

中国石油 (601857) \ 采掘

——天然气和石油资源价值，支持估值回归

投资要点：

➤ 油气价格处于底部区域，存在价值回归

最新OPEC油价跌破43美元/桶，按照对全球石油供需、中国采购溢价、中国煤制油成本判断，石油内在价值55美元/桶，市场存在价值回归的动力。公司石油产量国内No.1，坐拥油田开采和矿权资源，业绩和油价正相关，油价每上涨10美元/桶，EPS增厚0.25元/股。天然气年产900多亿立方，每立方上涨0.5元，EPS增厚0.18元/股。公司借力一带一路强化海外布局，低成本油气开采占比升至14%。

➤ 炼化升级，增强一体化能力

公司炼油能力国内No.2，伴随油品升级加价和产品结构优化，炼油绩效扭亏并进入景气周期，实现单桶EBIT超过2美元。化工品受益于低成本原料，成品和石油价差维持景气，有效抵御煤路线化工品的竞争。

➤ 管道和销售加油站稳步回暖

管道和加油站具有物理垄断自然属性，油气改革深化大背景下，已成为稀缺资源，占据通道入口，效益尚待释放。加油站在成品油疲弱情形下，吨售油毛利突破1000元/吨，即使折扣促销，未来业绩贡献值得期待。天然气进口业务，长单合约价高的缘故，产生大额亏损，未来长单更新商议，新的供应和分销机制，有望扭亏、盈利转正。

➤ 盈利预测和维持“推荐”评级

预计2017~2019年EPS为0.22元、0.34元和0.42元，对应PE为35X、23X和18X，考虑公司油气、管道网络和加油站等资源优势，维持中国石油(601857.SH和0857.HK)“推荐”评级，目标价8.4元。

➤ 风险提示

全球油气价格持续低迷。

投资建议：

推荐
维持评级

当前价格：

7.7元

目标价格：

8.4元

基本数据

总股本/流通股本 (百万股)	161,922/161,922
流通A股市值 (百万元)	1,251,658
每股净资产 (元)	6.54
资产负债率 (%)	42.00
一年内最高/最低 (元)	8.79/7.02

一年内股价相对走势



马群星 分析师

执业证书编号：S0590516080001

电话：0510-85613163

邮箱：maqx@glsc.com.cn

夏文奇

电话：0510-85611779

邮箱：xiawq@glsc.com.cn

张志扬

电话：0510-85611779

邮箱：zhangzhy@glsc.com.cn

相关报告

《Q1 盈利，短期看油价，长期重在改革》 2015-4-29

《八年轮回，最赚钱公司可能成为最亏钱公司》 2015-04-02

财务数据和估值	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
营业收入 (百万元)	1,725,428.00	1,616,903.00	1,713,135.44	1,822,267.19	1,905,346.83
增长率 (%)	-24.42%	-6.29%	5.95%	6.37%	4.56%
EBITDA (百万元)	258,333.00	275,700.00	373,061.93	426,779.41	456,383.18
净利润 (百万元)	35,653.00	7,900.00	40,974.75	61,747.14	77,619.49
增长率 (%)	-66.73%	-77.84%	418.67%	50.70%	25.71%
EPS (元/股)	0.19	0.04	0.22	0.34	0.42
市盈率 (P/E)	39.53	178.39	34.39	22.82	18.16
市净率 (P/B)	1.19	1.18	1.18	1.17	1.15
EV/EBITDA	8.03	7.38	5.47	4.52	3.90

数据来源：公司公告，国联证券研究所

正文目录

1.	公司为综合性国际能源服务商	5
1.1.	全球石油公司综合排名第三	5
1.2.	中国最大的油气生产商和供应商	5
1.3.	公司主要盈利取决于油气价格	7
1.4.	公司股价处于历史较低位置	8
2.	公司石油资源价值凸显	9
2.1.	我们认为石油内在价值 55.61 美元/桶	9
2.2.	公司石油资源禀赋优异	15
3.	公司坐拥天然气资源：价格底部蓄势，静待反转	17
3.1.	天然气应用禀赋优异	17
3.2.	天然气助力中国，应用潜力非凡	18
3.3.	国内天然气市场化趋势不变	20
3.4.	国内天然气价格处于底部，趋势向上	22
3.5.	公司拥有最大天然气产业链，静待未来景气反转	24
4.	公司炼化升级优化，增强一体化能力	26
4.1.	国内面临炼油产能过剩和地炼扩张冲击	26
4.2.	炼油“剩产”时代，危中有机	29
4.3.	石化乙烯和树脂化工品受益于低油价	36
5.	公司管道业务稳健	38
6.	公司销售板块发力，加油站已成稀缺资源	42
7.	油价、气价、炼化、管道、销售稳步向好	44
8.	盈利预测及评级	45
9.	风险提示	46

图表目录

图表 1: 全球综合石油公司排名第三(集团总公司).....	5
图表 2: 公司业务涵盖油气开发、炼油与化工等六大主要门类.....	6
图表 3: 公司石油产量占国内 63%.....	7
图表 4: 公司天然气产量占国内 68%.....	7
图表 5: 公司盈利和 OPEC 油价高度相关.....	7
图表 6: 2013 年后公司三费支出开始压缩.....	7
图表 7: 公司盈利四大来源.....	8
图表 8: 公司市现率 PCF 处于中枢位置.....	8
图表 9: 公司 PB 处于历史低位.....	9
图表 10: A/H 溢价指数始终较高.....	9
图表 11: A 股公众持股比例较低.....	9
图表 12: 十年国际油价跌宕起伏.....	10
图表 13: 投资下降决定油价未来看涨.....	10
图表 14: 国际机构对油价预测.....	10
图表 15: 最新布伦特油价 45 美元/桶 2017.6.22.....	10
图表 16: OPEC 报价和中国实际采购溢价.....	11
图表 17: 全球石油消费量稳健.....	12
图表 18: 2017 年石油供给和需求紧平衡.....	12
图表 19: 进口依存度攀升已超 65%.....	12
图表 20: 石油 80% 依赖马六甲海峡.....	12
图表 21: 煤石油天然气“三姐妹”.....	13
图表 22: 华东地区主要能源热价基准.....	13
图表 23: 神华内蒙煤制油成本估算.....	13
图表 24: 中石化炼油成本和收率.....	13
图表 25: 迪拜石油价格和秦皇岛煤炭价格共振.....	14
图表 26: 截止 2035 年化石能源石油煤炭天然气仍旧占据主要地位.....	15
图表 27: 全球新能源汽车增速放缓.....	15
图表 28: 2020 年国新能源汽车销量占 4%.....	15
图表 29: 公司石油储量国内 No.1.....	16
图表 30: 油气操作成本保持 11 美元/桶.....	16
图表 31: 石油资源和油田分布均衡.....	17
图表 32: 公司拥有矿权面积占国内 37.8%.....	17
图表 33: 天然气包括常规和非常规气.....	17
图表 34: 中国天然气消费结构多样化.....	17
图表 35: 天然气污染排放远低于煤炭石油.....	18
图表 36: 等热值天然气的碳排放最低.....	18
图表 37: 天然气中国增量空间巨大.....	19
图表 38: 未来五年国内天然气需求复合增速 17%.....	19
图表 39: 中国天然气需求增量方向和数量.....	19
图表 40: 美国天然气市场化期间政策走向.....	20
图表 41: 天然气市场化四大驱动力.....	20
图表 42: 中国出台一系列天然气鼓励和规范政策.....	21
图表 43: 天然气价格处于相对底部.....	22
图表 44: 亚洲基准价格 印尼出口日本.....	22
图表 45: 公司天然气销售和进口价格倒挂.....	23






图表 46: 公司气价因价格管制倒挂	24
图表 47: 存量气价格倒挂导致亏损	24
图表 48: 天然气产业链体现专业、资质、投资等高壁垒	25
图表 49: 公司十三五油气规划勾勒远景	25
图表 50: 天然气产销量稳步增长	26
图表 51: 天然气剩余可采和接替率乐观	26
图表 52: 炼油化工产业链一体化	27
图表 53: 开采、炼油、储运、分销一体化	27
图表 54: 公司占国内炼油产能 1/4	28
图表 55: 石油加工开工率整体下滑	28
图表 56: 国内炼油产能扩张民企扮演重要角色	29
图表 57: 公司炼厂主要布置在华北东北地区	30
图表 58: 大连某炼厂贴近消费地, 物流费用显著节约	31
图表 59: 2017 年全国境内 100% 实施国 V 汽柴油	31
图表 60: 油品有望落实优质优价	32
图表 61: 全国范围内国 VI 油品加价	32
图表 62: 汽油最高限价-浙江省 2017.6.9	32
图表 63: 柴油最高限价-浙江省 2017.6.9	32
图表 64: 公司主动进行产品调整: 汽煤柴比系数提升	33
图表 65: 新装置炼油规模起点高	34
图表 66: 新上装置综合商品收率领先	34
图表 67: 全球炼油 EBIT 和油价反相关	34
图表 68: OPEC 油价和成品油市场价差显示炼油正走出困境	35
图表 69: OPEC 油价和成品油终端零售最高限价价差显示政策定价倾斜	35
图表 70: 石油和副产品价差有所扩大, 低油价改善副产品收益	36
图表 71: 石油化工指数有所下滑	36
图表 72: 化工主产品价差显示盈利良好	37
图表 73: 公司化工板块 EBIT 反转	37
图表 74: 公司管道里程 No.1	38
图表 75: 公司管道网络通达	38
图表 76: 公司拥有进口和国内油气管道的大动脉	39
图表 77: 管道运输大宗商品费用最低	40
图表 78: 2013 年管道投资达到顶峰	40
图表 79: 国内管道货物周转量 15 年增 6 倍	40
图表 80: 进口管道天然气增长迅速	40
图表 81: 管道行业获利的重大推手- 国家政策	41
图表 82: 公司加油站数量仅次于中石化	42
图表 83: 公司加油站数量占国内 21%	42
图表 84: 加油站零售市场份额 32%	43
图表 85: 便利店非油收入空间巨大	43
图表 86: 汽柴油最高零售限价和市场批发均价差支持加油站获益	43
图表 87: 2013 年伊始成品油销售量趋于稳定	44
图表 88: 公司销售 EBIT 数据显示反转	44
图表 89: 2017-2020 各大板块 EBIT 分拆估算	45
图表 90: 四大板块营收和毛利率分拆估算	46
图表 91: 财务预测摘要	47

1. 公司为综合性国际能源服务商

1.1. 全球石油公司综合排名第三

按照美国《石油情报周刊》(PIW) 综合油气储量、油气产量、炼油能力和油品销售量等权重指标, 统计 2015 年全球最大 50 家石油公司排名, 在国际油价低迷、市场需求不旺的大背景下, 全球前十大石油公司排名基本稳定, 公司稳居第三, 中国石化排名第 19 位, 中国海油位列第 32 位。

图表 1: 全球综合石油公司排名第三(集团总公司)

全球综合排名	公司	原油				天然气	
		储量亿吨	产量万吨	炼油能力	油品销售	储量亿M3	产量
1	 沙特国家石油	373.2	59740	15475	17257	83252	1064
2	 伊朗国家石油	220.9	19600	8905	10564	340200	1925
3	 中国石油 (集团总公司)	45.4	16045	22920	11122 (自炼)	35596	1039
	中国石油 (股份公司)	11.5 (证实)	12475	13169 (实产)	16009 (总经销)	22055	931
4	 埃克森美孚	20.6	11725	25175	26325	17050	1087
5	 委内瑞拉 国家石油	421.2	14315	13650	10307	57016	547
19	 中国石化	3.1	4785	29440	17797	2144	208
30	 中海油	4.2	5620	1200	1294	2144	141

来源: PIW 国联证券研究所

1.2. 中国最大的油气生产商和供应商

公司致力于发展成为具有较强竞争力的国际能源公司, 成为全球石油石化产品重要的生产和销售商之一。公司广泛从事与石油、天然气有关的各项业务, 主要包括: 石油和天然气的勘探、开发、生产和销售; 石油和石油产品的炼制、运输、储存和销售; 基本石油化工产品、衍生化工产品及其他化工产品的生产和销售; 天然气、石油

和成品油的输送及天然气的销售。

公司谋求油气资源最大化、多元化和有序接替作为战略的基点，坚持油气并重、加强国内、扩大境外、拓展海域、增强储备、发展替代的原则，实现油气产量快速增长，新兴能源取得突破，巩固上游业务。

公司经营涵盖了石油石化行业的各个关键环节，从上游的石油天然气勘探生产到中下游的炼油、化工、管道输送及销售，形成了优化高效、一体化经营的完整业务链，经营效率较高，降低了成本，增强了公司的核心竞争力和整体抗风险能力。包揽油气业务、工程技术服务、石油工程建设、石油装备制造、金融服务、新能源开发等为主营业务。

公司具体业务涵盖油气开发、炼油与化工等六大主要门类，依据 2016 年年报经营数据，9.21 亿桶原油，加工 1.29 亿吨石油，实际销售成品油 1.6 亿吨，天然气管道 4.9 万公里，石油管道 1.9 万公里和成品油管道 1.6 万公里，公司还在海外油气低迷周期内积极布局，2016 年海外实际油气产量 2.01 亿桶，占比 13.7%。

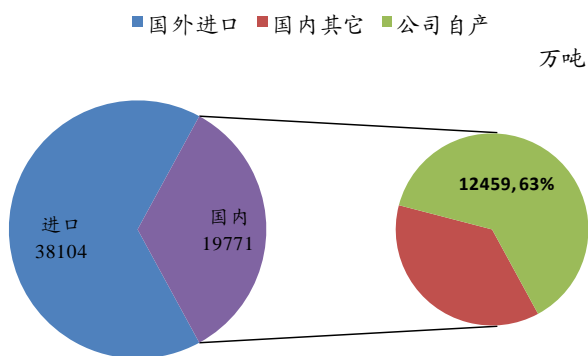
图表 2：公司业务涵盖油气开发、炼油与化工等六大主要门类

油气勘探开发	炼油与化工	油品销售	天然气与管道	海外油气	工程建设
					
					
9.21亿桶原油 927亿M3天然气	1.29亿吨炼油 559万吨乙烯	销1.6亿吨油品 38%市场份额 2.01万座加油站	气4.9万公里 原油 1.9万公里 油品1.6万公里	13.7%，2.01亿 桶油气当量	炼化设计 管道工程建设 油田勘探开采

来源：公司网站 国联证券研究所

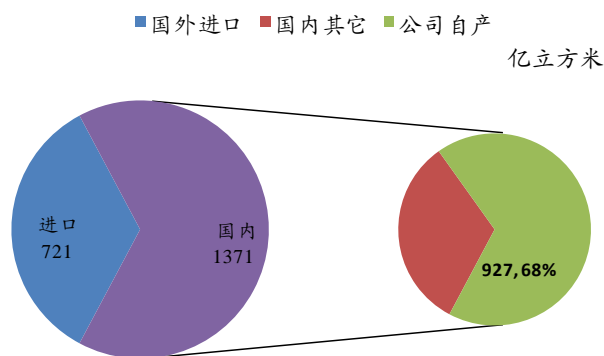
公司作为国内最大油气生产提供厂商，体现在国内石油和天然气份额稳居 No.1，按照 2016 年产量统计，国内合计生产石油 1.977 亿吨，天然气 1371 亿立方米，公司分别出产 1.246 亿吨和 927 亿立方米，占比 63% 和 68%。油气作为能源，除了商品属性，还有战略安全 and 需求刚性等特征，公司坚持独立勘探开发，虽然在油气价格低迷的周期内，盈利微薄甚至产生巨额亏损，但对保障国家能源安全、民生改善、捍卫油气进口价格议价能力等，均存在积极正面意义，并非单纯经济效益。

图表 3：公司石油产量占国内 63%



来源：公司年报 国联证券研究所

图表 4：公司天然气产量占国内 68%



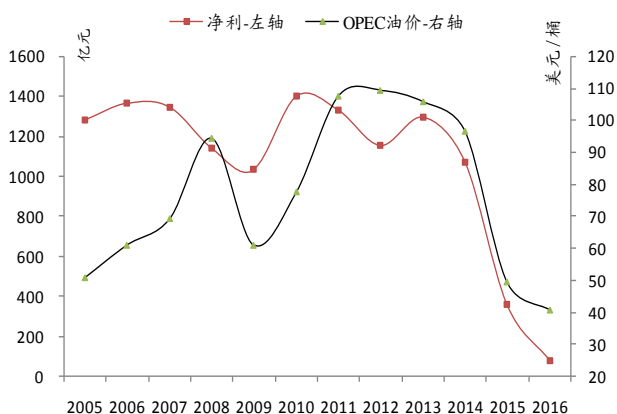
来源：公司年报 国联证券研究所

1.3. 公司主要盈利取决于油气价格

分析公司历史盈利变动，2007 年至 2016 年期间，公司净利和 OPEC 油价呈现高度正相关性，2005 年至 2007 年有所例外，油价从 50 美元/桶稳步上涨到 90 美元/桶，公司净利变化不大，除了受管理费用、销售等费用上升及成品油价格受到管制影响外，重要的影响点是从 2006 年 4 月开始，我国政府开始征收石油特别收益金，起征点为实现价格 40 美元/桶，60 美元以上的边际税率为 40%。

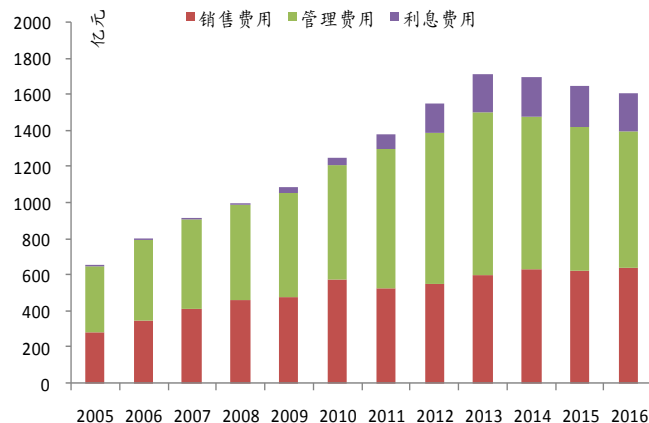
除了盈利和石油价格正相关外，公司历年来管理和销售费用保持快速上升，除了保持对油田勘探加大投入之外，加油站零售和渠道成本支出扩张也是主因，直到 2013 年三项费用开始收敛并得到控制，特别是管理费用在 2014 年下半年国际油价快速下跌后持续下降。

图表 5：公司盈利和 OPEC 油价高度相关



来源：公司年报 OPEC 国联证券研究所

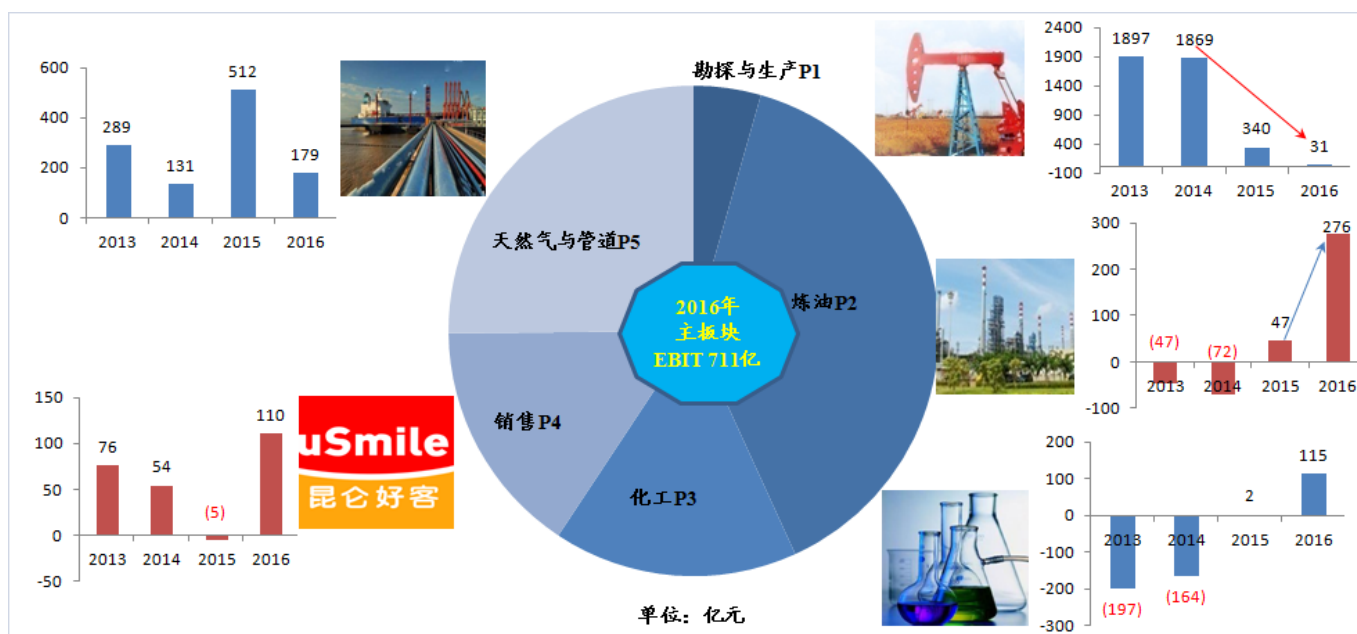
图表 6：2013 年后公司三费支出开始压缩



来源：公司年报 国联证券研究所

公司主要利润来自四大板块：勘探开发、炼油化工、销售和天然气与管道业务，为了便于分析，对炼油化工再做拆分。相对来说，除了天然气与管道业务经营利润保持稳健外（2015 年中亚天然气管道部分股权处置实现收益人民币 245.34 亿元），其余业务板块均体现石油商品和经济周期下的剧烈波动。

图表 7：公司盈利四大来源



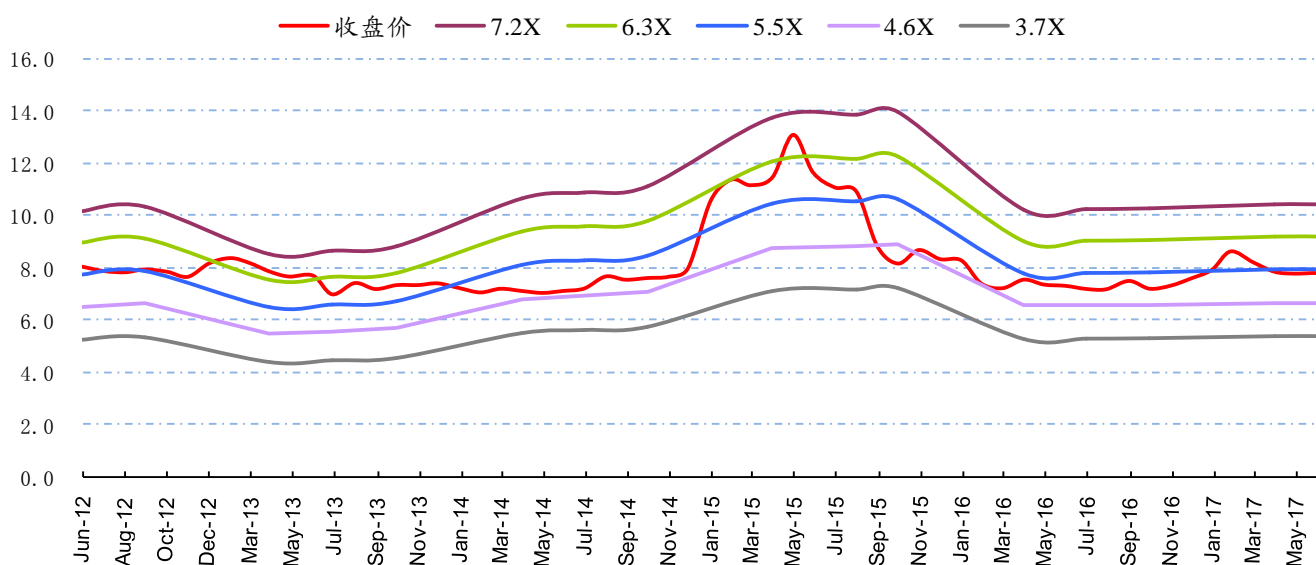
来源：公司年报 国联证券研究所

1.4. 公司股价处于历史较低位置

公司股价（AH）处于历史较低位置，主要是石油价格下跌，拖累盈利快速下滑甚至个别季度巨大亏损，业绩疲弱情况下，港股投资者抛售意愿强导致股价下挫。

公司市现率 PCF 处于长期中枢位置，约 5.5X，比较而言港股更低。

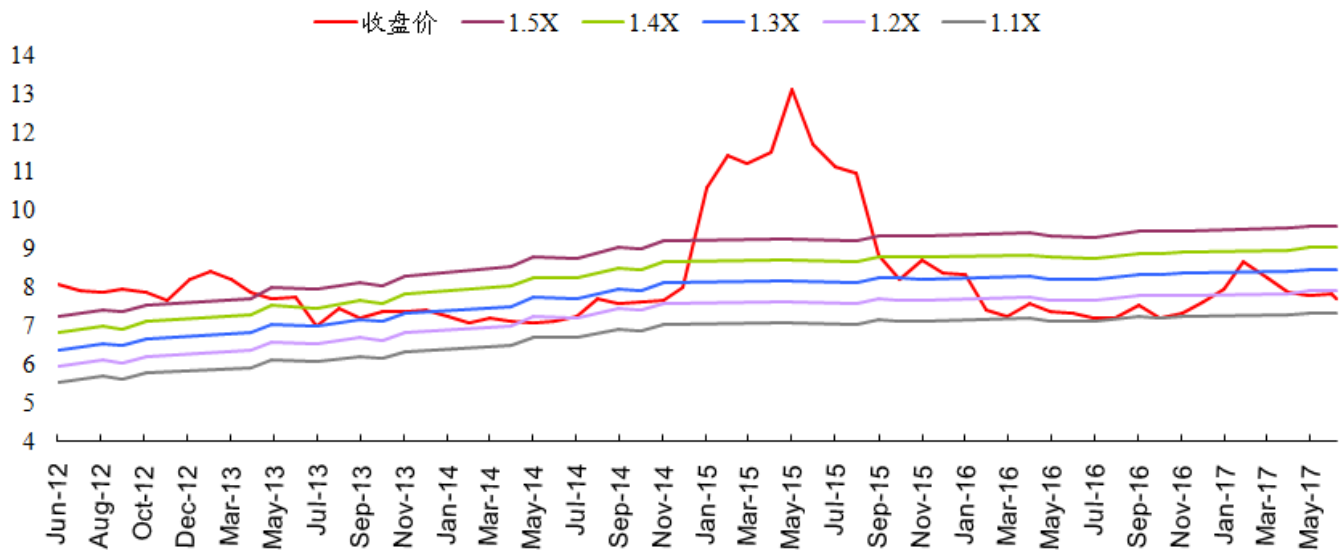
图表 8：公司市现率 PCF 处于中枢位置



来源：PIW 国联证券研究所

公司的市净率 PB 处于长期偏低位置，除了 2015 年中期市场非理性上涨外，长期保持在 1.3X，最新约 1.1X，港股更是低至 0.7X 以下。

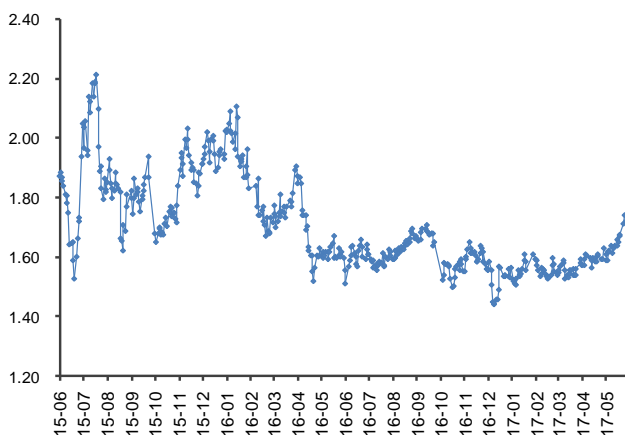
图表 9：公司 PB 处于历史低位



来源：WIND 国联证券研究所

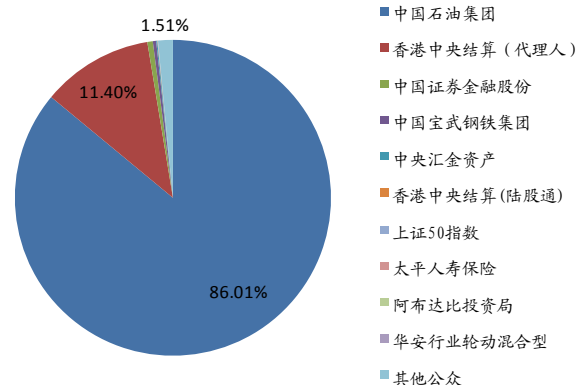
公司股价 AH 溢价指数始终较高，长期大于 1.4，2015 年中旬最高达 2.2，当前处于 1.6~1.8。我们认为香港投资者偏好业绩分红，对公司的油气资源和矿权价值维持中性态度，并未给予额外溢价。公司股权较为集中，实际控制人中国石油集团占 86%，香港市场占比 11.4%。

图表 10：A/H 溢价指数始终较高



来源：WIND 国联证券研究所

图表 11：A 股公众持股比例较低



来源：公司年报 国联证券研究所

2. 公司石油资源价值凸显

2.1. 我们认为石油内在价值 55.61 美元/桶

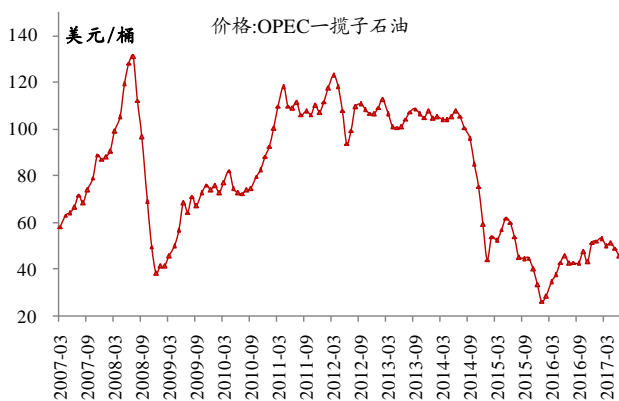
➤ 逝去的十年，油价步步惊心

2007 年初，受通胀预期、中国印度需求推升和产油区域局势失衡影响，国际油价大踏步上涨至 140 美元/桶的历史最高点，随后美国次贷危机引发全球经济降温，油

价大跳水，触及最低 35 美元，随后渐渐回升到 110 美元/桶位置。2014 年 9 月以来，因新能源冲击、美国产量猛增、需求放缓和库存偏离等综合影响，国际油价开始断崖式大跌，跌破前期的低点，2016 年 1 月最低价格跌破 30 美元/桶。2016 年末，油价在 OPEC 减产协议达成的呵护下上涨到 50 美元/桶以上，6 月份后因美国增产和 OPEC 减产执行顾虑，油价又是转头向下。

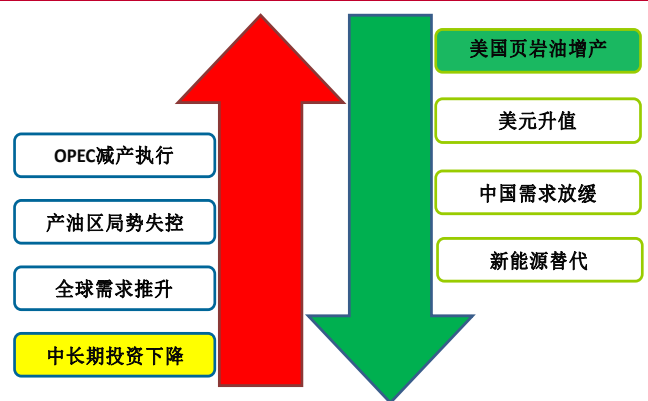
当前油价处于空头气氛，看跌的理由主要是美国页岩油增产扩张，打破了供需紧平衡，导致库存居高不下，看涨的理由 OPEC 减产协议获得有力的执行。我们认为短期涨跌难以精准预测，油价趋势会修复至主流合理投资回报区域，也就是 55 美元/桶上方。

图表 12：十年国际油价跌宕起伏



来源：OPEC 国联证券研究所

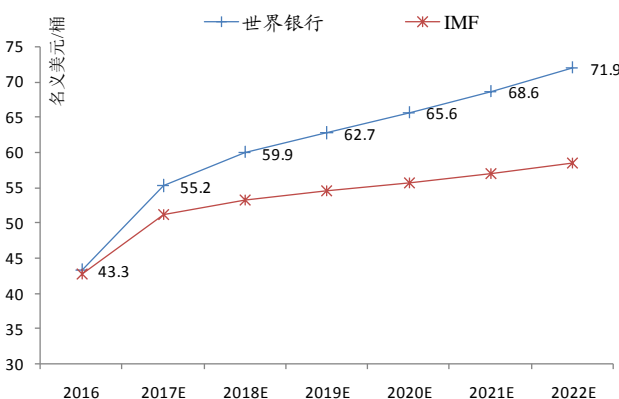
图表 13：投资下降决定油价未来看涨



来源：国联证券研究所

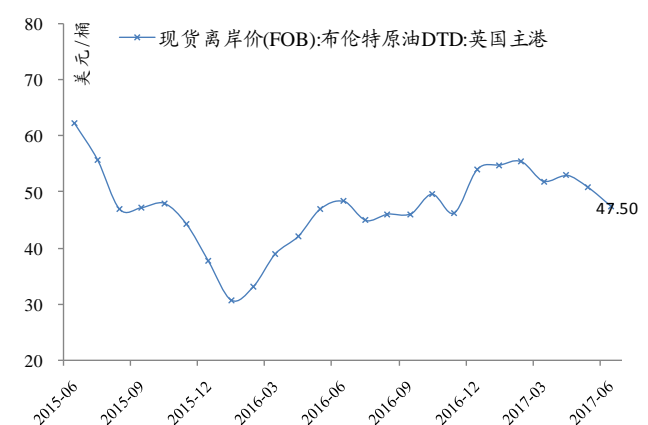
按照世界银行，EIA 等国际机构对未来油价走势预测，也是维持看涨，世界银行更乐观些，认为 2019 年合理价格站稳 60 美元/桶。因美国页岩油产量增长超预期，国际油价快速回调 20%，最新的布伦特油价 45 美元/桶。

图表 14：国际机构对油价预测



来源：KNOEMA 国联证券研究所

图表 15：最新布伦特油价 45 美元/桶 2017.6.22



来源：WIND 国联证券研究所

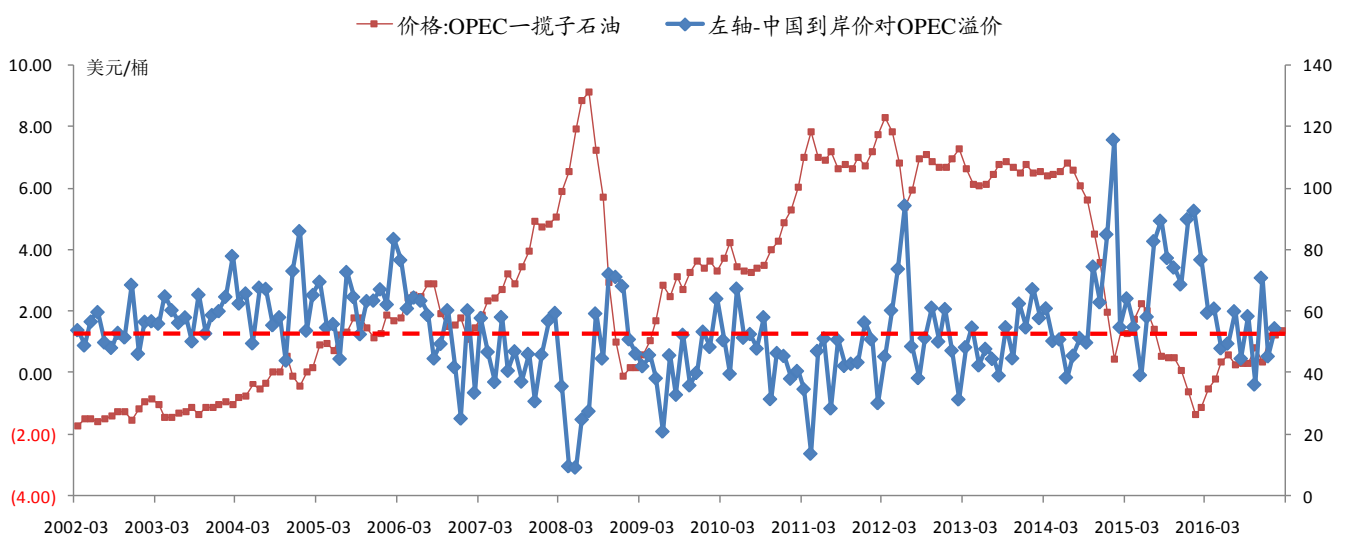
油价合理的中枢究竟在哪里？

我们建立 OPEC 一揽子报价-中国实际采购价之间的价差数据，考虑海运平均周

期 26 天，采购价为提前一个月的到岸均价。对比分析了从 2002 年 3 月至今的差价，发现当 OPEC 报价在低位（50 美元/桶）的时候，实际采购价格要加价或者溢价才能成交，而当报价处于高位（100 美元/桶），实际采购价格往往低于报价。我们考虑到班轮运费有长协，中短期内波动较小，采购油品种类同样，短期价格影响较小，可以忽略不计。我们认为国际油价高位时，OPEC 报价为各国综合加权，但实际产油国因石油利润丰厚、金融特性、同行对现货市场的争夺，愿意给予折扣，而当价格低位时，产生惜售心理，对实际价格较为坚持。

从模型我们不难看出，OPEC 油价和超级客户（中国）在 53 美元/桶寻找到了某种均衡。

图表 16: OPEC 报价和中国实际采购溢价



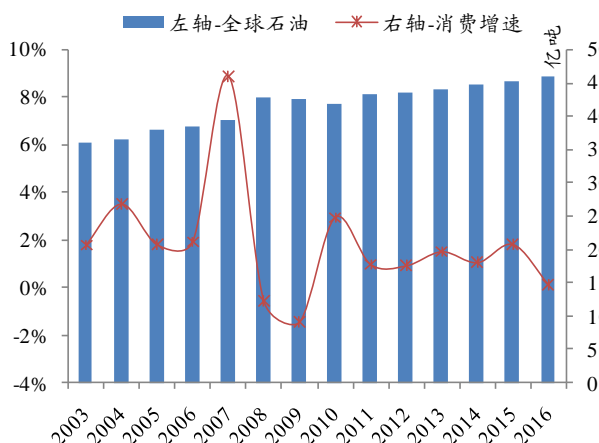
来源：海关总署 国联证券研究所

➤ 石油消费需求刚性，中国进口依存度攀升

2014 年，全球消费石油首次突破 45 亿吨，2015 年低油价叠加消费替代需求，增长 1.82%，占全球能源消费的占比达到了 32.9%，市场份额出现了 1999 年以来的首次增长。总体来看，全球石油消费需求稳健，跟随全球 GDP 小幅增长，尚未见到顶点。国际能源署 IEA 预计石油需求不会很快见顶，未来五年石油需求将增长，到 2019 年石油日均需求将由 2016 年的 9660 万桶，升破 1 亿桶大关，到 2022 年达到约 1.04 亿桶。

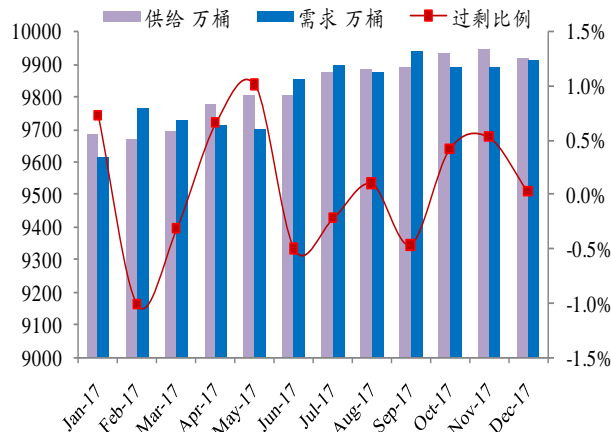
2017 年按照 IEA 预测，供给和需求在 9700 桶数量出现紧平衡，多数月份需求已经超过供给，意味着 2017 年将出现去库存的实质行为。2017 年 5 月后季节性因素，全球需求将回暖，特别是 8 月美国夏季旅行高峰推升需求，供应存在短缺可能。作为全球最大宗的商品，供给一旦转换，石油的金融属性占据上风的话，油价上涨的概率就相当大了。

图表 17：全球石油消费量稳健



来源：IEA 国联证券研究所

图表 18：2017 年石油供给和需求紧平衡

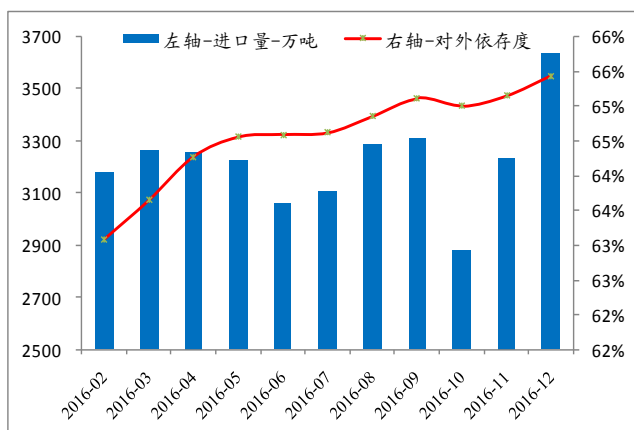


来源：IEA 国联证券研究所

自 1993 年净出口停止，中国石油对外依赖度不断提高的同时，对中东石油依赖度也较大。中国石油对外依赖度 2014 年底达到 59.6%，其中中东进口石油占比 51%。中国石油消费保持中低速增长，2015 年对外依存度首次突破 60%，2016 年已高达 65%，并居高不下。随着全球范围内的低油价态势，中国加大进口的情形下，石油对外依存度甚至还有上升趋势，2017 年一季度最新进口依存度已经超过 70%。

中国进口的石油主要来自中东和西、北非地区，运输方式仍以海运为主，绝大部分进口石油要经过马六甲海峡。中国 80% 的石油进口依赖马六甲海峡，每年约 2.1 亿吨石油经过这片海域，过度依赖马六甲海峡，将使我国的石油进口面临突发性风险，能源安全保障存在隐患。

图表 19：进口依存度攀升已超 65%



来源：WIND 国联证券研究所

图表 20：石油 80% 依赖马六甲海峡



来源：公开资料 国联证券研究所

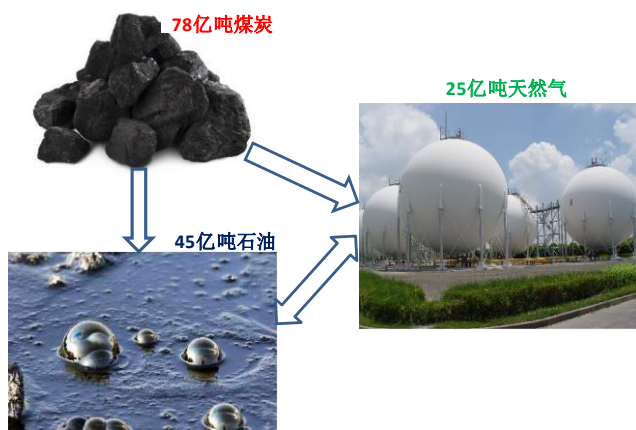
➤ 石油价格的市场锚

全世界超过 81% 能源来自化石燃料，也就是煤炭、石油和天然气，其次为水能、核能等，而真正的新能源包括太阳能、风能占比微乎其微。按照地下开采角度分类，煤炭、石油和天然气属于同一性质，长期形成过程中也就是沉积碳链长、脱氢的变成煤炭，刚好碳链适中的成为石油，而最小溢出呈气态的成分就是天然气，我们可以视

为化石“三姐妹”。三类成分类似，来源贴近，主要作为燃料应用。从化工反应过程，三者可以经过适当反应，相互转化成同样终端产品。全球使用总量石油 45 亿吨，煤炭 78 亿吨，天然气 25 亿吨，同样主要热工应用，决定了三者价值，因此我们认为三者价格存在相互影响、相互牵制的关系。

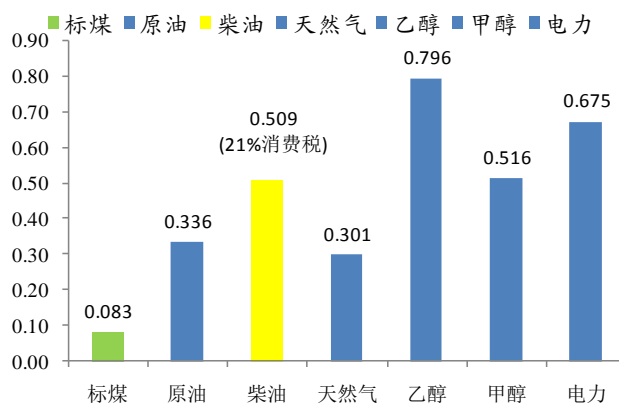
中国华东作为经济发达区域，耗能区域。根据不同物料的基准售价和热值，初步将热值除以单位成本，获得单位热值的价格，可以看出煤炭最低，天然气其次，成品油因加了消费税，经济性也变得和甲醇一样差。

图表 21：煤石油天然气“三姐妹”



来源：公开资料 国联证券研究所

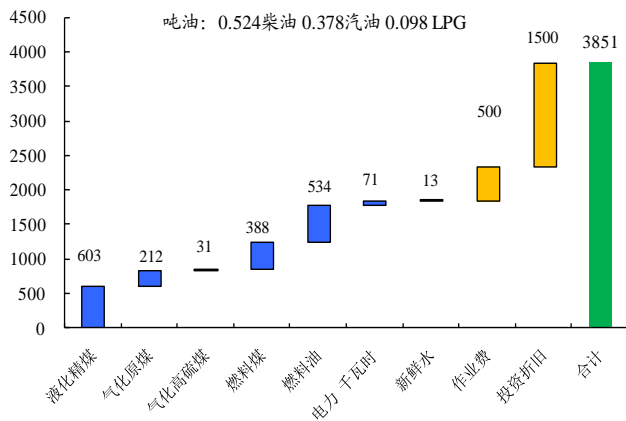
图表 22：华东地区主要能源热价基准



来源：国联证券研究所

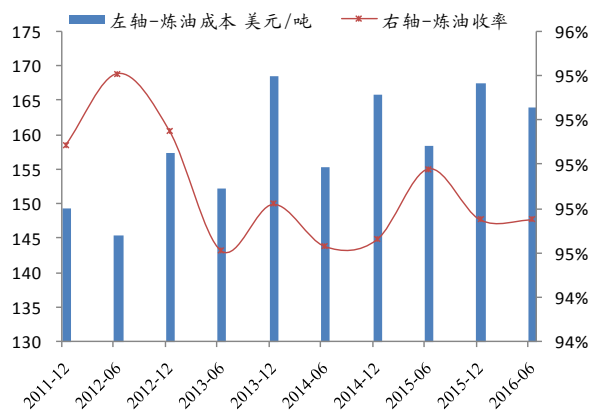
依据单位热值成本分析还不够，因为不同的化石燃料在不同的场合使用，热工效率大相径庭，比如交通工具的汽车发动机，柴油能量利用率才 40%。排除环保、政策补贴、燃料限制等因素，煤制油、天然气发动机、乙醇汽油、新能源汽车等多样化路线决定了石油的价格中枢，所谓竞争来决定售价。通常产品最低售价和成本相关，市场售价则参考最大的竞品，煤炭作为体量最大的化石能源，煤制油路线也已打通。我们建立煤制油的经济模型来推算石油的市场锚定价格，也是符合定价策略的。

图表 23：神华内蒙煤制油成本估算



来源：中国神华 国联证券研究所

图表 24：中石化炼油成本和收率



来源：国联证券研究所

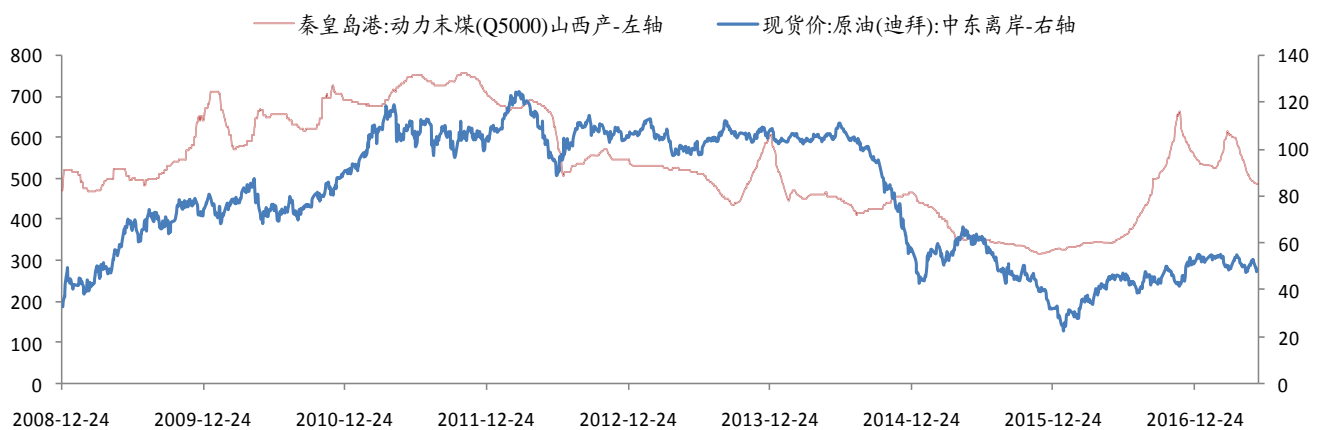
我们按照中国神华内蒙的煤制油示范工程，考虑投资折旧和作业费，完全不含税的吨油成品成本 3851 元/吨，成分为 0.524 吨柴油 0.378 吨汽油 0.098 吨 LPG，煤制

油仅作为消耗煤炭的途径，不考虑盈利。同样以全球最大的产油国沙特炼油一体化比较测算，石油单位加工成本 160 美元/吨和 95% 收率，炼油为消耗石油的途径，不考虑盈利。成品油运费 260 元/吨，能够计算出石油对标定价：

$$(3851+260) * 95\% - 160 * 6.9 = 2801 \text{ 元/吨,}$$

相当于 55.61 美元/桶 CFR 主港，这个价格意味着，同样的税费政策下，不考虑耗水，绿色环保等问题，煤制油的投资项目将没有任何盈利。假如考虑煤制油的产品需要对外运出到就近消纳区域，不考虑项目自身的盈利诉求（国家能源安全战略），石油对标煤制油的这个定价将导致后者的项目无利可图，简化言之，我们判断石油内在价值 55.61 美元/桶，正常条件下具备足够的支撑力度。

图表 25：迪拜石油价格和秦皇岛煤炭价格共振

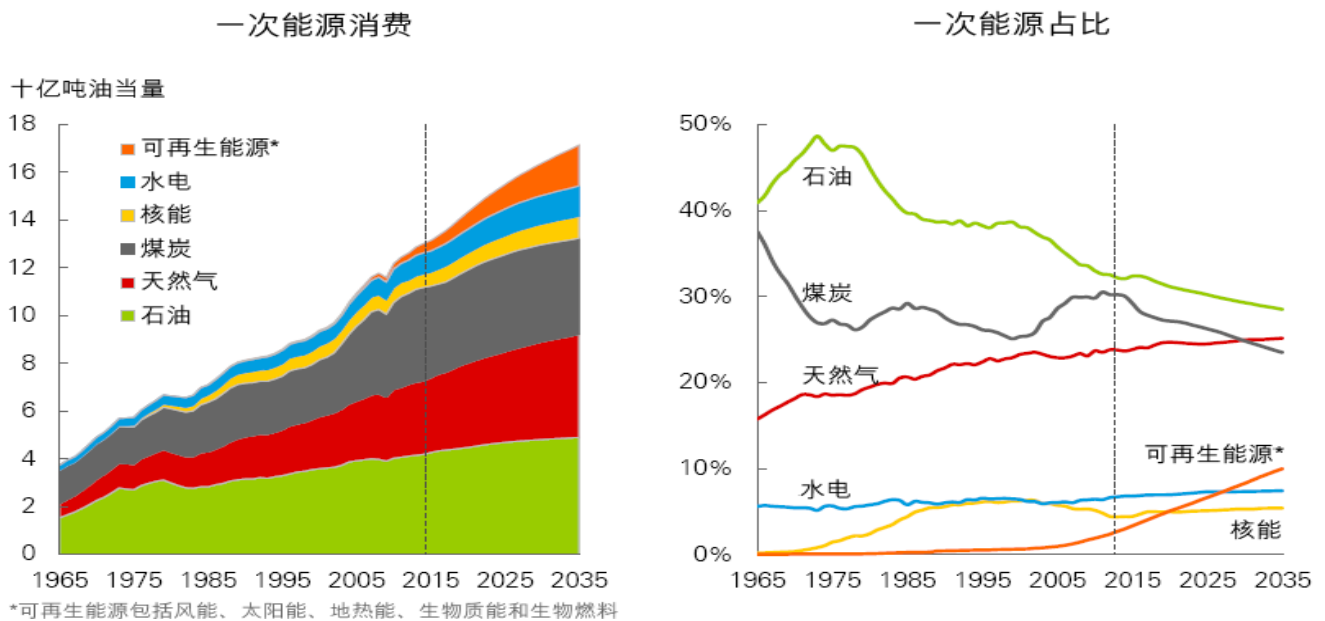


来源：WIND 国联证券研究所

➤ 新能源中长期内也不会撼动石油的应用地位

能源分为可再生能源（水能、风能及生物质能）和非再生能源（煤炭、石油、天然气、油页岩等），煤炭、石油和天然气三种能源是一次能源的核心，归为全球能源的基础，太阳能、风能、地热能、海洋能、生物能以及核能等可再生能源作为补充。从趋势上看，化石能源储量限制、人类环保可持续发展的内在要求决定了石油总量增长，但在能源结构中比重有所下降，可再生能源比重如生物质能权重上升，但未来十五年内，石油、煤炭和天然气始终占据主导地位。

图表 26：截止 2035 年化石能源石油煤炭天然气仍旧占据主要地位

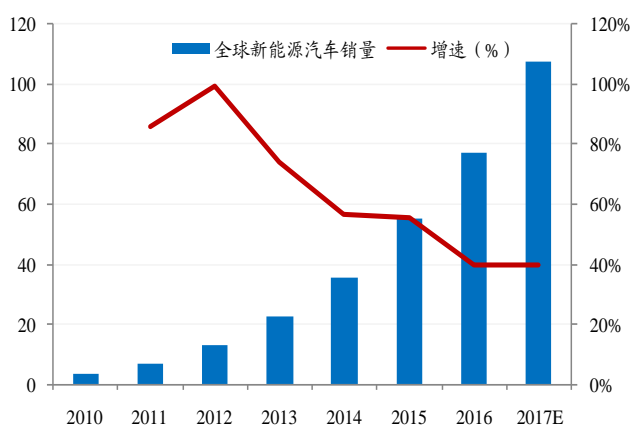


来源：BP 国联证券研究所

从世界市场范围来看，新能源汽车产量将由 2013 年的 252 万上升至 2020 年的 587 万辆，而市场占有率也将有目前的约 3% 提升至 5.37%。但需要注意的是，虽然新能源汽车保持高速发展，在车辆总体中权重还是很低，预计 2020 年占比依旧不高。

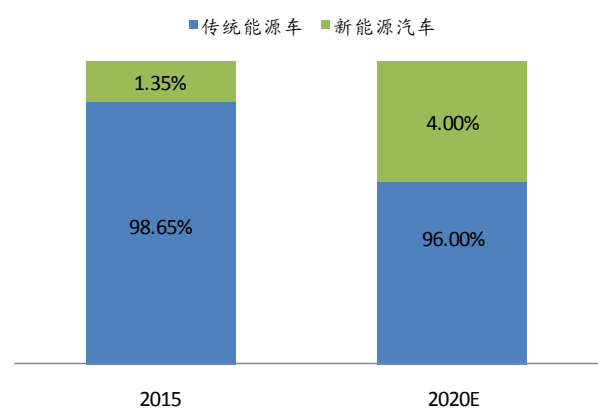
从中国市场份额来看，因环保压力和社会责任，中国在新能源汽车力度很大，2013 年中国新能源汽车市场占有率仅为 0.4%，存在提升空间。根据工信部编制《汽车产业中长期发展规划》，计划 2020 年国内新能源汽车产量要达到 200 万辆，明确到 2025 年，新能源汽车销量占总销量的比例达到 20% 以上。

图表 27：全球新能源汽车增速放缓



来源：汽车工业协会 国联证券研究所

图表 28：2020 年国内新能源汽车销量占 4%



来源：汽车工业协会 工信部 国联证券研究所

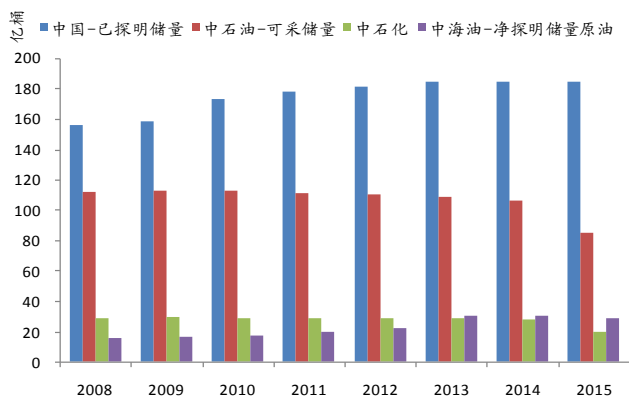
2.2. 公司石油资源禀赋优异

➤ 公司石油资源储量稳居国内 No.1

根据国土资源部储量数据，截止 2014 年，我国石油剩余技术可开采储量为 34.3 亿吨，2015 年新增查明储量 11.亿吨。中石油集团储量稳居国内 No.1，总量 45.4 亿吨(含海外)，其中中国石油股份可采储量 11.5 亿吨，遥遥领先于中国石化和中海油。

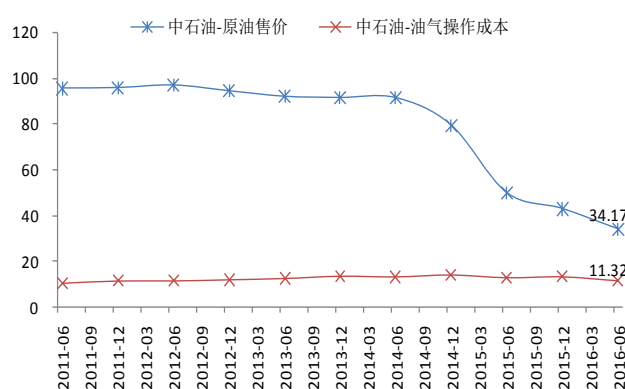
除了石油储量资源丰富，公司油气操作成本常年保持 11 美元/桶，体现了资源禀赋优异，保证公司在油价低谷的时候，还能维持正常经营。

图表 29：公司石油储量国内 No.1



来源：公司年报 WIND 国联证券研究所

图表 30：油气操作成本保持 11 美元/桶



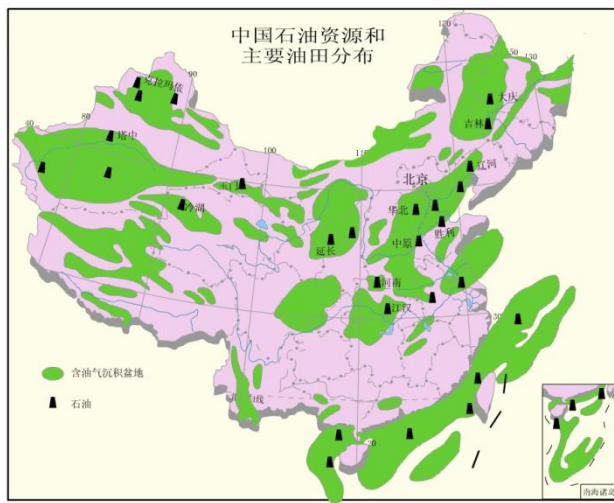
来源：公司年报 国联证券研究所

公司拥有丰富的矿权面积，遵循《中华人民共和国矿产资源法》、《矿产资源勘查区块登记办法》、《矿产资源开采登记办法》和《探矿权采矿权转让管理办法》的有关规定，矿产资源属于国家所有，由国务院行使国家对矿产资源的所有权。矿权可以有偿取得、依法转让。探矿权管理制度主要包括有偿取得、区块登记、最大面积限制、排他、最低勘查投入等，采矿权管理制度主要包括有偿取得、申请划定范围、按规模确定采矿期限、环境评价等。

石油天然气资源的勘探开发实行国家一级审批登记制度，任何企业从事石油天然气勘查开采，都必须经国务院批准，由国土资源部审批并颁发油气勘探开发许可证和采矿许可证，任何地方政府及有关部门均无权办理石油天然气资源的勘探开发审批登记手续。相比其他矿产资源，油气矿权允许登记的范围最大，勘查许可证有效期最长。

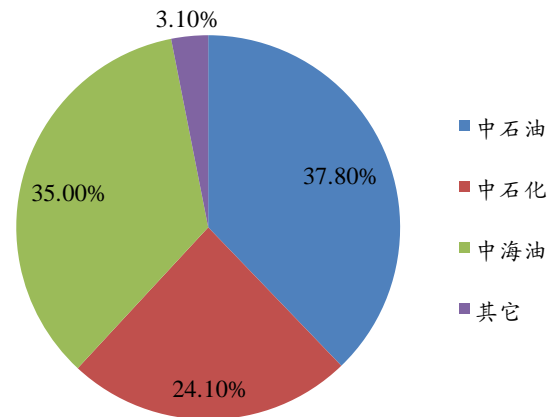
全国共设置石油天然气(含煤层气、页岩气)矿权项目 1735 个，共计 407.4 万平方千米。矿权人中，中石油拥有矿权项目 776 个，面积 153.9 万平方千米、占 37.8%;中石化拥有矿权项目 484 个，面积 98.2 万平方千米、占 24.1%，中海油拥有矿权项目 333 个，面积 142.6 万平方千米、占 35%，其他企业拥有矿权项目 142 个，面积 12.7 万平方千米、仅占 3.1%。因矿权准入门槛高，政策壁垒严格，特别是油气矿权主要集中在三大国有石油公司，预计这个格局长时间不会有大的改变。

图表 31：石油资源和油田分布均衡



来源：公司社会责任报告 国联证券研究所

图表 32：公司拥有矿权面积占国内 37.8%



来源：国土资源部 国联证券研究所

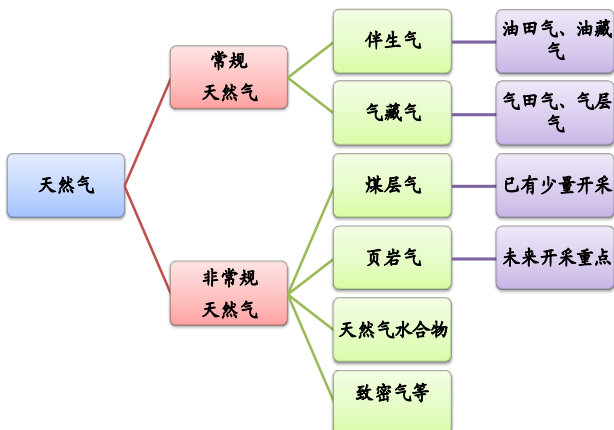
3. 公司坐拥天然气资源：价格底部蓄势，静待反转

3.1. 天然气应用禀赋优异

天然气主要成分为甲烷，作为石油的同源能源，存在于地下岩石储集层中，以烃为主体的混合气体统称，比空气轻，具有无色、无味、无毒之特性。主要分常规和非常规两种来源，我们定义天然气：自然界中天然存在的甲烷为主成分的气体，包括大气圈、水圈、和岩石圈中各种自然过程形成的气体（包括油田气、气田气、泥火山气、煤层气和生物生成气等）。

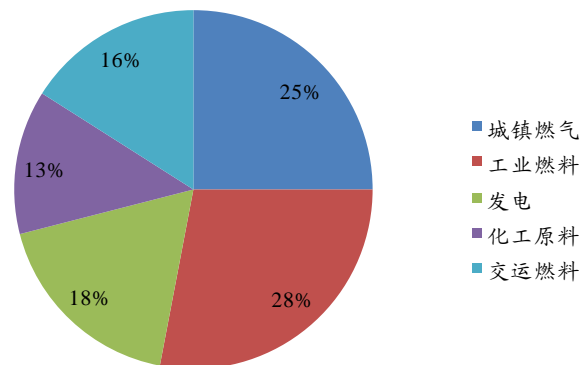
天然气利用领域非常广泛，全球致力于环境治理是引发天然气需求增长的最大驱动力。除了能用于炊事外，广泛作为发电、石油化工、机械制造、玻璃陶瓷、汽车、集中空调的燃料或原料，属于全球三大基础能源之一。

图表 33：天然气包括常规和非常规气



来源：国联证券研究所

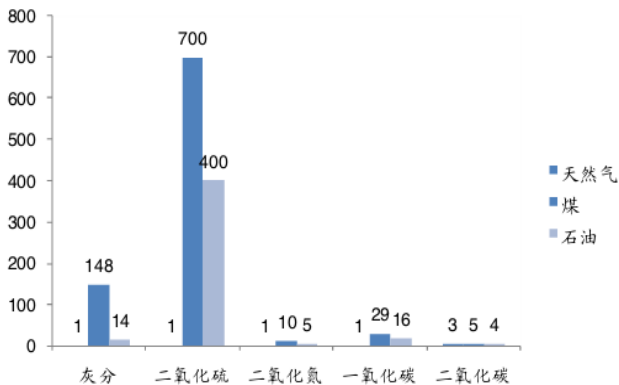
图表 34：中国天然气消费结构多样化



来源：中国燃气网 国联证券研究所

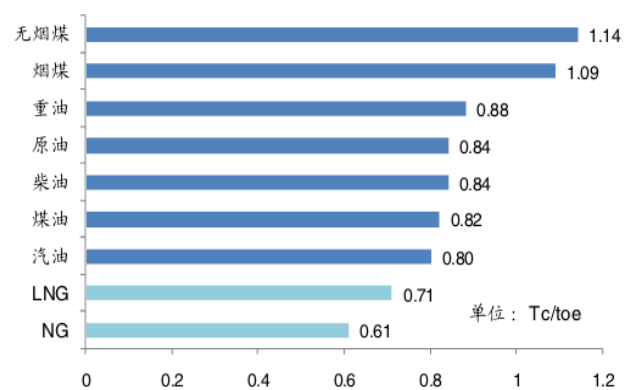
天然气具有较高的燃烧值，使用天然气的优势显著—绿色环保：天然气中几乎不含硫、粉尘及其他有害物质，对环境的污染比煤和石油小得多，其燃烧产生的温室气体极少。相对热值、效率高：与煤炭和石油相比，天然气单位热值为 8000-10000 大卡，远高于煤炭；并且天然气的热效率可达 70% 以上，不仅高于煤炭的 40%-60%，而且也高于石油的 65% 左右。

图表 35：天然气污染排放远低于煤炭石油



来源：国联证券研究所

图表 36：等热值天然气的碳排放最低



来源：国联证券研究所

3.2. 天然气助力中国，应用潜力非凡

全球能源图景中，天然气正处于发展的黄金时代，全球能源市场正经历着天然气使用量增加的历史性转变，而这一转变将为经济增长、环境改善创造新的机遇。国际能源署发布的报告在 2010 年到 2035 年之间，全球天然气需求量将上升 50%，能源结构中所占比例将达到 1/4。天然气将超过煤炭，成为仅次于石油的第二大一次能源，并且和石油不同的是，天然气税费主要增值税 11%，而石油成品油消费税征收经历 4 次上调，最新高达汽油 1.52 元/升，柴油 1.2 元/升，其它国家基本上实施类似税收政策，即鼓励天然气抑制石油煤炭。

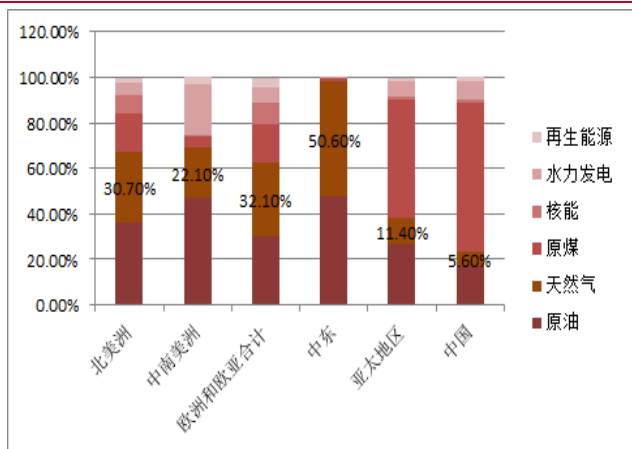
2016 年，国内天然气产量稳定增长，但增速继续回落，进口天然气量快速增长，天然气需求量持续中低速增长，市场供需处于总体宽松状态。国家加快天然气市场化改革进程，出台管道输送价格监管政策，全面放开化肥用气价格，上海石油天然气交易中心正式上线运行，市场决定价格作用明显增强。2016 年国内天然气产量 1371 亿立方米，比上年同期增长 1.5%；天然气进口量 721 亿立方米，比上年同期增长 17.4%；天然气表观消费量 2058 亿立方米，比上年同期增长 6.6%。

BP 统计数据显示我国 2014 年天然气消费占一次能源消费比重仅为 5.6%，远低于世界同期 23.7% 的平均水平，主要原因是我国天然气发展起步较晚，片面依赖煤炭资源，煤炭一次能源占比高。国务院《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》要求至 2020 年我国天然气一次能源消费比重重要达到 10% 以上，同时压减煤炭消费，全国煤炭消费比重降至 62% 以内。即保持一次能源消费总量不变，天然气消费复合增速仍需达到 10% 以上才能实现目标。同时计划至 2020 年，我国常规天然气产量达到 1850 亿立方米，据此数据进行测算，我国天然气产量复合增长率则至少达到 7.8%。

除 2015 年外，天然气消费量均保持两位数增长。国家能源局近日发布《能源发

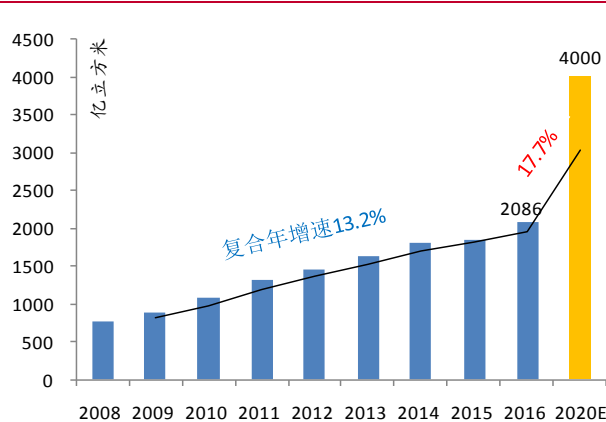
展“十三五”规划》，要求大幅提高天然气和可再生能源在能源消耗中的比重：分别从2015年的5.9%和12%增至10%和15%，助力减排和抵御气候变化的政策框架。

图表 37：天然气中国增量空间巨大



来源：BP 国联证券研究所

图表 38：未来五年国内天然气需求复合增速 17%

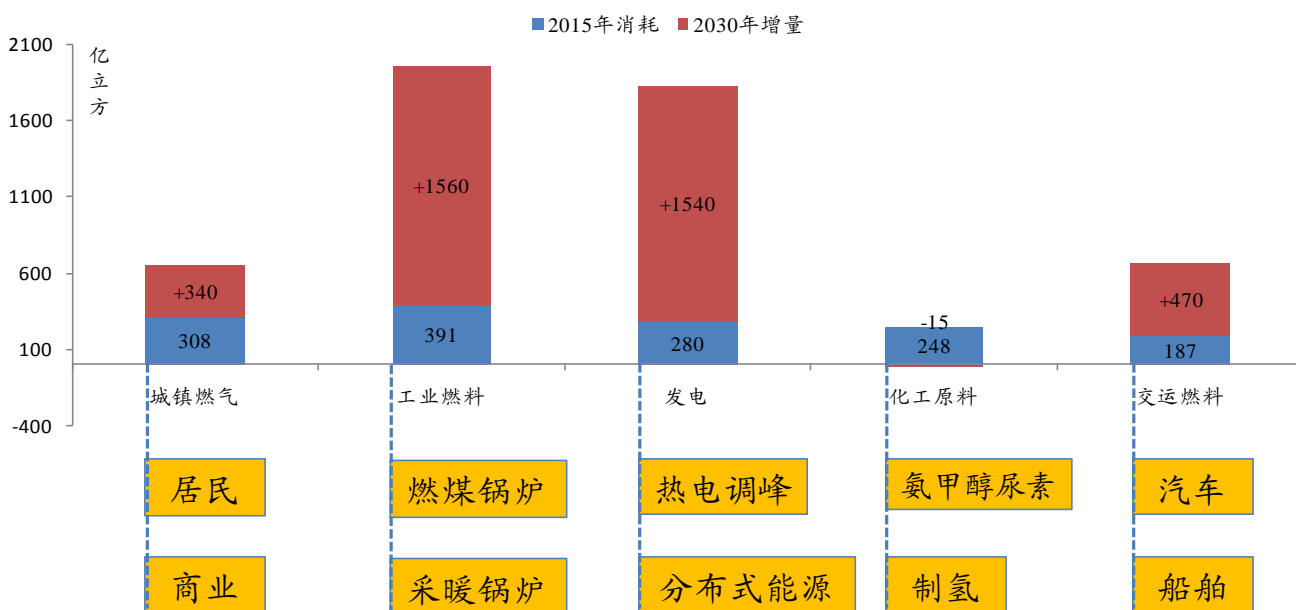


来源：WIND 国联证券研究所

提高天然气在中国一次能源消费结构中的比重，可显著减少二氧化碳等温室气体和细颗粒物 (PM2.5) 等污染物排放，实现节能减排、改善环境。通过对天然气发展潜力和利用方向预测，“以气代煤、天然气发电”是中国天然气消费增长的主要方向，天然气也有望在“城市燃气、交通、化工”等行业利用保持增量规模。

大气环境的治理和能源总量的控制离不开电源燃料的升级，据《中国非化石能源发展目标及其发展路径》测算，2030 年非化石能源装机规模将达到 10.8 亿千瓦，发电量 3.4 万亿千瓦时，占全社会用电量的 38%。天然气发电为 0.8 万亿千瓦时，占发电量的 9%，发电装机规模 2.6 亿千瓦，天然气需求量 1820 亿立方米。

图表 39：中国天然气需求增量方向和数量

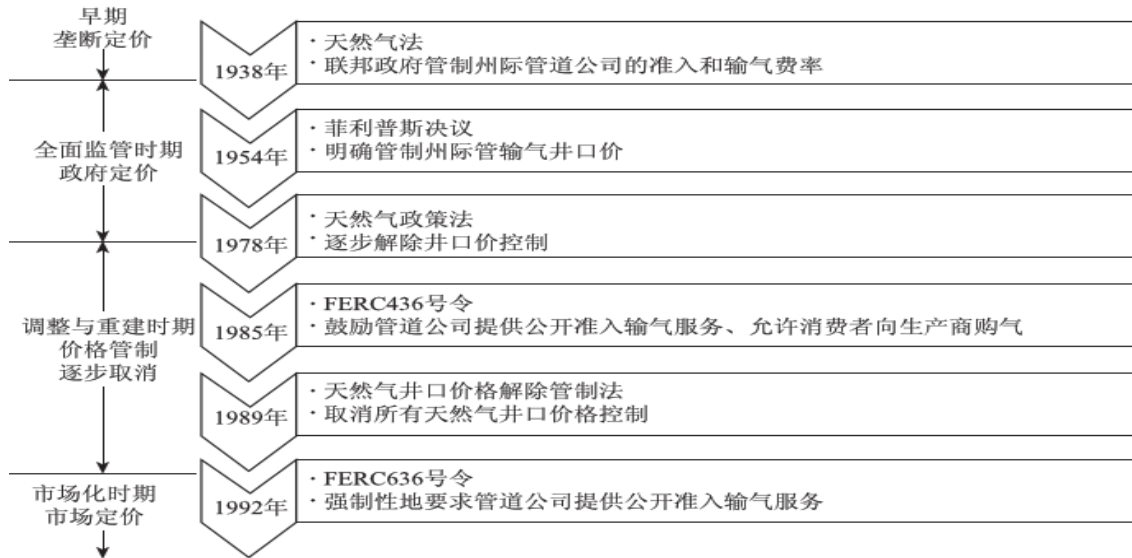


来源：ICIS 安迅思 国联证券研究所

3.3. 国内天然气市场化趋势不变

天然气市场化也是经历一系列的演变过程，美国是这方面的样板，1938~1992年逐步落实市场化，1997年上市了天然气期货，成为了北美地区天然气的最重要的定价机制，最终实现了价格自由化，英国情况也类似。

图表 40：美国天然气市场化期间政策走向



来源：城市燃气 国联证券研究所

中国天然气市场化趋向不变，主要是当前天然气价格处于低位、进口天然气市场化、相对成熟的现货市场和国家政策导向。

图表 41：天然气市场化四大驱动力



来源：国联证券研究所

全球天然气价格从 2014 年初出现下跌，日本 LNG 现货报价超过 20 美元/MBtu 一路下跌，现货均价 6 美元/MBtu，按照历史规律，能源价格市场化在低位时启动阻

力会比较小。

从进口的量上来看，中国的进口管道气占比 56%，主要来自土库曼斯坦 80% 以上，缅甸是 12%，还有 1% 的哈气。进口 LNG 主要是来源于澳大利亚、印尼、卡塔尔、马来西亚，充分竞争的市场环节。另外北美，特别美国加入 LNG 的出口市场以后，中国的选择就更多了。

相对发育成熟的现货市场，不存在严重影响市场的价格管制，进口来源地多元化且渠道畅通，完善的管网、出库、接受站等基础设施 LNG，有大量的在建的设施都在投入使用，另外管网等设施的第三方准入还是相对比较核心的问题，主要是基于一个庞大的，公用的，像任何第三方开放的管网系统，卖方在管网里面按热值方式把气输入进去销售了，买方直接从管网里面接收，按照热值计算，不存在一个复杂的点对点的问题，管道独立化已经启动。

从 2005 年开始，特别在 2013-2016 年，国家密集出台天然气政策，市场化进程加快了步伐，总体上对天然气价格，从长约、超长约，逐渐向中短期合同和即期合同转变，价格充分市场化。政策导向是对 LNG 价格放开，管道气的价格仍然部分限制，这是我们国家天然气的基本概况。

图表 42：中国出台一系列天然气鼓励和规范政策

序号	颁布部门	法规标准	法规号	颁布日期	要点
1	发改委	天然气利用政策的通知	[2007]2155号	2007/09/04	做好天然气利用
2	财政部	调整进口天然气税收优惠政策有关问题的通知	[2013]74号	2013/12/02	对进口气给予税收优惠政策
3	发改委	《天然气基础设施建设与运营管理办法》	第 8 号	2014/03/20	鼓励地方参与基础设施建设
4	发改委	《规范天然气发电上网电价管理有关问题的通知》	[2014]3009号	2015/01/14	差别化的上网电价机制，鼓励天然气发电
5	发改委	《理顺非居民用天然气价格的通知》	[2015]351号	2015/02/28	对非居民用气价格实施市场化
6	发改委	《降低非居民用天然气门站价格并进一步推进价格市场化改革的通知》	[2015]2688号	2015/11/18	进一步扩大市场化价格应用范围
	能源局	《油气管网设施开放相关信息公开通知》	[2016]540号	2016/09/02	破除管网的自然垄断属性
7	发改委	《天然气管道运输价格管理办法（试行）》和《天然气管道运输定价成本监审办法（试行）》	[2016]2142号	2016/10/16	规范管道环节费用，鼓励天然气使用
8	发改委	《福建省天然气门站价格政策有关事项的通知》	[2016]2387号	2016/11/15	将福建作为市场化改革试点
9	发改委	《石油天然气发展“十三五”规划的通知》	[2016]2743号	2017/01/17	制定能源油气长远规划

来源：公开资料 国联证券研究所

2015 年国家发改委对天然气非居民用气进行调整，同时“将非居民用气由目前实行最高门站价格管理改为基准门站价格管理。降低后的门站价格作为基准门站价格，供需双方可以基准门站价格为基础，在下浮不限、上浮 20% 的范围内协商确定具体门站价格。方案实施一年后允许上浮”。这增加了天然气价格的弹性，逐步放松天然气价格管制。

2016 年公司响应国家政策号召，在冬季天然气需求旺季上浮天然气门站基准价格，且分区域进行不同程度的上调。对华北要求“2016 年 11 月 20 日(含)至 2017 年 3 月 15 日(含)非居民用气(不含化肥用气)按客户现行基准门站价格上浮 15% 执行，超出夏

季实际日均用气量 1.5 倍以上的 LNG 气量亦按照上述价格执行”。公司还在 2016 年底完成销售公司的重组，推进天然气基础设施输销分离，建立公开公平透明的天然气市场。公司坚持走市场化道路，自 2016 年 4 月 1 日之后对冬季实际日均用气量超出夏季实际日均用气量 1.5 倍以上的用户，在夏季还将给予优惠，优惠幅度是在基准门站价格的基础上下浮 10%~15%。

3.4. 国内天然气价格处于底部，趋势向上

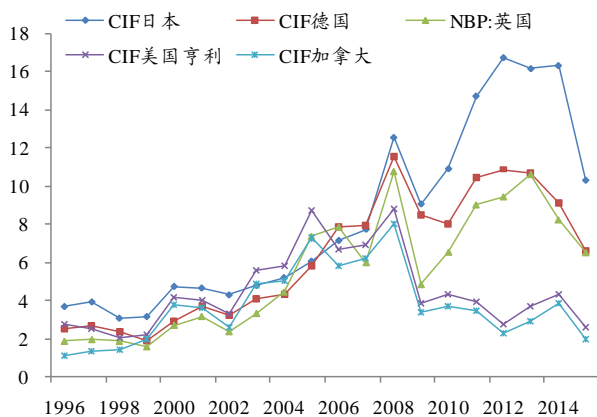
从中长期来看，未来数十年内，全球能源体系将发生重大变化，其中可再生能源和天然气将成为满足能源需求的“主力军”。未来清洁能源对传统石油和煤炭消费的替代，以及全球经济中工业部门的占比下降，使天然气价格未来的上涨潜力强于煤炭。

2013 年以来天然气价格大幅下跌，屡创新低，主要原因：一是美国页岩气革命，产量井喷导致市场供应急剧增加，而天然气难以存储的特点，对价格侵蚀；二是中国、日本和韩国这三个主要消费国天然气需求下降，库存高企情形下，产气方折价出货；三是亚洲 LNG 定价与油价挂钩，油价大幅下降，导致气价下行。

当前全球天然气价格处于历史相对低位，其中最低的美国亨利交付价格约 3 美元 / MBtu，出口至日本港交付价 6.5 美元 / MBtu，亚洲基准价为全球最高，主要参考印尼出口日本。

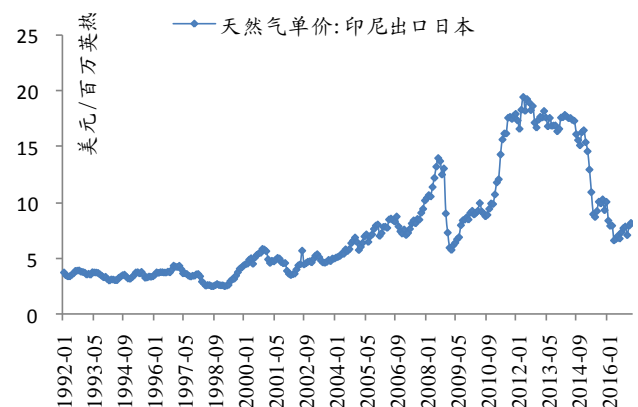
2016 年，受国际油价低位运行影响，中国进口天然气价格达到历史低点。1~11 月，LNG 进口均价 1.60 元/立方米，完税价格 1.81 元/立方米，同比下跌 24.2%。其中，长期合同到岸均价 1.59 元/立方米，同比下跌 38.7%；短期合同和 LNG 现货到岸均价 1.89 元/立方米，同比下跌 4.1%。进口管道气到岸均价降至 1.27 元/立方米，完税价格 1.44 元/立方米，同比下跌 32.7%。其中，缅甸气进口均价为 2.19 元/立方米，完税价格 2.47 元/立方米，同比下跌 16.2%；中亚气进口均价为 1.17 元/立方米，完税价格 1.32 元/立方米，同比下跌 34.9%。考虑到管输成本，进口气供应成本仍然高于国产气。

图表 43：天然气价格处于相对底部



来源：WIND 国联证券研究所

图表 44：亚洲基准价格-印尼出口日本



来源：国联证券研究所

未来随着北美、俄罗斯等地加入 LNG 行列，全球 LNG 供应量将增加，三地天

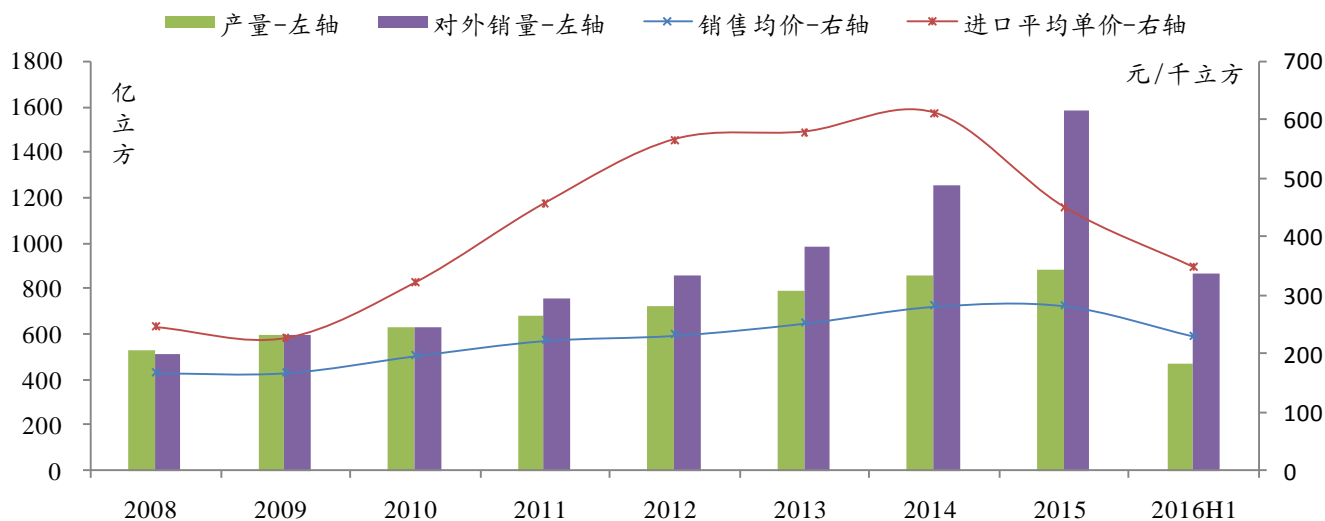
然气市场的相互影响进一步加深，促进全球天然气统一市场的形成，不同地区天然气价格差距有望缩小。尤其是新增产量将更多流入亚洲市场，有利于平抑亚洲 LNG 市场价格，亚洲溢价可能大幅缓解。

随着市场供求再平衡、美国经济复苏、中国实施供给侧改革和 OPEC 石油减产，全球能源价格在 2016 年出现明显的反弹，其中 NYMEXWTI 石油价格和天然气价格分别反弹了 45.4% 和 55.9%，此前跌势较为惨烈的天然气价格反弹幅度超过石油，但不及煤炭价格反弹幅度，原因主要和中国通过税收、金融和行政等手段引导煤炭行业去产能和去库存有关。

从国际天然气价格来看，我们认为天然气价格在经历了 7 年熊市后，共识是当前价格处于底部，何时上涨取决于供应过剩和高库存局面缓解。一旦出现天然气牛市，潜在的价格上涨空间可能是巨大的。

公司除了面临天然气价格处于低位外，还需要理顺价格管制带来倒挂问题。公司自产天然气售价偏低，而进口气价格高企，理论上作为国内气交付及时响应，完全市场化条件下，应该比进口气高，但实际上公司因为居民用气价格受发改委价格管制，相对远远低于非居民用气，意味着公司进口越多亏损越大，常识上存在市场纠正从而修复盈利的机会。

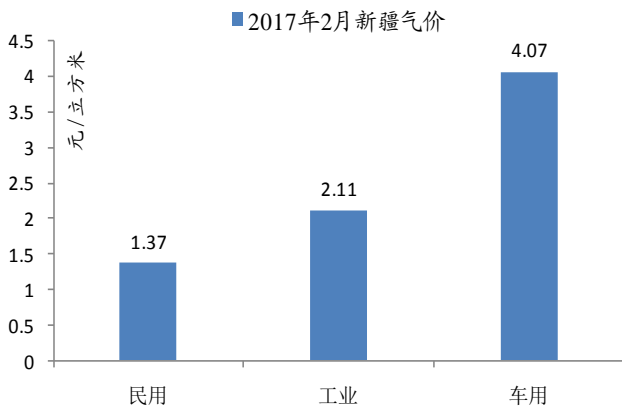
图表 45：公司天然气销售和进口价格倒挂



来源：公司年报 国联证券研究所

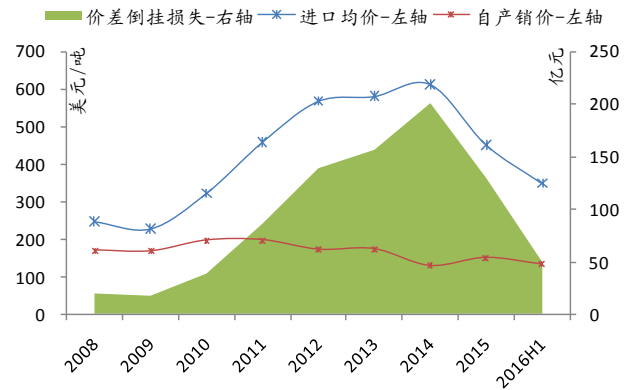
天然气价格尚有部分未实施市场价，有存量气和增量气价差说法，特别是居民用气涉及民生部分。我们按照公司主要产区之一新疆地区为例，2017 年 2 月民用气价 1.37 元，远远低于工业和车用气。但随着市场化进程加快，天然气价格下跌后进口气价和自产气价逐步靠拢，价差收敛后理论上损失降低至百亿范围内，2012~2015 年期间进口气亏损金额较大，2016 年后逐步收敛，有望走出亏损的窘境。

图表 46：公司气价因价格管制倒挂



来源：隆众石化 国联证券研究所

图表 47：存量气价格倒挂导致亏损



来源：公司年报 国联证券研究所

3.5. 公司拥有最大天然气产业链，静待未来景气反转

公司具备国内最大最全的天然气产业链，涵盖上中下游，包括上游勘探生产业、中游运输业和小部分下游分销行业，公司大约控制 80% 的天然气生产份额。

建设绿色的中国能源结构，就是要努力提供更多优质清洁高效能源，特别是大力发展天然气，统筹协调推进国内生产与国外引进、常规气与非常规气开发、市场拓展与储运设施建设、经济效益与保障供应等方面的工作，使天然气业务成为公司经济增长亮点和新的支柱。

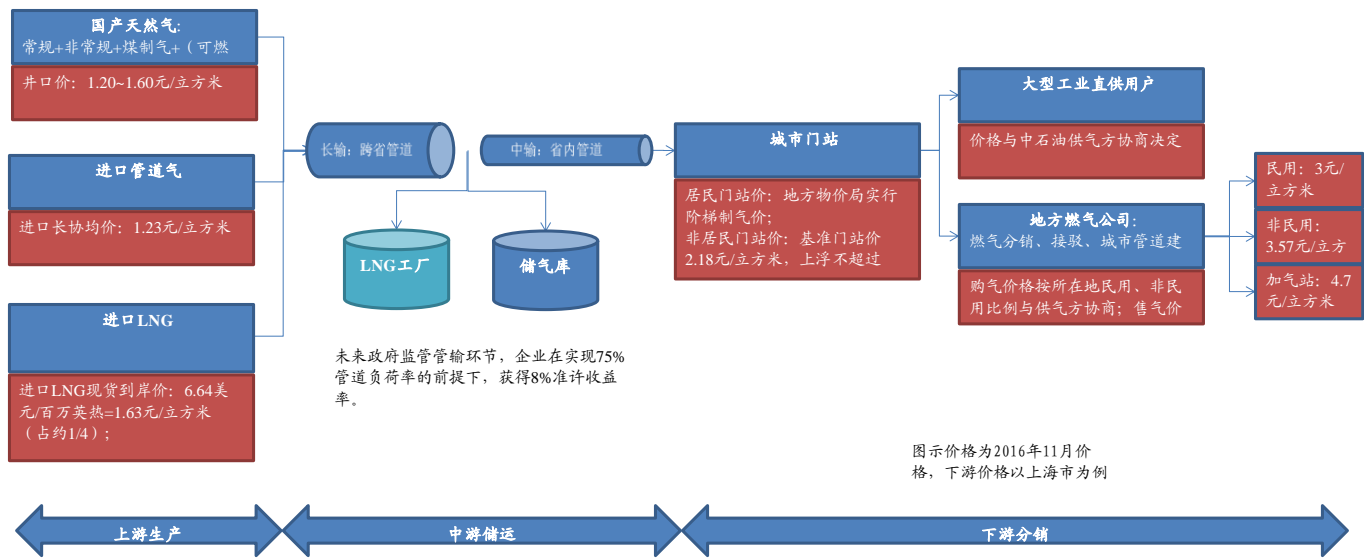
1、上游勘探生产业：指对天然气进行勘探、开采和净化，根据需要也进一步进行压缩或液化加工。中国的天然气资源集中于中石油、中石化和中海油三家，70% 以上集中在传统的油气田区。

2、中游运输业：将天然气由加工厂或净化厂送往下游分销商经营的指定输送点（一般为长距离输送），包括通过长输管网、LNG 运输船和 CNG 运输车等。我国的天然气中游也呈现自然垄断性，长输管线中石油占垄断地位，中石化、中海油和陕天然气等公司拥有少部分或者区域性的长输管道。

3、下游分销行业：在通过中游输运将上游天然气输送后，一部分直接供给了直供用户，另外一部分销售给城市燃气分销商，然后其通过自建的城市管网、运输车等对城市内的最终用户进行销售。

公司对天然气制定了“保自产、调进口、强销售、拓终端、优储运”的策略，不断加速天然气全产业链布局，推进我国能源转型和供给侧改革。持续优化管道运营管理，统筹生产、进口、储运、销售各环节，有效发展代储代销业务，形成运行高效、调度灵活、安全稳定的管网体系。优化资源结构和用户结构，制定客户导向型的、灵活的营销策略和商务模式，超前做好新建管道沿线市场开发，强化资源与市场衔接。

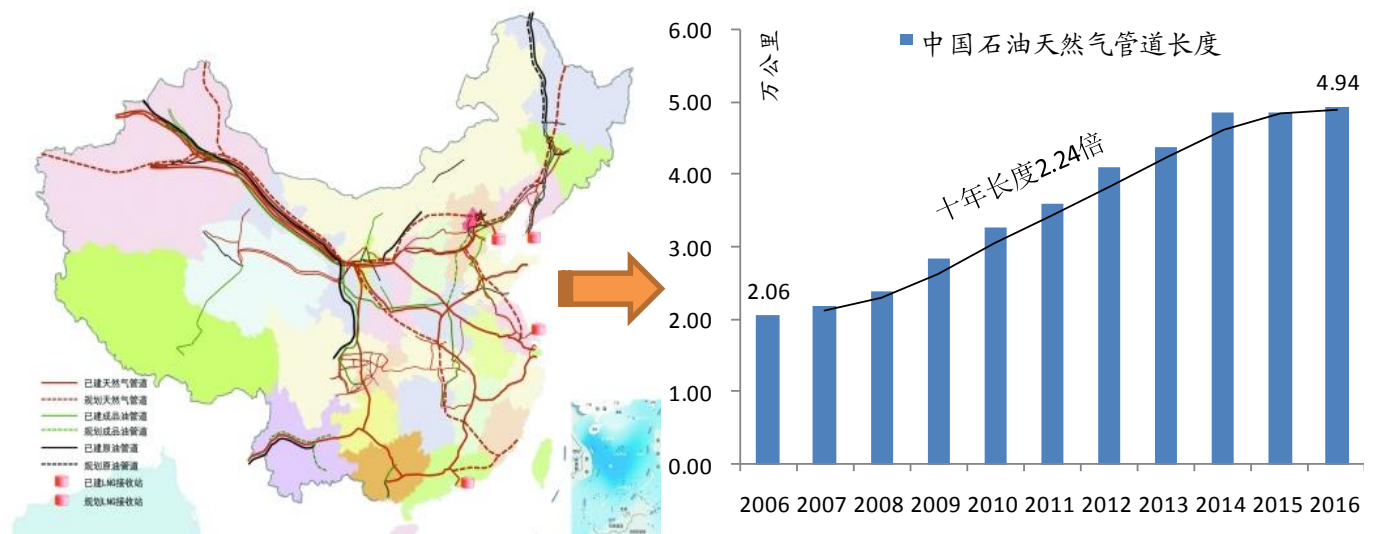
图表 48：天然气产业链体现专业、资质、投资等高壁垒



来源：国联证券研究所

完善五大油气合作区、四大油气战略通道以及三大油气运营中心战略布局。公司十三五油气规划清晰勾勒出以天然气为主要增长动力的蓝图。

图表 49：公司十三五油气规划勾勒远景



来源：公司“十三五”发展规划 国联证券研究所

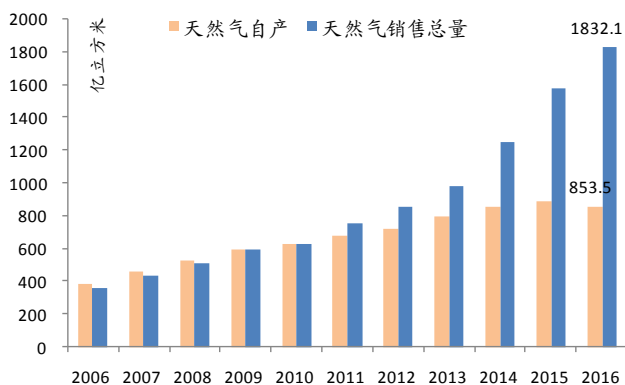
2015年，主要气区天然气产量保持稳定，重点区域管网和储气库的建设稳步推进。管道天然气供应范围已覆盖全国30个省市自治区，市场占有率达到68%。公司LNG市场开发及项目建设稳步推进。截至目前，共运行LNG工厂12座，总产能700万立方米/日，2015年产量5.6亿立方米。湖北黄冈、四川广元、山东泰安等5座LNG工厂试运行，内蒙古乌海、广东肇庆LNG工厂和陕西渭南3座LNG工厂建设有序进行，建设产能合计190万立方米/日。运行LNG加气站550座，在建LNG加气站136座，全年终端销售LNG 15.4亿立方米，占全国LNG汽车加气站销售量的27.3%。

2016年在天然气需求放缓的形势下，公司制定分步销售激励政策，实施大用户、

直供工业用户调价促销，持续西三线中段等主干管道、闽粤支干线等重点新建管道市场和东部沿海高效市场开发。2016年新签订长期购销合同84份、年合同气量接近100亿立方米，城市及工业用气比例上升至70%。

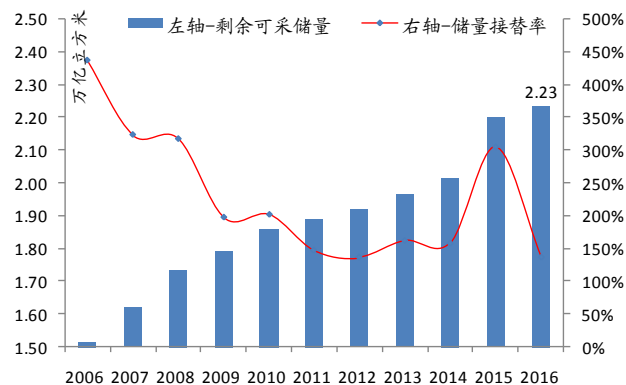
截止2016年，公司天然气剩余可采储量2.23万亿立方米，并且连续十四年储量接替率大于1，意味着潜在的气量增长潜力较为可观。

图表 50：天然气产销量稳步增长



来源：公司年报 国联证券研究所

图表 51：天然气剩余可采和接替率乐观



来源：社会责任报告 国联证券研究所

4. 公司炼化升级优化，增强一体化能力

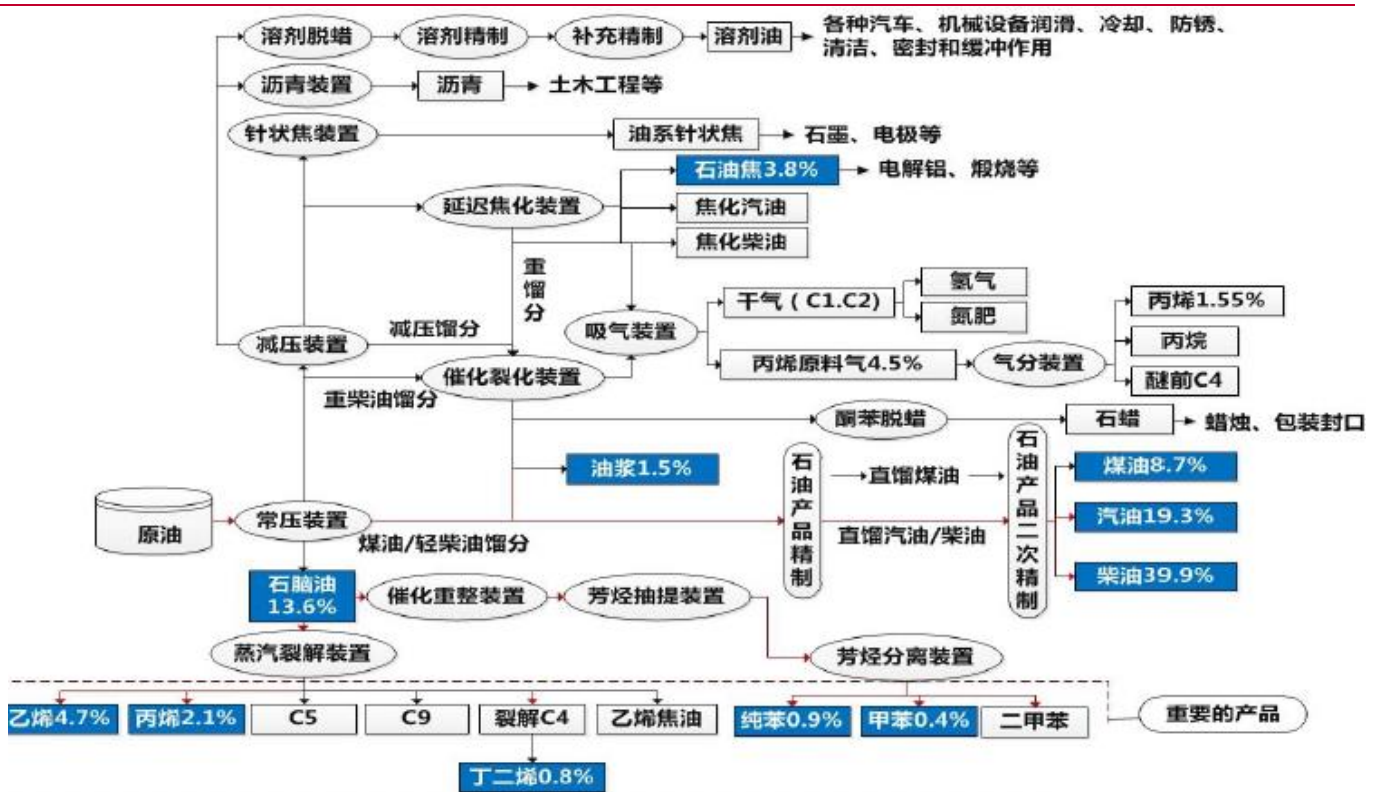
4.1. 国内面临炼油产能过剩和地炼扩张冲击

➤ 炼化呈现两个“一体化”趋势

“一体化”分为炼化装置和石油产业链一体化，前者侧重生产装置互联、上下游产品互供、管道互通，进而使园区各种资源得到充分利用，从根本上推进产业实现提质增效；后者强调从石油勘探开采到成品销售实现上中下游贯通，提升石油附加价值，类似于沙特2030年远景规划。

装置一体化指采取炼油、乙烯、芳烃一体化联合布局，石油加工产品附加值可提高25%。同时，按照炼化一体化模式发展，可在供水、供热、供电、节能、环保及安全等公用工程及辅助设施方面实现共享，节省建设投资10%以上，提高节能减排效果15%左右。发展炼化一体化可实现经济和环境效益最大化，是国内外石化产业发展的趋势。

图表 52：炼化化工产业链一体化

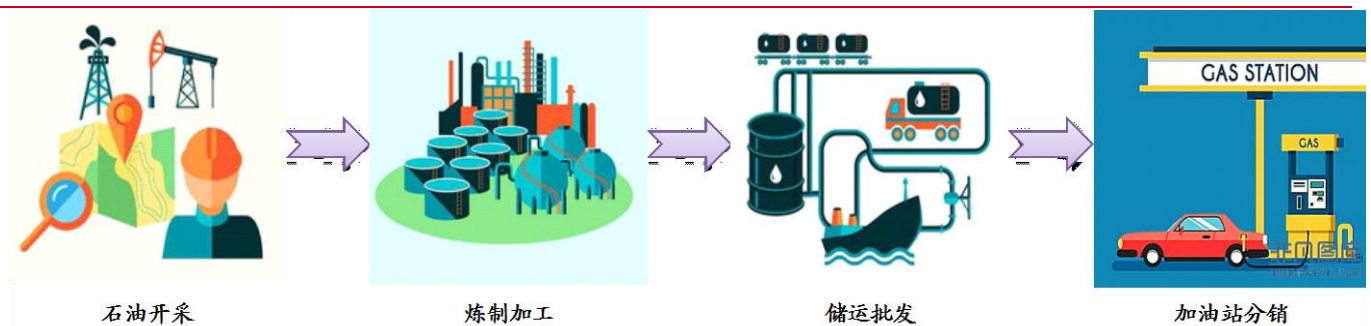


来源：公开资料 国联证券研究所

更深层次的一体化指上下游各个环节，从上游的原油天然气勘探生产到中下游的炼油、化工、管道输送及销售，形成了优化高效、一体化经营的完整业务链。因历史因素，国家将中石油更多地定位于石油勘探开发，经营石油、天然气的勘探、开发为主，同时兼顾石油化工。

国际油价大幅度下跌，采用上下游一体化模式，能显著平滑盈利曲线，增强抗风险能力，这也是当前低油价背景下，中东沙特的石油产业远景规划。

图表 53：开采、炼油、储运、分销一体化



来源：公开资料 国联证券研究所

➢ 炼油产能过剩，非国有份额显著上升

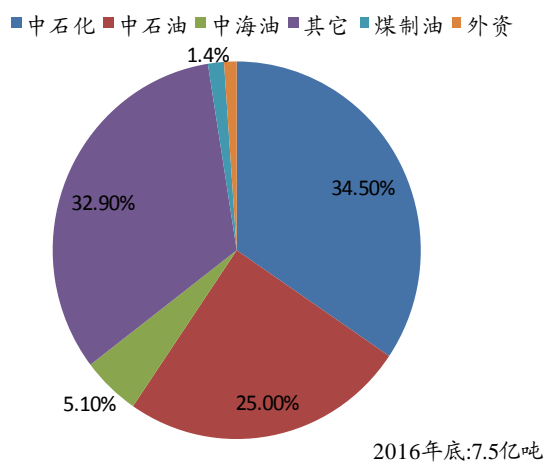
公司炼油能力仅次于中石化，稳居国内 No.2，占国内产能 1/4。2016 年底，国内石油一次加工能力为 7.74 亿吨/年，较 2015 年净增 2400 万吨/年，其中三桶油能力合

计占总比 64.6%，其他炼油企业占比 32.9%，煤基油品企业占比 1.4%，外资企业占比 1.1%。

近年来国内原油加工产量增速放缓，但产能扩充迅速，特别是国企中海油、延长集团、北方兵器工业集团、中化集团等纷纷加入，以及地方炼油民营走向规范化，主动升级炼油装置，炼油行业内玩家显现出多元化发展的趋势。行业开工率下滑，地方炼油企业开工率较快上升，挤占了国企的份额。

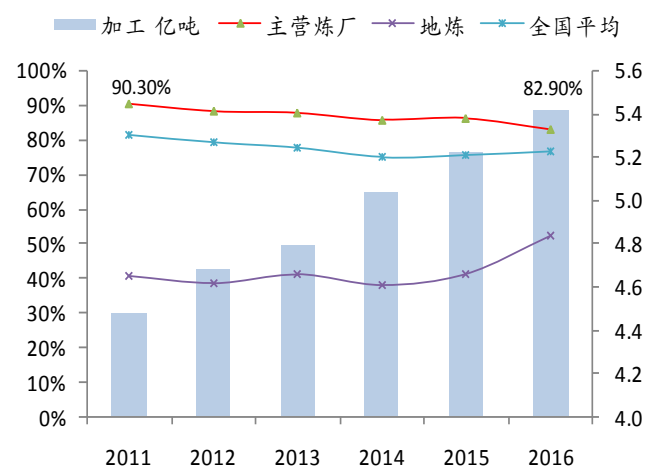
非国有产能快速扩张，但地方炼油企业还仅占 1/3，无法撼动整个炼油大格局，并且从上下游整合，参与全球竞争角度看，地方炼油企业发展面临天花板。

图表 54：公司占国内炼油产能 1/4



来源：中石油经研院 国联证券研究所

图表 55：石油加工开工率整体下滑



来源：隆众石化 国联证券研究所

➤ 产能继续扩张，非国企势头凶猛

2017 年中国炼厂一次加工能力将由前两年的减少和略增转为较快增长，预计净增能力 3500 万吨/年，总能力达 7.89 亿吨/年。其中新增能力 4600 万吨/年，包括云南石化以及惠州炼厂二期，淘汰落后产能 1100 万吨/年。炼油业继续处于结构性过剩状态，更加需要警惕的是未来由于多个民营及主营单位的炼油项目陆续建成投产，加上出口增长的空间有限，使得炼油能力过剩矛盾将更为突出，形势趋于严峻。截至 2016 年底，全国地方炼厂的炼油总能力达到 2.62 亿吨/年，占全国炼油总产能的 34.8%，从规模上看，地方炼厂已经成为继中石油、中石化之后的第三大国内炼油势力。

按照国内筹备项目，截止 2020 年前我国累计将新增炼油能力 1.2 亿吨/年，没有明确产能退出的情况下，总炼油能力最少将达到 8.7 亿吨/年。从成品油净出口形势看，最为乐观估计占国内成品油总产量的 15%，2020 年成品油净出口量 5000 万吨以上，产能利用率低于 70%。

2016 年，国内成品油消费增速放缓，汽油需求不及预期，柴油需求萎缩程度继续加大。国内成品油供应过剩加剧，地方炼厂石油进口量、石油加工量、开工率和成品油市场份额大幅增加，市场竞争更加激烈；成品油净出口继续增加。

图表 56：国内炼油产能扩张民企扮演重要角色

炼油项目	所属企业	新增 万吨/年	省份	项目进度	预计投产
云南石化	中石油	1300	云南	预试车	2017年6月
惠炼二期	中海油	1000	广东	全面建成	2017年6月
华北石化（改扩建）	中石油	500	河北	已投产	2019年
大榭石化（改扩建）	中海油	600	浙江	在建	2018年12月
一泓石化	浅海集团	1500	河北	在建	2019年
恒力石化	恒力集团	2000	辽宁	在建	2018年9月
盛虹炼化	盛虹集团	1600	江苏	环评	2019年
浙江石化（一期）	浙江石化	2000	浙江	环评获批	2019年
中科大炼油	中石化	1000	广东	在建	2019年
其他地炼	-	500	-	-	-
合计产能		12000			
东方石化	中石油	1300	天津	规划	
揭阳石化		2000	广东	规划	
西中岛		1500	辽宁	规划	
古雷石化	中石化	1600	福建	规划	
曹妃甸（一期）		1500	河北	规划	
上海漕泾		2000	上海	规划	
华锦石化	中国兵器	1500	辽宁	规划	
合计规划产能		11400			

来源：中国石油化工研究院 国联证券研究所

4.2. 炼油“剩产”时代，危中有机

➤ 机会之一：优化炼油布局，物流是个“大金矿”

中国炼油布局遵循靠近资源地、靠近市场、靠近沿海沿江建设的原则，形成以东部为主、中西部为辅的梯次分布。所以中石油的炼厂主要分布在东北和西北地区，但这些区域不是成品油的主要消费区。中国石化炼厂则主要分布在油品消费高度集中的华东和中南地区，石油主要利用远洋海运进口，贴近港口加工，而所产的成品油基本可在其传统销售区域消化，进料和分销的物流成本均获得优化，占据了成本优势。地方炼厂则主要分布在山东及陕西地区，成品油资源除部分交中国石油、中国石化两大集团销售外，其余自行销售。

炼油工业在扩能建设的同时逐步调整结构、合理布局、优化配置资源和市场，中国炼油能力的区域分布构成有了变化。截止 2016 年，华中、华北所占比例同比有所上升，东北能力占比下滑，西南能力上升。其中环渤海湾（包括山东、辽宁等）、长三角和珠三角三大经济圈的能力分别为 2.63 亿吨/年、0.9 亿吨/年和 0.89 亿吨/年，分别占全国炼油总能力的 42%、14%和 13%，合计为 70%。

图表 57：公司炼厂主要布置在华北东北地区



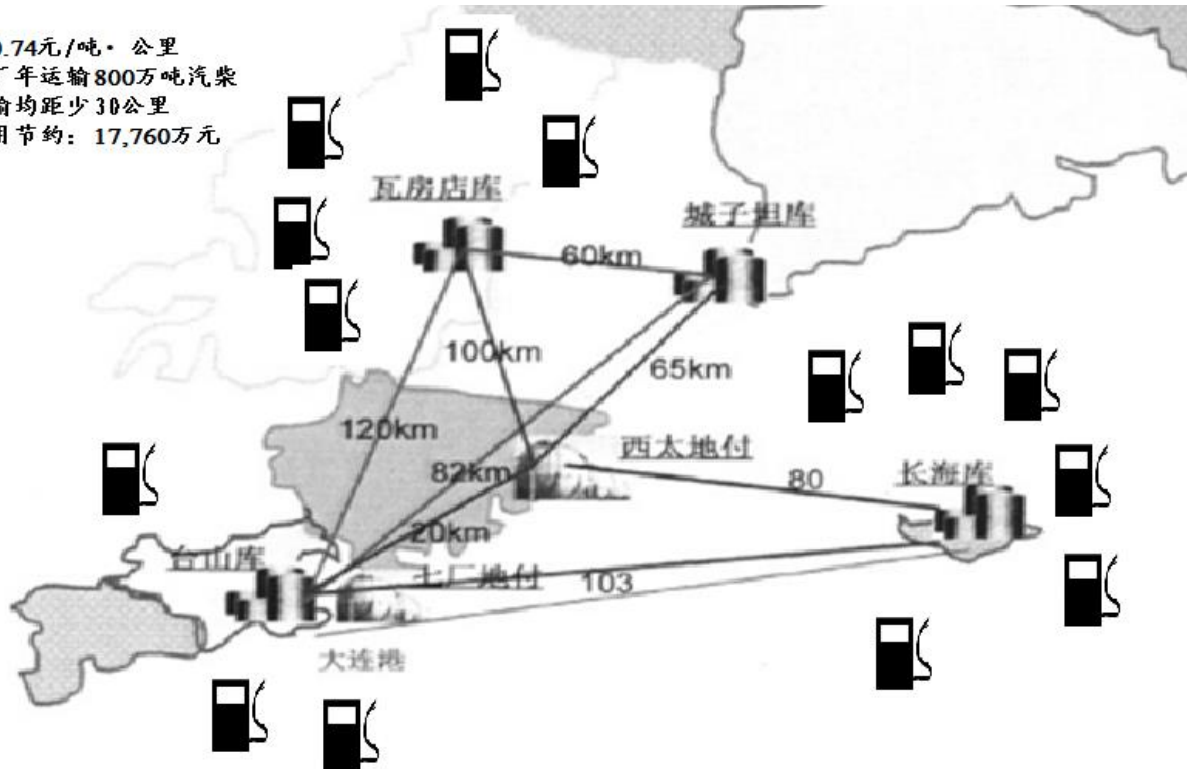
来源：公司网站 国联证券研究所

区域油品产销不平衡增加了物流成本。东北、西北地区由于国产原油资源较为集中，两个地区炼油能力占全国的 29.0%，也是两个调出成品油最多的地区，每年合计调出成品油近 5000 万吨，增加物流成本 100 亿元以上。辽宁省炼油能力为 7780 万吨，位居全国第二，2014 年原油加工量为 6327 万吨，成品油产量、消费量分别为 3707 万吨、1292 万吨，调出成品油约 2415 万吨。山东省 2014 年加工原油（含燃料油）7754 万吨，成品油产量、消费量分别为 4500 万吨和 2100 万吨，调出成品油约 2400 万吨。正是区域炼化一体化水平较低，油品产销不平衡，致使我国成品油主要流向长期呈现“北油南运、西油东送、东北向西南推进”的局面。

大型炼厂如果贴近消费地，就地消化成品油，根据危险品运输费用测算，1200 万吨石油加工炼厂，产生成品油 800 万吨，单吨运费每减少 30 公里，产生绩效 17760 万元，比较一些成品远距离调出企业，可以节约 200~300 元/吨，每年产生效益近 20 亿元。

图表 58：大连某炼厂贴近消费地，物流费用显著节约

运费：0.74元/吨·公里
某大炼厂年运输800万吨汽柴油，运输均距少30公里
物流费用节约：17,760万元



数据来源：国联证券研究所

总结而言，炼厂布局对盈利非常关键。汽柴煤油属于易燃危险品，必须使用危险品车辆或者船舶运输，运输距离越长，物流费用越高，运输周期拉长，周转效率低。贴近消费地区的优势就体现出来了，对运输交付至客户的物流费用无任何规定，距离短周转快的就能在运费占据效益，从而更加多获取下游客户的需求订单。

➢ 机会之二：油品升级，优质优价

2013年9月，国家发改委出台《关于油品质量升级价格政策有关意见的通知》，决定对油品质量升级实行优质优价政策。各地车用汽、柴油质量升级至国IV每吨分别加价290元、370元，2016年底后升级至国V时每吨分别加价170元和160元。预估炼油企业约承担三成升级成本，因公司提早布局，即装置升级成本已经产生，而收益最终全部体现在2017年及以后年份。

图表 59：2017 年全国境内 100% 实施国 V 汽柴油

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2017
北京	国I	国II	国III	国III	国III	国IV	国IV	国IV	国IV	国IV	国IV	国IV	国V	国V	国V
上海	国I	国II	国II	国II	国II	国II	国II	国II	国II	国IV	国IV	国V汽	国V柴	国V	国V
广州	国I	国II	国II	国II	国II	国II	国III	国III	国III	国IV	国IV	国IV柴	国IV	国V	国V
全国	国II	国II	国III	国III	国III	国IV	国IV	国IV	国III-汽	国III-柴	国III-柴	国III-柴	国IV汽	国IV柴	国V
硫ppm<	500	500	150	150	150	50	50	50	10	10	10	10	10	10	10

炼厂主要升级加氢裂解装置，脱除降低硫含量

数据来源：国家发改委 国联证券研究所

当前国家对大气污染的高度重视，我们判断在油品升级的问题上，政府还会出台刺激油企升级的财税政策，对低硫、低污染的油品实行降低税收或者加价的措施；其

次对现有的油品定价机制进行进一步调整，逐步实现油价的市场化和自主化，促使油价更加全面准确地反映成本和供需变化，这也是未来油气改革的重要方向。炼油企业改造装置，提升油品等级，额外加价受益，从发改委零售最高限价分析，已经基本全部落实优质优价政策。

后期展望全国全面供应国 VI 标准汽柴油，预计汽油落实国 VI 时间为 2019 年 1 月 1 日，柴油推迟一年，自 2020 年 1 月 1 日实施。国六标准后汽油有望继续加价，具体加价或低于每吨 170 元。率先从北京和上海等大城市开始实施，2018 年以后逐步推广至全国。国家环保部已明确表明自 2019 年 1 月 1 日起，凡进行型式检验的新型发动机和新型汽车均应符合《车用压燃式、气体燃料点燃式发动机与汽车排气污染物排放限值及测量方法（中国第六阶段）》要求。从 2020 年 1 月 1 日期，凡不符合国 VI 排放标准的新车将不得生产、销售、注册登记，不满足本标准要求的新发动机不得生产、销售和投入使用。

图表 60: 油品有望落实优质优价



来源: 公开资料 国联证券研究所

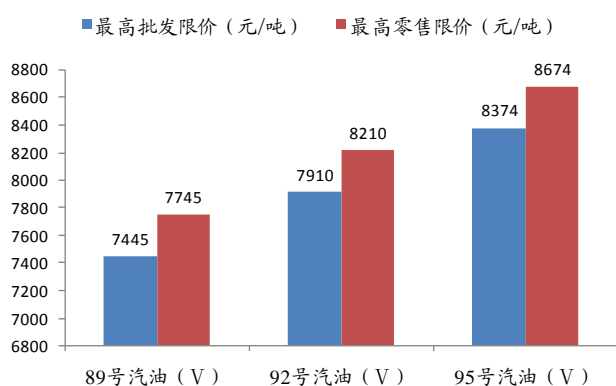
图表 61: 全国范围内国 VI 油品加价



来源: 公开资料 国联证券研究所

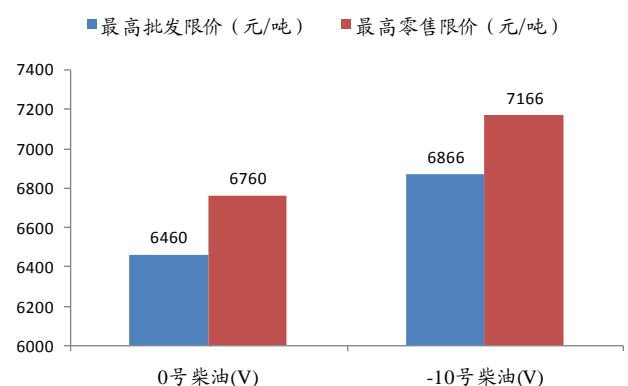
按照浙江省发改委公布最高限价，批发和零售之间价差，不同标号汽柴油价差维持 300 元/吨，除了国 IIIV 到国 VI 升级加价外，公司还能额外从标号规格等级获取差额利润。

图表 62: 汽油最高限价-浙江省 2017.6.9



来源: 隆众石化 国联证券研究所

图表 63: 柴油最高限价-浙江省 2017.6.9



来源: 隆众石化 国联证券研究所

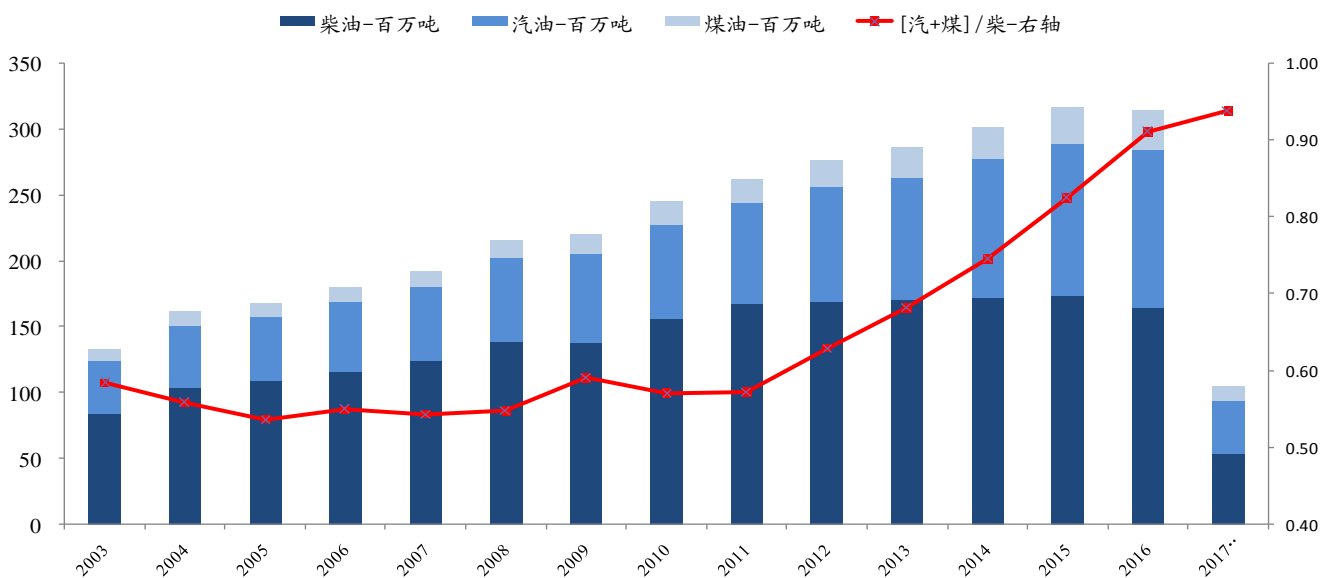
➤ 机会之三：按市场导向，炼油产品结构调整

2016 年，公司根据市场需求科学安排炼油加工路线和生产节奏，调整优化加工资源结构和产品结构，合理降低柴汽比，提高厚利化工产品产量，增加多个牌号化工新产品投放市场，化工商品产量比去年同期增长 3.6%；加大高效装置加工负荷，错峰错峰组织检维修，实现安全、高效、平稳运行。抓住市场转好的有利时机，及时调整化工销售策略，开辟电子商务平台新渠道，高效产品、高效区域销量稳定增长。

消费汽柴煤油比的变化与工业化发展阶段、居民收入水平和汽车行业发展趋势密切相关，工业化后期柴油消费增速低于汽油消费增速将成为常态，随着我国工业化发展进程加快、居民收入水平的提高和家庭用汽车日益普及，预测今后若干年内消费汽柴比将长期呈现上行趋势。按照这一趋势，公司保持原油加工总量不变的情况下，多产汽煤油的增量部分，公司将从中受益。

在炼油与化工方面，突出市场导向和效益原则，“宜油则油、宜烯则烯、宜芳则芳”，显著提高了炼油和化工生产的灵活性，最大限度地实现了原油资源的综合利用。提高产品竞争力和创效能力，加强资源优化配置，推进装置结构调整、产品升级和技术进步，继续发挥炼化一体化和集约经营的优势，在稳定市场供应的同时，持续提高创效能力和市场份额。加快终端网点及仓储物流设施建设，优化运输结构，增强物流保障能力，提升化工产品高效市场占有率和销售终端效益。

图表 64：公司主动进行产品调整：汽煤柴比系数提升



来源：公司年报 国联证券研究所

➤ 机会之四：新装置一体化，规模大成本低

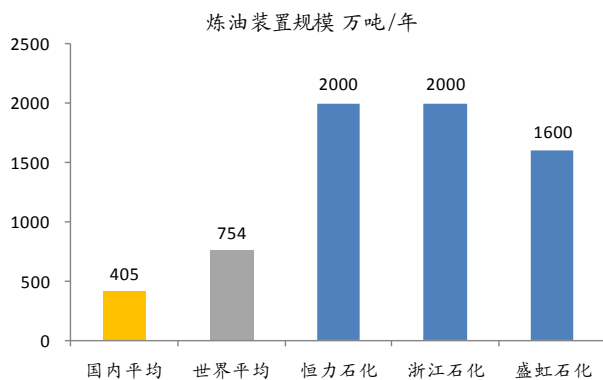
受炼油行业布局分散和规模化水平较低的制约，我国大部分炼油企业及 50% 以上炼油能力不具备一体化发展条件。甚至近十年先后建成的大连石化（产能为 2050 万吨/年）、青岛炼化（产能为 1000 万吨/年）、广西石化（产能为 1200 万吨/年）、中化泉州石化（产能为 1200 万吨/年）等千万吨炼油企业，也未配置化工能力。炼化一体

化率较低，导致炼油、乙烯能耗分别为每吨 63 千克、641 千克标油，分别比世界先进水平高 10%、5%，削弱了石化产业综合国际竞争能力。

低效落后产能明显偏大。现有一次原油加工能力中，低于 500 万吨/年的低效落后产能达 2.02 亿吨，占总能力的 27.2%，炼油企业达 184 家。200~500 万吨/年能力中，中央企业占 28 家，多数是并购控股地方炼油企业。低于 200 万吨的产能达 1.02 亿吨/年，占总能力的 13.8%。主要原因是地方炼厂受利益驱动无序过快扩张，造成长期以来国家淘汰低效落后炼油能力的目标难以落实。

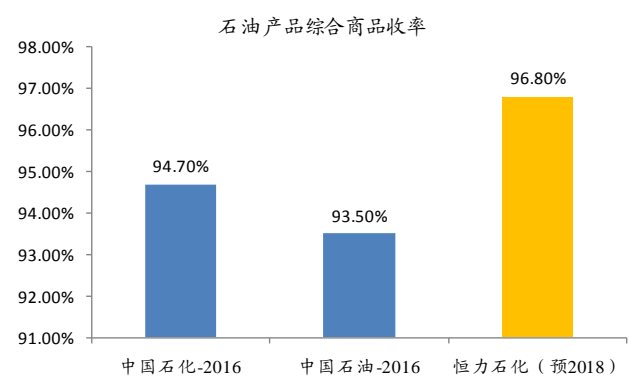
资源综合利用水平较低。两桶油轻质油收率平均为 78%，大型炼油企业达 82% 以上，综合商品率分别为 94.9%、93.7%。地方炼油企业轻质油收率在 55% 以下，综合商品率约 81%。中石化、中石油炼油综合能耗平均值分别为 57.20 千克标油/吨、64.02 千克标油/吨，地方炼油企业则高达 90 千克标油/吨。

图表 65：新装置炼油规模起点高



来源：公司年报 国联证券研究所

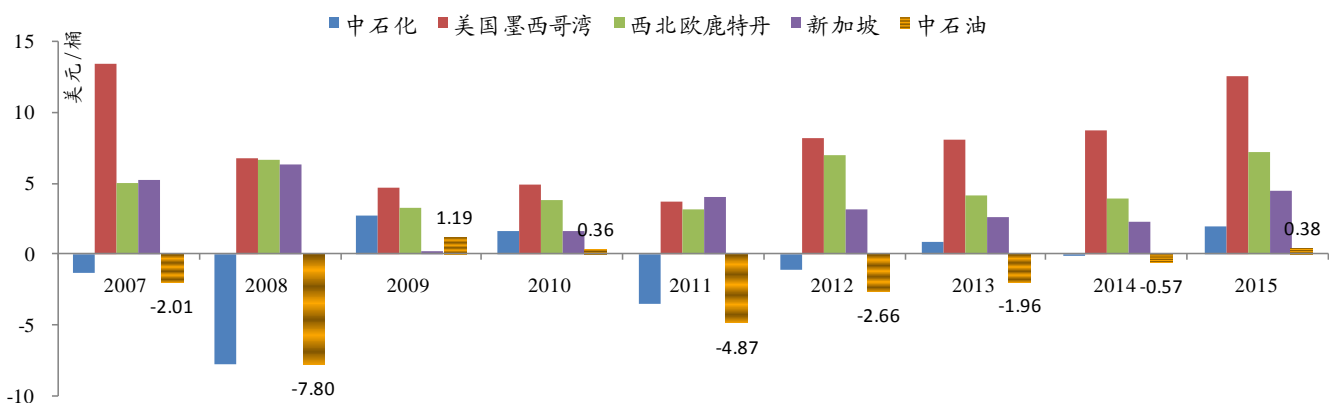
图表 66：新上装置综合商品收率领先



来源：公司年报 恒力股份 国联证券研究所

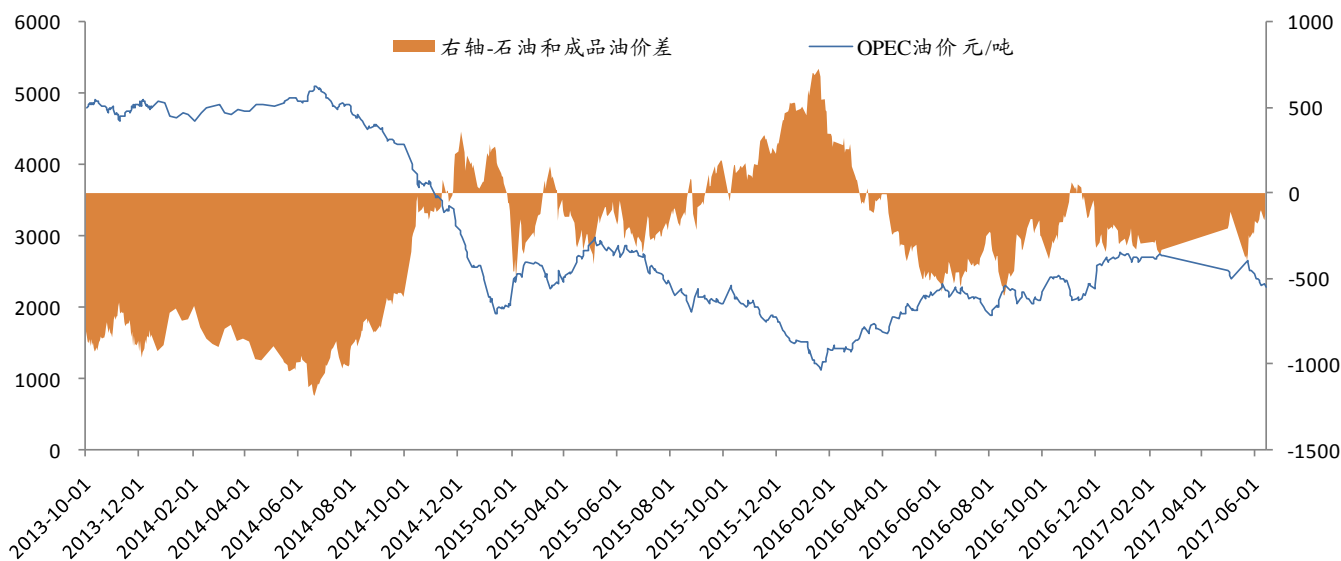
炼油企业则因原油价格更为低廉而提升利润率，成品油定价机制维持稳定，油价走低，炼油成本降低，强劲的汽油需求也将带动利润。但因为竞争，亚洲地区炼油利润已经呈现小幅度下滑趋势，基准的新加坡氢化裂解利润或综合炼制利润，2016 年达到平均每桶 6.4 美元，比 2015 年的平均每桶 7.2 美元预估值低 0.8 美元。

图表 67：全球炼油 EBIT 和油价反相关



来源：WIND 国联证券研究所

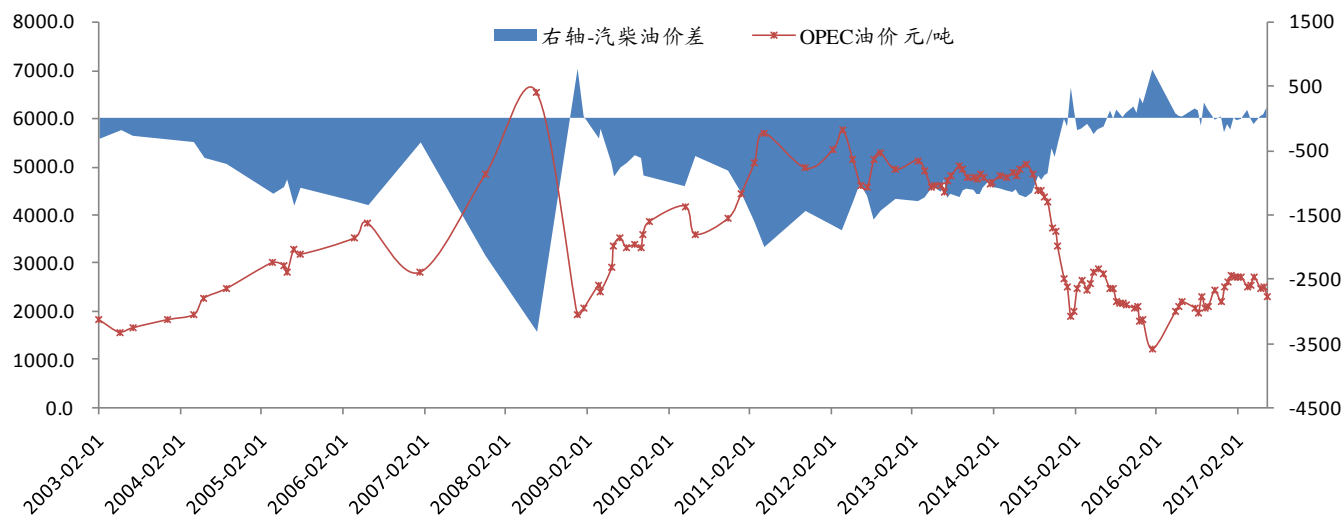
图表 68: OPEC 油价和成品油市场价差显示炼油正走出困境



来源: 隆众石化 国联证券研究所

分析 OPEC 油价和成品最高零售价格, 该价格受发改委政策管制, 数据监测 2014 年后同步改善, 主要和政策调节、油品升级加价有关。

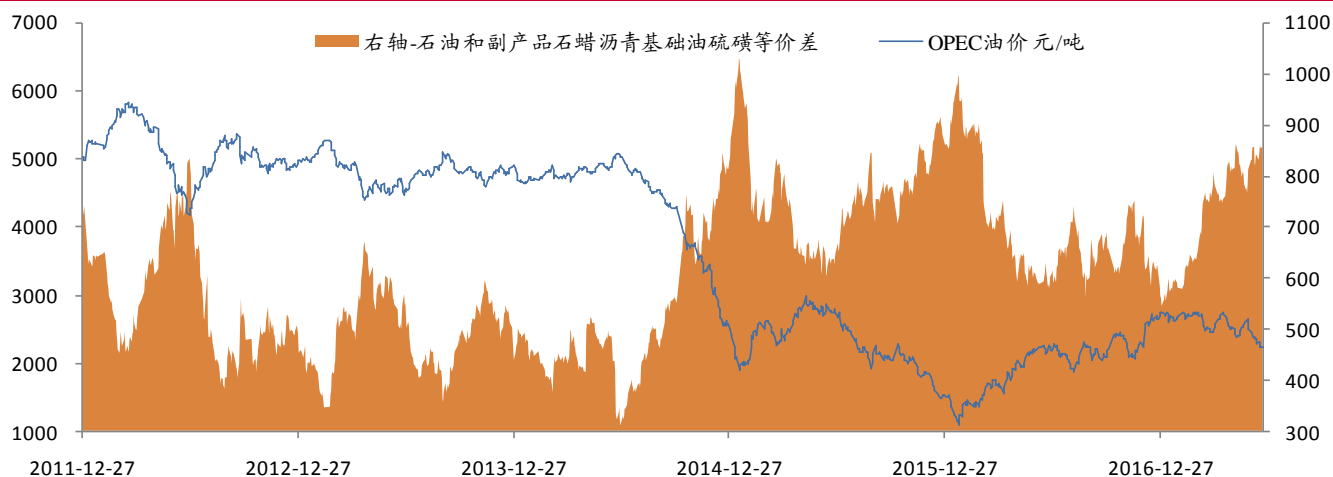
图表 69: OPEC 油价和成品油终端零售最高限价价差显示政策定价倾斜



来源: WIND 国联证券研究所

炼油行业盈利持续改善更大的推手来自副产品包括硫磺、润滑油、液化气、石蜡、C9 树脂、沥青等, 因为石油价格从成本端上下降 50% 还不止, 但副产品比如硫磺等价格基本不受影响, 综合收益差价显示从早期 500 元/吨上升到 800 元/吨以上, 我们认为这部分也是炼油很大一块绩效。

图表 70：石油和副产品价差有所扩大，低油价改善副产品收益



来源：金银岛 国联证券研究所

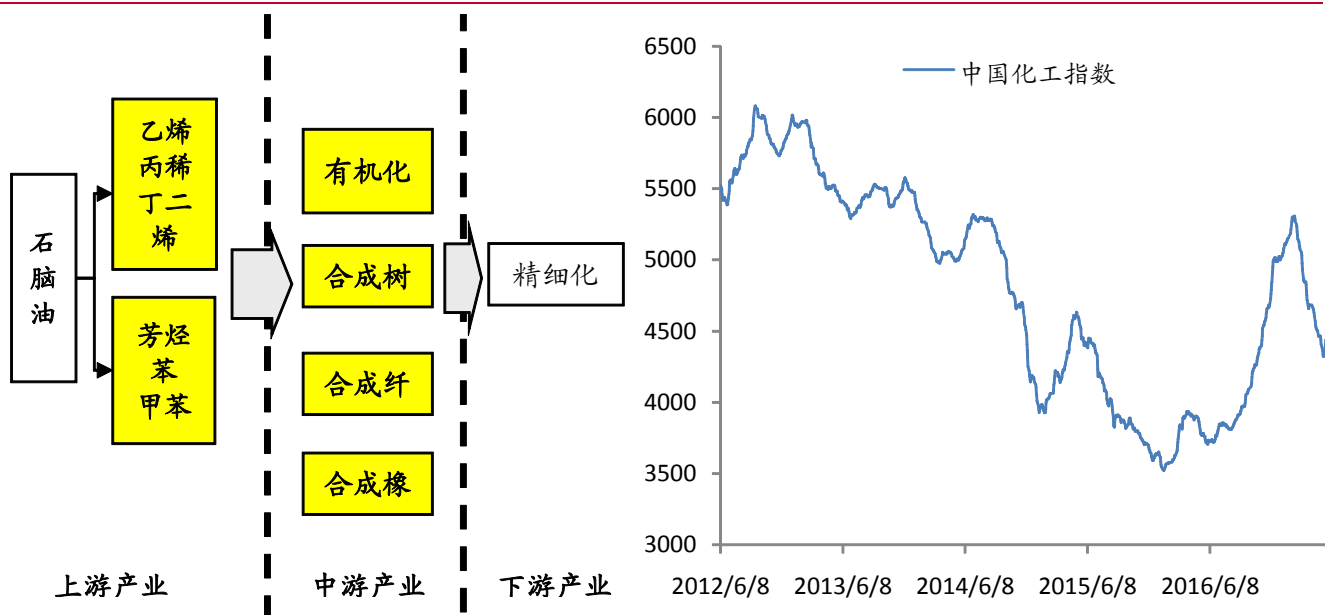
4.3. 石化乙烯和树脂化工品受益于低油价

➤ 油价-烯烃价差高位，乙烯景气周期

公司传统化工比较弱，但未来有望加强。公司新任总裁章建华，来自中石化的炼化专家，在炼化行业拥有丰富的从业经验，有望对公司装置升级、产品型号规划、布局等进行改革优化。

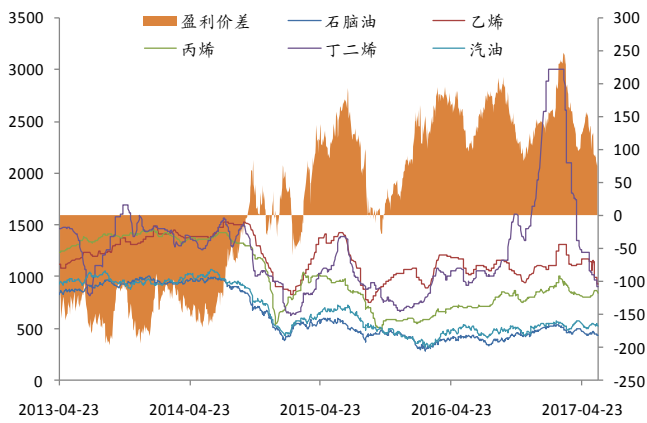
2016 年，国内化工产品需求稳步增加，国外进口货源较少，加之国内石化企业集中检修，化工市场处于供需两旺的局面；石油价格持续低位运行，增强石油化工盈利能力 and 竞争力，化工产品价格年初小幅回落调整后，于年中呈持续上行态势，化工产品市场整体表现良好。

图表 71：石油化工指数有所下滑



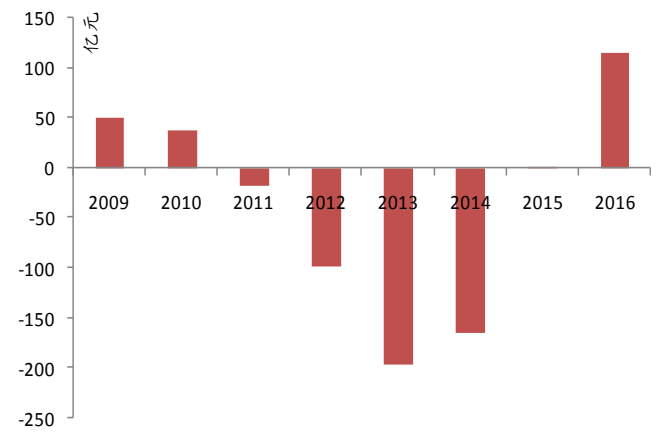
来源：Infopro 讯博化工指数 国联证券研究所

图表 72：化工主要产品价差显示盈利良好



来源：隆众石化 国联证券研究所

图表 73：公司化工板块 EBIT 反转



来源：公司年报 国联证券研究所

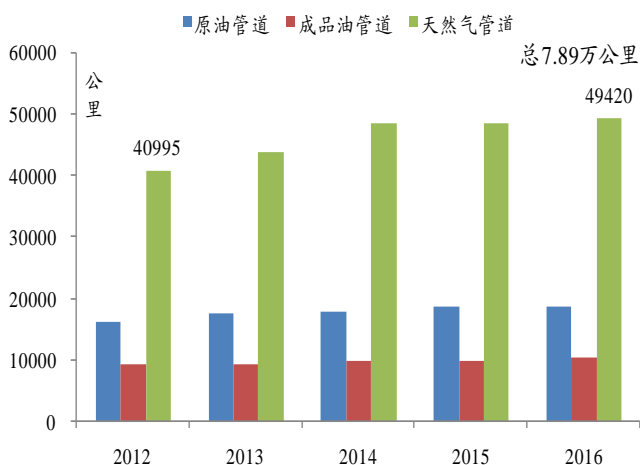
5. 公司管道业务稳健

➤ 公司石油管道总里程占国内七成份额

公司是中国国内油气资源的主要供应商，担负着国家大型长输管道建设、运营和管理的重要任务。陆上油气管道包括石油管道、成品油管道和天然气管道，其中石油管道约 2.3 万公里，成品油管道约 2.1 万公里，天然气管道约 7.6 万公里。截至 2015 年底，国内运营的油气管道总里程达到 79936 千米。其中，石油管道 18918 千米，占全国的 69.8%；天然气管道 50928 千米，占全国的 76.2%；成品油管道 10091 千米，占全国的 46.3%。资源多元、调度灵活、安全可靠的油气供应网络基本建成。

全国范围内，国有性质的管道总里程达到 10.4 万公里，约占总里程的 86%，其中公司占有最多的份额，管道总里程近 8 万公里，拥有中俄、中缅、兰郑长等骨干输油管道，布局了以西气东输一、二线、陕京输气为骨架的全国性供气网络，合计份额约 70%。

图表 74：公司管道里程 No.1



来源：公司年报 国联证券研究所

图表 75：公司管道网络通达



来源：公司公告 国联证券研究所

图表 76：公司拥有进口和国内油气管道的大动脉



来源：中石油管道局 国联证券研究所

➤ 石油天然气管道具备自然排他性

中国天然气管道里程约为 9 万公里，而美国的这一数据则为中国的 7 倍，差距巨大。2014 年 6 月国务院印发的《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》提出，到 2020 年，主干管道里程要达到 12 万公里以上。

其中提到，改革油气管网运营机制，提升集约输送和公平服务能力。分步推进国有大型油气企业干线管道独立，实现管输和销售分开。完善油气管网公平接入机制，油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放。

2016 年，公司根据市场需求和季节变化调整国产气生产节奏、优化进口气和液化天然气引进，增强调峰能力，确保业务链资源平衡。科学组织油气调运，优化油气管网运营管理，提高管道运行效率。天然气销售积极应对市场资源总体宽松的局面，采取灵活促销策略，持续做好重点高效市场开发，推动支线管道和新用户投用气，不断提高营销的质量和效益。管网布局建设持续完善，西气东输三线东段工程等建成投运，陕京四线输气管道等工程开工建设。推进天然气销售与管道业务体制改革，完成终端利用业务整合，为提升天然气销售能力奠定基础。

管道形成了中国横跨东西、纵贯南北、连通海外的油气管网格局。作为油气资源，具有运输总量大，年吞吐量数亿吨级，品种专一，主要是标准的石油等，决定了管道

的巨大比较优势，成本低廉，运行效率高且费用极低，值得一提的是管道具备自然垄断的属性，在特定的时间和空间，作为低成本运输通道，具有排它特征。

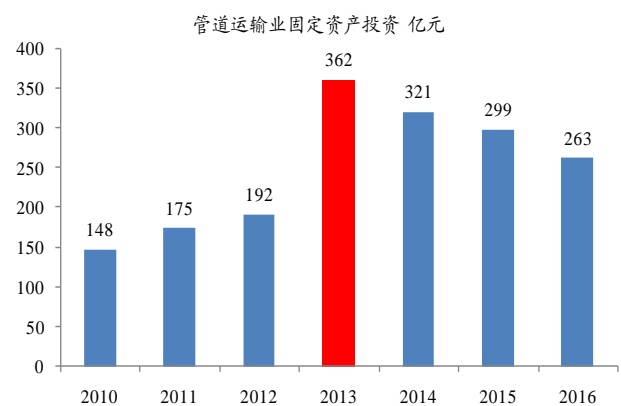
石油管道作为优质资产，也是油气改革的重点所在。按照国家于2014年2月13日下发并正式施行的《油气管网设施公平开放监管办法（试行）》，核心要点是作为油气管网运营企业的“三桶油”，尤其是中石油，应按要求无歧视对第三方开放使用其油气管网设施输送、储存、气化、液化和压缩等相关服务。

图表 77：管道运输大宗商品费用最低

	管道	铁路	公路	水运	空运
运输工具	管道	火车	汽车	船舶	飞机
运速	快	较快	较快	较慢	最快
运量	极大	较大	较小	大	最小
单位运价	极低	低	较高	较低	最高
自然垄断	极高	较高	低	较低	较低
适应性	极低	一般	较高	高	较低

来源：公开资料 国联证券研究所

图表 78：2013 年管道投资达到顶峰



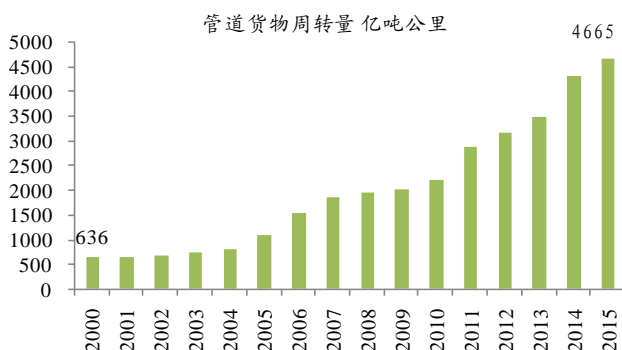
来源：WIND 国联证券研究所

➤ 管道业务受政策管制，盈利稳健

垄断油气管网建设与管理。目前我国原油、成品油、天然气长距离输送管道基本上由中石油和中石化下属管道公司建设，已经实质上形成了对油气管输行业的垄断。以往管道建设招标，更多的向石油系统内企业倾斜。如果管网独立，民营企业有望获得更多管道订单。

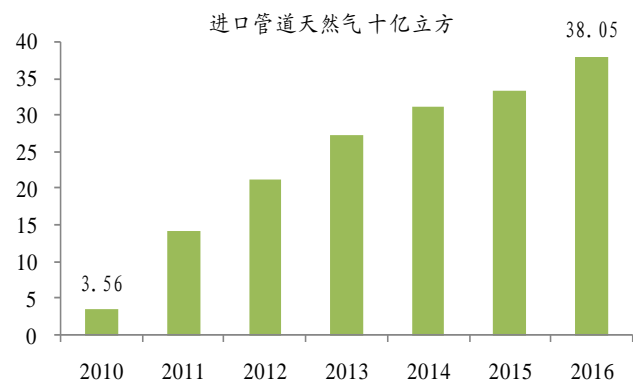
2016 年末，公司国内油气管道总长度为 78,852 公里，其中：天然气管道长度为 49,420 公里，原油管道长度为 18,872 公里，成品油管道长度为 10,560 公里。

图表 79：国内管道货物周转量 15 年增 6 倍



来源：国联证券研究所

图表 80：进口管道天然气增长迅速



来源：国联证券研究所

图表 81：管道行业获利的重大推手-国家政策

出台日期	部门	政策主题
2015/11/18	发改委	关于加强地方天然气输配价格监管降低企业用气成本的通知
2016/04/07	工商总局	关于公用企业限制竞争和垄断行为突出问题的公告
2016/08/08	国务院	降低实体经济企业成本工作方案
2016/08/26	发改委	关于加强地方天然气输配价格降低企业用气成本的通知
2016/09/02	能源局	关于做好油气管网设施开放相关信息公开工作的通知
2016/10/09	发改委	天然气管道运输定价成本监审办法（试行）
2016/10/09	发改委	天然气管道运输价格管理办法（试行）
2016/10/15	发改委	关于明确储气设施相关价格政策的通知
2017/05/31	国务院	关于深化石油天然气体制改革的若干意见

来源：公开资料 国联证券研究所

中游管道独立和进口权放开是重点。中游管道连接上下游,如果不能从上游独立,社会资本控股的管道就无法和上游公司参与的管道竞争。如果不能打破封闭独立的省级管网公司的垄断,民营炼化企业将永远被卡脖子。

(1) 实现“厂网分开”,油气管道网络从油气生产环节中独立是油气体制改革的重点内容。预计油气管道改革将采取分步走方式:第一步可能由中国石油将所属的省长输管道为主要内容,组建独立运行的子公司,接受国家能源局的成本监督;第二步可能引入不同合作合资方,实现股权多元化,也可能直接转变成一家新的中央企业集团;第三步实现真正意义上的厂网分开,油气管道网络作为接受国家监管的、对社会开放容量、输送能力。

(2) 中游管道业务的分离(或至少在财务上独立),将有利于激发社会资本投资建设管道积极性,也有利于促进管道向第三方开放。

(3) 若干省级管网已形成封闭独立的省级管网公司,长期垄断带来影响。未来省网公司问题的解决即使将触及地方利益,也必须面对。

(4) 当前各油气管道和油品码头,以及天然气领域的 LNG 接收站、三桶油的长输管道、各省级天然气管道和城市燃气之均是割裂状态,造成竞争不充分和资源浪费。方案指出:油气干线管道、省内和省际管网均向第三方市场主体公平开放。我们认为基础设施互联互通和第三方准入的放开将有利于社会资本进入油气领域,包括天然气配气、储备、进口及终端利用投资等。

(5) 目前下游民营炼化企业已经较多,原料来源常被“卡脖子”,未来随着进口权的放开,有利于提升其竞争力,促进炼化市场的有效竞争。

《天然气管道运输价格管理办法(试行)》和《天然气管道运输定价成本监审办法(试行)》,提出要将我国天然气管道运输的准许收益率明确为 8%,此外,新政还将价格监管对象由单条管道改为了管道运输企业。

新政明确,在天然气管道运输企业的管道负荷率不低于 75%的情况下,企业的准

许收益率明确为税后 8%。此前，我国一直按照“准许成本加合理收益”的原则，让地方政府在合理范围内对天然气管道运输自行定价，但由于天然气管道承建单位多是各地方国企，且全国没有统一标准，有些地区增加 6%，有些地区则上浮 10%，难免出现定价混乱，甚至个别人员从中牟利等情况，从民众的角度来说，天然气管道运输费则一直不透明，且各地区缴费存在高低不均的问题。如今，我国终于首次将天然气管道运输的收益率进行了全国统一，会更有利于价格监管。

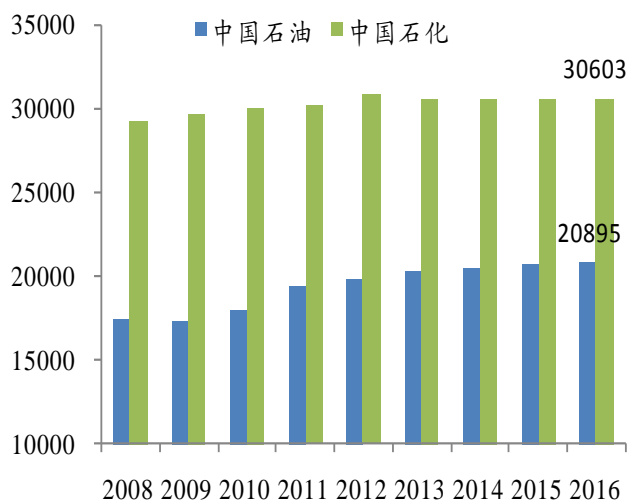
6. 公司销售板块发力，加油站已成稀缺资源

➤ 加油零售业务占国内份额 38%

公司在销售业务方面，充分把握市场新特点，加强产销衔接，提升整体效益。深入实施“油卡非润气”一体化营销，突出高效高端市场，提高加油卡活跃度，立足便利店发展增值业务带动非油业务发展，推动润滑油等高附加值产品增收创效，有序发展天然气加气终端。多渠道、多元化加快销售网络建设，推进加油站提质升级，利用信息化手段实现精准销售，不断增强盈利能力和市场竞争力。

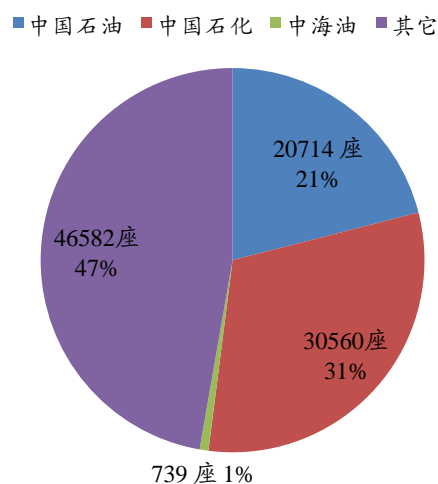
2016 年，公司积极应对成品油市场需求增速放缓、价格低位运行等不利局面，统筹国内外市场，科学配置油品资源，确保整体业务链畅通的同时实现效益最大化。主动适应市场竞争和客户需求变化，深化“油卡非润”一体化营销，开展形式多样的促销活动，上线中油好客 e 站手机软件(APP)，推广移动支付，加强非油业务销售力度。不断提升单站销售能力，销售网络进一步完善，新投运加油站 181 座，运营加油站数量达到 20,895 座。

图表 82：公司加油站数量仅次于中石化



来源：公司年报 国联证券研究所

图表 83：公司加油站数量占国内 21%



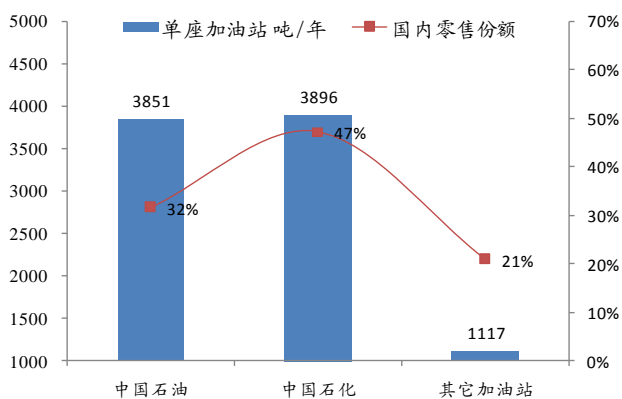
来源：公司公告 国联证券研究所

销售公司积极探索油品零售业与快销行业合作模式，大力提升商品动销率。此外，综合利用加油站商圈、顾客、土地和网络资源，开通 53 项便利支付业务，顾客逐步从冲动性消费向目的性消费、习惯性消费转变，加油站也从单一的油品服务延伸到商品和汽车后服务，逐渐成为“人·车·生活”生态圈的综合服务平台。提供加油服务外，还有便利店、洗车保养、存取款等一站式服务。

中国石油与阿里巴巴集团、蚂蚁金服集团在北京签署战略合作框架协议，双方约定将立足互联网平台，深化合作渠道、拓展合作领域、创新合作模式、提升消费体验，共同推动双方业务的转型升级和创新发展。此外，中国石油还与中粮集团等大企业合作，积极扩展非油业务。

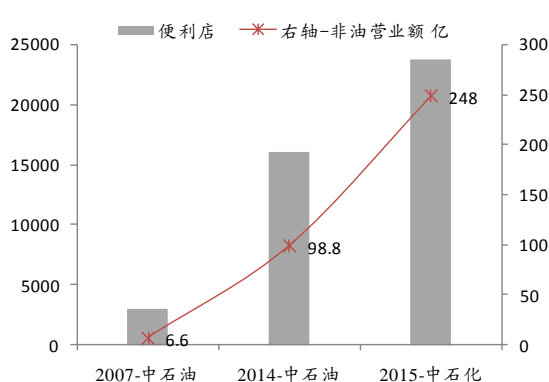
8年来，中国石油非油收入年均增长47%，利润年均增长42%，非油已成为低油价时代销售企业稳定的利润来源。按照协议，中石油和中粮将在商品、市场营销、会员共享、社会公益、新业务领域等开展全方位合作，同时探索依托互联网平台拓展O2O合作，整合营销渠道，丰富商品组合，实现协同发展。前期，双方已在京、津、冀、鲁、豫等部分省市启动粮油产品合作试点，成效显著。

图表 84：加油站零售市场份额32%



来源：公司年报 国联证券研究所

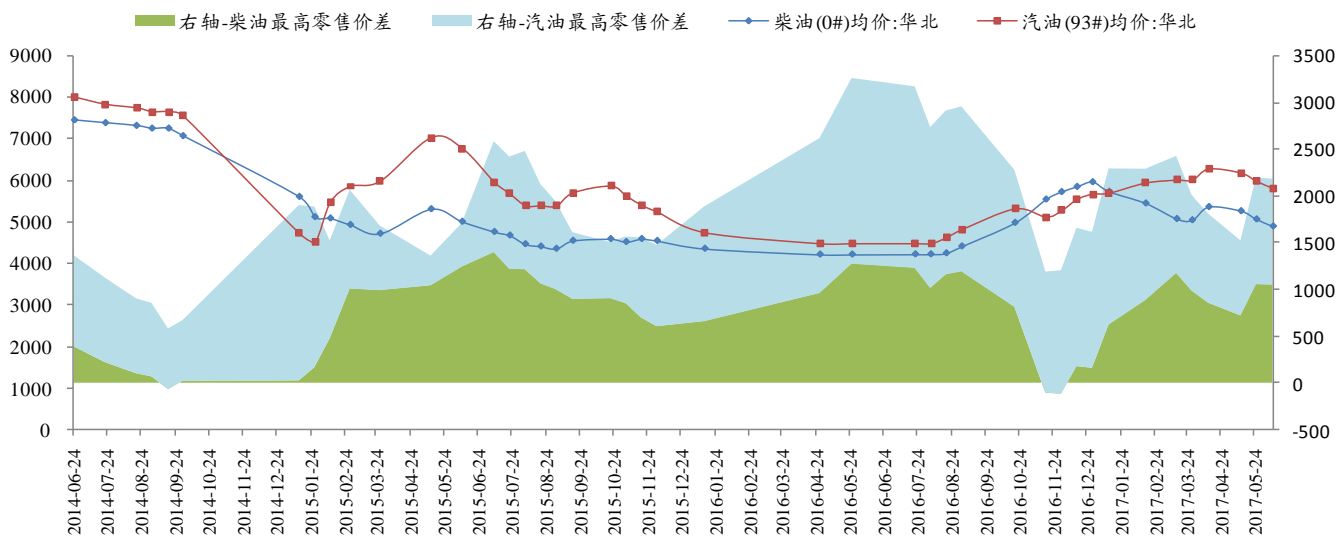
图表 85：便利店非油收入空间巨大



来源：公司年报 国联证券研究所

从汽柴油批发和零售价差看，区位地段比较理想加油站，竞争非主流情况下，能最高幅度实现价差。2016年中旬加油站获利最为丰厚，2017年有所下滑，主要和加油站竞争，互联网加油等有关，但还是处于非常好的盈利区间内。

图表 86：汽柴油最高零售限价和市场批发均价差支持加油站获益

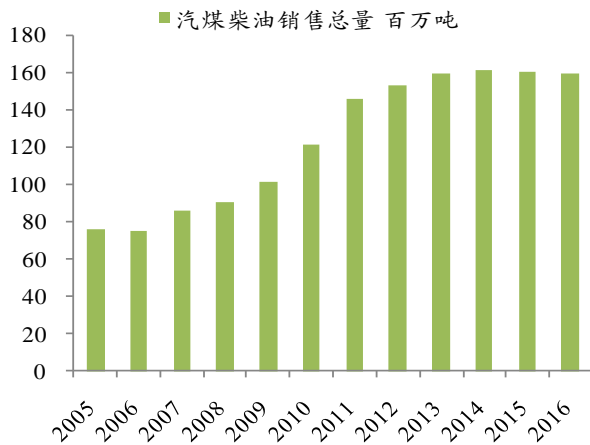


来源：百川资讯 国联证券研究所

公司经历了从2005年成品油经销增长，截止2013年开始趋于稳定，主要和国内

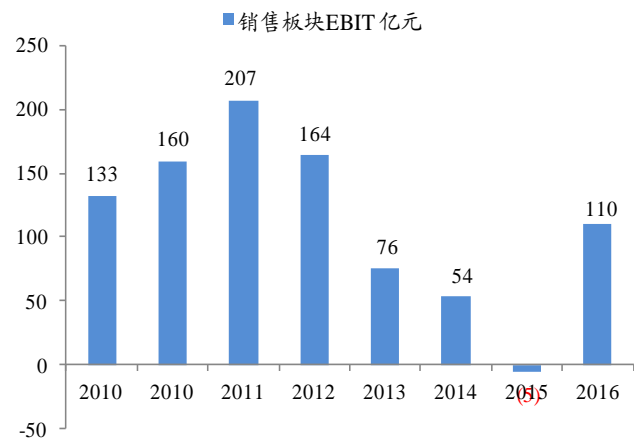
成品需求疲弱有关。但因上游石油不景气周期内，越贴近消费终端越受益的原则，销售板块从 2015 年开始走出低谷，2016 年板块经营利润达到 110 亿。

图表 87：2013 年伊始成品油销售量趋于稳定



来源：公司年报 国联证券研究所

图表 88：公司销售 EBIT 数据显示反转



来源：公司公告 国联证券研究所

7. 油价、气价、炼化、管道、销售稳步向好

➤ 勘探与生产 P1：油气价格处于周期底部

因美国、尼日利亚和利比亚的石油产量不断增加，抵消了 OPEC 减产效应，最新的布伦特油价创下 9 个月新低。我们认为石油内在价值 55 美元/桶，市场存在修复机会。天然气价格同样如此，美国页岩气革命，产量快速增长，亨利港成为全世界的价格洼地，当前也是历史底部，中长期看，需求回暖抵消供给，价格逐步走出低谷概率较大。

我们预测未来三年公司勘探部分中，因高成本油田关停调整，海外低成本油田增产，整体石油产量维持 2017 年水平，天然气产量则因国内需求刚性，非常规气增量，给予每年 4% 增速。

盈利预测主要的假设条件如下：

1) 国际石油 OPEC 均价按照 2017 年 50 美元，2018 年每桶 53 美元，2019 年 55 美元，2020 年 57 美元测算；

2) 因 2015-2016 年公司油田调整，产生额外费用，以 2017 年 Q1 公司原油实现价格 51.34 美元/桶，公司石油开采综合成本不变，包含运费按照交付港口 50.04 美元/桶计算；

3) 天然气价格以 2017 年 Q1 实现 5.08 美元/千立方英尺为基准，2017 年后续三年+5% 价格上涨核算；

4) 按年化测算，对油气存货价格变动带来的盈利变化不予考虑；

➤ 炼油 P2：优化装置布局，油品升级加价

成品油价格管制，随着油气改革深化，市场化大势所趋。国家发改委制定最高出厂和零售限价，实际价格已经市场化，特别是 2015 年以来，炼油行业有较好获利时，最高价格管制已名存实亡。公司以市场为导向，装置完成国五升级，提高汽油和高效产品比例，增加高标号油品满足市场需求。

参考国内和国际盈利水平，主要盈利增长来自公司对装置和产品的优化，炼油单桶 EBIT 有望维持，2017 年 2.21 美元/桶，2018 年每桶 2.5 美元，2019 年每桶 2.6 美元，2018 年每桶 2.7 美元测算。

➤ 化工 P3：低油价助力，乙烯景气周期

化工业务围绕市场需求，优化生产方案，增产适销对路产品，公司轻油收率、乙烯收率、双烯收率保持国内领先。我们认为乙烯景气周期，中东和美国装置陆续投产，会对化工品的全球价格侵蚀，但对国内影响有限，综合三烯和石油价差有望维持，化工板块经营 EBIT 保持在 30 亿/季。

➤ 销售 P4：面向终端消费，已成稀缺资源

中石化加油站有望年内分拆上市，石油商品价格低迷的周期内，越贴近下游终端用户就越受益，2016 年公司成品油(包含批发直销)1.59 亿吨，单吨 EBIT 为 69.2 元/吨，2017 年 Q1 实现 3863.9 万吨，EBIT 为 75.6 元/吨。因成品油终端入口优势，我们假设未来三年实现 100 元/吨、110 元/吨、120 元/吨。

营销事业部天时(互联网+)地利(加油站零售)人和(人力成本企稳)，逐步开拓非油业务，因体量和绩效还比较小，暂且忽略。

➤ 天然气与管道 P5：稳健还是稳健，再加长协减亏

效益来自三个方面：1. 长协价格到期，更新合约价格，天然气进口分销业务有望从亏损转为盈利；2. 天然气长期看涨，减少长协亏损幅度；3. 管道业务具备自然垄断属性，价格和收益特点是稳定，相当于稳定债券。公司明确天然气和管道业务为核心增长方向，继续加强发展，管道输送费用为固定收取，按照政策管道资产回报率 8%，尚有提价空间。以往弥补进口天然气亏损，板块业务盈利处于逐步回归合理的趋势。

8. 盈利预测及评级

按照公司四大板块经营销售量预测，对价格进行合理预判假设，我们分解估算 EBIT 业绩。我们认为上游有望走出低谷，经营利润实现合理修复，而炼油化工相对会有所放缓，但天然气与管道业务会持续发力，除了天然气价格提升外，销量增长也是一个非常重要的刺激因素。

预计 2017~2019 年 EPS 为 0.22 元、0.34 元和 0.42 元，对应 PE 为 35X、23X 和 18X，考虑公司油气、管道网络和加油站等资源优势，维持中国石油(601857.SH 和 0857.HK)“推荐”评级，目标价 8.4 元。

图表 89：2017-2020 各大板块 EBIT 分拆估算

项目	2016年 经营	EBIT 亿元						
		2014	2015	2016	2017E	2018E	2019E	2020E
勘探与生产P1								
原油产量 百万吨	124.59	1868.97	339.61	31.48	281.01	507.00	900.13	1460.40
天然气产量 亿立方米	927.10							
炼油								
原油加工量 百万吨	129.00	-71.55	46.9	275.65	143.26	162.06	168.54	175.03
化工								
乙烯 百万吨	5.59	-164.05	1.93	114.61	120.00	110.00	100.00	90.00
合成树脂 百万吨	9.08							
销售								
成品油 百万吨	159.11	54.21	-5	110.48	137.8	159.11	175.02	190.93
天然气与管道								
营业额 亿元	2474.77	131.26	512.31	178.85	196.22	226.41	251.37	285.30
合计					878.29	1164.58	1595.07	2201.66

来源：国联证券研究所

图表 90：四大板块营收和毛利率分拆估算

核心板块	亿元	2014	2015	2016	2017E	2018E	2019E	2020E
勘探开采	收入	7609.62	4626.31	3987.94	4571.54	4845.83	4991.21	5327.89
	CM%	43.82%	25.18%	9.51%	20.30%	23.83%	26.87%	26.89%
炼油化工	收入	8392.33	6356.69	5760.46	6383.58	6617.26	6768.01	6923.79
	CM%	16.31%		42.86%	39.07%	38.95%	39.05%	38.90%
天然气与管道	收入	2800.78	2768.96	2416.33	2638.63	2881.39	3146.47	3435.95
	CM%	4.70%	12.30%	10.90%	11.10%	11.98%	13.62%	14.86%
销售	收入	19266.85	13692.25	12857.02	14142.72	14991.29	15556.99	16122.70
	CM%	3.10%	3.99%	5.00%	4.03%	4.10%	4.00%	4.00%
内部抵销		-15664.84	-10601.23	-9293.81	-10605.13	-11113.09	-11409.22	-11901.68

来源：国联证券研究所

9. 风险提示

全球油气价格持续低迷。

图表 91：财务预测摘要

资产负债表						利润表					
单位:百万元	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E	单位:百万元	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
货币资金	37,462.00	54,736.00	171,313.5	267,895.5	463,907.4	营业收入	1,725,428	1,616,903	1,713,135	1,822,267	1,905,346
应收账款+票据	75,208.00	69,446.00	77,035.08	78,777.27	84,138.77	营业成本	1,300,419	1,235,707	1,284,612	1,352,957	1,401,728
预付账款	19,313.00	16,479.00	16,821.73	18,250.69	18,086.02	营业税金及	200,255.0	187,846.0	189,770.6	191,953.2	193,614.8
存货	126,877.0	146,865.0	137,710.7	162,005.2	148,514.9	营业费用	62,961.00	63,976.00	63,000.00	63,600.00	63,800.00
其他	54,254.00	50,258.00	50,258.00	50,258.00	50,258.00	管理费用	79,659.00	75,958.00	76,000.00	74,000.00	75,500.00
流动资产合计	313,114.0	337,784.0	453,139.1	577,186.7	764,905.1	财务费用	23,826.00	20,652.00	15,347.10	12,723.85	10,692.03
长期股权投资	70,999.00	79,003.00	79,003.00	79,003.00	79,003.00	资产减值损	28,505.00	12,858.00	3,200.00	4,500.00	5,900.00
固定资产	1,551,911	1,516,530	1,475,133	1,386,528	1,266,761	公允价值变	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
在建工程	232,483.0	222,493.0	191,300.0	175,000.0	170,000.0	投资净收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
无形资产	71,049.00	71,490.00	67,791.86	64,093.71	60,395.57	其他	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
其他非流动资	101,381.0	105,409.0	92,402.50	79,396.00	79,396.00	营业利润	29,803.00	19,906.00	81,205.57	122,532.9	154,111.4
非流动资产合	2,027,823	1,994,925	1,905,630	1,784,021	1,655,556	营业外净收	28,363.00	25,286.00	315.00	315.00	315.00
资产总计	2,340,937	2,332,709	2,358,769	2,361,207	2,420,461	利润总额	58,166.00	45,192.00	81,520.57	122,847.9	154,426.4
短期借款	70,059.00	71,969.00	55,248.49	0.00	0.00	所得税	15,802.00	15,778.00	20,380.14	30,711.98	38,606.62
应付账款+票据	209,951.0	208,550.0	226,513.8	231,696.6	243,031.4	净利润	42,364.00	29,414.00	61,140.43	92,135.94	115,819.8
其他	151,356.0	168,149.0	165,126.2	175,675.9	170,856.4	少数股东损	6,711.00	21,514.00	20,165.68	30,388.80	38,200.36
流动负债合计	431,366.0	448,668.0	446,888.6	407,372.6	413,887.8	归属于母公	35,653.00	7,900.00	40,974.75	61,747.14	77,619.49
长期带息负债	434,475.0	372,887.0	372,887.0	372,887.0	372,887.0						
长期应付款	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00						
其他	130,808.0	138,126.0	138,126.0	138,126.0	138,126.0						
非流动负债合	565,283.0	511,013.0	511,013.0	511,013.0	511,013.0						
负债合计	996,649.0	959,681.0	957,901.6	918,385.6	924,900.8						
少数股东权益	164,320.0	183,709.0	203,874.6	234,263.4	272,463.8						
股本	183,021.0	183,021.0	183,021.0	183,021.0	183,021.0						
资本公积	128,008.0	128,377.0	128,377.0	128,377.0	128,377.0						
留存收益	868,939.0	877,921.0	885,595.5	897,160.8	911,698.9						
股东权益合计	1,344,288	1,373,028	1,400,868	1,442,822	1,495,560						
负债和股东权	2,340,937	2,332,709	2,358,769	2,361,207	2,420,461						

现金流量表					
单位:百万元	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
净利润	20,357.00	8,525.00	60,904.18	91,899.69	115,583.6
折旧摊销	177,858.0	209,651.0	277,394.2	292,109.6	292,564.6
财务费用	22,309.00	20,857.00	14,147.10	11,821.85	9,392.03
存货减少	36,256.00	-22,638.0	9,154.22	-24,294.5	13,490.31
营运资金变动	-31,819.0	28,607.00	7,009.33	12,561.30	1,318.37
其它	37,868.00	19,972.00	3,200.00	4,500.00	5,900.00
经营活动现金	262,829.0	264,974.0	371,809.0	388,598.0	438,248.9
资本支出	223,860.0	189,421.0	191,300.0	175,000.0	170,000.0
长期投资	28,155.00	2,562.00	0.00	0.00	0.00
其他	36,136.00	16,096.00	236.25	236.25	236.25
投资活动现金	-215,879	-175,887	-191,064	-174,764	-169,764
债权融资	12,018.0	-36,392.0	-16,720.5	-55,248.4	0.00
股权融资	1,596.0	940.00	0.00	0.00	0.00
其他	-59,053.0	-31,555.0	-47,447.2	-62,003.7	-72,473.3
筹资活动现金	-45,439.0	-67,007.0	-64,167.7	-117,252	-72,473.3
现金净增加额	512.00	24,953.0	54,736.0	171,313.5	267,895.5

主要财务					
	2015A	2016A	2017E	2018E	2019E
成长能力					
营业收入	-24.42%	-6.29%	5.95%	6.37%	4.56%
EBIT	-54.91%	-17.93%	44.84%	40.77%	21.64%
EBITDA	-26.71%	6.72%	35.31%	14.40%	6.94%
归属于母公	-17.29%	-77.84%	418.67%	50.70%	25.71%
获利能力					
毛利率	24.63%	23.58%	25.01%	25.75%	26.43%
净利率	2.46%	1.82%	3.57%	5.06%	6.08%
ROE	3.02%	0.66%	3.42%	5.11%	6.35%
ROIC	3.21%	2.59%	3.94%	5.52%	7.10%
偿债能力					
资产负债率	42.57%	41.14%	40.61%	38.89%	38.21%
流动比率	0.73	0.75	1.01	1.42	1.85
速动比率	0.31	0.31	0.59	0.90	1.37
营运能力					
应收账款周	28.52	27.59	28.18	27.52	28.61
存货周转率	10.25	8.41	9.33	8.35	9.44
总资产周转	0.74	0.69	0.73	0.77	0.79
每股指标					
每股收益	0.19	0.04	0.22	0.34	0.42
每股经营现	1.44	1.45	2.03	2.12	2.39
每股净资产	6.45	6.50	6.54	6.60	6.68
估值比率					
市盈率	39.53	178.39	34.39	22.82	18.16
市净率	1.19	1.18	1.18	1.17	1.15
EV/EBITDA	8.03	7.38	5.47	4.52	3.90
EV/EBIT	25.79	30.82	21.32	14.32	10.86

数据来源：公司报告、国联证券研究所

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们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，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

投资评级说明

股票 投资评级	强烈推荐	股票价格在未来 6 个月内超越大盘 20% 以上
	推荐	股票价格在未来 6 个月内超越大盘 10% 以上
	谨慎推荐	股票价格在未来 6 个月内超越大盘 5% 以上
	观望	股票价格在未来 6 个月内相对大盘变动幅度为 -10%~10%
	卖出	股票价格在未来 6 个月内相对大盘下跌 10% 以上
行业 投资评级	优异	行业指数在未来 6 个月内强于大盘
	中性	行业指数在未来 6 个月内与大盘持平
	落后	行业指数在未来 6 个月内弱于大盘

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属国联证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“国联证券”）。未经国联证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为国联证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，国联证券不因收件人收到本报告而视其为国联证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但国联证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，国联证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，国联证券可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

国联证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。国联证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。国联证券的资产管理部、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，国联证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到国联证券及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

无锡

国联证券股份有限公司研究所
 江苏省无锡市太湖新城金融一街 8 号国联金融大厦 9 层
 电话：0510-82833337
 传真：0510-82833217

上海

国联证券股份有限公司研究所
 上海市浦东新区源深路 1088 号葛洲坝大厦 22F
 电话：021-38991500
 传真：021-38571373

分公司机构销售联系方式

地区	姓名	固定电话
北京	管峰	010-68790949-8007
上海	刘莉	021-38991500-831
深圳	张杰甫	0755-82556064