

# 海油工程 (600583)

证券研究报告

2023年02月11日

## 行业复苏提升业绩，硬实力增强重塑国际竞争力

海油工程是国内唯一海洋油气工程总包，立足于国内海上，业务向海外、深水、总包以及 LNG 扩展。

### 行业趋势之一：23 年海上油气资本开支或强劲增长，深水成核心增长点

全球：IHS 预计 2023 年海上资本开支仍保持强劲增长，预计同比+23%，是 2011 年以来海上资本开支最高增速。随着海上项目盈亏平衡点显著下降，以及深水明显的储量优势，使得深水油气项目已成为全球增储上产的核心领域，国际油气公司上游资本开支重点向深水区域倾斜。

国内：中海油 2022 年实际资本开支接近 1000 亿元，实际开发占比约 56%。2023 年规划资本开支持续增长 1000-1100 亿元，开发环节占比提升到 59%，预计 2023 年开发环节资本支出同比+12%。

### 行业趋势之二：全球 LNG 投资有望创新高

全球天然气供需区域不匹配是 LNG 投资增长的长期逻辑。2021~2022 年，现货贸易利润拉大，且市场普遍预期 2022 年后全球 LNG 市场将出现供需缺口，LNG 投资步伐加快。2023 年全球 LNG 项目 FID 数量有望创新高。

### 公司周期性特征：业绩滞后订单 1~2 年

订单：国内订单跟随中海油资本开支周期，海外订单跟随 LNG 投资周期，近年来也有 FPSO 和海外油气项目。2022 年起，公司可独立直接投标巴西国家石油公司投资的工程、采购和建设项目，特别是 FPSO。

周期特征：公司工作量基本同订单同步，收入波动往往滞后公司订单 1-2 年，毛利率更为滞后。

### 公司硬实力提升，增强国际竞争力

深水作业能力提升：2021 年公司总包的陵水 17-2 深水气田工程项目投产，深水工程总承包能力跨越式提升，有更多机会拓展深水市场。

装备水平从全球第三梯队跃居第二梯队：与 Saipem、Subsea 7 等国际同行一样具备 3000 米深水作业能力，铺管直径最大 60 英寸、深度可达 3000 米；公司起重船最大起重量为 7500 吨，仅次于 Saipem。

场地拥有明显优势：场地总面积、码头岸线长度与年加工量均远胜 Saipem 和 Subsea 7。目前公司年加工量总计为 71.4 万吨。

人工成本优势：对比 Subsea 7，公司单位员工成本（31.3 万元）远低于 Subsea 7（140 万元），仅为 Subsea 7 的 22.3%。

### 盈利预测和估值

我们预测 22/23/24 年归母净利润 14.9/18.2/27.3 亿，EPS 分别 0.34/0.41/0.62 元。从 PB 估值来看，海油工程目前 1.33 倍，低于可比公司平均 PB 1.53 倍。2023 年按照 1.53 × PB 给予海油工程目标价 8.0 元，首次覆盖给予“增持”评级。

**风险提示：**国际油价大跌致海外油气资本开支下滑的风险；新订单毛利率难以进一步回升的风险；项目执行情况较差致亏损的风险。

### 投资评级

行业	石油石化/油服工程
6 个月评级	增持（首次评级）
当前价格	6.92 元
目标价格	8.0 元

### 基本数据

A 股总股本(百万股)	4,421.35
流通 A 股股本(百万股)	4,421.35
A 股总市值(百万元)	30,595.78
流通 A 股市值(百万元)	30,595.78
每股净资产(元)	5.21
资产负债率(%)	38.52
一年内最高/最低(元)	6.96/3.85

### 作者

张樨樨 分析师  
SAC 执业证书编号：S1110517120003  
zhangxixi@tfzq.com

### 股价走势



资料来源：聚源数据

### 相关报告

- 《海油工程-年报点评报告:订单持续增长，业绩有望崛起》2020-03-24
- 《海油工程-季报点评:19Q3 点评：扭亏拐点之后，业绩如何展望？》2019-10-28
- 《海油工程-首次覆盖报告:行业复苏拉动业绩，国际竞争力塑造成长性》2019-09-14

财务数据和估值	2020	2021	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	17,862.58	19,795.48	24,743.90	28,561.02	35,098.05
增长率(%)	21.43	10.82	25.00	15.43	22.89
EBITDA(百万元)	2,501.03	2,405.38	3,108.41	3,424.22	4,562.77
归属母公司净利润(百万元)	363.30	369.80	1,494.82	1,821.25	2,732.09
增长率(%)	1,200.90	1.79	304.23	21.84	50.01
EPS(元/股)	0.08	0.08	0.34	0.41	0.62
市盈率(P/E)	84.22	82.74	20.47	16.80	11.20
市净率(P/B)	1.35	1.35	1.30	1.25	1.19
市销率(P/S)	1.71	1.55	1.24	1.07	0.87
EV/EBITDA	5.02	4.69	7.07	4.70	4.24

资料来源：wind，天风证券研究所

## 内容目录

1. 公司简介：国内唯一海洋油气工程总包，拥有多元业务能力.....	5
2. 行业分析.....	6
2.1. 海上资本开支拐点已至.....	6
2.1.1. 全球油气投资：2023 持续回暖，海上再度扩张.....	7
2.1.2. 能源“去俄化”趋势.....	7
2.1.3. 深水：增储上产核心区.....	7
2.1.4. 油气投资持续性.....	8
2.1.5. 油气公司计划：聚焦深水资本开支.....	9
2.2. 全球 LNG 投资有望创新高.....	10
2.2.1. LNG 供需矛盾：全球天然气区域不匹配持续.....	10
2.2.2. LNG 投资增长持续性：LNG 贸易利差丰厚，刺激相关投资.....	11
2.2.1. FID 数量：2023 年 LNG 项目 FID 数量有望创新高.....	11
3. 公司分析.....	12
3.1. 盈利周期特征.....	12
3.1.1. 订单：跟随油气资本开支.....	12
3.1.2. 业绩：滞后订单 1~2 年.....	13
3.2. 深水作业能力提升.....	14
3.2.1. 深水工程能力跨越式提升.....	14
3.3. 公司硬实力优势持续提升.....	15
3.3.1. 装备对比.....	15
3.3.2. 场地优势：加工能力优势.....	16
3.3.3. 提前交付优势.....	17
3.3.4. 成本优势.....	17
3.3.5. 周期同步：订单上升期，业绩仍在相对底部.....	17
3.3.6. 每轮周期都是成长机遇.....	19
4. 盈利预测与估值.....	21
4.1. 盈利预测.....	21
4.2. 估值.....	22
5. 风险提示.....	22

## 图表目录

图 1：公司营业收入结构（单位：亿元）.....	5
图 2：截至 2023 年 1 月公司股权结构.....	5
图 3：各地区毛利率（%）.....	5
图 4：各地区收入占比.....	5
图 5：海油工程重大项目数量及分类（单位：个）.....	6

图 6: 全球上游资本开支变动情况 (十亿美元)	7	
图 7: 全球各类型油气上游原油开支 (十亿美金)	7	
图 8: 俄罗斯油气上游资本开支下滑	7	
图 9: 近年来各类型新投产油气田在全球数量的占比	8	
图 10: 世界不同资源产量指数增长 (2022-2030)	8	
图 11: 新石油项目的平均盈亏平衡价格 (美元/桶)	8	
图 12: 中海油桶油生产成本 (\$/桶)	8	
图 13: 海上原油盈亏平衡成本下滑	8	
图 14: 海上油公司 ROE (% , 右轴) 和油价 (美金/桶, 左轴)	8	
图 15: 中海油资本开支 (左轴, 亿元) 及开发环节占比 (右轴)	9	
图 16: 其他海上油公司资本开支 (十亿美元) 增长情况	9	
图 17: 2011~2021 年全球 LNG 贸易增速远超管道贸易增速 (bcm)	10	
图 18: 2022~2025 年各区域天然气消费增长与供给增长不匹配 (bcm)	10	
图 19: 战争前, 管道气是欧洲进口天然气的重要途径 (bcm)	11	
图 20: 俄乌冲突后, 欧洲进口天然气结构变化	11	
图 21: 国际主要市场现货天然气价格 (美元/百万英热)	11	
图 22: 美国到欧洲现货贸易利润: JKM-HH (美元/百万英热)	11	
图 23: 全球 LNG 长协签订情况 (单位: 百万吨/年)	11	
图 24: 俄乌战争之后, 欧洲宣布的新增 LNG 进口终端超过 10 个	11	
图 25: 海油工程订单结构 (亿元)	13	
图 26: 海油工程国内订单 (亿元)	13	
图 27: 海油工程订单 vs. 建造工作量	13	
图 28: 海油工程订单 vs. 安装工作量	13	
图 29: 订单 vs. 陆地建造导管架与组块	14	
图 30: 订单 vs. 海上安装导管架与组块	14	
图 31: 海油工程国内收入 (亿元)、毛利率 (%) vs. 订单 (亿元)	14	
图 32: 海油工程海外收入 (亿元)、毛利率 (%) vs. 订单 (亿元)	14	
图 33: 海油工程船舶的数量 (艘) 及投资额 (右轴)	15	
图 34: 海油工程船舶数量对比 (艘)	15	
图 35: 海油工程起重船舶数量及最大起重量对比	15	
图 36: 船龄结构对比	15	
图 37: 2021 年公司成本结构	17	
图 38: 可比公司员工单位成本 (百万元/人) 及员工数 (右轴)	17	
图 39: Technip 收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元	17
图 40: Technip 新订单和在手订单	单位: 百万美元	17
图 41: Fluor 收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元	18
图 42: Fluor 新订单和在手订单	单位: 百万美元	18
图 43: Saipem 收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元	18
图 44: Saipem 新订单和在手订单	单位: 百万欧元	18
图 45: MODEC 收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元	18
图 46: MODEC 新订单和在手订单	单位: 百万美元	18

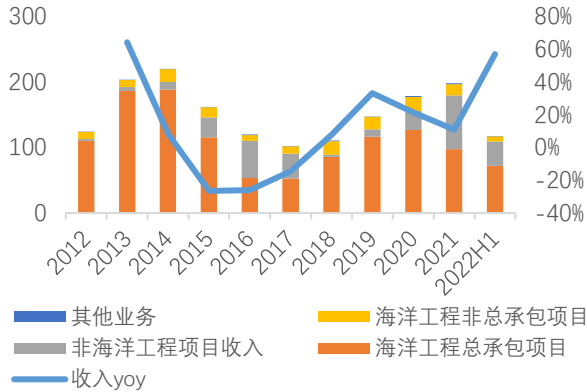
图 47: Subsea 7 收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元.....	19
图 48: Subsea 7 新订单和在手订单	单位: 百万美元.....	19
图 49: 海油工程收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元.....	19
图 50: 海油工程新订单和在手订单	单位: 百万美元.....	19
图 51: Aker solution 收入和营业利润 (右轴)	单位: 百万美元.....	19
图 52: Aker 新订单和在手订单	单位: 百万美元.....	19
图 53: 海油工程重点运行项目数量 (左轴, 个) 及海外项目占比 (右轴)		19
图 54: 海油工程收入结构 (亿元) 及海外项目收入占比 (右轴)		19
图 55: 2020-2023 年全球 FPSO 合同		20
表 1: 海油工程核心竞争力变化		6
表 2: 国际石油公司油气勘探战略重心规划		10
表 3: 2022 年及以后全球液化天然气待建项目		12
表 4: 海工深水作业能力提升		14
表 5: 海油工程生产基地		16
表 6: Saipem 生产基地		16
表 7: Subsea 7 生产基地		16
表 8: 2022 年 Q3 最新季报重点项目进展情况		20
表 9: 经营模型假设		21
表 10: 公司估值比较 (截止 2023 年 2 月 10 日)		22

## 1. 公司简介：国内唯一海洋油气工程总包，拥有多元业务能力

海油工程是中国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，是亚太地区最大的海洋油气工程 EPCI(设计、采办、建造、安装)总承包商之一。

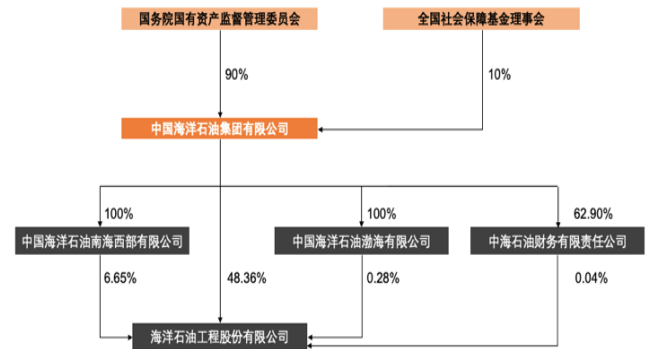
公司实际控制人为中国海洋石油集团有限公司，以直接及间接的方式控制了公司约 55.3% 的股份。

图 1：公司营业收入结构（单位：亿元）



资料来源：Wind，天风证券研究所

图 2：截至 2023 年 1 月公司股权结构



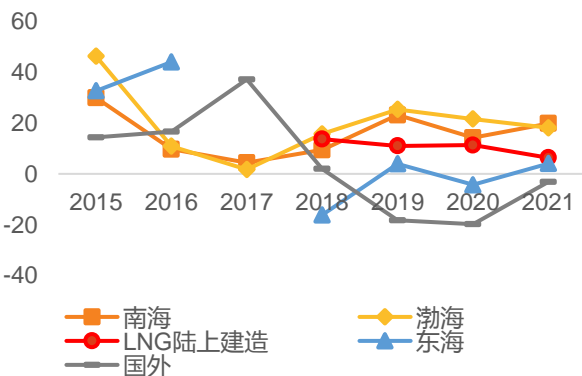
资料来源：公司官网，天风证券研究所

海油工程主营业务包括海洋工程总承包项目、非海洋工程项目、海洋工程非总承包项目，前两大业务收入在 2022 上半年分别占总营业收入的 61.30%，31.86%。

海洋工程总承包项目主要包括为海洋油气资源开发提供设计、陆地制造和海上安装、调试、维修等专业工程和技术服务。2019 年、2020 年，随着中国油气增储上产“七年行动计划”的持续推进，油气田开发项目进入施工高峰期，海洋工程总承包项目保持平稳增长；2021 年，海洋工程陆地建造工作量减少，海洋工程总承包项目收入相应减少至 97.52 亿元。

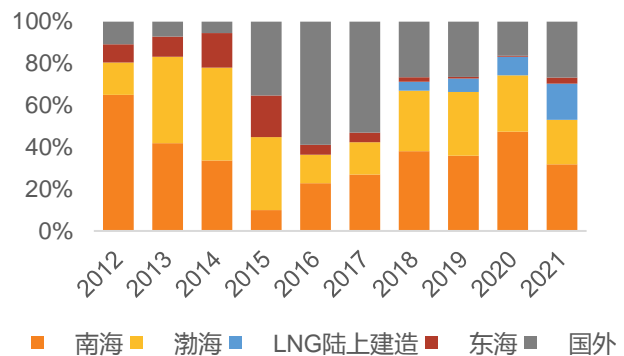
非海洋工程项目收入主要包括 LNG 储罐和接收站项目的建造收入、电仪产品等特种设备收入。**该业务是公司重要增长极。**自 2018 年以来，非海洋工程项目收入快速增长，从 3.23 亿元增长到 2021 年 82.06 亿元，主要得益于陆上 LNG 储罐和接收站项目工作量增长。

图 3：各地区毛利率（%）



资料来源：Wind，天风证券研究所

图 4：各地区收入占比



资料来源：Wind，天风证券研究所

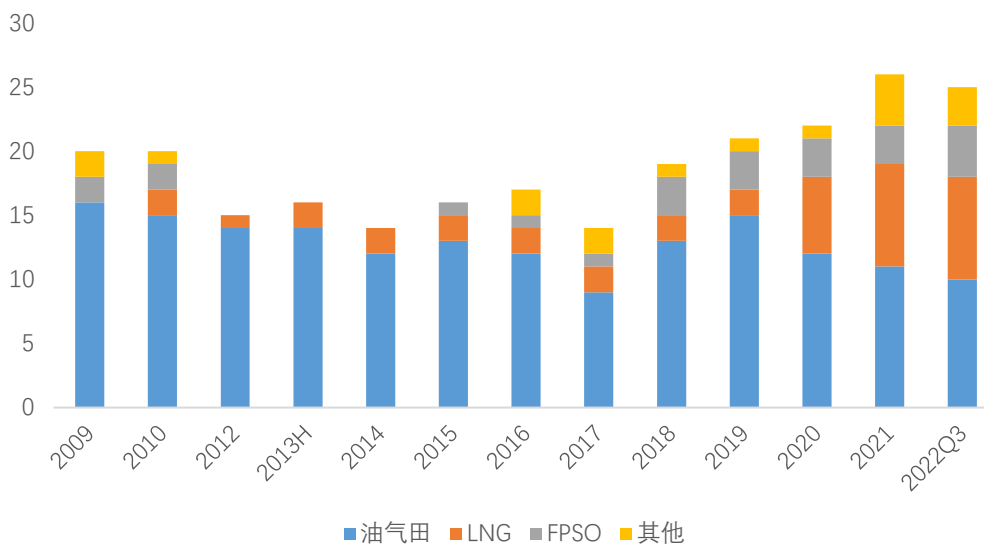
国内渤海和南海的作业毛利率较高，中海油在 2022 年战略规划中提及勘探策略“稳定渤海、加快南海”，我们预计未来南海作业量有望提升，拉高盈利水平。国外毛利率 2021 年因为海外 LNG 项目盈利提升而有所恢复，同时 2021 年前后随着国外亏损项目的收尾，海外业绩有望扭亏为盈。

公司从事“工程服务”，主要服务于海上油气勘探开发的“开发”环节。油气勘探开发生产整个产业链中，勘探环节垄断性强，75%的地震采集处理服务由法国地球物理维里达斯公司、挪威石油地质服务公司和西方奇科地球物理公司提供，64%的钻井服务被越洋钻探、瓦拉里斯、海上钻探、诺贝尔钻探和钻石海上钻探公司垄断。开发工程方面全球市场化，工程设计、装备制造、总装等服务采用全球招标。

**海工承接重大项目能力提升。**海油工程运行重大项目数量从 2009 年的 20 个下滑至 2017 年的 14 个，自 2017 年起保持逐年增长，至 2021 年末 26 个。

海油工程运行的重大项目中，LNG 项目占重大项目数量比重显著增长，从 2018 年的 11% 增长到 2022 年 Q3 的 32%；同时 FPSO 项目占比也从 2017 年的 7.7% 增长到 2022 年 Q3 的 16%。**重大项目结构呈现出优化的特点**，FPSO 等技术含量高的项目逐步增加，LNG 接收站及储罐项目保持增长，为公司发展注入活力。

图 5：海油工程重大项目数量及分类（单位：个）



资料来源：公司公告，天风证券研究所（2022Q3 表示截止 2022.9.30 披露的正在运行的重大项目量）

**核心竞争力变化。**海油工程通过“海基一号”、首套深水水下多功能管汇系统等项目实现在深水领域导管架平台制造安装、水下生产装备技术的重要突破，逐渐向深水领域转变核心竞争力。

表 1：海油工程核心竞争力变化

项目	实现内容	重要意义
我国自主设计建造安装的亚洲第一深水导管架“海基一号”机械完工	国内首次 300 米级水深海域导管架平台的 EPCI 工作顺利完成。	刷新了中国海上单体原油生产平台的重量记录，标志海油工程完整掌握深水超大型导管架平台制造安装的成套关键技术。
海油工程天津智能化制造基地正式投产	实现从项目管控、车间建造到厂区管理的全流程智能化，为海洋油气装备行业提供可复制、可推广的数字化智能化运营管理模式。	我国首个海洋油气装备制造“智能工厂”正式投产，标志着我国海洋油气装备行业智能化转型实现突破。
正式交付自主设计、建造和调试的首套深水水下多功能管汇系统	实现中国国内完成首套自主研发 500 米水深的带控制系统的水下管汇工程化产品。	标志着我国海洋油气水下生产装备自主研发、设计、制造和测试技术取得重要突破。
二氧化碳封存示范工程设备制造安装	预计实现每年可封存二氧化碳 30 万吨，累计封存 146 万吨以上。	我国海上首个二氧化碳示范工程项目在公司青岛落地完成全部设备制造和安装。

资料来源：公司公告，天风证券研究所

## 2. 行业分析

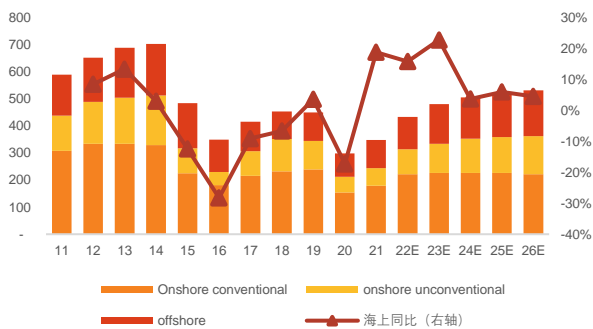
### 2.1. 海上资本开支拐点已至

### 2.1.1. 全球油气投资：2023 持续回暖，海上再度扩张

长期资本开支不足叠加能源“去俄化”趋势，解决能源危机成为全球迫在眉睫的大事，油气公司于 2021 年便开始谨慎回补上游资本开支。根据 IHS 预测，2023 年全球上游勘探开发资本或超过 2019 年历史小前高水平，达到 4800 亿美元，同比+11%。

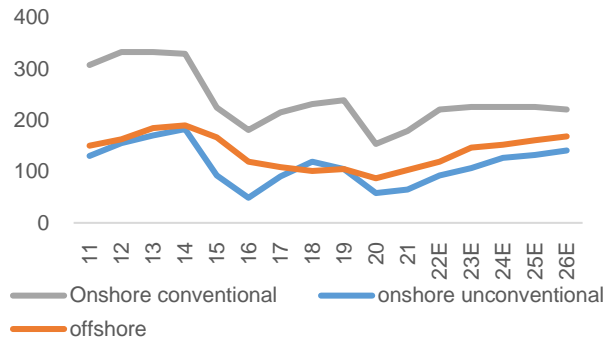
**结构方面：资本开支或向海上深水、超深水项目倾斜。**IHS 预测未来陆上常规项目资本开支增长或出现停滞，主要是陆上非常规与海上项目呈现持续增长。其中海上资本开支从 2021 年开始高速增长，根据 IHS 预测 2023 年海上资本开支或达到 1470 亿美金，同比+23%。此外，《中国海洋能源发展报告 2022》报告显示，2022 年全球海洋油气勘探开发投资中深水、超深水投资显著增长。

图 6：全球上游资本开支变动情况（十亿美元）



资料来源：IHS，天风证券研究所

图 7：全球各类型油气上游原油开支（十亿美金）



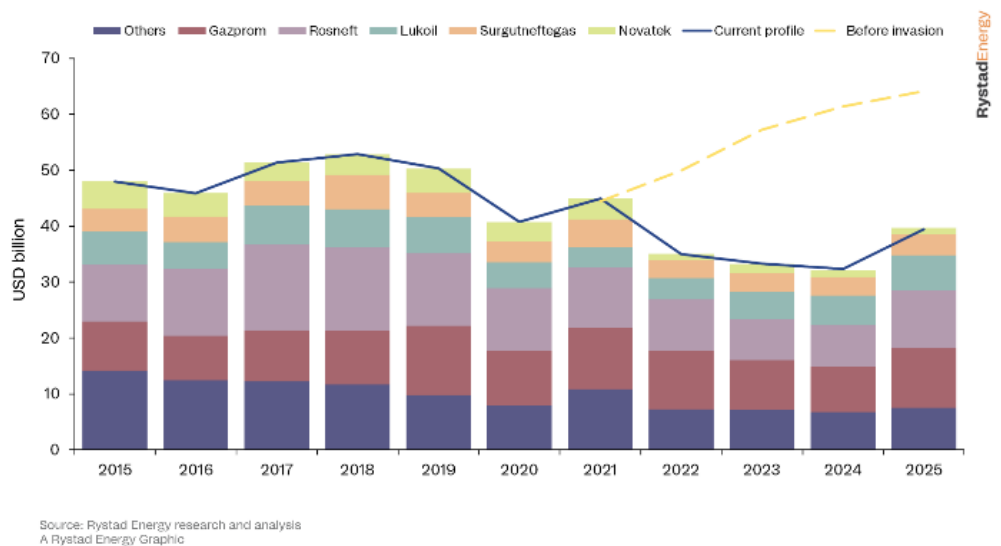
资料来源：IHS，天风证券研究所

### 2.1.2. 能源“去俄化”趋势

根据 Rystad energy，2022 年俄乌冲突发生之后，西方制裁导致资金及合作商从俄油气行业大规模外流开始显现，审批活动也急剧下降，2022 年预计俄罗斯上游投资降至 350 亿美金，甚至低于疫情时期，并且可能延续到 2025 年。

主要是几大 LNG 项目的延迟，西方合伙人的退出，受到技术和资金的限制，项目现在已经推迟了 5-6 年。

图 8：俄罗斯油气上游资本开支下滑



资料来源：Rystad energy，天风证券研究所

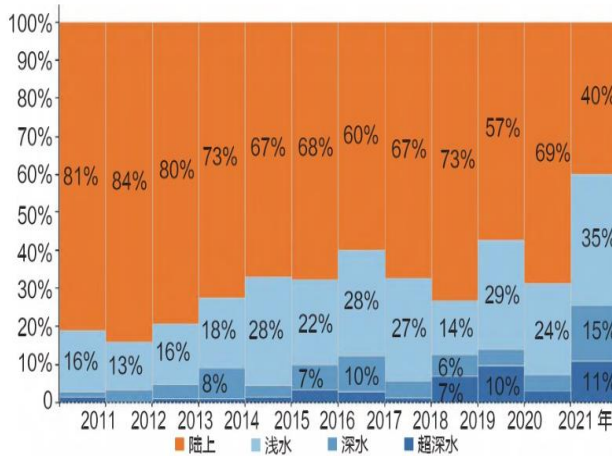
### 2.1.3. 深水：增储上产核心区

2011-2021 年深水油气项目已成为全球油气增储上产的核心领域。根据《全球油气勘探开发形势及油公司动态（2022 年）》的数据，新发现的 101 个大型油气田中，深水油气田数

量占比 67%、储量占比 68%。中国工程院院士童晓光指出，全球海域待发现油气资源量超过 1200 亿吨油当量，其中大部分分布于深水区域。因此近年来，全球新投产油气田陆上数量及产量占比明显下降，深水和超深水区域油气开发活动不断升温。

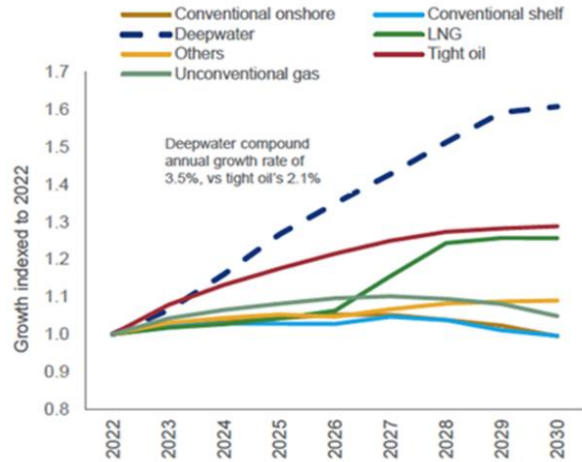
Wood Mackenzie 预计 2022-2030 年深水产量增长 60%以上，巴西、圭亚那是主要的增长动力。

图 9：近年来各类型新投产油气田在全球数量的占比



资料来源：《全球海域油气开发形势与展望》常毓文，天风证券研究所

图 10：世界不同资源产量指数增长（2022-2030）



资料来源：Wood Mackenzie，天风证券研究所

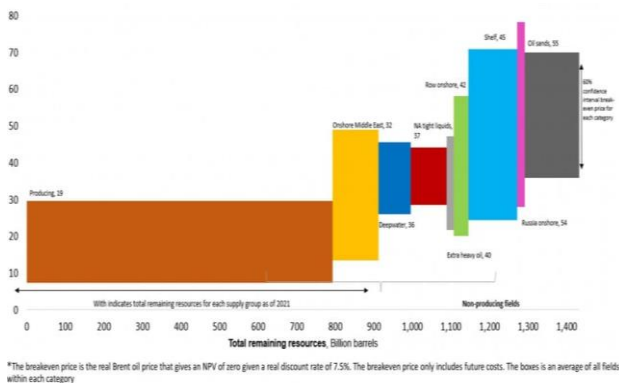
### 2.1.4. 油气投资持续性

#### 1) 经济性方面

由于深水和超深水勘探开发技术、工程技术与装备能力日趋成熟，开发生产成本大幅下降，有相当部分项目完全成本降至 40 美元/桶以下，推动其开发收益的增长。根据 wood Mackenzie 统计，当前已实现商业化的 299 个深水油气项目中，项目总体回报强劲，内部收益率均值为 24%，仅不足 20%的深水油气开发项目内部收益率低于 15%。

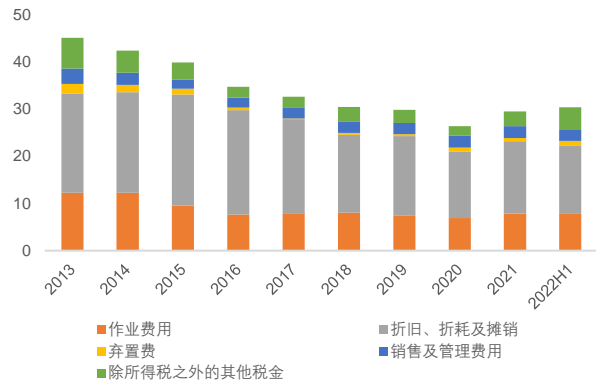
其中中海油凭借本公司优秀的降本增效能力，自 2013 年以来桶油成本从 45 美金/桶降至 2020 年 26.34 美金/桶，年均复合降速达 7.4%。

图 11：新石油项目的平均盈亏平衡价格（美元/桶）



资料来源：Rystad Energy Ucube，天风证券研究所

图 12：中海油桶油生产成本（\$/桶）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

专注海上油气资源的公司比如中海油、巴西石油和挪威石油公司，在 2022 年油价均价再攀约 100 美金/桶时，2022 年上半年三家公司 ROE 分别为 21%、27%和 51%，均接近或超越 2012-2014 年自身高油价时期的 ROE 水平。

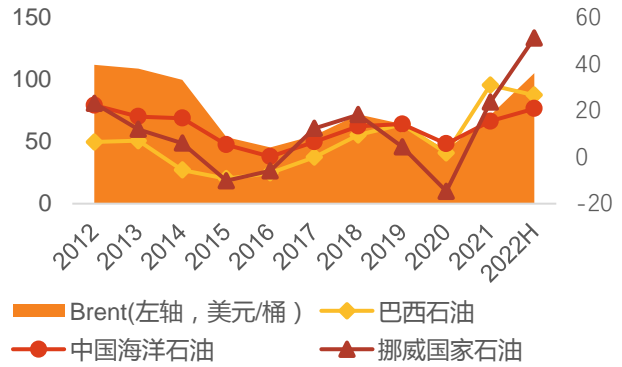
图 13：海上原油盈亏平衡成本下滑

图 14：海上油公司 ROE（%，右轴）和油价（美金/桶，左轴）





资料来源：《国际石油公司上游发展动向探析》金钟，天风证券研究所



资料来源：Wind，天风证券研究所

## 2) 环保性方面

受益于相对较好的资源条件，深水油气生产在二氧化碳排放强度指标方面具有显著优势。特别是相对较高的单井油气储产量，意味着深水油气开发过程中相对较低的温室气体排放。从排放强度看，壳牌、雪佛龙、BP、埃尼和伍德赛德等公司深水油气开发排放强度均低于13吨二氧化碳当量/千桶油当量，大幅低于全球平均水平。

### 2.1.5. 油气公司计划：聚焦深水资本开支

#### 海上油公司：

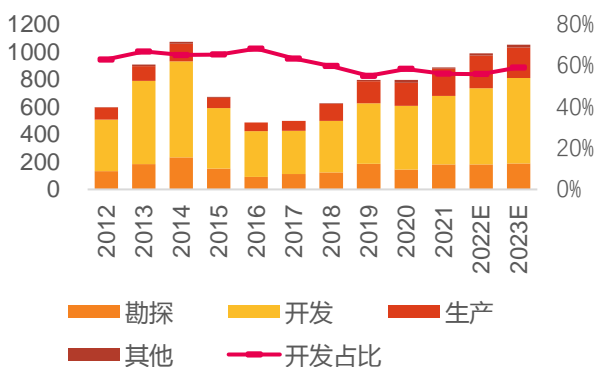
##### 1) 国内中海油

为保证国家能源安全，推动能源储备，我国积极鼓励国内石油公司加大上游勘探开发力度、促进增储上产。中海油作为国内三桶油之一，主导海上油气资源，拥有中国海域 95% 的总探矿权，为积极响应国家战略导向，公司于 2016 年起资本支出稳步提升，2021 年达到 887 亿元，5 年 CAGR 达 12.6%，此外为保证油气产量稳步上升，2022 年规划 900-1000 亿元的资本开支，实际资本开支接近 1000 亿元，其中实际开发占比约 56%。2023 年规划资本开支持续提升（1000-1100 亿元），其中开发环节占比提升到 59%，预计 2023 年开发资本支出同比增加 12%。

##### 2) 国际海上油公司

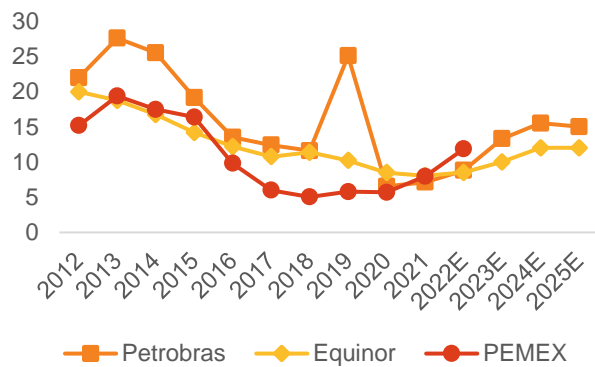
**国际海上油公司资本开支增长均呈高增速。**Petrobras（巴西国家石油公司）上游勘探生产资本支出预计 2022 年达到 88 亿美金，同比+23%，2023 年计划达到 133 亿美元，同比+51%，此后 2024-2025 年维持在 150-160 亿美金。Equinor（挪威国家石油公司）预计 2023 年整体资本支出提升到 100 亿美金，同比+18%，2024-2025 规划 120 亿美金资本支出，维持高增速 20%。Pemex（墨西哥国家石油公司）规划 2022 年资本开支同比+49%。

图 15：中海油资本开支（左轴，亿元）及开发环节占比（右轴）



资料来源：中海油公告，天风证券研究所

图 16：其他海上油公司资本开支（十亿美元）增长情况



资料来源：各公司公告，Bloomberg，Wind，天风证券研究所

（注：Petrobras 是上游资本开支，Equinor 和 PEMEX 是整体资本开支）

## 国际综合性油气公司

除了海上油公司外，国际五大油气公司 Shell、XOM、CVX、BP 和 Total 是主要的深水资源储量拥有者，拓展深水油气勘探开发业务成为其核心战略。比如 Shell 聚焦于深水区和大西洋边缘盆地的勘探，大于 70% 的上游资本开支投资于深水区块；XOM 计划 2023-2027 年上游投资的 70% 聚焦于 Permian、Guyana、Brazil、LNG 方面，其中 Guyana、Brazil 主要是深水作业。BP 于 2010 年就开始布局巴西深水区，也是墨西哥深水湾最大的投资者，2021-2023 年正在运行以及待启动的项目几乎 50% 是海上项目，50% 是 LNG 项目。此外 TOTAL 上游聚焦于深水和 LNG 领域。

据 Rystad Energy 估计，2022—2025 年间，埃克森美孚、BP、壳牌、雪伏龙、埃尼、道达尔能源这 6 家国际大石油公司将花费 270 亿美元用于常规油气勘探，其中海上勘探支出占 95% 以上，而深水领域支出占总勘探支出的 87%。

表 2：国际石油公司油气勘探战略重心规划

公司	战略重心
Shell	聚焦深水区和大西洋边缘盆地的勘探，>80% 资本用于核心区域（>70% 投资于深水）。
XOM	2023-2027 年上游投资的 70% 聚焦于 Permian、Guyana、Brazil、LNG 方面。
BP	BP 于 2010 年开始进军巴西深水区并加强核心产品组合，过去 10 年墨西哥深水湾最大的投资者；2021 年 50% 的项目都是 deep water，其余 LNG；目前 2022 年启动运行中、和建设中待 2023 年启动的项目 50% 是海上项目，其余为 LNG。
TOTAL	油方面战略：“short cycle investment capturing high prices”；公司优先考虑技术成本低和低盈亏平衡点的石油项目。2018—2020 年投产的 19 个项目中，主要集中在深水和 LNG 领域。道达尔在巴西、尼日利亚等地均有大的深水发现，未来油气增长主要集中在陆上常规和深水。到 2028 年，公司深水和浅水项目将占公司新资源量的近三分之二。
CVX	重点是深水区的产量增长，尤其是墨西哥湾计划 2026 年产量提高到 30 万桶/日以上，比 2020 增加 50%+；根据 2020 年的数据墨西哥湾生产的碳强度在投资组合中最低。同时 2022 年新的海上 Ballymore project 超深水项目（>2000 米）获得批准。

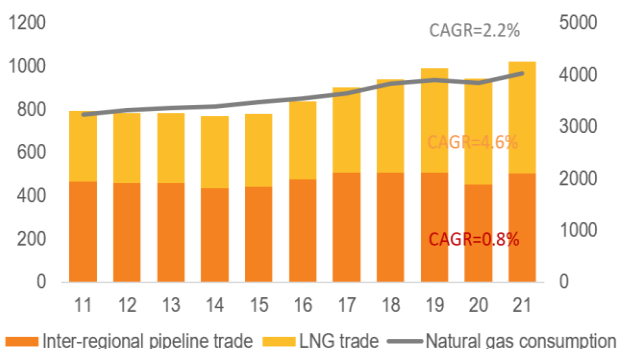
资料来源：各公司官网及公告，天风证券研究所

## 2.2. 全球 LNG 投资有望创新高

### 2.2.1. LNG 供需矛盾：全球天然气区域不匹配持续

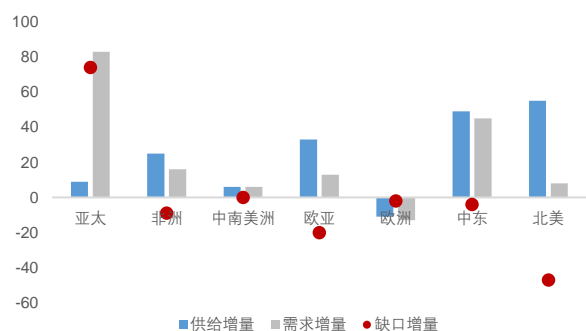
近年来天然气作为“双碳”背景下能源转型的最佳过渡能源品，全球各国对其需求整体呈快速增长趋势，再叠加天然气产地和消费地不匹配问题，导致某些地区的供需缺口越发明显，比如亚太地区。而各洲之间的天然气贸易更多需要通过 LNG 解决。2011~2021 年，全球天然气消费增速 2.2%，而 LNG 贸易增速 4.6%。

图 17：2011~2021 年全球 LNG 贸易增速远超管道贸易增速 (bcm)



资料来源：BP，天风证券研究所（注：CAGR 为 2011-2021 年均复合增速）

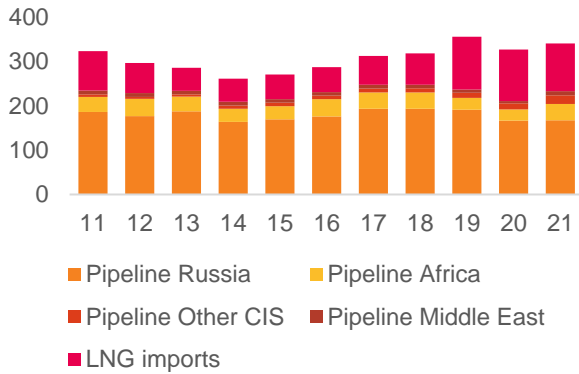
图 18：2022~2025 年各区域天然气消费增长与供给增长不匹配 (bcm)



资料来源：IEA，天风证券研究所

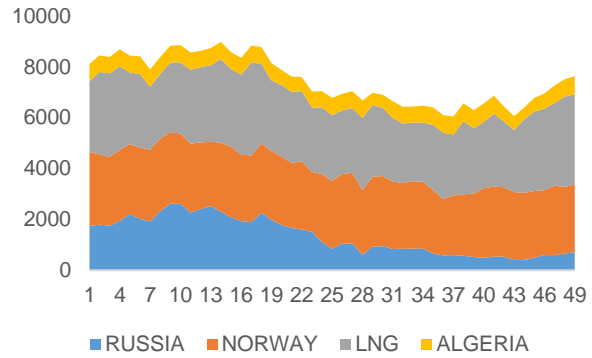
除了亚太地区之外，欧洲地区或也加大对 LNG 进口的依赖度。从历史来看，欧洲天然气进口的主要来源方式是通过管道气运输，2011-2021 年管道运输平均占比进口总量的 75%，欧洲严重依赖管道运输方式。而 2022 年由于俄乌战争引发的一系列蝴蝶效应，比如北溪管道的意外破坏，导致欧洲管道进口俄罗斯的天然气数量大幅下降，因此欧洲需寻找新的天然气来源 LNG，弥补缺口。

图 19: 战争前, 管道气是欧洲进口天然气的重要途径 (bcm)



资料来源: BP, 天风证券研究所

图 20: 俄乌冲突后, 欧洲进口天然气结构变化



资料来源: Bruegel, 天风证券研究所 (注: 横坐标代表周)

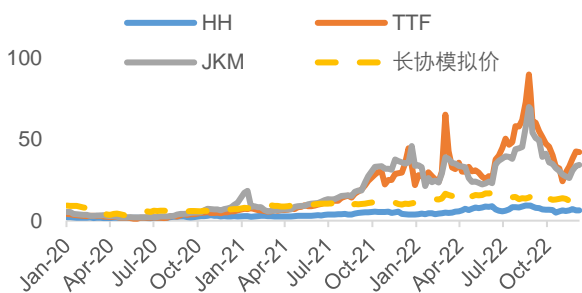
根据 IEA 的预测, 2022~2025 年, 天然气产量增长区域和需求增长区域不匹配的情况将加剧。需求缺口主要在亚太 (需求增长远超供给增长), 其次是欧洲 (需求和产量下滑)。供给增长则主要来自北美 (美国、加拿大)、欧亚大陆 (俄罗斯和中亚地区)、以及非洲 (埃及、莫桑比克)、中东 (伊朗、沙特等)。全球供需增长不匹配的量约 156bcm。

跨州的天然气贸易, 除了小部分从俄罗斯中亚到亚太和欧洲可以通过管道, 大部分要通过 LNG 方式解决。假设其中 80% 靠 LNG 贸易, 则需要 2022-2025 年 LNG 贸易量增速达到 5.6%。

### 2.2.2. LNG 投资增长持续性: LNG 贸易利差丰厚, 刺激相关投资

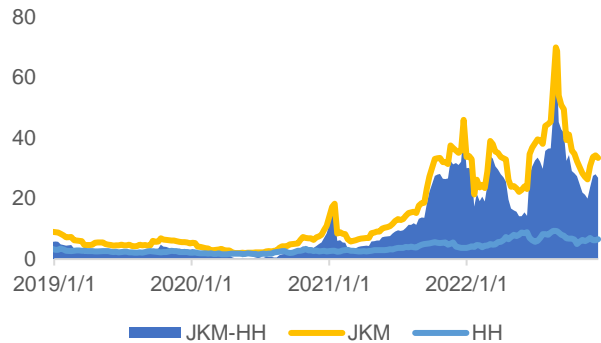
2021 年下半年开始, 销地 (日韩市场、英国市场) 与北美现货 (亨利港) 价格差距拉大。短期内 TTF 价格虽因欧洲超预期的良好天然气库存回建、暖冬等因素大幅下跌, 但价格中枢仍高于历史平均中枢水平, 危机并未彻底解决。我们预计全球 LNG 的供给约束要到 2025 年之后才有可能得到一定解决。在利润刺激和对远期供需的良好预期下, LNG 投资步伐加快。

图 21: 国际主要市场现货天然气价格 (美元/百万英热)



资料来源: Bloomberg, 天风证券研究所

图 22: 美国到欧洲现货贸易利润: JKM-HH (美元/百万英热)



资料来源: Bloomberg, 天风证券研究所

### 2.2.1. FID 数量: 2023 年 LNG 项目 FID 数量有望创新高

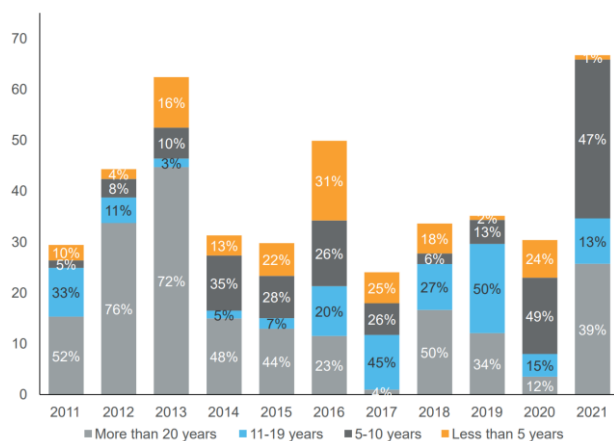
2020 年受疫情的影响, 一些 LNG 液化出口终端项目被推迟或取消, 包括美国、加拿大、卡塔尔和莫桑比克项目。

到 2021 年, 尽管需求和价格都明显回升, 但是受长协覆盖不足的影响, LNG 设施投资还是没有明显上升。2021 年只有三个项目获批, 包括卡塔尔的北地扩建项目、波罗的海 LNG 项目和 Pluto LNG 二号项目。然而波罗的海 LNG 项目受俄罗斯制裁影响有可能取消。

2022 自从俄乌战争之后, 超过 10 个 LNG 进口终端建设计划出台。其中主要是 FSRU (浮世天然气储运平台), 这种平台的改造时间比较短, 通常只需要几个月。

图 23: 全球 LNG 长协签订情况 (单位: 百万吨/年)

图 24: 俄乌战争之后, 欧洲宣布的新增 LNG 进口终端超过 10 个



资料来源：IGU, Global Gas report 2022, 天风证券研究所



资料来源：IGU, 天风证券研究所

预计有总量超过 1640 亿方（11670 万吨）的潜在 FID 项目将从 22 年开始陆续推出，包括卡塔尔、莫桑比克、美国、俄罗斯、加拿大等众多 LNG 项目。其中，美国 Calcasieu Pass LNG (T13 - T18) 液化厂已于 2022 年 9 月份开始投运。

表 3：2022 年及以后全球液化天然气待建项目

国家	液化厂	开启年份	液化能力 (MTPA)
美国	Calcasieu Pass LNG (T13 - T18)	2022	3.76
美国	Golden Pass LNG T1-T2	2024	10.4
美国	Golden Pass LNG T3	2025	5.2
印度尼西亚	Tangguh LNG T3	2022	3.8
莫桑比克	Coral-Sul FLNG	2022	3.4
莫桑比克	Mozambique LNG (Area 1) T1-T2	2025	12.88
俄罗斯	Arctic LNG 2 T1	2022	6.6
俄罗斯	Arctic LNG 2 T2	2024	6.6
俄罗斯	Arctic LNG 2 T3	2026	6.6
俄罗斯	Ust Luga LNG T1 - T2	2025	13
毛里塔尼亚	Tortue/Ahmeyim FLNG T1	2023	2.5
墨西哥	Energ í a Costa Azul T1	2024	3.25
尼日利亚	NLNG T7	2024	8
加拿大	LNG Canada T1-T2	2025	14
卡塔尔	QatarGas North Field East Expansion (T1 - 4)	2025	32
澳大利亚	Pluto LNG T2 (Expansion)	2026	5

资料来源：IGU, 天风证券研究所

### 3. 公司分析

#### 3.1. 盈利周期特征

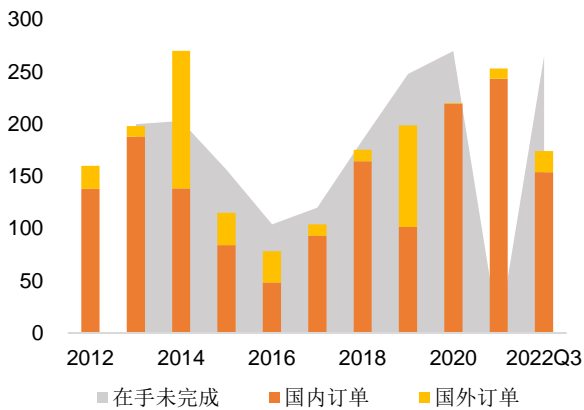
##### 3.1.1. 订单：跟随油气资本开支

整体订单以国内为主。中国海油内部项目大部分由海油工程承接，所以海油工程国内承揽额与中国海油资本开支呈现同步变化趋势，但并不完全同步，易受个别项目落地影响。

国内订单：国内订单以传统海上油气田开发项目为主，市场开发重点围绕南海海域展开，2018年起签订的陆丰、流花、恩平等国内海洋工程总包项目均为南海海域项目。同时，海油工程积极融入国家天然气产供储销体系建设重大战略，沿海陆上 LNG 终端项目等非海洋工程项目承揽额增长迅速。

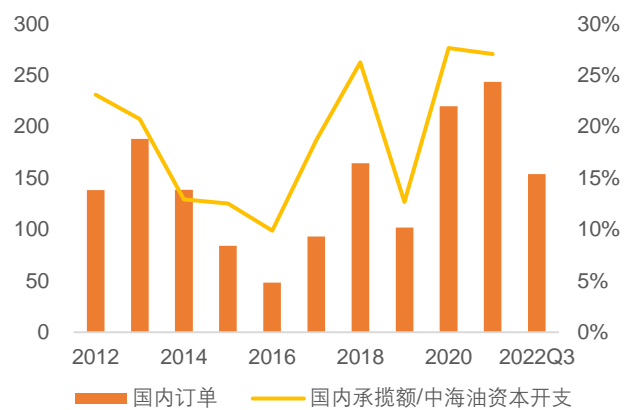
2017-2021年，除2019年公司签订沙特阿美 Marjan 油田项目工程合同、日挥福陆陆地模块建造合同两份重大海外合同，海外订单占比达48.9%外，国内外订单结构保持稳定，国内订单均占比稳定在90%左右。

图 25：海油工程订单结构（亿元）



资料来源：公司公告，天风证券研究所（注：公司未披露2021年在手未完成订单，2022Q3代表截止于2022.9.30的数据）

图 26：海油工程国内订单（亿元）



资料来源：公司公告，中海油公告，天风证券研究所

### 3.1.2. 业绩：滞后订单 1~2 年

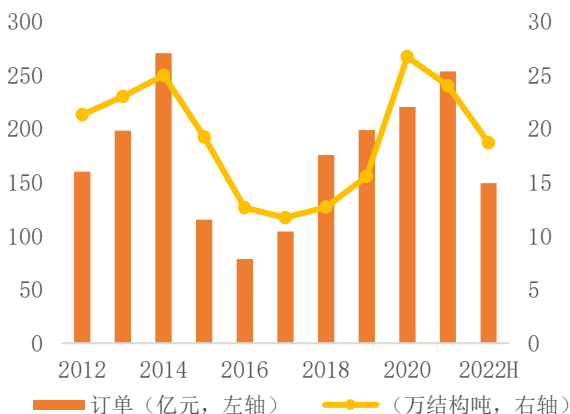
大部分项目从签订合同到正式建造有一定的时间差，所以公司业绩波动往往滞后公司订单 1-2 年。

1) 工作量与订单基本同步。回溯历史数据，公司钢材加工量、海上作业船天、导管架和组块的陆上建造、海上安装等与订单基本同步。

2) 收入滞后订单 1-2 年，此外国外订单比国内订单高峰滞后一年。前两轮周期，第一轮国内订单高峰 2013 年，收入高峰 2014 年；第二轮国内订单高峰 2018 年，收入高峰 2019 年。第一轮海外订单高峰 2014 年，收入高峰 2016 年；第二轮海外订单高峰 2019 年，收入高峰 2021 年。

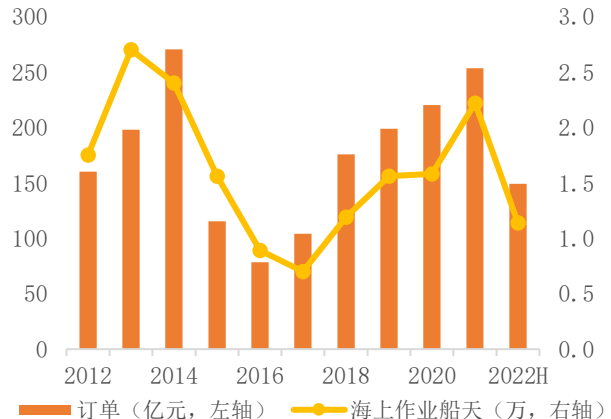
3) 毛利率变动更为滞后。上上轮周期中，毛利率见顶的时间比收入见顶的时间还要晚一年，国内是 2015 年，海外是 2017 年。

图 27：海油工程订单 vs. 建造工作量



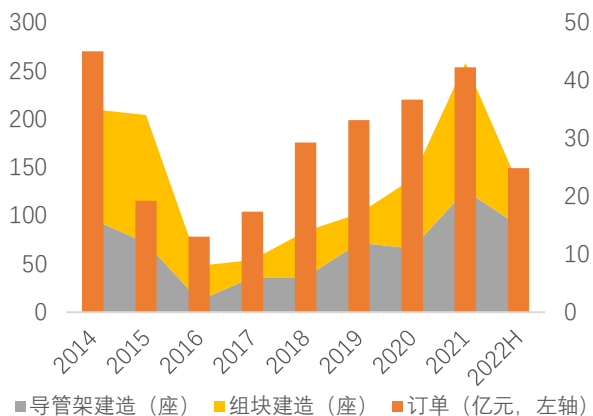
资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 28：海油工程订单 vs. 安装工作量



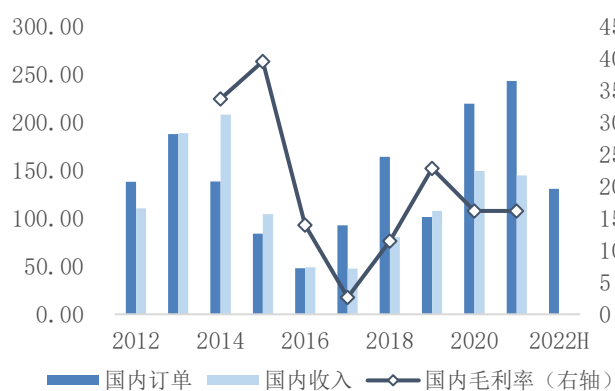
资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 29: 订单 vs. 陆地建造导管架与组块



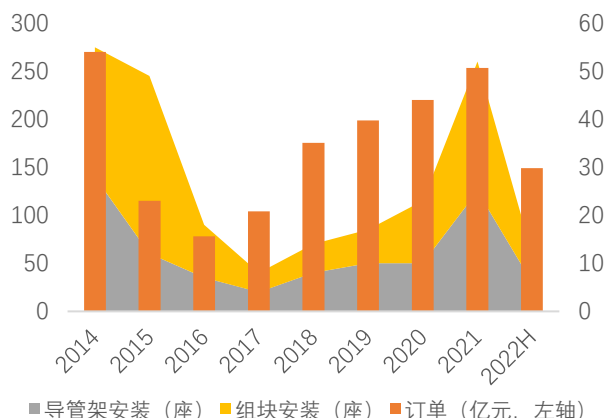
资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 31: 海油工程国内收入 (亿元)、毛利率 (%) vs. 订单 (亿元)



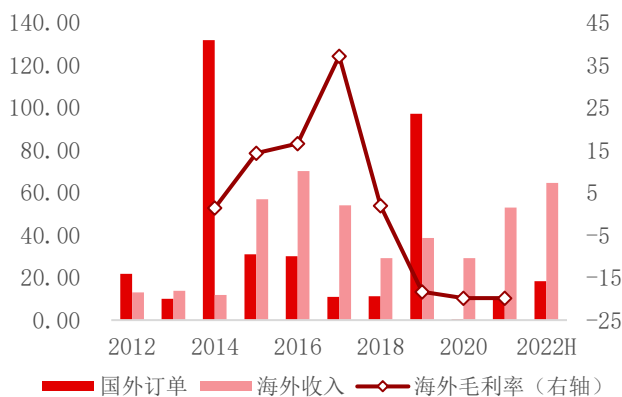
资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 30: 订单 vs. 海上安装导管架与组块



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 32: 海油工程海外收入 (亿元)、毛利率 (%) vs. 订单 (亿元)



资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

## 3.2. 深水作业能力提升

### 3.2.1. 深水工程能力跨越式提升

**深水油气工程能力提升。**2013 年至今, 公司从装备、技术、能力等方面不断提升与突破, 于 2021.6 公司总包的陵水 17-2 深水气田工程项目投产, 标志着公司初步形成了 1500 米级超深水油气田工程能力, 深水工程总承包能力跨越式提升。同时意味着将有更多机会拓展深水市场, 拓宽发展空间。

**总包能力不断提升。**1) 同步运营管理能力提升, 2021 年同步运营项目从 20-30 个快速提高到 50 个以上, 项目数量快速增长, 大体量项目增加, 总承包能力提升。

2022 年 4 月, 巴西国家石油公司允许中国海上承包商海油工程在没有外国合作伙伴的情况下直接投标该公司投资的工程、采购和建设项目, 竞标其 EPC 合同, 特别是浮式生产、储存和卸载船舶。

表 4: 海工深水作业能力提升

年份	项目	成果	意义
2013	我国首个深水大气田“荔湾 3-1”	“海洋石油 201”创造了 1409 米水深施工纪录	标志我国深水铺管能力正式形成 (从 300 米水深以内到 1500 米大关的大幅跨越)
2014	“海洋石油 289、286、291”交付	我国首艘集吊装、铺管、锚系处理、饱和潜水支持等作业能力于一体的 3000 米级深水工程船	深水作业船舶系列化格局初步形成, 综合性水下工程能力实现了从无到有的新发展
2017	-	已拥有 5 艘动力定位水下工程船、17 台水下机器人和 1 套深水软铺系统等大型装备	具备 3000 米级水下工程作业能力

2020	流花 16-2、流花 29-1 和陵水 17-2 项目	初步形成了深水半潜平台、深水钢悬链线立管、水下生产系统、深海管道管线铺设等一系列综合性深水业务能力	突破了一批制约公司乃至国家深水业务发展的技术瓶颈
2021	陵水 17-2 深水气田工程项目	初步形成 1500 米超深水油气田工程能力	公司深水工程总承包能力提高,水下安装作业技术实现了从 300 米深水向 1500 米超深水挺进的跨越。

资料来源:公司公告,天风证券研究所

### 3.3. 公司硬实力优势持续提升

一家油气工程公司成功获得订单的要素包括——装备、场地、技术、成本等竞争力。此部分主要选择国际同行公司 Saipem、Subsea 7、Mcdermott 进行对比分析。

#### 3.3.1. 装备对比

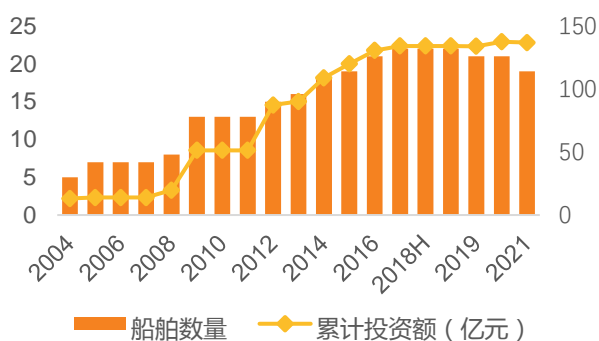
近十年来,我国海洋工程技术装备从全球第三梯队跃居第二梯队的领先地位,在深水油气开发技术和装备国产化方面与国外先进水平差距逐渐缩小。

截止 2022 年 9 月,公司共有 19 艘船舶,其中大型深水船舶 7 艘,具备 3000 米级深水铺管能力、4000 吨重型起重能力和 3 级动力定位能力的深水铺管起重船“海洋石油 201”,以及作业水深可达 3000 米的水下工程船等。具备 3000 米级水下工作作业能力。

对比同行企业,公司装备能力不断提升,位居国际前列水平。比如起重船,海工拥有 6 艘,最大起重量为 7500 吨,仅次于 Saipem;Saipem 拥有 8 艘,最大起重量为 14000 吨;Subsea 拥有 10 艘,但最大起重重量仅 5000 吨;Mcdermott 起重船仅 5 艘,其中最大起重重量约 4000 吨。

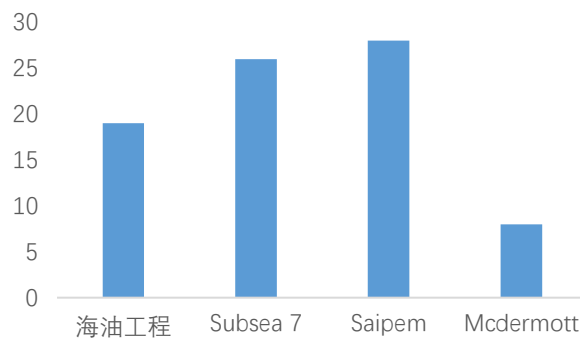
铺管方面,海工装备也具有跻身国际领先水平。海工铺管直径范围是 4-60 英寸,Saipem 和 Mcdermott 最大直径范围也仅 60 英寸,Subsea 铺管直径范围也是 4-60 英寸。此外,海工同 Saipem、Subsea 等铺管深度均能达到 3000 米。

图 33: 海油工程船舶的数量(艘)及投资额(右轴)



资料来源:公司公告,天风证券研究所

图 34: 海油工程船舶数量对比(艘)

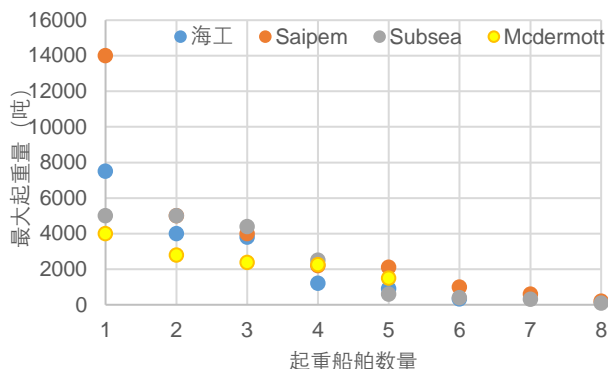


资料来源:各公司公告,天风证券研究所

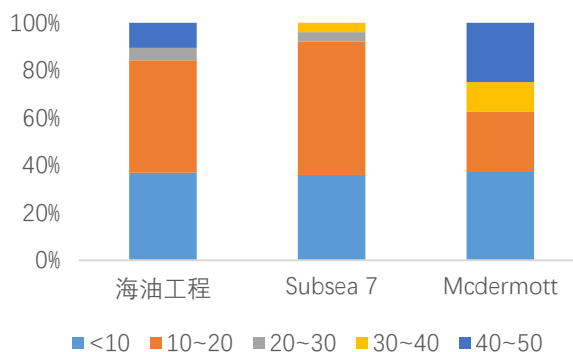
船龄结构对比同行 subsea 7、Mcdermott,其中海工使用年限 20 年以下的船舶数量占比为 84%,接近 Subsea 7(约 88%),优于 Mcdermott(62.5%)。因此公司船龄结构较为健康。

图 35: 海油工程起重船舶数量及最大起重重量对比

图 36: 船龄结构对比



资料来源：各公司公告，天风证券研究所



资料来源：各公司公告，天风证券研究所

### 3.3.2. 场地优势：加工能力优势

**公司优势在于场地。**公司场地总面积为 407 万平方米，主要拥有青岛 120 万平米海洋工程制造基地，天津市滨海新区临港工业区建成 57.5 万平方米海洋工程智能化制造基地，珠海（中海福陆 公司持股 51%，Fluor 参股 49%）207.9 万平米海洋工程制造基地，目前珠海 1-3 期建成投产，达 30 万吨加工量，4-5 期后续陆续展开。

根据现有投产情况，公司年加工量总计为 71.4 万吨，远超 Saipem 加工能力（目前仅 12 万吨）。此外码头岸线长度与吃水深度情况也优于 Saipem，具有适合大型海洋工程船舶及浮式生产储卸油装置（FPSO）停靠的优质码头资源。

**场地利用率明显提升。**2022 前三季度，天津临港的智能制造场地的利用率 89%左右，青岛场地利用率达到 100%，中海福陆重工（珠海基地）是 81%，场地利用率有所提升。

表 5：海油工程生产基地

地点	总面积 (万 m <sup>2</sup> )	年加工量 (万吨/年)	码头岸线长度 (m)	码头吃水深度 (m)
塘沽	20	6	400	5
青岛	120	27	1,645	10-12.4
惠州	1.6			
珠海	207.9	30	2,149	14
天津	57.5	8.4	1,631	
<b>海工合计</b>	<b>407</b>	<b>71.4</b>	<b>5,825</b>	

资料来源：公司官网，天风证券研究所

表 6：Saipem 生产基地

场地名	地点	总面积 (万 m <sup>2</sup> )	年加工量 (万吨/年)	码头岸线长度 (m)	码头吃水深度 (m)
ARBATAX YARD	意大利	18.5	1.2	400	9
AMBRIZ YARD	安哥拉	29.5	0.4	200	7
DAMMAM YARD	沙特阿拉伯	52.2	2.2	345	6
KARIMUN YARD	印度尼西亚	158.4	3.5	900	11
RUMUJOLUMENI YARD	尼日利亚	100	1.7	330	7
GUARUJÁ YARD	巴西	35.4	0.9	580	12
POINTE NOIRE YARD	刚果	25.1	0	426	6
KURYK YARD	里海	220	2.2	1,044	5
<b>Saipem 合计</b>		<b>639</b>	<b>12</b>	<b>4,225</b>	

资料来源：Saipem 官网，天风证券研究所

表 7：Subsea 7 生产基地

地点	地点	总面积 (万 m <sup>2</sup> )	年加工量 (万吨/年)	码头岸线长度 (m)	码头吃水深度 (m)
Takoradi Fabrication Yard	加纳	1.20	0.00	115	
Warri Fabrication Yard	尼日利亚	1.02	0.35		



Sonamet Lobito	安哥拉	80.00	0.55	180	10
Operational Yard		0.00	0.60	140	10
<b>Subsea 7 合计</b>		<b>82</b>	<b>1.5</b>	<b>435</b>	

资料来源：Subsea 7 官网，天风证券研究所

### 3.3.3. 提前交付优势

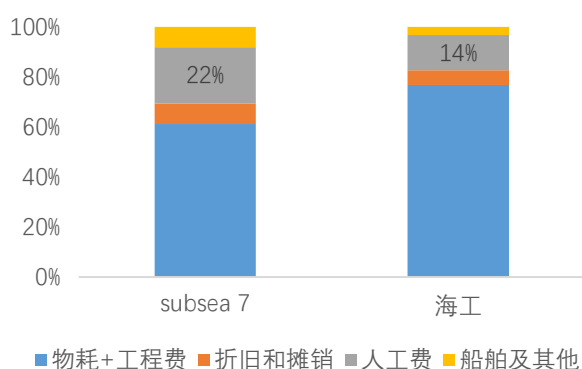
在保障技术和质量达标的要求下，客户对于项目交付期也有一定的要求。根据历史项目实施情况，公司相较于国外同行具有较强的按期交付能力，甚至有些项目提前完工。比如下项目，公司相较于同行均有提前完工：

- 1) 陵水 17-2 项目在工期紧张、疫情扰动背景下，实际工期仅为国外同类型项目 2/3，创造了“陵水速度”。
- 2) 巴西石油 P70 项目，2019 年 12 月，经过 18 个月的建造，P70 在青岛成功交付，比合同约定的建造工期提前 90 天，比“姊妹船”P67 的建造效率提升四分之一，创造了国际超大型 FPSO 交付速度新纪录。
- 3) 传统工厂到智能工厂的跨越。根据基地承接的首个工程项目渤中 29-6 运行，预制作业各环节工效提升 10%-20%以上，检验作业提效 24%，总装周期缩短约 50%。

### 3.3.4. 成本优势

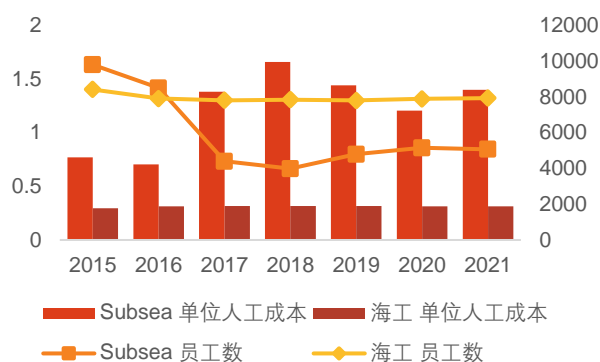
**公司最大优势在于人工成本，成本结构中人工费用占比较低。**对比 Subsea 7，2021 年公司员工人数约 8000 人，Subsea 7 员工仅约 5000 人，然而公司单位员工成本（31.3 万元/人）远低于 Subsea 7（140 万元/人），仅为 Subsea 7 的 22.3%。

图 37：2021 年公司成本结构



资料来源：海油工程、Subsea 7 公告，天风证券研究所

图 38：可比公司员工单位成本（百万元/人）及员工数（右轴）



资料来源：海油工程、Subsea 7 公告，天风证券研究所

### 3.3.5. 周期同步：订单上升期，业绩仍在相对底部

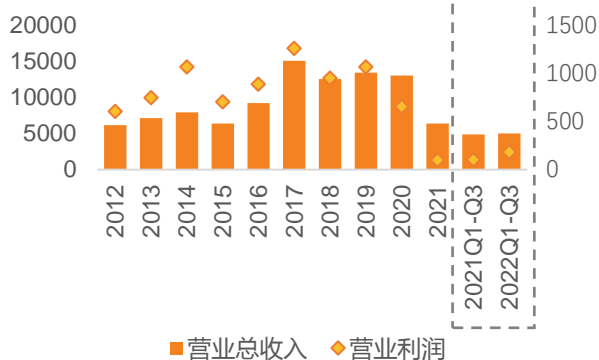
对比国际同行公司，如 Technip、Fluor、Saipem、Subsea 7、Modec、Aker Solution；公司盈利周期与国际同行基本同步，目前订单已进入上升期，业绩仍处相对底部，我们预计 2022~2024 年公司国际同行公司均将进入业绩释放期。

图 39：Technip 收入和营业利润（右轴）

单位：百万美元

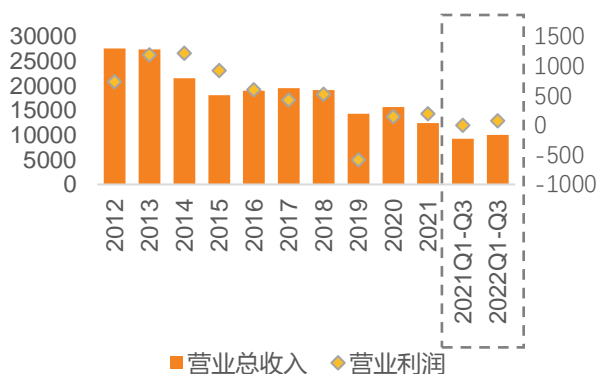
图 40：Technip 新订单和在手订单

单位：百万美元



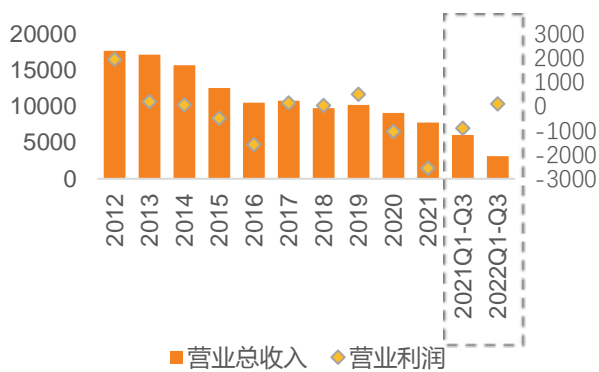
资料来源: Wind, 天风证券研究所

图 41: Fluor 收入和营业利润 (右轴) 单位: 百万美元



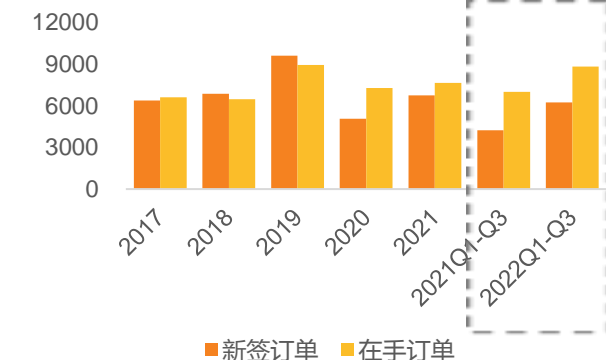
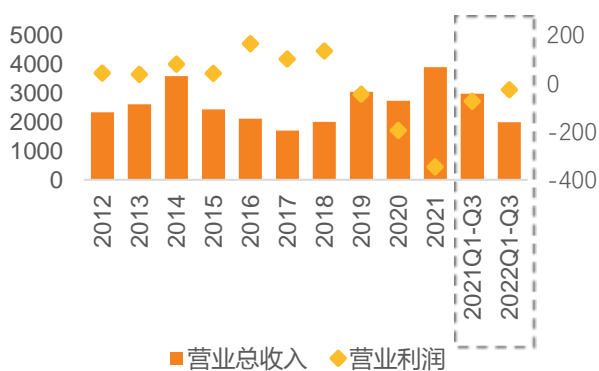
资料来源: Wind, 天风证券研究所

图 43: Saipem 收入和营业利润 (右轴) 单位: 百万美元



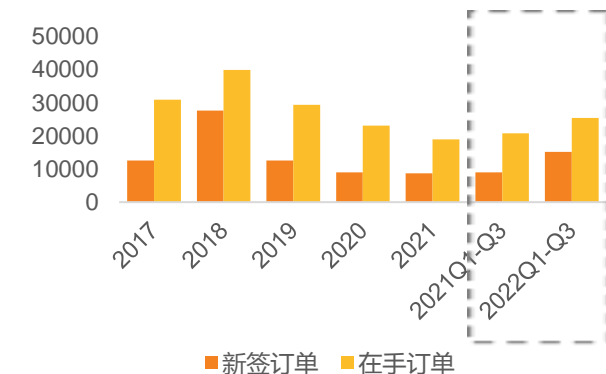
资料来源: Wind, 天风证券研究所

图 45: MODEC 收入和营业利润 (右轴) 单位: 百万美元



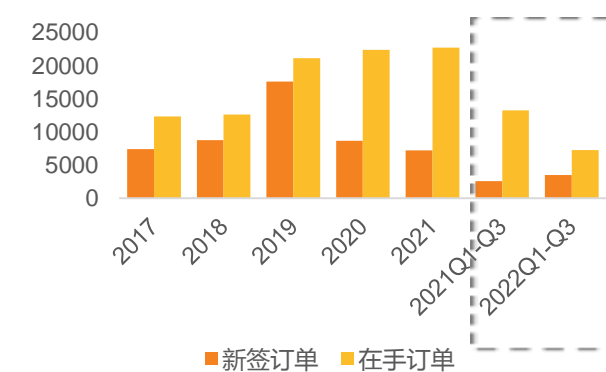
资料来源: Technip 公告, 天风证券研究所

图 42: Fluor 新订单和在手订单 单位: 百万美元



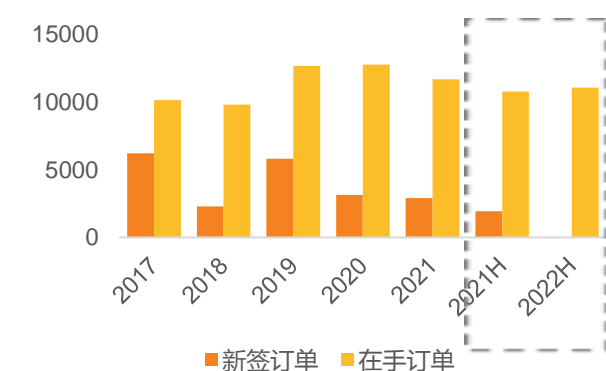
资料来源: Fluor 公告, 天风证券研究所

图 44: Saipem 新订单和在手订单 单位: 百万欧元



资料来源: Saipem 公告, 天风证券研究所

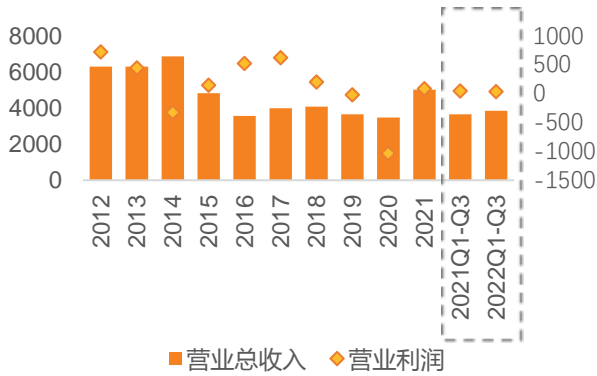
图 46: MODEC 新订单和在手订单 单位: 百万美元



资料来源: Wind, 天风证券研究所

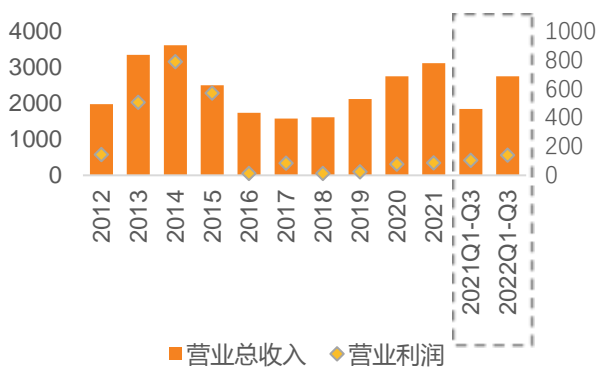
资料来源: MODEC 公告, 天风证券研究所

图 47: Subsea 7 收入和营业利润 (右轴) 单位: 百万美元



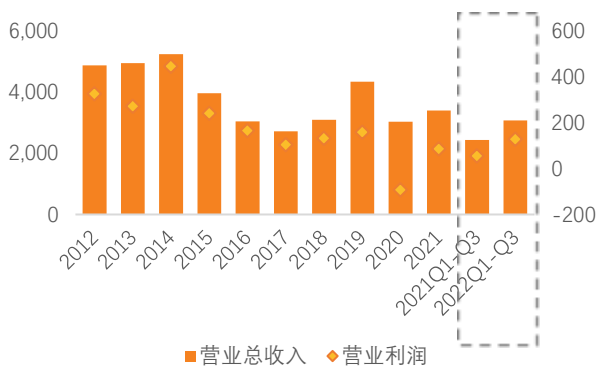
资料来源: Wind, 天风证券研究所

图 49: 海油工程收入和营业利润 (右轴) 单位: 百万美元



资料来源: Wind, 天风证券研究所

图 51: Aker solution 收入和营业利润 (右轴) 单位: 百万美元



资料来源: Wind, 天风证券研究所

### 3.3.6. 每轮周期都是成长机遇

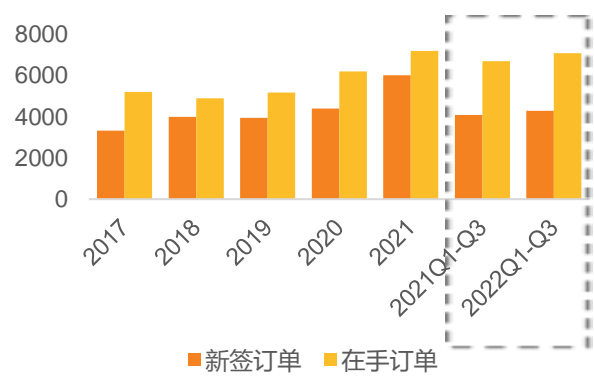
每一轮景气周期中，海油工程都有机会实现海外市场突破。本轮景气周期，亚太、中东、非洲、美洲等区域工程招投标有望进一步活跃，有望带来行业情况的进一步改善。

前两轮景气周期中，公司均实现了 LNG 项目和海外油气田总包的突破。本轮周期我们预计公司仍在 LNG 项目中持续突破，同时在海外深水油气田项目中会有新的突破。

2022 年起，海油工程可独立直接投标巴西国家石油公司投资的工程、采购和建设项目，特别是浮式生产、储存和卸载船舶。根据 Rystad energy，2023 年全球 FPSO 合同数量陡增，数量几乎翻倍，其中巴西及圭亚那项目占比接近 50%。

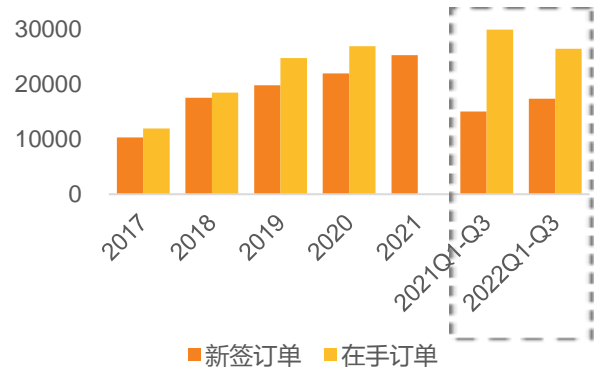
图 53: 海油工程重点运行项目数量 (左轴, 个) 及海外项目占比 (右轴)

图 48: Subsea 7 新订单和在手订单 单位: 百万美元



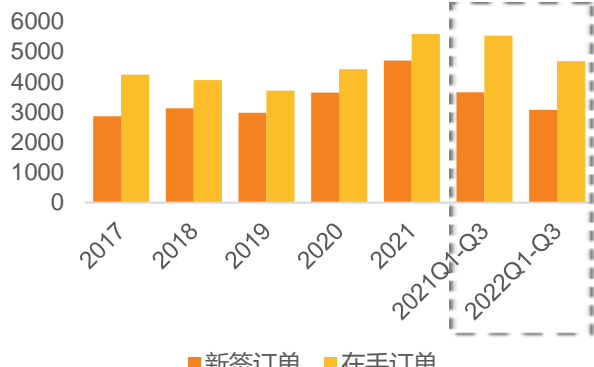
资料来源: Subsea 公告, 天风证券研究所

图 50: 海油工程新订单和在手订单 单位: 百万美元



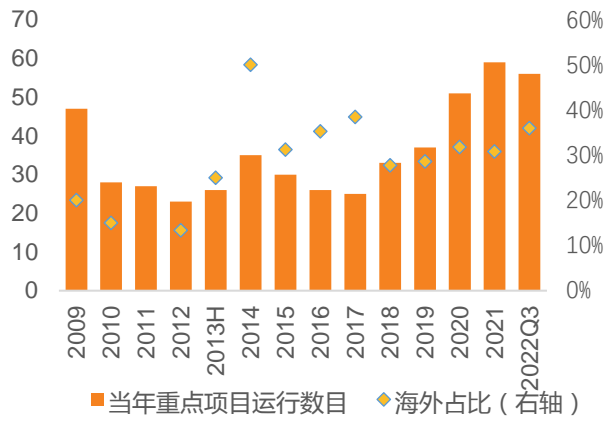
资料来源: 公司公告, 天风证券研究所

图 52: Aker 新订单和在手订单 单位: 百万美元

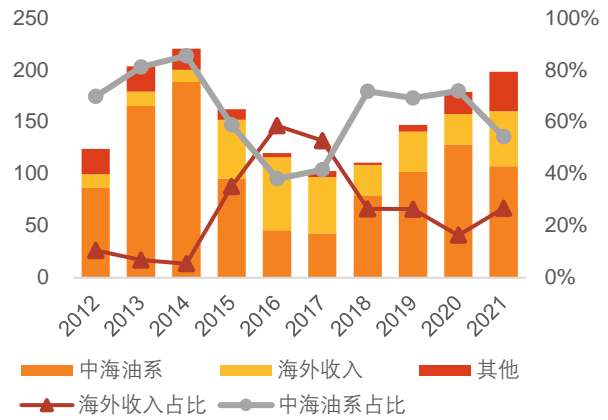


资料来源: Aker 公告, 天风证券研究所

图 54: 海油工程收入结构 (亿元) 及海外项目收入占比 (右轴)



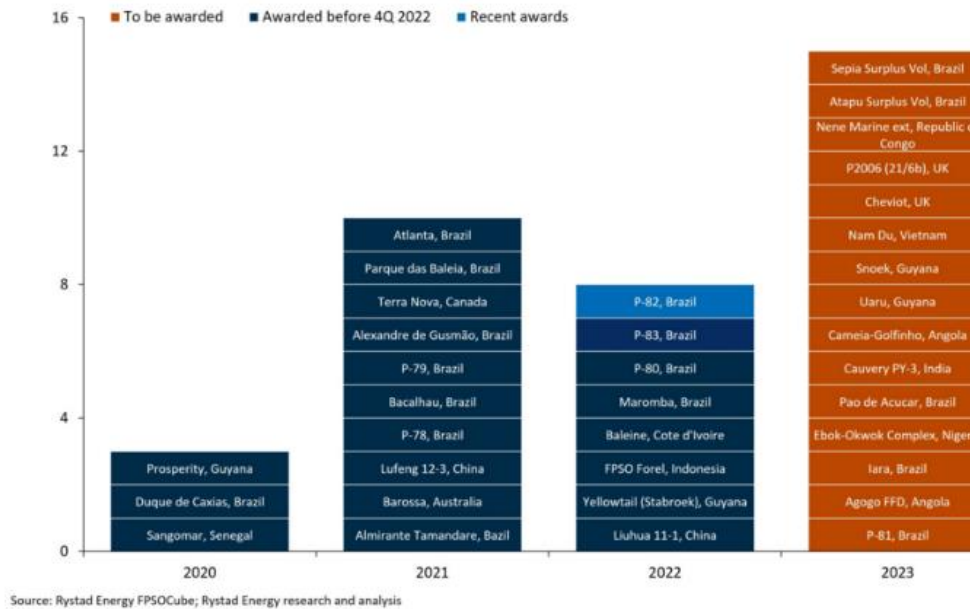
资料来源：公司公告，天风证券研究所



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 55：2020-2023 年全球 FPSO 合同

Figure 1: Global FPSO contract awards 2020-2023 Count



资料来源：睿咨得能源 Rystad energy 公众号，天风证券研究所

此外海外项目毛利率或有明显修复。历史上出现较大损失的海外项目如卡塔尔、沙特、尼日利亚等，都已于 2021 年先后完工，主要风险敞口收窄，公司表示未来公司盈利稳定性有望增强。

表 8：2022 年 Q3 最新季报重点项目进展情况

序号	项目名称	累计实施进度
1	北美壳牌 LNG 模块化建造项目	93.81%
2	香港海上液化天然气接收站项目	96.20%
3	天津 LNG 二期接收站工程项目	71.03%
4	唐山 LNG 项目接收站一期工程项目	92.11%
5	唐山 LNG 项目接收站二阶段工程项目	39.38%
6	广东珠海 LNG 扩建项目二期工程项目	35.92%
7	福建漳州 LNG 接收站及储罐项目	97.04%
8	龙口南山 LNG 一期工程接收站项目	62.76%
9	渤中 29-6 油田开发项目	54.75%

10	渤中 19-6 凝析气田 I 期开发项目	34.73%
11	渤中_垦利油田群岸电应用工程项目	65.97%
12	陵水 25-1 气田开发项目	3.27%
13	流花 11-1/4-1 二次开发项目	38.24%
14	恩平油田群区域开发项目	81.28%
15	垦利 6-1 油田 KL5-1、5-2、6-1 区块开发项目	74.91%
16	垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目	100.00%
17	陆丰油田群区域工程项目	99.99%
18	垦利 6-1 油田 4-1 区块开发项目	100.00%
19	中海油北美公司 K1A 管线重建项目	84.36%
20	沙特阿美 Marjan P1 Gosp-4 项目	10.61%
21	乌干达 Kingfisher 项目	14.69%
22	企鹅 FPSO 项目	99.70%
23	巴西 P79 FPSO 项目	2.83%
24	巴西 P70 FPSO 项目	99.79%
25	卡塔尔 NFA 项目	99.97%

资料来源：公司公告，天风证券研究所

## 4. 盈利预测与估值

### 4.1. 盈利预测

#### 假设：

1) 新签订单假设：根据公告 2022 年全年新签订单预计为 254 亿元；2023-2024 年，国内新签订单假设收益中海油开发环节资本开支拉动（同比增速为 12%），预计 2023-2024 年国内新签订单为 251、282 亿元；根据前两轮油价周期，平均海外新签订单比例为 27%，近年来公司装备、技术、场地等硬实力的显著提升，提高公司在国际市场的竞争力，因此预测本轮油价周期，海外新签订单占比或提高到 30%，预计 2023-2024 年海外新签订单分别为 108、121 亿元。综上，2023-2024 年新签订单预计分别为 359、402 亿元。

2) 营业收入：根据订单完成度来预测收入，按照项目订单平均三年完成期，依 2：5：3 的完成进度测算，预计 2022-2024 年营收分别为 247、286、351 亿元。

3) 毛利率：2022 年前三季度毛利率为 9.74%，相较 2022 年上半年 7.85%明显修复，预计全年毛利率约 11%。2023/2024 年，由于海外亏损项目的收尾，以及油服行业景气度提高，公司深水作业能力大幅跨越或带来一些高毛利率的深水项目订单，毛利率或有修复，假设毛利率 2023/2024 年达到 13%/15%。

4) 费用和税收：管理、销售、研发费用跟随收入增长，但是增幅慢于收入增幅。假设实际所得税率 20%。

此外，公司于 2022 年 12 月 31 日将中海福陆纳入合并报表范围，公司按公允价值对所持有的中海福陆 51%股权重新计量，将公允价值与账面价值的差额约 5.17 亿元计入当期损益，同时转回有关递延所得税资产约 1.2 亿元，对公司净利润影响约 3.97 亿元。另外，公司采用资产基础法及收益法两种评估方式对中海福陆股权价值进行资产评估，收益法评估结果略低于资产基础法评估结果，导致合并日负商誉产生，金额约为 0.34 亿元。

因此盈利预测结果：预测 22/23/24 年归母净利润 14.9/18.2/27.3 亿，EPS 分别 0.34/0.41/0.62 元。

表 9：经营模型假设

	2021	2022E	2023E	2024E
订单（亿元）	254	254	359	402

国内	243	224	251	282
国内占比	96%	88%	70%	70%
国外	11	30	108	121
国外占比	4%	12%	30%	30%
收入 (亿元)	198	247	286	351
综合毛利率 (%)	11	11	13	15

资料来源: Wind, 天风证券研究所

## 4.2. 估值

当前股价对应 22/23/24 年 PE 分别 20.2/16.5/11 倍, PB 分别 1.31/1.30/1.27 倍。

可比公司选取中海油服、中油工程、杰瑞股份, 从 PB 估值来看, 海油工程目前仅 1.33 倍, 低于可比公司平均 PB 1.53 倍。2023 年按照  $1.53 \times PB$  给予海油工程目标价 8.0 元, 首次覆盖给予“增持”评级。

表 10: 公司估值比较 (截止 2023 年 2 月 10 日)

公司	股价	EPS					PE			PB <sup>F</sup>	ROE (%)		
		20	21	22E	23E	24E	20	21	22E			23E	24E
中海油服	15.99	0.57	0.07	0.63	0.79	0.94	22.54	228.54	27.09	21.70	18.22	1.9518	4.18
中油工程	3.19	0.15	0.08	0.15	0.17	0.19	20.11	37.43	20.03	17.52	15.75	0.6968	-17.92
杰瑞股份	31.50	1.76	1.66	2.14	2.61	3.19	19.83	24.16	13.08	10.76	8.78	1.9460	12.67
平均		0.83	0.60	0.97	1.19	1.44	20.83	96.71	20.07	16.66	14.25	1.53	-0.36
海油工程	6.92	0.08	0.08	0.34	0.41	0.62	54.64	55.12	20.47	16.80	11.20	1.328	7.93

资料来源: Wind, 天风证券研究所

注 1: 中海油服、中油工程、杰瑞股份业绩预测使用 Wind 一致预期, 海油工程使用天风证券研究所预测。

注 2: 中海油服、杰瑞股份、海油工程历史平均 ROE 为 2011-2021 年 10 年平均, 中油工程仅有 2015 年以来数据。

## 5. 风险提示

- 1) 全球经济衰退, 国际油价大跌致上游油气公司大幅削减资本开支、上游开发生产等项目停滞或延后, 新增订单情况不及预期等风险;
- 2) 受 ESG 政策转型影响, 上游公司在油气开发领域的资本开支保持谨慎性, 导致油服行业新签订单价格及毛利率难以进一步回升的风险;
- 3) 实际项目执行过程因地缘政治、自然环境等突发事件影响, 导致项目实施进度不及预期、甚至致亏损的风险。

## 财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
货币资金	1,571.97	1,170.78	301.16	6,438.65	2,949.00
应收票据及应收账款	7,370.82	5,657.22	8,779.65	7,884.32	12,593.70
预付账款	307.19	634.28	140.76	878.48	387.02
存货	1,011.22	1,151.10	1,538.16	1,496.20	2,146.94
其他	4,672.64	6,522.29	10,319.39	10,692.68	10,801.63
<b>流动资产合计</b>	<b>14,933.85</b>	<b>15,135.67</b>	<b>21,079.11</b>	<b>27,390.33</b>	<b>28,878.29</b>
长期股权投资	2,086.61	1,529.08	1,529.08	1,529.08	1,529.08
固定资产	9,284.76	10,710.42	9,695.16	8,679.91	7,664.66
在建工程	2,044.01	939.21	1,139.21	1,239.21	1,289.21
无形资产	1,109.15	1,095.15	1,054.37	1,013.58	972.79
其他	1,895.91	2,332.06	1,996.57	1,729.92	1,921.38
<b>非流动资产合计</b>	<b>16,420.46</b>	<b>16,605.92</b>	<b>15,414.40</b>	<b>14,191.70</b>	<b>13,377.13</b>
<b>资产总计</b>	<b>33,281.90</b>	<b>34,654.26</b>	<b>36,493.51</b>	<b>41,582.04</b>	<b>42,255.41</b>
短期借款	233.21	0.00	0.00	0.00	0.00
应付票据及应付账款	7,534.31	8,519.78	8,185.66	12,934.58	12,526.66
其他	1,232.50	1,593.31	3,913.51	3,337.81	3,056.03
<b>流动负债合计</b>	<b>9,000.03</b>	<b>10,113.09</b>	<b>12,099.17</b>	<b>16,272.39</b>	<b>15,582.69</b>
长期借款	436.20	475.06	436.00	436.00	436.00
应付债券	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他	567.03	323.34	418.02	445.49	438.47
<b>非流动负债合计</b>	<b>1,003.23</b>	<b>798.40</b>	<b>854.02</b>	<b>881.49</b>	<b>874.47</b>
<b>负债合计</b>	<b>10,616.68</b>	<b>11,895.97</b>	<b>12,953.18</b>	<b>17,153.88</b>	<b>16,457.16</b>
少数股东权益	14.16	16.22	13.22	14.06	14.89
股本	4,421.35	4,421.35	4,421.35	4,421.35	4,421.35
资本公积	4,248.02	4,248.02	4,248.02	4,248.02	4,248.02
留存收益	13,595.20	13,690.56	14,437.97	15,348.60	16,714.64
其他	386.48	382.14	419.76	396.13	399.34
<b>股东权益合计</b>	<b>22,665.22</b>	<b>22,758.29</b>	<b>23,540.32</b>	<b>24,428.15</b>	<b>25,798.25</b>
<b>负债和股东权益总计</b>	<b>33,281.90</b>	<b>34,654.26</b>	<b>36,493.51</b>	<b>41,582.04</b>	<b>42,255.41</b>

现金流量表(百万元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
净利润	365.53	371.99	1,494.82	1,821.25	2,732.09
折旧摊销	993.40	1,018.32	1,056.04	1,056.04	1,056.04
财务费用	115.91	48.36	(89.00)	50.53	50.53
投资损失	(31.19)	385.82	(298.67)	(415.00)	(415.00)
营运资金变动	4,179.20	512.15	(1,786.65)	4,319.63	(5,839.78)
其它	(3,602.06)	696.57	511.00	27.67	27.67
<b>经营活动现金流</b>	<b>2,020.79</b>	<b>3,033.22</b>	<b>887.55</b>	<b>6,860.12</b>	<b>(2,388.45)</b>
资本支出	834.72	968.66	105.33	72.53	57.02
长期投资	80.36	(557.53)	0.00	0.00	0.00
其他	(3,241.64)	(3,356.68)	(1,040.66)	190.47	255.98
<b>投资活动现金流</b>	<b>(2,326.55)</b>	<b>(2,945.55)</b>	<b>(935.33)</b>	<b>263.00</b>	<b>313.00</b>
债权融资	329.52	(74.12)	(115.05)	(50.53)	(50.53)
股权融资	(413.58)	(358.05)	(706.79)	(935.09)	(1,363.67)
其他	274.83	(36.65)	0.00	0.00	0.00
<b>筹资活动现金流</b>	<b>190.77</b>	<b>(468.82)</b>	<b>(821.84)</b>	<b>(985.62)</b>	<b>(1,414.20)</b>
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
<b>现金净增加额</b>	<b>(114.99)</b>	<b>(381.15)</b>	<b>(869.62)</b>	<b>6,137.50</b>	<b>(3,489.65)</b>

资料来源：公司公告，天风证券研究所

利润表(百万元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>营业收入</b>	<b>17,862.58</b>	<b>19,795.48</b>	<b>24,743.90</b>	<b>28,561.02</b>	<b>35,098.05</b>
营业成本	16,021.95	17,707.07	22,022.07	24,848.08	29,833.34
营业税金及附加	144.51	77.29	96.61	111.52	137.04
销售费用	25.55	22.20	27.75	32.03	39.36
管理费用	232.48	239.79	299.74	345.98	425.16
研发费用	982.71	928.82	1,140.03	1,315.89	1,617.08
财务费用	120.00	44.64	(89.00)	50.53	50.53
资产/信用减值损失	(53.78)	(47.92)	(100.00)	(40.67)	(40.67)
公允价值变动收益	24.56	26.18	517.00	26.00	26.00
投资净收益	31.19	(385.82)	298.67	415.00	415.00
其他	(183.86)	623.05	0.00	0.00	(0.00)
<b>营业利润</b>	<b>517.26</b>	<b>560.18</b>	<b>1,962.36</b>	<b>2,257.32</b>	<b>3,395.87</b>
营业外收入	24.13	13.25	52.67	24.00	24.00
营业外支出	1.95	0.92	4.00	2.67	2.67
<b>利润总额</b>	<b>539.44</b>	<b>572.51</b>	<b>2,011.03</b>	<b>2,278.65</b>	<b>3,417.20</b>
所得税	173.91	200.51	522.21	455.73	683.44
<b>净利润</b>	<b>365.53</b>	<b>371.99</b>	<b>1,488.82</b>	<b>1,822.92</b>	<b>2,733.76</b>
少数股东损益	2.23	2.19	(6.00)	1.67	1.67
<b>归属于母公司净利润</b>	<b>363.30</b>	<b>369.80</b>	<b>1,494.82</b>	<b>1,821.25</b>	<b>2,732.09</b>
每股收益(元)	0.08	0.08	0.34	0.41	0.62

主要财务比率	2020	2021	2022E	2023E	2024E
<b>成长能力</b>					
营业收入	21.43%	10.82%	25.00%	15.43%	22.89%
营业利润	188.89%	8.30%	250.31%	15.03%	50.44%
归属于母公司净利润	1200.90%	1.79%	304.23%	21.84%	50.01%
<b>获利能力</b>					
毛利率	10.30%	10.55%	11.00%	13.00%	15.00%
净利率	2.03%	1.87%	6.04%	6.38%	7.78%
ROE	1.60%	1.63%	6.35%	7.46%	10.60%
ROIC	2.12%	2.56%	10.17%	12.39%	27.86%

偿债能力	2020	2021	2022E	2023E	2024E
资产负债率	31.90%	34.33%	35.49%	41.25%	38.95%
净负债率	-3.98%	-2.33%	0.57%	-24.57%	-9.74%
流动比率	1.75	1.63	1.74	1.68	1.85
速动比率	1.65	1.52	1.62	1.59	1.72

营运能力	2020	2021	2022E	2023E	2024E
应收账款周转率	2.93	3.04	3.43	3.43	3.43
存货周转率	5.82	18.31	18.40	18.83	19.27
总资产周转率	0.55	0.58	0.70	0.73	0.84

每股指标(元)	2020	2021	2022E	2023E	2024E
每股收益	0.08	0.08	0.34	0.41	0.62
每股经营现金流	0.46	0.69	0.20	1.55	-0.54
每股净资产	5.12	5.14	5.32	5.52	5.83

估值比率	2020	2021	2022E	2023E	2024E
市盈率	84.22	82.74	20.47	16.80	11.20
市净率	1.35	1.35	1.30	1.25	1.19
EV/EBITDA	5.02	4.69	7.07	4.70	4.24
EV/EBIT	8.24	7.96	10.71	6.79	5.52

### 分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

### 一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、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的意见或建议不一致的投资决策。

### 特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

### 投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益 -10%-10%
		卖出	预期股价相对收益 -10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅 -5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅 -5%以下

### 天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区佟麟阁路 36 号 邮编：100031 邮箱：research@tfzq.com	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦 A 栋 23 层 2301 房 邮编：570102 电话：(0898)-65365390 邮箱：research@tfzq.com	上海市虹口区北外滩国际客运中心 6 号楼 4 层 邮编：200086 电话：(8621)-65055515 传真：(8621)-61069806 邮箱：research@tfzq.com	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼 邮编：518000 电话：(86755)-23915663 传真：(86755)-82571995 邮箱：research@tfzq.com