



Research and
Development Center

国内增长海外蓄力，周期机遇下海工龙头优势更显

—海油工程(600583.SH)公司深度报告

2023 年 09 月 13 日

左前明 能源行业首席分析师
执业编号：S1500518070001
联系电话：010-83326712
邮箱：zuoqianming@cindasc.com

胡晓艺 石油化工行业研究助理
邮 箱：huxiaoyi@cindasc.com

证券研究报告

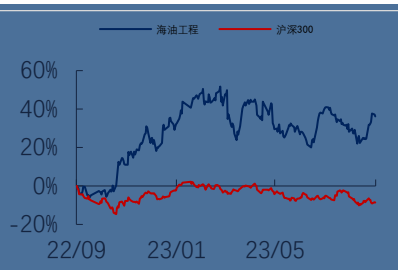
公司研究

公司深度报告

海油工程 (600583)

投资评级 **买入**

上次评级



资料来源：聚源，信达证券研发中心

公司主要数据

收盘价(元)	6.37
52周内股价波动区间(元)	7.10-4.41
最近一月涨跌幅(%)	6.88
总股本(亿股)	44.21
流通A股比例(%)	100.00
总市值(亿元)	281.64

资料来源：聚源，信达证券研发中心

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

海油工程：国内增长海外蓄力，周期机遇下海工龙头优势更显

2023年09月13日

本期内容提要：

◆ **【公司概况】**海油工程是国内唯一集海洋油气开发工程设计、采购、建造和海上安装、调试、维修，以及液化天然气、海上风电、炼化工程等为一体的大型工程总承包公司，也是亚太地区规模最大、实力最强的海洋油气工程总承包之一。公司具备：**1) 场地优势。**单一场地面积更大、陆地建造能力更强，且码头质量较高，从岸线和水深来看都更具优势，未来公司天津临港基地二期将投产，有望进一步提升项目承接能力。**2) 装备技术优势。**公司拥有3级动力定位深水铺管船、7500吨起重船、水下工程船、深水挖沟船等19艘船舶组成的专业化海上施工船队，海上安装与铺管能力在亚洲乃至全球均处于领先地位。**3) 工程拓展能力。**依靠自身强大的装备实力和海上作业经验，公司积极进行技术创新，探索未来发展新方向，包括海上风电业务、海底数据中心、海底碳封存等。

◆ **【油气板块：高油价助力上游开支回升，油服行业有望迎来结构性机遇】**我们认为，随着市场整体对油价能够在较长时期内保持在中高位水平的预期和信心不断增强，上游资本开支复苏节奏或将加快。**国内来看：**能源安全战略下，中海油优异的资源储量、持续提升的油气产量和高位增长的资本开支水平，有望为公司的国内订单提供增长性保障。**海外来看：**随着海洋油气占据新增资源发现的主导、且深水油气显现出发现成本低、投资回报率高等特点，国际油气公司在逐渐聚焦高质量区块投资的背景下，海洋油气投资提升趋势可期，目前海油工程是国内少数分别进入沙特阿美长协名单及巴国油总包资质名单的能源工程公司，海外业务拓展能力强劲，有望受益于景气回升。

◆ **【LNG 板块：贸易结构重塑，海外扩产需求增加】**长期来看，根据壳牌引用咨询机构预测，2030年后全球LNG贸易供给（液化能力）缺口仍存且不断扩大。近中期来看，俄乌冲突后欧洲的大量管道气进口要切换为LNG贸易形式，并推动全球资源流向发生转变，以美国、加拿大、卡塔尔、俄罗斯为代表的全球LNG供给主体正在快速推进液化产能扩张计划。过去数年，公司已参与建造加拿大、俄罗斯、澳大利亚等国家LNG液化工厂模块及接收站设施，作业经验丰富，相关建造能力已居国际第一梯队，未来有望继续贡献业绩。

◆ **【新兴业务：依托优势发力，海风业务启航，创新业务拓土】**碳中和背景下，海上风电将成为推动能源结构转型及全球低碳经济发展的重要力量。2023年，公司承建的我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”成功并入文昌油田群电网，正式开启了为海上油气田输送绿电的新里程。除海上风电项目外，公司在研制全球首套最大商用海底数据中心，进行中国海上首个二氧化碳封存模块应用，公司在新兴业务领域持续取得突破。

◆ **【盈利预测与投资评级】**我们预计公司2023-2025年的营业收入将分别达到335.69、360.56和389.40亿元，同比增速分别为14.3%、7.4%和8.0%。2023-2025年归母净利润分别为20.64、24.64和29.13亿元，同比增速分别为41.6%、19.4%、18.2%，EPS分别为0.47、0.56和0.66元/股。2023年9月12日收盘价对应的公司PE分别为13.65/11.43/9.67倍，PB分别为1.11/1.03/0.95倍。从PE和PB来看，海油工程相比可比公司都更为低估，结合公司国内背靠中海油具备增长性订单保障，海外业务拓展能力强劲，是国内少数已进入沙特阿美长协名单、巴国油总包资质名单的能源工程公司，

我们认为海油工程具备较大估值提升空间和发展潜力，我们给予公司“买入”评级。

◆**股价催化剂：**油价长期维持中高位水平以及进一步上涨；上游资本开支扩大；公司获得新订单。

◆**风险因素：**经济衰退风险；油价波动风险；新能源加大替代传统能源风险；海外项目执行风险；汇率风险；原材料价格波动风险。

重要财务指标	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入(百万元)	19,795	29,358	33,569	36,056	38,940
增长率 YoY %	10.8%	48.3%	14.3%	7.4%	8.0%
归属母公司净利润 (百万元)	370	1,457	2,064	2,464	2,913
增长率 YoY%	1.8%	294.1%	41.6%	19.4%	18.2%
毛利率%	10.5%	9.0%	13.1%	14.0%	15.0%
净资产收益率 ROE%	1.6%	6.1%	8.2%	9.0%	9.8%
EPS(摊薄)(元)	0.08	0.33	0.47	0.56	0.66
市盈率 P/E(倍)	76.16	19.32	13.65	11.43	9.67
市净率 P/B(倍)	1.24	1.19	1.11	1.03	0.95

资料来源：万得，信达证券研发中心预测；股价为 2023 年 09 月 12 日收盘价

一、海油工程：全球领先、亚太最大的海洋油气工程 EPCI 总承包龙头	9
1.1 公司概况	9
1.1.1 发展历程	9
1.1.2 股权结构	9
1.1.3 管理层介绍	10
1.1.4 业务区分	10
1.2 财务分析	11
1.2.1 收入及利润分析	11
1.2.2 成本分布	13
1.2.3 现金流状况	14
1.2.4 资产负债率	14
1.3 核心竞争优势	15
1.3.1 场地优势	15
1.3.2 装备和技术优势	18
1.3.3 延展新兴业务优势	19
二、油气板块：油服行业景气上行，公司海内外业务同步发力	20
2.1 油服行业景气上行	20
2.1.1 油价或将持续处于中高位	20
2.1.2 全球上游资本开支复苏节奏有望加快	24
2.1.3 油服上行拐点或已显现	27
2.2 国内市场：背靠中海油，业绩有保障	28
2.2.1 我国油气对外依存度高，稳油增气是长期要求	28
2.2.2 海上油气是储产增量主体，未来潜力较大	30
2.2.3 背靠中海油，业绩存在增长性保障	31
2.3 国际市场：加强海外业务拓展，有望实现新突破	33
2.3.1 全球海上勘探开发潜力较大	33
2.3.2 公司持续加强海外业务发展	35
三、LNG 板块：贸易结构重塑，海外扩产需求增加	37
3.1 LNG 全球贸易供给缺口或将不断扩大	37
3.2 俄乌冲突改变 LNG 贸易流向，欧洲 LNG 接收终端需求增加	39
3.3 LNG 供给者正快速扩建液化产能	40
3.4 我国 LNG 终端扩建周期或近尾声	41
3.5 公司 LNG 液化工厂模块建造能力已居国际第一梯队，未来有望继续贡献业绩	42
四、新兴业务：依托优势发力，海风业务启航，创新业务拓土	43
4.1 海上风电：资源丰富，政策支持，前景广阔	43
4.2 创新业务：响应“双碳”目标的重要途径	45
五、盈利预测与估值	47
盈利预测重要假设	47
估值与投资评级	47
风险因素	48

表 目 录

表 1：董事会成员个人经历	10
表 2：公司三大基地产能情况	15
表 3：三大基地港口吞吐能力	16
表 4：Saipem 全球场地和码头情况	17
表 5：胜科全球场地和码头情况	17
表 6：三星全球场地和码头情况	17
表 7：公司与海外同行装备水平对比	18
表 8：公司技术水平列示	18
表 9：全球原油供需情况表	24

表 10: 近年能源安全战略相关会议或政策整理	29
表 11: 2014 至今公司重点油气工程项目列示	36
表 12: 海外重点油气业务情况	37
表 13: 在建或拟建 LNG 接收站项目	41
表 14: 海油工程 2022 年 LNG 项目实施进度	42
表 15: 海油工程国内外重点 LNG 建造项目	43
表 16: 我国海上风能资源分类	44
表 17: 政府出台海上风电鼓励政策	44
表 18: 中海油海上风电项目战略变动	45
表 19: 海油工程在手项目及境内外拟建项目	45
表 20: 可比上市公司相对估值	48

图 目 录

图 1: 海油工程发展历程	9
图 2: 海油工程股权结构	9
图 3: 中海油服、海油工程、海油发展业务分工	10
图 4: 2010-2023H1 海油工程营业收入（亿元）及增长率（%）	11
图 5: 2010-2022 年海油工程毛利率变化情况（%）	11
图 6: 2010-2022 年海油工程国内外收入及毛利率变化情况	12
图 7: 2010-2023H1 海油工程归属于母公司所有者的净利润（亿元）及增长率（%）	12
图 8: 2012-2023H1 各公司毛利率对比（%）	12
图 9: 2012-2023H1 各公司净利率对比（%）	12
图 10: 2010-2022 年海油工程签订合同金额以及在手未完成订单和营业收入（亿元）	12
图 11: 2010-2023 年 H1 海油工程项目个数（个）	12
图 12: 2010-2023 年 H1 海油工程钢材加工量和营业收入（万吨，亿元）	13
图 13: 2010-2023 年 H1 海油工程海底铺管和营业收入（公里，亿元）	13
图 14: 2010-2023 年 H1 海油工程海上安装导管架及组块和营业收入（座，亿元）	13
图 15: 2010-2023 年 H1 海油工程投入船天和营业收入（万天，亿元）	13
图 16: 2022 年海油工程成本拆分	13
图 17: 2022 年海油工程成本工程费用拆分	13
图 18: 海油工程材料费与营收正相关（百万元，百万元）	14
图 19: 海油工程燃料费与营收正相关（百万元，百万元）	14
图 20: 公司工程费用与营收正相关（百万元，百万元）	14
图 21: 海油工程人工费与折旧摊销趋势（百万元）	14
图 22: 2010-2023H1 海油工程现金流量（亿元）	14
图 23: 2010-2023 年 H1 海油工程资产负债情况	15
图 24: 公司三大基地分布示意图	16
图 25: 公司三大基地场地利用率	16
图 26: Saipem 全球场地和码头情况	16
图 27: 各公司场地面积和岸线长度对比（平方米，米）	17
图 28: 公司与海外同行装备对比（艘，吨）	18
图 29: 公司装备购入（在建）节奏及投资额（艘，万元）	18
图 30: 公司专利数（项）	19
图 31: 公司研发费用及占收入比重（百万元，%）	19
图 32: 2022 年公司关键核心技术持续攻关	19
图 33: 海底新兴能源发展	20
图 34: 公司减碳业务工作路线	20
图 35: 国际油价走势（美元/桶）	20
图 36: 高油价下抑制美国页岩油公司产量增长的原因	21
图 37: 美国页岩油公司钻完井周期	21
图 38: 美国原油产量结构及预期（万桶/天）	21
图 39: 俄罗斯原油产量与产能（万桶/天，万桶/天）	21
图 40: 俄罗斯石油对各地区出口情况（万桶/天）	21
图 41: OPEC+目标产量与实际产量（万桶/天）	22
图 42: 2023.08 IEA 对 OPEC+剩余产能测算（万桶/天）	22
图 43: 2023.08 机构月报公布的全球原油需求情况（万桶/天）	22
图 44: 2023.08 机构月报公布的全球原油需求同比（万桶/天）	22
图 45: 2022 年全球终端用油消费占比（万桶/天，%）	23
图 46: 2010-2060 年全球新能源汽车销售渗透率（%）	23
图 47: 2010-2060 年全球原油分产品需求变化测算（万桶/天）	23
图 48: 美国原油战略库存（万桶）	23

图 49: 全球上游油气投资与油价关系 (亿美元, 美元/桶)	24
图 50: 美国七大页岩油产区单井原油产量逐步下降 (台, 桶/天)	25
图 51: 美国 Permian 地区库存井占总库存井比例 (%)	25
图 52: 成本成为影响美国页岩油盈利的第一大因素	25
图 53: 美国劳动力成本不断提升	26
图 54: 美国油气开采成本仍处于高位	26
图 55: 美国页岩油公司勘探开发成本和租赁运营费用指数 (环比, %)	26
图 56: 美国页岩油公司勘探开发成本和租赁运营费用指数 (同比, %)	26
图 57: 2023Q1 美国页岩油公司桶油生产成本 (美元/桶)	26
图 58: 2023Q1 美国页岩油公司钻新井所需成本 (美元/桶)	26
图 59: 2020-2023 年美国页岩油生产和钻采成本 (美元/桶)	27
图 60: 上游油气投资总额和上游油气投资年度变化情况	27
图 61: 海外油服公司资本开支 (亿美元)	27
图 62: 钻井板块利用率 (%)	28
图 63: 自升式钻井平台日费 (美元/天)	28
图 64: 半潜式钻井平台日费 (美元/天)	28
图 65: 中国原油进口量、产量与进口依赖度 (万吨, %)	29
图 66: 中国天然气进口量、产量与进口依赖度 (亿立方米, %)	29
图 67: 三大国有石油企业上游资本开支与油价走势 (亿元, 美元/桶)	30
图 68: 2021-2022 年中国海洋原油产量增量	30
图 69: 中国常规石油资源储量分布 (亿吨, %)	30
图 70: 中国海油资本开支及公司国内营收 (亿元, 亿元)	31
图 71: 公司与中海油关联交易额情况 (亿元, %)	31
图 72: 海内外新签订单及在手未完成订单 (亿元)	31
图 73: 公司与中海油关联交易额及国内新签订单 (亿元, 亿元)	31
图 74: 中海油桶油成本结构 (美元/桶)	32
图 75: 2030 年各类原油预计开采成本 (美元/桶)	32
图 76: 中国海油资本开支 (亿元)	32
图 77: 中海油 2023-2025 年产量目标 (百万桶油当量)	32
图 78: 三桶油股利支付率 (%)	32
图 79: 2022 年国内外新发现	33
图 80: 2023 年新项目	33
图 81: 2011-2026 年全球上游勘探开发资本支出结构 (%)	33
图 82: 2011-2026 年全球上游勘探开发资本支出情况 (十亿美元)	33
图 83: 全球油气勘探新发现海陆储量占比 (%)	34
图 84: 全球常规石油剩余可采储量占比 (%)	34
图 85: 全球常规天然气剩余可采储量占比 (%)	34
图 86: 2012-2021 年全球油气平均发现成本 (美元/桶)	34
图 87: Equinor 上游资本开支计划	35
图 88: 巴西石油上游资本开支计划	35
图 89: 全球 FPSO 新签订单数量及未来预测	35
图 90: 2020-2028 年全球各地 FPSO 新签订单合计	35
图 91: 海油工程海外油气业务发展历程	36
图 92: 2014 年以来公司海外油气工程项目按区域划分	37
图 93: 2014 年以来公司海外油气工程项目按类型划分	37
图 94: 2022 年 LNG 主要进出口国家贸易流	38
图 95: 2022 年 LNG 出口国家	38
图 96: 2022 年 LNG 进口国家	38
图 97: 全球 LNG 供需预测 (MTPA)	38
图 98: 美国 LNG 出口地区分布 (MT)	39
图 99: 欧洲天然气进口结构 (MT)	39
图 100: 欧洲 LNG 终端使用率 (%)	39
图 101: 欧洲在建和拟建 LNG 接收规模 (MT)	39
图 102: 欧洲在建和拟建 LNG 终端项目 (个)	39
图 103: 欧洲在建和拟建 LNG 终端设施投资 (百万欧元)	39
图 104: 2021-2022 年全球主要 LNG 长协签订情况 (MTPA)	40
图 105: 各地未来 LNG 消费中长协覆盖比例 (%)	40
图 106: 2022 年全球在建和拟建液化能力 (MTPA)	40
图 107: 2022 年各地区现存、在建和拟建液化能力 (MTPA)	40
图 108: 国际三大市场天然气现货价格 (美元/百万英热)	41
图 109: 我国天然气进口情况 (亿方, %)	41
图 110: 我国管道气进口结构	41

图 111: 2035 年我国天然气生产、进口、消费预测 (亿方)	42
图 112: 我国 LNG 进口量与接收能力 (万吨)	42
图 113: 全球、欧洲和中国海上风电装机情况 (GW, %)	43
图 114: 2018 和 2040 年全球各国海上风电装机 (GW)	43
图 115: 全球海上风电及陆上风电成本 (美元/kw, 美元/kwh)	44
图 116: 海底数据中心示意图	46
图 117: 中共中央和国务院发布的 CCUS 相关政策 (项)	46
图 118: 我国 CCUS 示范项目数量 (项)	46
图 119: 2025-2050 年中国 CCUS 产值规模预测 (亿元)	46

投资聚焦

市场存在对公司与中海油的关联交易占比较大的担忧，认为海油工程的业绩稳定性较强，而弹性有限。我们认为：

- 1) 从关联方交易角度来看，海油工程是海油系三家油服公司中关联交易占比最小的公司（2022 年中海油服提供劳务关联交易占比 76.56%、海油发展为 65.27%、海油工程为 64.44%），对于市场价格的弹性及敏感性相对更高，在油服景气回升时或更能受益。
- 2) 我们认为，随着新冠疫情影响或逐步减弱，美联储加息或已接近尾声，俄乌冲突对于全球能源贸易格局的影响程度边际递减，油价的影响因素有望更加回归供需基本面的变化。在供给弹性较弱、需求稳步复苏以及托底因素的共同作用下，油价有望在中高位水平保持较长时期，上游资本开支复苏节奏在这样的预期和信心之下或将加快，而 2015-2016 年油价低迷及后来的全球新冠疫情影响加速油服行业产能出清，我们认为，当前产能周期下的油服行业机遇渐显。
- 3) 海洋工程施工及装备建造领域进入门槛高、行业壁垒明显，公司技术装备实力领先，在深水、超深水作业以及大型海洋装备建造方面，公司在国内具有较大的领先优势。与此同时，国际上游资本开支回升、尤其是海洋油气资本开支的高速增长，会为海洋油服业务带来更高增长弹性，公司未来经营目标为非关联方收入占比 50%，或将继续坚定拓展海外市场。公司在中东、南美区域市场继续发力，重点跟踪巴西、沙特、卡塔尔、圭亚那等境外项目，争取海外市场取得更大突破，随着先后进入沙特阿美长协名单、巴国油总包商名单，公司未来有望在国际市场中获得更多的总包合同，助力业绩进一步成长。

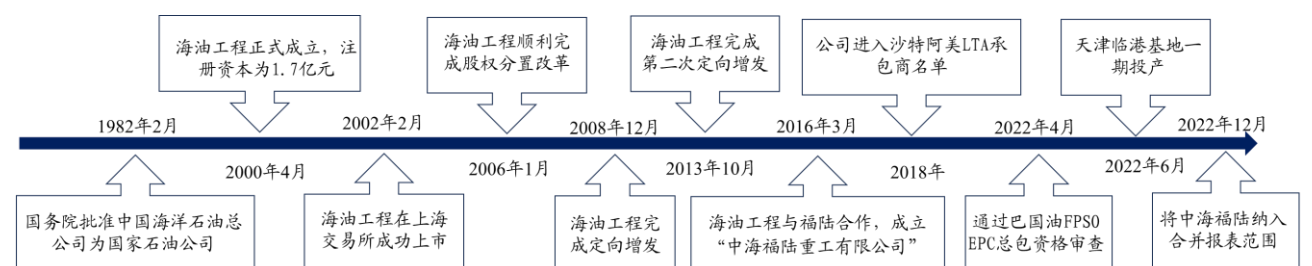
一、海油工程：全球领先、亚太最大的海洋油气工程 EPCI 总承包龙头

1.1 公司概况

1.1.1 发展历程

海洋石油工程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，是国内唯一集海洋油气开发工程设计、采购、建造和海上安装、调试、维修，以及液化天然气、海上风电、炼化工程等为一体的大型工程总承包公司，也是亚太地区规模最大、实力最强的海洋油气工程总承包之一。经过 40 多年的建设和发展，公司以人才、市场、成本、风控、信息化建设为五个抓手”的发展策略，系统形成了以“大型起重铺管船舶序列”“1500 米级深水作业 ROV 序列”“建造场地及建造施工装备”等为核心的十大装备、以“深水浮式平台技术”“水下系统及产品技术”“超大型海上结构物及模块化技术”等为核心的十大技术，先后为中国海油、康菲、壳牌、沙特阿美、巴国油、Technip、MODEC、FLUOR 等众多中外业主提供了优质产品和服务，业务涉足 20 多个国家和地区。

图 1：海油工程发展历程



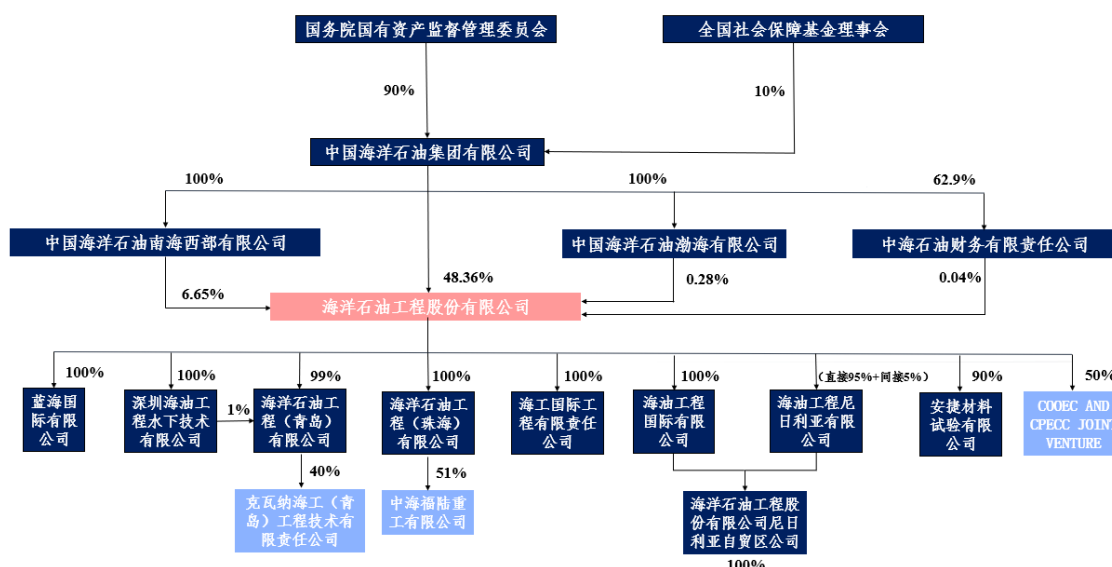
资料来源：公司官网，公司公告，信达证券研发中心

1.1.2 股权结构

海油工程股权较为集中，中海油集团合计持股 55.33%，为公司控股股东。中海油集团直接持有公司 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%。

公司总部位于天津滨海新区，子公司在国内外均有分布。境内子公司位于青岛、珠海、深圳等地；境外子公司位于美国、加拿大、巴西、印度尼西亚、尼日利亚、泰国、中国香港等地，便于公司海外业务拓展；同时公司和中海工程在乌干达共同经营一家公司。

图 2：海油工程股权结构



资料来源：公司官网，公司公告，万得，信达证券研发中心，截至 2023 年公司中报

1.1.3 管理层介绍

海油工程管理层结构紧密，管理制度严谨，每位高层在各个领域进行深造，具备可靠的专业知识背景，而且有多年在海油工程任职的工作经验，熟悉了解公司的业务情况，积极响应国家号召和政策，详细分析内部和外部环境，带领海油工程攻克关键成果。管理层兢兢业业，带领全体员工坚定不移地执行发展战略，进行国际市场开拓，不断优化内部管理，发展的质量和效益明显提升，核心竞争力也显著增强。

表 1：董事会成员个人经历

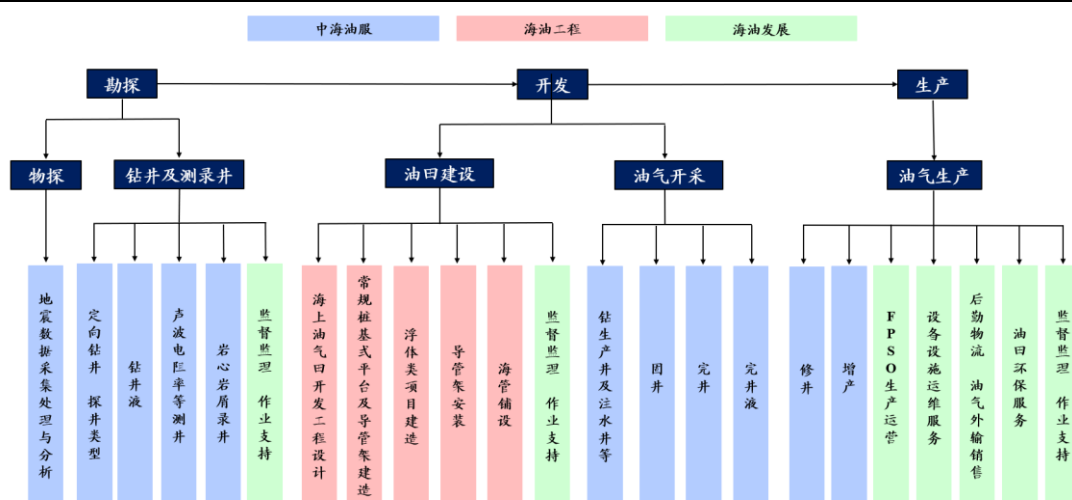
董事会成员	职务	个人经历
王章领	董事长	教授级高级工程师，硕士研究生毕业。 2003 年 6 月加入中海石油有限公司；2020 年 12 月任海洋石油工程股份有限公司董事、总裁；2023 年 3 月至今，任海洋石油工程股份有限公司党委书记；2023 年 4 月至今，任海洋石油工程股份有限公司董事长。
彭雷	董事	高级工程师，硕士研究生毕业。 1998 年 7 月加入中国海洋石油总公司；2020 年 3 月至 2022 年 3 月，任中海油能源发展股份有限公司副总经理；2022 年 3 月至今，任海洋石油工程股份有限公司党委副书记；2022 年 5 月至今，任海洋石油工程股份有限公司董事。
刘义勇	董事	高级工程师，硕士研究生毕业。 1996 年 7 月加入中海油；2021 年 4 月任中国海洋石油集团有限公司工程建设部副总经理；2022 年 9 月至今，任中国海洋石油有限公司工程技术部副总经理；2023 年 7 月至今，任海洋石油工程股份有限公司董事。
辛伟	独立董事	教授级高级工程师、注册土木工程师（岩土）。 2018 年 3 月至今，任上海勘察设计研究院（集团）有限公司副总裁；2021 年 5 月至今，任公司独立董事。
郑忠良	独立董事	武汉大学会计学博士，中国会计学会会员，中国注册会计师，英国特许公认会计师，副教授，中国社会科学院金融所副研究员。 2006 年 7 月加入中国海洋石油有限公司；2013 年 9 月至今，任中国农业大学经济管理学院会计系副教授、会计系主任、会计专硕项目主任；2019 年 12 月至今兼任赞同科技独立董事；2021 年 5 月至今，任公司独立董事。
邢文祥	独立董事	辽宁大学哲学专业学士，辽宁大学国民经济管理专业硕士，河北大学中国哲学专业博士，教授、博士生导师。 2020 年 01 月至今，任中国地质大学（北京）教授；2022 年 12 月至今，任公司独立董事。

资料来源：公司官网，信达证券研发中心

1.1.4 业务区分

公司定位海上油气田生命周期的开发阶段。海上油气田生命周期可以分为勘探、开发、生产三个阶段，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（600583.SH）与海油发展（600968.SH）三家上市公司，相互分工明确，国内市场竞争格局稳定。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、钻勘探井及测录井，以及开发阶段的钻完井服务等；海油工程聚焦开发阶段的海上平台导管架、浮式生产系统设计建造、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 3：中海油服、海油工程、海油发展业务分工



资料来源：各公司官网，信达证券研发中心

1.2 财务分析

1.2.1 收入及利润分析

收入分析:

回溯到 2010 年，海油工程共经历了 3 轮收入高增时期:

- 1) 2012-2013 年，高油价推升上游资本开支，公司营收在这两年期间实现了 60% 以上的增速。
- 2) 2019 年，三桶油相继提出增储上产“七年行动计划”，能源安全政策再次推升上游资本开支，公司营收随之增长 30% 以上。
- 3) 2022 年，油价一度涨至 100 美元/桶以上，油服景气复苏，公司营收增幅近 50%。2023 年上半年，公司营业收入为 144.42 亿元，同比增速 23.08%，归母净利润为 9.83 亿元，同比增速 103.81%，本轮油服景气复苏刚刚开启，公司业绩持续向好。

业务结构:

自 2010 年以来，海洋工程总承包项目（传统油气业务）一直都是公司的核心业务。

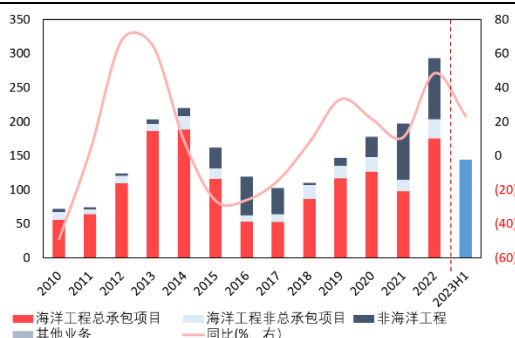
非海洋工程项目（主要为 LNG 业务）在 2015-2017 年和 2021-2022 年有较为亮眼的表现，其中，2015-2017 年正逢海外 LNG 液化装置扩产潮，公司取得了俄罗斯、澳大利亚等国家 LNG 项目建设机会，2021-2022 年为国内 LNG 接收站投建高峰，公司也凭借国内 LNG 订单获得良好业绩。

毛利水平:

近 5 年，公司海洋工程业务的毛利率稳定在 9-12%，较 2014-2015 年 30% 以上的毛利率水平有较大差距，根据我们此前发布的行业报告《产能周期下的油服行业机遇渐显》，我们认为，在过去资本开支不足引致的油价长期处于中高位的判断下，叠加油服行业产能出清基本完成，未来公司海洋工程业务毛利率有望进一步好转。公司非海洋工程业务毛利率波动较大，主要受 LNG 项目扩产周期的影响。

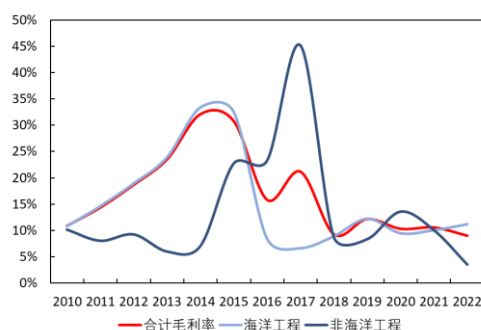
受益于中海油有限公司的关联交易保障，公司国内业务毛利率近年来较为稳定，海外业务毛利率随油价波动较为剧烈。我们认为，随着油价持续处于中高位水平，低毛利合同出尽，公司海外业务或将出现明显好转。

图 4: 2010-2023H1 海油工程营业收入（亿元）及增长率（%）

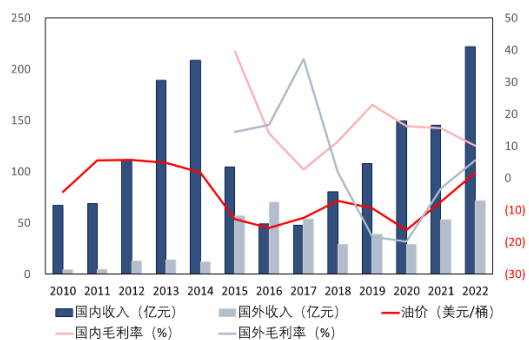


资料来源：万得，信达证券研发中心，注：2023H1 为总收入

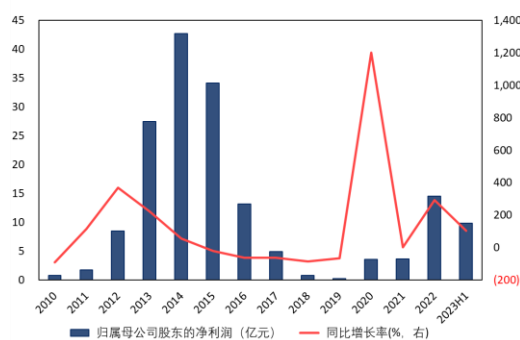
图 5: 2010-2022 年海油工程毛利率变化情况（%）



资料来源：万得，信达证券研发中心

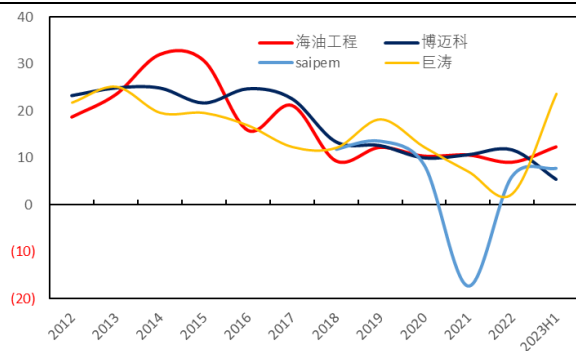
图 6：2010-2022 年海油工程国内外收入及毛利率变化情况


资料来源：万得，信达证券研发中心

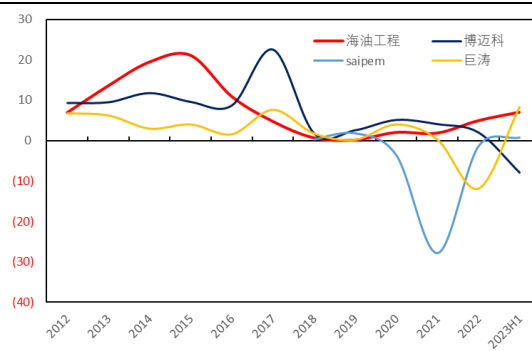
图 7：2010-2023H1 海油工程归属于母公司所有者的净利润（亿元）及增长率（%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

与国际上同类型公司对比看，近年来，海油工程在毛利率和净利率方面都保持在行业内的较高水平，并且净利率优势近年来愈发突出，而且海油工程的净利率波动性也相对更小，体现出了更强的成本管控能力。

图 8：2012-2023H1 各公司毛利率对比（%）


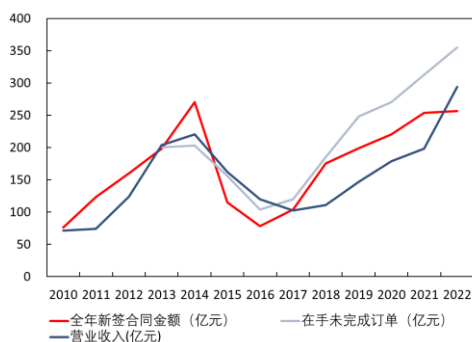
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 9：2012-2023H1 各公司净利率对比（%）


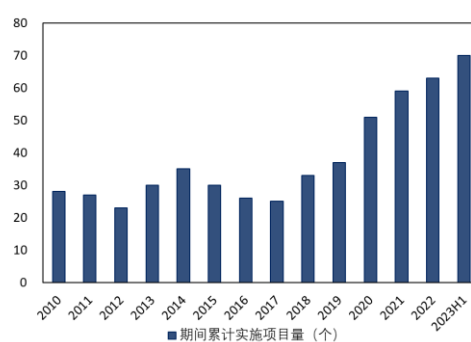
资料来源：万得，信达证券研发中心

2023 年 H1，公司在手未完成订单 405.88 亿元，为未来两年的工作量提供了有力的支撑。从 2017 年至今，公司累计实施项目量稳步提升，全年新签合同金额快速增长，2022 年达到 256.4 亿元，其中中国新签订单合同金额为 213.83 亿元，海外新签订单合同金额为 42.57 亿元。2023H1，公司实现新签合同额为 178.58 亿元，同比增长 29.42 亿元，增幅 20%，其中，境外新签合同额约 68.85 亿元，同比增长 274.2%，海外市场成绩显著，为持续推动公司海外业务发展提供了有力支撑。

2023 年 H1，公司共运行规模以上项目 70 个，达历史新高，其中 12 个项目完工，23 个新启动项目，并且公司坚持战略引领，市场开发重点发力，项目获取能力持续提升。

图 10：2010-2022 年海油工程签订合同金额以及在手未完成订单和营业收入（亿元）


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

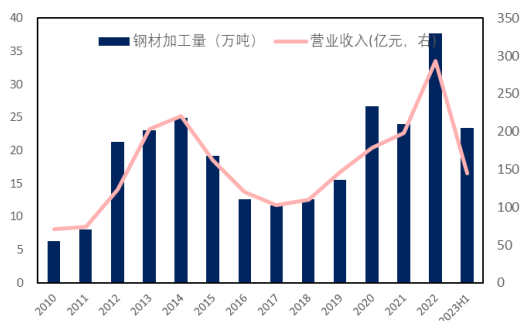
图 11：2010-2023 年 H1 海油工程项目个数（个）


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

公司营收受建造和安装作业量共同影响。公司建造工作量主要体现在钢材加工量上，安装工作量主要体现在投入船天上。2013 年，公司营收出现大幅增长主要受海底铺管业务高增影响，2020 年，公司建造工作量大幅提

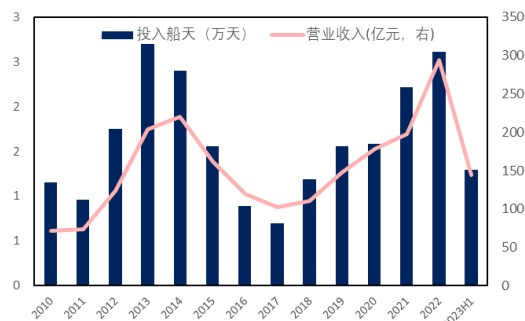
升，但受安装业务较为平稳影响，公司营收增幅相对平缓。

图 12: 2010-2023 年 H1 海油工程钢材加工量和营业收入 (万吨, 亿元)



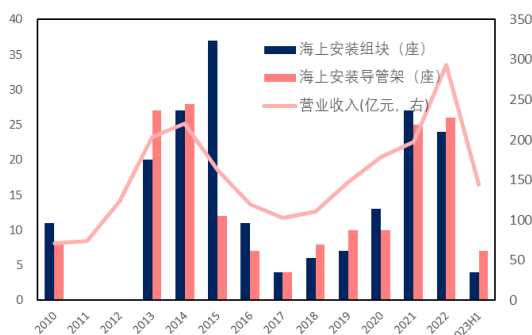
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 13: 2010-2023 年 H1 海油工程海底铺管和营业收入 (公里, 亿元)



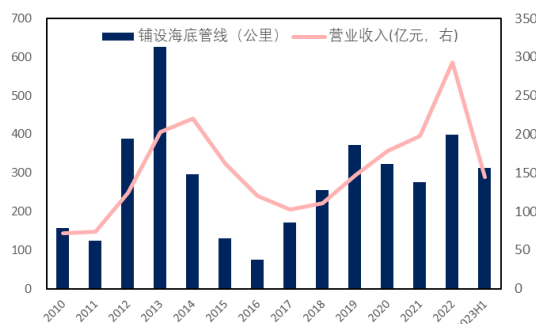
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 14: 2010-2023 年 H1 海油工程海上安装导管架及组块和营业收入 (座, 亿元)



资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 15: 2010-2023 年 H1 海油工程投入船天和营业收入 (万天, 亿元)



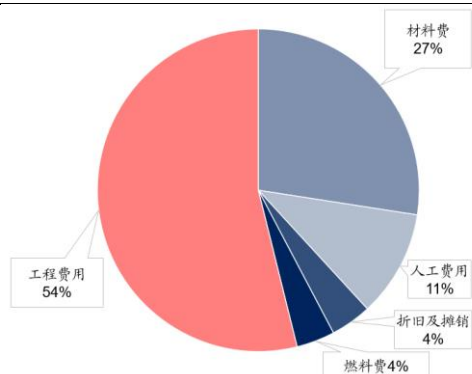
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

1.2.2 成本分布

海油工程的成本费用可拆分为五大类，分别是工程费用、材料费、人工费用、折旧及摊销、燃料费。材料费指建造输油钢管的钢材等，燃料费指柴油等费用。工程费用占比最高，又可以拆分为陆地建设工程分包费、船舶分包费、船舶停靠及港杂其他费用，其中陆地建设工程分包费占比最高。

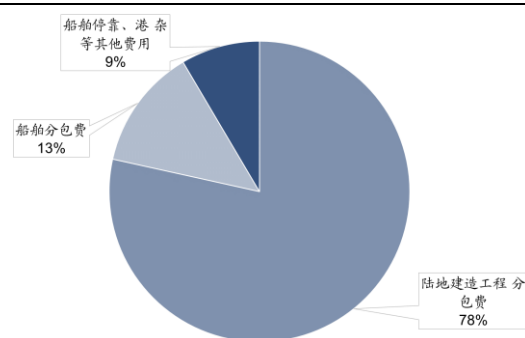
同时，材料费、燃料费、工程费用与公司营收呈正相关，人工费呈逐步上升趋势，折旧摊销保持稳定。

图 16: 2022 年海油工程成本拆分

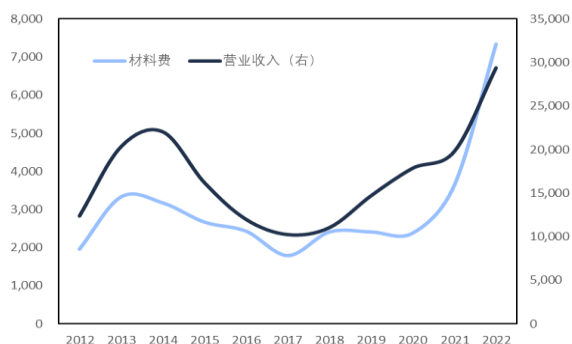


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

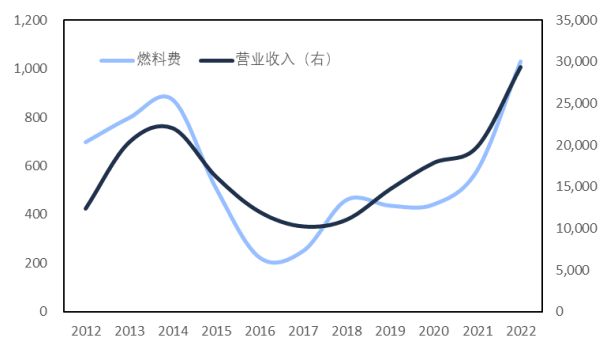
图 17: 2022 年海油工程成本工程费用拆分



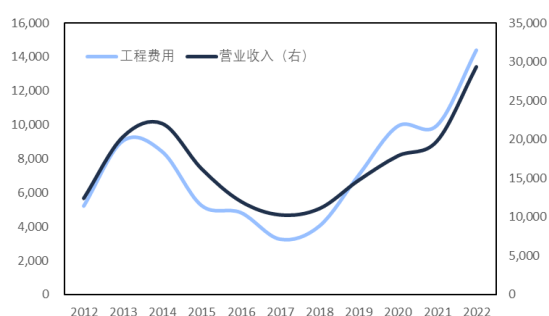
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 18: 海油工程材料费与营收正相关 (百万元, 百万元)


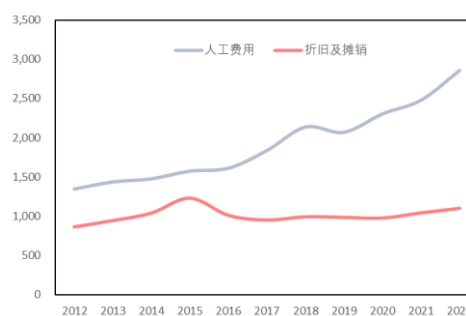
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 19: 海油工程燃料费与营收正相关 (百万元, 百万元)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 20: 公司工程费用与营收正相关 (百万元, 百万元)


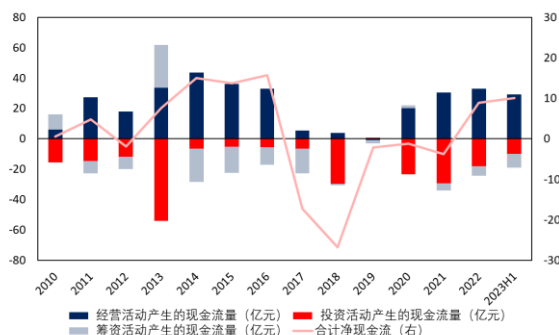
资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

图 21: 海油工程人工费与折旧摊销趋势 (百万元)


资料来源: 公司公告, 信达证券研发中心

1.2.3 现金流状况

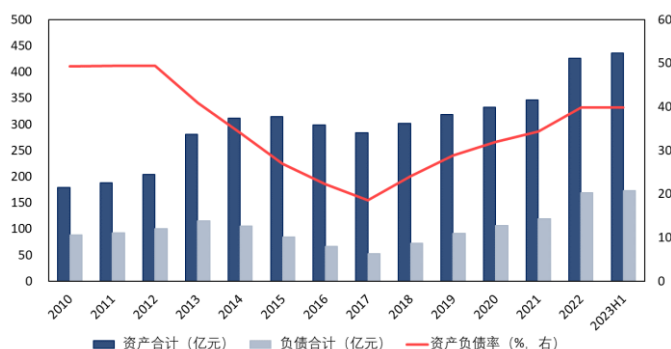
当前公司资金充裕, 可以形成自身的现金周转与循环。2022 年海油工程经营活动产生的现金流量净额为 33.13 亿元, 达到 2015 年以来的最高值, 公司现金流充足; 投资活动产生的现金流量净额为负, 原因在于近年来公司天津临港基地建设项目处于建设高峰期; 筹资活动产生的现金流量净额常年为负, 即公司偿还银行贷款或借款、派发现金股利、偿还租赁负债等, 说明海油工程的资金充裕。2023 年 H1, 公司经营活动的现金流量净额为 29.09 亿元, 投资活动的现金流量净额为-9.89 亿元, 筹资活动的现金流量净额为-9.11 亿元。

图 22: 2010-2023H1 海油工程现金流量 (亿元)


资料来源: 万得, 信达证券研发中心

1.2.4 资产负债率

资产负债率结构保持稳健。2012-2017 年公司资产负债率持续下行, 2018 年后公司更新装备扩充资产, 资产负债率升至 2021 年的 34.33%, 2022 年中海福陆并表, 资产负债率上升至 39.77%。2023 年 H1, 公司资产负债率为 39.81%, 较为稳定地维持在较低水平。

图 23：2010-2023 年 H1 海油工程资产负债情况


资料来源：万得，信达证券研发中心

1.3 核心竞争优势

国内来看，海油工程是国内唯一一家集海洋油气开发工程设计、采购、建造和海上安装、调试、维修，以及液化天然气、海上风电、炼化工程等为一体的大型工程总承包公司，且与中海油有限公司深度绑定，在国内海上油气工程承包方面具备绝对优势地位。海外来看，公司场地、装备等硬件不逊于国际知名能源工程承包公司，近年来不断实现技术突破，先后进入沙特阿美、巴西国家石油公司的总包商名单，在国际市场的地位不断提升。

1.3.1 场地优势

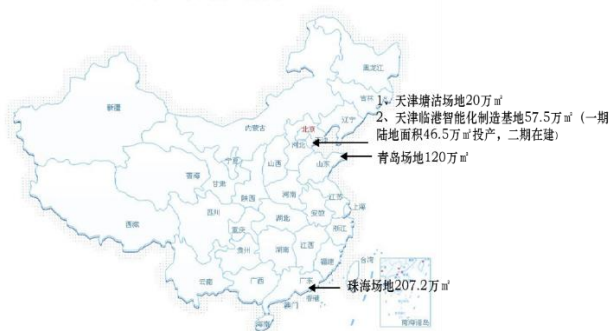
海油工程基地建造规模壮大，陆地建造产能稳定。公司具备天津、青岛、珠海三大基地，形成跨越南北、面向全球的场地布局，天津临港基地一期已建成投产，在建天津临港二期基地。经过多次场地扩张，截至 2023H1，公司合计场地总面积为 404.7 万平米。

表 2：公司三大基地产能情况

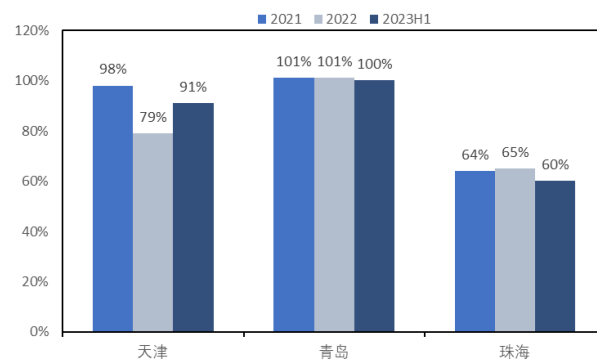
	建设项目	施工能力	装备水平
青岛	常规桩基式平台及导管架；浮体类项目；LNG 模块	具有 27 万吨钢结构年加工能力,5 万吨陆地单体建造能力，30 万吨浮体单体建造能力，1.5 万吨单体大型结构物陆地运输能力。	800 吨、600 吨龙门吊各 1 台，70t~750t 履带吊 24 台、总承载力 15000 吨的 SPMT 模块运输车 324 轴线。
珠海（公司持股 51%）	常规桩基式平台及导管架；LNG 模块	珠海基地产品定位以深水海洋浮式结构物产品为主，主要从事半潜式钻井平台、圆筒型浮式平台、TLP 平台、SPAR 平台、半潜式钻井船、大型综合性组块、FLNG/FPSO 上部模块的建造和总装；水下管汇、采油树、控制模块、跨接管装配和测试以及软管、海管的接长。	车间桥吊 5-150 吨 120 台，150t~750t 履带吊 12 台、108 轴线 SPMT 模块运输车，380T 运输车一台，250T 平板车 2 台。
天津塘沽	常规桩基式平台及导管架；LNG 模块	具有 6 万吨钢结构年加工能力，年均生产能力为 6-8 个组块和 8-10 个导管架。	5 个 20 吨龙门吊、6 个汽车吊、18 个 50t-750t 不等级别的履带吊。
天津临港（一期建成投产，二期正在建设中）	常规桩基式平台及导管架；LNG 模块	具有 8.7 万吨钢结构年加工能力,其中一期具备 3.3 万吨钢结构年加工能力。	900 吨龙门吊 1 台，SPMT 模块车 1 台，70t~750t 履带吊 8 台。

资料来源：公司官网，信达证券研发中心

海油工程场地利用率均处于较高水平。截至 2023H1，天津场地利用率达到 91%，青岛场地利用率达到 100%，珠海场地利用率达到 60%。其中，天津临港场地一期投入使用，相比往年同期业务量大幅提升。珠海场地受项目结束影响，上半年利用率稍有下降。

图 24：公司三大基地分布示意图


资料来源：公司公告，公司官网，信达证券研发中心

图 25：公司三大基地场地利用率


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

公司在天津临港、青岛、珠海三地的码头岸线均超过 1500m，水深在 10m 以上，特别是珠海基地码头水深达到 14m，具备较好的船舶停靠及装运能力。

表 3：三大基地港口吞吐能力

	码头岸线长度	吃水深度
青岛	1645m	10-12m
珠海	2149m	14m
天津塘沽	400m	7m
天津临港	1631m	12m

资料来源：公司公告，公司官网，信达证券研发中心

Saipem 是意大利埃尼集团(ENI)旗下子公司，是全球石油和天然气市场钻井服务、陆上和海上管道和复杂项目的工程设计、采购、施工和安装的领导者之一。根据美国《工程新闻记录》(Engineering News Record, ENR)杂志发布 2022 年度“250 家国际承包商”(ENR's 2022 Top 250 International Contractors), Saipem 位列 12 名。从场地及码头对比来看，Saipem 除印度尼西亚和哈萨克斯坦两个基地，其他基地的码头岸线较短，仅有巴西和印度尼西亚的码头水深超 10m，而海油工程单一场地面积更大、陆地建造能力更强，且码头质量较高，从岸线和水深来看都更具优势。

图 26：Saipem 全球场地和码头情况


资料来源：saipem 官网，信达证券研发中心

表 4: Saipem 全球场地和码头情况

场地位置	场地面积	码头岸线	码头水深
安哥拉	29.54 万 m ²	200m	6.5m
意大利	18.5 万 m ²	400m	9m
沙特阿拉伯	52.16 万 m ²	345m	6m
巴西	35.4 万 m ²	580m	12m
印度尼西亚	158.41 万 m ²	900m	11m
刚果	25.08 万 m ²	426m	6m
尼日利亚	100 万 m ²	330m	6.5m
哈萨克斯坦	220 万 m ²	1044m	4.5m

资料来源: saipem 官网, 信达证券研发中心

此外, 我们也选取了 2 家亚洲地区的海洋工程公司——胜科海事 (目前已与吉宝合并, 改名为 seatrium) 和三星重工进行对比。胜科海事的建造场地主要集中在新加坡 (印度尼西亚主要作为新加坡的补充场地)、巴西和欧洲, 在承接欧洲 FLNG、FRSU 需求、巴西 FPSO 需求时具备较大优势。三星重工的场地更集中在韩国本土, 与海油工程相比没有明显优势。

表 5: 胜科全球场地和码头情况

场地位置	场地面积	码头岸线	码头水深
新加坡 PANDAN	14.2 万 m ²	235+25m	6m
新加坡 ADMIRALTY	87 万 m ²	--	11-15m
新加坡 TUAS BOULEVARD	108 万 m ²	6600m	9-21m
印度尼西亚 Karimun	30.7 万 m ²	--	--
印度尼西亚 SMOE	85 万 m ²	--	--
巴西	82.5 万 m ²	1000m	15.5m
英国			
挪威 Grøntan			
挪威 LMGMarin			
挪威 Sevan			

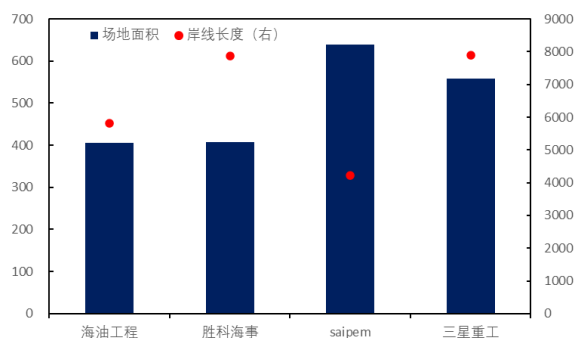
资料来源: 胜科官网, 信达证券研发中心

表 6: 三星全球场地和码头情况

场地位置	场地面积	码头岸线	码头水深
韩国 Geoje	400 万 m ²	7900m	13m
中国山东荣成	132+27 万 m ²		

资料来源: 三星重工官网, 信达证券研发中心

整体来看, 我们认为当前公司场地及码头条件总体与国际头部同行处在相近水平, 跻身全球前列, 未来随着天津临港基地二期投产, 公司可承接项目数量进一步增加, 对于 2035 年实现 600 亿元的收入目标或将更进一步。

图 27: 各公司场地面积和岸线长度对比 (平方米, 米)


资料来源: 各公司官网, 信达证券研发中心, 注: 截至 2023 年 8 月

1.3.2 装备和技术优势

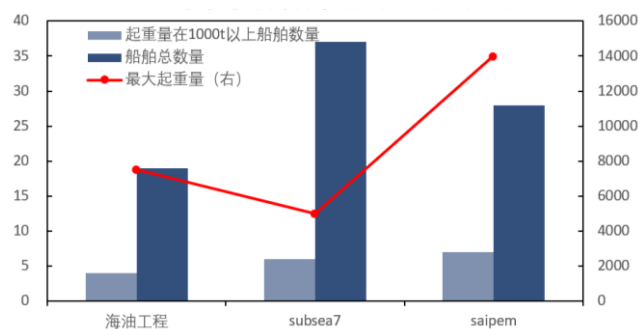
装备方面：公司主要通过大型船舶进行海上吊装、海上浮托、海管铺设等海上安装工作。公司拥有 3 级动力定位深水铺管船、7500 吨起重船、水下工程船、深水挖沟船等 19 艘船舶组成的专业化海上施工船队，海上安装与铺管能力在亚洲处于领先地位。公司还在持续提升装备水平和数量。

公司最大铺管水深和铺管直径与 saipem、subsea7 两家全球领先公司保持一致水平。2012 年投入使用的“海洋石油 201”为深水起重铺管旗舰船，是世界上第一艘同时具备 3000 米级深水铺管能力、4000 吨级重型起重能力、并配备世界先进的舷侧结构物下放装置 PLS 和 DP3 级全电力推进的动力定位深水铺管起重工程船。一直以来，大于 1500 米的深水区海管铺设核心技术，一直被少数国际石油工程公司所垄断。2020 年，公司负责的中国海油陵水 17-2 项目海管铺设最大水深为 1542 米，创造了我国海底管线铺设水深的新纪录。

公司最大起重量超过 subsea7，与 saipem 的 14000t 仍有一定差距。2009 年投入使用的“蓝鲸号”是一艘大型自航式全回转起重工程船，具有 300 米水深锚泊定位能力，最大起重能力为 7500 吨。

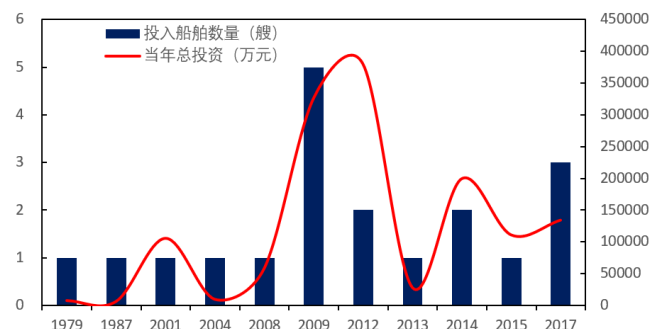
公司导管架下水能力处于领先地位。2008 年投入使用的“海洋石油 229”是目前世界上最大的导管架下水驳船之一，载重量 89000 吨，导管架下水能力 30000 吨，是目前世界上同类型船舶中排行第二的浮托/下水驳船。

图 28：公司与海外同行装备对比（艘，吨）



资料来源：公司公告，saipem 官网，subsea7 官网，信达证券研发中心，注：截至 2023 年 8 月

图 29：公司装备购入（在建）节奏及投资额（艘，万元）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

表 7：公司与海外同行装备水平对比

	起重量在 1000t 以上船舶数量	最大起重量	最大铺管水深	船舶总数量	最大铺管直径	张紧器	最大载重量
海油工程	4	7500t	3000m	19 艘	60 英寸	200t*2	89000t
subsea7	6	5000t	3000m	37 艘	60 英寸	300t*2	64900t
saipem	7	14000t	3000m	28 艘	60 英寸	400t*2	30000t

资料来源：公司公告，saipem 官网，subsea7 官网，信达证券研发中心，注：截至 2023 年 8 月

技术方面：公司科研体制机制改革持续深化，持续推进“揭榜挂帅”和“赛马”机制，发布项目长负责制等 7 项配套制度，系统激活科技创新内生动力态势逐步显现。2022 年围绕深水和水下系统等开展科研攻关 119 项，推动成果转化和三新三化实施 295 项，实现科技创效 3.24 亿元。其中，深水超大型导管架平台设计建造安装成套关键技术成功应用于“海基一号”和流花 11-1/4-1 项目；自主研发并交付国内首套 500 米水深带控制系统的水下管汇产品；创新研发液滑环与光纤电滑环产品，对塔架单点实现了从设计原理源头技术解卡；自主研发设计的国内首个深远海浮式风电项目实现主体完工，新能源领域迈出重要一步。

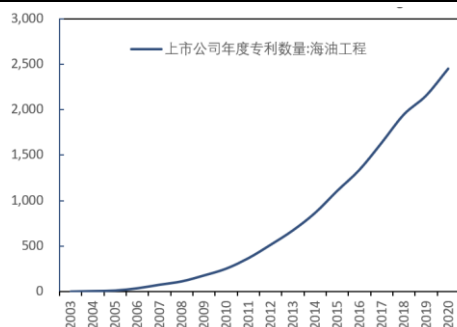
表 8：公司技术水平列示

业务类型	资质能力
海上油气工程业务	公司是中国唯一具备水下（含深水）海洋工程施工总包服务能力的高科技企业，海关 A 类企业，具有海洋石油工程二级承包资质，对外总承包工程资格，国家海事局 DOC 证书，IMCA（国际海事承包商协会）培训证书，ISO9001/14001/45001 认证等各类专业资格/资质认证。
特种设备产品业务	压力容器、管道规则设计能力；A2 类、ASME 压力容器制造能力；ISO 9001:2015 / ISO 14001:2015/ ISO 45001:2018 等质量健康安全环境管理体系认证证书

调试计量业务	计量标准考核证书；中国合格评定国家认可委员会（CNAS）认可资质 人员队伍：高级调试工程师 30 人；一级注册计量师 2 人；二级注册计量师 13 人
检验业务	中国合格评定国家认可委员会（CNAS）实验室认可证书；CCS 海上设施检测机构认可证书；加拿大 CSA W178.1 实验室认可证书；辐射安全许可证（塘沽、青岛和珠海）；具有 AUT、PAUT、CR、全站仪、激光跟踪仪、侧扫声纳和机械性能检测设备 498 台/套
LNG 业务	石油天然气（海洋石油）行业甲级设计资质；石油化工工程施工总承包三级资质；石油天然气专业工程咨询单位丙级资质。

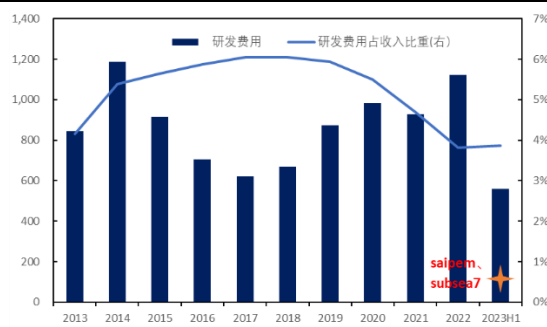
资料来源：公司官网，信达证券研发中心

图 30：公司专利数（项）



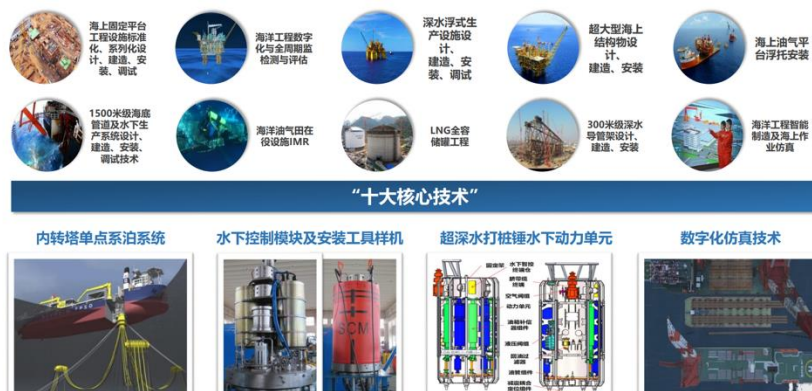
资料来源：万得，信达证券研发中心

图 31：公司研发费用及占收入比重（百万元，%）



资料来源：万得，各公司公告，信达证券研发中心

图 32：2022 年公司关键核心技术持续攻关



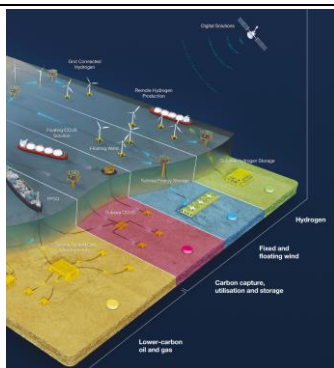
资料来源：公司业绩展示材料，信达证券研发中心

1.3.3 延展新兴业务优势

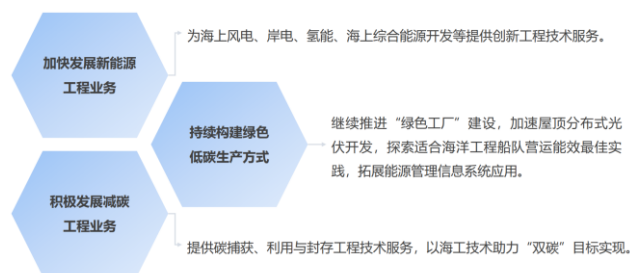
强大海上工程能力具备延展性，助力新兴领域拓展。海洋油气产业与海上风电产业有较高的业务契合度以及相似的供应链。国际能源署（IEA）调查显示，约有 40% 的海上风电项目建设作业与海洋油气项目相重合，传统的油气浮式平台技术可以转化到海上风电项目的建设，海上风电开发所需的大部分装备，如铺缆船、水下作业船和半潜运输船等，都可与海洋油气开发通用。

公司依托海上工程作业经验基础，承建深远海浮式风电、青洲六海上风电项目，公司预计投产后每年可生产绿电约 25000 兆瓦；研制全球首套最大商用海底数据中心，应用水深超过 30 米，重量达 1300 吨；进行中国海上首个二氧化碳封存模块应用，累计可封存二氧化碳 146 万吨，与植树 0.14 亿棵相当；与壳牌中国合作开展海洋工程装备制造基地价值链碳排放盘查和低碳减排路径规划。

同时，中海油也在加快布局新能源，先后成立新能源公司、碳中和研究所，积极推进国内海上首个二氧化碳封存示范工程，发行全国首单 CCER（国家核证减排量）碳中和服务信托等。根据其规划，整个“十四五”期间，中海油在可再生能源领域的投资达总投资的 5%-10%。到 2050 年，中海油的目标是至少 50% 的利润来自新能源。新能源尤其是海上风电被提上了公司战略高度。我们认为，中海油对于新能源的重视或将为海油工程延展新业务提供一定的便利。

图 33：海底新兴能源发展


资料来源：subsea7 公司公告，信达证券研发中心

图 34：公司减碳业务工作路线


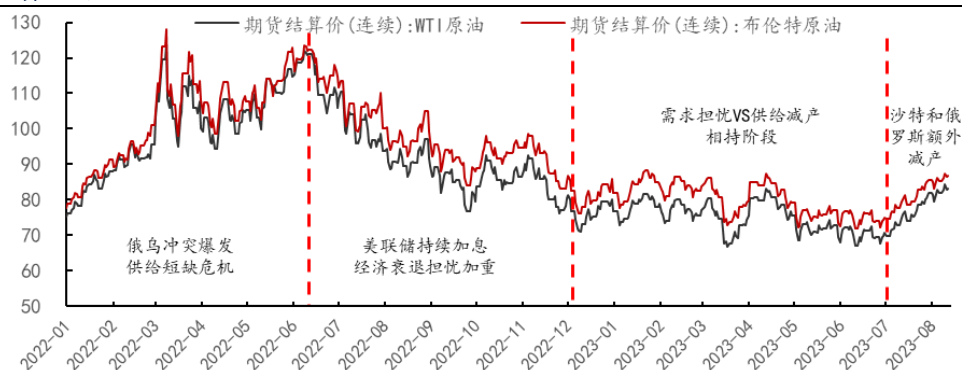
资料来源：公司公告，信达证券研发中心

二、油气板块：油服行业景气上行，公司海内外业务同步发力

2.1 油服行业景气上行

2.1.1 油价或将持续处于中高位

2022 年上半年，俄乌冲突爆发，加拿大、美国、英国和澳大利亚先后宣布禁止进口俄罗斯石油，欧盟正式宣布对俄罗斯进行第六轮制裁，包括 2022 年 12 月禁止海运进口俄罗斯原油，2023 年 2 月禁止海运进口俄罗斯成品油，地缘政治危机使油价一度冲高至 120 美元/桶以上。货币超发叠加能源价格上涨导致美国甚至全球通胀率高涨，美联储加息幅度和加息频率提升，引发市场对于经济衰退的担忧，2022 年下半年原油价格单边下跌。2023 年上半年，在美联储继续加息、欧美银行业危机叠加 OPEC+ 持续减产等多方因素影响下，市场进入供需相持阶段，原油价格在 70-80 美元/桶区间波动。2023 年 7 月，沙特已实施 100 万桶/天的强势额外减产，加剧原油供应紧张，同时成品油消费特别是美国汽油消费进入旺季，美联储加息或接近尾声，油价企稳回升。

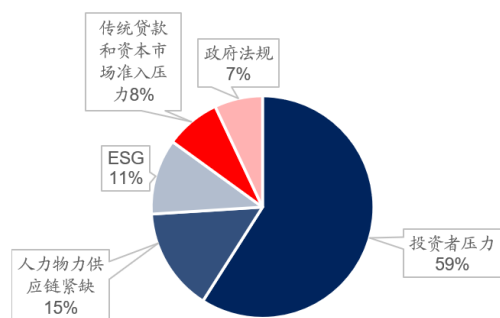
图 35：国际油价走势（美元/桶）


资料来源：万得，信达证券研发中心

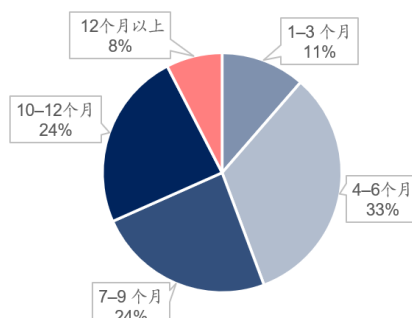
供给方面：

美国原油产量增速放缓。疫情后美国原油供给恢复缓慢，且未来产量承压。其一，前期疫情冲击下，页岩油公司利用库存井维持生产，疫后油气公司需要更高的成本加快打新井，弥补过去优质油井的消耗，来实现增产。其二，人力物力短缺及成本上升成为美国页岩油公司进行油气生产时所面临的主要问题，使得公司油气开采周期拉长，增产速度放缓；其三，在投资者愈加严格的资本约束下，美国主要页岩油气公司选择将更多的收益返还给股东，而非扩大投资，当前投资水平增长力度不够，活跃钻机数和压裂车数量的下滑使得美国页岩油产量进一步承压。

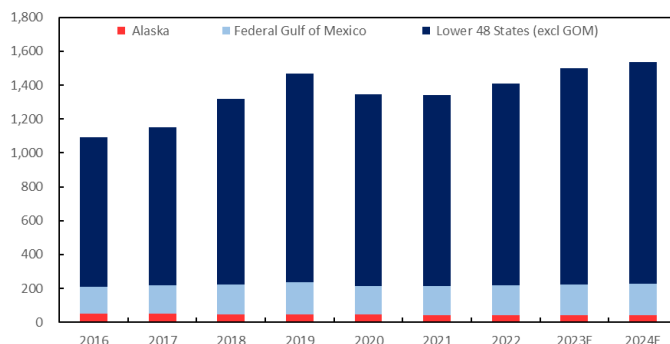
根据 EIA 8 月报告，预计 2023 年美国原油增产 85 万桶/日至 1276 万桶/天，美国原油逐步恢复增产，但是产量增幅有限，年均增产不及疫情前约 150 万桶/天的水平。

图 36：高油价下抑制美国页岩油公司产量增长的原因


资料来源：Federal Reserve Bank of Dallas，信达证券研发中心，
注：数据获取自 2022 年 3 月

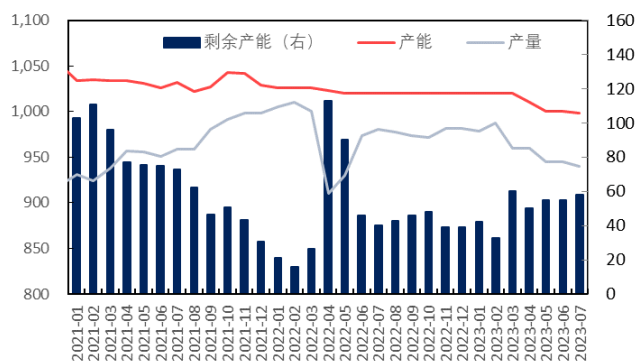
图 37：美国页岩油公司钻完井周期


资料来源：Federal Reserve Bank of Dallas，信达证券研发中心，
注：数据获取自 2022 年 6 月

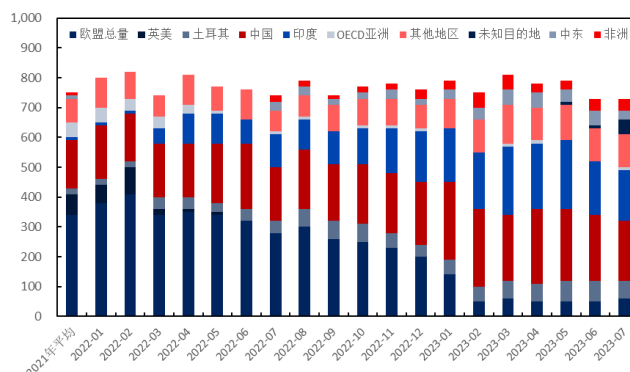
图 38：美国原油产量结构及预期（万桶/天）


资料来源：EIA，信达证券研发中心，注：数据来自 2023.08EIA 月报

俄罗斯近期的主动减产及长期产能瓶颈，或造成供给进一步收缩。俄罗斯计划从 2023 年 3 月至 12 月减产石油 50 万桶/天，同时 2023 年 8 月计划减少石油出口 50 万桶/天，2023 年 9 月计划减少石油出口 30 万桶/天。2023 年 7 月，俄罗斯原油产量 940 万桶/天，较 2 月实际减少近 50 万桶/天；俄罗斯石油出口量（原油+石油制品）为 730 万桶/天，达到 2021 年以来最低值。长期看，俄罗斯也面临资本开支不足的问题，并将对其长期产能造成损害。根据国际能源信息署 IEA 统计，俄罗斯原油产能已从 2021 年 10 月的 1042 万桶/天下降至 2023 年 7 月的 998 万桶/天，俄罗斯原油产能已经出现了衰减的问题。

图 39：俄罗斯原油产量与产能（万桶/天，万桶/天）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

图 40：俄罗斯石油对各地区出口情况（万桶/天）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

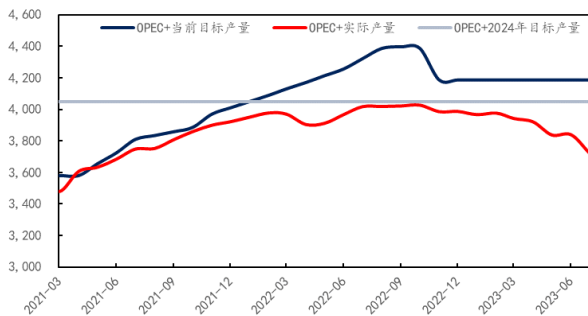
OPEC+反复减产挺价，沙特控产控价能力与意愿双强。2022 年 10 月，OPEC+决定在 2022 年 8 月产量目标基础上继续减产 200 万桶/天，减产区间为 2022 年 11 月至 2023 年 12 月，以 2022 年 10 月产量测算实际减产规模 95 万桶/天。2023 年 4 月，以沙特为代表 OPEC 国家和以俄罗斯为代表的非 OPEC 参与国再次宣布自愿减产，合计减产规模达到 165 万桶/天，减产区间为 2023 年 5 月至 12 月，以 2023 年 2 月产量测算实际减产规模



超 150 万桶/天，远大于 2022 年 10 月减产，或将进一步带动油价大幅提升。2023 年 6 月，OPEC+ 表示 160 万桶/天以上的自愿减产均延期至 2024 年 12 月，同时 2024 年 1-12 月产量目标再次下降 139 万桶/天，沙特在 7 月自愿额外减产 100 万桶/天。2023 年 7 月，沙特宣布 100 万桶/日的额外减产将延长至 8 月，同时俄罗斯将在 8 月减少石油出口量 50 万桶/日。2023 年 8 月，沙特宣布 100 万桶/日的额外减产将延长至 9 月，同时俄罗斯将在 9 月减少石油出口量 30 万桶/日。2023 年 9 月，沙特及俄罗斯宣布将自愿减产延长至 2023 年 12 月。

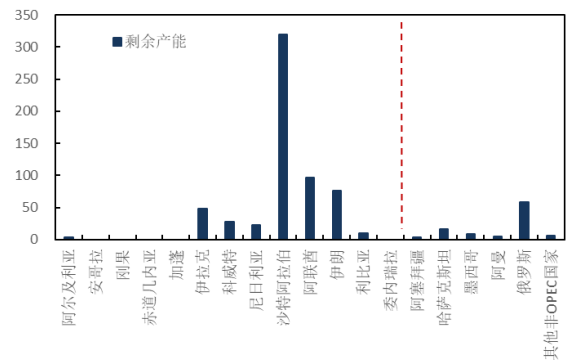
本轮减产面临增产能力不足的客观约束。未达产量目标的国家受产能不足影响难以实现大幅增产，不足以抵消其他减产国的减产规模。当前仅沙特、阿联酋拥有较多可自由支配的剩余产能，截至 2023 年 7 月两国剩余产能分别为 319、96 万桶/天，我们认为沙特内部协调能力和油价调控能力有望进一步增强，维持油价高位的意愿较为强烈，其控制产量托底油价的措施或将有更大成效。

图 41: OPEC+目标产量与实际产量（万桶/天）



资料来源: IEA, OPEC, 信达证券研发中心

图 42: 2023.08 IEA 对 OPEC+剩余产能测算（万桶/天）

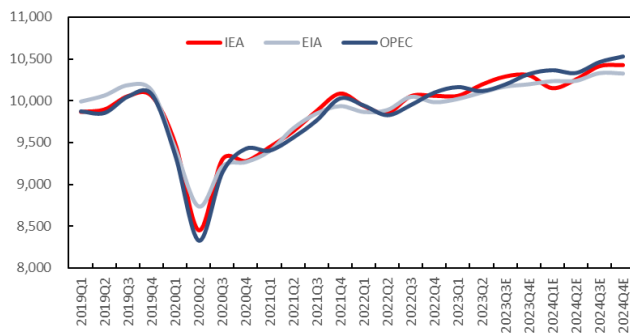


资料来源: IEA, 信达证券研发中心

需求方面:

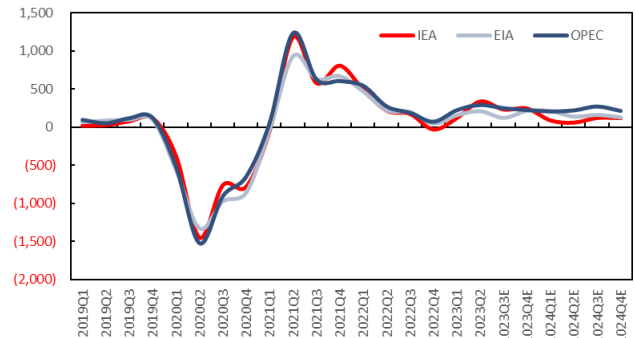
短期内原油需求或仍保持增长态势。IEA、EIA 和 OPEC 三大国际能源机构均预测 2022-2023 年需求仍会继续增长。根据我们持续跟踪的全球原油月度数据来看，IEA、EIA 和 OPEC 三机构在 2023 年 8 月报中预测 2023 年全球原油需求分别+222、+176、+244 万桶/天，预计超过 2019 年疫情前需求水平。

图 43: 2023.08 机构月报公布的全球原油需求情况（万桶/天）



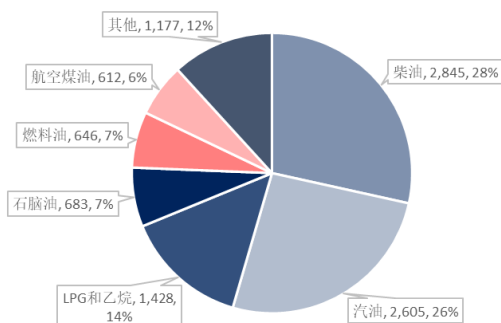
资料来源: IEA, OPEC, EIA, 信达证券研发中心

图 44: 2023.08 机构月报公布的全球原油需求同比（万桶/天）

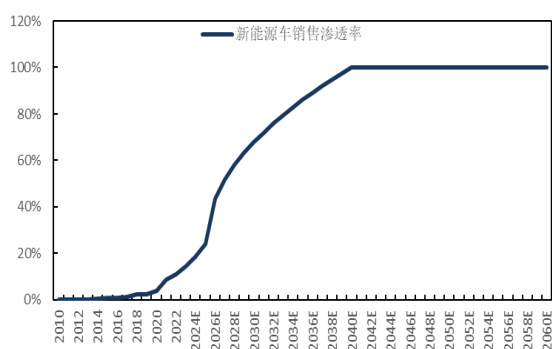


资料来源: IEA, OPEC, EIA, 信达证券研发中心

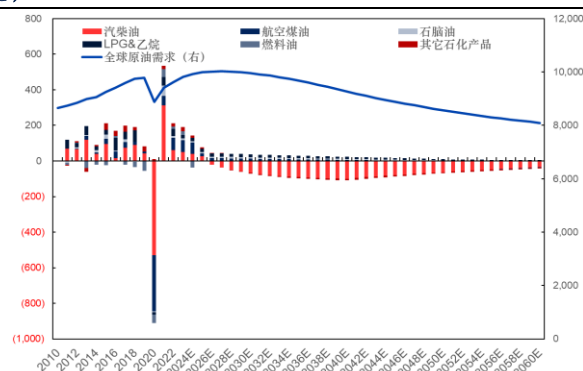
长期来看原油需求达峰尚需时日。交通用汽柴油占据了全球油品消费的半壁江山，主要考虑新能源汽车替代效应的影响。考虑传统能源价格高涨推动新能源汽车渗透加速，我们采用新能源车渗透率按照 S 型上升的情景假设，对全球汽柴油消费进行预测。基于全球交通用汽柴油需求量将在 2025 年达峰的预测结论，以及我们对航空煤油、工业用油、化工用油和其他用油的假设和模型，我们预计全球原油总需求量将在 2027 年左右达峰，2027 年需求达峰量与 2022 年需求总量之间还存在约 400 万桶/天的增长空间。

图 45：2022 年全球终端用油消费占比（万桶/天，%）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

图 46：2010-2060 年全球新能源汽车销售渗透率（%）


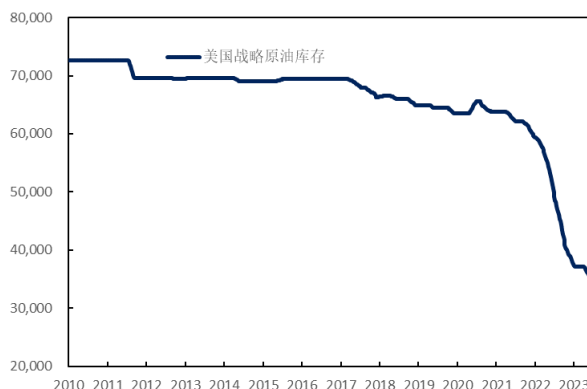
资料来源：BP，IEA，信达证券研发中心

图 47：2010-2060 年全球原油分产品需求变化测算（万桶/天）


资料来源：BP，IEA，信达证券研发中心

托底因素：

美国进入战略补库阶段。美国战略石油储备库存为 3.5 亿桶，已处于 20 世纪 80 年代以来的历史低位水平，我们认为美国在完成国会授权的 2600 万桶战储出售计划后，或进入补库阶段。2022 年，美国国会表示计划在 70 美元/桶左右的油价水平上进行补库。2023 年 6 月，美国战略储备在 73 美元/桶的平均水平上进行了 300 万桶的补库，下半年计划再补充 1200 万桶原油，补库价格是国际油价的重要托底因素。

图 48：美国原油战略库存（万桶）


资料来源：万得，信达证券研发中心

结论：

全球供需偏紧，油价或将持续高位运行。总体来看，产能周期引发能源通胀。我们认为，无论是传统油气资源还是美国页岩油，资本开支是限制原油生产的主要原因。考虑过去全球原油资本开支不足，当前全球原油供给

弹性下降，而在新旧能源转型中，原油需求仍在增长，全球或将持续多年面临原油供需偏紧问题，中长期来看油价或将持续维持中高位。本轮油价高位从根本来看，是产能出清、过去资本开支严重下滑引致的。在需求端持续增长的前提下，若资本开支持续处于相对低位，则供给端紧张局面无法得到有效缓解，油价难以从高位下降。

表 9：全球原油供需情况表

时间	俄乌冲突前	俄乌冲突后	中长期
供需	全球	全球原油供需缺口仍将进一步加大，油价上行通道将再次打开。	全球原油供需偏紧，油价将长期高位运行。
	美国	资本开支不足，页岩油产量缓慢恢复。	美国页岩油长期增产能力有限且存在瓶颈。
供给	OPEC+	OPEC+联盟大规模联合减产。	OPEC+减产挺价意愿强烈。沙特、阿联酋和伊拉克加大资本开支力度，但是传统油田开发周期长，未来供给有限。
	伊朗	美国与伊朗谈判有不确定性，但伊朗剩余产能有限。	美国与伊朗谈判有不确定性，但伊朗剩余产能有限。
	俄罗斯	俄罗斯产量已达产能瓶颈，增产困难。	西方制裁对俄油出口影响有限，但俄罗斯将因资本开支不足加速产能衰减，俄罗斯长期产量或将下降。
需求	全球	全球原油需求预计在 2022 年回到疫情前水平，增速放缓。	预计未来原油需求增速放缓，但 2027 年达峰前仍在增长。
	中国	中国原油需求稳定增长。	预计需求增速放缓。

资料来源：信达证券研发中心整理

2.1.2 全球上游资本开支复苏节奏有望加快

全球上游资本开支至今复苏缓慢。2015-2021 年全球上游投资低位导致当下原油供给增长缓慢，2022 年油价高位并未带动上游资本开支积极性。2011-2014 年高油价时期，OPEC+大幅增产，美国页岩油实现了技术突破，贡献了大量的供给增量。2014Q4-2019 年期间，油价高位回落并持续在 60 美元/桶上下震荡。2020 年，新冠疫情冲击国际油价，全球上游资本支出较 2019 年收缩 1464 亿美元，同比减少 29.3%，产油端出现供应紧张情况。2021 年，Brent 油价均值达到 70.94 美元/桶，相比 2020 年涨幅为 64%，但全球上游计划资本开支较 2020 年增加 306 亿美元，同比上涨 8.67%，增速有限。2022 年，国际油价一路上涨至 95 美元/桶以上，全球油气公司 2022 年上游资本开支比 2021 年上游资本开支增长 332 亿美元，同比增速 8.66%。2023 上半年，国际油价在 70-80 美元/桶的中高位区间震荡，IEA 预计全球资本开支复苏仍较为谨慎。

图 49：全球上游油气投资与油价关系（亿美元，美元/桶）



资料来源：IEA，万得，信达证券研发中心，注：资本开支以 2021 年不变价美元计算口径

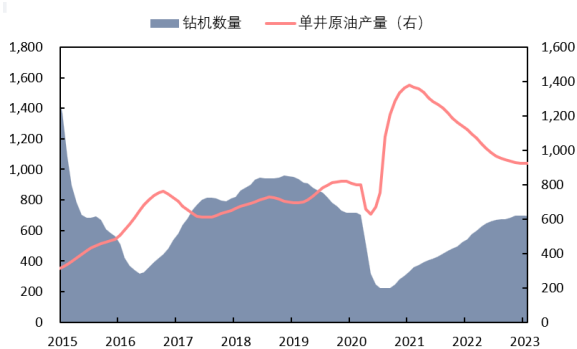
相比于中东地区更为低廉的油气开采成本，美国页岩油成本较高，是油价处于中高位时重要的原油边际贡献增量。而美国页岩油产区的成本抬升问题，也使得全球原油增产面临更高的资本开支边际增量。

资源劣质化问题逐渐凸显：

自 2020 年下半年以来，美国 Permian 地区库存井占美国总库存井量的比例从 2020 年 7 月的 40% 大幅下降至 4 月的 19%，这也说明美国页岩油公司优先选择优质区块进行库存井完井操作。随着优质区块库存井被大量消耗，一方面，美国需要更多投资并依赖钻探新井完成原油生产，增产速度或将放缓，另一方面，优质资源消耗也意味着资源劣质化问题或将逐步显现，对于美国页岩油的生产成本和产量增长形成了一定挑战。

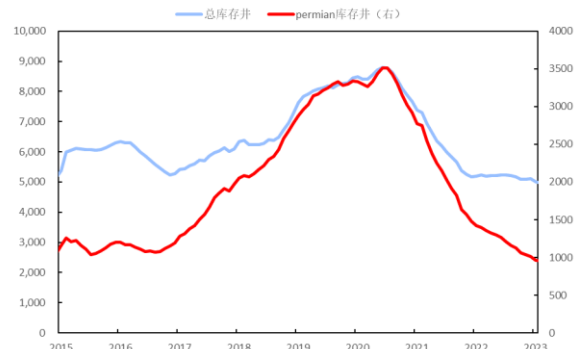
2020 年疫情期间，为压降成本，页岩油公司加大对优质地区油井的开发，导致单井产量大幅提升。2021 年初至 2022 年，随着优质油井数量减少，美国页岩油主要产区的日均单井产量从高峰 1400 桶/天持续下降至不到 1000 桶/天，新增油井日产能力下降。油气公司需要更高的成本加快打新井，弥补过去优质油井的消耗，来实现增产。

图 50：美国七大页岩油产区单井原油产量逐步下降（台，桶/天）



资料来源：EIA, 信达证券研发中心

图 51：美国 Permian 地区库存井占总库存井比例（%）

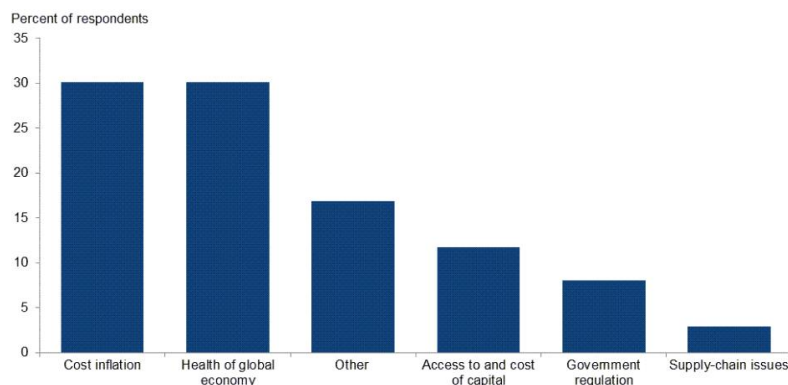


资料来源：EIA, 信达证券研发中心

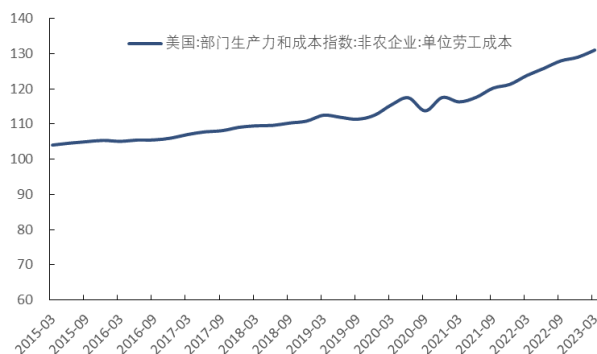
成本通胀问题依旧严峻：

根据达拉斯联储 2023Q1 调研显示，136 家美国页岩油公司中，30% 认为成本是影响美国页岩油盈利以及进一步增产的主要原因。相比疫情前，通胀引发的成本高位使得公司在增加同样原油产量下，要进行更大的投入。随着劳动力成本的不断提升，以及水泥、钢材等相关原材料成本的提升，美国油气开采 PPI 仍处于高位水平，美国油气生产商仍受成本通胀影响较大。2023Q1，美国页岩油勘探开发成本和租赁运营费用同比环比仍持续提升，挤压油气公司实际资本开支水平，导致原油供给增量有限。

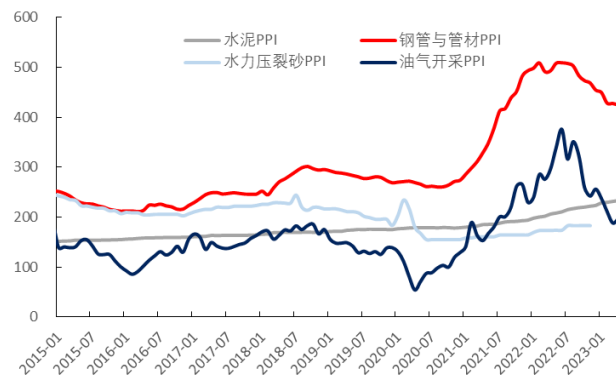
图 52：成本成为影响美国页岩油盈利的第一大因素



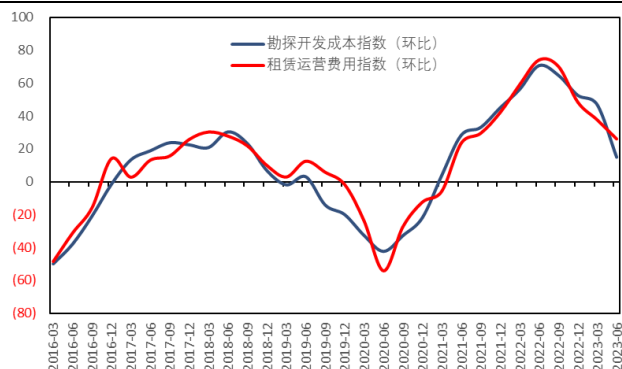
资料来源：Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

图 53: 美国劳动力成本不断提升


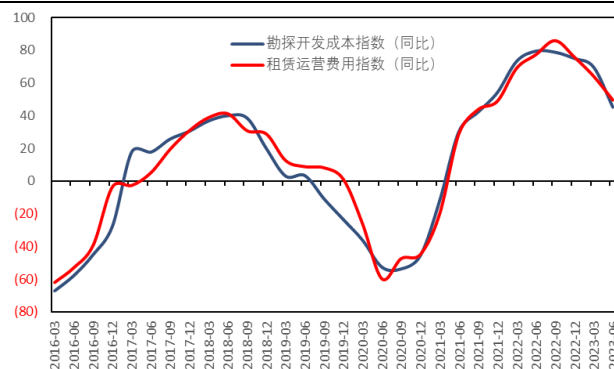
资料来源: 万得, 信达证券研发中心, 注: 2012 年=100

图 54: 美国油气开采成本仍处于高位


资料来源: 万得, FRED, 信达证券研发中心

图 55: 美国页岩油公司勘探开发成本和租赁运营费用指数 (环比, %)


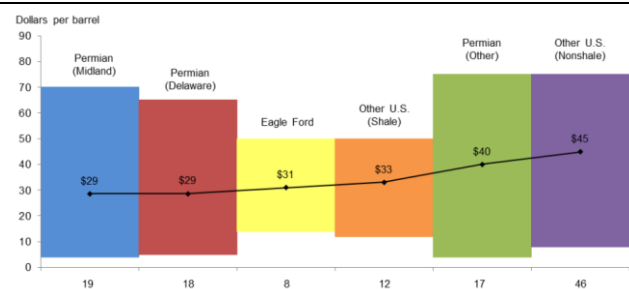
资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

图 56: 美国页岩油公司勘探开发成本和租赁运营费用指数 (同比, %)


资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

资源劣质化和成本通胀共同推动美国边际供应成本抬升:

根据达拉斯联储在 2023Q1 的调查数据, 美国页岩油平均生产成本为 37 美元/桶, 较去年 34 美元/桶上升了 3 美元/桶。2023Q1, 美国页岩油生产商新钻井的平均成本为 62 美元/桶, 较去年 56 美元/桶上升了 6 美元/桶。

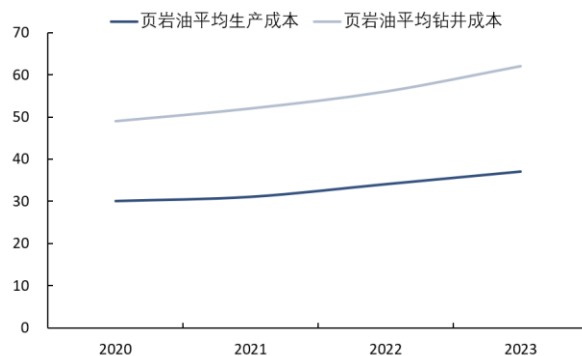
图 57: 2023Q1 美国页岩油公司桶油生产成本 (美元/桶)


资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

图 58: 2023Q1 美国页岩油公司钻新井所需成本 (美元/桶)


资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

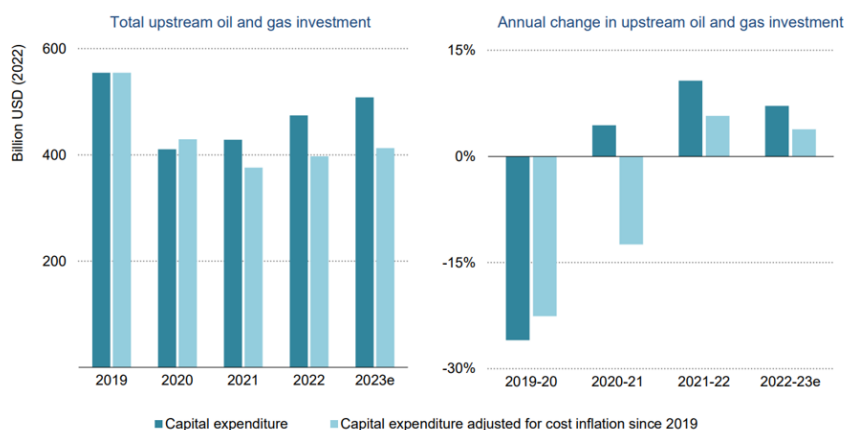
图 59: 2020-2023 年美国页岩油生产和钻采成本 (美元/桶)



资料来源: Federal Reserve Bank of Dallas, 信达证券研发中心

截至 2023 年 9 月, 新冠疫情影响或逐步减弱, 美联储加息或已接近尾声, 俄乌冲突对于全球能源贸易格局的影响程度边际递减, 油价的影响因素或将更加回归供需基本面的变化, 在所述支撑和托底因素的共同作用下, 我们认为油价有望在中高位水平保持较长时期, 上游资本开支复苏节奏在这样的预期和信心之下或将加快。

图 60: 上游油气投资总额和上游油气投资年度变化情况

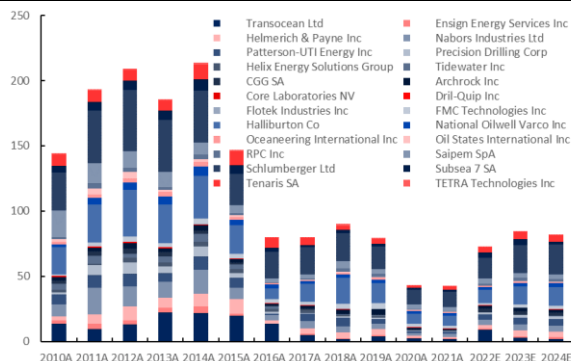


资料来源: IEA, 信达证券研发中心

2.1.3 油服上行拐点或已显现

海外油服板块资本开支恢复有限。我们统计了海外 24 家油服公司的资本开支情况, 与油气公司资本开支趋势类似, 2014-2021 年, 油服板块的资本开支持续下降。2022 年, 受益于油价高企, 油服资本开支明显回升, 但尚未恢复至 2019 年水平。2023-2024 年, 根据彭博预期, 油服资本开支仅维持在 80-90 亿美元, 远不及 2011-2014 年高油价周期水平, 后续海外油服供给端增速或将有限。过去几年的油价低位以及行业资本开支腰斩推动了油服产能陆续出清。

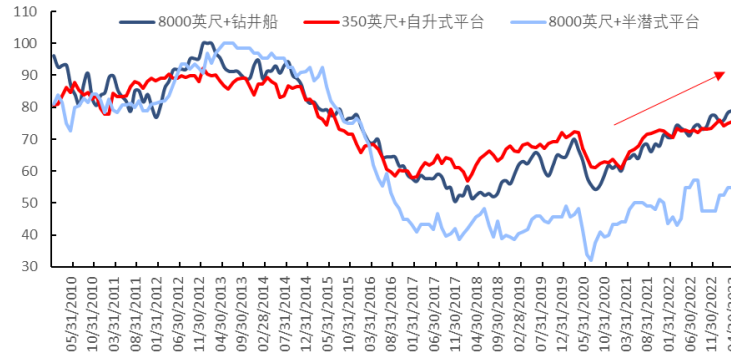
图 61: 海外油服公司资本开支 (亿美元)



资料来源: 彭博, 信达证券研发中心

全球钻机使用率逐步恢复，钻井板块日费触底回升。使用率方面，2020 年全球钻机使用率显著降低，2021 至今正逐步恢复。日费方面，油服行业日费于 2021 年触及底部，2023 年以来，自升式、半潜式钻井平台行业平均日费均出现不同程度回升。我们认为，随着需求回暖和产能出清，全球钻机使用率出现改善、钻井板块日费触底回升，油服行业拐点或已显现。

图 62：钻井板块利用率（%）



资料来源：彭博，信达证券研发中心

图 63：自升式钻井平台日费（美元/天）



资料来源：彭博，信达证券研发中心

图 64：半潜式钻井平台日费（美元/天）

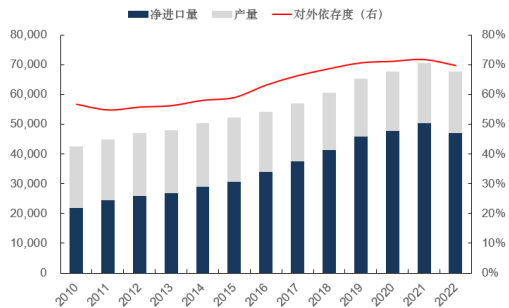


资料来源：彭博，信达证券研发中心

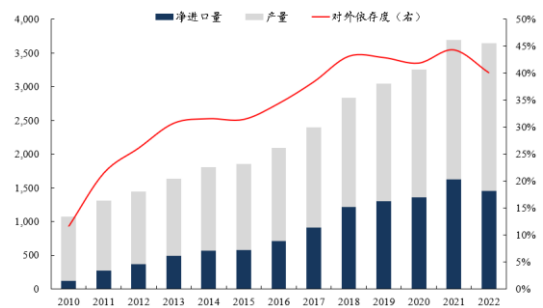
2.2 国内市场：背靠中海油，业绩有保障

2.2.1 我国油气对外依存度高，稳油增气是长期要求

中国原油、天然气对外依存度逐渐攀升。中国是富煤、贫油、少气的国家，从 2003 年起，中国已成为世界第二大石油消费国和最大原油进口国。近十年中国原油产量增长缓慢，在 2015 年达到阶段性峰值 2.15 亿吨，随后开始下降态势。2017 年，我国原油产量已下降到 1.92 亿吨，进口依赖度接近 70%，中国超越美国成为世界第一大原油净进口国。2021 年，中国原油和天然气的进口依赖度已分别达到 72%和 44%。到 2022 年，中国原油产量为 2.05 亿吨，进口量 5.08 亿吨，进口依赖度 70%；天然气产量为 2178 亿立方米，进口量为 1519 亿立方米，进口依赖度为 40%，油气进口依赖下降的主要原因是俄乌冲突导致国际油价大幅上涨、海外气价过高。随着环保政策趋严，煤改气工程推进，中国未来天然气需求或将持续较快增长。

图 65：中国原油进口量、产量与进口依赖度（万吨，%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

图 66：中国天然气进口量、产量与进口依赖度（亿立方米，%）


资料来源：万得，信达证券研发中心

保障能源安全、推进增储上产是长期战略。国家大力推动能源安全战略和增储上产计划。为将石油、天然气的对外依存度控制在合理水平，国家在“十二五”规划中就明确要求“加大石油、天然气资源勘探开发力度，稳定国内石油产量，促进天然气产量快速增长，推进煤层气、页岩气等非常规油气资源开发利用，积极发展海洋油气、海洋工程装备制造等新兴产业”。到了“十三五”期间，我国原油和天然气的对外依存度依然不断攀升，从2016年的63%提升至2018年的69%。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”。会上能源局提出“石油企业要落实增储上产主体责任，完成2019-2025七年行动方案”工作要求，业界称之为“油气增储上产七年行动计划”(以下简称七年行动计划)。七年行动计划提出之后，三大石油集团及延长石油纷纷调整各自的油气勘探开发部署，持续加大上游发展力度。

表 10：近年能源安全战略相关会议或政策整理

时间	事件	相关内容
2014 年	习近平总书记召开中央财经领导小组会议	提出“四个革命，一个合作”的能源安全新战略，即推动能源消费革命，推动能源供给革命，推动能源技术革命，推动能源体制革命，全方位加强国际合作。
	《能源发展战略行动计划（2014-2020）》	加强国内能源资源勘探开发，着力增强能源供应能力。
2017 年	《石油发展“十三五”规划》《天然气发展“十三五”规划》	到2020年国内石油产量要达到2亿吨以上，天然气综合保供能力要达到3600亿立方米以上。
	《关于深化石油天然气体制改革的若干意见》	通过改革促进油气行业持续健康发展，大幅增加探明资源储量，不断提高资源配置效率。
2018 年	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	要加大国内勘探开发力度，健全天然气多元化海外供应体系，构建多层次储备体系。力争到2020年底国内天然气产量达到2000亿立方米以上。
	三桶油召开会议讨论能源安全和增储上产	确立国内勘探开发业务“优先发展”的战略定位，加大油气勘探开发投资力度和增储上产步伐。
2019 年	《石油天然气规划管理办法（2019年修订）》	明确提出重大项目应遵循加大勘探开发力度、保障能源安全的原则。
	《关于2018年国民经济和社会发展计划执行情况与2019年国民经济和社会发展计划草案的报告》	拟放开油气勘探开发准入限制，积极吸引社会资本加大油气勘探开发力度。
	国家能源局召开大力提升油气勘探开发力度工作推进电视电话会议	石油企业要落实增储上产主体责任，完成2019-2025七年行动计划要求。
	《外商投资准入特别管理措施负面清单（2019年版）》	油气开采上游向外资企业开放。
	《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》的补充通知	可再生能源发展专项资金支持煤层气(煤矿瓦斯)、页岩气、致密气等非常规天然气开采利用。
	《中华人民共和国资源税法》审议通过	低丰度油气田开采、三次采油、深水油气田开采、稠油及高凝油将相应减征资源税。
2020 年	国家能源委员会会议	李克强总理指出要应加大国内油气勘探开发力度，促进增储上产，提高油气自给能力；深入推进能源领域市场化改革，放宽油气勘探开发和油气管网等设施投资。
	《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》	允许民企、外企等社会各界资本进入油气勘探开发领域。
	《能源法(征求意见稿)》	加快海上油气田开发；提高天然气在一次能源消费中的比重。
	《关于加快推进天然气储备能力建设的实施意见》	加快储气基础设施建设，进一步提升储备能力。优先建设地下储气库、北方沿海液化天然气（LNG）接收站和重点区域规模化LNG罐区。
	《2020年能源工作指导意见》	大力提升国内油气勘探开发力度，推动勘探开发投资稳中有增。
	国家能源局2020年大力提升油气勘探开发力度工作推进会	将全力协调推进一批有潜力、受制约的产能建设项目，着力突破油气勘探开发系列关键技术，加快已探明未动用储量的动用，加大非常规油气资源开发利用力度，不断完善天然气产供储销体系。
2022 年	习近平主席在第七十五届联合国大会发表重要讲话	中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。
	《新时代的中国能源发展》	指出要建设多元清洁的能源供应体系，还需加大化石能源的清洁高效开发利用，大力提升油气勘探开发力度。
	国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”现代能源体系规划》	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恢复能力。
	自然资源部召开党组会议	全面启动新一轮战略性矿产国内找矿行动，加大重点勘查区找矿力度，加大油气等能源资源勘探开发和增储力度，增强国内矿产资源保障能力。
2023 年	《矿业权出让收益征收办法》	全面实行矿业权竞争性出让，矿业权出让收益征收方式调整为按出让收益率形式征收。进一步健全矿产资源有偿使用制度，规范矿业权出让收益征收管理，维护矿产资源国家所有者权益，促进矿产资源保护与合理利用，推动相关行业健康有序发展。
	《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）》	深化矿业权出让制度改革、石油天然气体制改革、加强重要能源矿产资源国内勘探开发和增储上产等决策部署，充分发挥市场在资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，深化“放管服”改革，提高能源资源保障能力。
	《自然资源部关于进一步完善矿产资源勘查开采登记管理的通知》	鼓励矿产资源综合勘查，鼓励“就矿找矿”、放宽矿业权转让管理。进一步优化矿产资源领域营商环境，服务新一轮找矿突破战略行动，增强能源资源保障能力，促进矿业健康可持续发展。

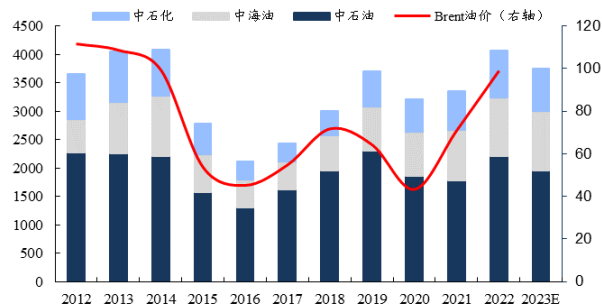
资料来源：中国政府网、人民日报、观察家网、财政部、自然资源部、税务总局、人民网、中国石油官网、中国石油新闻中心、新华社、央视新闻、国家发展改革委、国家能源局、经济日报、信达证券研发中心

国内上游资本开支保持高水平。2019年提出七年行动计划后，三大国有石油企业上游资本开支在油价下行趋势下仍保持高开支水平，2022年，国际油价创近7年新高，三大国有石油企业上游资本开支超过了4000亿元，

2023 年，三大国有石油企业合计仍将保持 3500-4000 亿元的高水平资本开支，而且随着我国资源劣质化问题的进一步凸显以及油气桶油发现成本和开采成本的抬升，在“稳油增气”的目标下，我国油气资本开支有望进一步增长，从而为我国油服行业企业提供较好的订单保障。

同时，2019 年 12 月自然资源部发布《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见（试行）》，开放油气勘查开采市场，国民企、内外资同台竞技，2023 年 4-5 月，我国又先后发布《关于深化矿产资源管理改革若干事项的意见（征求意见稿）》、《矿业权出让收益征收办法》、《关于进一步完善矿产资源勘查开采登记管理的通知》，有望显著推进我国上游领域的扩大开放和市场化发展，进一步解决矿业权出让收益征收节奏靠前偏快问题，进一步放宽限制、简化程序，充分调动各类市场主体参与油气勘探开发的积极性，吸引更多资本参与到我国的油气勘探开发领域，在能源增储上产的过程中，为油服公司的发展提供更多机遇。

图 67：三大国有石油企业上游资本开支与油价走势（亿元，美元/桶）

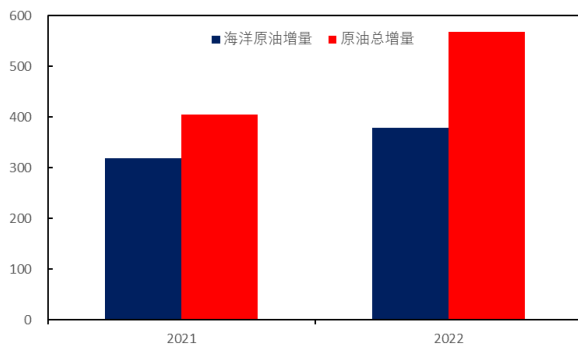


资料来源：万得，各公司官网，信达证券研发中心

2.2.2 海上油气是储产增量主体，未来潜力较大

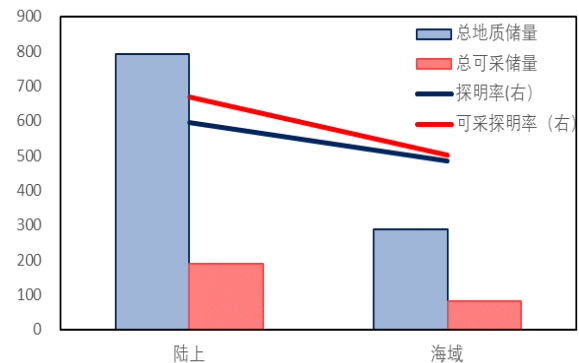
海上油气开发潜力较大，中海油具备得天独厚优势。目前，我国陆上油气新增储量增长乏力，海洋油气的探明程度相对较低，未来具备更大的勘探开发空间。根据中国石油第四次油气资源评价，我国海上常规石油资源储量探明率仅为 30%，低于陆上的 40%。《中国海洋能源发展报告 2022》显示，2021 年和 2022 年，我国海洋原油产量增量分别占到了我国产量总增量的 80% 和 66% 左右；2022 年，全球海上钻井工作量中，近 40% 来自中国海域。报告同时预计我国海洋原油产量 2023 年或将达到 6000 万吨以上，继续保持全国原油生产增量的领先地位。

图 68：2021-2022 年中国海洋原油产量增量



资料来源：《中国海洋能源发展报告》，上海石油天然气交易中心，碳客 LAB，万得，信达证券研发中心

图 69：中国常规石油资源储量分布（亿吨，%）

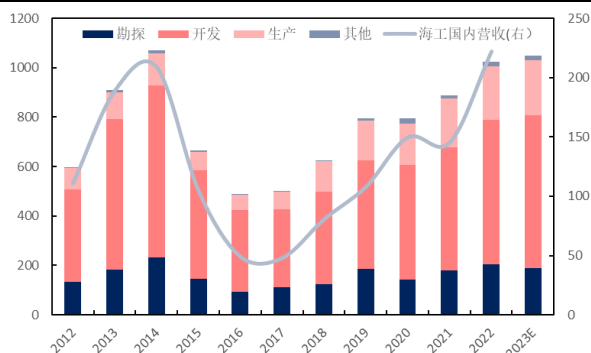


资料来源：郑民等《我国主要含油气盆地油气资源潜力及未来重点勘探领域》，信达证券研发中心

2.2.3 背靠中海油，业绩存在成长性保障

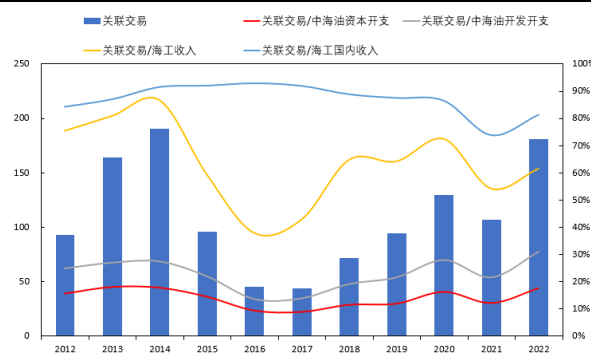
中海油有限公司的资本开支为公司提供国内收入的增长性保障，海油工程国内收入一般滞后于资本开支 1 年左右发生变化。公司与中海油关联交易占公司国内收入的 80%以上，且份额较为平稳；关联交易额占中海油开发阶段的 20-30%，总资本开支的 10-20%。2023 年，中海油计划资本开支较 2022 年最高提高 7%至 1100 亿元，且开发阶段开支占比由 57%提升至 59%，假设公司占中海油开发阶段开支的比例为 30%，则我们预计关联交易营收增幅最高可达到 7.7%。

图 70：中国海油资本开支及公司国内营收（亿元，亿元）



资料来源：公司公告，中海油公告，信达证券研发中心

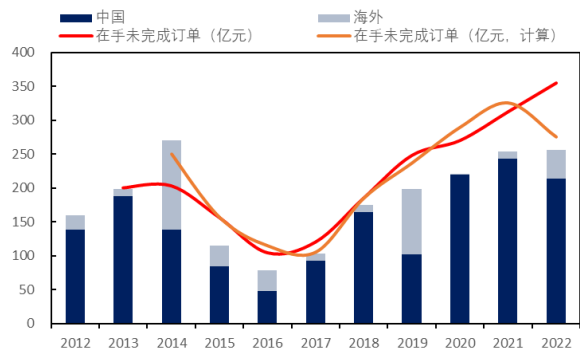
图 71：公司与中海油关联交易额情况（亿元，%）



资料来源：公司公告，中海油公告，信达证券研发中心

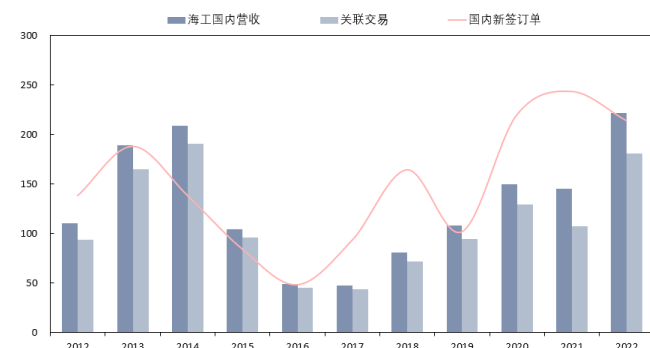
海外订单波动性相对较大，除 2014 年和 2019 年有较大收获外，其他时间均以国内订单为主。海油工程国内收入常会滞后于新签订单 1-2 年的时间。2021 年海工国内新签订单达到高峰，我们预计 2023 年左右公司或将迎来业绩兑现。

图 72：海内外新签订单及在手未完成订单（亿元）



资料来源：公司公告，信达证券研发中心

图 73：公司与中海油关联交易额及国内新签订单（亿元，亿元）

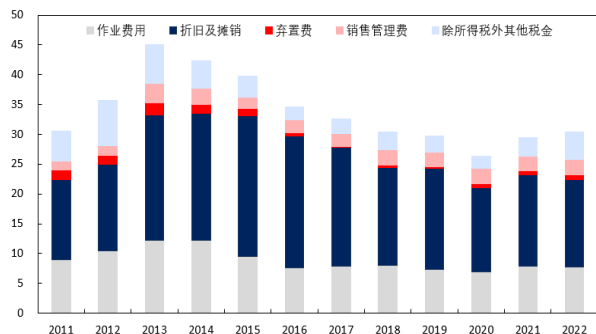


资料来源：公司公告，信达证券研发中心

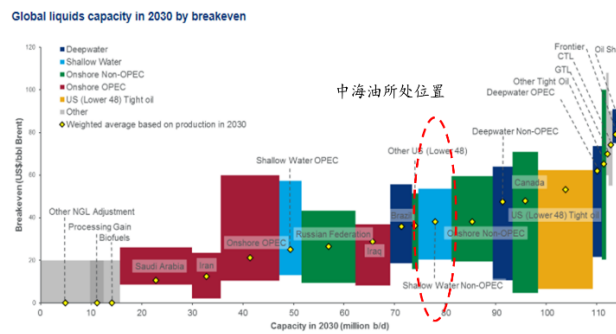
海油工程国内收入主要来自与中海油有限公司的关联交易，中海油有限公司的资本开支水平对海油工程业绩有重要影响。我们认为中海油有限公司具备维持高资本开支的能力：

（1）低成本优势使得资本开支水平受油价波动影响小

操作成本（作业费用）和折旧摊销是油气生产成本的主要构成部分。近 10 年来，中海油的桶油成本不断下降至 30 美元/桶左右，高油价下可实现更高盈利，低油价下可维持经营不出现亏损。

图 74：中海油桶油成本结构（美元/桶）


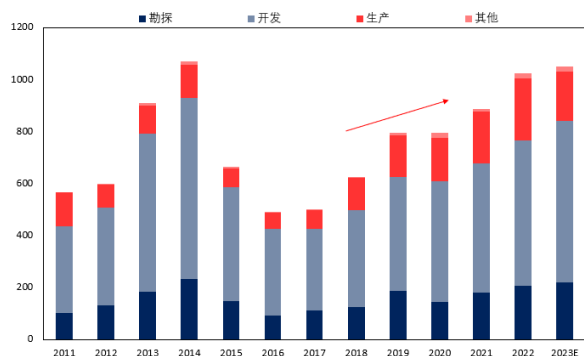
资料来源：中海油公司公告，信达证券研发中心

图 75：2030 年各类原油预计开采成本（美元/桶）


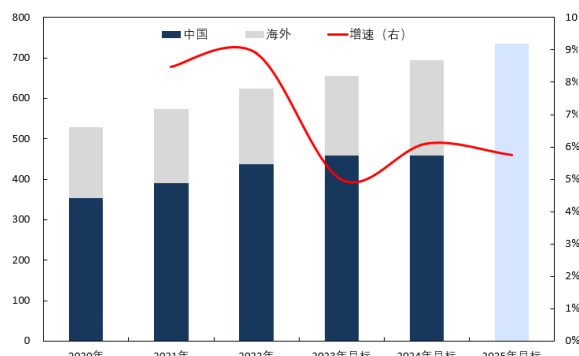
资料来源：Wood Mackenzie，信达证券研发中心

（2）合理分红保障了更高水平资本开支的实力

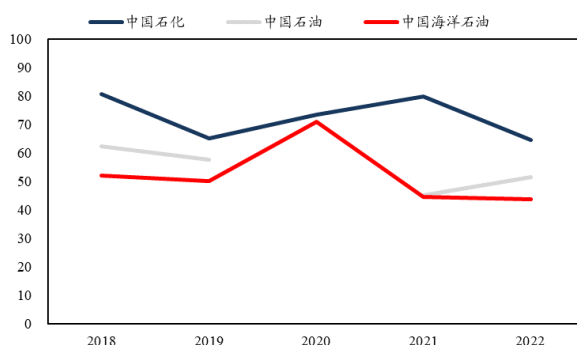
中海油近年来保持了相对稳定的分红比例，除个别年份外，总体在 40%-50% 的股息支付率水平，在三桶油中相对较低，主要是因为公司将更多的利润用于资本开支，保障公司储产量的增长需要。未来较长时期内，中国海油的资本开支仍将保持较高速增长，2023 年公司计划开支最高为 1100 亿元，同比+7%。

图 76：中国海油资本开支（亿元）


资料来源：中海油公司公告，信达证券研发中心

图 77：中海油 2023-2025 年产量目标（百万桶油当量）


资料来源：中海油公司公告，信达证券研发中心

图 78：三桶油股利支付率（%）


资料来源：万得，信达证券研发中心，注：2020 年中石油股利支付率为 168%

高资本开支水平下，中海油产量成长可期，为公司提供订单保障。2022 年中海油获得 18 项新发现，开拓了增储上产接替区域。2023H1，中海油获得 5 个油气田勘探新发现，成功评价 14 个含油气构造。未来或可能逐步为海油工程释放订单需求。

图 79：2022 年国内外新发现


资料来源：中海油公司公告，信达证券研发中心

图 80：2023 年新项目

■ 新项目推进顺利，5个新项目开始安装

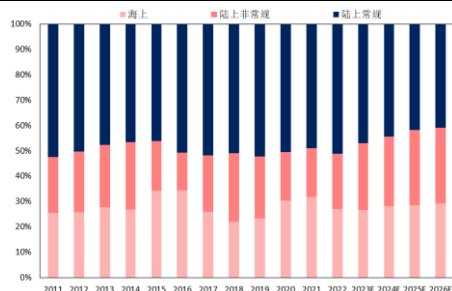
项目	当前状态	高峰产量 (桶油当量/天)	权益
中国海域			
渤中19-6凝析气田二期开发项目	安装	37,000	100%
渤中28-2南油田二次调整项目	建造	7,600	100%
涠洲5-7油田开发项目	安装	2,100	100%
惠平18-6油田开发项目	建造	9,300	100%
陆丰12-3油田开发项目	安装	29,500	60.8%
中国陆上			
神府区块木瓜区致密气勘探开发一体化项目	建造	1,980	100%
海外			
巴西Mero2项目	建造	180,000	10%
巴西Buzios5项目	安装	204,400	7.34%
圭亚那Payara项目	安装	220,000	25%

资料来源：中海油公司公告，信达证券研发中心

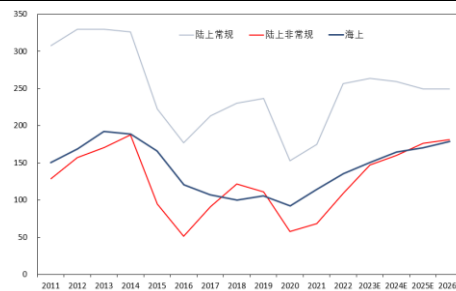
2.3 国际市场：加强海外业务拓展，有望实现新突破

2.3.1 全球海上勘探开发潜力较大

从资本开支结构来看，海上和陆上非常规油气田为未来勘探开发重点，资本开支占比逐步提升。未来，根据中海油服引用的 IHS Markit 预测，陆上资本开支整体或将呈下降趋势。

图 81：2011-2026 年全球上游勘探开发资本支出结构（%）


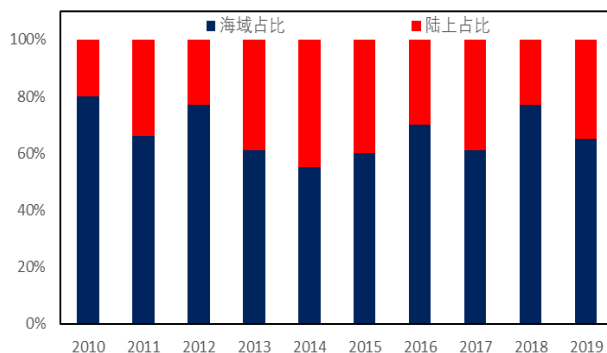
资料来源：中海油服公告，IHS Markit，信达证券研发中心

图 82：2011-2026 年全球上游勘探开发资本支出情况（十亿美元）


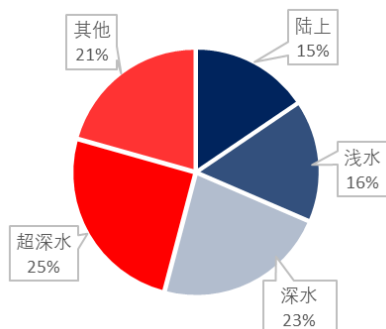
资料来源：中海油服公告，IHS Markit，信达证券研发中心

海上是全球重要的油气接替区。全球海洋资源非常丰富，据 IEA 统计，2017 年全球海洋常规石油和天然气资源新增探明储量分别为 2600 亿桶和 95 万亿立方米，分别占全球新增探明储量的 20%和 47%，海洋油气剩余可采储量占比分别为 70%和 91%，明显高于陆上油气的 61%和 63%，具备较大的勘探开发潜力。近十年来，全球海域勘探年度新增储量平均占新增总储量的六成以上。随着全球经济快速增长，能源需求不断提升，陆上油气勘探日趋成熟，海上油气开发为世界油气储量增长贡献新动力。

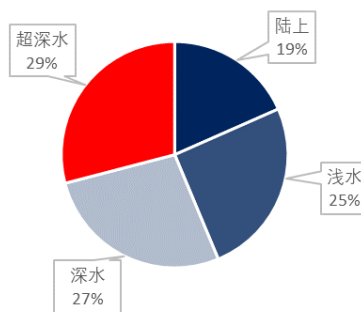
近 10 年，深水油气项目已成为全球油气增储上产的核心领域。新发现的 101 个大型油气田中，深水油气田数量占比 67%、储量占比 68%，在全球油气发现中继续占据主导地位，进一步揭示被动大陆边缘深水前沿领域良好的勘探前景。2020 年，全球前十大勘探新发现中有 7 个位于海域，其中 6 个位于深水、超深水。

图 83：全球油气勘探新发现海陆储量占比（%）


资料来源：史卜庆等《全球油气勘探形势回顾与 2020 年展望》，信达证券研发中心

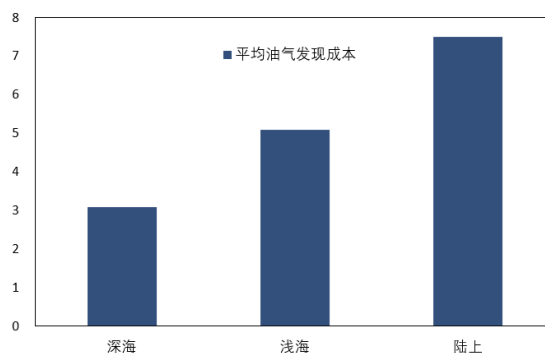
图 84：全球常规石油剩余可采储量占比（%）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

图 85：全球常规天然气剩余可采储量占比（%）


资料来源：IEA，信达证券研发中心

随着勘探开发、工程技术的日趋成熟以及成本的下降，深水油气也显现出发现成本低、投资回报率高等特点。据 Rystad Energy 研究显示，近十年，全球每年完钻海上深水勘探井 120—290 口，占总探井数（不包括非常规）的 5% 左右，但其发现的可采储量占全球 50% 以上。2012—2021 年间，全球深水平均每桶油当量的发现成本为 3.1 美元，较浅海油气发现成本 5.1 美元每桶油当量低将近 40%，较陆上油气发现成本 7.5 美元每桶油当量低 58%。

图 86：2012-2021 年全球油气平均发现成本（美元/桶）


资料来源：中国石油新闻中心，中国石油报，信达证券研发中心

国际石油公司积极布局海洋油气勘探开发。尽管在 2020 年疫情影响下，海上油气市场陷入低迷，波动加剧，但 2021 年以来，随着油气需求和价格回升，以及在 2020 年经济低迷时期采取的积极成本削减措施，多数海上勘探和生产公司的资产负债表实现了去杠杆化，现金流充裕，大规模海上油田开发项目逐渐恢复批准。著名海上油气公司挪威石油和巴西石油在 2023-2024 年均保持较快的资本开支增速，海上油服公司机遇或更可观。

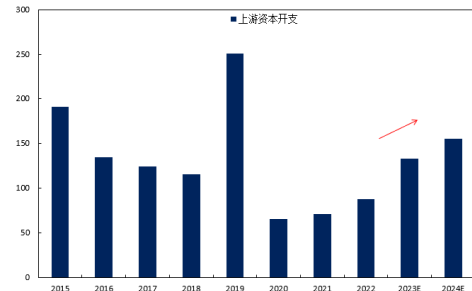


图 87: Equinor 上游资本开支计划



资料来源: 挪威石油公司公告, 信达证券研发中心

图 88: 巴西石油上游资本开支计划

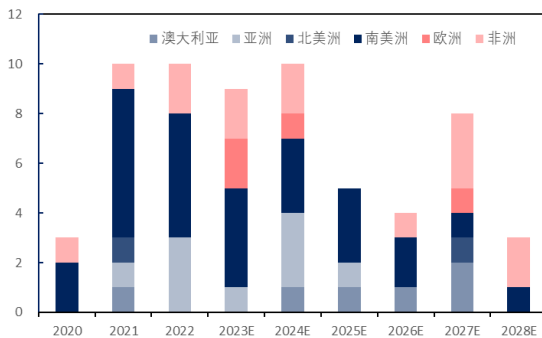


资料来源: 巴西石油公司公告, 信达证券研发中心

据 Rystad Energy 估计, 2022—2025 年间, 埃克森美孚、bp、壳牌、雪佛龙、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%。

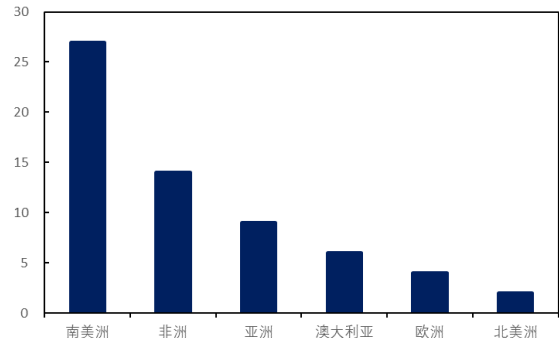
随着深水油田开发, FPSO 装置需求增加, 彭博预计 2023 年将再招标 9 个新的 FPSO 订单合同, 预计 2025 年达到可预计的在建产能高峰, 后期视供需形势和产能规划情况而动态发展。

图 89: 全球 FPSO 新签订单数量及未来预测



资料来源: 彭博, 信达证券研发中心

图 90: 2020-2028 年全球各地 FPSO 新签订单合计



资料来源: 彭博, 信达证券研发中心

2.3.2 公司持续加强海外业务发展

海油工程加强国际化发展, 不断实现新突破。公司从 2005 年开始逐渐进入国际市场, 承揽了印尼 SES 油田项目, 并在 2006 年创造了海外项目无一亏损的佳绩, 首先在印尼完成首个海外分支机构的建立。2008 年受到金融危机影响, 上游不得不缩减油田资本开支, 但是公司海外订单额仍然增长。截至 2009 年末, 公司在印尼、香港、尼日利亚建立 5 个分支机构, 海外发展战略布局初步形成。2010 年获得了沙特 KJO 项目等海外订单, 有助于公司开拓中东市场。2013 年之后海外订单数量逐年递增, 而且业务范围拓展到了澳洲、北欧、俄罗斯、缅甸、非洲等区域, 并且在澳洲、阿布扎比、加拿大、泰国、休斯顿等地建立了分支机构, 获得了巴西 FPSO、缅甸 Zawtika 等重要项目, 海外收入稳步提升。从 2017 年开始, 海外项目集中在中东、东南亚、巴西、加拿大等地, 公司做好市场开发, 拓展了中东区域总包业务。进入 2020 疫情时代之后, 国际油价暴跌, 公司运营成本提升, 而且一些中东项目出现亏损, 造成公司海外收入下滑。随着全球经济复苏, 2022 年公司海外收入扭亏为盈, 壳牌企鵝 FPSO 成功交付, 推动公司高端制造跻身全球先进行列, 公司进入巴国油 EPC 总包商名单, 海外业务拓展能力进一步增强。

图 91：海油工程海外油气业务发展历程

2005	承揽印尼SES油田项目，代表着向国际化战略迈出的重要一步。
2006	成功实施印尼SES项目和KODECO项目；在印尼完成首个海外分支机构的建立，尼日利亚、休斯顿、伊朗等分支机构正在筹建中。
2007	在香港建立分支机构。
2008	在尼日利亚建立分支机构；海外主要项目有KONIAMBO大型镍矿冶炼厂4万吨模块建造工程、韩国三星印度VED海上安装项目等。
2010	努力开拓国际市场，获得澳大利亚Gorgon项目、沙特KJO项目等海外订单，海外项目新签合同额达29亿元，占全年合同的38%。
2011	JKC公司签订ICHTHYS ONSHORE LNG项目合同，合同金额约3.05亿美元，是当时公司承揽的金额最大的国外项目。
2013	设立澳大利亚公司和阿布扎比公司；海外业务已基本形成以澳洲、东南亚、中东为主要区域的市场布局，并向加拿大、欧洲市场发展。
2014	拿到了海外EPCI大型总包项目；在澳洲、阿布扎比、加拿大设立了分支机构，项目拓展到俄罗斯、缅甸、非洲等区域。
2015	海外收入占比首次超过30%；海外项目遍及东南亚、中东等区域；首次打开巴西市场；在泰国、美国休斯顿建立分支机构。
2016	海外订单40余个，首次获得中东市场EPCI总承包项目，海外收入占比首次接近60%。
2017	圆满完成俄罗斯Yamal项目，创建了模块化建造品牌，显著提升了国际市场知名度。
2019	获得来自北美约50亿元人民币的LNG模块建造合同，签署两份重大海外合同：陆地模块建造合同和沙特阿美Marjan油田项目工程合同。
2020	疫情原因海外主要工程承包商收入普遍下降；部分工作正在加快收尾；境外项目整体处于亏损状态。
2021	尼日利亚Dangote项目和沙特CRPO3648项目完工，沙特Marjan项目组块开工建造，北美壳牌LNG模块建造项目也积极努力推进。
2022	境外项目扭亏为盈，海外项目加快推进步伐，北美壳牌LNG模块建造项目标志着我国LNG模块化化工厂建造能力已稳居国际先进水平。

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

表 11：2014 至今公司重点油气工程项目列示

重点项目	建设时间	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
缅甸 Zawtika 项目	2 年以上	11%	91%	完工						
挪威 Nyhamna 项目	1 年以上	28%	完工							
印尼 BD 项目	3 年以上	29%	67%	98%	完工					
壳牌文莱 BSP 项目	2 年	57%	完工							
沙特 WASIT 项目	1 年	完工								
巴西 FPSO 模块项目	3 年以上		开工 16%	54%	84%					
巴西 FPSO P70 船项目上部模块	5 年					65%	94%	98%	99.28%	完工
卡塔尔 NFA 总包项目	7 年			开工 5%	26%	74%	98%	99%	99.97%	完工
文莱恒逸单点及海管项目	3 年以上			开工 4%			完工			
荷兰壳牌 SDA 项目	2 年			开工 11%	完工					
尼日利亚 Dangote 项目	5 年				开工 4%	18%	58%	88%	完工	
尼克森油砂长湖西南项目	3 年					开工 28%	92%	完工		
壳牌企鹅 FPSO 项目船体部分	3 年以上					开工 32%	90%	99%		
壳牌企鹅 FPSO 项目上部模块陆地建造	在建						开工 34%	78%	98%	99.70%
沙特 CRPO3648 海上运输安装项目 IK 合同	3 年						开工 46%	70%	完工	
沙特 CRPO3648 海上运输安装项目 OOK 合同	3 年						开工 80%	96%	完工	
沙特阿美 Marjan P1 Gasp-4 项目	在建								开工 1%	25.48%
中海油北美公司 K1A 管线重建项目	在建								开工 19%	98.89%
巴西 P79 FPSO 项目	在建									开工 24.07%
乌干达 Kingfisher 项目	在建									开工 27.54%

资料来源：公司官网、公司公告、中国日报网、国际船舶网、航运界，信达证券研发中心

海油工程的海外项目正在加快推进步伐。巴油 P79 FPSO 正在进行结构预制，是继完成 P67/P70 项目之后，公司再次参与的南美巴西大型深水 FPSO 项目，也是公司与意大利知名油服公司 saipem 公司建造项目的首次合作，是公司国际化发展又一显著成果。目前乌干达 Kingfisher 项目进展顺利。

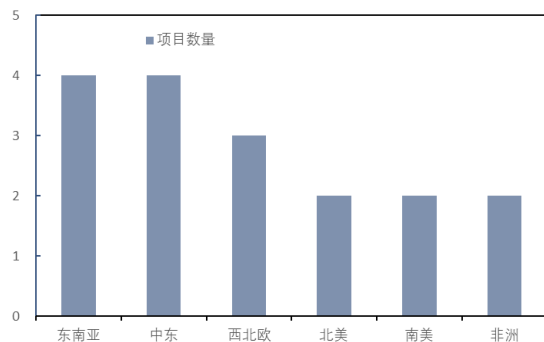
表 12：海外重点油气业务情况

项目名称	开始时间	规模	类型	区域分布
乌干达 Kingfisher 项目	2022 年	32.3 平方公里	总承包（与中油工程合作）	乌干达-非洲
巴西 P79 FPSO 项目	2022 年	2.2 万吨	非总承包	巴西-南美洲
沙特阿美 Marjan P1 Gosp-4 项目	2021 年	1 亿美元	非总承包	沙特阿拉伯-亚洲
壳牌企鹅 FPSO 项目	2018 年	总重 3.2 万吨	非总承包（整船建造）	英国-西欧
巴西 P67、P70 FPSO 模块项目	2015 年	总重 5 万吨	实际总承包	巴西-南美洲
缅甸 Zawtika 项目	2014 年	3.67 亿美元	总承包	缅甸-东南亚
挪威 Nyhamna 项目	2014 年	1100 万美元	非总承包	挪威-北欧

资料来源：腾讯新闻、北京日报客户端、公司官网、公司公告、国际船舶网、北极星能源网、中国新闻网、中国日报网、澎湃新闻、能源圈、搜狐、华夏能源网、中国对外承包工程商会，信达证券研发中心

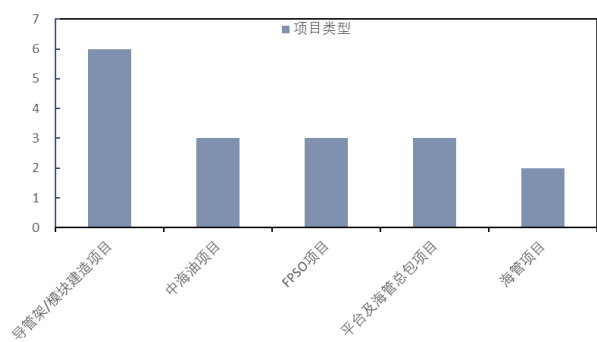
近年来，海油工程的海外油气业务完工项目较多，还有一些在建项目业务涉足东南亚、中东、欧洲、非洲、巴西等多个国家和地区。并且在超大型 FPSO 总包管理领域积累了较为丰富的项目经验和专业技术经验，成为 FPSO 工程总包商和国际 FPSO 总包领域参与者。

图 92：2014 年以来公司海外油气工程项目按区域划分



资料来源：公司官网、公司公告、中国日报网、国际船舶网、航运界，信达证券研发中心

图 93：2014 年以来公司海外油气工程项目按类型划分



资料来源：公司官网、公司公告、中国日报网、国际船舶网、航运界，信达证券研发中心

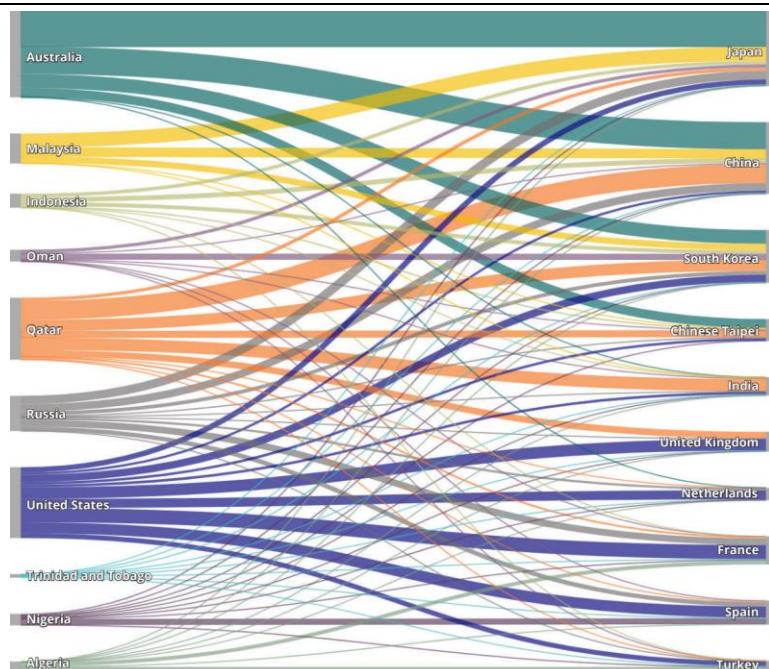
海油工程正在加大国际市场开发力度，重点突破中东和南美区域。2023 年公司进一步强化中东非洲、亚太、欧洲美洲区域三个海外区域中心建设，重点突破中东、南美等地的油气开发 EPC 总承包市场。围绕公司战略规划持续发力，努力在海外市场发展再获新突破。建立相应的技术和资源体系，增强市场竞争力，有效扩大市场份额。持续加强对境外项目运营管理，提升 FPSO 等项目盈利能力。接下来，公司将在中东、南美区域市场继续发力，重点跟踪巴西、沙特、卡塔尔、圭亚那等境外项目。

三、LNG 板块：贸易结构重塑，海外扩产需求增加

3.1 LNG 全球贸易供给缺口或将不断扩大

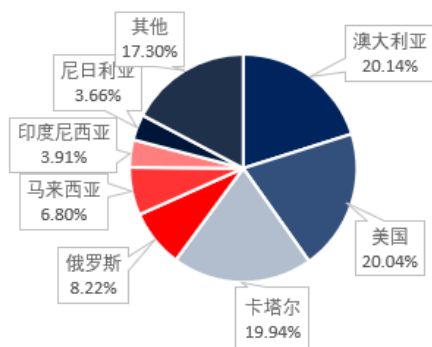
2022 年，全球 LNG 贸易量为 401.5MT，同比增长 25.4MT。其中，LNG 出口来源较为集中，主要来自澳大利亚、美国和卡塔尔，三国出口量均超过 80MT。LNG 进口国主要来自东亚地区和欧洲地区国家，其中，日本、中国和韩国为 LNG 进口量最大的国家，三国进口量合计占比超过 45%。贸易流向来看，2022 年澳大利亚和卡塔尔主要供往亚洲国家，美国主要流向欧洲地区。

图 94: 2022 年 LNG 主要进出口国家贸易流



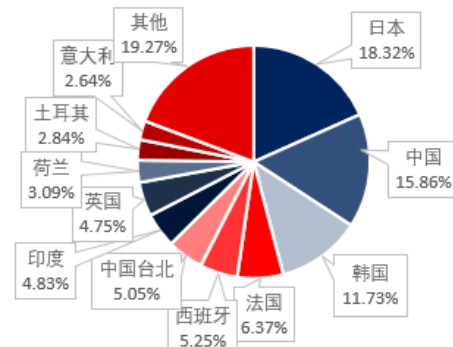
资料来源: IGU, 信达证券研发中心

图 95: 2022 年 LNG 出口国家



资料来源: IGU, 信达证券研发中心

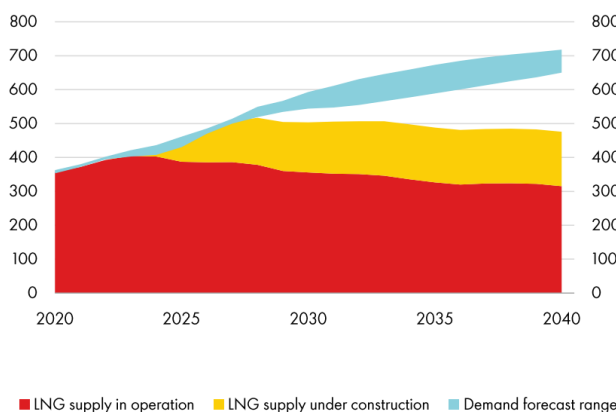
图 96: 2022 年 LNG 进口国家



资料来源: IGU, 信达证券研发中心

根据壳牌引用咨询机构预测, 2030 年后, 全球 LNG 需求仍保持增长, 而供给端即 LNG 液化能力相对持稳, 整体 LNG 贸易的供给端缺口仍存且不断扩大, LNG 出口液化和接收设施建造需求或将仍保持较大活跃度。

图 97: 全球 LNG 供需预测 (MTPA)

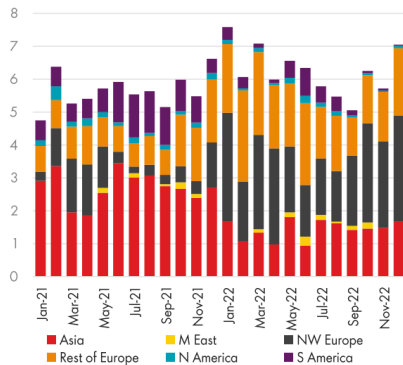


资料来源: Shell, 信达证券研发中心

3.2 俄乌冲突改变 LNG 贸易流向，欧洲 LNG 接收终端需求增加

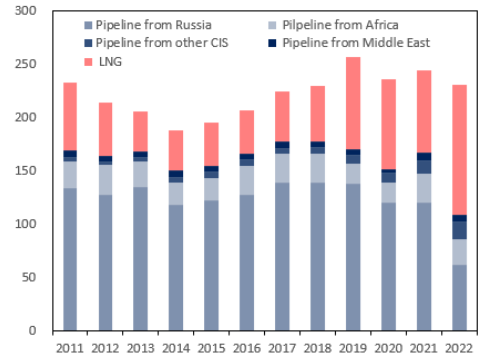
俄乌冲突使 LNG 贸易结构发生变化。俄乌冲突后，欧洲管道天然气进口量大幅下降，LNG 需求量大幅提升，其中美国运往欧洲的 LNG 占比大幅提升，占美国总出口的 60%。

图 98：美国 LNG 出口地区分布 (MT)



资料来源：Shell，信达证券研发中心

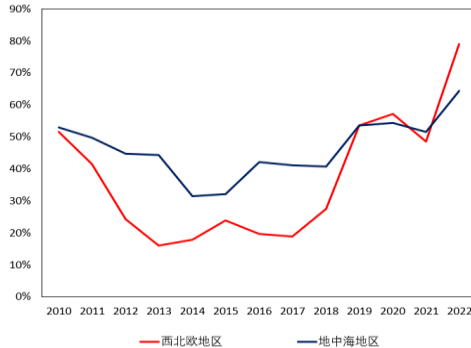
图 99：欧洲天然气进口结构 (MT)



资料来源：Shell，信达证券研发中心

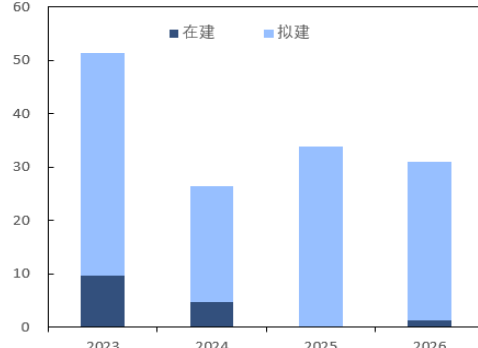
2022 年俄乌冲突后，欧洲天然气终端使用率大幅上涨，带动欧洲 LNG 接收设施建设需求增加。2022 年，西北欧 LNG 终端使用率达到 80%。随着欧洲天然气消费结构变化，LNG 进口需求增加，2023-2026 年，欧洲计划投资 220 亿欧元建设 LNG 终端接收设施。但由于欧洲面临的 2030 年天然气消费下降 30% 的目标，建设大型陆上 LNG 接收站激励有限，主要还是以 FRSU 为主。考虑 FRSU 本身与海上浮式装置、船舶建造更为相关，相比于 LNG 接收站，有实力的建设单位更加有限，更有利于公司获取订单；另一方面，三星重工等国际竞争者更倾向于把有限的场地资源投放到此类项目，也会减轻公司在其他油气业务领域的竞争压力。

图 100：欧洲 LNG 终端使用率 (%)



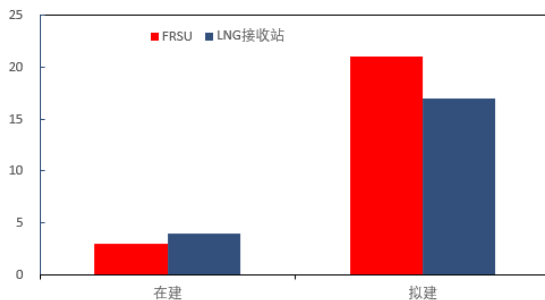
资料来源：Shell，信达证券研发中心

图 101：欧洲在建和拟建 LNG 接收规模 (MT)



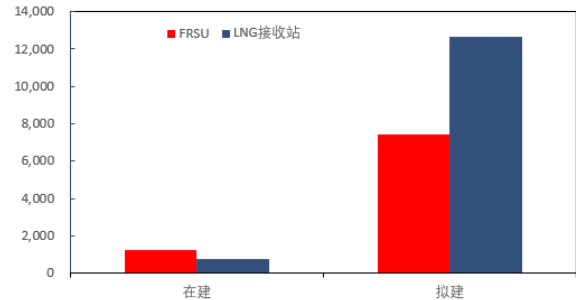
资料来源：Europe Gas Tracker，Global Energy Monitor，信达证券研发中心

图 102：欧洲在建和拟建 LNG 终端项目 (个)



资料来源：Europe Gas Tracker，Global Energy Monitor，信达证券研发中心

图 103：欧洲在建和拟建 LNG 终端设施投资 (百万欧元)

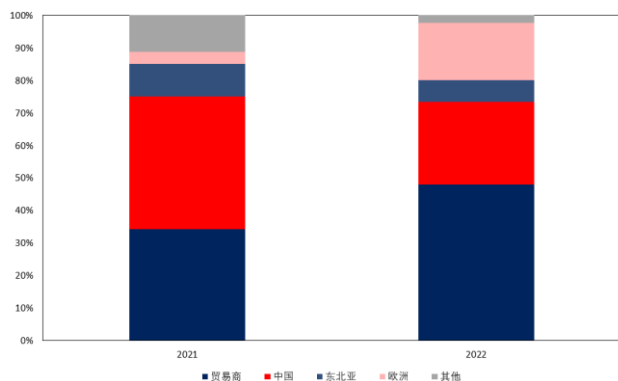


资料来源：Europe Gas Tracker，Global Energy Monitor，信达证券研发中心

3.3 LNG 供给者正快速扩建液化产能

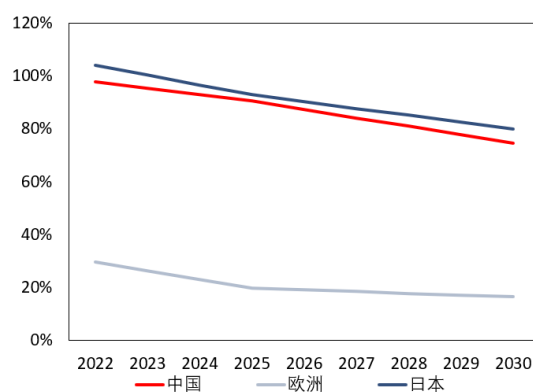
LNG 液化设施建造一般需要 3-6 年时间，投入使用年限长，因此大部分 LNG 贸易为长协合约，长协比例越高，年限越长，对于液化终端设施的建造激励越大。2022 年，90% 的 LNG 合约为 15 年以上，65% 的合约为 20 年以上。根据壳牌引用咨询机构数据，当前日本、中国等亚洲买家 80% 的长协签到 2030 年，2022 年欧洲长协比例较以往大幅提升，但相对亚洲地区还是较低。欧洲和亚洲长协签订趋势向好。

图 104：2021-2022 年全球主要 LNG 长协签订情况 (MTPA)



资料来源：Shell，信达证券研发中心

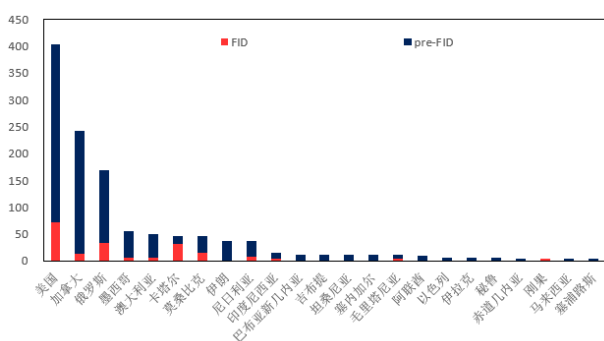
图 105：各地未来 LNG 消费中长协覆盖比例 (%)



资料来源：Shell，信达证券研发中心

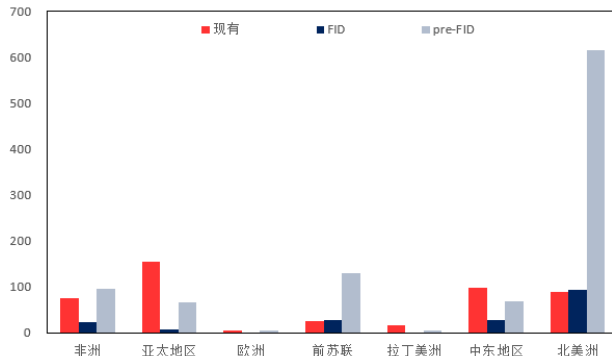
全球 LNG 供给主体正在快速推进液化产能扩张计划。此前，由于俄罗斯管道天然气供应急剧下降、市场价格上涨以及一些关键液化设施多次停运，欧洲液化天然气需求激增，这促使液化设施的利用率达到最大化。从在建和拟建产能来看，美国扩张需求最大，其次为加拿大和俄罗斯。美国主要为满足欧洲和亚洲 LNG 进口需求；过去加拿大以管道气为主，随着 LNG 全球贸易进一步发展，欧洲和亚洲市场价格远高于美国，加拿大计划进一步扩建 LNG 液化出口设施；俄罗斯对欧洲管道气出口受限，未来计划通过 LNG 这一更灵活的形式进行贸易出口，也会存在更多的 LNG 液化出口设施建设需要，且在欧美公司逐步撤出俄罗斯市场的背景下，我们认为能够有实力开展此类业务的公司较为稀缺，海油工程或将具备更强的竞争优势。

图 106：2022 年全球在建和拟建液化能力 (MTPA)



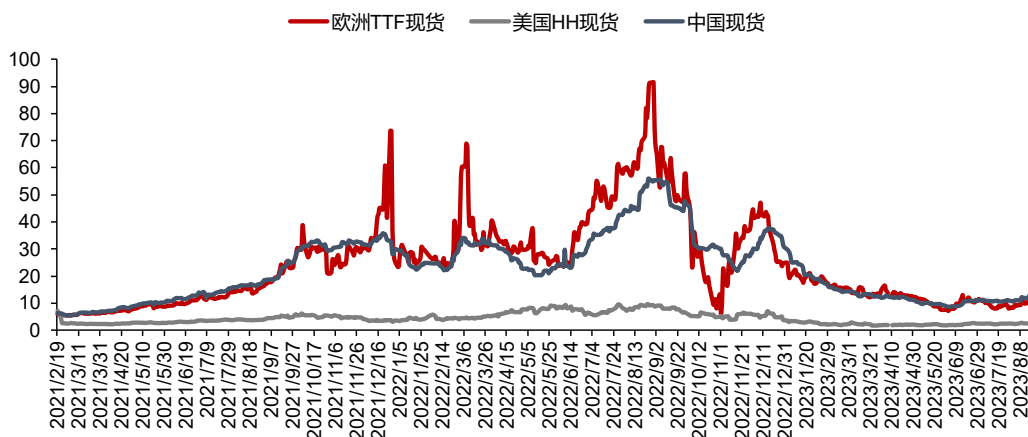
资料来源：IGU，信达证券研发中心

图 107：2022 年各地区现存、在建和拟建液化能力 (MTPA)



资料来源：IGU，信达证券研发中心

图 108: 国际三大市场天然气现货价格 (美元/百万英热)



资料来源: 隆众资讯, 信达证券研发中心

3.4 我国 LNG 终端扩建周期或近尾声

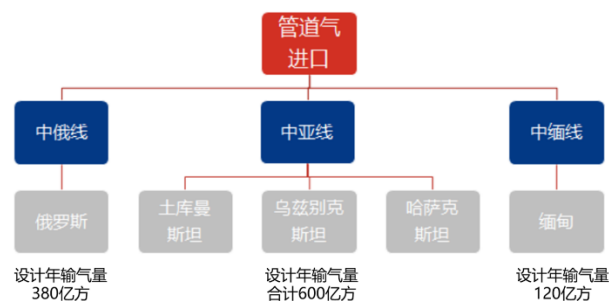
我国天然气进口主要分为管输气和 LNG。LNG 相比管输气更为灵活, 近年进口量增速较大, 截至 2022 年, 我国 LNG 进口量占比提升至近 60%。我国管道气进口全部来源于中俄线-俄罗斯, 中缅线-缅甸, 中亚线-土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、哈萨克斯坦。其中, 俄罗斯进口量逐渐递增, 缅甸进口量相对稳定, 土库曼斯坦占绝对最大比例。2018-2019 年, 我国管道天然气主要通过中亚管道、中缅管道进口, 进口量基本稳定在 500 亿方。2019 年底, 中俄东线进口管道投产, 我们预计在“十四五”时期, 中俄东线天然气管道将逐步达到设计的 380 亿立方米/年输送量。后续中俄中线、中亚天然气管道 D 线建设或将提上日程。

图 109: 我国天然气进口情况 (亿方, %)



资料来源: 万得, 信达证券研发中心

图 110: 我国管道气进口结构



资料来源: 隆众资讯, 信达证券研发中心

未来我国大幅新建 LNG 接收站能力有限, 建设潮接近尾声。根据周守为等在《中国天然气及 LNG 产业的发展现状及展望》中预测, 到 2035 年我国天然气消费量有望达到 5500-6000 亿方, 根据《石油商报》预测, 2035 年我国天然气产量有望突破 3000 亿方。根据前文管输气进口分析, 我们预计 2035 年我国管道天然气进口或将达到 900 亿方, 届时我国 LNG 进口需求量为 1600-2100 亿方 (1.15-1.51 亿吨)。截至 2022 年, 我国 LNG 接收能力在 1.1 亿吨, 2023 年广东惠州 LNG 项目投产, 新增 610 万吨接收能力, 2023 年后计划投产的在建和拟建项目接收能力为 3165 万吨, 则未来我国 LNG 接收能力预期可达到 1.48 亿吨, 基本与 LNG 进口需求相匹配, 未来 LNG 接收站建设将逐步放缓。

表 13: 在建或拟建 LNG 接收站项目

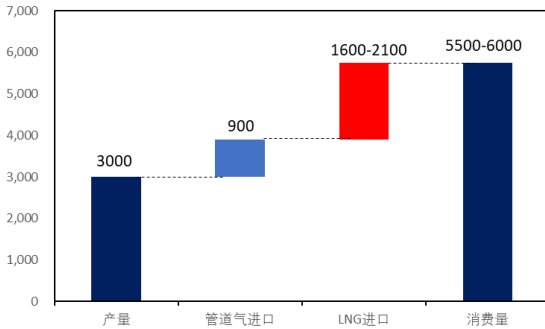
项目	设计能力 (万吨/年)	储罐 (万方)	状态	投产时间
哈纳斯莆田 LNG	565	2*20	核准	
广东惠州 LNG	610	3*20	在建	2023 年 12 月
浙江 LNG 三期	600	6*27	核准	

请阅读最后一页免责声明及信息披露 <http://www.cindasc.com> 41

舟山 LNG 三期	500	4*22	核准	
华电赣榆 LNG	600	3*22	核准	2026 年
中交营口 LNG	300	4*20	核准	2025 年 12 月
上海 LNG 战线	600	10*22	核准	2030 年

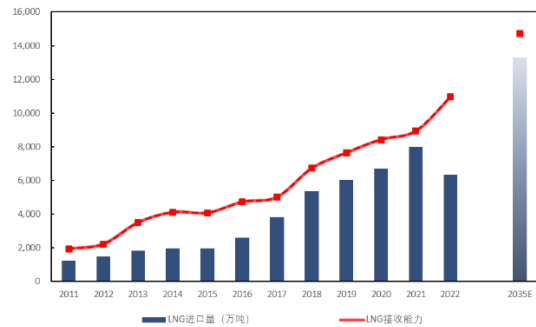
资料来源：立鼎产业研究网，各政府官网，信达证券研发中心

图 111：2035 年我国天然气生产、进口、消费预测（亿方）



资料来源：中国石油新闻中心、石油商报、中国政府网、新华社、国际燃气网、天然气咨询、周守为等《中国天然气及 LNG 产业的发展现状及展望》、隆众资讯、信达证券研发中心

图 112：我国 LNG 进口量与接收能力（万吨）



资料来源：程民贵《中国液化天然气接收站发展趋势思考》，韩若晨《中国进口 LNG 产业发展形势分析及对策》，金联创，中国石油经济技术研究院，深圳市电子商会，中商产业研究院，思亚能源，信达证券研发中心

3.5 公司 LNG 液化工厂模块建造能力已居国际第一梯队，未来有望继续贡献业绩

2022 年多个 LNG 项目进入建设高峰期，为公司贡献业绩。其中浙江 LNG 接收站二期工程成功上榜 2022 年浙江省“钱江杯”优质工程名单，这是公司 LNG 接收站建设领域首次获得省部级住房和城乡建设优质工程奖项。2023 年 3 月，合同金额约 50 亿元人民币的北美壳牌 LNG 模块化建造项目已在公司青岛场地完工交付，标志着我国超大型 LNG 模块化工厂一体化联合建造技术能力已稳居国际行业第一梯队。2022 年，公司 LNG 陆地建造收入同比增长 56.04%，主要系来自于唐山、天津、漳州、龙口等陆上 LNG 储罐和接收站项目处于施工高峰期，收入相应较上年大幅增长。公司境外 LNG 项目收入同比增长 35.30%，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，境外项目本年扭亏为盈，毛利率大幅上升。

表 14：海油工程 2022 年 LNG 项目实施进度

项目名称	实施进度
北美壳牌 LNG 模块化建造项目	98.55%
福建漳州 LNG 接收站及储罐项目	97.46%
香港海上液化天然气接收站项目	97.00%
唐山 LNG 项目接收站一期工程	96.51%
天津 LNG 二期接收站工程	79.89%
龙口南山 LNG 一期工程接收站项目	72.42%
唐山 LNG 项目接收站二阶段工程	51.60%
广东珠海 LNG 扩建项目二期工程	43.61%

资料来源：公司公告，信达证券研发中心

近年来，公司依托较强的陆地建造资源和能力，大力发展模块化建造技术，承揽并实施了俄罗斯 Yamal、澳大利亚 Gorgon、澳大利亚 Ichthys、加拿大 LNG、北美壳牌 LNG 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。

我们认为，公司有望凭借在北美、俄罗斯和澳大利亚的已有项目经验，继续在海外 LNG 主要供给地区斩获天

然气液化产能模块建造项目。

表 15：海油工程国内外重点 LNG 建造项目

重点项目	开工时间	完工时间	合同规模	合同类型	项目亮点
澳大利亚 Gorgon LNG 模块建造项目	2010 年	2013 年	1.8 亿美元	模块建造	GORGON LNG 工厂项目是全球 LNG 工厂模块化建造的先例，该项目首次完成液化天然气特殊工艺管线深冷保温工作。
澳洲 Ichthys LNG 模块化建造项目	2013 年	2015 年	-	模块建造	继 Chevron 430 亿元 Gorgon LNG 项目之后的澳洲第二大资源建设项目。
俄罗斯 yamal 项目	2014 年	2017 年	101 亿元	核心工艺模块建造	随着项目成功交付，海油工程成为全球首例提前交付核心工艺模块的企业，由此跻身国际 LNG 模块建造“第一梯队”。
日挥福陆 LNG 模块化建造项目（加拿大 LNG 项目）	2019 年	2023 年	50 亿元	模块建造	CANADA LNG 项目在全球首次实现核心工艺模块加管廊模块一体化联合建造。
北美壳牌 LNG 模块化建造项目	2020 年	2023 年	48.98 亿元	模块建造	目前是北美壳牌 LNG 全球所有建造场地中进度最快，完工状态最好的场地。
香港海上液化天然气接收站项目	2020 年	2023 年	42.83 亿元	总承包	--
唐山 LNG 项目接收站一期工程项目	2019 年	2023 年	43.78 亿元	总承包	--

资料来源：国际燃气网、卓创资讯能源观察、公司官网、同花顺、国际船舶网、公司公告、澎湃新闻、能源圈、搜狐、华夏能源网、中国对外承包工程商会，信达证券研发中心

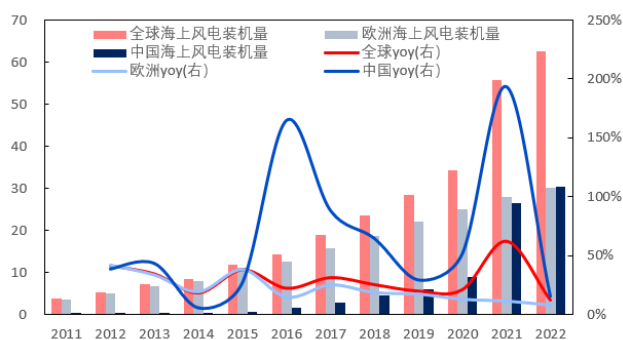
四、新兴业务：依托优势发力，海风业务启航，创新业务拓土

4.1 海上风电：资源丰富，政策支持，前景广阔

碳中和背景下，海上风电将成为推动能源结构转型及全球低碳经济发展的重要力量。海上风电即利用海上风力资源发电，相比陆上发电的稳定性更强、发电功率更大。欧洲高质量的风力资源和相对较浅的水域为其开发海上风电技术并将其推向市场提供了非常好的条件，2021 年之前，全球海上风电装机大部分都来自欧洲。我国海上风电起步较晚，但发展迅速。截至 2022 年，中国海上风电装机总量 30.46GW，已超过欧洲。

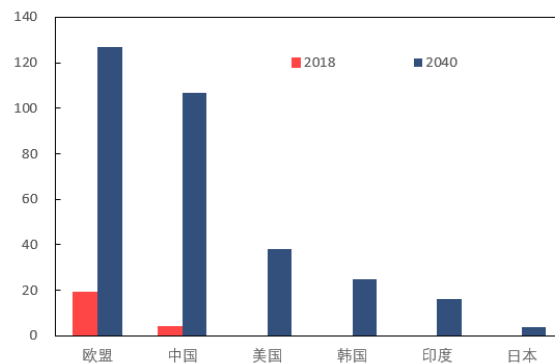
2040 年前，全球海上风电市场规模将大幅增长。根据 IEA 预计，随着政策目标推进和技术成本下降，2040 年全球海上风电装机容量预计将较 2018 年增加 15 倍，其中欧盟装机容量将由 2018 年的 19GW 增长到 2040 年的 127GW，中国装机容量将由 2018 年的 4GW 增长至 2040 年的 107GW。到 2040 年产业规模将达到 1 万亿美元，与同期天然气和燃煤产能资本支出相当，海上风电占全球可再生能源发电站投资的 10% 左右。

图 113：全球、欧洲和中国海上风电装机情况（GW，%）



资料来源：IRENA，信达证券研发中心

图 114：2018 和 2040 年全球各国海上风电装机（GW）



资料来源：IEA，信达证券研发中心

我国风能资源丰富，海上风电优势明显。我国陆地风能资源分布与现有电力负荷并不匹配，沿海地区电力负荷大，但可利用的陆地风能资源少；北部地区风能资源丰富，但远离电力负荷中心，电网建设成本较大。我国大陆海岸线漫长曲折，近海区域风能资源丰富，沿海城市可就近充分利用风电资源，海上风电将成为未来我国能源结构的重要组成部分，其发展潜力较大。

表 16：我国海上风能资源分类

分类	风速 (m/s)	主要地区	建设难点
I 类风资源区	9	福建地区	海床多为岩石，基础施工难度较大
II 类风资源区	>7	浙江、广东等地	夏季，台风等自然灾害易发
III 类风资源区	7	江苏以北地区 90 米高度处	机组冬季还将面临覆冰的挑战

资料来源：北极星风力发电网，中商情报网，信达证券研发中心

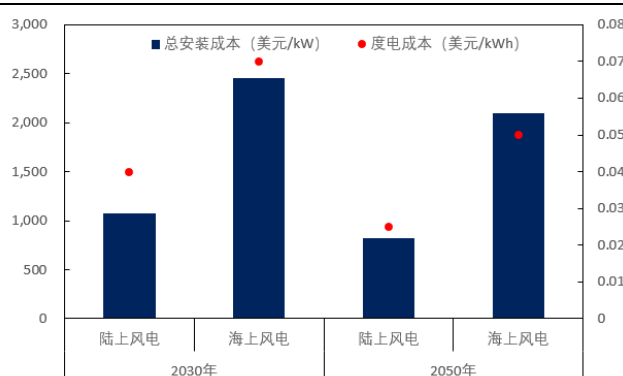
我国政策支持风电行业发展。习近平主席提出中国碳达峰目标及碳中和愿景以来，各地政府反应迅速，积极推进海上风电发展。全国范围内政府及相关机构相继推出积极的海上风电规划和补贴政策，全国各地正加快海上风电建设，持续推进各项利好政策落实，加快协调项目建设实施。

表 17：政府出台海上风电鼓励政策

地区	发布日期	政策名称	主要内容
江苏省发改委	2021 年 3 月	《江苏省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》	有序推进海上风电集中连片、规模化开发和可持续发展。
广东省政府	2021 年 6 月	《促进海上风电有序开发及相关产业可持续发展的实施方案》	目标到 2021 年底，全省海上风电累计建成投产装机容量达到 400 万千瓦；到 2025 年底，力争达到 1800 万千瓦，在全国率先实现平价并网。到 2025 年，全省海上风电整机制造年产能达到 900 台（套），基本建成集装备制造、工程设计、施工安装、运营维护于一体的具有国际竞争力的风电全产业链体系。
国务院	2021 年 10 月	《关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知》	坚持陆海并重，推动风电协调快速发展，完善海上风电产业链，鼓励建设海上风电基地。
发改委、国家能源局	2022 年 2 月	《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	符合条件的海上风电等可再生能源项目可按规定申请减免海域使用金。
浙江省政府	2022 年 5 月	《浙江省能源发展“十四五”规划》	新增装机 455 万千瓦以上，力争达到 500 万千瓦。在宁波、温州、舟山、台州等海域，打造 3 个以上百万千瓦级海上风电基地。
发改委等	2022 年 6 月	《“十四五”可再生能源发展规划》	结合基地项目建设，推动一批百万千瓦级深远海海上风电示范工程开工建设，2025 年前力争建成并网一至两个平价深远海海上风电场工程。建立我国在深远海领域的核心技术优势。
工信部等	2022 年 8 月	《关于印发加快电力装备绿色低碳创新发展行动计划的通知》	重点发展 13MW 以上海上风电机组，研发深远海浮式海上风电装备。加强深远海域海上风电勘察设计及安装等。
国家能源局	2023 年 3 月	《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023—2025 年）》	通过海上风电开发为油气平台提供绿色电力，替代分散式燃气或燃油发电，形成海上风电与油气田区域电力系统互补供电模式。

资料来源：广东省人民政府，江苏省发改委，浙江省人民政府，国家发改委，中国政府网，信达证券研发中心

造价成本有望明显下降，未来风电增长潜力较大。IRENA2019 年《Future of Wind》报告预计，全球陆上风电总安装成本将从 2018 年的平均 1497 美元/kW 下降至 2030 年的 800 美元-1350 美元/kW，到 2050 年将降至 650 美元至 1000 美元/kW 范围内。海上风电加权平均总安装成本将下降至 2030 年的 1700-3200 美元/kW，到 2050 年将处于 1400-2800 美元/kW 之间。到 2030-2050 年，全球陆上风电平均度电成本预计降至 0.02-0.05 美元，海上风电平均度电成本预计降至 0.03-0.09 美元。

图 115：全球海上风电及陆上风电成本（美元/kw，美元/kwh）


资料来源：IRENA，信达证券研发中心

2023 年，海油工程承建的我国首座深远海浮式风电平台“海油观澜号”（中海油项目，装机容量 7.25MW）成功并入文昌油田群电网，正式开启了为海上油气田输送绿电的新里程。这标志着中国深远海风电关键技术取得重大进展，海上油气开发迈出进军“绿电时代”的关键一步。目前，海油工程已获得青洲六海上风电项目，青州六项目规模 1000MW。未来中海油海南 CZ7 海上风电风场项目或可期待，项目规模 1500MW。

表 18：中海油海上风电项目战略变动

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

资料来源：华夏能源网，信达证券研发中心

表 19：海油工程在手项目及境内外拟建项目

项目	总承包	装机规模	进度	是否在手
青州六海上风电场项目工程	上海勘测设计研究院	1000MW	在建	在
中海油海南 CZ7 海上风电示范项目	--	1500MW	环评	否
港灯南丫岛离岸风电场项目	--	150MW	获批	否

资料来源：北极星风力发电网，香港文汇报，中国海洋石油集团有限公司，国务院国有资产监督管理委员会，东方市人民政府，中国电力网，信达证券研发中心

4.2 创新业务：响应“双碳”目标的重要途径

海底数据中心业务：

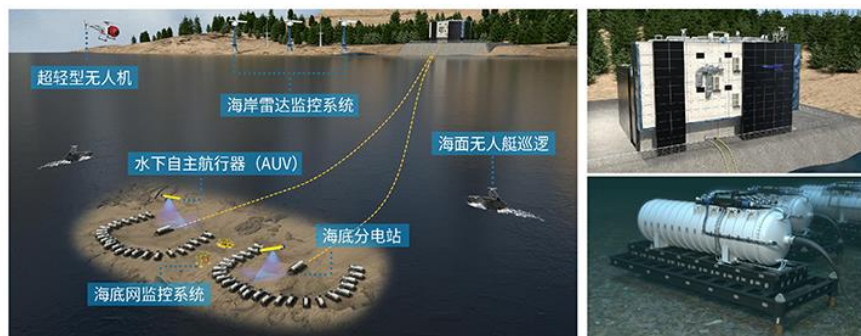
作为互联网服务器的“大脑”，数据中心用于存储、计算、传输大量数据信息，运行过程中伴随着大量能耗。海底数据中心把传统的数据中心由陆地移到海底，可以有效利用海水的冷却作用为服务器“降温”，具有省水、省电等低能耗、低成本优势，对响应国家低碳发展号召，推动数据中心行业绿色发展具有深远意义。

当前，公司在研制全球首套最大商用海底数据中心，应用水深超过 30 米，重量达 1300 吨（非海油项目），是目前全球最大的“海底数据舱”。

根据海底数据中心团队设计样机的三个月的实验数据显示，单舱能耗指标 PUE 值为 1.076，远远低于 2021 年度全国数据中心平均能耗指标 PUE 值 1.49。目前，国家发改委、工业和信息化部等要求新建数据中心的 PUE 值必须降到 1.3 以下。据人民网援引“科技日报”新闻报道，如果以海底数据中心市场渗透率达到 10% 计算，与传统陆地数据中心使用火电相比，清华大学教授李震预计 2025 年全年我国可以减少碳排放约 113 万吨。同时，一座功率 20MW 的数据中心每年节水超过 60 万立方米，同样以市场渗透率 10% 计算，清华大学教授李震预计 2025 年我国可以减少淡水消耗 5700 万吨以上。

根据 IDC 预测，2026 年中国大数据总体市场规模或将超过 359 亿美元，而海底数据中心凭借低能耗、低成本优势，有望实现快速发展，这对于公司新兴业务拓展具备重要意义。

图 116: 海底数据中心示意图

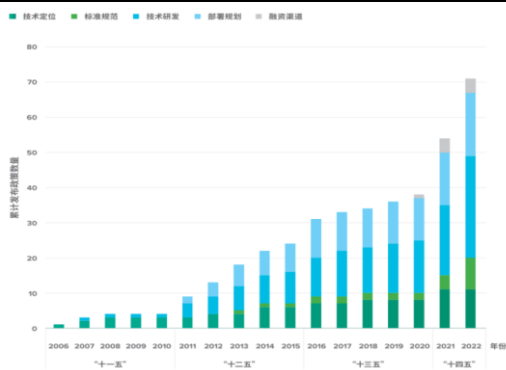


资料来源: 海兰信官网, 信达证券研发中心

CCUS-碳封存业务:

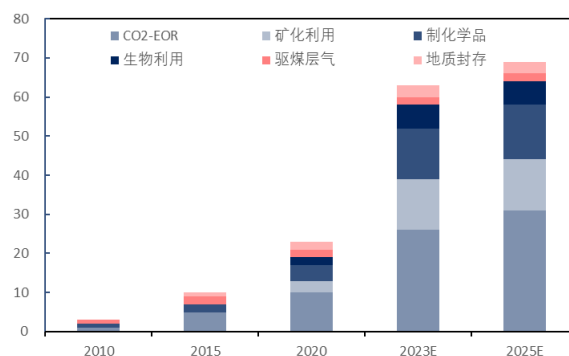
碳捕集利用与封存是实现碳达峰碳中和目标不可或缺的重要技术选择之一。近年来, 中央和地方政府加强对 CCUS 技术发展的支持, 我国碳捕集利用与封存技术发展迅速, 系列示范项目加速落地运行。

图 117: 中共中央和国务院发布的 CCUS 相关政策 (项)



资料来源: 《中国二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS)年度报告(2023)》, 信达证券研发中心

图 118: 我国 CCUS 示范项目数量 (项)

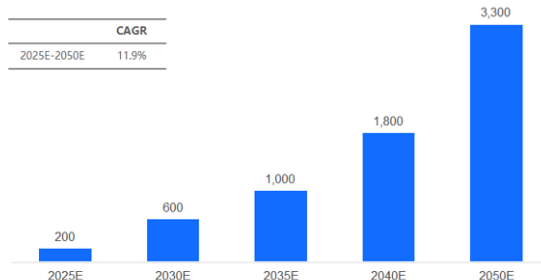


资料来源: 《中国二氧化碳捕集、利用与封存(CCUS)年度报告(2023)》, 信达证券研发中心

CCUS 的技术路线之一为二氧化碳捕获后的直接地质封存, 是指通过工程技术手段将从碳排放工业源捕集的二氧化碳直接注入至地下 800~3500 米深度范围内的地质构造中, 通过一系列的岩石物理束缚、溶解和矿化作用而将二氧化碳封存在地质体中。可用于封存二氧化碳的地质体有陆上咸水层、海底咸水层、枯竭油气田等。

2023 年 6 月公司已完成中国海上首个二氧化碳封存模块应用, 累计可封存二氧化碳 146 万吨, 与植树 0.14 亿棵相当 (中海油项目)。这标志着我国初步形成了海上二氧化碳注入、封存和监测的全套钻完井技术和装备体系, 填补了我国海上二氧化碳封存技术的空白, 促进海洋油气产业绿色低碳转型。根据中国生态环境部环境规划院等机构预测, 未来我国 CCUS 规模或将迎来快速扩张, 到 2050 年或将达到 3300 亿元产值, 年复合增速达 12%, CCUS 未来发展空间广阔。

图 119: 2025-2050 年中国 CCUS 产值规模预测 (亿元)



资料来源: 中国生态环境部环境规划院, 中商产业研究院, 36 氪研究院, 信达证券研发中心

五、盈利预测与估值

盈利预测重要假设

(1) 收入:

国内板块,根据公司在 2022 年业绩发布材料中公布的发展规划,我们假设未来 3 年关联交易占总营收比重逐渐下降。根据历史数据,假设公司关联交易额占中海油有限公司开发阶段资本开支的比例稳定在 30%。考虑我国增储上产需求和油价长期处于中高位预期,假设未来 3 年中海油有限公司总开支水平假设在 1100 亿元左右,中海油有限公司的开发阶段资本开支占总开支比例稳定在 59%。

海外板块,根据公司在 2022 年业绩发布材料中公布的发展规划,非关联交易收入目标达到 50%,境内油气收入:海外收入:清洁能源收入=1: 1: 1,我们假设未来 3 年海外业务占比逐渐提升。

(2) 成本:

公司成本主要可分为材料费、人工费、折旧摊销、燃料费和工程费用 5 类。其中,材料费、燃料费、工程费用和总营收呈高度正相关,我们根据历史材料费/营收、燃料费/营收、工程费用/营收的比例,预测未来 3 年情况。折旧摊销较为平稳,取历史均值作为未来 3 年预测值。我们预测未来 3 年人工费呈稳定上升趋势。

(3) 毛利率:

随着油服行业景气复苏,油服公司作业价格逐步提升,根据收入和成本假设,我们预测未来 3 年公司毛利率为 13%、14%和 15%。

(4) 期间费用及税金:

根据公司在 2022 年业绩发布材料中公布的发展规划,我们假设未来 3 年公司期间费用率占总营收的比例在 5% 以内。税金及附加、所得税率则根据历史值预测。

估值与投资评级

我们认为,过去持续资本开支不足或将导致油价持续处于中高位,在需求未出现明显衰退甚至还在增长条件下,上游油气产能扩张预期或将逐步增强。而资源劣化和成本通胀问题也进一步压缩油气公司的实际有效资本开支水平,实现原油增产也就意味着需投入更大规模的名义资本开支。我们认为,全球油服景气度有望实现提升,海上投资提升空间更大,这将为公司海外业务拓展提供行业机遇。国内来看,新一轮找矿战略行动、中海油高资本开支有望进一步保障公司国内订单水平。此外,公司还具备 LNG 液化设施和终端设施建造能力,伴随俄乌冲突下的海外 LNG 贸易格局变化,未来公司海外 LNG 业务可期。

我们预计公司 2023-2025 年的营业收入将分别达到 335.69、360.56 和 389.40 亿元,同比增速分别为 14.3%、7.4%和 8.0%。2023-2025 年归母净利润分别为 20.64、24.64 和 29.13 亿元,同比增速分别为 41.6%、19.4%、18.2%,EPS 分别为 0.47、0.56 和 0.66 元/股。

我们采用相对估值法对公司进行估值,可比公司主要为国内外油服及能源工程类公司。

表 20：可比上市公司相对估值

代码	公司名称	货币	股价	总市值 (亿元/亿美元)	EPS (元/美元)				PE						PB		
					2022A	2023E	2024E	2025E	2020A	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E
国内																	
000852.SZ	石化机械	人民币	6.94	66.32	0.05	0.13	0.19	0.23	491.37	120.31	128.59	54.82	36.74	29.75	2.20	2.08	1.94
002353.SZ	杰瑞股份	人民币	30.03	307.46	2.19	2.48	2.90	3.44	19.83	24.16	13.70	12.11	10.35	8.73	1.60	1.41	1.24
600339.SH	中油工程	人民币	3.84	214.39	0.13	0.21	0.24	0.27	20.11	37.43	29.75	18.08	16.03	14.17	0.81	0.78	0.74
601808.SH	中海油服*	人民币	16.41	642.59	0.49	0.64	0.88	1.09	22.54	228.54	33.28	25.64	18.65	15.06	1.89	1.76	1.63
600968.SH	海油发展	人民币	3.16	321.22	0.24	0.29	0.33	0.39	15.97	23.20	13.29	11.02	9.68	8.07	1.31	1.18	1.06
603727.SH	博迈科	人民币	13.87	39.07	0.23	-0.35	0.38	0.84	28.26	35.60	60.47	-39.53	36.84	16.51	1.22	1.18	1.12
国外																	
SPM IM Equity	saipem	欧元	1.64	34.58	-0.10	0.04	0.14	0.26	217.10	-	-	41.87	12.74	6.82	1.51	1.36	1.15
00GK.L	subsea7	挪威克朗	142.20	40.62	0.03	0.20	0.77	1.33	47.80	51.31	364.59	68.11	17.27	10.01	0.93	0.90	0.84
SBMO.AS	SBM offshore	欧元	13.19	25.69	1.16	1.01	1.80	1.79	19.03	6.84	6.21	14.00	7.86	7.91	1.50	0.97	0.76
FTI.N	TechnipFMC	美元	20.98	93.79	0.07	0.42	1.09	1.74	32.00	10.77	21.95	49.60	19.25	12.09	3.02	2.72	2.32
010140 KS Equity	三星重工	韩元	8,250.00	54.63	-0.43	0.10	0.32	0.50	-	-	-	62.76	19.36	12.55	1.79	1.63	1.41
整体均值									25.69	27.05	25.52	35.80	18.62	12.88	1.62	1.45	1.29
国内均值									21.34	30.10	30.10	24.33	21.38	15.38	1.51	1.40	1.29
海外均值									32.94	22.98	14.08	47.27	15.30	9.88	1.75	1.52	1.30
600583.SH	海油工程*	人民币	6.37	281.64	0.33	0.47	0.56	0.66	54.64	55.12	18.36	13.65	11.43	9.67	1.11	1.03	0.95

资料来源：公司公告，标*为信达证券研发中心预测，国内其他引用万得一致预期，国外其他引用彭博一致预期，股价为 2023 年 9 月 12 日收盘价。注：2020 年 PE 均值未考虑石化机械、saipem，2021 年 PE 均值未考虑石化机械、中海油服，2022 年 PE 整体均值未考虑石化机械、subsea7，2023 年 PE 预测均值未考虑博迈科。

我们预测，2023-2025 年，公司 PE 分别为 13.65/11.43/9.67 倍，PB 分别为 1.11/1.03/0.95 倍。国内，我们选取了国营油服公司石化机械、中油工程、中海油服、海油发展及民营油服企业博迈科、杰瑞股份作为可比公司，根据万得一致预期，2023-2025 年可比公司平均 PE 分别为 24.33/21.38/15.38 倍，PB 分别为 1.51/1.40/1.29 倍。国外看，我们选取了知名的海上能源工程及海底工程公司，包括 saipem、subsea7、SBM offshore、TechnipFMC、三星重工作为可比公司，根据彭博一致预期，2023-2025 年海外可比公司的 PE 分别为 47.27/15.30/9.88 倍，PB 分别为 1.75/1.52/1.30 倍。

从 PE 和 PB 来看，海油工程相比可比公司都更为低估，结合公司国内背靠中海油具备增长性订单保障，海外业务拓展能力强劲，是国内少数已进入沙特阿美长协名单、巴国油总包资质名单的能源工程公司，我们认为海油工程具备较大估值提升空间和发展潜力，我们给予公司“买入”评级。

风险因素

经济衰退风险：宏观经济增速严重下滑，导致原油需求端严重不振，从而引起油服端需求较差。

油价波动风险：伊朗制裁、俄乌冲突等地缘政治因素，OPEC+调整原油供给规模，美国调整页岩油开采政策等因素加剧油价波动，油价波动导致上游资本开支较为谨慎，对于油服行业景气恢复产生不利影响。

新能源加大替代传统能源风险：能源转型影响石油需求，从而对石油供给产生抑制作用，进而影响油服作业量。

海外项目执行风险：公司可能会受到海外市场政策变化、社会环境变化的影响，导致海外作业进度延迟、作业成本提高。

汇率风险：公司海外项目收入占比逐渐提升，人民币升值带来的汇兑损失可能会对公司盈利造成一定风险。

原材料价格波动风险：公司项目建设需要大量钢材、电缆、管材等材料设备，其价格波动会对成本产生较大影响。

资产负债表					
单位:百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
流动资产	18,048	25,583	30,213	34,788	40,740
货币资金	1,171	2,123	4,186	5,859	8,425
应收票据	0	0	0	0	0
应收账款	5,657	6,271	6,804	7,258	7,926
预付账款	634	966	1,021	1,085	1,158
存货	1,151	1,301	1,453	1,474	1,652
其他	9,435	14,923	16,749	19,113	21,580
非流动资产	16,606	17,055	15,884	14,678	13,417
长期股权投资	1,529	0	0	0	0
固定资产(合计)	10,710	13,220	12,359	11,192	10,021
无形资产	1,095	2,267	2,217	2,167	2,117
其他	3,271	1,569	1,309	1,319	1,279
资产总计	34,654	42,639	46,097	49,466	54,157
流动负债	11,098	16,185	18,007	19,348	21,558
短期借款	0	330	430	530	630
应付票据	183	244	242	275	277
应付账款	8,337	11,421	12,877	13,810	15,611
其他	2,578	4,190	4,458	4,733	5,041
非流动负债	798	771	781	781	781
长期借款	475	160	160	160	160
其他	323	612	622	622	622
负债合计	11,896	16,956	18,788	20,129	22,340
少数股东权益	16	1,980	1,993	2,010	2,029
归属母公司股东权益	22,742	23,703	25,315	27,327	29,788
负债和股东权益	34,654	42,639	46,097	49,466	54,157

重要财务指标					
单位:百万					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	19,795	29,358	33,569	36,056	38,940
同比(%)	10.8%	48.3%	14.3%	7.4%	8.0%
归属母公司净利润	370	1,457	2,064	2,464	2,913
同比(%)	1.8%	294.1%	41.6%	19.4%	18.2%
毛利率(%)	10.5%	9.0%	13.1%	14.0%	15.0%
ROE%	1.6%	6.1%	8.2%	9.0%	9.8%
EPS(摊薄)(元)	0.08	0.33	0.47	0.56	0.66
P/E	76.16	19.32	13.65	11.43	9.67
P/B	1.24	1.19	1.11	1.03	0.95
EV/EBITDA	9.70	12.31	6.14	5.05	3.96

利润表					
单位:百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
营业总收入	19,795	29,358	33,569	36,056	38,940
营业成本	17,707	26,719	29,158	30,992	33,098
营业税金及附加	77	175	168	180	195
销售费用	22	18	17	18	19
管理费用	240	242	336	361	389
研发费用	929	1,122	1,276	1,370	1,480
财务费用	45	-88	0	-17	-31
减值损失合计	-27	-74	10	10	10
投资净收益	-386	703	336	361	389
其他	198	-86	154	200	215
营业利润	560	1,713	3,115	3,723	4,403
营业外收支	12	49	15	15	15
利润总额	573	1,762	3,130	3,738	4,418
所得税	201	313	1,053	1,257	1,486
净利润	372	1,450	2,078	2,481	2,932
少数股东损益	2	-8	14	16	19
归属母公司净利润	370	1,457	2,064	2,464	2,913
EBITDA	2,050	2,070	4,051	4,621	5,264
EPS(当年)(元)	0.08	0.33	0.47	0.56	0.66

现金流量表					
单位:百万元					
会计年度	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
经营活动现金流	3,033	3,313	3,716	3,783	4,602
净利润	372	1,450	2,078	2,481	2,932
折旧摊销	1,085	1,157	1,321	1,326	1,331
财务费用	48	-80	21	24	28
投资损失	386	-703	-336	-361	-389
营运资金变动	1,044	1,210	676	357	745
其它	97	279	-45	-45	-45
投资活动现金流	-2,946	-1,818	-1,299	-1,744	-1,666
资本支出	-1,116	-467	-155	-105	-55
长期投资	-1,978	-2,293	-1,500	-2,000	-2,000
其他	149	942	356	361	389
筹资活动现金流	-469	-606	-353	-367	-370
吸收投资	0	0	0	0	0
借款	386	90	100	100	100
支付利息或股息	-324	-363	-463	-467	-470
现金流净增加额	-401	916	2,063	1,672	2,566

信达能源研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

石化组：

刘红光，北京大学博士，中国环境科学学会碳达峰碳中和专业委员会委员。曾任中国石化经济技术研究院专家、所长助理，牵头开展了能源消费中长期预测研究，主编出版并发布了《中国能源展望 2060》一书；完成了“石化产业碳达峰碳中和实施路径”研究，并参与国家部委油气产业规划、新型能源体系建设、行业碳达峰及高质量发展等相关政策文件的研讨编制等工作。2023年3月加入信达证券研究开发中心，从事大能源领域研究并负责石化行业研究工作。

胡晓艺，中国社会科学院大学经济学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

刘奕麟，香港大学工学硕士，北京科技大学管理学学士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事石化行业研究。

煤炭组：

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭、煤矿智能化行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士。2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事能源、节能环保行业的研究。

刘波，北京科技大学管理学本硕，2023年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

电力公用组：

李春驰，信达能源电力公用联席首席分析师，CFA，CPA，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，7年行业研究经验，曾供职于兴业研究、兴业证券，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，曾从事电力市场化改革、虚拟电厂应用等研究工作。2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

分析师声明

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

免责声明

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

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

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

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

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

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

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

评级说明

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

风险提示

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

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