中国海油（600938.SH）

经营管理优异的海上油气巨头

买入

核心观点

我国原油进口依存度约为七成，自产原油中海油产量占比约25%。我国是全球原油需求大国，近年来石油消耗量稳中有升，受限于资源禀赋，我国原油进口依存度约为七成，2022年进口量达5.08亿吨。国内自产原油中，中石化、中石油、中海油三家占比高达94%，其中中国海油是仅次于中石油的第二大国内原油生产商，约占中国原油产量的25%。

持续增储上产，海内外新项目稳定放量。作为全球领先的海上油气开采企业，多年来，公司始终坚持增储上产，近年来均维持千亿量级资本支出，使得公司净证实储量、储量替代率与净产量均维持较高水平。近年来，公司旗下渤海油田已发展成为国内第一大原油生产基地，海外圭亚那Stabroek区块成为海外产量增量主力军。

严控桶油成本，作业费用具备行业领先优势。公司将成本管控贯穿于勘探、开发、生产的全过程，并积极推动技术和管理创新，增强成本竞争优势。桶油成本中DD&A占比较高，经过在勘探、开发以及在产老油田精细化管理等多方面努力，公司DD&A逐年下降，未来仍有一定降本空间。

紧跟国内天然气行业高速发展期，天然气板块享受增长红利。国内处于天然气的快速发展期，需求量增长潜力巨大。供给端随着勘探技术发展与进口管道建设，可有限满足消费增长。公司通过加强海上天然气和陆地非常规气的勘探开发力度，新项目开发将有力助推公司实现2025年天然气产量占比达到35%的目标。

现金流水平稳健，注重股东回报，股息率高。公司资产负债率较低，现金流水平稳健，为公司长期发展奠定坚实基础。此外，公司注重股东回报，累积分红位居港股能源类企业第一，根据公司年报，未来两年公司全年股息支付率预计将不低于40%，全年股息绝对值预计不低于0.70港元/股（含税）。

盈利预测与投资建议：公司未来5年将稳健增长，预计2023-2025年归母净利润1318/1422/1519亿元，同比-7.0%/+7.9%/+6.8%，EPS分别为2.77/2.99/3.19元。通过多角度估值，预计公司合理估值22.16-25.84元，相对于公司目前股价有9%-27%溢价空间。首次覆盖，基于油价维持高位运行以及公司长期稳健业绩，给予“买入”评级。

风险提示：原油价格大幅波动的风险；自然灾害频发的风险；地缘政治风险；政策风险等。

盈利预测和财务指标	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入（百万元）	246,112	422,230	412,225	429,921	450,283
（+/-%）	58.4%	71.6%	-2.4%	4.3%	4.7%
净利润（百万元）	70320	141700	131791	142201	151873
（+/-%）	181.8%	101.5%	-7.0%	7.9%	6.8%
每股收益（元）	1.57	2.98	2.77	2.99	3.19
EBIT Margin	42.2%	45.9%	45.5%	46.8%	47.5%
净资产收益率（ROE）	14.6%	23.7%	20.3%	20.5%	20.8%
市盈率（PE）	12.9	6.8	7.3	6.8	6.4
EV/EBITDA	7.6	5.1	5.2	5.0	4.7
市净率（PB）	1.89	1.62	1.49	1.40	1.32

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测　　注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

石油石化·油气开采II

证券分析师：杨林
010-88005379
yanglin6@guosen.com.cn
S0980520120002

证券分析师：刘子栋
021-60933133
liuzidong@guosen.com.cn
S0980521020002

基础数据

投资评级	买入（首次评级）
合理估值	22.16 - 25.84元
收盘价	20.41元
总市值/流通市值	970838/967814百万元
52周最高价/最低价	21.10/14.48元
近3个月日均成交额	526.77百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

中国海油：海上油气巨头，业务版图遍及全球 5
油气勘探及生产龙头企业 5
公司油气资源丰富，业务遍及全球 6
我国原油进口依存度约为七成，自产原油中海油产量占比约 25% 7
公司营收主要来源于油气销售，增储上产给予业绩增长持续性 8
公司期间费用率长期较为稳定 9
较低资产负债率、盈利能力可观，带来稳健现金流水平 10
油价有望维持中高区间，给予油气开采公司业绩弹性 11
供给端：2023 年供给端增长动力不足，整体供给偏紧 11
需求端：总体原油需求温和复苏 14
增储上产、低桶油成本保障公司业绩持续增长 17
我国化石能源对外依赖度高，增储上产将有效保障国家能源安全 17
公司多年来着力推动提质增效，始终保持成本竞争优势 20
紧跟国内天然气快速发展期，业务占比稳定提升 22
国内天然气行业处于快速发展期，消费增长潜力巨大 22
天然气供应持续增加，有限满足国内需求 24
响应碳中和，公司大力发展天然气领域，业务占比稳步提升 24
高分红比例、布局绿色领域彰显公司长期可持续性经营 26
公司注重股东回报，长期维持高分红 26
依托海洋资源开发能力优势，积极布局绿色低碳领域 27
盈利预测 29
假设前提 29
未来 3 年业绩预测 30
盈利预测的敏感性分析 31
盈利预测情景分析 31
估值与投资建议 32
投资建议 33
风险提示 35
附表：财务预测与估值 37

图表目录

图1： 中国海油股权结构示意图 5
图2： 公司历史沿革 5
图3： 公司资产分布 6
图4： 2022 年公司油气储量区域占比 6
图5： 公司在国内产区和海外产区的产量占比 6
图6： 2018-2022 年中国原油需求分布 8
图7： 2022 年中国原油供应市场竞争格局 8
图8： 公司各业务营业收入 8
图9： 公司各业务毛利占比 8
图10： 公司营业收入（亿元）与布伦特油价（美元/桶） 9
图11： 公司归母净利润（亿元）与布伦特油价（美元/桶） 9
图12： 公司期间费用率（%） 9
图13： 公司及可比公司财务费用率（%） 9
图14： 公司及可比公司销售及管理费用率（%） 10
图15： 公司及可比公司研发费用率（%） 10
图16： 公司各年资产负债率（%） 10
图17： 公司各年净资产收益率（%） 10
图18： 公司及可比公司资产负债率（左轴）及 ROE（右轴） 11
图19： 公司经营现金流及自由现金流（亿元） 11
图20： OPEC 主要成员国财政平衡油价（美元/桶） 12
图21： 美国原油战略储备（亿桶） 13
图22： 美国原油月度产量及预测（百万桶/天） 13
图23： 美国原油年度产量及预测（百万桶/天） 13
图24： 上游油气投资总额与年度变化 14
图25： 2000-2022 年各资产类型的油气投资份额 14
图26： 主流机构对于原油需求的预测（百万桶/天） 15
图27： 不同情景下的原油需求（百万桶/天）与油价（美元/桶） 15
图28： 2023 年各区域石油需求量 16
图29： 2023 年以来中国主营炼厂平均开工负荷率（%） 16
图30： 2019 年以来美国炼厂开工负荷率（%） 17
图31： 中国原油供需与对外依存度（亿吨） 17
图32： 中国天然气供需与对外依存度（亿方） 17
图33： 公司资本支出和经营现金流（亿元） 19
图34： 公司石油及天然气净产量（亿桶油当量） 19
图35： 公司石油及天然气净证实储量（亿桶油当量） 19
图36： 公司储量寿命（年）和储量替代率 19
图37： 公司桶油主要成本（美元/桶油当量） 21

图38： 中国天然气表观消费及增速（十亿立方米） 23
图39： 2022 年中国天然气消费结构 23
图40： 预测 2025 年中国天然气消费结构 23
图41： 不同化石能源单位热值二氧化碳排放量 25
图42： 公司天然气净产量（亿立方英尺） 25
图43： 公司天然气储量（亿立方英尺，不含权益法核算的净证实储量） 25
图44： 公司勘探井数量（口） 26
图45： 公司中国陆上天然气净产量（亿立方英尺） 26
图46： 公司分红情况（亿元，不包括回购股份） 27
图47： 公司及可比公司股息率情况（%，H 股） 27
图48： 我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号” 28

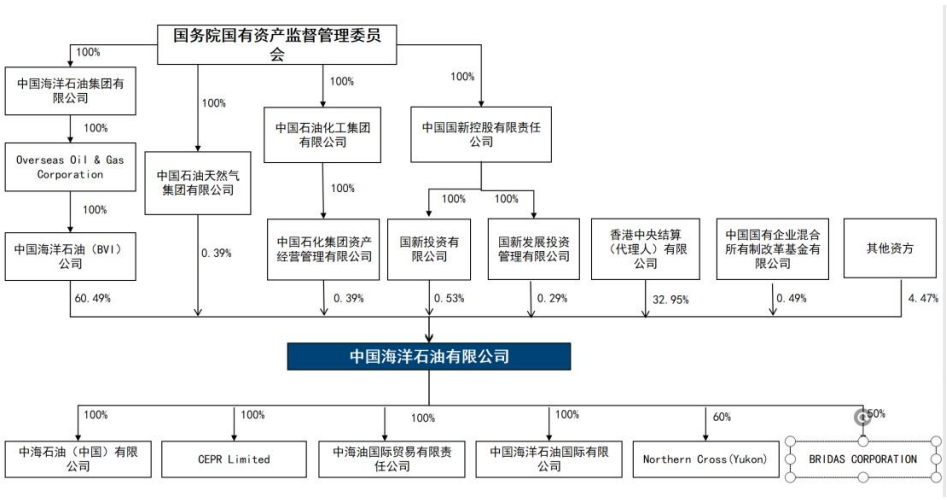
表1： 2022 年公司产量分布 7
表2： OPEC 减产情况（千桶/天） 12
表3： 能源安全相关政策 18
表4： 2023 年公司新项目 20
表5： 2022 年行业可比公司桶油成本比较（美元/桶油当量） 21
表6： 中国天然气资源量与探明储量汇总表 24
表7： 中国海油业务拆分 30
表8： 未来 3 年盈利预测表 30
表9： 情景分析（原油价格上浮 20 美元、上浮 10 美元、中性预测、下浮 10 美元、下浮 20 美元） 31
表10： 公司盈利预测假设条件（%） 32
表11： 资本成本假设 32
表12： 中国海油 DDM 估值表 32
表13： 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元） 33
表14： 相对估值表 33

中国海油：海上油气巨头，业务版图遍及全球

油气勘探及生产龙头企业

中国海洋石油有限公司是中国最大的海上原油及天然气生产商，也是全球最大的独立油气勘探及生产企业之一，主要业务为勘探、开发、生产及销售原油天然气。

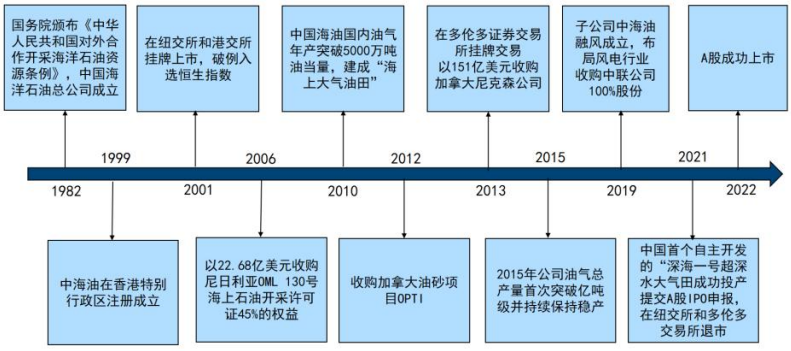
图1：中国海油股权结构示意图



资料来源：wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

中海油集团是公司的实际控制人，国资委间接控股。中海油集团成立于 1982 年，由国务院以立法形式授予在中国对外合作海区内进行石油勘探、开发、生产和销售的专营权。1999 年，中国海洋石油有限公司在香港注册成立，于 2001 年在香港联合交易所和纽约证券交易所上市。成立以来，公司深耕中国海域油气勘探开发，成为我国原油增量贡献的主力军，并已建立完整的海上油气勘探开发生产技术体系。同时，公司积极布局海外，在多个世界级油气项目持有权益。2022 年 4 月，公司正式登陆 A 股市场，成功搭建起境内外资本运作平台。

图2：公司历史沿革

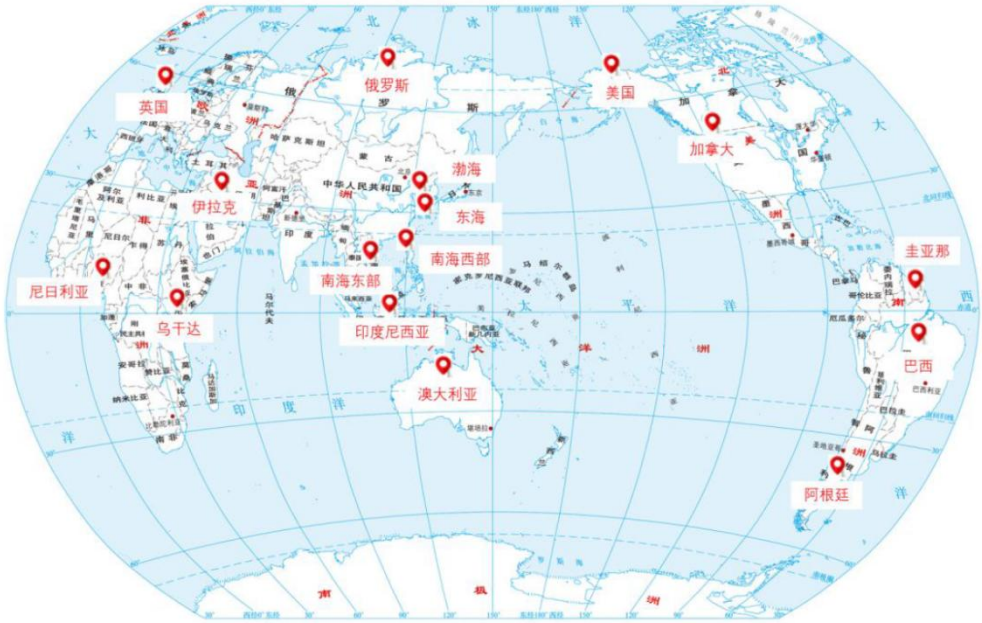


资料来源：招股说明书，公司官网，国信证券经济研究所整理

公司油气资源丰富，业务遍及全球

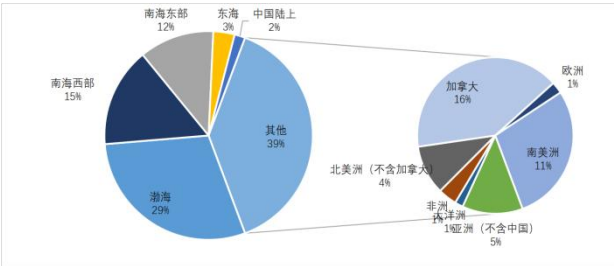
在国内，公司通过自营作业及合作项目，以渤海、南海西部、南海东部、东海为核心区域进行油气勘探、开发和生产活动。在海外，公司拥有多元化的优质资产，在多个世界级油气项目持有权益，资产分布遍及亚洲、非洲、北美洲、南美洲、大洋洲和欧洲。截至 2022 年底，根据公司合计净证实储量计算，渤海为公司油气储量占比最高的区域，约为 29%；海外油气储量区域约为 39%，其中加拿大、南美洲为海外油气储量占比较高区域。产量方面，公司国内与海外产区多年来维持较为均衡的分布，国内净产量在 64%-70%的区间，2022 年公司国内油气净产量达 69.4%，2023 年上半年公司国内油气净产量达 69.7%。

图3：公司资产分布



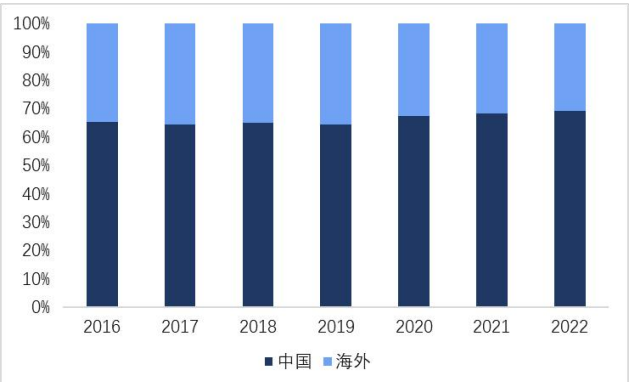
资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图4：2022 年公司油气储量区域占比



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图5：公司在国内产区和海外产区的产量占比



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

表1：2022 年公司产量分布

地区	石油液体(百万桶)	天然气(十亿立方英尺)	油气合计(百万桶油当量)
中国			
渤海	192.6	65.6	203.6
南海西部	36.1	234.9	76.9
南海东部	105.3	147.1	129.8
东海	2.4	30.3	7.5
陆上		90.6	15.1
合计	**336.4**	**568.6**	**432.9**
海外			30.2
亚洲(不含中国)	20.8	52.5	11.8
大洋洲	1.8	50.8	27.6
非洲	26.2	8.4	28.4
北美洲(不含加拿大)	21.5	41.4	24.3
加拿大	24.3	-	53.2
南美洲	43.7	55.0	15.5
欧洲	15.1	2.1	191.0
合计	**153.5**	**210.1**	**191.0**
总计	**489.9**	**778.7**	**623.8**

资料来源：公司年报，国信证券经济研究所整理

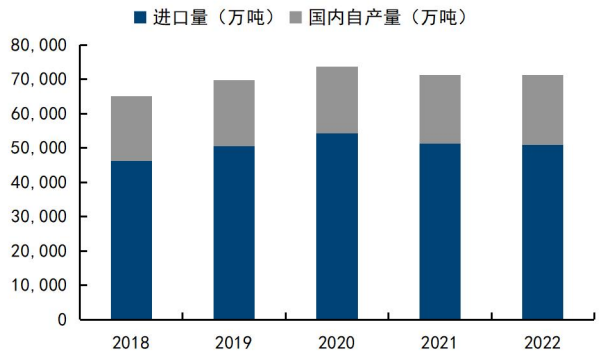
我国原油进口依存度约为七成，自产原油中海油产量占比约 25%

我国原油需求较为稳定，进口依存度约为七成。中国的原油消费量从 2018 年以来基本呈现出较为稳定趋势。展望未来，随着疫情政策转向，原油需求有望保持稳定上升趋势。而受到自身资源禀赋不足的限制，我国自产原油供应比重约为三成，需求主要依赖进口补充。近年来，中国原油对外依存度始终维持在 70%以上的高位水平，**原油进口量均在 5 亿吨以上。**2020 年受到国家政策导向以及低油价等的契机，原油进口量达到 5.42 亿吨的历史高位水平。近两年由于进口配额收紧以及双碳政策，中国原油进口量适度萎缩，2021 年中国原油进口量 5.13 亿吨，2022 年中国原油进口量 5.08 亿吨。

中国原油产量稳中有升，公司成为仅次于中石油的第二大国内原油生产商。自 2019 年“七年行动计划”出炉，国内油气生产企业持续加强勘探开发和增储上产，提升油气自给能力，2018-2022 年我国原油产量从 1.89 亿吨增长至 2.05 亿吨，产量整体呈增长趋势，2015 年之后我国原油产量逐年下降，2019 年开始回升，2022 年我国原油产量为 2.046 亿吨，年度同比增幅由 1.0%逐步提升至 2.9%。

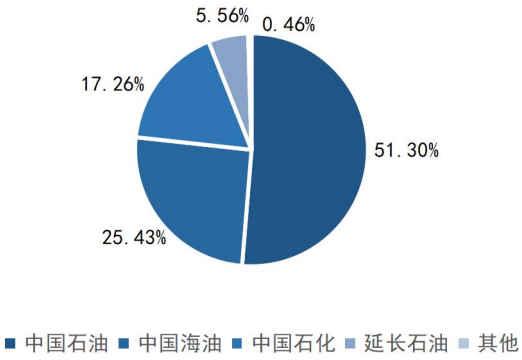
国内油气供应格局方面，中石油、中石化、中海油是中国油气上游市场主要的经营主体，原油产量占据中国原油总产量的 94%以上；延长石油作为国内拥有石油和天然气勘探开发资质的四家企业之一，2022 年产量约占中国原油产量的 5.56%。自成立以来，中国海油大力加强原油勘探，成为仅次于中石油的第二大国内原油生产商，约占中国原油产量的 25%。随着市场化改革不断推进，上游准入的放开与管网改革的深入，中国整个油气产业预计将逐步开放，长期有望形成以大型国有油气公司为主导、多种经济成分共同参与的油气全产业链竞争新格局。

图6：2018-2022 年中国原油需求分布



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

图7：2022 年中国原油供应市场竞争格局

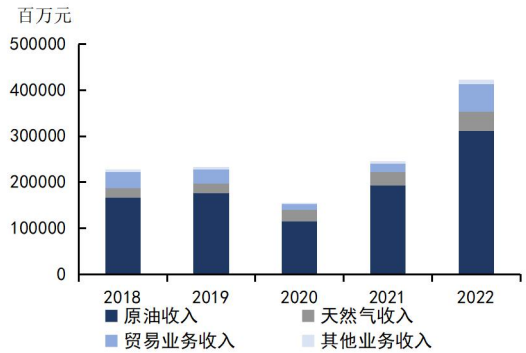


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司营收主要来源于油气销售，增储上产给予业绩增长持续性

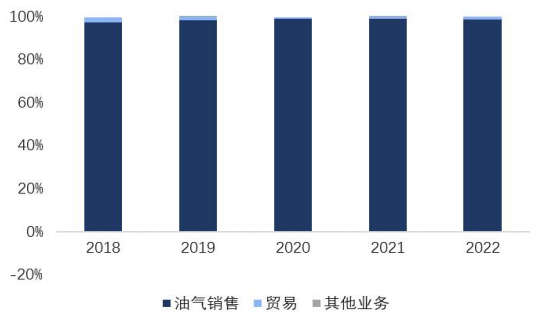
油气销售贡献了公司绝大多数业绩，其中天然气占比稳步提升。公司作为纯上游的油气生产与经营公司，油气销售业务是公司营收和毛利的主要来源，油气销售业务主要包括常规油气业务、页岩油气业务、油砂业务以及其他非常规油气业务。2018-2022 年公司油气销售业务收入占比在 80%以上，毛利占比 98%以上。2022 年，石油液体销售收入达 3110 亿元，天然气销售收入达 419 亿元，分别占到总营收的 73.7%和 10%。其中天然气具有清洁环保属性，公司亦大力发展天然气项目的开发建设，2013 年天然气在公司营收占比仅为 5%，截止至 2022 年底已提升 5pct。根据公司未来展望，2025 年公司天然气产量占比将提升至 35%。

图8：公司各业务营业收入



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图9：公司各业务毛利占比

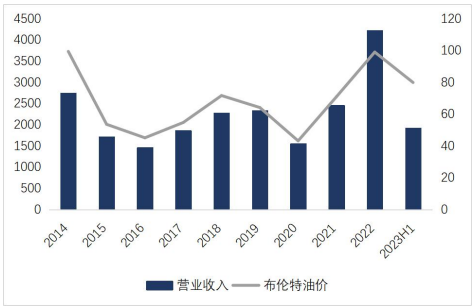


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司的收入和利润稳步提升，通过增储上产与降本增效措施，业绩受油价回落影响逐渐减小。2016-2022 年，公司营收与利润稳步提升，2016 年因油价大幅下滑叠加公司对海外资产进行了金额达 104 亿元的资产减值，造成公司净利下滑；2020 年受新冠影响油价大幅下跌，公司业绩同步跌至近五年的底部；2021 与 2022 年，

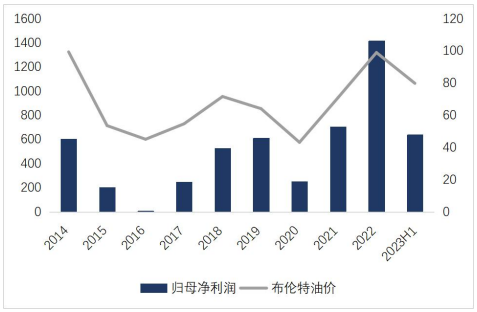
随国际油价上行，公司的营收和归母净利润大幅上涨；2022 年公司实现营业收入 4222.3 亿元，同比增加 71.56%；实现归母净利润 1416.77 亿元，同比增加 101.47%。因公司坚持增储上产和持续降本增效，2022 年公司实现高油价周期效益最大化，相较 2014 年同油价环境，净利润大幅增长 1.35 倍，达到历史最高水平。2023 年上半年，公司实现营业收入 1920.64 亿元，同比下降 5%；实现归母净利润 637.61 亿元，同比降低 11%，相较于布伦特原油的同比降幅 24%，公司业绩降幅远低于国际原油降幅，主要是公司产量增长和成本下降部分抵消了油价的下挫，亦体现了公司在油价下行时期的业绩韧性。

图10：公司营业收入（亿元）与布伦特油价（美元/桶）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图11：公司归母净利润（亿元）与布伦特油价（美元/桶）

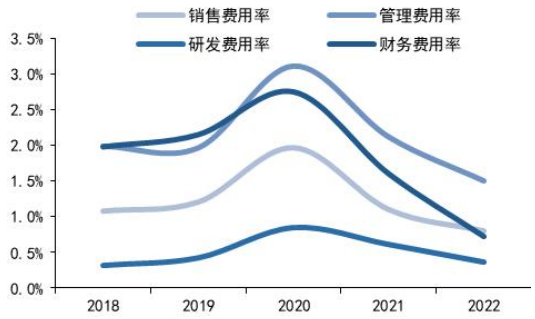


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司期间费用率长期较为稳定

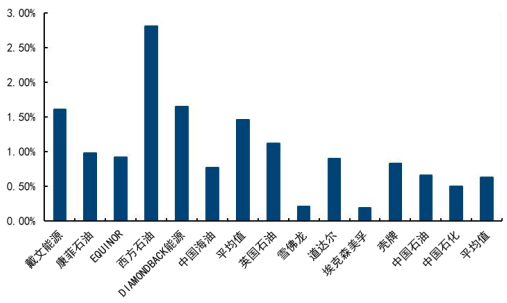
2018-2020 年期间费用率逐年上升，主要是 2020 年油价大幅下跌，公司主营勘探开发原油，业绩受油价下跌影响大，使得期间费用占比上升明显。随后油气销量上升，国际油价上行，公司营业收入增加，2021-2022 年期间费用率逐渐下降。2022 年公司销售费用率、管理费用率、研发费用率、财务费用率分别为 0.79%，1.51%，0.36%及 0.72%，总体回落至较低水平。其中由于油气销量上升，现金净流入推动利息收入上升，公司财务费用同比降低 23%。与同期可比公司相比，公司销售及管理费用占比、财务费用占比均低于行业平均水平，主要是由于公司长期坚持低成本竞争优势，并保持“精干高效”的用人政策。公司研发费用高于同行业可比公司，主要是为了加强技术实力、优化产业结构，提高公司的竞争能力。

图12：公司期间费用率（%）



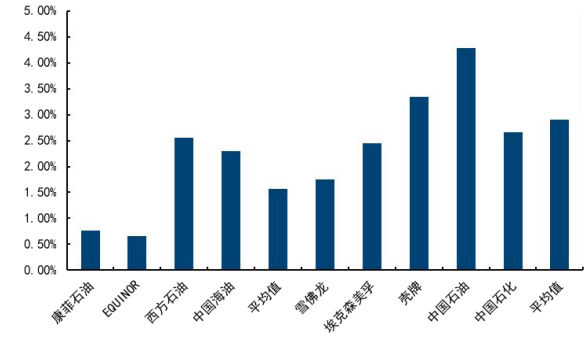
资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图13：公司及可比公司财务费用率（%）



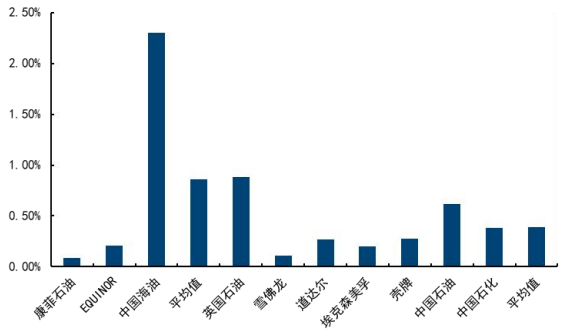
资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图14：公司及可比公司销售及管理费用率（%）



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图15：公司及可比公司研发费用率（%）



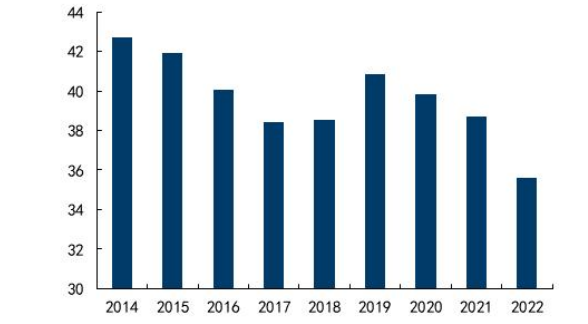
资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

较低资产负债率、盈利能力可观，带来稳健现金流水平

公司债务压力较小，长期盈利能力位于行业可比公司前列。2018-2022 年公司资产负债率分别为 38.51%、40.85%、39.84%、38.72%及 35.59%，资产规模平稳，资产负债率也一直保持较低水平，偿债能力较强。横向对比，公司资产负债率也远远低于行业同期可比公司，具有更强的抗风险能力和投资能力。2018-2022 年公司的净资产收益率为 13.22%、14.11%、5.66%、15.38%及 26.29%，盈利能力可观。虽然公司 ROE 略低于国际同行，但通过杜邦分析可以发现，公司销售净利率较高，达到 33.56%，表明油气资源质量较好，但是公司财务杠杆显著低于同行，主要系公司坚持审慎的财务政策。另外，公司资产周转率亦有一定增长空间，未来盈利增长可观。

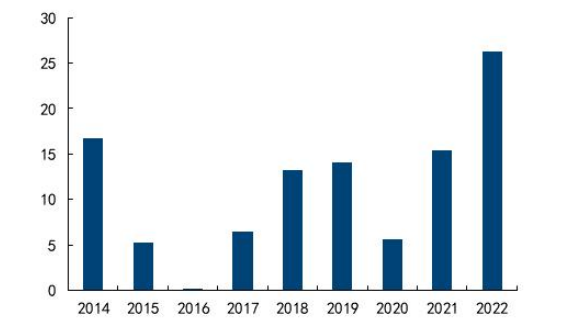
公司具有良好的现金流创造能力，现金流可以充分满足企业日常经营所需。2014-2022 年公司经营活动产生的现金流量净额整体呈现稳定增长态势，复合增长率为 7.14%，2020 年经营活动现金流量净额出现下滑主要由于当年油价大幅下降，导致当年油气销售收入下降。2020 年-2022 年，公司经营活动产生的现金流量净额重回稳定增长态势，2022 年实现经营活动产生的现金流量净额 2055.74 亿元，同比增长 39%。此外，2022 年公司自由现金流达到人民币 1108 亿元，说明公司注重现金流管理，财务状况良好。

图16：公司各年资产负债率（%）



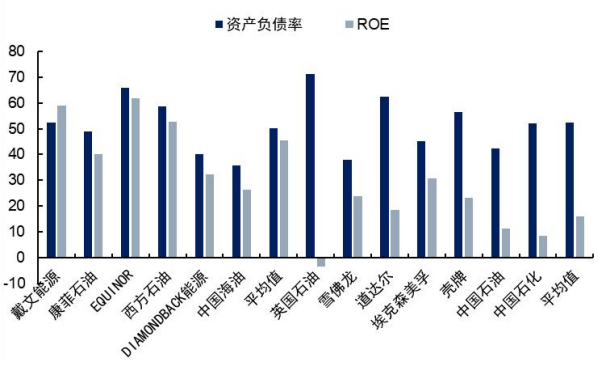
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图17：公司各年净资产收益率（%）



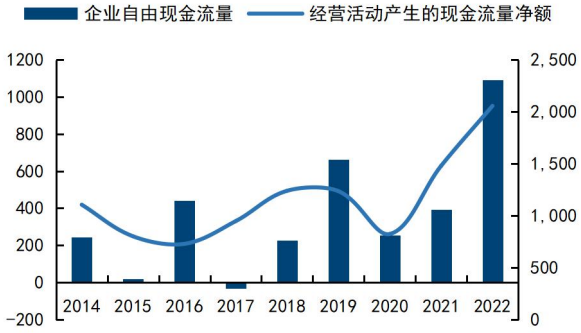
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图18：公司及可比公司资产负债率（左轴）及 ROE（右轴）



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理（2022 年）

图19：公司经营现金流及自由现金流（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

油价有望维持中高区间，给予油气开采公司业绩弹性

根据 IEA、EIA 等机构预测，**未来布伦特油价有望维持在 80-90 美元/桶的较高区间，整体供需偏紧**。供给端 OPEC+继续加大减产力度，沙特阿拉伯和俄罗斯将减产延长至 2023 年年底；俄罗斯原油将继续受制裁影响，实际产量变化趋势存在不确定性；美国战略石油储备进入补充阶段，且页岩油资本开支不足，增产有限；供给端整体偏紧。需求端随着全球经济的不断修复，中美两国炼油厂开工积极度较高，石油需求温和复苏，因此整体供需相对偏紧，油价有望继续维持较高区间。

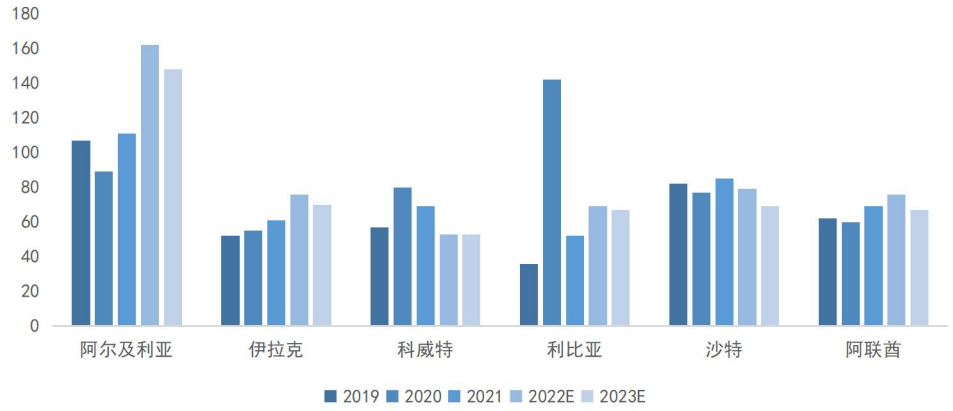
供给端：2023 年供给端增长动力不足，整体供给偏紧

OPEC+继续加大减产力度，沙特阿拉伯和俄罗斯将减产延长至 23 年年底。出于对高油价的诉求，2022 年 12 月 4 日的 OPEC+会议决定维持 200 万桶/天的减产政策不变（OPEC 减产 127 万桶/天，其他国家减产 73 万桶/天），并将该产量政策一直延续至 2023 年底。

2023 年 5 月起，沙特自愿减产 50 万桶/日原油，7 月起再次自愿额外减产 100 万桶/日原油。两次减产后，沙特原油日均产量已减至 900 万桶，为数年来的最低水平。2023 年 9 月 5 日，沙特再次宣布将 7 月起减产 100 万桶/日的措施延长 3 个月至 23 年年底，同时俄罗斯也将延长 30 万桶/日的石油出口削减直至年底。两大原油供应国宣布延长减产将有利提振油市，供应端处于低位运行，国内外原油价格持续上涨。

2023 年开始，OPEC 调价频率也将放缓，不再召开高频的月度会议调整产量政策，而是每 6 个月举行一次部长级会议（ONOMM），每两个月举行一次欧佩克+联合部长级监督委员会（JMMC）会议，从而更加保证减产政策的稳定性。

图20：OPEC 主要成员国财政平衡油价（美元/桶）



资料来源：IMF，国信证券经济研究所整理

从目前实施结果看，根据 IEA 最新发布的月度报告统计，今年截至目前，OPEC+产量已经下降了 200 万桶/日，减产总体履行率较高，兑现了之前的减产承诺。2023 年 8 月 OPEC 主要减产国原油产量相比 2023 年 7 月减少约 1.7 万桶，维持较好的减产力度。出于对高油价的诉求，OPEC 减产约束力仍在，对于油价可以起到良好的托底作用。

表2：OPEC 减产情况（千桶/天）

国家	2023 年 7 月产量	2023 年 8 月产量	实际减产
阿尔及利亚	959	933	-26
安哥拉	1175	1115	-60
刚果	270	255	-15
赤道几内亚	61	67	6
加蓬	204	215	11
伊拉克	4239	4277	38
科威特	2552	2554	2
尼日利亚	1171	1269	98
沙特阿拉伯	9055	8967	-88
阿联酋	2896	2913	17
OPEC10 国产量	22582	22565	-17

资料来源：OPEC，国信证券经济研究所整理

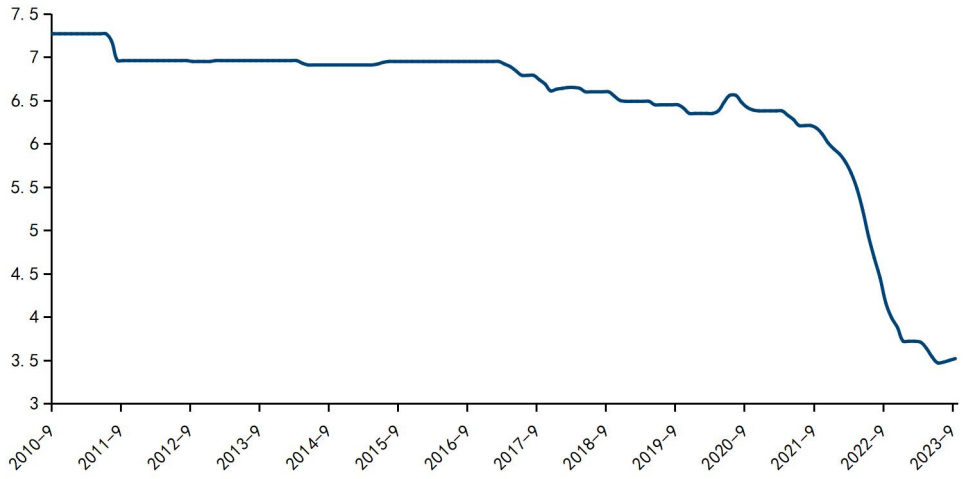
受制裁影响俄罗斯供给预期下降。欧盟第六轮对俄罗斯的制裁结果为 2022 年 12 月 5 日开启对俄罗斯海运原油的禁运，2023 年 2 月 5 日实施对于俄罗斯海运石油产品的禁运，通过对海上运输保险的控制，对俄罗斯原油设定了 60 美金的上限。后续俄罗斯的原油供应仍有较强不确定性，俄罗斯正在积极通过贸易转移的方式将原油卖到亚洲地区，预计随着全球原油贸易格局的重塑，制裁的影响也将逐步减弱，因此我们判断俄罗斯的产量受制裁影响会先呈现下滑，而后逐步修复。

俄罗斯 7 月份的原油产量减少 3 万桶/天至 10.8 百万桶/天，其中原油产量为 9.5 百万桶/日，石油液产量为 120 万桶/天。OPEC 预计，2023 年俄罗斯原油产品产量将下降 0.58 百万桶/天至 10.45 百万桶/天，但由于东欧的地缘政治影响，俄罗斯

的实际产量存在很多不确定性。

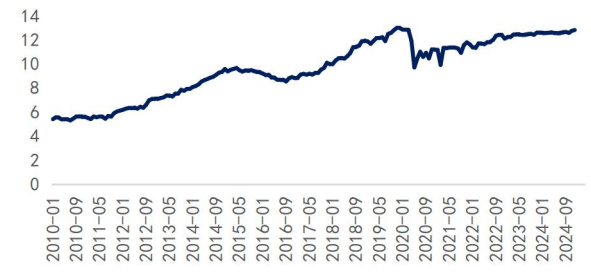
美国页岩油增速缓慢，战略石油储备进入补充周期。在页岩油方面，美国目前资本开支意愿仍然较低，仍不具备大幅增产的条件。根据 EIA 的预测，2023 年美国原油产量小幅增长 0.87 百万桶/天至 12.78 百万桶/天。美国战略石油储备方面，自 2021 年下半年开始，为应对石油紧缺以及石油价格快速高涨，美国曾两次宣布释放战略石油，2021-2022 年，美国释放战略石油储备共计 2.35 亿桶，截止至 2023 年 6 月 30 日，石油战略储备已经降至 3.36 亿桶以下，降至近年来最低水平。而在 2022 年大规模释放战略石油储备的同时，美国政府也在考虑战略石油储备的补充问题。2023 年，美国能源部正式开始了战略石油储备的采购补充工作，截至 9 月 1 日当周，美国战略石油储备为 3.50 亿桶，环比增加 79.8 万桶，美国战略石油储备继续持续补充中。

图21：美国原油战略储备（亿桶）



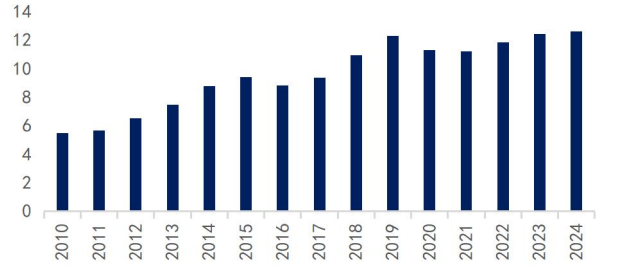
资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

图22：美国原油月度产量及预测（百万桶/天）



资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

图23：美国原油年度产量及预测（百万桶/天）

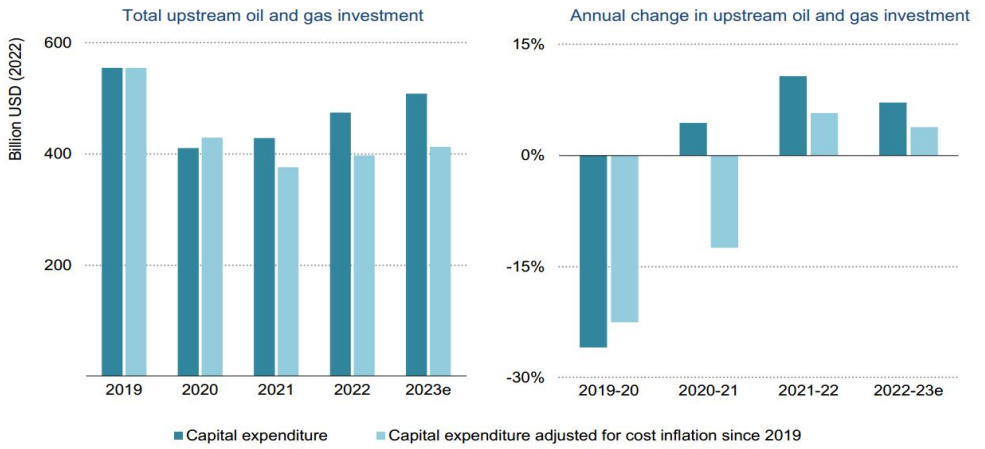


资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

上游油气投资增长缓慢，主要以页岩行业投资为主。油田项目投资效果逐渐减弱，2022 年上游油气投资增长了 11%，预计到 2023 年增长 7%，达到 5000 亿美元。但根据 IEA 的测算，全球油气项目成本也有所提升，达到增加的油田项目投资额 50%

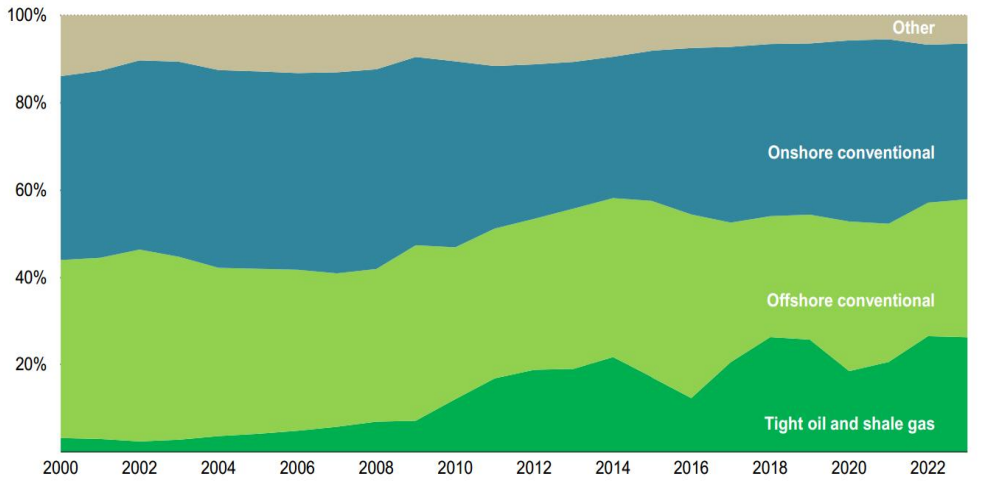
及以上。2019-2021 年油气项目开发呈现下跌趋势，直到 2021 年以后才触底小幅反弹。油气项目投资主要以页岩气为主。因此我们认为即使未来油气资本开支不断增长，但由于油田投资成本的提升，实际带来的投资效果将逐步减弱。

图24：上游油气投资总额与年度变化



资料来源：IEA，国信证券经济研究所整理

图25：2000-2022 年各资产类型的油气投资份额

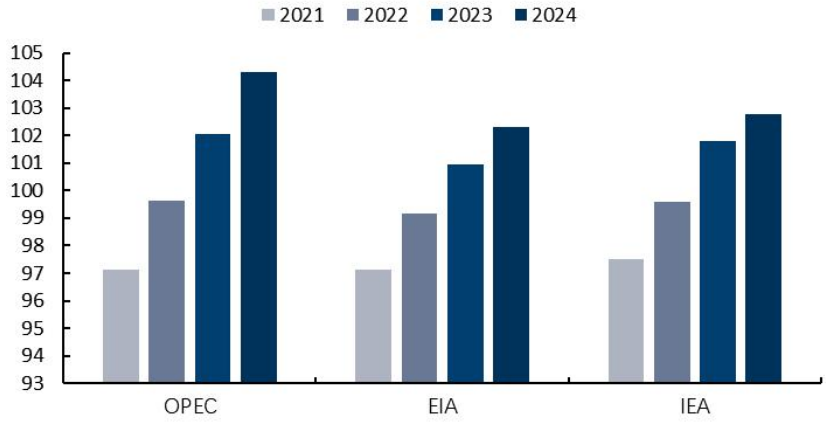


资料来源：IEA，国信证券经济研究所整理

需求端：总体原油需求温和复苏

国际主要能源机构预期 2023 年原油需求小幅增长。OPEC、EIA、IEA 分别在最新的月报中预期 2023 年原油需求为 102.06、100.97、101.8 百万桶/天，2024 年原油需求为 104.31、102.33、102.8 百万桶/天，三大主流机构均提升了原油需求的预期，说明总体需求正温和复苏。

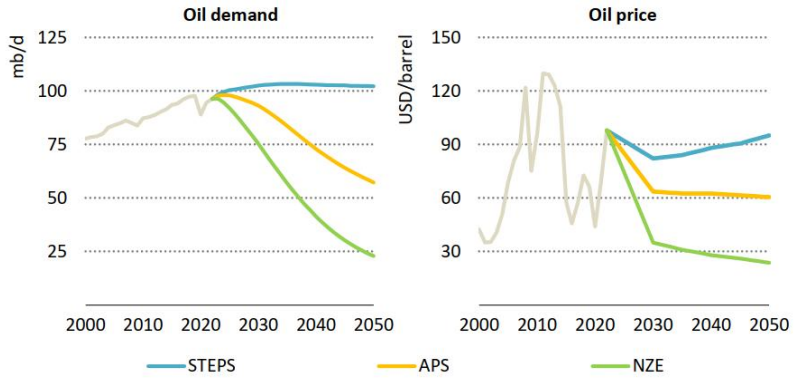
图26：主流机构对于原油需求的预测（百万桶/天）



资料来源：IEA，EIA，OPEC，国信证券经济研究所整理

现有政策环境下，原油需求达峰仍未来临，需求增长仍将持续。随着经济复苏，政府各项刺激措施将刺激经济增长，能源需求逐渐多元化，需求端预期恢复。IEA对于未来原油需求分为了三种情景：当前政策情景、气候承诺情景、2050年净零排放情景。当前政策情景下，全球石油需求在2023年超过2019年的水平，需求在2030年代中期达到峰值，为1.03亿桶/日，后维持较高水平需求直至2050年，油价则将从2022年的高位温和下降到2030年的每桶82美元左右，后继续回升。气候承诺情景下，更强有力的政策行动导致全球石油需求在2020年代中期达到峰值，略高于2019年的需求水平，后在2030年降至9300万桶/日，2030年油价降至65美元/桶以下，此后随着需求下降，油价继续缓慢下跌。2050年净零排放情景下，2021至2030年间需求平均每年下降2.5%，2030至2050年间每年下降不到6%，油价越来越多地由边际项目的运营成本决定，2030年降至35美元/桶左右，2050年降至24美元/桶。

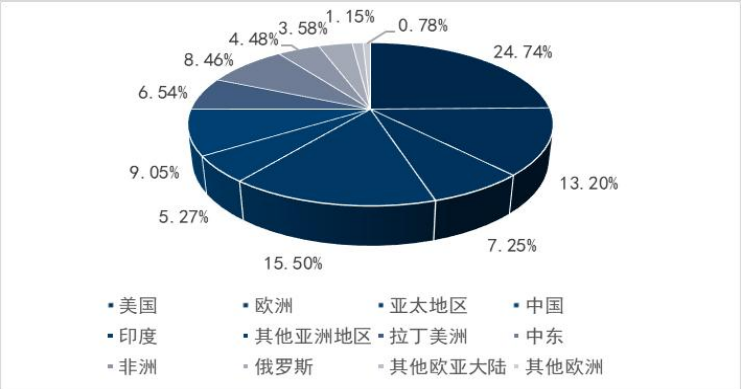
图27：不同情景下的原油需求（百万桶/天）与油价（美元/桶）



资料来源：IEA，国信证券经济研究所整理 注：STEPS为当前政策情景，APS为气候承诺情景，NZE为2050年净零排放情景

中美两国为全球石油需求量大国，我们针对中国、美国原油需求情况进行分析后发现原油需求均处于复苏态势。

图28：2023 年各区域石油需求量

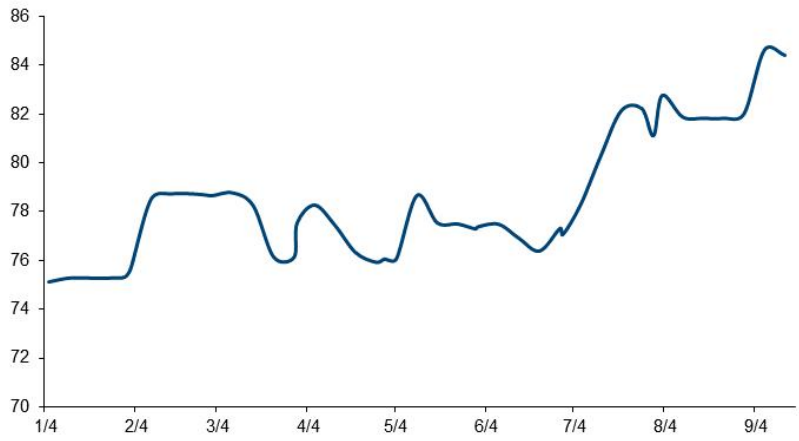


资料来源：OPEC 2023 年 9 月月报，国信证券经济研究所整理

中国原油进口量及主营炼油厂开工率稳步提升，国内航煤需求量显著增加。根据海关总署数据，2023 年 8 月我国原油进口总量为 5280.4 万吨，1-8 月原油累计进口总量 3.79 亿吨，同比增长 14.7%。由于国际油价目前高位震荡，从成本端推升了多数能化产品价格，提振市场采购备货心态，促进原油进口量显著增长。此外，国内主营炼油厂开工率高启，截至 9 月 7 日，主营炼厂开工负荷超过 84%，达到 2019 年以来新高水平，主营炼油厂开工率稳步提升。

终端需求层面国内汽油消费及航煤需求量显著增加。中秋和国庆假日期间居民出行需求支撑下汽油消费量有望出现较大增长；今年以来汽油以消化库存为主，当前库存水平不高，炼厂提前生产备货。另外随着 2023 初疫情管控全面放开，国内旅游业迎来报复式反弹，航空商务出行增多，民航运输周转量激增。2023 年 1-7 月民航旅客周转量累计值达 5645.97 亿人公里，同比暴增 137.8%。受此影响，我国航煤需求量显著增加。2023 年 7 月国内航煤表观消费总量为 348.5 万吨，同比增加 58.64%。1-7 月份，国内航煤累计表观消费量为 1905.81 万吨，同比增加 58.6%。

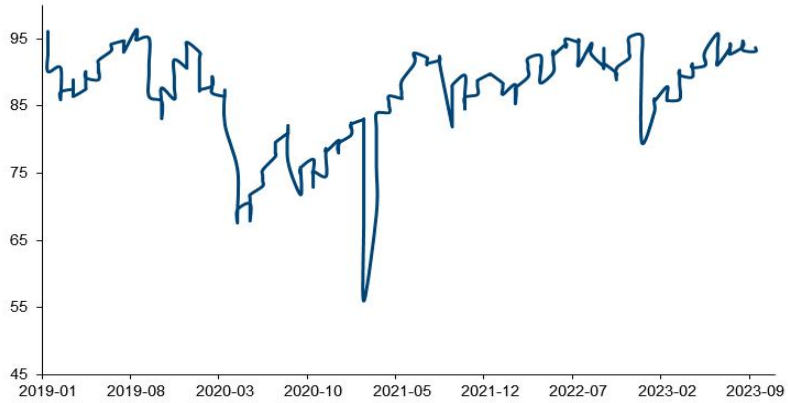
图29：2023 年以来中国主营炼厂平均开工负荷率（%）



资料来源：卓创资讯，国信证券经济研究所整理

美国炼油厂加工量和积极性维持高位，美国原油需求具备高强度韧性。美国能源信息署数据显示，截至 2023 年 9 月 8 日当周，美国炼油厂开工率 93.7%，比前一周提升 0.6 个百分点。美国夏季是传统的用油高峰期，消费旺季带动炼厂的生产积极性；另一方面，美国石油产品的出口自 2022 年 4 月以后明显有所增加，成为了炼油产品重要的去向。今年 4 月以后美国炼厂的生产积极性（开工负荷率）一直维持 90%以上，加工量也保持相对高位水平，体现美国原油需求具备的高强度韧性，可见经济下行目前仍然存在于预期层面，并未实质影响原油需求。消费韧性也将进一步成为供应紧张促进油价上涨的助推力。

图30：2019 年以来美国炼厂开工负荷率（%）



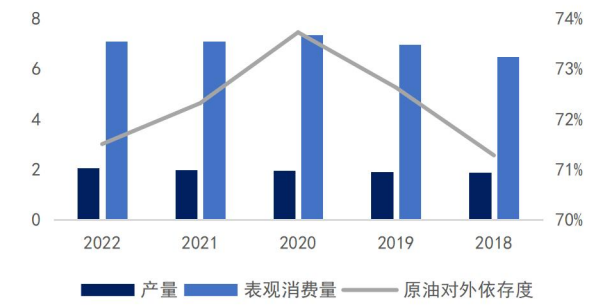
资料来源：EIA，国信证券经济研究所整理

增储上产、低桶油成本保障公司业绩持续增长

我国化石能源对外依赖度高，增储上产将有效保障国家能源安全

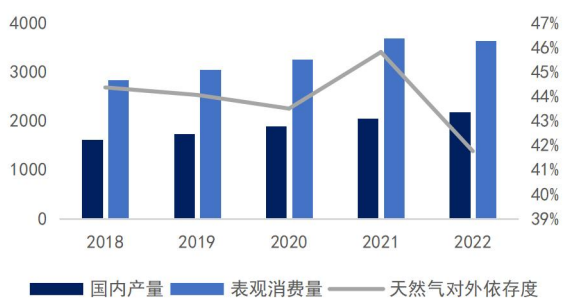
由于资源禀赋的差异，我国是典型的“富煤、贫油、少气”的国家，因此一直以来石油和天然气对外依存度很高。截至 2022 年，中国原油对外依存度达到 72%，天然气对外依存度达到 42%。

图31：中国原油供需与对外依存度（亿吨）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图32：中国天然气供需与对外依存度（亿方）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

近年来，能源安全问题受到高度重视。2018 年 8 月，国家提出要站在保障国家能源安全高度，加大国内油气勘探开发力度，获得三大石油公司积极响应。2019 年 5 月，国家能源局提出“为进一步把 2019 年和今后若干年大力提升油气勘探开发各项工作落到实处，石油企业要落实增储上产主体责任，不折不扣完成 2019-2025 七年行动方案工作要求”。2022 年《政府工作报告》将能源安全上升至与粮食安全同等重要的战略高度，对保障我国能源安全、能源高质量发展提出了新要求。党的二十大报告提出，深入推进能源革命，加强能源产供储销体系建设，确保能源安全。

表3：能源安全相关政策

时间	发布机构	政策名称	主要内容
2020 年 12 月 21 日	国务院新闻办公室	《新时代的中国能源发展》	加强国内勘探开发，深化体制机制改革、促进科技研发和新技术应用，加大低品位资源勘探开发力度，推进原油增储上产
2021 年 3 月 12 日	全国人民代表大会	《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》	有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产
2022 年 1 月 29 日	国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	展望 2035 年，能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提高。
2022 年 1 月 30 日	国家发展改革委、国家能源局	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	到 2030 年，基本建立完整的能源绿色低碳发展基本制度和政策体系，形成非化石能源既基本满足能源需求增量又规模化替代化石能源存量、能源安全保障能力得到全面增强的能源生产消费格局。
2022 年 3 月 11 日	国务院	《2022 年国务院政府工作报告》	增强国内资源生产保障能力，加快油气、矿产等资源勘探开发，完善国家战略物资储备制度，保障初级产品供给。
2023 年 1 月 4 日	国家能源局	《2023 年能源监管工作要点》	认真落实党中央、国务院关于能源工作的决策部署，把能源安全保供作为能源监管的首要任务，督促地方政府相关部门和能源企业履行保供主体责任、落实保供政策

资料来源：各机构官网，国信证券经济研究所整理

在国家能源安全的要求下，公司响应“增储上产”号召，加大资本开支，积极勘探新项目，油气产量和储量保持快速增长

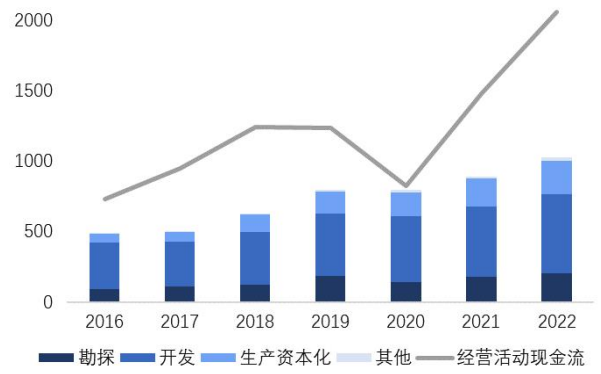
资本支出方面，近年来公司资本支出呈持续上升趋势，2022 年达到人民币 1025 亿元，超额完成年初计划，有力支撑增储上产、技术研发和油气基础设施建设。2023 年公司预计资本支出 1000-1100 亿人民币。此外，公司的现金流十分稳健，未来有望支持更大的资本开支。

新项目勘探方面，2022 年，公司共获得 18 个新发现，成功评价 28 个含油气构造；勘探新区、新区域、新类型获新突破，开拓了增储上产接替区域；2023 年上半年，公司获得 5 个新发现，成功评价 14 个含油气构造，海外圭亚那 Stabroek 区块获积极进展。

产量方面，2019 年起中海油制定油气增储上产的中长期目标，产量稳步上升。2022 年公司石油及天然气净产量 6.24 亿桶油当量，同比上涨 8.9%，完成年度目标，增长速度行业领先。

储量方面，2017 年以来，中海油储量屡创新高，在 2022 年达到 62.39 亿桶油当量。从储量寿命和储量替代率上看，近六年公司的储量寿命持续稳定在 10 年，储量替代率也一直维持较高水平，2022 年达到 182%，自 2018 年以来稳步提升，说明公司不断拓展新的区块，未来发展潜力大。

图33：公司资本支出和经营现金流（亿元）



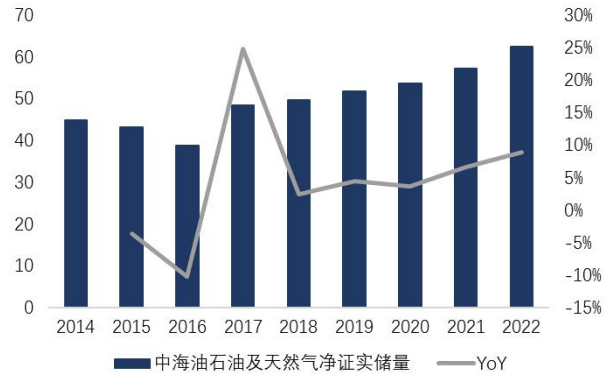
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图34：公司石油及天然气净产量（亿桶油当量）



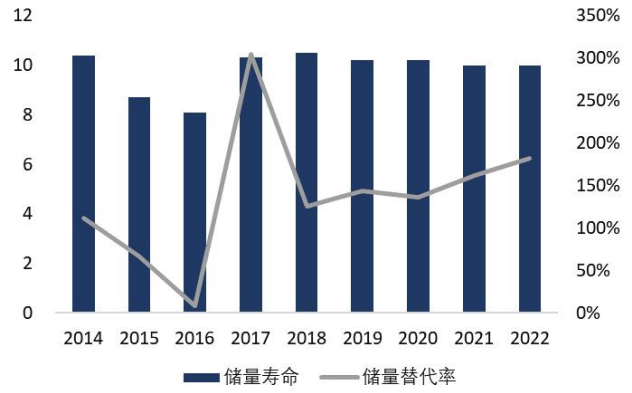
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图35：公司石油及天然气净证实储量（亿桶油当量）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图36：公司储量寿命（年）和储量替代率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

国内积极攻坚深层、超深层，拓展成熟区，探索超浅层，快速高效推进陆上深煤层勘探。2023 年上半年，中国海域获 5 个新发现， 分别为番禺 10-6、 开平 18-1、西江 24-2、秦皇岛 32-6 东和惠州 26-6 北，并成功评价 14 个含油气构造。其中，新发现番禺 10-6 和开平 18-1 探明地质储量均超 2000 万吨，展现了珠江口盆地中深层领域勘探潜力；成功评价秦皇岛 27-3 大中型含油气构造，探明地质储量超 5000 万吨，拓展渤海浅层规模岩性油藏勘探领域。

表4：2023 年公司新项目

项目	当前状态	高峰产量(桶油当量/天)	权益
中国海域			
渤中 19-6 凝析气田Ⅰ期开发项目	安装	37000	100%
渤中 28-2 南油田二次调整项目	安装	7600	100%
涠洲 5-7 油田开发项目	安装	2100	100%
恩平 18-6 油田开发项目	安装	9300	100%
陆丰 12-3 油田开发项目	安装	29500	60.8%
中国陆上			
神府区块木瓜区致密气勘探开发一体化项目	建造	1980	100%
海外			
巴西 Mero2 项目	安装	180000	10%
巴西 Buzios5 项目	已投产	204400	7.34%
圭亚那 Payara 项目	安装	220000	25%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

海外聚焦战略核心区，圭亚那 Stabroek 区块成为海外产量增量主力军。圭亚那海上 Stabroek 区块位于圭亚那东北部，水深 1600-2000 米，是近年来全球最大的勘探发现之一，公司在该区块拥有 25%的权益。该区块 Liza 油田一期和二期分别于 2019 年和 2022 年投产，设计高峰日产量 34 万桶油当量。截止 2022 年底，上述两期项目在设计高峰日产量之上稳定生产，平均日产量约 38 万桶油当量。该项目三期 Payara 油田建设顺利，预计将在 2023 年投产，设计高峰日产量 22 万桶油当量。该项目的四期 Yellowtail 油田已于 2022 年完成圭亚那政府审批，预计 2025 年底投产。

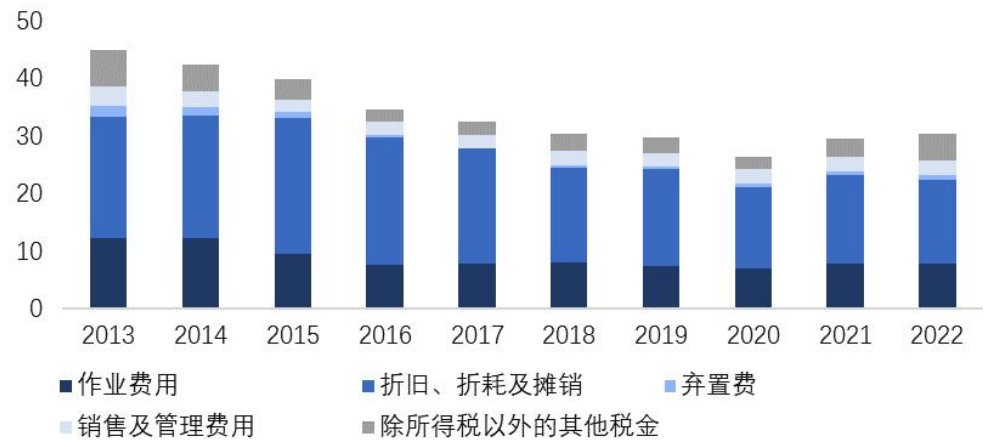
2022 年，Stabroek 区块再获 10 个新发现，包括 Lau Lau、Fangtooth、Barreleye、Lukanani、Patwa、Kiru Kiru、Seabob、Yarrow、Sailfin 和 Fangtooth SE。目前，区块累积获得新发现超 30 个，根据作业者披露，区块内总可采资源量约 110 亿桶油当量。2023 年上半年，公司海外净产量同比提升 14.4%，主要得益于圭亚那 Liza 二期和巴西 Buzios 油田等产量增加。

公司多年来着力推动提质增效，始终保持成本竞争优势

公司把成本管控贯穿于勘探、开发、生产的全过程，并积极推动技术和管理创新，增强成本竞争优势。经过多年努力，公司逐步建立和巩固了在行业中的成本竞争优势，桶油成本远低于同行业可比公司。公司连续多年实现桶油主要成本下降，近两年桶油主要成本略微上升但持续维持低位。

2022 年在大宗商品价格普遍上涨的背景下，公司桶油主要成本管控良好，为 30.39 美元/桶油当量，相比 2013 年 45.02 美元/桶油当量下降 32.5%。与 2021 年相比，2022 年桶油主要成本同比上年微幅上涨主要是因为油价上升带来除所得税以外的其他税金增加。细分来看，桶油作业费用减少 0.09 至 7.74 美元/桶，主要是大宗商品价格上涨以及人民币对美元贬值的综合影响；桶油 DD&A 减少 0.66 至 14.67 美元/桶，主要由于产量结构变化以及人民币对美元贬值的影响。2023 年上半年，公司持续管控成本，同比下降 7.1%，其中除所得税以外的其他税金同比下降 22.3%，主要是油价下降的影响。得益于成本竞争优势，中海油保持了行业领先的桶油盈利能力。2022 年公司桶油主要成本与布伦特原油价格有 68.7 美元的价差，实现高油价周期下的高利润。

图37：公司桶油主要成本（美元/桶油当量）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

我们选取作业费、DD&A 以及勘探费用于比较公司桶油成本。由下表可以看到公司成本中作业费用远低于同行业可比公司，总体桶油成本也略低于行业平均成本，具备一定的成本优势。

自 2014 年开始，公司开展“成本效益年”全面强化成本控制，深入实施降本提质增效专项行动。2022 年大宗商品价格持续上涨与通货膨胀物价上涨，成本依然得到有效控制。其中作业费用为 7.74 美元桶油当量，远低于油气开采同行业可比公司均值 11.85 美元/桶油当量。DD&A 占总体成本比重较高，随着油田进入中后期、储量修正等因素影响，公司桶油折旧折耗与摊销逐年下降，逐步向国际同业平均水平靠拢。此外通过提高勘探成功率、缩短开发周期、加强老油田精细化管理，公司在产油田自然递减率得到有效控制。

表5：2022 年行业可比公司桶油成本比较（美元/桶油当量）

公司类别	公司名称	作业费	DD&A	勘探费	合计
开采	戴文能源	12.54	9.52	0.13	22.19
	西方石油	15.69	14.61	0.51	30.81
	DIAMONDBACK 能源	11.43	8.87	0.89	21.19
	中国海油	**7.74**	**14.67**	**0.49**	**22.90**
	平均值	11.85	11.92	0.51	24.27
开采炼制一体	康菲石油	14.51	15.54	1.17	31.22
	英国石油	6.07	13.72	0.80	20.59
	EQUINOR	9.38	5.66	1.07	16.11
	雪佛龙	11.03	6.20	0.37	17.60
	道达尔	29.52	12.11	1.29	42.92
	埃克森美孚	11.43	13.31	0.75	25.49
	壳牌	9.06	10.10	1.57	20.73
	中国石油	13.49	19.53	2.39	35.41
	中国石化	15.11	16.46	1.17	32.74
	平均值	13.29	12.51	1.18	26.98

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理和预测

公司成本管控体系完善，具备一定的成本竞争优势和桶油盈利能力，主要源于公司针对已有项目的全业务流程的成本管控以及通过在新开发项目的技术创新实现。

1）全业务流程实施成本管控，从原油探勘、开发生产等多方面严控生产成本。公司把成本管控理念贯穿于油气勘探、开发、生产全生命周期中，以实现有效控制整体成本。在原油勘探方面，以大型整装的油气田为主要目标，积极推进海外钻修井作业服务合同模式由日费制向大包制的转变，全面控制成本。开发生产方面，持续推进数字化、智能化转型，逐步推广海上无人平台、岸电等技术优化设计和建造。同时，公司具备非常审慎的经济性评估制度，采用 35 美元/桶的低油价模式进行压力测试，判断成本缩小空间，以精细管理为重点，精准推动成本管控常态管理。

2）通过技术创新等方式降本增效，实现新项目成本管控。针对新项目勘探的不确定性是影响新项目成本的主要因素。未来公司产量增长主要来源于渤海、南海和圭亚那 Stabroek 区块，其中渤海是公司桶油成本最低的作业区域，圭亚那 Stabroek 区块是桶油盈利能力最强的作业区域。公司享有中国海域对外合作进行海洋石油勘探、开发、生产和销售的专营权，因此渤海区块投产快，成本低，具备区域优势。圭亚那海上 Stabroek 区块位于圭亚那东北部，水深 1600-2000 米，公司通过持续推进技术创新，标准化设计等模式，使得新项目主要桶油成本在全公司作业区域都具有领先优势。未来公司将全力做好降本提质增效，按计划推进新项目建成投产，控制桶油成本。

3）未来油气成本趋势或有小幅上涨，但公司将维持行业桶油成本相对优势。未来油价中枢处于高位或会导致钢材、大宗商品、人力成本等价格上涨；此外未来行业有向高难度的深海勘探发展的趋势，勘探难度系数增加，因此未来油气成本或有小幅上涨趋势。据此，公司已将成本控制作为绩效考核评价体系内的关键指标之一，在技术创新和管理创新方面不断挖掘潜力，在安全底线的前提下推进降本增效工作，成本有望保持在行业较低水平。未来，公司将继续控制成本，进一步巩固有竞争力的成本结构，盈利能力有望进一步提升。

紧跟国内天然气快速发展期，业务占比稳定提升

国内天然气行业处于快速发展期，消费增长潜力巨大

中国从 2004 年以西气东输管道投入商业运营为标志开始，进入市场快速发展期。2010 年中国天然气消费量突破 1000 亿立方米，2015 年达到 1931 亿立方米，此后几年均保持稳定增长。2022 年受欧洲天然气危机影响，消费量为 3646 亿立方米，天然气消费增速有所放缓，属于快速发展时期的波动阶段。根据数据比对，典型国家天然气快速发展期一般持续 30 年以上。

图38：中国天然气表观消费及增速（十亿立方米）

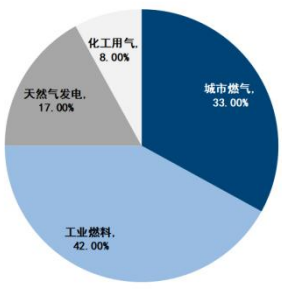


资料来源：中国矿产资源报告，国信证券经济研究所整理

中国是目前主要天然气消费国也是最具增长潜力的市场之一。随着我国经济转型，城镇化、工业化、数字化进程不断加快，人民生活水平不断提高，居民对清洁能源的需求将持续扩大。我国“双碳”目标的加快推进、能源结构的优化也促进清洁低碳燃料的使用。天然气基础设施的建设优化、市场体系的完善，也为天然气产业的发展带来了新的机遇。

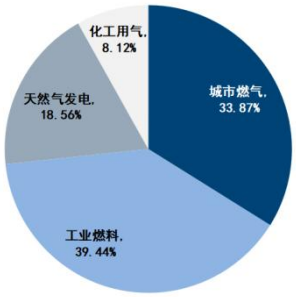
根据国家统计局数据，2022 年中国天然气消费中城市燃气消费占比为 33%，工业燃料、天然气发电、化工用气占比分别为 42%、 17% 和 8%。预测至 2025 年我国天然气发电领域发展较快，需求量为 800 亿立方米，占比增至 18.56%；化工领域由于氢能产业发展，2025 年天然气需求量增至 350 亿立方米，占比为 8.12%；工业燃料领域由于“煤改气”政策逐渐进入尾声，天然气增速降低，预计 2025 年工业燃料领域天然气需求约为 1700 亿立方米；城市燃料领域由于居民燃气、取暖用气、交通领域的平衡发展，预计 2025 年城市燃料领域天然气消耗量为 1460 亿立方米。综上预计 2025 年天然气消费量为 4300 亿立方米，2022-2025 年 CAGR 达到 5.65%，预计 2030 年我国天然气消费量将达到 6000 亿立方米左右，2025-2030 年 CAGR 达到 6.89%。

图39：2022 年中国天然气消费结构



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

图40：预测 2025 年中国天然气消费结构



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

天然气供应持续增加，有限满足国内需求

我国天然气资源探明率较低，未来随着勘探的不断深入，国产天然气有望在弥补产量递减的同时保证产量上升。国产气目前以常规天然气为主，随着开发水平的提高，页岩气、煤层气等非常规气体产量有望快速增长。

表6：中国天然气资源量与探明储量汇总表

	资源量/万亿立方米		累计探明储量/万亿立方米		待探明资源量/万亿立方米		探明率	
	地质	技术可采	地质	技术可采	地质	技术可采	地质	技术可采
页岩气	146.96	83.46	16.88	9.35	130.08	74.11	11.48%	11.20%
煤层气	105.72	19.36	2.00	0.47	103.72	18.89	1.91%	2.43%
总计或平均	28.08	8.70	0.73	0.36	27.35	8.34	2.61%	4.14%
常规气+致密气	280.76	111.52	19.61	10.18	261.15	101.34	7.00%	9.13%

资料来源：李鹭光，《中国天然气工业发展回顾与前景展望》，天然气工业，2021，41（08）1-11、国信证券经济研究所整理

我国已开发主力气田整体处于稳产阶段，四川、鄂尔多斯、塔里木、松辽、准噶尔 5 个盆地已经在 20 个区代获得战略性突破，可以实现储量规模接替，预计每年可增加探明天然气地质储量 8000-10000 亿立方米，一批大中型气田正在加快建设，已经开发的气田通过内部挖潜、滚动扩边、综合治理等措施在“十四五”期间将整体处于稳产阶段。

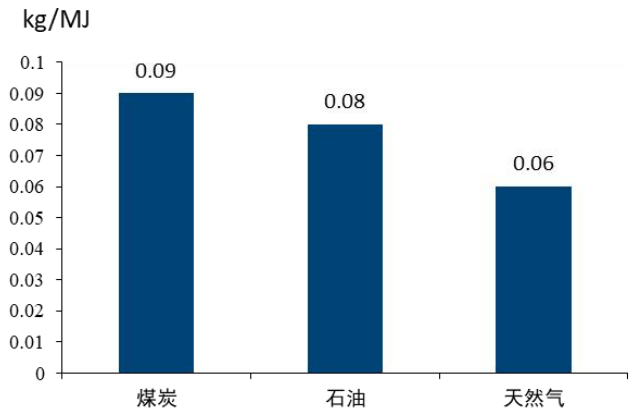
管道天然气方面，中亚管道 ABCD 全部启用后，年输送量将达到 1000 亿立方米/年。中俄天然气管道供应量稳定增加，预计 2025 年达到 380 亿立方米/年的设计供应量，且中俄正在积极建设、洽谈远东管道及西伯利亚力量 2 号天然气管道，中远期管道天然气供应稳步增加。近年我国 LNG 接收站建设加快进行，LNG 接收能力快速增加，且 LNG 长协订单签订量较为充足，伴随东亚现货 LNG 价格不断下降，我国 LNG 进口量有增无减。

综上，我国天然气自主产量与进口量均在持续增长，能够有限满足国内需求增长。

响应碳中和，公司大力发展天然气领域，业务占比稳步提升

天然气是最清洁的化石能源。天然气的主要成分为甲烷（CH_4），含有少量的乙烷和丙烷，几乎不含硫、粉尘和其他有害物质。天然气的燃烧产物主要是二氧化碳和水。在产生相同热值的情况下，天然气燃烧产生的二氧化碳比其他化石燃料更少，且几乎不排放二氧化硫、氮氧化物等有害气体，因此天然气被认为是一种优质、高效、更清洁的能源。

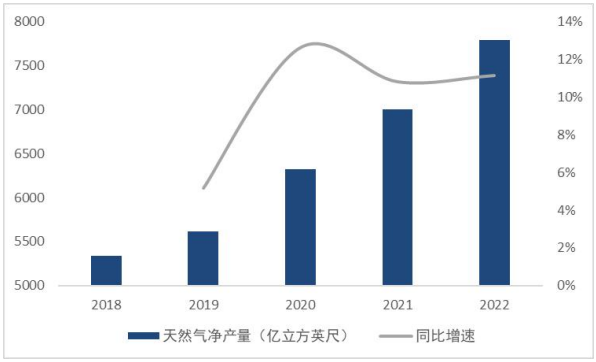
图41：不同化石能源单位热值二氧化碳排放量



资料来源：何东博等，《世界天然气产业形势与发展趋势》，天然气工业，2022，42（11）1-12，国信证券经济研究所整理

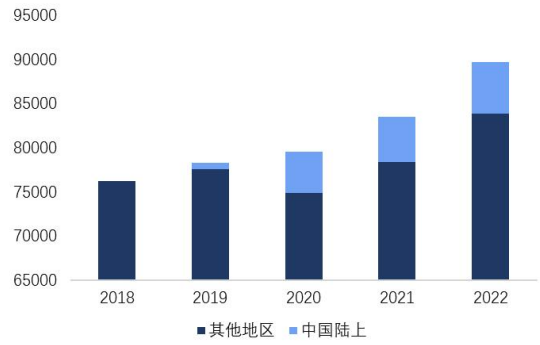
顺应双碳目标，公司天然气净产量与净储量实现高速增长。2018 年-2022 年公司天然气净产量稳定增长，近年来同比增速稳定在 10%以上。2022 年公司天然气净产量达到 7787 亿立方英尺，其中国内海上天然气净产量占比达 65.89%，国内陆上天然气净产量占比达 12.53%，海外净产量占比达 21.58%。

图42：公司天然气净产量（亿立方英尺）



资料来源：公司公告、国信证券经济研究所整理

图43：公司天然气储量（亿立方英尺，不含权益法核算的净证实储量）



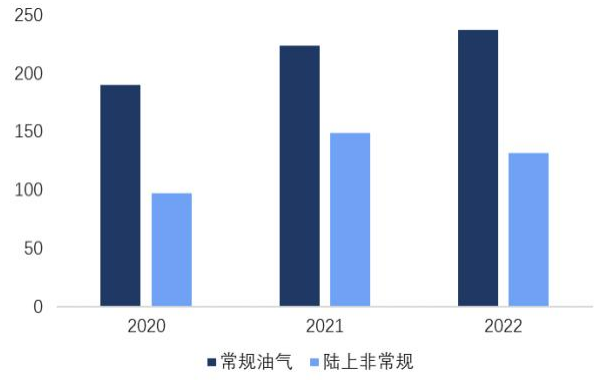
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

新项目开发方面，加强海上天然气和陆地非常规气的勘探开发力度。2022 年在海上，公司探明首个深水深层大型整装气田宝岛 21-1 的天然气地质储量超 500 亿方，实现了南海深水深层勘探历史性突破，将为南海万亿方大气区建设奠定坚实基础。崖城 13-10 测试获高产气流，实现了在产气田的储量接替。公司计划以南海首个自营深水大型整装天然气田“深海一号”为依托，建设南海万亿方大气区 ；以渤中 19-6 大型凝析气田为中心，建设渤海大气区。

在中国陆上，公司以中联公司为平台，专注于非常规天然气资源。2022 年公司维持较高非常规天然气勘探力度，完成非常规探井 132 口，采集三维地震数据 516 平方公里，二维地震数据 120 公里。陆上首口深层煤层气井压裂也于 2022 年顺利

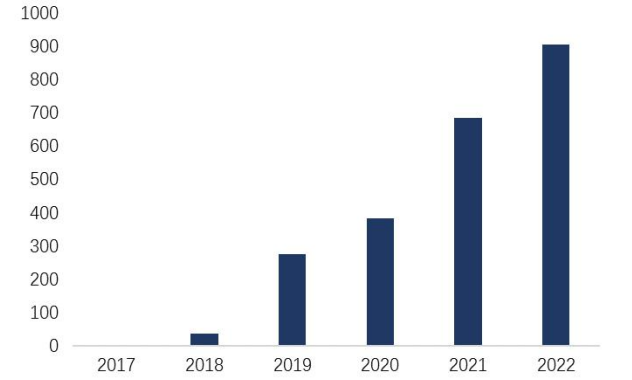
完成施工，推动陆上勘探向超 2000 米深煤层拓展。由中联公司统筹建设的我国最长煤层气长输管道神安管道于 2022 年 12 月建成，为中国华北地区提供稳定、高效的清洁能源。

图44：公司勘探井数量（口）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图45：公司中国陆上天然气净产量（亿立方英尺）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

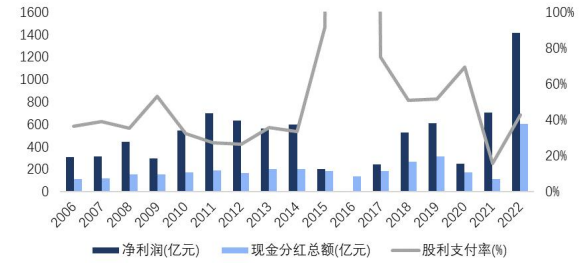
公司陆上非常规气产量快速增长，新项目前景可期。公司已在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘建成神府和临兴两大非常规气生产基地。近年来公司陆上天然气连续多年实现产量快速增长，带动天然气产量占比提升。截至 2022 年底，中国陆上天然气净产量约为 906 亿立方英尺，同比增长 32%，2018-2022 年复合增速高达 123.8%。公司预计神府区块木瓜区致密气勘探开发一体化项目将在 2023 年投产。公司将持续加快陆上非常规天然气业务的发展步伐，**有力助推公司 2025 年天然气产量占比提升至 35%的目标**。公司还计划在未来推进陆上非常规天然气再增千亿方储量工程建设，为公司天然气产量增长和绿色低碳转型提供有力支持。

高分红比例、布局绿色领域彰显公司长期可持续性经营

公司注重股东回报，长期维持高分红

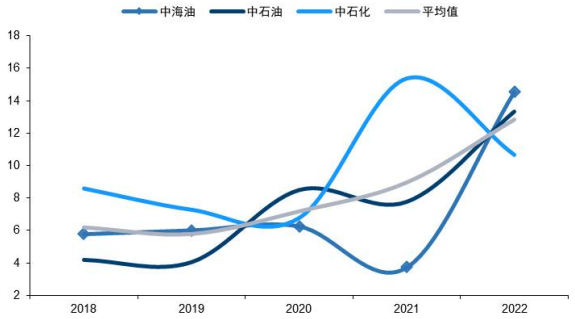
公司重视股东回报，累积分红位居港股能源类企业第一，上下半年各有一次分红派息，自 2006 年至 2022 年，公司现金分红金额总和达 4051 亿港元，平均分红比例约 41.25%。2022 年公司派发股息 1.45 港元/股，现金分红总额 690.21 亿港元，股息支付率达 42.64%。根据公司年报，在各年度建议股息获股东大会批准的前提下，2022 至 2024 年，公司全年股息支付率预计将不低于 40%，全年股息绝对值预计不低于 0.70 港元 / 股（含税）。

图46：公司分红情况（亿元，不包括回购股份）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2016 年因受公司净利影响，股利支付率为 2146.9%）

图47：公司及可比公司股息率情况（%，H 股）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：公司 22 年于 A 股上市，因此历史比较选取了 H 股）

公司 2022 年于 A 股上市，因此分析公司股息率历史情况时采用了 H 股股息率，可比公司数据亦为 H 股数据。2018 年以来，除了 21 年股利支付利率较低外，公司股息率均保持三桶油均值水平，并在 2022 年达到 14.53%，为三桶油中股息率最高的公司。

依托海洋资源开发能力优势，积极布局绿色低碳领域

公司秉持绿色低碳发展理念，充分依托海洋资源开发的能力优势，积极布局新能源领域的业务。公司以岸电项目和智能油田建设为着力点，推动绿色低碳管控体系建设，同时加快发展海上风电，大力推动 CCS/CCUS 研究，择优发展陆上光伏发电。公司计划“十四五”期间资本开支的 5%-10%用于新能源业务发展。根据 2022 年的业务规划，公司计划到 2025 年获取海上风电资源 500-1000 万千瓦，装机 150 万千瓦；获取陆上风光资源 500 万千瓦，投产 50-100 万千瓦。

公司积极探索海上风电业务发展。2019 年公司设立了中海油融风能源有限公司，切入风电赛道。公司具有丰富的海上生产作业和管理经验，具备较强的海上风电开发能力，海上风电业务前景广阔。公司位于江苏附近海域的 300 兆瓦海上风电项目于 2020 年实现并网发电，于 2021 年实现全容量并网发电。

2022 年，公司重点推动海上风电项目建设，首座离岸距离 100 公里以上、水深 100 米以上的“双百”漂浮式风电平台“海油观澜号”完成浮体总装；中国首个直接为油田生产设施、高渗透率直接供电的分散式风电项目－蓬莱分散式风电项目正式启动；公司首个大型海上风电示范项目－海南 CZ7 海上风电示范项目获得核准。此外，公司收购了中核汇海风电投资有限公司 40%股权，有效拓展风电领域的业务。2023 年上半年，“海油观澜号”和文昌深远海浮式风电示范应用项目成功并网发电，开启风电业务从浅海走向深远海的探索之路。其中主力生产设施“海油观澜号”装机容量达 7.25 兆瓦，年均发电量可达 2200 万千瓦时，预计每年减少二氧化碳排放约 2.2 万吨。

图48：我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司碳捕获与封存以及光伏业务稳步开展。CCS/CCUS 方面，2022 年，公司首套海上二氧化碳封存装置在恩平 15-1 生产平台完成安装，中国首个海上千万吨级 CCS/CCUS 集群示范项目启动实质性研究工作。此外，重大科技项目新型能源开发与 CCUS 关键技术研究正式启动，以技术创新推动公司新能源产业发展。光伏业务方面，公司光伏业务也取得积极进展。2022 年，公司首个陆上集中式光伏项目－甘南合作市“牧光互补”项目顺利开工。2023 年上半年，恩平 15-1 油田 CCS 示范工程的成功投用，设计高峰年二氧化碳回注量约 28 万吨，填补了中国海上二氧化碳封存技术的空白。

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

公司作为上游油气开采企业，公司的营业收入及利润水平与油价高度相关，我们根据供需格局、库存变动给出以下假设：

根据EIA数据预计2023-2025年布伦特原油价格在84.0/88.0/88.5美元/桶。2022年布伦特原油均价在99.0美元/桶，展望后市，在需求有望逐步复苏以及全球供给偏紧的背景下，油价将维持在85美元/桶上下。

假设2023-2025年美元兑人民币汇率分别为7.3/7.0/7.0。

公司业务假设：

（1）我们基于公司2022年年度报告及2023年年中业绩说明报告中的未来规划，假设2023-2025年公司油气净产量分别为659/695/735百万桶油当量，天然气占比提升至24%/29%/34%。

（2）假设2023-2025年布伦特原油价格分别为84.0/88.0/88.5美元/桶，公司实现油价相对于布伦特原油折价2.5美元，对应公司实现油价分别为81.5/85.5/86.0美元/桶，天然气价格依据IEA预测2023-2025年分别为9.6/10.1/10.6美元/千立方英尺。

（3）假设2023-2025年公司桶油主要成本分别为29.9/29.5/29.1美元/桶油当量。

（4）假设公司贸易业务销量与布伦特油价呈现一定相关性，在油价上行时公司将增加贸易业务销量；假设贸易业务售价与布伦特原油差价为2美元/桶。

据此我们得到：

（1）油气销售业务2023-2025年收入分别为3489/3636/3834亿元，同比增加-1.1%/4.2%/5.4%，对应毛利率分别为62.1%/63.8%/64.3%。

（2）贸易业务2023-2025年收入分别为583/614/621亿元，同比增加-3.6%/5.4%/1.2%，对应毛利率分别为2.4%/2.3%/2.3%。

（3）其他业务2023-2025年收入分别为50/49/48亿元，对应毛利率分别为1.5%/2.5%/2.0%。

表7：中国海油业务拆分

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
			油气销售业务			
收入（亿元）	1396.01	2221.25	3529.56	3489.30	3636.08	3833.93
增速	-29.20%	59.11%	58.90%	-1.14%	4.21%	5.44%
毛利（亿元）	577.57	1230.47	2210.36	2167.78	2320.42	2463.26
增速	-43.27%	113.04%	79.63%	-1.93%	7.04%	6.16%
毛利率	41.37%	55.40%	62.62%	62.13%	63.82%	64.25%
			贸易业务			
收入（亿元）	121.31	180.84	604.33	582.89	614.12	621.20
增速	-60.70%	49.07%	234.18%	-3.55%	5.36%	1.15%
毛利（亿元）	4.60	14.43	30.50	14.22	14.28	14.36
增速	-74.82%	213.76%	111.35%	-53.39%	0.46%	0.57%
毛利率	3.90%	7.98%	5.05%	2.44%	2.33%	2.31%
			其他业务			
收入（亿元）	36.40	59.02	88.41	50.06	49.00	47.71
增速	-29.44%	62.14%	49.79%	-43.37%	-2.11%	-2.64%
毛利（亿元）	-2.26	0.35	-0.79	0.75	1.23	0.95
增速	-	-	-	-195.05%	63.15%	-22.11%
毛利率	-6.20%	0.60%	-0.89%	1.50%	2.50%	2.00%
			合计			
收入（亿元）	1553.73	2461.12	4222.30	4122.25	4299.21	4502.83
增速	-33.37%	58.40%	71.56%	-2.37%	4.29%	4.74%
毛利（亿元）	579.91	1245.26	2240.07	2182.75	2335.93	2478.58
增速	-44.14%	114.73%	79.89%	-2.56%	7.02%	6.11%
毛利率	37.32%	50.60%	53.05%	52.95%	54.33%	55.04%

资料来源：wind，国信证券经济研究所整理和预测

综上所述，预计未来 3 年营收 4122/4299/4503 亿元，同比-2.4%/+4.3%/+4.7%，毛利率 53.0%/54.3%/55.0%，毛利 2183/2336/2479 亿元，同比-2.6%/+7.0%/+6.1%。

未来 3 年业绩预测

表8：未来 3 年盈利预测表

	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	422230	412225	429921	450283
营业成本	198223	193950	196328	202426
营业税金及附加	18778	18550	19346	20263
销售费用	3355	3875	4127	4503
管理费用	6356	6335	6601	6906
研发费用	1527	1855	2150	2477
财务费用	3029	2802	2838	2961
投资收益	4674	3543	3545	3921
资产减值	(1382)	(5443)	(4670)	(3832)
营业利润	194925	182957	197405	210837
利润总额	194770	183013	197468	210900
归属于母公司净利润	141700	131791	142201	151873
EPS	2.98	2.77	2.99	3.19
ROE	23.73%	20%	21%	21%

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理和预测

按上述假设条件，我们得到公司 2023-2025 年收入分别为 4122/4299/4503 亿元，同比-2.4%/+4.3%/+4.7%，预计 2023-2025 年归母净利润 1318/1422/1519 亿元，同比-7.0%/+7.9%/+6.8%，EPS 分别为 2.77/2.99/3.19 元。

盈利预测的敏感性分析

由于公司主要产品为能源品和大宗化工品，周期属性较强，公司的主营业务为上游油气开采，受原油价格影响较大，因此我们以 EIA 预测数据为基准，在此基础上分别设置油价上下浮动 10 美元、20 美元五种不同情景下的表现来测算公司业绩敏感性。

盈利预测情景分析

表9：情景分析（原油价格上浮 20 美元、上浮 10 美元、中性预测、下浮 10 美元、下浮 20 美元）

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
原油价格上浮 20 美元预测					
营业收入(百万元)	246,112	422,230	514,957	528,748	548,068
(+/-%)	58.4%	71.6%	22.0%	2.7%	3.7%
净利润(百万元)	70320	141700	177975	185867	194750
(+/-%)	181.8%	101.5%	25.6%	4.4%	4.8%
摊薄 EPS	1.57	2.98	3.74	3.91	4.09
原油价格上浮 10 美元预测					
营业收入(百万元)	246,112	422,230	462,745	478,523	498,364
(+/-%)	58.4%	71.6%	9.6%	3.4%	4.1%
净利润(百万元)	70320	141700	154927	164074	173353
(+/-%)	181.8%	101.5%	9.3%	5.9%	5.7%
摊薄 EPS	1.57	2.98	3.26	3.45	3.64
中性预测					
营业收入(百万元)	246,112	422,230	412,225	429,921	450,283
(+/-%)	58.4%	71.6%	-2.4%	4.3%	4.7%
净利润(百万元)	70320	141700	131791	142201	151873
(+/-%)	181.8%	101.5%	-7.0%	7.9%	6.8%
摊薄 EPS(元)	1.57	2.98	2.77	2.99	3.19
原油价格下浮 10 美元预测					
营业收入(百万元)	246,112	422,230	363,399	382,941	403,826
(+/-%)	58.4%	71.6%	-13.9%	5.4%	5.5%
净利润(百万元)	70320	141700	108569	120246	130311
(+/-%)	181.8%	101.5%	-23.4%	10.8%	8.4%
摊薄 EPS	1.57	2.98	2.28	2.53	2.74
原油价格下浮 20 美元预测					
营业收入(百万元)	246,112	422,230	316,264	337,585	358,991
(+/-%)	58.4%	71.6%	-25.1%	6.7%	6.3%
净利润(百万元)	70320	141700	85259	98210	108666
(+/-%)	181.8%	101.5%	-39.8%	15.2%	10.6%
摊薄 EPS	1.57	2.98	1.79	2.06	2.28
总股本（百万股）	44647	47567	47567	47567	47567

资料来源：Wind、公司公告、国信证券经济研究所预测

估值与投资建议

考虑公司的业务特点，我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值：21.54-25.84 元

未来 10 年估值假设条件见下表：

表10：公司盈利预测假设条件（%）

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E	2026E	2027E
营业收入增长率	-33.37%	58.40%	71.56%	-2.37%	4.29%	4.74%	2.50%	2.50%
营业成本/营业收入	62.68%	49.40%	46.95%	47.05%	45.67%	44.96%	42.00%	42.00%
管理费用/营业收入	2.83%	1.90%	1.18%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%	1.50%
研发费用/营业收入	0.85%	0.61%	0.36%	0.45%	0.50%	0.55%	0.50%	0.52%
销售费用/销售收入	1.96%	1.09%	0.79%	0.94%	0.96%	1.00%	1.00%	1.00%
营业税及附加/营业收入	4.63%	4.54%	4.45%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%	4.50%
所得税税率	28.51%	26.63%	27.26%	28.00%	28.00%	28.00%	27.00%	27.00%
股利分配比率	127.62%	38.83%	58.17%	60.00%	70.00%	75.00%	75.00%	75.00%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所预测

表11：资本成本假设

无杠杆 Beta	1.20	T	28.00%
无风险利率	2.50%	Ka	10.90%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	1.34
公司股价（元）	20.33	Ke	11.87%
发行在外股数（百万）	47567	E/(D+E)	86.17%
股票市值(E，百万元)	910903	D/(D+E)	13.83%
债务总额(D，百万元)	130385	WACC	10.53%
Kd	3.00%	永续增长率（10 年后）	1.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设

根据公司历史数据以及未来规划，公司分红情况较好，因此我们采用 DDM 估值方法，得出公司价值区间为 21.54-25.84 元。从估值方法特征来看，以 DDM 为代表的绝对估值更适用于连续盈利、分红较为稳定的公司，因为周期股盈利波动较大，因此在周期股预测中存在失真现象。

表12：中国海油 DDM 估值表

		2023E	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	TV
每股红利		1.66	2.09	2.39	2.64	2.71	2.78	2.85	2.93	3.00	3.08	28.61
PV（红利）		1.49	1.67	1.71	1.68	1.55	1.42	1.30	1.19	1.09	1.00	9.32
每股价值	23.42											

资料来源：国信证券经济研究所预测

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于普通权益资本成本 Ke 和永续增长率较为敏感，下表为敏感性分析。

表13：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		Ke 变化				
		10.9%	11.4%	**11.87%**	12.4%	12.9%
永续增长率变化	2.5%	28.20	26.55	25.07	23.75	22.55
	2.0%	27.38	25.84	24.47	23.22	22.09
	1.5%	26.65	25.21	23.92	22.75	21.68
	1.0%	25.99	24.64	**23.42**	22.31	21.29
	0.5%	25.40	24.12	22.97	21.91	20.94
	0.0%	24.86	23.65	22.55	21.54	20.61
	-0.5%	24.36	23.22	22.17	21.20	20.31

资料来源：国信证券经济研究所分析

相对估值：22.16-24.93 元

我们选取与公司业务相似的国内及国际能源公司进行对比。国内油企中，中国石油为国内最大的油气生产商，油气开采业务与公司业务相似；中国石化为国内第三大原油生产商、第二大天然气生产商，油气开采业务与公司业务相似。美国大型独立油企中，先锋石油、Diamondback 能源、西方石油的原油产量保持增长，在原油产量扩张方面与公司相似。国际综合油气巨头中，埃克森美孚、雪佛龙、康菲石油、壳牌、英国石油和戴文能源在油气勘探开发业务与公司类似。根据 Wind 以及 Bloomberg 一致预期，国内油企龙头企业 23 年 PE 均值在 8.83 倍，美国大型油企平均 PE 在 12.92 倍，国际综合油气龙头平均 PE 在 10.52 倍。随着油价维持较高位运行，公司持续增储上产，桶油成本逐渐降低，给予公司与同行业平均 8-9 倍 PE，对应股价区间 22.16-24.93。

表14：相对估值表

公司类别	公司名称	收盘价 2023.9.18	EPS			PE		
			2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E
国内油企龙头	中国石油	8.23	0.87	0.89	0.92	9.51	9.20	8.90
	中国石化	6.01	0.63	0.69	0.74	9.49	8.70	8.13
	中国海油	23.33	2.72	2.81	2.95	7.48	7.24	6.89
	平均					**8.83**	**8.38**	**7.97**
美国大型油企	先锋石油	235.28	20.42	23.15	23.16	11.51	10.10	10.09
	Diamondback 能源	156.26	16.52	19.82	19.77	9.32	7.78	7.91
	西方石油	66.32	3.47	4.83	4.71	17.92	13.20	13.26
	平均					**12.92**	**10.36**	**10.42**
国际综合油气巨头	埃克森美孚	117.64	9.31	9.43	9.14	12.66	12.63	13.14
	雪佛龙	167.22	13,57	15.04	15.72	12.32	11.24	10.89
	康菲石油	124.48	8.65	9.88	9.94	14.37	12.31	13.06
	壳牌	65.23	7.59	8.15	8.24	7.87	7.70	7.48
	英国石油	38.56	5.58	5.34	5.13	7.06	7.03	6.84
	戴文能源	49.50	5.53	6.47	6.36	8.81	7.60	7.81
	平均					**10.52**	**9.75**	**9.87**

资料来源：国内油企采用 Wind 一致预期，美国油企及国际综合油企采用 Bloomberg 一致预期，国信证券经济研究所整理

投资建议

综合上述几个方面的估值，我们认为公司股票合理估值区间在 22.16-25.84 元之间，今年动态市盈率 8.0-9.3 倍，相对于公司目前股价有 9-27%溢价空间。基于

油价维持高位运行以及公司长期稳健业绩，给予“买入”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取了绝对估值和相对估值方法，多角度综合得出公司的合理估值在22.16-25.84元之间，但该估值是建立在相关假设前提基础上的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、公司普通权益资本成本（Ke）的计算、TV 的假定和可比公司的估值参数的选定，都融入了很多个人的判断，进而导致估值出现偏差的风险，具体来说：

可能由于对公司显性期和半显性期收入和利润增长率估计偏乐观，导致未来10年自由现金流计算值偏高，从而导致估值偏乐观的风险；

公司普通权益资本成本（Ke）对公司绝对估值影响非常大，我们在计算 Ke 时假设无风险利率为2.5%、风险溢价7%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 Ke 计算值偏低，从而导致公司估值高估的风险；

我们假定未来10年后公司 TV 增长率为1%，公司所处行业可能在未来10年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；

相对估值方面：我们选取了与公司业务相同或相近的海外与国内能源巨头，比如埃克森美孚、壳牌、雪佛龙、英国石油、中国石油、中国石化等的相对估值指标进行比较，选取了可比公司未来三年的一致盈利预测 PE 做为相对估值的参考，同时考虑到未来油价保持较高区间，公司在持续增储上产以及维持桶油成本优势的基础上，最终给予公司23年8-9倍 PE 估值，可能未充分考虑市场及该行业整体估值偏高的风险。

盈利预测的风险

我们假设公司未来3年收入增长-2.4% /4.3%/4.7%，可能存在对公司产品价格预计偏乐观、进而高估未来3年业绩的风险。

我们预计公司未来3年毛利率分别为53%/54%/55%，可能存在对公司成本估计偏低、毛利高估，从而导致对公司未来3年盈利预测值高于实际值的风险。

我们预计公司天然气占比增速维持每年增长5pct 左右，若实际产销情况不及预期，存在未来3年业绩预期高估的风险。

经营风险

油价大幅波动风险：油价对于石化企业影响较大，虽然我们对于油价中枢进行合理假设，但在实际经营过程中，油价不可避免会出现一定波动，若油价波动率较大，可能会导致石化企业经营决策的变化，从而导致实际产品产销高于或低于原有的规划，从而造成经营业绩与预测情况造成偏离过大的情况。

恶劣天气等自然灾害风险：诸如台风频发等难以预测的自然灾害等可能给公司的生产经营，带来较大不利影响和不可预知的风险。

境外经营的风险：公司下设多家境内外子公司，层级较多，面临各国法律及税收的监管要求。如果未来境外子公司所在国家或地区法律及税收的监管要求发生不利变化，同时公司实际控制人、管理层缺少相应的管理经验和能力，

将增加公司管理协调的难度，带来经营管理风险，从而对公司业绩造成不利影响。

财务风险

应收账款风险：截止至 2022 年底，公司应收账款账面价值为 365.46 亿元，占总资产的比例为 30.1%、占比较高。如果宏观经济形势及行业发展前景发生重大不利变化或个别客户经营状况发生困难，则公司存在因应收账款难以收回而产生坏账的风险。

汇率风险：全球石油交易绝大部分以美元结算，公司业绩中海外业务占有不小的比例，但公司业绩通常以人民币结算，如果人民币与美元汇率出现较大波动，可能对公司业绩汇算产生不利影响。

技术风险

技术被赶超或替代的风险：公司所处行业属于技术密集型行业，在未来提升研发技术能力的竞争中，如果公司不能准确把握行业技术的发展趋势，在技术开发方向决策上发生失误；或研发项目未能顺利推进，未能及时将新技术运用于产品开发和升级，出现技术被赶超或替代的情况，公司将无法持续保持产品的竞争力，从而对公司的经营产生重大不利影响。

关键技术人才流失风险：关键技术人才的培养和管理是公司竞争优势的主要来源之一。随着行业竞争格局的变化，对行业技术人才的争夺将日趋激烈。若公司未来不能在薪酬、待遇等方面持续提供有效的奖励机制，将缺乏对技术人才的吸引力，可能导致现有核心技术人员流失，这将对公司的生产经营造成重大不利影响。

核心技术泄密风险：经过多年的积累，公司自主研发积累了一系列核心技术，这些核心技术是公司的核心竞争力和核心机密。如果未来关键技术人员流失或在生产经营过程中相关技术、数据、图纸、保密信息泄露进而导致核心技术泄露，将会在一定程度上影响公司的技术研发创新能力和市场竞争力，对公司的生产经营和发展产生不利影响。

政策风险

公司所处传统能源行业一定程度上受到国家政策的影响，可能由于政策变化，使得公司出现销售收入/利润不及预期的风险。

“碳达峰、碳中和”政策可能对公司的长期发展存在一定制约，如果公司未来不能够及时转型，业务发展空间可能受限。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E
现金及现金等价物	79730	121387	210770	278270	336207
应收款项	27048	36546	43782	43374	44076
存货净额	5703	6239	7766	7832	6914
其他流动资产	13060	12298	14428	16794	15488
流动资产合计	**207981**	**264679**	**365746**	**438270**	**497685**
固定资产	6581	8088	6517	7335	8633
无形资产及其他	3232	3798	4646	5494	6342
投资性房地产	527234	603539	603539	603539	603539
长期股权投资	41541	48927	50072	52641	56342
资产总计	**786568**	**929031**	**1030521**	**1107279**	**1172540**
短期借款及交易性金融负债	16537	24690	30000	33000	36300
应付款项	48990	59789	69896	70156	63181
其他流动负债	28424	28912	30358	30053	28549
流动负债合计	**93951**	**113391**	**130255**	**133209**	**128030**
长期借款及应付债券	112893	103145	125145	145145	165145
其他长期负债	97749	114112	124030	135181	147659
长期负债合计	**210642**	**217257**	**249175**	**280326**	**312804**
负债合计	**304593**	**330648**	**379430**	**413535**	**440834**
少数股东权益	1064	1201	1192	1185	1179
股东权益	480912	597182	649898	692559	730527
负债和股东权益总计	**786568**	**929031**	**1030521**	**1107279**	**1172540**

关键财务与估值指标	2021	2022	2023E	2024E	2025E
每股收益	1.57	2.98	2.77	2.99	3.19
每股红利	0.61	1.73	1.66	2.09	2.39
每股净资产	10.77	12.55	13.66	14.56	15.36
ROIC	15%	26%	23%	25%	27%
ROE	15%	24%	20%	21%	21%
毛利率	51%	53%	53%	54%	55%
EBIT Margin	42%	46%	46%	47%	47%
EBITDA Margin	65%	60%	63%	65%	66%
收入增长	58%	72%	-2%	4%	5%
净利润增长率	182%	102%	-7%	8%	7%
资产负债率	39%	36%	37%	37%	38%
股息率	2.8%	8.5%	8.2%	10.3%	11.8%
P/E	12.9	6.8	7.3	6.8	6.4
P/B	1.9	1.6	1.5	1.4	1.3
EV/EBITDA	7.6	5.1	5.2	5.0	4.7

利润表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入	**246112**	**422230**	**412225**	**429921**	**450283**
营业成本	121585	198223	193950	196328	202426
营业税金及附加	11172	18778	18550	19346	20263
销售费用	2694	3355	3875	4127	4503
管理费用	5218	6356	6335	6601	6906
研发费用	1506	1527	1855	2150	2477
财务费用	3937	3029	2802	2838	2961
投资收益	2417	4674	3543	3545	3921
资产减值及公允价值变动	(7184)	(1382)	(5443)	(4670)	(3832)
其他收入	(935)	(856)	(1855)	(2150)	(2477)
营业利润	95804	194925	182957	197405	210837
营业外净收支	17	(155)	56	63	63
利润总额	**95820**	**194770**	**183013**	**197468**	**210900**
所得税费用	25514	53093	51244	55291	59052
少数股东损益	(13)	(23)	(22)	(23)	(25)
归属于母公司净利润	**70320**	**141700**	**131791**	**142201**	**151873**

现金流量表（百万元）	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	70320	141700	131791	142201	151873
资产减值准备	1391	(7286)	3361	529	903
折旧摊销	55852	61400	70918	76135	85119
公允价值变动损失	7184	1382	5443	4670	3832
财务费用	3937	3029	2802	2838	2961
营运资本变动	(2034)	(65213)	13940	9611	6424
其它	(1399)	7276	(3370)	(536)	(910)
经营活动现金流	**131313**	**139259**	**222084**	**232610**	**247241**
资本开支	(52108)	(52987)	(79000)	(83000)	(92000)
其它投资现金流	(20779)	(5769)	(791)	(3000)	(3000)
投资活动现金流	**(72062)**	**(66143)**	**(80936)**	**(88569)**	**(98700)**
权益性融资	(914)	32258	0	0	0
负债净变化	232	(3)	10000	8000	8000
支付股利、利息	(27304)	(82421)	(79075)	(99540)	(113905)
其它融资现金流	9706	101131	5310	3000	3300
融资活动现金流	**(45353)**	**(31459)**	**(51765)**	**(76540)**	**(90605)**
现金净变动	**13899**	**41657**	**89383**	**67501**	**57936**
货币资金的期初余额	65831	79730	121387	210770	278270
货币资金的期末余额	79730	121387	210770	278270	336207
企业自由现金流	0	84310	140973	147732	153414
权益自由现金流	0	185438	154266	156689	162582

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 个月内公司股价(或行业指数)相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数(HSI.HI)作为基准；美国市场以标普 500 指数(SPX.GI)或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票投资评级	买入	股价表现优于市场代表性指数 20%以上
		增持	股价表现优于市场代表性指数 10%-20%之间
		中性	股价表现介于市场代表性指数±10%之间
		卖出	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
	行业投资评级	超配	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数±10%之间
		低配	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所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或争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中意见或建议不一致的投资决策。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，我公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳
深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层
邮编：518046　总机：0755-82130833

上海
上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层
邮编：200135

北京
北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层
邮编：100032