

**评级: 买入 (首次覆盖)**

市场价格: 24.99 元

分析师: 孙颖

执业证书编号: S0740519070002

Email: sunying@zts.com.cn

## 基本状况

总股本 (百万股)	47,567
流通股本 (百万股)	2,842
市价 (元)	24.99
市值 (百万元)	1,188,693
流通市值 (百万元)	71,018

## 股价与行业-市场走势对比



## 相关报告

## 公司盈利预测及估值

指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业收入 (百万元)	246,112	422,230	410,307	432,325	456,522
增长率 yoy%	58%	72%	-3%	5%	6%
净利润 (百万元)	70,320	141,700	125,897	134,903	140,872
增长率 yoy%	182%	102%	-11%	7%	4%
每股收益 (元)	1.48	2.98	2.6	2.8	3.0
每股现金流量	3.11	4.32	3.88	3.86	4.41
净资产收益率	15%	24%	18%	16%	15%
P/E	16.9	8.4	9.4	8.8	8.4
P/B	2.5	2.0	1.7	1.4	1.2

备注: 股价截取至 2024 年 2 月 23 日

## 报告摘要

### 中国海油: 低成本、高成长、高分红的稀缺资源成长股

- 低成本: 桶油成本全球领先, DD&A 或继续下探。**桶油成本的高低能够体现全球油气公司竞争力的强弱, 公司成本管控成效显著, 截止 2022 年报, 桶油五项成本达 30.39 美元, (较 2013 年的 45.02 美元降了 14.63 美元)。其中, 作业成本为 7.74 美元/桶, 远低于 Exxon (13.09 美元/桶) 和康菲石油 (11.27 美元/桶) 等海外企业, 居全球成本曲线左侧。展望未来, 由于 DD&A 成本占桶油主要成本一半左右, 控制其变化为降本重点。2015 年后国内和海外油田 DD&A 均有所下降, 随着公司不断提高勘探成功率, 缩短开发周期, 加强老油田精细化管理, 未来仍有降本空间。
- 高成长: 油气资源品质优异, 资本开支稳中有升。储量资源:** 公司油气储量资源雄厚且保持持续增长态势, 2017-2022 年储量 CAGR 为 5.20%, 2022 年达 62.39 亿桶。近来储量寿命维持 8-10 年左右, 全球领先。此外, 公司储量替代率自 2017 年起均超 100%, 彰显资源品质优异。**资本开支:** 公司资本开支稳中向上, 从 2016 年的 487.33 亿元增长至 2023 年 (公告预测值) 的 1280.00 亿元, CAGR 为 14.79%。根据最新战略展望, 2024 年资本开支预计为 1300 亿元。历年来资本开支目标完成度高, 2019 年之后始终保持 90% 以上。**产量方面:** 中国海油 2011-2022 年的 CAGR 为 5.9%, 远超国际行业龙头, 如 BP (-0.4%)、Shell (-1.0%) 等, 产量实现逆势高增长。同时公司远期产量规划明确, 2023-2026 年油气目标净产量分别为 655、710、790、820 百万桶 (以规划区间均值计算), 3 年 CAGR 为 7.78%。
- 高分红: 国企改革示范标杆, 高分红体现强防御。分红表现穿越周期:** 近 7 年除 2021 年外股息支付率始终保持在 40% 以上, 2022 年 (A/H) 股息率为 15.1% 和 13.0%。**分红计划兜底:** 根据《股东分红回报计划》, 预计 2022 年至 2024 年公司全年股息支付率预计将不低于 40%, 无论公司的经营表现如何, 2022 年至 2024 年, 全年股息绝对值预计不低于 0.70 港元/股, 公司持续推行高股息计划。
- 原油: 供需紧平衡持续, 油价或维持中高位震荡。**
  - 供给: OPEC+ 减产履行率高。**2024Q1, OPEC+ 成员国累计将自愿减产 219.3 万桶/日。结合 IEA 2 月月报, 2024 年 1 月全球原油总供给量环比上月下降 140 万桶/日, 减产政策执行履行效果良好; 叠加巴以冲突的持续发酵, 整体不确定性因素仍强。在全球油气上游资本开支缩减背景下, 供给弹性或进一步减弱。
  - 需求: 全球需求低基数增长。**根据 IMF 在 2024 年 1 月的预测, 2023 和 2024 年全球 GDP 增速均为 3.1%, 整体全球用油需求相对稳定。随全球经济衰退预期修正, 国内稳增长政策持续发力下, 全球原油需求有望维持低基数增长。
  - 油价: 紧平衡格局支撑油价。**从供需平衡表上看, EIA 最新 2 月月报, 维持全年原油供需仍存 12 万桶/日的缺口的判断。中东及非洲等国高油价诉求不改, 叠加美国页岩油开采成本抬升, 有望对油价形成进一步支撑。我们预计, 2024 年 Brent 油价有望继续维持在 70-85 美元/桶区间偏强震荡。
- 盈利预测:** 预计公司 2023-2025 年营收为 4103.1/4323.3/4565.2 亿元, 归母净利润为 1259.0/1349.0/1408.7 亿元, 同比-11.2%/+7.2%/+4.4%, EPS 分别为 2.6/2.8/3.0 元。对应 PE 分别为 9.4/8.8/8.4 (2024/2/23 收盘价)。公司为油气勘探开采行业龙头, 桶油成本优势显著, 同时高股息铸建强防御。首次覆盖, 给予“买入”评级。
- 风险提示:** 经济衰退风险; 国际原油价格波动; 国家政策变动的风险; 汇率风险; 油田开发不及预期风险; 自然灾害、恶劣天气等不可抗力的风险; 使用信息滞后或更新不及时的风险。

## 内容目录

<b>一、稀缺海上油气巨头，全球布局动能充沛</b> .....	<b>- 6 -</b>
1.1 专注海上油气开发，拓荒者蜕变领跑者 .....	- 6 -
1.2 实控人为国资委，全球化布局日臻完善 .....	- 6 -
1.3 业绩与油价强相关，低成本铸就护城河 .....	- 8 -
<b>二、油价的判断：供需紧平衡格局支撑偏强震荡</b> .....	<b>- 11 -</b>
2.1 低供给：上游资本开支持续缩减，本轮自愿减产执行率高 .....	- 11 -
2.2 稳需求：全球经济衰退预期修正，整体或维持低基数增长 .....	- 17 -
2.2 紧平衡：原油紧平衡格局延续，油价有望维持中高位震荡 .....	- 21 -
<b>三、中国海油：低成本、高成长、高股息的优质标的</b> .....	<b>- 22 -</b>
3.1 低成本：桶油成本全球领先，DD&A 或继续下探 .....	- 22 -
3.2 高成长：油气资源品质优异，资本开支稳中有升 .....	- 26 -
3.3 高分红：国企改革示范标杆，高分红体现强防御 .....	- 28 -
<b>四、盈利预测与投资建议</b> .....	<b>- 30 -</b>
4.1 盈利预测关键假设 .....	- 30 -
4.2 投资建议 .....	- 31 -
<b>五、风险提示</b> .....	<b>- 32 -</b>

## 图表目录

图表 1: 中国海油发展历程.....	- 6 -
图表 2: 国资委为实控人 (截至 2023 年 Q3) .....	- 7 -
图表 3: 公司勘探开采业务国内布局.....	- 8 -
图表 4: 公司勘探开采业务海外布局.....	- 8 -
图表 5: 营业收入及其同比.....	- 9 -
图表 6: 归母净利润及其同比.....	- 9 -
图表 7: 公司各产品毛利率.....	- 9 -
图表 8: 产品营收国内外占比.....	- 9 -
图表 9: 产品营收情况.....	- 10 -
图表 10: 产品毛利情况.....	- 10 -
图表 11: ROE 对比.....	- 10 -
图表 12: 净利率对比.....	- 10 -
图表 13: 期间费用率对比.....	- 10 -
图表 14: 资产负债率对比.....	- 10 -
图表 15: 2023 年以来 OPEC+ 成员国减产决议 .....	- 11 -
图表 16: 2023-2024 年 OPEC+ 产量政策变化情况.....	- 12 -
图表 17: 非洲三国原油产量配额及剩余产能.....	- 12 -
图表 18: 2023 年以来非洲三国原油产量变化.....	- 12 -
图表 19: 2019 年以来伊拉克原油产量变化.....	- 13 -
图表 20: 2019 年以来伊朗原油产量变化.....	- 13 -
图表 21: 2019 年以来委内瑞拉原油产量变化.....	- 13 -
图表 22: 2019 年以来美国原油产量变化.....	- 14 -
图表 23: 2023 年以来美国七大产油地产量同比 .....	- 14 -
图表 24: 2019 年以来美国原油钻机数量变化.....	- 15 -
图表 25: 2019 年以来北美压裂车队数变化.....	- 15 -
图表 26: 美国现有油井关井价格.....	- 15 -
图表 27: 美国新增油井盈亏平衡价格.....	- 15 -
图表 28: 2022 年全球新发现油气田分布图.....	- 16 -
图表 29: 2015-2022 年圭亚那斯塔布鲁克区块油气发现.....	- 16 -
图表 30: 圭亚那和巴西是全球原油主要增量国.....	- 17 -
图表 31: 2024-2028 年巴西预计还将新增 14 套 FPSO 装置.....	- 17 -
图表 32: 2022 年以来欧美连续多轮加息.....	- 18 -
图表 33: 欧美通胀表现整体回落.....	- 18 -

图表 34: EIA 对美国原油需求的预测.....	- 18 -
图表 35: OPEC 对美国原油需求的预测.....	- 18 -
图表 36: EIA 对欧元区原油需求的预测.....	- 19 -
图表 37: OPEC 对欧元区原油需求的预测.....	- 19 -
图表 38: 2019 年以来国内原油加工量变化.....	- 19 -
图表 39: 2019 年以来国内原油进口量变化.....	- 19 -
图表 40: 2023 年国内汽柴煤油产量同比变化.....	- 20 -
图表 41: 2019-2023 年国内新能源车产量渗透率变化.....	- 20 -
图表 42: EIA 对中国原油需求的预测.....	- 21 -
图表 43: OPEC 对中国原油需求的预测.....	- 21 -
图表 44: EIA、OPEC 全球原油供需平衡预测.....	- 22 -
图表 45: 桶油成本完全拆分.....	- 23 -
图表 46: 中国海油桶油五项成本拆分 (2022 年).....	- 23 -
图表 47: 中国海油桶油五项成本 (美元/桶).....	- 23 -
图表 48: 中国海油桶油作业费和油价的关系.....	- 24 -
图表 49: 中国海油桶油 DD&A 费用持续降低.....	- 24 -
图表 50: 国内油企五项成本对比 (美元/桶).....	- 25 -
图表 51: 国内油企四项成本对比 (美元/桶, 除 DD&A).....	- 25 -
图表 52: 国内油企桶油作业费用对比 (美元/桶).....	- 25 -
图表 53: 国内油企 DD&A 费用对比 (美元/桶).....	- 25 -
图表 54: 2022 年全球部分油企作业费用对比 (美元/桶).....	- 26 -
图表 55: 公司桶油产量目标和实际产量.....	- 26 -
图表 56: 2011-2022 年可比公司油气产量 CAGR.....	- 26 -
图表 57: 中国海油油气净储量.....	- 27 -
图表 58: 储量寿命 (年).....	- 27 -
图表 59: 储量替代率 (%).....	- 27 -
图表 60: 公司资本开支情况.....	- 28 -
图表 61: 公司资本开支海内外占比.....	- 28 -
图表 62: 中国海油 2024 年新项目.....	- 28 -
图表 63: 三桶油利润总额对比.....	- 29 -
图表 64: 三桶油资产负债率对比.....	- 29 -
图表 65: 三桶油净资产收益率对比.....	- 29 -
图表 66: 三桶油研发投入强度对比.....	- 29 -
图表 67: 三桶油全员劳动生产率对比.....	- 29 -
图表 68: 三桶油营业现金比率对比.....	- 29 -

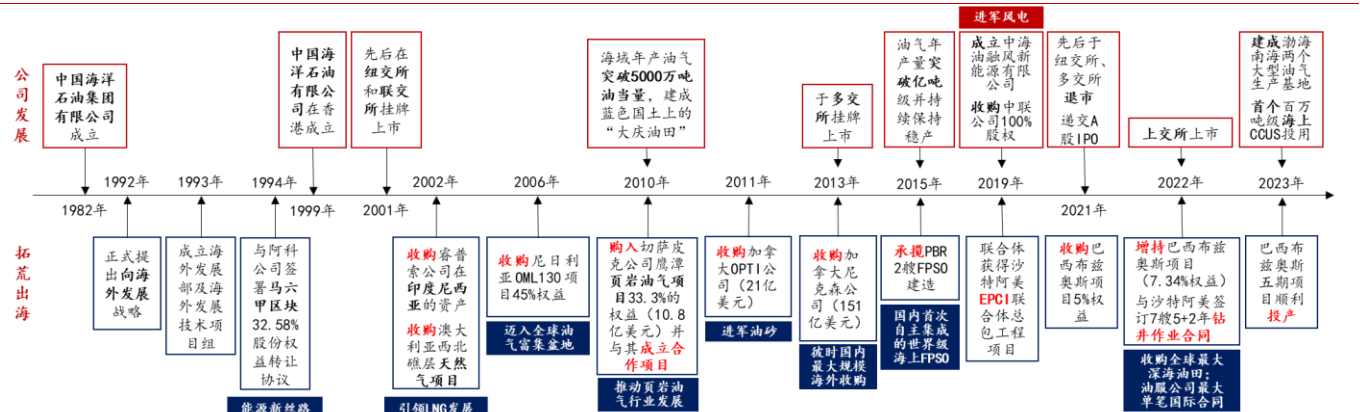
图表 69: 公司与国内民营和海外油气巨头分红率对比.....	- 30 -
图表 70: 公司与国内民营和海外油气巨头股息率对比.....	- 30 -
图表 71: 公司业务收入及盈利预测.....	- 31 -
图表 72: 可比公司估值对比.....	- 31 -
图表 73: 盈利预测表.....	- 33 -

## 一、稀缺海上油气巨头，全球布局动能充沛

### 1.1 专注海上油气开发，拓荒者蜕变领跑者

- 纯上游 E&P 巨头，出海布局国际化。** 中国海洋石油集团成立于 1982 年。1999 年 8 月成立中国海洋石油有限公司并先后在 2001 年于纽交所（后于 2021 年 10 月退市）和联交所先后上市、2013 年于多交所（后于 2021 年 12 月退市）上市、2022 年在上交所挂牌交易。历经二十余载的发展，中国海油通过持续性收购实现“出海”，现已发展成为国内最大的海上原油及天然气生产商，同时也是全球最大的独立油气勘探及生产集团之一，主要作业区遍布亚洲、大洋洲、非洲、北美洲、南美洲、欧洲六大洲，同超 40 个国家和地区开展能源合作，海外油气勘探开发业务涉及超 20 个国家。根据公司业绩发布报告，2022 年公司油气净证实储量 6238.6 百万桶油当量，储量寿命稳定在 10 年；实现净产量 623.8 百万桶油当量。2023 年前三季度，公司净产量 499.7 百万桶油当量，同比+8.3%。

图表 1：中国海油发展历程



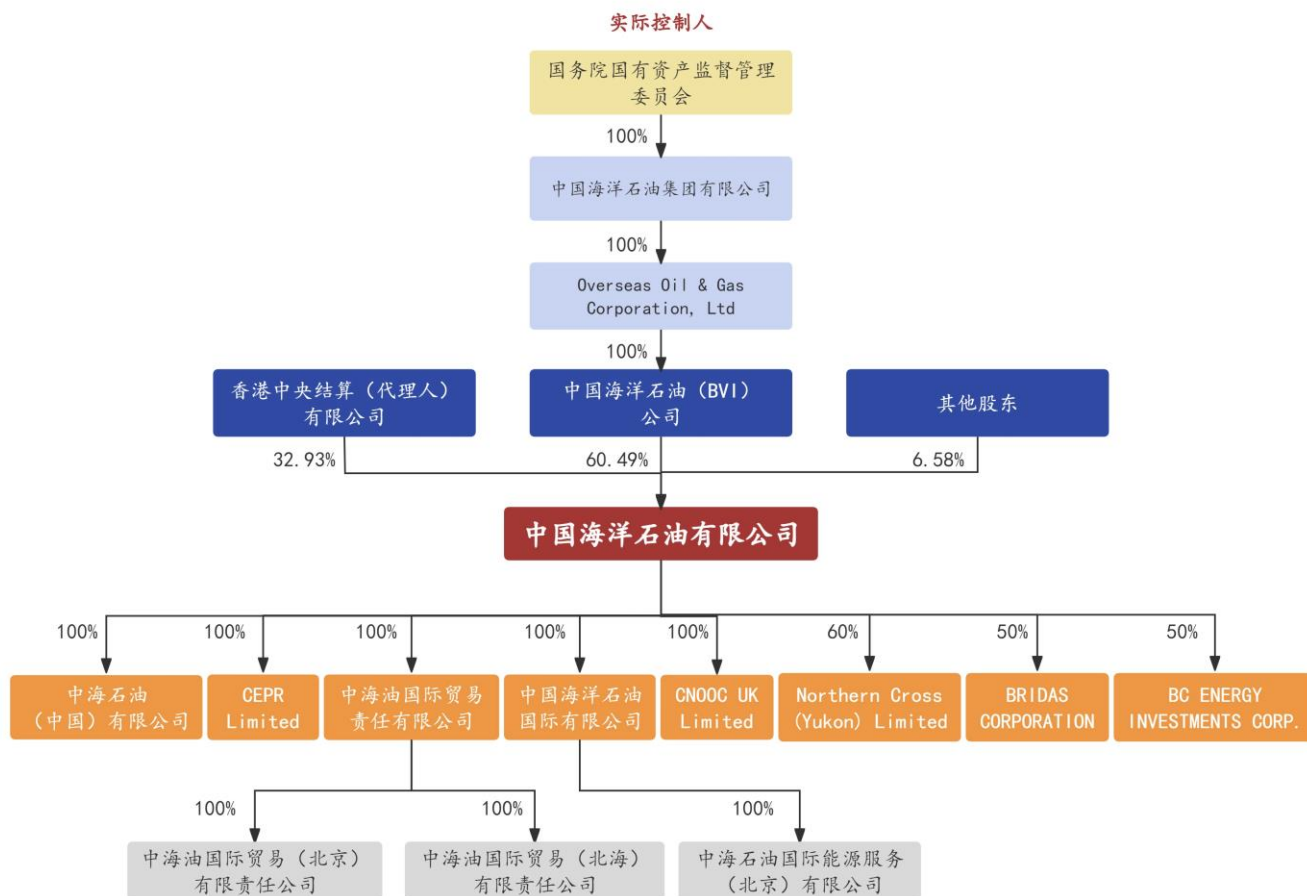
来源：公司官网、公司公告、中国海油、中国电力报、中国海洋石油报、《中国海油拓荒一带一路的文化印记》、中泰证券研究所

### 1.2 实控人为国资委，全球化布局日臻完善

- 国资委为实控人，子公司全球布局。** 股权结构清晰，最大股东为中国海洋石油集团，实际控制人为国务院国资委。截至 2023 年 Q3，国务院国资委通过中国海油石油集团控股公司 60.49% 的股权。公司业务通过众多子公司展开，国内主要以中国海油国际贸易有限公司开展，海外以中国海洋石油国际有限公司开展，业务全球布局。



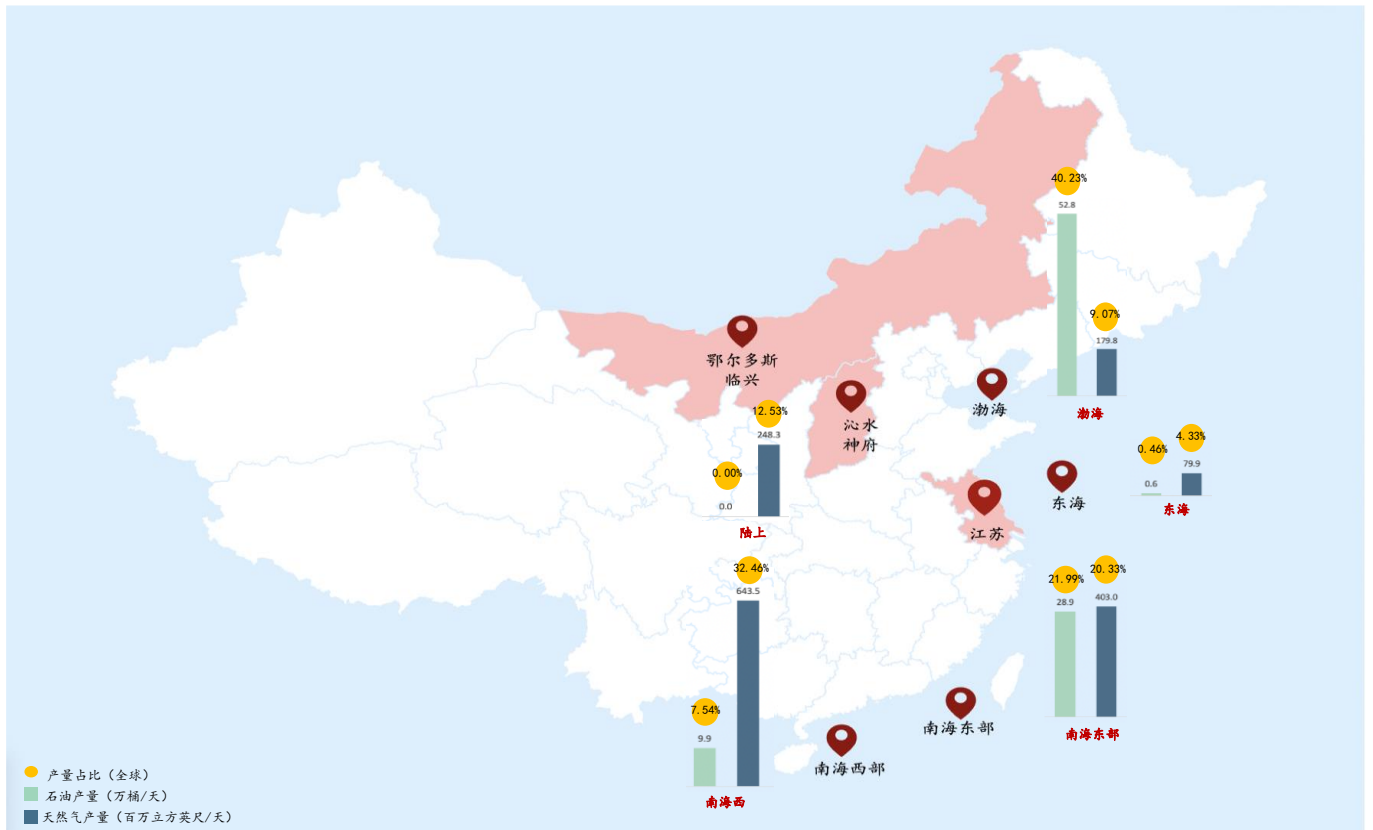
图表 2: 国资委为实控人 (截至 2023 年 Q3)



来源: 公司公告、中泰证券研究所

- **油气资源遍布全球，勘探开采以国内为主。**公司立足国内海域开发，同时积极布局海外市场。2022 年公司全球油气产量 170.92 万桶/天，其中国内产量占比约 71.69%，主要以渤海、南海东部和西部为主，分别占全球产量比例为 33.75%、21.52%和 12.75%；海外业务占比为 28.31%，遍布亚洲、大洋洲、非洲、北美洲、欧洲、南美洲等区域。

图表 3: 公司勘探开采业务国内布局



来源: 公司公告、中泰证券研究所

图表 4: 公司勘探开采业务海外布局



来源: 公司公告、中泰证券研究所

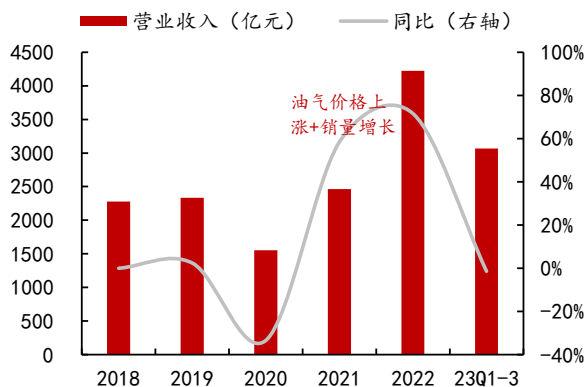
### 1.3 业绩与油价强相关，低成本铸就护城河

- 油价业绩强相关，整体表现优异。除 2020 年外，公司营业收入和归母净利润年度数据均保持良好增长态势，2018-2022 年公司营业收入和归母净利润 CAGR 分别为 16.69%和 28.07%。公司核心业务为石油开采，业



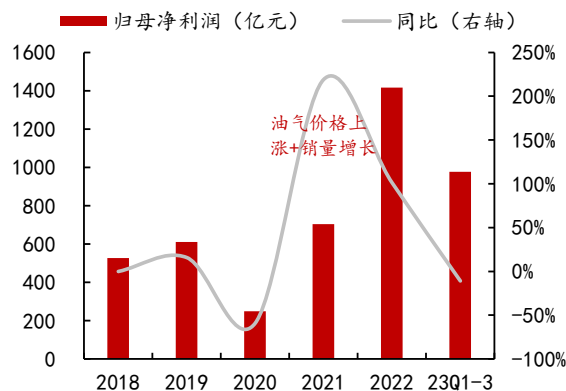
绩整体受到油价影响较大。2017-2019 年由于油价逐步回暖，公司业绩稳步增长；2020 年由于疫情导致油价大幅跳水，公司业绩略有下滑；2022 年由于地缘政治冲突导致油价高企，公司营业收入为 4222.30 亿元，同比+71.56%，归母净利为 1417.00 亿元，同比+101.51%。2023 年 Brent 油价略有回落，全年均价 82.17 美元/桶，公司 2023 年 Q1-3 营业收入为 3068.17 亿元，同比-1.39%，归母净利为 976.45 亿元，同比-10.79%

图表 5: 营业收入及其同比



来源: Wind、中泰证券研究所

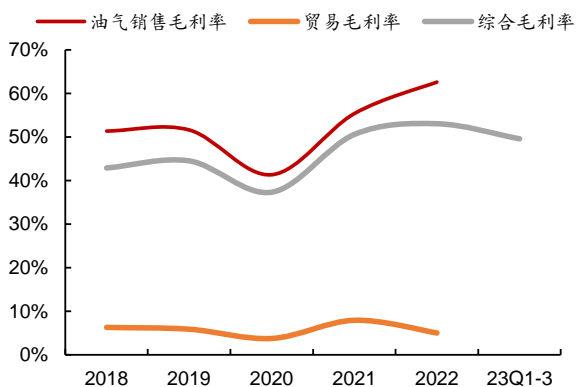
图表 6: 归母净利润及其同比



来源: Wind、中泰证券研究所

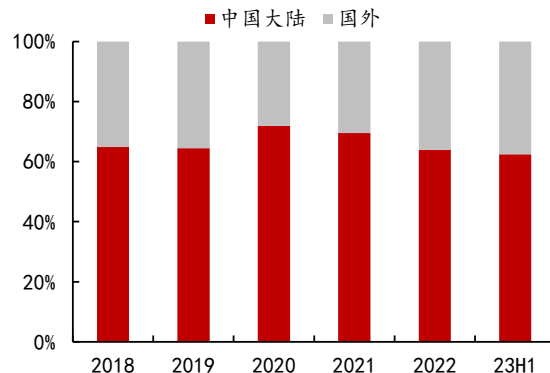
- 盈利能力优异，业务全球布局。**公司产品主要以油气勘探开采为主，低成本优势显著，盈利能力优异。近 5 年公司综合毛利率不低于 35%，油气销售毛利率不低于 40%。2022 年由于油价高位公司综合毛利率为 53.05%，油气销售毛利率为 62.62%。同时公司海内外全布局，2023 年 H1 公司海外业务营收占比达到 37.5%，并保持扩张趋势。

图表 7: 公司各产品毛利率



来源: Wind、中泰证券研究所

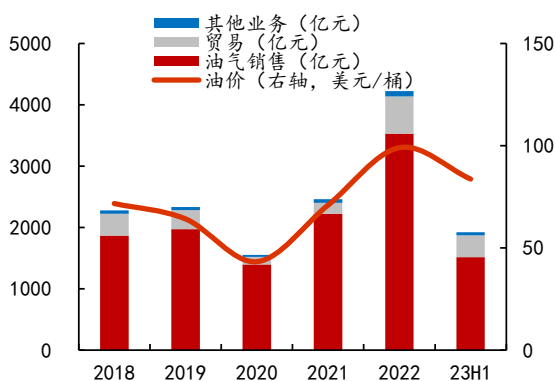
图表 8: 产品营收国内外占比



来源: Wind、中泰证券研究所

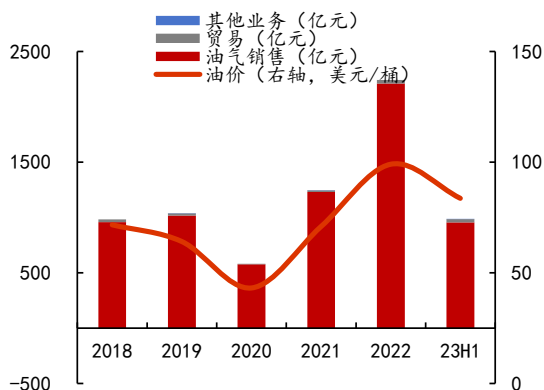
- 油气销售为核心业务。**公司业务以油气销售为主，与油价水平高度相关。近 5 年公司油气销售营收占比超 75%，毛利占比超 95%。截至 2023 年 H1，公司油气销售业务营收占比 78.98%，毛利占比 96.91%，几乎贡献公司全部利润。

图表 9: 产品营收情况



来源: Wind、中泰证券研究所

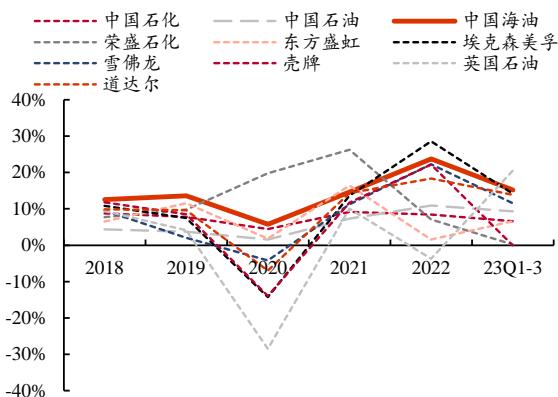
图表 10: 产品毛利情况



来源: Wind、中泰证券研究所

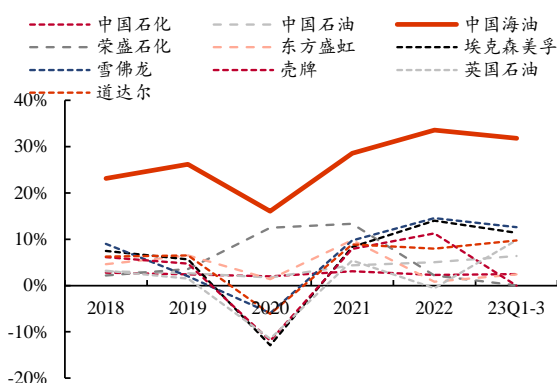
- 公司质地优异，全球油企前列。公司 ROE、净利率、期间费用率和资产负债率水平均较全球油企龙头优质。近 5 年公司 ROE 水平保持高位，2020 年油价跳水，大部分油企 ROE 水平跌至负值，公司仍为 5.75%，远超大部分油企。净利率水平远超同行业公司，近 5 年未低于 15%。公司持续加强管理，期间费用率持续降低，2023 年 Q1-3 仅为 3.04%。资产负债率也处于行业较低水平。整体看，公司质地优异，竞争优势明显。

图表 11: ROE 对比



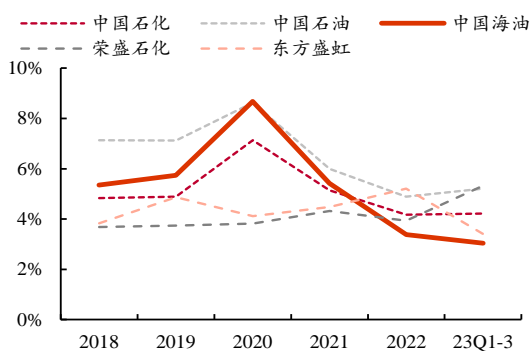
来源: Wind、中泰证券研究所

图表 12: 净利率对比



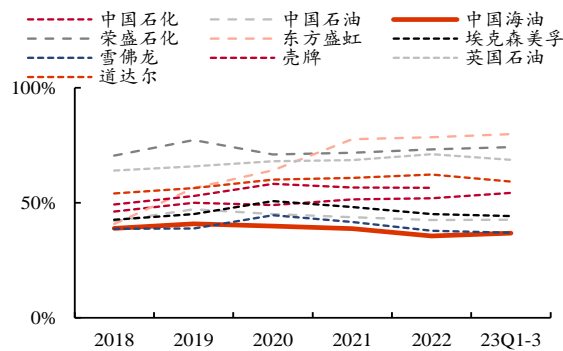
来源: Wind、中泰证券研究所

图表 13: 期间费用率对比



来源: Wind、中泰证券研究所

图表 14: 资产负债率对比



来源: Wind、中泰证券研究所

## 二、油价的判断：供需紧平衡格局支撑偏强震荡

### 2.1 低供给：上游资本开支持续缩减，本轮自愿减产执行率高

#### （一）OPEC+护盘持续然力度下降，OPEC+豁免国存较强增产意愿

- 1) OPEC+：本轮减产不同以往，继续深化难度加深。
  - 减产护盘动作：2023年11月30日，第36届OPEC+部长级会议决定2024Q1自愿减产219.3万桶/日。从减产力度上看，同年4月的OPEC+会议已决定自愿减产165.7万桶/日，叠加沙特于7月起额外减产的100万桶/日，OPEC+整体自愿性减产规模已达265.7万桶/日，因而本次自愿减产额度实际较此前相比仅增加3.6万桶/日（沙特此次11月减产较4月相比增加50万桶/日）。
  - 执行难度上升：近年来，OPEC+在全球油价定价中的话语权和议价权显著上升，产量政策的执行直接影响全球原油供需格局。从本轮OPEC+会议上看，中东国家主动减产以维持高油价的诉求并未发生改变，然而变化点主要有三：①类似于2023年4月份所提出的减产政策，2024Q1的减产仍为自愿性减产，其约束强度的相对偏弱或将对成员国后续减产实际执行效果产生直接影响；②2023H2，OPEC+维持深化减产政策，然油价表现前高后低，到2023年底，WTI油价和Brent油价均已跌破减产执行初期的价格水平；③海外宏观经济走弱易引发原油需求增速放缓，金融市场的系统性风险扰动同步增强，如此因素均易导致油价表现进一步下探，届时OPEC+或在低产的同时面临更低的油价。
  - 警惕放松减产：OPEC+是全球原油的主要提供方，中东国家的财政平衡诉求为全球油价的定价提供托底支撑。但需警惕的是，当前沙特产量表现已低于减产目标值，反映出其减产效果已达预期，后续进一步深化减产的空间相对有限。减产执行难度提升下，一旦OPEC+放弃减产或放松减产力度，全球原油市场或呈供过于求的局面，届时油价中枢也将相应下移。

**图表 15：2023 年以来 OPEC+ 成员国减产决议**

日期	主要决议内容
2023年4月3日	以2023年2月产量为基准，从2023年5月至2023年底，OPEC+自愿减产总额达165.7万桶/日（沙特50万桶/日、俄罗斯50万桶/日、伊拉克21.1万桶/日、阿联酋14.4万桶/日、科威特12.8万桶/日、哈萨克斯坦7.8万桶/日、阿尔及利亚4.8万桶/日、阿曼4万桶/日、加蓬0.8万桶/日）
2023年6月4日	1、确定OPEC+成员国2024年原油产量为4046万桶/日；2、俄罗斯将50万桶/日自愿性减产延长至2024年底；3、自2023年7月起，沙特自愿性减产100万桶/日
2023年7月3日	沙特将100万桶/日自愿性减产延长至2023年8月
2023年7月7日	自2023年8月起，俄罗斯以减少出口的形式自愿性减产50万桶/日
2023年8月3日	1、沙特将4月宣布的50万桶/日的减产延长至2024年底，100万桶/日自愿性减产决议延长至2023年9月；2、俄罗斯继续延长出口减产至2023年9月，减产量由50万桶/日减少到30万桶/日
2023年9月5日	俄罗斯30万桶/日自愿性出口减产和沙特100万桶/日自愿性减产均延长至2023年底
2023年10月4日	俄罗斯和沙特自愿性减产政策维持至2023年底，减产额度未作调整
2023年11月30日	1、巴西将于2024年1月加入OPEC+组织；2、在2023年6月宣布的2024年OPEC+成员国原油产量的基础上，调整部分成员国原油产量配额（安哥拉为110万桶/日、刚果为27.7万桶/日、尼日利亚为150万桶/日）；3、自愿性减产以2024年产量配额为基准，OPEC+计划在2024Q1合计减产219.3万桶/日（沙特100万桶/日、伊拉克22.3万桶/日、阿联酋16.3万桶/日、科威特13.5万桶/日、哈萨克斯坦8.2万桶/日、阿尔及利亚5.1万桶/日、阿曼4.2万桶/日；俄罗斯以2023年5月和6月的平均出口水平为基准，在2024Q1日减产50万桶（含30万桶/日的原油和20万桶/日的成品油）

来源：IEA、OPEC、财联社、新华社、环球网、环球时报、中国经济网、沙特通讯社、俄罗斯卫星通讯社、中泰证券研究所

图表 16: 2023-2024 年 OPEC+产量政策变化情况

单位: 百万桶/日	自愿性减产份额		原油产量目标基线		2024Q1 自愿减产后的产量目标	24/01 产量 (按 IEA 口径)	24/01 产量-2024 年产量目标	
	23/5-23/12	2024Q1	22/11-23/12	24/01-24/12				
OPEC-9 *安哥拉自 24/01 起退出 OPEC	沙特阿拉伯	-0.50	-1.00	10.48	10.48	9.48	8.97	-0.51
	伊拉克	-0.21	-0.22	4.43	4.43	4.21	4.23	0.02
	阿联酋	-0.14	-0.16	3.02	3.22	3.06	3.21	0.15
	科威特	-0.13	-0.14	2.68	2.68	2.54	2.47	-0.07
	尼日利亚			1.74	1.50	1.50	1.40	-0.10
	安哥拉			1.46	1.10	1.10		
	阿尔及利亚	-0.05	-0.05	1.01	1.01	0.96	0.91	-0.05
	刚果			0.31	0.28	0.28	0.25	-0.03
	加蓬	-0.01		0.18	0.18	0.18	0.23	0.05
	赤道几内亚			0.12	0.07	0.07	0.05	-0.02
非OPEC	俄罗斯	-0.50	-0.3 (仅原油出口减量)	10.48	9.83	9.53	9.44	-0.09
	墨西哥			1.75	1.75	1.75	1.64	-0.11
	哈萨克斯坦	-0.08	-0.08	1.63	1.63	1.55	1.62	0.07
	阿曼	-0.04	-0.04	0.84	0.84	0.80	0.76	-0.04
	阿塞拜疆			0.68	0.55	0.55	0.48	-0.07
	马来西亚			0.57	0.40	0.40		
	巴林群岛			0.20	0.20	0.20		
	南苏丹			0.12	0.12	0.12	0.85	-0.02
	文莱			0.10	0.08	0.08		
苏丹			0.07	0.06	0.06			
OPEC+合计	-1.66	-2.00	41.86	40.46	38.41	36.51		

来源: IEA、OPEC、中泰证券研究所 (注: ①统计数据中未考虑俄罗斯 20 万桶/日的成品油减产; ②由于安哥拉已于 2023 年 12 月 21 日退出 OPEC 组织, 故在 IEA 在 2 月月报数据中已剔除该国数据, OPEC-10 相应变更为 OPEC-9)

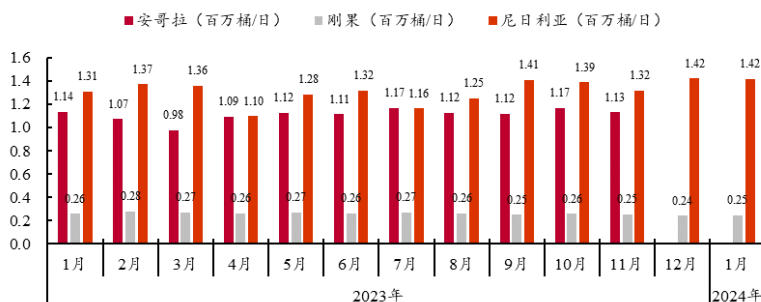
- 关注非洲三国: 在 2023 年 11 月底召开的 OPEC+部长级会议上, 除宣布 2024Q1 减产动作外, 同样对同年 6 月所提出的产量配额进行调整。根据 OPEC, 调整后安哥拉、刚果、尼日利亚的产量配额分别为 110、27.7、150 万桶/日, 较前值分别-18、+0.1、+12 万桶/日, 较 2023 年产量配额分别-35.5、-3.3、-24.2 万桶/日。后续看, 一方面, 结合 IEA 最近三个月月报数据可知, 非洲三国产量整体均已低于 2024Q1 既定产量目标; 另一方面, IEA 最新 2 月月报数据显示, 刚果和尼日利亚的原油产能余量仅 2 万桶/日和 1 万桶/日, 产能瓶颈限制增产空间。对于安哥拉, 尽管该国政府因不满原油产量份额下调而强硬退出 OPEC, 但该国也同样受到产能瓶颈的制约 (IEA 在 23 年 12 月月报中显示, 安哥拉剩余有效产能为 3 万桶/日), 退出后大幅增产的可能性仍然偏低。

图表 17: 非洲三国原油产量配额及剩余产能

单位: 百万桶/日	2024Q1 产量目标	24/01 产量 (按 IEA 口径)	23/12 产量 (按 IEA 口径)	24/01 产量-2024Q1 目标	可使用产能	可使用产能-24/01 产量
安哥拉	1.10	1.08	1.08	-0.02	1.11	0.03
刚果	0.28	0.25	0.26	-0.03	0.27	0.02
尼日利亚	1.50	1.40	1.35	-0.10	1.41	0.01

来源: IEA、OPEC、中泰证券研究所 (注: 由于安哥拉已宣布退出 OPEC, 故 IEA 在 2 月月报数据中已剔除对该国产量数据的统计。在此处测算时, 我们假设安哥拉 24 年 1 月产量与 IEA 在 12 月月报中所披露的 23 年 11 月产量数持平)

图表 18: 2023 年以来非洲三国原油产量变化

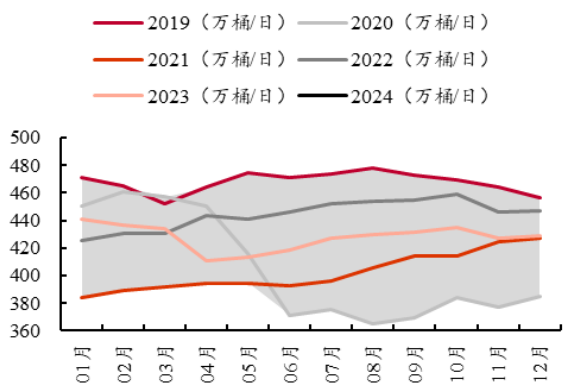


来源: Wind、中泰证券研究所

■ 2) OPEC+豁免国表现出偏强的增产意愿。

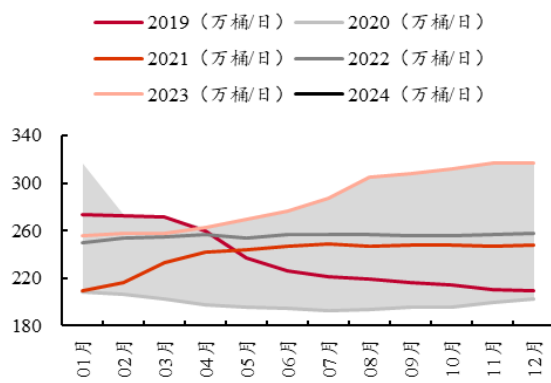
- **伊拉克:** 2023年3月,伊拉克库尔德自治区(库区)输送的40万桶原油和从伊拉克联邦输送的7万桶原油管道关闭。同年10月,土耳其能源部长和伊拉克驻安卡拉大使先后证实土耳其已同意恢复通过伊土管道(ITP)的石油出口,但截至目前该管线仍未恢复。若后续管线输送恢复运营,预计将带来约50万桶/日的原油供给增量。
- **伊朗:** 2023年,伊朗原油供应超预期回升。根据IEA,2024年1月,伊朗当地原油日产量为315万桶,为2019年以来的最高值。另据伊朗石油部,预计到2024Q1当地石油日产量将增至4百万桶/日,为先前从未企及的量值,可见其增产意愿强烈。沙特伊朗关系修复下,OPEC+或也将默许伊朗额外增加石油供应。

图表 19: 2019 年以来伊拉克原油产量变化



来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来伊拉克原油产量区间)

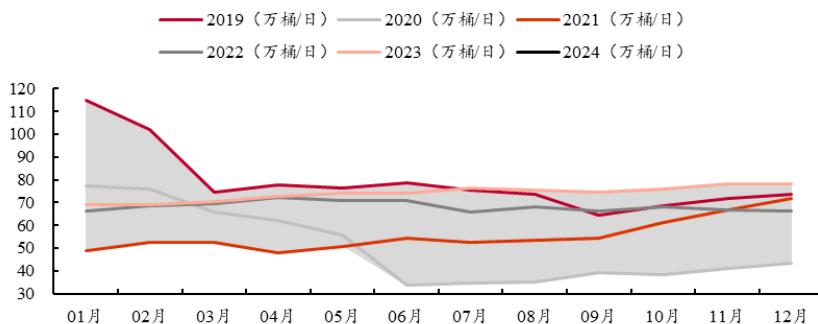
图表 20: 2019 年以来伊朗原油产量变化



来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来伊朗原油产量区间)

- **委内瑞拉:** 2023年10月,美国财政部海外资产控制办公室宣布解除对委内瑞拉部分能源贸易制裁,授权开放涉及委内瑞拉石油和天然气的行业交易(为期6个月)。同年11月,委国家石油公司副总裁表示,在美国部分解除制裁后,该国原油日产量现已提升至约85万桶的水平,委政府正考虑将产量进一步提升至100万桶/日。然而受自身产能瓶颈以及当地发展落后等因素制约,后续出现大幅增量的可能性较小。

图表 21: 2019 年以来委内瑞拉原油产量变化



来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来委内瑞拉原油产量区间)

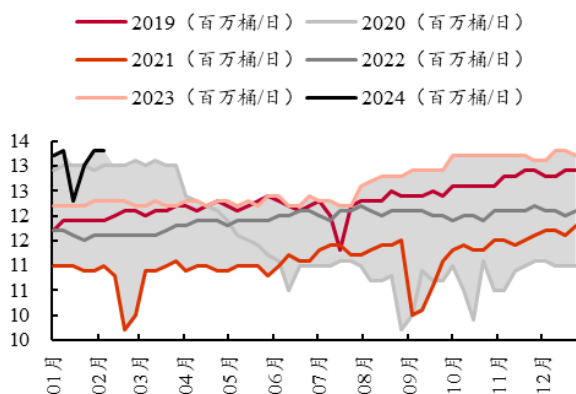


(二) 美国页岩油增量边际减弱，南美海上油田或贡献增量

■ 1) 美国产量惯性增长，但边际增速或放缓。

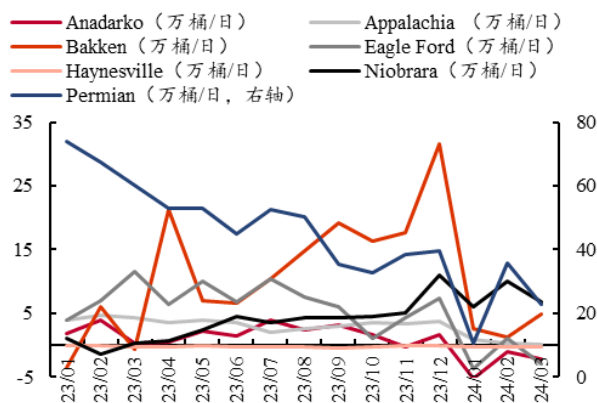
➢ **2023 年超预期增长：**尽管 2023 年美国上游油气企业资本开支表现较弱，但源于库存井的释放以及钻机使用效率的提升，全年原油产量表现强势。根据 EIA，2023 年美国原油产量自 7 月底起实现快速增长，到年底最高达 1330 万桶/日，连续 9 个月超越公共卫生事件前原油产量水平，并创下近五年历史新高。分产区看，Permian 产区是美国页岩油产量增量的主要来源。然而，随着 DUC 库存的持续消耗以及钻机数量的接连下滑，Permian 产量的同比增速也在逐步下降。

图表 22：2019 年以来美国原油产量变化



来源：Wind、中泰证券研究所（注：阴影区域表示 2019 年以来美国原油产量区间）

图表 23：2023 年以来美国七大产油地产量同比

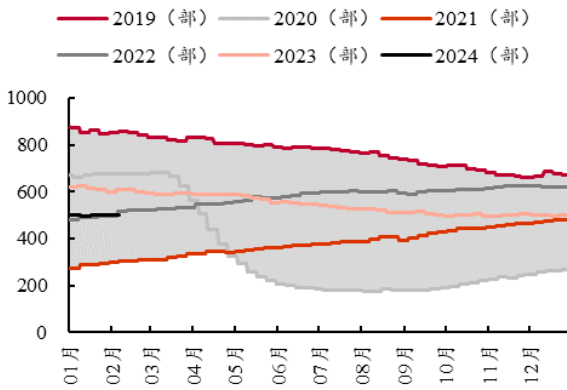


来源：EIA、中泰证券研究所

➢ **2024 年增量或放缓：**从原油产量的前置指标钻机数量和压裂车队数上看，2023 年前三季度美国钻机数持续下滑，较 2022 年底的峰值相比下降约 125 部。进入四季度，美国原油钻机数量见底后逐步企稳，基本保持在 500 部。压裂车队数量自 2023 年 12 月起下滑明显，单月降幅约 40 支。2024 年以来，钻机数量仍维持在 500 部附近，压裂车队数较 2023 年年底略有增长，但仍处历史低位。受高利率宏观环境影响，美国页岩油企生产成本逐年提升。根据 Dallasfed，2023 年，北美主要页岩油产地 Permian 产区和 Eagle Ford 产地的新井开采成本均出现不同程度的抬升，进一步抑制上游油气企业资本开支，进而挤压当地原油产量增长。单井产油效率提升下的原油增量幅度预计也会受到一定程度的挤压，整体看，美国 2024 年原油产量增长基本确定但增量空间较 2023 年相比预计会有所收窄。

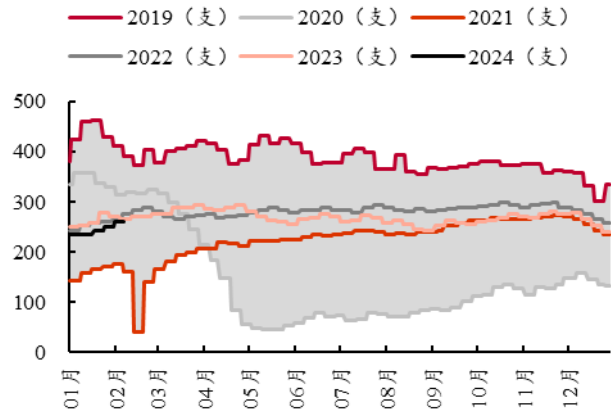


**图表 24: 2019 年以来美国原油钻机数量变化**



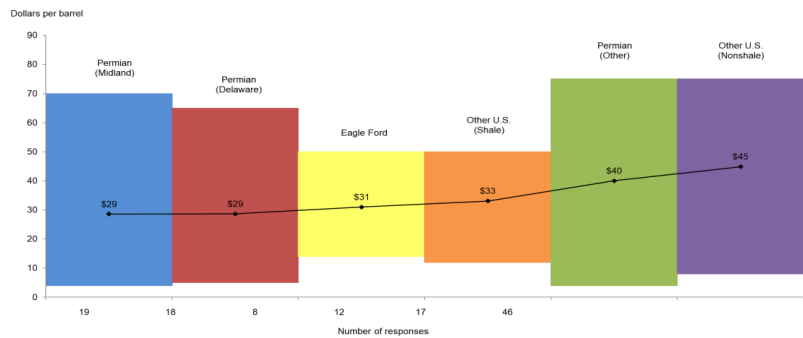
来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来美国原油钻机数量区间)

**图表 25: 2019 年以来北美压裂车队数变化**



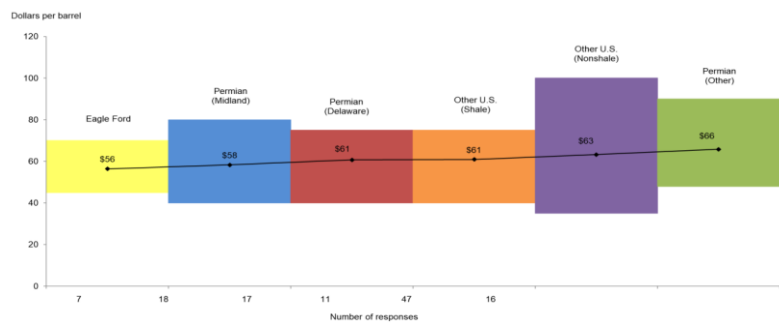
来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来北美压裂车队数量变化区间)

**图表 26: 美国现有油井关井价格**



来源: Federal Reserve Bank of Dallas、中泰证券研究所

**图表 27: 美国新增油井盈亏平衡价格**



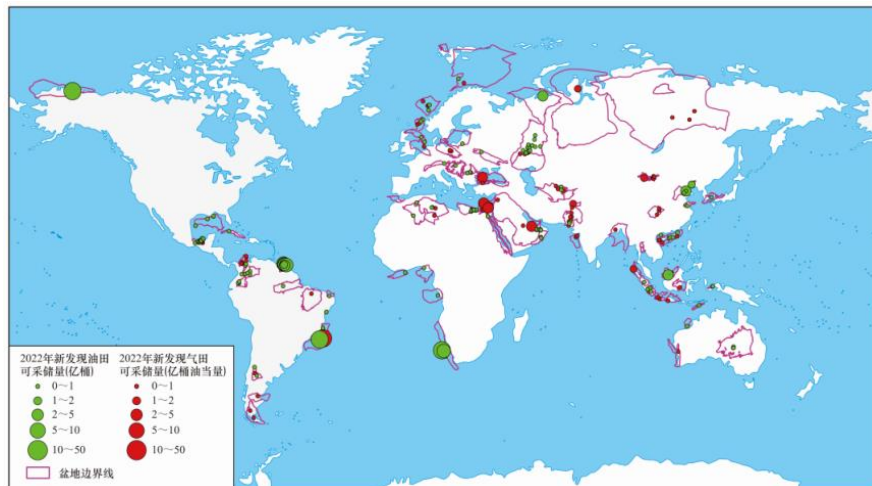
来源: Federal Reserve Bank of Dallas、中泰证券研究所

■ **2) 南美或成为非 OPEC+ 供应的主要增长来源。**

- **海上油田开采重启, 低碳成本优势共振。** 不同于常规油田的开采, 海上油田的勘探周期更长、投资成本和技术难度要求更高。过去几年间, 受公共卫生事件影响, 大量海上钻井巨头遭受重创, 项目延期率明显增加。随着疫情带来的影响逐步减退, 海上油田凭借更强的成本和清洁优势, 成为美洲甚至全球原油供给增量的重要组成部分。根据《全球油气勘探开发形势及油公司动态 (2023 年)》, 在 2022 年全球新发现的 31 个常规大-中型油气田中, 有 21 个集中分布于深水-超深水领域。从地理区位上看, 美洲地区位居前列, 新发现的常规油气可采储量约

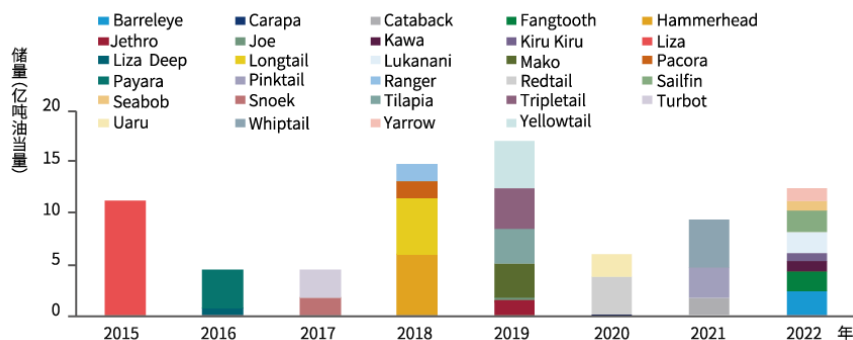
14.22 亿吨油当量，主要来自圭亚那盆地、坎波斯盆地、阿拉斯加北坡盆地和苏瑞斯特盆地。其中，圭亚那盆地新发现油气可采储量 6.83 亿吨油当量，约占美洲地区总量的 48.1%。

**图表 28: 2022 年全球新发现油气田分布图**



来源:《全球油气勘探开发形势及油公司动态(2023年)》、中泰证券研究所

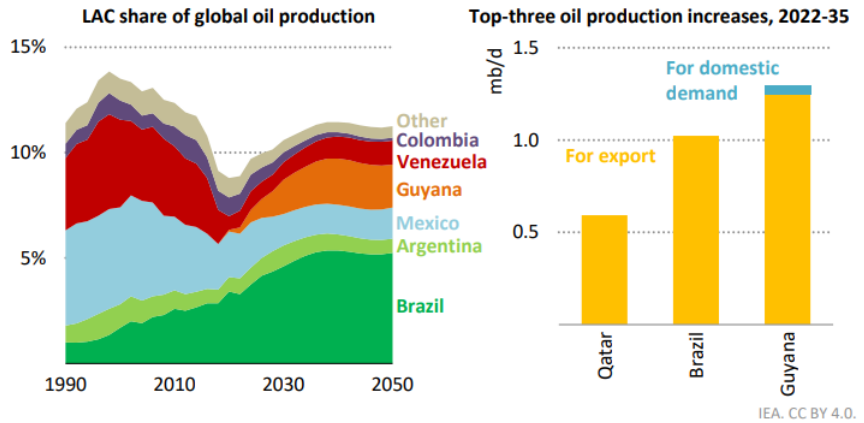
**图表 29: 2015-2022 年圭亚那斯塔布鲁克区块油气发现**



来源: Wood Mackenzie、国际石油经济、中泰证券研究所

- **低成本:** 根据国际石油经济，以圭亚那斯塔布鲁克区块为例，Liza 一期开发的盈亏平衡点 35 美元/桶，随 Liza 二期达峰，盈亏平衡点将降至 25 美元/桶。对于即将投产的 Payara 和 Yellowtail 项目，预计分别在 32 和 29 美元/桶实现盈亏平衡，显著低于美国常规油田新井开采成本。
- **高增量:** 根据 IEA，圭亚那和巴西将是未来全球原油增量的主要来源，到 2035 年，两地原油日产量增量较 2022 年相比增量分别为 130 和 100 万桶。具体看，巴西原油开采主要由 Petrobras 主导，增量贡献主要源于 FSCO 装置，预计 2024-2028 年间还将新增 14 套 FPSO 装置（10 套装置已签署合同）。对于圭亚那，当地目前石油产量已接近 40 万桶/日。根据国际石油经济，截至 2022 年底，仅斯塔布鲁克区块已获得累计超 30 个新油田发现。根据埃克森美孚的预测，到 2027 年该区块原油产量有望达到 120 万桶/日。

**图表 30: 圭亚那和巴西是全球原油主要增量国**

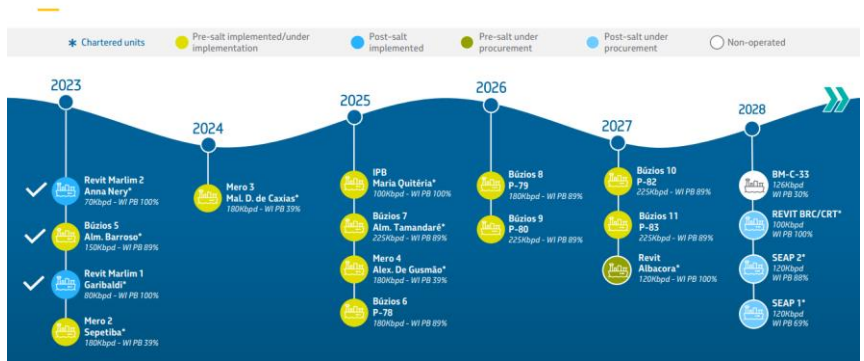


Guyana and Brazil rank as the first two countries in the world in oil production growth to 2035, with their combined output rising by 2.3 mb/d, mostly for export

来源: IEA、中泰证券研究所

**图表 31: 2024-2028 年巴西预计还将新增 14 套 FPSO 装置**

We will add 14 FPSOs in the 2024-2028 period, 10 of which already contracted

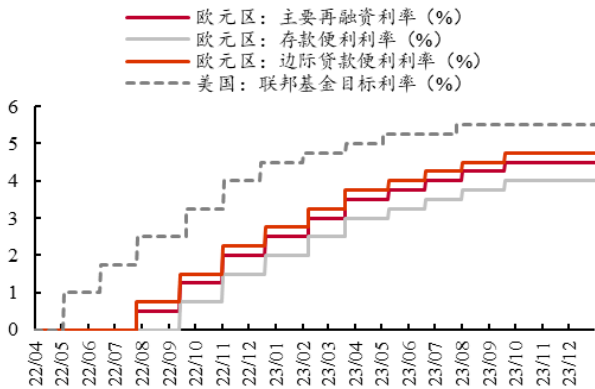


## 2.2 稳需求: 全球经济衰退预期修正, 整体或维持低基数增长

### (一) 海外: 高利率环境+新能源转型, 美欧需求动能仍旧不足

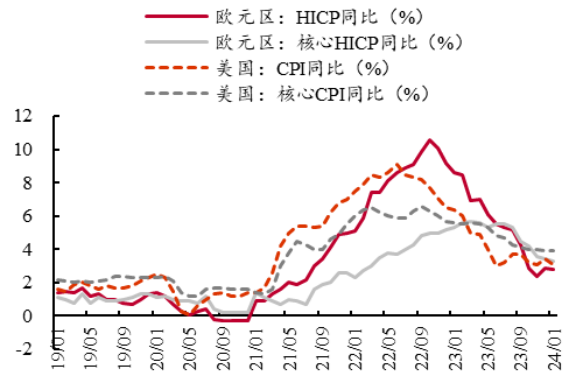
- **进入货币周期后半程, 美欧衰退预期仍存。**自 2022 年 3 月起, 欧元区和美国同步开启加息周期, 分别完成 10 轮 (累计 450bp) 和 11 轮 (累计 525bp) 的加息。通胀表现上看, 尽管 2024 年 1 月欧美通胀数据均超预期, 但整体延续 2023 年以来的回落趋势。根据 Wind, 1 月美国 CPI 和欧元区 HICP 同比分别为 3.1%和 2.8%, 环比上月-0.30pct 和-0.10pct, 较 2023 年初-3.30pct 和-5.80pct。PMI 指数上看, 2023 年美国制造业 PMI 基本位于荣枯线下。欧元区走弱更为明显, 自 2023 年 5 月起连续 8 个月低于 45。2024 年 1 月, 欧美制造业 PMI 分别为 46.6 和 50.7。

图表 32：2022 年以来欧美连续多轮加息



来源：Wind、中泰证券研究所

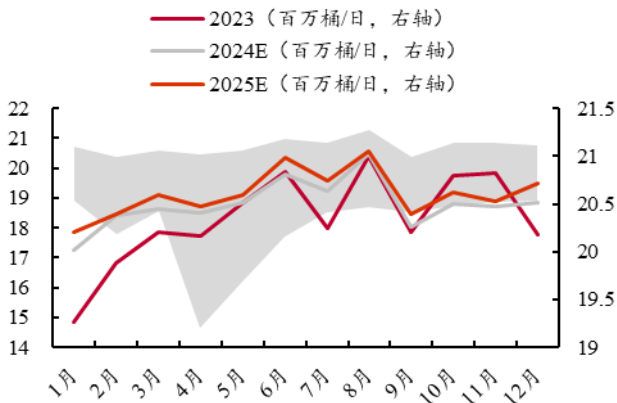
图表 33：欧美通胀表现整体回落



来源：Wind、中泰证券研究所

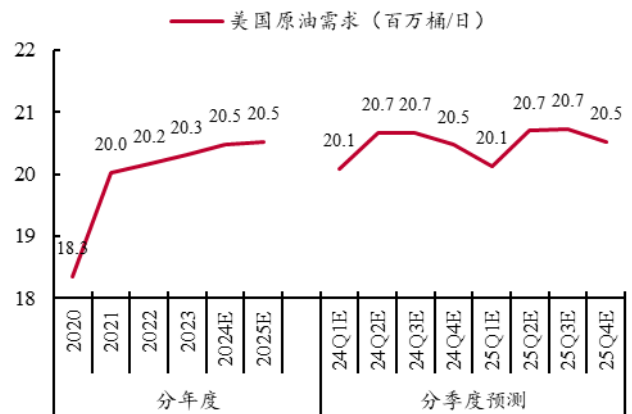
- **美国：软着陆可能性增强，能源转型压制需求。**美联储 12 月公开纪要表示，当前政策利率或已见顶。软着陆预期增强下，预计 2024 年上半年美国原油存量需求有望维持，下半年随货币政策紧缩以及滞后性的进一步显现，叠加新能源渗透率的不断提升，预计原油需求将出现较为明显的放缓。EIA 和 OPEC 两大机构 2024 年 2 月的预测数据基本趋同，分别预计 2024 年美国原油需求总量分别为 20.50 和 20.48 百万桶/日，同比+15 和+18 万桶/日，较前值-6 和+7 万桶/日。我们判断，2024 年美国当地原油需求有望维持低基数增长，增量大小需关注美联储降息的具体时间和频次以及当地制造业的修复程度等。

图表 34：EIA 对美国原油需求的预测



来源：EIA、中泰证券研究所（注：①美国需求数据为 U.S.(50 States)和 U.S.Territories 的合计值；②阴影区域为左轴数据，表示 2019-2025E 美国产量最大最小值的范围区间）

图表 35：OPEC 对美国原油需求的预测

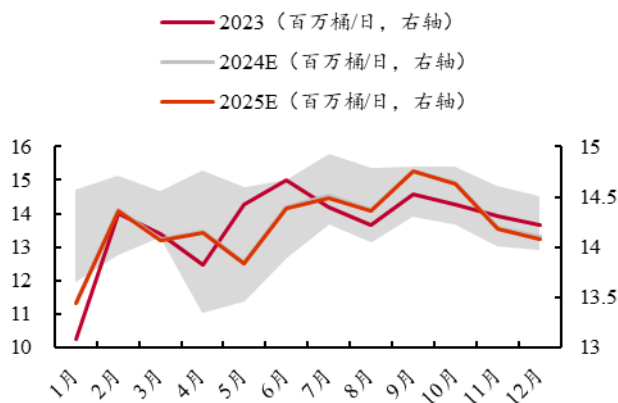


来源：OPEC、中泰证券研究所

- **欧洲：制造业表现仍疲软，需求短期难有增长。**根据欧盟委员会冬季经济预测报告，受高通胀影响，2024 年经济增速或继续放缓，预计 2024 年欧盟和欧元区经济增长率分别为 0.9%和 0.8%，较前值相比均下调 0.40pct。经济表现持续低迷叠加欧元区政府维持鹰派论调，即便 2024 年欧央行态度由鹰转鸽且降息，政策落地实施尚需传导时间，短期内认为当地原油需求大幅提升的可能性不大。EIA 和 OPEC 在 2024

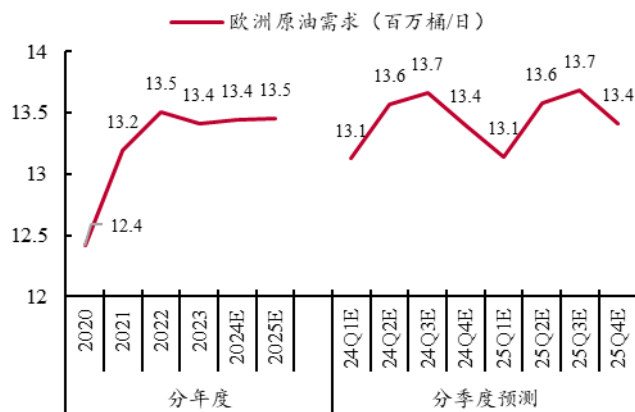
年 2 月的预测中继续保持谨慎悲观态度，预计 2024 年欧元区原油需求分别为 14.24 和 13.44 百万桶/日，同比均+3 万桶/日，较前值持平-3 万桶/日。我们认为，欧央行转鸽的时间及降息后对经济的影响或成为影响其原油需求的关键变量。

图表 36: EIA 对欧元区原油需求的预测



来源: EIA、中泰证券研究所 (注: ①美国需求数据为 U.S.(50 States)和 U.S.Territories 的合计值; ②阴影区域为左轴数据, 表示 2019-2025E 欧元区产量最大最小值的范围区间)

图表 37: OPEC 对欧元区原油需求的预测

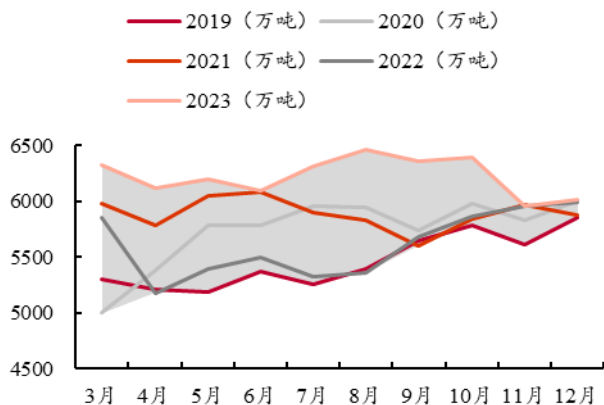


来源: OPEC、中泰证券研究所

(二) 国内: 2023 年快速修复, 2024 年增速趋缓

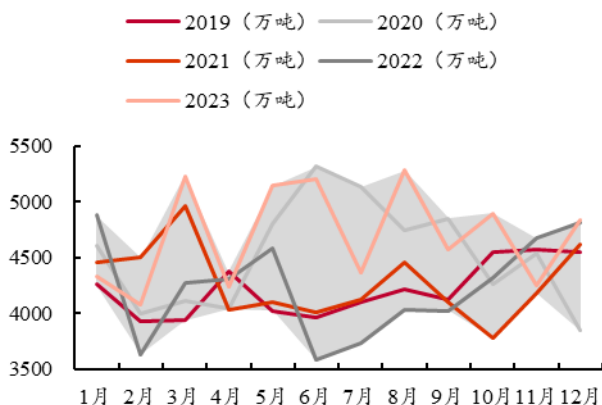
- **2023 年: 国内原油消费显著增长。**随着疫情影响转淡, 国内经济逐步恢复下用油需求量出现显著增长。根据 Wind, 2023 年国内累计加工原油 6.22 亿吨, 同比+10.9%, 较 2019 年公共卫生事件前相比+13.9%。全年累计进口原油 5.64 亿吨, 同比+11.0%, 较 2019 年公共卫生事件前相比+11.5%。终端消费上看, 2023 年国内汽油、柴油和煤油产量的累计值分别为 1.61、2.17 和 0.50 亿吨, 同比+10.1%、+13.3%和 +68.3%。与此同时, 除需求端增量外, 2023 年新增的成品油出口配额同样提供了额外的炼油需求。根据金联创, 2023 年国内成品油出口配额累计下发 3999 万吨, 相较 2022 年全年总量增加 274 万吨。

图表 38: 2019 年以来国内原油加工量变化



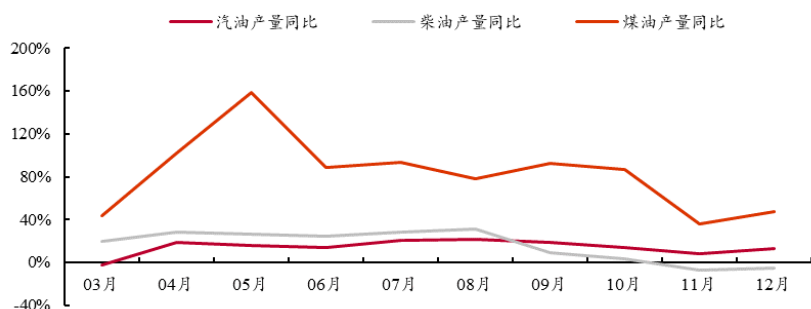
来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来国内原油加工量变化区间)

图表 39: 2019 年以来国内原油进口量变化



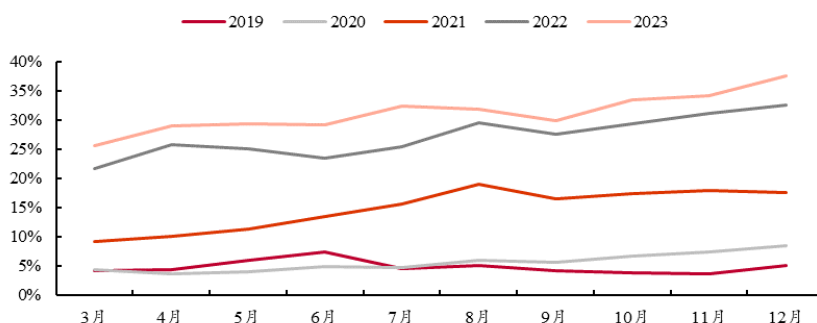
来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 阴影区域表示 2019 年以来国内原油进口量变化区间)



**图表 40: 2023 年国内汽柴煤油产量同比变化**


来源: Wind、中泰证券研究所

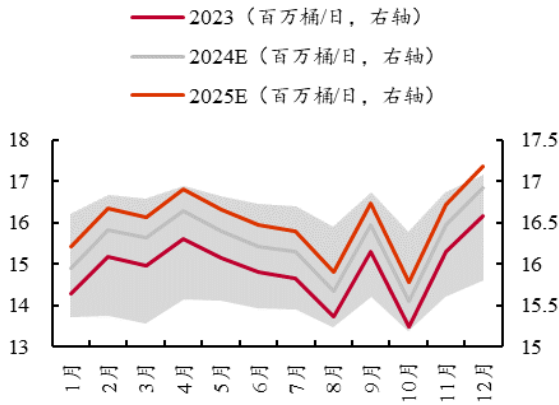
- 2024 年: 预计原油需求增速放缓。** 在国内经济稳步恢复的背景下, 预计原油的消费量有望继续维持增长态势。但从增速上看, 一方面, 能源转型下, 国内新能源车渗透率已由 2021 年底的 17.6% 提升至 2023 年 12 月的 37.5%。在新能源汽车占比不断的提升背景下, 传统汽车对于汽油用量的贡献将出现不可逆地减少。另一方面, 2022 年低基数效应不再体现且疫后需求的大幅提升也已在 2023 年基本兑现。由此我们预计, 2024 年我国原油需求有望进一步增长, 但增速上看, 会出现一定程度的放缓。

**图表 41: 2019-2023 年国内新能源车产量渗透率变化**


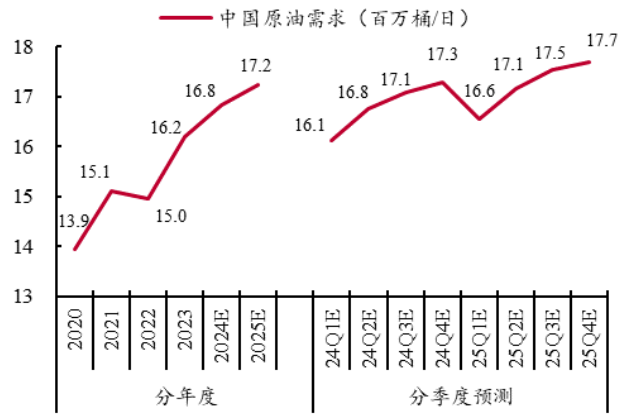
来源: Wind、中泰证券研究所

- EIA 和 OPEC 均维持谨慎乐观态度。** 根据 EIA 和 OPEC 两大机构 2024 年 2 月最新预测数据显示, 预计 2024 年国内原油总消费量分别为 16.27 和 16.82 百万桶/日, 较 2023 年全年消费量分别增长 33 和 63 万桶/日, 相较前预测值分别持平 and +4 万桶/日。然而从需求增速上看, EIA 预测 2023-2025 年国内需求增速分别为 5.2%、2.1%、1.5%; OPEC 预测 2023-2025 年我国原油需求增速分别为 8.0%、3.9%、2.4%, 均有显著的放缓迹象。



**图表 42: EIA 对中国原油需求的预测**


来源: EIA、中泰证券研究所 (注: 阴影区域为左轴数据, 表示 2019-2025E 中国产量最大最小值的范围区间)

**图表 43: OPEC 对中国原油需求的预测**


来源: OPEC、中泰证券研究所

## 2.2 紧平衡: 原油紧平衡格局延续, 油价有望维持中高位震荡

- **1) EIA: 同步上调供需预测, 维持一贯谨慎态度。**根据 EIA 机构 2 月最新预测数据, 2024 年全球原油供需分别为 102.30 和 102.42 百万桶/日, 较 1 月预测值相比均-4 万桶/日。分季度看, 全球原油整体供需由紧向松, 除 2024Q1 存 80 万桶/日的缺口外 (较前预测值相比缺口缩小 1 万桶/日), 自 2024Q2 起, 单季度供需差分别为 15/11/8 万桶/日, 较 1 月预测值相比分别持平/-2/+4 万桶/日。供给方面, OPEC+ 现有产量目标将于 2024 年年底到期, 因此预测 2025 年有望带来 70 万桶/日的增量, 非 OPEC 国家 (以美国、加拿大、巴西和圭亚那为代表) 预计 2025 年原油产量增量为 120 万桶/日。需求方面, 全球原油消费量增集中在中国和印度, 预计 2024 和 2025 年的增量分别为 60 和 50 万桶/日。油价方面, EIA 最新 2 月预测数据与上月保持一致, 预计 2024/2025 年 Brent 油价分别为 82/79 美元/桶, 其中 2024 年的油价预测值较 2023 年 12 月相比下调 1 美元/桶。
- **2) IEA: 1 月供应同比骤降, 供需整体增速放缓。**供给方面, 受 OPEC+ 深化减产叠加北美停产影响, 2024 年 1 月全球原油供应环比大幅下滑 140 万桶/日。展望 2024 年, 美国、巴西、圭亚那和加拿大仍将主导原油攻击增长, 预计非 OPEC+ 国家 2024 年供应量将增加 160 万桶/日, 较 2023 年相比放缓约 80 万桶/日。需求方面, IEA 认为当前全球需求增长正逐步失去动力, 数据上看, 原油需求年增长率已由 2023Q3 的 280 万桶/日下降至 2023Q4 的 180 万桶/日, 主要受国内原油需求的急剧下降所致。预计 2024 年全球原油需求的扩张速度将进一步放缓至 120 万桶/日。其中, 中国、印度和巴西仍将继续主导增长。
- **3) OPEC: 下调原油供给预测, 需求预测维持不变。**供给方面, OPEC 在 2 月月报中下调对非 OPEC 国家液体原油产量的预测, 新预测值为 120 万桶/日, 较前值相比下调 10 万桶/日; 对 2025 年的预测值仍为 130 万桶/日。美国、巴西、加拿大、挪威、哈萨克斯坦和圭亚那将主导全球原油供给增量。需求方面, OPEC 认为 2024-2025 年全球原油需求增量仍为 220 和 180 万桶/日, 与前值持平。鉴于美国经济

预期的改善，对美国当地原油需求量略有上调，抵消 OPEC 成员国中欧洲国家预测值的下调影响。预计 2024-2025 年 OPEC 成员国的需求增量分别约 30 和 10 万桶/日，非 OPEC 原油需求增量约 200 和 170 万桶/日。

- 综合看，三大机构一致认为 2024 年全球原油供需增速均有所放缓，供给端增量主要来自美国、加拿大、巴西和圭亚那，而中国和印度则将主导全球原油需求增量。油价变化的关键在于欧美宏观环境对需求端冲击力度及 OPEC+ 实际减产力度的强弱。

图表 44: EIA、OPEC 全球原油供需平衡预测

单位: 百万桶/日	24Q1	24Q2	24Q3	24Q4	2023	2024	2025	2024年-2023年	2025年-2024年
<b>EIA</b>									
全球供给 (24/02E)	101.18	102.27	102.88	102.87	101.75	102.30	104.17	0.55	1.87
全球需求 (24/02E)	101.98	102.12	102.77	102.79	101.00	102.42	103.71	1.42	1.29
供给-需求 (24/02E)	-0.80	0.15	0.11	0.08	0.75	-0.12	0.46	-0.87	0.58
供给-需求 (24/01E)	-0.81	0.15	0.13	0.04	0.66	-0.12	0.28	-0.78	0.40
供给-需求 (23/12E)	-0.80	0.03	0.06	0.12	0.62	-0.15		-0.77	
供需差环比变化	0.01	0.00	-0.02	0.04	0.09	0.00		-0.09	0.18
<b>OPEC</b>									
全球需求 (24/02E)	103.32	103.91	104.88	105.47	102.16	104.40	106.25	2.25	1.85
全球需求 (24/01E)	103.32	103.92	104.89	105.29	102.11	104.36	106.21	2.25	1.85
全球需求 (23/12E)	103.60	103.64	104.80	105.38	102.11	104.36		2.25	
需求预测月环比变化	0.00	-0.01	-0.01	0.18	0.05	0.04	0.04	-0.004	-0.003
全球非OPEC供给 (24/02E)	70.06	70.20	70.68	71.24	69.36	70.55	71.82	1.19	1.27
全球非OPEC供给 (24/01E)	69.96	70.00	70.52	71.10	69.06	70.40	71.67	1.34	1.27
全球非OPEC供给 (23/12E)	68.42	68.59	69.12	69.70	67.59	68.96		1.37	
供给预测月环比变化	0.10	0.20	0.16	0.14	0.30	0.15	0.15	-0.15	0.00
Call on OPEC (24/02E)	27.80	28.21	28.73	28.77	27.39	28.38	28.85	0.99	0.47
Call on OPEC (24/01E)	27.91	28.41	28.91	28.72	27.65	28.49	28.96	0.84	0.47
Call on OPEC (23/12E)	29.68	29.51	30.19	30.18	29.08	29.89		0.81	
Call on OPEC月环比变化	-0.11	-0.20	-0.18	0.05	-0.26	-0.11	-0.11	0.15	0.00

来源: EIA、OPEC、中泰证券研究所

### 三、中国海油：低成本、高成长、高股息的优质标的

#### 3.1 低成本：桶油成本全球领先，DD&A 或继续下探

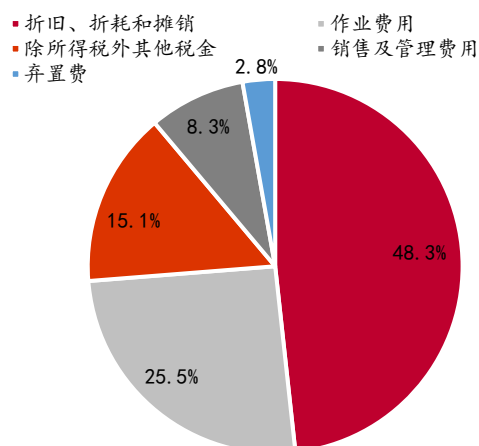
- 完全桶油成本为竞争力的核心指标。完全桶油成本是衡量石油公司成本竞争力的重要指标，代表了石油公司每生产一桶油所花费的成本，其包括了桶油五项成本、勘探费用、特别收益金、财务费用、所得税和其他。公司销售实现油价减完全桶油成本为桶油净利润。在完全桶油成本中，特别收益金、财务费用、所得税为不可控桶油成本，由国家财政税收政策决定。因此，公司一般注重桶油五项成本的管控，包含桶油生产作业费，折旧、折耗及摊销 (DD&A)，弃置费，销售及管理费，产品税 (除所得税及特别收益金外的税费)。
- DD&A 与桶油作业费为主要成本源。一般桶油五项成本中桶油 DD&A 所占权重最大，约占桶油五项成本的 52% 左右，代表公司油气开采项目在开始商业性生产前发生的费用和有关固定资产的折耗、摊销、折旧，通常与矿区权益支出、勘探投资、开发及生产资本化投资有关。其次是桶油作业费，占桶油五项成本的 30% 左右，与油田的生产运营息息相关，作业费中占比较大的主要为油井作业费、海上人员费、维修费、供应船等。其他部分占比较低。总体来说，桶油作业费和 DD&A 约占桶油成本的 80% 以上，对成本管控十分关键。

**图表 45: 桶油成本完全拆分**

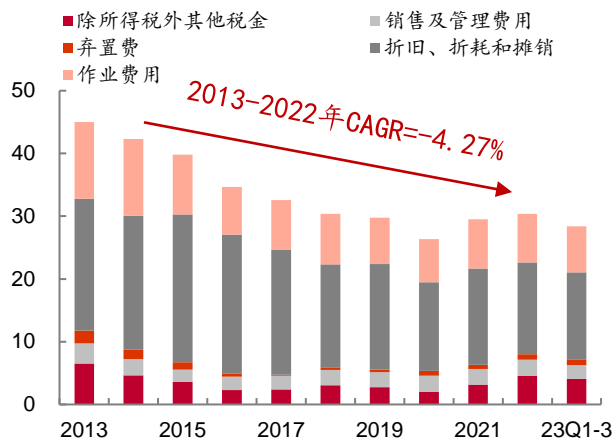
项目	主要构成
作业费	作业费是开采石油直接产生的费用, 包括油井作业费、维修费、海上人员费、信息通讯气象费、供应船费等, 这项费用与油价正相关
五项成本(可控)	
DD&A	这项成本主要由固定资产折旧、使用权资产折旧、无形资产折旧、资本化净额构成, 其中固定资产中的油气资产折旧占绝大部分; 油气资产折旧在财报中为对探明矿区权益与井及相关设施自油气田投入商业性生产时按产量法计提折旧, 产量法的摊销率基于证实储量
弃置费	油气资产弃置是指获得或正常经营的有型油气资产在退出使用或报废时, 不可避免要发生的清理和处置; 油田弃置费包括未来拆除和清理生产准备和设施的费用, 将油气田的地表恢复到油气田开始生产以前的生态状态所要支付的费用等
销售及管理费用	销售费用主要包括运输费用, 运输费用是公司部分油田利用周边已有的管道设施输送产品发生的费用; 管理费用主要包括职工薪酬、租赁及物业费、折旧及摊销费用和专业机构服务费
产品税(除所得税及特别收益金外的税费)	产品税反映企业经营主要业务应负担的营业税、油气增值税、消费税、资源税、教育附加费、城市维护建设税等相关税费
勘探费用	勘探费用是用于核算在进行海洋石油勘探过程中所发生的探矿权使用费、地质调查、物理化学勘探各项支出和非成功探井等支出
不可控成本	
特别收益金	石油特别收益金是指国家对石油开采企业销售国产原油因价格超过一定水平所获得的超额收入按比例征收的收益金
财务费用	财务费用主要包括利息支出、汇兑损益、油气资产弃置的拆除义务的财务费用等
所得税和其他	指国家对企业法人在一定时期内的各种所得征收的一类税收

来源: 公司公告、招股说明书、中泰证券研究所

- 持续降本增效, 低成本优势显著。**公司油气勘探开发全球化布局, 桶油成本为核心竞争力。公司建立降本增效长效机制, 通过大力推动增储上产、技术创新、优化工作部署等方式, 深挖降本空间、确保资源向效益高点配置, 力求勘探开发生产全过程降本。通过以上措施, 公司桶油成本降幅明显, 成本竞争优势得到进一步巩固, 抗风险能力进一步增强。根据公司公告, 公司桶油五项成本由 2013 年 45.02 美元/桶降至 2022 年 30.39 美元/桶, 9 年 CAGR 为-4.27%。2023 年 Q1-3, 公司桶油主要成本 28.37 美元, 同比-6.34%, 桶油成本持续下降。

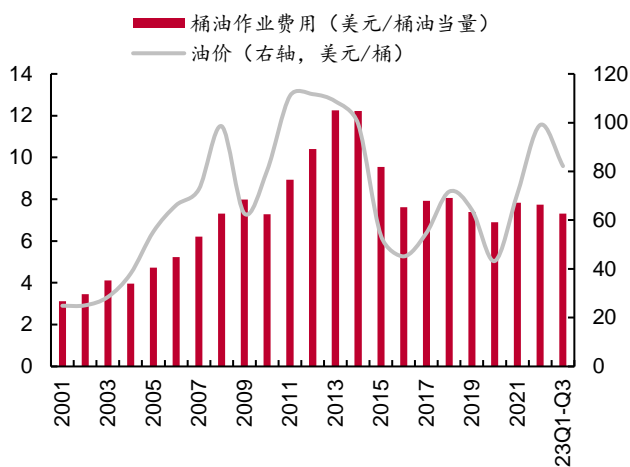
**图表 46: 中国海油桶油五项成本拆分 (2022 年)**


来源: 公司公告、中泰证券研究所

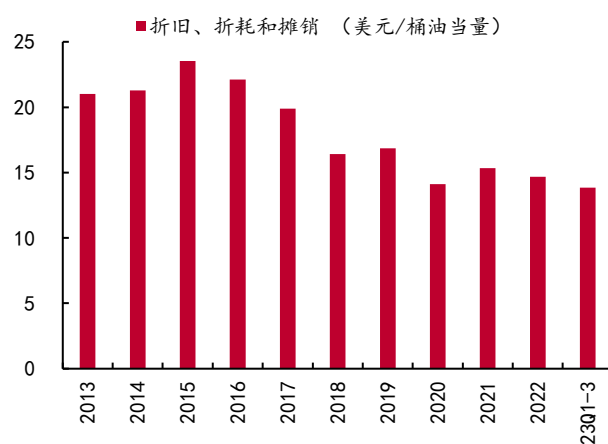
**图表 47: 中国海油桶油五项成本 (美元/桶)**


来源: 公司公告、中泰证券研究所

- 桶油作业成本与油价相关性弱化。**根据《中国海油桶油成本管控探析》，2001-2016年，国际油企桶油作业成本均与油价呈现正相关关系。根据测算，2001-2016年公司桶油作业成本与油价相关性系数为0.81，2017年至2023年Q3，公司桶油作业成本与油价相关性弱化，仅为0.37。主要是公司建立了降本增效长效机制，通过大力推动增储上产、技术创新、优化工作部署等方式，深挖降本空间、确保资源向效益高点配置，力求勘探开发生产全过程降本。截至2023年Q1-3，公司桶油作业成本仅为7.32美元/桶。同时公司桶油DD&A成本自2015年后也逐步降低，2015-2022年DD&A成本从23.53下降至14.67美元/桶，7年CAGR为-6.53%。

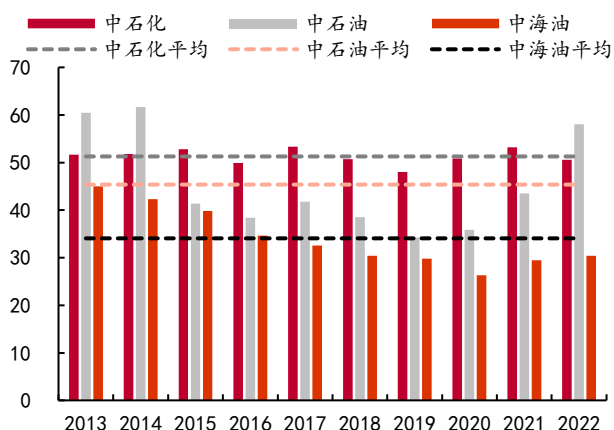
**图表 48: 中国海油桶油作业费和油价的关系**


来源：公司公告、中泰证券研究所

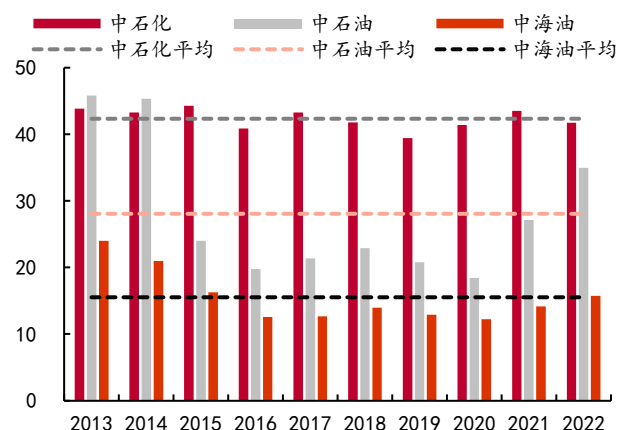
**图表 49: 中国海油桶油 DD&A 费用持续降低**


来源：公司推荐材料、公司公告、中泰证券研究所

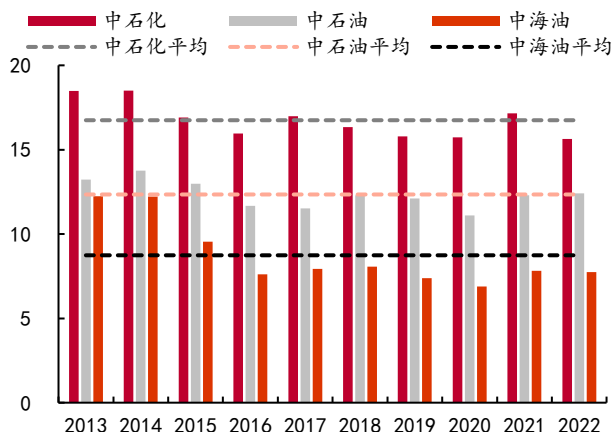
- 低成本优势突出，DD&A 成本存在改善空间。**中国海油桶油五项成本优势突出，属于国内较低水平。根据公司公告，2013-2022年中石化、中石油和中海油平均桶油五项成本分别为51.30、45.41和34.08美元/桶，成本优势突出。我们继续对其进行成本拆分发现，2013-2022年中石化、中石油和中海油平均桶油作业费用分别为16.75、12.34和8.75美元/桶，中海油平均桶油作业费用远低于同行业。另外中海油DD&A成本占五项成本比例较高，2022年占比约48.27%。2013-2022年中石化、中石油和中海油DD&A成本分别为8.94、17.35和18.53美元/桶。预计随着公司油田进入中后期、油田储量修正等因素影响，公司桶油DD&A成本逐年下降，未来或进一步降低五项成本，铸造成本高壁垒。

**图表 50: 国内油企五项成本对比 (美元/桶)**


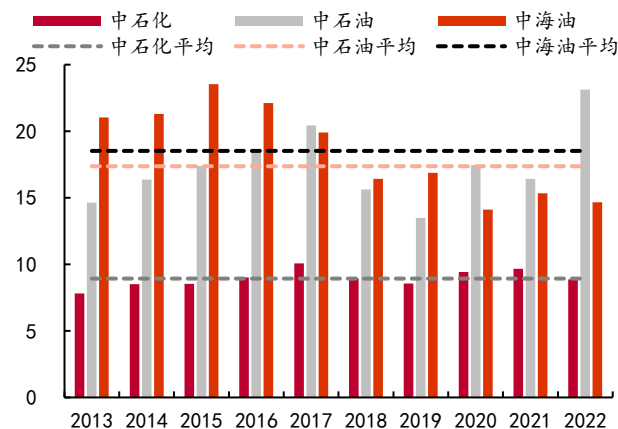
来源: 各公司公告、中泰证券研究所

**图表 51: 国内油企四项成本对比 (美元/桶, 除 DD&A)**


来源: 各公司公告、中泰证券研究所

**图表 52: 国内油企桶油作业费用对比 (美元/桶)**


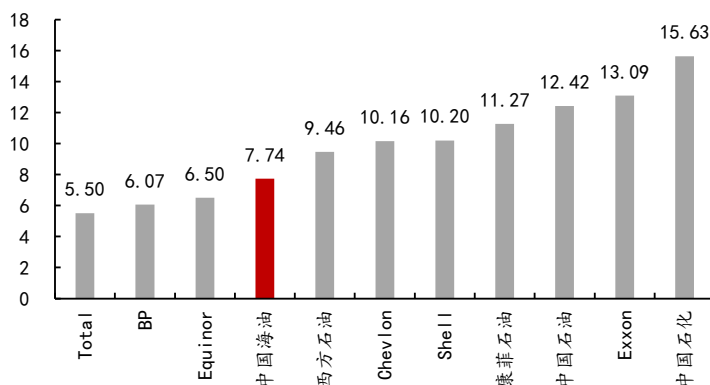
来源: 各公司公告、中泰证券研究所

**图表 53: 国内油企 DD&A 费用对比 (美元/桶)**


来源: 各公司公告、中泰证券研究所

- **桶油作业费位于全球成本曲线左侧, 竞争优势显著。** 我们对比全球核心油企桶油作业成本数据发现, 中国海油桶油作业成本优势显著。根据各公司公告, 2022 年中海油桶油作业成本仅为 7.74 美元/桶, 远低于 Exxon (13.09 美元/桶) 和康菲石油 (11.27 美元/桶) 等海外企业, 从行业看也位于全球成本曲线左侧。

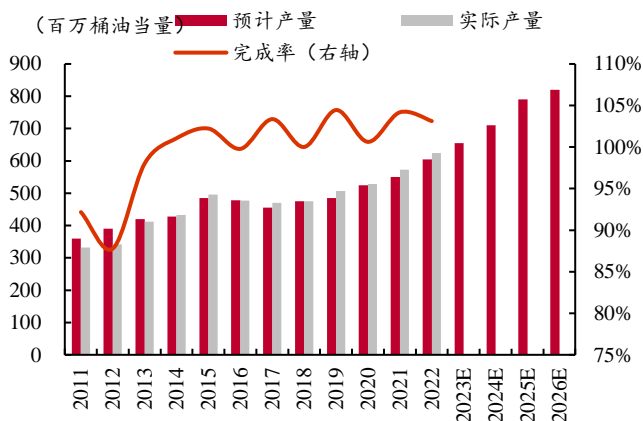


**图表 54: 2022 年全球部分油企作业费用对比 (美元/桶)**


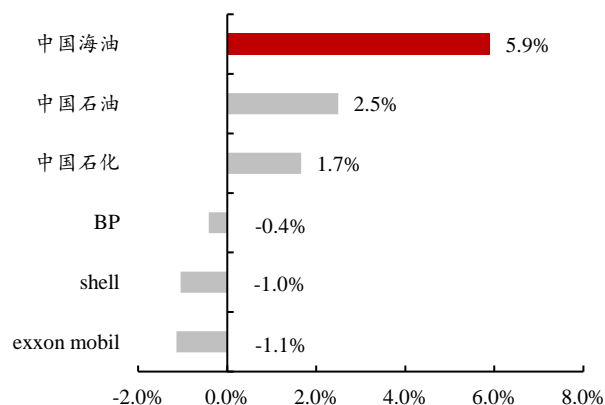
来源: 各公司公告、Bloomberg、中泰证券研究所

### 3.2 高成长: 油气资源品质优异, 资本开支稳中有升

- 远期目标规划明确, 产量增速领先。**我们对比了行业油企 2011-2022 年的油气净产量复合增速。根据各公司公告, 中海油 2011-2022 年的 CAGR 为 5.9%, 远超行业龙头 BP (-0.4%)、Shell (-1.0%) 等, 产量增长速度领先。同时公司远期产量规划明确, 2023-2026 年油气目标净产量分别为 655、710、790、820 百万桶 (以规划区间均值计算), 3 年 CAGR 为 7.78%; 且公司历史产量规划完成率很高, 2017 年后均保持 100% 以上。

**图表 55: 公司桶油产量目标和实际产量**


来源: 公司推荐材料、公司公告、中泰证券研究所

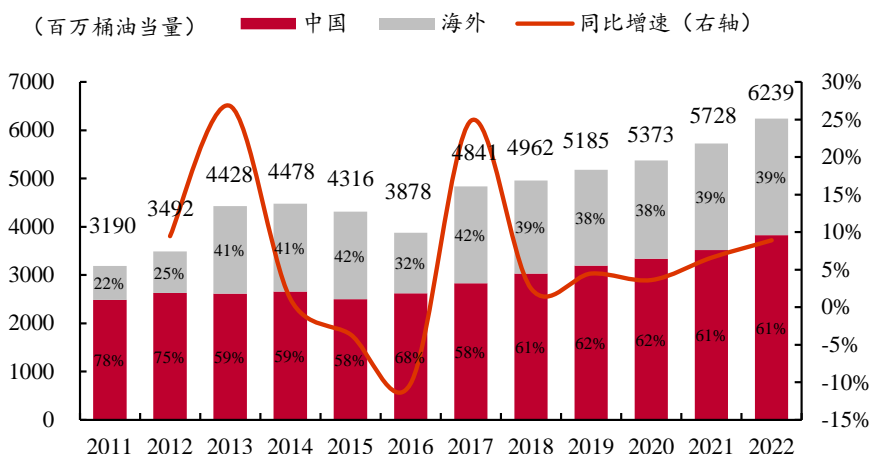
**图表 56: 2011-2022 年可比公司油气产量 CAGR**


来源: 各公司公告、中泰证券研究所

- 资源储量雄厚优质支撑高发展。**受益于海洋油气资源具备较高勘探潜力, 公司油气资源储量呈现增长趋势。自 2017 年以来储量屡创新高, 2022 年公司油气净储量达到 62.39 亿桶, 2017-2022 年储量 CAGR 为 5.20%, 储量资源雄厚且保持持续增长。从油气资源的品质看, 2022 年公司储量寿命维持 8-10 年左右, 可开采时间长, 处于全球领先; 且公司储量替代率自 2017 年起均超 100%, 2022 年达到 184%, 彰显资源品质优异。

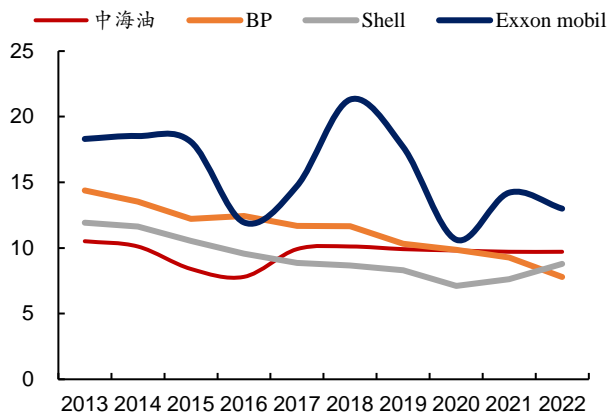


**图表 57: 中国海油油气净储量**



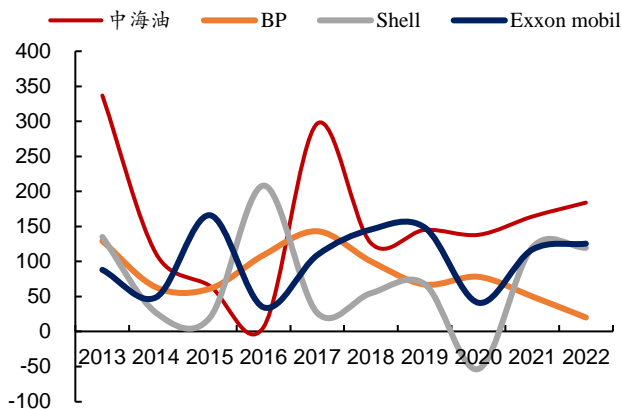
来源: 公司推介材料、公司公告、中泰证券研究所

**图表 58: 储量寿命 (年)**



来源: Wind、各公司公告、中泰证券研究所

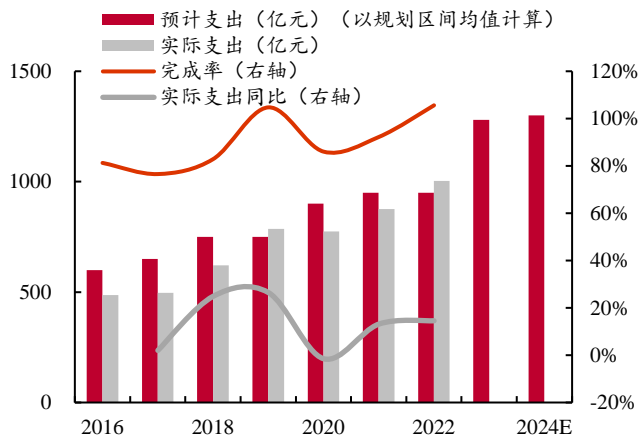
**图表 59: 储量替代率 (%)**



来源: Wind、各公司公告、中泰证券研究所

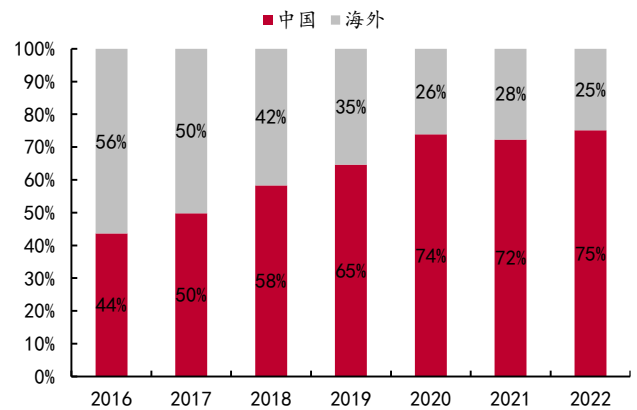
- 逆势资本开支展现公司信心, 新项目持续开拓促进未来发展。**公司资本开支逆势上涨, 根据公司推介材料和公司公告, 公司资本开支从2016年的487.33亿元增长至2023年(公告预测值)的1280.00亿元, 2016-2023年资本开支CAGR为14.79%, 2024年公司预计资本开支为1300亿元。同时资本开支目标完成度良好, 2019年之后资本开支完成率始终保持85%以上。公司积极布局海外项目, 海外资本开支占比逐步提高, 截至2022年公司海外资本开支占比达到75.12%。公司2024年持续开拓新油田项目, 项目达成后贡献累计产能约36.43万桶/天。其中核心项目包括绥中36-1/旅大5-2油田二次调整开发项目、渤中19-2油田开发项目、深海一号二期天然气开发项目、惠州26-6油田开发项目、神府深层煤层气勘探开发示范项目、巴西Mero3项目等。

图表 60: 公司资本开支情况



来源: 公司推荐材料、公司公告、中泰证券研究所

图表 61: 公司资本开支海内外占比



来源: 公司推荐材料、公司公告、中泰证券研究所

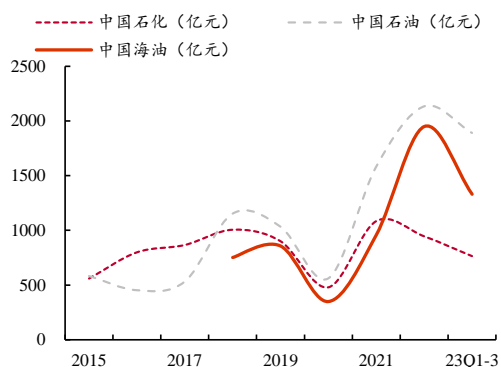
图表 62: 中国海油 2024 年新项目

主要项目	高峰产量 (桶油当量/天)	权益
中国海域		
渤中 19-6 气田 13-2 区块 5 井区开发项目	5800	100%
绥中 36-1/旅大 5-2 油田二次调整开发项目	30300	100%
绥中 36-2 油田 36-2 区块开发项目	9700	100%
渤中 19-2 油田开发项目	18800	100%
恩平 21-4 油田开发项目	5300	100%
流花 11-1/4-1 油田二次开发项目	17900	100%
惠州 26-6 油田开发项目	20600	100%
乌石 23-5 油田群开发项目	18100	100%
深海一号二期天然气开发项目	27500	100%
中国陆上		
临兴深层煤层气勘探开发示范项目	11100	100%
神府深层煤层气勘探开发示范项目	11000	100%
海外		
巴西 Mero 3 项目	180000	10%
加拿大长湖西北项目	8200	100%
<b>合计</b>	<b>364300</b>	<b>56%</b>

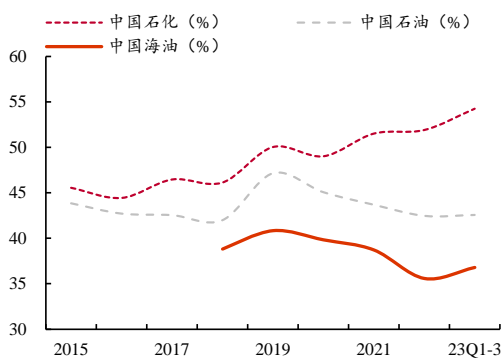
来源: 公司推荐材料、中泰证券研究所

### 3.3 高分红: 国企改革示范标杆, 高分红体现强防御

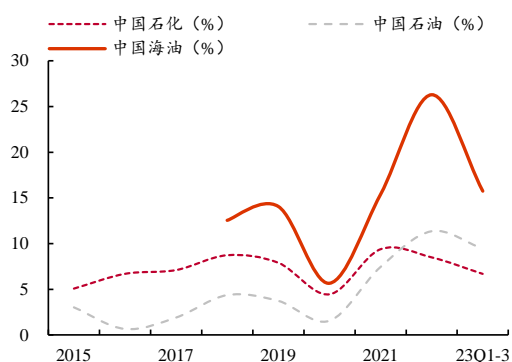
- 国企改革示范标杆, 各项指标同业领先。**新一轮深化改革背景下, 基于“一利五率”及“市值管理”考核目标, 央企在资本市场的价值创造能力有望得到进一步提升。根据 Wind, 截至 2 月 23 日, 中国石化 (A/H)、中国石油 (A/H) 和中国海油 (A/H) 的总市值分别为 7603/4858 亿元、16600/10409 亿元、11887/7070 亿元。公司在持续深化降本提质增效, 加强投资管理和成本管控, 各项指标均处于同业领先地位。

**图表 63: 三桶油利润总额对比**


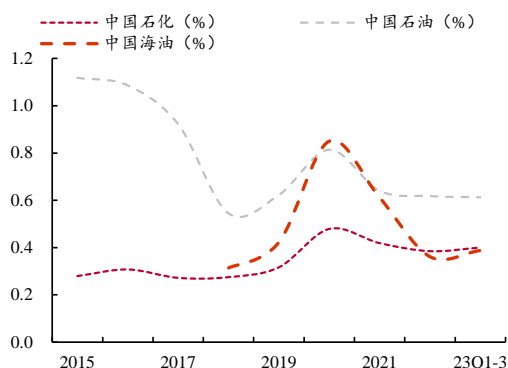
来源: Wind、中泰证券研究所

**图表 64: 三桶油资产负债率对比**


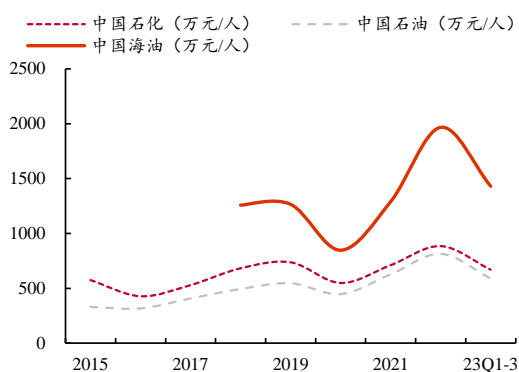
来源: Wind、中泰证券研究所

**图表 65: 三桶油净资产收益率对比**


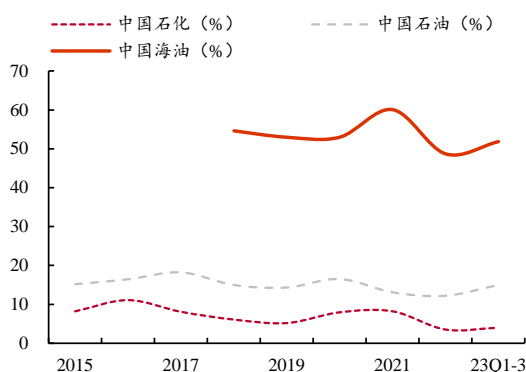
来源: Wind、中泰证券研究所

**图表 66: 三桶油研发投入强度对比**


来源: Wind、中泰证券研究所

**图表 67: 三桶油全员劳动生产率对比**


来源: Wind、中泰证券研究所

**图表 68: 三桶油营业现金比率对比**


来源: Wind、中泰证券研究所

- 公司分红表现穿越油价周期，显著高于海内外同业龙头企业。**低利率市场环境下，高股息策略彰显强防御属性。公司重视股东回报，保持高分红。2022 年全年公司 A 股合计分红 1091.1 亿元，股利支付率为 77.0%。根据《股东分红回报计划》，预计 2022 年至 2024 年公司全年股息支付率预计将不低于 40%，无论公司的经营表现如何，2022 年至 2024 年，全年股息绝对值预计不低于 0.70 港元/股，公司持续推行高股息计划。以 2024 年 2 月 23 日收盘价计算，公司 (A/H) 股息率 (TTM) 分别为 4.87% 和 8.19%，明显高于民营大炼化和海外同行业。

**图表 69: 公司与国内民营和海外油气巨头分红率对比**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
三桶油	中国石化 (A)	56.4%	64.9%	118.4%	80.6%	65.2%	73.5%	79.9%	64.5%
	中国石化 (H)	56.3%	66.7%	120.8%	82.5%	64.3%	73.2%	76.2%	65.3%
	中国石油 (A)	44.8%	137.4%	104.4%	62.2%	57.6%	168.4%	45.0%	51.8%
	中国石油 (H)	45.4%	142.7%	104.4%	62.3%	56.9%	165.3%	43.8%	52.1%
	中国海油 (A)								77.0%
	中国海油 (H)	92.4%	2194.4%	75.6%	52.0%	51.1%	67.8%	15.6%	43.5%
国内民营大炼化龙头	荣盛石化	18.1%	15.9%	22.9%	39.1%	34.2%	13.9%	11.8%	44.2%
	东方盛虹	36.5%	41.3%	53.3%	47.6%	25.0%	152.9%	19.6%	120.6%
	恒力石化	0.0%	35.9%	0.0%	82.9%	28.0%	40.2%	45.8%	0.0%
	埃克森美孚	71.7%	151.7%	61.8%	62.5%	96.6%	-61.4%	60.1%	25.6%
	雪佛龙	172.9%	-1602.2%	87.7%	56.9%	308.9%	-172.3%	64.4%	30.3%
海外石油石化巨头	壳牌							15.5%	16.0%
	英国石油					44.0%	-13.1%	12.1%	-164.4%
	道达尔					26.1%	-81.0%	33.7%	40.8%
	西方石油	-33.7%	-464.6%	205.8%	66.3%	-417.1%	-0.2%	6.1%	3.8%
	沙特阿美					0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

来源: Wind、中泰证券研究所

**图表 70: 公司与国内民营和海外油气巨头股息率对比**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
三桶油	中国石化 (A)	3.0%	4.6%	8.2%	8.3%	6.1%	5.0%	11.1%	8.2%
	中国石化 (H)	3.2%	4.7%	8.9%	7.5%	6.5%	5.8%	12.5%	9.6%
	中国石油 (A)	1.0%	0.7%	1.6%	2.5%	2.5%	4.2%	4.6%	8.5%
	中国石油 (H)	1.7%	1.1%	2.4%	3.7%	3.6%	7.2%	6.4%	11.9%
	中国海油 (A)								15.1%
	中国海油 (H)	5.2%	3.2%	3.7%	5.1%	5.4%	5.3%	3.1%	13.0%
国内民营大炼化龙头	荣盛石化	0.2%	0.8%	0.8%	1.0%	1.0%	0.5%	0.8%	1.2%
	东方盛虹	0.8%	0.9%	1.9%	1.8%	1.9%	1.1%	1.0%	0.8%
	恒力石化	0.0%	1.8%	0.0%	4.1%	2.5%	2.7%	4.4%	0.0%
	埃克森美孚	3.6%	3.2%	3.4%	4.5%	4.7%	7.9%	5.3%	3.2%
	雪佛龙	4.7%	3.6%	3.4%	4.1%	4.0%	5.9%	4.4%	3.1%
海外石油石化巨头	壳牌								3.4%
	英国石油	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.3%	3.6%	1.0%	3.7%
	道达尔	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.0%	5.3%	4.1%	5.2%
	西方石油	5.1%	4.9%	4.8%	6.0%	7.5%	0.2%	0.5%	0.9%
	沙特阿美					0.0%	0.0%	0.0%	0.0%

来源: Wind、中泰证券研究所

## 四、盈利预测与投资建议

### 4.1 盈利预测关键假设

- 油气销售:** 从量上看, 根据推介材料, 公司给出 2023-2025 年油气总产量指引为 650-660, 700-720, 780-800 百万桶, 由于 2023 年 Q1-3 油气总产量数据较好, 我们假设公司 2023-2025 年油气总产量分别 669/710/787 百万桶。从价上看, 预计未来紧平衡格局延续, 油价高位震荡, 略有下行。我们假设 2023-2025 年公司实现油价分别为 78.18/77.5/73.5 美元/桶, 天然气价格维持稳定为 8.03 美元/千立方英尺。公司桶油成本逐步下降, 毛利率逐步提升。

**图表 71: 公司业务收入及盈利预测**

产品	指标	2021	2022	2023E	2024E	2025E
油气销售	营收 (亿元)	2221.3	3529.6	3372.2	3560.7	3769.4
	成本 (亿元)	990.8	1319.2	1425.9	1490.8	1599.1
	毛利 (亿元)	1230.5	2210.4	1946.3	2069.9	2170.3
	毛利率	55%	63%	58%	58%	58%
贸易	营收 (亿元)	180.8	604.3	634.5	666.3	699.6
	成本 (亿元)	166.4	573.8	582.1	611.2	641.8
	毛利 (亿元)	14.4	30.5	52.4	55.0	57.8
	毛利率	8%	5%	8%	8%	8%
其他	营收 (亿元)	59.0	88.4	96.3	96.3	96.3
	成本 (亿元)	58.7	89.2	94.2	94.2	94.2
	毛利 (亿元)	0	-1	2	2	2
	毛利率	1%	-1%	2%	2%	2%
合计	营收 (亿元)	2461.1	4222.3	4103.1	4323.3	4565.2
	成本 (亿元)	1215.9	1982.2	2102.3	2196.2	2335.1
	毛利 (亿元)	1245.3	2240.1	2000.8	2127.0	2230.1
	毛利率	51%	53%	49%	49%	49%

来源: 公司公告、中泰证券研究所

#### 4.2 投资建议

- 估值分析及投资建议:** 预计公司 2023-2025 年营收为 4103.1/4323.3/4565.2 亿元, 归母净利润为 1259.0/1349.0/1408.7 亿元, 同比-11.2%/+7.2%/+4.4%, EPS 分别为 2.6/2.8/3.0 元。以 2024 年 2 月 23 日收盘价计算, 对应 PE 分别为 9.4/8.8/8.4。我们选取国内同为油气勘探开采行业的中国石油和中国石化作为可比公司, 可比公司 2023-2025 年的平均 PE 为 10.0/9.5/9.0 (对应 2024 年 2 月 23 日收盘价)。公司作为油气勘探开采行业龙头, 公司桶油成本优势显著, 高储量支撑成长性, 同时高股息铸建强防御, 我们认为目前估值水平较低。首次覆盖, 给予“买入”评级。

**图表 72: 可比公司估值对比**

证券代码	证券简称	市值 (亿元)		归母净利润 (亿元)			PE				PB
		2024/2/23	2022	2023E	2024E	2025E	2022	2023E	2024E	2025E	2024/2/23
601857.SH	中国石油	16600.00	1493.75	1719.38	1793.80	1851.70	6.62	9.66	9.25	8.97	1.17
600028.SH	中国石化	7602.55	663.02	728.63	784.18	843.05	7.69	10.43	9.69	9.02	0.95
	平均						7.16	10.04	9.47	8.99	1.06
600938.SH	中国海油	11886.93	1417.00	1258.97	1349.03	1408.72	5.73	9.44	8.81	8.44	1.92

来源: Wind、中泰证券研究所 (注: 中国石油盈利预测来自 wind 一致预期, 中国石化盈利预测来自外发报告)

## 五、风险提示

- **经济衰退风险。**宏观经济若严重下滑，则将影响全球原油需求。
- **国际原油价格波动：**若国际环境出现变化，地缘政治问题加重，或对国际油价造成影响，若油价大幅下跌，或对公司业绩造成负面影响。
- **国家政策变动的风险：**国家对于国内油气勘探企业有关键的影响作用，若行业政策变化，将极大影响市场格局。
- **汇率风险：**国际油价以美元定价，如果汇率出现较大波动，或对公司业绩产生影响。
- **油田开发不及预期风险：**公司油田开发若不及预期，或导致未来油气产量目标不能达成，影响公司业绩。
- **自然灾害、恶劣天气等不可抗力的风险。**若遇到自然灾害等不可抗力，或对全球原油价格或公司生产项目产生影响，影响公司业绩。
- **使用信息滞后或更新不及时的风险：**报告中使用的需求/产能扩张等相关信息，存在信息滞后或更新不及时风险，从而导致测算结果与实际情况有偏差。



**图表 73: 盈利预测表**

资产负债表					利润表				
单位:百万元					单位:百万元				
会计年度	2022	2023E	2024E	2025E	会计年度	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	121,387	233,477	349,664	472,315	营业收入	422,230	410,307	432,325	456,522
应收票据	0	0	0	0	营业成本	198,223	210,229	219,625	233,512
应收账款	36,546	32,241	30,521	30,864	税金及附加	18,778	18,464	19,022	20,087
预付账款	3,115	3,304	3,451	3,670	销售费用	3,355	3,488	3,459	3,652
存货	6,239	6,617	6,913	7,350	管理费用	6,356	6,401	6,269	6,620
合同资产	0	0	0	0	研发费用	1,527	1,600	1,729	1,826
其他流动资产	97,392	97,133	97,612	98,138	财务费用	3,029	985	865	913
流动资产合计	264,679	372,771	488,161	612,336	信用减值损失	11	13	15	22
其他长期投资	0	0	0	0	资产减值损失	-677	-625	-666	-790
长期股权投资	48,927	52,449	55,000	58,000	公允价值变动收益	-705	-655	-685	-651
固定资产	6,652	5,936	8,448	9,614	投资收益	4,674	4,724	4,924	4,624
在建工程	0	2,000	3,000	4,000	其他收益	672	642	627	612
无形资产	3,798	5,345	6,737	7,990	营业利润	194,925	173,233	185,562	193,716
其他非流动资产	604,975	605,316	605,589	605,808	营业外收入	161	173	198	223
非流动资产合计	664,352	671,046	678,774	685,411	营业外支出	316	357	332	307
资产合计	929,031	1,043,817	1,166,935	1,297,748	利润总额	194,770	173,049	185,428	193,632
短期借款	4,303	4,303	4,303	4,303	所得税	53,093	47,172	50,547	52,783
应付票据	0	0	0	0	净利润	141,677	125,877	134,881	140,849
应付账款	59,789	63,410	66,244	70,433	少数股东损益	-23	-20	-22	-23
预收款项	0	0	0	0	归属母公司净利润	141,700	125,897	134,903	140,872
合同负债	1,691	1,643	1,731	1,828	NOPLAT	143,880	126,593	135,510	141,513
其他应付款	0	0	0	0	EPS (按最新股本摊薄)	2.98	2.65	2.84	2.96
一年内到期的非流动负债	20,387	20,387	20,387	20,387					
其他流动负债	27,221	27,749	28,104	28,821	<b>主要财务比率</b>				
流动负债合计	113,391	117,493	120,770	125,772	会计年度	2022	2023E	2024E	2025E
长期借款	11,287	11,284	11,280	11,277	<b>成长能力</b>				
应付债券	91,858	91,858	91,858	91,858	营业收入增长率	71.6%	-2.8%	5.4%	5.6%
其他非流动负债	114,112	114,112	114,112	114,112	EBIT增长率	98.3%	-12.0%	7.0%	4.4%
非流动负债合计	217,257	217,254	217,250	217,247	归母公司净利润增长率	101.5%	-11.2%	7.2%	4.4%
负债合计	330,648	334,746	338,020	343,019	<b>获利能力</b>				
归属母公司所有者权益	597,182	707,890	827,757	953,593	毛利率	53.1%	48.8%	49.2%	48.8%
少数股东权益	1,201	1,181	1,159	1,136	净利率	33.6%	30.7%	31.2%	30.9%
所有者权益合计	598,383	709,070	828,916	954,729	ROE	23.7%	17.8%	16.3%	14.8%
负债和股东权益	929,031	1,043,817	1,166,935	1,297,748	ROIC	200.5%	84.6%	57.7%	43.6%
					<b>偿债能力</b>				
					资产负债率	35.6%	32.1%	29.0%	26.4%
					债务权益比	40.4%	34.1%	29.2%	25.3%
					流动比率	2.3	3.2	4.0	4.9
					速动比率	2.3	3.1	4.0	4.8
					<b>营运能力</b>				
					总资产周转率	0.5	0.4	0.4	0.4
					应收账款周转天数	27	30	26	24
					应付账款周转天数	99	105	106	105
					存货周转天数	11	11	11	11
					<b>每股指标 (元)</b>				
					每股收益	2.98	2.65	2.84	2.96
					每股经营现金流	4.32	3.88	3.86	4.41
					每股净资产	12.55	14.88	17.40	20.05
					<b>估值比率</b>				
					P/E	8.4	9.4	8.8	8.4
					P/B	2.0	1.7	1.4	1.2
					EV/EBITDA	5.4	5.7	5.0	4.0

来源: Wind、中泰证券研究所

**投资评级说明:**

	评级	说明
股票评级	买入	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 15%以上
	增持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在 5%~15%之间
	持有	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数涨幅在-10%~+5%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内相对同期基准指数跌幅在 10%以上
行业评级	增持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在 10%以上
	中性	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数涨幅在-10%~+10%之间
	减持	预期未来 6~12 个月内对同期基准指数跌幅在 10%以上

备注：评级标准为报告发布日后的 6~12 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（另有说明的除外）。

**重要声明:**

中泰证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会许可的证券投资咨询业务资格。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响。本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，可能会随时调整。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。

市场有风险，投资需谨慎。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。

投资者应注意，在法律允许的情况下，本公司及其本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并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。本公司及其本公司的关联机构或个人可能在本报告公开发布之前已经使用或了解其中的信息。

本报告版权归“中泰证券股份有限公司”所有。事先未经本公司书面授权，任何机构和个人，不得对本报告进行任何形式的翻版、发布、复制、转载、刊登、篡改，且不得对本报告进行有悖原意的删节或修改。