

原油产业链年报

——不悲不喜，结构性机会之大年



2019 年 1 月 2 日星期三

肖兰兰

F3042977

15821505618

xiaolanlan@thanf.com

1 核心观点

- **2019 年原油仍然有跨价格中枢的交易机会。**2019 年的油价区间大概率会经过三个价格中枢：页岩油减产区间【35，45】，页岩油增产放缓区间【45，60】，以及页岩油增产，OPEC+减产的区间【60，70】。目前 WTI 的价格已经跌破半周期成本线，未来需要看到一些质的变化：油价过低导致减产、去库存、远期曲线扭转等，才能看到后两个价格中枢的交易机会。预计 WTI 全年均价在 50-55 美元/桶，Brent 全年均价在 60-65 美元/桶。
- **需求上，多周期叠加，整体不悲观。**2019 年国际石油将面临经济下行周期叠加炼能大投产周期，再加上 IMO2020 切换过程中的大结构调整，基于此我们对 2019 年需求增速不太悲观。但经济下行和炼能投放的结果是，原油库存继续向成品油转移，炼厂利润进一步被压缩。在 2019 年 2H，因为 IMO2020 的影响进一步具体化，油品市场可能会经历一段时间混乱以及扭曲的结构性行情。
- **管道和出口终端的建成将助力页岩油产量增长。**2019 年将有三条管道和一个 VLCC 出口终端建成，这很好地解决了 Permian 产区的外输问题和出口过程中小船换大船的高昂成本问题，刺激 permian 产能的进一步释放。同时有效地降低了运输过程中的运输成本和时间成本，压缩区域间价差。
- **2019 年 OPEC 可能还将面临 1-2 次的减产。**12 月 OPEC+会议之后，油价继续暴力下跌，那么此次减产基本上定性为减产不及预期。若想稳住油价，还需要进一步减产。要么在页岩油半周期成本以下，页岩油减产，要么 OPEC 加大减产力度。比较大的概率是 OPEC 还会扩大减产规模。首先在 2019 年 4 月会议上，定调延长减产。在 2019 年年底的会议上，基于美国管道瓶颈解除，进一步出让份额，实施减产。

- **2019 年将有可观的结构性交易机会。**（1）**成品油裂解利润收缩。**逻辑如前所述：经济下行周期+炼能大投产。（2）**BW 价差收缩的机会。**目前 BW 价差的正常波动区间在 8~10 美元/桶,这是因为出口力量有限,在通过 aframax/suezmax 过驳至 VLCC 时,需要消耗大量的时间成本和运输成本,一旦美国的管道和出口瓶颈解除, BW 价差收缩,将管道成本和出口成本挤压到正常空间。（3）**IMO2020: 高低硫油品价差走阔, 柴油/燃料油价差走阔。**
- **风险:**（1）**管道推迟上线风险;**（2）**炼厂进度推迟风险;**（3）**IMO2020 不实施风险。**

2 行情回顾

2018 年 Q1: 中枢上移, 区间震荡。2018 年伊始, 油价延续 2017 年的上涨上行, 加上北美寒冷天气刺激取暖油需求, 2018 年 Q1 突破 50-60 美元/桶的平台, 到达 60-70 美元/桶的区间。随后美股大跌浇灭多头情绪, 油价再次回归至 60 美金水平。

2018 年 Q2: 供应中断叠加地缘政治。2018 年委内瑞拉产量呈自由落地式下滑, 这也是今年油价易涨难跌不可忽视的一大主线。同时 6 月份加拿大油砂装置因故障暂停, 以及利比亚内乱, 造成明显的供应中断, 以至于在 6 月 22 日 OPEC 宣布通过增产将减产执行率恢复至 100%之后, 市场认为利空出尽, 上冲 80 美元/桶。需要注意的是, 4 月中旬美国借口叙利亚滥用化学武器, 对其进行军事打击, 激发市场风险偏好, 油价强势上行。

2018 年 Q3: 风险事件聚集, 区域分化, 造就极端行情。三季度, 伊朗制裁影响显现, 出口和产量均出现趋势性下滑, 对伊朗事件的炒作将多头情绪推至极致, brent 突破 80 美元/桶, 最高涨至 86.7 美元/桶的年内高位。除了全球去库, 三季度国际原油还面临区域分化, 中国主营和地炼集中补库存, 由于中美贸易战, 中国停止美油进口, 增加了对中东原油采购, 造就了中东市场供需极度紧张, DME Oman 在 9 月底甚至出现逼仓。

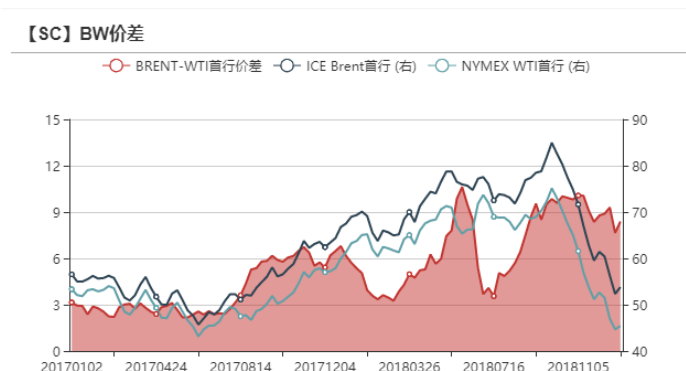
2018 年 Q4: 宏观微观共振, 特朗普推特管理油价。无论是中期选举前拉选票, 还是中期选举后特朗普丢掉众议院, 特朗普都需要低油价来实现其发展经济的政绩。因此对伊朗原油进口国豁免, 通过卡舒吉事件施压沙特增产等事件, 都在瞬间改变了平衡表。随着 9 月份美联储加息, 美股结束十年牛市, 开启暴跌模式, 原油与美股联动性增强, 开始暴力回调。微观上看, 汽油消费堪忧, 裂解价差跌至负值, 远期曲线转为 Contango 等也显示前期涨势无法持续。

回顾 2018 年国际油价走势，我们认为有三大特征：

四次跨中枢定价，两波大趋势，V 型反转路径。以 Brent 为例，2018 年 Q1，60~70 美元/桶区间震荡，2018 年 Q2 和 Q3，70~80 美元/桶区间震荡，2018 年 Q4 突破 80 美元/桶，而后跌至 50 美元/桶。分析全年油价两波大趋势以及 V 型反转的行情路径，我们认为主要是因为：（1）OPEC 的产量调整具有滞后性，导致供需经常错配。2018 年 1H，委内瑞拉产量断崖式下跌，利比亚内乱，加拿大油砂项目因着火而暂停。出现大量产量损失的情况下，OPEC+ 成员国的产量调整依照每年 2 次会议的节奏来调整产量。（2）风险事件推动导致戏剧化逆转。在美国制裁伊朗第一批协议生效之后，对石油行业的影响其实已经明显显现，产量和出口锐减，且如果继续制裁，还将有 100 万桶/日的产量损失。而在特朗普豁免后，未来产量不减反增，会看到明显的产量和出口回归。（3）需求成为重要考量因子。近三年来，各机构对需求维持 150~160 万桶/日的需求增速预估。2018 年随着油价上涨以及全球经济进入下行周期，对石油需求的增速进行不断下调，预计 2019 年增速在 120~140 万桶/日。

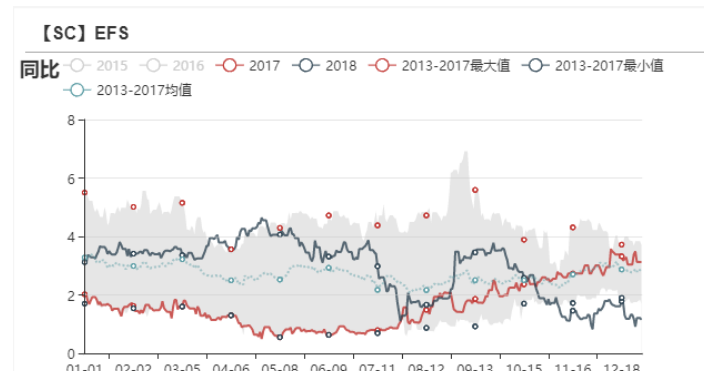
区域间价格扭曲。2017 年算是区域价差比较平庸的一年，各种价差相对合理。但 2018 年情况大有不同。从全球区域价差来看，EFS 持续走低，BW 价差走阔至 8~10 美元/桶。从北美产销区价差来看，Permian、Bakken、加拿大 WCS 相对库欣价格先后出现大幅贴水。主要是因为：（1）轻重质油结构性问题进一步恶化。全球增产的主力军——页岩油是轻质油组分，而委内瑞拉、加拿大这些供应中断的国家，减产的主要是重质油组分，轻重质油供应的问题导致 EFS 有所收窄。（2）基础设施瓶颈问题再次出现。美国原油出口量爆发式增长，VLCC 终端条件不够，需要依赖小船运力，其中的运输成本和时间成本导致 BW 价差走阔。而页岩油产区产量继续增长，加拿大油砂项目恢复，管道运力无法跟上，产区贴水问题难以解决。

图 1 BW 价差



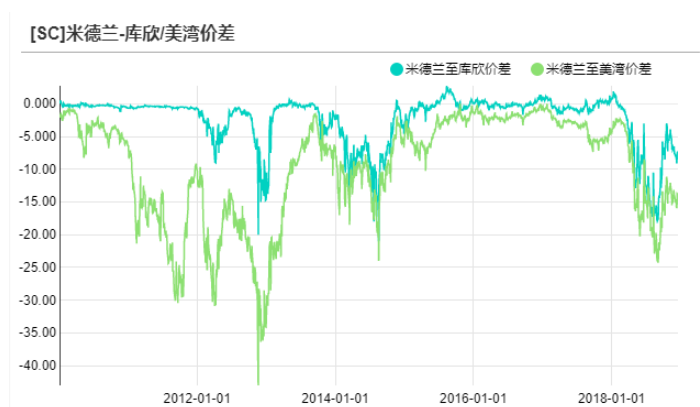
来源：Bloomberg，天风风云

图 2 EFS



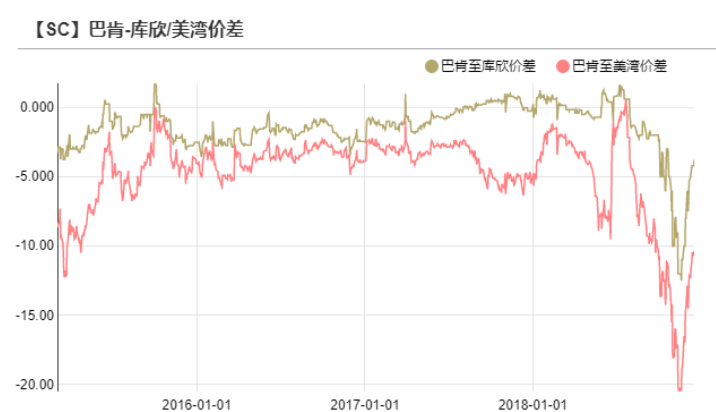
来源：Bloomberg，天风风云

图 3 米德兰-库欣/美湾价差



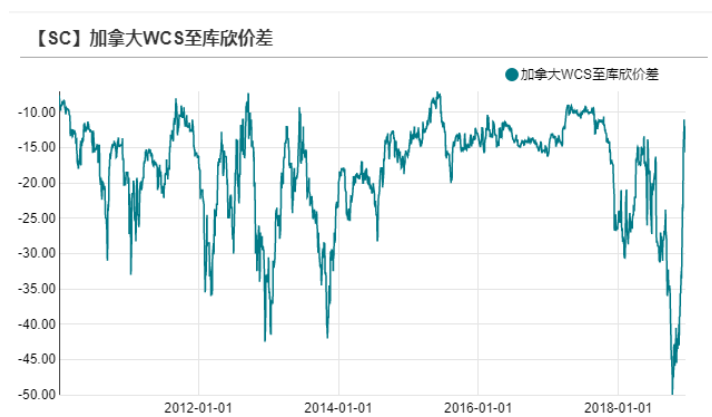
来源：Bloomberg，天风风云

图 4 巴肯-库欣/美湾价差



来源：Bloomberg，天风风云

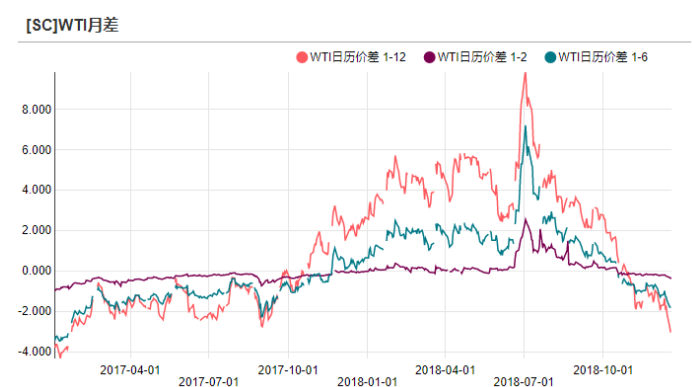
图 5 加拿大 WCS-库欣价差



来源：Bloomberg，天风风云

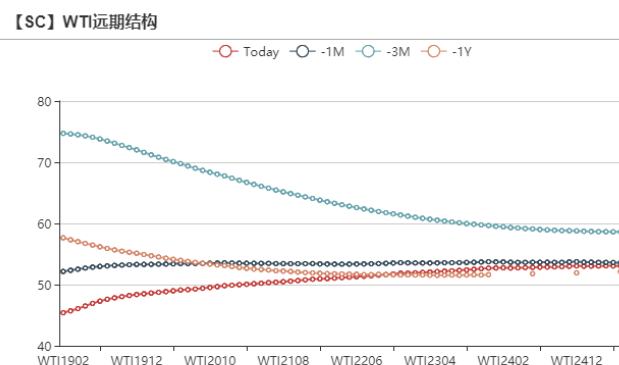
远期曲线再次扭转。2017 年 Q3，远期曲线转为 backwardation 结构，造就了油价连续 3 个季度的上涨。2018 年远期曲线仍然维持近月升水的格局，其中 7 月份库欣管道问题，以及 9 月底 Oman 逼仓问题，使得 WTI 和 Oman 的月差甚至出现了极端偏离的情况。但在 2018 年 Q4，三市远期曲线全年转为 contango，现货承压，熊市特征明显。

图 6 WTI 月差



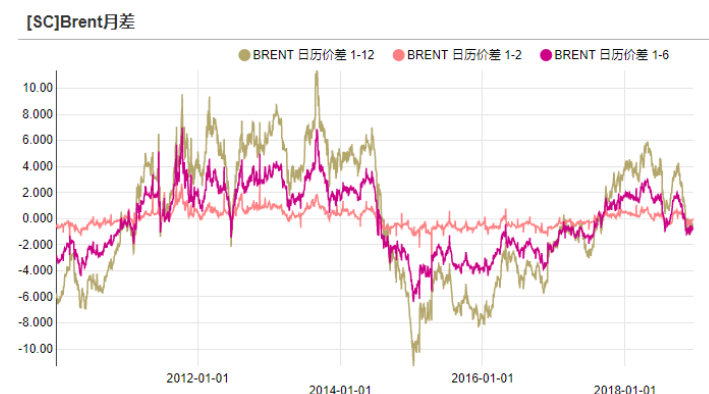
来源: Bloomberg, 天风风云

图 7 WTI 远期曲线



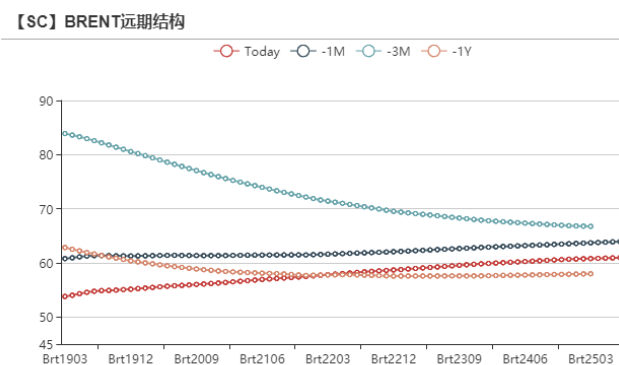
来源: Bloomberg, 天风风云

图 8 Brent 月差



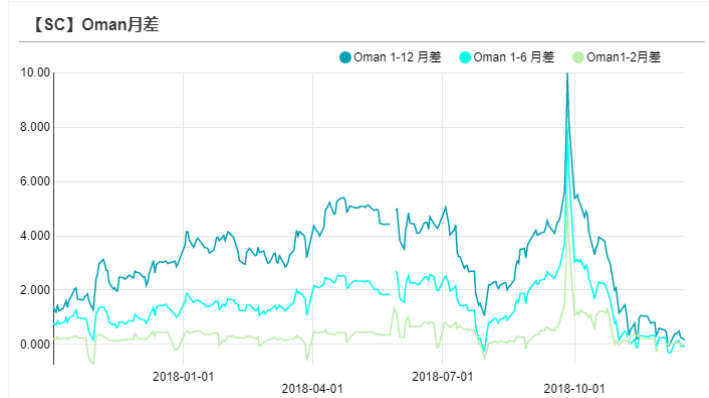
来源: Bloomberg, 天风风云

图 9 Brent 远期结构



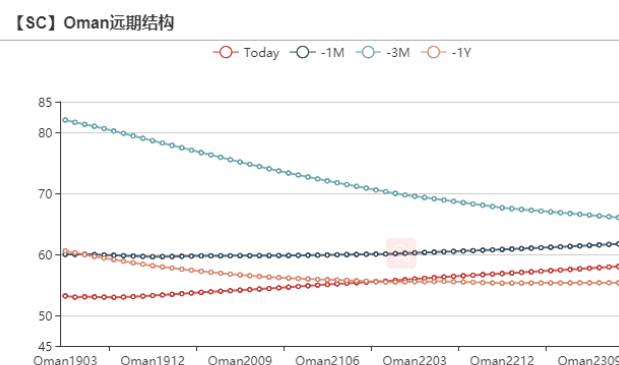
来源: Bloomberg, 天风风云

图 10 Oman 月差



来源: Bloomberg, 天风风云

图 11 Oman 远期结构



来源: Bloomberg, 天风风云

3 2019 年要素展望

3.1 需求: 多因素叠加, 增速不悲观, 结构性变革多

2019 年原油需求层面的影响因子复杂而又混乱：有宏观利空、有炼能投放周期、也有 IMO2020 在切换过程中的结构大调整。

3.1.1 美股与油价：You Jump, I Jump

2018 年前三季度，美国经济算是一枝独秀，其他经济体 PMI 开始下行，而美国经济数据却持续靓丽，这主要受益于特朗普的减税政策以及国外盈利回流，才有了半年多的超预期数据。随着 9 月和 12 月美联储连续两次加息，美国长短端利率倒挂，美国经济周期性下行的拐点基本确立。美股结束长达 10 年的牛市，开启暴力下跌之路。油价与美股的联动性变得极强。从近两个月的盘中表现来看，油价基本上变成美股定价，上演 you jump, I jump 的连环下跌模式。美股下跌的背后是对美国经济下行的担忧，预计会维持 1 到 1 年半的时间。

图 12 全球制造业 PMI

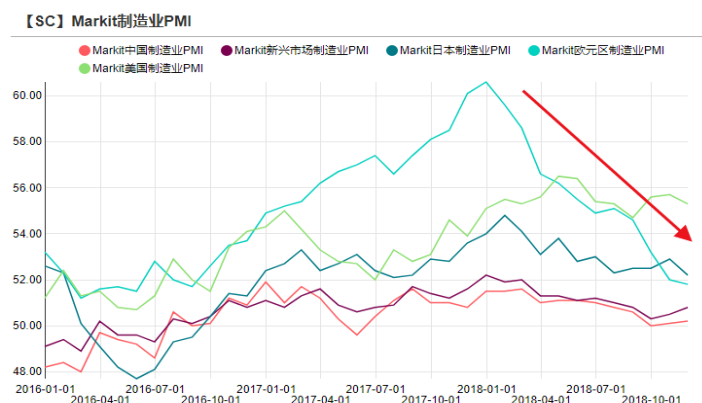
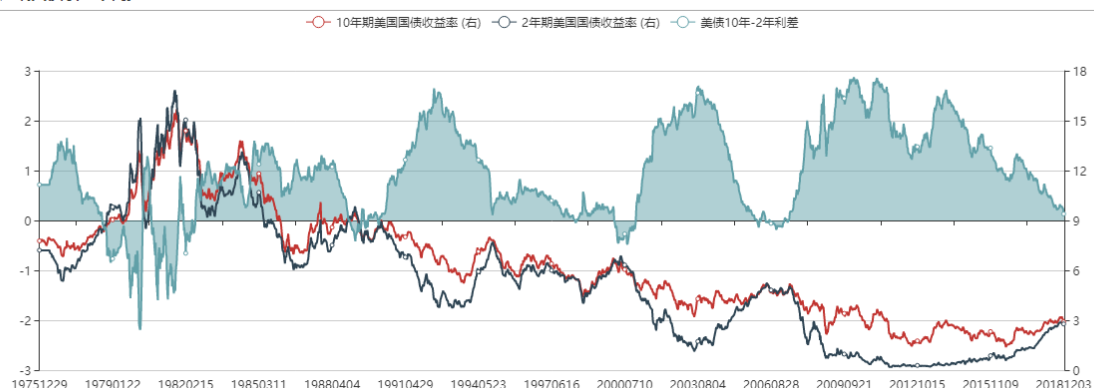


图 13 美股与油价

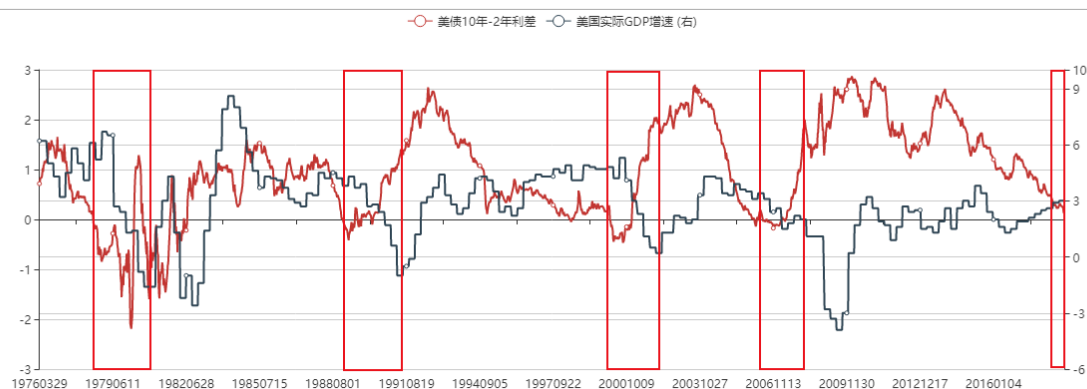


图 14 长短端国债收益率倒挂预示经济衰退

【SC】长短端国债收益率倒挂

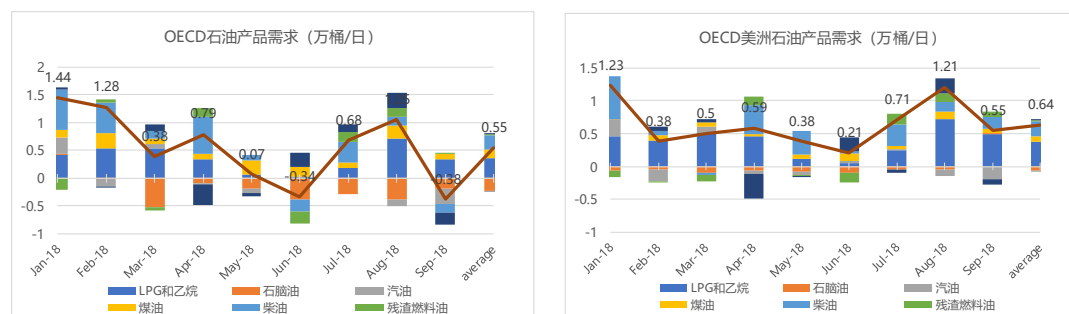


【SC】长短端利差与美国GDP



从2018年1-9月OECD石油产品需求的表现来看,其实OECD美洲贡献了最主要的增量,同比增长64万桶/日,欧洲持平于去年同期,OECD亚洲国家反而出现需求下滑的迹象,同比减少14万桶/日。我们认为随着美国经济拐点出现,2019年OECD整体石油需求会有下滑。这也是为什么三大机构在Q3以来持续下调全球石油需求增速。

图 15 OECD 石油产品需求 (万桶/日)



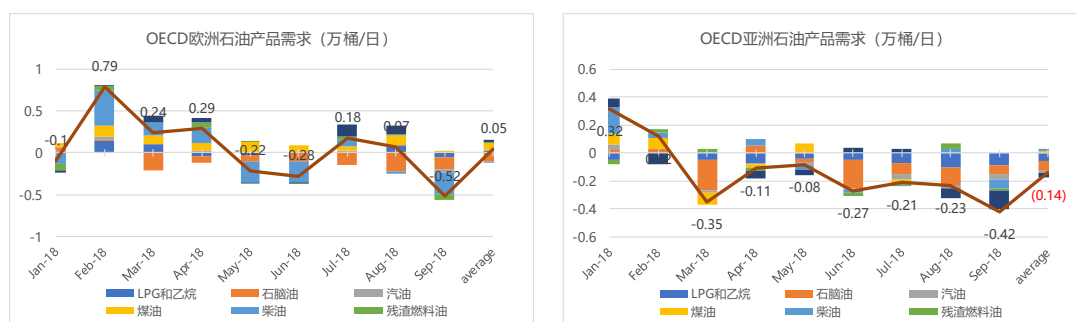


图 16 2018 年全球石油需求预估

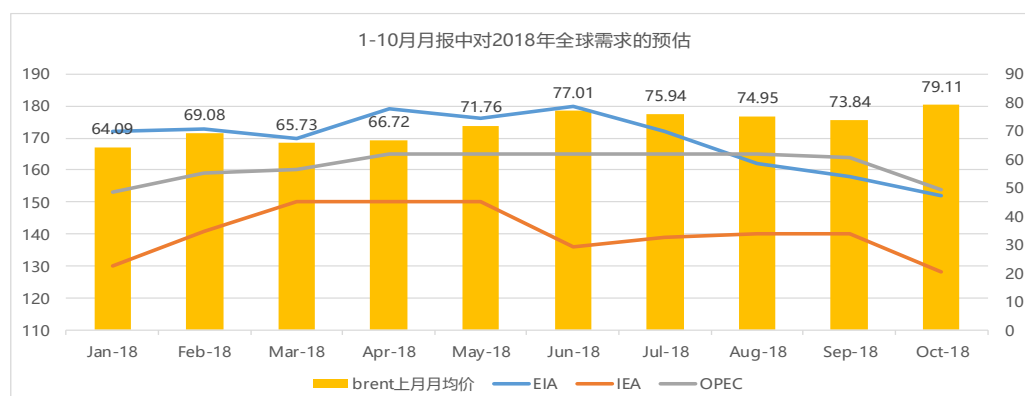
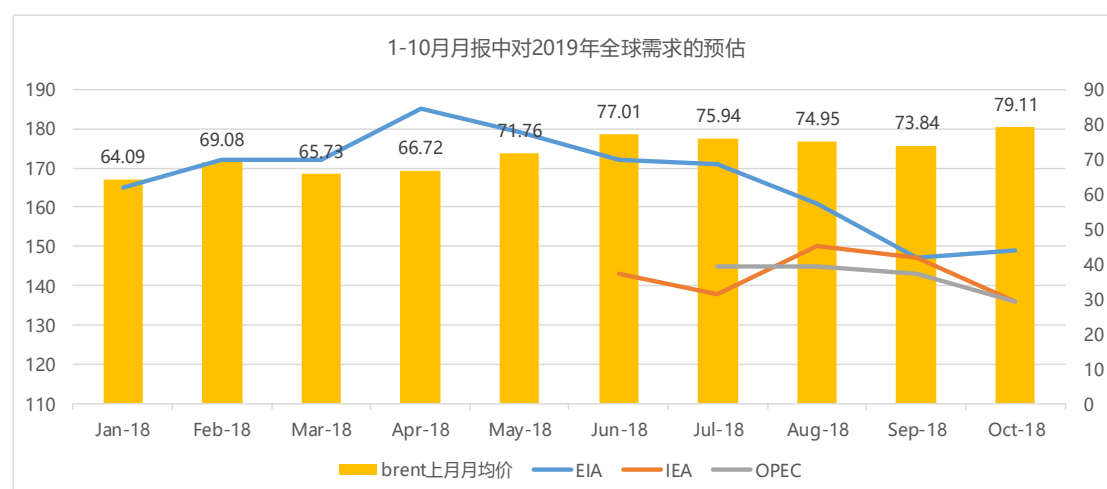


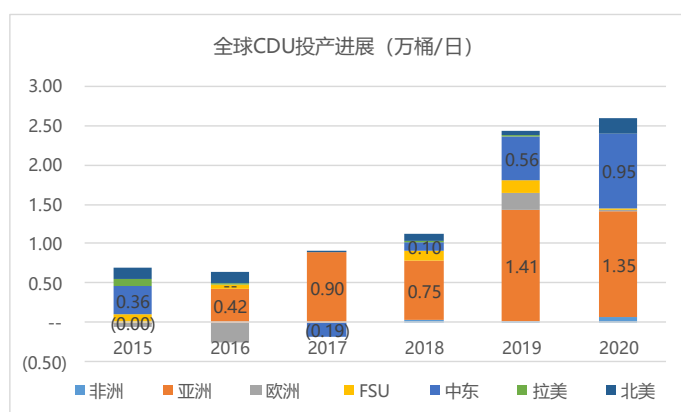
图 17 2019 年全球石油需求预估



3.1.2 炼油产能投放大周期：低成本红利不再

炼油产能投放大周期。2019 年和 2020 年是全球炼油产能投放大周期，从根据 Energy Aspect 的统计，2019 年全球 CDU 产能将新增 243 万桶/日，2020 年将再增 259 万桶/日。其中 50% 以来来自于亚洲地区，2019 年和 2020 年新增炼能分别达 141 万桶/日和 135 万桶/日。国内方面，恒力石化在 12 月 15 日常减压装置已正式开车，日均炼油能力 40 万桶/日。2019 年还将有浙石化一期 40 万桶/日、中科炼化 20 万桶/日，和海南炼化 10 万桶/日一次炼油装置建成使用。

图 18 全球 CDU 投产进展 (万桶/日)



来源: Energy Aspect

图 19 国内炼油装置投产进展 (万吨)

项目	城市	炼油	预计投产
恒力石化	大连	2000	2018年12月
浙江石化一期	舟山	2000	2019年
中科炼化	广东	1000	2019年
海南炼化	海南	500	2019年四季度
盛虹石化	连云港	1600	2021年
古雷石化	漳州	1500	2020-2021年
中化泉州	泉州	300	2021年
新华石化	曹妃甸	2000	2022年
浙江石化二期	舟山	2000	2022年
旭阳石化	曹妃甸	1500	
合计		14400	

来源: 中石化

库存继续由原油端转移至成品油端。炼油产能提高，成品油供应增加，但 OECD 石油产品需求下行。2019 年库存将继续从原油端向成品油端转移。

图 20 OECD 原油库存

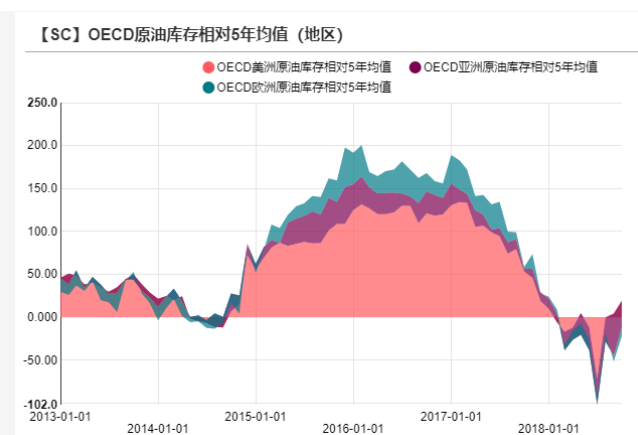
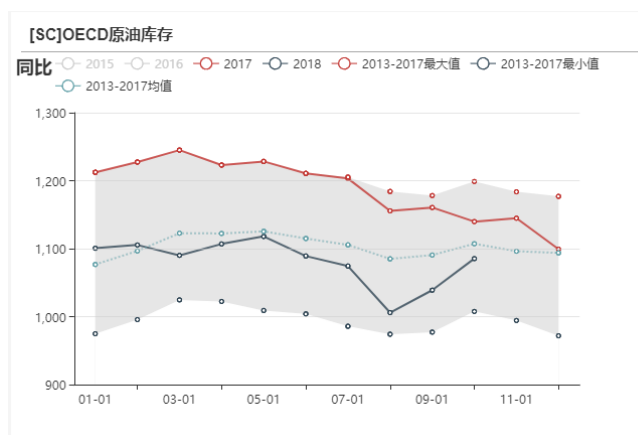


图 21 OECD 成品油库存

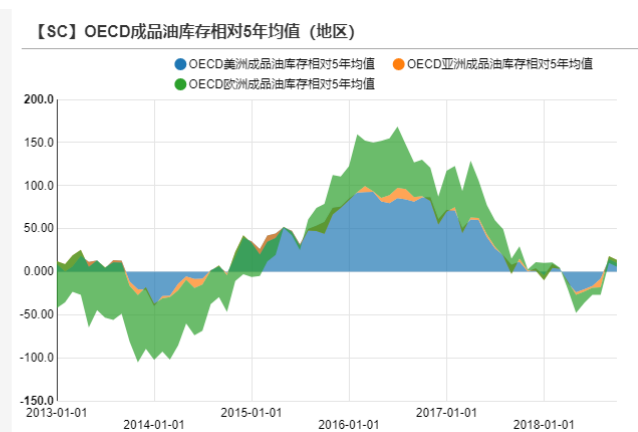
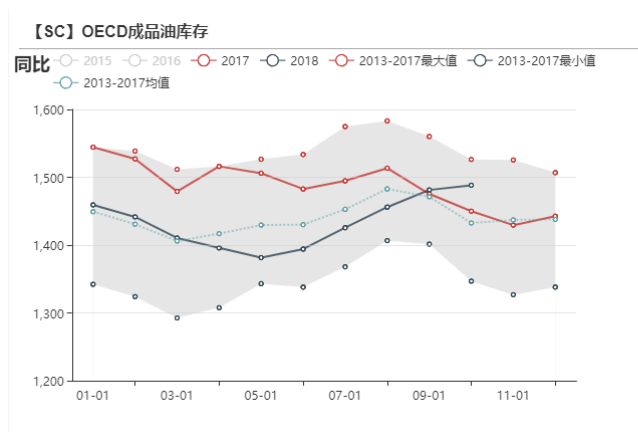
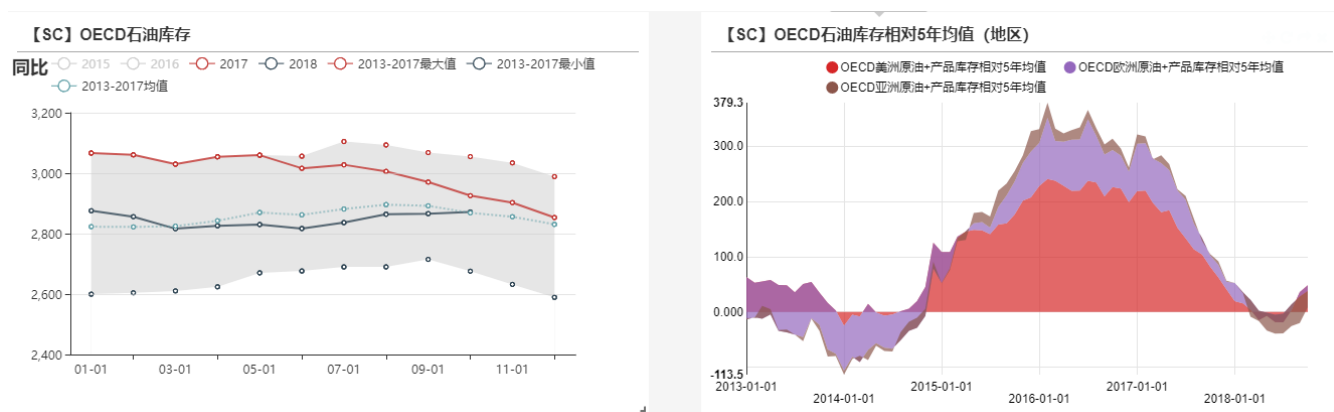


图 22 OECD 石油库存



即使低油价，炼厂也可能享受不到红利。在上一轮油价下跌过程中，下游享受到了低成本的原材料红利，炼油利润丰厚。但此次情况有所不同，全球炼油产能进入过剩时代，10月开始油价暴跌时，成品油特别是汽油、石脑油等轻质组分跌幅大于原油，裂解价差明显收缩。

图 23 汽油裂解

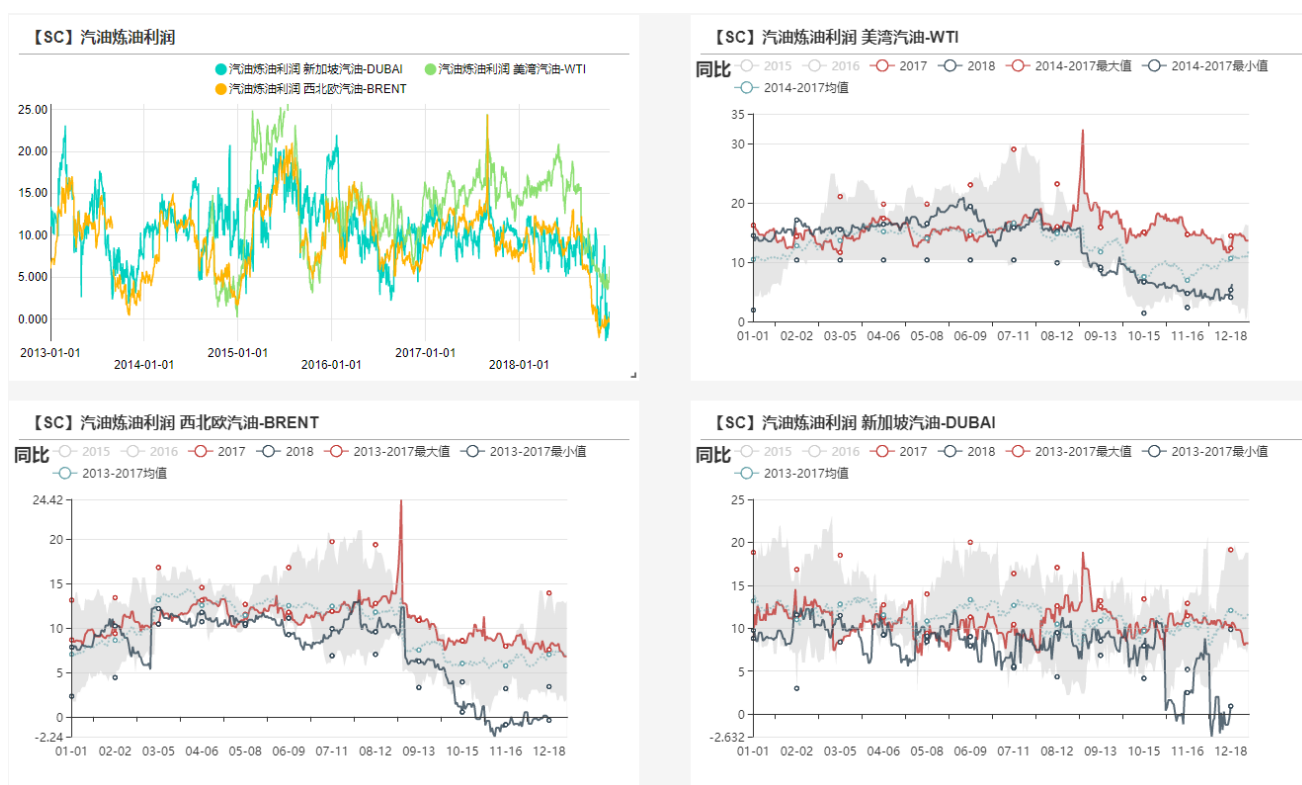


图 24 柴油裂解

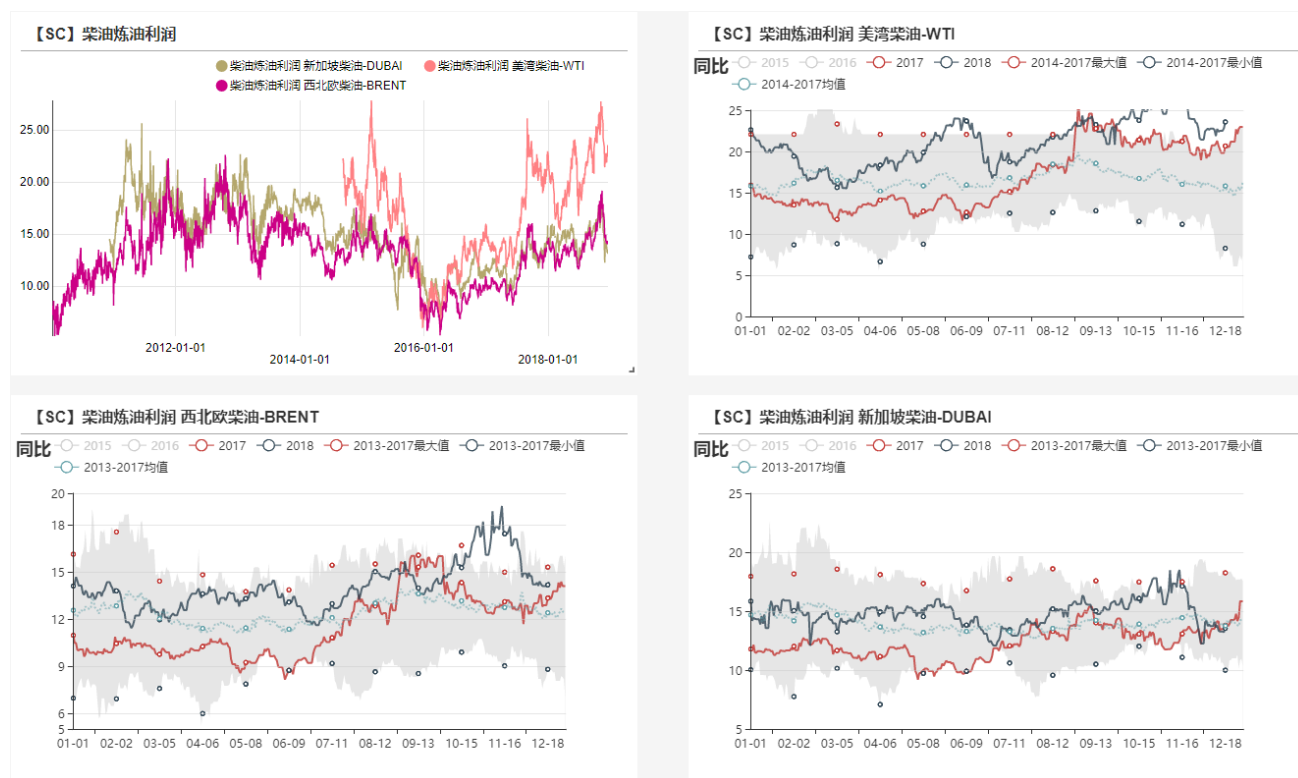
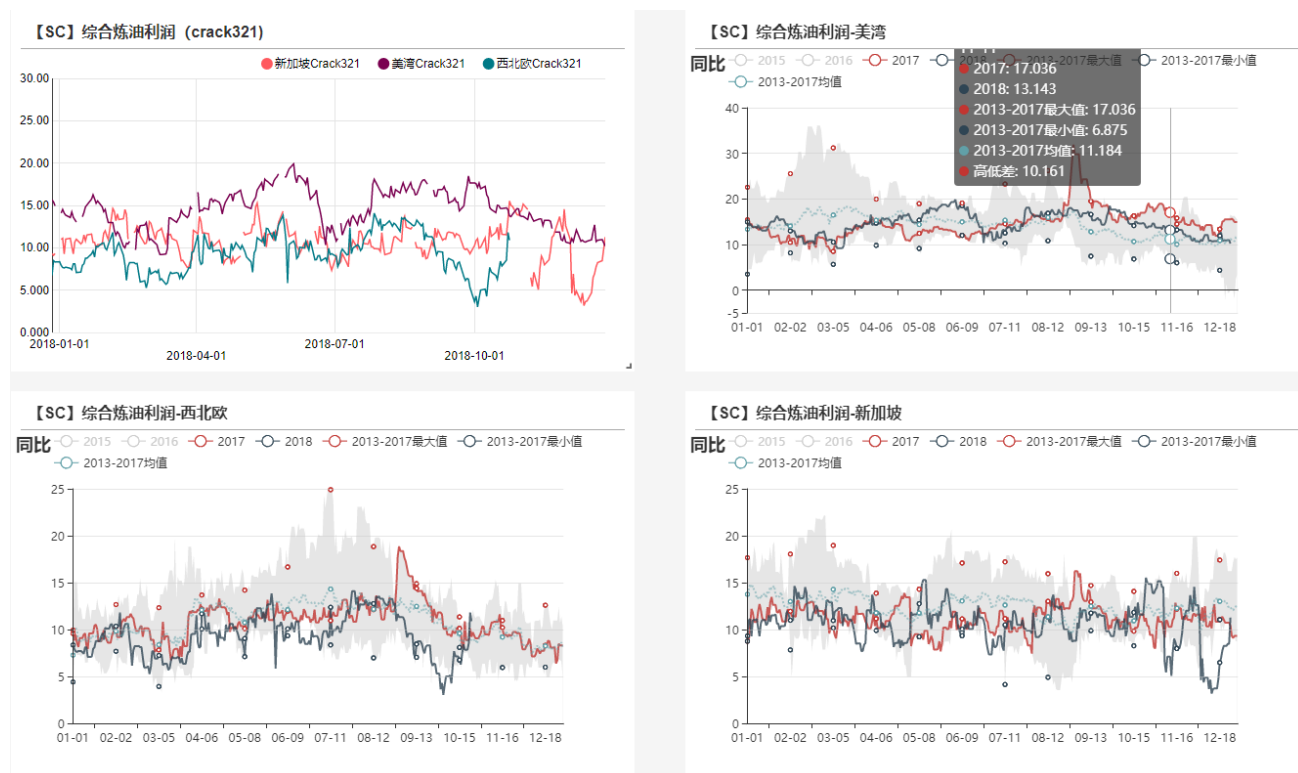


图 25 综合裂解利润



3.1.3 IMO2020：油品结构大调整

国际海事组织 IMO 规定自 2020 年 1 月 1 日起，船用燃料（用于主/辅发动机和锅炉）的含硫量将从 3.5%降至 0.5%。船舶只有在装有脱硫器（Scrubber）的情况下才能使用高硫燃料油，否则只能装载含硫量低于 0.5%的低硫燃料。面对 IMO2020，船东有三种选择方式：（1）使用低硫燃料（船用柴油 MGO，作为替代；（2）安装脱硫器；（3）使用 LNG/LPG 燃料船。（见专题《IMO2020 对油品价格体系的影响》）

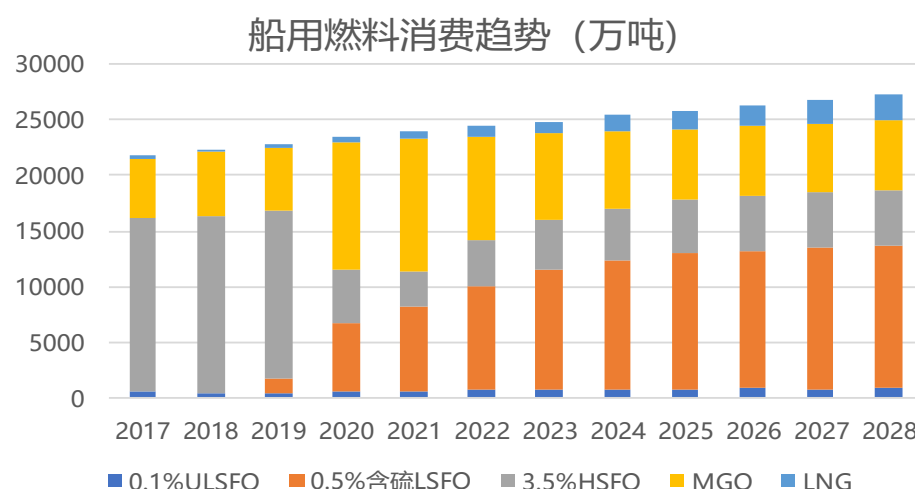
对炼厂和炼油产品的影响：分区域来看，欧美因为本身处于排放控制区，IMO2020 对其航运市场影响有限，亚洲和中东地区因缺乏足够的低硫燃料，IMO2020 对其影响尤为深远。炼油产品上，高硫燃料油需求断崖式下滑，船用柴油需求崛起，低硫燃料油并驾齐驱，由此对低硫原油的需求增加。没有对应二次加工装置的炼厂，可能会放弃燃料油的生产，导致沥青/焦化料的产量增加。

IMO 对炼油产品的价格体系影响深远。（1）高低硫油品价差走阔；（2）不同油品间的供需强弱发生分化；（3）裂解利润进行重新分配。

图 26 IMO2020 低硫化时代的解决方案



图 27 船用燃料消费趋势（MGO、LSFO 需求激增，HSFO 需求断崖）



3.2 供应：美国能源复兴，OPEC+继续出让份额

3.2.1 美国：管道和出口瓶颈逐步解除

管道投放将助力产量增长。Permian 一直是美国页岩油增产的主力产区，但因为管道外输量不够，Permian 产区的价格相对于库欣和湾区长期处于贴水状态。从 Permian 产区的供需平衡来看，Permian 日均产量 370-380 万桶/日，炼厂炼能 41 万桶/日，管道运力 300-310 万桶/日。2018 年 Permian 产量月均环比增速 7-12 万桶/日，如果延续这个增速，在 Sunrise II 管道也满载之后，Midland-Cushing/Gulf Coast 的价差会再次走阔。Permian 产量与管道瓶颈的矛盾需要等到 2019 年 2H 才能彻底解除。比较关键的三条管道分别是：（1）Gray Oak 管道：由 Phillips 66 和 Andeavor 联合建设，运力 70 万桶/日，目的地 Corpus Christi, Sweeny/Freeport。预计 2019 年 Q3 将投入使用。（2）由 EPIC Midstream 运营的 EPIC 管道，运力 67.5 万桶/日，目的地 Corpus Christi，预计 2019 年 Q3 将投入使用。（3）由 Plains All American 运营的 Cactus II 线，运力 65 万桶/日，目的地 Corpus Christi，预计 2019 年 Q3 将投入使用。这三条管道合计运力 200 万桶/日，完全可以解决 Permian 的原油外输问题，同时因管道成本远低于铁路运费，Permian 产区的价格相对美湾会有明显收敛。

图 28 Permian 产区供需平衡（产量、炼油、管道、铁路）

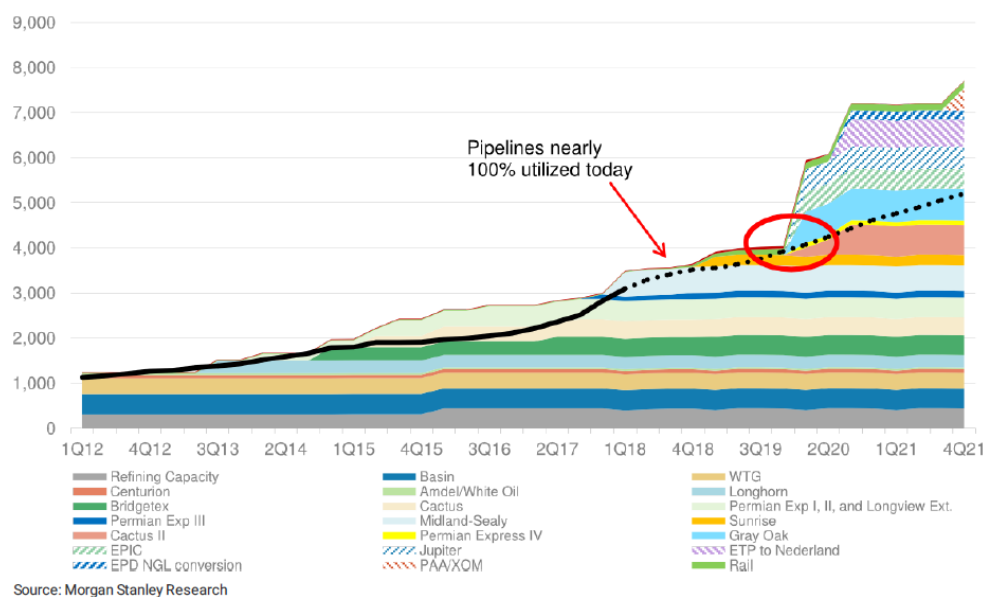


图 29 Permian 管道示意图

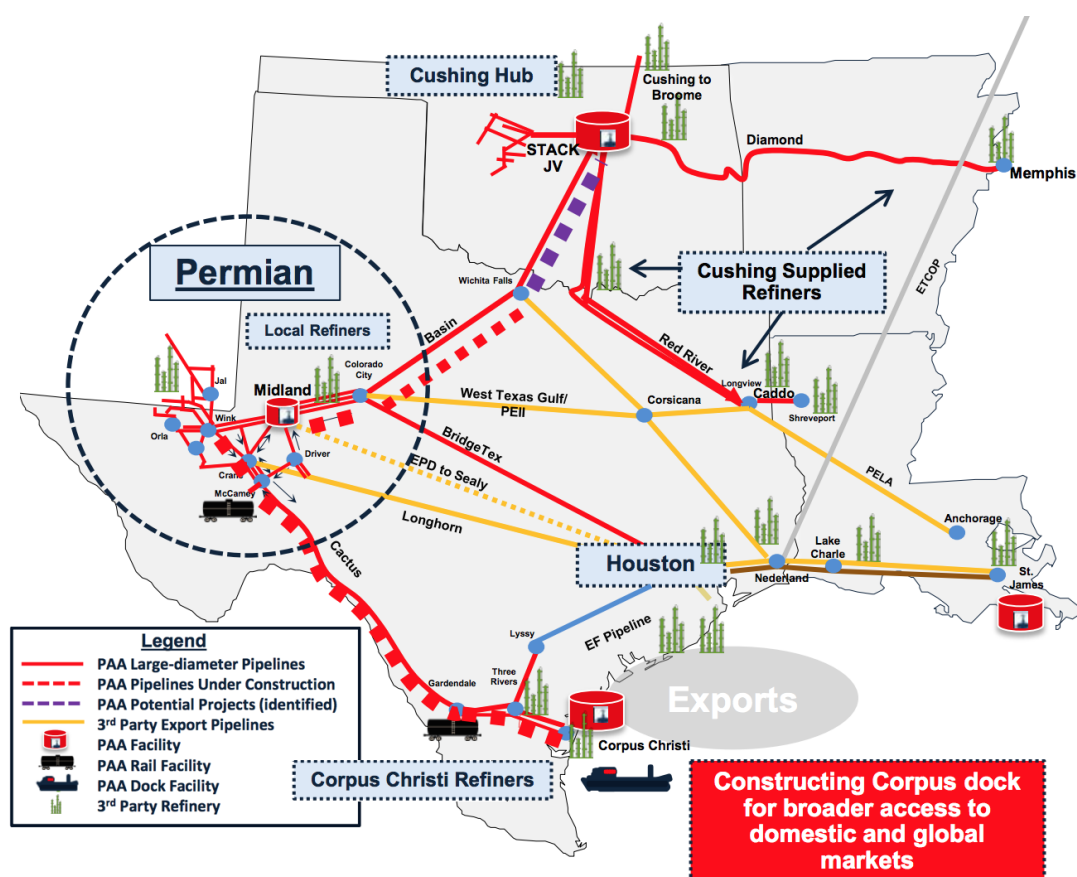


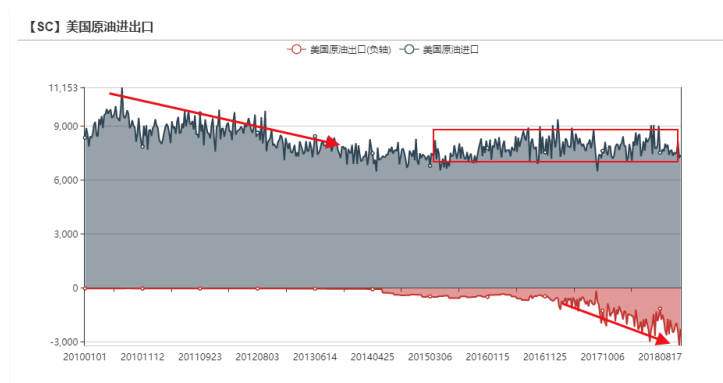
图 30 Permian 管道建设计划

PLANNED PERMIAN PIPELINES				
FIRST WAVE				
Developer	Name	Capacity (b/d)	Destination	Start up
Phillips 66/Andeavor	Gray Oak	700,000	Corpus Christi, Sweeny/Freeport	Q3-19
EPIC Midstream	EPIC	675,000	Corpus Christi	Q3-19
Plains All American	Cactus II	650,000	Corpus Christi	Q3-19
SECOND WAVE				
Developer	Name	Capacity (b/d)	Destination	Start up
Energy Transfer	Midland to Nederland	600,000	Nederland	2020
Jupiter Midstream	Jupiter	500,000	Brownsville	2020
ExxonMobil/Plains		1,000,000	US Gulf Coast	2020 (est.)

来源: Platts

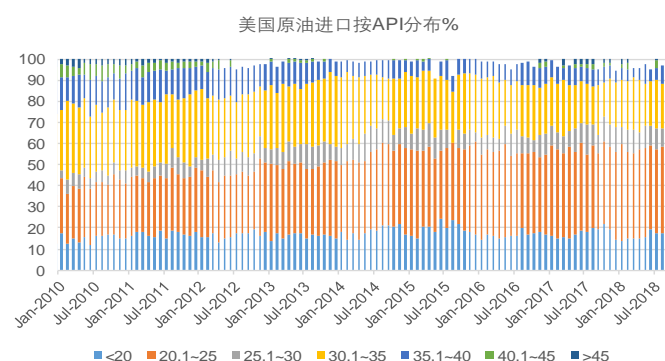
挤压进口空间有限，依然需要出口疏导。2010 年美国原油进口量约为 900-1000 万桶/日，进口依赖度达 60%以上。页岩油革命兴起之后，美国通过挤出进口来影响全球市场，到 2014 年美国原油进口量最低降至 700 万桶/日，进口依赖度降至 40%。2015 年底，美国结束长达 40 年的出口禁令，开始了美国轻质油换重质油的过程，进口量稍有反弹，目前的进口量维持在 700-800 万桶/日的稳定状态。美国炼厂主要是吃中重质油的，页岩油又属于轻质油种，因此对重质油的进口依赖度非常高，从下图可以看出 API<25 以下的中重质油进口占到美国原油总进口量的 60%以上，而 API>40 以上的轻质原油仅占不到 10%的比例。因此随着未来页岩油产量继续增长，靠挤压进口的渠道非常吃力，还是需要通过出口去疏导美国的过剩量。

图 31 美国原油进出口



来源: EIA, 天风风云

图 32 美国原油进口按 API 分布%



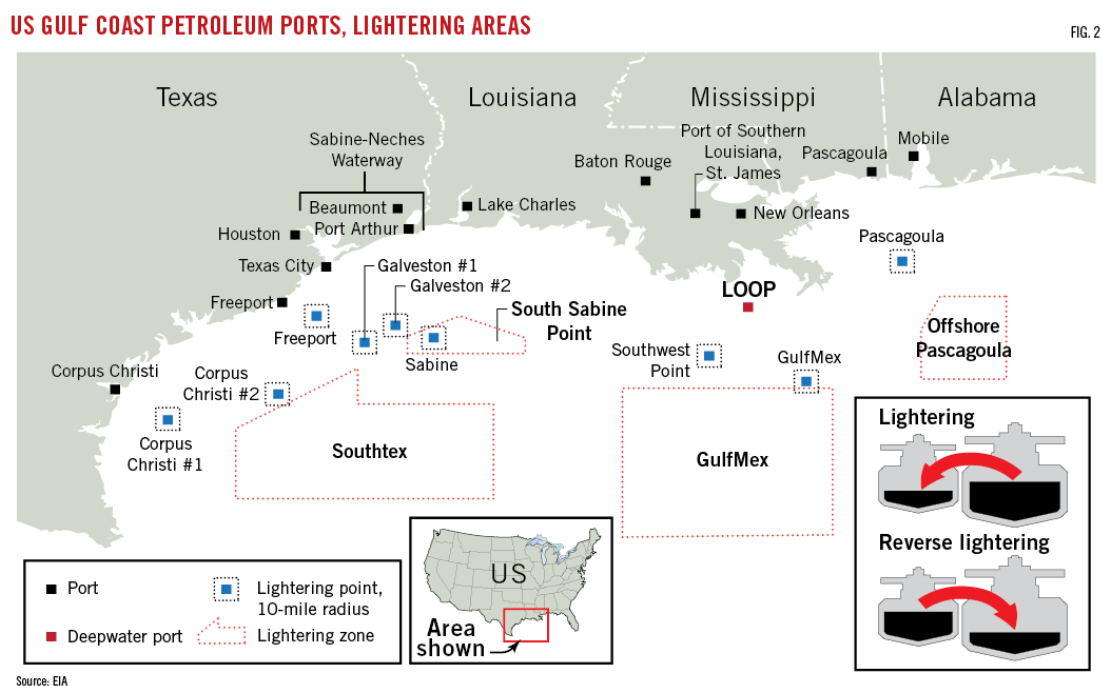
来源: EIA, 天风风云

港口的承载力以及成本非常关键。2015 年底美国放开原油出口禁令，美国原油逐步对外出口。2016 年平均出口量约为 50 万桶/日，2017 年平均出口量 116 万桶/日，2018 年平

均出口量为 185 万桶/日。EIA 曾经写过一篇关于美湾原油出口设施瓶颈的文章，讨论了美湾原油出口的瓶颈问题。目前美湾的海上原油出口能力大约在 481.5 万桶/日，其中德州 392.5 万桶/日（Houston 201.3 万桶/日，Corpus Christi/Brownsville 110.6 万桶/日），路易斯安那州 89 万桶/日。美国墨西哥湾从事石油贸易的港口都属于内陆港口，需要通过航运通道或可通航河流与公海相连。这些水道的宽度和吃水深度都不够 VLCC 通行。出口至欧洲的船一般用阿芙拉，可以在任何终端装载，苏伊士船型偶尔也会穿过大西洋，但通常不会满载。出口至亚洲的船型比较多变，有时候可能需要 VLCC。目前美湾只有路易斯安那的海上石油港 LOOP 能装载 VLCC（约 27 万吨/200 万桶）。那么 2017 年-2018 年的出口量其实都是依靠小船的运力（AFRAMAX:50 万桶，四船拼一个 VLCC，Suezmax:90-100 万桶，两船拼一个 VLCC）来扩张的。通过小船过驳到大船（reverse lighten）需要耗费大量的运费成本和时间成本。所以我们看到在 2017 年年底随着原油出口量爆发式增长，BW 价差持续走阔，一开始 3-4 美元/桶，可以覆盖掉管道和 VLCC 运费的成本差异，随着出口量进一步增加，对小船过驳的需求量增加，成本进一步抬升，导致 BW 价差进一步走阔，目前稳定 8-10 美元/桶的区间。

美国 VLCC 出口终端的问题未来会逐步得到解决。Tallgrass Energy 今年 8 月宣布，计划在路易斯安那州建造出口终端，到 2021 年 Q3 可以处理 VLCC 出口，其他公司也在行动之中，Enterprise Products Partners 和 Jupiter 也计划在德州海岸直接装载 VLCC。其中 Corpus Christi 港口在 2019 年底将有一个 VLCC 装载终端上线，如前所述，2019 年 Permian 的三条外输管道都是通往 Corpus Christi，那么终端上线后，管道和出口终端能很好地衔接。

图 33 美湾出口终端示意图



来源: Platts

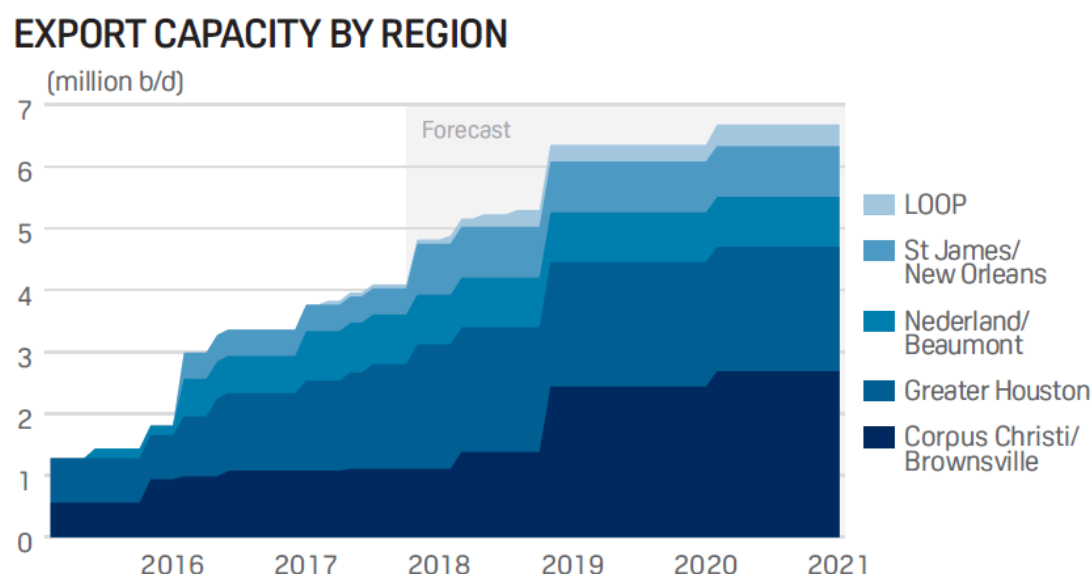
图 34 德州 VLCC 装载终端建设计划

MAJOR TEXAS VLCC LOADING PROJECTS				
Developer	Location	Status	Loading capacity	Timeline
Port of Corpus Christi	Corpus Christi	Main channel dredging work underway	Partial	Late 2019
Enterprise Product Partners	Texas City	Currently loading second VLCC	Partial	Early 2021
Jupiter	Brownsville	Engineering, permitting work underway	Full	Early 2021
Occidental Petroleum	Ingleside, Corpus Christi	Crude loading arms to be in place by end 2018	Full	2022
Port of Corpus Christi	Harbor Island	Concept study to be completed late 2018	Full	2022
Magellan Midstream	Corpus Christi	Permitting process underway	Partial	NA
Enterprise Products Partners	Texas City/Freeport area*	Engineering, permitting work underway	Full	NA

Notes: Full loading capacity is 2 million barrels; partial capacity is 700,000-800,000 barrels. *Analysts' estimate; developer yet to confirm.
Source: S&P Global Platts, Port of Corpus Christi, Occidental Petroleum, Enterprise Products Partners

来源: Platts

图 35 出口运力在逐步扩张

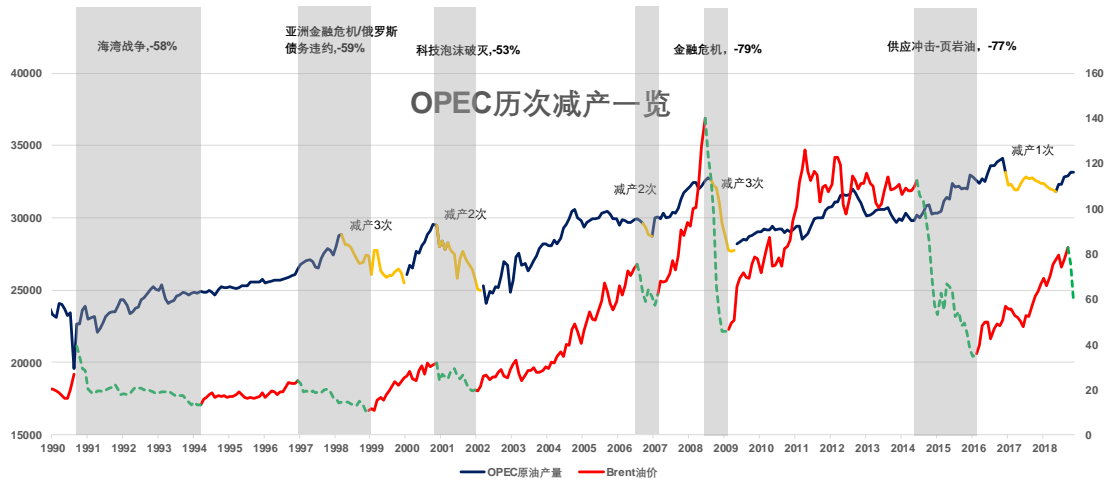


来源: Platts

3.3 OPEC+: 可能还需要减产 1-2 次

OPEC+还需要减产 1 至 2 次。12 月 OPEC+会议之后，从市场反应来看，基本上定性为减产不及预期。且在供应还未证实/证伪之前，油价还是关注宏观及微观事实。近期油价与美股同步暴跌，微观上，高频的库欣库存迟迟不见去库，WTI 月差结构甚至有深度贴水的迹象。这足以说明，目前的减产幅度远远不够市场平衡，以及舒缓宏观的悲观预期。若想油价企稳，必须要看到进一步减产，要么在页岩油半周期成本以下，页岩油减产，要么 OPEC 加大减产力度。此次下跌相比较 2014 年来说更暴力、迅速。要看到页岩油企业减产其实还需要一定的时间周期（2014 年底跌破半周期成本，到 2015 年 Q2 开始有减产迹象，每月环比减产幅度 10 万桶/日，期间油价进一步探底，在 2016 年初达到低位），那么比较大的概率是 OPEC 扩大减产规模。首先在 2019 年 4 月会议上，定调延长减产。在 2019 年年底的会议上，基于美国管道瓶颈解除，进一步出让份额，实施减产。

图 36 OPEC 历次减产一览



来源：OPEC

强者恒强，弱者恒弱。2014 年 OPEC+放弃减产，增产保份额的教训还历历在目。页岩油革命兴起，未来 OPEC+还将继续通过减产来维护油市的平衡。但从 OPEC+内部来讲，仍然是强者恒强，弱者恒弱的局面，侵占的市场份额，不是俄罗斯、沙特、阿联酋、伊拉克这些国家，反而是经济处于崩溃边缘、地缘政治易发国，如委内瑞拉、伊朗、安哥拉等。以沙特为例，在 5 月份 OPEC 会议之后，最高增产 105 万桶/日，迅速抢占市场份额。而其他国家在 5 月份增产决议之后，并没有实现产量回归，反而在 12 月的会议上需要参加减产协议。减产决议的话语权始终在以沙特、俄罗斯等增产实力国中，通过 2014 年的教训，高油价比高产量对他们更有利。

表 1 2016 年 12 月减产决议

	减产前参考	减产量	减产标准
阿尔及利亚	1,089	-50	1,039
安哥拉	1751	-78	1673
厄瓜多尔	548	-26	522
加蓬	202	-9	193
伊朗	3975	-90	3885
伊拉克	4,561	-210	4,351
科威特	2,838	-131	2,707
卡塔尔	648	-30	618
沙特阿拉伯	10,544	-486	10,058
阿联酋	3,013	-139	2,874
委内瑞拉	2067	-95	1,972
合计	31,236	-1344	29,892
利比亚	571		
尼日利亚	1,604		
OPEC产量合计	33,411		

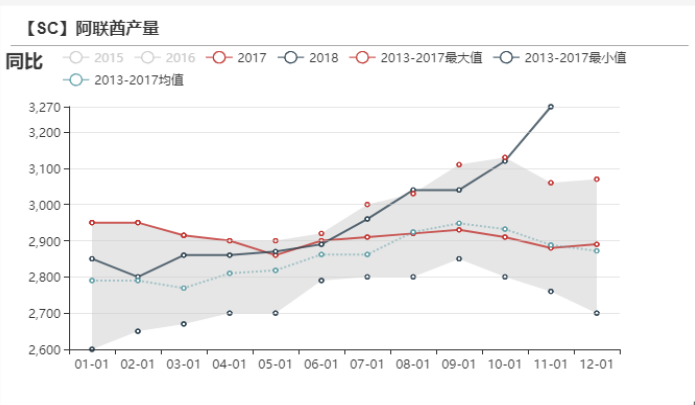
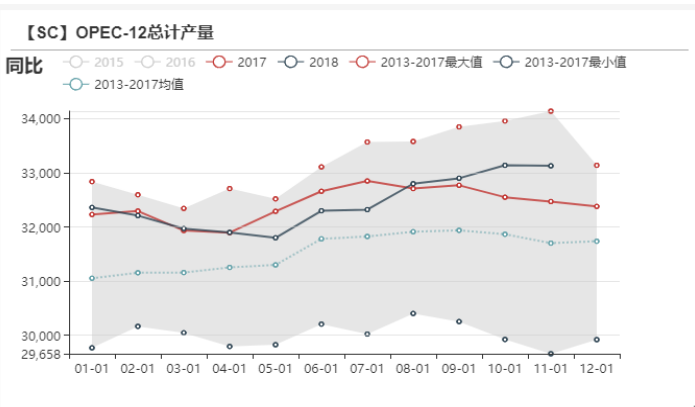
来源：OPEC

表 2 2018 年 12 月 OPEC 减产决议

OPEC Crude	参考产量	减产量	新的产量额度
阿尔及利亚	1,057	-32	1,025
安哥拉	1,528	-47	1,481
刚果	325	-10	315
厄瓜多尔	524	-16	508
赤道几内亚	127	-4	123
加蓬	187	-6	181
伊拉克	4,653	-141	4,512
科威特	2,809	-85	2,724
尼日利亚	1,738	-53	1,685
沙特	10,633	-322	10,311
阿联酋	3,168	-96	3,072
OPEC 共计	26,749	-812	25,937
减产执行率	-3.00%		
豁免国: 伊朗、利比亚、委内瑞拉			

来源: OPEC

图 37 OPEC 国家原油产量 (1)

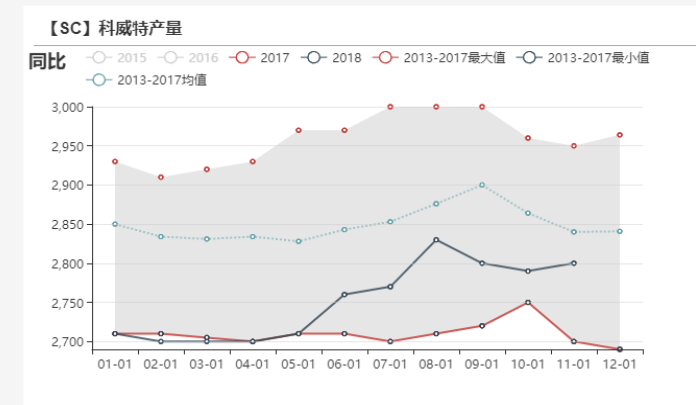
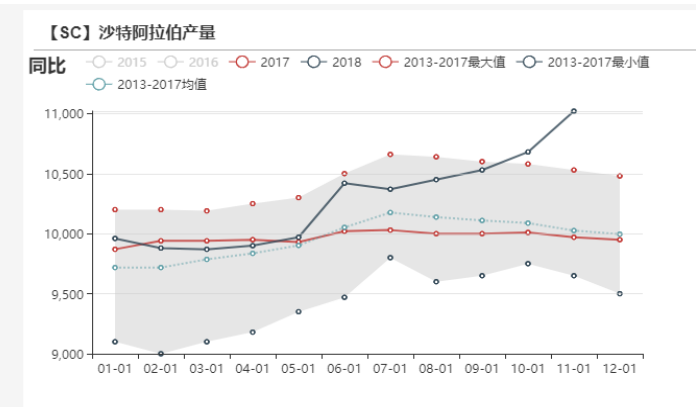


来源: OPEC, 天风风云

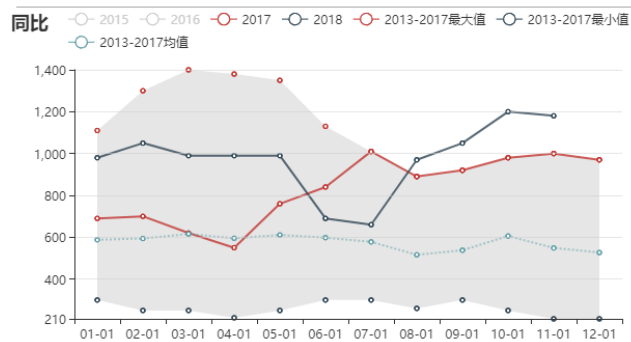
表 3 2018 年非 OPEC 减产决议

非OPEC			
阿塞拜疆	796	-20	776
巴林	227	-5	222
文莱	131	-3	128
哈萨克斯坦	1,900	-40	1,860
马来西亚	627	-15	612
墨西哥	2,017	-40	1,977
阿曼	995	-25	970
俄罗斯	11,421	-230	11,191
苏丹	74	-2	72
南苏丹	132	-3	129
非OPEC 共计	18,320	-383	17,937
减产执行率	2.10%		

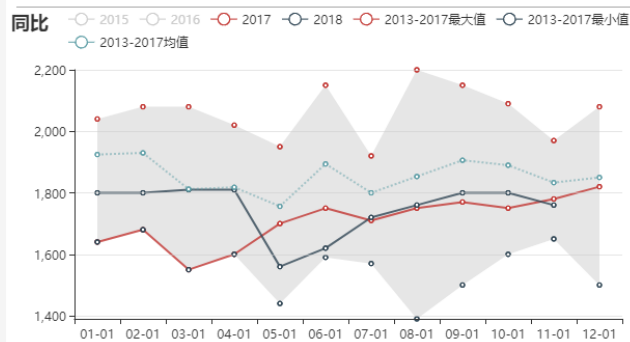
来源: OPEC



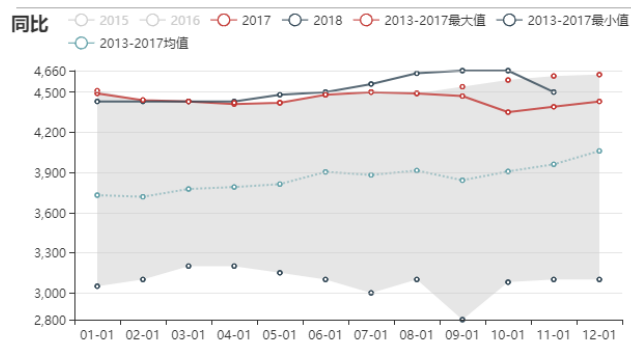
【SC】利比亚产量



【SC】尼日利亚产量



【SC】伊拉克产量



【SC】伊朗产量

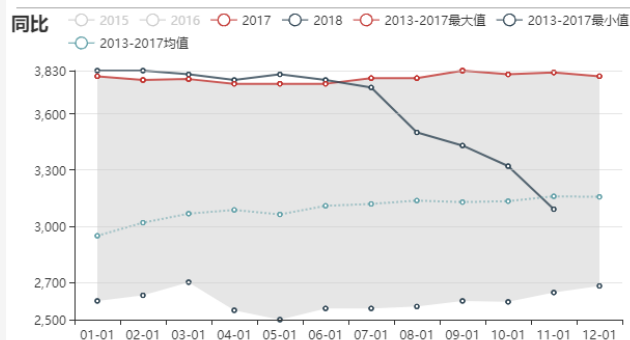
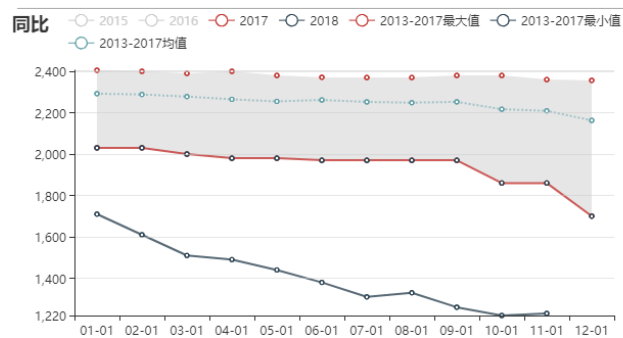
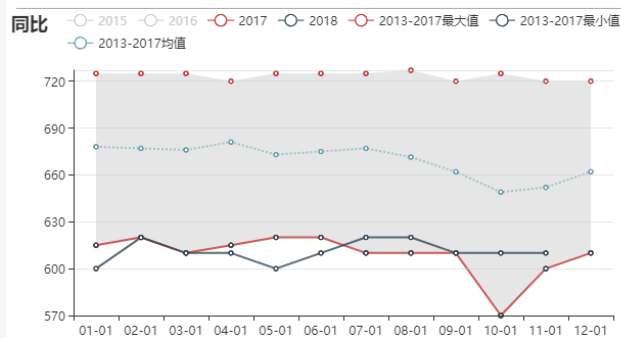


图 38 OPEC 国家原油产量 (3)

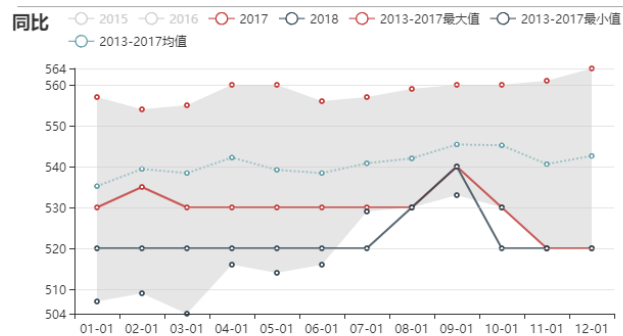
【SC】委内瑞拉产量



【SC】卡塔尔产量



【SC】厄瓜多尔产量



【SC】阿尔及利亚产量

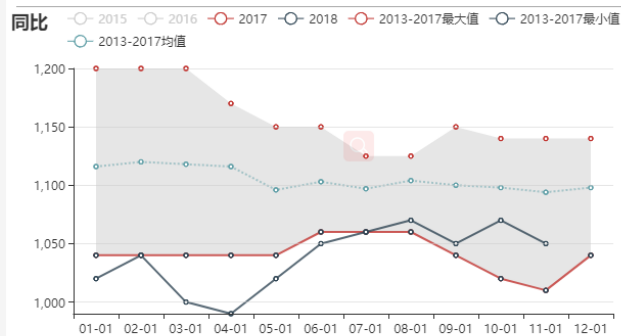
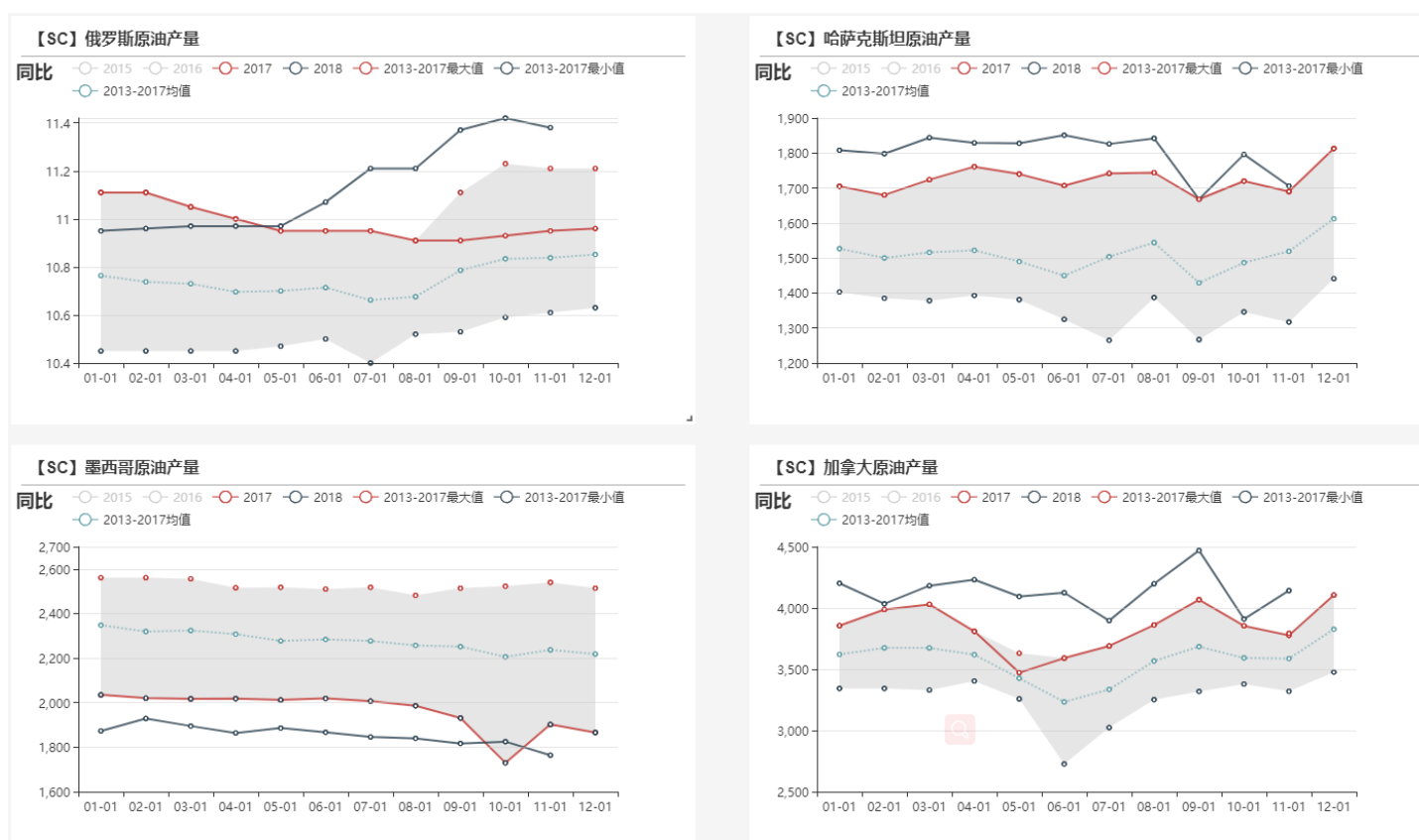


图 39 非 OPEC 国家原油产量（部分）



来源：OPEC, 天风风云

4 不悲不喜，存跨中枢交易机会

我们认为在 2019 年宏观面的悲观情绪对油价的压制作用依然会很明显。在出现 OPEC+ 减产效应传导至库存端之前，国际油价依然是向下寻底。当然我们认为 OPEC+ 目前 120 万桶/日的减产量仍然无法扭转现有的供需平衡，那么需要进一步的减产动作。

进一步的减产动作可以通过两种方式来实现：（1）页岩油的减产；（2）OPEC 扩大减产规模。但这两种方式不会是一蹴而就，立马能实现的。需要有一个以时间换空间的过程。以 2014 年-2016 年油价下跌为例，页岩油出现减产的时间点比 WTI 跌破现金成本的时间点晚了近一个季度。且 OPEC 做出进一步的减产动作也有滞后性，首先要看到 1 月份开始减产的真正效果，再对平衡进行评估做出决定。

2019 年的油价区间大概率会经过三个价格中枢：页岩油减产区间【35, 45】，页岩油增产放缓区间【45, 60】，以及页岩油增产，OPEC+ 减产的区间【60, 70】（见专题《油价的

“特朗普底”在哪？》。目前 WTI 的价格已经跌破半周期成本线，未来需要看到一些质的变化：油价过低导致减产、去库存、远期曲线扭转等，才能看到后两个价格中枢的交易机会。预计 WTI 全年均价在 50-55 美元/桶，Brent 全年均价在 60-65 美元/桶。

图 40 2019 年国际油价运行区间（红色虚线部分）



5 结构性交易机会之大年

2019 年石油市场的结构性交易机会不是由基本面温润的平衡调整引起的，而是由具体的行业事件引起的剧烈调整，这里可能存在比较大的交易机会。

VLCC 出口终端建成后，BW 价差将明显收缩。为什么页岩油产销区有那么高贴水？为什么 BW 价差能走阔至 10 美元/桶？这中间的价差都是贴给了高昂的物流成本。管道满载后，过剩的产量需要铁路输出，运输成本在 8-10 美元/桶。VLCC 出口终端有限，需要小船换大船，这其中有高昂的小船运输成本和时间成本。一旦 VLCC 出口终端建成，BW 价差会收缩到合理的价差水平，类比 2017 年 Q4，美国出口量从 50 万桶/日跳增至 150 万桶/日，我们认为当时的 3-4 美元/桶是买家在美油还是北海油之间权衡的合理成本差异。

炼能投产大周期，成品油利润将进一步被挤压。2018 年我们看到库存从原油端向成品油端的转移。2019 年这一趋势将继续存在。经济下行周期叠加炼油产能投产周期，成品油利润将进一步被挤压。

IMO2020, 结构性调整剧烈而混乱。炼油产品的价格体系影响深远。（1）高低硫油品价差走阔；（2）不同油品间的供需强弱发生分化；（3）裂解利润进行重新分配。

免责声明

本报告的著作权属于天风期货股份有限公司。未经天风期货股份有限公司书面授权，任何人不得更改或以任何方式发送、翻版、复制或传播此报告的全部或部分材料、内容。如引用、刊发，须注明出处为天风期货股份有限公司，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

本报告基于天风期货股份有限公司及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，仅反映本报告作者的不同设想、见解及分析方法，但天风期货股份有限公司对这些信息的准确性和完整性均不作任何保证，且天风期货股份有限公司不保证所这些信息不会发生任何变更。本报告中的信息以及所表达意见，仅作参考之用，不构成任何投资、法律、会计或税务的最终操作建议，天风期货股份有限公司不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，投资者根据本报告作出的任何投资决策与天风期货股份有限公司及本报告作者无关。