

证券研究报告 / 公司深度报告

## 油服进入上升通道，公司拓展新能源赛道，未来可期

买入

首次覆盖

### 报告摘要:

**海工 EPCI 龙头，近年业绩高速增长。**国内唯一一家集海洋石油、天然气开发、液化天然气工程于一体的大型总承包商。2018 年营收见底后，公司近年业绩显著修复，2018-2021 年 CAGR 为 21.4%；2022 年前三季度，累计营收 195 亿元 (yoy+63%)，归母净利润 8.35 亿元 (yoy+52%)。预计 2022 年归母净利润 13.25-16.19 亿元 (yoy+258.1%+337.6%)，扣非归母净利润 7.75-9.47 亿元 (上年同期 708 万)。

**公司背靠中海油，受益增储上产和七年行动计划，叠加高油价驱动上游油气开发回暖。**我国油气对外依存度高，保供应和能源安全意义重大。中海油积极响应国家增储上产政策，2022 年资本支出 1000 亿元 (yoy+14%)，2023 年进一步上调资本支出预算总额为 1000-1100 亿元；叠加高油价驱动上游资本开支，2022 年全球上游油田服务投资达 4250 亿美元 (yoy+18.8%)，油服行业新周期开启，海油工程订单饱满，截止 2022 年前三季度公司累计承揽金额达到 174.26 亿元 (yoy+16%)。

**持续推进降本提质增效，毛利率触底回升，费用率持续下行，盈利能力提升。**近年公司订单饱满，高产能利用率摊薄固定成本，叠加数字化转型效率提升和原材料价格下降等因素，公司季度毛利率自 2018 年下探至局部低点后逐年抬升，未来仍有较大提升空间。近年公司在订单与作业量明显提升情况下，费用率保持下降趋势，净利率由 2018 年 0.72% 提升至 2022 年第三季度 4.25%。

**全球能源结构加速低碳转型，公司积极拓展海上风电业务，现已掌握核心技术。**预计 2022-2030 年海风新增装机量由 5GW 增至 41.5GW，CAGR 30%。公司非海洋工程项目收入由 2018 年 3.2 亿增至 2021 年 82.1 亿元。2022H1，公司承揽新能源业务 7.06 亿元，同比增长 384.8%。公司已掌握深远海浮式风电研发、设计和建造的核心技术，2022 年公司承建的“海油观澜号”完成浮体总装，成为浮式风电行业龙头。

**盈利预测与投资建议：**预计 2022-2024 年归母净利润分别为 14.8/ 18.5/ 23.9 亿元，同比增幅分别为 298.9%/ 25.6%/ 29.2%。对应 PE 分别为 20x/ 16x/ 12x。首次覆盖，给予“买入”评级。

**风险提示：**订单放缓，原材料涨价，业绩预测和估值判断不达预期

财务摘要 (百万元)	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入	17,863	19,795	31,473	36,342	41,776
(+/-)%	21.43%	10.82%	58.99%	15.47%	14.95%
归属母公司净利润	363	370	1,475	1,852	2,393
(+/-)%	1200.90%	1.79%	298.90%	25.56%	29.19%
每股收益 (元)	0.08	0.08	0.33	0.42	0.54
市盈率	56.13	57.63	20.14	16.04	12.42
市净率	0.88	0.90	1.25	1.17	1.09
净资产收益率 (%)	1.61%	1.64%	6.18%	7.32%	8.79%
股息收益率 (%)	1.04%	1.19%	1.19%	1.34%	1.64%
总股本 (百万股)	4,421	4,421	4,421	4,421	4,421

### 股票数据

2023/02/24

6 个月目标价 (元)	9.16
收盘价 (元)	6.72
12 个月股价区间 (元)	3.88-7.04
总市值 (百万元)	29,711.50
总股本 (百万股)	4,421
A 股 (百万股)	4,421
B 股/H 股 (百万股)	0/0
日均成交量 (百万股)	20

### 历史收益率曲线



涨跌幅 (%)	1M	3M	12M
绝对收益	0%	22%	40%
相对收益	3%	14%	50%

### 相关报告

《万华化学 (600309): 成本上涨致 Q3 盈利承压，新项目潜力待逐渐释放》

--20221027

《特种工程塑料: 尖端塑料产品，需求爆发在即》

--20220930

### 证券分析师: 唐凯

执业证书编号: S0550516120001  
021-20363260 tangkai@nesc.cn

### 研究助理: 赵哲

执业证书编号: S0550121050044  
13122632551 zhaoz\_7541@nesc.cn

## 目 录

<b>1.</b>	<b>中海油控股，亚太龙头海工装备 EPCI 总承包商 .....</b>	<b>5</b>
1.1.	二十年深耕，成就亚太最大海洋工程 EPCI.....	5
1.2.	中海油控股，公司处于中海油产业内部核心板块 .....	8
<b>2.</b>	<b>“七年行动计划”叠加全球油气开发回暖，海工新周期开启 .....</b>	<b>10</b>
2.1.	中海油积极响应国家增储上产，持续推进“七年行动计划”，增加资本开支.....	10
2.2.	海油工程紧随中海油战略规划，受益于“七年行动计划”.....	13
2.3.	高油价驱动上游资本开支，行业景气度回升，油服企业从中受益 .....	14
<b>3.</b>	<b>全球勘探新热点——海洋油气，海油工程进入“超深水时代” .....</b>	<b>18</b>
3.1.	海洋油气资源丰富，拥有巨大开发潜力 .....	18
3.2.	海洋油气开发成本下降，竞争力显著增强 .....	19
3.3.	海洋油气投资加速增长，油气勘探开发新热点 .....	20
3.4.	海油工程努力构建深水工程技术，进入深水、超深水时代 .....	21
<b>4.</b>	<b>全球能源行业向清洁低碳&amp;数字领域加速转型，公司新机会 .....</b>	<b>26</b>
4.1.	LNG 液化天然气应用前景明朗 .....	26
4.2.	公司承接 LNG，打造国内一流的 LNG 接收站总承包商 .....	28
4.3.	全球能源结构向可再生新能源转变，海上风电发展空间持续打开 .....	29
4.4.	培育海上风电工程总承包全产业链能力 .....	30
4.5.	海底数据中心，海洋&数字融合革新，新赛道 .....	33
4.6.	公司积极探索发展数字海洋新兴工程 .....	34
<b>5.</b>	<b>成本、现金控制能力提升，业绩新增长点显现.....</b>	<b>35</b>
5.1.	坚持控制成本，毛利率上行，利润率显著修复 .....	35
5.2.	公司持续推进降费增效，费用率水平表现优异 .....	38
5.3.	公司近年运营能力稳步提升 .....	38
5.4.	中海福陆——公司未来新增长引擎 .....	39
5.5.	公司坚持数字化转型，实现效率提升 .....	40
<b>6.</b>	<b>盈利预测 .....</b>	<b>42</b>
6.1.	关键性假设 .....	42
6.2.	相对估值 .....	42
6.3.	投资建议 .....	43

## 图表目录

图 1:	海洋油气工程 EPCI 总承包模式.....	5
图 2:	海油工程发展历程 .....	6
图 3:	海油工程业务板块划分 .....	7
图 4:	2012-2021 年海油工程业务板块及营收占比 .....	7

图 5: 2022 年三季度报公司股权结构 .....	8
图 6: 中海油海上油气资源开发内部分工体系 .....	9
图 7: 我国原油对外依存度 .....	10
图 8: 我国天然气对外依存度 .....	10
图 9: 2017-2021 年中海油净产量 (百万桶) .....	11
图 10: 2017-2021 年中海油净证实储量 (百万桶) .....	11
图 11: 中海油历年资本开支金额 .....	11
图 12: 中海油历年用于开发与生产资本支出金额 .....	11
图 13: 2016-2022 年中海油资本开支占比分布 .....	12
图 14: 2017-2021 年海油工程营业收入 .....	13
图 15: 海油工程营收与中海油关联性 .....	13
图 16: 2016-2021 年海油工程新签订单 .....	13
图 17: 2016-2021 年底海油工程在手订单 .....	13
图 18: 油价主导油服行业周期变化 .....	14
图 19: 中海油利润率与油价关系 .....	14
图 20: 全球钻机数与全球上游资本开支 .....	15
图 21: 全球上游资本开支与布伦特油价 .....	15
图 22: 新冠疫情爆发以来的全球原油需求走势 (百万桶/天) .....	15
图 23: 三大主要产油国地区原油产量 (万桶/天) .....	16
图 24: 美国与 OECD 国家原油库存量 .....	16
图 25: IEA 对全球原油需求的预期 .....	17
图 26: IEA 对全球原油供需平衡的预期 .....	17
图 27: 近十年全球海上新发现油气储量占比 .....	18
图 28: 全球海洋油气资源分布图 .....	19
图 29: 中海油 2013-2021 年桶油成本及作业费用 .....	19
图 30: 2018-2025 年油气开发投资金额对比 (亿美元) .....	20
图 31: 陆地与海上油气投资规模 .....	20
图 32: 2012-2022 海油工程研发投入 .....	21
图 33: 2021 年行业可比公司技术人员数量 (人) .....	21
图 34: “深海一号”水下生产系统分布示意图 .....	22
图 35: “深海一号”能源站 .....	22
图 36: “海基一号”高度已接近埃菲尔铁塔 .....	23
图 37: “海基一号”将服役于南海陆丰油田群 .....	23
图 38: 深水管汇系统水下作业示意图 .....	24
图 39: 深水水下多功能管汇系统天津交付现场 .....	24
图 40: FPSO 工作原理示意图 .....	24
图 41: 公司承建的壳牌企鹅 FPSO .....	25
图 42: 公司自主设计建造 FPSO 流花 11-1/4-1 项目 .....	25
图 43: 2015-2021 年我国液化天然气产量及增速 .....	26
图 44: 2015-2021 年我国液化天然气进出口数量 .....	26
图 45: 2015-2021 年我国液化天然气表观消费量及增速 .....	27
图 46: 2019-2022 年全球新增加 LNG 船舶订单数量 .....	28
图 47: 2016-2021 年各地区新增海风装机占比 .....	29
图 48: Seagreen 项目风电导管架 .....	31
图 49: 海油观澜号 .....	32

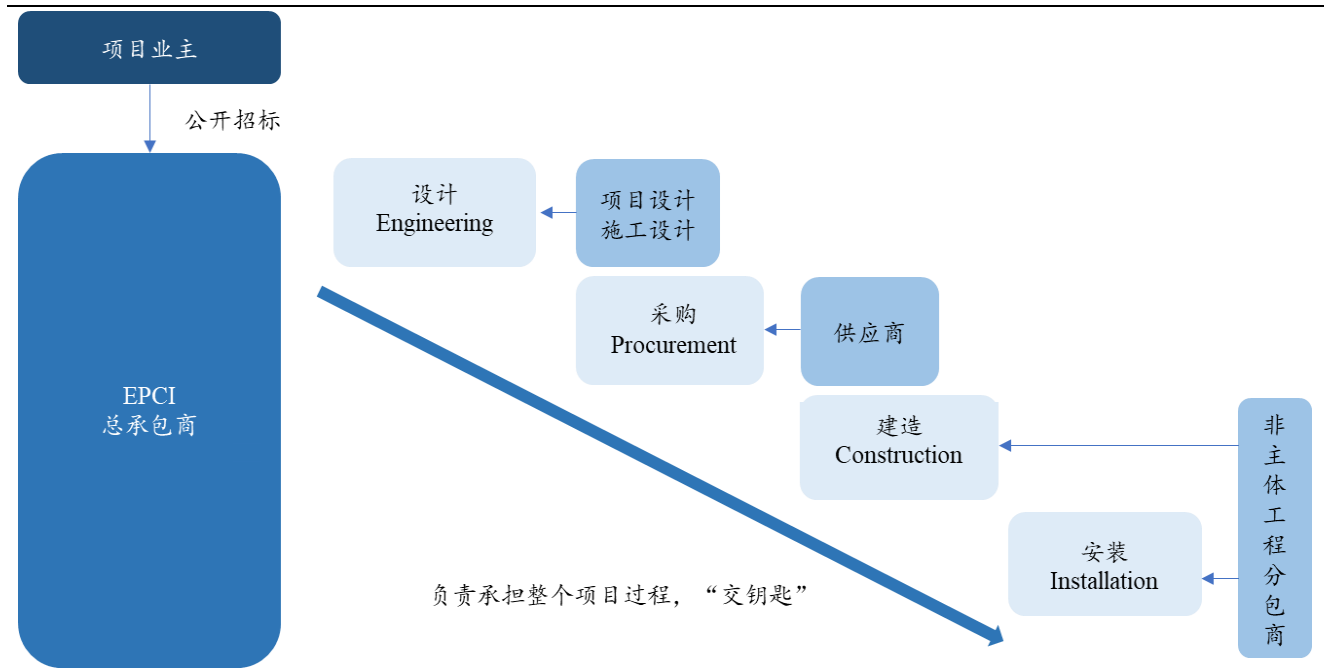
图 50: “海洋石油 286”在进行海上安装作业 .....	33
图 51: 各类数据中心解决方案 PUE 对比 .....	34
图 52: 公司与海兰云联合研制的海底数据中心 .....	34
图 53: 2017-2022Q3 海油工程营业收入 .....	35
图 54: 2017-2022Q3 海油工程归母净利润 .....	35
图 55: 公司分季度营业收入与毛利率 .....	36
图 56: 海油工程 2017-2022 年分季度毛利率 .....	36
图 57: 2017-2021 海油工程分地区营业收入 .....	37
图 58: 2017-2021 年海油工程分地区毛利率 .....	37
图 60: 2010-2021 年海油工程营收及各项费用率 .....	38
图 61: 2021-2022 年海油工程净利率&费用率对比 .....	38
图 62: 2017 年-2022 年海油工程运营能力 .....	39
图 63: 2017-2021 年净利润与经营活动现金净流量 .....	39
图 64: 2017-2021 年海油工程自由现金流 .....	39
图 65: 2016-2021 年公司对中海福陆投资收益 (万元) .....	40
图 66: 海油工程基地面积对比 .....	40
图 67: 天津智能化制造基地全景 .....	41
表 1: 中海油 IPO 募集资金拟投资的油气开发项目 .....	12
表 2: 海油工程十大工程技术及十大技术装备 .....	22
表 3: 公司 FPSO 订单情况 .....	25
表 4: 公司重点 LNG 项目实施进度 (截至 2022 年 9 月 30 日) .....	28
表 5: 行业内可比公司 .....	43

## 1. 中海油控股，亚太龙头海工装备 EPCI 总承包商

### 1.1. 二十年深耕，成就亚太最大海洋工程 EPCI

海油工程是国内唯一一家集海洋石油、天然气开发工程和液化天然气工程于一体的大型工程总承包公司。主营业务包括海洋油气资源开发阶段提供工程设计、陆地建造、海上安装、调试、维修等专业工程和技术服务。公司凭借出色的海洋工程专业技术以及多年 EPCI 总承包作业经验，已然成为亚太地区最大，实力最强劲的海洋油气工程 EPCI（设计、采办、建造、安装）总承包商之一。

图 1：海洋油气工程 EPCI 总承包模式



数据来源：公司公告，东北证券

#### 公司发展重要时间节点：

2002 年，海洋石油工程股份有限公司在上交所上市；

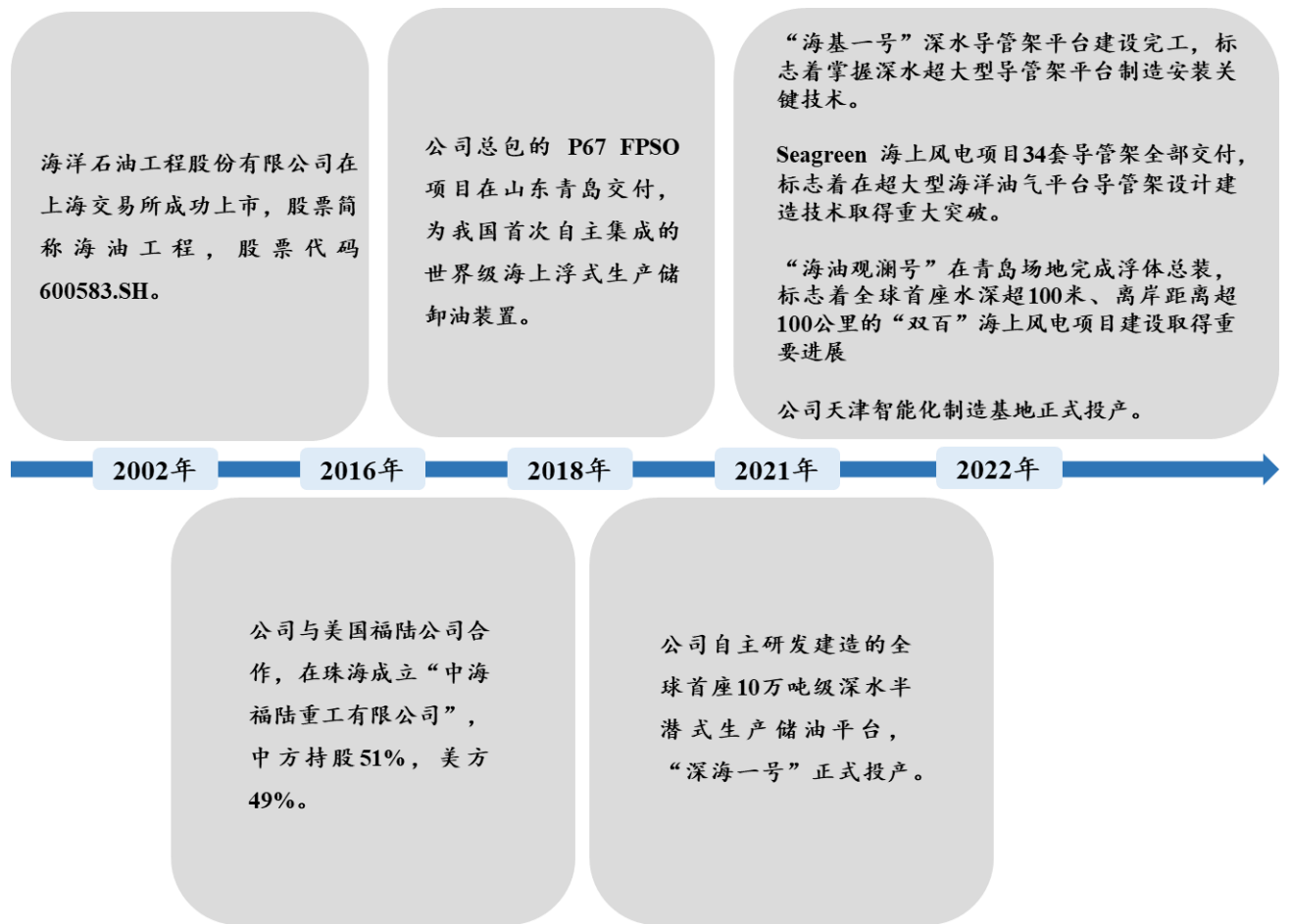
2016 年公司与美国陆福（Fluor）公司合作，在珠海成立中海陆福重工有限公司，海油工程持股占比 51%，规划建设珠海基地，主要从事深水海洋工程装备制造，基地项目总投资为 101 亿元，占地面积约 207 万平方米。

2018 年由公司总包的我国首座自主集成的世界级海上浮式生产储卸油装置在青岛交付，标志着公司已形成 FPSO 总包能力；

2021 年自主研发建造的全国首座 10 万吨级深水半潜式生产储油平台“深海一号”投产，标志着公司工程能力完成由深水至超深水跨越；

2022 年公司完成“海基一号”深水导管架平台建设，交付 Seagreen 风电项目导管架，完成“海油观澜号”总装，均标志着公司深远海工程技术取得重大突破。同年，公司在天津智能化制造基地正式投产，标志着公司实现智能化数字化转型。

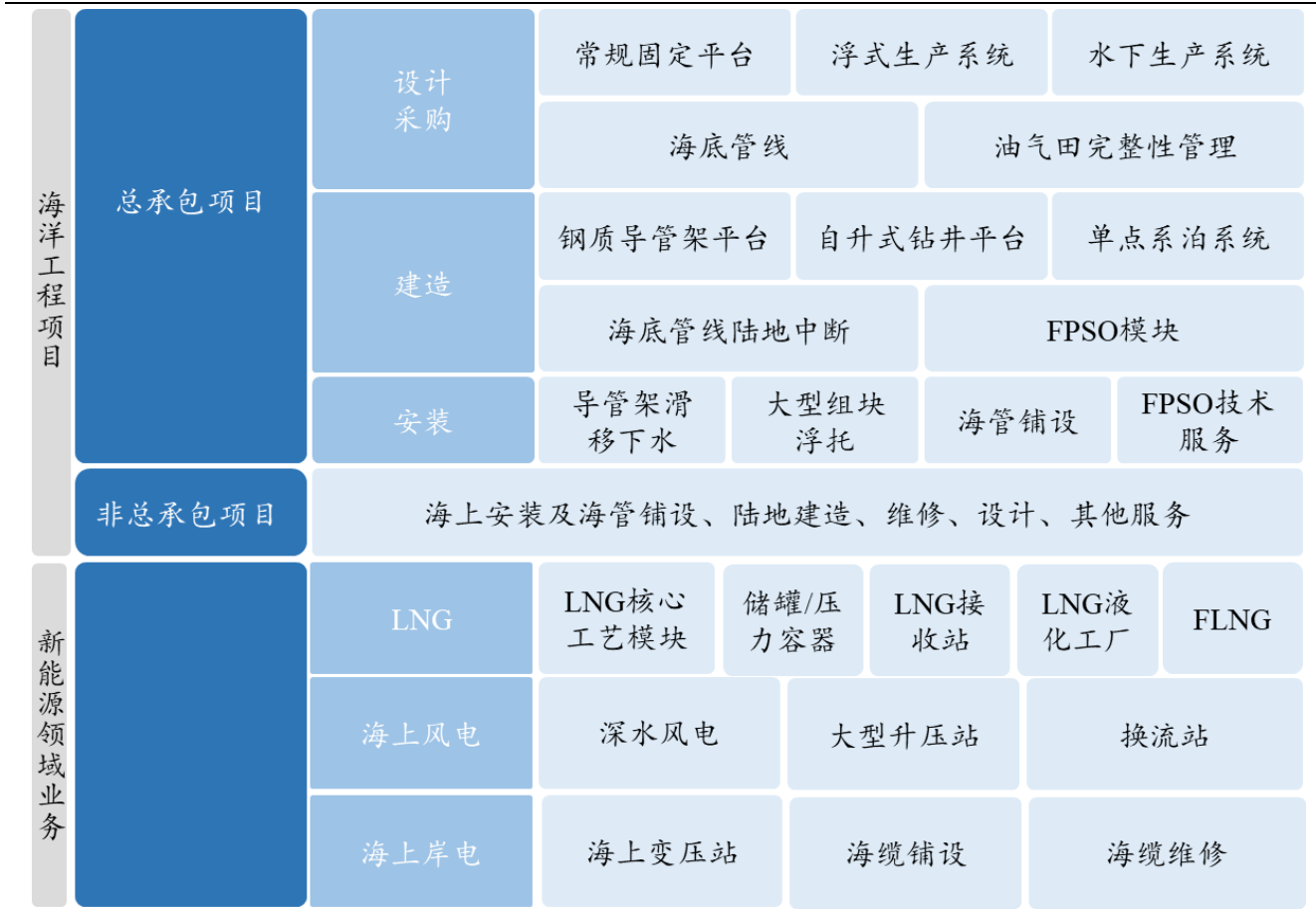
图 2：海油工程发展历程



数据来源：公司公告，东北证券

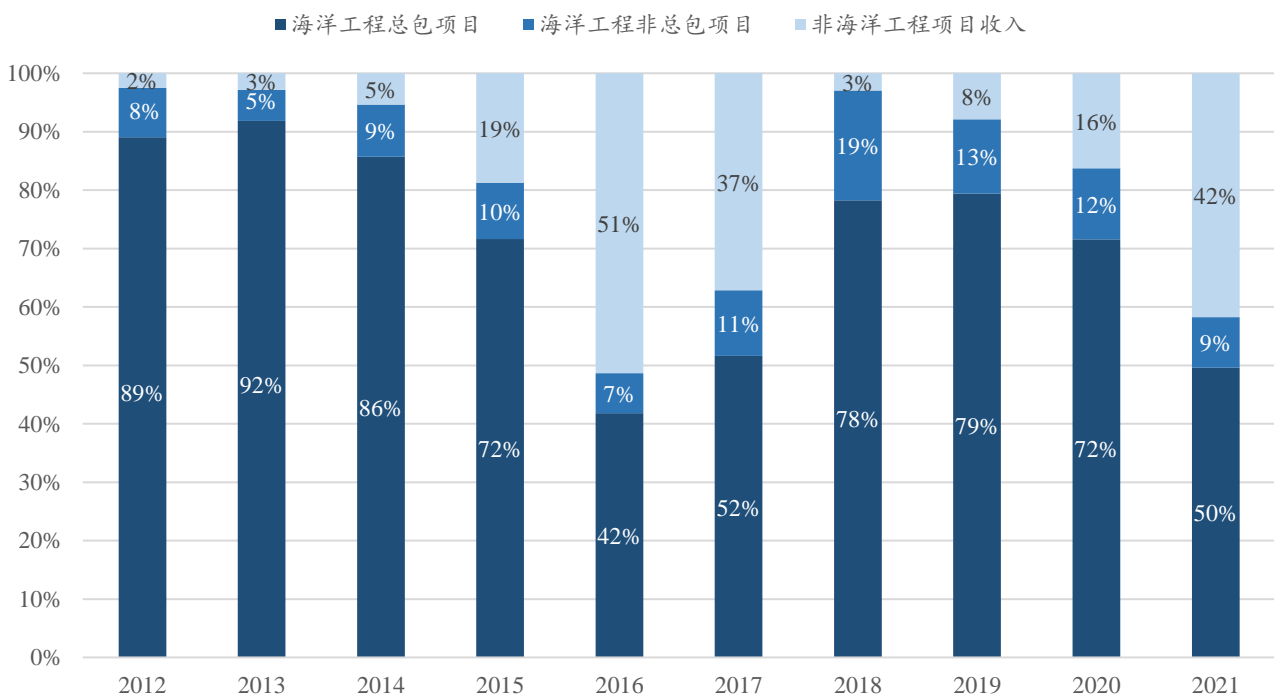
公司坚持巩固提升海洋油气工程主业，同时多元化布局拓展综合能力。近年，公司持续巩固提升海洋油气工程主业，深水作业能力不断提升，实现由深水到超深水总包能力的跨越。同时公司紧密跟随全球油气行业发展大趋势，加快向绿色低碳、清洁能源业务发展，不断拓展综合能力和发展空间。目前公司已经培育形成了深水工程、FPSO 工程、LNG 工程（含 LNG 模块化建造、LNG 接收站和液化工厂工程）、海上风电及海上岸电等产业和能力。2021 年公司海洋工程板块贡献营业收入 114.5 亿元，占总营收比重 57.84%，其中总承包项目 97.52 亿元，非总承包项目 16.98 亿元。非海洋工程板块贡献营业收入 82.06 亿元，占营收比重 41.46%。

图 3：海油工程业务板块划分



数据来源：公司公告，东北证券

图 4：2012-2021 年海油工程业务板块及营收占比

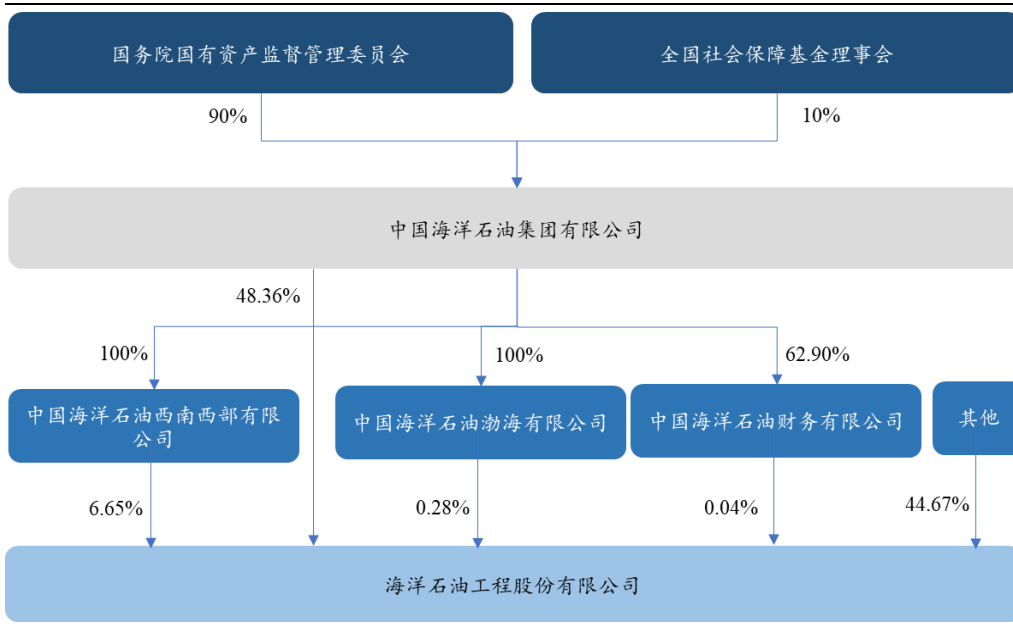


数据来源：公司公告，东北证券

1.2. 中海油控股，公司处于中海油产业内部核心板块

海油工程股权较为集中，中海油合计持股 55.33%，为公司控股股东。中海油直接持有公司 48.36% 的股份，同时通过旗下子公司中国海洋石油南海西部有限公司、中国海洋石油渤海有限公司以及中海石油财务有限责任公司间接持股 6.65%/ 0.28%/ 0.04%。

图 5: 2022 年三季度报公司股权结构

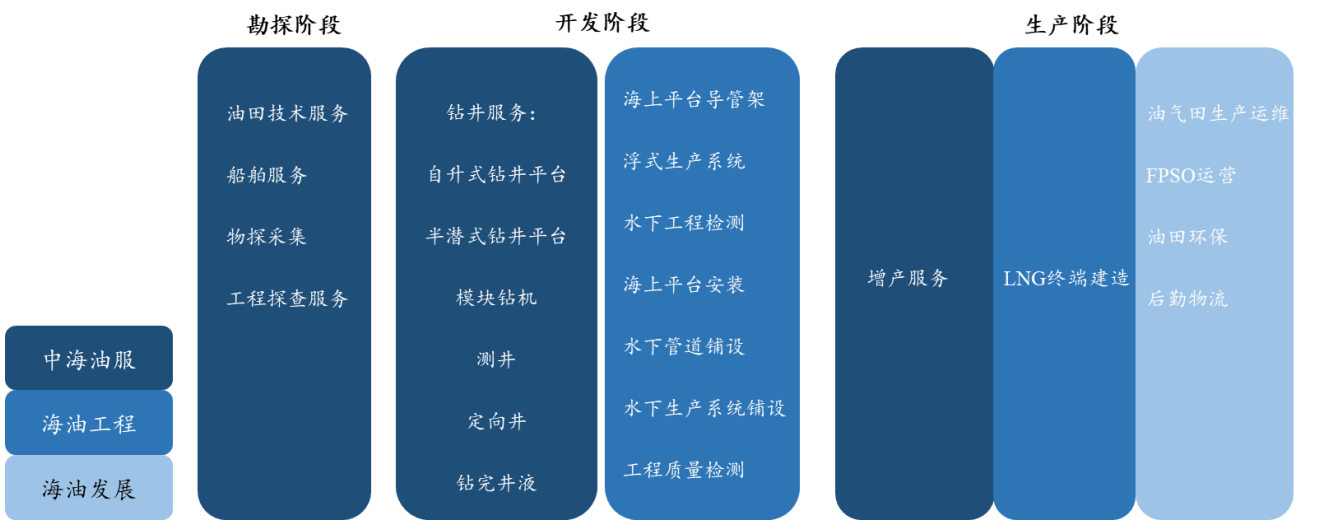


数据来源：公司公告，东北证券

海油工程处于中海油产业内部核心板块，主要担任海上油气田开发阶段的建设任务。中海油集团内部关于海上油气资源开发利用周期的分工，主要涉及中海油服（601808.SH）、海油工程（60053.SH）与海油发展（600968.SH）三家上市公司，三家公司相互分工明确。中海油服的主要业务聚焦于海上油气田勘探阶段的近海物探采集、工程勘察服务和开发阶段的钻井平台服务；海油工程聚焦开发阶段的海上平台导管架、浮式生产系统等设计建造、安装和海底管道、水下生产系统铺设等；海油发展主要提供生产阶段的能源技术服务、环保数字化、物流管理等业务。



图 6: 中海油海上油气资源开发内部分工体系



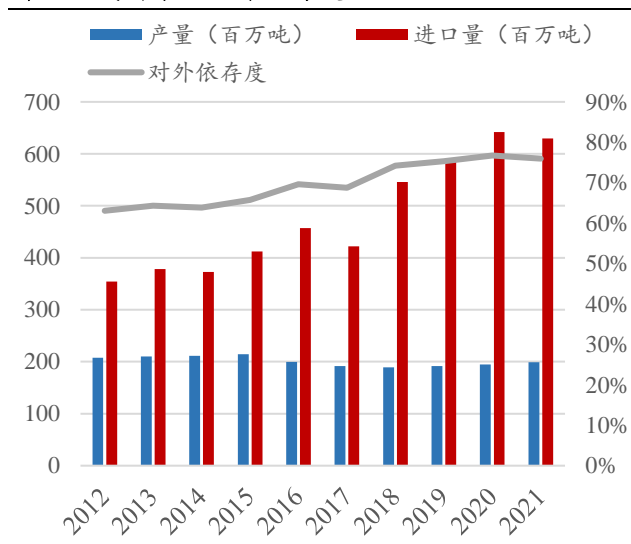
数据来源: 公司公告, 东北证券

## 2. “七年行动计划”叠加全球油气开发回暖，海工新周期开启

### 2.1. 中海油积极响应国家增储上产，持续推进“七年行动计划”，增加资本开支

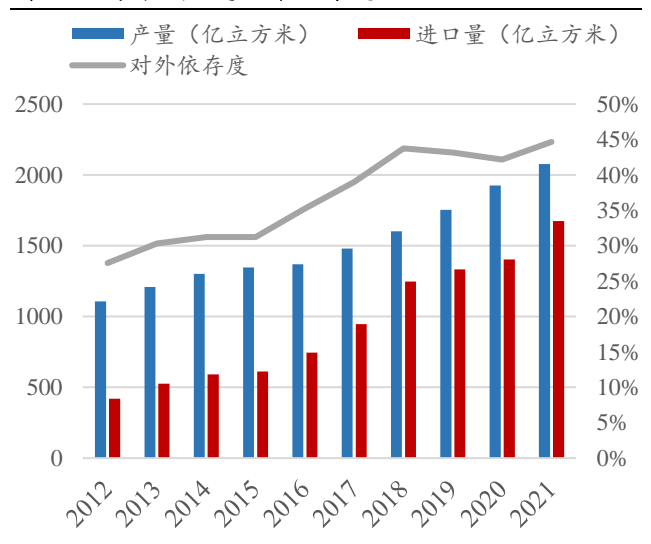
国家“七年行动计划”持续推进，增储上产，保障油气供应、确保能源安全意义重大。油气安全是能源安全的核心，过去十年里，我国石油、天然气对外依存度不断提高，2020年分别高达75%/40%以上。国际形势变化，势必会影响经济安全甚至是国家安全。2019年，国家能源局正式实施2019-2025年油气行业增储上产“七年行动计划”，提升油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力；二十大报告中，国家再次强调深入推进能源革命，加大油气资源勘探开发和增储上产力度。另外，2022年俄乌冲突导致了国际能源市场的剧烈动荡，进一步给国家能源安全敲响了警钟，“七年行动计划”对于保障国内油气供应和国家能源安全意义重大。

图 7：我国原油对外依存度



数据来源：公司公告，东北证券

图 8：我国天然气对外依存度

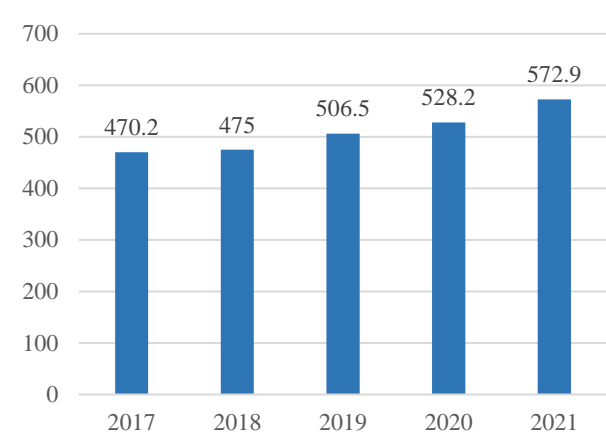


数据来源：公司公告，东北证券

中海油积极响应国家增储上产工作要求，肩负保障国家能源安全重要责任。中海油作为国内“三桶油”之一，推动油气资源储量与产量提升是公司必须坚决执行的工作。2019年中海油提出《关于中国海油强化国内勘探开发未来“七年行动计划”》，到2025年勘探工作量与探明储量较计划期初翻一倍，2017年中海油海上石油天然气勘探石油总储量为26.13亿桶，意味着到2025年公司目标探明储量将超50亿桶，明确的未来油气产量目标保障其长期工程建设工作量稳中向上。

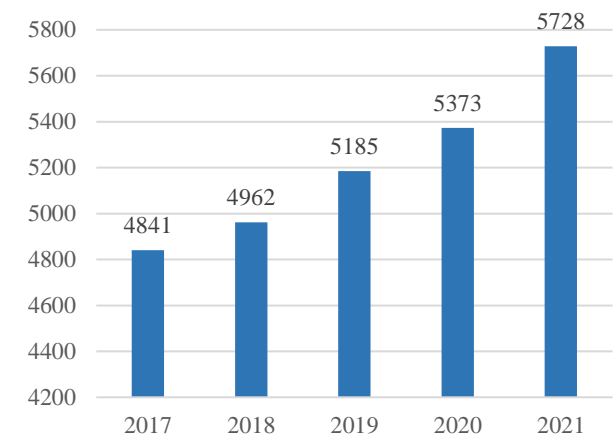
中海油油气产量与净证实储量均创新高。中海油主要的原油和天然气产区集中在中国境内，主要集中在渤海、南海西部与南海东部；境外产量近年基本保持平稳。2021年，渤海、南海西部与南海东部贡献了65.3%的储量和53.2%的产量。得益于陵水17-2、流花21-2、旅大6-2等项目的勘探、投产，2021年中海油实现了5.7亿桶的净产量与57.3亿桶的净证实储量，均创新高。另外，中海油2022年公告中就2022年至2024年三年油气净产量制定明确量化目标，净产量将分别为6.1/6.6/6.9亿桶，CAGR维持在6%水平。

图 9: 2017-2021 年中海油净产量 (百万桶)



数据来源: 公司公告, 东北证券

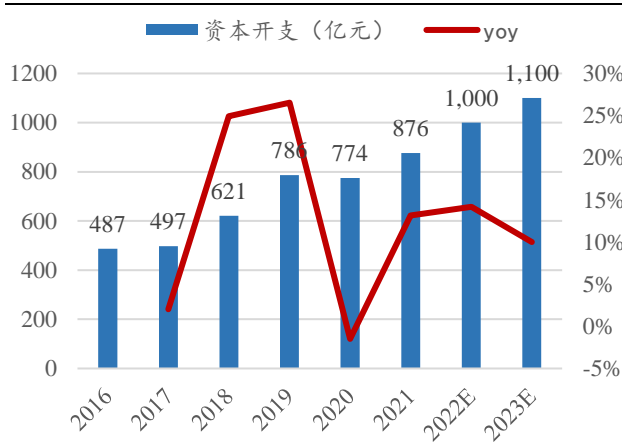
图 10: 2017-2021 年中海油净证实储量 (百万桶)



数据来源: 公司公告, 东北证券

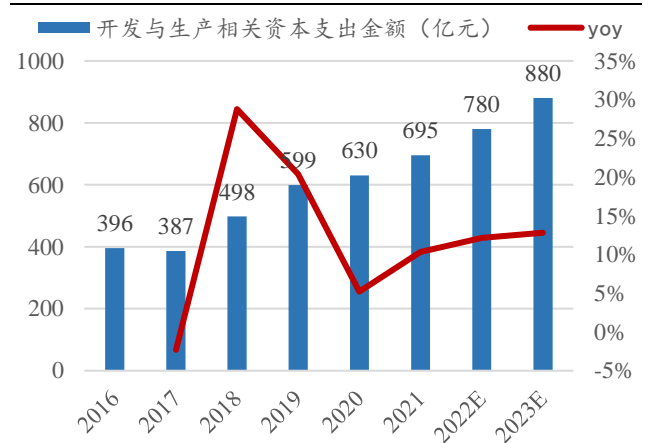
“七年行动计划”的推动下, 中海油开发投入稳健提升, 持续增加上游资本支出。近年, 中海油资本开支金额保持稳定增长, 我们预计未来中海油会保持甚至扩大上游勘探和开发的资本支出水平。2021 年中海油资本支出达到 875.9 亿元, 同比增长 13.07%, 近 5 年 GAGR 为 12.5%, 其中开发相关费用占资本支出比例约为 79%。2022 年前三季度中海油资本支出达到 689.9 亿元, 同比增加 20.6%, 中海油在 2022 年经营策略中披露公司预计 2022 年实际资本支出将达到 1000 亿元, 同比增长约 14%, 其中规划用于油气开发和生产的金额约 780 亿元, 开发和生产占比分别为 57% 和 21%, 计划投产 13 个新项目, 以保证未来三年公司产量的快速增长。2023 年, 中海油进一步上调资本支出预算, 预算总额为 1100 亿元人民币, 其中开发、生产资本化支出预计分别占资本支出预算总额 59%/ 21%。

图 11: 中海油历年资本开支金额



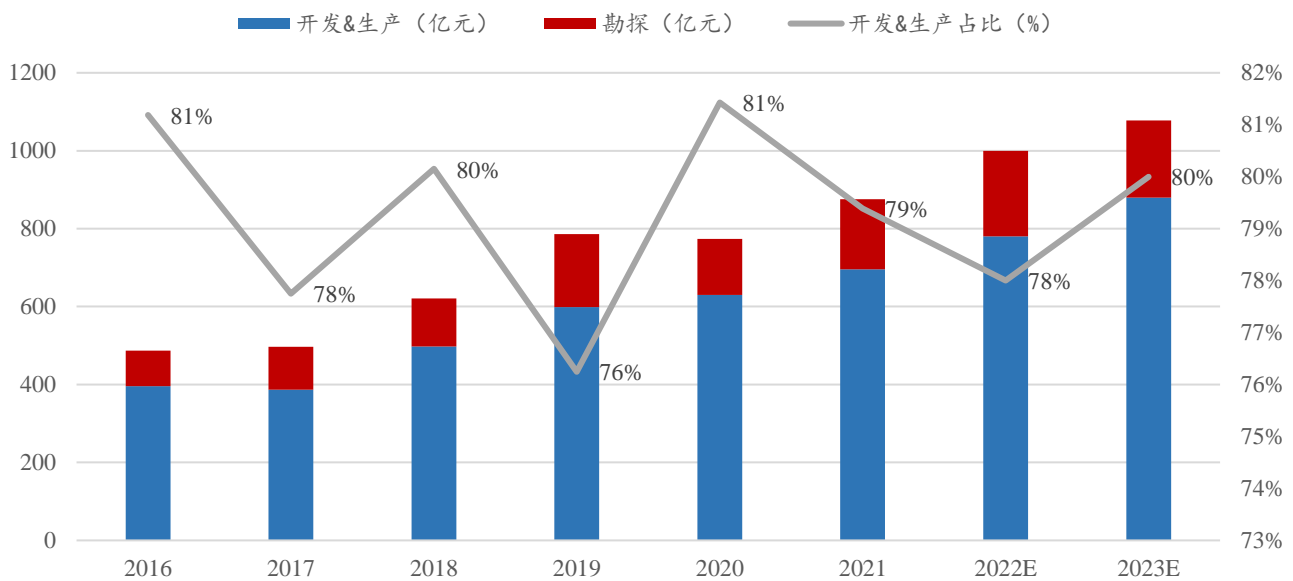
数据来源: 中海油财报, 东北证券

图 12: 中海油历年用于开发与生产资本支出金额



数据来源: 中海油财报, 东北证券

图 13: 2016-2022 年中海油资本开支占比分布



数据来源: 中海油财报, 东北证券

中海油发力深远海, 资本支出向国内南海倾斜。相比渤海、东海, 南海为深水水域, 平均作业水深 1500 米, 深水气田储量超千亿立方米, 深水项目单个价值高, 开发难度大。2022 年 4 月, 中海油回归 A 股, 募集超过 320 亿元, 主要用于 8 个国内外大型油气田开发项目及补充流动资金, 其中南海海域项目共 4 个, 投资总额约 471.9 亿元。另有渤海项目 2 个, 圭那亚乔治敦项目 2 个。中海油资本支出向南海倾斜, 加快南海深水、超深水项目开发, 同时加快推进海外项目恢复。

表 1: 中海油 IPO 募集资金拟投资的油气开发项目

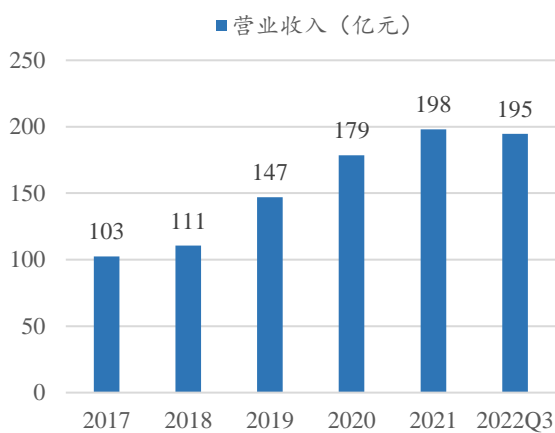
项目名称	计划投产时间	项目地理位置	项目产能	投资总额	公司拥有项目权益比例
圭亚那 Payara 油田开发项目	2024 年	圭亚那乔治敦近海约 200 公里处	22 万桶/天	28.86 亿美元	25%
流花 11-1/4-1 油田二次开发项目	2023 年 12 月	中国南海珠江口盆地	90.10 万吨/年	90.5 亿元	100%
圭亚那 Liza 油田二期开发项目	2022 年	圭亚那乔治敦近海约 200 公里处	22 万桶/天	22.26 亿美元	25%
陆丰油田群区域开发项目	2021 年 12 月	中国南海珠江口盆地	180.90 万吨/年	119.60 亿元	100%
陵水 17-2 气田开发项目	2021 年 12 月	中国南海琼东南盆地北部海域	33.90 亿立方米/年	235.63 亿元	100%
陆丰 12-3 油田开发项目	2023 年 8 月	中国南海珠江口盆地陆丰凹陷东侧	152 万吨/年	26.17 亿元	60.80%
秦皇岛 32-6/曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程项目	2021 年 9 月	渤海中西部海域	-	37.05 亿元	100%
旅大 6-2 油田开发项目	2022 年 9 月	中国渤海辽东湾海域中南段	50.8 万吨/年	31.09 亿元	100%
补充流动资金				50.00 亿元	

数据来源: 中海油财报, 东北证券

## 2.2. 海油工程紧随中海油战略规划，受益于“七年行动计划”

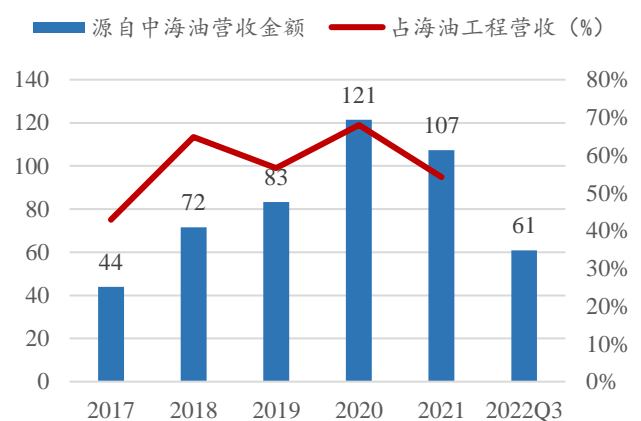
海油工程紧随中海油战略规划，公司业绩近年稳步提升。中海油作为海油工程第一大客户，双方保持紧密协作关系，海油工程营收中来自中海油的营收占比常年保持在60%至70%高位区间。受益于“七年行动计划”，中海油海洋油气开发持续有力推进，海油工程海洋油气工程建设需求旺盛，为公司业务发展带来了良好机遇。中海油持续在南海、渤海等各大海域启动油气开发项目，海油工程作为中海油海洋油气工程建设的核心力量，公司承揽的海上油气工程订单显著增长，业绩稳步提升，2018年至2021年，公司营业收入由110亿元提升至198亿元，CAGR达21.4%；归母净利润由0.8亿元增长至3.7亿元，CAGR达66.6%。

图 14: 2017-2021 年海油工程营业收入



数据来源：公司公告，东北证券

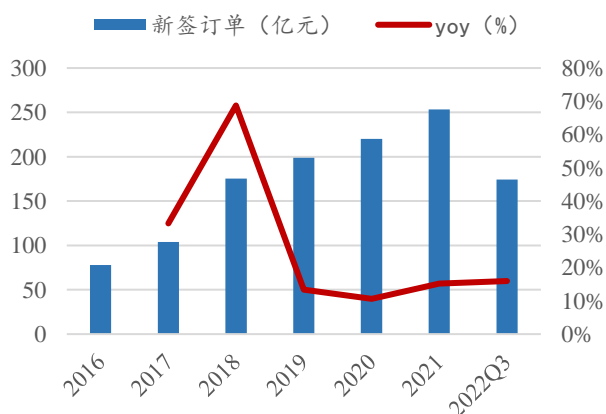
图 15: 海油工程营收与中海油关联性



数据来源：公司公告，东北证券

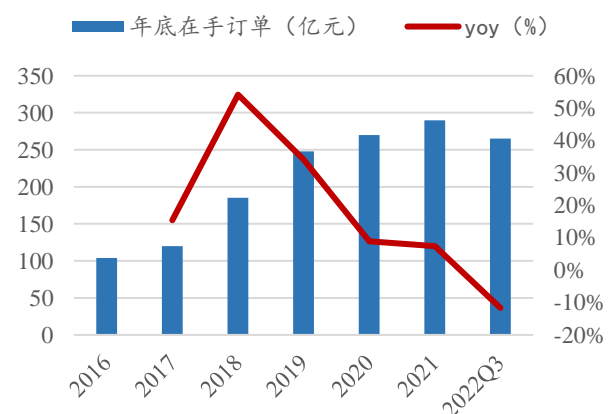
海油工程新签订单，年底在手订单持续增长，为公司业绩提供强有力支撑。公司新签订单保持逐年稳定增长，2016年-2021年，新签订单由78亿增长至253亿，CAGR26.5%。截止2022年前三季度公司累计承揽金额达到174.26亿元，同比增长16%，公司在手未完成订单约265亿元，在手订单充裕，“七年行动计划”的不断推进，为公司后续发展提供了有力支撑。

图 16: 2016-2021 年海油工程新签订单



数据来源：公司公告，东北证券

图 17: 2016-2021 年底海油工程在手订单

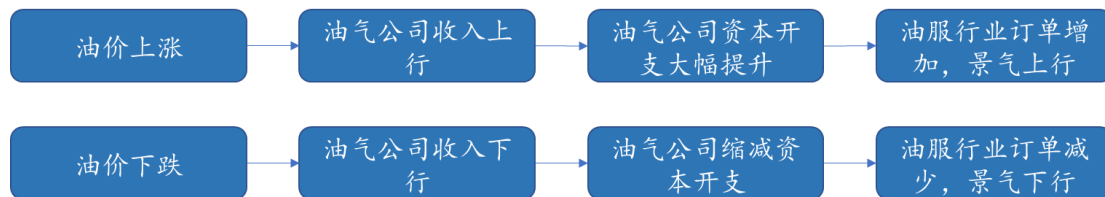


数据来源：公司公告，东北证券

### 2.3. 高油价驱动上游资本开支，行业景气度回升，油服企业从中受益

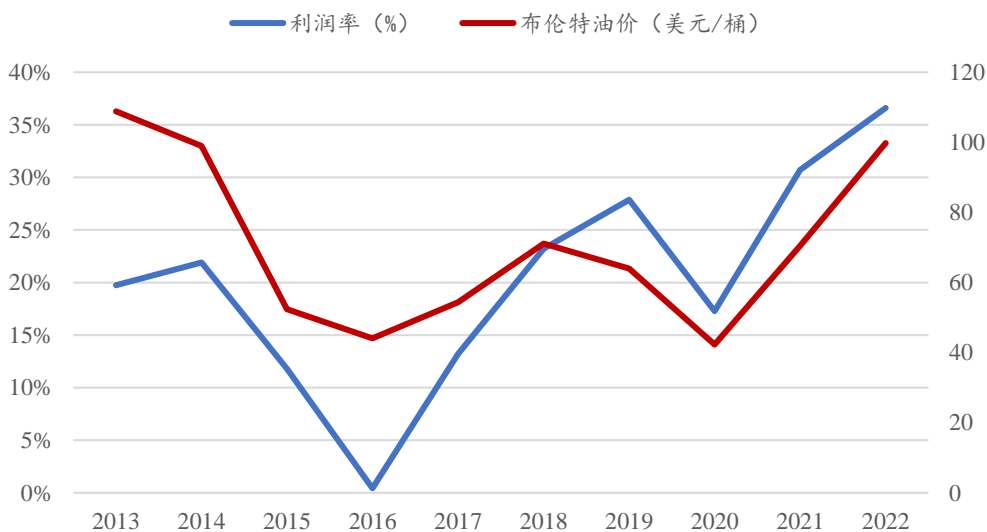
油服行业景气度变化受油价变化和上游资本开支影响。行业景气度可由油价和上游资本开支判断，石油公司的上游资本开支决策与油价正向相关。油价上行，油气公司利润率上升，驱动上游资本开支增加，资本开支投入直接决定了油服行业的资金投入量。

图 18: 油价主导油服行业周期变化



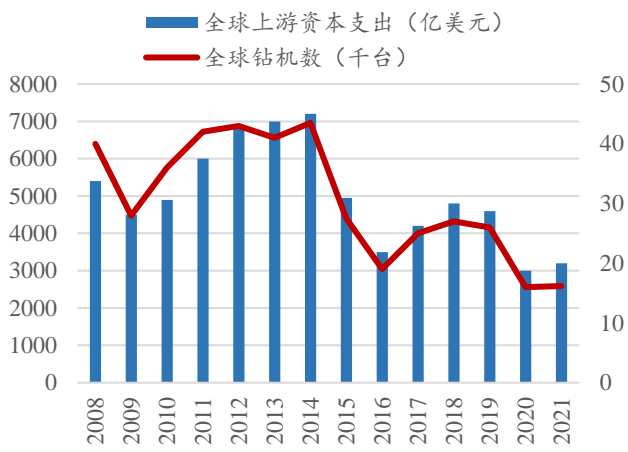
数据来源：东北证券

图 19: 中海油利润率与油价关系



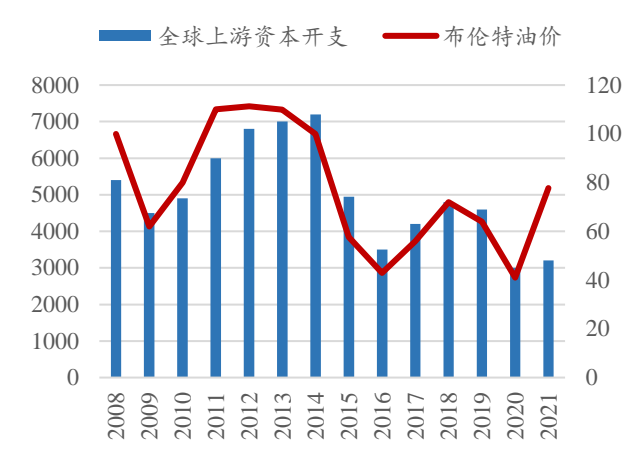
数据来源：中海油公告，同花顺，东北证券

图 20: 全球钻机数与全球上游资本开支



数据来源: IHS, 东北证券

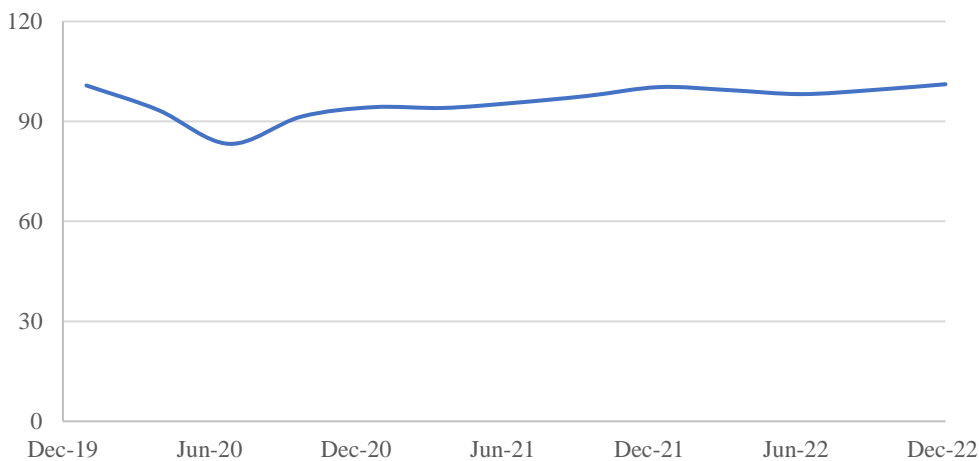
图 21: 全球上游资本开支与布伦特油价



数据来源: IHS, 东北证券

全球疫情得到控制，原油需求恢复，叠加俄乌战争导致天然气价格飙升，替代效应进一步刺激原油需求。2019 年底新冠疫情以来，陆地交通运输、航空物流、旅游出行等方面都受到了极大影响，根据 OPEC 统计，2020Q2 全球原油需求量暴跌超过 17 百万桶/天，达到区域低点 83.27 百万桶/天，油价大跌。2021 年新冠疫情逐渐控制，各国逐渐开始采用宽松的防疫政策，全球原油需求开始逐渐恢复，已经接近新冠疫情爆发之前的水平。随着 2022 年 12 月国内完全放开疫情封锁，疫情解封，未来原油需求将进一步复苏。另外，俄乌冲突导致天然气价格飙升，部分国家转向使用原油作为天然气的替代品用于发电和能源储备，进一步刺激了全球原油需求上行。

图 22: 新冠疫情爆发以来的全球原油需求走势 (百万桶/天)



数据来源: OPEC, 东北证券

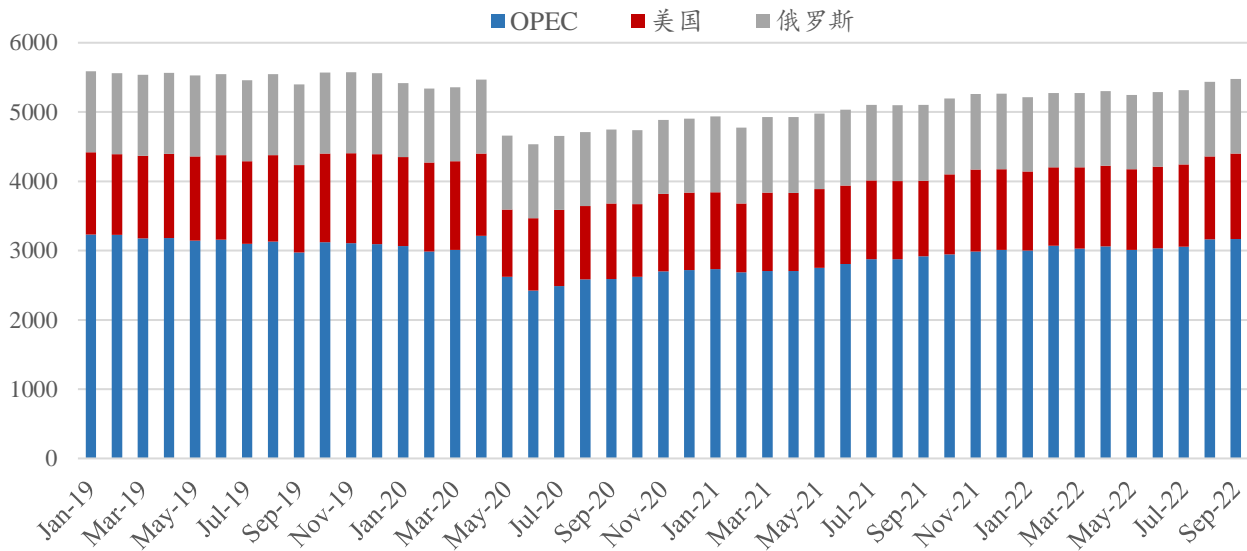
供给方面，全球原油供给恢复缓慢，叠加全球原油库存处于低位，缓冲能力不足。

**OPEC+增产意愿不强。**OPEC+宣布从 2022 年 11 月开始，沙特和俄罗斯等主要产油国将联合减产 200 万桶/日，这是 OPEC+自 2020 年新冠疫情开始同意大幅减产以来的最大力度减产，OPEC+等主要产油地区增产意愿不足。叠加俄乌冲突，欧盟对俄罗斯海上原油进口实施禁运，俄罗斯原油出口被限制，石油市场不确定性增强。根据 OPEC、EIA 与俄罗斯国家能源部相关数据显示，三大主要产油国产量恢复相对

较慢，并未恢复至疫情以前水平，此外 OPEC+ 在 12 月 4 日的会议上考虑继续减产，全球原油供给恢复乏力，原油供需紧平衡或将持续。

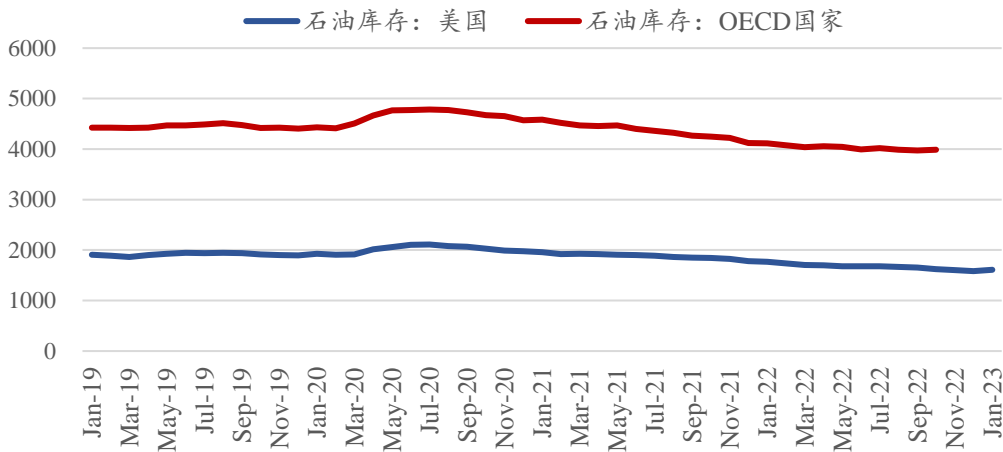
目前全球原油库存处于低位。根据 EIA 统计，美国与 OECD 国家原油库存从 2020 年中持续下跌，2022 年八月美国与 OECD 国家原油库存量已下跌至 1657.4 百万桶与 3984.8 百万桶，均已达到近年最低水平，对供给格局的缓冲能力不足，原油价格波动幅度放大。

图 23: 三大主要产油国地区原油产量 (万桶/天)



数据来源: OPEC, EIA, 俄罗斯国家能源部, 东北证券

图 24: 美国与 OECD 国家原油库存量

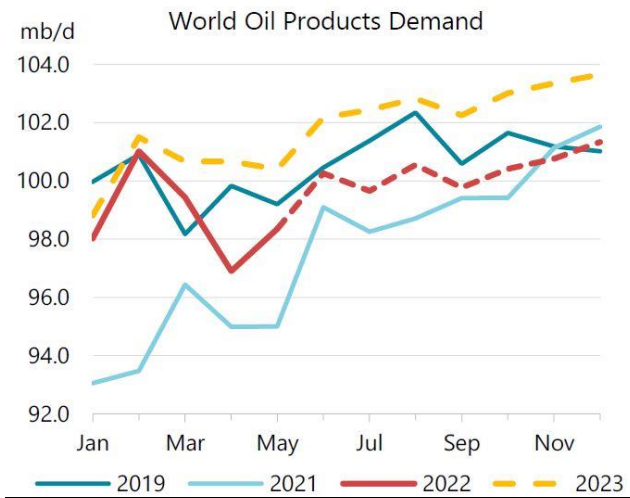


数据来源: EIA, 东北证券

需求恢复叠加供给不足，全球原油或在 2023Q2 出现供给缺口。IEA 在 2023 年 2 月月报中进一步上调全球石油需求预测，将今年第一季度全球石油需求预估上调了 50 万桶/天，预计 2023 年全球石油需求将增加 200 万桶/天，达到创纪录的 1.019 亿桶/天。此外，IEA 预计继 2022Q1 原油供给需求出现缓和之后，2023Q2 开始全球又将出现明显的供给缺口。

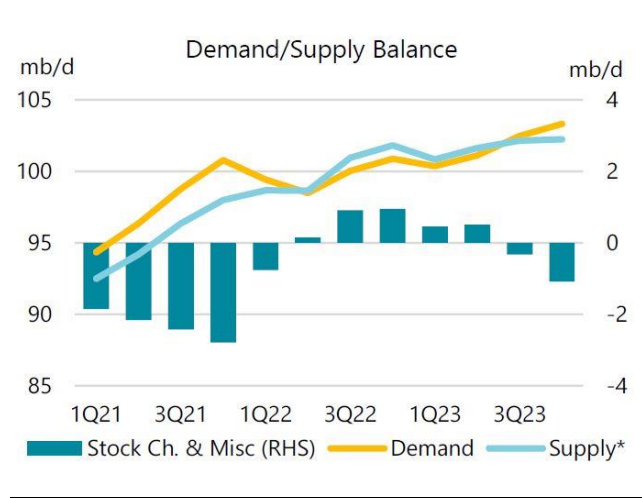


图 25: IEA 对全球原油需求的预期



数据来源: IEA, 东北证券

图 26: IEA 对全球原油供需平衡的预期



数据来源: IEA, 东北证券

**综合原油供给、需求、库存等情况，油价维持高位整荡。**原油需求恢复叠加供给不足，原油价格上行，美国与 OECD 国家原油库存量已下跌至近年最低水平，缓冲能力不足，原油价格波动幅度放大，未来一段时间油价有望维持高位震荡。根据世界银行统计，布伦特原油价格从 2021 年底迅速拉升，2022 年上半年一直维持在 100 美元/桶附近震荡，下半年维持在 90 美元/桶附近。根据 EIA 2023 年 2 月最新公布的预测数据，预计 2023 年布伦特原油现货价格平均为每桶 83.63 美元。

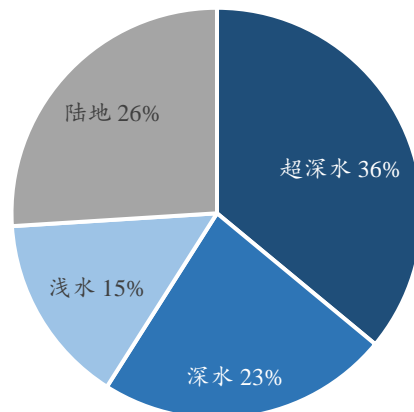
**全球油服投资额与采购额大增，油服行业进入上行周期。**油价上涨将带动上游资本开支增加，我们认为未来随着油价继续回暖，上游投资额会有所增加，油服企业有望从中受益，行业进入上行周期。根据 Rystad Energy 预测，2022 年全球上游油田服务投资将达到 4250 亿美元，同比增长提升 18.8%，约 670 亿美元，为 10 年来最高增长。另外，Rystad Energy 预测 2022 年全球油田服务采购额有望达到 6010 亿美元，同比增长 16.2%，未来将继续保持增长，预计 2025 年底将增长至 6770 亿美元。油服投资额与采购额的大幅上涨推动油服行业进入上行周期。

### 3. 全球勘探新热点——海洋油气，海油工程进入“超深水时代”

#### 3.1. 海洋油气资源丰富，拥有巨大开发潜力

海洋油气资源潜力大，探明率较低，是未来重要资源储备基地。经济的快速增长促使全球能源需求不断上升。陆上油气勘探已经成熟，但近年新发现的油气规模越来越小，新增储量对世界油气储量增长的贡献逐年降低，从而导致海洋油气成为全球油气开发新重要选项。海洋油气资源储量丰富，探明率低，更容易发现大型油气藏，从近年新发现油气储量规模来看，海洋油气的储量规模远高于陆地，据 IHS 统计，近 10 年全球性油气发现有 74% 分布在海域。另外，全球海上重大油气发现有一半以上位于深水区，深水占比 23%，超深水占比 36%，超深水油气平均储量达到 3.52 亿桶，约是陆地储量规模的 16 倍，开发潜力巨大且远大于陆地。从海洋地域布局来看，全球海洋油气资源分布均衡，呈三湾（波斯湾、墨西哥湾和几内亚湾）、两海（北海和南海）、两湖（里海和马拉开波湖）的格局，海洋油气勘探市场尚处一片蓝海，海洋油气开发成为保障能源安全的新重要选项。我们认为未来全球海洋油气开发步伐将持续加快，加速走向深远海，储产量持续增长，成为全球重要油气资源储备基地。

图 27：近十年全球海上新发现油气储存量占比



数据来源：IHS《全球海洋油气勘探开发特征及趋势分析》，东北证券

图 28: 全球海洋油气资源分布图

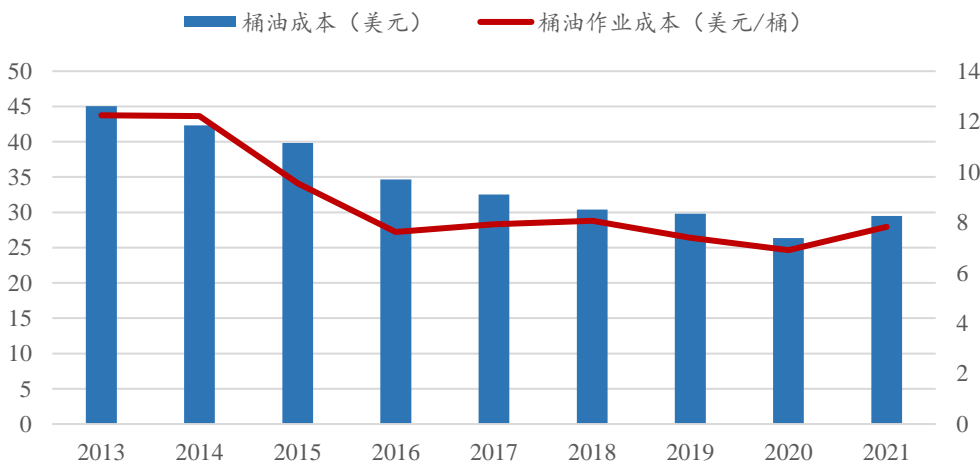


数据来源:《Giant discoveries of oil and gas fields in global Deepwater's in the past 40 years and the prospect of exploration》, 东北证券

### 3.2. 海洋油气开发成本下降, 竞争力显著增强

海洋油气单桶成本连续下探, 深水油气竞争力显著增强。近年, 海洋油田在作业、开发及生产等环节持续进步优化, 海洋油气单桶总成本连续下探。海底管道回接技术通过海底管道回接等方式提高现有基础设施利用率, 减少新的工程建设来压缩回报周期和资本支出; 钻井方面采用新工艺、新技术大幅提高钻井速率, 降低钻井成本。海上油气开发成本下降使海上石油供应更具竞争力, 油井产能也显著提高, 海洋油气单桶成本连续下探。数据显示中海油桶油成本显著下降, 由 2013 年的 45.02 美元/桶油当量降低至 2020 年 26.34 美元/桶油当量, 降低 41.49%; 桶油作业费用由 2013 年的 12.25 美元/桶降低至 2020 年的 6.9 美元/桶, 降低 43.7%。

图 29: 中海油 2013-2021 年桶油成本及作业费用

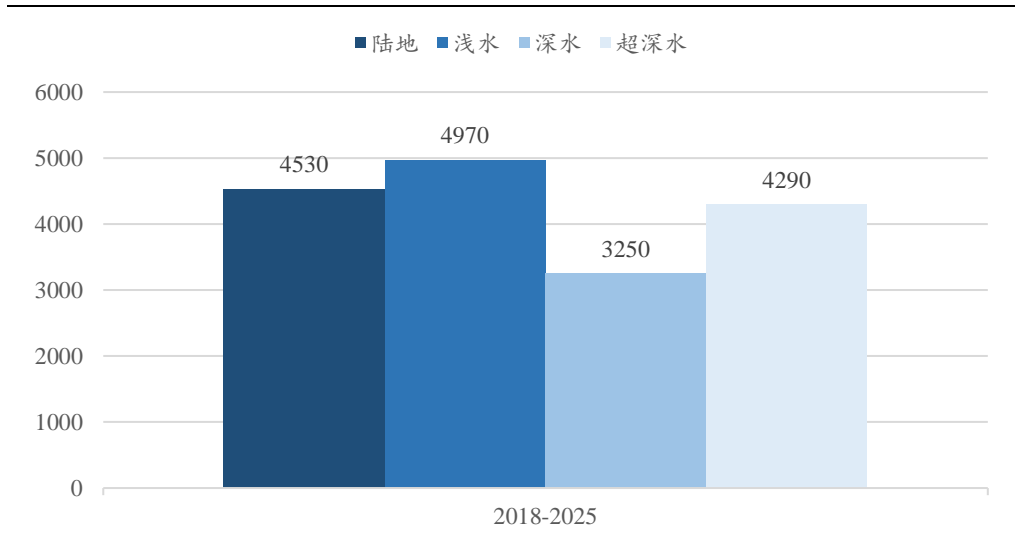


数据来源: 中海油公告, 东北证券

### 3.3. 海洋油气投资加速增长，油气勘探开发新热点

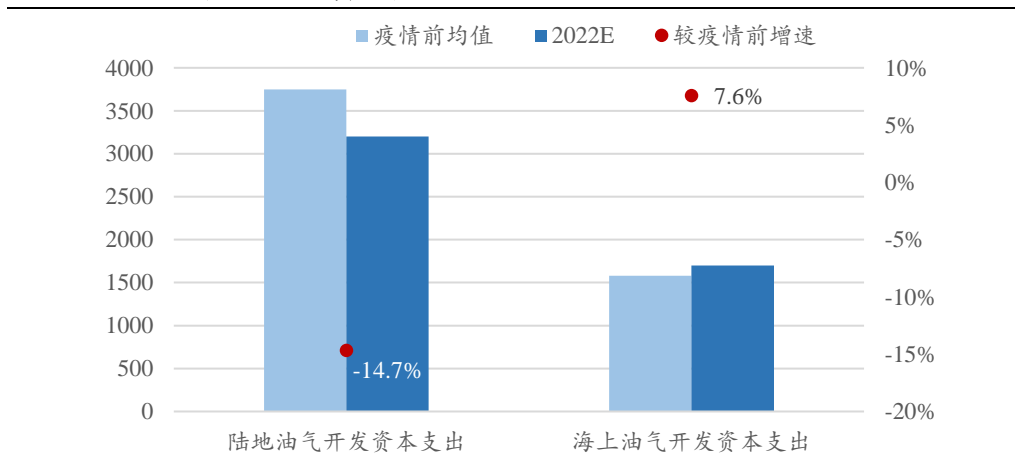
海上油气项目占比提升，海洋油服需求迎来增长，成为全球油气勘探开发新热点。根据 GlobalData 的数据，2018 年至 2025 年期间，全球将新增 615 个油气开发项目，其中陆上油气项目总资本支出 4530 亿美元，海上油气总资本支出超万亿，其中浅水区域的油气项目将资本支出总量将达到 4970 亿美元，深水和超深水油气项目资本支出分别为 3250 亿美元和 4290 亿美元的总资本支出。海上油气项目资本支出约为陆地项目资本支出 3 倍左右，远超陆地，且深水、超深水项目投资金额占比比重大，约占海上油气项目总资本支出 60%。据统计，2022 年全球审批管道中约有 80 个项目，总价值 850 亿美元。其中 10 个为 FPSO，45 个涉及海底回接，35 个为接地平台，海上项目数量预计将逐年增加，占比持续提升。Rystad Energy 预测，2022 年全球海洋油气资本开支有望达到 1700 亿美元，相比上年增长 30.8%，远超陆地油气的 14.3% 增速，并较疫情前行业平均投资规模提升约 7.6%，相比陆地油气资本支出恢复更快。随着能源市场的复苏和油价的回升，未来全球海洋油气投资规模将进一步扩大，据 IEA 预计，2030-2040 年期间，海洋油气的年平均投资金额达 2470 亿美元。

图 30：2018-2025 年油气开发投资金额对比（亿美元）



数据来源：GlobalData，东北证券

图 31：陆地与海上油气投资规模



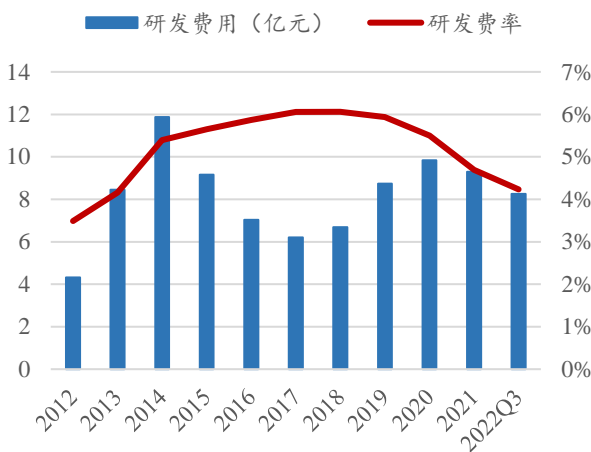
数据来源：RYSTAD ENERGY，东北证券

### 3.4. 海油工程努力构建深水工程技术，进入深水、超深水时代

公司已初步形成超深水油气田工程能力。近两年，海油工程围绕国内陵水 17-2、流花 16-2、流花 29-1 等深水油气工程项目大力进行深水技术攻坚和能力建设，目前公司已经具备 1500 米超深水半潜平台、钢悬链线立管、水下生产系统、管道管线铺设等一系列综合性深水业务能力，初步实现 1500 米超深水工程能力，向深远海迈出重要步伐，跃升全球少数几个能够自主开发深水油气资源公司。

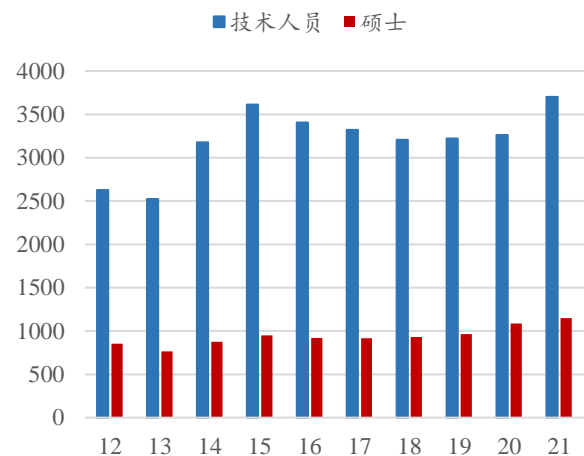
公司深水工程能力近年多方面取得重大突破，实现多个国内第一，主要得益于公司坚持技术攻关、深水装备发展和深水项目经验积累。海洋油气开发是典型的高技术行业，公司始终坚定设计引领，根据公司历年数据，研发投入自 2017 年起逐年增加，研发费率常年稳定在 5% 以上；公司技术人员储备充裕，占总员工比例高，据公司 2021 年财报，公司拥有技术人员 3703 名，占总员工比重为 46.7%，公司员工硕士人数 1150 人，占总员工比重 14.5%。目前，公司已培育了十大海洋工程技术，同时公司提前谋划、提前储备海洋石油技术装备，不断在深水半潜、深水导管架、FPSO 及 1500 米水深油气田工程技术方面取得突破，为公司走向深远海提供核心力量。

图 32：2012-2022 海油工程研发投入



数据来源：公司公告，东北证券

图 33：2021 年行业可比公司技术人员数量 (人)



数据来源：公司公告，东北证券

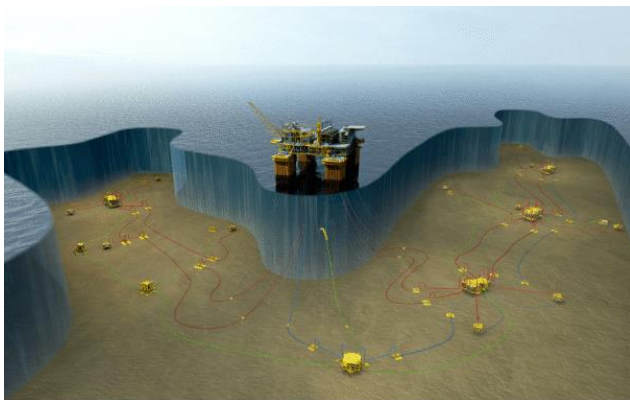
表 2: 海油工程十大工程技术及十大技术装备

工程技术体系	技术装备体系
深水浮式生产设施设计、建造、安装、调试技术	深水多功能作业船舶及柔性管缆铺设装备序列
超大型海上结构物及模块化设计、建造、安装技术	起重、铺管船序列及海底管道焊接设备系列
海上油气平台浮托安装技术	建造场地及建造施工装备
LNG 全容储罐工程技术	挖沟作业船海床处理及挖沟装备系列
1500 米级海底管道及水下生产系统设计、建造、安装及调试技术	世界先进的 ROV 装备
300 米级深水导管架设计、建造、安装技术	大型下水驳船
海上固定平台工程设施标准化、系列化设计、建造、安装、调试技术	海洋工程作业仿真装备
海洋工程智能制造及海上作业仿真技术	深水及水下工程应急维抢修中心及系列装备
海洋工程数字化与全生命周期监测与评估技术	水下产品研发测试中心及系列测试装备
海洋油气田在役设施 IMR (检测、维护、维修) 技术	海洋工程无损检测装备

数据来源：公司公告，东北证券

由公司负责 EPCI 的“深海一号”大气田投产，为全球首例十万吨级深水半潜式生产储油平台，标志着公司工程能力由 300 米深水向 1500 米超深水跨越。“深海一号”能源站设计工作水深超 1500 米，攻克了 1500 米超深水海上设计及安装难题，实现了新材料研发、新装备研制、新技术应用多达 64 项。“深海一号”气田采用“水下生产系统+半潜式生产平台+外输管道”全海式开发模式，关键设备自主化率由 33% 提高到 80%，核心装备为全球首例十万吨级深水半潜式生产储油平台，其总重 5.3 万吨，超过 7 个埃菲尔铁塔，最大排水量达 11 万吨，其建造标准是“30 年不回坞”，核心设施疲劳寿命达 150 年。“深海一号”工作的陵水海域，位于三大板块的交汇处，海底地形复杂陡峭，海水极深，超过 1500 米，属于超深水域。安装期间，项目团队先后攻克 1500 米深水海管铺设、聚酯缆安装、SCR（钢制悬链线立管）回接等深水关键施工技术，确保“深海一号”能源站在 1500 米深海稳稳扎根。国际上，同等规模及技术要求的项目建造工期一般要 33 个月，而“深海一号”能源站在保证“安全零事故”的基础上仅用了 21 个月就完成建造工作，创造了全球海洋工程建设领域的新纪录。

图 34: “深海一号”水下生产系统分布示意图



数据来源：中国网，东北证券

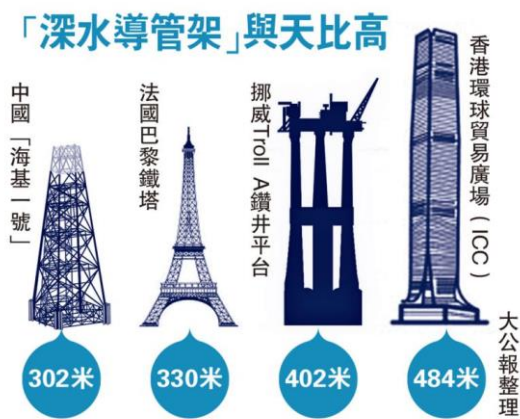
图 35: “深海一号”能源站



数据来源：公司官网，东北证券

“海基一号”深水导管架平台建设完工，实现国内首次 300 米级水深海域导管架平台 EPCI，标志公司掌握深水超大型导管架平台制造安装关键技术。2022 年 4 月 11 日，由海洋石油工程股份有限公司（简称海油工程）EPCI（设计、采购、建造、安装）总承包的亚洲第一深水导管架“海基一号”，在南海东部海域成功滑移下水并精准就位，7 月 15 日，“海基一号”机械完工，整套生产装置具备生产条件。“海基一号”总高度达 302 米，总重量达 3 万吨，作业水深约 284 米，是国内首次在近 300 米水深海域安装固定式导管架，也是我国首次尝试 300 米级深水导管架平台开发模式，与以往类似深水油气田常用的“水下生产系统+浮式生产平台”开发模式相比，在开发 200 米至 400 米水深海域的油气资源时更具经济性与安全性，能大幅降低钻完井、工程以及后续的生产操作成本。“海基一号”创造了亚洲深水导管架海上安装新纪录，标志着我国深水超大型导管架成套关键技术和安装能力达到世界一流水平。

图 36：“海基一号”高度已接近埃菲尔铁塔



数据来源：大公报，东北证券

图 37：“海基一号”将服役于南海陆丰油田群



数据来源：人民日报，东北证券

海油工程自主研发的全国首套 500 米深水水下多功能管汇系统在天津交付，关键技术打破国外垄断。此次交付的是中国国内自主研发的首套 500 米水深的带控制系统的水下管汇工程化产品，多项关键技术指标达到了国际先进水平。水下管汇主要分布在海底的井口群之间，具有汇集井口油气、分配电力及液压、进行水下控制和监测等一系列重要功能，被喻为水下“油气枢纽站”，承担着将深海油气汇集起来输送到海上平台的作用，是深水油气田开发的重要设备。由于起步较晚，我国深水油气田开发项目中应用的水下多功能管汇此前一直由国外厂商设计，关键部件也被少数国外公司垄断。2019 年以来，公司攻克了控制系统集成、复杂水下结构物三维设计、控制及监测设备 ROV（水下机器人）操作设计、接口匹配性设计等一系列技术难题，并整合国内优势科研资源，成功实现水下液动阀门、连接器、多相流量计等多种关键部件的自主研发和制造。

图 38: 深水管汇系统水下作业示意图



数据来源: 海洋油气网, 东北证券

图 39: 深水水下多功能管汇系统天津交付现场

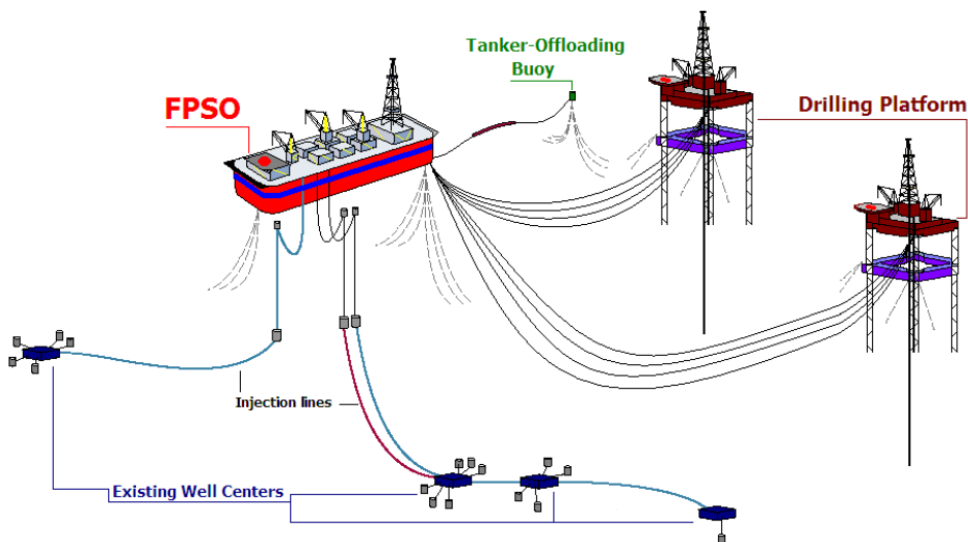


数据来源: 中海油官网, 东北证券

公司先后完成多个大型 FPSO 项目, 作业实力与国际影响力显著提升, 跻身全球 FPSO 设计建造“第一梯队”。

**FPSO (Floating Production Storage and Offloading)** 是集生产、储油、卸油为一体的海上浮式生产储卸油装置。FPSO 通过海底输油管线接收来自海底油井的油、气、水等混合物, 之后混合物被加工处理成合格的原油和天然气。合格产品被储存在船舱中, 达到一定量后经过原油外输系统, 由穿梭油轮输送至陆地。与传统“生产平台/水下生产系统+海底管道”的开发方案相比, “FPSO+生产平台/水下生产系统+穿梭油轮”的开发方案优势明显: 1) 油气水生产处理能力和原油储存能力强; 2) 机动性和运移性好, 可实现快速移动; 3) 可同时适用深海与浅海, 并且有更强的抗风浪能力; 4) 可以灵活与海上平台与水下生产系统搭配。

图 40: FPSO 工作原理示意图



数据来源: 维基百科, 东北证券

海洋工程承建的壳牌企鹅圆筒型 FPSO 完工交付, 为我国建造规模最大、智能化程度最高的圆筒形 FPSO。2022 年 11 月 29 日, 由海洋石油工程股份有限公司承建的



壳牌企鹅 FPSO 在青岛完工交付，这是迄今为止由中国企业建造的体量最大、智能化程度最高的新型圆筒型 FPSO。企鹅 FPSO 储油量 40 万桶，原油处理能力 1275 万桶/年，天然气处理能力 12.4 亿立方米/年。船体双层底直径为 87.5 米，总重约 3.2 万吨，总运营重量达 8.8 万吨。企鹅 FPSO 用于海况恶劣的英国北海，可实现 20 年不回坞。相较于常规的船型，圆筒型 FPSO 生产工艺更复杂、空间布置更紧凑、集成化程度更高、施工技术要求更严格。企鹅 FPSO 的交付，显著提升了公司在 FPSO 工程领域的作业实力与国际影响力。

海洋工程承自主设计建设的亚洲首艘圆筒型 FPSO 流花 11-1/4-1 项目开工，标志着公司跻身全球 FPSO 设计建造“第一梯队”。2022 年 3 月 16 日，项目在公司青岛基地开工，建设主要内容包括平台、生产井、FPSO、海管、海缆等。其中，流花 11-1 平台导管架所在海域平均水深 324.5 米，导管架设计高度 338 米，位居亚洲第一、世界第八，建成后将刷新陆丰 15-1 平台导管架 302 米的亚洲纪录，成为我国深水导管架建造史上的又一里程碑。新开工的圆筒型 FPSO 设施设计寿命 30 年，作业水深 324 米，最大排水量 10.1 万吨，每天原油处理能力 6000 立方米，最大原油储存能力 60000 立方米，可连续在海上运行 15 年不回坞，能抵御百年一遇的超强台风，预计 2024 年建成后服役于南海流花油田。

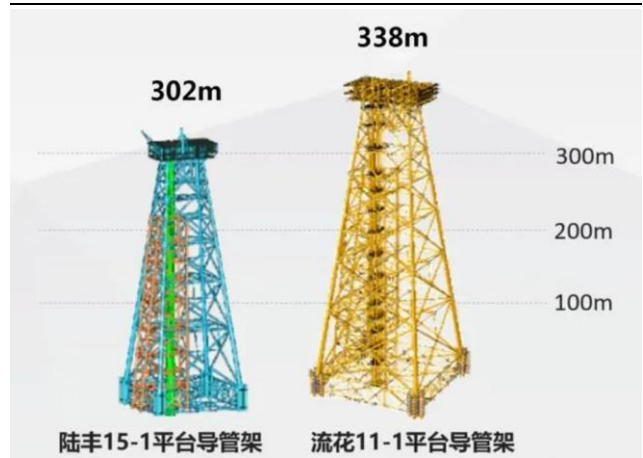
公司继 P67、P70 项目之后第三次承揽的巴西 P79 FPSO 项目已经开工，标志着公司 EPCI 总承包向 FPSO 领域扩展。

图 41：公司承建的壳牌企鹅 FPSO



数据来源：公司官网，东北证券

图 42：公司自主设计建造 FPSO 流花 11-1/4-1 项目



数据来源：公司官网，东北证券

表 3：公司 FPSO 订单情况

	客户名称	交付时间	作业区域	工程状态
P67 项目	巴西国家石油公司	2018 年 5 月	巴西桑托斯盆地	已交付
P70 项目	巴西国家石油公司	2019 年 12 月	巴西桑托斯盆地	已交付
海洋石油 119	中国海洋石油集团	2020 年 5 月	南海流花 16-2 油田	已交付
壳牌企鹅 FPSO	荷兰皇家壳牌集团	2022 年 11 月	英国北海企鹅油田	已交付
亚洲首艘圆筒型 FPSO	中国海洋石油集团	-	流花 11-1/4-1 油田	建设中
P79 项目	巴西国家石油公司	-	巴西桑托斯盆地	建设中

数据来源：公司公告，东北证券

## 4. 全球能源行业向清洁低碳&数字领域加速转型,公司新机会

### 4.1. LNG 液化天然气应用前景明朗

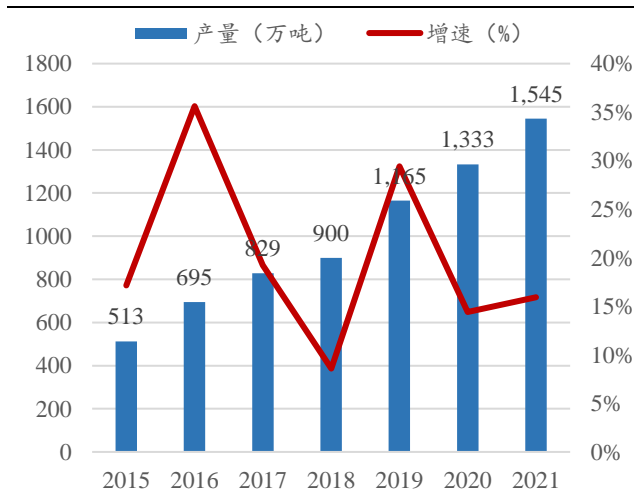
天然气是全球低碳能源系统转型的重要过渡性能源。天然气更为绿色,在燃烧过程温室气体排放量更低,单位能量所产生二氧化碳约为汽油的 80.4%,无烟煤的 56.8%。全球能源行业向清洁低碳加速转型,天然气作为过渡性能源在世界能源消费结构中的比重将持续上升,预计 2026 年天然气将超越石油和煤炭,成为世界第一大能源,直到 2050 年天然气将一直占据世界第一大能源的位置,需求不断提升。

#### 受益于能源结构的低碳转型, LNG 需求持续提升。

液化工艺是实现天然气运输及储存的主要途径。天然气是指埋藏在地下的可燃气体,主要成分为甲烷(CH<sub>4</sub>),形式主要包括气田气、凝析田气、石油伴生气、煤矿矿井气等,常态下以气体形式存在。为了实现运输与储存,需要对天然气进行液化处理,经过加压降温处理后的 LNG 体积约为原先气态体积的 1/625,质量仅为同体积水的 45%左右。

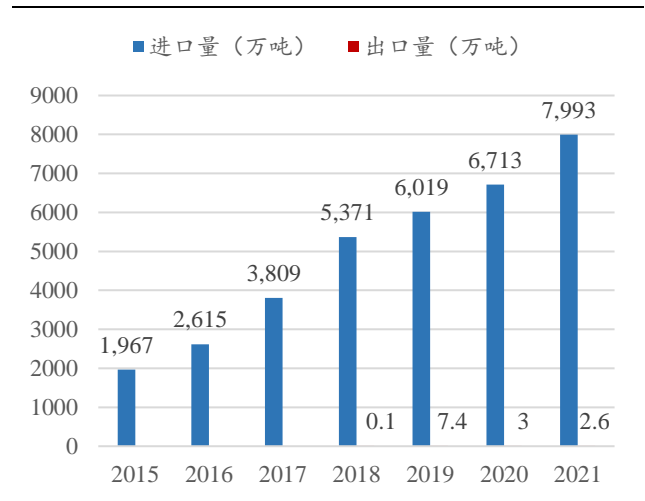
近年全球液化天然气需求持续攀升,预计对其需求将从 2020 年的 3.56 亿吨增长至 2050 年 8 亿吨。我国天然气行业需求显著高于产量增速,2021 年我国液化天然气进口量超过日本成为全球最大的液化天然气进口国。2021 年中国石化同美国维吉签订天然气合同,合同期限长达 20 年,每年维吉公司将向中国石化提供 400 万吨液化天然气;2022 年中国与卡塔尔签订达成一项价值 600 亿美元、为期 27 年的液化天然气买卖协议,创下液化天然气交易史上时长之最。根据数据统计,我国液化天然气表观消费量从 2015 年的 2479.6 万吨增长至 2021 年的 9535.6 万吨,2015-2021 年 CAGR 为 25.2%,未来随着天然气的推广使用,消费量有望进一步提升。

图 43: 2015-2021 年我国液化天然气产量及增速



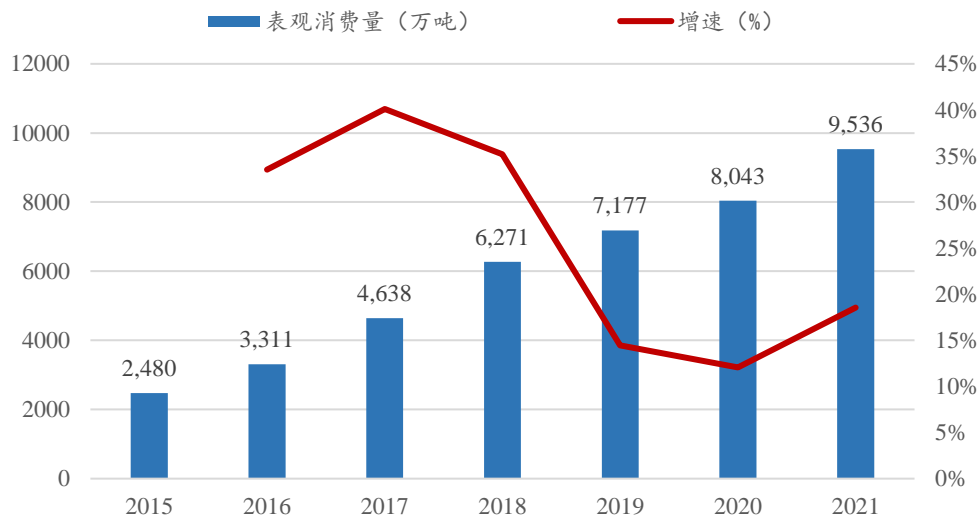
数据来源: 国家统计局, 东北证券

图 44: 2015-2021 年我国液化天然气进出口数量



数据来源: 中国海关, 东北证券

图 45: 2015-2021 年我国液化天然气表观消费量及增速

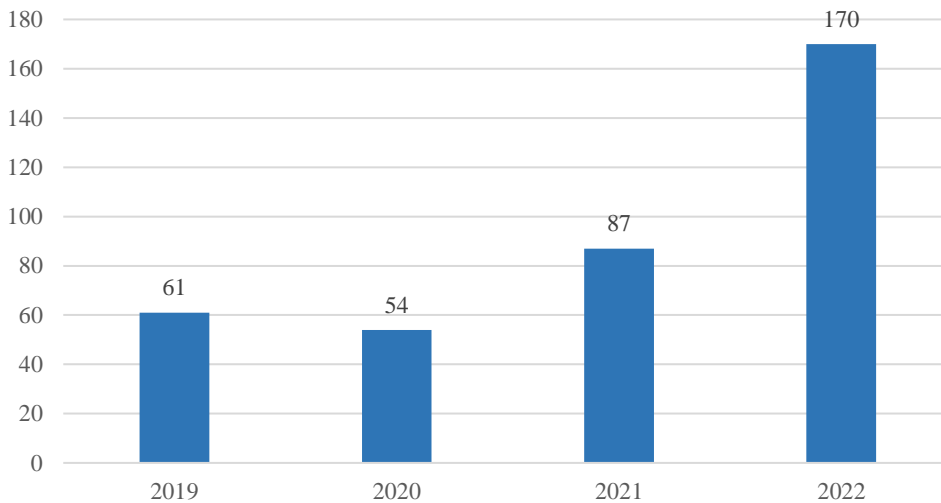


数据来源: 国家统计局, 东北证券

**市场供需不平衡, 天然气价格上涨。**天然气产能在疫情冲击、恶劣天气、劳动力短缺等因素的影响下受到冲击, 叠加俄乌冲突以及俄罗斯对天然气出口的限制, 欧洲和亚洲天然气需求在短期内飙升。目前, 天然气现货和短期市场价格波动剧烈且价格整体呈持续飙升态势, 长约价格在不断升高。国际市场的 LNG 定价通常绑定为油价的一定比例, 长期合约价格通常大幅低于现货市场价格, 2021 年长期 LNG 合约采购价约为布伦特油价的 10%。不过, 近期长期合约价格相对于现货市场价的折扣比例在降低, 目前, 长期 LNG 采购价已涨为布伦特油价的 12.5%~14%, 近期 10 年期 LNG 采购合同的定价更是比 2021 年的价格高出了约 75%。

**全球正在加快液化天然气 LNG 的投资步伐, LNG 液化端产能将在 2024 年后迎来一轮大规模释放。**受益于能源结构的低碳转型, 在当前有利的市场态势下, LNG 供应商努力抓紧商机, LNG 项目投资大幅增加, 2022 年全球新增 LNG 船舶订单创历史新高 170 艘, 较上年总数增长 95%。据 Rystad Energy 研究显示, 预计 2024 年 LNG 项目投资将达到 420 亿美元的峰值, 约为 2020 年的 20 倍。根据 Clarksons 统计当前在建 LNG 液化场项目, 全球将在 2027 年底前累计投放 16.48 亿吨处理量能力, 预计对应增加 LNG 船舶配套共 214 艘。全球 LNG 产能建设周期已经开启, 国内 LNG 储罐和接收站工程建设需求持续释放, 驱动海工装备行业订单高景气。

图 46: 2019-2022 年全球新增加 LNG 船舶订单数量



数据来源: Clarksons Research, 东北证券

#### 4.2. 公司承接 LNG, 打造国内一流的 LNG 接收站总承包商

公司坚持做强 LNG 全产业链, 坚持 EPCM 总包发展模式。公司以 LNG 接收站和储罐总包业务为核心, 坚持 EPCM 总包发展模式, 打造液化天然气工厂总包能力, 并拓展 FSRU (浮式储存及再气化装置)、FLNG (浮式液化天然气装置) 等高端业务。

公司 LNG 模块化建造具有全球竞争力, 打造国内一流 LNG 接收站总承包商。近年来, 公司依托较强的陆地建造资源和能力, 承揽并实施了俄罗斯 Yamal、澳大利亚 Gorgon、澳大利亚 Ichthys 等一批大型 LNG 模块化建造项目。其中 Yamal 项目合同金额达到百亿元人民币, 公司实现项目高质量运营和按期交付, 奠定了在全球模块化建造市场地位。同时, 2018 年以来公司承揽国内漳州、宁波、龙口、唐山等地大型 LNG 工程项目, 2021 年再次承揽珠海、唐山两地 LNG 工程项目。截至 2022 年第三季度末, 公司有 8 个 LNG 重点项目进行中, 其中包括北美壳牌 LNG 模块化建造项目, 项目包括 35 个模块建造工作, 包括全部 19 个核心工艺模块, 总重近 18 万吨, 合同金额约 50 亿元人民币。

表 4: 公司重点 LNG 项目实施进度 (截至 2022 年 9 月 30 日)

	累计实施进度	合同金额
北美壳牌 LNG 模块化建造项目	93.81%	约 50 亿元
香港海上液化天然气接收站项目	96.20%	42.83 亿元
天津 LNG 二期接收站工程项目	71.03%	合计 82.33 亿元
龙口南山 LNG 一期工程接收站项目	62.76%	
唐山 LNG 项目接收站一期工程	92.11%	43.78 亿元
唐山 LNG 项目接收站二阶段工程	39.38%	16.16 亿元
广东珠海 LNG 扩建项目二期工程	35.92%	37.13 亿元
福建漳州 LNG 接收站及储罐项目	97.04%	超过 10 亿元

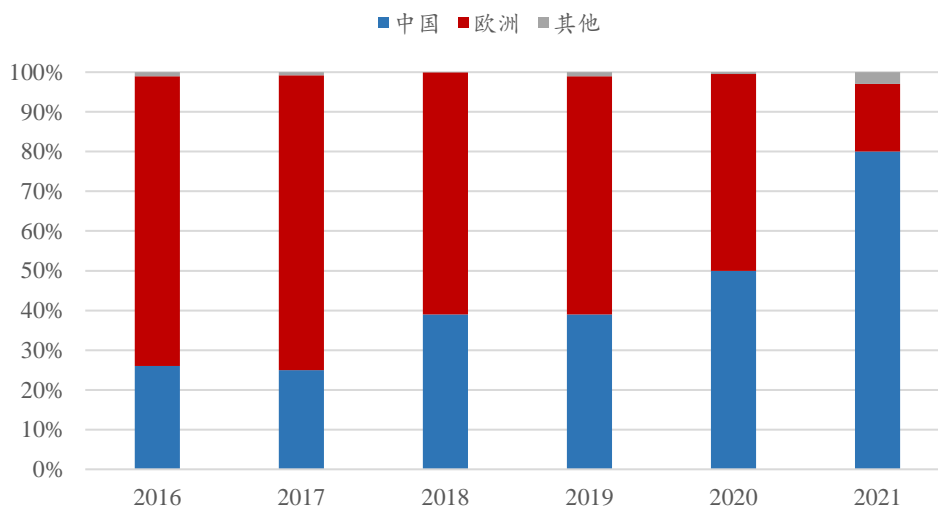
数据来源: 公司公告, 东北证券

#### 4.3. 全球能源结构向可再生新能源转变，海上风电发展空间持续打开

海上风电较陆上风电、光伏等其他清洁能源更具优势。相较于陆上风电和光伏，海上风电具有资源丰富、发电利用小时数高、不占用土地、不消耗水资源和临近负荷中心等特点，成为全球发展可再生能源的重点领域。

**中国&欧洲，海上风电开发引领者。**海风开发主要集中在中国和欧洲地区，据 GWEC 统计，2016-2021 年，中国及欧洲地区新增海风装机占比始终超 95%。欧洲受益于能源清洁化诉求和风资源禀赋，一直是海上风电开发的引领者。中国的海洋资源十分丰富，我国拥有 1.8 万公里海岸线，近海水深 5 至 50 米范围内，风能资源技术开发量为 5 亿千瓦，而我国深远海风能可开发量则是近海的 3 到 4 倍以上。根据《中国风电发展路线图 2050》，我国 5-50 米水深、100 米高度的海上风电预计可开发资源高达 5 亿千瓦，未来开发潜力巨大。同时，在双碳背景下，中国受益于国家补贴政策支持和社会用电量需求上升，自“十三五”起国家大力推动海上风电发展，到 2021 年，中国海上风电新增并网装机容量近 17GW，累计装机容量超过英国，成为世界最大的海上风电市场，成为新增市场的主导力量。截至 2021 年底，全球海风累计装机量达 55.9GW，中国、英国、德国位居前三，占比分别为 47%/22%/14%。

图 47: 2016-2021 年各地区新增海风装机占比



数据来源：GWEC，东北证券

**中国市场，全球海风核心引擎。**根据各省十四五可再生能源发展相关规划，2022-2025 年沿海省份有望实现 52GW 新增海风装机，其中广东、山东两地为海风大省，分别新增装机 12.8GW。结合具体项目开发节奏，预计海风招标量分别为 16/22/30/25GW；新增海风装机分别为 5/10/15/20GW，CAGR 达 58.7%。

**海外市场方兴未艾。**据 GWEC，2021 年海外海上风电新增 4.2GW，累计装机 29.6GW。据统计，目前已有 14 个海外国家发布 2030 年海风装机目标，规划装机总量达 226.2GW，即 2022-2030 年海外市场有望新增 196.6GW 海风，年均新增 21.8GW。

**全球海风装机有望实现高增长，风电工程总承包商从中受益。**受益于多国海风规划布局，GWEC 预测 2022-2030 年海外海风新增装机将由 5.1GW 增长至 37.6GW，

CAGR 28.5%；中国海风市场经历 2021 年“抢装潮”后短暂回调，随后呈现逐年增长趋势，2022-2030 年海风新增装机将由 5GW 增长至 41.5GW，CAGR 30.3%，需求高增长下，风电工程总承包商订单有望实现增长。

**深远海风成为全球新的热点和科技创新点。**深远海风电主要以漂浮式为主，不仅可以就地消纳，还可以为远海设施供电。我国浮式风电起步较晚，目前我国浮式风电装机容量排名全球第四，预计到 2026 年，累计装机容量有望突破 50 万千瓦。随着技术进步和规模化开发，叠加绿电溢价效应，浮式风电有望超预期实现平价开发。浮式风电应用前景广阔，还可协同发展海洋牧场、海水制氢、海洋旅游、海洋矿产资源开发，形成综合能源岛等跨界融合的海洋产业新生态。

#### 4.4. 培育海上风电工程总承包全产业链能力

**公司依托海上工程经验，加速发展海上风电业务。**公司通过发挥比较优势，高质量对标欧洲海上风电发展模式；以深水风电、大型升压站、换流站为发展重点，初步建立以海上风电设计为核心业务，以建造、安装为业务延伸的 EPCI 全业务链条。

**公司海上风电业务保持超高速增长，取得显著进展。**公司利用自身海洋工程与船舶作业优势转向海上风电业务，将其作为新的增长点，**2022 年上半年，公司新能源业务市场取得突破，累计承揽额 7.06 亿元，同比增长 384.8%**。承揽了三峡阳江青洲六海上风电项目、文昌示范风电、海底数据中心等项目。未来公司将以 30 米深海上风电项目作为主要市场目标，实施差异化和创新发展策略，重点关注海上升压站，深水和浮式风电基础等业务，不断开拓参与环节和服务范围，打造海上风电工程全生命周期产业链，实现多元化产业结构。

##### 公司主要风电项目：

**Seagreen 海上风电项目，标志着我国在超大型海洋油气平台导管架设计建造技术取得重大突破：**公司对外积极开拓风电建设市场，2022 年 9 月，公司旗下中海福陆重工有限公司在珠海场地承建的 Seagreen 海上风电项目 34 套导管架全部交付，总重约 7 万吨，相当于约 10 座埃菲尔铁塔钢结构的重量，本次交付的导管架总高超过 93 米，相当于 33 层居民楼高度，作用相当于风电场的“底座”和“支撑腿”。据 Seagreen 项目经理姜海涛介绍，项目服役地位于环境恶劣的欧洲北海海域，为苏格兰东部安格斯海岸 27 公里处，水深约 53 至 58 米，项目必须同时满足欧盟、DNV(挪威船级社)、NORSOK(挪威石油工业技术法规)等诸多设计建造标准的严苛要求，为项目实施带来了困难，建造过程中，公司创新实施过渡段可视化建造、复杂节点标准化建造、主体流水线建造等施工举措，有效优化建造流程和工艺工法；科学开展质量管控，首次实现大型风电导管架三维可视化尺寸控制，质量合格率及尺寸精度控制均达到或超过业主规格书要求，为项目按期高质量交付提供了坚实保障。该项目是苏格兰最大、世界上最深的固定底部海上风电场，项目一期工程预计在 2023 年上半年投用，年设计发电能力达 1075 兆瓦，全面投产后每年产生约 5000 亿瓦时的可再生能源，可为苏格兰约三分之二的家庭提供足够的清洁电力。

图 48: Seagreen 项目风电导管架



数据来源：海油工程微信公众号，东北证券

**海油观澜号，标志着我国深远海浮式风电开发迈出了关键一步：**中国海油投资建造的我国首个深远海浮式风电平台“海油观澜号”在海油工程青岛场地完成浮体总装，标志着全球首座水深超 100 米、离岸距离超 100 公里的“双百”海上风电项目建设取得重要进展，“海油观澜号”由中国海油首次自主完成深远海浮式风电的研发、设计和建造，在单位兆瓦投资、单位兆瓦用钢量、单台浮式风机容量等多个指标上，均处于国内领先、国际先进水平。“海油观澜号”平台由 3 个边立柱和 1 个中心立柱组成三角形形状，边长超 80 米，高约 35 米，重量近 4000 吨，风机将安装在中心立柱上。项目投产后，风机所发电力通过动态海缆接入海上油田群电网用于油气生产，年发电量可达 2200 万千瓦时，可减少二氧化碳排放 2.2 万吨。“海油观澜号”平台将安装于距海南文昌 136 公里的海上油田海域。该海域风急浪高，历史上最大台风中心风力接近 17 级，这对风机平台的设计提出了巨大的挑战，海油工程通过优化平台尺度、增设高效的阻尼结构等技术创新，使浮式风电平台在极端台风作用下倾角不超过 10 度，有效避免风机叶片被海浪破坏，具备抗最大 17 级以上超强台风能力，能在 84 米/秒的风速下保障风机安全。该项目是我国深远海浮式风电开发迈出的关键一步。

图 49: 海油观澜号



数据来源: 海油工程微信公众号, 东北证券

海油工程承建的国内全容量最大的海上风电升压站项目 2022 年 8 月 5 日在青岛场地开工建设。该项目是海油工程响应国家绿色低碳号召向新能源风电行业进发的标志性项目之一, 项目位于广东省阳江市附近海域, 装机容量约 1000 兆瓦, 投产后预计年发电量 38 亿千瓦时, 每年可节省标煤消耗约 46.7 万吨, 减少二氧化碳排放约 124 万吨。该项目是继 5 月份我国首个深远海浮式风电国产化研制及示范项目开工建设后, 中国海油下属海油工程承接的又一个海上风电建造项目, 海油工程负责风电场中海上升压站上部组块和导管架陆地建造、海上安装及调试并网配合等工作, 预计钢材加工量达到 12000 吨。随着海上风电建设迈向深水其相关设备设施也趋于大型化, 升压站总重也不断刷新纪录, 本项目中的升压站重 6800 余吨。

公司积极加强与国内风电公司合作, 在作业海域就地开展海上风电海缆项目敷设。2022 年 1 月, 公司三艘深海作业船, “海洋石油 285” 船、“海洋石油 286” 船、“海洋石油 289” 船, 以高水准、高质量、高效率完成由深圳海洋工程技术服务有限公司承接的风电海缆敷设项目的海缆铺设, 共完成 82 条海缆敷设, 敷设距离 165 公里。与公司以往敷设海缆项目不同, 此次涉足风电领域, 风机间也需要敷设海缆, 由于每隔一段距离就需要进行抽拉作业, 三艘船舶需要不断穿梭风林作业, 项目难度大, 挑战高。此次项目, 公司全程使用 ROV 机器人水下作业, 是国内风电行业首次实施应用。该项目的顺利收官为海油工程绿色能源转型“再提速”提供工程技术支撑。



图 50：“海洋石油 286” 在进行海上安装作业



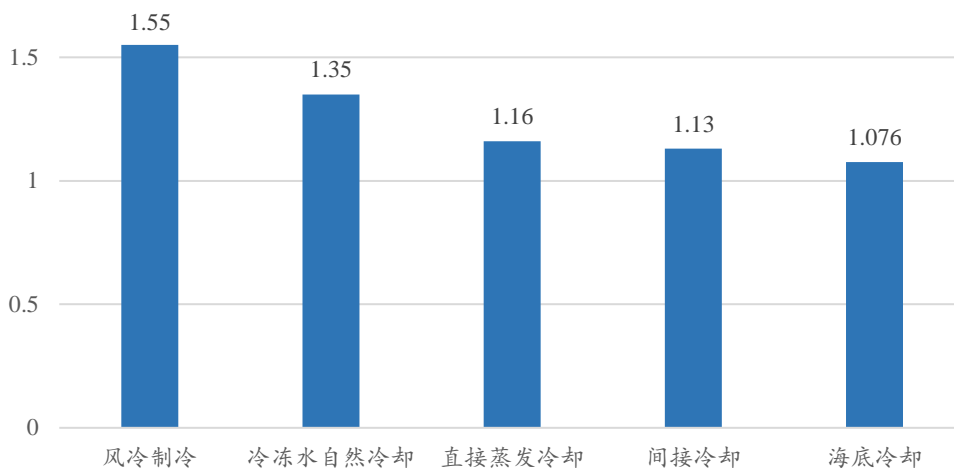
数据来源：海油工程微信公众号，东北证券

#### 4.5. 海底数据中心，海洋&数字融合革新，新赛道

**海底数据中心：海洋和数字行业融合革新，水下装备技术新突破。**2021 年以来，国家发改委、工信部等部门先后出台了《贯彻落实碳达峰碳中和目标要求推动数据中心和 5G 等新型基础设施绿色高质量发展实施方案》《“十四五”工业绿色发展规划》等，鼓励探索利用河湖、海洋等优势资源，建设利用自然冷源散热的数据中心，充分发挥气候水文和地形地貌等自然条件天然优势，因地制宜促进数据中心节能降耗。海底数据中心相对于陆上数据中心具备有效节约土地、电力、投入成本等特点。海底数据中心的建设代表了行业融合的革新，也是水下装备技术的一次突破，为陆海统筹及立体用海提供了新的思路，为海洋经济和数字经济的发展创新提供了新赛道。

**海底数据中心更加具备优势，建设成本低，数据中心能耗低。**建设成本方面，海底数据中心建设成本主要包括：项目用地、数据仓、机电采购等费用。项目用地占成本比例较高，土地成本主要依据所在地政府针对工业用地价格相关规定，地下空间较地上价格更具优势，例如海兰信以 8429 万元取得海底数据中心项目（陵水黎族自治县 2022-18 号宗地）土地使用权，该宗地地上土地使用权面积 40.6 亩（用途为旅馆用地），出让价为 7447 万元；地下空间使用权面积 30 亩（用途为科研用地），出让价为 982 万元，地上地下空间出让价分别为 183.4 万元/ 37.3 万元/每亩。能耗方面，数据中心制冷系统是除 IT 设备以外能耗占比最大的部分，目前常用的制冷技术包括风冷、液冷等方案，海底数据中心通过与海水进行热交换，利用流动海水对 IT 设施进行散热且能耗更低。

图 51: 各类数据中心解决方案 PUE 对比



数据来源：海油工程微信公众号，东北证券

注：Power Usage Effectiveness 的简写，是评价数据中心能源效率的指标，是数据中心消耗的所有能源与 IT 负载消耗的能源的比值，其值大于 1，越接近 1 表明非 IT 设备耗能越少，即能效水平越好。

#### 4.6. 公司积极探索发展数字海洋新兴工程

**全球最大的海底数据舱陆地完工，公司在数字海洋工程领域实现突破。**2022 年 12 月，由海兰信（300065.SZ）子公司深圳海兰云数据中心科技有限公司牵头、海油工程参与联合研制的全球首套商用海底数据中心在公司天津临港特种装备制造场地陆地完工。该海底数据中心应用水深超过 30 米，重量达 1300 吨，罐体直径达 3.6 米，通过将传统数据中心从陆上转移至海底，利用海水进行降温，是集科技、大数据、低碳、绿色为一体的新型海洋工程装备。海底数据中心工程项目是公司从传统海洋油气工程产品向海洋新业务拓展的示范项目，标志着海油工程在承接大数据领域业务实现新突破。

图 52: 公司与海兰云联合研制的海底数据中心



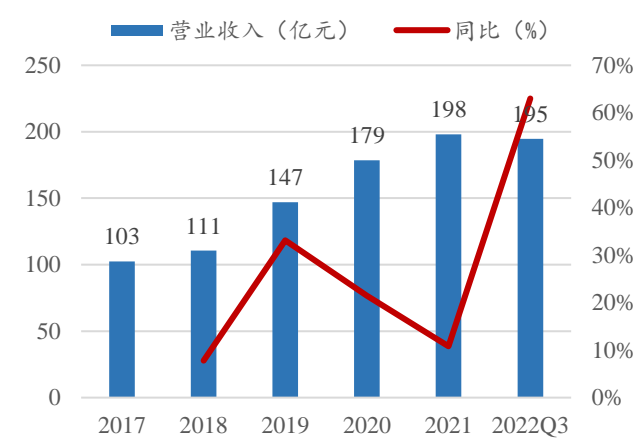
数据来源：海油工程微信公众号，东北证券

## 5. 成本、现金控制能力提升，业绩新增长点显现

### 5.1. 坚持控制成本，毛利率上行，利润率显著修复

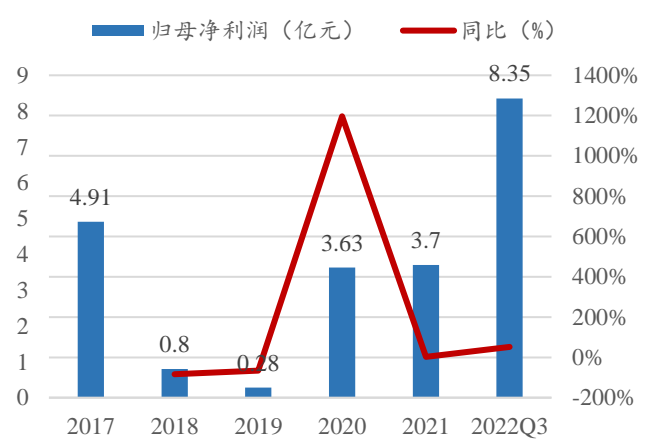
公司 2022 三季报业绩超预期，营收与归母净利润均创新高。2022 年三季报，受益于国内增产上储计划，中海油等主要客户的勘探开发资本支出增加等因素，公司前三季度实现营业收入 194.8 亿元，比上年同期增长 63.0%，已接近 2021 年全年水平；公司前三季度实现归母净利润 8.35 亿元，同比增长 52.1%。其中，2022Q3 单季公司实现营业收入 77.4 亿元，同比增长 73.0%；实现归母净利润 3.54 亿元，比上年同期增加 136.8%。

图 53：2017-2022Q3 海油工程营业收入



数据来源：公司公告，东北证券

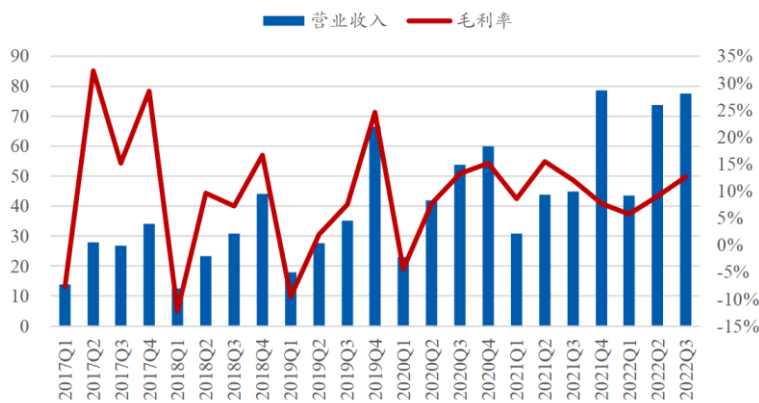
图 54：2017-2022Q3 海油工程归母净利润



数据来源：公司公告，东北证券

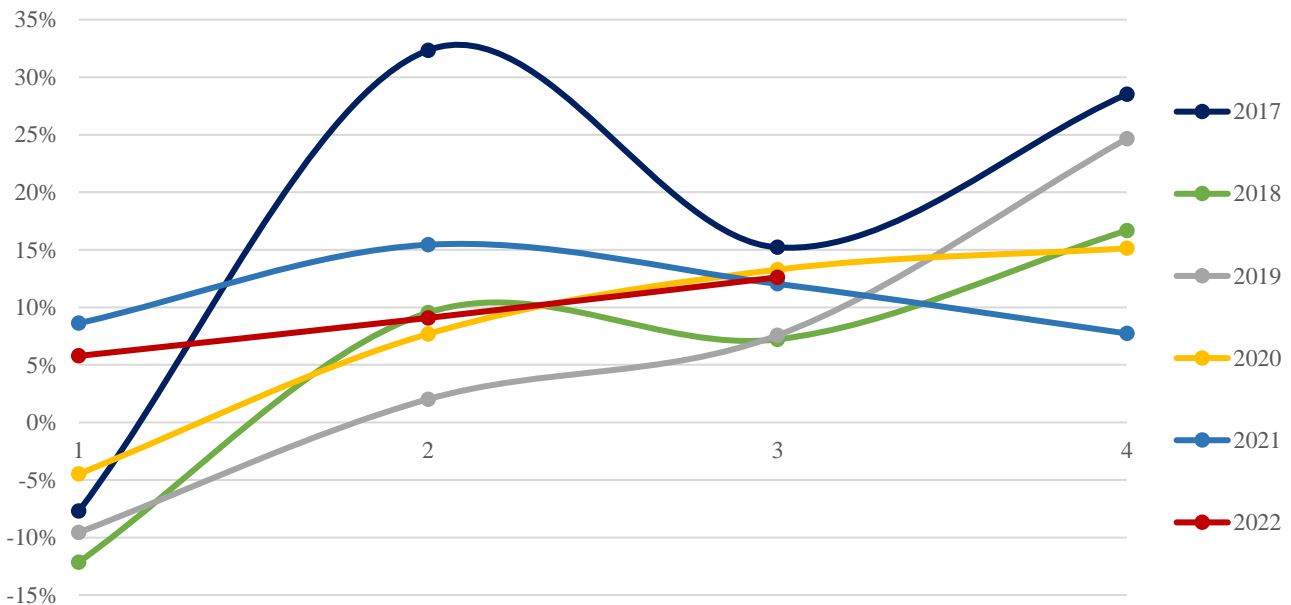
公司持续推进降本提质增效，南海深水项目、海外项目毛利显著提升，叠加钢材价格下降，2020-2022 年低毛利率订单已完全消化等因素，公司整体毛利率触底恢复。公司的季度毛利率下探至 2018 年局部低点之后，近年来逐渐恢复。根据海油工程历史数据，我们发现海油工程每年一季度由于产能利用率最低，毛利率相应的为全年最低，后三个季度伴随产能利用率的提升，毛利率逐渐升高，回顾 2017-2022 年各季度毛利率表现，公司毛利率底部逐步抬升，其中 2021 年由于原材料上涨，叠加疫情等因素，后两个季度毛利率有所下滑，预计未来公司毛利率仍有提升空间。

图 55: 公司分季度营业收入与毛利率



数据来源: 公司公告, 东北证券

图 56: 海油工程 2017-2022 年分季度毛利率



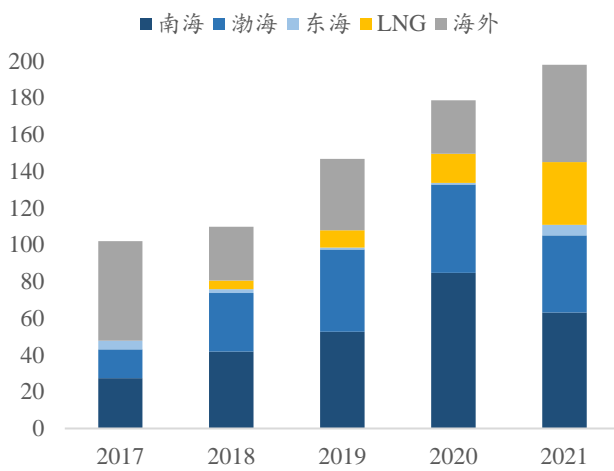
数据来源: 公司公告, 东北证券

**南海深水项目产能利用率提高, 毛利率显著改善。**公司持续加大南海地区的开发力度, 南海项目多为深水域项目, 陵水 25-1 气田开发项目、流花 11-1/4-1 二次开发项目作业区域均为深度 300 米以上的深水区。深水项目单个价值量更高, 施工周期更长, 难度更大。公司此前在南海项目中逐步积累经验, 持续提升建造和服务能力, 公司深水项目总承包能力稳步提升, 订单逐年增长, 高产能利用率带动固定成本摊薄, 南海水域产毛利率呈现显著改善趋势, 毛利率现已超过渤海。南海毛利率由 2017 年的 5% 提升至 2021 年的 20% 左右, 预计未来随着“加快南海”, 深水、超深水项目加大开发, 南海项目营收有望进一步提升, 叠加公司深水工程能力持续提升, 毛利率将进一步改善。

**公司海外项目毛利率逐渐恢复。**公司境外项目 2021 年收入较上年增长 81.77%, 主要系香港 LNG、北美壳牌 LNG 项目进入建造高峰期, 收入大幅增长; 境外项目毛利率同比上年有较为明显提升, 主要系海外 LNG 项目盈利提升所致。北美壳牌 LNG

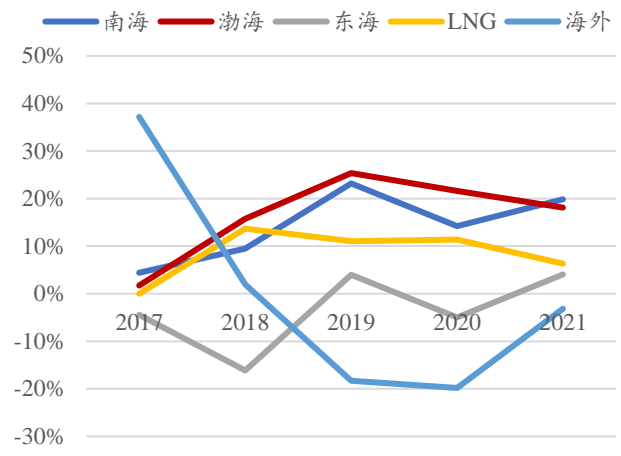
项目、香港 LNG 接受站项目等海外项目金额高、毛利率高，共同推动了 2021 年公司海外项目营收和毛利率回暖。

图 57: 2017-2021 海油工程分地区营业收入



数据来源: 公司公告, 东北证券

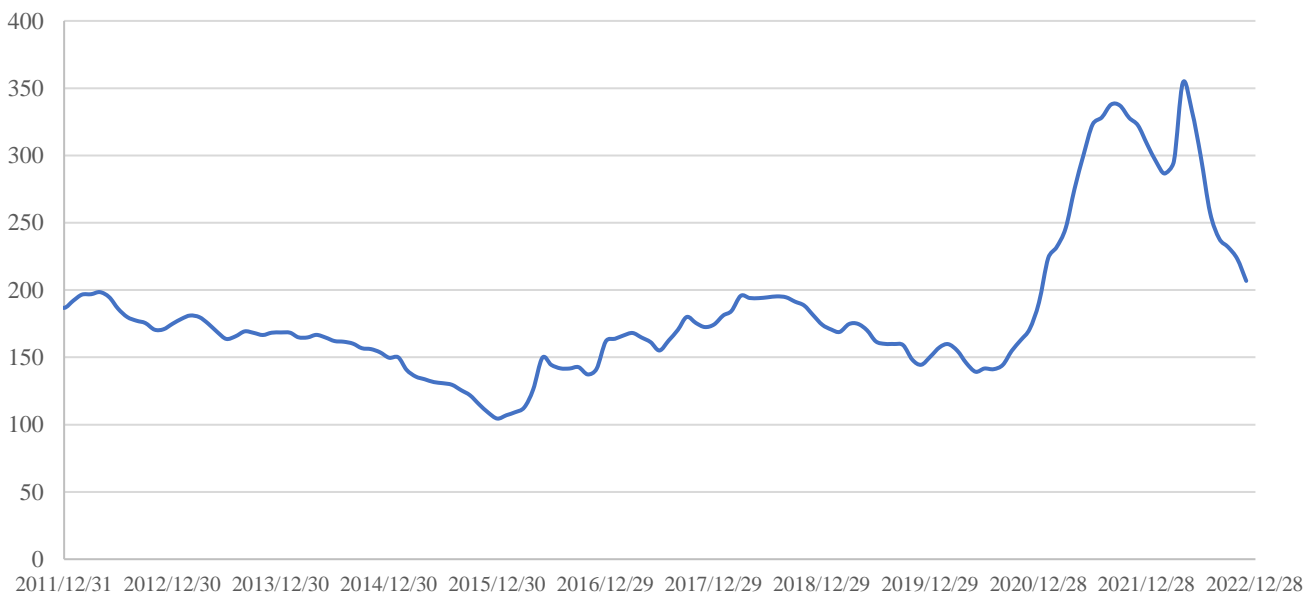
图 58: 2017-2021 年海油工程分地区毛利率



数据来源: 公司公告, 东北证券

公司低毛利率订单完全消化，叠加钢材价格下降，预计毛利率将持续回升。从成本端来看，2020 年下半年到 2022 年上半年能源与钢铁类大宗商品价格的持续上涨推高了公司工程项目原材料、燃料成本，并且叠加疫情防控相关的刚性支出，对公司毛利率产生一定负面影响。随着 2022 年下半年钢铁、能源大宗商品价格出现回落趋势，并且国内疫情防控政策逐渐放松，成本端的压力有望进一步减弱，公司毛利率实现回升。

图 59: 2011-2022 年钢铁价格走势

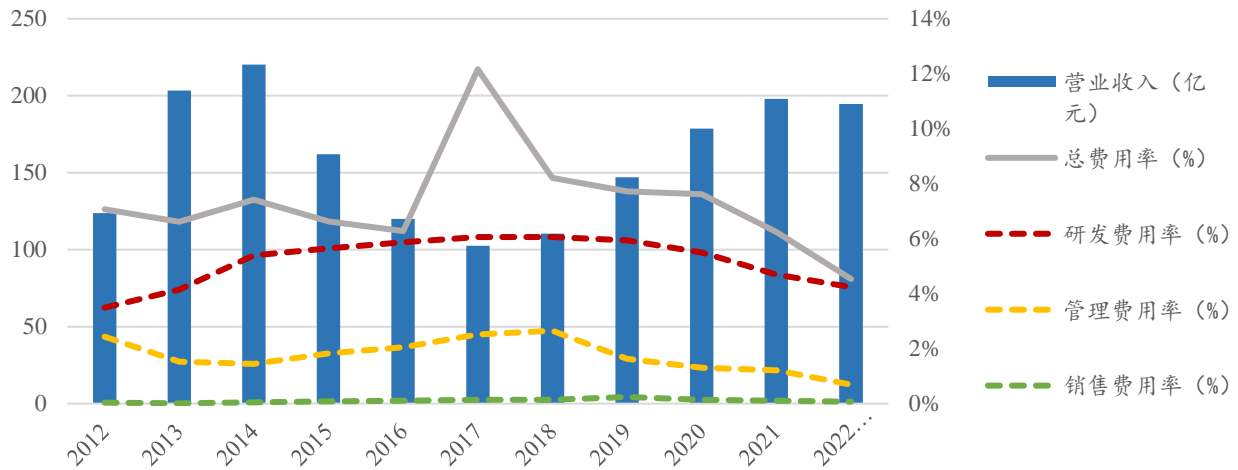


数据来源: 同花顺, 东北证券

### 5.2. 公司持续推进降费增效，费用率水平表现优异

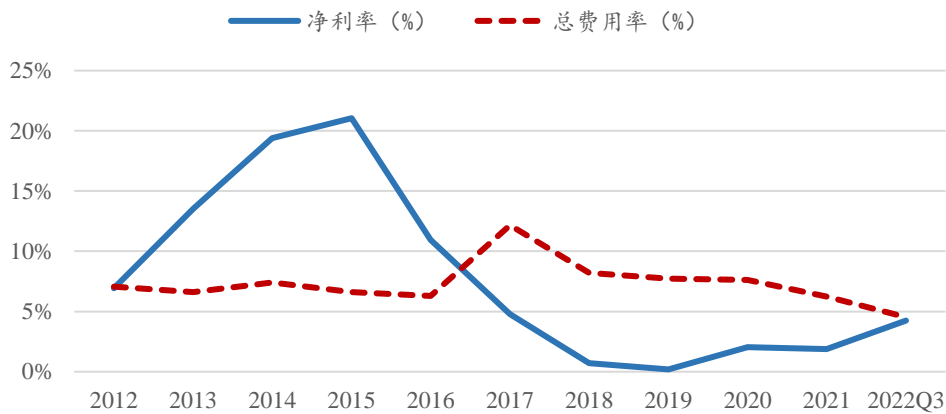
海油工程为国有背景，得益于自身体制优势，公司费用率水平表现优异。随着公司持续推进降费增效，在 2017、2018 年收入见底之后，海油工程近年费用率水平呈持续下降趋势，公司利润水平从而实现提升，净利率由 2018 年 0.72% 提升至 2022 年第三季度 4.25%。在上游需求旺盛带动公司订单量与作业量明显提升的背景下，海油工程销售/财务/管理费用率依旧维持良好水平。

图 60：2010-2021 年海油工程营收及各项费用率



数据来源：公司公告，东北证券

图 61：2021-2022 年海油工程净利率&费用率对比

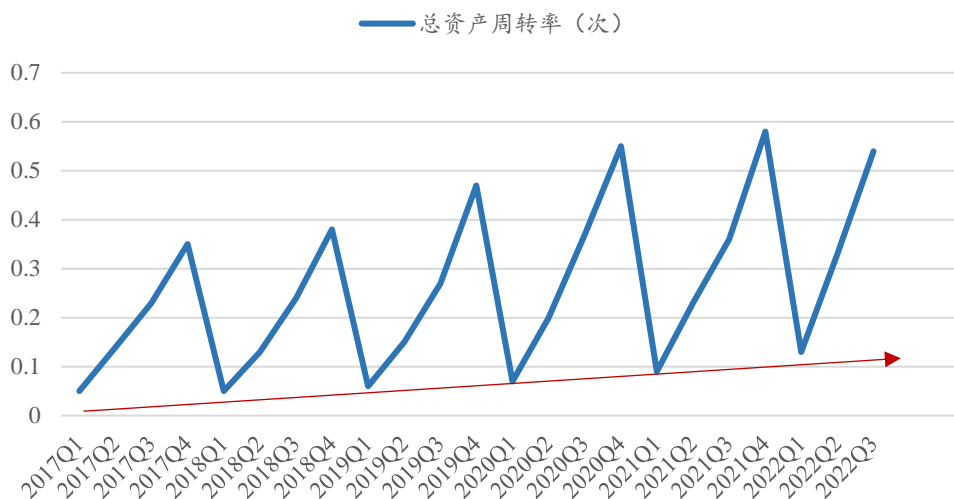


数据来源：公司公告，东北证券

### 5.3. 公司近年运营能力稳步提升

公司近年运营能力提升，总资产周转率稳步增长。回顾 2017-2022 年各季度公司总资产周转率表现，我们发现第一季度由于产能利用率最低，相应的总资产周转率为全年最低，后三个季度伴随产能利用率的提升，总资产周转率逐渐升高。回顾 2017 年-2022 年第三季度，公司总资产周转率底部逐步抬升，公司运营能力逐年稳步增强。

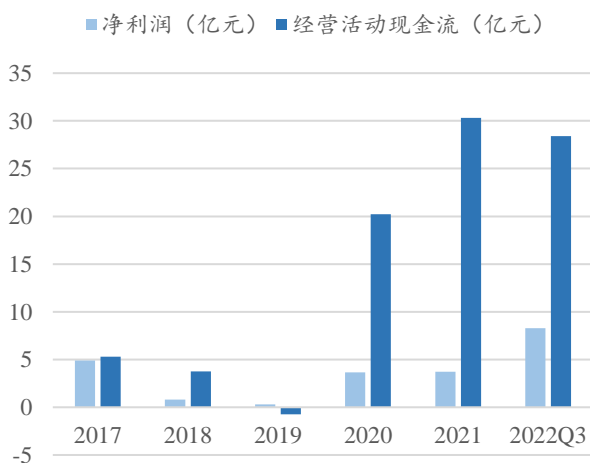
图 62：2017 年-2022 年海油工程运营能力



数据来源：公司公告，东北证券

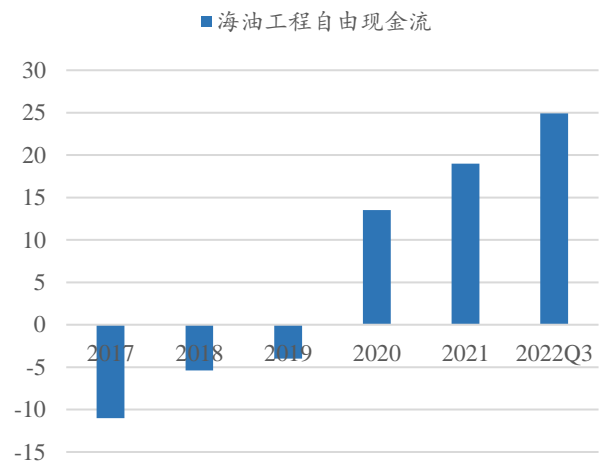
**经营活动现金流大幅增加，现金流管理能力明显提升。**得益于对项目收款及时性的重视，以及折旧摊销等非现金支出的增加，近年来公司经营活动现金净流量规模大幅提升。2022 年前三季度公司经营活动现金净流量为 28.4 亿元，经营活动现金流良好。同时，公司从 2020 年开始加强现金流管理，自由现金流量从 2020 年开始转正并持续增大，2022 年前三季度自由现金流量为 24.85 亿元，反映了公司不断加强的现金流跟踪和管理能力，为公司“十四五”期间的工程建设量提供有力支撑。

图 63：2017-2021 年净利润与经营活动现金净流量



数据来源：公司公告，东北证券

图 64：2017-2021 年海油工程自由现金流



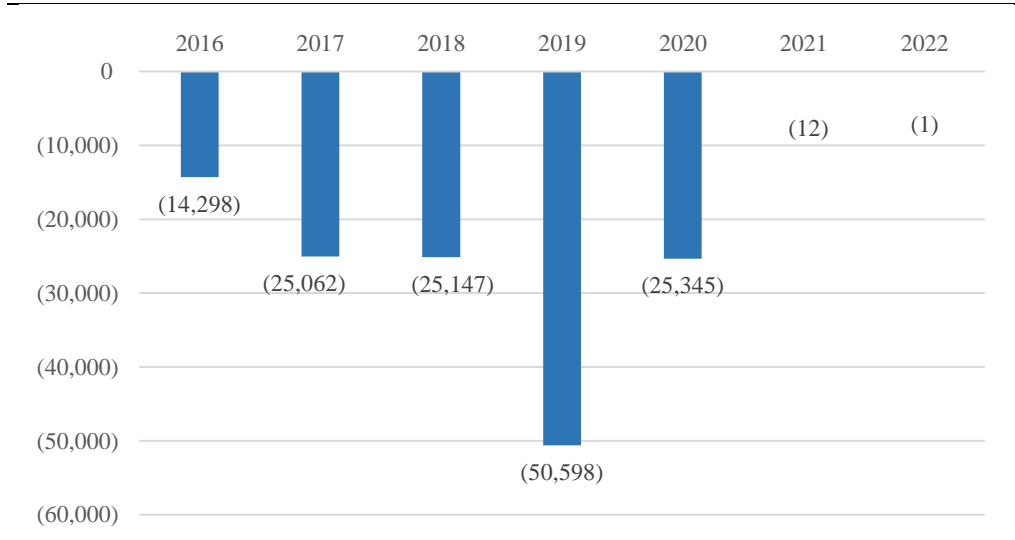
数据来源：公司公告，东北证券

#### 5.4. 中海福陆——公司未来新增长引擎

**合营公司中海福陆扭亏为盈，珠海制造基地将成为公司未来增长新引擎。**公司在珠海高栏港拥有全国首个深水海洋工程装备制造基地，总面积为 207 万平方米，岸线 1349 米，总投资为 101 亿元人民币。中海福陆营收规模近年来持续扩大，但由于前期行业低谷阶段项目承揽工作量不足、承揽项目盈利能力不强以及场地建设经营需要 5-6 年磨合期等因素的共同作用下，中海福陆持续亏损。2022 年以来，在顺利度

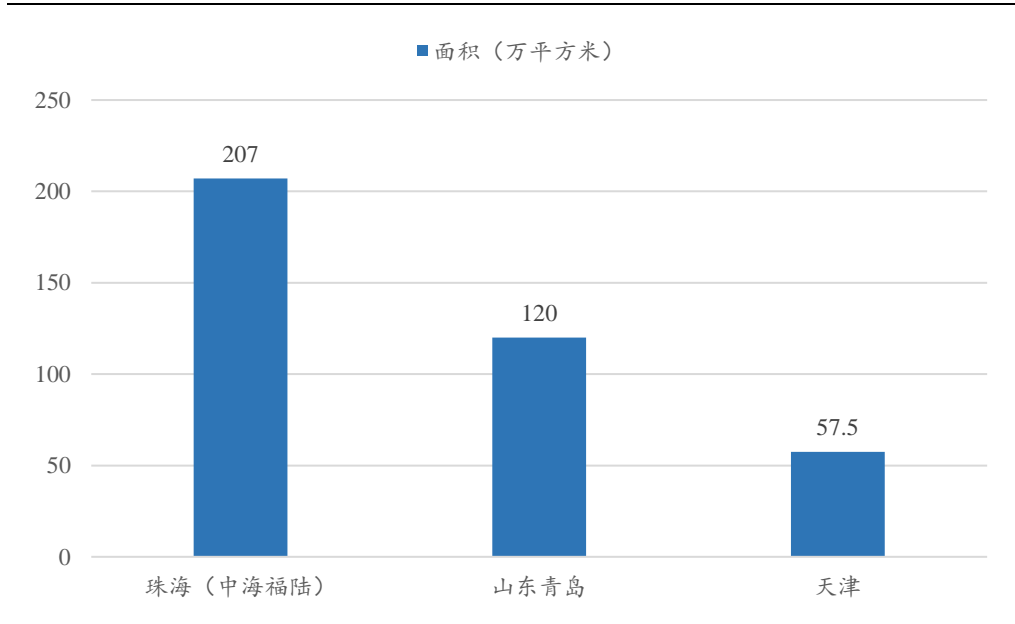
过磨合期后，中海福陆承揽经营能力的不断提升，亏损迅速收窄，2022 前三季度公司对联营合营企业投资收益已经由负转正。我们认为面积决定了基地的营业收入，面积越大，意味着产能越高。通过对比公司三个基地，中海福陆的珠海制造基地面积最大，未来随着珠海制造基地第四期、第五期工程的启动以及场地产能的爬坡，珠海制造基地将成为公司新的增长引擎。

图 65: 2016-2021 年公司对中海福陆投资收益 (万元)



数据来源：公司公告，东北证券

图 66: 海油工程基地面积对比



数据来源：公司公告，东北证券

### 5.5. 公司坚持数字化转型，实现效率提升

持续加码智能化数字化转型，天津智能化制造基地正式投产，实现效率提升。公司坚持提升数字化能力，目前公司数字化平台推进迅速，我国首个海洋油气装备制造“智能工厂”海油工程天津智能化制造基地于 2022 年 6 月正式投产。该工厂总面



积约 57.5 万平方米，核心设施包括三大智能生产中心、七大辅助车间和八大总装工位，设计年产能为 8.4 万结构吨，拥有总长 1631 米优质码头资源。“智能工厂”主要包括生产系统、管理系统和配送系统等，通过智能制造技术应用和各系统的精益集成，推动海洋装备制造从“人力工厂”迈向“智能工厂”。“智能工厂”应用先进智能生产设备 400 余台套，板材自动切割率达 90%，甲板片自动焊接率达 70%，总体生产效率较传统模式可提升 20%以上。2022 年 9 月，“智能工厂”首个“智造”项目——渤中 29-6 油田开发项目 WHPA 平台生活楼陆地建造完工，施工过程中构件一体化率达 97%，总装周期缩短 50%，效率大幅提升。

图 67：天津智能化制造基地全景



数据来源：公司官网，东北证券

## 6. 盈利预测

海洋油气上游资本支出加速推进，公司作为海洋油服装备制造企业从中受益。相比陆地，海洋油气资源丰富，开发潜力更大，现已成为全球新热点。未来海洋油气投资规模将持续扩大，海上油气项目比例逐年攀升，海洋油服需求增长，公司有望从中受益。

原油价格保持高位震荡，油服行业景气上行。原油需求恢复，供给不足，叠加俄乌战争，俄罗斯原油受到制裁，原油价格上行；原油库存量下跌，缓冲能力不足，原油价格波动幅度放大；预计未来一段时间油价将维持高位震荡。油价上涨将带动全球上游资本开支增加，叠加国家能源安全战略和“七年行动计划”背景下，预计未来油气公司资本开支将保持持续增长，油服行业景气上行。

中海油积极响应国家“七年行动计划”，登陆 A 股，推动油气增储上产，海油工程从中受益，业绩增长确定性高。受益于中海油“七年行动计划”增储上产战略，海油工程作为中海油内部核心板块，公司建设任务重，预计公司到 2025 年订单饱满。

全球能源结构向可再生新能源转变，海上风电发展空间持续打开，海上风电成为公司新增长点。公司依托海上工程经验，持续加速发展海上风电业务，重点关注海上升压站，深水和浮式风电基础等业务，不断开拓参与环节和服务范围，目标打造海上风电工程全生命周期产业链。

### 6.1. 关键性假设

石油公司的上游资本开支决策与油价正向相关。油价上行驱动上游资本开支增加，资本开支投入直接决定了油服行业的资金投入量。考虑到当前原油价格为 80 美元/桶，我们假设未来原油价格维持在 60 美元/桶以上。

公司主要从事的是海工装备制造，主要建造原材料为钢铁，海上装备的建造成本与原材料钢铁的价格波动有很强的关联性，我们假设原材料的价格维持现状。

### 6.2. 相对估值

我们选取中海油服、大金重工、亚星锚链三家油服上市公司进行估值对比，2022-2024 年可比公司平均估值分别为 31X/ 21X/ 16X，海油工程估值相对较低，仍有上升空间。

表 5: 行业内可比公司

公司名称	公司代码	业务类型	市值 (亿元)	净利润 (亿元)			PE 估值		
				2022	2023	2024	2022	2023	2024
海油工程	600583	海洋油气工程 EPCI	297	14.6	18.4	23.9	20X	16X	12X
中海油服	601808	油田技术服务	750	29.1	37.2	44.7	26X	20X	17X
大金重工	002487	海上装备零部件制造	268	5.9	13.7	22.1	41X	20X	12X
亚星锚链	601890	海洋工程泊链生产制 造	103	1.6	2.1	2.7	67X	49X	38X

数据来源: iFind, 东北证券 (注: 可比公司盈利预测为 iFind 机构一致预期)

### 6.3. 投资建议

2022 年公司完善对下属合资公司中海福陆的治理和运营管理, 将其纳入并表范围, 预计 2022-2024 年营收分别为 314.73/363.42/417.76 亿元, 同比增长 59.0%/15.5%/15.0%; 归母净利润分别为 14.8/18.5/23.9 亿元, 同比增长 298.9%/25.6%/29.2%。预期 EPS 为 0.33 元/0.42 元/0.54 元, 对应 PE 为 20/16/12 倍。

**风险提示:** 订单放缓, 原材料涨价, 业绩预测和估值判断不达预期

**附表：财务报表预测摘要及指标**

资产负债表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
货币资金	1,171	4,388	5,039	6,404
交易性金融资产	6,256	6,256	6,256	6,256
应收款项	5,657	6,345	6,640	7,467
存货	1,151	1,944	1,795	1,835
其他流动资产	3,813	4,582	5,653	6,558
<b>流动资产合计</b>	<b>18,048</b>	<b>23,515</b>	<b>25,382</b>	<b>28,521</b>
可供出售金融资产				
长期投资净额	1,529	2,029	2,107	2,219
固定资产	10,710	10,406	10,367	10,388
无形资产	1,095	1,076	1,057	1,039
商誉	0	0	0	0
<b>非流动资产合计</b>	<b>16,606</b>	<b>16,719</b>	<b>16,600</b>	<b>16,457</b>
<b>资产总计</b>	<b>34,654</b>	<b>40,233</b>	<b>41,983</b>	<b>44,978</b>
短期借款	0	0	0	0
应付款项	8,520	12,078	11,775	12,374
预收款项	2	0	2	2
一年内到期的非流动负债	165	174	174	174
<b>流动负债合计</b>	<b>11,098</b>	<b>15,651</b>	<b>15,947</b>	<b>17,027</b>
长期借款	475	380	380	380
其他长期负债	323	309	294	284
<b>长期负债合计</b>	<b>798</b>	<b>689</b>	<b>674</b>	<b>664</b>
<b>负债合计</b>	<b>11,896</b>	<b>16,340</b>	<b>16,621</b>	<b>17,690</b>
归属于母公司股东权益合计	22,742	23,864	25,318	27,224
少数股东权益	16	30	44	63
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>34,654</b>	<b>40,233</b>	<b>41,983</b>	<b>44,978</b>

利润表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
<b>营业收入</b>	<b>19,795</b>	<b>31,473</b>	<b>36,342</b>	<b>41,776</b>
营业成本	17,707	28,389	32,612	37,294
营业税金及附加	77	173	196	216
资产减值损失	-27	-79	-40	-46
销售费用	22	25	29	33
管理费用	240	236	254	272
财务费用	45	-87	-29	-42
公允价值变动净收益	26	0	0	0
投资净收益	-386	189	145	167
<b>营业利润</b>	<b>560</b>	<b>1,737</b>	<b>2,177</b>	<b>2,819</b>
营业外收支净额	12	14	19	19
<b>利润总额</b>	<b>573</b>	<b>1,752</b>	<b>2,196</b>	<b>2,837</b>
所得税	201	263	329	426
净利润	372	1,489	1,866	2,412
<b>归属于母公司净利润</b>	<b>370</b>	<b>1,475</b>	<b>1,852</b>	<b>2,393</b>
少数股东损益	2	14	14	19

现金流量表 (百万元)	2021A	2022E	2023E	2024E
<b>净利润</b>	<b>372</b>	<b>1,489</b>	<b>1,866</b>	<b>2,412</b>
资产减值准备	48	79	40	46
折旧及摊销	1,085	937	979	1,051
公允价值变动损失	-26	0	0	0
财务费用	48	22	19	18
投资损失	386	-189	-145	-167
运营资本变动	1,044	2,296	-921	-694
其他	76	-25	-34	-37
<b>经营活动净现金流量</b>	<b>3,033</b>	<b>4,609</b>	<b>1,804</b>	<b>2,630</b>
<b>投资活动净现金流量</b>	<b>-2,946</b>	<b>-915</b>	<b>-721</b>	<b>-749</b>
<b>融资活动净现金流量</b>	<b>-469</b>	<b>-477</b>	<b>-432</b>	<b>-515</b>
<b>企业自由现金流</b>	<b>725</b>	<b>3,938</b>	<b>992</b>	<b>1,795</b>

财务与估值指标	2021A	2022E	2023E	2024E
<b>每股指标</b>				
每股收益 (元)	0.08	0.33	0.42	0.54
每股净资产 (元)	5.14	5.40	5.73	6.16
每股经营性现金流量 (元)	0.69	1.04	0.41	0.59
<b>成长性指标</b>				
营业收入增长率	10.8%	59.0%	15.5%	15.0%
净利润增长率	1.8%	298.9%	25.6%	29.2%
<b>盈利能力指标</b>				
毛利率	10.5%	9.8%	10.3%	10.7%
净利率	1.9%	4.7%	5.1%	5.7%
<b>运营效率指标</b>				
应收账款周转天数	118.46	68.64	64.31	60.78
存货周转天数	21.98	19.62	20.64	17.52
<b>偿债能力指标</b>				
资产负债率	34.3%	40.6%	39.6%	39.3%
流动比率	1.63	1.50	1.59	1.68
速动比率	1.18	1.09	1.13	1.19
<b>费用率指标</b>				
销售费用率	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%
管理费用率	1.2%	0.8%	0.7%	0.7%
财务费用率	0.2%	-0.3%	-0.1%	-0.1%
<b>分红指标</b>				
股息收益率	1.2%	1.2%	1.3%	1.6%
<b>估值指标</b>				
P/E (倍)	57.63	20.14	16.04	12.42
P/B (倍)	0.90	1.25	1.17	1.09
P/S (倍)	1.03	0.94	0.82	0.71
净资产收益率	1.6%	6.2%	7.3%	8.8%

资料来源：东北证券

### 研究团队简介:

唐凯: 美国纽约州立大学宾汉姆顿分校会计学硕士, 武汉大学经济学学士、数学学士。现任东北证券轻工组组长。曾任尼尔森(上海)分析师, 久谦咨询有限公司咨询师, 东海证券研究员。具有5年证券研究从业经历。

赵哲: FRM, 复旦大学金融硕士, 郑州大学工商管理本科, 曾任工商银行总行私人银行部投资经理、产品经理, 2021年加入东北证券。

### 重要声明

本报告由东北证券股份有限公司(以下称“本公司”)制作并仅向本公司客户发布, 本公司不会因任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本公司具有中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。

本报告中的信息均来源于公开资料, 本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告中的内容和意见仅反映本公司于发布本报告当日的判断, 不保证所包含的内容和意见不发生变化。

本报告仅供参考, 并不构成对所述证券买卖的出价或征价。在任何情况下, 本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的证券买卖建议。本公司及其雇员不承诺投资者一定获利, 不与投资者分享投资收益, 在任何情况下, 我公司及其雇员对任何人使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

本公司或其关联机构可能会持有本报告中涉及到的公司所发行的证券头寸并进行交易, 并在法律许可的情况下不进行披露; 可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务、财务顾问等相关服务。

本报告版权归本公司所有。未经本公司书面许可, 任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的, 须在本公司允许的范围内使用, 并注明本报告的发布人和发布日期, 提示使用本报告的风险。

若本公司客户(以下称“该客户”)向第三方发送本报告, 则由该客户独自为此发送行为负责。提醒通过此途径获得本报告的投资者注意, 本公司不对通过此种途径获得本报告所引起的任何损失承担任何责任。

### 分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格, 并在中国证券业协会注册登记为证券分析师。本报告遵循合规、客观、专业、审慎的制作原则, 所采用数据、资料的来源合法合规, 文字阐述反映了作者的真实观点, 报告结论未受任何第三方的授意或影响, 特此声明。

### 投资评级说明

股票 投资 评级 说明	买入	未来6个月内, 股价涨幅超越市场基准15%以上。	投资评级中所涉及的市场基准:  A 股市场以沪深300指数为市场基准, 新三板市场以三板成指(针对协议转让标的)或三板做市指数(针对做市转让标的)为市场基准; 香港市场以摩根士丹利中国指数为市场基准; 美国市场以纳斯达克综合指数或标普500指数为市场基准。
	增持	未来6个月内, 股价涨幅超越市场基准5%至15%之间。	
	中性	未来6个月内, 股价涨幅介于市场基准-5%至5%之间。	
	减持	未来6个月内, 股价涨幅落后市场基准5%至15%之间。	
	卖出	未来6个月内, 股价涨幅落后市场基准15%以上。	
行业 投资 评级 说明	优于大势	未来6个月内, 行业指数的收益超越市场基准。	
	同步大势	未来6个月内, 行业指数的收益与市场基准持平。	
	落后大势	未来6个月内, 行业指数的收益落后于市场基准。	

东北证券股份有限公司

 网址: <http://www.nesc.cn> 电话: 400-600-0686

地址	邮编
中国吉林省长春市生态大街 6666 号	130119
中国北京市西城区锦什坊街 28 号恒奥中心 D 座	100033
中国上海市浦东新区杨高南路 799 号	200127
中国深圳市福田区福中三路 1006 号诺德中心 34D	518038
中国广东省广州市天河区冼村街道黄埔大道西 122 号之二星辉中心 15 楼	510630

**机构销售联系方式**

姓名	办公电话	手机	邮箱
<b>公募销售</b>			
<b>华东地区机构销售</b>			
王一 (副总监)	021-61001802	13761867866	wangyi1@nesc.cn
吴肖寅	021-61001803	17717370432	wuxiaoyin@nesc.cn
李瑞暄	021-61001802	18801903156	lirx@nesc.cn
周嘉茜	021-61001827	18516728369	zhoujq@nesc.cn
陈梓佳	021-61001887	19512360962	chen_zj@nesc.cn
屠诚	021-61001986	13120615210	tucheng@nesc.cn
康杭	021-61001986	18815275517	kangh@nesc.cn
丁园	021-61001986	19514638854	dingyuan@nesc.cn
吴一凡	021-20361258	19821564226	wuyifan@nesc.cn
王若舟	021-61002073	17720152425	wangrz@nesc.cn
<b>华北地区机构销售</b>			
李航 (总监)	010-58034553	18515018255	lihang@nesc.cn
殷璐璐	010-58034557	18501954588	yinlulu@nesc.cn
曾彦戈	010-58034563	18501944669	zengyg@nesc.cn
吕奕伟	010-58034553	15533699982	lyyw@nesc.com
孙伟豪	010-58034553	18811582591	sunwh@nesc.cn
陈思	010-58034553	18388039903	chen_si@nesc.cn
徐鹏程	010-58034553	18210496816	xupc@nesc.cn
曲浩蕴	010-58034555	18810920858	quhy@nesc.cn
<b>华南地区机构销售</b>			
刘璇 (总监)	0755-33975865	13760273833	liu_xuan@nesc.cn
刘曼	0755-33975865	15989508876	liuman@nesc.cn
王泉	0755-33975865	18516772531	wangquan@nesc.cn
王谷雨	0755-33975865	13641400353	wanggy@nesc.cn
张瀚波	0755-33975865	15906062728	zhang_hb@nesc.cn
王熙然	0755-33975865	13266512936	wangxr_7561@nesc.cn
阳晶晶	0755-33975865	18565707197	yang_jj@nesc.cn
张楠淇	0755-33975865	13823218716	zhangnq@nesc.cn
钟云柯	0755-33975865	13923804000	zhongyk@nesc.cn
杨婧	010-63210892	18817867663	yangjing2@nesc.cn
梁家滢	0755-33975865	13242061327	liangjy@nesc.cn
<b>非公募销售</b>			
<b>华东地区机构销售</b>			
李茵茵 (总监)	021-61002151	18616369028	liyinyin@nesc.cn
杜嘉琛	021-61002136	15618139803	dujiachen@nesc.cn
王天鸽	021-61002152	19512216027	wangtg@nesc.cn
王家豪	021-61002135	18258963370	wangjiahao@nesc.cn
白梅柯	021-20361229	18717982570	baimk@nesc.cn
刘刚	021-61002151	18817570273	liugang@nesc.cn
曹李阳	021-61002151	13506279099	caoly@nesc.cn
曲林峰	021-61002151	18717828970	qulf@nesc.cn
<b>华北地区机构销售</b>			
温中朝 (副总监)	010-58034555	13701194494	wenzc@nesc.cn
王动	010-58034555	18514201710	wang_dong@nesc.cn
闫琳	010-58034555	17862705380	yanlin@nesc.cn
张煜苑	010-58034553	13701150680	zhangyy2@nesc.cn