仅供内部参考，请勿外传！

页岩油气产量高增，炼化板块有望价值重估

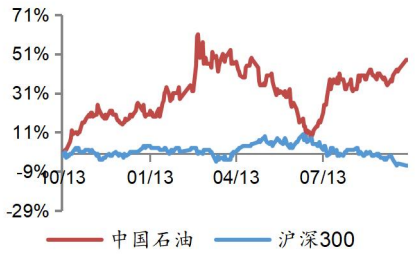
投资评级：买入

首次覆盖

报告日期：2026-10-11

收盘价（元）	11.60
近 12 个月最高/最低（元）	13.69/8.09
总股本（百万股）	183,021
流通股本（百万股）	161,922
流通股比例（%）	88.47
总市值（亿元）	21,230
流通市值（亿元）	18,783

公司价格与沪深 300 走势比较



分析师：王强峰

执业证书号：S0010522110002

电话：13621792701

邮箱：wangqf@hazq.com

分析师：潘宁馨

执业证书号：S0010524070002

电话：13816562460

邮箱：pannx@hazq.com

相关报告

主要观点：

- **上游勘探：油价高位震荡，中国石油陆上油气产量稳定增长，非常规油气有望成为未来增量来源**

油价高位震荡，公司勘探板块充分受益。2021 年以来原油价格维持高位震荡，现阶段地缘政治成为主导因素。2026 年美伊冲突推动油价快速冲高，EIA 预测 2026 年布伦特原油均价为 87 美元/桶。美国页岩油边际成本持续抬升，高产量难以持续；欧佩克+自 2025 年 4 月起由减产转向渐进式增产但节奏温和克制；中东地缘冲突频发，原油重要运输通路关闭导致断供风险升高。在地缘冲突频发、全球石油投资缩减、美国原油产量增幅有限的三重作用下，我们认为原油基本面仍将维持中高位宽幅震荡。中国石油是集团下属股份公司，业务涵盖油气勘探开发、炼油化工、油品运输储存、天然气输送销售等，公司陆上石油资源储量丰富，2025 年国内原油产量 7.80 亿桶、国内可销售天然气产量 5,201.2 十亿立方英尺，油气总产量当量 16.74 亿桶，约占全国油气产量当量的 59%，常年维持国内首位。原油高位震荡背景下，公司上游油气勘探利润弹性高。

页岩油气逐步起量，有望成为未来增量来源。中国石油页岩油气已成为"稳油增气"的核心增量。2025 年公司国内页岩油年产量突破 700 万吨，陆相页岩油迈入规模效益开发阶段：新疆吉木萨尔、大庆古龙两个国家级陆相页岩油示范区全面建成，年产量分别达 170 万吨、突破 100 万吨；长庆油田页岩油累计产量超 2000 万吨，年产量占国内页岩油产量的一半以上；川南页岩气田累计产气超 1000 亿立方米，为国内首个千亿方级页岩气田。2026 年上半年，公司继续加快大庆古龙、新疆玛北风城、西南渝西等页岩油、页岩气项目建设，非常规资源正从示范走向规模化上产。

- **炼油炼化：炼油炼化有望复苏，挖潜上游轻烃资源提升盈利**

海外炼厂加速退出，供给格局持续优化，景气度有望提升。2020 年以来，受疫情冲击、地缘冲突、需求结构变化及能源转型影响，全球炼油行业进入产能出清阶段：据 IEA 统计，2020-2021 年全球宣布永久关停的炼油产能合计约 170 万桶/日；2025 年全球炼油能力降至 52.4 亿吨/年、净减 485 万吨/年，为 2022 年以来首次下降。伍德麦肯兹预计，至 2035 年全球约 101 座炼厂、合计 1,840 万桶/日的炼油产能面临关停风险，其中欧洲占高风险产能的 60%左右。海外老旧炼厂加速出清而新增产能有限，全球成品油供需边际趋紧，叠加国内落后产能淘汰与炼化一体化升级，炼油炼化行业景气度有望稳步提升。

我国总炼油能力增长放缓，转型升级持续推进。2025 年我国炼油能力为 9.48 亿吨/年，受淘汰落后产能影响较 2024 年净减约 1,300 万吨/年，距 10 亿吨/年产能红线仅约 5,200 万吨空间，预计炼油能力峰值将在

仅供内部参考，请勿外传！

2027 年左右出现。截至 2025 年底，公司国内共拥有千万吨级规模炼厂 14 个。2025 年公司加工原油 1,375.9 百万桶，生产成品油 11,677.7 万吨、乙烯 930.3 万吨。公司积极推进旧有炼厂的升级改造工作，降油增化改善产品结构，2025 年吉林石化公司、广西石化公司两个乙烯项目建成投产，公司乙烯产能首次突破 1,000 万吨/年；独山子石化公司塔里木 120 万吨/年二期乙烯项目于 2026 年 7 月投产，抚顺石化公司 80 万吨/年乙烯装置脱瓶颈改造项目计划 2026 年建成投产、乙烯产能提升至 95 万吨/年，呼和浩特石化公司 100 万吨/年乙烷轻烃制乙烯项目计划 2027 年 6 月开工、2029 年 6 月建成投产，兰州石化公司转型升级乙烯改造项目计划 2030 年底建成投产、乙烯总产能提升至 200 万吨/年。

挖潜轻烃资源，乙烷裂解提升整体盈利性。公司上游勘探板块部分区块含乙烷、液化石油气、稳定轻烃、氦气等优质副产品，以往未得到充分利用；公司通过在长庆、塔里木建设天然气处理厂，从油田伴生气中回收乙烷作为优质乙烯原料，实现上下游全产业链效益最大化。截至目前，公司乙烷裂解制乙烯装置已投产 3 套、合计乙烯产能 260 万吨/年：兰州石化长庆一期 80 万吨/年、独山子石化塔里木一期 60 万吨/年均于 2021 年建成投产，独山子石化塔里木二期 120 万吨/年于 2026 年 7 月建成投产。未来在建 1 套为呼和浩特石化长庆二期 100 万吨/年，计划 2029 年 6 月投产；全部建成后公司乙烷裂解装置将达 4 套、合计乙烯产能 360 万吨/年，成本优势将进一步增厚炼化板块盈利。

- **政策红利窗口打开：天然气顺价带来盈利弹性，消费税改革加强公司炼销一体化优势**

天然气顺价带来盈利弹性。中石油为国内天然气供应领军企业，2025 年公司可销售天然气产量 5,201.2 十亿立方英尺（约 1,473 亿立方米），同比上升 4.9%，占“三桶油”天然气总产量的 69%，行业第一地位稳固。进口气方面，我国主要天然气进口管道气协议均由中石油所有，协议年供气量总计 1,170 亿立方米；此外中石油拥有江苏如东、唐山曹妃甸 2 座已投运 LNG 接收站，年接收能力约 2,200 万吨，辽宁营口、江苏盐城滨海 2 座接收站正在建设。2025 年公司天然气平均实现价格 2,291 元/千立方米，仍低于国内 LNG 市场均价 4,328 元/吨。由于市场化程度不足，此前公司天然气销售板块盈利受政府管控定价的制约，国家政策推动天然气市场化改革，上下游价格顺畅传导有助于价利提升。

消费税改革深入，公司油品炼销一体化优势显著。成品油市场消费税管理不断规范，新规推动消费税后移。消费税后移有利于规范炼厂间的公平竞争，中石油是炼销一体化、上下游配套完善的国有炼厂，2025 年公司汽、煤、柴油销量 1.608 亿吨、同比上升 1.1%，占国内零售市场份额 32.4%，销售分部实现经营利润 175.47 亿元。

- **持续分红回报股东，估值有吸引力。**

公司重视股东回报，持续提高分红率和股息率。2025 年公司股利支付

仅供内部参考，请勿外传！

率为 54.70%，位居同业企业前列；以 2026/9/30 收盘价计算，中国石油（A）股息率为 4.19%、中国石油股份（H）股息率为 5.58%，配置价值凸显。我们横向对比同业重点油气企业 2025 年每股净收益及当前静态 PE，当前中国石油（A/H）估值仍处于偏低状态，尤其是 H 股，具有较强的估值吸引力。

投资建议

我们预计公司 2026-2028 年归母净利润分别为 1839.41、1938.54、1972.16 亿元，对应 PE 分别为 12、11、11 倍，首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示

政策落实不及预期；
原油天然气价格大幅波动；
宏观经济下行导致化工品需求不足、价格下跌；
资本开支增速不及预期；
项目投产进度不及预期。

重要财务指标 单位:百万元

主要财务指标	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入	2864469	3140634	3034927	3071230
收入同比（%）	-2.5%	9.6%	-3.4%	1.2%
归属母公司净利润	157302	183941	193854	197216
净利润同比（%）	-4.5%	16.9%	5.4%	1.7%
毛利率（%）	21.6%	22.6%	23.1%	23.0%
ROE（%）	9.9%	10.4%	9.9%	9.1%
每股收益（元）	0.86	1.01	1.06	1.08
P/E	12.10	11.54	10.95	10.77
P/B	1.20	1.20	1.08	0.98
EV/EBITDA	4.25	5.64	5.01	4.57

资料来源：Wind，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

正文目录

1 中国石油：增产上储，油气协同的勘探巨头 7
1.1 中国石油：立足本土，布局海外的油气领军企业 8
1.2 原油价格中高位震荡，公司盈利稳定向好 9
2 上游勘探：油价高位震荡，中石油陆上油气产量稳定增长，非常规油气有望成为未来增量来源 12
2.1 油价高位震荡，公司勘探板块充分受益 12
2.2 陆上石油资源丰富，页岩油气逐步起量，海外提供重要增量 15
2.3 中石油陆上油气开采具有成本优势 20
3 炼油炼化：炼油炼化有望复苏，挖潜上游轻烃资源提升盈利 22
3.1 海外炼厂加速退出，供给格局持续优化景气度有望提升 22
3.2 我国总炼油能力增长放缓，转型升级持续推进 23
3.3 挖潜轻烃资源，乙烷裂解提升整体盈利性 27
4 政策红利窗口打开：天然气顺价带来盈利弹性，消费税改革加强公司炼销一体化优势 29
4.1 天然气顺价带来盈利弹性 29
4.2 消费税改革深入，公司油品炼销一体化优势显著 35
5 持续分红回报股东，估值有吸引力 37
6 盈利预测 38
风险提示 39

仅供内部参考，请勿外传！

图表目录

图表 1 中国石油发展历程大事件 7
图表 2 公司股权结构（截至 2025 年报） 7
图表 3 油气合计净证实储量（单位：百万桶油当量） 8
图表 4 油气当量产量（单位：百万桶油当量） 8
图表 5 原油加工量及自产量（单位：百万桶） 9
图表 6 成品油产量及部分化工品产量（单位：万吨） 9
图表 7 历史营收及同比增速（单位：亿元） 10
图表 8 历史归母净利润及同比增速（单位：亿元） 10
图表 9 收入分板块拆分（单位：亿元） 10
图表 10 经营利润分板块拆分（单位：亿元） 10
图表 11 中国石油桶油生产成本（单位：美元/桶） 11
图表 12 中国石油费用率（单位：%） 11
图表 13 销售毛利率及净利率水平变化情况 11
图表 14 ROE 变化情况 11
图表 15 全球原油价格走势（单位：美元/桶） 12
图表 16 26Q1 美国石油企业运营现有油井的平衡油价 13
图表 17 25Q1 美国石油企业运营现有油井的平衡油价 13
图表 18 美国 Permian 盆地库存井与完井数量变化 13
图表 19 美国活跃钻井数量变化 13
图表 20 本轮增产情况梳理 14
图表 21 2000 年以来主要地缘冲突事件及油价影响 14
图表 22 中石油国内油气产量（单位：百万桶油当量，%） 15
图表 23 中石油国内剩余储量（单位：百万桶油当量） 16
图表 24 中石油国内储采比情况（单位：年） 16
图表 25 中石油国内油田原油产量（2022） 16
图表 26 中石油勘探与生产板块资本开支及占比（单位：亿元，%） 17
图表 27 近年来中石油勘探开发重大新发现 17
图表 28 重点区块页岩油气产量变化 18
图表 29 中石油海外油气产量（单位：百万桶） 18
图表 30 中石油海外油气证实储量（单位：百万桶） 18
图表 31 中石油海外主要油气合作区 19
图表 32“三桶油”原油年产量对比（单位：百万桶） 20
图表 33“三桶油”剩余原油储量对比（单位：百万桶） 20
图表 34 中国石油操作成本及折旧费用（单位：美元/桶） 20
图表 35“三桶油”生产成本对比（单位：美元/桶） 20
图表 36 矿权制度改革政策梳理 21
图表 37 中石油陆上探矿权面积变化及预测（单位：万平方公里） 21
图表 38 中石油矿权内部流转与优化配置历程图 22
图表 39 2020 年以来海外主要炼厂关停及转型情况 22
图表 40 中国炼油能力及变化（亿吨/年，右轴万吨/年） 24
图表 41 中国各炼油经营主体能力构成 24
图表 42 中石油千万吨级炼厂 24
图表 43 中石油在建重点项目 25
图表 44 中石油乙烯产能与实际产量（单位：万吨/年） 25
图表 45 中石油炼化产量及乙烯占比（万吨/年，右轴%） 25

仅供内部参考，请勿外传！

图表 46 中石油乙烯装置能耗与收率（单位：kg/t，%） 26
图表 47 炼化行业供给侧改革政策梳理 26
图表 48 天然气组分构成（以长庆油田外输上古天然气为例） 28
图表 49 中石油乙烷裂解项目 28
图表 50 乙烯不同路线历史成本比较 29
图表 51 管道天然气、液化天然气进口量及其增速（单位：亿立方米，%） 29
图表 52 国内天然气价格变动（单位：元/立方米，LNG 市场均价按 1 吨≈1400 立方米折算） 30
图表 53 “三桶油”天然气产量（单位：十亿立方英尺） 31
图表 54 “三桶油”天然气储量（单位：十亿立方英尺） 31
图表 55 2022 年中石油国内天然气产量分布 31
图表 56 中石油管道气协议汇总 31
图表 57 中石油 LNG 接收站资产情况 32
图表 58 中石油天然气平均实现价格与 LNG 均价对比（左轴：元/千立方米；右轴：元/吨） 32
图表 59 国内天然气行业价格体系 33
图表 60 天然气顺价政策梳理 34
图表 61 中石油天然气与管道板块毛利率（单位：%） 34
图表 62 成品油消费税改革政策梳理 35
图表 63 中石油油品销量及占国内零售市场份额（单位：亿吨，%） 36
图表 64 2023 年我国加油站数量分布 36
图表 65 中石油加油站数量及单站日均加油量（单位：座，右轴：吨/日） 36
图表 66 昆仑好客便利店门店数量（单位：个） 37
图表 67 公司加油站非油品销售（单位：亿元，%） 37
图表 68 重点油气企业分红派息情况 37
图表 69 2007-2025 年中国石油股利支付率和股息率 38
图表 70 重点油气企业 EPS 及当前静态估值情况 38
图表 71 各业务收入成本拆分表（单位：百万元） 39

仅供内部参考，请勿外传！

1 中国石油：增产上储，油气协同的勘探巨头

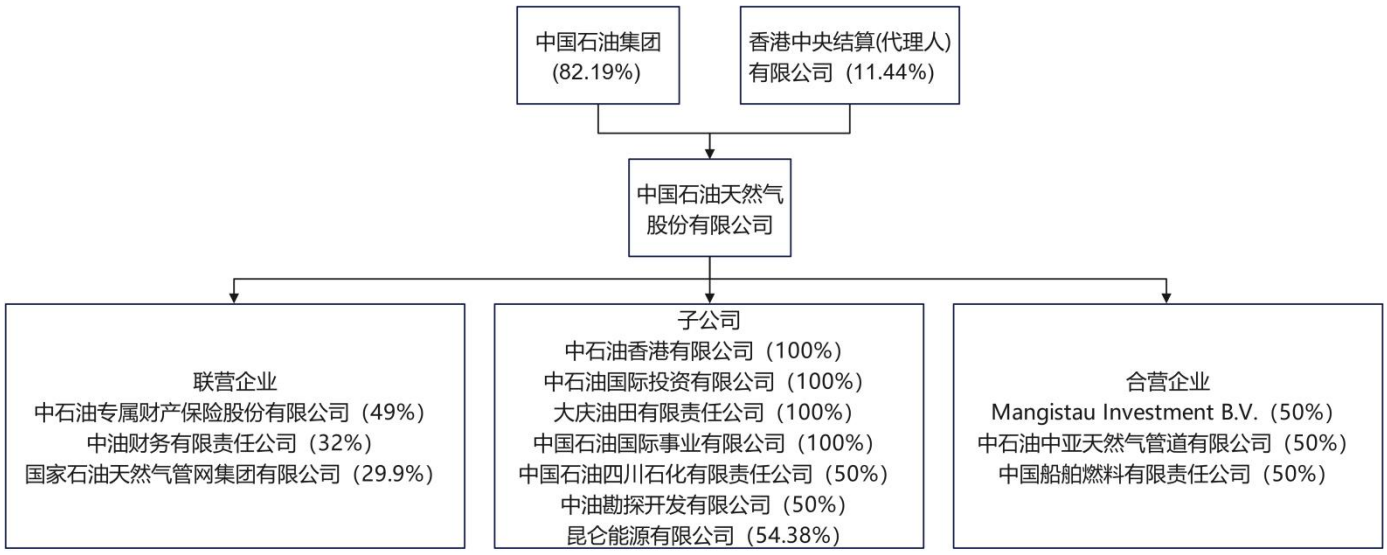
中国石油是原中国石油集团重组过程中成立的股份公司。中国石油是中国最大的油气生产和销售商，也是世界最大的石油公司之一，在 2024 年《财富》中国公司 500 强中排名第 3 位。2000 年 4 月，公司在纽约证券交易所和香港联合交易所挂牌上市交易。2007 年 11 月，公司在中国 A 股成功上市，形成 A+H 股上市格局。公司股权结构稳定，中国石油集团（国资委 100%控股）持有公司 82.19%的股权，为公司控股股东。其参控股企业布局涵盖了油气勘探开发、炼油化工、油品运输储存、天然气输送销售等。

图表 1 中国石油发展历程大事件



资料来源：公司年报、中国石油集团年度概览、中国石油《2024 年环境、社会及治理（ESG）报告》、中国石油新闻中心，华安证券研究所

图表 2 公司股权结构（截至 2025 年报）



资料来源：公司公告、iFinD、华安证券研究所

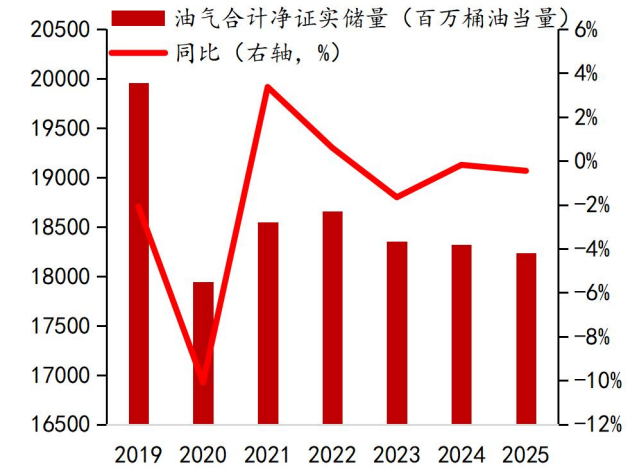
仅供内部参考，请勿外传！

1.1 中国石油：立足本土，布局海外的油气领军企业

公司国内油气资产领先，确保老油田稳产，积极推进新油田增产。2025 年，中国石油原油证实储量 6,049 百万桶，天然气证实储量 73,121 十亿立方英尺，合计 18,236 百万桶油当量，储量、产量均处于国内第一的地位。产量方面，2025 年油气当量产量共计 1,841.9 百万桶，同比增长 2.5%；其中国内产量 1,647.2 百万桶，占比 89.4%。国内油气业务聚焦储采平衡，推进高效勘探，在塔里木盆地、四川盆地、准噶尔盆地取得多项重大突破和重要发现，对老油气田控制递减率和提高采收率；对新油气田积极科学勘探开发，提升增产上储潜力。

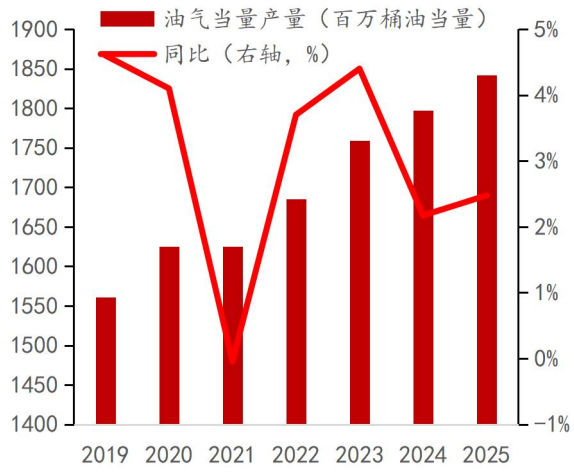
优化海外资产结构，坚持“效益勘探、规模增储”。2025 年海外原油产量 167.7 百万桶，同比增长 1.8%；海外可销售天然气产量 162.0 十亿立方英尺，同比下降 8.5%。公司在 30 多个国家开展投资和重大油气项目合作，乍得新 H 区块二、三批油田等重点产能项目建成投产，鲁迈拉、西古尔纳等项目稳产上产，资产质量提升，进一步巩固国内原油产量、国内天然气产量当量和海外油气权益产量当量“三个 1 亿吨”格局。

图表 3 油气合计净证实储量（单位：百万桶油当量）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

图表 4 油气当量产量（单位：百万桶油当量）

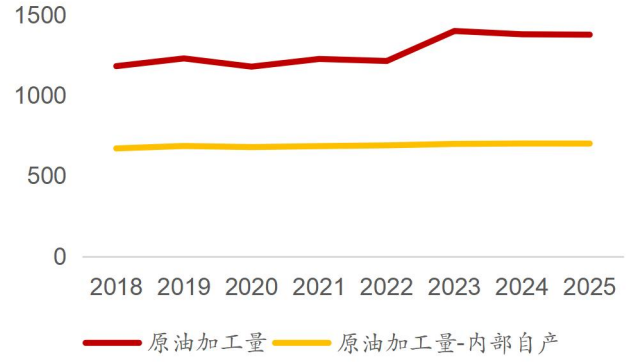


资料来源：公司年报、华安证券研究所

降油增化提质增效，联动炼化板块充分利用轻质原料。中国石油是中国最大的石油产品生产商之一。2023 年上半年，广东石化炼化一体化项目全面投入商业运营；截至 2025 年底，公司国内共拥有千万吨级规模炼厂 14 个，原油加工量 1,375.9 百万桶，成品油产量 11,677.7 万吨，化工产品商品量 4,002.7 万吨。借助公司上游勘探的优势，公司炼化板块自产原油加工量 699.8 百万桶，具有明显的成本优势。

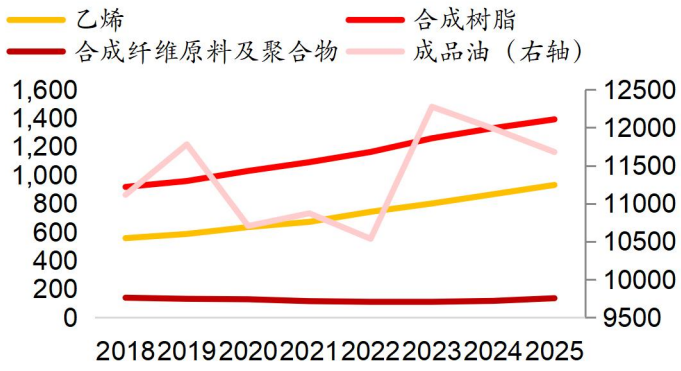
仅供内部参考，请勿外传！

图表 5 原油加工量及自产量（单位：百万桶）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

图表 6 成品油产量及部分化工品产量（单位：万吨）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

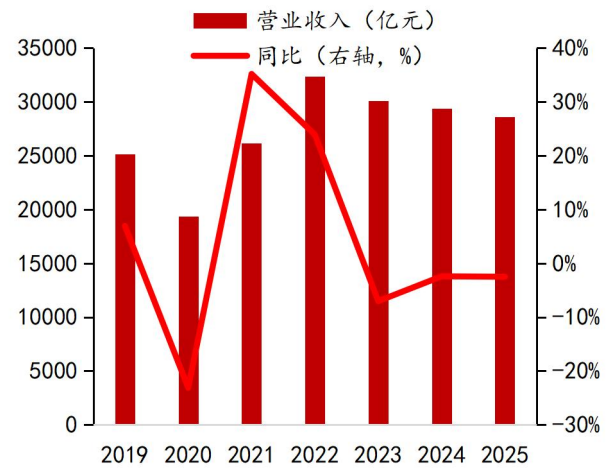
积极响应碳中和号召，助力我国绿色能源转型。为践行国家能源转型战略，中国石油积极推动新疆、青海、吉林、黑龙江等地区新能源项目落地，2025 年风电光伏发电量 79.3 亿千瓦时，同比增长 68.0%，新获取风光发电指标超 2,000 万千瓦；新增地热供暖面积超 2,200 万平方米，新签地热供暖合同面积超 1 亿平方米。塔里木上库 130 万千瓦光伏项目并网发电，阿勒泰风光发电、玉门红柳泉风电等项目基本建成，华北石化、辽河石化二氧化碳捕集项目建成投用，吉林石化—吉林油田百万吨级二氧化碳输送管道开工建设。2025 年完成二氧化碳利用 266.4 万吨，同比增长 40.3%。

1.2 原油价格中高位震荡，公司盈利稳定向好

公司上游油气勘探开发环节体量庞大，其营业收入及净利润受油价波动影响显著。2022 年，受俄乌冲突等地缘因素影响国际油气价格大幅上升，公司营收及归母净利润均大幅提升。2023 年，世界经济缓慢复苏，市场供需总体宽松，油价有所回落，公司营收下滑但归母净利润创历史新高，这主要源于炼化与新材料板块实现减亏。2025 年，国际油价中枢回落，公司原油平均实现价格 3,543 元/吨，同比下降 8.6%；天然气平均实现价格 2,291 元/千立方米，同比增长 0.2%；公司营业收入 28,644.69 亿元，同比下降 2.5%，归母净利润 1,573.02 亿元，同比下降 4.5%。2026 年上半年，国际油价震荡上行，公司原油平均实现价格 4,277 元/吨，同比增长 15.9%；天然气平均实现价格 2,379 元/千立方米，同比增长 1.7%；公司营业收入 15,274.91 亿元，同比增长 5.3%，归母净利润 1,039.34 亿元，同比增长 22.0%，基本延续往年优异表现。

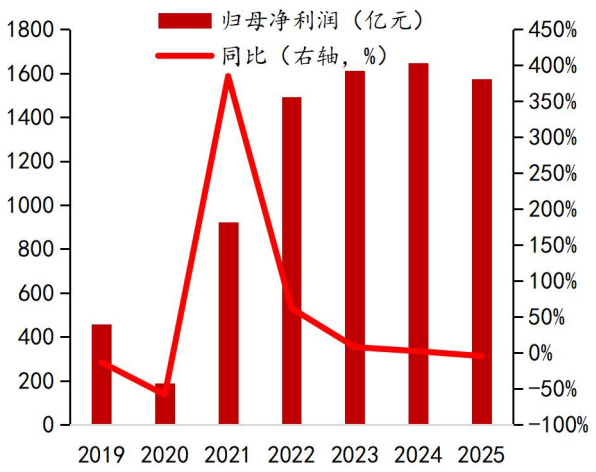
仅供内部参考，请勿外传！

图表 7 历史营收及同比增速（单位：亿元）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

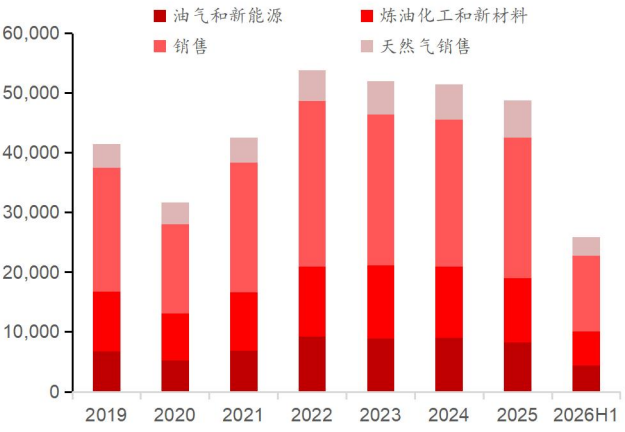
图表 8 历史归母净利润及同比增速（单位：亿元）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

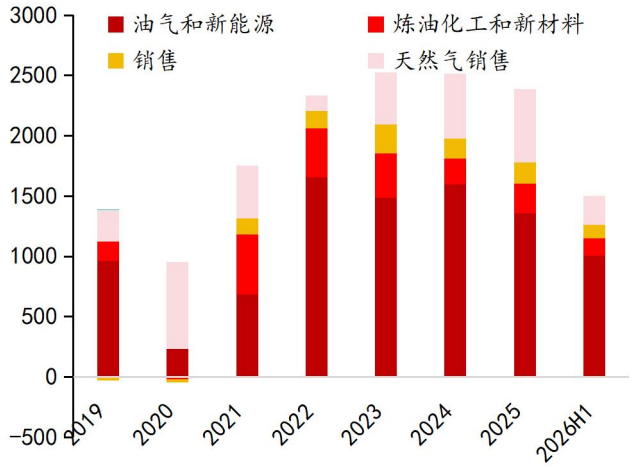
分业务板块看，公司主营业务主要分为油气与新能源、炼化与新材料、销售、天然气销售四大板块，26H1 营业收入占比分别为 17%、22%、49%、12%，其中销售部分占比最多。从盈利贡献看，公司的盈利构成与油价高度相关，高油价期间，上游板块占比较高。26H1 油气和新能源板块经营利润 1,004.48 亿元，同比增长 15.3%，占总经营利润超 70%，上游板块为公司的主要利润来源。

图表 9 收入分板块拆分（单位：亿元）



资料来源：公司年报、公司 2026 年半年度报告，华安证券研究所

图表 10 经营利润分板块拆分（单位：亿元）

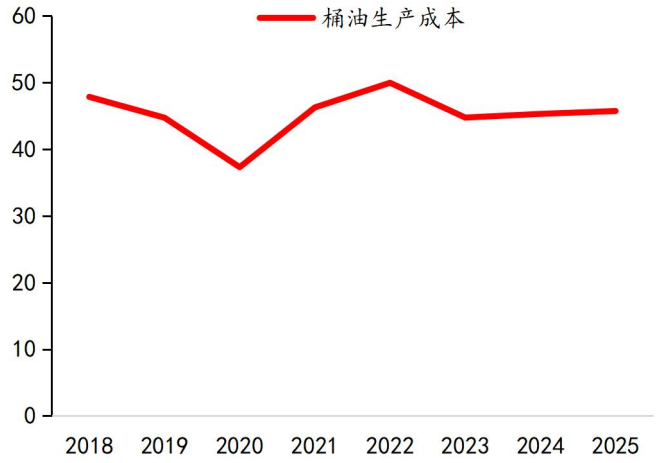


资料来源：公司年报、公司 2026 年半年度报告，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

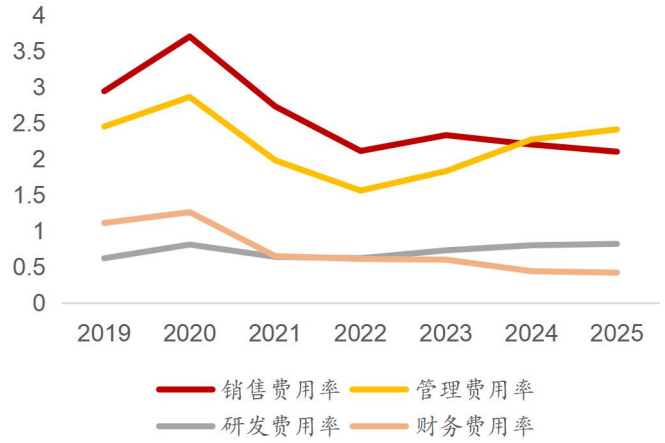
公司加强管控成本费用，成本竞争力优势保持。公司以提高效率效益为导向，坚持高效勘探、效益开发，大力控制投资和成本费用，持续加强油气发现成本和生产成本管控，努力推动增产增效。2025 年公司油气操作成本为 12.04 美元/桶，同比略有下降。公司近年油气成本得到控制，总体稳定。

图表 11 中国石油桶油生产成本（单位：美元/桶）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

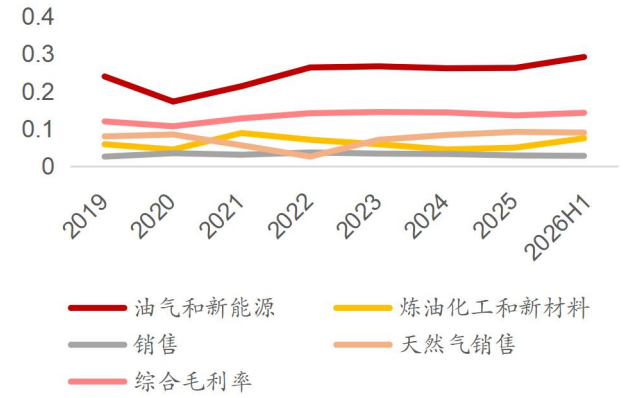
图表 12 中国石油费用率（单位：%）



资料来源：公司年报、华安证券研究所

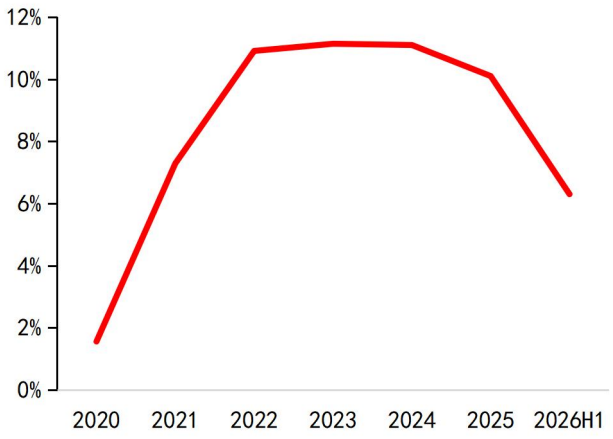
公司毛利率、净利率、ROE 水平稳中向好，整体呈现上升趋势。从毛利率来看，26H1 油气和新能源板块毛利率 29.2%，同比增加 0.2 pct，与原油价格走势较为契合，略受采购支出、折旧等因素拖累。2019 年至今，公司毛利率稳中有升，净利率逐步走高，26H1 公司销售毛利率 21.87%，销售净利率 7.54%，公司盈利能力不断增强，具备一定的抗风险能力。净资产收益率 6.30%，提质增效效果彰显。

图表 13 销售毛利率及净利率水平变化情况



资料来源：公司年报、华安证券研究所

图表 14 ROE 变化情况



资料来源：公司年报、华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

2 上游勘探：油价高位震荡，中石油陆上油气产量稳定增长，非常规油气有望成为未来增量来源

2.1 油价高位震荡，公司勘探板块充分受益

2021 年以来，原油价格维持高位震荡，现阶段地缘政治成主导因素。2022 年全球经济复苏原油、天然气需求较疫情时期大幅上升，供给端受俄乌战争、美国对伊朗、委内瑞拉等产油国制裁等地缘因素以及石油输出国组织欧佩克（OPEC）持续减产影响，原油、天然气供给减少，2022 年原油和天然气价格处于高位。布伦特原油 2022 年年均价为每桶 100.93 美元，较 2021 年的 70.86 美元上涨 42.4%。2023 年上半年油价维持高位震荡趋势，下半年受俄罗斯和沙特减产、美国原油库存下降影响，油价一路高涨，布伦特原油期货价格最高达到 96.55 美元/桶，而后由于需求不足，国际油价震荡下跌。2025 年，布伦特原油收盘价年均价回落至 68.20 美元/桶，同比下跌约 14.7%，全年维持弱势震荡。进入 2026 年，地缘冲突再度成为油价主导因素：2 月 28 日美国和以色列对伊朗发动“史诗怒火”空袭，伊朗同日宣布封锁霍尔木兹海峡，国际油价应声大涨，4 月初随着冲突升级，即期布伦特最高冲至 141 美元/桶上方，创 2008 年以来新高；停火落地后油价快速回落，6-7 月布伦特月均价降至 84-85 美元/桶，7 月初一度下探至 66 美元/桶下方，此后受伊以再交火、油轮遇袭等事件扰动再度回升，9 月 9 日布伦特重新突破 100 美元/桶。

图表 15 全球原油价格走势（单位：美元/桶）



资料来源：iFinD，华安证券研究所

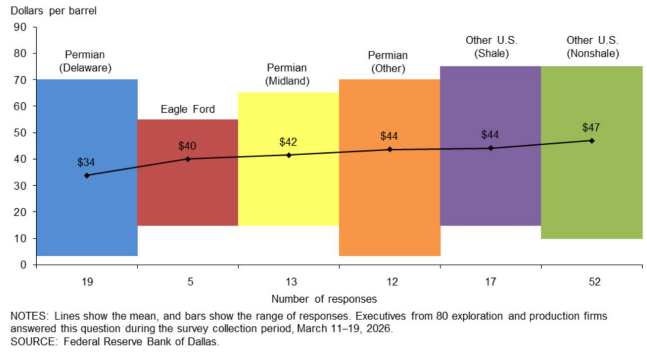
全球石油行业投资缩减。国际能源署（IEA）预计，2026 年石油行业投资将连续第三年下降，降至 5,000 亿美元以下。这一水平较 2014 年峰值（约 9,000 亿美元）下降近 45%，反映行业在能源转型、ESG 压力与回报率压缩下进入资本开支

仅供内部参考，请勿外传！

谨慎期。美国页岩油投资预计同比下降约 6%，OPEC+国家扩产投资同步放缓，跨国石油巨头向低碳领域分流资源，传统上游投资占总资本开支比重首次跌破 60%。

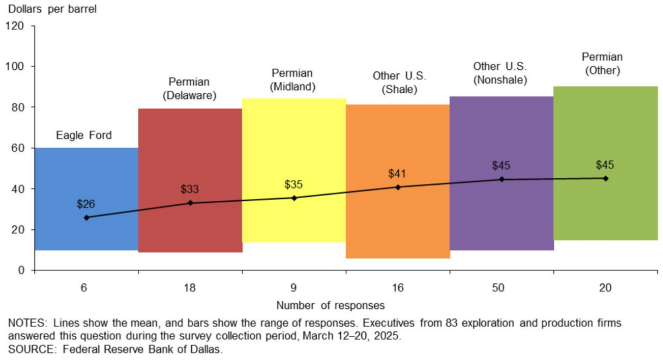
美国页岩油边际成本增加，高产量无法持续。根据达拉斯联邦储备银行发布的能源调查报告，2026Q1 美国石油企业运营现有油井的盈亏平衡油价平均为 43 美元/桶，而该平衡油价在 2025Q1 为 41 美元/桶、2024Q1 为 39 美元/桶，成本呈上升趋势。同时，石油公司钻探新井的平衡油价为 66 美元/桶，高于 2025Q1 的 65 美元/桶。新井成本提高导致新增钻井数量下降，根据 EIA 数据，以页岩油产量最高的 Permian 盆地为例，近三年库存井（DUC）数量下降近 2000 口而完井数量无明显上升，意味着没有相应的新钻井活动增加，现阶段页岩油的高产量无法持续。贝克休斯统计的美国活跃钻井数自 2023 年起也呈下降趋势，意味着美国石油钻井活动进入低活跃期。

图表 16 26Q1 美国石油企业运营现有油井的平衡油价



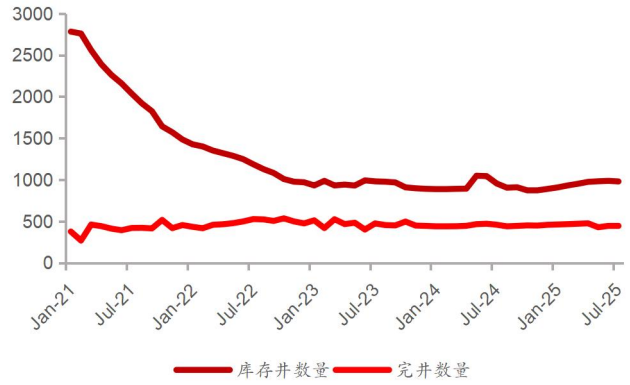
资料来源：达拉斯联邦储备银行、华安证券研究所

图表 17 25Q1 美国石油企业运营现有油井的平衡油价



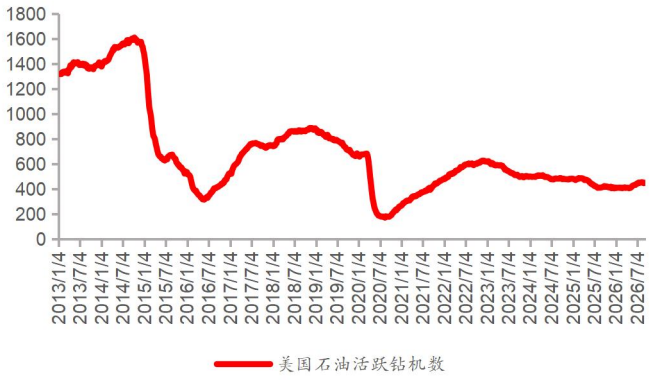
资料来源：达拉斯联邦储备银行、华安证券研究所

图表 18 美国 Permian 盆地库存井与完井数量变化



资料来源：EIA、华安证券研究所

图表 19 美国活跃钻井数量变化



资料来源：贝克休斯、华安证券研究所

为维护市场份额，OPEC+从减产到温和增产。2024 年，出于高油价诉求，“欧佩克+”一再延长自愿减产，8 国合计 220 万桶/日的自愿减产措施从 2024 年 9 月底起多次展期，一度计划延续至 2026 年底，供应端维持紧平衡（该减产安排已于 2025—2026 年全部回撤退出）。进入 2025 年，随着市场份额持续流失、油价中枢下移，欧佩克+转向渐进式增产：2025 年 4 月起开始回撤自愿减产，5 月将月度增产幅度扩大至 41.1 万桶/日，8 月、9 月分别增产 54.8 万桶/日和 54.7 万桶/日，10 月起恢复每月 13.7 万桶/日的温和节奏，全年累计回撤减产约 290 万桶/日。2026 年，欧佩克+于 1 月至 3 月因季节性因素暂停增产，4 月起重启增产（4 月、5 月

仅供内部参考，请勿外传！

各+20.6 万桶/日，7 月+18.8 万桶/日），8 月会议决定 9 月再增产 18.8 万桶/日；9 月宣布 10 月产量维持 9 月水平，暂停增产以观察市场。整体来看，本轮增产节奏温和克制。

图表 20 本轮增产情况梳理

时间	会议/事件	增产类型	数量
2026 年 9 月	OPEC+宣布暂停增产	暂停	2026Q4 观察市场
2026 年 8 月	OPEC+月度会议决定 9 月增产	月度增产	+18.8 万桶/日（9 月）
2026 年 4-7 月	OPEC+连续 4 个月增产	月度增产	+20.6/+20.6/+18.8 万桶/日（4/5/7 月）
2026 年 1-3 月	OPEC+季节性暂停增产	暂停	2026Q1 观察市场
2025 年 10 月起	OPEC+恢复温和增产节奏	月度增产	+13.7 万桶/日
2025 年 8-9 月	OPEC+连续两月增产	月度增产	+54.8、+54.7 万桶/日
2025 年 5 月	OPEC+月度增产决议	月度增产	+41.1 万桶/日
2025 年 4 月起	OPEC+逐步回撤 220 万桶/日自愿减产	回撤减产	累计约 290 万桶/日（截至年底）

资料来源：欧佩克（OPEC）、华安证券研究所

中东地缘冲突频发，霍尔木兹海峡通行受阻，冲突走向屡屡影响现阶段油价。复盘历史来看，地缘冲突屡屡影响原油价格走势，频发于中东，且通常会超越其他供需因素成为当时阶段主导因素，近十年来由于国际政治动荡，而原油设施和海峡通道在中东的重要性仍然极高，类似冲突越来越频繁。本次中东冲突造成全球石油市场史上最大波动，供应链从“效率优先”转向“安全优先”，航线、货源多元化成为未来长期趋势。中东地区在全球供应链的枢纽作用显著削弱，被迫关闭油井产能超千万桶/天，数十处能源设施遭到破坏，霍尔木兹海峡通行量仍存在不确定性，管道运输成替代方案，沙特阿拉伯东西管线原油运输由低负荷运转大幅提高至 700 万桶/天，但远不足以弥补海运的巨大缺口。

图表 21 2000 年以来主要地缘冲突事件及油价影响

时间	地缘冲突事件	油价影响
2003 年 3 月	伊拉克战争	WTI 原油由约 25 美元/桶冲高至 3 月 39 美元/桶(+56%)，战争结束后市场预期供应恢复，油价回落至 30 美元/桶下方
2014 年 3 月	俄占克里米亚	布伦特原油由约 108 美元/桶冲高至 6 月 115 美元/桶（+6%），西方对俄制裁担忧推动全年高位震荡
2022 年 2 月	俄乌冲突爆发	布伦特原油由约 97 美元/桶冲高至 3 月 7 日峰值 139.13 美元/桶，随后回落至 100 美元/桶下方
2023 年 10 月	巴以冲突爆发	布伦特原油由 84.58 美元/桶升至 10 月 19 日约 92 美元/桶，12 月跌破 70 美元/桶
2024 年	红海危机及伊以互袭	地缘溢价单次约+10 美元/桶，全年未突破 100 美元/桶，布伦特年均约 81 美元/桶
2026 年 2-3 月	美伊“史诗怒火”冲突（伊朗宣布封锁霍尔木兹海峡）	布伦特原油由 72 美元/桶冲高至 4 月 3 日 141.37 美元/桶（创 2008 年以来新高），停火后 5-6 月回落至 84-85 美元/桶，9 月 9 日突破 100 美元/桶，为历次冲突中价格弹性最大的一次

资料来源：EIA、ICE、华安证券研究所

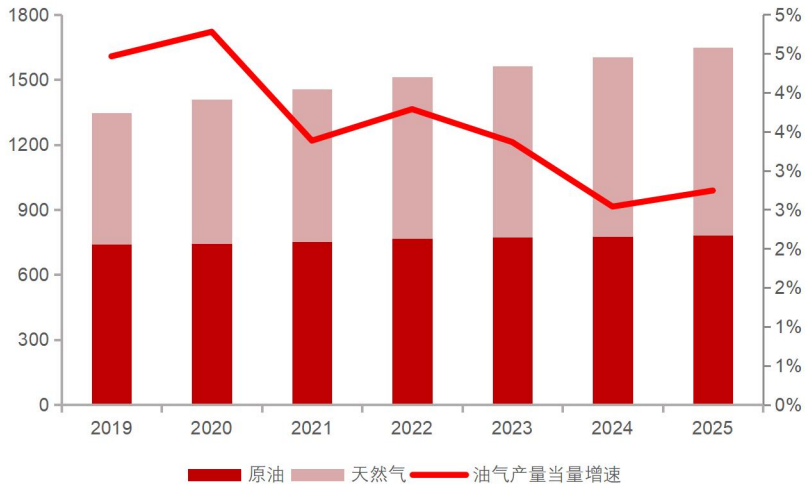
仅供内部参考，请勿外传！

综合来看，2026 年全球地缘政治风险显著抬升，油价波动明显加大。EIA 在 2026 年 8 月《短期能源展望》中预测 2026 年布伦特原油均价为 87 美元/桶（较上期预测上调 5 美元/桶），2027 年回落至 69 美元/桶。在地缘冲突频发、全球石油投资缩减、美国原油产量增幅有限的三重作用下，预计未来油价将维持在中高位宽幅震荡。

2.2 陆上石油资源丰富，页岩油气逐步起量，海外提供重要增量

陆上石油资源丰富，强化老油气田稳产，原油产量稳中有增，天然气产量快速增长。2025 年公司国内原油产量为 7.80 亿桶，过去五年年均复合增速 0.7%，产量稳定增长；国内可销售天然气产量 5,201.2 十亿立方英尺（即 5.20 万亿立方英尺），过去五年年均复合增速 6.1%，增速较快；国内油气总产量当量为 16.74 亿桶，约占全国油气产量当量的 59%。

图表 22 中石油国内油气产量（单位：百万桶油当量，%）

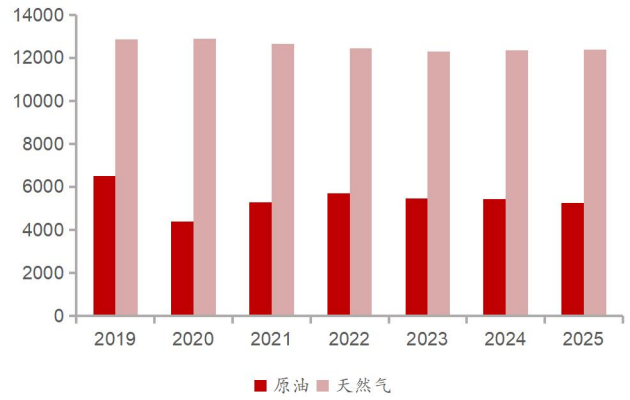


资料来源：公司年报，华安证券研究所

储量方面，截至 2025 年底，公司国内原油证实储量为 52.42 亿桶，可持续开发年限维持在 6.5 年以上；国内天然气证实储量 71,891.1 十亿立方英尺（即 71.9 万亿立方英尺），可持续开发 13.5 年以上。

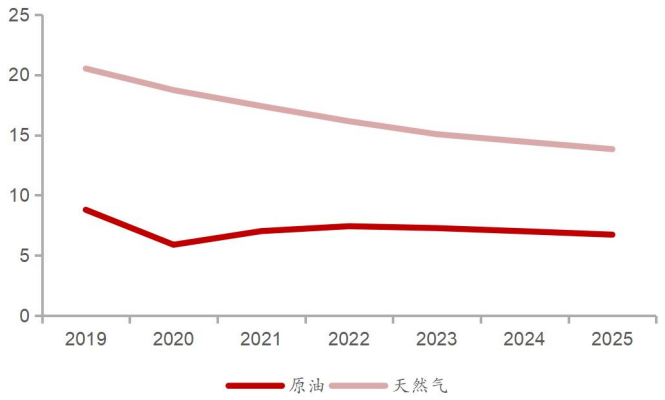
仅供内部参考，请勿外传！

图表 23 中石油国内剩余储量（单位：百万桶油当量）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表 24 中石油国内储采比情况（单位：年）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

从资产构成来看，公司拥有长庆、大庆、塔里木、西南、新疆等 15 家油气田企业。2022 年长庆油田创国内油气田新纪录，全年生产油气当量达 6,501.55 万吨，占国内总产量的 1/6，发挥着中石油原油产量“压舱石”的作用。

图表 25 中石油国内油田原油产量（2022）

油田名称	2022 年原油产量（万吨）
大庆油田	3003
长庆油田	2570
新疆油田	1442
辽河油田	933.2
华北油田	443
吉林油田	417
大港油田	401
塔里木油田	260
青海油田	235
吐哈油田	139
冀东油田	105
玉门油田	69
南方公司	32
西南油气田	6.8
浙江油田	2.3

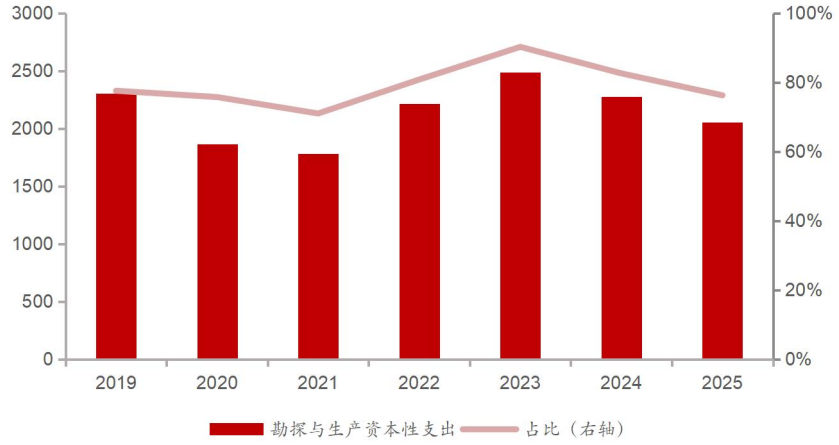
资料来源：公司年报、中国石油报及各油田 2025 年度生产报道，华安证券研究所

注：2025 年塔里木油田油气当量突破 3300 万吨、辽河油田连续 40 年保持千万吨级规模、玉门油田油气当量重上百万吨、青海油田原油产量再创新高，但上述油田及吐哈、冀东、南方公司等未单独披露原油产量。

仅供内部参考，请勿外传！

为抵消陆上石油自然衰减，持续资本开支推动新油田开发与稳步增产。随着油田的开发，石油储量会自然减少，这是由于油藏中的压力下降导致原油向地表流动的能力减弱。油气上游勘探开发投资的多少直接影响新油田的发现和老油田的维护，从而影响石油产量的衰减速度。据 IEA，如果没有新增产能上线但增加投资维持现有产能，常规原油产量将以每年 4-5%的速度衰减。公司勘探与生产板块（近三年包括清洁电力、CCUS 等新能源工程的开发）的资本开支占总资本开支的 70%以上，2025 年油气和新能源板块资本性支出 2,050.94 亿元，占公司年度资本性支出的 76.22%，主要投向塔里木、四川、鄂尔多斯、准噶尔、松辽、渤海湾等重点盆地的规模效益勘探开发，持续推动页岩油、页岩气开发及清洁能源项目（如风光发电、地热、CCUS 等）。2025 年页岩油气产量继续保持增长势头，庆城页岩油国家示范区建设稳步推进，庆城油田年产页岩油超 200 万吨，并建成百万吨陇东页岩油示范区。

图表 26 中石油勘探与生产板块资本开支及占比（单位：亿元，%）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表 27 近年来中石油勘探开发重大新发现

时间	重大新发现
2019 年	西南油气田、浙江油田在长宁—威远和太阳区块新增探明页岩气地质储量 7409.71 亿立方米，累计探明 1.06 万亿立方米，形成了四川盆地万亿立方米页岩气区。
2019 年	鄂尔多斯盆地青石峁地区发现宁夏地区第一个千亿方级大气田
2019 年	长庆油田新发现储量规模超 10 亿吨的庆城大油田，近几年可形成 300 万吨的年产量
2021 年	在塔克拉玛干沙漠腹地、塔里木河南部一万平方公里的富满地区，塔里木油田新发现 10 亿吨级超深大油气区
2023 年	长庆油田在甘肃省环县洪德地区发现地质储量超亿吨级整装大油田，石油探明储量超 5000 万吨、预测石油储量 5620 万吨
2024 年	鄂尔多斯盆地环江地区新增亿吨级储量区；四川盆地大安、泸州、自贡等深层领域落实 3 个千亿方规模页岩气储量区
2025 年	深地塔科 1 井钻至 10,910 米胜利完钻，全球首次在陆地万米深层发现油气显示，刷新亚洲最深直井纪录
2025 年	鄂尔多斯盆地煤岩气探明储量突破 9600 亿立方米、年产气超 42 亿立方米；塔里木盆地克深 31、博孜 13 等 8 个气藏实现千亿方规模增储，我国最大超深油田富满油田年产油气当量突破 460 万吨

资料来源：公司公告、华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

其中，中国石油页岩油气已成为"稳油增气"的核心增量。页岩油方面，2025年公司国内页岩油年产量突破700万吨，陆相页岩油迈入规模效益开发阶段：新疆吉木萨尔示范区年产量由2022年的50万吨、2023年的63.5万吨升至2024年突破100万吨，2025年达170万吨、年底完成178.3万吨，累计产油超540万吨；大庆古龙示范区2021年启动建设当年仅1.5万吨，2022年8.6万吨、2023年超17万吨、2024年超40万吨，2025年突破100万吨，实现连年倍增；长庆油田页岩油累计产量超2000万吨，年产量占国内页岩油产量的一半以上；川南页岩气田2025年9月累计产气达1000.4亿立方米，成为国内首个千亿方级页岩气田，年产量突破160亿立方米、约占全国页岩气产量的60%。2026年上半年，公司继续加快大庆古龙、新疆玛北风城、西南渝西等页岩油、页岩气项目建设，非常规资源正由示范转向规模化上产。

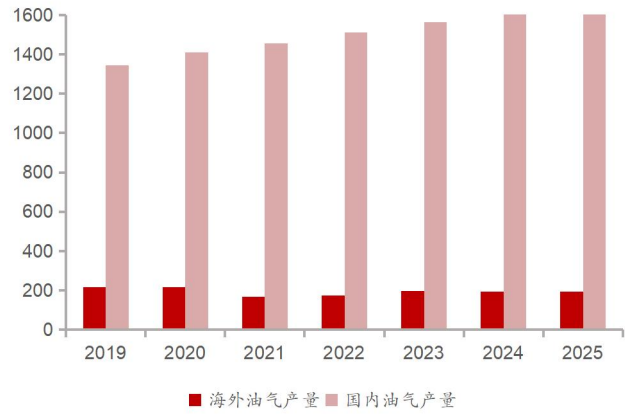
图表28 重点区块页岩油气产量变化

项目	2021	2022	2023	2024	2025
吉木萨尔示范区（万吨）	—	50	63.5	100	178.3
大庆古龙示范区（万吨）	1.5	8.6	17	40	100

资料来源：中国石油官网新闻中心、公司公告、华安证券研究所

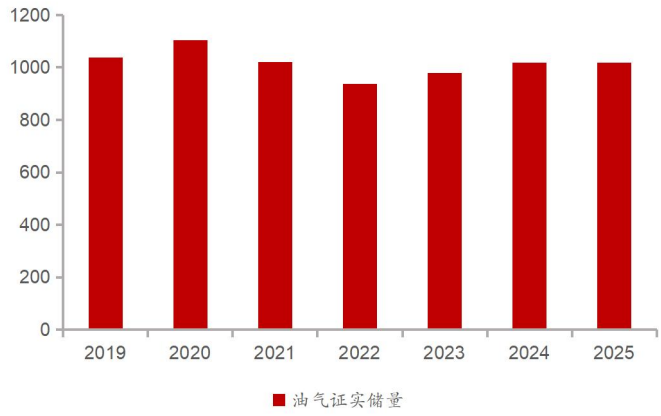
中石油国际化经营规模实力位居中国企业首位。公司在海外已形成五大油气合作区、四大油气通道、三大油气运营中心、五大工程服务与金融支持业务的“五四三五”格局。2019年中石油海外油气权益产量首次突破1亿吨，占据我国石油企业海外权益产量的半壁江山。2025年，公司持续优化海外资产结构，乍得新H区块二、三批油田等重点产能项目建成投产，鲁迈拉、西古尔纳等项目稳产上产，资产质量提升，进一步巩固国内原油产量、国内天然气产量和海外油气权益产量当量“三个1亿吨”格局；全年海外油气产量为194.7百万桶油当量，占本集团油气当量产量的10.6%。

图表29 中石油海外油气产量（单位：百万桶）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表30 中石油海外油气证实储量（单位：百万桶）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

图表 31 中石油海外主要油气合作区

合作区	国家	项目名称	合作方	开采时间	年油气产量当量
中亚	哈萨克斯坦	阿克纠宾油气项目	哈萨克斯坦阿克纠宾油气股份公司	1997 年	年产油气作业当量 3000 万吨（2023 年）
	哈萨克斯坦	PK 石油公司项目	哈萨克斯坦国家石油天然气公司（参股 PK 公司）	2005 年	—
	哈萨克斯坦	北布扎奇油田	北布扎奇合资公司	2003 年	—
中东	伊拉克	哈法亚项目	道达尔 18.75%、马来西亚国家石油 18.75%、伊拉克南方石油公司 25%；中国石油 37.5%并任作业者	2009 年	年产原油 2000 万吨
	伊拉克	艾哈代布油田	中国北方工业公司、伊拉克国家石油营销组织 SOMO；中国石油权益 45%并任作业者	2008 年	700 万吨/年（扩建后）
	伊拉克	鲁迈拉油田	BP（作业者）；中国石油权益 46.3733%	2009 年	超 7000 万吨
	伊拉克	西古尔纳油田	埃克森美孚 32.7%、中国石油 32.7%、伊藤忠 19.6%、印尼国家石油 10%、伊拉克石油勘探公司 5%	2013 年	约 2500 万吨
	阿联酋	阿布扎比陆海、陆上、海上乌纳和下扎 4 个项目	阿布扎比国家石油公司 ADNOC（陆海项目 ADNOC60%、中国石油 40%）	2013 年/2017 年/2018 年分批签约	2022 年权益原油 1000 万吨
非洲	乍得	乍得 H 区块	乍得政府（中国石油 100%权益并任作业者）	2003 年	2019 年突破 500 万吨
	尼日尔	阿加德姆项目	尼日尔政府（PSA 产品分成合同）	2008 年	550 万吨
美洲	巴西	里贝拉梅罗油田项目	巴西国家石油 40%（作业者）、壳牌 20%、道达尔 20%、中国石油 10%、中国海油 10%；梅罗权益 9.65%	2013 年	梅罗高峰超 3500 万吨（全油田）
	巴西	布兹奥斯项目	巴西国家石油 90%、中国石油 5%、中国海油 5%	2019 年	约 60 万桶/日（全油田）；权益 5%
亚太	印度尼西亚	佳步（Jabung）区块等印尼油气项目	印度尼西亚国家石油公司及印尼政府（产品分成合同）	2002 年	—

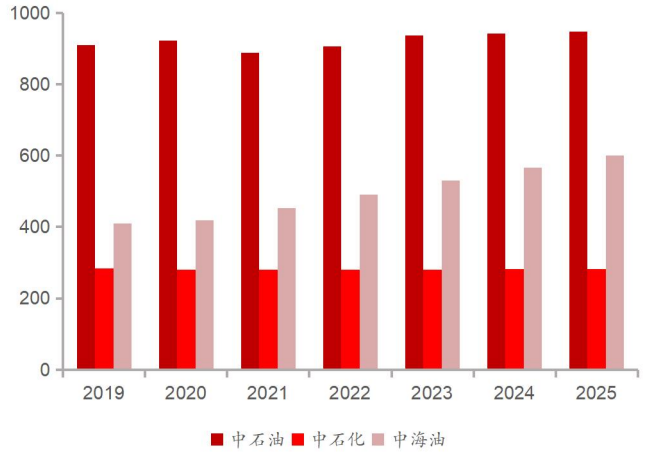
资料来源：公司年报、中国石油集团《2024 年度概览》、中国石油《2024 年环境、社会及治理（ESG）报告》、中国石油新闻中心，华安证券研究所

注：年油气产量当量一列中，作业产量与权益产量口径不同，各行已按中国石油官方披露口径标注；官方未单独披露产量的项目以“—”表示；阿布扎比、里贝拉梅罗、布兹奥斯等项目为全油田口径，中国石油权益比例见合作方一列。

“三桶油”横向对比看，中石油在原油产量和储量方面都占据领先地位。尽管我国陆上油气田开采年限较长、衰减问题较为严重，但公司在增储上产政策支持下不断优化开发效率、勘探新油田，保持原油稳产。

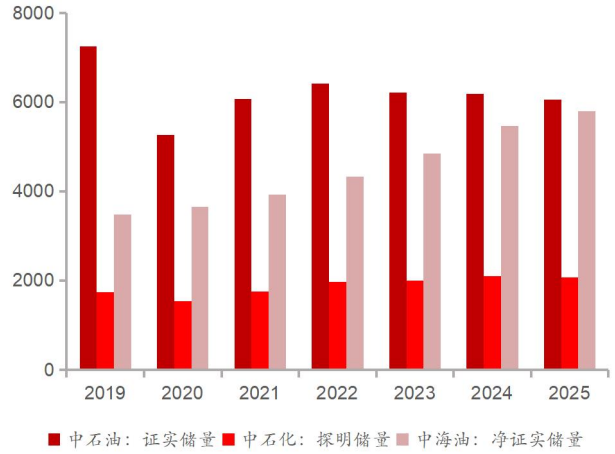
仅供内部参考，请勿外传！

图表 32“三桶油”原油年产量对比（单位：百万桶）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表 33“三桶油”剩余原油储量对比（单位：百万桶）

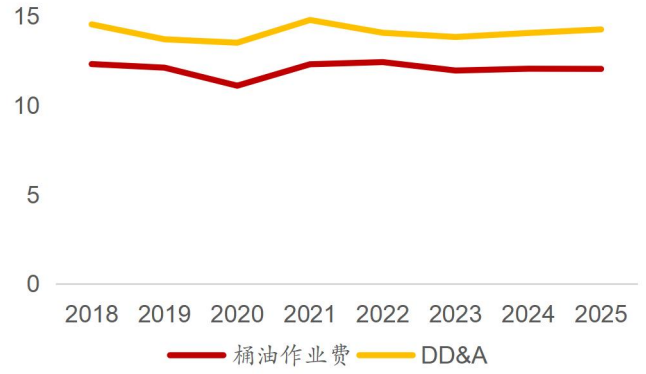


资料来源：公司年报，华安证券研究所

2.3 中石油陆上油气开采具有成本优势

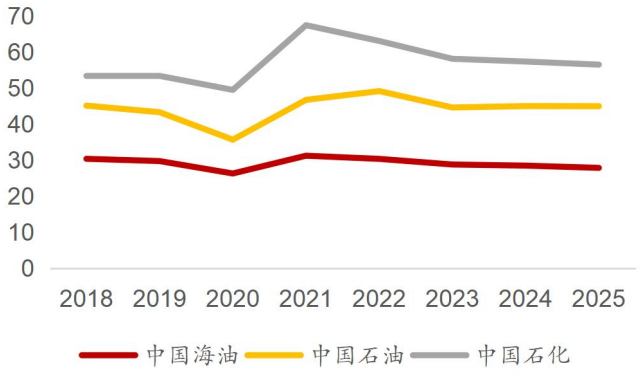
成本方面，中石油陆上油气开采具有成本优势。2025 年公司油气操作成本为 12.04 美元/桶，折旧、折耗和摊销成本为 14.25 美元/桶，公司在产量上升的同时成本得到有效管控。

图表 34 中国石油操作成本及折旧费用（单位：美元/桶）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表 35“三桶油”生产成本对比（单位：美元/桶）



注：中国海油为年报披露的“主要桶油成本”口径，中国石油和中国石化均为上游勘探板块“主营业务成本”口径

资料来源：公司年报，华安证券研究所

国家政策引导油气资源管理改革，中石油矿权内部流转。2017 年出台的《矿业权出让制度改革方案》提出探矿权登记全面推行竞争性出让，取消“申请在先”，增加了油气公司获取矿业权的挑战性。2015 年以来国家累计出让 29 个常规油气探矿权，中国石油积极参与竞争，竞得阿克陶东区块。2017 年的《矿产资源权益金制度改革方案》在出让环节和占有环节实施改革，征收出让收益和提高矿业权占用费，占用费增至原使用费的 4 倍，将增加探矿权的持有成本。综合影响下，中石油矿权面积有所缩减，公司正通过内部矿权流转来降低成本、盘活资源，以实现可持续发展。

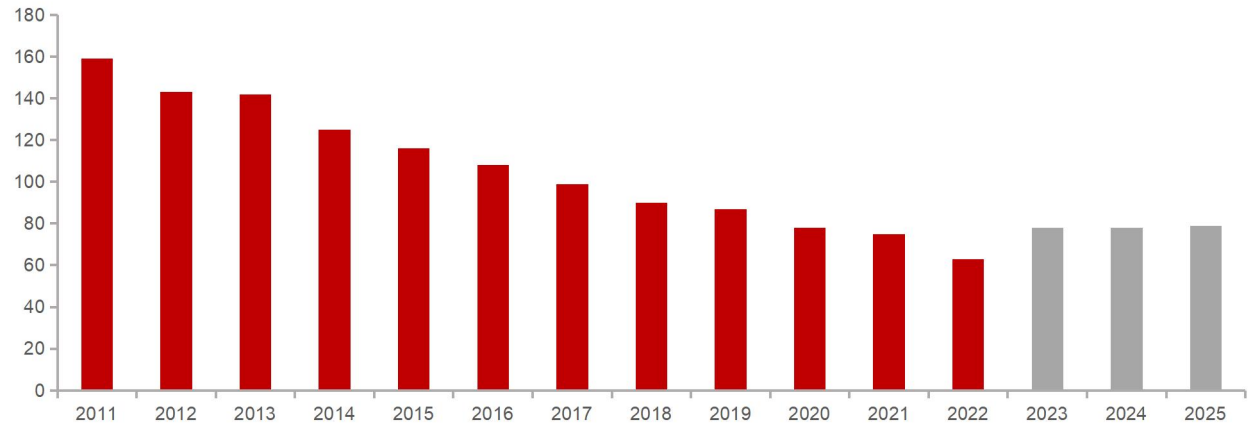
仅供内部参考，请勿外传！

图表 36 矿权制度改革政策梳理

政策名称	发布时间	重点内容
关于深化石油天然气体制改革的若干意见	2017 年 5 月 21 日	上游领域完善并有序放开油气勘查开采体制，提升资源接续保障能力，目标是逐步形成以大型国有油气公司为主导、多种经济成分共同参与的勘查开采体系。
矿业权出让制度改革方案	2017 年 2 月 27 日	全面推进矿业权竞争性出让、严格限制协议出让、改革出让收益管理、创新矿业权经济调节机制、下放审批权限。在完善矿业权竞争出让制度方面，强调尽量减少申请在先、协议出让等行政方式配置资源，充分发挥市场配置资源的决定性作用。
矿产资源权益金制度改革方案	2017 年 4 月 13 日	在矿业权出让环节和占有环节实施改革，征收出让收益和提高矿业权占用费，占用费增至原使用费的 4 倍。
自然资源部关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见	2023 年 7 月 26 日	全面推进矿业权竞争性出让，调整探矿权期限，探矿权新立、延续及保留登记期限均为 5 年。申请探矿权延续登记时应当扣减勘查许可证载明面积的 20%。

资料来源：中国政府网、自然资源部官网，华安证券研究所

图表 37 中石油陆上探矿权面积变化及预测（单位：万平方公里）

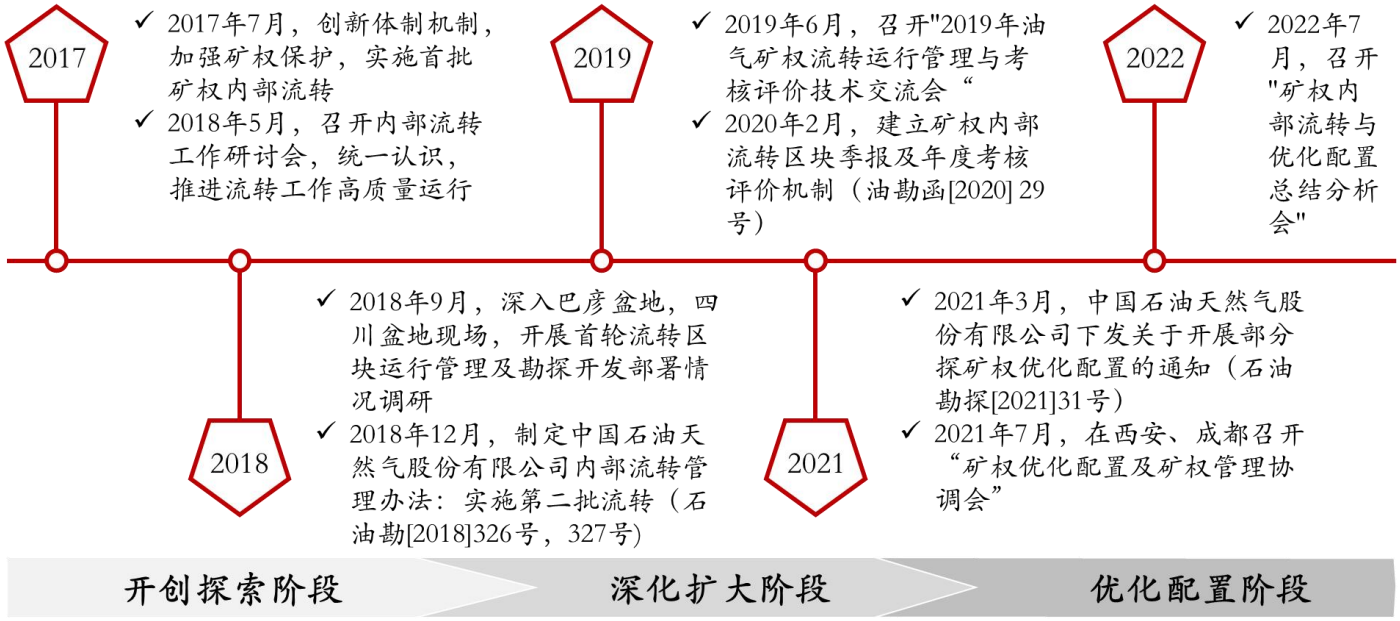


资料来源：《中国石油矿权内部流转与优化配置改革创新实践与启示》，华安证券研究所

中石油开创矿权内部流转制度，有利于盘活矿权和未开发资源。由于资源禀赋和历史原因，中石油东西部油田剩余油气资源存在明显的差异。西部油区地域广阔，资源禀赋丰富，但勘探程度较低，资本和技术力量有限；而东部地区资本和技术力量相对富余，但矿权区域有限、后备资源不足，资源接替困难，迫切需要“走出去”。因此，矿权内部市场化流转有助于中石油优化资产配置、实现提质增效。自 2017 年起，中石油为贯彻落实国家油气体制改革、有效化解资源结构布局不平衡等问题，分 3 批次实施了矿权内部流转与优化配置工作。流转共 35 个区块，总面积达 $11.7\times10^4km^2$，涉及 38 个探矿权、11 个未动用储量区块。流入单位包括大庆、辽河、吉林、华北、冀东等东部油田和吐哈、玉门等西部油田，流出单位主要包括长庆、西南、新疆等油气田。

仅供内部参考，请勿外传！

图表 38 中石油矿权内部流转与优化配置历程图



资料来源：《中国石油矿权内部流转与优化配置改革创新实践与启示》，华安证券研究所

3 炼油炼化：炼油炼化有望复苏，挖潜上游轻烃资源提升盈利

3.1 海外炼厂加速退出，供给格局持续优化景气度有望提升

海外炼厂加速退出，全球炼油炼化供给格局持续优化，景气度有望提升。2020年以来，受疫情冲击、需求结构变化及能源转型影响，全球炼油行业进入产能出清阶段：据IEA统计，2020—2021年全球宣布永久关停的炼油产能合计约170万桶/日；欧洲2020—2022年已关停约61万桶/日，若计入2025年最新关停产能，累计退出约93.5万桶/日；美国自2020年以来亦有超过10座炼厂关停或转产生物燃料。伍德麦肯兹预计，至2035年全球约101座炼厂、合计1,840万桶/日的炼油产能面临关停风险，其中欧洲占高风险产能的60%左右。2025年，估计全球炼油能力降至52.4亿吨/年，净减485万吨/年，是2022年以来的首次下降，新增能力主要来自亚太和中东，欧洲和北美炼油能力继续下降。海外老旧炼厂加速出清而新增产能有限，全球成品油供需边际趋紧，叠加国内落后产能淘汰与炼化一体化升级，炼化行业景气度有望稳步提升。

图表 39 2020 年以来海外主要炼厂关停及转型情况

地区	炼厂（关停/转型）	时间	产能（万桶/日）
美国	Shell Convent（路易斯安那州）	2020 年 11 月	21.1（永久关停）
美国	马拉松 Martinez（加州）	2020 年	16.0（永久关停）

仅供内部参考，请勿外传！

美国	Phillips 66 Rodeo（加州）	2020 年	12.0（转产可再生柴油）
美国	Phillips 66 Alliance（路易斯安那州）	2022 年	25.0~27.0（转出口终端）
美国	LyondellBasell 休斯敦炼厂	2025 年 2 月	26.8（永久关停）
美国	Phillips 66 洛杉矶炼厂	2025 年底	13.87（永久关停）
美国	Valero Benicia（加州）	2026 年	14.5（永久关停）
欧洲	Total La Mède（法国）	2020 年	15.5（转产生物燃料）
欧洲	Neste Naantali（芬兰）	2020 年	5.5（转进口终端）
欧洲	ExxonMobil Slagen（挪威）	2021 年	12.0（永久关停）
欧洲	TotalEnergies Grandpuits（法国）	2021 年	9.0~10.0（转产生物燃料）
欧洲	Gunvor 安特卫普（比利时）	2021 年	11.5（永久关停）
欧洲	Eni Livorno（意大利）	2024 年	8.4（永久关停）
欧洲	Petroineos Grangemouth（英国）	2025 年 4 月	15.0（永久关停）
欧洲	Shell Wesseling（德国）	2025 年 4 月	14.0~15.0（永久关停）
欧洲	Gunvor Europoort（荷兰）	2025 年	封存
亚太及其他	ENEOS 大阪炼厂（日本）	2020 年	11.5（永久关停）
亚太及其他	ENEOS 和歌山炼厂（日本）	2023 年 10 月	12.0（永久关停）
亚太及其他	出光兴产 Yamaguchi 炼厂（日本）	2024 年 3 月	12.0（永久关停）
亚太及其他	BP Kwinana（澳大利亚）	2020 年	14.6（永久关停）
亚太及其他	ExxonMobil Altona（澳大利亚）	2021 年	9.0（永久关停）
亚太及其他	Marsden Point（新西兰）	2022 年 4 月	10.6（永久关停）
亚太及其他	SAPREF 德班炼厂（南非）	2022 年 3 月	18.0（无限期停产）
亚太及其他	ADNOC Umm Al Nar（阿联酋）	2022 年 1 月	12.0（永久关停）
汇总	海外主要炼厂累计退出产能	2020-2026 年	321.9

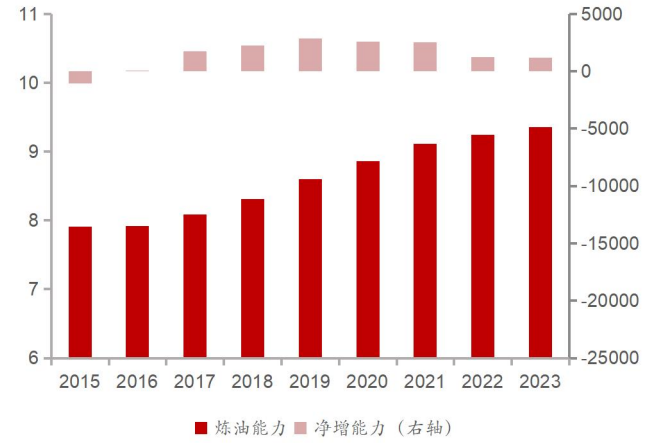
资料来源：IEA、Kpler、公司公告，华安证券研究所

3.2 我国总炼油能力增长放缓，转型升级持续推进

我国总炼油能力增长放缓，转型升级持续推进。2025 年，我国炼油能力为 9.48 亿吨/年，受淘汰落后产能影响较 2024 年净减约 1300 万吨/年，但产能结构持续优化。2025 年我国原油加工量约 7.38 亿吨，炼厂平均开工率维持 77.8%高位。在国家政策规定的炼油行业 10 亿吨/年产能的“天花板”下，预计我国炼油能力峰值将在 2027 年左右出现。

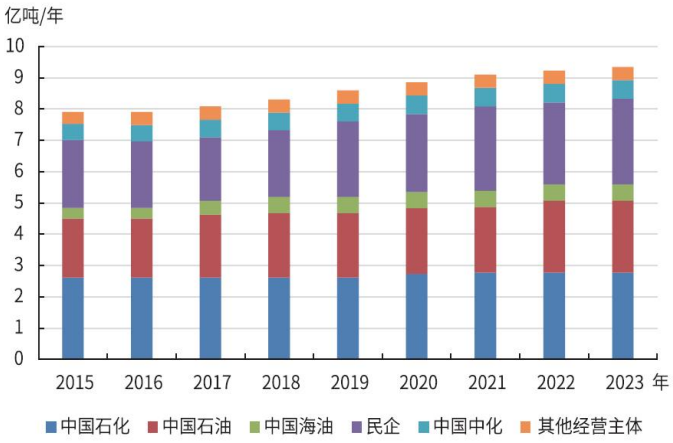
仅供内部参考，请勿外传！

图表 40 中国炼油能力及变化（亿吨/年，右轴万吨/年）



资料来源：《2023 年中国炼油工业发展状况及展望》，华安证券研究所

图表 41 中国各炼油经营主体能力构成



注：其他经营主体包括延长石油集团、兵器工业集团、中盐集团、外资、煤基油品企业

资料来源：《2023 年中国炼油工业发展状况及展望》，华安证券研究所

中石油炼化产能稳步提升，重点项目建设稳步推进。截至 2025 年底，公司国内共拥有千万吨级规模炼厂 14 个。2025 年，公司继续推进炼化转型升级，全年共加工原油 1,375.9 百万桶；生产成品油 11,677.7 万吨；生产乙烯 930.3 万吨，公司乙烯产能首次突破 1,000 万吨/年。其中，吉林石化公司、广西石化公司两个乙烯项目于 2025 年建成投产；独山子石化公司塔里木 120 万吨/年二期乙烯项目于 2026 年 7 月建成投产，抚顺石化公司 80 万吨/年乙烯装置脱瓶颈改造及能效提升项目计划于 2026 年建成投产，建成后乙烯产能提升至 95 万吨/年；呼和浩特石化公司 100 万吨/年乙烷轻烃制乙烯项目计划于 2027 年 6 月开工、2029 年 6 月建成投产；兰州石化公司转型升级乙烯改造项目计划于 2026 年下半年开工建设、2030 年底全面建成投产，建成后乙烯总产能由 150 万吨/年提升至 200 万吨/年。

图表 42 中石油千万吨级炼厂

名称	产能（万吨/年）	
	原油加工量	乙烯
广东石化（炼化一体化）	2000	120
云南石化	1300	
抚顺石化	1150	95
兰州石化	1050	150
独山子石化	1000	122
四川石化	1000	80
吉林石化	1000	190
辽阳石化	1000	20
大庆石化	1000	120
大连石化	2050（重建 1000）	重建 120
广西石化	1000	120
华北石化	1000	

仅供内部参考，请勿外传！

名称	产能（万吨/年）	
	原油加工量	乙烯
大连西太平洋石化	1000	
乌鲁木齐石化	1000	

资料来源：百川盈孚，华安证券研究所整理

图表 43 中石油在建重点项目

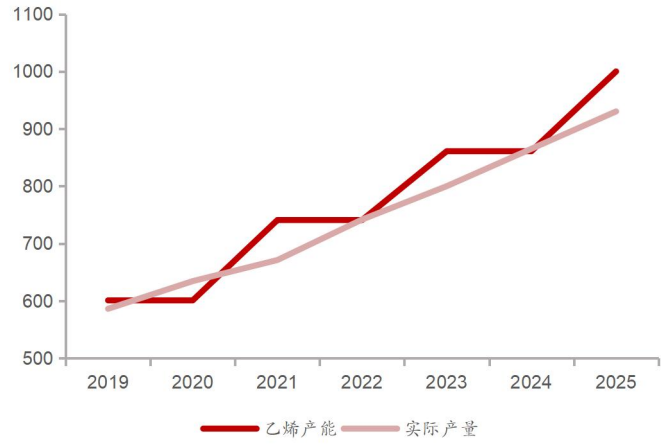
项目名称	乙烯产能（万吨/年）	项目状态	投产／预计投产时间
抚顺石化公司 80 万吨/年乙烯装置脱瓶颈改造及能效提升项目	95（改造后总产能）	在建	2026 年（计划）
呼和浩特石化公司 100 万吨/年乙烷轻烃制乙烯项目	100	前期（计划 2027 年 6 月开工）	2029 年 6 月（计划）
兰州石化公司转型升级乙烯改造项目	200（改造后总产能）	前期（计划 2026 年下半年开工）	2030 年底（计划）

资料来源：中国石油网、抚顺市工业和信息化局、乌审旗人民政府、经济参考报、公司 2025 年年度报告及 2026 年半年度报告，华安证券研究所整理

随着全球范围内能源结构逐渐转型，油品需求增速放缓，但化工产品需求缺口较大，尤其是乙烯、丙烯等基础有机化工原料产能不足。因此，炼化企业需要发展炼油与化工物料互供、能量资源和公用工程共享的紧密一体化，以提高石油资源的利用效率，降低投资和生产成本，适应油品和石化产品需求变化。中石油在建项目均为炼化一体化升级、乙烷裂解制乙烯装置，顺应全球能源需求结构，符合国家“降油增化”的政策导向。

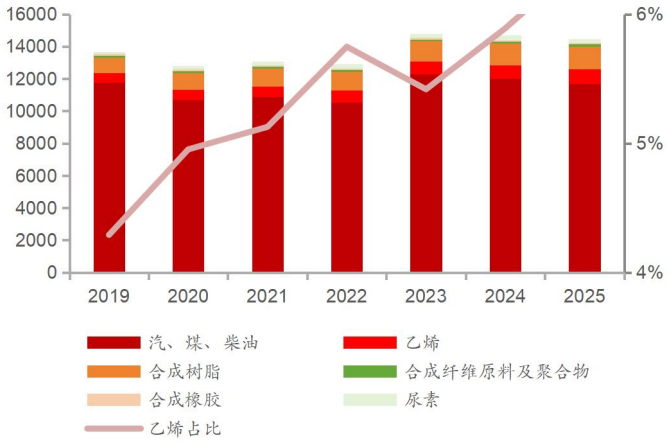
近年中石油的乙烯产能稳步提升，乙烯产量在炼油化工产品中的占比不断增加。同时，中石油坚持效益最大化原则，充分发挥上下游一体化、炼化一体化和区域间原料互供优势，资源分配向化工业务倾斜；依照“自产为主、互供和外采补充”的原则，有力降低原材料成本，提高了炼化业务的整体效益。2025 年，中石油乙烯产量 930.3 万吨，占炼化产品的比重为 6.43%；乙烯收率提升，能耗呈下降趋势。

图表 44 中石油乙烯产能与实际产量（单位：万吨/年）



资料来源：《中国石油 2025 年乙烯业务综述》等，华安证券研究所

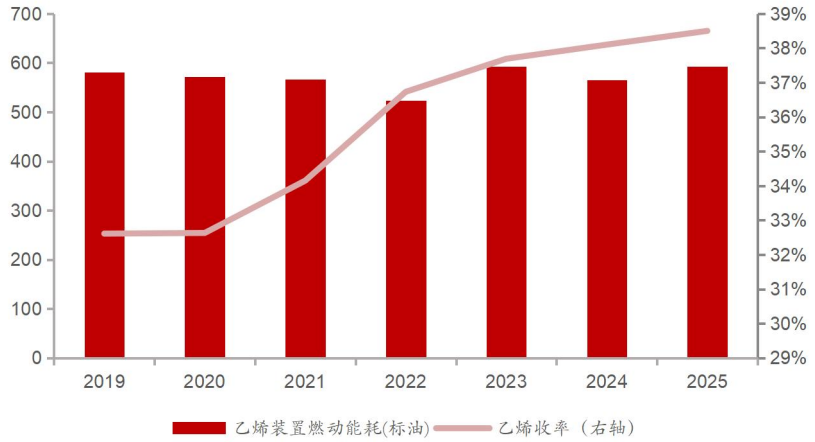
图表 45 中石油炼化产量及乙烯占比（万吨/年，右轴%）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

图表 46 中石油乙烯装置能耗与收率（单位：kg/t，%）



资料来源：《中国石油 2025 年乙烯业务综述》等，华安证券研究所

国家出台多项政策，推动炼化行业供给侧结构性改革。在我国经济发展由高速增长转为中高速增长的过程中，中国炼化企业面临着石油石化行业产能过剩和产销矛盾日益突出的挑战，为推动炼化行业提质增效，国家针对炼化行业出台多项政策，主要目的是推动炼化企业向清洁化、低碳化、创新化、科技化的方向发展，优化结构布局，提升能源利用效率。

2023 年国家发展改革委等部门发布《关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见》，提出到 2025 年国内炼油总量需控制在 10 亿吨红线以内。根据中石油经研院发布的数据，2025 年我国炼油总能力已达 9.48 亿吨/年，距 10 亿吨产能红线仅有约 5,200 万吨空间，叠加新增产能窗口基本关闭，存量产能受益格局清晰。另外，2024 年修订版《产业结构调整指导目录》将 1,000 万吨/年以下常减压、80 万吨/年以下石脑油裂解制乙烯项目列入限制类目录，200 万吨/年以下常减压装置列入淘汰类目录。小产能关停，利好大型国营炼厂。

图表 47 炼化行业供给侧改革政策梳理

政策名称	发布时间	重点内容
“十四五”工业绿色发展规划	2021 年 11 月 15 日	“十四五”期间，推动生产过程清洁化转型。石化化工行业实施高效催化、过程强化、高效精馏等工艺技术改造，以及废盐焚烧精制、废硫酸高温裂解、高级氧化、微反应、煤气化等装备改造。
关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见	2022 年 3 月 28 日	目标到 2025 年石化化工行业基本形成自主创新能力强、结构布局合理、绿色安全低碳的高质量发展格局产业结构。大宗化工产品生产集中度进一步提高，产能利用率达到 80%以上；乙烯当量保障水平大幅提升，化工新材料保障水平达到 75%以上。石化、煤化工等重点领域企业主要生产装置自控率达到 95%以上，建成 30 个左右智能制造示范工厂、50 家左右智慧化工示范园区。
石化化工行业稳增长工作方案	2023 年 8 月 18 日	推进重大项目建设，推动 5 个以上在建重大石化项目 2024 年底前建成投产；加快重大石化项目论证，推进开工一批“降油增化”

仅供内部参考，请勿外传！

		项目。加大技术改造力度，推进炼油、乙烯、对二甲苯、甲醇等行业加大节能、减污、降碳改造力度。鼓励石化化工企业实施老旧装置综合技改、高危工艺改造和污染物不能稳定达标设施升级改造，提升装置运行效率和高端化、绿色化、安全化水平。各地要加快推动不符合国家产业政策的 200 万吨/年及以下常减压装置等落后产能淘汰退出。
国家发展改革委等部门关于促进炼油行业绿色创新高质量发展的指导意见	2023 年 10 月 10 日	到 2025 年，国内原油一次加工能力控制在 10 亿吨以内，千万吨级炼油产能占比 55%左右，产能结构和生产力布局逐步优化，技术装备实力进一步增强，能源资源利用效率进一步提升，炼油产能能效原则上达到基准水平、优于标杆水平的超过 30%。“十四五”期间污染物排放和碳排放强度进一步下降，绿色发展取得显著成效。到 2030 年，产能结构和生产力布局进一步优化，化工原材料和特种产品保障能力大幅提升，能效和环保绩效达到标杆水平的炼油产能比例大幅提升，技术装备实力、能源资源利用效率达到国际先进水平。绿氢炼化、二氧化碳捕集利用与封存（CCUS）等技术完成工业化、规模化示范验证，建设一批可借鉴、可复制的绿色低碳标杆企业，支撑 2030 年前全国碳排放达峰。
产业结构调整指导目录（2024 年本）	2023 年 12 月 27 日	鼓励绿色低碳技术，如新增用于生产乙烯等产品的电加热蒸汽裂解技术；鼓励科技含量较高的材料和技术，如高效经济制氢、运氢及高密度储氢技术开发应用及设备制造、加氢站及车用清洁替代燃料加注站等。限制规模较小的炼油和石化生产装置，淘汰落后的炼油工艺和装备。

资料来源：政府官网、华安证券研究所

3.3 挖潜轻烃资源，乙烷裂解提升整体盈利性

原料轻质化趋势明显，乙烷利用不足。乙烷在全球范围内是重要的乙烯裂解原料，尤其在美国和中东已成为最重要的生产乙烯原料。与传统的石脑油路线相比，乙烷制乙烯具有收率高、能耗低、流程简单等特点。我国早在 60 年代即有人对乙烷裂解进行可行性研究，但我国天然气资源主要是“干气”，乙烷含量较低，提取成本高，且难以提取出经济规模的乙烷进行化工生产。囿于资源禀赋问题，我国长期没有纯乙烷裂解装置，仅有少量裂解炉副产的轻烃气（不对乙烷、LPG 等进行分离）回到炉内循环的形式。

中国石油在高储量基础上拥有丰富的轻烃副产资源，提取乙烷提高产业链附加值。公司上游勘探板块部分区块含有乙烷、液化石油气、稳定轻烃、氦气等优质副产品，但以往没有将这些资源进行充分利用。高储量基础上可以实现从油田较富的伴生气中回收乙烷、丙烷等凝液作为高品质的燃料和化工原料，实现伴生气附加价值的提升。近年来，公司对现有资源的伴生气进行挖潜，其中最为重要的是在长庆和塔里木建设天然气处理厂分离出乙烷资源进行加工利用。从天然气中回收乙烷不但实现了气田产品多元化，而且还为下游产业提供了优质的乙烯原料，从而实现上下游全产业链效益最大化。2021 年 8 月 3 日兰州石化长庆乙烷制乙烯装置建成投产，采用中国石油自主研发技术建成。2021 年 8 月 30 日，独山子石化公司塔里

仅供内部参考，请勿外传！

木 60 万吨/年乙烷制乙烯项目建成投产；2026 年 7 月 16 日独山子石化塔里木二期 120 万吨/年乙烷裂解装置建成投产，公司已投产乙烷裂解装置增至 3 套；此外，呼和浩特石化公司长庆二期 100 万吨/年乙烷轻烃制乙烯项目已于 2026 年 8 月完成社会稳定风险评估公示，总投资约 198.56 亿元，计划 2027 年 6 月开工、2029 年 6 月建成投产。

图表 48 天然气组分构成（以长庆油田外输上古天然气为例）

组分	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	氮	二氧化碳	氦	氢
组成（mol%）	92.5405	4.450	0.7591	0.1178	0.1229	0.0460	0.0239	0.0691	0.4551	1.2613	0.0587	0.0948

资料来源：《长庆上古天然气回收乙烷工艺技术及应用》、华安证券研究所

图表 49 中石油乙烷裂解项目

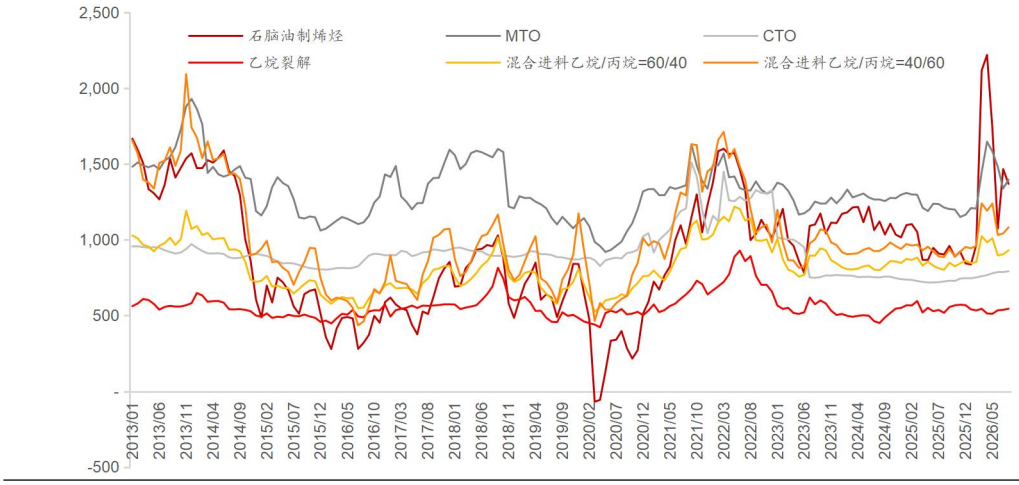
名称	乙烯产能（万吨/年）	投产时间
兰州石化（长庆一期）	80	2021
独山子石化（塔里木一期）	60	2021
独山子石化（塔里木二期）	120	2026 年 7 月
呼和浩特石化（长庆二期）	100	2029 年 6 月（计划）

资料来源：国家发展改革委、中国石油新闻中心、人民网、乌审旗人民政府、公司 2025 年年度报告，华安证券研究所整理

高油价下，乙烷裂解盈利能力突出。根据我们的测算，近十年乙烷裂解路线成本在各路线中几乎一直保持最低水平。乙烷裂解长期成本优势主要来源于美国乙烷价格在 2013 年以后始终保持较低水平，且波动很小。这是由于页岩气革命以后乙烷几乎全部来自于美国，而在美国大部分乙烷是天然气伴生而来，与美国当地天然气价格相关性较强，而与石脑油相关性弱，由于美国天然气持续供大于求，且无法通过海外出口消化，长期保持一个较低的价格，且波动非常小。乙烷在美国当地长期供过于求主要源于页岩气革命后供应每年高速增长，乙烷作为伴生资源也快速增长，且这种增长是被动的，而美国国内需求增速经历第一波乙烷裂解投产高峰后有所衰减。事实上第一波乙烷裂解兴建时美国国内就已无法消化，主要产品均加工成聚乙烯和乙二醇出口，而近年来美国单套投资成本和人力成本是中国的将近两倍，化工巨头在当地新建乙烷裂解的态度转为谨慎。因而导致美国乙烷长期供过于求，大部分乙烷只能回注回到天然气中作为燃料烧掉，2021 年回注量达到 1,500 万吨，且预计这一现象将持续，这也保证了乙烷价格很难大幅波动。

仅供内部参考，请勿外传！

图表 50 乙烯不同路线历史成本比较



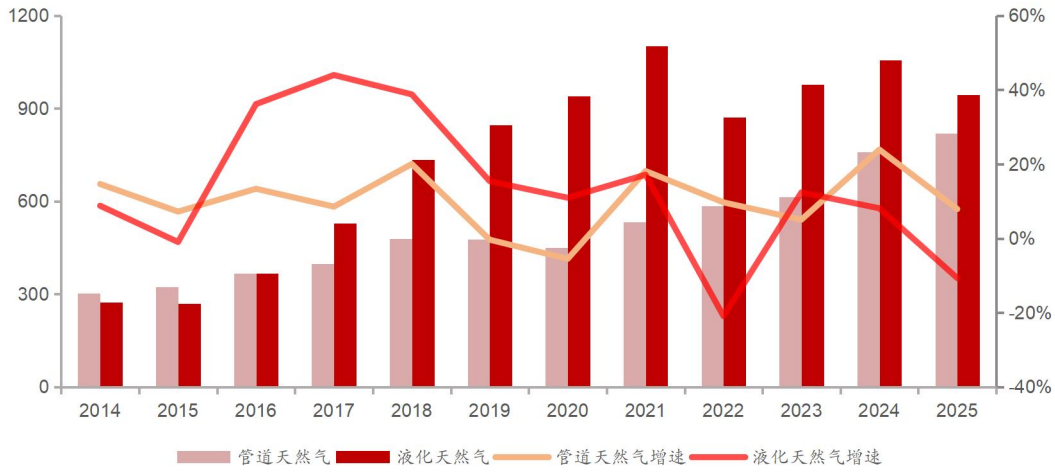
资料来源：iFinD，Bloomberg，华安证券研究所

4 政策红利窗口打开：天然气顺价带来盈利弹性，消费税改革加强公司炼销一体化优势

4.1 天然气顺价带来盈利弹性

自 2018 年以来，我国天然气对外依存度一直保持在 40%以上，其中液化天然气（LNG）进口量在我国天然气进口总量中的占比逐年提高，目前 LNG 已超越管道天然气成为我国最主要的天然气进口方式。2025 年，全国进口天然气 1,764.5 亿立方米，主要进口来源包括俄罗斯、土库曼斯坦、澳大利亚、卡塔尔等国。其中管道气进口量 820.1 亿立方米，同比增长 7.9%；LNG 进口量 944.4 亿立方米，同比下降 10.7%。

图表 51 管道天然气、液化天然气进口量及其增速（单位：亿立方米，%）

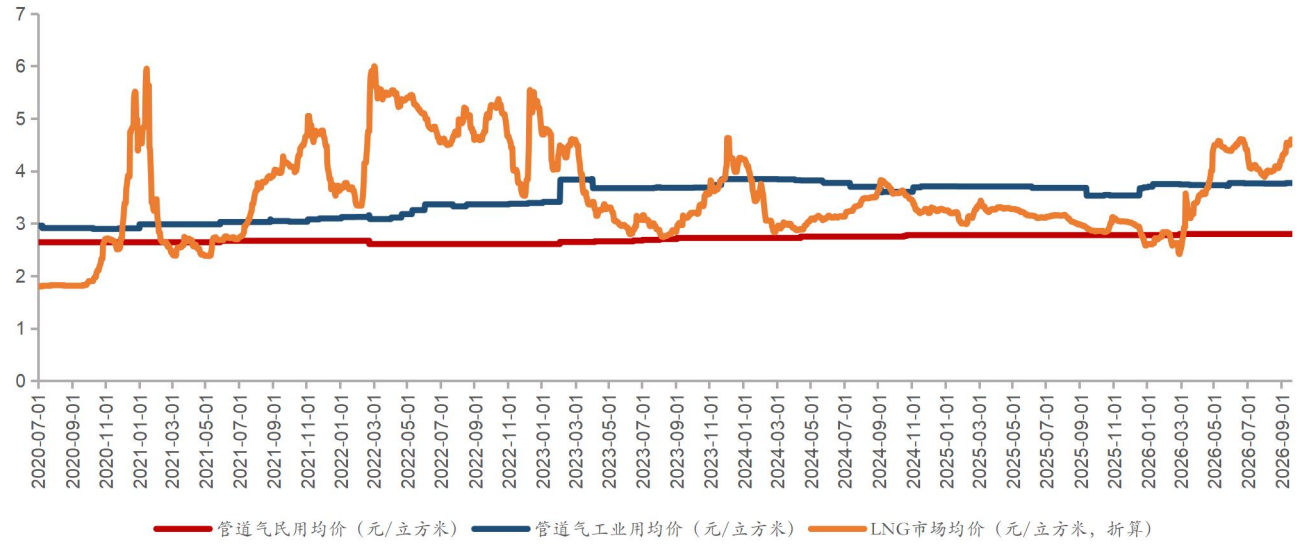


资料来源：iFinD，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

天然气价格受国际地缘政治影响明显，波动剧烈。近十年天然气价格变动如图所示，管道气价格受国家管控影响保持长期稳定增长态势，LNG 市场价则波动剧烈。2022 年地缘政治冲突导致能源危机，LNG 价格飙升，2023 年以来随着国际局势缓和，LNG 国际现货价格回落，国内 LNG 市场价随之降低。根据国家能源局发布的《中国天然气发展报告（2024）》预测，下半年全球天然气市场供需将延续宽松态势，但仍面临地缘冲突、制裁与反制裁、极端天气等诸多不确定性。随着国内宏观经济持续回升向好，天然气需求稳定增长，国家能源局预计 2024 年天然气消费量 4,200 亿～4,250 亿立方米，同比增长 6.5%～7.7%；天然气产量 2,460 亿立方米，增产持续超过 100 亿立方米；LNG 进口维持增长态势。

图表 52 国内天然气价格变动（单位：元/立方米，LNG 市场均价按 1 吨≈1400 立方米折算）

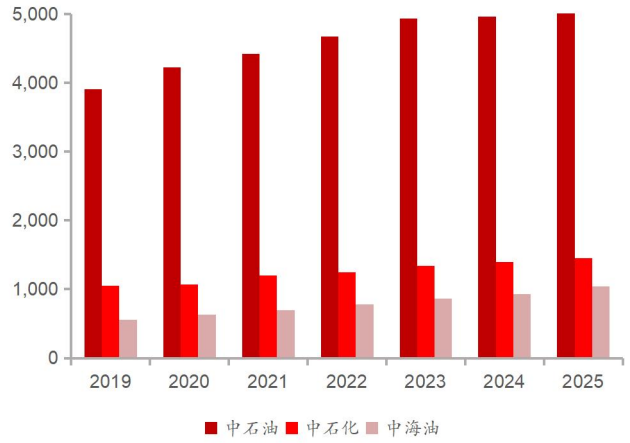


资料来源：百川盈孚，华安证券研究所

中石油为国内天然气供应领军企业，产量稳中有增。自产气方面，2025 年公司可销售天然气产量 5,201.2 十亿立方英尺（约 1,473 亿立方米），同比上升 4.9%，占“三桶油”天然气总产量的 69%，行业第一地位稳固。进口气方面，我国主要天然气进口管道气协议均由中石油所有，协议年供气量总计 1,170 亿立方米；此外中石油拥有江苏如东、唐山曹妃甸 2 座已投运 LNG 接收站，年接收能力约 2,200 万吨，辽宁营口、江苏盐城滨海 2 座接收站正在建设。

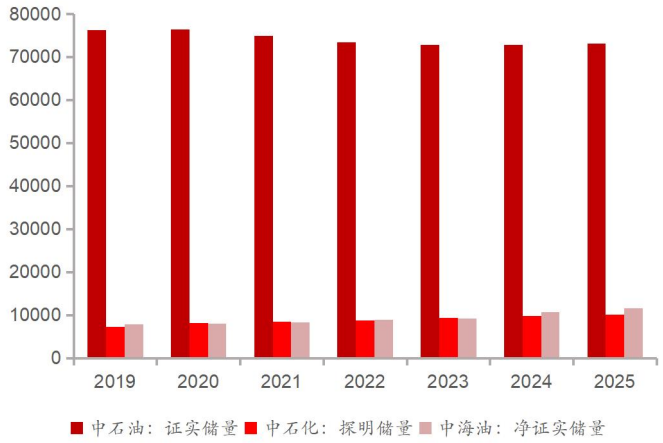
仅供内部参考，请勿外传！

图表 53“三桶油”天然气产量（单位：十亿立方英尺）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表 54“三桶油”天然气储量（单位：十亿立方英尺）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

图表 55 2022 年中石油国内天然气产量分布

气田名称	天然气（亿立方米）
长庆油田	506.5
西南油气田	383.4
塔里木油田	332
青海油田	60
大庆油田	55.4
新疆油田	38.4
华北油田	22.4
浙江油田	18.4
吉林油田	10.8
辽河油田	8.4
大港油田	6.3
吐哈油田	3.01
冀东油田	2.7
玉门油田	0.4

资料来源：中国石油报及各油田 2025 年度生产报道，华安证券研究所

注：辽河、大港、浙江、冀东、玉门未单独披露 2025 年天然气产量；塔里木连续 6 年保持在 310 亿立方米以上、长庆连续 4 年突破 500 亿立方米、西南油气田首次达到 500 亿立方米。

图表 56 中石油管道气协议汇总

签订时间	线路	供气量
2007 年	中亚天然气管道 A/B/C	每年 550 亿立方米
2009 年	中缅天然气管道	每年 120 亿立方米
2014 年	中俄东线天然气管道	每年 380 亿立方米
2022 年	中俄远东天然气管道	每年 100 亿立方米（2025 年 9 月增

仅供内部参考，请勿外传！

		至 120 亿立方米，计划 2027 年 1 月底投产）

资料来源：人民网、石油化工知识库等，华安证券研究所

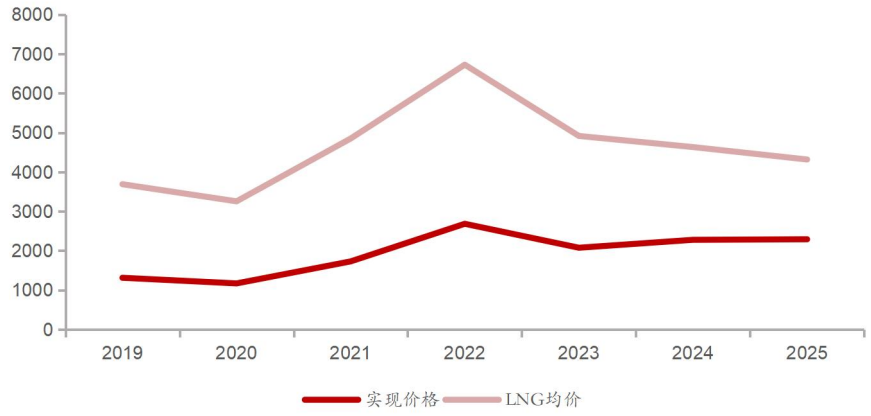
图表 57 中石油 LNG 接收站资产情况

接收站	投产时间	接收能力（万吨/年）
江苏如东 LNG 接收站	一期 2011 年 5 月投产，二期 2016 年 11 月投产， 三期 2018 年 11 月开工	1000（三期扩建后）
唐山曹妃甸 LNG 接收站	一期 2013 年 11 月投产，二期 2014 年投产，三期 2020 年投产，2024 年 9 月扩容工程建成	1200（扩容后）
辽宁营口 LNG 接收站	在建	300（一期规划）
江苏盐城滨海 LNG 接收站	一期在建，预计 2027 年投产	600（一期规划）

资料来源：化工智库，华安证券研究所

目前公司天然气板块盈利受政府管控定价的制约。2020-2022 年，受疫情和俄乌冲突影响，国际气价大幅上涨，但中石油天然气终端实现价格联动上涨幅度不足，价差持续扩大。2025 年，中石油平均实现价格 2,291 元/千立方米（按 1 吨 LNG≈1,400 立方米折算约 3,207 元/吨），低于我国 LNG 市场均价 4,328 元/吨。受顺价机制推进影响，价差有所收窄，但国内天然气价格机制市场化程度仍有提升空间。

图表 58 中石油天然气平均实现价格与 LNG 均价对比（左轴：元/千立方米；右轴：元/吨）



资料来源：公司年报，百川盈孚，华安证券研究所

具体而言，国内天然气定价分为两种模式：

第一种模式针对的是国产天然气与进口管道气。我国天然气的主要产地集中在西部地区，进口的管道天然气入境地也位于西部，这部分天然气通过西气东输管道、川气东送管道等骨架管网系统运往东部地区，到达省级门站后，由省级管网、市级管网最终配送至企业和家庭。目前，国家发改委对省级门站价格采取“基准价+浮动

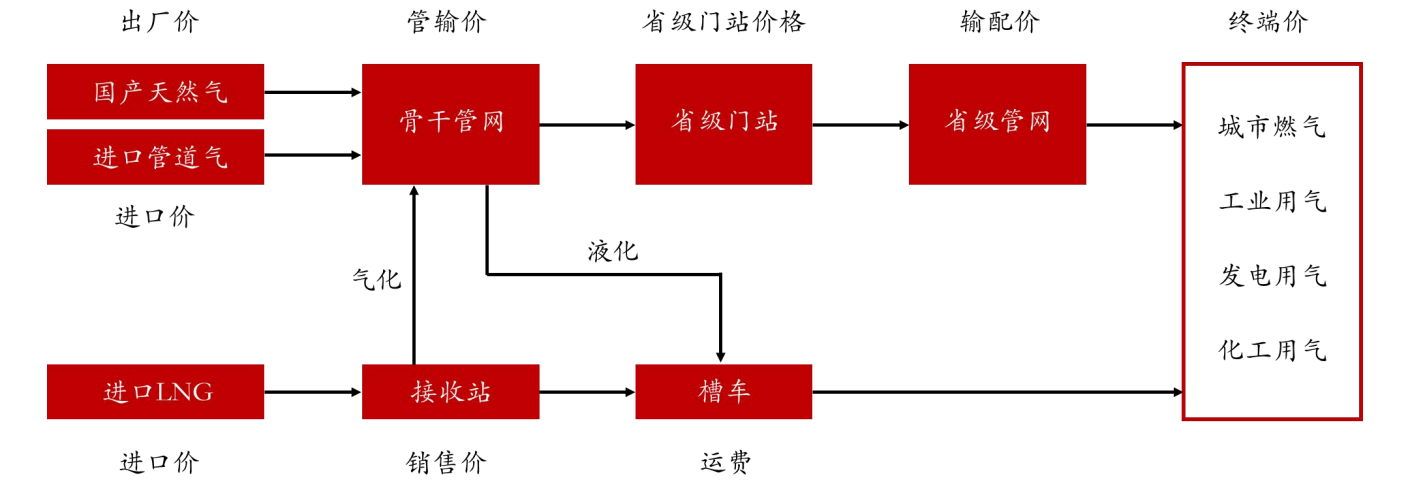
仅供内部参考，请勿外传！

幅度”的价格管理方式，是一种政府管控与市场调节相结合的价格管理方式。管输费、配气费以及终端用户价均由政府定价。因此，对于国内生产天然气的企业，天然气出厂价=省级门站价格-管输费，利润取决于生产成本；对于进口管道天然气的企业，利润还取决于进口管道气的价格（一般采取长期合同）。

第二种模式针对的是进口 LNG。进口的液化天然气（LNG）在东部沿海地区的 LNG 接收站入境，然后通过槽车运输，也可以气化后通过管网运输至终端。自 2014 年国家放开 LNG 价格后，LNG 出厂价基本实现了市场化定价。

目前，国内天然气市场已经完全实现由市场定价的主要仅有两种销售方式，一种是天然气通过各级管网直供，指的是上游生产企业直接向下游使用大户销售天然气；另一种是 LNG 以槽车点供的方式进行销售，价格取决于 LNG 进口价格、运输价格等。整体而言，国内天然气市场价格机制尚不完善，当上游天然气成本价格抬升时下游销售价格无法及时顺价，易造成企业亏损。

图表 59 国内天然气行业价格体系



资料来源：中国政府网、国家发展改革委，华安证券研究所

国家政策推动天然气市场化改革，上下游价格顺畅传导有助于量价提升。

新中国成立至 1982 年，天然气价格由国家统一制定，生产企业无权自主定价。1982 年 5 月开始，我国天然气价格实行双轨制，即对天然气实行计划垄断性定价和市场定价两种不同的定价机制。2005 年 12 月，国家发改委出台了改革天然气出厂价格形成机制的相关政策措施，对天然气统一实行政府指导价。2015 年起实行天然气价格改革，宗旨是“管住中间，放开两端”，即管住输配气成本和价格，放开天然气气源和销售价格，政府只对属于网络型自然垄断环节的管网输配价格进行监管，气源和销售价格由市场形成。

2018 年，国务院提出要理顺天然气价格机制、建立上下游价格联动，但地方落实不足、顺价机制不畅。在 2022 年俄乌冲突爆发后，国际气价上涨，导致民用气量占比较大的城燃企业当年业绩出现较大下滑，甚至有经营困难、限气或断供天然气的现象。2023 年，国家发改委出台《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》。在意见指导下，超过 130 个市县发布了联动机制文件或者通知。

仅供内部参考，请勿外传！

例如，河北省 11 个地级市均上调了居民管道天然气销售价格，上调幅度在 0.37-0.4 元/立方米。

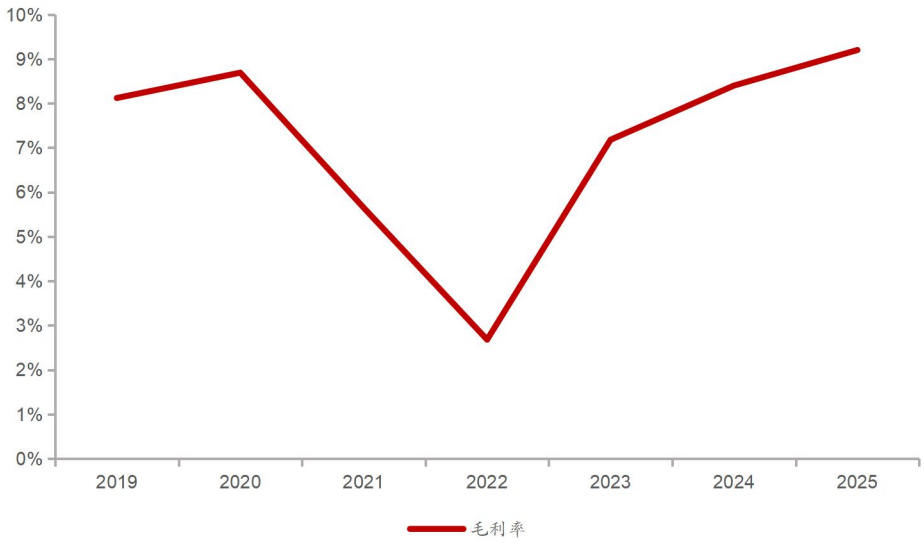
图表 60 天然气顺价政策梳理

政策名称	发布时间	重点内容
国务院关于促进天然气协调稳定发展的若干意见	2018 年 8 月 30 日	提出理顺天然气价格机制，加快建立上下游天然气价格联动机制，推行季节性差价、可中断气价等差别化价格政策。
国家发展改革委关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知	2021 年 5 月 18 日	稳步推进石油天然气价格改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。
国家发展改革委关于印发《天然气管道运输价格管理办法（暂行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（暂行）》的通知	2023 年 3 月 29 日	为健全天然气管道运输定价机制，规范定价成本监审行为，加强自然垄断环节价格监管，促进天然气行业高质量发展。
国家发展改革委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见	2023 年 7 月 29 日	建立终端销售价格与燃气企业采购价格联动机制，缩短联动周期，不设置联动启动条件，限制居民用气价格联动上调幅度，优化联动工作流程，要求燃气企业公开价格信息，以及建立激励约束机制等

资料来源：中国政府网、国务院、国家发展改革委，华安证券研究所

在顺价机制下，天然气下游销售价格可以随市场变化更及时地调整，使成本能够向下游转移。2023 年，在《关于建立健全天然气上下游价格联动机制的指导意见》影响下，中石油天然气与管道板块毛利率提升至 7.18%，相比前一年大幅提升 4.5pct，后续逐年提升。可见顺价机制有利于保持购销价差合理稳定，促进公司实现量价提升。

图表 61 中石油天然气与管道板块毛利率（单位：%）



资料来源：iFinD，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

4.2 消费税改革深入，公司油品炼销一体化优势显著

成品油市场消费税管理不断规范，新规推动消费税后移。税务局多次增加成品油征收消费税的产品数量，有利于市场上劣质企业的退出、提高行业集中度，可以净化市场环境，促进行业健康发展。2024 年 7 月，中国共产党第二十届中央委员会第三次全体会议审议通过了《中共中央关于进一步全面深化改革、推进中国式现代化的决定》（简称《决定》）。《决定》中明确要进一步促进消费税改革，提出“推进消费税征收环节后移并稳步下划地方”。消费税后移有利于规范炼厂间的公平竞争，中石油作为炼销一体化、上下游配套完善的国有炼厂，在合规竞争条件下将更加凸显核心竞争力。

图表 62 成品油消费税改革政策梳理

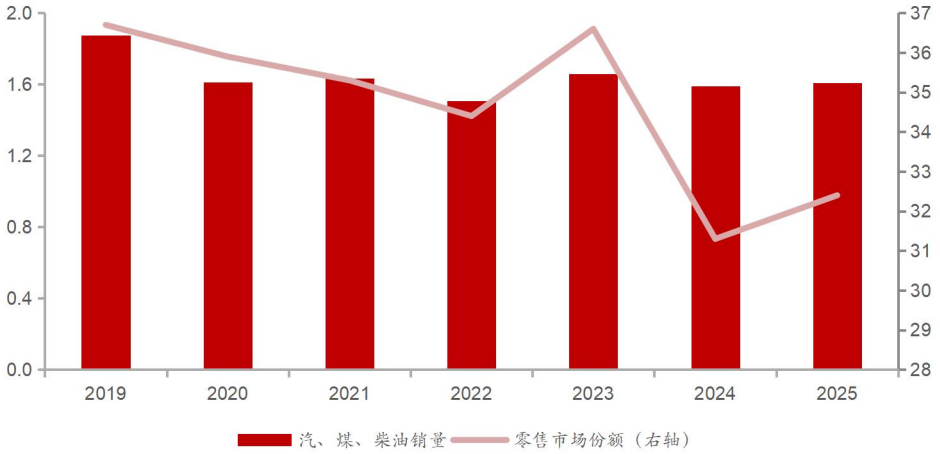
政策名称	发布时间	新增征税对象	征税细则
《中华人民共和国消费税暂行条例》	1994 年	汽油、柴油	开始征收汽油、柴油消费税，汽油 0.2 元/升，柴油 0.1 元/升
《国家税务总局关于调整和完善消费税政策的通知》	2006 年	汽油（含铅汽油、无铅汽油）、柴油等 7 种税目	增设成品油税目，且汽油、柴油改为成品油税目下的子目（税率不变）；另外新增石脑油、溶剂油、润滑油、燃料油、航空煤油 5 个子目
《财政部税务总局关于提高成品油消费税税率的通知》	2008 年	成品油、石脑油、溶剂油等	汽油、石脑油、溶剂油、润滑油 1 元/升；柴油、航空煤油（暂缓）和燃料油 0.8 元/升
《关于进一步提高成品油消费税的通知》	2015 年	汽油、柴油等 7 种税目	将汽油、石脑油、溶剂油和润滑油的消费税单位税额由 1.4 元/升提高到 1.52 元/升。将柴油、航空煤油和燃料油的消费税单位税额由 1.1 元/升提高到 1.2 元/升。航空煤油继续暂缓征收。
《财政部税务总局关于部分成品油消费税政策执行口径的公告》	2023 年	进口混合芳烃、轻循环油、稀释沥青等	一、对烷基化油（异辛烷）按照汽油征收消费税。二、对石油醚、粗白油、轻质白油、部分工业白油（5 号、7 号、10 号、15 号、22 号、32 号、46 号）按照溶剂油征收消费税。三、对混合芳烃、重芳烃、混合碳八、稳定轻烃、轻油、轻质煤焦油按照石脑油征收消费税。四、对航天煤油参照航空煤油暂缓征收消费税。

资料来源：政府官网、华安证券研究所

2019-2022 年，受新冠疫情影响及新能源汽车兴起，公司汽、煤、柴油销量下行，2023 年公司抓住国内成品油市场需求恢复的有利时机，大力加强市场营销，不断提升客户服务质量，汽、煤、柴油销量回升。2025 年公司汽、煤、柴油销量 1.608 亿吨，同比上升 1.1%，占国内零售市场份额 32.4%。

仅供内部参考，请勿外传！

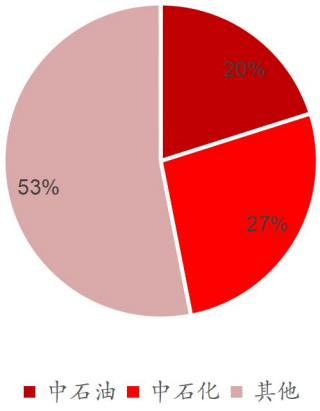
图表 63 中石油油品销量及占国内零售市场份额（单位：亿吨，%）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

2025 年中石油加油站数量 22,127 座，占我国加油站总数的 19.5%，仅次于中石化。近五年公司加油站数量呈先升后稳趋势，单站日均加油量回升至 8.7 吨，且创新批发与零售一体化运作方式，不断增强营销创效能力。另外中石油的行业领先地位和供销一体化经营模式带来终端价格优势，有助于形成稳健盈利。

图表 64 2023 年我国加油站数量分布



资料来源：隆众资讯，华安证券研究所

图表 65 中石油加油站数量及单站日均加油量（单位：座，右轴：吨/日）



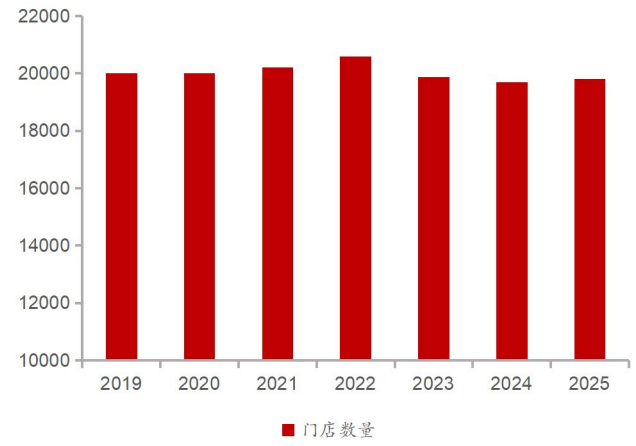
资料来源：公司年报，华安证券研究所

非油业务毛利稳步提升，引领零售行业品牌建设。2007 年起，中石油积极拓展非油业务，以“昆仑好客”为主品牌，辅以“昆仑好客优选+”、“五粮好客”、“昆享”等多个子品牌，在非油领域推出高品质的商品和服务。昆仑好客主营加油站便利店，依托中石油加油站，好客便利店数量迅速扩张至 2 万家以上。根据中国连锁经营协会发布的数据，好客便利店的门店数量稳居行业第 3 名，保持较强的市场竞争力。2025 年，公司加油站非油品销售收入达 203.34 亿元，毛利率 21.27%，毛利润保持增长。2024 年昆仑好客品牌价值突破 200 亿元，较去年增长 18%，标志着昆仑

仅供内部参考，请勿外传！

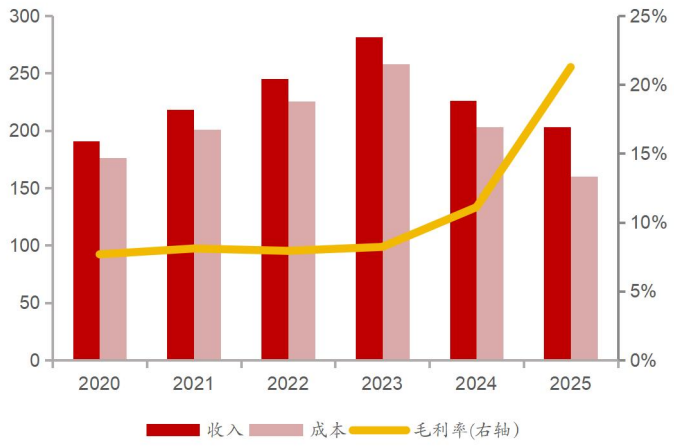
好客正成为中国零售行业品牌新标杆。

图表 66 昆仑好客便利店门店数量（单位：个）



资料来源：中国连锁经营协会，华安证券研究所

图表 67 公司加油站非油品销售（单位：亿元，%）



资料来源：公司年报，华安证券研究所

5 持续分红回报股东，估值有吸引力

公司重视股东回报，持续提高分红率和股息率。2025 年公司现金分红 860.20 亿元，股利支付率达到 54.68%，每股股息 0.47 元（中期 0.22 元+末期 0.25 元）；以 2026 年 9 月 30 日收盘价计算，中国石油（A）股息率为 4.19%，中国石油股份（H）股息率为 5.58%，分红水平位居同业前列。此外，从历年股利支付率来看，公司股利支付率长期保持在 45%以上，2023-2025 年分别为 49.97%、52.24%、54.68%，呈稳步提升态势，体现了公司对股东回报的重视。

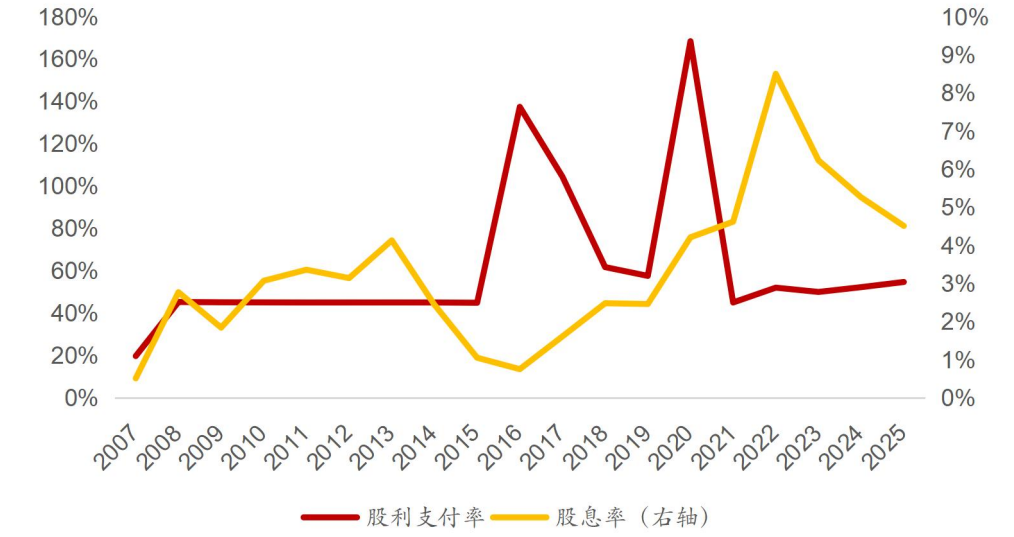
图表 68 重点油气企业分红派息情况

	2025 年股利支付率	股息率（价格取 2025 年末最后一个交易日收盘价）	股息率（价格取 2026/9/30 收盘价）	当前股价（2026/9/30）
中国石油（A）	54.70%	4.51%	4.19%	11.21
中国石油（H）	54.70%	6.44%	5.58%	9.67
中国海油（A）	45.00%	3.88%	3.50%	33.42
中国海油（H）	45.00%	6.01%	5.34%	23.96
中国石化（A）	61.00%	3.69%	3.79%	5.28
中国石化（H）	61.00%	4.71%	4.98%	4.42
道达尔能源（N）	66.4%	5.87%	4.49%	85.50
壳牌（N）	47.7%	3.94%	3.04%	95.05
雪佛龙（N）	103.2%	4.49%	3.35%	204.21
康菲石油(N)	50.1%	3.40%	2.54%	125.15
埃克森美孚（N）	59.7%	3.32%	2.46%	162.75

资料来源：iFinD、华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

图表 69 2007-2025 年中国石油股利支付率和股息率



资料来源：iFinD、华安证券研究所

当前中国石油（A/H）具有估值吸引力。我们横向对比同业重点油气企业 2025 年每股净收益及当前静态 PE，当前中国石油（A/H）估值仍处于偏低状态，尤其是 H 股，具有较强的估值吸引力。

图表 70 重点油气企业 EPS 及当前静态估值情况

	当前股价（2026/9/30）	2025 年 EPS	PE（按 2025 年 EPS）	计价货币
中国石油（A）	11.21	0.86	13.03	RMB
中国石油（H）	9.67	0.94	10.29	HKD
中国海油（A）	33.42	2.55	13.11	RMB
中国海油（H）	23.96	2.80	8.56	HKD
中国石化（A）	5.28	0.262	20.15	RMB
中国石化（H）	4.42	0.290	15.24	HKD
道达尔能源（N）	85.50	5.78	14.79	USD
壳牌（N）	95.05	6.06	15.68	USD
雪佛龙（N）	204.21	6.63	30.80	USD
康菲石油(N)	125.15	6.35	19.71	USD
埃克森美孚（N）	162.75	6.70	24.29	USD

资料来源：iFinD、华安证券研究所

6 盈利预测

重要假设：我们假设 2026-2028 年平均原油实现价格分别为 80、75、70 美元/桶，天然气价格分别为 2360、2313、2266 元/千立方米。假设每年原油产量增速约 2%。

判断依据：原油方面，EIA 在 2026 年 8 月《短期能源展望》中预测 2026 年

仅供内部参考，请勿外传！

布伦特原油均价为 87 美元/桶；同时中东地缘冲突带来的风险溢价难以长期维持。我们据此假定 2026-2028 年公司原油平均实现价格由 80 美元/桶逐步回落至 70 美元/桶。天然气方面，公司 2025 年平均实现价格为 2,291 元/千立方米，2026 年上半年为 2,379 元/千立方米（同比+1.7%）；考虑顺价机制持续推进但国内需求增速放缓、进口成本回落，我们假定 2026-2028 年天然气平均实现价格分别为 2,360、2,313、2,266 元/千立方米，整体小幅回落。

图表 71 各业务收入成本拆分表（单位：百万元）

	2025	2026E	2027E	2028E
炼油与化工				
营业收入	1072723	1208931	1170187	1208428
营业成本	826558	929632	880407	900003
毛利率	21.6%	22.6%	23.1%	23.0%
油气勘探和新能源				
营业收入	799980	951679	919608	885966
营业成本	548335	615818	602180	587814
毛利率	31.5%	35.3%	34.5%	33.7%
天然气销售				
营业收入	613334	664494	661330	658042
营业成本	556686	616470	616225	615981
毛利率	9.2%	7.2%	6.8%	6.4%
销售				
营业收入	2327528	2361434	2277033	2333866
营业成本	2257780	2290591	2208722	2263850
毛利率	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%

资料来源：华安证券研究所测算

我们预计公司 2026-2028 年归母净利润分别为 1839.41、1938.54、1972.16 亿元，对应 PE 分别为 12、11、11 倍，首次覆盖给予“买入”评级。

风险提示

政策落实不及预期；

原油天然气价格大幅波动；

宏观经济下行导致化工品需求不足、价格下跌；

资本开支增速不及预期；

项目投产进度不及预期。

仅供内部参考，请勿外传！

财务报表与盈利预测

资产负债表 单位:百万元

会计年度	2025A	2026E	2027E	2028E
流动资产	595297	913536	109138	126951
现金	238908	522811	711824	882741
应收账款	77929	77975	77297	79342
其他应收款	26024	32940	31642	30712
预付账款	14664	15237	14803	15085
存货	150553	167782	156541	156716
其他流动资产	87219	96792	99279	104924
非流动资产	223272	226137	230480	232464
长期投资	303575	314876	326178	338211
固定资产	528089	558924	591946	624376
无形资产	93149	93212	93368	93561
其他非流动资产	130790	129436	129331	126849
资产总计	282801	317491	339619	359416
流动负债	538800	674399	658381	662948
短期借款	34513	68032	98032	128032
应付账款	255882	291407	275060	277166
其他流动负债	248405	314960	285289	257750
非流动负债	489669	493851	519277	489174
长期借款	148462	161432	174402	187372
其他非流动负债	341207	332419	344875	301802
负债合计	102846	116825	117765	115212
少数股东权益	213487	233571	254134	274421
股本	183021	183021	183021	183021
资本公积	120965	120965	120965	120965
留存收益	128207	146910	166041	186363
归属母公司股东权	158606	177309	196440	216761
负债和股东权益	282801	317491	339619	359416

现金流量表 单位:百万元

会计年度	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流	412510	338342	303357	331297
净利润	157302	183941	193854	197216
折旧摊销	237608	101375	106170	109568
财务费用	10606	15329	17503	19607
投资损失	-20466	-15052	-16186	-17681
营运资金变动	-11843	7875	-37342	-17550
其他经营现金流	208448	220940	270553	254904
投资活动现金流	-26570	-12683	-13712	-12627
资本支出	-29106	-13945	-14445	-14311
长期投资	1412	-6843	-6843	-10274
其他投资现金流	23946	19460	14166	27111
筹资活动现金流	-11133	72399	22785	-34103
短期借款	-11442	33519	30000	30000
长期借款	74390	12970	12970	12970
普通股增加	0	0	0	0
资本公积增加	-847	0	0	0
其他筹资现金流	-17343	25910	-20185	-77073
现金净增加额	33685	283903	189013	170916

利润表 单位:百万元

会计年度	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入	2864469	314063	3034927	3071230
营业成本	2246121	243035	2332872	2364017
营业税金及附加	244276	286605	270187	271866
销售费用	60291	68964	65266	66043
管理费用	69122	67764	68630	69943
财务费用	12053	10127	8979	8608
资产减值损失	-17691	-9165	-9384	-9272
公允价值变动收益	2515	0	0	0
投资净收益	20466	15052	16186	17681
营业利润	234579	281016	293541	296915
营业外收入	3602	3287	3340	3410
营业外支出	12032	15907	14951	14297
利润总额	226149	268396	281930	286028
所得税	54144	64372	67513	68525
净利润	172005	204025	214417	217503
少数股东损益	14703	20084	20563	20287
归属母公司净利润	157302	183941	193854	197216
EBITDA	475832	363879	380027	384411
EPS（元）	0.86	1.01	1.06	1.08

主要财务比率

会计年度	2025A	2026E	2027E	2028E
成长能力				
营业收入	-2.5%	9.6%	-3.4%	1.2%
营业利润	-8.1%	19.8%	4.5%	1.1%
归属于母公司净利	-4.5%	16.9%	5.4%	1.7%
获利能力				
毛利率（%）	21.6%	22.6%	23.1%	23.0%
净利率（%）	5.5%	5.9%	6.4%	6.4%
ROE（%）	9.9%	10.4%	9.9%	9.1%
ROIC（%）	8.4%	8.1%	7.7%	7.1%
偿债能力				
资产负债率（%）	36.4%	36.8%	34.7%	32.1%
净负债比率（%）	57.2%	58.2%	53.1%	47.2%
流动比率	1.10	1.35	1.66	1.91
速动比率	0.80	1.08	1.40	1.66
营运能力				
总资产周转率	1.01	0.99	0.89	0.85
应收账款周转率	36.76	40.28	39.26	38.71
应付账款周转率	8.78	8.34	8.48	8.53
每股指标（元）				
每股收益	0.86	1.01	1.06	1.08
每股经营现金流(摊	2.25	1.85	1.66	1.81
每股净资产	8.67	9.69	10.73	11.84
估值比率				
P/E	12.10	11.54	10.95	10.77
P/B	1.20	1.20	1.08	0.98
EV/EBITDA	4.25	5.64	5.01	4.57

资料来源：公司公告，华安证券研究所

仅供内部参考，请勿外传！

重要声明

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的执业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人对这些信息的准确性或完整性不做任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。报告中的信息和意见仅供参考。本人过去不曾与、现在不与、未来也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收任何形式的补偿，分析结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

华安证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。本报告由华安证券股份有限公司在中华人民共和国（不包括香港、澳门、台湾）提供。本报告中的信息均来源于合规渠道，华安证券研究所力求准确、可靠，但对这些信息的准确性及完整性均不做任何保证。在任何情况下，本报告中的信息或表述的意见均不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也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。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。华安证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经华安证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如欲引用或转载本文内容，务必联络华安证券研究所并获得许可，并需注明出处为华安证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。如未经本公司授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司并保留追究其法律责任的权利。

投资评级说明

以本报告发布之日起 6 个月内，证券（或行业指数）相对于同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准，A 股以沪深 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；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克指数或标普 500 指数为基准。定义如下：

行业评级体系

增持—未来 6 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%以上；

中性—未来 6 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；

减持—未来 6 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%以上；

公司评级体系

买入—未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上；

增持—未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；

中性—未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；

减持—未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；

卖出—未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；

无评级—因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。