

跌势驱缓，守望春来

国投安信期货 2020 年度能源策略报告

SDIC ESSENCE FUTURES

目录

目录

1.原油	3
1.1.19 年行情回顾	3
1.2. 20 年供需展望	5
1.2.1.沙特减产保价意愿依然强烈，OPEC 降供效用边际弱化	5
1.2.2.资本开支意愿下滑，库存井投放难改美国页岩油增产降速	7
1.2.3 非美非 OPEC 增产可期	10
1.2.4 经济回暖&炼化产能投放，原油需求增速回升	11
1.3 行情展望&策略建议	12
2.燃料油	16
2.1. 19 年行情回顾	16
2.2. 20 年供需展望	16
2.2.1.高硫燃油船用需求锐减，脱硫塔使用量稳步递增	16
2.2.2 发电&深加工经济性显现，高硫燃油非船用需求有望提振	19
2.2.3 低硫燃油供应有限，价格或将延续高位	20
2.2.4 出口退税推出在即，国内低硫燃油定价地位或将凸显	22
2.3 行情展望&策略建议	23
3.动力煤	25
3.1.动力煤价量格局的新变化	25
3.1.1 煤&电行业让利诉求凸显，电力在本轮博弈中占据相对优势	25
3.1.2 煤&电输送通道持续投放，沿海市场供需阶段性宽松	26
3.1.3 被动累库周期中的库存下移	28
3.2 20 年供需展望	29
3.2.1 供应同比增长可期	29
3.2.2 经济增长温和降速，动煤需求增速小幅回暖	31
3.3 行情展望&策略建议	33

摘要

2019 年，能源系工业品价格中枢及波动区间普遍下移；与 19 年年度策略展望中明显偏空的预判有所不同，我们认为临近成本支撑价格向上的弹性也会有所放大，20 年能源系商品的投资主题为中心减速下移、节奏多空有盼，部分品种的多头配置机会也将陆续显现。

自 16 年的大宗商品反弹周期以来，能源行业发生了深刻的变化：一是产能集中度提升，对产量的自律性约束增强；二是环保主旨重塑能源产业链消费结构，低碳、低硫趋势明显；三是民粹主义抬头，小黑天鹅事件频发。

动力煤：神木矿难影响消退、新产能持续投放下动力煤内产增长可期，中国经济增速温和回落中清洁能源挤压效应的减弱将迎来火电耗煤需求小幅回暖，总体来看供需宽松下的被动累库逻辑大体延续，预估 20 年 CCI5500 均价下移至 540-550 元/吨，波动区间 500-600 元/吨，跌幅较 19 年有所收窄。随着 8 月以来港口、电厂环节主动去库存陆续展开，春节前后的补库行情仍可期待。

原油：OPEC+ 后续减产空间难以继续对冲非美非 OPEC 的产出增量及美国尽管将有降速的产出增幅，全球经济温和回暖、炼化新增产能投放及全球炼厂开工率自今年重检修周期的适度修复将带动原油需求增速回升。20 年油市供需基本均衡，供需压力主要在二季度体现，目前亚太地区相对偏低的库存分化结构有助于放大油价的向上弹性，预估 20 年布伦特均价 63-64 美元/桶，波动区间 55-75 美元/桶，与今年大体持平，同时跨期结构近月升水将是常态。鉴于目前仍未超配的基金净持仓，震荡偏强格局有望延续至一季度。

燃料油：深加工、脱硫塔及非合规将大部弥补断崖下跌的高硫船用油需求，OPEC 减产亦有望削弱高硫原料供应，20 年高硫燃料油的供需盈余幅度较 19 年宽松，但较四季度边际好转。预估 20 年盘面裂解价差有望回升至 -90 元/桶上方，燃油期货均价 2200-2300 元/吨，波动区间 1800-2700 元/吨左右，较 19 年仍将下沉。鉴于 8 月以来盘面已相对充分的交易了高硫燃油的悲观预期，远月裂差多单、区间下沿燃油单边多单的配置价值陆续显现。

交易策略上，除板块内各品种基于价格中枢和波动区间预判的节奏性交易机会之外，我们认为 20 年能源系工业品的相对强弱排序为燃料油>原油>动力煤，对冲交易机会亦值得关注。

高明宇（动力煤/原油）

首席分析师

从业资格证号：F0302201

投资咨询号：Z0012038

李云旭（原油/燃料油）

高级分析师

从业资格证号：F3063210

投资咨询号：Z0013666

李祖智（动力煤）

助理分析师

从业资格证号：F3063210

相关报告：

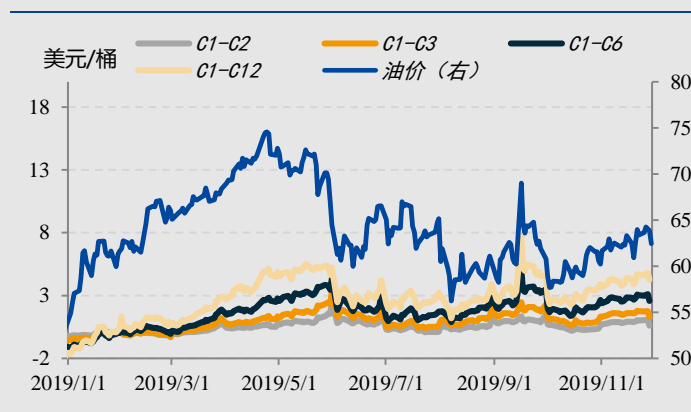
- 1) 20190102 原油年度展望《中枢下移，小阳春可期》
- 2) 20190102 动力煤年度展望《铅华洗尽，从容波动》
- 3) 20191209 原油专题报告《深化减产协议达成，供应过剩预期获得修正》
- 4) 20191014 燃料油专题报告《运费飙涨推升内盘溢价，关注燃油空头配置机会》
- 5) 20190906 动力煤调研专题报告《浩吉铁路重塑陕煤外运格局，动煤到港成本暂有支撑》
- 6) 20191101 动煤专题报告《迟到的市场出清》

自 16 年的大宗商品反弹周期以来，能源行业发生了深刻的变化：一是产能集中度提升，对产量的自律性约束增强。与 14-15 年粗放式增产、以量补价不同，原油供应市场已形成美国、沙特、俄罗斯三足鼎立的格局，沙特主导下的维也纳阵营减产屡次超出市场预期；供给侧改革以来动力煤产能也有效向三西地区集中，矿方盈利和现金流修复后产量弹性放大。二是环保主旨重塑能源产业链消费结构，低碳、低硫趋势明显。18-19 年厄尔尼诺异常气候扰动了农产品、能源等多个板块需求，全球对环境变量的关切程度日益提升。欧洲&中国的煤改气、IMO2020 限硫新规、CORSIA2021 航空减排等从多个维度体现了这一低碳、低硫的能源消费趋势。三是民粹主义抬头，小黑天鹅事件频发。受全球范围内贫富差距加大影响，民粹主义抬头，政经乱局频现。20 年美国总统大选使特朗普对涉足中东事务更加谨慎，在全球原油意外供断规模已达新高的背景下我们依然不可小觑地缘风险对油价的短期扰动。

1. 原油

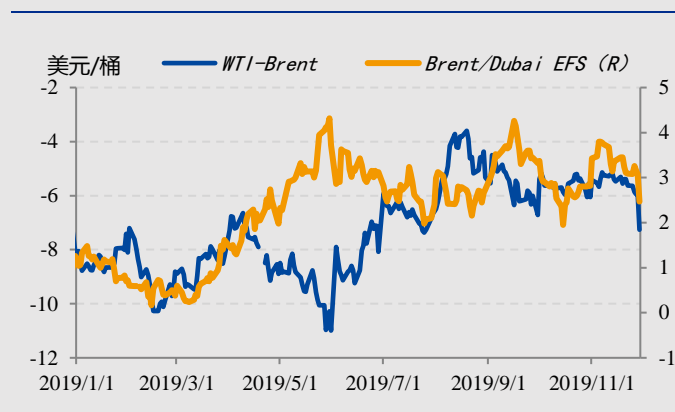
1.1. 19 年行情回顾

图 1：Brent 原油及月差走势



资料来源：路透，国投安信期货

图 2：跨区价差走势



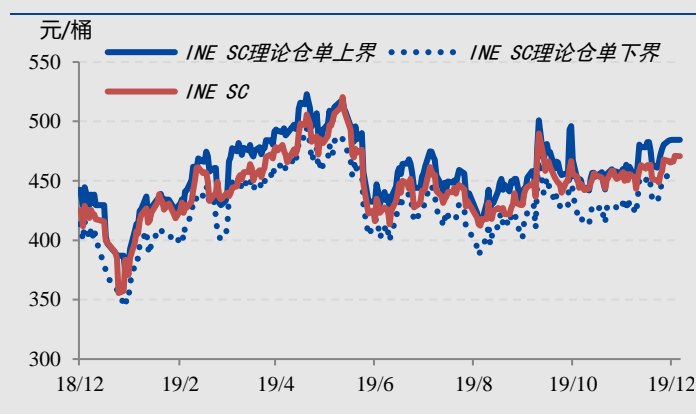
资料来源：路透，国投安信期货

2019 年国际油价整体呈现宽幅震荡格局，全年布伦特均价 63.8 美元/桶，较 18 年均价降 7.8 美元/桶，波动区间 52.5-75.6 美元/桶。OPEC+ 减产联盟开启新一轮减产、美国加大对

伊朗与委内瑞拉的制裁使得油价自年初开始持续走高，5 月初中美贸易战再陷紧张局面，同时地缘炒作预期落地，油价一度快速下跌，而后在减产支撑与宏观风险加剧的博弈中维持弱势震荡。9 月沙特石油设施遇袭后快速恢复，主导了油价的冲高与回落，进入四季度，在全球风险偏好走强以及减产联盟延续减产的乐观预期下油价震荡反弹。

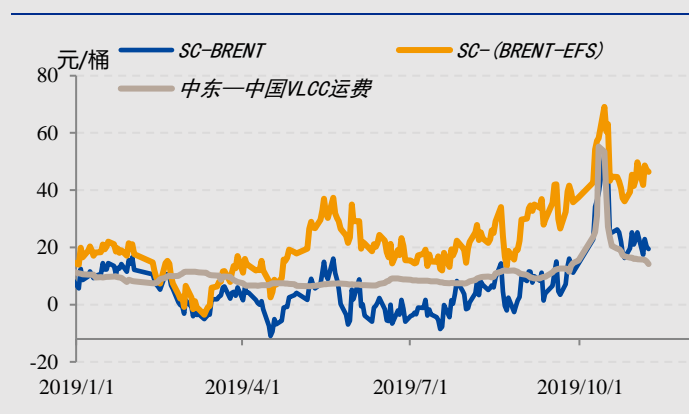
受年内中东原油供应偏紧预期影响，2019 年初 EFS 处于较低位置，3 月开始随着减产边际量的减少、东西市场的再平衡以及 IMO2020 高低硫切换时点临近，EFS 价格中枢走高。WTI-Brent 价差方面，上半年欧亚市场的基本面强势和美国库存持续累积使得价差大幅走阔，下半年美国核心产区连接美湾的管道陆续开通，陆运成本大幅走低，带动 WTI-Brent 价差显著收窄。INE 原油全年交易平稳有序，主力合约实现连续换月，基本在无套利窗口上下边界之内运行，内外盘价差主要受运费、油品差异和汇率预期等多方面影响，盘面有效反映了中东可交割油种的到岸价格预期。

图 3：INE 原油估值区间监测



资料来源：彭博，国投安信期货

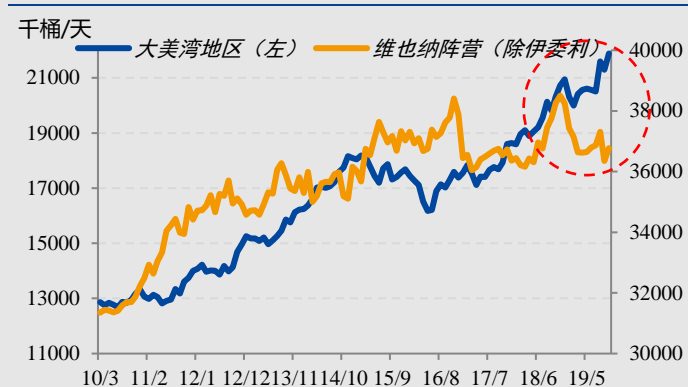
图 4：内外盘价差及海运费



资料来源：OPEC，国投安信期货

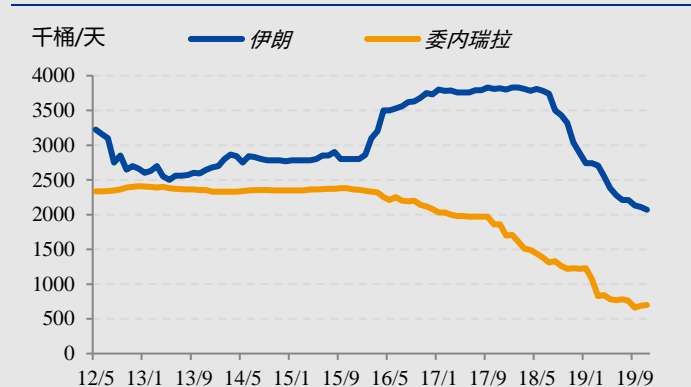
1.2. 20 年供需展望

图 5：维也纳阵营主动性减产



资料来源：彭博，国投安信期货

图 6：伊朗、委内瑞拉被动减产

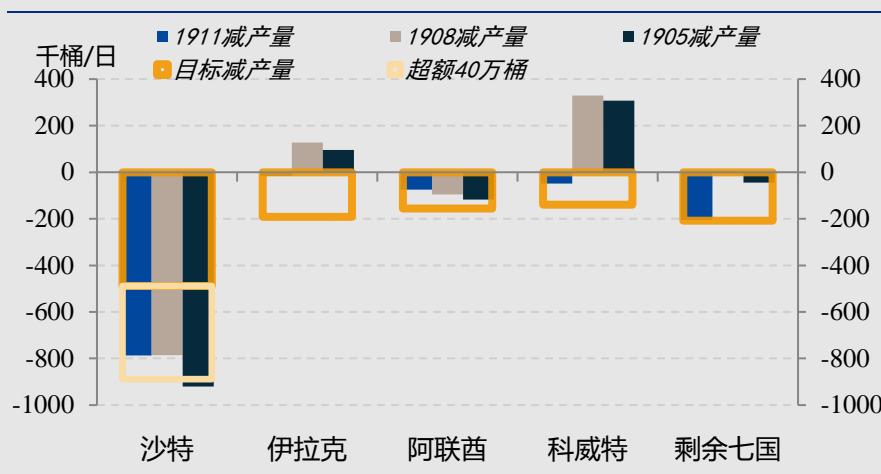


资料来源：彭博，国投安信期货

1.2.1. 沙特减产保价意愿依然强烈，OPEC 降供效用边际弱化

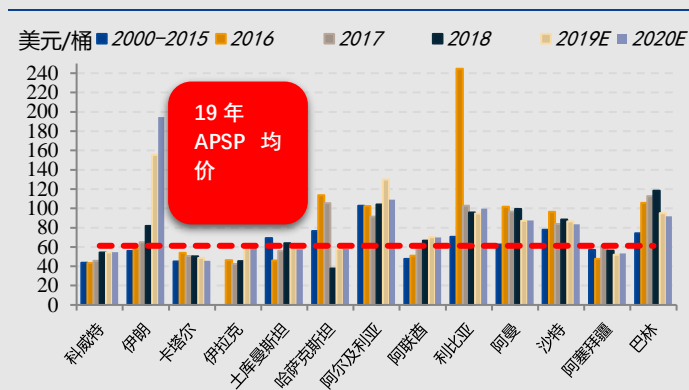
虽然 OPEC 在全球原油供应中的占比逐步下滑，但中东产油国充裕的产能和灵活的调控能力使其在供应端仍是最重要的变量。2017 年初在沙特的带动下 OPEC 产量大幅走低，有效缓解了供应端彼时的严重过剩，2019 年在全球需求增速下滑和美国增产压力下，OPEC 新一轮减产显得更加迫切。2019 年末减产联盟再次达成深化减产协议，OPEC 参与减产的 11 个国家将进一步贡献 37.2 万桶/日的名义减产量，沙特称在其他减产国 100% 执行情况还将额外减产 40 万桶/日，深化减产最终如何实施以及减产协议后续如何演绎至关重要。

图 7：OPEC 主动减产 11 国产量情况与减产目标



资料来源：OPEC，国投安信期货

图 8：主要产油国财政盈亏平衡油价



资料来源：IMF，国投安信期货

图 9：沙特所占主动减产 11 国份额



资料来源：OPEC，国投安信期货

根据 IMF 最新预测，20 年主要产油国财政盈亏平衡油价均值为 82 美元/桶，其中沙特为 83.6 美元/桶，仍远高于 19 年以来 APSP 均价 61.3 美元/桶，以沙特为代表的 OPEC 产油国对高油价诉求依然强烈。对于主动超额减产的沙特来说，产量份额已经大幅下滑，减产保价策略初有成效，在阿美顺利上市并完成市值目标之后，料将继续保持减产以展现其平衡原油市场的能力，进而为境外上市打下基础，但继续单枪匹马减产可能导致出口量持续减少进而威胁其石油收入。对于其他 OPEC 国家，长久以来习惯于坐享其成使得市场对最终达成一致行动的

预期并不强烈，2020 年 OPEC 减产 11 国全部如约达到减产目标量的可能性并不大，对于深化减产前景不宜过度乐观。12 月 OPEC+会议并未如期延长将于 3 月底到期的减产协议，而是决定 3 月 5/6 日会议上再相机抉择，维也纳阵营的减产政策正在从长期承诺向短期调控过渡，更加灵活的使用减产配额将使近月供应偏紧成为常态。

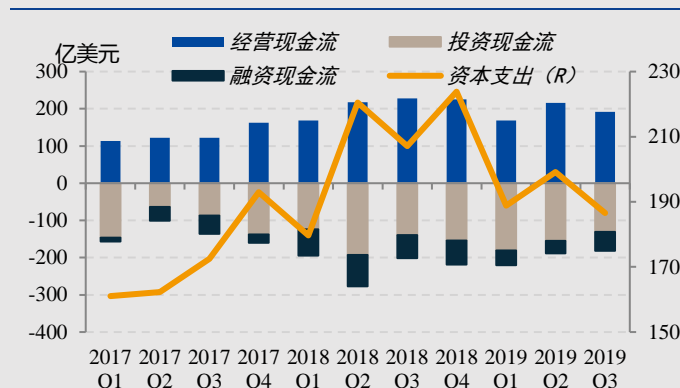
特朗普在大选之年对待中东战略将更为谨慎，但代理人战争背景下中东地区的内部冲突或仍将持续，伊拉克、伊朗、黎巴嫩等国抗议活动升温也暗示着中东国家的内部风险正在不断累积，仍有可能在全球意外供断规模已达新高的背景下对油价形成短期扰动。但随着美国对伊朗及委内瑞拉制裁逐步常态化，2020 年地缘博弈对 OPEC 产生新的成规模、可持续性产量冲击的概率不大。在被动减产量缺失和主动减产或将面临瓶颈的背景下，我们预期 2020 年 OPEC 产量仍将下降但幅度远低于 2019 年。

1.2.2.资本开支意愿下滑，库存井投放难改美国页岩油增产降速

2019 年美国原油产量均值约 1230 万桶/日，2019 年末已接近 1300 万桶/日，较年初增长约 120 万桶/日。油价在 2016 年走出低谷之后，页岩油产量增长已成为常态，加剧了全球轻质原油的供应过剩，20 年这种趋势还将延续，但在中油价背景下产量增速的下滑难以避免。

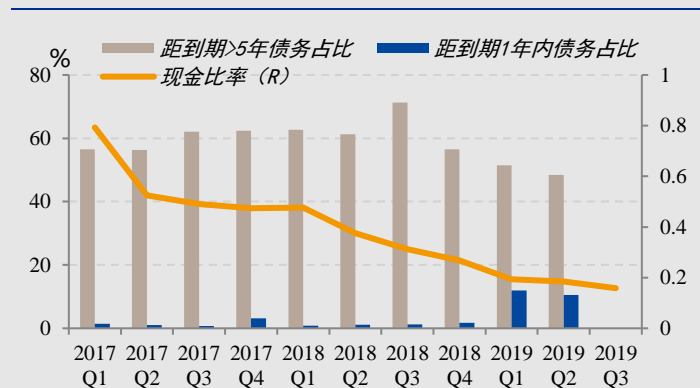
随着 17 年二季度以来美国页岩油产商普遍采取投资审慎原则，页岩油企融资端现金流为负已是近 3 年的常态，19 年并没有表现出边际恶化，经营现金流也跟随油价起伏，但资本支出却显著下滑。主要源于连续降杠杆后流动负债占比增加使得对融资端收紧的预期再次加强，需要增加流动资产来缓解流动比率的连续下滑，而 2019 年后 1 年内到期债务量将显著增加，20 年如果没有超预期的经营现金流支撑，页岩油企资本支出项目将更加受限。

图 10：样本页岩油企现金流量



资料来源：彭博，国投安信期货

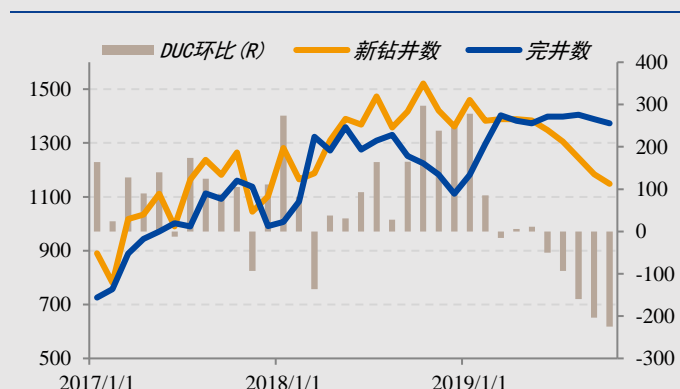
图 11：样本页岩油企长短期债务占比与现金比率



资料来源：彭博，国投安信期货

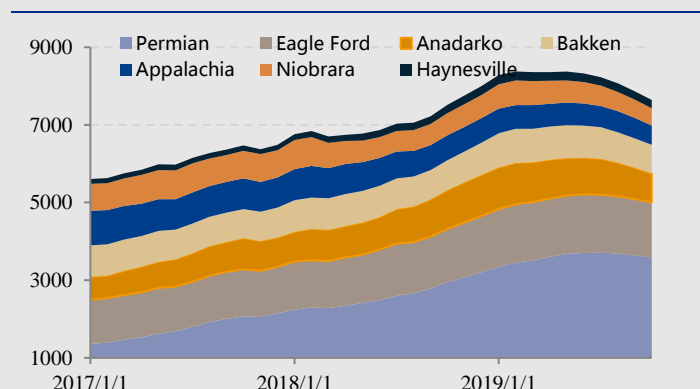
2019 年新钻井数与完井数开始大幅背离，DUC（库存井）投产对完井数形成支撑，这也是页岩油企在资本开支约束下最大化产量的必然选择，将在 20 年得到延续，目前美国主要产区 DUC 数量仍较为充裕，对产量前景不宜过分悲观。另一方面，油价若能阶段性保持区间高位，仍将通过提振经营现金流对新钻井与完井数同时形成提振，在此情况下产量压力又将重新施压油价，油价震荡逻辑得到加强。新井单产方面，在页岩油开采技术未有进一步突破前仍将持续制约产量释放。

图 12：美国新钻井数、完井数走势



资料来源：EIA，国投安信期货

图 13：美国主要产区 DUC（库存井）



资料来源：EIA，国投安信期货

表 1：二叠纪产区至美湾港口地区原油管道开通计划

	运能（千桶/日）	投产时间
EPIC NGL Pipeline (初期输送原油直至 EPIC Crude Pipeline 开通)	400	2019Q3
Cactus 2	670	2019Q3
Gray Oak	900	2019Q4
Permian Express 4 expansion	120	2019Q4
EPIC Crude Pipeline	600	2020Q1
Midland-to-ECHO 3 pipeline system	450	2020Q3
Jupiter Pipeline	1000	2020Q4
Wink-to-Webster Pipeline	1000	2021Q1
Midland-to-ECHO 4 pipeline system	450	2021

资料来源：EIA，国投安信期货

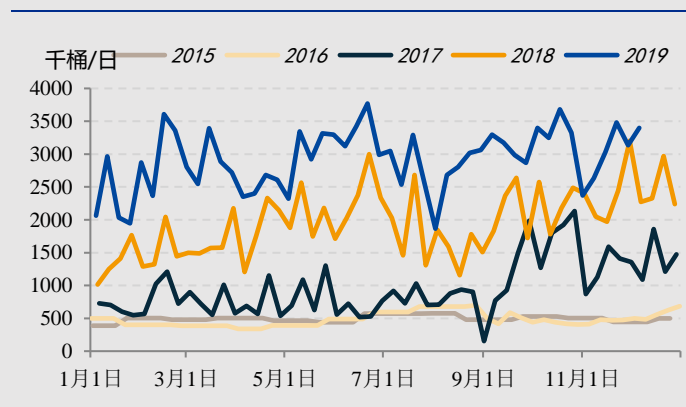
2019 年美国页岩油核心产区二叠盆地至美湾港口的输油管道陆续开通，运能提升约 200 万桶/日，大幅降低了 PADD3 地区的库存压力，2020 年按计划仍有约 200 万桶/日运能投产，运输瓶颈问题有望彻底解决，利于二叠盆地的增产，美国产量对全球基本面的传导影响也将更加显著，BW 价差中枢缩窄后美国原油出口量将继续增加，重塑全球原油贸易流向。

图 14：PADD3/库欣库存比及现货价差



资料来源：EIA，国投安信期货

图 15：美国原油出口

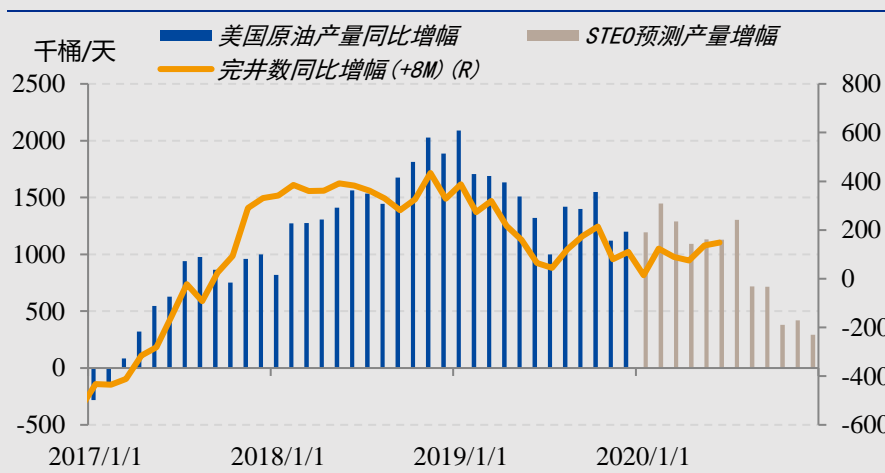


资料来源：EIA，国投安信期货

总体而言，20 年美国原油产量增速或进一步放缓，美国能源部预估 20 年产量增速或自

19 年的 126 万桶/天下滑至 93 万桶/天。完井数增幅的稳定对上半年产量增速仍有支撑，但下半年产量增速走低的风险较大。

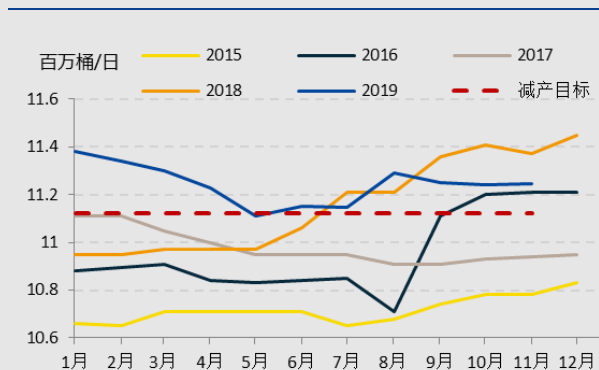
图 16：美国完井数及原油产量增幅



资料来源：EIA，国投安信期货

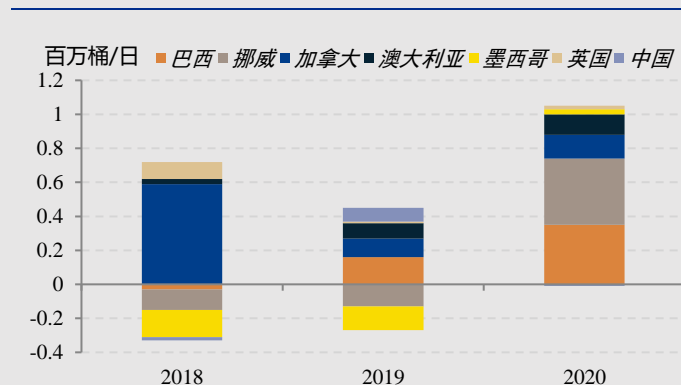
1.2.3 非美非 OPEC 增产可期

图 17：俄罗斯原油产量（包含凝析油）



资料来源：俄罗斯能源部，国投安信期货

图 18：其他主要产油国产量增幅及预估



资料来源：IEA，国投安信期货

作为 OPEC+ 减产联盟的重要产油国，19 年俄罗斯原油产量在减产约束及二季度输油管线污染影响下有所下滑，但最近一期减产会议后俄罗斯单方面表示后期产量配额的计算将排除

凝析油，俄罗斯凝析油产量约为 80 万桶/日，之后凝析油的增产可能大幅抵消其原油减产的贡献。在其他产油国中，巴西海上浮式生产储卸油装置(FPSO)的产能释放将大幅提升其 20 年产量，挪威在 19 年四季度 Johan Sverdrup 油田投产后产量将由降转升，加拿大油砂增量逐步面临瓶颈但仍有小幅增长空间，澳洲低硫重质原油在船燃新规刺激下经济效益大幅提升开采进度也将加快，IEA 预计主要非美非 OPEC 国家将在 2020 年贡献约 104 万桶/日的产出增量，将在供应端对油价形成压力。

1.2.4 经济回暖&炼化产能投放，原油需求增速回升

2019 上半年全球经济增速延续下滑，石油消费增速降至 100 万桶/日以下，下半年主要经济体 PMI 触底反弹，逆周期调节效果初显，需求增速在 2020 年有望小幅回升，但或难以到达 2015-2018 年期间水平，在全球贸易争端背景下对终端需求仍难过度乐观。

图 19：全球经济活动指标与原油需求增速

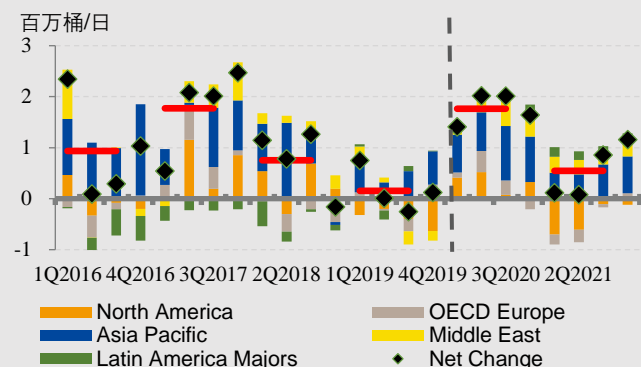


资料来源：路透，Wind，EIA，国投安信期货

无论从炼厂产能投放还是石化终端产品的需求预期来看，亚洲地区都仍将是增速贡献的主力军，中国民营大炼化的集中投产加速了亚洲炼厂产能的急剧扩张。根据 IHS 预估，2020 年全球主要地区炼厂原油需求将增长 176.7 万桶/日，其中亚洲地区将增长 86.4 万桶/日，较

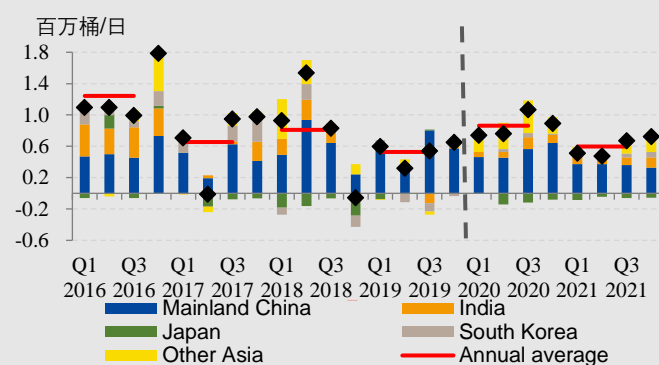
2019 年明显回升。

图 20：全球主要地区炼厂原油需求增速预估



资料来源：IHS，国投安信期货

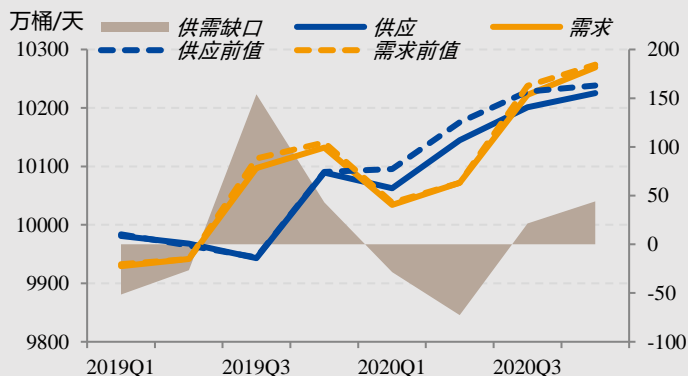
图 21：亚洲地区炼厂原油需求增速预估



资料来源：IHS，国投安信期货

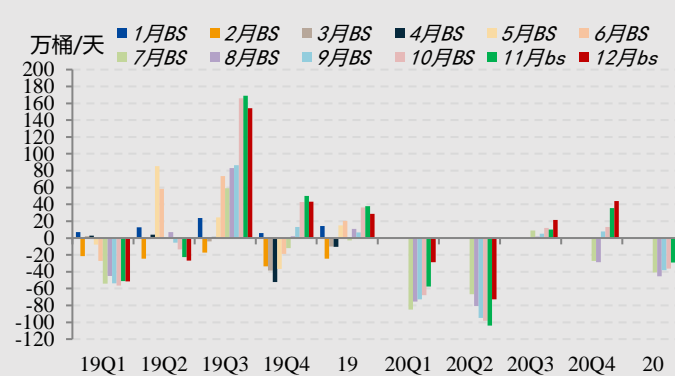
1.3 行情展望&策略建议

图 22：全球原油市场供需平衡状况



资料来源：IEA/DOE/OPEC，国投安信期货

图 23：全球原油市场供需缺口动态调整

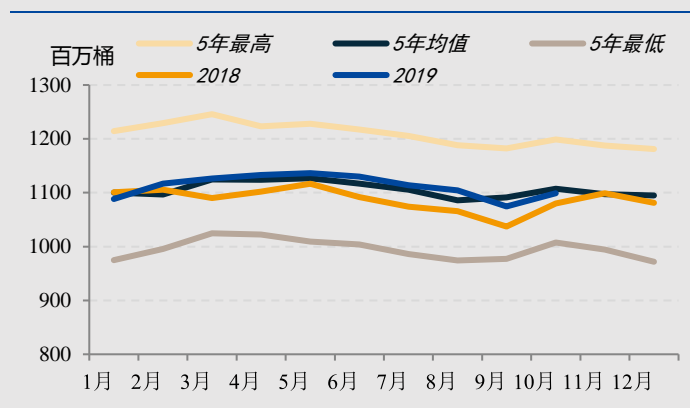


资料来源：IEA/DOE/OPEC，国投安信期货

2019 年 OPEC 产油国的主动性、被动性减产超预期兑现，有效对冲了以美国为代表的非 OPEC 国家的产出增量，全年供应不增反降 18.3 万桶/天，油市宽松预期被不断延后，年度实现供需缺口 28.67 万桶/天。展望 2020 年，尽管 OPEC+ 达成了深化减产协议，但其绝对产出水平已降至 15 年以来低位，进一步减产空间较 19 年受到明显制约，难以对冲非美非 OPEC

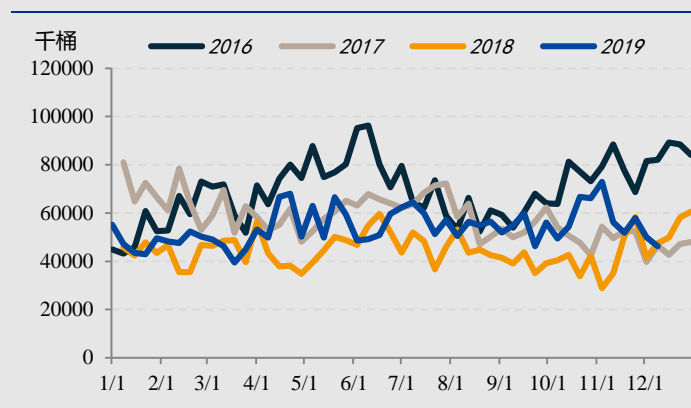
油井投产大年的产出增量及美国尽管将有明显降速的产出增幅，预估 20 年全球供应增长 164 万桶/天；全球降息周期的滞后作用及中美两极贸易谈判的中止升级将带动全球经济增速温和回暖，叠加亚洲和中东驱动下炼厂新增产能投放及全球炼厂开工率自今年重检修周期的恢复，预估全球原油需求增速将自 19 年的 87.7 万桶/天回升至 126.7 万桶/天，全球原油市场供需再次实现基本均衡，预估小幅盈余 8.67 万桶/天。

图 24：OECD 工业原油库存



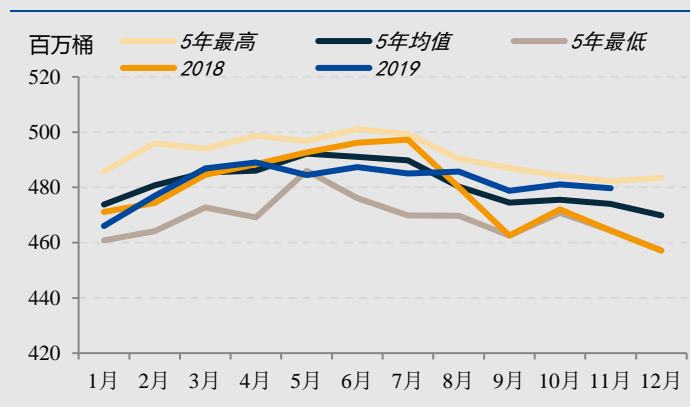
资料来源：IEA，国投安信期货

图 25：全球浮罐库存



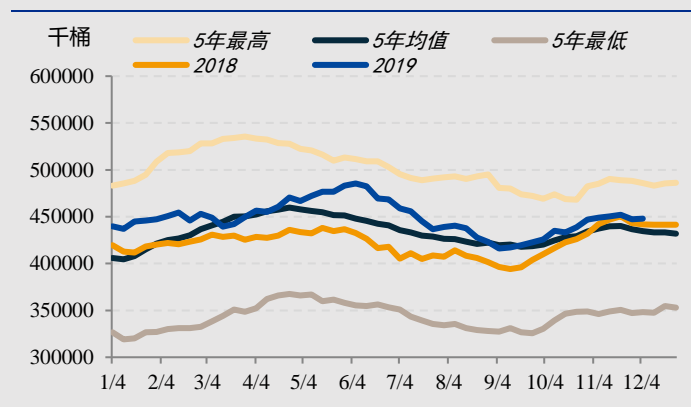
资料来源：彭博，国投安信期货

图 26：欧洲 16 国原油库存



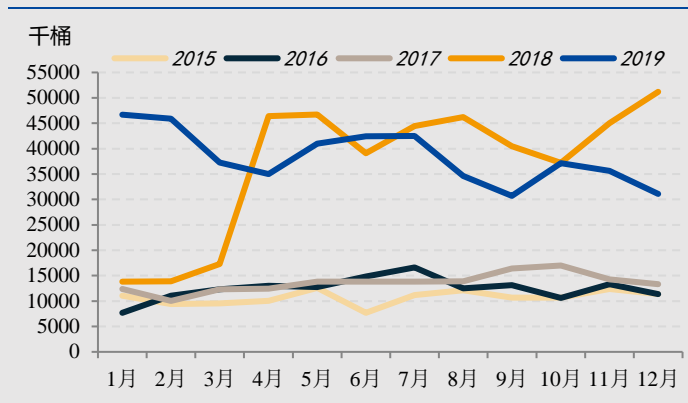
资料来源：路透，国投安信期货

图 27：全美原油库存



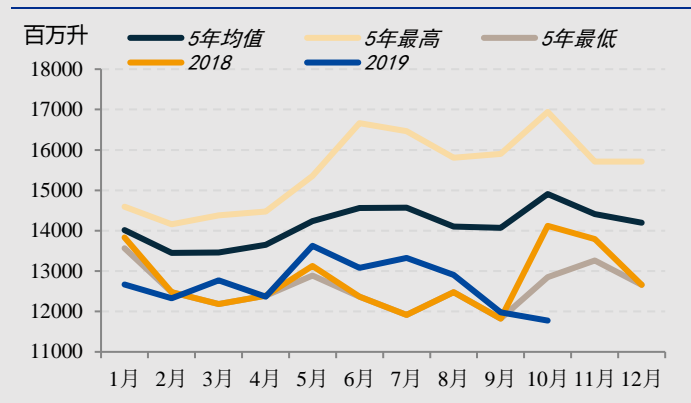
资料来源：EIA，国投安信期货

图 28：山东港口原油库存



资料来源：彭博，国投安信期货

图 29：日本原油库存

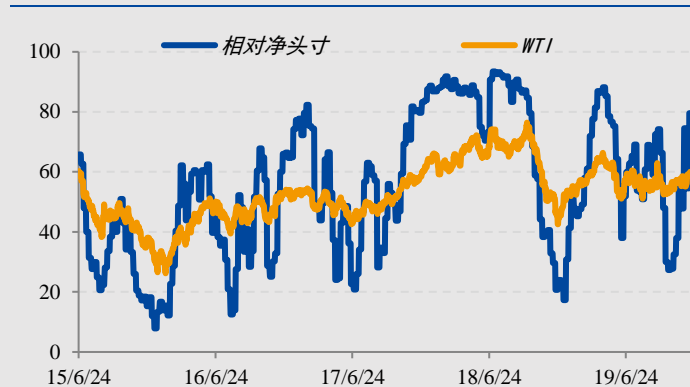


资料来源：路透，国投安信期货

目前 OECD 工业原油库存及全球浮罐库存均处于相对适中水平，分区域来看存在一定分化，欧美原油库存相对充裕，亚太地区库存偏低。2020 年在全球油市供需相对均衡的背景下，亚太地区存在补库需求，且将主要反应在 OECD 原油库存的去化。

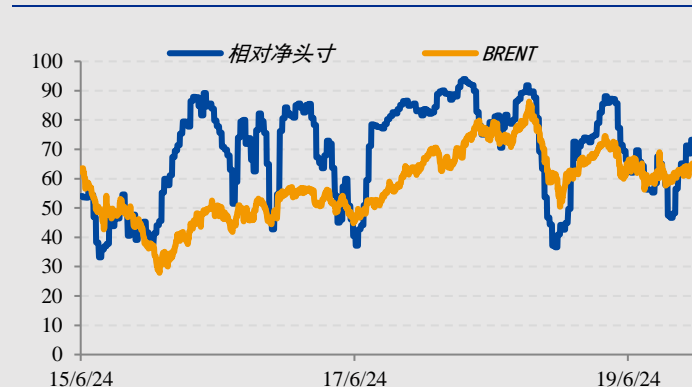
美国页岩油革命以来，全球原油供应已形成三足鼎立格局，沙特的合意油价水平 65-70 美元/桶、俄罗斯的合意油价 45 美元/桶左右、美国页岩油平均成本 40-50 美元/桶已基本界定了这一新时代油价的波动区间。与 19 年度油价中枢下移的基本观点不同，我们认为相对分化的库存结构、愈发接近的下方成本支撑有助于放大平衡市中油价的向上弹性，预估 20 年布伦特均价 63-64 美元/桶，与今年大体持平，波动区间 55-75 美元/桶左右，供需压力主要在二季度体现，且跨期结构近月升水仍将是常态。结合尚未超配原油基金持仓净多头，短期震荡偏强走势有望在一季度延续。

图 30 : NYMEX WTI 基金持仓相对头寸



资料来源：彭博，国投安信期货

图 31 : ICE 布伦特基金持仓相对头寸

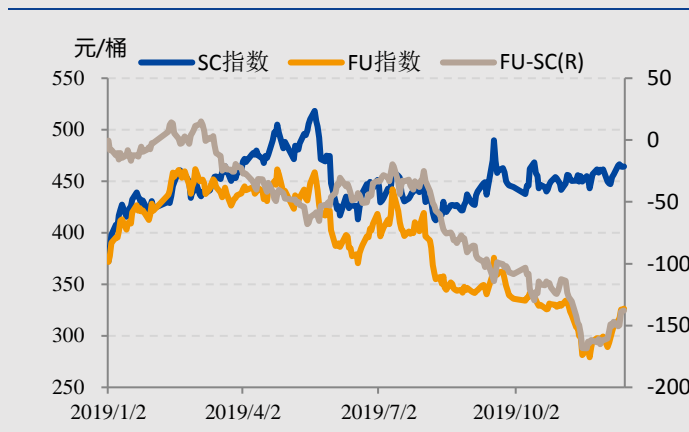


资料来源：彭博，国投安信期货

2. 燃料油

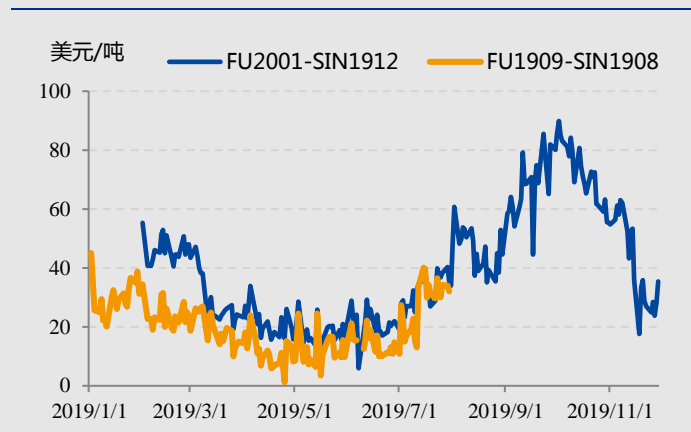
2.1. 19 年行情回顾

图 32：燃料油期货指数价格及裂差走势



资料来源：WIND，国投安信期货

图 33：内外盘价差走势



资料来源：路透，国投安信期货

2019 上半年燃料油波动节奏以跟随原油为主，受 IMO2020 限硫政策压制走势略弱于原油，年中航运需求回暖叠加中东发电需求旺季带动燃油价格一度飙涨，下半年随着限硫时点邻近及脱硫塔政策风险加大，高硫燃料油需求坍塌预期再次强化，价格大幅走弱。年内内外盘价差波动加剧，最高达 80 美元/吨，后期随着合约到期日临近及新加坡远期曲线逐步平坦，内外盘价差快速回归。

2.2. 20 年供需展望

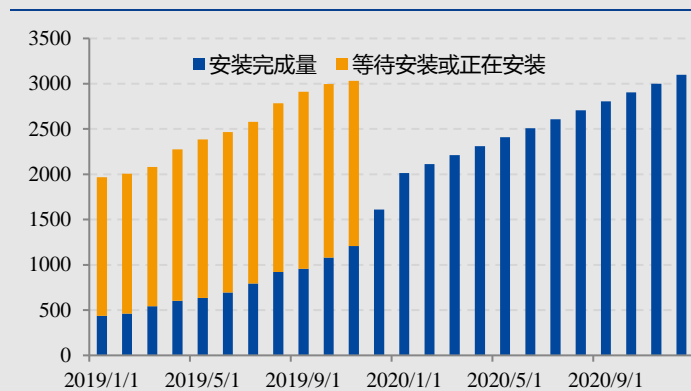
2.2.1. 高硫燃油船用需求锐减，脱硫塔使用量稳步递增

2020 年 1 月 1 日是 IMO 关于全球船舶燃油硫含量不超过 0.50% m/m 标准的实施时间，限硫政策是影响 2020 年全球燃料油市场的最核心因素，船用油供需格局将被重塑。船东应对新规的途径主要有使用低硫燃料油、柴油等合规燃料，或在加装船用脱硫塔后继续使用高硫燃料油。高硫燃料油在船燃市场的用途将仅局限于脱硫塔需求或者违规使用。

从脱硫塔的安装进度来看，2019 年初已完成安装下水运营的船舶数量不足 500 艘，但年

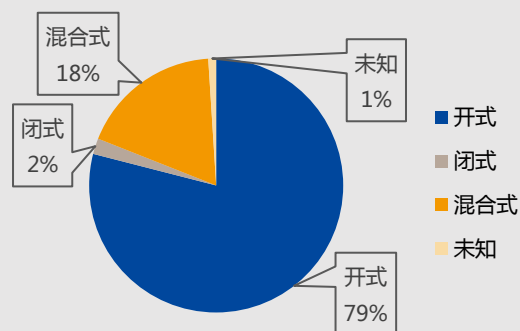
末或达到 2000 艘左右，从生成订单到安装完成目前平均周期约为 1 年，当前等待安装的订单预计将在 2020 年底前全部交付，预估至 2020 年末装有脱硫塔的船舶数量将达 3000 艘左右。

图 34：船用脱硫塔安装进度及预估



资料来源：Refinitiv, IHS, 国投安信期货

图 35：已安装脱硫塔种类比例



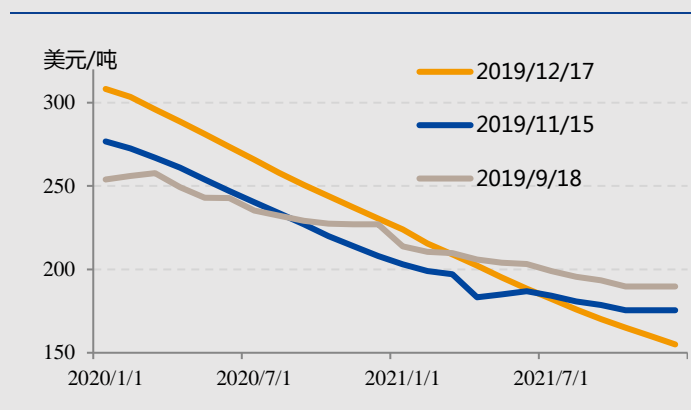
资料来源：Refinitiv, 国投安信期货

决定 2020 年脱硫塔边际订单变化的主要因素是政策风险和高低硫价差。由于开式脱硫塔将洗涤废水直接排入海内，19 年以来反对开式脱硫塔的呼声愈发强烈，可能越来越多的国家限制沿海区域脱硫塔洗涤水排放，但由于开式脱硫塔的投资和运营成本较闭式更低，目前近 80% 的脱硫塔均为开式。国际海事组织海洋环境保护委员会(MEPC)表示在对脱硫塔的使用进行限制之前，需要对其环境影响进行进一步调查评估，评估结果可能会在 20 年发布，脱硫塔的政策风险不断加大。

政策风险加剧下船东对脱硫塔的投资回收期将有更高的要求，19 年下半年高硫燃料油价格快速下跌带动高低硫价差不断走高，但从远期曲线上可以看出远月价差预期并没有因此受到明显提振，因此很难说近月端高低硫价差的走高能有效刺激新的脱硫塔订单需求。以 40 吨/天的燃料油消耗对脱硫塔回收期进行测算，当高低硫价差达到 300 美元/吨时，回收周期可控制在 1 年左右，200 美元/吨以上的高低硫价差能将回收期控制在 2 年以内，20 年上半年高低硫价差高位下脱硫塔经济性仍能凸显，但从目前的远月价差预期和政策风险方面综合考虑，脱硫塔

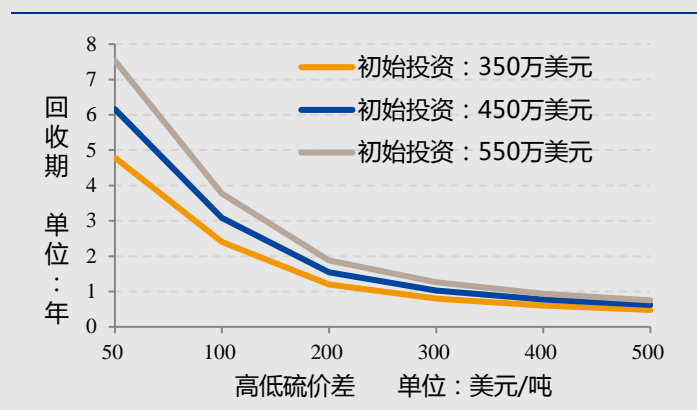
新订单超预期增长或难体现，更多是通过原有订单的投产使得 20 年脱硫塔实际投入量逐步增加。按照 2000 艘脱硫塔船舶日均 40 吨耗油量估算的脱硫塔日均高硫燃油需求为 50 万桶/日左右，较限硫政策前船用高硫燃油需求高峰相比下跌 80%。

图 36：新加坡高低硫价差远期曲线



资料来源：路透，国投安信期货

图 37：脱硫塔回收期测算（油耗 40 吨/天为例）

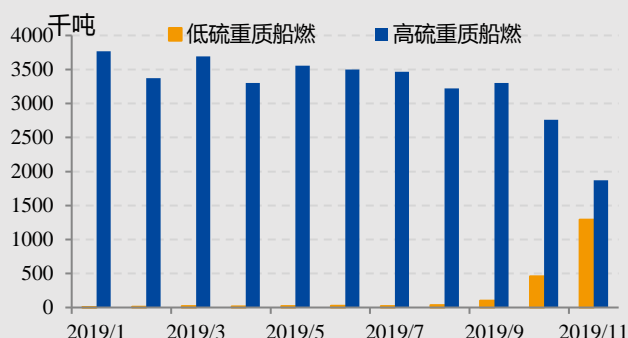


资料来源：路透，国投安信期货

2019 年下半年以来，有部分国家对完全遵守限硫新规提出不同意见，印度及印度尼西亚先后表示可能将在国内运营的挂有本国国旗的船只排除在 IMO 新规之外，但后期均又有官员表示将会完全遵守。由于最终的执行需要各地海事部门共同监管，惩戒力度在不同国家存在差异，另一方面由于船东可以通过填写合规燃油不可获得性报告并提供证明文件从而得以暂时使用高硫燃料油，因此可能会存在少量非合规燃油的需求，市场主流预估将占原高硫燃料油需求的 10%-20%，即 30-60 万桶/日之间，因此高硫燃料油船用需求在 2020 年初期预计为 100 万桶/日左右，随着潜在订单脱硫塔改造逐步完成，年末船用需求将达 125 万桶/日左右。

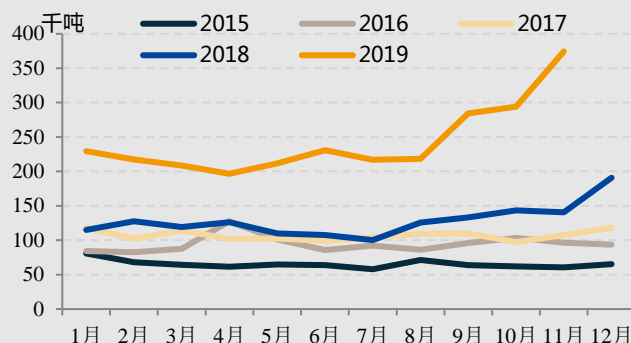
从新加坡船用燃料油销量来看，新加坡低硫柴油销量近 1 年来不断走高，低硫重质船燃销量也在 19 年 4 季度开始井喷，与之对应的是高硫重质船燃销量的快速下跌，预计高硫燃料油需求在切换时点附近将迎来低点并在 20 年缓慢增加。

图 38：新加坡重质船燃月度销量



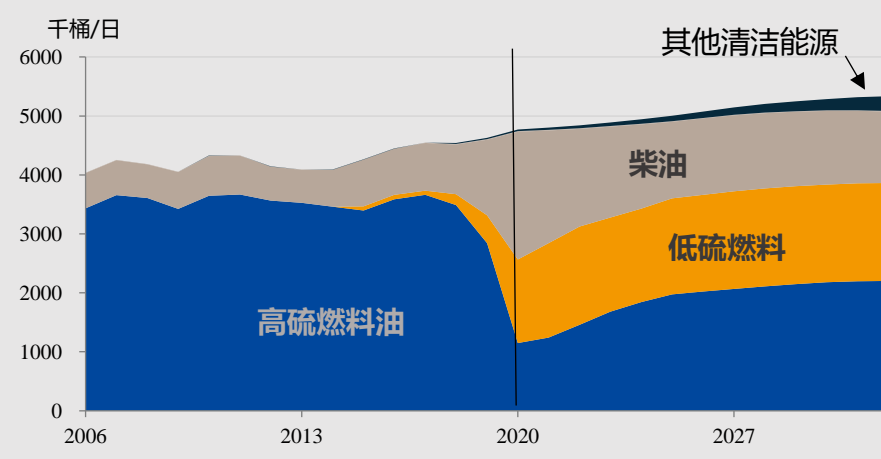
资料来源：MPA，国投安信期货

图 39：新加坡低硫柴油月度销量



资料来源：MPA，国投安信期货

图 40：船用燃料油需求占比及走势预估



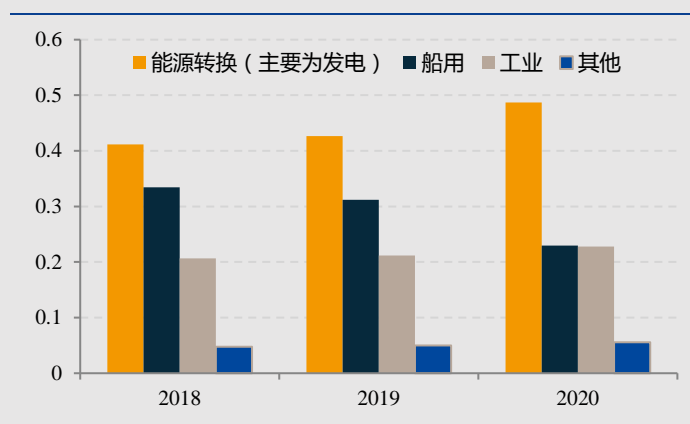
资料来源：公开资料，国投安信期货整理

2.2.2 发电&深加工经济性显现，高硫燃油非船用需求有望提振

2020 年非船用需求是改善高硫燃料油价格预期的关键变量。沙特、巴基斯坦、孟加拉国等地发电仍是燃料油的主要消费方向，随着高硫传统船用需求锐减，中东发电在亚洲高硫燃油总需求中的占比将大幅增加，成为影响高硫燃油价格的重要因素。以沙特为例，大部分电厂直接燃烧原油或燃料油进行发电，且会根据原油与燃油的经济性进行切换，随着船燃需求坍塌导

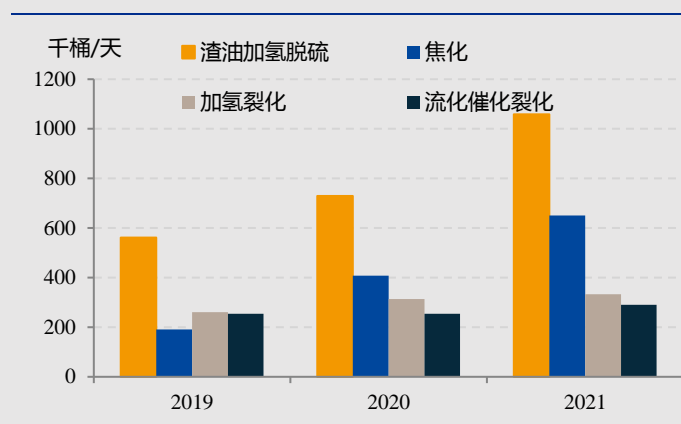
致高硫燃料油价格暴跌，沙特电厂可能会根据条件大幅提高高硫燃油的使用比例。目前沙特发电在其残渣燃料油消费中占比高于 40%，考虑到船用需求之后将以低硫为主，发电消费在高硫燃料油中的占比将更高。根据 Refinitiv 数据，沙特发电所用原油和燃料油平均达 22 万桶/日，燃油裂差低位时发电用原油将被燃油替代，这将对明年夏季发电旺季时的亚洲燃油价格形成支撑。

图 41：沙特残渣燃料油各项消费占比



资料来源：IHS，国投安信期货

图 42：全球深加工产能累积增长（较 2018 年）



资料来源：IHS，国投安信期货

高硫燃料油裂差的绝对低位将提振深加工经济性，进而支撑裂差修复，具有加氢成本优势和焦化产能充裕的炼厂理论上将有充足动力加工高硫渣油，2019 年开始全球深加工产能特别是渣油加氢的加速投放也将缓解高硫燃料油的过剩局面。根据 IHS 预估因限硫政策导致过剩的高硫燃料油预计将在 2020 年中旬流向焦化装置 55 万桶/日，加氢脱硫装置 39 万桶/日，转产沥青 6 万桶/日，其他深加工 44.4 万桶/日，总计 145 万桶/日。

2.2.3 低硫燃油供应有限，价格或将延续高位

长远来看低硫燃料油合规和清洁程度优于脱硫塔，从经济性和热值多方面考虑也优于船用柴油，随着限硫政策的推进，低硫燃料油将逐步成为船燃消费主力。但切换初期的供应短缺将严重制约其消费体量，不足部分主要由柴油替代。

全球范围来看，各大供油商陆续公布了低硫燃油供应计划，但 2020 年供需缺口料难以弥补。以亚洲地区为例，按照每年 1.2 亿吨船燃消费保守估算，假设低硫燃料油潜在需求为 60%，需求将在 120 万桶/日左右，但目前可供应至船燃市场的低硫渣油资源约 16 万桶/天，明年主要炼厂的低硫燃料油新增供应量也仅约 52 万桶/天；2019 年低硫燃油远期升水较高引发了大量屯油活动，新加坡浮仓最高或达 5000 万桶以上，能有效缓冲 2020 年一季度的供需缺口，但全年来看供不应求局面将使得低硫燃料油价格维持高位运行。

表 2 亚太地区现有低硫燃料油资源供应

亚洲地区现有低硫燃料油资源供应（包括可供调和的低硫重质原油）		出口量（万桶/日）
印度尼西亚	Plaju / LSWR 0.4% S	1.06
	Balongan / DCO 0.5% S, 50cst	0.64
	Duri crude	1.69
泰国	Bangchak	0.85
澳洲	Pyrenees	1.69
	Van Gogh	1.69
	Vincent	4.23
阿联酋	Vitol Refinery in Fujairah	4.23
总计		16.09

资料来源：路透，国投安信期货

表 3 2020 年亚太地区新增低硫燃料油供应预估

	供应商	供应量（万桶/日）
新加坡	ExxonMobil	5.30
	Shell	8.48
	SRC	0.85
阿联酋	Uniper	5.30
韩国	SK	3.37
马来西亚	Vitol	3.52
中国	中石化	17.67
	中石油	7.07
总计		51.56

资料来源：路透，国投安信期货

2.2.4 出口退税推出在即，国内低硫燃油定价地位或将凸显

中国保税船加油市场 2020 年同样将在限硫新规影响下发生巨变，中国海事局已发布《2020 全球船用燃油限硫令实施方案》，除了对进入我国管辖水域国际船舶燃油硫含量不得高于 0.50% m/m 做了规定，还明确了不得在我国排放控制区内排放开式脱硫塔的洗涤水，保税船加油市场同样将被低硫资源主导。由于高硫船加油的运营需要额外油库、驳船等资源，高硫市场萎缩后部分供油商将逐步放弃高硫船加油业务，而我国保税船加油供油商数量本身相对较少，高硫船供油业务最终可能仅集中在少数大型供油商手中。高硫燃料油价格或仍以锚定新加坡为主，但由于市场体量急剧减少更易受到区域性供需矛盾的冲击。

低硫燃料油方面，燃料油一般贸易出口退税政策何时推出是决定区域供需格局的重要因素。中石化与中石油规划其低硫燃料油产能将在 2020 年分别达到 1000 万吨与 400 万吨，出口退税政策落实后国内产量将能被有效释放至保税船加油市场，不仅能够覆盖现有 1000 万吨级保税船加油需求，扭转此前大量依靠进口的局面，还有望降低与新加坡的加油成本差异，进一步扩大中国保税船加油量并提高定价能力。INE 低硫燃料油期货有望在 20 年上半年推出，价格在与亚洲低硫燃油市场联动的同时或将更多受到国内炼厂供应影响。

表 4 中石化及中石油布局低硫船燃炼厂及部分生产工艺

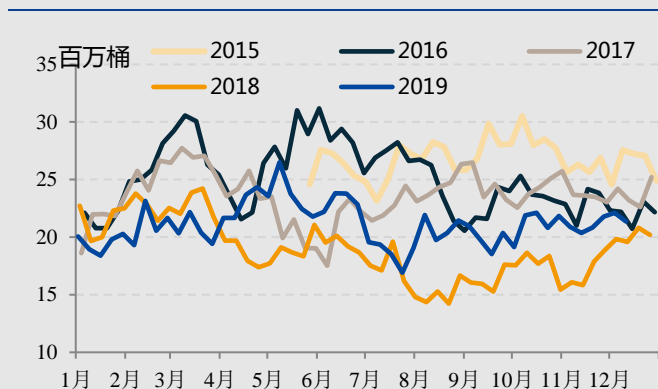
生产工艺		生产企业
高硫原油+现有加氢装置	中石化	金陵石化
		镇海炼化
		齐鲁石化
低硫原油	中石油	广西石化
	中石化	湛江东兴
	中石油	辽河石化
新建渣油加氢	中石化	茂名石化
	中石油	大连西太
未知	中石化	天津炼化、青岛石化、上海石化、海南炼化、中科炼化
	中石油	大连石化、锦州石化、锦西石化、华北石化、大港石化、钦州石化

资料来源：公开资料整理

2.3 行情展望&策略建议

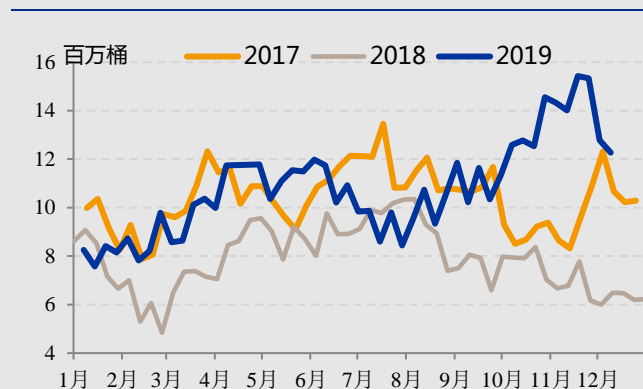
从亚洲残渣燃料油库存角度来看，高硫燃油去库和低硫燃油囤油增库相抵消，全口径库存没有出现大幅异动，新加坡燃料油库存处于近 5 年相对低位，复查伊拉库存较此前 2 年偏高，随着低硫燃料油需求井喷和高硫燃料油累库速度放缓，20 年全口径库存有望走低。

图 43：新加坡燃料油库存



资料来源：彭博，国投安信期货

图 44：富查伊拉燃料油库存



资料来源：彭博，国投安信期货

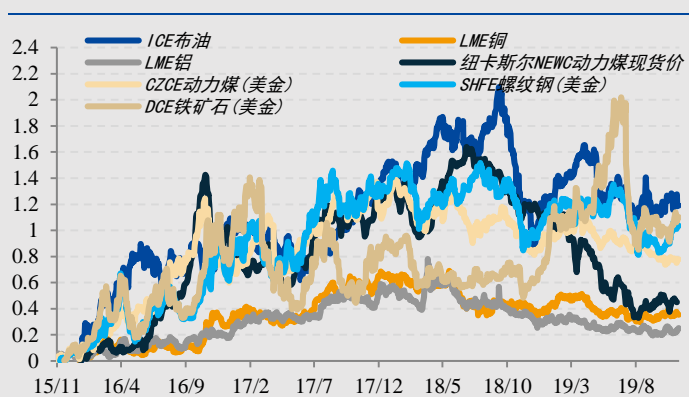
IMO 限硫政策带来高硫燃料油直接船用需求的快速下滑，而替代需求上升较为缓慢，由此导致需求阶段性大幅坍塌，基于限硫政策压制燃油需求这一预期的交易在 2019 下半年得到体现，价格反映已相对充分。展望 2020 年，高硫燃油需求再分配将决定供需平衡如何演绎，基于我们对 50-75 万桶/日脱硫塔需求、30-60 万桶/日非合规需求的预估，参考权威机构 145 万桶/日流向深加工需求的预估，20 年预计将有约 250 万桶/日高硫燃料油需求被合理释放。此外，部分高硫燃油调油组分可能参与低硫调和，夏季中东发电需求的边际增量也有望进一步提振需求。考虑到 OPEC 减产可能小幅削弱高硫原料供应，实际供应或小于正常年份高硫船用燃料油约 350 万桶/日的市场供应，我们预计 20 年供需盈余将小于 100 万桶/日，较 19 年更加宽松，但较四季度边际好转。

考虑到随着需求替换推进过剩幅度呈不断缩小态势，高硫燃料油盘面裂解价差 20 年有望回升至-90 元/桶上方，裂差波幅较 19 年或将明显下降，预计燃油期货 20 年均价 2200-2300 元/吨，较 19 年均价 2987 元/吨仍将下沉，原油宽幅震荡背景下燃油期货波动区间或在 1800-2700 元/吨左右。鉴于 8 月以来盘面已相对充分的交易了高硫燃料油悲观预期，建议长线配置远月裂差多单，或在区间下沿布局燃油单边多单。

3.动力煤

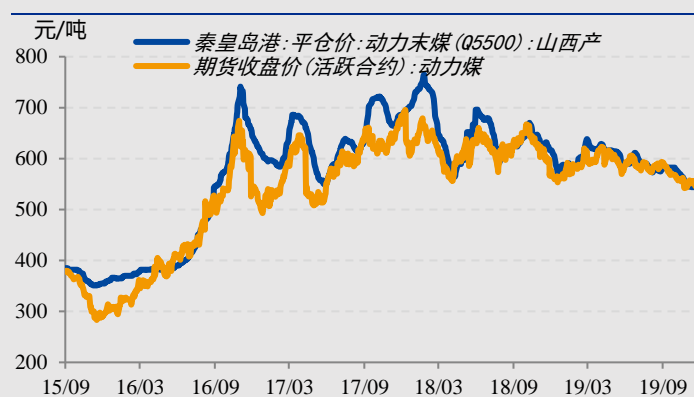
与 2018 年度动力煤策略展望《上涨逢三年，风华依然在》不同，在 2019 年的动力煤年报《铅华洗尽，从容波动》中我们对均价中枢和波动区间的预判明显转空。19 年以来 CCI5500 波动区间 544-638 元/吨，均价 595 元/吨，较 18 年的 653.1 元/吨降 58.1 元/吨，且波动区间如期缩窄；期货主力合约波动区间 542-623 元/吨，随着下游用煤企业参与度提升基差进一步缩小。

图 45：工业品价格走势



资料来源：Wind，国投安信期货

图 46：动力煤价格走势



资料来源：Wind，国投安信期货

3.1.动力煤价格格局的新变化

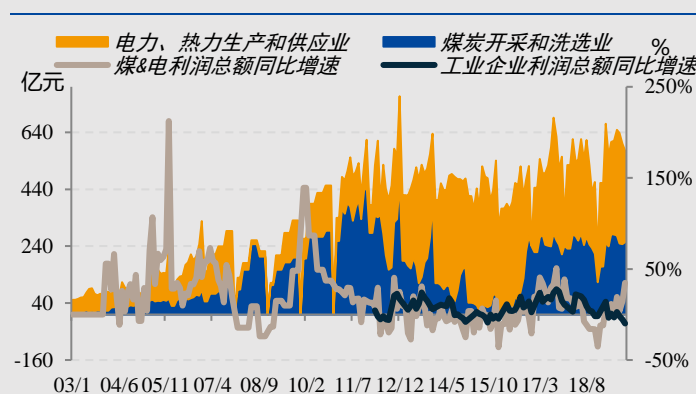
在去年的动力煤年度展望中，我们曾详细的分析过煤炭行业经营状况显著改善后“高煤价减负”政策导向的趋弱、煤&电能源输送瓶颈释放后沿海市场供需的结构性转松。目前来看这一逻辑主导了 19 年动力煤市场的大部走势，且大概率在 20 年得以延续。

3.1.1 煤&电行业让利诉求凸显，电力在本轮博弈中占据相对优势

19 年 1-10 月工业企业利润总额同比降 2.9%，其中煤炭及电热行业利润总额同比增 6.5%，煤&电行业让利诉求凸显。18-19 年两会期间，政府工作报告连续两年提出一般工商业电价平均降低 10%；9 月 27 日国常会提出自 20 年 1 月 1 日起取消煤电价格联动机制，改为“基准

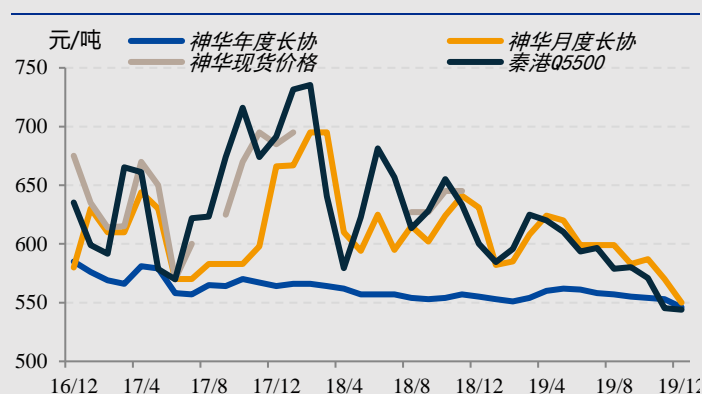
价+浮动价”的市场化机制，且明年只可下浮、不可上浮，此举变相扩大了市场化交易电量，降电价趋势延续。降电价能否传导至降煤价还取决于煤电双方在博弈中的相对优势及政府的政策导向，目前来看动力煤供需的宽松趋向和下游企业的高企库存使其议价能力增强，同时政府亦不希望煤价深跌，发改委特别在《关于推进 2020 年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知》中提出长协基准价协商不一致时“仍按 2019 年度水平执行”，且中长期合同签订量“较 2019 年水平有合理增加”。

图 47：工业企业、煤电行业利润总额



资料来源：Wind，国投安信期货

图 48：神华长协价格



资料来源：国投安信期货整理

3.1.2 煤&电输送通道持续投放，沿海市场供需阶段性宽松

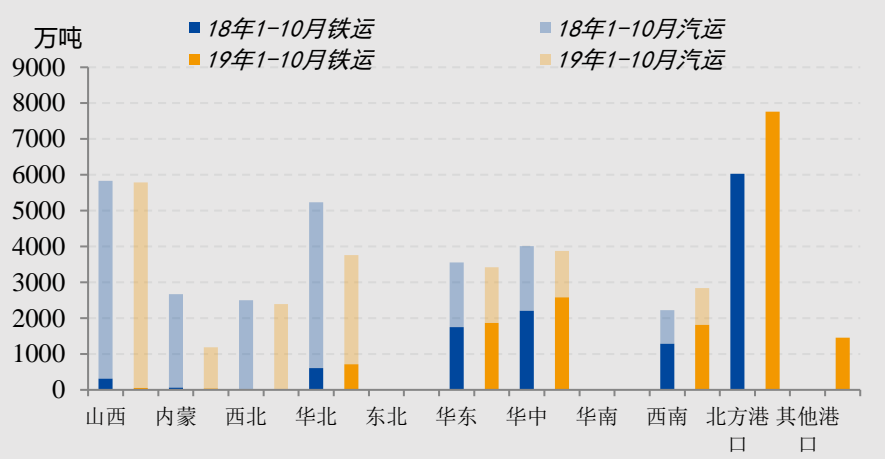
今年 1-10 月全国煤炭铁路运量同比增 0.6 亿吨（3.05%）；受神木矿难事故后复产缓慢影响，三西煤炭销量同比仅增 2886 万吨（1.6%），但到北方港口的发运量同比大增 1.16 亿吨（25.4%），直接导致年内港口市场偏弱、坑口市场偏强。展望 2020 年，煤炭铁路运力依然增量可期；针对年内开通的浩吉铁路，我们认为其对海进江业务的挤压空间限于 1000-2000 万吨，深远影响更多在于陕煤外运“公转铁”及配套陕西远期新增产能的运力释放，详见 9 月 6 日调研报告《浩吉铁路重塑陕煤外运格局，动煤到港成本暂有支撑》。

表 5 18-20 年铁路煤炭运量增量计划

亿吨	大秦线	蒙冀线	黄大铁路	瓦日线	蒙华铁路	陕煤外运	疆煤外运	京津冀及周边	总计
2018	0.19	0.47		0.14					0.8
2019		0.24		0.06	0.08	0.78	0.66	0.65	1.43
2020		0.72	0.4-0.6	0.6	0.52				3.29-3.49

资料来源：国投安信期货整理

图 49：陕西煤炭外运流向变化



资料来源：cctd，国投安信期货

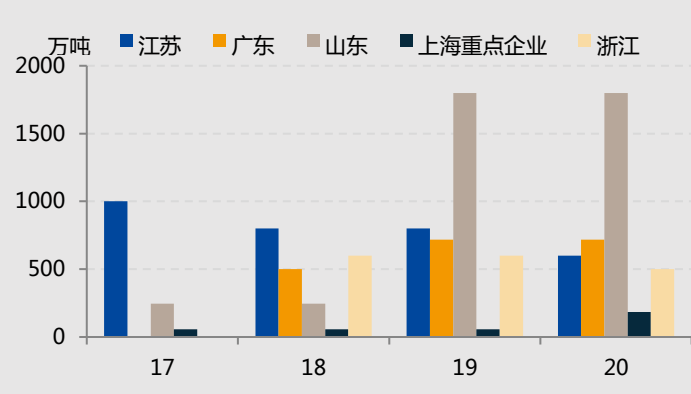
19 年 1-10 月全国外送电同比增 12.8%，19 年 9 月准东-皖南特高压、苏通 GIL 综合管廊投运，山东-河北特高压环网计划 12 月投运。蒙西-晋中特高压、云贵互联通道、昆柳龙直流工程也计划于 2020 年投运，预计可节省沿海市场煤炭消耗 1.62 亿吨左右。17 年以来沿海省份陆续出台了煤炭消费减量替代方案，除山东省 19-20 年减煤 3600 万吨主要通过压减焦化产能实现外，其他省份 20 年煤炭消费总量仍有压减空间。由此来看，20 年外送电仍有增量空间，受沿海省份外购电节奏扰动，沿海电厂煤耗仍将阶段性偏弱。

图 50：跨区送电量及同比增速



资料来源：Wind，国投安信期货

图 51：沿海省份煤炭消费减量方案

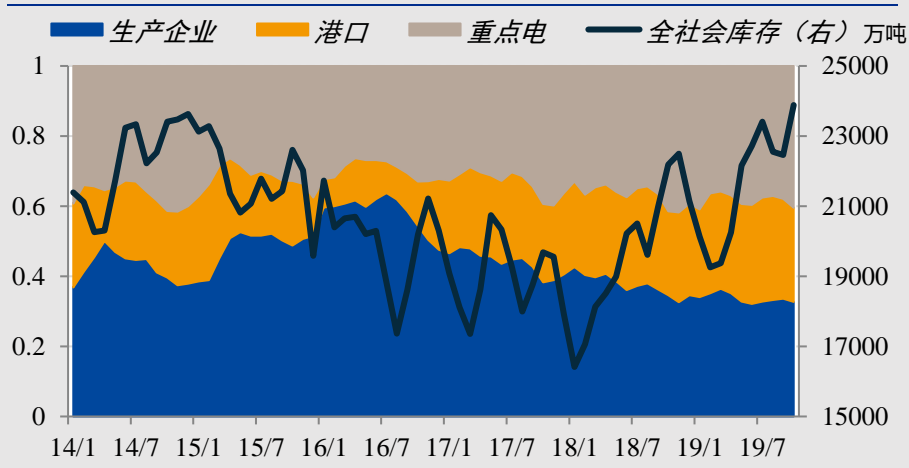


资料来源：国投安信期货整理

3.1.3 被动累库周期中的库存下移

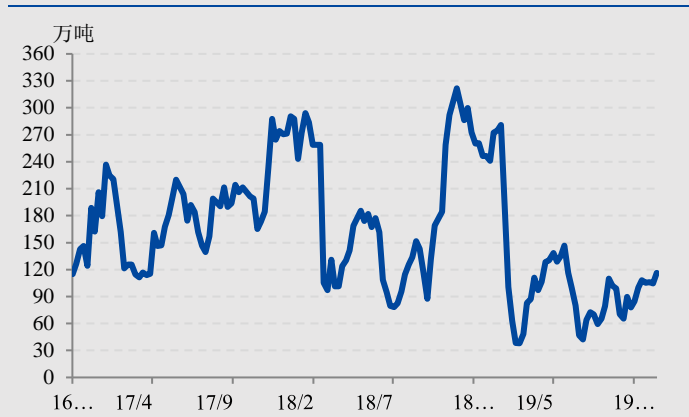
19年以来在动力煤的被动累库存周期中，日益呈现出库存结构下移的趋势。从上游来看，煤矿、集运站、煤场先后经历了环保整改，有效库容下降，为保证坑口销售价格的相对稳定，产量弹性趋于放大；从中游来看，时间价差、空间价差均不利于贸易商展业，活跃贸易商数量及库存持续下滑，直接导致现货市场活跃度下降；从下游来看，17年11月发改委、能源局联合印发的库存管理新规又一次从政策协同的角度带动用煤企业完成主动补库存，煤价高点随之兑现，电力企业议价能力增强。

图 52：被动累库存周期中的库存下移



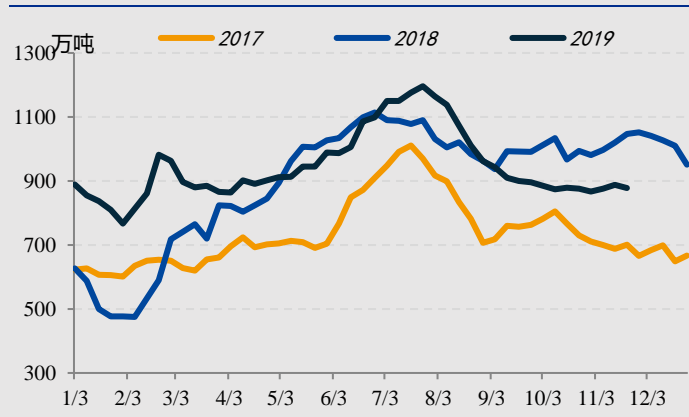
资料来源：Wind，国投安信期货

图 53：贸易环节库存-鄂尔多斯样本集运站



资料来源：内蒙煤炭交易中心，国投安信期货

图 54：贸易环节库存-内河港口



资料来源：Wind，国投安信期货

3.2 20 年供需展望

3.2.1 供应同比增长可期

经历了连续 5 年负增长之后，18、19 年前 10 个月煤炭行业固定资产投资分别同比增 5.9%、26.9%，新一轮产能投放周期并不缺失。从我们自下而上梳理的结果来看，20 年全国既有煤矿增产及新煤矿投放可贡献的产量增量在 7030 万吨左右，综合去产能计划 2500 万吨左右、上半年神木矿难后复产缓慢造成的低基数影响，预估 20 年内产同比增 2.9%左右。特别值得注意的是，18 年内蒙环保检查回头看、19 年神木矿难分别鉴证了环保、安检对产区供应影响的顶峰，随着产地煤矿、集运站、煤场、汽运相继完成环保整改，煤矿安检活动实现常态化，环保及安检因素后续对供应释放的边际影响弱化。

表 6 动力煤新产能 20 年增产空间（万吨）

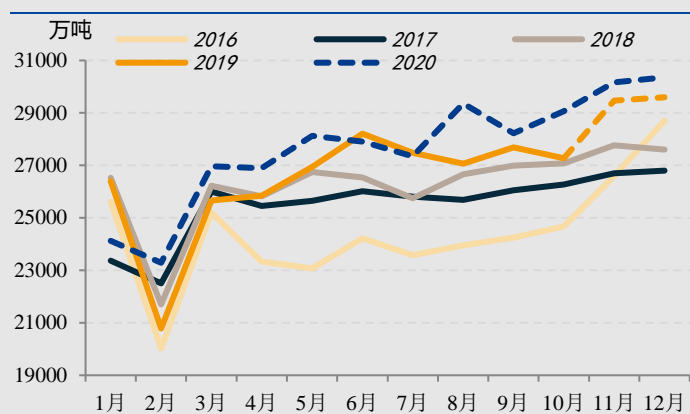
省份		煤矿名称	产能	20 年增产空间
山西	新投产煤矿	七元煤矿	800	200
		霍林河二号	600	300
	在产煤矿增产	玉溪煤矿	240	160
		龙湾煤矿	400	200

		小回沟煤矿	300	100
内蒙	新投产煤矿	查干淖尔 1 号	500	200
		达安煤矿	120	40
	在产煤矿增产	麻地梁煤矿	500	200
		营盘壕煤矿	1200	500
		长城一号	180	60
		胜利西一号露天矿	1000	200
		芒来露天矿	500	200
陕西	新投产煤矿	山阳煤矿	300	100
		大海则	1500	300
		香水河矿业	120	30
		西卓煤矿	300	100
	在产煤矿增产	袁大滩煤矿	500	300
		园子沟煤矿	800	400
新疆	新投产煤矿	五彩湾露天一号	700	700
		大南湖露天	600	600
		红沙泉北露天矿	400	400
		五彩湾露天二号	400	400
	在产煤矿增产	大平滩	240	100
		大南湖哈密五号	400	150
		西黑山露天	400	150
		沙吉海一号	500	250
		伊犁四号	600	300
其他	新投产煤矿	云南观音山煤矿	90	90
	在产煤矿增产	黑龙江朝阳露天矿	1100	300
合计			15290	7030

资料来源：cctd，国投安信期货核实整理

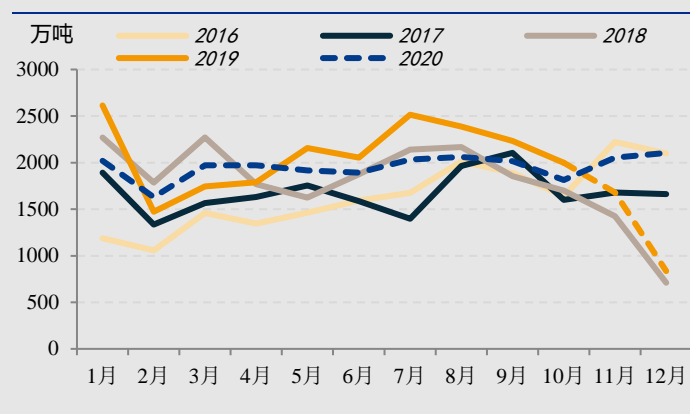
受进口煤价格优势凸显及“平控”政策执行力度不及预期影响，19 年 1-11 月广义动力煤进口同比增 7.8%。展望 2020 年，全球海运动力煤市场需求稳中微降，供应端印尼、美国、哥伦比亚和南非的出口减量将对冲澳大利亚和俄罗斯的出口增量，总体供需盈余幅度或与 2019 年相当。考虑到目前进口煤离岸价格与 15-16 年低点相去不远，进一步下行空间有限，进口煤价格优势难以进一步显著扩大，在不考虑政策调控的基础上我们预估 20 年广义动力煤进口量与 19 年大体持平。

图 55：广义动力煤产量



资料来源：cctd，国投安信期货

图 56：广义动力煤进口量



资料来源：Wind，国投安信期货

3.2.2 经济增长温和降速，动煤需求增速小幅回暖

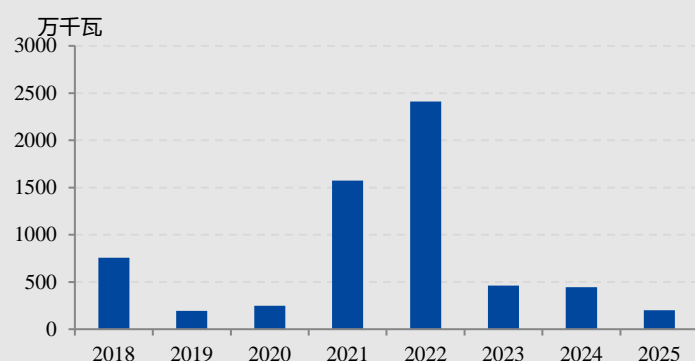
受此前全球降息周期的滞后效用及中美两极贸易谈判中止升级带动，11 月以来国内外主要经济体 PMI 低位反弹，宏观预期再次出现边际改善，我们持 20 年中国经济增长温和降速的基本观点，民生类基建的逆周期调节作用依然值得关注，预估全社会用电量增速自 19 年全年的 4.7%下降至 4.3%左右。

从清洁能源的挤压影响来看，一方面十三五期间不是水电投产高峰，乌东德、白鹤滩两大千万千瓦以上装机机组计划 2021、2022 年才可投运，因此 19-20 年水电表现主要受来水、利用小时数影响。始于 18 年秋季的厄尔尼诺现象打乱了 19 年“枯水年”预期，1-10 月水电设备利用小时数同比增 5.3%、水电产量同比增 6.5%。19 年 8 月 NOAA 已宣布厄尔尼诺现象正式完结，20 年大概率维持目前的中性气象条件，预估异常气候带来的丰水退潮及水电装机微弱增长将导致水电发电量同比降 4.7%左右。

另一方面，2018 年为核电投产大年，且三门核电 1 号/2 号机组、海阳核电 1 号机组、田湾核电 4 号机组、台山 1 号机组均于 18 年 9 月之后投产，有效贡献了 19 年的核电装机增量。考虑到 20 年核电有效装机容量增长降速，我们预估 20 年核电产量增速将自今年前 10 个月的

19.3%回落至 7.4%附近。

图 57：水电机组投放进程



资料来源：Wind，国投安信期货

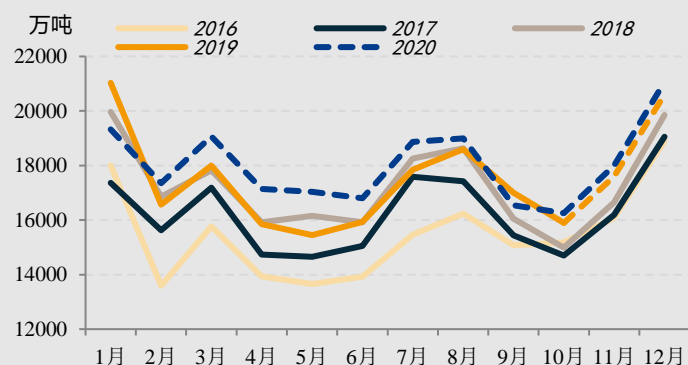
图 58：核电机组投放进程



资料来源：Wind，国投安信期货

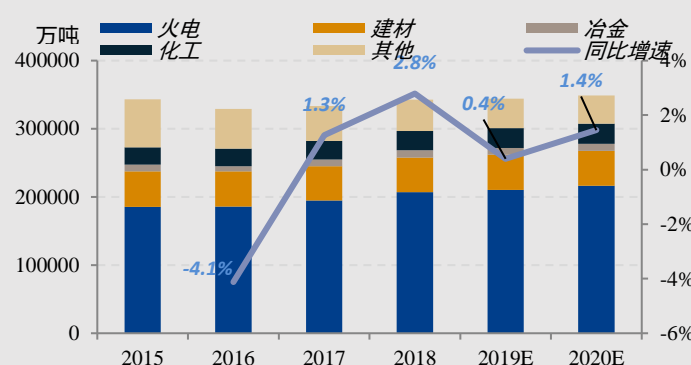
综合考虑 20 年发电量增速的温和下移、清洁能源挤压影响趋弱，我们预估火电发电量同比增 3.5%左右。结合火电耗煤效率的进一步提升，预估 20 年火电耗煤增速将自 19 年的 1.6% 提升至 2.9%左右。从动力煤消费总量来看，火电、化工及冶金的增量需求将部分被建材耗煤的负增长和散煤燃烧替代所对冲，预估 20 年动力煤消费增速自 19 年的 0.4%小幅回暖至 1.4%。

图 59：火电耗煤



资料来源：cctd，国投安信期货

图 60：广义动力煤消费及同比增速

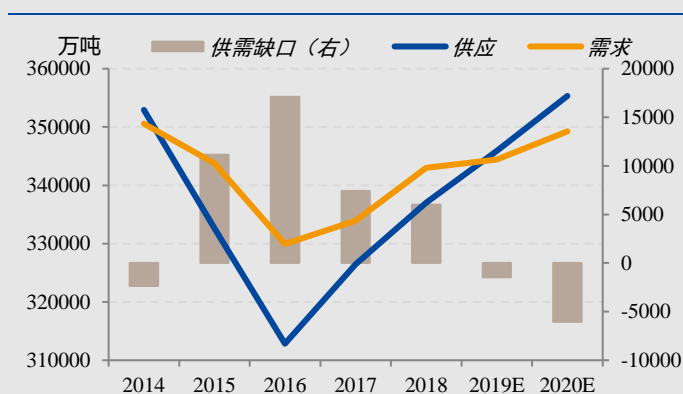


资料来源：cctd，国投安信期货

3.3 行情展望&策略建议

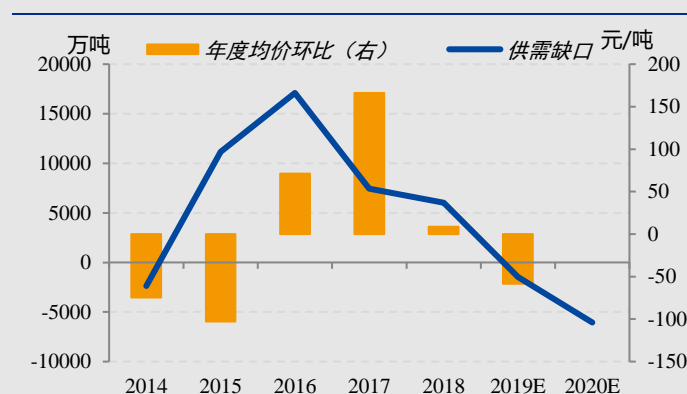
综合来看，20 年内产增长可期、进口大概率持稳，我们预估广义动力煤供应同比增 2.7% 左右；在经济增长温和降速的基准预期下，清洁能源挤压效应弱化将带动火电耗煤增速回暖，但其与化工及冶金的增量需求将部分被建材耗煤的负增长和散煤燃烧替代所对冲，预估广义动力煤消费增速小幅回暖至 1.4%。鉴于供应增速继续高于需求增速，预估 20 年动力煤市场的供需盈余将进一步扩大至 6057 万吨左右，19 年动力煤市场被动累库存的中枢及波动区间下移逻辑大体延续，预期 20 年 CCI5500 均价 540-550 元/吨，波动区间 500-600 元/吨。

图 61：动力煤年度供需展望



资料来源：Wind，国投安信期货

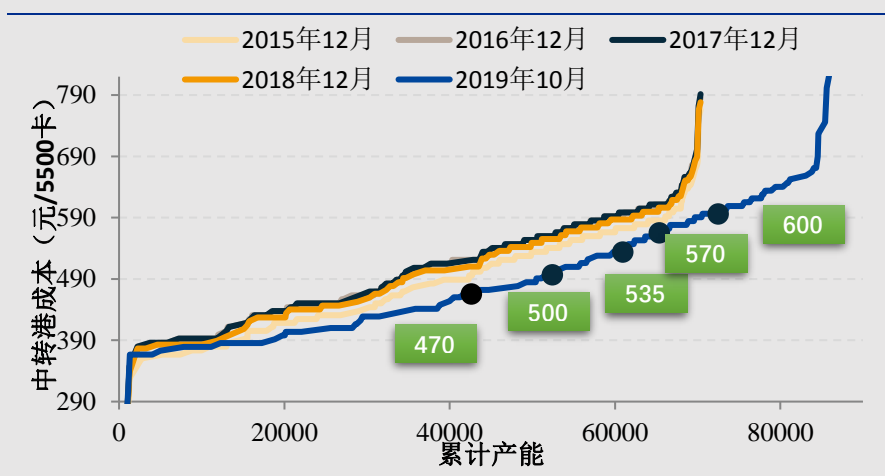
图 62：动力煤供需缺口---年度均价涨跌幅



资料来源：Wind，国投安信期货

在去年的年度展望中，我们提出本轮下行周期将先后检验地方政府及矿方的容忍底线 550 元/吨左右和成本曲线 50%分位水平、绿色区间下沿 500 元/吨左右。目前来看，第一道支撑已基本被跌破；随着增值税改革、铁路运费下调后到港成本曲线下移，目前环渤海港口 Q5500 煤价 500 元/吨和 470 元/吨分别对应 60.9%和 49.5%的到港产能盈利，综合供给侧改革后动力煤供应集中度的提升，我们认为煤价在此区间没有持续性，将成为本轮下跌行情相对有效的政策和成本支撑。

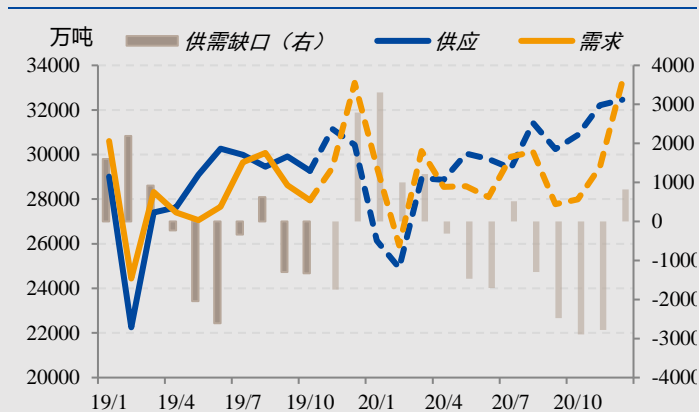
图 63：环渤海港动力煤成本曲线



资料来源：汾渭能源，国投安信期货

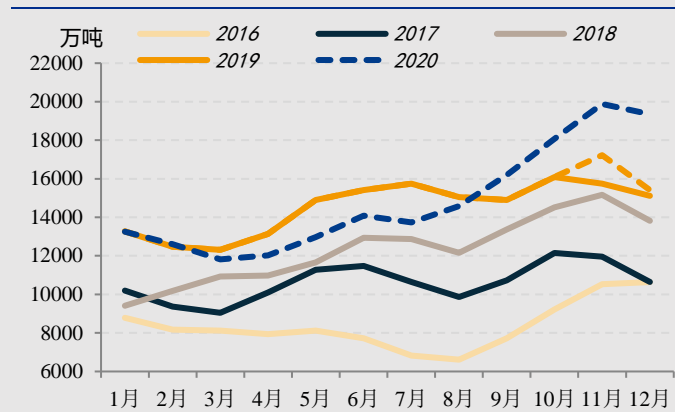
策略节奏上，与 19 年明确提出动力煤期货以空头配置为主不同，我们认为临近政策合意区间下边界及行业成本支撑，市场煤价格的向上弹性也会愈发显现，投资逻辑以中枢减速下移、多空有盼为主线，结合中下游库存周期的节奏性机会依然值得把握。12 月以来动力煤中下游库存降 633.1 万吨（4%），同比仍增 412 万吨（2.8%），短期产业链维持主动去库存的震荡偏弱格局；考虑到江内港口库存去化带动下的动力煤港口去库存已持续 4 个月，11 月下旬以来全国重点电厂的主动去库存也陆续展开，2-3 月中下游库存回落至相对低位后的主动补库行情依然值得期待。

图 64：动力煤月度供需展望



资料来源：Wind，国投安信期货

图 65：动力煤港口&电厂库存



资料来源：Wind，国投安信期货

【免责声明】

本研究报告由国投安信期货有限公司撰写，研究报告中所提供的信息仅供参考。报告根据国际和行业通行的准则，以合法渠道获得这些信息，尽可能保证可靠、准确和完整，但并不保证报告所述信息的准确性和完整性。

本报告不能作为投资研究决策的依据，不能作为道义的、责任的和法律的依据或者凭证，无论是否已经明示或者暗示。国投安信期货有限公司将随时补充、更正和修订有关信息，但不保证及时发布。对于本报告所提供信息所导致的任何直接的或者间接的投资盈亏后果不承担任何责任。

本报告版权仅为国投安信期货有限公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用发布，需注明出处为国投安信期货有限公司，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。国投安信期货有限公司对于本免责声明条款具有修改权和最终解释权。

国投安信期货研究院

北京市

地 址：北京市西城区广安门外南滨河路 1 号高新大厦 9 层

上海市

地 址：上海市虹口区杨树浦路 168 号 17 楼

公共邮箱：gtaxinstitute@essence.com.cn

国投安信期货官方微信



国投安信期货 APP



【公司地址】

国投安信期货总部

地址：上海市虹口区杨树浦路 168 号 17 楼

上海分公司

地址：上海市浦东新区浦电路 500 号期货大厦 1604 室、1804 室
电话：021-68403952

上海浦东分公司

地址：上海市浦东新区世纪大道 1589 号长泰国际金融大厦 9 层
10-11 单元
电话：021-68765121

北京分公司

地址：北京市西城区广安门外南滨河路 1 号 8-9 层
电话：010-58747658

大连分公司

地址：辽宁省大连市沙河口区会展路 129 号大连期货大厦 1912 室
电话：0421-84807621

河南分公司

地址：郑州市商务外环路 30 号期货大厦 1305 室
电话：0371-65615399

山西分公司

地址：山西省太原市万柏林区华润大厦写字楼(T4) 2206-2212 室
电话：0351-8333643-833

深圳分公司

地址：深圳市福田区深南大道 2008 号中国凤凰大厦 1 栋 7D、7E
电话：0755-82558147

广州天河北路营业部

地址：广州市天河区天河北路 183 号大都会广场 2705 室
电话：020-85250390

广州珠江东路营业部

地址：广东省广州市天河区珠江新城珠江东路 6 号广州周大福金融中心 3 区 5006A
电话：020-37396113

杭州营业部

地址：杭州市江干区钱江新城钱江国际时代广场 3 幢 1304 室
电话：0571-28898930

昆明营业部

地址：云南省昆明市盘龙区白塔路 387-395 号星耀大厦 7 层 703 室
电话：0871-63150899

济南营业部

地址：山东省济南市市中区共青团路 25 号绿地普利中心 2210、2211
电话：0531-67815858

扬州营业部

地址：扬州市邗江区邗江中路 330 号星座国际商务中心 1006 室
电话：0514 -82890097

子公司

国投中谷（上海）投资有限公司

地址：北京市西城区广安门外南滨河路 1 号高新大厦 807-3
电话：010-58747654