

# 石油化工

证券研究报告  
2019年12月08日

## 2020年投资策略：油价不宜悲观，天然气将现变局

投资评级

行业评级

上次评级

维持(中性评级)

中性

作者

张樨樨

分析师

SAC 执业证书编号: S1110517120003  
zhangxixi@tfzq.com

贾广博

分析师

SAC 执业证书编号: S1110519010002  
jiaguangbo@tfzq.com

刘子栋

分析师

SAC 执业证书编号: S1110519090001  
liuzidong@tfzq.com

郑小兵

联系人

zhengxiaobing@tfzq.com

回顾 2019 年，是市场全年对石化行业持续调低预期的一年。无论是两桶油还是大炼化，随着需求端低于预期和产能的持续投放，盈利预期都在趋于理性。只有油服板块在七年行动计划的推动下，走出了超预期的行情。

展望 2020 年，一是对行业不宜继续悲观；二是关注市场酝酿的重要变化。

### 1.原油：供给刹车，价格中枢有望抬升

2020 年对供给端三个关键判断：1) 美国页岩油产量增速可能明显低于主流预期；2) 长周期产能投放不会断崖，但 2020 年是相对低点；3) 沙特阿美 IPO 融资关键期，沙特限产会维持甚至加大执行力度。

中性假设下 2020 年全球供需有望维持平衡格局。考虑到页岩油 2019 年产量增速前后低趋势明显，原油市场供需情况大概率下半年好于上半年。预测 2020 年 Brent 均价 65 美金左右，前低后高。

### 2.天然气：气改推动十年之大变局

气改不同于电改，上游供气商的垄断性非常强，短期难形成多主体格局。中国石油剥离公用事业属性后，注重效益、资源换市场，是其必然选择。下游燃气公司马太效应已开启，有实力的公司通过“垂直一体化”或并购强者愈强，弱者被并购、被淘汰将越来越普遍。推荐中国石油股份(H)、中油工程，并关注城市燃气龙头。

### 3.油服：2020年从复苏走向繁荣

油服是 2019 年石化行业最超预期的板块。中国七年行动计划推动海上和陆上页岩油气加大投入，拉动油服公司订单和使用率。油服使用率提升逻辑已经兑现，价格上涨尚未兑现。随着使用率进一步提升，和油价回升（我们预期），涨价逻辑在 2020 年有可能部分兑现。推荐中海油服、海油工程。

### 4.炼化板块，安全边际须求诸于内

三大民营炼化项目陆续进入投产后盈利验证期，在行业整体供需承压的情形下，均有望呈现出较好的盈利安全边际。烯烃方面，轻烃路线（乙烷裂解、PDH）将享受明显的路线成本安全边际。推荐卫星石化、恒逸石化、桐昆股份、恒力石化、荣盛石化。

**风险提示：**原油价格 2020 年低于预期的风险；天然气市场化改革推进不及预期的风险；油服行业景气不及预期的风险；炼化盈利继续大幅下滑的风险。

行业走势图



资料来源：贝格数据

相关报告

- 1 《2019 年中期石化行业投资策略：逆流而上、淘沙见金》 2019-07-08
- 2 《2019 年石化行业投资策略：成长龙头在下行周期酝酿，现金牛仍具防御价值》 2018-12-17
- 3 《2018 年中期石化行业投资策略：石化行业 2018 年中期策略：油价看 70~80，炼化看结构分化，天然气看套利空间》 2018-07-21

### 重点标的推荐

股票代码	股票名称	收盘价 2019-12-05	投资 评级	EPS(元)				P/E			
				2018A	2019E	2020E	2021E	2018A	2019E	2020E	2021E
601808.SH	中海油服	16.55	买入	0.01	0.52	0.79	0.99	1655.00	31.83	20.95	16.72
600583.SH	海油工程	6.93	买入	0.02	0.02	0.22	0.48	346.50	346.50	31.50	14.44
002648.SZ	卫星石化	15.13	买入	0.88	1.28	1.66	2.82	17.19	11.82	9.11	5.37
000703.SZ	恒逸石化	13.25	买入	0.69	1.13	1.87	1.90	19.20	11.73	7.09	6.97
600346.SH	恒力石化	14.39	买入	0.47	1.17	1.56	1.63	30.62	12.30	9.22	8.83
002493.SZ	荣盛石化	11.99	买入	0.26	0.67	1.25	1.42	46.12	17.90	9.59	8.44
00857.HK	中国石油股份	3.56	买入	0.29	0.26	0.28	0.28	11.10	12.37	11.49	11.49
600028.SH	中国石化	4.93	买入	0.52	0.46	0.49	0.50	9.48	10.72	10.06	9.86
600339.SH	中油工程	3.35	增持	0.17	0.17	0.38	0.46	19.71	19.71	8.82	7.28

资料来源：天风证券研究所，注：PE=收盘价/EPS



## 内容目录

<b>1. 原油市场：2020 年是分水岭？对主流预期的探讨</b> .....	<b>5</b>
1.1. 变量一：美国页岩油产量增速是否会如期下滑？ .....	5
1.2. 变量二：长周期产能投放是否已结束？ .....	7
1.3. 变量三：沙特阿美 IPO 融资 .....	8
1.4. 供需平衡预测：Brent 均价 65 美金左右，前低后高.....	9
<b>2. 天然气：国家管网公司成立后，天然气市场酝酿变局</b> .....	<b>10</b>
2.1. “电改”降价，“气改”为何提价？ .....	10
2.2. 剥离公用事业属性后，中国石油如何应对？ .....	12
2.3. 下游燃气企业马太效应开启 .....	13
<b>3. 油服：海上、页岩两大亮点</b> .....	<b>14</b>
3.1. 全球资本开支整体性复苏 .....	14
3.2. 海上油服：工作量已明显回升，涨价值得期待 .....	16
3.2.1. 海上油气成本下降，支撑资本开支持续增长 .....	16
3.2.2. 海上钻井市场逐步回暖，使用率回升，日费增长可期.....	17
3.2.3. 海工公司订单增长，进入业绩释放期 .....	18
3.3. 页岩气提速、页岩油起步，助力陆上油服.....	18
3.3.1. 页岩气：成本下降、经济性良好，支撑扩大投资 .....	18
3.3.2. 页岩油：国内从无到有，或将复制 2011 年以来页岩气对油服拉动.....	19
3.3.3. 电驱压裂：技术进步带来新机遇 .....	20
<b>4. 炼化：安全边际求诸于内</b> .....	<b>20</b>
4.1. 大炼化安全边际来自规模和加工深度 .....	20
4.2. 烯烃成本优势来自原料路线 .....	21
4.2.1. 路线优势：乙烷裂解成本优势明显，历史盈利均值 3000 元以上 .....	21
4.2.2. PDH：轻质化路线优势提供盈利安全边际 .....	22
<b>5. 投资观点及重点公司推荐</b> .....	<b>23</b>

## 图表目录

图 1：原油供需平衡情况的主流预期.....	5
图 2：美国原油产量增长主流预期 2020 年下半年趋弱（单位：百万桶/天） .....	5
图 3：页岩油盈亏平衡点：三因素公式 .....	6
图 4：美国页岩油技术进步趋于停滞：完井数量（个，左轴）和单井初产（桶/天，右轴） .....	6
图 5：美国二叠纪原油管道建设速度超过原油产量增速.....	6
图 6：美国原油出口能力尚有冗余 .....	6
图 7：“跑步机效应”：美国页岩油老井衰减量持续增加，保持产量平衡所需完井数量越来越高.....	7
图 8：DUC 消耗：钻井下降、完井增长，带来的 DUC 减少 .....	7
图 9：非 OPEC 重点项目投产进度（单位：万桶/天） .....	8
图 10：主要 OPEC 国家财政平衡油价（美元/桶） .....	9

图 11: 沙特外储预计持续下降 (单位: 进口可消耗外储月数) .....	9
图 12: 2019、2020 年主要产油国产量变化及预测 (单位: 百万桶/天) .....	10
图 13: 历史及预测全球原油供需平衡情况 (单位: 百万桶/天) 及油价变化 .....	10
图 14: 电改 vs. 气改 .....	11
图 15: 电改后全国平均电价下降幅度及构成 (2018vs.2015) .....	11
图 16: 天然气冬季提价幅度及构成 (以 2019 年冬季为例) .....	11
图 17: 天然气供需平衡情况: 进口管道和 LNG 接收站使用率 .....	12
图 18: 电力供需平衡情况: 发电机组利用小时 .....	12
图 19: 天然气上游供给格局 (2018 年) .....	12
图 20: 电力上游供给格局 (2018 年) .....	12
图 21: 中国石油上游板块天然气实现价格 (井口价, 元/方) .....	13
图 22: 中国石油天然气与管道板块盈利构成 (EBIT, 亿元) .....	13
图 23: 昆仑能源天然气销量 (亿方) 及占中石油天然气销量比例 .....	13
图 24: 城市燃气企业总数 (左轴) 及亏损比例 (右轴) .....	14
图 25: 城市燃气亏损企业平均亏损额及盈利企业平均盈利额 (万元) .....	14
图 26: 原油资本开支变动情况 (十亿美元) .....	15
图 27: 世界各项原油开支比例 .....	15
图 28: 国内三桶油资本开支情况 (亿元) .....	15
图 29: 海油工程订单 (亿元) .....	16
图 30: 安东油田服务新订单 (亿元, 左) 和在手订单 (亿元, 右) .....	16
图 31: 杰瑞股份新订单 (亿元, 左) 和在手订单 (亿元, 右) .....	16
图 32: 宏华集团钻进进尺 (米, 左) 和新签钻机订单 (台, 右) .....	16
图 33: 开发成本指数 .....	17
图 34: 海上油公司 ROE (% , 左轴) 和油价 (美金/桶, 右轴) .....	17
图 35: 中海油资本开支 (亿元) .....	17
图 36: 国际 Jackup 钻机日费 (美元/天) .....	17
图 37: 国际 Semisub 钻机日费 (美元/天) .....	17
图 38: 国际 Jackup 钻机使用 (%) .....	18
图 39: 国际 Semisub 钻机使用率 (%) .....	18
图 40: 中海油服钻机使用率 .....	18
图 41: 中海油服钻机日费 (万美元/天) .....	18
图 42: 海油工程收入和毛利 (右轴, 单位: 亿元) .....	18
图 43: 海油工程新订单和在手订单 (单位: 亿元) .....	18
图 44: 国内页岩气产量 (亿方) .....	19
图 45: 页岩气勘探开发投资 (亿元) .....	19
图 46: 页岩气探井和开发井 (口) .....	19
图 47: 2015-2019H1 大炼化单位利润 (历史回溯值) vs 两桶油单位利润 .....	21
图 48: 2019 年各路线乙烯成本曲线及当前乙烯价格 (横轴: 产能累计, 万吨; 纵轴: 完全成本, 元/吨) .....	22
图 49: 不同路线乙烯历史盈利回溯 (元/吨) .....	22
图 50: 2019 年各路线丙烯成本曲线及丙烯价格 (横轴: 产能累计, 万吨; 纵轴: 完全成	

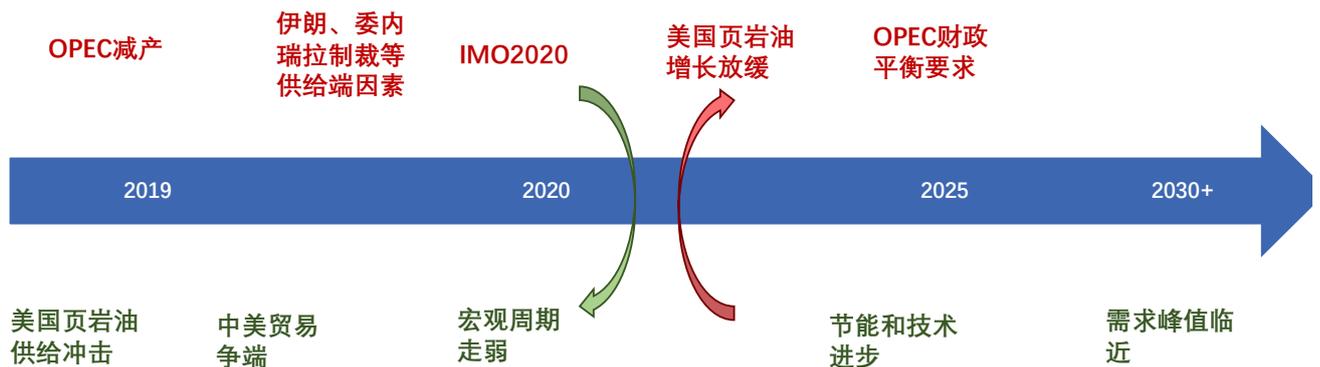
本, 元/吨) .....	23
图 51: 不同路线丙烯盈利回溯 (元/吨) .....	23
表 1: 18-19 年燃气企业垂直一体化与并购事例 .....	14
表 2: 部分海上油田盈亏平衡点 .....	16
表 3: 中国主要炼油主体情况 .....	21

## 1. 原油市场：2020 年是分水岭？对主流预期的探讨

**2019 年回顾：**2019 年需求预期比年初大幅下调，供给端对油价形成一定支撑，供需状况从 2018 年下半年的严重过剩，扭转为基本平衡并小幅去库存。Brent 原油期货比年初反弹 17%。

**市场对未来原油市场主流预期，**以 2020 年为分水岭。2019 年下半年~2020 年，美国页岩油增速仍然较快，且来自美国管道投产给国际市场带来压力。2021-2025 美国产量增速放缓，长周期投资不足问题显现，以及 OPEC 财政平衡线对中高油价的要求下，国际市场重归紧平衡。

图 1：原油供需平衡情况的主流预期

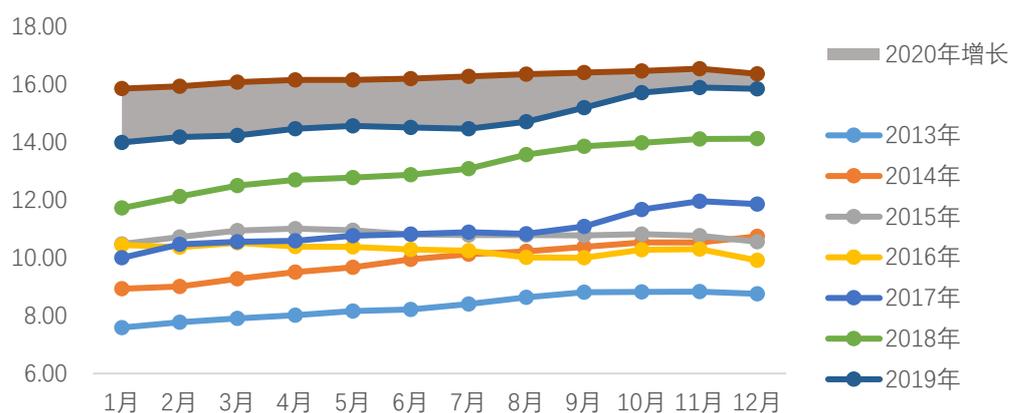


资料来源：Argus，天风证券研究所

### 1.1. 变量一：美国页岩油产量增速是否会如期下滑？

**主流预期：**市场对美国页岩油的主流预期是到 2020 年下半年，产量增速下滑，2021 年进一步放缓。根据 EIA 预测，2019 年美国原油+NGL 产量增速虽比 2018 年有所下滑，但仍在 170 万桶/天的高位。2020 年增速将进一步下降至 140 万桶/天，具体呈现前高后低，到 2020 年底同比增速将降至 50 万桶/天。

图 2：美国原油产量增长主流预期 2020 年下半年趋弱（单位：百万桶/天）



资料来源：EIA，天风证券研究所 注：为美国本土 48 周原油+NGL 产量

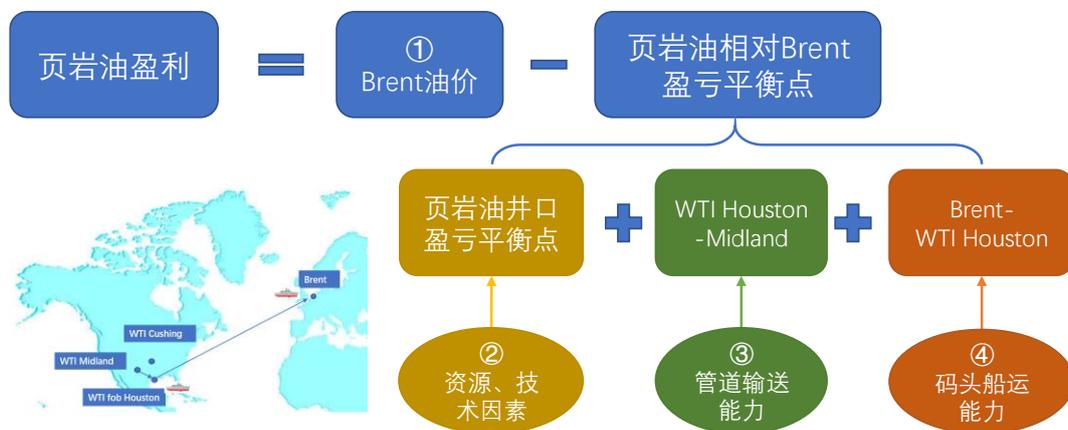
影响页岩油生产商行为的因素仍然是盈利。页岩油盈利取决于以下三因素：

- 1) 油价：油价与页岩油产量互相作用。且从 2014 年以来，每一次油价反转，页岩油开采活动的反馈速度更快。
- 2) 井口成本：取决于资源和技术因素。2018 年以来，页岩油的新资源发现、新技术应用降成本方面，已经几乎没有边际上的进步了。单井峰值产量已经见顶。

3) 储运基础设施：根据 RBN 预测，美国二叠纪（Permian）管道外输能力到 2020 年就会明显超过产量。出口能力据估算有 510 万桶/天，相比 2019 年的 270 万桶/天的实际出口量仍有富余。储运设施趋于宽松，导致产地价格相比国际市场的折价已经跌至 2 美金左右。

基于上述三点——国际油价中低位徘徊、井口成本难以再降、储运瓶颈已经解除价差继续缩窄空间非常有限，页岩油增产动力下降。

图 3：页岩油盈亏平衡点：三因素公式



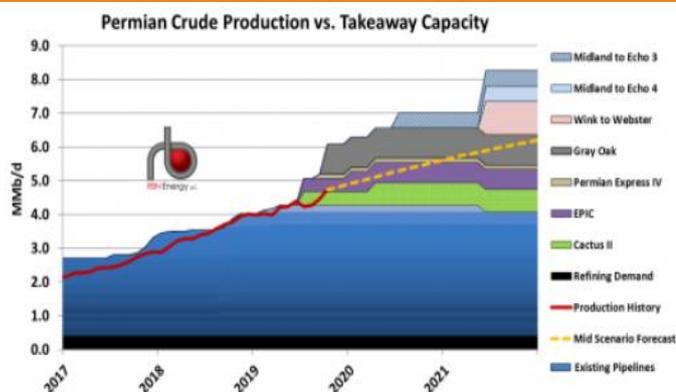
资料来源：天风证券研究所

图 4：美国页岩油技术进步趋于停滞：完井数量（个，左轴）和单井初产（桶/天，右轴）



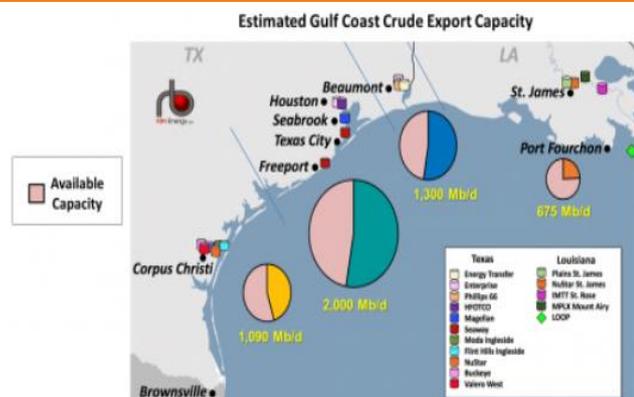
资料来源：EIA，天风证券研究所

图 5：美国二叠纪原油管道建设速度超过原油产量增速



资料来源：IMF，天风证券研究所

图 6：美国原油出口能力尚有冗余



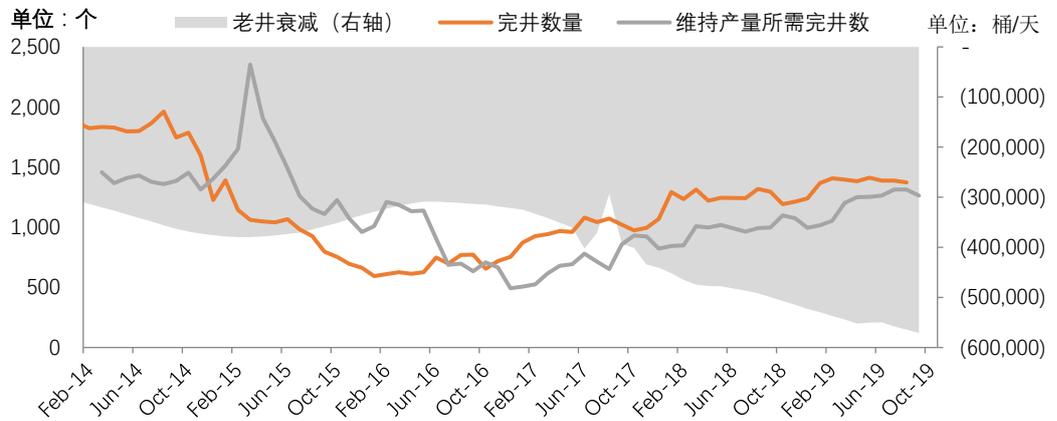
资料来源：wind，天风证券研究所

“跑步机效应”下，页岩油老井衰减影响持续累加，支撑产量增长的难度越来越大。2019 年 10 月，页岩七大产区的完井数量 1373 口。我们估算，为达到页岩油产量环比持平所需要的完井量约 1282 口。这两个数字已经比较接近。后续随着老井衰减的加剧，维持产量

平稳所需的完井数量很有可能还要继续增加。

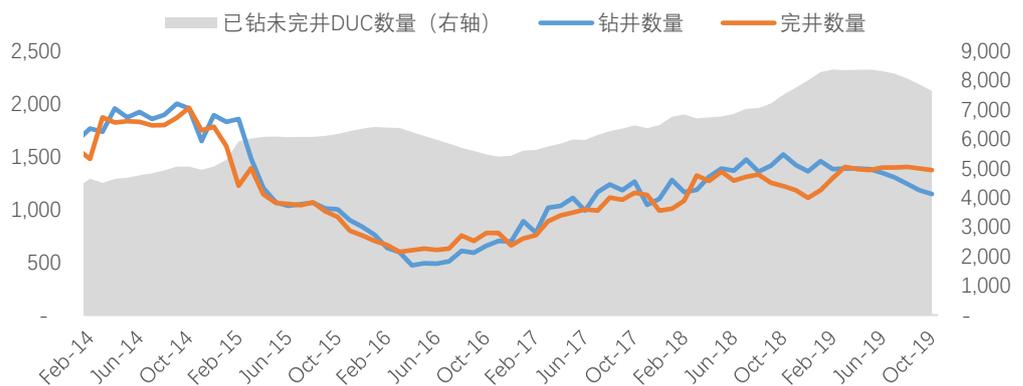
钻井下降、完井增长，带来的 DUC 消耗值得重视。2019 年，页岩油公司资本开支计划同比-6%，计划产量增长+12%。这一正一负，差距就要来自于 DUC（已钻未完井）消耗。自 2019 年 5 月 DUC 数据见顶以来，到 10 月份已经累计减少 732 口。按照当前消耗速度，到 2020 年底，DUC 数量会下降到 4500 的历史低点附近。

图 7：“跑步机效应”：美国页岩油老井衰减量持续增加，保持产量平衡所需完井数量越来越高



资料来源：EIA，天风证券研究所

图 8：DUC 消耗：钻井下降、完井增长，带来的 DUC 减少（单位：口井）



资料来源：EIA，天风证券研究所

**我们对美国页岩油的想法与主流预期差异：**展望 2020 年，尽管运输出口设施的完善对美国原油出口继续拉动，但考虑产地折价已经很小，储运设施对页岩油经济性进一步拉动已经有限。油价持续一年中低位运行、技术进步的停滞，加之 2018~2019 年打井高峰积累的老井进入快速衰减期，页岩油公司已经不得不通过消耗 DUC 维持产量。我们认为，页岩油 2020 年相比 2019 年仍有同比增长，但是环比下滑的时间点或早于主流预期。即使依靠 DUC 维持产量高位，也是对安全垫的损耗。2020 年全年同比增幅或达不到主流预期的 140 万桶/天，按照我们预测增量仅有 80 万桶/天左右（包括 NGL）。

## 1.2. 变量二：长周期产能投放是否已结束？

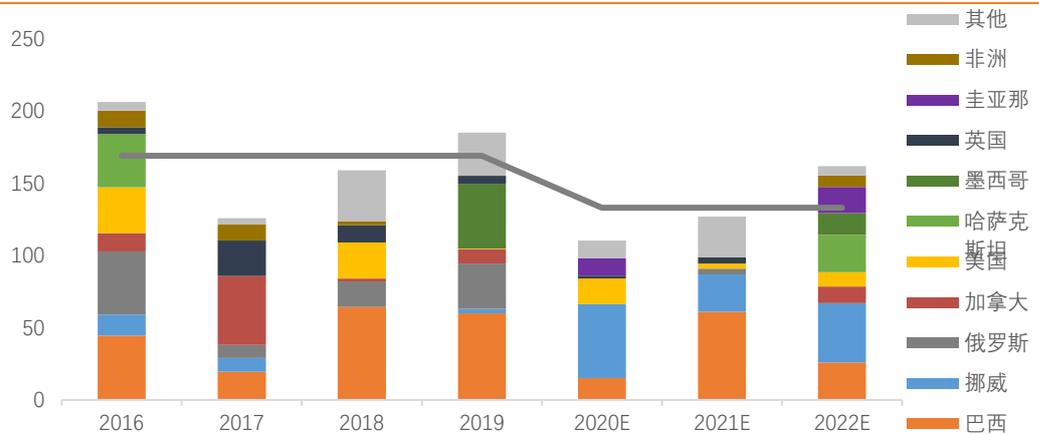
市场对于长周期产能投放高峰是否已过存疑。从 2016 年~2022 年已经投产或拟投产的长周期项目来看（包括非 OPEC 国家的非页岩项目），2020 年之后的确下一台阶，但并非断崖下跌。

未来 3 年和过去 3 年相比，新项目结构明显变化。2016~2019 年，全球新项目除了巴西几乎都来自陆上，包括俄罗斯、加拿大、哈萨克斯坦等。2020~2022 年，新项目包括巴西、挪威、圭亚那等大部分是海上项目。

新项目主要来自海上，有两方面因素：1) 近年来油气新发现主要集中在海上，包括巴西、

圭亚那、安哥拉、美国墨西哥湾等，都是勘探开发热点区域。2) 海上项目过去几年成本下降了 30-40%，不再是传统理解的高成本项目，即使在中等油价下，也能获得良好的投资回报率。

图 9：非 OPEC 重点项目投产进度（单位：万桶/天）



资料来源：EIA，天风证券研究所 注：2020~2022 年的新项目为预期投产，不排除项目推迟的可能性。

**我们对长周期项目的看法：**常规项目在 2020~2022 年贡献的增量的确比 2016~2019 年下台阶，但是并不会出现常规项目的断崖。近年新发现虽然少，但是一些新发现的海上项目，以及海上项目整体降本后经济性尚可，仍能提供一些增量。

### 1.3. 变量三：沙特阿美 IPO 融资

市场有观点对沙特限产保价政策存在担心。毕竟历史上 2015 年曾经出现过担心的情况——沙特阿美为首的 OPEC 从“限产保价”转为“增产保份额”，导致油价在 2015 年二次探底。

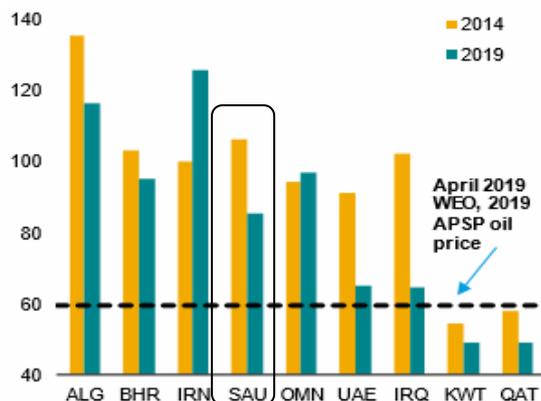
尽管沙特原油产量已被美国和俄罗斯超越，但沙特阿美作为全球最大的国家石油公司，沙特王国作为 OPEC 的代表，仍然在原油市场扮演重要角色。沙特阿美正在进行首次公开募集资金，拟出售 1.5% 的股份筹集至多 256 亿美元。即估值 1.7 万亿美元左右，对应 2019 年上半年业绩 PE 为 18 倍。与五大国际石油公司相比基本合理。

沙特在支持沙特阿美上市融资方面可谓尽力。针对税收政策、分红政策做出了极大让步：1) 所得税从 85% 下调至 50%，天然气相关的所得税只有 20%；2) 资源税从 20%/40%/50% 下降到 15%/40%/80%（油价 70 美金以下/70~100 美金/100 美金以上）；3) 分红政策方面，计划 2020~2024 年每年分红 750 亿美金，且优先保证少数股东。

沙特政府倾力支撑沙特阿美上市，与其国内财政困境有关。尽管沙特在缩减国内开支方面做了些努力，其财政平衡油价从 2014 年的 120 美金/桶以上有所下降，至 80~90 美金/桶，但仍明显高于近年来实际油价运行区间。近年来沙特外汇储备持续消耗。根据 IMF 估算，中性油价情形（65 美金/桶左右），沙特外储到 2024 年会下降到不足 20 个月以下；悲观情形（油价约 50 美金/桶），沙特外储到 2024 年就会降到 5 个月以下。

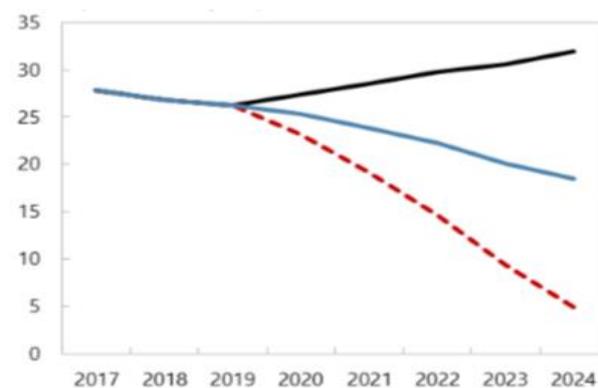
由此看来，此次沙特阿美融资的 256 亿美金，也只相当于把沙特的的外储消耗时间延长了一个多月而已。后续如果油价持续低迷，沙特阿美很可能还要释放更多股权，但假如油价低迷沙特阿美的估值又会成为一个难题。

图 10：主要 OPEC 国家财政平衡油价（美元/桶）



资料来源：IMF，天风证券研究所

图 11：沙特外储预计持续下降（单位：进口可消耗外储月数）



资料来源：IMF，天风证券研究所；注：“乐观”标注于黑线、“中性”标注于蓝线，“悲观”标注于红线

**我们对沙特的看法：**基于沙特的财政困境，以及其对沙特阿美上市融资的决心和努力，我们认为沙特凭借其在 OPEC 中的低位，维持联合减产的动力极强。沙特能够帮助原油市场度过 2019~2020 年相对宽松期的概率比较大。出现类似 2015 年沙特态度 180 度大转弯，导致原油市场黑天鹅的概率很小。

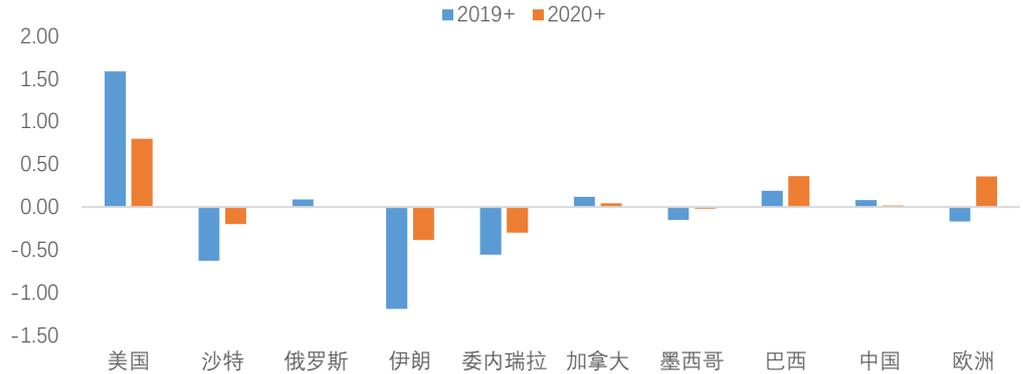
#### 1.4. 供需平衡预测：Brent 均价 65 美金左右，前低后高

##### 主要假设：

- 1) 美国页岩油：随着钻井数量持续下降，单井效率会小幅提升。但是到 2020 年中期，新井带来的产量增长就难以抵消老井衰减，产量开始出现环比回落。到 2020 年底，产量同比增速也会趋近于 0。我们预测 2020 年，美国页岩油产量同比+60 万桶/天，加上 NGL 的增长，总增量约 80 万桶/天，比 2019 年的总增量（预估 160 万桶/天）明显下降。
- 2) OPEC+减产情况：尽管近期 OPEC 达成了扩大减产的意向，我们谨慎假设，只有沙特在阿美上市背景下有动力继续加大减产幅度 20 万桶/天以外，其他主要国家包括俄罗斯、阿联酋、科威特等产量维持平稳。
- 3) 被动减产国：伊朗 2019 年 9 月产量 219 万桶天，装船量 180 万桶天，考虑到浮仓已经新高，产量有可能再小幅下降至 200 万桶/天左右（同比-40 万桶/天）。委内瑞拉形势更为严峻，美国制裁导致调和、炼厂关停，假设 2020 年产量下滑 30 万桶/天至 54 万桶/天的历史最低位。
- 4) 长周期项目：2020 年是长周期项目投产的低点。预计主要增长来自巴西+30~40 万桶/天，欧洲北海油田挪威+30~40 万桶/天。
- 5) 需求端：根据 IMF 对 2020 年全球 GDP 增速预测 3.6%，根据经验公式，原油消费增长约 120 万桶/天。

**结论：**在上述中性假设下，2020 年全球供需有望维持平衡格局。考虑到页岩油 2019 年产量增速前高后低趋势明显，原油市场供需情况大概率下半年好于上半年。预测 2020 年 Brent 均价 65 美金左右，前低后高。

图 12：2019、2020 年主要产油国产量变化及预测（单位：百万桶/天）



资料来源：EIA，天风证券研究所

图 13：历史及预测全球原油供需平衡情况（单位：百万桶/天）及油价变化



资料来源：EIA，天风证券研究所

## 2. 天然气：国家管网公司成立后，天然气市场酝酿变局

### 2.1. “电改”降价，“气改”为何提价？

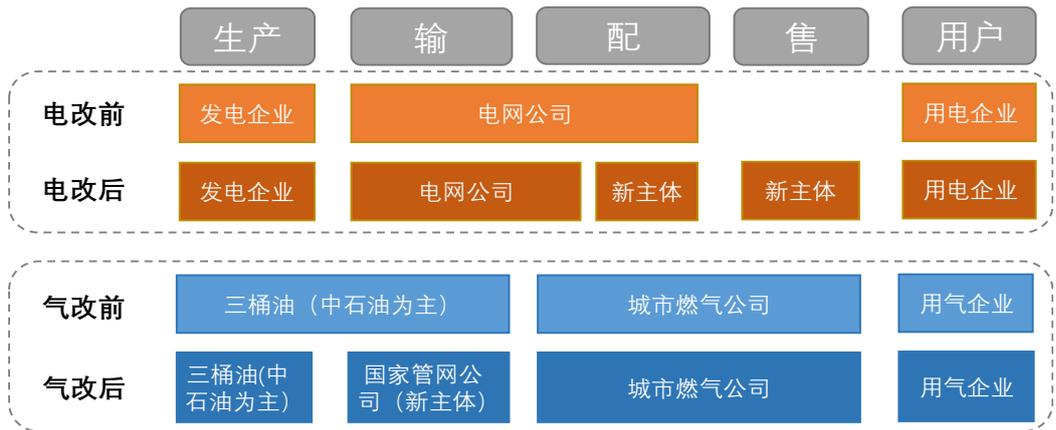
“气改”与“电改”思路类似——管住中间、放开两头，即中游输电或输气网络自然垄断属性按照公用事业监管，上下游引入市场竞争。“电改”的最终落脚点是降低电价。为何“气改”却引发了提价？

**对比天然气产业链和电力产业链，及定价机制改革带来的影响：**

销售电价=上网电价+输配电价。1) 上网电价环节，发电企业原本就是完全竞争市场。2) 输配电环节，电网公司原来处于完全垄断地位，改革后对输配电价按照“成本+准许收益”重新核定。配电环节对社会资本有一定放开，允许一些新主体，主要是工业园区，进入配电领域。3) 另外新增售电环节，相当于是电力市场的批发零售企业，根据制定的竞价机制，帮助上游发电企业和下游用电企业撮合交易。

销售气价=门站价+输配环节价差；门站价=发改委根据替代能源公式定价；井口价=门站价-管输费。天然气价格市场化改革落后于电力，还没有形成所谓的竞价机制，管道气价格仍然由发改委调价，冬季保供期企业在许可的范围内进行上浮。从产业链环节的竞争格局来看：1) 供气环节，目前国内天然气生产和进口仍然垄断在三桶油（主要是中石油）手中。即使定价机制改革完成，垄断的供给格局在短期之内不会有实质变化。2) 输气环节，原本国内天然气主干管道绝大部分在中石油手中，未来改部分资产将由国家管网公司承接。管输费按照“成本+准许收益”的重新核定已于 2017 年完成。3) 配气+售气环节，是城市燃气公司的业务范围，特许经营权带来的区域性垄断格局不会明显变化。

图 14： 电改 vs.气改

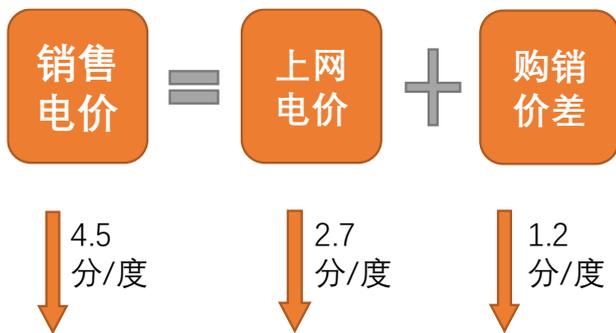


资料来源：国家发改委，天风证券研究所

**“电改后” 电价降在哪个环节？** 2015 年电改以来到 2018 年，全国平均销售电价下降 4.5 分/度，其中 2.7 分/度来自上网电价，1.2 分/度来自购销价差变化（主要是输配电价重新核定的下调），其余来自线损率变化。即，电改降价大部分来自发电企业降价。

**反观气价“提” 在哪个环节？** 2017 冬季、2018 冬季、2019 冬季保供期，天然气门站价都有不同幅度上浮。以 2019 年冬季为例，工业气门站价上浮不超过 20%，企业实际基本顶格上浮。管输费方面，成本核定 2017 年已经完成，下调了不到 0.1 元/方。2019 年在长输管网管输费不变，城市燃气顺价通畅、价差基本不变的情况下，提价部分（20%约相当于 0.4 元/方）几乎全部对应石油公司实现价格的提升。

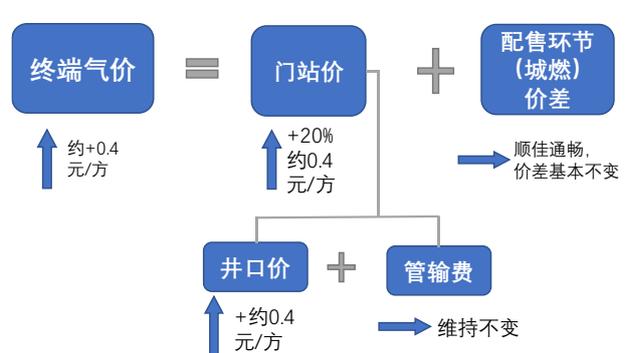
图 15： 电改后全国平均电价下降幅度及构成（2018vs.2015）



资料来源：《全国电力价格情况监管通报》，天风证券研究所

注：差距来自线损率变化

图 16： 天然气冬季提价幅度及构成（以 2019 年冬季为例）



资料来源：发改委能源局，天风证券研究所

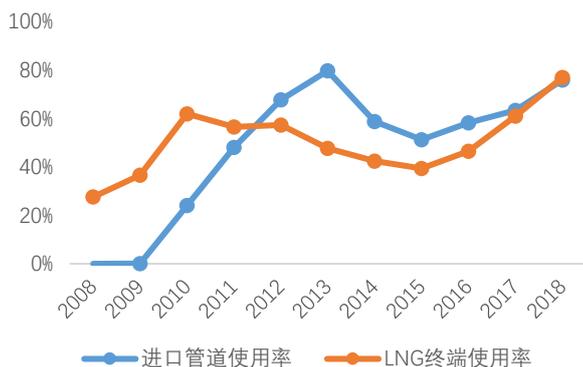
注：图示为工业管道气门站价，不包括居民气价，以及市场化定价的部分

由此可以总结，“电改” 降价，“气改” 却提价的原因——供需关系和竞争格局差异。

1) 供需关系：天然气过去两年都处于供需偏紧状态，尤其是 17 年冬季和 18 年冬季连续出现“气荒”和 LNG 大涨的情形。2019 年随着天然气消费增速回落，供需略趋宽松，但是 LNG 终端和进口管道的使用率仍在历史高位。相比之下，电力市场供需长期处于非常宽松状态，从发电机组利用小时数即可看出。

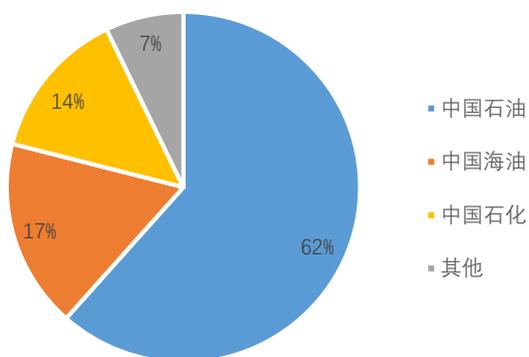
2) 上游竞争格局：天然气上游供气企业主要是三桶油，CR3=93%，中国石油一家占比达到 62%。其中，中石油在国产气占比 65%，在进口管道气占比 100%，在进口 LNG 能力占比 28%。也就是说，如果排除由东向西的海气（进口 LNG 和中国海上产气），中国石油在内陆腹地的占有率高达 78%。而电力供给格局非常分散。

图 17：天然气供需平衡情况：进口管道和 LNG 接收站使用率



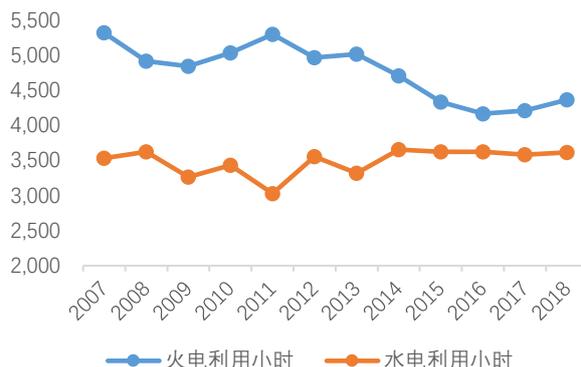
资料来源：wind，天风证券研究所

图 19：天然气上游供给格局（2018 年）



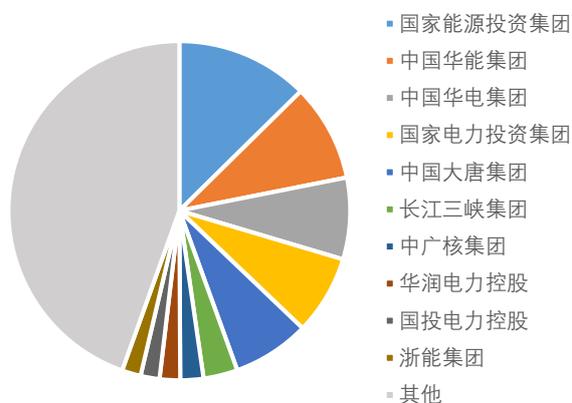
资料来源：国家统计局、公司公告，天风证券研究所

图 18：电力供需平衡情况：发电机组利用小时



资料来源：wind，天风证券研究所

图 20：电力上游供给格局（2018 年）



资料来源：《中国电力行业年度发展报告》，天风证券研究所

## 2.2. 剥离公用事业属性后，中国石油如何应对？

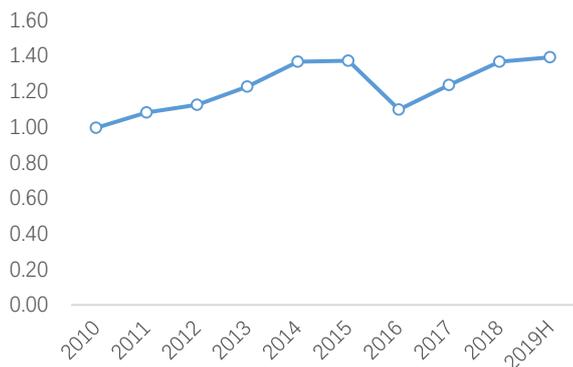
中石油的天然气与管道板块，其中长输管网具有很强的自然垄断和公用事业属性，天然气销售则具有一定市场竞争属性。国家管网公司正式成立并完成资产交割之后，中国石油的公用事业属性剥离，有望更多从经济性角度出发，调整经营策略。

中国石油在 2019 年中报提出天然气产业链的经营策略：“整体效益最大化原则”，“确保国产气全产全销”，“调结构、增直供、强终端，加大线上交易力度”。总结着眼点主要包括两方面：

1) 价格手段：一是冬季门站价上浮。二是增加线上交易量，LNG 和非常规气都是市场化定价，线上交易可不受门站价限制。三是调整供给结构，盈利的国产气实现全产全销，亏损的进口气可以调节进口节奏。

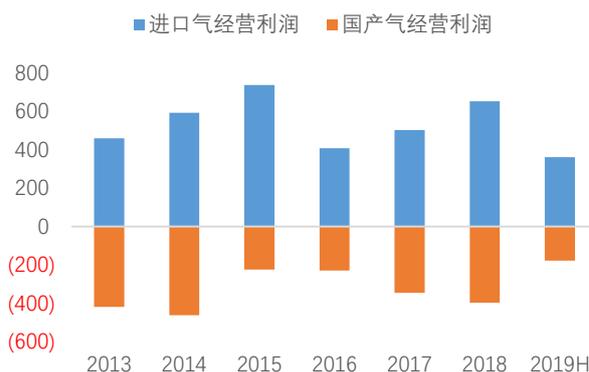
2) 产业链延伸则是公司面临管网剥离，对天然气业务长期发展的考量。中国石油控股子公司昆仑能源 2019 年 10 月公告收购其旗下 17 家项目公司股权。“资源换市场”或成未来趋势。

图 21: 中国石油上游板块天然气实现价格 (井口价, 元/方)



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 22: 中国石油天然气与管道板块盈利构成 (EBIT, 亿元)



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 23: 昆仑能源天然气销量 (亿方) 及占中石油天然气销量比例



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

### 2.3. 下游燃气企业马太效应开启

国家管网公司的成立将会给下游燃气公司带来一定的机遇与挑战: 1) 增量气源的不确定性, 一方面管网公司成立后将会促进上游的市场化竞争, 扩大燃气公司的气源选择范围, 另一方面传统大型上游气源供应商将优先保障自身下游的发展, 对燃气公司的增量拓展形成一定压力; 2) 议价能力的不确定性, 规模较大、定价机制比较灵活的燃气公司, 对上下游具有一定议价能力, 涨价很大程度上也可以进行顺价, 而议价能力较弱的公司, 或将独立承担涨价的负面影响。

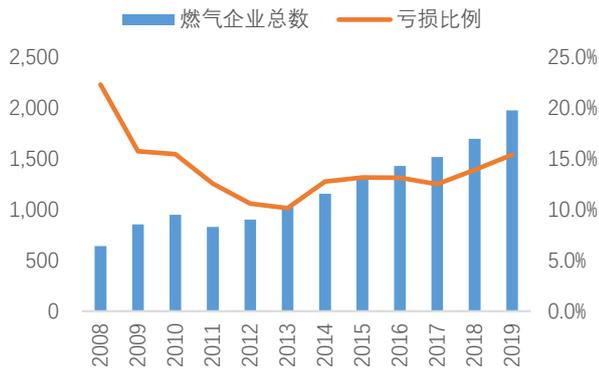
因此, 未来燃气企业或将呈现两极分化的趋势, 有实力的公司通过“垂直一体化”或并购的方式越来越强, 而实力弱的公司则将面临更大压力, 甚至被并购的命运。城市燃气公司快速的头部集中, 有望在 3 年后成长出一批真正有规模、且对上游有一定议价能力的燃气公司。

表 1: 18-19 年燃气企业垂直一体化与并购事例

	公司名称	事件
垂直一体化	新奥能源	新奥集团建设舟山 LNG 接收站, 公司已与国外资源方签订 144 万吨长协,
	深圳燃气	自建 80 万吨 LNG 应急调峰站, 可从海外进口 LNG
	新天然气	收购亚美能源, 获得上游煤层气资源
	北京燃气	在天津南港建立 LNG 接收站
并购	昆仑能源	公司公告 16.55 亿收购金鸿控股旗下 17 家燃气资产
	中裕燃气	公司公告 1.5 亿收购濮阳天润燃气及津源天然气, 4.6 亿收购高远天然气
	百川能源	公司公告 2.2 亿收购涿鹿大地及绥中大地, 13.44 亿元收购国祯燃气
	新疆火炬	公司公告 2.73 亿收购光正燃气
	天伦燃气	公司公告 1.52 亿收购西平凯达燃气, 2.65 亿收购金明燃气, 1.22 亿收购米脂长兴及吴堡长兴
	陕天然气	公司公告 1.47 亿收购吴起宝泽
	大众公用	公司公告 16 亿收购江阴天力
	胜利股份	公司公告 6.64 亿收购重庆胜邦燃气

资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

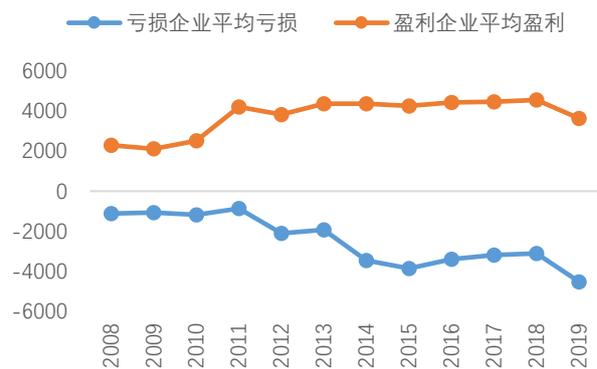
图 24: 城市燃气企业总数 (左轴, 单位: 家) 及亏损比例 (右轴)



资料来源: wind, 天风证券研究所

注: 2019 年为 1-10 月数据

图 25: 城市燃气亏损企业平均亏损额及盈利企业平均盈利额 (万元)



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

注: 2019 年为 1-10 月数据

### 3. 油服: 海上、页岩两大亮点

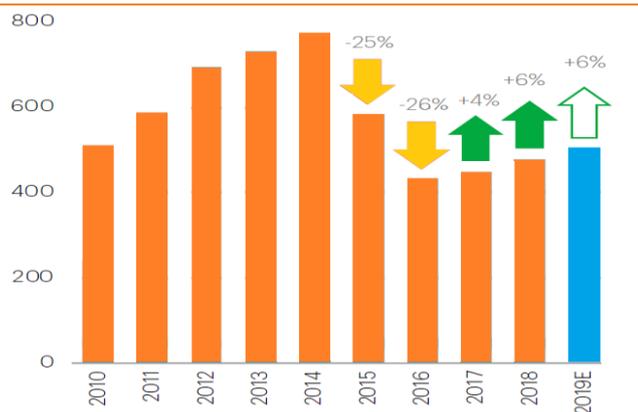
#### 3.1. 全球资本开支整体性复苏

2019 年, 全球原油资本开支将继续小幅增长 6%, 增速基本持平。2019 年全球油气资本开支有两个亮点: 一是 NOC, 二是海上。

**NOC:** 中国石油、中国石化 2019 年勘探开发分别计划增加资本开支 16%、41%左右。中国不是个例。巴西国家石油公司计划 19-23 年均 138 亿美金资本开支, 比 2018 年的 115 亿增幅 20%。墨西哥国际石油公司计划 2019 年资本开支增加 41%。NOC 资本开支普遍增加的现象, 可以理解为前期资本开支不足带来储量下降, 之后的自我调整。

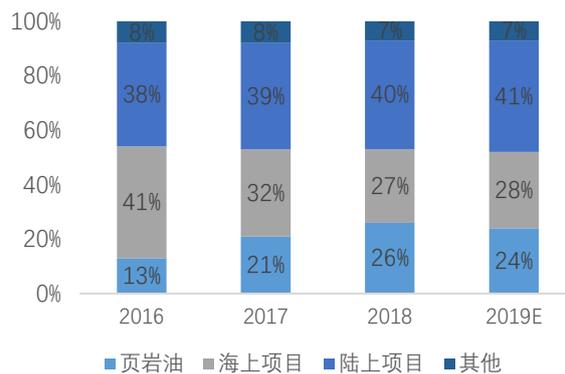
**海上:** 2017 年以来海上项目获批量出现增长趋势, 但出现两大特征——低成本和短期化。中海油上游成本从 2014 年的 42 美金/桶下降到 2018 年约 30 美金/桶, 资本开支连续低于年初规划, 也与压缩单位资本开支、压油服价格有关。壳牌在墨西哥的 Vito 油田项目盈亏平衡点降到了 35 美金/桶, 而且建设期短至 3 年。

图 26: 原油资本开支变动情况 (十亿美元)



资料来源: IEA, 天风证券研究所

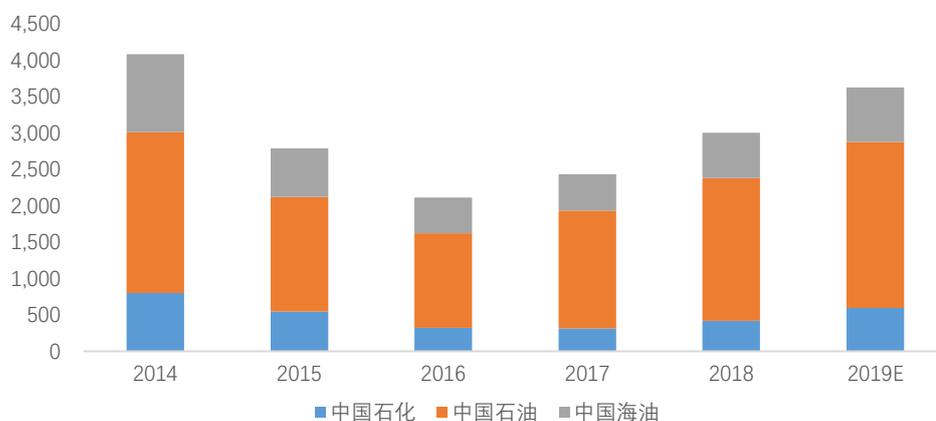
图 27: 世界各项原油开支比例



资料来源: IEA, 天风证券研究所

2019 年三桶油资本开支均有不同程度的增长, 并且随着国内“7 年行动计划”的逐步落实, 未来三桶油的资本开支预计还将继续保持增长趋势。

图 28: 国内三桶油资本开支情况 (亿元)



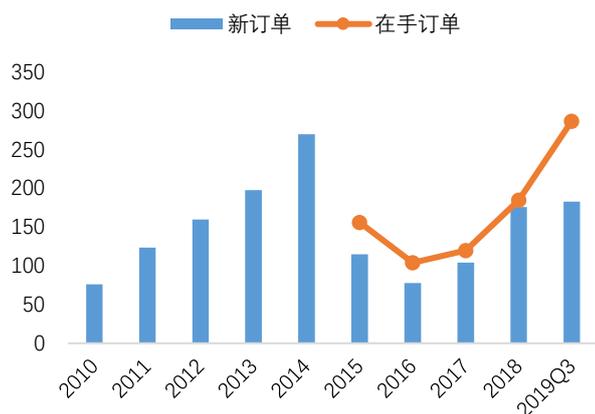
资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

**我们认为, 上游长周期投资信心修复, 油服处于复苏初期。**

尽管油公司仍然偏好短期资本开支, 但 2019 年资本开支增长点已经出现一定积极变化——从投资周期在 1 年之内页岩油气, 逐渐转向投资周期在 3 年左右的常规项目。这一转变并非完全出于油价考虑, 也出于对自身资产储量寿命的考虑。未来油公司的风险偏好的进一步上升, 愿意花更多钱在风险勘探和早期项目上, 或许需要油价再上一台阶且维持较长时间, 来支撑油公司的投资信心。

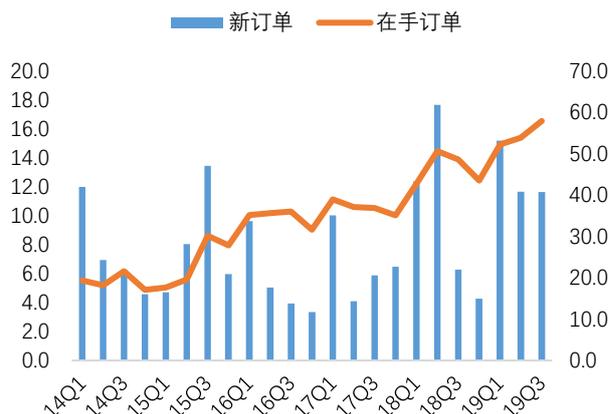
对于油服行业而言, 尤其是非页岩的常规油服, 2018 年是需求增长的第一年, 2019 年是第二年, 增速非常温和。只要油价维持 60 美金/桶左右的中枢区间, 油公司对于储量寿命的考虑就足以支撑油服需求继续温和复苏。假如油价存在向上弹性, 油服需求空间有望快速释放。

图 29：海油工程订单（亿元）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 30：安东油田服务新订单（亿元，左）和在手订单（亿元，右）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 31：杰瑞股份新订单（亿元，左）和在手订单（亿元，右）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 32：宏华集团钻井进尺（米，左）和新签钻机订单（台，右）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

### 3.2. 海上油服：工作量已明显回升，涨价值得期待

#### 3.2.1. 海上油气成本下降，支撑资本开支持续增长

2019 年全球油气资本开支结构发生了重要变化，不同于 2018 年页岩油占据了全部资本开支增量，2019 年的增长点主要是常规项目，尤其是海上项目，自 2015 年以来，海上资本开支首度获得正增长。

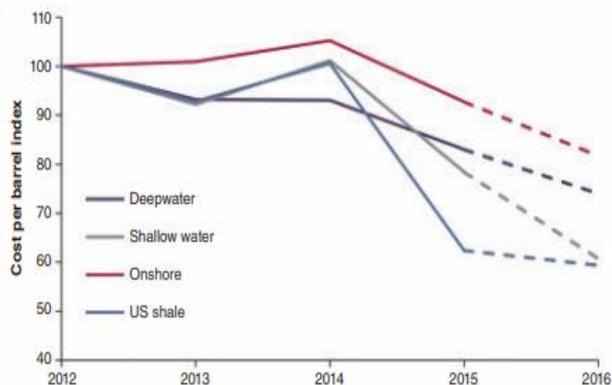
过去 4 年海上油气项目的盈亏平衡点下降了 30~40%，为资本开支的持续增长奠定了良好基础。海上油气不再是传统理解的高成本项目，即使在中等油价下，也能获得良好的投资回报率。以中海油、Equinor、Petrobras 为例，2017 年 Brent 均价 54 美金/桶，三家公司已经回到盈亏平衡线上方；2018 年 Brent 均价 71 美金/桶，几家公司 ROE 已经达到 13%，回到了 2012~2014 年油价 100 美金/桶以上时期的水平。

表 2：部分海上油田盈亏平衡点

区域	油田项目	盈亏平衡点 (美金/桶)
巴伦支海	Johan Castberg	35
北海	Johan Sverdrup	25
巴西	Libra	35
墨西哥湾	Mad Dog II	40
墨西哥湾	Kaikias	40

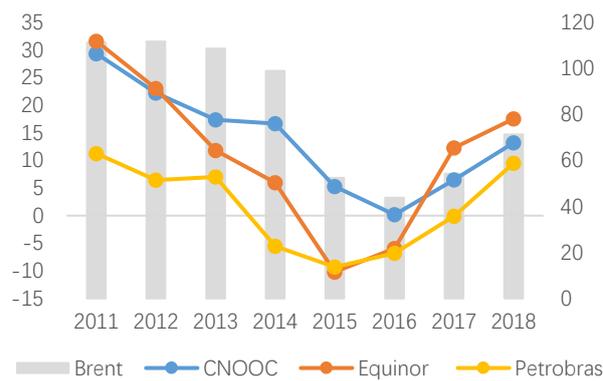
资料来源：IEA，天风证券研究所

图 33: 开发成本指数



资料来源: Offshore, 天风证券研究所

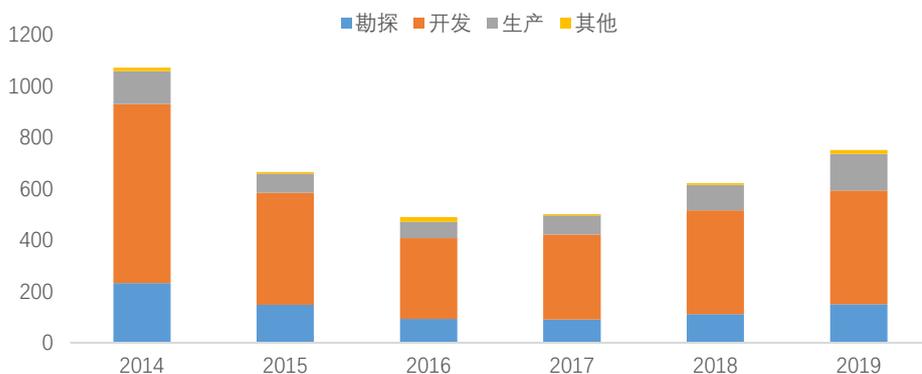
图 34: 海上油公司 ROE (%) 和油价 (美金/桶, 右轴)



资料来源: wind, 天风证券研究所

中海油资本开支自 2018 年开始增长, 19 年预计将达到 800 亿左右。中海油提出“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”, 相比 2018 年产量要有接近翻倍的增长, 由此判断中海油资本开支还将继续保持增长。

图 35: 中海油资本开支 (亿元)

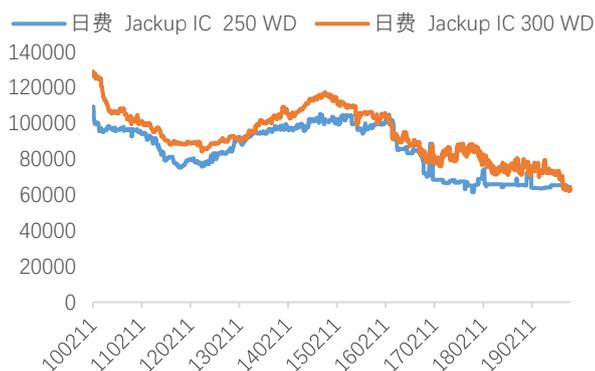


资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

### 3.2.2. 海上钻井市场逐步回暖, 使用率回升, 日费增长可期

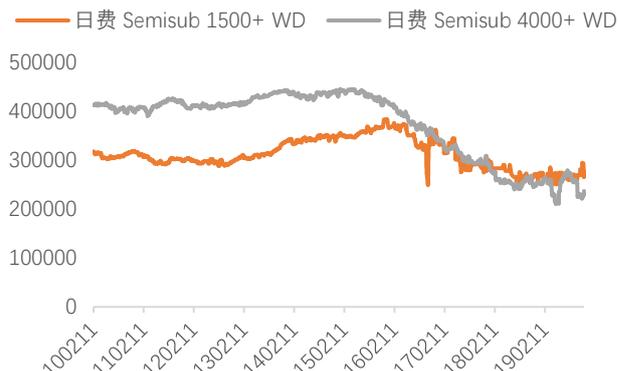
2018 年开始, 国际海上钻机市场呈现出回暖的趋势, 全球海上钻机使用率持续回升。海上钻井市场由供大于求逐步向供需平衡修复, 原因有二: 一是油价触底回升带动海上勘探开采活动需求复苏, 以自升式平台和半潜式平台为例, 需求和使用率均伴随着 14 年油价暴跌而下滑, 在 17 年达到低点后, 随着本轮油价的复苏而逐步恢复; 二是全球过剩的供给在逐步淘汰, 市场的供应过剩很大程度上是老旧钻机造成的, 在日费下降的过程中这些老旧钻机受到了“冷停”处理, 而其重启成本较高, 因此随时有被处置的可能。

图 36: 国际 Jackup 钻机日费 (美元/天)



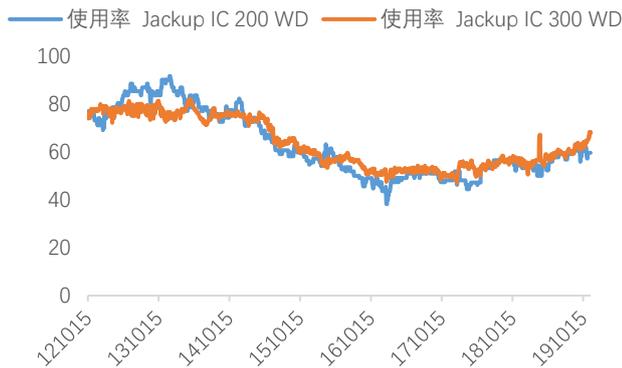
资料来源: bloomberg, 天风证券研究所

图 37: 国际 Semisub 钻机日费 (美元/天)



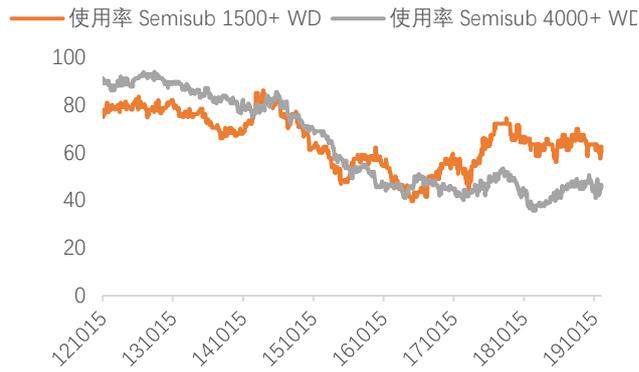
资料来源: bloomberg, 天风证券研究所

图 38: 国际 Jackup 钻机使用 (%)



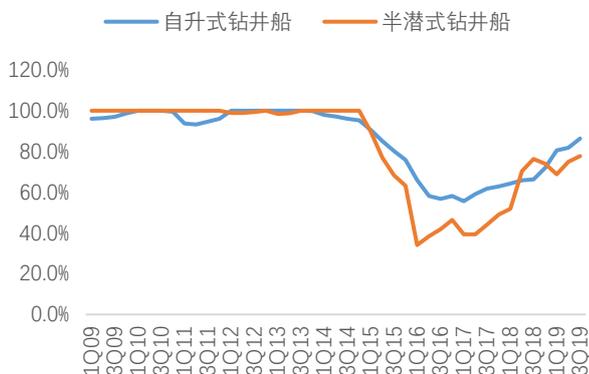
资料来源: bloomberg, 天风证券研究所

图 39: 国际 Semisub 钻机使用率 (%)



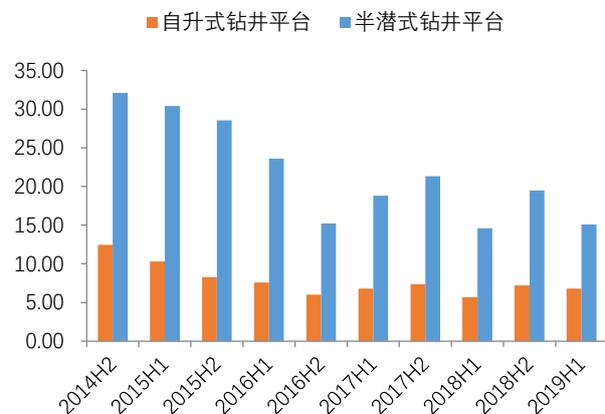
资料来源: bloomberg, 天风证券研究所

图 40: 中海油服钻机使用率



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 41: 中海油服钻机日费 (万美元/天)

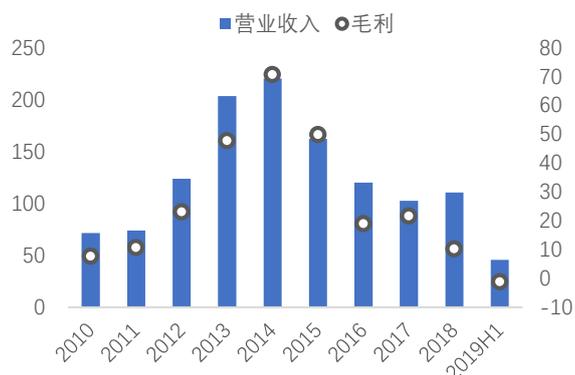


资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

### 3.2.3. 海工公司订单增长, 进入业绩释放期

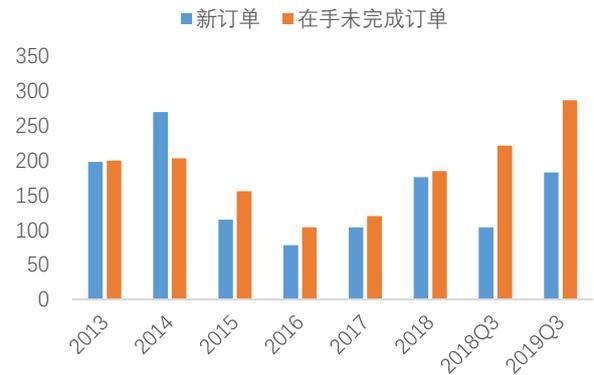
国际海工公司如 Technip、MODEC 等公司 19 年收入和订单均已大幅增长, 而利润水平仍处在底部。国内海工公司与国际公司的盈利周期基本相同, 18 年开始订单已进入上升期。

图 42: 海油工程收入和毛利 (右轴, 单位: 亿元)



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 43: 海油工程新订单和在手订单 (单位: 亿元)



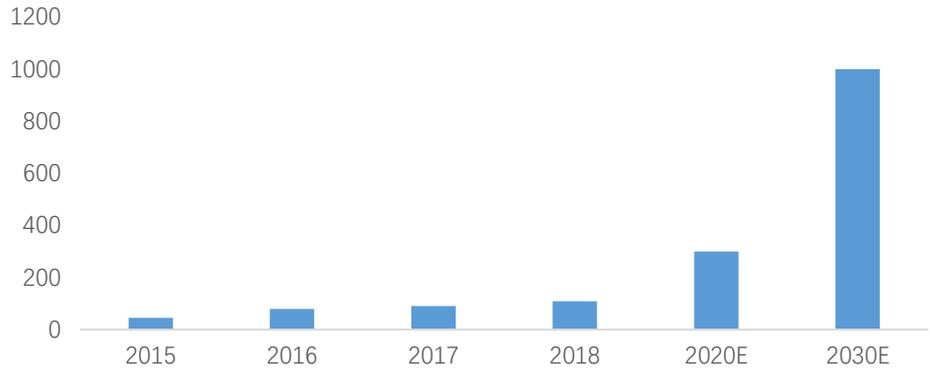
资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

## 3.3. 页岩气提速、页岩油起步, 助力陆上油服

### 3.3.1. 页岩气: 成本下降、经济性良好, 支撑扩大投资

我国页岩气产量持续增长, 2018 年页岩气产量为 109 亿方, 累积完成页岩气钻井 898 口, 探明储量 1.05 万亿立方米。未来页岩气将受到越来越多的重视, 根据《页岩气发展规划 (2016-2020 年)》, 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。

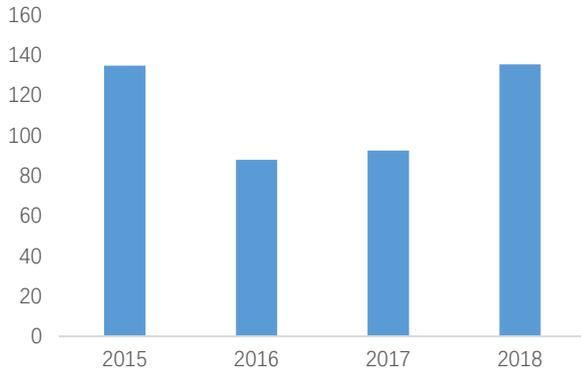
图 44：国内页岩气产量（亿方）



资料来源：自然资源部，天风证券研究所

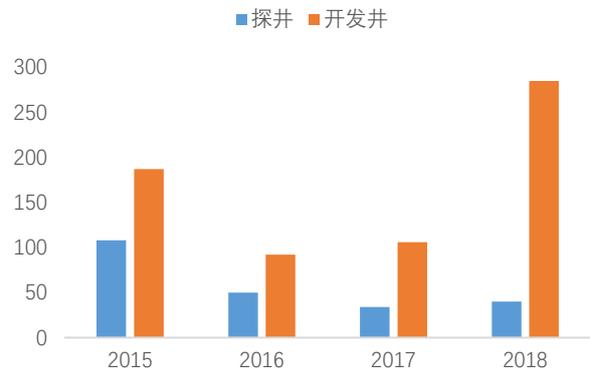
页岩气单井成本的下降有力支撑页岩气产量的快速发展。以国内优质的涪陵页岩气为例，2019 年单井成本相比 2014 年开发初期降低了 30% 以上。单井成本降低原因来自三方面：1) 装备国产化率的提高，在气田开发初期一些关键装备技术都依赖于国外，而随着国内技术的不断发展，如杰瑞、宏华等公司自主研发的压裂设备在市场上投放，使得页岩气的设备成本在不断降低；2) 施工成本的下降，例如采用单井承包、业务外包等模式有效降低工程施工成本，推行丛式井设计、井工厂施工、标准化场站设计及施工复耕等措施，节约 30% 以上单井土地征用面积等；3) 采气效率的提升，如实施智能化气田建设，有效提高生产效率等。

图 45：页岩气勘探开发投资（亿元）



资料来源：自然资源部，天风证券研究所

图 46：页岩气探井和开发井（口）



资料来源：自然资源部，天风证券研究所

### 3.3.2. 页岩油：国内从无到有，或将复制 2011 年以来页岩气对油服拉动

据 IEA 国际能源署预测，中国页岩油资源丰富，可采资源量约 45 亿吨，仅次于俄罗斯和美国，全球排第三位，是未来重要的战略性接替资源。在国家能源局今年召开的“大力提升油气勘探开发力度工作”座谈会上，中国页岩油开发前景被列为重要议程。

中石油：中国石油在渤海湾盆地、松辽盆地、鄂尔多斯、准噶尔等大型沉积盆地开展先导试验，加大风险勘探投入，把页岩油列为四大勘探领域方向之一，将大港油田、新疆油田、吐哈油田和长庆油田列为页岩油开发重要示范区。目前，大港油田页岩油水平井官东 1701H 井、官东 1702H 井已自喷超 260 天，原油日产稳定在 20-30 立方米，官东地区已形成亿吨级增储战场；新疆油田下的吉木萨尔页岩油油田进入开发建设阶段，计划 2020 年 6 月 30 日建成投产，一期投产 100 万吨。

中石化：2018 年，中石化提出了“加强致密油和陆相页岩油探索，强化地质工程一体化攻关，力争取得商业突破”的总体部署。胜利油田提出了页岩油勘探开发“两个三年”的工作目标，即“第一个三年，2020 年页岩油勘探开发先导试验取得成功；第二个三年，2023 年页岩油形成商业开发规模”。

上一轮我国页岩气的大发展始于 2011 年，国家能源局提出页岩气“十二五”规划，并且 2013 年将页岩气去开发纳入国家战略新兴产业。虽然我国页岩气较晚，但由于受到越来越多政策支持，发展速度越来越快，带动国内公司如杰瑞股份、安东油田服务、宏华集团的快速发展。随着国家的逐步重视，页岩油的发展有望复制页岩气的发展路径，民营陆上油服有望迎来新一轮发展机遇。

### 3.3.3. 电驱压裂：技术进步带来新机遇

与传统压裂设备相比，电驱压裂具有减少污染，降低成本，提高效率，占地面积小等特点，这些显著的优势，使得压裂装备将柴油机更换为电动装置成为必然。目前国内已有成熟电驱压裂设备应用于页岩气的开采中，与传统柴驱动力压裂设备相比，电驱压裂的制造成本、能耗费率、作业噪音明显下降，现场作业员工人数减少 40%；在同等功率下，机组设备数量减少 50%，大大缩减井场占地面积，二氧化碳、氮氧化物等污染物实现零排放，有效解决了目前压裂施工中装备功率提升难、使用维护成本高、节能环保受限等难题。

目前国内市场上已推出电驱压裂设备的企业有三家：宏华集团、杰瑞股份、石化机械。

宏华集团：自 2012 年起，公司就推出页岩气开发整体解决方案及配套设备，2013 年该技术在美国实现首次应用，也是我国首个成功工业应用并实现销售的电动压裂系统。目前已发展第三代产品，其中全电驱压裂泵核心技术实现完全自主知识产权，摆脱了我国传统压裂车几大关键部件依赖进口的被动局面，该套方案还拥有目前全球最大单机功率的电动数控变频压裂系统——6000HP 电动压裂系统。

杰瑞股份：公司推出全球首个电驱压裂成套装备，配备了 5000QPN 的柱塞泵，一台比传统两台的输出功率还大，能够满足大排量、高压、长时间作业的需要。公司自主研发制造的 7000 型电驱压裂橇成功下线，并顺利通过测试，将大大提升压裂效率。

石化机械：公司研制出 5000 型、6000 型电动压裂橇，并于今年初顺利完成重庆涪陵焦页 82 号平台 4 口井“井工厂”模式压裂施工，实现规模化运用。目前，石化机械超高压大功率全电动成套压裂装备在涪陵页岩气田、大庆油田、新疆油田等主要油气区推广应用近 20 台。

## 4. 炼化：安全边际求诸于内

### 4.1. 大炼化安全边际来自规模和加工深度

炼化行业属典型的大进大出项目，加工规模可以保障成本优势，尼尔森复杂系数代表加工深度，新投产的大型炼化项目在规模和加工深度上往往具有后发优势，也是大炼化在行业下行周期安全边际所在。

我国炼油主体包括中国石化、中国石油、中海油、中化、中化工集团等央企，延长石油等地方性国企、山东地区地方性炼油企业以及近年来民营资本新建的一体化炼化企业。三桶油在原油加工能力上依然保持，但在单位炼厂加工规模上民营大炼化企业后来居上，恒力、浙石化 2000 万吨/年原油加工能力，在规模上远超延长石油、中化工下属炼厂。

复杂系数方面，大连恒力、舟山浙石化分别为 13.9/11.9，中石化炼厂平均尼尔森系数为 10.5，中石油炼厂为 9.8，地炼为 6.5（隆众资讯）。在加工深度上，新建一体化项目也有显著优势。

表 3：中国主要炼油主体情况

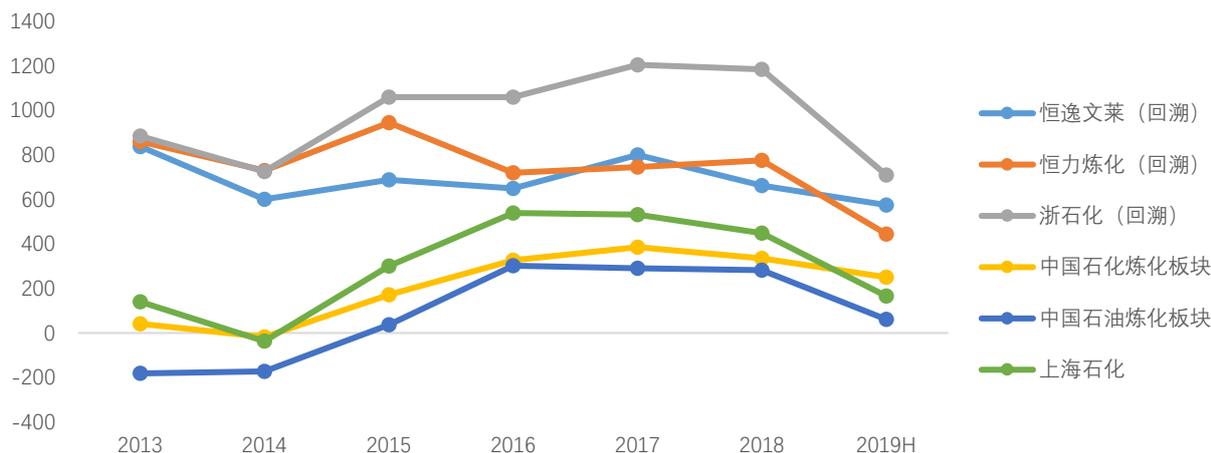
公司	中国石化	中国石油	中海油	延长石油	中化	中化工	恒力	浙石化
企业性质	国有	国有	国有	民营	国有	国有	民营	混合
炼油能力 (万吨/年)	29800	21500	5220	2000	1200	1930	2000	2000
下属炼厂 (座)	29	27	13	3	1	4	1	1
单座炼厂规 模(万吨/ 年)	1028	796	402	667	1200	483	2000	2000
下属部分炼 厂明细及原 油处理能力 (万吨/年)	宁波镇海 2300 茂名石化 2000 上海石化 1600 扬子石化 1400	大连石化 2050 独山子石 化 1600 抚顺石化 1150 大庆石化 1000	中海油惠 州 1200 中海油大 榭 830	延安、永 坪、榆林 2000	中化泉州 1200	昌邑石化 650 华星石化 650 山东正和 200 大庆中蓝 150	恒力大连 2000	浙江舟山 2000

资料来源：公司公告，债券公告，百川资讯，隆众资讯，天风证券研究所

民营大炼化盈利水平明显领先国有企业。2013~2014 年因成品油定价机制改革还没调整完成，不太具有代表性。2015 年以后数据基本可以反映出，民营企业大炼化比国企的优势 400~500 元/吨 EBIT。

安全边际估算：按照 2019 年上半年的盈利差距，假定国企单位炼化板块盈亏平衡（即 EBIT 降低到 0 的情况），浙石化（含乙烯）、恒力（不含乙烯）、恒逸文莱项目盈利底线分别在 110 亿、57 亿、33 亿。

图 47：2015-2019H1 大炼化单位利润（历史回溯值）vs 两桶油单位利润



资料来源：公司公告，百川资讯，天风证券研究所

## 4.2. 烯烃成本优势来自原料路线

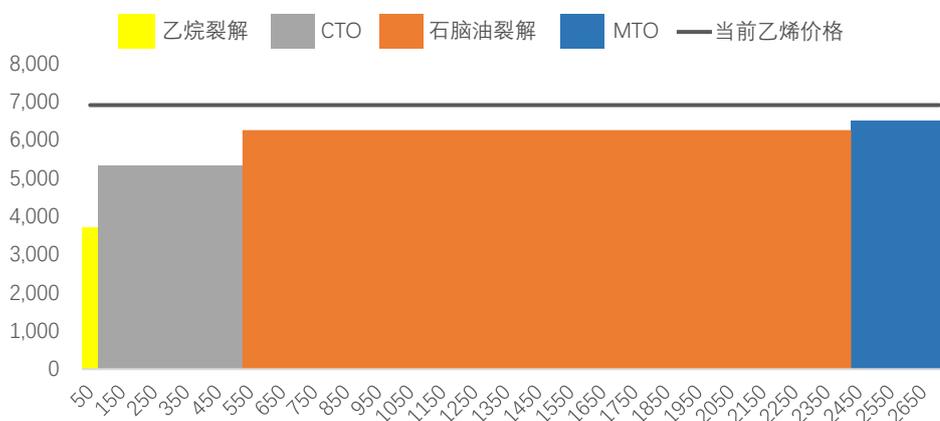
### 4.2.1. 路线优势：乙烷裂解成本优势明显，历史盈利均值 3000 元以上

到 2020 年，国内乙烯产能来源将包含：乙烷裂解、丙烷裂解、CTO、石脑油裂解和 MTO 五种工艺路线，而乙烷裂解由于其原料成本低、乙烯收率高等优势，位于各工艺路线乙烯成本曲线的最左端。

**乙烷裂解历史盈利最优。**上一轮景气高点时（2017年7月-2018年10月），乙烷裂解盈利3900元/吨。当前时点，乙烷裂解盈利2300元/吨。总的来看，乙烷裂解历史盈利基本在3000元/吨以上。

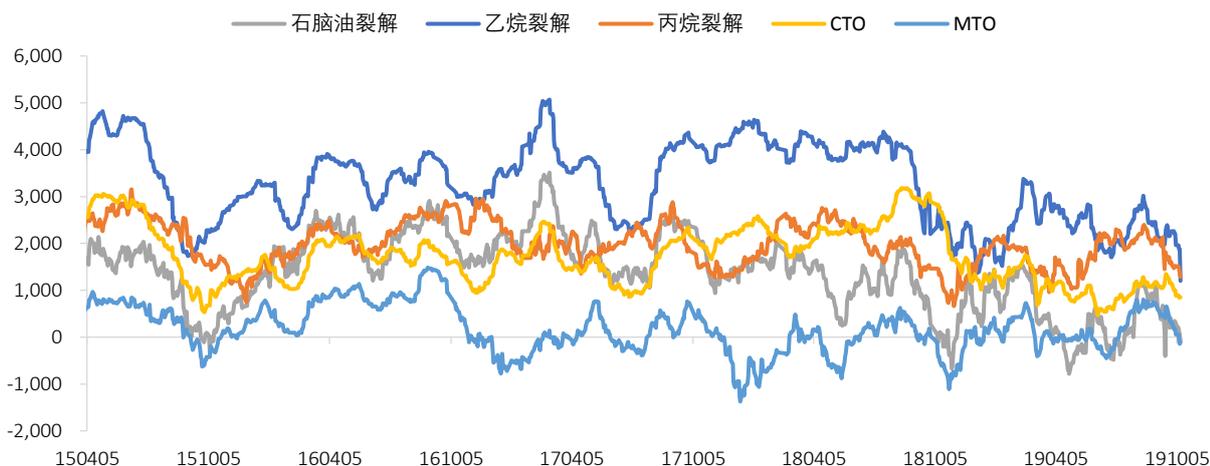
**未来乙烷裂解盈利展望：**中性情形下，乙烯按照MTO现金成本，乙烷裂解盈利在1800元/吨左右（根据2019年1~11月数据）。

图 48：2019 年各路线乙烯成本曲线及当前乙烯价格（横轴：产能累计，万吨；纵轴：完全成本，元/吨）



资料来源：卓创资讯，天风证券研究所

图 49：不同路线乙烯历史盈利回溯（元/吨）



资料来源：卓创资讯，天风证券研究所

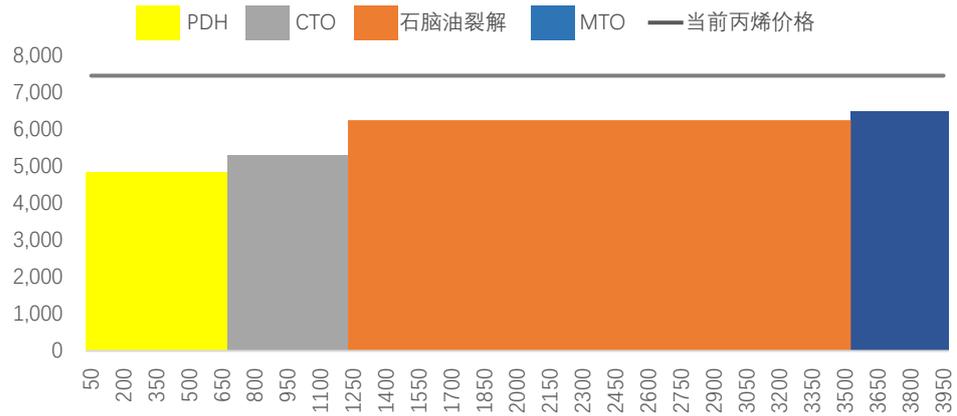
#### 4.2.2. PDH：轻质化路线优势提供盈利安全边际

到2020年，国内PDH总产能超过800万吨，占丙烯总产能的18.2%，PDH成为仅次于石脑油路线的第二大丙烯原料来源。和乙烷裂解不同，PDH虽然丙烯收率高，但原料价格相对较贵，成本优势并不明显，直到这一轮周期，受全球丙烷需求不足影响，丙烷价格暴跌，PDH才首次处在丙烯成本曲线左端。

2014-2018年，CTO一直处在丙烯成本曲线的最左端，其次才是PDH，即PDH相对石脑油和MTO有成本优势，但对CTO却无成本优势。2019年以来，PDH相对CTO成本优势开始显现。

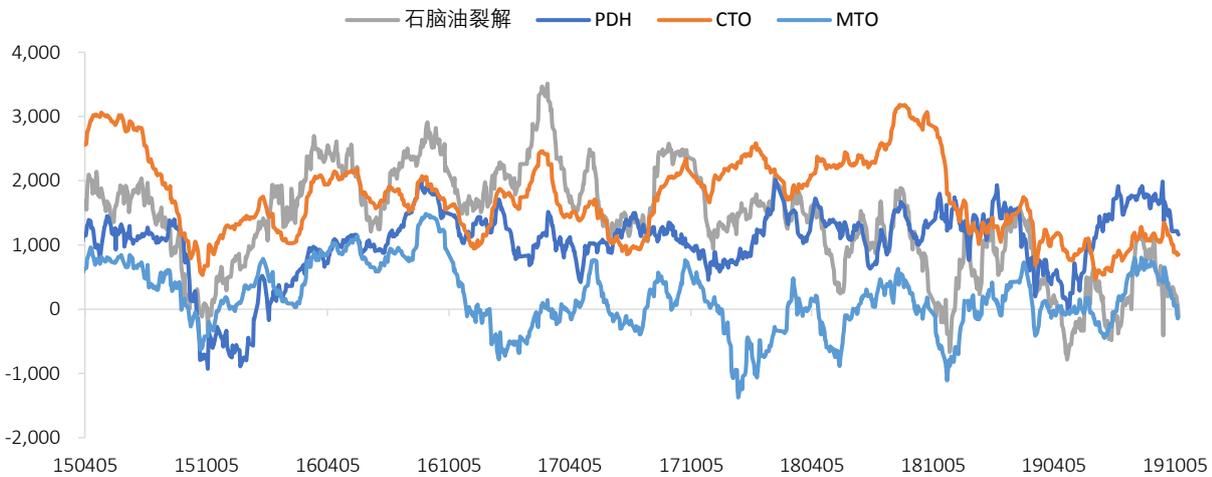
**未来PDH盈利展望：**中性情形下，丙烯按照MTO现金成本，PDH盈利在900元/吨左右。（根据2019年1~11月数据）。

图 50：2019 年各路线丙烯成本曲线及丙烯价格（横轴：产能累计，万吨；纵轴：完全成本，元/吨）



资料来源：卓创资讯，天风证券研究所

图 51：不同路线丙烯盈利回溯（元/吨）



资料来源：卓创资讯，天风证券研究所

## 5. 投资观点及重点公司推荐

回顾 2019 年，是市场全年对石化行业持续调低预期的一年。无论是两桶油还是大炼化，随着需求端低于预期和产能的持续投放，盈利预期都在趋于理性。只有油服板块在七年行动计划推动下，走出了超预期的行情。

展望 2020 年，一是不宜继续悲观；二是要关注市场酝酿的重要变化。

**1.原油方面，三方供给刹车，价格中枢有望抬升。**对 2020 年供给端三个关键判断：1) 美国页岩油产量增速可能明显低于主流预期；2) 长周期产能投放不会断崖，但 2020 年是相对低点；3) 沙特阿美 IPO 融资关键期，沙特限产会维持甚至加大执行力度。中性假设下 2020 年全球供需有望维持平衡格局。考虑到页岩油 2019 年产量增速前高后低趋势明显，原油市场供需情况大概率下半年好于上半年。预测 2020 年 Brent 均价 65 美金左右，前低后高。

**2.天然气市场，以管网公司成立为标志性事件，有望出现十年以来最大变局。**气改不同于电改，上游供气商的垄断性非常强，短期难形成多主体格局。中国石油剥离公用事业属性后，注重效益、资源换市场，是其必然选择。下游燃气公司马太效应已开启，有实力的公司通过“垂直一体化”或并购强者愈强，弱者被并购、被淘汰的现象将越来越普遍。推荐中国石油股份（H）、中油工程。

**3.油服 2020 年从复苏走向繁荣。**油服是 2019 年石化行业最超预期的板块，中国七年行动

计划推动海上和陆上页岩油气加大投入，拉动油服公司订单和使用率。海上油服，随着使用率进一步提升，和油价回升（我们预期），涨价逻辑在 2020 年有可能部分兑现。陆上油服，中国页岩油刚起步，有望复制 2011 年以来页岩气对民营陆上油服的拉动。推荐中海油服、海油工程。

**4.炼化板块，安全边际须求诸于内。**三大民营炼化项目陆续进入投产后盈利验证期，在行业整体供需承压的情形下，均有望呈现出较好的盈利安全边际。烯烃方面，轻烃路线（乙烷裂解、PDH）将享受明显的路线成本安全边际。推荐卫星石化、恒逸石化、桐昆股份（基础化工覆盖）、恒力石化、荣盛石化。

### 重点标的推荐

股票代码	股票名称	收盘价	投资评级	EPS(元)				P/E			
				2018A	2019E	2020E	2021E	2018A	2019E	2020E	2021E
601808.SH	中海油服	16.55	买入	0.01	0.52	0.79	0.99	1655.00	31.83	20.95	16.72
600583.SH	海油工程	6.93	买入	0.02	0.02	0.22	0.48	346.50	346.50	31.50	14.44
002648.SZ	卫星石化	15.13	买入	0.88	1.28	1.66	2.82	17.19	11.82	9.11	5.37
000703.SZ	恒逸石化	13.25	买入	0.69	1.13	1.87	1.90	19.20	11.73	7.09	6.97
600346.SH	恒力石化	14.39	买入	0.47	1.17	1.56	1.63	30.62	12.30	9.22	8.83
002493.SZ	荣盛石化	11.99	买入	0.26	0.67	1.25	1.42	46.12	17.90	9.59	8.44
00857.HK	中国石油股份	3.56	买入	0.29	0.26	0.28	0.28	11.10	12.37	11.49	11.49
600028.SH	中国石化	4.93	买入	0.52	0.46	0.49	0.50	9.48	10.72	10.06	9.86
600339.SH	中油工程	3.35	增持	0.17	0.17	0.38	0.46	19.71	19.71	8.82	7.28

资料来源：wind，天风证券研究所，注：PE=收盘价/EPS，货币单位：人民币

## 6. 风险提示

1.原油价格 2020 年低于预期的风险。

- 1) 美国页岩油因新发现或意外技术进步，产量增速超出预期，或因 DUC 超预期消耗导致产量超出预期；
- 2) OPEC 减产不及预期，甚至沙特对石油市场政策出现反向的可能性；
- 3) 宏观经济弱于预期，导致 IMF 对 2020 年全球 GDP 的预测达不到的可能性；
- 4) 电动车快速推广，导致原油在一次能源中消耗比例下降的可能性。

2.天然气市场化改革推进不及预期的风险。

- 1) 天然气市场化后，由于上游气源集中，气源涨价影响消费增速的风险，以及对城市燃气公司的负面影响；
- 2) 管网公司成立后，与三桶油做资产置换过程中，定价过低的风险。

3.油服行业景气不及预期的风险

- 1) 海上油服使用率提升后，因国际市场宽松，无法拉动作业价格或合同毛利率提升的风险；
- 2) 陆上页岩油勘探成果不及预期的风险。

4.炼化盈利继续大幅下滑的风险

- 1) 尽管我们认为 2019 年炼化行业盈利下滑后，目前已经处于相对低位。但是不能完全排除成品油、纺织品需求进一步走弱，或者新项目投产快于预期，给大炼化供需带来进一步压力的可能性。

2) 轻烃路线制烯烃的向下风险较小，但也不能排除上游轻烃价格受美国页岩生产及储运变化而出现上涨，进而给轻烃路线盈利造成短期压力的可能性。

## 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，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将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。

## 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

## 特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司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。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

## 投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

## 天风证券研究

北京	武汉	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号	湖北武汉市武昌区中南路 99 号保利广场 A 座 37 楼	上海市浦东新区兰花路 333 号 333 世纪大厦 20 楼	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100031	邮编：430071	邮编：201204	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	电话：(8627)-87618889	电话：(8621)-68815388	电话：(86755)-23915663
	传真：(8627)-87618863	传真：(8621)-68812910	传真：(86755)-82571995
	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com