

中海油服 (601808.SH)

穿越油价周期的油服行业龙头

优于大市

核心观点

公司是全球较具规模的综合型油田服务供应商，服务贯穿海上石油及天然气勘探、开发及生产的各个阶段。公司业务分为四大类：钻井服务、油田技术服务、船舶服务及物探勘察服务。公司钻井服务属重资产业务，经历过周期底部洗礼，目前资产质量较高，有望受益于行业上行。公司近年坚持由重资产向轻资产重技术转移，通过提升专业技术服务及保障能力，加快推进科技创新，油田技术服务板块营收快速成长。

油气价格有望维持中位，海洋油气成为开发重点，公司有望充分受益于中国海油增储上产。OPEC+主要成员国财政平衡油价较高，对油价托底意愿强烈。原油增长有望保持较为克制。美国页岩油厂商或被动接受油价的结果，不具备大幅增产的条件。原油需求保持持续温和增长，我们预期2025年布伦特油价中枢在60-65美元/桶。我国是能源消耗大国，原油天然气进口依存度较高。国内积极推动油气增储上产。由于陆地油气资源的储量有限和开采成本提高，陆地油气产量日趋紧张，能源勘探开发和生产逐步由陆地向海上转移。我们预期2025年中国海油资本支出1350亿元左右，未来仍有望保持小幅增长。

钻井平台使用率处于较高水平，日费有望提升。2022年下半年以来，钻井平台退役量快速减少，新建订单较少，钻井平台进入上行周期。目前平台使用率处于较高水平，考虑到部分钻井平台服役年限较长，随着老旧设施退出，钻井平台日费仍有上升空间。公司钻井平台大部分经过周期底部洗礼，资产质量较高。

油田技术服务板块为轻资产业务，周期性较低，随技术水平提升，营收稳步向上。公司能提供完整的油田技术服务，包括测井、钻完井液、定向井、固井、完井增产等技术服务。公司持续推进重资产向轻资产重技术转移，强化关键领域技术突破，形成了“璇玑”、“璇玑”、“海弘”等技术及装备的系列化、规模化应用。随着技术水平的提升，公司可有效提升国内市场占有率，并有望推广向海外，板块营收预期持续向上。

盈利预测与估值：我们认为公司股票合理估值区间在13.62-14.60元之间，应2025年PE为18.6-20.0倍，相对于公司目前股价有0%-4.06%溢价空间。我们预计公司2025-2027年归母净利润分别为35.0/39.7/45.6亿元，每股收益0.73/0.83/0.95元/股，对应当前PE分别为19.4/17.1/14.9倍。**首次覆盖，给予“优于大市”评级。**

风险提示：原油价格大幅波动的风险；项目进展不及预期的风险；自然灾害频发的风险；地缘政治风险；政策风险等。

公司研究 · 深度报告

石油石化 · 油服工程

证券分析师：杨林

010-88005379

yanglin6@guosen.com.cn

S0980520120002

证券分析师：董丙旭

0755-81982570

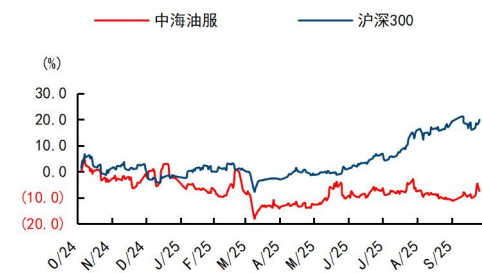
dongbingxu@guosen.com.cn

S0980524090002

基础数据

投资评级	优于大市(首次)
合理估值	13.62 - 14.60 元
收盘价	14.03 元
总市值/流通市值	66945/66945 百万元
52 周最高价/最低价	16.35/12.41 元
近 3 个月日均成交额	166.00 百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

盈利预测和财务指标

	2023	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入(百万元)	44,109	48,302	50,712	56,963	62,957
(+/-%)	23.7%	9.5%	5.0%	12.3%	10.5%
净利润(百万元)	3013	3137	3498	3972	4556
(+/-%)	28.1%	4.1%	11.5%	13.6%	14.7%
每股收益(元)	0.63	0.66	0.73	0.83	0.95
EBIT Margin	10.5%	10.3%	10.6%	10.5%	10.6%
净资产收益率 (ROE)	7.2%	7.2%	7.6%	8.2%	8.9%
市盈率 (PE)	22.5	21.6	19.4	17.1	14.9
EV/EBITDA	12.4	11.1	10.8	9.7	8.9
市净率 (PB)	1.63	1.55	1.48	1.40	1.32

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

请务必阅读正文之后的免责声明及其项下所有内容

内容目录

公司是具有全球竞争力的综合油服企业	6
公司业务贯穿海洋油气勘探、开发和生产	6
公司股权结构清晰稳定，控股股东为中国海洋石油集团有限公司	6
布伦特油价中枢预计 60-65 美元/桶	11
供给端：OPEC+宣布自 10 月份起延续增产	11
需求端：国际主要能源机构预计原油需求维持增长	14
海洋油气开发潜力巨大	15
海洋油气探明率低，具有非常大的发掘潜力	15
海洋油气经济性较高，仍是未来油气开发重点	16
中海油持续增储上产，资本支出维持高位	18
我国原油进口依赖度高，政策积极推动国内油气开发	18
中海油为关联公司，坚持增储上产，资本支出维持高位	18
油田开发为重资产、高技术的系统工程	21
油田开发在开发阶段资本支出最大	21
油服行业受国际油价影响较大，巨头优势明显	22
钻井贯穿油气生产全程，是资金密集、技术密集的系统工程	22
钻井业务为重资本强周期业务	24
自升式、半潜式及钻井船为最主流的钻井装备	24
钻井业务周期性较强	25
钻井业务处于 2021 年来的上行周期	27
公司钻井平台数维持高位，利用率较为优秀	29
油田技术服务竞争力快速提高	33
公司电缆测井基础深厚，随钻测井快速追赶	33
公司钻完井液技术紧跟世界头部巨头	35
公司固井市场份额全球排名第三	36
船舶服务和物探服务预期稳定发展	38
船舶服务主要为海上石油勘探、开发和生产提供支持服务	38
物探勘察服务分为地震勘探服务和工程勘察服务	39
盈利预测	40
估值与投资建议	41
投资建议	44
风险提示	44
附表：财务预测与估值	46

图表目录

图 1: 中海油服主要业务	6
图 2: 中海油服股权结构	7
图 3: 公司各板块收入结构 (亿元)	8
图 4: 公司各板块毛利结构 (亿元)	8
图 5: 中海油服营收与中国海油资本支出及国际油价关系	8
图 6: 中海油服归母净利润及各板块毛利率情况	9
图 7: 公司海外业务营收及在总营收中占比	10
图 8: OPEC+ 主要成员国财政平衡油价 (美元/桶)	12
图 9: OPEC+ 主要成员国 2025 年财政平衡油价变化 (美元/桶)	13
图 10: 美国新打井-完井的完全成本 (美元/桶)	14
图 11: 美国现有井运营成本 (美元/桶)	14
图 12: 主流机构对于原油需求的预测 (百万桶/天)	14
图 13: 主流机构对于原油需求增长的预测 (百万桶/天)	14
图 14: 全球石油技术可采储量及探明率 (2017 年)	15
图 15: 全球天然气技术可采储量及探明率 (2017 年)	15
图 16: 全球海洋勘探发展历程及阶段分图	16
图 17: 巴西国家石油公司巴西盐下项目平均钻完井时间	16
图 18: 全球 1991-2020 年不同水深油气田发现到投产时间统计	16
图 19: 全球海上及陆上绿地项目投资	17
图 20: 海洋油气产量预测 (百万桶/天)	17
图 21: 全球石油分来源供给变化	17
图 22: 海洋石油开发平衡油价 (美元/桶)	17
图 23: 中国海油国内分地区净证实储量 (百万桶油当量)	19
图 24: 中国海油国内分地区净产量 (桶油当量/天)	19
图 25: 中国海油资本支出 (亿元)	20
图 26: 公司中海油销售额 (亿元) 及营收占比	20
图 27: 海洋油气开发各阶段成本	21
图 28: 海洋油气开发累计成本	21
图 29: 油田开发四个阶段	23
图 30: 罗马什金油田原油储量开采动态及增长	23
图 31: 钻井装备分类	24
图 32: 深海石油 941 号自升式钻井平台	25
图 33: 奋进号半潜式钻井平台	25
图 34: 全球海上钻井市场空间	26
图 35: 亚太地区海上钻井市场空间	26
图 36: 全球海上钻井平台年退役量及平均使用率 (截止 2025 年 3 月)	26
图 37: 海上钻井平台退役时平均服役年限 (截止 2025 年 3 月)	26

图 38: 全球海上钻井平台新订单量	27
图 39: 全球海上钻井平台使用年限分布	27
图 40: 全球活跃海上钻井平台数量	27
图 41: 自升式钻井平台平均日费率(美元/天)	28
图 42: 半潜式钻井平台年度平均日费率(美元/天)	28
图 43: 自升式钻井平台平均利用率(%)	28
图 44: 半潜式钻井平台平均利用率(%)	28
图 45: 公司钻井平台数量变化	29
图 46: 公司钻井装备列表	30
图 47: 公司自升式钻井平台用率与行业平均值比较	30
图 48: 公司半潜式钻井平台使用率与行业平均值比较	30
图 49: 公司自升式钻井平台日费与行业平均值比较	31
图 50: 公司半潜式钻井日费与行业平均值比较	31
图 51: 钻井平台板块历年固定资产总额及新增固定资产	31
图 52: 钻井平台板块历年折旧及固定资产减值准备情况	31
图 53: 钻井服务板块营收及同比变化	32
图 54: 钻井服务毛利及毛利率	32
图 55: 电缆测井市场规模及同比变化	33
图 56: 随钻测井市场规模及同比变化	33
图 57: 主要测井技术服务公司电缆测井市场份额	34
图 58: 主要测井技术服务公司随钻测井市场份额	34
图 59: ESCOOL 高温高速测井系统	34
图 60: 高温为电阻率扫描成像现场	34
图 61: “璇玑”仪器族谱	35
图 62: 公司水基钻井液体系	36
图 63: 全球钻完井液市场份额排名	36
图 64: COCEM-Hiwi 水泥试样	36
图 65: 全球固井市场份额排名	36
图 66: 油田技术服务板块收入及同比变化率	37
图 67: 油田技术服务板块毛利及毛利率情况	37
图 68: 船舶服务板块收入及同比变化率	38
图 69: 2024 年全球海上船舶市场份额(百万美元)及排名	38
图 70: 供应船平均日费	39
图 71: 船舶服务板块毛利(亿元)及毛利率情况	39
图 72: 物探和工程勘察板块收入(亿元)及同比变化率	39
图 73: 物探和工程勘察板块收入(亿元)及毛利率	39

表1: OPEC+自愿减产情况 (千桶/天)	11
表2: 220 万桶/日、166 万桶/日自愿减产逐步退出产量表 (千桶/天)	12
表3: OPEC+减产情况 (百万桶/天)	13
表4: 国内油气开发相关政策会议	18
表5: 钻井工程施工人员、材料及机械消耗	23
表6: 各种海上钻井平台特点	25
表7: 海油发展业务拆分 (亿元)	40
表8: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)	41
表9: 公司盈利预测假设条件 (%)	42
表10: 资本成本假定	42
表11: 中海油服 FCFF 估值表	42
表12: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)	43
表13: 相对估值表	43

公司是具有全球竞争力的综合油服企业

公司业务贯穿海洋油气勘探、开发和生产

中海油田服务股份有限公司（中海油服或 COSL）是全球较具规模的综合型油田服务供应商。服务贯穿海上石油及天然气勘探，开发及生产的各个阶段。钻井服务、油田技术服务、船舶服务及物探勘察服务。公司拥有 60 多年的海上油田服务经验。在钻井服务方面，公司占有中国近海钻井市场绝大部分的份额，在该市场居绝对主导地位；在油田技术服务方面，公司拥有 50 多年的海洋油田技术和 40 多年的陆地油田技术服务经验，能够提供包括测井、钻完井液、定向井、固井、完井增产等在内完整的油田技术专业服务，同时占有中国近海油田技术服务市场大部分份额；在船舶服务方面，公司拥有并经营着中国最大及功能最齐备的近海工作运输船队，为近海油气田勘探、开发、生产和运输提供服务；在物探勘察服务方面，公司可以提供地震勘探服务和工程勘察服务，公司占有中国近海物探勘察服务市场绝大部分份额，也参与国际物探勘察服务。

图1：中海油服主要业务



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

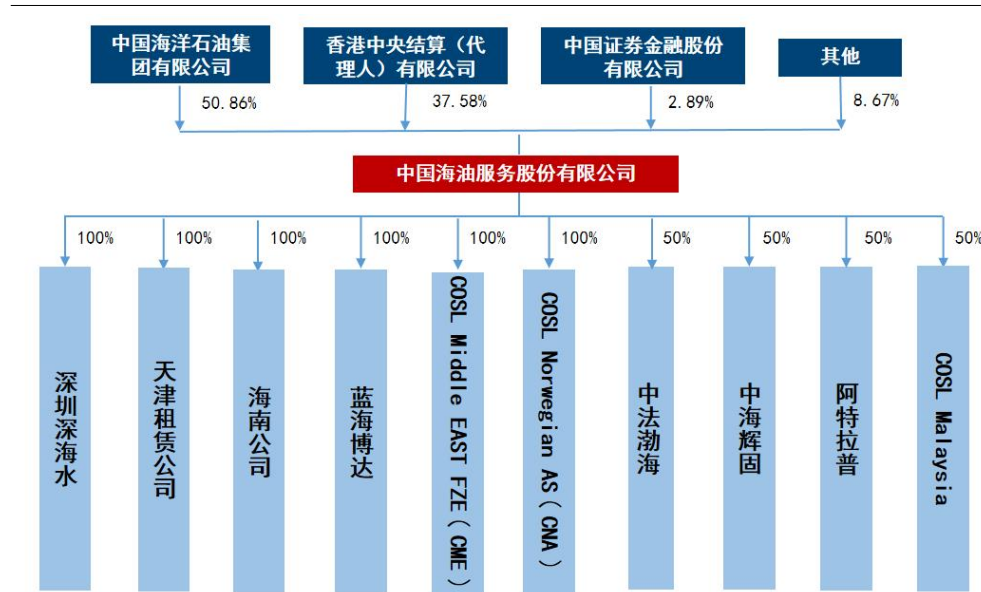
公司前身是 2001 年成立的原油服公司，2002 年 9 月，公司改制设立为股份有限公司；2002 年 9 月 26 日，公司改制设立为股份有限公司；2002 年 11 月 20 日，本公司公开发行 H 股，并在香港联交所主板上市；2004 年 3 月 26 日，本公司股票以一级美国存托凭证的方式在美国柜台市场进行交易。2007 年 9 月 28 日，公司在上市证券交易所上市；2008 年 9 月 29 日，中海油服斥资约 195 港元，成功收购挪威从事钻井平台业务的 Awilco Offshore ASA，通过此次并购公司获得了深水钻探翰哪里，有效拓展了公司海外业务。

公司股权结构清晰稳定，控股股东为中国海洋石油集团有限公司

公司股权结构较为集中，中国海洋石油集团有限公司实际控制人。截止 2025 年二季报，实际控制人为中国海洋石油集团有限公司持股比例为 50.86%。公司其余主要股东包括香港中央结算（代理人）有限公司（持股 37.58%）、中国证券金融股份有限公司（2.89%）等。公司股权相对集中，有利于决策稳定性和战略执行效率。公司通过全资或控股方式布局多个子公司，涵盖油田租赁、技术服务、深水技术、环保科技、国际合作等多个业务板块，业务布局全面，整体控制结构清晰，形成了覆盖上游油气服务全产业链的综合性服务体系。整体来看，中海油服股权

结构体现了国有能源企业典型的资本与控制特征，具备较强的稳定性和战略协同能力。

图2：中海油服股权结构



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

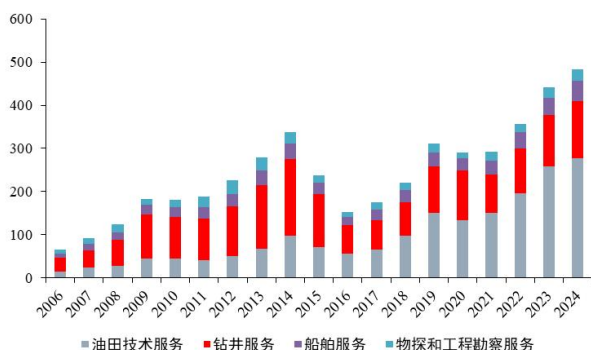
钻井服务：公司是中国最大的海上钻井承包商，也是国际知名钻井承包商之一，主要提供自升式钻井平台、半潜式钻井平台、陆地钻机等相关钻完井服务。截至2025年6月，公司共运营、管理60座钻井平台（包括46座自升式钻井平台、14座半潜式钻井平台），其中45座在中国，15座在国际地区。

油田技术服务：公司是中国近海油田技术服务的主要供应商，同时也提供陆地油田技术服务。通过科技研发的持续投入、先进的技术设备和优秀的管理队伍为客户提供完整的油田技术服务，包括但不限于测井、钻完井液、定向井、固井、完井、修井、油田增产等专业服务。

船舶服务：公司经营和管理中国规模最大及功能最齐全的近海工作船船队，截至2024年底运营三用工作船、平台供应船、油田守护船等200余艘船舶，能够为海上石油和天然气的勘探、开发、工程建设和油/气田生产提供全面的作业支持和服务，其中包括各种水深的起抛锚作业、钻井/工程平台（船）拖航、海上运输、油/气田守护、消防、救助、海上油污处理等，可以满足客户的多维度需要。

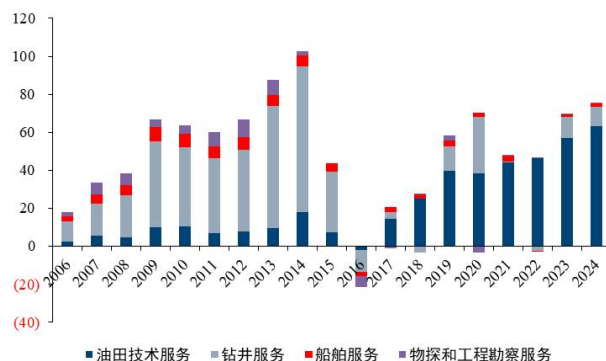
物探采集和工程勘察服务：公司是中国近海物探采集、工程勘察服务的主要供应商，是全球地球物理勘探的有力竞争者和高效优质服务的提供者。截至2024年底，公司拥有5艘拖缆物探船、5艘海底地震物探船和4艘综合性海洋工程勘察船。为客户提供包括但不限于宽方位、宽频、高密度地震采集服务，海底电缆和海底节点多分量地震采集服务，综合海洋工程勘察等服务。

图3: 公司各板块收入结构（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图4: 公司各板块毛利结构（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司营业收入与国际油价相关性较强。受宏观经济和石油天然气价格影响，油气勘探开发及生产行业的周期性较为明显。2006年-2014年，国际原油价格保持在高位运转，中国海油资本支出保持增加趋势，带动公司营收持续高增；2015-2016年，国际油价下行，中国海油资本支出快速下降，公司营收出现大幅下滑；2017-2022年，除2020年受疫情影响，油价整体呈震荡上行趋势。2018年中国海油启动“七年行动计划”，强化国内油气开发，计划到2025年中国海油勘探工作量和探明储量翻一翻，国内原油产量达到5300万吨、天然气产量达到265亿立方米，中海油资本支出快速增加，带动公司营收快速增加；2023年至今，国际油价震荡下行，但在国内推动油气增储上产，原油产量稳产在2亿吨的基调下，中海油资本支出维持高位，叠加公司技术水平不断提升，有力保障了公司营收的增长。

图5: 中海油服营收与中国海油资本支出及国际油价关系

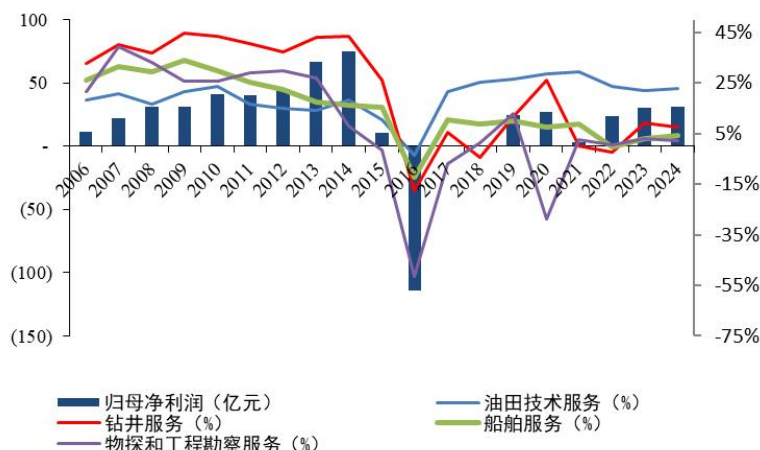


资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

前期钻井板块拉动公司归母净利润，近期油田技术服务带动业绩上升。2006-2014年，油价保持高位，油服行业保持高景气，钻井平台使用率维持高位，钻井平台日费不断上涨。公司钻井服务毛利率维持在40%左右。2007-2014年，公司钻井平台由15台增加至44台，公司归母净利润快速实现快速上升。2015-2017年，油

气行业处于景气低点，油公司资本开支锐减，钻井平台使用率快速下降，平台日费也明显下跌，公司在 2015 年计提资产减值损失 17.72 亿元，2016 年计提 82.72 亿元资产减值损失，出现了大幅亏损。2018 年至今，油服行业逐步回暖，但由于钻井平台较为过剩，钻井业务毛利率呈低位震荡。公司于 2020 年计提 14.70 亿元资产减值损失，2021 年计提资产减值损失 20.17 亿元。公司持续投入研发，逐步实现了向“轻资产”模式的转向，油田技术服务板块毛利提升明显且波动性明显较小，带动了公司归母净利润的提升。

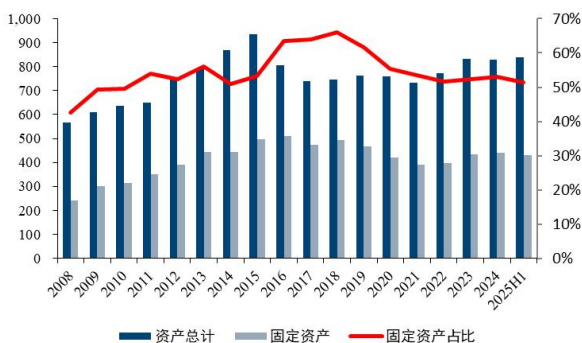
图6：中海油服归母净利润及各板块毛利率情况



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司为重资产企业，经过周期洗礼，资产质量明显提升。公司业务开展需依靠大量高价值装备。如 2007 年公司募集资金后，投资项目包括：400 英尺钻井船建造项目，投资额 12.42 亿元；建造 2+2 艘 300 英尺自升式钻井船项目，投资额 53.31 亿元；建造 12 缆物探船一艘，投资额 11.49 亿元等。公司在 2015 年前通过并购、建造、采购等手段资产总额快速提升。在周期底部的 2016 年及 2021 年，公司计提了较大额的资产减值。2016 每年后，大额资本支出较少。仅在 2023 年及 2024 年，自建部分设备并合计花费 32.52 亿元购买 4 台自升式钻井平台。由于公司近年在坚持执行轻资产发展思路，公司固定资产占比呈现下降趋势，2025 年 6 月，公司固定资产占比降至 51.30%。目前公司商誉计提完毕，大量固定资产经过周期底部考验，资产质量较高。

图1：公司总资产及固定资产情况（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

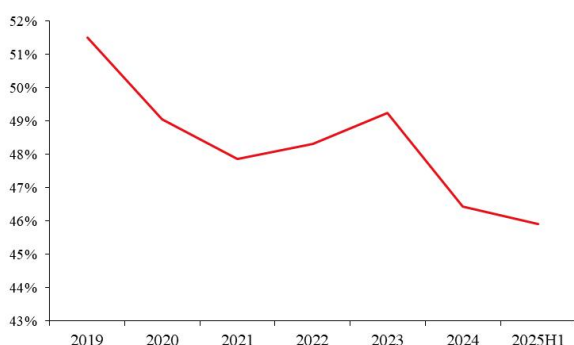
图2：中海油服历年折旧及减值准备（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

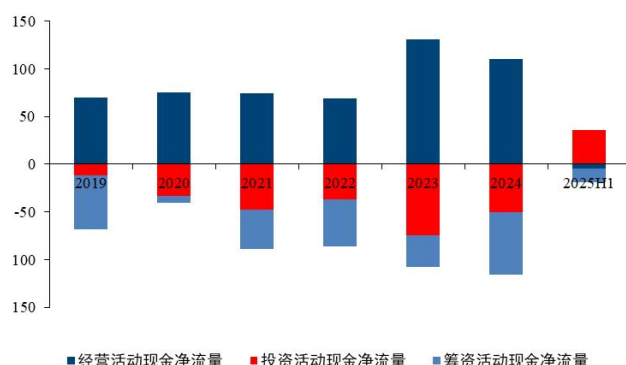
公司资本负债结构合理，现金流较为健康。2019-2025 年上半年，公司资产负债率呈现波动下行态势：2019 年资产负债率为 51.50%，于 2023 年达到 49.24% 的阶段高点，随后通过优化资本结构，在 2025 年上半年成功降至 45.9%。现金流状况同样呈现积极态势：经营活动现金流表现强劲，除 2025 年上半年因季节性运营资金占用暂时为负外，其余报告期均保持大规模净流入，尤其在 2023 年达到 130.96 亿元的历史高点，凸显其盈利模式的质量与现金回报水平；投资活动现金流在 2025 年上半年首次转正至 36.08 亿元，标志着公司已度过重资产投入周期；筹资活动现金流持续为负，表明公司主要依靠内源性资金支持发展，对外部融资依赖度低。

图3：中海油服资产负债率（%）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图4：中海油服现金流量情况（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

海外业务逐步恢复，未来可期。公司海外业务以钻井为主，2008 年并购挪威从事钻井平台业务的 Awilco Offshore ASA 后营收快速增长，在 2015 年遭受油价下行冲击后，营收出现大幅下降，后逐步回升。尤其在 2021 年后钻井行业景气度明显回升，日费及作业率的提升带动公司海外营收实现快速上行。最近由于公司油田技术服务能力长足进步，也进一步提升了公司海外营收。展望未来，公司海外板块依靠资产和技术双轮驱动，有望持续获得订单。

图7：公司海外业务营收及在总营收中占比



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

布伦特油价中枢预计 60-65 美元/桶

供给端：OPEC+宣布自 10 月份起延续增产

2024 年 12 月第 38 届 OPEC+ 召开部长级会议，决定将 200 万桶/日集体减产、166 万桶/日自愿减产目标延长至 2026 年底；将 220 万桶/日自愿减产计划延长至 2025 年 3 月底。但 OPEC+ 在 5 月、6 月、7 月分别增产 41.1 万桶/日，8 月、9 月分别增产 54.8 万桶/日，将 220 万桶/日自愿减产完全退出。9 月 7 日 OPEC+ 部长级会议决定，10 月起增产 13.7 万桶/日，旨在逐步解除 2023 年 4 月达成的 166 万桶/日自愿减产协议，10 月 5 日，OPEC+ 公告称将在 11 月进一步增产 13.7 万桶/日。2022 年以来，OPEC+ 合计宣布三次减产，包括一次联合减产和两次自愿减产：（1）2022 年 10 月第 33 届 OPEC+ 部长级会议，OPEC+ 宣布从 2022 年 11 月起联合减产 200 万桶/日。（2）2023 年 4 月第 48 届 JMMC 会议，OPEC+ 宣布从 2023 年 5 月起自愿减产 166 万桶/天。（3）2023 年 11 月第 36 届 OPEC+ 部长级会议，OPEC+ 宣布从 2024 年 1 月起再次自愿减产 220 万桶/天。

表1: OPEC+ 自愿减产情况（千桶/天）

国家	2023 年 4 月自愿减产	2023 年 11 月自愿减产
沙特阿拉伯	500	1000
伊拉克	211	220
阿联酋	144	163
科威特	128	135
阿尔及利亚	48	51
俄罗斯	500	500
哈萨克斯坦	78	82
阿曼	40	42
加蓬	8	
合计	1657	2193

资料来源：OPEC，国信证券经济研究所整理

2024 年 12 月第 38 届 OPEC+ 召开部长级会议决定将 200 万桶/日集体减产、166 万桶/日自愿减产目标延长至 2026 年底。将 220 万桶/日自愿减产计划延长 2025 年 3 月底，随后这部分 220 万桶/日的自愿减产将和阿联酋增加的 30 万桶/日产量将从 2025 年 4 月至 2026 年 9 月底，18 个月时间内逐步恢复。

2023 年 11 月达成的 220 万桶/日自愿减产已经完全退出：但 4 月 3 日 OPEC+ 意外宣布实施超预期的石油增产计划，5 月增产幅度扩充至约原计划 3 倍的 41.1 万桶/日；5 月 3 日宣布 6 月延续 41.1 万桶/日的增产措施，5 月 28 日宣布 7 月延续增产 41.1 万桶/日，7 月 5 日宣布 8 月加速增产 54.8 万桶/日，8 月 3 日宣布 9 月延续增产 54.8 万桶/日。因此截止 2025 年 9 月，2023 年 11 月达成的 220 万桶/日自愿减产已经完全退出大幅提前。

2023 年 4 月达成的 166 万桶/日自愿减产正在退出：9 月 7 日 OPEC+ 部长级会议决定，10 月起增产 13.7 万桶/日，旨在逐步解除 2023 年 4 月达成的 166 万桶/日减产协议，部分成员国更新补偿减产计划，削减 2025 年减产规模但强化 2026 年减产约束。10 月 5 日，OPEC+ 公告称将在 11 月进一步增产 13.7 万桶/日。

表2: 220 万桶/日、166 万桶/日自愿减产逐步退出产量表 (千桶/天)

	阿尔及利亚	伊拉克	科威特	沙特阿拉伯	阿联酋	哈萨克斯坦	阿曼	俄罗斯	8 国合计
1-3 月	908	4000	2413	8978	2912	1468	759	8978	30416
4 月	911	4012	2421	9034	2938	1473	761	9004	30554
5 月	919	4049	2443	9200	3015	1486	768	9083	30963
6 月	928	4086	2466	9367	3092	1500	775	9161	31375
2025 年 7 月	936	4122	2488	9534	3169	1514	782	9240	31785
8 月	948	4171	2518	9756	3272	1532	792	9344	32333
9 月	959	4220	2548	9978	3375	1550	801	9449	32880
10 月	963	4237	2559	10020	3387	1556	804	9491	33017
11 月	967	4255	2569	10061	3399	1563	808	9532	33154
12 月	967	4255	2569	10061	3399	1563	808	9532	33154
生产配额	1007	4431	2676	10478	3519	1628	841	9949	34529

资料来源: OPEC, 国信证券经济研究所整理 (增产规划至 2025 年 11 月)

OPEC+主要成员国财政平衡油价较高, 对油价托底意愿强烈。根据 2025 年 4 月 IMF 数据, 2025、2026 年中东地区主要 OPEC+成员国的财政平衡油价大多高于 70 美元/桶, 并且较 2024 年 10 月预测数据进一步提高。

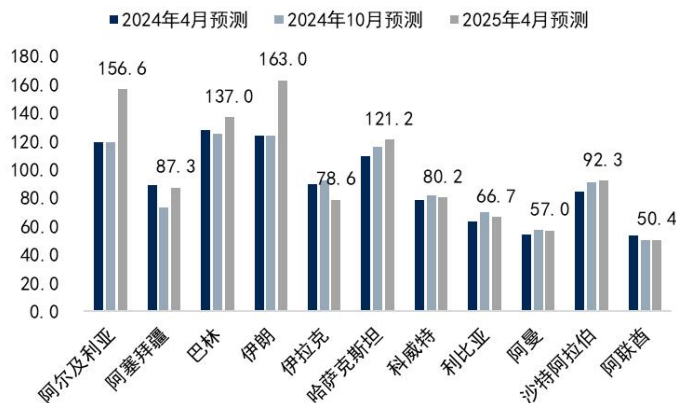
沙特阿拉伯、伊朗、伊拉克、科威特、哈萨克斯坦、阿尔及利亚的石油液体合计产量占全球的 25%左右, 2025 年 4 月 IMF 预测其 2025 年财政平衡油价分别为 92.3、163.0、78.6、80.2、121.2、156.6 美元/桶, 较 2024 年 10 月 IMF 预测数据分别 +1.4、+38.9、-13.8、-1.6、+5.3、+37.6 美元/桶。

图8: OPEC+主要成员国财政平衡油价 (美元/桶)



资料来源: IMF (2025 年 4 月预测), 国信证券经济研究所整理

图9: OPEC+主要成员国 2025 年财政平衡油价变化 (美元/桶)



资料来源: IMF (2025 年 4 月预测), 国信证券经济研究所整理

根据 IEA 最新发布的月度报告统计, 2025 年 8 月 OPEC+产量为 4324 万桶/天, 已经减产 405 万桶/天, 沙特、俄罗斯产量分别为 968、928 万桶/天。

表3: OPEC+减产情况 (百万桶/天)

国家	7 月产量	8 月产量	8 月较配额	8 月配额	生产能力	实际减产
阿尔及利亚	0.89	0.92	-0.03	0.95	0.99	0.07
刚果	0.27	0.24	-0.04	0.28	0.27	0.03
赤道几内亚	0.04	0.04	-0.04	0.07	0.06	0.03
加蓬	0.23	0.24	0.06	0.18	0.22	0
伊拉克	4.48	4.55	0.51	4.04	4.87	0.32
科威特	2.66	2.68	0.19	2.49	2.88	0.2
尼日利亚	1.48	1.5	0	1.5	1.42	0
沙特阿拉伯	9.52	9.68	-0.07	9.76	12.11	2.43
阿联酋	3.53	3.43	0.17	3.26	4.28	0.85
OPEC9 国产量	23.09	23.28	0.76	22.52	27.1	3.91
伊朗	3.33	3.17			3.8	
利比亚	1.25	1.25			1.23	0
委内瑞拉	0.86	0.94			0.89	0
OPEC12 国产量	28.53	28.66			33.02	3.91
阿塞拜疆	0.45	0.46	-0.09	0.55	0.48	0.02
哈萨克斯坦	1.82	1.77	0.24	1.53	1.8	0.03
墨西哥	1.48	1.47			1.5	0.03
阿曼	0.77	0.8	0.01	0.78	0.8	0.01
俄罗斯	9.31	9.28	0.02	9.26	9.4	
其他	0.83	0.8	-0.06	0.87	0.86	0.05
Non-OPEC 合计	14.65	14.58	0.11	14.84	14.84	0.14
OPEC+18 国产量	36.27	36.38	0.87	35.52	40.43	4.02
OPEC+合计	43.18	43.24			47.85	4.05

资料来源: IEA, 国信证券经济研究所整理

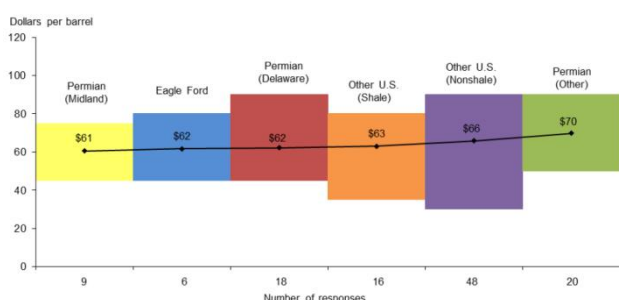
在页岩油资本开支方面, 根据达拉斯联储 2025 年第一季度对页岩油企业的调查问卷结果来看, 美国页岩油盆地现有油井运营成本处于 26-45 美元/桶, 平均价格为 41 美元/桶, 较 2024 年第一季度的 39 美元/桶增加 2 美元/桶。其中大型公司 (原油产量达到或超过 10000 桶/天) 油井运营费用为 31 美元/桶, 小型企业 (日产量低于 10000 桶/天) 则为 44 美元/桶。

美国页岩油盆地新打井-完井成本处于 61-70 美元/桶区间, 从统计来看, 企业实

现盈利性钻探的平均成本为 65 美元/桶，较 2024 年第一季度的 64 美元/桶增加 1 美元/桶，如二叠纪盆地的盈亏平衡油价为 65 美元/桶，较 2024 年第一季度持平。其中大型公司盈亏平衡油价为 61 美元/桶，较 2024 年第一季度增加 3 美元/桶，而小型公司盈亏平衡油价为 66 美元/桶，较 2024 年第一季度降低 1 美元/桶。

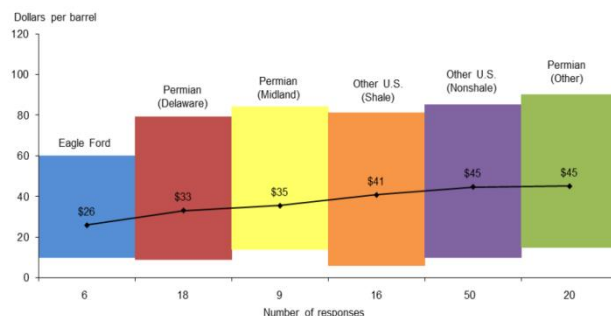
美国页岩油企业钻探成本上升的主要原因为政治法规所致，根据《通胀削减法案》，针对油气开采环节的甲烷排放从 2024 年起收费 900 美元/吨，2025 年提高至 1200 美元/吨。在特朗普任期中，或将在多方面降低原油开采成本，但我们认为美国页岩油厂商的生产经营决策，或为被动接受油价的结果，而非主动干预油价的因素，因此低油价下资本开支意愿较低，不具备大幅增产的条件。

图10: 美国新打井-完井的完全成本（美元/桶）



资料来源：达拉斯联储，国信证券经济研究所整理

图11: 美国现有井运营成本（美元/桶）

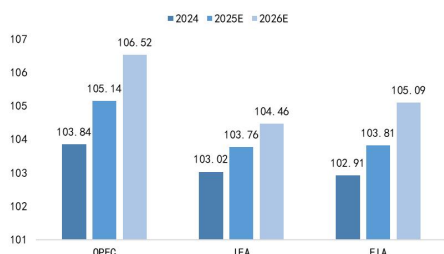


资料来源：达拉斯联储，国信证券经济研究所整理

需求端：国际主要能源机构预计原油需求维持增长

据 OPEC、IEA、EIA 最新 9 月月报显示，2025 年原油需求分别为 105.14、103.76、103.81 百万桶/天，分别较 2024 年增加 130、74、90 万桶/天，其中 OPEC 维持 2025 年需求增长预期不变，IEA 与 EIA 分别小幅上调 2025 年需求 6 万桶/日、9 万桶/日。2026 年原油需求分别为 106.52、104.46、105.09 百万桶/天，分别较 2025 年增加 138、70、118 万桶/天，OPEC 维持 2026 年需求增长预期不变，IEA 与 EIA 分别上调 2026 年需求 6 万桶/日、18 万桶/日。

图12: 主流机构对于原油需求的预测（百万桶/天）



资料来源：OPEC、IEA、EIA，国信证券经济研究所整理

图13: 主流机构对于原油需求增长的预测（百万桶/天）



资料来源：OPEC、IEA、EIA，国信证券经济研究所整理

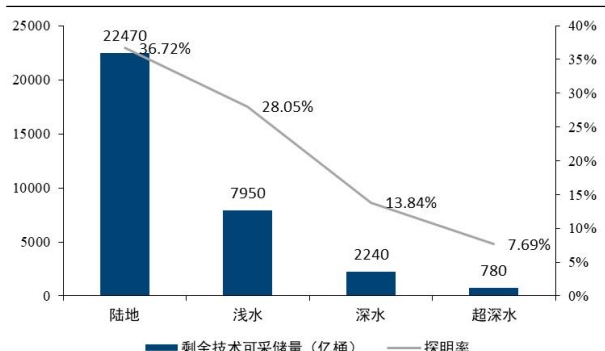
近期，全球外部环境急剧变化，考虑到 OPEC+较高的财政平衡油价成本，以及美国页岩油较高的新井成本，预计 2025 年布伦特油价中枢在 60-65 美元/桶，2025 年 WTI 油价中枢在 55-60 美元/桶。

海洋油气开发潜力巨大

海洋油气探明率低，具有非常大的发掘潜力

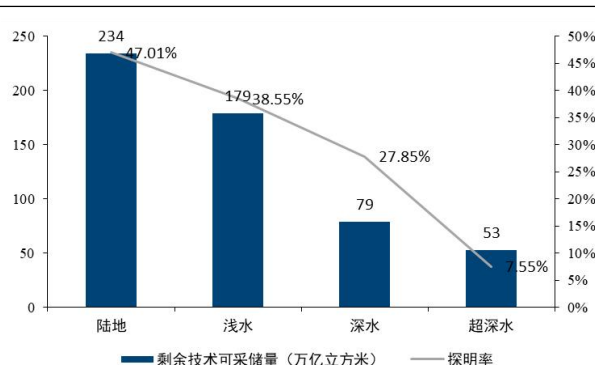
目前陆地油气勘探技术成熟，油气探明程度较高，新发现油气规模逐步变小，而海洋油气资源探明率较低，勘探潜力较大。截至 2017 年，陆地油、气储量探明率分别为 36.72% 及 47.01%，远高于海洋油、气储量探明率的 23.70% 及 30.55%。海洋油气探明率随着水深加深而极具降低，海洋石油方面，浅水（<400 米）、深水（400-2000 米）、超深水（>2000 米）探明率分别为 28.05%、13.84% 及 7.69%；海洋天然气方面，浅水（<400 米）、深水（400-2000 米）、超深水（>2000 米）探明率分别为 38.55%、27.85% 及 7.55%。油气探明率随深度增加快速下降。由于海洋油气勘探处于早期阶段，海洋油气成为最现实的油气开发新领域。

图14：全球石油技术可采储量及探明率（2017 年）



资料来源：吴林强, 张涛, 徐晶晶, 等, 《全球海洋油气勘探开发特征及趋势分析》，国际石油经济, 2019, 27 (03) : 29-36., 国信证券经济研究所整理

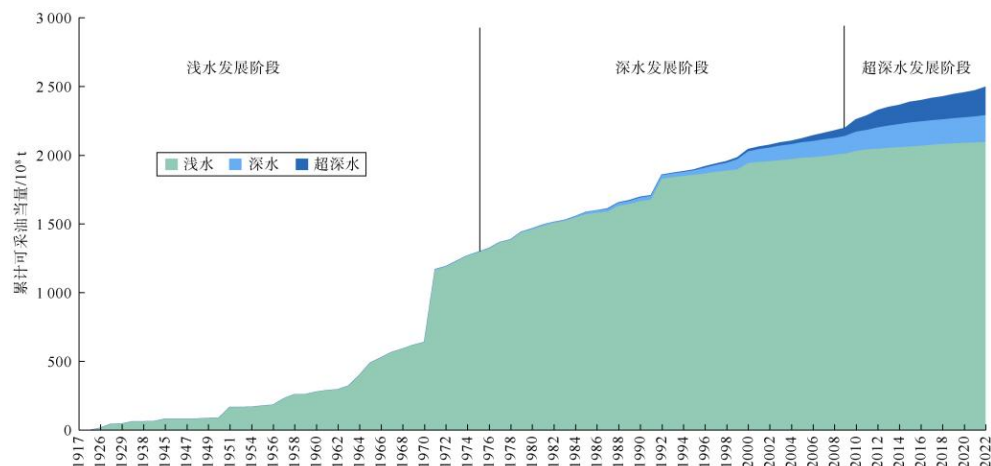
图15：全球天然气技术可采储量及探明率（2017 年）



资料来源：吴林强, 张涛, 徐晶晶, 等, 《全球海洋油气勘探开发特征及趋势分析》，国际石油经济, 2019, 27 (03) : 29-36., 国信证券经济研究所整理

海洋油气开发装置与技术的不断发展，推动油气开采从浅水走向深水。海洋油气开采史可大致分为三个阶段。（1）1917-1976 年为浅水发展阶段，海洋油气最早借助木质钻井平台及人工岛开发。随着钢铁工业的发展，出现了坐底式平台、自升式平台、钻井船、半潜式钻井平台等钻井装置，此时作业水深大多局限在 500 米以浅的海域；（2）1977 年-2009 年为深水发展阶段，此时期旋转导向钻井、浮式生产储卸油装置、顺应塔、第四代半潜式钻井平台以及张力腿平台的发展，为深水油气勘探的快速发展奠定了技术和装备基础；（3）2010 年以来为超深水发展阶段，深吃水立柱生产平台、第五代半潜式钻井平台、远洋钻井船、智能深水钻井平台等装备的发展，使超深水领域的发展得到极大推动。

图16: 全球海洋勘探发展历程及阶段分图

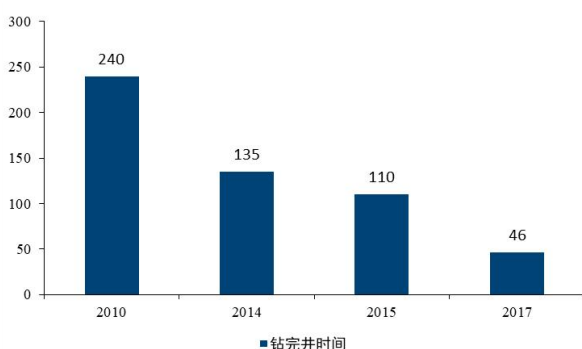


资料来源：温志新, 王建君, 王兆明, 等, 《世界深水油气勘探形势分析与思考》, 石油勘探与开发, 2023, 50 (05) :924-936., 国信证券经济研究所整理

海洋油气经济性较高，仍是未来油气开发重点

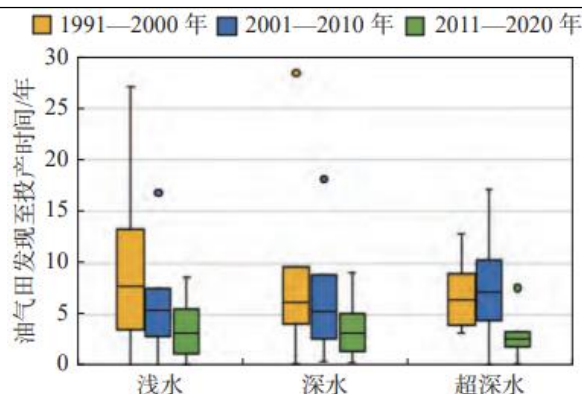
技术发展带动成本不断下降，经济性提升是海洋油气快速发展的底层逻辑。以钻井速度为例，巴西国家石油公司钻完井时间由2010年的240天，下降至2017年的46天，降幅超80%。深水油气田发现到开发投产时间周期也逐渐缩短，1991-2000年全球深水油气田投入生产时间约在勘探发现后7年，2011年以来，全球深水油气田发现至投产平均周期缩短至3.6年，超深水油气田缩短至2.9年。由于成本降低和管理优化，全球深水油气项目平衡油价由2014年的78美元/桶降至2021年的49美元/桶，降幅达37%。大部分深水项目平衡油价低于55美元/桶，以巴西为代表的部分项目平衡油价低于40美元/桶，深水项目在全球油气领域竞争优势明显增强，技术进步促进了深水油气勘探开发的进程。

图17: 巴西国家石油公司巴西盐下项目平均钻完井时间



资料来源：中国石油技术研究院，国信证券经济研究所整理

图18: 全球1991-2020年不同水深油气田发现到投产时间统计

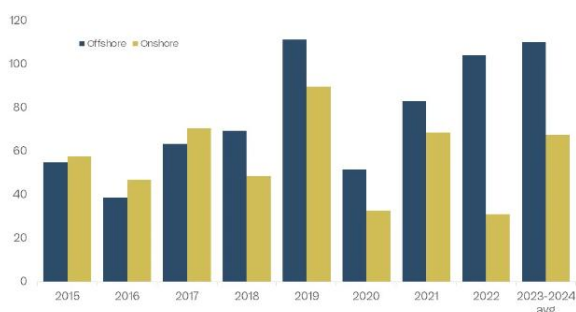


资料来源：IHS Markit，国信证券经济研究所整理

海洋油气勘探支出持续快速增加，将带动海洋油气储量及产量快速上升。根据睿咨得能源统计，油气勘探支出方面，2020年由于疫情影响，海上油气绿地项目投资急速萎缩，随着疫后恢复，海上油气绿地项目投资额快速增加，2022年突破1000亿美元，今明两年有望继续维持在1000亿美元以上高位，体现了海洋油气的高景气度。海洋油气储量发现方面，2000年到2010年，平均年均发现350亿桶油当

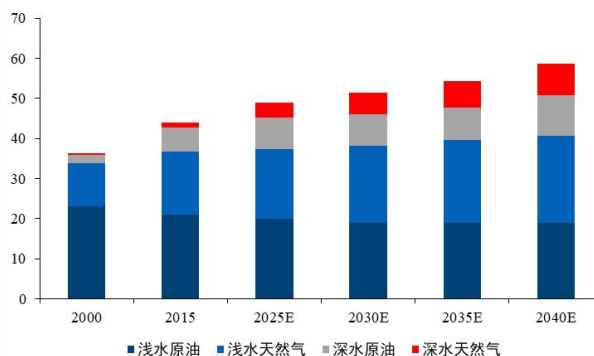
量，深水发现占 30%，2011 年到 2023 年，年均油气发现 180 亿桶油当量，深水发现的占比达到了 51%。即全球油气勘探的整体大趋势是发现越来越少，但是深水发现占比越来越多。**海洋油气产量方面**，根据 IEA 数据，深水原油产量有望由 2015 年的 6 百万桶/天增加至 2040 年的 10 百万桶/天，深水天然气年产量则有望从 2015 年的 830 亿立方米，快速增加至 2040 年的 4610 亿立方米。这些统计都在指向海洋、深海将是未来石油工业的一个重点方向。

图19：全球海上及陆上绿地项目投资



资料来源：RystadEnergy，国信证券经济研究所整理

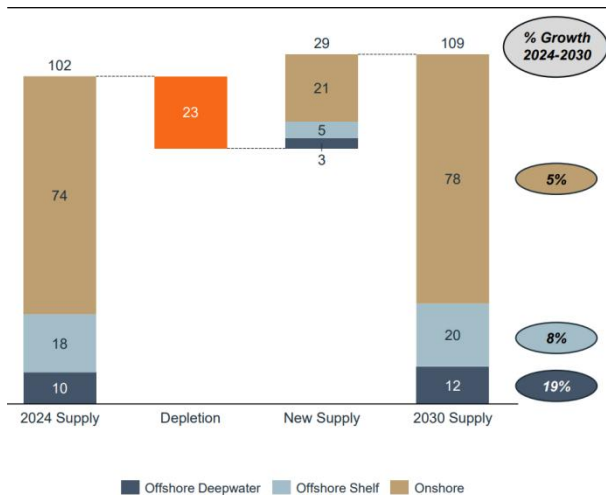
图20：海洋油气产量预测（百万桶/天）



资料来源：IEA，国信证券经济研究所整理及估算（160 立方米折合一桶原油）

据 Rystad energy 数据，2024 年全球石油总供给量为 102 百万桶/天，预计至 2030 年全球石油总供给为 109 百万桶/天，现有产量会衰减 24 百万桶/天。新增的 31 百万桶/天产能中有 3 百万桶/天来自深海油田开发，5 百万桶/天来自大陆架（近海）油田开发。根据未开发海洋油田平衡油价统计数据，若未来国际油价维持在 60 美元/桶，约 85% 的未开发海上油田开发后具备盈利能力。

图21：全球石油分来源供给变化



资料来源：Rystad Energy，国信证券经济研究所整理

图22：海洋石油开发平衡油价（美元/桶）



资料来源：Rystad Energy，国信证券经济研究所整理

中海油持续增储上产，资本支出维持高位

我国原油进口依赖度高，政策积极推动国内油气开发

我国是能源消耗大国，原油、天然气进口依存度较高。受自身油气资源禀赋限制，中国油气消费需求远高于产量。需求方面，国内石油消费量增速远高于产量的增速，需求缺口呈逐步扩大趋势，预期未来一段时间内需求仍将保持快速增长。2024 年中国石油表观消费量 5.53 亿吨。供给方面，随着中国工业的快速发展，石油企业不断加强高质量勘探和效益开发，积极释放优质产能，石油产量总体保持稳定。2024 年中国石油产量 2.13 亿吨。2024 年，中国石油对外依存度为 71.9%。天然气作为助力绿色低碳发展的清洁能源，推动能源结构调整的方向性能源、提高居民生活质量的替代性能源，处于黄金发展期。2024 年，中国天然气表观消费量 4260 亿立方米，中国天然气产量 2464 亿立方米，进口依存度达 42%。

政策积极推动油气增储上产。为了保证国家能源安全，推动能源储备，国家积极鼓励国内石油公司加大勘探开发力度。2019 年 5 月，国家能源局主持召开“大力提升油气勘探开发力度工作推进会”，业界成为“油气增储上产七年行动计划”；国新办《新时代的中国能源发展》提出“提升油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力”；国家能源局《2021 年能源工作指导意见》提出“推动油气增储上产，确保勘探开发投资力度不减，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探”，政策的叠加支持将有力推动中国油气行业持续稳定发展。

表4: 国内油气开发相关政策会议

时间	政策名称	政府部门	具体内容
2019	大力提升油气勘探开发力度工作推进会	国家能源局	石油企业要落实增储上产主体责任，不折不扣完成 2019-2025 七年行动方案工作要求
2020	新时代的中国能源发展白皮书	国新办	大力提升油气勘探开发力度，推动油气增储上产。提升供应的质量和安全保障。
2020	2020 年能源工作指导意见	国家能源局	结合大力提升油气勘探开发力度、天然气互联互通重点工程设备保障等工作，推动深水和非常规油气、天然气长输管线和液化天然气接收站等领域技术装备短板攻关和示范应用。
2021	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	全国人大	油气勘探开发被列入国家科技攻关的核心技术：有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产；加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络
2022	大力提升油气勘探开发力度工作推进会	国家能源局	牢牢守住油气战略安全底线，以国内油气增产保供的确定性，来应对外部环境的不确定性。要大力推动油气相关规划落地实施，以更大力度增加上游投资，助力保障经济运行和民生需求；大力推动海洋油气勘探开发取得新的突破性进展，提高海洋油气资源探明程度；
2022	“十四五”现代能源体系规划	发改委、国家能源局	是着力增强能源供应能力，稳住存量，着力提升国内油气生产水平。二是加快完善能源产供储销体系。加大油气增储上产力度，重点推进地下储气库、LNG（液化天然气）接收站等储气设施建设，提升能源供应能力弹性。三是加强能源应急安全保障能力。既要加强风险预警，建立健全煤炭、油气、电力供需预警机制，还要做好预案、加强演练，提高快速响应和能源供应快速
2023	加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案	国家能源局	一“十四五”时期，要统筹推进油气供应安全和绿色发展，在稳油增气、提升油气资源供给能力的基础上，加快行业绿色低碳转型势在必行恢复能力。
2023	自然资源部关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见（征求意见稿）	自然资源部	竞争出让油气（包括石油、烃类天然气、页岩气、煤层气、天然气水合物）探矿权，按自然资源部、财政部制定的矿业权出让收益起始价标准的指导意见确定起始价。

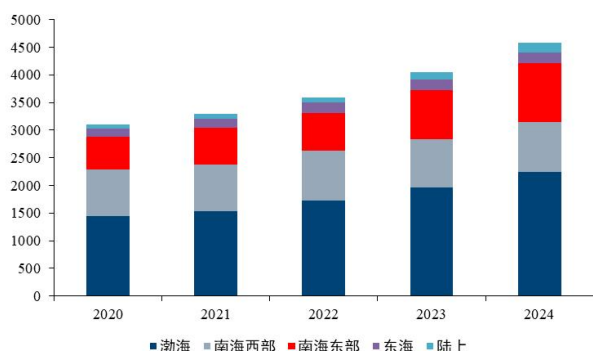
资料来源：政府官网，国信证券经济研究所整理

中海油为关联公司，坚持增储上产，资本支出维持高位

中国海洋石油有限公司是中国最大的海上原油及天然气生产商，也是全球最大的独立油气勘探及生产企业之一，主要业务为勘探、开发、生产及销售原油天然气。在国内，公司通过自营作业及合作项目，以渤海、南海西部、南海东部、东海为核心区域进行油气勘探、开发和生产活动。截至 2024 年底，中海油国内合计净证实石油储量为 45.83 亿桶油当量，其中渤海、南海西部、南海东部、东海、陆上

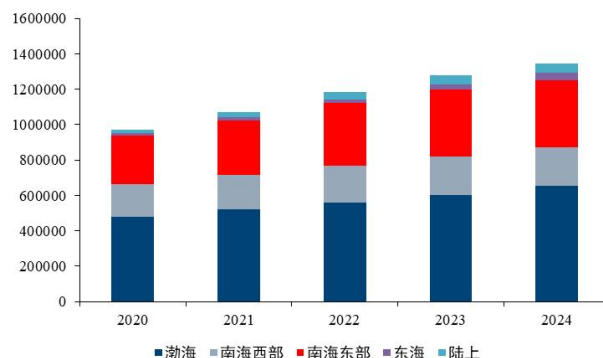
净证实储量分别为 22.43、9.08、10.55、1.94、1.84 亿桶油当量。从产量来看，2024 年中海油渤海、南海西部、南海东部、东海、陆上合计净产量分别为 65.28、21.73、37.87、4.36、5.27 万桶油当量/天。根据全国第四次油气调查数据，海洋石油剩余技术可采储量占中国石油剩余技术可采储量的 34%；海洋天然气剩余技术可采储量占中国天然气剩余技术可采储量的 52%。渤海、东海、南海东部、南海西部已成为中国重要的油气生产基地，但中国海洋油气整体探明程度相对较低，石油资源探明程度平均为 23%，天然气资源探明程度平均为 7%。总体而言，中国海洋石油储量增长处于高峰阶段前期，海洋天然气储量增长仍处于早期阶段，未来海上油气储量产量增长潜力仍然很大。

图23: 中国海油国内分地区净证实储量（百万桶油当量）



资料来源：中国海油公司公告，国信证券经济研究所整理

图24: 中国海油国内分地区净产量（桶油当量/天）



资料来源：中国海油公司公告，国信证券经济研究所整理

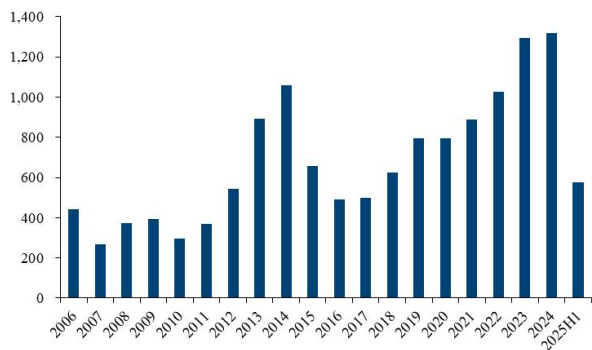
在国内油气增储上产战略引导下，中海油国内六年获得六个亿吨级油田。中海油在国内通过自营作业及合作项目，在渤海、南海西部、南海东部、东海和陆上进行油气勘探、开发和生产。自 2018 年习总书记作出关于加大国内油气勘探开发力度，保障我国能源安全的重要批示以来，公司积极响应党中央号召。2019 年中海油研究出台国内油气增储上产“七年行动计划”：提出到 2025 年，中海油勘探工作量和探明储量要翻一番。中海油贯彻“深化渤海、发展南海、推进东海、拓展非常规、探索中南部”的区域发展战略，突出“深耕在生产、推进新项目、突破低边稠、攻克化学驱、加快深水区、发展煤层气、强攻致密气、突破页岩气”的开发部署思路，加大了前期研究项目推动力度，强化勘探开发一体化体系建设，形成了较为完善的勘探开发一体化管理制度、工作模式和工作机构。中海油在先进理论指导和技术支持下，先后斩获大型凝析气田渤中 19-6、亿吨级油田垦利 6-1、亿吨级油气田渤中 13-2、亿吨级油气田垦利 10-2、亿吨级油气田渤中 26-6，尤其 2024 年更是在两周内先后宣布勘探获得开平南油田、秦皇岛 27-3 油田两个亿吨级油气田。

海洋油气上游勘探开发与生产支出持续增长，中国海洋油气储量和产量有望保持增长。近年来，中国海洋油气勘探开发资本性投资逐年加大，投资方向逐渐朝具有较好效益预期的油气项目发展。2024 年，中海油资本支出为 1327 亿元，较 2023 年增加 31 亿元。在中国经济发展、市场需求以及油价维持中高位背景下，中国海洋油气勘探力度有望维持较高强度，中国海油产量增长可期。

中国海油为公司最重要的客户。公司目前虽然在努力拓展开拓外部客户，来自于中国海油的收入在近年逐步降低，但是 2024 年来自于中国海油的营收仍占公司总营收的 77.4%。公司每年从中国海油获得的营收约为中国海油每年中国海油资本支出的 28%。2024 年公司从中国海油获得的收入为 373.89 亿元。未来中国海油资

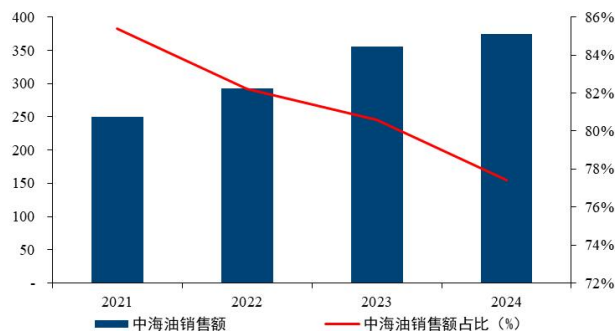
本支出仍有望维持高位，构成公司营收的基本盘，随着公司不断开拓外部客户，营收仍有增长空间。

图25: 中国海油资本支出（亿元）



资料来源：中国海油公司公告，国信证券经济研究所整理

图26: 公司中海油销售额（亿元）及营收占比



资料来源：中国海油公司公告，国信证券经济研究所整理

油田开发为重资产、高技术的系统工程

油田开发在开发阶段资本支出最大

海洋能源开发的流程主要包括了勘探、开发与生产三大主要环节。在海洋能源开发的各个环节中，油气公司聘请各类服务公司提供各项专业服务，协助油气公司最终完成能源的开采和销售。从全球的行业整体发展形势来看，海洋油气公司的资本性支出和经营性支出决定了对海洋油气服务的需求。

勘探环节是海上石油开发的最初阶段，油气勘探的主要任务和目的是对目标区域进行地震等作业，寻找工业性的油气藏。该环节涉及的主要业务内容包括地震、工程地质调查、物探、岩心实验、油藏工程、钻井、测井、录井、取心、测试、钻井液、固井等。该阶段成本占总成本的10%-20%。

公司在勘探环节中提供物探、勘察、钻井、钻完井液、定向井、固井、测井、完井及各种工作船等服务。

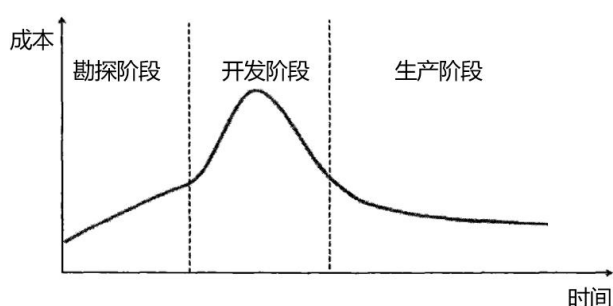
开发环节主要是计算油藏储量，制定开发方案，其中包括资源、工程与经济评价，然后建设海上油气田开发的各个设施。该环节涉及的主要业务内容包括勘察、钻井、钻完井液、定向井、固井、测井、录井、完井、防砂、海洋工程建造及各种工作船服务等。开发环节占总成本占比约40%-60%。

公司在勘探环节中提供物探、勘察、钻井、钻完井液、定向井、固井、测井、完井及各种工作船等服务。

生产阶段是油气开发生产过程中持续时间最长的环节，主要是将地层采出来的油气经过一系列处理后得到合格的商品油气进行储存或销售。该环节涉及的主要业务内容包括海洋工程及陆上设施的检测与维修、钻井、钻完井液、定向井、固井、测井、完井、修井、压裂、酸化、人工举升、增产增注、三次采油、油气水处理与集输、为生产平台提供的各项工作船服务、FPSO 生产技术服务、码头管理、技术支持等。生产阶段成本占总成本比例为20%-50%。

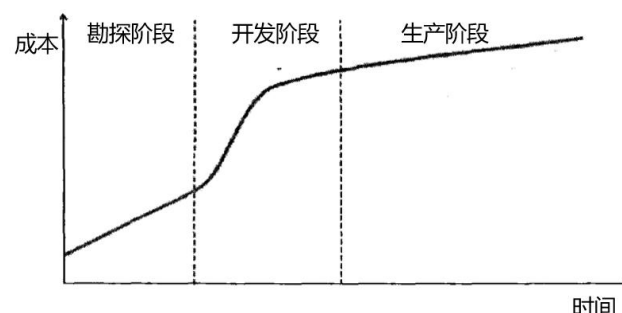
公司在勘探环节中提供物探、勘察、钻井、钻完井液、定向井、固井、测井、完井及各种工作船等服务。

图27：海洋油气开发各阶段成本



资料来源：王作修，《我国陆海油气资源开发成本效益比较研究》，大连海事大学，2015，国信证券经济研究所整理

图28：海洋油气开发累计成本



资料来源：王作修，《我国陆海油气资源开发成本效益比较研究》，大连海事大学，2015，国信证券经济研究所整理

油服行业受国际油价影响较大，巨头优势明显

国际钻井合同模式主要是日费制和大包制两种。日费制是由业主提供钻头、钻井液、套管、水泥等材料，以及钻前、运输、固井、测井、测试等相关专业技术服务，钻井承包商提供钻机、泥浆泵、辅助设备和专业人员等，业主按双方合同中规定的日费标准和作业、有人停待、无人停待的天数向钻井承包商支付工程费用。因日费模式中，承包商完全依照现场监督指令进行操作，因此业主承担全部的地质及大部分工程风险，钻井承包商仅承担因设备故障造成钻机不能正常作业所造成的损失。大包是指承包商根据业主所提供的地质和工程设计、自主完成钻井及相关任务，结算方式一般为单井模式。总包则是具有钻井及相关资质的承包商自主提供钻机等设备、工具和材料，向业主提供钻井、钻井液、录井、固井、测井、下套管等全套工程服务，业主拥有区块、储量及产量的所有权，承包商承担所有与工程服务执行相关的责任

国际钻井业务市场规模主要受国际原油价格影响，与国际石油勘探开发投资规模成正比，随着国际原油价格的升高、国际石油勘探开发投资规模随之增加，国际钻井业务市场规模也相应增加，反之则降低。但国际钻井业务的市场规模与国际地缘政治、区域武装冲突、公共安全形势等也密切相关。当今国际钻井业务承包商数量众多、实力不一，除国际三大综合型油服公司 斯伦贝谢、贝克休斯、哈利伯顿，这些巨头商研发实力超群、管理体系完备、技术先进、设备一流、但价格较高。各国本土市场承包商和服务商，具备完成施工难度不太高的项目的能力、与业主关系较好、熟悉当地政策法规、成本较低，双方各有优势。

国际油服市场部分区域市场，如美国、加拿大、英国北海、巴西、澳大利亚和安哥拉等仅有少数国际巨头和本土公司能获得合同。除技术服务能力、装备外，准入限制、质量管理体系、HSSE 体系、IADC 合同规范等也限制其余油服企业进入竞争。多数的油服公司只能在施工标准相对合理的南美、北非、中东非、中东、中亚等区域相互竞争、抢占市场份额。

钻井贯穿油气生产全程，是资金密集、技术密集的系统工程

油田开发一般会经历一次采油、二次采油、三次采油和四次采油 4 个阶段。

一次采油：利用油藏本身固有天然能量的释放开采石油的方法称为一次采油，如溶解气驱、天然水驱、气顶能量驱、弹性能量驱和重力驱。一次采油油田开发生命周期短暂，不能保证油田较长时间的有效开发。

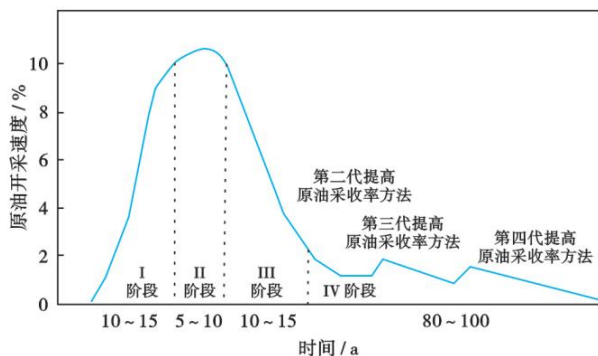
二次采油：一次采油不断消耗油藏能量，当依靠天然能量采油已不具经济价值或无法保持一定的采油速度时，人工向油藏注水或注气补充地层能量以增加采油量，这种方法称为二次采油。

三次采油：三次采油是指将热介质、化学介质和气介质等注入二次采油开发后的油层，进一步扩大波及体积和提高驱油效率，从而提高油田的最终采收率。

四次采油：四次采油是指将堵调驱介质等注入经历三次采油开发过的油藏，封堵优势渗流通道，进一步扩大波及体积，以显著提高驱油效率的一种提高采收率方法。

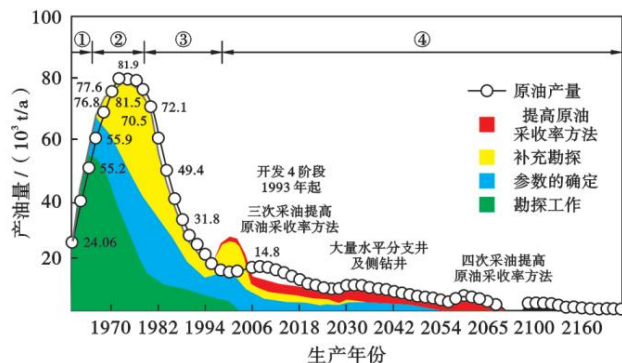
开发后期是油田开发难度最高的时期。油田剩余油的分布规律显示，更多的剩余油埋藏于薄差储层中。通常使用包括水平井、定向井、大位移井等的钻井技术，以改善老油田开发后期的技术难题，开发出较之前更优更好的油井。

图29: 油田开发四个阶段



资料来源：孙龙德, 江同文, 王凤兰, 等, 《关于油田寿命的思考》, 石油学报, 2021, 42(01):56-63., 国信证券经济研究所整理

图30: 罗马什金油田原油储量开动态及增长



资料来源：孙龙德, 江同文, 王凤兰, 等, 《关于油田寿命的思考》, 石油学报, 2021, 42(01):56-63., 国信证券经济研究所整理

钻井工程是在井位确定以后，在钻前准备完成后，利用钻井装备按设计的井深和方向向地下钻孔，通过井内下入的测井、测试仪器，采集录取油气水、地层特性等资料，证实油气是否存在，并最终为开采地下油气建立通道的生产活动。钻井工程是一个系统性的工程，具有整体性、协调性和复杂性等特点，主要体现在资金投入大，技术含量高，施工风险性大，生产组织要求严密等方面。

表5: 钻井工程施工人员、材料及机械消耗

施工项目	动用设备	人员构成	主要材料
钻前工程	推土机、挖掘机、装载机、压路车、洒水车、管理人员、技术人员、专业土建和安装人员、卡车、牵引车、吊车等	特车司机	柴油、机油、水、防渗膜
钻井工程	井架、底座和钻机、柴油机、发电机、泥浆泵、循环池、固控装置、井控装置、野营房、值班车、运料车等	井队长、工程师、大班、资料员、各类操作和技术服务人员、后勤人员	柴油、机油、生产生活用水、钻井液、钻头、钻具、套管、套管头、套管附件
固井工程	水泥车、灰罐车、水管车、立罐、管汇车、背罐车、压风机车	队长、工程师和专业操作人员、专职特车司机	水泥、水泥添加剂、固井专用工具
录井工程	钻时录井仪、气测录井仪、综合录井仪、电脑、数据传输设备、野营房等	队长、大班、操作员、地质工、气测工	搬家材料、专用材料、工具五金电料、分析化验器皿及药品
测井工程	测井车、下井仪器、地面仪器、卫星信号发射接收器、工作车、源车、指挥车	队长、操作工程师、机械工程师、绞车工、测井司机	油料、电缆、通用材料专用材料
完井工程	修井机、发电机、柴油罐、循环池野营房、值班车、特车	队长、技术员、资料员、井口工、井场工、井架司机	柴油、机油、采油树、油管、油杆、泵、配水器、射孔枪弹、井下工目

资料来源：陈平等，《钻井与完井工程》，石油工业出版社，2005，国信证券经济研究所整理

钻井业务，是指利用钻井设备从地面（井口）沿设计路径钻穿多套地层到达预定目的层（油气层或可能油气层）、形成油气采出或注入所需流体（水、气）的稳定通道（即油气井），并在钻进过程中和完钻后，开展录井、测井、取心和测试等工作，获取勘探/开发、钻井所需各类信息的系统工程。钻井业务主要包括 钻井设计、钻井（直井、侧钻井、水平井、定向井等）、修井、固井、钻井液、测井、录井、取芯、测试等服务。

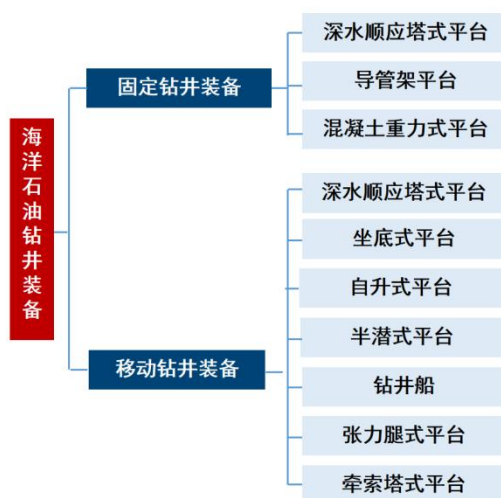
油气钻井按照不同的目的和要求，可分为探井和开发井两大类，探井又包括基准井、参数井、预探井、详探井、地质井（剖面探井、构造井、制图井）等，开发井包括生产井、注水井、调整井、检查井等；按井身结构可分为直井、水平井和丛式井、多分支井等特殊结构井。

钻井业务为重资本强周期业务

自升式、半潜式及钻井船为最主流的钻井装备

海上钻井平台是用于海上钻探井的结构物，平台上安装钻井、动力、通讯以及人员生活和安全救生装置。海上钻井平台按运移性可以分为固定式钻井平台和移动式钻井平台，移动式平台主要包括坐底式平台、自升式平台、半潜式平台、张力腿式平台、牵索塔式平台。固定式平台主要包括导管架式平台、混凝土重力式平台、深水顺应塔式平台。

图31：钻井装备分类



资料来源：中国石油官网，国信证券经济研究所整理

固定式钻井平台借助导管架固定在海底，搭建高出海面的平台，在平台上铺设甲板用于安置设备。这类平台桩腿直接打入海底，而不再移动，钻井成本较高，并且这类平台大都建立在浅水中，使用范围受限。

坐底式平台有两个船体，上船体又叫工作甲板，安置生活舱室和设备，通过尾艙开口借助悬臂结构钻井；下部是沉垫，其主要功能是压载以及海底支撑作用，用作钻井的基础。两个船体间由支撑结构相连。这种钻井装置在到达作业地点后往沉垫内注水，使其着底。坐底式钻井平台适用于河流和海湾等 30m 以下的浅水域。而且也受到海底基础的制约。

自升式钻井平台由平台、桩腿和升降机构组成，平台能沿桩腿升降，一般无自航能力。工作时桩腿下放插入海底，平台被抬起到离开海面的安全工作高度，并对桩腿进行预压，以保证平台遇到风暴时桩腿不致下陷。完井后平台降到海面，拔出桩腿并全部提起，整个平台浮于海面，由拖轮拖到新的井位。这种平台对水深适应性强，工作稳定性良好，发展较快，约占移动式钻井装置总数的 1/2。

半潜式钻井平台（SEMI）由坐底式平台发展而来，上部为工作甲板，下部为两个下船体，用支撑立柱连接。工作时下船体潜入水中，甲板处于水上安全高度，水线面积小，波浪影响小，稳定性好、自持力强、工作水深大，新发展的动力定位技术用于半潜式平台后，工作水深可达 900—1200 米。半潜式与自升式钻井平台相比，优点是工作水深大，移动灵活；缺点是投资大，维持费用高，需有一套复杂的水下器具，有效使用率低于自升式钻井平台。

图32: 深海石油 941 号自升式钻井平台



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

图33: 奋进号半潜式钻井平台



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

钻井船是浮船式钻井平台, 它通常是在机动船或驳船上布置钻井设备。平台是靠锚泊或动力定位系统定位。浮船式钻井装置船身浮于海面, 易受波浪影响, 但是它可以用现有的船只进行改装, 因而能以最快的速度投入使用。海上钻井船的定位常用的是抛锚法, 但该方法一般只适用于 200m 以内的水深, 水再深时需用一种新的自动化定位方法。

表6: 各种海上钻井平台特点

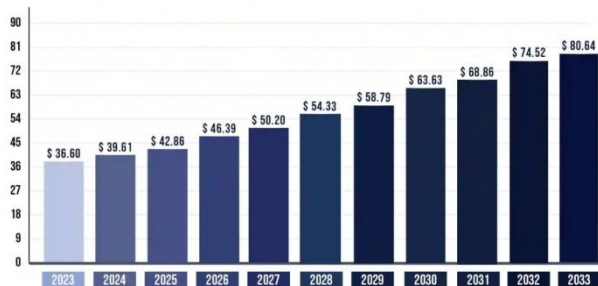
平台种类	稳定性	运移性	适用水深	经济性
固定式	好	差	浅	一般
坐底式	好	差	浅	较好
半潜式	好	好	深	较好
自升式	好	好	中深	较好
浮式钻井船	差	好	深	好

资料来源: 徐兴平, 《海上石油工程概论》, 石油工业出版社, 2009, 国信证券经济研究所整理

钻井业务周期性较强

据 Precedence Research 数据, 2024 年至 2033 年海上钻井市场空间有望从 2023 年的 366.0 亿美元增至 2033 年的约 806.4 亿美元, 2024 年至 2033 年的复合年增长率为 8.22%。数据显示, 2023 年亚太地区以 43% 的最大市场份额引领市场, 而拉丁美洲被认为是预测期内增长最快的市场。Precedence Research 数据显示, 亚太地区海上钻井市场规模 2023 年的 157.4 亿美元, 预计到 2033 年价值约为 350.8 亿美元, 2024 年至 2033 年复合年增长率为 8.34%。这一增长是由于中国和印度等国家海上钻井的支出的增加导致的。

图34: 全球海上钻井市场空间



资料来源: Precedence Research, 国信证券经济研究所整理

图35: 亚太地区海上钻井市场空间



资料来源: Precedence Research, 国信证券经济研究所整理

钻井平台数量及使用率受国际油价影响明显。2014–2018 年国际原油价格低迷不振, 海上钻机市场也进入萧条时期, 年均有 43 个钻井平台(自升式、半潜式和钻井船)永久退出现役, 同期市场需求也出现了明显下降。钻井平台运营商不得不缩减船队规模, 优化自身船队结构。2019 年原油价格短暂回升, 钻井平台退役数量较 2014–2018 年平均水平下降了 21%, 由与需求和日费的提升, 钻井平台退役数量下降明显。2020 年由于新冠肺炎的流行, 原油价格大幅下跌, 海上钻井平台需求快速下跌, 钻井平台退役数量较 2019 年增加 35%。2020–2021 年退役钻井平台平均服役年限下降到最低水平, 甚至出现服役仅 8 年的钻井船退役的情况。

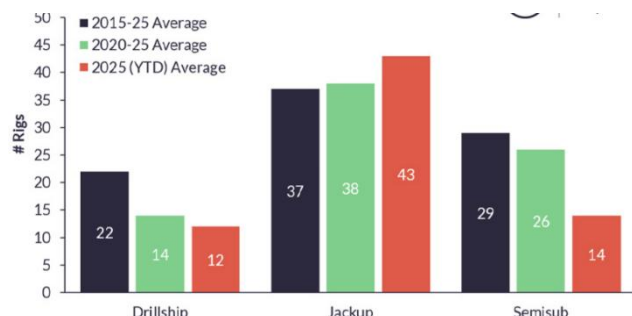
2021 年下半年至今, 钻井平台市场处于上行周期, 钻井平台退役数量快速减少, 并且大部分退役钻井平台, 尤其是自升式钻井平台服役寿命较高。随着钻机订单越来越多, 可供出租的钻井平台储备越发减少, 甚至有冷停的设备招标的情况出现, 这说明钻机日费和钻机合同都较为理想。据 Westwood 数据, 2025 年 3 月较去年同期需求下降 18%, 截止 2025 年 3 月, 钻井平台市场利用率为 88%, 钻井平台市场热度呈现出一定的下降。不同类型钻井平台, 由于订单前景、维护费用及其他原因, 退役平均年限也各有差异, 近几年半潜式钻井平台及钻井船退役年限不断降低, 但是自升式钻井平台退役年限却逆势升高。

图36: 全球海上钻井平台年退役量及平均使用率(截止 2025 年 3 月)



资料来源: Westwood, 国信证券经济研究所整理

图37: 海上钻井平台退役时平均服役年限(截止 2025 年 3 月)



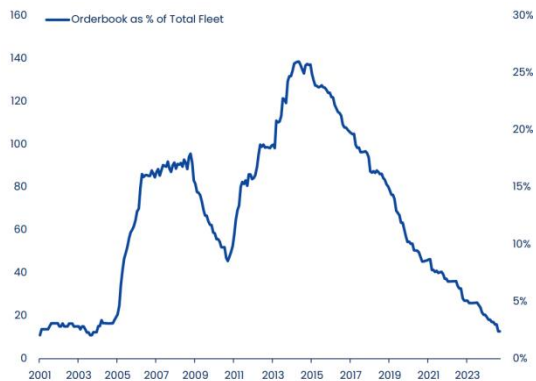
资料来源: Westwood, 国信证券经济研究所整理

根据 Borr Drilling 数据, 未来十年几乎没有新建自升式海上钻井平台订单, 只有约 10 个海上钻井平台在建, 几乎是近 25 年来的低点。目前由于造船厂的 FPSO、FSRU、LNGC 的订单较为饱和, 可以建造海上钻井平台的船台较为有限, 新订单的交付时间普遍在 3 年以上。目前新建平台要达到可以开钻的状态订单价格预计约 3 亿美元, 超过之前周期的价格。基于比较严苛的融资环境, 海上钻井平台运营

商需要有 7-10 年的大合同才有意愿建造新的平台。

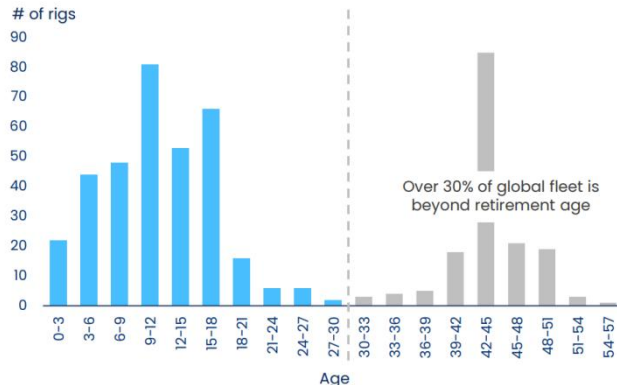
目前现有的海上钻井平台年龄分布较为异常，约有 30% 的平台超过了 30 年的平均退役年限，这些超期服役的钻井平台有较大的退役风险，给海上钻井平台供需造成冲击。

图38: 全球海上钻井平台新订单量



资料来源: Borr drilling, 国信证券经济研究所整理

图39: 全球海上钻井平台使用年限分布

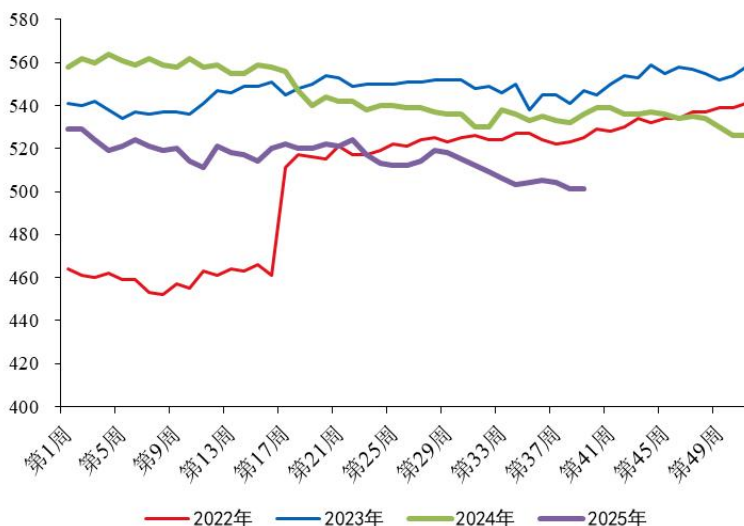


资料来源: Borr drilling, 国信证券经济研究所整理

钻井业务处于 2021 年来的上行周期

根据彭博数据，2025 年 9 月第四周已经签订合同的自升式钻井平台为 371 台，浮式钻井平台为 130 台；较上个月第四周签订合同量，自升式钻井平台减少 2 台，浮式钻井平台减少一台；较年初签订合同量，自升式钻井平台减少 17 台，浮式钻井平台减少 13 台。

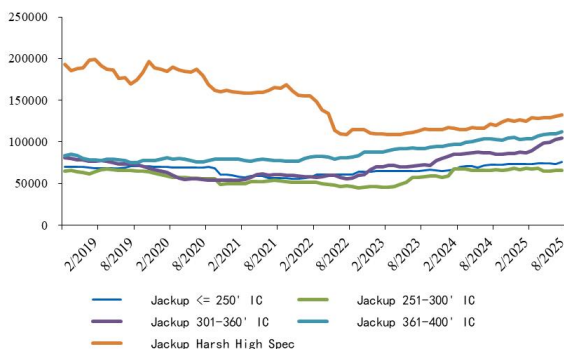
图40: 全球活跃海上钻井平台数量



资料来源: West wood, 国信证券经济研究所整理

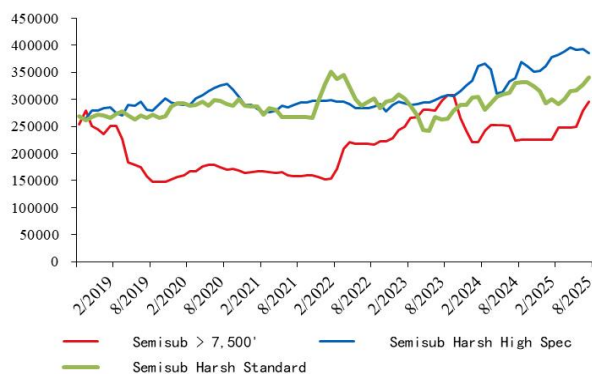
费率角度看，目前大多数自升式钻井平台在该景气周期维持在上升态势。自升式钻井平台中，361-400 英尺的平台较为常用，2025 年 8 月份平均日费为 112534 美元/天，较年初的 102480 美元/天，上升了 9.8%。7500 英尺以上的半潜式钻井平台 8 月份日费率为 296191 美元/天，较年初的 225975 美元/天上漲了 31.1%。

图41：自升式钻井平台平均日费率(美元/天)



资料来源：彭博，国信证券经济研究所整理

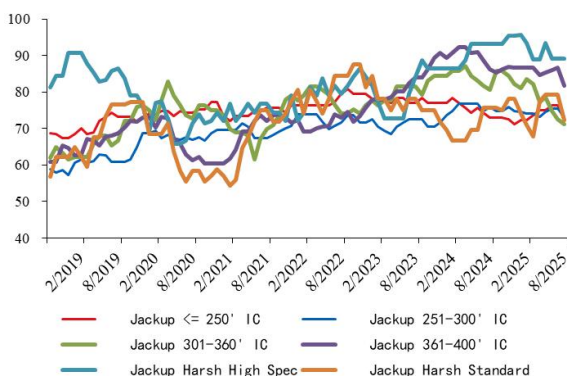
图42：半潜式钻井平台年度平均日费率(美元/天)



资料来源：彭博，国信证券经济研究所整理

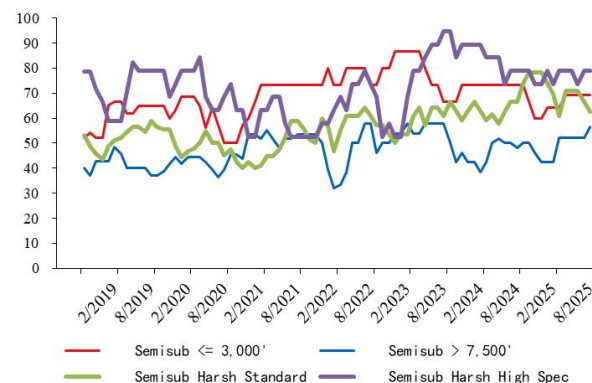
从平台平均使用率看，目前大多数钻井平台维持在高位。自升式钻井平台中，361-400 英尺的平台，2025 年 8 月份平均使用率为 71.25%，较年初的 81.01%，下降了 9.76 个百分点；7500 英尺以上的半潜式钻井平台 8 月份平均使用率为 56.52%，较年初的 42.31%上升了 14.21 个百分点。

图43：自升式钻井平台平均利用率(%)



资料来源：彭博，国信证券经济研究所整理

图44：半潜式钻井平台平均利用率(%)

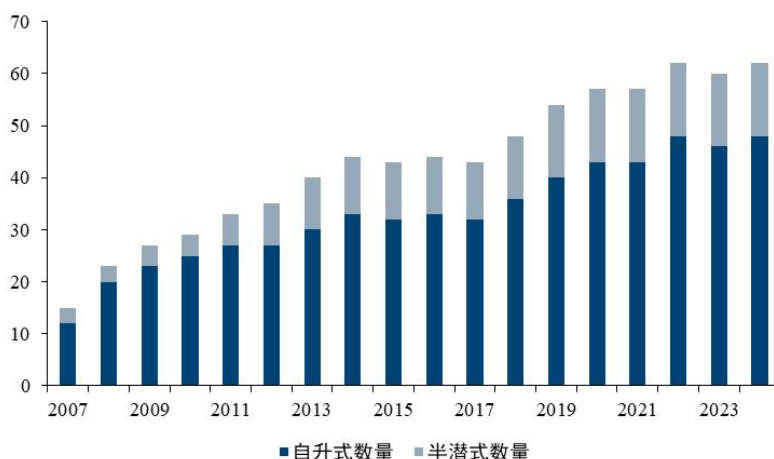


资料来源：彭博，国信证券经济研究所整理

公司钻井平台数维持高位，利用率较为优秀

公司从 20 世纪 60 年代开始在中国近海进行钻探作业，拥有丰富的海上钻井作业以及高温高压井作业经验，可为客户提供作业水深 15-10000 英尺、最深钻井深度可达 35000 英尺的钻探服务。2007 年公司在 A 股上市时公司操作 15 艘钻井平台，包括 12 艘自升式钻井平台和 3 艘半潜式钻井平台其中租用 1 艘自升式钻井平台。2007 年募集资金后，投资建设了 6 条（艘）钻井平台。2008 年公司斥资约 171 亿人民币收购了挪威 Awilco Offshore ASA 公司，该公司拥有并运营 5 艘新建的自升式钻井平台及 2 艘生活平台，并有 3 艘正在建造的自升式钻井平台及 3 艘正在建造的半潜式钻井平台。此外，该公司还拥有建造 2 艘半潜式平台的选择权。此次收购，使中海油服的作业装备得到快速补充，海上钻井作业能力大幅提升，并有效改善船队的整体船龄结构，具备了海上 500 米至 1500 米的深水作业能力，并加速公司的国际化步伐。2018 年公司明确中长期发展的总体思路是重资产向轻资产重技术转移，国内外并重、海上陆地并举。据公开报道 2018 年至 2019 年 7 月，公司完成了 8 台钻井平台的租赁。2020 年钻井服务板块使用权资产年末余额为 2.38 亿元，2024 年年末余额增长为 13.40 亿元。公司钻井平台租赁规模不断扩大。

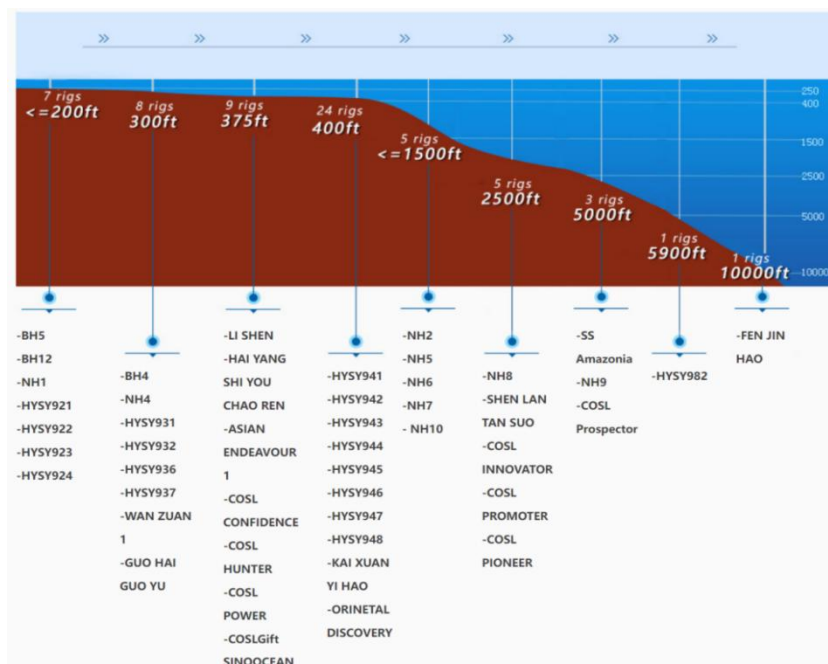
图45: 公司钻井平台数量变化



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

截至 2025 年 6 月 30 日，公司共运营、管理 60 座钻井平台（包括 46 座自升式钻井平台、14 座半潜式钻井平台），其中 45 座在中国，15 座在国际地区。公司自升式钻井平台工作水深集中在 350-400 英尺，半潜式钻井平台工作水深大多在 5000 英尺以内，仅海洋石油 982 半潜式钻井平台工作水深达 5900 英尺，奋进号半潜式钻井平台工作水深可达 10000 英尺。

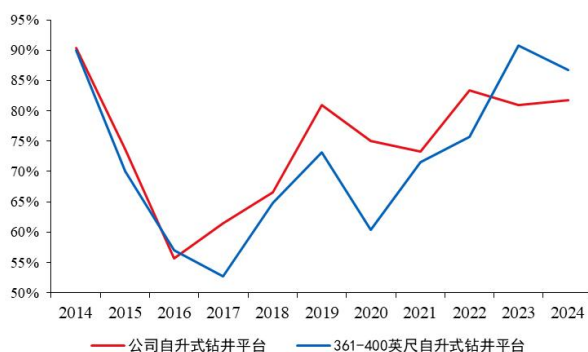
图46: 公司钻井装备列表



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

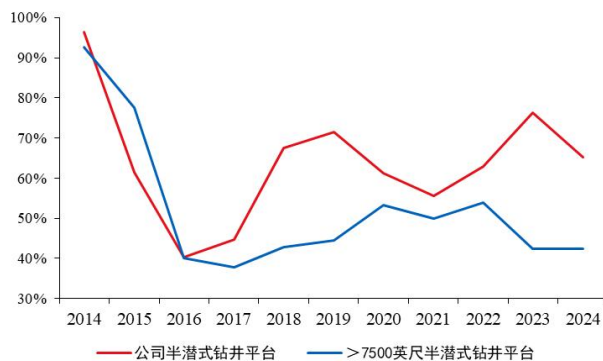
由于中国海油订单较为饱满, 公司钻井平台利用率较高。公司大多数钻井平台在国内海域作业, 服务与中国海油的资源开发, 得益于中国海油的增储上产, 公司钻井平台使用率多数情况高于行业平均水平。2024 年公司自升式钻井平台使用率为 81.80%, 略低于行业中工作水深 361-400 英尺平台平均使用率 86.71%。公司半潜式钻井平台平均使用率为 65.20%, 高于行业平均水平。

图47: 公司自升式钻井平台用率与行业平均值比较



资料来源: 公司公告, 彭博, 国信证券经济研究所整理

图48: 公司半潜式钻井平台使用率与行业平均值比较



资料来源: 公司公告, 彭博, 国信证券经济研究所整理

2020 年后新一轮油气周期中, 公司钻井平台费率仍有提升空间。从钻井平台平均费率角度看, 自 2014 年国际油价下跌开始, 钻井平台平均日费出现了快速下跌, 至 2019 年触底, 钻井平台平均日费连续下降 5 年, 跌幅达 50%-65%。自 2020 年开始, 钻井平台平均日费出现修复, 至 2024 年工作水深 361-400 英尺的自升式钻

井平台平均费率较 2019 年上升 35%，工作水深大于 7500 英尺的半潜式钻井平台平均日费上升约 50%。从公司角度看，2019 年自升式钻井平台平均日费较 2014 年下降约 45%，随后日费维持在低位，2024 年公司自升式钻井平台平均日费为 75000 美元，较 2019 年仅提升了不足 9%；2022 年半潜式钻井平台平均日费较 2014 年下降 65%，2024 年公司半潜式钻井平台平均日费为 14.3 万美元，较 2022 年低位上升了 25%。由此可见此轮上升周期公司日费恢复较为滞后，在国际油价中位震荡的背景下，公司钻井平台日费有望持续恢复。

图49：公司自升式钻井平台日费与行业平均值比较



资料来源：公司公告，彭博，国信证券经济研究所整理

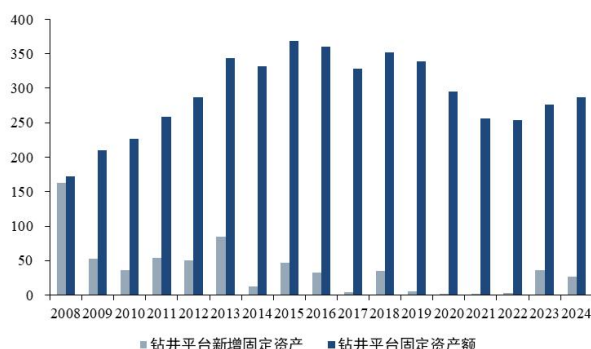
图50：公司半潜式钻井日费与行业平均值比较



资料来源：公司公告，彭博，国信证券经济研究所整理

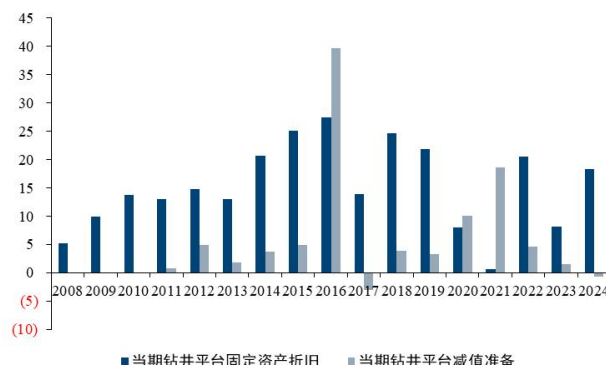
经历过周期底部，目前公司钻井板块资产质量较高。公司在 2008 年收购了挪威 Awilco Offshore ASA 公司后钻井平台板块固定资产实现了大幅增长，通过采购和自建，钻井平台板块固定资产实现了快速增加，有力保障了营收的增长。在 2016 年和 2021 年周期底部，公司钻井板块固定资产计提了大额固定资产减值准备。目前公司钻井板块大部分固定资产经历过周期低谷，之后建造、采购的固定资产价格也较为公允，在没有特殊时间冲击情况下，钻井板块计提大额固定资产减值的风险较小。

图51：钻井平台板块历年固定资产总额及新增固定资产



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图52：钻井平台板块历年折旧及固定资产减值准备情况

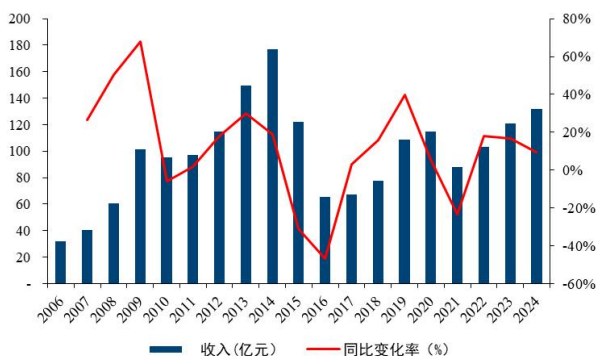


资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

公司钻井服务板块业绩逐步走出周期底部。公司在 2014 年经受低油价冲击后，营收于 2016 年探底，随后逐步回升。公司在 2021 年，受到疫情反复，全球上游勘探开发投入增长放缓影响。作业天数和平均日费均有小幅下降，拖累了板块营收。2009 年公司由于三条在建的半潜式钻井平台延期交付，计提 8.2 亿元资产减值损

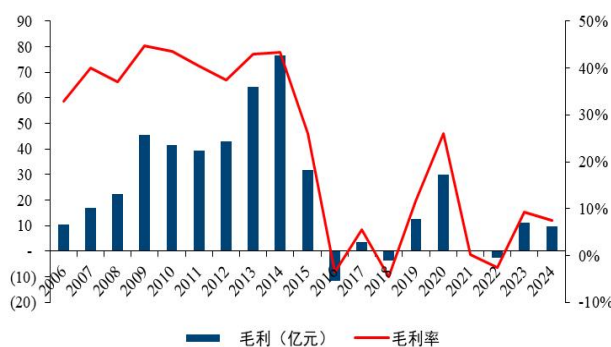
失；2015 年公司公告计提减值 9.91 亿元（包含商誉减值 9.23 亿元）；2016 年公告海外钻井平台固定资产计提固定资产减值准备 36.88 亿元，计提收购 Awilco Offshore ASA 时的商誉 34.55 亿元，合计计提资产减值 71.44 亿元；2020 年钻井平台由于市场下行，计提两次资产减值准备，第一次为 1.2 亿美元，第二次为 6.04 亿元；2021 年计提资产减值准备 20.1 亿元。以上大额资产减值大部分来自钻井板块，严重影响了板块盈利能力，甚至造成了 2016 年的大额亏损。目前公司商誉计提完毕，钻井平台使用率及平均日费较周期低点有较明显提升，在建工程金额保持在合理水平，钻井服务板块已经逐步走出周期底部。

图53: 钻井服务板块营收及同比变化



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图54: 钻井服务毛利及毛利率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

油田技术服务竞争力快速提高

公司是中国近海油田技术服务的主要供应商，也提供一定陆地油田技术服务。作为中国近海规模最大、实力最强的油田服务供应商，公司能提供完整的油田技术服务，包括但不限于测井、钻完井液、定向井、固井、完井增产等技术服务。其中，**钻完井液和固井服务是公司在油田技术服务板块中最具国际竞争力的业务。**公司持续推进重资产向轻资产重技术转移，强化关键领域技术突破，形成了“璇玑”、“璇玑”、“海弘”等技术及装备的系列化、规模化应用。

公司电缆测井基础深厚，随钻测井快速追赶

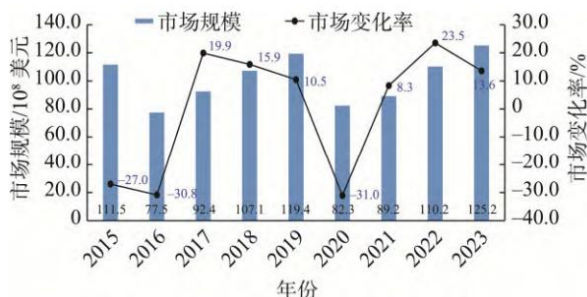
测井技术依据电、声、核、磁等各种物理原理，将各种精密仪器下入井内，采集丰富的信息，经过计算机处理和资料解释，对油气层进行评价，并深入地地了解油气藏的特性。被誉为油气储层的“眼睛”，是油气勘探开发主干工程技术之一，其主要任务是发现油气层和进行油气层评价。测井技术以成套测井装备为主体，包括地面采集系统、高速电缆数据传输系统、井下组合测量仪器。还包括配套的测井数据处理与解释技术及工具、工艺等。

测井技术按测量方式可大致分为电缆测井和随钻测井两种。电缆测井是用电缆将测井设备放至井底再上提，在上提过程中进行测量记录。具有速度快、数据直读、经济高效、剖面连续等特点。该工艺的核心是通过仪器自重入井，适用于直井和小斜度井。随钻测井是将测井仪器连接在钻具上，在钻井的过程中进行测井的方式。随钻测井是将仪器安装在钻铤上，在钻井的同时测量地层岩石物理参数，并将测量结果实时传送到地面或部分存储在井下存储器中。该技术要求测井仪器应能够安装在空间较小的钻铤内，并能够承受高温高压和钻井震动。随钻测井目前在数据传输、传感器可靠性及作业安全性等方面需要进一步提高。

近年来，测井技术整体向综合化、一体化、系列化、智能化方向发展，井下仪器向阵列化、集成化、高分辨率、超高耐温压、环保安全方向发展，以寻求“全方位、多尺度、高清晰”地展示地层特征。国内油服在电缆测井方面与国外整体相比处于并跑阶段，在随钻地层评价方面，斯伦贝谢处于绝对的优势地位，国内仍有较大差距。

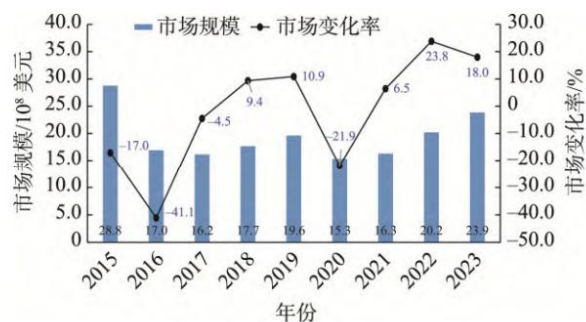
依据 Spears & Associates 发布的油田开放市场报告 2023 年全球测井服务市场继续保持增长，市场规模扩大到 149 亿美元，同比增加 14.3%。2023 年电缆测井市场规模为 125 亿美元，市场份额超 84%，占局全球测井市场主导地位。

图55: 电缆测井市场规模及同比变化



资料来源: Spears & Associates, 国信证券经济研究所整理

图56: 随钻测井市场规模及同比变化

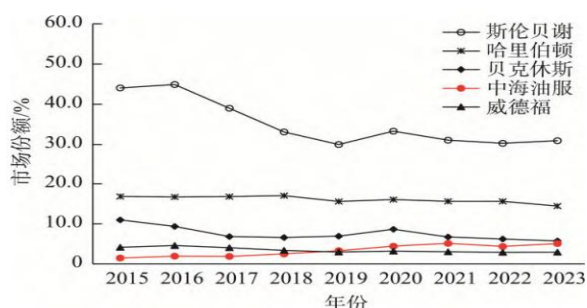


资料来源: Spears & Associates, 国信证券经济研究所整理

目前，国际上三大油田技术服务公司在其测井服务领域中都是使用自主研发的测井装备（包括测井处理解释软件）开展技术服务。单一的测井仪器制造商和软件开发商难以在测井行业形成规模和优势。测井市场中关键竞争要素是测井技术装备水平、服务质量和作业的可靠性等方面。而对于测井技术服务商来说，技术、市场、质量和价格是其竞争关键之处。

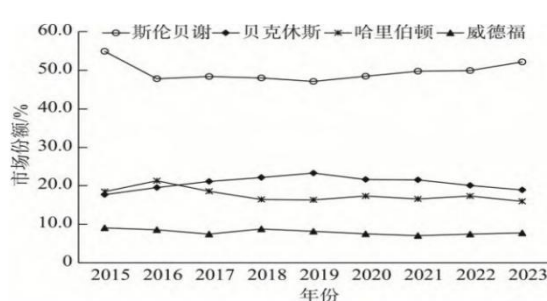
大型测井技术服务公司服务市场基本保持稳定。其中斯伦贝谢、哈里伯顿和贝克休斯 3 家公司仍占据电缆测井服务市场前 3 位。2023 年斯伦贝谢电缆测井营收达到 38.8×108 美元，市场份额约为三分之一。中海油田服务股份有限公司电缆测井市场份额自 2019 年首次超越威德福公司，之后持续攀升，稳居世界第 4 位，与贝克休斯营收规模不断缩小。随钻测井技术服务市场则相对集中，接近 95% 的市场被斯伦贝谢、贝克休斯、哈里伯顿和威德福 4 家公司占据。斯伦贝谢不断加大业务转型改革，优势越发明显，市占率成上升趋势。

图57：主要测井技术服务公司电缆测井市场份额



资料来源：Spears & Associates，国信证券经济研究所整理

图58：主要测井技术服务公司随钻测井市场份额



资料来源：Spears & Associates，国信证券经济研究所整理

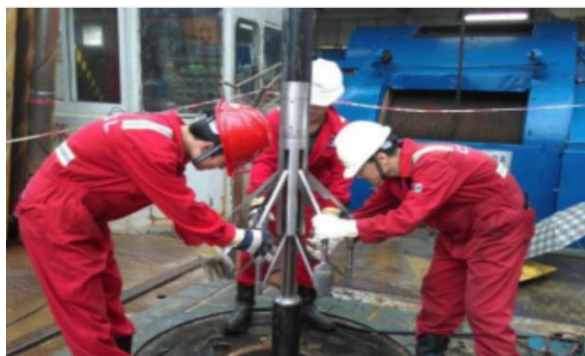
“璇玑”是中海油服研发的具有自主知识产权的新一代电缆测井系统，作为探明和评价油气储量的关键技术。目前，“璇玑”已实现谱系化发展，包含 175℃/140MPa 系列、205℃/140MPa 系列和 235℃/175MPa 系列，共计 52 类、161 种仪器，具备从常规储层到非常规储层、从浅层到深层的综合全面的储层评价技术体系，整体技术实力达到世界一流水平，部分技术实现国际领先。突破测井技术在耐高温高压和复杂地层适应性方面的制约，实现关键核心技术自主可控，为我国深层高温高压油气藏勘探开发提供技术保障。

图59：ESC00L 高温高速测井系统



资料来源：国资委官网，国信证券经济研究所整理

图60：高温为电阻率扫描成像现场



资料来源：国资委官网，国信证券经济研究所整理

“璇玑”，是由中海油服历经十八年精心打造的一套旋转导向和随钻测井系统。“璇玑”能深入地下数千米精准导向油气矿藏，于 2015 年开始商业化作业，在不断的历练与迭代中，实现了产品体系扩充、产业能力升级和应用规模攀升。该系统具备了旋转钻井条件下，实时调整井眼轨迹的地质导向钻井和随钻测井功能，实现了准确地层评价、低风险井下施工，成为油气勘探开发所必须的核心关键技术，使中海油服成为全球第四家完全拥有此项技术的企业，让中国成为第二个完整拥有该项技术的国家，填补了国内在高端定向井技术、装备领域的空白。“璇玑”技术系列已覆盖三种主流和部分非标井眼尺寸，具备“高速平台+旋转导向+常规满贯+地层探边+地层测压”技术能力。

图61：“璇玑”仪器族谱



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

公司钻完井液技术紧跟世界头部巨头

钻完井液是满足钻井工程需要的循环流体，被称为“钻井的血液”，具有携带岩屑、平衡地层压力、稳定井壁、保护储层、传递水功率、润滑和冷却钻头等功能。

在实际使用时，需根据所钻油层的地层压力、岩石组成结构特性及地层流体情况等不同条件，来选择不同类型和不同组成特性的钻井完井液。国内外使用的钻井完井液种类很多按其成分及作用原理大体可分为三大类：（1）水基液。作为海洋深水钻井常见的完井液，水基液不仅使用成本低廉，而且毒性较低，不会对海洋环境造成破坏，适用范围十分宽广。（2）油基液。油基液由添加剂、有机胺等物质构成，并且作为常用的完井液，油基液具有较高的抗腐蚀性能，并且稳定性突出，缺点则是环保性较差，有着较高的使用成本。（3）气基液。气基液是最近几年在市场中出现的新型完井液，气基液的优点是稳定性出众，而且可以适应海洋深水钻井要求，并且对环境十分友好，缺点则是具有较高的使用成本，

钻完井液融合学科较多，国外巨头在研发方面始终处于领先优势，并在应用中不断优化，形成一整套解决方案。随着钻井技术的发展和环保要求的提高，钻井液废物处理也逐渐引起油气资源国的关注和重视，越来越多的油公司要求提供钻井液、固控、废弃物处理等一体化服务，一体化服务的发展趋势越发明显。

斯伦贝谢、哈利伯顿和贝克休斯油田服务三巨头集钻井服务、固控设备服务和废弃物处理于一身，优势明显。威福德和雪佛龙菲利普斯钻井特殊化学品公司等主要从事钻井液研发、生产和销售的专业化公司同样有较强市场竞争力。2024 年，全球油田钻完井液市场规模为 114.89 亿美元，中海油服钻完井液板块收入 9.4

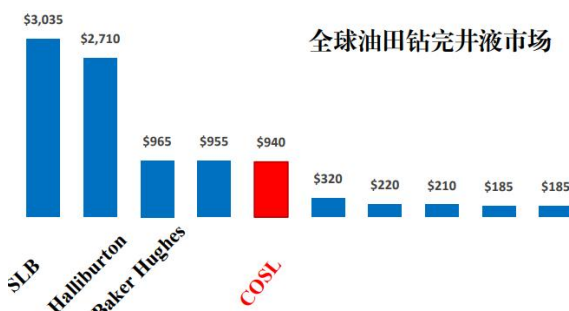
亿美元，排名世界第五。

图62：公司水基钻井液体系



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图63：全球钻完井液市场份额排名



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

公司固井市场份额全球排名第三

钻井过程中，当钻头钻到某一深度时，需要从井内提起钻头，向井内下入套管并向井眼和套管之间的环形空间内注入水泥，待凝固后，换用直径小一点的钻头继续钻进。向井内下入套管，并向井眼和套管之间的环形空间注入水泥的作业称之为固井。一口油气井，视其所钻穿的地层的复杂程度，要经历一次到几次这样的过程，才能钻达目的油气层。

固井的主要目的是保护和支撑油气井内的套管，封隔油、气和水层，所要解决的中心问题是如何提高井壁与套管间水泥环的密封质量。经过 100 多年的研究与应用，固井技术在固井工艺、水泥及外加剂、固井工具及附件、固井装备等方面均取得较快发展，形成了适应不同地质与钻井条件的配套技术，基本满足了不同条件下的固井需求。随着勘探开发的深入和钻井技术的发展，深井超深井和特殊井的持续增加，固井技术也在不断完善和发展。

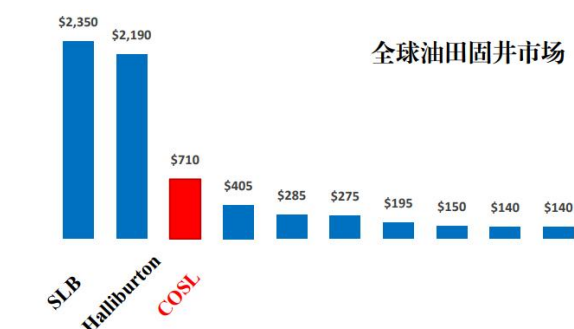
目前固井技术发展总趋势总体上向技术配套、系列化、个性化、一体化的方向发展。国内固井技术与国外相比在固井装备、固井外加剂及水泥泥浆体系、固井工具及附件、固井试验设备、全生命周期固井研究、海洋固井技术等方面还有一定差距。2024 年全球油田固井市场规模为 87.6 亿美元，中海油服固井板块收入 7.1 亿美元，排名世界第三。

图64：COCEM-Hiwi 水泥试样



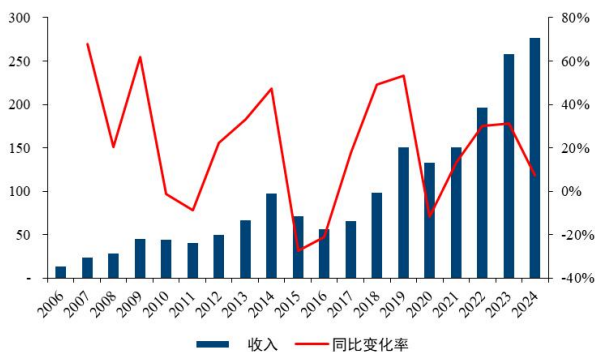
资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图65：全球固井市场份额排名

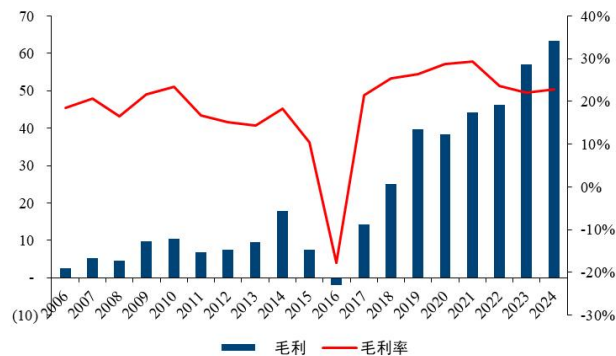


资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

油田技术服务板块营收快速成长，自 2018 年起该板块营收超越钻井服务，成为公司营收最主要来源。2024 年公司油田技术服务板块营收为 276.55 亿元，营收占比 57.25%。油田技术服务板块毛利率较为稳定，除 2015-2016 年为周期底部，毛利较低外，2017 年至今板块毛利率均在 20% 以上，2021 年板块毛利率为 29.30%，为近期的高点。2024 年板块毛利率为 22.90%，随着公司在高技术领域不断突破，该板块毛利率仍有提升空间。

图66: 油田技术服务板块收入及同比变化率


资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图67: 油田技术服务板块毛利及毛利率情况


资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

船舶服务和物探服务预期稳定发展

船舶服务主要为海上石油勘探、开发和生产提供支持服务

公司的船舶服务主要分为近海工作船业务和运输业务两大类型。**近海工作船业务**主要包括为近海油气田勘探、开发和生产提供服务，运送物资、货物及人员和海上守护，并为钻井平台移位和定位以及为近海工程船提供拖航、起抛锚等服务。**运输业务**主要包括原油、油气产品和化学品等的运输。

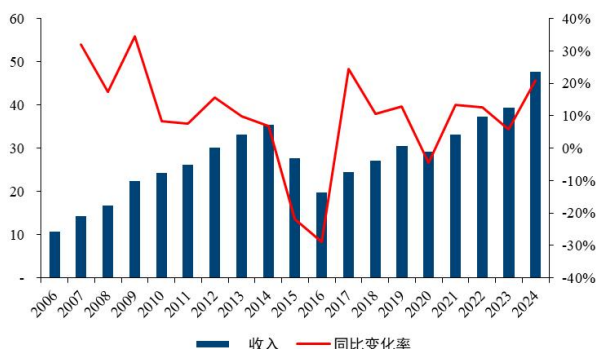
近海工作船业务作业区域主要覆盖中国渤海、东海和南海海域，先后为国内外 40 多家公司的海上石油勘探、开发、工程建设和油田生产提供了全面的作业支持服务，已与中海油、科麦奇、阿帕奇、康菲、丹文壳牌、雪佛龙等公司建立了良好的业务合作关系。公司同时也将作业扩展到了韩国、印尼和波斯湾等区域。

按船舶主要功能可分为三用工作船、平台供应船、油田守护船、多用船。三用工作船用于钻井平台或其他近海装置的拖航、就位和起抛锚作业，也可用于运送货物。平台供应船可运送大量货物，主要为近海钻井装置和近海生产装置提供供应服务，包括运送燃油、水、钻井液、水泥、设备及其他物品。油田守护船为近海油气田生产设施提供连续服务，该类船能提供急救、救助、消防和防污染作业。多用船可提供多种服务，包括运送人员、守护和供应作业。

公司油轮主要将原油从近海生产设施运送到中国陆地口岸，并在中国沿岸的港口运送成品油。化学品船运输业务，主要运输甲醇、乙二醇、苯乙烯、甘醇等液体化工产品。

公司船舶板块营收受国际油价下跌影响在 2015 年快速下降，2016 年触底。随后，船舶服务板块营收呈现上升趋势。2024 年板块营收为 47.69 亿元，同比高增 20.89%。目前在全球海上船舶市场上市场份额排名第三。

图68：船舶服务板块收入及同比变化率



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

图69：2024 年全球海上船舶市场份额（百万美元）及排名



资料来源：公司官网，国信证券经济研究所整理

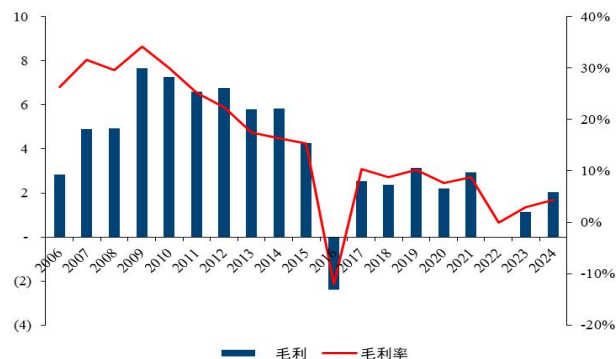
从行业平均日费角度看，供应船日费在 2014 年达到最高点，随后在低油价冲击下，供应船日费持续下降，在 2018 年跌至周期最低点，2019 年略有反弹。但在 2020 年，受疫情影响，供应船平均日费再度大幅下降，在 2021 年平均日费为 5.3 万美元，较 2014 年下降了 66%。2024 年供应船平均日费为 7.11 万元，复苏明显，但较景气高点仍有差距。2016 年公司由于船舶使用率下降，自由船队工作天数下降导致毛利严重下降。2022 年由于船舶服务中分包服务及经营租赁支出同比增加 40%，导致成本大幅提升，对当期毛利造成一定压力。

图70: 供应船平均日费



资料来源: 彭博, 国信证券经济研究所整理

图71: 船舶服务板块毛利 (亿元) 及毛利率情况



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

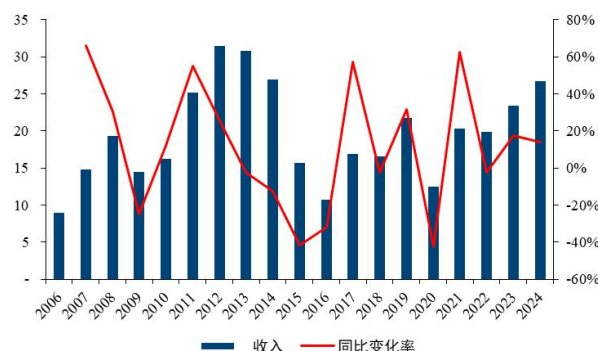
物探勘察服务分为地震勘探服务和工程勘察服务

公司是中国近海物探勘察服务的主要供应商。此外, 公司还在中东地区、非洲、欧洲沿海和南北美洲开展工作。

公司的物探勘察服务分为两大类: 地震勘探服务和工程勘察服务。公司地震勘探服务配备了先进的地震和导航装置可以同时采集二维和三维高分辨率地震数据, 并提供地震分析和海上地震数据采集服务。工程勘察方面公司拥有并运营着海洋工程勘察船、综合检测和施工支持船。除了提供中国近海勘察和施工支持服务外, 部分设备可提供远海工程勘察服务及国际海域工程支持服务。

公司物探勘察服务业务收入较为稳健, 2015-2016 年收到低油价影响, 营收下滑严重, 2020 年由于疫情和低油价影响, 物探和勘察同样收到严重影响, 营收出现下滑。2024 年公司该板块营收为 26.7 亿人民币, 约 3.77 亿美元, 市场份额全球第七。

图72: 物探和工程勘察板块收入 (亿元) 及同比变化率



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

图73: 物探和工程勘察板块收入 (亿元) 及毛利率



资料来源: 公司官网, 国信证券经济研究所整理

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

OPEC+主要成员国原油增长有望保持较为克制。美国页岩油厂商不具备大幅增产的条件。原油需求保持温和增长，我们预期 2025 年布伦特油价中枢 60-65 美元/桶。

国内原油进口依赖度较大，国内油气仍要增储上产。海洋油气作为我国石油产量最重要的增量，中国海油未来国内油气开发仍有望持续增长。我们预期 2025 年中国海油资本支出为 1350 亿元左右，未来仍有望保持小幅增长。

油田技术服务：板块技术发展进入自主创新、迭代升级的良性循环，“璇玑”“璇玑”等高技术产品步入产业化、谱系化、品牌化发展新阶段。“海弘”完井系统加速推进技术革新，液控智能分层注气工具等关键技术装备国产化；超深大位移、超高温高压、碳封存固井等一系列钻完井液和固井特色技术，全面覆盖国内增储上产技术场景，专业服务遍布东南亚、中东等多个市场。我们预计 2025-2027 年营收分别为 280.0/322.0/360.6 亿元，毛利率分别为 22.5%/22.6%/22.8%。在营收中总占比为 55.2%/56.5%/57.3%。

钻井服务：全球钻井平台需求整体维持高位，公司持续提升钻井业务运营质效，促进作业效率提升，促进深水深层作业能力不断突破。在海外业务方面，公司持续提高国际客户服务能力，服务客户遍布欧洲、美洲、中东和东南亚。未来随着国际市场上老旧设备不断退出市场，钻井平台日费仍有提升空间。我们预公司钻井板块 2025-2027 年营收分别为 145.3/159.8/175.8 亿元，毛利率分别为 8.0%/8.5%/9.0%。

船舶服务：公司在国内市场占有率保持相对高位，构建“船舶+”服务新模式，不断提升装备资源的储备与调配能力；同时持续开拓海外高端客户，提升国际化运营能力。推动发展方式绿色转型，LNG 动力守护船队高效运转。我们预计 2025-2027 年营收分别为 54.8/60.3/65.2 亿元，毛利率为 4.5%/4.0%/4.0%。

物探采集和工程勘察业务：公司不断锻造自主物探装备研发，全力推动海洋物探装备技术重点实验室建设，依托公司装备规模优势和运营积淀，促进物探装备技术升级与转型。我们预计 2025-2027 年分别为 27.0/27.5/28.0 亿元，毛利率分别为 3.0%/3.0%/3.0%。

海外业务：目前公司海外业务营收占比超 20%，预计随行业景气度上行及公司竞争力不断加强，海外业务占比有望持续增长。

表7：海油发展业务拆分（亿元）

	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
油田技术服务						
收入（亿元）	196	257.57	276.55	280.00	322.00	360.64
成本（亿元）	149.78	200.63	213.22	216.16	249.23	278.41
毛利（亿元）	46.22	56.94	63.34	63.84	72.77	82.23
收入（亿元）	23.60%	22.11%	22.90%	22.50%	22.60%	22.80%
钻井服务						
收入（亿元）	103.46	120.68	132.07	145.28	159.80	175.79
成本（亿元）	106.02	109.47	122.22	133.65	146.22	159.96
毛利（亿元）	-2.56	11.21	9.85	11.62	13.58	15.82
收入（亿元）	-2.50%	9.29%	7.50%	8.00%	8.50%	9.00%
船舶服务						

收入（百万元）	37.25	39.45	47.69	54.84	60.33	65.15
成本（百万元）	37.28	38.30	45.65	52.38	57.91	62.55
毛利（百万元）	(0.03)	1.15	2.04	2.47	2.41	2.61
毛利率	-0.10%	2.92%	4.30%	4.50%	4.00%	4.00%
物探和工程勘察服务						
收入（百万元）	19.88	23.39	26.7	27.00	27.50	28.00
成本（百万元）	19.74	22.64	26.14	26.19	26.68	27.16
毛利（百万元）	0.14	0.75	0.57	0.81	0.825	0.84
毛利率	0.70%	3.21%	2.10%	3.00%	3.00%	3.00%
合计						
总营收（百万元）	356.59	441.09	483.02	507.12	569.63	629.58
增速	22.11%	23.70%	9.51%	4.99%	12.33%	10.52%
成本（百万元）	312.81	371.04	407.22	428.38	480.04	528.09
毛利（百万元）	43.78	70.05	75.80	78.74	89.59	101.49
毛利率	12.28%	15.88%	15.69%	15.53%	15.73%	16.12%

资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理和预测

综上所述，预计公司 2025-2027 年营收为 507/570/630 亿元，分别同比增长 5.0%/12.3%/10.5%，毛利为 78.7/89.6/101.5 亿元，毛利率为 15.5%/15.7%/16.1%。

未来 3 年业绩预测

表8：未来 3 年盈利预测表（百万元）

	2024	2025E	2026E	2027E
营业收入	48302	50712	56963	62957
营业成本	40722	42838	48036	52916
销售费用	3	5	6	6
管理费用	1133	1068	1191	1314
研发费用	1385	1369	1652	1952
财务费用	624	773	756	633
营业利润	4836	4832	5487	6291
利润总额	4667	4832	5487	6291
归属于母公司净利润	3137	3498	3917	4491
EPS	0.66	0.73	0.82	0.94
ROE	7.16%	8%	8%	9%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理和预测

按照上述假设条件，我们得到公司 2025-2027 年营收为 507/570/630 亿元，归母净利润为 35.0/39.2/44.9 亿元，归母净利润增速分别为 11.5%/12.0%/14.7%。每股收益分别为 0.73/0.82/0.94 元。

估值与投资建议

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

绝对估值：12.57-15.53 元

未来 3 年估值假设条件见下表：

1、管理费用率方面，公司以精益管理为抓手，但公司海外业务不断增长，海外管

理费用预期增加。综合来看，我们预计公司管理费用保持稳定，2025 年-2027 年的管理费用率分别为 2.06%、2.05%、2.05%。

2、研发费用方面，坚持由重资产向轻资产重技术转移，通过提升专业技术服务及保障能力，加快推进科技创新，公司持续提升技术服务领域研发投入，我们预计公司研发费用未来会略有提升。我们预计公司 2025 年-2027 年的研发费用率分别为 2.7%、2.9%、3.1%。

3、销售费用率方面，公司关联方交易占比较高，因此销售费用率较低，近年来公司销售渠道不断完善，同时公司聚焦提质增效。我们预计公司 2025 年-2027 年的销售费用率保持稳定分别为 0.01%、0.01%、0.01%。

表9：公司盈利预测假设条件（%）

	2024	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E
营业收入增长率	9.51%	4.99%	12.33%	10.52%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%	9.00%
营业成本/营业收入	84.31%	84.47%	84.33%	84.05%	84.05%	84.05%	84.05%	84.05%	84.05%	84.05%	84.05%
管理费用/营业收入	2.09%	2.06%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%	2.05%
研发费用/营业收入	2.87%	2.70%	2.90%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%	3.10%
销售费用/销售收入	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%
营业税及附加/营业收入	0.17%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
所得税税率	27.17%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%
股利分配比率	37.95%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%	38.00%

资料来源：国信证券经济研究所预测

表10：资本成本假定

无杠杆 Beta	1.1	T	22.00%
无风险利率	1.80%	Ka	11.70%
股票风险溢价	9.00%	有杠杆 Beta	1.34
公司股价	13.76	Ke	13.88%
发行在外股数	4772	E/(D+E)	77.97%
股票市值(E)	65663	D/(D+E)	22.03%
债务总额(D)	18552	WACC	11.60%
Kd	4.50%	永续增长率（10年后）	2.0%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所假设

表11：中海油服 FCFF 估值表

	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	2034E	TV
EBIT	5,355.2	5,992.5	6,674.2	7,344.0	8,080.8	8,891.2	9,782.7	10,763.4	11,842.1	13,028.7	
所得税税率	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	22.00%	
EBIT*(1-所得税税率)	4,177.0	4,674.2	5,205.9	5,728.3	6,303.0	6,935.2	7,630.5	8,395.4	9,236.8	10,162.4	
折旧与摊销	4,695.4	5,137.2	5,494.2	5,858.1	6,223.8	6,589.7	6,955.3	7,320.4	7,685.0	8,049.1	
营运资金的净变动	(2,804.7)	(67.2)	(80.1)	(7.2)	7.2	23.9	42.4	62.8	85.2	109.9	
资本性投资	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	(5,501.0)	
FCFF	566.7	4,243.1	5,119.0	6,078.2	7,033.0	8,047.7	9,127.2	10,277.6	11,506.1	12,820.4	136,260.3
PV(FCFF)	507.8	3,407.1	3,683.2	3,918.9	4,063.3	4,166.4	4,234.2	4,272.4	4,286.1	4,279.4	45,482.9
核心企业价值	82,301.7										
减：净债务	11,807.0										
股票价值	70,494.7										
每股价值	14.77										

资料来源：国信证券经济研究所预测

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，下表为敏感性分析。

表12: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化				
		11.2%	11.4%	11.60%	11.8%	12.0%
永续增长率变化	14.77	11.2%	11.4%	11.60%	11.8%	12.0%
	2.3%	16.10	15.59	15.11	14.65	14.20
	2.2%	15.97	15.47	14.99	14.54	14.10
	2.1%	15.85	15.35	14.88	14.43	14.00
	2.0%	15.72	15.24	14.77	14.33	13.90
	1.9%	15.60	15.12	14.67	14.23	13.81
	1.8%	15.48	15.01	14.56	14.13	13.71
	1.7%	15.37	14.90	14.46	14.03	13.62

资料来源：Wind，国信证券经济研究所分析

根据以上主要假设条件，采用 FCFF 估值方法，得出公司价值区间为 13.62–16.10 元。从估值方法特征来看，以 DCF、FCFF 为代表的绝对估值更适用于连续盈利、商业模式较为稳定的公司，在成长股预测中存在失真现象。

相对估值：10.95–14.60 元

我们选取 2 家国内油服行业的代表企业作为可比公司：（1）**海油工程**分别为中国海洋石油集团控股的另外两家油服公司之一，在油气勘探、油气开发以及后期运营阶段的业务情况与中油服高度相关。（2）**中油工程**为中国石油天然气集团控股的工程建设业务核心平台，为油服行业重要公司。

海油工程：公司为油气公司开发海上油气资源提供工程服务，具体包括围绕海上采油平台进行的工程设计、物资采办、陆地制造、海上运输和海上安装、海管铺设、调试、交付与维修等工作。经过多年的建设和发展，公司形成了海洋工程设计、海洋工程建造、海洋工程安装、海上油气田维保、水下工程检测与安装、高端橇装产品制造、海洋工程质量检测、海洋工程项目总包管理八大能力，拥有 300 米以内水深传统海域较强的油气田工程建设综合能力。2023 年，公司营收 307.52 亿元，其中海洋工程行业收入 226.22 亿元，占公司主营业务 73.56%。

中油工程：公司作为中石油集团旗下工程建设业务核心平台，主营业务为以油气田地面工程服务、储运工程服务、炼化工程服务、环境工程服务、项目管理服务。公司陆上油气田地面工程设计施工水平和能力处于国内领先地位；陆上长输管道建设处于国内领先地位，施工技术达到国际先进水平；炼油化工在大型乙烯、大型炼厂、大型氮肥等成套技术开发上取得重大进展，聚酯技术、PTA 技术、丙烯酸及酯技术达到了国内领先、国际一流的水平。2023 年，公司营收 803.43 亿元，其中油气田地面工程收入 323.79 亿元，占公司主营业务 40.30%。

表13: 相对估值表

公司名称	收盘价	EPS			PE			PB
	2025.10.24	2025E	2026E	2027E	2025E	2026E	2027E	2025E
海油工程	5.50	0.55	0.60	0.66	10.00	9.07	8.32	0.92
中油工程	3.70	0.11	0.13	0.15	33.64	28.46	24.67	0.76
平均					21.82	18.77	16.50	
中海油服	14.03	0.73	0.82	0.94	19.4	17.1	14.9	1.48

资料来源：海油工程采用 Wind 一致预期，中油工程来自国信证券经济研究所预测，国信证券经济研究所整理

根据预测，可比油服企业 2025 年的平均 PE 为 21.82 倍。我们判断未来三年油价将保持在中位区间震荡，随着中海油继续增储上产，公司业务营收稳定上涨，随着高毛利的油田技术服务板块营收占比不断提升，公司盈利能力稳健增长，我们参考可比油服企业估值水平，给予公司 2025 年 15-20 倍 PE，对应股价为 10.95-14.60 元。

投资建议

综合上述绝对及相对方法估值，我们认为公司股票合理估值区间在 13.62-14.60 元之间，对应 2025 年 PE 为 18.6-20.0 倍，相对于公司目前股价有 0%-4.06% 溢价空间。我们预计公司 2025-2027 年归母净利润分别为 35.0/39.7/45.6 亿元，每股收益 0.73/0.83/0.95 元/股，对应当前 PE 分别为 19.4/17.1/14.9 倍。首次覆盖，给予 A 股及 H 股“优于大市”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取了绝对估值和相对估值方法，多角度综合得出公司的合理估值在 13.62-14.60 元之间，但该估值是建立在相关假设前提基础上的，特别是对公司未来几年自由现金流的计算、加权平均资本成本（WACC）的计算、TV 的假定和可比公司的估值参数的选定，都融入了很多个人的判断，进而导致估值出现偏差的风险，具体来说：

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

加权平均资本成本（WACC）对公司绝对估值影响非常大，我们在计算 WACC 时假设无风险利率为 1.8%、风险溢价 9.0%，可能仍然存在对该等参数估计或取值偏低、导致 WACC 计算值偏低，从而导致公司估值高估的风险；

我们假定未来 10 年后公司 TV 增长率为 2%，公司所处行业可能在未来 10 年后发生较大的不利变化，公司持续成长性实际很低或负增长，从而导致公司估值高估的风险；

相对估值方面：我们选取了与公司业务相近的国内油服企业进行相对估值指标进行比较，选取了可比公司海油工程、中油工程、杰瑞股份的 2025-2027 年平均预测 PE 作为相对估值的参考，最终给予公司 15-20 倍 PE 估值，可能未充分考虑市场及该行业整体估值偏高的风险。

盈利预测的风险

我们假设公司 2025-2027 年 3 年收入增长 4.99%、12.33%、10.52%，可能存在对公司工作量及服务价格预计偏乐观，进而高估未来 3 年业绩的风险。

我们预计公司 2025-2027 年 3 年毛利率分别为 15.53%、15.73%、16.12%，主要是基于公司工作量持续增长、成本端持续降本增效的假设，可能存在对公司成本估计偏低、毛利高估，从而导致对公司未来 3 年盈利预测值高于实际值的风险。

公司盈利受订单工作量及订单价格影响较大。若由于形势变化，订单工作量及服

务价格大大低于我们的预期，从而存在高估未来 3 年业绩的风险。

经营风险

能源价格下跌风险：能源服务行业的重要动力来自于能源公司勘探开发投资，海洋能源服务行业也是如此。油气价格不稳定或处于相对低位，可能会抑制油气公司的勘探开发和生产投资，从而可能减少对勘探开发及生产过程中涉及的各种技术及服务的需求，并可能导致服务价格的降低。

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

健康安全环保风险：一是油气生产本身固有的安全环保风险持续存在。二是公司涉及业务较多，且承包商工时占比大，管理难度较高，这些风险因素的管控缺失或重视不到位有可能给公司的生产经营带来风险。

国际化经营风险：俄乌冲突等国内外宏观经济形势变化风险仍然存在，政治、军事、社会、自然、基础设施等公共安全风险仍需关注。

客户集中度相对较高及关联交易占比较高的风险：公司收入大部分来自向中海油等中国海油下属公司提供的服务，且向中海油等中国海油下属公司提供服务构成关联交易。如果中海油等中国海油下属公司由于国家政策调整、宏观经济形势变化或自身经营状况波动等原因而导致对服务和产品的需求或付款能力降低，可能对公司的生产经营产生不利影响。

技术风险

技术开发不及预期的风险：当前海洋能源服务行业的国际化、技术化竞争日趋激烈，我国海洋能源服务技术水平虽已取得较大提升，但总体上与国际先进水平相比还存在差距，尤其缺少高端核心技术研发及应用领域的顶尖领军人才。在未来提升研发技术能力的竞争中，如果公司不能准确把握行业技术的发展趋势，在技术开发方向决策上发生失误；或研发项目未能顺利推进，未能及时将新技术运用于产品开发和升级，出现技术被赶超或替代的情况，公司将无法持续保持产品的竞争力，从而对公司的经营产生重大不利影响。

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

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

政策风险

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

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E	利润表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E
现金及现金等价物	6539	5974	6000	6000	6000	营业收入	44109	48302	50712	56963	62957
应收款项	14351	14251	16672	18727	20698	营业成本	37104	40722	42838	48036	52916
存货净额	2370	2296	2934	3299	3647	营业税金及附加	66	83	76	85	94
其他流动资产	832	644	761	854	944	销售费用	6	3	5	6	6
流动资产合计	30270	28666	31867	34382	36790	管理费用	1036	1133	1068	1191	1314
固定资产	46267	47574	48454	48891	48970	研发费用	1254	1385	1369	1652	1952
无形资产及其他	599	594	571	548	526	财务费用	853	624	773	755	631
投资性房地产	5046	4919	4919	4919	4919	投资收益	193	220	200	200	200
长期股权投资	1064	1194	1244	1294	1344	资产减值及公允价值变动	61	62	50	50	50
资产总计	83246	82948	87056	90034	92549	其他收入	(1037)	(1182)	(1369)	(1652)	(1952)
短期借款及交易性金融负债	5890	10330	11734	9618	6768	营业利润	4262	4836	4832	5488	6294
应付款项	13262	15415	15716	17674	19537	营业外净收支	(19)	(168)	0	0	0
其他流动负债	4213	3858	3929	4418	4884	利润总额	4243	4667	4832	5488	6294
流动负债合计	23365	29603	31379	31710	31189	所得税费用	960	1268	1063	1207	1385
长期借款及应付债券	14989	6817	6817	6817	6817	少数股东损益	269	262	271	308	353
其他长期负债	2636	2103	2103	2103	2103	归属于母公司净利润	3013	3137	3498	3972	4556
长期负债合计	17625	8920	8920	8920	8920	现金流量表（百万元）	2023	2024	2025E	2026E	2027E
负债合计	40990	38523	40300	40630	40109	净利润	3013	3137	3498	3972	4556
少数股东权益	613	627	790	975	1187	资产减值准备	(13)	(29)	(1)	(0)	(0)
股东权益	41643	43797	45966	48429	51253	折旧摊销	4131	4591	4695	5137	5494
负债和股东权益总计	83246	82948	87056	90034	92549	公允价值变动损失	(61)	(62)	(50)	(50)	(50)
关键财务与估值指标	2023	2024	2025E	2026E	2027E	财务费用	853	624	773	755	631
每股收益	0.63	0.66	0.73	0.83	0.95	营运资本变动	5797	1725	(2805)	(67)	(80)
每股红利	0.20	0.25	0.28	0.32	0.36	其它	197	191	164	185	212
每股净资产	8.73	9.18	9.63	10.15	10.74	经营活动现金流	13065	9555	5501	9177	10132
ROIC	5.46%	5.88%	6%	7%	8%	资本开支	0	(5809)	(5501)	(5501)	(5501)
ROE	7.24%	7.16%	8%	8%	9%	其它投资现金流	(1066)	677	0	0	0
毛利率	16%	16%	16%	16%	16%	投资活动现金流	(1142)	(5262)	(5551)	(5551)	(5551)
EBIT Margin	11%	10%	11%	11%	11%	权益性融资	65	0	0	0	0
EBITDA Margin	20%	20%	20%	20%	19%	负债净变化	441	(1132)	0	0	0
收入增长	24%	10%	5%	12%	11%	支付股利、利息	(953)	(1191)	(1329)	(1509)	(1731)
净利润增长率	28%	4%	12%	14%	15%	其它融资现金流	(8545)	(213)	1405	(2117)	(2850)
资产负债率	50%	47%	47%	46%	45%	融资活动现金流	(9505)	(4857)	75	(3626)	(4581)
股息率	1.4%	1.8%	2.0%	2.2%	2.6%	现金净变动	2418	(565)	26	0	0
P/E	22.5	21.6	19.4	17.1	14.9	货币资金的期初余额	4121	6539	5974	6000	6000
P/B	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	货币资金的期末余额	6539	5974	6000	6000	6000
EV/EBITDA	12.4	11.1	10.8	9.7	8.9	企业自由现金流	0	4131	567	4243	5119
						权益自由现金流	0	2786	1369	1538	1778

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

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

国信证券投资评级

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

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司

关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

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

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

证券投资咨询业务的说明

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

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

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032