

海油发展 (600968.SH)

多元化海上油服企业，受益于中海油增储上产

优于大市

核心观点

公司是多元化油服企业，聚焦海上油气生产。公司是中海油集团控股的上市公司，以海洋石油生产技术服务为核心，同时拓展陆上非常规油气田技术服务业务，致力于发展成为以提高油气田采收率、装备制造与运维 FPSO 一体化服务等为主导产业的能源技术服务公司。公司 2023 年营业收入 493.1 亿元，同比增长 3.2%，归母净利润 30.8 亿元，同比增长 27.5%，目前形成能源技术服务、能源物流服务、低碳环保与数字化三大核心业务板块，2023 年营收分别为 188.8、230.7、99.7 亿元，营业利润分别为 18.0、13.3、5.5 亿元。

油气价格有望维持高位区间，能源安全推动我国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。我们预计布伦特油价有望维持在 80-90 美元/桶的较高区间震荡。中国能源安全结构性问题突出，2023 年原油、天然气进口依存度分别为 73%、41%，2019 年国家能源局提出“油气增储上产七年行动计划”，鼓励国内石油公司加大勘探、开发、生产力度。由于我国陆地油气资源的储量有限和开采成本提高，能源勘探开发和生产逐步由陆地向海上转移，海上油气成为我国油气增储上产的主要增量。中国海油资本开支及油气产量逐年增加，国内海上油气技术服务产业景气度持续提升。2024-2026 年中国海油净产量目标分别为 700-720、780-800、810-830 百万桶油当量，中长期来看，中国海油净产量有望逐年快速增长，公司油气服务工作量有望持续增长。

公司聚焦能源技术服务，向多元化油服企业发展。能源技术服务方面，海上油气田开发进入中后期，稳产增产工作量加大，存量装备的增加将带动装备运维工作量的提升，FPSO 生产技术服务盈利有望提升。低碳环保与数字化方面，安全环保技术服务及工业水处理等业务工作量预期提高，有序打造海上风电、光伏、CCUS、节能产品等产业服务能力。能源物流服务方面，随着海洋油气产量提升，公司贸易量趋势向上，服务工作量持续增加，LNG 运输业务有望成为该板块业绩新增长点。

盈利预测与估值：综合绝对估值及相对估值方法，我们认为公司股票合理估值区间在 5.46-6.24 元之间，对应 2025 年 PE 为 14-16 倍，相对于公司目前股价有 28.5%-46.8% 溢价空间。我们预计公司 2024-2026 年归母净利润分别为 35.2/39.6/45.1 亿元，每股收益 0.35/0.39/0.44 元/股，对应当前 PE 分别为 12.3/10.9/9.6 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。

盈利预测和财务指标	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	47,784	49,308	54,160	59,587	65,666
(+/-%)	23.3%	3.2%	9.8%	10.0%	10.2%
归母净利润(百万元)	2416	3081	3519	3962	4514
(+/-%)	88.3%	27.5%	14.2%	12.6%	13.9%
每股收益(元)	0.24	0.30	0.35	0.39	0.44
EBIT Margin	5.3%	6.7%	7.2%	7.4%	7.7%
净资产收益率 (ROE)	10.8%	12.5%	13.1%	13.4%	13.9%
市盈率 (PE)	17.9	14.0	12.3	10.9	9.6
EV/EBITDA	14.7	12.8	12.1	10.8	9.7
市净率 (PB)	1.93	1.75	1.61	1.46	1.33

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究·深度报告

石油石化·油服工程

证券分析师：杨林

010-88005379

yanglin6@guosen.com.cn

S0980520120002

证券分析师：薛聪

010-88005107

xuecong@guosen.com.cn

S0980520120001

基础数据

投资评级	优于大市(首次)
合理估值	5.46 - 6.24 元
收盘价	4.23 元
总市值/流通市值	42998/42998 百万元
52 周最高价/最低价	4.64/2.62 元
近 3 个月日均成交额	250.80 百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

公司是多元化海上油服龙头企业	5
公司前身为中海油基地集团，专注于海上油气生产服务.....	5
公司股权结构清晰稳定，控股股东为中海油集团.....	5
公司聚焦海上油气生产，与中海油集团其他油服公司分工明确.....	6
受益于海上工作量增加，公司业绩稳步增长.....	8
公司业务覆盖油气生产全环节，业务向多元化发展	13
能源技术服务产业致力于增储上产，工作量稳步上行.....	13
能源物流服务随油气产量增长稳步上升，积极拓展 LNG 运输业务.....	18
低碳节能和数字化发展新趋势下低碳环保板块受益.....	21
中海油持续增储上产，资本支出保持增长	24
全球油气资本开支维持高位，海上油气资本开支占比提升.....	24
全球原油整体供需偏紧，油价有望维持 75-90 美元/桶.....	24
中海油为关联公司，坚持增储上产，产量快速增长.....	25
中海油从浅海走向深海，生产费用预期增加.....	29
中海油计划大力扩张天然气产量，带动液化石油气、凝析油产量上升.....	30
盈利预测	32
估值与投资建议	34
投资建议	37
风险提示	37
附表：财务预测与估值	39

图表目录

图 1: 海油发展主要业务.....	5
图 2: 中海油集团 A 股上市公司及海油发展股权结构.....	6
图 3: 海洋油气开发各阶段成本.....	7
图 4: 海洋油气开发累计成本.....	7
图 5: 海洋油气开发过程及主要油服公司业务分工.....	7
图 6: 公司营收及同比增速.....	8
图 7: 公司扣非归母净利润及同比增速.....	8
图 8: 公司分板块业务收入.....	9
图 9: 公司分板块营业利润.....	9
图 10: 公司毛利结构.....	9
图 11: 公司各业务毛利率.....	9
图 12: 公司关联方收入占比.....	10
图 13: 公司各板块关联方收入占比.....	10
图 14: 公司国内外营收情况.....	10
图 15: 公司国内外营收占比情况.....	10
图 16: 公司各项费用率变化.....	11
图 17: 公司毛利率与净利率.....	11
图 18: 公司现金流量情况.....	11
图 19: 公司固定资产/总资产.....	11
图 20: 公司分红情况.....	12
图 21: 公司股息率.....	12
图 22: 二次采油示意图.....	14
图 23: 中国海洋油田注水井数量.....	14
图 24: 中国海洋油田生产井数目.....	15
图 25: 中国海油国内开发性资本支出（亿元）.....	15
图 26: 近 20 年各类生产平台增长趋势.....	16
图 27: 各类浮式生产平台的使用水深.....	16
图 28: 海洋油气生产系统与装备.....	16
图 29: WER 2021 年 FPSO 订单预测.....	17
图 30: 能源技术服务板块（合并 FPSO 业务）营收及毛利率.....	18
图 31: 能源技术服务板块（合并 FPSO 业务）营业利润及增速.....	18
图 32: 中海油海洋原油产量（万桶/天）.....	19
图 33: 中海油海洋天然气产量（百万立方英尺/天）.....	19
图 34: 中国天然气产量（亿方）.....	20
图 35: 中国天然气进口量及进口依赖度.....	20
图 36: 能源物流板块营收及毛利率.....	21
图 37: 能源物流板块营业利润及同比增长率.....	21

图 38: 低碳节能数字化板块营收及毛利率.....	23
图 39: 低碳节能数字化板块营业利润及同比增长率.....	23
图 40: 全球上游油气资本开支 (十亿美元)	24
图 41: 全球陆上、海上油气资本开支 (十亿美元)	24
图 42: OPEC 主要成员国财政平衡油价 (美元/桶)	25
图 43: 主流机构对于原油需求的预测 (百万桶/天)	25
图 44: 中国海油国内分地区净证实储量 (百万桶油当量)	26
图 45: 中国海油国内分地区净产量 (桶油当量/天)	26
图 46: 中国海油资本开支情况.....	27
图 47: 中国海油证实净储量.....	27
图 48: 中国海油油气产量.....	27
图 49: 中国海油国内油气产量.....	27
图 50: 中国海油近年作业费用及同比增长率.....	28
图 51: 2016-2023 年中海油中国勘探开发投资.....	29
图 52: 中国南海地图.....	29
图 53: 南海主要油气构造.....	29
图 54: 凝析油生产过程.....	31
表 1: 海油发展与中海油其他下属公司类似业务差异比较.....	8
表 2: 公司 FPSO 基本情况.....	18
表 3: 公司 LNG 运输船建设情况.....	20
表 4: 公司环保船参数.....	22
表 5: 国内油气开发相关政策会议.....	25
表 6: 海油发展业务拆分 (亿元)	32
表 7: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)	33
表 8: 公司盈利预测假设条件 (%)	34
表 9: 资本成本假定.....	34
表 10: 海油发展 FCFF 估值表.....	35
表 11: 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析 (元)	35
表 12: 相对估值表.....	36

公司是多元化海上油服龙头企业

公司前身为中海油基地集团，专注于海上油气生产服务

中海油能源发展股份有限公司是中国海洋石油集团有限公司控股的上市公司，聚焦海上、陆上油气生产领域，致力于发展成为以提高油气田采收率、装备制造与运维、FPSO 一体化服务等为主导产业的世界一流能源技术服务公司。公司积极把握能源转型大势，落实“碳达峰、碳中和”目标任务，加快推动低碳环保和数字化产业发展，致力于成为海洋石油行业发展绿色产业和数字化、智能化建设的生力军和主力军。公司以 2005 年 2 月 22 日注册成立的中海石油基地有限责任公司为基础变更设立，2008 年，公司重组引入中海投资作为新股东，变更设立为海油发展，2019 年 6 月 26 日在上海证券交易所挂牌上市。

图1：海油发展主要业务

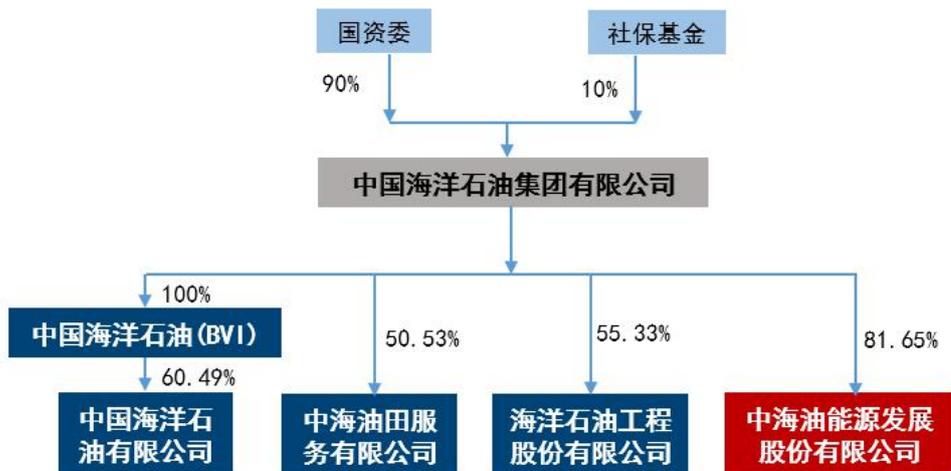


资料来源：公司招股说明书，国信证券经济研究所整理

公司股权结构清晰稳定，控股股东为中海油集团

公司股权结构较为集中，控股股东为中国海洋石油集团有限公司，实际控制人为国务院国资委。截至 2024 年一季报，中国海洋石油集团有限公司合计持有公司 81.65% 股份，为公司第一大股东，实际控制人为国务院国资委。中国海洋石油集团有限公司成立于 1982 年，是中国最大的海上油气生产商，目前已经发展成为主业突出、产业链完整的综合型能源集团，形成了油气勘探开发、专业技术服务、炼化销售及化肥、天然气及发电、金融服务、新能源等业务板块。中海油集团有限公司在海内外有五家上市公司：中国海洋石油有限公司（600938.SH、0883.HK）、中海油田服务股份有限公司（601808.SH、2883.HK）、中海石油化学股份有限公司（3983.HK）、海洋石油工程股份有限公司（600583.SH）及中海油能源发展股份有限公司（600968.SH）。公司是中国海洋石油集团有限公司下属三大专业服务公司之一，是中国唯一一家同时提供能源技术服务和化工产品的多元化大型产业集团。

图2：中海油集团 A 股上市公司及海油发展股权结构



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

公司聚焦海上油气生产，与中海油集团其他油服公司分工明确

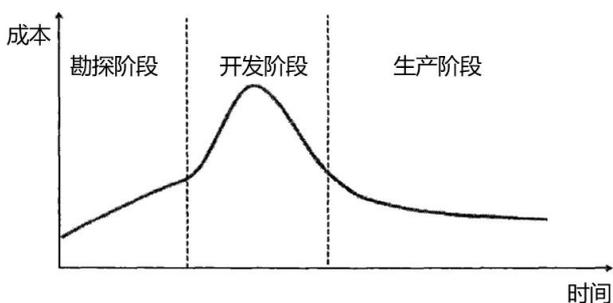
海洋能源开发的流程主要包括了勘探、开发与生产三大主要环节。在海洋能源开发的各个环节中，油气公司聘请各类服务公司提供各项专业服务，协助油气公司最终完成能源的开采和销售。从全球的行业整体发展形势来看，海洋油气公司的资本性支出和经营性支出决定了对海洋油气服务的需求。

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%。

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%。

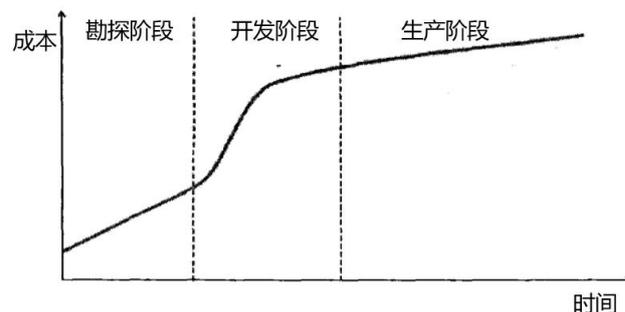
生产阶段是油气开发生产过程中持续时间最长的环节，主要是将地层采出来的油气经过一系列处理后得到合格的商品油气进行储存或销售。该环节涉及的主要业务内容包括海洋工程及陆上设施的检测与维修、钻井、钻完井液、定向井、固井、测井、完井、修井、压裂、酸化、人工举升、增产增注、三次采油、油气水处理与集输、为生产平台提供的各项工作船服务、FPSO 生产技术服务、码头管理、技术支持等。生产阶段成本占总成本比例为 20%-50%。

图3: 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4: 海洋油气开发累计成本



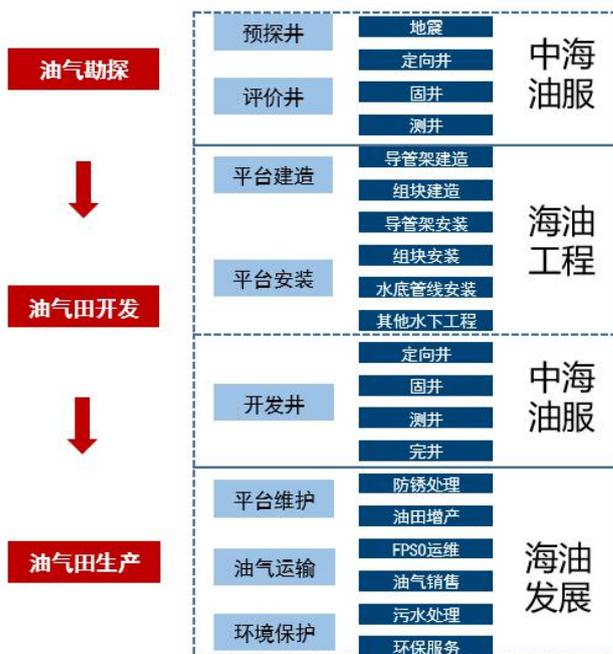
资料来源: 王作修, 《我国陆海油气资源开发成本效益比较研究》, 大连海事大学, 2015, 国信证券经济研究所整理

中海油服主要业务为钻井服务、油田技术服务、船舶服务、物探采集和工程勘察服务，服务于海上油田的勘探环节及开发环节的技术服务，是全球最具规模的综合型油田服务供应商之一。

海油工程是国内唯一一家集设计、建造和安装为一体的大型海洋工程企业，主要服务于油田开发环节装备制造与安转。

公司主要围绕**海洋石油生产环节**，为海上油气资源的稳产增产提供技术及装备保障服务，并持续拓展陆上非常规油气田业务，同时通过物流、销售、配餐等能源物流服务提供全方位综合性生产及销售支持。**主要业务分为能源技术服务产业、低碳环保与数字化产业及能源物流服务产业三部分。**

图5: 海洋油气开发过程及主要油服公司业务分工



资料来源: 立鼎产业研究院, 国信证券经济研究所整理

能源技术服务产业为油气公司提供包括工程技术服务、装备设计制造与运维服务、油气田生产一体化服务等在内的全方位技术服务，聚焦油气田生产阶段，从提高油田采收率、监督监理、油田作业支持、非常规油气一体化服务、设备设施运维一体化服务、FPSO 生产运营服务等多个方面，为海上和陆上油气公司的生产作业提供技术服务和支持保障。

低碳环保与数字化产业是公司为实现未来长期可持续发展，充分利用自身优势，积极投入开发的业务。公司重点发展安全应急、节能环保、水处理、绿色涂料、冷能利用、数字化等技术服务；重点加速培育海上风电运维一体化服务能力；加大低碳环保、数字化技术研发力度，完善产业服务链条，打造集数字化技术服务、绿色用能技术服务和绿色产品供应于一体的综合服务能力。

能源物流服务产业侧重于为海洋石油行业的生产环节和中下游领域提供支持服务，通过海上物资供应及配餐服务为海上油气田开采提供后勤保障，通过协调服务协助石油公司海上油气外输，通过销售服务开展油气副产品分销。

表1: 海油发展与中海油其他下属公司类似业务差异比较

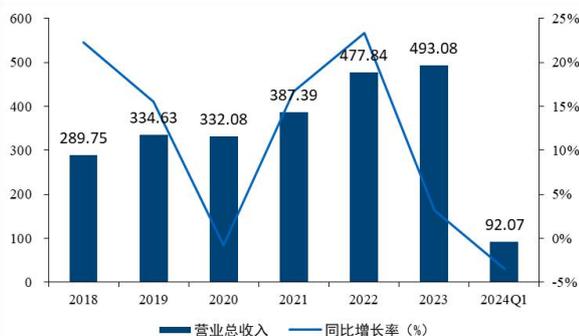
业务方向	公司名称	差异
增产	海油发展	侧重提供基于油藏动态研究的增产作业服务，在现有油井的基础上主要采用化学药剂的方式达到降压增注和提高油井产量的目的
	中海油服	侧重提供与钻完井、修井相关的增产作业服务，对未达到预计产能的油藏通过钻采不同的井位、井深、斜度的新井，到达目标油层来实现增产，主要采用大型装备的物理增产方法。
装备制造与维修业务	海油发展	侧重于生产阶段需要的小型油田设备，例如修井机、小型撬装设备设施等
	海油工程	侧重开发阶段的大型工程和结构物，例如海上平台、导管架
销售服务	海油发展	业务覆盖东北、华北、华东及华南等沿海区域近 20 个销售网点，凭借销售网络和销售经验优势成为中海炼化的分销渠道
	中海炼化	主要从事化工品生产，且液化石油气仅为其衍生产品，仅在舟山、惠州及深圳三地存在零星就地直销业务

资料来源：公司招股说明书，国信证券经济研究所整理

受益于海上工作量增加，公司业绩稳步增长

2021 年以来公司营收总体呈现稳步增长态势，业绩同步提升。2021 年后国际油价重回高位，同时国内油气公司深入推进油气增储上产“七年行动计划”，油气上游相关工作量持续增加。公司营收从 2021 年的 387.4 亿元上升至 2023 年的 493.1 亿元，复合增长率为 12.8%。公司扣非归母净利润从 2021 年的 12.8 亿元上升至 2023 年的 30.8 亿元，复合增长率为 54.9%。2024 年第一季度，公司营收 92.1 亿元，同比降低 3.5%，实现归母净利润 5.0 亿元，同比增长 21.4%。

图6: 公司营收及同比增速



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

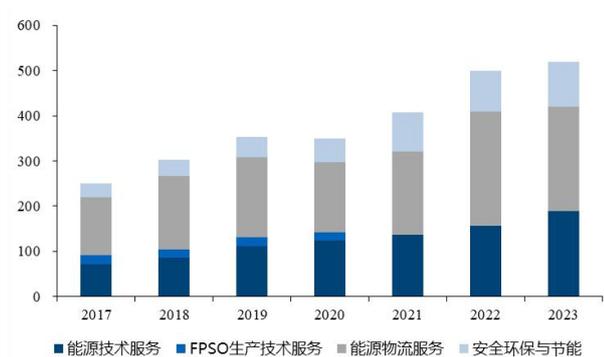
图7: 公司扣非归母净利润及同比增速



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

分板块来看，能源技术服务板块毛利增长快。公司以能源技术服务、低碳环保与数字化和能源物流服务三大产业为支撑，抓住中国海油增储上产的有利时机，全力保障油气开发生产需求，聚焦油气先进技术，持续塑强产业竞争优势，工作量持续放量增长。2023 年公司能源技术服务、能源物流服务、低碳环保与数字化业务营业收入分别为 188.8、230.7、99.7 亿元，分别占公司总营业收入的 38.3%、46.8%和 20.2%，毛利分别为 29.2、20.4、18.4 亿元，营业利润分别为 18.0、13.3、5.5 亿元。公司各业务毛利率较为稳定，能源技术服务板块毛利率约为 15%，能源物流板块毛利率 8%左右，低碳环保与数字化产业板块毛利率为 20%左右。

图8：公司分板块业务收入



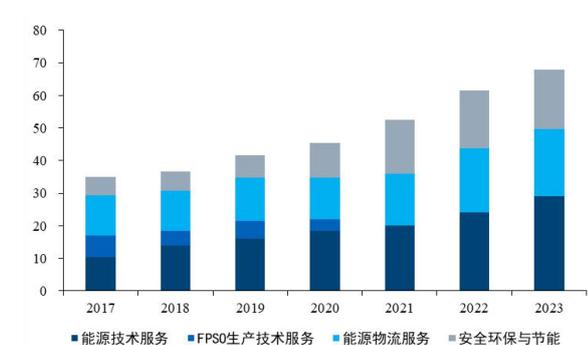
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2021 年开始 FPSO 生产运营服务纳入能源技术服务板块）

图9：公司分板块营业利润



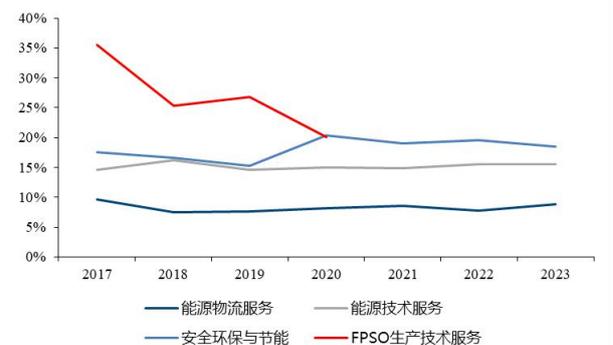
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2021 年开始 FPSO 生产运营服务纳入能源技术服务板块）

图10：公司毛利结构



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2020 年开始 FPSO 生产运营服务纳入能源技术服务板块）

图11：公司各业务毛利率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2020 年开始 FPSO 生产运营服务纳入能源技术服务板块）

公司能源技术服务关联方收入占比高，国内市场是公司营业收入的主要来源。根据公司招股说明书，2019-2021 年公司向中国海油及其控股子公司、联营企业等关联客户的销售收入占当期营业收入 60%左右，2023 年公司关联交易占比达到 72.3%。公司毛利率较高的能源技术服务及 FPSO 生产技术服务（2020 年后并入能源技术服务板块）关联方收入占比较高，历年均在 90%左右。低碳环保与数字化业务中关联交易占比保持增长从 2020 年的 50.3%增长至 2022 年的 74.2%。能源物流服务关联方收入占比较低，为 40%左右。国内市场是公司业务的重点，2016 年以来公司国内营收占比均超过 95%。

图12: 公司关联方收入占比



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图13: 公司各板块关联方收入占比



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理 (注: 2020 年开始 FPSO 生产运营服务纳入能源技术服务板块)

图14: 公司国内外营收情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

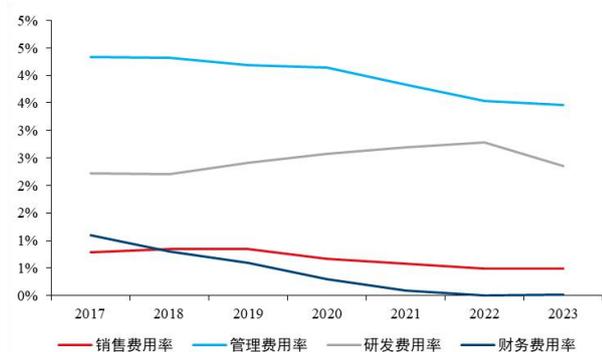
图15: 公司国内外营收占比情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

得益于降本增效, 公司各项费用率趋势向下。公司秉承低成本战略, 推动降本增效向广度和深度发力, 不断提高自身服务和产品的竞争优势。公司坚持“向改革要活力”, 实施改革深化提升行动, 着力提升公司创新能力和价值创造能力。公司销售费用率即财务费用率分别稳定在 0.5%及 0 的低位。公司管理费用率稳中有降, 趋势良好。2023 年公司推动研发活动聚焦, 项目数量有所下降, 公司研发费用率为 2.4%。较 2022 年降低 0.4 个百分点。

图16: 公司各项费用率变化



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

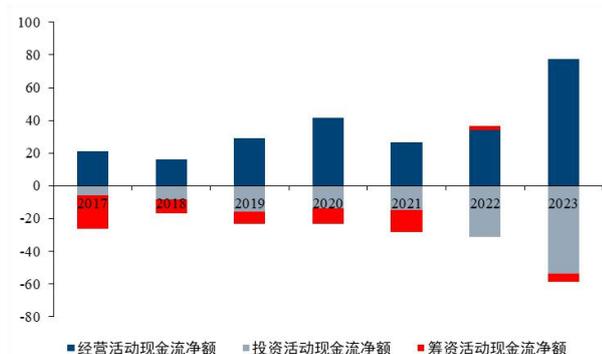
图17: 公司毛利率与净利率



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司现金流状况健康, 固定资产占总资产比例较低, 服务属性突出。2021年后公司进入了新一轮投资周期, 投资活动产生的现金流量净额快速增长, 2023年达到53.6亿元, 主要由于陆丰12-3油田FPSO建造等投资项目支出增加。2021年以来公司经营活动产生的现金流量净额趋势上升, 2023年达到77.5亿元, 同比增长126.8%, 较好的保障了公司的投资活动。公司筹资活动产生的现金流量净额绝对值较小, 说明公司资金较为充裕。总体来看, 公司现金流较为健康, 可以满足自身发展。公司固定资产稳定在100亿左右, 公司货币资金及交易性金融资产在2019年上市后稳定上升, 带动公司资产总额趋势向上。2023年公司固定资产占总资产比例仅为23.5%, 公司服务属性较为突出。

图18: 公司现金流量情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图19: 公司固定资产/总资产



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

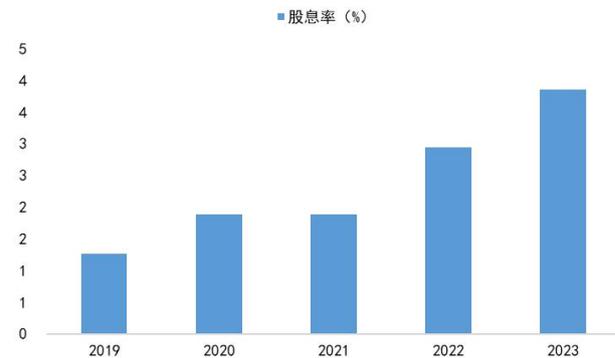
公司重视股东回报, 现金分红比例及股息率仍有上升空间。公司高度重视股东回报, 一直努力保持稳定和可持续的现金分红政策。上市以来股利支付率均在30%以上, 2023年公司归母净利润30.8亿元, 每10股派发现金红利1.10元(含税), 派发现金股利约11.2亿元人民币, 股息率达到3.86%。

图20: 公司分红情况



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图21: 公司股息率



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

推进深化改革创新，科技创新引领作用不断显现。公司坚持“科学技术是第一生产力”，实施科技能力提升三年行动，明确五大方向 17 项重点任务，加快产品产业化进程。进口透平维修国产化技术实现突破，具备进口透平核心机的自主大修能力，中国海油首套完全自主知识产权浅水水下采油树产品成功下线，国产化率达到 90%以上，海底管道超声内检测器实现系列化研制，工业杂盐资源化设备完成开发。公司深入实施数字化转型行动，全力打造智能管理、智能服务、智能装备、智能工厂四类场景，首批 8 家智能工厂上线试运行，FPSO 智能管理平台和陆地智控中心建成，国内首条潜油电机智能化生产线投用，智能固废场景转运效率提升 50%，龙口和舟山智能码头运转效率提升 42%。

公司业务覆盖油气生产全环节，业务向多元化发展

公司业务主要分为能源技术服务、能源物流服务、低碳环保与数字化业务，2023年营业收入为188.8、230.7、99.7亿元，分别占公司总营业收入的38.3%、46.8%和20.2%，毛利分别为29.2、20.4、18.4亿元，营业利润分别为18.0、13.3、5.5亿元。公司以能源技术服务、低碳环保与数字化和能源物流服务三大产业为支撑，凭借成本优势及技术优势，在油气生产能力转型、数字化转型等领域建设成为具备整体综合竞争力的专业技术服务公司。

能源技术服务产业致力于增储上产，工作量稳步上行

能源技术服务产业为油气公司提供包括工程技术服务、装备设计制造与运维服务、油气田生产一体化服务等在内的全方位技术服务，聚焦油气田生产阶段，从提高油田采收率、监督监理、油田作业支持、非常规油气一体化服务、设备设施运维一体化服务、FPSO生产运营服务等多个方面，为海上和陆上油气公司的生产作业提供技术服务和支持保障。

公司是中国近海采油装备实力最强、最具综合性的能源技术服务提供商，能源技术服务业务的主要竞争对手为哈里伯顿、斯伦贝谢和安东石油等综合性海洋石油服务公司。

（1）渤海部分油田进入开发后期，稳产增产工作量加大

工程技术服务形成了钻采工程技术、油田化学服务、多功能生活支持平台服务、监督监理服务、非常规油气技术等业务体系。公司工程技术服务辐射地域涉及中国渤海、东海、南海及部分海外地区，已具备成熟的业务开发及运营体系。公司采油工程技术服务以满足油气田稳定生产为目标，根据油田的自身情况进行人工举升、增产增注等技术作业，形成“研究、药剂/设备、作业”三位一体的业务发展模式，通过技术创新为油田稳产增产贡献价值，具备国内领先的作业能力。

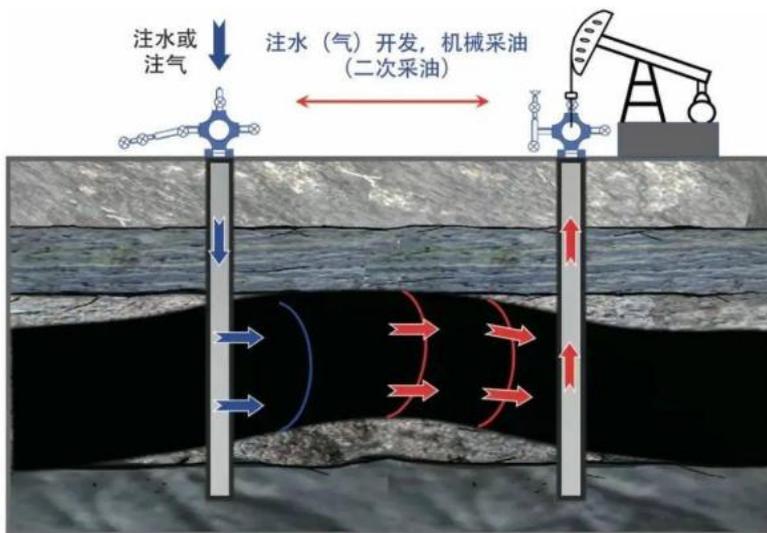
传统的油田开发按技术进步的规律可分为3个阶段：

一次采油阶段：石油在油藏原始压力作用下自喷产出，或使用常规泵将其抽出。

二次采油阶段：当油藏压力不足以直接将石油喷出后，需要通过注水的补充油藏压力。这一阶段大部分易采原油已被成功开采，单纯注水方法难以将其进一步驱出。这导致二次采油后期采出液含水率通常高达80%以上，采收率却只有30%左右。

三次采油阶段：为了进一步提高石油采收率，出现了利用物理、化学和生物等方法进一步提高石油采收效率的三次采油技术。在水驱后期油藏中使用三次采油技术，可以将采收率再次提升10%-20%左右。其基本原理是利用特制的驱油剂改变油水界面、降低原油度，将油从岩石缝隙中冲刷或推挤到主流通道中。

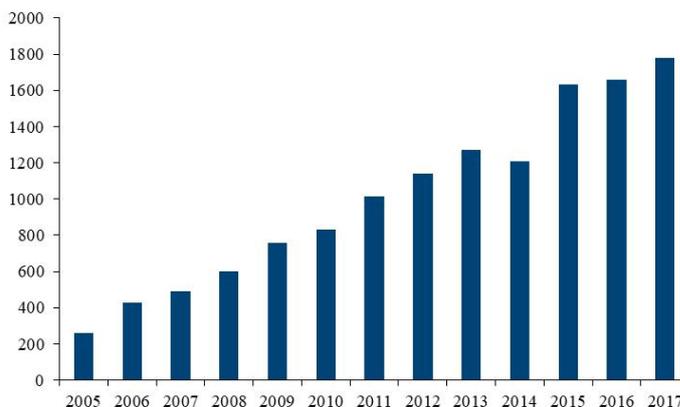
图22: 二次采油示意图



资料来源: 张烈辉, 《油气简史》, 石油工业出版社, 2022, 国信证券经济研究所整理

自 20 世纪 90 年代以来, 伴随着中国海洋石油工业的发展, 注水开发逐渐成为海上油田稳产增产的主要手段。截至 2015 年底, 国内海上注水开发的油田已经达到了 42 个 2015 年产量也占到了当年海上总年产油量的近 60%。公司渤海油田始建于 1965 年, 现拥有 50 余个在生产油气田、近 200 座生产设施。截至目前, 累产油气当量超 5 亿吨, 日产油气当量突破 10 万吨, 是我国海上产量最高、规模最大的主力油田。渤海部分主力油田已进入开发中后期, 存在自然递减率高、综合含水高、剩余油分布复杂、低产低效井增多等难题, 稳产增产工作量持续加大。

图23: 中国海洋油田注水井数量



资料来源: 自然资源部, 国信证券经济研究所整理

(2) 海上装备存量快速增加，带动装备运维服务工作量上升

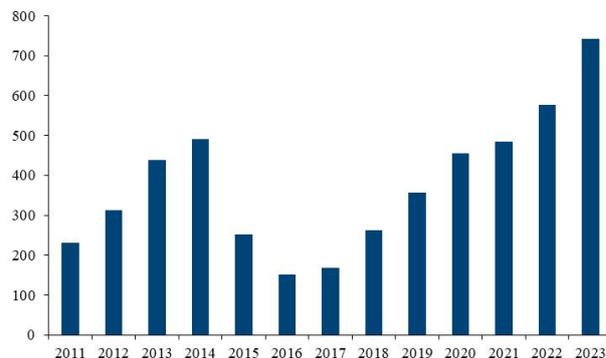
公司装备运维服务主要包括装备检验维护和装备制造两部分。公司装备检验维护主要包括海上平台设施、设备的清洗、维护、修理和改造服务；装备制造主要包括海上平台组块、生活楼、钻机模块、压力容器制造等。公司也同时向风力发电、LNG 接收站线及天然气发电、炼油化工等领域提供装备制造与维护服务。公司具备油田装备运维总承包服务能力，通过独立承包和分包等模式不断提升在国内市场的份额。同时，本公司具备海上设施整体或部分改造维修的能力，在中国近海市场拥有显著优势。该部营收主要与现存海上油气设施数量相关，随着中海油开发性资本支出的不断积累，装备运维服务工作量有望稳步提升。

图24：中国海洋油田生产井数目



资料来源：自然资源部、国信证券经济研究所整理

图25：中国海油国内开发性资本支出（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

(3) 油气行业景气度上升，FPSO 生产技术服务盈利有望上升

公司提供一体化 FPSO 技术服务，2023 年 FPSO 运营率 100%。公司是目前中国近海唯一一家为石油和天然气生产企业提供全方位、一体化 FPSO 生产技术的独立供应商，通过提供光船服务、提供船舶及配套人员和操作的带船服务和资产代管等多种服务模式。国际 FPSO 运营商包括 BW Offshore、MODEC、Bumi Armada、SBMO、Bluewater、Teekay Offshore 等。

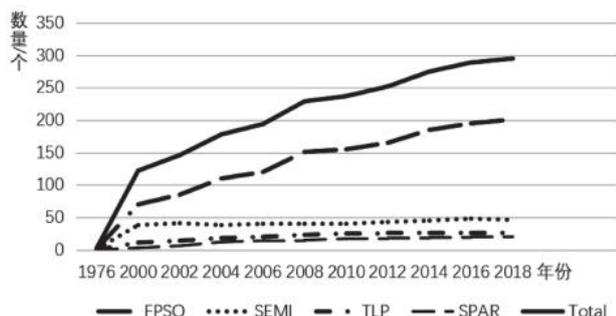
公司 FPSO 业务具有较强的全产业链生命周期资源整合能力，覆盖 FPSO 设计、建造、调试、运营管理、升级改造等各个主要环节，可实现 FPSO 的建设与操作运营的无缝衔接，合理规划 FPSO 的建造投资和运营成本，保证 FPSO 全生命周期的最优化管理。根据目标油田开发的不同需求，为海洋石油公司提供灵活多样的 FPSO 服务模式，包括光船服务、带船服务和资产代管等。2023 年公司 FPSO 运营率 100%。伴随着国际油价的持续上扬，油价指数和 FPSO 成本指数的差值快速扩大，快速放大的盈利空间使得 FPSO 生产技术服务毛利上行。

伴随着油气开采力度的加大，老油田产能下降，油气勘探开发逐步向深海、边远地区、油区深层、复杂结构地区转移。同时对非常规资源进行大规模开发，油气勘探开发难度加大，对油田工程技术服务也提出了更高的要求。行业内技术水平较低的公司逐步被淘汰，市场资源逐渐集中，留存公司的综合实力逐步增强，为行业的长期稳定发展奠定基础

FPSO 是主流的海洋油气生产系统。自 20 世纪 40 年代人们开始进行海洋油气资源开发以来，海上开采的范围逐渐由浅水向深水地区扩展，原本将采油平台完全建在海床上的技术已无法满足深海开发的需要，浮式生产系统（FPS）应运而生。

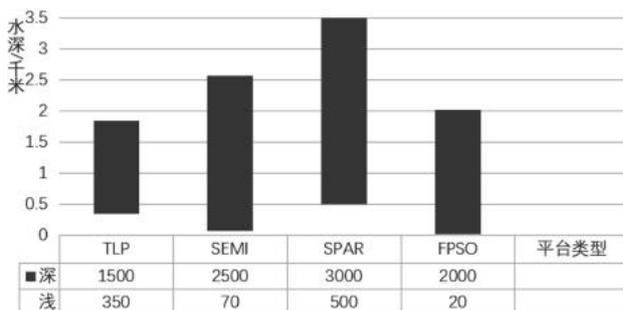
当前国际上应用广泛的深海海洋平台多为浮式，主要有 4 种类型：浮式生产储卸油装置（FPSO）、半潜式生产平台（SEMI）、单柱式平台（SPAR）以及张力腿平台（TLP）。TLP 较适合油藏集中的大型油田开发；SPAR 适合较小的边际油田的开发；半潜平台和 FPSO 可应用于油藏较分散的各类油田，理论上不受水深的限制，但 FPSO 对作业环境要求相对较高，不适用于恶劣海况。FPSO 在实际应用范围最广，特别适用于早期生产和边际油田的开发，其数量增长趋势明显，总数占浮式生产平台的三分之二以上。

图26: 近 20 年各类生产平台增长趋势



资料来源：杜春水，汪智峰，何显亮，等，《浮式生产平台的发展规律及南海开发趋势》，中国新技术新产品，2021，(09):133-136，国信证券经济研究所整理

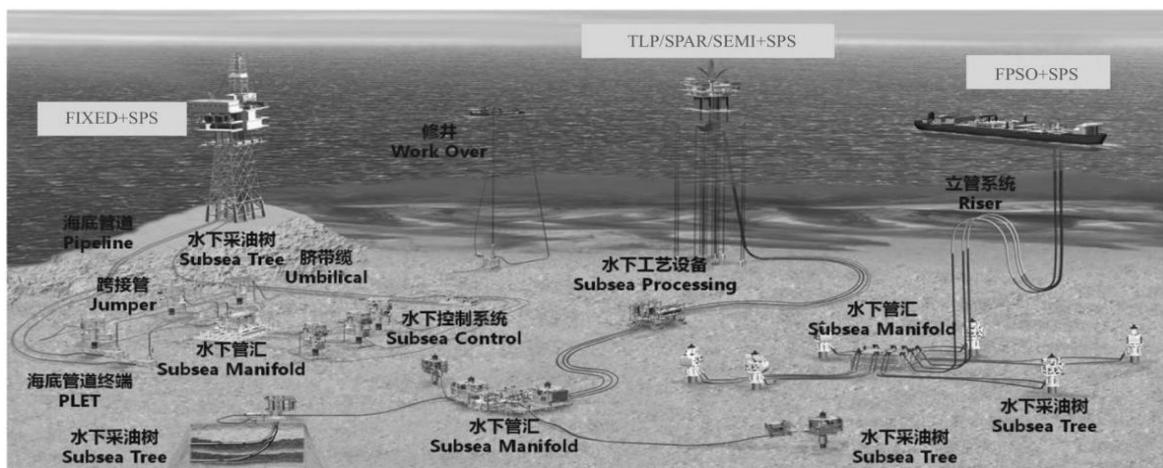
图27: 各类浮式生产平台的使用水深



资料来源：杜春水，汪智峰，何显亮，等，《浮式生产平台的发展规律及南海开发趋势》，中国新技术新产品，2021，(09):133-136，国信证券经济研究所整理

FPSO 功能全面，应用范围广大。FPSO 作为海洋油气开发系统的组成部分，一般与水下采油装置和穿梭油船组成一套完整的生产系统，FPSO 通过海底管路接受海洋油井的石油、天然气和水的混合物，将其处理为合格的尤其产品，储存至一定量的产品通过穿梭游轮运输到陆。FPSO 是集油气分离、处理含油污水处理、动力发电、供热、原油产品的储存及运输、人员居住与生产指挥系统于一体的综合性大型海洋石油生产基地。与其他形式石油生产平台相比，FPSO 具有抗风浪能力强、适应水深范围广、储卸油能力大、可转移及重复使用的优点，广泛适用于远离海岸的深海、浅海海域及边际油田的开发。

图28: 海洋油气生产系统与装备



资料来源：罗超，亢武臣，薛钊，等，《我国深海油气工程核心技术与装备国产化挑战及对策》，2022，44(23):74-79，国信证券经济研究所整理

FPSO 一般通过旧游轮改装和新建造两种方式获得。由旧油轮改造的 FPSO 成本较低，适用于浅海及边际油田的开发。随着深水及超深水油田的开发，新建 FPSO 更适合发展趋势，目前改造得到的 FPSO 占比约 60%。FPSO 建造成本从 2 亿美元到 30 亿美元不等，这取决于船厂产能，设计寿命，本地内容要求，操作环境和其他因素等。

专业的 FPSO 承包商未来成为主要经营主体。根据所有权，FPSO 可大致分为承包商所有和运营商所有。专门设计、建造和运营 FPSO 的承包商可以实现规模经济并优化其船队利用率，从而降低运营商成本。承包商通过租赁为运营商在油田开发方面提供了更大的灵活性。租赁允许运营商以最少的前期资本投资获得和部署 FPSO，从而使规模较小的运营商或生产状况不确定的项目受益。随着海上活动的增加，勘探和生产活动的成本以及将 FPSO 相关活动外包给承包商。这使得运营商能够将资源和注意力分配到能够创造最大价值的领域。2021 年，FPSO 的所有权几乎在现场运营商和租赁承包商之间平均分配。现场操作人员拥有总库存的 53%；租赁承包商拥有剩余的 47%。未来运营商将会是 FPSO 主要的经营主体。

南美洲未来一段时期对 FPSO 有较大需求，FPSO 的景气度有望提高。南美洲拥有大量海上石油和天然气储量，特别是在巴西和圭亚那。这些储量位于深水和超深水区域，需要 FPSO 进行高效生产、储存和卸载。这些地区大规模发现和生产的潜力推动了对 FPSO 的需求。此外，南美洲拥有丰富的盐下储量，特别是在巴西的桑托斯盆地和坎波斯盆地。这些储量位于厚盐层下方，给勘探和生产带来了技术挑战。FPSO 非常适合这些具有挑战性的环境，因为它们可以在深水中安全运行并满足盐下油田的复杂加工要求。截至 2021 年 1 月中，在计划阶段有 110 个项目可能需要 FPSO 作为生产系统。在计划阶段，大约 38% 的 FPSO 项目位于巴西，其中一些需要多个 FPSO。非洲位居第二，计划中的 FPSO 项目占 24%。尼日利亚和安哥拉占非洲项目的三分之二。其他主要地点是东南亚，北欧，圭亚那/苏里南和澳大利亚。

图29: WER 2021 年 FPSO 订单预测



资料来源：WER 2021 Market Forecast，国信证券经济研究所整理

公司持有的 FPSO 数量位列亚洲第三、全球第四。中国近海 FPSO 生产技术服务提供商主要包括本公司和 Bluewater 两家，主要服务对象为中海油、康菲、雪佛龙、丹文等境内外油气公司。公司在 2023 年接受海洋石油 123 后，公司 FPSO 数量增

至 7 艘。公司在中国近海 FPSO 生产技术服务市场占据绝大部分市场份额，在该市场居绝对主导地位。

表2: 公司 FPSO 基本情况

名称	吨位	载重量	服役油田	作业者	建造年份	改造年份
海洋石油 111	9.24	14.07	番禺 4-2/5-1	中海石油(中国)有限公司番禺作业公司	2003	2018
海洋石油 112	10.51	15.66	曹妃甸 11-1/2/6	中海石油(中国)有限公司曹溧樟蕉 蟠祥菱巨漫妃甸作业公司	2004	-
海洋石油 113	9.65	15.75	渤中 25-1	中海油有限公司天津分公司秦皇岛 32-6 渤中作业公司	2004	2013
海洋石油 115	7.55	11.88	西江 23-1	中海石油(中国)有限公司深圳分公司 西江油田作业区	2007	-
海洋石油 116	7.55	12.31	文昌油田群	中海石油(中国)有限公司湛江分公司 文昌油田群作业公司	2007	-
海洋石油 118	10.95	15.79	恩平 24-2 油田	中海石油(中国)有限公司深圳分公司 恩平油田作业区	2014	-
海洋石油 123			南海陆丰 12-3		2023	-

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司还拥有一艘自安装采油平台海洋石油 161 号, 于 2010 年 7 月建造完成, 为渤海湾年产量较小且周边无在产油田可依托的边际油田的经济有效开采提供服务。2017 年公司移动式试采平台“海洋石油 162”建成投入使用。2023 年拥有的我国第二座海上移动式自安装井口平台“海洋石油 165”投用。

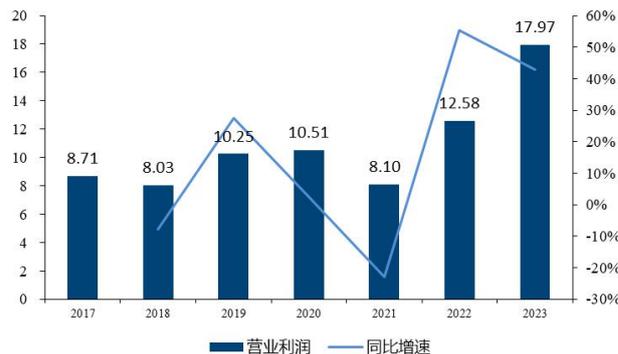
2021 年以来公司能源技术服务营收快速增长, 毛利率保持平稳。2023 年, 公司能源技术服务产业实现营业收入 188.8 亿元, 同比增长 21.2%。受益于石油公司增储上产的有利时机, 公司全力保障油气开发生产需求, 聚焦油气先进技术, 创新商业模式, 持续塑强产业竞争优势, 通过内涵式发展促进能源技术服务产业工作量持续放量增长, 智能注采市场占有率提升 19%, 井下举升产品市场占有率提升 24%, FPSO 及 LNG 运输船运营率 100%, 集输化学品配方自主化率提升至 80%以上、生产自主化率提升至 65%以上。

图30: 能源技术服务板块(合并 FPSO 业务) 营收及毛利率



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图31: 能源技术服务板块(合并 FPSO 业务) 营业利润及增速



资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

能源物流服务随油气产量增长稳步上升, 积极拓展 LNG 运输业务

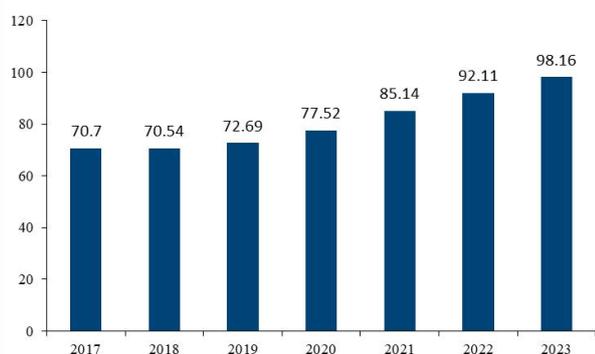
公司能源物流服务侧重于为海洋石油行业的生产环节和中下游领域提供支持服务, 通过海上物资供应及配餐服务为海上油气田开采提供后勤保障, 并通过物流

及销售服务协助石油公司将各类油气产品向下游批发及零售商分销。

(1) 随着海上油气产量提升，销售服务产业经营趋势向上

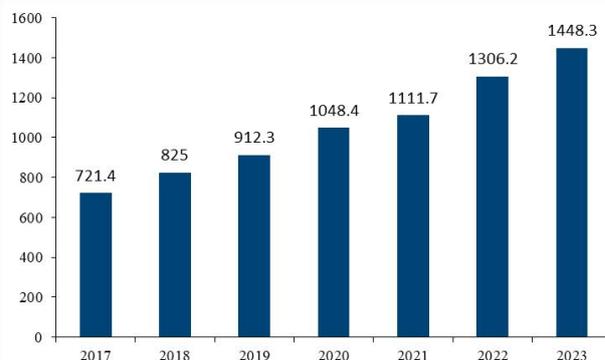
公司的销售服务可分为油气销售协调服务和贸易业务。油气销售协调服务是海洋石油开采特有的一种业务模式，专指为油公司的油气销售联系商检、海关等相关单位和运输方，并提供计量、提油作业等相关服务。该业务涉及海上油气公司、船务公司和国家政府部门等多个单位，本公司从中收取一定的服务费。公司一直以来主要承担渤海海域、南海海域自营和合作油田的油气销售协调业务，目前公司销售协调服务已经覆盖了渤海海域、东海海域、南海西部以及南海东部海域。公司的贸易业务涉及的产品包括液化石油气、凝析油及其他石油化工产品等。随着中海油原油及天然气产量的提升，公司销售服务工作量同步提升。

图32: 中海油海洋原油产量（万桶/天）



资料来源：中国海油公告，国信证券经济研究所整理

图33: 中海油海洋天然气产量（百万立方英尺/天）



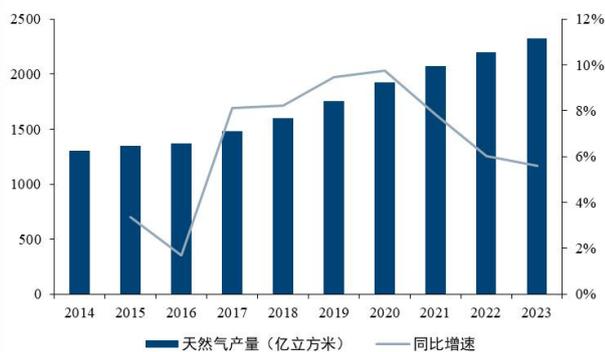
资料来源：中国海油公告，国信证券经济研究所整理

(2) 物流服务以海上生产支持为基础，积极发展 LNG 运输

物流服务主要为海洋石油勘探开发、工程建设、生产支持及中下游炼化产业提供海上物资供应、仓储及配送、货代报关等一体化物流服务，业务主要分布在塘沽、湛江、惠州、深圳、上海、舟山、龙口、葫芦岛、海口等地，基本覆盖了中国大部分沿海区域范围，主要服务客户包括中国海油及其下属子公司，如中海油、海油工程等，以及哈利伯顿、康菲等国际公司。主要销售产品为销售柴油、大宗料和其他材料等。

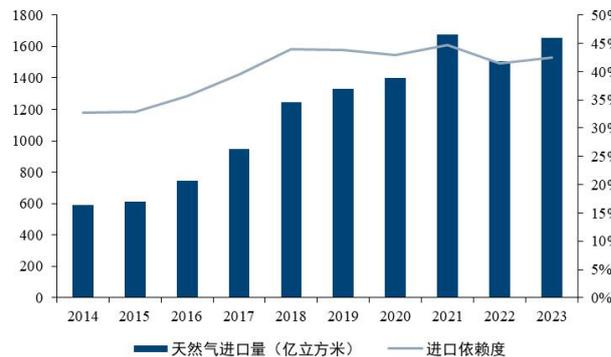
我国天然气进口依赖度维持高位，天然气保供压力凸显。2023 年全国天然气产量达到 2297 亿方，同比增长 9.9%。天然气对外依存度在 2021 年达到最高点 44.76%，国内天然气市场长期高比例依赖进口的状态一直持续，天然气在能源安全中压力依然很大。未来我国将继续立足国内保障供应安全，推进天然气持续稳步增长，国家能源局预计我国天然气产量在 2025 年将达到 2300 亿立方米以上，2040 年以及以后较长时期稳定在 3000 亿立方米以上水平。预期我国天然气消费量于 2040 年达峰，约 6500-7000 亿立方米，届时我国仍需进口大量天然气。LNG 使用灵活，市场化程度高，是天然气市场的重要组成部分。

图34: 中国天然气产量（亿方）



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图35: 中国天然气进口量及进口依赖度



资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

LNG 运输船适合远距离运输，我国将迎来快速发展时代。将迎来 LNG 远程运输主要有两种方式，一种是气化后通过天然气管道运输，一种是船舶运输。相比点对点的管道运输，LNG 运输船更加方便快捷灵活，更适应多变的市场，被誉为“浮动的管道”。经验表明，海上距离大于 1500 公里或者陆上距离大 3000 公里，LNG 船舶运输更有竞争力。在目前跨洋、跨海域的 LNG 贸易格局中，海上运输已成为运输主力。近年来，我国 LNG 进口量迅猛增长，2023 年进口量达 7132 万吨，同比增长 12.6%。LNG 的海上运输是连接 LNG 资源和国内用户的重要环节在 2022 年-2026 年期间，国际上新增 14 个 LNG 项目，约需 227 艘大型 LNG 运输船来提供配套运输服务。同时，伴随我国 LNG 产业的快速发展，LNG 运输业务也将迎来快速发展时代。

公司积极发展 LNG 运输业务。（1）公司参与建设柯蒂斯项目四艘 17.4 万立方米 LNG 运输船，以上四艘 LNG 运输船分别于 2017/2018/2019 年交付，并向英国天然气集团（已被壳牌公司收购）的全资子公司以 20 年期租模式租赁，并加入其全球 LNG 运输船队的统一调度系统；（2）公司参与中国海油中长期 FOB 资源配套 LNG 运输船项目，共建造 12 艘 17.4 万立方米 LNG 运输船，并于 2027 年底前陆续交付。首船“绿能瀛”号提前 5 个月于 2024 年 5 月命名交付，6 月 5 日完成冷舱作业，开启首航。除以上 16 艘 LNG 船外，公司还参股了 6 艘 LNG 运输船，拥有 2 艘 LPG 运输船和 1 艘中小型 3 万立方米 LNG 运输船，正在建造 1 艘 1.2 万方 LNG 运输加注船。

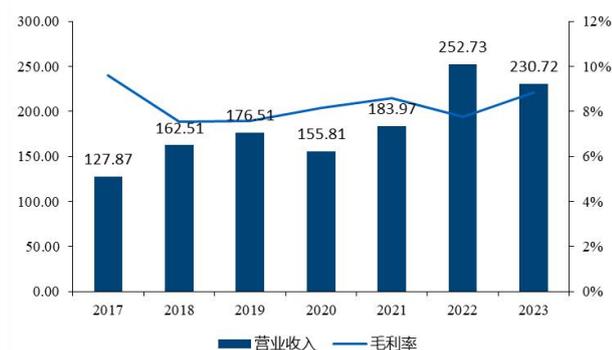
表3: 公司 LNG 运输船建设情况

项目名称	数量	容积	公司持股	项目状态
澳大利亚昆士兰柯蒂斯 LNG 运输船项目	4	17.4 万立方米	50%	2015 年投资，泛亚号于 2017 年 9 月底交付，泛美号于 2018 年 1 月底交付，泛欧号于 2018 年 6 月底交付，泛非号于 2019 年 1 月底交付
中国海油中长期 FOB 资源配套 LNG 运输船项目（一期）	6	17.4 万立方米	45%	2022 年 1 月签订协议，公司计划出资 1.35 亿欧元。单船从开工到交船约 24-27 个月不等，六艘船舶计划于 2024 年 10 月至 2026 年 9 月陆续交付，2024 年首船交付
中国海油中长期 FOB 资源配套 LNG 运输船项目（二期）	6	17.4 万立方米	45%	2023 年 8 月签订协议，公司出资 1.86 亿欧元，单船从开工到交船约 23-26 个月不等，六艘船舶于 2026 年 8 月至 2027 年 10 月陆续交付

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

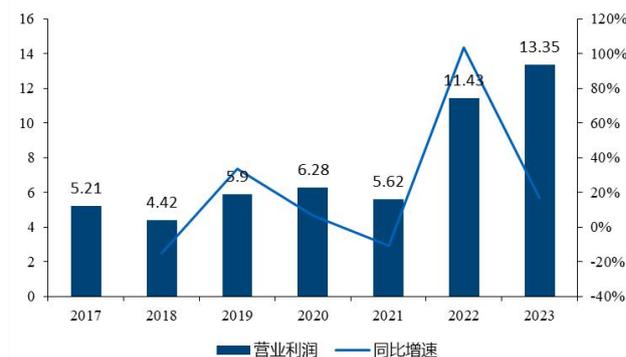
能源物流服务业务贸易属性较重，营业收入受油价影响大。2023 年，公司能源物流服务产业实现营业收入 230.7 亿元，同比下降 8.7%，毛利率为 8.8%，同比提高 1.1 个百分点。2023 年布伦特原油均价 82.2 美元/桶，同比下降 17%，引发凝析油、LPG 等油气副产品价格出现波动，产业收入同比下降。但随着上游工作量增长，海上作业物料和燃料供应量同比增长 7.5%，产业整体效益健康向好。

图36: 能源物流板块营收及毛利率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图37: 能源物流板块营业利润及同比增长率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

低碳节能和数字化发展新趋势下低碳环保板块受益

公司安全环保与节能产业相关的业务，目前主要包括海上溢油应急服务、安全环保技术服务、工业水处理、人力资源与培训服务、涂料与海洋工业防护、催化剂、LNG 冷能综合利用及节能与环保检测等。

(1) 安全环保技术服务资质壁垒高企

安全环保技术服务业务主要包括安全环保工程服务和安全环保管理咨询服务。其中安全环保工程服务为客户提供安全环保设施设备的研发、设计、施工、检验、维护和运营等一体化服务和全生命周期的完整性服务；安全环保管理咨询服务为客户在质量、健康、安全、环保等方面提供全面系统的评估诊断、咨询评价服务。公司安全环保技术服务的主要客户包括中海油、中海炼化、中海油服等，服务网络基本覆盖中国海上石油产业主要所在地。此外，本公司通过积极开拓海外市场，已成功将安全技术服务业务拓展到亚太、中东及非洲地区，海外业务发展迅速。

在海洋油气开采领域，节能环保的要求越来越高，如何科学开发海洋油气资源，形成可持续发展的健康道路，是事关企业发展的长久之计。海上溢油事故为海洋油气开采中主要环保事故。据招股说明书披露公司拥有国际先进的环保工作船 9 艘。在塘沽、绥中、龙口、珠海、涠洲岛、惠州、高栏等地建立了 7 个应急响应基地，拥有国际领先水平的溢油回收设备和溢油飘移预测软件、快速灵活的响应能力、高效规划的QHSE 体系和专业化的人才队伍，是国内唯一一家溢油应急海洋环保服务提供商。

表4: 公司环保船参数

船名	总吨位(吨)	额定载人数(人)	建成年份	处理能力
海洋石油 251 582	9		2008	动态斜面系统自主扫油宽度 6.5 米, 最大收油能力为 100 方/小时, 设置污水水舱 350 方。
海洋石油 252 2270	12		2010	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 542.9 方, 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 253 2270	12		2010	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 542.9 方, 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 255 2350	12		2011	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 655.4 方, 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 256 2350	12		2011	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 655.4 方, 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 257 2914	12		2015	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 852.2 方(兼容), 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 258 2914	12		2015	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 852.2 方(兼容), 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 230 2366	12		2015	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 495.8 方, 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。
海洋石油 231 2366	12		2015	测试井液回收舱, 回收速率为 100 方/小时, 装载能力为 495.8 方, 并可回收的测试井液反输至生产平台: 舷侧内置式收油系统, 回收能力为 2x100 方/小时。

资料来源: 公司招股说明书, 国信证券经济研究所整理

从事节能环保业务均需要取得相关专业资质, 行业壁垒较高。以环境影响评价业务为例, 我国对环评机构实行严格的准入制度, 只有持资质的服务商才有资格承揽业务, 且根据《建设项目环境影响评价资质管理办法》, 环评资质证书对资质等级和评价范围作出明确规定, 服务商不得越资质承揽业务。部分重污染行业对环境影响较大, 只有持甲级资质的服务商才有资格参与项目投标, 客户本身也会对服务商的资格和水平进行严格把关, 在符合资质条件的服务商中进行选择。在安全领域, 各细分领域也存在相应的资质许可。例如, 从事法定评价必须取得安全评价机构资质, 从事防爆工程必须取得防爆电气设备安装、修理资格, 从事消防工程必须取得消防设施工程专业承包资质等; 此外, 咨询与文化、清洗工程、安防工程、职业卫生工程、海事工程安全相关业务也需要相关资质才能承揽项目。

(2) “整体解决方案+产品”绑定工业水处理客户

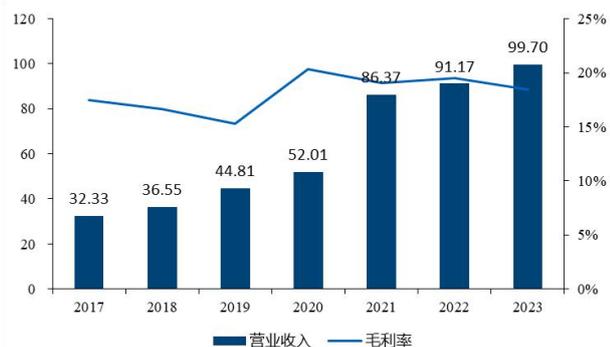
公司的工业水处理业务为企业提供整体水处理解决方案和专用水处理化学品, 主要用于工业循环水处理、油田水处理、废水资源化等成套环境工程, 以及石油化工、化工化肥的工艺过程水处理。服务客户包括多家国内知名石油公司、化工公司和钢铁公司等。

本公司是国内最大的水处理药剂生产企业之一, 已建成国家工业水处理工程技术研究中心, 自主研发的水处理药剂具备无泡、低毒、高效等环境友好特点, 技术处于国内领先水平, 可高效处理石油、化工、冶金、化肥、电力等行业生产环节产生的污水。本公司环保涂料业务已形成 8 个系列产品, 广泛应用于海洋工业防护、石化设施防护、核电站防护、航天航空、汽车涂层、建筑装饰等领域。本公司运营国家涂料工程技术研究中心, 可承担国家各级涂料领域科研业务, 每年均自主研发多项专利成果, 并承担国内涂料行业信息服务工作

公司通过推动新理念、新技术、新模式及新业态在现有产业体系广泛嵌入并深化应用, 构建以技术创新、应用创新、模式创新为内核并相互融合的绿色低碳产业体系和清洁能源技术服务体系, 提供低碳绿色高品质服务。在低碳节能趋势下, 清洁生产服务及水处理工作量提升较快, 数字化发展趋势推动数字运营等业务快速增长。

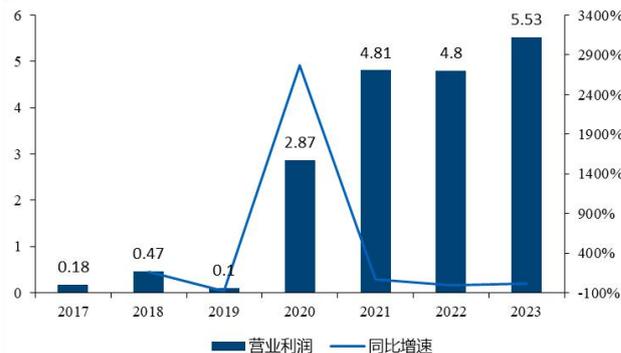
2023 年，公司低碳环保与数字化产业实现营业收入 99.7 亿元，同比增长 9.4%，实现营业利润 5.5 亿元，同比增长 15.2%。公司围绕新能源、绿色低碳、产业数字化和新材料产业主动布局，拓展产业功能、延伸产业链条，加大研发力度和加快成果转化应用，大力培育新能源、新材料等产业集群，有序打造海上风电、光伏、CCUS、节能产品等产业服务能力，未来发展基础不断夯实。新能源技术服务工作量同比增长 45.6%，数字运营业务工作量同比增长 25.7%。

图38: 低碳节能数字化板块营收及毛利率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2020 及以前数据为安全环保与节能板块数据）

图39: 低碳节能数字化板块营业利润及同比增长率



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理（注：2020 及以前数据为安全环保与节能板块数据）

中海油持续增储上产，资本支出保持增长

全球油气资本开支维持高位，海上油气资本开支占比提升

从全球的行业整体发展形势来看，能源开发对于能源技术服务的需求主要取决于全球及区域性油气公司的资本性支出和经营性支出。2023年，全球上游油气资本开支达到5700亿美元，同比增长12.3%，预计到2025年全球上游油气资本开支达到6630亿美元，到2030年全球上游油气资本开支达到7380亿美元。分结构来看，2023年全球上游油气资本开支中，陆上资本开支3900亿元，同比增长7.1%，海上资本开支1800亿元，同比增长19.6%，海上资本开支占比达到30.7%，同比提高1.9个百分点。在海上油气资本开支不断提高的趋势下，预计海上能源技术服务需求将快速增长。

图40: 全球上游油气资本开支（十亿美元）



资料来源：IEF、S&P，国信证券经济研究所整理

图41: 全球陆上、海上油气资本开支（十亿美元）



资料来源：IEF、S&P，国信证券经济研究所整理

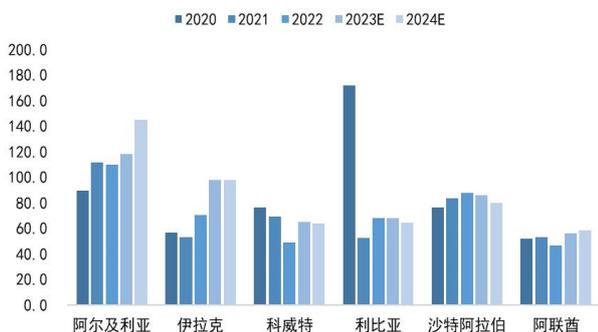
全球原油整体供需偏紧，油价有望维持 75-90 美元/桶

油气的供需状况的变化将直接影响油气价格的波动，进而决定了油气公司的勘探开发投资，对能源服务的需求起到决定性影响。我们认为全球原油整体供需偏紧，油价有望维持在 75-90 美元/桶。

供给端 OPEC+继续延长减产时间，美、俄供给增长动力不足。截至 2024 年 6 月底，OPEC+成员国共减产 586 万桶/日，包括原定于 2024 年底到期的 366 万桶/日减产，以及八个成员国自愿减产的 220 万桶/日。6 月 2 日 OPEC+召开部长级会议，会议决定将 366 万桶/日集体减产目标延长至 2025 年底，为此前预期上限；将 220 万桶/日自愿减产目标延长 3 个月至 2024 年 9 月底。美国页岩油资本开支不足，页岩油总体增产有限，供给端整体偏紧。

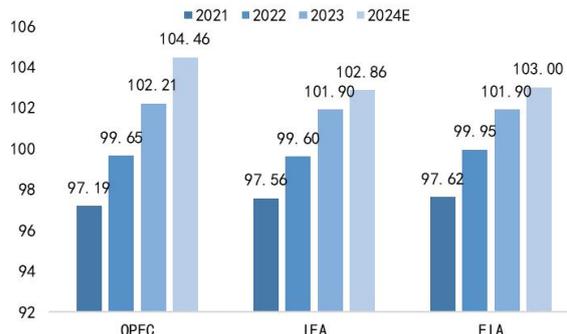
需求端国际主要能源机构预期 2024 年原油需求小幅增长：原油需求增速与 GDP 增速高度相关，IMF 在最新月报中将 2024 年中国 GDP 增长预期上调至 5%。根据 OPEC、IEA、EIA 最新 6 月月报显示，2024 年原油需求分别为 104.46、102.86、103.00 百万桶/天（上次预测分别为 104.46、103.10、102.91 百万桶/天），分别较 2023 年增加 225、96、110 万桶/天（上次预测分别增长 225、106、92 万桶/天），EIA 将 2024 年原油需求上调了 18 万桶/天。

图42: OPEC 主要成员国财政平衡油价 (美元/桶)



资料来源: IMF, 国信证券经济研究所整理

图43: 主流机构对于原油需求的预测 (百万桶/天)



资料来源: OPEC、EIA、IEA, 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，产量快速增长

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。2023年中国石油表观消费量7.7亿吨。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。2023年中国石油产量2.1亿吨。2023年，中国石油对外依存度再度提升至73%。天然气作为助力绿色低碳发展的清洁性能源，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。2023年，中国天然气表观消费量3900亿立方米，中国天然气产量2297亿立方米，进口依存度达41%。

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”；国务院新闻办公室《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5: 国内油气开发相关政策会议

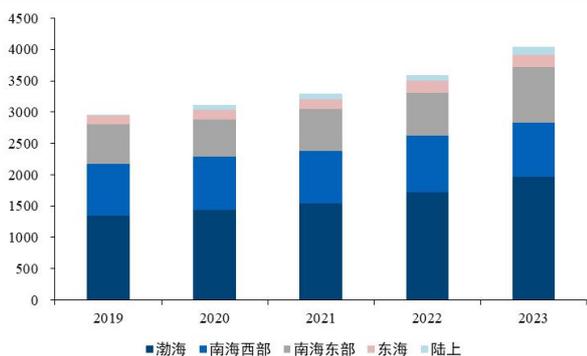
时间	政策名称	政府部门	具体内容
2019	大力提升油气勘探开发力度工作推进会	国家能源局	石油企业要落实增储上产主体责任，不折不扣完成2019-2025七年行动方案工作要求
2020	新时代的中国能源发展白皮书	国务院新闻办公室	大力提升油气勘探开发力度，推动油气增储上产。提升供应的质量和安全保障。
2020	2020年能源工作指导意见	国家能源局	结合大力提升油气勘探开发力度、天然气互联互通重点工程设备保障等工作，推动深水和非常规油气、天然气长输管线和液化天然气接收站等领域技术装备短板攻关和示范应用。
2021	中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要	全国人大	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	一是着力增强能源供应能力，稳住存量，着力提升国内油气生产水平。二是加快完善能源产供储销体系。加大油气增储上产力度，重点推进地下储气库、LNG（液化天然气）接收站等储气设施建设，提升能源供应能力弹性。三是加强能源应急安全保障能力。既要加强风险预警，建立健全煤炭、油气、电力供需预警机制，还要做好预案、加强演练，提高快速响应和能源供应快速
2023	加快油气勘探开发与新	国家能源局	“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

能源融合发展行动方案	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

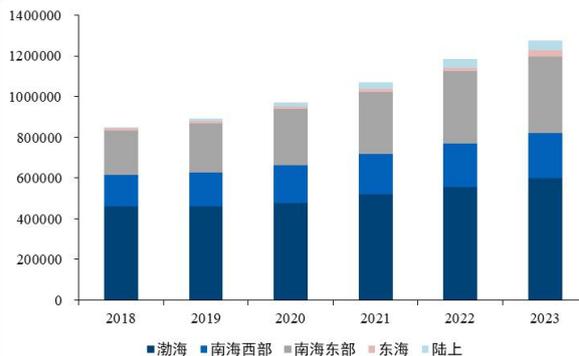
中国海洋石油有限公司是中国最大的海上原油及天然气生产商，也是全球最大的独立油气勘探及生产企业之一，主要业务为勘探、开发、生产及销售原油天然气。在国内，公司通过自营作业及合作项目，以渤海、南海西部、南海东部、东海为核心区域进行油气勘探、开发和生产活动。截至 2023 年底，中海油国内合计净证实石油储量为 40.49 亿桶油当量，其中渤海、南海西部、南海东部、东海、陆上净证实储量分别为 19.68、8.62、8.93、1.93、1.33 亿桶油当量。从产量来看，2023 年中海油渤海、南海西部、南海东部、东海、陆上合计净产量分别为 59.98、22.16、37.52、3.12、4.99 万桶油当量/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44：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45：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

中国海油持续增加资本开支，增储上产趋势确定。2021-2023 年中国海油资本开支分别为 887、1025、1296 亿元，2024 年计划资本开支 1250-1350 亿元。截至 2023 年底，公司证实净储量为 6784 百万桶油当量，储量寿命为 10.0 年。2023 年公司油气净产量为 678 百万桶油当量，其中国内油气净产量为 467 百万桶油当量，占比 68.9%。根据公司规划，2024-2026 年油气净产量目标分别为 700-720、780-800、810-830 百万桶油当量，产量增长趋势确定。

图46: 中国海油资本开支情况



资料来源: 中国海油公司公告, 国信证券经济研究所整理

图47: 中国海油证实净储量



资料来源: 中国海油公司公告, 国信证券经济研究所整理

图48: 中国海油油气产量



资料来源: 中国海油公司公告, 国信证券经济研究所整理

图49: 中国海油国内油气产量



资料来源: 中国海油公司公告, 国信证券经济研究所整理

中国海油作业费用 2021 年及以后保持高速增长。中国海油桶油成本主要包括作业费用、折旧及摊销、弃置费、销售及管理费用、除所得税以外的其他税金。作业费主要包括海上人员费、直升飞机费、供应船费、油料费、信息通讯气象费、维修费、油气水处理费、油井作业费、物流港杂费、油气生产研究费、报销及统征上缴、健康安全环保费、租赁费、合作油田其他等 14 大科目, 是支持生产支付的最主要现金成本。2021 年以来中国海油作业费用持续保持高速增长, 下游相关油服企业有望受益。

图50: 中国海油近年作业费用及同比增长率

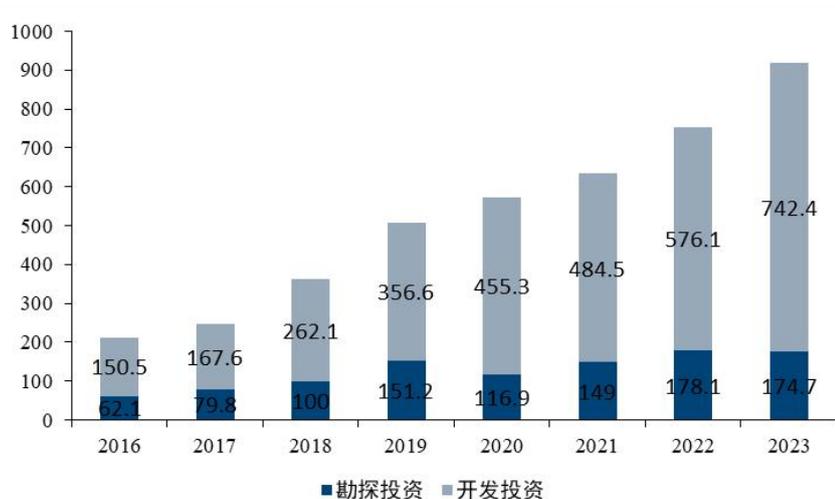


资料来源: 中国海油公告, 国信证券经济研究所整理

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 年习近平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。2023 年, 中海油在中国海域的勘探开发资本性总支出为 917.1 亿元, 相较 2022 年增加 162.9 亿元。2016 年-2023 年中海油在中国海域勘探开发资本性总支出复合增长率为 23%。在中国经济发展、市场需求以及油价回升驱动下, 中国海洋油气勘探力度持续加大, 中国海油产量增长可期。

图51: 2016-2023 年中海油中国勘探开发投资

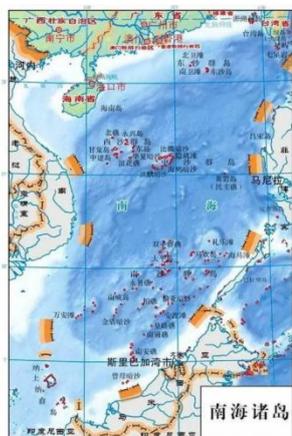


资料来源: 中国海油公告, 国信证券经济研究所整理

中海油从浅海走向深海, 生产费用预期增加

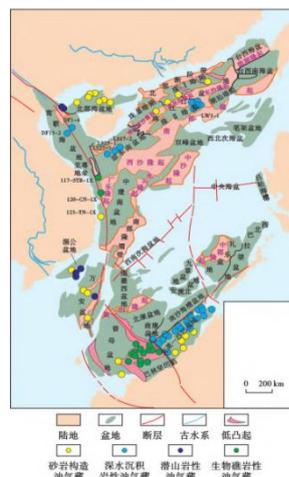
公司已经开发多个深水、超深水油田, 南海深水油气田蓬勃发展。目前世界公认的深水定义是: 从水面到海床垂直深度 500-1500 米水深称为深水, 1500 米水深以深为超深水。全球能够进行深水-超深水油气田开发的国家约 10 个, 其中多数国家是依靠少数欧美发达国家进行水水油田开发的。中国海油经过 20 余年理论技术攻关, 建立了深水区优质储层发育模式与天然气成藏模式, 形成一套表层批钻、探井转开发井、井壁强化等深水优快钻完井关键技术, 理论技术获得突破后, 形成了钻井、测试等一整套深水勘探技术体系, 使得我国成为全球少数几个具备深水勘探作业的国家之一。目前我国拥有三个国内深水油气田: 荔湾深水气田、流花深水油田和陵水深水气田。

图52: 中国南海地图



资料来源: 自然资源部, 国信证券经济研究所整理

图53: 南海主要油气构造



资料来源: 贾承造, 《中国石油工业上游前景与未来理论技术五大挑战》, 石油学报, 2024, 45(01):1-14, 国信证券经济研究所整理

荔湾深水气田属于南海东部油田，由公司和加拿大哈斯基能源公司合作开发。荔湾 3-1 气田是中国首个真正意义上的深水油气田，位于南海东部，香港东南 300 千米处，平均水深 1500 米，于 2006 年 6 月被发现，探明储量 1000 亿-1500 亿立方米。2009 年初启动开采项目，由中国海油与和哈斯基能源公司合作开发，中国海油拥有该气田 51% 的权益，后者将持有 49% 的股份。气田自 2014 年 4 月 24 日正式商业性投产，揭开了我国深水天然气资源开发利用的序幕。

流花深水油田属于南海东部油田，是我国首个自营深水油田群。流花 16-2 油田群包括流花 16-2、流花 20-2 和流花 21-2 三个油田。油田群平均水深 412 米，是中国海上开发水深最深的油田群，拥有亚洲规模最大的海上油气田水下生产系统，开发技术难度和复杂性位居世界前列。2020 年 9 月首个油田投产以来，流花 16-2 油田群产量节节攀升，截止 2023 年 6 月，油气日产量保持在 1.1 万吨油当量以上。

陵水深水气田属于南海西部油田，是我国第一个自营深水气田。陵水深水气田所在水域水深在 1500 米左右，油气层在海床下 2000 米左右，属于超深水井。其发现时间为 2014 年 9 月，是我国第一个自营深水气田。陵水 17-2 深水气田探明地质储量超千亿方，天然气日产量达 1516 吨（油当量）。2021 年 6 月 25 日，我国首个自营勘探开发的 1500 米超深水大气田“深海一号”在海南岛东南陵水海域正式投产，标志着海洋石油勘探开发进入“超深水时代”。

南海北部深水区仍处于勘探早期阶段，油气勘探前景广阔。目前南海北部深水区已发现的油气主要位于琼东南盆地和珠江口盆地。深水区勘探仍处于早期阶段，仍具备继续发现千亿立方米级气田群的潜力。深海油气发展潜力巨大。

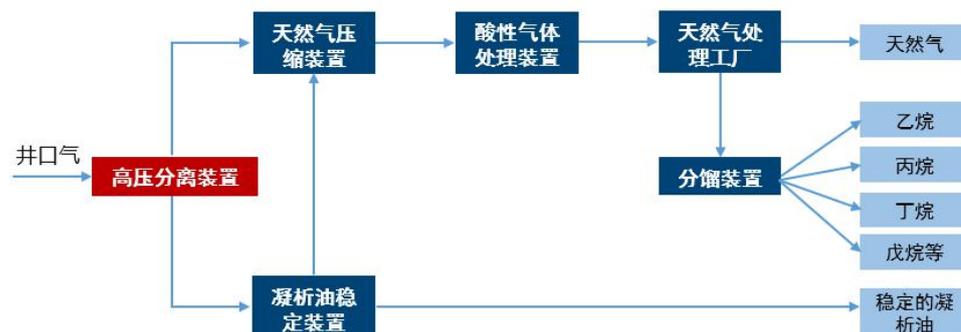
深水油气资源开发更加复杂，开采成本更高。随着离陆地距离越来越远，海水的深度也逐渐加深，油气生产平台需提供完善的工作人员生活系统、能源供应系统、信息交流系统、油气运输系统等，深水油气资源的开发所需的技术含量较浅水油气开发显著提高，因此深海油气资源开发成本比浅海油气资源的开发成本明显加大。

中海油计划大力扩张天然气产量，带动液化石油气、凝析油产量上升

2022 年中海油提出了了油气资源供给保障中心建设方案，制定了三个万亿大气区战略规划。三个万亿大气区指的是南海万亿大气区、渤海万亿大气区和陆上鄂东-沁水万亿大气区。中国海油战略规划提出将于 2025 年左右建成南海万亿大气区，2028 年左右建成陆上鄂东-沁水万亿大气区，2030 年左右建成渤海万亿大气区。同年中国海油发布的《中国海油“碳达峰、碳中和”行动方案》中表明中海油 2025 年国内油气产量天然气占比达 33%。根据中国海油二零二四年经营策略披露，2025 年中海油净产量目标为 780-800 百万桶油当量，以国内产量占比 69% 估算，2025 年中海油国内天然气产量为 177.61-182.16 百万桶油当量。2023 年中海油天然气产量为 1747.1 百万立方英尺/天（折合 106.28 百万桶油当量），中海油天然气产量预期增速较快。

在油气田的开采原油或天然气过程中，会伴生液化石油气及凝析油，油气田地理位置和地质层系不同，伴生低碳烷烃组分也不同。混合气体从气田井口开采出来后，经过高压分离装置，分离出气相、液相和固体杂质，其中液相成分被称为原始凝析油。气相成分经过脱酸处理和气体处理装置，继续分离为干燥天然气和液化石油气，后者经过分馏器逐层产生乙烷、丙烷、丁烷、戊烷等。随着中海油天然气产量的快速提高，伴生的液化石油气及凝析油预计也会同步增产。

图54: 凝析油生产过程



资料来源: FGE, 国信证券经济研究所整理

液化石油气下游主要为居民生活和化工，未来化工用气有望持续上升。从消费结构看，居民生活和工业用液化石油气占主导地位，两者占比大致相当。近年来，在天然气不断普及和新兴燃料的挤压下，居民生活用气占比从 2012 年的 66% 逐渐下降至 2021 年的 45% 左右；而化工用气占比则持续增加，从 2012 年的 25% 大幅上行至 202 年的 50% 左右；液化石油气作为乙烯裂解和丙烷脱氢（PDH）装置的重要原料，随着炼油产业进一步向化工产业链延伸，新一轮乙烯和丙烯产能投放的显著增长，国内液化天然需求缺口有望进一步拉大。

凝析油性质优良，前景广阔。凝析油具有比重小、重质烃类和非烃组分含量低于一般原油且挥发性好、品质好、收率高、成本低、加工费用低和效益高等几方面的优势。随着全球天然气的大力开发利用，凝析油的产量也随之持续稳定增加，凝析油作为不可或缺的补充石油资源，因其资源相对比较丰富且具有重油含量低、轻油回收率高的特点，可以选择全部直接加工，或者与其他原油掺炼以提高化工轻油的产量和收率，从而满足乙烯裂解装置或芳烃重整装置的需要，因此可以广泛应用于石油化工行业生产中。

盈利预测

假设前提：

我们的盈利预测基于以下假设条件：

能源物流服务：公司能源物流服务产业侧重于为海洋石油行业的生产环节和中下游领域提供支持服务，通过海上物资供应及配餐服务为海上油气田开采提供后勤保障，通过协调服务协助石油公司海上油气外输，通过销售服务开展油气副产品分销。随着中国海油持续增储上产，供应链服务工作量持续提升，我们预计2024-2026年营收分别为242/254/267亿元，毛利率分别为8.5%/8.5%/8.5%。

能源技术服务：我们判断未来三年油价将保持在较高区间震荡，同时中国海油持续增储上产，资本开支保持高位，公司能源技术服务工作量饱和，带动能源技术服务板块营业收入稳定增长，我们预计2024-2026年营收分别为217/250/287亿元，毛利率为16.0%/16.0%/16.0%。

安全环保与节能：公司持续推动低碳环保和数字化产业发展，提高数字化和智能化水平，继续推动新技术、新工艺在安全应急、节能环保、水处理、绿色涂料等领域的应用，培育海上风电技术服务、光伏技术服务和清洁能源技术服务。随着公司安全技术服务工作量、清洁生产服务工作量、水处理工作量稳健增长，我们预计2024-2026年分别为110/121/133亿元，毛利率分别为19.0%/19.0%/19.0%。

表6: 海油发展业务拆分（亿元）

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
能源物流服务						
收入（百万元）	18,396.86	25,273.43	23,071.68	24,225.26	25,436.53	26,708.35
成本（百万元）	16,814.79	23,311.91	21,033.27	22,166.12	23,274.42	24,438.14
毛利（百万元）	1,582.08	1,961.51	2,038.42	2,059.15	2,162.10	2,270.21
毛利率	8.60%	7.76%	8.84%	8.50%	8.50%	8.50%
能源技术服务						
收入（百万元）	13,651.56	15,578.52	18,878.95	21,710.79	24,967.41	28,712.52
成本（百万元）	11,630.47	13,161.78	15,959.25	18,237.07	20,972.63	24,118.52
毛利（百万元）	2,021.09	2,416.74	2,919.70	3,473.73	3,994.79	4,594.00
毛利率	14.80%	15.51%	15.47%	16.00%	16.00%	16.00%
安全环保与节能						
收入（百万元）	8,637.37	9,117.25	9,969.76	10,966.74	12,063.41	13,269.75
成本（百万元）	6,991.80	7,339.32	8,126.41	8,883.06	9,771.36	10,748.50
毛利（百万元）	1,645.56	1,777.92	1,843.35	2,083.68	2,292.05	2,521.25
毛利率	19.05%	19.50%	18.49%	19.00%	19.00%	19.00%
分部间抵消						
收入（百万元）	-1,946.48	-2,184.71	-2,612.44	-2,743.06	-2,880.22	-3,024.23
成本（百万元）	-1,812.59	-2,020.64	-2,451.32	-2,573.89	-2,702.58	-2,837.71
毛利（百万元）	-133.89	-164.06	-161.12	-169.18	-177.63	-186.52
毛利率	6.88%	7.51%	6.17%	6.17%	6.17%	6.17%
合计						
总营收（百万元）	38,739.30	47,784.49	49,307.96	54,159.73	59,587.13	65,666.40
增速	16.66%	23.35%	3.19%	9.84%	10.02%	10.20%
成本（百万元）	36,592.78	45,244.61	46,003.17	50,286.89	55,177.08	60,637.27
毛利（百万元）	2,146.52	2,539.88	3,304.79	3,872.84	4,410.06	5,029.13
毛利率	13.20%	12.54%	13.47%	13.75%	13.88%	14.01%

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 2024-2026 年营收为 542/596/657 亿元，分别同比增长 9.8%/10.0%/10.2%，毛利为 38.7/44.1/50.3 亿元，毛利率为 13.8%/13.9%/14.0%。

未来 3 年业绩预测

表7: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)

	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入	49308	54160	59587	65666
营业成本	42668	46712	51316	56467
销售费用	245	244	256	263
管理费用	1705	1800	1941	2064
研发费用	1162	1246	1371	1510
财务费用	10	(142)	(173)	(229)
营业利润	3860	4386	4938	5625
利润总额	3854	4386	4938	5625
归属于母公司净利润	3081	3519	3962	4514
EPS	0.30	0.35	0.39	0.44
ROE	12.51%	13.08%	13.44%	13.92%

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 2024-2026 年营收为 542/596/657 亿元，归母净利润为 35.2/39.6/45.1 亿元，归母净利润增速分别为 14.2%/12.6%/13.9%。每股收益分别为 0.35/0.39/0.44 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：5.45-6.74 元

未来 3 年估值假设条件见下表：

1、管理费用率方面，公司聚焦提质增效、“三费”压降、维修费降本三大领域一体发力，持续推进成本管理精益化。随着公司收入增加，管理费用率略有下降，我们预计公司 2024 年-2026 年的管理费用率分别为 3.40%、3.30%、3.20%。

2、研发费用方面，公司拥有国家级研发平台等 19 个创新平台，拥有 37 家企业技术中心，近年来持续保持较高的研发投入，加大研发力度和加快成果转化应用，近几年公司研发费用率始终维持在 2.5%左右，我们预计未来几年公司研发费用仍将保持较高投入，随着公司收入增加，研发费用率略有下降，我们预计公司 2024 年-2026 年研发费用率维持在 2.30%左右。

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、坚持“三费”压降。随着公司收入增加，销售费用率略有下降，我们预计公司 2024 年-2026 年的销售费用率分别为 0.45%、0.43%、0.40%。

表8：公司盈利预测假设条件（%）

	2023	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
营业收入增长率	3.2%	9.8%	10.0%	10.2%	8.0%	8.0%	5.0%	5.0%	3.0%	3.0%	3.0%
营业成本/营业收入	86.5%	86.2%	86.1%	86.0%	86.1%	86.1%	86.1%	86.1%	86.1%	86.1%	86.1%
管理费用/营业收入	3.2%	3.2%	3.1%	3.0%	3.1%	3.1%	3.0%	3.1%	3.1%	3.1%	3.1%
研发费用/营业收入	2.4%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%	2.3%
销售费用/销售收入	0.5%	0.5%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%	0.4%
营业税及附加/营业收入	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%	0.5%
所得税税率	17.8%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%	17.5%
股利分配比率	33.4%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所预测

表9：资本成本假定

无杠杆 Beta	1.11	T	17.50%
无风险利率	2.50%	Ka	9.72%
股票风险溢价	6.50%	有杠杆 Beta	1.16
公司股价	4.25	Ke	9.72%
发行在外股数	10165	E/(D+E)	94.86%
股票市值(E)	43202	D/(D+E)	5.14%
债务总额(D)	2341	WACC	9.75%
Kd	5.30%	永续增长率（10年后）	2%

资料来源：Wind，国信证券经济研究所假设

表10: 海油发展 FCFF 估值表

	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	TV
EBIT	3,914.1	4,435.0	5,066.3	5,310.0	5,798.3	6,117.7	6,390.4	6,602.0	6,804.6	7,004.3	
所得税税率	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	17.50%	
EBIT*(1-所得税税率)	3,229.1	3,658.9	4,179.7	4,380.7	4,783.6	5,047.1	5,272.1	5,446.7	5,613.8	5,778.6	
折旧与摊销	1,236.5	1,382.6	1,508.8	1,640.5	1,773.9	1,907.6	2,041.2	2,174.8	2,308.1	2,441.3	
营运资金的净变动	(1,205.9)	(161.3)	(149.2)	(102.3)	(139.6)	29.5	45.2	3.7	8.2	11.1	
资本性投资	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	(2,000.0)	
FCFF	1,259.7	2,880.2	3,539.3	3,919.0	4,417.9	4,984.2	5,358.5	5,625.1	5,930.1	6,231.0	82,046.9
PV(FCFF)	1,147.8	2,391.3	2,677.6	2,701.6	2,775.0	2,852.7	2,794.6	2,673.1	2,567.7	2,458.4	32,371.4
核心企业价值	57,411.3										
减: 净债务	(3,743.7)										
股票价值	61,155.0										
每股价值	6.02										

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11: 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				
		8.7%	9.2%	9.75%	10.2%	10.7%
永续增长率变化	3.5%	8.19	7.46	6.84	6.31	5.86
	3.0%	7.72	7.07	6.52	6.05	5.64
	2.5%	7.32	6.74	6.25	5.83	5.45
	2.0%	6.97	6.46	6.02	5.63	5.28
	1.5%	6.68	6.21	5.81	5.45	5.13
	1.0%	6.42	6.00	5.62	5.29	5.00
	0.5%	6.20	5.81	5.46	5.15	4.87

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 5.45-6.74 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: 5.46-6.24 元

我们选取 4 家国内油服行业的代表企业作为可比公司: (1) **中海油服、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, 在油气勘探、油气开发以及后期运营阶段的业务情况与海油发展高度相关。(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, 主营业务为以油气田地面工程服务、炼化工程服务、环境工程服务、储运工程服务、项目管理服务为核心的石油工程设计、施工及总承包等相关工程建设业务, 业务与海油发展相关。(3) **杰瑞股份** 是一家油田服务企业, 其业务包括海上油田钻采平台工程作业服务, 业务与海油发展相关。

中海油服: 公司隶属油田服务行业, 是中国近海最具规模的油田服务供应商, 也是亚洲地区功能最全、服务链最完整、最具综合性的海上油田服务公司。公司的

业务涉及石油及天然气勘探、开发及生产的各个阶段，主要分为钻井服务、油田技术服务、船舶服务、物探勘察服务四大板块。公司占据了国内近海油田技术服务市场大部分份额，其中固井、泥浆等服务在中国近海拥有绝对市场优势；公司在市场上拥有和操作规模最庞大和功能最广泛的大型装备群，具有较强的竞争能力，可服务于整个中国海域的油田服务市场。2023 年，公司营收 441.09 亿元，其中油田技术服务收入 257.57 亿元，占公司主营业务 58.39%。

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、物资采购、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、项目管理服务为核心的石油工程设计、施工及总承包等相关工程建设业务。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；炼油化工加快了赶超步伐，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%。

杰瑞股份：公司是一家油田服务企业，主营油田专用设备制造，油田、矿山设备维修改造及配件销售和海上油田钻采平台工程作业服务。公司重点聚焦海上平台及车载压裂酸化成套装备、固井成套装备、连管及液氮装备等钻完井和增产装备，目前海工类钻完井和增产装备，已服务于中海油、中东、非洲、南美洲等海域，完全满足国际海工装备的标准。2023 年，公司营收 139.12 亿元，其中油田服务及设备收入 93.05 亿元，主营业务占比为 66.88%。

表12: 相对估值表

公司名称	收盘价	EPS			PE			PB
	2024.7.5	2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E	2024E
中海油服	16.27	0.82	1.01	1.2	19.84	16.11	13.56	1.88
海油工程	6.03	0.45	0.53	0.62	13.40	11.38	9.73	1.08
中油工程	3.14	0.15	0.18	0.19	20.93	17.44	16.53	0.67
杰瑞股份	34.18	2.73	3.19	3.6	12.52	10.71	9.49	1.83
平均					16.67	13.91	12.33	1.37
海油发展	4.25	0.35	0.39	0.44	12.28	10.90	9.57	1.8

资料来源：可比公司均采用 Wind 一致预期，海油发展项目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 Wind 一致盈利预测，可比油服企业 2024 年的平均 PE 为 16.67 倍、2025 年平均 PE 为 13.91 倍。我们判断未来三年油价将保持在较高区间震荡，公司的能源技术服务、能源物流服务、低碳环保与数字化服务业务工作量稳健增长，随着中海油继续增储上产，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 14-16 倍 PE，对应股价为 5.46-6.24 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 5.46-6.24 元之间，对应 2025 年 PE 为 14-16 倍，相对于公司目前股价有 28.5%-46.8% 溢价空间。我们预计公司 2024-2026 年归母净利润分别为 35.2/39.6/45.1 亿元，每股收益 0.35/0.39/0.44 元/股，对应当前 PE 分别为 12.3/10.9/9.6 倍。首次覆盖，给予“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 5.46-6.24 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 2.5%、风险溢价 6.5%，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，选取了可比公司中海油服、海油工程、中油工程、杰瑞股份的 2024-2025 年平均预测 PE 作为相对估值的参考，最终给予公司 14-16 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 2024-2026 年 3 年收入增长 9.8%、10.0%、10.2%，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 2024-2026 年 3 年毛利率分别为 13.8%、13.9%、14.0%，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）						利润表（百万元）					
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	3739	8219	8000	9377	11373	营业收入	47784	49308	54160	59587	65666
应收款项	12660	10351	11129	12244	13493	营业成本	41792	42668	46712	51316	56467
存货净额	855	749	816	896	986	营业税金及附加	200	214	244	268	295
其他流动资产	2802	2899	3195	3516	3874	销售费用	234	245	244	256	263
流动资产合计	23313	24789	25710	28603	32297	管理费用	1688	1705	1800	1941	2064
固定资产	10597	11470	12285	12975	13539	研发费用	1330	1162	1246	1371	1510
无形资产及其他	2348	2355	2260	2166	2072	财务费用	0	10	(142)	(173)	(229)
投资性房地产	2171	3400	3400	3400	3400	投资收益	359	379	350	350	350
长期股权投资	2242	2892	2892	2892	2892	资产减值及公允价值变动	(55)	(16)	(20)	(20)	(20)
资产总计	40671	44906	46548	50036	54200	其他收入	(1176)	(970)	(1246)	(1371)	(1510)
短期借款及交易性金融负债	301	834	512	300	200	营业利润	2998	3860	4386	4938	5625
应付款项	11284	12724	12552	13780	15164	营业外净收支	(13)	(6)	0	0	0
其他流动负债	3266	3059	3343	3668	4031	利润总额	2984	3854	4386	4938	5625
流动负债合计	14851	16617	16408	17748	19395	所得税费用	487	686	768	864	984
长期借款及应付债券	1161	1507	1207	907	607	少数股东损益	81	87	99	112	127
其他长期负债	1619	1477	1277	1077	877	归属于母公司净利润	2416	3081	3519	3962	4514
长期负债合计	2780	2984	2484	1984	1484	现金流量表（百万元）					
负债合计	17631	19601	18892	19731	20879	净利润	2416	3081	3519	3962	4514
少数股东权益	712	677	741	814	897	资产减值准备	(678)	(32)	6	2	2
股东权益	22328	24628	26915	29491	32425	折旧摊销	1599	1598	1236	1383	1509
负债和股东权益总计	40671	44906	46548	50036	54200	公允价值变动损失	55	16	20	20	20
						财务费用	0	10	(142)	(173)	(229)
关键财务与估值指标											
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
每股收益	0.24	0.30	0.35	0.39	0.44	营运资本变动	(287)	2138	(1206)	(161)	(149)
每股红利	0.06	0.10	0.12	0.14	0.16	其它	737	90	59	71	81
每股净资产	2.20	2.42	2.65	2.90	3.19	经营活动现金流	3842	6891	3634	5276	5976
ROIC	12.22%	13.76%	14.85%	15.97%	17.80%	资本开支	0	(2269)	(2000)	(2000)	(2000)
ROE	10.82%	12.51%	13.08%	13.44%	13.92%	其它投资现金流	(1329)	686	0	0	0
毛利率	13%	13%	14%	14%	14%	投资活动现金流	(1484)	(2233)	(2000)	(2000)	(2000)
EBIT Margin	5%	7%	7%	7%	8%	权益性融资	57	0	0	0	0
EBITDA Margin	9%	10%	10%	10%	10%	负债净变化	793	346	(300)	(300)	(300)
收入增长	23%	3%	10%	10%	10%	支付股利、利息	(657)	(1030)	(1232)	(1387)	(1580)
净利润增长率	88%	28%	14%	13%	14%	其它融资现金流	(2099)	1192	(322)	(212)	(100)
资产负债率	45%	45%	42%	41%	40%	融资活动现金流	(1770)	(177)	(1853)	(1899)	(1980)
股息率	1.5%	2.4%	2.9%	3.2%	3.7%	现金净变动	588	4481	(219)	1377	1996
P/E	17.9	14.0	12.3	10.9	9.6	货币资金的期初余额	3151	3739	8219	8000	9377
P/B	1.9	1.8	1.6	1.5	1.3	货币资金的期末余额	3739	8219	8000	9377	11373
EV/EBITDA	14.7	12.8	12.1	10.8	9.7	企业自由现金流	0	4192	1260	2880	3539
						权益自由现金流	0	5729	755	2511	3328

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（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

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