



买入（首次）

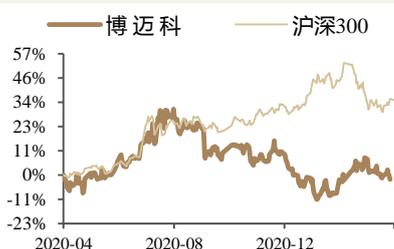
所属行业：机械设备
当前价格(元)：16.11

证券分析师

倪正洋
资格编号：S0120521020003
邮箱：nizy@tebon.com.cn

研究助理

市场表现



沪深300对比	1M	2M	3M
绝对涨幅(%)	-9.34	0.19	0.06
相对涨幅(%)	-7.02	6.45	5.18

资料来源：德邦研究所，聚源数据

相关研究

油服低估标的，大单持续突破

投资要点

- **超70亿元在建订单推动业绩持续突破。**公司是国际化EPC服务公司，聚焦FPSO、LNG、矿业的模块设计与建造，深度绑定Technip、Modec、SBM、BHP Billiton等国际油气开发巨头。受油价复苏影响，公司2018年迎来本轮订单拐点，目前公司在建订单超70亿元，大部分尚未确认收入。据业绩快报，预计公司2020年归母净利润达1.1-1.26亿元，同比增长217.4%到263.6%，扣非归母净利润达6400-6800万元，同比+627.1%到672.5%，业绩高增长进一步验证公司景气度持续。
- **LNG：俄北极LNG后续大单确定性加强，公司份额有望不断提升。**LNG属于油气模块工程中毛利率较高业务，当前投资主要集中于俄北极地区。北极天然气已探明储量占全球约30%，其中90%以上位于俄罗斯。公司在俄亚马尔LNG、北极LNG 2项目享有较高份额，与业主诺瓦泰克、总包商Technip保持良好合作。据俄罗斯及诺瓦泰克LNG规划，预计2035年俄北极LNG产能约为现有投产及建设产能的三倍以上，考虑当地丰富的天然气储量，后续模块释放订单有望进一步超预期。预计随着订单转向国内及公司前期出色业绩，公司份额有望继续提升。
- **FPSO：租赁模式助FPSO脱敏油价，公司领衔国内企业承接FPSO产业链转移。**经济性主导FPSO产业链在2015-16年油价低谷期转向国内，租赁模式弱化业主方对短期油价敏感度，助FPSO摆脱油价周期。中国近年在上部模块建造市场份额逐渐提升，并占据了2019-2020年73%的FPSO船体建造、改装市场，成为全球FPSO承建中心。公司参与FPSO模块建造超十年，业务从建造逐渐向详设、调试和总装等高附加值环节扩展，深度绑定MODEC、SBM两大全球总包龙头，在手大单包括SBM的Mero2、MODEC的MV32，合计金额超20亿元。业务纵向深化及绑定龙头客户帮助公司成为FPSO产业转移排头兵。
- **订单有望突破油价周期束缚，持续超预期。**公司过往业绩和订单与油价相关度较高，随着FPSO业主租赁模式兴起和俄罗斯LNG业务放量，公司业绩有望突破油价周期束缚。2020年公司2#码头和四期场地扩产均已落地，场地生产情况火热，当前产能可支撑近80亿元订单同时建造。随着FPSO与LNG大单确定性加强，公司下游订单有望持续释放，推动业绩增长持续三年以上。
- **盈利预测与投资建议：**公司在建订单超70亿元，LNG与FPSO大单确定性加强，景气度有望打破周期束缚。预计2020-2022年归母净利润1.3、2.8、3.8亿元，对应PE 29、13、10倍，参考可比公司平均估值，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示：**石油价格波动风险，汇率波动风险，全球LNG扩产不及预期。

股票数据

总股本(百万股):	234.19
流通A股(百万股):	234.19
52周内股价区间(元):	14.18-21.02
总市值(百万元):	3,772.87
总资产(百万元):	3,904.41
每股净资产(元):	10.21

资料来源：公司公告

主要财务数据及预测

	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	397	1,354	2,537	3,170	4,115
(+/-)YOY(%)	-18.9%	241.4%	87.4%	24.9%	29.8%
净利润(百万元)	7	35	128	283	379
(+/-)YOY(%)	-93.5%	384.5%	268.2%	121.8%	34.0%
全面摊薄EPS(元)	0.03	0.15	0.54	1.21	1.62
毛利率(%)	13.5%	12.6%	14.0%	16.5%	17.5%
净资产收益率(%)	0.3%	1.5%	4.9%	9.5%	11.2%

资料来源：公司年报(2018-2019)，德邦研究所

备注：净利润为归属母公司所有者的净利润



内容目录

1. 博迈科：承接全球海工产业链转移排头兵，70 亿在建订单推动业绩三年高增长.....	5
1.1. 国际化专业模块 EPC 领先企业，聚焦 FPSO、LNG 业务.....	5
1.2. 2020 扣非归母净利润同比大增超 627%，超 70 亿大单推动业绩高增长.....	8
1.3. 扩产后可应对近 80 亿元订单同时建设，满足后续新接大单建设需求.....	10
2. LNG：2035 年俄北极 LNG 上产空间广阔，博迈科份额有望不断提升.....	11
2.1. LNG 业务占公司近十年订单总数的 66%，净利率高于行业平均.....	11
2.2. 全球 LNG 供需缺口扩大，预计 2040 年全球 LNG 需求量较 2020 年翻倍.....	12
2.3. 储量、航道、低温三大优势保障俄罗斯北极 LNG 项目经济性领先全球.....	14
2.4. 俄北极 LNG 模块大单持续释放，博迈科份额领先行业.....	17
3. FPSO：经济性主导 FPSO 产业链转向中国，公司成为承接产业链转移排头兵.....	19
3.1. 深海油气产储错配激发 FPSO 投资热情.....	19
3.2. 租赁模式助 FPSO 投资脱敏油价，FPSO 投资逐渐恢复疫情前水平.....	21
3.3. 经济性成 FPSO 转移内在逻辑，中国成 FPSO 全球承建中心.....	22
3.4. 从建造走向产业链全覆盖，博迈科深度绑定 FPSO 全球龙头总包商.....	25
4. 收入确认受海外疫情影响小，高景气持续性有望超预期.....	26
4.1. 预期差一：巴西疫情影响收入确认——租赁模式稳定公司 FPSO 收入确认.....	26
4.2. 预期差二：原材料涨价影响毛利率——供应链长单保障盈利稳定性.....	26
4.3. 预期差三：订单周期波动大——本轮订单景气度有望穿越周期.....	27
5. 盈利预测与相对估值.....	28
5.1. 盈利预测.....	28
5.2. 相对估值.....	28
6. 风险提示.....	29

图表目录

图 1: 公司深耕 FPSO 建造十余年, 覆盖 FPSO 模块全产业链	5
图 2: 公司 LNG 业务覆盖各类重型吨位模块	5
图 3: 模块化工程具有经济性、安全性和效率高等优点	6
图 4: 公司项目遍布全球	7
图 5: 2011-2019 年, 公司大部分收入来自海外地区 (单位:百万元)	7
图 6: 公司客户均为国际知名油气开发公司, 高端客户持续性强	7
图 7: 2020Q1-Q3 公司收入 16.5 亿元, 同比+114.9%.....	8
图 8: 2020Q1-Q3 公司归母净利润 7925 万元, 同比+241.2%	8
图 9: 公司本轮周期的订单拐点始于 2018 年, 业绩拐点始于 2019 年.....	8
图 10: LNG 项目收入确认期倒数第二年确认比例最高	10
图 11: LNG 大项目对公司后续三至四年的收入有影响.....	10
图 12: LNG 业务毛利率较高, 亚马尔项目毛利率保持 25%左右	11
图 13: 本轮 LNG 大单收入占比提升有望继续提升公司毛利率.....	11
图 14: 近十年 LNG 大单占公司公开订单 67%.....	12
图 15: 2020 年全球 LNG 贸易总需求量达 3.6 亿吨, 中、印领衔市场增长	13
图 16: 2040 年全球 LNG 贸易需求达 7 亿吨, 二十年 CAGR 达 3.5%,	13
图 17: 俄罗斯、美国 LNG 增产迅速.....	14
图 18: 预计 2025 年后, LNG 将出现供不应求, 产能建设将加速	14
图 19: 北极 LNG 2 项目紧邻亚马尔 LNG 项目.....	14
图 20: 俄罗斯北极地区 LNG 项目经济性领先全球 (单位: 美元/百万英热单位)	15
图 21: 北极已探明天然气储量占全球 30%, 俄罗斯占北极已探明天然气储量约 90%..	15
图 22: 全球变暖提升北极航道商用性, 较传统运输路线节省 1/3 航程.....	16
图 23: 俄罗斯 LNG 上产需求大, 2035 年产量目标相当于 4.6 个北极 LNG 2 项目	17
图 24: 近十年全球原油储采比波动下降	19
图 25: 全球天然气储采比连续十年下降	19
图 26: FPSO 集生产处理、储存外输及生活、动力供应于一体	20
图 27: 受油价和经济性影响, 近 20 年 FPSO 发展可分为三轮周期	21
图 28: 2021-2025 年全球 FPSO 订单有望达 48 艘, 较 2016-2020 年增长 23%	22
图 29: FPSO 转移发生在油价波动期, 2015 年中国成为 FPSO 承建主力	22
图 30: 2019-2020 年全球在建的 22 个 FPSO 中, 16 个在中国	25
图 31: 公司与供应商长期合作可抵御钢材等原材料价格上涨.....	27

表 1: 公司主要产品服务于海洋油气开发 (FPSO)、LNG、矿业开采	5
表 2: 2018 年后公司新接大订单全部来自海外	7
表 3: 公司历年签订大单汇总, 本轮大单金额和内容核心程度超越上轮	9
表 4: 公司场地可满足近八十亿订单同时开建, 现有场地生产火热	10
表 5: 北极 LNG2 项目紧邻亚马尔项目, 总产能为亚马尔项目 1.2 倍	17
表 6: 2035 年前, 俄罗斯北极 LNG 模块市场中枢接近 800 亿元	18
表 7: 中国包揽 2/3 以上北极 LNG 2 模块, 博迈科在北极 LNG 2 中国公司份额中市占率 达 30%	19
表 8: 浮式生产设备适合深海油气项目	20
表 9: FPSO 各项参数优于传统固定平台	20
表 10: 15-16 年油价低谷期, 新、韩、巴西船企面临困境	23
表 11: 博迈科的安全保障受到众多国际客户认可	24
表 12: 公司与 Modec、SBM 等总包方合作宽度和深度增强	26
表 13: 分业务盈利预测	28
表 14: 相对估值 (截至 2021.4.7)	28

1. 博迈科：承接全球海工产业链转移排头兵，70 亿在建订单推动业绩三年高增长

1.1. 国际化专业模块 EPC 领先企业，聚焦 FPSO、LNG 业务

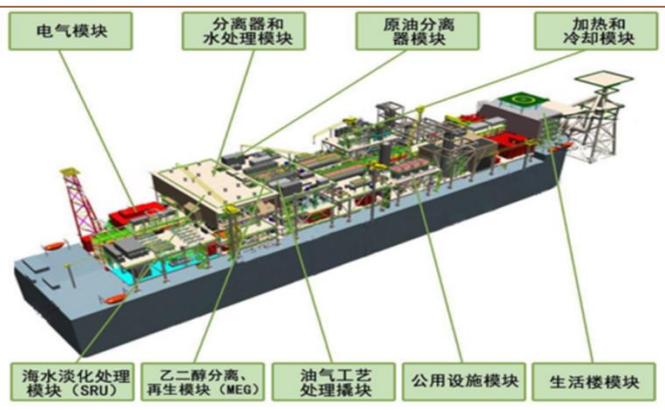
公司聚焦海洋油气开发、矿业开采、LNG 的模块设计、建造、调试与总装。公司成立于 1996 年，总部位于天津滨海新区，拥有二十多年的海洋油气项目管理经验，业务涵盖三大领域：海洋石油开发的上部模块（主要为 FPSO 项目）；天然气液化模块（LNG 模块）；矿业开采模块。公司产业链覆盖详细设计、加工设计、采办、建造、调试、总装等全产业链环节，产品包括压缩机、生活楼、电气间、管廊、海水淡化处理模块及化学注入撬等数十种品类，是国内产业链覆盖最全面的模块化海工企业之一。

表 1：公司主要产品服务于海洋油气开发（FPSO）、LNG、矿业开采

海洋油气开发模块	矿业开采模块	LNG 模块
● 生活楼模块	● 模块化矿业开采成套设备/设施	● 处理模块
● 电气模块	● 初级粉碎矿石模块	➢ 分离模块
● 上部油气处理模块	● 储料仓模块	➢ 天然气净化模块
➢ 乙二醇提纯、再生模块（MEG）	● 矿石剥离筛分模块	● 冷凝模块
➢ 海水淡化处理模块（SRU）	● 矿石产品分级筛分模块	➢ 天然气冷凝模块
➢ 原油分离器模块	● 二级粉碎矿石模块	➢ 天然气压缩模块
➢ 分离器和水处理模块	● 传送带模块	➢ 天然气冷却工艺模块
➢ 燃气涡轮发电机模块	● 精细矿粉转运模块	● 电气和控制模块
➢ Pancake 模块	● 颗粒矿粉转运模块	➢ 电气模块
➢ 公用设施模块	● 运输列车装车系统模块（TLO）	➢ 集成控制模块
➢ 加热和冷却模块	● 电气模块	● 集输模块
➢ 油气工艺处理撬		➢ 天然气入口管汇模块
		➢ 段塞捕捉器入口模块
		➢ 管廊模块
		● 辅助模块
		➢ 热油处理模块
		➢ 消防设备模块
		➢ 燃油工艺模块

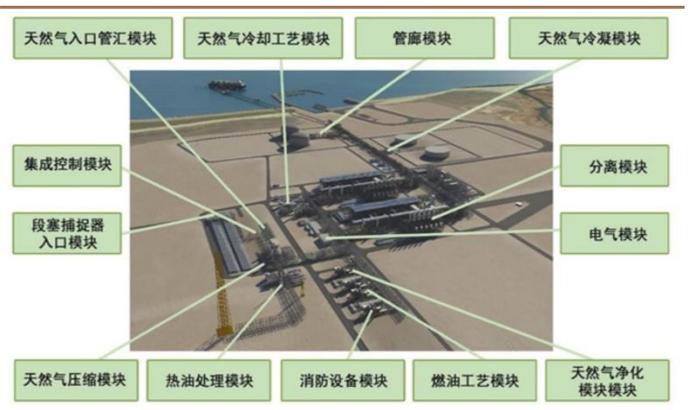
资料来源：公司招股说明书，德邦研究所

图 1：公司深耕 FPSO 建造十余年，覆盖 FPSO 模块全产业链



资料来源：公司公告，德邦研究所

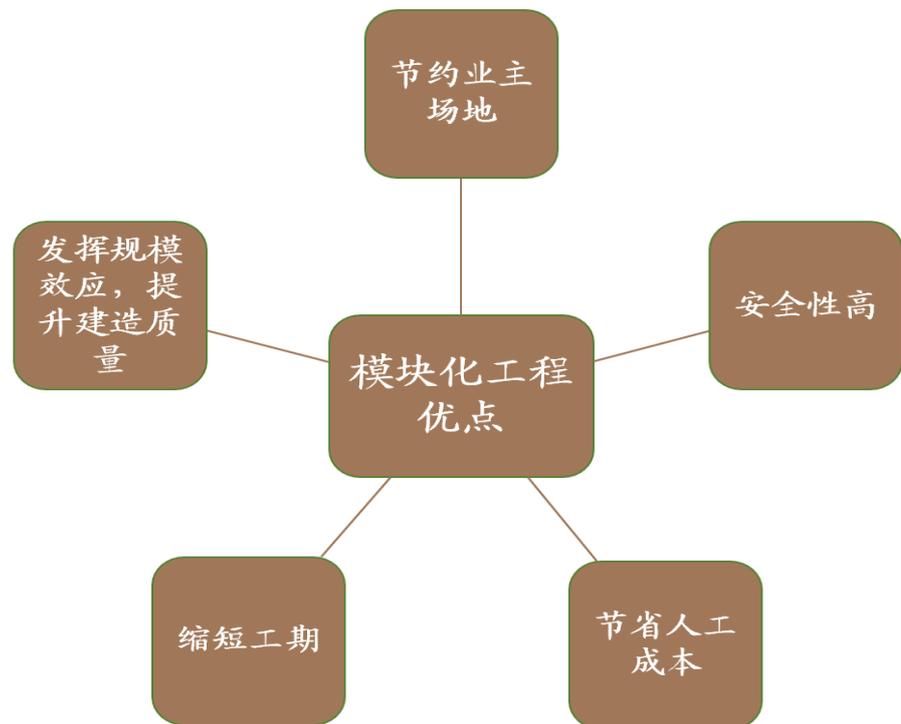
图 2：公司 LNG 业务覆盖各类重型吨位模块



资料来源：公司公告，德邦研究所

模块化工程具有经济性、安全性和效率高等优点，逐渐流行。模块化工程是指将一个系统工程，根据功能或需求将工程或系统划分为若干个子模块，结合其功能及运输条件，在设计、采购、建造过程中将各模块划分成单体模块实施。单体模块在建造场地进行结构、配管、机械、电仪、保温、试压、调试等专业施工，运输至工厂地域进行模块组装。模块化工程可最大限度减少现场建造的工作量，具有人工成本低、效率高、安全性高等特点。模块化工程已成为欧美、俄罗斯、澳大利亚等人工成本较高地区的最流行的工程方式，广泛用于 LNG、FPSO、炼化工程、矿业、人工岛等各类工程建设。中国制造的高质量、经济性和安全性也使得国内模块化工程接单景气度日益上升。此外，中国国内的工程项目也逐渐向模块化转移，虽然国内模块化工程较现场建设无明显人工成本优势，但可发挥模块化节约场地、安全性高的特点，并发挥规模优势降低成本，缩短工期。

图 3：模块化工程具有经济性、安全性和效率高等优点



资料来源：《浅谈工程建设模块化施工》，德邦研究所

承接国际海工产业链转移，2018 年后大额订单均来自海外。公司是国际化专业 EPC 服务公司，聚焦海洋油气开发（主要为 FPSO 项目）、液化天然气、矿业开采的模块设计与建造，公司的主要客户分布于中国、澳大利亚、巴西、中东、北海、非洲、东南亚、墨西哥、俄罗斯等二十多个国家和地区，覆盖全球大部分油气资源丰富地区。公司 2014-2019 年营业收入大部分来自海外市场，2018 年之后，公司新接的大额订单全部来自海外。

图 4：公司项目遍布全球



资料来源：公司招股说明书，德邦研究所

图 5：2011-2019 年，公司大部分收入来自海外地区（单位：百万元）



资料来源：Wind，德邦研究所

表 2：2018 年后公司新接大订单全部来自海外

	订单签订时间	项目名称	客户	项目所在地	金额 (亿元)
海洋油气开发	2018	FPSO Carioca MV30	Modec, Inc.	巴西	5.7
	2020	FPSO Mero2	SBM	巴西	9.02
	2020	FPSO MV32	Modec, Inc.	巴西	6.6
LNG	2019	Arctic LNG-2 Project	GYGAZ SNC	俄罗斯	47.2
矿业开采	2018	South Flank 项目	BHP Billiton	澳大利亚	3.75

资料来源：公司公告，德邦研究所

深度绑定全球油气开发龙头大客户。公司主要客户均为国际知名的油气开发公司、矿业开采公司、海洋工程项目总承包公司等，如 **Technip、Modec、SBM、ConocoPhillips、ABB Ltd、中海油、BHP Billiton、Bechtel** 等，公司凭借出色的项目业绩和安全性多次获得大客户嘉奖，在 Technip、Modec、SBM 等客户中市场份额稳定。因为高端客户在行业波动情况下依然具有长期性投资采购需求，公司的高端客户持续性强。

图 6：公司客户均为国际知名油气开发公司，高端客户持续性强

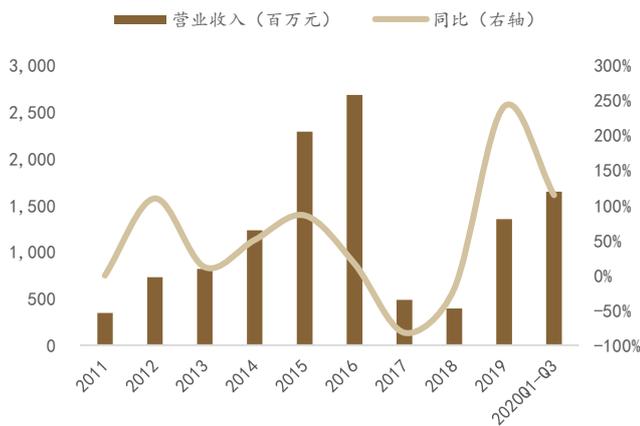


资料来源：公司招股说明书，德邦研究所

1.2. 2020 扣非归母净利同比大增超 627%，超 70 亿大单推动业绩高增长

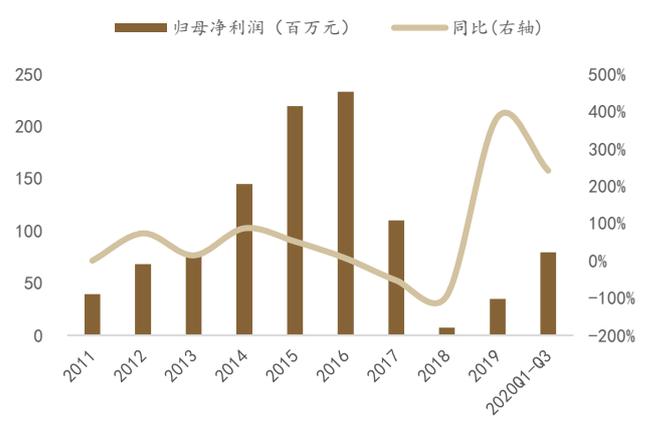
2011-16 年归母净利润 CAGR 达 42.97%，高油价推动上轮业绩高景气。公司下游主要面向油气开发行业，2014 年之前，国际油价保持在 90 美元以上高位，公司在手订单充裕，2011-2016 年营业收入 CAGR 为 50.47%，归母净利润 CAGR 为 42.97%。2014 年下半年-2016 年，国际油价暴跌 75%，布伦特原油期货结算价最低时达 27.88 美元/桶，彼时诸如 FPSO 等深海油气开采项目盈亏平衡线还在 50 美元以上。受油价波动影响，公司从 2015 年-2017 年新接大单较前期明显减少，2014 年之前签约的亚马尔 LNG 等项目在 2016 年收入基本确认完毕，在没有新增订单支撑情况下，公司 2017、2018 年收入下滑明显。

图 7：2020Q1-Q3 公司收入 16.5 亿元，同比+114.9%



资料来源：Wind，德邦研究所

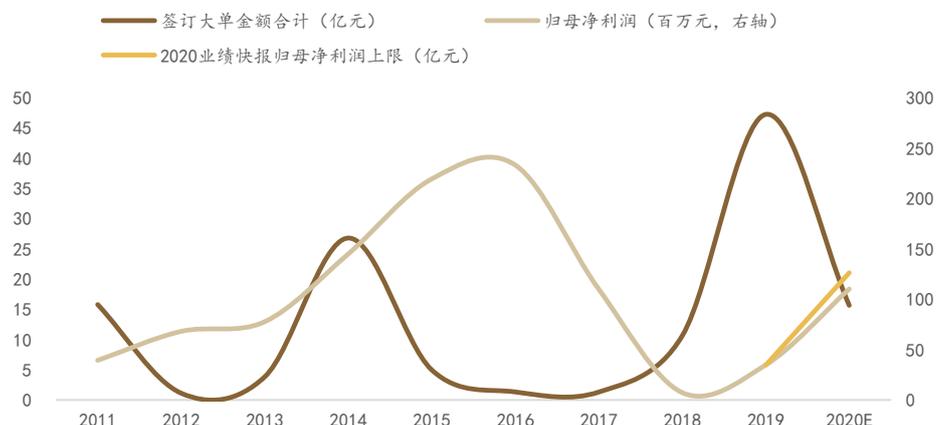
图 8：2020Q1-Q3 公司归母净利润 7925 万元，同比+241.2%



资料来源：Wind，德邦研究所

本轮订单拐点始于 2018 年，业绩拐点始于 2019 年。随着 2017 年国际油价复苏，以及油价低谷期间，全球海洋油气项目为提升投资经济性陆续转向中国的背景下，公司在 2018 年率先迎来订单拐点，当年签订 5.7 亿元的 MV30 FPSO 订单、3.75 亿元的澳大利亚矿业项目和 1.13 亿元的俄罗斯 AGPP Amur Steelwork 项目 (LNG)，2019 年公司签订 47.2 亿元的北极 LNG 2 项目，2020 年签订 9.02 亿元的 SBM Mero 2 项目及 6.6 亿元的 MV32 FPSO 项目。公司前期签订的油气大单在 2019 年开始加速确认收入，2019 年公司收入 13.5 亿元，同比+241.4%，归母净利润 3465 万元，同比+384.5%，业绩拐点出现。

图 9：公司本轮周期的订单拐点始于 2018 年，业绩拐点始于 2019 年



资料来源：公司公告，德邦研究所

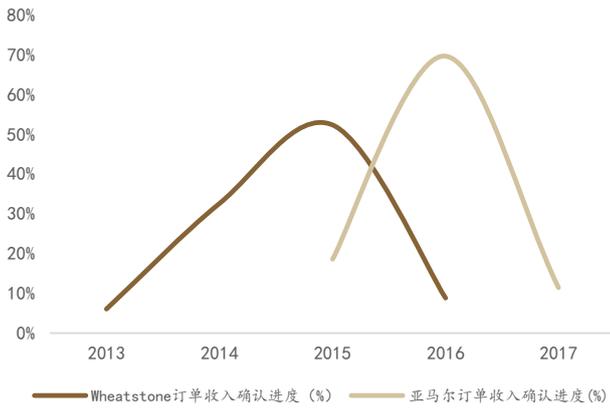
表 3：公司历年签订大单汇总，本轮大单金额和内容核心程度超越上轮

年份	项目	客户名称	所属领域	初始合同金额 (亿元)
2011	Shell Nigeria DOMGAS	ABB Korea		0.07
	Gladstone LNG Upstream Project E-houses	ABB Australia Pty. Limited	LNG	0.52
	Wheatstone LNG	Bechtel International Inc.		11.87
	澳大利亚矿业项目	必和必拓 (BHP Billiton)	矿业	3.29
2011 合计				15.75
2012	Longford Project Blast Proof Switch room			0.07
	QGC LNG FCS LV Switch room	ABB Australia Pty. Limited	LNG	0.23
	QGC LNG FCS MV Switch room			0.32
	QGC LNG CPP			0.47
2012 合计				1.09
2013	N487 DANA 400 FPSO 模块建造	南通中远船务有限公司		1.23
	UZ8451 ZADCO ACCOMMODATION & UTILITIES PROJECT	LEIGHTON	海洋油气	1.06
	秦皇岛 32-6 生活楼	中海石油 (中国) 有限公司		0.6
	澳大利亚矿业项目	必和必拓 (BHP Billiton)	矿业项目	0.91
2013 合计				3.80
2014	Upper Zakum 750 Island Surface Facilities Project	Petrofac		2.78
	FMB1 & FMB2 (Technip)	TECHNIP	海洋油气	1.84
	MV27 Project-Module E-house	ABB		0.35
	Longford II Project Blast Proof Switch room	ABB Australia Pty. Limited	LNG	0.13
	Yamal LNG Project	YAMGAZ		21.65
2014 合计				26.75
2015	MV29 SRU	VWS WESTGARTH LTD	海洋油气	0.11
	Petronas FLNG2 Project	ABB PTE. LTD	LNG	1.56
2015 合计				1.67
2016	KOC LFHOD Project	Petrofac E&C International Ltd.	海洋油气	1.3
2016 合计				1.3
2017	New Refinery Project	Petrofac E&C International Ltd.	海洋油气	1.28
2017 合计				1.28
2018	俄罗斯 AGPP Amur Steelwork 项目	中石油	LNG	1.13
2018	FPSO Carioca MV30 项目	Modec	海洋油气	5.7
2018	South Flank 项目	必和必拓 (BHP Billiton)		3.75
2018 合计				10.58
2019	Yamal LNG-2 Project	GYGAZ SNC	LNG	47.2
2019 合计				47.2
2020	Mero2	SBM		9.02
2020	MV32	Modec	海洋油气	6.6
2020 合计				15.62

资料来源：公司公告，德邦研究所

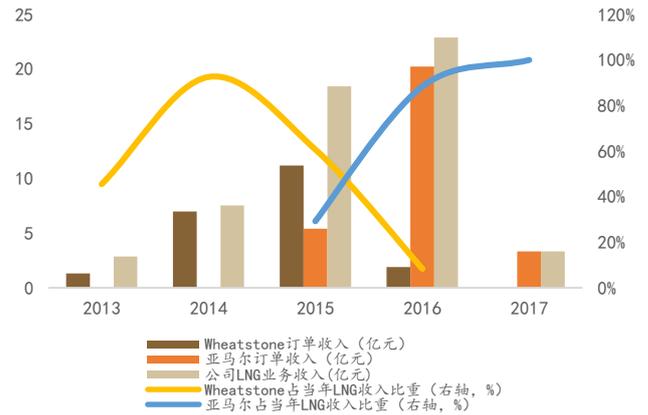
超 70 亿元在建订单推动公司业绩高增长。2021 年 1 月 20 日，公司发布业绩快报，预计公司 2020 年归母净利润达 1.1 亿元到 1.26 亿元，同比+217.42%到 263.59%，扣非归母净利润达 6400 万元到 6800 万元之间，同比增长 627.06%到 672.50%，2020 年业绩持续增长进一步验证公司景气度持续。公司目前建设订单基本已完成最终投资决策，且订单均为长期项目，受短期油价波动影响较小，订单向收入转化的确定较强。除已成功交付的澳大利亚矿业项目和 MV30 FPSO 项目以外，公司仍有超 70 亿元在建订单。根据过往经验，FPSO、LNG 大单收入确认较订单签订滞后 1-3 年，据我们估算，当前公司场地建设的 70 亿元中，大部分尚未确认收入，随着公司订单完工率的提升，以上订单将在 2021-2022 年陆续确认收入，同时考虑到公司在 LNG、FPSO 等领域新订单的逐渐落地，公司业绩有望保持三年以上高增长。

图 10: LNG 项目收入确认期倒数第二年确认比例最高



资料来源: 公司公告, 德邦研究所

图 11: LNG 大项目对公司后续三至四年的收入有影响



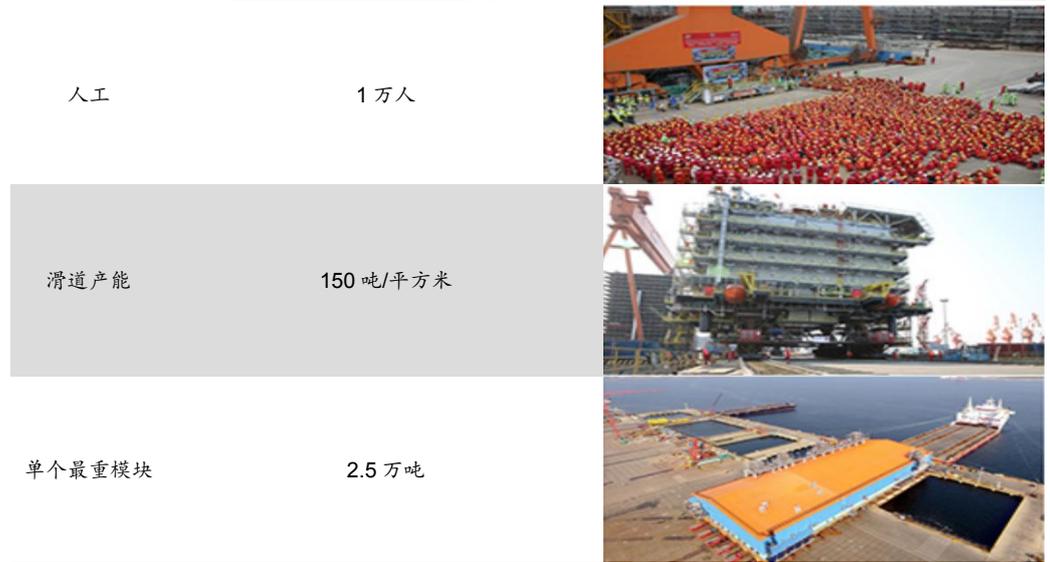
资料来源: 公司公告, 德邦研究所

1.3. 扩产后可应对近 80 亿元订单同时建设, 满足后续新接大单建设需求

定增扩产 2#码头和临港四期基地, 提升 LNG 重型模块和 FPSO 总装能力。公司建造模块重量不断提升, 业务覆盖 FPSO 详设、总装、调试环节, 为适应公司现有业务拓展需求及未来发展战略规划, 公司通过定增施行扩产计划, 建设天津港大沽口港区临港博迈科 2#码头工程和临港海洋重工建造基地四期工程项目。其中 300 米 2#码头临近公司三期场地, 可以有效提升公司 LNG 重型模块的出运以及 FPSO 总装船体的停靠, 提高三期场地产能利用率。四期场地建设将使公司原有 50 万平方米场地扩建到 67 万平方米, 总产能从 10 万吨扩建到 15 万吨, 进一步提升公司场地产能, 不仅可以支持公司在手项目, 也会提升未来接单能力, 为公司持续拓展经营范围奠定基础。2020 年公司扩产的四期场地、2#码头均陆续投入使用, 现有产能对应模块建造重量约 15 万吨, 可容纳近 80 亿元订单同时建设, 满足后续新接大单建设需求。

表 4: 公司场地可满足近八十亿订单同时开建, 现有场地生产火热

产能项目	具体指标	图片
场地	67 万平方米	
深水码头	700 米 (1#码头 400 米, 2#码头 300 米)	
产能	15 万吨/年	
最大龙门吊	1000 吨	



资料来源：公司官网，德邦研究所

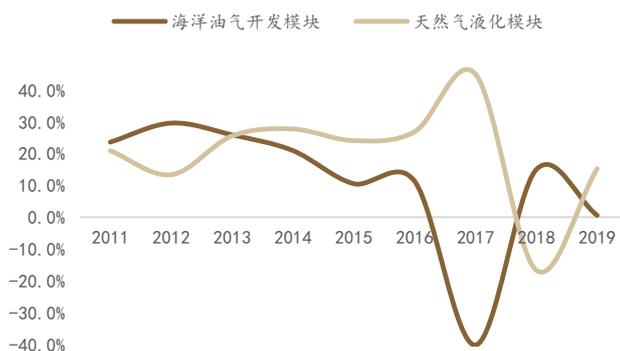
自动化、智能化、标准化应对业务量的提升与成本的波动。公司与大客户关系紧密的好处是可以长期合作，实现部分重复性高模块的标准化生产，打破了定制模块无法标准化的前提。全球海工产业链向中国转移，不仅给公司带来了机遇，也带来了挑战，随着劳动人数的减少和人工成本的波动，为保证盈利能力和业主方的项目要求，公司依托于大客户长期协作的关系，通过投资机器人生产线，将部分重复性高的模块标准化。未来公司将进一步在部分环节实现机器替代人工的转变，加强业务的自动化、智能化、标准化。

2. LNG：2035 年俄北极 LNG 上产空间广阔，博迈科份额有望不断提升

2.1. LNG 业务占公司近十年订单总数的 66%，净利率高于行业平均

LNG 业务属于公司业务结构中毛利率较高项目。海洋油气开发行业的整体毛利率一般在 10%至 30%之间，毛利率主要受业务规模、承包方式、服务内容、主要材料提供方式和工程成本等因素的影响。在各类油气开发项目中，由于俄罗斯北极地区天然气储量大，且借助当地低温条件和优良的航道，开发 LNG 项目盈利条件更好。公司 2014 年-2016 年平均毛利率达 23.8%，处于历史较高水平，高于行业平均，主要系毛利率较高的俄罗斯 LNG 项目占比提升，其中公司 2014 年承接的俄罗斯亚马尔 LNG 项目的平均毛利率在 25%左右。

图 12：LNG 业务毛利率较高，亚马尔项目毛利率保持 25%左右



资料来源：Wind，德邦研究所（2017 年亚马尔项目尾款交付，对应成本基本提前确认，造成 LNG 毛利率异动）

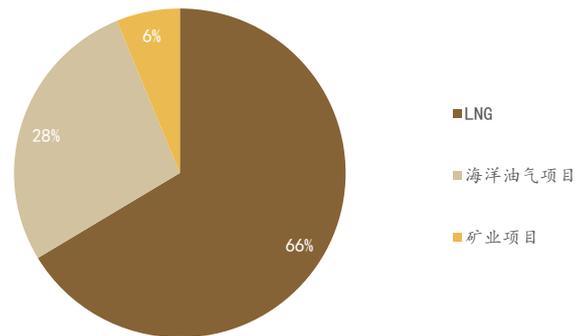
图 13：本轮 LNG 大单收入占比提升有望继续提升公司毛利率



资料来源：Wind，德邦研究所

近十年 LNG 大单占公司公开订单 66%，俄罗斯北极地区贡献八成 LNG 订单。公司自 2011 年以来公开披露的大额订单总金额约 128.3 亿元，其中 LNG 项目达 85.2 亿元，海洋油气项目达 35.1 亿元，矿业项目达 8.0 亿元，LNG 项目占近十年大额订单总数的 66.4%，其中 2014 年俄罗斯诺瓦泰克公司的亚马尔项目，2019 年俄罗斯诺瓦泰克公司的北极二项目订单合计达 68.9 亿元，占 LNG 项目总订单的 80.8%。目前公司建设中的 70 亿元订单中，47.2 亿元来自俄罗斯诺瓦泰克公司的北极 LNG 2 项目，占比 67%。来自俄罗斯诺瓦泰克公司的 LNG 项目成为推动公司收入和利润增长的重要力量。

图 14：近十年 LNG 大单占公司公开订单 67%

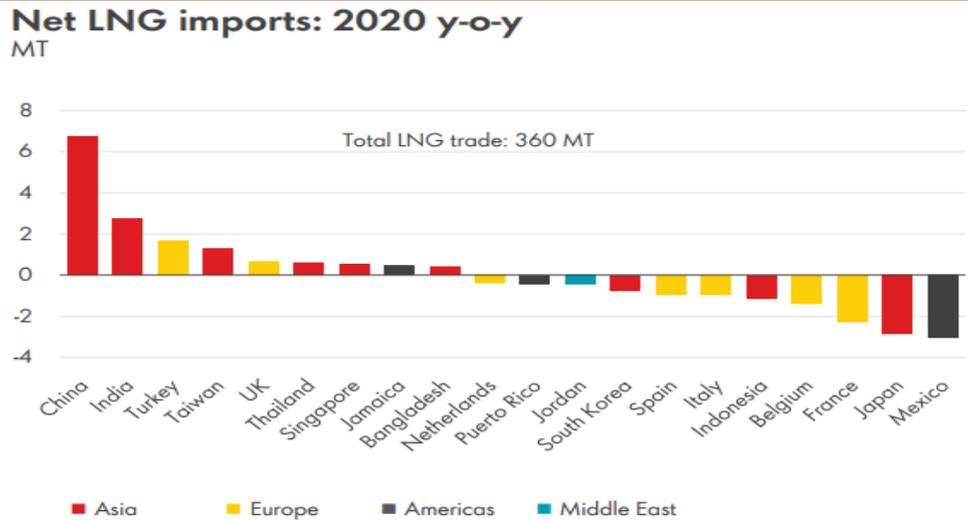


资料来源：公司公告，德邦研究所

2.2. 全球 LNG 供需缺口扩大，预计 2040 年全球 LNG 需求量较 2020 年翻倍

疫情之下，全球 2020 年 LNG 需求量仍小幅增长达 3.6 亿吨。2020 年，全球各大经济体忙于控制新冠肺炎疫情，导致全球 GDP 损失数万亿美元。对比 2019 年 3.58 亿吨的需求量，2020 年全球 LNG 贸易需求量达 3.6 亿吨，小幅增长体现了全球液化天然气市场的韧性和灵活性。从增量看，中国、印度和土耳其是 2020 年 LNG 进口增量最多的三个国家，2020 年中国 LNG 进口量增加了 700 万吨，达 6700 万吨，同比增长 11%；印度借助上半年 LNG 的低价优势，大量进口 LNG 补充国内天然气需求，进口量同比增长 11%。从存量来看，日本、中国和韩国领衔其他亚洲国家，成为 LNG 进口最多的地区，约占全球 LNG 进口量 70% 以上。

图 15: 2020 年全球 LNG 贸易总需求量达 3.6 亿吨, 中、印领衔市场增长



资料来源: 壳牌《2021 液化天然气(LNG)前景报告》, 德邦研究所

全球碳减排是促进 LNG 增长的关键, 预计 2040 年全球 LNG 需求量达 7 亿吨。天然气属于化石能源, 但相较煤炭、石油等化石能源, 天然气主要成分为甲烷, 燃烧后基本不含二氧化硫和粉尘, 温室气体排放比煤炭少 45%至 55%, 空气污染物不到煤炭的十分之一。天然气在供暖、建筑、重工业、航运和重型公路运输等减碳困难领域可发挥关键作用, 因此天然气可作为新能源的重要补充运用到环保和碳减排任务中去。随着中国、欧洲、日本、韩国等国家和地区相继宣布碳减排、碳中和目标, 壳牌预计 2040 年全球 LNG 需求量将达 7 亿吨, 较 2020 年增长近一倍, 电力、民用(如供暖)及商业、工业、交通运输推动 LNG 需求提升。

图 16: 2040 年全球 LNG 贸易需求达 7 亿吨, 二十年 CAGR 达 3.5%,

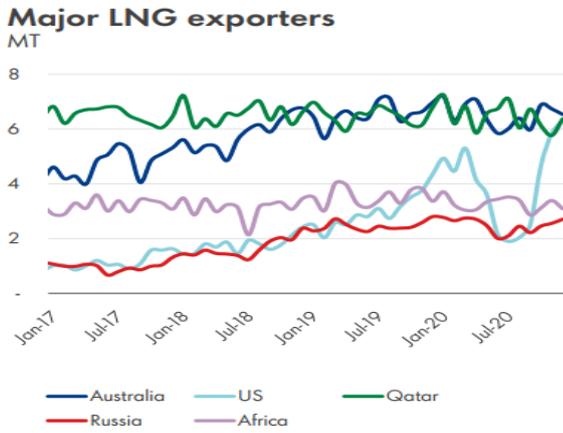


资料来源: 壳牌《2021 液化天然气(LNG)前景报告》, 德邦研究所

2020 年疫情与低油价导致 LNG 产能扩张延后, 预计 LNG 将迎来供不应求格局。2020 年澳大利亚超越卡塔尔成为 LNG 第一大出口国, 出口量达 7800 万吨, 美国 LNG 出口量在 2020 年快速爬升, 位列全球第三, 俄罗斯以 2800 万吨出口量位列第五。虽然疫情并未对 LNG 需求造成太大影响, 但打破了 LNG 产能快速增长趋势。莫桑比克 Ruvoma LNG, 美国 Lake Charles LNG、Rio Grande LNG, 卡塔尔 North Field Expansion T1-T4 等项目被延迟开建, LNG 产能下降和国际油气巨头推迟一批 LNG 项

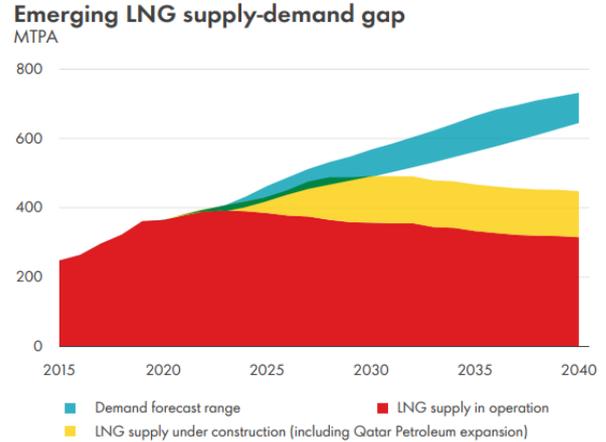
目启动使得 LNG 产能增速缓慢。2020 年宣布新增液化天然气产量仅 300 万吨，远低于疫情前预期的 6000 万吨。随着民用、碳减排等需求的持续增长，新投产的 LNG 产量将低于预期，LNG 供需缺口预计将在本世纪 20 年代的后半期出现。根据各国 LNG 规划产能来看，俄罗斯、美国及卡塔尔将成为未来 LNG 新增产能最多的地区。供不应求有望加速上述地区 LNG 产能扩张提速。

图 17：俄罗斯、美国 LNG 增产迅速



资料来源：壳牌《2021 液化天然气(LNG)前景报告》，德邦研究所

图 18：预计 2025 年后，LNG 将出现供不应求，产能建设将加速

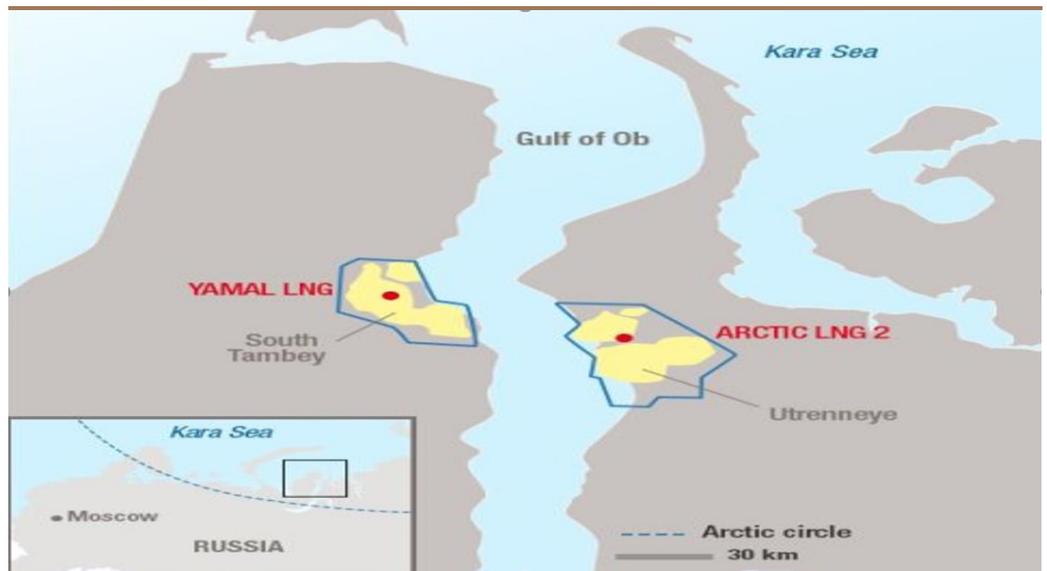


资料来源：壳牌《2021 液化天然气(LNG)前景报告》，德邦研究所

2.3. 储量、航道、低温三大优势保障俄罗斯北极 LNG 项目经济性领先全球

北极 LNG2 项目紧邻亚马尔项目，总产能 1980 万吨/年，为亚马尔项目 1.2 倍。北极 LNG 2 项目位于俄罗斯北极亚马尔—涅涅茨自治区的格丹半岛，是诺瓦泰克公司继亚马尔液化天然气项目之后，在偏远极地开发的第二个大型液化天然气项目，总投资约 213 亿美元。目前该项目包括 Utrenneye 天然气田的开发和生产，以及三条 LNG 生产线的建设和运营，总产能达到 1980 万吨/年，相当于日产 53.5 万桶石油当量，总产能是亚马尔项目的 1.2 倍。按照合同要求，第一条 LNG 生产线将在 2023 年投产，剩下两条将分别在 2024 年和 2025 年投产。

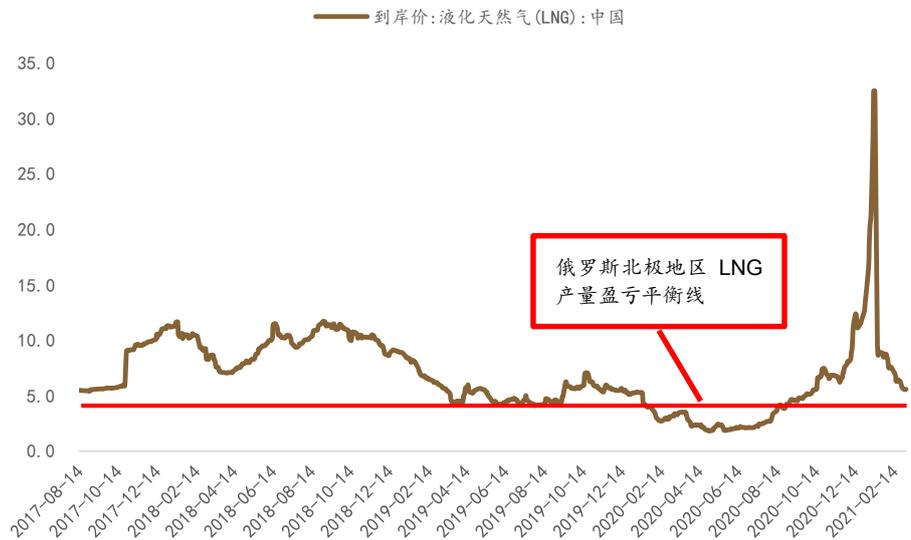
图 19：北极 LNG 2 项目紧邻亚马尔 LNG 项目



资料来源：俄罗斯卫星通讯社，德邦研究所

储量、航道、低温三大优势保障俄罗斯北极地区 LNG 项目经济性领先全球。2014 年公司承接俄罗斯亚马尔 LNG 项目，项目整体毛利率保持在 25% 以上，高于行业内其他油气模块项目，主要系俄罗斯北极地区具有天然气资源储量大、北极航道运输成本低、低温适于加工 LNG 三大原因，造成当地 LNG 项目长期盈亏平衡线约 4 美元/百万英热单位，显著低于中国、日本、韩国等主要 LNG 进口国到岸价格，经济性领先全球，因此对模块等供应商让利程度多于其他领域。

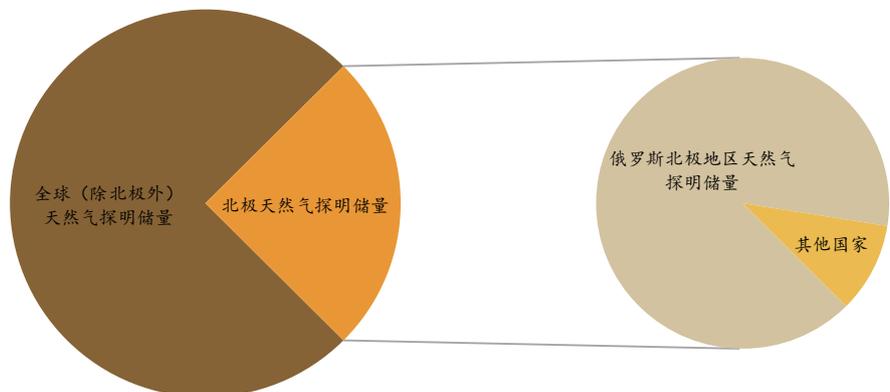
图 20：俄罗斯北极地区 LNG 项目经济性领先全球（单位：美元/百万英热单位）



资料来源：Wind，德邦研究所

1、储量优势：俄境内已探明北极天然气储量占全球近 30%，满足欧洲 100 年用量。据美国 2008 年勘探报告显示，北极地区蕴含丰富的油气储量资源，其中已探明石油储量约为 2150 亿桶，约占全球 13%，已探明天然气储量约为 55.6 亿立方米，约占全球 30%。同时根据美国地质调查局初步测算，北极地区未探明油气资源中，原油至少约 900 亿桶，天然气至少约 47 亿立方米。这些油气资源分布不均，俄罗斯占据北极约 50% 的已探明石油储量和约 90% 的天然气储量，其中天然气资源主要集中在亚马尔—涅涅茨自治区，诺瓦泰克公司的亚马尔 LNG 项目（位于亚马尔半岛）和北极 LNG2 项目（位于格达半岛）均位于此地。若亚马尔—涅涅茨自治区的天然气资源若全部开发，可供应欧洲地区近 100 年的天然气消费，满足全球约 14 年消费。

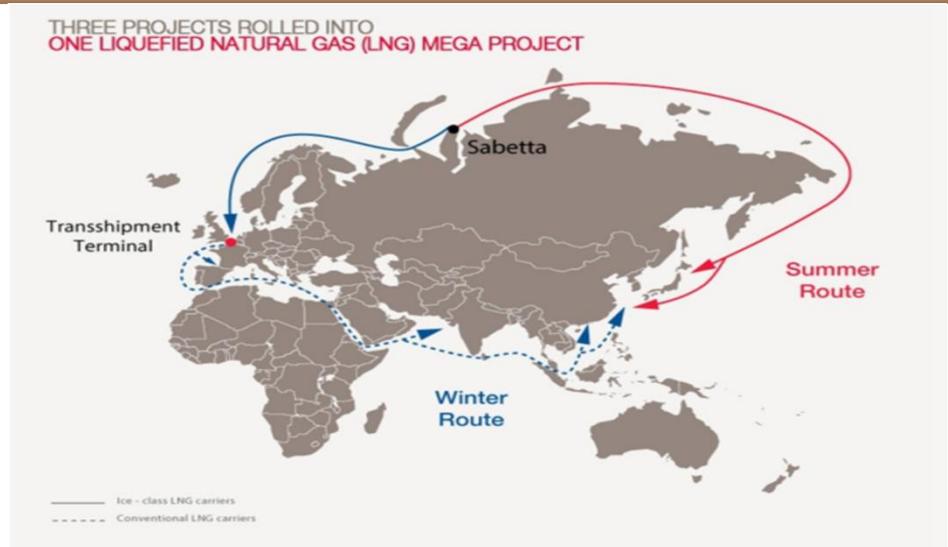
图 21：北极已探明天然气储量占全球 30%，俄罗斯占北极已探明天然气储量约 90%



资料来源：《北极油气资源调查报告》、《冰上丝绸之路建设研究》，德邦研究所

2、航道优势：全球变暖释放北极航道经济性，比绕行苏伊士运河省时 20 天。由于 LNG 项目前期的模块运输和投产后的液化天然气运输都需要借助航运，航道通常尤为重要。目前北极航道夏季无冰期超 30 天，全年通航时间超 4 个月，随着全球气候继续变暖，北极地区可通航时间有望继续延长。亚马尔半岛和格达半岛地处北极航道核心部位，东北有白令海峡，西可通往大西洋的温暖水域，南有鄂毕河连接内陆，在夏季，液化气用北方航线通航运输，冬季运输船则会向西航行，在比利时泽布吕赫港换装到普通运输船上，再运到最终目的地。便捷的航道不但降低了运输成本，还联通了全世界的模块供应商和下游市场。2015 年以来，亚马尔 LNG 项目全部模块超过 60% 通过北极东北航道，平均用时 16 天左右，比通过苏伊士运河节省近 20 天，航道距离至少缩短 1/3 的航程，大幅降低了运输成本。且北极航道不受政治因素影响，更加有利于中俄两国天然气运输。后续位于格达半岛的北极 LNG2 项目预计还将使用北极航道运输模块和 LNG。

图 22：全球变暖提升北极航道商用性，较传统运输路线节省 1/3 航程



资料来源：极地与海洋门户网，德邦研究所

3、低温优势：利于天然气液化，结合模块化生产进一步降低成本。液化天然气是天然气经压缩、冷却至其沸点（-161.5℃）温度后变成液体，通常液化天然气储存在-161.5 摄氏度、0.1MPa 左右的低温储存罐内。亚马尔—涅涅茨自治区位于北纬 71 度，深入北极圈内 600 公里，最低气温可达零下 50 摄氏度，有利于天然气冷却液化。模块化生产天然适应极地低温的气候，由于极低寒冷气候不适合在当地直接建造生产生活设施，因此极低 LNG 项目多采用模块化生产，将生产、生活设施在别处设计、建造完成后，通过经济性较强的北极航道运至生产地，缓解了极低地区施工的困难度。

北极 LNG2 项目较亚马尔 LNG 项目吨成本低 20%-30%，后续开采经济性突出。除了储量、航道和低温三大优势以外，北极 LNG2 项目投资额不到亚马尔 LNG 项目的 80%，产能却是亚马尔项目的 1.2 倍，造成北极 LNG2 项目更具经济性的原因主要系重力结构平台的设计方案对产能的提升，以及前期基建投资的减少。相比于亚马尔项目，北极 LNG2 项目采用创新液化理念，将在鄂毕湾建设三处重力式 (GBS) 平台，主要液化设施、储运设施及装船设施等均安装在重力式平台上。自浮式平台方便天然气开采后直接液化，减少中途损耗，使得产能比亚马尔项目多 20%，加之北极 LNG2 项目毗邻亚马尔 LNG 项目，可利用后者部分基础设施和物流设施，使得前期基建投资比亚马尔项目少 30%，降低天然气液化成本。据道达尔集团中国主席赵伟良表示，北极 LNG 2 项目所生产的液化天然气，每吨成本将比亚马尔项目低 20%-30%。

表 5: 北极 LNG2 项目紧邻亚马尔项目, 总产能为亚马尔项目 1.2 倍

	项目招标时间	项目(预计)完成时间	项目投资额	总产能	博迈科中标订单
亚马尔 LNG	2014	2018/11	270 亿美元	1650 万吨	21.65 亿元
北极 LNG 2	2019	2022/5	213 亿美元	1980 万吨	47.2 亿元

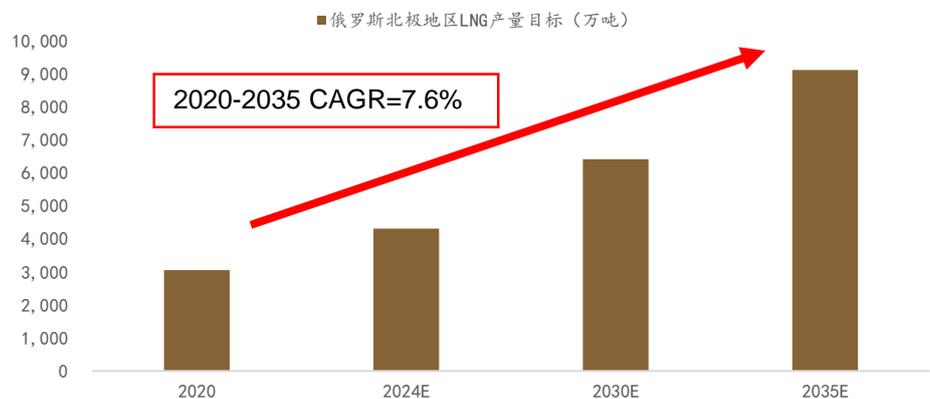
资料来源: 公司公告, 德邦研究所

2.4. 俄北极 LNG 模块大单持续释放, 博迈科份额领先行业

北极 LNG 2 项目有望助力诺瓦泰克成为全球最大的 LNG 生产商之一。诺瓦泰克为俄罗斯最大的民营天然气生产商, 其在北极地区(亚马尔—涅涅茨自治区)拥有丰富的开采许可证。为配合诺瓦泰克 LNG 出口, 俄政府修订了《俄罗斯天然气出口法》, 该法案规定, 持有 2013 年 1 月 1 日前颁发的联邦矿产资源开采许可证的, 并将开采出的天然气用于 LNG 生产的公司, 可以享有 LNG 出口权。这结束了俄罗斯天然气工业股份公司对天然气出口的垄断, 使诺瓦泰克获得 LNG 出口权。2018 年, 亚马尔项目建设完成, 因为亚马尔项目产能已经超过俄气和壳牌合作的萨哈林-2 项目(设计产能为 1620 万吨/年), 诺瓦泰克成为俄罗斯最大的 LNG 生产商。目前全球最大的 LNG 生产商为壳牌公司, 其 2019 年产量为 3560 万吨/年。预计 2025 年北极 LNG 2 项目完全投产后, 诺瓦泰克公司 LNG 产能将超 3600 万吨/年, 有望超过壳牌成为世界最大的 LNG 生产商。

俄罗斯北极地区后续 LNG 上产需求大, 2035 年产量目标达 9100 万吨, 相当于 4.6 个北极 LNG 2 产量。2020 年 11 月, 俄罗斯总统普京签署了《2035 年前俄罗斯联邦北极地区发展和国家安全保障战略》, 提出进一步加大亚马尔半岛和格达半岛的天然气产量。根据该战略, 2024 年俄罗斯北极地区的 LNG 产量将达到 4300 万吨/年, 2030 年达到 6400 万吨/年, 2035 年达到 9100 万吨/年。同时, 根据 2020 年批准的《俄罗斯 2035 年前能源战略》, 到 2035 年, 俄罗斯全国 LNG 总产量应达到 0.8-1.4 亿吨。此前, 据普氏能源资讯 2019 年 5 月报道, 俄罗斯独立天然气生产商诺瓦泰克公司首席财务官 Mark Gyetvay 表示, 随着全球 LNG 需求的不断增长, 诺瓦泰克计划将公司 2030 年 LNG 产能目标提高至 7000 万吨/年, 较此前 5700 万吨/年的目标增加了 22.8%。由于北极天然气储量庞大, 且开采 LNG 经济性良好, 而诺瓦泰克凭借亚马尔项目的出色表现, 很有可能继续获批俄罗斯北极及其他地区 LNG 开采资质, 因此俄罗斯与诺瓦泰克的 LNG 产量目标后续很可能继续提升(例如诺瓦泰克 2019 年提升了 2030 年 LNG 产量目标)。

图 23: 俄罗斯 LNG 上产需求大, 2035 年产量目标相当于 4.6 个北极 LNG 2 项目



资料来源: 《2035 年前俄罗斯联邦北极地区发展和国家安全保障战略》, 德邦研究所

2035年俄北极 LNG 模块市场有望超 2021 年投产及建设产能的三倍，增量市场空间近 800 亿元。我们假设未来 LNG 产能对应的模块订单金额，与亚马尔和北极 LNG 2 项目基本相仿，则通过对 LNG 未来产能的规划即可大致确定未来模块的增量市场规模。

中性情况下：根据《2035 年前俄罗斯联邦北极地区发展和国家安全保障战略》，2035 年北极 LNG 产量达 9100 万吨；

乐观情况下：据俄罗斯副总理、前能源部长亚历山大诺瓦克在 2021 年初表示，希望俄罗斯在中期内占据全球约 25% 的 LNG 市场份额，根据壳牌《2021 年液化天然气(LNG)前景报告》显示，2020 年全球 LNG 贸易需求量达 3.6 亿吨，2040 年全球 LNG 贸易需求量有望达 7 亿吨。假设 2020-2040 年 LNG 需求量按线性增长，则 2035 年全球 LNG 需求量达 5.9 亿吨，俄罗斯占比 25%，2035 年产量达 1.48 亿吨，假设其中 80% 由俄罗斯北极地区贡献，则俄北极 LNG 产量将达 1.19 亿吨。

预计 2035 年俄北极 LNG 模块市场有望超 2021 年投产及建设产能的三倍。目前俄北极 LNG 项目主体为亚马尔和北极 LNG 2，合计产能达 3630 万吨（亚马尔 1650 万吨，北极 LNG 2 1980 万吨），其中北极 LNG 2 项目前三条产线预计 2023 年投产，2025 年满产，2035 年俄北极地区 LNG 产能区间预计为 9100 万吨-1.19 亿吨，约为 2021 年投产及建设产能的三倍。考虑到北极丰富的天然气储量资源，未来当地 LNG 上产有望持续超预期。

预计 2035 年前，俄罗斯北极地区 LNG 模块市场释放订单中枢约为 800 亿元。参考博迈科、蓬莱巨涛等国内海工企业在北极 LNG 2 项目中的中标金额，预计 2035 年前，俄罗斯北极地区 LNG 模块市场释放订单中枢约为 800 亿元。但考虑到实际建设中，不同模块对应的电缆、耗材不同，仅考虑模块订单重量与价格的关系可能难以反映订单实际金额，且设计、建造等业务附加值也有所区别，也会造成中标金额差异。因此 800 亿元市场空间仅可作为市场规模的参考量级。

表 6：2035 年前，俄罗斯北极 LNG 模块市场中枢接近 800 亿元

	2035LNG 产量 (万吨)	亚马尔与北极 LNG 2 项目 总产能 (万吨)	LNG 产量增量 (万吨)	单吨模块对应产量 (万吨)	模块总重 (万吨)	模块单价 (亿元/吨)	模块市场规模 (亿元)
中性	9100	3630	5470	53	104	6	622
乐观	11856	3630	8226	53	156	6	935

资料来源：《2035 年前俄罗斯联邦北极地区发展和国家安全保障战略》，壳牌《2021 年液化天然气(LNG)前景报告》，国际船舶网，德邦研究所测算

北极 LNG 2 项目后续 9 条产线确定性强，建设速度有望加速。亚马尔 LNG 项目于 2014 年招标，2017 年底投产，北极 LNG 2 项目前三条产线于 2019 年启动招标，预计 2023 年投产，后续 LNG 上产项目建设有望加速。据国际船舶网数据，俄罗斯北极 LNG 2 项目共规划 12 条产线，除目前的北极 LNG 2 项目的前三条线以外，后续还将有 9 条产线陆续授出，产线数量约为诺瓦泰克当前北极 LNG 2 项目的三倍。按照每三条线 3-4 年的建设周期来看，12 条产线基本在 2035 年前后建设完成。

博迈科在亚马尔和北街 LNG 2 项目中表现出色，后续市场份额有望超 30%。北极 LNG 2 项目 3 条产线的所有模块被俄罗斯和中国瓜分，中国 5 家承包商获得了 2 条 LNG 液化生产线总共 25 万吨模块的工作量，其余 1/3 工作量由俄罗斯本土企业获得。根据北极 LNG2 项目国内公司中标比例，博迈科中标的模块总重量和单个模块最大重量均为国内首位。以中标吨位测算，公司国内市占率约为 30%，在北极 LNG 2 前三条产线中市占率约为 20%，超越亚马尔 LNG 项目市场份额。LNG 不同模块价值量

不同，博迈科所获得项目单吨价值量高于项目平均水平，因此以金额计算的话，博迈科在国内市占率超 30%，在北极 LNG 2 前三条产线中的市占率将超越 20%。由于国内工程企业建设质量及性价比优势明显，后续俄罗斯本土项目有望继续向国内转移，同时考虑到博迈科在此前的业务建造中表现良好，安全性和效率都领先行业，我们判断博迈科在后续俄罗斯北极地区 LNG 模块项目中整体市占率（以合同金额计算，包含国外厂商）有望超 30%。

表 7：中国包揽 2/3 以上北极 LNG 2 模块，博迈科在北极 LNG 2 中国公司份额中市占率达 30%

公司	产线数	模块总重	合同金额	对应模块	内容
博迈科	2	7 万吨	47.2 亿元	公共设施模块	部分详细设计、加工设计、采办、建造、调试等
蓬莱巨涛	2	6 万吨	30 亿元	当前全球天然气行业最大的发电机及核心压缩机模块。	包含建造，其他未知
惠生海工	1	4.8 万吨	--	管廊模块	设计、采购、建造及调试工作
青岛武船	--	约 3 万吨	--	三个模块	加工设计，采购，建造和试运行
中远海运重工	--	约 2 万吨	--	--	--

资料来源：国际船舶网，德邦研究所

3. FPSO：经济性主导 FPSO 产业链转向中国，公司成为承接产业链转移排头兵

3.1. 深海油气产储错配激发 FPSO 投资热情

全球油气储采比连续十年下降，陆地、浅海常规油气资源开采充分，深海油气储产错配，开发空间大。全球陆地和浅海经过长期的勘探开发，重大油气田发现的数量已越来越少，规模越来越小。过去十年，天然气和原油储采比成下降趋势。为满足全球日益增长的能源消耗需求，国际主要油公司都纷纷把目光投向深海。据中石油官网披露数据显示，2018 年全球深海石油资源量约占全球石油资源量的 19%，据 EIA 统计，2017 年全球深海石油资源产量仅为全球石油资源产量的 9%，深海油气储量和产量之间的错配说明深海油气隐藏着较大的开采空间。

图 24：近十年全球原油储采比波动下降



资料来源：Wind，德邦研究所

图 25：全球天然气储采比连续十年下降



资料来源：Wind，德邦研究所

浮式生产系统适合深海油气开发。对于海上原油的开采生产一般采取两种方式：对浅海油气开发时，主要使用固定式平台，将采油平台与海底固定连接形成固定不动的装置，这种装置具有稳定性好，技术成熟，较大的甲板荷载等特点，缺点是不能移动，无法重复使用。对深海油气开发时，需要使用浮式生产系统（FPS）。FPS 主要包含浮式生产储卸油装置，半潜式生产平台，张力腿式生产平台和单圆柱式生产平台。据 Douglas-Westwood 估算，2015-2019 年全球 FPS 投资占海洋工程总支出的 25%。

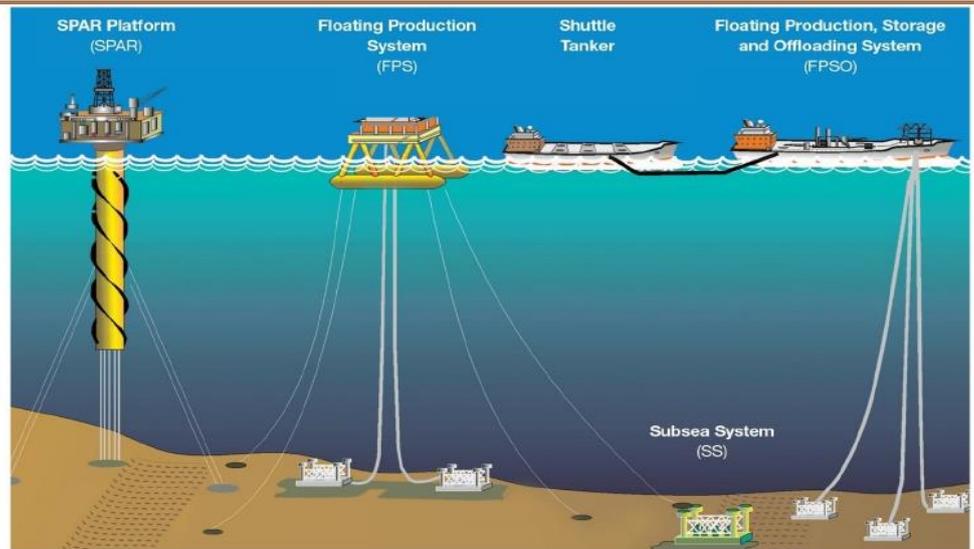
FPSO 集生产、储油、卸油功能于一体，占全球 FPS 投资的 80%，占全球海工投资 20%。 FPSO 是一种集生产处理、储存外输及生活、动力供应于一体的海洋油气开发平台，包括上部生产设施、船体和下水单点系泊系统，主要负责对开采的石油进行油气水分离，实现原油产品的储存和运输，集人员居住与生产指挥系统于一体。相较其他类型生产平台优势明显，主要体现在 FPSO 生产系统投产快、投资低、抗风浪环境强、储油能力大、移动方便、适应水深范围广、可重复使用等方面，是 FPS 中应用最广，保有量最多的船型，约占全球 FPS 投资的 80%。按照 FPS 占全球海洋工程投资的 25% 估算，FPSO 约占全球海洋工程投资的 20%。

表 8：浮式生产设备适合深海油气项目

浮式生产平台	作业水深 (m)	特点
浮式生产储卸油船 (FPSO)	30-2000	投产快，移动方便，可连续生产并提供较大的储油能力，是目前全球应用范围最广，应用数量最多的浮式生产装备。
半潜式生产平台 (Semi-FPSs)	50-2500	初始投资较低，后期改造扩容比较容易，抗风浪能力较强。
张力腿式生产平台 (TLP)	150-1500	初始投资较大，后期维护费用较低，通过张紧缆索或系留管固定，适合油价高位时投建。
单圆柱式生产平台 (SPAR)	500-3000	初始投资较大，几乎没有最大水深限制，项目周期较短，适合油价高位时投建。

资料来源：油气杂志，德邦研究所

图 26：FPSO 集生产处理、储存外输及生活、动力供应于一体



资料来源：国际海事信息网，德邦研究所

表 9：FPSO 各项参数优于传统固定平台

FPSO 主要参数	范围
储存能力	20 万-200 万桶
产能	3 万-25 万桶/天
船体重量	10 万-35 万吨
适应水深	30-2000 米
上部模块	2000-33000 吨
气温	-20°C-30°C
浪高	平静-30 米浪高

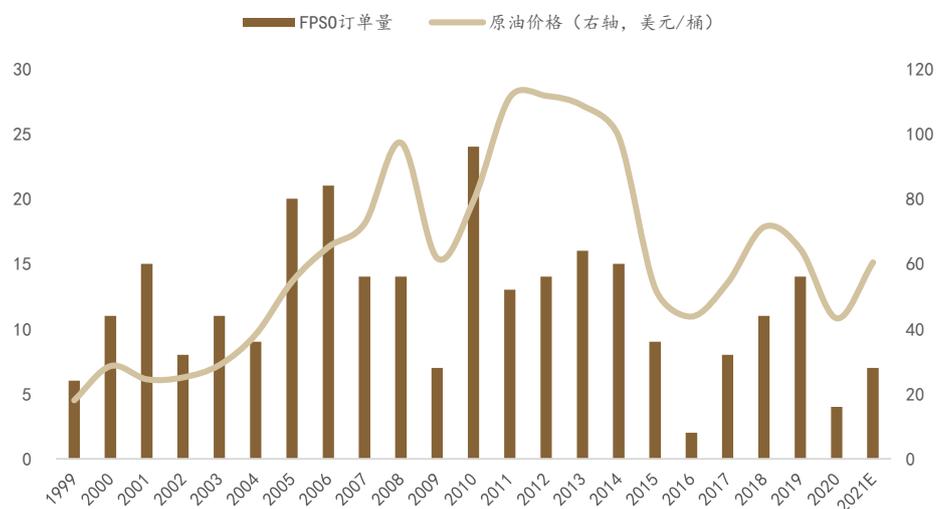
资料来源：中国远洋运输集团，德邦研究所

2017年起，FPSO 领衔海工市场回暖。经过 2015-2016 年油价低谷期，FPSO 通过产业链转向中国提升建设经济性。2017 年，随着油价回暖，深海海洋工程业务经济性得到体现，大量深海油气开采项目复苏。不同于钻井设备和海工船存量设备较多，浮式生产平台（FPS）由于其定制性特点，利用率较高、很少存在投机订单、运营市场供需相对均衡，因此在海工复苏时 FPS 订单率先反弹。据中国船舶报数据，2017 年前 7 个月全球海工市场成交金额近 89 亿美元，同比大幅增加，其中 FPS 平台成交金额达 62 亿美元，占海工市场整体成交额的 70%，高于以前年度 25% 的平均投资水平。同时由于巴西、墨西哥湾、西非等深海油气资源密集区域需求旺盛，前期积压的 FPSO，LNG-FPSO 等项目加速释放，2019 年全球签订的 FPSO 订单达 14 艘，接近 2014 年前的高峰水平，FPSO 项目领衔全球海工市场的回暖。

3.2. 租赁模式助 FPSO 投资脱敏油价，FPSO 投资逐渐恢复疫情前水平

过去二十年 FPSO 可分为三轮周期，周期特点为低谷短、高峰长。1977 年，世界上第一条 FPSO 被安装在西班牙近海的 Castellon 油田上，由 Shell 公司负责运营。由于当时海上油田的开采多停留在 200m 以下，且 FPSO 相关技术尚不成熟，FPSO 进展缓慢。直到进入上世纪 90 年代，海床分离、多相生产、油船结合生产和注水模块等技术逐渐成熟，以及 FPSO 投产快的特点符合当时海上油田开发者的主流倾向，FPSO 才开始了席卷深海油气开采的浪潮。总体上按 FPSO 订单授出情况可以将近二十年 FPSO 的发展情况分为三轮周期，分别为快速发展期（1998-2009）；激烈震荡期（2010-2016）；稳健复苏期（2017 至今），三轮周期以 08-09 年和 15-16 年油价的异常波动为分界线，低谷期较短，一般在 1-2 年左右。

图 27：受油价和经济性影响，近 20 年 FPSO 发展可分为三轮周期

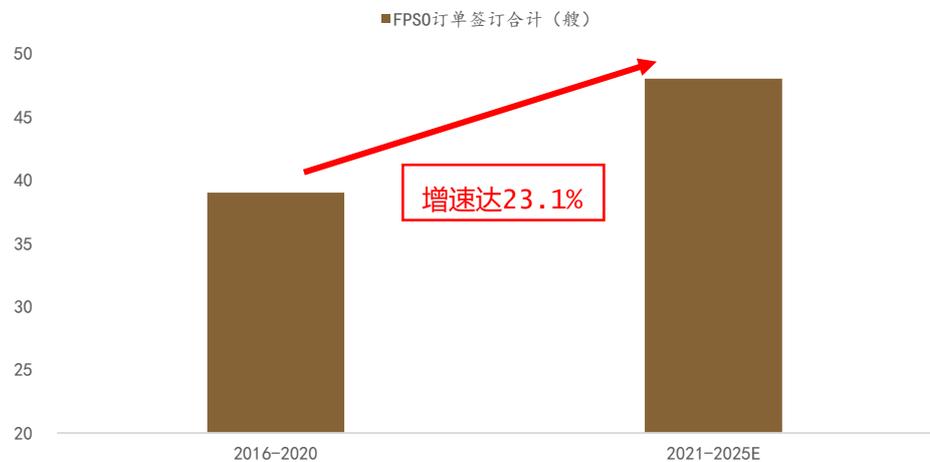


资料来源：国际船舶网，EMA，德邦研究所

疫情短期拖累 FPSO 订单签订，预计 2022 年之后 FPSO 订单授出逐渐恢复正常，未来五年 FPSO 授予量合计或达 48 艘。2020 年新冠疫情造成的全球供应链、生产链短期瘫痪及油价的暴跌，再次打击 FPSO 短期投资景气，但随着疫苗接种，油价回暖，以及 FPSO 20 年以上的长期运营特性，预计后续 FPSO 投资将重回正轨。据国际海事协会（IMA）和世界能源报告（WER）2021 年预计，截至 2021 年 1 月中旬，有 110 个处于规划阶段的项目可能使用 FPSO 作为生产系统。在这些项目中，约 38% 位于巴西，其中一些项目需要使用多艘 FPSO；非洲位列第二，规划中的 FPSO 项目占 24%，其中三分之二位于尼日利亚和安哥拉。其他主要地区包括东南亚、北欧、

圭亚那 / 苏里南和澳大利亚。从新订单角度看，随着疫情影响衰退，2021-2025 年全球 FPSO 有望出现 48 艘新订单，较 2016-2020 年增长 23%，其中主要来源于 2022 年之后，全球 FPSO 投资有望自 2022 年开始恢复正常。

图 28：2021-2025 年全球 FPSO 订单有望达 48 艘，较 2016-2020 年增长 23%



资料来源：IMA, WER, 德邦研究所

租赁模式助力 FPSO 投资摆脱油价波动等短期事件。按船东分类，FPSO 项目的合同模式一般分为两种，一种以 Modec、SBM、BW 等总包商为船东的租赁模式，租赁模式又分为油公司运营和总包商运营两种情形；另一种是由油公司为船东的合同模式，油公司通过 EPC 等模式将 FPSO 交由总包商建造，之后由总包商交付给油公司。其中第一种租赁模式下，总包商为船东，垫资建造并且运营该 FPSO，以日费率形式向业主结算收入，或运营一段时间后，将 FPSO 资产的所有权或运营权转移给油公司，其本质上是油公司和承包商合作的模式。由于在这种租赁模式下，业主（如巴西国油等）不需要承担项目融资风险，只考虑 FPSO 长期运营收益（通常为 20 年左右），因此 FPSO 投资对短期油价波动等因素敏感度降低。租赁模式使得巴西国油等 FPSO 最终使用者既可以利用总包商丰富的承建经验降低成本，又可以让油公司避免先期投入太多资金，降低投资风险，使其专心投入生产中，这种模式逐渐得到油公司青睐，进一步刺激 FPSO 投资。

3.3. 经济性成 FPSO 转移内在逻辑，中国成 FPSO 全球承建中心

FPSO 产业链转移发生于周期末尾油价波动期，项目经济性促成转移。将工程建设转向成本较低的地方以便 FPSO 工程在油价波动时能保持持续经济性，这是 FPSO 产业链的全球转移逻辑，所以 FPSO 产业链的转移主要发生在 FPSO 周期末尾的油价波动期。20 世纪 90 年代后，FPSO 发生第一次转移，主导 FPSO 产业链的欧美企业逐渐将建造和维护中的中低端业务转向亚洲。2007-2008 年后，FPSO 全球业务结构发生小范围调整，韩国、新加坡向建造的高端环节转移，逐渐垄断了 FPSO 的新建和改装业务，并向设计领域拓展，同期以大连中远船务为代表的中国企业也开始接手改装业务。2014 年下半年至 2016 年初的油价低谷期，FPSO 发生第二次转移，新、韩、巴西等国家的船厂纷纷面临盈利下降和安全风险的考验，中国承接了全球 FPSO 项目的转包，拥有从设计到调试全产业链的运作能力，成为 FPSO 的承建主力。

图 29：FPSO 转移发生在油价波动期，2015 年中国成为 FPSO 承建主力



资料来源：国际船舶网，德邦研究所

中国企业 2007 年切入 FPSO 全球产业链。在新加坡、韩国 FPSO 建造市场如火如荼的同时，中国企业也开始在全球 FPSO 市场中崭露头角。早年部署于南海的 FPSO 项目多是由新加坡等国外企业负责改装和建造，中国船企参与的模式。2007 年，中远船务与 Modec 达成了国内最大的 FPSO 承建项目，太阳神松寿号 FPSO，拉开了国内企业进军 FPSO 建造市场的序幕，中远船务也被称为中国第一大 FPSO 改装船厂。同年，博迈科参与了 Modec 总包的巴西国油 MV18 项目中部分上部模块的建造，中国企业开始进军 FPSO 上部模块的建造。2009 年，油价下跌期间，海油工程承建了由 Modec 总包的澳大利亚必和必拓-阿帕奇 FPSO，标志着中国具备自主建造世界级 FPSO 项目的实力。

2015-2016 年油价低谷期，新、韩、巴西船企面临困境。自 2014 年下半年开始，国际原油价格下跌使得市场新授出订单骤减，同时前期已授出的 FPSO 订单也纷纷面临亏损和延期。2015 年，新加坡吉宝船厂和裕廊船厂涉嫌参与巴西国油的腐败事件，韩国现代重工参与的意大利石油公司 Eni 圆筒 FPSO 项目发生三起工人死亡事件。2016 年，昔日韩国最大的海工企业，韩国大宇船厂被曝出财务造假和腐败的丑闻。究其原因，低油价削弱了韩国、新加坡等企业的接单能力，使得相关企业不得通过降低建造安全保障、参与腐败等方式保持企业接单能力和项目盈利性。2017 年，苦于无单可接的新加坡胜科海事不得不降低投标价格，以低于韩国企业近 1 亿美元，近乎亏本的报价抢夺挪威国油 Johan Castberg FPSO 项目。

表 10：15-16 年油价低谷期，新、韩、巴西船企面临困境

时间	概述
2013	三星重工为 Teekay Petrojarl 建造的一艘 FPSO 日前从挪威石油安全管理局收到一份不合格通知单，要求对拟用于挪威 Knarr 油田 FPSO 进行整改后方可投入运营。
2015	2015 年海油工程承接巴西国油 P67、P70 FPSO 总包项目 ，这两艘 FPSO 的建造合同 2009 年被颁发给了 Integra 财团，由巴西两家承包商 OSX 和 Mendes Junior 组成。但随着 OSX 进入破产保护程序以及 Mendes Junior 涉嫌卷入巴西腐败丑闻，合同由海油工程承接。 中远船务承接 P75、P77 项目的转包 韩国现代重工参与的意大利 Eni 的圆筒 FPSO 项目中，发生三起人员死亡事件。
2017	巴西国油“Cidade de Sao Mateus”号发生爆炸，造成 9 人死亡，对 FPSO 的建设安全提出更高要求。 挪威国家石油公司的 Johan Castberg 项目，胜科以比韩国船企低近 1 亿美元的价格，以 4.9 亿美元获得订单。超低价源于胜科受前期油价低迷和中国等新兴海工企业竞争能力增强等影响，在手订单大幅下降，17 年前三季度营收同比下降 36%，被迫低价抢单。

资料来源：国际船舶网，德邦研究所

化身 FPSO “救火队员”，中国企业拯救 FPSO 停工项目。凭借前期与新韩船厂和欧美总包商合作 FPSO 项目所积累的经验、客户认可度，以及国内完整的产业链和较低的人工、材料成本，中国海工、油服企业抓住机会，在油价低谷期大量承接全球 FPSO 业务转包。2015 年，海油工程承接巴西国油 P67、P70 FPSO 总包项目，这两

艘 FPSO 的建造合同 2009 年被颁发给两家巴西当地承包商 OSX 和 Mendes Junior。但随着 OSX 进入破产保护程序以及 Mendes Junior 涉嫌卷入巴西腐败丑闻，合同由海油工程承接，同年，中远船务承接巴西国油 P75、P77 项目的转包。本轮产业链转移的原因主要源于中国海工企业承建项目的经济性、安全性和融资优势明显。

经济性：中国企业承建成本低，进入标准化 FPSO 市场，进一步打开降成本之路。自 2015 年开始，海工市场经济性提升需求明显，依托于国内较低的材料、人工成本，中国企业接受海工船东询价频率明显增多，大量在国外停工或亏损订单开始转向中国。同时，区别于油轮以及钻井平台等海工产品标准化生产的特点，FPSO 多为定制生产，主要原因为 FPSO 的总体体量较小，且多为个总包商或油公司分开运营，每家都很难在 FPSO 的生产上形成规模优势。但随着 Modec、SBM 等大型总包商的成长以及巴西、西非等深海油田对 FPSO 的需求度日益提升，油公司和总包商已经逐渐将 FPSO 的上部模块和船体进行标准化处理。2017 年 6 月 24 日，外高桥造船全资子公司外高桥海工与国际 FPSO 运营商 SBM Offshore 在上海正式签订 FAST4WARD 新型 FPSO 船体 EPC 总包合同。随后 SBM 又将两艘 FAST4WARD FPSO 订单授予招商局工业集团。FAST4WARD 新型 FPSO 是 SBM 打造的一款标准化 FPSO，将建造周期缩短了 6-12 个月，可以适用于巴西、西非等风浪条件适度的场地，项目快速投产能够为顾客带来 5 亿美元左右的收益。SBM 与中国企业合作的 FAST4WARD 标准化新型 FPSO 有望引领 FPSO 标准化量产的方向。

安全性：中国企业安全保障受众多国际客户认可。鉴于巴西、新加坡和韩国海工企业自 15 年以来迫于经济性压力削减项目管理费用，项目安全性承压，事故频出，国际 FPSO 总包方在安全性维度上也更倾向于与国内海工企业合作。以博迈科为例，自 2009 年以来，公司承揽工程多次实现项目全程无损失工时，受到 Modec、Technip 等诸多国际客户安全保障认可。

表 11：博迈科的安全保障受到众多国际客户认可

年份	博迈科安全记录
2009	获得 Conoco Phillips 授予“生活楼和电气模块项目单个项目实现 450 万人工小时无损失工时事件”的安全荣誉。
2010	获得 MODEC 授予“MV18、MV20、MV22、MV23 项目建造全程无损失工时事件”的安全荣誉。
2012	获得 Technip 授予“KJO 项目实现 218 万人工小时无损失工时事件”的安全荣誉。
2013	获得 BHP Billiton 授予“Jimblebar 项目实现 325 万人工小时无损失工时事件”的安全荣誉。
2015	获得 Bechtel 授予“Wheatstone Project LNG Plant OSBL Module Yard 作业 2,000 万人工小时无损失工时事件”的安全荣誉。

资料来源：公司公告，德邦研究所

中国承接 FPSO 的业务量和业务深度全面提升，本轮产业链转移速度超越第一轮。在第一次产业链转移中，新、韩两国自 90 年代从承接欧美发达国家的 FPSO 建造业务，2014 年高峰时在改装和新建市场市占率均超过 70%，之后通过与欧美合作，拓展到 FPSO 设计等高附加值业务领域。而在本轮产业链转移向中国转移的过程中，受益于中国企业的承建经济性、安全性和融资优势，中国企业更快的切入详设等高附加值环节，建造业务量与设计等高附加值业务领域的转移间隔正在缩小，表明中国海工企业在技术上的厚积薄发。从业务量角度来看，据 Sinorig Offshore 统计，2016-2018 年，中国在全球 FPSO 上部模块的建造份额已经超过 75%。2019-2020 年全球在建的 22 个 FPSO 中，中国包揽了 16 个，占比 73%，其余项目分别在新加坡，韩国，巴西和挪威。从业务内容来看，中国企业过去主要承揽 FPSO 上部模块和船体的建造内容，属于附加值较低环节，在本轮产业链转移中，中国企业正通过与国际大承包商合作的方式，增加详设、调试、总装环节业务，涉及模块由生活楼等非核心模块扩展至油气处理核心模块。

图 30：2019-2020 年全球在建的 22 个 FPSO 中，16 个在中国



资料来源：Sinorig Offshore，德邦研究所

3.4. 从建造走向产业链全覆盖，博迈科深度绑定 FPSO 全球龙头总包商

公司 FPSO 领域的核心实力主要源于两点：1) 业务覆盖 FPSO 全产业链；2) 深度绑定全球龙头客户。此外，公司同时注重产能提升和产线的标准化、自动化升级，以进一步提升公司未来的接单能力和盈利水平。

1) 产业链全覆盖：从模块建造向设计、调试、总装纵向延伸。公司最早做 FPSO 模块的建造，慢慢扩展至核心模块建造，同时将设计和调试作为公司未来发展方向。经过十余年努力，公司积累了十余条 FPSO 模块建造经验，向业主和总包方证明公司的能力和经验，不仅可以完成 FPSO 所有类型的模块，还可以精确控制项目执行的风险。2020 年 1 月，公司首次与 SBM 合作，签署了 Mero2 FPSO 订单，公司将通过此次与 SBM 的合作，吸纳油气处理核心模块的详设和船体总装经验，为未来业务发展打下坚实的基础。

2) 深度绑定全球龙头客户：与 Modec、SBM 等总包方合作宽度和深度增强。FPSO 模块分为油气处理模块、电气间模块和生活楼模块，后两者属于非核心模块。公司最早做油气处理的非核心模块，如生活楼、电气模块。2015 年公司在与 Modec 合作的 MV29 FPSO 项目中，承接了 6500 吨的核心模块。2018 年，公司与 Modec 合作的 MV30 FPSO 项目中承接了 16 个核心上部模块的建造，金额扩展到 5.7 亿元。2020 年 1 月，公司与 SBM 签署 1.31 亿美元 FPSO 大单，约合人民币 9.02 亿元，是公司在 FPSO 业务中签订的规模最大的单笔订单，内容几乎覆盖 FPSO 所有上部模块。2020 年 7 月，公司披露了与 MODEC 签订的 6.6 亿元订单，包含化学撬模块及上部油气处理模块建造。从公司过往订单变化看出，公司所接订单从模块核心程度和单笔金额都有较大提升，反映出公司产品和服务的进步越来越受到国际客户认可。

表 12: 公司与 Modec、SBM 等总包方合作宽度和深度增强

	客户	项目名称	模块	金额
2004	ConocoPhillips	蓬莱 19-3 A 平台	生活楼模块	
2005	ConocoPhillips	蓬莱二期开发项目	5 个生活楼模块、5 个电气模块	
2007	MODEC	MV18	电气模块、MEG 模块、化学注入撬、燃气处理撬	
2008	MODEC	MV20	管廊模块、海水淡化处理模块、电气模块	
2009	MODEC	MV22	PIPERACK 项目共 8 个模块, 重量为 1156 吨	
2013	MODEC	MV26	电气间模块, 重量大约为 750 吨; 上部模块 (工艺模块 4 个、PIPERACK 模块 6 个、RISER 模块 12 个) 总重 6500 吨	不小于 2.5 亿元
2014	ABB (Modec)	MV27	电气模块	0.35 亿元
2015	MODEC	MV29	10 个上部模块 (包括燃气涡轮机组、压缩机等 10 个模块)	1.82 亿元
2018	MODEC	MV30	第一部分为 16 个 FPSO 上部模块 (4 个压缩机模块, 内含压缩机设备; 6 个工艺模块; 6 个立管管廊) 的设计、采购、建造等业务; 第二部分为化学注入撬	5.7 亿元
2020	SBM	Mero2	内容涵盖 FPSO 上部模块详细设计、加工设计、材料采购、建造, 模块与船体连接总装及调试等工作	1.31 亿美元(9.02 亿元)
2020	MODEC	MV32	化学撬模块及上部油气处理模块建造, 及部分详细设计	6.6 亿元

资料来源: 公司公告, 德邦研究所

4. 收入确认受海外疫情影响小, 高景气持续性有望超预期

4.1. 预期差一: 巴西疫情影响收入确认——租赁模式稳定公司 FPSO 收入确认

误区一: 巴西疫情二次爆发或将影响公司 FPSO 收入确认。公司当前在手大单中 Mero2 FPSO 与 MV32 FPSO 的最终业主均是巴西国家石油公司, 合计金额达 15.6 亿元, 此外, 巴西也是最主要的 FPSO 部署地, 预计未来有近 4 成的 FPSO 项目将部署在巴西。截至 2021 年 3 月 31 日, 巴西国内累计确诊病例超 1266 万人, 仅次于美国和印度, 市场此前预期巴西疫情二次爆发对公司收入确认可能产生影响。

预期差一: FPSO 租赁模式下, 公司收入确认只与总包商有关, 受巴西疫情影响较小。如前文所述, 在 FPSO 租赁模式下, Modec、SBM 等总包商为船东, 垫资建造并且运营该 FPSO, 以日费率形式向业主结算收入, 或运营一段时间后, 将 FPSO 资产的所有权或运营权转移给油公司。这样的模式下, 公司在确认收入过程中只与 Modec、SBM 等总包商联系。由于总包商在承建 FPSO 过程中已提前完成融资, 项目基本无取消风险和延期支付风险。此外, 目前国内海工企业已经是全球最具经济性的 FPSO 模块造商, 博迈科除了建造之外, 还覆盖了从详设到总装全产业链环节, 进一步强化了公司盈利水平和灵活度。因此, 公司 FPSO 业务收入受巴西疫情影响较小。

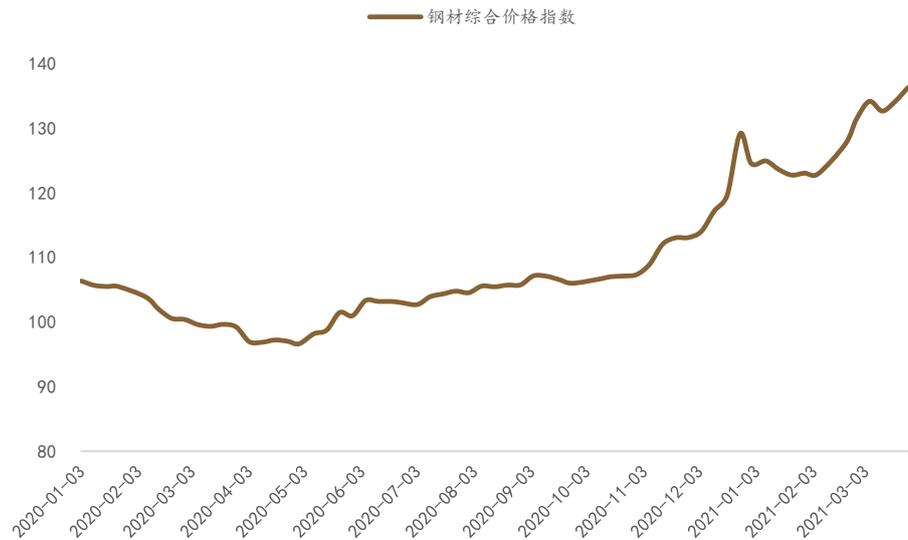
4.2. 预期差二: 原材料涨价影响毛利率——供应链长单保障盈利稳定性

误区二: 原材料涨价侵蚀公司毛利率。由于疫情之后, 各国政府为修复经济, 全球央行实施放水货币政策, 流动性推动原材料涨价。后续随着全球流动性收紧预期上行, 国内经济修复, 原材料上涨的动因由流动性向经济基本面转换。与此同时, 叠加原材料供给端资本支出较低, 2021 年原材料上涨很可能继续持续, 因此市场对公司毛利率是否会受原材料涨价影响存在质疑。

预期差二: 供应链长单保障原材料供给稳定。公司与主要供应商均保持长期合作关系, 由于公司目前作业量饱满, 钢材等主要原材料需求量大, 有较强的议价能力。且公司采购模式为年初签订一年的供应合同, 长单模式锁定本年主要原材料价格。除发生极端原材料价格变动事件以外, 公司原材料供应量和供应价格

均可保持稳定。

图 31：公司与供应商长期合作可抵御钢材等原材料价格上涨



资料来源：Wind，德邦研究所

4.3. 预期差三：订单周期波动大——本轮订单景气度有望穿越周期

误区三：公司订单与业绩受油价波动影响明显，持续性不强。以往观点认为，以油气行业为主要布局点的公司受油价波动影响较大。受 2010-2014 年国际原油价格维持高位影响，公司订单充裕，在 2011-2016 年保持收入和利润的高速增长。但随着 2014 年下半年油价下跌，公司后续订单签订萎缩，在前期订单收入确认结束后，2017-2018 年，公司收入和业绩出现较大程度下滑。因此市场对本轮公司订单与业绩持续性产生一定质疑。

预期差三：FPSO 经济性提升与俄北极 LNG 大单确定性加强，有望推动公司订单打破周期瓶颈。公司最主要两项业务：FPSO 与 LNG 均有脱敏油价逻辑。

FPSO：在 2015-17 年国际油价低谷期，FPSO 产业链向国内转移过程中已经使得 FPSO 的经济性再上一层台阶，同时 FPSO 租赁模式使得 FPSO 投资更关注 20 年以上长周期的回报率，订单对短期油价波动具有较强抗性。同时考虑深海油气产储错配，以及 FPSO 投产快、机动性强等特点，未来 FPSO 将逐渐摆脱短期油价扰动。

LNG：公司 LNG 业务主要源自俄罗斯北极地区，当地受益于储量、低温、航道等优势，属于全球 LNG 经济性最好的地区之一。同时俄罗斯政府已将大力发展 LNG 写入国家战略规划，亚太、欧洲等国家和地区对天然气清洁能源的需求也促进 LNG 上产。结合诺瓦泰克后续 LNG 产线建设计划，我们认为俄北极 LNG 有望在未来成为刚性投资项目，为公司带来长期稳定的订单，LNG 业务高毛利率的特点也将进一步推动公司利润释放。

因此本轮 FPSO 与 LNG 订单有望打破公司以往订单签订存在周期性的规律。目前公司在建订单约 70 亿元，其中近 50 亿元尚未确认收入，同时考虑到后续 LNG 与 FPSO 后续订单有望持续释放，公司将迎来三年以上高成长时期，业绩与订单摆脱短周期波动。

5. 盈利预测与相对估值

5.1. 盈利预测

关键假设：

1、海洋油气开发：

根据公司目前在手 FPSO 业务订单收入确认进度估算，以及未来 FPSO 订单签订预期，假设 2020-2022 年公司海洋油气开发业务增速分别为 13%、68%、48%，毛利率分别为 10%、11%、12%。

2、液化天然气：

根据公司目前北极 LNG 2 业务订单收入确认进度估算，以及后续俄罗斯北极 LNG 订单授出规划，假设 2020-2022 年公司液化天然气业务增速分别为 248%、38%、19%，毛利率分别为 18.5%、20%、22%。

基于以上假设，我们预测公司 2020-2022 年分业务收入成本如下表：

表 13：分业务盈利预测

博迈科		2019A	2020E	2021E	2022E
海洋油气开发	收入 (百万元)	650.07	732.38	1,232.43	1,819.61
	增速	104%	13%	68%	48%
	毛利率 (%)	14.96	10.00	11.00	12.00
天然气液化	收入 (百万元)	401.81	1,397.00	1,927.70	2,285.13
	同比	1096%	248%	38%	19%
	毛利率 (%)	--	18.50	20.00	22.00
矿业开采	收入 (百万元)	297.50	408.00	10.00	10.00
	同比	762%	37%	-98%	0%
	毛利率 (%)	13.32	6.00	10.00	10.00

资料来源：Wind，德邦研究所

5.2. 相对估值

我们选取国内油服行业中具有代表三家企业作为可比公司，其中【杰瑞股份】作为油服设备公司代表，受益于国内页岩气增储上产及海外市场逻辑，具有较强成长性；【中海油服】作为油田服务公司代表，与公司同样服务于海洋油气开采，受益于油价回暖带来的日费率和作业率提升，以及从重资产向重技术战略蝶变，中海油服正处于行业景气度向上拐点；【海油工程】作为国内油服工程公司代表，与公司商业模式最为接近。

目前公司在建订单超 70 亿元，且未来 LNG 大单与 FPSO 大单确定性加强，订单景气度有望打破周期束缚，推动公司未来业绩高增长。

我们预计公司 2020-2022 年归母净利润为 1.3 亿元、2.8 亿元、3.8 亿元，对应 PE 29、13、10 倍，参考可比公司平均估值，我们认为公司估值存在明显低估，首次覆盖给予“买入”评级。

表 14：相对估值 (截至 2021.4.7)

证券代码	可比公司	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE (倍)			
			2019A	2020E	2021E	2022E	2019A	2020E	2021E	2022E
002353.SZ	杰瑞股份	330	13.61	16.91	20.40	25.63	25	20	17	13
601808.SH	中海油服	701	25.02	27.03	36.11	45.75	28	26	19	15
600583.SH	海油工程	197	0.28	3.63	9.63	14.97	701	54	20	13
PE 平均值							251	33	19	14

资料来源：杰瑞股份来自德邦证券预测，其余来自 Wind 一致预期，德邦研究所

6. 风险提示

石油价格波动风险，汇率波动风险，全球 LNG 扩产不及预期。

财务报表分析和预测

主要财务指标	2019	2020E	2021E	2022E
每股指标(元)				
每股收益	0.15	0.54	1.21	1.62
每股净资产	9.97	11.11	12.71	14.51
每股经营现金流	-0.19	3.46	3.23	3.86
每股股利	0.00	0.00	0.00	0.00
价值评估(倍)				
P/E	131.24	29.15	13.41	10.00
P/B	1.95	1.43	1.27	1.12
P/S	2.79	1.49	1.19	0.92
EV/EBITDA	36.40	11.01	5.50	2.24
股息率%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
盈利能力指标(%)				
毛利率	12.6%	14.0%	16.5%	17.5%
净利润率	2.6%	5.0%	8.9%	9.2%
净资产收益率	1.5%	4.9%	9.5%	11.2%
资产回报率	1.1%	3.1%	5.8%	6.5%
投资回报率	1.4%	4.0%	6.5%	8.8%
盈利增长(%)				
营业收入增长率	241.4%	87.4%	24.9%	29.8%
EBIT 增长率	155.8%	447.3%	75.4%	46.7%
净利润增长率	384.5%	268.2%	121.8%	34.0%
偿债能力指标				
资产负债率	26.0%	37.6%	39.0%	42.0%
流动比率	2.1	1.6	1.7	1.7
速动比率	1.3	1.4	1.4	1.4
现金比率	0.7	1.0	1.1	1.1
经营效率指标				
应收帐款周转天数	54.9	40.0	35.0	33.0
存货周转天数	163.6	38.0	35.0	36.0
总资产周转率	0.4	0.6	0.6	0.6
固定资产周转率	1.8	3.0	3.5	3.0

现金流量表(百万元)	2019	2020E	2021E	2022E
净利润	35	128	283	379
少数股东损益	0	0	0	0
非现金支出	98	80	81	80
非经营收益	-10	8	-44	-41
营运资金变动	-168	595	438	485
经营活动现金流	-45	810	757	904
资产	-344	-88	-81	-75
投资	0	0	0	0
其他	662	2	56	46
投资活动现金流	318	-86	-26	-29
债权募资	79	251	-165	-165
股权募资	0	0	0	0
其他	-108	-8	-10	-3
融资活动现金流	-29	243	-175	-168
现金净流量	235	967	557	707

备注：表中计算估值指标的收盘价日期为 2021 年 4 月 7 日
 资料来源：公司年报（2018-2019），德邦研究所

利润表(百万元)	2019	2020E	2021E	2022E
营业总收入	1,354	2,537	3,170	4,115
营业成本	1,183	2,181	2,648	3,393
毛利率%	12.6%	14.0%	16.5%	17.5%
营业税金及附加	8	15	19	25
营业税金率%	0.6%	0.6%	0.6%	0.6%
营业费用	9	8	9	11
营业费用率%	0.7%	0.3%	0.3%	0.3%
管理费用	67	76	94	121
管理费用率%	4.9%	3.0%	3.0%	2.9%
研发费用	59	101	127	165
研发费用率%	4.3%	4.0%	4.0%	4.0%
EBIT	28	156	273	401
财务费用	16	0	-7	-20
财务费用率%	1.2%	0.0%	-0.2%	-0.5%
资产减值损失	12	0	0	0
投资收益	17	2	56	46
营业利润	27	170	377	506
营业外收支	2	0	0	0
利润总额	28	170	377	506
EBITDA	114	236	354	481
所得税	-6	43	94	126
有效所得税率%	-22.1%	25.0%	25.0%	25.0%
少数股东损益	0	0	0	0
归属母公司所有者净利润	35	128	283	379

资产负债表(百万元)	2019	2020E	2021E	2022E
货币资金	486	1,453	2,010	2,717
应收账款及应收票据	210	286	315	386
存货	530	227	254	335
其它流动资产	313	438	446	532
流动资产合计	1,539	2,405	3,025	3,970
长期股权投资	0	0	0	0
固定资产	745	843	905	910
在建工程	171	141	91	41
无形资产	411	490	569	648
非流动资产合计	1,617	1,764	1,854	1,887
资产总计	3,156	4,169	4,879	5,857
短期借款	79	330	165	0
应付票据及应付账款	377	212	294	423
预收账款	209	888	1,268	1,852
其它流动负债	64	44	83	93
流动负债合计	729	1,474	1,810	2,368
长期借款	0	0	0	0
其它长期负债	92	92	92	92
非流动负债合计	92	92	92	92
负债总计	821	1,566	1,902	2,460
实收资本	234	234	234	234
普通股股东权益	2,335	2,603	2,977	3,397
少数股东权益	0	0	0	0
负债和所有者权益合计	3,156	4,169	4,879	5,857

信息披露

分析师与研究助理简介

倪正洋，2021年加入德邦证券，任研究所大制造组组长、机械行业首席分析师，拥有5年机械研究经验，1年高端装备产业经验，南京大学材料学学士、上海交通大学材料学硕士。2020年获得iFinD机械行业最具人气分析师，所在团队曾获机械行业2019年新财富第三名，2017年新财富第二名，2017年金牛奖第二名，2016年新财富第四名。

分析师声明

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本报告所采用的数据和信息均来自市场公开信息，本人不保证该等信息的准确性或完整性。分析逻辑基于作者的职业理解，清晰准确地反映了作者的研究观点，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

投资评级说明

1. 投资评级的比较和评级标准：	类别	评级	说明
以报告发布后的6个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后6个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期市场基准指数的涨跌幅；	股票投资评级	买入	相对强于市场表现20%以上；
		增持	相对强于市场表现5%~20%；
		中性	相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
		减持	相对弱于市场表现5%以下。
2. 市场基准指数的比较标准： A股市场以上证综指或深证成指为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以标普500或纳斯达克综合指数为基准。	行业投资评级	优于大市	预期行业整体回报高于基准指数整体水平10%以上；
		中性	预期行业整体回报介于基准指数整体水平-10%与10%之间；
		弱于大市	预期行业整体回报低于基准指数整体水平10%以下。

法律声明

本报告仅供德邦证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。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。在任何情况下，本公司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。

本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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波动。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

市场有风险，投资需谨慎。本报告所载的信息、材料及结论只提供特定客户作参考，不构成投资建议，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。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。在法律许可的情况下，德邦证券及其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并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

本报告仅向特定客户传送，未经德邦证券研究所书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。如欲引用或转载本文内容，务必联络德邦证券研究所并获得许可，并需注明出处为德邦证券研究所，且不得对本文进行有悖原意的引用和删改。

根据中国证监会核发的经营证券业务许可，德邦证券股份有限公司的经营范围包括证券投资咨询业务。