂可在较短时间内一次性完成对多个储层的压裂, 并最大限度地减少对储层的伤害, 从而达到提高单井产量、最大限度达到提高地质储量可动用程度的目的。2005年, 水力喷射压裂技术在Barnett页岩中进行试验, 经过测试, 使用该法压裂后, 页岩气的产量显著增加, 而且后期效果更显著。2006年, 美国页岩气开采井超过40000余口, 页岩气产量达到311亿立方米。2006年以前, 美国的页岩气主要产自Barnett区块。2006年以后, Barnett的成功经验使得Marcellus、Permian等五大页岩得以开发, 为未来美国页岩气产量的持续性高增长奠定了基础。

图 22: 水平井分段压裂技术是页岩气增产的重要手段



数据来源: 中国知网, 西南证券整理

美国压裂设备存量市场空间是中国的八倍以上，存在大量刚性更新换代需求。美国本土如火如荼的页岩气开发带来了大量压裂设备工作量需求。据 Spears 相关统计数据，目前美国压裂设备保有量达 2400 万水马力，对应 2500 型压裂设备数量约达 1 万台左右，适合页岩气开发的压裂设备数量在 8000 台左右，是中国存量设备市场空间的数倍。其中，三分之一的压裂设备寿命已达到 10 年以上。预计美国存量设备有约 800 万水马力的设备存在着更新换代的刚性需求。

图 23：目前美国压裂设备保有量达 2400 万水马力，为中国的 8 倍以上



数据来源：中国知网，西南证券整理

3.2 公司高端压裂设备已打开北美高端市场

公司是国内压裂设备龙头，在全球技术领先，但在全球总体市场来看仍然规模较小。公司持续进行技术拓展，新产品持续推出。本轮周期有望通过电驱等新产品拓展全球市场，尤其是北美地区市场空间广阔，目前公司高端装备已打入美国市场。在上一轮业绩高点，也就是在 2013-2014 年，公司的核心设备在海外市场推广进度较慢，我们认为主要是两个原因：

1) 杰瑞的产品应用时间较短，客户接受度较低；

2) 杰瑞产品优势在大马力，这在四川地区尤其重要。因为四川多山区，每个井口平台面积小，因此需要单位面积更大水马力的压裂车。而美国、中东等地区对页岩气的开发难度较国内低，多为平原地区，因此，杰瑞所擅长的大马力压裂车在海外市场并未发挥最大的优势。

而本轮周期有望通过电驱等新产品拓展到全球市场原因主要基于下面几点：

核心零配件从独家供货到目前已实现完全自产化，产能压力得以缓解。专用底盘、发动机、液力变速箱、柱塞泵是压裂车的四个核心零部件。2010 年前国外市场上拥有高功率柱塞泵制造能力的企业仅有美国哈利伯顿、美国斯伦贝谢、美国 SPM 公司、美国加顿-丹佛以及 OPI、FMC、OFM。公司与美国 OFM、FMC 公司有战略合作协议，保证了产品所使用的柱塞泵性价比最优，使整机性能及价格具有较强的竞争力。其后，公司不断提升自主研发能力。目前，已研制成功全球单泵功率最大的 7000QP 系列大功率压裂柱塞泵，实现高功率压裂泵阀的自产化。核心零配件的自产使得公司相关产品生产周期不再受海外采购制约，产能、售后质量均有较大提升。

涡轮压裂技术全球领先，目前已成功进入北美高端压裂市场。2014 年公司即成功研发世界首台 4500 水马力涡轮压裂车——“阿波罗”涡轮压裂车，采用 5600 马力的涡轮发动机及 5000 马力的 JR5000 压裂泵，最高功率可达 4500 水马力，为目前全球单机最大功率压裂车，可以大幅减少井场占地及车组人员配套。4500 型阿波罗涡轮压裂车的成功研发，使中国成为继美国、俄罗斯之后世界第三大拥有涡轮压裂设备的国家。2019 年 11 月，杰瑞与北美知名油服公司成功签署涡轮压裂整套车组订单，标志着全球单机功率最大的涡轮压裂整套车组实现销售。这标志着全球单机功率最大的涡轮压裂设备将实现大规模商业化应用，也是杰瑞大功率压裂设备在北美高端市场的历史性突破，开启了北美压裂的全新时代。

表 11：杰瑞电驱压裂设备产品在性能、运输等方面有着一定优势

	杰瑞股份	
设备名称	电驱压裂设备	
运载方式	撬装、半挂车、车载	
柱塞直径	4.5"	5"
最高工作压力	103.5MPa	88MPa
	15000psi	12800psi
最大流量	2176LPM(2.176m ³ /mi n)	2690LPM(2.690m ³ /mi n)
	575GPM	709GPM
重量	27.8t(61233lbs)	
外形尺寸(长×宽×高)	6300×2550×2550mm	
	228 in×102 in×123 in	

数据来源：Wind，西南证券整理

4 展望：油价与疫情波动不改行业高景气

4.1 公司业绩贡献主要来源于国内，而国内能源保供政策将持续护航

原油产量持续走低，原油自给率已降低至仅 30.8%。根据国家统计局数据，2018 年我国原油产量为 1.89 亿吨，同比-1.3%。这是我国原油产量连续第三年下滑，生产规模已不及 2009 年水平，自给率已降低至仅 30.8%。根据我国十三五规划，2020 年原油产量目标为 2.0 亿吨，至 2018 年仍有 0.11 亿吨缺口。贸易逆差方面，根据海关总署数据，2018 年我国原油贸易逆差高达 2389.9 亿美金，超过集成电路成为我国第一大逆差板块。

天然气产量较十三五目标仍有较大缺口，对外依存度也持续走高。根据国家发改委数据，2018 年我国天然气产量为 1603 亿 m³，同比+8.3%；天然气消费量为 2803 亿 m³，同比+18.1%。消费量增幅超过产量增长使我国天然气对外依存度进一步走扩，根据海关总署数据，2018 年我国首次超越日本成为世界第一大天然气进口国，天然气进口量达 1254 亿 m³，创历史新高。目前我国天然气产量距十三五规划中 2020 年 2000 亿 m³目标仍有较大差距，预计前期进度缓慢将使 2019-2020 年国内油企提速上产步伐。

保障能源供给是长期战略任务，具有强持续性。能源保供基于贸易战，更深层基于大国博弈，而我国目前油气产量远低于目标值，且原油产量仍处于下滑期。虽然改革开放以来，

我国能源发展取得新成就，为经济社会发展起到了基础支撑作用。但我国仍是发展中国家，推动现代化建设，保障能源供给是长期战略任务。在此背景下，能源保供政策具有强持续性。

表 12：我国原油自产：十大油气田支撑未来油气上产

油田名称	所属公司	2018 原油产量 (万吨)	2018 天然气产量 (亿 m ³)	合计油气当量 (万吨)	未来规划
长庆油田	中石油	2377	387	5641	2020 年原油产量实现 2500 万吨，天然气产量实现 420 亿方；2025 年原油产量达到 2800 万吨，天然气产量达到 450 亿方
大庆油田	中石油	3821	43.35	4167	油气当量稳产于 4000 万吨以上
渤海油田	中海油	-	-	3000	油气当量稳产于 3000 万吨以上
塔里木油田	中石油	石油液体合计 552 万吨	266.21	2673	2020 年油气当量达 3000 万吨
胜利油田	中石化	2341	4.8	2383	2019 年原油产量 2340 万吨、天然气 3.7 亿 m ³
西南油气田	中石油	较少	226.3	1812	2020 年天然气产量 300 亿 m ³ ，其中页岩气达产 100 亿 m ³ ；2035 年天然气产量 700 亿 m ³ ，其中页岩气达产 400 亿 m ³
新疆油田	中石油	1147	29.1	1379	2020 年原油达产 1300 万吨，2025 年达产 1580 万吨
南海东部油田	中海油	-	-	1303	2025 年油气当量达 2000 万吨
延长油田	延长油田	1120	34	1310	2020 年天然气达产 80 亿 m ³
辽河油田	中石油	995	5.7	1040	-

数据来源：Wind，西南证券整理

公司业绩贡献主要来自国内，充分受益国内能源保供政策。能源保供基于贸易战，更深层基于大国博弈，而我国目前油气产量远低于目标值，且原油产量仍处于下滑期。虽然改革开放以来，我国能源发展取得新成就，为经济社会发展起到了基础支撑作用。但我国仍是发展中国家，推动现代化建设，保障能源供给是长期战略任务。在此背景下，能源保供政策具有强持续性。公司业绩贡献主要来自国内，充分受益于国内政策的强力推动，国内订单有望持续强劲。

4.2 海外订单可能延后，但增量客户仍将持续落地

海外业务受影响有限，短期内或有冲击，但长期向上的大逻辑不变。公司海外业务分为设备、油服。油服业务主要分布在俄罗斯、中东沙特地区。即使 OPEC 减产协议迟迟不落地，扩产条件下，油服业务仍将受益。设备板块而言，杰瑞已实现核心零配件从独家供货到目前已实现完全自产化，涡轮压裂、电驱压裂等高端技术也已打入相关市场，有望取得进一步突破。油价的大幅波动确实会使得海外订单有所延后，但两方面考虑：一方面油价的相对低迷会使得海外油企更加考虑降成本，使得杰瑞股份的设备更加脱颖而出。另一方面，疫情确实会使得杰瑞在北美商务拓展等受到一定影响。但杰瑞业务长期海外拓展的大逻辑不变：杰瑞产品的优异性能和高性价比已经成为海外主流油服企业的主要选项之一，预计订单可能延后，但增量客户仍会持续落地。

5 盈利预测与估值

5.1 盈利预测

关键假设:

受益国内能源保供政策, 公司业绩主要受益于国内非常规气开发驱动, 受油价波动影响相对较小。目前“七年计划”刚刚启动, 油公司既定的资本开支将持续为公司业绩护航。海外业务短期内或有冲击, 但基于杰瑞产品的优异性能和高性价比, 海外拓展的大逻辑不变。

假设: (1) 钻完井设备: 国内页岩气开发经济性逐渐体现, 在多增多补的页岩气补贴政策推动下, 中石油、中石化页岩气开发进程有望进一步提速。预计 2019-2021 年, 营收增速分别为 100%/58%/30%。(2) 维修改造及配件销售: 维修配件业务是钻完井设备的后市场业务。行业复苏起源于 2018 年初, 在零配件自产率持续提高的基础上, 预计未来板块业务仍将继续放量。预计 2019-2021 年, 营收增速分别为 23%/20%/14%。(3) 油田技术服务: 公司油服业务起步较晚, 2019 年以来在四川等地区增长显著。预计 2019-2021 年, 营收增速分别为 30%/30%/10%。

基于以上假设, 我们预测公司 2019-2021 年分业务收入成本如下表:

表 13: 分业务收入及毛利率

单位: 百万元		2018A	2019E	2020E	2021E
钻完井设备	收入	1478.7	2957.4	4672.7	6074.5
	增速	136.8%	100.0%	58.0%	30.0%
	毛利率	43.7%	49.0%	49.0%	50.0%
维修改造及配件销售	收入	1335.6	1642.7	1971.3	2247.3
	增速	22.8%	23.0%	20.0%	14.0%
	毛利率	31.1%	35.0%	35.0%	36.0%
油田技术服务	收入	798.9	1038.5	1350.1	1485.1
	增速	10.5%	30.0%	30.0%	10.0%
	毛利率	11.2%	23.0%	22.0%	23.0%
其他	收入	983.6	1449.1	1735.5	1935.4
	增速	30.9%	47.3%	19.8%	11.5%
	毛利率	21.0%	31.4%	31.8%	32.0%
合计	收入	4596.8	7088.2	9732.1	11746.7
	增速	44.2%	54.2%	37.3%	20.7%
	毛利率	31.7%	38.3%	39.1%	40.7%

数据来源: Wind, 西南证券

5.2 相对估值

我们选取油服行业中的四家主流公司，2020 年平均 PE 为 24 倍。国内能源保供政策强持续性叠加公司钻完井设备产品的强竞争力，公司未来三年业绩增长具有高确定性。目前公司业绩快报披露 2019 年实现归母净利润 13.7 亿元，我们预计 2020 年仍将保持 40% 的业绩增长速度，给予公司 2020 年 20 倍 PE，对应目标价 39.8 元。首次覆盖，给予“买入”评级。

表 14：可比公司估值（2020.3.13）

证券代码	可比公司	股价（元）	EPS（元）				PE（倍）			
			18A	19E	20E	21E	18A	19E	20E	21E
601808.SH	中海油服	13.71	0.01	0.56	0.79	1.03	576	25	18	14
600583.SH	海油工程	5.27	0.02	-0.00	0.21	0.35	272	-1201	26	15
603727.SH	博迈科	16.51	0.03	0.17	0.74	1.21	404	101	23	14
000852.SH	石化机械	5.30	0.02	0.10	0.19	0.26	316	52	28	21
平均值							392	-256	24	16

数据来源：Wind 一致盈利预测，西南证券整理

6 风险提示

油价大幅波动风险：油价对于油服类企业影响重大。主要因为，油价的波动导致油公司利润波动，继而影响其资本开支情况，因而影响油服公司的作业量、以及利润情况。若油价大幅波动，甚至跌至成本线以下，则对于公司盈利能力将造成不利影响。虽然油公司成本下降，对油价的敏感度有所减弱，但油价的大幅波动还是会对油公司资本开支有一定影响。

汇率变动风险：油服行业海外市场远大于国内。若汇率变动，尤其是美元兑人民币波动较大，可能对相关公司业绩将产生较大影响。

市场推广或不及预期：若新产品推广不及预期，将会对相关公司经营造成一定影响。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2018A	2019E	2020E	2021E	现金流量表 (百万元)	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入	4596.77	7088.22	9732.13	11746.68	净利润	636.68	1534.47	2145.81	2841.03
营业成本	3141.81	4373.43	5926.87	6965.78	折旧与摊销	295.18	306.61	321.65	338.67
营业税金及附加	31.62	62.96	79.94	99.11	财务费用	-34.47	8.65	-10.19	-14.48
销售费用	346.02	485.54	695.85	804.65	资产减值损失	78.01	20.00	20.00	20.00
管理费用	243.99	510.35	746.45	805.23	经营营运资本变动	-310.73	1025.85	1149.33	-879.83
财务费用	-34.47	8.65	-10.19	-14.48	其他	-619.96	-216.03	-140.00	-160.00
资产减值损失	78.01	20.00	20.00	20.00	经营活动现金流净额	44.71	2679.55	3486.60	2145.40
投资收益	93.46	100.00	120.00	140.00	资本支出	242.13	-200.00	-200.00	-200.00
公允价值变动损益	-1.34	0.00	0.00	0.00	其他	-84.75	99.14	120.29	139.90
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00	投资活动现金流净额	157.38	-100.86	-79.71	-60.10
营业利润	761.97	1727.29	2393.21	3206.39	短期借款	147.31	-480.82	0.00	0.00
其他非经营损益	-7.77	-17.42	-19.91	-21.05	长期借款	0.00	0.00	0.00	0.00
利润总额	754.19	1709.87	2373.30	3185.33	股权融资	-1.59	0.00	0.00	0.00
所得税	117.51	175.40	227.49	344.30	支付股利	-114.94	-495.47	-1226.76	-1840.71
净利润	636.68	1534.47	2145.81	2841.03	其他	-230.47	102.55	10.19	14.48
少数股东损益	21.44	168.79	236.04	312.51	筹资活动现金流净额	-199.69	-873.74	-1216.57	-1826.23
归属母公司股东净利润	615.24	1365.68	1909.77	2528.52	现金流量净额	25.70	1704.94	2190.32	259.07
资产负债表 (百万元)	2018A	2019E	2020E	2021E	财务分析指标	2018A	2019E	2020E	2021E
货币资金	1540.06	3245.01	5435.33	5694.40	成长能力				
应收和预付款项	3515.15	984.12	1353.33	1873.00	销售收入增长率	44.23%	54.20%	37.30%	20.70%
存货	2258.23	3204.92	4375.93	5130.20	营业利润增长率	983.50%	126.69%	38.55%	33.98%
其他流动资产	1666.24	3155.63	1757.52	2237.71	净利润增长率	740.80%	141.01%	39.84%	32.40%
长期股权投资	103.23	103.23	103.23	103.23	EBITDA 增长率	132.07%	99.72%	32.42%	30.54%
投资性房地产	0.00	0.00	0.00	0.00	获利能力				
固定资产和在建工程	1697.62	1631.56	1550.46	1452.34	毛利率	31.65%	38.30%	39.10%	40.70%
无形资产和开发支出	444.46	403.91	363.36	322.81	三费率	12.09%	14.17%	14.72%	13.58%
其他非流动资产	691.95	691.95	691.95	691.94	净利率	13.85%	21.65%	22.05%	24.19%
资产总计	11916.95	13420.33	15631.11	17505.63	ROE	7.35%	15.63%	19.99%	24.21%
短期借款	580.82	100.00	100.00	100.00	ROA	5.34%	11.43%	13.73%	16.23%
应付和预收款项	2441.04	3171.15	4392.11	5228.58	ROIC	8.44%	22.34%	35.46%	47.11%
长期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	EBITDA/销售收入	22.25%	28.82%	27.79%	30.06%
其他负债	229.02	332.92	403.68	441.40	营运能力				
负债合计	3250.88	3604.07	4895.79	5769.98	总资产周转率	0.41	0.56	0.67	0.71
股本	957.85	957.85	957.85	957.85	固定资产周转率	2.78	4.58	6.79	8.88
资本公积	3699.59	3699.59	3699.59	3699.59	应收账款周转率	2.05	4.81	18.08	17.09
留存收益	3868.02	4738.22	5421.24	6109.05	存货周转率	1.58	1.57	1.56	1.47
归属母公司股东权益	8414.27	9395.67	10078.68	10766.50	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	94.80%	—	—	—
少数股东权益	251.81	420.60	656.64	969.15	资本结构				
股东权益合计	8666.07	9816.27	10735.32	11735.65	资产负债率	27.28%	26.86%	31.32%	32.96%
负债和股东权益合计	11916.95	13420.33	15631.11	17505.63	带息债务/总负债	17.87%	2.77%	2.04%	1.73%
					流动比率	2.87	3.04	2.70	2.64
					速动比率	2.14	2.12	1.79	1.73
					股利支付率	18.68%	36.28%	64.24%	72.80%
					每股指标				
					每股收益	0.64	1.43	1.99	2.64
					每股净资产	9.05	9.81	10.52	11.24
					每股经营现金	0.05	2.80	3.64	2.24
					每股股利	0.12	0.52	1.28	1.92
业绩和估值指标	2018A	2019E	2020E	2021E					
EBITDA	1022.68	2042.55	2704.67	3530.58					
PE	43.90	19.78	14.14	10.68					
PB	3.12	2.87	2.68	2.51					
PS	5.88	3.81	2.78	2.30					
EV/EBITDA	24.79	11.34	7.76	5.87					
股息率	0.43%	1.83%	4.54%	6.81%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因、不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

公司评级	买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20%以上
	持有：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10%与 20%之间
	中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-10%与 10%之间
	回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-20%与-10%之间
	卖出：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-20%以下
行业评级	强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5%以上
	跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数-5%与 5%之间
	弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数-5%以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司客户中的专业投资者使用，若您并非本公司客户中的专业投资者，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或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或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。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，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告及附录版权为西南证券所有，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。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 20 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区南礼士路 66 号建威大厦 1501-1502

邮编：100045

重庆

地址：重庆市江北区桥北苑 8 号西南证券大厦 3 楼

邮编：400023

深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	黄丽娟	地区销售副总监	021-68411030	15900516330	hlj@swsc.com.cn
	张方毅	高级销售经理	021-68413959	15821376156	zfyi@swsc.com.cn
	王慧芳	高级销售经理	021-68415861	17321300873	whf@swsc.com.cn
	杨博睿	销售经理	021-68415861	13166156063	ybz@swsc.com.cn
	吴菲阳	销售经理	021-68415020	16621045018	wfy@swsc.com.cn
	付禹	销售经理	021-68415523	13761585788	fuyu@swsc.com.cn
北京	张岚	高级销售经理	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	王梓乔	销售经理	13488656012	13488656012	wzqiao@swsc.com.cn
	高妍琳	销售经理	15810809511	15810809511	gyl@swsc.com.cn
广深	王湘杰	销售经理	0755-26671517	13480920685	wxj@swsc.com.cn
	余燕伶	销售经理	0755-26820395	13510223581	yyi@swsc.com.cn
	谭凌岚	销售经理	13642362601	13642362601	tll@swsc.com.cn
	陈霄（广州）	销售经理	15521010968	15521010968	chenxiao@swsc.com.cn