

2022年06月07日

海油工程 (600583.SH)

深度分析

加快南海深水开发，公司未来增长可期

投资要点

◆ 高油价、能源危机，或将带动全球资本开支增加，公司进入新一轮上行周期

疫情影响逐渐降低，2022 年全球原油需求预计恢复到 99.4 百万桶/天，仅次于 2019 年水平。但全球原油供给扩张乏力：**OPEC+坚持温和供给、美国页岩油生产商恪守谨慎的资本开支计划、俄罗斯受严重制裁**。综合测算，假设俄罗斯受严重制裁导致原油出口受限，全球原油缺口将达 1.8 百万桶/天，且持续时间较长。我们认为，当前全球闲置产能较低，是因为从 2015 年起，全球油气行业上游资本开支长期处于低位，较 2014 年峰值减少近 40% 水平。当前欧洲“能源危机”、高油价推动的全球高通胀，或将使得未来能源行业投资政策或将从能源可持续性向能源安全及可承受性转变，进而推动全球油气行业上游资本开支增加，行业景气上行。按照 EIA 上调后的油价 103.35 美元/桶测算，中海油 2022 年油气利润有望实现 1421 亿元，再次翻倍增长。作为中海油直属控股子公司，公司有望受益于母公司资本开支增加，实现业绩持续快速增长，进入新一轮上行周期。

◆ 能源安全大背景下，中海油成功登陆 A 股，有望驱动公司更高速增长

我国能源安全问题依旧突出，2021 年，我国原油、天然气对外依存度分别为 72%、45%。增储上产，中海油持续加大国内资本支出比例，尤其加大国内开发支出。2016 年至 2021 年，中海油国内资本支出占比从 44% 上升到 72%。2021 年，国内开发的资本开支占比达到 55%。而 2022 年，中海油成功登陆 A 股，将进一步助力中海油完成“七年行动计划”。为募投项目之一的流花 11-1/4-1 油田项目，公司将再建破纪录的超大型导管架平台以及亚洲首艘圆筒型 FPSO。根据公司财报，21 年公司新签订单 253 亿元，同增 15%，仅次于 2014 年订单规模；22Q1，公司新签订单 48.66 亿元，同增 134%。订单激增，预示公司将更高速增长。

◆ 南海深水开发加快，深水、超深水项目盈利水平更高

中海油提出“稳住渤海、加快南海”“油气并举、向气倾斜”战略。而“加快南海”、“向气倾斜”战略，必然推动南海西部超深水大气田进一步开发。根据中海油战略规划，南海西部油田 25 年将上产 2000 万方，而 21 年仅实现 1325 万方。未来 3 年，南海西部油田产量 CAGR 需达到 10.8%。根据生态环境部公示，中海油近 1 年申报 15 个海洋油气项目，南海占比 67%，显示中海油将进一步加快南海开发。申报项目中，“陵水 25-1”油气田项目水深 890-970 米，将是我国自主经营的第二大深水气田。陵水 17-2 气田投产，将带动周边气田群开发。而中海油已勘探发现待开发的南海西部大气田，包括乐东 10-1、陵水 18-1 等，除了乐东 10-1 属浅水气田，其余均为 1500 米超深水气田，未来公司将承接更多超深水项目。深水、超深水项目投资分别约为浅水项目投资 2.5/7.6 倍。水深越大，技术难度越强，项目盈利水平越高。

◆ 海工项目不断突破，公司已掌握超深水工程总承包能力

2021 年以来，公司海工项目取得突破性进展。公司完成了全球首个十万吨级半潜式生产储油平台“深海一号”能源站、亚洲最深导管架“海基一号”、35 万吨级超大型 FPSO 巴油 P70 等超大型海工项目。“深海一号”成功建成、投产，标志着公司深水能力实现了从 300 米到 1500 米的飞跃，突破掌握超深水 EPCI 总承包能力。“海基一号”建成、安装，我国深水超大型导管架成套关键技术和安装能力达到世界一流水平。2022 年，公司新获巴西国油 FPSO P79 订单，并取得巴西石油 FPSO EPC 总包资格，标志公司进入 FPSO 世界第一梯队。海工项目的傲人成绩，显示公司 EPCI 总承包能力不断突破，将推动公司更快开拓海外市场，以及助力中海油完成“七年行动计划”。

| III

投资评级

买入-B(下调)

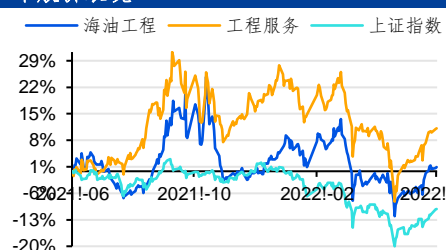
股价(2022-06-07)

4.45 元

交易数据

总市值(百万元)	19,675.03
流通市值(百万元)	19,675.03
总股本(百万股)	4,421.35
流通股本(百万股)	4,421.35
12 个月价格区间	3.85/5.68 元

一年股价表现



资料来源：贝格数据

升幅%	1M	3M	12M
相对收益	0.01	-0.93	10.83
绝对收益	8.01	-6.9	1.08

分析师

刘荆

SAC 执业证书编号：S0910520020001

liujing1@huajinsec.cn

相关报告

海油工程：海外业务快速发展，作业高效价值提升 2015-05-21

◆ **投资建议：**预计公司 2022—2024 年营收分别为 209/223/253 亿元，同比增长 5.68%/6.54%/13.63%；预测 22-24 年归母净利润分别为 6.6/9.7/12.4 亿元，对应 EPS 为 0.15/0.22/0.28，对应估值水平为 30/20/16X。2022 年油价高位震荡，叠加能源政策，推动油服行业高景气，以及公司南海深水项目逐渐增多，参考公司历史估值水平，我们给予“买入-B”评级。

◆ **风险提示：**疫情加重，大幅降低全球石油需求；OPEC+原油主要生产国谈判失败，大幅增加产量，供需失衡；美国页岩油大力开采，供给大幅增加，冲击原油市场；中海油增储上产进展不及预期；中海油降本增效，进一步挤压公司利润空间；

财务数据与估值

会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
营业收入(百万元)	17,863	19,795	20,920	22,288	25,326
YoY(%)	21.4	10.8	5.7	6.5	13.6
净利润(百万元)	363	370	657	970	1,236
YoY(%)	1200.9	1.8	77.7	47.6	27.5
毛利率(%)	10.3	10.5	12.0	13.3	13.9
EPS(摊薄/元)	0.08	0.08	0.15	0.22	0.28
ROE(%)	1.6	1.6	2.9	4.2	5.3
P/E(倍)	54.0	53.1	29.9	20.2	15.9
P/B(倍)	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
净利率(%)	2.0	1.9	3.1	4.4	4.9

数据来源：贝格数据华金证券研究所

内容目录

一、	背靠中海油，亚太地区最大的海洋油气工程 EPCI 总承包商之一	6
二、	原油价格高位震荡，油服行业景气上行	8
(一)	油价&能源安全，是决定国内油服行业景气的关键因素	8
(二)	地缘冲突、OPEC+增产意愿低，全球原油价格或将继续保持高位	11
1、	2022 年，全球原油需求将恢复到疫情前水平，供给扩张乏力	11
2、	OPEC+坚持温和供给，且闲置产能较低	12
3、	页岩油生产商恪守谨慎的资本开支计划，美国原油产量增速有限	15
4、	俄罗斯遭受制裁，预计减少供给超 5.7 百万桶/天	17
5、	综合来看，原油价格将维持高位	18
(三)	高油价、低产能，全球油气上游资本开支或将触底反弹	20
(四)	油价高企，中海油业绩预计持续大增，公司有望受益于大股东资本开支增加	21
三、	能源安全问题严峻，持续推进国内增储上产	23
(一)	能源安全问题严峻，政策不断出台	23
(二)	中海油持续加码国内能源开采，尤其加大开发支出	24
四、	加快南海深水开发，公司未来增长具有高确定性	25
(一)	中海油成功登陆 A 股，有望驱动公司更高速增长	25
(二)	加快南海深水开发，深水、超深水项目盈利能力更强	28
五、	突破超深水 EPCI 总承包能力，跨进超深水时代	31
(一)	拐点已过，全球海洋油气 EPCI 市场快速反弹	31
(二)	海洋油气 EPCI 项目难度大，EPCI 总承包商必须“软硬实力”兼备	33
(三)	公司装备、场地等“硬实力”强	34
(四)	海工项目成绩斐然，公司掌握超深水 EPCI 总承包能力	37
盈利预测		41
(一)	关键假设及盈利预测	41
(二)	相对估值	42
风险提示		43

图表目录

图 1:	中海油合计持有公司 55.33%，为控股股东	6
图 2:	公司发展历程	6
图 3:	中海油服、海油工程、海油发展三家分工	7
图 4:	海工 EPCI 项目主要包括组块、导管架、海底管道、FPSO	7
图 5:	非海洋工程业务主要是 LNG 模块化、LNG 接收站项目	7
图 6:	海洋工程项目为公司核心业务	8
图 7:	国外市场占比约 25%	8
图 8:	油价主导油服行业周期变化	9
图 9:	2018 年起，公司营收与油价走势偏离	10
图 10:	受油价影响，海工毛利率处于低位	10
图 11:	公司营收与中海油开发资本开支高度相关	10
图 12:	中海油资本开支中，约 14%成为公司收入	10
图 13:	国内油服行业景气度由“油价+能源安全”共同驱动	11
图 14:	2022 年，全球原油需求仅次于 2019 年水平	12
图 15:	2022 年，全球原油平均需求约为 99.4 百万桶/天	12

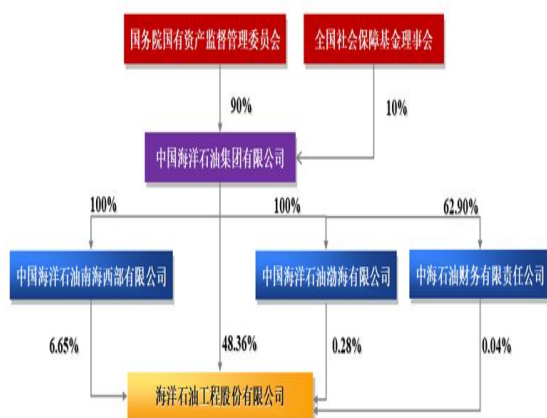
图 16: 2020 年 Q3 起原油供给出现 1 万桶/天缺口	12
图 17: 全球原油供给结构中, OPEC 占比 37%.....	12
图 18: OPEC+减产计划	13
图 19: OPEC+ 原油减产执行率持续走高	13
图 20: 4 月份, OPEC+产量缺口达到 2.66mb/d	13
图 21: 4 月份, 缺口前三依次为俄罗斯、尼日利亚、安哥拉	13
图 22: 22Q1, OPEC+产量环比 21Q4, 仅增长 70 万桶/天	14
图 23: OPEC+剩余有效产能约 3.07 百万桶/天	14
图 24: OPEC+中, OPEC 成员国产量占比 63% (2021 年)	14
图 25: 俄罗斯是 OPEC+最大产油国, 其次为沙特	14
图 26: 2022 年 OPEC 成员国平均财政平衡油价约 97 美元/桶	15
图 27: 美国原油产量恢复缓慢	16
图 28: 美国页岩油产量恢复到 8.52 百万桶/天	16
图 29: 新井数不及完井数	16
图 30: 美国七大页岩油产区新钻未完井数降至 14 年以来最低位	16
图 31: 2022 年北美主要页岩油企业原油产量目标增长 5%	17
图 32: 2021 年, 美国页岩油自由现金流再投资比例仅 45%	17
图 33: OPEC 预测, 22 年俄罗斯原油产量为 10.88 百万桶/天	17
图 34: 俄罗斯原油主要出口国	17
图 35: 美国原油储备量处于历史低位	18
图 36: OPEC 库存原油处于历史低位	18
图 37: EIA 预计 2022 年 Brent 原油价格为 103.35 美元/桶	19
图 38: 高盛预计 2022 年 Brent 原油价格为 135 美元/桶	19
图 39: 测算俄罗斯原油遭受制裁, 全球原油市场最大缺口达 1.8 百万桶/天	19
图 40: 2022 年, 全球油气 CAPEX 投资同增 24%	20
图 41: 2022 年 5 大油气公司资本开支回升明显	20
图 42: 长期投资不足, 顶级项目储量寿命降低 25 年	21
图 43: 中海油桶油主要成本呈下降趋势	21
图 44: 中海油桶油作业成本明显低于行业平均水平	21
图 45: 22 年, 中海油桶油主要成本与布伦特油价巨大价差	22
图 46: 2022 年, 预计中海油油气收入达 3573 亿元	22
图 47: 2022 年, 预计中海油油气利润翻倍增长	22
图 48: 中海油资本支出紧随中海油油气收入变化	22
图 49: 2021 年, 我国原油对外依存度略降至 72%	23
图 50: 2021 年, 我国天然气对外依存度升至 45%	23
图 51: 中海油资本开支向国内倾斜	24
图 52: 开发支出向国内倾斜	24
图 53: 中海油国内资本开支呈 5 年连涨	24
图 54: 中海油国外资本开支随油价波动	24
图 55: 国内开发支出 6 年连续上涨	25
图 56: 国外资本支出随油价波动	25
图 57: 21 年, 公司新签订单 253 亿元, 为近年新高	27
图 58: 22Q1, 公司合同负债同比增长 244%	27
图 59: 22Q1, 公司预付款项 9.5 亿元, 同比增长 99%	27
图 60: 22Q1, 钢材加工量 8.35 万结构吨, 同增 67%	27

图 61: 2025 年, 渤海、南海东部油田分别上产 4000/2000 万吨	28
图 62: 2025 年, 南海西部油田上产 2000 万方	28
图 63: 我国近海天然气资源主要分布在东海、南海西部	29
图 64: 中海油国内储量主要在渤海、南海	29
图 65: 陵水 17-2 气田投产之后, 将带动周边气田的勘探开发	30
图 66: 中海油已勘探发现待开发的南海西部大气田	30
图 67: 浅水、深水、超深水项目投资, 呈跨越式变化	31
图 68: 大型深水油田才能有高投资回报比	31
图 69: 2021 年, 南海、渤海营收占比约 31%/22%	31
图 70: 2021 年, 南海、渤海毛利率分别为 19.85%/18%	31
图 71: 2022 年, 海上油气田建设市场规模将预计增长 12%	32
图 72: 行业“头部集中”, CR4 公司占比近 60%	32
图 73: TOP4 公司营收触底反弹	32
图 74: 行业 TOP4 公司介绍	32
图 75: 海上油气田开发项目流程	33
图 76: 海上油气田 EPCI 业务流程	33
图 77: 海洋油气勘探、开发所需的装备	34
图 78: 海洋油气工程主要生产设施类型	37
图 79: FPSO、半潜式为主要浮式生产平台	37
图 80: 亚洲首例 300 米级深水导管架	38
图 81: “海基一号”导管架高度接近埃菲尔铁塔	38
图 82: “深海一号”, 标志着我国海洋油气开采进入超深水时代	39
图 83: 海油工程作业水深向 1500 米深度推进	39
图 84: 2021 年, FPSO 全球市场规模约 51 亿美元	39
图 85: SBM、BW、Moddec 合计占 58% 市场份额	39
图 86: FPSO 海油石油 119 号	40
图 87: 亚洲首艘圆筒型 FPSO 在青岛场地开工建造	40
图 88: 盈利预测表	41
图 89: 可比公司估值	42
图 90: 海洋工程 PE(TTM)	42
表 1: 沙特、阿联酋对美态度消极	14
表 2: 战争等因素影响带来的全球石油短缺曾达 5.7 百万桶/天	18
表 3: 除英德外, 俄罗斯原油主要出口国均反对制裁	18
表 4: 增储上产, 国家不断出台刺激政策	23
表 5: 中海油募集资金拟投资项目	25
表 6: 2022 年中海油战略规划, 7 个国内海上重点项目	26
表 7: 2021.05-22.05, 中海油拟申报的油气田开发项目中, 南海占比 67%	29
表 8: 公司拥有 19 艘装备舰队	35
表 9: Saipem 旗下舰队:	35
表 10: 公司 4 大建造基地	36
表 11: Saipem 建造基地	37
表 12: 公司 FPSO 承包项目清单	40

一、 背靠中海油，亚太地区最大的海洋油气工程 EPCI 总承包商之一

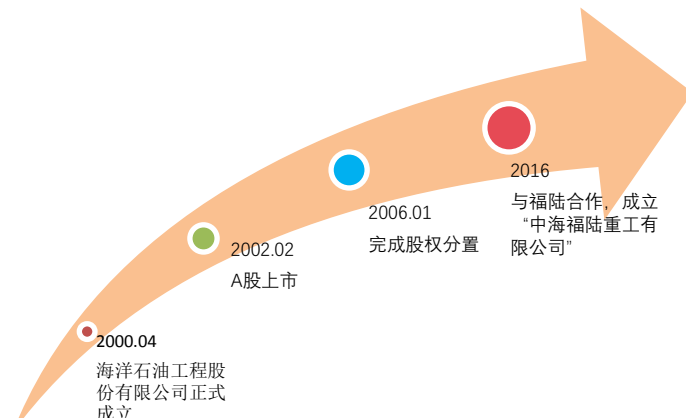
公司是中国唯一一家集海洋石油、天然气开发工程和液化天然气工程于一体的大型工程总承包公司，主营业务包括为海洋油气资源开发提供设计、陆地制造和海上安装、调试、维修等专业工程和技术服务，是亚太地区最大的海洋油气工程 EPCI（设计、采办、建造、安装）总承包商之一。

图 1：中海油合计持有公司 55.33%，为控股股东



资料来源：公司官网，华金证券研究所

图 2：公司发展历程

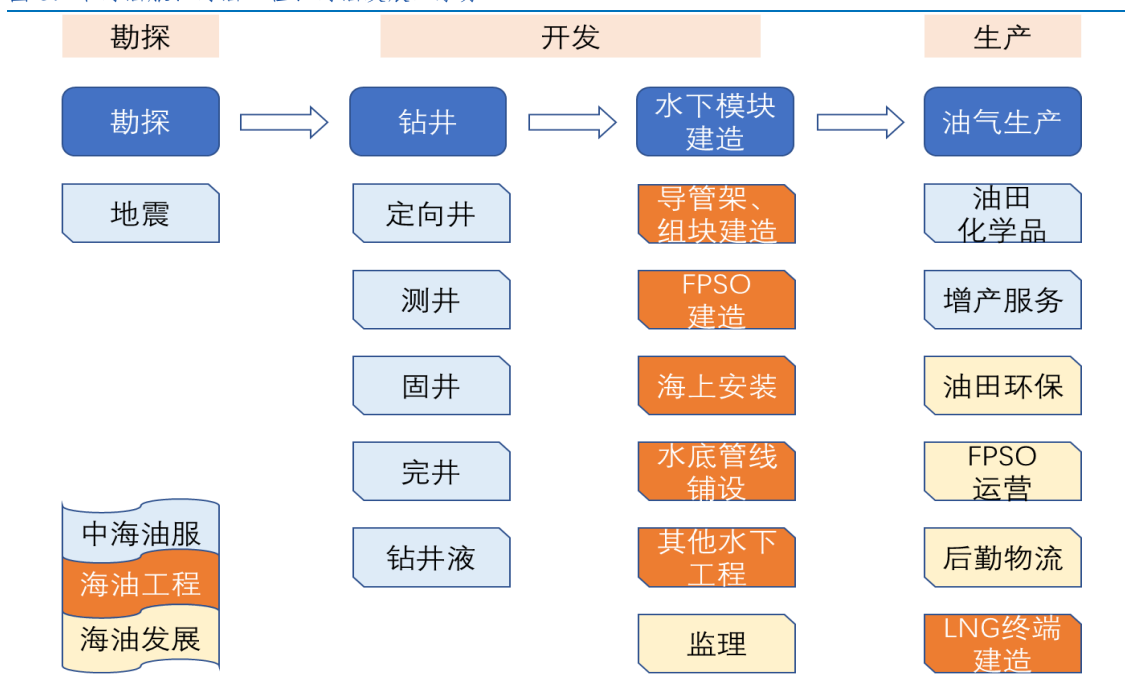


资料来源：公司官网，华金证券研究所

中海油持股 55.33%，为公司控股股东。2000 年，公司由中海油旗下 5 家工程设计制造公司合并设立而成，包括中海石油平台制造公司、中海石油海上工程公司、中海石油工程设计公司、中国海洋石油南海西部公司和中国海洋石油渤海公司。2002 年，公司在 A 股成功发行上市。

海油工程主要负责海上油气田建设，属于开发阶段。海上油气田生命周期主要分勘探、开发、生产三个阶段，中海油服、海油工程、海油发展分工明确。其中，中海油服负责油气资源勘探，寻找油气藏，并且通过钻井等打开油气藏，最终建设油井。海油工程负责海上油气田建设，目标油田投产。具体包括海上平台建造安装（导管架、上部模块等）、海底管道铺设、浮式生产储油卸油装置 FPSO 总承包等，使油田正式产出。海油发展负责油田生产运营，具体包括提供油田环保管理、FPSO 运营、后勤物流等。

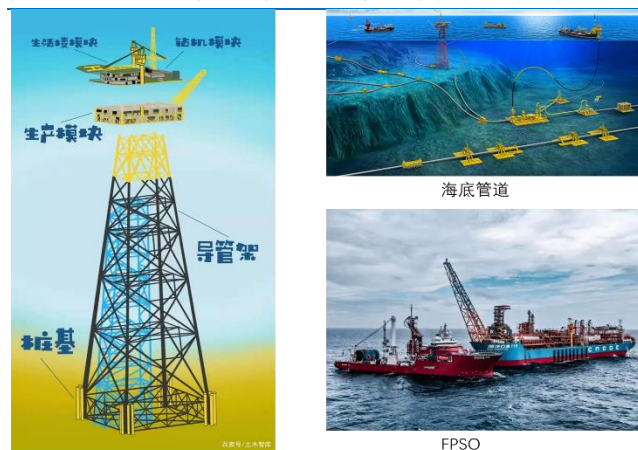
图 3：中海油服、海油工程、海油发展三家分工



资料来源：公开资料整理，华金证券研究所

公司以海洋工程项目为核心业务。公司主营业务主要分两大类：海洋工程 EPCI 项目、非海洋工程项目。其中，海洋工程 EPCI 项目主要是海上平台导管架、上部组块等设计、采办、建造、安装，海底管道铺设，以及浮式生产储油卸油装置 FPSO 项目总承包。公司非海洋工程项目主要包括 LNG 接收站建造、LNG 模块化建造项目。从营收结构看，除 2016/2021 年，海洋工程项目营收占比基本保持 80% 以上，为第一大主营业务。2016 年，因俄罗斯 Yamel 模块化建造项目进展较快，收到部分付款，非海洋工程项目占比达 47%；类似，2021 年，因国内 LNG 接收站、北美壳牌 LNG 模块化建造项目，集中验收，确认收款，非海洋工程项目占比达到 41%。公司坚持以“设计”为龙头的 EPCI 总包能力建设为核心，未来，公司核心业务是海洋工程项目。

图 4：海工 EPCI 项目主要包括组块、导管架、海底管道、FPSO



资料来源：公开资料整理，华金证券研究所

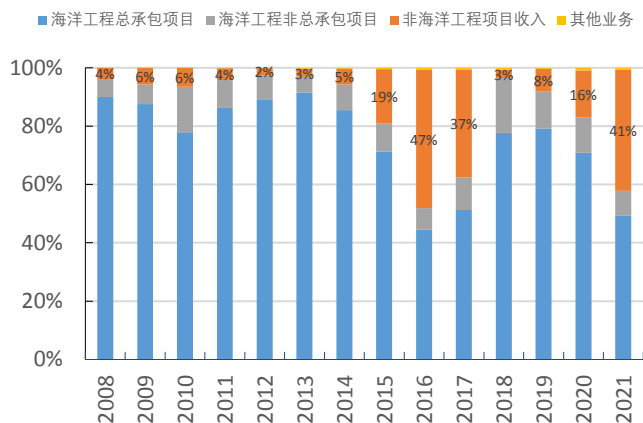
图 5：非海洋工程业务主要是 LNG 模块化、LNG 接收站项目



资料来源：公司官网，华金证券研究所

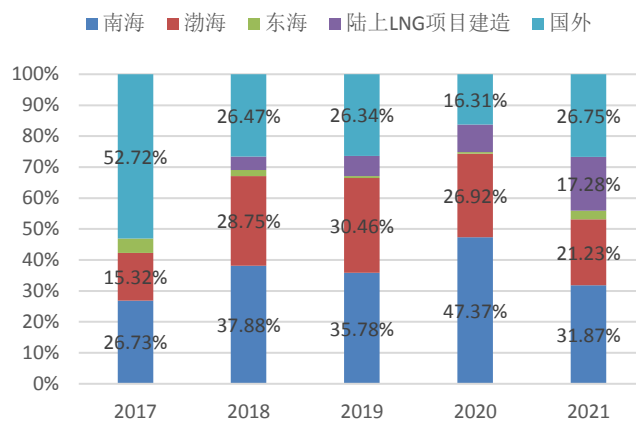
主要通过总承包方式承揽工程合同，海外营收占比约 25%。公司主要通过总承包方式承揽工程合同，为客户提供“交钥匙”工程。先后为中国海洋石油有限公司、壳牌、康菲、沙特阿美、巴西国油、哈斯基、科麦奇、Technip、MODEC、Aker Solutions、FLUOR 等众多国内外客户开发海上油气资源提供工程服务，业务涉足中国各大海域、东南亚、中东、澳大利亚、俄罗斯、巴西、欧洲、非洲等多个国家和地区。在营收结构上，2018 至 2021 年，国外市场营收占比基本保持 26%。2020 年，因海外市场不景气影响，海外市场营收占比降至 16%。

图 6：海洋工程项目为公司核心业务



资料来源：Wind，华金证券研究所

图 7：国外市场占比约 25%



资料来源：Wind，华金证券研究所

二、原油价格高位震荡，油服行业景气上行

（一）油价&能源安全，是决定国内油服行业景气的关键因素

油服公司业绩受油价影响明显。油价持续上涨时，业绩大幅增长。而在油价大幅下跌时，业绩暴跌，甚至亏损。究其原因在于，油气上游资本支出受油价影响，从而影响油服行业景气度。国际油价持续上涨，高于油气企业采油成本，赚钱效应明显，油气企业加大勘探开发资本开支，油服行业高景气；国际油价低迷，油气企业利润降低，甚至亏损，油气企业缩减勘探开发资本开支，油服行业进入低谷期。因此，形成传统的“油价-资本开支-油服业绩”的传导机制。

图 8：油价主导油服行业周期变化



资料来源：华金证券研究所整理

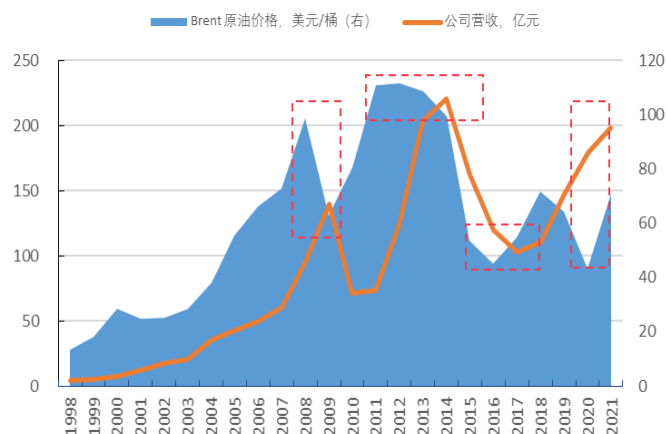
复盘一下公司历年的营收与原油价格的关系，分两个阶段：

2018 年之前，公司营收基本与原油价格走势一致，但油价波动传导到公司业绩有 1 年左右延迟；在 2007、2011-2013 年，原油价格处于区间峰值时，公司营收分别在 2008、2014 年到达区间最高点。类似地，在 2015 年，油价跌至波谷时，公司营收在 2016 年触底。

2018 年之后，公司营收快速上升，与原油价格走势出现明显偏离，原因在于国内“能源安全”政策不断激励油气勘探开发、以及公司非海工项目发展良好。2018 至 2021 年，公司营收 CAGR 达 21.2%，而原油价格期间经历“暴跌、负油价、逐步抬升”。原因在于，第一，国内能源安全问题日益严峻，国内“增储上产”任务更加紧迫，中海油加大资本开支，公司营收稳步增长；第二，公司非海工项目发展态势良好。一方面，公司成功抓住国家天然气产供储销体系建设机遇，先后完成 30 多座 LNG 接收站，成为国内 LNG 接收站建设的领军者，稳居第一梯队。另一方面，公司继俄罗斯 YAMAL 项目之后，再次承接北美壳牌 LNG 模块化建造项目，项目金额约 50 亿人民币。

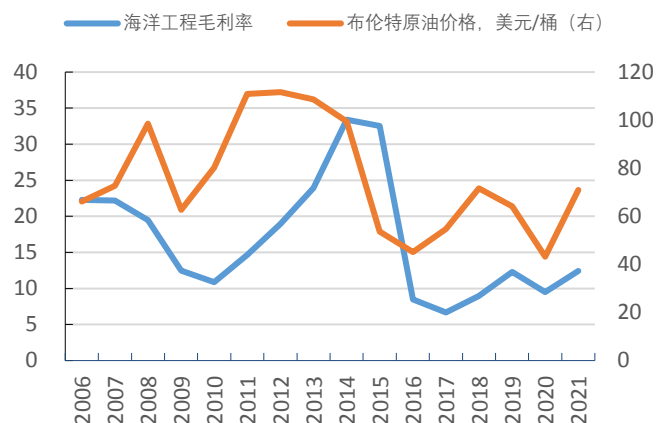
但受油价影响，公司盈利水平仍处于低位。复盘公司海洋工程毛利率与油价的关系，发现，公司海洋工程毛利率紧随原油价格波动而变化，但有 1 年左右时间差。2021 年，公司海洋工程毛利率仅为 12.43%，远低于 2014 年历史峰值 32%。根本原因在于，油价下跌，行业景气下行时，海工市场产能过剩，作业价格下降。

图 9：2018 年起，公司营收与油价走势偏离



资料来源：Wind，华金证券研究所

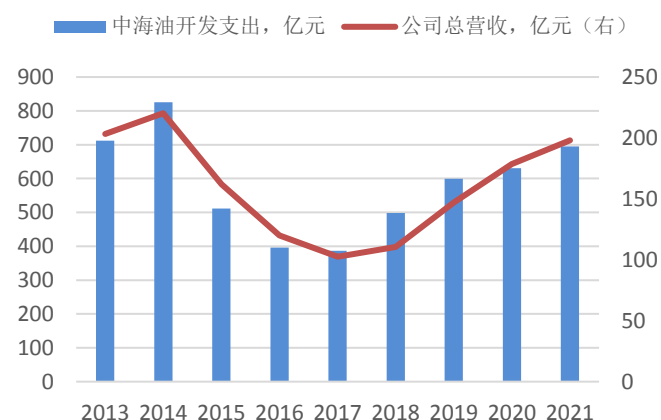
图 10：受油价影响，海工毛利率处于低位



资料来源：Wind，华金证券研究所

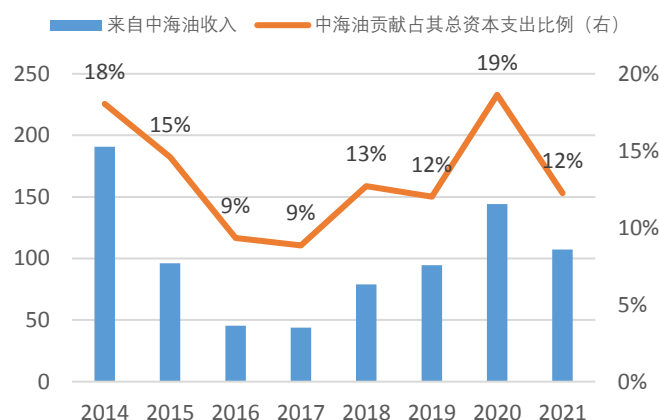
公司营收与中海油开发资本开支高度相关，且近年中海油资本开支中 **14%** 贡献为公司营收。根据中海油年报，中海油资本开支分两大部分：勘探、开发（含生产）。公司业务集中在油气田开发阶段，因此，对比公司营收与中海油开发支出，公司营收紧随中海油开发支出变化。2017 年，中海油开发支出达到波谷，公司营收同时触底。2017 至 2021 年，中海油开发支出 CAGR 达 15.8%，相应地，公司总营收 CAGR 为 17.9%。2018 年至 2021 年期间，来自于中海油的收入占中海油资本开支比例在 12%~19% 之间，均值为 14%。

图 11：公司营收与中海油开发资本开支高度相关



资料来源：Wind，华金证券研究所

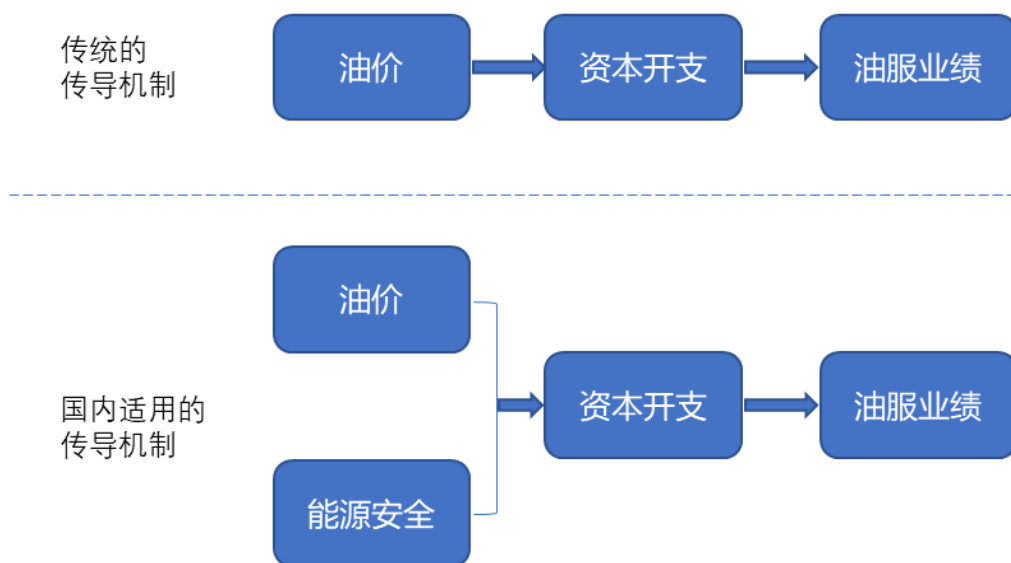
图 12：中海油资本开支中，约 14% 成为公司收入



资料来源：中海油年报，华金证券研究所

我们认为，国内油气资本开支不再完全受单一油价影响，同时受国内能源安全政策的影响。油价与中海油服收入的传导机制已由传统的“油价-资本开支-油服业绩”演变为“油价+能源安全-资本开支-油服业绩”。

图 13：国内油服行业景气度由“油价+能源安全”共同驱动



资料来源：华金证券研究所整理

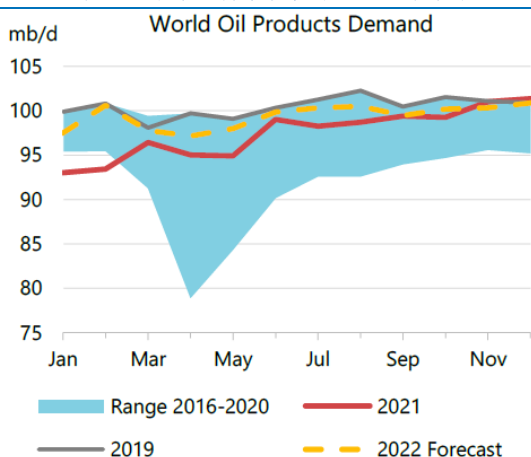
（二） 地缘冲突、OPEC+增产意愿低，全球原油价格或将继续保持高位

地缘冲突、OPEC+增产意愿低，美国页岩油生产商恪守谨慎的资本开支，全球石油价格将继续价格高位。受疫情影响的石油需求在逐步恢复，但全球原油供给量缓慢增长，油价持续走高，库存持续下降。但 OPEC+ 仍保持谨慎增产计划，且产量一直不达目标。闲置产能仅 2.7 百万桶/天也反映出 OPEC+ 无力增产。美国钻机数及页岩油产量恢复缓慢，美国页岩油公司资本开支极为谨慎，2022 年产量目标仅 5%。在当前，原油供给紧平衡，闲置产能有限，且俄罗斯原油可能遭受制裁基础上，全球原油价格或保持高位。

1、2022 年，全球原油需求将恢复到疫情前水平，供给扩张乏力

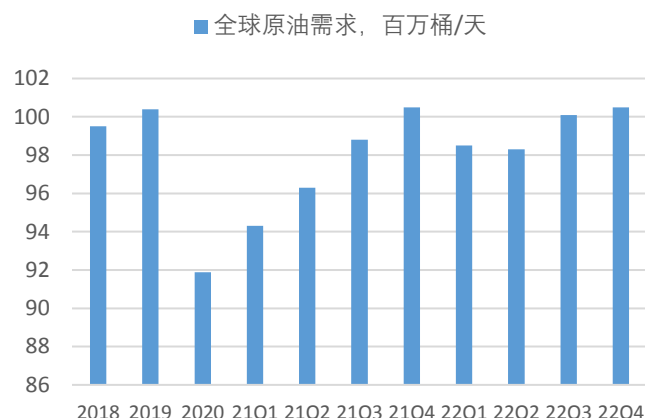
预测 2022 年原油平均需求在 99.4 百万桶/天。从需求端看，新冠对原油需求的影响主要体现在陆地货运、交通以及航空等方面，20Q2 较 20Q1，全球需求骤降 10.6 百万桶/天。而随着疫苗接种、各国防疫措施放松，全球原油需求逐步恢复，根据 IEA5 月份数据，2022 年全球原油需求平均在 99.4 万桶/天，已完全恢复到 2016~2020 需求区间内，且仅次于 2019 年水平。

图 14: 2022 年, 全球原油需求仅次于 2019 年水平



资料来源: EIA, 华金证券研究所

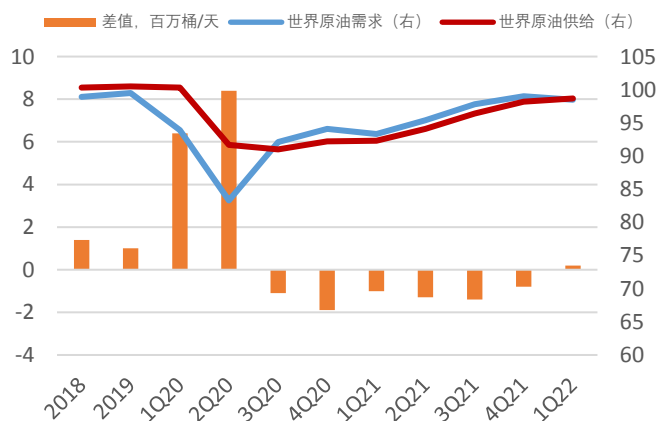
图 15: 2022 年, 全球原油平均需求约为 99.4 百万桶/天



资料来源: EIA, 华金证券研究所

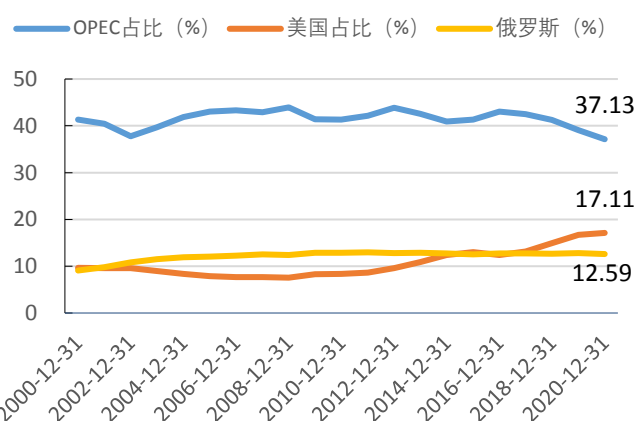
2020 年第三季度起, 原油需求超供给, 价格持续上涨。2021 年原油价格缓慢上升, 年初 50 美元/桶, 至 6 月份恢复到 73 美元/桶水平, 年底一度上升到 85 美元/桶。根本原因在于, 随着疫情缓和, 各国防疫措施放松, 全球原油需求缓慢上升。但 OPEC+坚决执行减产、美国页岩油恢复缓慢等因素, 造成 2020 年第三季度起, 全球原油供给出现 1 万桶/天以上的缺口。22Q1, 因全球原油需求下降明显, 环比降幅 2 百万桶/天, 出现全球原油供给多余 0.2 百万桶/天。在全球原油供给结构中, OPEC 成员国占比最大, 2020 年底占比约 37%, 其次为美国, 占比 17%, 俄罗斯占比 12.6%。

图 16: 2020 年 Q3 起原油供给出现 1 万桶/天缺口



资料来源: IEA, 华金证券研究所

图 17: 全球原油供给结构中, OPEC 占比 37%

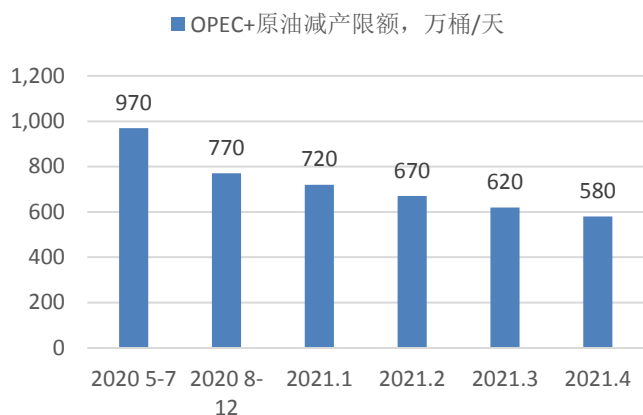


资料来源: Wind, 华金证券研究所

2、OPEC+坚持温和供给, 且闲置产能较低

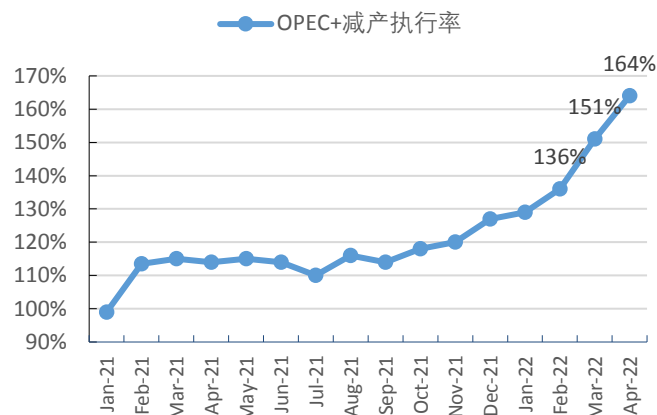
尽管油价破纪录, OPEC 坚持原油供应量温和增长。在 2020 年疫情、原油价格战后, OPEC+组织先后采取不同份额的减产协议。至 2021 年 4 月 OPEC+减产额缩小为 580 万桶/日。2021 年 8 月起 OPEC+选择以渐进式增产(计划月增产 40 万桶/日)的方式向市场释放供应, 并计划于 22 年 9 月份前全面取消减产。6 月 2 号, OPEC+最新月度会议, 提出 7、8 月份将增产额度由 43.2 万桶/天增加到 64.8 万桶/天, 即额外增加 21.6 万桶/天的供应。

图 18: OPEC+减产计划



资料来源: OPEC, 华金证券研究所

图 19: OPEC+ 原油减产执行率持续走高

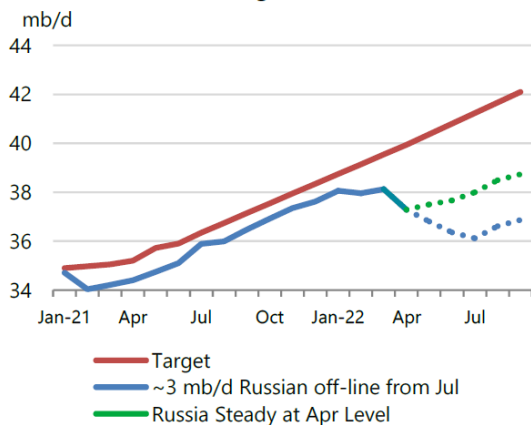


资料来源: OPEC, 华金证券研究所

但从实际产量看, **OPEC+产量增长缓慢, 减产执行率持续创新高**。从 2021 年 2 月份起, OPEC+减产执行率持续超过 100%, 并不断创新高, 22 年 4 月份, 达到 164%。减产执行率超 100%, 说明实际减产量大于目标减产量。根据 IEA 数据, OPEC+产量增长非常有限, 22Q1, OPEC+原油产量仅环比增长 70 万桶/天。并且, OPEC+减产国产量距离其目标缺口逐渐拉大, 4 月份, 已达到 2.66 百万桶/天。4 月份, 缺口主要来自于俄罗斯、尼日利亚、安哥拉。其中, 俄罗斯 4 月份产量环比降低 0.9 百万桶/天, 较目标产量差 1.34 百万桶/天。根据 OPEC 最新月报, OPEC 4 月份原油产量约为 28.65 百万桶/天, 环比仅增长 0.15 百万桶/天, 增长非常有限。

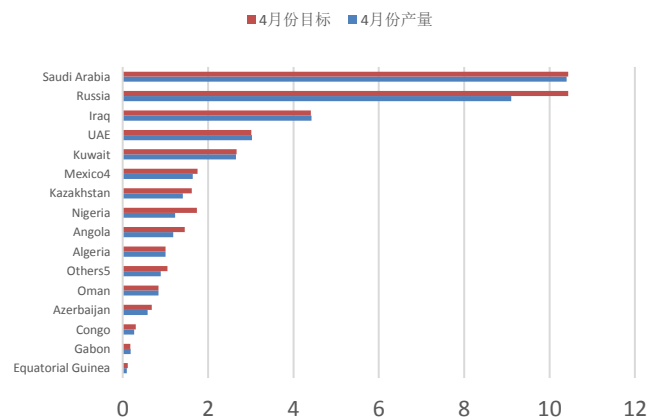
图 20: 4 月份, OPEC+产量缺口达到 2.66mb/d

OPEC+-19 Target vs Production



资料来源: IEA, 华金证券研究所

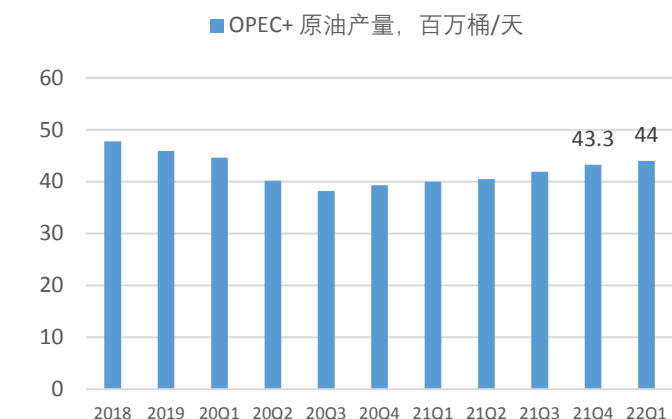
图 21: 4 月份, 缺口前三依次为俄罗斯、尼日利亚、安哥拉



资料来源: IEA, 华金证券研究所

不考虑伊朗, **OPEC+未来 6 个月闲置产能仅 3.07 百万桶/天**。产量不达标, 也反应闲置产能有限。2021 年, 全球上游资本开支与 2020 年基本持平, 处于历史低位。受减产等因素被迫关闭的油井, 不能很快再恢复产量。而根据 IEA, OPEC+闲置产能仅 3.2 百万桶/天, 主要来自沙特阿拉伯、阿联酋。按照 OPEC+最新会议决定, 7/8 月份额外增产 21.6 万桶/天, 但因闲置产能主要来自沙特、阿联酋, 根据增产额度分配, 沙特、阿联酋分得的额外增产额度为 5.6/1.7 万桶/天, 合计 7.3 万桶/天, 该增量相对 OPEC+整体产量而言微乎其微。

图 22: 22Q1, OPEC+产量环比 21Q4, 仅增长 70 万桶/天



资料来源: IEA, 华金证券研究所

图 23: OPEC+剩余有效产能约 3.07 百万桶/天

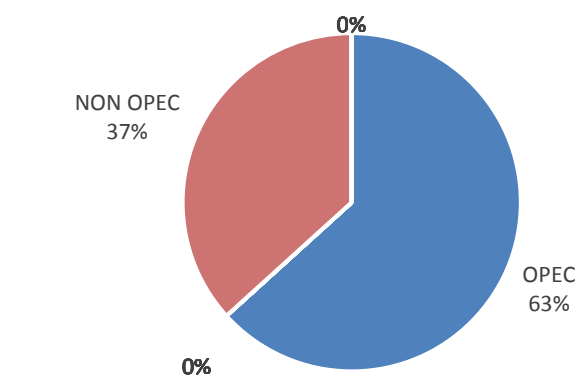
	4 月产量	有效产能	闲置产能
Kuwait	2.65	2.79	0.14
Saudi Arabia	10.4	12.24	1.84
UAE	3.03	4.12	1.09
合计	15.91	19.11	3.07

资料来源: IEA, 华金证券研究所

我们认为, OPEC+坚持温和供给, 更符合其利益。

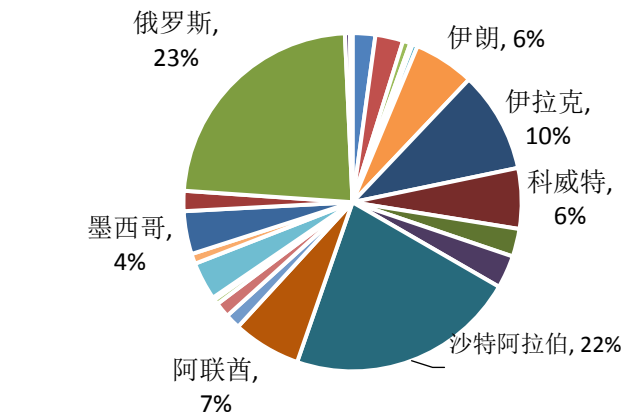
第一、OPEC+组织的本质, 是 OPEC+是以沙特为首的国际石油输出国组织 (OPEC) 与以俄罗斯为首的非 OPEC 主要产油国组成的联盟。沙特和俄罗斯掌握最大话语权。当前, 俄国原油遭受美国制裁, 俄罗斯不可能同意 OPEC+原油大幅增产。另外, 沙特、阿联酋等 OPEC 核心成员国更倾向于站在莫斯科一方, 在 OPEC+原油增产上, 与俄罗斯保持一致。

图 24: OPEC+中, OPEC 成员国产量占比 63% (2021 年)



资料来源: IEA, 华金证券研究所

图 25: 俄罗斯是 OPEC+最大产油国, 其次为沙特



资料来源: IEA, 华金证券研究所

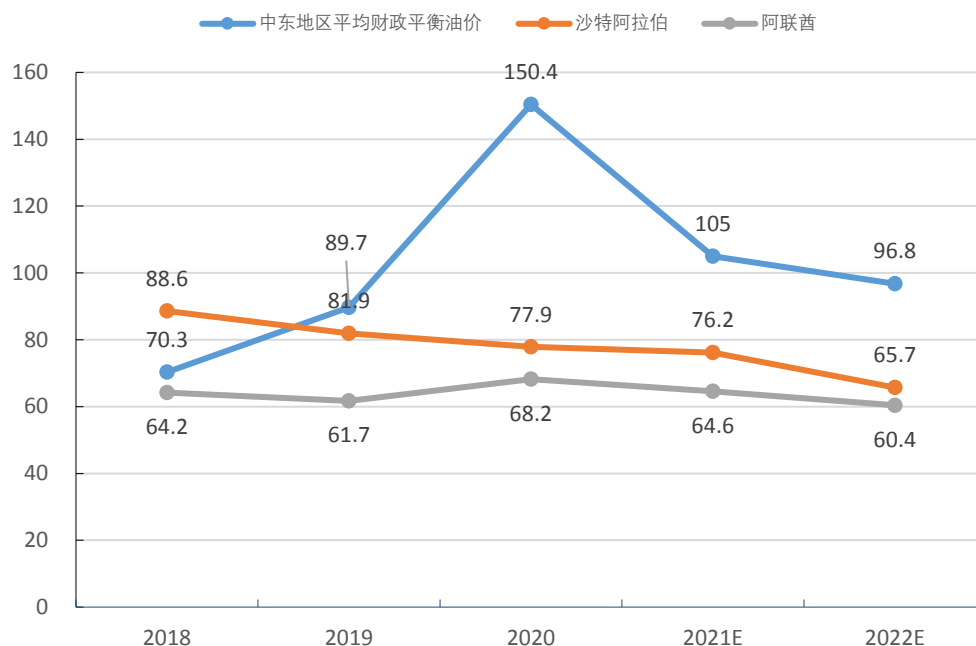
表 1: 沙特、阿联酋对美态度消极

时间	事件
2021.01	拜登上台后, 指控公布了卡舒吉案的调查报告, 指控沙特王储是“幕后黑手”
2021.02	美国将也门胡塞武装移除恐怖组织名单, 引发沙特、阿联酋不满。
2022.02	2 月 24 日, 美国国务卿布林肯致电阿联酋外长, 强调“建立强有力的国际回应以支持乌克兰主权的重要性”。在 2 月 25 日, 在联合国安理会对关于乌局势的决议草案进行投票, 阿联酋投弃权票
2022.02	2 月 27 日, 联合国安理会再次举行会议, 对要求就乌克兰局势举行紧急特别联大的第 2623 号决议进行表决, 阿联酋再次弃权票
2022.03	阿联酋认为, 美国试图重启伊核协议的做法损害阿布扎比的利益。阿联酋认为其主要安全威胁来自伊朗及其在该地区的武器
2022.03	拜登近期试图与沙特王储默罕默德·本·萨勒曼、阿联酋阿布扎比王储默罕默德·本·扎耶德通话, 遭拒绝

资料来源: 公开资料整理, 华金证券研究所

第二、中东国家的财政平衡价格，决定 **OPEC+**保持温和供给，更有利于其财政收支。根据 IMF 数据，OPEC 成员国平均财政平衡油价 2020 年达 150 美元/桶，2022 年，预计降到 97 美元/桶。OPEC 核心成员国沙特 2022 年财政平衡油价预计在 66 美元/桶，而阿联酋 2022 年财政平衡油价约 60 美元/桶。高企的财政平衡油价，决定了 OPEC 组织温和原油供给，保持油价相对较高水平，更符合其利益——实现稳健的财政收支平衡。

图 26：2022 年 OPEC 成员国平均财政平衡油价约 97 美元/桶

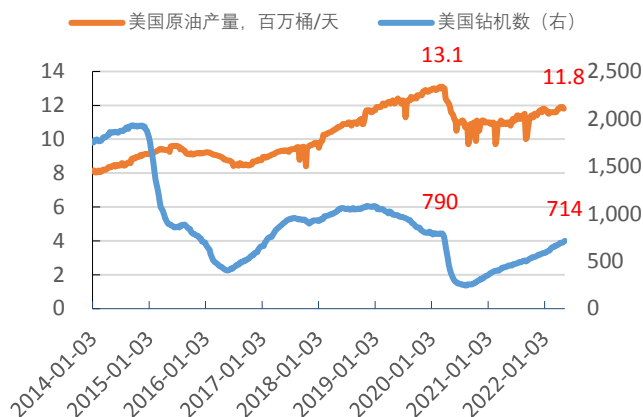


资料来源：IMF，华金证券研究所

3、页岩油生产商恪守谨慎的资本开支计划，美国原油产量增速有限

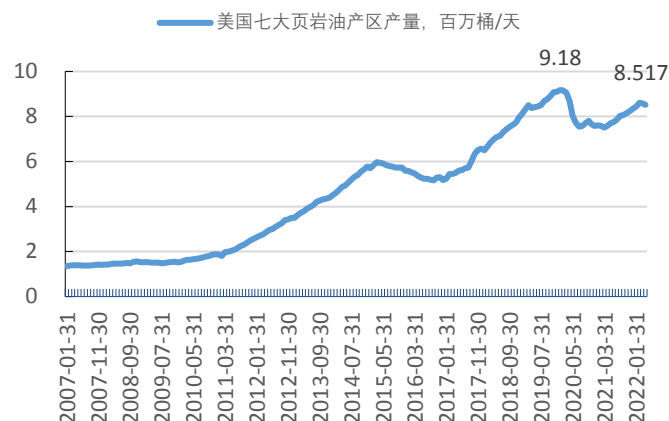
美国页岩油生产商恪守谨慎的资本开支计划，美国原油产量预计缓慢增长。截止 2022 年 3 月份，美国原油产量恢复到 11.8 百万桶/天，从最低点 20 年 9 月份，几乎以每月增加 0.03 百万桶/天的速度增长。相比钻探新井，页岩油商在经历去年油价暴跌后将维持稳定的现金流和兑现投资者回报作为更重要的考虑。因此，美国活跃钻机数以及页岩油产量均处于缓慢回升的过程，对原油市场的供需缺口补给有限。

图 27：美国原油产量恢复缓慢



资料来源：EIA, 华金证券研究所

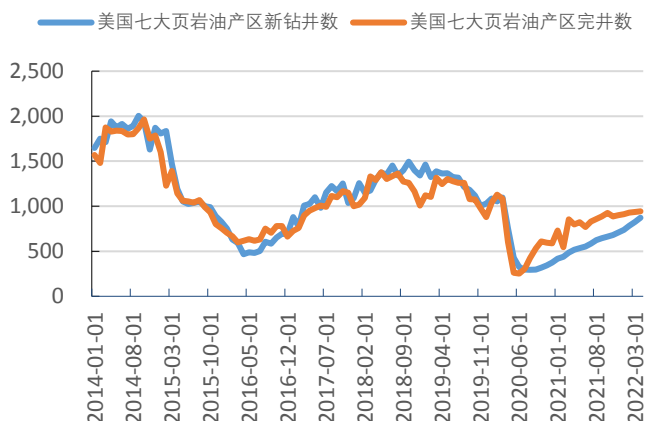
图 28：美国页岩油产量恢复到 8.52 百万桶/天



资料来源：EIA, 华金证券研究所

DUC 数量触底，也意味着未来美国页岩油快速增长缺乏推动力。页岩油油井有效生命周期短，消耗较快，高产量意味着更高数量的新井投入。2020 年之前，美国页岩油新钻井数基本略高于完井数，不断新增的钻井，为美国页岩油产量增长提供巨大的动力。而 20 年油价暴跌以来，美国新钻井数明显低于完井数，结果导致新钻未完井数（DUC）快速降低，即新钻井快速消耗。截至 4 月底，DUC 数量已降到 4223 座，为 2014 年以来最低水平。DUC 数量触底，也意味着未来美国页岩油快速增长缺乏推动力。

图 29：新井数不及完井数



资料来源：EIA, 华金证券研究所

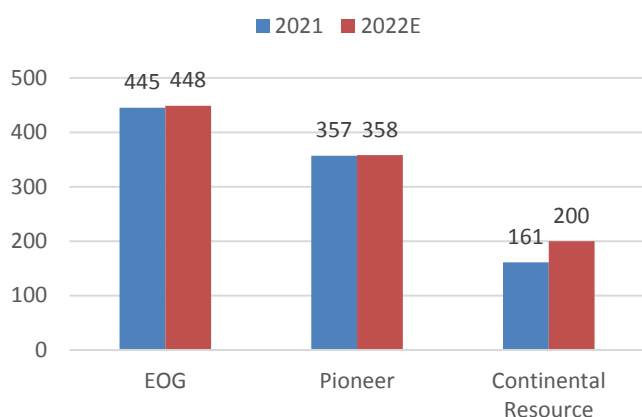
图 30：美国页岩油产区新钻未完井数降至 14 年以来最低位



资料来源：EIA, 华金证券研究所

美国页岩油生产商遵从严格的资本纪律，2022 年原油产量增长目标 5%。采取激进的资本开支，可能使公司在周期下行时，遭遇更大的债务危机。2020 年，页岩油企业经历前所未有的挑战。虽然之后的高油价带来了丰厚利润，但公司需要优先偿还债务、回报股东，而不是再投资。2021 年，EOG 向股东派发常规股息和特别股息合计 27 亿美元，约一半现金流，并承诺 2022 年向股东派发 23 亿美元的现金（股息）；西方石油公司尽管受债务拖累，也在去年向股东派发了 8.39 亿美元的股息。根据 EOG、先锋、大陆能源 2021 年年报，2022 年原油产量目标合计增长仅 5%，页岩油企业并未设定更高产量目标。

图 31：2022 年北美主要页岩油企业原油产量目标增长 5%



资料来源：各公司年报，华金证券研究所

图 32：2021 年，美国页岩油自由现金流再投资比例仅 45%



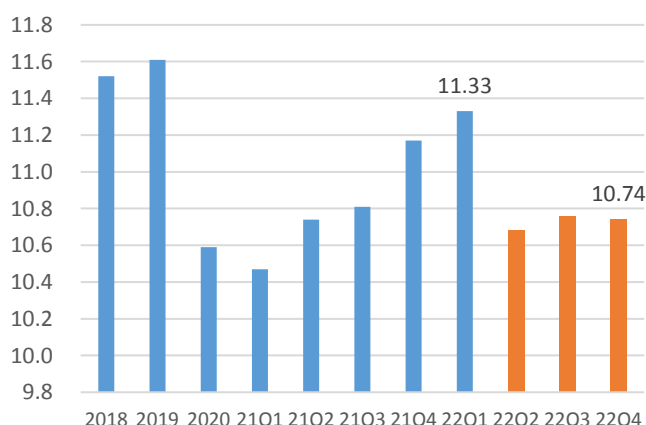
资料来源：Rystad, 华金证券研究所

4、俄罗斯遭受制裁，预计减少供给超 5.7 百万桶/天

俄罗斯在全球石油市场上扮演着重要角色。是仅次于美国和沙特阿拉伯的第三大石油生产国，是仅次于沙特阿拉伯的世界第二大原油出口国，也是包括成品油在内的最大总出口国。每天出口约 500 万桶原油，约占全球原油贸易量的 12%，每天出口约 285 万桶成品油，约占全球成品油贸易量的 15%。

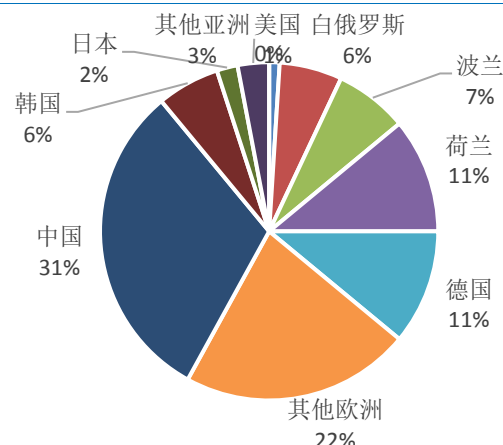
预计 2022 年俄罗斯原油产量，但受制裁影响，将有所下降。2019 年俄罗斯原油产量比较稳定，约 11.6 百万桶/天，在全球原油产量中，占比约 12.5%。2020 年触底后，2021 年，俄罗斯原油产量已恢复到 11.16 百万桶/天。2022 年 Q1，根据 OPEC 最新月报，俄罗斯产量达 11.33 百万桶/天，环比 21Q4 上升 0.16 百万桶/天。但因俄乌战争，俄罗斯遭受制裁，俄罗斯产量将大受影响。OPEC 下调俄罗斯 22 年产量预测，更新为 10.88 百万桶/天，较 21 年下降 0.36 百万桶/天。

图 33：OPEC 预测，22 年俄罗斯原油产量为 10.88 百万桶/天



资料来源：OPEC，华金证券研究所

图 34：俄罗斯原油主要出口国



资料来源：IEA，华金证券研究所

如俄罗斯原油不能进入市场，将给全球原油市场带来超 5.7 百万桶/天的供给减少。根据高盛数据，历史上，因战争等因素导致的全球原油最大短缺发生在 2019 年阿布盖格遇袭事件，缺口峰值达到 5.7 百万桶/天。而俄罗斯遭制裁远远大于此事件影响，我们预计带来的全球原油缺口将远超过 5.7 百万桶/天，且长时间持续。

表 2：战争等因素影响带来的全球石油短缺曾达 5.7 百万桶/天

事件	年份	最大供应缺口，百万桶/天
阿布盖格(Abqaiq)遇袭	2019	5.7
伊朗革命	1978	5.6
阿拉伯石油禁运	1973	4.3
伊朗科威特战争	1990	4.3
伊朗伊拉克战争	1980	4.1
委内瑞拉石油罢工	2002	2.3
伊拉克战争	2003	2.3
暂停伊拉克石油出口	2001	2.2
苏伊士危机	1956	2
以色列六日战争	1967	2
利比亚内战	2011	1.6
德克萨斯冬日风暴	2021	1.5

资料来源：Goldman Sachs，华金证券研究所

表 3：除英德外，俄罗斯原油主要出口国均反对制裁

	回应	对制裁认可态度
英国	将在 2022 年底前逐步停止进口俄罗斯石油	是
德国	认为俄罗斯实施石油禁运有明确的可能性	摇摆
荷兰、匈牙利	无法摆脱依赖，继续购买	否
日本	无法摆脱依赖，继续购买	否
保加利亚	反对制裁俄罗斯，努力寻求豁免	否
土耳其	将继续购买俄罗斯石油	否
中国	反对制裁	否
印度	继续购买	否

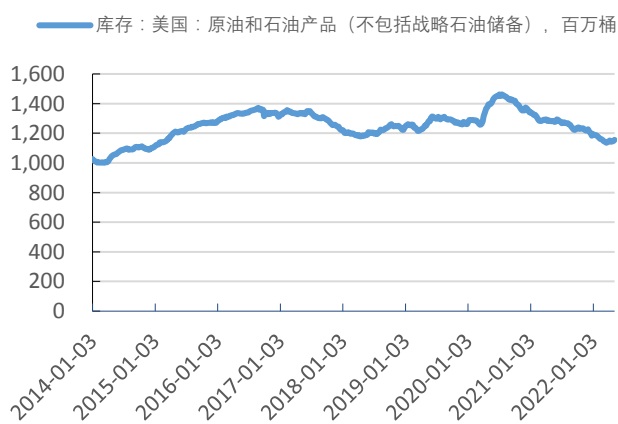
资料来源：公开资料整理，华金证券研究所

5、综合来看，原油价格将维持高位

海外机构普遍预测今明两年原油价格维持高位。高盛预计 2022 年原油价格保持 135 美元/桶。2023 年原油价格为 115 美元/桶。EIA 上调 2022 年原油价格为 103.35 美元/桶，2023 年为 97 美元/桶。

美国、OECD 原油库存均处于历史较低水平。当前，美国原油和石油库存从 2020 年 6 月份起，持续下降，22 年 4 月底，仅 1146 百万桶，为近年最低水平。而经合组织原油库存从 2020 年 9 月开始快速下降，截止 2021 年底，仅 4164 百万桶，跌破 2014 年最低水平。

图 35：美国原油储备量处于历史低位



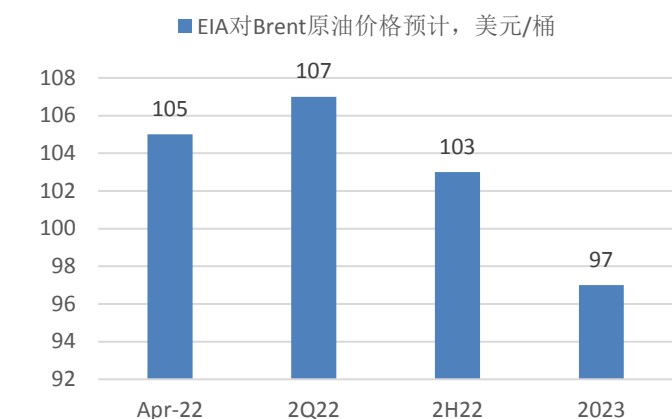
资料来源：EIA，华金证券研究所

图 36：OPEC 库存原油处于历史低位



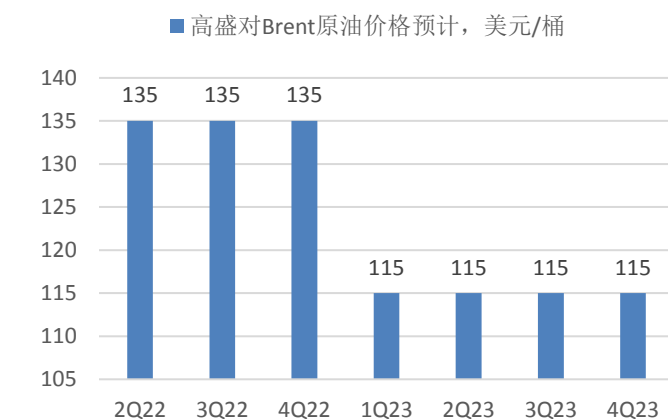
资料来源：EIA，华金证券研究所

图 37: EIA 预计 2022 年 Brent 原油价格为 103.35 美元/桶



资料来源: EIA, 华金证券研究所

图 38: 高盛预计 2022 年 Brent 原油价格为 135 美元/桶

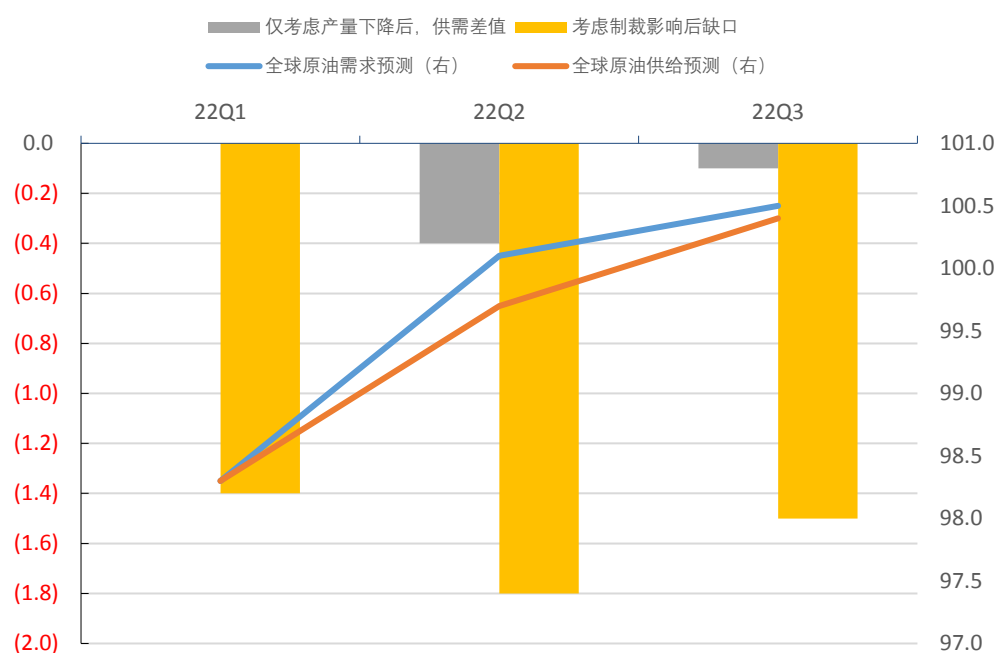


资料来源: Goldman Sachs, 华金证券研究所

高盛预测, 因制裁影响, 俄罗斯原油供给减少将达 4 百万桶/天。我们假定产量下降叠加交易受限, 导致合计供给减少量达 3 百万桶/天。参考 IEA 最新模型, 2022 年, 全球原油需求约 99.4 百万桶/天。考虑俄罗斯原油产量下降 16%, 全球原油供给约 99.3 百万桶/天, 原油市场紧平衡。但因制裁影响, 俄罗斯原油无法进入欧美等市场, 导致供给进一步减少。而 OPEC+ (除俄罗斯外) 产量预计较 21 年增长 3.2 百万桶/天, 基本占用其全部闲置产能。考虑到库存原油对市场长期补给非常有限, 不加入计算。

综合以上测算, 2022 年, 俄罗斯原油遭制裁情况下, 全球原油市场最大缺口将达到 1.8 百万桶/天, 原油价格将维持高位。

图 39: 测算俄罗斯原油遭受制裁, 全球原油市场最大缺口达 1.8 百万桶/天

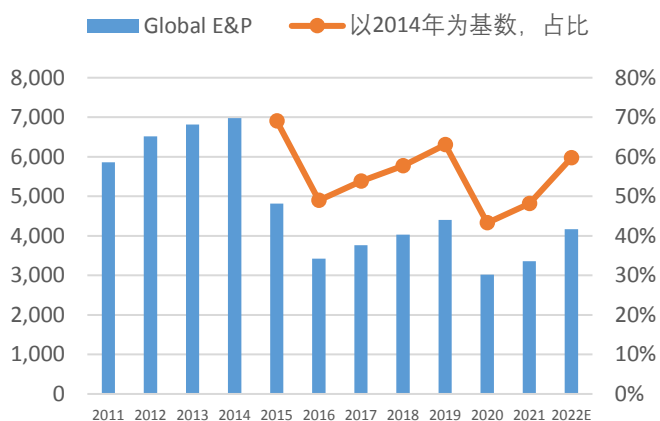


资料来源: IEA, 华金证券研究所

（三）高油价、低产能，全球油气上游资本开支或将触底反弹

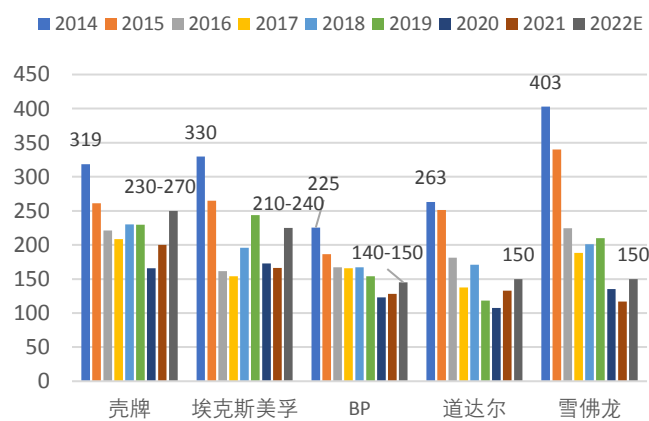
全球油气上游长期投资不足，产能扩张乏力，或将促使油气资本开支触底反弹。根据 HIS 数据，2022 年全球油气上游资本开支预计为 4170 亿美元，同比增长 24%。其中，全球海上油气资本开支预计增长 15%，超过 2019 年 1130 亿美元水平。但从整体看，油气能源领域的资本开支从 2016 年开始，长期处于低位。以 2014 年全球上游油气资本开支为基数，2016 至 2022 年，全球油气上游资本开支基本低于 2014 年同期的 60% 水平，即削减了超 40% 的资本开支。2020/2021 年资本开支仅为 2014 年同期的 43%/48%。2022 年全球油气上游资本开支上调，达到 4169 亿美元，但也仅为 2014 年峰值的 60%。全球油气上游长期投资不足，或将导致未来扩产乏力。

图 40：2022 年，全球油气 CAPEX 投资同增 24%



资料来源：IHS，华金证券研究所

图 41：2022 年 5 大油气公司资本开支回升明显



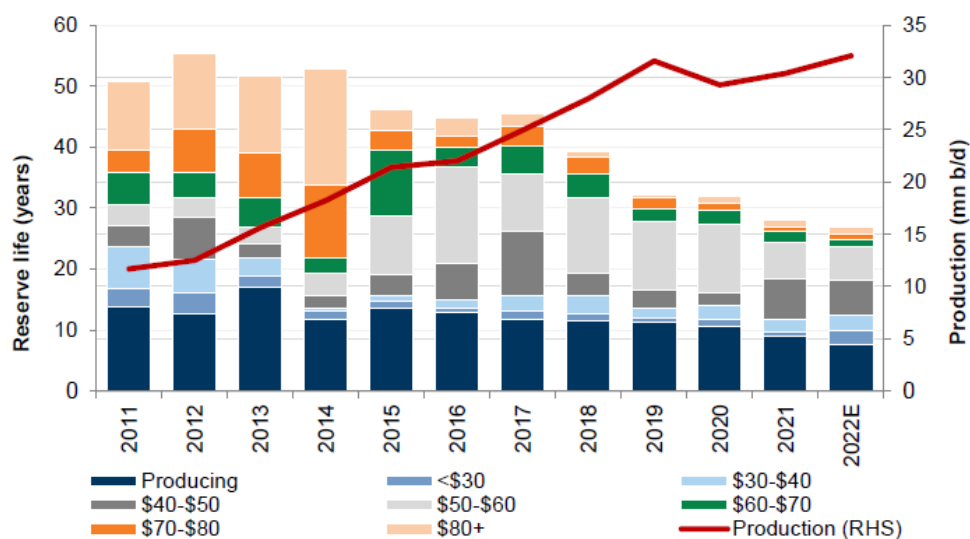
资料来源：各公司年报，华金证券研究所

2022 年，5 大油气公司资本开支回调明显，但仅为其 2014 年峰值水平的 60%。2022 年，五大油气公司资本支出将大幅增长。其中，按其资本开支预算中值计，壳牌、埃克斯美孚、BP、道达尔、雪佛龙在 2022 年资本开支将同比增长 25%/36%/13%/13%/28%。但对比其 2014 年资本开支水平，仍处于较低位置。其中，雪佛龙降幅最大，2022 年资本开支仅为其 2014 年同期的 37%；而壳牌、埃克斯美孚 2022 年资本开支分别为其对应 2014 年资本开支的 78%/68%。

根据高盛数据，因全球油气上游投资不足，2022 年全球顶级项目储量寿命仅 25 年，较 2014 年减少近一半。未来随着重点从能源可持续性转移到能源安全和可承受性，能源行业将在投资方面实现复苏，以支持更经济、更具包容性的能源转型。预计油气行业不会恢复到 2014 年的投资水平，但投资向正常化方向发展，则油气行业资本开支将触底反弹。

图 42：长期投资不足，顶级项目储量寿命降低 25 年

Top Projects reserve life, by year of report and breakeven

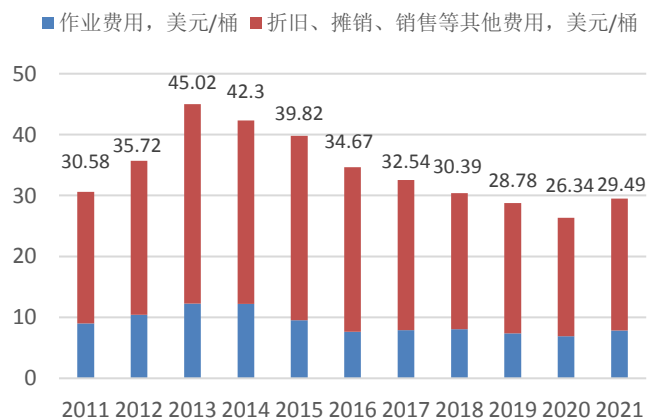


资料来源：Gold Sachs，华金证券研究所

（四） 油价高企，中海油业绩预计持续大增，公司有望受益于大股东资本开支增加

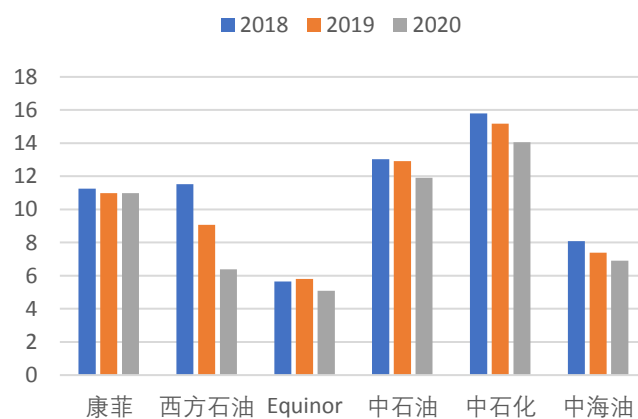
中海油降本增效成果明显，桶油主要成本下降近 **36%**，从桶油作业费来看，公司成本优势显著。2013 年公司桶油主要成本为 45.02 美元/桶油，通过降本增效，桶油主要成本实现 2013 年到 2020 年的连续七年下降。受材料成本、人工费用，以及汇率等影响，22Q1 桶油主要成本为 30.6 美元/桶，略涨。公司桶油作业费也呈现下降趋势，2021 年为 7.31 美元/桶，从峰值 12.25 美元/桶，降低 40%。根据中海油招股说明书，2018 年至 2020 年，公司桶油主要成本约已经明显低于康菲、西方石油等国际油公司，在国内可比公司中，公司作业成本也仅为其他两家近一半水平。

图 43：中海油桶油主要成本呈下降趋势



资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 44：中海油桶油作业成本明显低于行业平均水平

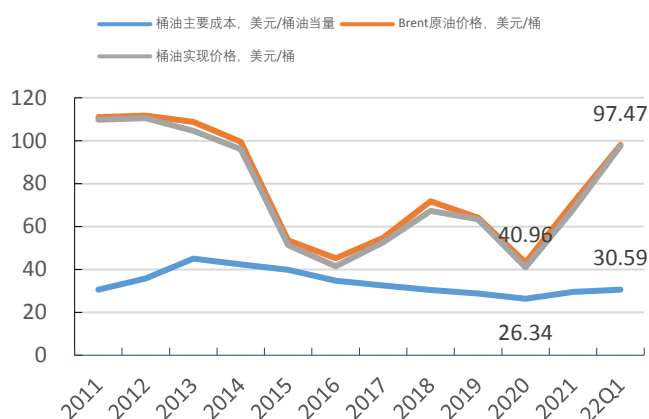


资料来源：中海油招股说明书，华金证券研究所

同时，中海油积极推进增储上产，产量屡创新高。曹妃甸 6-4 油田、旅大 21-2 油田等新项目陆续投产以及陆上非常规气田产量贡献，公司油气产量屡创新高，2021 年产量达 570 百万桶当量，2022 年，规划产量 600~610 百万桶当量。

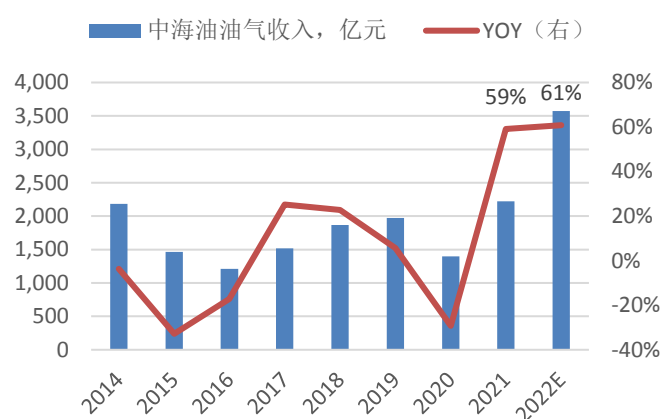
油价高企，预计中海油 2022 年油气收入继续翻倍增长。公司历年原油实现价格与布伦特原油价格接近，且变化趋势一致。中海油一季度报数据显示，22Q1 桶油主要成本约 30.59 美元/桶，假定全年桶油主要成本不变，2022 年 Brent 原油平均价格为 EIA 预计值 103.35 美元/桶。由此推算，2022 年，油气收入净利润达 1421 亿元，同增 102%。在 2021、2022 年中海油业绩预期连续大涨的情形下，未来资本开支必将处于高位，进一步提升油服行业景气度。

图 45：22 年，中海油桶油主要成本与布伦特油价巨大价差



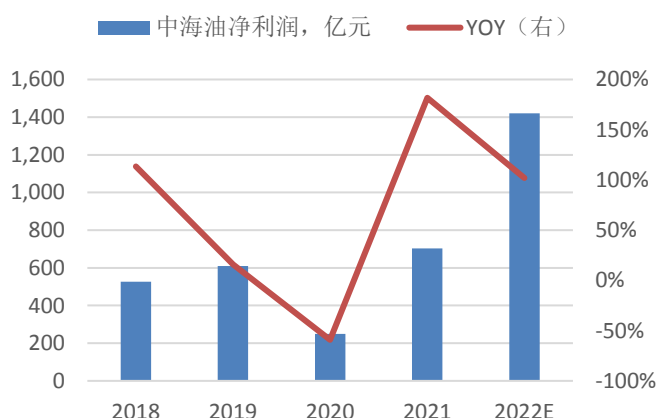
资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 46：2022 年，预计中海油油气收入达 3573 亿元



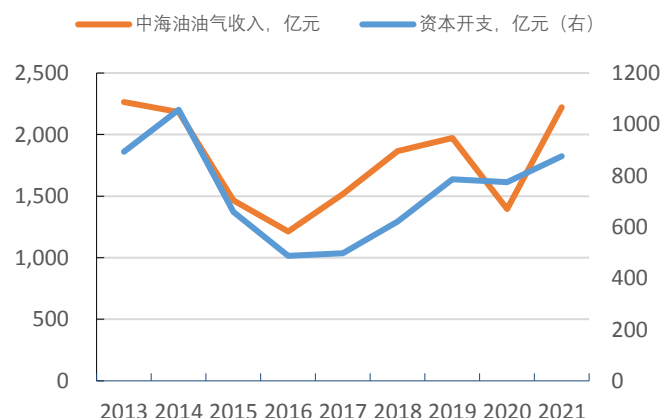
资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 47：2022 年，预计中海油油气利润翻倍增长



资料来源：Wind，华金证券研究所

图 48：中海油资本支出紧随中海油油气收入变化



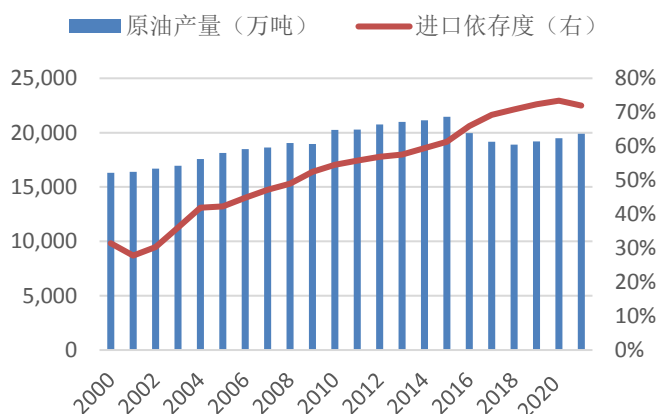
资料来源：Wind，华金证券研究所

三、能源安全问题严峻，持续推进国内增储上产

（一）能源安全问题严峻，政策不断出台

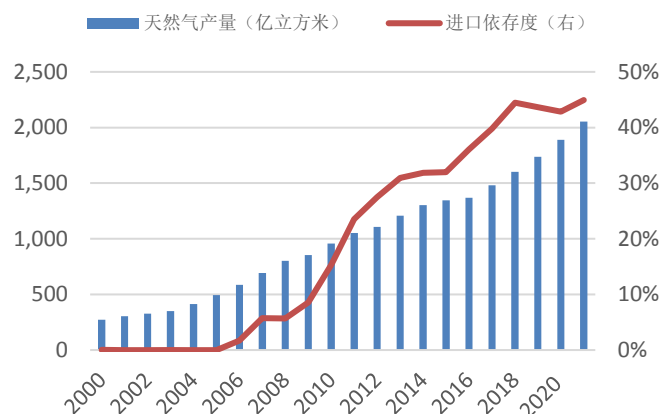
2021 年，原油、天然气对外依存度分别为 **72%/45%**，能源安全问题依旧突出。2021 年，我国原油产量 1.99 亿吨，同比增长 2.08%，实现 3 年连涨。相应地，原油对外依存度达 72%，较上年下降约 1.5 个百分点，实现 2001 年以来首次下降。2021 年，我国天然气产量 2052 亿立方米，同比增长 8.7%，继续保持增长趋势。但 2021 年，我国表观消费量 3726 亿立方米，同比增长 12.7%，导致 2021 年，我国天然气对外依存度攀升至 45%，创造历史新高点。

图 49：2021 年，我国原油对外依存度略降至 72%



资料来源：Wind，华金证券研究所

图 50：2021 年，我国天然气对外依存度升至 45%



资料来源：Wind，华金证券研究所

能源安全大战略下，我国不断出台加大能源勘探力度的相关政策。2019 年，明确提出油气开发工作需落实到位的要求，确保完成 2019-2025 七年行动计划。政策支撑下，即使 2020 年油价历史性暴跌，WTI 原油最低到 -7 美元/桶，中石油、中石化全年资本开支仅同比下降 17%/7%，而中海油资本开支与 19 年持平。

表 4：增储上产，国家不断出台刺激政策

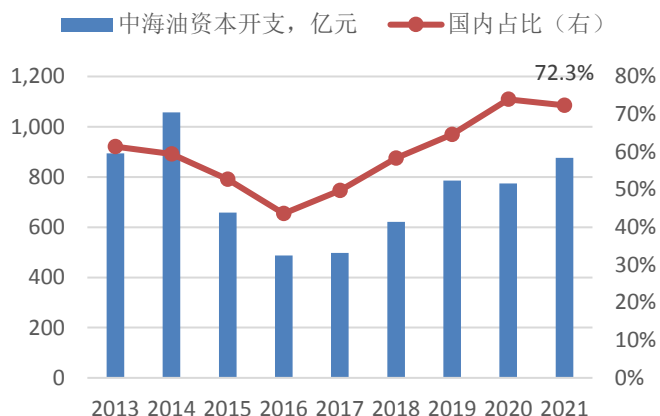
时间	政策目标
2017.1	“十三五”规划：到 2020 年国内石油产量达 2 亿吨，天然气保供能力达 3600 亿立方米以上
2018.7	习总书记重要批示：提升国内油气勘探开发力度，努力保障国家能源安全
2018.9	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》：力争到 2020 年底前国内天然气年产量达到 2000 亿立方米以上
2019.5	国家能源局：要求企业落实主体责任，完成 2019-2025 七年行动方案工作要求
2019.1	国家能源委员会会议：李克强总理指出应加大国内油气勘探开发力度，促进增储上产等要求
2020.4	中央政治局“六保”政策：加大能源储备，加速陆地能源和海上能源勘探力度
2020.5	《关于推进矿产资源管理改革若干事项的意见(试行)》：全面开放油气勘探开采市场
2021.8	国务院关于今年以来国民经济和社会发展计划执行情况的报告，提高能源安全保障能力，加快推动国内油气增储上产。
2022.3	《“十四五”现代能源体系规划》提出，到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机容量达到约 30 亿千瓦。

资料来源：国家能源局，工信部，华金证券研究所

（二）中海油持续加码国内能源开采，尤其加大开发支出

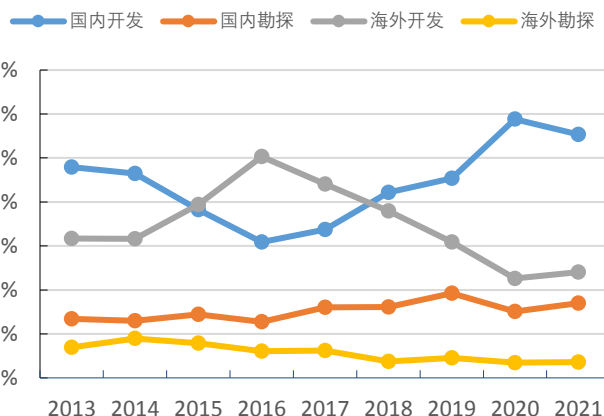
中海油国内资本支出占比持续上升，且开发支出不断向国内倾斜。为增储上产，中海油持续加大国内资本开支。2021 年，不含其他项支出，中海油勘探、开发、生产资本开支为 887 亿元，同比增长 11.6%。并且，从 2016 年起，中海油国内资本支出占比呈上升趋势，2021 年，国内占比达 72.3%。从中海油资本支出结构来看，2016 年起，中海油开始调整开发用资本支出的国内外结构。国内开发的资本开支占比持续上升，2021 年，达到 55%，而相应地，海外开发资本支出占比呈下降趋势，2021 年，降至 24%。

图 51：中海油资本开支向国内倾斜



资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 52：开发支出向国内倾斜



资料来源：中海油年报，华金证券研究所

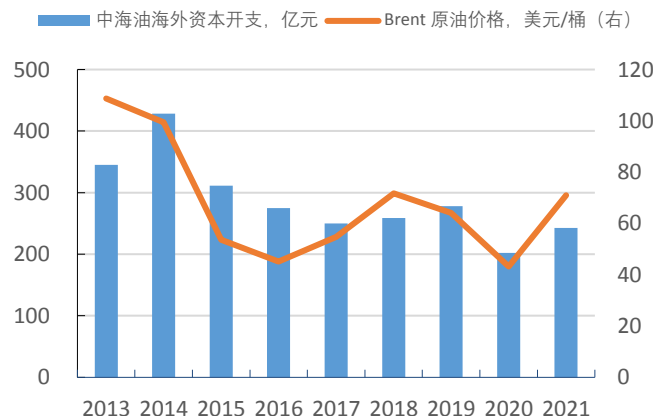
中海油国内外资本支出体现“差异性”。2016 年起，中海油国内资本支出连续上升，从 212 亿元增长到 633 亿元，增长 2 倍，实现“6 连涨”。而中海油海外资本支出表现出“与油价走势的一致性”。因此，为增产上产，中海油持续加大国内油气开采，增大国内资本开支，尤其是开发开支。而国外市场，则根据市场调节机制，根据油价因地制宜调整资本开支计划。

图 53：中海油国内资本开支呈 5 年连涨



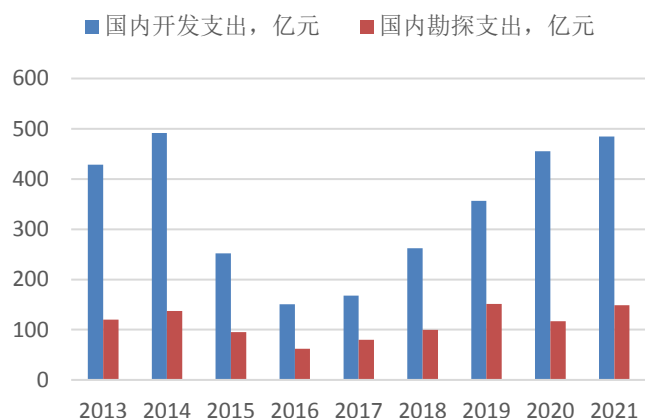
资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 54：中海油国外资本开支随油价波动



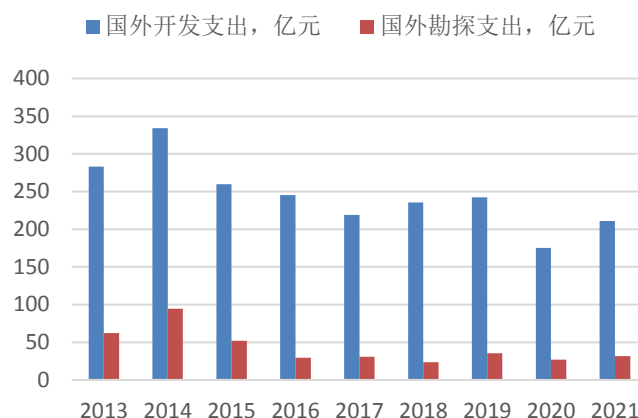
资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 55：国内开发支出 6 年连续上涨



资料来源：中海油年报，华金证券研究所

图 56：国外资本支出随油价波动



资料来源：中海油年报，华金证券研究所

四、加快南海深水开发，公司未来增长具有高确定性

（一）中海油成功登陆 A 股，有望驱动公司更高速增长

中海油成功 A 股上市，募投 350 亿资金用于油气田开发，大都为大型油气田项目。2022 年 4 月份，中海油成功回 A 股上市。根据中海油招股说明书，拟募资约 350 亿元，用于圭亚那 Payara 油田、流花 11-1/4-1 油田二次开发、陵水 17-2 气田等海内外油气田开发建设活动。在 8 个募投项目中，2 个是国外圭亚那油田开发项目，其余均为国内油田开发项目。除陵水 17-2 气田开发项目已投产，秦皇岛 32-6、曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程项目已完工外，还有 4 个油田项目待开发，总投资达 267 亿元。其中，流花 11-1/4-1 项目、陆丰油田开发项目均为大型海上油气工程项目。

表 5：中海油募集资金拟投资项目

No.	项目名称	募集资金投资, 亿元	总投资, 亿元	投产计划	产能	权益	建设主要内容
1	陆丰油田群区域开发项目	35	119.6	2021.12	180.9 万吨/年	100%	平台、生产井、海管、海缆等
2	陵水 17-2 气田开发项目	30	235.63	2021.12	33.90 亿立方米/年	100%	平台、生产井、海管、脐带缆、终端等
3	秦皇岛 32-6、曹妃甸 11-1 油田群岸电应用工程项目	10	37.05	2021.12	--	100%	陆上开关站、电力动力平台、海缆等
4	圭亚那 Liza 油田二期开发项目	50	145	2022	22 万桶/天	25%	
5	旅大 6-2 油田开发项目	5	31.09	2022.9	50.89 万吨/年	100%	平台，海管、海缆等
6	陆丰 12-3 油田开发项目	10	26.17	2023.8	152 万吨/年	60.8%	平台、生产井、FPSO、海管、海缆等
7	流花 11-1/4-1 油田二次开发项目	65	90.5	2023.12	97.10 万吨/年	100%	平台、生产井、FPSO、海管、海缆等

8	圭亚那 Payara 油田开发项目	95	175	2024	22 万桶/天	25%	
---	-------------------	----	-----	------	---------	-----	--

资料来源：中海油招股说明书，华金证券研究所

为大型油气田项目，公司将再建破纪录的超大型导管架平台以及亚洲首艘圆筒型 FPSO。对于流花 11-1/4-1 油田，建设主要内容包括平台、生产井、FPSO、海管、海缆等。其中，流花 11-1 平台导管架所在海域平均水深 324.5 米，导管架设计高度 338 米，位居亚洲第一、世界第八，建成后将刷新陆丰 15-1 平台导管架 302 米的亚洲纪录，成为我国深水导管架建造史上的又一里程碑。流花 11-1/4-1 FPSO 是亚洲首艘圆筒型 FPSO，也是世界第七艘圆筒型 FPSO。其由上部模块和船体两部分组成，工作水深约 320 米，最大排水量达 10 万吨。原油处理能力每天近 6 千立方米，最大储油量达 6 万立方米，设计寿命 30 年，可连续在海上运行 15 年不回坞，能抵御百年一遇的超强台风。

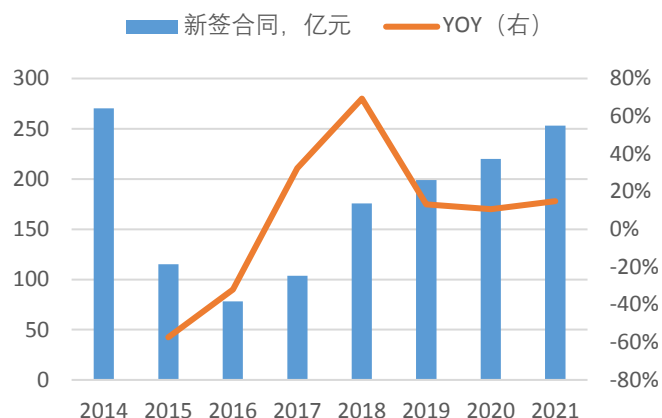
表 6：2022 年中海油战略规划，7 个国内海上重点项目

项目	高峰产量， 桶油当量/天	权益	所属海域	水深
中国海域				
垦利 6-1 油田 10-1 北区开发项目	7100	100%	渤海	19.2
垦利 6-1 油田 5-1、5-2/6-1 区块开发项目	36100	100%	渤海	19.2
渤中 29-6 油田开发项目	15300	100%	渤海	20
锦州 31-1 气田开发项目	2100	100%	渤海	22
涠洲 12-8 油田东区开发项目	4700	51%	南海西部	30
东方 1-1 气田东南区及乐东 22-1 气田南块开发项目	2900	100%	南海西部	70
恩平 15-1、10-2、15-2、20-4 油田群联合开发项目	35500	100%	南海东部	100

资料来源：中海油战略指引，华金证券研究所

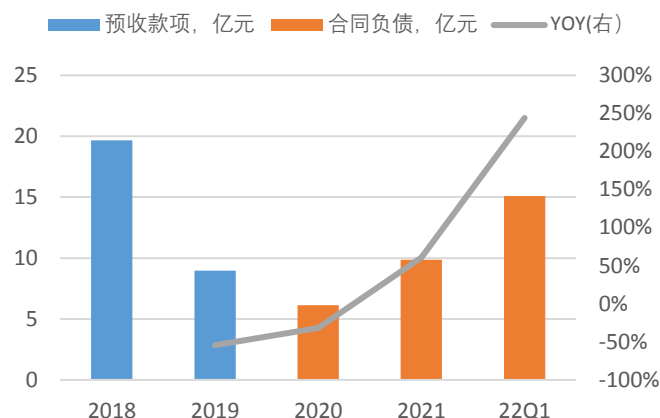
重点项目超 11 个，公司未来 1-2 年作业量饱满。除中海油募投项目外，根据中海油 2022 年战略指引，今年有 7 个国内海上油气田项目。2021 年，公司新签订单 253 亿元，仅次于 2014 年新签订单金额。其中包括恩平 15-1 油田群开发项目、流花 11-1/4-1 二次开发项目、陆丰 12-3 油田开发项目等大型油气田项目。恩平、流花、陆丰等大型海上油气工程项目合同的签订，将为公司未来 1-2 年提供可靠的海洋工程业务量支撑。22Q1，公司新签订单 48.66 亿元，较 21 年同期增长 134%，继续保持高增长。

图 57：21 年，公司新签订单 253 亿元，为近年新高



资料来源：Wind，华金证券研究所

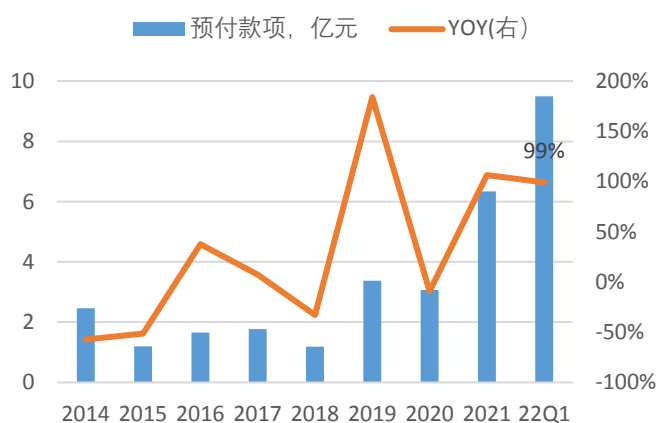
图 58：22Q1，公司合同负债同比增长 244%



资料来源：Wind，华金证券研究所

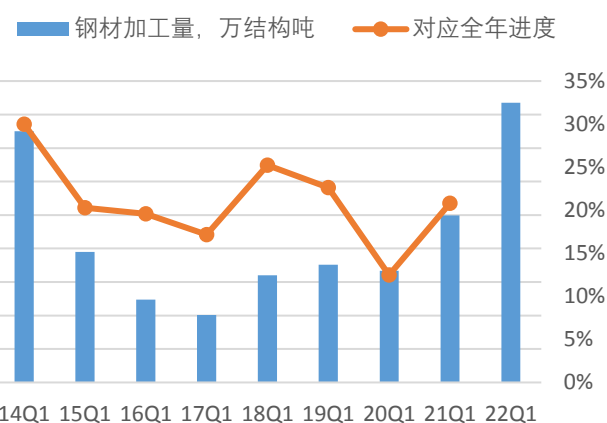
合同负债、预付账款等财务领先指标大增，预示公司订单量饱满，积极备货生产。公司财报显示，22Q1 公司合同负债约 15.1 亿元，较 21 同期增长 244%，环比增长 53.5%。合同负债大幅增加，说明公司订单量增长明显。22Q1，公司预付款项 9.5 亿元，较 21 年同期增长 99%，也是 2014 年以来最高水平。预付账款大幅增加，预示公司订单量饱满，公司积极备货生产。而 22Q1，公司钢材加工量 8.35 万结构吨，同比增长 67%。钢材加工量与海工项目紧密相关。按照历史数据，公司 Q1 钢材加工量约为全年的 21%~30%。按 Q1 钢材加工量占全年总量 25% 计，则全年钢材加工量预计同比增长 38%。

图 59：22Q1，公司预付款项 9.5 亿元，同比增长 99%



资料来源：Wind，华金证券研究所

图 60：22Q1，钢材加工量 8.35 万结构吨，同增 67%

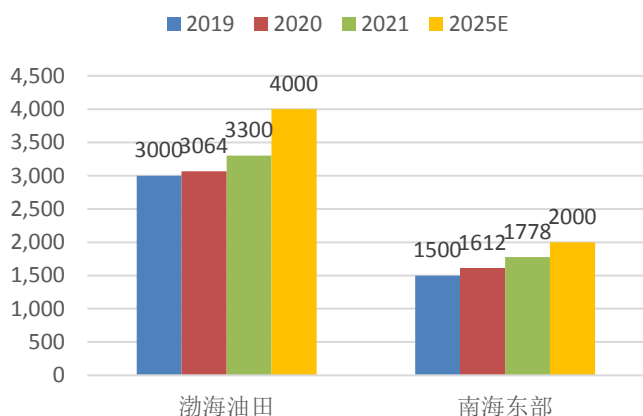


资料来源：Wind，华金证券研究所

（二） 加快南海深水开发，深水、超深水项目盈利能力更强

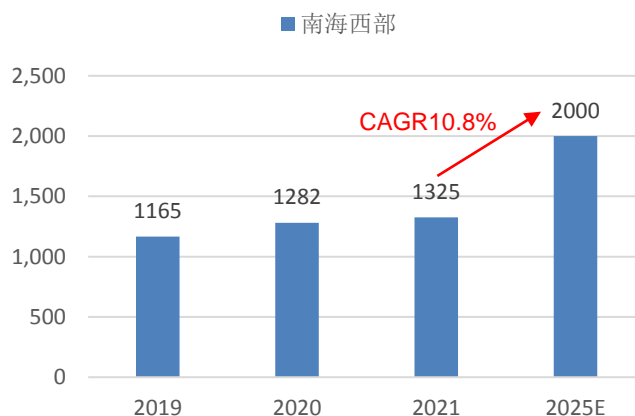
中海油国内战略之一：“稳定渤海，加快南海”。为增储上产，中海油规划 2025 年，实现“渤海上产 4000 万吨，南海东部上产 2000 万吨，南海西部上产 2000 万方”。南海东部油田进展较快，渤海油田稳步增产即可，而南海西部油田需要大投入。因此，未来 3 年中海油将稳定渤海，加快南海，特别是南海西部投资开发。2021 年，渤海、南海东部、南海西部油田油气产量分别为 3300 万吨、1778 万吨、1325 万方，均实现三年产量连升。其中，2021 年渤海油田油气产量 3300 万吨，成为我国第一大原油产地。为实现“渤海油田上产 4000 万吨”目标，2022 至 2025 年，渤海油田油气产量 CAGR 需达 4.9%，增速与 2019 年至 2021 年产量增速基本一致，渤海油田稳步增产即可实现。2019 至 2021 年期间，南海东部油田产量增速明显，产量年均增幅为 140 万吨/年。2021 年，南海东部油田产量 1778 万吨，距离其 2025 年目标“上产 2000 万吨”，仅有 222 万吨差距。按其当前产量增速，仅需 1.6 年时间完成目标。但南海西部油田产量距离其“2000 万方”目标，仍有较大距离。2019 年至 2021 年期间，南海西部油田增速缓慢，油气产量年增幅仅 80 万吨/年。当前，距离其目标“2000 万方”，仍有 675 万方差距，意味着为实现目标，南海西部油田产量 CAGR 需达到 10.8%。

图 61：2025 年，渤海、南海东部油田分别上产 4000/2000 万吨



资料来源：中海油官网，华金证券研究所

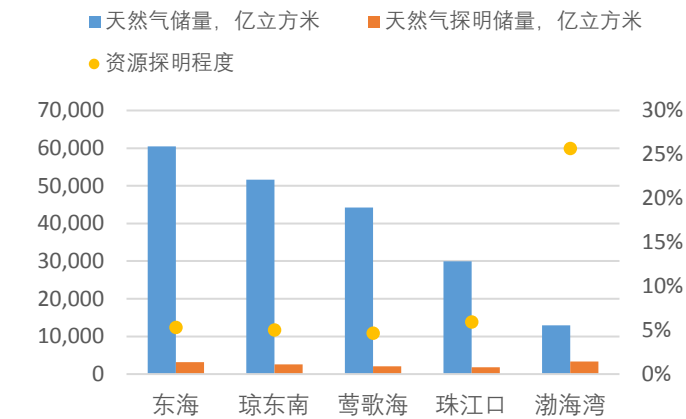
图 62：2025 年，南海西部油田上产 2000 万方



资料来源：中海油官网，华金证券研究所

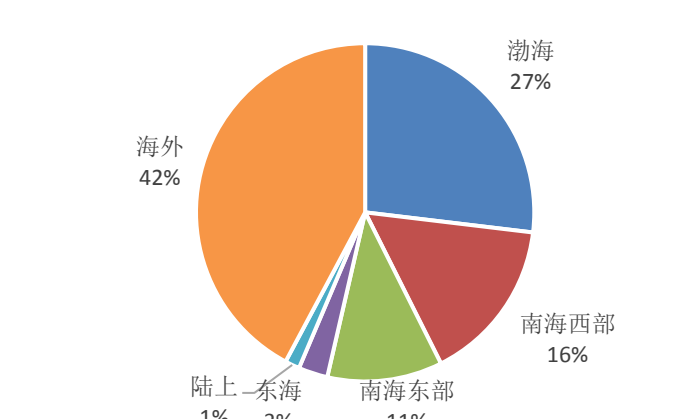
中海油国内战略之二：“油气并举，向气倾斜”，而因中海油的东海储量较低、莺歌海及珠江口资源勘探成功率较低，短期内，天然气开发主要集中在南海西部琼东南盆地、渤海湾。根据我国近海油气资源分布数据（截止 2018 年底），我国近海天然气资源主要分布在渤海湾、东海、及南海西部（琼东南、莺歌海、珠江口）。但在中海油储量主要集中在南海、渤海，东海仅占 3%。但根据资料《中国近海油气勘探新进展与勘探突破方向》，在南海西部资源勘探上，因莺歌海盆地、珠江口白云凹陷天然气深水天然气勘探成功率偏低，中深层优质储层预测难度大、技术手段有限，低渗储层产能释放尚未获得实质性突破；因此，近年南海大气田开发主要在琼东南盆地。

图 63：我国近海天然气资源主要分布在东海、南海西部



资料来源：《中国海油近期国内勘探进展与勘探方向》，华金证券研究所

图 64：中海油国内储量主要在渤海、南海



资料来源：中海油招股说明书，华金证券研究所

根据生态环境部的海洋油气田开发项目申报公示，中海油近 1 年内申报 15 个海洋油气田开发项目，包括 5 个渤海项目，10 个南海项目。南海项目占比 67%。而 2021 年中海油 16 个国内重点海上油气项目中，渤海项目 11 个，占比 69%，表明中海油加快南海开发进程。而南海项目水深在 100-1000 米之间，渤海项目水深仅 30 米内，预示公司作业主场将从浅水向深水、超深水转变。在南海 10 个开发项目中，流花 4-1 属于深水项目、陵水 25-1 接近超深水项目。公司未来将进一步提升超深水作业能力，工程作业也向“高精尖”转变。另外，“渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程”、“陵水 25-1 气田开发项目”为 2 个千亿方级别大型气田项目，表明中海油将同时推进“渤海万亿大气田”、“南海万亿大气田”建设。

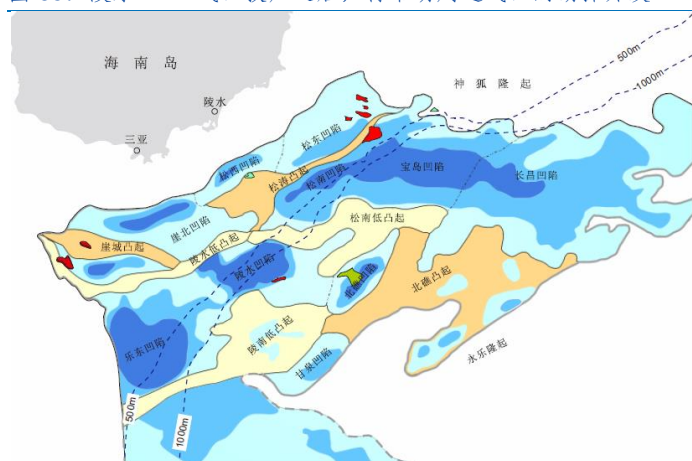
表 7：2021.05-22.05，中海油拟申报的油气田开发项目中，南海占比 67%

No.	项目	海域	水深
1	埕北油田调整/曹妃甸 21-3 油田开发项目	渤海	15
2	渤中、垦利油田开发及岸电应用工程	渤海	20
3	渤中 28-2 南油田二次调整项目	渤海	21
4	渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程	渤海	22.4
5	PL19-3 油田 5/10 区开发项目	渤海	27-33
6	恩平 20-5 油田开发工程	南海东部	85
7	恩平 21-4 油田开发项目	南海东部	89
8	恩平 18-6 油田/番禺 19-1 油田联合开发项目	南海东部	98.4
9	陆丰油田群二期开发项目	南海东部	135.7
10	西江油田/惠州油田综合调整项目	南海东部	100-110
11	文昌油田群联合调整项目	南海东部	110-150
12	流花 4-1 油田调整井项目	南海东部	260-320
13	番禺油田综合调整项目	南海东部	97-110
14	乌石 23-5 油田群开发工程	南海西部	20-28
15	陵水 25-1 气田开发项目	南海西部	890-970

资料来源：生态环境部官网，华金证券研究所

“加快南海”、“向气倾斜”战略，必然推动南海西部深水大气田开发。琼东南盆地天然气资源主要集中在崖城、乐东、陵水、宝岛等富烃凹陷。根据资源禀赋特点，陵水最佳，乐东、宝岛次之。而陵水、宝岛均处于南海深水区，水深在 1000 米之上。根据中海油战略指引，在天然气勘探部署方面，中海油将实施南海万亿大气区勘探工程，即以陵水 17-2 大型深水气田为核心，带动周边气田的勘探开发；而根据中海油历年年报，中海油已勘探发现待开发的南海西部大气田，包括陵水 25-1，乐东 10-1，陵水 18-1 等，除了乐东 10-1 属浅水气田，其余均为超深水气田，未来公司将承接更多超深水项目。

图 65：陵水 17-2 气田投产之后，将带动周边气田的勘探开发



资料来源：《南海西部深水区天然气地质与大气田重大发现》，华金证券研究所

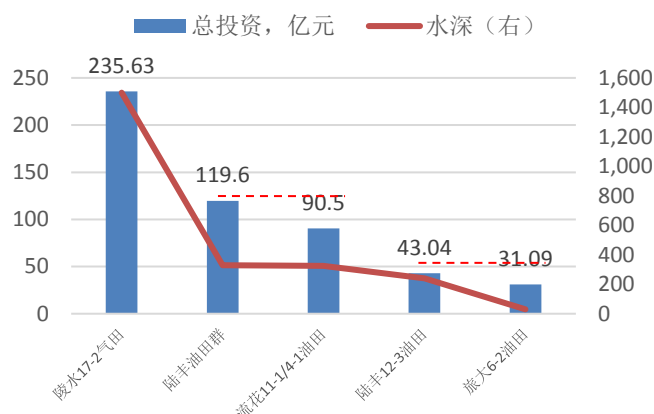
图 66：中海油已勘探发现待开发的南海西部大气田

No.	气田	所属凹陷	水深	储量	状态
1	陵水 25-1	陵水	970	-	规划中
2	乐东 10-1	乐东	90	-	已评价
3	永乐 8-3	松南低凸	1831		勘探发现
4	陵水 18-1/18-2	陵水	1600		勘探发现
5	宝岛 21-1	宝岛	500-2200	300 亿方	勘探发现

资料来源：中海油历年年报，华金证券研究所

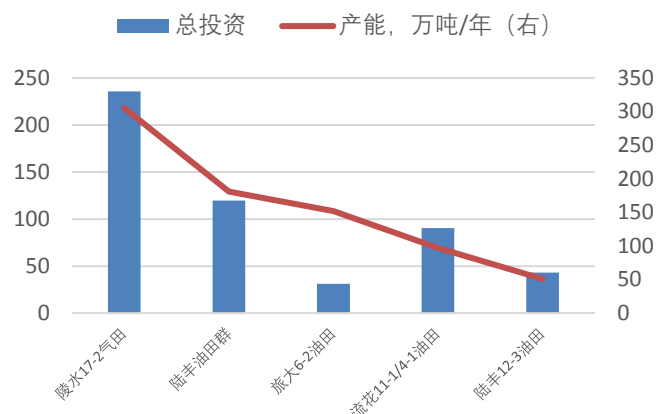
超深水项目投资约为浅水项目投资的 7.6 倍。深水、超深水油气田，开发难度大、且投资高，公司有望实现“高风险高收益”。根据中海油招股说明书披露的 5 大油田开发项目，浅水、深水、超深水项目投资，呈跨越式变化：水深 300 米及以下，油田项目投资金额约 40 亿内；水深 300-400 米内深水油田，油田投资项目金额约 100 亿元；水深达 1500 米的深水油田，投资金额将超 200 亿元，实现跨级式增长。从单位产能投资额角度看，假设各油田寿命均为 10 年，渤海油田具有最高性价比，即成本最低，单位产能初始投资仅 0.02 亿元每万吨，南海东部、西部油田单位产能初始投资约 0.08 亿元每万吨，相比渤海油田单位产能投资增长 3 倍。

图 67：浅水、深水、超深水项目投资，呈跨越式变化



资料来源：中海油招股说明书，华金证券研究所

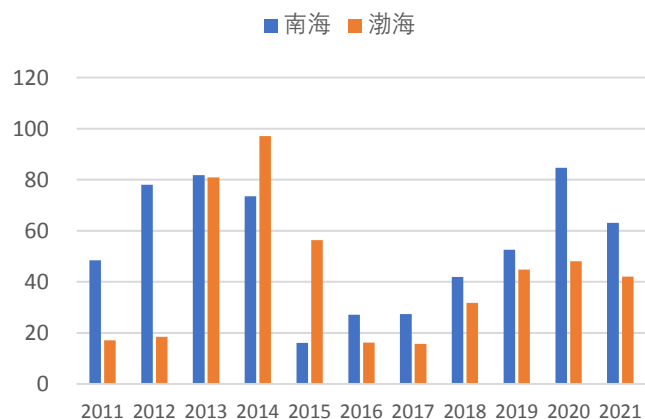
图 68：大型深水油田才能有高投资回报率



资料来源：中海油招股说明书，华金证券研究所

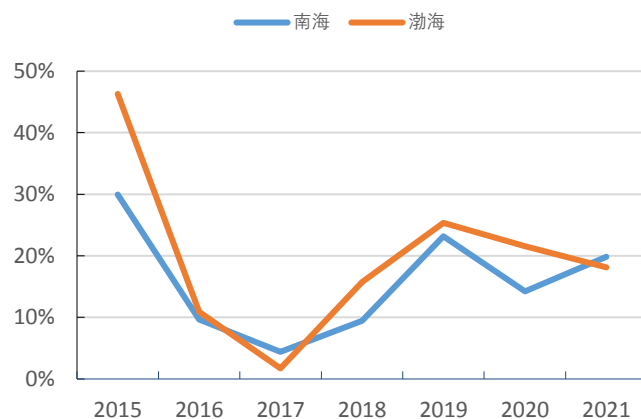
2015 年至 2021 年，南海营收 CAGR 达 26%，并已突破前期峰值。2021 年，公司在南海项目营收约 63 亿元，2020 年南海营收 84.6 亿元，已突破 2013 年历史最高值。而 2015 至 2021 年，南海营收 CAGR 达 26%。相比，2021 年，渤海营收 42 亿元，占比 22%。2015 年至今，渤海营收仍未突破前期峰值。在毛利率方面，2021 年，南海项目毛利率为 19.85%，略高于渤海项目毛利率。未来，随着“加快南海”，深水、超深水项目加大开发，南海项目营收有望进一步提升，毛利率也将大幅改善。

图 69：2021 年，南海、渤海营收占比约 31%/22%



资料来源：Wind，华金证券研究所

图 70：2021 年，南海、渤海毛利率分别为 19.85%/18%



资料来源：Wind，华金证券研究所

五、突破超深水 EPCI 总承包能力，跨进超深水时代

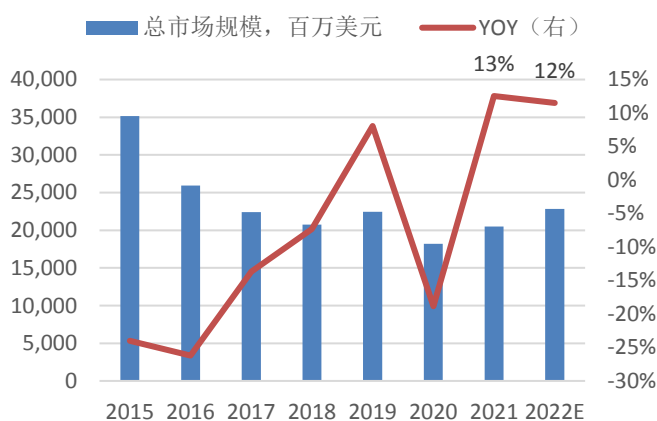
（一）拐点已过，全球海洋油气 EPCI 市场快速反弹

2021 年海上油气田建设行业触底回升，2022 年海上油气田建设市场规模预计增长 12%。

根据 Spears 数据，2021 年全球海上油气田建设（Offshore construction）市场规模约 205 亿美元，同比增长 13%。2022 年，预计将达到 228.5 亿美元，将同比增长 12%。

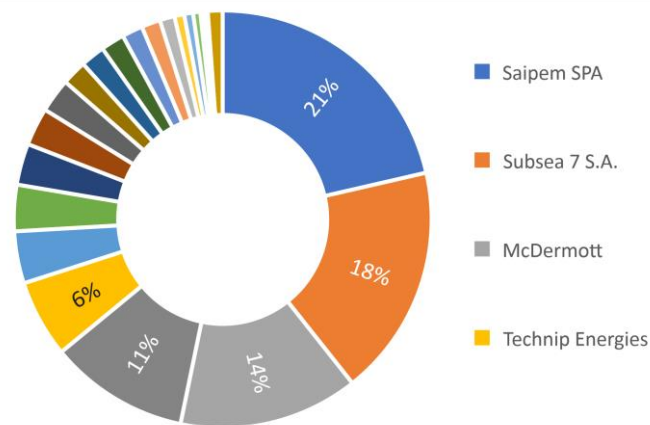
2021 年，行业龙头 Saipem、Subsea7 营收同比分别增长 40%/33%。行业“头部集中效应”明显，CR4 公司市场份额合计占比约 59%，CR3 公司市场份额合计占比 53%。TOP4 公司分别为 Saipem，Subsea 7，Mcdermott，Technip。其中，Saipem 一直稳居“行业龙头”地位。从整体看，受油价带来的周期性影响，行业整体规模从 2015 年开始下滑，在 2020 年触底后，2021 年开始回升。从各公司层面看，行业龙头 Saipem 2021 年营收 43.9 亿美元，同比增长 40%；Subsea 7 2021 年营收 36.7 亿美元，同比增长 32.8%。2021 年，行业龙头公司营收快速增长，也反应出行业拐点已过，开始触底回升。

图 71：2022 年，海上油气田建设市场规模将预计增长 12%



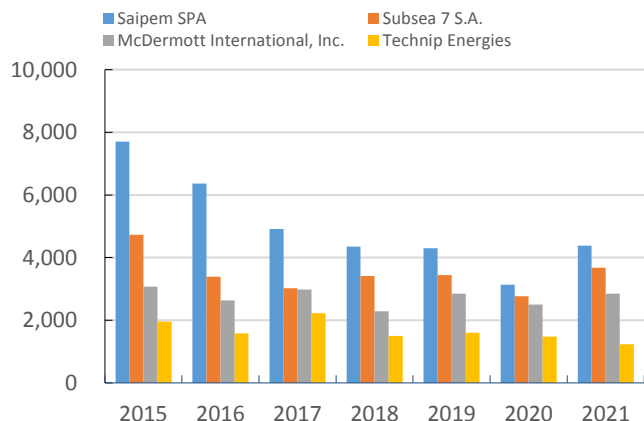
资料来源：Spears，华金证券研究所

图 72：行业“头部集中”，CR4 公司占比近 60%



资料来源：Spears，华金证券研究所

图 73：TOP4 公司营收触底反弹



资料来源：Spears，华金证券研究所

图 74：行业 TOP4 公司介绍

公司	简介
Saipem	总部位于意大利的国际性石油和天然气工程总承包商，拥有丰富的海上和陆地项目工程设计、采购、建设和项目管理等 EPCI 经验
Subsea7	总部位于英国，为海上油气田全生命周期提供从水下到海上的设计、建造、安装、维修一体化工程服务，拥有世界最大的水下工程船队，船舶总计达 44 艘
Mcdermott	总部位于美国，在海上大型结构物制造、海底管线铺设、项目管理、技术创新等方面处于领先地位，是管理理念较先进的跨国企业
Technip	总部位于法国的拥有 50 年历史的跨国石油和天然气总承包商，在深水、浅水、陆地 LNG 终端制造等方面具有先进的技术水平和丰富的项目管理经验

资料来源：各公司官网，华金证券研究所

（二）海洋油气 EPCI 项目难度大，EPCI 总承包商必须“软硬实力”兼备

海洋油气田开发 EPCI 项目难度大，需要先进的技术、装备，也需要强大的项目管理、风险防范能力，即“软硬实力”兼备才行。海洋油气田开发 EPCI 是极其复杂的系统工程，它由设计、建造和安装、连接调试、试生产等环节构成，涉及钢结构、机械、配管、电气、仪表、通讯、油气开采技术等科技领域。海洋石油工程 EPCI 总承包项目是投资额度大、涉及专业技术复杂、建造周期长、风险大、关联范畴广、质量要求高的工程项目。工程项目顺利实施需要先进的技术、装备，及科学的项目管理和风险防范机制。

图 75：海上油气田开发项目流程



资料来源：《海上油气田 EPCI 项目计划管理分析》，华金证券研究所

图 76：海上油气田 EPCI 业务流程



资料来源：《海洋能源工程企业战略转型的实践与思考》，华金证券研究所

海洋油气开发一般包括 3 个阶段：前期研究、项目确定、项目实施。在前期研究、确定阶段涉及油气田项目的总体开发方案、项目申报、开发方案的技术性、经济性等优化、论证及确认等。而项目实施阶段属于油气田正式建设阶段，包含油气田详细涉及、采办管理、陆地钢结构建造、装船运输、海洋油田设备安装、海管铺设、检测维修等。EPCI 工程具有明显的流程复杂，周期长，建造、运输、安装难度大等特点。且 EPCI 工程项目需要大型船舶等设备支持。如大型驳船、起重船实现大型钢结构运输、安装，铺管船实现海管铺设，油气开采需要 FPSO（浮式生产系统），以及海底故障检测维修需要水下机器人（ROV）等设备支持。

图 77：海洋油气勘探、开发所需的装备



资料来源：《我国深水油气开发所面临的机遇与挑战》，华金证券研究所

（三） 公司装备、场地等“硬实力”强

海洋工程项目复杂、难度大，对于 EPCI 公司来说，领先的海工技术必须有强大的船舶等装备支撑。如海上结构物安装、深海管道铺设、水下生产系统安装、调试等都需要先进且特定的船舶，如铺管船、导管架驳船、水下机器人 ROV 等。海工作业的专业性，也决定船舶的特定性，而非通用性。大型海工企业都具备自己强大的船舶舰队，与不断迭代的技术相适应。

从舰队规模上看，Saipem 拥有 27 艘工作船组成的舰队，公司拥有 19 艘工作船组成的舰队，公司不断缩小与行业龙头差距。

公司的起重船覆盖 300-7500 吨的宽领域的作业范围，最大起重量与 Saipem 有差距，但 3000 吨以上起重量的船舶，公司更有规模优势。从船队阵容上看，首先，在起重船方面，公司拥有亚洲最大单臂起重船，最大起重量达 7500 吨，而 Saipem 最大起重船为 Saipem 7000，最大起重量为 2*7000 吨，即 1.4 万吨。从起重船整体看，公司起重船规模为 6 艘，且起重能力 3000 吨以上的船舶有 3 艘，占比一半。而 Saipem 为 10 艘，3000 吨以上起重能力的船舶仅 2 艘，占比仅 25%，1000 吨以下起重船舶数量占比 6 成。

公司铺管船可实现管径 4-60”管道全覆盖，实现 3000 米深水作业能力，赶上 Saipem 等深水铺管能力。在铺管船方面，公司拥有 4 艘铺管船，铺管直径范围覆盖 4-60”，铺管方式均为 S 型铺管方式，铺管深度 3000 米“海洋石油 201”为亚洲首艘 3000 米级深水起重铺管船。Saipem 拥有 9 艘铺管船，铺管直径范围覆盖 4-60”，铺管方式包括 S 型、J 型铺管方式，其中铺管深度达到 3000 米的铺管船有 3 艘。公司导管架驳船有 3 艘，导管架滑移下水能力分别为

0.8/1.8/3 万吨，与 Saipem 基本持平。其中，公司“海洋石油 229”号导管架滑移下水能力达 3 万吨，为亚洲第一、世界第三的海工驳船。

表 8：公司拥有 19 艘装备舰队

No.	类型	船名	建成年份	能力简介
1	起重铺管船	滨海 109	1976	额定起重量：318 吨；铺管直径范围：6~60"；张紧器 67.5 吨
2	起重铺管船	蓝疆	2001	额定起重量：3800 吨；铺管直径范围：4.5~48"；张紧器 72.5×2 吨
3	起重铺管船	海油石油 202	2009	额定起重量：1200 吨；铺管直径范围：4~60"；张紧器 100×2 吨
4	起重铺管船	海油石油 201	2012	额定起重量：4000 吨；铺管直径范围：6~60"；张紧器 200×2 吨
5	起重船	滨海 108	1979	额定起重量：900 吨
6	起重船	蓝鲸	2009	额定起重量：7500 吨
7	工程辅助船	海油石油 221	2004	载重量：29000 吨，导管架下水驳船，最大导管架载重 8000 吨
8	工程辅助船	海油石油 228	2013	载重量：57784 吨，导管架下水驳船，最大导管架载重 18000 吨
9	工程辅助船	海油石油 229	2008	载重量：89000 吨，导管架下水驳船，最大导管架载重 30000 吨
10	工程辅助船	海洋石油 278	2012	载重量：53500 吨
11	工程辅助船	海洋石油 225	2009	载重量：17289 吨
12	工程辅助船	海洋石油 226	2009	载重量：16800 吨
13	工程辅助船	海洋石油 698	2009	载重量：2940 吨；最大航速：14.5 节；续航能力：12000 海里
14	水下工程船	海洋石油 289	2014	工作月池 7.2×7.2 米；ROV 月池 4.8×5.5 米；额定起重量：250 吨
15	水下工程船	海洋石油 286	2014	主起重机吊重能力 400 吨（主动升沉补偿，工作水深 3000 米）；配备两台 3000 米水深的工作型 ROV，带有 1 个月池，具备深水吊装、铺设脐带缆/软管/电缆、饱和潜水/ROV/IMR 作业支持能力。
16	水下工程船	海洋石油 291	2015	主起重机吊重能力 250 吨（主动升沉补偿；系柱拖力 361 吨；工作月池 7m×7m；配备两台 150HP 工作型 ROV；三卷筒锚系处理绞车。
17	水下工程船	海洋石油 285	2016	主起重机吊重能力 250 吨（主动升沉补偿）；月池参数：7.2x7.2 米
18	水下工程船	海洋石油 287	2016	主起重机吊重能力 250 吨（主动升沉补偿）；月池参数：7.2x7.2 米
19	水下工程船	海洋石油 295	2017	主起重机吊重能力 100 吨（主动升沉补偿，系柱拖力 90 吨）；门吊吊重能力 100t；最大航速 14 节；续航能力 12000 海里

资料来源：公司年报，华金证券研究所

表 9：Saipem 旗下舰队：

No.	类型	船名	性能特点
1	起重铺管船	Saipem 7000	额定起重量：2*7000t；铺管直径范围：4~32"；工作水深可达 2000 米；张紧器：750t；
2	起重铺管船	SAIPEM CONSTELLATION	额定起重量：3000t；铺管直径范围：4 - 24"；张紧器：2 x 400 t；工作水深：3000 米
3	起重铺管船	SAIPEM FDS	额定起重量：600t；铺管直径范围：4 - 22"；张紧器：2*90t；工作水深：3000 米；
4	起重铺管船	SAIPEM FDS 2	额定起重量：1000t；铺管直径范围：3- 36"；
5	起重铺管船	DEHE	
6	起重铺管船	CASTORONE	额定起重量：600t；铺管直径范围：max 48"；张紧器：3*250t；工作水深：3000 米；
7	起重铺管船	SAIPEM ENDEAVOUR	额定起重量：1100t；铺管直径范围：6- 48"；张紧器：2*130t；
8	铺管船	CASTORO 10	额定起重量：72t；铺管直径范围：max 60"；张紧器：2*90t；
9	铺管船	CASTORO 12	铺管直径范围：max 40"；张紧器：30t；
10	起重船	Saipem 3000	额定起重量：2177t
11	浅水挖沟驳船	BAUTINO 1/2/3	
14	导管架下水驳船	S 42	8000 吨载重能力
15	导管架下水驳船	S 44	30000 吨载重能力，2X164 米滑道
16	导管架下水驳船	S 45	20000 吨载重能力，2X152 米滑道
17	驳船	S 43	6200 吨载重能力
18	驳船	S 46	10000 吨载重能力

19	驳船	S 47	10000 吨载重能力
20	驳船	Castoro XI	30000 吨载重能力，海上油/水输送能力
21	驳船	Castoro 14	
22	驳船	Castoro 16	
23	起重船	Ersai 1	300 吨级吊机
24	起重船	Ersai 2	200 吨级吊机
25	工程船	Ersai 3	海上机加工能力
26	工程船	Ersai 4	海上机加工能力
27	驳船	Ersai 400	海上人员居住场所

资料来源：公司官网，华金证券研究所

装备之外，场地也是海工 EPCI 企业实力的核心竞争力。对海洋工程 EPCI 企业来说，海上作业是产品交付，而建造场地则是产品的重要生产中心。海洋工程 EPCI 企业最主要的产品就是导管架、组件等大型结构件，以及长距离的海底管道。产品的特殊性决定场地必须满足：良好的港口条件，实现大型结构件、管道等装船、运输；大型的建造基地，实现大型海上结构件的加工、制造；靠近海上油田群，实现基地机动性；

公司拥有超大型、建造能力领先的建造基地，基地实力超 Saipem。与行业龙头公司 Saipem 对比，从场地数量看，Saipem 拥有 7 个建造基地，且主要在中东、非洲、亚洲地区。公司拥有 3 个建造基地及 1 个在建项目，主要服务渤海湾油田（青岛、塘沽、天津基地），南海油田（珠海基地）。从场地面积看，公司建造基地面积平均面积 116 万平米，未来天津基地投产，公司建造基地均为超大型建造基地。而 Saipem 平均基地面积 60 万平米，相比，是小型基地。从场地建造能力看，公司 3 大建造基地年加工钢材量远超过 Saipem 基地水平。

表 10：公司 4 大建造基地

No.	基地	面积， 万平米	年加工钢材 量，万吨	码头岸线 长度，米	码头吃水 深度，米	滑道 数量	备注
1	塘沽	20	6	400	5	4	公司最早的场地
2	青岛	120	27	1645	10-12.4	5	海洋石油 222、223 等深水作业船均在此建成
3	珠海	207.9	15	2149	14	3	合资（公司持股 51%，FLUOR 持股 49%），深水装备制造基地，具备 4 万吨级组块建造能力
4	天津 (在建)	57.5	-	1631			在建，替代塘沽场地

资料来源：公司官网，华金证券研究所

表 11: Saipem 建造基地

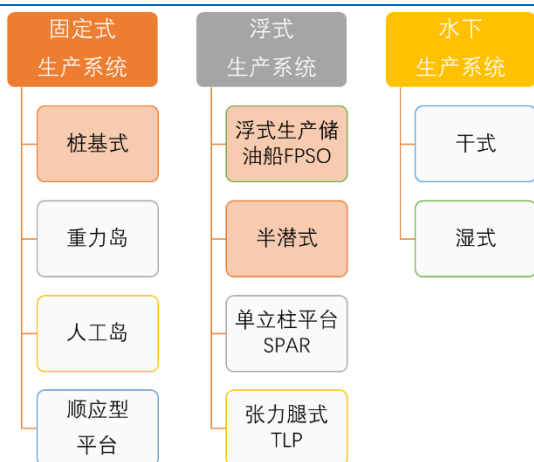
No.	建造场地	地点	面积, 万平米	年加工钢材量, 万吨/年	码头岸线长度, 米	码头吃水深度, 米
1	AMBRIZ YARD	安哥拉	29.54	0.4	200	6.5
2	ARBATAX YARD	意大利	18.50	1.2	400	9
3	DAMMAM YARD	沙特	52.16	2.2	345	6
4	GUARUJÁ YARD	巴西	35.40	0.9	580	12
5	KARIMUN YARD	印度尼西亚	158.41	3.5	900	11
6	POINTE NOIRE YARD	刚果	25.08	0	426	6
7	RUMUOLUMENI YARD	尼日利亚	100	1.7	330	6.5

资料来源：公司官网，华金证券研究所

（四）海工项目成绩斐然，公司掌握超深水 EPCI 总承包能力

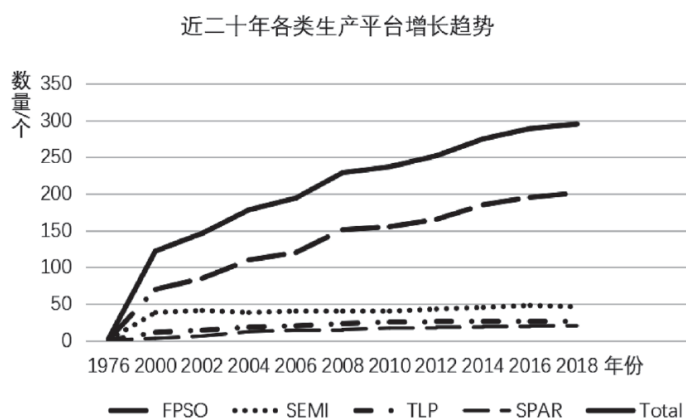
海上生产平台种类繁多，固定式平台中，桩基式平台应用最广泛；浮式生产平台中，FPSO、半潜式生产平台为主流。由于海洋水深、海况差异、油气藏类型和储量的不同、开采年限不一，海上生产平台类型众多。基本上可分为海上固定式生产设施（导管架式平台、重力式平台和人工岛以及顺应塔型平台）、浮式生产设施（半潜式平台、TLP、SPAR 及 FPSO 等）、水下生产设施等三大类。钢质桩基式平台的结构形式是目前海上油气田中应用最多的一种结构形式。

图 78: 海洋油气工程主要生产设施类型



资料来源：《海洋石油工程 EPCI 项目报价研究》，华金证券研究所

图 79: FPSO、半潜式为主的浮式生产平台

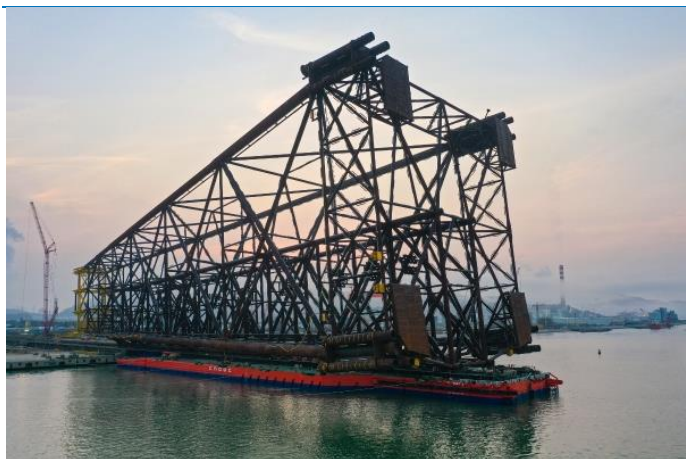


资料来源：《浮式生产平台的发展规律及南海开发趋势》，华金证券研究所

桩基式平台是全球应用最广泛的固定式海洋油气生产设施，其中导管架相当于“基座”，将巨大的平台托举在海面上。导管架平台主要在浅水运用，200 米水深以上则用浮式生产平台居多。目前，全球数千座导管架生产平台中仅有 9 座深度超过 300 米。与“水下生产系统+浮式生产平台”开发模式相比，导管架平台可将钻机、井口等设置在平台上，将大大降低钻完井、工程以及后续的生产操作成本。

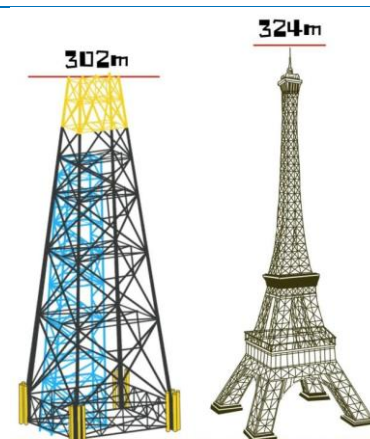
“海基一号”建成，公司深水超大型导管架成套关键技术和安装能力达到世界一流水平。2022年3月份，“海基一号”亚洲第一深水导管架在珠海基地建成完工。“海基一号”总高度达302米，重量达3万吨，是亚洲首例300米级深水导管架。这是国内首次在此水深海域设计、建造、安装固定式导管架平台。该项目攻克了超大型导管架总体设计、大尺寸大跨度大吨位结构物多台吊机联合吊装、超大型结构物尺寸控制等一系列技术难题，填补了国内超大型深水导管架设计建造的多项技术空白，创造了亚洲深水导管架海上安装新纪录，这标志着我国深水超大型导管架成套关键技术和安装能力达到世界一流水平。

图 80：亚洲首例 300 米级深水导管架



资料来源：公司官网，华金证券研究所

图 81：“海基一号”导管架高度接近埃菲尔铁塔

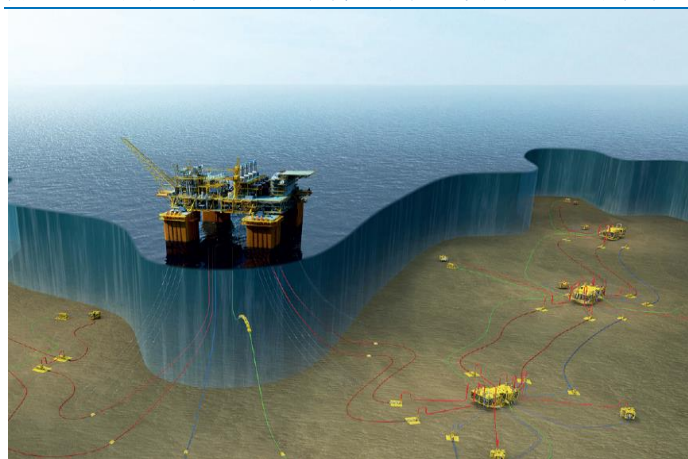


资料来源：新浪网，华金证券研究所

2021年6月，我国首个千亿立方米深水自营大气田——“深海一号”正式投产，标志着我国从装备技术到勘探开发能力全面实现从300米到1500米超深水的跨越。“深海一号”大气田探明天然气储量超千亿立方米，最大水深超过1500米，是我国自主发现的水深最深、勘探开发难度最大的海上深水气田。用于开发“深海一号”大气田的“深海一号”能源站，由上部组块和船体两部分组成，总重量超过5万吨，总高度达120米，相当于40层楼高。其船体工程焊缝总长度高达60万米，使用电缆长度超800千米。能源站按照“30年不回坞检修”的高质量设计标准建造，设计疲劳寿命达150年。能源站的建成投用，可带动周边陵水25-1等新的深水气田开发，形成气田群，最终建成南海万亿方大气区。

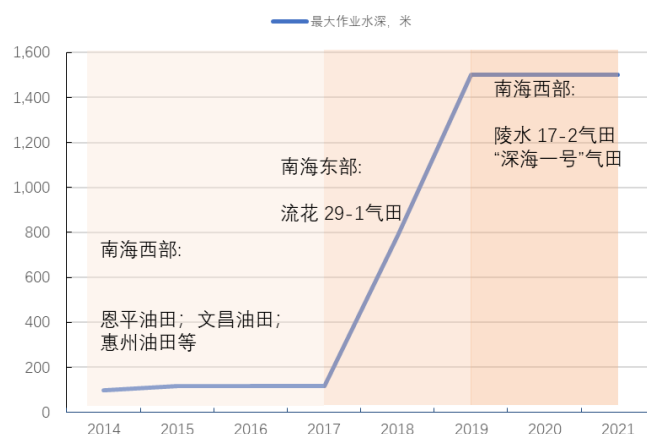
“深海一号”能源站是公司自主设计建造的半潜式生产平台、全球首座“十万吨”半潜式储油生产平台，标志公司EPCI实力达到世界一流水平。“深海一号”能源站实现了3项世界级创新：世界首创立柱储油、世界最大跨度半潜平台桁架式组块技术、世界首次在陆地上采用船坞内湿式半坐墩大合龙技术。同时，运用了包括1500米级水深聚酯缆锚泊系统设计与安装、30年不进坞维修的浮体结构疲劳设计与检测等在内的13项国内首创技术，攻克了10多项业界难题。

图 82: “深海一号”，标志着我国海洋油气开采进入超深水时代



资料来源: 海油工程微信公众号, 华金证券研究所

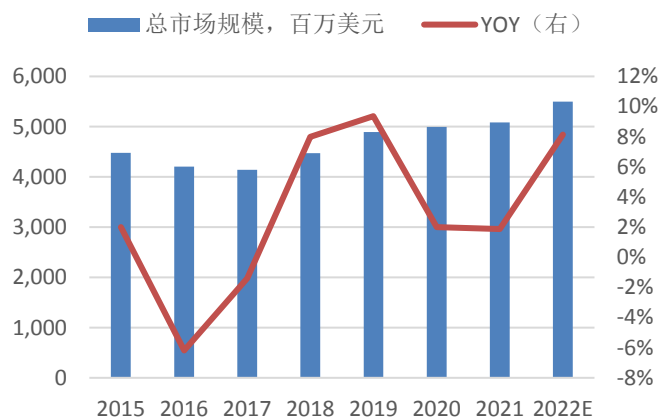
图 83: 海油工程作业水深向 1500 米深度推进



资料来源: 公司年报, 华金证券研究所

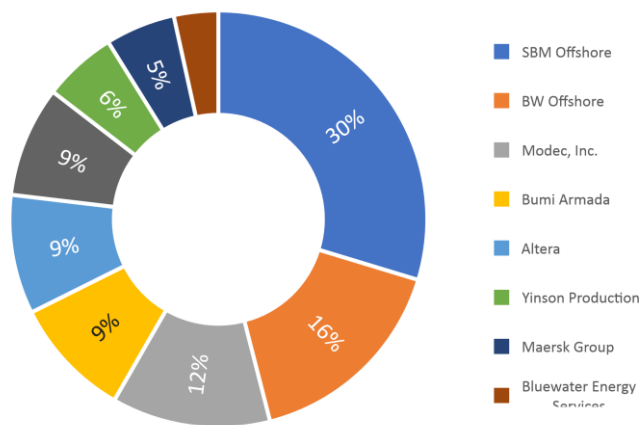
FPSO (Floating Production Storage and Offloading, 即浮式生产储油卸油装置) 是应用最广泛的浮式生产系统, 被称为“海上油气加工厂”, 具有抗风浪能力强、可长期系泊、储/卸油能力大、投资低、见效快及可以转移、重复使用等优点, 特别适合于远离海岸的中、深海及边际油田的开发。FPSO 通过海底输油管线接收来自海底油井的油、气、水等混合物, 之后混合物被加工处理成合格的原油和天然气。合格产品被储存在船舱中, 达到足够量后经过原油外输系统, 由穿梭油轮输送至陆地。

图 84: 2021 年, FPSO 全球市场规模约 51 亿美元



资料来源: Spears, 华金证券研究所

图 85: SBM、BW、Modec 合计占 58% 市场份额



资料来源: Spears, 华金证券研究所

逐步打破 FPSO 技术垄断, 公司已成为 FPSO 市场主要参与者、竞争者。2021 年全球 FPSO 市场规模约 51 亿美元, 根据 Spears 数据, 2022 年全球 FPSO 市场预计达到 55 亿美元, 同比增长 8%。但全球 FPSO 市场基本被 SBM、BW、Modec 垄断, 三者合计市场份额约 58%。2018 至 2020 年, 公司先后完成了巴西 P67/P70 FPSO、流花 16-2 项目 FPSO 等国内外大型 FPSO 项目。目前, 壳牌企鹅圆筒形 FPSO 项目接近尾声, 进度 98%。并且公司首次自主设计建造的圆筒型 FPSO 在今年 3 月份在青岛开工。圆筒形 FPSO, 相较于常规的船型 FPSO, 圆筒型 FPSO 具有钢材用量少、稳定性好、抵御恶劣海况能力强等特点, 可降低工程投资, 有效

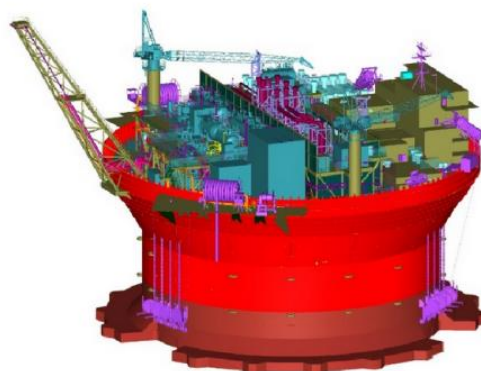
提高经济适用性。从 2007 年世界首艘圆筒型 FPSO 投用至今，其设计工作完全由国外公司垄断。当今全球 160 余艘 FPSO 中仅有 6 艘圆筒型 FPSO 实现工程应用或在建，主要在英国、挪威、巴西等海域。壳牌企鹅圆筒形 FPSO 项目是公司承接的首个圆筒型 FPSO 项目，而在建的流花 11-1/4-1 FPSO 是亚洲首艘圆筒型 FPSO，也是世界第七艘圆筒型 FPSO。

图 86: FPSO 海油石油 119 号



资料来源：中海油官网，华金证券研究所

图 87: 亚洲首艘圆筒型 FPSO 在青岛场地开工建造



资料来源：中海油官网，华金证券研究所

取得巴西石油 FPSO EPC 总包资格，新获巴西石油 FPSO 模块订单，公司 FPSO 总包能力得到国际主流 FPSO 油公司的进一步认可，进入 FPSO 世界第一梯队。2022 年，巴西国家石油公司公告，海油工程顺利通过其 FPSO EPC 总包资格审查，有效期一年。此次资格审查通过，标志着海油工程在此期间，可以直接参与巴国油新发起的、油处理能力大于每天 18 万桶、天然气处理能力大于每天 7 百万立方米的大型 FPSO 总包项目投标。海油工程成为目前全球第 12 家通过巴国油 FPSO EPC 总包资格审查的公司，也是中国首批通过巴国油 FPSO 总包资格审查的公司，具备了与 TECHNIP、吉宝、三星等国际一流 FPSO 总包商同台竞技的资格。

表 12: 公司 FPSO 承包项目清单

交付时间	FPSO 项目	作业油田	意义
2018	P67	巴西	最大载重 30 万吨，
2019	P70		世界最大吨位级 FPSO
2020	海洋石油 119	流花 16-2	最大载重 15 万吨，中国最大作业水深 FPSO
即将完工	壳牌企鹅圆筒形 FPSO	英国企鹅油田	国内建造的最大圆筒形 FPSO
在建	亚洲首艘圆筒型 FPSO	流花 11-1/4-1	世界第七艘圆筒型 FPSO
待开工	P79 模块建造项目	巴西	第 3 份巴西 FPSO 合同

资料来源：公司公告，华金证券研究所

盈利预测

（一） 关键假设及盈利预测

1. 考虑当前 100 美元/桶左右的原油价格，俄罗斯原油遭受制裁，原油价格保持高位震荡；国家能源安全大战略的背景下，预计未来三桶油资本开支将保持持续增长，国外油气公司资本开支也明显增长，油服行业景气上行。
2. 中海油成功登陆 A 股，推动油气增储上产，公司业绩增长具有高确定性。中海油“七年行动计划”，及“稳住渤海、加快南海”、“油气并举、向气倾斜”战略，要求南海西部油气田产量 2022-25 年，产量 CAGR 要达到 10.8%；同时，“渤中 19-6 凝析气田”、“陵水 25-1”等大型气田项目申报，中海油“南海万亿大气田”、“渤海万亿大气田”建设将不期而至。任重道远，到 2025 年，预计公司将订单饱满。
3. 2018 至 2021 年，公司非海洋工程项目营收主要来自国内 LNG 接收站业务，因国内在建产能充足，2025 年国内 LNG 接收站接收能力将实现翻倍，LNG 接收站建设进入平台期。公司非海洋工程营收将有所下滑。

预计 2022 至 2024 年公司海洋工程项目营收分别为 148/192/234 亿元，同比增长 29%/30%/24%；非海洋工程项目营收分别为 61.6/30.8/15.4 亿元，同比增长-25%/-50%/-50%。

随行业景气上升，油服公司盈利能力增强，以及母公司已具有较明显的成本优势，未来进一步降本增效空间不大，我们假设 2022 至 2024 年公司海洋工程项目毛利率为 13.5%/14%/14.25%，非海洋工程项目毛利率为 8.5%/8.75%/9%。

合计，公司 2022 至 2024 年，营收将达到 209/223/253 亿元，同比增长 5.68%/6.54%/13.63%，毛利率将达到 12%/13.3%/13.93%。

图 88：盈利预测表

		2021A	2022E	2023E	2024E
营收，亿元	海洋工程项目	114.50	147.65	192.10	237.87
	非海洋工程项目	82.06	61.55	30.77	15.39
	合计	197.95	209.20	222.87	253.26
	YOY	10.82%	5.68%	6.54%	13.63%
毛利率	海洋工程项目	12.43%	13.50%	14%	14.25%
	非海洋工程项目	7.79%	8.50%	8.75%	9%
	合计	10.55%	12.03%	13.28%	13.93%

资料来源：Wind，华金证券研究所

预测 22-24 年归母净利润分别为 6.6/9.7/12.4 亿元，对应 EPS 为 0.15/0.22/0.28，2022 年 6 月 6 号收盘价 4.45 元，对应估值水平为 30/20/16X。

(二) 相对估值

我们选取 5 家油服行业代表性的公司：中海油服、海油发展、迪威尔、博迈科、杰瑞股份。发现 5 家公司海油工程一样，估值基本处于同一水平，这也反映了 A 股市场对整个油服相关行业的定价情况。基于前文分析，我们认为，对于整个油服板块，未来可能会有一个重新定价的过程。

图 89：可比公司估值

公司	代码	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
中海油服*	601808.SH	22.54	228.54	15.30	12.70	12.20
海油发展	600968.SH	15.97	23.20	12.87	11.29	10.00
迪威尔	688377.SH	45.75	112.54	36.52	22.13	14.68
博迈科	603727.SH	28.26	35.60	18.88	16.50	11.98
杰瑞股份	002353.SZ	19.83	24.16	17.21	13.91	11.56
行业平均		26.47	84.81	20.16	15.31	12.08
海油工程*	600583.SH	54.64	55.12	28.2	19.1	14.9

资料来源：Wind，华金证券研究所，带*为华金预测，其余均为 Wind 一致预期

我们回溯了海油工程历史估值，油价周期波动反应到估值水平上，具有“时滞性”。在 2011-2014 高油价时期，PE 值在 2014 年回落到 20 倍以下；2015 年到 2017 年期间，全球原油价格经历 14/15 年急剧下跌、低位徘徊后，行业低迷，公司业绩明显下滑，但 PE 值仍在 20 倍以下；从 2017 年上半年开始，公司 PE 才开始抬升；而 19 年到 20 年初，全球油价在 65-80 美元/桶区间波动，油气行业景气度回升，公司业绩向好，PE 值有所回落，但仍在 20 倍之上。体现出典型的周期股估值特征，但具有明显的“延迟”。

图 90：海洋工程 PE(TTM)



资料来源：Wind，华金证券研究所

综上所述，海油工程作为国内海上油气唯一总承包商，受益于国内外油气资本开支的持续增长，尤其是中海油开发支出的持续增长，叠加能源安全大战略的实施，公司业绩有望实现超预期，参考公司历史估值水平，我们给予“买入-B”评级。

风险提示

1. 疫情加重，大幅降低全球石油需求；
2. 碳中和政策，加速新能源发展，原油需求降低；
3. OPEC+ 原油主要产国谈判失败，大幅增加产量，供需失衡；
4. 美国页岩油大力开采，供给大幅增加，冲击原油市场；
5. 中海油油气田开发项目进度不及预期；
6. 中海油进一步降本增效，挤压公司利润空间；

财务报表预测和估值数据汇总

资产负债表(百万元)						利润表(百万元)					
会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
流动资产	16861	18048	19792	23446	26445	营业收入	17863	19795	20920	22288	25326
现金	1,572	1,171	4,415	7,123	10,013	营业成本	16022	17707	18404	19329	21798
应收票据及应收账款	7,390	5,675	5,715	6,110	6,553	营业税金及附加	145	77	75	116	132
预付账款	307	634	156	649	241	营业费用	26	22	35	31	35
存货	1,011	1,151	894	1,360	1,182	管理费用	232	240	289	289	328
其他流动资产	2,056	3,161	3,221	2,813	3,065	研发费用	983	929	1125	1157	1288
非流动资产	16,420	16,606	15,051	14,372	13,422	财务费用	120	45	-34	-86	-127
长期投资	2087	1529	1529	1529	1529	资产减值损失	-30	-27	-29	-28	-28
固定资产	9285	10710	9830	8950	8070	公允价值变动收益	25	26	25	25	0
无形资产	1109	1095	1054	1014	973	投资净收益	31	-386	-100	-50	-25
其他非流动资产	1782	2135	1535	1817	1829	营业利润	517	560	981	1455	1875
资产总计	33282	34654	34843	37818	39867	营业外收入	24	13	24	20	19
流动负债	9613	11098	11127	13828	15504	营业外支出	2	1	3	2	2
短期借款	233	0	0	0	0	利润总额	539	573	1002	1473	1893
应付票据及应付账款	7534	8520	8053	9109	10521	所得税	174	201	337	495	645
其他流动负债	1465	1992	1345	1601	1646	税后利润	366	372	665	978	1247
非流动负债	1003	798	905	898	859	少数股东损益	2	2	8	8	11
长期借款	436	475	450	450	450	归属母公司净利润	363	370	657	970	1236
其他非流动负债	567	323	455	448	409	EBITDA	1518	1477	1868	2290	2669
负债合计	10617	11896	12031	14726	16363	主要财务比率					
少数股东权益	14	16	24	32	43	会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E
股本	4421	4421	4421	4421	4421	成长能力					
资本公积	4248	4248	4248	4248	4248	营业收入(%)	21.4	10.8	5.7	6.5	13.6
留存收益	13595	13691	14118	14390	14791	营业利润(%)	188.9	8.3	75.1	48.3	28.9
归属母公司股东权益	22651	22742	22787	23059	23460	归属于母公司净利润(%)	1200.9	1.8	77.7	47.6	27.5
负债和股东权益	33282	34654	34843	37818	39867	获利能力					
现金流量表(百万元)						毛利率(%)	10.3	10.5	12.0	13.3	13.9
会计年度	2020A	2021A	2022E	2023E	2024E	净利率(%)	2.0	1.9	3.1	4.4	4.9
经营活动现金流	2021	3033	3222	3445	3623	ROE(%)	1.6	1.6	2.9	4.2	5.3
净利润	366	372	657	970	1236	ROIC(%)	2.1	2.6	4.6	7.7	12.7
折旧摊销	993	1018	921	921	921	偿债能力					
财务费用	120	45	-34	-86	-127	资产负债率(%)	31.9	34.3	34.5	38.9	41.0
投资损失	-31	386	100	50	25	流动比率	1.8	1.6	1.8	1.7	1.7
营运资金变动	2868	-102	1545	1557	1557	速动比率	1.6	1.5	1.7	1.6	1.6
其他经营现金流	-2295	1314	34	33	11	营运能力					
投资活动现金流	-2327	-2946	740	-75	-25	总资产周转率	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6
筹资活动现金流	191	-469	-718	-662	-708	应收账款周转率	2.9	3.0	3.7	3.8	4.0
						应付账款周转率	2.5	2.5	2.6	2.6	2.6
每股指标(元)						估值比率					
每股收益(最新摊薄)	0.08	0.08	0.15	0.22	0.28	P/E	54.0	53.1	29.9	20.2	15.9
每股经营现金流(最新摊薄)	0.46	0.69	0.73	0.78	0.82	P/B	0.9	0.9	0.9	0.9	0.8
每股净资产(最新摊薄)	5.12	5.14	5.15	5.22	5.31	EV/EBITDA	8.3	7.6	4.6	2.5	1.1

资料来源：贝格数据华金证券研究所

公司评级体系

收益评级：

买入—未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 15%以上；

增持—未来 6 个月的投资收益率领先沪深 300 指数 5%至 15%；

中性—未来 6 个月的投资收益率与沪深 300 指数的变动幅度相差-5%至 5%；

减持—未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 5%至 15%；

卖出—未来 6 个月的投资收益率落后沪深 300 指数 15%以上；

风险评级：

A—正常风险，未来 6 个月投资收益率的波动小于等于沪深 300 指数波动；

B—较高风险，未来 6 个月投资收益率的波动大于沪深 300 指数波动；

分析师声明

刘荆声明，本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，勤勉尽责、诚实守信。本人对本报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规、研究方法专业审慎、研究观点独立公正、分析结论具有合理依据，特此声明。

本公司具备证券投资咨询业务资格的说明

华金证券股份有限公司（以下简称“本公司”）经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司及其投资咨询人员可以为证券投资人或客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或间接的有偿咨询服务。发布证券研究报告，是证券投资咨询业务的一种基本形式，本公司可以对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向本公司的客户发布。

免责声明：

本报告仅供华金证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因为任何机构或个人接收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但本公司不保证该等信息及资料的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映本公司于本报告发布当日的判断，本报告中的证券或投资标的价格、价值及投资带来的收入可能会波动。在不同时期，本公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息及资料保持在最新状态，本公司将随时补充、更新和修订有关信息及资料，但不保证及时公开发布。同时，本公司有权对本报告所含信息在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以本公司向客户发布的全本报告完整版本为准，如有需要，客户可以向本公司投资顾问进一步咨询。

在法律许可的情况下，本公司及所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务，提请客户充分注意。客户不应将本报告为作出其投资决策的惟一参考因素，亦不应认为本报告可以取代客户自身的投资判断与决策。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，无论是否已经明示或暗示，本报告不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证。在任何情况下，本公司亦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。

本报告版权仅为本公司所有，未经事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发、篡改或引用本报告的任何部分。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华金证券股份有限公司研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

华金证券股份有限公司对本声明条款具有惟一修改权和最终解释权。

风险提示：

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成对所述证券买卖的出价或询价。投资者对其投资行为负完全责任，我公司及其雇员对使用本报告及其内容所引发的任何直接或间接损失概不负责。

华金证券股份有限公司

地址：上海市浦东新区杨高南路 759 号（陆家嘴世纪金融广场）31 层

电话：021-20655588

网址：www.huajinsc.cn