

# 低资本开支抑制供应放量，未来 2-3 年中高油价可持续

能源化工行业国际油价专题 | 2021.7.6

中信证券研究部

核心观点



王喆  
首席能源化工  
分析师  
S1010513110001



王佩坚  
能源化工分析师  
S1010520110002



李鸿钊  
能源化工分析师  
S1010520110003

能源化工行业

评级

强于大市（维持）

短期需求持续复苏有望支撑油价高位运行；中长期来看，我们看好上游低资本开支抑制供应端增产，Brent 油价有望长期保持在 60 甚至 65 美元/桶以上，此轮油价峰值有望在未来一年内出现。在油价中高位运行、需求持续复苏背景下，我们看好产业链的整体业绩表现，近期重点公司估值均已回调至合理偏低水平，积极推荐业绩确定性强、高性价比的行业优质标的：（1）油价主线：推荐下游高油价下成本优势显著的煤化工龙头宝丰能源、华鲁恒升、鲁西化工，轻烃裂解龙头卫星石化、东华能源，同时建议关注直接受益的上游低估值龙头中国石油（H）、中国石化（A+H）、中海油服（A+H）；（2）积极关注并择时布局顺周期主线：推荐产品景气度开始回升的行业龙头万华化学，民营炼化龙头恒力石化、荣盛石化，化纤产业链龙头三友化工、桐昆股份等。

■ **供应端不确定性有望重新主导后续油价趋势。** 油价整体由供给、需求、流动性三个因素决定，且趋势上受当前时点供应、需求中不确定性更强的一端主控。站在当前时点，我们认为，未来 2-3 年需求复苏并持续增长的态势基本明确，供应端的不确定性会重新成为后续油价走势的主导因素，应主要关注 OPEC+、美国页岩油和伊朗三个潜在增产方的动向。

■ **短期需求持续复苏仍支撑油价，关注 OPEC+后续关于产量的表态和决议。** 需求端来看，防疫限制基本解除叠加北半球夏季原油消费旺季，推动全球需求持续回升，通常北半球夏季需求旺季始于 3 月底 4 月初，在 8 月中下旬达到高峰，8 月中旬前需求复苏确定性强，有望支撑油价中枢处于较高水平。供应端来看，5 月以来美国主要页岩油企均表态不会轻易上调 2021 年资本开支计划或增产。OPEC+虽然在此前致力于通过减产支撑油价，但接近 80 美元/桶的高油价将给通胀和该减产联盟的稳固性带来较大压力，可能会影响其后续产量决策。短期应关注 OPEC+后续表态和决议，可能会影响市场对短期基本面走势的预期。

■ **中期来看，此轮油价上行周期有望在未来一年内达峰。** 结合油价历史复盘、供需格局、库存水平和产油国诉求，我们认为此轮油价上行周期或有望再持续半年以上，峰值可能出现在两个窗口期之一：（1）6-8 月流动性宽松叠加需求确定性持续复苏背景下，若 OPEC+7 月初会议未展现出较强的增产平抑油价的意愿，则近期油价有望超预期冲高；（2）若近期油价未显著冲高，预计 2021Q4-2022H1 需求会恢复到疫情前水平后继续增长，除美国外的供应端剩余产能有限，供应紧张料将推动油价在 3-6 个月的窗口期内冲高，并以 OPEC 或页岩油增产、基本面回归平衡告终。

■ **长期来看，看好低资本开支抑制供应端增产，支撑未来 2-3 年油价中枢维持在高水平。** 历史上 3 轮油价超级周期均对应全球主要经济体的工业化进程和需求持续高速增长，我们认为此轮油价进入超级周期的基本面基础不存在。但在未来 2-3 年，气候变化、现金流管控等因素仍制约全球油气上游资本开支增长：预计美国页岩油企大概率将维持严格的资本纪律；常规油气厂商受 2014 年以来持续低资本开支拖累，增产潜力不足。随着需求逐步恢复到疫情前水平并持续增长，尽管 2022 年起流动性或将逐步收紧，但我们看好未来 2-3 年，供应偏紧的基本面格局有望支撑 Brent 油价中枢维持在 60 甚至 65 美元/桶以上。

■ **风险因素：**需求不及预期；OPEC+或美国页岩油超预期增产；流动性迅速收紧。

■ **投资策略：**短期需求持续复苏有望支撑油价高位运行，关注 OPEC+近期关于后续产量的表态和决议。中长期来看，我们看好上游低资本开支抑制供应端增产，

未来 2-3 年 Brent 油价保持在 60 甚至 65 美元/桶以上的中高水平，此轮油价峰值有望在 6-8 月和 2021Q4-2022H1 两个窗口期之一出现。在油价中高位运行、需求持续复苏的背景下，我们看好产业链的整体业绩表现，近期重点公司估值均已回调至合理偏低的水平，积极推荐业绩确定性强、高性价比的行业优质标的：

（1）油价主线：推荐下游高油价下成本优势显著的煤化工龙头宝丰能源、华鲁恒升、鲁西化工，轻烃裂解龙头卫星石化、东华能源，同时推荐直接受益的上游低估值龙头，建议关注中国石油、中国石化、中海油服（A+H）；（2）建议积极关注并择时布局顺周期主线：推荐产品景气度开始回升的行业龙头万华化学，民营炼化龙头恒力石化、荣盛石化，化纤产业链龙头三友化工、桐昆股份等。

### 重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	收盘价	EPS				PE				评级
		2020	2021E	2022E	2023E	2020	2021E	2022E	2023E	
万华化学	112.66	3.2	6.39	7.65	8.96	35.2	17.6	14.7	12.6	买入
宝丰能源	13.52	0.63	0.86	1.04	2.05	21.5	15.7	13.0	6.6	买入
华鲁恒升	31.45	0.85	3.56	4.03	4.15	37.0	8.8	7.8	7.6	买入
鲁西化工	18.99	0.43	2.63	2.81	2.92	44.2	7.2	6.8	6.5	买入
卫星石化	37.06	0.97	2.96	4.13	5.44	38.2	12.5	9.0	6.8	买入
东华能源	10.76	0.73	1.1	1.41	1.92	14.7	9.8	7.6	5.6	买入
中国石化	4.30	0.27	0.5	0.55	0.56	15.9	8.6	7.8	7.7	买入
中国石油化工股份	3.27	0.27	0.5	0.55	0.56	12.1	6.5	5.9	5.8	买入
中海油服	14.20	0.57	0.68	1.01	1.31	24.9	20.9	14.1	10.8	买入
中海油田服务	5.65	0.57	0.68	1.01	1.31	9.9	8.3	5.6	4.3	买入
恒力石化	25.59	1.91	2.3	2.93	3.25	13.4	11.1	8.7	7.9	买入
三友化工	9.88	0.35	1.62	1.98	2.24	28.2	6.1	5.0	4.4	买入

资料来源：Wind，中信证券研究部预测 注：股价为 2021 年 7 月 5 日收盘价，单位均为人民币元

## 目录

油价后续趋势的主导因素将重归供应端 .....	1
可预见的未来 2-3 年需求仍将持续增长 .....	4
2014 年以来持续低资本开支抑制供应端增产潜力 .....	8
2014 年至今持续低 Capex 导致全球原油增产潜力不足 .....	8
现金流压力迫使美国页岩油转入良性发展周期，未来增产将更加理智 .....	11
OPEC+ 话语权增强，财政平衡压力导致该组织致力于减产撑油价 .....	14
风险因素 .....	17
投资策略：中高油价有望长期持续，优选业绩确定性强和高性价比标的 .....	17

## 插图目录

图 1：全球大宗商品市场规模 .....	1
图 2：国际油价分析框架 .....	1
图 3：美国所有联储银行持有证券资产规模和 Brent 油价 .....	2
图 4：全球原油需求同比增量与 Brent 油价同比涨幅 .....	2
图 5：美国页岩油产量及占全美原油比例 .....	2
图 6：前 3 大原油生产国市场占比 .....	3
图 7：全球供应同比减量与 Brent 油价同比涨幅 .....	3
图 8：2020 年国际油价波动及主要驱动因素 .....	3
图 9：2020-2021 年全球原油需求 .....	4
图 10：2020 年国际油价波动及主要驱动因素 .....	4
图 11：美国炼厂加工量及开工率 .....	5
图 12：美国原油表观消费量及相比 2019 年同期 .....	5
图 13：中国炼厂开工率 .....	5
图 14：中国成品油表观消费量及相比 2019 年同期 .....	5
图 15：2020-2022 年全球原油需求相比 2019 年同期变化 .....	6
图 16：全球新能源汽车总销量预测 .....	7
图 17：中性假设下全球乘用车销量预测 .....	7
图 18：IEA 预测的全球原油供需情况 .....	7
图 19：不同机构和气候情景下预测的全球原油需求变化 .....	8
图 20：全球原油勘探开发领域资本支出 .....	8
图 21：全球常规油气勘探发现 .....	9
图 22：2050 年之前全球仍需 1210 亿桶额外的产量以满足需求 .....	10
图 23：2020 年疫情和低油价冲击导致非 OPEC 国家无力增产 .....	10
图 24：全球油田开发项目投资数量 .....	11
图 25：全球被动停产（计划外）闲置原油产能 .....	11
图 26：各年度新投产的页岩油井产量占比 .....	11

图 27: 美国页岩油单井产量递减 .....	11
图 28: 美国页岩油生产商经营性净现金流、资本开支以及自由现金流为正的页岩油企比例 .....	12
图 29: 中小页岩油企银行授信额度 2019Q3 相比 Q1 下调幅度 .....	12
图 30: 2020-2024 年为美国页岩油企的偿债高峰期 .....	12
图 31: 各页岩油产区完井数 .....	14
图 32: 美国石油钻机与原油产量 .....	14
图 33: 主要产油国财政盈余/GDP 比例 .....	14
图 34: 主要产油国政府债务/GDP 比例 .....	14
图 35: 主要 OPEC 产油国财政收支平衡油价 .....	15
图 36: 10 个 OPEC 减产国家相比 2018 年 10 月减产规模 .....	16
图 37: 委内瑞拉、伊朗和利比亚原油产量 .....	16
图 38: 伊朗原油产量 .....	17
图 39: 美国商业原油库存 .....	18
图 40: OECD 国家库存 .....	18
图 41: 1998 年以来的 5 轮 Brent 油价回升周期持续时间介于 1.5-3 年 .....	19
图 42: 全球原油供需相比 2019 年同期增幅及 Brent 油价中枢预测 .....	19

## 表格目录

表 1: 国内新能源汽车相关政策目标 .....	6
表 2: 主要页岩油企业 2021 年经营策略及预计资本开支 .....	13
表 3: 近 30 年来 7 次油价暴跌的驱动因素及下跌期市场表现 .....	15
表 4: 近 30 年来 7 次油价暴跌后, 油价回升驱动因素及回升期市场表现 .....	15
表 5: 重点公司盈利预测、估值及投资评级 .....	20

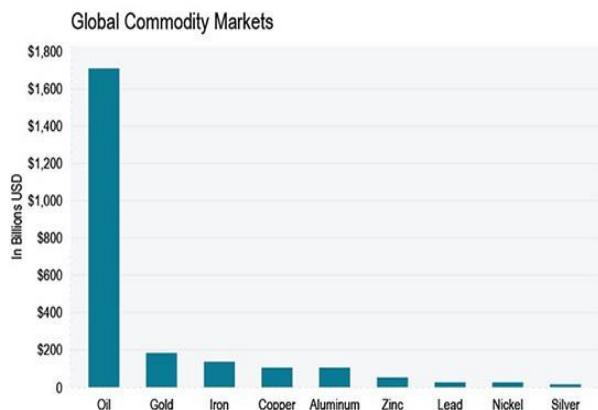
## ■ 油价后续趋势的主导因素将重归供应端

油价整体由供给、需求、流动性三个因素决定，且趋势上受当前时点供应、需求中不确定性更强的一端主控。

全球每天生产和消费原油近 1 亿桶（约合 1370 万吨），据 Casey Research 测算，全球原油期货市场的年交易额约 1.7 万亿美元，为所有其他大宗商品交易额之和的两倍以上。由于原油在常温常压下以液态为主（除重油、油砂以外），通常需要防火、罐装、防渗漏等特殊的储存条件，且全球原油库存呈现出地理不均衡的特征，因此历史上百万桶/天（十万吨/天）级别的供需错配就会导致显著的库存累积或去化，引起油价的大幅下跌或上涨。

因此，供需关系是决定油价走势的最核心变量，且油价短期趋势主要交易供应、需求中不确定性更强的一端。

图 1：全球大宗商品市场规模（十亿美元）



资料来源：Casey Research

图 2：国际油价分析框架



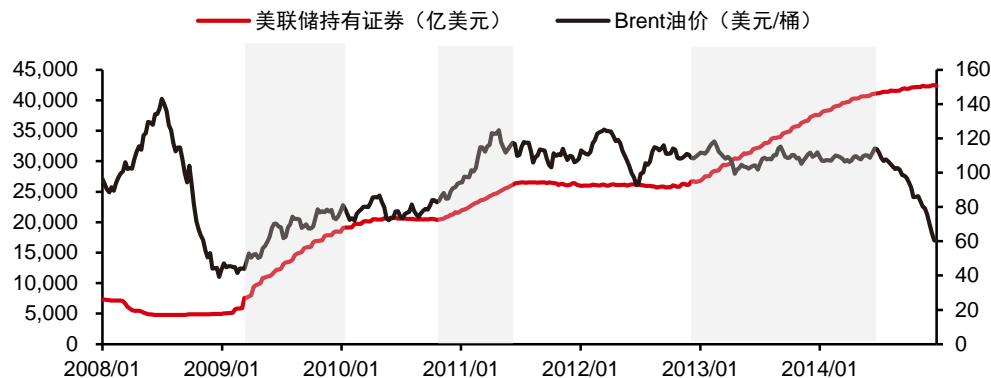
资料来源：中信证券研究部绘制

85%以上的国际原油期货以美元结算，美元流动性对油价中枢有显著的影响。据 Eikon 数据，全球各 5%~7% 的原油期货分别以欧元、人民币结算，约 1%~2% 的原油期货主要通过以物易物的方式交易，85% 以上的原油期货通过美元结算。因此美元流动性对于油价中枢具有显著的影响。流动性宽松时期，包括原油在内的美元计价资产价格中枢普遍提升，同时美元流动性释放也有助于刺激经济和原油需求增长，推动原油基本面改善，推升油价中枢。

典型案例为 2008 年次贷危机后美联储三轮 QE，前两轮油价中枢随流动性释放不断推升，但随着美国页岩油产量的爆发式增长，全球原油供需格局逐步恶化，第三轮 QE（2012 年 9 月-2013 年 12 月）期间油价中枢并无显著变化，并随着 2014 年 OPEC 产量恢复、美国产量增长和全球需求增长的不及预期而大幅下跌。



图 3：美国所有联储银行持有证券资产规模（亿美元）和 Brent 油价（美元/桶）

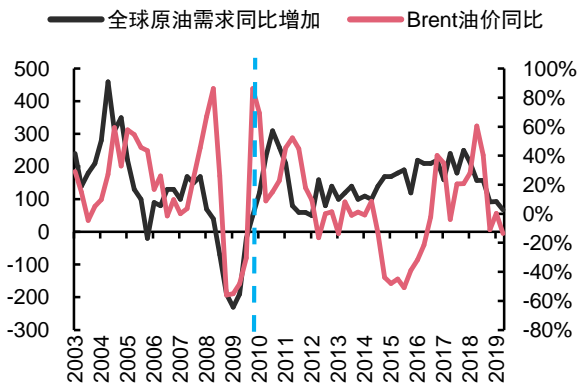


资料来源：Wind，中信证券研究部 注：灰色区间为 2008 年次贷危机后美联储的三轮 QE

**2011 年以来的美国页岩油气革命导致过去十年油价主导因素由需求端转向供应端。**

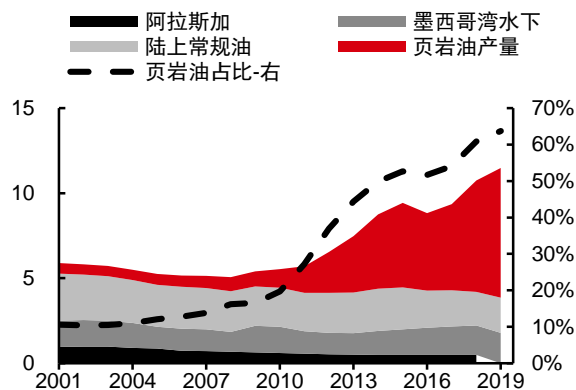
2010 年及以前，中国的工业化进程推动全球原油需求持续迅猛增长。同时，全球原油供应端格局较为稳固，OPEC 几乎是唯一的产量可机动调节的供应方。2010 年起，部分美国原油生产商逐渐将页岩气中常用的定向钻井和水力压裂技术应用到页岩油储层，美国页岩油开始高速增产，2010-2019 年，美国原油产量从近 550 余万桶/天增长至近 1200 万桶/天，NGL 产量从 207 万桶/天增长至约 481 万桶/天，原油和 NGL 产量合计增长 948.6 万桶/天，约占全球同期原油和 NGL 产量增长绝对值的 97.69%。

图 4：全球原油需求同比增量（万桶/天）与 Brent 油价同比涨幅（美元/桶）



资料来源：Wind，EIA，中信证券研究部

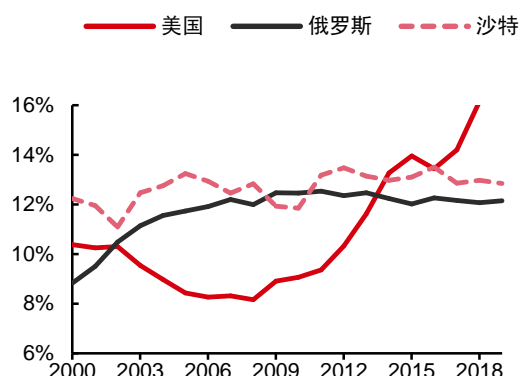
图 5：美国页岩油产量（百万桶/天）及占全美原油比例



资料来源：EIA，中信证券研究部

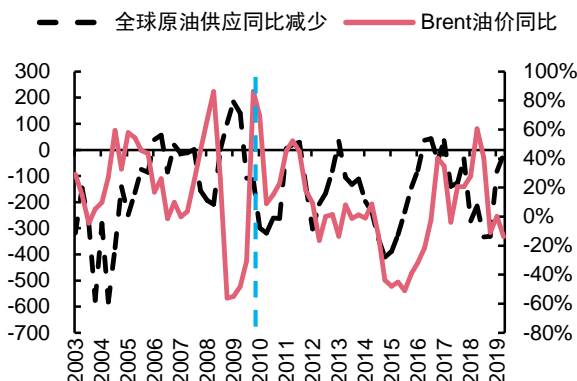
美国原油迅速增产导致全球原油基本面由 2010 年以前的需求主导阶段进入供应主导的阶段。对国际油价与全球原油供应、需求量的变化趋势对比分析发现，2010 年及以前，国际油价波动主要受需求波动影响；2010 年之后油价波动与原油供应量的变化关系更为密切。

图 6：前 3 大原油生产国市场占比



资料来源：BP，中信证券研究部

图 7：全球供应同比减量（万桶/天）与 Brent 油价同比涨幅（美元/桶）



资料来源：Wind，EIA，中信证券研究部

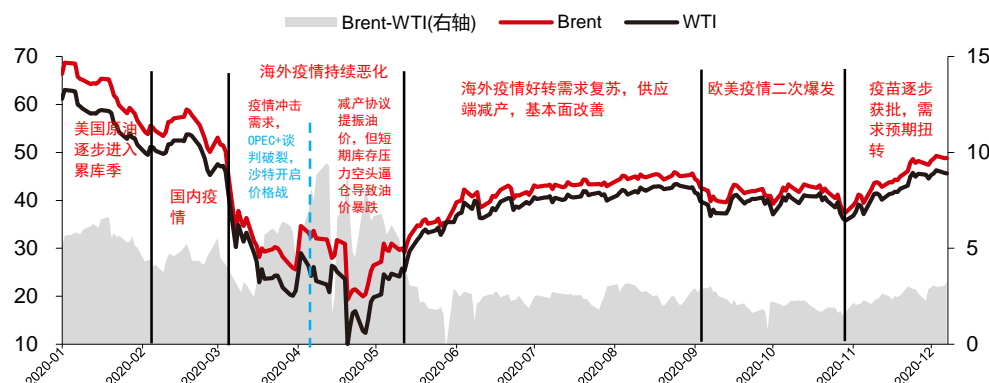
**疫情下需求大幅受损，随后逐步恢复是 2020 年以来油价大幅波动的主导因素。**

2020 年 1、2 月下旬起国内、海外 Covid-19 疫情相继爆发，严格防控措施和经济活动停滞导致全球石油需求大幅锐减，是本轮油价重回底部的主因。尽管 4 月 12 日 OPEC+ 达成史上最大减产协议一度提振油价，但海外疫情持续恶化背景下，库存累积压力导致 05 合约在截止交易前遭到抛售，期货逼仓导致 4 月 21 日 WTI 05 合约以创历史记录的-37.1 美元/桶收盘。

随后 5-10 月虽然 OPEC+ 执行了史上最大规模的减产，显著改善基本面，推动油价持续回升，8 月 6 日 Brent 油价重新站上 45 美元/桶。但随着 8 月下旬起，欧洲、美国疫情陆续复燃，10 月下旬欧洲多国重启疫情防控措施，Brent 油价在 2020 年 10 月底再次回落至 35 美元/桶附近。

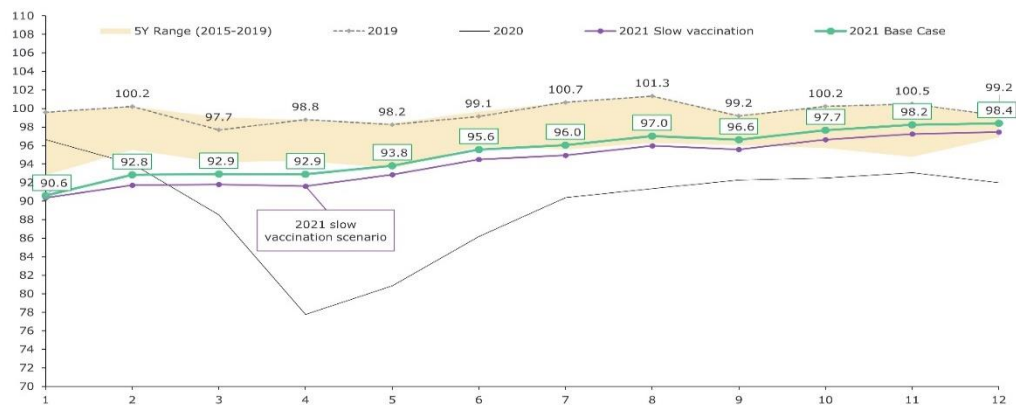
随着 11 月 9 日起辉瑞&Biotech、Moderna、阿斯利康以及国药、科兴等公司的疫苗陆续获批并投放市场，疫情终将被有效控制和原油需求终将恢复的预期重新占据市场主流，推动国际油价自 2020 年 11 月起持续上涨，并在 2021H1 创造了历史上最大的半年度涨幅。

图 8：2020 年国际油价波动及主要驱动因素



资料来源：Wind，中信证券研究部 注：红色为需求端驱动因素，蓝色为供应端驱动因素

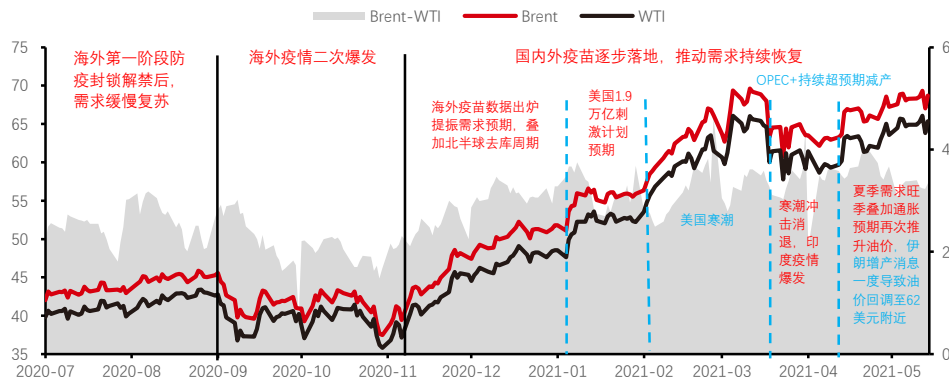
图 9：2020-2021 年全球原油需求（百万桶/天）



资料来源：Rystad Energy（2021 年 3 月及之后数据为预测值）

未来 2-3 年需求增长十分明确，供应端料将重新成为油价后续趋势主导因素。目前，主要能源机构如 IEA、EIA、Rystad Energy 等均预测若疫情不出现超预期的反复，全球原油需求将在 2022H1 恢复到疫情前同期水平。由于新能源车目前占全球乘用车的比例仍较小，全球燃油车保有量仍在持续增长，带动交通运输领域的原油需求持续增长，同时，化工领域原油需求在可预见的未来仍将持续增长，未来 2-3 年原油需求增长十分明确，我们认为油价趋势将重新回到由供应端不确定性主导的周期。从近期油价走势来看，供应端也确实逐步成为油价趋势变化的主要影响因素，OPEC+减产、美国对伊朗制裁的解除、美国页岩油动向已成为原油市场主要的关注点。

图 10：2020 年国际油价波动及主要驱动因素



资料来源：Wind，中信证券研究部 注：红色为需求端驱动因素，蓝色为供应端驱动因素

## ■ 可预见的未来 2-3 年需求仍将持续增长

中短期来看，欧美防疫限制解除叠加夏季消费旺季推动近期需求强势复苏，预计 2022H1 需求才能恢复到疫情前水平。

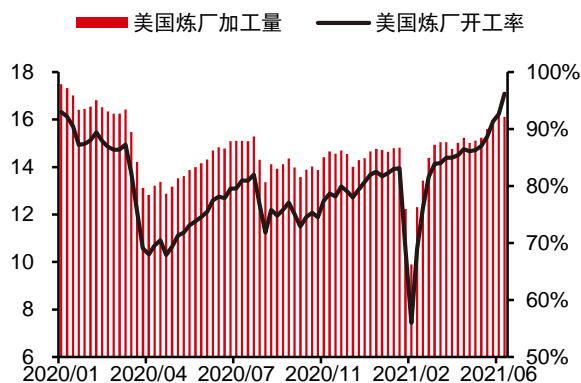
随着海外新增确诊人数自高位回落，5 月中下旬以来欧美多国逐步放松防疫限制措施，推动经济活动逐步复苏，叠加北半球进入夏季需求旺季，近期全球原油需求持续回升。EIA



数据显示截至 6 月 25 日美国原油库存（商业原油+SPR）已连续 14 周下降，创 2020 年 3 月以来新低，过去 5 年仅高于 2018 年同期水平。

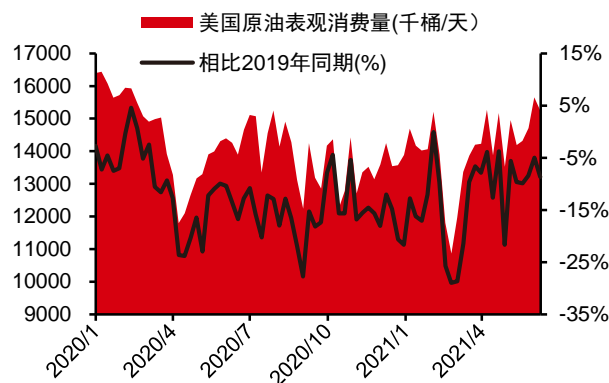
通常北半球夏季需求旺季始于 3 月底 4 月初，在 8 月中下旬达到高峰，8 月中旬前需求复苏确定性强，有望支撑油价中枢处于较高水平。

图 11：美国炼厂加工量（千桶/天）及开工率（%）



资料来源：EIA，中信证券研究部

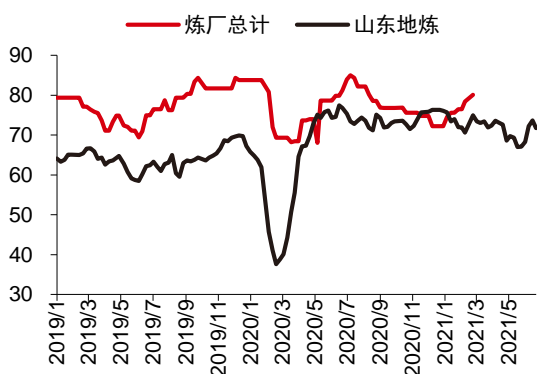
图 12：美国原油表观消费量及相比 2019 年同期（%）



资料来源：EIA，中信证券研究部测算

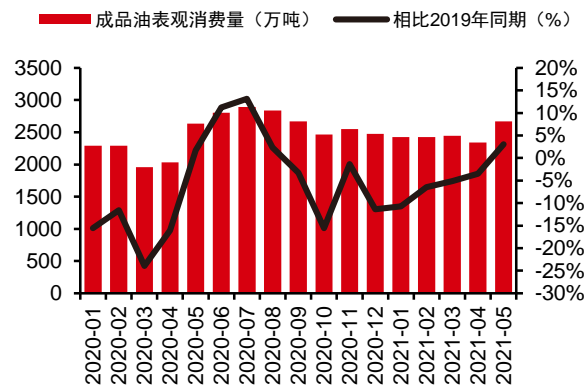
分地区来看，国内需求仍在持续增长，欧美此次防疫封锁解禁是建立在疫苗逐步普及的基础之上，叠加北半球逐步进入夏季油品消费旺季，预计需求有望迅速恢复。由于国际航空领域的原油需求仍受全球疫情压制，预计 2022 年上半年全球需求才可以恢复到疫情前水平。

图 13：中国炼厂开工率（%）



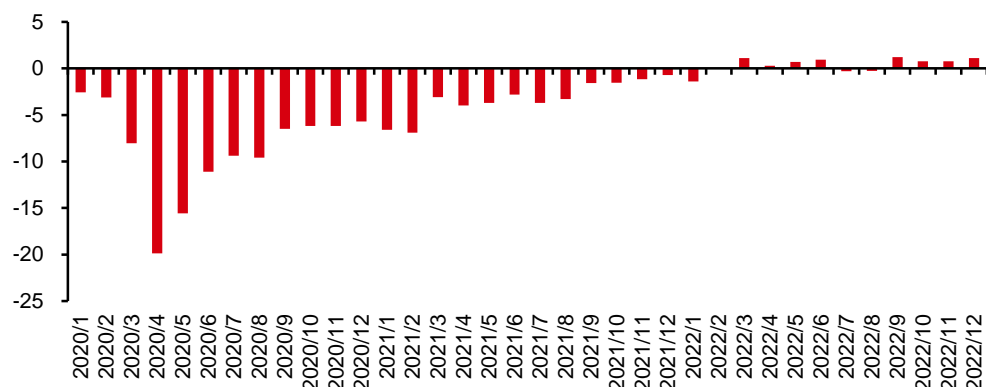
资料来源：Wind，中信证券研究部

图 14：中国成品油表观消费量（万吨）及相比 2019 年同期（%）



资料来源：Wind，中信证券研究部

图 15：2020-2022 年全球原油需求（百万桶/天）相比 2019 年同期变化



资料来源：EIA（含预测），中信证券研究部 注：2021 年 6 月及以后为 EIA 预测数据

**长期来看，未来 5-7 年全球燃油车保有量将持续增长，由于化工领域原油需求仍在持续增长，未来 5-7 年全球原油需求有望持续增长。**

原油需求可大致分为交通运输用成品油、化工用石油原料两个方向，目前市场对于长期原油需求的核心关注点集中在新能源车替代燃油车将导致交通运输用原油需求达峰并逐步下降。我们认为上述进程将必然发生，但由于新能源车的发展才刚刚起步，在可预见的未来 5-7 年，预计全球燃油车保有量仍有望持续增长。

受产业结构转型、气候变化关键议题的驱动，国内、海外均推出诸多政策以扶持新能源车产业发展。2015 年以来，国内出台一系列政策，鼓励新能源产业发展，相关产业从直接补贴向间接扶持过渡，“双积分”、限购限行、充电桩等基础设施建设、电池回收政策等促进措施有望推动产业健康发展。《新能源汽车产业发展规划(2021-2035 年)》已于 11 月 2 日发布，明确未来 10-15 年国内新能源汽车行业的发展目标。海外市场则主要依赖欧洲、美国需求增长拉动，2020 年欧盟进入 CO2 排放新规考核期（对企业供给端），欧盟各政府均大力度给予消费者购置补贴（对消费者需求端），预计 2021 年新能源车销量有望翻番，特斯拉美国德州新工厂有望于 2021 年中建成，满足北美不断增长的新能源车需求。

表 1：国内新能源汽车相关政策目标

时间	新能源汽车政策目标	政策文件
2025 年	产销量(万辆)	700 万辆
		工信部、发改委、科技部：《汽车产业中长期发展规划》（2017） 中国汽车工程协会：《汽车产业中长期发展规划》八项重点工程实施方案（2018）
	渗透率	20%
		国务院：《中国制造 2025》（2015） 工信部、发改委、科技部：《汽车产业中长期发展规划》（2017） 中国汽车工程学会年会：《节能与新能源汽车技术路线图》（2016）
2030 年	产销量(万辆)	超 1000 万辆
		国务院《中国制造 2025》（2015）
	渗透率	40%
		中国汽车工程学会年会：《节能与新能源汽车技术路线图》（2016） 国务院办公厅：《新能源汽车产业发展规划(2021-2035 年)》（2020）

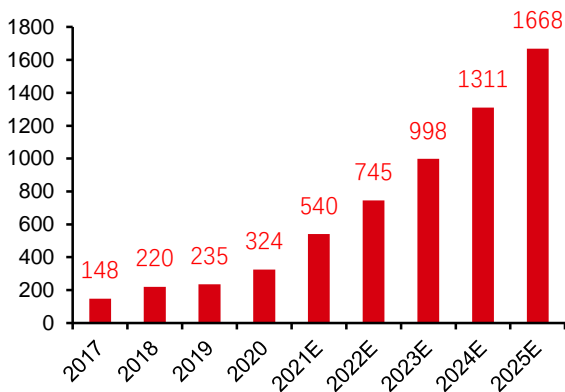
资料来源：相关政府部门和行业协会，中国汽车工程学会，中信证券研究部

据 Wardsauto 统计，2019 年全球各类机动车保有量已突破 10 亿辆，其中新能源车不足 2000 万辆，Wind 数据显示截止 2019 年底中国机动车、新能源汽车保有量分别约 2.5

亿辆、344 万辆，新能源车仅占机动车总量的 1.4%。尽管近年来欧盟、国内均出台一系列政策以鼓励新能源汽车产业快速发展，但受技术、产能、续航、配套基础设施等因素的限制，新能源车很难迅速替代大部分的燃油车。

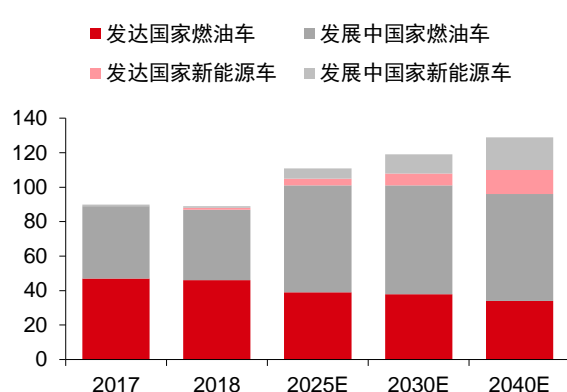
根据中信证券研究部新能源汽车组预测，预计中国、全球 2025 年新能源汽车销量将分别达到 700、1668 万辆，均为 2020 年销量的 5.1 倍，届时中国、全球新能源汽车渗透率有望提升到 22%~23%、19%~20%。在全球新能源车渗透率达到 20%~25% 以前，新能源汽车的增长无法导致全球原油需求整体下降。上述假设下，预计全球新能源车渗透率将在 2026-2028 年达到 20%~25%，原油需求也有望在 2026-2028 年达峰。

图 16：全球新能源汽车总销量预测（万辆）



资料来源：Marklines, EV Volumes, 中信证券研究部预测

图 17：中性假设下全球乘用车销量预测（百万辆）



资料来源：IEA（含预测），中信证券研究部

图 18：IEA 预测的全球原油供需情况（百万桶/天）

	2019	1Q20	2Q20	3Q20	4Q20	2020	1Q21	2Q21	3Q21	4Q21	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>DEMAND</b>																
Total OECD	47.7	45.4	37.6	42.3	43.1	42.1	43.3	43.8	45.4	46.5	44.7	45.8	46.2	46.2	46.0	45.8
Total Non-OECD	52.0	48.3	45.3	50.4	51.7	48.9	50.7	51.1	52.3	52.7	51.7	53.7	55.0	56.1	57.2	58.3
Total Demand <sup>1</sup>	99.7	93.8	82.9	92.7	94.7	91.0	93.9	94.9	97.7	99.2	96.5	99.4	101.2	102.3	103.2	104.1
<b>SUPPLY</b>																
Total OECD	28.5	29.9	26.9	27.1	27.8	27.9	27.8	28.1	28.3	28.7	28.2	29.0	29.6	29.9	29.9	29.7
Total Non-OECD	32.0	32.3	30.0	29.7	29.9	30.5	30.3	30.8	30.8	30.7	30.6	31.5	32.0	32.0	32.1	32.1
Processing Gains <sup>2</sup>	2.4	2.3	2.0	2.1	2.1	2.1	2.1	2.2	2.3	2.3	2.2	2.4	2.4	2.4	2.5	2.5
Global Biofuels	2.8	2.2	2.5	3.1	2.6	2.6	2.3	2.9	3.2	2.9	2.8	3.0	3.1	3.2	3.3	3.3
Total Non-OPEC <sup>3</sup>	65.6	66.7	61.3	61.9	62.4	63.1	62.5	63.9	64.5	64.6	63.9	66.0	67.1	67.5	67.7	67.6
<b>OPEC</b>																
Crude	29.5	28.2	25.6	24.1	24.9	25.7										
OPEC NGLs	5.4	5.4	5.2	5.1	5.2	5.2	5.2	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.6	5.6	5.7
Total OPEC <sup>3</sup>	34.9	33.6	30.8	29.2	30.0	30.9										
Total Supply	100.5	100.2	92.1	91.1	92.4	93.9										
<b>Memo items:</b>																
Call on OPEC crude + Stock ch. <sup>4</sup>	28.7	21.7	16.4	25.7	27.2	22.8	26.2	25.7	27.9	29.3	27.3	28.0	28.6	29.2	29.9	30.8

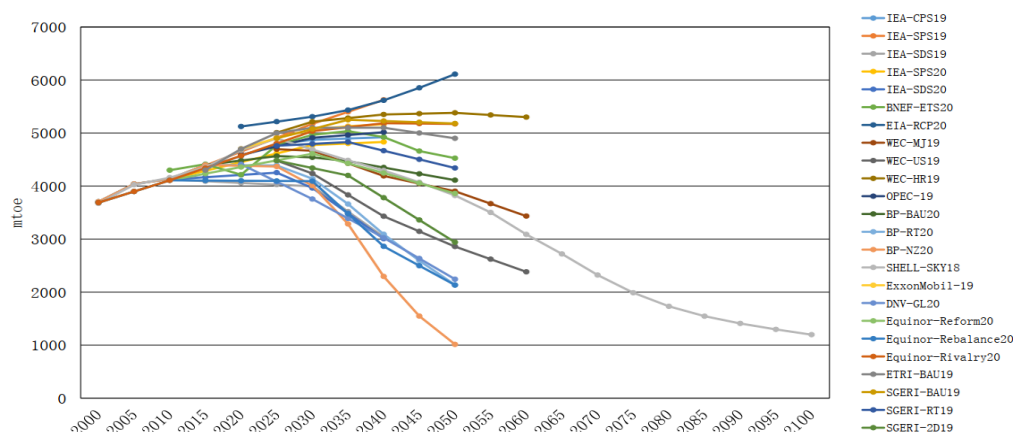
资料来源：IEA

因此，预计未来 5-7 年全球原油需求仍将持续增长，考虑到未来 1 年原油需求仍在逐步恢复到疫情前水平，按照 2022-2026 年原油需求年均增长 60~80 万桶/天计算（疫情前

全球需求年均增长 100-120 万桶/天)，我们预测全球原油需求在 2026-2028 年达峰时将达到 1.03~1.04 亿桶/天，较当前水平增长 600-700 万桶/天。

即使考虑碳中和目标，未来 5-7 年全球原油需求也有望继续增长。汇总 2018 年至今各类机构不同气候情景下全球原油需求的预测，绝大多数研究认为全球原油需求将在 2025-2035 年期间达峰，与我们预测的 2026-2028 年达峰基本一致。

图 19：不同机构和气候情景下预测的全球原油需求变化（百万吨/年）



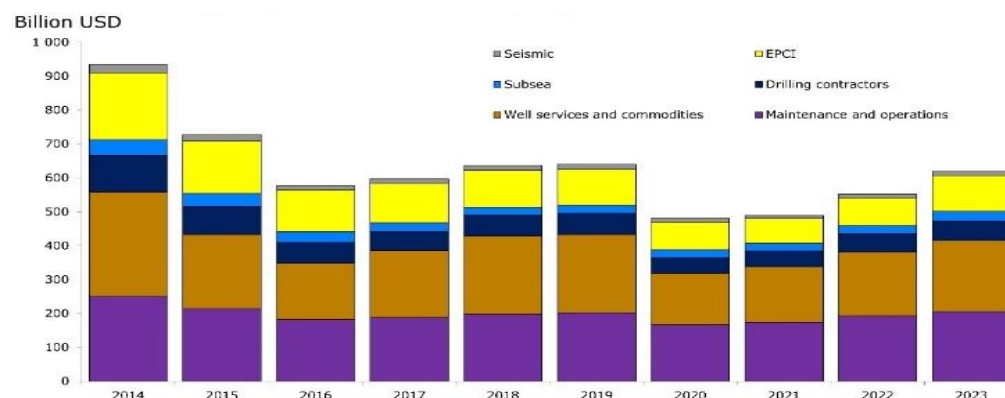
资料来源：典型机构典型情景下的能源与碳达峰系列展望（李天泉，洪涛）

## 2014 年以来持续低资本开支抑制供应端增产潜力

### 2014 年至今持续低 Capex 导致全球原油增产潜力不足

2014 年油价大跌导致全球石油上游资本支出大幅削减。据 Rystad Energy 数据，全球原油上游资本支出从 2014 年的约 9400 亿美元降至 2016 年的 5600 多亿美元，降幅超 40%，且从 2016-2019 年仅缓慢恢复。2020 年受疫情影响，全球上游资本开支再次大幅下降仅 30%，2020 年资本开支水平仅约 2013-2014 年的一半。

图 20：全球原油勘探开发领域资本支出（十亿美元）



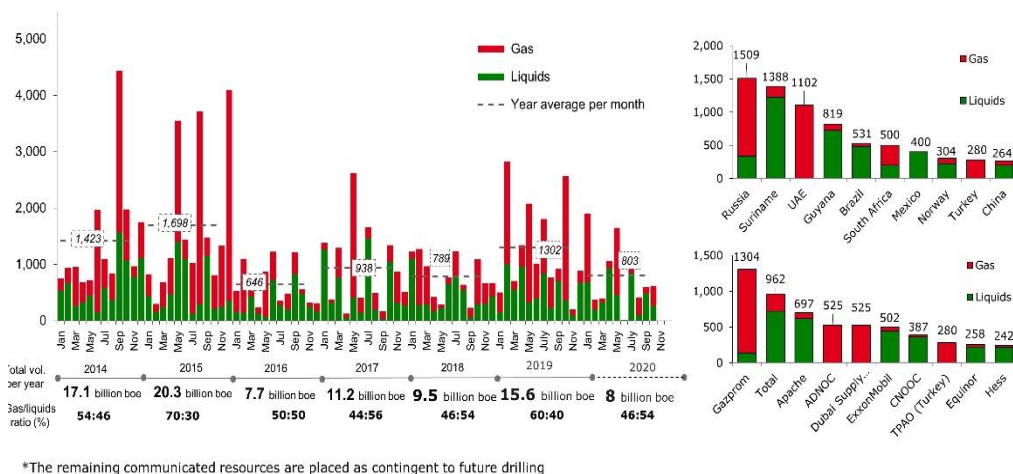
资料来源：Rystad Energy（2021 年及之后为预测值）

各国气候政策也在迫使石油公司削减资本开支。2021 年 6 月第一周被欧美媒体称为石油工业“具有里程碑意义的一周”，当周壳牌在荷兰法院败诉，若后续上诉后仍维持原判，则壳牌将被强制要求到 2030 年实现温室气体减排 45%，Eikon 预测这一强制减排计划将导致壳牌的油气产量急剧下降 12%。同时，当周埃克森美孚和雪佛龙均在股东投票中被强制要求重新规划公司在气候变化中的定位，采取足够措施减轻其业务对环境的影响。法国道达尔也正面临投资者对公司 ESG 战略的仔细审查。

勘探领域对上游资本开支缩减最为敏感，2014 年以来全球油气新发现储量持续低于开发量。通常油公司在低油价时期会优先下调与当前经营现金流相关性最弱的勘探环节相关的资本开支，因此上游资本开支的缩减对勘探环节冲击最大。根据 BP 数据，2014-2019 年，全球原油年产量和消费量从 331.8 亿桶/年增长至 358.7 亿桶/年，而受到低油价对上游资本开支的抑制，2014-2020 年间全球每年常规油气（常规原油占全球原油总储量的 89% 和产量的 92%）新增储量介于 77 亿桶/年到 203 亿桶/年之间，均低于全球每年原油开发量。2020 年，受疫情和低油价冲击，全球石油公司纷纷大幅削减资本开支，Rystad Energy 预计 2020 年全球常规油气新增储量仅 80 亿桶，为 21 世纪以来仅次于 2016 年的第二低。

图 21：全球常规油气勘探发现（十亿桶油当量）

Summary of global conventional discoveries January–October 2020  
Million barrels of oil equivalent



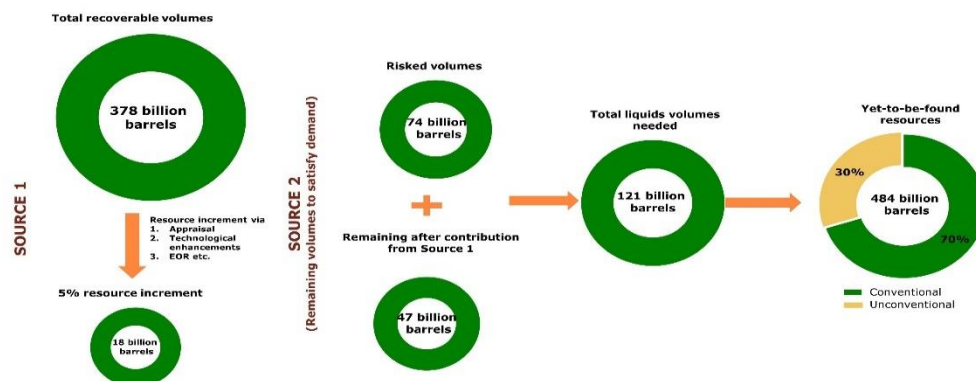
资料来源：Rystad Energy（2020 年为预测值）

长期来看，2014 年低资本开支强度导致全球原油储备相对不足。根据 Rystad Energy 数据，即使按照非常激进的气候政策，目前全球原油可采量仅约 3780 亿桶，考虑到该部分产量通过新技术应用和边界拓宽增产 5%，2050 年之前全球仍需 1210 亿桶额外的产量以满足需求，对应约 4840 亿桶资源量，约相当于当前全球储量的三分之一。



图 22：2050 年之前全球仍需 1210 亿桶额外的产量以满足需求

**Total new liquids supply required to meet demand towards 2050**  
Billion barrels

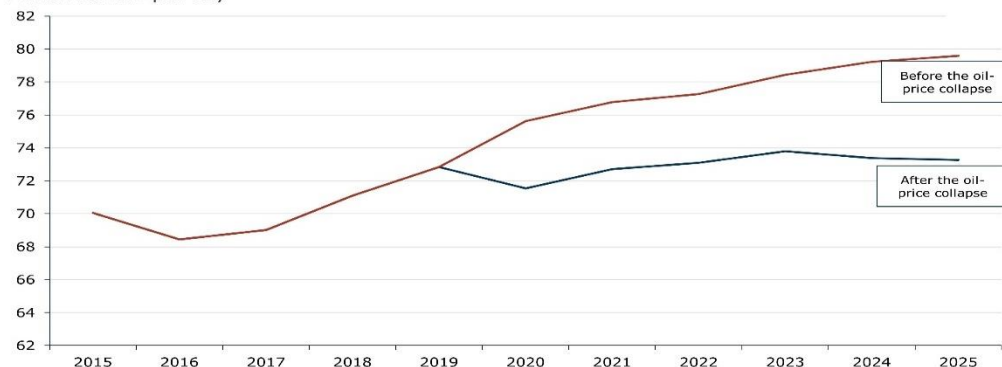


资料来源：Rystad Energy 预测

从产量角度来看，2014 年以来的低资本开支强度导致全球仅存 OPEC+ 和美国两个具备潜在增产能力的供应方。受较低的资本开支拖累，2015-2020 年期间，全球投资启动的原油开发项目数量也大幅缩减，由于常规石油项目一般在投资 5-7 年后才可以建成投产。因此，2015-2020 年较少的投产项目数量将导致 2021 年及以后全球常规原油增产乏力。从具体的地区结构上来看，目前全球仅 OPEC+ 和美国具备潜在的增产能力，且全球范围内可在 3-6 个月迅速恢复的闲置产能仅约 275 万桶/天。

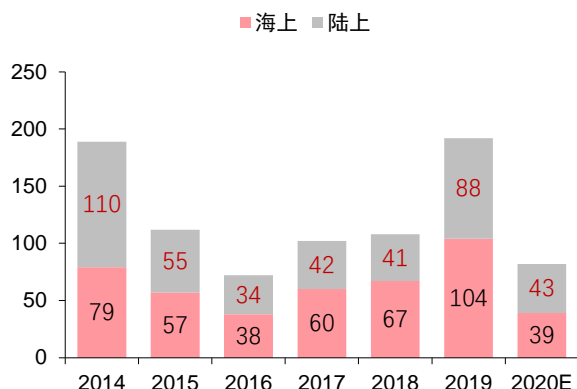
图 23：2020 年疫情和低油价冲击导致非 OPEC 国家无力增产（百万桶/天）

**Revised outlook for total liquids production, excl. Middle East OPEC countries**  
Million barrels per day



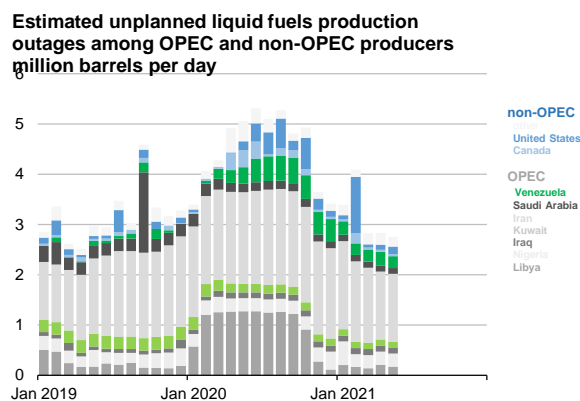
资料来源：Rystad Energy

图 24：全球油田开发项目投资数量（个）



资料来源：Rystad Energy（含预测），中信证券研究部

图 25：全球被动停产（计划外）闲置原油产能（百万桶/天）

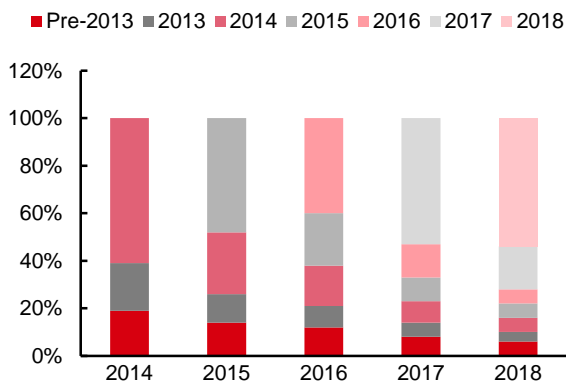


资料来源：EIA（2021年6月数据）

## 现金流压力迫使美国页岩油转入良性发展周期，未来增产将更加理智

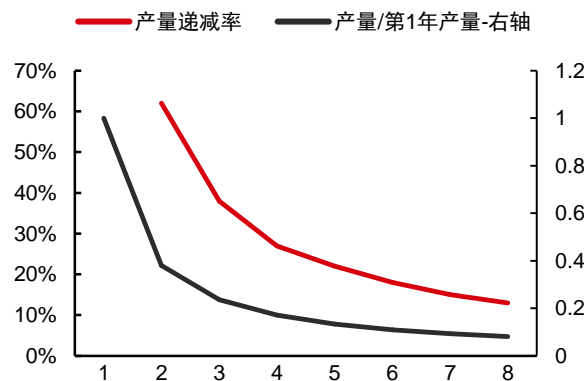
页岩油增产需要持续的资本注入。与常规油田单井产量每年大约衰减 5%~10%不同，页岩油单井产量通常在首年就会衰减约 60%~65%，呈现出产量高爆发、高衰减的特性。因此页岩油产量的增长需要持续不断地新打井，以新井产量增长弥补老井产量衰减，导致页岩油企业需要持续维持高额的资本支出，以支撑其维持较大的新井规模来保证产量稳定或增长。

图 26：各年度新投产的页岩油井产量占比



资料来源：Rystad Energy，中信证券研究部

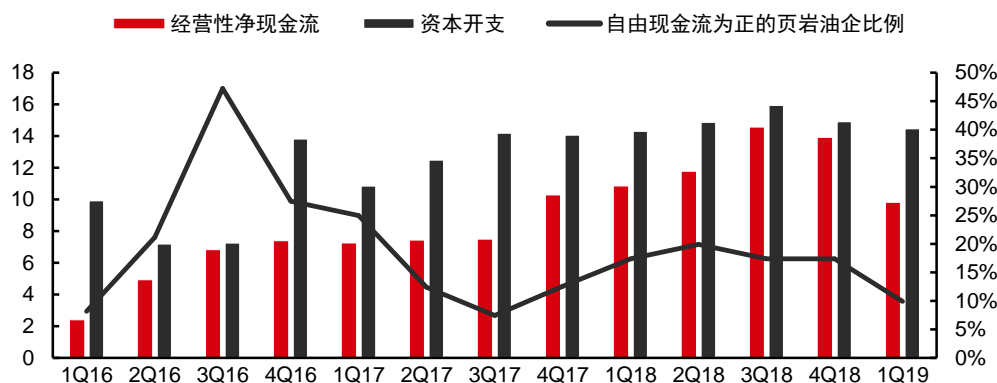
图 27：美国页岩油单井产量递减



资料来源：Rystad Energy，中信证券研究部

2019 年以前，80%~90%的页岩油生产企业自由现金流为负。从历史数据来看，无论是在高油价还是在低油价时期，大部分页岩油生产商的自由现金流（Free Cash Flow, CFO-CAPEX）长期为负值。这是由于在高油价时期（2011 年至 2014 年），页岩油公司的收入较高，但企业不顾成本地加大资本开支，导致自由现金流为负；在低油价时期（2015 年至 2016 年），页岩油公司相应缩减资本开支规模，但由于运营收入过低，导致自由现金流仍为负。

图 28：美国页岩油生产商经营性净现金流、资本开支（十亿美元）以及自由现金流为正的页岩油企比例（%）



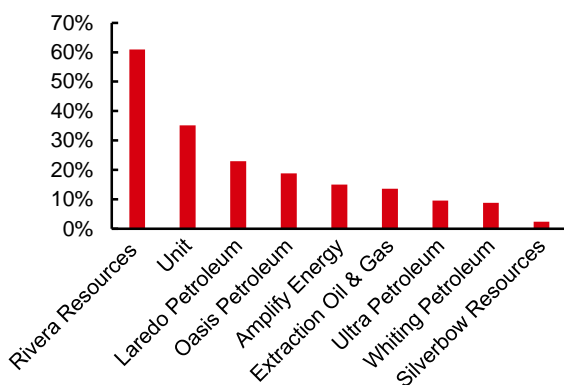
资料来源：Bloomberg, Rystad Energy, 中信证券研究部

**美国页岩油企以往主要通过债务融资补充现金流。**由于页岩油企业的自由现金流长期为负，因此需要持续融资以满足其高额资本开支的需求。美国页岩油企业融资通常包括银行循环贷款、中长期债券（5~10 年）和股权融资。尽管 2015-2018 年美国进入加息周期曾导致股权融资小幅增加，但债务融资仍为页岩油企补充现金流的主要方式。

**债务压力增大，贷款额度收紧，页岩油企集体陷入现金流困境。**2018Q4 国际油价暴跌加深了投资者对页岩油企财务状况的担忧。2019 年以来，中小型页岩油企的银行授信额度不同程度的被下调。由于本轮页岩油生产商的大规模债务融资基本形成于 2016-2019 年上半年，按 5~8 年的中长期债务周期计，2020-2024 年是美国页岩油生产商的偿债高峰。

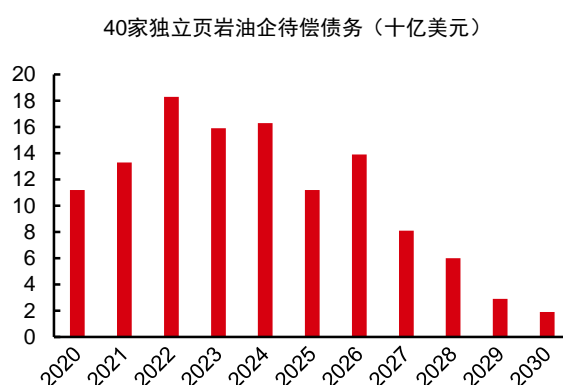
**Rystad Energy 预计 2020-2024 年美国独立页岩油生产商需偿还超过 750 亿美元的债务。**

图 29：中小页岩油企银行授信额度 2019Q3 相比 Q1 下调幅度



资料来源：Rystad Energy, 中信证券研究部

图 30：2020-2024 年为美国页岩油企的偿债高峰期



资料来源：Rystad Energy, 中信证券研究部

**过去 15 年美国页岩油净损失现金流超 3000 亿美元。**根据德勤 2020 年的估算，之前 15 年中，美国页岩油行业净损失超过 3000 亿美元的现金流。据 Bloomberg 测算，在有纪律的资本支出和更高的油价下，预计美国页岩生产商在 2021 年将产生总共 300 亿美元的自由现金流，但仅是之前 15 年亏损现金流的十分之一。

主要的页岩油生产商均采取严格的资本开支纪律，计划在未来 5-8 年填补现有的现金流缺口。迫于股东回报和现金流管控的压力，从 2021 年起，美国页岩油企开始采取更重视现金流回报的经营策略，经营现金流再投资比例从疫情前的 80%~130%降至当前的 40%~65%。以先锋能源 PXD 为例，该公司预计 2021 年将实现 27 亿美元的自由现金流，并将采取严格的现金流管控策略，力争在 2021-2026 年累计创造 230 亿美元的自由现金流。

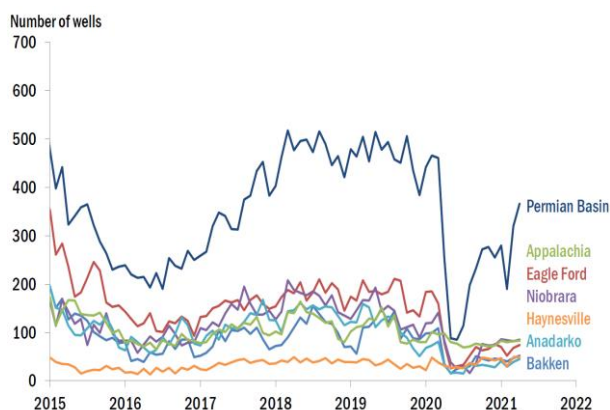
表 2：主要页岩油企业 2021 年经营策略及预计资本开支（百万美元）

简述	2021 年经营策略	2021Capex 指引	2020Capex	2019Capex
康菲	维持全年 55 亿美元的资本开支计划，继续推进 15 亿美元的股权回购计划，致力于降低负债率，在全球范围内加强减排。	5500	4715	6636
EOG	维持 2021 年 39 亿美元资本开支计划不变，2021 年全年产量与 2020Q4 相当，致力于为股东提供强劲的现金流回报，致力于保障公司在 39 美元油价下的生存能力。 采取强劲现金流+重视股东汇报的经营战略，2021 年及以后的原油增产将以市场供需情况而非油价高低为依据，增产决策将仅在需求回到疫情前水平、库存低于 5 年均值水平且全球剩余原油产能相对不足时做出。	3900	3465	64223
先锋能源	维持全年 29.5-32.5 亿美元的资本开支计划，2021 年预计实现自由现金流 27 亿美元，通过严格的资本开支纪律增加股东回报，保证 2.24 美元/股分红（当前股价 165 美元），力争 2021-26 年累计自由现金流达到 230 亿美元，相当于当前市值的一半。	3100	1727	3220
西方石油	维持 2021 年 29 亿美元的资本开支计划不变，短期专注于维持产量稳定和债务规模削减，中期关注稳定的分红和所有者权益的增加，长期将计划回购股票、清退优先股。	2900	2535	6355
Hess	维持年初的全年 19 亿美元资本开支计划不变，预计全年日均产量将低于一季度产量。	1900	2197	2829
Devon	维持全年 16-18 亿美元资本开支计划不变，延续自由现金流优先的经营策略，预计全年产量平稳，致力于将债务/EBITDAX 比率降至接近或者低于 1,2021 年间接费用同比削减 30%。保证每股分红不低于 0.44 美元。	1700	1161	1941
Diamondback	维持全年 16-17.5 亿美元资本开支计划不变，预计 2021 年将维持 2020Q4 的产量水平，但资本开支强度将较 2020 年 Q4 削减 10%。当前油价下，预计 2021 年将产生大量自由现金流，再投资率将小于 55%，剩余现金流将用于偿还债务。	1675	2044	3697
大陆能源	维持 2021 年 14 亿美元资本开支计划，60 美元 WTI 油价下，经营现金流再投资率 45%，2021 年目标每股分红 0.44 美元，当前股价对应股息率 1.7%，2020 年债务规模 55.3 亿美元，2021 年底债务规模将降至 40 亿美元以下，长期目标为降至 30 亿美元以下。	1400	1514	2861

资料来源：各公司公告，中信证券研究部

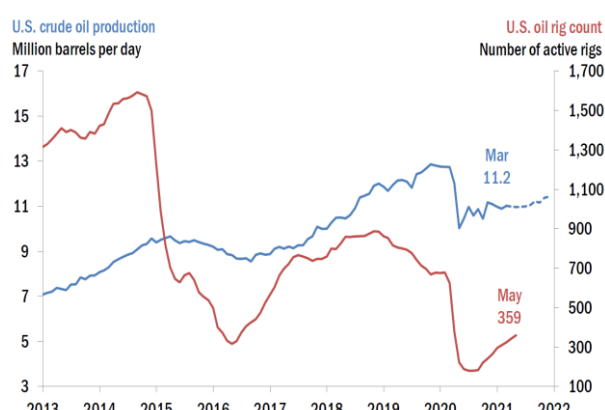
相对克制的资本开支纪律导致美国页岩油很难大幅增产。从 4-6 月发布的 2021Q1 经营情况及后续展望来看，多家页岩油企表态将仅在原油供应实质性紧张时增产，不以油价高低为依据。目前，美国各页岩油主产区中，仅成本最低、资产最为优质的 Permian 盆地完井数有较为明显的增长，其余各产区均维持在 2020 年的低位。考虑到页岩油的高衰减特性，EIA 预计 2021-2022 年美国页岩油产量将大概率维持在现有的 1100 万桶/天的水平，除非生产商采取更为激进的资本开支策略。

图 31：页岩油产区完井数（口）



资料来源：EIA（含预测），Federal Reserve Bank of Dallas

图 32：美国石油钻机（台）与原油产量（百万桶/天，含 EIA 预测数）

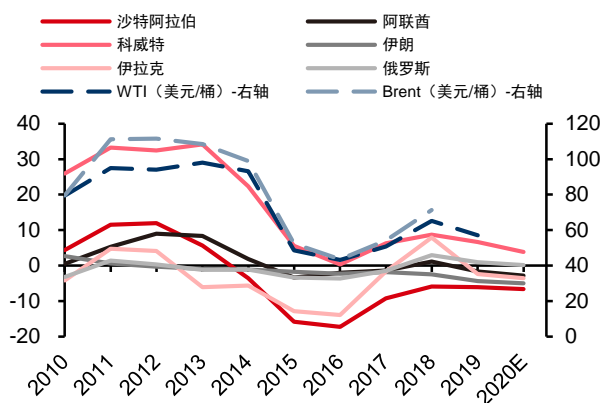


资料来源：Baker Hughes, EIA（含预测）

## OPEC+话语权增强，财政平衡压力导致该组织致力于减产撑油价

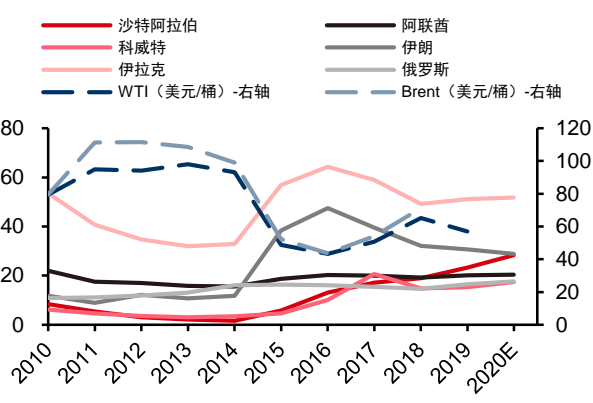
低油价导致 OPEC+国家财政情况恶化，财政收支平衡需要高油价支撑。自 2014 年进入中低油价时期以来，OPEC 国家的财政状况持续恶化，沙特、阿联酋、伊拉克、伊朗等中东产油国已连续多年财政赤字，政府债务占 GDP 比例多已升至 20%~50%。由于 OPEC 国家绝大多数政府财政收入都在来自于石油天然气工业，因此，上述国家的财政收支平衡需要高油价支撑。

图 33：主要产油国财政盈余/GDP 比例（%）



资料来源：IMF（含预测），中信证券研究部

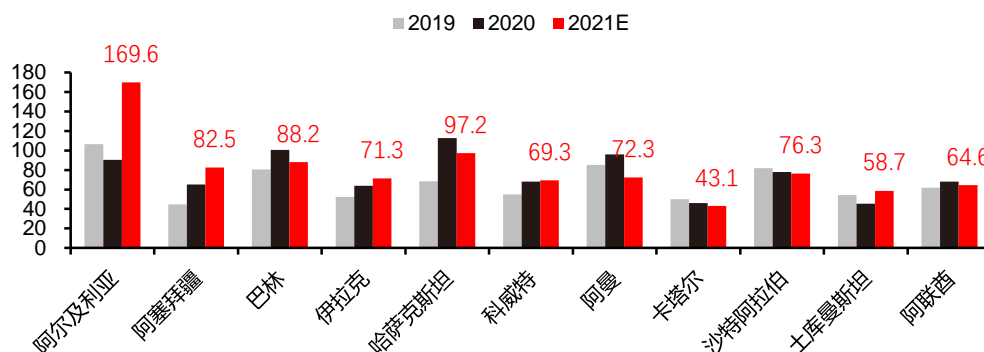
图 34：主要产油国政府债务/GDP 比例（%）



资料来源：IMF（含预测），中信证券研究部



图 35：主要 OPEC 产油国财政收支平衡油价（美元/桶）



资料来源：IMF（含预测），中信证券研究部

**以往低油价时期 OPEC 均会减产以支撑油价。**回顾近 30 年以来 7 次较大的油价暴跌事件及后续反弹，除 2001 年美国 9·11 事件以外，其余 6 次暴跌均与基本面需求骤减或供应骤增相关，且 OPEC 在 7 次油价暴跌期间均通过减产以支撑油价。历史上 OPEC 最大减产幅度分别为 2002、2008 年，当时 OPEC 分别通过 2、3 次合计减产 500、422.5 万桶/天，油价均在最后一次减产之后开始回升。

表 3：近 30 年来 7 次油价暴跌的驱动因素及下跌期市场表现

序号	时间	下跌原因	下跌驱动因素	下跌区间（美元/桶）	最大跌幅	下跌时长	底部持续时间
1	1997.01-1998.12	亚洲金融危机	需求收缩	24.83—>9.1	63.40%	24 个月	3 个月
2	2001.09-2001.11	美国遭受 9·11 恐怖袭击	情绪冲击	29.12—>16.51	43.30%	2 个月	3 个月
3	2006.07-2007.01	美国暖冬导致原油需求增速放缓，同时美元升值	需求收缩+供给增加	78.26—>49.95	36.20%	6 个月	1 个月
4	2008.07-2008.12	美国次贷危机爆发	需求收缩	143.95—>33.73	76.60%	5 个月	2 个月
5	2012.03-2012.06	美国页岩油产量大幅增长	供应过剩	128.14—>88.69	30.80%	3 个月	1 个月
6	2014.07-2016.01	OPEC 开启价格战	供应过剩	115.19—>26.01	77.40%	18 个月	1 个月
7	2018.10-2018.12	OPEC 结束减产	供应过剩	86.07—>50.57	41.20%	2 个月	1 个月

资料来源：EIA，IEA，OPEC，中信证券研究部

表 4：近 30 年来 7 次油价暴跌后，油价回升驱动因素及回升期市场表现

序号	回升时间	回升区间（美元/桶）	涨幅	回升原因	回升驱动因素
1	1999.02-2000.09	9.77—>36.87	277%	OPEC 于 1998 年 4 月减产 125 万桶/日，7 月减产 133.5 万桶/日	OPEC 减产&需求回升
2	2002.03-2002.05	19.44—>27.17	39.76%	OPEC 于 2001 年 9 月、2002 年 1 月两次分别减产 350、150 万桶/天，第二次减产油价逐步回升；俄罗斯等非 OPEC 国家也承诺减产	OPEC 减产&需求增长
3	2007.01-2007.07	49.95—>79.09	58.37%	2007 年 2 月，OPEC 宣布减产 50 万桶/日	OPEC 减产&需求恢复
4	2009.02-2011.04	40.18—>126.59	215.05%	各国实施量化宽松政策救市，经济逐步企稳，同时 OPEC 于 2008 年 9 月、10 月、12 月三次分别减产 52、150、220 万桶/天，第三次减产油价逐步回升。	OPEC 减产&需求恢复
5	2012.07-2012.09	88.69—>117.48	32.40%	欧盟于 2012 年 7 月 1 日对伊朗实行石油禁运，伊朗全年被迫减产 100 万桶/天，同时各国央行采取刺激经济措施，OPEC 也计划限产（实	OPEC 减产&需求增长

序号	回升时间	回升区间(美元/桶)	涨幅	回升原因	回升驱动因素
				际未执行)，推动油价回升。	
6	2016.02-2018.10	28.82—>86.07	198.65%	2016年12月OPEC+达成联合减产协议，OPEC减产120万桶/日，非OPEC减产55.8万桶/日，同时中国、欧洲和美国经济复苏需求增加	OPEC+减产&需求增长
7	2018.12-2019.04	50.57—>74.94	48.19%	中美经济增速超预期，需求增加，同时美国对委内瑞拉与伊朗实施制裁导致供给收缩。2018年12月，OPEC+达成2019年度减产120万桶/日的协议	OPEC+减产

资料来源：EIA，IEA，OPEC，中信证券研究部

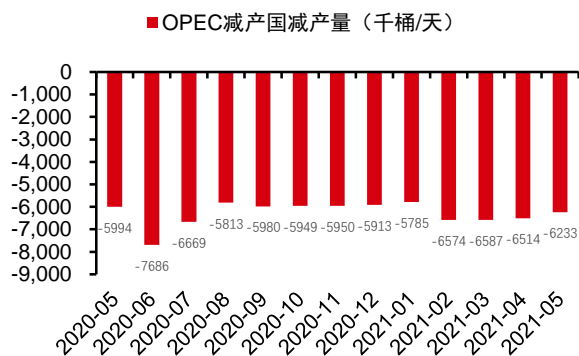
**当前油价下 OPEC+减产联盟可能逐步松动，但支撑油价的意愿仍可达成一致。**此轮 OPEC+减产执行力度远超预期，从已披露的数据来看，10 个 OPEC 国家自 2020 年 5 月起减产额度一致保持在 550 万桶/天之上，为有史以来 OPEC+最大规模的主动减产。该组织的减产有力缓解了疫情冲击下 2020 年前三季度全球原油供需失衡的状况，并成为进入 2021Q2 以来支撑油价持续上涨的主要动力。

在当前 Brent 油价已超 75 美元/桶的情况下，由于各成员国财政收支平衡油价红线的高低不同，OPEC+减产联盟可能会出现松动，但鉴于美国页岩油增产可能性较小，OPEC+在供应端的话语权增强，我们倾向于认为 OPEC+仍能采取积极行动以支撑油价处于高位。

另一方面，由于多数常规油井在关闭后很难重启，通过对比 EIA 披露的全球闲置原油产能，我们倾向于认为经过两年多的搁置，目前 OPEC+国家产量很难迅速恢复到 2018 年 10 月的峰值。以沙特为例，2020 年 3-4 月沙特曾短暂将产量提升至 1100 万桶/天水平，但该产量是通过释放库存实现的，Bloomberg 估测该时期沙特通过释放库存贡献的产量在 150~200 万桶/天之间。

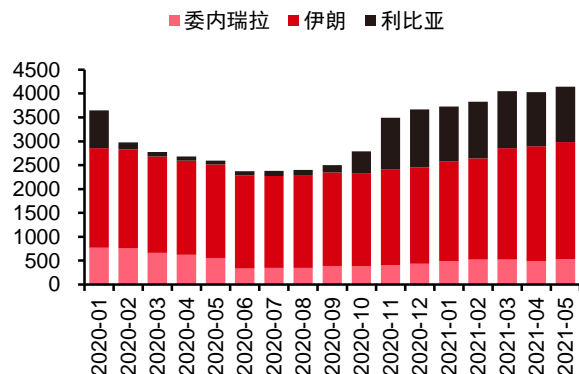
**随着全球原油需求逐步恢复到疫情前水平并持续增长，OPEC+国家的减产压力将逐步缓解。**如果按照 EIA 披露的闲置原油产能测算，2022H1 需求回到疫情前水平后，现有的原油闲置产能全部释放，全球原油供需可维持紧平衡，之后的需求增长就需要 OPEC+释放更多产能。

图 36：10 个 OPEC 减产国家相比 2018 年 10 月减产规模



资料来源：OPEC，中信证券研究部

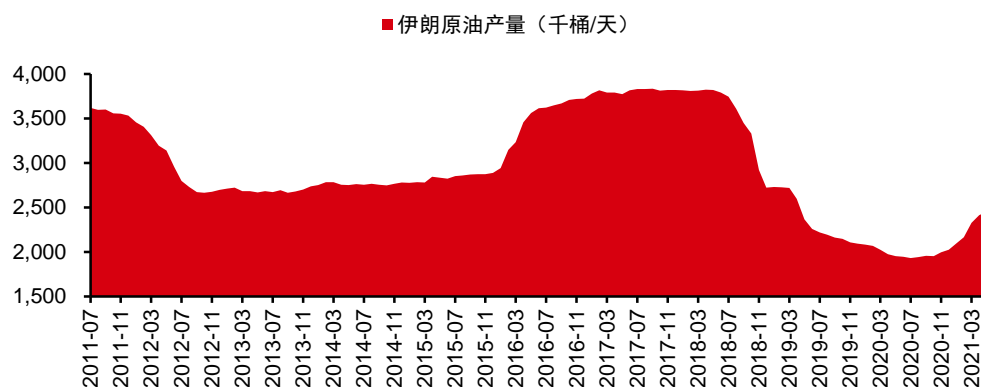
图 37：委内瑞拉、伊朗和利比亚原油产量（千桶/天）



资料来源：OPEC，中信证券研究部

复盘上一轮解除制裁后的增产进度，预计次轮伊朗被解除制裁后的产量恢复可被需求端消化，对基本面的冲击相对可控。2015 年 7 月 20 日，联合国安理会一致通过伊核协议，若以 2015 年 6 月伊朗原油产量 282.3 万桶/天为基准，伊朗在 6、12、18、24 个月之后分别较基准值增产 6.4、79.4、90.2、99.4 万桶/天，并在 2017 年 9 月（26 个月之后）达到 383.5 万桶/天的峰值产量，较基准值增产 101.2 万桶/天。当前伊朗原油产量约 250 万桶/天，假设此轮美伊谈判成功后伊朗制裁被解除，参考上一轮增产进度，我们认为伊朗的产量释放节奏将相对平稳，且有望被仍在迅速恢复的需求消化，对基本面的冲击相对有限。

图 38：伊朗原油产量（千桶/天）



资料来源：OPEC，中信证券研究部

## ■ 风险因素

需求复苏不及预期；OPEC+或美国页岩油超预期增产；美元流动性迅速收紧。

## ■ 投资策略：中高油价有望长期持续，优选业绩确定性强和高性价比标的

短期需求持续复苏仍支撑油价，关注 OPEC+后续关于产量的表态和决议对基本面预期的影响。

需求端来看，防疫限制解除叠加北半球夏季原油消费旺季，推动全球需求仍在持续回升，通常北半球夏季需求旺季始于 3 月底 4 月初，在 8 月中下旬达到高峰，8 月中旬前需求复苏确定性强，有望支撑油价中枢处于较高水平。

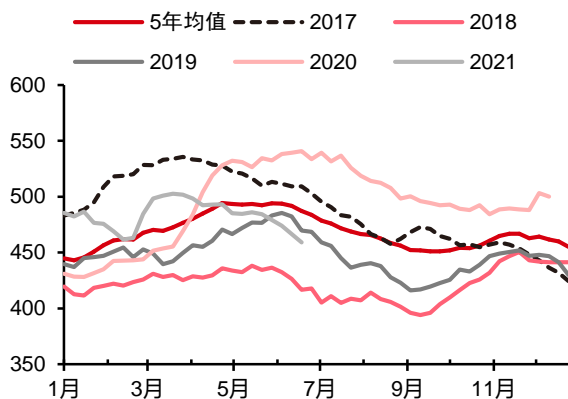
供应端来看，5 月以来美国主要页岩油企均表态不会轻易上调 2021 年资本开支计划或增产。OPEC+虽然在此前致力于通过减产支撑油价，但接近 80 美元/桶的高油价将给美元通胀和此轮油价高景气阶段的持续性带来较大压力，可能会影响其后续产量决策。短期应关注 7 月初 OPEC+会议对 8 月及之后产量的决策，可能会影响市场对基本面走势的预期。

据 7 月 5 日 OPEC 官网报道，OPEC+取消计划在周一举行的会议，下一次会议的时间尚未确定，OPEC+将继续维持现有水平的配额。OPEC+此次会议未能就增产达成协议，OPEC+联合部长级监督委员会（JMMC）表示需要更多时间就阿联酋的立场进行讨论。表明在油价高位运行下，OPEC+联盟可能出现一定程度的松动，给后续油市带来了不确定性。同时，OPEC+暂时决定 8 月及以后不增产，意味着在需求仍强劲复苏的市场上，7~8 可能出现 150 万桶/天或者更多的供应缺口，短期油价存在冲高可能。

此前 OPEC+基本已达成 8-12 月每月增产 40 万桶/天的框架性协议，低于市场预期的 8 月增产 50-100 万桶/天的水平，更低于 OPEC+测算的 8 月 170 万桶/天的供应缺口。若阿联酋成功上调减产基准，相当于自身变相增产约 70 万桶/天，与 OPEC+其他国家合计增产约 110 万桶/天，高于市场预期的增产规模，但仍低于 OPEC+测算的供应缺口。

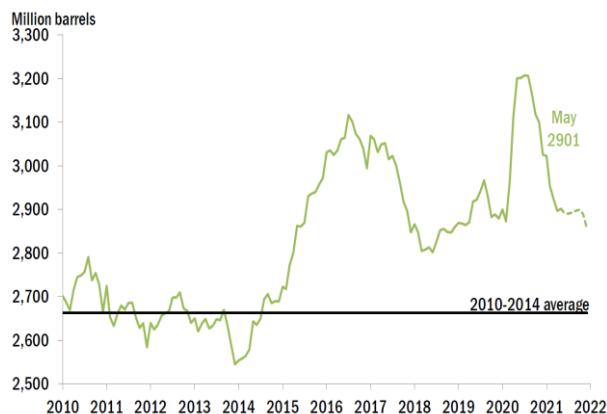
我们倾向于认为 OPEC+将在一段时间的内部协商后，在本月稍晚时候达成关于 8 月及之后产量的协议，增产节奏可能要比之前每月增产 40 万桶/天更快，但该组织仍将致力于维持供应端偏紧的格局，以抵御病毒变种或需求反复对油价的潜在冲击，并保证全球库存回到 2010-2014 年区间的目标可以实现。无论 OPEC+是否作出增产决议，7-8 月份供应相对紧张的基本面状况不改，短期油价强势表现仍有望延续。

图 39：美国商业原油库存（百万桶）



资料来源：EIA，中信证券研究部

图 40：OECD 国家库存（百万桶）



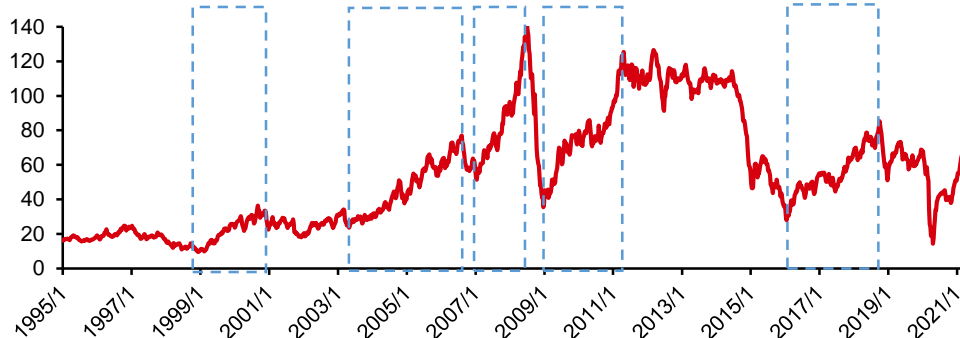
资料来源：IEA（含预测）

**中期来看，此轮油价周期有望在未来一年内达峰。**

从历史经验和基本面情况判断，此轮油价上行周期有望再持续半年以上。复盘油价历史，1998 年以来的 5 轮油价上行周期持续时间均在 2-3 年左右。基本面角度来看，全球需求正在持续复苏，预计 2021 年底至 2022 年上半年有望恢复至疫情前水平。长期来看，2014 年以来低油价导致的低资本开支导致全球原油供应端潜力不足。目前除亚太地区以外，美国、欧洲、中东原油库存均已回落至 5 年均值或以下，OPEC+减产仍在推动原油库存向其预期的“2015 年以前低水平”回落。结合油价历史复盘、供需格局、库存水平和产油国诉求，我们认为此轮油价上行周期或有望再持续半年以上。

我们认为此轮油价峰值可能出现在两个窗口期之一：（1）6-8 月流动性宽松叠加需求确定性持续复苏背景下，若 OPEC+7 月初会议未展现出较强的增产平抑油价意愿，则近期油价有望超预期冲高；（2）若近期油价未显著冲高，2021Q4-2022H1 需求预计将恢复到疫情前水平后继续增长，除美国外的供应端剩余产能有限，供应紧张推动油价在 3-6 个月的窗口期内冲高，并以页岩油增产、基本面回归平衡告终。

图 41：1998 年以来的 5 轮 Brent 油价（美元/桶）回升周期持续时间介于 1.5-3 年

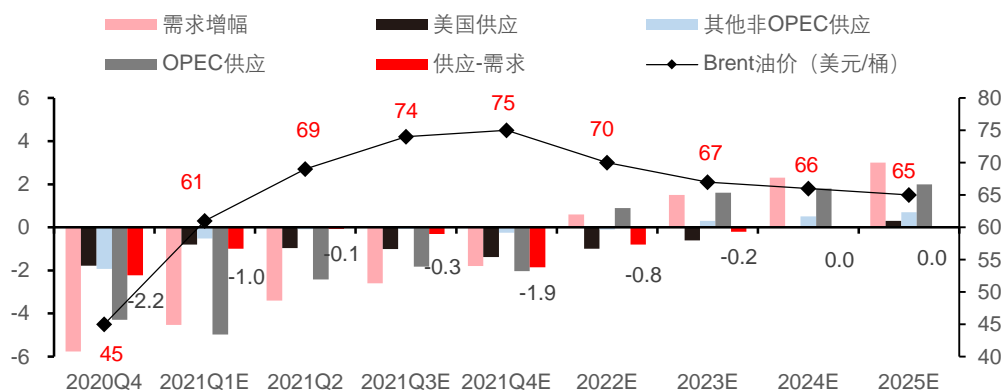


资料来源：EIA，中信证券研究部

**长期来看，看好低资本开支抑制供应端增产，支撑未来 2-3 年油价中枢维持在高水平。**

历史上 3 轮油价超级周期均对应全球主要经济体的工业化进程和需求持续高速增长，我们认为此轮油价进入超级周期的基本面基础不存在。但在可预见的未来 2-3 年，气候变化、现金流管控等因素仍制约全球油气上游资本开支增长：美国页岩油企大概率将维持严格的资本纪律；常规油气受 2014 年以来持续低资本开支拖累，增产潜力不足，随着需求逐步恢复到疫情前水平并持续增长，尽管 2022 年起流动性或将逐步收紧，但我们看好在未来 2-3 年，供应偏紧的基本面格局有望支撑 Brent 油价中枢维持在 60 甚至 65 美元/桶以上的中高水平。

图 42：全球原油供需相比 2019 年同期增幅（百万桶/天）及 Brent 油价中枢预测（美元/桶）



资料来源：EIA，OPEC，中信证券研究部预测



### 投资建议：

短期需求持续复苏有望支撑油价高位运行，关注 OPEC+近期关于后续产量的表态和决议。中长期来看，我们看好上游低资本开支抑制供应端增产，未来 2-3 年 Brent 油价保持在 60 甚至 65 美元/桶以上的中高水平，此轮油价峰值有望在 6-8 月和 2021Q4-2022H1 两个窗口期之一出现。

在油价中高位运行、需求持续复苏背景下，我们看好产业链的整体业绩表现，近期重点公司均已回调至合理偏低估值水平，积极推荐业绩确定性强、高性价比的行业优质标的：

(1) 油价主线：推荐下游高油价下成本优势显著的煤化工龙头**宝丰能源**、**华鲁恒升**、**鲁西化工**，轻烃裂解龙头**卫星石化**、**东华能源**，同时建议关注直接受益的**上游低估值龙头** **中国石油（H）**、**中国石化（A+H）**、**中海油服（A+H）**；

(2) 建议积极关注并择时布局顺周期主线：推荐产品景气度开始回升的行业龙头**万华化学**，民营炼化龙头**恒力石化**、**荣盛石化**，化纤产业链龙头**三友化工**、**桐昆股份**等。

表 5：重点公司盈利预测、估值及投资评级

简称	收盘价	EPS				PE				评级
		2020	2021E	2022E	2023E	2020	2021E	2022E	2023E	
万华化学	112.66	3.2	6.39	7.65	8.96	35.2	17.6	14.7	12.6	买入
宝丰能源	13.52	0.63	0.86	1.04	2.05	21.5	15.7	13.0	6.6	买入
华鲁恒升	31.45	0.85	3.56	4.03	4.15	37.0	8.8	7.8	7.6	买入
鲁西化工	18.99	0.43	2.63	2.81	2.92	44.2	7.2	6.8	6.5	买入
卫星石化	37.06	0.97	2.96	4.13	5.44	38.2	12.5	9.0	6.8	买入
东华能源	10.76	0.73	1.1	1.41	1.92	14.7	9.8	7.6	5.6	买入
中国石化	4.30	0.27	0.5	0.55	0.56	15.9	8.6	7.8	7.7	买入
中国石油化工股份	3.27	0.27	0.5	0.55	0.56	12.1	6.5	5.9	5.8	买入
中海油服	14.20	0.57	0.68	1.01	1.31	24.9	20.9	14.1	10.8	买入
中海油田服务	5.65	0.57	0.68	1.01	1.31	9.9	8.3	5.6	4.3	买入
恒力石化	25.59	1.91	2.3	2.93	3.25	13.4	11.1	8.7	7.9	买入
三友化工	9.88	0.35	1.62	1.98	2.24	28.2	6.1	5.0	4.4	买入

资料来源：Wind，中信证券研究部预测 注：股价为 2021 年 7 月 5 日收盘价，单位均为人民币元

## 分析师声明

主要负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此声明：(i) 本研究报告所表述的任何观点均精准地反映了上述每位分析师个人对标的证券和发行人的看法；(ii) 该分析师所得报酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来均不会直接或间接地与研究报告所表述的具体建议或观点相联系。

## 评级说明

投资建议的评级标准		评级	说明
报告中投资建议所涉及的评级分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即：以报告发布日后的 6 到 12 个月内的公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以摩根士丹利中国指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准；韩国市场以科斯达克指数或韩国综合股价指数为基准。	股票评级	买入	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 20%以上
		增持	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 5%~20%之间
		持有	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~5%之间
		卖出	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上
	行业评级	强于大市	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅 10%以上
		中性	相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于-10%~10%之间
		弱于大市	相对同期相关证券市场代表性指数跌幅 10%以上

## 其他声明

本研究报告由中信证券股份有限公司或其附属机构制作。中信证券股份有限公司及其全球的附属机构、分支机构及联营机构（仅就本研究报告免责条款而言，不含 CLSA group of companies），统称为“中信证券”。

## 法律主体声明

本研究报告在中华人民共和国（香港、澳门、台湾除外）由中信证券股份有限公司（受中国证券监督管理委员会监管，经营证券业务许可证编号：Z20374000）分发。本研究报告由下列机构代表中信证券在相应地区分发：在中国香港由 CLSA Limited 分发；在中国台湾由 CL Securities Taiwan Co., Ltd. 分发；在澳大利亚由 CLSA Australia Pty Ltd.（金融服务牌照编号：350159）分发；在美国由 CLSA group of companies（CLSA Americas, LLC（下称“CLSA Americas”）除外）分发；在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.（公司注册编号：198703750W）分发；在欧盟与英国由 CLSA Europe BV 或 CLSA（UK）分发；在印度由 CLSA India Private Limited 分发（地址：孟买（400021）Nariman Point 的 Dalalal House 8 层；电话号码：+91-22-66505050；传真号码：+91-22-22840271；公司识别号：U67120MH1994PLC083118；印度证券交易委员会注册编号：作为证券经纪商的 INZ000001735，作为商人银行的 INM000010619，作为研究分析商的 INH000001113）；在印度尼西亚由 PT CLSA Sekuritas Indonesia 分发；在日本由 CLSA Securities Japan Co., Ltd. 分发；在韩国由 CLSA Securities Korea Ltd. 分发；在马来西亚由 CLSA Securities Malaysia Sdn Bhd 分发；在菲律宾由 CLSA Philippines Inc.（菲律宾证券交易所及证券投资者保护基金会会员）分发；在泰国由 CLSA Securities (Thailand) Limited 分发。

## 针对不同司法管辖区的声明

**中国：**根据中国证券监督管理委员会核发的经营证券业务许可，中信证券股份有限公司的经营经营范围包括证券投资咨询业务。

**美国：**本研究报告由中信证券制作。本研究报告在美国由 CLSA group of companies（CLSA Americas 除外）仅向符合美国《1934 年证券交易法》下 15a-6 规则定义且 CLSA Americas 提供服务的“主要美国机构投资者”分发。对身在美国的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。任何从中信证券与 CLSA group of companies 获得本研究报告的接收者如果希望在美国交易本报告中提及的任何证券应当联系 CLSA Americas。

**新加坡：**本研究报告在新加坡由 CLSA Singapore Pte Ltd.（资本市场经营许可持有人及受豁免的财务顾问），仅向新加坡《证券及期货法》s.4A（1）定义下的“机构投资者、认可投资者及专业投资者”分发。根据新加坡《财务顾问法》下《财务顾问（修正）规例（2005）》中关于机构投资者、认可投资者、专业投资者及海外投资者的第 33、34 及 35 条的规定，《财务顾问法》第 25、27 及 36 条不适用于 CLSA Singapore Pte Ltd.。如对本报告存有疑问，还请联系 CLSA Singapore Pte Ltd.（电话：+65 6416 7888）。MCI (P) 024/12/2020。

**加拿大：**本研究报告由中信证券制作。对身在加拿大的任何人士发送本研究报告将不被视为对本报告中所评论的证券进行交易的建议或对本报告中所载任何观点的背书。

**欧盟与英国：**本研究报告在欧盟与英国归属于营销文件，其不是按照旨在提升研究报告独立性的法律要件而撰写，亦不受任何禁止在投资研究报告发布前进行交易的限制。本研究报告在欧盟与英国由 CLSA（UK）或 CLSA Europe BV 发布。CLSA（UK）由（英国）金融行为管理局授权并接受其管理，CLSA Europe BV 由荷兰金融市场管理局授权并接受其管理，本研究报告针对由相应本地监管规定所界定的在投资方面具有专业经验的人士，且涉及到的任何投资活动仅针对此类人士。若您不具备投资的专业经验，请勿依赖本研究报告。对于由英国分析员编纂的研究资料，其由 CLSA（UK）与 CLSA Europe BV 制作并发布。就英国的金融行业准则与欧洲其他辖区的《金融工具市场指令 II》，本研究报告被制作并意图作为实质性研究资料。

**澳大利亚：**CLSA Australia Pty Ltd（“CAPL”）（商业编号：53 139 992 331/金融服务牌照编号：350159）受澳大利亚证券与投资委员会监管，且为澳大利亚证券交易所及 CHI-X 的市场参与主体。本研究报告在澳大利亚由 CAPL 仅向“批发客户”发布及分发。本研究报告未考虑收件人的具体投资目标、财务状况或特定需求。未经 CAPL 事先书面同意，本研究报告的收件人不得将其分发给任何第三方。本段所称的“批发客户”适用于《公司法（2001）》第 761G 条的规定。CAPL 研究覆盖范围包括研究部门管理层不时认为与投资者相关的 ASX All Ordinaries 指数成分股、离岸市场上市证券、未上市发行人及投资产品。CAPL 寻求覆盖各个行业中与其国内及国际投资者相关的公司。

## 一般性声明

本研究报告对于收件人而言属高度机密，只有收件人才能使用。本研究报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。本研究报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。中信证券并不因收件人收到本报告而视其为中信证券的客户。本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但中信证券不保证其准确性或完整性。中信证券并不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他损失承担任何责任。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

本报告所载的资料、观点及预测均反映了中信证券在最初发布该报告日期当日分析师的判断，可以在不发出通知的情况下做出更改，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与中信证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。中信证券并不承担提示本报告的收件人注意该等材料的责任。中信证券通过信息隔离墙控制中信证券内部一个或多个领域的信息向中信证券其他领域、单位、集团及其他附属机构的流动。负责撰写本报告的分析师的薪酬由研究部门管理层和中信证券高级管理层全权决定。分析师的薪酬不是基于中信证券投资银行收入而定，但是，分析师的薪酬可能与投行整体收入有关，其中包括投资银行、销售与交易业务。

若中信证券以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构为此发送行为承担全部责任。该机构的客户应联系该机构以交易本报告中提及的证券或要求获悉更详细信息。本报告不构成中信证券向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议，中信证券以及中信证券的各个高级职员、董事和员工亦不为（前述金融机构之客户）因使用本报告或报告载明的内容产生的直接或间接损失承担任何责任。

未经中信证券事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

中信证券 2021 版权所有。保留一切权利。