

海工总包龙头，充裕订单保障业绩高增长

投资要点

- **亚太最大海工 EPCI 总包商之一，充裕订单保障收入和业绩高增长。**公司是亚太地区最大的海工 EPCI 总包商之一，19 年营收 147.1 亿元，同比+33.1%，归母净利润 0.3 亿元，同比-65.0%。公司 19Q4 实现大额扭亏，单季归母净利润 6.6 亿元，同比+202.2%，环比+740.0%。19 年公司新签合同金额 199 亿元，同比+13%，其中海外合同 97 亿元，占比 49%，同比+763%。公司 19 年在手未完成订单金额 248 亿元，充裕订单将保证公司未来收入和业绩的高增长。
- **海洋油气：全球海洋油气开发复苏，中海油 2020 年资本支出持续提升。**根据 IHS Markit 预测，19 年全球海洋油气勘探开发投资 1160 亿美元，同比+11.5%，近五年来首次正增长，全球海洋油气开发正在缓慢复苏。受国内能源自主可控需求提升影响，19 年三桶油纷纷宣布“7 年行动计划”，中海油 2020 年规划资本支出 850-950 亿元，较 2019 年实际支出同比增加 7%-19%，国内资本支出占比达 62%。中海油资本支出持续增长将带动国内海上油气工程服务需求提升。
- **LNG：LNG 需求提升，国内 LNG 接收站迎来建设热潮。**据 Rystad 估计，19 年全球 LNG 产能 4.34 亿吨，同比+9.6%。国内 19 年天然气对外依存度达 42.1%，进口天然气中，LNG 同比+12.6%，占国内天然气气源结构 27.1%，LNG 成为我国主要进口气源。LNG 需求提升刺激国内 LNG 接收站项目释放。目前我国已建成 LNG 接收站 22 座，接收能力 9035 万吨/年，预计到 2035 还将新建 24 座 LNG 接收站，总接收能力将达 2.6 亿吨/年。
- **中海油增产与 LNG 接收站推动本轮增长，产能扩建迎接“七年行动计划”。**公司近年来业务拓展至 FPSO、LNG 等领域，目前 LNG 业务在手订单超 113 亿元，其中国内加收站订单超 53 亿元；中海油“七年计划”持续上产为公司未来三年带来超 342 亿元收入。公司目前有天津、珠海、青岛三处海工建造基地，合计面积 384.5 万平米，天津基地预计明年 9 月完工，珠海基地已进入收尾阶段。公司产能全部释放后将有效支撑“七年行动计划”及未来海外项目的实施。
- **盈利预测与投资建议：在国内外油服市场景气回升和公司手订单充裕背景下，预计公司 2020-2022 年归母净利润为 6.3 亿元、12.5 亿元、20.8 亿元，首次覆盖给予“持有”评级。**
- **风险提示：油价大幅波动风险；项目进度低于预期；汇率波动风险。**

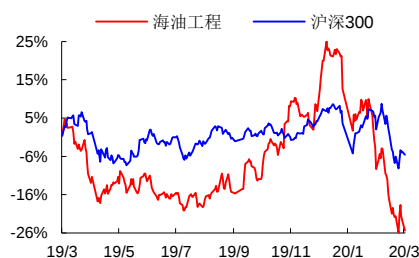
指标/年度	2019A	2020E	2021E	2022E
营业收入(百万元)	14710.39	20667.88	25823.23	31195.15
增长率	33.10%	40.50%	24.94%	20.80%
归属母公司净利润(百万元)	27.93	628.25	1251.31	2078.85
增长率	-64.99%	2149.64%	99.17%	66.13%
每股收益 EPS(元)	0.01	0.14	0.28	0.47
净资产收益率 ROE	0.13%	2.76%	5.43%	8.96%
PE	774	34	17	10
PB	0.95	0.95	0.94	0.93

数据来源: Wind, 西南证券

西南证券研究发展中心

分析师: 倪正洋
 执业证号: S1250520030001
 电话: 021-58352138
 邮箱: nzy@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源: 聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	44.21
流通 A 股(亿股)	44.21
52 周内股价区间(元)	4.71-8.01
总市值(亿元)	210.01
总资产(亿元)	318.57
每股净资产(元)	5.13

相关研究

目 录

1 亚太最大海工 EPCI 总包商之一，充裕订单支持未来业绩增长	1
1.1 浅水工程总承包国内龙头，深水作业能力达世界一流水平	1
1.2 业绩逐季回升，充裕订单支撑公司收入、业绩高增长	1
2 海洋油气开发复苏，LNG 项目需求释放	3
2.1 全球海洋油气缓慢复苏，中海油“七年计划”加码资本支出	3
2.2 液化天然气需求释放，国内 LNG 接收站迎来建设热潮	4
3 中海油持续上产+LNG 接收站引领本轮增长，产能扩建迎接“七年计划”	6
3.1 FPSO 与 LNG 打开新增长点，LNG 业务在手订单超 113 亿元	6
3.2 中海油持续上产与 LNG 接收站建造推动本轮增长	7
3.3 产能扩建迎接未来订单增长，疫情与油价对现有项目影响有限	10
4 盈利预测与估值	11
4.1 盈利预测	11
4.2 可比公司估值	12
5 风险提示	13

图 目 录

图 1: 海洋石油 201 创造多个世界首次	1
图 2: 世界第一单吊 7500 吨起重船“蓝鲸”	1
图 3: 19 年公司营收 147.1 亿元, 同比+33.1%	2
图 4: 除 19Q2 外公司业绩逐季回暖	2
图 5: 19 年公司海洋工程总包项目营收占比达 79.1%	2
图 6: 19 年国内业务营收占比达 73.6%	2
图 7: 2020 年中海油资本支出规划达 850-950 亿元	4
图 8: 19 年进口 LNG 同比+12.2%	4
图 9: 19 年 LNG 占国内天然气气源结构 27.1%	4
图 10: 我国现有 22 座 LNG 接收站	5
图 11: 2019 年中海油贡献公司营收 64.2%	7
图 12: 中海油桶油成本连续 6 年下降 (单位: 美元/桶油当量)	8
图 13: 公司与中海油关联交易在中海油产油成本的占比逐年提升	9
图 14: 公司珠海基地三期工程已进入收尾阶段	11

表 目 录

表 1: 公司大额订单刚刚进入收入确认阶段	2
表 2: 现有 22 座 LNG 接收站合计产能达 9035 万吨/年	5
表 3: 公司承揽多条国内外 FPSO 项目	6
表 4: 公司目前在建 LNG 业务订单超 113 亿元	7
表 5: 中海油油气产量目标完成率高	8
表 6: 未来三年中海油产量提升预计为公司带来超 342 亿元收入	9
表 7: 广东某 LNG 占每万吨产能投资 1573 万元	9
表 8: 分业务收入及毛利率	12
表 9: 可比公司估值 (2020.3.31)	12
附表: 财务预测与估值	14

1 亚太最大海工 EPCI 总包商之一，充裕订单支持未来业绩增长

1.1 浅水工程总承包国内龙头，深水作业能力达世界一流水平

浅水工程总承包国内龙头，深水作业能力达世界一流水平。公司是国内唯一一家集海洋石油、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，是亚太地区最大的海洋石油工程 EPCI(设计、采办、建造、安装)总承包商之一。公司在 300 米以内水深传统海域工程建设综合能力较强，数十年来国内百余座海上油气田的工程建设均主要由公司实施。已经具备成熟的浅水海上油气工程总承包能力，包括石油组块与导管架设计、建造、安装维修，以及海底管道工程设计等。通过参与南海荔湾 3-1、流花 16-2、流花 29-1、陵水 17-2 等大型深水项目，公司深水作业能力提升显著，公司拥有包括世界首艘同时具备 3000 米级深水铺管能力、4000 吨级重型起重能力和 3 级动力定位能力的深水铺管起重船——“海洋石油 201”、5 万吨半潜式自航船、作业水深可达 3000 米的多功能水下工程船等多种深水作业船舶，深水作业能力提升显著，已经达到世界一流水平。

图 1：海洋石油 201 创造多个世界首次



数据来源：国际船舶网，西南证券整理

图 2：世界第一单吊 7500 吨起重船“蓝鲸”

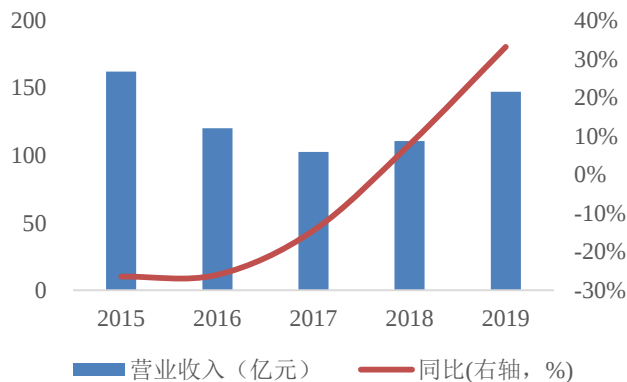


数据来源：国际船舶网，西南证券整理

1.2 业绩逐季回升，充裕订单支撑公司收入、业绩高增长

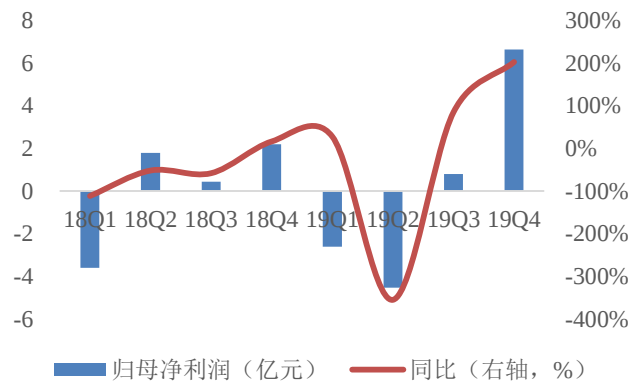
19 年营收 147.1 亿元，同比+33.1%，业绩增速逐季回升。公司 2019 年实现营收 147.1 亿元，同比+33.1%，归母净利润 0.3 亿元，同比-65.0%，主要系沙特 3648 项目亏损及计提减值。分季度看，除 19Q2 因沙特 3648 海上运输安装项目工期延长，造成当期亏损 1.7 亿元，此外计提合同减值损失 3.9 亿元，合计影响利润总额 5.6 亿元以外，自 2018 年 Q1 开始，公司单季度业绩增速逐季回升，19Q4 实现归母净利润 6.6 亿元，同比+202.2%，环比+740.0%，实现全年业绩大额扭亏。分业务看，19 年公司海洋工程总包项目营收占比达 79.1%，国内业务营收占比达 73.6%，其中国内 LNG 陆上建造项目收入达 9.5 亿元，同比+101.9%。

图 3: 19 年公司营收 147.1 亿元, 同比+33.1%



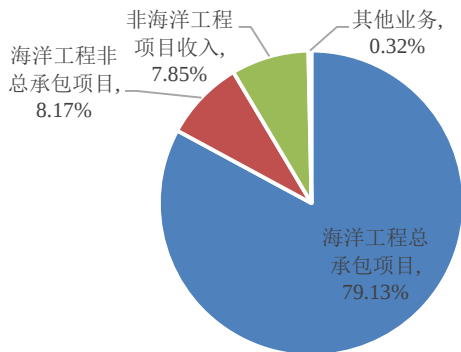
数据来源: Wind, 西南证券整理

图 4: 除 19Q2 外公司业绩逐季回暖



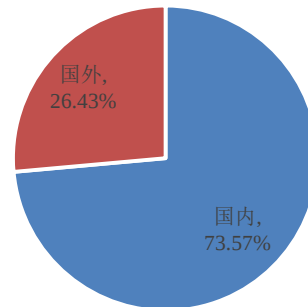
数据来源: Wind, 西南证券整理

图 5: 19 年公司海洋工程总包项目营收占比达 79.1%



数据来源: Wind, 西南证券整理

图 6: 19 年国内业务营收占比达 73.6%



数据来源: Wind, 西南证券整理

19 年公司新签合同金额达 199 亿元, 19 年末在手订单达 248 亿元。2019 年公司新签合同金额达 199 亿元, 其中国内合同达 102 亿元, 占比 51%, 国外合同达 97 亿元, 占比达 49%, 同比+763%, 海外市场开拓成果显著。19 年新签订单中, 唐山 LNG 项目接收站一期工程合同金额达 43.8 亿元, 是公司截至目前承揽的金额最大的国内 LNG 工程项目, 海外大单方面, 公司与日挥福陆合资公司签署约 50 亿元的 LNG 陆地模块建造合同, 与沙特阿美签署 7 亿美元的 Marjan 油田项目合同。公司 19 年在手未完成订单金额达 248 亿元, 充裕订单将保证公司未来收入和业绩的高增长。

表 1: 公司大额订单刚刚进入收入确认阶段

截至 2019 报告期末重点工程名称	累计实施进度
日挥福陆 LNG 模块化建造项目	0.30%
唐山 LNG 项目接收站一期工程项目	6%
蓬莱 25-6 油田 3 井区开发工程项目	13%
曹妃甸 6-4 油田开发工程项目	29%
陵水 17-2 气田开发工程项目	34%
福建漳州 LNG 接收站及储罐项目	40%
锦州 25-1 油田 6-11 井区开发工程项目	46%

截至 2019 报告期末重点工程名称	累计实施进度
尼日利亚 Dangote 项目	58%
流花 29-1 深水工程项目	62%
浙江宁波 LNG 接收站二期工程项目	67%
流花 16-2 油田群工程项目	69%
旅大 21-2/旅大 16-3 油田区域开发工程项目	73%
沙特 CRPO3648 海上运输安装项目 IK 合同	46%
沙特 CRPO3648 海上运输安装项目 OOK 合同	80%
蓬莱 19-3 油田 4 区调整/蓬莱 19-9 油田二期开发工程项目	81%
壳牌企鹅 FPSO 项目船体部分	90%
壳牌企鹅 FPSO 项目上部模块陆地建造	34%
尼克森油砂长湖西南项目	92%
巴西 FPSO 项目 P70 船上部模块	94%
卡塔尔 NFA 项目	98%
曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目	100%
渤中 34-9 油田开发工程项目	100%
东方 13-2 油气田开发工程项目	100%

数据来源：公司公告，西南证券整理

2020 年公司工作量将大幅提升。充足的在手订单有效提升了公司海上和陆上的工作量。公司 2019 年完成 12 座导管架、5 座组块陆上建造，实施 10 座导管架、7 座组块海上安装，分别同比+6/-5/+2/+1 座；海底铺设管线 373 公里，同比+46%。公司陆上建造业务完成钢材加工量达 15.6 万吨，同比+23%，海上安装营运船天数 1.6 万天，同比+31%。据公司年报预测，公司 2020 年陆上建造业务完成钢材加工量将达 28 万吨，同比+79%，海上安装营运船天数将达 2 万天，同比+28%，受到工作量和订单双重推动，公司 19 年报预测 2020 年营业收入增速将达 40%左右。

2 海洋油气开发复苏，LNG 项目需求释放

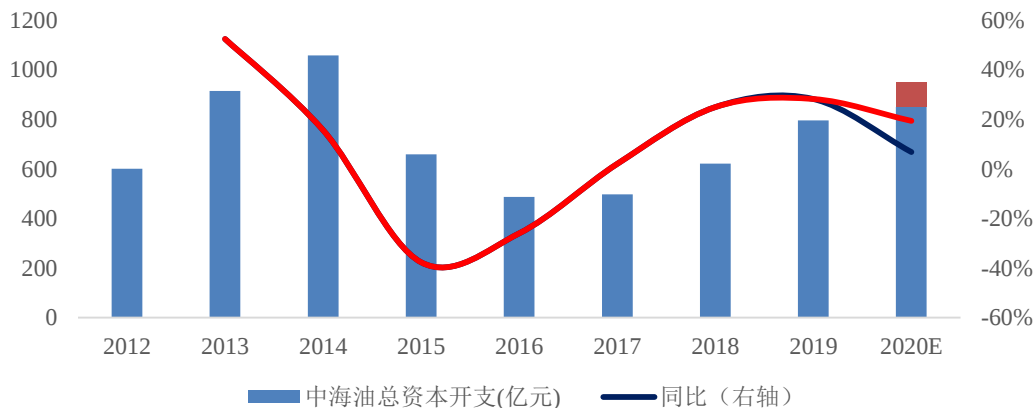
2.1 全球海洋油气缓慢复苏，中海油“七年计划”加码资本支出

全球海洋油气开发复苏，中海油 2020 年资本支出持续增加。根据 IHS Markit 预测，2019 年全球海洋油气勘探开发投资 1160 亿美元，同比+11.5%，近五年来首次实现正增长，海上项目数量增长超过 10%，达到约 110 个，分地区来看，资本开支增幅较大的地区有亚太（增幅 19%）、俄罗斯（增幅 18%）、中东（增幅 13%）、拉丁美洲（增幅 9%），只有北美地区出现下滑。但从投资总量来看，2019 年全球上游海洋油气勘探开发投资 1160 亿美元不仅与 2014 年 1870 亿美元投资高峰相差甚远，也未达到 2010 年和 2011 年 1380 亿美元的平均水平，全球海洋油气开发复苏进度缓慢。

2020 年中海油资本支出规划达 850-950 亿元，较 2019 年实际支出增加 6.8%-19.3%。为相应国家能源安全战略的要求，2019 年中海油针对南海增产制定了“七年行动计划”：南海西部在 2025 年油气产量达到 2000 万方以上；南海东部在 2025 年油气产量达到 2000 万吨以上。根据中海油《2020 战略指引》，中海油 2019 年实际资本支出达 796 亿元，2020

年资本支出规划达 850-950 亿元，较 2019 年实际支出增加 6.8%-19.3%，其中国内资本支出占比达 62%。中海油资本支出持续增长将带动国内海上油气工程服务需求提升。

图 7：2020 年中海油资本支出规划达 850-950 亿元



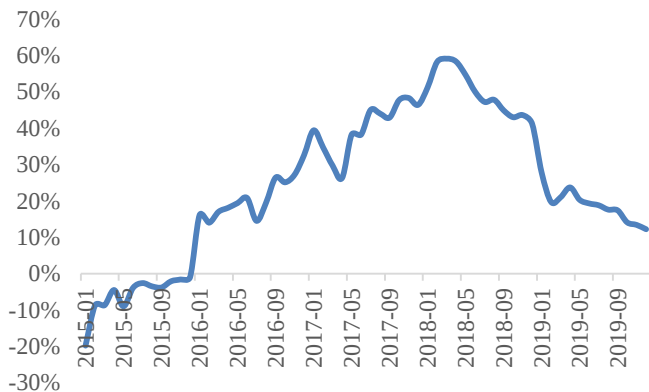
数据来源：中海油公告，西南证券整理

2.2 液化天然气需求释放，国内 LNG 接收站迎来建设热潮

2019 年 LNG 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 (LNG) 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。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。交通运输和环保政策支持国内液化天然气发展。

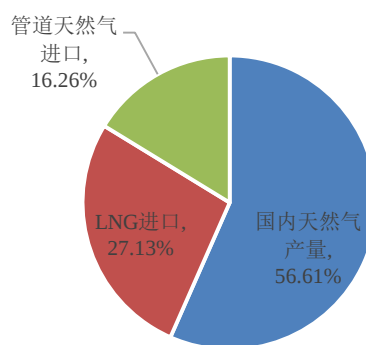
19 年进口 LNG 同比+12.6%，占国内天然气气源结构 27.1%。2019 年，国内天然气对外依存度达 42.1%，天然气进口量位居世界第一。在进口天然气中，进口 LNG 2019 年进口 LNG 累计同比+12.2%，连续 48 个月累计同比增速为正。除了增长快，LNG 在国内气源结构中占据重要地位，在 2019 年国内天然气气源结构中，国内天然气产量占比 56.6%，进口 LNG 占比 27.1%，进口管道气占比 16.3%，LNG 已成为我国主要进口气源。

图 8：19 年进口 LNG 同比+12.2%



数据来源：Wind，西南证券整理

图 9：19 年 LNG 占国内天然气气源结构 27.1%



数据来源：Wind，西南证券整理

未来 15 年预计新建 LNG 接收站 24 座，总接受能力将达 2.6 亿吨。从海外采购的 LNG 气源，经过远洋运输，需要通过 LNG 接收站进行卸载和储存，然后进入下游的分销环节，由于 LNG 多以船舶运输，所以 LNG 接收站大多建立在沿海或者沿江地区。截至 2019 年 9 月，我国已建成 LNG 接收站 22 座，接收能力 9035 万吨/年，其中中石油、中石化、中海油三大公司接收站 18 座，接收能力 8230 万吨/年，占比 91%；地方国企和民营企业建有接收站 5 座，接收能力 815 万吨/年，占比 9%。2019 年 4 月交通部、发改委、能源局联合下发沿海、沿江 LNG 布局发展规划意见，其中规划到 2035 年，沿海及沿江接收站总数在 46 座，总泊位 61 个，总接收能力在 2.6 亿吨左右。

图 10：我国现有 22 座 LNG 接收站



数据来源：国际燃气网，西南证券整理

表 2：现有 22 座 LNG 接收站合计产能达 9035 万吨/年

区域	项目	设计规模 (万吨/年)	实际能力 (万吨/年)	2018 年负荷率	投产时间	区域平均负荷率
华北	天津 LNG	300	600	47.50%	2018	66.20%
	辽宁大连	600	600	52.20%	2016	
	山东青岛	600	600	82.60%	2014	
	河北唐山	650	650	85.50%	2015	
	天津浮式	220	600	61.50%	2013	
华东	江苏如东	650	650	101.10%	2016	68.50%
	浙江宁波	300	700	79.50%	2012	
	上海洋山	300	600	56.40%	2009	
	江苏启东	115	115	71.40%	2017	
	上海申能	150	150	41.60%	2017	
	新奥舟山	300	300	8.70%	2018	

区域	项目	设计规模 (万吨/年)	实际能力 (万吨/年)	2018 年负荷率	投产时间	区域平均负荷率
华南	深圳大鹏	680	680	92.40%	2006	49.70%
	福建莆田	630	630	53.10%	2008	
	广东珠海	350	350	68.40%	2013	
	海南洋浦	300	300	18.50%	2014	
	广西北海	300	600	30.10%	2016	
	东莞九丰	150	150	50.80%	2017	
	广东揭阳	200	200	43.20%	2017	
	深圳迭福	400	400	12.30%	2018	
	海南深南	20	20	21%	2016	
	广西防城港	60	60	/	2019	
	深燃 LNG	80	80	/	2019	
合计		7355	9035			

数据来源：国际燃气网，西南证券整理

3 中海油持续上产+LNG 接收站引领本轮增长，产能扩建迎接“七年计划”

3.1 FPSO 与 LNG 打开新增长点，LNG 业务在手订单超 113 亿元

进军 FPSO、LNG 产业，国内首家 FPSO 总包商，LNG 业务在手订单超 113 亿元。在巩固传统海上工程优势项目的同时，公司积极开拓 FPSO、LNG 等市场。在 FPSO 市场方面，公司于 2019 年 12 月向巴西业主交付世界最大吨位级海上浮式生产储卸油装置 FPSO P70。除 P70 外，公司还承揽了巴西国油 P67 FPSO、壳牌企鵝 FPSO、“海洋石油 119” FPSO 等多个国内外 FPSO 项目，迅速成长为国内第一家 FPSO 工程总包商和国际 FPSO 总包领域的重要参与者。在 LNG 市场方面，公司依托较强的陆地建造资源和能力，承揽并实施了一批大型海外 LNG 模块化建造项目，包括澳大利亚 Gorgon LNG 模块化建造项目、澳大利亚 Ichthys LNG 模块化建造项目和俄罗斯 Yamal LNG 模块化建造项目。其中 Yamal 项目合同金额达到百亿元人民币。2019 年，公司获得来自北美约 50 亿元人民币的 LNG 模块建造合同，继续发力模块化建造市场。此外，公司还积极拓展国内 LNG 接收站项目，17 年承接福建漳州 LNG 接收站及储罐项目，18 年承揽浙江 LNG 接收站二期工程项目，二者合计超 20 亿元人民币，19 年新签唐山 LNG 项目接收站一期工程项目，合同金额达 43.78 亿元，是公司承揽的金额最大的国内 LNG 工程项目。未来 FPSO 和 LNG 业务有望成为公司新的盈利增长点。

表 3：公司承揽多条国内外 FPSO 项目

时间	业主	项目名称	内容
2009	必和必拓	必和必拓-阿帕奇 FPSO	上部模块详细设计、建造、安装、连接、调试工作。
2012	中海油	海洋石油 118 号 FPSO	海油工程作为总包方，负责模块和船体的设计、采办、建造、安装。
2015	巴西国油	P67、P70 FPSO	海油工程作为总包方，负责详细设计、采办、部分模块建造、运输以及整船的集成、调试、拖航、交付。

时间	业主	项目名称	内容
2017	壳牌	企鵝 FPSO	海油工程与 FLUOR (美国福陆公司) 组成联合体作为总包方, 负责船体及上部模块建造。
2018	中海油	海洋石油 119 号 FPSO	海油工程作为总包方, 将为流花 16-2 油田群项目建设一艘 15 万吨级的 FPSO 和数套水下生产系统, 以及数条海底管线、海缆和脐带缆的铺设作业。

数据来源: 公司公告, 西南证券整理

表 4: 公司目前在建 LNG 业务订单超 113 亿元

时间	业主	项目名称	金额
2009	雪佛龙	澳大利亚 Gorgon LNG 模块化建造项目	1.8 亿美元
2012	JKC 公司	澳大利亚 Ichthys LNG 模块化建造项目	3.05 亿美元
2014	俄罗斯诺瓦泰克公司 (Novatek)	俄罗斯 Yamal LNG 模块化建造项目	101 亿元
2017	中海油	福建漳州 LNG 接收站及储罐项目	超 10 亿元
2018	中海油	浙江 LNG 接收站二期工程项目	超 10 亿元
2019	日挥福陆合资公司	日挥福陆 LNG 模块化建造项目	约 50 亿元
2019	曹妃甸新天液化天然气有限公司	唐山 LNG 项目接收站一期工程项目	43.78 亿元

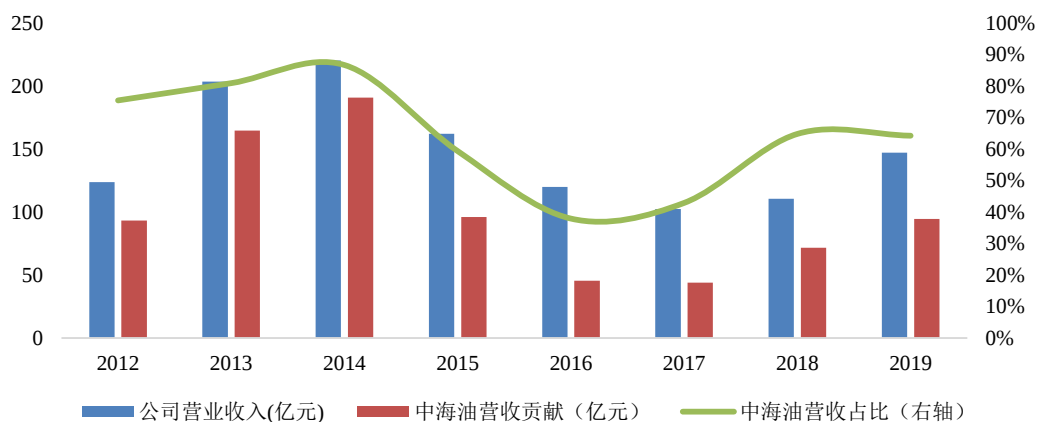
数据来源: 公司公告, 西南证券整理

3.2 中海油持续上产与 LNG 接收站建造推动本轮增长

3.2.1 中海油未来三年持续上产预计为公司带来超 342 亿元收入

2019 年中海油贡献公司营收 64.2%，未来将受益于中海油资本开支增加。公司作为中国海洋石油集团有限公司上市子公司之一，是中海油集团体系内唯一一家海上工程建设服务公司。19 年公司营业收入 147.1 亿元中的 102.2 亿元来自中海油，其中公司母公司的控股子公司中国海洋石油有限公司贡献了 94.5 亿元，占比 64.2%。自 2016 年中海油国内勘探开发投资占比提升以来，中海油营收贡献在公司总营收中占比呈现逐年升高之势。预计未来公司将持续受益中海油资本开支的增加，加码国内油服总包业务。

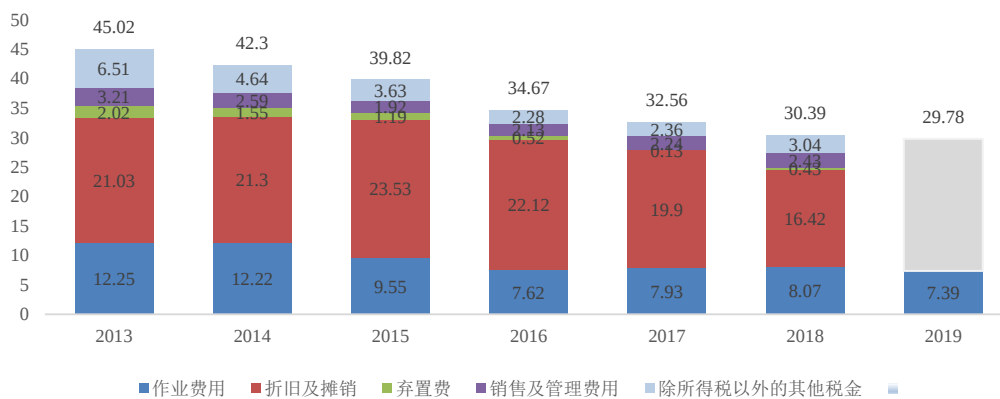
图 11: 2019 年中海油贡献公司营收 64.2%



数据来源: 公司公告, 西南证券整理

中海油桶油经济性持续上升，计划产量历史完成率高，未来三年持续上产。经过 15-16 年油价异常波动期后，中海油对开采经济性日益重视，随着中海油成本管控能力的上升，中海油桶油成本连续 6 年下降，2019 年桶油成本下降到 29.78 美元/桶油当量，其中桶油作业费用降到 7.39 美元/桶油当量，同比下降 8.4%，创近十年新低。将中海油过往的战略指引数据与年报实际数据进行对比，我们发现随着油价波动，实际资本支出与年初预计资本支出存在一定差异，但实际产量基本对应年初预计产量，个别年份的实际产量还会超额完成，产量完成率较高，2019 年中海油实际产量达 507 百万桶油当量，超年初预计产量中枢 4.4%。根据中海油《2020 年战略指引》，未响应国家能源自主可控需求，未来三年中海油还将进一步提升产量目标，2020 年中海油净产量目标为 520-530 百万桶油当量，2021 年和 2022 年中海油净产量目标分别为 555 百万桶和 590 百万桶油当量，预计未来三年产量 CAGR 达 5.2%。

图 12：中海油桶油成本连续 6 年下降（单位：美元/桶油当量）



数据来源：中海油公告，西南证券整理

表 5：中海油油气产量目标完成率高

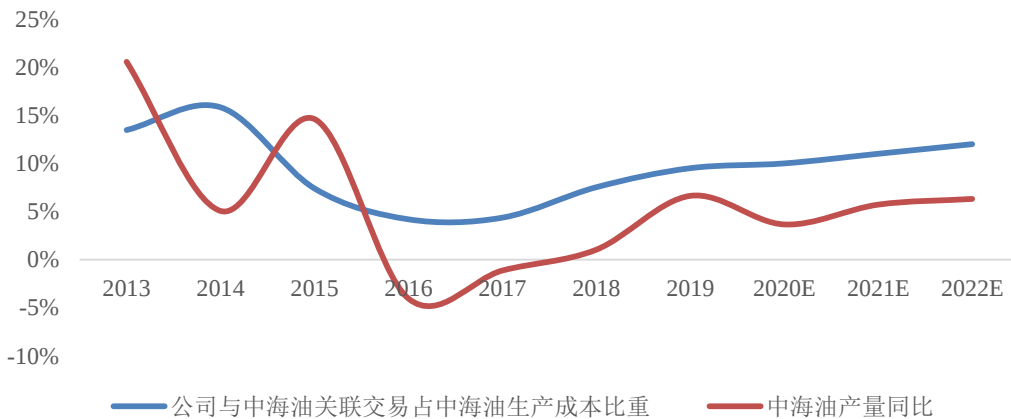
	实际年产量(百万桶油气当量)	产量目标 (百万桶油气当量)	完成情况
2012	341	330-340	超额完成
2013	412	338-348	超额完成
2014	433	422-435	足额完成
2015	496	475-495	超额完成
2016	476	470-485	足额完成
2017	470	450-460	足额完成
2018	475	470-480	足额完成
2019	507	480-490	超额完成
2020E		520-530	

数据来源：中海油公告，西南证券整理

未来三年，中海油产量提升预计为公司带来超 342 亿元收入。根据海油工程公司年报披露，公司与中海油之间的关联交易主要为与生产相关的设计、建造、安装服务，因此中海油桶油成本与产量的变化直接影响公司与中海油之间关联交易收入。以中海油桶油成本与产量之积作为中海油产油成本，以 2013-2019 年期末汇率均值作为换算汇率，根据过往数据显示，

随着中海油产量增速的提升，公司与中海油关联交易在中海油产油成本的占比也在逐年提升。参照未来三年中海油产量变化，我们假设 2020-2022 年，海油工程收入中，来自中海油海上油气生产部分占中海油产油成本的比重分别为 9.5%，11%和 12%，对应公司与中海油关联交易收入为 96、115、131 亿元，合计超 342 亿元。

图 13：公司与中海油关联交易在中海油产油成本的占比逐年提升



数据来源：Wind，西南证券整理

表 6：未来三年中海油产量提升预计为公司带来超 342 亿元收入

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020E	2021E	2022E
桶油成本 (美元/桶)	45.02	42.3	39.82	34.67	32.56	30.39	29.78	29	28.5	28
中海油产量 (百万桶)	412	433	496	476	470	475	507	525	555	590
固定汇率	6.62	6.62	6.62	6.62	6.62	6.62	6.62	6.62	6.62	6.62
固定汇率生产成本	1228	1212	1308	1092	1014	956	999	1009	1048	1094
固定汇率生产成本占比	13.4%	15.7%	7.4%	4.2%	4.3%	7.5%	9.5%	9.5%	11.0%	12.0%
中海油贡献公司营收 (亿元)	165	191	96	45	44	72	94	96	115	131

数据来源：中海油公告，西南证券整理

3.2.2 未来 15 年 LNG 接收站投资规模将达 2669 亿元

LNG 接收站平均每万吨产能投资 1573 万元。以广东某 LNG 接收站为例，项目一期工程的设计规模为 354 万吨，项目建设期历时三年，工作年限 25 年，总投资 55.7 亿元，平均每万吨产能投资 1573 万元。

表 7：广东某 LNG 占每万吨产能投资 1573 万元

项目投资参数	数值	单位
总投资	556866	万元
建设投资	515000	万元
建设期利息	22952	万元
流动资金	18914	万元
自有资金比例	28%	
贷款比例	72%	

项目投资参数	数值	单位
年利率	5.94%	
还款方式	10 年等额本金	
项目建设期	3	年
第一年出资比例	25%	
第二年出资比例	47%	
第三年出资比例	28%	
总产能	354	万吨
第一年产能	67	万吨
第二年产能	118	万吨
第三年产能	169	万吨

数据来源：国际燃气网，西南证券整理

未来 15 年 LNG 接收站投资规模将达 2669 亿元。目前国内 LNG 接收站总产能为 9035 万吨，根据交通部、发改委、能源局联合下发沿海、沿江 LNG 布局发展规划意见，预计 2035 年 LNG 接收站产能为 2.6 亿吨，按照每万吨 1573 万元的投资标准，预计未来 LNG 接收站投资规模将达 2669 亿元。

公司在手 LNG 接收站项目超 53 亿元，LNG 项目成为公司本轮增长点之一。公司自 2017 年以来承揽了福建漳州 LNG 接收站及储罐项目、浙江 LNG 接收站二期工程项目、唐山 LNG 项目接收站一期工程项目，订单合计超 53 亿元，其中唐山 LNG 项目接收站订单金额达 43.78 亿元。目前，福建漳州 LNG 接收站及储罐项目平稳推进，接收站工艺厂顺利开工建设，1 号储罐穹顶气压升顶顺利完成，项目团队围绕数字化设计、项目管理信息化、完整性管理三方面努力实现数字化交付，提升公司 LNG 工程的数字化管理水平。浙江 LNG 接收站二期工程项目已完成三座储罐的土建墙体及穹顶浇筑施工，并顺利实施了三座储罐的气压升顶关键节点工作。在该项目实施过程中，公司创新性应用一体化成桩设计、地震映像技术等新技术，并首次在国内 LNG 行业推行内罐壁板半自动 TT 焊技术，缩短了工程建造周期。唐山 LNG 项目接收站一期工程项目已完成 2 座储罐的工程桩施工，后续土建工程将进一步展开。

3.3 产能扩建迎接未来订单增长，疫情与油价对现有项目影响有限

公司建设和已投产海工建造基地共有 384.5 万平米，产能利用率逐步提升。公司目前拥有天津、珠海、青岛三处海工建造基地，合计面积 384.5 万平米，其中天津基地基地规划总面积约为 57.5 万平米（长约 965 米，宽约 600 米），码头总长 1631 米，总投资约 39.89 亿元人民币。目前项目一期工程正在建设中，预计于 2021 年 9 月完工投产。珠海基地总面积达 207 万平米，其中一期工程、二期工程并已完工投产，三期工程截止 2019 年 12 月底完成累计进度 94.42%，已进入收尾阶段。此外，公司在青岛还拥有 120 万平米基地。公司产能全部释放后将有效支撑“七年行动计划”及未来海外项目的实施。公司目前产能利用率维持高位，随着项目进展加速，公司产能利用率将进一步提升。

图 14: 公司珠海基地三期工程已进入收尾阶段



数据来源: 公司官网, 西南证券整理

公司已全面复工, 油价与疫情对现有业务影响有限。受新冠病毒影响, 公司复工复产略有滞后, 截至 2 月末, 全部 38 个在建项目的复工率已经达到 100%。随着国内疫情形式好转及隔离解除, 公司将加速各项资源调转, 弥补前期工程的滞后。油价低位运行不影响公司在建项目的实施, 公司目前在手订单饱满, 据公司年报预计, 2020 年公司将实现 40% 的营收增长速度, 疫情与低油价对公司影响有限。

4 盈利预测与估值

4.1 盈利预测

假设 1: 公司成本管控能力增强, 三费率逐渐降低, 规模效应显现。

2011-2014 年, 受益于国际油价高位运行, 全球上游油公司资本支出加大, 公司营收处于快速增长期, 三年 CAGR 为+44.0%, 与此同时公司营业成本占总收入的比重从 81.2% 下降到 67.9%, 下降主要原因来自公司业务增加, 规模效应明显, 固定成本占收入比重从 2011 年的 27.3% 下降到 11.4%。2019 年, 公司营收同比+33.1%, 固定成本占总收入的比重从 28.3% 下降到 20.8%。预计受油价下跌、人工成本上升等因素影响, 公司 2020 年毛利率将短期承压。随着油价回暖和中海油“七年行动计划”的推进, 公司收入和订单将保持稳定增长, 参考 2011-2014 年公司业务稳定增长时对固定成本每年平均 4 个点的削减, 预计公司 2021-2022 年, 公司毛利率将稳定上升。

假设 2: 公司项目未来进展顺利, 不存在大额计提减值情况。

公司订单按完工进度确认收入, 2019 年 2 月, 公司派出执行该项目的主力工程船舶在沙特境内验船迟迟未能获得业主和有关部门审核通过, 致使海上作业时间推迟, 合同工期延长。根据最新的施工计划和费用估算, 完成该项目的成本将大幅上升, 按会计准则预计计提合同减值损失 3.94 亿元, 该项目经营亏损, 拖累了公司业绩。针对沙特 3648 项目带来的不利影响, 公司已采取多项措施协调和调配当地资源, 主作业船的验船工作已于 2019 年 7 月 20 日获得通过, 正式开始海上施工, 相关减值已经计提完毕, 不会对公司后续经营造成影响。

通过本次事件,公司积累了丰富的经验,随着疫情的有效控制、公司与国内外客户合作深化、天津海工建造基地按时投产,我们假设公司未来几年,公司在手的 LNG 大单、沙特业务大单等项目进展顺利,不存在大额计提减值情况。

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 8: 分业务收入及毛利率

单位: 百万元		2019A	2020E	2021E	2022E
海洋工程行业	收入	13,508.85	17,156.24	21,445.30	25,734.36
	同比	30.70%	27.00%	25.00%	20.00%
	毛利率(%)	12.27	7.00	11.00	15.00
非海洋工程行业	收入	1,155.05	3,465.15	4,331.44	5,414.30
	同比	79.63%	200.00%	25.00%	25.00%
	毛利率(%)	8.32	8.00	8.00	12.00
其他业务	收入	46.49	46.49	46.49	46.49
	增速	-35.65%	0.00%	0.00%	0.00%
	毛利率	34.49	23.25	23.25	23.25
合计	收入	14,710.39	20,667.88	25,823.23	31,195.15
	同比	33.10%	40.50%	24.94%	20.80%
	毛利率(%)	12.16	7.26	10.57	14.53

数据来源: Wind, 西南证券

4.2 可比公司估值

油服行业可以细分为设备、服务和工程三块,海油工程在油服行业中做工程类业务,处于偏后端。从业绩恢复顺序来看,油服行业三大板块业绩恢复的顺序为设备-服务-工程,因此,目前设备类公司估值最低,服务类公司估值其次,而工程类公司,正处于业绩拐点,因此,估值水平普遍较高。公司 19Q4 单季度大额扭亏,业绩逐季回升。随着公司在手订单释放,业务量提升,公司规模效应有望进一步显现,盈利能力将得到恢复。

在国内外油服市场景气回升和公司在手订单充裕背景下,预计公司 2020-2022 年归母净利润为 6.3 亿元、12.5 亿元、20.8 亿元,首次覆盖给予“持有”评级。

表 9: 可比公司估值 (2020.3.31)

证券代码	可比公司	股价 (元)	EPS (元)				PE (倍)			
			19A	20E	21E	22E	19A	20E	21E	22E
601808.SH	中海油服	11.68	0.52	0.71	0.87	0.99	37	17	13	12
603727.SH	博迈科	14.53	0.15	0.64	0.88	1.29	98	23	16	11
600871.SH	石化油服	2.07	0.05	0.07	0.10	0.12	47	28	20	17
平均值							61	23	16	13

数据来源: 博迈科数据来自西南证券预测, 其余公司来自 Wind 一致盈利预期, 西南证券整理

5 风险提示

油价大幅波动风险：油价对于油服类企业影响重大。油价的波动导致直接上游油公司利润波动，影响其未来资本开支情况，进而影响油服公司的收入和利润。若油价大幅波动，甚至跌至成本线以下，则对于公司盈利能力将造成不利影响。

项目进度低于预期：公司按照工程项目进度分批确认收入，若工程项目延期，或者受不可抗力影响导致项目中断，会对公司收入造成不利影响，同时可能出现大额计提资产减值现象。

汇率波动风险：公司 19 年海外业务收入占比 26.4%，国外合同达 97 亿元，占 19 年全年新签合同的 49%。随着公司海外市场的进一步开拓，公司所面临的汇率波动风险可能会加大。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2019A	2020E	2021E	2022E	现金流量表 (百万元)	2019A	2020E	2021E	2022E
营业收入	14710.39	20667.88	25823.23	31195.15	净利润	28.65	628.25	1251.31	2078.85
营业成本	12921.91	19166.49	23094.48	26662.03	折旧与摊销	1023.41	2091.50	2091.50	2091.50
营业税金及附加	73.86	128.98	150.65	186.22	财务费用	-12.79	-9.75	-5.59	-9.40
销售费用	35.84	36.80	48.09	59.51	资产减值损失	-450.49	0.00	0.00	0.00
管理费用	239.13	406.82	478.79	590.28	经营营运资本变动	-830.04	3437.00	2674.59	-249.15
财务费用	-12.79	-9.75	-5.59	-9.40	其他	166.45	157.94	-46.65	-3.19
资产减值损失	-450.49	0.00	0.00	0.00	经营活动现金流净额	-74.81	6304.95	5965.17	3908.62
投资收益	-66.29	0.24	0.10	0.10	资本支出	127.88	0.00	0.00	0.00
公允价值变动损益	0.00	0.00	0.00	0.00	其他	-46.26	0.24	0.10	0.10
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00	投资活动现金流净额	81.62	0.24	0.10	0.10
营业利润	179.05	938.78	2056.89	3706.61	短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00
其他非经营损益	29.69	42.80	35.39	36.91	长期借款	0.00	0.00	0.00	0.00
利润总额	208.74	981.58	2092.28	3743.52	股权融资	0.00	0.00	0.00	0.00
所得税	180.10	353.33	840.97	1664.67	支付股利	-221.07	-42.88	-964.73	-1921.49
净利润	28.65	628.25	1251.31	2078.85	其他	-0.98	-480.91	5.59	9.40
少数股东损益	0.72	0.00	0.00	0.00	筹资活动现金流净额	-222.05	-523.79	-959.15	-1912.09
归属母公司股东净利润	27.93	628.25	1251.31	2078.85	现金流量净额	-211.69	5781.40	5006.12	1996.63
资产负债表 (百万元)	2019A	2020E	2021E	2022E	财务分析指标	2019A	2020E	2021E	2022E
货币资金	1732.20	7513.60	12519.72	14516.35	成长能力				
应收和预付款项	5196.17	2257.09	2810.64	3310.88	销售收入增长率	33.10%	40.50%	24.94%	20.80%
存货	5129.38	6884.75	8601.72	9863.45	营业利润增长率	71.78%	424.32%	119.10%	80.20%
其他流动资产	4446.52	7073.49	4648.18	5927.08	净利润增长率	-64.12%	2093.14%	99.17%	66.13%
长期股权投资	2006.25	2006.25	2006.25	2006.25	EBITDA 增长率	15.10%	153.90%	37.15%	39.73%
投资性房地产	0.00	0.00	0.00	0.00	获利能力				
固定资产和在建工程	11427.96	9494.11	7560.26	5626.41	毛利率	12.16%	7.26%	10.57%	14.53%
无形资产和开发支出	1147.70	997.82	847.94	698.06	三费率	1.78%	2.10%	2.02%	2.05%
其他非流动资产	770.36	762.59	754.82	747.06	净利率	0.19%	3.04%	4.85%	6.66%
资产总计	31856.54	36989.71	39749.54	42695.53	ROE	0.13%	2.76%	5.43%	8.96%
短期借款	0.00	0.00	0.00	0.00	ROA	0.09%	1.70%	3.15%	4.87%
应付和预收款项	8336.33	13327.86	15757.91	18503.69	ROIC	0.12%	3.42%	9.62%	20.52%
长期借款	220.00	220.00	220.00	220.00	EBITDA/销售收入	8.09%	14.61%	16.04%	18.56%
其他负债	627.38	674.30	717.49	760.34	营运能力				
负债合计	9183.71	14222.16	16695.41	19484.03	总资产周转率	0.47	0.60	0.67	0.76
股本	4421.35	4421.35	4421.35	4421.35	固定资产周转率	1.45	2.11	3.29	5.27
资本公积	4247.94	4247.94	4247.94	4247.94	应收账款周转率	3.26	6.71	17.36	17.10
留存收益	13500.69	14086.06	14372.64	14530.01	存货周转率	3.14	3.15	2.93	2.85
归属母公司股东权益	22660.64	22755.36	23041.94	23199.30	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	79.65%	—	—	—
少数股东权益	12.20	12.20	12.20	12.20	资本结构				
股东权益合计	22672.84	22767.55	23054.13	23211.50	资产负债率	28.83%	38.45%	42.00%	45.63%
负债和股东权益合计	31856.54	36989.71	39749.54	42695.53	带息债务/总负债	2.40%	1.55%	1.32%	1.13%
					流动比率	1.94	1.75	1.79	1.79
					速动比率	1.34	1.25	1.25	1.26
					股利支付率	791.60%	6.83%	77.10%	92.43%
					每股指标				
					每股收益	0.01	0.14	0.28	0.47
					每股净资产	5.13	5.15	5.21	5.25
					每股经营现金	-0.02	1.43	1.35	0.88
					每股股利	0.05	0.01	0.22	0.43
业绩和估值指标	2019A	2020E	2021E	2022E					
EBITDA	1189.67	3020.53	4142.80	5788.70					
PE	774.18	34.41	17.28	10.40					
PB	0.95	0.95	0.94	0.93					
PS	1.47	1.05	0.84	0.69					
EV/EBITDA	16.32	4.51	2.08	1.15					
股息率	1.02%	0.20%	4.46%	8.89%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因、不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

公司评级

买入：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在 20%以上
持有：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于 10%与 20%之间
中性：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-10%与 10%之间
回避：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅介于-20%与-10%之间
卖出：未来 6 个月内，个股相对沪深 300 指数涨幅在-20%以下

行业评级

强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于沪深 300 指数 5%以上
跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于沪深 300 指数-5%与 5%之间
弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于沪深 300 指数-5%以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司客户中的专业投资者使用，若您并非本公司客户中的专业投资者，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或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或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。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、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。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，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告及附录版权为西南证券所有，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。如引用须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴东路 166 号中国保险大厦 20 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区南礼士路 66 号建威大厦 1501-1502

邮编：100045

重庆

地址：重庆市江北区桥北苑 8 号西南证券大厦 3 楼

邮编：400023

深圳

地址：深圳市福田区深南大道 6023 号创建大厦 4 楼

邮编：518040

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	地区销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	黄丽娟	地区销售副总监	021-68411030	15900516330	hlj@swsc.com.cn
	张方毅	高级销售经理	021-68413959	15821376156	zfyi@swsc.com.cn
	王慧芳	高级销售经理	021-68415861	17321300873	whf@swsc.com.cn
	杨博睿	销售经理	021-68415861	13166156063	ybz@swsc.com.cn
	吴菲阳	销售经理	021-68415020	16621045018	wfy@swsc.com.cn
	付禹	销售经理	021-68415523	13761585788	fuyu@swsc.com.cn
北京	张岚	高级销售经理	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	王梓乔	销售经理	13488656012	13488656012	wzqiao@swsc.com.cn
	高妍琳	销售经理	15810809511	15810809511	gyl@swsc.com.cn
广深	王湘杰	销售经理	0755-26671517	13480920685	wxj@swsc.com.cn
	谭凌岚	销售经理	13642362601	13642362601	tll@swsc.com.cn
	陈霄（广州）	销售经理	15521010968	15521010968	chenxiao@swsc.com.cn