

景气周期再现，把握业绩拐点

——海油工程(600583)公司首次覆盖报告

增持|维持

报告要点:

● **油价突破 60 美元/桶在即，类似 2019 年的油服行业景气周期将再现。**
 海油工程是国内从事海上石油工程总包的龙头企业，业务涉及海上平台建造、海底管线铺设等，收入主要来自中海油国内开发支出。由于能源安全政策执行，2019 年尽管油价处于 60-70 美元/桶，中海油国内开发支出同比增长 40%。2020 年疫情爆发，全球经济受到冲击，油价暴跌，中海油缩减了原先乐观的资本支出预算。目前美国制造业新增订单同比已经实现正增长，中、美、欧元区制造业 PMI 已恢复至 50% 以上，随着原油消费大国经济恢复，2020Q3 全球原油消费量环比提升 10% 至 91 百万桶/天，有望不久后回到 2019Q4 的 101 百万桶/天水平，油服行业景气周期将再现。

● **订单量、钢材加工量等领先指标显示工作量不断增长。**
 海洋工程总包从设计、采购、预制到安装整个周期长达 2-3 年，订单可以作为判断后续工作量和业绩的指标之一，2020 年前三季度公司累计签订新订单 206 亿元，同比增长 13%。海洋工程设施普遍采用钢结构，钢材加工发生于导管架和模块的陆地制造阶段，钢材加工量在判断工作量的变化趋势上领先收入 4-6 个季度。2020Q3 钢材加工量同比增长 32%，表明公司工作量在不断增加，未来收入将随之增长。

● **收入规模、钢材价格、分包费用共同影响公司盈利能力。**
 总包对船队和建造基地要求高，行业资本密集，在经营杠杆作用下，盈利能力对收入规模非常敏感，收入提升往往伴随利润率改善。钢材作为主要的原材料，其价格直接影响到公司的营业成本，目前钢材价格水平已经处于历史高位，上涨空间受到挤压。2019 年工程费用占收入比重达到 48%，同比大幅提升，其主要构成是陆地建造分包费、船舶分包费等费用，公司为国内海洋工程唯一总包商，对分包商的议价能力强。

● **投资建议与盈利预测**
 随着全球经济好转，原油需求回暖以及能源安全政策执行，中海油国内开发支出增速有望重回高位。我们预计 2020/2021/2022 年海油工程收入分别为 180/228/313 亿元，归母净利润分别为 6/12/21 亿元，1 月 13 日，可比公司中油工程、博迈科 PE 平均值分别为 20/14/11 倍，考虑到公司领先的营运能力，给予 2021 年 19 倍 PE，首次覆盖，给予公司“增持”的投资评级。

● **风险提示**
 经济恢复低于预期、油价长期低于 60 美元/桶运行、中海油开发支出低于预期、钢材价格大幅提升、与分包商议价能力下降等。

附表：盈利预测

财务数据和估值	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	11052.12	14710.39	18037.40	22846.53	31262.66
收入同比 (%)	7.80	33.10	22.62	26.66	36.84
归母净利润(百万元)	79.78	27.93	613.14	1171.64	2085.61
归母净利润同比 (%)	-83.75	-64.99	2095.52	91.09	78.01
ROE (%)	0.35	0.12	2.66	4.88	8.10
每股收益 (元)	0.02	0.01	0.14	0.26	0.47
市盈率(P/E)	261.03	745.68	33.96	17.77	9.98

资料来源：Wind, 国元证券研究所

当前价/目标价：4.71 元/5.03 元

目标期限：6 个月

基本数据

52 周最高/最低价 (元)：7.88 / 4.15

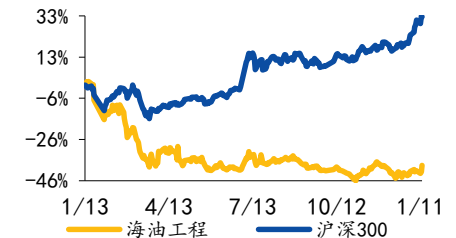
A 股流通股 (百万股)：4421.35

A 股总股本 (百万股)：4421.35

流通市值 (百万元)：20824.58

总市值 (百万元)：20824.58

过去一年股价走势



资料来源：Wind

相关研究报告

报告作者

分析师 满在朋

执业证书编号 S0020519070001

电话 021-51097188-1851

邮箱 manzaipeng@gyzq.com.cn

分析师 胡晓慧

执业证书编号 S0020517090003

电话 021-51097188-1906

邮箱 huxiaohui@gyzq.com.cn

目 录

1. 公司概况：海洋工程龙头，业绩开始好转	5
1.1 公司是国内海洋工程总包龙头	5
1.2 营收主要来自海洋工程总包	7
1.3 收入持续回升，业绩好转明显	9
2. 海洋工程总包收入预计随中海油开发支出同步增长	9
2.1 导管架平台和 FPSO 分别是主流浅水和深水生产平台	9
2.2 订单量、钢材加工量显示工作量正在增加	12
2.3 公司收入随中海油国内开发支出同步增长	17
2.4 钢材价格、分包费用是影响成本的重要因素	20
3. 非海洋工程项目来自 LNG 项目，收入比重将提升	21
3.1 公司 LNG 接收站项目数量明显增多	21
3.2 国产气量和进口管道运量增加影响 LNG 需求	22
3.3 LNG 接收站负荷率预计出现下降	25
4. 海上油气工程存在周期反弹机会	26
4.1 增产并未持续，经济复苏驱动油价走出低谷	26
4.2 能源安全政策将带来行业增长机会	29
4.3 总包对船队和建造基地要求高，行业资本密集利润率波动大	30
5. 盈利预测与估值	32
5.1 盈利预测	32
5.2 估值	34
6. 风险提示	37

图表目录

图 1：海洋石油工程包括平台搭建和海底管线铺设等	5
图 2：公司项目总包业务模式	6
图 3：公司股权结构（2020H1）	7
图 4：公司收入主要来自海洋工程总包项目	8
图 5：公司海洋工程和非海洋工程业务毛利率波动明显	8
图 6：2018 年至今公司营收加速增长	9
图 7：2020 年公司净利润开始实现正增长	9
图 8：海洋油气开发装备体系	10
图 9：公司新签订单与油价同向变化	12
图 10：公司新签订单与中海油收入和净利润同步	12
图 11：钢材加工量略领先于公司收入	14
图 12：导管架及模块陆地制造年度累计数量变化情况	14
图 13：导管架及模块海上安装年度累计数量变化情况	15
图 14：海底管线铺设年度累计工作量变化情况	16
图 15：公司营收、利润走势滞后于油价 1-2 年左右	16

图 16: 2017 年以来公司项目已完工未结算部分金额大幅增加	17
图 17: 中海油国内开发支出与公司销售商品与提供劳务收到的现金对比	18
图 18: 公司销售商品与提供劳务收到的现金与收入比重稳定	18
图 19: 中海油国内资本支出中开发占比具有周期性波动的特点	18
图 20: 中海油国内勘探支出同比增速变化趋势大部分时间领先于开发支出 ..	19
图 21: 海油工程总包收入占中海油国内开发支出比重变化情况	19
图 22: 钢材价格与公司毛利率呈现负相关性	20
图 23: 海油工程各项成本占收入比重变化情况	21
图 24: 公司 LNG 模块建造新签订单金额	21
图 25: 非海洋工程项目收入主要来自 LNG 模块建造	21
图 26: 近 20 年天然气消费量增速大多时间高于 GDP 增速	23
图 27: 2020 年受疫情影响天然气消费增速出现回落	23
图 28: 国产天然气产量预计保持高速增长	23
图 29: 截至 2020 年 11 月天然气产量累计增速为 8%	23
图 30: 进口管道气数量及增速预计随运量扩充大幅提升	24
图 31: 2020 年 10 月我国管道气进口量同比下滑 9%	24
图 32: LNG 进口量预计受到国产气和进口管道气影响	25
图 33: 2020 年 9 月我国 LNG 进口量累计同比增长 10.60%	25
图 34: 我国 LNG 接受能力情况	26
图 35: 我国 LNG 接收站负荷率	26
图 36: 2020Q1-Q2 油价随全球石油需求收缩出现大幅下跌	27
图 37: 2020Q1-Q2 油价大幅下跌时美元指数维持稳定	27
图 38: 沙特和俄罗斯增产并未持续	28
图 39: 世界石油产量并未受减产谈判破裂影响而增加	28
图 40: 2020Q3 经合组织国家石油库存开始从高位出现回落	28
图 41: 2019 年不同国家石油消费量全球占比情况	29
图 42: 2020Q3 中国和美国经历疫情冲击后经济均有好转	29
图 43: 中美制造业新增订单同比已经转正	29
图 44: 中国美国欧元区制造业 PMI 指数目前均已超过 50%	29
图 45: 2019 年由于政策影响国内勘探开发支出增速较高	30
图 46: 海油工程及同类公司均具有较高的固定资产比重	31
图 47: 运输工具为海油工程固定资产中的主要部分	31
图 48: 海洋油气工程公司毛利率波动大	31
图 49: 海油工程收入同比增长率处于同类公司中等水平	35
图 50: 海油工程净利润增长率略差于同类公司	35
图 51: 近年来海油工程毛利率处于同类公司中等水平	35
图 52: 近年来海油工程净利率处于同类公司中等水平	35
图 53: 海油工程近年净营业周期领先可比公司	36
图 54: 海油工程存货周转天数领先可比公司	36
图 55: 海油工程应收账款周转天数处于同类公司中等水平	36
图 56: 海油工程 ROE 处于同类公司中等水平	36
图 57: 海油工程资产负债率处于同类公司中等水平	36

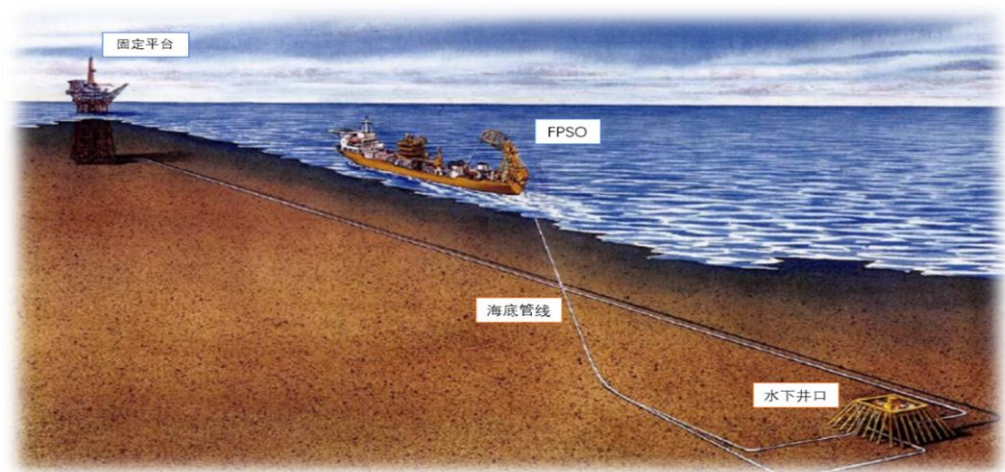
图 58: 海油工程速动比处于同类公司中等水平	36
图 59 海油工程固定资产比重远高于可比公司	37
表 1: 海油工程成立之初继承了三家发起人的主要技术	6
表 2: 公司非总包业务类型	8
表 3: 公司前 5 大客户情况 (2019 年)	9
表 4: 不同海上平台的建造成本	11
表 5: 中海油 2020 年国内新项目	13
表 6: 2017 年至今公司 LNG 工程项目施工进度及预测	22
表 7: 中国七大天然气进口管道运能及建成时间	24
表 8: 海油工程不同业务收入及成本预测	33
表 9: 海油工程主要费用假设	34
表 10: 可比公司盈利预测及估值情况(2021 年 1 月 13 日)	34

1.公司概况：海洋工程龙头，业绩开始好转

1.1 公司是国内海洋工程总包龙头

海油工程是一家专业从事海洋石油、天然气开发工程设计、陆地制造和海上安装、调试、维修以及液化天然气工程于一体的大型工程总承包公司。海洋工程指的是海洋油气开采过程中配套设施的建造，设施包括海上平台，海底管线等。公司可以提供从设计、采办、制造到安装的总包服务，主打工程项目为近海导管架平台建造安装和海底管线铺设，同时公司也承担 FPSO 工程总包、LNG 接收站和液化工厂模块化建造项目。由于海洋工程服务具有高投入、高技术门槛、高风险的特点，目前国内尚没有其他具备海洋工程总包能力的公司，公司与单一从事工程设计、建造或安装环节的企业相比，具有较强的综合能力。海油工程为中海油集团专门从事海洋工程建设的子公司，拥有近 50 年的工程建设经验，实施过百余座油气田的工程建设，在 300 米水深以内的常规海域具有较为丰富的施工和管理经验，深水项目运营能力也在持续提升。

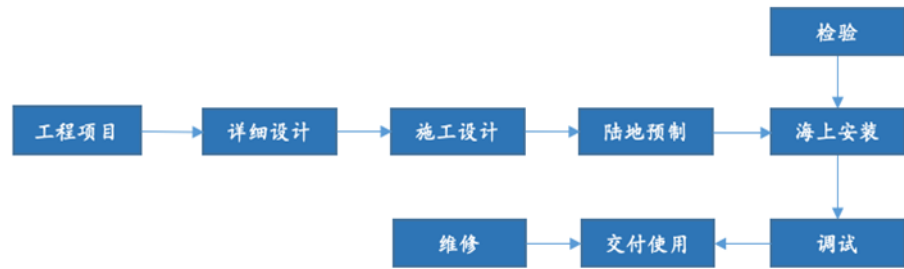
图 1：海洋石油工程包括平台搭建和海底管线铺设等



资料来源：国元证券研究所

工程总包一般经过设计、陆地建造、海上安装和海底管线铺设四个步骤。陆地建造包括导管架、导管架平台上部模块、FPSO 上部模块的建造等单项工程。由于海上工况恶劣成本高，导管架平台以及 FPSO 的上部模块一般在建造基地先建造完成，再用船等托运到指定位置进行安装。海上安装和海底管线铺设包括导管架海上安装、平台模块安装、海管铺设，托运、安装过程中需要使用特种作业船舶，包括起重船、拖轮、驳船、挖沟船等。

图 2：公司项目总包业务模式



资料来源：公司招股说明书，国元证券研究所

2000 年海油工程成立之初继承了三家发起人的主要技术，2002 年公司在上交所上市，并在 2008、2013 年进行了两轮定增。2000 年海油工程由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做为发起人，共同设立，五家股东分别持有本公司 36.44%、32.37%、16.34%、14.26%、0.59% 的股份。海油工程承继了三家主要发起人在相关业务领域积累的技术、人才和专用设备。依托业务整合后对大型海洋工程的总承包能力，海油工程能够向客户提供高附加值的总包服务。2002 年海油工程在上海交易所成功上市，公司 IPO 募集资金 7.68 亿元，2008、2013 年，通过定向增发的方式分别募集资金 30、35 亿元。

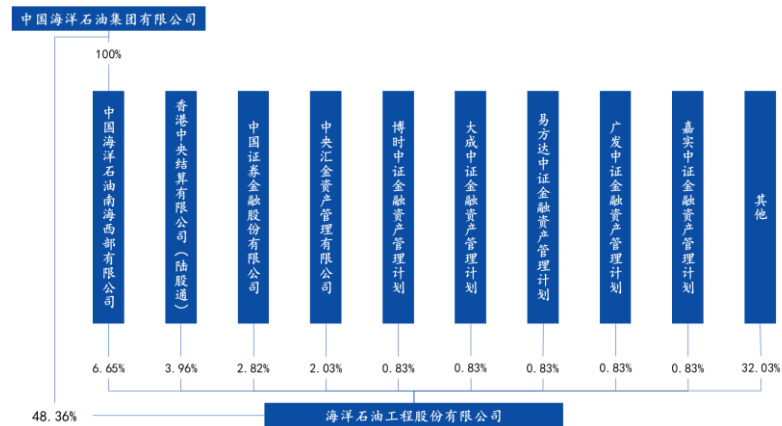
表 1：海油工程成立之初继承了三家发起人的主要技术

股东	股份占比	技术	简介
中海石油平台制造公司	36.44%	海洋石油平台建造	平台公司已将其所属的与海洋石油平台建造等业务相关的全部固定资产以及与其相配套的设备、房屋及流动资产配比相应的负债投入股份公司。现平台公司经营范围为：阳极铸造；仓储；劳务服务、内部饮食
中海石油海上工程公司	32.37%	海上运输、安装、维修，海底管线和电缆铺设	中海石油海上工程公司是承担海洋石油结构物的海上运输、安装、维修，海底管线和电缆铺设等海洋工程的专业公司。
中海石油工程设计公司	16.34%	海洋石油、天然气开发工程设计	中海石油工程设计公司是国内唯一一家从事海洋石油、天然气开发工程设计的专业公司，
中国海洋石油南海西部公司	14.26%		是海油总公司下属从事生产辅助和生活服务的基地公司
中国海洋石油渤海公司	0.59%		是海油总公司下属从事生产辅助和生活服务的基地公司

资料来源：公司招股说明书，国元证券研究所

实际控制人为中国海洋石油集团有限公司，2020 年中报显示，其持有公司 55% 股份。截至 2020H1，中海油集团及其全资子公司通过直接、间接方式合计持有公司股份 55%，2003 年 9 月 28 日，中国海洋石油集团有限公司以协议方式无偿受让发起人股东中海石油平台制造公司、中海石油海上工程公司和中海石油工程设计公司持有的总计 15923.38 万股的股份，占海油工程当时股份总数的 57.91%，成为海油工程第一大股东，三家发起公司不再持有海油工程股份。

图 3：公司股权结构（2020H1）

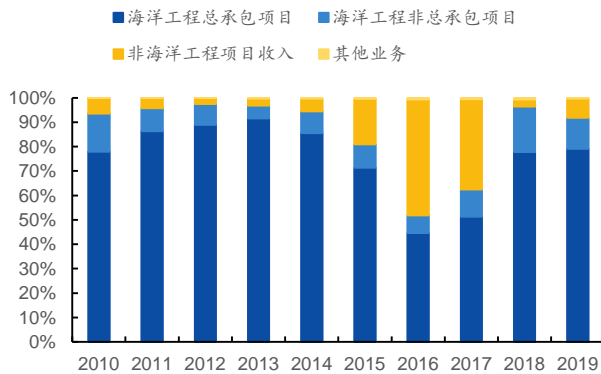


资料来源：公司公告，国元证券研究所

1.2 营收主要来自海洋工程总包

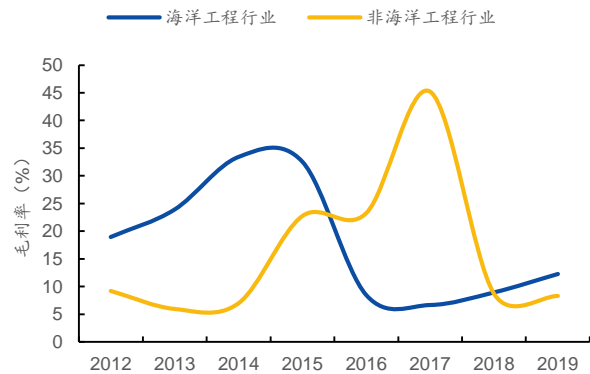
海洋工程总包业务是公司目前最主要的收入来源。海油工程的主营业务收入包括海洋工程总承包、海洋工程非总承包、非海洋工程项目收入，2019 年工程总包占营业收入比重为 79%。海洋工程总承包指的是海洋工程的项目设计、陆地建造、海上安装、海底管线铺设由公司全部承担，非总包指的是公司参与其中某一环节，公司以总包为主，非总包占收入比重较小。还有一部分业务为非海洋工程项目，在 2015-2017 年占收入比重较高，原因是公司参与了俄罗斯 Yamal LNG 模块陆上建造等一些大型国际项目。业务毛利率波动范围较大，2012-2019 年公司海洋工程毛利率一度提升至 33%，2017 年下降至历史最低水平 7%，主要原因是收入规模的波动、原材料钢材价格的波动，近年来随着收入的改善，海洋工程毛利率有所回升。

图 4：公司收入主要来自海洋工程总包项目



资料来源：Wind，国元证券研究所

图 5：公司海洋工程和非海洋工程业务毛利率波动明显



资料来源：公司年报，国元证券研究所

表 2：公司非总包业务类型

业务类别	内容介绍
海洋工程设计	包括海上油气田开发工程、海底管道、海底电缆、油气处理陆地终端、压力容器、海洋结构物装船和海上运输与安装的设计、咨询与现场技术服务。公司具有 1500 米水深海上油气田开发工程和浮式生产系统以及海上油气田开发简易设施的设计能力。
海洋工程建造	主要包括钢质导管架平台、自升式钻井平台等海上油气田生产设施和陆地模块化工厂的陆地建造，产品可覆盖中国各海域的浅、深水油气田工程，并辐射国际市场。
海洋工程安装	包括深水导管架滑移下水、大型模块浮托和海管铺设业务。公司所具备的深水导管架滑移下水安装技术体系，全系列、全天候、全海域浮托技术能力和全海域多型式海管安装能力均达到国际先进水平。
LNG 陆上建造	业务范围涉及接收站、储罐、液化工厂、FLNG 和核心设备等。

资料来源：公司年报，国元证券研究所

公司在国内的主要客户是中海油，关联交易占比高。公司先后为中海油、康菲、壳牌、哈斯基、科麦奇、Technip、MODEC、Aker Solutions、FLUOR 等众多中外业主提供了优质产品和服务，业务涉足 20 多个国家和地区。公司和中海油之间存在较多工程服务的关联交易。中海油集团下属子公司中国海洋石油有限公司（香港）是目前唯一一家获得授权与国际油气公司合作勘探中国海上油气的公司，在中国海上油气勘探开发中占支配地位，公司是国内唯一一家集设计、建造、安装于一体大型海洋工程总包公司，因此关联交易较多，合同通过公开招标的方式取得。

表 3：公司前 5 大客户情况（2019 年）

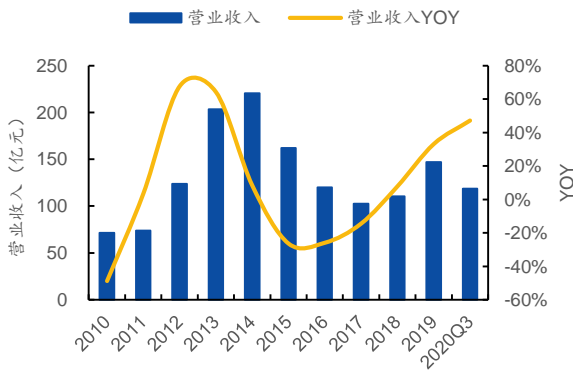
客户名称	销售额（万元）	所占比例
中国海洋石油有限公司	944,677.81	64.22%
TUPI B. V.	135,808.32	9.23%
哈斯基石油中国有限公司	83,257.92	5.66%
中海石油气电集团有限责任公司	73,252.03	4.98%
Dangote Oil Refining Company Limited	62,186.07	4.23%
合计	1,299,182.14	88.32%

资料来源：公司年报，国元证券研究所

1.3 收入持续回升，业绩好转明显

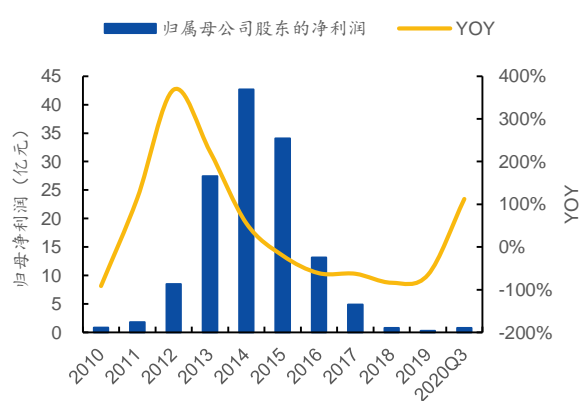
公司收入逐步回升，从 2020 年中报开始业绩好转迹象明显。从 2018 年起，公司营收开始逐步改善，2019 年实现营业收入 147 亿元，同比增长 33%，2020Q3 公司营收增速同比达到 47%。2019 年实现归母净利润 2793 万元，同比下降 65%，主要原因为沙特 3648 项目亏损和计提减值影响利润总额 7.57 亿元，且 2019 年全球海洋油气工程服务价格水平仍处于低位。2020Q3 公司实现归母净利润 7961 万元，同比增长 113%，实际上 2020Q2 至今，公司业绩好转明显，随着收入进一步提升，业绩拐点可能即将出现。

图 6：2018 年至今公司营收加速增长



资料来源：Wind，国元证券研究所

图 7：2020 年公司净利润开始实现正增长



资料来源：Wind，国元证券研究所

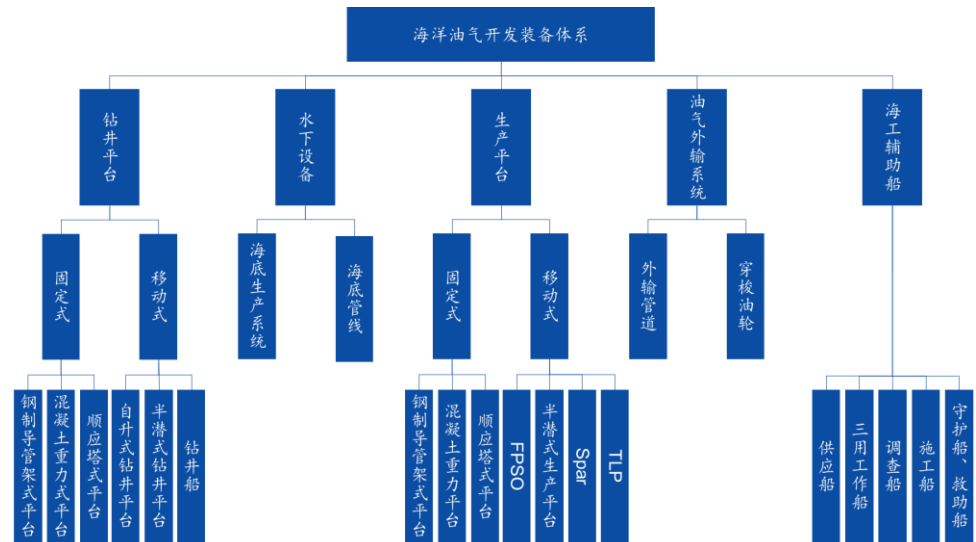
2. 海洋工程总包收入预计随中海油开发支出同步增长

2.1 导管架平台和 FPSO 分别是主流浅水和深水生产平台

海上油气平台可以分为固定式和移动式两种，浅水区域多使用固定式平台，深水区

域使用移动式平台。固定式平台包括导管架、混凝土重力，顺应塔式等，搭建好后无法移动，在平台建好后作为钻井平台使用，钻井完成后转为生产平台。固定平台需要底部在海底固定，造价随水深增加而增加，因此常用于数百米水深的浅水领域，在深水领域固定平台性价比没有移动式平台高。移动式平台可以在完成工作后移动，一部分移动式平台可以早期作为钻井平台然后转为生产平台使用。移动式钻井平台包括自升式钻井平台、钻井船、半潜式钻井平台等。自升式钻井平台约占移动式钻井装置总数的 1/2。半潜式钻井平台可以在钻完井后直接转为生产平台，目前半潜式平台大部分工作在墨西哥湾和北海，其运营商主要为美国石油公司。移动式生产平台包括浮式生产储存卸货装置（FPSO）、单柱式平台（Spar）、张力腿平台（TLP）等，其中 Spar、TLP 主要位于美国墨西哥湾，其余国家的移动式生产平台主要是 FPSO。此外，还需通过水下井口、海底管线等生产控制设备将油气就近输送到附近的固定生产平台或 FPSO 进行处理和外输。

图 8：海洋油气开发装备体系



资料来源：上市公司招股说明书，国元证券研究所

导管架平台凭借成本优势成为浅水区域应用最多固定式平台，公司在 300 米水深以内常规海域的导管架平台建设方面，具有较为丰富的施工和管理经验，具备 3 万吨级超大型导管架的建造能力。导管架平台主要由导管架、桩和生产模块组成。导管架由大直径、厚壁的低合金钢管焊接而成，桩将导管架固定于海底。模块是一个多层甲板组成的结构，模块上装有原油生产处理系统、工艺辅助系统、公用系统、动力系统、生活模块及直升飞机起降甲板。模块将井口流进的油气加工处理，原油在原油处理系统中经脱水达到成品油要求后经海管输送到其它储油设施中储存；天然气经气液分离、压缩等一系列处理后供发电机、加热炉等使用，或通过海管送到陆地。海上平台的成本受平台的类型和作业水深影响，传统浅水导管架平台造价一般在 1000 万美元以内。导管架平台成本中安装成本达到 50%，造价中对作业水深很敏感，作业水深

40m 左右的传统三腿导管架造价 800 万美元；作业水深 87.5m 的六腿导管架平台造价 8000 万美元；作业水深 412m 的导管架平台造价 2 亿美元，因此导管架主要应用在浅水区域。

FPSO 由于储油能力强，移动灵活，是目前海上应用最多的深水生产平台。近年来，公司根据市场环境变化积极调整自身产品结构，积极拓展 FPSO 浮体新业务领域。 FPSO 全称浮式生产储卸油装置（Floating Production Storage and Offloading），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，把来自油井或其他海上生产平台产出的油、气、水混合液加工处理成合格的原油或天然气，成品原油储存在货油舱，到一定储量时经过外输系统输送到穿梭油轮。FPSO 具有易安装、不需要原油出口对象拥有当地的管道设施等优点。FPSO 系统主要由系泊系统、船体部分、生产设备及外输系统组成。系泊系统将船系泊在固定位置，生产设备主要是采油、储油设备和油气水分离设备。FPSO 的造价一般在数亿到几十亿美元，造价也和作业水深关系密切。中国渤海明珠号 FPSO、海洋石油 112 号 FPSO 等作业水深为 10~330m 的浅水 FPSO 造价一般在 2 亿美元左右，而最大作业水深 1350m 的安哥拉 Girassol FPSO 造价为 7.56 亿美元。**与导管架平台的成本构成不同，FPSO 的成本主要来源于模块建造**，安哥拉 Girassol FPSO 造价为 7.56 亿美元，甲板设施及其他造价 5.2 亿美元，船体只占 1.5 亿美元。截至 2020H1 公司已承揽巴西 FPSO、壳牌企鹤 FPSO、“海洋石油 119”FPSO 等多个国内外 FPSO 项目，在超大型 FPSO 总包管理领域积累了较为丰富的项目管理经验和技能。国内 FPSO 制造厂商还包括中船工业、中船重工、中远船务等。

表 4：不同海上平台的建造成本

平台类型	作业水深	造价
SSF 导管架平台	40m	600 万美元
传统三腿导管架	40m 左右	800 万美元
六腿导管架平台	87.5m	8000 万美元
Bullwinkle 深水导管架	412m	2 亿美元
渤海明珠号 FPSO	10~330m	2.3 亿美元
海洋石油 112 号 FPSO	10~330m	1.6 亿美元
海洋石油 113 号 FPSO	10~330m	1.6 亿美元
海洋石油 117 号 FPSO	10~330m	2.4 亿美元
安哥拉 Girassol FPSO	1350m	7.56 亿美元
张力腿（TLP）	150~2000m	5~7 亿美元，小型 1~2 亿美元
Spar 平台	500~3000m	1.5~2 亿美元
半潜式	100~3000m	2~5 亿美元
Baldpate 顺应塔式平台	502m	2.01 亿美元

资料来源：CNKI，国元证券研究所

2.2 订单量、钢材加工量显示工作量正在增加

海上石油工程总包从设计、采购、预制到安装整个周期长达 2-3 年，订单可以作为判断后续工作量和业绩的领先指标之一。平台设计过程指的是在地质情况已经探明、开发方案已经确定、环境条件清楚的情况下，根据井位的定位，进行海上平台的设计。具体设计的内容包括平台方位、尺度的确定、对生产区、公用设施区、生活区进行合理布置，满足海上安装施工、生产作业、维修、事故处理的需求，同时保证人员和设备的安全。FPSO 本身作为一个大油轮，其设计内容主要是甲板上部模块的布置以及船舱内布置。上部模块一般包括原油处理系统、燃料气系统、原油计量与标定系统、含油污水处理系统、发电系统等。船舱内由不同的系统和舱室构成，包括柴油系统、压缩空气系统、供水系统、压载系统、扫舱系统、透气系统、排水系统、成品油舱、淡水舱等。陆地建造包括导管架的制造、平台上部模块制造、FPSO 模块制造。导管架由若干竖向、横向、斜向联接的钢管焊接而成，横向和斜向的钢管分别叫做横拉筋和斜拉筋，竖向的大直径圆管叫做导管。在海上安装时，钢桩通过导管打入海底，使平台固定，导管架在近海制造基地进行建造。导管架的建造周期较长，陆丰 15-1 平台导管架建造工期预计 25 个月。平台模块为钢结构，将设备、管线、电气、仪表等按工艺要求建造在钢结构内，可整体运输和吊装。导管架和模块在陆地建造完成后，被运输到海上进行组装。

原油价格影响油企盈利和资本支出，从而影响公司新签订单规模，疫情恢复、经济复苏背景下油价逐渐走出低谷，公司新签订单也有同步增长的趋势。2016 年公司订单与油价同时触底，2012-2014 年，油价高位时，公司订单量持续大幅提升，2015-2018 年，公司每年新签订单金额与当年的平均油价走势趋同，公司订单规模随油价出现波动的原因是，在油价处于高位阶段，石油开发企业利润水平和资本支出能力增强，新项目数量随之增长。2019 年虽然年度平均油价是下跌的，但是 2019 年国家能源安全政策执行，并且中海油收入和利润仍然实现增长，公司订单也有小幅增长。2020 年新冠疫情使油价出现大幅下跌，中海油资本支出调整到比较保守的水平，随着疫情得到有效控制，主要原油消费国经济恢复，原油价格开始逐步走出低谷，有望带动公司未来订单增长。我们可以根据油价判断中海油收入、利润情况以及公司订单量的大致变化趋势。

图 9：公司新签订单与油价同向变化

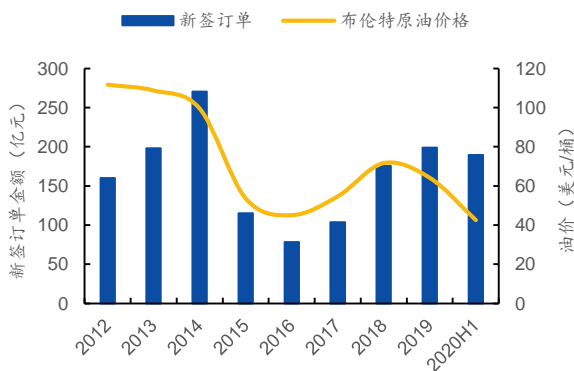
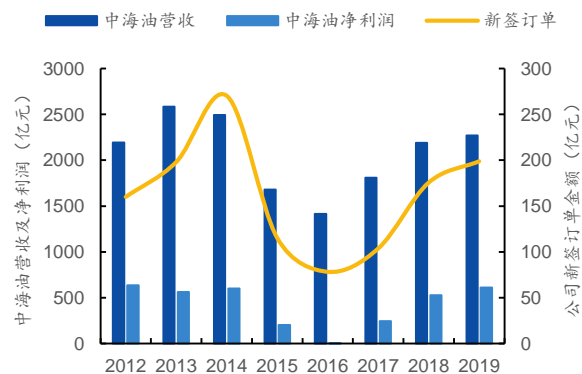


图 10：公司新签订单与中海油收入和净利润同步



资料来源：Wind，国元证券研究所

资料来源：Wind，国元证券研究所

随着中国海油“七年行动计划”的持续推进，渤海和南海海域一批油气田开发项目进入施工高峰期，2025年前，国内订单可能大幅增长。为确保国家能源安全，中国海油实施“七年行动计划”，提出了到2025年全面推进建成南海西部油田2000万方、南海东部油田2000万吨的上产目标，以及渤海油田在“3000万吨稳产十年”的战略目标基础上力争2025年实现原油产量3750万吨的目标。中海油在国内南海海域相继启动了流花、陵水等一批大型深水开发项目，渤海海域相继启动了蓬莱、旅大、秦皇岛、南堡、渤中、锦州等一大批近海开发项目。国内能源政策也将促进公司新订单的增长。

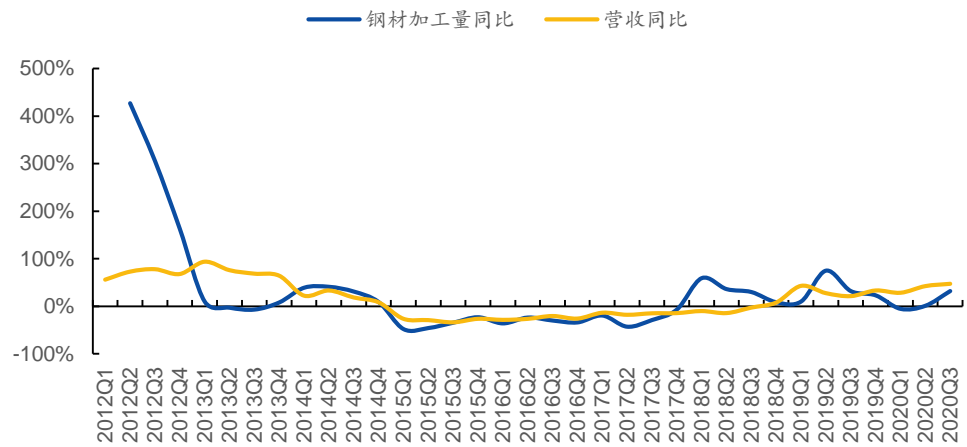
表 5：中海油 2020 年国内新项目

项目	位置	投产时间	高峰产量（桶油当量/天）	权益
蓬莱 19-3 油田 4 区调整/蓬莱 19-9 油田二期	渤海	上半年	12,700	51%
秦皇岛 33-1 南油田一期	渤海	上半年	6,000	100%
渤中 19-6 凝析气田试验区	渤海	下半年	12,000	100%
旅大 16-3/21-2 联合开发项目	渤海	下半年	26,500	100%
南堡 35-2 油田 S1 井区	渤海	下半年	1,800	100%
锦州 25-1 油田 6/11 井区	渤海	下半年	16,500	100%
流花 29-1 气田开发项目	南海东部	下半年	10,300	25%
流花 16-2 油田/流花 20-2 油田联合开发项目	南海东部	下半年	72,800	100%

资料来源：公司公告，国元证券研究所

导管架、模块都属于钢结构，钢材加工发生于导管架和模块的陆地制造阶段，钢材加工量在体现工作量的变化趋势上领先收入 4-6 个季度。加工处于整个工程总包流程的中间环节，加工环节的工作量会传导至安装工作量，由于部分导管架或者模块可能处于加工完未安装状态，因此部分项目已经全部完成了加工，但是还没有全部确认收入。2013Q2 钢材加工量增速转负，季度收入增速直到 2014Q4 才出现下滑。2017Q4 钢材加工量增速转正，表明工作量已经明显好转，体现在收入上的时间是在 2018Q4，从历史数据来看，钢材加工量在判断工作量的变化趋势上领先收入 4-6 个季度。目前尽管钢材加工量有所波动，但是总体保持增长，2020Q3 钢材加工量同比增长 32%，体现了公司工作量在增加，未来收入有望随之增长。

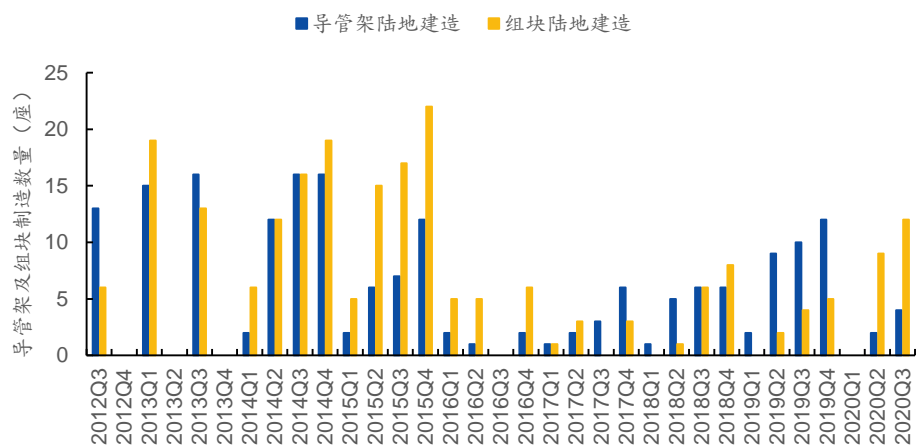
图 11：钢材加工量略领先于公司收入



资料来源：公司公告，国元证券研究所

导管架和模块的陆地建造数量也可以体现出工作量变化趋势，2017-2019 年公司工作量缓慢恢复，2020 年由于油价暴跌和疫情影响，导管架建造数量有所下滑。2017Q1 导管架陆地建造数量为 1 座，全年为 6 座，2018 全年为 6 座，2019 年全年增加至 12 座，2019 年油价没有大幅增长，但是由于国内能源安全政策驱动，中海油开发支出相对于往年同样油价情况下更加激进，2020 年由于疫情以及油价暴跌的影响，导管架陆地建造数量有所下滑，2020Q3 达到 4 座与 2017 年接近。2020Q3 陆地模块建造数量达到 12 座，为 2017 年以来的新高水平，原因可能是 2019 年模块制造数量相对导管架比例较低，2020 年部分模块对应的是 2019 年的导管架。总体来看，和 2015 年之前的工作量相比仍然存在差距。

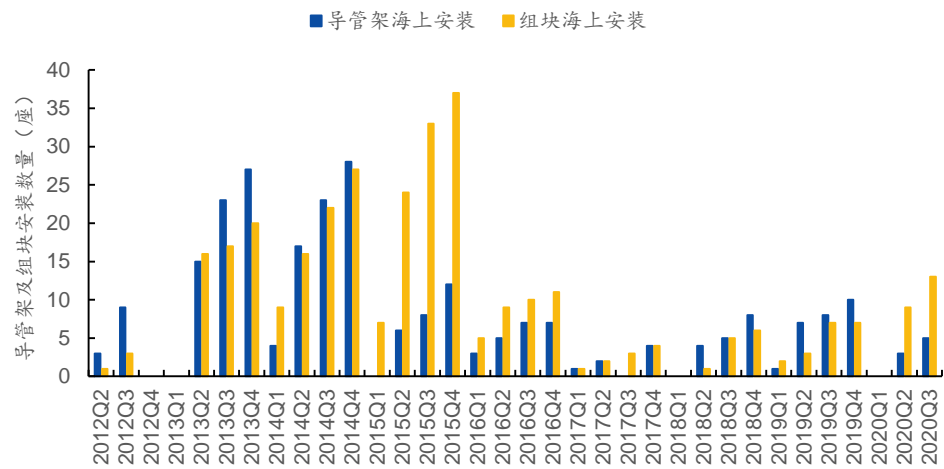
图 12：导管架及模块陆地制造年度累计数量变化情况



资料来源：公司公告，国元证券研究所

导管架和模块的海上安装数量来看,2017-2019年海油工程工作量在缓慢恢复,2020年受疫情影响,导管架安装数量也出现了下滑。2017年至2019年导管架安装数量不断增长,2020Q3导管架海上安装数量达到5座,与2018Q3的数量相同,但是相对2019Q3,7座的安装量有所下滑,相对于导管架,模块的安装数量保持了增长的趋势,与2020年模块的陆地建造数量对应,大量的模块安装可能是由于制造环节延后,导致安装数量集中到了2020年体现。目前海上安装的工作量与2015年之前相比仍然存在较大差距。

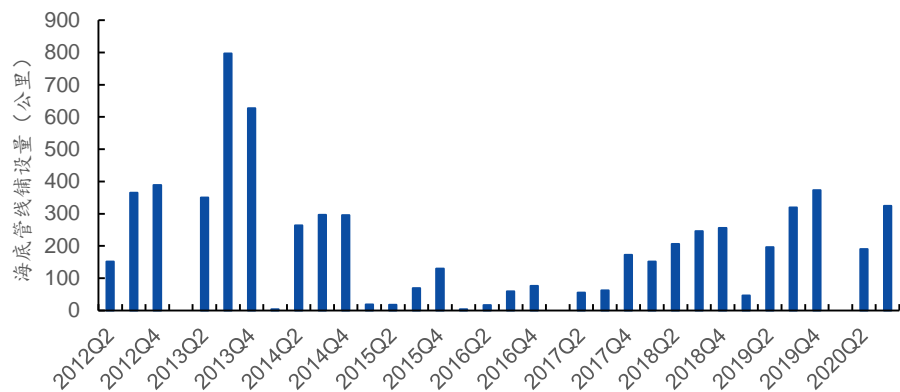
图 13: 导管架及模块海上安装年度累计数量变化情况



资料来源:公司公告,国元证券研究所

海底管线铺设为工程的收尾环节,同样体现出2017-2019年以来公司工作量在不断恢复,2020年工作量增长动力不足的特点。2017年海底管线铺设长度172公里,2018年增加到了256公里,2019年进一步增加至373公里,2020Q3达到324公里,相对2019Q3,319公里,略有增加,2020年前三季度的工作量已经和2012年比较接近,和2013年仍然存在差距。管线铺设意味着一个工程项目接近尾声,新订单签订后不会马上进入管线铺设环节,要在之前的设计、建造、安装步骤完成后才能进行,因此该数据在体现公司未来业绩的效果上相对新签订单量以及钢材加工量的领先性更弱。

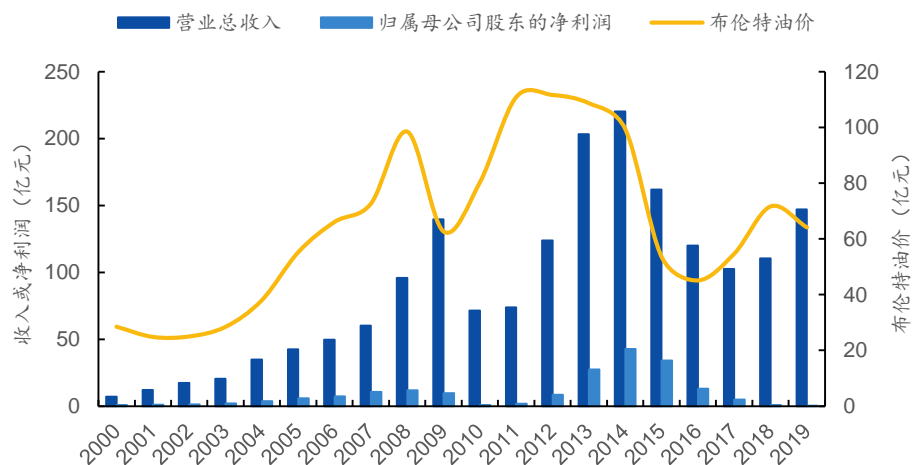
图 14：海底管线铺设年度累计工作量变化情况



资料来源：公司公告，国元证券研究所

公司自 2020 年 1 月 1 日起采用新的收入确认会计政策，在某一时段内履行的合同中的履约义务，按照履约进度确认收入，采用产出法或投入法确定履约进度。由于收入的确认跨度达到数年，而新签订单规模往往与行业景气度一致，因此公司收入和业绩滞后于油服行业景气度，当油价达到高点时，公司收入和利润还未达到高点，当油价达到低点时，公司收入和利润随后达到低点。通过比较 2000-2019 年公司的收入、净利润和年度平均油价，可以发现收入和净利润都滞后于油价走势。油价在 2008 和 2012 年达到峰值，公司收入在 2009 和 2014 年达到峰值；油价在 2009 和 2016 年触底，公司收入在 2010 和 2017 年触底。2020H1 受疫情影响，全球油价一度大幅下跌，如果未来公司业绩保持滞后于油价 1-2 年的规律，2020 年的影响可能体现在未来 1-2 年的业绩中，但是公司还有大量的 LNG 订单，缓冲了油价的不利影响。

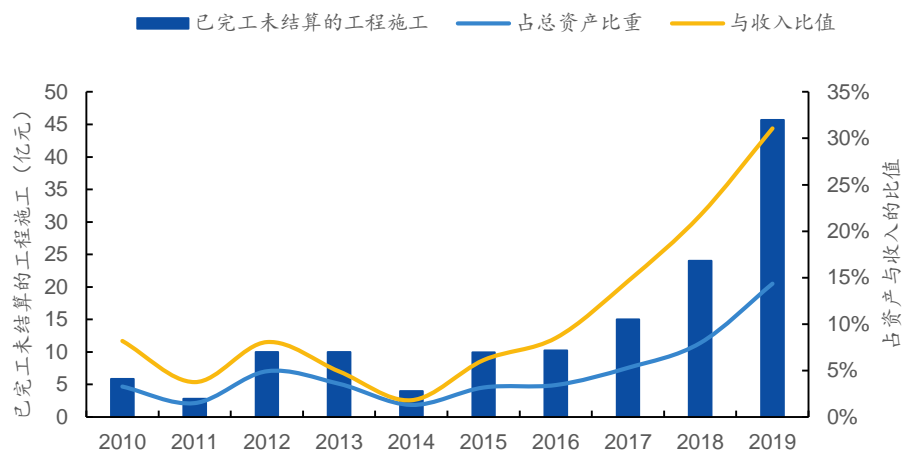
图 15：公司营收、利润走势滞后于油价 1-2 年左右



资料来源：Wind，国元证券研究所

建造合同形成的已完工未结算金额持续增长，也从侧面反映了下游行业的景气程度。海油工程年报中工程施工反映在建施工合同的工程累计已发生成本和累计已确认毛利与工程累计已办理结算价款的借方差额，一定程度上受到结算速度的影响。2017年以来每年年末的已完工未结算金额不断增长，原因之一是公司已经完成的工作量没有及时得到结算，可能是由于客户企业受到行业不景气影响。2019年公司年末工程施工金额达到44亿元，占总资产比重达到30%，为2010年以来的历史新高水平，这部分资产占收入的比重达到14%，也大幅超过历史平均水平。未结算金额影响公司现金回收的速度，也从侧面反映了整个行业的景气程度，公司2020年执行新收入准则，原存货中自制半成品转至合同资产科目。

图 16：2017 年以来公司项目已完工未结算部分金额大幅增加



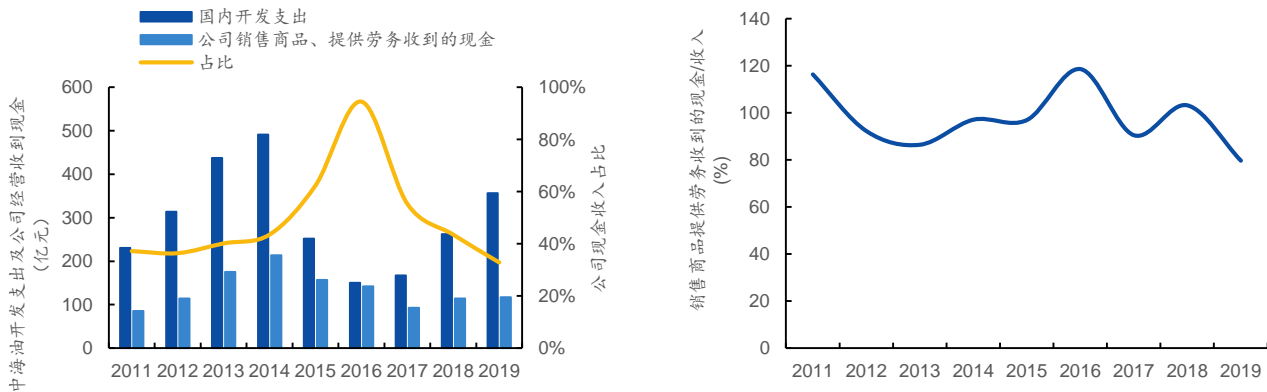
资料来源：公司公告，国元证券研究所

2.3 公司收入随中海油国内开发支出同步增长

中海油资本支出中，国内开发支出与海油工程相关性强。海油工程总包业务大部分来自中海油在国内的海洋油气开发环节。1998-2002年，我国三大石油集团分别开展“主辅分离”的经营体制改革，将服务型辅助作业业务从主体中分离，形成了专业服务公司，由于历史的因素，其业务基本围绕各自集团开展。中国海洋石油集团旗下海油工程由于技术实力以及历史因素几乎垄断了中国近海油气工程市场，在深海油气工程市场，由于技术要求更高，通常深海铺管和水下井口等工程建设由外方承担，如果是半海半陆的开发模式，浅海工程部分仍由海油工程承担，公司在中海油深海资本支出中的占比相对浅海更低。中海油国内开发支出在工程领域有一大部分流向海油工程，剩下的流向海外工程建设方，除了工程领域，还有部分流向钻井和油田技术服务领域。中海油深海部分的开发支出金额并未单独披露，我们假设未来3年深海和浅海资本支出的比例保持稳定，以开发支出作为预测依据。实际上中海油资本支出中国内开发支出中，有部分转化为公司的现金收入。从历史数据来看，公司销售商品与提供劳务收到的现金与收入比重波动范围在80%-120%之间，公司收入与中海油国

内开发支出之间存在较强的相关性。

图 17：中海油国内开发支出与公司销售商品与提供劳务收到现金对比 图 18：公司销售商品与提供劳务收到的现金与收入比重稳定的现金对比

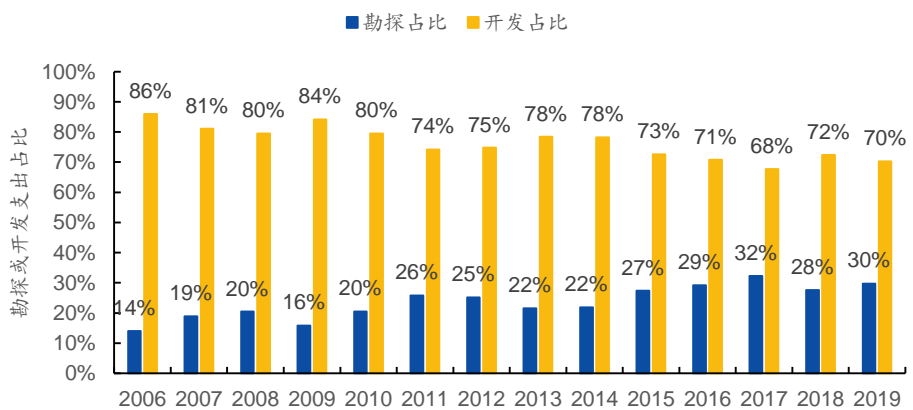


资料来源：Wind，国元证券研究所

资料来源：Wind，国元证券研究所

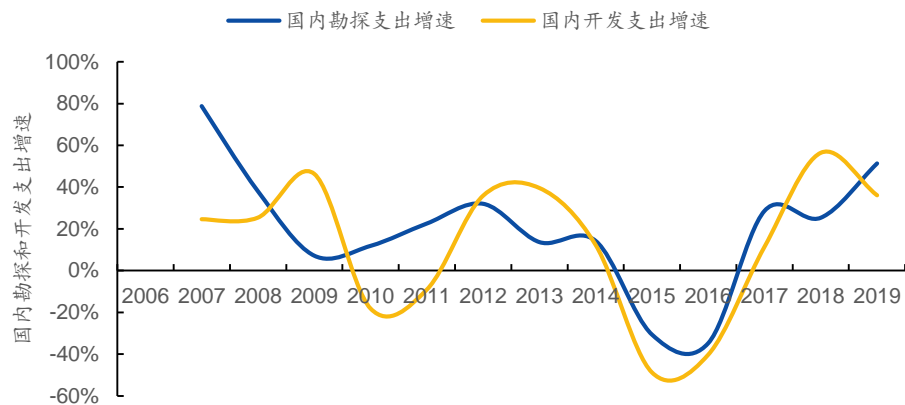
国内开发支出占国内资本支出比重呈现周期性波动规律，勘探支出同比增速变化趋势领先开发支出同比增速，2019 年勘探支出高增速预示后续开发支出增速提升。海上油气开发一般与经济五年规划同步，以 5 年为周期，起初以勘探为主，开发占比较小，在第 3、4 年油气平台安装完成，安装环节占成本比重较大，开发支出占总支出比重增加，直到区块产能实现，比重下降。在 2006-2010、2011-2015 年的两轮周期中，都有第 3 或 4 年出现开发支出比重高点的特点。从勘探和开发支出同比增速上来看，勘探活动变化趋势也具有领先性，2009 年勘探支出增速达到低点，2010 年开发支出增速出现低点，2012 年勘探支出增速达到高点，2013 年开发支出增速达到高点。2019 年勘探支出增速大幅提升，未来开发增速有望随之提升。十三五期间，预计 2020 年开发支出相对 2019 年略有下降。2006、2011、2016 年勘探支出占比有提升的趋势，原因可能是中海油储量寿命处于历史低位，公司增加了勘探强度，十四五预计比重继续提升，2021 年勘探占比将高于 2016 年，我们预计 2020-2022 年开发占比分别为 69%、70%、71%。

图 19：中海油国内资本支出中开发占比具有周期性波动的特点



资料来源：公司年报，国元证券研究所

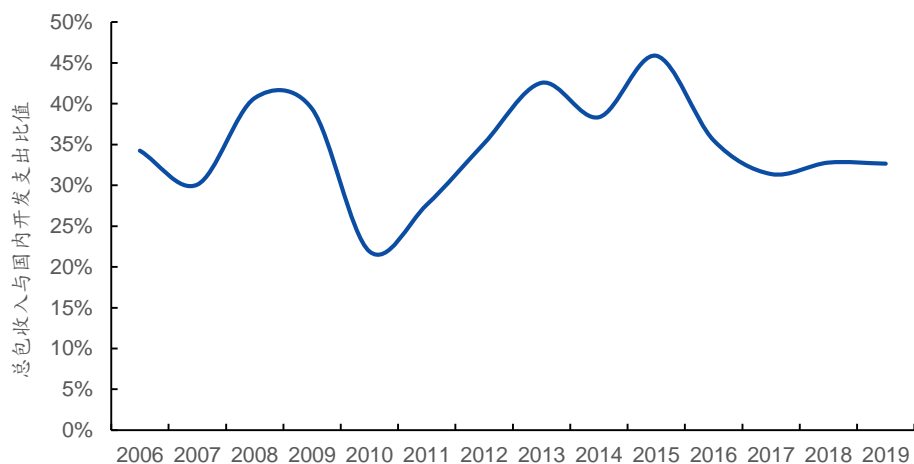
图 20：中海油国内勘探支出同比增速变化趋势大部分时间领先于开发支出



资料来源：公司公告，国元证券研究所

公司总承包收入与开发支出比例同样具有周期性特点。开发支出中还包括对钻井和油田技术服务的支出。由于中后期工程项目确认收入比重大幅增加，钻井以及油田服务占比出现中后期比较低的情况。2006-2010年，公司总包收入占国内开发支出比重基本符合这样的规律。2011-2015年，公司总包收入占开发支出比重从28%提升至46%，除了2014年有所下滑，整体呈现上升趋势，2016年回到较低的水平，周期的第三和第四年是工程建设中成本较高的安装阶段，相对前两年支出金额会大幅增加，由于工程成本确认比例在时间的分布上后期比重更高，占开发支出的比重也会增加，假设这种规律在2020-2022期间维持不变，我们预计2020-2022年，海油工程总包业务收入占中海油开发支出比重分别为33%、33%、35%。

图 21：海油工程总包收入占中海油国内开发支出比重变化情况

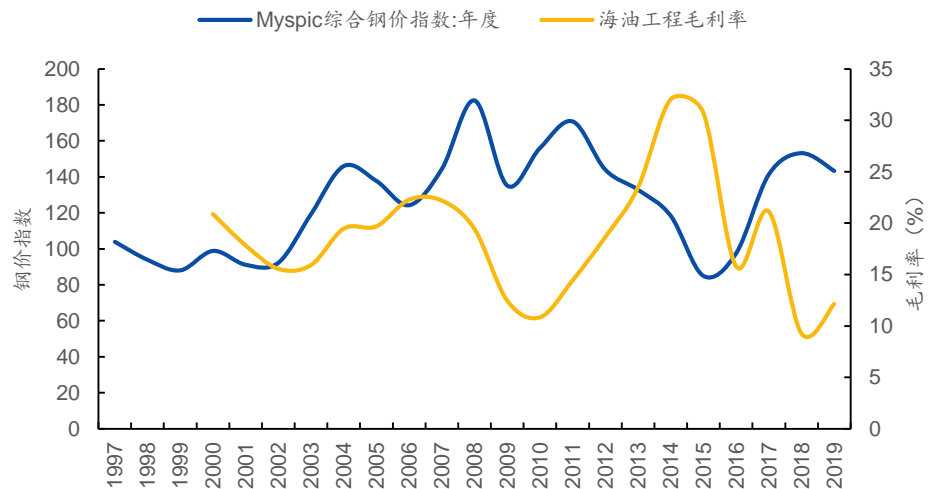


资料来源：公司年报，国元证券研究所

2.4 钢材价格、分包费用是影响成本的重要因素

由于工程设施以钢结构为主，钢材价格是影响公司毛利率的主要因素之一，目前钢材价格处于历史高位，上行空间受到挤压。由于工程设施以钢结构为主，钢材作为主要的原材料，其价格直接影响公司的营业成本，但是钢材价格并不是影响毛利率的唯一因素，收入规模也是影响毛利率的另外一个重要的因素，在 2003-2004 年期间虽然钢材价格大幅提升，但是公司毛利率并未随之下滑。2010 年后，由于收入规模没有前阶段的高速增长，毛利率对钢价的敏感度提升，2011-2015 年由于钢价的大幅下滑，公司毛利率显著提升。2015 年钢材价格达到低谷，公司毛利率也处于高位。2015 年后钢材价格大幅提升，由于油价低迷，公司收入规模未能抵消成本上升的影响，毛利率下滑明显。2019 年钢材价格小幅下滑，公司收入规模稳定，毛利率有所提升。目前钢材价格处于历史高位，上行空间受到挤压。

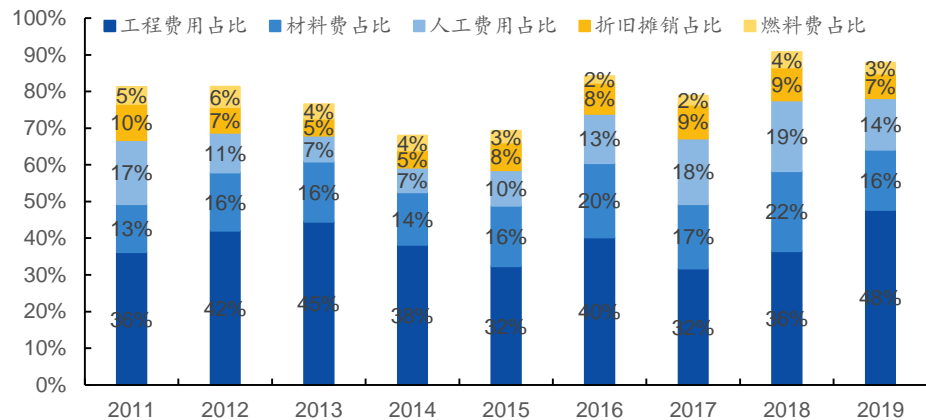
图 22：钢材价格与公司毛利率呈现负相关性



资料来源：Wind，公司公告，国元证券研究所

近几年来，分包费用占收入比重大幅提升，2019 年工程费用占收入比重达到 48%，对分包商的议价能力也是影响成本的重要因素。根据行业特性，工程费用占成本比例较高，其主要构成是陆地建造分包费、船舶分包费等费用。公司的分包服务商包括中海油能源发展股份有限公司、中海福陆重工有限公司、中海实业有限责任公司，2019 年和公司的关联交易金额为 15、0.7、0.17 亿元，2019 年公司工程费用金额 70 亿元，其中陆地建造工程分包费 54 亿元，占收入比重大幅提升，由于分包费用占比较高，公司对分包商的议价能力也是影响公司成本的重要因素。公司为国内海洋工程唯一总包商，对分包商的议价能力强。

图 23：海油工程各项成本占收入比重变化情况



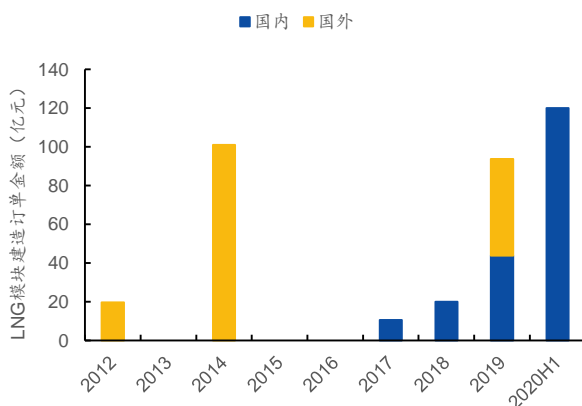
资料来源：公司公告，国元证券研究所

3. 非海洋工程项目来自 LNG 项目，收入比重将提升

3.1 公司 LNG 接收站项目数量明显增多

公司非海洋工程项目主要来自 LNG 模块的建造，2019 年、2020H1 公司新签 LNG 项目订单达到 94、120 多亿元，类似 2014 年，未来非海洋工程项目收入比重将提升。LNG 的进口需要在符合条件的港口建设 LNG 接收站，将从海外船运进口的 LNG 通过码头接收到储罐中，再外输到下游用户。2014 年公司承接海外 LNG 订单合计达到 101 亿元，造成 2014-2017 年非海洋工程项目收入大幅增加，2018、2019 年非海洋工程项目收入与国内 LNG 陆上建造收入非常接近，从历史数据可以判断出非海洋工程收入主要来自 LNG 模块建造项目。公司 2019 年新承接 LNG 模块建造订单为 94 亿元，2020H1 主要新签 LNG 项目为香港海上液化天然气接收站项目、龙口南山 LNG 一期工程接收站项目、天津 LNG 二期接收站项目，三个项目单项合同金额均超过 40 亿元，合计承揽额超过 120 亿元，非海洋工程项目收入将大幅增加。

图 24：公司 LNG 模块建造新签订单金额



资料来源：公司年报，国元证券研究所

图 25：非海洋工程项目收入主要来自 LNG 模块建造



资料来源：公司年报，国元证券研究所

注：部分年份 LNG 订单情况海油工程年报中未披露

近年来公司 LNG 接收站单体建设规模也明显扩大。公司 2018 年福建漳州 LNG 和浙江宁波二期 LNG 工程项目体量均超过 10 亿元，2019 年唐山 LNG 项目体量超过 40 亿元。截至 2020Q3，公司 LNG 工程订单实施中的有 5 个，其中 3 个订单完成进度低于 20%，一个订单完成进度在 90% 以上。

LNG 接受站建造合同执行时间需要 3 年及以上，且制造周期和体量正相关。周转产能为 350 万吨/年的珠海 LNG 接收站建设周期 3 年。从公司 LNG 订单完成进度来看，2018 年，福建漳州 LNG 接收站及储罐项目、浙江宁波 LNG 接收站二期工程相继开工，两个项目金额均超过 10 亿元，2020Q3 宁波项目已经完成 91%，建造周期为 3 年，漳州项目目前完成 54%，建造周期预计超过 3 年，模块干重与制造周期之间存在正相关性，重量介于 3000-5000 吨的模块制造周期约 1 年半，且运输难度随模块尺寸和干重的增加而增加。公司单体订单规模增长将导致合同实施周期更长，宁波 10 亿项目为 3 年，新接的天津 40 亿以上项目预计建造周期长达 4 年，假设 2017-2020 年之前的 LNG 项目订单，从接收到项目开始到第三年完成工作量分别为 30%、35%、35%；2020 年以后 LNG 工程项目从第一年到第四年完成的工作量分别为 10%、30%、30%、30%。

表 6：2017 年至今公司 LNG 工程项目施工进度及预测

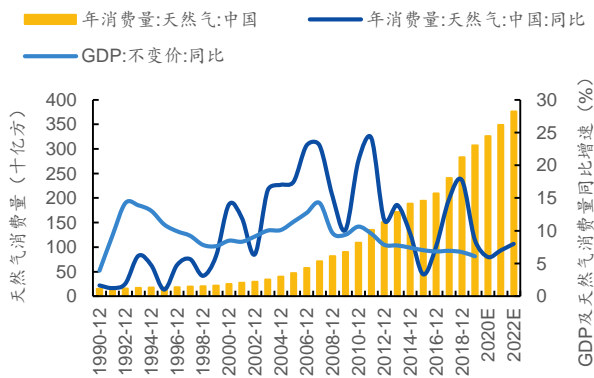
合同签订时间	项目名称	订单金额 (亿元)	累计实施进度							
			2017	2018	2019	2020Q3	2020E	2021E	2022E	2023E
2018	福建漳州 LNG 接收站及储罐项目	>10		17%	40%	54%	100%			
	浙江宁波 LNG 接收站二期工程项目	>10		26%	67%	91%	100%			
2019	壳牌北美-日挥福陆 LNG 模块化建造项目	48.98				11%	12%	40%	70%	100%
	唐山 LNG 项目接收站一期工程项目	43.78				6%	28%	40%	70%	100%
	香港海上液化天然气接收站项目	>40					10%	40%	70%	100%
2020	龙口南山 LNG 一期工程接收站项目	>40					10%	40%	70%	100%
	天津 LNG 二期接收站工程项目	>40				13%	13%	40%	70%	100%

资料来源：公司公告，国元证券研究所

3.2 国产气量和进口管道运量增加影响 LNG 需求

在环保治理政策的压力下，天然气消费量保持高速增长。随着国家对环保的重视，天然气的应用成为保证经济增长情况下减排的关键。2001-2019 年，仅有两年是 GDP 增速高于天然气总消费量增速，2007、2011、2018 年，天然气总消费量增速远高于 GDP 增速。根据国家统计局数据，2019 年，中国天然气消费量为 3048 亿立方米，同比增长 8.7%。截至 2020 年 10 月天然气消费量累计同比增速为 5.9%，7 月份以来，随着国内经济的复苏，增速有上行趋势，假设到 2020 年 12 月，增速达到 6%，2021、2022 年增速恢复至 7%、8%。

图 26: 近 20 年天然气消费量增速大多时间高于 GDP 增速图 27: 2020 年受疫情影响天然气消费增速出现回落



资料来源: 国家统计局, 国元证券研究所

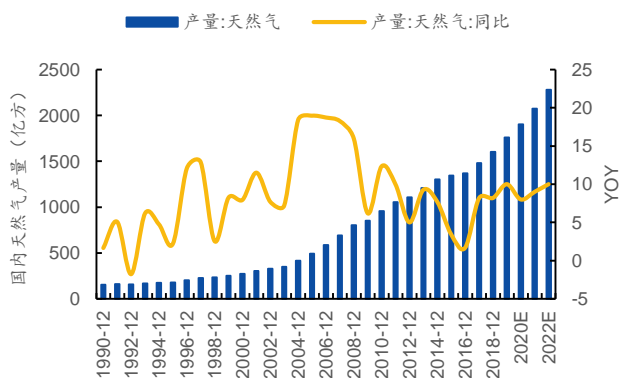


资料来源: 国家统计局, 国元证券研究所

天然气主要有国产气、进口管道气和进口 LNG 三种来源。

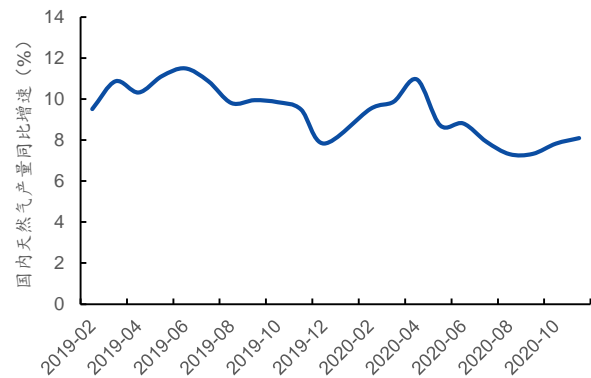
国产气产量增速预计持续高于天然气消费量增速。国产气包括常规气、非常规气，非常规气又可以分为页岩气和煤层气，2019 年国产天然气产量为 1762 亿方，根据天然气十三五规划，2020 年我国本土将实现生产陆上常规气 1570 亿方、页岩气 300 亿方、煤层气 200 亿方，此外还有海域天然气百亿方产量，合计 2170 亿方，但是由于疫情等因素的影响，截至 2020 年 11 月，国内天然气累计产量为 1702 亿方，同比增长 8%，与规划目标有一定差距，假设 2020 年国内天然气产量同比增长 8%，达到 1903 亿方，占国内消费比重提升 1pct 至 58%，2021、2022 年国产天然气占消费比重不断提升，国内产量增速高于消费增速，分别达到 9%、10%。

图 28: 国产天然气产量预计保持高速增长



资料来源: 国家统计局, 国元证券研究所

图 29: 截至 2020 年 11 月天然气产量累计增速为 8%

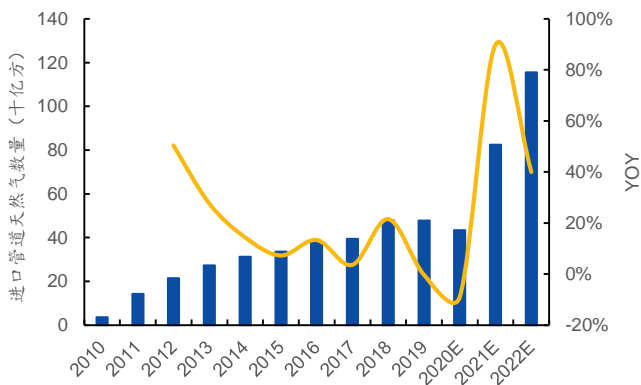


资料来源: 国家统计局, 国元证券研究所

2020 年中俄管道建成，进口气管道运输能力大幅提升，但是管道运输能力利用率普遍不高。进口天然气管道包括中亚管道气 A/B/C/D 线、中缅管道、中俄管道气东线/

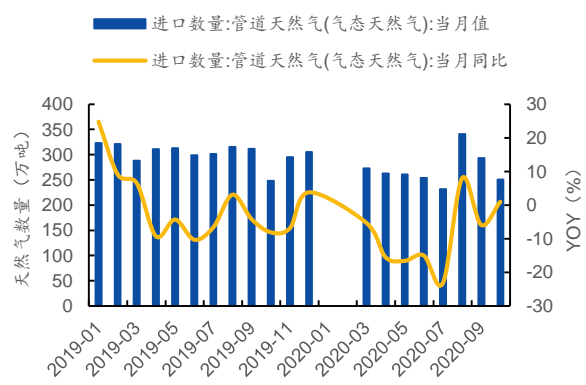
西线七大进口管道,中俄管道气东线/西线 2020 年建成,设计运量合计 680 亿方/年,其他 5 个进口管道 2020 年之前已经建成,合计运量为 970 亿方/年,2020 年建成后合计运量将增加至 1650 亿方/年。管道线易受上游气源出口国自身因素的影响,产能利用率并不高,2015-2017 年,中亚进口管道线利用率分别为 55%、64%、71%,缅甸管道线利用率分别为 34%、33%、29%。2020 年我国进口管道天然气数量实际发生大幅下滑,主要原因为疫情对天然气供给国生产有不利影响,根据海关数据今年 3 月-10 月,管道天然气进口数量同比增速均值为-9%,进口管道气运输能力利用率今年出现比较大的下滑。我们假设全年进口管道气数量同比下滑-9%,为 434 亿方,产能利用率仅为 26%,2022 年全球疫情恢复,进口管道没有新增产能,产能利用率逐步恢复到 2019 年水平达到 70%,2021 年为过度阶段产能利用率为 50%,2021、2022 进口管道气分别达到 825、1155 亿方。

图 30: 进口管道气数量及增速预计随运量扩充大幅提升



资料来源: BP, 国元证券研究所

图 31: 2020 年 10 月我国管道气进口量同比下滑 9%



资料来源: 海关总署, 国元证券研究所

表 7: 中国七大天然气进口管道运能及建成时间

建成时间	天然气管道	设计运量 (亿方/年)
2009	中亚 A 线	150
2010	中亚 B 线	150
2014	中亚 C 线	250
2020	中亚 D 线	300
2013	中缅天然气	120
2020	中俄东线	380
2020	中俄东线	300

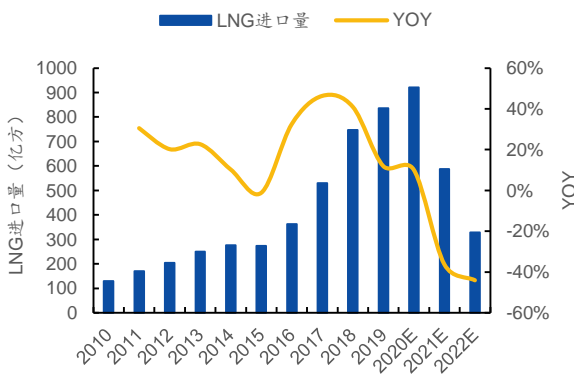
资料来源: 公开资料整理, 国元证券研究所

进口 LNG 灵活度高, 作为其他两种供应渠道的补充, 预计 LNG 进口量将受到国产气产量提升和管道气新运输能力投放的影响。2020 年 1-9 月, 我国 LNG 累计进口量同比增速为 10.6%, 根据我们的假设, 2020 年全年天然气消费同比增速 6%, 国

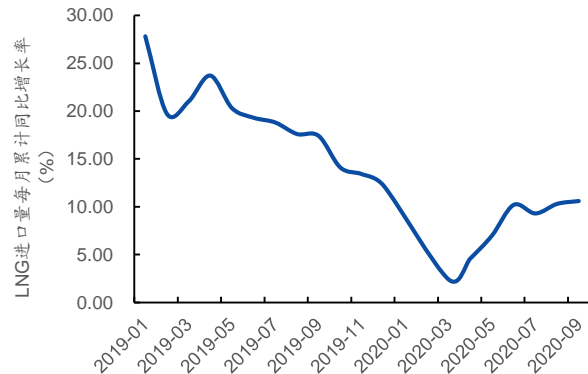
产气产量同比增速 8%，进口管道气同比增速-9%，对应天然气数量分别为 3258、1903、434 亿方，剩下的 921 亿方将通过进口 LNG 的方式补充，2019 年我国 LNG 进口量为 6019 万吨，折算成体积 836 亿方，预计 2020 年同比增长 10%，与 2020 年月度数据基本吻合。随着国内政策对国产气占比的要求提升以及进口管道气的新运输能力建成，2020-2021 年 LNG 进口需求量受到影响，分别为 921、587、328 亿方，转化为重量分别为 6629、4225、2364 万吨，现有的 LNG 接收站接受能力将非常充足。

图 32: LNG 进口量预计受到国产气和进口管道气影响

图 33: 2020 年 9 月我国 LNG 进口量累计同比增长 10.60%



资料来源: 海关总署, 国元证券研究所

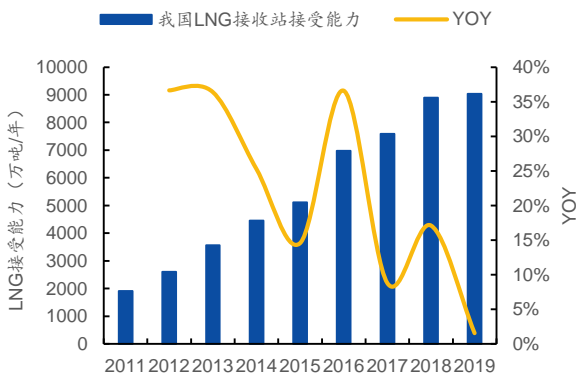


资料来源: 海关总署, 国元证券研究所

3.3 LNG 接收站负荷率预计出现下降

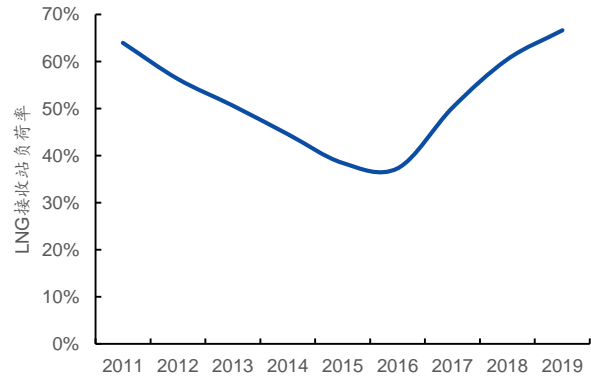
2011 年至今我国 LNG 接收站负荷率一直未超过 70%，年平均负荷率只有 52%，主要原因在于定价机制不灵活，盈利效果不佳。2019 年国内已建成 22 座 LNG 沿海接收站，年接收能力已超 9000 万吨，接受能力增速最近几年有所放缓。2019 年我国 LNG 进口数量为 6019 万吨，对应接收站负荷率为 67%，2011 年至今 LNG 接收站的负荷率一直未超过 70%，年均负荷率仅有 52%。目前我国 LNG 接收站的所有权主要掌握在“三桶油”及其合资公司手中，同时承担着“天然气保供”任务，其进口的 LNG 大部分以“液进气出”形式进入管网，最后以“门站价”进行销售，由于“门站价”受到严格管制，基本上不会伴随上游天然气进口成本的变化而改变，这种销售模式长期以来存在着“进口 LNG 单价-天然气门站价”倒挂的情况，“三桶油”的 LNG 进口业务近年来处于亏损状态，LNG 接收站负荷率一直偏低。

图 34：我国 LNG 接受能力情况



资料来源：公开资料整理，国元证券研究所

图 35：我国 LNG 接收站负荷率



资料来源：公开资料整理，国元证券研究所

由于负荷率较低，新增产能经济效益不明显，预计未来 LNG 接收站建设进度放缓。目前在 LNG 接收站进口气和国产气门站价倒挂的情况下，LNG 的盈利受到影响，同时由于国产气以及进口管道气的占比提升，预计未来数年 LNG 接收站建设将放缓，因此在我们对非海洋工程业务的假设中仅考虑现有订单。

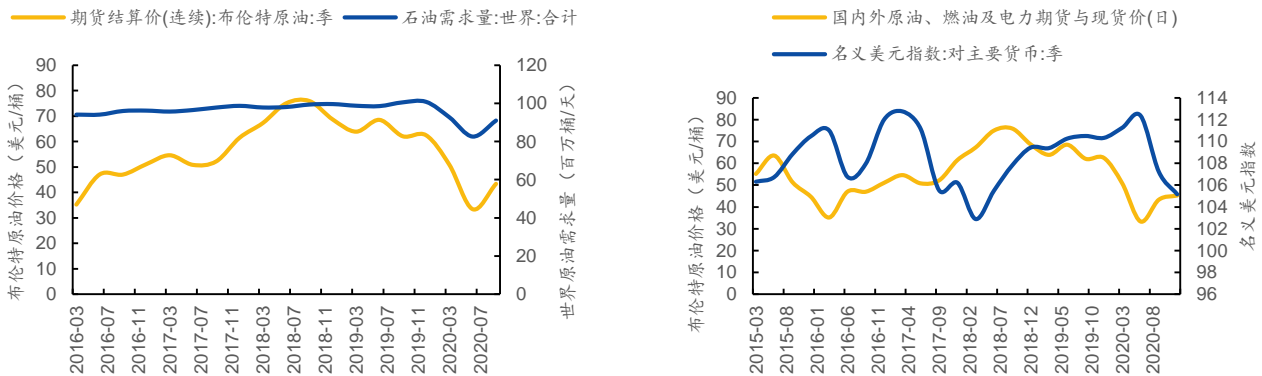
4. 海上油气工程存在周期反弹机会

4.1 增产并未持续，经济复苏驱动油价走出低谷

海洋油气开发活跃度随油价同步变化，平台、水下管道等是开发的必要设施，因此工程建设订单也会随油价同步变化。海洋油气工程建设行业的景气度与油价紧密相关。油价处于高位时，石油公司业绩丰厚，具备较强的资本支出能力，并且由于油价的不确定性，倾向于在高油价阶段尽量增加产量，工程需求增加；当油价处于低位时，石油公司盈利状况变差，资本支出能力下降，对工程需求下降，新项目减少。

2020 年油价暴跌的主要原因是疫情影响下原油需求收缩。石油同时具有商品属性、金融属性、政治属性，决定石油价格的因素包括原油供需和库存、美元汇率、商品市场投机操作、地缘政治事件等。投机操作和地缘政治事件具有偶然性，难以预测，我们从原油需求和美元指数两个方面考虑 2020 年上半年油价出现暴跌的原因。2020 年油价暴跌和世界原油需求的同步性非常明显，2020H1 在新冠疫情的影响下，全球原油需求从 2019Q4 的 101 百万桶/天下降到 2020Q2 的 83 百万桶/天，油价也从 2019Q4 的均价 62 美元/桶，一直下滑到 2020Q2 的均价 33 美元/桶。在此时间区间，美元指数表现稳定，2019Q4、2020Q1、2020Q2 对应的名义美元指数季度平均值分别为 110、111、112，2020Q3 美元指数季度平均值下降到 107，环比下降 5%，2020Q3 油价从低位开始恢复，季度平均值上升至 43 美元/桶，原因之一是全球原油需求量出现了增长，2020Q3 全球原油需求恢复到 91 百万桶/天，同比提升 10%。

图 36: 2020Q1-Q2 油价随全球石油需求收缩出现大幅下跌 图 37: 2020Q1-Q2 油价大幅下跌时美元指数维持稳定

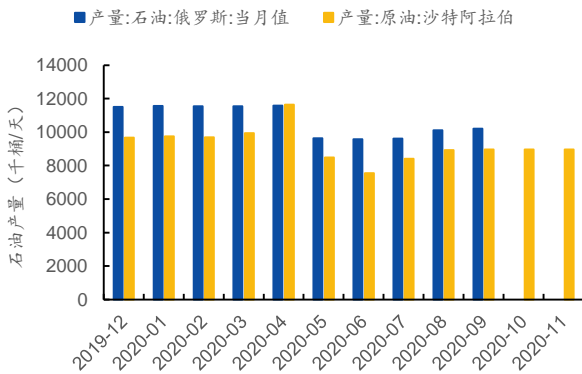


资料来源: IPE, OPEC, 国元证券研究所

资料来源: 美联储, IPE, 国元证券研究所

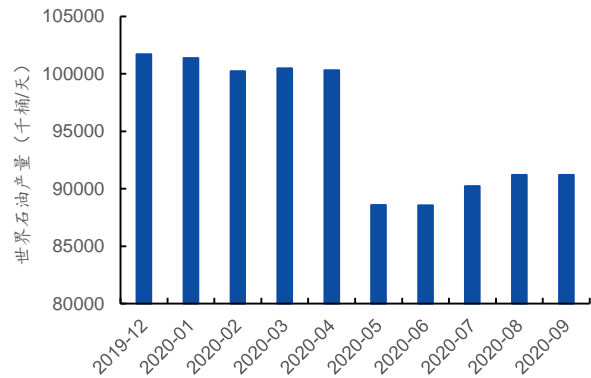
减产谈判破裂后, 石油供给的增加也是导致油价短期下跌重要原因, 从产量上来看, 增产并未持续。2020年3月, 石油输出国组织(OPEC)与非成员国的主要产油国展开的协调减产谈判破裂, 在沙特、俄罗斯增产的冲击下, 让本来受疫情影响下跌的油价雪上加霜。在减产谈判破裂之后, 沙特马上宣布将最高持续产能从1200万桶/日提升至1300万桶/日; 俄罗斯表示要开始增产, 短期内可提高产量20万至30万桶/日, 长期内可提高至50万桶/日。此外, 伊拉克、尼日利亚、阿联酋、科威特等国也纷纷宣布加入增产大军。但是从月度平均产量上来看, 沙特在2020年4月份原油产量提升至1164万桶/天, 相对3月995万桶/天, 提升了169万桶/天, 但是5月份产量下滑到848万桶/天, 截至2020年11月, 并未持续增长。俄罗斯在2020年4月份原油产量为1158万桶/天, 相对3月1154万桶/天提升4万桶/天, 5月产量下滑到964万桶/天, 截至2020年9月, 尽管产量有所增长, 但是未超过3月份的产量。从世界石油产量来看, 3月份为10049万桶/天, 谈判破裂后下降至10032万桶/天, 截至2020年9月, 产量均低于3月水平, 整体增产效果并不显著。2020年8月, 随着供给的收缩以及需求的增长, 经合组织国家石油库存开始出现下降, 目前整体库存相对2020年2月仅仅增加323百万桶, 相对2020Q3全球原油91百万桶/天的需求, 数量并不算高。

图 38：沙特和俄罗斯增产并未持续



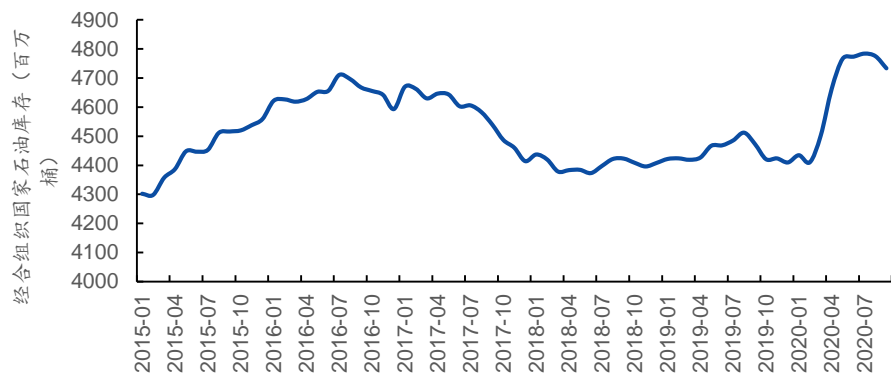
资料来源：EIA，OPEC，国元证券研究所

图 39：世界石油产量并未受减产谈判破裂影响而增加



资料来源：EIA，国元证券研究所

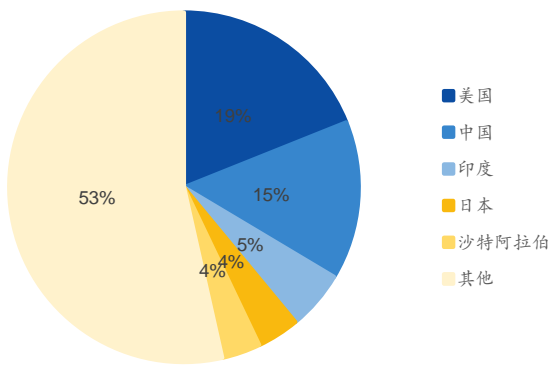
图 40：2020Q3 经合组织国家石油库存开始从高位出现回落



资料来源：EIA，国元证券研究所

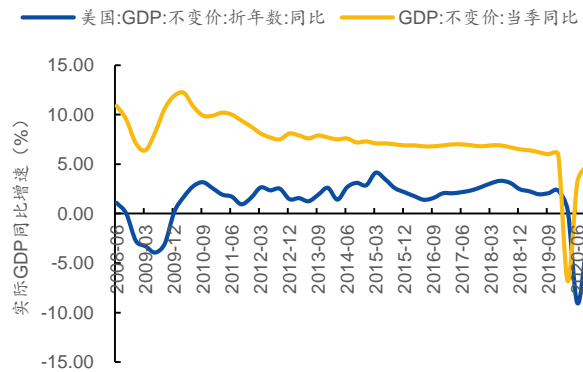
中美等主要的原油消费国经济恢复带动原油需求，油价有望不久后回到 2019Q4 水平。2020Q3 全球原油需求出现恢复，主要原因是中国、美国等原油需求大国经济情况好转。从 2019 年全球原油消费占比情况来看，第一大消费国为美国，占比达到 19%，第二大消费国为中国，占比达到 15%，两个国家合计消费占比达到 34%，远超世界其他国家。2020Q3 中国季度实际 GDP 同比增速 5%，接近疫情前水平，美国为-3%，相比 2020Q2 下降幅度收窄。从美国制造业新订单数据等经济领先指标来看，同比增速已经转正。2020 年 7 月欧元区制造业 PMI 也已经恢复至 50%以上，随着全球主要经济体经济恢复，2020Q3 全球原油消费量提升至 91 百万桶/天，同比提升 10%，原油价格从底部反弹至 43 美元/桶，同比提升 30%，伴随全球经济修复，原油需求量将继续提升，预计不久将回到 2019Q4，101 百万桶/天的需求量。

图 41：2019 年不同国家石油消费量全球占比情况



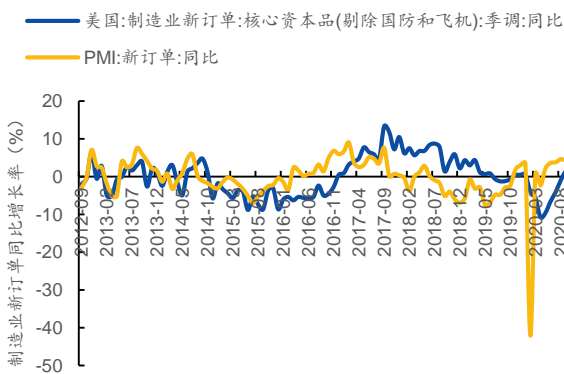
资料来源：BP，国元证券研究所

图 42：2020Q3 中国和美国经历疫情冲击后经济均有好转



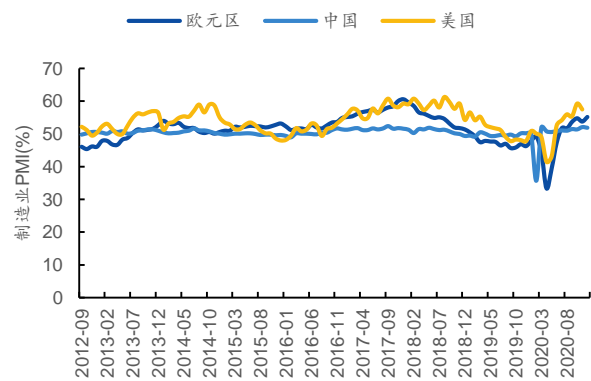
资料来源：Wind，国元证券研究所

图 43：中美制造业新增订单同比已经转正



资料来源：美国商务部普查局，国家统计局，国元证券研究所

图 44：中国美国欧元区制造业 PMI 指数目前均已超过 50%



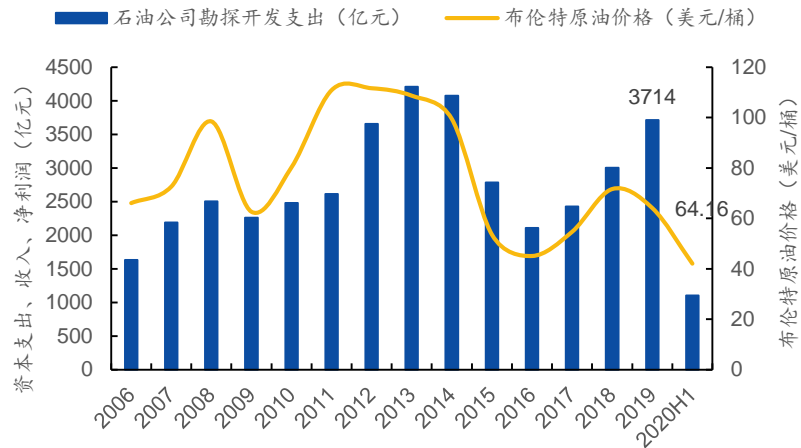
资料来源：国家统计局，Wind，国元证券研究所

4.2 能源安全政策将带来行业增长机会

伴随国内三大石油公司“七年行动计划”的执行，油价恢复到盈亏平衡点以上后，国内资本支出存在报复性上涨可能。在国家能源安全的政策指引下，国内三大石油公司都制定了“七年行动计划”。根据油企高管公开发言，计划的目标大致可以概括为通过 2019-2025 年七年时间的努力，实现储量和产量的提升，保障国内能源安全。2019 年，在并不算高位的油价（布伦特原油平均 64 美元/桶）下，中石油、中石化、中海油大幅提升了勘探开发支出，合计支出增速达到 24%。由于全球油价暴跌，2020H1 “三桶油”合计勘探开发支出增速为-10%。低油价阶段的蓄势，使 2025 年前的油服周期变得更有爆发性。假设 2025 年年底之前随着疫情恢复、经济复苏，油价再次回到 2019 年水平，为了弥补前期放慢的节奏，届时的资本支出增速可能会高于 2019 年。假设油价 2021 年中某个月份恢复至 60 美元/桶并保持稳定，2022 年全年油价超过 60 美元/桶，2022 年和 2019 年具有同样的中海油国内开发支出增速 40%，

2021 年处于 2020 与 2022 年之间的状态，开发支出增速为两者平均值 20%，2020-2022 年中海油国内开发支出增速分别为 0%、20%、40%，对应金额分别为 508、609、853 亿元。

图 45：2019 年由于政策影响国内勘探开发支出增速较高



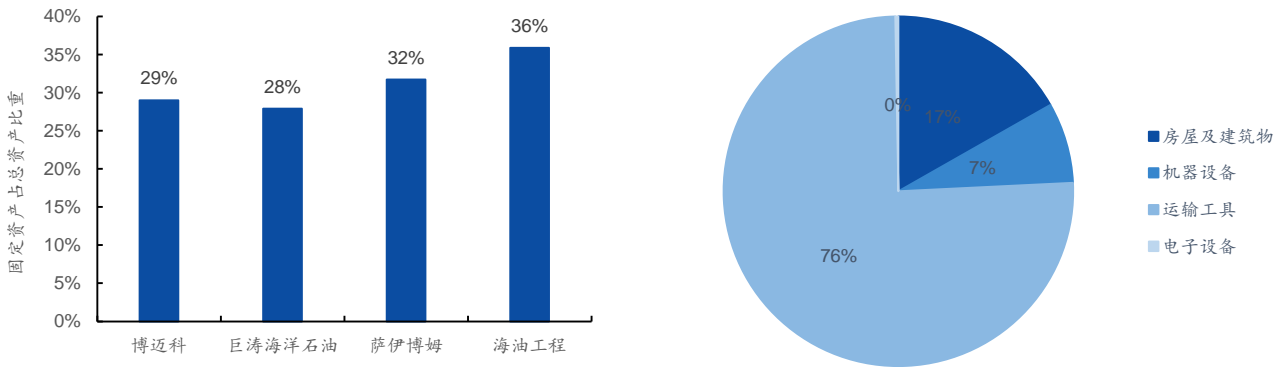
资料来源：公司公告、Wind，国元证券研究所

4.3 总包对船队和建造基地要求高，行业资本密集利润率波动大

凭借船队和建造基地规模，海油工程具有国内龙头地位。船队和建造基地的规模决定一家海洋油气工程承包商的竞争力，海油工程在山东青岛拥有超过 120 万平方米的海洋工程制造基地，在天津滨海新区临港工业区投资的 57.5 万平方米海洋工程装备制造基地正在建设中，在广东珠海的合营公司中海福陆重工有限公司（公司持股 51%，FLUOR 持股 49%）拥有 207 万平方米的海洋工程制造基地，形成了跨越南北、功能互补、覆盖深浅水、面向国内外市场的场地布局。公司拥有深水铺管船、7500 吨起重船、水下工程船、深水挖沟船、5 万吨半潜式自航船等 21 艘海上施工船舶，海上安装与铺管能力在亚洲处于领先地位。

高经营杠杆叠加收入高波动，导致业绩波动更为剧烈。海油工程 2019 年拥有固定资产账面价值 108 亿元，其中房屋及建筑物为 18 亿元，机器设备 8 亿元，运输工具 81 亿元。公司的总资产为 319 亿元，固定资产占比达到 34%，运输工具占比达到 25%，同样从事海上油气工程的公司还包括意大利公司萨伊博姆、国内公司博迈科和巨涛海洋石油服务，其固定资产占总资产比重均在 30% 左右。大量固定资产的存在造成了行业内公司较高的固定成本和经营杠杆。

图 46: 海油工程及同类公司均具有较高的固定资产比重 图 47: 运输工具为海油工程固定资产中的主要部分

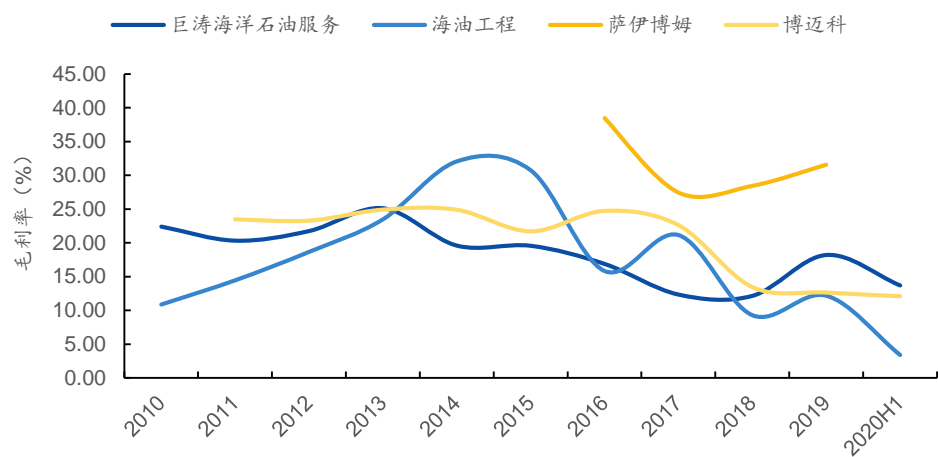


资料来源: Wind, 国元证券研究所

资料来源: 公司最新年报, 国元证券研究所

最近 5 年, 国内外海洋工程公司的毛利率均出现下滑, 在经营杠杆作用下, 盈利能力对收入规模非常敏感, 收入提升往往伴随利润率改善, 反之亦然。2015-2019 年, 在油价低迷的背景下, 海油工程收入规模直到 2018 年才实现增长, 但是归母净利润持续 5 年大幅下滑, 2016、2017 年净利润下滑幅度远超收入下降幅度。2018、2019 年收入小幅增加, 但是归母净利润增速反而大幅下降, 主要由于 2018 年营业成本中的材料和工程费用占收入比重大幅提升, 2019 年工程费用再次大幅提升, 并且计提了 4.5 亿元的存货减值损失, 对于存货减值而言, 如果以前减记存货价值的影响因素已经消失, 导致存货的可变现净值高于其账面价值, 原已计提的存货跌价准备金额可以转回。2020H1 由于疫情影响, 产能利用率下降, 毛利率下滑明显。

图 48: 海洋油气工程公司毛利率波动大



资料来源: 公司公告, 国元证券研究所

5. 盈利预测与估值

5.1 盈利预测

全球经济好转，原油需求有望恢复到 2019Q4 水平，经过前面章节的分析，未来 1-2 年，油价有望反弹至 60 美元/桶。考虑到 2019-2025 年期间，能源安全政策执行，资本支出提升对油价的要求比历史水平更低，很可能重现 2019 年的情形，即油价在 60 美元/桶附近，但资本支出大幅增加。对公司海洋工程项目和非海洋工程项目的分拆预测如下：

(1) 海洋工程项目

海洋工程项目包括总包和非总包部分，其中总包是最主要的收入来源，2019 年占总体营收比重 79%。总包项目收入主要来自中海油国内资本支出中的开发部分。2020 年根据公司指引，国内勘探开发支出与 2019 年基本持平，假设油价 2021 年中某个月份恢复至 60 美元/桶并保持稳定，2022 年与 2019 年的情形相似，和 2019 年具有同样的国内开发支出增速 40%，2021 年处于 2020 与 2022 年之间的状态，资本支出增速为两者平均值 20%，2020-2022 年中海油国内开发支出增速分别为 0%、20%、40%。

根据历史经验，在一个完整的开发周期中（一般为 5 年）前期先进行勘探，勘探占比较高，中后期进行油田设施建设及钻井，开发占比高。在 2011-2015 年期间，开发占比分别达到 74%、75%、78%、78%、73%，在第三、四年，开发支出占比相对前 2 年提升 3-4pct，第 5 年产能建设完成后，开发占比低于第一年。2019 年开发占 70%，根据前面章节的介绍，假设 2020-2022 年开发支出占比分别为 69%、70%、71%。

中海油总包收入主要来自中海油国内开发支出，2017-2019 年占国内开发支出比重为 31%、33%、33%。尽管海油工程在浅水领域几乎垄断市场，但是深水领域项目由于技术瓶颈，由海外企业承揽较多，假设未来 3 年中海油在浅水和深水的开发投入比重保持稳定，浅水和深水各自开发过程中钻井和其他服务环节投入占比与历史规律一致，公司在浅水和深水工程建设领域市场份额保持稳定，面章节的介绍，假设 2020-2022 年公司总包收入在中海油国内开发支出中占比分别为 33%、33%、35%。

非总包服务主要包括设计、陆地建造、维修、海上安装及海管铺设等，与国内开发支出比重维持在 5-8%之间，假设未来 3 年占比为 6%，对应金额为 21、26、36 亿元。

我们预计海洋工程项目收入金额分别为 137、166、248 亿元，不考虑钢价波动，毛利率随收入增加而提升，分别为 12%、15%、18%。

(2) 非海洋工程项目

非海洋工程项目主要考虑 LNG 建造项目，根据前面章节的分析，预计 2020-2022 年非海洋工程项目收入分别为 43、62、64 亿元，由于经营杠杆毛利率略有提升，分别为 12%、13%、13%。

表 8：海油工程不同业务收入及成本预测

单位：百万元	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
海洋工程项目						
收入	6406	10657	13509	13665	16635	24833
YOY	3%	66%	27%	1%	22%	49%
成本	5979	9704	11851	12025	14140	20363
毛利	427	953	1658	1640	2495	4470
毛利率(%)	7	9	12	12	15	18
业务收入比例(%)	62	96	92	76	73	79
其中海洋工程总承包项目收入	5259	8591	11641	11562	14076	21199
其中海洋工程非总承包项目收入	1147	2066	1868	2102	2559	3634
非海洋工程项目						
收入	3783	323	1155	4326	6165	6383
YOY	-33%	-91%	258%	275%	42%	4%
成本	2074	295	1059	3807	5363	5553
毛利	1709	28	96	519	801	830
毛利率(%)	45	9	8	12	13	13
业务收入比例(%)	37	3	8	24	27	20
其中 LNG 陆上建造						
收入		468	945	4326	6165	6383
成本		404	841	3807	5363	5553
毛利		64	104	519	801	830
毛利率(%)		14	11	12	13	13
其他业务						
收入	63.51	72.24	46.49	46.49	46.49	46.49
YOY	-24%	14%	-36%	0%	0%	0%
成本	32	29	12	12	12	12
毛利	32	44	35	35	35	35
毛利率(%)	50	60	75	75	75	75
业务收入比例(%)	0.62	0.65	0.32	0.26	0.20	0.15
合计收入						
收入	10253	11052	14710	18037	22847	31263
成本	8085	10028	12922	15844	19515	25928
毛利	2168	1024	1788	2194	3332	5335
毛利率(%)	21%	9%	12%	12%	15%	17%
业务收入比例(%)	100	100	100	100	100	100

资料来源：Wind，国元证券研究所

随着公司收入规模不断提升，销售人员和管理人员人均创收能力得到提升，假设营业费用率和管理费用率未来 3 年保持小幅度的下降趋势。公司以国际化、深水化、新产业化为三个发展方向，致力于提升深水项目运营能力，但与国外竞争对手在技术上仍

有较大追赶空间，假设公司未来 3 年持续增加研发投入。

表 9：海油工程主要费用假设

	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业费用率	0.14%	0.14%	0.24%	0.23%	0.20%	0.18%
管理费用率	2.52%	2.65%	1.63%	1.62%	1.40%	1.30%
研发费用（亿元）	621	669	874	950	1200	1800

资料来源：Wind，国元证券研究所

我们预计 2020/2021/2022 年海油工程收入分别为 180/228/313 亿元，同比增长 23%/27%/37%，归母净利润分别为 6/12/21 亿元，同比增长 2096%/91%/78%，EPS 分别为 0.14/0.26/0.47 元。

5.2 估值

2020/2021/2022 年，以 2021 年 1 月 11 日数据为基准，可比公司中油工程、博迈科 PE 平均值分别为 20/14/11 倍。A 股市场业务和海油工程接近的公司包括中油工程、博迈科，两家公司的下游均为油气田开发企业，提供的服务均为工程设施建设，中油工程为中石油集团旗下工程建设业务平台，提供油气田地面工程、储运工程、炼化工程等石油工程设计、施工及总承包服务。博迈科是一家专注于国际市场的专业模块 EPC 服务公司，致力于以海洋油气工程、LNG 和矿业为主的各类模块的设计和集成建造。我们选择这两家公司作为海油工程可比公司，以 2021 年 1 月 11 日的收盘价和总股本计算公司市值，参考 2019 年年报以及 Wind 一致预测，得到可比公司静态和动态 PE，2020/2021/2022 年可比公司 PE 平均值分别为 20/14/11 倍。

公司项目营运效率高，其他指标处于行业中等水平，整体处于行业中等偏上水平。海油工程成长能力从收入增速来看处于行业中等水平，由于拥有船队等重资产，2015 年后收入规模较小，营业成本占比高，业绩不理想，净利润增长率和同行存在差距，随着收入规模的增长，高经营杠杆会提升海油工程未来业绩弹性。盈利能力方面，海油工程处于行业平均水平。2015-2019 年公司净营业周期有 4 年处于领先水平，主要是由于存货周转天数领先可比公司，项目执行效率高，应收账款周转天数也在可比公司中处于中等水平。偿债能力方面，公司经营非常稳健，2015 年至今资产负债率未超过 30%，速动比不低于 1.3。预计公司 2021 年归母净利润为 12 亿元，我们在可比公司平均市盈率 14 倍的基础上给予公司领先的营运能力一定溢价，2021 年公司 PE 达到 19 倍，对应市值为 223 亿元，给予“增持”评级。

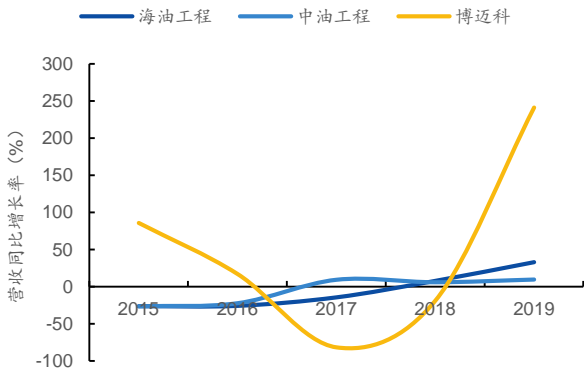
表 10：可比公司盈利预测及估值情况(2021 年 1 月 13 日)

证券代码	证券简称	收盘价 (元)	总股本 (亿股)	净利润(亿元)				PE			
				2019A	2020E	2021E	2022E	2019A	2020E	2021E	2022E
600339.SH	中油工程	2.94	55.83	8.04	9.61	11.44	13.57	20.42	17.08	14.35	12.10

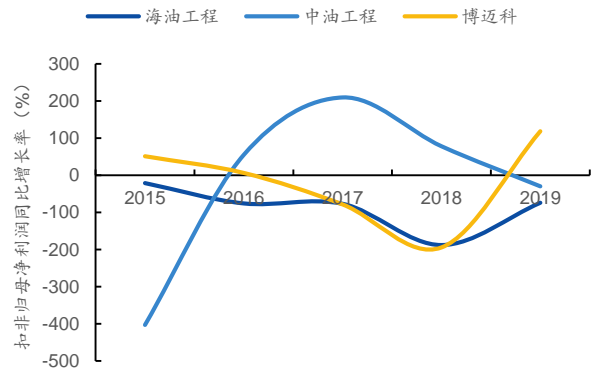
603727.SH	博迈科	14.44	2.34	0.35	1.45	2.59	3.38	97.60	23.39	13.07	10.02
平均值								59.01	20.23	13.71	11.06

资料来源：Wind，国元证券研究所

图 49：海油工程收入同比增长率处于同类公司中等水平 图 50：海油工程净利润增长率略差于同类公司

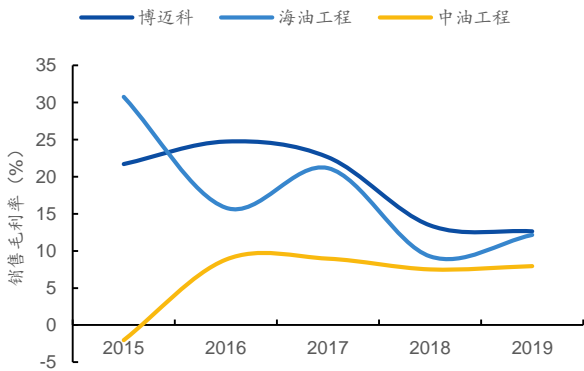


资料来源：Wind，国元证券研究所

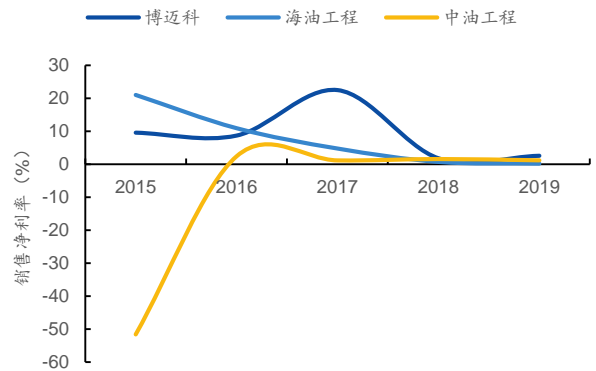


资料来源：Wind，国元证券研究所

图 51：近年来海油工程毛利率处于同类公司中等水平 图 52：近年来海油工程净利率处于同类公司中等水平

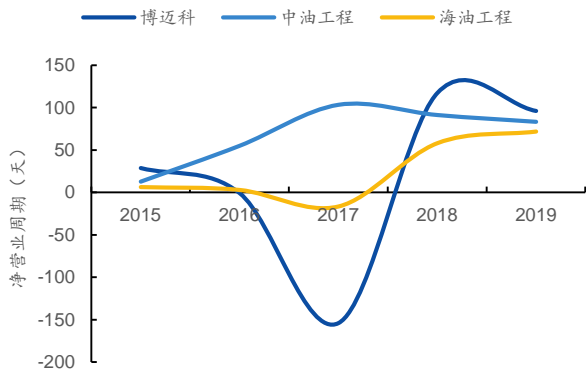


资料来源：Wind，国元证券研究所



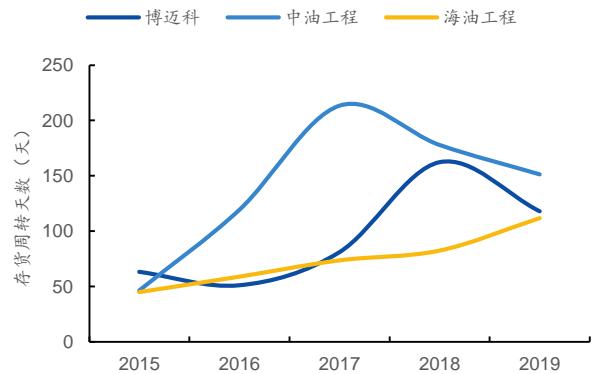
资料来源：Wind，国元证券研究所

图 53: 海油工程近年净营业周期领先可比公司



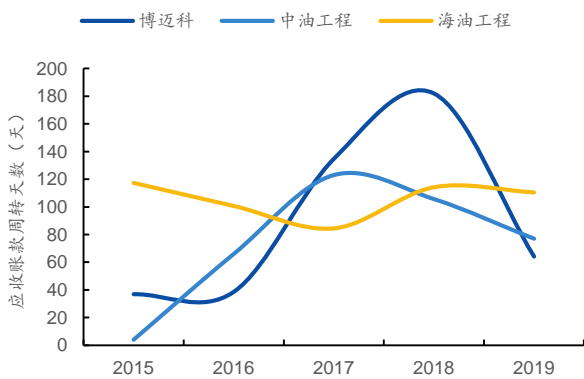
资料来源: Wind, 国元证券研究所

图 54: 海油工程存货周转天数领先可比公司

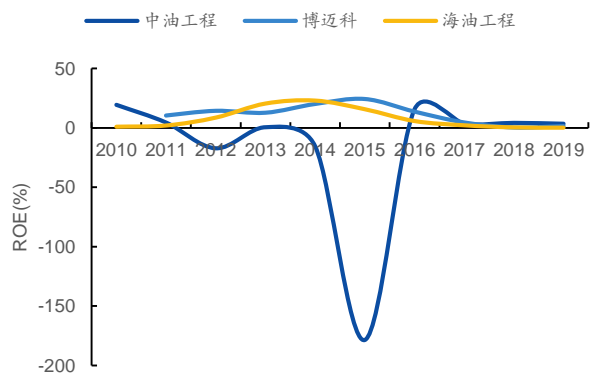


资料来源: Wind, 国元证券研究所

图 55: 海油工程应收账款周转天数处于同类公司中等水平 图 56: 海油工程 ROE 处于同类公司中等水平

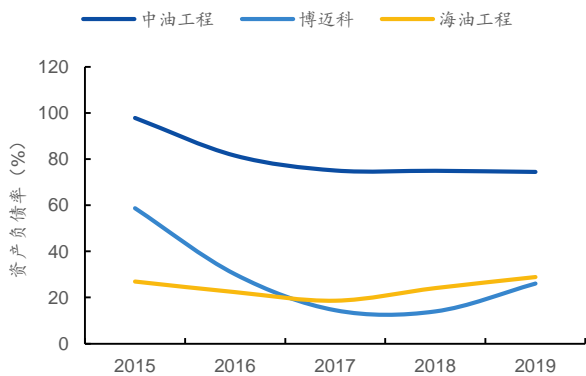


资料来源: Wind, 国元证券研究所



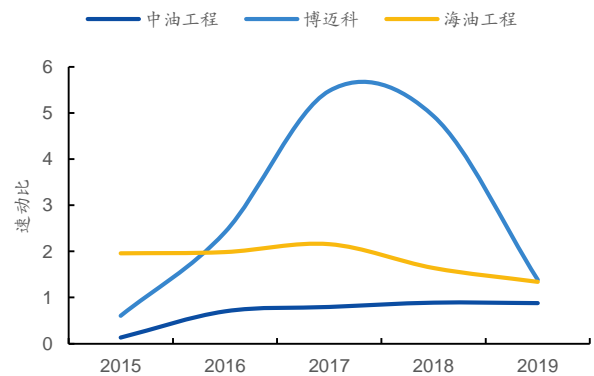
资料来源: Wind, 国元证券研究所

图 57: 海油工程资产负债率处于同类公司中等水平



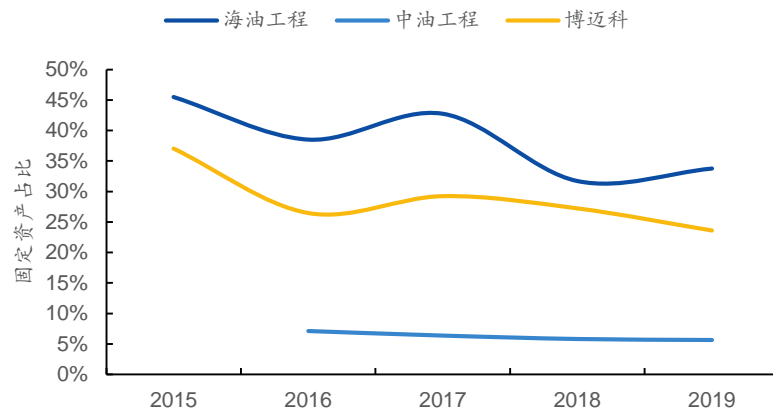
资料来源: Wind, 国元证券研究所

图 58: 海油工程速动比处于同类公司中等水平



资料来源: Wind, 国元证券研究所

图 59 海油工程固定资产比重远高于可比公司



资料来源：Wind，国元证券研究所

6. 风险提示

经济恢复低于预期、油价长期低于 60 美元/桶运行、中海油开发支出低于预期、钢材价格大幅提升、与分包商议价能力下降等。

财务预测表

资产负债表					
单位:百万元					
会计年度	2018	2019	2020E	2021E	2022E
流动资产	13907.62	16504.27	19145.66	22122.11	27508.87
现金	1943.90	1732.20	2164.49	2741.58	3751.52
应收账款	4186.33	4837.53	5642.01	6819.69	9029.91
其他应收款	98.78	23.06	28.27	35.81	49.00
预付账款	119.26	338.40	414.91	511.06	679.01
存货	2898.12	5129.38	6454.65	7571.76	9557.03
其他流动资产	4661.23	4443.70	4441.33	4442.21	4442.41
非流动资产	16241.58	15352.27	15150.55	15451.93	16012.38
长期投资	2226.84	2006.25	2006.25	2006.25	2006.25
固定资产	9565.14	10761.57	11410.90	11751.65	12344.77
无形资产	1156.96	1134.63	1096.74	1058.85	1020.96
其他非流动资产	3292.64	1449.82	636.67	635.18	640.40
资产总计	30149.20	31856.54	34296.21	37574.04	43521.25
流动负债	6716.64	8490.14	10223.79	12534.08	16739.41
短期借款	0.00	0.00	2056.33	2800.05	3991.18
应付账款	3940.77	6862.94	6337.41	7610.79	10111.89
其他流动负债	2775.87	1627.20	1830.05	2123.24	2636.34
非流动负债	528.13	693.56	696.57	693.76	694.63
长期借款	220.00	220.00	220.00	220.00	220.00
其他非流动负债	308.13	473.56	476.57	473.76	474.63
负债合计	7244.76	9183.71	10920.36	13227.84	17434.04
少数股东权益	11.50	12.20	15.03	20.44	30.07
股本	4421.35	4421.35	4421.35	4421.35	4421.35
资本公积	4247.94	4247.94	4247.94	4247.94	4247.94
留存收益	13693.84	13500.69	13848.55	14836.25	16570.37
归属母公司股东权益	22892.94	22660.64	23062.22	24027.16	25758.54
负债和股东权益	30149.20	31856.54	33997.60	37275.44	43222.65

现金流量表

单位:百万元					
会计年度	2018	2019	2020E	2021E	2022E
经营活动现金流	376.46	-74.81	-287.24	1749.01	2321.38
净利润	79.84	28.65	615.97	1177.05	2095.24
折旧摊销	1021.09	1023.41	1071.47	1209.16	1356.81
财务费用	-71.38	-12.79	13.37	97.06	136.47
投资损失	46.71	66.29	100.00	100.00	100.00
营运资金变动	-791.97	-1738.60	-2485.81	-840.23	-1404.43
其他经营现金流	92.18	558.23	397.76	5.96	37.30
投资活动现金流	-2961.70	81.62	-1111.88	-1611.88	-2011.88
资本支出	911.69	320.24	1000.00	1500.00	1900.00
长期投资	2103.47	-238.33	0.00	0.00	0.00
其他投资现金流	53.46	163.53	-111.88	-111.88	-111.88
筹资活动现金流	-91.93	-222.05	1831.40	439.96	700.43
短期借款	0.00	0.00	2056.33	743.72	1191.13
长期借款	130.00	0.00	0.00	0.00	0.00
普通股增加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
资本公积增加	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他筹资现金流	-221.93	-222.05	-224.93	-303.76	-490.70
现金净增加额	-2684.80	-211.69	432.28	577.10	1009.94

利润表

单位:百万元					
会计年度	2018	2019	2020E	2021E	2022E
营业收入	11052.12	14710.39	18037.40	22846.53	31262.66
营业成本	10027.72	12921.91	15843.52	19514.85	25927.92
营业税金及附加	95.92	73.86	90.57	114.72	156.98
营业费用	15.63	35.84	41.49	45.69	56.27
管理费用	293.32	239.13	292.21	319.85	406.41
研发费用	669.50	874.35	950.00	1200.00	1800.00
财务费用	-71.38	-12.79	13.37	97.06	136.47
资产减值损失	-51.95	-450.49	50.00	50.00	50.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	-46.71	-66.29	-100.00	-100.00	-100.00
营业利润	104.23	179.05	791.60	1539.71	2763.95
营业外收入	35.03	34.64	34.64	34.64	34.64
营业外支出	10.48	4.95	4.95	4.95	4.95
利润总额	128.78	208.74	821.29	1569.40	2793.65
所得税	48.94	180.10	205.32	392.35	698.41
净利润	79.84	28.65	615.97	1177.05	2095.24
少数股东损益	0.06	0.72	2.83	5.41	9.63
归属母公司净利润	79.78	27.93	613.14	1171.64	2085.61
EBITDA	1053.93	1189.67	1876.44	2845.93	4257.23
EPS (元)	0.02	0.01	0.14	0.26	0.47

主要财务比率

会计年度	2018	2019	2020E	2021E	2022E
成长能力					
营业收入 (%)	7.80	33.10	22.62	26.66	36.84
营业利润 (%)	-81.01	71.78	342.12	94.51	79.51
归属母公司净利润 (%)	-83.75	-64.99	2095.52	91.09	78.01
获利能力					
毛利率 (%)	9.27	12.16	12.16	14.58	17.06
净利率 (%)	0.72	0.19	3.40	5.13	6.67
ROE (%)	0.35	0.12	2.66	4.88	8.10
ROIC (%)	0.11	0.12	2.88	5.56	9.08
偿债能力					
资产负债率 (%)	24.03	28.83	32.12	35.49	40.34
净负债比率 (%)	3.04	2.40	20.84	22.83	24.15
流动比率	2.07	1.94	1.87	1.76	1.64
速动比率	1.61	1.31	1.22	1.14	1.05
营运能力					
总资产周转率	0.38	0.47	0.55	0.64	0.77
应收账款周转率	3.14	3.24	3.42	3.65	3.93
应付账款周转率	2.60	2.39	2.40	2.80	2.93
每股指标 (元)					
每股收益 (最新摊薄)	0.02	0.01	0.14	0.26	0.47
每股经营现金流 (最新摊薄)	0.09	#NAME?	-0.06	0.40	0.53
每股净资产 (最新摊薄)	5.18	5.13	5.22	5.43	5.83
估值比率					
P/E	261.03	745.68	33.96	17.77	9.98
P/B	0.91	0.92	0.90	0.87	0.81
EV/EBITDA	16.43	14.56	9.23	6.09	4.07

投资评级说明

(1) 公司评级定义		(2) 行业评级定义	
买入	预计未来 6 个月内，股价涨跌幅优于上证指数 20% 以上	推荐	预计未来 6 个月内，行业指数表现优于市场指数 10% 以上
增持	预计未来 6 个月内，股价涨跌幅优于上证指数 5-20% 之间	中性	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10% 之间
持有	预计未来 6 个月内，股价涨跌幅介于上证指数±5% 之间	回避	预计未来 6 个月内，行业指数表现劣于市场指数 10% 以上
卖出	预计未来 6 个月内，股价涨跌幅劣于上证指数 5% 以上		

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本人承诺报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业操守和专业能力，本报告清晰准确地反映了本人的研究观点并通过合理判断得出结论，结论不受任何第三方的授意、影响。

证券投资咨询业务的说明

根据中国证监会颁发的《经营证券业务许可证》(Z23834000),国元证券股份有限公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询业务是指取得监管部门颁发的相关资格的机构及其咨询人员为证券投资者或客户提供证券投资的相关信息、分析、预测或建议，并直接或间接收取服务费用的活动。证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构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，并向客户发布的行为。

一般性声明

本报告仅供国元证券股份有限公司（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。若国元证券以外的金融机构或任何第三方机构发送本报告，则由该金融机构或第三方机构独自为此发送行为负责。本报告不构成国元证券向发送本报告的金融机构或第三方机构之客户提供的投资建议，国元证券及其员工亦不为上述金融机构或第三方机构之客户因使用本报告或报告载述的内容引起的直接或间接损失承担任何责任。本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的信息、资料、分析工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出告或购买证券或其他投资标的的投资建议或要约邀请。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。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有本报告中所提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取投资银行业务服务或其他服务。

免责条款

本报告是为特定客户和其他专业人士提供的参考资料。文中所有内容均代表个人观点。本公司力求报告内容的准确可靠，但并不对报告内容及所引用资料的准确性和完整性作出任何承诺和保证。本公司不会承担因使用本报告而产生的法律责任。本报告版权归国元证券所有，未经授权不得复印、转发或向特定读者群以外的人士传阅，如需引用或转载本报告，务必与本公司研究中心联系。网址：

www.gyzq.com.cn

国元证券研究中心

合肥	上海
地址：安徽省合肥市梅山路 18 号安徽国际金融中心 A 座国元证券	地址：上海市浦东新区民生路 1199 号证大五道口广场 16 楼国元证券
邮编：230000	邮编：200135
传真：(0551) 62207952	传真：(021) 68869125
	电话：(021) 51097188