

600938.SH

买入

原评级：未有评级

市场价格：人民币 30.13

板块评级：强于大市

股价表现



(%)	今年至今	1个月	3个月	12个月
绝对	44.0	3.4	3.4	61.4
相对上证综指	41.8	7.4	4.7	67.7

发行股数 (百万)	47,566.76
流通股 (百万)	47,418.62
总市值 (人民币 百万)	1,433,186.60
3个月日均交易额 (人民币 百万)	1,547.65
主要股东	
中国海洋石油(BVI)公司	60.49

资料来源：公司公告，Wind，中银证券
以2024年6月11日收市价为标准

中银国际证券股份有限公司
具备证券投资咨询业务资格

石油石化：油气开采 II

证券分析师：余媛媛

(8621)20328550

yuanyuan.yu@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号：S1300517050002

证券分析师：徐中良

(8621)20328516

zhongliang.xu@bocichina.com

证券投资咨询业务证书编号：S1300524050001

中国海油

海洋油气龙头企业，高质量发展再出发

国际油价有望维持中高位，油气开采行业景气度延续，公司是我国海洋油气勘探生产龙头企业，资源禀赋优异，低成本优势突出，业绩稳定向好。公司加大增储上产力度，油气产量有望持续增加，同时稳妥推进低碳转型，天然气业务占比提升，海上风电与油气开采业务深度融合，首次覆盖，给予买入评级。

支撑评级的要点

- 海洋油气勘探生产龙头企业。**中国海油是中国最大的海上石油及天然气生产商，国资委为公司实际控制人，主要业务为石油和天然气的勘探、开发、生产及销售，处于石油石化产业链上游。2024年一季度公司实现油气净产量约180.1百万桶油当量，同比增长9.9%。石油平均实现价格为78.75美元/桶，同比上升6.2%，实现营业收入1114.68亿元，同比增长14.1%，实现归母净利润397.19亿元，同比增长23.7%。
- 油气开采行业景气度延续。**需求端，新兴经济体对石油的需求仍将继续增长，同时随着全球经济的发展，化工品消费量提升将成为石油需求增长的重要支撑，未来石油需求增速或放缓，但增长仍有空间。供应端，OPEC+推行强势的限产政策，美国页岩油产量增长或遭遇瓶颈，战略储备石油进入补库阶段。贸易端，俄乌冲突引致全球石油贸易流向重塑，国际原油供应链稳定性趋弱。宏观方面，全球经济增长动力放缓，美元指数或高位回落，预计2024年国际油价或维持中高位水平，油气开采行业高景气度有望延续。
- 立足海洋油气，资源禀赋优异。**海洋是中国油气未来勘探开发和生产发展的重要接替区。中国海油在中国海域拥有的油气探矿权面积约130万平方公里，占比超过中国海域总探矿权面积的95%。2013-2023年，公司油气当量产量稳步增长，CAGR为4.79%，其中，石油和天然气的CAGR分别为4.53%、5.92%。公司提升资本开支计划，加大增储上产力度，2016-2023年公司资本开支的年均复合增长率达14.8%，根据公司2024年的经营策略公告，2024年，公司调增全年资本开支预算至1,250-1,350亿元。预计2024年净产量将达到700~720百万桶油当量，2025~2026年的产量目标分别为780~800、810~830百万桶油当量。
- 低成本塑造公司核心竞争力。**2023年公司桶油主要成本降至28.83美元/桶，同比下降5.1%，2024年一季度公司桶油主要成本降至27.59美元/桶，同比下降2.2%。DD&A与作业费用是降低桶油主要成本的重要方向，公司坚持追求储量产量有效益的增长，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，具备了行业领先的桶油盈利能力。未来随着公司深入落实创新驱动战略，推进人工智能技术赋能，低成本的优势有望进一步巩固。
- 低碳转型稳妥推进，油气主业与新能源融合发展。**海洋油气开发逐步由浅海走向深海，中国海油掌握关键技术和设备，深水油气勘探开发能力世界领先。天然气是助力公司低碳发展的重要产品，2024年一季度公司天然气净产量达229.5十亿立方英尺，2016-2023年，公司天然气产量的CAGR达到10.22%，在油气当量的占比由15%提升至21%，2025年天然气占比有望提升至30%。另一方面，公司依托海上资源和工程作业优势，积极参与海上风电业务，我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”已成为海洋油气与新能源融合发展的典范。随着油气生产和新能源的深度融合，公司的可持续发展动能显著增强。

估值

- 基于油气开采行业景气度延续，公司油气产量有望持续增长，预计公司2024-2026年归母净利润为1,441.12亿元、1,546.60亿元、1,617.56亿元，对应EPS(摊薄)为3.03元、3.25元、3.40元，对应市盈率为9.9倍、9.3倍、8.9倍，每股净资产分别为15.7元、17.5元和19.3元，对应市净率分别为1.9倍、1.7倍、1.6倍，首次覆盖，给予买入评级。

评级面临的主要风险

- 全球经济增长不及预期、国际政治经济变动及地缘政治冲突可能带来意外风险、HSSE风险、原油及天然气价格波动产生的风险、市场竞争风险、汇率风险。

投资摘要

年结日：12月31日	2022	2023	2024E	2025E	2026E
主营收入(人民币 百万)	422,230	416,609	447,297	484,319	506,980
增长率(%)	71.6	(1.3)	7.4	8.3	4.7
EBITDA(人民币 百万)	256,177	236,716	250,547	271,207	287,455
归母净利润(人民币 百万)	141,700	123,843	144,112	154,660	161,756
增长率(%)	101.5	(12.6)	16.4	7.3	4.6
最新股本摊薄每股收益(人民币)	2.98	2.60	3.03	3.25	3.40
市盈率(倍)	10.1	11.6	9.9	9.3	8.9
市净率(倍)	2.4	2.2	1.9	1.7	1.6
EV/EBITDA(倍)	3.1	4.3	5.7	5.2	4.7
每股股息(人民币)	0.7	0.6	1.4	1.5	1.5
股息率(%)	4.5	2.9	4.5	4.9	5.1

资料来源：公司公告，中银证券预测

目录

一、国际领先的油气 E&P 公司	6
1.1 公司基本概况	6
1.2 油气生产及销售贡献主要营收，石油产量占比高于同业	7
1.3 经营业绩向好，分红政策稳定持续	9
二、全球石油贸易体系重构，国际油价或中高位延续	12
2.1 国际油价的四轮大周期	12
2.2 需求端：增速放缓，但仍有提升空间	12
2.3 供给端：2024 年石油供给或小幅增长	14
2.4 全球石油贸易格局正在重塑	18
2.5 宏观方面：全球经济增长动力放缓，美元指数或回落	20
2.6 国际油价 2024 年有望维持中高位	22
三、立足海洋油气，资源禀赋优异	23
3.1 海洋油气资源丰富 且仍处于发展早期	23
3.2 公司立足海洋油气，掌握优质资源	24
3.3 勘探作业成效显著，增储潜力凸显	25
3.4 资本开支提升，增产力度加大	26
3.5 油气产量提升，可持续开采年限增长	27
四、持续降本提质增效，低成本优势穿越油价波动周期	29
4.1 低成本构筑核心竞争力	29
4.2 DD&A 与作业费用是控制桶油主要成本的关键	29
4.3 对外合作专营权及税收优惠政策，巩固低成本优势	31
4.4 技术成果转化助力未来降本	31
五、能源转型有序推进，绿色发展未来可期	34
5.1 海洋油气开采由浅海迈向深海	34
5.2 天然气助力海油低碳发展	36
5.3 新能源与油气生产融合发展，绿色转型有序推进	39
盈利预测与估值	43
风险提示	45

图表目录

股价表现.....	1
投资摘要.....	1
图表 1.中国海油发展历程.....	6
图表 2.中国海油主营业务.....	6
图表 3.中国海油股权穿透图.....	7
图表 4.中国海油营收构成（2013-2024Q1）.....	8
图表 5.中国海油营收结构（2013-2024Q1）.....	8
图表 6.中国海油石油与天然气销售收入及同比变动（2015-2024Q1）.....	8
图表 7.2023 年各公司油气产量结构.....	8
图表 8.石油销售收入、售价与国际油价（2015-2024Q1）.....	9
图表 9.天然气销售收入、售价与国际气价（2015-2024Q1）.....	9
图表 10.公司历年营业收入（2018-2024Q1）.....	9
图表 11.公司历年归母净利润（2018-2024Q1）.....	9
图表 12.期间费用规模与期间费用率（2018-2024Q1）.....	10
图表 13.ROE（摊薄）走势（2014-2024Q1）.....	10
图表 14.归母净利润与国际油价波动（2010-2024Q1）.....	10
图表 15.2024Q1 与 2022Q1 油价与归母净利润对比.....	10
图表 16.中国海油 H 股市净率走势（2001-2024Q1）.....	11
图表 17.中国海油 A 股市净率走势（2022-2024Q1）.....	11
图表 18.公司每股股利与分红比例（2001-2023）.....	11
图表 19.公司每股股利与股息率（2001-2023）.....	11
图表 20.布伦特与 WTI 原油价格走势（2000-2024Q1）.....	12
图表 21.2023 年世界石油消费区域结构.....	12
图表 22.全球原油需求量.....	12
图表 23.OECD 与非 OECD 国家石油需求量（2000-2023）.....	13
图表 24.世界各地石油需求量（2000-2023）.....	13
图表 25.石油终端需求增速及预测（2022-2028E）.....	13
图表 26.石油供给格局.....	14
图表 27.全球原油产量.....	14
图表 28.俄罗斯及 OPEC 石油产量.....	14
图表 29.美洲石油产量及美国在全球份额占比.....	14
图表 30.OPEC+近五年减产计划调整时间点及内容.....	15
图表 31. OPEC+两次减产计划对比.....	15
图表 32.美国页岩油产量.....	16
图表 33.美国油井数.....	16
图表 34.美国战略石油储备.....	16

图表 35.全球油气上游资本开支与布伦特油价.....	17
图表 36.不同石油公司上游资本开支变化情况.....	17
图表 37.上游资本开支分布情况.....	18
图表 38.欧洲进口俄罗斯原油规模.....	18
图表 39.欧洲国家对俄罗斯原油的进口依赖度.....	18
图表 40.2021 年及 2022 年欧洲石油进口来源对比.....	19
图表 41.俄罗斯出口石油流向.....	19
图表 42.中国及印度从俄罗斯进口石油总量.....	20
图表 43.2022 年较 2021 年中国及印度从不同地区进口石油总量变化.....	20
图表 44.全球 GDP 实际增长率及预测（2010-2028E）.....	21
图表 45.世界及部分经济体工业生产指数（2010-2023）.....	21
图表 46.OECD 消费者信心指数（2020-2023）.....	21
图表 47.发达经济体与新兴经济体 GDP 实际增速及预测（2023-2025E）.....	21
图表 48.主要经济体 2023 年政策利率调整.....	22
图表 49.美元指数（2019-2024）.....	22
图表 50.能源安全相关的政策及文件.....	23
图表 51.我国海洋原油产量及国内原油总产量.....	24
图表 52.我国海洋与陆上天然气产量.....	24
图表 53.公司油气净探明储量区域分布情况.....	24
图表 54. 国内各区域油气资源禀赋情况.....	25
图表 55.中国海油历年勘探成果（2011-2023）.....	25
图表 56.中国海油 2023 年勘探主要工作.....	25
图表 57.中国海油资本开支情况（2015-2024E）.....	26
图表 58.中国海油油气产量目标（2015-2026E）.....	26
图表 59. 2024 年公司新项目建设进展.....	26
图表 60.中国海油历年石油与天然气产量（1997-2024Q1）.....	27
图表 61.中国海油历年石油产量（2011-2024Q1）.....	27
图表 62.中国海油历年天然气产量（2011-2024Q1）.....	27
图表 63.中国海油净证实储量.....	28
图表 64.中国海油油气储量寿命及储量替代率.....	28
图表 65.公司桶油主要成本（2011-2024Q1）.....	29
图表 66.公司桶油主要成本结构（2024Q1）.....	29
图表 67.公司桶油五项成本下降情况（2013 VS 2024Q1）.....	29
图表 68.公司桶油 DD&A 与资本开支、净证实储量的关联（2011-2023）.....	30
图表 69.公司桶油作业费用与油价关联（2011-2024Q1）.....	31
图表 70.同业公司桶油作业费用情况（2023）.....	31
图表 71.全球重点石油公司及油服公司人工智能发展战略对比.....	32
图表 72. 石油工业人工智能发展的应用现状与发展趋势.....	32
图表 73.中国海油集团部分数字化、智能化转型成就.....	33

图表 74.全球海上油气新增探明可采储量 (2010-2023)	34
图表 75.全球海洋油气勘探井数 (2010-2023E)	35
图表 76.全球海洋油气勘探开发投资 (2010-2023E)	35
图表 77.全球海洋油气获批项目单位开发成本 (2010-2023E)	35
图表 78.2023 年全球海洋油气主要的新建投产项目 (不含中国)	36
图表 79. 全球一次能源消费结构 (2000-2022)	37
图表 80.中国天然气年消费量与同比变化	37
图表 81.国内天然气探明储量与新增探明储量	37
图表 82.国内天然气产量迅速增长	37
图表 83.中国海油天然气储量增长 (2012-2023)	38
图表 84.中国海油天然气产量	38
图表 85.公司天然气售价与 NYMEX 天然气对比 (2015-2024Q1)	38
图表 86.公司天然气销售收入与同比增长趋势 (2015-2024Q1)	38
图表 87.全球风力发电装机容量及同比增长 (2012-2022)	39
图表 88.全球风能与太阳能装机容量预测 (2000-2050E)	39
图表 89.全球风力发电装机容量结构 (2012-2022)	40
图表 90. 中国风力发电装机容量 (2018-2022)	40
图表 91.中国海油的海上风电项目	40
图表 92.我国陆上与海上风力资源分布图 (70 米高度层)	41
图表 93.中国近海风电潜力分布图	41
图表 94.各省市海洋资源一体化开发倡议文件	41
图表 95.板块经营数据预测	43
图表 96. 可比公司估值对比	44
利润表(人民币 百万)	46
现金流量表(人民币 百万)	46
财务指标	46
资产负债表(人民币 百万)	46

一、国际领先的油气 E&P 公司

1.1 公司基本概况

中国海洋石油有限公司 (China National Offshore Oil Corporation, CNOOC Limited)，A 股简称中国海油 (上交所：600938.SH)，H 股简称中国海油石油 (港交所：0883.HK)，是中国最大的海上石油及天然气生产商，也是全球最大的独立油气勘探及生产集团之一。中国海油成立于 1999 年 8 月，于 2001 年 2 月在纽交所和香港联合交易所挂牌上市，2013 年在多伦多证券交易所挂牌上市，2021 年先后在纽交所和多伦多交易所退市，2022 年 4 月正式在 A 股上市。

图表 1. 中国海油发展历程



资料来源：公司官网，中银证券

国内海洋油气开采主力军。公司主要业务为石油和天然气的勘探、开发、生产及销售，处于石油石化产业链上游。国内海域的油气勘探与生产是公司的核心业务，其油气产区广泛分布于渤海、南海西部、南海东部和东海等区域，截至 2023 年底，国内海域的储量和产量分别达到约 40.49 亿桶油当量和 127.77 万桶油当量/天，分别占公司储量和产量的约 60% 和 69%。公司在国内陆上的业务，主要聚焦于陆上非常规天然气资源的勘探、开发、生产，截至 2023 年底，中国陆上的储量和产量分别占公司储量和产量的 2.0% 和 2.7%。在新能源领域，公司积极探索海上风电、CCUS 等新能源业务，首个海上风力发电项目于 2020 年 9 月并网发电。

图表 2. 中国海油主营业务



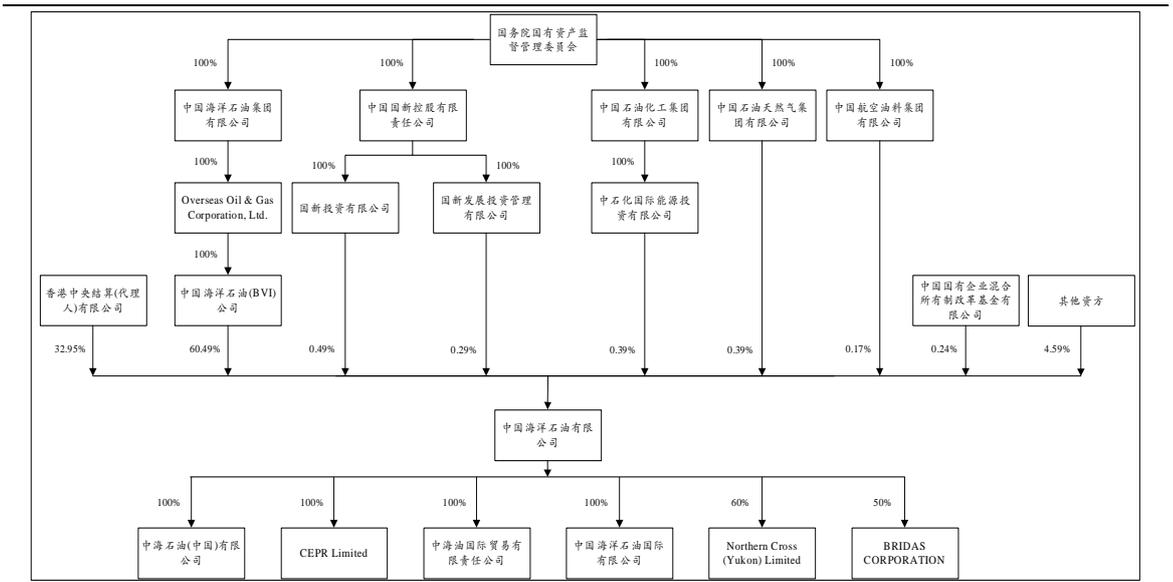
资料来源：公司官网，中银证券

深度全球化布局的国际油气巨头。20年来，公司持续开展海外并购，资产遍及美国、加拿大、巴西、圭亚那等世界二十多个国家和地区，在多个世界级油气项目持有权益。根据公司年报，截至2023年底，海外油气资产占公司油气总资产约44.6%，公司约40.3%的净证实储量和约31.2%的净产量来自海外。

石油石化行业代表性央企

红筹股架构，国资委实控。1999年8月，中国海洋石油集团有限公司（后简称“中国海油”）重组油气资产，以红筹股方式设立中国海油。截至2023年末，中国海油股权架构未发生重大变动，集团母公司中国海洋石油集团间接持有中国海油60.49%股权，国务院国有资产监督管理委员会为公司实际控制人。

图表 3.中国海油股权穿透图



资料来源：Wind，中银证券
注：股权数据截至2024年一季度末

1.2 油气生产及销售贡献主要营收，石油产量占比高于同业

油气销售为主要营收来源。中国海油从事石油和天然气的勘探、开发、生产及销售，主营业务包括油气销售和贸易两大板块，油气销售业务是公司的主要营收来源，2014-2022年油气销售的营收占比稳定在78%以上。2023年，油气销售板块实现营收3,278.67亿元，同比降低7.11%，占比78.70%；贸易板块实现营收793.08亿元，同比增长31.23%，占比19.04%；其他业务收入94.34亿元，同比增长6.71%，占比2.26%。2024年一季度，油气销售板块实现营收899.77亿元，同比增长21.3%，占营业收入的比例为80.72%。

图表 4.中国海油营收构成 (2013-2024Q1)



资料来源: 同花顺 iFinD 中银证券

注: 油气销售主要包括石油和天然气的销售。公司境内贸易业务收入主要来自于公司于中国境内在产品分成合同下销售归属于外国合作方的石油及天然气, 不属于与海油进出口同类的转口贸易业务

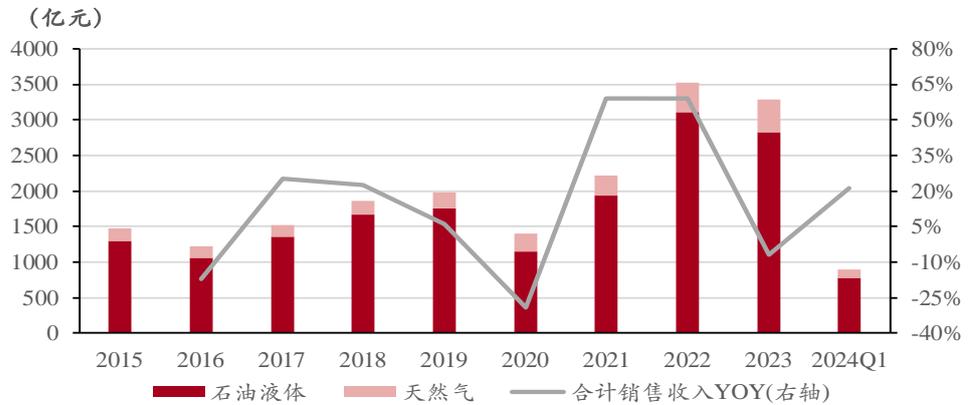
图表 5.中国海油营收结构 (2013-2024Q1)



资料来源: 同花顺 iFinD, 中银证券

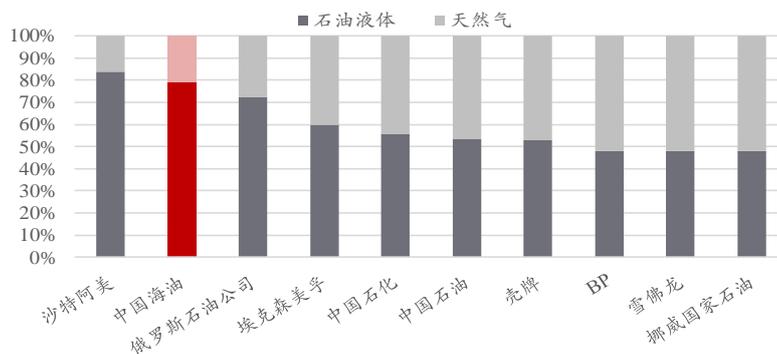
石油在油气销售收入占比近九成。中海油专注于海洋石油资源与非常规气的勘探开采, 石油的油气当量规模远高于天然气, 使得经营业绩与油价波动关联性更强。2023年, 公司的油气产量比例为8:2, 接近沙特阿美(8.5:1.5), 远高于中国石油(5:5)、埃克森美孚(6:4)、BP(5:5)、壳牌(5:5)、雪佛龙(5:5)、中国石化(5.5:4.5)等国内外油气公司。2015年以来, 石油销售收入在油气总销售收入中的占比在80%以上, 2023年石油销售收入占油气总销售收入的86%, 石油是影响公司业绩的核心产品。

图表 6.中国海油石油与天然气销售收入及同比变动 (2015-2024Q1)



资料来源: 公司年报, 中银证券

图表 7.2023年各公司油气产量结构



资料来源: 各公司年报, 中银证券

注: 各公司公告的油气产量的统计口径存在差异, 本报告统一整理, 石油液体包含原油和凝析油, 天然气包括天然气和乙烷; 本报告计算的油气产量包含了本公司、附属子公司及持股公司中的占有份额

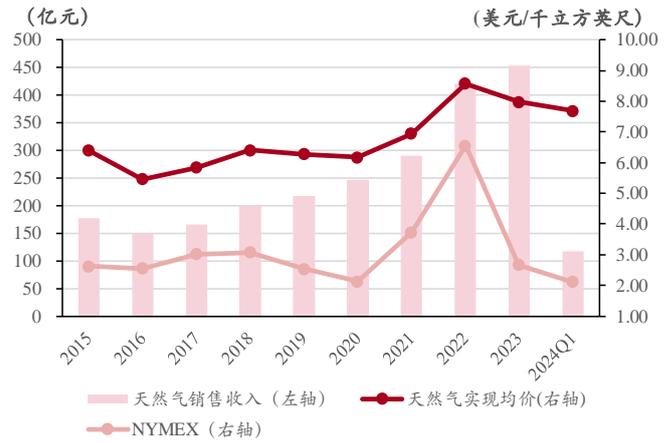
石油产销量持续增加，天然气销售收入稳步增长。2023年，公司实现油气销售收入3278.67亿元，同比下降7.11%，其中原油销售收入2824.47亿元，同比下降9.19%；天然气销售收入454.20亿元，同比增长8.35%。石油销售收入随油价呈现周期性波动，但得益于石油产销量稳步增长，抵抗油价波动的能力不断增强，呈现出低谷抗压、高峰跃起的独特属性。2016-2023年，全球天然气市场波动加剧，但公司天然气销售收入仍实现较高速增长，CAGR为17.29%。2024年一季度，公司实现油气销售收入899.77亿元，同比增长21.3%，其中石油销售收入782.03亿元，同比增长23.6%；天然气销售收入117.74亿元，同比增长7.9%。

图表 8.石油销售收入、售价与国际油价 (2015-2024Q1)



资料来源：公司公告，ICE，Wind，中银证券

图表 9.天然气销售收入、售价与国际气价 (2015-2024Q1)

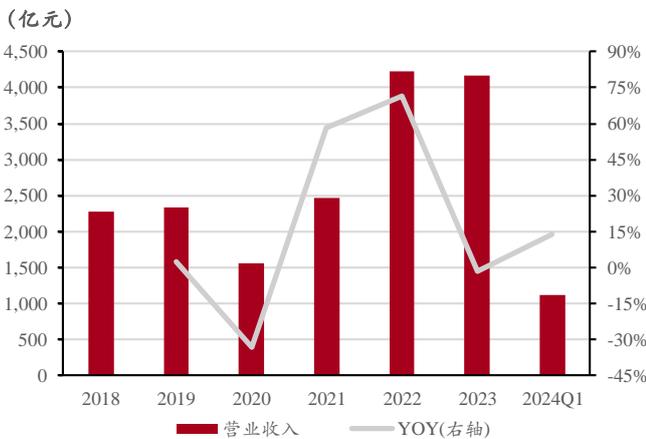


资料来源：公司公告，NYMEX，Wind，中银证券

1.3 经营业绩向好，分红政策稳定持续

国际油价维持中高位，公司业绩持续向好。2018年以来，公司营业收入整体呈上升趋势，2018-2023年CAGR为12.84%；2022年，公司在高油价的市场环境下，营业收入达到4,222.30亿元，创历史最高水平。在高油价背景下，公司盈利能力表现亮眼，2018-2023年归母净利润CAGR为18.65%。2022年归母净利润达到1,417.00亿元，同比增长101.51%，2023年国际油价回调至80美元/桶附近，油气行业景气度仍处高位，2023年公司营业收入维持在4,166.09亿元，同比微幅下滑1.33%；归母净利润达到1,238.43亿元，同比下降12.60%。2024年一季度，公司实现营业收入1,114.68亿元，同比增长14.08%；归母净利润达到397.19亿元，同比增长23.69%。

图表 10.公司历年营业收入 (2018-2024Q1)



资料来源：Wind，中银证券

图表 11.公司历年归母净利润 (2018-2024Q1)

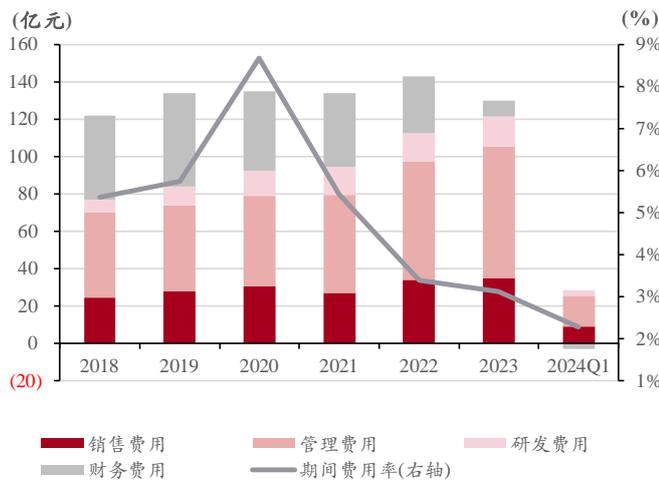


资料来源：Wind，中银证券

期间费用相对稳定。2018年以来，公司期间费用规模稳定维持在120至150亿元之间，2023年期间费用合计为129.64亿元，同比减少9.13%；依托降本增效的管理理念以及油价上涨的外部环境，期间费用率由2020年的8.67%降至2024年一季度的2.27%，降幅达6.40pct。与此同时，2018-2023年油气产量CAGR达到7.70%，2024年一季度，公司油气总净产量为180.1百万桶油当量，同比上升9.9%，期间费用规模为25.32亿元，同比增长1.28%；期间费用率为2.27%，同比下降0.29pct。期间费用增长远低于公司油气产量增长速度，展现出良好的管理效率与成本控制能力。

净资产收益率随油价波动。在低油价时期（2015年、2017年与2020年），公司ROE(摊薄)在5%左右浮动。而在中高油价时期（2018年、2019年及2021年至今），公司ROE(摊薄)稳定保持在10%以上的水平；公司ROE(摊薄)在2022年达到最高点23.73%，2023年虽然国际油价同比下滑，公司ROE(摊薄)依然达到18.58%，2024年一季度降至5.62%。

图表 12.期间费用规模与期间费用率（2018-2024Q1）



资料来源：同花顺iFinD，中银证券

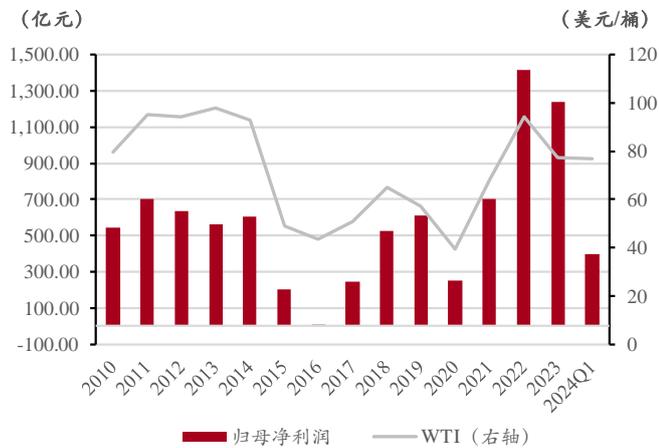
图表 13.ROE（摊薄）走势（2014-2024Q1）



资料来源：Wind，中银证券

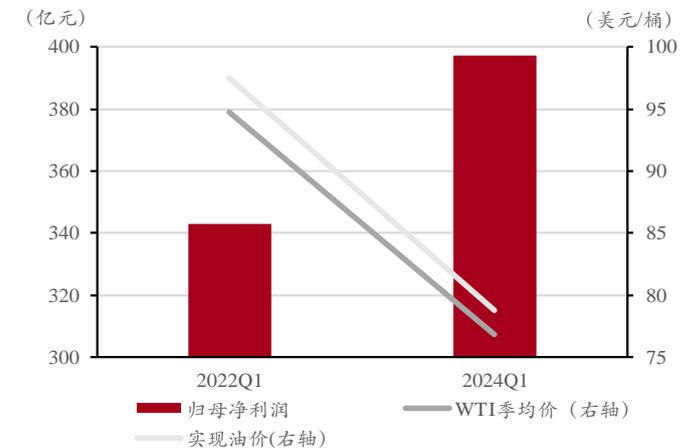
油价波动是影响公司经营业绩的重要因素。自中国海油1999年港股上市以来，国际油价经历了四轮涨跌大周期，作为油气生产企业，公司归母净利润波动与国际油价走势整体一致，在2022年油价高点，公司实现归母净利润1417.00亿元。通过增储上产、技术革新和管理效率提升，公司显著增强了抵御油价降低的能力。在2024年一季度，尽管国际油价每桶均价较2022年一季度降低约20美元，但公司归母净利润反而增长15.8%，达到397.19亿元。

图表 14.归母净利润与国际油价波动（2010-2024Q1）



资料来源：公司公告，同花顺iFinD，中银证券

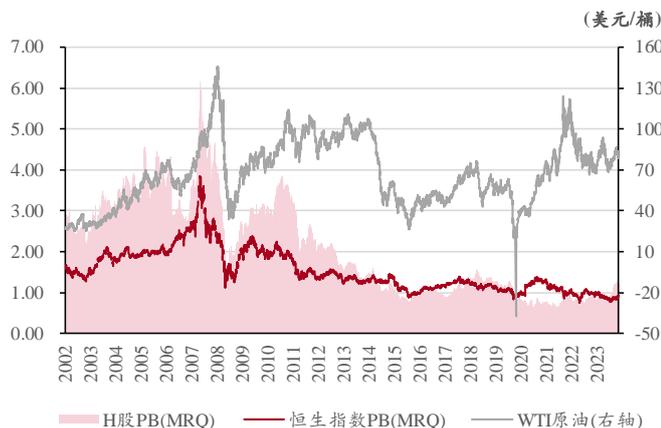
图表 15.2024Q1 与 2022Q1 油价与归母净利润对比



资料来源：公司公告，Wind，中银证券

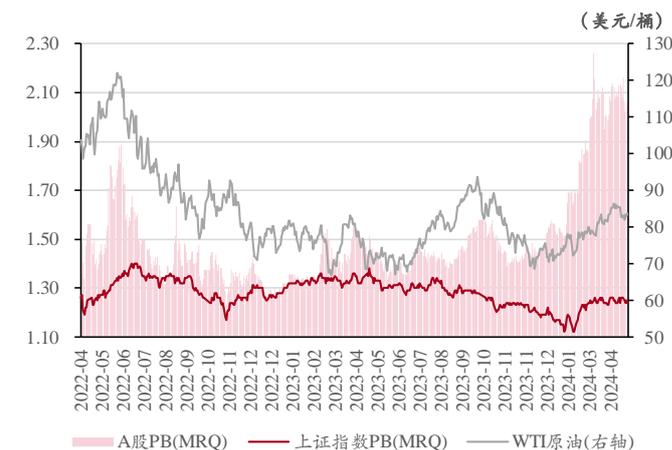
H 股公司市净率以 2011 年为界，呈现两阶段特征。2002-2011 年处于高估值区间，中国海洋石油 H 股市净率与油价走势基本一致，在 1.5 倍到 4 倍范围内波动，在 2007 年 10 月最高曾达到 6.16 倍。2012 年以来，H 股市净率与油价走势关联性减弱，估值重心整体下移，在 2015 年及 2020 年低油价时期跌至 0.7 倍附近，2022-2023 年基本稳定在 0.8 倍左右。2024 年，估值稳步修复至 1.2 倍以上。2022 年公司在 A 股上市，2022-2023 年，A 股市净率整体在 1.30-1.90 倍区间震荡。2024 年以来，市净率迅速拉升至 2 倍以上。

图表 16. 中国海油 H 股市净率走势 (2001-2024Q1)



资料来源：公司公告，同花顺 iFinD，中银证券

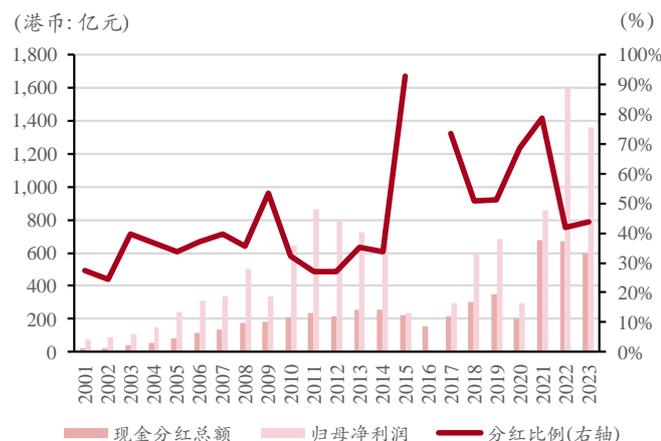
图表 17. 中国海油 A 股市净率走势 (2022-2024Q1)



资料来源：公司公告，同花顺 iFinD，中银证券

重视分红政策，保障股东收益。公司重视对投资者的分红回报，实行持续、稳定的利润分配政策，截至 2023 年底，公司上市 23 年累计分红 5,073 亿元港币，近五年平均分红比例约为 52.20%。2015 年至 2020 年间，公司在低油价时期仍坚持保障股东收益，平均分红比例达到 67.44%，平均股息率达到了 5.39%。2021 年以来油价回升，公司承诺，2022-2024 年全年股息支付率不低于 40%，且全年股息绝对值不低于每股 0.70 港元（含税）。2023 年拟派发末期股息每股 0.66 港元（含税），全年股息合计每股 1.25 港元（含税），派息比例约 43.6%，其中，A 股股息将以人民币支付，折算汇率按股东周年大会宣派股息之日前一周的中国人民银行公布的港元对人民币中间价平均值计算。

图表 18. 公司每股股利与分红比例 (2001-2023)



资料来源：公司公告，同花顺 iFinD，中银证券

注：2016 年分红比例为 2232.92%，因数字过大未在图中标注

图表 19. 公司每股股利与股息率 (2001-2023)



资料来源：公司公告，同花顺 iFinD，中银证券

注：2023 年股息率以 2024 年 4 月 1 日港股收盘价为基准计算

二、全球石油贸易体系重构，国际油价或中高位延续

2.1 国际油价的四轮大周期

自 2000 年以来，国际油价经历了四轮涨跌周期。第一轮周期为 2000 年至 2009 年 Q1，第二轮周期为 2009 年 Q2 至 2016 年初，第三轮为 2016 年年中至 2020 年初，2020 年 Q2 以来国际油价进入第四轮上涨周期。

图表 20. 布伦特与 WTI 原油价格走势 (2000-2024Q1)

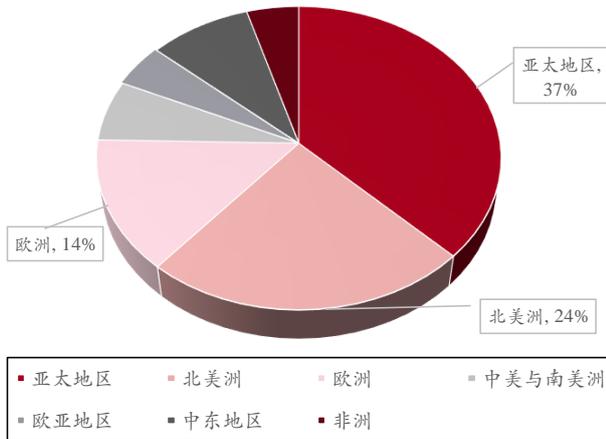


资料来源: ICE, Wind, 中银证券

2.2 需求端：增速放缓，但仍有提升空间

亚太地区为石油消费主力。根据 EIA 统计，2023 年世界石油消费量为 101 百万桶/天，其中亚太、北美、欧洲占世界石油消费总量的比重分别为 36.85%、24.27%、14.12%，亚太为石油消费量最大的地区。其中，中国与印度分别为世界第二大与第三大石油消费国，占世界总消费量的比重分别为 15.78% 与 5.26%。

图表 21. 2023 年世界石油消费区域结构



资料来源: EIA, 中银证券

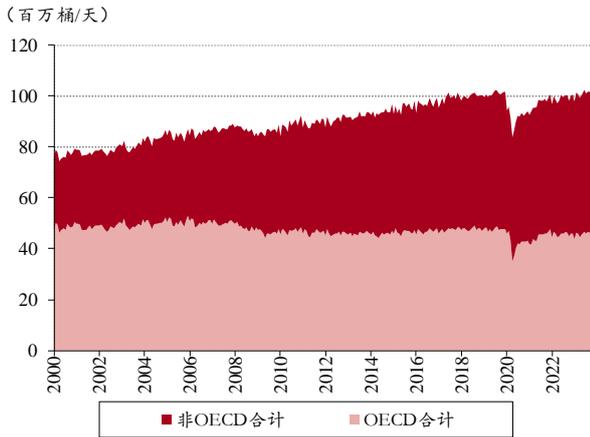
图表 22. 全球原油需求量



资料来源: OPEC, 同花顺 iFinD, 中银证券

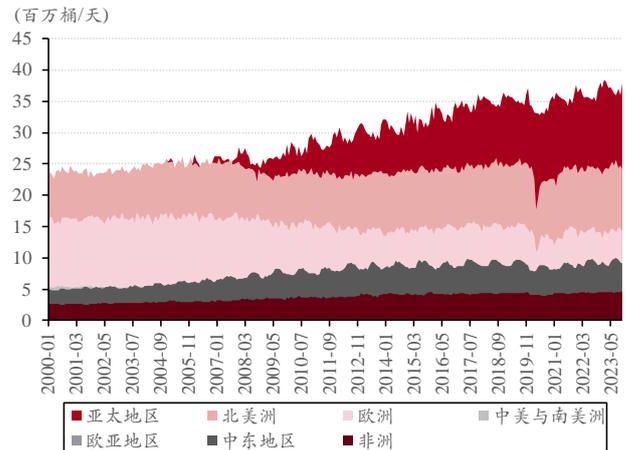
非 OECD 国家推动石油消费增长。 OECD 国家在能源结构相对成熟的基础上，不断降低化石能源在一次消费中的比重，根据 EIA 统计，2000 年 OECD 国家石油消费总量为 4,851 万桶/天，2022 年下降为 4,566 万桶/天，占总消费量比重由 62.96% 下降至 46.05%。非 OECD 国家则仍处于主要能源由煤向石油转型的进程中，2000 年到 2022 年，非 OECD 国家石油消费总量由 2,854 万桶/天增长至 5,349 万桶/天，增幅达 87.43%，消费占比也由 37.04% 提升至 53.95%。未来，非 OECD 国家的人口增长和经济发展，仍将成为全球石油需求增长的强劲动力。

图表 23. OECD 与非 OECD 国家石油需求量 (2000-2023)



资料来源: EIA, 中银证券

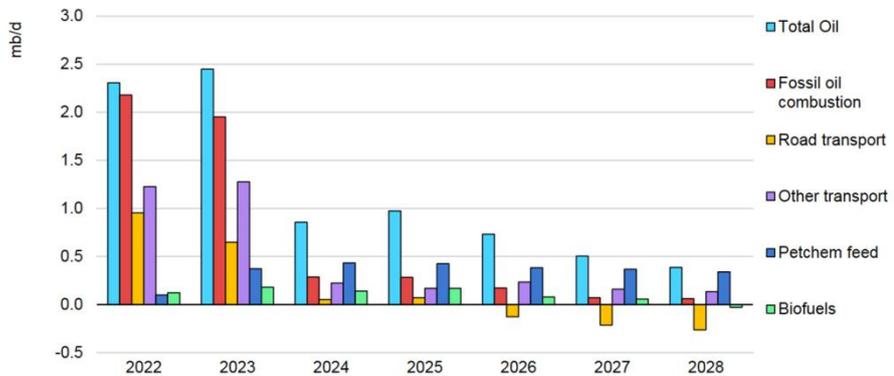
图表 24. 世界各地石油需求量 (2000-2023)



资料来源: EIA, 中银证券

图表 25. 石油终端需求增速及预测 (2022-2028E)

Annual oil demand growth, 2022-2028



IEA. CC BY 4.0.

Note: Fossil oil combustion is total demand minus feedstock use, other non-energy uses and biofuels consumed.

资料来源: IEA, 中银证券

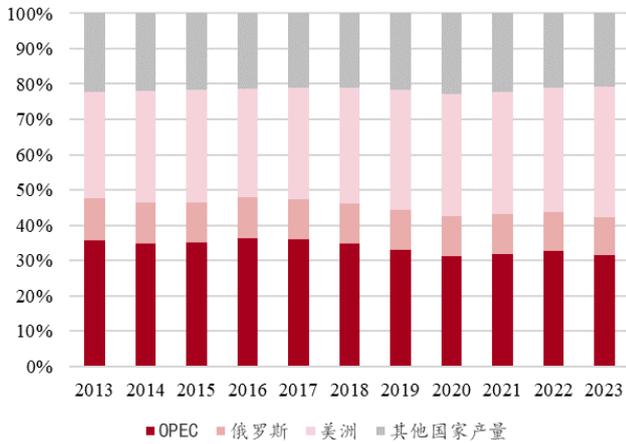
石油需求仍未达峰。 随着全球能源结构调整，石油在一次能源消费中的占比有所下降，但全球石油需求未来何时达峰依然存在不确定性。IEA 于 2023 年 6 月发布《Oil 2023: Analysis and forecast to 2028》，预测 2028 年全球石油需求将达到 1.06 亿桶/天，比 2022 年的水平增加 590 万桶/天。OPEC 则在 2023 年 10 月 9 日发布的《2023 世界石油展望》上调了对石油需求的预期，认为全球石油需求将于 2045 年达到约 1.16 亿桶/天的峰值。我们认为，石油的能源属性具有较强的刚性，新兴经济体对能源及石油的需求仍将继续增长，同时随着全球经济的发展，化工品消费量提升将成为石油需求增长的重要支撑，未来石油需求增速或放缓，但增长仍有空间。

2.3 供给端：2024 年石油供给或小幅增长

供应端，美洲、OPEC 和俄罗斯三足鼎立。国际石油供给结构保持相对集中，美洲、OPEC 和俄罗斯三方石油产量接近全球石油供给总量的 80%，2013 年，美洲、OPEC、俄罗斯的石油产量分别为 27.46 百万桶/天、32.66 百万桶/天、10.77 百万桶/天，占比分别为 30.08%、35.77%、11.79%，合计 70.88 百万桶/天，占比 77.64%；2023 年，美洲、OPEC、俄罗斯的石油产量分别为 37.66 百万桶/天、32.17 百万桶/天、10.76 百万桶/天，合计 80.58 百万桶/天，总占比为 79.14%。

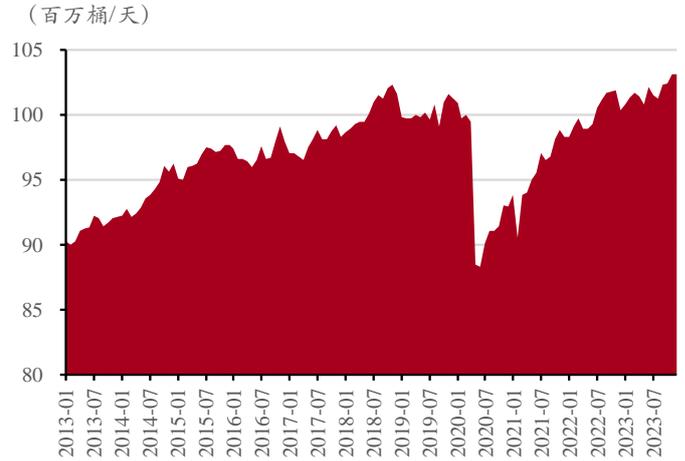
OPEC 及俄罗斯减产，美国增产。OPEC+ 在 2022 年 11 月份进入新一轮减产，2024 年 3 月，OPEC+ 成员国宣布将在原有的 2 百万桶减产产量基础上，将自愿减产幅度增至 2.16 百万桶/天，实际减产幅度达减产前产量的 7.5%。其中，俄罗斯计划在第二季度将其石油产量和出口量合计额外削减 0.47 百万桶/天。美洲方面，以美国为首的美洲地区产量持续上升，市场份额有所提升。2023 年 12 月，美洲地区的石油和其他液体总产量为 39.00 百万桶/天，相较于 2013 年 1 月产量增长了 12.66 百万桶/天，增幅 48.45%，其中，美国占世界总产量的份额明显提升，由 2013 年 1 月的 12.9% 增长至 2023 年 12 月的 21.9%。总体来看，截至 2023 年 12 月，全球石油总产量增长至 103.1 百万桶/天。我们认为，受地缘冲突长期化和 OPEC 减产力度持续加大等因素影响，2024 年全球石油总产量的实际增量或相对有限。

图表 26.石油供给格局



资料来源：EIA，中银证券

图表 27.全球原油产量



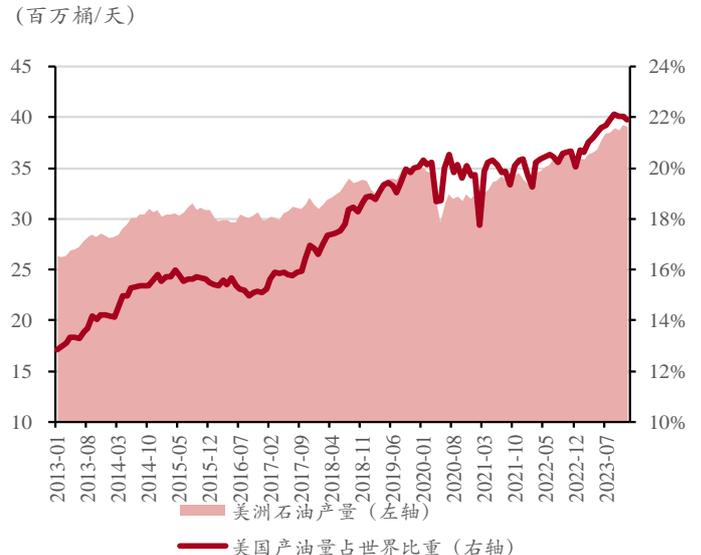
资料来源：EIA，中银证券

图表 28.俄罗斯及 OPEC 石油产量



资料来源：EIA，中银证券

图表 29.美洲石油产量及美国在全球份额占比



资料来源：EIA，中银证券

OPEC+减产时间及力度超预期

2020-2022年，OPEC+减产计划有序执行。2020年4月，OPEC+启动大幅减产，减产前石油总产量为45.42百万桶/天。OPEC+以2018年10月的32.90百万桶/天为配额基准，减产计划分为三个阶段，2020年5月至7月减产970万桶/天，2020年7月至12月减产770万桶/天，2021年1月至4月减产720万桶/天，OPEC+总产量水平降至39.54百万桶/天，降幅达12.95%。2021年4月起OPEC+进入增产周期，至2022年9月，OPEC+原油供应量达到44.85百万桶/天，接近2020年4月减产前水平。

2022年10月，OPEC+启动新一轮减产。当月，OPEC+成员国以2022年8月的产量为基准，减产200万桶/天；2023年4月，包括沙特阿拉伯、俄罗斯在内的OPEC+九国宣布额外自愿减产166万桶/天；2023年11月，加蓬退出自愿减产计划，其他八国以2024年计划产量为基准，上调额外自愿减产幅度至200万桶/天。

2024年自愿减产持续。2024年3月，自愿减产额度下调至216万桶/天，将至少持续至2024年6月。2024年4月，OPEC+原油供应量为41.43百万桶/天，相比减产前（2022年9月）已降低7.63%。据IEA统计，2024年1月至4月，沙特阿拉伯、阿联酋等五国的减产执行力度不及预期，OPEC+的实际产量高于配额，差额大致在40~50万桶/天之间。

图表 30.OPEC+近五年减产计划调整时间点及内容



资料来源：OPEC，中银证券

图表 31. OPEC+两次减产计划对比

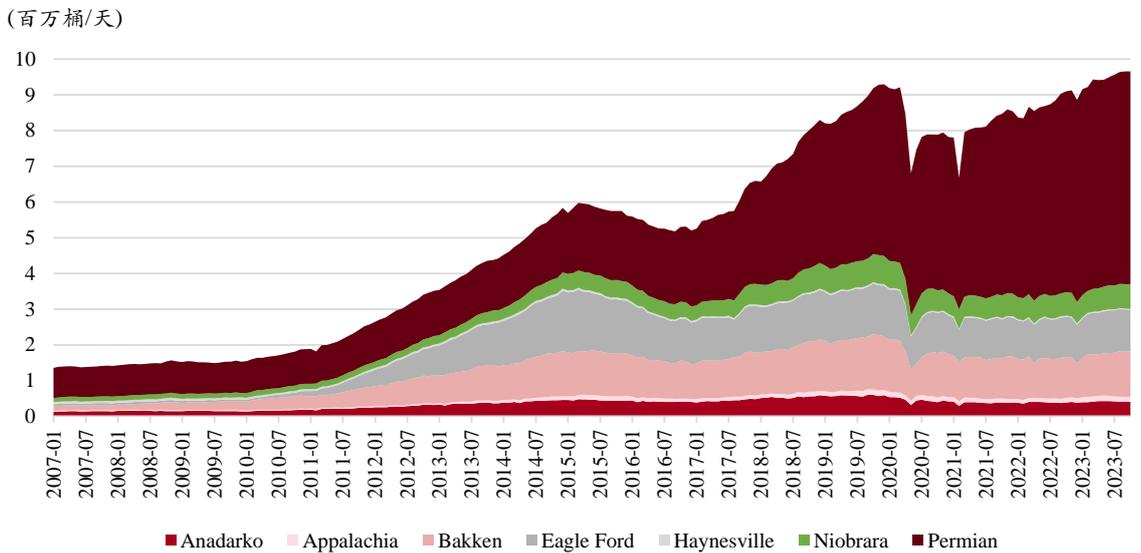
(万桶/天)	2023年4月减产基准 (2022年8月要求产量)	2023年4月 减产配额	2023年11月减产基准 (2024年计划产量)	2023年11月 减产配额
沙特阿拉伯	1,100.4	50	1,047.8	100
伊拉克	465.1	21.1	443.1	22.3
阿拉伯联合酋长国	317.9	14.4	321.9	16.3
科威特	281.1	12.8	267.6	13.5
哈萨克斯坦	170.6	7.8	162.8	8.2
阿尔及利亚	105.5	4.8	100.7	5.1
阿曼	88.1	4	84.1	4.2
俄罗斯	1,100.4	50	982.8	50
加蓬	18.6	0.8	17.7	0
总计	3647.7	165.7	3,428.5	219.6

资料来源：OPEC，中银证券

美国页岩油产量增长或遭遇瓶颈

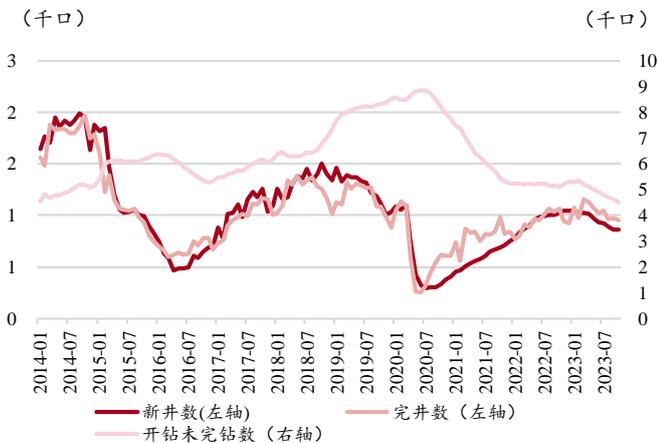
库存井快速消耗，战略石油储备进入补库时期。2020年以来，美国DUC油井被持续快速消耗，同时新井数连续小于完井数，库存井存量得不到补充，截至2023年10月，DUC油井数量已降至历史低点，根据EIA的统计数据，2023年10月，美国页岩油产量增长至965.78万桶/天，已超过新冠疫情前最高水平，但是在库存井快速消耗的背景下，美国页岩油未来的增产潜力或遭遇瓶颈。库存方面，自2021年下半年以来，美国为缓解供给紧张和打压油价多次释放战略石油储备，2021年11月，拜登政府宣布释放5000万桶；2022年3月，国际能源署宣布释放6000万桶石油储备，其中美国承诺释放3000万桶。此外，2022年3月底，美国宣布从5月起，每天从战略储备中释放100万桶石油，持续时间为6个月，以帮助降低油气价格并抵抗通胀，合计释放约1.8亿桶战略油储。2023年2月14日，美国政府重新启动抛储计划，从战略石油储备中再释放2600万桶。2023年6月，美国战略石油储备降至1990年以来最低点，仅剩3.47亿桶。未来，美国战略石油储备或进入补库阶段。综合来看，库存井消耗或抑制页岩油未来增产潜力，同时美国战略石油补库需求增加，我们预计未来美国对全球石油市场的供给增量或减缓。

图表 32.美国页岩油产量



资料来源：EIA，中银证券

图表 33.美国油井数



资料来源：EIA，中银证券

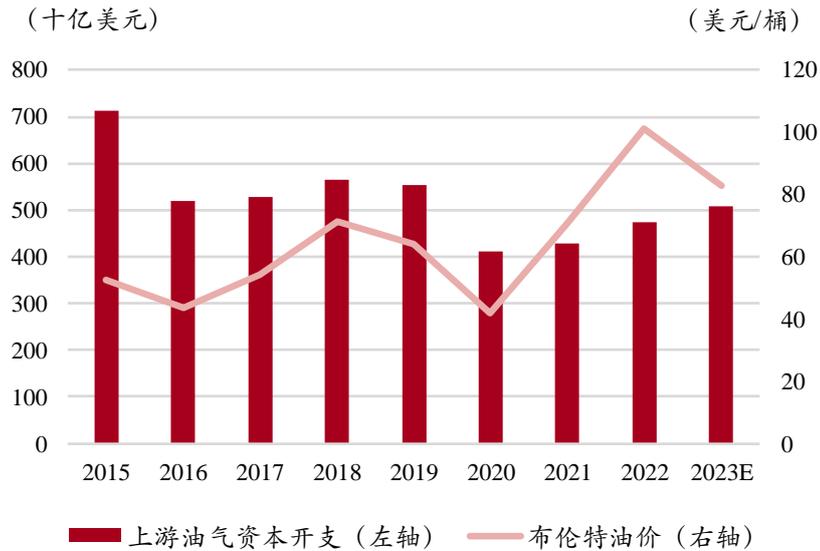
图表 34.美国战略石油储备



资料来源：EIA，中银证券

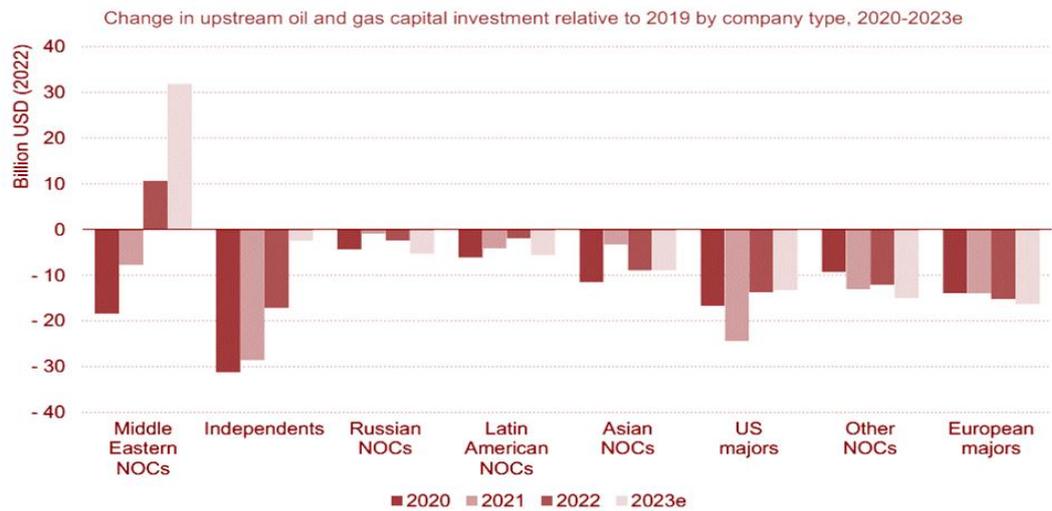
全球油气上游资本开支乏力，且新增投资集中在已有项目。2020年受全球公共卫生事件冲击，油价大幅下跌，全球油气行业上游资本支出缩减至4110亿美元，同比减少25.95%。2022年，上游资本开支较2020年仅增加630亿美元，涨幅仅15.33%，且远低于2019年水平。分地区来看，目前仅有中东国家石油公司的上游资本开支超过了疫情前水平，其它地区石油公司支出仍远低于2019年水平，其中欧洲地区上游资本开支甚至呈现逐年下跌态势。此外，根据IEA测算，油气公司对新油田的投资虽然恢复了上升趋势，但大部分上游资本支出仍用在现有油田稳产上。根据IEA预测数据，2023年全球上游资本开支将预计增加7%，达到5000亿美元，但是其中一半的增长量将被成本上涨所冲抵，因此上游资本开支增长带来的增储上产效果或相对有限。

图表 35.全球油气上游资本开支与布伦特油价



资料来源: IEA, wind, 中银证券

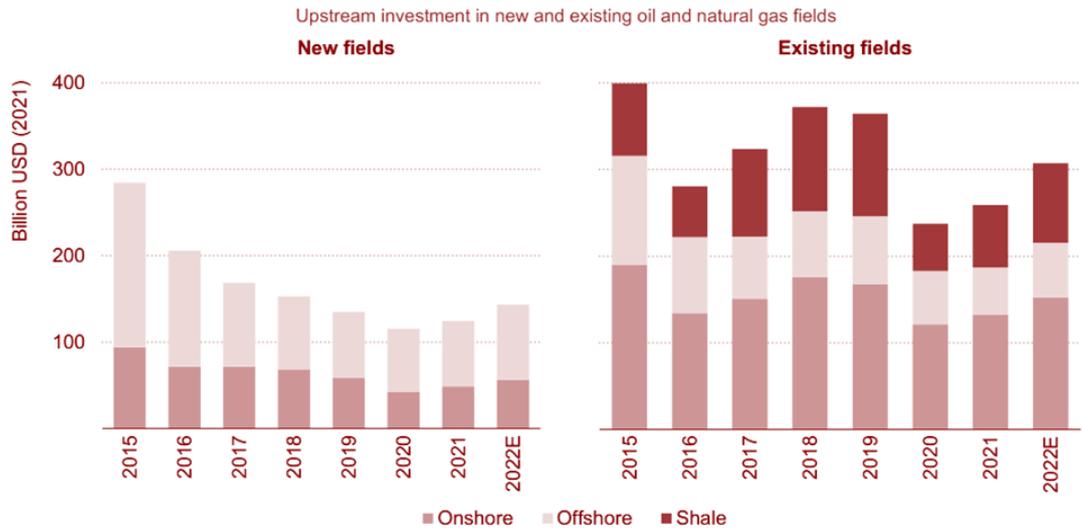
图表 36.不同石油公司上游资本开支变化情况



资料来源: IEA, 中银证券

注: 2020~2023E, 以2019年为基准

图表 37.上游资本开支分布情况



资料来源: IEA, 中银证券

2.4 全球石油贸易格局正在重塑

受俄乌冲突影响，欧盟对俄罗斯实行多轮制裁，俄罗斯超五成石油出口遭受限制。俄罗斯是全球能源市场的主要参与者。2021年，俄罗斯原油和凝析油产量达到1050万桶/天，占世界总供应量的14%。同时，俄罗斯也是仅次于沙特阿拉伯的第二大石油出口国，2021年，俄罗斯向世界各国出口原油470万桶/天，其中240万桶/天流向欧洲。俄乌冲突爆发后，西方国家积极推动对俄罗斯的经济制裁，其中美国和欧盟国家陆续宣布了针对俄罗斯石油的进口禁令，从法律上禁止从俄罗斯进口能源产品。2022年6月，欧盟宣布了对俄罗斯的第六轮制裁，将逐步削减75%的俄罗斯石油进口，2022年底前将扩大至90%。2022年12月，欧盟和七国集团发布了对俄罗斯石油出口的限价令，将俄罗斯石油价格限制在60美元/桶以下。西方国家各种制裁手段对俄实施后，俄罗斯石油出口受到打压，世界石油贸易格局发生明显变化。

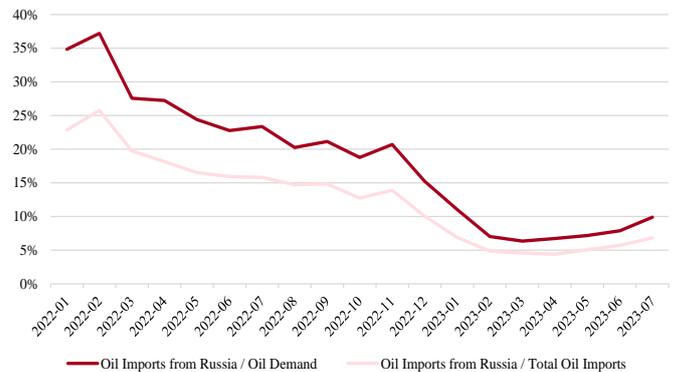
欧洲石油进口转向美洲及中东。根据IEA数据，2021年欧洲国家从俄罗斯进口石油平均330万桶/天，占俄罗斯当年石油出口总量的45.8%。2023年欧洲国家从俄罗斯进口石油缩减至平均60万桶/天，较2021年减少270万桶/天，降幅达82%。2024年，欧洲国家从俄罗斯原油进口规模继续下降，截至2024年1月，欧洲对俄油进口量为40万桶/天，较2023年平均水平减少20万桶/天，减幅为50%。欧洲国家对俄罗斯原油的进口依赖度大幅降低，据IEA测算，欧洲对俄油的进口依赖度已由俄乌冲突爆发前（2022年1月）的34.8%减少至9.9%，降幅约为25pct。欧洲国家对俄油进口减少部分，主要由美国、中南美洲、中东以及西非等地区国家的原油出口弥补，以上四个地区2022年对欧洲出口原油较2021年分别增长26.3百万吨、11.6百万吨、17.2百万吨和7.8百万吨。

图表 38.欧洲进口俄罗斯原油规模



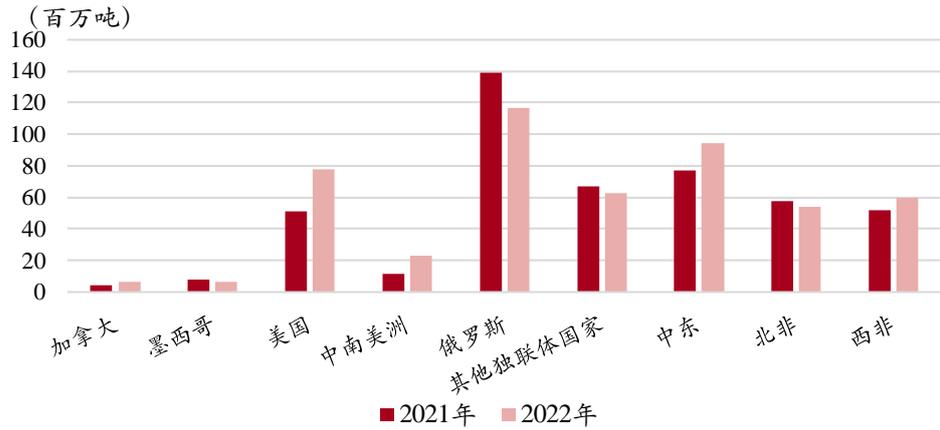
资料来源: IEA, 中银证券

图表 39.欧洲国家对俄罗斯原油的进口依赖度



资料来源: IEA, 中银证券

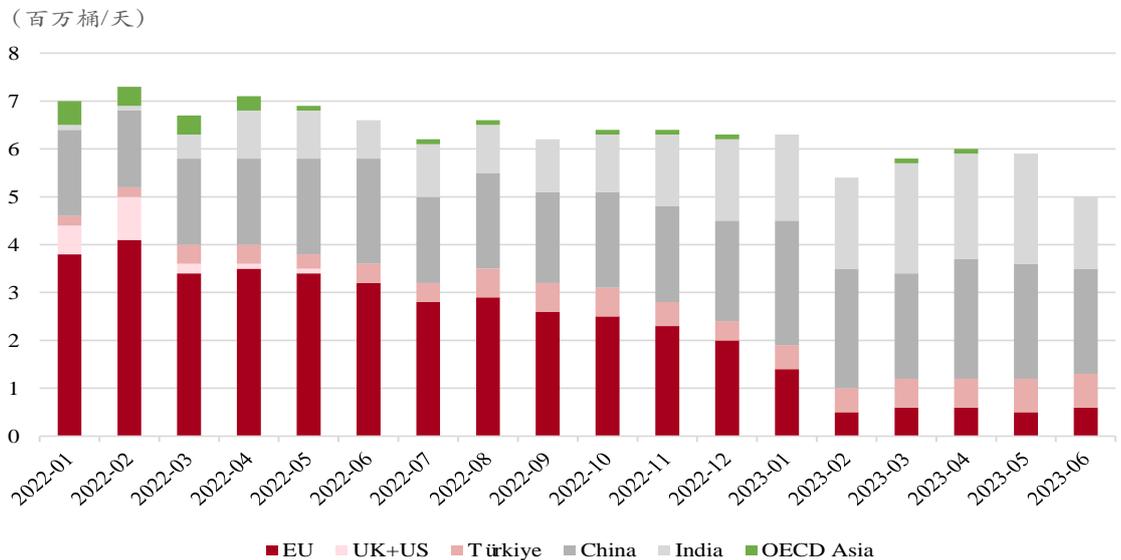
图表 40.2021 年及 2022 年欧洲石油进口来源对比



资料来源: BP, KPMG, 中银证券

俄罗斯原油出口转向亚太地区。2021 年,俄罗斯出口至亚洲和欧洲地区的石油份额分别为 37%、53%,2022 年俄罗斯出口至亚洲的石油份额由 37% 增长至 49%,出口至欧洲地区的原油份额则由 53% 减少至 44%。2023 年 2 月欧盟进一步禁止经海运进口俄罗斯石油产品,2023 年 6 月俄罗斯至欧盟地区的石油出口规模仅剩 60 万桶/天,仅占俄罗斯当月石油出口量的 8%;而俄罗斯被欧洲市场挤出的石油份额主要被中国和印度吸纳,6 月俄罗斯出口至中国和印度地区的石油总规模为 370 万桶/天,占俄罗斯当月石油出口量的 51%,相较于 2022 年 1 月增长了 27pct。分开来看,截至 2023 年 6 月,中国进口俄罗斯石油规模由 2022 年 2 月的 160 万桶/天增长至 220 万桶,涨幅 37.5%;印度进口俄罗斯原油规模由 2022 年 2 月的 10 万桶/天增长至 150 万桶/天,最高点时达到 230 万桶/天,增长 22 倍。

图表 41.俄罗斯出口石油流向



资料来源: IEA, 中银证券

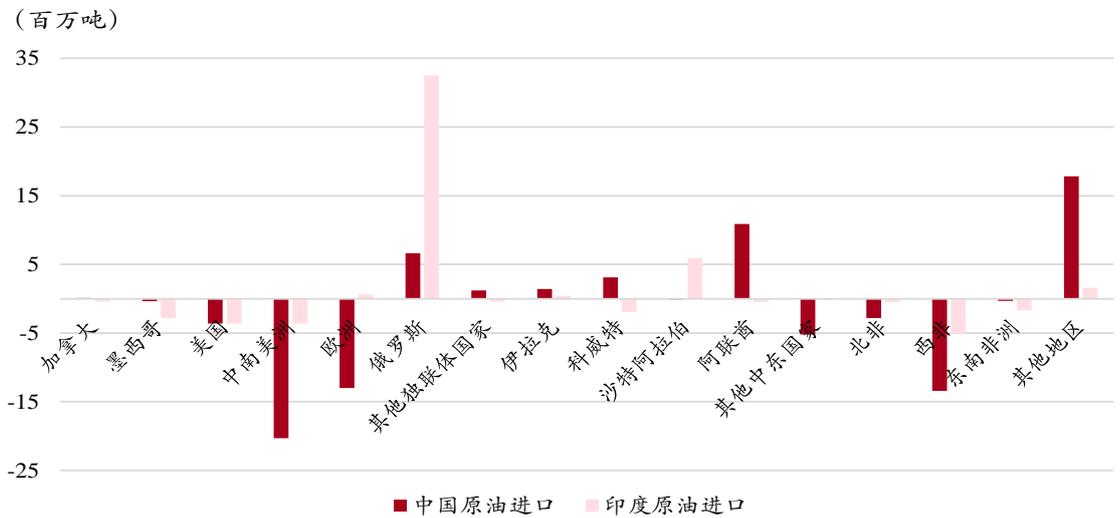
图表 42. 中国及印度从俄罗斯进口石油总量



资料来源: IEA, 中银证券

俄乌冲突引致全球石油贸易结构重塑。俄乌冲突爆发后, 欧洲国家对俄实施经济制裁, 俄罗斯出口至欧洲的石油总量迅速减少, 而被欧洲市场挤出的俄罗斯石油出口份额则主要转移至亚洲, 中国和印度进口的俄罗斯石油总量迅速提升, 整体来看, **俄罗斯石油出口呈现出东增西减趋势。**而 2021 年至 2022 年印度和中国石油进口总量增幅有限, 从俄罗斯进口石油总量的提升则挤出了部分美国、中南美洲、非洲等地区对中印两国的石油出口。**被挤出亚洲市场的美国、中南美洲、非洲石油最终又流向欧洲市场,** 全球石油贸易流向发生明显变化, 俄乌冲突对全球能源贸易体系或形成长久冲击, 国际石油供应链正在重塑, 国际油价波动幅度或加大。

图表 43. 2022 年较 2021 年中国及印度从不同地区进口石油总量变化



资料来源: BP, 中银证券

2.5 宏观方面：全球经济增长动力放缓，美元指数或回落

2024 年，全球经济平稳复苏。全球经济从公共卫生安全事件、乌克兰危机等负面因素中缓慢复苏并展现出韧性, 但高利率与高通胀导致需求疲弱, 需求端下行压力可能大于生产端。从生产端看, 全球供应链持续恢复, 世界工业生产指数缓慢回升, 生产形势略有好转; 从需求端看, 随着高利率和高通胀持续, 内需增长动力疲弱, 各国消费者信心指数处于低位。根据 IMF 报告, 2023 年全球 GDP 实际增速为 3.21%, 2024 至 2025 年预计将继续以 3.2% 的速度增长。

图表 44.全球 GDP 实际增长率及预测 (2010-2028E)



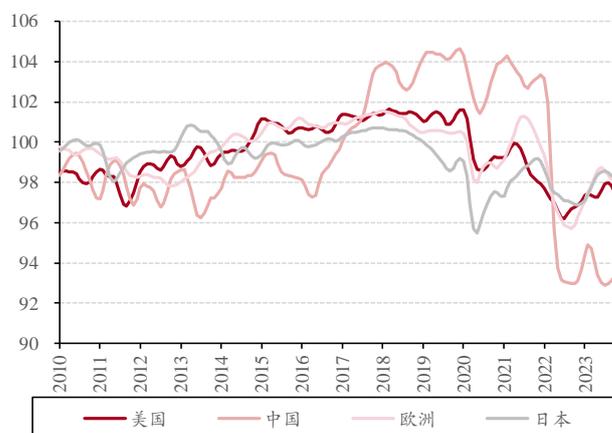
资料来源: IMF, 中银证券

图表 45.世界及部分经济体工业生产指数 (2010-2023)



资料来源: 荷兰统计局, 中银证券

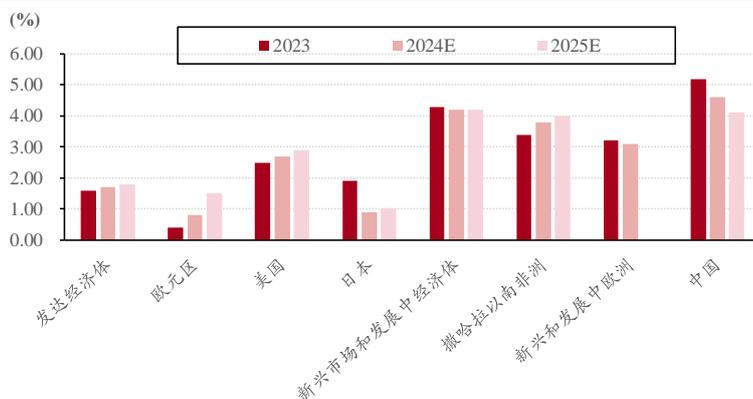
图表 46.OECD 消费者信心指数 (2020-2023)



资料来源: OECD, 中银证券

发达经济体经济增速预计加快, 新兴经济体经济增长小幅放缓。据 IMF 预测, 发达经济体的经济增速预计从 2023 年的 1.6% 上升至 2025 年的 1.8%, 同时新兴市场和发展中经济体的增速预计从 2023 年的 4.3% 下降至 2024 年和 2025 年的 4.2%。

图表 47.发达经济体与新兴经济体 GDP 实际增速及预测 (2023-2025E)



资料来源: IMF, 中银证券

加息步伐放缓，美元指数有望回落。主要经济体央行实施的紧缩货币政策取得一定成效，美国通货膨胀率由2023年1月6.4%降至11月3.1%，2023年美联储加息的步伐有所放缓，同时经济下行压力逐渐增大，制造业与工业生产疲软的状态下，私人消费对经济的支撑也大幅削弱，2023年12月，美联储宣布第四次暂停加息。短时间内由于通胀反弹的风险仍然存在，利率或仍维持高位，未来随着经济下行压力加大，各央行政策可能再做调整，美元指数有望回落。

图表 48.主要经济体 2023 年政策利率调整

美国	加息	欧洲央行	加息	英国	加息	中国	降息
2023年2月	25bps	2023年2月	50bps	2023年2月	50bps	2023年6月	10bps
2023年3月	25bps	2023年3月	50bps	2023年3月	25bps	2023年8月	10bps
2023年5月	25bps	2023年5月	25bps	2023年5月	25bps		
2023年7月	25bps	2023年6月	25bps	2023年6月	50bps		
		2023年7月	25bps	2023年8月	25bps		
		2023年9月	25bps				
总计	100bps	总计	200bps	总计	175bps	总计	20bps

资料来源：FED, ECB, BOE, 中银证券

图表 49.美元指数 (2019-2024)



资料来源：Wind, 中银证券

2.6 国际油价 2024 年有望维持中高位

国际油价受供需关系、全球经济宏观环境、货币政策及地缘政治冲突等因素多重影响，短期来看，OPEC+本轮减产力度超预期，美国页岩油受生产成本增加、DUC 井快速消耗等因素制约，增产空间受限，同时，当前油气行业资本开支不足，石油产量整体提升缓慢，供应偏紧的局面仍将持续，长期来看，新兴经济体的石油需求仍将继续增长，同时随着全球经济的发展，化工品消费量提升将成为石油需求增长的重要支撑，但随着全球能源结构调整，未来石油需求增速或放缓。宏观方面，全球经济发展具有韧性，但增长动力回落，新兴经济体将成为未来全球经济增长的重要引擎，同时主要经济体通胀压力仍存，但回落趋势相对确定，紧缩货币政策或逐渐放缓甚至转向。综上所述，我们预计 2024 年国际油价或在 70-90 美元/桶的区间震荡。

三、立足海洋油气，资源禀赋优异

3.1 海洋油气资源丰富 且仍处于发展早期

能源安全备受重视，油气自给率仍需提升。2020年发布的《新时代的中国能源发展》中提出，要继续提升油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力；2021年，财政部等部门联合发布《“十四五”期间能源资源勘探开发利用进口税收政策》，提出要通过税收优惠加强国内油气勘探开发和支持天然气进口利用；2021年及2022年《能源工作指导意见》均指出要保障能源安全稳定供应，2022年《政府工作报告》中更是将能源安全与粮食安全视为同等重要，对我国能源行业发展提出更高要求。

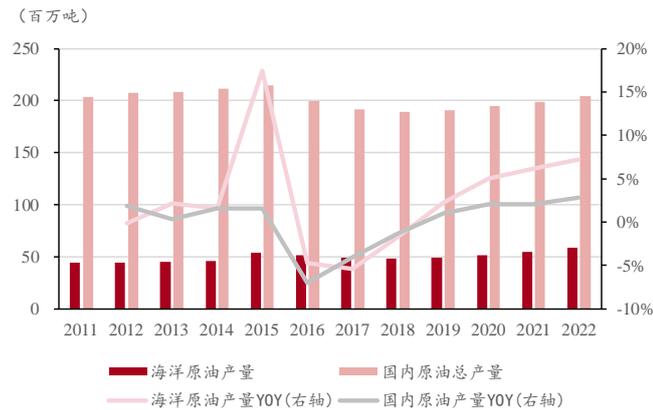
图表 50.能源安全相关的政策及文件

发布时间	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》	推进煤炭清洁高效利用，提升油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力
2021年3月12日	国务院发展改革委	《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》	夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系
2021年4月12日	财政部、海关总署、税务总局	《“十四五”期间能源资源勘探开发利用进口税收政策》	完善能源产供储销体系，加强国内油气勘探开发，支持天然气进口利用
2021年4月19日	国家能源局	《2021年能源工作指导意见》	以能源高质量发展为主题，保障能源安全稳定供应，推进能源低碳转型，推进能源科技创新，深化能源体制机制改革
2022年1月29日	国家发展改革委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	增强能源供应链安全性和稳定性，加快构建清洁低碳、安全高效的能源体系，加快建设能源强国
2022年3月5日	国务院新闻办公室	《2022年政府工作报告》	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
2022年3月17日	国家能源局	《2022年能源工作指导意见》	深入落实能源安全新战略，统筹能源安全和绿色低碳转型，深入落实碳达峰行动方案，着力壮大清洁能源产业，着力提升能源产业链现代化水平
2022年5月14日	国家发展改革委、国家能源局	《促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	创新新能源开发利用模式、加快构建适应新能源占比、深化新能源领域“放管服”改革、支持引导新能源产业健康有序发展
2023年2月27日	国家能源局	《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023-2025年）》	大力提升油气勘探开发力度，加强能源产供储销体系建设，助力油气在新型能源体系中发挥更大作用，推动油气行业增智扩绿
2023年3月28日	国家能源局	《加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》	推动数字技术与能源产业发展深度融合，加强传统能源与数字化智能化技术相融合的新型基础设施建设，促进能源数字经济和绿色低碳循环经济发展，为积极稳妥推进碳达峰碳中和提供有力支撑

资料来源：中国政府官网，中银证券

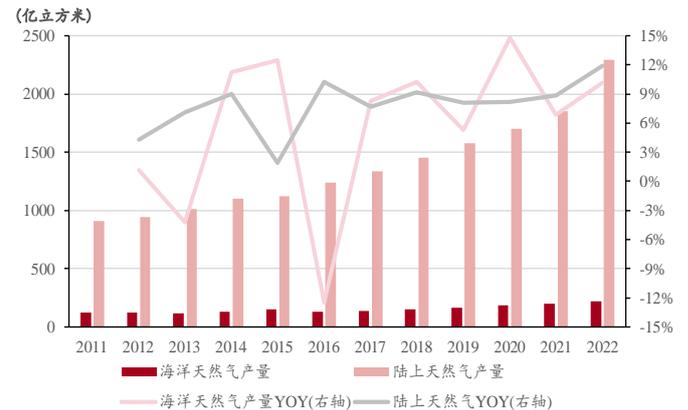
海上油气资源丰富，勘探开发潜力大。根据全国第四次油气资源评价（2016），海上石油及天然气剩余可采储量分别约占中国石油及天然气剩余技术可采储量的34%和52%，海洋是中国未来油气勘探开发和生产发展的重要接替区。从产量来看，海上油气产量持续增长，2020-2022年海洋原油增量在国内原油产量增量中的贡献逐年扩大，占比分别为63%、79%、69%；海上天然气勘探开发尚处于初期阶段，产量增速波动较大，但自2019年以来年复合增长率仍保持在10%以上，未来发展前景广阔。根据中国海油招股说明书的统计数据，截至2020年，中国海洋油气探明程度相对偏低，石油和天然气资源探明程度仅为23%和7%。总体而言，我国海洋油气资源雄厚，海洋油气勘探开发尚处于早中期阶段，未来海上油气增储上产潜力大。

图表 51.我国海洋原油产量及国内原油总产量



资料来源: wind, 自然资源部, 中银证券

图表 52.我国海洋与陆上天然气产量



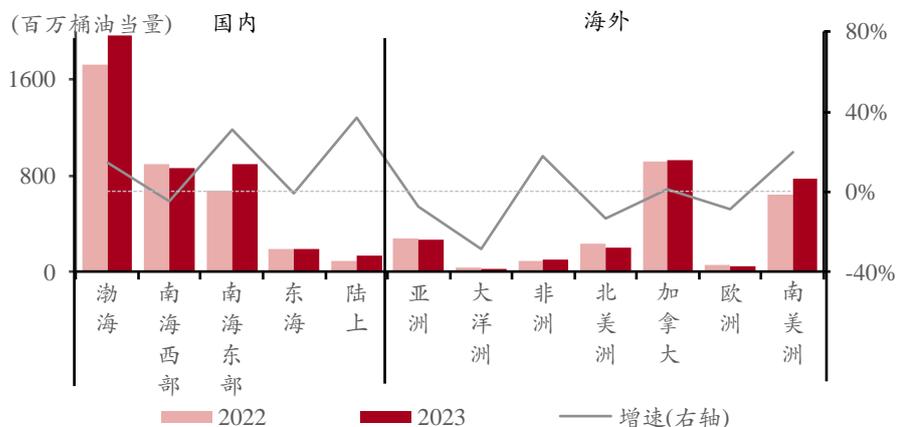
资料来源: wind, 自然资源部, 中银证券

3.2 公司立足海洋油气，掌握优质资源

主导中国海域油气资源开发，渤海油田为核心产区。中国海油是中国海域最主要的石油和天然气生产商，根据公司 2022 年招股说明书数据，截至 2020 年末，中国海油在中国海域拥有油气探矿权 239 个，面积约 130 万平方公里，占比超过中国海域总探矿权数量和面积的 95%，而且相比美国墨西哥湾等其他产量丰富的近海勘探区，中国海域勘探程度还较低，未来发现油气新资源的潜力广阔。截至 2023 年底，公司国内油气储量合计约 67.8 亿桶油当量，其中渤海油田主产重油，南海油田主产轻质油与中质油，二者储量大致相当。渤海油田为公司产量最高、规模最大的第一大原油生产基地，净探明油气储量达 1,968.4 百万桶油当量，占国内总储量的 48.62%，2023 年储量增长 14.4%，占国内总增量的 45.6%。

海外业务实现全球化布局，美洲为重要业务支点。公司主要采用与资源方签署石油合同或者直接从有权部门取得许可证等方式，获取勘探、开发、生产和销售油气的权利。中国海油在多个世界级油气项目持有权益，已逐步形成了全球范围的油气资产布局，上游资产遍及世界二十多个国家和地区，包括印度尼西亚、澳大利亚、尼日利亚、伊拉克、乌干达、阿根廷、美国、加拿大、英国、巴西、圭亚那、俄罗斯和阿联酋等。截至 2023 年底，公司海外油气储量合计 2353.6 百万桶油当量，其中加拿大、南美洲、亚洲（不含中国）为主要资源区块，净探明储量分别达 931.8、776.0、264 百万桶油当量。

图表 53.公司油气净探明储量区域分布情况



资料来源: 公司公告, 中银证券

注: 在海外储量计算中, 亚洲不包含中国, 北美洲不包含加拿大

图表 54. 国内各区域油气资源禀赋情况

区域	作业区域	油气类型	储量 (百万桶油当量)	储量占比 (%)	产量 (万桶油当量/天)	产量占比 (%)
渤海	10 米至 30 米	重油	1,968.4	30.74	59.98	33.29
南海西部	40 米至 1,500 米	轻质油和中质油	861.9	13.46	22.16	12.30
南海东部	100 米至 1,500 米	轻质油和中质油	892.6	13.94	37.52	20.83
东海	90 米左右	/	192.8	3.01	3.12	1.73
陆上	沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘	非常规天然气	133.2	2.08	4.99	2.77

资料来源：公司公告，中银证券

注：储量为净探明储量，单位为百万桶油当量；产量单位为桶油当量/天

3.3 勘探作业成效显著，增储潜力凸显

勘探方面，2011 年以来，公司年均获得 17 个油气新发现，年均成功获评 23 个含油气构造，“深层、深水”、“新区、新领域”、“高温、高压”等勘探均获得突破，为公司未来可持续发展奠定雄厚基础。2023 年，公司共获得 9 个油气新发现，成功评价 22 个含油气构造，并在多个领域性勘探获得战略突破。在中国，成功评价渤中 26-6 和开平南等亿吨级油田，成功发现秦皇岛 27-3 亿吨级油田以及神府深层煤层气亿吨级千亿方大气田；在海外，圭亚那 Stabroek 区块获得 Lancetfish 亿吨发现。2024 年第一季度，公司共获得 2 个新发现，并成功评价 4 个含油气构造。其中，中国海域成功评价渤中 8-3 南，开辟了海上超深层油气勘探新领域。在海外，圭亚那 Stabroek 区块获得新发现 Bluefin，进一步扩大了区块东南部储量规模。

图表 55. 中国海油历年勘探成果 (2011-2023)



资料来源：公司年报，中银证券

图表 56. 中国海油 2023 年勘探主要工作

	探井				新发现		成功评价井		地震资料			
	自营		合作		自营	合作	自营	合作	二维 (公里)		三维 (公里)	
	预探	评价	预探	评价					自营	合作	自营	合作
中国海域												
渤海	26	62	0	2	2	0	45	0	0	0	2,884	0
南海东部	22	19	0	0	4	0	9	0	0	0	5,621	0
南海西部	17	42	1	2	1	0	11	0	0	0	5,384	0
东海	6	6	0	0	0	0	4	0	0	0	149	0
小计	71	129	1	4	7	0	69	0	0	0	14,038	0
海外	2	0	5	3	0	4	0	2	0	0	0	0
公司合计	73	129	6	7	7	4	69	2	0	0	14,038	0

资料来源：公司年报，中银证券

3.4 资本开支提升，增产力度加大

资本开支持续稳定提升，保障增储上产稳步推进。海洋油气上游的勘探开发与生产支出规模，直接影响着中国海洋油气储量和产量的变动。2016年以来，公司资本开支迅速增长，从487.33亿元增长至2023年的1279.13亿元，复合年均增长率达14.8%，根据公司2024年的经营策略公告，2024年，公司调增资本开支预算至1250~1350亿元，其中一季度，公司资本开支为290.1亿元，同比增长17.5%，在增储上产举措的推动下，公司油气产量实现连续突破。2023年实现油气净产量约678.0百万桶油当量，超额完成年初设定的650-660百万桶油当量的产量目标，同比增长8.7%。2024年一季度实现油气净产量约180.1百万桶，同比上升9.9%，2024-2026年公司油气净产量目标分别为700~720、780~800、810~830百万桶油当量。公司勘探开发投入势头迅猛，为实现产量目标及可持续发展奠定坚实基础。

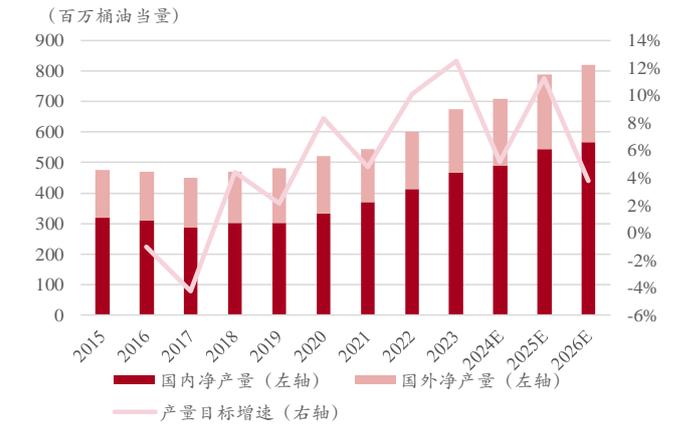
图表 57. 中国海油资本开支情况 (2015-2024E)



资料来源：公司年报，中银证券

注：2024年资本开支取开支预算中值

图表 58. 中国海油油气产量目标 (2015-2026E)



资料来源：公司公告，中银证券

注：2024-2026取公司目标产量中值

新产能建设稳步推进，增产基础夯实。2023年，公司高效推进产能建设，渤中19-6凝析气田I期开发项目、圭亚那Payara项目等多个新项目顺利投产，全年超过40个项目在建，重点项目开发建设进展顺利，有力支持未来可持续发展。2023年，中国区域得益于垦利6-1和陆丰15-1等油气田产量增加，净产量同比上升7.8%；海外区域得益于圭亚那Liza二期和巴西Buzios油田等产量增加，净产量同比上升12.0%。2024年，公司净产量目标为700-720百万桶油当量，多个重点新项目计划年内投产，包括中国的渤中19-2油田开发项目、深海一号二期项目、惠州26-6油田开发项目和神府深层煤层气勘探开发示范项目以及海外的巴西Mero3项目等。

图表 59. 2024年公司新项目建设进展

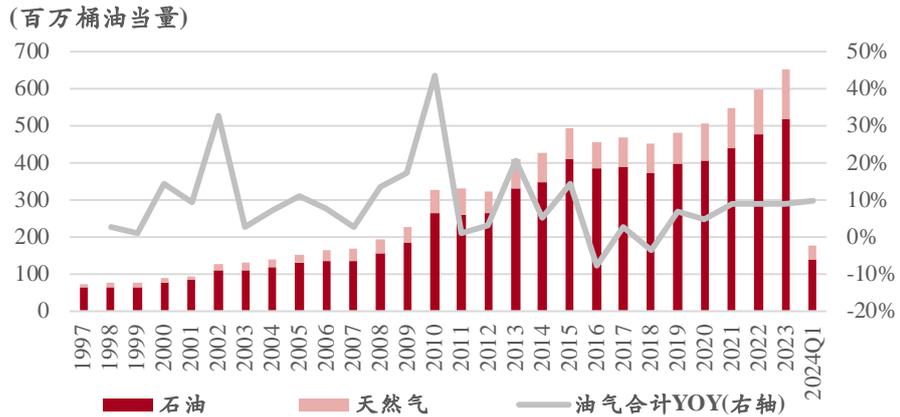
项目	当前状态	高峰产量 (桶油当量/天)	权益
中国海域			
渤中19-6气田13-2区块5井区开发项目	调试	5,800	100%
绥中36-1/旅大5-2油田二次调整开发项目	投产	30,300	100%
绥中36-2油田36-2区块开发项目	建造	9,700	100%
渤中19-2油田开发项目	建造	18,800	100%
恩平21-4油田开发项目	安装	5,300	100%
流花11-1/4-1油田二次开发项目	安装	17,900	100%
惠州26-6油田开发项目	建造	20,600	100%
乌石23-5油田群开发项目	安装	18,100	100%
深海一号二期天然气开发项目	安装	27,500	100%
中国陆上			
临兴深层煤层气勘探开发示范项目	建造	11,100	100%
神府深层煤层气勘探开发示范项目	建造	11,000	100%
海外			
巴西Mero3项目	安装	180,000	10%
加拿大长湖西北项目	安装	8,200	100%

资料来源：公司公告，业绩与推介材料，中银证券

3.5 油气产量提升，可持续开采年限增长

公司油气产量实现连续提升。2013-2023年，公司油气当量产量稳步增长，CAGR为4.79%，其中，石油和天然气的CAGR分别为4.53%、5.92%。2023年，公司油气净产量达678.0百万桶油当量，同比上升8.7%，其中石油净产量为518.68百万桶，天然气产量为134.82百万桶油当量，同比分别增长8.33%、11.80%。根据公司公告，预计2024年油气净产量将达到700-720百万桶油当量，或再创历史新高。

图表 60. 中国海油历年石油与天然气产量（1997-2024Q1）



资料来源: wind, 公司公告, 中银证券

图表 61. 中国海油历年石油产量（2011-2024Q1）



资料来源: 公司年报, 中银证券

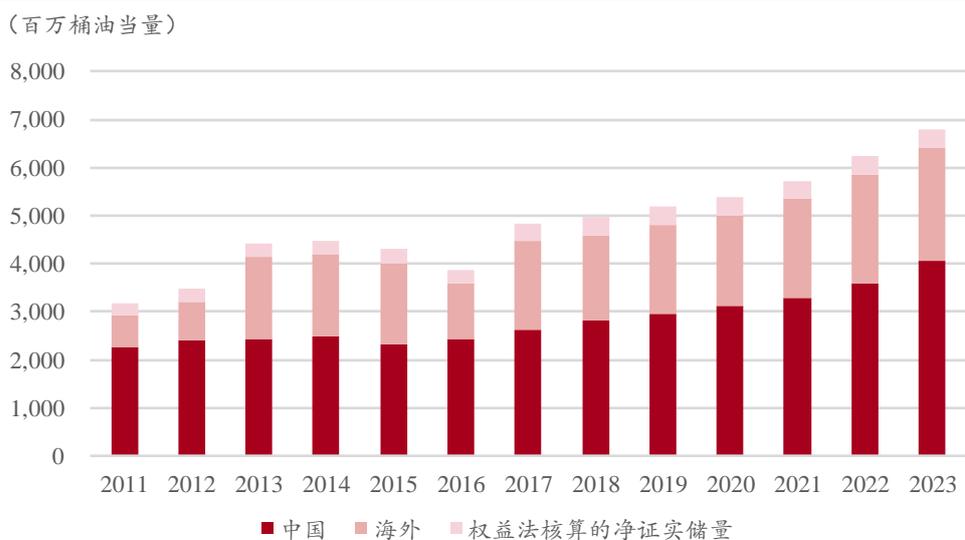
图表 62. 中国海油历年天然气产量（2011-2024Q1）



资料来源: 公司年报, 中银证券

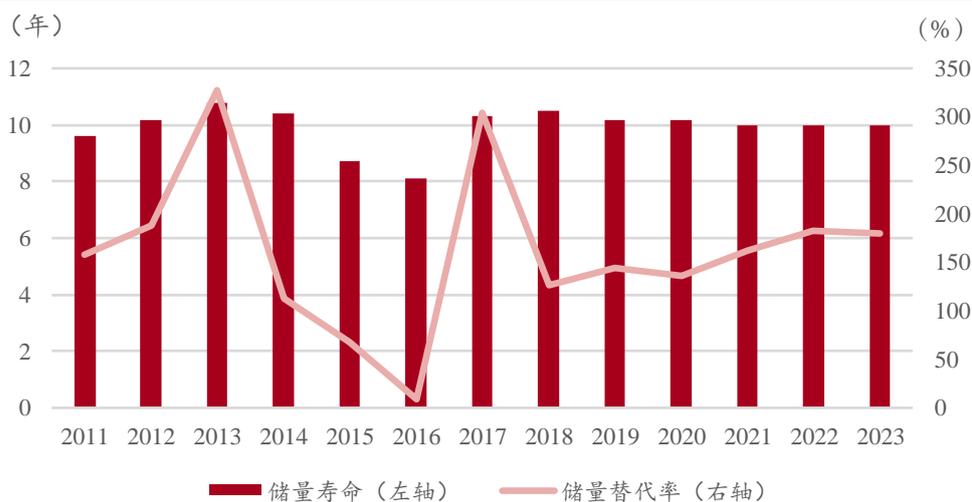
储量替代率提升，储量寿命稳定。中国海油的油气净证实储量自2017年以来保持连续增长，2023年底，公司权益法核算的油气资源净证实储量为67.8亿桶油当量，同比增长8.7%，其中国内、海外及权益法核算的储量分别为40.49亿桶、23.54亿桶、3.82亿桶。公司增储成效显著，公司储量寿命自2017年以来稳定保持在10年以上，储量替代率自2018年开始稳步提升至180%，公司的资源储量进一步夯实，为可持续发展奠定坚实基础。

图表 63.中国海油净证实储量



资料来源：公司年报，中银证券

图表 64.中国海油油气储量寿命及储量替代率



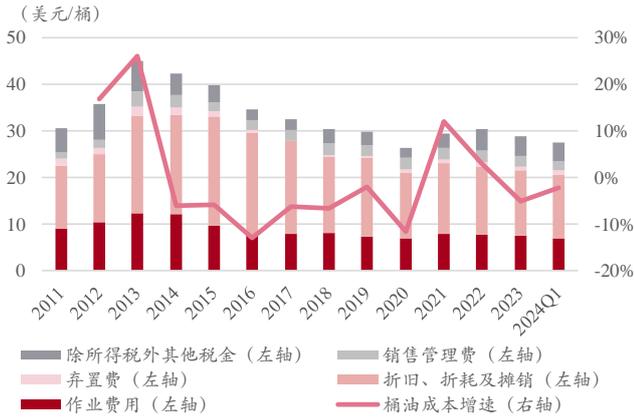
资料来源：公司年报，中银证券

四、持续降本提质增效，低成本优势穿越油价波动周期

4.1 低成本构筑核心竞争力

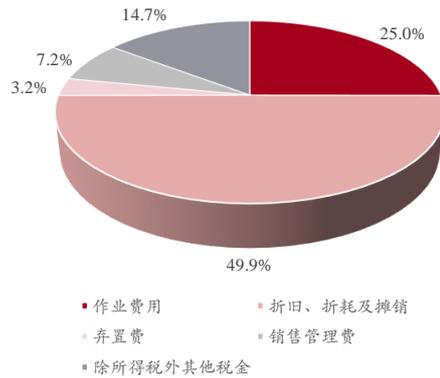
低成本是公司的核心竞争力。2013-2024 年一季度，公司桶油主要成本由 45.02 美元降至 27.59 美元，区间降幅接近 40%。2024 年一季度，作业费用保持稳定，汇率变动和产量结构变化使得折旧、折耗及摊销下降，桶油主要成本为 27.59 美元，同比下降 2.2%。低成本是中国海油的核心竞争力之一，使公司保持了行业领先的盈利能力。

图表 65.公司桶油主要成本（2011-2024Q1）



资料来源：业绩与推介材料，中银证券

图表 66.公司桶油主要成本结构（2024Q1）

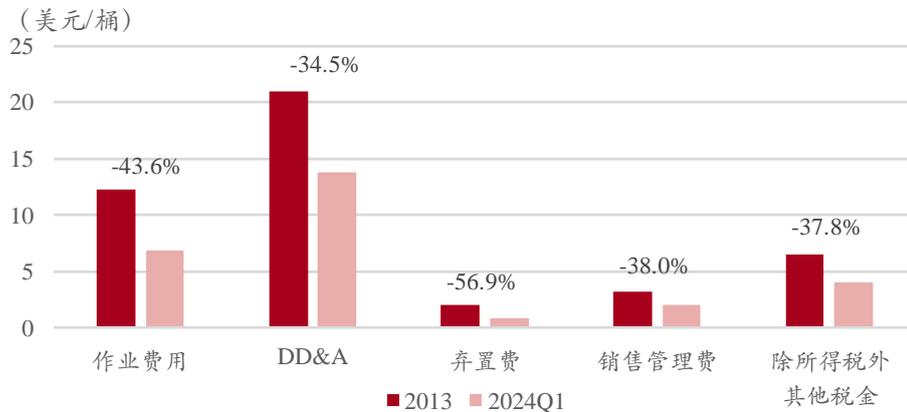


资料来源：业绩与推介材料，中银证券

4.2 DD&A 与作业费用是控制桶油主要成本的关键

中国海油的桶油主要成本由作业费用、折旧折耗与摊销（DD&A）、弃置费、销售管理费用和除所得税以外的其他税金五部分构成，2023 年，中国海油桶油主要成本为 28.83 美元/桶，其中 49% 由折旧、折耗与摊销费用构成，26% 来自作业费用；2024 年一季度，公司主要桶油成本为 27.59 美元，其中 50% 由折旧、折耗与摊销费用构成，25% 来自作业费用，DD&A 与作业费用是构成桶油成本的最主要部分。

图表 67.公司桶油五项成本下降情况（2013 VS 2024Q1）



资料来源：业绩与推介材料，公司公告，中银证券

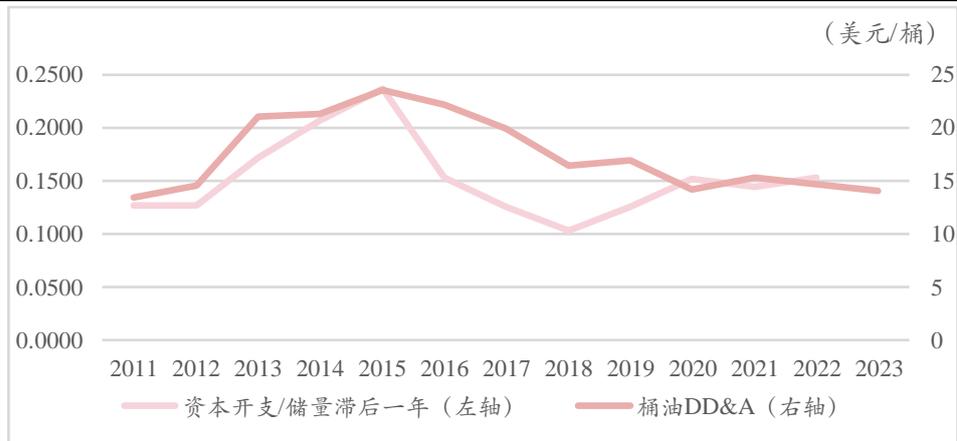
油价波动、油气田资源品位、勘探开采技术，以及公司的开发开采战略均会对桶油 DD&A 费用产生影响。油田中的油气资产包含探明矿区权益、矿区井及相关设施，油气资产依据证实储量 (P1 储量) 与证实已开发储量 (PD 储量)，按照产量法计算折旧与折耗。计提折旧时，探明矿区权益根据 P1 储量按产量法计提折旧，为特定油气资产而建的公共设施按 PD 储量计提折旧，其他资产按直线法折旧。计提折耗时，运用单位产量法与年限平均法，对未探明矿区权益不计提折耗；矿区折耗率为当期产量占 P1 储量与当期产量之和的比例，矿井折耗率为当期产量占 PD 储量与当期产量之和的比例，折耗额即为资产账面价值与折耗率的乘积。对无形资产进行摊销时，采用直线法分期平均或产量法，均摊至单位桶油后，桶油 DD&A 与产量无关。

对于国内油气田而言，影响桶油 DD&A 的主要因素可分为两类，一是资本开支，包含获取矿区权益的支出、勘探井及建设相关设施的支出等；二是证实储量、证实已开发储量，以及矿井的勘探达标率。对于油气资源，开采难度越低、单井产量越高，获取单位产量所需的勘探井与开采设施资本支出也就越低；勘探与开采设施质量越优良，设备的可摊销时长则会延长、开采效率也将提升，从而降低 DD&A。

对于国外油气田资源，油价波动会对桶油的 DD&A 产生影响，公司部分境外油田的石油合同模式为技术服务合同模式，在该模式下，公司从油田投资中成本回收金额水平相对稳定，在油价越低的情况下，所分得的石油量越多，因而该模式下海外油气的桶油折耗金额与油价正相关。

2023 年，公司桶油 DD&A 为 14.60 美元/桶，同比下降 4.16%，主要原因是储量扩大与产量结构变化。公司依靠强化勘探工作，加大滚动扩边工作，加强油藏研究，实现增储上产，提高摊销基础；同时，调整产量结构，降低油气折耗成本较高的油田产量，提升油气折耗成本较低的油田产量，从而使得总体油气折耗下降。

图表 68. 公司桶油 DD&A 与资本开支、净证实储量的关联 (2011-2023)



资料来源：公司年报，业绩推介材料，中银证券

国际油价与产量是影响作业费用的主要因素。作业费用为对油气井进行作业、运行与维护相关设备设施而发生的费用。按照是否与产量相关，可分为固定费用（例如海上人员费、直升机、供应船、油料、维修费等）和可变费用（主要包括油气水处理费、油井作业费、租赁费等）。一方面，作业费用往往与油价正相关，高油价会通过影响大宗商品价格，提高石油开采环节的物料花销；另一方面，通过提高产量，能够摊薄单位桶油的作业费用。

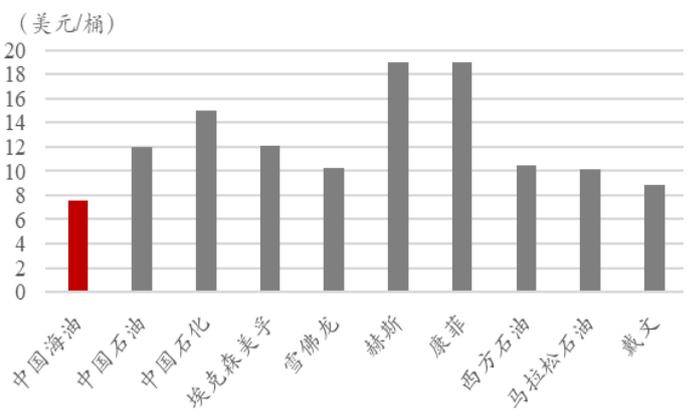
公司作业费用管控能力持续提升。2024 年一季度，公司桶油作业费用为 6.91 美元，同比下降 1.1%，相比 2013 年下降了 43.6%。2021 年以来油价迅速拉升，但公司作业费用依然维持在原有水平，成本控制能力显著提升。横向对比下，相比于全球其他同行业公司，公司桶油作业成本具有较强竞争力，盈利能力强劲。

图表 69.公司桶油作业费用与油价关联 (2011-2024Q1)



资料来源: 公司年报, 中银证券

图表 70.同业公司桶油作业费用情况 (2023)



资料来源: 各公司年报, 中银证券

4.3 对外合作专营权及税收优惠政策, 巩固低成本优势

依托国内合作海域专营权, 规避勘探风险与投资成本。在中国海域, 公司享有对外合作进行海洋石油勘探、开发、生产和销售专营权。与外国合作伙伴签署产品分成合同后, 一般情况下, 外国合同者承担 100% 勘探风险和投资, 担任勘探、开发和生产作业者, 在取得商业发现并开始生产后, 才能回收勘探成本。这帮助公司降低了中国海域的发现成本、勘探风险和资本要求, 未来还将继续发挥积极作用。

持续扩大对外合作, 灵活发挥专营权优势。2023 年, 公司继续秉承合作双赢的理念, 创新对外合作模式, 扩大合作伙伴范围; 同时, 对于深水区、深层在勘探期限、面积退还、签字费参与权益比例和分成比例, 采取灵活优惠的商务安排, 以期实现扩大对外合作、加大外商投资勘探开采中国海上油气资源的目标。根据中国海油集团能源经济研究院发布的《中国海洋能源发展报告 2023》, 公司在东海和南海北部海域共计推出 8 个对外招标探区块, 总面积约 1.85 万平方千米, 约占国内勘探面积的 8.6%。其中, 东海盆地 1 个区块, 面积 4000 平方千米; 珠江口盆地 5 个区块, 面积 1.3 万平方千米, 北部湾盆地 1 个区块, 面积 1077 平方千米; 琼东南盆地 1 个区块, 面积 594 平方千米。

公司享受资源税减免。资源税依据石油及天然气销售额计算, 税率为 6%, 特定石油产品及油气田可依据法律规定享受减征, 根据《中华人民共和国资源税法》, 公司开采稠油、深水油气符合减征规定。公司核心产区渤海油田以稠油为主, 截至 2022 年, 原油黏度大于 350 毫帕·秒的稠油探明储量约 7.4 亿吨, 储量动用率仅为 12.2%, 稠油开采享有 40% 的税收优惠; 南海油田水深在 40 米至 1500 米之间, 达到水深超过三百米的深水油气田判定标准, 享有 30% 的资源税减征优惠。

公司享受矿业权出让收益率优惠。根据财政部、自然资源部、税务总局《关于印发〈矿业权出让收益征收办法〉的通知》(财综[2023]10 号), 矿业权出让收益=探矿权(采矿权)成交价+逐年征收的采矿权出让收益。其中, 探矿权(采矿权)成交价在出让时征收。逐年征收的采矿权出让收益=年度矿产品销售收入×矿业权出让收益率, 石油、天然气、页岩气、天然气水合物陆域矿业权出让收益率为 0.8%, 海域矿业权出让收益率为 0.6%, 煤层气矿业权出让收益率为 0.3%。相比于陆上油气公司, 公司享有更低的矿业权出让收益率。

4.4 技术成果转化助力未来降本

AI 技术赋能油气行业降本挖潜。壳牌、BP、道达尔等国际一流公司智能化建设起步较早, 将 AI 技术应用于地震数据分析、储层预测、有害物质识别等, 取得了显著的提质降本成效。据 CNOOC E&I 测算, Equinor 在北海启动的全自动海上油气平台 Oseberg-H 是世界上第一个完全自动化的海上油气无人平台, 每年仅需 1~2 次维护, 建造成本仅 7.9 亿美元, 盈亏平衡价格从 34 美元/桶降至 20 美元/桶以下。康菲石油与微软合作对北海平台进行的无人化改造, 实现了在阿伯丁指挥中心的远程实时监控, 桶油成本最低降至 9.2 美元。

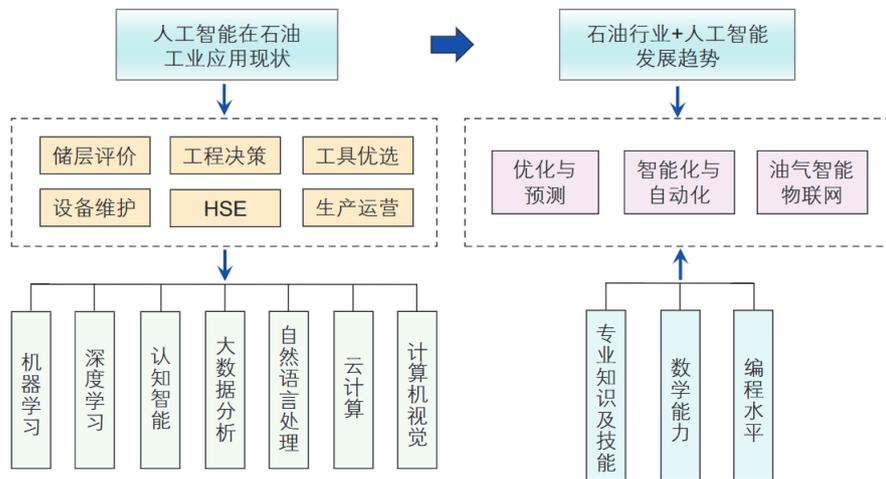
图表 71.全球重点石油公司及油服公司人工智能发展战略对比

企业	定位	技术平台	合作伙伴
英国石油公司	上下游业务，实现决策自动化	Sandy	Beyond Limits、Belmont Technology
壳牌	水平井定向控制，井筒钻探数据处理算法	Geodesic	微软
埃克森美孚	收集数据，整合解决方案	XTO	微软
道达尔	勘探开发智能化解决方案，智能化地震成像处理	云平台	谷歌
雪佛龙	勘探、开发、储罐和管道项目	DELFI	微软、斯伦贝谢
斯伦贝谢	勘探、开发、储罐和管道项目	DELFI	微软、雪佛龙
贝克休斯	地震建模、预测故障、优化供应链	桌面平台、Azure	NVIDIA、微软
哈里伯顿	储集层表征、建模和模拟	Azure	微软
中国石油	智能盆地、智能测井、智能物探、智能钻完井、智能采油、智能压裂、智能装备	梦想云平台、认知计算平台	华为
中国石化	智能工厂、智能油田、智能化研究院	油田智云工业互联网平台	阿里巴巴
中国海油	智能油田建设、勘探开发数据治理	智能油田技术平台	阿里巴巴

资料来源：《石油勘探与开发》2021 年第 48 卷第 1 期《人工智能在石油勘探开发领域的应用现状与发展趋势》匡立春等，中银证券

智能技术贯穿油气开采全领域。随着人工智能与油气工业融合不断加深，“数字油气”正在升级为“智能油气”。基于深度学习的地球物理数据处理与解释技术，可提高储层预测精度与效率；钻完井装备软件不断融入信息化、大数据、智能化技术，使得“建聪明井、打智能钻”将成为现实；智慧甜点预测技术可提高非常规储层预测精度；智能化油藏描述技术能更加准确预测油藏特征；生成式人工智能用于提升陆上钻井效率。智能化已贯穿油气开采全领域，AI+油气勘探开发技术，推动油气增储上产、降本增效和安全生产。

图表 72. 石油工业人工智能发展的应用现状与发展趋势



资料来源：《石油科学通报》2019 年 12 月第 4 卷第 4 期，中银证券

创新驱动发展，科技进步助力油气开采。公司围绕海洋油气勘探开发及能源转型领域强化科技攻关，加快推进技术成果转化应用，为油气增储上产提供坚实的科技支撑。2023 年，公司深入落实创新驱动战略，持续推进数字化智能化建设，全年研发投入 54.75 亿元，同比增长 4.4%。公司持续提升智能分注技术可靠性，海上油田自然递减率进一步下降；同时推动稠油热采技术创新应用，海上稠油热采产量显著提升。目前，公司已建立完整的海上油气勘探开发生产技术体系，突破了 1500 米超深水油气田开发工程模式关键技术体系，并在中深层勘探、生产油气田提高采收率、水下生产系统、智能油田、无人平台建设等关键技术领域取得积极进展，为海上油气业务的长远发展提供了有力技术保障。

图表 73.中国海油集团部分数字化、智能化转型成就

时间	成就
2022 年 3 月	公司利用智能算法和大数据系统进行圭亚那开发项目作业时效全面分析，助力海油国际深水钻完井项目实现精细化管理。
2023 年初	启动勘探开发数据湖平台二期建设，打造了 14 个数据应用场景和 7 个示范油田项目，持续深化勘探开发数据治理，初步建立数据湖平台运营运维体系。
2023 年 4 月	“深海一号”智能气田已具备远程遥控生产能力，标志着公司向全面建成超深水智能气田迈出关键一步。
2023 年 7 月	我国首个标准化设计建造无人平台恩平 10-2 成功运行“台风模式”，实现海上油气田短期内无人化、智能化生产，成功运行台风模式超 38 个小时，挽回石油产量损失超过 8.5 万桶，创造经济效益近 5000 万元。

资料来源：环球网，中国海油集团能源经济研究院，国资委，中银证券

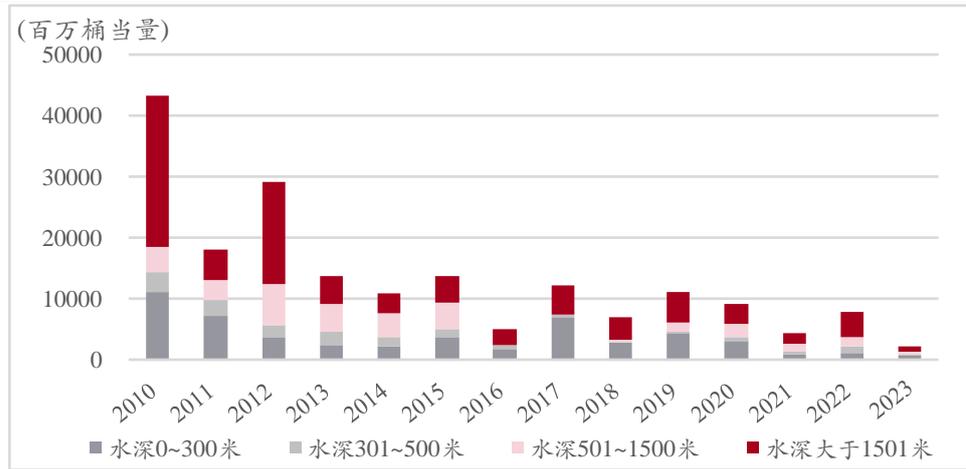
五、能源转型有序推进，绿色发展未来可期

海上油气与新能源融合发展，ESG 成效显著。中国海油坚定不移加强油气勘探开发与新能源融合发展，大力推进新能源和低碳负碳产业发展，加快构建油气上游领域与新能源新产业融合、多能互补的发展新格局，持续推动能源生产供应结构转型升级，助力实现公司绿色低碳发展。一方面，公司聚焦海上油气主业，通过核心技术攻关和数智化转型，推动深海油气资源高效优质开发。另一方面加快天然气产业发展，持续提升天然气产量占比，同时，稳妥有序发展新能源业务，加快发展海上风电，择优推进陆上风光，探索培育氢能产业。

5.1. 海洋油气开采由浅海迈向深海

全球已进入深海油气勘探开发阶段。按照国际石油界的共识，海域水深超过 500 米的区域，称为深水油气田；而水深超过 1500 米的区域，称为超深水油气田。随着浅水油气资源逐步探明，深水油气项目已成为全球油气储量增长的核心领域。2010-2022 年间，在新发现的 101 个大型油气田中，深水油气田数量占比达到 67%；在全球海上新增探明可采储量中，深水与超深水占比在多数年份超过 70%。

图表 74.全球海上油气新增探明可采储量（2010-2023）

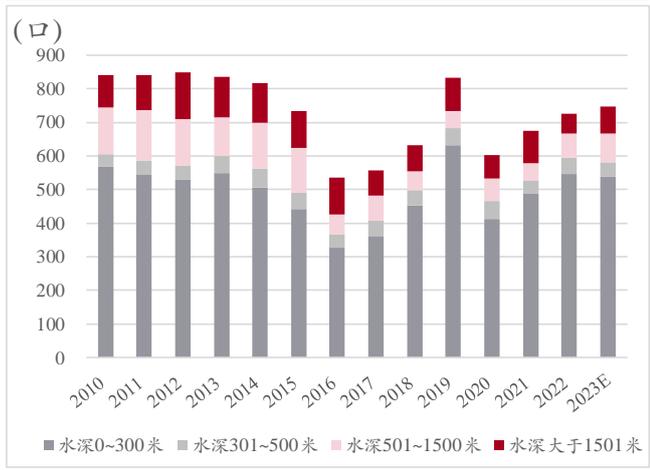


资料来源：Rystad Energy, CNOOC E&I, 中银证券

注：2023 年数据为前 10 个月新增探明可采数据

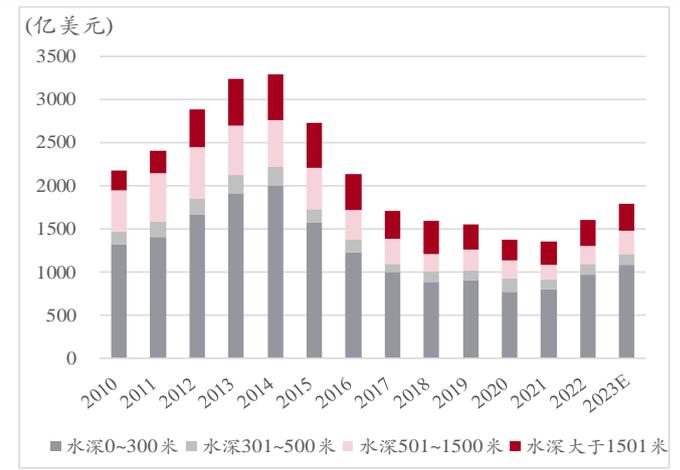
深水油气勘探发现成本低、投资回报率高。从投入产出比的角度看，深水与超深水区域取得了丰厚的勘探成果，但仅占用了小部分勘探开发资源。2010 至 2022 年，深水与超深水区域贡献了大型油气田数量与新增探明可采储量的主体，然而，2023 年全球深水与超深水区域建造的油气勘探井仅占总数的约 22%，利用的勘探开发投资仅占总量的约 35%。从单桶发现成本看，2012-2021 年间，全球深水平均每桶油当量的发现成本为 3.1 美元，低于浅海油气发现成本 5.1 美元约 40%，低于陆上油气发现成本 7.5 美元约 58%。

图表 75.全球海洋油气勘探井数 (2010-2023E)



资料来源: Rystad Energy, CNOOC E&I, 中银证券

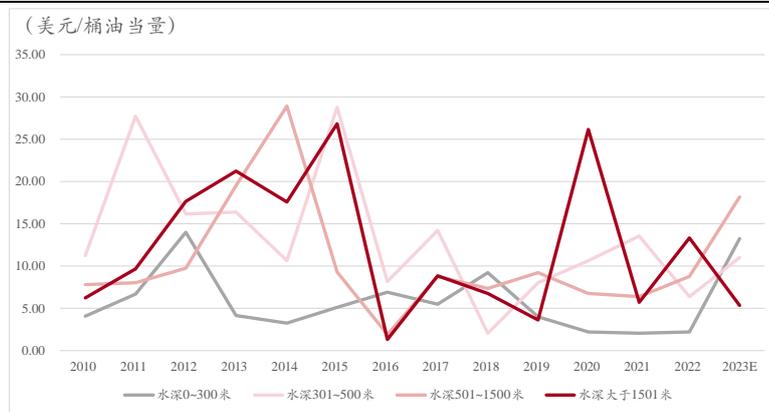
图表 76.全球海洋油气勘探开发投资 (2010-2023E)



资料来源: Rystad Energy, CNOOC E&I, 中银证券

深水新建投产项目投资增幅高, 开发成本趋近浅水项目。海洋油气开采走向深水是未来的必然趋势, 据 Rystad Energy 估计, 2023 年全球深水 (水深 501 米~1500 米) 与超深水 (水深大于 1500 米) 油气项目投资预计为 219.5 亿美元 (占比 28.2%), 同比增长 344.4%。由于深海开发作业要求具备更卓越的环境适应性、技术装备以及环保达标能力, 深水与超深水项目 (水深大于 500 米) 的单位开发成本普遍高于中浅水项目 (水深小于 500 米), 但其单位开发成本呈波动降低趋势, 不断向中浅水项目靠拢。2014-2022 年间, 深水、超深水项目与中浅水项目的平均单位开发成本差异由 16.33 美元/桶缩减至 6.75 美元/桶, 据 Rystad Energy 预计, 2023 年深水、超深水项目平均单位开发成本将低于中浅水项目。随着上游投资向深水领域倾斜集中, 深水油气开发的工程技术将加速成熟, 有效推动深水与超深水项目的开发成本持续下降。

图表 77.全球海洋油气获批项目单位开发成本 (2010-2023E)



资料来源: Rystad Energy, 中银证券

深水油气已成为国际巨头油气公司争相开拓的领域。从油气勘探的角度, 据 Rystad Energy 估计, 2022—2025 年间, 埃克森美孚、bp、壳牌、雪伏龙、埃尼、道达尔能源这 6 家国际大石油公司将花费 270 亿美元用于常规油气勘探, 其中海上勘探支出占 95% 以上, 而深水领域支出占总勘探支出的 87%。从项目的建设角度, 重大海洋油气项目多位于深水与超深水海域。在 2023 年海外海洋油气的 16 个主要新建投产项目中, 深水与超深水项目共计 10 个, 其中 8 个项目的储量达到了 300-1000 百万桶油当量, 而 6 个浅水项目中, 仅有 2 个项目的储量达到了这一区间, 深水与超深水项目的储量显著高于浅水项目。

图表 78.2023 年全球海洋油气主要的新建投产项目（不含中国）

项目名称	国家	作业者	水深 (米)	储量 (百万桶油当量)	项目投资 (亿美元)
Gorgon LNG T1-T3	澳大利亚	雪佛龙	1000~1500	300~1000	43.45
Marlim	巴西	巴西国家石油公司	501~1500	300~1000	50.36
Mero(Libra NW)	巴西	巴西国家石油公司	1500~2250	300~1000	25.54
Buzios(x-Franco)	巴西	巴西国家石油公司	1500~2250	300~1000	25.24
MTAB Complex	加纳	Tullow Oil	501~1500	30~300	10.03
Greater Liza (Payara)	圭亚那	埃克森美孚	1500~2250	300~1000	61.77
MLNG T9	马来西亚	马来西亚国家石油公司	100~125	300~1000	13.23
Argos	美国	BP	1500~2250	300~1000	84.29
Vito (FPS)	美国	壳牌	501~1500	300~1000	37.60
Fenja	挪威	Neptune	301~500	30~300	12.59
Breidablikk	挪威	Equinor	125~150	30~300	21.16
Tommeliten	挪威	康菲	51~100	30~300	12.05
Sakarya Phase 1	土耳其	土耳其国家石油公司	1500~2250	300~1000	16.81
D-55 (KGD6-MJ1)	印度	信实集团	501~1500	30~300	14.05
Mumbai High	印度	印度石油天然气公司	51~100	30~300	11.18
Tangguh LNG T3	印度尼西亚	BP	25~50	300~1000	56.44

资料来源: Rystad Energy, CNOOC EEL, 中银证券

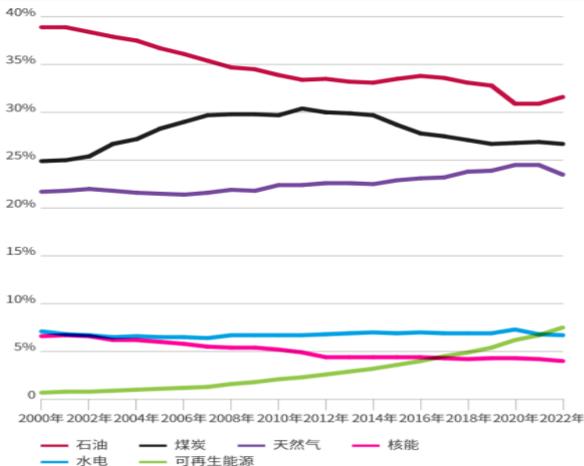
中国海油掌握关键技术设备，深水油气勘探开发能力世界领先。公司已经掌握了以“大型起重铺管船”“水下机器人”“3000 米级深水多功能船”等为核心的系列海上油气施工装备，形成以深水半潜平台、深远海浮式风电、水下生产系统等为代表的海上工程成套关键技术能力。公司拥有世界上第一艘同时具备 3000 米级深水铺管能力、4000 吨级重型起重能力、并配备世界先进的舷侧结构物下放装置 PLS 和 DP3 级全电力推进的动力定位深水铺管起重工程船“海洋石油 201”，以及具备 89000 吨载重量、30000 吨导管架下水能力的世界第二大导管架下水驳船“海洋石油 229”。2022 年 10 月，亚洲首个 300 米级深水导管架平台“海基一号”建成投用，标志着我国成功开辟了深水桩基平台油气开发的新模式。2024 年 5 月，公司首个自营超深水大气田“深海一号”已投产三年，累计生产天然气超 80 亿立方米。截至 2023 年 6 月底，中国海油作为我国深水油气的主要开发者，已勘探开发深海油气田 12 个，2022 年，公司深海油气产量超 1200 万吨油当量，成为保障国家能源安全的重要力量。

5.2. 天然气助力海油低碳发展

能源绿色低碳转型，天然气迎来黄金发展期。随着“双碳”目标提出，全球能源结构由以油气为主向以非化石能源为主加速转型。天然气是实现能源消费结构转型的桥梁与关键，尤其在在我国碳达峰阶段（2021-2030 年），成为保障能源安全、能源结构转型、能源供应清洁化的现实选择。第一，天然气为清洁低碳的化石能源，产生的碳排放、污染物均低于石油与煤炭。天然气替代煤炭主要发生在电力领域，替代石油则是在工业燃料领域。第二，天然气是可再生能源供应安全的重要保障。可再生能源发展的同时，还需要传统能源进行调峰，并兜底能源安全，同时，现阶段可再生能源规模较小、稳定性差，远未具备替代传统能源的能力。与煤电相比，天然气发电具有启停时间短、爬坡速率快、调节性能好等调峰优势，是配合风电、光伏发电的最佳途径。因此，天然气是能源转型初期阶段的重要发展对象，全球能源转型带来了天然气的黄金发展期。

天然气消费量持续增长，占一次能源比重提升。全球来看，从 2000 年到 2020 年，天然气在全球一次能源消费中的比重缓慢爬升，同期石油的占比则明显下降，煤炭占比则先达峰后下降。随着工业经济发展，我国天然气消费量增长迅速，从 2013 年的 1,631 亿立方米增至 2023 年的 3,900 亿立方米，10 年间增长近两倍；天然气在我国一次能源消费所占比重也从 2010 年的 4.0% 增至 2022 年的 8.4%，增幅超过 1 倍。

图表 79. 全球一次能源消费结构 (2000-2022)



资料来源: KPMG, 能源研究院, 中银证券

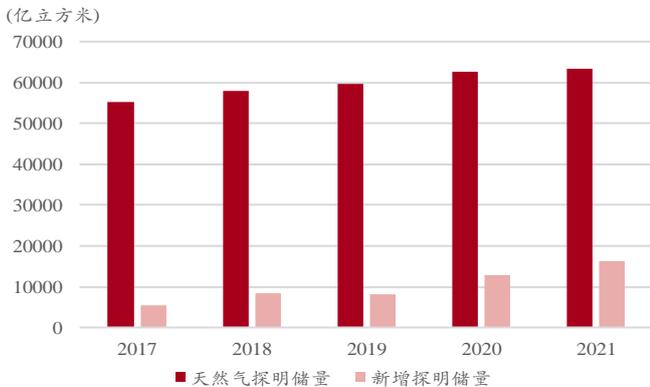
图表 80. 中国天然气年消费量与同比变化



资料来源: Wind, 中银证券

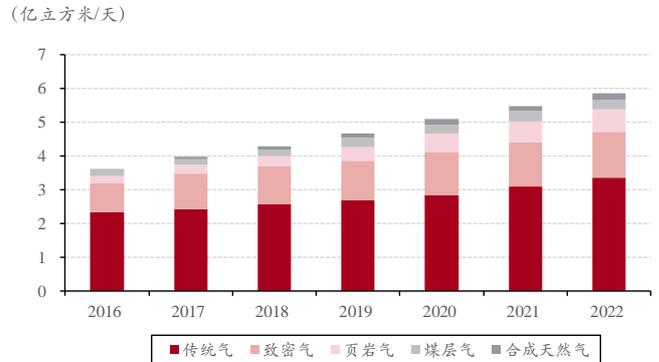
我国坚定增储上产, 克服资源禀赋劣势。我国天然气资源基础雄厚但探明程度低, 新增探明储量中非常规气占比不断增长, 探明储量劣质化将成为常态。截至 2021 年底, 我国天然气累计探明储量 17.05 万亿立方米, 其中常规气占比 53%, 致密气占比 32%、页岩气占比 11%、煤层气占比 4%。近年来, 在保障供应安全的能源战略下, 我国天然气稳定增储上产, 截至 2023 年末, 全国天然气剩余技术可采储量 6.7 万亿立方米, 同比增长 1.7%; 天然气产量达 2300 亿立方米, 同比增长约 4.5%, 其中非常规天然气产量突破 960 亿立方米, 占天然气总产量的 43%; 根据 wind 统计, 2021 年 9 月至 2024 年 4 月, 进口依存度由 45.9% 下降至 42.4%。

图表 81. 国内天然气探明储量与新增探明储量



资料来源: 自然资源部《中国矿产资源报告(2018-2022)》, 中银证券

图表 82. 国内天然气产量迅速增长



资料来源: 海关总署, 国家统计局, 中银证券

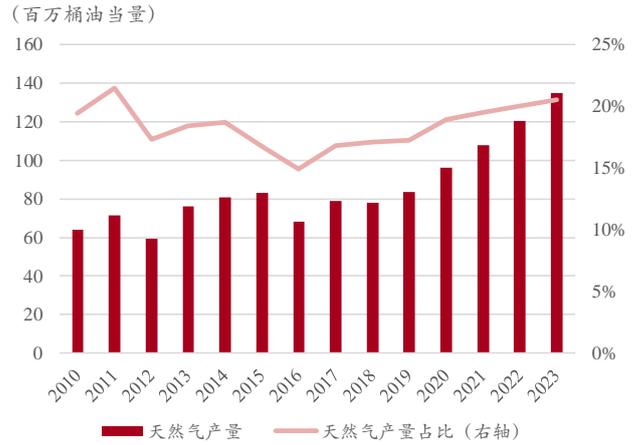
公司天然气储量、产量与占比齐升。中国海油秉承油气并举、向气倾斜的勘探部署, 不断加大天然气的勘探开发力度, 提升天然气产能。公司天然气净探明储量不断增长, 2014 年以来由 6,731 亿立方英尺增长至 9,190 十亿立方英尺, 2020 年以来国内海域净探明储量增速进一步加快, 三年 CAGR 达 6.03%; 天然气产量自 2016 年以来快速提升, 2016-2023 年天然气净产量 CAGR 达到 10.22%, 在油气当量中的占比由 14.91% 提升至 20.50%。2023 年, 公司天然气产量达到 80.89 十亿立方英尺, 同比增长 11.8%。2024 年, 公司将加强天然气勘探部署, 以南海、渤海和陆上三个万亿大气区为引领, 扎实推进陆上万亿大气区勘探工程建设。根据公司发展目标, 2025 年天然气在油气当量的占比将提升至 30%, 2035 年实现天然气产量与石油产量各占一半。

图表 83.中国海油天然气储量增长 (2012-2023)



资料来源: 公司年报, 中银证券

图表 84.中国海油天然气产量



资料来源: 公司年报, 中银证券

加大陆上非常规气勘探开发力度。在中国陆上, 公司加大非常规天然气勘探开发力度, 已在沁水盆地和鄂尔多斯盆地东缘建成神府、临兴和潘河三大生产基地, 截至 2023 年底累计探明天然气地质储量超 4,000 亿立方米。2023 年, 公司在中国陆上的净证实天然气储量为 799.1 十亿立方英尺立方米, 同比增长 37%, 占公司天然气净证实储量的 8.7%。2023 年, 公司在鄂尔多斯盆地发现并成功评价神府深层煤层气大气田, 获得中国首个千亿方深层煤层气重大发现实现, 并将煤层气业务成功拓展到新疆。未来公司将积极推进致密气和深层煤层气勘探, 2024 年临兴深层煤层气勘探开发示范项目、神府深层煤层气勘探开发示范项目计划投产。

长期合同销售模式, 助力天然气营收持续增长。公司的天然气价格主要通过与客户谈判确定, 一般情况下, 天然气销售协议为包括价格回顾机制的长期合同。在国内, 公司主要用户为中国东南沿海地区的国有企业; 在海外, 公司澳大利亚西北大陆架项目和印度尼西亚东固液化天然气项目的 LNG, 主要销往亚太地区多个客户。长期合同保障了相对稳定的天然气价格, 有利于规避国际气价大幅波动风险, 随着公司天然气产能逐步释放, 天然气的营收有望持续增长。

图表 85.公司天然气售价与 NYMEX 天然气对比 (2015-2024Q1)



资料来源: 公司年报, 中银证券

图表 86.公司天然气销售收入与同比增长趋势 (2015-2024Q1)



资料来源: 公司年报, 中银证券

5.3 新能源与油气生产融合发展，绿色转型有序推进

推进绿色低碳战略，强力加码新能源业务。对传统油气行业而言，使用可再生电力，推进新能源与油气生产融合发展，是主要的减排手段之一。中国海油积极响应双碳战略，探索发展“以海为主”的差异化新能源业务。在 2021 年至 2025 年期间，公司将稳妥有序推进海上风电业务，择优发展陆上风光，稳健推进能源转型，逐步提升新能源和可再生能源业务占比。公司在 2021 年上半年业绩发布会上提出，“‘十四五’期间，中海油在可再生能源领域的投资达总投资的 5%-10%。到 2050 年，中海油的目标是至少 50% 的利润来自新能源”。

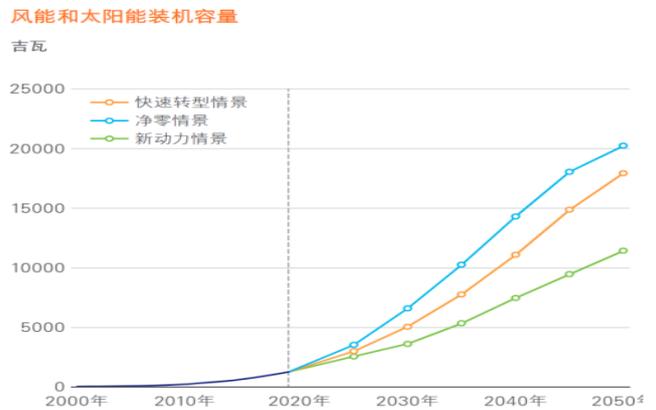
全球风电行业迅速扩张，海上风电为未来发展重心。风力发电具有清洁、利用率高、装配灵活等特点，是推动实现“碳中和、碳达峰”的主要可再生能源。2012 年至 2022 年间，全球风电装机容量由 267GW 增长至 899GW，占全球电力装机容量的比重由 2% 提升至 8%。风电行业仍处于迅速扩张的初期发展阶段，未来发展潜力大。其中，2022 年全球海上风电装机容量为 64.32GW，占总风电装机容量比重由 2012 年的 1.9% 提升至 7.2%。当前海上风电开发程度相对较低，但随着陆上风能资源的开发越发充分，全球风电的主要增长点逐渐向海上转移，凭借资源充沛、风况优良、发电效率高、发电容量大、节约土地资源等多方面优势，海上风电将成为未来风电行业的发展方向。

图表 87.全球风力发电装机容量及同比增长（2012-2022）



资料来源：国际可再生能源机构，同花顺iFinD，中银证券

图表 88.全球风能与太阳能装机容量预测（2000-2050E）

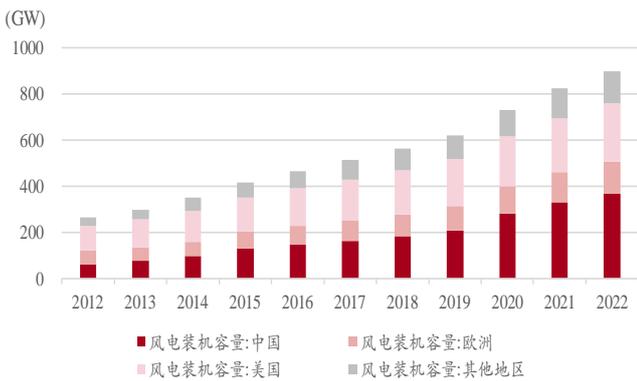


资料来源：BP，中银证券

中国为全球风能领导者，海上风电前景广阔。我国风电起步虽晚，但发展快、规模大，风电装机容量于 2012 年超过美国，2019 年超过欧洲总和。2022 年，我国风电装机容量 365.96GW，占全球风电装机容量的 40.7%，其中海上风电装机容量为 30.46GW，占全球海上风电装机容量的 48.6%。我国海上风电开发程度较低，但海上风电发电效率高、限制条件少，且市场渗透率较低，海上风电将迎来广阔的市场发展前景。一方面，我国东南沿海风能资源优于陆上，近海和深远海 150 米高度、离岸 200 公里以内且水深小于 100 米的海上风能资源技术可开发量为 2780GW，而现阶段利用率不足 1.1%，未来开发潜力广阔。另一方面，我国电力负荷集中在东部沿海地区，但能源资源主要集中在西部和北部地区，海上风电能够实现“电从远方来”与“电从身边来”协同发展，具有广阔的应用前景。

海上风电开发的经济性大幅提高。依托规模化开发与技术进步，2010 年至 2021 年，我国海上风电度电成本降幅接近 56%，海上风电项目平均度电成本已降至 0.33 元/千瓦时左右，到“十四五”末有望实现全面平价。根据《“十四五”可再生能源发展规划》，我国将推动山东半岛、长三角、闽南、粤东、北部湾等千万千瓦级海上风电基地开发建设，推进一批百万千瓦级的重点项目集中连片开发，结合基地开发建设推进深远海海上风电平价示范和海上能源岛示范工程。

图表 89.全球风力发电装机容量结构 (2012-2022)



资料来源: BP, 中银证券

图表 90. 中国风力发电装机容量 (2018-2022)



资料来源: BP, 中银证券

中国海油依托海上资源和工程作业优势, 积极参与海上风电业务。公司作为全球领先的海上油气生产运营者, 依托丰富的海上工程资源和生产作业经验优势, 积极参与海上风电行业。早在 2007 年, 中国海油集团就曾投资并自主设计、建造安装了我国第一座海上风力发电站; 2019 年 6 月, 公司发布《绿色发展行动计划》, 将海上风电作为其清洁能源计划的基础, 次月, 公司成立全资子公司中海油融风能源有限公司, 2020 年 9 月 15 日, 公司宣布其首个海上风力发电项目已并网发电。公司海上风电业务尚处于起步状态, 截至 2024 年一季度, 共开展海上风电项目 5 项, 其中江苏竹根沙海上风电场、海南 CZ7 海上风电示范项目与上海金山 30 万千瓦海上风电场项目用于供应电网, 蓬莱油田海上风电示范项目与“海油观澜号”的主要应用场景则是海上油气田供电。到 2025 年, 公司力争获取海上风电资源 5-10GW, 装机 1.5GW, 占据海上风电赛道重要份额。

图表 91.中国海油的海上风电项目

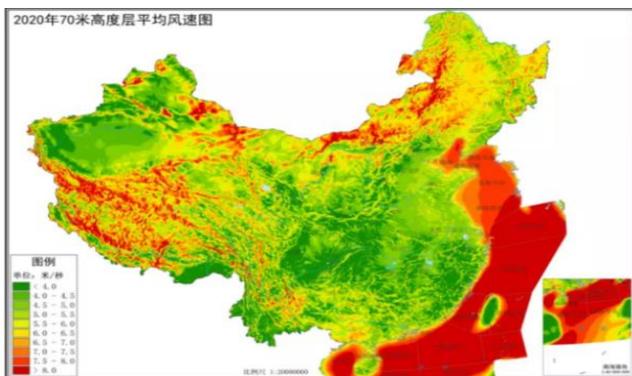
项目名称	状态	项目简介	供能与减排成果 (预计)
江苏竹根沙海上风电场	并网发电	项目装机容量 300 兆瓦, 建设 67 台风机。中国海油首个全容量并网海上风电项目, 荣获 2022 年度电力建设工程质量的最高荣誉“中国电力优质工程奖”。	年上网电量达约 8.6 亿千瓦时, 可节约标准煤 27.9 万吨, 减排二氧化碳 57.1 万吨。
海南 CZ7 海上风电示范项目	实施建设	项目位于海南省东方市西侧海域, 项目总装机容量为 1503.5MW, 分两期建设。一期工程(CZ7-1)装机容量为 603.5MW, 二期工程(CZ7-2)装机容量为 900MW。	建成后每年可为电网提供清洁电能约 50 亿千瓦时, 可节约标煤 147 万吨, 减少二氧化碳排放约 251 万吨。
蓬莱油田海上风电示范项目	项目启动	项目总装机容量为 34 兆瓦, 拟安装 4 台风机。风机通过海底电缆与中心处理平台连接, 将升压后的电能输送至油田电网系统。	预计满足蓬莱油田 30% 以上的用电需求。
深远海浮式风电平台“海油观澜号”	并网投产	平台位于距海南文昌 136 公里的海上油田海域, 装机容量 7.25 兆瓦, 是世界首个半潜式水深超百、离岸距离超百公里的“双百”深远海浮式风电项目。	年均发电量 2200 万千瓦时, 全部用于油田群生产用电。每年可节约燃料近 1000 万立方米天然气, 减少二氧化碳排放 2.2 万吨。
上海金山 30 万千瓦海上风电场项目	一期项目 (陆上部分) 启动	项目位于上海市金山区杭州湾北部海域, 规划海域面积约为 42.64km ² , 场区中心点离岸约 19.5km, 规划可开发容量为 300MW 级。项目计划于 2024 年 12 月 31 日前全容量并网发电。	建成后预计年平均上网电量 10.8 亿千瓦时, 年均节约标煤 32.78 万吨, 减少二氧化碳排放量约 89.47 万吨。

资料来源: 经济观察报, 东方市生态环境局, 经济参考报, 央视新闻, 解放日报, 中银证券

海上风电与油气生产融合发展, 降碳减排、降低开采成本门槛。3 月 22 日, 国家能源局公布《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案 (2023—2025 年)》, 鼓励通过海上风电开发为油气平台提供绿色电力, 替代分散式燃气或燃油发电, 形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式。使用海上风电替代传统油田自发电, 能够实现显著的开采经济效益与降碳减排效益。一方面, 降低海上油田开发的经济门槛, 对石油增产十分有利。油田开发中, 部分小规模油田在配置发电机后开发成本高昂, 因无法达到经济开发标准而暂缓开发, 而海上风电通过电缆输电, 大幅降低配电成本。另一方面, 传统的海上油田自发电效率低、能耗高、供电不稳定。我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”是海洋油气与新能源融合发展的典范, 年均发电量 2200 万千瓦时, 相当于 3 万中国人一年的用电需求, 全部用于油田群生产用电, 每年可节约燃料近 1000 万立方米天然气, 减少二氧化碳排放 2.2 万吨。

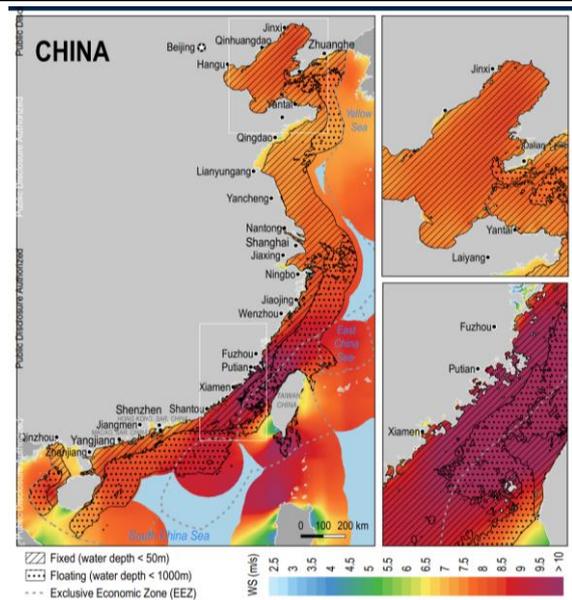
聚焦漂浮式海上风电赛道，前瞻布局深远海风电。根据 Principle Power 统计，全球超过 80% 的海上风能资源潜力都蕴藏在水深超过 40 米的海域，随着陆地和近浅海风电的优势资源开发接近饱和，深远海风电资源的开发将成为全国乃至全球未来的重要增长点。由于固定式海上风电装置难以在深远海域建设，掌握漂浮式风电技术将成为开拓深远海的先决条件。DNV 预测，2050 年海上漂浮式风电装机容量将达到 250GW，每年产出的电能将占据世界能源总产出的 2%。国内漂浮式海风赛道处于从 0 到 1 的发展雏形阶段，国家《“十四五”能源领域科技创新规划》指出，要突破深远海域海上风电勘察设计及安装技术，适时开展超大功率海上风电机组工程示范，研发远海深水区域漂浮式风电机组基础一体化设计、建造与施工技术。公司作为国内漂浮式海风赛道的领航者之一，力争未来三年基本掌握、2030 年全面掌握深远海浮式风电工程技术，为海上风电大规模平价开发提供技术支撑，在深海风电领域抢占先机。

图表 92.我国陆上与海上风力资源分布图（70 米高度层）



资料来源：中国气象局《2020 年中国风能太阳能资源年景公报》，中银证券

图表 93.中国近海风电潜力分布图



资料来源：世界银行，中银证券

依托深远海风电，海洋资源一体化开发。海上风电建设逐渐走向深远海，新建输电设施成本也随之提高，为了更有效地利用海域资源，公司将着力打造“海上风电+海上油气”、“海上风电+海洋牧场”、“海上风电+海水淡化”，推进海上风电制氢、氢能储能等多种能源综合开发利用融合发展。我国多个省市已发布文件提倡海上风机利用海洋资源一体化开发，可以预见，未来海上风电将形成新的产业链，也将带动更多新兴产业的发展，为新能源、清洁能源的革命源源不断地注入活力与能量。

图表 94.各省市海洋资源一体化开发倡议文件

文件名称	政策内容
《江苏省“十四五”规划》	有序推进海上风电集中连片、规模化开发和可持续发展，打造国家级海上千万千瓦级风电基地，海上风电新增约 1212 万千瓦。
《浙江省可再生能源发展“十四五”规划》	“探索海上风电基地发展新模式”，集约化打造海上风电+海洋能+储能+制氢+海洋牧场+陆上产业基地的示范项目。
《广东省海洋经济发展“十四五”规划》	支撑海洋资源综合开发利用，推动海上风电项目开发与海洋牧场、海上制氢、观光旅游、海洋综合试验场等相结合，力争到 2025 年底累计建成投产装机容量达到 1800 万千瓦。

资料来源：江苏省发改委，浙江省发改委，广东省人民政府，中银证券

陆上光伏发电与 CCUS 取得突破性进展。公司加快发展海上风电的同时，择优发展陆上光伏发电。2023 年 10 月，公司首个陆地集中式光伏发电项目—甘南合作市“牧光互补”项目并网发电，项目总装机容量为 40 兆瓦。与同等规模的火电项目相比，项目每年可节约标准煤超 2 万吨。公司立足二氧化碳海上封存容量优势，加快实施 CCS/CCUS 项目建设，稳步开展 CCS/CCUS 实质性研究工作，关键技术取得重大突破。2023 年 6 月，中国首个海上二氧化碳封存示范工程项目在恩平 15-1 油田成功投用，初步建立海上二氧化碳捕集、注入、封存和监测技术及装备体系，填补了中国海上二氧化碳封存技术的空白。项目投用后，将累计封存二氧化碳超 150 万吨，相当于植树近 1400 万棵。根据公司发展目标，计划到 2025 年，获取陆上风光资源 5GW，投产 0.5-1.0 GW。

盈利预测与估值

假设 1.OPEC+减产政策延续，全球原油需求稳步增长，美元指数走弱，国际油价维持中高位（均值在 75 美元/桶以上），国内天然气价格市场化改革逐步深化；

假设 2.公司勘探开发稳步推进，油气产量如期增长，2024-2026 年产量分别达到 715 百万桶油当量，790 百万桶油当量和 820 百万桶油当量；

假设 3.油气行业技术进步，桶油生产成本进一步降低；

假设 4.央企业管理效率提升，管理费用率、销售费用率合理优化。

在上述假设符合预期的情况下，预测公司 2024-2026 年归母净利润为 1,441.12 亿元、1,546.60 亿元、1617.56 亿元，对应 EPS(摊薄)为 3.03 元、3.25 元、3.40 元，对应市盈率为 9.9 倍、9.3 倍、8.9 倍，每股净资产分别为 15.7 元、17.5 元和 19.3 元，对应市净率分别为 1.9 倍、1.7 倍、1.6 倍。

中国石油，中国石化，中国海油均为我国石油石化行业代表性能源央企，三家企业的业务结构类似，业务体量可比，选择中国石化、中国石油作为中国海油的可比公司，当前，中国海油 PB 高于中国石油、中国石化，我们认为主要是基于当前国际油价维持中高位，中国海油的上游油气勘探开发业务占比高于另外两个企业，且中国海油未来油气产量增速较高。与同样为高分红高股息率的中国神华、兖矿能源等煤炭公司相比，PB 依然相对偏低，看好油气开采业务高景气度延续，以及公司增储上产持续推进，首次覆盖，给予买入评级。

图表 95.板块经营数据预测

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
油气销售					
营业收入（百万元）	352,956.00	327,867.00	350,457.77	378,555.87	391,620.99
营业成本（百万元）	131,920.00	125,816.00	128,670.01	140,558.00	143,531.33
毛利润（百万元）	221,036.00	202,051.00	221,787.75	237,997.87	248,089.66
毛利率（%）	62.62	61.63	63.29	62.87	63.35
贸易					
营业收入（百万元）	60,433.00	79,308.00	87,238.80	95,962.68	105,558.95
营业成本（百万元）	57,383.00	73,950.00	82,004.47	90,876.66	100,281.00
毛利润（百万元）	3,050.00	5,358.00	5,234.33	5,086.02	5,277.95
毛利率（%）	5.05	6.76	6.00	5.30	5.00
其他业务收入					
营业收入（百万元）	8,841.00	9,434.00	9,600.00	9,800.00	9,800.00
营业成本（百万元）	8,920.00	9,028.00	9,312.00	9,506.00	9,506.00
毛利润（百万元）	(79.00)	406.00	288.00	294.00	294.00
毛利率（%）	(0.89)	4.30	3.00	3.00	3.00
总业务					
总营业收入（百万元）	422,230.00	416,609.00	447,296.57	484,318.55	506,979.94
总营业成本（百万元）	198,223.00	208,794.00	219,986.49	240,940.66	253,318.33
总毛利润（百万元）	224,007.00	207,815.00	227,310.08	243,377.89	253,661.61
毛利率（%）	53.05	49.88	50.82	50.25	50.03

资料来源：公司公告，中银证券

图表 96. 可比公司估值对比

公司代码	公司简称	评级	股价 (元)	市值 (亿元)	每股净资产(元/股)			市净率(x)		
					2023A	2024E	2025E	2023A	2024E	2025E
600188.SH	兖矿能源	未有评级	23.67	1,557.78	7.5	11.14	12.33	3.1	2.1	1.9
601088.SH	中国神华	未有评级	43.44	8,350.85	20.6	21.7	22.7	2.1	2.0	1.9
	煤炭行业平均				14.1	16.4	17.5	2.6	2.1	1.9
601857.SH	中国石油	买入	9.82	17,374.34	7.9	8.4	8.9	1.2	1.2	1.1
600028.SH	中国石化	买入	6.18	7,086.93	6.8	6.8	7.0	0.9	0.9	0.9
	油气行业平均				7.3	7.6	8.0	1.1	1.0	1.0
600938.SH	中国海油	买入	30.13	9,546.80	14.0	15.7	17.5	2.2	1.9	1.7

资料来源: wind, 中银证券

注: 股价截至日 2024 年 6 月 11 日。未有评级标的盈利预测取自 wind 一致预期

风险提示

全球经济增长不及预期

石油石化行业与宏观经济密切相关，宏观经济变化会影响石油及天然气的供给和下游需求，若全球经济增长不及预期，公司业绩或受到不利影响。

国际政治经济变动及地缘政治冲突可能带来意外风险

公司油气资源遍布全球多个国家和地区，经营所在国的政权更替、社会动荡、其他政治经济或外交政策变动，或对公司经营管理，现有资产产生不利影响。且地缘政治冲突或会对公司生产管理产生不利影响。

HSSE 风险

由于地理区域、作业的多样性和技术复杂性，公司日常作业各方面均存在潜在的健康、安全、安保和环境(HSSE)风险。如发生重大 HSSE 事件，可能会导致人员受伤、死亡、环境损害、业务活动中断，公司声誉也将会受到重大影响，投标权受到影响，甚至最终失去部分区块的经营权。

原油及天然气价格波动产生的风险

油气价格波动可能会对公司的业务、现金流和收益产生实质性影响。油气价格具有不确定性。如果油气价格呈下行态势，且持续较长时间，可能对公司的业务、收入和利润产生不利影响，同时可能导致公司核销成本较高的储量和其他资产，减少公司可以经济地生产石油和天然气的产量。若油气价格长期低迷，则可能会影响公司对项目的投资决策。

市场竞争风险

公司可能面临其他同业，特别是海外油气巨头和油田本土油气公司的竞争，这可能会对公司的海外业务拓展产生影响。

汇率风险

公司海外资产和产量占比较大，汇率波动可能直接影响公司的海外资产、成本、收入和利润。

利润表(人民币 百万)

年结日: 12月31日	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业总收入	422,230	416,609	447,297	484,319	506,980
营业收入	422,230	416,609	447,297	484,319	506,980
营业成本	198,223	208,794	219,986	240,941	253,318
营业税金及附加	18,778	24,331	20,128	21,552	22,307
销售费用	3,355	3,501	3,668	3,971	4,157
管理费用	6,356	7,012	6,709	7,265	7,605
研发费用	1,527	1,605	1,789	1,937	2,028
财务费用	3,029	846	590	(177)	(921)
其他收益	672	1,070	750	750	750
资产减值损失	(677)	(3,523)	(3,000)	(3,000)	(3,000)
信用减值损失	11	(74)	15	15	15
资产处置收益	(12)	(117)	(30)	(30)	(30)
公允价值变动收益	(705)	300	0	0	0
投资收益	4,674	4,715	4,000	4,000	4,000
汇兑收益	0	0	0	0	0
营业利润	194,925	172,891	196,161	210,564	220,220
营业外收入	161	510	300	300	300
营业外支出	316	427	350	400	400
利润总额	194,770	172,974	196,111	210,464	220,120
所得税	53,093	48,884	51,969	55,773	58,332
净利润	141,677	124,090	144,141	154,691	161,788
少数股东损益	(23)	247	29	31	32
归母净利润	141,700	123,843	144,112	154,660	161,756
EBITDA	256,177	236,716	250,547	271,207	287,455
EPS(最新股本摊薄, 元)	2.98	2.60	3.03	3.25	3.40

资料来源: 公司公告, 中银证券预测

资产负债表(人民币 百万)

年结日: 12月31日	2022	2023	2024E	2025E	2026E
流动资产	264,679	250,275	283,402	304,531	356,555
货币资金	121,387	150,562	184,632	203,782	256,108
应收账款	36,546	36,291	35,773	36,874	36,356
应收票据	0	95	29	51	33
存货	6,239	6,451	6,137	6,311	6,777
预付账款	3,115	3,218	3,137	3,556	3,481
合同资产	0	0	0	0	0
其他流动资产	97,392	53,658	53,694	53,956	53,800
非流动资产	664,352	755,323	805,732	859,779	908,010
长期投资	62,003	64,591	64,591	64,591	64,591
固定资产	6,652	7,010	8,288	9,455	10,435
无形资产	3,798	3,692	3,692	3,692	3,692
其他长期资产	591,899	680,030	729,161	782,041	829,292
资产合计	929,031	1,005,598	1,089,134	1,164,310	1,264,564
流动负债	113,391	123,939	127,090	118,367	129,026
短期借款	4,303	4,365	4,300	4,000	4,000
应付账款	59,789	61,382	63,277	63,886	64,180
其他流动负债	49,299	58,192	59,513	50,481	60,845
非流动负债	217,257	213,783	214,877	213,682	214,280
长期借款	11,287	11,296	10,000	10,000	10,000
其他长期负债	205,970	202,487	204,877	203,682	204,280
负债合计	330,648	337,722	341,967	332,049	343,305
股本	47,567	47,567	47,567	47,567	47,567
少数股东权益	1,201	1,290	1,319	1,350	1,382
归属母公司股东权益	597,182	666,586	745,848	830,911	919,877
负债和股东权益合计	929,031	1,005,598	1,089,134	1,164,310	1,264,564

资料来源: 公司公告, 中银证券预测

现金流量表(人民币 百万)

年结日: 12月31日	2022	2023	2024E	2025E	2026E
净利润	141,677	124,090	144,141	154,691	161,788
折旧摊销	62,852	68,947	58,517	65,540	72,876
营运资金变动	2,014	10,821	3,838	(10,242)	10,881
其他	(969)	5,885	(1,989)	(1,592)	(3,168)
经营活动现金流	205,574	209,743	204,508	208,397	242,377
资本支出	(94,754)	(120,875)	(115,400)	(119,600)	(124,100)
投资变动	(19,809)	41,604	0	0	0
其他	16,090	1,176	3,970	3,970	3,970
投资活动现金流	(98,473)	(78,095)	(111,430)	(115,630)	(120,130)
银行借款	(3)	71	(1,361)	(300)	0
股权融资	(61,219)	(69,156)	(64,851)	(69,597)	(72,790)
其他	(3,740)	(15,143)	7,204	(3,720)	2,869
筹资活动现金流	(64,962)	(84,228)	(59,008)	(73,617)	(69,921)
净现金流	42,139	47,420	34,070	19,150	52,326

资料来源: 公司公告, 中银证券预测

财务指标

年结日: 12月31日	2022	2023	2024E	2025E	2026E
成长能力					
营业收入增长率(%)	71.6	(1.3)	7.4	8.3	4.7
营业利润增长率(%)	103.5	(11.3)	13.5	7.3	4.6
归属于母公司净利润增长率(%)	101.5	(12.6)	16.4	7.3	4.6
息税前利润增长率(%)	101.4	(13.2)	14.5	7.1	4.3
息税折旧前利润增长率(%)	67.2	(7.6)	5.8	8.2	6.0
EPS(最新股本摊薄)增长率(%)	101.5	(12.6)	16.4	7.3	4.6
获利能力					
息税前利润率(%)	45.8	40.3	42.9	42.5	42.3
营业利润率(%)	46.2	41.5	43.9	43.5	43.4
毛利率(%)	53.1	49.9	50.8	50.3	50.0
归母净利润率(%)	33.6	29.7	32.2	31.9	31.9
ROE(%)	23.7	18.6	19.3	18.6	17.6
ROIC(%)	21.3	17.3	18.7	18.6	18.5
偿债能力					
资产负债率	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3
净负债权益比	0.0	0.0	(0.1)	(0.1)	(0.1)
流动比率	2.3	2.0	2.2	2.6	2.8
营运能力					
总资产周转率	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4
应收账款周转率	13.4	11.4	12.4	13.3	13.8
应付账款周转率	7.8	6.9	7.2	7.6	7.9
费用率					
销售费用率(%)	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
管理费用率(%)	1.5	1.7	1.5	1.5	1.5
研发费用率(%)	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
财务费用率(%)	0.7	0.2	0.1	0.0	(0.2)
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	3.0	2.6	3.0	3.3	3.4
每股经营现金流(最新摊薄)	4.3	4.4	4.3	4.4	5.1
每股净资产(最新摊薄)	12.6	14.0	15.7	17.5	19.3
每股股息	0.7	0.6	1.4	1.5	1.5
估值比率					
P/E(最新摊薄)	10.1	11.6	9.9	9.3	8.9
P/B(最新摊薄)	2.4	2.2	1.9	1.7	1.6
EV/EBITDA	3.1	4.3	5.7	5.2	4.7
价格/现金流(倍)	7.0	6.8	7.0	6.9	5.9

资料来源: 公司公告, 中银证券预测

披露声明

本报告准确表述了证券分析师的个人观点。该证券分析师声明，本人未在公司内、外部机构兼任有损本人独立性与客观性的其他职务，没有担任本报告评论的上市公司的董事、监事或高级管理人员；也不拥有与该上市公司有关的任何财务权益；本报告评论的上市公司或其它第三方都没有或没有承诺向本人提供与本报告有关的任何补偿或其它利益。

中银国际证券股份有限公司同时声明，将通过公司网站披露本公司授权公众媒体及其他机构刊载或者转发证券研究报告有关情况。如有投资者于未经授权的公众媒体看到或从其他机构获得本研究报告的，请慎重使用所获得的研究报告，以防止被误导，中银国际证券股份有限公司不对其报告理解和使用承担任何责任。

评级体系说明

以报告发布日后公司股价/行业指数涨跌幅相对同期相关市场指数的涨跌幅的表现为基准：

公司投资评级：

- 买入：预计该公司股价在未来 6-12 个月内超越基准指数 20% 以上；
- 增持：预计该公司股价在未来 6-12 个月内超越基准指数 10%-20%；
- 中性：预计该公司股价在未来 6-12 个月内相对基准指数变动幅度在 -10%-10% 之间；
- 减持：预计该公司股价在未来 6-12 个月内相对基准指数跌幅在 10% 以上；
- 未有评级：因无法获取必要的资料或者其他原因，未能给出明确的投资评级。

行业投资评级：

- 强于大市：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现强于基准指数；
- 中性：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现基本与基准指数持平；
- 弱于大市：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现弱于基准指数；
- 未有评级：因无法获取必要的资料或者其他原因，未能给出明确的投资评级。

沪深市场基准指数为沪深 300 指数；新三板市场基准指数为三板成指或三板做市指数；香港市场基准指数为恒生指数或恒生中国企业指数；美股市场基准指数为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。

风险提示及免责声明

本报告由中银国际证券股份有限公司证券分析师撰写并向特定客户发布。

本报告发布的特定客户包括：1) 基金、保险、QFII、QDII 等能够充分理解证券研究报告，具备专业信息处理能力的中银国际证券股份有限公司的机构客户；2) 中银国际证券股份有限公司的证券投资顾问服务团队，其可参考使用本报告。中银国际证券股份有限公司的证券投资顾问服务团队可能以本报告为基础，整合形成证券投资顾问服务建议或产品，提供给接受其证券投资顾问服务的客户。

中银国际证券股份有限公司不以任何方式或渠道向除上述特定客户外的公司个人客户提供本报告。中银国际证券股份有限公司的个人客户从任何外部渠道获得本报告的，亦不应直接依据所获得的研究报告作出投资决策；需充分咨询证券投资顾问意见，独立作出投资决策。中银国际证券股份有限公司不承担由此产生的任何责任及损失等。

本报告期内含保密信息，仅供收件人使用。阁下作为收件人，不得出于任何目的直接或间接复制、派发或转发此报告全部或部分内容予任何其他人，或将此报告全部或部分内容发表。如发现本研究报告被私自转载或转发的，中银国际证券股份有限公司将及时采取维权措施，追究有关媒体或者机构的责任。所有本报告期内使用的商标、服务标记及标记均为中银国际证券股份有限公司或其附属及关联公司（统称“中银国际集团”）的商标、服务标记、注册商标或注册服务标记。

本报告及其所载的任何信息、材料或内容只提供给阁下作参考之用，并未考虑到任何特别的投资目的、财务状况或特殊需要，不能成为或被视为出售或购买或认购证券或其它金融票据的要约或邀请，亦不构成任何合约或承诺的基础。中银国际证券股份有限公司不能确保本报告中提及的投资产品适合任何特定投资者。本报告的内容不构成对任何人的投资建议，阁下不会因为收到本报告而成为中银国际集团的客户。阁下收到或阅读本报告须在承诺购买任何报告中所指之投资产品之前，就该投资产品的适合性，包括阁下的特殊投资目的、财务状况及其特别需要寻求阁下相关投资顾问的意见。

尽管本报告所载资料的来源及观点都是中银国际证券股份有限公司及其证券分析师从相信可靠的来源取得或达到，但撰写本报告的证券分析师或中银国际集团的任何成员及其董事、高管、员工或其他任何个人（包括其关联方）都不能保证它们的准确性或完整性。除非法律或规则规定必须承担的责任外，中银国际集团任何成员不对使用本报告的材料而引致的损失负任何责任。本报告对其中所包含的或讨论的信息或意见的准确性、完整性或公平性不作任何明示或暗示的声明或保证。阁下不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告仅反映证券分析师在撰写本报告时的设想、见解及分析方法。中银国际集团成员可发布其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦有可能采取与本报告观点不同的投资策略。为免生疑问，本报告所载的观点并不代表中银国际集团成员的立场。

本报告可能附载其它网站的地址或超级链接。对于本报告可能涉及到中银国际集团本身网站以外的资料，中银国际集团未有参阅有关网站，也不对它们的内容负责。提供这些地址或超级链接（包括连接到中银国际集团网站的地址及超级链接）的目的，纯粹为了阁下的方便及参考，连结网站的内容不构成本报告的任何部份。阁下须承担浏览这些网站的风险。

本报告所载的资料、意见及推测仅基于现状，不构成任何保证，可随时更改，毋须提前通知。本报告不构成投资、法律、会计或税务建议或保证任何投资或策略适用于阁下个别情况。本报告不能作为阁下私人投资的建议。

过往的表现不能被视作将来表现的指示或保证，也不能代表或对将来表现做出任何明示或暗示的保障。本报告所载的资料、意见及预测只是反映证券分析师在本报告所载日期的判断，可随时更改。本报告中涉及证券或金融工具的价格、价值及收入可能出现上升或下跌。

部分投资可能不会轻易变现，可能在出售或变现投资时存在难度。同样，阁下获得有关投资的价值或风险的可靠信息也存在困难。本报告中包含或涉及的投资及服务可能未必适合阁下。如上所述，阁下须在做出任何投资决策之前，包括买卖本报告涉及的任何证券，寻求阁下相关投资顾问的意见。

中银国际证券股份有限公司及其附属及关联公司版权所有。保留一切权利。

中银国际证券股份有限公司

中国上海浦东
银城中路 200 号
中银大厦 39 楼
邮编 200121
电话: (8621) 6860 4866
传真: (8621) 5888 3554

相关关联机构:

中银国际研究有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
致电香港免费电话:
中国网通 10 省市客户请拨打: 10800 8521065
中国电信 21 省市客户请拨打: 10800 1521065
新加坡客户请拨打: 800 852 3392
传真: (852) 2147 9513

中银国际证券有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
传真: (852) 2147 9513

中银国际控股有限公司北京代表处

中国北京市西城区
西单北大街 110 号 8 层
邮编: 100032
电话: (8610) 8326 2000
传真: (8610) 8326 2291

中银国际(英国)有限公司

2/F, 1 Lothbury
London EC2R 7DB
United Kingdom
电话: (4420) 3651 8888
传真: (4420) 3651 8877

中银国际(美国)有限公司

美国纽约市美国大道 1045 号
7 Bryant Park 15 楼
NY 10018
电话: (1) 212 259 0888
传真: (1) 212 259 0889

中银国际(新加坡)有限公司

注册编号 199303046Z
新加坡百得利路四号
中国银行大厦四楼(049908)
电话: (65) 6692 6829 / 6534 5587
传真: (65) 6534 3996 / 6532 3371