

2019年11月27日

订单与业绩现拐点，未来三年以上有望持续高增长

增持（首次）

盈利预测与估值	2018A	2019E	2020E	2021E
营业收入（百万元）	397	1,230	2,400	3,900
同比（%）	-19	210	95	63
归母净利润（百万元）	7	40	163	374
同比（%）	-93	463	306	129
每股收益（元/股）	0.03	0.17	0.70	1.60
P/E（倍）	572.53	101.75	25.06	10.94

投资要点

- 2019年前三季度公司营收同比+315.28%，营收、业绩拐点明确：**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，与YAMGAZ、ABB、Modec、中海油、BHP Billiton等国际油气开发巨头长期合作。受较高油价催化，2016年营收26.84亿元，归母净利润2.33亿元，11-16年归母净利润CAGR为42.97%。虽然2016年初油价即开始触底反弹，但油气公司资本开支在2017年后才开始逐渐释放，而公司所做业务处于整体项目后段，因此，公司从18年开始订单有一定复苏，2019年营收和业绩步入拐点，其中前三季度营收7.68亿元，同比+315.28%，归母净利润0.23亿元，同比+178.71%。
- 前期低油价下被抑制的FPSO订单得到释放，液化天然气大项目Yamal-2期开始投放。**受14年后油价走弱降低油气开发经济性影响，全球FPSO项目低迷。随着油价回暖、油气开发成本的下降，前两年被抑制的资本开支逐渐加速释放。据Spears&Associates预测，2019年全球油气勘探开发投资将恢复到4720亿美元，同比+16%。深海石油资源量约占全球石油资源总量的19%，FPSO适应深海，优势明显，在油价恢复至50美元以上时逐渐展现出开发经济性。根据Rystad Energy统计，19-21年全球市场将新增33个FPSO项目，全球FPSO订单将加速释放。另一方面，液化天然气项目投资周期更长，受油价扰动更低，2019年Yamal-2期项目订单释放，目标产能1980万吨/年，规模超过一期，也将是公司未来几年重点参与的项目。
- LNG、FPSO双驱动，公司业绩弹性大，推动未来三年业绩高增长。**受订单完成周期影响，公司海洋油气开发收入确认较订单签订滞后1-2年，LNG业务滞后2-3年，矿业开采滞后1-2年。公司18-19年三大业务新接订单规模合计超过56.9亿元，其中19年签订的Yamal-2期订单规模达47.2亿元。而随着全球FPSO项目的逐渐落地，与公司长期保持合作关系的SBM、Modec等总包方有望带动公司共同享受本轮增长红利。2011-16年公司净利率水平长期维持在9%以上，随着收入逐渐接近甚至有望超越上轮高点，我们预计公司未来三年业绩将保持高增长。
- 盈利预测与投资评级：**公司作为专业模块EPC业务的领先企业，服务全球市场，在油气行业整体复苏、LNG大额订单释放、公司市场占有率逐渐提升的背景下，我们预计公司业绩19-21年业绩0.17/0.70/1.60亿元，对应PE为102/25/11，首次覆盖，予以“增持”评级
- 风险提示：**油价大幅波动风险；项目预算风险；市场竞争风险

证券分析师 陈显帆
执业证号：S0600515090001
021-60199769
chenxf@dwzq.com.cn
证券分析师 倪正洋
执业证号：S0600518070003
021-60199793
nizhy@dwzq.com.cn

股价走势



市场数据

收盘价(元)	17.49
一年最低/最高价	11.56/21.12
市净率(倍)	1.76
流通A股市值(百万元)	4095.20

基础数据

每股净资产(元)	9.92
资产负债率(%)	22.01
总股本(百万股)	234.15
流通A股(百万股)	234.15

相关研究

内容目录

1. 国际化专业 EPC 服务公司，业绩进入上升通道	4
1.1. 专业模块制造领先企业，服务于国际高端客户	4
1.2. 油价回暖释放油气开发订单，19 年经营拐点明确	6
1.3. LNG 和 FPSO 新签大订单落地，2019 前三季度在建工程同比+875.43%	8
2. 油气开发走向深海，低油价下被抑制的 FPSO 订单释放，后期需求保持稳定	10
2.1. 全球原油缺口加大促进油价回稳，油气公司加大资本开支利好油服市场	10
2.2. 海洋油气开发走向深海，合理性、经济性、紧迫性促进 FPSO 市场火热.....	12
2.2.1. 移动灵活、适应深海，FPSO 具备投资合理性.....	13
2.2.2. 随着国际油价上涨，FPSO 具备投资经济性.....	14
2.2.3. 巴西国内经济低迷+巴西石油公司负债高筑，FPSO 具备投资紧迫性.....	15
2.3. SBM 与 Modec 主导巴西 FPSO 市场，中国海工油服公司接单优势明显	17
2.3.1. 巴西市场贡献 SBM 与 Modec 超半数产能，两巨头占据巴西 FPSO 40.91% 市场17	
2.3.2. 成本领先+融资能力强，助力中国企业吸纳全球 FPSO 模块订单.....	18
3. 液化天然气需求释放，亚马尔半岛将成为贡献主力	18
3.1. 天然气消费量快速增长，环保政策+运输方便激发 LNG 需求	18
3.2. 储量、航道、低温三大优势造就亚马尔半岛 LNG 项目	20
3.2.1. 2019 年全球获 FID 的 LNG 项目已达 3480 万吨.....	20
3.2.2. 亚马尔半岛 LNG 项目具备储量、航道、低温三大优势	20
3.2.3. 亚马尔半岛后续开发持续性强，中国模块制造商继续担当供应主力	22
4. 模块化设施生产降低开采成本和难度，采矿服务稳定发展	23
5. 前期业务+产能布局充分，未来三年业绩随订单释放	24
5.1. 油价低谷期扩充产能以备未来订单，多元业务布局增强抗周期性	24
5.2. 海洋油气开发：公司积极跟进 FPSO 订单，预计营收稳定增长	24
5.3. 液化天然气：大订单推动未来三年收入增长	27
5.4. 矿业开采：对技术创新和应对复杂环境的要求高，大客户持续性强	28
6. 盈利预测与投资评级：	29
7. 风险提示：	31

图表目录

图 1: 公司主要产品服务于海洋油气开发、矿业开采、LNG	4
图 2: 公司项目分布广泛	5
图 3: 公司高端客户持续性强	5
图 4: 公司营收与业绩滞后于油价波动两到三年	6
图 5: 2019 年前三季度公司营业收入同比+315.28%	6
图 6: 2019 年前三季度公司归母净利润同比+178.71%	6
图 7: 2014-2018 年公司营业收入大部分来自海外市场 (百万元)	7
图 8: 18 年后公司新接大订单全部来自海外	7
图 9: 公司 19 年前三季度资产负债率 22.01%	8
图 10: 公司 LNG 业务毛利率较高	8
图 11: 海洋油气开发和 LNG 营收占比保持在九成左右 (百万元)	9
图 12: 公司 LNG 业务毛利率较高	9
图 13: 2019 前三季度在建工程 0.69 亿元, 同比+875.43%	9
图 14: 18 年石油+天然气占全球能源消耗量 57.7%	10
图 15: 全球石油消费需求持续增加	11
图 16: 2009-2018 年全球石油年均产销缺口 6867.63 万吨	11
图 17: 布伦特原油价格 16 年之后开始回暖 (美元/桶)	12
图 18: 2018 年全球原油储采比降至 53.62, 近十年最低	12
图 19: 深海和超深海的天然气技术可采储量占 46%	13
图 20: 深海和超深海的石油技术可采储量占 57%	13
图 21: FPSO 工作示意图	13
图 22: FPSO 各项参数优于传统固定平台	14
图 23: 预计 2019-2021 年市场新增 33 艘 FPSO 订单	15
图 24: 巴西拥有在役 FPSO 数量全球第一	15
图 25: 巴西国内石油储采率下降至 2017 年 12.47, 近十年来最低	16
图 26: 2019 年巴西 FPSO 在建订单占据全球市场“半壁江山”	17
图 27: 2018 年全球天然气产量同比+5.3%	19
图 28: 2018 年全球天然气消费量同比+5.0%	19
图 29: 天然气液化工厂中的核心部分采用模块化的建造方式	19
图 30: 亚马尔半岛拥有世界上最大的天然气储存量	20
图 31: 北极航道降低了 Yamal-1 期运输成本	21
图 32: 博迈科中标 Yamal-2 期项目 订单 47.2 亿元	22
图 33: 模块化设施生产降低开采成本和难度	23
图 34: 2018 年公司与 Modec 签订 5.7 亿元订单, 近五年来规模最大	24
图 35: 2019 年 FPSO 订单快速增长	25
图 36: 海洋油气开发大订单	26
图 37: 海洋油气营收确认有一定滞后性	26
图 38: 2019 年液化天然气新签 47.2 亿元大订单	27
图 39: LNG 项目收入确认期倒数第二年确认比例最高	28
图 40: LNG 大项目对公司后续三至四年的收入有影响	28
图 41: 博迈科分业务盈利预测 (亿元)	30
图 42: 可比公司估值 (截止时间 2019 年 11 月 27 日)	30

1. 国际化专业 EPC 服务公司，业绩进入上升通道

1.1. 专业模块制造领先企业，服务于国际高端客户

聚焦海洋油气开发、矿业开采、LNG 的模块设计与建造。公司成立于 1996 年，总部位于天津滨海新区。公司主要面向国际市场，拥有近二十年的海洋油气项目管理经验。公司业务涵盖四大领域：海洋石油开发的上部模块（主要为 FPSO 项目）；油气陆地模块化的设计、采办、建造以及项目管理，（主要为液化天然气项目的模块化服务）；矿业陆地模块化的设计、采办、建造以及项目管理；上述领域产品的现场连接、调试以及售后服务，主要产品包括海洋油气开发模块、矿业开采模块、LNG 模块三大领域的数十种类。

图 1：公司主要产品服务于海洋油气开发、矿业开采、LNG

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
➢ 油气工艺处理撬块		➢ 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

数据来源：公司招股说明书，东吴证券研究所

国际项目经验丰富，高端客户资源持续。公司定位于国际市场，拥有近二十年的国际化项目运作经验，项目广泛分布于国际主要油气资源开发和矿业开采地区。公司熟悉国际主要油气资源开发区域适用的各种工程标准和工程规范。在承接和实施订单的过程中，能有效地与业主及国内外的供应商沟通协调，保证工作完成的效率和质量。

图 2：公司项目分布广泛



数据来源：公司招股说明书，东吴证券研究所

客户结构多样，高端客户持续性强。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、工程咨询设计公司、专业油气处理工艺设计公司、电气及各种设备提供商，多样化的客户结构为公司提供了充足的订单和丰富的业绩。公司在高端客户中口碑良好，持续获得 ConocoPhillips、YAMGAZ、Modec、中海油、BHP Billiton、Bechtel 等公司的赞誉和推荐，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 3：公司高端客户持续性强



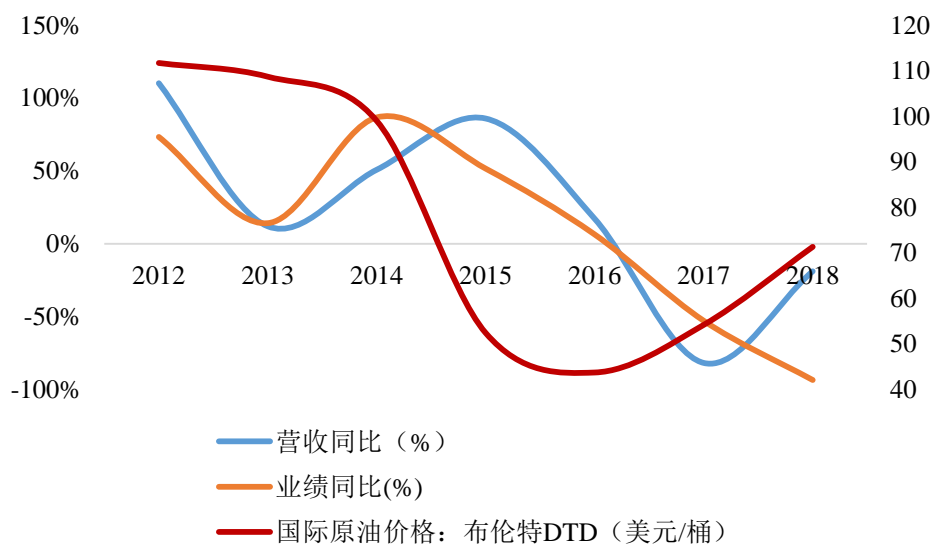
数据来源：公司招股说明书，东吴证券研究所

1.2. 油价回暖释放油气开发订单，19 年经营拐点明确

公司营收与业绩跟随油价波动，滞后期约一到三年。公司下游客户为国际油气开发公司，油价高于 50 美元时，FPSO 等油气开发项目才显现经济性。公司的大额订单如 FPSO 项目和 LNG 项目收入一般在合同执行后的一到三年确认完毕，收入与业绩增速较油价波动滞后期约为一到三年。

11-16 年公司订单充裕，业绩 CAGR 达 42.97%，2019 年进入上升通道。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，11-16 年营业收入 CAGR 为 50.47%，归母净利润 CAGR 为 42.97%。2014 年下半年，国际原油价格下跌，布伦特原油期货结算价从 14 年中旬的 114 美元/桶，跌落至 16 年初最低时的 27.88 美元/桶，跌幅约为 75%，受此影响，下游海洋油气开发订单释放量减少，导致公司 16 年之后收入和业绩增速放缓，2017 年油价开始反弹，2018 年 10 月油价最高时恢复至 86.29 美元/桶，油价回暖释放 14 年之后被压抑油气开发订单，公司 18 年收入增速开始复苏，19 年收入和业绩进入上升通道。2019 年前三季度公司营业收入 7.68 亿元，同比+315.28%，归母净利润 0.23 亿元，同比+178.71%。

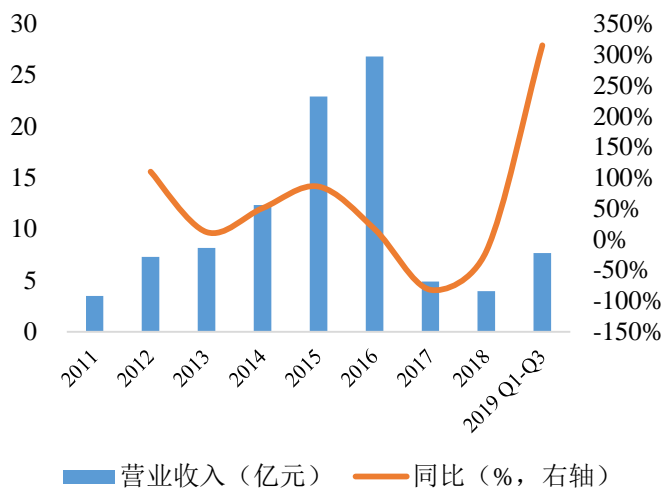
图 4：公司营收与业绩滞后于油价波动两到三年



数据来源：wind，东吴证券研究所

图 5：2019 年前三季度公司营业收入同比+315.28%

图 6：2019 年前三季度公司归母净利润同比+178.71%



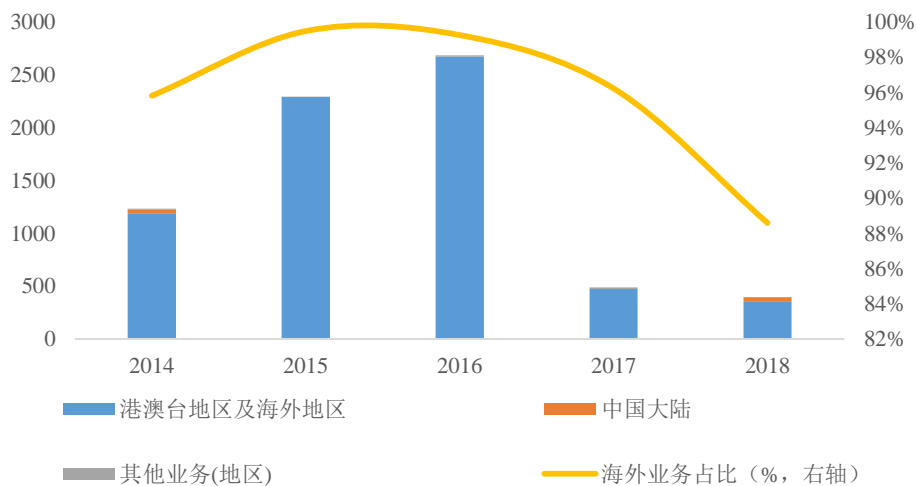
数据来源: wind, 东吴证券研究所



数据来源: wind, 东吴证券研究所

国际化战略布局, 18 年后大额订单均来自海外。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 2014-2018 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 7: 2014-2018 年公司营业收入大部分来自海外市场 (百万元)



数据来源: wind, 东吴证券研究所

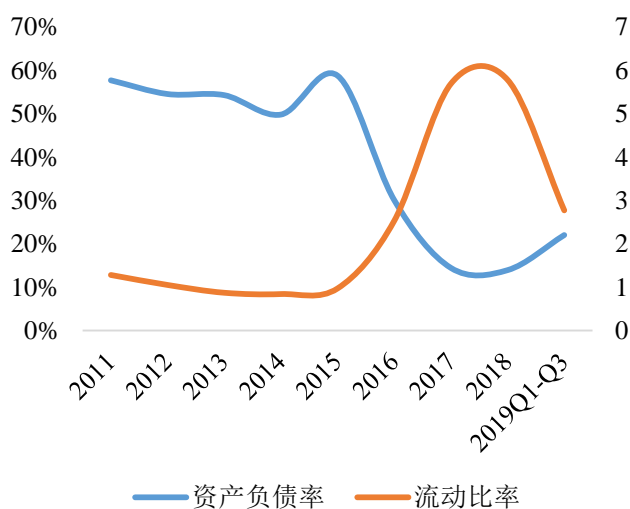
图 8: 18 年后公司新接大订单全部来自海外

	订单签订时间	项目名称	客户	金额 (亿元)
海洋油气开发	2018	FPSO Carioca MV30	Modec, Inc.	5.7
LNG	2019	Yamal LNG-2 Project	GYGAZ SNC	47.2
矿业开采	2018	South Flank 项目	BHP Billiton	3.75

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

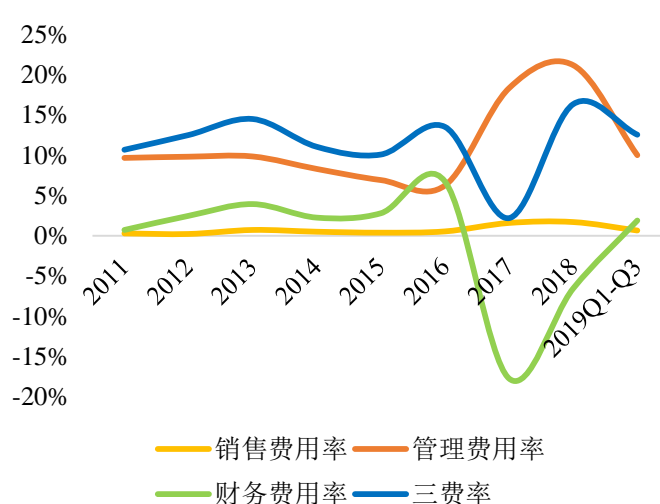
公司 19 年前三季度资产负债率 22.01%，三费率保持稳定。从偿债能力看，2015 年之后公司偿债能力显著提升，2019 年前三季度公司流动比率达 2.77，资产负债率为 22.01%，公司偿债能力较强。从三费率看，17-18 年受公司使用闲置资金购买中短期理财产品以及汇兑损益的影响，财务费用率大幅下降，其他年度公司期间费用率保持稳定。在 2019 年新签订单逐渐投产的背景下，前三季度三费率合计 12.54%，较 18 年底-3.79pct，三费控制良好。

图 9：公司 19 年前三季度资产负债率 22.01%



数据来源：wind，东吴证券研究所

图 10：公司 LNG 业务毛利率较高



数据来源：wind，东吴证券研究所

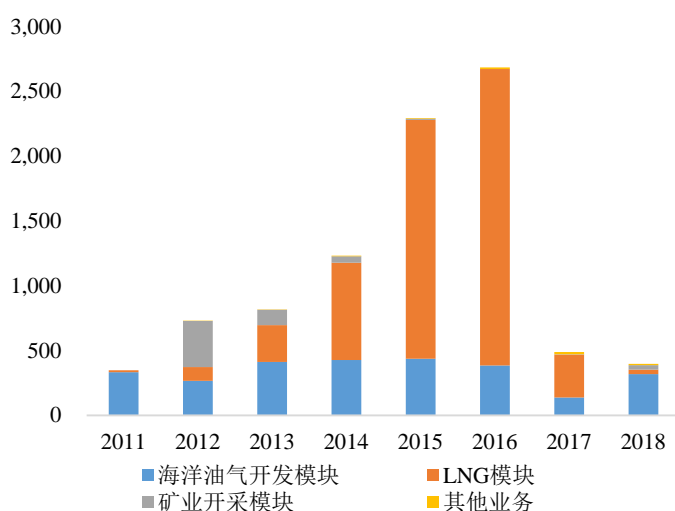
1.3. LNG 和 FPSO 新签大订单落地，2019 前三季度在建工程同比+875.43%

LNG 和海洋油气业务营收占比达九成，LNG 47.2 亿元新订单推动未来业绩。公司营收中，海洋油气开发和 LNG 二者合计营收占比常年保持在 90% 以上。其中 LNG 业务订单规模较大，收入确认周期较长，毛利率较高，对公司营收和业绩影响较大。受到 2011 年和 2014 年澳大利亚 Wheatstone LNG 和 Yamal-1 期 LNG 项目订单的影响，公司 LNG 业务营收自 2013 年开始快速增长，2016 年 LNG 业务收入占比达 85.28%，后续新接订单较少，2018 年 LNG 业务有所收缩。2019 年 7 月公司中标 Yamal-2 期 LNG 模块订单，金额达 42 亿元，后续追加合同额约 5.2 亿元，合计 47.2 亿元，远超公司 Yamal-1

期 21.65 亿元初始订单规模。参考公司 13-16 年 Yamal 1 期订单毛利率保持在 25% 左右，预计 Yamal-2 期大单将保持 1 期较高的盈利能力，在未来三年推动公司营收和业绩。

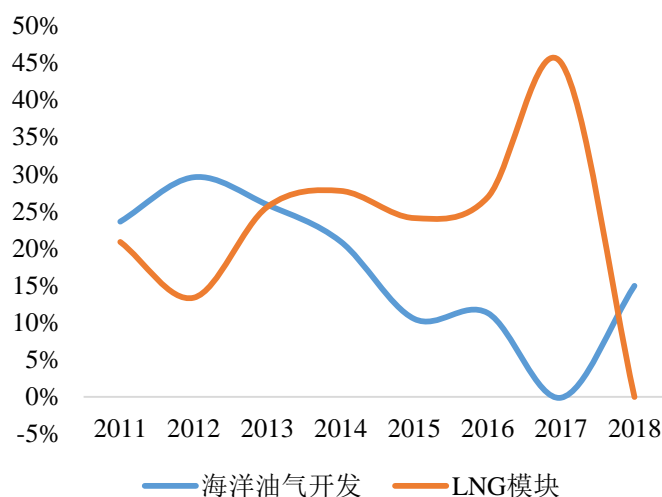
2018 签订 5.7 亿元 FPSO 订单，签订 3.75 亿元矿业开采订单。在海洋油气业务方面，公司凭借以往的工作效率和质量保证，与 Modec 等海洋油气开发公司保持良好的关系。2018 年，公司与 Modec 签订了 5.7 亿元 FPSO 模块建造订单，计划于 2019 年下半年完工。随着原油价格的走高，市场上 FPSO 订单逐渐放出，公司还将积极跟进其他 FPSO 相关订单。在矿业开采方面，公司 2018 年与必和必拓公司签订了 3.75 亿元订单，涉及 1000 个模块的建造工作，预计 2019 年 12 月完工。未来公司收入和业绩将随三大业务订单完成进度提升而逐渐释放。

图 11：海洋油气开发和 LNG 营收占比保持在九成左右
(百万元)



数据来源：wind，东吴证券研究所

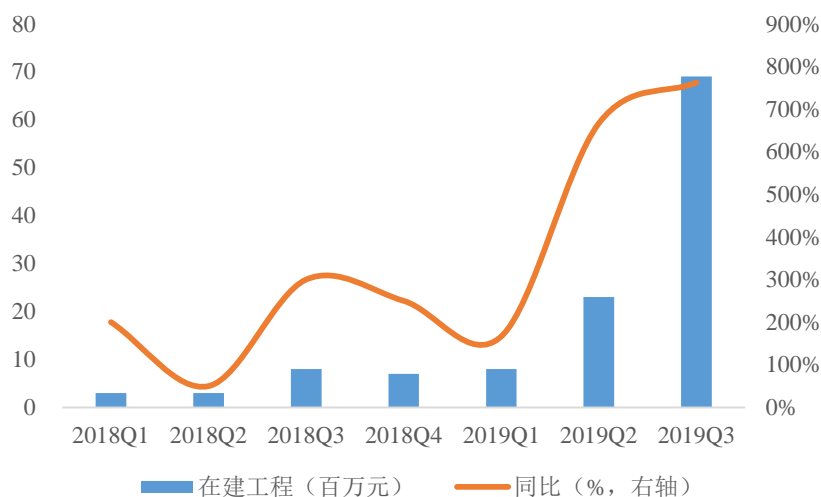
图 12：公司 LNG 业务毛利率较高



数据来源：wind，东吴证券研究所

2019 前三季度在建工程 0.69 亿元，同比+875.43%。自 2018 年开始，公司在建工程受在手订单影响开始增多，2019 年，在 Yamal-2 期订单和前期 FPSO 及铁矿石订单影响下，公司大量增加设备安装、投资车间厂房和 2#码头。预计随着公司新接订单和已有订单完工推进，公司在建工程将回到 2014 年前水平。

图 13：2019 前三季度在建工程 0.69 亿元，同比+875.43%



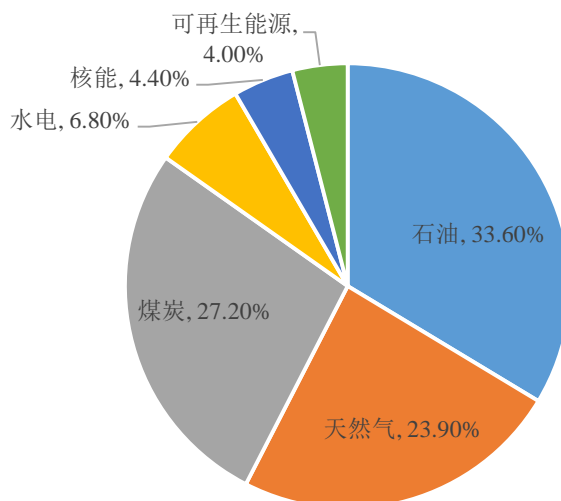
数据来源：wind，东吴证券研究所

2. 油气开发走向深海，低油价下被抑制的 FPSO 订单释放，后期需求保持稳定

2.1. 全球原油缺口加大促进油价回稳，油气公司加大资本开支利好油服市场

2018 年石油+天然气占全球能源消耗量 57.7%。尽管近年来风能、核能、太阳能等新型能源快速发展，但依然无法撼动石油和天然气在全球能源结构中的地位。据《BP 世界能源展望 2019》，石油和天然气消费占全球一次能源消费比例达 57.7%，其中石油占比 33.6%，天然气占比 23.9%。液化天然气的发展 (LNG) 推动天然气消费占比的提升，据 IEA 预计，到 2040 年，超过 80% 的天然气增量来自液化天然气。

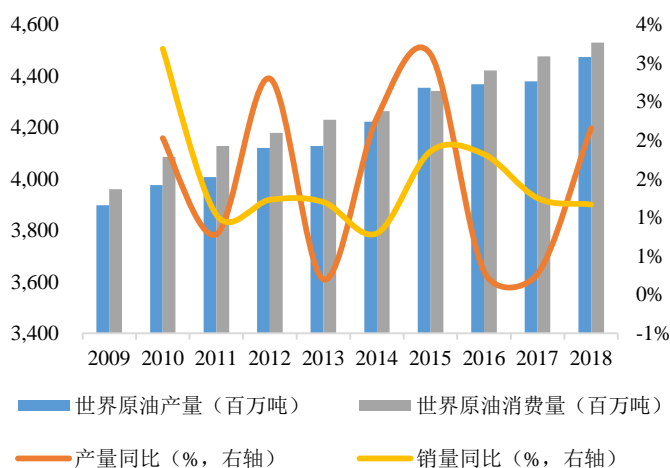
图 14: 18 年石油+天然气占全球能源消耗量 57.7%



数据来源：《BP 世界能源展望 2019》，东吴证券研究所

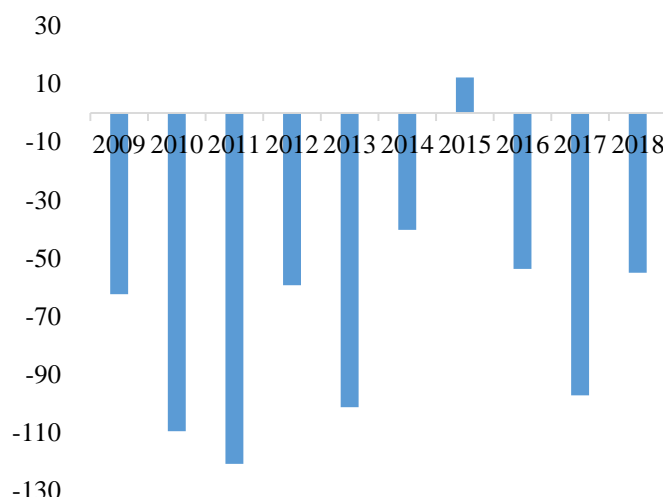
2009-2018 年全球石油年均产销缺口 6867.63 万吨，产销缺口促进油价回稳。自 2010 年以来，受全球经济回暖影响，全球石油需求持续增加，年消费量从 2009 年 39.60 亿吨升至 2018 年的 45.29 亿吨，CAGR 为 1.35%。除 2015 年原油产量反超消费量以外，其余年份均有较大产销缺口，2009-2018 年均原油产销缺口为 6867.63 万吨。长期看，原油作为全球消耗量首位的能源，其供需的内在稳定性将驱使油价保持稳定局面，国际原油价格在经历 2014 年断崖式下跌后，16 年初开始逐步回稳。**2018 年布伦特原油现货平均价格为 71.31 美元/桶，同比增长 31.59%。**

图 15：全球石油消费需求持续增加



数据来源：wind，东吴证券研究所

图 16：2009-2018 年全球石油年均产销缺口 6867.63 万吨

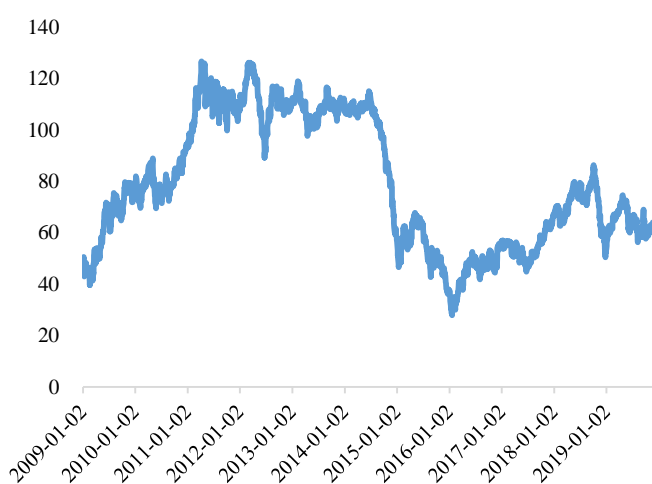


数据来源：wind，东吴证券研究所

低油价下被抑制的开发投资逐渐释放，预计 2019 年上游油气勘探开发投资同比

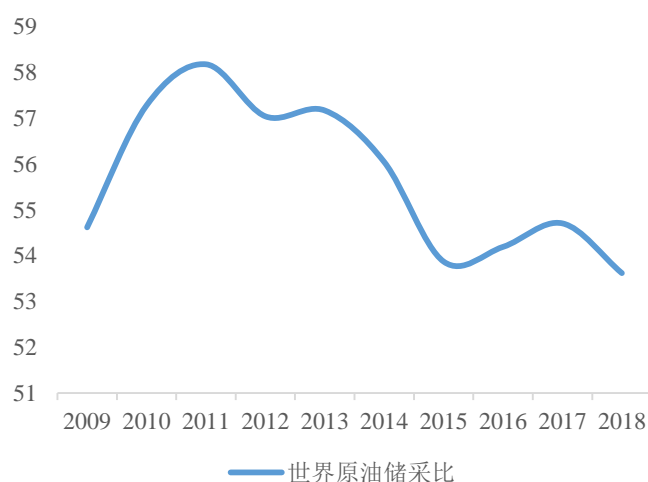
+16%。受 2014 年原油价格下跌影响，油气公司勘探开采活动减少，全球原油新增探明储量不断下降，2018 年全球原油储采比降至 53.62，为近十年来最低水平。随着油价回稳，油气公司勘探开发资本开支逐步增加，据 Spears&Associates 预测，2019 年全球油气勘探开发投资将恢复到 4720 亿美元，同比增长 16%。据《BP 世界能源展望 2019》预测，如果未来投资被限制于开发现有的油田并且没有对新产区的投资，全球产量将以年均 4.5% 的速度衰减，到 2040 年全球石油产量将仅约 3500 万桶/日，远低于目前 8000 万桶/日到 13000 万桶/日变动，为满足 2040 年的石油需求，石油行业未来二十年还需要数万亿美金的投资。油气公司资本开支的增长将利好油服公司发展。

图 17：布伦特原油价格 16 年之后开始回暖（美元/桶）



数据来源：wind，东吴证券研究所

图 18：2018 年全球原油储采比降至 53.62，近十年最低

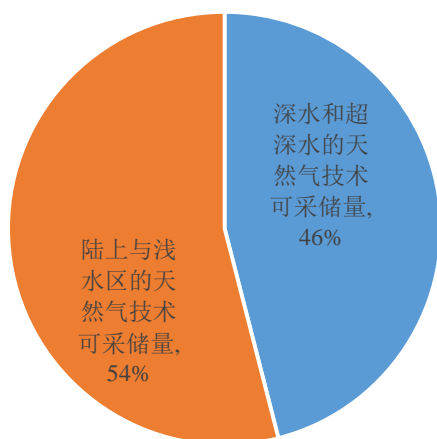


数据来源：wind，东吴证券研究所

2.2. 海洋油气开发走向深海，合理性、经济性、紧迫性促进 FPSO 市场火热

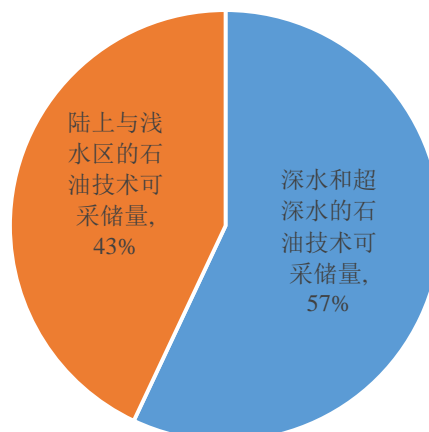
海洋石油资源量约占全球石油资源总量的 34%，深海产量提升空间大。据中石油官网 2018 年数据披露，海洋石油资源量约占全球石油资源总量的 34%。按海域深浅不同，可将海洋石油产区划分为浅海（水深不足 500 米）、深海（水深超过 500 米）和超深海（水深超过 1500 米）。2000~2017 年海上油气发现平均水深为 824 米，全球已进入深海油气开发阶段。根据中石油官网数据，2005-2015 年在北美以外的常规发现中，深海和超深海的石油技术可采储量占 57%，深海和超深海的天然气技术可采储量占 46%，在已发现的深海及超深海油气储量中 90% 集中在巴西、西非、美国墨西哥湾和挪威四大海域。根据 IEA 预测，全球深海油气产量占全球油气总产量的比重将从 2017 年的 9% 提升至 2035 年的 22~25%，深海领域油气产量提升空间前景广阔。

图 19：深海和超深海的天然气技术可采储量占 46%



数据来源：中石油官网，东吴证券研究所

图 20：深海和超深海的石油技术可采储量占 57%

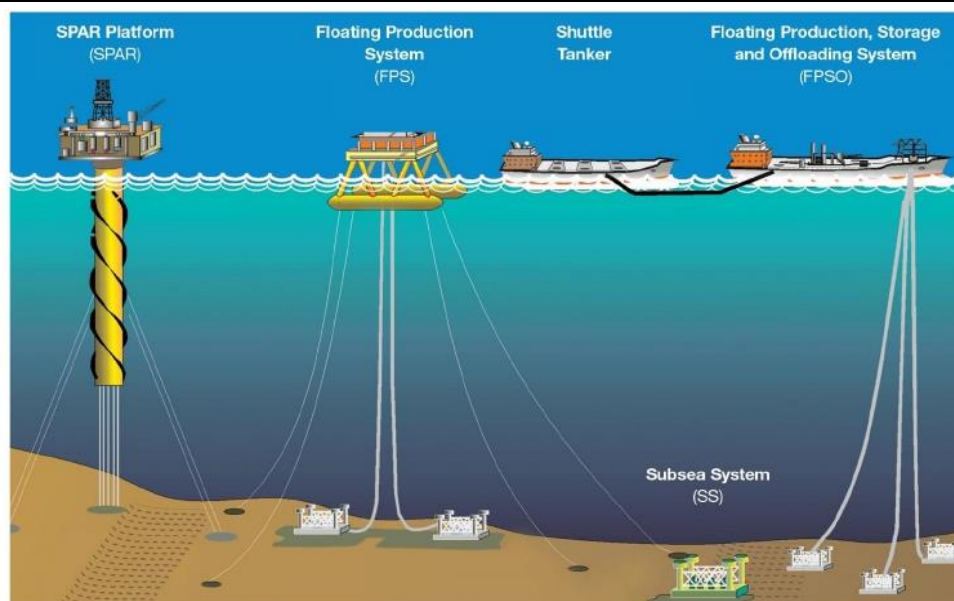


数据来源：中石油官网，东吴证券研究所

2.2.1. 移动灵活、适应深海，FPSO 具备投资合理性

FPSO 适用于 30-2000 米水深。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）。以 FPS 中最具代表性的 FPSO 为例，FPSO（Floating Production Storage & Offloading）即海上浮式生产储卸油装置，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，**适应水深 30-2000 米**。其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。FPSO 主要包括上部生产设施、船体和水下单点系泊系统。

图 21：FPSO 工作示意图



数据来源：国际海事信息网，东吴证券研究所

FPSO 应用灵活，优势突出，占全球深海油气开发总支出的 20%。随着海洋油气田的开发、生产向深海不断深入，FPSO 相较其他钻井、生产平台优势明显，主要体现在生产系统投产快、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，具备投资的合理性。据 Douglas-Westwood 估算，2015-2019 年全球 FPS 投资总支出占深海油气开发总支出的 25%，其中 FPSO 占 FPS 总支出的 80%，占全球深海油气开发总支出的 20%。

图 22：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

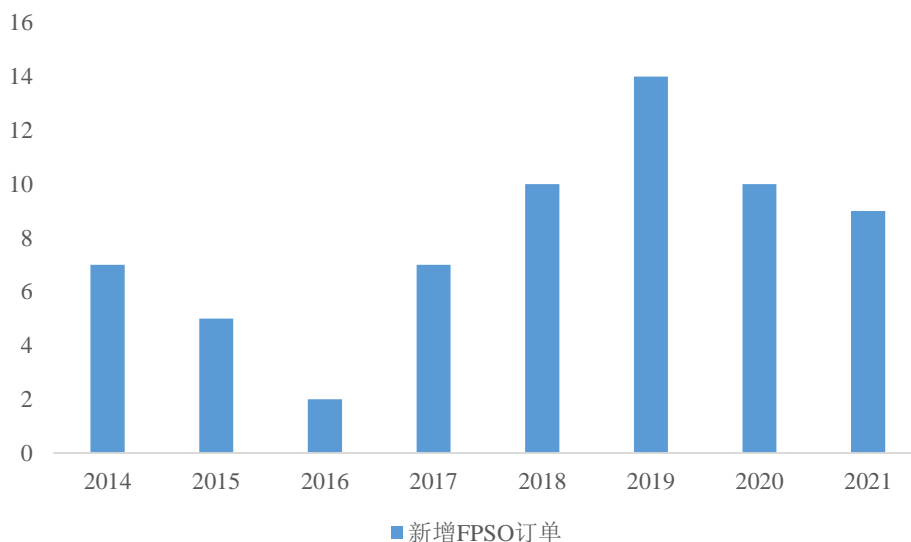
数据来源：中国远洋运输集团，东吴证券研究所

2.2.2. 随着国际油价上涨，FPSO 具备投资经济性

FPSO 订单随油价上涨释放，19-21 年新增 FPSO 订单预计达 33 个。根据能源咨询公司 Douglas-Westwood 统计，原油价格在 35 美元/桶-65 美元/桶时，深海油气项目才能具备经济效益。2014 年下半年原油价格下跌，2016 年初国际原油价格跌破 35 美元，受此影响，全球 FPSO 市场订单 14-16 年逐年下滑。随着 17-18 年油价趋于平稳，前期积

压的大量 FPSO 项目进入盈亏平衡点, FPSO 订单量开始释放。根据 Rystad Energy 的统计数据, 2019-2021 年市场将新增 33 个 FPSO 项目, 其中有 14 项目的盈亏平衡点低于 50 美元/桶, 15 个浮式项目在 50 美元/桶至 70 美元/桶之间。根据 EMA 推测, 如果未来油价超过 70 美元, 每年新增的 FPSO 订单最多将达到 17 个。截止 2019 年 11 月的国际原油价格保持在 60 美元/桶之上, 因此投资 FPSO 项目具有经济性。

图 23: 预计 2019-2021 年市场新增 33 艘 FPSO 订单



数据来源: Rystad Energy, 东吴证券研究所

2.2.3. 巴西国内经济低迷+巴西石油公司负债高筑, FPSO 具备投资紧迫性

巴西拥有在役 FPSO 数量全球第一, 引领全球 FPSO 发展。巴西海洋油气资源丰富, 全国 80% 以上的油气资源来自海上。根据 OFFSHORE 杂志统计, 2018 年世界各地现役 FPSO 有 178 艘 (126 艘为旧油轮改造而成, 52 艘为新建 FPSO), 其中服役于巴西的 FPSO 数量位居全球第一, 共 44 艘。据 EMA 预计, 巴西国油订购的浮式装置数量将在决定全球浮式装置需求方面发挥关键作用, 到 2022 年前, 巴西国油每年将会订造 2 至 4 艘 FPSO。

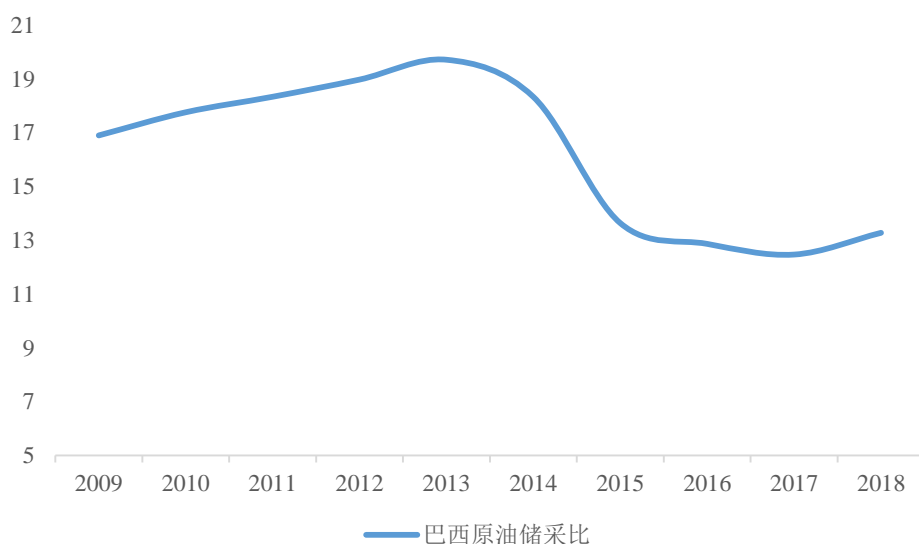
图 24: 巴西拥有在役 FPSO 数量全球第一



数据来源：OFFSHORE，东吴证券研究所

巴西经济持续低迷，巴西国油公司巨额债务强化 FPSO 投资紧迫性。自金融危机之后，由于经济结构不合理、雷亚尔贬值以及贪腐等问题，巴西国内经济恶化，2018 年巴西国内生产总值为 1.87 万亿美元，同比-9.03%。国内经济环境恶化叠加 2014 年以来原油价格下跌，巴西国内最大公司——巴西国油面临日益严重的债务问题，2014 年底，其负债总额从两年前的约 1810 亿雷亚尔（约 557 亿美元）增至 3320 亿雷亚尔（约 1023 亿美元），增幅达 83%。2015 年 2 月和 8 月，穆迪和标普连续把巴西国油的信用评级下调。在内忧外患的情况下，巴西石油 2015-2016 年几乎没有授出原油勘探开采订单，巴西国内石油储采率下降至 2017 年 12.47，为近十年来最低水平。

图 25：巴西国内石油储采率下降至 2017 年 12.47，近十年来最低

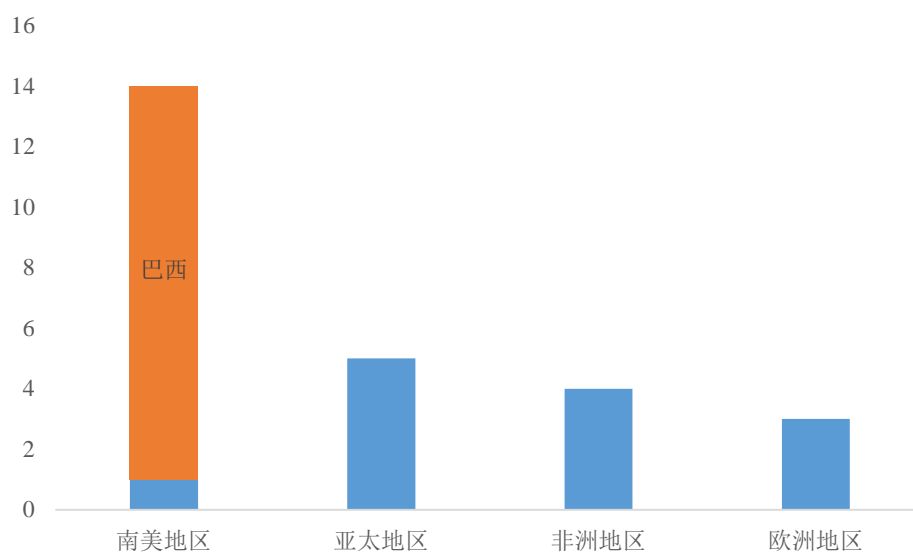


数据来源：wind，东吴证券研究所

加快 FPSO 订单释放，2019 年巴西 FPSO 在建订单占据市场“半壁江山”。巴西出口收入中 25% 左右的收入由包含石油在内的自然资源构成。为摆脱国内经济下滑趋势，

以及提升巴西石油公司的盈利能力，巴西国油从 2017 年开始加速扩展 FPSO 订单，根据 FPSO NETWORK 统计，2019 年全球在建共有 26 个 FPSO 项目，而巴西在建 FPSO 项目就多达 13 个，占据半壁江山。2019 年 6 月和 11 月，巴西石油公司分别将两条 FPSO 项目授予 SBM Offshore 和 Modec。此外，巴西国油计划在 2019 - 2020 年间投入 841 亿美元，其中 688 亿美元将用于其勘探和生产业务。

图 26：2019 年巴西 FPSO 在建订单占据全球市场“半壁江山”



数据来源：FPSO NETWORK，东吴证券研究所

2.3. SBM 与 Modec 主导巴西 FPSO 市场，中国海工油服公司接单优势明显

2.3.1. 巴西市场贡献 SBM 与 Modec 超半数产能，两巨头占据巴西 FPSO 40.91% 市场

全球浮式生产两巨头，SBM 与 Modec 占据巴西 40.91% FPSO 市场。作为全球最大的 FPSO 运营商，荷兰 SBM Offshore 公司的 FPSO 产量约占全球深水油气产量的 10%。2018 年 SBM 在全球有 18 座生产平台，其中 14 座为 FPSO，7 座位于巴西。日本浮式生产巨头 Modec 和 SBM 一样，在全球运营 18 座浮式生产平台，其中在巴西运营 FPSO 共 11 座，FSO 1 座，两家巨头在巴西合计共有 18 座 FPSO 生产平台，占全部巴西全部现役 FPSO 数量的 40.91%。

巴西市场贡献 SBM 超半数原油产能，贡献 Modec 超八成产能。2018 年 SBM 生产平台船队原油日处理能力为 172 万桶，天然气日处理能力 2200 百万立方英尺，其中仅巴西原油日产量就占到 87 万桶，占其全球原油总产能 50.58%。日本巨头 Modec 因为历史和移民还有两国政治经济的强联系，在巴西市场更有优势，Modec 生产平台船队原油日处理能力为 170 万桶，天然气日处理能力 2700 百万立方英尺，其中巴西原油日处理能力为 136.5 万桶，天然气日处理能力 2440 百万立方英尺，巴西贡献了 Modec 超过八

成的产能。

2.3.2. 成本领先+融资能力强，助力中国企业吸纳全球 FPSO 模块订单

成本领先+融资能力强适应 BOT 模式，中国企业占据 FPSO 改装和建造市场。全球 FPSO 改装和建造市场主要在中新韩三国，中国企业依托本国较完整的产业链和较低的材料、人工成本，在价格上相对新加坡和韩国企业更有优势，在油价保持在 60-70 美元/桶时，油公司会优先考虑中国供应商。近期巴西国家石油公司将逐渐引入 BOT (Build, Operate, Transfer) 的承包战略，BOT 模式是指承包商垫资建造并且运营该 FPSO，运营一段时间后，一般是 3 年，然后将 FPSO 资产转移给油公司，其本质上是油公司和承包商合作的模式，承包商将承担更多的融资风险，由于中国主流海工船厂和油服公司都背靠集团公司，融资能力强，所以在 BOT 承包模式之下，SBM Offshore 之类的承包商往往会将订单交给中国企业。

中国成为全球 FPSO 上部模块建造大国。据 Sinorig Offshore 统计 2016-2018 年，全球交付和在建的 19 个 FPSO 里，至少有 11 个 FPSO 项目的大部分上部模块建造工作在中国完成，中国 FPSO 上部模块的建造份额已经超过 75%，中国已经成为全球 FPSO 上部模块建造大国。

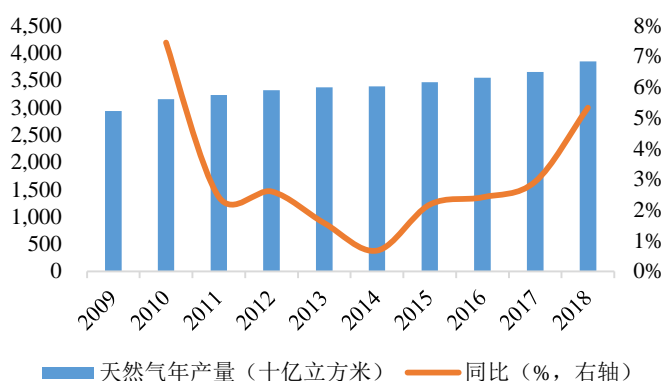
Modec 和 SBM Offshore 上部模块工作量全面向中国转移。Modec 和 SBM Offshore 之前的上部模块建造量分布在全球各地，2018 年以来，全球 FPSO 上部模块的工作量明显向中国转移。2019 年 2 月，Modec 计划在上海设立分公司，处理公司亚太区业务。SBM Offshore 最近 2 年也在建设中国 FPSO 供应链，2019 年下半年，SBM Offshore 与博迈科签署 Liza-3 FPSO 上部模块和集成合同的合作备忘录，博迈科被认为最有可能在未来取代 SBM Offshore 在新加坡的传统上部模块供应商 Dyna-Mac (精砺控股)。两大全球 FPSO 巨头用实际行动表明了中国在全球 FPSO 建造领域的地位。

3. 液化天然气需求释放，亚马尔半岛将成为贡献主力

3.1. 天然气消费量快速增长，环保政策+运输方便激发 LNG 需求

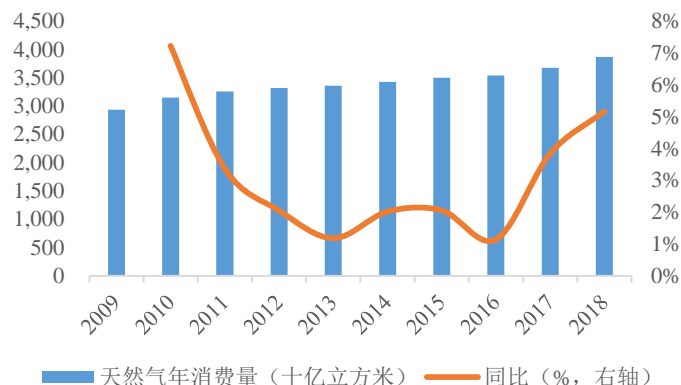
天然气作为清洁能源应用广泛，预计 2035 年全球天然气需求+41%。随着全球新兴市场对于环保问题的重视，作为清洁能源的天然气消费量保持快速增长。根据 BP 的数据显示，2018 年全球天然气产量达 3.48 万亿立方米，同比+5.3%，天然气消耗量 3.87 万亿立方米，同比+5.0%。2018 年天然气在一次能源中的消耗占比达 23.9%，仅次于石油。据壳牌集团《LNG 前景报告 2019》，预计到 2035 年，天然气的需求将增长 41%，国内生产和 LNG 进口是全球天然气供应的主要方式。北美和中国将贡献大部分增长，电力、工业、民用与商用及交通运输将是天然气的四大需求板块增长点。

图 27: 2018 年全球天然气产量同比+5.3%



数据来源: wind, 东吴证券研究所

图 28: 2018 年全球天然气消费量同比+5.0%



数据来源: wind, 东吴证券研究所

液化天然气技术压缩气体体积，解决供给区域与消费区域的不匹配问题。液化天然气技术使同等重量的天然气体积降低至原先的 1/600 左右，突破了主要依靠管道输送的原有格局，促进了天然气的生产和消费。天然气液化主要在天然气液化工厂进行，将天然气经过脱水、脱烃、脱酸性气体等工艺后，使得原料气符合液化处理的技术要求，天然气液化工厂采取制冷工艺或外部冷源使天然气变为-162℃的低温液体。天然气液化工厂主要包括生产系统、控制系统、生活设施、公用设施和辅助设施。其中，**生产系统、控制系统是天然气液化工厂中的核心部分，采用模块化的建造方式。**随着天然气消费需求的增长，在海洋油气开采已成熟应用的模块化技术凭借高效、环保及低成本的特点也逐步应用于天然气液化设施中。

图 29: 天然气液化工厂中的核心部分采用模块化的建造方式



数据来源: 公司招股说明书, 东吴证券研究所

预计 2019 年液化天然气产能同比+9.6%，2030 年液化天然气产能将达到 7.5 亿吨每年。据能源咨询服务公司 Rystad 预测，全球液化天然气产能将从 2018 年的 3.96 亿吨增加到 2019 年的 4.34 亿吨，同比+9.6%。需求增长主要来自亚洲，据《能源研究与信息》杂志数据，2018 年亚洲液化天然气贸易量已经占到全球的 70%，中日韩贡献了大部分需求。2017 年中国加大环境治理力度，积极推动“煤改气”；2018 年韩国延长核维修时间表；2018 年，日本九州电力公司的 Genkai 核电站 3 号和 4 号反应堆以及关西电力公司的 Ohi 核电站 3 号和 4 号反应堆重启，都将加大未来亚洲地区对液化天然气的需求。根据 BNEF 的预测，到 2030 年全球天然气液化产能将超过 7.5 亿吨/年。

LNG 需求动力来自环保政策支持和交通领域发展。韩国近年来不断提高煤的税收，而天然气税收则稳中有降，2019 年降至 0.6 美元/百万英热左右。欧盟的碳价获得政策推动，同样助力天然气发展。中国政府大力推动“煤改气”，使得北京过去 5 年的冬季空气质量明显改善，2018 年中国的二氧化碳排放量共计减少了 1.76 亿吨，中国期望 2020 年使天然气在一次能源消费中占比达到 10%。此外，在交通运输方面，2018 年，中国公路运输业消耗 LNG 670 万吨，拥有 LNG 加注站 2552 座。欧洲的重载运输工具正在向 LNG 转变，目前拥有 5500 辆 LNG 卡车，预计 2030 年该数字将变成 28 万。船运方面，预计 2035 年的船舶年消费 LNG 将超过 3000 万吨。

3.2. 储量、航道、低温三大优势造就亚马尔半岛 LNG 项目

3.2.1. 2019 年全球获 FID 的 LNG 项目已达 3480 万吨

2019 年获 FID 的 LNG 项目已达 3480 万吨。2014 年之后，受油价表现低迷影响，LNG 订单释放量明显较少，2017 年仅有 1 个大型液化天然气项目进入最终投资决定阶段(FID)，即位于莫桑比克的产能为 340 万吨的 Coral South 浮式液化天然气设施(FLNG)，16-17 年总计产能释放仅 700 万吨。随着油气开发景气度上升，全球 LNG 市场开始复苏，2018 年做出最终投资决策的新产能达到 2100 万吨/年。截止目前，2019 年度已有两个 LNG 项目进入最终决定 (FID)，分别是 Yamal-2 期，三条线合计产能 1980 万吨，以及莫桑比克的 LNG 项目，两条线合计产能达到 1500 万吨，2019 合计新增产能数值将已达 3480 万吨。据壳牌集团预计 2021 年则会进一步增加到 3500 万吨以上。

3.2.2. 亚马尔半岛 LNG 项目具备储量、航道、低温三大优势

Yamal-1 期项目总投资规模达 270 亿美元，合计产能 1650 万吨。随着极地气温变暖，极地附近的资源迎来大规模开发时期。2014，中俄亚马尔液化天然气 LNG 项目招标，总投资规模达 270 亿美元，合计产能 1650 万吨，2017 年 12 月正式投产。该项目所在的亚马尔半岛位于俄罗斯西伯利亚平原的西北部，北临北冰洋，半岛总面积约为 12.2 万平方千米。亚马尔半岛拥有世界上最大的天然气储量，被俄罗斯誉为“俄罗斯战略性天然气储备区”。

图 30：亚马尔半岛拥有世界上最大的天然气储量

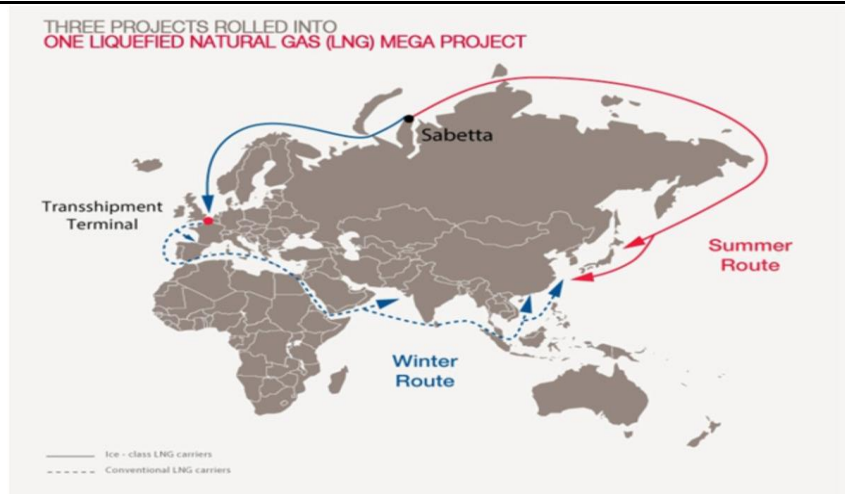


数据来源：一带一路网，东吴证券研究所

储量优势：亚马尔半岛已探明天然气储量占全球 13.7%。根据《BP 世界能源统计年鉴 2018》2017 年底，俄罗斯天然气已探明储量高达 35 万亿立方米，占全球已探明总储量 193.5 万亿立方米的 18.1%，位居世界第一。其中亚马尔半岛已探明天然气储量为 26.5 万亿立方米，占全球已探明总储量 13.7%。

航道优势：北极航道，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。亚马尔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。

图 31：北极航道降低了 Yamal-1 期运输成本



数据来源：中国能源报，东吴证券研究所

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。亚马尔半岛位于北纬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，Yamal-1期项目将液化天然气工厂模块化生产，再由北极航道运至亚马尔半岛，降低了生产成本。

3.2.3. 亚马尔半岛后续开发持续性强，中国模块制造商继续担当供应主力

亚马尔半岛后续开发持续性强。Yamal-1期项目目前已建成投产，每年产能的54%投向亚洲市场，其余投向欧洲市场。诺瓦泰克公司有关人士表示，亚马尔LNG项目由于生产成本低，即使在石油价格负面预期下，也能盈利。在1期项目成功投产后，2期项目在2019年进入最终投资决定阶段。预计未来将有更多国际资本流入亚马尔半岛进行液化天然气的开发。

Yamal-1期中85%的模块由中国企业制造，2期订单落地继续利好国内模块制造商。在Yamal-1期项目中，液化厂85%的模块由海油工程、博迈科等中国企业制造，其中中国企业首次承担了核心模块的建造，在交付时间和质量上取得业主高度赞誉。2018年，Yamal-2期项目启动招标，该项目位于俄罗斯亚马尔—涅涅茨自治区塔佐夫斯基区，格达半岛西部，旨在开发该地区的天然气资源。2019年Yamal-2期订单纷纷落地，其中博迈科等中国油服企业凭借Yamal-1期项目的优异表现，成功中标2期项目的订单。Yamal-2期项目预计2022年5月完工。

图 32：博迈科中标 Yamal-2 期项目 订单 47.2 亿元

	项目招标时间	项目完成时间	项目投资额	总产能	博迈科中标订单
Yamal1 期	2014	2018/11	270 亿美元	1650 万吨	21.65 亿元
Yamal2 期	2018	2022/5		1980 万吨	47.2 亿元

数据来源：中国能源报，东吴证券研究所

4. 模块化设施生产降低开采成本和难度，采矿服务稳定发展

世界铁矿石资源丰富，澳大利亚铁矿石储量和含铁量世界第一。2019 年全球铁矿石资源储量达 1700 亿万公吨，含铁量 840 亿万公吨，其中澳大利亚铁矿石储量 500 亿万公吨，含铁量 240 亿万公吨，分别占全球比重的 24.91%，28.57%，位列世界第一。

粉碎、筛选和运输系统是矿业开采成套化设施中的核心部分。矿业开采的成套化设施，包括粉碎系统、筛选系统、运输系统、过程存储系统、采样系统、公用系统和辅助系统等。整套设施中粉碎系统、筛选系统、运输系统和过程存储系统主要通过模块化的方式进行建造。其中，粉碎、筛选和运输系统是矿业开采成套化设施中的核心部分。

图 33：模块化设施生产降低开采成本和难度



数据来源：公司招股说明书，东吴证券研究所

模块化设施生产降低开采成本和难度，采矿服务稳定发展。国际主要矿业开采企业（BHP Billiton 和力拓集团等）拥有储量大、品质高、适宜自动化开采的优质矿产。因为许多高品质矿产埋藏较浅，且分布在人际罕至的地区，建厂条件差，使用传统的机械化方式大大提高了矿厂建设的难度、周期和成本。而采用模块化设施生产方式，可以把巨型开采设备设计拆分成各种具有独立功能的中小型模块，异地建造完成后运输至矿产

当地进行安装就可投入使用。此外，由于模块设施功能独立、拆分简便，还可循环利用，能有效降低开采成本。在模块化设施生产方式下，采矿服务将稳定发展。

5. 前期业务+产能布局充分，未来三年业绩随订单释放

5.1. 油价低谷期扩充产能以备未来订单，多元业务布局增强抗周期性

改扩建临港海洋重工建造基地。2016年，在油价处于低谷且公司前期订单收入确认尾声之时，公司分别投资 5.37 亿元和 5.43 亿元用于临港海洋重工建造基地一二期改扩建工程项目和临港海洋重工建造基地三期工程项目（一阶段）。项目建设期均 18 个月，预计建成后总计年新增产能对应销售收入 10.56 亿元，对应净利润 1.41 亿元。

建设博迈科 2#码头工程，未来或进军 FPSO 总装项目。2018 年，为适应公司业务拓展需求及未来发展战略规划，股东大会通过公司以自有资金结合部分募集资金投资建设天津港大沽口港区临港博迈科 2#码头工程的方案，本项目拟建 1 个模块出运兼 15 万吨 FPSO 舾装泊位，泊位长度为 300m，设置 40t 门座式起重机 2 台。**建成后该码头可年出运 1000t 及以下模块 100 个，1000t~25000t 模块 20 个，或年舾装 2 艘 15 万吨 FPSO。**该项目的开展，将有效提升公司场地产能，使公司承接 FPSO、FLNG 或 FSRU 等项目的总装变为可能，为公司持续拓展经营范围奠定基础。

2016 年公司布局重油处理厂等新兴模块化建造领域。公司凭借多年模块化项目经验，于 New Refinery Project 项目中建议并协助总包方建设模块化的重油处理厂，实现经济、安全、高效，符合业主的项目需求，获得了业主和总包方的高度认可。**2016 年，公司获得了该项目 24 个电气间模块的建造合同，总金额为 1,876 万美元。业务和下游客户的多元化将提升公司营收渠道，增强抗周期性。**

5.2. 海洋油气开发：公司积极跟进 FPSO 订单，预计营收稳定增长

公司海洋油气开发业务主要提供 FPSO 核心模块的设计与建造服务。FPSO 上部生产设施主要通过模块化的方式进行建造。其中，上部油气处理模块为整个平台的生产系统，电气模块是平台的电力控制中心，生活楼模块为平台的指挥控制部分。以上模块具有较高的可靠性与安全性要求，是整个 FPSO 的生产系统的核心部分。

图 34：2018 年公司与 Modec 签订 5.7 亿元订单，近五年来规模最大

年份	项目名称	客户名称	初始合同金额/亿元
	N487 DANA 400 FPSO 模块建造	南通中远船务有限公	1.23

司			
2013	UZ8451 ZADCO ACCOMMODATION &UTILITIES PROJECT	LEIGHTON	1.06
	秦皇岛 32-6 生活楼	中海石油(中国)有限 公司	0.60
2014	Upper Zakum 750 Island Surface Facilities Project	Petrofac	2.78
	FMB1 & FMB2 (Technip)	TECHNIP	1.84
	MV27 Project-Module E-house	ABB	0.35
	FPSO Cidade de Campos dos Goytacazes MV29	Modec	1.71
2015	Petronas FLNG2 Project	ABB PTE.LTD	1.56
	MV29 SRU	VWS WESTGARTH LTD	0.11
2016	KOC LFHOD Project	Petrofac E&C International Ltd.	1.30
2017	New Refinery Project	Petrofac E&C International Ltd.	1.28
2018	FPSO Carioca MV30 项目	Modec	5.70

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

公司凭借自身声誉，将积极跟进未来 FPSO 订单。截至目前，公司已为 Conoco Phillips 提供了多个项目的生活楼模块和电气模块；与 Modec 合作向 Petrobras 提供了从 MV18、MV20、MV22、MV23、MV26、MV29 等多条 FPSO 的电气模块和油气处理模块；与 ABB、SIEMENS 合作生产了多个电气模块。由于公司订单交付准时，完成质量高，积累了较高的客户认可度。随着油价回稳，未来 fpso 市场订单将持续释放。公司 18 年与 Modec 签订了 5.7 亿元订单，未来公司还将积极跟进相关订单。

图 35：2019 年 FPSO 订单快速增长

19年2月, Modec 获得 Woodside 公司在塞内加尔 SNE 油田的 FPSO 合同

19年4月, 韩国三星重工与印度信实工业签署了一份 2022 年 3 月交付的 FPSO 合同

19年4月, Modec 与商船三井和三井商事共同为意大利 ENI 公司在墨西哥海域提供一艘 FPSO

19年4月, 招商局工业集团与 SBM 签署 SBM Fast4ward FPSO MPFA 船体建造协议, 将有招商局工业集团为 SBM 建造多艘 FPSO 船体和模块

19年下半年, SBM Offshore 与博迈科签署了 Liza-3FPSO 上部模块和集成合同的合作备忘录

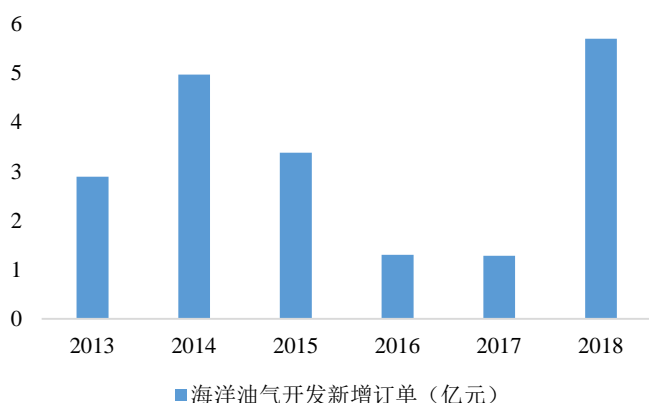
19年10月, Modec 获得康菲石油的合同, 与大船集团合作开发澳洲 Barossa 油田一个 FPSO 项目

19年11月, Modec 与巴西石油公司签订了 MV32 FPSO 项目合同

数据来源: 国际船舶网, 中国海洋工程网, 东吴证券研究所

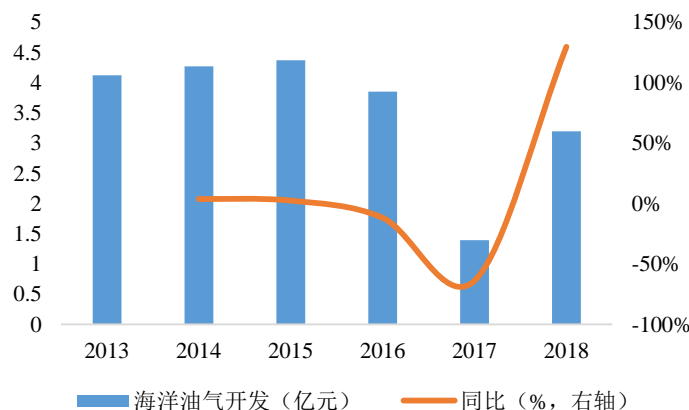
海洋油气开发模块的订单交付一般为 1-2 年, 营收确认有一定滞后性。海洋油气开发模块的营收主要受到新增订单影响, 与油价变化相比且具有一定滞后性。根据公司以往订单收入确认情况来看, 海洋油气开发模块的订单交付一般为 1-2 年, 因此, 相关营收受到上年未完工订单与本年新增订单的共同影响。以 2016 年为例, 油价低迷影响上游海洋油气开发, 公司新增订单出现大幅下滑。但由于 2015 年存量未完工订单的推动, 公司海洋油气开发模块的收入下降并不明显。但在 2017 年新增订单继续乏力的状况下, 营收达历史最低点。预计未来公司将积极跟进 FPSO 订单, 在订单充裕时, 海洋油气开发业务营收将保持稳定增长。

图 36: 海洋油气开发大订单



数据来源: 公司公告, 东吴证券研究所

图 37: 海洋油气营收确认有一定滞后性



数据来源: wind, 东吴证券研究所

5.3. 液化天然气：大订单推动未来三年收入增长

公司液化天然气业务主要提供天然气液化工厂生产系统和控制系统和其他辅助设施相关模块的设计与建造。随着 Wheatstone LNG、Yamal LNG 等知名项目公司的交付，公司目前已拥有了天然气液化领域全面的工程业绩，得到了业主的广泛赞誉。

LNG 订单规模较大，完成周期在 2-3 年。2014 年之前公司天然气液化领域收入主要来自于公司 2011 年与 Bechtel 的 Wheatstone LNG 项目。项目计划修建 2 条液化天然气生产线，年产量为 890 万吨 LNG，初始订单规模为 11.87 亿元。公司凭借 Wheatstone LNG 项目的优秀业绩和海洋油气开发领域的优秀业绩，于 2014 年成功进入 Yamal LNG 项目，保证了 15-16 年公司营收快速增长。Yamal LNG 项目是计划在亚马尔半岛建造的年生产能力达 1,650 万吨的一个大型液化天然气工厂项目，包含天然气的生产、加工、液化、存储和运输，初始订单规模为 21.65 亿元。

图 38：2019 年液化天然气新签 47.2 亿元大订单

年份	项目名称	客户名称	初始合同金额/亿元
2011	Shell Nigeria DOMGAS	ABB Korea	0.07
	Gladstone LNG Upstream	ABB Australia Pty.	0.52
	Project E-houses	Limited	
	Wheatstone LNG	Bechtel International Inc.	11.87
2012	Longford Project Blast	ABB Australia Pty.	0.07
	Proof Switch room	Limited	
	QGC LNG FCS LV Switch room	ABB Australia Pty. Limited	0.23
	QGC LNG FCS MV Switch room	ABB Australia Pty. Limited	0.32
	QGC LNG CPP	ABB Australia Pty. Limited	0.47
2014	Longford II Project Blast	ABB Australia Pty.	0.13
	Proof Switch room	Limited	
	Yamal LNG Project	YAMGAZ	21.65
2015	Petronas FLNG2 Project	ABB PTE. LTD	1.56

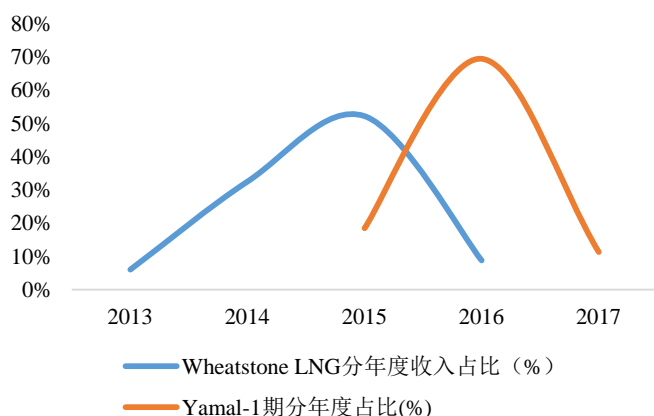
2018	俄罗斯 AGPP Amur Steelwork 项目	中石油	1.13
2019	Yamal LNG-2 Project	GYGAZ SNC	47.2

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

LNG 大项目收入确认持续 3-4 年，在收入确认期倒数第二年确认最多。从公司招股说明书和历年年报可以看出，LNG 项目工期时间长于海洋油气开发模块，LNG 收入确认从合同执行到全部确认大约持续 3-4 年时间，且一般在最终交付的倒数第二年收入确认最多。公司与 Wheatstone LNG 合同 2013 年执行，后续追加合同累计达 9.51 亿元，合同最终金额为 21.38 亿元。2013-2016 年分别确认收入为 1.30 亿元、6.96 亿元、11.17 亿元、1.89 亿元，各年度占比为 6.08%、32.55%、52.25% 和 8.84%。Yamal-1 期工程初始合同金额为 21.65 亿元，后续追加合同累计达 7.45 亿元，合同最终金额为 29.10 亿元。2015-2017 年分别确认收入为 5.39 亿元，20.22 亿元，3.31 亿元，各年度占比为 18.52%、69.48%、11.37%，同时两个项目均有少量尾款收入在 2018 年度确认。

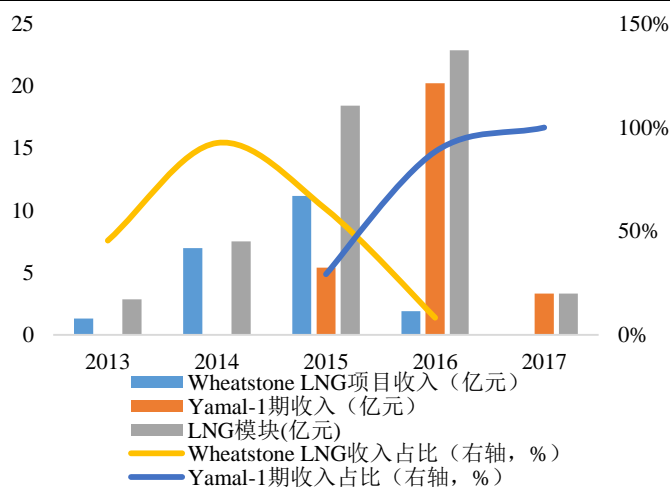
Yamal-2 期 47.2 亿元订单推动公司未来三年收入增长。公司 2019 年 7 月与 TECHNIP France S.A. 签订了 42 亿元 Yamal-2 期订单，11 月合同对方当事人由 TECHNIP France S.A. 变更为 GYGAZ SNC，并追加合同额约 5.2 亿元人民币，合计 47.2 亿元，是公司 Yamal-1 期初始订单规模的两倍以上，项目将于 2022 年 5 月完成。结合公司以往经历，这份 LNG 订单将推动公司未来三年液化天然气业务的收入和业绩增长。

图 39: LNG 项目收入确认期倒数第二年确认比例最高



数据来源：公司公告，东吴证券研究所

图 40: LNG 大项目对公司后续三至四年的收入有影响



数据来源：wind，东吴证券研究所

5.4. 矿业开采：对技术创新和应对复杂环境的要求高，大客户持续性强

矿业开采对于技术创新和应对复杂环境的要求高。因为许多高品质矿产埋藏较浅，且分布在人际罕至的地区，建厂条件差，使用传统的机械化方式大大提高了矿厂建设的难度、周期和成本，模块化、无人化、智能化已经成为矿业开采发展趋势，对于技术创新和应对复杂环境的要求高。

大客户持续性稳定，18年新签3.75亿元订单推动未来营收增长。公司在矿业开采模块的订单主要来自于必和必拓（BHP Billiton）公司。具体来看，2011年，公司与必和必拓签订金额5,176.23万澳元的项目订单，该合同于2012年开始履行，并于2013年追加了1,428.38万澳元的变更。受益于2018年以来澳大利亚铁矿石价格上涨，刺激相应产能扩张，2018年公司与必和必拓铁矿石有限公司签订了South Flank项目合同，总金额约为3.75亿元人民币，该订单将在后续几年提升公司矿业开采业务收入。鉴于公司与必和必拓铁矿石有限公司自2011年以来的长久的合作关系和在矿石开采模块具备的丰富的技术经验，未来有望延续与必和必拓的合作关系，签订新的订单。

6. 盈利预测与投资评级：

一、海洋油气开发业务：

公司海洋油气开发业务主要提供FPSO核心模块的设计与建造服务。公司自2016年开始加强产能准备，预计在未来三年FPSO订单大量释放的情况下，公司将凭借着与Modec、SBM等公司的长期合作关系斩获相关订单，参照2014-2015年公司海洋油气业务在手订单充裕时的历史增长率，预计未来三年海洋油气开发业务收入增长将保持在50%以上。

二、液化天然气业务：

公司液化天然气业务主要提供天然气液化工厂生产系统和控制系统和其他辅助设施相关模块的设计与建造，该板块盈利能力较强，在公司在手订单充裕时毛利率常年在20%以上。2019年公司中标的Yamal-2期工程订单合计金额达47.2亿元，参照公司在执行Wheatstone LNG和Yamal 1期合同时的收入确认情况来看，该订单将推动未来公司液化天然气业务营收和业绩的增长。

三、矿业开采模块：

公司矿业开采模块业务主要提供矿业开采成套化设施，包括粉碎系统、筛选系统、运输系统、过程存储系统、采样系统、公用系统和辅助系统等。公司该业务大客户持续性稳定，2018年公司与必和必拓公司签订了总金额约为3.75亿元的订单，预计在新订单加持下，该业务未来收入稳定。

图 41：博迈科分业务盈利预测（亿元）

	2018A	2019E	2020E	2021E
天然气液化模块	3.19	2.70	13.00	20.00
YOY	130.1%	-15.4%	381.5%	53.8%
毛利率 (%)	14.96	18.00	22.00	25.00
海洋油气开发模块	0.35	4.80	10.00	18.00
YOY	-89.6%	1290.1%	108.3%	80.0%
毛利率 (%)		10.00	16.00	20.00
矿业开采模块	0.34	3.00	1.00	1.00
YOY	1809.7%	1328.1%	-79.2%	0.0%
毛利率 (%)	13.32	15.00	20.00	20.00
其他业务	0.09	-	-	-
YOY	13.32			
毛利率 (%)	74.33			
营收合计	3.97	12.30	24.00	39.00
YOY	-18.91%	210.11%	95.12%	62.50%
毛利率 (%)	13.45	13.71	19.42	22.56

数据来源：东吴证券研究所

可比公司方面，选取同样涉足海洋油气服务的中海油服、海油工程和海油发展与博迈科进行估值对比，其中中海油服业务涉及石油及天然气勘探、开发及生产的各个阶段与，与博迈科同属于海洋油气服务行业；海油发展业务中涉及 FPSO 生产技术服务，与博迈科核心业务之一相近；海油工程业务涉及海洋石油工程的设计、采办、建造和安装，与博迈科业务最为相近。我们认为博迈科的估值水平应与可比公司相当。

图 42：可比公司估值（截止时间 2019 年 11 月 27 日）

	总市值 (亿元)	EPS(元)			PE		
		2019E	2020E	2021E	2019E	2020E	2021E
中海油服	679.15	0.52	0.72	0.92	32	24	18
海油工程	305.07	0	0.21	0.33	-5841	33	21
海油发展	291.74	0.14	0.17	0.2	21	17	14
博迈科	40.95	0.17	0.7	1.6	102	25	11

数据来源：wind，东吴证券研究所(中海油服、海油工程与海油发展预测 EPS 来自 wind 一致)

预期)

公司作为专业模块 EPC 业务的领先企业，服务全球市场，在油气行业整体复苏以及 LNG 新增大额订单的背景下，我们预计公司业绩 19-21 年业绩 0.17/0.70/1.60 亿元，对应 PE 为 102/25/11，首次覆盖，予以“**增持**”评级

7. 风险提示：

一：油价大幅波动风险

2014-16 年油价的大幅波动导致公司 2015 年之后的订单大幅下滑，导致 2017-18 年业绩大幅下滑。目前油价下，一方面，油气公司已经通过持续的降本增效，有效降低油气开发成本；另一方面，油气公司资源储备长期过低影响其长期生产经营。因此，目前油气公司资本开支对于油价敏感性有一定程度降低。但仍不排除极端油价波动下，油气公司有可能再度降低相关资本开支。

二：项目预算风险

公司在项目实施过程中通常会根据业主要求进行设计和建造方面的合同变更。当项目规模较大、项目实施周期较长时，业主可能要求的变更次数较多。此外，发行人在实际执行项目过程中，由于市场环境的变化、原材料价格波动、分包工作量的变动、预计的出口退税率和实际不一致等因素，实际成本的支出可能超出预算成本。尤其在承接新领域的项目时，由于公司实施该类项目的经验较少，项目预算可能与实际情况存在偏差。如果公司无法根据项目变更情况和实际执行情况及时、合理地调整成本预算，将会出现项目成本预算不足或工程量超出预期的情况，进而对公司利润产生影响。

三：市场竞争风险

公司的主要业务来自于国际市场，竞争对手来自世界各地，既有欧美地区行业技术领先的企业，也有新加坡、韩国等国家建造经验丰富的企业，竞争对手行业经验丰富、具有先发优势。公司虽已建立了自己的核心竞争优势、并获得市场的认可，但受到人民币汇率波动、人力成本上升、原材料价格上涨等因素的影响，作为中国企业相对世界其他地区的竞争力会受到影响。因此，公司面临较大的市场竞争压力，如果不能保持较强的竞争实力，存在被其他竞争对手抢占市场的风险。

博迈科三大财务预测表

资产负债表 (百万元)					利润表 (百万元)				
	2018	2019E	2020E	2021E		2018	2019E	2020E	2021E
流动资产	1671.0	2098.0	3106.0	4555.7	营业收入	396.6	1230.0	2400.0	3900.0
现金	255.1	290.6	200.0	200.0	减:营业成本	343.3	1061.4	1934.0	3020.0
应收账款	300.2	491.8	1174.0	2139.6	营业税金及附加	13.6	50.9	121.6	164.4
存货	245.4	331.7	772.0	1436.1	营业费用	6.7	12.3	24.0	39.0
其他流动资产	870.3	984.0	960.0	780.0	管理费用	61.0	119.5	178.8	261.0
非流动资产	1120.5	1147.3	1144.6	1152.7	财务费用	-25.9	-4.1	2.3	24.2
长期股权投资	0.0	0.0	0.0	0.0	加:投资净收益	30.8	30.0	30.0	30.0
固定资产	767.2	827.4	854.7	889.8	其他收益	-17.2	24.4	20.0	16.0
无形资产	333.7	300.4	270.3	243.3	营业利润	11.6	44.3	189.3	437.4
其他非流动资产	19.5	19.5	19.5	19.5	加:营业外净收支	0.6	3.0	3.0	3.0
资产总计	2791.5	3245.4	4250.6	5708.4	利润总额	12.2	47.3	192.3	440.4
流动负债	289.0	723.6	1624.0	2812.4	减:所得税费用	5.0	7.1	28.8	66.1
短期借款	0.0	0.0	149.3	531.3	少数股东损益	0.0	0.0	0.0	0.0
应付账款	191.0	559.0	1123.2	1675.1	归属母公司净利润	7.2	40.2	163.4	374.3
其他流动负债	98.0	164.6	351.4	605.9	EBIT	-19.7	19.3	171.6	442.6
非流动负债	99.6	88.6	70.9	59.5	EBITDA	62.8	119.5	272.9	545.4
长期借款	0.0	0.0	0.0	0.0					
其他非流动负债	99.6	88.6	70.9	59.5	重要财务与估值指标	2018	2019E	2020E	2021E
负债合计	388.6	812.3	1694.9	2871.9	每股收益(元)	0.03	0.17	0.70	1.60
少数股东权益	0.0	0.0	0.0	0.0	每股净资产(元)	10.26	10.39	10.91	12.11
归属母公司股东权益	2402.9	2433.1	2555.7	2836.4	发行在外股份(百万股)	234.1	234.1	234.1	234.1
负债和股东权益	2791.5	3245.4	4250.6	5708.4	ROIC(%)	-0.5%	0.6%	5.7%	12.4%
					ROE(%)	0.3%	1.7%	6.4%	13.2%
					毛利率(%)	10.0%	13.7%	19.4%	22.6%
现金流量表 (百万元)	2018	2019E	2020E	2021E	EBIT Margin(%)	-5.0%	1.6%	7.1%	11.3%
经营活动现金流	-367.2	167.5	-90.5	-166.5	销售净利率(%)	1.8%	3.3%	6.8%	9.6%
投资活动现金流	66.3	-121.9	-108.5	-121.9	资产负债率(%)	13.9%	25.0%	39.9%	50.3%
筹资活动现金流	-33.7	-10.1	108.5	288.4	收入增长率(%)	-18.9%	210.1%	95.1%	62.5%
现金净增加额	-319.4	35.5	-90.6	0.0	净利润增长率(%)	-93%	463%	306%	129%
企业自由现金流	-213.5	12.7	-226.6	-297.5					

数据来源: 贝格数据, 东吴证券研究所

免责声明

东吴证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准,已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供东吴证券股份有限公司(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,本公司不对任何人因使用本报告中的内容所导致的损失负任何责任。在法律许可的情况下,东吴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。

市场有风险,投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息,本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性,也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更,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。

本报告的版权归本公司所有,未经书面许可,任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发、转载,需征得东吴证券研究所同意,并注明出处为东吴证券研究所,且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

东吴证券投资评级标准:

公司投资评级:

买入: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在 15% 以上;

增持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于 5% 与 15% 之间;

中性: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-5% 与 5% 之间;

减持: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘介于-15% 与-5% 之间;

卖出: 预期未来 6 个月个股涨跌幅相对大盘在-15% 以下。

行业投资评级:

增持: 预期未来 6 个月内, 行业指数相对强于大盘 5% 以上;

中性: 预期未来 6 个月内, 行业指数相对大盘-5% 与 5%;

减持: 预期未来 6 个月内, 行业指数相对弱于大盘 5% 以上。

东吴证券研究所

苏州工业园区星阳街 5 号

邮政编码: 215021

传真: (0512) 62938527

公司网址: <http://www.dwzq.com.cn>

