



Research and
Development Center

油气龙头与炼化巨擘，盈利稳健与价值增长兼具的央企中坚

— 中国石油（601857.SH）/ 中国石油股份（0857.HK）首次覆盖报告

2024年5月5日

左前明 能源行业首席分析师

执业编号：S1500518070001

联系电话：010-83326712

邮箱：zuoqianming@cindasc.com

刘奕麟 石化行业分析师

执业编号：S1500524040001

联系电话：13261695353

邮箱：liuyilin@cindasc.com

证券研究报告

公司研究

首次覆盖报告

**中国石油(601857.SH)/中
 国石油股份(0857.HK)**
投资评级 买入

上次评级 -


资料来源：万得，信达证券研发中心

公司主要数据

收盘价(元)	10.27
52周内股价	6.58-11.06
波动区间(元)	
最近一月涨跌幅	3.95
(%)	
总股本(亿股)	1830
流通A股比例(%)	89
总市值(亿元)	18796

资料来源：万得，信达证券研发中心

 信达证券股份有限公司
 CINDA SECURITIES CO., LTD
 北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
 邮编：100031

中国石油：油气龙头与炼化巨擘，盈利稳健与价值增长兼具的央企中坚

2024年5月5日

本期内容提要：

- ◆**国内油气开采龙头，全产业链一体化竞争优势显著。**公司是中国油气行业占主导地位的油气生产和销售商，全球资产布局具备国际竞争力，同时兼具炼油、化工等石化下游产业链，国内油气龙头地位稳固。公司盈利能力与油、气价格高度相关，同时炼化资产近年来抗风险能力持续提升，在油价中高位背景下依旧实现了盈利正向贡献。从财务表现看，公司资产负债率稳定，经营性现金流充沛，近十年来公司经营活动现金流基本维持在2500亿以上；资本开支方面，在上下游景气度切换背景下，公司油气板块资本开支仍占主导，推动业绩潜力持续释放。
- ◆**公司上游资产规模质量全球领先，油气量价齐升助力勘探开发板块业绩高增。**公司油气资源禀赋良好，近年来原油产量稳中有升，天然气产量增长潜力持续释放。公司实现了国内领先、全球优化布局的资产格局，国内采取加大老区油气稳产、新区增量上产策略，同时推动非常规油气高效勘探开发，发现和落实了一批亿吨级和千亿立方米级规模储量区，未来产量提升和桶油成本降低均有较大空间。油气价格方面，我们认为，预计未来全球供给受控、边际供应成本上升、需求有望上涨或将对中高位的原油价格形成较好支撑，国际LNG价格在以需定供的市场特点和俄乌冲突的中期扰动下或仍将保持较强的脆弱性和潜在的上行动力，国内逐步推行的气价改革和顺价措施也有望为公司售价提升打开空间。公司勘探开发板块业绩贡献可期。
- ◆**炼化板块资产质量稳步提升，气头产业链发展有望助力公司业绩抗风险能力进一步增强。**炼油板块，公司千万吨级炼厂达13座，占全国千万吨级炼厂数量的38%，平均炼厂规模高达900万吨，规模化优势突出。公司油品供给位居国内前列，作为国内合规经营龙头，在成品油消费税趋紧及产能优化、双碳目标推进的供给侧改革背景下，行业集中度有望进一步提升。此外，2023年疫后复苏表现可观，国内出行带来成品油消费表现明显提升，公司炼销一体化在油价中高位背景下有望增强盈利保障能力。化工板块，公司化工业务基石稳固，同时化工装置大型化增强竞争优势。此外，公司实现了勘探开发副产物利用，打造乙烷等原料的资源壁垒，同时带来化工板块新的业绩增长极，根据我们测算，基于2011-2023年数据，预计单套120万吨乙烷制乙烯项目EBITDA中枢或为40-50亿左右，或能有效抵御国际油价大幅波动对炼化板块盈利的影响，化解高油价下炼化板块业绩承压掣肘，公司炼化资产有望迎来重估。
- ◆**资产质量优化及央企改革深化，公司价值重估仍处半途。**我们复盘了公司及石油工业改革历程，近年来公司深化市场化改革，强调创新驱动与高质量发展战略，国资委于2022年提出《提高央企控股上市公司质量工作方案》，在方案指导下，公司生产经营活力、经营效率有望进一步提升。在考核体系方面，伴随“一利五率”、市值管理等体系化、指标化考核手段加码，公司经营效益有望提升。此外，我们通过横向对比三桶油及海外油气公司，公司持续深化改革成效显著、经营效益有所提升，尤其是其自由现金流优异，但其估值仍未被市场完全反映，特别在与海外油气龙头估值对比仍处于相对低位。伴随近年来公司资产质量提升，业绩释放潜力仍值得期待，我们认为，公司仍具备较高的投资价值。

- ◆**盈利预测与投资评级：**我们预测公司 2024-2026 年的营业收入将分别达到 31912.72、32998.73 和 33290.05 亿元，同比增速分别为 5.99%、3.40% 和 0.88%。2024-2026 年归母净利润分别为 1844.15、1980.44 和 2096.82 亿元，同比增速分别为 14.44%、7.39%、5.88%，EPS（摊薄）分别为 1.01、1.08 和 1.15 元/股。对应 2024 年 4 月 30 日收盘价，我们预计 2024-2026 年中国石油 A 股 PE 分别为 10.19、9.49、8.96 倍，中国石油 H 股 PE 分别为 6.41、5.97、5.64 倍，低于行业平均水平。考虑到公司作为国内陆上油气勘探开发龙头，同时上游板块景气度仍处于相对高位，叠加公司一体化布局，在油价中高位背景下业绩释放潜力较大，同时公司作为油气领域国央企龙头，有望受益于国央企深化改革，其内生成长性或将持续释放，2024-2026 年公司业绩有望稳步增长，对公司 A 股及 H 股给予首次覆盖“买入”评级。
- ◆**股价催化剂：**公司增储上产与油价中高位运行共振、公司资产质量优化、国央企市场化改革带来业绩增长潜力、全产业链抗风险能力优异、“双碳”背景下市场集中度加速提升、顺周期背景下需求端动能释放。
- ◆**风险因素：**1) 原油、国际天然气价格剧烈波动的风险。2) 增储上产不及预期风险。3) 全国炼能过剩风险。4) 新能源汽车对成品油消费替代过快风险。5) 化工品过剩风险。6) 终端需求恢复不及预期的风险。7) 新投产项目盈利不及预期风险。

重要财务指标	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
营业总收入(百万元)	3,239,167	3,011,012	3,191,272	3,299,873	3,329,005
增长率 YoY %	23.90%	-7.04%	5.99%	3.40%	0.88%
归属母公司净利润(百万元)	148,738	161,144	184,415	198,044	209,682
增长率 YoY%	61.39%	8.34%	14.44%	7.39%	5.88%
毛利率%	21.96%	23.53%	23.89%	24.13%	24.41%
净资产收益率 ROE%	10.89%	11.14%	11.91%	11.95%	11.83%
EPS(摊薄)(元)	0.81	0.88	1.01	1.08	1.15
P/E(A 股)	12.64	11.66	10.19	9.49	8.96
P/E(H 股)	7.97	7.33	6.41	5.97	5.64
P/B(A 股)	1.38	1.30	1.21	1.13	1.06
P/B(H 股)	0.87	0.82	0.76	0.71	0.67

资料来源：万得，信达证券研发中心预测；股价为 2024 年 4 月 30 日收盘价

投资聚焦

核心观点/投资逻辑:

1、勘探开发龙头叠加一体化布局，中高位油价背景下，油气龙头竞争优势显著。公司是中国油气行业占主导地位的油气生产和销售商，同时兼具炼油、化工等石化下游产业链，国内油气龙头地位稳固，资产全球布局具备国际竞争力。公司盈利能力与油、气价格高度相关，同时炼化资产近年来抗风险能力持续提升，在油价中高位背景下依旧实现了盈利正向贡献，全产业链优势更加凸显。

2、公司增储上产与油气行业景气度上行，勘探开发板块业绩贡献可期。公司油气资源禀赋良好，近年来原油产量稳中有升，天然气产量增长潜力持续释放。公司非常规油气高效勘探开发成效显著，发现和落实了一批亿吨级和千亿立方米级规模储量区。从油气价格研判角度看，我们认为，预计未来全球供给受控、边际供应成本上升、需求仍将上涨有望对中高位的原油价格形成较好支撑，未来原油供给偏紧的格局或未改变，油气价格有望在中高位运行，公司勘探开发板块有望与油气景气上行周期共振，业绩释放潜力有望打开。

3、气头产业链助力炼化板块资产质量提升，公司业绩抗风险能力进一步增强。炼油板块，公司炼厂规模化优势突出，公司油品供给位居国内前列，同时公司作为国内合规经营龙头，在成品油消费税趋紧及产能优化、双碳目标推进的供给侧改革背景下，行业集中度有望进一步提升。化工板块，公司化工业务基石稳固，公司还实现了勘探开发副产物利用，打造乙烷等原料的资源壁垒，带来化工板块新的业绩增长极，根据我们测算，基于2011-2023年数据，预计单套120万吨乙烷制乙烯项目EBITDA中枢或为40-50亿左右，或能有效抵御国际油价大幅波动对炼化板块盈利的影响，化解高油价下炼化板块业绩承压掣肘，公司炼化资产有望迎来重估。

4、资产质量优化叠加国企改革深化，公司价值有望迎来重估。国资委于2022年提出《提高央企控股上市公司质量工作方案》，在方案指导下，公司生产经营活力、经营效率有望进一步提升。在考核体系方面，伴随“一利五率”、市值管理等体系化、指标化考核手段加码，公司经营效益有望提升。我们通过横向对比三桶油及海外油气公司来看，公司持续深化改革成效显著、经营效益稳中有升，尤其是其自由现金流优异，但其估值仍未被市场完全反映，特别与海外油气公司估值比较仍处于相对低位，而伴随近年来公司资产质量改善，业绩释放潜力仍值得期待，我们认为，公司仍具备较高的投资性价值。

与市场不同观点:

市场普遍认为公司业务重心在上游勘探开发板块，同时认为油价中高位背景下对下游炼化板块带来明显成本端压力，从而推断炼化板块在油价高位背景下对盈利带来了负向贡献。我们认为，近年来公司推行分子炼油、乙烷制乙烯等技术及项目举措，正在持续优化高油价下炼化板块成本端的压力。以乙烷制乙烯项目举例，其中乙烷资源恰是公司自上游勘探开发至下游炼化全产业链一体化布局的资源壁垒，是其它多数国内炼化企业所不具备的独特优势。在油价中高位背景下，下游化工品价格拥有成本端支撑，反而助推了乙烷制乙烯项目的盈利水平，有效增强了公司盈利抗风险水平。而在传统勘探开发板块，公司也在强化增储上产、提升新产区油气接替水平，在油价中高位背景下，公司全产业链均有望迎来可观的业绩贡献。

此外，我们看到国务院国资委将对中央企业全面实施“一企一策”考核，通过签订个性化经营业绩责任书，引导企业努力实现高质量发展，全面推开上市公司市值管理考核，同时公司作为国内央企龙头，近年来在自由现金流、净利润等资产创效方面明显提升，其业绩弹性仍有广阔释放空间，公司估值修复仍在半途。

盈利预测与投资评级：

我们预测公司 2024-2026 年的营业收入将分别达到 31912.72、32998.73 和 33290.05 亿元，同比增速分别为 5.99%、3.40% 和 0.88%。2024-2026 年归母净利润分别为 1844.15、1980.44 和 2096.82 亿元，同比增速分别为 14.44%、7.39%、5.88%，EPS（摊薄）分别为 1.01、1.08 和 1.15 元/股。对应 2024 年 4 月 30 日收盘价，我们预计 2024-2026 年中国石油 A 股 PE 分别为 10.19、9.49、8.96 倍，中国石油 H 股 PE 分别为 6.41、5.97、5.64 倍，低于行业平均水平。考虑到公司作为国内陆上油气勘探开发龙头，同时上游板块景气度仍处于相对高位，叠加公司一体化布局，在油价中高位背景下业绩释放潜力较大，同时公司作为油气领域国央企龙头，有望受益于国央企深化改革，其内生成长性或将持续释放，2024-2026 年公司业绩有望稳步增长，对公司 A 股及 H 股给予首次覆盖“买入”评级。

股价催化剂：公司增储上产与油价中高位运行共振、公司资产质量优化、我国气价改革及顺价举措提升天然气产业链盈利能力、国央企市场化改革带来业绩增长潜力、全产业链抗风险能力优异、“双碳”及供给侧改革背景下市场集中度加速提升、顺周期背景下需求端动能释放。

风险因素：1) 原油、国际天然气价格剧烈波动的风险。2) 增储上产不及预期风险。3) 全国炼能过剩风险。4) 新能源汽车对成品油消费替代过快风险。5) 化工品过剩风险。6) 终端需求恢复不及预期的风险。7) 新投产项目盈利不及预期风险。

一、油气综合一体化龙头，板块协同优势显著	11
1.1 全产业链布局，公司油气龙头地位稳固	11
1.2 油价中高位背景下，公司盈利弹性有望释放	13
1.3 公司财务状况良好，资本开支保持稳健	14
二、勘探开发：增储上产与油气价格高位推动上游景气度提升	15
2.1 精细勘探和高效开发成效显著，稳步推进增储上产	15
2.2 油气价格中高位运行，上游景气周期有望延续	22
2.3 天然气市场化改革推进，公司有望迎来价量齐升	29
2.4 推进油气新能源融合发展，打造“油气热电氢”综合能源公司	35
三、炼化和新材料：政策加码叠加需求好转，业绩有望改善	37
3.1 油品：市场份额前列，叠加需求复苏，炼油板块优势持续增强	37
3.2 销售：炼销一体化保障盈利能力，非油业务稳步创收	44
3.3 化工：化工品盈利修复可期，叠加产业链优势互补推升资产质量	45
四、国企改革机遇来临，公司估值空间有望打开	51
盈利预测、估值与投资评级	55
重要假设	55
盈利预测、估值与投资评级	56
风险因素	58

表 1：2022 年中国石油各油气田生产情况	16
表 2：近年能源安全战略相关会议或政策整理	20
表 3：中石油矿权内部流转发展历程	21
表 4：中国石油流转矿权内勘探重大突破与重要发现	22
表 5：近年来中国石油与天然气主产国重点项目	32
表 6：2022 年全国 LNG 接收站产能及分布情况	33
表 7：各地市天然气价格联动政策	35
表 8：中国石油千万吨级炼厂明细	37
表 9：2024 年及以后主要拟建和未投产炼化一体化产能列示（万吨）	38
表 10：石化行业节能降碳相关政策文件	39
表 11：1994-2023 年成品油消费税征税政策变革	40
表 12：2022 年底中国石油乙烯产能分布	46

表 13: 中国石油乙烯未来规划建设产能	47
表 14: 2020-2025E 中国乙烯供需测算 (万吨)	47
表 15: 中国石油现有乙烷制乙烯项目	49
表 16: 中国石油未来规划建设的乙烷制乙烯项目	50
表 17: 油气行业改革历程及公司改革举措	51
表 18: 国央企考核指标体系变化	52
表 19: 中国石油盈利预测表	56
表 20: 可比公司估值对比表	57

图 目 录

图 1: 中国石油集团公司发展历程	11
图 2: 中国石油股权结构	12
图 3: 2012-2022 年公司上游勘探开发产业发展成果	12
图 4: 2012-2022 年公司炼油化工产业发展成果	12
图 5: 2010-2023 年公司营业收入及油价变化 (亿元, 美元/桶)	13
图 6: 2010-2023 年公司归母净利润及油价变化 (亿元, 美元/桶)	13
图 7: 2010-2023 年公司主营业务板块营业收入分布 (亿元)	13
图 8: 2023 年公司主营业务板块营业收入占比 (%)	13
图 9: 2010-2023 年公司各板块毛利率及油价变化 (% , 美元/桶)	14
图 10: 2010-2023 年公司各板块经营利润及油价 (亿元, 美元/桶)	14
图 11: 2013-2023 年各国际石化企业资产负债率 (%)	14
图 12: 2013-2023 年经营现金流量净额及同比 (亿元, %)	14
图 13: 2013-2023 年各国际石化企业销售净利率表现 (%)	15
图 14: 2013-2023 年各国际石化企业 ROE 表现 (%)	15
图 15: 2010-2024E 年公司各板块资本开支情况 (亿元)	15
图 16: 2010-2024E 年公司各板块资本开支占比 (%)	15
图 17: 2015-2023 年公司海外油气产量当量及占比情况 (百万桶油当量, %)	17
图 18: 2006-2023 年中国石油原油产量及同比增长 (百万桶, %)	17
图 19: 2000-2022 年中国石油剩余原油可采储量及同比变化 (百万桶, %)	17
图 20: 2006-2023 年公司天然气产量及同比变化 (亿立方英尺, %)	18
图 21: 2012-2022 年公司剩余天然气可采储量及同比 (十亿立方英尺, %)	18
图 22: 2010-2023 年“三桶油”剩余油气可采储量对比 (百万桶油当量)	18
图 23: 中国石油与中国石化油气操作成本对比 (美元/桶)	18

图 24: 2010-2021 年中国原油新增地质探明储量及同比 (亿吨, %)	19
图 25: 2010-2022 年中国油气地质勘查投资规模 (亿元, %)	19
图 26: 2010-2023 年中国原油产量、消费量及进口情况 (亿吨, %)	19
图 27: 2010-2021 年中国单位油气勘探投资额对应新增原油探明储量 (吨/万元)	19
图 28: 2017-2023 年“三桶油”矿业权面积 (万平方公里)	21
图 29: 2023 年中国石油各油田公司矿权区块面积 (万平方公里)	21
图 30: 国际油价走势 (美元/桶)	23
图 31: 美国 40 家上市油企资本开支与现金流的比例 (%)	23
图 32: 2020-2023 年美国页岩油生产和钻采成本 (美元/桶)	23
图 33: 美国页岩油产区水平井平均长度 (英尺)	24
图 34: 美国页岩油产区水平井每英尺对应的前 12 个月石油产量 (桶/英尺)	24
图 35: 美国 Permian 地区产量即将达峰 (百万桶/天, %)	24
图 36: 美国原油产量结构及未来预测 (万桶/天)	24
图 37: 美国页岩油产量变化 (万桶/天)	25
图 38: EIA 不同情境下对于美国原油产量的长期预测 (百万桶/天)	25
图 39: 2023Q1 美国页岩油公司桶油生产成本 (美元/桶)	25
图 40: 2024Q1 美国页岩油公司钻新井所需成本 (美元/桶)	25
图 41: 俄罗斯原油产量与产能 (万桶/天, 万桶/天)	26
图 42: 俄罗斯石油对各地区出口情况 (万桶/天)	26
图 43: OPEC+ 目标产量与实际产量 (万桶/天)	26
图 44: IEA 对 OPEC+ 剩余产能测算 (万桶/天)	26
图 45: IMF 预测沙特财政平衡油价 (美元/桶)	26
图 46: 布伦特油价与沙特石油出口收入 (美元/桶, 百万 SAR)	27
图 47: 2024 年减产配额较 2023.10 实际产量水平变化 (万桶/天)	27
图 48: 三大机构月报公布的全球原油需求情况 (万桶/天)	28
图 49: 三大机构月报公布的全球原油需求同比 (万桶/天)	28
图 50: 2022 年全球终端用油消费占比 (万桶/天)	28
图 51: 2010-2060 年全球新能源汽车销售渗透率	28
图 52: 2010-2060 年全球原油分产品需求变化测算 (万桶/天)	28
图 53: 美国原油战略库存 (万桶)	29
图 54: 2010-2023 年天然气产量、消费量及进口依赖度 (万吨, %)	30
图 55: 2010-2023 年中国天然气进口量及增速 (万吨, %)	30
图 56: 2023 年 LNG 进口来源分布 (%)	30
图 57: 2021 年管道天然气进口来源分布 (%)	30

图 58: 2017-2023 年公司国内天然气销售量及占比 (亿立方米, %)	31
图 59: 2017-2023 年天然气经营利润及天然气价格 (亿元, 美元/百万英热)	31
图 60: 2017-2023 年公司国内天然气产销及自供情况 (亿立方米, %)	31
图 61: 2018-2023 年公司天然气销售量及进口气情况 (万吨, %)	32
图 62: 2010-2023 年“三桶油”天然气储量 (亿立方米)	32
图 63: 2010-2023 年“三桶油”天然气产量 (亿立方米)	32
图 64: 2006-2023 年国际天然气价格与公司天然气实现价 (元/千立方米, 美元/百万英热)	34
图 65: 天然气上中下游价格传导机制	34
图 66: 2021-2023 年公司新能源开发利用能力 (万吨标煤)	36
图 67: 2021-2023 年公司高纯度氢产能 (吨/年)	36
图 68: 中国石油绿色低碳转型路径	37
图 69: 2023 年中国主营及地方炼厂炼能情况 (万吨)	38
图 70: 2023 年中国主营及地方炼厂炼能占比 (%)	38
图 82: 2023 年中国加油站数量布局 (%)	44
图 83: 2013-2022 年公司加油站总数及单站日均加油量 (座, 吨/日)	44
图 84: 2010-2023 年公司成品油销量及同比增长 (万吨, %)	45
图 85: 2015-2023 年公司销售板块季度营业利润及布伦特油价 (亿元, 美元/桶)	45
图 86: 2020-2023 年公司非油业务营业收入、营业利润及利润率变化 (亿元, %)	45
图 87: 2022 年中国零售便利店数量分布 (个)	45
图 88: 2023 年公司主要化工品市场产量占比情况 (%)	46
图 89: 2010-2023 年公司主要化工品产量及增速 (万吨, %)	46
图 90: 2021 年高端聚烯烃专利技术来源国分布图 (%)	48
图 91: 2000-2020 年我国高端聚烯烃专利申请数量 (件)	48
图 92: 2010-2023 年中石油及中石化成品油收率对比 (%)	48
图 93: 2017-2023 年中石油及中石化乙烯产量及同比 (百万吨, %)	49
图 94: 2017-2023 年中石油及中石化合成树脂产量及同比 (百万吨, %)	49
图 95: 2019-2022 年中国乙烷产量及自给率情况 (万吨, %)	49
图 96: 2011-2023 年乙烷制乙烯及油制乙烯成本对比 (美元/吨)	50
图 97: 2011-2023 年 120 万吨乙烷制乙烯项目 EBITDA 测算 (亿元, 美元/吨)	50
图 98: 2010-2023 年中国石油、中国石化单吨原油加工营业利润及油价变化 (元/吨, 美元/桶)	51
图 99: 2017-2023 年三桶油自由现金流及油价 (亿元, 美元/桶)	52
图 100: 2017-2023 年三桶油资产负债率 (%)	52
图 101: 2017-2023 年中石油和中石化营业现金比率 (%)	53
图 102: 2017-2022 年三桶油研发经费投入强度 (%)	53

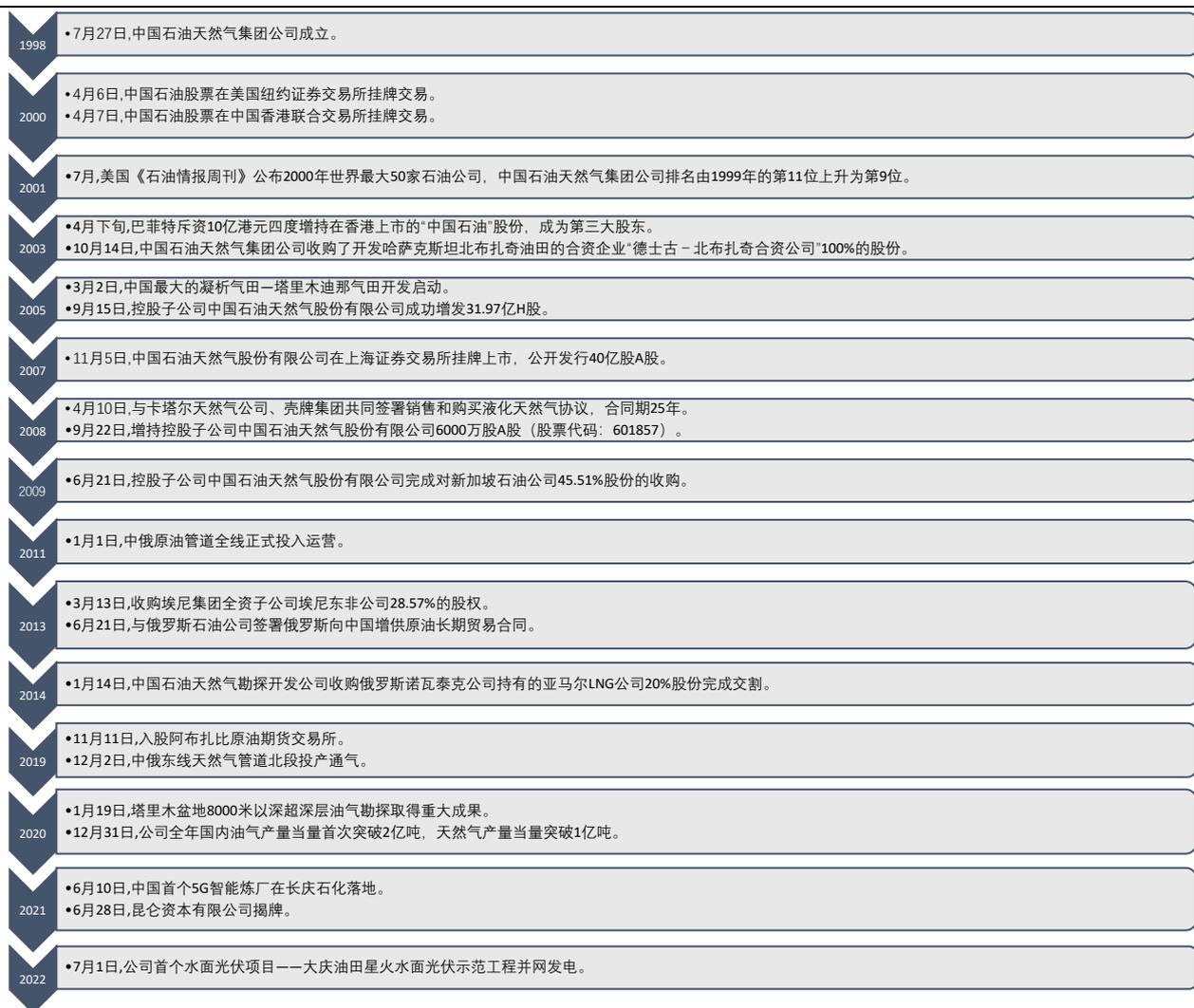
图 103: 2010-2023 年公司与国际油气龙头市净率变化 (倍)	53
图 104: 公司与国际油气龙头 PB-ROE 分布情况	53
图 105: 2015-2023 年公司现金分红总额及股利支付率 (亿元, %)	54
图 106: 2017-2023 年“三桶油”股利支付率 (%)	54
图 107: 2015-2023 年“三桶油”股息率情况 (%)	54

一、油气综合一体化龙头，板块协同优势显著

1.1 全产业链布局，公司油气龙头地位稳固

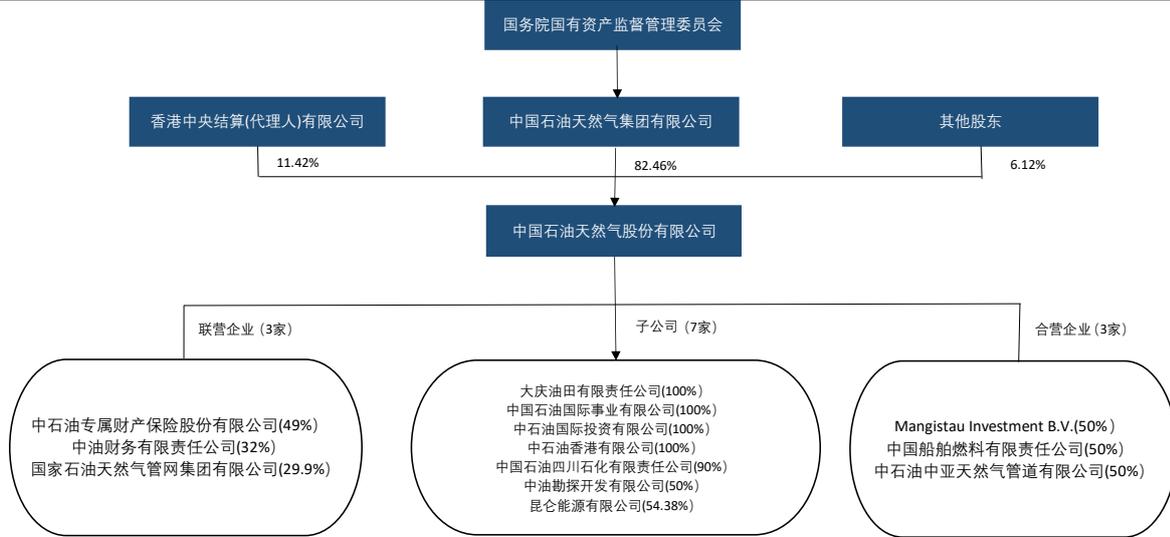
上中下游全面布局，油气龙头地位稳固。 中国石油天然气集团有限公司（下称“中国石油集团”）成立于1998年7月，历经二十五载发展，中国石油集团已成为中国油气行业占主导地位油气生产和销售商，中国石油集团产业链布局完备，集国内外油气勘探开发和新能源、炼化销售和新材料、支持和服务、资本和金融等业务于一体，在全球32个国家和地区开展油气投资业务，油气龙头地位稳固。中国石油天然气股份有限公司（下称“中国石油”）是在原中国石油集团重组改制基础上设立的股份有限公司，为中国石油集团的上市主体，中国石油于2000年在港股及美股上市，2007年在上海交易所挂牌上市。

图 1：中国石油集团公司发展历程



资料来源：公司官网，信达证券研发中心

公司股权结构稳定，参控股公司业务布局丰富。 中国石油集团持有公司82.46%股权，公司旗下包含3家主要联营企业、7家主要控股子公司和3家主要合营企业，其参控股企业业务布局广泛，涵盖原油及天然气的勘探、开发、输送、生产和销售及新能源业务，原油及石油产品的炼制，基本及衍生化工产品、其他化工产品的生产和销售及新材料等业务活动。

图 2：中国石油股权结构


资料来源：同花顺，信达证券研发中心，注：数据来自公司 2023 年年度报告

公司发展战略聚焦主业，并实现全产业链优势互补。上游勘探开发及新能源方面，公司聚焦油气业务主业，形成“三个 1 亿吨”格局（即：国内原油产量、国内天然气产量当量、海外油气权益产量当量均保持 1 亿吨以上）并巩固发展，同时公司也根据国际国内油气市场变化，坚持高效勘探、效益开发，加大勘探开发力度，积极推动油气增储上产；此外公司也在加快从生产供应油气为主向生产供应油气热电氢多种能源转变。**在炼油化工方面**，公司炼油体量大、化工基础深厚，炼油能力位居世界第三、乙烯产能世界第六，高端化是公司炼化产业的主要发展路径，公司正加快从炼油为主的炼化基础产业向“基础+高端”的能源化工材料现代产业转变。公司作为石化一体化龙头，其上下游产业协同推动各环节优势互补，持续开拓公司战略发展新格局。

图 3：2012-2022 年公司上游勘探开发产业发展成果


资料来源：中国石油官方网站，信达证券研发中心

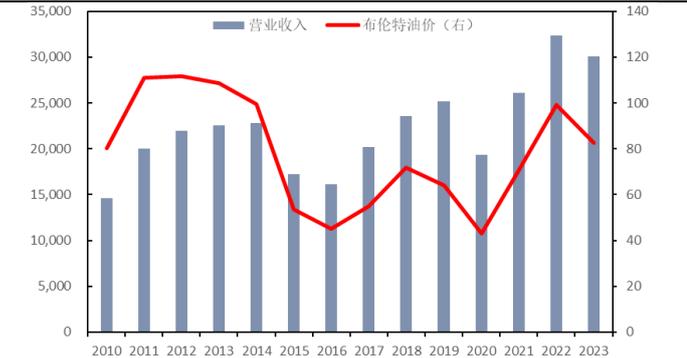
图 4：2012-2022 年公司炼油化工产业发展成果


资料来源：中国石油官方网站，信达证券研发中心

1.2 油价中高位背景下，公司盈利弹性有望释放

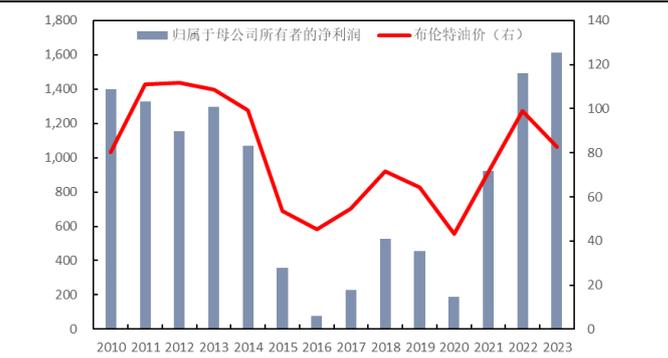
公司历史盈利能力与油价高度正相关。从历史数据看，公司营业收入、净利润与油价高度正相关，由于公司上游油气勘探开发规模大，公司归母净利润受油价波动影响较为明显。2022 年受地缘政治影响国际油价大幅上升，公司营业收入为 32391.67 亿元，同比增长 24%，公司归母净利润为 1493.75 亿元，同比增长 62%；2023 年油价有所回落，但受益于产量增长及天然气销售板块景气上行，公司盈利明显增长，公司实现营业收入 30110.12 亿元，同比下降 7.04%，归母净利润为 1611.44 亿元，同比增长 8.34%。

图 5: 2010-2023 年公司营业收入及油价变化（亿元，美元/桶）



资料来源：万得，信达证券研发中心

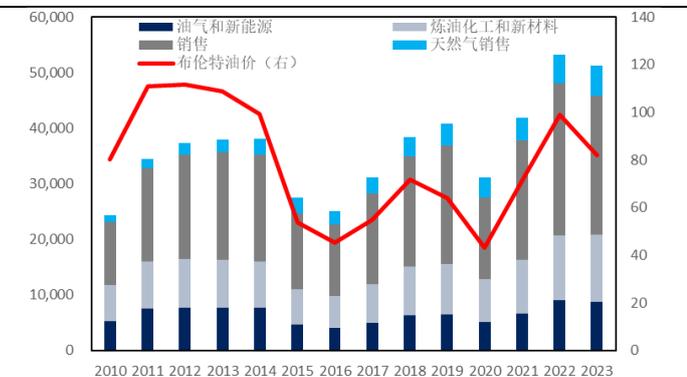
图 6: 2010-2023 年公司归母净利润及油价变化（亿元，美元/桶）



资料来源：万得，信达证券研发中心

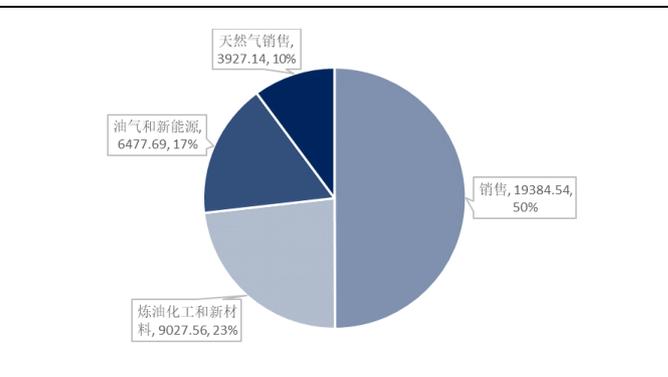
分板块看，公司主营业务包括油气和新能源、炼油化工和新材料、天然气销售、销售四大板块，2023 在公司营业收入占比分别为 17%、23%、10%和 50%，其中销售板块贡献最大。从毛利率角度看，油气和新能源板块毛利率与原油价格波动保持较高同步性，毛利贡献主要受油价影响；炼油化工和新材料板块毛利率与原油价格呈现较高的负相关性，销售、天然气销售板块毛利率相对稳定，2010-2023 年中枢分别为 4%，8%。从盈利贡献角度看，上游油气及新能源板块在高油价周期中利润贡献最突出，其炼化板块在 2011-2014 年间对高油价承压能力偏弱，对盈利带来负向贡献，而近年来伴随新材料产业链、轻烃裂解制烯烃等板块持续布局，公司炼化板块在高油价周期下也贡献了一定利润；销售及天然气销售板块利润贡献波动较大，在油气价格波动时，其外购气成本及成品油库存跌价对盈利带来一定压缩。

图 7: 2010-2023 年公司主营业务板块营业收入分布（亿元）

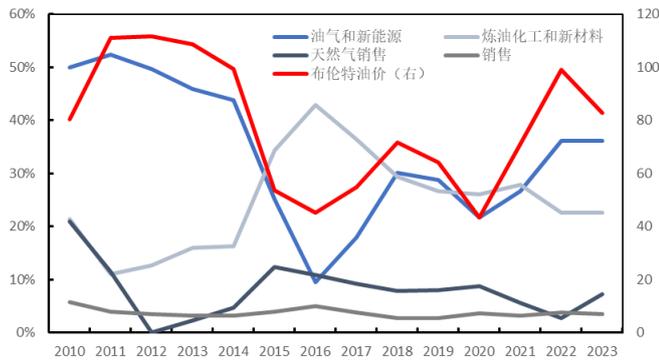


资料来源：万得，信达证券研发中心

图 8: 2023 年公司主营业务板块营业收入占比（%）



资料来源：万得，信达证券研发中心

图 9：2010-2023 年公司各板块毛利率及油价变化（%，美元/桶）


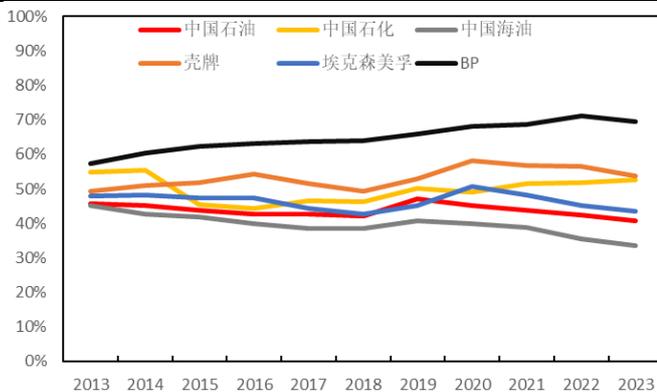
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 10：2010-2023 年公司各板块经营利润及油价（亿元，美元/桶）

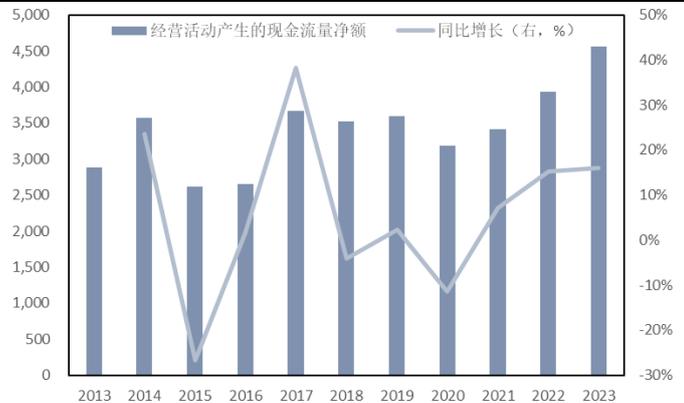

资料来源：万得，信达证券研发中心

1.3 公司财务状况良好，资本开支保持稳健

公司资产负债率稳定，经营性现金流充沛。负债率方面，自 2013 年来，公司资产负债率中枢维持在 44% 左右，相较于国内外其他石化龙头企业，公司资产负债率处于较低水平。现金流方面，公司经营活动现金流充沛，近十年来公司经营活动现金流基本维持在 2500 亿元以上，2023 年公司经营活动产生的现金流量净额高达 4566 亿元，同比增长 16%。

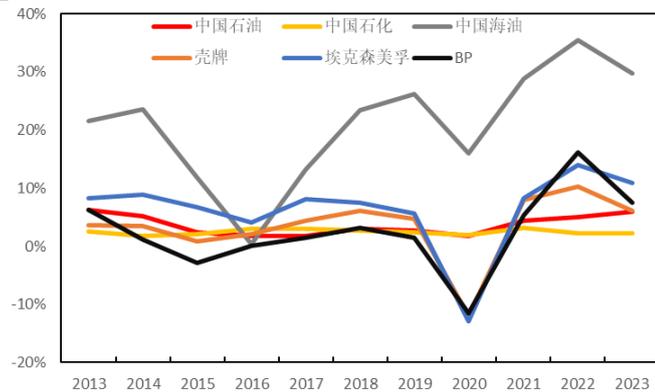
图 11：2013-2023 年各国际石化企业资产负债率（%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

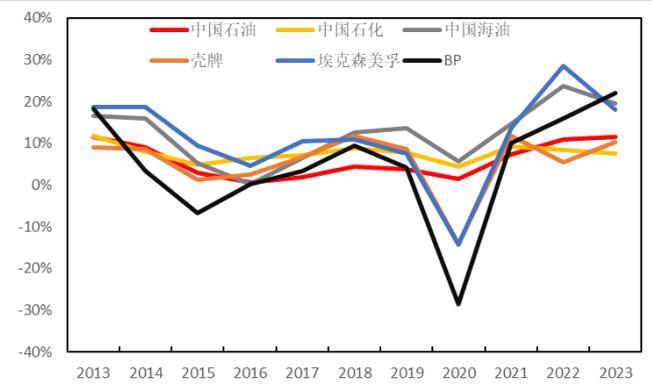
图 12：2013-2023 年经营现金流量净额及同比（亿元，%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

公司全产业链布局，具备较强的各环节产业协同能力。通过比较“三桶油”（中国石油、中国石化、中国海油）及海外其它石化企业龙头，公司通过上中下游全产业链布局，2013-2023 年公司销售净利率和 ROE 中枢分别在 4% 和 6% 左右，具备一定的抗风险能力。相比于中国石化，公司在低油价情况下销售净利润与 ROE 相对偏低，而在高油价情况下销售净利润与 ROE 较高；此外，公司上游勘探开发业务规模更大，在油价中高位背景下利润贡献更加突出，而公司通过下游炼化产业布局，强化了各版块间盈利的协同性。

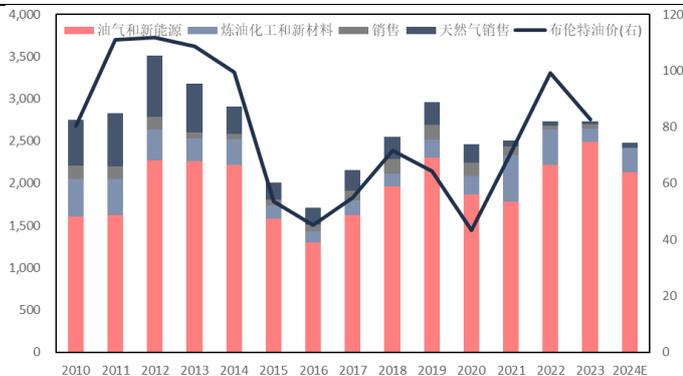
图 13: 2013-2023 年各国际石化企业销售净利率表现 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

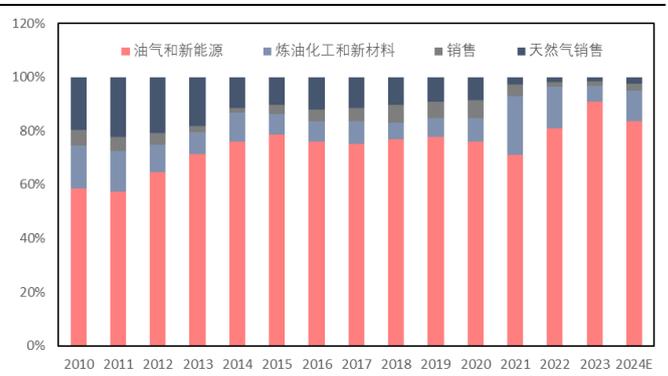
图 14: 2013-2023 年各国际石化企业 ROE 表现 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

资本开支水平稳定, 油价中高位运行背景下, 油气与新能源开支占比上升。从历史数据看, 公司资本开支主要集中于上游勘探开发业务, 在油价高位时资本开支力度明显加大, 2023 年公司核心业务资本开支为 2734.84 亿元, 与 2022 年基本一致。从各板块资本开支占比上看, 2022 年上游油气与新能源板块资本开支占核心业务资本开支比重约 81%, 2023 年进一步提升至近 91%; 炼油化工和新材料板块占比从 2022 年的 15% 降至 2023 年的 6%。整体来看, 近年来伴随油价中高位运行, 公司在上游勘探开发投入趋于集中, 2024 年公司资本开支依旧以上游勘探开发为主, 但相对开支强度有所放缓。

图 15: 2010-2024E 年公司各板块资本开支情况 (亿元)


资料来源: 同花顺, 信达证券研发中心

图 16: 2010-2024E 年公司各板块资本开支占比 (%)


资料来源: 同花顺, 信达证券研发中心

二、勘探开发: 增储上产与油气价格高位推动上游景气度提升

2.1 精细勘探和高效开发成效显著, 稳步推进增储上产

2.1.1 油田开发积累雄厚, 陆上开采成本优势突出

公司油气资源禀赋良好, 油气产量主要来自前六大油气田。公司在上游勘探开发业务板块拥有大庆、长庆、塔里木、西南、新疆、辽河等多个大型油气区, 其中, 长庆油田是中国最大的油气田, 2022 年全年生产油气当量达 6501.55 万吨, 占公司国内总产量的 1/6。公司

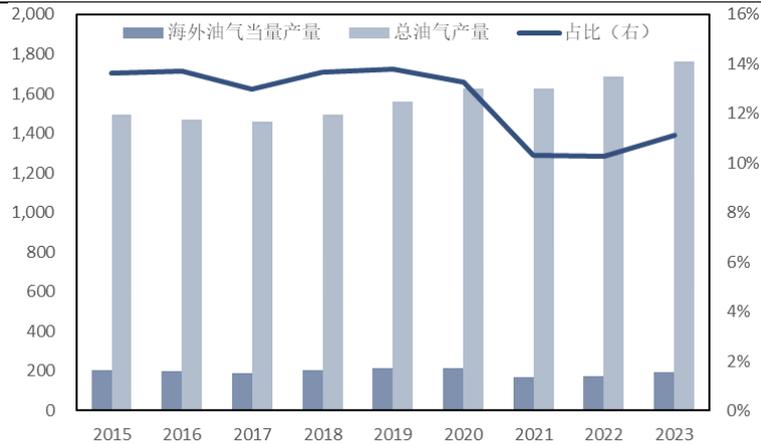
整体油气产量主要集中在前六大油气田，根据我们统计，2022 年公司长庆、大庆、塔里木、西南、新疆、辽河六大油气产区合计生产约 1.9 亿吨油气产量当量，约占公司 2022 年油气总产量的 83%。

表 1：2022 年中国石油各油气田生产情况

油田	2022 年开发情况
长庆油田	全年生产油气当量达 6501.55 万吨，占国内总产量的 1/6
大庆油田	全年合计油气当量超 3438 万吨
塔里木油田	全年生产原油 736 万吨，天然气 323 亿立方米，约合油气产量当量 3310 万吨，同比净增 128 万吨
西南油气田	全年晋升为全国第五大油田，生产天然气 383.4 亿立方米，油气产量当量突破 3000 万吨
新疆油田	全年生产原油 1442 万吨、天然气 38.4 亿立方米，油气产量当量达到 1748 万吨
辽河油田	全年生产原油 933.2 万吨，天然气 8.4 亿立方米，油气当量达到 1000 万吨规模
青海油田	全年原油产量 235 万，连续 22 年保持 200 万吨以上；天然气产量 60 亿立方米，油气产量当量 713 万吨
华北油田	全年生产原油 443 万吨，生产常规气 3.5 亿立方米，生产煤层气 18.9 亿立方米，油气产量当量达到 622 万吨
吉林油田	全年完成油气产量当量 503 万吨，生产经营创八年来最好水平
大港油田	全年生产原油 401 万吨，生产天然气 6.3 亿立方米
吐哈油田	全年生产原油 139 万吨，生产天然气 3.01 亿立方米
浙江油田	全年生产原油 2.3 万吨，天然气 18.4 亿立方米，油气产量当量 149 万吨，实现产量十七年连增
冀东油田	全年生产原油 105 万吨，天然气 2.7 亿立方米
玉门油田	全年完成原油产量 69 万吨，天然气产量 4000 万立方米，油气产量当量实现七年持续攀升
南方石油勘探开发公司	全年全年油气产量当量 40 万吨，其中，生产原油 32 万吨
煤层气公司	全年产气 27.9 亿立方米，产销量连续 14 年保持增长势头，油气产量当量首次突破 220 万吨

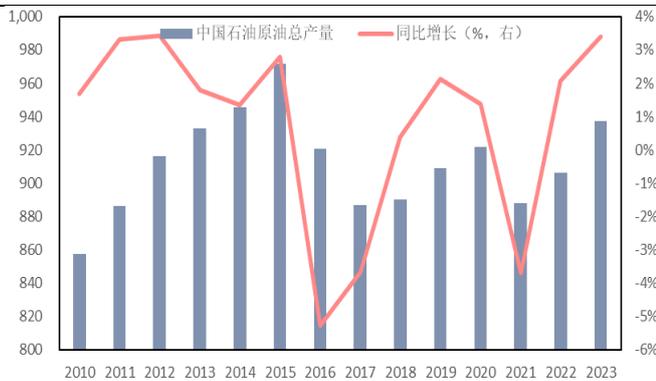
资料来源：石油 Link，信达证券研发中心

公司海外油气资产布局优化，持续夯实增储上产基础。2015-2020 年，公司海外油气产量当量占其总产量约 14%左右，2021 年公司处置了一批海外低效油气资产，海外油气资产占比有所下滑，但整体资产质量提升。2023 年公司完成卡塔尔北方气田扩容项目、伊拉克西古尔纳 1 项目作业权移交协议签约，公司在乍得多赛欧坳陷、滨里海东缘获得新发现，海外油气业务结构、资产结构和区域布局持续优化，海外油气产量占比有所提升。2023 年全年完成海外油气产量当量为 195.7 百万桶，同比增长 13.2%，其中原油产量 163.4 百万桶，同比增长 17.7%；可销售天然气产量 1934 亿立方英尺，同比下降 5.1%。

图 17: 2015-2023 年公司海外油气产量当量及占比情况 (百万桶油当量, %)


资料来源: 同花顺, 信达证券研发中心

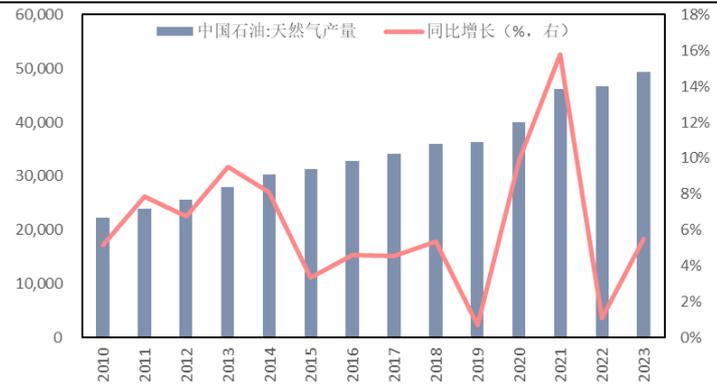
公司油气产量稳中有升, 高效勘探开发成效显著。近年来公司原油产量稳中有升, 天然气产量增长潜力持续释放。**原油方面**, 2023 年公司原油产量为 9.37 亿桶, 同比增长 3%; 截至 2023 年, 公司剩余原油可采储量为 62 亿桶, 同比下降 3%。**天然气方面**, 2023 年公司天然气产量 3.66 万亿立方英尺, 同比增长 6%, 从储量角度看, 截至 2023 年, 公司剩余可采天然气储量达到 73 万亿立方英尺, 同比减少 1%。2023 年公司油气产量当量为 17.59 亿桶, 同比增长 4.4%, 根据我们测算, 2023 年公司油气产量当量约占全国的 59%, 在上游勘探开发领域具备明显龙头优势。近年来公司加大老区油气稳产, 新区增量上产策略, 同时推动非常规油气高效勘探开发, 2023 年中国石油在四川盆地、塔里木盆地等区域获得了 11 项重要发现和 6 项重大突破, 增储上产潜力持续提升。

图 18: 2006-2023 年中国石油原油产量及同比增长 (百万桶, %)


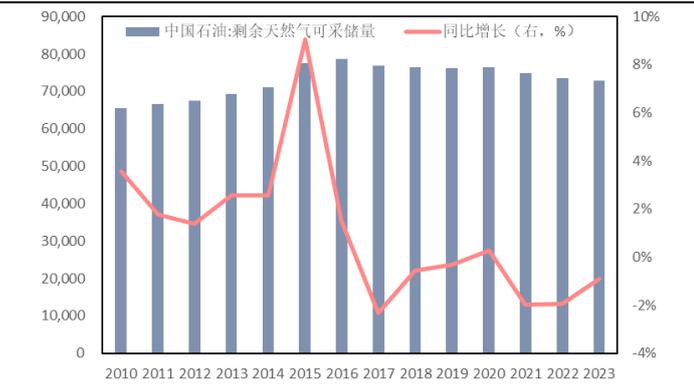
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 19: 2000-2022 年中国石油剩余原油可采储量及同比变化 (百万桶, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 20: 2006-2023 年公司天然气产量及同比变化 (亿立方英尺, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

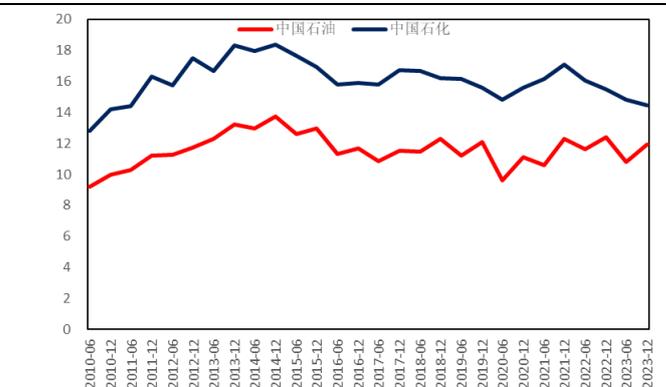
图 21: 2012-2022 年公司剩余天然气可采储量及同比 (十亿立方英尺, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

横向对比, 公司剩余油气可采储量潜力释放空间大, 陆上油气开采成本优势凸显。从储量上看, 中国石油剩余油气可采储量在“三桶油”中具备明显优势, 但由于我国陆上油气田开采年限较长, 衰减问题更为明显, 2014-2019 年剩余油气可采储量出现下滑, 但近年来受益于增储上产政策支持及公司高效开发力度提升, 2020-2023 年公司剩余油气可采储量有所回升。从油气操作成本上看, 近年来公司油气操作成本总体稳定, 2017-2023 年公司油气操作成本中枢为 11.42 美元/桶, 受益于公司区块优势及成本管控能力提升, 公司陆上油气开采成本具有相对优势。

图 22: 2010-2023 年“三桶油”剩余油气可采储量对比 (百万桶油当量)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 23: 中国石油与中国石化油气操作成本对比 (美元/桶)


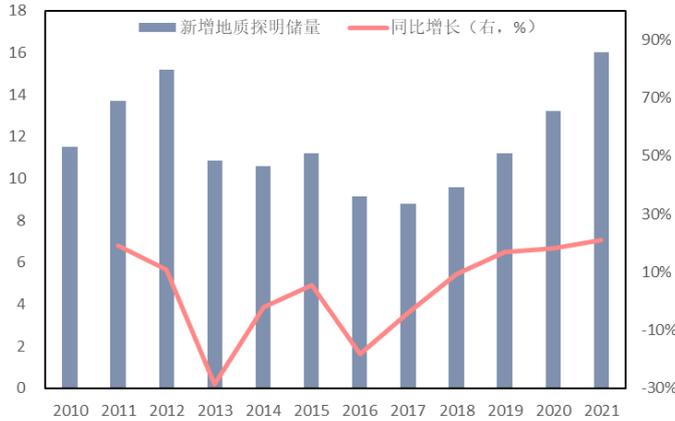
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

2.1.2 增储上产政策助力, 油气产量仍有上升空间

我国油气资源禀赋较弱, 对外依存度高, 但近年来原油勘探效益有所反弹。“富煤、贫油、少气”是我国能源资源禀赋的典型特征, 我国原油对外依存度较高, 2023 年我国原油产量为 2.09 亿吨, 同比增加 2.13%, 表观消费量为 7.72 亿吨, 同比增长 7.34%, 原油对外依存度为 73%, 同比增长 2 个 pct。根据国务院发展研究中心专家郭焦锋披露的数据, 中国老油田年产量递减率为 10-15%, 根据我们测算, 我国每年需要新增约 2500 万吨以上原油产量来弥补油井递减量。近年来我国持续增加勘探开发投入, 2022 年我国油气勘查投资规模达到了 822 亿元, 同比增长 3%, 我们根据年油气勘查投资规模/新增油气地质探明储量来衡量单位油气勘探投资额所对应的勘探效益, 通过观察单位投资额下油气勘探效益, 2015-2019 年我国油气勘探效益持续下降, 2019 年国家能源局正式实施油气行业增储上产“七年

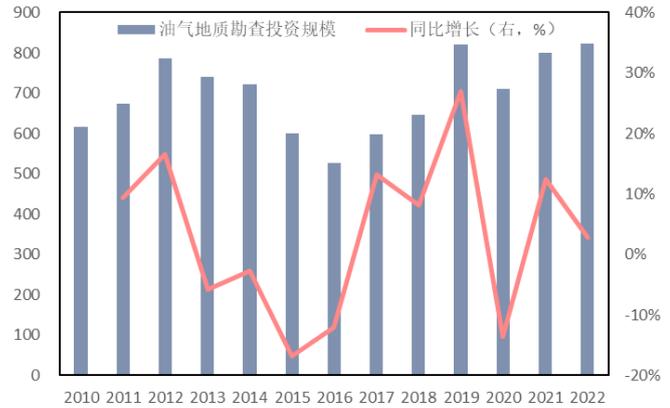
行动计划”，推动油气勘探效益提升，2020-2021年全国油气勘探开发效益有所反弹，但国内油气资源禀赋整体仍偏弱，因此对于勘探开发业务而言，技术突破成为油气产量保障的关键力量。

图 24: 2010-2021 年中国原油新增地质探明储量及同比 (亿吨, %)



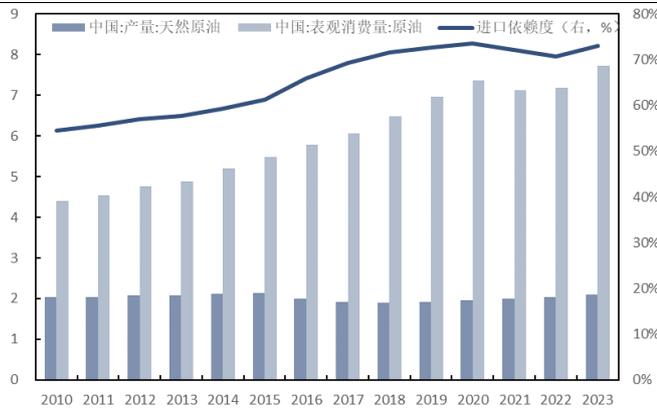
资料来源: 国土部, 国家统计局, 自然资源部, 互联石油, 中国石化新闻网, 央视网, 人民网, 石油商报, 华经产业研究院, 中国新闻网, 中国石化报, 国际石油网, 信达证券研发中心

图 25: 2010-2022 年中国油气地质勘查投资规模 (亿元, %)



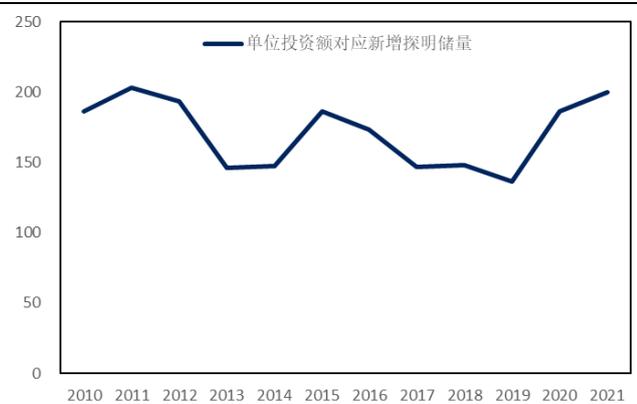
资料来源: 自然资源部, 信达证券研发中心

图 26: 2010-2023 年中国原油产量、消费量及进口情况 (亿吨, %)



资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 27: 2010-2021 年中国单位油气勘探投资额对应新增原油探明储量 (吨/万元)



资料来源: 国土部, 国家统计局, 自然资源部, 互联石油, 中国石化新闻网, 央视网, 人民网, 石油商报, 华经产业研究院, 中国新闻网, 信达证券研发中心, 注: 2021 年新增原油地质储量数据以 16 亿吨计算

保障能源安全、推进增储上产是长期战略。为将石油、天然气的对外依存度控制在合理水平，国家在“十二五”规划中就明确要求“加大石油、天然气资源勘探开发力度，稳定国内石油产量，促进天然气产量快速增长，推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用，积极发展海洋油气、海洋工程装备制造等新兴产业”。到了“十三五”期间，我国原油和天然气的对外依存度依然不断攀升，从2016年的63%提升至2018年的69%。2019年5月，国家能源局主持召开“大力提升油气勘探开发力度工作推进会”。会上能源局提出“石油企业要落实增储上产主体责任，完成 2019-2025 七年行动方案”工作要求，业界称之为“油气增储上产七年行动计划”(以下简称七年行动计划)。七年行动计划提出之后，三大石油集团及延长石油纷纷调整各自的油气勘探开发部署，持续加大上游发展力度。

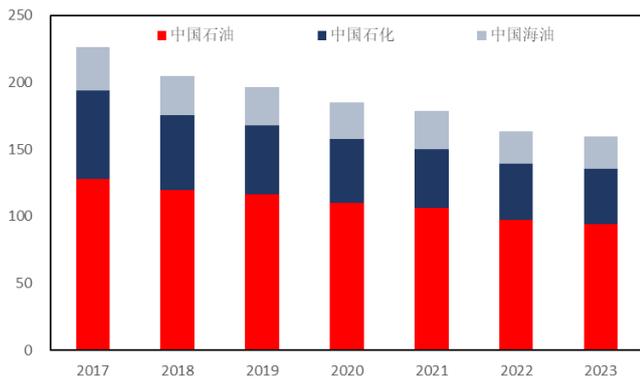
表 2: 近年能源安全战略相关会议或政策整理

时间	事件	相关内容
2014 年	习近平总书记召开中央财经领导小组会议	提出“四个革命，一个合作”的能源安全新战略，即推动能源消费革命，推动能源供给革命，推动能源技术革命，推动能源体制革命，全方位加强国际合作。
	《能源发展战略行动计划（2014-2020）》	加强国内能源资源勘探开发，着力增强能源供应能力。
2017 年	《石油发展“十三五”规划》《天然气发展“十三五”规划》	到 2020 年国内石油产量要达到 2 亿吨以上，天然气综合保供能力要达到 3600 亿立方米以上。
	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	通过改革促进油气行业持续健康发展，大幅增加探明资源储量，不断提高资源配置效率。
2018 年	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	要加大大国内勘探开发力度，健全天然气多元化海外供应体系，构建多层次储备体系。力争到 2020 年底前国内天然气产量达到 2000 亿立方米以上。
	三桶油召开会议讨论能源安全和增储上产	确立国内勘探开发业务“优先发展”的战略定位，加大油气勘探开发投资力度和增储上产步伐。
2019 年	《石油天然气规划管理办法（2019 年修订）》	明确提出重大项目应遵循加大勘探开发力度、保障能源安全的原则。
	《关于 2018 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2019 年国民经济和社会发展计划草案的报告》	拟放开油气勘探开采准入限制，积极吸引社会资本加大油气勘探开采力度。
	国家能源局召开大力提升油气勘探开发力度工作推进电视电话会议	石油企业要落实增储上产主体责任，完成 2019-2025 七年行动计划要求。
	《外商投资准入特别管理措施负面清单（2019 年版）》	油气开采上游向外资企业开放。
	《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》的补充通知	可再生能源发展专项资金支持煤层气(煤矿瓦斯)、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用。
	《中华人民共和国资源税法》审议通过	低丰度油气田开采、三次采油、深水油气田开采、稠油及高凝油将相应减征资源税。
2020 年	国家能源委员会会议	李克强总理指出要加大大国内油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力；深入推进能源领域市场化改革，放宽油气勘探开发和油气管网等设施投资。
	《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》	允许民企、外企等社会各界资本进入油气勘探开发领域。
	《能源法(征求意见稿)》	加快海上油气田开发；提高天然气在一次能源消费中的比重。
	《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》	加快储气基础设施建设，进一步提升储备能力。优先建设地下储气库、北方沿海液化天然气（LNG）接收站和重点地区规模化 LNG 储气。
2020 年	《2020 年能源工作指导意见》	大力提升国内油气勘探开发力度，推动勘探开发投资稳中有增。
	国家能源局 2020 年大力提升油气勘探开发力度工作推进会	将全力协调推进一批有潜力、受制约的产能建设项目，着力突破油气勘探开发系列关键技术，加快已探明未动用储量的动用，加大非常规油气资源开发利用力度，不断完善天然气产供储销体系。
	习近平主席在第七十五届联合国大会发表重要讲话	中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放量力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。
	《新时代的中国能源发展》	指出要建设多元清洁的能源供应体系，还需加大化石能源的清洁高效开发利用，大力提升油气勘探开发力度。
2022 年	国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》	一是着力增强能源供应能力，稳住存量，着力提升国内油气生产水平。二是加快完善能源产供储销体系。加大油气增储上产力度，重点推进地下储气库、LNG（液化天然气）接收站等储气设施建设，提升能源供应能力弹性。三是加强能源应急安全保障能力。既要加强风险预警，建立健全煤炭、油气、电力供需预警机制，还要做好预案，加强演练，提高快速响应和能源供应快速恢复能力。
	自然资源部召开党组会议	全面启动新一轮战略性矿产国内找矿行动，加大重点勘查区找矿力度，加大油气等能源资源勘探开发和增储力度，增强国内矿产资源保障能力。
2023 年	《矿业权出让收益征收办法》	全面实行矿业权竞争性出让，矿业权出让收益征收方式调整为按出让收益率形式征收。进一步健全矿产资源有偿使用制度，规范矿业权出让收益征收管理，维护矿产资源国家所有者权益，促进矿产资源保护与合理利用，推动相关行业健康有序发展。
	《自然资源部关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见（征求意见稿）》	深化矿业权出让制度改革、石油天然气体制改革、加强重要能源矿产资源国内勘探开发和增储上产等决策部署，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，深化“放管服”改革，提高能源资源保障能力。
	《自然资源部关于进一步完善矿产资源勘查开采登记管理的通知》	鼓励矿产资源综合勘查，鼓励“就矿找矿”、放宽矿业权转让管理。进一步优化矿产资源领域营商环境，服务新一轮找矿突破战略行动，增强能源资源保障能力，促进矿业健康可持续发展。

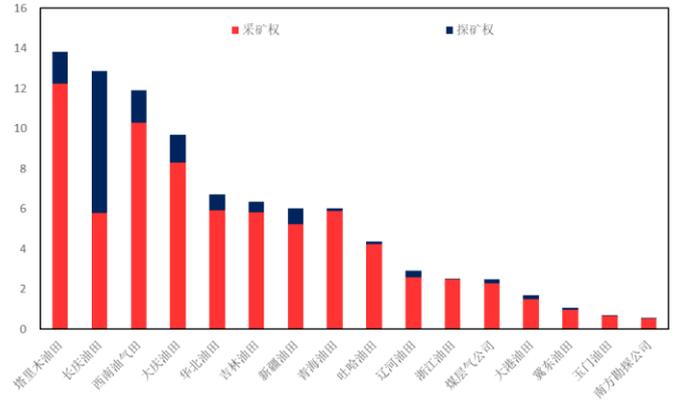
资料来源：中国政府网、人民日报、观察者网、财政部、自然资源部、税务总局、人民网、中国石油官网、中国石油新闻中心、新华社、央视新闻、国家发展改革委、国家能源局、经济日报、信达证券研发中心

2.1.3 公司矿权基础雄厚，内部矿权流转助力开发效率提升

公司矿权基础优势突出，助力公司增储上产。近年来，由于竞争性出让政策出台，叠加国家划定并严守生态保护红线，“三桶油”整体矿权面积处于下行趋势。在矿权登记面积方面，2023 年中国石油矿业权为 94.2 万平方千米，相较于其它国内油气企业，中国石油的矿权面积在“三桶油”中具有明显优势，有利于推进公司增储上产潜力释放。从矿权区块面积分布看，公司主要矿权面积集中在主力油田中，其中塔里木油田、长庆油田、大庆油田、西南油气田矿业权面积合计占比达到 54%。

图 28：2017-2023 年“三桶油”矿业权面积（万平方公里）


资料来源：ifind，信达证券研发中心

图 29：2023 年中国石油各油田公司矿权区块面积（万平方公里）


资料来源：倪新锋等《中国石油矿权内部流转与优化配置改革创新实践与启示》，信达证券研发中心

公司矿权区块内部市场化流转改革深化，上游资产优化配置进一步升级。自 2017 年来，中国石油主动适应国家油气体制改革新形势，加强优质矿权内部勘探开发突破、资源探明和储量动用，实现油气勘探开发资源的有效配置。截至 2023 年 1 月，公司基于不同阶段的矿权政策，设定流转目标，制定流转原则和流转方案，实施了第三批矿权内部流转与优化配置，合计共 35 个区块，总面积达 11.7 万平方公里，矿权内部流转涉及 38 个探矿权、11 个未动用储量区块。从成效角度看，公司在流转区块中取得了 3 项重大突破、3 项重要发现、5 项新进展，一批储量得以有效动用，总转采面积可达 3135 平方公里，有效提升了储量增长潜力。

表 3：中石油矿权内部流转发展历程

阶段	主要事件	流转规模	流转方案
开创探索阶段 (2017 年 7 月—2018 年 11 月)	2017 年 7 月，创新体制机制，加强矿权保护，实施首批矿权内部流转；2018 年 5 月，召开内部流转工作研讨会；2018 年 9 月，深入巴彦盆地、四川盆地现场，开展首轮流转区块运行管理及勘探开发部署情况调研。	共 8 个探矿权和 6 个未动用储量区块，面积为 3.2 万平方公里	华北油田流转进入河套盆地；四川盆地 2 个探矿权和 1 个未动用储量区块流转给大庆油田；解决玉门油田资源接替困境，流转鄂尔多斯盆地部分有三级储量区块；青海油田主动拿出 4 个探（采）矿权区块给辽河油田
深化扩大阶段 (2018 年 12 月—2021 年 2 月)	2018 年 12 月，制定中国石油天然气股份有限公司内部流转管理办法，实施第二批流转；2019 年 6 月，召开“2019 年油气矿权流转运行管理与考核评价技术交流会”；2020 年 2 月，建立矿权内部流转区块季报及年度考核评价机制。	共 19 个探矿权和 5 个未动用储量区块，面积达到 6.3 万平方公里	扩大大庆油田、玉门油田流转规模；利用吐哈油田、吉林油田致密油开发优势，解决资源接替和扭亏，流转准噶尔盆地东部地区部分探矿权；将鄂尔多斯盆地陇东地区部分探矿权流转给辽河油田，大宁—吉县区块转给煤层气公司整体实施煤层气、致密气勘探开发（2008 年以来实际由煤层气公司实施勘探开发）及部分区块与工程技术服务公司合作开发等
优化配置阶段 (2021 年 3 月至今)	2021 年 3 月，中国石油天然气股份有限公司下发关于开展部分探矿权优化配置的通知；2021 年 7 月，在西安、成都召开“矿权优化配置及矿权管理协调会”；2022 年 7 月，召开“矿权内部流转与优化配置总结分析会”。	共涉及 18 个探矿权、2 个采矿权，面积为 3.4 万平方公里	综合考虑支持包括冀东、玉门、吉林、辽河、吐哈等油田扭亏脱困，同时充分发挥上游板块人才和技术优势，促进优质矿权区块资源加快动用

资料来源：倪新锋等《中国石油矿权内部流转与优化配置改革创新实践与启示》，信达证券研发中心

表 4: 中国石油流转矿权内勘探重大突破与重要发现

类型	突破/发现区块及层位	突破井	单位	新增资源量及储量、产量
3 项 重大突破	河套盆地吉兰泰构造带	JHZK2、吉华 2X、松 5 等井先后获工业油流，发现吉兰泰油田	华北油田	新增探明地质储量为 3505.75 万吨；控制地质储量为 2566 万吨
	川渝探区侏罗系凉高山组页岩油	平安 1 井(风险井)	大庆油田	展现 10 亿吨级资源前景
	准噶尔盆地吉木萨尔区块阜康断裂带井井子沟组	萨探 1 井(风险井)	吐哈油田	预测资源量为 4000 万吨
3 项 重要发现	河套盆地临河坳陷北部兴隆构造带古近系临河组	临华 1X 井、河探 1 井(风险井)	华北油田	新增探明地质储量为 10002 万吨
	川渝探区下二叠统栖霞组—茅口组白云岩	潼探 1 井(风险井)、合深 4 井(预探井)	大庆油田	呈现千亿立方米级探明地质储量规模
	准噶尔盆地东部石树沟凹陷平地泉组页岩油	石树 1 井、石树 011 井(老井复查)	吐哈油田	有望形成 3000 万吨建产区

资料来源：倪新锋等《中国石油矿权内部流转与优化配置改革创新实践与启示》，信达证券研发中心

2.2 油气价格中高位运行，上游景气周期有望延续

2022 年上半年，俄乌冲突爆发，加拿大、美国、英国和澳大利亚先后宣布禁止进口俄罗斯石油，欧盟正式宣布对俄罗斯进行第六轮制裁，包括 2022 年 12 月禁止海运进口俄罗斯原油，2023 年 2 月禁止海运进口俄罗斯成品油，地缘政治危机使油价一度上涨至 120 美元/桶以上。

货币超发叠加能源价格上涨导致美国甚至全球通胀率高涨，美联储加息幅度和加息频率提升，引发市场对于经济衰退的担忧，2022 年下半年原油价格单边下跌。

2023 年上半年，在美联储继续加息、欧美银行业危机叠加 OPEC+持续减产等多方因素影响下，市场进入供需相持阶段，原油价格在 70-80 美元/桶区间波动。

2023 年 7 月，沙特已实施 100 万桶/天的强势额外减产，加剧原油供应紧张，同时成品油消费特别是美国汽油消费进入旺季，油价企稳回升。

2023 年 10 月以来，受 OPEC+减产政策不及预期、需求走弱、原油期货多头寸获利了结等空头因素交织影响，油价出现下行。

2024 年 2 月以来，受中东地缘局势紧张影响，叠加 OPEC+减产延长，多因素推动油价上涨。

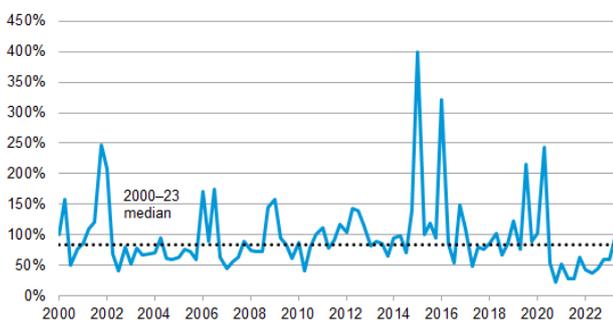
综合过去油价回顾，我们认为，在市场对原油需求持续担忧的情绪下，本轮油价推升的本质在于供给端，即过去资本开支不足和资源劣质化引发的当前的原油供给弹性有限，从而使得以沙特为首的 OPEC+能够通过调控剩余产能对油价产生更大的边际影响。对于未来油价展望，我们认为，美国石油开采面临资源劣质化和成本通胀双重压力，以沙特为首的 OPEC+维持高油价意愿和能力仍没有弱化，原油供给偏紧的格局并未发生根本性改变，油价高位支撑仍然存在。

图 30: 国际油价走势 (美元/桶)

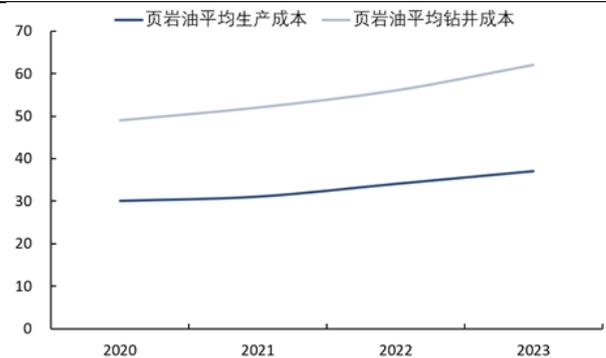

资料来源: 万得, 信达证券研发中心

2.2.1 供给端: 供给偏紧格局有望维持, 对油价支撑托底作用凸显

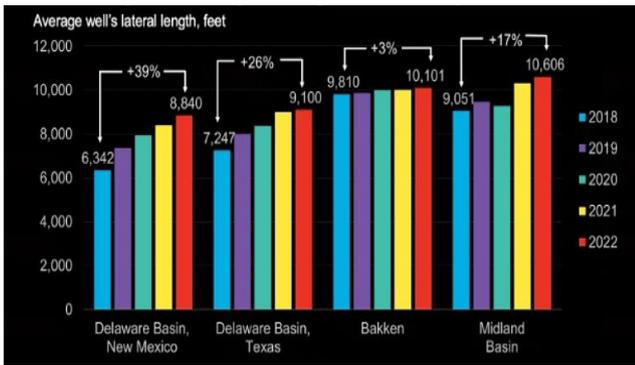
美国原油产量未来增速或将放缓。根据 2024 年石化年度投资策略《景气周期下石化产业链上游及油服板块投资机遇》分析, 截止 2023Q2, 美国上市油企资本开支不断提升, 经营现金流再投资比例升至 95%, 较 2021-2022 年 (50%以下) 明显提升, 但考虑成本通胀挤压实际投资水平, 且受资源枯竭制约影响, 我们认为美国原油产量增速或将放缓。根据彭博, 2022 年美国二叠纪盆地水平井长度较 2018 年增长了 20-30%至 3000 米以上, 但单位水平长度对应的页岩油生产效率却出现了下降。从盆地生命周期来看, 页岩油生产盆地累计采出程度达到约 50%时, 产量在此前后或将达峰, 而 Goehring & Rozenwajg 预计美国最大的二叠产区或将在 2024Q4 累计采出程度达到 50%。据 EIA 在 2023.12 预测, 2024 年美国原油增量仅为 19 万桶/天, 或将较 2023 年 100 万桶/天以上的产量增幅大幅下降。

图 31: 美国 40 家上市油企资本开支与现金流的比例 (%)


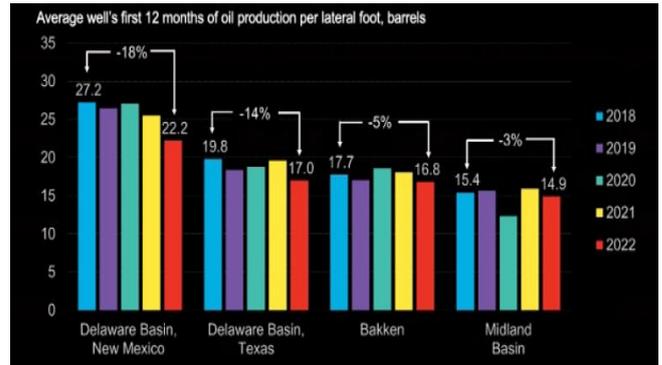
资料来源: EIA, Evaluate Energy, 信达证券研发中心

图 32: 2020-2023 年美国页岩油生产和钻采成本 (美元/桶)


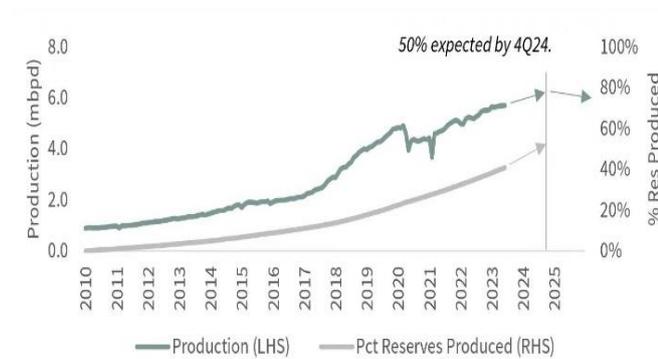
资料来源: Dallased, 信达证券研发中心

图 33: 美国页岩油产区水平井平均长度 (英尺)


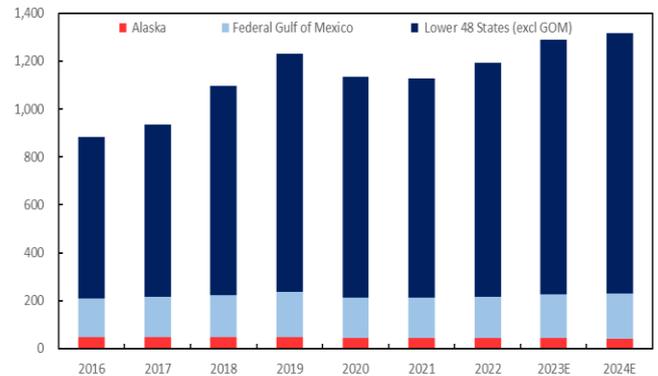
资料来源: 彭博, Enverus, 信达证券研发中心

图 34: 美国页岩油产区水平井每英尺对应的前 12 个月石油产量 (桶/英尺)


资料来源: 彭博, Enverus, 信达证券研发中心

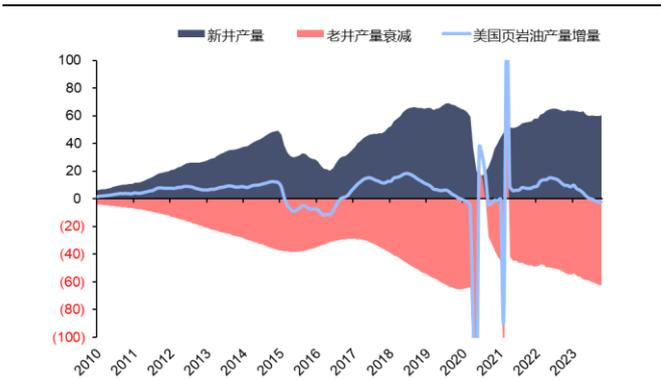
图 35: 美国 Permian 地区产量即将达峰 (百万桶/天, %)


资料来源: EIA, G&R Models, 信达证券研发中心

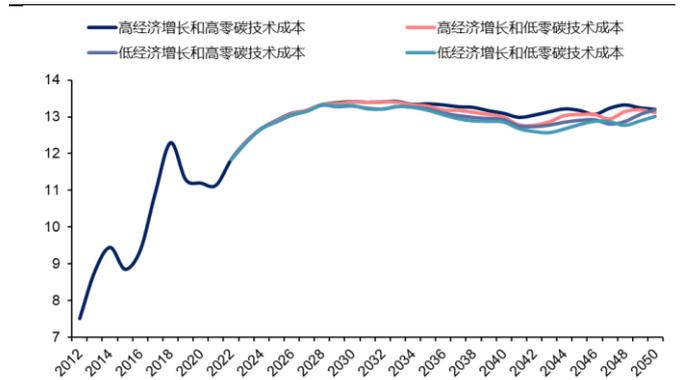
图 36: 美国原油产量结构及未来预测 (万桶/天)


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

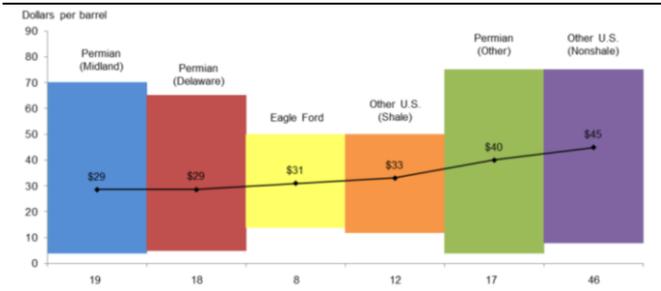
美国原油长期增长存在天花板, 油气开采成本中枢上移。2023 年, 受老井衰减加速以及新井产量增幅有限影响, 美国页岩油月度产量增幅已经逐步下降至负数。根据 EIA 最新预测, 美国原油产量或将在 2028-2030 年达峰, 达峰产量为 1330-1340 万桶/天, 较 2022 年 1183 万桶/天仅增加约 150-160 万桶/天。此外, 根据达拉斯联储在 2024Q1 的调查数据, 美国页岩油平均生产成本为 39 美元/桶, 较 2023 年 37 美元/桶上升了 2 美元/桶。2024Q1, 美国页岩油生产商新钻井的平均成本为 64 美元/桶, 较去年 62 美元/桶上升了 2 美元/桶。成本上行一方面有望带来对油价的托底作用, 亦或抑制油气资本开支意愿, 美国产量增速有望趋缓。

图 37: 美国页岩油产量变化 (万桶/天)


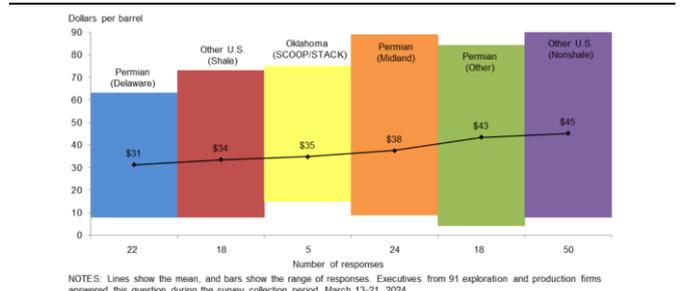
资料来源: EIA, 信达证券研发中心

图 38: EIA 不同情境下对于美国原油产量的长期预测 (百万桶/天)


资料来源: EIA, 信达证券研发中心

图 39: 2023Q1 美国页岩油公司桶油生产成本 (美元/桶)


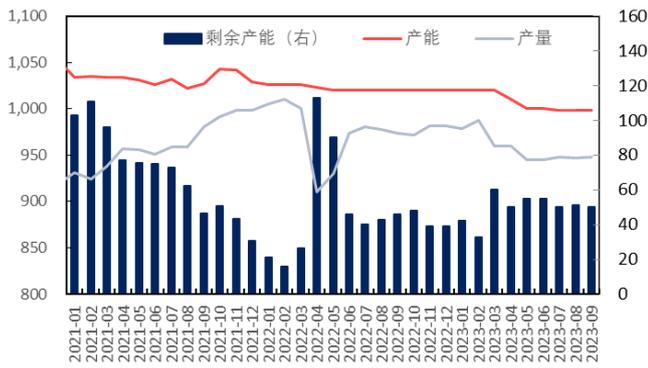
资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

图 40: 2024Q1 美国页岩油公司钻新井所需成本 (美元/桶)


资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

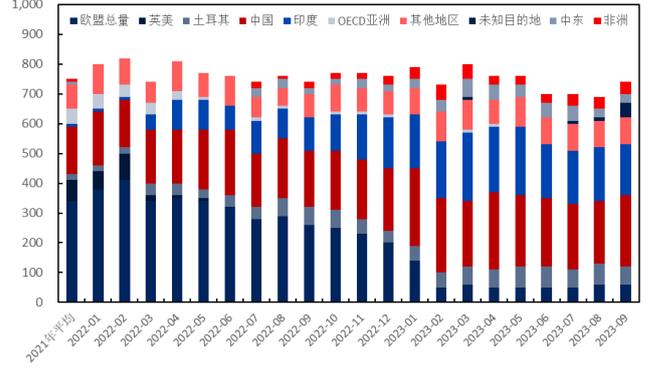
俄罗斯近期的主动减产及长期产能瓶颈, 或造成供给进一步收缩。俄罗斯计划从 2023 年 3 月至 12 月减产石油 50 万桶/天, 同时 2023 年 8 月计划减少石油出口 50 万桶/天, 2023 年 9 月计划减少石油出口 30 万桶/天并延长至 12 月。2023 年 11 月, 俄罗斯宣布在 2024Q1 再次进行自愿减产, 其中原油出口减少 30 万桶/天, 成品油出口减少 20 万桶/天。2023 年 11 月, 俄罗斯原油产量近 950 万桶/天, 较 2 月实际减少近 40 万桶/天; 俄罗斯石油出口量 (原油+石油制品) 为 750 万桶/天。2024Q1, 俄罗斯原油出口计划减少 30 万桶/天, 成品油出口减少 20 万桶/天。长期看, 俄罗斯也面临资本开支不足的问题, 或将其长期产能造成损害。根据国际能源信息署 IEA 统计, 俄罗斯原油产能已从 2021 年 10 月的 1042 万桶/天下降至 2023 年 9 月的 998 万桶/天, 俄罗斯原油产能已经出现了衰减的问题。

图 41: 俄罗斯原油产量与产能 (万桶/天, 万桶/天)



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

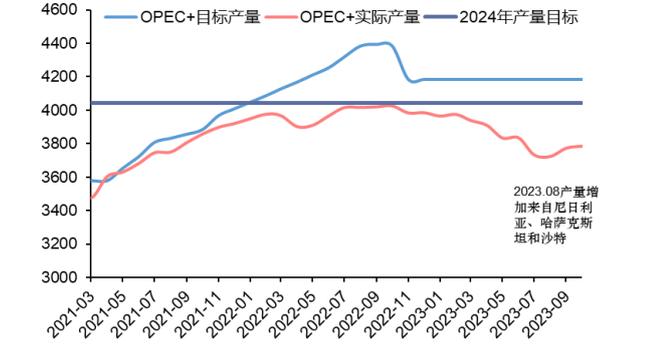
图 42: 俄罗斯石油对各地区出口情况 (万桶/天)



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

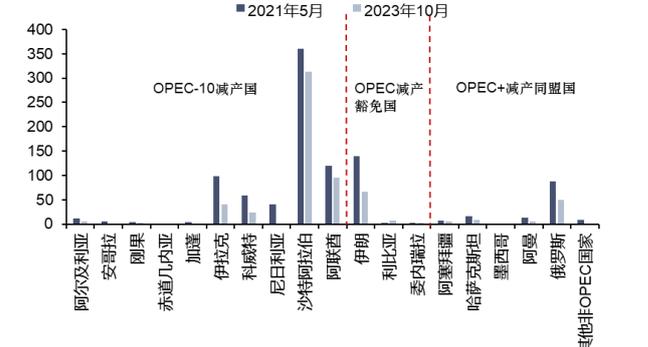
本轮 OPEC+ 减产部分国家面临增产能力不足的客观约束, 沙特减产挺价意愿较强烈。除沙特外的其他 OPEC+ 国家受产能上限制约, 难以在 2-3 年内实现大幅增产。当前仅沙特、阿联酋拥有较多可自由支配的剩余产能, 截至 2023 年 10 月两国剩余产能分别约为 315、95 万桶/天, 沙特内部协调能力和油价调控能力有望进一步增强。根据 IMF 预测, 2024 年沙特财政平衡油价在 80 美金/桶左右, 而 2023 年 7 月以来沙特减产 100 万桶/天驱动油价抬升 10 美金/桶所带来的收益远大于增产以量换价的收益, 因此沙特减产托底高油价的意愿和可持续性均较为强烈。

图 43: OPEC+ 目标产量与实际产量 (万桶/天)



资料来源: IEA, OPEC, 信达证券研发中心

图 44: IEA 对 OPEC+ 剩余产能测算 (万桶/天)

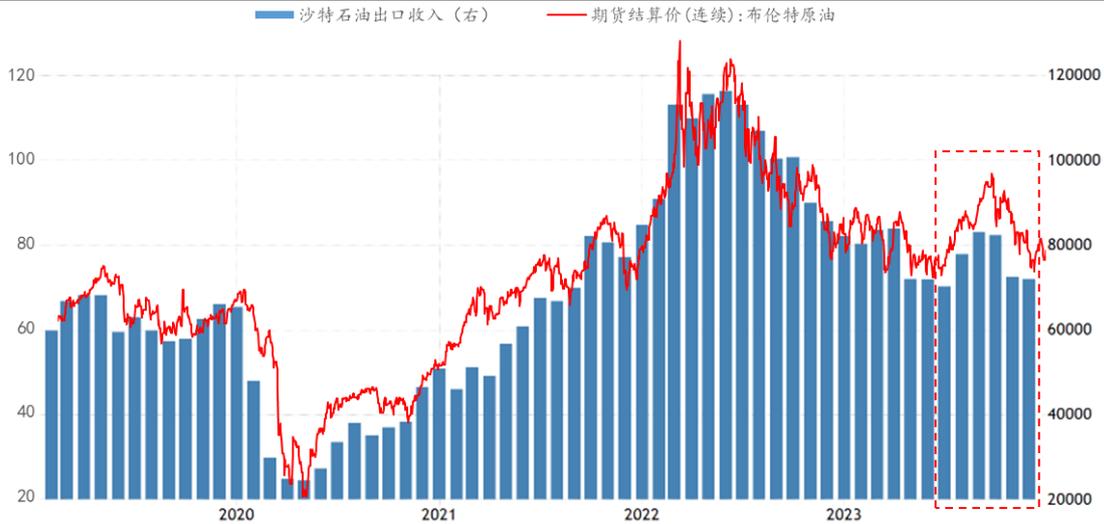


资料来源: IEA, 信达证券研发中心

图 45: IMF 预测沙特财政平衡油价 (美元/桶)

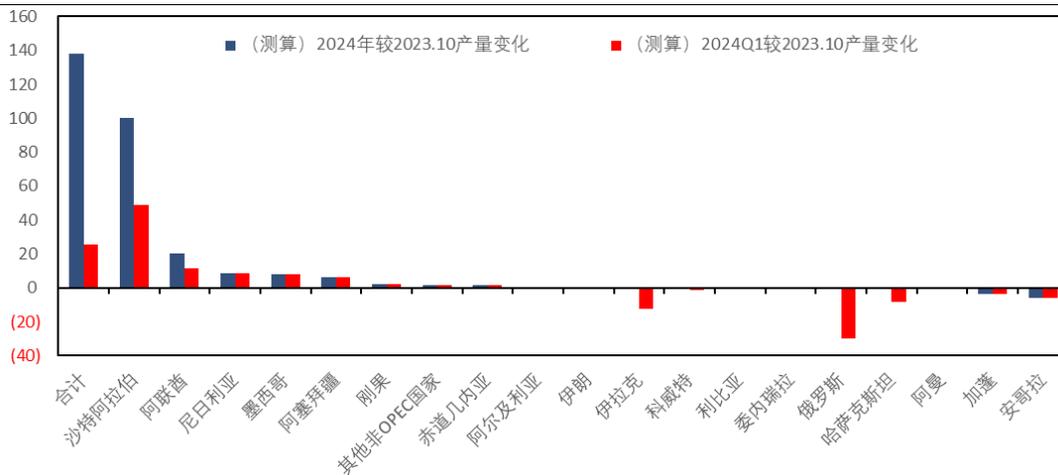
FISCAL BREAKEVEN OIL PRICE ¹	Average 2000-19	2020	2021	2022	Projections	
					2023	2024
Oil exporters						
Algeria	102.1	89.6	111.4	109.8	118.3	145.1
Azerbaijan	51.9	65.7	57.9	67.3	79.7	88.4
Bahrain	83.2	120.6	131.6	136.5	108.3	96.9
Iran	85.6	546.5	272.3	268.5	307.4	317.4
Iraq	75.8	56.6	53.3	70.6	97.7	97.9
Kazakhstan	...	192.1	183.5	95.5	94.4	99.2
Kuwait ²	47.0	76.6	69.1	49.0	64.8	63.8
Libya	71.7	141.7	52.2	68.0	68.2	64.3
Oman	69.1	86.4	76.7	62.7	54.3	54.8
Qatar	45.1	49.3	47.0	45.3	45.5	42.2
Saudi Arabia	80.4	76.3	83.6	87.9	85.8	79.7
Turkmenistan	...	40.5	32.3	38.4	39.0	41.0
United Arab Emirates	50.0	51.7	53.0	46.4	56.0	58.3

资料来源: IMF, 信达证券研发中心

图 46: 布伦特油价与沙特石油出口收入 (美元/桶, 百万 SAR)


资料来源: TRADING ECONOMICS, 万得, 信达证券研发中心

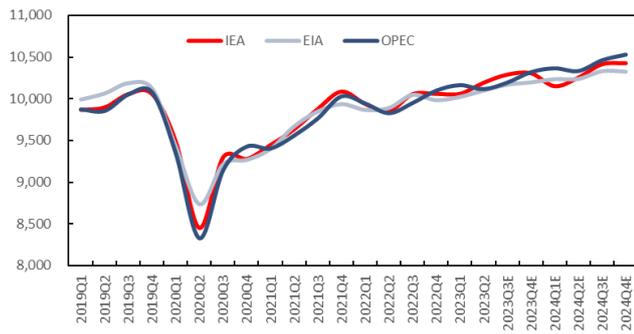
2024Q1, OPEC+原油供给仍保持谨慎。2023 年 11 月 30 日, 第 36 届 OPEC+部长级会议结束。我们测算, 2024Q1, 相比于 2023.10 产量, OPEC+各国减产退出规模从原来的 138 万桶/天缩小为 26 万桶/天。巴西将于 2024 年加入 OPEC+组织, OPEC+对于原油市场的供给调控以及价格边际影响或进一步加强。

图 47: 2024 年减产配额较 2023.10 实际产量水平变化 (万桶/天)


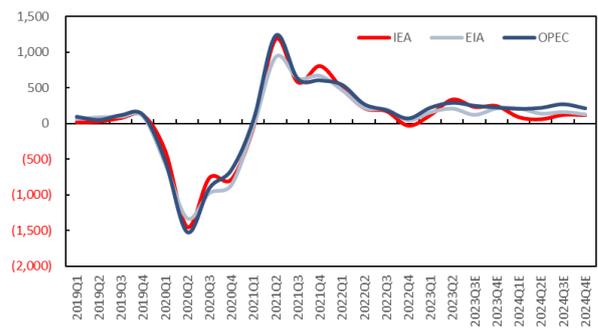
资料来源: IEA, OPEC, 信达证券研发中心, 注: 图中正值表示产量增加, 负值表示产量减少

2.2.2 需求端: 短期需求复苏仍不充分, 长期需求达峰尚需时日

短期内原油需求或仍保持增长态势。当前美国经济表现出了较强韧性, 通胀风险和利率矛盾有望在中美新一轮谈判中得到逐步化解; 中国经济探底后有望修复, 制造业 PMI 正逐渐回到景气区间, 进出口贸易额同比降幅已现收窄, 我们预计未来全球宏观经济仍能够对油价产生可持续支撑。根据 IEA、EIA 和 OPEC 三机构最新预测, 2024 年全球原油需求增量将分别为 106、134、225 万桶/天, 仍保持稳定增长。

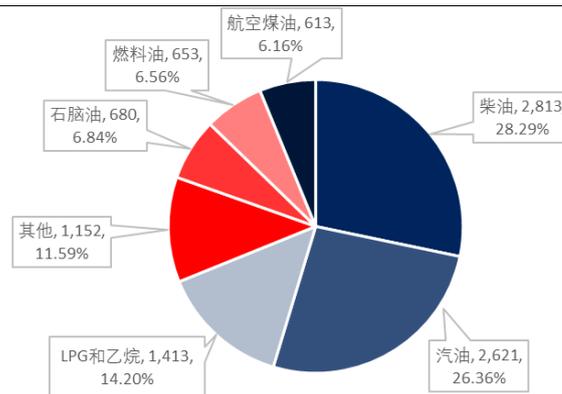
图 48: 三大机构月报公布的全球原油需求情况 (万桶/天)


资料来源: IEA, OPEC, EIA, 信达证券研发中心

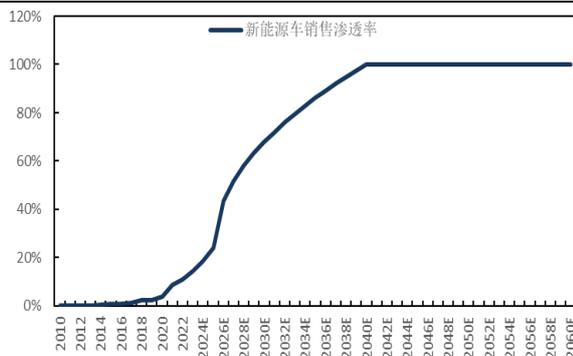
图 49: 三大机构月报公布的全球原油需求同比 (万桶/天)


资料来源: IEA, OPEC, EIA, 信达证券研发中心

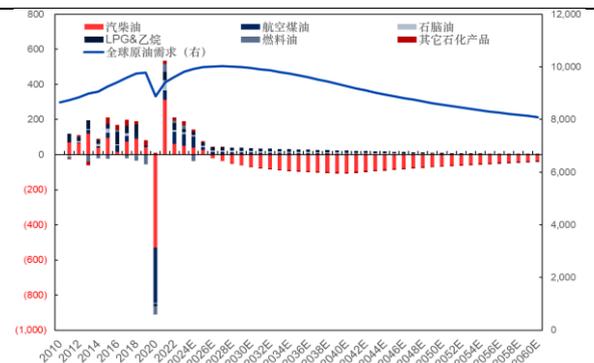
长期来看原油需求达峰尚需时日。交通用汽柴油占据了全球油品消费的半壁江山，主要考虑新能源汽车替代效应的影响。考虑传统能源价格高涨推动新能源汽车渗透加速，我们采用新能源车渗透率按照 S 型上升的情景假设，对全球汽柴油消费进行预测，得到全球交通用汽柴油需求量将在 2025 年达峰的预测结论。基于此，以及对航空煤油、工业用油、化工用油和其他用油的假设和模型，我们预计全球原油总需求量将在 2027 年左右达峰，2027 年需求达峰量与 2022 年需求总量之间还存在约 400 万桶/天的增长空间。

图 50: 2022 年全球终端用油消费占比 (万桶/天)


资料来源: IEA, 信达证券研发中心

图 51: 2010-2060 年全球新能源汽车销售渗透率


资料来源: IEA, 信达证券研发中心

图 52: 2010-2060 年全球原油分产品需求变化测算 (万桶/天)


资料来源: BP, IEA, 信达证券研发中心

美国进入战略补库阶段也有望拉动表观需求增长。根据 IEA 数据，当前美国 SPR 不到 4 亿桶，其战略原油库存已下降至历史相对低位。战略原油库存低位也促使美国进入 SPR 补库周期，美国政府在 2022 年 10 月其补库心理价位 67-72 美元/桶，2023 年 6 月，美国能源部官网发布声明表示，以 73 美元/桶的均价成功完成补库 300 万桶战略石油储备（SPR）的招标，而美国 2023 年 10 月补库心理价位已升至 79 美元/桶，我们认为美国 SPR 补库周期来临，其逐步抬升的补库预期价位也有望对油价形成托底支撑。

图 53: 美国原油战略库存（万桶）



资料来源：万得,信达证券研发中心

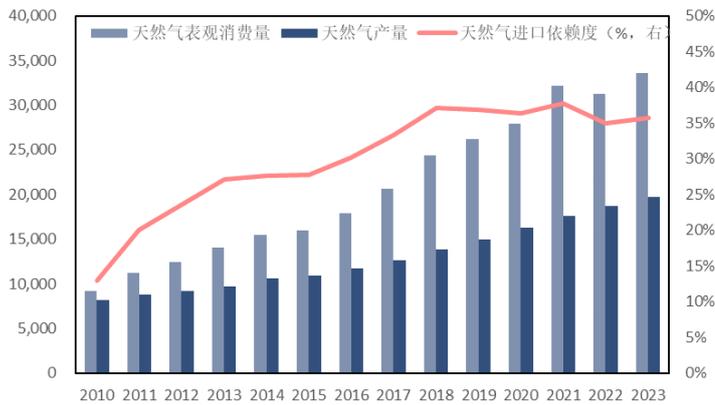
2.2.3 结论：原油供给受控，需求稳步增长，成本抬升及降息预期或将支撑油价保持中高位水平

产能周期引发能源通胀，看好原油等能源资源的历史性配置机会。我们认为，中长期来看油价将维持中高位，未来 3-5 年能源资源有望处在景气向上的周期，继续坚定看好本轮能源通胀，继续坚定看好原油等能源资源在产能周期下的历史性配置机会。

展望 2024 年，海外及国内经济或将迎来双重修复，原油需求仍保持增长态势；美国石油开采面临资源劣质化和成本通胀双重压力，以沙特为首的 OPEC+ 维持高油价意愿强烈，原油供给偏紧的格局或未改变；叠加美国长期的战略储备原油补库需求，我们预计油价或将持续处于中高位水平。

2.3 天然气市场化改革推进，公司有望迎来价量齐升

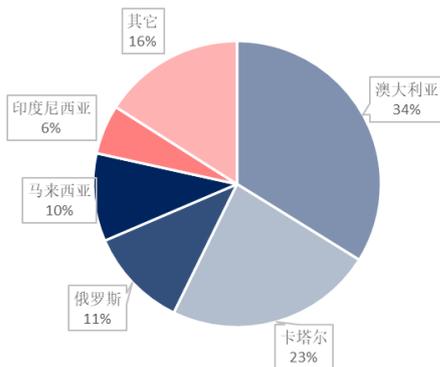
中国天然气行业消费持续增长，进口依赖度仍较高。近年来我国天然气产量、消费量持续抬升，2022 年受俄乌冲突影响，天然气价格大幅抬升，消费量同比小幅下降，2023 年伴随国内疫情影响减弱后，经济持续回暖，天然气消费量明显上行。根据我们测算 2010-2023 年，我国天然气表观消费量复合增长率为 10%。从消费结构上看，我国天然气近年来进口量快速增长，2023 年中国进口天然气 1.2 亿吨，较上年增长 11%，其中管道气和 LNG 占比分别为 41%、59%。从进口来源分布看，我国 LNG 主要来自澳大利亚、卡塔尔等国家，进口来源分布较广；管道气主要依赖中亚、俄罗斯地区供气，其中土库曼斯坦是我国管道气的核心来源，2021 年其进口占比达到 56%。

图 54: 2010-2023 年天然气产量、消费量及进口依赖度 (万吨, %)


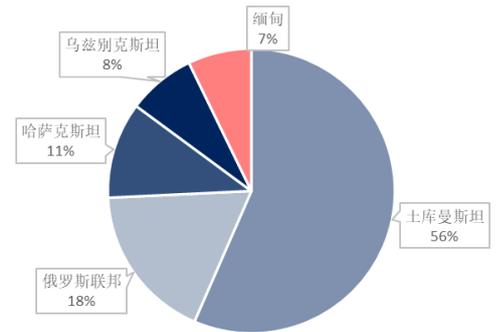
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 55: 2010-2023 年中国天然气进口量及增速 (万吨, %)


资料来源: 海关总署, 信达证券研发中心

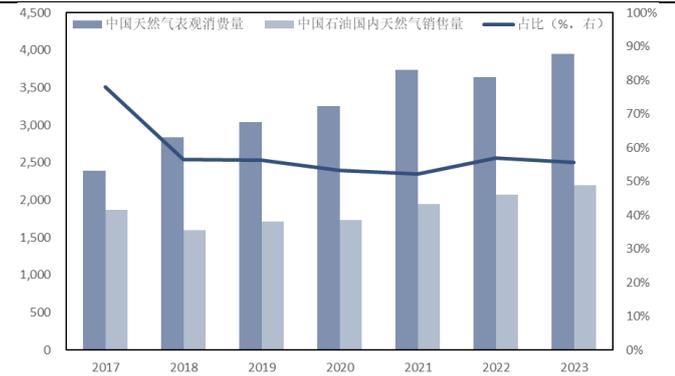
图 56: 2023 年 LNG 进口来源分布 (%)


资料来源: 海关总署, 信达证券研发中心

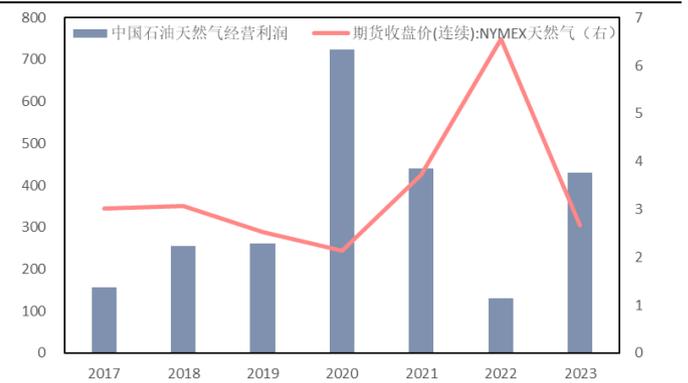
图 57: 2021 年管道天然气进口来源分布 (%)


资料来源: 海关总署, 信达证券研发中心

公司为我国天然气供应商龙头，市场占有率较高，但天然气板块经营利润易受国际天然气价格影响。2023 年公司国内天然气销售量为 2198 亿立方米，占国内总天然气消费量比重为 56%，近年来公司国内天然气消费量市场占比在 50% 以上，行业龙头地位稳固。从经营效益角度看，公司天然气销售资源结构多样，近年来其国内可销售天然气产量占销售量比例在 64% 左右，部分天然气供应仍需要外采，而成本端气源采购价易受国际天然气价格波动影响，因此公司天然气板块经营利润易受国际天然气价格影响。2022 年受俄乌冲突影响，国际天然气价格大幅波动，公司天然气经营利润明显下降，2023 年伴随国际天然气价格回落，公司实现天然气经营利润 430.44 亿元，较上年同期增长 301 亿元。

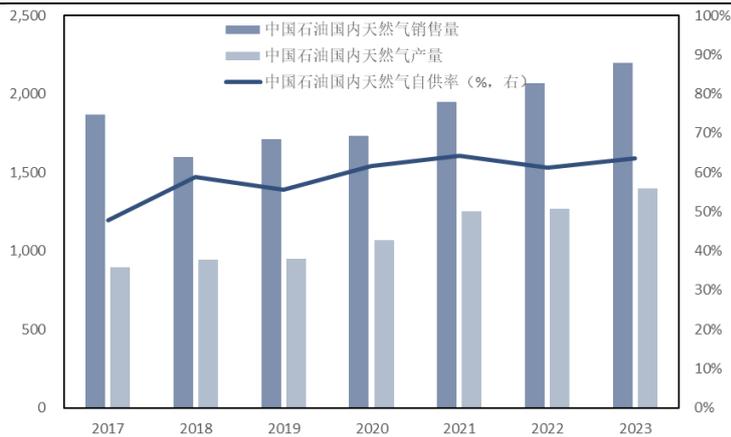
图 58: 2017-2023 年公司国内天然气销售量及占比 (亿立方米, %)


资料来源: 同花顺 iFind, 信达证券研发中心

图 59: 2017-2023 年天然气经营利润及天然气价格 (亿元, 美元/百万英热)


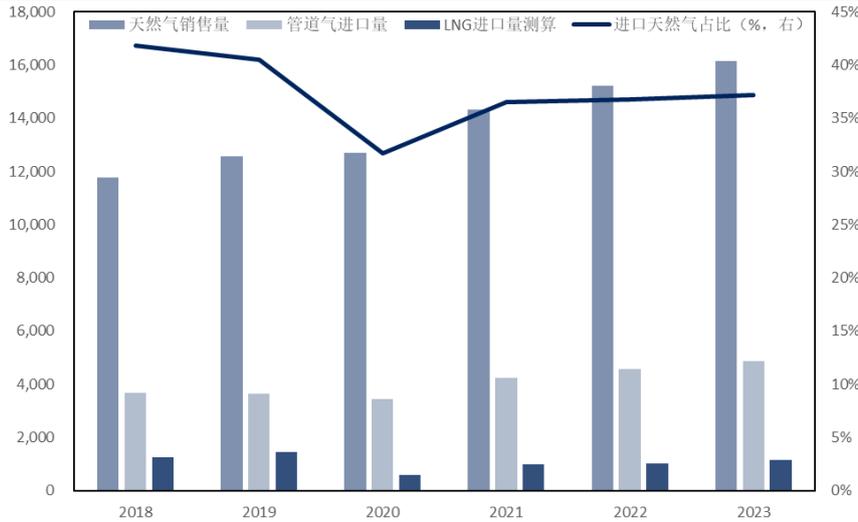
资料来源: 同花顺 iFind, 信达证券研发中心

我们比较了公司国内天然气产量及销量情况, 根据我们测算, 2023 年, 公司国内天然气产量约为 1396.7 亿立方米, 公司国内天然气销售量为 2198 亿立方米, 公司国内产量占其国内销售量比例约为 56%。2010-2023 年, 公司国内天然气自供率平均为 63%, 部分国内天然气供给需要外购。我们认为, 公司通过合理利用天然气外采及自供比例, 能够有效调整天然气供给成本结构, 实现天然气销售板块的效益优化。

图 60: 2017-2023 年公司国内天然气产销及自供情况 (亿立方米, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

分气源来看, 中石油天然气主要包括国产气、进口管道气及进口 LNG。在进口气方面, 公司作为国内进口管道气主体, 根据中国海关数据, 2023 年公司进口天然气约 4867 万吨, 约占公司天然气销售量的 30%, 根据我们测算, 2023 年公司进口管道气成本约 2806 元/吨, 同比增长 7%; 我们以公司天然气销量-国产气产量-管道天然气进口量计算公司 LNG 进口量, 根据测算结果, 2023 年公司进口 LNG 为 1135 万吨, 约占公司销售量的 7%。近年来伴随公司国产气增储上产加速, 公司整体进口气源占比较 2018 年有所下降。

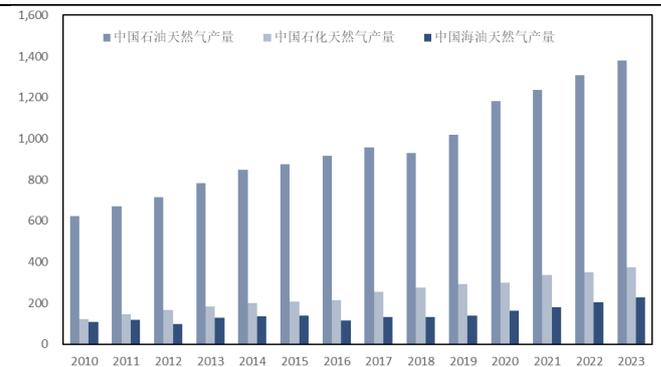
图 61: 2018-2023 年公司天然气销售量及进口气情况 (万吨, %)


资料来源: 中国海关, 万得, 信达证券研发中心

“三桶油”横向对比, 公司天然气储量及产量规模位居三桶油首位, 公司剩余可开采储量充足, 产量释放潜力空间广阔, 2023 年公司天然气剩余可采储量为 2.04 万亿立方米, 约为中石化、中海油的 8 倍。在天然气产量方面, 2023 年公司实现可销售天然气产量为 1381 亿立方米, 同比增长 6%; 从增速看, 2010-2023 年公司天然气产量复合增速为 6.3%, 高于中国海油, 略低于中国石化。

图 62: 2010-2023 年“三桶油”天然气储量 (亿立方米)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 63: 2010-2023 年“三桶油”天然气产量 (亿立方米)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

公司 LNG 国际合作持续加深, 气源供应保障能力持续提升。近年来公司与国际主产气国签订了多项供应合作协议, 其中卡塔尔北方气田扩容项目、俄罗斯北极 LNG2 项目、莫桑比克超深水 LNG 项目等重点项目有效提升了公司资源保障能力。从 LNG 处理能力看, 截至 2022 年底, 公司共拥有江苏、唐山 2 座 LNG 接收站, 全年气化和装车总量共计 158.3 亿立方米; 实现 15 座 LNG 工厂运行生产, LNG 加工量共计 27.8 亿立方米。

表 5: 近年来中国石油与天然气主产国重点项目

时间	项目名称	主要合作内容
2013 年 12 月	亚马尔液化天然气项目	2014 年 5 月, 诺瓦泰克公司与中国石油签订了 20 年期限的供货合同, 每年为中国石油供应 300 万吨液化天然气。
2018 年 10 月	加拿大 LNG 项目	总体规划建设一座有 4 条生产线、年产 2800 万吨的大型 LNG 厂, 计划于 2024 年建成投产, 中国石油拥有 15% 权益。

2019年6月	北极 LNG2 项目	中国石油国际勘探开发有限公司将收购北极 LNG2 项目 10% 的股份。诺瓦泰克计划采用重力式平台 (GBS)+ 模块化建设方式，建设 3 条 LNG 生产线，每条生产线产能为 660 万吨/年，预计在 2023 年-2025 年期间分 3 期建成投产。
2022年6月	莫桑比克超深水 LNG 项目	科洛尔浮式液化天然气 (LNG) 项目顺利实现上游气田投产，上游天然气产量每年为 54 亿立方米，设计年产液化天然气 330 万吨，中国石油持有 20% 权益。
2023年6月	北方气田扩容项目 (NFE)	根据双方协议，卡塔尔能源公司将在未来 27 年内持续向中国石油供应 400 万吨/年的 LNG 资源，并向中国石油转让北方气田扩容项目 1.25% 的股份。

资料来源：中国石油新闻中心，中化新网，国资委，中国能源研究会，中国一带一路网，信达证券研发中心

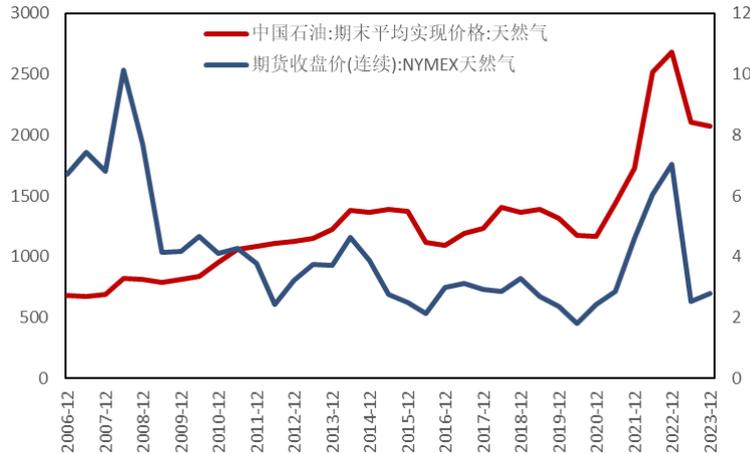
公司管道资产并入国家管网，资源统筹规划能力有效提升。2020 年 7 月 23 日，中石油公告拟将所持有的主要油气管道、部分储气库、LNG 接收站及铺底油气等相关资产出售给国家管网集团，获得国家管网集团 29.9% 股权。截至 2022 年，公司天然气管道长度为 1.7 万公里，公司 LNG 接站的总设计产能 1650 万吨/年，占全国接收站设计产能的 15%；储罐能力 236 万立方米，占全国储罐能力的 17%。我们认为，公司管道资产并入国家管网后，有望实现全国范围内油气资源的有效调配，同时统筹规划建设运营，提升天然气一体化供应能力，进一步降低管道投资成本。

表 6：2022 年全国 LNG 接收站产能及分布情况

LNG 项目名称	所属企业	设计能力 (万吨/年)	储罐 (万立方米)	投产时间
天津 LNG 项目一三二期	国家管网	600	36.5	2014 年
海南洋浦 LNG 项目	国家管网	300	32	2014 年
广西北海 LNG 项目	国家管网	600	64	2016 年
粤东惠来 LNG 项目	国家管网	200	48	2017 年
深圳迭福 LNG 项目	国家管网	400	64	2018 年
广西防城港	国家管网	60	6	2019 年
辽宁大连 LNG 项目	国家管网	600	48	2009 年
江苏如东 LNG 项目一二三期	中石油	1000	108	2011 年
河北曹妃甸 LNG 项目一二期	中石油	650	128	2013 年
山东青岛 LNG 项目一二期	中石化	700	96	2014 年
天津 LNG 项目一二期	中石化	1080	64	2018 年
广东大鹏 LNG 项目	中海油	680	64	2006 年
福建莆田 LNG 项目	中海油	630	96	2008 年
浙江宁波 LNG 项目一期	中海油	700	96	2012 年
珠海金湾 LNG 项目一期	中海油	350	64	2013 年
盐城绿能港 LNG 项目	中海油	300	88	2022 年
其它	其它	2080	292	/
合计		10930	1395	

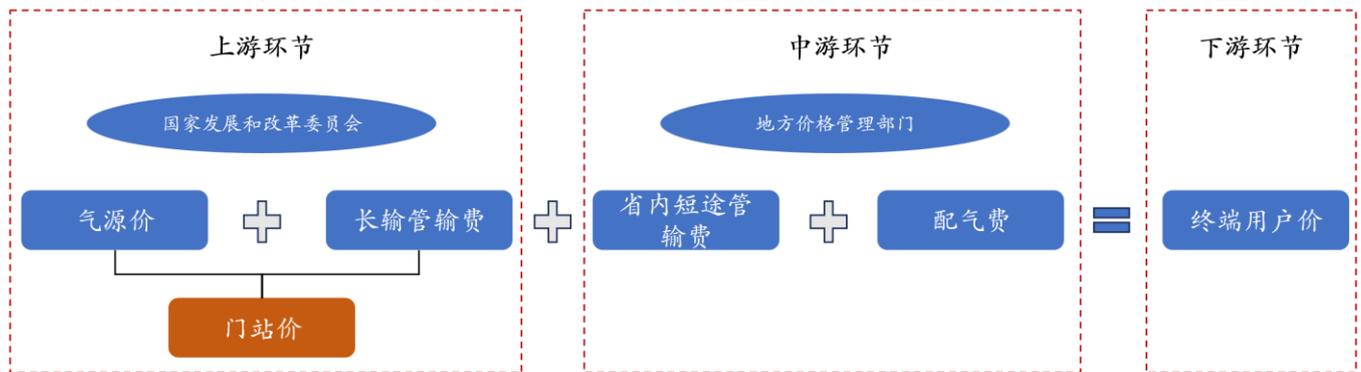
资料来源：立鼎产业研究网，信达证券研发中心

公司天然气实现价稳健增长，有效抵御国际市场价格冲击。为应对国际市场冲击，国家多措并举稳定天然气价格，有效缓解国际市场传导冲击，公司作为国内三大天然气源供应商之一，自 2014 年以来，公司天然气实现价与国际天然气价格基本同频变化，2023 年公司天然气实现销售均价 2076 元/千立方米，同比下降 23%，而国际天然气价格同期回落 60%，公司天然气实现价更加趋于市场化，有效抵御国际市场价格冲击所带来的盈利下行风险。

图 64: 2006-2023 年国际天然气价格与公司天然气实现价 (元/千立方米, 美元/百万英热)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

天然气上下游定价机制存在差异。天然气的终端销售价是由上游气源价, 加上中游长输管输费形成省级门站价, 再加上部分省内短途管输费和下游的配气费形成, 即“门站价+省内短途管输费+配气费=终端用户价”。其中, 上游气源的进口和开采以中国石油、中国石化和中国海油三家国企为主, LNG 接收站和 LNG 液化厂出厂价基本实现了市场化定价, 而管道天然气出厂价实施政府指导定价。国家发展改革委对门站销售价格采取“基准价+浮动幅度”的价格管理方式, 这是一种政府管控与市场调节相结合的价格管理方式。中游管输费、下游配气费以及终端用户价均实行政府定价。在天然气终端用气过程中, 上游供应商通过市场化定价方式将气源成本向下游用户疏导, 若上游气源价格抬升, 下游城燃企业无法及时顺价, 则产生气价倒挂的情况, 影响下游企业回报。

图 65: 天然气上中下游价格传导机制


资料来源: 国家发改委, 国研网, 中国政府网, 《中国能源》, 张佳维等《对天然气上下游价格联动机制的研究与思考》, 信达证券研发中心

顺价机制推进, 公司天然气业务价量齐升空间有望打开。进入 2023 年后, 天然气上下游价格联动机制在全国多地开始施行, 截至 2023 年 7 月, 全国已有 30 个地区在天然气价格联动机制方面出台政策。根据 2024 年三桶油出台的合同年管道气的定价方案, 2023-2024 合同年居民气价较基准门站价上浮 15%, 非居民气价较基准门站价上浮 20%。2024-2025 合同年定价方案上调居民气价格上浮比例, 下调非居民气价格上浮比例, 将管制气价格制定为在门站价基础上统一上浮 18.5%, 实现居民与非居民气价格的并轨。天然气价格联动机制是天然气价格市场化推进的关键举措, 一方面能够促进价格顺畅传导, 增强下游城燃

市场的供应能力；另一方面，天然气定价市场化有望进一步激发上游气源增储上产活力，公司作为国内天然气供应的关键气源，在天然气供应方面具有较强的定价权，顺价机制推进后，公司天然气业务有望迎来价量齐升空间。

表 7：各地市天然气价格联动政策

地区	政策名称	政策内容
湖南	《关于建立健全湖南省天然气上下游价格联动机制的通知》	明确联动项目：天然气上下游价格联动是指气源采购成本和终端销售价格联动，其中居民用气按门站价格核定采购成本，非居民用气按气源平均采购成本（含 LNG 等气源）核定；规定启动条件：居民用气门站价格波动达到 8% 及以上，或者连续两年波动 5% 及以上，非居民用气平均采购成本波动达到 5% 及以上，同步同向调整天然气终端销售价格；控制上调频次和额度：原则上居民气价每年联动上调不超过 1 次，上调额度不超过第一档基准终端销售价格的 10%；非居民气价每年联动上调不超过 2 次，上调额度不超过基准终端销售价格的 20%。
湖北	《省发改委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的通知》	终端销售价格采取与燃气企业采购价格实行联动；进一步缩短联动周期，非居民用气价格按月或季度联动、居民用气价格联动原则上不超过一年；联动不设置启动条件；限制居民用气价格联动上调幅度，原则上单次上调不超过每立方米 0.5 元，避免过度增加居民用户负担；进一步优化实联动工作流程，促进价格顺畅传导；要求燃气企业定期公开相关价格信息，确保价格公开透明。
贵州	《省发展改革委部署联动调整居民用气价格》	强调非管道气供气区域居民用气价格“应降尽降”，现行第一档价格超过 4.0 元/立方米的，原则上均应下调。供气企业不得单方面扣减居民气量或降低居民用气比例，变相提高价格。燃气企业要及时公示居民用气价格，妥善做好价格变动前后抄表结算，确保不因气价调整额外增加居民用户燃气费支出；为做好民生保障工作，各级发展改革部门要督促燃气企业严格落实低收入家庭免费气量制度，有条件的地方可进一步扩大实施范围。
深圳	《关于调整我市管道燃气价格与完善上下游价格联动机制的通知》	主要调降居民用气销售价格；合理确定气源采购价格，将采购成本上涨 0.3498 元/立方米部分按照管道燃气企业承担 70%、用户承担 30%，本次调价计算的平均采购成本为 $1.9912+0.3498*30%=2.0961$ 元/立方米；完善上下游价格联动机制，气源采购成本和终端销售价格联动。我市管道燃气企业存在多路气源的，采购成本进行加权平均处理。
武汉	《市发展改革委关于修订我市非居民用管道天然气价格联动机制有关事项的通知》	当上游非居民用气源购进价格(综合加权平均采购价格，下同)变动达到或超过每立方米 0.1 元时，启动联动机制，同向调整非居民用管道天然气销售价格；当上游非居民用气源购进价格变动低于每立方米 0.1 元时不作调整，纳入下一次联动调整累加或冲抵。城市管道燃气企业在实施价格联动调整时，应以政府制定的非居民用管道天然气基准销售价格为基础，在上浮不超过 20%、下浮不限的范围内进行。若上游气源价格上涨幅度过大，按照上浮 20% 顶格调整仍无法完全疏导的上游涨价金额纳入后续年度统筹考虑。
河北	《关于进一步规范天然气价格政策的通知》	2021 年底前，凡是通天然气的市、县均要建立天然气上下游价格联动机制，做到市县全覆盖。各市县要按照相关规定，进一步完善配气价格形成机制，将与配气业务相关的投入、成本等因素，纳入配气价格统筹考虑，取消一切不合理收费。设区市范围内，跨县（市、区）的城镇燃气企业配气价格授权设区市统一管辖。
福州	《福州市管道天然气价格联动机制》	非居民用气销售价格原则上按三个月为一个联动调整周期。当周期内综合购气价格变动幅度达到 5% 时，原则上非居民用户天然气终端销售价格与天然气购气价格联动调整。
喀什	《喀什地区天然气上下游价格联动机制实施办法》	对于通过疆内短途管道、车载运输等方式购进的天然气，购气价格中包含的运输成本一并计入购气价格进行加权平均。居民用气销售价格联动周期原则上不少于 2 年（即 2 年内最多调整 1 次）；非居民用气销售价格联动周期原则上不少于 1 年（即 1 年内最多调整 1 次）。在联动周期内，当居民用气加权平均单位购气价格变动幅度达到（或超过）0.10 元/m ³ 、非居民用气加权平均单位购气价格变动幅度达到（或超过）0.12 元/m ³ 时，启动天然气上下游价格联动机制。
长春	《关于实施非居民天然气价格联动机制征求意见的通知》	以 3 个月为一个联动调整周期，周期内天然气综合购进价格累计变动未达到 0.10 元/立方米时，变动幅度持续累计计算，当达到或超过 0.10 元/立方米时，启动联动机制。期间若遇国家、省重大价格政策调整，从其规定。联动价格=(计算期天然气综合购进价格-基期天然气综合购进价格)÷(1-供销差率)。终端销售价格=上期销售价格+联动价格。计算期内，当燃气经营企业供销差率高于 4% 时，按 4% 计算；当燃气经营企业供销差率低于 4% 时，按实际数据计算。

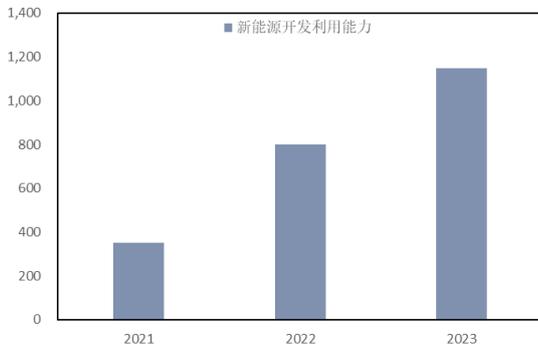
资料来源：湖南省发改委，湖北省发改委，贵州省发改委，深圳市发改委，武汉市发改委，中国政府网，福州市发改委，喀什地区发改委，长春市发改委，信达证券研发中心

2.4 推进油气新能源融合发展，打造“油气热电氢”综合能源公司

公司新能源业务稳步发展。2022 年 8 月，根据公司新能源战略规划，中石油将其“勘探与生产分公司”更名为“油气和新能源分公司”，标志公司新能源板块迈入新阶段。从布局战略看，公司新能源产业覆盖氢能、风光发电、地热、充换电等板块。氢能方面，公司氢能

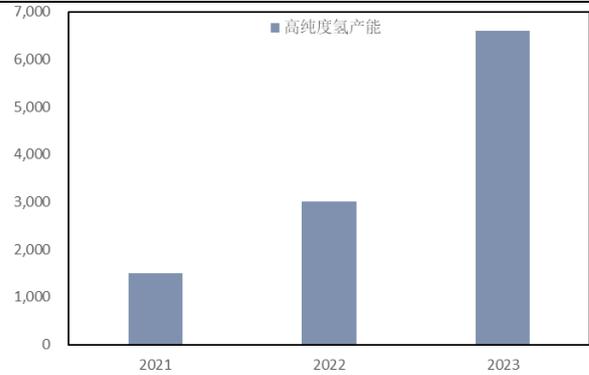
业务从 2021 年开始快速发力，2023 年公司高纯氢总产能达到 6600 吨/年。在地热方面，2023 年，公司累计地热供暖面积超 3,500 万平方米，新签地热供暖合同面积超 4000 万平方米。在风电光伏方面，2023 年公司风电光伏发电量 22 亿千瓦时，新增风光发电装机规模 370 万千瓦。整体来看，公司 2023 年新能源开发利用能力达到 1150 万吨标煤/年，同比增长 44%，公司新能源业务发展势头正劲。

图 66: 2021-2023 年公司新能源开发利用能力 (万吨标煤)



资料来源: 中国石油官网, 信达证券研发中心

图 67: 2021-2023 年公司高纯度氢产能 (吨/年)



资料来源: 中国石油官网, 信达证券研发中心

公司绿色低碳转型路径明晰，新能源接替潜力持续释放。公司将绿色低碳纳入发展战略，制定了碳达峰碳中和路线图，确定了绿色低碳转型发展“清洁替代、战略接替、绿色转型”三步走总体部署，明确将新能源作为公司主营业务发展，组织制定了新能源新业务发展专项规划，推动公司向“油气热电氢”综合性能源公司转型。公司目标到 2025 年实现新能源产能比重达到一次能源生产的 7%，力争到 2035 年外供绿色零碳能源超过自身消耗的化石能源，基本实现热、电、氢对油气业务的战略替代，力争 2050 年左右实现“近零”排放，新能源新业务产能占据半壁江山。

图 68: 中国石油绿色低碳转型路径


资料来源：中国石油集团官网，信达证券研发中心

三、炼化和新材料：政策加码叠加需求好转，业绩有望改善

3.1 油品：市场份额前列，叠加需求复苏，炼油板块优势持续增强

全国炼化龙头，基地化、规模化布局全面提升产能竞争力。2023年，中国石油拥有2.3亿吨/年炼油加工能力，占全国炼能比例为25%，居全国第二，仅次于中国石化。公司旗下拥有25家炼化企业，平均炼能为900万吨，业务覆盖炼油化工全产业链，一体化优势显著。根据百川盈孚数据，我国千万吨级炼厂仅38家，公司千万吨级炼厂达13座，占全国千万吨级炼厂数量的34%，在公司总体炼能比例中达到69%，规模化优势突出。根据招商银行研究院数据，在相同的工艺流程下，1000万吨/年炼厂的单吨完全操作成本比500万吨/年的炼厂低10%左右，公司炼厂的大规模化有望显著降低生产成本。我们认为，公司单座炼厂规模化优势相对显著，顺应国家炼化行业一体化、大型化发展趋势，产能竞争力持续巩固。

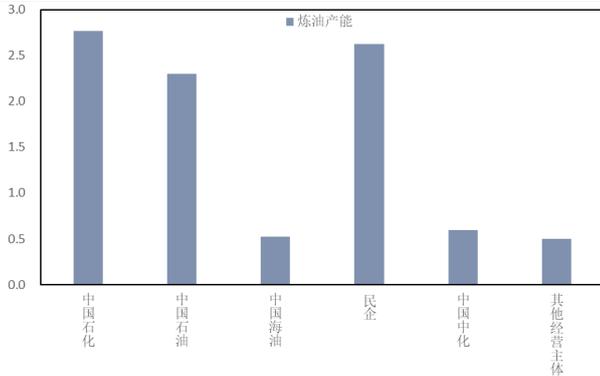
表 8: 中国石油千万吨级炼厂明细

企业名称	省份	区域	产能（万吨/年）
中国石油天然气股份有限公司大连石化分公司	辽宁省	东北地区	2050
中国石油天然气股份有限公司广东石化分公司	广东省	华南地区	2000
中国石油天然气股份有限公司云南石化分公司	云南省	西南地区	1300
中国石油天然气股份有限公司抚顺石化分公司	辽宁省	东北地区	1150
中国石油天然气股份有限公司兰州石化分公司	甘肃省	西北地区	1050
中国石油天然气股份有限公司独山子石化分公司	新疆维吾尔自治区	西北地区	1000
中国石油天然气股份有限公司大庆石化分公司	黑龙江省	东北地区	1000
中国石油天然气股份有限公司辽阳石化分公司	辽宁省	东北地区	1000

大连西太平洋石油化工有限公司	辽宁省	东北地区	1000
中国石油天然气股份有限公司华北石化分公司	河北省	华北地区	1000
中国石油天然气股份有限公司广西石化分公司	广西壮族自治区	华南地区	1000
中国石油天然气股份有限公司吉林石化分公司	吉林省	东北地区	1000
中国石油天然气股份有限公司四川石化分公司	四川省	西南地区	1000

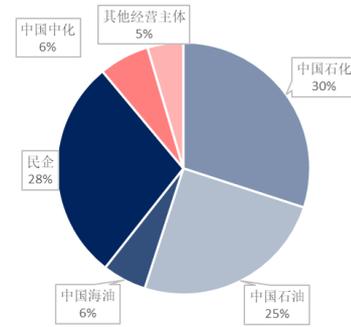
资料来源：百川盈孚，流程工业网，天山网-新疆日报，信达证券研发中心

图 69：2023 年中国主营及地方炼厂炼能情况（万吨）



资料来源：《国际石油经济》，费华伟等《2022 年中国炼油工业发展状况及近期展望》，张硕等《2023 年我国炼油和成品油市场回顾及 2024 年展望》，信达证券研发中心

图 70：2023 年中国主营及地方炼厂炼能占比（%）



资料来源：《国际石油经济》，费华伟等《2022 年中国炼油工业发展状况及近期展望》，张硕等《2023 年我国炼油和成品油市场回顾及 2024 年展望》，信达证券研发中心

“双碳”约束+供给侧结构调整，落后产能持续出清。2021 年 9 月以来，中共中央、国务院发布《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，国务院发布《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知（国发〔2021〕23 号）》，国家发展改革委发布《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》和《石化化工重点行业严格能效约束推动节能降碳行动方案（2021-2025 年）》，推动石化行业碳达峰，严控新增炼油能力，计划到 2025 年国内一次加工能力控制在 10 亿吨以内，主要产品产能利用率提升至 80% 以上，当前我国炼能总量约为 9.23 亿吨，根据我们统计，未来或将有超过 1 亿吨左右的炼能待释放，供给侧峰值或将来临。而在产能出清方面，多政策明确了未来石化产业落后产能出清指标，如在《产业结构调整指导目录（2023 年本，征求意见稿）》中明确了，除特殊规定外，总体上 200 万吨/年及以下常减压装置应当在 2023 年底前淘汰完毕；在《工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023 年版）》政策中，对于炼油、乙烯、对二甲苯、PTA 等多种石化化工产品都明确了在 2025 或 2026 年底前完成技术改造或淘汰退出。我们认为，目前我国炼能格局呈现大规模增量产能限制，小规模落后产能淘汰的局面，但国家也明确鼓励如高端树脂、高端化工新材料和绿色化学品的增量产能建设，行业高质量发展是当前产业结构转型的关键路径，因此在供给侧发展受限的环境下，行业集中度有望进一步提升。

表 9：2024 年及以后主要拟建和未投产炼化一体化产能列示（万吨）

项目	经营主体	省份	炼油能力	乙烯	对二甲苯	投产时间（预计）
镇海炼化二期	中国石化	浙江	1100	120	120	2024 年投产
裕龙岛石化	山东炼化能源、万华、南山等	山东	2000	300	300	2024 年投产
华锦石化	北方工业、沙特阿美、鑫诚	浙江	1500	150	130	2026 年投产

中科炼化二期	中国石化	广东	1500	120	—	2025年后
福建炼化二期	中国石化、沙特阿美	福建	1600	120	320	2025年后
大连石化	中国石油	辽宁	1000	120	—	2024年投产
岳阳石化	中国石化	湖南	1500	150	—	2025年后
裕龙岛石化（二期）	山东炼化能源，万华，南山等	山东	2000	300	300	2025年后

资料来源：《国际石油经济》，费华伟等《2022年中国炼油工业发展状况及近期展望》，流程工业网，中国石化，信达证券研发中心

表 10：石化行业节能降碳相关政策文件

时间	政策	机构	主要内容
2021年9月11日	《完善能源消费强度和总量双控制度方案》	发改委	合理设置国家和地方能耗双控指标.完善能耗双控指标管理，国家继续将能耗强度降低作为国民经济和社会发展五年规划的约束性指标，合理设置能源消费总量指标，并向各省分解下达能耗双控五年目标。
2021年10月18日	《关于严格能效约束推动重点领域节能降碳的若干意见》	发改委	到2025年，通过实施节能降碳行动，钢铁、电解铝、水泥、平板玻璃、炼油、乙烯、合成氨、电石等重点行业 and 数据中心达到标杆水平的产能比例超过30%，行业整体能效水平明显提升，碳排放强度明显下降，绿色低碳发展能力显著增强；到2030年，重点行业能效基准水平和标杆水平进一步提高，达到标杆水平企业比例大幅提升，行业整体能效水平和碳排放强度达到国际先进水平，为如期实现碳达峰目标提供有力支持。
2021年10月26日	《2030年前碳达峰行动方案》	国务院	推动石化化工行业碳达峰：优化产能规模和布局，加大落后产能淘汰力度.严格项目准入，合理安排建设时序.稳妥有序发展现代煤化工。引导企业转变用能方式，调整原料结构，拓展富氢原料进口来源，推动石化化工原料轻质化。鼓励企业节能升级改造，到2025年，国内原油一次加工能力控制在10亿吨以内，主要产品产能利用率提升至80%以上。
2021年11月9日	《“十四五”全国清洁生产推行方案》	发改委	加强高耗能高排放项目清洁生产评价。严格高耗能高排放项目准入，新建、改建、扩建项目应采取先进适用的工艺技术和装备，单位产品能耗、物耗和水耗等达到清洁生产先进水平。对不符合相关要求的高耗能高排放项目予以停批、停建。加快燃料原材料清洁替代，加大清洁能源推广应用，提高工业领域非化石能源利用比重，因地制宜推行热电联产“一区一热源”等园区集中供能模式。
2021年12月10日	中央经济工作会议	中共 中央	控制能耗的目的是减少碳排放量，因此，不产生碳排放的能源消费不计入能耗总量控制。关于“新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制”的理解： (1) 新增可再生能源：新能源电力不产生碳排放，因此不计入能耗总量。鼓励地方增加可再生能源消费降低能耗，超激励指标后，最低可再生能源电力消纳责任权重以上的消纳量不纳入该地区年度和五年规划当期能源消费总量考核。(2) 原料用能：虽然消耗化石能源，但不产生碳排放，因此不计入能耗总量。原料用能是指用作原材料的能源消费，即石油、煤炭、天然气等能源产品不作为燃料、动力使用，而作为生产产品的原料、材料使用，加工成别的产品，主要指化工类的加工，这个过程石油未燃烧产生碳排放，因此不计入能耗总量。如果使用可再生能源电量，可以不计入考核；如果使用火电，则需要计入考核。
2022年03月28日	《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》	工业和信息化部等六部门	主要目标：大宗产品单位产品能耗和碳排放明显下降，挥发性有机物排放总量比“十三五”降低10%以上；到2025年，规上企业研发投入占主营业务收入比重达到1.5%以上；突破20项以上关键共性技术和40项以上关键新产品；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；城镇人口密集区危险化学品生产企业搬迁改造任务全面完成，形成70个左右具有竞争优势的化工园区。到2025年，化工园区产值占行业总产值70%以上。
2023年6月6日	《工业重点领域能效标杆水平和基准水平（2023年）》	发改委	推动分类改造升级：依据能效标杆水平和基准水平，分类实施改造升级。对能效低于基准水平的存量项目，各地要明确改造升级和淘汰时限，制定年度改造和淘汰计划，引导企业有序开展节能降碳技术改造或淘汰退出，在规定时限内将能效改造升级到基准水平以上，对于不能按期改造完毕的项目进行淘汰。对此前明确的炼油、煤制焦炭、煤制甲醇、煤制烯烃等行业项目原则上应在2025年底前完成技术改造或淘汰退出；对对本次

版)》

增加的乙二醇、尿素等行业原则上应在 2026 年底前完成技术改造或淘汰退出。

2023 年 7 月 24 日

《产业结构调整指导目录(2023 年本, 征求意见稿)》

明确了鼓励类、限制类、淘汰类石化化工产能名录, 其中对化工新材料、环境友好涂料、高性能树脂等新兴化工材料鼓励发展; 对 1000 万吨/年以下常减压、150 万吨/年以下催化裂化、100 万吨/年以下连续重整、150 万吨/年以下加氢裂化生产装置明确限制; 对 200 万吨/年及以下常减压装置(青海格尔木及符合有关条件的除外)明确淘汰。

资料来源: 中国政府网, 信达证券研发中心

成品油消费税进一步收紧, 行业产能出清有望加速。自 1994 年国家首次从汽油、柴油征收消费税至今, 成品油消费税呈现明显的征收范围扩大、税额提升的趋势, 其中汽油、柴油、航空煤油分别自 0.2、0.1、0.1 元/升, 提升至 1.52、1.2、1.2 元/升。消费税作为炼厂在销售成品油过程中的关键税金, 是油品成本的重要组成部分, 根据我们测算, 以航空煤油为例, 在 1.2 元/升的基础上, 单吨航空煤油消费税为 1495 元。由于消费税对盈利影响较大, 中石化经研院专家指出, 部分炼厂为逃避消费税, 生产的汽柴油产品以其他化工产品的名目销售, 若油品出厂后无法达到汽柴油标准, 则以组分的形式销往调油商。我国成品油消费量较大, 刻意规避、偷逃消费税现象突出, 根据《关于做好 2020 年能源安全保障工作的指导意见》, 其特别强调了对具有原油进口使用资质但发生严重偷漏税等违法违规行为的地方炼油企业, 一经执法部门查实, 则取消原油进口资质。我们认为, 国家出台一系列政策收紧成品油消费税政策, 将进一步营造公平竞争环境, 同时倒逼具有偷逃税款等违法行为的炼厂退出市场, 行业出清有望加速。

表 11: 1994-2023 年成品油消费税征税政策变革

阶段划分	名称	纳税范围	征税细则	政策文件
第一阶段 (1994 年)	汽油、柴油消费税	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	《中华人民共和国消费税暂行条例》
第二阶段 (1998 年)	汽油、柴油消费税	汽油、柴油	确立汽柴油征收范围	印发修订后的《汽油、柴油消费税征收范围注释》
第三阶段 (2006 年)	成品油消费税	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	《国家税务总局关于调整和完善消费税政策的通知》
第四阶段 (2008 年)	成品油消费税	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	《财政部税务总局关于提高成品油消费税税率的通知》
第五阶段 (2015 年)	成品油消费税	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。	《关于进一步提高成品油消费税的通知》
第六阶段 (2023 年)	成品油消费税	烷基化油等多税目	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。	《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》

资料来源: 国家税务总局, 中国政府网, 国务院, 财政部, 信达证券研发中心

图 71: 1994-2015 年成品油消费税税额变化 (元/升)

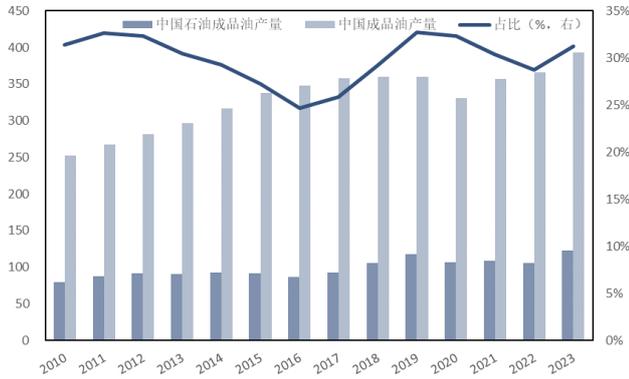

资料来源: 国家税务总局, 中国政府网, 信达证券研发中心

根据 2023 年 6 月发布的《关于部分成品油消费税政策执行口径的公告》，将汽油的重要调油组分烷基化油按照汽油征收消费税，进一步扩大了消费税征收范围。2022 年我国烷基化油产量为 952.38 万吨，汽油产量为 1.45 亿吨，烷基化油占汽油产量比例为 6.57%，根据我们测算，对烷基化油征收消费税后，单吨烷基化油消费税为 2096 元，烷基化油调油后，则单吨汽油成本或将存在 138 元的成本提升。我们以山东地炼 92 号汽油市场价/发改委汽油最高指导价作为成品油纳税达标率，近年来，伴随成品油消费税征收政策收紧，纳税达标率处于上行趋势。我们认为，新一轮成品油消费税改革后，烷基化油调油成本或将抬升，进一步压缩调油商市场利润空间，叠加行业纳税政策持续趋严，行业规范程度明显提升，具备合规经营的国营石化企业有望优先受益。

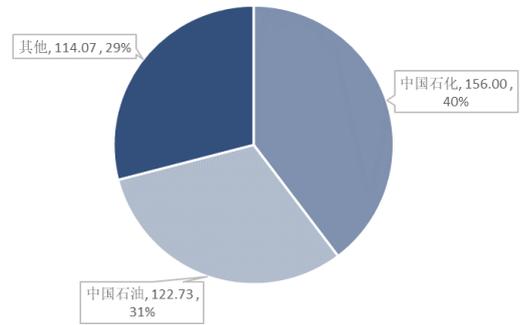
图 72: 2020-2024 年山东地炼汽油市场价/发改委汽油最高零售指导价


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

油品供给市场份额稳居前列，合规经营龙头市占率仍有望提升。从历史趋势看，2010-2023 年，中国成品油产量整体呈增长趋势，然而近年来受新能源汽车消费替代等因素，成品油产量增速明显趋缓。从市场份额看，中国石油成品油产量份额整体相对稳定，近十年中枢为 29% 左右，2023 年中国石油成品油产量为 1.22 亿吨，同比增长 16%，占全国成品油产量 31%，仅次于中国石化。未来伴随着行业政策趋严，合规经营龙头行业集中度有望进一步提升。

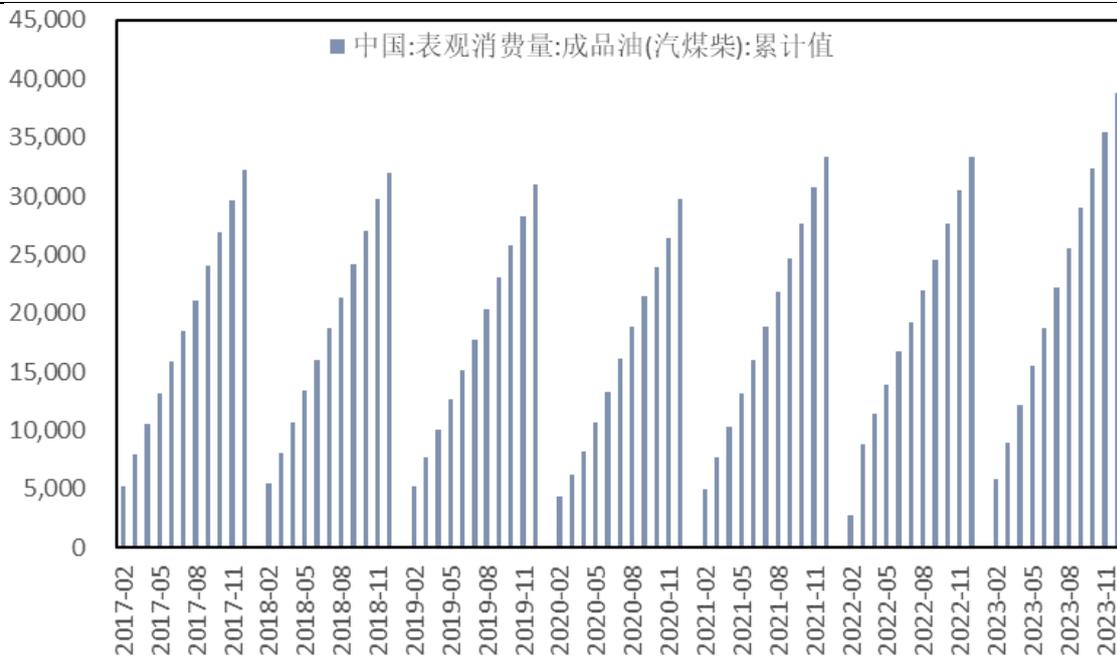
图 73: 2010-2023 年中国石油成品油产量及市场占比 (百万吨, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

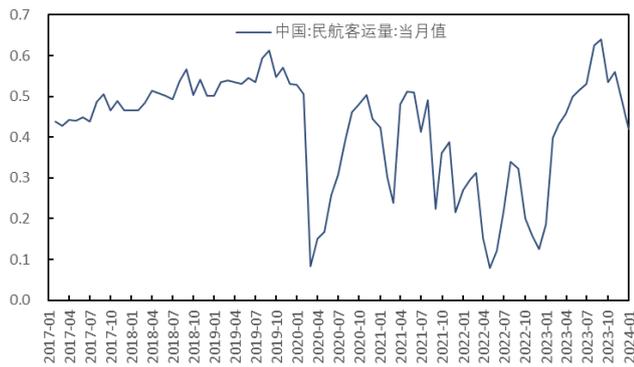
图 74: 2023 年中国主管及地方炼厂成品油产量占比 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

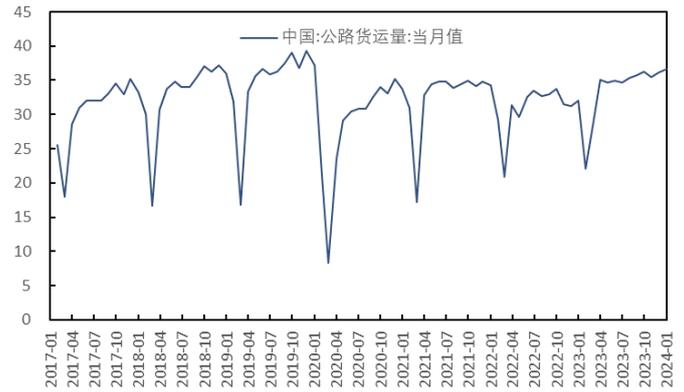
居民出行持续回暖, 成品油需求支撑显著。2023 年国内疫情影响减弱后, 居民出行持续恢复, 交通运输行业回暖迅速, 其中, 2023 年国内公路货运量为 36.63 亿吨, 基本恢复至疫情前水平, 航空旅客运输量 0.42 亿人, 与疫情前基本持平, 居民出行回暖、交通运输修复, 对成品油需求支撑强劲。从成品油消费量角度看, 2023 年我国成品油累计消费量为 3.87 亿吨, 已大幅超越 2019 年同期水平, 出行修复对成品油消费具有明显支撑作用。2024 年伴随国内经济持续修复, 居民出行需求有望继续提升, 成品油消费复苏可期。

图 75: 2017-2023 年成品油表观消费量 (万吨)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

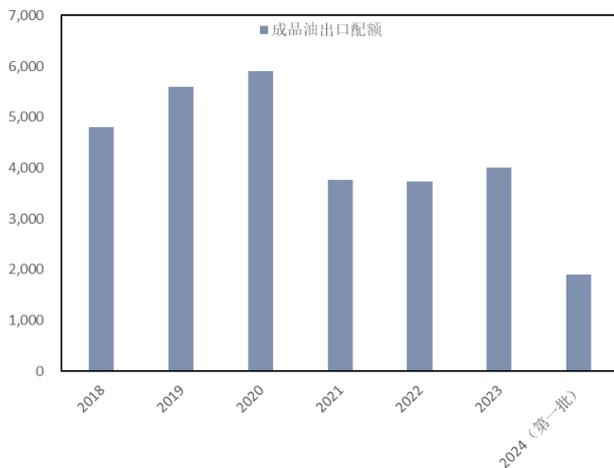
图 76: 2017-2023 年中国公路货运量 (亿吨)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

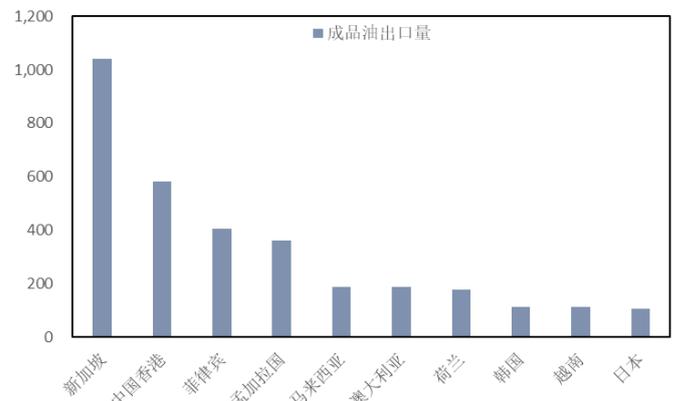
图 77: 2017-2023 年航空旅客运输量 (亿人)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

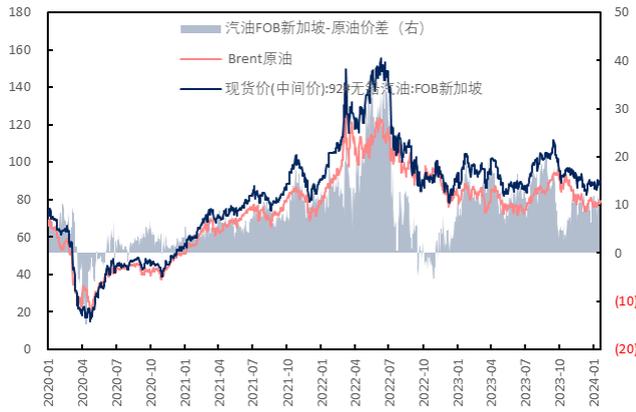
成品油出口配额领先, 油品盈利实现优化配置。2023 年国内共下发三批合计 3999 万吨成品油出口配额, 超过 2022 年全年水平, 其中中国石油获得 1224 万吨, 占比为 31%。从出口流向来看, 2023 年我国成品油出口主要集中在东南亚地区, 其中出口量最多的为新加坡, 成品油出口量为 1041 万吨。我们以新加坡地区成品油价格-原油价格计算成品油价差, 近年来由于国际油价高位运行, 叠加东南亚地区经济及出行修复, 东南亚地区成品油价差明显走阔。2024 年第一批成品油出口配额为 1900 万吨, 较去年基本持平, 公司获得 578 万吨出口配额。我们认为, 2024 年全年成品油出口配额有望保持较高水平, 同时公司能够根据海内外成品油价差表现进行内贸和出口端协同, 有效平抑市场价差波动所带来的风险, 提升炼油盈利的稳定性。

图 78: 2018-2024 年成品油出口配额 (万吨)


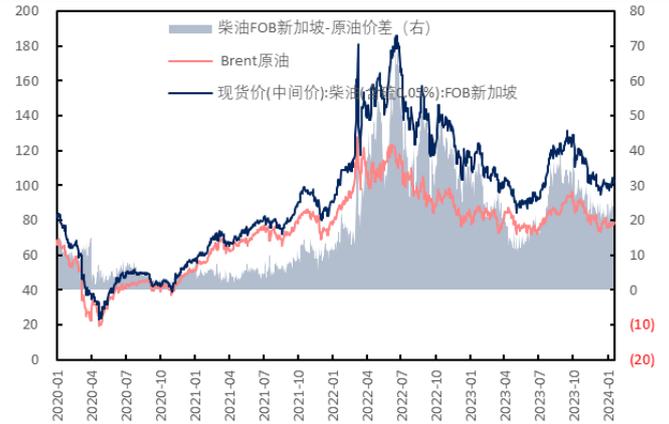
资料来源: 金联创, 界面新闻, 国际石油网, 中国商务新闻网, 国际能源网, 中电新闻网, 中国石油新闻中心, 隆众资讯, 生意社, 中国石化, 中新经纬, 中化新网, 信达证券研发中心

图 79: 2023 年成品油出口贸易流向 (万吨)


资料来源: 海关总署, 信达证券研发中心

图 80: 2020-2024 东南亚地区汽油价格及价差 (美元/桶, 美元/桶)


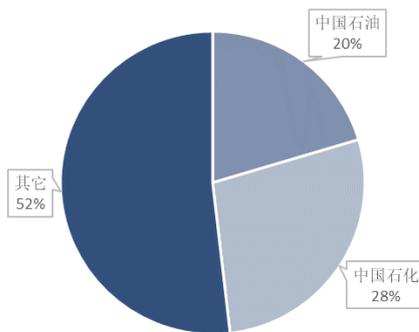
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 81: 2020-2024 东南亚地区柴油价格及价差 (美元/桶, 美元/桶)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

3.2 销售: 炼销一体化保障盈利能力, 非油业务稳步创收

油品销售基础稳固, 中高油价背景下, 销售板块盈利较可观。在 2020-2022 年, 受疫情影响, 居民出行受限, 叠加新能源汽车消费替代, 中国石油单站加油量有所下滑。疫情影响减弱后, 公司成品油消费明显修复, 2023 年公司成品油总销售量 1.66 亿吨, 同比增长 10%。从盈利角度看, 公司成品油销售盈利易受下游需求及国际油价波动影响, 2010-2023 年公司成品油外采量占其销售量比例平均为 38%, 整体外采量占比较高。在国际油价上行趋势下, 公司成品油库存增值, 销售板块盈利表现较好; 而在油价下行阶段, 公司成品油销售板块易受库存减利等因素影响。我们测算了自 2010 年来公司销售板块的盈利中枢表现, 在油价高于 80 美元/桶时, 公司销售板块营业利润中枢为 150 亿, 而当油价低于 80 美元/桶时, 营业利润中枢为 32 亿, 在中高油价背景下, 公司成品油销售板块盈利相对可观。从行业市场占有率角度看, 2023 年公司加油站数量为 2.28 万座, 在国内市占率达到 20%, 行业龙头地位稳固。我们认为, 在中高油价背景下, 公司成品油销售业务盈利稳定, 叠加行业高市占率地位为公司打造独特的护城河, 公司盈利保障性有望增强。

图 82: 2023 年中国加油站数量布局 (%)


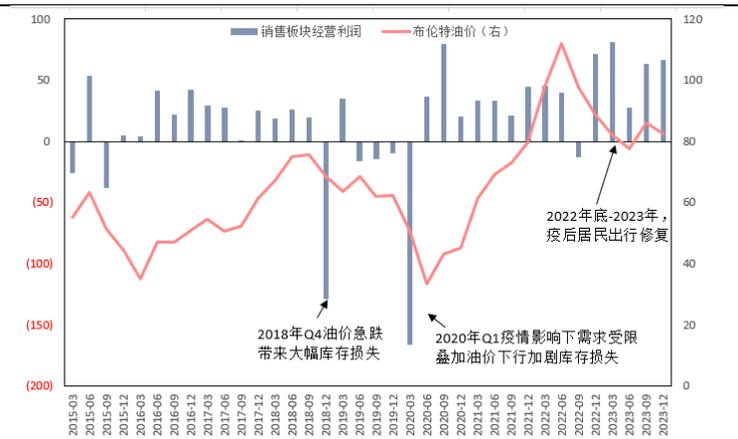
资料来源: 万得, 金联创, 信达证券研发中心

图 83: 2013-2022 年公司加油站总数及单站日均加油量 (座, 吨/日)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

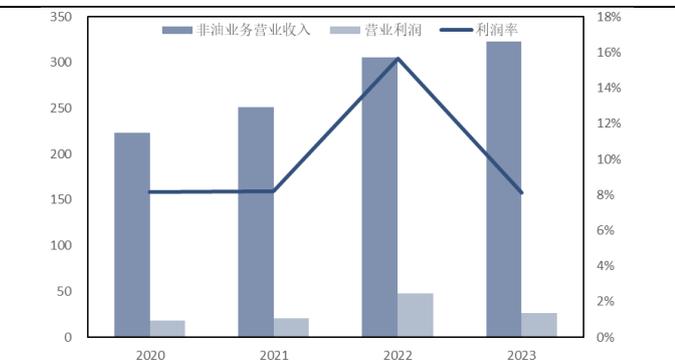
图 84: 2010-2023 年公司成品油销量及同比增长 (万吨, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

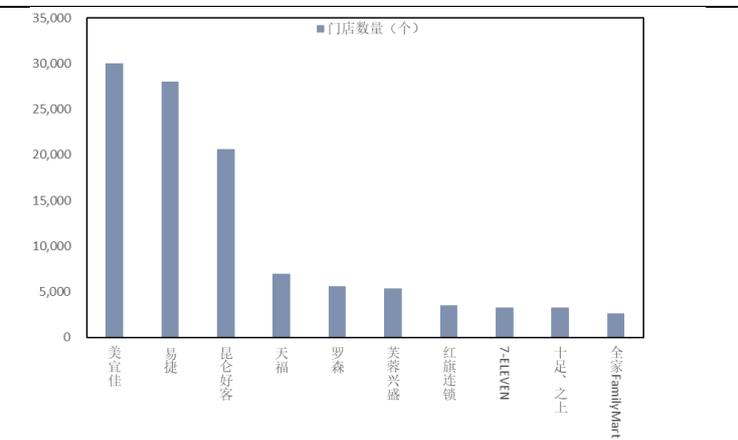
图 85: 2015-2023 公司销售板块季度营业利润及布伦特油价 (亿元, 美元/桶)


资料来源: 中国石油官网, 万得, 信达证券研发中心

非油业务整体盈利水平稳中有升。中石油昆仑好客有限公司为中国石油的非油业务主体，主营加油站便利店业务。昆仑好客依托中国石油遍布全国的加油站网络，渠道及区位优势特征显著，截至 2022 年，昆仑好客在全国拥有两万多个门店，占据便利店市场总额的 18.8%，门店数量位居全国连锁零售便利店第三。中国石油加油站受众广泛，公司推进客群管理，持续打造线上营销新业态。在经营业绩方面，近年来昆仑好客公司盈利贡献稳步提升，2023 年，公司非油业务营业收入达到 323 亿元，同比增长 5%，实现营业利润 26 亿元，利润率为 8%，非油业务总体保持偏稳的业绩贡献。

图 86: 2020-2023 公司非油业务营业收入、营业利润及利润率变化 (亿元, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 87: 2022 年中国零售便利店数量分布 (个)


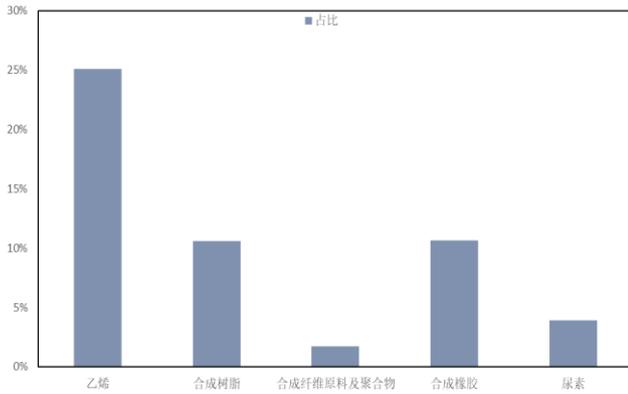
资料来源: KPMG, 信达证券研发中心

3.3 化工: 化工品盈利修复可期, 叠加产业链优势互补推升资产质量

化工业务基石稳固, 竞争优势持续增强。2023 年公司主要化工产品产量达到 2494 万吨, 同比增长 5%, 其中乙烯、合成树脂、合成纤维原料及聚合物、合成橡胶、尿素产量分别为 800、1258、110、97、230 万吨, 分别较上年同期增长 8%、8%、0%、-7%、-10%。从市场占比来看, 2023 年公司合成树脂、合成橡胶产量全国占比超 10%, 乙烯产量占比在 20% 以上, 主要化工

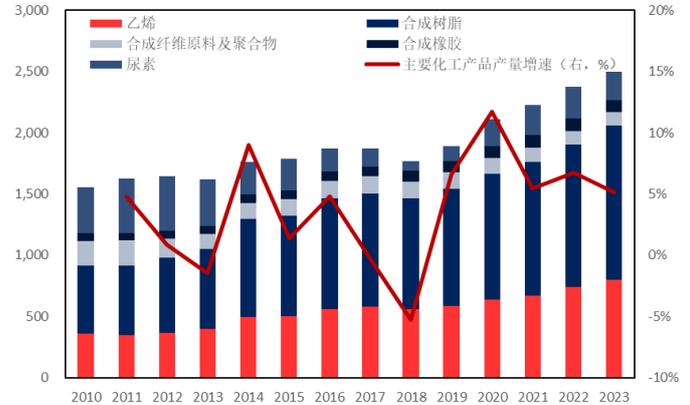
产品市场占有率较高。近年来公司乙烯、合成树脂及合成橡胶产品产量持续提升，公司持续优化产品结构，推进“基础+高端”化工战略，对高附加值、高端化产品实现有效增产，进一步增强公司化工板块竞争优势。

图 88: 2023 年公司主要化工品市场产量占比情况 (%)



资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 89: 2010-2023 年公司主要化工品产量及增速 (万吨, %)



资料来源: 万得, 信达证券研发中心

化工装置大型化，成本优势及产业链延伸能力凸显。乙烯作为衡量石化化工发展水平的关键产品，截至 2023 年中，公司及其旗下子公司共拥有 10 套乙烯项目，合计拥有 866 万吨乙烯产能，平均乙烯装置规模超过 80 万吨/年。同时，公司未来规划建设广西石化炼化一体化升级项目、吉林石化 120 万吨/年乙烯装置建设项目等百万吨以上大型项目，并陆续在 2025 年及之后投产。我们认为，一方面大型化的化工装置能够推动生产效能提升，另一方面大规模的化工产能有望增强炼化下游的产业链延伸和协同能力，持续提升公司化工产业发展水平。

表 12: 2022 年底中国石油乙烯产能分布

序号	企业名称	2022 年产能
1	大庆石化分公司	120
2	广东石化分公司	120
3	吉林石化分公司	85
4	辽阳石化分公司	20
5	抚顺石化分公司	94
6	独山子石化分公司	137
7	兰州石化分公司	70
8	四川石化分公司	80
9	兰州石化榆林乙烷裂解独	80
10	独山子石化塔里木烷裂解	60

资料来源: 天津南港工业区, 百川盈孚, 信达证券研发中心

表 13: 中国石油乙烯未来规划建设产能

项目名称	制备工艺	装置产能	投产时间
大连石化搬迁改造项目	石脑油裂解	新建 240 万吨/年乙烯装置,分两期建设	2024(一期)
广西石化炼化一体化升级项目	石脑油裂解	新建 120 万吨/年的乙烯及下游一系列装置	2025
吉林石化 120 万吨/年乙烯装置建设项目	石脑油裂解	新建 120 万吨/年乙烯装置	2025
兰州石化转型升级己烯改造项目	石脑油裂解	新建 120 万吨/年乙烯及下游生产装置	2025 年及以后
兰州石化长庆二期项目	乙烷制烯烃	新建 120 万吨/年乙烯装置	/
独山子石化公司塔里木 120 万吨/年二期乙烯项目	乙烷制烯烃	新建 120 万吨/年乙烯及下游装置	2026 年
呼和浩特石化 120 万吨/年乙烷制乙烯项目	乙烷制烯烃	120 万吨/年乙烷制乙烯项目、苏里格气田 200 亿立方米天然气深度处理	/

资料来源: 中国能源报, 中国石油和化学工业联合会, 吉林市人民政府官网, 中国新闻网, 信达证券研发中心

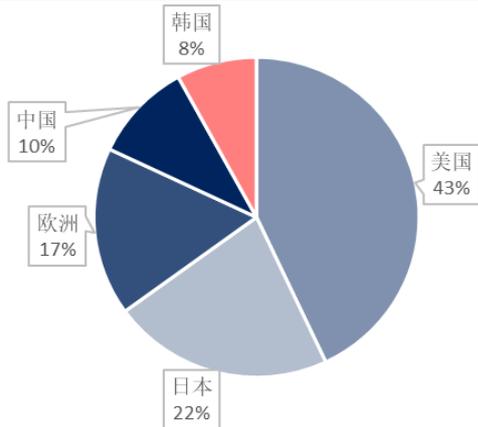
国内乙烯产能缺口仍存, 下游高端产品“卡脖子”与国产替代仍需时日, 远期化工品需求红利有望延续。 乙烯是石化化工品供给端的核心变量, 我们根据 2023 年中国 GDP 实际增速, 以及 IMF 对中国 2024-2025 年的 GDP 增速预测、人均乙烯消费量与经济增速的弹性系数, 结合联合国对中国人口预测量, 测算得到 2023-2025 年中国乙烯当量需求分别为 6690、7044、7405 万吨/年。我们根据 Globaldata Oil 数据, 预计 2023-2025 年中国新增乙烯产能将达到 1800 万吨以上, 年均产能增速为 12%。通过当量消费量和产能增量测算, 我们预计 2023-2025 年中国乙烯供给缺口或将分别达到 1445、1185、885 万吨。

与此同时, 受制于乙烯下游高端产品的“卡脖子”环节, 我国部分乙烯下游产品仍需要依赖进口, 伴随近年来我国高端聚烯烃产业发展, 国内高端聚烯烃专利数量整体呈增长态势, 但聚烯烃核心领域如聚合技术、催化剂技术以及加工改性技术等主要为美、日、欧等发达国家所垄断。2022 年我国高端聚烯烃自给率为 41%, 而距离《关于“十四五”推动石化化工行业高质量发展的指导意见》中对于到 2025 年化工新材料保障水平达到 75%的目标仍有较大差距且时间紧迫, 保障自给水平和破除高端产品的外部技术约束是需求端放量的关键动力。

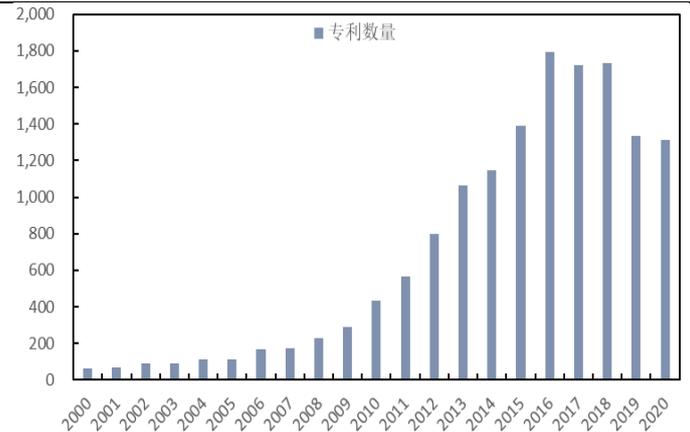
表 14: 2020-2025E 中国乙烯供需测算 (万吨)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
乙烯消费量预测 (万吨)	6314	6296	6693	6690	7044	7405
乙烯供给预测 (万吨)	3466	4191	4697	5246	5859	6520
乙烯供需缺口 (万吨/年)	2848	2105	1672	1445	1185	885

资料来源: 彭博, 中国石化新闻网, 信达证券研发中心

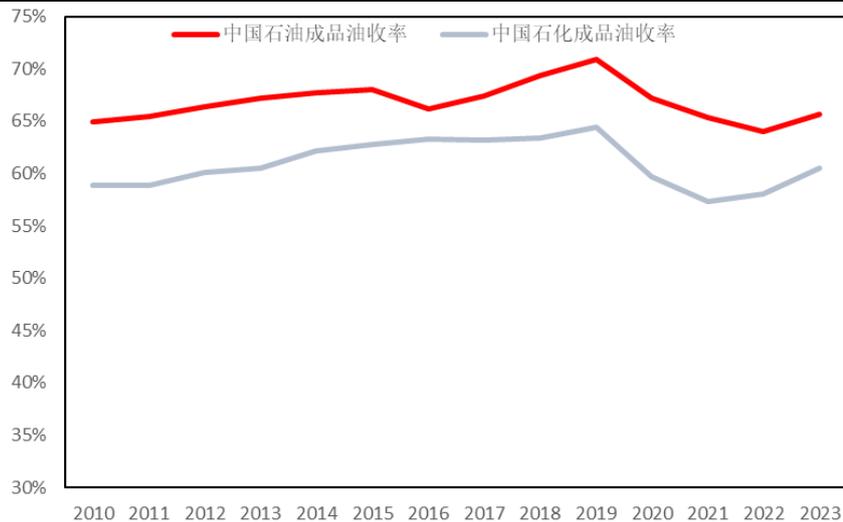
图 90: 2021 年高端聚烯烃专利技术来源国分布图 (%)


资料来源: 陈晓靖等《高端聚烯烃材料专利申请状况分析》, 信达证券研发中心

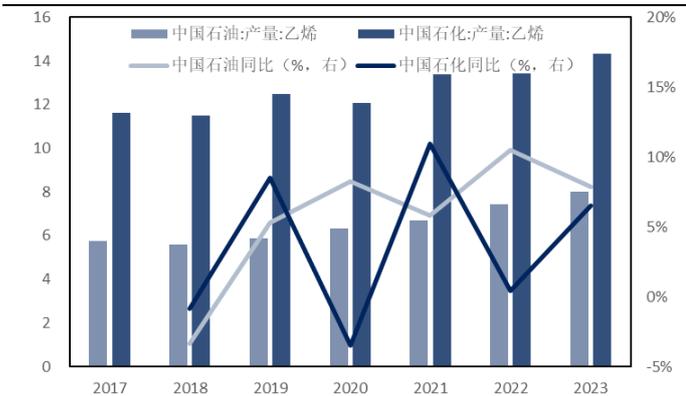
图 91: 2000-2020 年我国高端聚烯烃专利申请数量 (件)


资料来源: 陈晓靖等《高端聚烯烃材料专利申请状况分析》, 信达证券研发中心

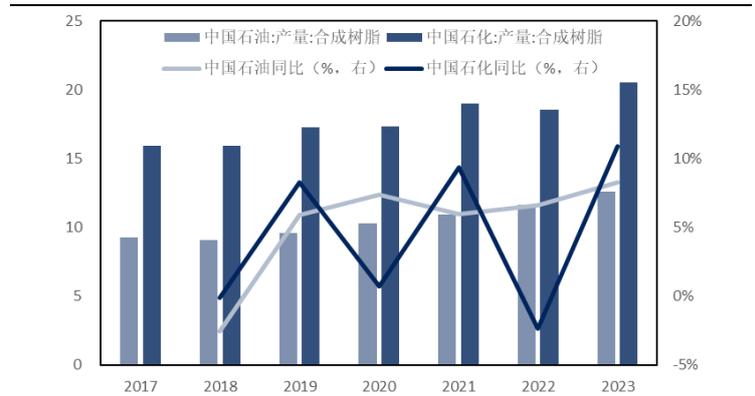
降油增化顺势而为, 化工板块原料保障能力提升。近年来, 国内大炼化项目持续上马, 行业竞争加剧, 倒逼炼化产能加速结构化调整步伐。根据石油和化学工业规划院发布的《石油和化学工业“十四五”发展指南》, “十四五”期间, 我国将持续推动炼油企业“降油增化”, 炼厂将向“特色炼油+特色化工”的精细一体化模式发展。根据我们统计, 公司成品油收率整体略高于中国石化, 自 2019 年以来, 公司持续开展降油增化举措, 成品油收率自 2019 年的 71% 下降至 2023 年的 66%, 而从实际化工产品产量来看, 近年来公司乙烯、合成树脂产量稳步增长, 二者在 2017-2023 年平均增速分别为 6%、5%, 整体降油增化效果显著。我们认为, 公司通过开展降油增化, 能够有效提升下游化工原料的保障能力, 进一步完善化工产品结构和提升产品附加属性。

图 92: 2010-2023 年中石油及中石化成品油收率对比 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

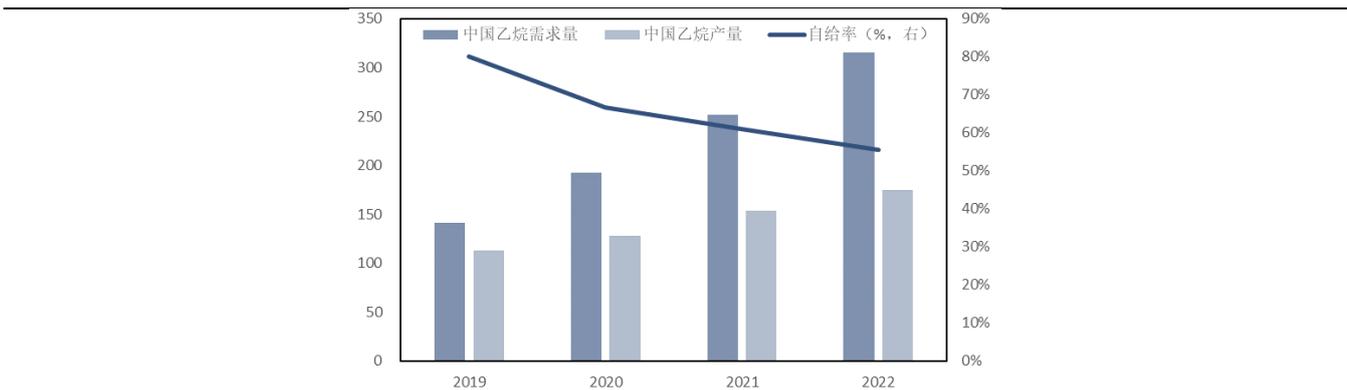
图 93: 2017-2023 年中石油及中石化乙烯产量及同比 (百万吨, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 94: 2017-2023 年中石油及中石化合成树脂产量及同比 (百万吨, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

勘探开发副产资源物尽其用, 乙烷稀缺性带来资源壁垒。我国乙烯工业主要以液态石脑油和其他更重的油品为原料, 乙烯生产成本明显高于世界平均水平, 并连带影响了下游一系列石化产品的市场竞争力。公司上游勘探开发板块部分油田富含乙烷、液化石油气及轻烃组分的优质资源, 但过去这些轻质组分都混在天然气中被用作燃料, 无法实现副产物有效增值。2020 年, 公司开始在榆林建设上古天然气处理项目, 2021 年 8 月, 公司兰州石化长庆 80 万吨/年乙烷制乙烯项目和塔里木 60 万吨/年乙烷制乙烯项目成功投产, 合计产能 140 万吨/年; 未来, 公司仍将规划合计 360 万吨乙烷制乙烯项目, 增量潜力有望持续释放。乙烷制乙烯项目具备产品收率高、装置单位投资低等诸多优势, 而我国乙烷资源稀缺, 近年来乙烷自给率持续下行, 根据我们测算, 2022 年中国乙烷自给率仅 56%, 公司上游勘探开发板块带来的乙烷资源能够作为化工原料供应, 进一步夯实了公司资源壁垒。

图 95: 2019-2022 年中国乙烷产量及自给率情况 (万吨, %)


资料来源: 智研咨询, 信达证券研发中心

表 15: 中国石油现有乙烷制乙烯项目

项目名称	投产时间	公司名称	项目产能
兰州石化长庆乙烷制乙烯项目	2021 年 8 月 3 日	中国石油兰州石化公司	80 万吨/年
塔里木乙烷制乙烯项目	2021 年 8 月 30 日	中国石油独山子石化公司	60 万吨/年

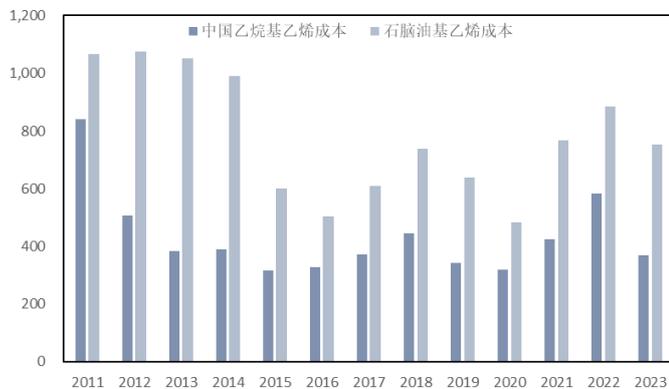
资料来源: 中化新网, 界面新闻, 信达证券研发中心

表 16: 中国石油未来规划建设乙烷制乙烯项目

待投产项目	预计投产时间	项目进展	项目产能
呼和浩特乙烷制乙烯项目	/	2023年9月,项目已获得地方政府提供的发展规划、环评规划、土地交付(搬迁)、新能源指标等各类函件80余个,落实新能源指标承诺和图克园区条件,即将落地。	120万吨/年
塔里木二期乙烯项目	2026年	2023年9月项目正式启动	120万吨/年
兰州石化长庆二期项目	/	2022年兰州石化长庆二期开始筹建	120万吨/年

资料来源: 流程工业网, 聚烯烃人, 中国新闻网, 信达证券研发中心

成本优势有望带来新利润增长极, 推动化工板块资产质量提升。我们选取美国 MtB 乙烷价格为基准, 假设乙烷制乙烯收率为 83%, 加工成本为 150 美元/吨 (由于公司乙烷主要来自上游勘探开发板块, 暂不考虑海运费、关税等因素), 测算得到 2011-2023 年乙烷制乙烯成本中枢为 432 美元/吨, 而同期石脑油制乙烯成本中枢为 782 美元/吨, 整体乙烷制乙烯较油基乙烯具备明显成本优势, 此外公司乙烷主要来自上游天然气中分离得到, 成本竞争力更加明显。此外, 我们根据乙烯现货价、乙烷制乙烯成本测算了单套 120 万吨乙烷制乙烯项目 EBITDA, 我们预计 2011-2023 年单套 120 万吨乙烷制乙烯项目 EBITDA 中枢或为 40-50 亿左右, 有望缓解国际油价大幅波动对炼化板块盈利的影响, 或将实现公司化工板块资产质量提升。

图 96: 2011-2023 年乙烷制乙烯及油制乙烯成本对比 (美元/吨)


资料来源: 万得, 彭博, 何盛宝等《中国进口乙烷裂解制乙烯项目前景分析》, 信达证券研发中心

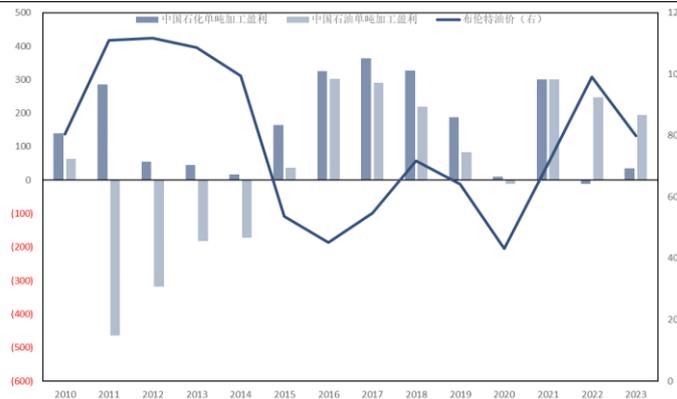
图 97: 2011-2023 年 120 万吨乙烷制乙烯项目 EBITDA 测算 (亿元, 美元/吨)


资料来源: 万得, 彭博, 何盛宝等《中国进口乙烷裂解制乙烯项目前景分析》, 信达证券研发中心

高油价对应炼化业绩承压掣肘逐步扭转, 公司炼化资产价值有望迎来重估。我们测算了中国石油、中国石化加工单吨原油所对应的炼化板块营业利润贡献。根据测算结果, 在 2021 年前, 公司炼化板块业绩对高油价承受能力偏弱, 在 2011-2014 年高油价周期下, 公司炼化资产对净利润为负贡献。自 2021 年开始, 伴随公司乙烷制乙烯项目陆续投产、降油增化举措推进、“分子炼油”理念实施等多角度、全方位炼厂提质增效措施开展, 公司炼厂对高油价承受能力明显提升。我们看到, 在 2022-2023 年油价中高位运行背景下, 中国石油原油单吨加工效益明显提升。我们认为, 公司通过多举措降本增效, 叠加乙烷制乙烯等上游资源协同项目上马, 打造石油化工行业新竞争优势, 同时进一步增强了炼化板块抗风险能力, 并形成了独特的行业竞争壁垒, 其炼化资产有望在转型优化升级背景下迎来价值重估

机会。

图 98: 2010-2023 年中国石油、中国石化单吨原油加工营业利润及油价变化 (元/吨, 美元/桶)



资料来源: 万得, 信达证券研发中心

四、国企改革机遇来临, 公司估值空间有望打开

中国石油工业全面深化改革, 集团公司紧抓改革时代机遇。改革开放以来 40 年, 中国石油工业改革持续深化, 集团在改革中发挥重要作用。中国石油工业改革可分为四个阶段, 分别是以放权让利为标志的改革开启阶段、市场经济管理体系阶段、现代企业制度改革和市场化阶段、全面深化改革阶段。我们认为, 集团公司的改革历程顺应不同时期历史进程, 近年来公司深化市场化改革, 强调创新驱动与高质量发展战略, 破解体制机制障碍、激发市场活力, 核心竞争力有望进一步增强。国资委于 2022 年提出《提高央企控股上市公司质量工作方案》, 在方案指导下, 公司生产经营活力、经营效率有望进一步提升, 奠定了其长期向好发展的基础。公司作为油气行业央企龙头, 在全面深化改革及央企高质量发展背景下有望优先受益。

表 17: 油气行业改革历程及公司改革举措

阶段	行业改革举措	公司改革举措
以放权让利为核心的改革开启阶段 (1978-1988 年)	石油工业通过率先采取产量包干政策和多种形式的承包经营责任制, 国家“利改税”放权让利, 石油部以建立“责权利”相结合的经济责任制为重点, 打造具有活力的市场经济主体。	1988 年 6 月, 撤销石油工业部、组建中国石油天然气总公司, 由计划经济向市场经济管理体制转变。
建立市场经济管理体系为核心的改革阶段 (1989-1998 年)	石油行业通过实施以价格为中心的流通体制改革、石油石化两大公司大重组、企业全面推广承包经营责任制和探索油公司改革试点, 进入了以市场经济管理体系为核心的改革新阶段。	1998 年 7 月国务院分别批复同意石油、石化两个集团组建方案和公司章程。按照政企分开的要求, 剥离了石油公司之前承担的管理职能, 使之成为国有控股公司。两大集团公司实现上下游、内外贸、产运销一体化经营, 解决了多年未解决的产业链脱节弊端。
探索建立现代企业制度和市场化改革阶段 (1999-2012 年)	三大石油公司通过主营业务股份制改革及境内外上市探索建立现代企业制度; 石油行业“引进来”与“走出去”均取得瞩目成绩。成品油和天然气价格改革进一步朝市场化方向迈进, 国家油气管理的体制实行政企分开, 逐步建立石油工业管理新体制。	从 1999 年开始, 三大石油公司相继开展内部大重组, 将油气主营业务资产剥离, 独立发起设立股份有限公司, 并分别在境内外上市, 现代企业制度基本建立。

全面深化改革阶段（2013 年至今）

在行业层面，取消专营制度，放开准入。企业层面，中央对国企改革提出了要求，2015 年 9 月颁布了《关于深化国企改革的指导意见》，出台了 22 个配套文件，形成了“1+N”政策体系，形成了顶层设计和四梁八柱大框架。

三大石油公司在“两化”融合、科技创新、拓展新业务领域等方面取得了新的进展，为加快转型升级步伐，促进高质量发展，实现由油气公司向气油公司、综合能源公司转变奠定基础。

资料来源：中国能源新闻网，信达证券研发中心

“一利五率”强化提质增效，业绩释放潜力有望提升。2023 年国资委召开中央企业负责人会议，会议明确，2023 年中央企业“一利五率”目标为“一增一稳四提升”，“一增”即确保利润总额增速高于全国 GDP 增速；“一稳”即资产负债率稳定在 65% 左右；“四提升”即净资产收益率、研发经费投入强度、全员劳动生产率、营业现金比率 4 个指标进一步提升。2024 年 1 月，国务院国资委将对中央企业全面实施“一企一策”考核，通过签订个性化经营业绩责任书，引导企业努力实现高质量发展，全面推开上市公司市值管理考核。我们认为，国资委通过“一利五率”、市值管理等指标化考核，有利于进一步激发国央企市场化竞争实力，进一步释放其业绩增长潜力。

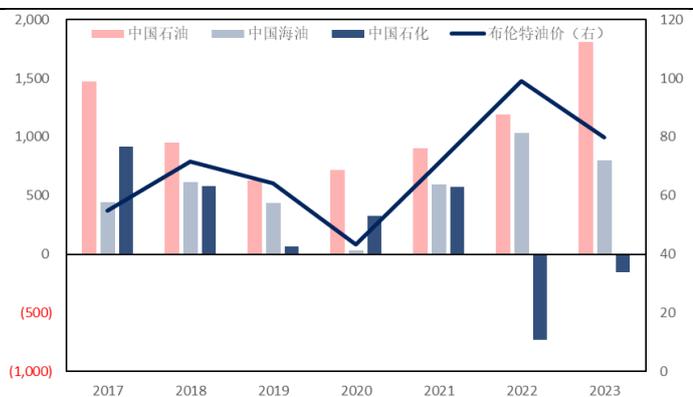
表 18：国央企考核指标体系变化

出台时间	考核指标体系
2020 年	“两利三率”：净利润、利润总额、营业收入利润率、资产负债率、研发投入强度
2021 年	“两利四率”：净利润、利润总额、营业收入利润率、资产负债率、研发投入强度、全员劳动生产率
2023 年	“一利五率”：利润总额增速、资产负债率、净资产收益率、研发经费投入强度、全员劳动生产率、营业现金比率

资料来源：国资委，信达证券研发中心

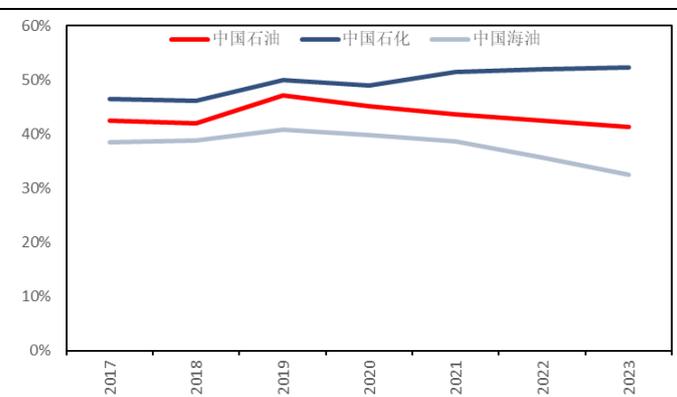
三桶油横向比较，在自由现金流方面，公司自由现金流在三桶油中优势显著，且受油价波动影响相对较小，其现金流抗风险能力突出且新资产布局时灵活性更高，公司业绩增长潜力有望释放；在资产负债率方面，三桶油整体资产负债率较接近，公司负债率位于三桶油中等水平，且近年来处于一定下行趋势；在营业现金比率方面，我们选取业务结构较接近的中石化进行比较，公司现金流的创造能力更加突出，2017-2023 年公司营业现金比率中枢为 15% 左右；在研发经费投入方面，公司近年来研发经费投入强度整体较为稳定，整体投入强度略高于中石化。

图 99：2017-2023 年三桶油自由现金流及油价（亿元，美元/桶）

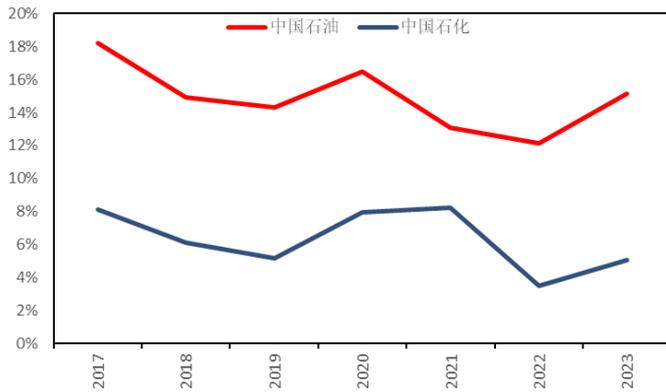


资料来源：万得，信达证券研发中心

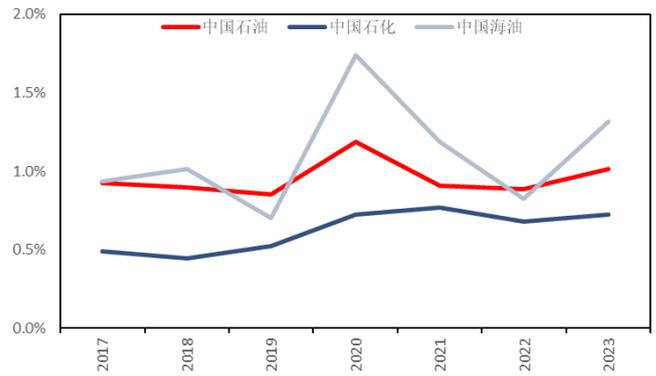
图 100：2017-2023 年三桶油资产负债率（%）



资料来源：万得，信达证券研发中心

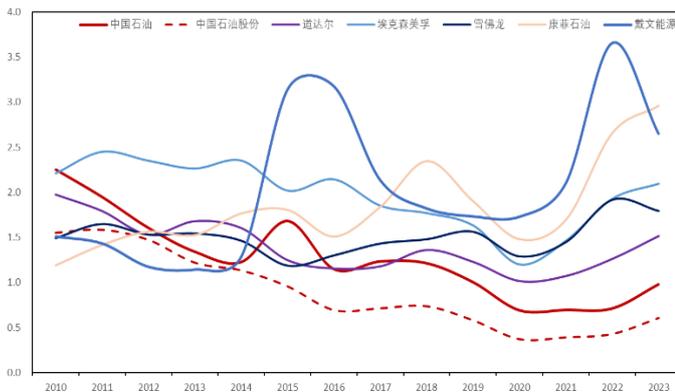
图 101: 2017-2023 年中石油和中石化营业现金比率 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

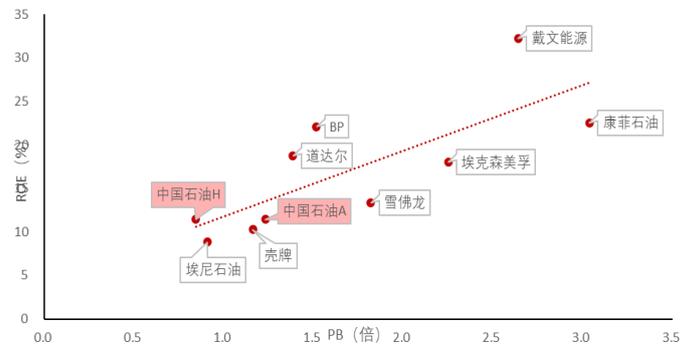
图 102: 2017-2022 年三桶油研发经费投入强度 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

对比海外油气龙头, 公司估值仍处于较低水平。我们以市净率衡量公司估值水平, 以历史各年度平均股价及净资产为基准, 相较于海外油气龙头, 公司市净率仍处于行业相对较低水平, 其中港股估值水平更低。此外, 我们对比了公司 ROE 和市净率估值分布, 从当前来看, 在相近的 ROE 水平下, 公司当前 PB 估值性价比要优于壳牌等国际油气企业, 且港股的估值性价比更优。我们认为, 公司持续深化改革成效显著, 但其估值水平仍与海外龙头相比仍有修复空间, 特别是港股具备更高的投资性价比。

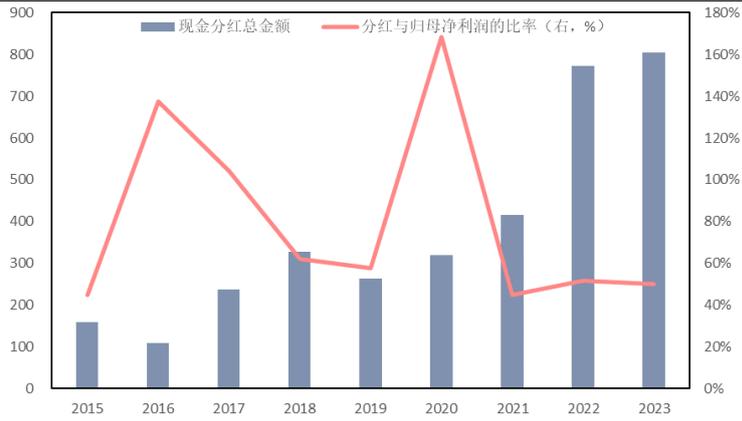
图 103: 2010-2023 年公司与国际油气龙头市净率变化 (倍)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

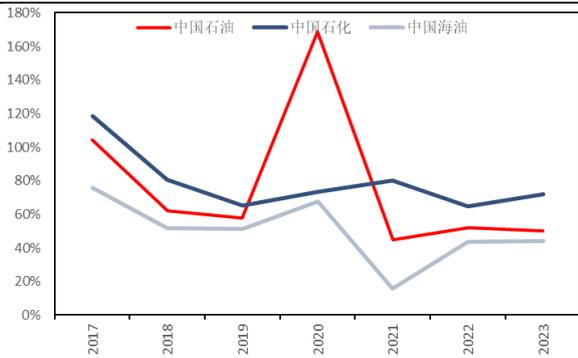
图 104: 公司与国际油气龙头 PB-ROE 分布情况


资料来源: ifind, 信达证券研发中心, 收盘价为 2024 年 4 月 1 日收盘价

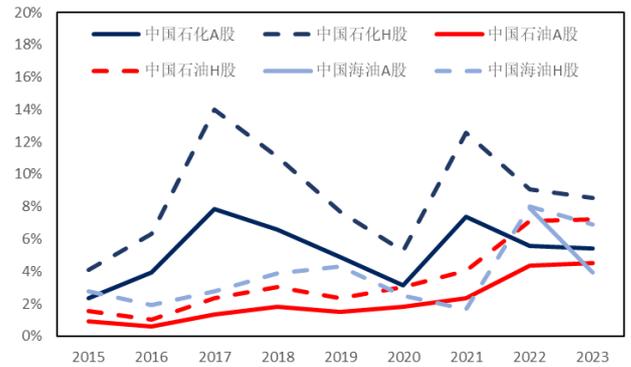
高股东回报成就高价值。公司保持稳健的股东回报, 特别在公司盈利承压阶段仍保持较高的分红比例, 根据我们测算, 2015-2023 年公司平均股利支付率高达 80%, 公司股利支付率在三桶油中处于中位水平。股息率方面, 对比中石化 A 股、H 股与海外油气公司的股息率, 按 2024 年 4 月 1 日收盘价计算, 2023 年中国石油 A 股、H 股股息率分别为 5% 和 7%, 从历史股息率来看, 其港股股息率优势更加明显, 总体上看, 公司具有较高的股东回报水平。

图 105: 2015-2023 年公司现金分红总额及股利支付率 (亿元, %)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 106: 2017-2023 年“三桶油”股利支付率 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 107: 2015-2023 年“三桶油”股息率情况 (%)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心, 收盘价为 2024 年 4 月 1 日收盘价

盈利预测、估值与投资评级

重要假设

油气及新能源板块:

- 1、价格：考虑后续地缘政治因素影响或将减弱，我们假设 2024-2026 年布伦特油价分别为 82、82、80 美元/桶。根据布伦特油价预测公司原油、天然气实现价格。
- 2、产量：根据中石油加大油气勘探力度，考虑到公司上游油气勘探开发资本支出持续增加，我们假设 2024 年产量稳中有降，2025-2026 年原油平稳增长，天然气产量保持 6%的较好增长水平。
- 3、成本：中石油上游业务成本主要由生产成本（除税外）、折旧摊销及减值、税金及附加三项构成，其中，桶油生产成本（除税外）、桶油税金及附加两项与油价保持高度相关，我们根据布油价格进行预测，桶油折旧摊销较为稳定。

炼油化工方面:

- 1、价格：成品油价格：根据历史市场价和布伦特油价变化趋势进行预测；化工价格：分别预测乙烯、合成树脂、合成橡胶、合成纤维单体及聚合物价差及尿素产品价格，根据预测价差及布伦特油价预测未来各类化工品价格，考虑 2024 年地产端需求或仍相对疲弱，预测 2024-2026 年价差稳步提升；合成纤维单体及聚合物受益于需求复苏及补库周期，预测 2023-2025 价差持续回暖，尿素价格与前三年动态均值一致。
- 2、产量：成品油：根据历史数据，假设 2024-2026 年原油加工量小幅增长，成品油收率整体保持平稳，但受炼厂改造及降油增化背景驱动，公司成品油收率在 2024-2026 年小幅下降，化工轻油收率小幅提升。产销率数据取过去三年均值。化工品：预测 2023-2025 年各类化工品产量小幅提升，产销率取过去三年均值。
- 3、成本：成品油：根据历史油价与炼油板块单吨毛利数据回归关系预测未来炼油板块毛利，进而预测未来炼油板块成本。化工品：根据历史油价与化工板块单吨毛利数据回归关系预测未来化工板块毛利，进而预测未来化工板块成本。

销售板块:

- 1、价格：根据公司历史成品油实现价与原油价格关系，并结合原油价格、批零价差假设预测 2024-2026 年公司成品油价格，受益于国内航线、旅游等需求恢复，但考虑新能源车替代对需求影响，预测成品油价格整体偏稳运行。
- 2、产量：假设公司成品油产量全部外销，假设 2024-2026 年各类成品油销量稳步提升。
- 3、成本：假设炼油板块成品油实现价格为营销分销板块成本价。

天然气销售板块:

- 1、价格：假设 2024-2026 年公司天然气销售价格整体持稳。
- 2、产量：假设公司天然气产量全部外销，2024-2026 年外购气量稳步增长。

3、成本：假设天然气销售板块内购部分成本为公司天然气开采成本，外采部分成本根据油价变化情况预测。

盈利预测、估值与投资评级

上游勘探开发方面，考虑美国石油开采面临资源劣质化和成本通胀双重压力，以沙特为首的 OPEC+ 维持高油价意愿强烈，原油供给偏紧的格局或未改变，油价有望维持中高位运行，叠加公司持续加大上游资本开支力度，上游业绩贡献有望抬升。炼油化工方面，成本端油价逐步企稳运行，下游需求持续修复，炼化板块盈利中枢有望上移。销售板块方面，伴随居民出行回暖、基建开工持续修复，成品油消费或仍保持旺盛，公司销售板块盈利空间有望打开。天然气销售板块，伴随顺价机制进一步推进，上游持续降本增效，内购和外采协同发展，天然气销售板块业绩或将持续释放。我们预测公司 2024-2026 年的营业收入将分别达到 31912.72、32998.73 和 33290.05 亿元，同比增速分别为 5.99%、3.40% 和 0.88%。2024-2026 年归母净利润分别为 1844.15、1980.44 和 2096.82 亿元，同比增速分别为 14.44%、7.39%、5.88%，EPS（摊薄）分别为 1.01、1.08 和 1.15 元/股。对应 2024 年 4 月 30 日收盘价，我们预计 2024-2026 年中国石油 A 股 PE 分别为 10.19、9.49、8.96 倍，中国石油 H 股 PE 分别为 6.41、5.97、5.64 倍，低于行业平均水平。考虑到公司作为国内陆上油气勘探开发龙头，同时上游板块景气度仍处于相对高位，叠加公司一体化布局，在油价中高位背景下业绩释放潜力较大，同时公司作为油气领域国央企龙头，有望受益于国央企深化改革，其内生成长性或将持续释放，2024-2026 年公司业绩有望稳步增长，对公司 A 股及 H 股给予首次覆盖“买入”评级。

表 19：中国石油盈利预测表

重要财务指标	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
营业总收入(百万元)	3,239,167	3,011,012	3,191,272	3,299,873	3,329,005
增长率 YoY %	23.90%	-7.04%	5.99%	3.40%	0.88%
归属母公司净利润 (百万元)	148,738	161,144	184,415	198,044	209,682
增长率 YoY%	61.39%	8.34%	14.44%	7.39%	5.88%
毛利率%	21.96%	23.53%	23.89%	24.13%	24.41%
净资产收益率 ROE%	10.89%	11.14%	11.91%	11.95%	11.83%
EPS(摊薄)(元)	0.81	0.88	1.01	1.08	1.15
P/E(A 股)	12.64	11.66	10.19	9.49	8.96
P/E(H 股)	7.97	7.33	6.41	5.97	5.64
P/B(A 股)	1.38	1.30	1.21	1.13	1.06
P/B(H 股)	0.87	0.82	0.76	0.71	0.67

资料来源：万得，信达证券研发中心预测；股价为 2024 年 4 月 30 日收盘价

表 20: 可比公司估值对比表

公司名称	股价	货币	EPS				PE				PB			
			2023	2024E	2025E	2026E	2023	2024E	2025E	2026E	2023	2024E	2025E	2026E
中国石化	6.35	CNY	0.51	0.59	0.63	0.66	12.57	10.76	10.08	9.62	0.94	0.90	0.88	0.85
中国石油化工股份	4.68	HKD	0.56	0.65	0.69	0.73	8.42	7.20	6.75	6.44	0.63	0.60	0.59	0.57
中国海油	29.92	CNY	2.60	3.05	3.26	3.45	11.51	9.81	9.18	8.67	2.14	1.86	1.63	1.45
中国海洋石油	20.3	HKD	2.86	3.36	3.59	3.80	7.09	6.04	5.65	5.34	1.32	1.15	1.01	0.89
A 股平均			1.55	1.82	1.95	2.06	12.04	10.29	9.63	9.15	1.54	1.38	1.26	1.15
H 股平均			1.71	2.00	2.14	2.26	7.75	6.62	6.20	5.89	0.97	0.87	0.80	0.73
埃克森美孚	116	USD	8.89	9.01	9.47	9.85	13.05	12.87	12.25	11.78	2.25	2.02	1.92	1.75
壳牌	72.37	USD	2.88	3.73	3.96	4.42	25.13	19.40	18.28	16.37	1.15	1.09	1	0.9
美股平均			5.89	6.37	6.72	7.14	19.09	16.14	15.26	14.07	1.70	1.56	1.46	1.33
中国石油*	10.27	CNY	0.88	1.01	1.08	1.15	11.06	10.19	9.49	8.96	1.30	1.21	1.13	1.06
中国石油股份*	7.11	HKD	0.97	1.11	1.19	1.26	7.33	6.41	5.97	5.64	0.82	0.76	0.71	0.67

资料来源: 同花顺, 彭博, 股价为 2024 年 4 月 30 日收盘价, 信达证券研发中心, 注: 标*为信达证券预测, 美股公司为彭博一致预期, 其它为同花顺一致预期。

资产负债表		单位:百万元				
会计年度	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	
流动资产	613,867	658,520	760,251	936,965	1,102,369	
货币资金	225,049	269,873	331,620	520,188	668,571	
应收票据	0	0	0	0	0	
应收账款	72,028	68,761	73,073	73,588	74,368	
预付账款	13,920	12,461	24,288	25,035	25,164	
存货	167,751	180,533	183,786	184,790	185,685	
其他	135,119	126,892	147,484	133,364	148,581	
非流动资产	2,056,799	2,094,190	2,081,367	2,062,957	2,039,860	
长期股权投资	269,671	280,972	290,972	300,972	310,972	
固定资产(合)	463,027	468,178	466,542	452,081	426,743	
无形资产	92,960	92,744	93,244	93,744	94,244	
其他	1,231,141	1,252,296	1,230,609	1,216,160	1,207,901	
资产总计	2,670,666	2,752,710	2,841,618	2,999,922	3,142,229	
流动负债	624,263	689,007	655,996	683,370	687,054	
短期借款	38,375	38,979	38,979	38,979	38,979	
应付票据	15,630	20,731	19,749	19,195	19,950	
应付账款	289,117	289,156	277,562	278,779	280,429	
其他	281,141	340,141	319,706	346,417	347,697	
非流动负债	511,987	433,082	433,082	433,082	433,082	
长期借款	169,630	126,165	126,165	126,165	126,165	
其他	342,357	306,917	306,917	306,917	306,917	
负债合计	1,136,250	1,122,089	1,089,078	1,116,452	1,120,136	
少数股东权益	168,550	184,211	204,702	226,707	250,005	
归属母公司股	1,365,866	1,446,410	1,547,839	1,656,763	1,772,088	
负债和股东权益	2,670,666	2,752,710	2,841,618	2,999,922	3,142,229	

重要财务指标		单位:百万元				
会计年度	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	
营业总收入	3,239,167	3,011,012	3,191,272	3,299,873	3,329,005	
同比(%)	23.9%	-7.0%	6.0%	3.4%	0.9%	
归属母公司净利润	148,738	161,144	184,415	198,044	209,682	
同比(%)	61.4%	8.3%	14.4%	7.4%	5.9%	
毛利率(%)	22.0%	23.5%	23.9%	24.1%	24.4%	
ROE%	10.9%	11.1%	11.9%	12.0%	11.8%	
EPS(摊薄)(元)	0.81	0.88	1.01	1.08	1.15	
P/E	12.64	11.66	10.19	9.49	8.96	
P/B	1.38	1.30	1.21	1.13	1.06	
EV/EBITDA	2.19	2.83	3.73	3.22	2.86	

利润表		单位:百万元				
会计年度	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	
营业总收入	3,239,167	3,011,012	3,191,272	3,299,873	3,329,005	
营业成本	2,527,935	2,302,385	2,428,793	2,503,536	2,516,435	
营业税金及附加	276,821	295,015	306,362	316,788	319,584	
销售费用	68,352	70,260	71,804	74,247	73,238	
管理费用	50,523	55,023	52,656	54,448	54,929	
研发费用	20,016	21,957	19,148	19,799	19,974	
财务费用	19,614	18,110	8,330	7,249	3,949	
减值损失合计	-37,233	-28,956	-32,000	-32,000	-32,000	
投资净收益	-11,140	9,554	0	0	0	
其他	15,031	24,164	16,595	17,159	17,311	
营业利润	242,564	253,024	288,774	308,965	326,207	
营业外收支	-29,292	-15,566	-15,566	-15,566	-15,566	
利润总额	213,272	237,458	273,208	293,399	310,641	
所得税	49,929	57,167	68,302	73,350	77,660	
净利润	163,343	180,291	204,906	220,049	232,980	
少数股东损益	14,605	19,147	20,491	22,005	23,298	
归属母公司净利润	148,738	161,144	184,415	198,044	209,682	
EBITDA	517,603	506,795	526,007	550,183	568,805	
EPS(当年)(元)	0.81	0.88	1.01	1.08	1.15	

现金流量表		单位:百万元				
会计年度	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E	
经营活动现金流	393,768	456,596	389,432	521,865	486,911	
净利润	163,343	180,291	204,906	220,049	232,980	
折旧摊销	214,060	225,174	197,542	202,629	207,316	
财务费用	19,614	18,110	13,052	13,052	13,052	
投资损失	-275	11,140	-9,554	0	0	
营运资金	-75,920	4,265	-72,995	39,229	-13,338	
其它	61,531	38,310	46,928	46,906	46,900	
投资活动	-232,971	-255,789	-231,646	-231,124	-231,119	
资本支出	-243,023	-281,566	-221,646	-221,124	-221,119	
长期投资	-3,689	7,038	-10,000	-10,000	-10,000	
其他	13,741	18,739	0	0	0	
筹资活动	-113,713	-146,572	-96,039	-102,172	-107,409	
吸收投资	529	4,592	0	0	0	
借款	866,348	638,826	0	0	0	
支付利息或股息	-76,531	-106,304	-96,039	-102,172	-107,409	
现金流净增加额	54,401	57,811	61,747	188,568	148,383	

风险因素

- 1、原油、国际天然气价格剧烈波动的风险。**油气价格大幅波动，易对公司上游勘探开发板块盈利造成影响，同时若油价大幅波动，下游炼化板块盈利也或受影响。
- 2、增储上产不及预期风险。**增储上产不及预期，公司上游勘探开发产量或受影响，上游收入及盈利易受影响。
- 3、全国炼能过剩风险。**全国炼能过剩，导致成品油、化工品盈利可能不及预期，公司炼化板块盈利承压。
- 4、新能源汽车对成品油消费替代过快风险。**新能源汽车快速发展，对成品油消费端带来替代作用，导致成品油盈利承压。
- 5、化工品过剩风险。**化工品过剩，化工产品价格提升困难，成本端传导不畅，产品盈利或不及预期。
- 6、终端需求恢复不及预期的风险。**终端需求受宏观经济、产业政策、货币政策等影响，不确定性较大，若终端需求恢复不及预期，公司下游产品价格空间有限，盈利或受制约。
- 7、新投产项目盈利不及预期风险。**公司未来增量项目较多，若新投产项目盈利不及预期，可能导致资产质量提升受限，整体公司盈利及估值提升承压。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望 2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，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。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深300指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起6个月内。	买入 ：股价相对强于基准15%以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5%之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准5%以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。