

杰瑞股份 (002353.SZ)

迈向全球的高端油服装备龙头

行业高景气，龙头受益业绩高增；股权激励持续推出，坚定长期成长。公司为国内领先的油田设备和服务提供商，受益国内页岩气等非常规油气开采力度持续加大，业绩充分释放。2019前三季度，公司收入/净利润同比分别增长45.88%、149.46%。近四年，公司每年年初均实施股权激励计划，绑定优质员工，坚定长期成长信心。

能源安全战略提升国内油服产业景气度；2020年国内页岩气开采采用压裂设备需求维持高景气。我国油气进口依赖度持续攀升（原油72%、天然气44%），提升自主供给比例需求迫切。2019H1，中石油/中石化/中海油资本支出增速分别为12.47%、81.02%、61.24%，与油价走势相关性弱化。政策指引国内页岩气开采提速，预期2020年中石油/中石化合计页岩气产量近200亿m³，较2019年增长40%左右。根据我们估算，达到此产量需新投产页岩气井532口，完成相应压裂作业量需5万水马力压裂车组35套，对应2019年测算量需新增压裂车组11套（2019测算为7套左右），高景气延续。关注经济效益逐步提升下，长期视角内，国内页岩气商业化、规模化开采的实现。此外，根据我们对中油油服最新压裂设备租赁招标内容的梳理，非页岩气生产用压裂设备需求亦为可观，根据下游使用主体估算，其使用占比约占2/3。

盈利承压，北美油服公司趋向高性价比压裂设备。2019年前三季度，北美主要页岩气公司盈利能力均现下滑，资本开支呈现收缩。在存量设备逐步进入更新周期的节点，结合降本增效诉求，成本/环保/噪音等方面均具备优势的电驱压裂设备有望加速渗透。根据Spears & Associates统计数据，预期2019年，北美电驱压裂设备总功率将达66.96万水马力，同比增长75.01%，占北美压裂设备总功率的2.51%，可提升空间巨大。

国内需求景气+北美市场拓展，公司持续成长可期。国内加大页岩气开采力度支撑公司此轮业绩强劲复苏。而依靠自主化研发的大功率涡轮/电驱压裂设备打开北美广阔市场，则将推动公司迈向全球型高端压裂设备制造商。坚定看好公司长期成长空间。

盈利预测与估值：预计2019-2021年公司归母净利润分别为14.15、19.10、24.01亿元，对应PE分别为26.72、19.80、15.76倍。首次覆盖，给予“增持”评级。

风险提示：国内页岩气等非常规油气开采进度不及预期；行业竞争加剧；北美市场拓展不及预期；本文测算均基于一定前提假设，与实际情况可能存在偏差。

财务指标	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入(百万元)	3187	4,597	6,503	8,446	10,336
增长率 yoy (%)	12.5	44.2	41.5	29.9	22.4
归母净利润(百万元)	67.8	615	1,415	1,910	2,401
增长率 yoy (%)	-43.8	807.6	130.1	35.0	25.7
EPS 最新摊薄(元/股)	0.1	0.6	1.5	2.0	2.5
净资产收益率(%)	0.9	7.3	14.3	16.3	17.1
P/E(倍)	558.0	61.5	26.7	19.8	15.8
P/B(倍)	4.8	4.5	3.9	3.3	2.7

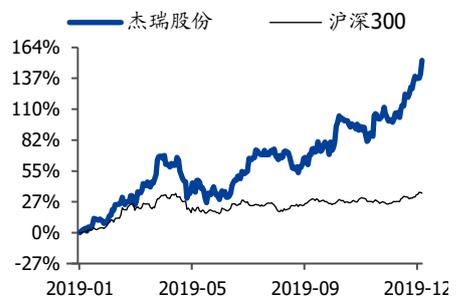
资料来源：贝格数据，国盛证券研究所

增持(首次)

股票信息

行业	专用设备
最新收盘价	39.49
总市值(百万元)	37,825.65
总股本(百万股)	957.85
其中自由流通股(%)	69.53
30日日均成交量(百万股)	5.37

股价走势



作者

分析师 姚健

执业证书编号: S0680518040002

邮箱: yaojian@gszq.com

分析师 罗政

执业证书编号: S0680518060002

邮箱: luozheng@gszq.com

研究助理 彭元立

邮箱: pengyuanli@gszq.com



财务报表和主要财务比率

资产负债表 (百万元)						利润表 (百万元)					
会计年度	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E	会计年度	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
流动资产	7396	8980	10703	13019	16037	营业收入	3187	4597	6503	8446	10336
现金	1311	1540	1564	2057	3130	营业成本	2333	3142	4103	5222	6333
应收票据及应收账款	2000	2494	3161	3734	4880	营业税金及附加	41	32	36	46	57
其他应收款	66	0	217	266	278	营业费用	279	346	400	465	517
预付账款	161	278	342	464	523	管理费用	220	244	320	390	447
存货	1572	2258	2870	3658	4258	研发费用	128	144	200	260	318
其他流动资产	2285	2409	2549	2841	2969	财务费用	90	-34	-70	-30	0
非流动资产	2981	2937	3078	3184	3253	资产减值损失	160	78	20	20	20
长期投资	24	103	242	381	520	其他收益	62	24	100	100	100
固定资产	2140	2040	1947	1844	1732	公允价值变动收益	-3	-1	-2	-2	-2
无形资产	313	354	384	410	428	投资净收益	74	93	60	60	60
其他非流动资产	505	440	505	549	573	资产处置收益	0	0	-2	0	0
资产总计	10378	11917	13781	16203	19291	营业利润	70	762	1652	2230	2803
流动负债	2112	3134	3691	4312	5107	营业外收入	6	24	0	0	0
短期借款	434	581	580	580	580	营业外支出	4	32	0	0	0
应付票据及应付账款	662	1099	1200	1549	1922	利润总额	73	754	1652	2230	2803
其他流动负债	1017	1453	1911	2183	2605	所得税	-3	118	231	312	392
非流动负债	79	117	117	116	113	净利润	76	637	1421	1918	2410
长期借款	0	0	0	-1	-4	少数股东损益	8	21	6	8	10
其他非流动负债	79	117	117	117	117	归属母公司净利润	68	615	1415	1910	2401
负债合计	2191	3251	3809	4428	5220	EBITDA	340	1038	1848	2428	2987
少数股东权益	234	252	257	265	275	EPS (元/股)	0.07	0.64	1.48	1.99	2.51
股本	958	958	958	958	958						
资本公积	3701	3700	3700	3700	3700						
留存收益	3368	3868	3952	4788	5384						
归属母公司股东权益	7953	8414	9715	11510	13796						
负债和股东权益	10378	11917	13781	16203	19291						

现金流量表 (百万元)					
会计年度	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
经营活动现金流	444	45	259	744	1328
净利润	76	637	1421	1918	2410
折旧摊销	280	295	207	217	227
财务费用	90	-34	-70	-30	0
投资损失	-74	-93	-160	-160	-160
营运资金变动	-18	-830	-1141	-1203	-1151
其他经营现金流	90	71	2	2	2
投资活动现金流	-277	157	-189	-164	-139
资本支出	124	201	2	-34	-69
长期投资	-14	-9	-139	-139	-139
其他投资现金流	-167	349	-327	-337	-347
筹资活动现金流	-279	-200	-46	-86	-117
短期借款	64	147	-1	0	0
长期借款	-226	0	0	-1	-2
普通股增加	0	0	0	0	0
资本公积增加	1	-2	0	0	0
其他筹资现金流	-118	-345	-45	-85	-115
现金净增加额	-147	26	24	494	1072

主要财务比率					
会计年度	2017A	2018A	2019E	2020E	2021E
成长能力					
营业收入 (%)	12.5	44.2	41.5	29.9	22.4
营业利润 (%)	-29.6	983.5	116.9	35.0	25.7
归属母公司净利润 (%)	-43.8	807.6	130.1	35.0	25.7
获利能力					
毛利率 (%)	26.8	31.7	36.9	38.2	38.7
净利率 (%)	2.1	13.4	21.8	22.6	23.2
ROE (%)	0.9	7.3	14.3	16.3	17.1
ROIC (%)	0.7	6.9	13.6	15.6	16.4
偿债能力					
资产负债率 (%)	21.1	27.3	27.6	27.3	27.1
净负债比率 (%)	-8.2	-11.1	-9.9	-12.6	-18.1
流动比率	3.5	2.9	2.9	3.0	3.1
速动比率	2.8	2.1	2.1	2.2	2.3
营运能力					
总资产周转率	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6
应收账款周转率	1.7	2.0	2.3	2.5	2.4
应付账款周转率	3.7	3.6	3.6	3.8	3.7
每股指标 (元)					
每股收益 (最新摊薄)	0.07	0.64	1.48	1.99	2.51
每股经营现金流 (最新摊薄)	0.58	0.57	0.27	0.78	1.39
每股净资产 (最新摊薄)	8.30	8.78	10.14	12.02	14.40
估值比率					
P/E	557.99	61.48	26.72	19.80	15.76
P/B	4.76	4.50	3.89	3.29	2.74
EV/EBITDA	110.19	35.8	20.1	15.1	11.9

资料来源: 贝格数据, 国盛证券研究所

内容目录

一、民营油服设备龙头，业绩持续释放.....	5
1.1 行业高景气，龙头受益业绩高增.....	5
1.2 股权激励持续推出，绑定优秀员工共成长.....	7
二、国内市场：能源安全战略提升油服产业景气度.....	8
2.1 油气自供比例提升迫切，“三桶油”资本支出高增长.....	8
2.2 页岩气等非常规油气开采力度持续加大.....	10
2.2.1 政策指引国内页岩气中长期产出目标.....	10
2.2.2 经济效益提升，商业化、规模化开采持续迈进.....	12
2.3 下游开采力度加大，压裂设备需求持续高增.....	15
2.3.1 页岩气开采用压裂设备：2020年高景气需求延续.....	16
2.3.2 非页岩气开采用压裂设备需求亦为可观.....	18
三、北美市场：盈利承压，油服公司趋向高性价比设备.....	19
3.1 北美页岩气厂商盈利承压，资本支出收缩.....	20
3.2 存量压裂设备逐步更新，成本优势助力电驱压裂设备渗透.....	21
四、国内需求景气+北美市场拓展，公司持续成长可期.....	22
五、盈利预测与估值.....	23
4.1 关键假设.....	23
4.2 估值比较.....	24
六、风险提示.....	25

图表目录

图表 1: 公司主营业务示意.....	5
图表 2: 公司各板块业务收入占比.....	5
图表 3: 2019H1 公司国内/海外收入增速分别为 96.54%、0.67%.....	5
图表 4: 公司综合毛利率回升.....	6
图表 5: 公司固定资产规模基本稳定.....	6
图表 6: 公司销售及管理费用率逐步降低.....	6
图表 7: 汇兑收益贡献利润.....	6
图表 8: 公司计提的资产减值损失逐步降低.....	7
图表 9: 应收账款计提政策变化.....	7
图表 10: 公司归母净利润变化.....	7
图表 11: 公司员工数量及人均创收/创利变化.....	7
图表 12: 公司股权结构.....	8
图表 13: 公司股权激励计划.....	8
图表 14: 我国原油及天然气进口依赖度持续攀升.....	9
图表 15: 布伦特原油价格波动.....	9
图表 16: 中石油/中石化资本支出高增长.....	9
图表 17: 国内三桶油资本支出情况.....	10
图表 18: 常规油气与非常规油气区别.....	10
图表 19: 国内常规油气资源储量.....	10
图表 20: 国内非常规天然气资源储量.....	10
图表 21: 中国页岩气产量.....	11
图表 22: 2018 年中石化/中石油页岩气产量占比.....	11

图表 23: 国内主要页岩区块产量、产能及资源禀赋情况	11
图表 24: 2019-2020 年中石油/中石化页岩气产量预估	12
图表 25: 中石油西南油气田远期勘探开采计划	12
图表 26: 多增多补原则页岩气开采补贴金额计算方法	13
图表 27: 国内页岩气单井最终可采储量计算	14
图表 28: 西南页岩气区块坑口价格估算	14
图表 29: 单井勘探开采成本回收周期敏感性测算	14
图表 30: 常规油气及非常规油气开采示意图	15
图表 31: 压裂车组主要设备示意图	15
图表 32: 考虑每年新投产一口页岩气井情况下的页岩气总产量变化	16
图表 33: 国内主要区块页岩气井综合信息 (2017 年)	16
图表 34: 中石油页岩气开采年新投产页岩气井口数测算 (单井初期产量为 10 万 m ³ /d)	17
图表 35: 中石化页岩气开采年新投产页岩气井口数测算 (单井初期产量为 18 万 m ³ /d)	17
图表 36: 中石油/中石化新投产页岩气井数量估算	18
图表 37: 中石油/中石化对应新投产页岩气井所需压裂设备估算	18
图表 38: 电驱压裂机组总功率占比	19
图表 39: 各钻探公司招标租赁设备功率占比	19
图表 40: 中国石油集团油田技术服务有限公司压裂装备租赁服务采购项目	19
图表 41: 美国天然气出口量持续高增长	20
图表 42: 美国天然气城市价格整体维持下滑趋势	20
图表 43: 前三季度北美主要页岩气生产商净利润及同比增速	20
图表 44: 前三季度北美主要页岩气生产商资本支出及同比增速	21
图表 45: 北美存量压裂设备总水马力预估超 2500 万水马力	21
图表 46: 电驱压裂设备渗透率持续提升	21
图表 47: 公司新增订单持续高增长	22
图表 48: 公司出口美国的涡轮压裂泵车	23
图表 49: 公司电驱压裂撬产品	23
图表 50: 公司各项业务营收增速预测	24
图表 51: 可比公司估值比较	24

一、民营油服设备龙头，业绩持续释放

公司前身为烟台杰瑞设备集团有限公司，成立于1999年。2007年，其整体变更为股份有限公司，并于2010年在深交所上市。业务发展主线上，公司以经营油田、矿上进口专用设备及配件销售为起点，进入设备维修，后拓展至油田专用设备制造乃至油服领域。

图表1：公司主营业务示意

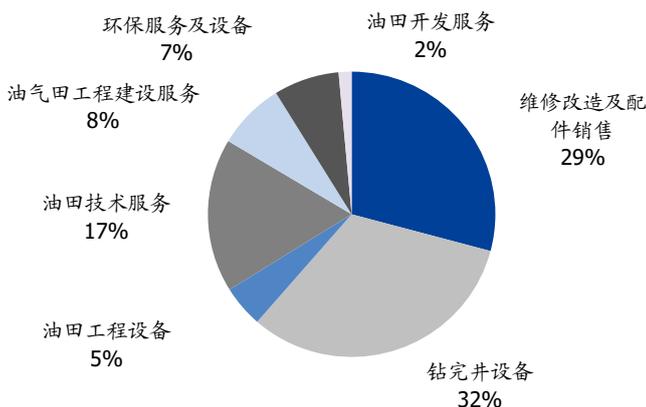


资料来源：公司官网，国盛证券研究所

1.1 行业高景气，龙头受益业绩高增

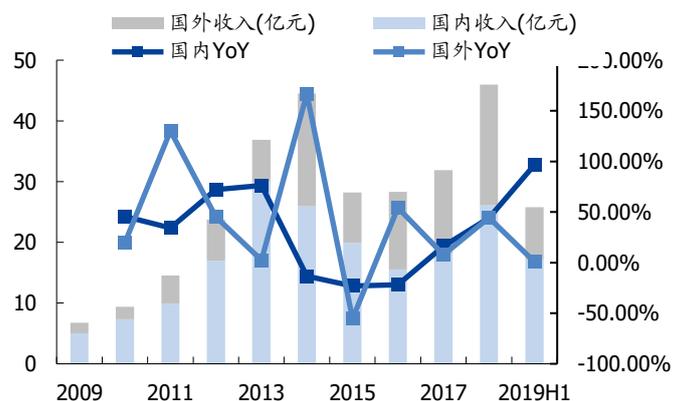
目前，公司为国内领先的油田设备和服务提供商，设备/服务收入占比分别约**65%/35%**。自2002年起，公司开始固井、压裂相关设备的研发、生产，目前已成为国内核心的固压设备制造商。上市后，公司积极向上游油气田开发领域渗透，拓展技术服务及工程技术服务两大板块。2018年，公司设备、服务业务收入份额分别约**65%、35%**。钻完井设备收入占公司总营收的**32%**，其中压裂设备为核心品种。油田技术服务收入占公司总营收的**17%**，主要涵盖压裂作业服务及连续油管作业服务。

图表2：公司各板块业务收入占比（2018）



资料来源：wind，国盛证券研究所

图表3：2019H1公司国内/海外收入增速分别为96.54%、0.67%



资料来源：wind，国盛证券研究所

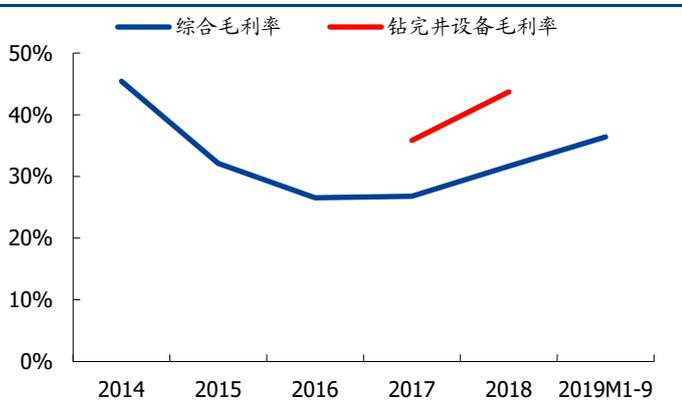
动能切换，国内市场引领高增长，**2019前三季度，公司收入同比增长45.88%**。近两年，公司收入高增长。2019H1，公司新增订单同增**30.56%**，全年收入预期突破前高。国内市场成为此轮业绩提升的主要动因，2019H1，公司国内收入达**17.16亿元**，同比增长**96.54%**。国外市场收入占比降至**33%**。成长动能切换，上一轮收入高点（2014年，

营收 44.61 亿元)，主要受高油价下，全球油气勘探开发投资力度大幅提升带动。而本轮国内油气勘探开采积极性提升，则主要受能源自主化大战略所推动，油价相关性弱化。

钻完井设备是公司业绩增长核心产品。国内非常规页岩油气开采及老井增产带动钻完井设备，尤其是压裂作业设备需求高增长。**收入端看**，2018 年，公司钻完井设备收入为 14.79 亿元，同比增长 75.58%，占收入比例提升至 32.17%。2019H1，公司钻完井设备新增订单增幅超 100%，持续高景气。**盈利能力看**，2018 年，公司钻完井设备毛利率约 43.7%，较综合毛利率高约 12 个百分点，亦是贡献公司利润的核心产品。

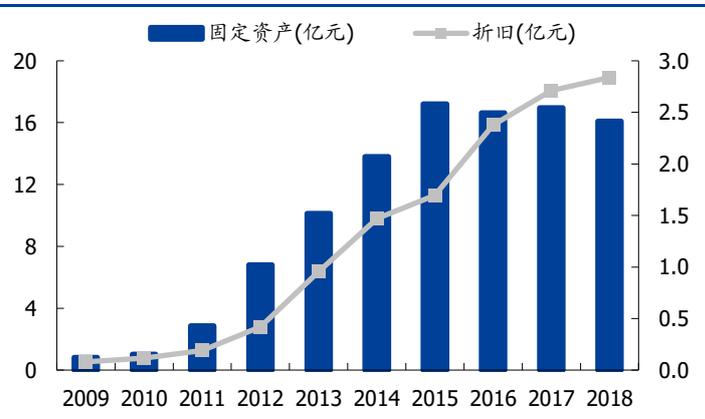
毛利率提升，源自议价能力提升及规模效益。2019 年前三季度，公司综合毛利率回升至 36.42%，较去年同期增加 8.22%，较 2014 年 45.43% 盈利高点仍有提升空间。毛利率改善主要源自两方面：1、下游需求高增，供需格局改善助力议价能力改善，主要设备产品价格有回升；2、自 2014 年扩产后，公司固定资产规模无显著增加，年固定资产折旧额较为稳定。当产能利用率逐步提升后，固定成本摊薄，将显著改善公司盈利水平。

图表 4: 公司综合毛利率回升



资料来源: wind, 国盛证券研究所

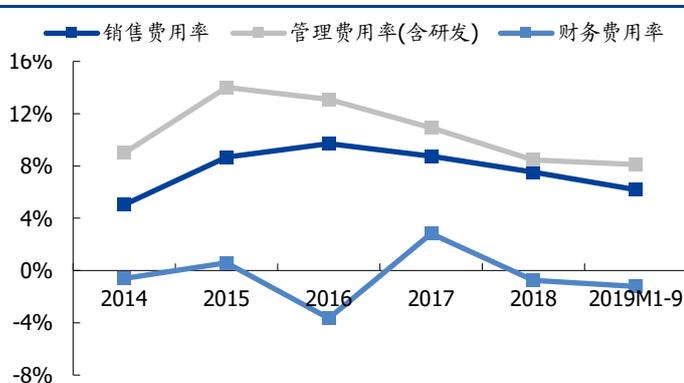
图表 5: 公司固定资产规模基本稳定



资料来源: wind, 国盛证券研究所

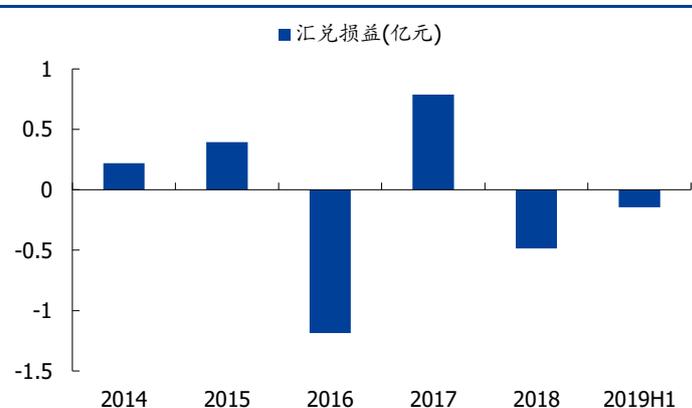
费用率持续改善，汇兑收益贡献利润。营收高增长摊薄支出费用，2019 年前三季度，公司销售/管理(不含研发)费用率分别为 6.19%、4.41%，同比分别降低 1.79%、1.32%。涡轮/电驱压裂设备等新品研发推动研发投入增长，当期，公司研发费用，占营收比例为 3.70%，较去年同期提升 1.53%。美元汇率回升产生收益，2019 年上半年，公司汇兑受益为 1452.46 亿元，前三季度预估超 6000 万元，增厚利润。

图表 6: 公司销售及管理费用率逐步降低



资料来源: wind, 国盛证券研究所

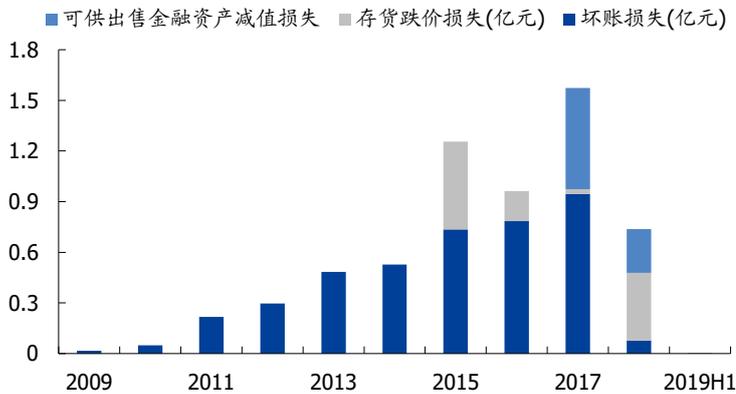
图表 7: 汇兑收益贡献利润



资料来源: wind, 国盛证券研究所

资产减值损失降低，历史包袱逐步减轻。2017年，公司计提资产减值损失1.60亿元，为近年高峰。其中，可供出售金融资产减值损失、坏账损失分别为0.60、0.95亿元。历史包袱逐步减轻，2018年末，经两次计提后，公司可供出售金融资产账面价值为0.39亿元，潜在减值对利润影响弱化。坏账损失降低，下游需求回暖，整体回款账款好转。在此背景下，公司积极变更应收账款坏账准备计提准则。以2018H1应收账款为参考，应收账款整体计提比例由15.90%降至13.37%。多重利好下，2019H1，公司计提的资产减值损失仅为11.06万元，对净利润的影响大幅降低。

图表8: 公司计提的资产减值损失逐步降低



资料来源: wind, 国盛证券研究所

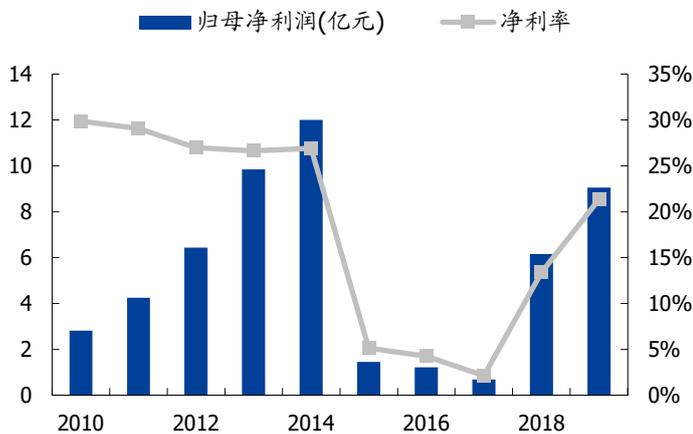
图表9: 应收账款计提政策变化

账龄	应收账款计提比例	
	2018年中报	2017年年报
6个月以内	1%	5%
7-12个月	5%	5%
1-2年	20%	20%
2-3年	50%	50%
3-4年	80%	100%
4年以上	100%	100%
整体计提比例	13.37%	15.90%

资料来源: wind, 国盛证券研究所

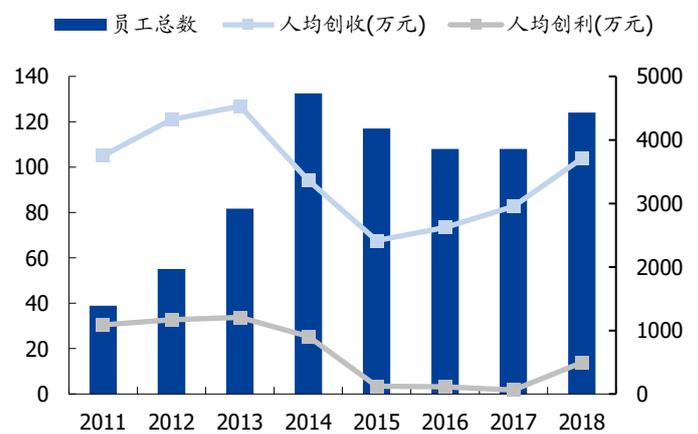
业绩释放期，弹性十足。2019年前三季度，公司实现归母净利润9.05亿元，同比增长149.46%。当期，公司归母净利率为21.34%，较2018年提升7.96%，与历史高点近30%的净利率相比仍有显著提升空间。

图表10: 公司归母净利润变化



资料来源: wind, 国盛证券研究所

图表11: 公司员工数量及人均创收/创利变化

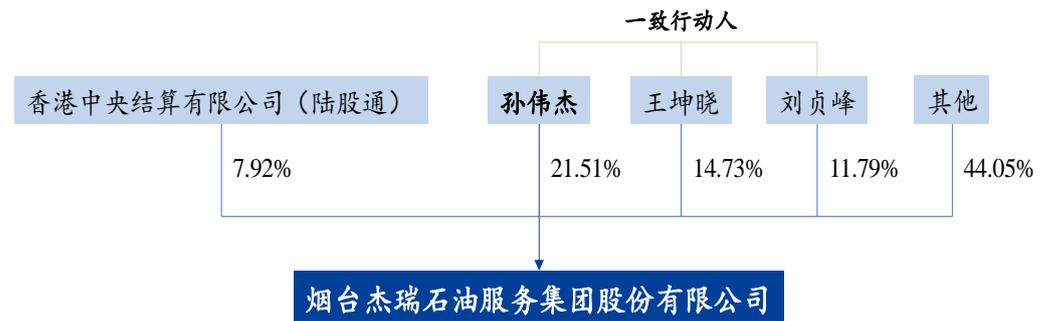


资料来源: wind, 国盛证券研究所

1.2 股权激励持续推出，绑定优秀员工共成长

公司实际控制人为本公司董事长孙伟杰，截止2019年11月27日，其持股比例为21.51%。王坤晓和刘贞峰为其一直行动人，分别持有14.73%、11.79%的公司股份。二人分别担任公司副董事长及功勋顾问职务。股权集中、结构稳定，利于公司长期成长。

图表 12: 公司股权结构



资料来源: 公司公告, 国盛证券研究所

积极实施股权激励, 绑定优质员工, 坚定成长信心。2020年1月6日, 公司公布了“奋斗者5号”员工持股计划(草案), 不超过730名员工将受让控股股东所持有的公司股票, 总数量不超过200万股, 约占公司现有股本总额的0.21%。2019年年初, 公司曾推出“奋斗者4号”员工持股计划, 以15.36元/股的价格受让控股股东持有的公司股票340万股。按2020年1月6日公司股票收盘价39.49元/股估算, 期间收益率达157.10%。公司通过股权激励计划, 实现公司、股东和员工利益的一致性, 促进长远发展。

图表 13: 公司股权激励计划

股权激励计划	认购完成时间	认购股数	占总股本数	激励人数
奋斗者1号	2015年1月14日	18,064,435	0.75%	811
奋斗者2号	2017年2月13日	1,350,000	0.10%	220
奋斗者3号	2018年2月1日	3,800,000	0.40%	495
奋斗者4号	2019年2月1日	3,400,000	0.35%	660
奋斗者5号	2020年1月6日(预案)	≤2,000,000	0.21%	730

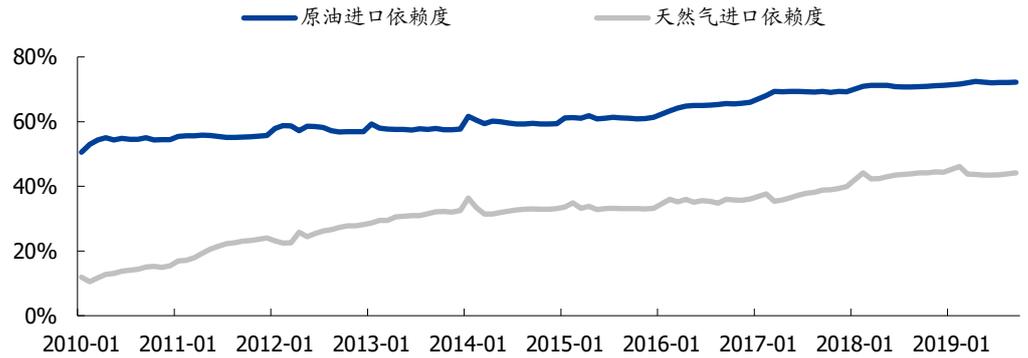
资料来源: 公司公告, 国盛证券研究所(注: 激励人数为公告的上限人数)

二、国内市场: 能源安全战略提升油服产业景气度

2.1 油气自供比例提升迫切, “三桶油”资本支出高增长

我国油气进口依赖度持续攀升, 提升自主供给比例需求迫切。我国“富煤、贫油、少气”的能源特征显著, 在下游消费需求持续增长、上游供给不足的背景下, 国内油气及化工产品自主供给缺口不断扩大, 致使对外依赖度攀升高位。当前, 国内原油、天然气进口依赖度已提升至72%、44%左右。能源安全问题突出, 进口替代提升自主率需求迫切。

图表 14: 我国原油及天然气进口依赖度持续攀升



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

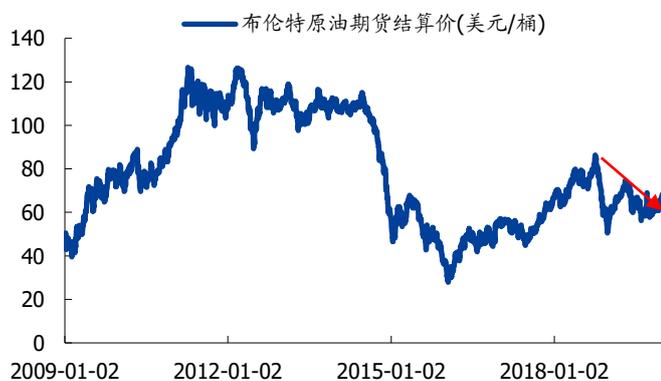
2019年5月24日,国家能源局组织召开大力提升油气勘探开发力度工作推进会。会议指出,为进一步把2019年和今后若干年大力提升油气勘探开发各项工作落到实处,石油企业要落实增储上产主体责任,不折不扣完成2019-2025七年行动方案工作要求。

- 根据中石油《2019-2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》,中国石油将进一步加大风险勘探投资,2019-2025年每年安排50亿元,是目前年投资额的5倍。
- 在《关于中国海油强化国内勘探开发未来“七年行动计划”》方案中,中国海油提出,到2025年勘探工作量和探明储量翻一番。5月24日,中海油在深圳召开重大科技专项会议,强调到2025年,全面建成南海西部油田2000万方、南海东部油田2000万吨的上产目标。

油气上产提速,三桶油持续加大勘探开发投入,资本支出节奏与国际油价相关性弱化。历史回溯看,2011-2013年,布伦特原油价格维持在110美元/桶时,国内三桶油均大幅提升资本开支。2014年油价大幅下滑后,油公司资本支出整体收缩。本轮三桶油资本支出持续增长则主要由国内自产油气上产提速的需求所推动。

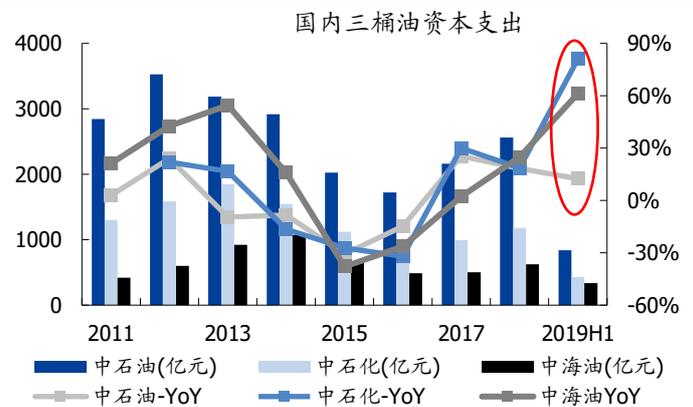
2019H1,中石油/中石化/中海油资本支出增速分别为12.47%、81.02%、61.24%,提速明显。其中,用于勘探生产的资本支出分别为693.83亿元、200.64亿元、150.00亿元,占资本支出总量的82.64%、46.79%、44.51%。中石油勘探生产资本支出增长18.89%,维持稳健;中石化/中海油提升显著,增速分别达86.43%、76.47%。

图表 15: 布伦特原油价格波动



资料来源: IPE, 国盛证券研究所

图表 16: 中石油/中石化资本支出高增长



资料来源: Bloomberg, 国盛证券研究所

图表 17: 国内三桶油资本支出情况

单位: 亿元	2018		2019H1		占比	YoY
	资本支出	勘探生产	资本支出	勘探生产		
中石油	2559.74	1961.09	839.54	693.83	82.64%	18.89%
中石化	1179.76	421.55	428.78	200.64	46.79%	86.43%
中海油	626.00	247.00	337.00	150.00	44.51%	76.47%

资料来源: Bloomberg, 国盛证券研究所

2.2 页岩气等非常规油气开采力度持续加大

根据是否可以用传统技术可以获得自然工业产量、直接进行经济开发, 油气资源可以分为常规油气及非常规油气。非常规油气一般包括: 致密和超致密砂岩油气、页岩油气、超重(稠)油、沥青砂岩、煤层气、水溶气、天然气水合物等。资源量上讲, 非常规油气储量要大于常规油气。但, 常规和非常规油气具有过渡性, 其界线可随技术水平和开采成本的变化而变化。

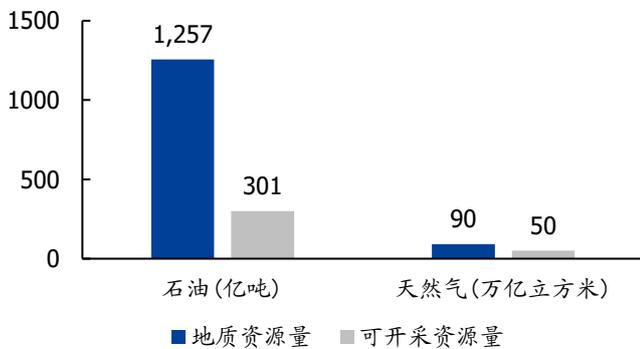
图表 18: 常规油气与非常规油气区别

类型	分布特征	储集层特征	渗流特征	资源特征	关键开采技术
非常规油气	盆地中心、斜坡等大范围“连续”分布, 局部富集	大规模非常规储集层为主	非达西渗流为主	资源丰度较低、储量按井控区块计算	三维地震; 微地震检测; 水平井体积压裂
常规油气	圈闭相对独立、非连续分布	常规储集层	达西渗流	储量按圈闭要素计算	二维或三维地震; 直井或水平井

资料来源: 《论常规油气与非常规油气的区别和联系》, 国盛证券研究所

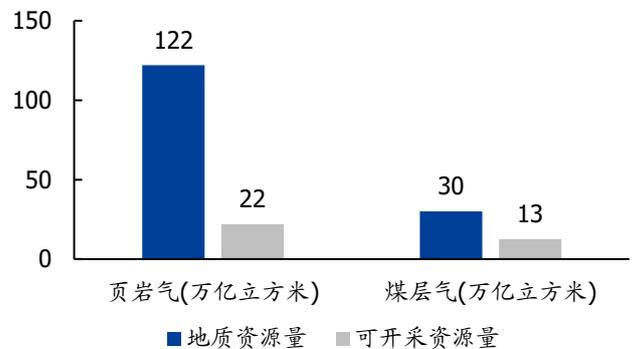
国内非常规资源潜力可观, 是提升油气自产水平的重要一环。根据 2015 年全国油气资源动态评价结果, 全国天然气地质资源量 90.3 万亿立方米、可采资源量 50.1 万亿立方米。非常规资源潜力可观, 全国埋深 4500 米以浅页岩气地质资源量 122 万亿立方米, 可采资源量 22 万亿立方米。埋深 2000 米以浅煤层气地质资源量 30 万亿立方米, 可采资源量 12.5 万亿立方米。页岩油气、煤层气、致密油气等成为国内油气总产量提升的重要品种。

图表 19: 国内常规油气资源储量



资料来源: 自然资源部, 国盛证券研究所

图表 20: 国内非常规天然气资源储量



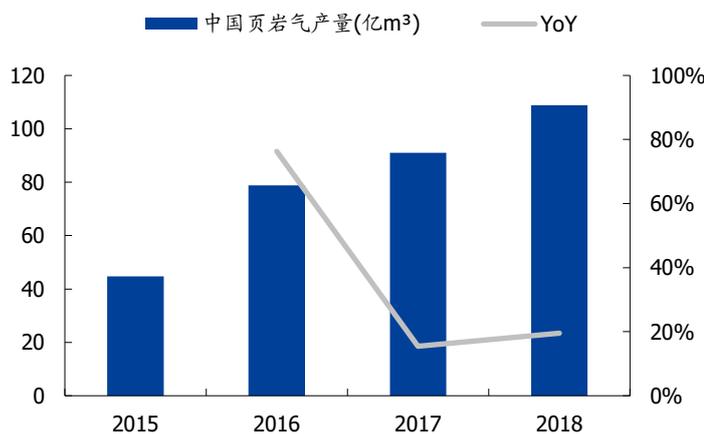
资料来源: 自然资源部, 国盛证券研究所

2.2.1 政策指引国内页岩气中长期产出目标

2018年，国内页岩气产量为108.81亿立方米，中石油/中石化产量分别为48.61、60.20亿立方米，为当前国内页岩气主要开发商。近年，中石化页岩气产量整体较为稳定；中石油则积极勘探开采川南区块，页岩气年产量提升显著。

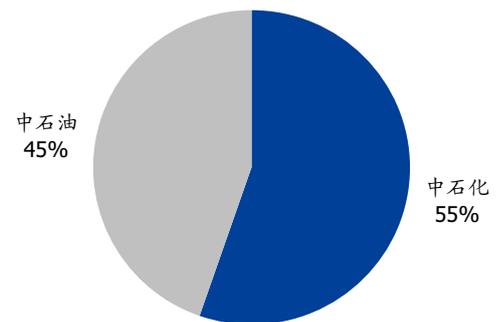
- 中石化以涪陵页岩区块为主，已建成100亿m³/年产能，年产气量稳定在60亿m³左右。2019年11月20日，中石化取得第二个页岩气采矿权（威荣页岩区块），一期投产产能预期为10亿m³/年。
- 中石油拥有的页岩气采矿权较多，主要集中在四川盆地及邻近区域。主要产气区包括西南油气田下面的长宁-威远区块（2018年产气量约31亿m³）及浙江油田下面的昭通区块（2018年产气量约6亿m³）。此外，其下属富顺-永川区块也是十三五期间重点建产区。从区块资源看，中石油将是国内页岩气开采主导厂商。
- 陕西延长石油集团以鄂尔多斯盆地为主，预期在十三五末建成页岩气年产能10-15亿立方米。由于缺乏输气管道，延长石油采取类似“坑口发电”的模式，将采出的页岩气直接用于发电。
- 中海油曾在安徽进行页岩气开发，后因资源量不足暂时搁置。

图表 21: 中国页岩气产量



资料来源：自然资源部，国盛证券研究所

图表 22: 2018年中石化/中石油页岩气产量占比



资料来源：自然资源部，国盛证券研究所

图表 23: 国内主要页岩区块产量、产能及资源禀赋情况

公司	页岩气区块	产量(亿 m ³ /年)		产能 (亿 m ³ /年)	资源禀赋
		2017	2018		
中石油	长宁-威远	24.73	31.18	35	长宁：埋深小于4000米，地质资源量1.9万亿m ³ 威远：埋深小于4000米，地质资源量3.9万亿m ³ 已落实区位，地质资源量4965亿m ³
	昭通	5	5.91		
	富顺-永川	—	—		
中石化	涪陵	60.04	60.2	100	埋深小于4000米，地质资源4767亿m ³ 2018年探明储量超千亿立方米
	威荣	—	—	10（一期）	

资料来源：《页岩气发展规划（2016-2020年）》，中石化新闻网，国盛证券研究所

政策指引，中长期国内页岩气开采量持续增长：1、2016年，能源局发布“十三五”页岩气发展规划；2、2018年末，中石油西南石油油气田分公司中长期发展规划方案；3、近期，中石油发布的七年发展规划。

《页岩气发展规划(2016-2020年)》给出的指引产量目标较高，2020年实现300亿m³产量的概率偏低。能源局“十三五”页岩气发展规划提出产量目标：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。我们预期2019年国内主力军中石油、中石化合计页岩气产量约140亿立方米，2020年要实现近乎翻倍增长达到300亿m³产量的概率较低。

参照中石油近期规划，2020年其页岩气产量预期超过120亿m³。2019年3月，中石油发布《2019-2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》，2020年致密气产量调增到320亿m³，2025年达到350亿m³。页岩气产量力争做到120亿m³，到2025年产量达到240亿立方米。参照这一标准，2020年，中石油/中石化页岩气产量预期可达200亿m³左右，较2018年提升约36%。(预期中石化2020年增量来自威荣区块及涪陵页岩区块。)

图表 24: 2019-2020年中石油/中石化页岩气产量预估

单位: 亿 m ³	2019E	2020E
中石油	80	120
中石化	60	75
合计	140	195

资料来源: 中石油《2019-2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》，国盛证券研究所

川南地区为中石油页岩气产量核心增长地区。参照中石油西南石油油气田分公司中长期发展规划方案，主要增量以川南地区五峰组-龙马溪组埋深4500米以浅资源为建产目标，制定了以五年为计划，分四轮进行产能建设的中长期发展规划方案，至2020年产能达120亿m³；2025年达产320亿立方米。对应行钻井数量方面，其给出的预期是，2018-2020年合计新钻井数量为800口，2021-2025年合计新钻井数量为1300口，且后续节奏预期更快。

图表 25: 中石油西南油气田远期勘探开采计划

	新钻井(口)	产能(亿 m ³)
十三五后三年	800	120
十四五	1300	220
十五五	1900	320
十六五	2300	420
后续	400(口/年)	长期稳产

资料来源: 中石油新闻网，国盛证券研究所

2.2.2 经济效益提升，商业化、规模化开采持续迈进

➤ 技术驱动成本下降，补贴新政强化增量意识

补贴新政：财政补贴由定额补贴转向多增多补，激励效应加强。2012年，财政部/国家能源局出台页岩气开发利用补贴政策，提出，2012-2015年，中央财政按0.4元/m³标准对页岩气开采企业给予补贴。2015年，两部门明确“十三五”页岩气开发利用继续享受中央财政补贴政策，补贴标准调整为前三年0.3元/m³，后两年0.2元/m³。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，提出，对于页岩气开采不再按定额标准进行补贴，按照“多增多补”的原则给予梯级奖补(扣减

奖补资金。), 实际获得的补助资金, 将由其占比全国当年奖补气量的份额与奖补资金总额进行计算。新的补贴政策更倾向于增量开采, 激励效应加强。

新政需要注意的是, 当前对于每年非常规天然气奖补资金总额无法确定, 对于油气公司讲, 每立方米页岩气产量实际取得的补贴金额尚不明了。

图表 26: 多增多补原则页岩气开采补贴金额计算方法

较上年增量 (未达到) 部分	分配系数
0-5%	1.25
5-10%	1.5
10-20%	1.75
> 20%	2

每年取暖季 (1-2, 11-12 月) 生产的非常规天然气增量部分, 分配系数为 **1.5**

某地 (中央企业) 当年奖补气量 = 上年开采利用量 + (当年取暖季开采利用量 - 上年取暖季开采利用量) × 1.5 + (当年开采利用量 - 上年开采利用量) × 对应的分配系数

某地 (中央企业) 当年补助资金 = 当年非常规天然气奖补资金总额 / 全国当年奖补气量 × 某地 (中央企业) 当年奖补气量

资料来源: 财政部网站, 国盛证券研究所

- **税收补贴方面**, 根据《财政部税务总局关于对页岩气减征资源税的通知》, 自 2018 年 4 月至 2021 年 3 月, 页岩气资源税 (按 6% 的规定税率) 实行减征 30% 的优惠政策。

技术+生产管理进步降低单井开采成本, 提升产出效益。 一方面是水平钻探技术、水力喷射压裂/重复压裂和同步压裂以及水平井分段压裂技术成熟, 水平井快钻技术实现了水平段长度从 1000m 提高到 2500m, 埋深从 2500m 到 4300m, 钻井周期从 175d 缩至最短 30d。另一方面是提升作业效率的“井工厂”作业模式的成熟, 批量化实施、流水线作业等均大幅降低国内页岩气水平单井成本。目前, 我国页岩气水平井单井成本已经从 1.2 亿元下降到 5500 万-6500 万元。开采成本的降低、产出效益的提升, 将是页岩气行业长远发展的核心驱动力。

(参考《中国页岩气特征、挑战及前景》2016 年数据, 涪陵页岩气田单井综合费用均值为 7000-8500 万元; 威远-长宁-昭通页岩气田单井综合费用均值为 6500-7500 万元。)

- **页岩气勘探开采投资回收期计算**

页岩气开发效益分析主要涉及到单井成本、单井最终可采储量、气价 (涉及到门站价格与管道运输价格)、财政补贴等多方面因素影响。我们基于一定假设, 对于页岩气开采投资回报率进行了敏感性测算。

- **单井成本。** 地质结构不同的区块单井勘探开采成本有一定差异。参考《美国页岩气开发技术及政策研究》, 国内页岩气水平井单井勘探开采成本在 **5000-8000 万元左右**。
- **单井最终可采储量 (EUR)。** 页岩气井产量具备很强的衰减属性。综合北美及国内主要页岩气井产量递减情况统计, 我们假设第 1-9 年末, 页岩气产量分别递减为 65%、35%、25%、15%、11%、10%、9%、8%、7%, 其后维持 7% 左右的产出率, 单井寿命取为 20 年。单井初始日产量在 10 万 m³ 左右。基于以上, 可以计算出国内页岩气单井最终可采储量。

图表 27: 国内页岩气单井最终可采储量计算

单井初始日产量 (万 m ³)	8	9	10	11	12
最终可采储量 (亿 m ³)	0.89	1.00	1.11	1.22	1.33

资料来源:《四川盆地川南页岩气立体开发经济可行性研究》, 国盛证券研究所

- **气价。**通过计算门站价与管道运输价格之间的差额, 估算西南地区坑口价格约 **1.38 元/m³**。

2016年10月份, 发改委发布《天然气管道运输价格管理办法(试行)》, 公开13家跨省管道运输企业的运输价格。中石油西南油气田分公司保留同网同价的运输价格, 其他12家均以“管道运价率”来核定单位距离的运输价格。2019年3月27日, 发改委发布《关于调整天然气跨省管道运输价格的通知》, 其中, 西南油气田周边管网管道运输价格为0.14元/m³, 较2017年定价下调0.01元/m³。我们估算时, 以此作为管道运输价格参考。

图表 28: 西南页岩气区块坑口价格估算

重庆市陆上及进口管道气 门站价 (元/m ³)	管道运输价格 (元/m ³)	坑口价格 (元/m ³)	中俄东线天然气采购价格 (美元/m ³)
1.52	0.14	1.38	0.35-0.38

资料来源: 金联创,《天然气跨省管道运输价格表》, 国盛证券研究所

- **财政补贴。**由于总补贴金额尚未清晰, 我们还是先按照0.2元/m³的财政补贴估算。

结论:

- ✓ 乐观: 初期日产量12万 m³, 勘探开采成本5000万元, 回收期约0.88年;
- ✓ 中性: 初期日产量10万 m³, 勘探开采成本7000万元, 回收期约1.81年;
- ✓ 保守: 初期日产量8万 m³, 勘探开采成本8000万元, 回收期约3.67年;

实际上, 中俄东线天然气采购价格约0.35-0.38美元/m³, 若以此作为西南页岩气坑口价格的参考值, 则实际的投资回收效益更为乐观。

图表 29: 单井勘探开采成本回收周期敏感性测算

日产量 (万 m ³) 井成本 (万元)	8	9	10	11	12
5000	1.55	1.30	1.11	0.97	0.88
6000	1.99	1.69	1.46	1.27	1.11
7000	2.71	2.14	1.81	1.59	1.40
8000	3.67	2.79	2.27	1.91	1.69

资料来源:《四川盆地川南页岩气立体开发经济可行性研究》, 国盛证券研究所

对于补贴新政的考虑: 1、若考虑单位补贴的标准并未变化, 而仅是根据增量变化进行结构性调整。则对于增量开采的激励效应将扩大。2、若后续非常规天然气奖补资金总额并未有大幅提升, 符合成熟期技术驱动降本的本源。但, 补贴对于产出效益的贡献趋弱。

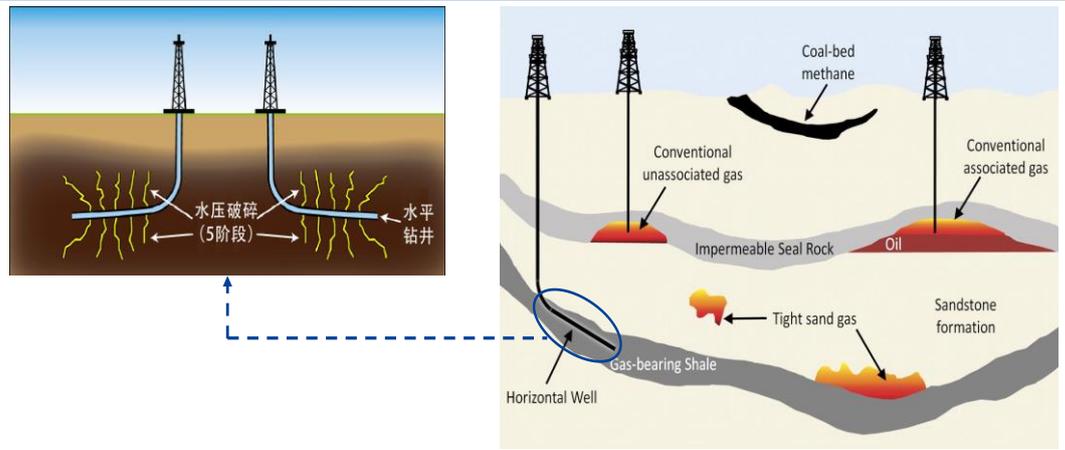
2.3 下游开采力度加大，压裂设备需求持续高增

近年来，国内非常规油气的开采及常规油气老井增产带动压裂设备需求爆发式增长。

非常规油气一般无自然工业产能，开采作业需要结合水平钻井及体积压裂等技术。非常规油气储集体物性差、储层主体孔隙度小、地下渗透率低，其开采需要采取增产措施和特殊的钻井技术，目前生产实践中多采用水平井钻井技术和体积压裂技术。

具体而言，通过压裂作业，提高油气层渗透率，以增加油气井产油量。利用地面高压泵组将高粘液体以大大超过底层吸收能力的排量注入井中，在井底附近形成高压，当压力超过井壁附近地应力及岩石抗张强度后在底层中形成裂缝，再将带有支撑剂的压裂液注入裂缝，促使裂缝向前延伸、提升油气层的渗透能力，从而增加油气井的产量。

图表 30: 常规油气及非常规油气开采示意图



资料来源: EIA, 国盛证券研究所

此外，常规油气虽然一般采用直井开采，但后续随着产量逐步衰减，亦可通过人工压裂改造的方式再次提升工业油气产量。

而完成压裂作业所需的压裂机组，则主要包括压裂泵车、混砂车、仪表车和管汇车。1) 压裂泵车，压裂动力设备，向井内注入高压、大排量的压裂液，将地层压开，把支撑剂挤入裂缝。包括柴驱、电驱及涡轮压裂等。2) 混砂车，按设定的比例和程序混砂，并能按压裂工艺要求向压裂车供应不同要求的压裂液。3) 管汇车，管汇车用于压裂泵车和混砂车的连接，以及压裂酸化现场作业前的试压。4) 仪表车，压裂机组的神经中枢，用于远距离遥控压裂车、管汇车和混砂车，进行实时数据采集、显示、施工监测及裂缝模拟并对施工的全过程进行分析。

图表 31: 压裂机组主要设备示意图



压裂泵车
动力设备，向井内注入高压、大排量压裂液

仪表车
神经中枢，远距离遥控，数据采集，过程分析

混砂车
按设定程序和比例混砂，能供应不同类型压裂液

管汇车
连接压裂泵车和混砂车

资料来源: 公司官网, 国盛证券研究所

2.3.1 页岩气开采用压裂设备：2020年高景气需求延续

页岩气井产量快速衰减的属性。页岩气井具有投产初期产量递减迅速，中后期产量递减逐渐减缓的特征。因此，气田要保持稳定的产出，需要持续的勘探开采投入。我们简单测算下，若每年新投产一口页岩气井，则总产量在前4年有显著增长（第2-4年末，同比增速分别为60.61%、22.64%、12.31%），往后推移基本维持在5%以下的低增速。即，当我们预期页岩气总量可观增长时，每年新开采的页岩气井口数亦需持续增加。

图表 32：考虑每年新投产一口页岩气井情况下的页岩气总产量变化



资料来源：《四川盆地川南页岩气立体开发经济可行性研究》，国盛证券研究所（单位产量，归一化处理）

图表 33：国内主要区块页岩气井综合信息（2017年）

区域	投产页岩气井数量 (口)	产量 (亿 m ³ /年)	水平段 (m)	分段数	单井初期产量 (万 m ³ /d)
川南地区	208	30	1488-1578	13-22	10
涪陵地区	305	60.04	1500-2000	15-20	18

资料来源：《四川盆地川南页岩气立体开发经济可行性研究》，国盛证券研究所

我们在测算国内页岩气勘探开采所需的压裂设备时主要基于的假设：1、以投产气井数量作为测算压裂设备需求的目标口径。理论上，勘探开发的井口数量应大于实际投产数量。2、中石油/中石化为国内主要页岩气开采公司，且历史可回溯数据较完善，因此我们主要分别测算中石油/中石化页岩气开采所对应的压裂设备需求增量。

根据预期产量测算年新增页岩气井数：

1、中石油：页岩气钻探主力

➢ 前提假设：预期 2019/2020 年产量分别为 80、120 亿 m³。

➢ 增量产出对应的新投产井口数计算

- 2019/2020 年，页岩气产量增加值分别为 31.39、40.00 亿 m³。
- 参照资料，川南地区单井初期产量约 10 万 m³/d。
- 2019/2020 年增量，估计新增产量对应的井口数约 209 口、266 口。

➢ 存量老井产能衰减所需的新投产井口数计算

- 核心假设：中石油 2015 年 12.71 亿立方米的页岩气产量均是当年新投产井产出。以 2015 年为初始点，存量老井产气量年逐步递减。

➤ 预期 2019-2021 年新投产气井数为 **297/413/458** 口。

图表 34: 中石油页岩气开采年新投产页岩气井口数测算 (单井初期产量为 10 万 m³/d)

	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
页岩气产量	12.71	28.00	30.21	48.61	80.00	120.00	155.00	185.00	210.00	230.00	245.00
年增量		15.29	2.21	18.40	31.39	40.00	35.00	30.00	25.00	20.00	15.00
年增量对应的新投产井口数	84	101	14	122	209	266	233	200	166	133	100
老井年衰减量		2.50	7.55	9.89	13.22	22.13	33.88	45.46	54.88	62.28	67.62
衰减产量所需的新投产井口数		16	50	65	88	147	225	303	365	415	450
年合计新投产页岩气井口数	84	117	64	187	297	413	458	503	531	548	550
YoY					58.82%	39.06%	10.90%	9.83%	5.57%	3.20%	0.36%

资料来源: 中石油《2019-2025 年国内勘探与生产加快发展规划方案》, 国盛证券研究所

图表 35: 中石化页岩气开采年新投产页岩气井口数测算 (单井初期产量为 18 万 m³/d)

	2015	2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E	2022E	2023E	2024E	2025E
页岩气产量	32.00	50.05	60.04	60.20	61.00	75.00	95.00	115.00	135.00	155.00	175.00
年增量	20.00	18.05	9.99	0.16	0.80	14.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
年增量对应的新投产井口数	74	66	37	0	2	51	74	74	74	74	74
老井年衰减量	2.36	8.22	14.47	18.48	19.23	18.57	20.83	26.35	32.40	38.25	43.91
衰减产量所需的新投产井口数	8	30	53	68	71	68	77	97	119	141	162
年合计新投产页岩气井口数	82	96	90	68	73	119	151	171	193	215	236
YoY					7.35%	63.01%	26.89%	13.25%	12.87%	11.40%	9.77%

资料来源: 中石化官网, 国盛证券研究所

注: 本文估算以已披露的数据为参照基础, 且对未来几年新增产量预估均基于一定假设。考虑到开采技术的持续进步, 单井初期产量存在持续提升的可能 (通过提升水平井长度及分段段数等方式)。此外, 通过重复压裂也可以维持老井的一定产量水平, 从而降低对新进勘探开采的依赖。因此, 本文计算存在一定误差。

2、中石化: 页岩气开采稳步推进

➤ **前提假设:** 涪陵区块后续页岩气年产量增幅在 15-20 亿左右 m³, 2020 年威荣一期产能达产, 10 亿 m³/年。(近期, 国家政策层面持续推动油气开采力度, 由于中石化暂未披露后续页岩气详细开采规划, 我们假设涪陵区块后续年产出增量在 15-20 亿 m³/年。)

➤ 参照资料, 涪陵页岩区块单井初期产量约 18 万 m³/d。

➤ 预期 2019-2021 年新投产气井数为 73/119/151 口。

预期 2020-2021 年, 中石油及中石化合计新投产页岩气井数量为 **532、609** 口, 其中 2020 年预期为勘探开发高峰年, 投产页岩气井数量预估同增 **44%** 左右。

图表 36: 中石油/中石化新投产页岩气井数量估算

	2019E	2020E	2021E	2022E
中石油	297	413	458	503
中石化	73	119	151	171
合计数量(口)	370	532	609	674
YoY	45.10%	43.78%	14.47%	10.67%

资料来源: 中石油《2019-2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》, 国盛证券研究所

预期 2020 年, 中石油/中石化页岩气开采用 2500 型压裂车增量需求为 220 辆。根据产业调研数据, 国内一套 5 万水马力的压裂车组 (2500 型压裂车需要 20 台), 一天可完成 2.5 段水平井的压裂, 考虑到前后期的工作准备, 一年可以压裂 15 口井左右。

以中石油/中石化投产页岩气井作为估算基准, 预期 2020-2022 年, 5 万水马力压裂车组需求分别为 35/40/44 组, 对应 2500 型压裂车需求分别为 700/800/880 辆。2020 年预期为需求高峰, 对应压裂车组/2500 型压裂车需求增量分别为 11 组、220 辆。

图表 37: 中石油/中石化对应新投产页岩气井所需压裂设备估算

	2018	2019E	2020E	2021E	2022E
新投产页岩气井数量 (口)	255	370	532	609	674
压裂车组需求 (5 万水马力)	17	24	35	40	44
2500 型压裂车需求 (辆)	340	480	700	800	880

资料来源: 中石油《2019-2025年国内勘探与生产加快发展规划方案》, 国盛证券研究所

2.3.2 非页岩气开采用压裂设备需求亦为可观

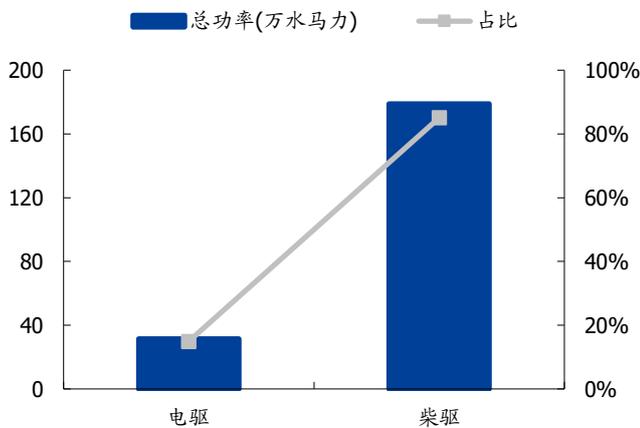
不止于页岩气, 页岩油、致密油气、常规老油田增产等多品种油气开采作业压裂设备需求可观。近年, 国内页岩气大幅度开采带动压裂设备需求可观, 但由于行业资料数据可获得性的限制, 对于致密油气/常规老油田增产等开采作业用压裂设备情况大家所知甚少, 往往容易忽略其巨大需求。根据对中石油近期压裂设备租赁招标情况的梳理, 我们发现, 来自非页岩气领域开采的压裂设备需求亦非常可观。

2019 年 9 月 20 日, 中国石油集团油田技术服务有限公司就压裂装备租赁服务进行公开招标。从此次招标公示的交货地点, 我们大致可以区分下终端作业领域。

- 国内页岩气开采以川渝地区为主, 此次, 川庆钻探 (川渝区域) 压裂机组租赁招标的总功率约 73.83 万水马力, 约占招标总水马力的 35.12%。
- 西部钻探压裂机组招标总功率比例约 28.54%, 其以新疆地区油气田开采为主, 除常规油气外, 吉木萨尔页岩油田的开发大力推进中。按照中石油加快发展规划, 吉木萨尔页岩油 2021 年原油产量将达到 100 万吨、2025 年产量达到 200 万吨并稳产 8 年。
- 此外, 川庆钻探 (长庆区域) 压裂机组招标总功率比例约 28.54%。其所属长庆油田已经建成国内最大的页岩油开发示范区。据长庆油田报道, 截至 2019 年 8 月初, 2018-2019 年陇东页岩油示范区完钻水平井 192 口投产 73 口。当年累计生产原油已突破 10 万吨。

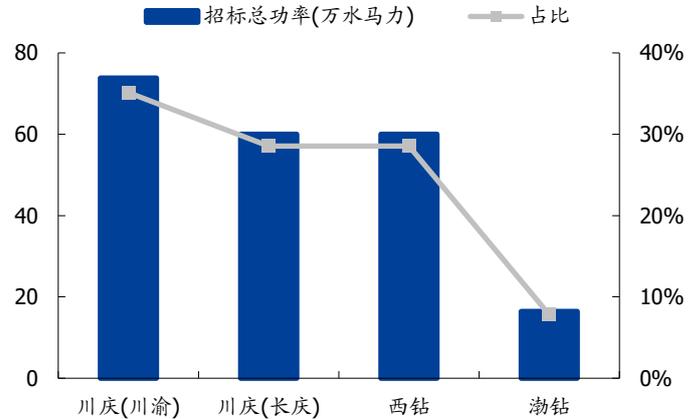
目前，页岩气开采所需压裂设备较好估算，而传统油气田增产/页岩油、致密油气开采等领域用压裂设备需求较难估算，但不容忽视。后续仍需重点跟踪把握中石油/中石化等开采主体对于压裂设备的需求及相应实际的招标情况。

图表 38: 电驱压裂机组总功率占比



资料来源: 中国石油招标投标网, 国盛证券研究所 (招标时间: 2019年9月20日)

图表 39: 各钻探公司招标租赁设备功率占比



资料来源: 中国石油招标投标网, 国盛证券研究所 (招标时间: 2019年9月20日)

图表 40: 中国石油集团油田技术服务有限公司压裂装备租赁服务采购项目

标包	设备名称	设备配置要求 (本文仅列出压裂泵车)	数量(套)	交货地点
1	压裂机组	(2000 型及以上)压裂泵车 ≥ 8 台	35	川庆(长庆区域)
2	电动压裂机组	每套包含 2 万水马力电动压裂设备	2	川庆(长庆区域)
3	压裂机组	压裂泵车(2000 型及以上)8 台	3	渤钻(长庆区域)
4	压裂机组	压裂泵车(2000 型及以上)8 台	1	渤钻(山西区域)
5	压裂机组	压裂泵车(2000 型及以上)9 台	1	渤钻(长庆区域)
6	压裂机组	压裂泵车(2000 型及以上)8 台	2	渤钻(长庆区域)
7	电动压裂机组	单套设备机组包含压裂泵车 ≥ 5 万水马力	1	渤钻(长庆页岩气)
8	压裂机组	必配设备: 压裂泵车 $4 \leq X < 8$ 台	2	西钻(克拉玛依)
9	压裂机组	必配设备: 压裂泵车 $8 \leq X < 12$ 台	6	西钻(克拉玛依)
10	压裂机组	必配设备: 压裂泵车 $12 \leq X < 16$ 台	6	西钻(克拉玛依)
11	压裂机组	必配设备: 压裂泵车 $X \geq 16$ 台	4	西钻(克拉玛依)
12	压裂机组	每套机组包括: 2500 型压裂车 ≥ 20 台	7	川庆(川渝页岩气区域)
13	压裂机组	包括 2000 型及以上压裂车 ≥ 16 台	2	川庆(川渝浅层气、致密气区域)
14A	压裂设备单车	2000 型及以上压裂车 80 台	80	川庆(川渝页岩气区域)
14B	压裂设备单车	1400 型压裂车(撬) 6 套(每套 2 台)	6	川庆(川渝区域)
16	压裂设备单车	电动压裂撬(6000HP)	24	川庆(川渝区域)
17	压裂设备单车	700 型压裂车 5 台	5	川庆(川渝区域)
19	电动压裂机组	电动压裂撬 ≥ 8 台	2	西钻(克拉玛依)
20	压裂机组	压裂泵车 $8 \leq X < 12$ 台	2	西钻(玉门、青海)
21	压裂机组	压裂泵车 $8 \leq X < 12$ 台	1	西钻(塔里木)
22	压裂机组	压裂泵车 $8 \leq X < 12$ 台	1	西钻(苏里格)

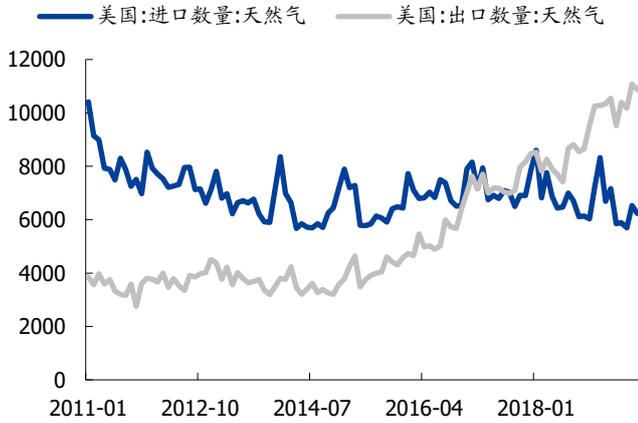
数据来源: 中国石油招标投标网, 国盛证券研究所 (招标时间: 2019年9月20日)

三、北美市场: 盈利承压, 油服公司趋向高性价比设备

3.1 北美页岩气厂商盈利承压，资本支出收缩

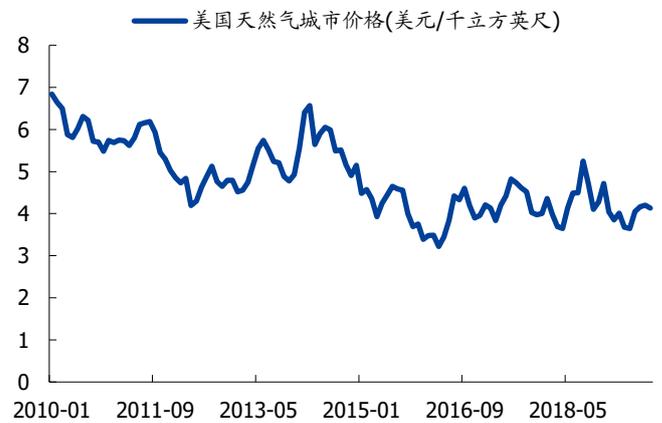
供给过剩格局下，美国天然气价格持续走低。页岩油气革命推动美国油气产量持续高增长，并由资源净进口国转为净出口国。受全球性消费需求增速放缓，供给逐步失衡影响，当前布油价格在 62.37 美元/桶左右，仅 2011-2014 年高位的一半。供给过剩格局下，美国天然气城市价格持续下滑，已降至多年来低位水平。

图表 41: 美国天然气出口量持续高增长



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

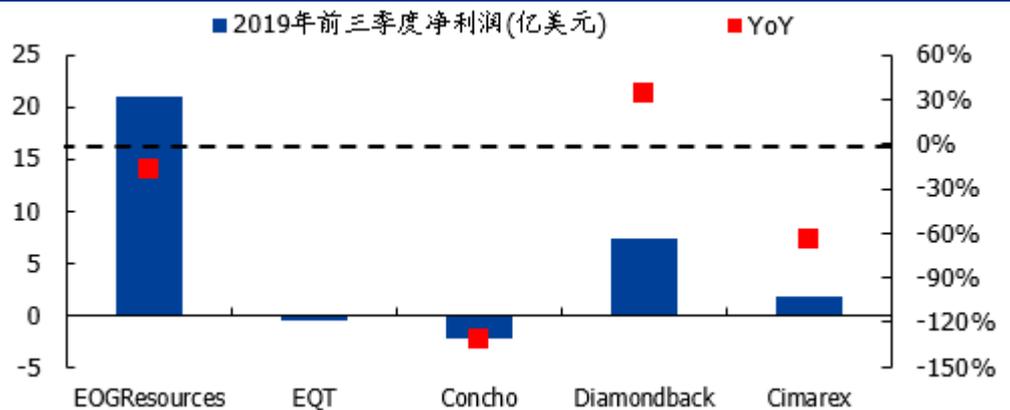
图表 42: 美国天然气城市价格整体维持下滑趋势



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

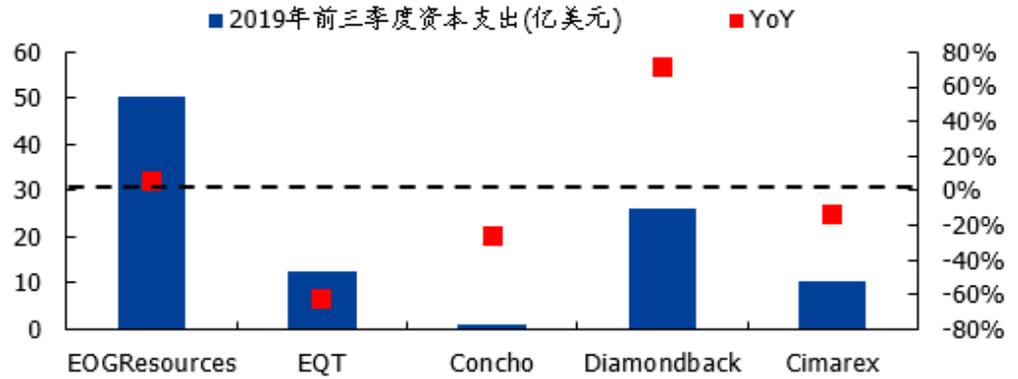
主要页岩气公司盈利能力均现下滑，资本开支呈现收缩。2019 年前三季度，北美主要天然气生产商盈利能力恶化。EQT 收入增速由 2018 年 34% 降至 3%，仍处于亏损状态。EOGResources、Concho、Diamondback、Cimarex 净利润同比均大幅下滑。与此同时，资本支出增速逐步放缓，呈现收缩态势。EQT、Concho、Cimarex 资本支出下滑；EOGResources 资本支出增速由 2018 年 47% 降至 6% 左右。

图表 43: 前三季度北美主要页岩气生产商净利润及同比增速



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

图表 44: 前三季度北美主要页岩气生产商资本支出及同比增速



资料来源: Wind, 国盛证券研究所

盈利能力下滑、资本支出收缩，主要油服公司均积极寻求降本措施。钻完井作业是降本增效的重要一环，而设备是降低资本投入及提升作业效率的核心。

3.2 存量压裂设备逐步更新，成本优势助力电驱压裂设备渗透

根据 Spears & Associates 统计数据，2018 年末，北美存量压裂设备总功率达 2581 万水马力，规模远超国内。往前回溯，在北美页岩油气阶段性开采高峰期，2010-2012 年，北美压裂设备保有量分别大幅增加 209/459/314 万水马力。压裂设备的生命周期一般为十年左右，以此估算，上一高峰期所对应的压裂设备将逐步进入报废更新阶段。线性推算，北美压裂设备年更新需求量超 250 万水马力，需求远超国内。（实际更新需求要结合油气公司资本开支预期，同时结合设备利用率及本身维修保养状况。）

图表 45: 北美存量压裂设备总水马力预估超 2500 万水马力



资料来源: Spears & Associates, 国盛证券研究所

图表 46: 电驱压裂设备渗透率持续提升



资料来源: Spears & Associates, 国盛证券研究所

降低开采成本，高性价比电驱压裂设备渗透率持续提升。在行业景气度降低之际，降低勘探开采成本成为行业发展侧重点，北美油服公司愈加青睐高性价比作业设备。电驱压裂设备具备日常使用成本/环保、噪音等显著优势，渗透率提升迅速。

- 日常使用成本低。电驱压裂主要采用开采过程中的伴生气作为燃料，替代了价格昂贵的柴油，显著降低燃料成本。据贝克休斯 CEO 洛伦佐·西蒙表示，北美 4 万水马

力左右的压裂车队每年最多可消耗 700 万加仑柴油。

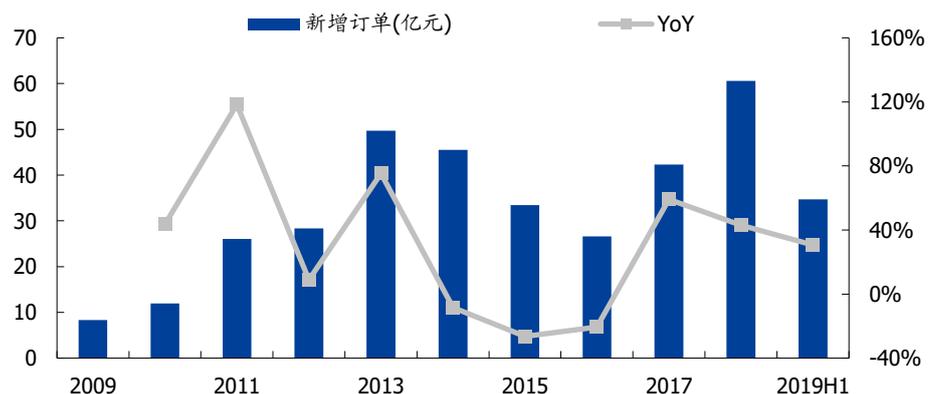
- 排放降低。与现有的柴油发动机相比，利用多余的资源使电热压裂“环境友好”。

根据 Spears & Associates 统计数据，预期 2019 年，北美电驱压裂设备总功率达 66.96 万水马力，同比增长 75.01%，占北美压裂设备总功率的 2.51%，可提升空间巨大。

四、国内需求景气+北美市场拓展，公司持续成长可期

国内固压设备生产商主要包括杰瑞股份、石化机械、宝石机械、宏华集团及三一石油等。公司为国内固压设备龙头厂商，产品技术/收入规模均领先业内同行。1) 技术方面，公司近年推出全球首创的压裂免破砂袋供砂设备、全球首台超大功率固井车以及智能超大型电控连续油管设备，推出电驱压裂撬产品，研制成功全球单泵功率最大的 7000QP 系列大功率压裂柱塞泵，行业内持续领跑。2) 业绩方面，充分受益国内高景气需求，在手订单高增长。2019H1，公司新增订单同增 30.56%，其中，钻完井设备新增订单增幅超 100%。

图表 47: 公司新增订单持续高增长



资料来源：公司公告，国盛证券研究所

新品不断输出，需求巨大的北美市场持续拓展。

- 公司为国内最早进入美国压裂装备市场的中国企业，早于 2011 年就已向美国提供了全套大型压裂施工装备（迄今为止国内唯一）。
- 2019 年 11 月份，公司与北美知名油服公司成功签署涡轮压裂整套机组订单，标志着全球单季功率最大的涡轮压裂整套机组实现销售（早于 2014 年研发成功），北美高端市场又一历史性突破实现。该压裂设备搭载公司自主研发的 5000 水马力的压裂柱塞泵，与常规柴驱压裂设备相比，其单机输出功率更大。其配有独特的双燃料系统，可以 100% 使用天然气作为燃料，大幅降低燃料成本。
- 超大功率电驱压裂撬的推出，将进一步提升产品出口竞争力。2019 年 10 月份，公司自主研发的 7000 型电驱压裂撬成功下线，并顺利通过测试。该压裂撬搭载了全球功率最大的柱塞泵，为业内最领先水平。其具备高运行稳定性、低能耗费率、低噪音、功率密度大等突出优势。

图表 48: 公司出口美国的涡轮压裂泵车



资料来源: 公司微信公众号, 国盛证券研究所

图表 49: 公司电驱压裂撬产品



资料来源: 公司官网, 国盛证券研究所

我们坚定看好公司自主研发的大功率涡轮压裂、电驱压裂设备在北美市场的巨大渗透潜力。

- 公司产品有能力在北美市场持续放量。1、搭载公司自主研发的大功率柱塞泵的涡轮压裂机组在北美实现销售，侧面验证公司过硬的技术实力以及产品本身高性价比优势；2、无论是涡轮压裂设备还是电驱压裂设备，核心零部件实现自主研发，配套部件国产化率提升，一方面，避免了先前由于进口部件不足导致公司产能无法充分释放的窘境；另一方面，进一步降本，提升公司产品出口北美市场的竞争能力。
- 北美市场需求广阔，可以支撑公司迈向全球型高端压裂设备制造商。正如我们前文提到，北美存量压裂设备总功率约 2600 万水马力，若考虑十年更新周期线性估算，年新增需求约 260 万水马力，市场空间接近 200 亿元人民币。而公司 2018 年，钻完井业务板块整体收入为 14.79 亿元，可拓展空间巨大。

五、盈利预测与估值

5.1 关键假设

预计 2019-2021 年，公司钻完井设备销售收入同比增速分别为 60%、45%、25%。今明年为国内页岩气勘探开采高增长期，促进压裂设备需求高增长。公司为国内压裂设备龙头，充分受益下游需求高增长。公司涡轮压裂设备/电驱压裂设备产品预期逐步打开北美市场，支撑远期收入端持续增长。需求景气叠加高毛利电驱压裂设备放量，钻完井设备毛利率预期显著改善，预计 2019-2021 年分别为 49%、50%、50%。

预计 2019-2021 年，公司维修改造及配件销售业务收入同比增速分别为 30%、20%、20%。该板块业务整体维持稳定增长，且在下游需求景气时，具备阶段性提速能力。毛利率预期小幅改善。

预计 2019-2021 年，公司油田技术服务收入同比增速分别为 45%、31%、27%。油田技术服务收入水平取决于公司获得的订单及相应配置的油田技术服务队伍的规模。近两年，公司持续扩张中东地区油田技术服务团队数量，为后续收入端增长奠定基础。

图表 50: 公司各项业务营收增速预测

	2017	2018	2019E	2020E	2021E
钻完井设备					
收入 (亿元)	6.24	14.79	23.66	34.31	42.88
同比增长	-26.48%	136.80%	60.00%	45.00%	25.00%
毛利率	35.83%	43.70%	49.00%	50.00%	50.00%
维修改造及配件销售					
收入 (亿元)	10.88	13.36	17.36	20.83	25.00
同比增长	22.45%	22.75%	30.00%	20.00%	20.00%
毛利率	31.84%	31.10%	34.50%	35.00%	36.00%
油田技术服务					
收入 (亿元)	7.23	7.99	11.58	15.13	19.25
同比增长	51.46%	10.49%	45.00%	30.57%	27.27%
毛利率	6.37%	11.20%	22.00%	22.82%	24.14%
合计					
收入 (亿元)	31.87	45.97	65.03	84.46	103.36
同比增长	12.47%	44.23%	43.43%	29.87%	22.38%
毛利率	21.72%	32.79%	33.64%	33.67%	33.94%

资料来源: wind, 国盛证券研究所

5.2 估值比较

预计 2019-2021 年, 公司归母净利润分别为 14.15、19.10、24.01 亿元, EPS 分别为 1.48、1.99、2.51 元, 按照最新收盘价 39.49 元/股计算, 对应 PE 分别为 26.72、19.80、15.76 倍。考虑到 2020 年国内页岩气开采所需压裂设备持续高增长, 公司自身研发新产品不断打开北美广阔市场, 成长空间巨大。首次覆盖给予公司“增持”评级。

图表 51: 可比公司估值比较

股票代码	公司简称	EPS (摊薄)				PE			
		2018	2019E	2020E	2021E	2018	2019E	2020E	2021E
000852.SZ	石化机械	0.02	0.12	0.22	0.31	316.42	58.62	31.53	21.80
300164.SZ	通源石油	0.23	0.29	0.39	0.54	27.09	20.92	15.29	11.01
601808.SH	中海油服	0.01	0.53	0.74	0.95	575.54	39.61	28.54	22.14
600583.SH	海油工程	0.02	-0.00	0.21	0.33	271.56	—	38.29	24.19
002353.SZ	杰瑞股份	0.64	1.48	1.99	2.51	61.48	26.72	19.80	15.76

资料来源: wind, 国盛证券研究所 (除杰瑞股份外, 其余公司估值均参考 wind 一致预期, 参考日期 2020 年 1 月 6 日)

六、风险提示

国内页岩气等非常规油气开采进度不及预期。目前，中石油给出近几年页岩油气开采规划，增量产出带动压裂设备需求高增。但，若后续其实际勘探开采页岩油气规模不及预期，则对应压裂设备需求则将收缩，影响公司业绩。

行业竞争加剧。目前，国内同行均推出电驱压裂设备。虽然，公司电驱压裂设备所配套的柱塞泵单台功率密度更大，但若后续无法通过持续研发保证一定领先程度，则市场地位可能会受到影响。

北美市场拓展不及预期。若公司产品在美国市场使用情况低于预期，则后续产品持续输出的进度将放缓，致使业绩低于预期。

本文测算均基于一定前提假设，与实际情况可能存在偏差。本文测算的页岩气开采所需的压裂设备数量均基于一定假设，实际情况可能与假设偏差较大，存在一定误差。

免责声明

国盛证券有限责任公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。本报告仅供本公司的客户使用。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，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息均来源于本公司认为可信的公开资料，但本公司及其研究人员对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可能会随时调整。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及资料保持在最新状态，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。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的资料、工具、意见、信息及推测只提供给客户作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，本公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有本报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司正在提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。

本报告版权归“国盛证券有限责任公司”所有。未经事先本公司书面授权，任何机构或个人不得对本报告进行任何形式的发布、复制。任何机构或个人如引用、刊发本报告，需注明出处为“国盛证券研究所”，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的任何观点均精准地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法，结论不受任何第三方的授意或影响。我们所得报酬的任何部分无论是在过去、现在及将来均不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

投资评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的6个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的相对市场表现。其中A股市场以沪深300指数为基准；新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准，美股市场以标普500指数或纳斯达克综合指数为基准。	股票评级	买入	相对同期基准指数涨幅在15%以上
		增持	相对同期基准指数涨幅在5%~15%之间
		持有	相对同期基准指数涨幅在-5%~+5%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在5%以上
	行业评级	增持	相对同期基准指数涨幅在10%以上
		中性	相对同期基准指数涨幅在-10%~+10%之间
		减持	相对同期基准指数跌幅在10%以上

国盛证券研究所

北京

地址：北京市西城区平安里西大街26号楼3层

邮编：100032

传真：010-57671718

邮箱：gsresearch@gszq.com

南昌

地址：南昌市红谷滩新区凤凰中大道1115号北京银行大厦

邮编：330038

传真：0791-86281485

邮箱：gsresearch@gszq.com

上海

地址：上海市浦明路868号保利One56 1号楼10层

邮编：200120

电话：021-38934111

邮箱：gsresearch@gszq.com

深圳

地址：深圳市福田区福华三路100号鼎和大厦24楼

邮编：518033

邮箱：gsresearch@gszq.com