



Research and
Development Center

高油价+低估值+高股息持续兑现， 中海油迎来历史机遇

— 中国海油（600938.SH）深度报告

2022 年 4 月 21 日

陈淑娴，CFA 石化行业首席分析师
S1500519080001
+86 21 61678597
chenshuxian@cindasc.com

证券研究报告

公司研究

深度报告

中国海油 (600938. SH)

投资评级 买入

上次评级 无评级

公司主要数据

发行价 (元)	10.8
52 周内股价	-
波动区间 (元)	-
最近一月涨跌幅 (%)	-
总股本 (亿股)	472.47-476.37
流通 H 股比例 (%)	93.72%-94.5%
流通 A 股比例 (%)	5.50%-6.28%
总市值 (亿元)	4346.65-4388.77
H 股市值 (亿元, 人民币)	4065.86
A 股市值 (亿元)	280.8-322.92

资料来源: 万得, 信达证券研发中心

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

高油价+低估值+高股息持续兑现, 中海油迎来历史机遇

2022 年 4 月 21 日

本期内容提要:

◆**产能周期引发能源大通胀, 看好原油等能源资源的历史性配置机会:** 无论是传统油气资源还是美国页岩油, 资本开支是限制原油生产的主要原因。考虑全球原油长期资本开支不足, 全球原油供给弹性将下降, 而在新旧能源转型中, 原油需求仍在增长, 全球将持续多年面临原油紧缺问题, 2022 年国际油价迎来上行拐点, 中长期来看油价将长期维持高位, 未来 3-5 年能源资源有望处在景气向上的周期, 继续坚定看好本轮能源大通胀, 继续坚定看好原油等能源资源在产能周期下的历史性配置机会。我们认为未来几年油价将长期处于高位, 油价中枢抬升, 利好上游板块。同时, 中海油的油气产量比例为 8:2, 其原油产量占比高于中国石油 (油气产量比为 6:4)、中国石化 (油气产量比为 6:4)、BP (油气产量比为 6:4)、雪佛龙 (油气产量比为 6:4)、埃克森美孚 (油气产量比为 6:4)、戴文能源 (油气产量比为 7:3)、西方石油 (油气产量比为 7:3) 等国内外能源公司, 更加受益于油价上涨。

◆**持续推进增量降本, 彰显盈利成长性:** 产量方面, 2022-2024 年, 公司油气净产量目标将分别达 600-610、640-650 和 680-690 百万桶油当量, 年增速在 6-7% 左右。到 2025 年, 公司计划日产量目标达到 200 万桶, 年度净产量目标达 730 百万桶油当量, 油气产量增长将带动公司业绩规模进一步扩大。同时, 公司继续加大油气勘探, 2022 年储量替代率继续保持在 130%。成本方面, 2021 年, 公司桶油主要成本为 29.49 美元, 与布油价差达 40 美元。在有效的成本管控下, 除了 2015、2016、2017 受油价低位运行影响和 2020 年受疫情影响以外, 布伦特原油价格与中海油桶油成本的价差均在 34 美元以上, 能够带来充分的盈利空间。资本开支方面, 2022 年, 中海油的资本支出预算为 900-1000 亿元, 高资本开支支撑公司储产规模持续扩大。

◆**积极推动新产能进度, 深挖增产潜力:** 2021 年 Q4, 曹妃甸 11-6 油田扩建、垦利 16-1 油田、陆丰油田群区域开发、英国 Buzzard 二期四个新项目已投产。2021 年公司公布的 19 个新项目中, 剩余锦州 31-1 气田、垦利 6-1 油田 4-1 区块开发项目、旅大 4-2 油田 4-3 区块、旅大 5-2 北油田四个项目将于 2022 年继续加紧建设。2022 年预计公司有 13 个新项目投产, 主要包括中国的渤中 29-6 油田开发、垦利 6-1 油田 5-1、5-2、6-1 区块开发、恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群联合开发和神府南汽田开发以及海外的圭亚那 Liza 二期和印度尼西亚 3M (MDA、MBH、MAC) 项目等, 为实现公司未来产量目标提供有力支持。项目全部投产后能够为公司贡献最大 20 万桶/天的产量, 为公司中长期产量增长夯实基础。到 2022 年 4 月, 圭亚那 Liza 二期和涠洲 12-8 油田东区开发项目已宣布投产。

◆**海上油气开采具备广阔空间, 奠定公司可持续发展潜力:** 我国从 20 世纪 50 年代开始大力开展陆上油气勘探工作, 20 世纪 80 年代才涉足海上油气勘探。目前, 我国陆上油气新增储量增长乏力, 海洋油气具备较大勘探开发空间, 据中国海油集团能源经济研究院于 2022 年 1 月 14 日发布的《中国海洋能源发展报告 2021》, 2021 年, 我国海洋原油产量 5464 万吨, 海洋原油同比增量占全国总增量的 80% 以上。2022 年, 预计我国海洋原油产量达到 5760 万吨, 同比上涨约 5.4%, 继续保持全国石油增量的领军地位。中国海域为中海油核心作业区域, 目前中海油已就中国海域内具备开发潜力的地区向国家申请矿证, 95% 以上的地区矿证为中海



油持有。

- ◆**绝对估值法，存在大幅修复向上空间：**我们假设：1、2022-2025 年布油均价为 80 美金/桶，2022 年公司平均净利润为 800 亿元，2023-2025 年公司业绩存在由产量增长引起的 7%的增速；2026-2060 年假设布油均价为 60 美金/桶，公司平均净利润为 600 亿元。在 5-8%的折现率假设下，公司总价值在 8062-11218 亿元之间，公司市值还有 85-158%的增长空间。2、2022-2025 年布油均价为 100 美金/桶，2022 年公司平均净利润为 1000 亿元，2023-2025 年公司业绩存在由产量增长引起的 7%的增速；2026-2060 年保守假设布油均价为 60 美金/桶，公司平均净利润为 600 亿元。在 5-8%的折现率假设下，公司总价值在 8792-12002 亿元之间，公司市值还有 102-176%的增长空间。
- ◆**相对估值法，估值明显低于历史范围及同行水平：**根据中石油、中石化的万得一致预期以及我们对中海油 A 股的测算，我们认为，按照 A 股发行价 10.8 元，对应中海油 A 股 2022-2024 年 PE 分别为 4.99、4.21 和 3.87 倍，PB 分别为 0.90、0.79 和 0.71 倍。2022-2024 年中海油 A 股的 PE 估值均低于中石油和中石化 A 股和 H 股，也大幅低于国际石油公司。另一方面，2022-2024 年中石油、中石化的 A/H 股溢价为 70%、30%，按照中海油 A 股 10.8 元的发行价，中海油 A/H 股溢价为 10%，中海油 H 股 2011-2021 年 PE 区间为 9-12 倍，PB 区间为 1-1.8 倍，中海油的 A 股估值存在大幅修复上行空间。
- ◆**高股息方案，提供绝对收益保障：**公司股息率在国内外同行中处于较高水平。2022-2024 年，公司表示全年股息支付率将不低于 40%，绝对值不低于 0.70 港元/股（含税）。鉴于公司正式启动回 A，为避免影响发行进度，公司决定暂不派发 2021 年末股息，将在回 A 完成后正式公布特别股息方案。。
- ◆**双碳目标约束下，公司加码天然气和海上风电：**向碳中和过渡中，为满足国家发展和不断增长的能源需求，天然气在能源消费结构中的比例将逐渐增加，公司积极布局，天然气营收和产量占比不断提升。此外，海上风电将成为推动能源结构转型及全球低碳经济发展的重要力量，公司依托已有优势，将海上风电作为能源转型的重要探索。在海南陵水海域，世界首座十万吨级深水半潜式生产储油平台“深海一号”能源站完成 3 项世界级创新，标志着公司国内海洋油气勘探开发实现了向超深水领域的历史性跨越。深海一号超深水大气田的投产，也将助力公司天然气产量占比进一步提升。此外，公司不断探索新能源领域，江苏竹根沙（H2#）30 万千瓦海上风电项目实现全容量并网发电。
- ◆**完成回 A，募集资金加码油气产量：**公司在 2022 年 3 月 30 日收到证监会核准回 A 的批文，正式启动 A 股发行。公司启用了超额配售选择权机制。截至 4 月 18 日，本次 A 股发行规模占发行完成后公司总股数的 5.50-6.28%，其中，无限售条件的流通 A 股占比 3.13-3.16%。本次募集资金将用于圭亚那 Payara 油田开发、流花 11-1/4-1 油田二次开发、圭亚那 Liza 油田二期开发、陆丰油田群区开发、陵水 17-2 气田开发、陆丰 12-3 油田开发、秦皇岛 32-6/曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程、旅大 6-2 油田开发等 8 大油田区块开发应用项目，以及补充流动资金。在本轮募集资金支持下，公司油气开发规模迎来新一轮增长，公司价值有望进一步提升。另一方面，与中国石化和中国石油这样的“勘探开发-炼化-零售”陆上一体化石油公司不同，中海油为我国最大的海上上游油气生产龙头，也是全球最大的独立油气勘探及生产商，中海油此次回 A 也进一步丰富了 A 股市场的股票类型，填补了国内市场在纯上游股票上的空白。
- ◆**盈利预测与投资评级：**我们预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为 1021.97、1211.67 和 1318.63 亿元，同比增速分别为 45.3%、18.6%、8.8%，EPS 分别为 2.16、2.56 和 2.79 元/股。按照 A 股发行价对应的

PE 分别为 4.99、4.21 和 3.87 倍。考虑到公司受益于原油价格攀升和产量增长，2022-2024 年公司业绩增长提速，估值存在大幅修复向上空间，且享受高股息，给予“买入”评级。

◆**股价催化剂：**地缘政治冲突频繁；供应紧缺导致油价维持中高位水平；全球资本开支不足导致油气能源危机；全球经济复苏进度超预期。

◆**风险因素：**疫情反复、经济波动和油价下行风险；公司增储上产速度不及预期风险；经济制裁和地缘政治风险。

重要财务指标	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业总收入	155,373	246,112	339,665	393,128	433,767
同比(%)	-33.4%	58.4%	38.0%	15.7%	10.3%
归属母公司净利润	24,957	70,320	102,197	121,167	131,863
同比(%)	-59.1%	181.8%	45.3%	18.6%	8.8%
毛利率(%)	37.3%	50.6%	58.1%	59.8%	59.9%
ROE(%)	5.8%	14.6%	17.9%	18.8%	18.3%
EPS（摊薄）（元）	0.56	1.57	2.16	2.56	2.79
P/E	19.29	6.88	4.99	4.21	3.87
P/B	1.11	1.00	0.90	0.79	0.71

资料来源：万得，公司公告，信达证券研发中心预测；股价为发行价 10.8 元。

一、过去：二十年发展成就海上油气龙头	11
1.1 公司概况	11
1.2 油价回暖驱动公司业绩回升	12
1.3 公司财务状况良好，经营现金流充裕	14
二、内在：深挖潜力，追求卓越	15
2.1 优势一：低成本 30 美元/桶，强化盈利和风险抵御能力	15
2.2 优势二：海上开采潜力奠定可持续发展基础	17
2.3 优势三：逆周期投资，增储上产助力公司规模不断扩大	19
三、油价：资本开支不足，油价开启上行周期	25
2.1 资本开支增长有限，原油供给趋于紧缺	25
2.2 冲击：俄乌冲突加剧原油供应紧张	27
2.3 OPEC+联盟增产不及预期，供给弹性下降	28
2.4 美国原油供给逐步恢复，但增幅有限存瓶颈	32
2.5 高油价下全球原油需求增速放缓，但仍将继续增长	35
四、未来：环境约束趋紧，探索低碳转型	37
4.1 低碳减排提上日程，能源转型方兴未艾	37
4.2 高碳向零碳过渡，天然气迎来发展机遇	37
4.3 依托优势发力，公司加码海上风电	40
盈利预测、估值、股息与投资评级	43
盈利预测重要假设	43
估值与投资评级	43
绝对估值法	43
相对估值法	45
股息率分析	47
风险因素	49

表 目 录

表 1 A 股募集资金投资项目列示	12
表 2 近年能源安全战略相关会议或政策整理	19
表 3 2021 年公司新增项目列示（千桶油当量/天）	24
表 4 2022 年公司新增项目列示（千桶油当量/天）	24
表 5 国际石油公司低碳战略计划	27
表 6 OPEC+减产分阶段情况（万桶/日）	29
表 7 2030-2050 风电成本预测	41
表 8 地方政府积极出台风电政策	42
表 9 公司海上风电项目战略变动	42
表 10 我国石油特别收益金征收规则	43
表 11 公司绝对估值敏感性分析（亿元人民币）	44
表 12 公司收益率敏感性分析	45
表 13 国内可比上市公司相对估值	46
表 14 国际可比上市公司相对估值	47

图 目 录

图 1 2021 年中海油股权结构	11
图 2 未行使超额配售权下的股本结构	12
图 3 全额行使超额配售权下的股本结构	12
图 4 公司营收结构（亿元）	13
图 5 公司营收、净利与油价关系（亿元，美元/桶）	13
图 6 公司营收及同比增速（亿元，%）	13
图 7 公司归母净利润及同比增速（亿元，%）	13
图 8 公司桶油生产成本、油价及价差（美元/桶）	14

图 9 2021 年各公司油气产量结构 (%)	14
图 10 公司销售净利率显著高于同行 (%)	15
图 11 公司 ROE 表现优秀 (%)	15
图 12 公司资产负债率低于同行 (%)	15
图 13 公司经营现金流充裕 (亿元)	15
图 14 桶油作业费用与油价正相关 (美元/桶)	16
图 15 公司桶油折旧摊销与桶油开发生产投资 (美元/桶)	16
图 16 中海油桶油成本结构 (美元/桶)	16
图 17 中海油与国内外同行的平均作业成本比较 (美元/桶)	16
图 18 2021 年中国海洋油气产量	17
图 19 2022 年中国海洋预计油气产量	17
图 20 “三桶油”油气储量 (百万桶油当量, %)	17
图 21 “三桶油”已探明未开发储量占比 (%)	17
图 22 “三桶油”储量寿命 (年)	18
图 23 “三桶油”储量替代率 (%)	18
图 24 公司勘探投入及占上游资本支出比重 (亿元, %)	18
图 25 中国原油净进口量、产量与对外依存度 (万吨, %)	19
图 26 中国天然气净进口量、产量与对外依存度 (亿立方米, %)	19
图 27 中海油资本开支 (亿元)	20
图 28 2022 年公司资本开支结构	21
图 29 2022 年公司海内外资本开支占比	21
图 30 中海油资本开支计划完成情况 (亿元, %)	21
图 31 中海油资本开支实际完成率与油价关系 (%, 美元/桶)	21
图 32 公司原油产量及同比增速 (百万桶, %)	22
图 33 2021 年国内原油生产地区占比	22
图 34 2021 年海外原油生产地区占比	22
图 35 公司天然气产量及同比增速 (十亿立方英尺, %)	22
图 36 2021 年国内天然气生产地区占比	23
图 37 2021 年海外天然气生产地区占比	23
图 38 公司 2022-2025 年油气净产量目标 (百万桶油当量, %)	23
图 39 美国原油总库存与去库存速度 (千桶, 千桶/天)	25
图 40 OECD 商业原油库存与去库存速度 (百万桶, 千桶/天)	25
图 41 美国战略储备原油库存变动预测 (百万桶)	25
图 42 全球上游油气投资与油价关系 (十亿美元, 美元/桶)	26
图 43 全球主要原油公司上游资本开支 (十亿美元, 十亿美元)	26
图 44 欧美综合能源公司资本开支情况 (十亿美元)	26
图 45 美国页岩油公司资本开支情况 (十亿美元)	26
图 46 欧美主要石油公司 2022 年资本开支增幅与油气产量增幅 (%)	26
图 47 俄罗斯原油产量与出口比例 (百万桶/天, %)	28
图 48 2020 年俄罗斯石油出口去向	28
图 49 俄罗斯原油产量与产能 (千桶/天, 千桶/天)	28
图 50 2022 年 1-9 月 OPEC+ 减产联盟各国的增产配额 (千桶/日)	30
图 51 2022 年 1-9 月 OPEC-10 国的剩余产能-增产配额 (千桶/日)	30
图 52 2022 年 1-9 月 NON-OPEC 国的剩余产能-增产配额 (千桶/日)	30
图 53 沙特阿美历年资本开支结构 (十亿美元)	31
图 54 沙特阿美原油产能计划 (千桶/天)	31
图 55 2010-2021 年 12 月利比亚剩余产能 (千桶/日)	31
图 56 2010-2021 年 12 月委内瑞拉剩余产能 (千桶/日)	31
图 57 2010-2021 年 12 月伊朗剩余产能 (千桶/日)	31
图 58 2015-2022 年美国原油产量 (千桶/日)	32
图 59 2015-2022 年美国页岩油产量及占比 (千桶/日, %)	32
图 60 2011-2021 年美国钻机数和油价 (台, 美元/桶)	32
图 61 2014-2021 年美国库存井和完井率 (口, %)	32
图 62 2015-2020 年美国页岩油井数量 (口)	33
图 63 2015-2020 年美国页岩油年产量 (百万桶)	33
图 64 2007-2022 年美国七大页岩油产区钻机总数和日均单机产量 (台, 桶/天)	33
图 65 2007-2022 年美国 Permian 地区钻机数和单机产量 (台, 桶/天)	33
图 66 高油价下抑制美国页岩油公司产量增长的原因	34
图 67 大型页岩油公司 2022 年原油产量增长预期	34
图 68 小型页岩油公司 2022 年原油产量增长预期	34
图 69 美国原油产量结构及预期 (百万桶/天)	34
图 70 美国原油产量变化 (百万桶/天)	34

图 71 1990-2050 年美国原油产量 (百万桶/日)	35
图 72 2019-2022 年全球原油按产品需求量 (千桶/日)	35
图 73 2019-2022 年全球原油按产品需求同比变化 (千桶/日)	35
图 74 2019 年全球原油按产品需求量 (%)	36
图 75 2022 年全球原油按产品需求量 (%)	36
图 76 2000-2026 年全球原油需求/GDP 弹性系数 (%，倍)	36
图 77 2000-2026 年全球原油需求及预测 (百万桶/日)	37
图 78 中国 CO ₂ 排放量明显高于其他国家 (百万吨)	38
图 79 中国 CO ₂ 排放量明显高于其他国家 (%)	38
图 80 中国能源消费结构 (百万吨标准煤)	38
图 81 中国能源消费结构 (%)	38
图 82 1973 年世界能源结构	38
图 83 2019 年世界能源结构	38
图 84 中国、美国和全球的原油储采比 (年)	39
图 85 中国、美国和全球的天然气储采比 (年)	39
图 86 中国天然气消费量及同比增速 (十亿立方米，%)	39
图 87 公司天然气产量及在国内占比 (十亿立方米，%)	39
图 88 “深海一号”生产储油平台示意图	40
图 89 神府南气田示意图	40
图 90 全球风电装机量及同比增速 (GW，%)	40
图 91 全球及欧洲地区海上风电装机量 (GW)	40
图 92 中欧海上风电装机情况对比 (GW，%)	41
图 93 2018 年和 2040 年主要国家海上风电装机容量 (GW)	41
图 94 2022 年公司净利润对油价敏感性分析	44
图 95 高油价时期各公司年均 PE (倍，美元/桶)	45
图 96 低油价时期各公司年均 PE (倍，美元/桶)	45
图 97 高油价时期各公司年均 PB (倍，美元/桶)	46
图 98 低油价时期各公司年均 PB (倍，美元/桶)	46
图 99 不同油价时期各公司年均 PE (倍)	46
图 100 不同油价时期各公司年均 PB (倍)	46
图 101 “三桶油”股息率对比 (%)	48
图 102 2020 年各公司股息率对比 (%)	48
图 103 2022 年公司每股股利对油价敏感性分析	48
图 104 2022 年公司股息率对油价敏感性分析	48



投资聚焦

核心观点/投资逻辑:

产能周期引发能源大通胀，看好原油等能源资源的历史性配置机会：无论是传统油气资源还是美国页岩油，资本开支是限制原油生产的主要原因。考虑全球原油长期资本开支不足，全球原油供给弹性将下降，而在新旧能源转型中，原油需求仍在增长，全球将持续多年面临原油紧缺问题，2022 年国际油价迎来上行拐点，中长期来看油价将长期维持高位，未来 3-5 年能源资源有望处在景气向上的周期，继续坚定看好本轮能源大通胀，继续坚定看好原油等能源资源在产能周期下的历史性配置机会。我们认为未来几年油价将长期处于高位，油价中枢抬升，利好上游板块。同时，中海油的油气产量比例为 8:2，其原油产量占比高于中国石油（油气产量比为 6:4）、中国石化（油气产量比为 6:4）、BP（油气产量比为 6:4）、雪佛龙（油气产量比为 6:4）、埃克森美孚（油气产量比为 6:4）、戴文能源（油气产量比为 7:3）、西方石油（油气产量比为 7:3）等国内外能源公司，更加受益于油价上涨。

持续推进增量降本，彰显盈利成长性：产量方面，2022-2024 年，公司油气净产量目标将分别达 600-610、640-650 和 680-690 百万桶油当量，年增速在 6-7% 左右。到 2025 年，公司计划日产量目标达到 200 万桶，年度净产量目标达 730 百万桶油当量，油气产量增长将带动公司业绩规模进一步扩大。同时，公司继续加大油气勘探，2022 年储量替代率继续保持在 130%。成本方面，2021 年，公司桶油主要成本为 29.49 美元，与布油价差达 40 美元。在有效的成本管控下，除了 2015、2016、2017 受油价低位运行影响和 2020 年受疫情影响以外，布伦特原油价格与中海油桶油成本的价差均在 34 美元以上，能够带来充分的盈利空间。资本开支方面，2022 年，中海油的资本支出预算为 900-1000 亿元，高资本开支支撑公司储产规模持续扩大。

积极推动新产能进度，深挖增产潜力：2021 年 Q4，曹妃甸 11-6 油田扩建、垦利 16-1 油田、陆丰油田群区域开发、英国 Buzzard 二期四个新项目已投产。2021 年公司公布的 19 个新项目中，剩余锦州 31-1 气田、垦利 6-1 油田 4-1 区块开发项目、旅大 4-2 油田 4-3 区块、旅大 5-2 北油田四个项目将于 2022 年继续加紧建设。2022 年预计公司有 13 个新项目投产，主要包括中国的渤中 29-6 油田开发、垦利 6-1 油田 5-1、5-2、6-1 区块开发、恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群联合开发和神府南汽田开发以及海外的圭亚那 Liza 二期和印度尼西亚 3M（MDA、MBH、MAC）项目等，为实现公司未来产量目标提供有力支持。项目全部投产后能够为公司贡献最大 20 万桶/天的产量，为公司中长期产量增长夯实基础。到 2022 年 4 月，圭亚那 Liza 二期和涠洲 12-8 油田东区开发项目已宣布投产。

海上油气开采具备广阔空间，奠定公司可持续发展潜力：我国从 20 世纪 50 年代开始大力开展陆上油气勘探工作，20 世纪 80 年代才涉足海上油气勘探。目前，我国陆上油气新增储量增长乏力，海洋油气具备较大勘探开发空间，据中国海油集团能源经济研究院于 2022 年 1 月 14 日发布的《中国海洋能源发展报告 2021》，2021 年，我国海洋原油产量 5464 万吨，海洋原油同比增量占全国总增量的 80% 以上。2022 年，预计我国海洋原油产量达到 5760 万吨，同比上涨约 5.4%，继续保持全国石油增量的领军地位。中国海域为中海油核心作业区域，目前中海油已就中国海域内具备开发潜力的地区向国家申请矿证，95% 以上的地区矿证为中海油持有。

绝对估值法，存在大幅修复向上空间：我们假设：1、2022-2025 年布油均价为 80 美金/桶，2022 年公司平均净利润为 800 亿元，2023-2025 年公司业绩存在由产量增长引起的 7% 的增速；2026-2060 年假设布油均价为 60 美金/桶，公司平均净利润为 600 亿元。在 5-8% 的

折现率假设下，公司总价值在 8062-11218 亿元之间，公司市值还有 85-158% 的增长空间。
2、2022-2025 年布油均价为 100 美金/桶，2022 年公司平均净利润为 1000 亿元，2023-2025 年公司业绩存在由产量增长引起的 7% 的增速；2026-2060 年保守假设布油均价为 60 美金/桶，公司平均净利润为 600 亿元。在 5-8% 的折现率假设下，公司总价值在 8792-12002 亿元之间，公司市值还有 102-176% 的增长空间。

相对估值法，估值明显低于历史范围及同行水平：根据中石油、中石化的万得一致预期以及我们对中海油 A 股的测算，我们认为，按照 A 股发行价 10.8 元，对应中海油 A 股 2022-2024 年 PE 分别为 4.99、4.21 和 3.87 倍，PB 分别为 0.90、0.79 和 0.71 倍。2022-2024 年中海油 A 股的 PE 估值均低于中石油和中石化 A 股和 H 股，也大幅低于国际石油公司。另一方面，2022-2024 年中石油、中石化的 A/H 股溢价为 70%、30%，按照中海油 A 股 10.8 元的发行价，中海油 A/H 股溢价为 10%，中海油 H 股 2011-2021 年 PE 区间为 9-12 倍，PB 区间为 1-1.8 倍，中海油的 A 股估值存在大幅修复上行空间。

高股息方案，提供绝对收益保障：公司股息率在国内外同行中处于较高水平。2022-2024 年，公司表示全年股息支付率将不低于 40%，绝对值不低于 0.70 港元/股（含税）。鉴于公司正式启动回 A，为避免影响发行进度，公司决定暂不派发 2021 年末股息，将在回 A 完成后正式公布特别股息方案。

双碳目标约束下，公司加码天然气和海上风电：向碳中和过渡中，为满足国家发展和不断增长的能源需求，天然气在能源消费结构中的比例将逐渐增加，公司积极布局，天然气营收和产量占比不断提升。此外，海上风电将成为推动能源结构转型及全球低碳经济发展的重要力量，公司依托已有优势，将海上风电作为能源转型的重要探索。在海南陵水海域，世界首座十万吨级深水半潜式生产储油平台“深海一号”能源站完成 3 项世界级创新，标志着公司国内海洋油气勘探开发实现了向超深水领域的历史性跨越。深海一号超深水大气田的投产，也将助力公司天然气产量占比进一步提升。此外，公司不断探索新能源领域，江苏竹根沙（H2#）30 万千瓦海上风电项目实现全容量并网发电。

完成回 A，募集资金加码油气产量：公司在 2022 年 3 月 30 日收到证监会核准回 A 的批文，正式启动 A 股发行。公司启用了超额配售选择权机制。截至 4 月 18 日，本次 A 股发行规模占发行完成后公司总股数的 5.50-6.28%，其中，无限售条件的流通 A 股占比 3.13-3.16%。本次募集资金将用于圭亚那 Payara 油田开发、流花 11-1/4-1 油田二次开发、圭亚那 Liza 油田二期开发、陆丰油田群区开发、陵水 17-2 气田开发、陆丰 12-3 油田开发、秦皇岛 32-6/曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程、旅大 6-2 油田开发等 8 大油田区块开发应用项目，以及补充流动资金。在本轮募集资金支持下，公司油气开发规模迎来新一轮增长，公司价值有望进一步提升。另一方面，与中国石化和中国石油这样的“勘探开发-炼化-零售”陆上一体化石油公司不同，中海油为我国最大的海上上游油气生产龙头，也是全球最大的独立油气勘探及生产商，中海油此次回 A 也进一步丰富了 A 股市场的股票类型，填补了国内市场在纯上游股票上的空白。

与市场不同：

我们认为，因为全球资本开支长期不足，原油供给将长期紧缺，油价未来几年将长期高位运行，中枢抬升。俄乌冲突只是加剧了油价波动，油价并不会因为俄乌冲突缓解而大幅下行。我们认为油气上游领域存在历史性投资机会。

盈利预测与投资评级：

我们预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为 1021.97、1211.67 和 1318.63 亿元，同比增速分别为 45.3%、18.6%、8.8%，EPS 分别为 2.16、2.56 和 2.79 元/股。按照 A 股发行价对

应的 PE 分别为 4.99、4.21 和 3.87 倍。考虑到公司受益于原油价格攀升和产量增长，2022-2024 年公司业绩增长提速，估值存在大幅修复向上空间，且享受高股息，给予“买入”评级。

股价催化剂：

地缘政治冲突频繁；供应紧缺导致油价维持中高位水平；全球资本开支不足导致油气能源危机；全球经济复苏进度超预期。

风险因素：

疫情反复、经济波动和油价下行风险；公司增储上产速度不及预期风险；经济制裁和地缘政治风险。

一、过去：二十年发展成就海上油气龙头

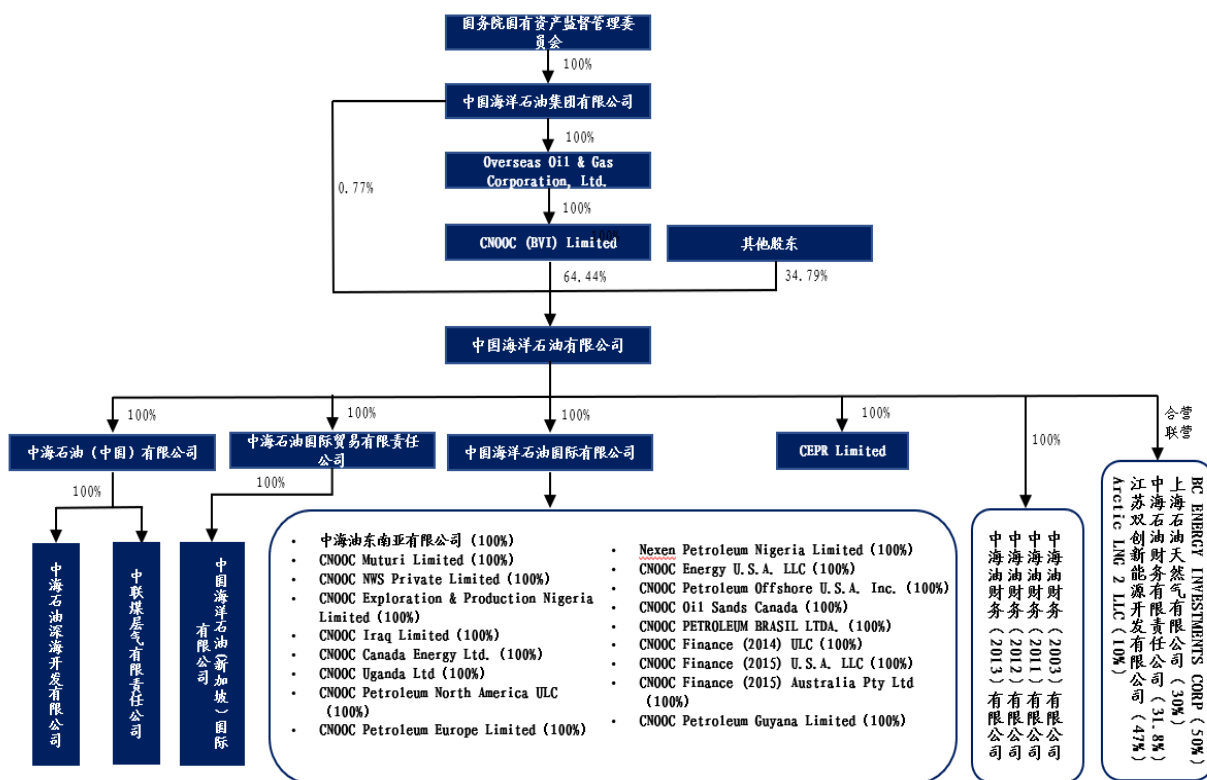
1.1 公司概况

中国海洋石油有限公司（以下简称中海油或公司）是中国海上原油及天然气生产龙头，也是全球最大的独立油气勘探及生产商。公司于 1999 年 8 月成立，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 年因美国制裁先后在纽交所和多伦多交易所退市。公司主要业务包括勘探、开发、生产、销售原油和天然气，以中国海域的渤海、南海西部、南海东部和东海为核心业务区域。经过 20 余年的全球化布局，公司在中国、印尼、澳大利亚、尼日利亚、南美、美国、加拿大等地完成多项收购，涉及页岩油气、油砂、天然气、煤层气等多种非常规油气，公司资产现已遍布中国近海及亚太、欧洲、大洋洲、美洲和非洲等多个地区和国家。

国资委实际控制，子公司业务广泛。中国海洋石油集团有限公司（集团母公司）直接和间接持有中海油 65.21% 股权。国务院国资委为公司实际控制人，间接持股比例 65.21%。

公司目前拥有 8 家直接控股的附属公司，主要通过中海石油（中国）有限公司和中国海洋石油国际有限公司来拓展海内外业务。其中，中国海洋石油国际有限公司在世界范围内拥有 18 家全资子公司，业务覆盖广泛。

图 1 2021 年中海油股权结构

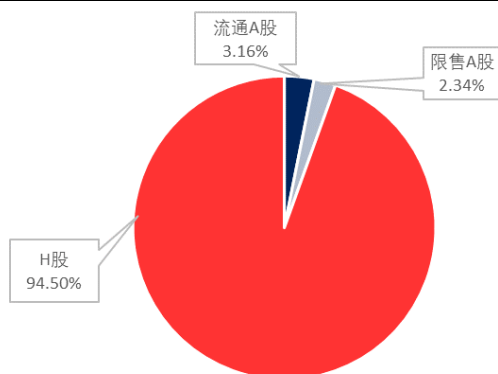


资料来源：公司 2021 年报，信达证券研发中心

回 A 落地，募集资金加码油气产量。公司在 2022 年 3 月 30 日收到证监会核准回 A 的批文，正式启动 A 股发行。此次发行，公司启用了超额配售选择权机制。截至 2022 年 4 月 18 日，若未行使超额配售选择权，则公司发行总股数 26 亿股，其中，战略配售 8.50 亿股，网上认购 13.83 亿股，网下认购 3.68 亿股。若全额行使超额配售权，则公司总发行股数 29.9 亿股，战略配售 12.40 亿股，网上认购 13.60 亿股，网下认购 3.68 亿股。网上、网下剩余未缴款认购股数 2248.10 万股由主承销商包销。本次 A 股发行规模占发行完成后公司

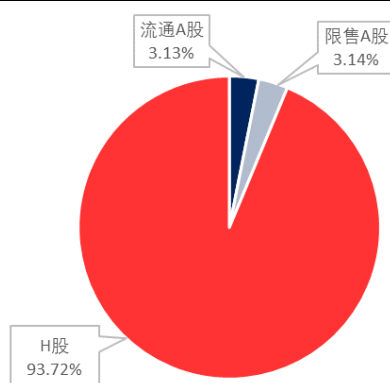
总股数的 5.50-6.28%，其中，无限售条件的流通 A 股占比 3.13-3.16%。

图 2 未行使超额配售权下的股本结构



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 3 全额行使超额配售权下的股本结构



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

本次 A 股发行价格为 10.8 元，在未考虑本次 A 股发行的超额配售选择权情况下，本次发行募集资金净额为 278.9 亿元；若全额行使本次 A 股发行的超额配售选择权，本次发行募集资金净额为 320.9 亿元。本次 A 股发行募集资金拟投资于圭亚那 Payara 油田开发、流花 11-1/4-1 油田二次开发、圭亚那 Liza 油田二期开发、陆丰油田群区开发、陵水 17-2 气田开发、陆丰 12-3 油田开发、秦皇岛 32-6/曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程、旅大 6-2 油田开发等 8 大油气开发项目，以及补充流动资金。在本轮募集资金支持下，公司油气开发规模迎来新一轮增长，公司价值得以进一步提升。另一方面，与中国石化和中国石油这样的“勘探开发-炼化-零售”陆上一体化石油公司不同，中海油为我国最大的海上上游油气生产龙头，也是全球最大的独立油气勘探及生产商，中海油此次回 A 也进一步丰富了 A 股市场的股票类型，填补了国内市场在纯上游股票上的空白。

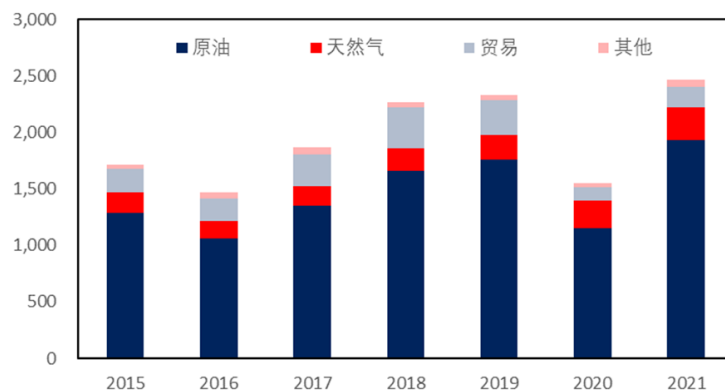
表 1 A 股募集资金投资项目列示

项目	投产时间	产能	总投资
圭亚那 Payara 油田开发项目	2024 年	22 万桶/天	26.86 亿美元
流花 11-1/4-1 油田二次开发项目	2023 年 12 月	97.1 万吨/年	90.5 亿元
圭亚那 Liza 油田二期开发项目	2022 年已投产	22 万桶/天	22.26 亿美元
陆丰油田群区域开发项目	2021 年已投产	180.90 万吨/年	119.60 亿元
陵水 17-2 气田开发项目	2021 年已投产	33.90 亿立方米/年	235.63 亿元
陆丰 12-3 油田开发项目	2023 年 8 月	152 万吨/年	26.17 亿元
旅大 6-2 油田开发项目	2022 年 9 月	50.89 万吨/年	31.09 亿元
秦皇岛 32-6/曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程项目	--	--	37.05 亿元

资料来源：招股说明书，信达证券研发中心

1.2 油价回暖驱动公司业绩回升

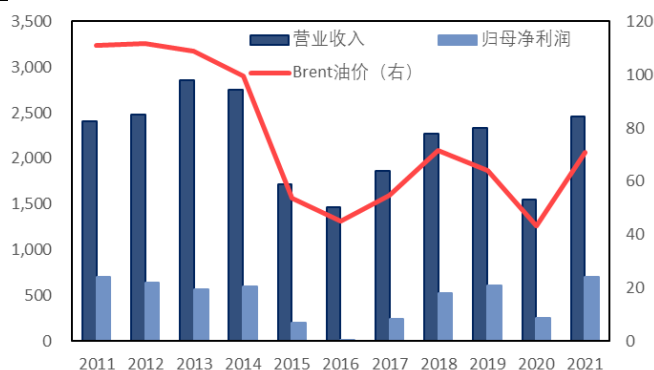
油气销售为公司贡献了主要营收。公司自成立以来，一直专注于上游油气勘探、开发与生产业务，石油和天然气收入占营收比重始终超过 80%。其中，石油收入占比稳定维持在 70% 以上，是公司销售占比最大的业务板块。随着低碳环保呼吁力度的加大，公司持续推进天然气业务开发建设，2021 年，天然气销售收入为 291 亿元，同比 2019 年增长 18%。

图 4 公司营收结构（亿元）


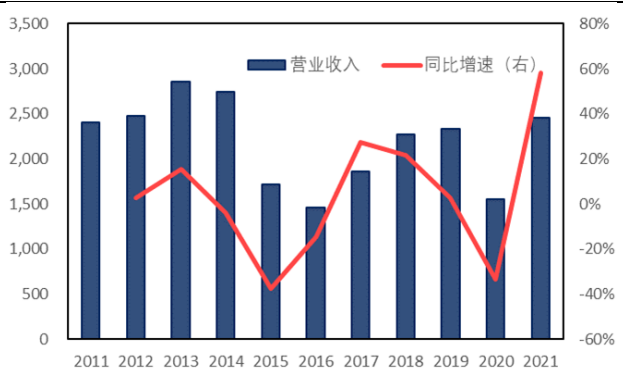
资料来源：公司年报，信达证券研发中心，注：油气销售收入为公司油气销售减去矿区使用费和对政府及其他矿权所有者的义务。贸易收入是指公司销售从石油产品分成合同外国合作方购入的原油及天然气，通过本公司附属公司销售原油及天然气的收入，以及公司为海外业务套期保值所使用的衍生工具的公允价值变动。其他收入主要为向外国合作方收取的项目管理费和向最终用户收取的运输处理费用和油气资产处置产生的收入。

公司营收和利润随油价呈周期性波动，油价回暖驱动公司业绩回升。公司营收和利润随油价呈周期性波动，油价回暖驱动公司业绩提升。作为上游油气勘探、开发和生产企业，公司业绩与油价高度正相关。

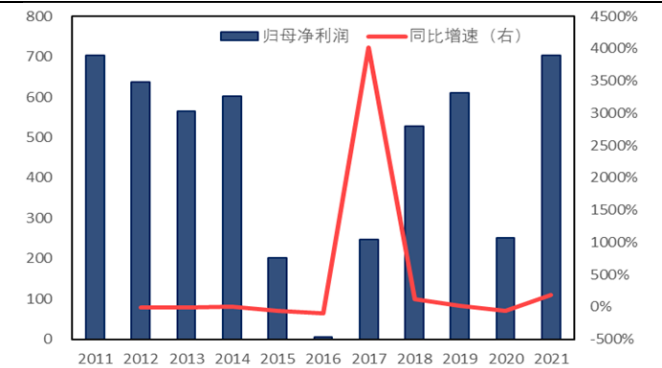
2021 年，布油价格均价突破 70 美元/桶，油价回暖带动石油开采行业景气上行，公司全年营收和归母净利分别同比上涨 58%和 181%，公司盈利已和 2011 年 100 美元/桶高油价时期持平，未来有望继续突破。

图 5 公司营收、净利与油价关系（亿元，美元/桶）


资料来源：万得，信达证券研发中心

图 6 公司营收及同比增速（亿元，%）


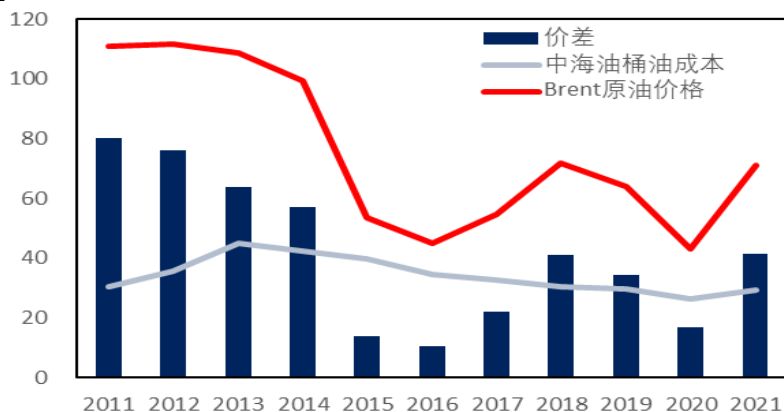
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 7 公司归母净利润及同比增速（亿元，%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

公司盈利水平取决于油价和桶油成本。在有效的成本管控下，公司盈利能力持续增强。在有效的成本管控下，公司桶油成本持续下降，2020 年已下降至 26 美元。同时，除了 2015、2016、2017 受油价低位运行影响和 2020 年受疫情影响以外，布伦特原油价格与中海油桶油成本的价差均在 34 美元以上，能够带来充分的盈利空间。2021 年，公司桶油成本为 29.49 美元，与布油价差达 41 美元。公司实现盈利的油价区间扩大，公司生产经营对于油价的敏感性降低。

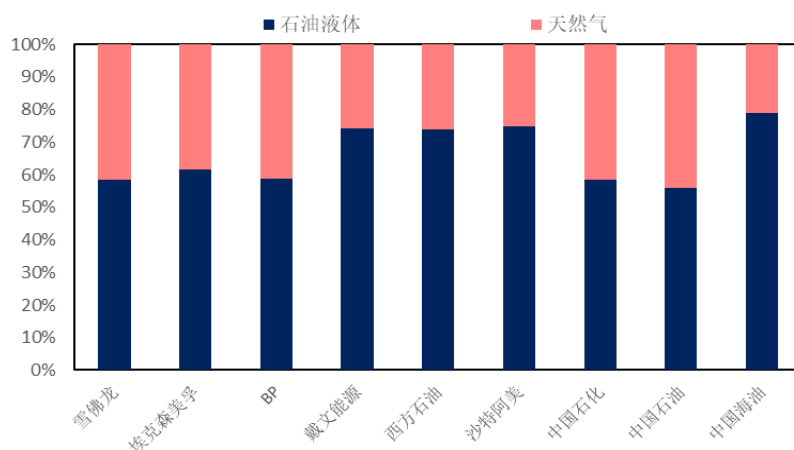
图 8 公司桶油生产成本、油价及价差（美元/桶）



资料来源：万得，公司年报，信达证券研发中心

原油产量占比更高，中海油更加受益于油价上涨。中海油的油气产量比例为 8:2，其原油产量占比高于中国石油（油气产量比为 6:4）、中国石化（油气产量比为 6:4）、BP（油气产量比为 6:4）、雪佛龙（油气产量比为 6:4）、埃克森美孚（油气产量比为 6:4）、戴文能源（油气产量比为 7:3）、西方石油（油气产量比为 7:3）等国内外能源公司，更高的原油产量占比使中海油对油价的敏感性更高，更加受益于油价上涨。

图 9 2021 年各公司油气产量结构（%）

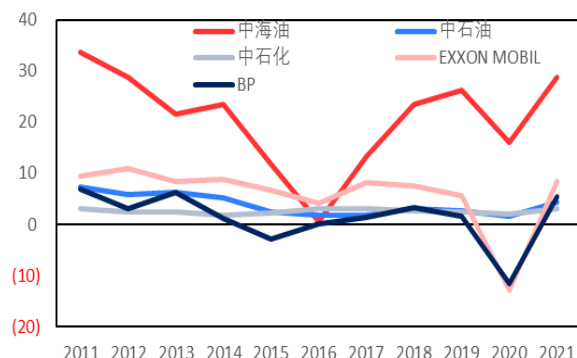


资料来源：各公司年报及业绩展示材料，信达证券研发中心

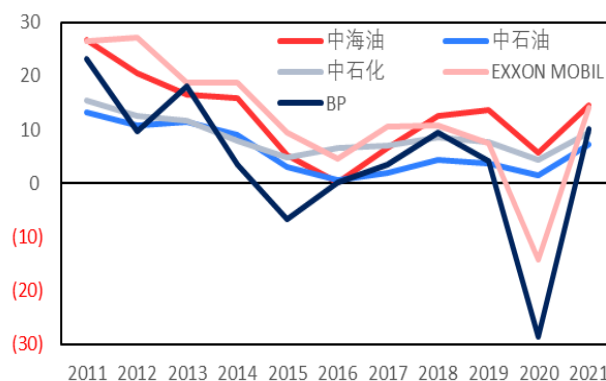
1.3 公司财务状况良好，经营现金流充裕

公司净利率和净资产收益率在行业内处于较高水平，盈利能力突出。2020 年受疫情影响，公司销售净利率和净资产收益率分别下降了 10 个百分点和 8 个百分点。2021 年，随着疫情好转和全球范围内生产生活恢复，公司净利率实现较大改善，上升 12 个百分点。

2020-2021 年，与行业内主要石油公司比较，中海油销售净利率和净资产收益率均处于较高水平。2021 年，公司销售净利率达到 28.8%，高于可比同行 20 个百分点以上；公司净资产收益率为 14.62%，高于其他可比同行。

图 10 公司销售净利率显著高于同行 (%)


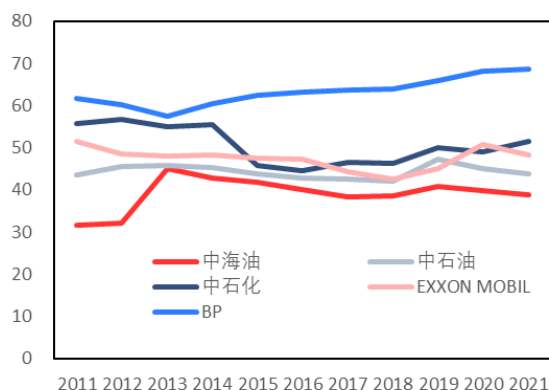
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 11 公司 ROE 表现优秀 (%)


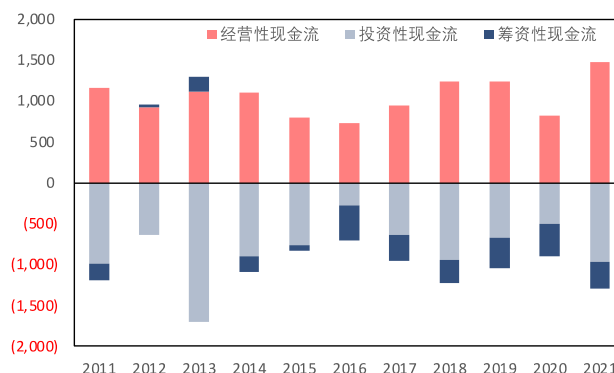
资料来源：万得，信达证券研发中心

公司资产负债率稳健，低于可比同行。2014-2021 期间，公司资产负债率总体保持在 40% 左右，资产负债情况较为平稳，体现了公司稳健良好的财务状况，也反映出管理层对使用债务工具驱动业绩增长模式较为审慎保守，较少采用财务杠杆驱动业绩增长。

公司经营现金流充裕，为增储上产夯实财务基础。2021 年，公司经营性净现金流入为 1479 亿元，同比+80%，投资性净现金流出同比+89%，筹资性净现金流出同比-14%，同比增加的资本支出、减少的债务负担以及充裕的经营现金流为公司未来增储上产计划奠定基础。

图 12 公司资产负债率低于同行 (%)


资料来源：万得，信达证券研发中心

图 13 公司经营现金流充裕 (亿元)


资料来源：万得，信达证券研发中心

二、内在：深挖潜力，追求卓越

2.1 优势一：低桶油成本强化盈利和风险抵御能力

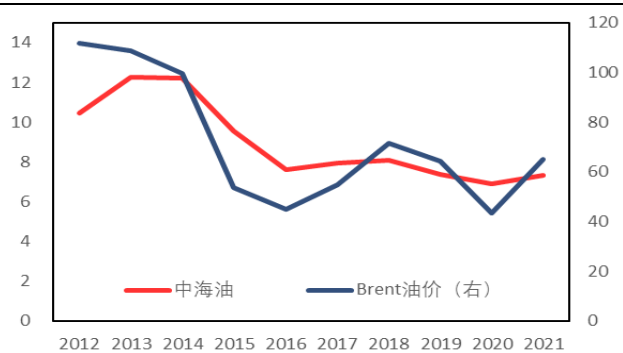
低成本是石油公司的核心竞争力，也是提升盈利和对抗油价波动风险的关键。中海油的桶油生产成本由作业费用、折旧消耗与摊销、弃置费、销售及管理费用和除所得税以外的其他税金五部分构成，其中作业费用和折旧摊销占据了绝大部分比例。2021 年公司桶油作业费用和桶油折旧摊销占据了桶油主要成本的 80%。因此，降低桶油成本应主要考虑作业费用和折旧摊销成本管控。



首先，作业费用基本与油价呈正相关关系，油价波动对于桶油操作成本影响较大，2014年后油价暴跌促使很多石油公司降低桶油作业费用，提高抗风险能力。2017年后，中海油作业费用的波动性减弱，大体呈下降趋势，成本竞争力增强。

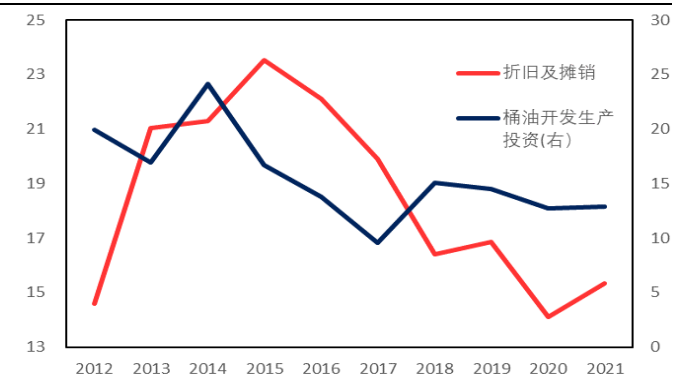
其次，中海油折旧摊销费用构成较为复杂，具体而言，油气田中的油气资产以证实已开发储量为基础（未开发储量不折旧）并按照产量法计算折旧摊销，为油气资产而建的公共设施按证实已开发储量进行折旧，其他资产按直线法折旧，由于石油公司中油气资产占比很高，桶油折旧摊销和油气储量及产量存在相关性，即在相同的勘探开发投资下，油气田储量越大，以及相同的生产投资下，油气产量越大，则分摊到桶油的折旧费用越低。故中海油桶油开发生产投资将影响桶油折旧摊销费用，并存在1-2年的滞后期。得益于公司储量和产量增加及单位开发生产投资成本下降，公司桶油折旧摊销成本从2015年的23.5美元/桶降至2021年的15.33美元/桶，成本管控效果显著。

图 14 桶油作业费用与油价正相关（美元/桶）



资料来源：公司年报，万得，信达证券研发中心

图 15 公司桶油折旧摊销与桶油开发生产投资（美元/桶）

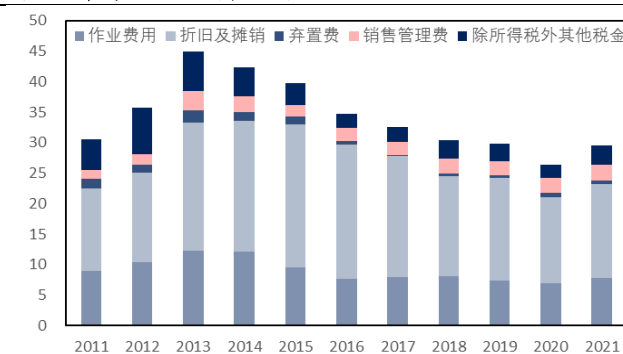


资料来源：公司年报，信达证券研发中心，注：桶油开发生产投资=开发投资/当年新增探明已开发储量+生产投资/当年油气产量

公司桶油成本持续下降，在国际同业中表现较优。自2014年公司全面强化成本管控以来，桶油主要成本由2013年的45美元降至2020年的26.3美元，降幅达到41.5%。2021年，国际油价持续攀升至70美元以上，使得公司桶油成本小幅上升至29.49美元/桶，但仍保持相对高的成本优势。我们认为，全球海上油服行业仍相对过剩，虽然油价上涨，但油服作业费用涨幅有限，并且随着公司继续加大勘探开发力度，尤其是圭亚那等深海大油田投产，储量和产量规模将进一步提升，折旧摊销成本有望维持低位，公司低桶油成本竞争优势将继续巩固。

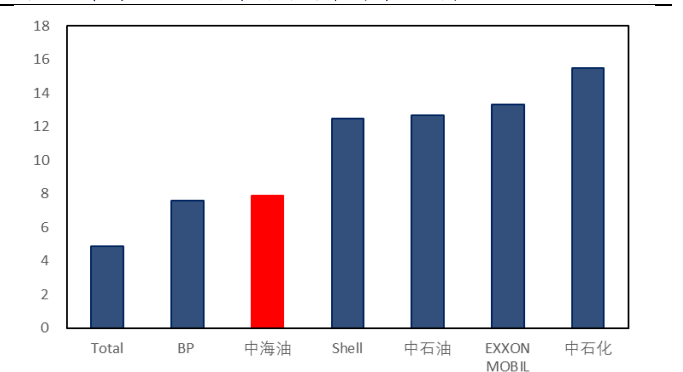
横向比较来看，我们计算了国内外7家能源公司在2015-2021年的平均作业成本。除高于道达尔（4.73美元/桶）、BP（7.61美元/桶）外，中海油桶油作业成本均低于壳牌、埃克森美孚、中石油和中石化等能源巨头，在国内外同行中表现较为优秀。

图 16 中海油桶油成本结构（美元/桶）



资料来源：公司年报，信达证券研发中心

图 17 中海油与国内外同行的平均作业成本比较（美元/桶）

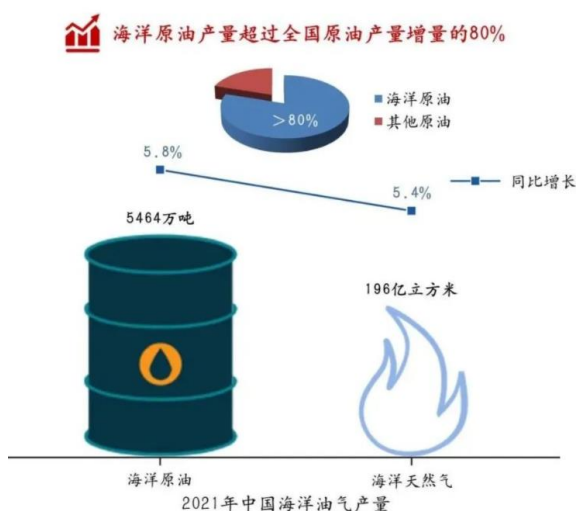


资料来源：各公司年报，信达证券研发中心，注：各公司作业成本为2015-2021年平均值

2.2 优势二：海上开采潜力奠定可持续发展基础

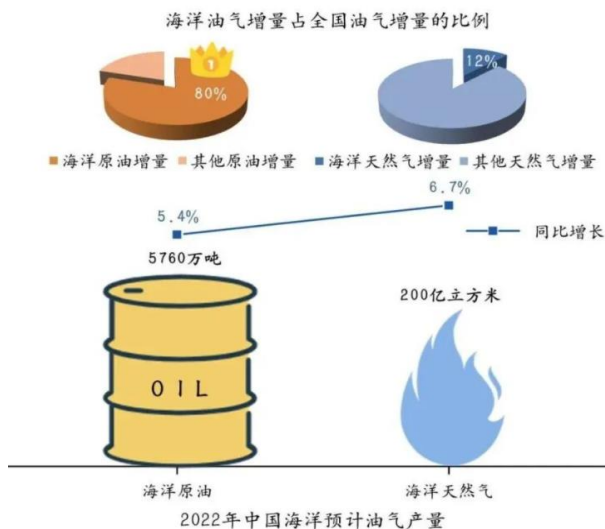
海上油气开发潜力巨大，中海油具备得天独厚优势。我国从 20 世纪 50 年代开始大力开展陆上油气勘探工作，20 世纪 80 年代才涉足海上油气勘探。目前，我国陆上油气新增储量增长乏力，海洋油气具备较大勘探开发空间。据中国海油集团能源经济研究院于 2022 年 1 月 14 日发布的《中国海洋能源发展报告 2021》，2021 年，我国海洋原油产量 5464 万吨，海洋原油同比增量占全国总增量的 80% 以上，2022 年，报告预计我国海洋原油产量达到 5760 万吨，同比上涨约 5.4%，占全国原油增量的 80% 左右，继续保持全国石油增量的领军地位。中国海域为中海油核心作业区域，目前中海油已就中国海域内具备开发潜力的地区向国家申请矿证，95% 以上的地区矿证为中海油持有。

图 18 2021 年中国海洋油气产量



资料来源：上海石油和天然气交易中心，信达证券研发中心

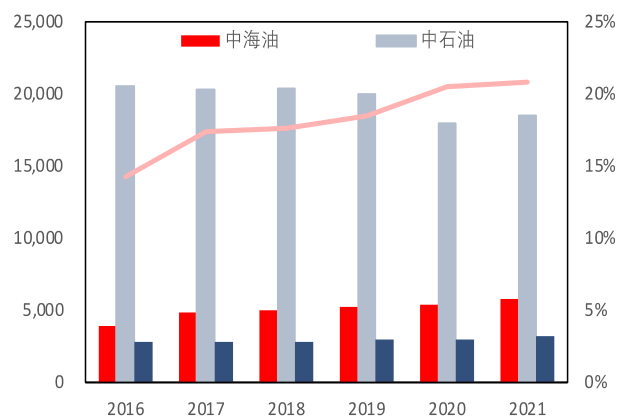
图 19 2022 年中国海洋预计油气产量



资料来源：上海石油和天然气交易中心，信达证券研发中心

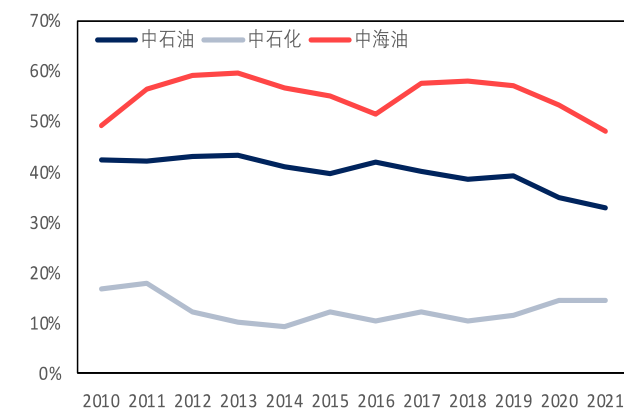
海上油气开采具备广阔空间，奠定公司可持续发展潜力。在“增储上产”、“加大海上油气开发力度”等政策支持下，中海油持续加大勘探工作量，油气储量逐年上升，2021 年，中海油油气储量占“三桶油”总储量的 21%，较 2016 年提升了 7 个百分点。相比中石油和中石化两家陆上油气公司，中海油的探明未开发储量占总探明储量的比重较大（48%），高于中石油的 33% 和中石化的 15%。

图 20 “三桶油”油气储量（百万桶油当量，%）



资料来源：各公司年报，信达证券研发中心

图 21 “三桶油”已探明未开发储量占比（%）

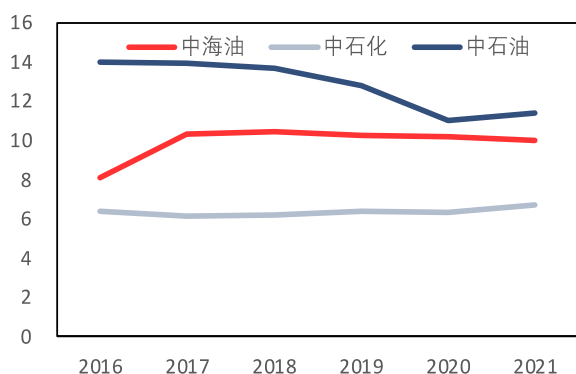


资料来源：万得，公司年报，信达证券研发中心

较大的未开发储量意味着较长的储量寿命，2017-2021 年，中海油的储量寿命（储采比）

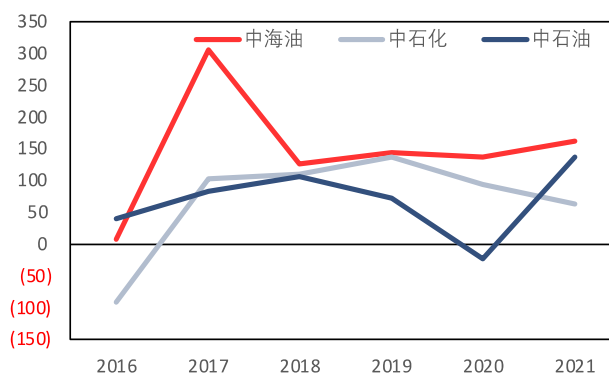
稳定保持在 10 年左右，中石油的储量寿命则由 14 年持续下降至 11 年。从储量替代率角度来看，2021 年，中石油和中石化储量替代率分别为 137% 和 62%，低于中海油的 162%。未来可预见，我国陆上油气储量增长乏力，海上油气勘探加速，中海油的可持续发展能力将在“三桶油”中处于领先地位。

图 22 “三桶油”储量寿命（年）



资料来源：各公司年报，信达证券研发中心

图 23 “三桶油”储量替代率（%）



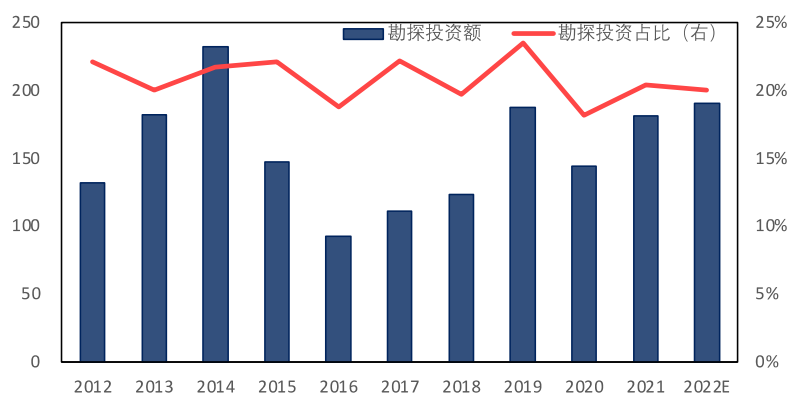
资料来源：万得，公司年报，信达证券研发中心

保持合理的勘探开发投资比例是确保储采平衡的必要条件，张立伟等人在《油气勘探开发投资比例与储量接替率关系》中认为勘探占上游资本支出比例维持在 20% 以上有利于保持储采平衡，达到 25-30% 则有利于石油公司保持长期稳定持续发展。2012-2022 十年内，公司的平均勘探投资额为 156 亿元，占上游资本支出比例为 21%。未来随着公司响应国家增储上产要求及全球经济能源需求复苏，中海油的勘探投资规模将持续稳定增长，从而为公司奠定较好的持续发展基础。

中海油集团母公司由中国政府指定享有海上对外合作勘探开发专营权，在采取 PSC 模式与外国石油公司合作中最多可无偿享有 51% 权益。集团母公司将以上权益无偿转让给中海油上市公司，这一模式可进一步降低公司勘探风险和勘探投入。

2021 年，公司获得 22 个勘探新发现，进一步巩固可持续发展资源。集团母公司“七年行动计划”指导下，公司坚持把勘探放在生产经营首位，在中国海域共获得 16 个新发现。海外勘探工作主要集中在圭亚那 Stabroek 区块，获得 6 个新发现，目前该区块可采资源量超过 100 亿桶油当量，进一步夯实了公司在海外发展的资源基础，同时该项目产量分成合同（PSC）条款宽松，政府留存油比例较低，回报收益大幅提升。

图 24 公司勘探投入及占上游资本支出比重（亿元，%）



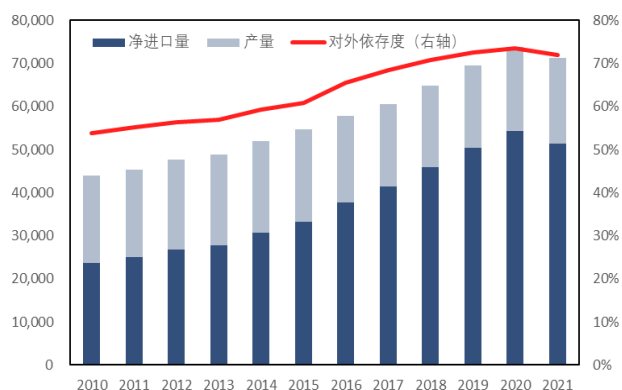
资料来源：公司业绩报告，战略展望资料，信达证券研发中心

2.3 优势三：逆周期投资，增储上产助力公司规模不断扩大

石油和天然气资源是油田勘探开发生产行业发展的根本基础。未来油气资源枯竭的可能性和油气储量的不确定性也从根本上影响到石油公司的生存和发展。

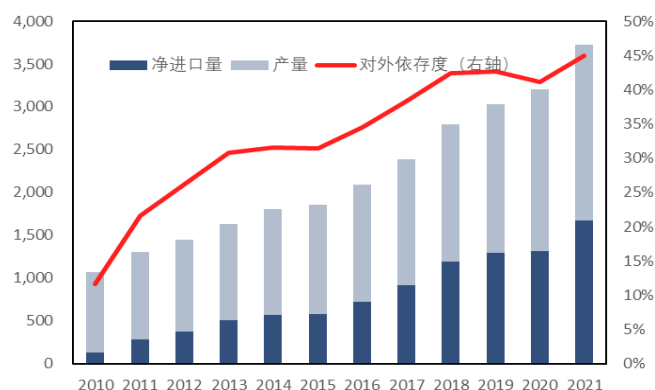
中国原油、天然气对外依存度逐渐攀升。中国是富煤、贫油、少气的国家，从2003年起，中国已成为世界第二大石油消费国和最大原油进口国。2021年，中国石油进口依赖度高达72%；天然气进口依赖度为41%；两者均未能达到“十三五”规划目标。随着环保政策趋严，煤改气工程进程加快，中国未来天然气需求将持续大幅增加，其对外依存度或将超过50%。

图 25 中国原油净进口量、产量与对外依存度（万吨，%）



资料来源：万得，信达证券研发中心

图 26 中国天然气净进口量、产量与对外依存度（亿立方米，%）



资料来源：万得，信达证券研发中心

国家大力推动能源安全战略和增储上产计划。国家在“十二五”规划中就明确要求“加大石油、天然气资源勘探开发力度，稳定国内石油产量，促进天然气产量快速增长，推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用，积极发展海洋油气、海洋工程装备制造等新兴产业”。

截至 2020 年，我国原油产量为 1.95 亿吨，天然气产量为 1940 亿立方米，石油和天然气的“十三五”增储上产任务并未圆满完成，保障国家能源安全战略任务任重道远。

表 2 近年能源安全战略相关会议或政策整理

时间	事件	相关内容
2014 年	习近平总书记召开中央财经领导小组会议	提出“四个革命，一个合作”的能源安全新战略，即推动能源消费革命，推动能源供给革命，推动能源技术革命，推动能源体制革命，全方位加强国际合作。
	《能源发展战略计划（2014-2020）》	加强国内能源资源勘探开发，着力增强能源供应能力。
2017 年	《石油发展“十三五”规划》	到 2020 年国内石油产量要达到 2 亿吨以上，天然气综合保供能力要达到 3600 亿立方米以上。
	《天然气发展“十三五”规划》	通过改革促进油气行业持续健康发展，大幅增加探明资源储量，不断提高资源配置效率。
2018 年	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	通过改革促进油气行业持续健康发展，大幅增加探明资源储量，不断提高资源配置效率。
	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	要加大大国内勘探开发力度，健全天然气多元化海外供应体系，构建多层次储备体系。力争到 2020 年底国内天然气产量达到 2000 亿立方米以上。
2019 年	三桶油召开会议讨论能源安全和增储上产	确立国内勘探开发业务“优先发展”的战略定位，加大油气勘探开发投资力度和增储上产步伐。
	《石油天然气规划管理办法（2019 年修订）》	明确提出重大项目应遵循加大勘探开发力度、保障能源安全的原则。
	《关于 2018 年国民经济和社会发展计划执行情况与 2019 年国民经济和社会发展计划草案的报告》	拟放开油气勘探开采准入限制，积极吸引社会资本加大油气勘探开采力度。
	国家能源局召开大力提升油气勘探开发力度工作推进电视电话会议	石油企业要落实增储上产主体责任，完成 2019-2025 七年行动计划要求。
	《外商投资准入特别管理措施负面清单（2019 年版）》	油气开采上游向外资企业开放。

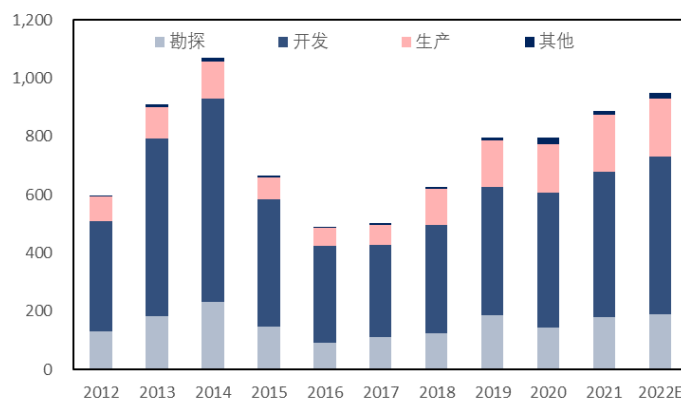
2020 年	《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》的补充通知	可再生能源发展专项资金支持煤层气(煤矿瓦斯)、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用。
	《中华人民共和国资源税法》审议通过	低丰度油气田开采、三次采油、深水油气田开采、稠油及高凝油将相应减征资源税。
	国家能源委员会会议	李克强总理指出要加大国内油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力；深入推进能源领域市场化改革，放宽油气勘探开发和油气管网等设施建设。
	《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》	允许民企、外企等社会各界资本进入油气勘探开发领域。
	《能源法(征求意见稿)》	加快海上油气田开发；提高天然气在一次能源消费中的比重。
	《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》	加快储气基础设施建设，进一步提升储备能力。优先建设地下储气库、北方沿海液化天然气（LNG）接收站和重点地区规模化 LNG 储罐。
	《2020 年能源工作指导意见》	大力提升国内油气勘探开发力度，推动勘探开发投资稳中有增。
	国家能源局 2020 年大力提升油气勘探开发力度工作推进会	将全力协调推进一批有潜力、受制约的产能建设项目，着力突破油气勘探开发系列关键技术，加快已探明未动用储量的动用，加大非常规油气资源开发利用力度，不断完善天然气产供储销体系。
	习近平主席在第七十五届联合国大会发表重要讲话	中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。
	《新时代的中国能源发展》	指出要建设多元清洁的能源供应体系，还需加大化石能源的清洁高效开发利用，大力提升油气勘探开发力度。
2021 年	习近平出席领导人气候峰会并发表重要讲话	中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。
	《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》	集中优势资源攻关油气勘探开发等领域关键核心技术。建设石油储备重大工程，保持原油和天然气稳产增产，扩大油气储备规模，推动重点企业改造升级。
	国务院常务会议	7 月将择时启动发电行业全国碳排放权交易市场上线交易，并撬动更多社会资金促进碳减排。

资料来源：信达证券研发中心整理

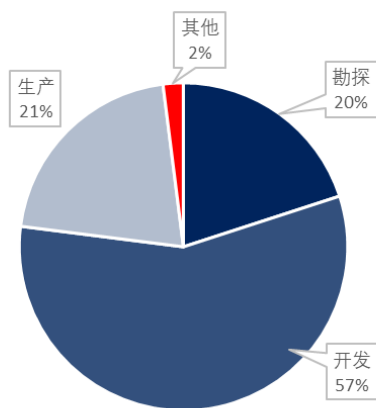
石油公司相应国家号召，纷纷制定“七年行动计划”。2018 年下半年，三桶油召开会议讨论能源安全和增储上产问题，确立国内勘探开发业务“优先发展”的战略定位，加大油气勘探开发投资力度和增储上产步伐。2019 年，国家能源局召开大力提升油气勘探开发力度工作推进电视电话会议，要求以三桶油为代表的石油企业落实增储上产主体责任，完成 2019-2025 七年行动计划。

国际油价自 2015 年大幅下滑后一直处于 60-70 美元/桶左右低位震荡，到 2020 年疫情爆发后油价进一步跌破 40 美元/桶，但是中海油在母公司“七年行动计划”的推动下进行逆周期投资，资本开支快速恢复，2022 年，中海油的资本支出预算为 900-1000 亿元，已超过 2012-2013 年高油价时期水平，仅次于 2014 年峰值 1070 亿元，较 2020 年的实际资本支出同比增长 13%—26%。其中，20%的资金用于油气勘探，57%的资金计划用于油气开发，21%的资金用于油气生产，同时 73%的资本支出用于中国海域油田。

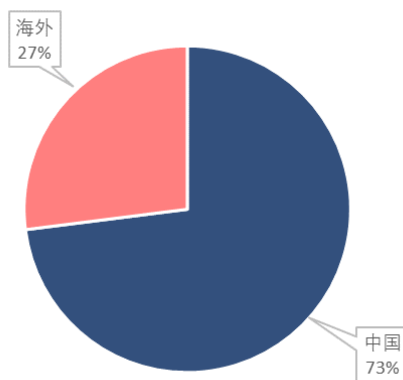
图 27 中海油资本开支（亿元）



资料来源：公司年报，业绩推介资料等，信达证券研发中心，注：勘探指发现油田，准备开发，包括勘探圈定、出游构造、评价和上报。油田开发阶段指工程建设与投产，包括平台安装、海底导管铺设与立管锚泊系统、FPSO（液化天然气生产储卸装置）系统就位。生产包括钻井、调整井、修井产出原油和储集处理。

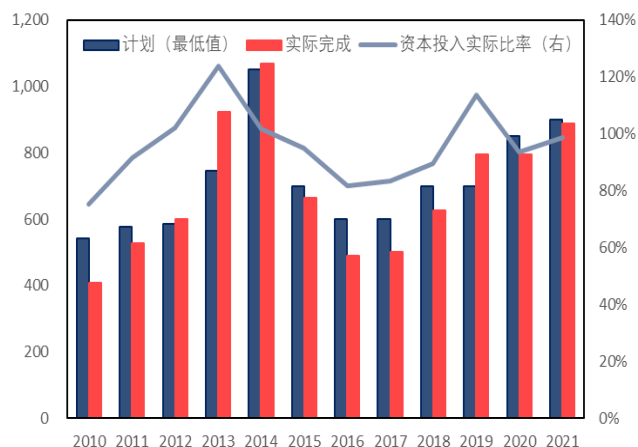
图 28 2022 年公司资本开支结构


资料来源：业绩报告资料，信达证券研发中心

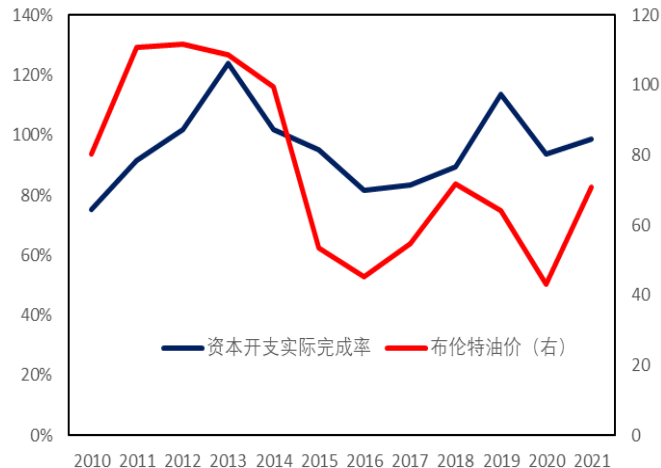
图 29 2022 年公司海内外资本开支占比


资料来源：业绩报告资料，信达证券研发中心

集团母公司七年行动计划执行后，中海油的资本支出实际完成度提高。取资本开支计划的最低值衡量以往实际完成度，2010-2021 年间公司资本开支计划的平均完成度约 96%，完成度较高。根据近十年数据，公司资本开支完成情况与油价基本呈正相关，且 2019 年集团母公司“七年行动计划”开始执行后，同油价水平下中海油的资本开支实际完成程度较之前有所提高。2019 年，集团母公司积极推进七年行动计划，中海油的资本开支实际完成度达到 114%；2020 年，受疫情影响，中海油实际资本开支完成度为 94%，但 2016 年同低位油价下的资本开支完成度仅为 82%。在景气回升+政策加码背景下，2021 年中海油完成资本开支 887 亿元，完成度 99%，高于 2018 年同油价水平下的资本开支完成度（89%）。

图 30 中海油资本开支计划完成情况（亿元，%）


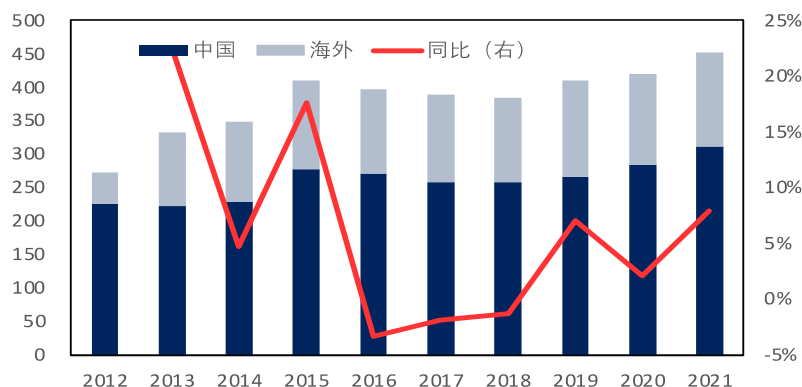
资料来源：公司业绩推介资料，信达证券研发中心

图 31 中海油资本开支实际完成率与油价关系（%，美元/桶）


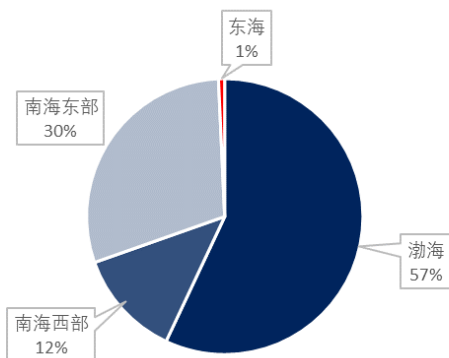
资料来源：公司业绩推介资料，万得，信达证券研发中心

在母公司七年行动计划及国家增储上产目标推动下，中海油持续增加资本开支，实现了油气产量不断提升。

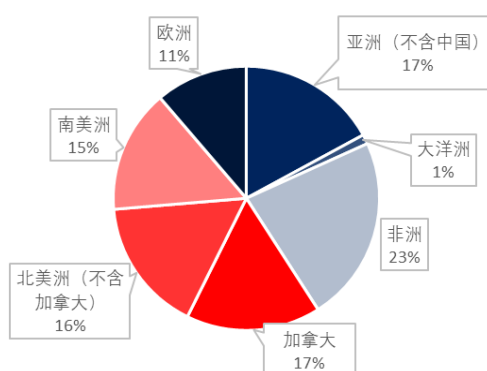
原油板块：2020 年，在全球原油供给下降的形势下，公司原油年产量逆势增长 2%至 4.2 亿桶。2021 年，在国内增储上产及集团母公司“七年行动计划”推动下，公司原油年产量同比增长 8%。整体来看，公司原油业务核心集中在国内地区。2021 年，公司国内原油产量占比 69%。具体来看，公司在国内的业务集中在渤海和南海东部地区，海外业务则较为分散。

图 32 公司原油产量及同比增速（百万桶，%）


资料来源：公司年报，信达证券研发中心

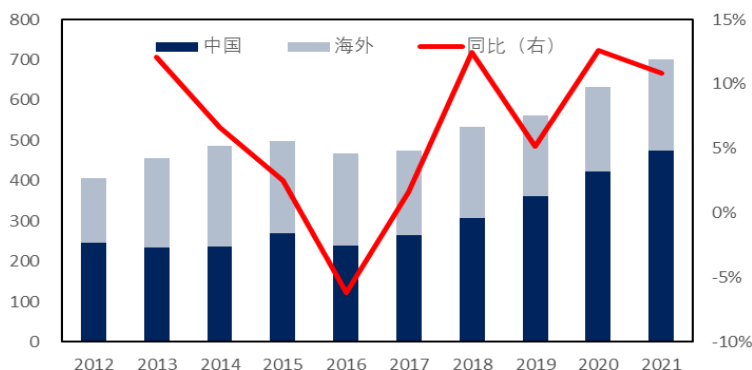
图 33 2021 年国内原油生产地区占比


资料来源：公司年报，信达证券研发中心

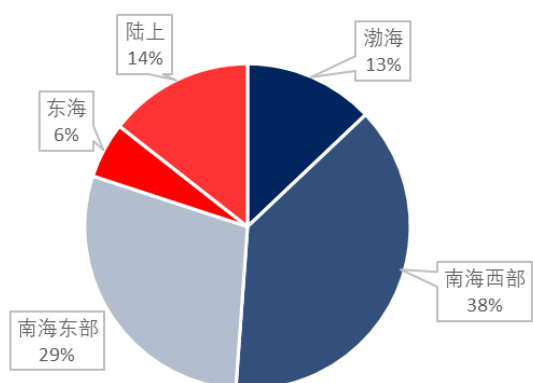
图 34 2021 年海外原油生产地区占比


资料来源：公司年报，信达证券研发中心

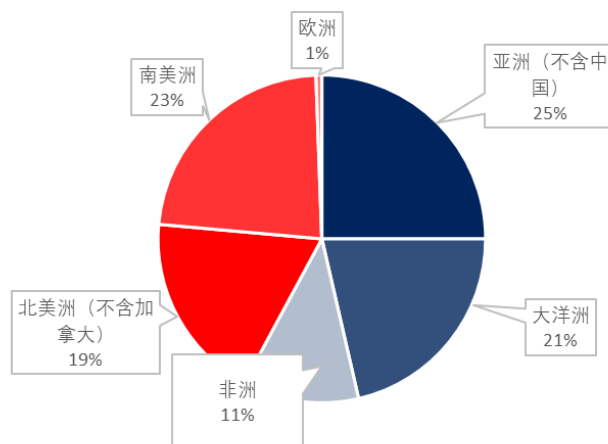
天然气板块：在气候变化日益严峻和低碳环保日益严格的情形下，中国天然气市场规模快速增长，公司持续加大天然气领域内的投资力度，加强天然气田的勘探、开发和生产活动。2012-2021 年，公司的天然气年产量由 4062 亿立方英尺增长到 7006 亿立方英尺，总增幅达 72%。整体来看，公司的国内天然气产量占比逐步增大，海外天然气产量保持稳定。具体来看，公司在国内的天然气生产业务主要集中在南海西部和南海东部地区，海外地区的天然气生产分布较为均匀。

图 35 公司天然气产量及同比增速（十亿立方英尺，%）


资料来源：公司年报，信达证券研发中心

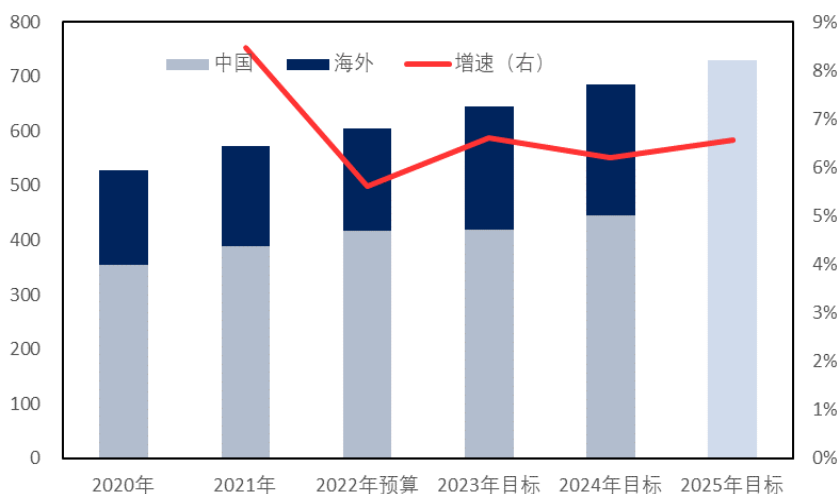
图 36 2021 年国内天然气生产地区占比


资料来源：公司年报，信达证券研发中心

图 37 2021 年海外天然气生产地区占比


资料来源：公司年报，信达证券研发中心

公司在油价和政策双重利好下，继续加大增储上产力度。2021 年，公司的油气产量为 573 百万桶油当量。到 2022 年，公司的油气净产量目标将为 600-610 百万桶油当量，其中中国约占 69%、海外约占 31%。2023-2024 年，公司油气净产量将分别达 640-650 百万桶油当量和 680-690 百万桶油当量，其中中国约占 65%、海外约占 35%，海外产量占比提升。未来三年，公司的净产量增速预计在 6-7% 左右。到 2025 年，公司计划日产量目标达到 200 万桶油当量，年度净产量目标达 730 百万桶油当量，油气产量增长将带动公司业绩规模进一步扩大。

图 38 公司 2022-2025 年油气净产量目标（百万桶油当量，%）


资料来源：公司 2022 年战略展望，信达证券研发中心

积极推动新产能进度，深挖增产潜力。2021 年 Q4，曹妃甸 11-6 油田扩建、垦利 16-1 油田、陆丰油田群区域开发、英国 Buzzard 二期四个新项目已投产。2021 年公司公布的 19 个新项目中，剩余锦州 31-1 气田、垦利 6-1 油田 4-1 区块开发项目、旅大 4-2 油田 4-3 区块、旅大 5-2 北油田四个项目将于 2022 年继续加紧建设。2022 年预计公司有 13 个新项目投产，主要包括中国的渤中 29-6 油田开发、垦利 6-1 油田 5-1、5-2、6-1 区块开发、恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群联合开发和神府南汽田开发以及海外的圭亚那 Liza 二期和印度尼西亚 3M（MDA、MBH、MAC）项目等，为实现公司未来产量目标提供有力支持。项目全部投产后能够为公司贡献最大 20 万桶/天的产量，为公司中长期产量增长夯实基础。截至 2022 年 4 月，圭亚那 Liza 二期和涠洲 12-8 油田东区开发项目已投产。

表 3 2021 年公司新增项目列示（千桶油当量/天）

项目	高峰产量	中海油权益	权益高峰产量	进度
中国				
渤中 19-4 油田调整	9.3	83.80%	7.79	已投产
渤中 26-3 油田扩建	2.06	100%	2.06	已投产
曹妃甸 11-6 油田扩建	4.6	51%	2.35	已投产
曹妃甸 6-4 油田	15	100%	15.00	已投产
锦州 31-1 气田	2.1	100%	2.10	陆地建造
垦利 16-1 油田	7.5	100%	7.50	已投产
垦利 6-1 油田 4-1 区块开发项目	3.4	100%	3.40	安装调试
旅大 29-1 油田	2.89	100%	2.89	已投产
旅大 4-2 油田 4-3 区块	5.9	100%	5.90	安装调试
旅大 5-2 北油田	6.9	100%	6.90	安装调试
旅大 6-2 油田	9	100%	9.00	已投产
秦皇岛/曹妃甸岸电工程	7.4	76%	5.59	已投产
陵水 17-2 气田群开发	58	100%	58.00	已投产
涠洲 11-2 油田二期	5.6	100%	5.60	已投产
流花 21-2 油田	15.07	100%	15.07	已投产
流花 29-2 气田	7.2	100%	7.20	已投产
陆丰油田群区域开发	42.6	100%	42.60	已投产
海外				
英国 Buzzard 二期	12	43.21%	5.19	已投产（担任作业者）
巴西 Mero 一期	171	10%	17.10	陆地建造
海内外合计	387.52		221.23	

资料来源：业绩推介资料，公司官网，信达证券研发中心，项目进度截至 2022 年 4 月 20 日。

表 4 2022 年公司新增项目列示（千桶油当量/天）

项目	高峰产量	中海油权益	权益产量
中国			
垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目	7.1	100%	7.10
垦利 6-1 油田 5-1、5-2、6-1 区块开发项目	36.1	100%	36.10
渤中 29-6 油田开发项目	15.3	100%	15.30
锦州 31-1 气田开发项目	2.1	100%	2.10
涠洲 12-8 油田东区开发项目	4.7	51%	2.40
东方 1-1 气田东南区及乐东 22-1 气田南块开发项目	2.9	100%	2.90
恩平 15-1/10-2/15-2/20-4 油田群联合开发项目	35.5	100%	35.50
神府南气田开发项目	9.5	100%	9.50
临兴中 4/5 开发区开发项目	6.5	100%	6.50
潘河薄煤层气开发项目	2.1	100%	2.10
海外			
圭亚那 Liza 二期项目	220	25.00%	55.00
巴西 Mero 一期	171	10%	17.10
印度尼西亚 3M（MDA、MBH、MAC）项目	32.3	40%	12.92
海内外合计	545.1		204.52

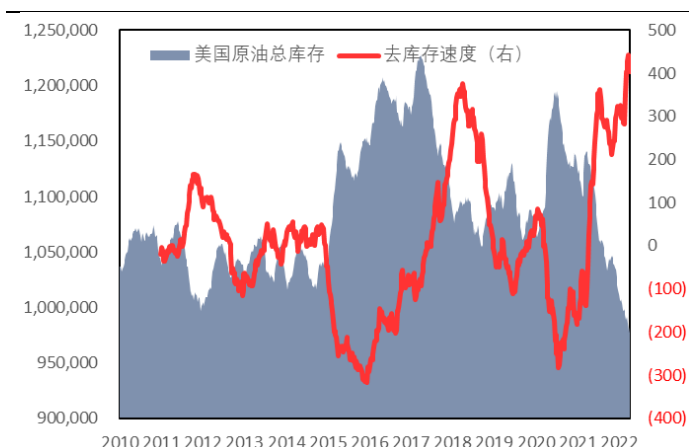
资料来源：业绩推介资料，信达证券研发中心

三、油价：资本开支不足，油价开启上行周期

2.1 资本开支增长有限，原油供给趋于紧缺

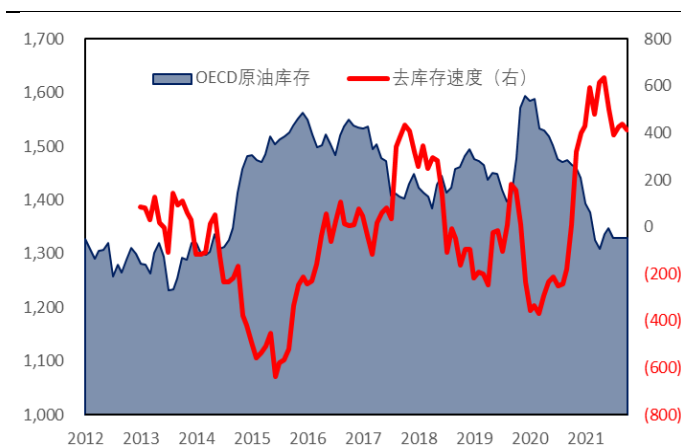
全球原油持续处于去库存阶段。OECD 库存降至过去 10 年低点，去库存速度 50 万桶/日左右。截至 2022 年 4 月，美国原油总库存（商业原油+战略储备原油）已低于 10 亿桶，是近十年最低点。自 2021 年下半年以来，美国多次释放战略原油，2021 年 11 月，美国释放 5000 万桶；2022 年 3 月 1 日，国际能源信息署 IEA 宣布释放 6000 万桶战略原油，其中美国占 3000 万桶；2022 年 3 月 31 日，美国宣布将从 5 月起累计释放原油 1.8 亿桶，目前，美国战略原油库存已处历史低位，若按 100 万桶/日速度持续释放 6 个月，那么美国战略库存将达到 1982 年美国建库以来历史低点，进一步释放能力有限。

图 39 美国原油总库存与去库存速度（千桶，千桶/天）



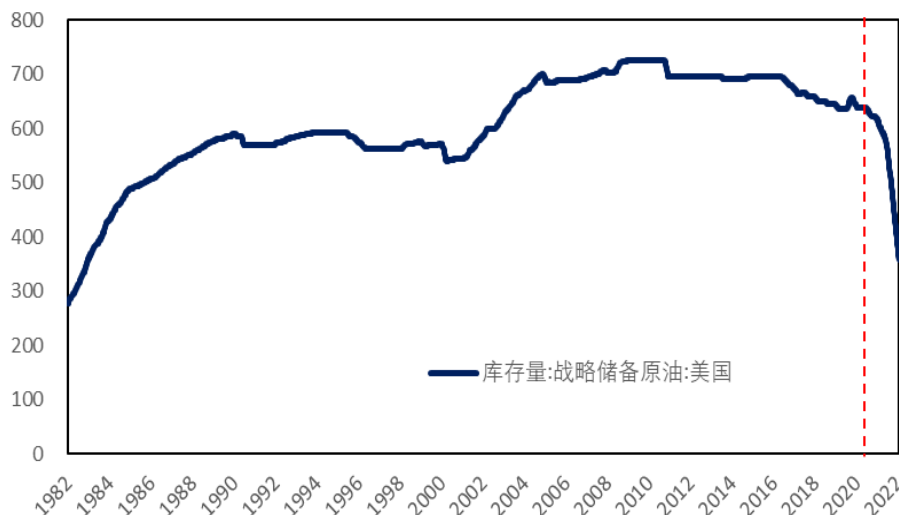
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 40 OECD 商业原油库存与去库存速度（百万桶，千桶/天）



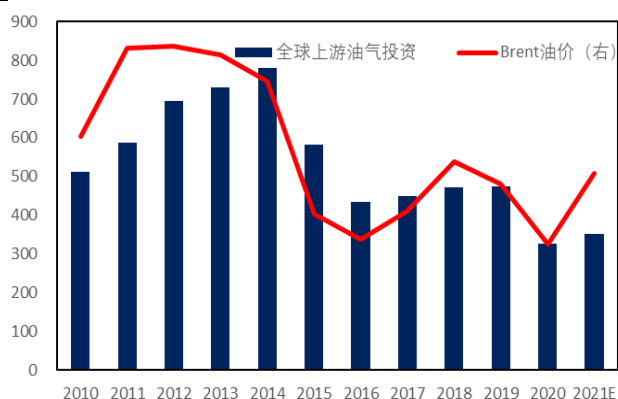
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 41 美国战略储备原油库存变动预测（百万桶）

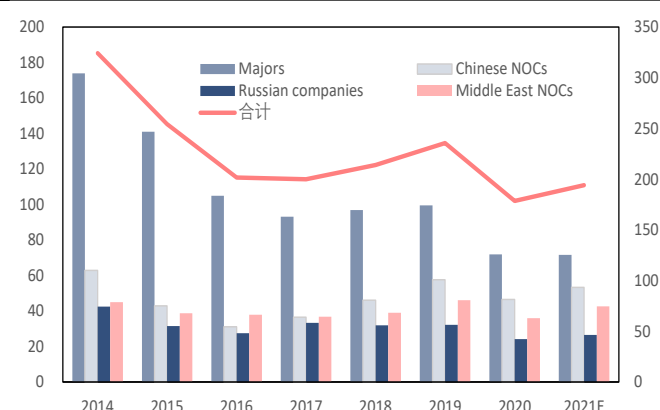


资料来源：万得，信达证券研发中心

2015-2021 年全球原油上游投资不足，导致当下原油供应紧张。2021 年油价回暖并未带动上游资本开支积极性。2020 年，新冠疫情冲击国际油价，全球上游资本支出较 2019 年收缩 1490 亿美元，同比减少 31%。2021 年，全球经济复苏支撑油价高位运行，全球上游计划资本开支较 2020 年增加 250 亿美元，同比上涨 7.7%，但是仍明显低于 2019 年水平。

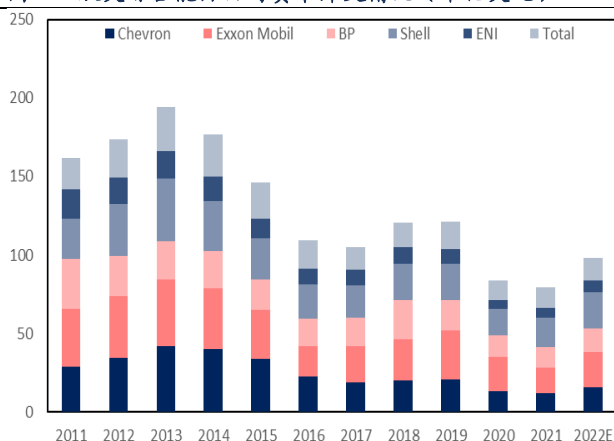
图 42 全球上游油气投资与油价关系（十亿美元，美元/桶）


资料来源：IEA，万得，信达证券研发中心

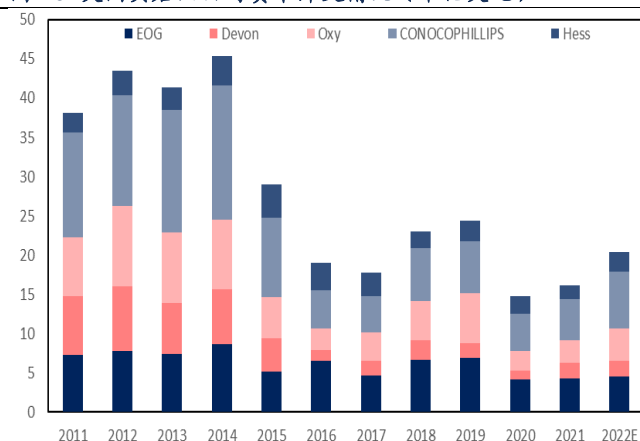
图 43 全球主要原油公司上游资本开支（十亿美元，十亿美元）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

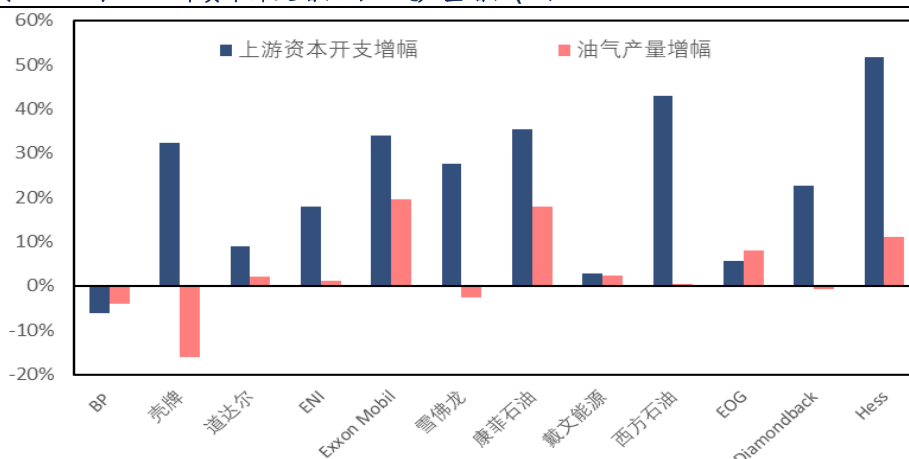
2022 年油价进一步上涨，我们统计了 6 家国际石油巨头和 5 家美国大型页岩油公司大多都增加了资本开支，但是 2022 年资本开支计划较 2021 年平均仅增长了约 24%，仍明显低于 2019 年疫情前水平。对应到 2022 年产量计划有增长，但是产量增幅有限，且低于资本开支增幅。

图 44 欧美综合能源公司资本开支情况（十亿美元）


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 45 美国页岩油公司资本开支情况（十亿美元）


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 46 欧美主要石油公司 2022 年资本开支增幅与油气产量增幅(%)


资料来源：公司公告，信达证券研发中心，注：BP 和 ENI 是上游资本开支同比，其他公司是总资本开支同比，页岩油公司 90% 资本开支用于上游

我们认为，在新旧能源结构转型过程中，2025年后原油需求或将达峰，如果现在加大力度投资，传统油田开发生产周期需 3-5 年，投产后需求反而下降，传统原油项目长期回报率存在不确定性。因此，欧洲系石油巨头公司转向在可再生能源等新能源领域加大投资，向综合型能源公司转型，甚至像 BP 和壳牌计划未来 10 年持续降低原油产量。而美国系石油巨头仍聚焦于油气生产，但要加大低碳领域投资，抬高了项目成本，提高了收益率门槛，埃克森美孚和 Chevron 也预估未来市场风险增加，包括国际政治问题和疫情等不确定性因素的影响，这也使得油公司在计划未来资本支出有增加，但对应产量增速有限。而对于页岩油，高油价下美国页岩油盈利性增强，美国页岩油公司资本开支增加，但在投资者的压力下，公司更注重现金流和分红，资本开支一方面用于打新井弥补老井衰减和应对油田成本膨胀，另一方面用于产量增长，总体来看，产量增速有限。另外，环保政策、ESG 等也使得页岩油公司所处的经营环境更为苛刻。

表 5 国际石油公司低碳战略计划

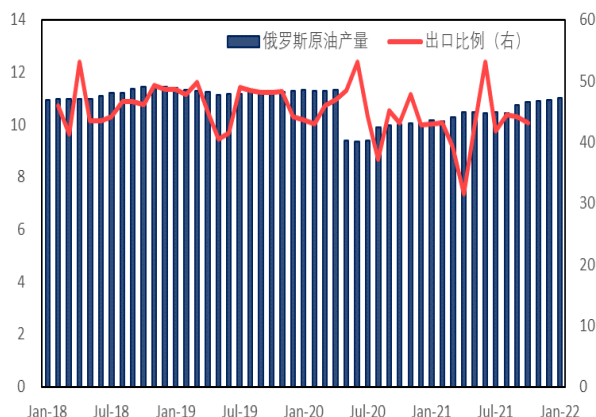
策略	公司	低碳减排实现计划
向综合能源服务商转型	BP (英国)	承诺实现 2050 净零排放目标。未来 10 年，BP 的石油和天然气日产量将至少减少 100 万桶油当量，相当于在 2019 年的水平上减少了四成。到 2025 年公司两成以上的资本将用于包括低碳在内的转型业务。未来 10 年，BP 在低碳能源领域的年投资额由约 5 亿美元增加到约 50 亿美元；可再生能源发电装机容量从 2019 年的 2.5GW 增长到约 50GW；生物能源日产量从 2.2 万桶增加到至少 10 万桶；氢能业务在核心市场的份额增长到 10%；电动汽车充电桩由 7500 个增至 70000 个以上。
	Shell (荷兰)	承诺实现 2050 净零排放目标。短期内，壳牌的战略将重新平衡其业务组合，每年在未来增长型业务投资 50-60 亿美元（其中市场营销业务约 30 亿美元；可再生能源和能源解决方案业务 20-30 亿美元），在转型支撑业务投资 80-90 亿美元（其中天然气一体化约 40 亿美元；化工和化工产品业务 40-50 亿元），在传统上游业务投资约 80 亿美元。预计石油产量每年将逐步减少 1-2% 左右。到 2030 年代初成为极具规模的低碳企业。
	Total (法国)	承诺实现 2050 净零排放目标。2020 年，道达尔加快实施可再生能源发展战略，在可再生能源及电力领域投资 20 亿美元，可再生能源装机量增加了 10GW。在 2020 年至 2030 年的十年间，公司发展方向将发生转变，能源生产增长将以液化天然气（LNG）和可再生能源及电力两大支柱为基础，石油产品的销售占比将从 55% 降至 30%。
	ENI (意大利)	计划到 2025 年可再生能源装机达到 5GW，2030 年达到 10GW。
	Repsol (西班牙)	2050 年实现净零排放，2025 年低碳电力装机达到 7.5GW。将在 2021 年至 2025 年间投资 183 亿欧元，其中 55 亿欧元（30%）将用于低碳业务。
	Equinor (挪威)	希望成为世界海上风电和碳捕集与封存技术领军企业，到 2026 年，可再生能源产能将增加 10 倍，2035 年可再生能源装机目标 12-16GW。
以传统能源为核心	Chevron (美国)	在澳大利亚和加拿大的碳捕获与封存项目中投资了 10 亿美元。但仍以石油和天然气业务为核心。2021-2025 年，公司油气产量将扩大，但资本开支不会显著增加，同时也承诺控制碳排放增长速度。
	Exxon Mobil (美国)	承诺未来五年减少其业务的温室气体排放，并且到 2030 年将不再常规燃烧甲烷。将发展 CCUS，藻类生物燃料，新型碳氢化合物材料等技术手段实现减排。但其能源转型方法将建立在现有的碳氢化合物和石化产品业务基础上。

资料来源：信达证券研发中心整理

2.2 冲击：俄乌冲突加剧原油供应紧张

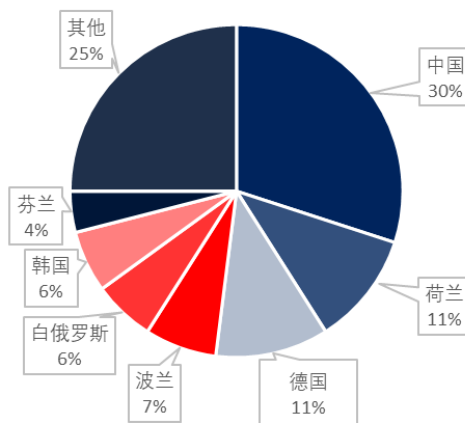
俄乌冲突进一步加剧了紧张程度，是这一轮国际油价大涨的催化剂和导火索。俄罗斯是全球油气资源的重要供应国，2021 年平均原油产量 1000 万桶/日，平均出口量 500 万桶/日。2020 年，出口到 OECD 欧洲成员国的石油占俄罗斯总出口量的一半。欧盟计划对俄罗斯实施第六轮经济制裁，主要制裁内容包括银行和石油，此举将进一步限制俄罗斯石油出口。

图 47 俄罗斯原油产量与出口比例（百万桶/天，%）



资料来源：彭博，信达证券研发中心

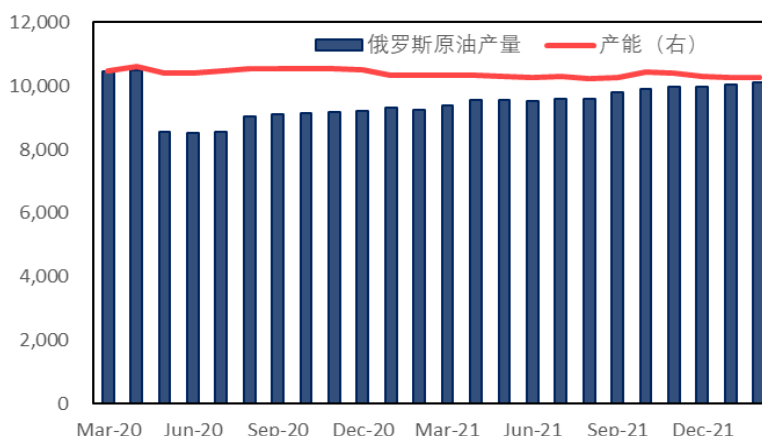
图 48 2020 年俄罗斯石油出口去向



资料来源：EIA，信达证券研发中心

由于资本开支不足，当前俄罗斯的原油储量处于历史相对低位水平，俄罗斯仅维持现有油田产能，在 2021.12-2022.2 已连续 3 个月未增产，战争前俄罗斯原油产量已经触及产能瓶颈。俄乌冲突后，2022 年 3 月俄罗斯原油产量开始下降，包括 BP、壳牌等多家石油公司退出俄罗斯市场，俄罗斯上游资本开支将进一步出现下降，导致原油产能和实际产量也会下降。

图 49 俄罗斯原油产量与产能（千桶/天，千桶/天）



资料来源：彭博，信达证券研发中心

2.3 OPEC+联盟增产不及预期，供给弹性下降

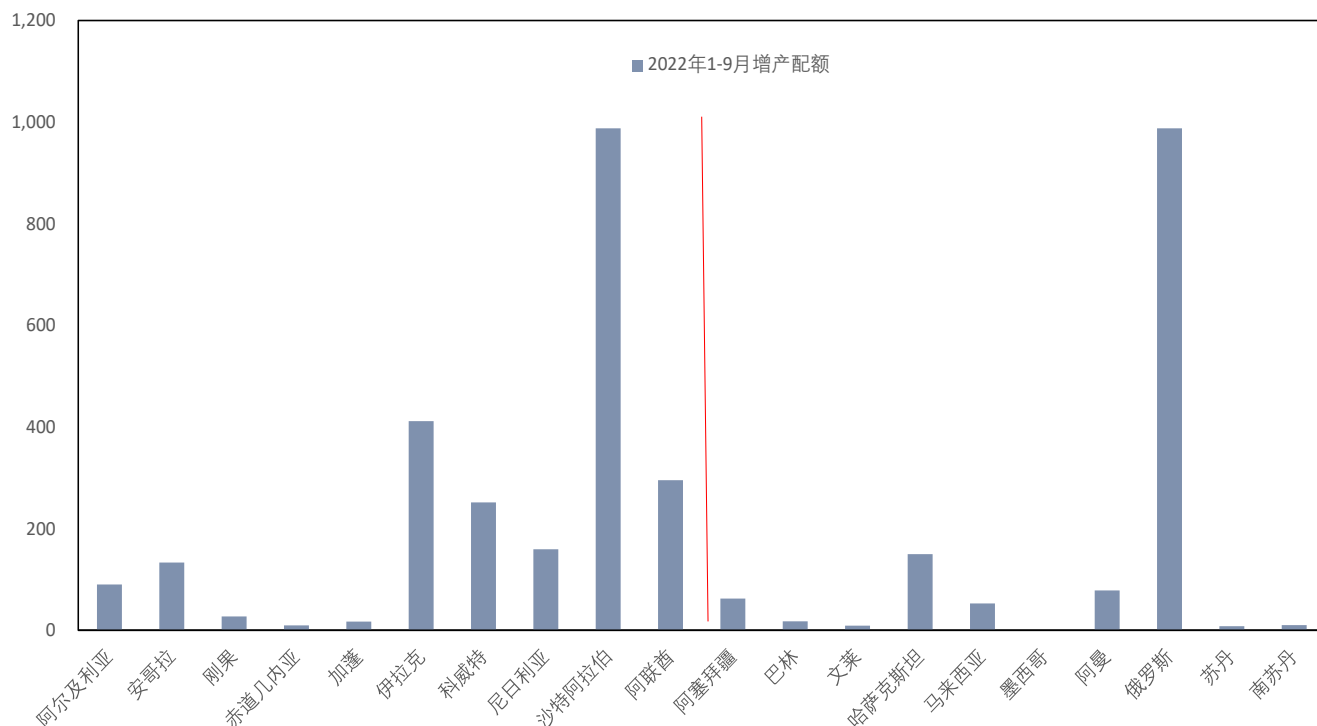
OPEC+决议温和增产，原油供给逐步回升。根据目前的增产规则，OPEC-10 成员国在 2022 年 1~9 月的增产量约为 230 万桶/日，加上俄罗斯等非 OPEC 国家的增产量约为 130 万桶/日，整体 OPEC+联盟在 2022 年 9 月相比 2022 年初可增加原油产量 360 万桶/日。

表 6 OPEC+减产分阶段情况（万桶/日）

	协议减产量	特殊变化	合计减产量	合计产量环比变化
	以 2018 年 10 月 为基准		正数表示相比 2018 年 10 月基准减产， 负数表示相比 2018 年 10 月基准增产	正数表示环比增产，负数 表示环比减产
2020 年 5 月	970		970	
2020 年 6 月	970	沙特额外减产 100 阿联酋额外减产 10 科威特额外减产 8	1088	-118
2020 年 7 月	970	三国恢复 118，从而全 面取消额外减产	1088	0
2020 年 8 月	770		770	318
2020 年 9 月	770		770	0
2020 年 10 月	770		770	0
2020 年 11 月	770		770	0
2020 年 12 月	770		770	0
2021 年 1 月	720		720	50
2021 年 2 月	712.5	沙特额外减产 100	812.5	-92.5
2021 年 3 月	705	沙特额外减产 100	805	7.5
2021 年 4 月	690	沙特额外减产 100	790	15
2021 年 5 月	655	沙特第一次恢复 25	730	60
2021 年 6 月	620	沙特第二次恢复 35	660	70
2021 年 7 月	575.9	沙特第三次恢复 40， 从而全面取消额外减产	575.9	84.1
2021 年 8 月	535.9		535.9	40
2021 年 9 月	495.9		495.9	40
2021 年 10 月	455.9		455.9	40
2021 年 11 月	415.9		415.9	40
2021 年 12 月	375.9		375.9	40
2022 年 1 月	335.9		335.9	40
2022 年 2 月	295.9		295.9	40
2022 年 3 月	255.9		255.9	40
2022 年 4 月	215.9		215.9	40
2022 年 5 月	175.9		175.9	43.2
2022 年 6 月	132.7		132.7	43.2
2022 年 7 月	89.5		89.5	43.2
2022 年 8 月	46.3		46.3	43.2
2022 年 9 月	0		0	46.3
2022 年 10 月				
2022 年 11 月				
2022 年 12 月				

资料来源：OPEC，信达证券研发中心整理

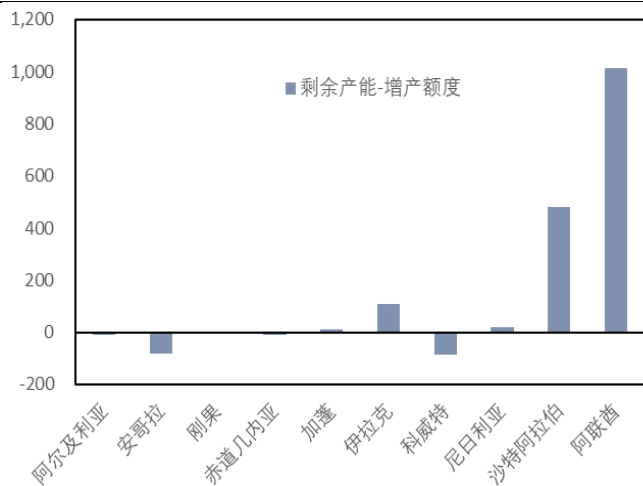
图 50 2022 年 1-9 月 OPEC+减产联盟各国的增产配额（千桶/日）



资料来源：OPEC，IEA，信达证券研发中心

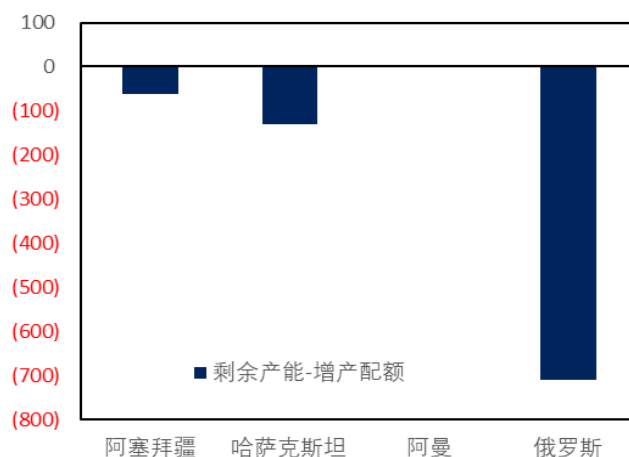
OPEC+联盟内部出现分化，2022 年增产目标实现难度较大。沙特和阿联酋具有增产能力，但是希望维持高油价，拒绝加快增产速度，而对于俄罗斯、安哥拉、尼日利亚等国已经出现多次增产不及目标甚至产量下降的情况，想增产却无力增产。

图 51 2022 年 1-9 月 OPEC-10 国的剩余产能-增产配额（千桶/日）



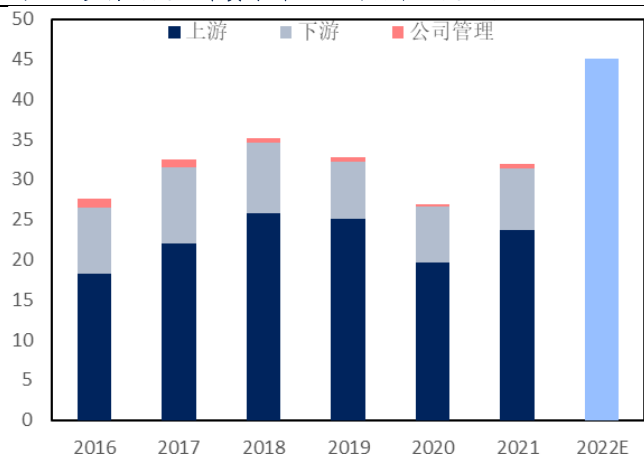
资料来源：OPEC，彭博，信达证券研发中心

图 52 2022 年 1-9 月 NON-OPEC 国的剩余产能-增产配额（千桶/日）

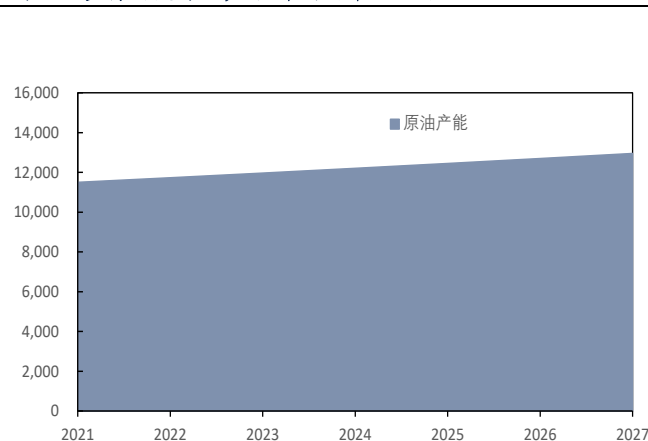


资料来源：IEA，信达证券研发中心

中长期看，沙特和阿联酋的剩余能力也有限，虽然沙特阿美计划加大资本开支新开发油田，但是未来 5 年计划要把原油产能从 1150 万桶/日增加至 1300 万桶/日，每年计划产能增量仅为 30 万桶/日，原油供给弹性下降。

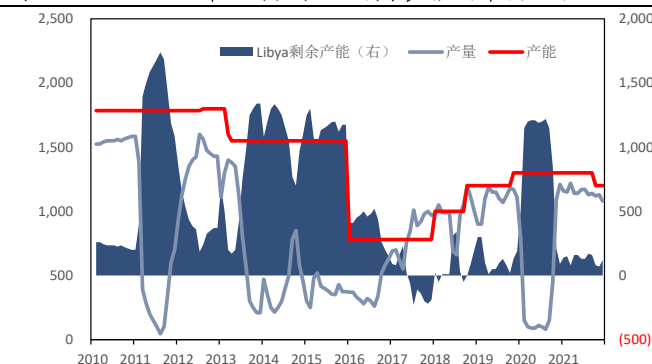
图 53 沙特阿美历年资本开支结构（十亿美元）


资料来源：公司推介材料，信达证券研发中心

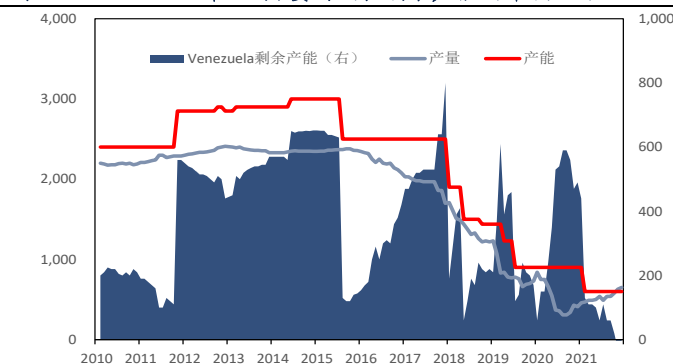
图 54 沙特阿美原油产能计划（千桶/天）


资料来源：公司推介材料，信达证券研发中心

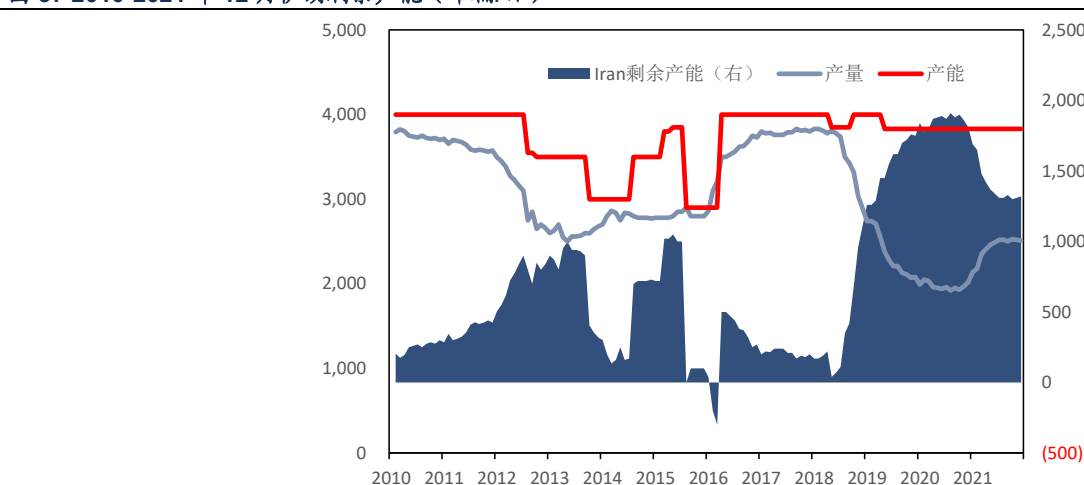
对于不参与减产联盟的 3 个 OPEC 成员国，利比亚近 3 年从战争中逐步恢复，原油产能和产量随之提升，但剩余产能几乎用完。委内瑞拉在过去 5 年内的产能由从 300 万桶/日急速下滑到 50 万桶/日，这主要受美国制裁、国内政治及经济压力影响，上游资本开支几乎为零，增产能力非常有限。委内瑞拉可作为一个在没有资本开支情况之下，产能衰减速度的典型证明。伊朗目前拥有剩余产能 100 万桶/日，我们认为如果伊朗制裁被解除，会加剧短期油价波动，但不能改变原油供应长期紧缺的趋势。

图 55 2010-2021 年 12 月利比亚剩余产能（千桶/日）


资料来源：彭博，信达证券研发中心

图 56 2010-2021 年 12 月委内瑞拉剩余产能（千桶/日）


资料来源：彭博，信达证券研发中心

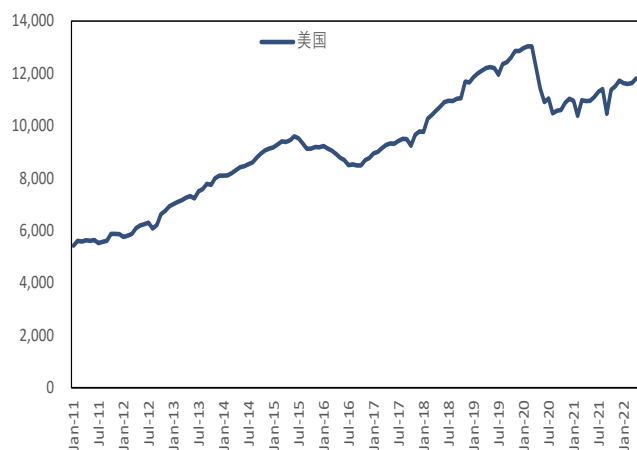
图 57 2010-2021 年 12 月伊朗剩余产能（千桶/日）


资料来源：彭博，信达证券研发中心

2.4 美国原油供给逐步恢复，但增幅有限存瓶颈

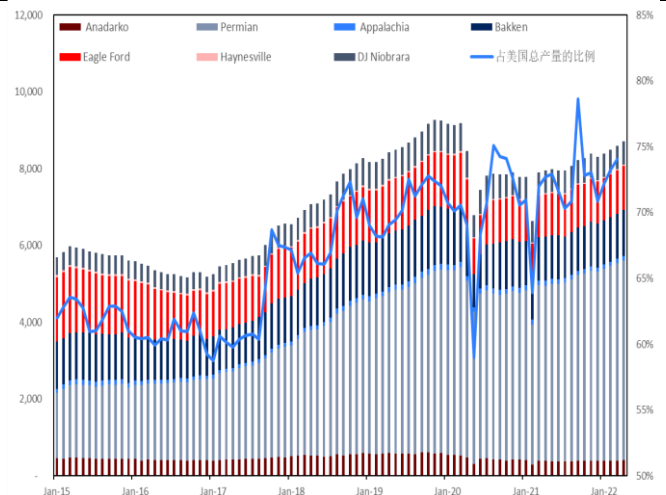
近两年美国原油供给恢复缓慢。截至2020年疫情之前，美国原油产量已达到了1300万桶/日，超过沙特和俄罗斯成为第一大原油生产国。在2020-2021年间，美国原油生产的恢复速度缓慢。目前，美国原油产量约1160万桶/日，页岩油总体产量约860万桶/日，占美国原油总产量的74%左右。

图 58 2015-2022 年美国原油产量（千桶/日）



资料来源：EIA，信达证券研发中心

图 59 2015-2022 年美国页岩油产量及占比（千桶/日，%）



资料来源：EIA，信达证券研发中心

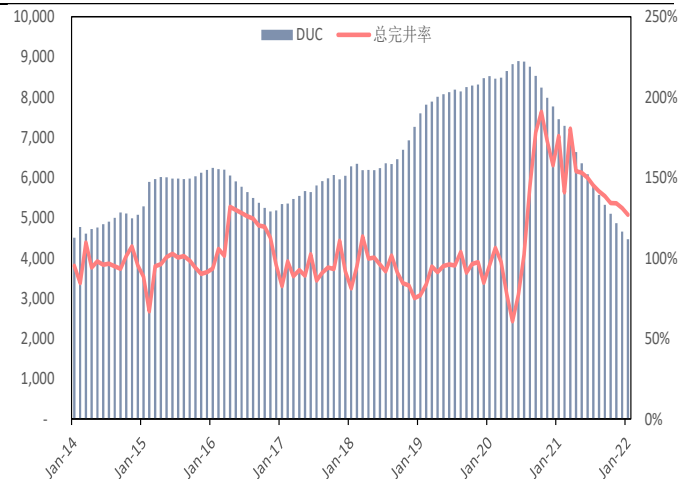
疫情冲击下，页岩油公司利用库存井维持生产。从2020年下半年油价回升开始至今，美国油气公司没有充足的资金支持新井挖掘，美国页岩油企业优先选择单产高区块，另外加大对库存井（DUC, Drilled but Uncompleted）的完井操作，完井率最高超过200%，库存井数量大幅下滑，但也只是使得新增页岩油产量能够对冲其他老井的衰减量，维持页岩油产量的稳中略增。

图 60 2011-2021 年美国钻机数和油价（台，美元/桶）



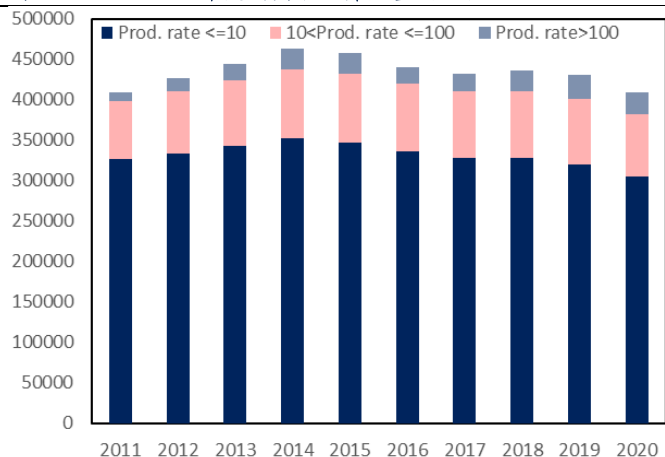
资料来源：贝克休斯，万得，信达证券研发中心

图 61 2014-2021 年美国库存井和完井率（口，%）

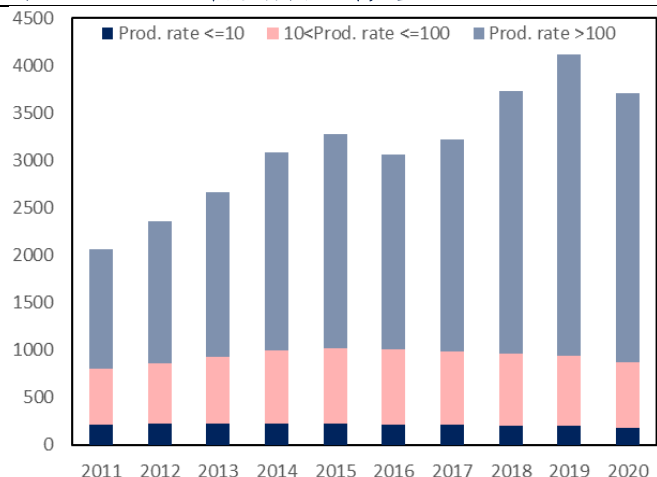


资料来源：EIA，信达证券研发中心注：完井率=完井数/新钻井数

优质库存井损耗严重。2020年，美国单井产量达到100桶/天的油井只占总油井数量的7%，这些油井却生产着全美70%以上的页岩油。油井产量小于10桶/天占比高达80%，生产遵循2-8定律。根据这一规律，美国很多库存井的单井日产量较低，疫情期间页岩油公司为降低成本开发了大量单井日产高的优质库存井，相比总库存井情况，优质库存井下降幅将更大。

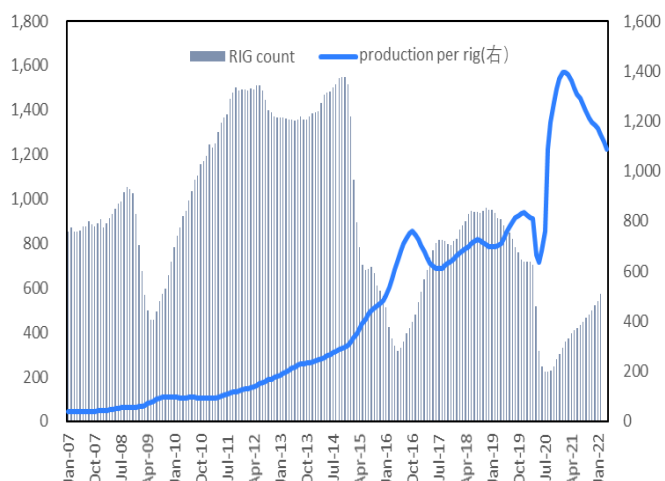
图 62 2015-2020 年美国页岩油井数量（口）


资料来源：EIA，信达证券研发中心，注：Prod.rate 表示单井日产量（桶/日）

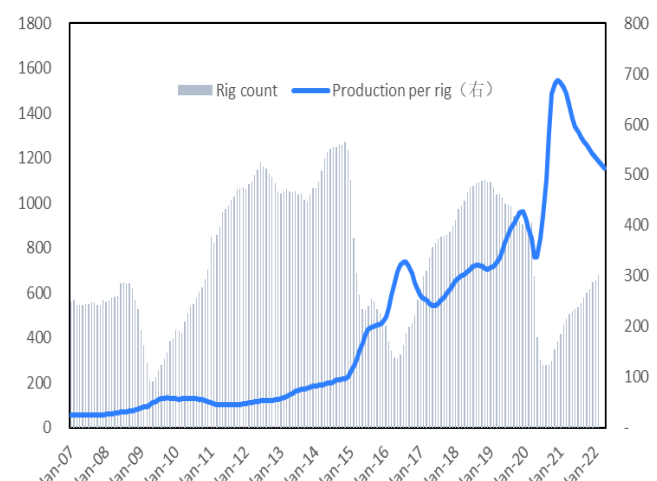
图 63 2015-2020 年美国页岩油年产量（百万桶）


资料来源：EIA，信达证券研发中心，注：Prod.rate 表示单井日产量（桶/日）

2020 年疫情期间，为压降成本，页岩油公司加大对优质地区油井的开发，导致单井产量大幅提升。2021 年初至 2022 年初，随着钻机活跃度提高，美国页岩油主要产区的日均单井产量从高峰 1400 桶/天持续下降至 1100 桶/天，新增油井日产能下降。油气公司需要更高的成本加快打新井，弥补过去优质油井的消耗，来实现增产。

图 64 2007-2022 年美国七大页岩油产区钻机总数和日均单机产量（台，桶/天）


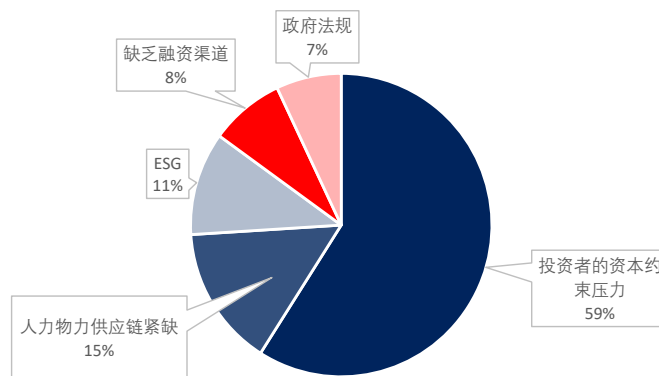
资料来源：EIA，信达证券研发中心

图 65 2007-2022 年美国 Permian 地区钻机数和单机产量（台，桶/天）


资料来源：EIA，信达证券研发中心

高油价激发页岩油公司加大生产意愿，但资金才是限制页岩油增产的最核心因素。根据达拉斯联邦储备银行 2022 年 3 月 23 日发布的对 82 家美国页岩油公司 2022 年 1 季度调查，有多个因素正限制着页岩油在高油价下的增产能力，从重要性来看，投资者的资本约束压力影响最大占到 59%，人力物力供应链紧缺占到 15%，ESG 占到 11%，缺乏融资渠道占到 8%，而政府法规影响力最小仅占到 7%。

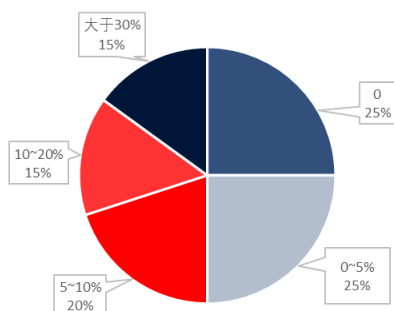
图 66 高油价下抑制美国页岩油公司产量增长的原因



资料来源: Dallasfed, 信达证券研发中心

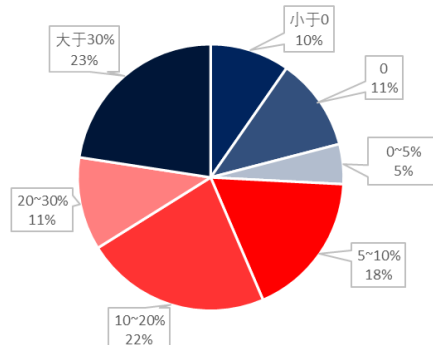
根据美国达拉斯联邦储备银行 2022 年 3 月 23 日发布的针对 82 家页岩油公司的调查, 2022 年, 大型页岩油公司原油产量占全美的 80% 以上, 预计增产速度中位数为 6%, 小型页岩油公司表现出更为积极的增产意向, 预计增产速度中位数为 15%。根据调查结果可以大概估算美国页岩油公司在 2022 年的原油产量增长 8%, 2021 年美国原油产量约 1110 万桶/日, 2022 年原油增量约为 88 万桶/日。

图 67 大型页岩油公司 2022 年原油产量增长预期



资料来源: Dallasfed, 信达证券研发中心, 注: 大型页岩油公司指日产量 1 万桶以上的公司。

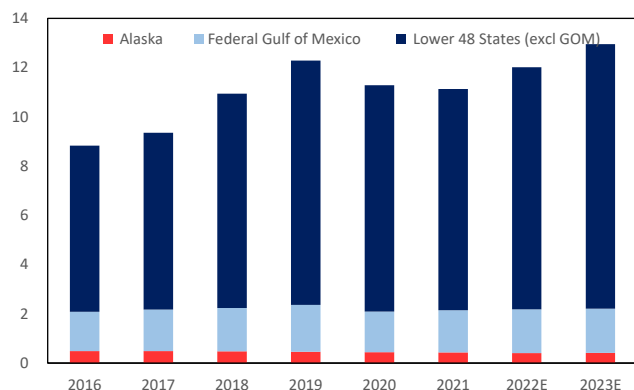
图 68 小型页岩油公司 2022 年原油产量增长预期



资料来源: Dallasfed, 信达证券研发中心, 注: 小型页岩油公司指日产量小于 1 万桶的公司。

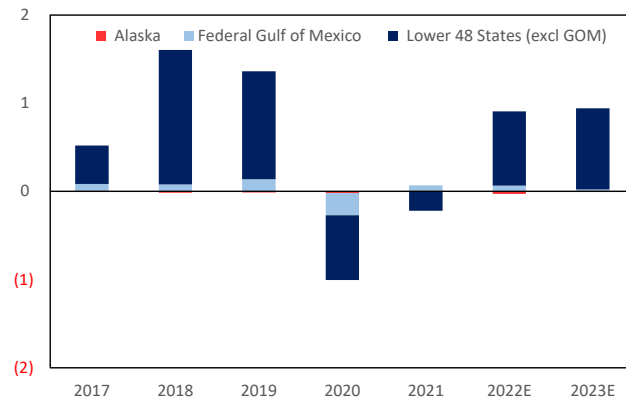
根据美国能源信息署 EIA 发布的 2022 年 4 月报, EIA 预计 2022 年美国原油增产 88 万桶/日, 与达拉斯联储调查结果基本匹配, 与 2018-2019 年每年快速增产 150 万桶/日相比, 美国原油逐步恢复增产, 但是产量增幅有限。

图 69 美国原油产量结构及预期 (百万桶/天)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

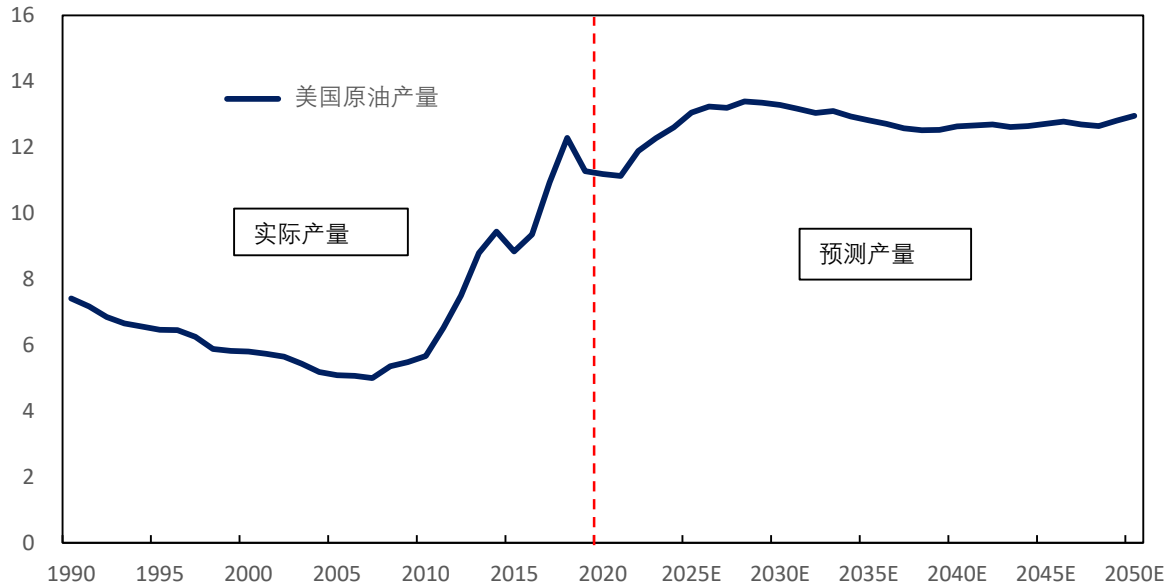
图 70 美国原油产量变化 (百万桶/天)



资料来源: EIA, 信达证券研发中心

长期来看，据 EIA 2022 年 3 月发布的长期展望预测，EIA 预计美国将在 2025 年达到 1350 万桶/日的产量瓶颈，此后出现衰减，主要是存在投资规模、技术瓶颈、操作成本上升、资源区块质量、管输基础设施等问题。因此，美国页岩油增产能力长期来看也有限，且存在瓶颈。

图 71 1990-2050 年美国原油产量（百万桶/日）

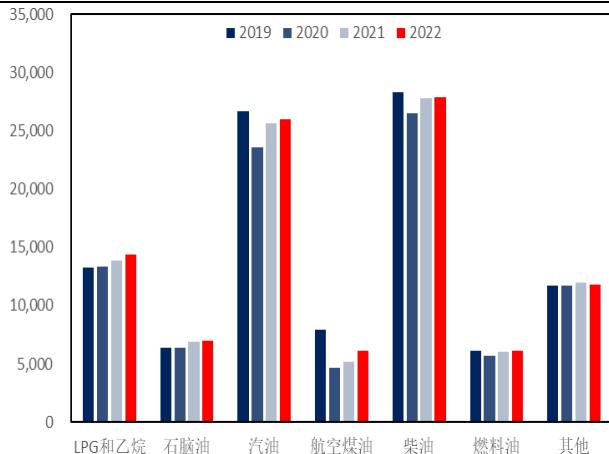


资料来源：EIA，信达证券研发中心

2.5 高油价下全球原油需求增速放缓，但仍将继续增长

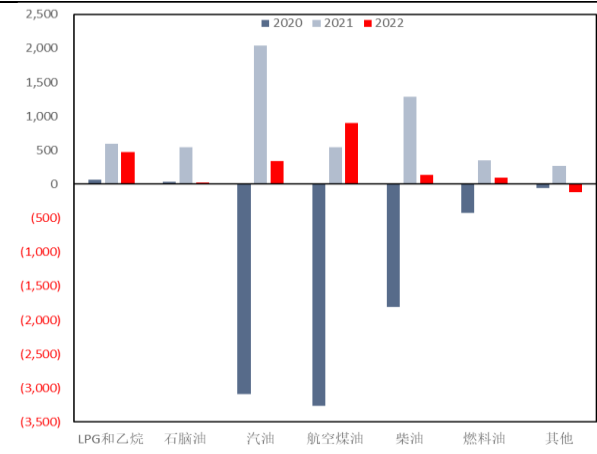
2020 年由于新冠疫情的爆发，全球经济受影响严重，全球原油需求相比 2019 年大幅下降约 900 万桶/日，2021 年原油需求快速恢复 550 万桶/日左右，根据 IEA 2022 年 4 月报预计，考虑到俄乌战争、高油价对需求恢复的抑制和中国疫情的影响，2022 年原油需求恢复速度将从 350 万桶/日降至 220 万桶/日左右，到 2022 年末，全球原油需求将回到疫情前水平。

图 72 2019-2022 年全球原油按产品需求量（千桶/日）



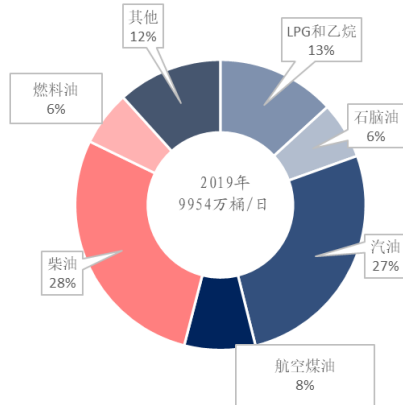
资料来源：IEA，信达证券研发中心

图 73 2019-2022 年全球原油按产品需求同比变化（千桶/日）



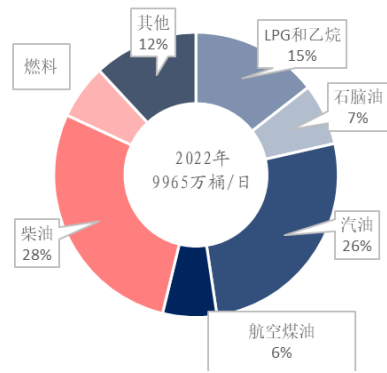
资料来源：IEA，信达证券研发中心

图 74 2019 年全球原油按产品需求量 (%)



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

图 75 2022 年全球原油按产品需求量 (%)



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

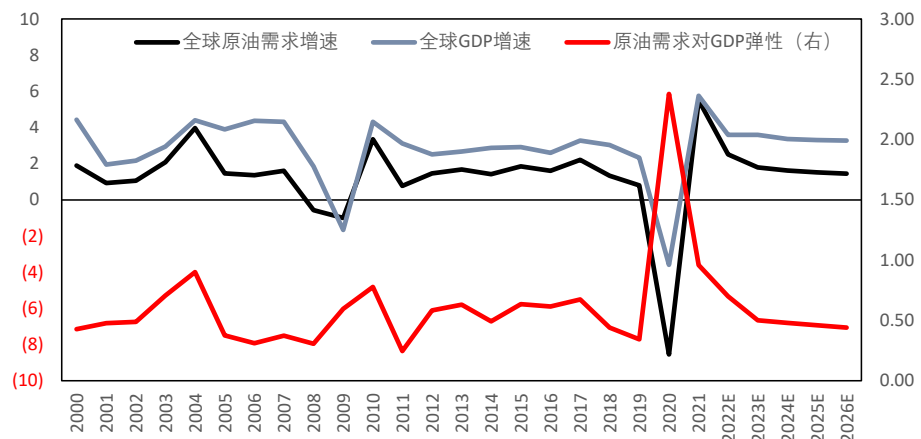
国际货币基金组织 IMF 于 2022 年 4 月 19 日公布了未来经济增速的最新展望。全球: 将 2022 年经济增速预测从 4.4% 降到 3.6%, 将 2023 年从 3.8% 降到 3.6%。美国: 将 2022 年从 4.0% 降到 3.7%, 将 2023 年预测从 2.6% 降到 2.3%。亚洲新兴和发展中经济体: 将 2022 年从 5.9% 降到 5.4%, 将 2023 年从 5.8% 降到 5.6%。俄罗斯: 将 2023 年从增长 2.1% 降到萎缩 2.3%。

我们将全球原油需求增速/全球 GDP 增速定义为“全球原油需求/GDP 弹性系数”, 2000-2019 年期间弹性系数在 0.25-0.90 之间, 这 20 年平均值为 0.52, 2020 年全球经济下滑, 但由于疫情对交通领域冲击更大, 弹性系数高达 2.38, 2021 年随着交通、化工等领域用油持续修复, 弹性系数降低至 0.96。

考虑到 2022 年处于疫情后修复阶段, 我们预计弹性系数将进一步降低至 0.7 左右, 根据对 IMF 对全球 2022 年经济增速预测从 4.4% 降至 3.6%, 我们预计 2022 年全球原油需求增速将从 3.08% 下滑至 2.52%, 对应 2022 年原油需求增量为 250 万桶/日, 下调了 60 万桶/日。

考虑到 2023-2025 年全球经济将基本恢复至疫情前水平以及全球能源消费结构石油比例将逐步下降, 我们预计 2023-2025 年原油需求/GDP 弹性系数将逐步回落 0.5 以下, 低于 2000-2019 年中枢水平。根据对 IMF 对全球 2023 年经济增速预测从 3.8% 降至 3.6%, 我们预计 2023 年全球原油需求增速将从 1.9% 下滑至 1.8%, 对应每年原油需求增量约 150 万桶/日左右。

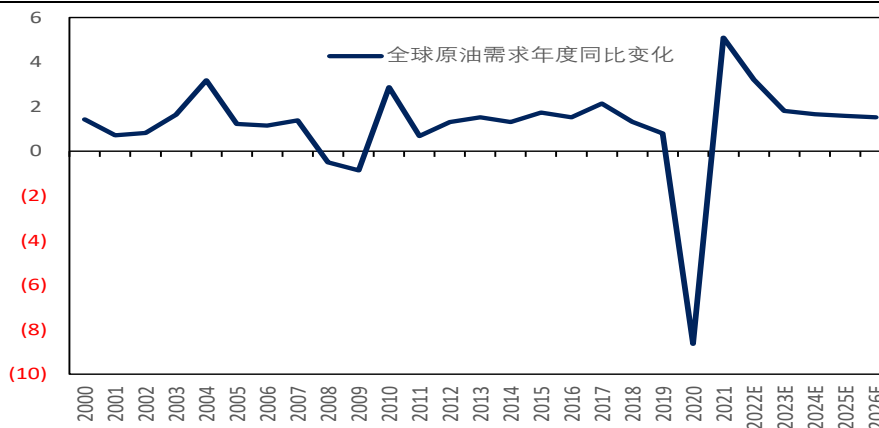
图 76 2000-2026 年全球原油需求/GDP 速弹性系数 (% , 倍)



资料来源: IMF, EIA, 信达证券研发中心



图 77 2000-2026 年全球原油需求及预测（百万桶/日）



资料来源：EIA，信达证券研发中心

总体来看，产能周期引发能源大通胀，继续看好原油等能源资源的历史性配置机会。我们认为，无论是传统油气资源还是美国页岩油，资本开支是限制原油生产的主要原因。考虑全球原油长期资本开支不足，全球原油供给弹性将下降，而在新旧能源转型中，原油需求仍在增长，全球将持续多年面临原油紧缺问题，2022 年国际油价迎来上行拐点，中长期来看油价将长期维持高位，未来 3-5 年能源资源有望处在景气向上的周期，继续坚定看好本轮能源大通胀，继续坚定看好原油等能源资源在产能周期下的历史性配置机会。

四、未来：环境约束趋紧，探索低碳转型

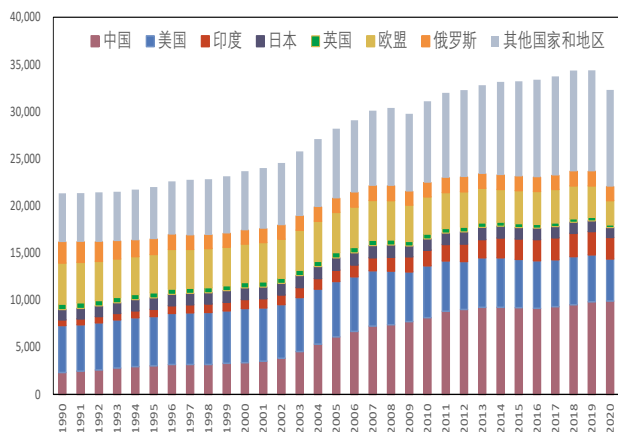
4.1 低碳减排提上日程，能源转型方兴未艾

国际石油公司纷纷涉足低碳领域，并分化出了两种转型策略。一种是以欧洲石油公司为代表的向“综合服务能源商”转型路径，即将提高新能源业务比重。如 BP 在未来十年内将石油天然气日产量降至 2019 年的六成，同时增加非石油和天然气业务投资。壳牌重新平衡其业务组合，提高可再生能源投资。道达尔将把 LNG 和可再生能源及电力作为公司两大支柱业务。另一转型策略是以美国石油公司为代表的“仍以传统业务为重”方向，相较于欧洲石油公司，美国公司更为保守谨慎，如埃克森美孚和雪佛龙更注重提高原有业务效率和脱碳，雪佛龙强调投资可再生能源是为服务其核心传统油气业务，埃克森美孚则倾向于利用生物燃料和碳捕获、利用和封存技术（CCUS，即 Carbon Capture, Utilization and Storage）减少油气生产碳排放。

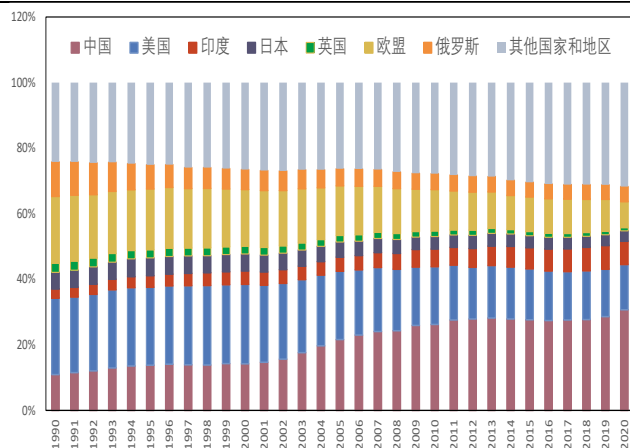
总体来看，在转型过程中，石油公司一方面需要发展脱碳技术并加大天然气业务占比延长传统业务寿命，实现能源的顺利过渡，另一方面，石油公司也需拓展新能源业务来提高抗风险能力。

4.2 高碳向零碳过渡，天然气迎来发展机遇

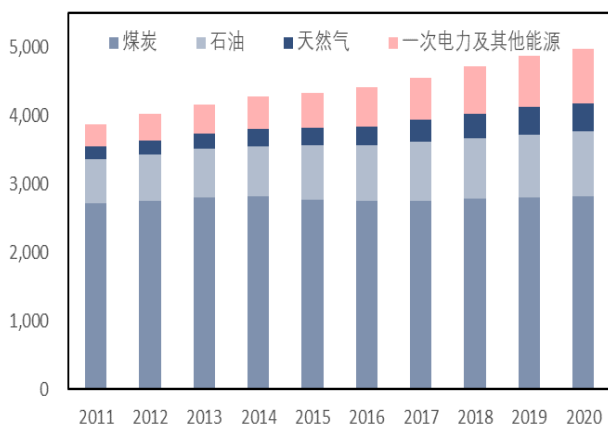
2020 年，中国在疫情爆发后快速复苏，CO² 排放量达到 99 亿吨，占全球排放量的 31%，相比 2019 年同比增长 1%，但全球大多数国家受疫情影响碳排放量同比下降 6%，中国碳减排任务艰巨。但从中长期来看，新能源布局尚需时间，在保障国家能源安全下，煤炭、石油和天然气仍是主要依赖的能源。鉴于中国的矿产资源特点，煤炭在中国能源消费结构中占据首要地位。2020 年，煤炭消费占能源消费总量的 57%，石油消费占能源消费总量的 19%，天然气占能源消费总量的 8%。为满足国家发展和不断增长的能源需求，天然气在能源消费结构中的比例将逐渐增加。

图 78 中国 CO₂ 排放量明显高于其他国家（百万吨）


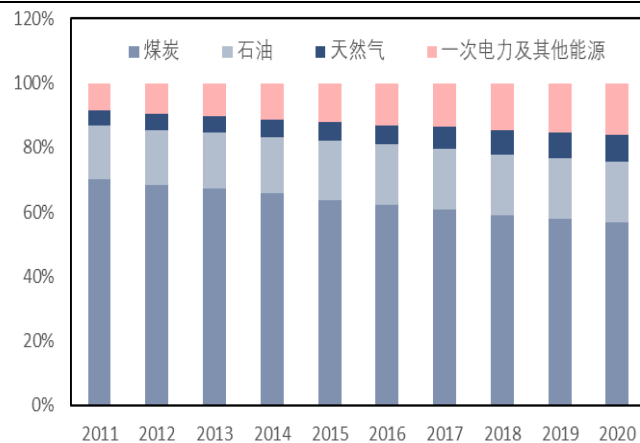
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 79 中国 CO₂ 排放量明显高于其他国家（%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

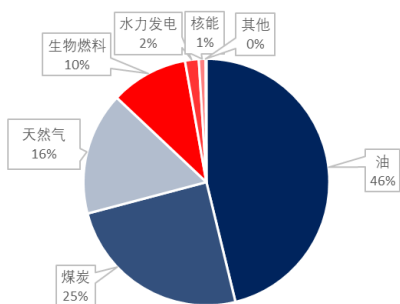
图 80 中国能源消费结构（百万吨标准煤）


资料来源：国家统计局，信达证券研发中心

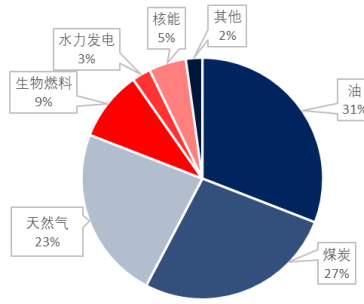
图 81 中国能源消费结构（%）


资料来源：国家统计局，信达证券研发中心

天然气在未来很长一段时间都将发挥着巨大作用。一方面，天然气比煤炭和石油的二氧化碳排放强度小，另一方面，天然气是目前全球范围内比较稳定的清洁能源，在解决风电、光伏发电存在的间歇式、不稳定问题方面也可以发挥重要作用。天然气在世界能源供应中占据愈加重要的地位。据 IEA 统计，天然气在世界能源供给中占比由 1973 年的 16% 上升至 2019 年的 23%，而石油占比则由 46% 大幅下降至 31%。同时，多家国际石油公司增加了天然气业务占比，道达尔计划在 2020-2030 年间将天然气产量占比由 2019 年的 40% 提升至 50%，并计划在 2025 年之前将液化天然气运营能力扩大到 5000 万吨/年，壳牌提出到 2025 年液化天然气产能将新增 700 万吨/年。

图 82 1973 年世界能源结构


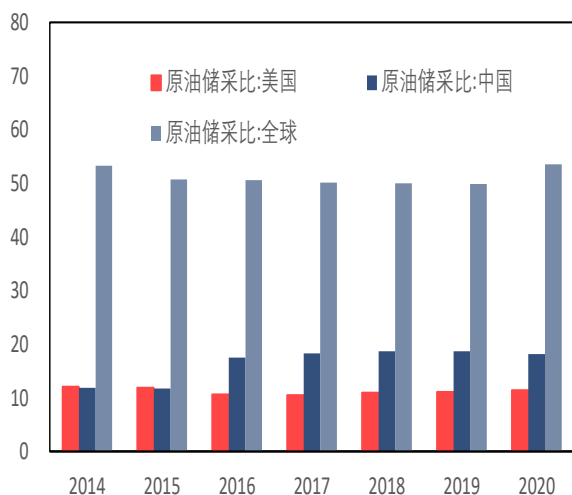
资料来源：IEA，信达证券研发中心

图 83 2019 年世界能源结构


资料来源：IEA，信达证券研发中心

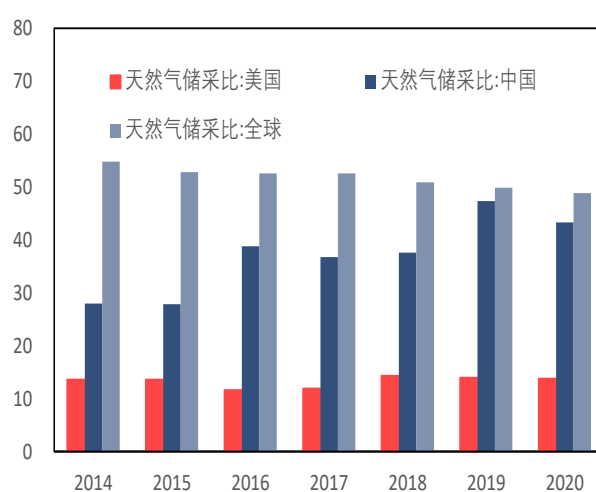
相比石油，我国天然气资源较为丰富，天然气储采比逆全球之势上涨。在能源转型和国家能源安全战略指导下，我国天然气储采比在 2016 和 2019 年经历两次跃升，在全球天然气储采比总体下降的大趋势下实现逆势上涨，在世界范围内也处于领先水平，2020 年我国天然气储量寿命为 43 年，接近全球水平（50 年），大幅高于美国水平（14 年）。从资源分布角度来看，我国海上天然气储量丰富，拥有海域天然气水合物资源量约 800 亿吨油当量（约合 928.56 亿立方米），经过钻探验证圈定了 2 个千亿方级矿藏；我国也是全球首个海域可燃冰试采获连续稳定气流的国家，并实现海域连续稳定产气 60 天，累计产气量超 30 万立方米。

图 84 中国、美国和全球的原油储采比（年）



资料来源：万得，信达证券研发中心

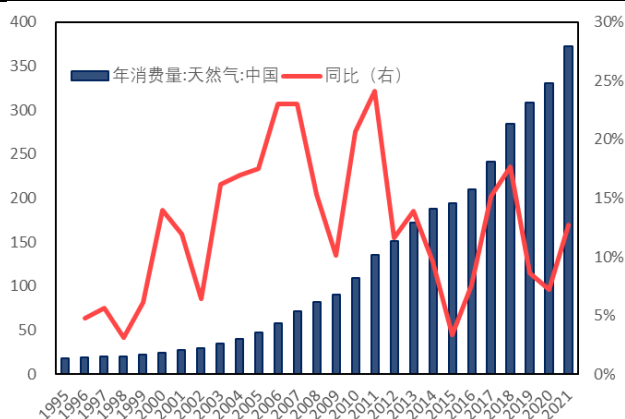
图 85 中国、美国和全球的天然气储采比（年）



资料来源：万得，信达证券研发中心

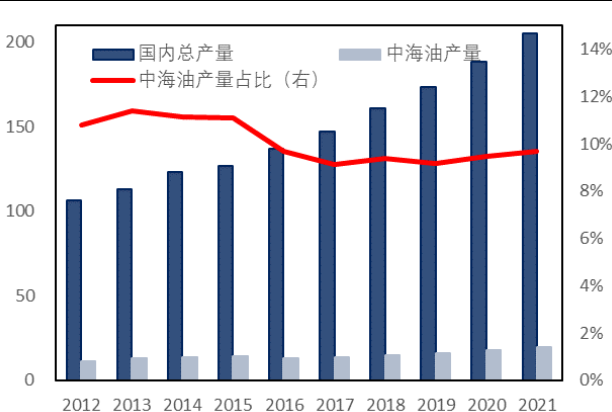
天然气作为清洁能源，其消费量呈现不断增长趋势。2021 年，中国天然气表观消费量为 3726 亿立方米，较上年同比增长 13%。面对不断扩大的中国天然气市场，公司积极扩大天然气投资生产，近几年天然气产量稳步提高，收入占总营收比重大幅提升。2012-2021 年，公司天然气产量仅占国内总产量的 10%，海上天然气资源丰富，公司还有更大的开发生产空间。到 2025 年，公司计划将天然气产量占油气总产量比重提升到 30%。

图 86 中国天然气消费量及同比增速（十亿立方米，%）



资料来源：万得，信达证券研发中心

图 87 公司天然气产量及在国内占比（十亿立方米，%）



资料来源：公司年报，万得，信达证券研发中心

2021 年，海南陵水海域内，世界首座十万吨级深水半潜式生产储油平台“深海一号”能源站完成 3 项世界级创新，标志着公司国内海洋油气勘探开发实现了向超深水领域的历史性跨越。公司首个大型深水自营气田陵水 17-2 项目（“深海一号”气田）投产，将在连续 10 年内提供 30 亿立方米天然气/年，并助力实现南海天然气资源的规模、高效动用。陵水 17-2 气田位于琼东南盆地北部海域，水深约为 1560 米，是公司在我国海域自营深水勘探的第

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 39

一个重大油气发现，天然气探明地质储量超千亿立方米，展现了中国南海深水区域的巨大潜力。2022 年，以“深海一号”为重要枢纽，公司将聚焦宝岛 21-1 气田、莺歌海气田周边滚动勘探等四大关键项目，推动南海万亿大气区建设从蓝图变为现实。

此外，2019 年，公司收购了中联公司 100% 股权，计划拓展在中国陆上煤层气资产布局。2021 年，神安管道主体完工贯通，促进陆上非常规气开发。2022 年，公司重点推进陆上非常规天然气田项目“神府南气田”的建设，该气田高峰产量将达 160 万立方米/天（9500 桶油当量/天），公司天然气供给能力不断提升。

图 88 “深海一号”生产储油平台示意图



资料来源：公司业绩发布材料，信达证券研发中心。

图 89 神府南气田示意图

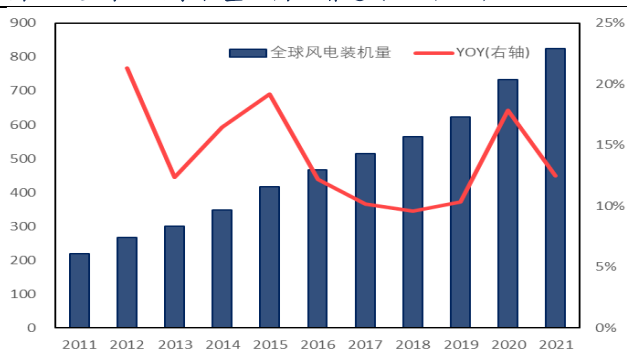


资料来源：公司业绩发布材料，信达证券研发中心。

4.3 依托优势发力，公司加码海上风电

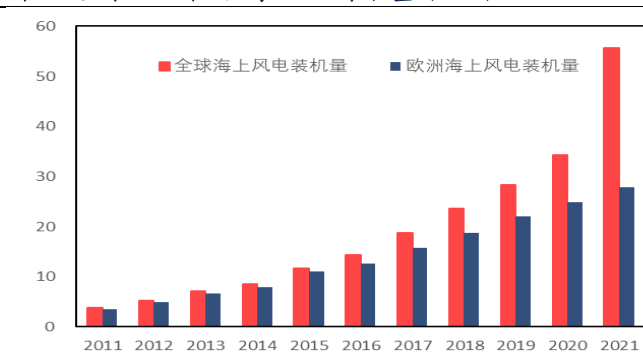
碳中和背景下，海上风电将成为推动能源结构转型及全球低碳经济发展的重要力量。风能发电指将风的动能转化为电能的能量转化形势，具备分布广、储量大、清洁环保、可再生等优势。海上风电即利用海上风力资源发电，相比陆上发电的稳定性更强、发电功率更大。当前，欧洲地区已建成多个大规模海上风力发电设施，我国风力发电投资规模也在快速扩张。截至 2021 年，全球风电装机量达到 825GW，其中海上风电装机量占比仅有 7%，未来仍有较大开发空间。

图 90 全球风电装机量及同比增速（GW，%）



资料来源：国际可再生能源机构（IRENA），信达证券研发中心

图 91 全球及欧洲地区海上风电装机量（GW）

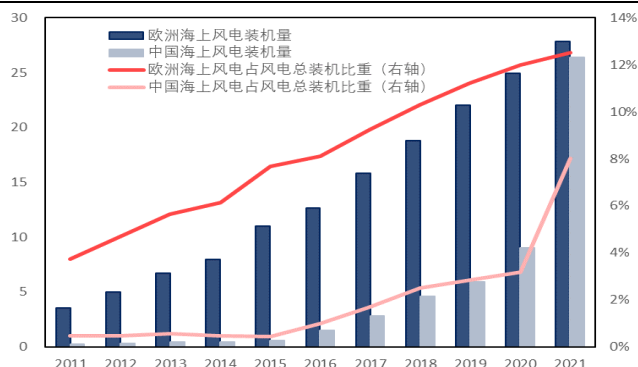


资料来源：IRENA，信达证券研发中心

我国风能资源丰富，海上风电优势明显。我国大陆海岸线漫长曲折，近海区域风能资源丰富，沿海城市可就近充分利用风电资源，特别是江苏等地沿海、滩涂及近海具有开发风电的良好条件。此外，我国陆地风能资源分布与现有电力负荷并不匹配，沿海地区电力负荷大，但可利用的陆地风能资源少；北部地区风能资源丰富，但远离电力负荷中心，电网建设成本较大。因此，海上风电将成为未来我国能源结构的重要组成部分，其发展潜力巨大。

我国海上风电起步较晚、规模较小，具备发展潜力。2011-2021 年，欧洲海上风电累计装机容量由 3.5GW 增长至 27.8GW，占欧洲风电总装机占比由 3.74% 增加至 12.53%，年均复合增速为 23%。中国海上风电市场在 2015 年以后迅速发展，2021 年，中国海上风电装机总量 26.39GW，较 2020 年增长 194%，占中国风电总装机量的 8%。目前，我国海上风电装机规模绝对量已接近欧洲，但海上风电占风电总装机比重仍远低于欧洲市场，具有较大发展空间。

图 92 中欧海上风电装机情况对比 (GW, %)



资料来源: IRENA, 信达证券研发中心

造价成本显著下降，未来风电增长潜力巨大。IRENA 2019 年《Future of wind》报告预计，全球陆上风电总安装成本将从 2018 年的平均 1497 美元/kW 下降至 2030 年的 800-1350 美元/kW，到 2050 年将降至 650-1000 美元/kW 范围内。海上风电总安装成本将下降至 2030 年的 1700-3200 美元/kW，到 2050 年将处于 1400-2800 美元/kW 之间。到 2050 年，全球陆上风电平均度电成本预计降至 0.02-0.03 美元，海上风电平均度电成本预计降至 0.03-0.07 美元。

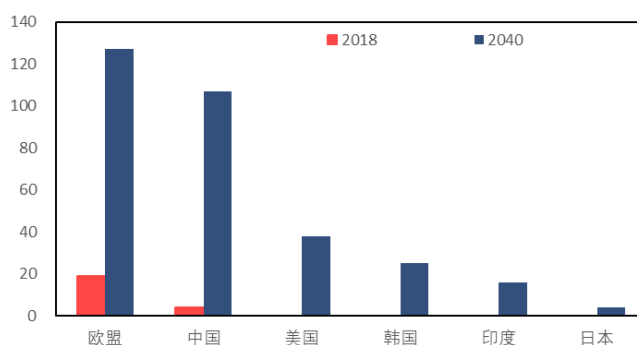
表 7 2030-2050 风电成本预测

	2030 年		2050 年	
	陆上风电	海上风电	陆上风电	海上风电
总安装成本 (美元/kW)	800-1350	1700-3200	650-1000	1400-2800
度电成本 (美元/kWh)	0.03-0.05	0.05-0.09	0.02-0.03	0.03-0.07

资料来源: IRENA, 信达证券研发中心

未来 20 年，全球海上风电市场规模将大幅增长。随着政策目标推进和技术成本下降，IEA 预计 2040 年全球海上风电装机容量将较 2018 年增加 15 倍，其中欧盟装机容量将由 2018 年的 19GW 增长到 2040 年的 127GW，中国装机容量将由 2018 年的 4GW 增长至 2040 年的 107GW。未来 20 年内产业规模将达到 1 万亿美元，与同期天然气和燃煤产能资本支出相当，海上风电占全球可再生能源发电站投资的 10% 左右。

图 93 2018 年和 2040 年主要国家海上风电装机容量 (GW)



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

自习近平主席提出中国碳达峰目标及碳中和愿景以来，各地政府反应迅速，积极推进海上风电发展。全国范围内政府及相关机构相继推出积极的海上风电规划和补贴政策，全国各地正加快海上风电建设，持续推进各项利好政策落实，加快协调项目建设实施。海上发电将成为新能源发电新的增长极，市场迎来景气时期。

表 8 地方政府积极出台风电政策

地区	发布日期	政策名称	主要内容
山东省能源局	2021/2/19	《2021 年全省能源工作指导意见》	实施可再生能源倍增计划，到 2021 年底，新能源和可再生能源发电装机达到 5200 万千瓦以上，占电力总装机比重达到 32% 以上，规划布局千万千瓦级中远海海上风电基地，建成投运首批海上风电试点示范项目。
江苏省发改委	2021/3/1	《江苏省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	有序推进海上风电集中连片、规模化开发和可持续发展。
浙江省发改委	2021/3/12	《浙江省能源发展“十四五”规划（征求意见稿）》	重点推进海上风电发展，打造近海及深远海海上风电应用基地+海洋能+陆上产业基地发展新模式。实现海上风电规模化发展，装机容量由 50 万千瓦增加到 500 万千瓦，加快建立省级财政补贴制度，通过竞争性方式配置新增项目。
广东省发改委	2021/3/31	《关于下达广东省 2021 年重点建设项目计划的的通知》	涵盖 40 个海上风电项目，其中包括 19 个重点建设项目和 21 个重点建设前期预备项目。
广东省政府	2021/6/11	《促进海上风电有序开发及相关产业可持续发展的实施方案》	目标到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网。到 2025 年，全省海上风电整机制造年产能达到 900 台（套），基本建成集装备研发制造、工程设计、施工安装、运营维护于一体的具有国际竞争力的风电全产业链体系。

资料来源：各地方政府官网，信达证券研发中心

重启海上风电计划，公司迈出转型步伐。早在 2006 年，公司就开始提前布局海上资源，子公司中海油新能源投资有限公司成立后的三四年时间内，在风电、动力电池、生物质能和光伏等新能源领域投资超百亿。但受政策变化影响，2013 年后中海油聚焦油气业务，海上风电等新能源业务暂缓。2018 年，环保政策趋严，中海油重启海上风电计划，2019 年，中海油融风能源有限公司成立，2020 年以来，公司对海上风电领域投资加大，取得一定成果。公司首个海上风电项目——江苏竹根沙（H2#）项目在 2020 年 9 月实现首批机组并网投产，2021 年 10 月实现全容量投产，项目规划装机容量 300 兆瓦，计划在海上建设 67 台风机，接入江苏省电网后，年上网电量约 8.6 亿千瓦时。与同样发电量的常规燃煤火电机组相比，可节约标准煤 27.9 万吨，减排二氧化碳 57.1 万吨。2020 年 4 月，公司获得广东汕头项目开发权，项目总装机容量为 100 万千瓦，目前正在前期准备阶段。

表 9 公司海上风电项目战略变动

时间	海上风电规划情况
2006	将海上风电列为“未来 30 年中海油的重点投入”领域，并且开始提前布局海上资源。
2007	中海油与山东威海市政府签订了总投资 210 亿元的海上风电开发协议。
2008	中海油在渤海湾建成并网了中国海上风电的第一台风机。
2013	中海油开始聚焦油气主业，新能源业务被逐步剥离。
2018	中海油集团党组正式通过进入海上风电产业的战略决策，并明确由中海石油（中国）有限公司上海分公司牵头海上风电业务。
2019	中海油公布 2019 年经营策略和发展计划时提到，将积极探索海上风电业务。
2019	中海油旗下公司中海油融风能源有限公司在上海正式揭牌成立，该公司经营范围包括风力发电、太阳能发电项目的开发、建设及经营管理等。
2020	中海油首席执行官徐可强公开表示，中海油要逐步探索风电业务，每年会拿出 3%-5% 左右的投资额用于获取风电资源，为中海油未来转型发展奠定良好的基础。
2021	中海油首席财务官谢尉志在出席记者会时表示：公司要加大清洁能源的转型力度，计划每年在新能源领域投入约 5% 的资本开支。
2022	中海油战略指引表示将资本开支的 5-10% 用于新能源业务，到 2025 年，获取海上风电资源 500-1000 万千瓦，装机 150 万千瓦。

资料来源：信达证券研发中心整理

盈利预测、估值、股息与投资评级

盈利预测重要假设

（1）原油板块：

价格：2022 年油价开启向上景气周期，油价长期高位运行，中枢持续抬升。

销量：在增储上产和国际油价支撑下，公司原油产量将持续增长，按照公司 2022 年战略展望公布的产量目标，我们预计 2022-2024 年原油产量增速分别为 4.3%、6.6%和 6.2%。

（2）天然气板块：

价格：2021 年欧洲能源危机推高天然气价格，我们预计 2022-2024 年伴随能源结构转型，天然气需求将不断增加，天然气价格将持续上涨。

销量：未来公司计划加大天然气产量占比，根据公司 2022 年战略展望，我们预计 2022-2024 年天然气产量增速分别为 14%、6.6%和 6.2%。

（3）油气成本：

公司桶油成本主要包括作业费用、折旧摊销、含弃置费、销售及管理费和除所得税以外的其他税金 5 个部分，分别根据不同成本特征及历史数据进行预测。考虑到油价上涨，作业费用和除所得税以外的其他税金小幅上涨，假设 2022-2024 年桶油成本为 32.37、33.27 和 34.51 美元/桶。

（4）石油特别收益金：

以我们预估的公司原油平均实现价格为基础，根据我国制定的石油特别收益金征收规则，对公司 2022-2024 年要缴纳的石油收益金进行预测。

表 10 我国石油特别收益金征收规则

原油价格（美元/桶）	征收比率	速算扣除数（美元/桶）
65-70（含）	20%	0
70-75（含）	25%	0.25
75-80（含）	30%	0.75
80-85（含）	35%	1.5
85 以上	40%	2.5

资料来源：中国财政部，信达证券研发中心

估值与投资评级

高油价+低成本，公司盈利持续增长。随着疫苗接种进程加速和全球经济复苏，油价高位运行，叠加“7 年行动计划”政策加码，我们预计国内油气行业景气提升，中海油将持续保持大幅资本开支带动油气产量增长，公司业绩逐步提升，桶油成本相对优势保证了公司盈利区间。

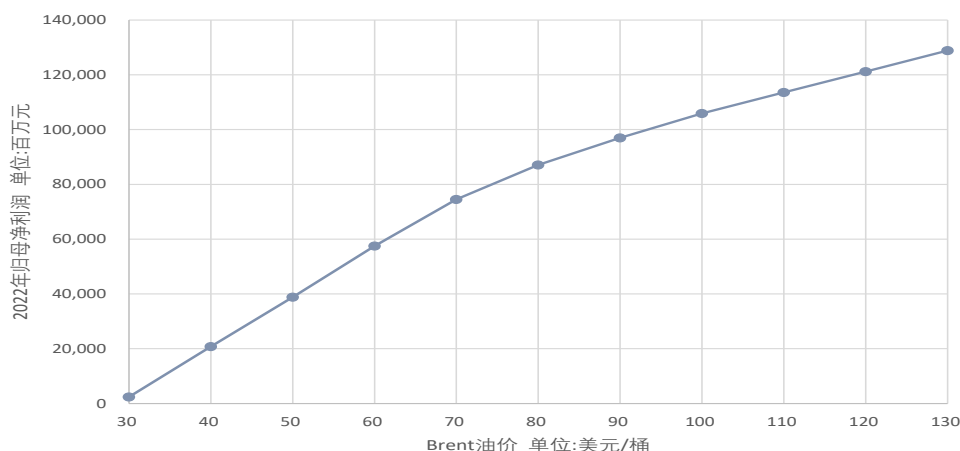
我们预计公司 2022-2024 年的营业收入将分别达到 3396.65、3931.28 和 4337.67 亿元，同比增速分别为 38.0%、15.7%和 10.3%。2022-2024 年归母净利润分别为 1021.97、1211.67 和 1318.63 亿元，同比增速分别为 45.3%、18.6%、8.8%，EPS 分别为 2.16、2.56 和 2.79 元/股。

绝对估值法

（1）盈利对油价敏感性分析：

根据我们测算，按照油价 100 美元/桶的假设，公司 2022 年净利润为 1000 亿左右。当油价位于 65 美元/桶以下，油价每增加 10 美元，公司净利润将增加 200 亿元左右；当油价在 65 美元/桶以上，由于征收特别收益金，油价每增加 10 美元，公司净利润将增加 100 亿元左右。

图 94 2022 年公司净利润对油价敏感性分析



资料来源：信达证券研发中心预测

(2) 绝对估值敏感性分析:

我们将公司未来净利润全部折现，对公司进行估值。根据上面盈利敏感性分析，我们假设：

1、2022-2025 年布油均价为 80 美金/桶，2022 年公司平均净利润为 800 亿元，2023-2025 年公司业绩存在由产量增长引起的 7% 的增速；2026-2060 年假设布油均价为 60 美金/桶，公司平均净利润为 600 亿元。在 5-8% 的折现率假设下，公司总价值在 8062-11218 亿元之间，公司市值还有 85-158% 的增长空间。

2、2022-2025 年布油均价为 100 美金/桶，2022 年公司平均净利润为 1000 亿元，2023-2025 年公司业绩存在由产量增长引起的 7% 的增速；2026-2060 年保守假设布油均价为 60 美金/桶，公司平均净利润为 600 亿元。在 5-8% 的折现率假设下，公司总价值在 8792-12002 亿元之间，公司市值还有 102-176% 的增长空间。

表 11 公司绝对估值敏感性分析 (亿元人民币)

假设情景	折现率			
	5%	6%	7%	8%
2022-2025 年按照 80 美金，800 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 30 美金，0 亿	3136	3062	2991	2922
2022-2025 年按照 80 美金，800 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 40 美金，200 亿业绩	5830	5359	4966	4635
2022-2025 年按照 80 美金，800 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 50 美金油价，400 亿业绩	8524	7655	6942	6349
2022-2025 年按照 80 美金，800 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 60 美金油价，600 亿业绩	11218	9952	8917	8062
2022-2025 年按照 100 美金，1000 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 30 美金，0 亿	3920	3827	3738	3653
2022-2025 年按照 100 美金，1000 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 40 美金，200 亿业绩	6614	6124	5714	5366
2022-2025 年按照 100 美金，1000 亿业绩，7% 增速；2026-2060 年按照 50 美金油价，400 亿业绩	9308	8421	7689	7079
2022-2025 年按照 100 美金，1000 亿业绩，7% 增速；2026-2030 年按照 60 美金，600 亿业绩	12002	10718	9665	8792

资料来源：信达证券研发中心预测 注：A+H 总目标市值/当前总市值，A 股按 10.8 发行价，H 股按 2022 年 4 月 20 日收盘价

表 12 公司收益率敏感性分析

假设情景	折现率			
	5%	6%	7%	8%
2022-2025 年按照 80 美金, 800 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 30 美金, 0 亿	-28%	-30%	-31%	-33%
2022-2025 年按照 80 美金, 800 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 40 美金, 200 亿业绩	34%	23%	14%	7%
2022-2025 年按照 80 美金, 800 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 50 美金油价, 400 亿业绩	96%	76%	60%	46%
2022-2025 年按照 80 美金, 800 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 60 美金油价, 600 亿业绩	158%	129%	105%	85%
2022-2025 年按照 100 美金, 1000 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 30 美金, 0 亿	-10%	-12%	-14%	-16%
2022-2025 年按照 100 美金, 1000 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 40 美金, 200 亿业绩	52%	41%	31%	23%
2022-2025 年按照 100 美金, 1000 亿业绩, 7%增速; 2026-2060 年按照 50 美金油价, 400 亿业绩	114%	94%	77%	63%
2022-2025 年按照 100 美金, 1000 亿业绩, 7%增速; 2026-2030 年按照 60 美金, 600 亿业绩	176%	147%	122%	102%

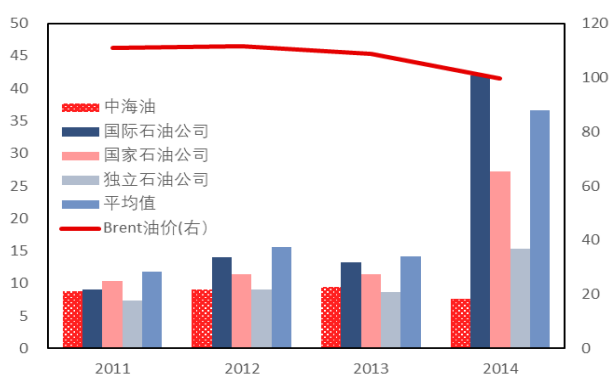
资料来源: 信达证券研发中心预测 注: A+H 总目标市值/当前总市值, A 股按 10.8 发行价, H 股按 2022 年 4 月 20 日收盘价

相对估值法

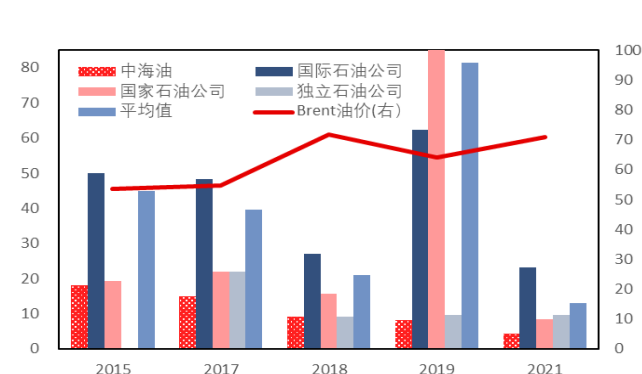
回顾中海油 H 股 2011-2021 年估值:

从 PE 来看, 中海油由于是纯粹油气上游公司, 与上下游一体化布局的国际石油公司相比 PE 估值低些, 与美国独立石油公司 PE 估值接近。在 2011-2014 年高油价时期公司 PE 均值 9 倍, 在 2015-2021 年低油价时期, 中海油由于低成本具有更强的盈利能力和抗风险能力 PE 均值提升至 12 倍, 但与其他油气公司低油价时期估值大幅增加相比, 中海油具有估值优势。

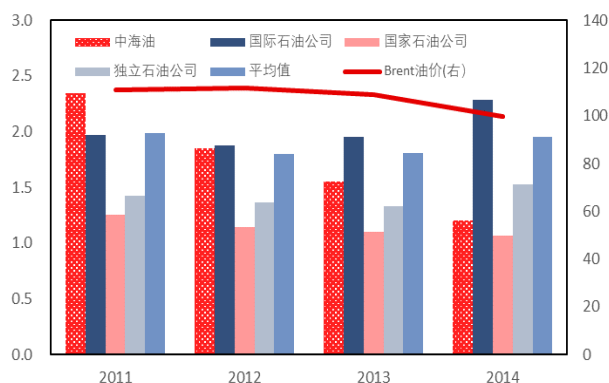
从 PB 来看, 在 2011-2014 年高油价时期公司 PB 均值 1.8 倍, 在 2015-2021 年低油价时期, 中海油由于持续逆周期投资, 资产规模快速扩大, PB 均值反而降至 1 倍, 其他石油公司均大幅增加。此外, 2021 年中海油被美国政府列入涉军企业名单, 投资者结构失衡导致 2021 年估值进一步下跌, PE 跌至 4 倍, PB 跌至 0.6 倍, 明显低于历史估值范围。

图 95 高油价时期各公司年均 PE (倍, 美元/桶)


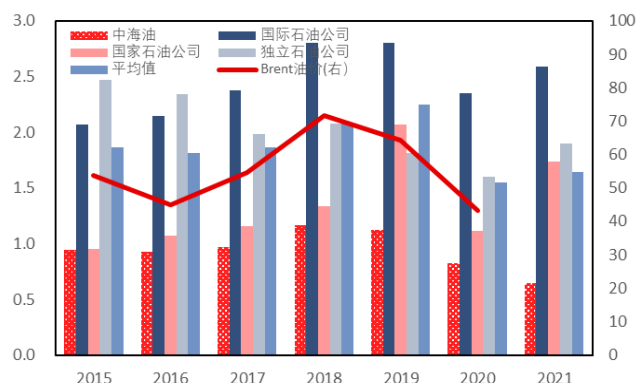
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 96 低油价时期各公司年均 PE (倍, 美元/桶)


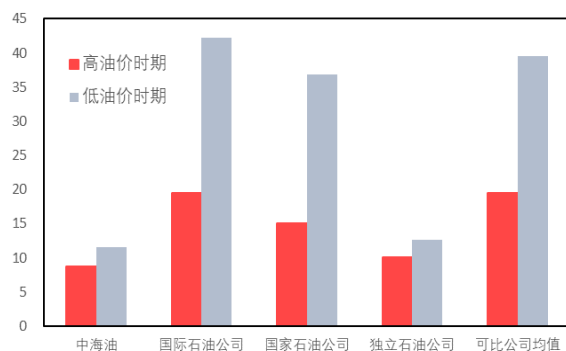
资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 97 高油价时期各公司年均 PB（倍，美元/桶）


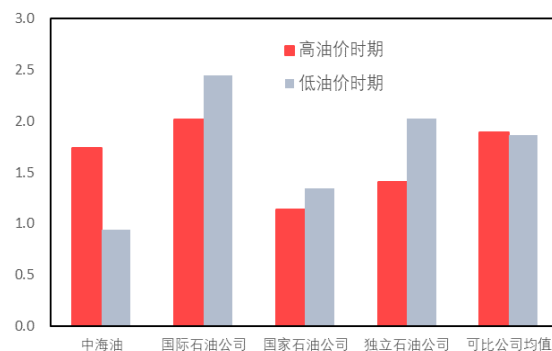
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 98 低油价时期各公司年均 PB（倍，美元/桶）


资料来源：万得，信达证券研发中心

图 99 不同油价时期各公司年均 PE（倍）


资料来源：万得，信达证券研发中心，注：高油价时期指 2011-2014 年，低油价时期指 2015-2021 年。

图 100 不同油价时期各公司年均 PB（倍）


资料来源：万得，信达证券研发中心，注：高油价时期指 2011-2014 年，低油价时期指 2015-2021 年。

展望未来：我们采用相对估值法对公司进行估值，可比公司主要为国内外大型石油天然气公司。

表 13 国内可比上市公司相对估值

代码	公司名称	货币	股价	EPS				PE				PB			
				2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E	2021A	2022E	2023E	2024E
A 股可比公司															
601857.SH	中国石油	CNY	5.41	0.50	0.57	0.57	0.55	9.75	9.42	9.57	9.82	0.71	0.74	0.71	0.67
600028.SH	中国石化	CNY	4.30	0.59	0.59	0.62	0.63	7.12	7.24	6.97	6.79	0.66	0.64	0.61	0.58
港股可比公司															
0857.HK	中国石油股份	HKD	4.00	0.50	0.57	0.57	0.55	5.63	5.69	5.77	5.93	0.41	0.45	0.43	0.41
0386.HK	中国石油化工股份	HKD	3.96	0.59	0.59	0.62	0.63	4.99	5.44	5.24	5.10	0.46	0.48	0.46	0.44
平均值								6.87	6.95	6.89	6.91	0.56	0.58	0.55	0.52
0883.HK	中国海洋石油*	HKD	11.16	1.57	2.16	2.56	2.79	4.17	4.21	3.55	3.26	0.61	0.75	0.67	0.60
600938.SH	中国海油*	CNY	10.80	1.57	2.16	2.56	2.79	6.88	4.99	4.21	3.87	1.00	0.90	0.79	0.71

资料来源：公司公告，标*为信达证券研发中心预测，其他引用万得一致预期，中国海油 A 股按照 10.8 元发行价，其他股价为 2022 年 4 月 20 日收盘价，中国石油 H 股、中国石化 H 股 EPS 预测值单位为人民币。

中海油 A 股估值偏低，存在大幅上行空间。根据中石油、中石化的万得一致预期以及我们对中海油 A 股的测算，我们认为，按照 A 股发行价 10.8 元，对应中海油 A 股 2022-2024

年 PE 分别为 4.99、4.21 和 3.87 倍，PB 分别为 0.90、0.79 和 0.71 倍。2022-2024 年中海油 A 股的 PE 估值均低于中石油和中石化 A 股和 H 股。另一方面，2022-2024 年中石油、中石化的 A/H 股溢价为 70%、30%，按照中海油 A 股 10.8 元的发行价，中海油 A/H 股溢价为 10%，中海油 H 股 2011-2021 年 PE 区间为 9-12 倍，PB 区间为 1-1.8 倍，中海油的 A 股估值存在大幅修复上行空间。

表 14 国际可比上市公司相对估值

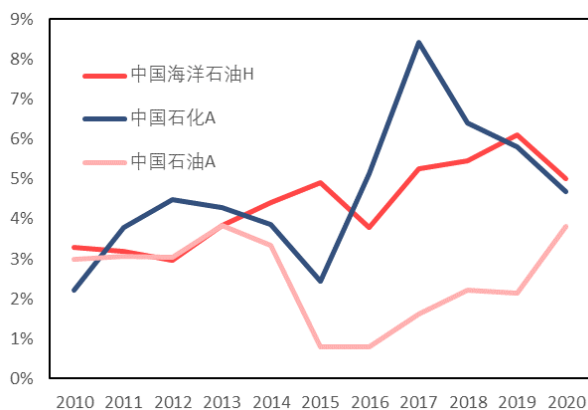
代码	公司名称	货币	股价	EPS			PE			PB		
				2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E	2021A	2022E	2023E
美股可比公司												
BP.N	英国石油（BP）	USD	31.41	0.38	4.52	4.36	12.19	6.95	7.20	1.22	1.20	1.09
RDS_A.N	壳牌石油 A	USD	51.04	2.59	7.18	6.92	16.59	7.10	7.37	1.94	1.03	0.94
TTE.N	道达尔	USD	51.19	6.07	7.30	6.77	8.15	7.01	7.57	1.18	1.10	1.03
XOM.N	埃克森美孚	USD	87.76	5.39	6.49	6.06	11.26	13.53	14.48	1.54	2.06	1.95
CVX.N	雪佛龙	USD	171.83	8.15	10.40	9.72	14.49	16.52	17.67	1.63	2.18	2.13
美股独立油气公司												
OXY.N	西方石油	USD	60.38	1.62	4.30	3.46	11.66	14.05	17.45	2.56	3.42	3.10
COP.N	康菲石油	USD	101.56	6.09	9.14	8.12	11.63	11.11	12.51	2.07	2.57	2.36
DVN.N	代文石油	USD	63.00	4.20	5.87	5.54	10.38	10.73	11.38	3.15	3.26	2.90
PXD.N	先锋石油	USD	250.82	9.06	21.88	20.77	20.85	11.46	12.08	1.93	2.33	2.15
EOG.N	EOG	USD	121.76	8.03	11.32	10.88	11.15	10.76	11.19	2.34	2.77	2.41
FANG.O	Diamondback	USD	137.92	12.35	18.55	17.11	8.78	7.44	8.06	1.58	1.72	1.50
其他 NOCs												
2222.TD	沙特阿美	SAR	42.50	2.06	4.32	4.14	20.61	9.83	10.26	6.64	1.28	1.23
E.N	埃尼石油	USD	30.73	1.90	1.91	1.90	16.18	16.08	16.15	2.11	5.70	5.24
平均值							13.38	10.97	11.80	2.30	2.36	2.16
0883.HK	中国海洋石油*	HKD	11.16	1.57	2.16	2.56	4.17	4.21	3.55	0.61	0.75	0.67
600938.SH	中国海油*	CNY	10.80	1.57	2.16	2.56	6.88	4.99	4.21	1.00	0.90	0.79

资料来源：公司公告，标*为信达证券研发中心预测，其他引用彭博一致预期，股价为 2022 年 4 月 20 日收盘价。

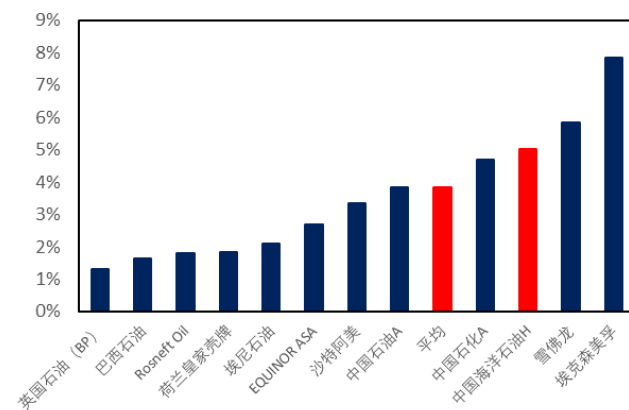
进一步根据国际石油巨头以及其他国家石油公司的彭博一致预期，以 2022 年 4 月 20 日收盘价计算，中海油 A 股 2022-2023 年 PE 和 PB 均大幅低于国际石油公司，中海油的 A 股估值存在大幅修复上行空间。

股息率分析

中海油股息率在国内外同行中处于较高水平。近十年来，中海油 H 股股息率逐步上涨，2020 年，中海油 H 股股息率为 5.01%，高于显著高于行业均值 3.83%。2010-2014 年高油价时期，中海油平均股利支付率为 31%，2015-2020 年低油价时期，中海油股利支付率维持在 45%以上，具备较高分红水平。

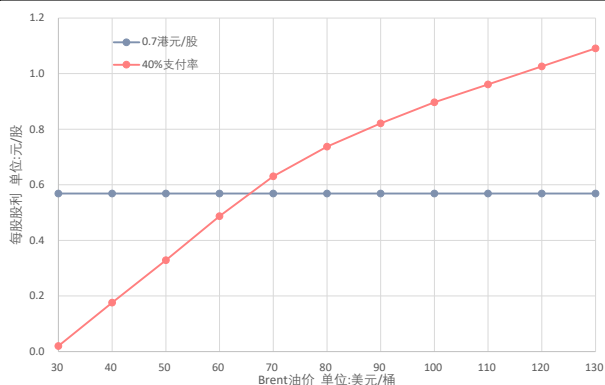
图 101 “三桶油”股息率对比 (%)


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

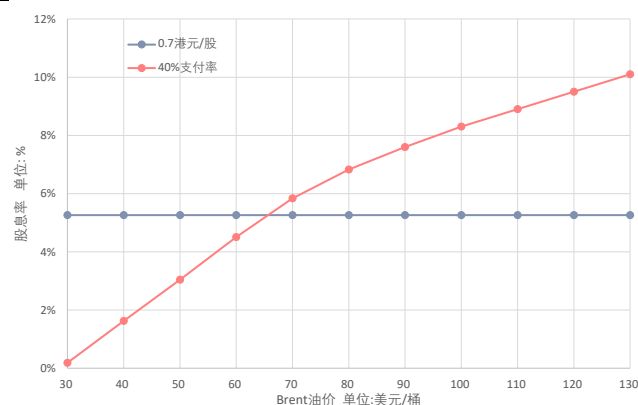
图 102 2020 年各公司股息率对比 (%)


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

公司 2021 年中期分红 0.3 港元/股 (含税)，为避免影响 A 股发行进度，暂不派发 2021 年末股息，并将在人民币股份发行完成后尽快公布特别派息，将原拟建议派发的 2021 年末股息和香港上市二十周年特别股息作为特别股息合并派发，A 和 H 股均享有。未来，在中海油 2022 年战略展望中，公司表示 2022-2024 年全年股息支付率不低于 40%，绝对值不低于 0.70 港元/股 (含税)，按照 A 股 10.8 元发行价，0.7 港元/股相当于股息率 5.3%；按照我们的盈利预测 2022 年净利润 1022 亿人民币，则每股派息 0.87 元，相当于股息率 8%，创下历史新高。

图 103 2022 年公司每股股利对油价敏感性分析


资料来源：公司公告，信达证券研发中心预测

图 104 2022 年公司股息率对油价敏感性分析


资料来源：公司公告，信达证券研发中心预测

我们预计公司 2022-2024 年归母净利润分别为 1021.97、1211.67 和 1318.63 亿元，同比增速分别为 45.3%、18.6%、8.8%，EPS 分别为 2.16、2.56 和 2.79 元/股。按照 A 股发行价对应的 PE 分别为 4.99、4.21 和 3.87 倍。考虑到公司受益于原油价格攀升和产量增长，2022-2024 年公司业绩增长提速，估值存在大幅修复向上空间，且享受高股息，给予“买入”评级。

风险因素

- 1、疫情反复、经济波动的风险：**近期新冠病毒变种在国内外多个地区和国家出现，市场仍没有放松警惕，局部地区疫情反复仍将抑制全球生产经营活动，并且对原油市场需求产生不利影响。
- 2、油价波动风险：**伊朗制裁、俄乌冲突等地缘政治因素加剧油价波动。。
- 2、公司增储上产速度不及预期风险：**公司上游资本开支对未来产量影响重大，若公司未按计划完成资本开支，未来增产进度进一步受到影响。
- 3、经济制裁风险：**美国将美国列入涉军企业名单，制裁中海油的举措可能会影响中海油在全球能源市场的地位和竞争力。

资产负债表						利润表					
单位:百万元						单位:百万元					
会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	163,391	207,981	296,183	359,238	429,050	营业总收入	155,373	246,112	339,665	393,128	433,767
货币资金	65,831	79,730	154,065	207,158	268,651	营业成本	97,381	121,585	142,168	158,209	174,050
应收票据	581	604	834	965	1,065	营业税金及附加	7,200	11,172	40,509	52,810	62,671
应收账款	18,401	26,444	36,496	42,240	46,606	销售费用	3,048	2,694	3,397	3,931	4,338
预付账款	1,951	2,867	3,353	3,731	4,105	管理费用	4,834	5,218	6,793	7,863	8,675
存货	5,644	5,703	4,669	5,421	6,165	研发费用	1,321	1,506	1,698	1,966	2,169
其他	70,983	92,633	96,767	99,722	102,458	财务费用	4,272	3,937	6,329	5,138	3,881
非流动资产	557,886	578,587	581,922	583,317	585,062	减值损失	-6,572	-7,963	-2,000	-2,000	-2,000
长期股权投资	42,366	41,541	41,541	41,541	41,541	投资净收益	3,538	2,417	3,397	3,931	4,338
固定资产(合计)	2,449	5,036	5,167	5,274	5,355	其他	485	1,350	848	981	1,082
无形资产	3,202	3,232	3,584	4,049	4,331	营业利润	34,766	95,804	141,014	166,124	181,402
其他	509,870	528,779	531,630	532,454	533,836	营业外收	141	17	79	79	58
资产总计	721,276	786,568	878,105	942,555	1,014,112	利润总额	34,907	95,820	141,093	166,203	181,460
流动负债	71,755	93,951	110,543	122,167	132,829	所得税	9,951	25,514	38,896	45,036	49,597
短期借款	0	4,303	4,303	4,303	4,303	净利润	24,956	70,307	102,197	121,167	131,863
应付票据	0	0	0	0	0	少数股东	-1	-13	0	0	0
应付账款	41,203	48,990	57,284	63,747	70,130	归属母公司净利润	24,957	70,320	102,197	121,167	131,863
其他	30,552	40,658	48,957	54,117	58,396	EBITDA	94,338	161,172	145,616	168,807	182,293
非流动负债	215,591	210,642	196,424	176,497	158,342	EPS(当年)(元)	0.56	1.57	2.16	2.56	2.79
长期借款	11,059	11,290	11,790	12,290	12,790	现金流量表					
其他	204,532	199,352	184,633	164,206	145,552	单位:百万元					
负债合计	287,346	304,593	306,967	298,664	291,171	会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
少数股东权益	221	1,064	1,064	1,064	1,064	经营活动现金流	82,338	147,894	108,492	124,800	134,640
归属母公司股东权益	433,710	480,912	570,075	642,828	721,877	净利润	24,956	70,307	102,197	121,167	131,863
负债和股东权益	721,276	786,568	878,105	942,555	1,014,112	折旧摊销	52,306	57,236	517	457	430
重要财务指标						财务费用	4,272	3,937	6,528	5,523	4,399
单位:百万元						投资损失	-3,538	-3,538	-3,538	-2,417	-3,397
主要财务指标	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	营运资金变动	-2,748	5,627	725	-337	343
营业总收入	155,373	246,112	339,665	393,128	433,767	其它	7,090	13,205	1,921	1,921	1,942
同比(%)	-33.4%	58.4%	38.0%	15.7%	10.3%	投资活动现金流	-50,849	-96,235	-376	2,157	2,220
归属母公司净利润	24,957	70,320	102,197	121,167	131,863	资本支出	-75,416	-82,398	-2,873	-854	-1,117
同比(%)	-59.1%	181.8%	45.3%	18.6%	8.8%	长期投资	19,105	-17,234	-1,000	-1,000	-1,000
毛利率(%)	37.3%	50.6%	58.1%	59.8%	59.9%	其他	5,462	3,396	3,497	4,011	4,338
ROE(%)	5.8%	14.6%	17.9%	18.8%	18.3%	筹资活动现金流	-38,699	-33,332	-32,867	-72,949	-74,454
EPS(摊薄)(元)	0.56	1.57	2.16	2.56	2.79	吸收投资	183	855	28,080	0	0
P/E	19.29	6.88	4.99	4.21	3.87	借款	7,417	8,108	500	500	500
P/B	1.11	1.00	0.90	0.79	0.71	支付利息或股息	-31,851	-27,304	-46,728	-53,023	-56,299
EV/EBITDA	5.94	3.34	3.28	2.39	1.78	现金净增加额	-9,660	17,413	74,335	53,093	61,493

研究团队简介

陈淑娴，CFA，石化行业首席分析师。北京大学数学科学学院金融数学系学士，北京大学国家发展研究院经济学双学士和西方经济学硕士。2017 年加入信达证券研究开发中心，主要负责原油价格、油田开采、石油加工、炼化聚酯等产业链研究以及中国信达资产管理公司石化类项目的投资评估工作。2021 年荣获第 19 届新财富最佳分析师能源开采行业第五名，第 9 届 Wind 金牌分析师石化行业第一名，第 9 届 Choice 最佳分析师石化行业第二名，第 3 届新浪金麒麟最佳分析师石化行业第三名，第 3 届 CEIC 与 EMIS 杰出成就分析师和非凡影响力团队；2020 年入围第 18 届新财富能源开采行业最佳分析师，荣获第 2 届新浪金麒麟新锐分析师采掘行业第一名，第 8 届 Wind 金牌分析师石化行业第四名，21 世纪金牌分析师评选能源与材料领域最佳产业研究报告；2019 年荣获第 7 届 Wind 金牌分析师石化行业第二名。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	李若琳	13122616887	liruolin@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jjali@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	许锦川	13699765009	xujinchuan@cindasc.com

分析师声明

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

免责声明

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

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

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

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

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

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

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 20% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~20%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

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

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