

原油市场的潮退与锚定，聚焦“格局重塑与再平衡”

通惠期货研发部

李英杰

从业编号：F03115367

投资咨询：Z0019145

手机：18516056442

liyjingjie@thqh.com.cn

www.thqh.com.cn

摘要：

本报告系统回顾并分析了2025年全球原油及燃料油市场的运行逻辑与格局演变。2025年，全球原油市场在宏观政策冲击与供给端主动释放的双重作用下，由紧平衡快速转向显性过剩，油价中枢明显下移，地缘政治对价格的主导作用显著弱化。供给侧，OPEC+转向增产保份额，非OPEC+（尤其是美国）产量刚性增长，共同推动全球供应进入加速释放通道。需求侧，全球经济增长乏力与贸易摩擦抑制消费，需求增速被持续下修，仅印度等少数新兴市场提供增量。供需失衡导致全球库存自年中起持续累积，显著过剩取代脆弱平衡成为市场新特征。总的来看，OPEC+战略性增产、非OPEC供给集中释放以及需求预期系统性下修，共同构成全年行情的核心逻辑，国际油价全年重心大幅下移。

展望2026年，全球原油供需仍将保持宽松，但供给增量边际下降、需求韧性逐步显现。OPEC+政策料将转向审慎，美国页岩油增长面临瓶颈，需求端美国仍具韧性而中国进入平台期。市场或将进入宽松周期下半场，供需过剩持续压制油价中枢，但过剩力度或较2025年峰值有所下降，导致油价下行空间或将收敛，市场有望进入低位筑底阶段。

核心观点：

- 市场格局从平衡到过剩：2025年是原油市场供需格局的转折年，OPEC+战略放弃“挺价”转向争夺份额，与非OPEC+持续增长叠加，导致市场进入明确的供应过剩周期。
- 供给增长惯性仍在，但速度有所衰减：2026年非OPEC+供应增长将放缓，美国页岩油受资本开支与钻机数限制，难以复制过往爆发式增长。OPEC+政策灵活性增加，将从增产先锋转变为市场平衡者。
- 需求结构重塑：全球需求增速显著放缓至低位，美国需求韧性成为稳定器，中国需求增长进入平台期，但依靠大规模储备仍能够吸收大量供给。印度成为最关键增量来源，原油消费增长引擎全面转向非OECD国家。
- 油价重心下移，寻底震荡：基本面宽松将压制2026年油价中枢进一步下移。Brent原油主要运行区间或位于55-70美元/桶。下半年，随着过剩边际缓解，市场可能在区间下沿展开震荡筑底。

风险提示：地缘冲突变化、OPEC产量政策调整、宏观黑天鹅事件



正文目录:

一、行情回顾.....	5
1.1、盘面行情回顾.....	5
1.2、盘面价差分析.....	6
二、供给端：OPEC+与非 OPEC 国家产量同增.....	8
2.1、OPEC+如期兑现增产计划.....	8
2.2、OPEC+国家原油产量、产能及闲置产能.....	10
2.3、非 OPEC 国家原油产量预计将明显增长.....	18
三、需求端：总量仍在增长，但增速显著放缓.....	21
3.1、宏观经济带来的下行压力预计不会完全消退.....	21
3.1、美国原油消费水平仍具韧性.....	22
3.2、中国原油消费总量增长缓慢，结构加速分化.....	24
3.3、印度在全球原油消费版图中的重要性进一步提升.....	26
3.4、裂解价差更多受区域供需错配和地缘政治扰动驱动.....	28
四、库存：累库趋势明显，中国原油储备成为亮点.....	30
五、全球原油平衡表：从“脆弱平衡”到“显著过剩”的转折.....	33
5.1、三大机构维持供应过剩预期.....	33
5.2、全球原油平衡表.....	34
六、宏观与地缘.....	36
七、燃料油&低硫燃油.....	37
7.1、行情回顾.....	37
7.2、价差分析.....	39
7.3、燃料油供应受地缘被动袭扰，低硫燃油则因生产效益主动调节.....	41
7.4、整体需求受制于航运市场景气低迷.....	43
7.5、库存：亚洲从相对平衡快速转向显著过剩.....	45
7.6、平衡表：从“紧平衡”转向“宽松累积”的过渡.....	47
八、总结与展望：宽松周期延续，寻底之路开启.....	49



图表目录:

图表 1: 原油商品价格走势.....	5
图表 2: WTI、Brent 首行合约价格及价差	7
图表 3: SC 与 WTI 价差统计	7
图表 4: SC 与 Brent 价差统计.....	8
图表 5: INE-SC 成交量和持仓量.....	8
图表 6: 2025 年 OPEC+产量政策调整路径	9
图表 7: OPEC+在执行减产计划及变化情况	9
图表 8: 2026 年 OPEC+产量政策分析	10
图表 9: OPEC 原油产量	11
图表 10: OPEC 原油产能及闲置产能.....	11
图表 11: 沙特原油产量.....	12
图表 12: 沙特原油产能及闲置产能.....	12
图表 13: 俄罗斯原油产量.....	13
图表 14: 俄罗斯原油产能.....	13
图表 15: 伊朗原油产量.....	14
图表 16: 伊朗原油产能.....	14
图表 17: 委内瑞拉原油产量.....	15
图表 18: 委内瑞拉原油产能及闲置产能.....	15
图表 19: 伊拉克原油产量.....	16
图表 20: 伊拉克原油产能及闲置产能.....	16
图表 21: 科威特原油产量.....	16
图表 22: 科威特原油产能及闲置产能.....	16
图表 23: 阿联酋原油产量.....	17
图表 24: 阿联酋原油产能及闲置产能.....	17
图表 25: 利比亚原油产量.....	18
图表 26: 利比亚原油产能及闲置产能.....	18
图表 27: 美国原油产量.....	19
图表 28: 美国原油钻机数量.....	19
图表 29: 美国周度成品油净出口量（4 周移动均值）	19
图表 29: 加拿大原油产量.....	20
图表 30: 巴西原油产量.....	20
图表 31: 实际 GDP 增长率.....	21
图表 32: 美国联邦基准利率.....	21
图表 33: 美国原油消费量及全球占比.....	22
图表 34: 美国炼厂周度开工率.....	23
图表 35: 美国炼厂原油加工量（4 周移动均值）	23
图表 36: 中国宏观经济数据.....	24
图表 37: 中国客运数据.....	24
图表 38: 中国原油及成品油（汽油、柴油、煤油）表观消费量.....	25
图表 39: 中国成品油出口.....	25
图表 40: 山东地炼（常减压）开工率.....	25



原油、燃料油年报

图表 41: 中国汽车、新能源汽车销量及渗透率.....	26
图表 42: 中国新能源汽车保有量及占比.....	26
图表 43: 印度原油需求量.....	27
图表 44: 印度原油进口、炼厂产能及产量占比.....	27
图表 45: 美国成品油裂解价差.....	28
图表 46: 欧洲成品油裂解价差.....	29
图表 47: 亚洲成品油裂解价差.....	29
图表 48: 美国商业原油库存(不含 SPR).....	30
图表 49: 美国库欣原油库存(不含 SPR).....	30
图表 50: 美国汽油库存.....	31
图表 51: 美国馏分油库存.....	31
图表 52: 美国战略原油库存(1).....	31
图表 53: 美国战略原油库存(2).....	31
图表 54: OECD 商业原油库存 (1).....	32
图表 55: OECD 商业原油库存 (2).....	32
图表 56: OECD 库存变化.....	33
图表 57: 中国原油港口库存.....	33
图表 58: 三大机构 (IEA/EIA/OPEC) 评估 (单位: 万桶/日).....	34
图表 59: 全球原油平衡表.....	35
图表 60: 全球原油平衡表.....	36
图表 61: 地缘政治风险指数.....	37
图表 62: 地缘政治行为指数.....	37
图表 63: 原油、燃料油和低硫燃油期货价格走势.....	38
图表 64: 燃料油主力合约成交量和持仓量.....	39
图表 65: 低硫燃油主力合约成交量和持仓量.....	39
图表 66: 中国高低硫价差.....	40
图表 67: 燃料油 1-3 价差.....	41
图表 68: 低硫燃油 1-3 价差.....	41
图表 69: 中国燃料油产量及开工率.....	42
图表 70: 中国燃低硫燃油产量.....	42
图表 71: 中国燃料油表观与实际消费量.....	44
图表 72: 中国燃料油进出口.....	44
图表 73: 新加坡燃油总销量及 MGO 销量.....	44
图表 74: 新加坡 MFO、LSFO 及其他燃油销量.....	44
图表 75: 波罗的海运费指数.....	45
图表 76: 全球集装箱运力.....	45
图表 77: 中国燃料油库存.....	46
图表 78: 美国燃料油库存.....	46
图表 79: 新加坡燃料油库存.....	47
图表 80: 富查伊拉燃料油库存.....	47
图表 81: 燃料油平衡表.....	48
图表 82: 燃料油平衡表.....	49



一、行情回顾

1.1、盘面行情回顾

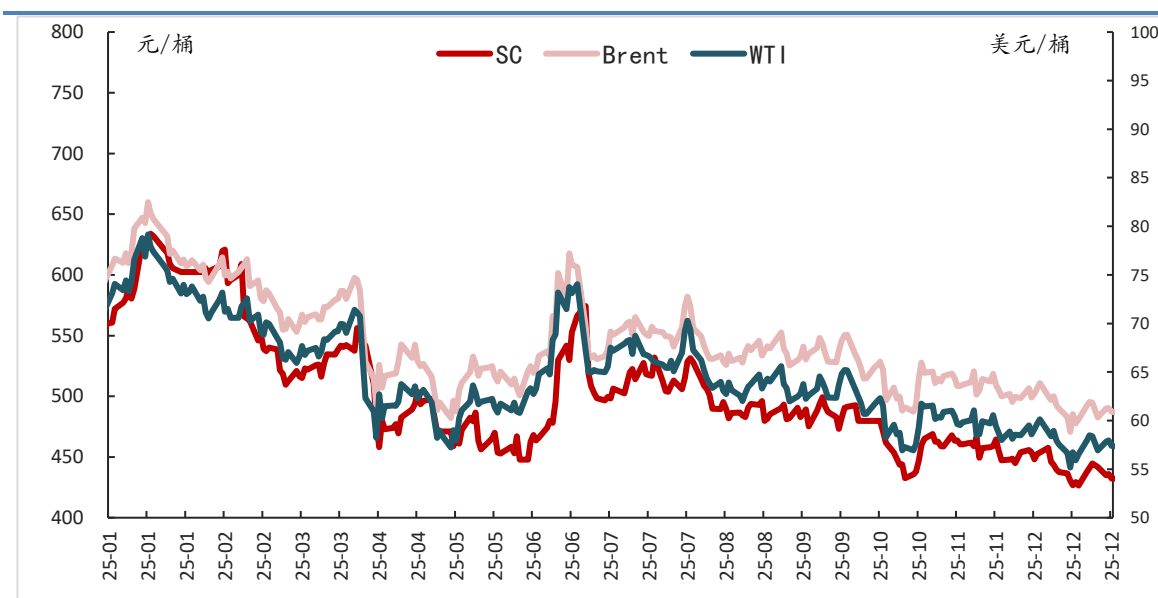
2025 年的国际原油市场在多重结构性力量的重塑下经历了趋势性转变。全年走势可清晰地划分为两个阶段：上半年，市场在突发性宏观政策“黑天鹅”与产油国联盟策略的根本性逆转中遭遇重创，价格中枢骤降；下半年，则在持续的供需宽松现实与有限的地缘扰动下，于低位区间展开宽幅震荡。推动这一格局的核心动力并非单一事件，而是三大关键变量的共振：

首先，宏观与贸易政策提供了决定性的下行驱动。4 月初美国新任政府推出的“对等关税”政策，犹如一场席卷全球需求预期的风暴。这不仅直接威胁到全球贸易总量，更深刻动摇了市场对经济增长及石油消费基础的信心，导致估值模型中的长期需求曲线被系统性下修。

其次，OPEC+联盟的战略重心发生了从“保价”到“保份额”的戏剧性转向。联盟于 3、4 月连续宣布增产，并在下半年完全解除自愿减产、开启新一轮增产周期，这一系列行动标志着其政策哲学的根本变化。面对美国页岩油等非 OPEC 产量的稳步增长，OPEC+选择通过主动增加供应来维持其市场影响力，这直接导致了全球库存的加速构建，使供应过剩从预期变为贯穿全年的现实主题。

最后，地缘政治风险的影响被显著“钝化”。尽管年中发生了伊以冲突等事件，但其引发的油价脉冲式上涨持续时间极短，风险溢价迅速消散。这表明，在压倒性的供需宽松基本面面前，局部地缘冲突已难以提供持续的价格支撑，市场关注焦点彻底转向库存、船货流量等微观数据。

图表 1：原油商品价格走势



数据来源：WIND、通惠期货研发部

在这些力量的交织作用下，市场供需天平不断向供应侧倾斜。国际能源署（IEA）等机构持续上调供应过剩预测，最终使得“宽松”成为定义 2025 年原油



市场的最根本特征。其结果是，油价在经历年初的断崖式下跌后，全年运行重心被锁定在较 2024 年明显下移的区间内，呈现一种“反弹有限、承压明显”的疲弱震荡态势。

按照时间线来看，油价在一季度冲高后遭遇断崖式下跌。年初，受美国对俄罗斯油轮制裁等因素影响，供应担忧一度将 WTI 油价推高至每桶 80 美元附近。然而，这一势头被新任美国总统特朗普的“对等关税”政策彻底扭转。4 月初政策宣布后，市场对全球经济和石油需求的担忧急剧升温，国际油价在 4 月连续多个交易日大幅下挫，布伦特与 WTI 油价单日跌幅多次超过 6%，期间 WTI 一度跌破每桶 60 美元。与此同时，OPEC+出人意料地于 3、4 月连续宣布增产，彻底逆转了市场对供应收紧的预期，加剧了油价的跌势。

二季度，地缘冲突仅带来短暂脉冲行情，未能改变下行基调。6 月中旬，以色列与伊朗爆发短暂冲突，引发市场恐慌，布伦特原油价格在数日内急涨至每桶 78.85 美元的季度高点。但随着双方在美方斡旋下迅速达成停火，地缘风险溢价快速消散，油价在几天内回吐全部涨幅。这表明地缘事件对油价的驱动作用变得短暂而有限。整个二季度，全球经济前景疲软和美国高利率环境对需求的抑制，始终是压制油价的核心因素。

三季度，传统消费旺季的支撑力度显著弱于预期。尽管北美处于夏季出行高峰，但“旺季不旺”的特征明显。全球制造业活动持续萎缩，主要经济体增长乏力，使得原油消费增量有限。在供给端，OPEC+于 7 月和 8 月继续执行并扩大增产计划，持续向市场释放供应增长的信号，导致市场对供应过剩的担忧不断加剧。供需两端的压力使得油价在旺季未能有效反弹，继续在低位区间震荡。

四季度，供应过剩成为市场共识，油价下行压力加剧。随着北半球消费旺季结束，需求季节性转淡。与此同时，OPEC+在 9 月完全解除了 220 万桶/日的自愿减产，并于 10 月开启了新一轮增产周期，全球原油产量进入加速释放阶段。国际能源署（IEA）、美国能源信息署（EIA）等主要机构不断上调 2025 年全球原油供应过剩预期，其中 EIA 预计四季度过剩量将超过每日 250 万桶。尽管 10 月美国对俄罗斯石油公司实施新制裁等地缘事件曾引发油价单日反弹，但无法扭转基本面决定的下跌趋势。世界银行在 10 月的报告中预测，2025 年布伦特原油均价约为每桶 68 美元，并预计 2026 年将进一步跌至 60 美元。

总而言之，2025 年的原油市场是供需基本面压倒地缘政治风险的一年。在美国关税政策引发的需求担忧与 OPEC+主动增产导致的供应增长双重夹击下，市场持续处于供过于求的格局，致使全年油价在剧烈波动中整体下行，较 2024 年价格水平明显下了一个台阶。

1.2、盘面价差分析

2025 年，全球原油价差格局在宏观政策黑天鹅、OPEC+战略性增产与区域需求韧性分化的共同重塑下，呈现出与往年截然不同的动态。全年核心主线从 2024 年的“地缘风险主导下的运输成本冲击”，转变为“全球系统性过剩与区域基本面强弱对抗”。在此背景下，上海原油期货（INE-SC）相对于布伦特（Brent）和西德克萨斯中间基原油（WTI）走出了独立的强势行情，结构性溢价成为全年最显著的标志。



原油、燃料油年报

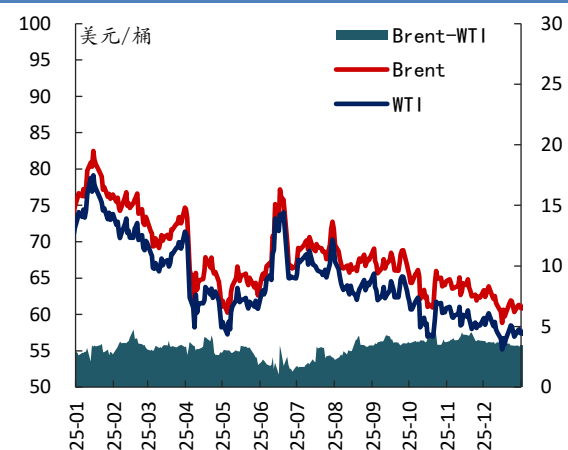
油运企业虽继续受红海航线中断影响，但全球需求恐慌使运输成本因素退居次席。一季度，在年初红海危机及对俄制裁的余温下，Brent 仍保有微弱的地缘溢价，与 WTI 价差维持在 5-7 美元/桶。然而，3 月初 OPEC+ 释放明确增产信号，成为市场转折点，国际油价应声回落。与此相对，中国国内需求开年稳健，且进口成本受长协与多元化渠道保障，INE-SC 价格展现出韧性，SC-Brent 价差开始由负转正，初步确立强势格局。

二季度，宏观冲击与地缘扰动的碰撞成为价差剧烈波动的核心。4 月初美国“对等关税”政策引发全球需求坍塌式担忧，Brent 与 WTI 油价同步暴跌，两者价差在恐慌中收窄至 4-6 美元/桶。随后 6 月中下旬的伊以冲突虽导致油价脉冲式上涨，但停火协议迅速达成令地缘溢价在数日内蒸发殆尽，这标志着地缘风险对价差的驱动效力在 2025 年已严重钝化。与此同时，中国市场需求在政策支持下预期稳固，而美国需求在关税与经济衰退阴影下前景黯淡，导致 SC 相对于欧美基准的价差显著走阔，SC-WTI 价差在季末已扩大至显著水平。

三季度，OPEC+ 于 7 月、8 月连续执行并扩大增产，全球供应过剩成为压顶之势，Brent 与 WTI 价格持续承压，两者价差在共同的悲观基本面下收窄至 3-5 美元/桶的狭窄区间波动。然而，“内强外弱”的供需格局于此季达到极致。在国际市场因过剩而阴云密布之际，中国夏季工业与发电需求保持韧性，为 SC 价格提供了坚实底部。与此同时，国内炼化产业政策与稳定的管道原油供应（如来自俄罗斯等）构成了双重缓冲。此消彼长之下，SC 与 Brent 走势出现显著背离，价差急剧拉大，在 9 月份一度触及 8-10 美元/桶的历史性峰值，SC-WTI 价差则更为悬殊。

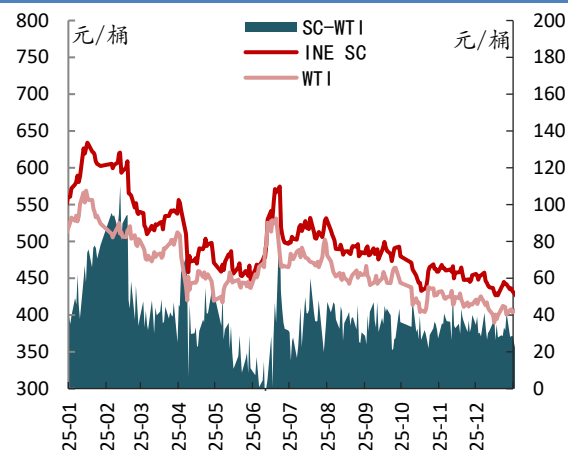
进入四季度，全球市场彻底进入由过剩基本面主导的阶段。OPEC+ 维持增产，全球库存持续积累，Brent 与 WTI 在低位的震荡中走势高度趋同，价差进一步收敛至 2-4 美元/桶。国际油价疲态尽显，而中国进入冬季取暖需求季节，且宏观托底政策效应持续，使得 SC 价格下行空间有限。尽管 SC 的绝对溢价从三季度峰值有所回落，但基于中国独立且稳定的供应链体系与相对健康的内需，SC 对 Brent 保持了 4-6 美元/桶的稳固溢价，对 WTI 的溢价则维持在 7-9 美元/桶的高位。这一定价表明，市场已将中国供需面的相对优势视为长期结构性因素。

图表 2：WTI、Brent 首行合约价格及价差



数据来源：WIND、通惠期货研发部

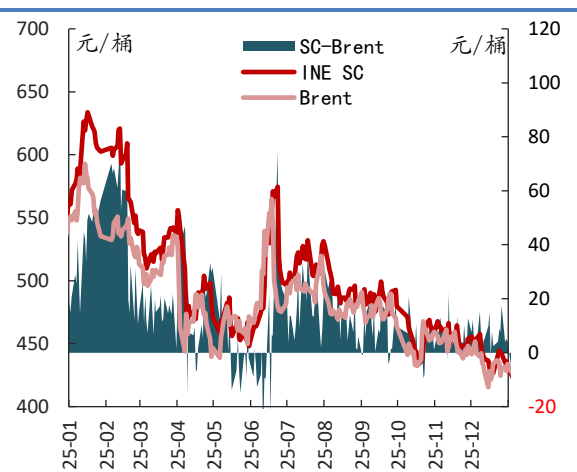
图表 3：SC 与 WTI 价差统计



数据来源：WIND、通惠期货研发部

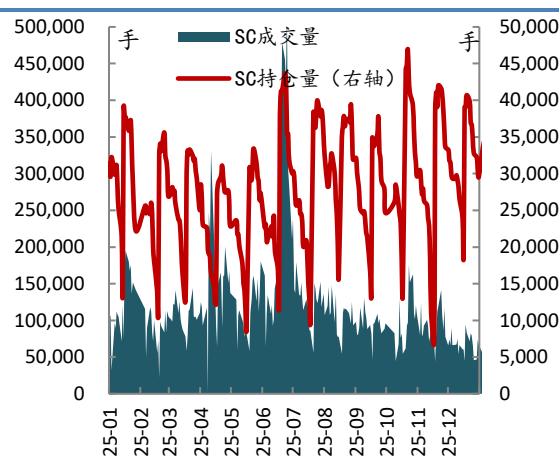


图表 4：SC 与 Brent 价差统计



数据来源：WIND、通惠期货研发部

图表 5：INE-SC 成交量和持仓量



数据来源：WIND、通惠期货研发部

总而言之，2025 年的价差演变史，是一部全球原油市场“潮汐”与区域“孤岛”的对抗史。OPEC+增产与美国政策引发的需求恐慌形成了席卷全球的看空“潮汐”，令 Brent 与 WTI 价差收窄、双双下探。而中国凭借其需求韧性、多元化的供应保障体系和有效的产业政策，构筑了稳定的需求“孤岛”，使 INE-SC 不仅避免了被“潮汐”淹没，更由此获得了显著的结构性价差，深刻重塑了全球原油定价的地域版图。

二、供给端：OPEC+与非 OPEC 国家产量同增

2.1、OPEC+如期兑现增产计划

2025 年，OPEC+在全球石油需求波动、地缘政治紧张和非 OPEC+产量增长的背景下，对产量政策进行了多次调整。其产量政策经历了从“限产保价”到“增产保份额”的战略性重大转向。在评估全球经济前景稳定及石油库存处于低位等“积极基本面”后，OPEC+以超乎市场预期的节奏，逐步解除并提前完成了上一轮减产周期，旨在重新争夺市场份额并应对内部财政分化压力。图表 6 梳理了本年度的关键政策节点与核心调整。

本年度政策调整的关键节点清晰展现了这一战略路径。第一季度，OPEC+继续执行了 2024 年底达成的决议，使自 2024 年 10 月开始的为期 12 个月的渐进增产计划处于既定轨道。进入 4 月，依据此前协议，为期 12 个月的增产周期正式启动，标志着政策转向的开端，联盟开始逐步、灵活地恢复总计 220 万桶/日的自愿减产产量。7 月 5 日，八国集团举行视频会议，决定将 8 月产量在 7 月基础上增加 54.8 万桶/日，此举不仅使增产幅度加大，更关键的是建立了月度会议机制，确立了动态调整的决策模式。至 9 月 7 日的 OPEC+视频会议，政策出现关键转折，会议决定 10 月增产 13.7 万桶/日，并宣布将提前退出原计划执行至 2026 年底的另一轮 166 万桶/日减产，此举明确传递出联盟优先争夺市场份额的强烈信号。面对连续增产带来的油价压力，OPEC+在 11 月 2 日的八国集团会议上展现了新政策的灵活性，决定 12 月继续增产 13.7 万桶/日，但同时暂停了原定于 2026



原油、燃料油年报

年第一季度的月度增产计划。

图表 6：2025 年 OPEC+产量政策调整路径

时间	产量调整核心内容
2025 年 Q1	延续 220 万桶/天的自愿减产，从 4 月开始逐步解除
2025 年 4 月	增产 13.8 万桶/天
2025 年 5 月	提高增产幅度至 41.1 万桶/天
2025 年 6 月	继续增产 41.1 万桶/天
2025 年 7 月	继续增产 41.1 万桶/天
2025 年 8 月	提高增产幅度至 54.8 万桶/天
2025 年 9 月	继续增产 54.8 万桶/天
2025 年 10 月	小幅增产 13.7 万桶/天
2025 年 11 月	继续增产 13.7 万桶/天
2025 年 12 月	继续增产 13.7 万桶/天
2026 年 Q1	暂停增产

数据来源：OPEC、WIND、通惠期货研发部

此番战略性调整主要由多重因素驱动。其核心是战略目标从维护“价格”转向捍卫“份额”。面对非 OPEC+国家持续增产蚕食市场，联盟内部判断，维持高价的边际收益已低于市场份额流失的长期成本。其次，联盟意图利用夏季出行旺季带来的季节性需求“窗口”，并通过将油价压制在相对低位区间，以博弈并挤压美国页岩油等高成本竞争者的投资空间。

这一系列政策对市场产生了直接影响，激进的增产计划叠加非 OPEC+供应增长与疲弱的经济预期，导致 2025 年国际油价持续承压。展望未来，OPEC+的政策将进入一个高度依赖月度评估的灵活新阶段。其行动将在“收复市场份额”的长期目标与“避免油价崩盘”的短期底线之间动态权衡，而地缘政治风险仍是打断既定路径的最大不确定因素。总体而言，2025 年是 OPEC+重塑其全球石油市场策略的关键一年，联盟通过果断的增产决策，正在为后减产时代的新竞争格局奠定基础。目前，目前 OPEC+内部部分核心成员国仍有总计 324 万桶/日的自愿减产措施正在执行，占全球原油总供给的比例约 4%，以应对北方冬季需求低迷和全球过剩风险。

图表 7：OPEC+在执行减产计划及变化情况

减产数量	减产主体	变化情况
124 万桶/日	阿尔及利亚、伊拉克、哈萨克斯坦、科威特 阿曼、俄罗斯、沙特、阿联酋	剩余阶段性自愿减产
200 万桶/日	阿尔及利亚、伊拉克、哈萨克斯坦、科威特 阿曼、俄罗斯、沙特、阿联酋	退出减产计划暂停

数据来源：OPEC、WIND、通惠期货研发部

展望 2026 年，本篇报告认为 OPEC+的产量政策更可能维持减产或适度加强，而不是加大增产力度，呈现“短期确定、长期灵活”的特点，核心是在暂停增产的审慎基调下，为后续的渐进、条件性增产做好准备。短期视角（2026



Q1 - Q2) 看, 由于油市供应过剩风险突出, 叠加需求季节性疲弱与全球经济增长放缓预期可能促使 OPEC+ 在年初继续维持暂停增产或小幅调整; 如果第三季度后市场供需趋于平衡, 并且库存企稳, OPEC+ 可能在中期 (2026 Q3 - Q4) 适度重启增产, 这种增产逻辑更多依赖市场数据, 而非单纯争夺市场份额; 长期 (2027 年) 来看 OPEC+ 已决定进行会员产能评估, 为 2027 年产量基线设定做准备, 这意味着到 2026 年底前, 组织更可能围绕稳定供需和市场规则制定做出战略布局, 而不大幅改变产量。

总体来看, 2025 年是从严格减产迈向逐步释放供应的一年, 尤其从 4 月起启动了超过预期的增产路线。2026 年初策略偏向谨慎与稳市场, 预计不会立即大规模加产, 而是根据供需平衡情况分阶段调整。目前 OPEC+ 仍保留减产机制, 尤其长期减产额度在有效执行。在非 OPEC+ 如美国、巴西、圭亚那产量强劲, 供应增长超过需求增速, 全球石油供给预计过剩已成为市场共识, 并由此引发了油价的大幅下探的背景下, OPEC+ 中后期阶段性增产可能性依赖于需求恢复和库存变化, 同时产能评估机制将为未来产量政策提供基础, 在稳定市场与满足长期战略之间寻求平衡, 而非简单继续大幅增产或完全回归减产。

图表 8: 2026 年 OPEC+ 产量政策分析

政策阶段	具体安排	关键特点
2026 年第一季度	全面暂停增产, 八大核心国将产量上限冻结在 2025 年底的水平	政策明确, 重在观察。主要考虑季节性需求淡季, 避免供应过剩加剧
2026 年第二季度及以后	可能重启渐进式增产, 但存在高度不确定性	任何增产都将是渐进的, 并高度取决于市场条件, 联盟将每月开会评估
贯穿 2026 年	可能严格执行补偿性减产, 要求成员国为过去的超产进行补偿	收紧实际供应。补偿减产是在总配额之外的额外扣减, 会抵消部分增产效果
2026 年核心工作	可能启动产能基线评估, 为 2027 年设定新的产量配额奠定基础	着眼长远格局, 评估结果将影响各国长期产能和话语权, 可能加剧内部竞争

数据来源: OPEC、WIND、通惠期货研发部

2.2、OPEC+ 国家原油产量、产能及闲置产能

2025 年, OPEC 整体原油产量处于相对受控但逐步回升的区间。受 OPEC+ 此前减产协议以及 2025 年内分阶段释放产量安排的共同影响, 全年产量呈现“前低后升”的结构性特征。根据 EIA 的短期能源展望数据, 2025 年 OPEC+ 的原油产量整体呈现逐步增加的趋势, 全年平均产量为 4192 万桶/日。这一水平较 2024 年的 4109 万桶/日有所上升, 主要得益于部分成员国 (如沙特阿拉伯、伊拉克等) 在年中逐步取消自愿减产后的产量恢复, 但受 OPEC+ 协议约束和市场需求波动影响, 增幅仍在计划之内。而在四季度, OPEC+ 在 11 月的产量达到 4325 万桶/日, 反映了年末产量小幅回升。整体来看, OPEC 原油产量约占全球原油供应的 41%, 随着 2025 年 4 月起 OPEC+ 逐步启动增产、部分自愿减产退出执行, OPEC+ 实际产量在年中和下半年有所抬升, 但全年平均水平仍显著低于历史满负荷产能状态。

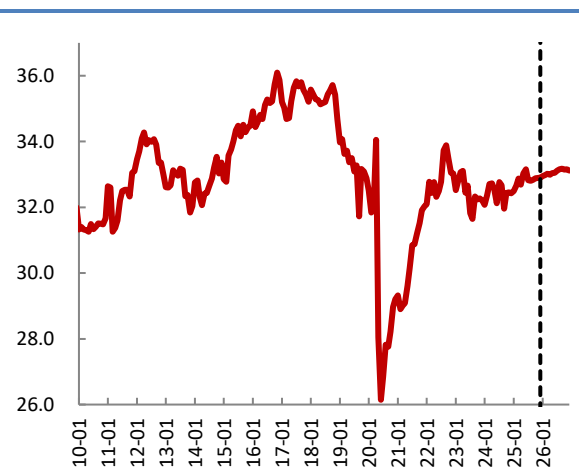
综合 IEA 及主流机构数据估算, 2025 年 OPEC+ 整体可动用闲置产能约为 520 - 560 万桶/日, 其中绝大部分集中在 OPEC 中东核心成员国, 非 OPEC 成员



国几乎不具备实质性的短期闲置产能。从结构上看，OPEC 成员国闲置产能约 500 - 530 万桶/日，而非 OPEC 成员国（包括俄罗斯）闲置产能贡献极为有限，可忽略不计。具体到国家层面，沙特阿拉伯闲置产能约 300 - 310 万桶/日，占 OPEC+总闲置产能的一半以上，是整个联盟最关键的“摆动产能”，阿联酋约 100 - 110 万桶/日，伊拉克约 60 万桶/日，科威特约 40 万桶/日。

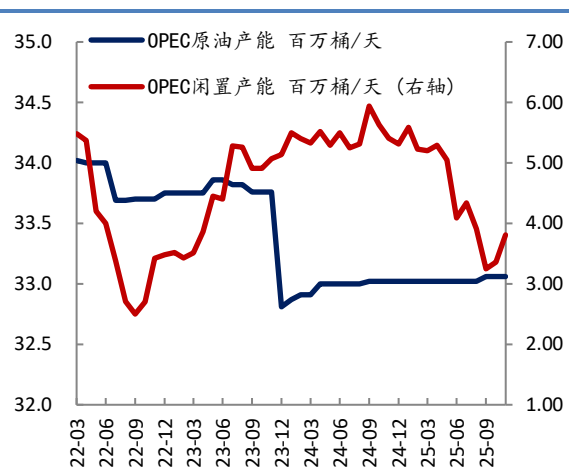
从时间维度观察，2025 年 OPEC+闲置产能呈现出缓慢收缩趋势，2025 年初在严格执行减产与自愿减产背景下，OPEC+有效闲置产能一度接近 560 万桶/日，随着 4 月以后增产路径逐步启动，部分自愿减产退出执行，闲置产能被持续转化为实际供给，到 2025 年中期，OPEC+有效闲置产能下降至约 460 - 480 万桶/日。这一变化意味着 OPEC+在短期内仍具备应对突发供给冲击的能力，另一方面，其对油价的“安全垫”正在逐步变薄，市场对未来供给宽松的预期随之增强。这一产量与闲置产能格局决定了 OPEC+在 2026 年仍将倾向于采取渐进、可逆的产量政策，而非激进增产或彻底退出减产机制，以在需求不确定性上升和非 OPEC 供给持续扩张的背景下，维持对市场的中长期影响力。

图表 9：OPEC 原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 10：OPEC 原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

2025 年，沙特阿拉伯原油产量继续运行在明显低于其长期产能水平的区间。其原油产量虽然整体呈现恢复性增长态势，但较疫情后复产高点仍有显著回落。受 OPEC+逐步取消自愿减产协议的影响全年平均产量约为 950 万桶/日，明显低于 2018 - 2019 年约 1020 - 1050 万桶/日的常态运行区间。同时，2025 年沙特仍是全球唯一拥有大规模、可快速动用闲置产能的产油国。可动用闲置产能约为 300 - 310 万桶/日，占 OPEC+闲置产能的 60%以上。与往年相比，其 2020 - 2022 年的闲置产能更多来自需求冲击后的被动压缩，而 2023 - 2025 年则更多是政策性、主动保留的结果。这意味着沙特当前的闲置产能是“刻意不用”，其核心目的是维持市场调节能力和战略主动权。

展望未来，沙特大概率不会短期（2026 年）一次性释放全部闲置产能，更可能采取“慢释放、可逆调整”的策略，以稳定油价中枢。2026 年以后若全球需求确认进入温和增长或稳定阶段，沙特可能逐步将产量恢复至 1000 万桶/日以上，但预计仍将保留至少 150 - 200 万桶/日的结构性闲置产能作为政策工具。总体而言，沙特的战略重点并非“产量最大化”，而是市场影响力最大化。



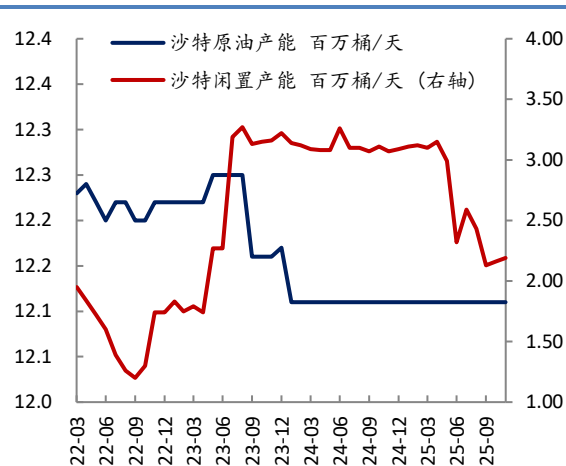
原油、燃料油年报

图表 11：沙特原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 12：沙特原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

俄罗斯原油产量在 2025 年制裁约束、出口结构重塑以及 OPEC+配合减产的多重背景下，整体保持在较高且相对稳定的水平，大致维持在 930 - 950 万桶/日区间。与历史对比，2019 年俄罗斯产量高点约为 1100 万桶/日，2022 年以后受制裁与物流影响，导致产量回落，2024 - 2025 年，俄罗斯通过出口转向亚洲市场，使产量基本企稳，但难以重返历史峰值。与沙特形成鲜明对比，俄罗斯几乎不具备显著的可快速动用闲置产能，可识别的有效闲置产能规模极小，通常不足 50 万桶/日，多数减产能力属于“技术性减产”或“被动减产”，而非随时可逆的备用产能。其原因主要包括：油田结构老化；高寒地区油田停产与复产成本高、技术风险大；制裁背景下，设备、技术和资本获取受限。

2026 年伊始，俄乌和谈进程显示出一定进展，但整体仍面临重大障碍，主要集中在安全保障、领土争端和俄罗斯的让步意愿上。根据最新报道，和谈在巴黎等地举行，焦点是制定“可靠的安全保障”框架，包括欧洲盟国提供的军事援助、停火监测机制和乌克兰重建支持。乌克兰总统泽连斯基表示，美国安全保障文本已“基本准备好”与特朗普团队最终确定，并计划进一步会晤，认为战争可能在 2026 年上半年结束。盟国在 1 月 7 日的巴黎会议上取得了“重大进展”，同意关键安全条款，如欧洲部队用于威慑和停火后监测。然而，俄罗斯方面未显示让步迹象，继续进行军事行动，如对哈尔科夫的导弹袭击和无人机攻击，同时内部资源紧张，可能无法同时补充损失并建立战略储备。领土问题和俄罗斯的要求（如乌克兰中立化）仍是“最困难的问题”，导致进展不确定。总体而言，即使目前美乌双方外交势头增强，特朗普团队推动下已达成 90-95% 的协议草案，包括经济援助和欧盟路径，但俄罗斯的对战争的持续升级又增加了不确定性。2026 年上半年达成协议的可能性存在，但需俄罗斯在压力下让步，否则可能拖入长期僵局。

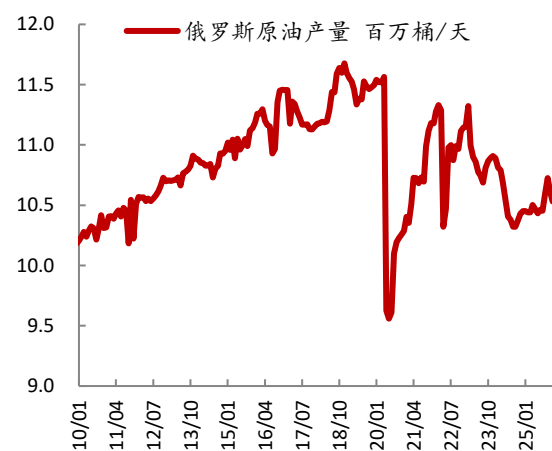
若俄乌在 2026 年达成停火协议，其对俄罗斯原油供应及全球油价的冲击路径将是清晰但渐进的，核心影响不在于停火本身，而在于后续制裁解除的速度与范围，以及 OPEC+的产量政策如何与之协调。首先，停火将迅速改变市场情绪与预期，但实际供应释放存在明确约束。协议达成将立即扭转因地缘冲突而维持的风险溢价，市场普遍预期美国及盟友将逐步放松对俄能源制裁，俄罗斯



原油、燃料油年报

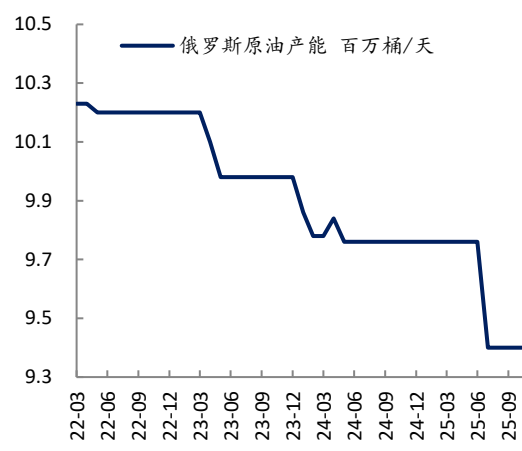
原油将重返市场，情绪面或将偏弱。实际供应增量将分两步释放：短期内（协议达成后 3 - 6 个月），主要压力来自于海上浮仓库存的集中出清。据路透社数据，截至 2025 年 12 月 14 日，俄罗斯海上浮仓原油总量已高达创纪录的 1.37 亿桶。制裁一旦解除，这部分库存可迅速拓宽目的地并提升出口效率，转化为市场即期供应，预计短期内可释放相当于 30 - 50 万桶/日的供应量。中长期看，俄罗斯原油产量的实质性恢复将面临多重硬约束，且其产量增长将严格受制于 OPEC+ 的产量配额框架。数据显示，截至 2026 年 3 月，俄罗斯原油产量配额为 957.4 万桶/日，这较其当前产量仅有约 20.7 万桶/日的理论增长空间。高盛的分析也指出，俄罗斯的产能恢复将是一个缓慢过程。

图表 13：俄罗斯原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 14：俄罗斯原油产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

截至 2025 年 11 月，伊朗原油日产量约为 322 - 323 万桶/日，接近 2015 年前后水平。这个数据标志着伊朗产量自美国 2018 年退出《伊核协议》、恢复严厉制裁后长期低迷以来的明显回升。部分来源显示 2025 年中伊朗实际产量曾达到约 348 万桶/日的七年高位。尽管西方制裁仍在，但伊朗原油出口在 2025 年通过隐蔽贸易、折扣销售等方式持续流向中国等亚洲国家。部分行业数据称 90% 以上出口销往中国。根据国际能源署（IEA）及专业分析机构估计，伊朗可持续最大产能约为约 380 万桶/日，这意味着当前产量与最大产能之间仍存在约 30 - 50 万桶/日的闲置空间。

伊朗与美国地缘政治关系仍然是决定伊朗原油能否顺利流入全球原油供给之中最为重要的因素。2025 年初，特朗普政府恢复“极限施压”策略，试图将伊朗原油出口降至极低水平，并针对中国进口伊朗原油的公司网络实施制裁。尽管美国强化制裁，市场数据显示伊朗出口并未显著减少，且部分贸易通过遮蔽贸易、折扣出售以及影子金融体系持续进行。2025 年中，中东局势多次升温，爆发的伊以直接冲突及其引发的美国深度介入，为观察地缘风险对油价的冲击提供了典型案例。事件期间，布伦特原油价格剧烈波动，从冲突升级前的 66.59 美元/桶急速拉涨至 79.4 美元/桶，涨幅达 19%；而在停火协议达成后，油价又迅速回落至原点。这清晰表明，市场对仅限于伊朗自身、且能迅速平息的地缘事件，倾向于进行剧烈的短期风险溢价计价，但溢价也会随风险消退而快速回吐。

展望未来，伊朗原油供应面临的双重压力更为严峻。一方面，2025 年 7 月



原油、燃料油年报

美国实施了自 2018 年以来最严厉的制裁，精准打击伊朗石油出口的运输与金融网络，这不同于短期的军事冲突，而是一种旨在从根本上压缩其出口能力的长期压制，影响将更为缓慢而深刻。另一方面，地区冲突风险并未根除，任何针对能源设施的袭击都可能造成实际供应中断，触发新一轮更剧烈的短期价格波动。

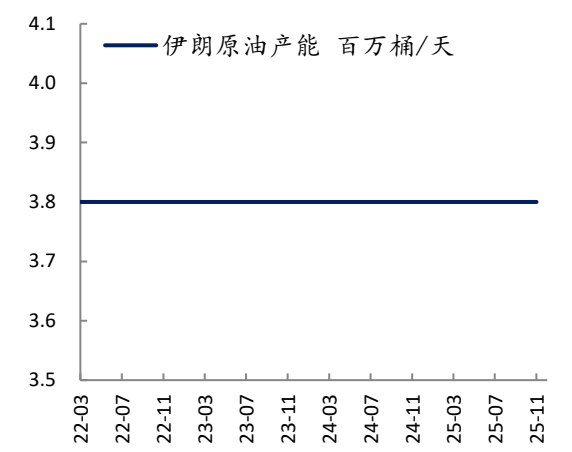
总体来看，伊朗原油对市场的影响将沿着三条路径演变：一是由突发性军事冲突导致的短期价格脉冲式波动（可能性较高，约 50%）；二是由美国极限施压制裁导致的中长期供应缓慢收缩及全球贸易流重塑。这两种力量的交织，将使伊朗持续成为全球原油市场最不确定的风险源之一（可能性较高，约 45%）；三是美伊核谈判重启或制裁缓解，闲置产能将发挥作用，产量快速升至 380 - 450 万桶/日，出口增加 100 万桶/日，支持全球供给（可能性较低，约 5%）。逻辑在于，经历了类似于对委内瑞拉总统的“逮捕行动”，证明特朗普的警告并非空谈。目前他已公开表示，如果伊朗镇压导致更多死亡，美国将强势回应，可能包括针对伊朗领导层或基础设施的精准打击。

图表 15：伊朗原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 16：伊朗原油产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

截至 2025 年末，委内瑞拉原油产量整体维持在约 100 万桶/日的低位水平，约占全球原油总产量的 1% 左右。从 OPEC+ 内部结构看，委内瑞拉被普遍视为“产量被动受限成员”，其产量变化更多由国内政治、经济与制裁环境决定，而非 OPEC+ 配额政策。2025 年，OPEC+ 的主要闲置产能仍高度集中于沙特、阿联酋等核心成员国，单国可调节规模普遍在 150 万 - 300 万桶/日区间，而委内瑞拉并不具备类似的短期调节能力。

从历史对比来看，委内瑞拉原油产量在 20 世纪末和 2000 年代初期曾长期稳定在 330 万 - 350 万桶/日区间，是当时全球最重要的重质原油供应国之一。进入 2010 年代后，受国家石油公司 PDVSA 治理能力持续下降、资本支出锐减、技术与人员流失以及国际制裁不断强化等因素影响，原油产量呈现结构性、不可逆式下滑。2020 年前后，产量一度跌破 50 万桶/日，此后虽在高油价和部分政策松动背景下出现阶段性修复，但到 2025 年仍仅恢复至约 100 万桶/日左右，明显低于历史水平。

在产能结构方面，委内瑞拉拥有全球规模最大的已探明原油储量，但“资源



储量”与“可用产能”之间存在极为显著的差距。以历史峰值产量约 340 万桶/日为参照，当前产量水平意味着理论上存在 200 万桶/日以上的潜在闲置产能。然而需要强调的是，这部分闲置产能并非短期可释放产能，其中相当比例对应的油田、集输系统、升级改造装置及炼化设施已长期缺乏维护，实际处于“技术性退化”状态。

2026 年初，美国方面采取行动逮捕委内瑞拉总统马杜罗，并明确表态将推动美国油企加大对委内瑞拉能源基础设施的投资。这一事件在政治层面标志着委内瑞拉石油产业外部治理结构可能发生根本性变化，对未来产量预期具有重要指示意义：短期（6 个月之内）看，政治权力更替与安全形势不稳定反而可能对油田运营和出口造成干扰，局部生产与物流中断风险上升。在这一阶段，美国油企的投资承诺难以迅速转化为实际产量，委内瑞拉原油产量大概率仍维持在 100 万桶/日左右，甚至存在阶段性回落风险；而从中期（6 个月 - 3 年）视角，如果新的政治安排逐步稳定，部分制裁得到实质性解除，美国及国际油企开始进入油田修复与升级阶段，委内瑞拉原油产量有望逐步恢复至 120 - 140 万桶/日区间。然而，重建支离破碎的供应链、解决地区环境与物流障碍、处理历史国有化引发的国际仲裁索赔等挑战，可能延缓全面效益实现，使前两年增产幅度限制在 30-50 万桶/日；从更长期（3 - 10 年）的角度，在政治制度、法律环境与投资框架相对稳定的前提下，若国际资本持续投入，委内瑞拉原油产量存在恢复至 200 万桶/日以上的潜力。但即便在最理想情形下，重新回到历史峰值 300 万桶/日以上仍需要接近十年的持续投资与系统性重建，且面临债务重组、劳动力结构、环境约束等多重不确定性的制约。

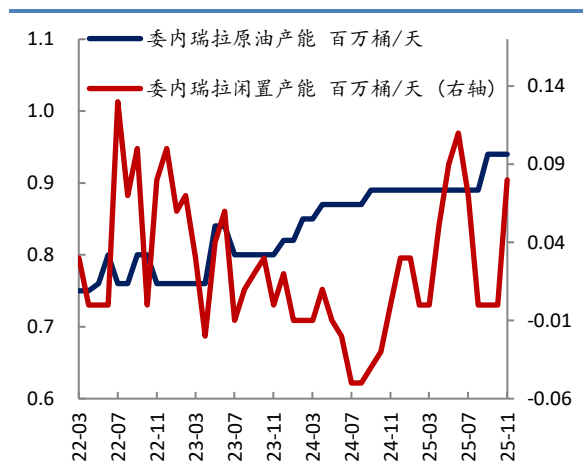
总体来看，委内瑞拉在 2025 年仍处于低产量、低弹性的供给状态，其原油产量对当年全球供需格局的直接影响有限。2026 年初的政治事件为中长期产量修复打开了新的可能性，但短期内难以改变供给基本面。

图表 17：委内瑞拉原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 18：委内瑞拉原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

伊拉克的原油产量在 2025 年呈现稳中略升态势，全年平均 445 万桶/日，年末（11 月）达到 450 万桶/日，高于 OPEC+ 设定的 413 万桶/日配额目标，超产约 37 万桶/日。这反映出伊拉克在减产协议遵守方面的松懈，与 2024 年平均 440 万桶/日相比略有增长，但较 2022 年高峰期 460 万桶/日有所回落，主要因北部出



原油、燃料油年报

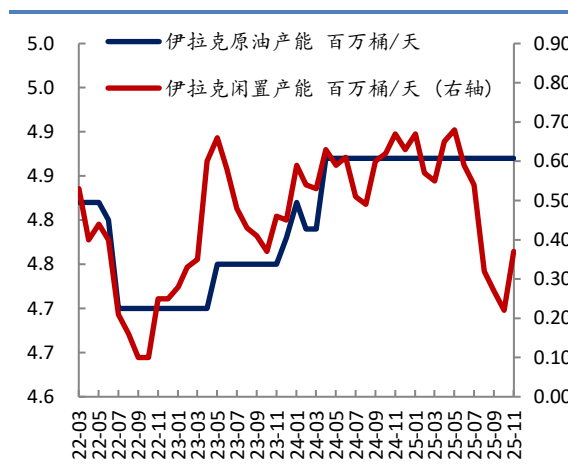
口管道中断和 OPEC+ 自愿减产政策的影响。闲置产能方面，2025 年末有效闲置产能约为 37 万桶/日，可持续产能达 487 万桶/日，较 2024 年基本持平，受南部油田老化及水注入项目延误制约。未来发展趋势上，伊拉克计划通过外国投资（如 TotalEnergies 的海水转化项目和 BP 在基尔库克地区的再开发）将产能扩至 2029 年的 700 万桶/日，但地缘政治僵局、基础设施瓶颈和 OPEC+ 动态可能导致 2026 年产量仅温和增长至 460 - 480 万桶/日，闲置产能维持低位以支持出口恢复。

图表 19：伊拉克原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 20：伊拉克原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

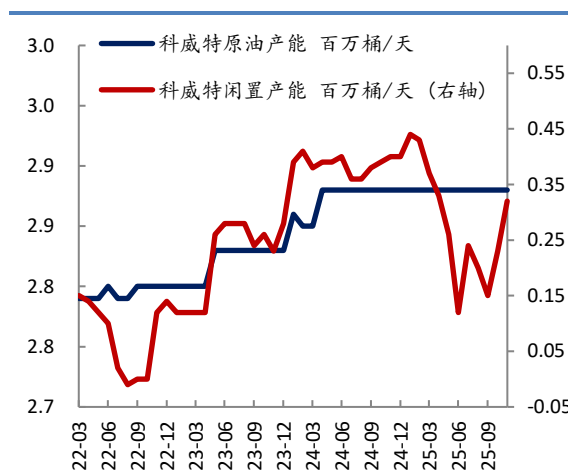
科威特的原油产量在 2025 年保持相对稳定，全年平均约 255 万桶/日，年末（11 月）为 256 万桶/日，略低于 OPEC+ 的 257 万桶/日配额目标。与 2024 年平均 250 万桶/日相比小幅上升，但远低于 2020 年疫情前 300 万桶/日水平，主要归因于 OPEC+ 减产协议和国内产能维护。闲置产能约为 32 万桶/日，可持续产能达 288 万桶/日，2025 年 9 月产能已升至 320 万桶/日的历史高位，较前几年增长显著，得益于油田升级投资。未来展望，科威特将继续受益于 OPEC+ 逐步解除减产的政策，预计 2026 年产量可增至 270 - 290 万桶/日，闲置产能保持在 30 - 40 万桶/日水平，但受全球需求放缓和中东地缘风险影响，扩张速度可能放缓。

图表 21：科威特原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 22：科威特原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部



原油、燃料油年报

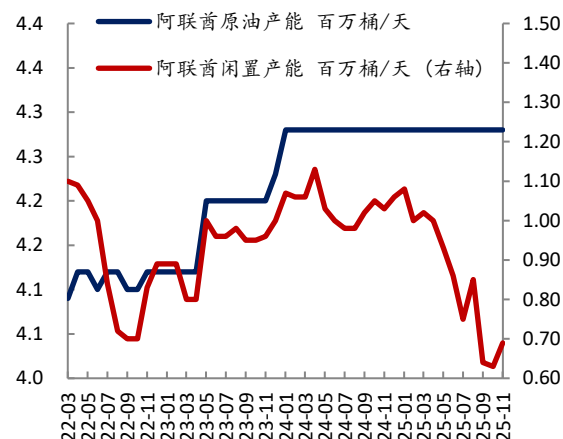
阿联酋的原油产量在 2025 年表现突出，全年平均约 350 万桶/日，年末（11 月）达 359 万桶/日，超过 OPEC+ 的 339 万桶/日配额目标约 20 万桶/日，显示出对市场份额的积极追求。与 2024 年平均 330 万桶/日相比增长明显，高于 2023 年 320 万桶/日，主要源于配额调整和 ADNOC 的产能扩张。闲置产能较高，2025 年末有效闲置约为 69 万桶/日，可持续产能 428 万桶/日，占 OPEC+ 总闲置产能的显著份额，较前几年闲置率从 40% 降至约 30%，反映投资成效。未来趋势上，阿联酋目标通过 ADNOC 计划将产能提升至 2027 年的 500 万桶/日，2026 年产量预计升至 380 - 400 万桶/日，闲置产能维持在 60 - 80 万桶/日，以应对 OPEC+ 增产暂停和全球能源转型压力，但需警惕美中贸易摩擦对需求的影响。

图表 23：阿联酋原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 24：阿联酋原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

利比亚是非洲重要的原油生产国和 OPEC+ 成员国，其宏观经济与财政高度依赖原油出口。2025 年，利比亚原油产量整体呈现出明显恢复并趋于稳定的特征。综合国家石油公司（NOC）披露的信息及行业统计，2025 年全年原油及凝析油平均产量约为 137 - 138 万桶/日，处于过去十余年来的高位区间。年内多个时段产量稳定运行在 138 - 139 万桶/日附近，显示主要油田和出口码头在基础设施修复、运行管理改善以及安全环境阶段性好转的背景下，具备较强的持续生产能力。2025 年年初个别月份产量一度接近或达到 140 万桶/日，为 2013 年以来的最高月度水平之一，但从全年角度看，平均产量略低于这一短期峰值。

与近年历史水平相比，2025 年的产量表现显著优于此前几年。2024 年利比亚全年原油产量均值约为 112 万桶/日，2023 年约为 120 万桶/日，均受到国内政治博弈、港口封锁和油田被迫停产的反复冲击。进入 2025 年后，因大规模、长期停产事件明显减少，叠加部分老油田恢复性投资和维护工作推进，产量水平实现了结构性抬升，并在较长时间内保持在 130 万桶/日以上。

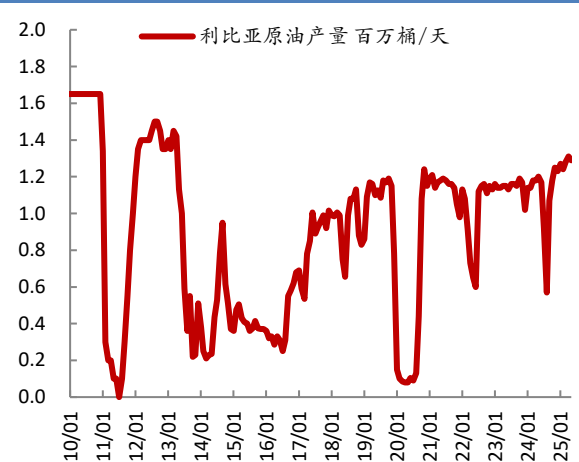
从闲置产能角度看，利比亚仍是 OPEC+ 内部具备较大潜在增产空间、但不确定性极高的成员国之一。行业普遍认为，在不考虑政治与安全扰动的理想条件下，利比亚的名义原油产能约在 160 - 180 万桶/日区间。以 2025 年实际运行产量测算，其可识别的闲置产能规模大致在 20 - 50 万桶/日之间。不过，这部分闲置产能并非典型意义上的“技术性闲置产能”，而是高度依赖油田现场安全、电力与管道系统稳定性、外汇与资金拨付效率以及劳动力组织能力，具备明显的脆弱性



和不可预测性。

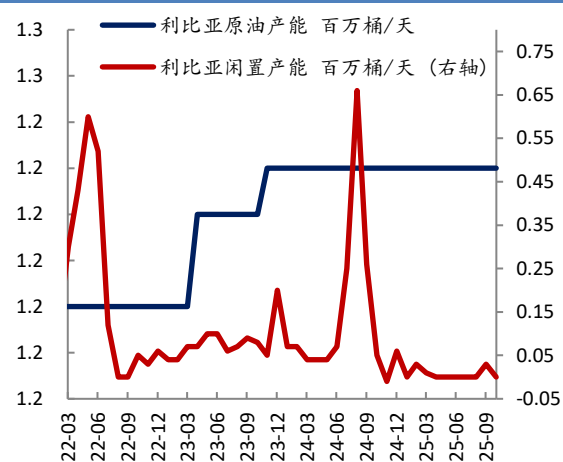
展望未来，在 OPEC+ 政策框架中利比亚长期被豁免于集体减产协议安排，其产量不受正式配额约束。2025 年这一政策安排并未发生实质性变化，这使得利比亚成为 OPEC+ 体系内少数可以在短期内对市场供给产生边际扰动的国家之一。一旦国内局势改善，其产量可能向上修复；反之，任何政治或军事冲突升级，亦可能迅速导致数十万桶/日规模的供应中断。利比亚官方已多次提出更高的产量目标，按照国家石油公司及政府层面的中期规划，在政治环境相对稳定、外部投资顺利引入的情形下，未来数年原油产量有望提升至 160 万桶/日左右，并在更长周期内向 200 万桶/日的目标靠拢。

图表 25：利比亚原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 26：利比亚原油产能及闲置产能



数据来源：IEA、IFIND、通惠期货研发部

2.3、非 OPEC 国家原油产量预计将明显增长

美国作为非 OPEC+ 中最重要的产油国，其供给变化对全球原油市场具有决定性影响。自美国总统特朗普开启其第二任期以来，其在能源政策框架中始终强调能源主权和资源开发，这深刻重塑了美国石油产业格局，通过推行放松管制和扩大化石燃料开采来提升国内产量、降低对外依赖。

钻机数量是判断未来产量变化的重要领先指标，截至 2025 年 10 月，美国石油钻井平台较 2022 年 12 月水平下降 33% 至 397 座，全年平均总钻井平台数维持在 547 座左右，低于历史峰值。周度波动幅度较小，12 月下旬净增 3 座石油钻井平台使总数达到 409 座，但总体而言，2025 年美国活跃石油钻机数量整体呈现下降趋势，尽管下降幅度在年末有所收敛。2026 年预计将出现温和复苏，受天然气价格上涨预期及特朗普政府潜在政策激励推动，钻井平台数量年底将趋向 440 台，但若原油价格维持在每桶 70 美元以下，油井数量仍可能受限。

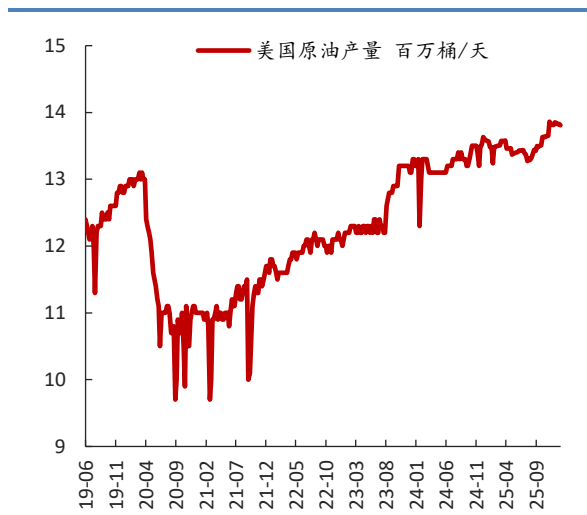
从实际产量表现来看，2025 年美国原油产量创下日均 1360 万桶的历史新高，全年平均原油产量约为 1350 万桶/日，较 2024 年增长 40 万桶/日。年末数据显示，美国原油产量并未因油价中枢下移而明显回落，反而在成熟页岩区块支撑下保持高位震荡。这说明美国原油供给在短期内对价格下行的敏感度有所降低。然而需要注意的是，钻机数量的持续低位运行意味着新增产能储备正在被削弱，2025 年的产量稳定，更多来自过去数年投资的“惯性释放”，而非新增资本驱动。



原油、燃料油年报

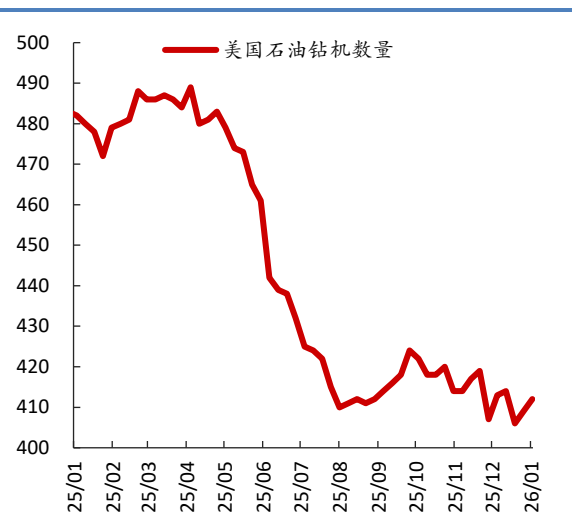
一旦高质量钻探区块逐步消耗，钻机数量不足将在 2026 年之后对产量形成更明显的制约。因此，在 2025 年，美国原油市场呈现出“钻机下降但产量不降”的特征；而在 2026 年，这一结构性矛盾可能逐步显性化，成为限制美国原油进一步增产的重要因素。

图表 27：美国原油产量



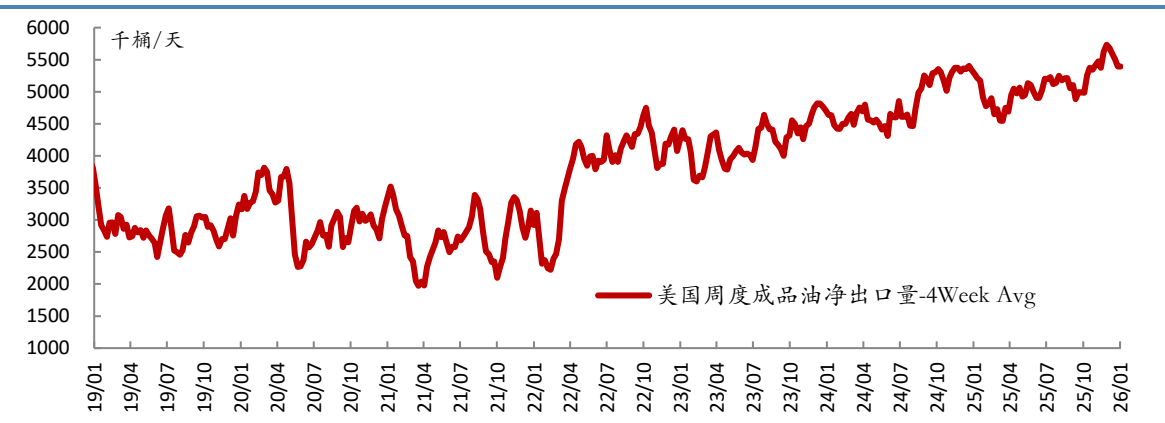
数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 28：美国原油钻机数量



数据来源：Baker Hughes、WIND、通惠期货研发部

图表 29：美国周度成品油净出口量（4 周移动均值）



数据来源：EIA、通惠期货研发部

在贸易层面，美国已从传统原油净进口国转变为结构性净出口国。2024 年，美国原油出口量创历史新高，日均出口规模超过 410 万桶/日。进入 2025 年后，尽管全球需求增长放缓，但美国原油出口量仍在 9 月份达到约 528 万桶/日的峰值水平，并在全年维持在约 500 - 528 万桶/日的高位区间。同时，美国原油净进口量持续下降，在 9 月中旬周度净进口曾降至约 202 万桶/日以内的低位，年度原油进口量在多数月份维持于约 300 万桶/日以下，净进口量降至约 189 万桶/日的历史低位。

总体来看，2025 年美国原油产量稳定运行在约 1350 万桶/日的历史高位区间，是全球非 OPEC+ 供给中最具决定性的变量之一。钻机数量下降并未在当年显著压制产量，但已对中长期供给弹性形成约束、原油与成品油净出口维持高位，使美国继续向全球市场输出边际供给。进入 2026 年后，美国原油供给的核心特



原油、燃料油年报

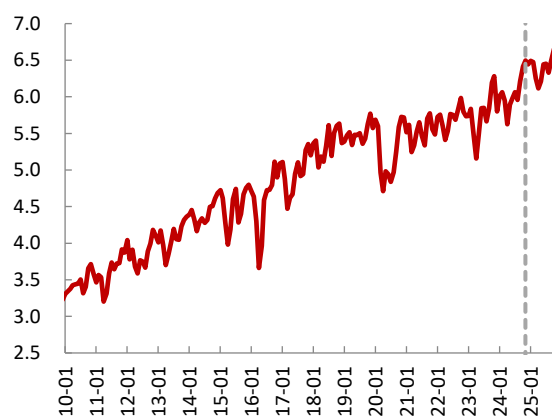
征将从“增量驱动”转向“高位维持”，产量大概率在 1340 - 1360 万桶/日区间内波动，新增供给能力有限，但下行风险也相对可控。在全球原油市场中，美国将继续扮演稳定器和价格压制力量的双重角色，其供给变化仍是判断全球原油中长期平衡的关键变量之一。

在 2025 年，非 OPEC+ 的主要产油国中，除了美国之外，对全球原油供给水平影响较大的国家主要包括加拿大、巴西、圭亚那、挪威和中国。这些国家在 2025 年的原油产量合计约占非 OPEC+ 供给的显著份额，并将在 2026 年继续贡献全球供给增量，尽管整体增长放缓。

加拿大作为北美主要产油国，2025 年原油及液体产量约为 630 万桶/日，其中原油产量约占 485 - 505 万桶/日，主要得益于阿尔伯塔油砂项目的稳定扩张和 Trans-Mountain 管道扩建后的出口增加。尽管面临环境监管压力，2025 年产量较 2024 年增长约 20 万桶/日。进入 2026 年，加拿大供给增量预计为 8 万桶/日，达到约 638 万桶/日，增长主要来自油田新项目，但整体趋势将趋于平缓，到 2030 年可能仅增长至 680 万桶/日，受成熟油田衰减和投资放缓影响。这将对全球供给贡献约 10% 的非 OPEC+ 增量，但低油价环境可能抑制进一步扩张。

巴西是拉丁美洲原油供给的核心驱动力，2025 年产量约为 373 万桶/日，受益于预盐层开发的持续推进，全年增长约 30 万桶/日。Petrobras 的战略投资计划支持了这一水平，但政治和环境因素导致部分项目延期。2026 年，巴西供给预计增长 19 万桶/日，达到 392 万桶/日，主要通过新增项目实现。到 2030 年，产量可能峰值后回落至 380 万桶/日，出口导向的增长将转向亚洲市场。这使得巴西在 2026 年全球供给增量中占比约 20%，但 OPEC+ 减产策略可能通过低价间接压制其扩张。

图表 29：加拿大原油产量



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 30：巴西原油产量



数据来源：ANP、通惠期货研发部

挪威的 2025 年产量约为 203 万桶/日，北海南部油田如 Johan-Sverdrup 和 Castberg 的稳定生产支撑了这一水平，全年微增约 5 万桶/日，但面临成熟油田衰减压力。挪威石油局数据显示，2025 年总石油当量产量略高于预期。2026 年，供给增长仅 3 万桶/日，达到 206 万桶/日，通过投资新项目实现，但投资预计下降 7%。到 2030 年，产量将回落至 161 万桶/日，受探索活动减少和能源转型影



响。这使得挪威在全球供给中的作用趋于边缘化，2026 年增量贡献不足 5%。

中国作为亚洲最大产油国，2025 年产量约为 439 - 440 万桶/日，主要依赖陆上和近海油田的增产，如刘华和鲁丰项目，全年增长约 10 万桶/日。2026 年，供给增量预计为 4 万桶/日，维持在 443 万桶/日水平。到 2030 年，可能下降至 420 万桶/日，受资源耗竭和进口依赖加剧影响。中国对全球供给的影响更多体现在需求侧，但其稳定产量有助于缓冲非 OPEC+ 整体波动，2026 年增量贡献约 5%。

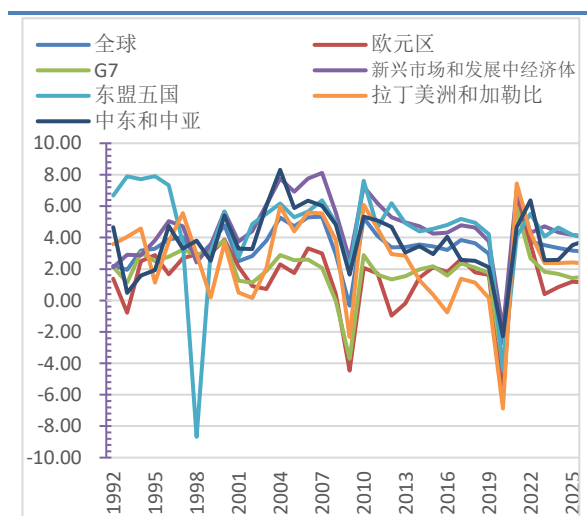
总体而言，除美国外的非 OPEC+ 国家在 2025 年对全球原油供给的影响力体现在增长的 130 - 180 万桶/日中，占主导地位。2026 年，供给增量预计放缓至 80 - 100 万桶/日，受低油价、项目延期和 OPEC+ 策略影响，趋势转向峰值后平稳或小幅下降。

三、需求端：总量仍在增长，但增速显著放缓

3.1、宏观经济带来的下行压力预计不会完全消退

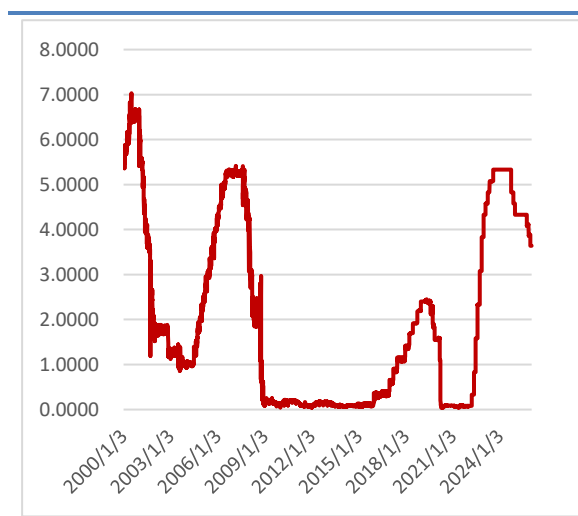
2025 年，全球宏观经济环境的重大转变，特别是美国贸易政策的转向与全球货币周期的调整，已成为塑造原油需求前景的核心力量。这些变化通过抑制经济增长、改变贸易流向和影响市场信心等渠道，对石油消费构成了显著的下行压力。总的来看，全年两大核心宏观因素对全球原油需求的增长造成直接影响。首先是全球贸易紧张局势加剧，美国政府实施的“对等关税”政策及其与多国的贸易摩擦，这一政策不仅直接影响了全球经济增速预期，更通过打击商业信心和抑制全球贸易活动，削弱了与工业生产和物流运输紧密相关的石油消费。国际货币基金组织（IMF）预测 2025 年全球经济将增长 3.2%，增速相对平缓；其次，美联储开启降息周期。为应对经济增长放缓迹象，美联储于 9 月宣布降息 25 个基点。尽管降息理论上有利于降低借贷成本、刺激经济，但此次降息被市场部分解读为对经济下行风险的确认。美联储主席随后的鹰派表态更增加了政策路径的不确定性，未能有效提振对未来石油需求的乐观预期。

图表 31：实际 GDP 增长率



数据来源：IMF、通惠期货研发部

图表 32：美国联邦基准利率



数据来源：美联储、通惠期货研发部



原油、燃料油年报

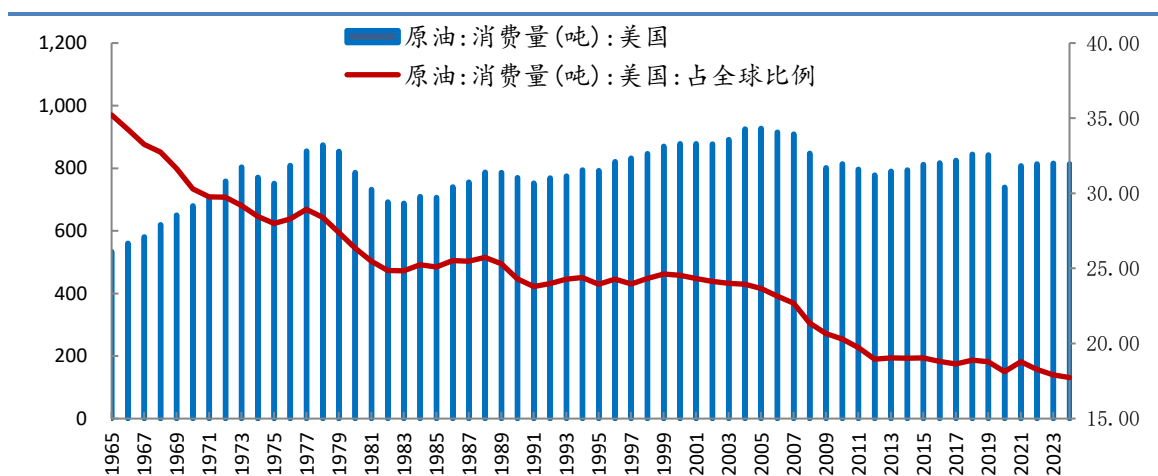
上述宏观背景导致了一系列直接导致了需求增长预期持续下调与主要经济体消费疲软。主要能源机构在年内多次下调需求预测：国际能源署（IEA）在 8 月报告中预计 2025 年全球石油需求仅增长 68 万桶/日，并且自年初以来已累计下调预期达 35 万桶/日；美国能源信息署（EIA）在 10 月也将今年全球原油需求增长预期从年初的 133 万桶/日下调至 108 万桶/日，即使在传统的夏季出行旺季，美国汽油消费也仅与去年同期基本持平，处于五年均值以下，未能对油价形成有力支撑。宏观压力在主要消费地区体现明显。美国经济增长放缓，EIA 预计其年内原油消费几乎无增长。中国经济增速维持平稳，但终端汽油及柴油消费表现疲弱，1-9 月表观消费量同比分别下降 4.8% 和 1.25%。经合组织（OECD）国家的消费增量也普遍不足。

展望 2026 年，宏观经济对原油需求的影响预计将呈现“压力持续但结构生变”的复杂局面。一方面，增长与贸易压力可能延续，IMF 预测 2026 年全球经济增速将微降至 3.1%。在美国大选后的政策窗口期，现行关税政策的走向及其对全球贸易的抑制效应仍将是悬在市场之上的主要不确定性之一，可能继续制约石油需求的反弹空间。另一方面，货币环境或趋于宽松：市场预期美联储可能在 2026 年继续其降息步伐。若降息周期得以持续，将有望逐步降低全球融资成本，对投资和消费活动产生一定的提振作用，可能为石油需求提供边际上的支撑。然而，其效果的强度和速度仍有待观察。

3.1、美国原油消费水平仍具韧性

2025 年，美国仍保持着全球最大原油消费国的地位，年消费量达到约 2060 万桶/日，较 2023 年的 2025 万桶/日和 2024 年预估的 2040 万桶/日略有增长。这一增长反映出经济活动具有韧性，尤其体现在交通运输和工业领域，尽管电动汽车普及率提升和能效措施实施抑制了整体增长。2025 年美国原油消费量占全球总量的 19.8%，较 2023 年的 19.9% 略有下降，主要因中国、印度等新兴市场推动全球需求增速加快。2025 年全球石油需求增至约 1.041 亿桶/日（2024 年为 1.0375 亿桶/日），但美国份额因国内增速低于非经合组织国家而保持稳定。

图表 33：美国原油消费量及全球占比



数据来源：EIA、通惠期货研发部

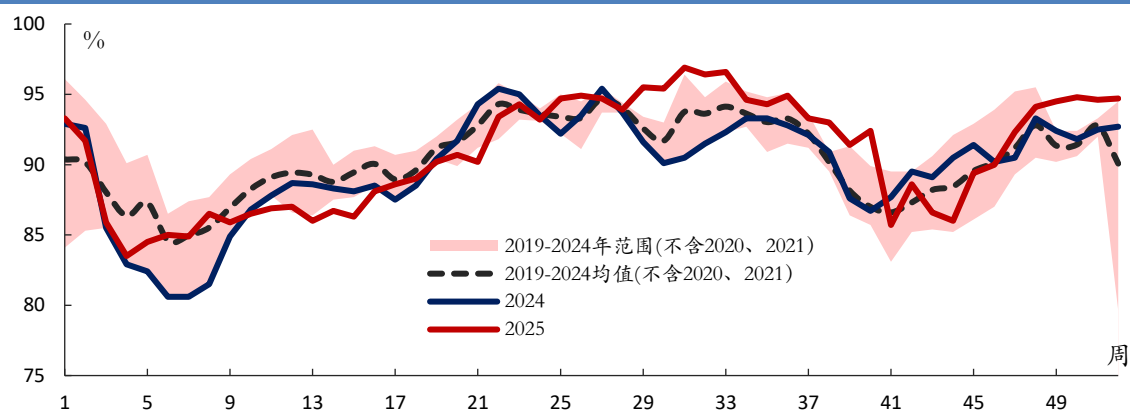
2025 年美国炼油厂平均利用率维持在 92% 左右，虽高于 89.7% 的长期历史均



原油、燃料油年报

值，但与 2023-2024 年 91% - 93% 的水平基本持平。美国炼厂周度利用率在 2025 年波动显著，夏季需求高峰期曾突破 95%，而年初因季节性检修及意外停产（尤其墨西哥湾沿岸设施）曾跌至 83-85%。该水平得益于稳定的原油进口和强劲的国内产量支撑，但下半年面临全球供应过剩导致库存积压和炼油利润率走弱的下行压力。

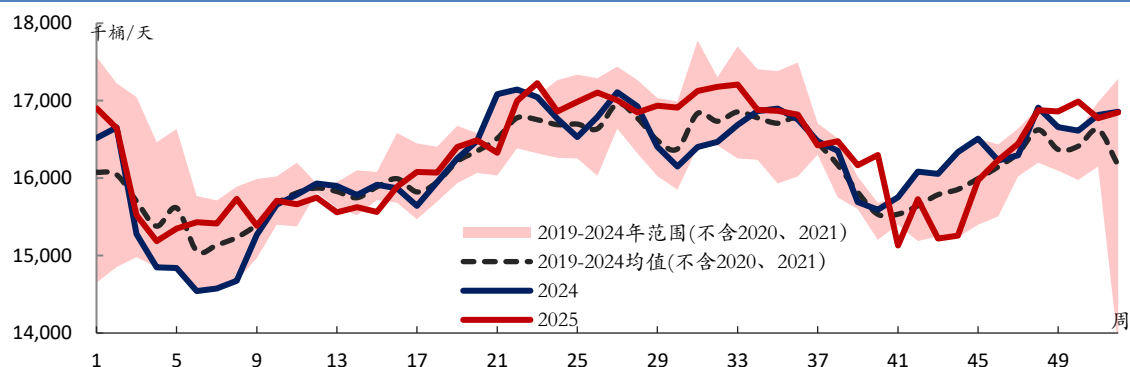
图表 34：美国炼厂周度开工率



数据来源：EIA、通惠期货研发部

作为加工量的关键指标，美国炼厂原油加工量在 2025 年平均约为 1750 万桶/日，较 2024 年的 1720 万桶/日和 2023 年的 1690 万桶/日略有增长，与整体消费量小幅上升趋势一致。在全球市场供过于求的背景下，加工水平保持稳定尤为显著，这种局面导致 2025 年原油价格持续走低，削弱了炼厂大规模扩产的动力。导致美国炼厂原油加工量维持韧性的根本在于成品油出口市场强劲，有效消化了过剩加工产能并维持设备利用率，以及通胀压力下经济增长放缓抑制了工业需求。净原油进口量下降逾 20% 至 190 万桶/日，但创纪录的国内产量（均值 1360 万桶/日）抵消了这一影响，使消费免受全球供应中断冲击。库存水平稳步攀升，均值高于往年，表明市场供过于求，使消费增长同比受限在 1% 以内。

图表 35：美国炼厂原油加工量（4 周移动均值）



数据来源：EIA、通惠期货研发部

展望 2026 年，EIA 预测 2026 年美国原油消费量预期为 2061 万桶/日，与此前（如 1 月报告）对 2026 年 2050 万桶/日的预测相比，显示出微幅上调。值得注意的是，若电动汽车普及加速且燃油效率标准进一步收紧，可能导致运输需求



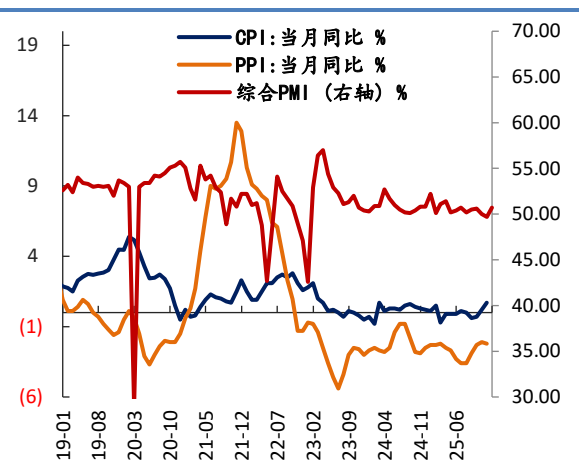
下降 0.5% - 1%，从而引发消费量小幅下滑，从 2025 年至 2026 年的年度消费增量预计将小于 10 万桶/日，增长近乎停滞，这预示着消费市场可能即将触及阶段性峰值平台，整体市场仍维持“高位但缓慢增长”特征。美国作为最大消费国，其市场的这一动向，标志着全球原油需求正从快速增长阶段转向一个以存量优化和结构性调整为主的新阶段。

3.2、中国原油消费总量增长缓慢，结构加速分化

据估算 2025 年中国原油表观消费量达到约 7.6 亿吨（约 1530 万桶/天），较 2024 年水平仅微增 0.9%。这一增速较此前数年更为强劲的扩张态势有所放缓，反映出在经济结构转型和能源结构调整背景下，整体燃料需求呈趋于平稳的趋势。

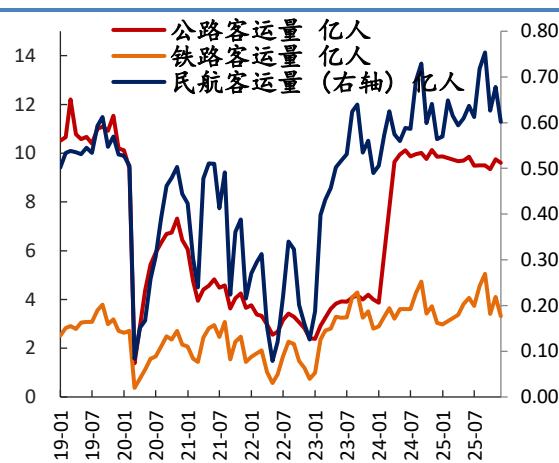
宏观经济方面，2025 年中国核心指标显示通胀率持续低迷且需求疲软，全年消费者价格指数（CPI）基本持平，12 月同比仅增长 0.8%，环比微升 0.2%，全年平均涨幅维持在 0% 左右，较 2024 年的温和增长明显回落，主要归因于消费疲软与制造业产能过剩。生产者价格指数（PPI）虽略有回升，在 12 月升至 103.60 点（11 月为 103.40 点），但整体生产者价格通缩态势持续，导致工业用油需求萎缩。综合采购经理人指数（PMI）数据反映经济增长稳健但乏善可陈，第三季度同比增速 4.8%，符合政府“约 5%”的年度目标。这些指标表明，2025 年宏观经济疲软对原油消费形成下行压力，能源密集型行业尤为显著。相较于 2023 年前 PMI 驱动的工业复苏带动消费增长的时期，当前石油需求增速明显收窄。

图表 36：中国宏观经济数据



数据来源：国家统计局、通惠期货研发部

图表 37：中国客运数据



数据来源：国家统计局、中国民用航空局、通惠期货研发部

客运量数据则形成对冲效应，显示出行需求韧性支撑了部分石油消费领域。2025 年民航旅客运输量达 7.7 亿人次，较 2024 年的 7.3 亿人次增长 5.5%，主要得益于国内市场复苏及国际航线增加（如中国大陆至韩国航线增长 10.6%）。节假日期间交通出行量激增，仅新年假期就达 5.95 亿人次。尽管增速低于 2022-2023 年疫情后两位数的反弹水平，但航空煤油需求仍获得支撑，预计同比温和增长，与其他燃料的下滑形成鲜明对比。

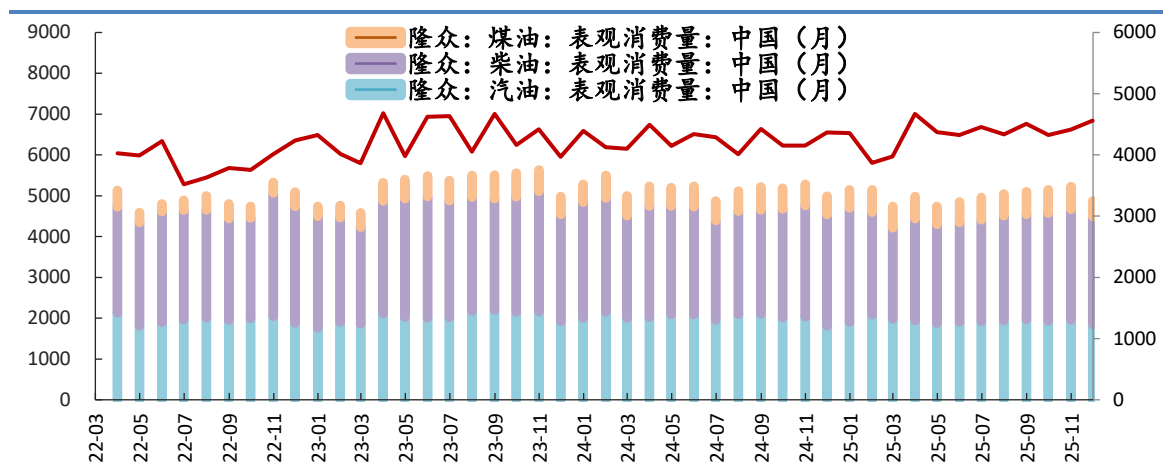
按产品细分表观消费量显示，截至 11 月原油加工量达 6.75 亿吨，全年数据表明加工量保持稳定但未显著扩张。汽油表观消费量因新能源车普及而承压，随着新能源车替代效应加速，其消费量较 2024 年有所下降。柴油消费显著下滑，



原油、燃料油年报

2024 年产量 2.03 亿吨、表观消费 1.96 亿吨的基准数据表明，受工业放缓影响 2025 年将再降 2 - 3%。航空煤油受益于航空出行复苏，呈现与客运量同步的正增长。总体而言，2025 年燃料总用量小幅下滑，延续了 2024 年各油品表观需求增速放缓的趋势。汽油和柴油虽占消费总量近 50%，但面临需求压力。

图表 38：中国原油及成品油（汽油、柴油、煤油）表观消费量

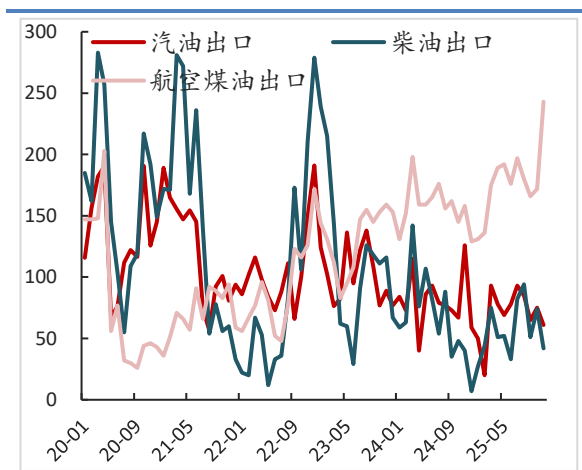


数据来源：隆众石化、通惠期货研发部

2025 年成品油出口激增，反映出国内需求疲软导致的供应过剩。7 月出口同比增长 7.1% 创 13 个月新高，10 月虽环比下降但同比仍增长 14%。前七个月累计出口量达 363 万吨，较历史峰值下降 38%，但仍高于 2023 年水平（炼油企业因利润率低迷而大量出货）。这种出口扩张通过将加工成品转移海外，间接抑制了国内原油消费，与往年出口受限的局面形成反差。

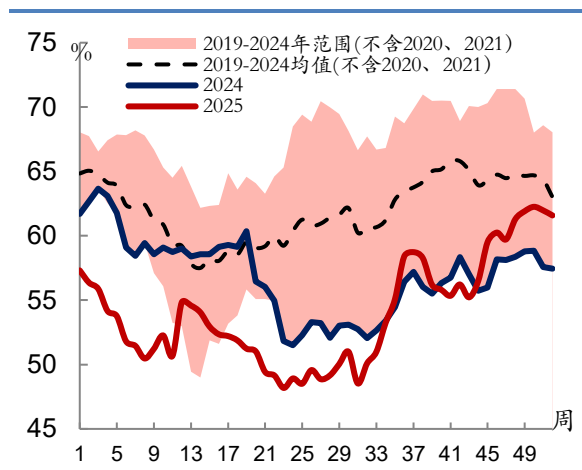
作为中小型炼油企业风向标的山东独立炼油厂产能利用率虽有波动，但平均水平低于历史标准。12 月初利用率升至 61.3%，高于此前数月的 50%，但 3 月 46% 和 7 月 42.3% 等前期数据表明，受制裁和需求疲软影响，产能利用率持续低迷。全国炼油厂整体运行率降至 75.5%，为 2020 年以来第二低水平，较 2021 年等繁荣年份 80% 以上的处理率显著回落。

图表 39：中国成品油出口



数据来源：WIND、通惠期货研发部

图表 40：山东地炼（常减压）开工率



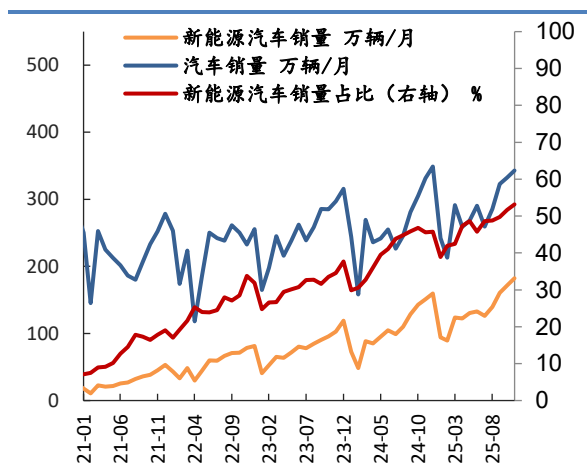
数据来源：WIND、通惠期货研发部



原油、燃料油年报

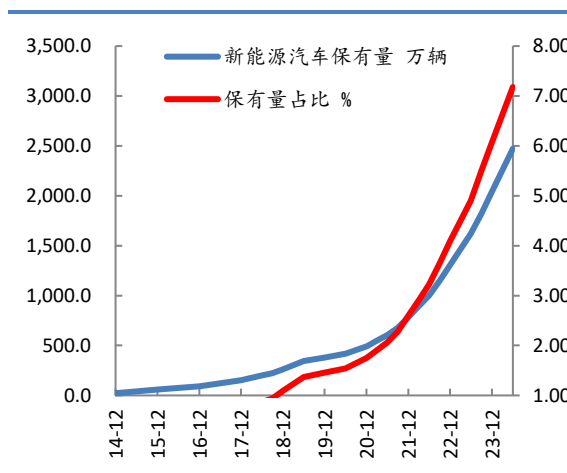
汽车行业趋势对消费产生了重大影响，2025 年汽车总销量增长 3.9%，其中新能源车零售量激增 17.6% 至 1281 万辆。新能源车渗透率创下新高，数据显示 2025 年全年零售渗透率为 54%，12 月当月达到 59.1%。比亚迪等品牌截至 11 月销量突破 460 万辆，市场份额达 27.4%。这挤压了传统内燃机汽车的市场空间，导致汽油需求较 2024 年更大幅度下降。新能车保有量同样扩张显著，中国 1-11 月占全球新能车销量 68.4%，全年累计批发量达 1533 万辆，同比增长 25%。随着中国品牌份额从往年的 62% 攀升至 84%，挤压外资品牌空间，新能车保有量占比持续提升，截至 2025 年 6 月底，新能源汽车保有量 3689 万辆，占全国汽车保有量的 10.7%。这种结构性转变加速了石油替代进程。

图表 41：中国汽车、新能源汽车销量及渗透率



数据来源：中国汽车工业协会、通惠期货研发部

图表 42：中国新能源汽车保有量及占比



数据来源：公安部、通惠期货研发部

总体而言，受电气化进程、经济增速放缓及出口分流影响，2025 年原油消费量较 2020 - 2024 年的上升轨迹趋于平稳，净增长微弱，需求呈现平台化趋势。展望 2026 年，中国原油消费预计将稳定或小幅增长 20 - 50 万桶/日，占全球需求增长 140 万桶/日的份额，其中中国等非经合组织地区贡献 123 万桶/日。然而，由于新能源车持续扩张和潜在的经济逆风，增长放缓态势可能持续，在弹性的新兴市场动态下，部分国家机构将需求峰值预测推迟至 2040 年。表观需求量可能维持在 7.6 亿至 7.7 亿吨区间，若工业复苏乏力或电动汽车渗透率突破 50%，则存在需求低于预期的风险。

3.3、印度在全球原油消费版图中的重要性进一步提升

作为全球最大的原油消费国之一，印度在 2025 年经历了显著的石油消费模式转变，这主要受强劲经济增长、炼油产能扩张以及进口依赖度提升的驱动。2025 年印度原油需求日均约 560 万桶，较 2024 年 545 万桶/日的水平同比增长 3-5%。这一增长主要源于国内燃料消费的上升，特别是液化石油气、汽油和航空燃油的消费增长，仅 2025 年 12 月当月，石油产品总消费量就同比增长了 5.3%。相较于 2023 年约 520 万桶/日的需求水平，2025 年数据体现出约 4% 的复合年增长率，彰显印度已成为全球石油需求增长的主要引擎：其在 2024 - 2025 年间贡献了全球增量的约 25%。主要驱动因素包括 6.5% 的 GDP 增长、城市化进程以及疫情后工业复苏，但季风等季节性因素略微抑制了第三季度增长，2025 年 9 月燃料需求



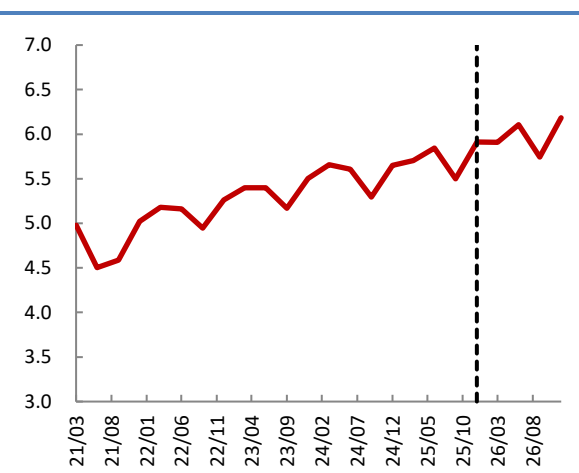
原油、燃料油年报

曾跌至一年低点后反弹。

2025 年各燃料产品需求同比增速呈现差异，9 月柴油消费增长 6.6%，11 月整体燃料使用量上升 3%。尽管印度原油储采比略微提升至 17 年，仍不足以抵消需求增长，因此进口成为主导。2025 财年原油进口量达 2.424 亿吨，同比增长 4.2%，占总消费量的 89% 以上。炼油产能为年 2.568 亿吨，将约 85% 的进口原油加工成石油产品，成品油出口量达 6470 万吨。主要进口来源包括俄罗斯（尽管实施多元化政策仍占较大份额）、美国（占进口总量 6.6%）和阿拉伯联合酋长国，凸显地缘政治因素对供应链的影响。2025 年下半年炼油企业扩建产能，推升原油加工量，导致进口总量较 2024 年增长。

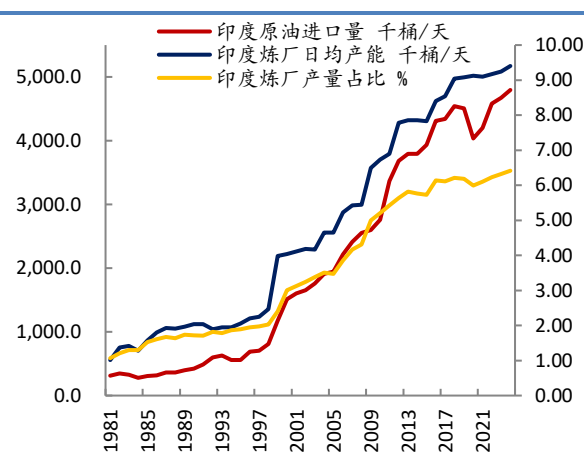
从进口与炼油角度看，印度对外国原油的高度依赖（部分估算显示进口依赖度达 96%）使其暴露于全球价格波动风险，但 2025 年末布伦特原油均价回落至每桶 66 美元左右缓解了成本压力。国内产量占比持续低迷，仅满足需求 15% 以下，陆上及海上油田产量增长有限，促使政策重心转向勘探及可再生能源替代方案以控制长期进口支出。其他关键视角包括与全球供应动态的互动：例如，在中国的增长放缓之际，印度强劲的需求帮助稳定了市场，但也加剧了对非欧佩克+原油的竞争。环保因素如生物燃料和电动汽车的推广开始抑制运输燃料增长，但到 2045 年石油产品仍将占需求预测的 58%。地缘政治紧张局势（包括美印就俄罗斯石油展开的贸易磋商）影响着进口策略。

图表 43：印度原油需求量



数据来源：OPEC、通惠期货研发部

图表 44：印度原油进口、炼厂产能及产量占比



数据来源：OPEC、通惠期货研发部

展望 2026 年，受 6.5%GDP 增速的经济动能及交通运输、工业领域扩张驱动，印度原油消费量预计将同比增长 70 - 120 万桶/日，可能达到 600 - 630 万桶/日。全球预测与此一致，印度需求增幅预计将超越中国，为全球日增 140 万桶的增长贡献显著份额。其中柴油和汽油仍将主导需求，柴油需求到 2029 - 2030 年可能翻倍，但能源转型和供应波动带来的逆风可能限制增长空间，尤其当非 OPEC 国家产量激增时。进口依赖度预计将维持在 85% - 90% 区间，炼油产能扩张将吸引多元化供应商，但政策变动风险（如美国制裁或 OPEC+ 减产）可能推高油价波动。总体而言，印度 2026 年前景依然乐观，增长的基本动力依然牢固，其正凭借其在数字化与可持续转型中的需求韧性，成为全球石油市场的重要力量。

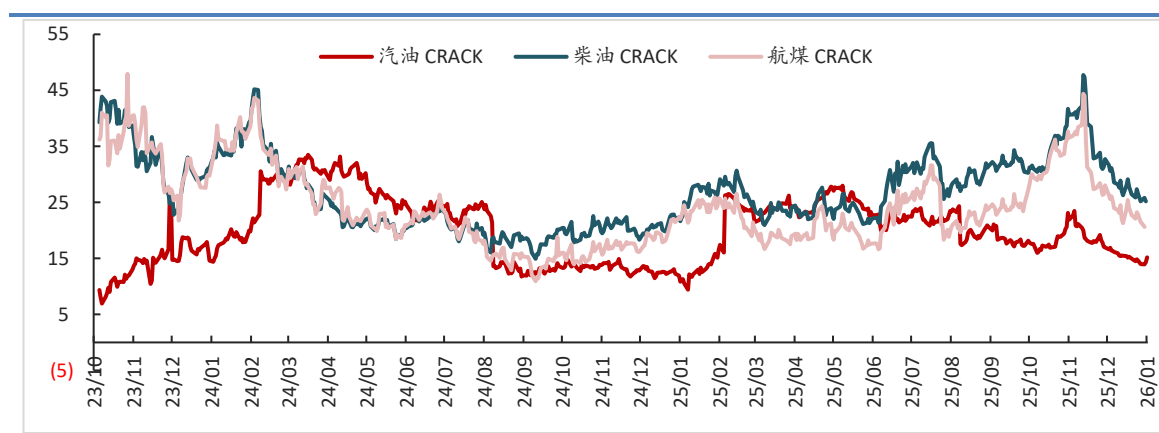


3.4、裂解价差更多受区域供需错配和地缘政治扰动驱动

2025 年，原油裂解价差作为炼油利润的替代指标，通过衡量原油转化为汽油、柴油等成品油的盈利能力间接反映原油需求，其在主要市场呈现显著差异。在美国，基准 3:2:1 裂解价差（即三桶原油加工成两桶汽油和一桶馏分油的利润）截至 11 月下旬平均约为每桶 32 美元，较历史均值显著提升。该水平显著高于 2024 年约 25 美元/桶的均值及 2023 年 28 美元/桶的水平，主要得益于炼厂持续保持 90% 以上开工率，以及经济复苏背景下柴油需求的强劲增长。裂解价差在 2025 年持续走高的态势，是自 2021 - 2022 年后疫情反弹以来最长的扩张周期，主要得益于原料成本下降及对欧洲和亚洲出口的强劲表现。年中评估显示汽油裂解价差仍保持在每桶 33 美元以上的高位，而年末原油价格稳定在每桶 70 美元左右，使整体利润率得以维持，未出现剧烈波动。

2026 年第一季度裂解价差可能因全球原油供应预期增长及季节性需求下滑而趋缓，美国能源信息署（EIA）预测炼油利润率将低于 2025 年末水平。然而，若炼厂开工率维持高位且非欧佩克供应增长放缓，美国柴油裂解价差持续高企（全年大部分时间可能超过每桶 30 美元）或将支撑整体价差。该展望基于布伦特原油均价从 2025 年的 69 美元降至 55 美元的假设，虽可能压缩利润空间，但可通过高效运营和出口机会予以抵消。

图表 45：美国成品油裂解价差



数据来源：WIND、通惠期货研发部

欧洲市场方面，2025 年下半年柴油、汽油等核心产品裂解价差攀升至多年高位，反映出地缘政治紧张局势加剧与俄罗斯进口减少导致的供应趋紧。截至 11 月，柴油裂解价差升至每桶 33.90 美元，创 2023 年 9 月以来新高，不仅超越 2024 年全年均值 25 美元/桶，更远超 2023 年 28 美元/桶的水平。汽油裂解价差同样走强，近期评估价达每桶 22.11 美元，较 2025 年早期的季节性峰值及前两年历史均值高出约 15%-20%。此轮上涨得益于年中炼油利润率仅小幅回落，且受航空及公路运输需求复苏推动，日均加工量实现 50 万桶的年增长。相较于 2025 年前水平，当前价差表明炼油利润已从 2022 与 2023 年的低迷状态中反弹，彼时能源转型政策与高昂天然气成本曾严重制约炼油经济性。

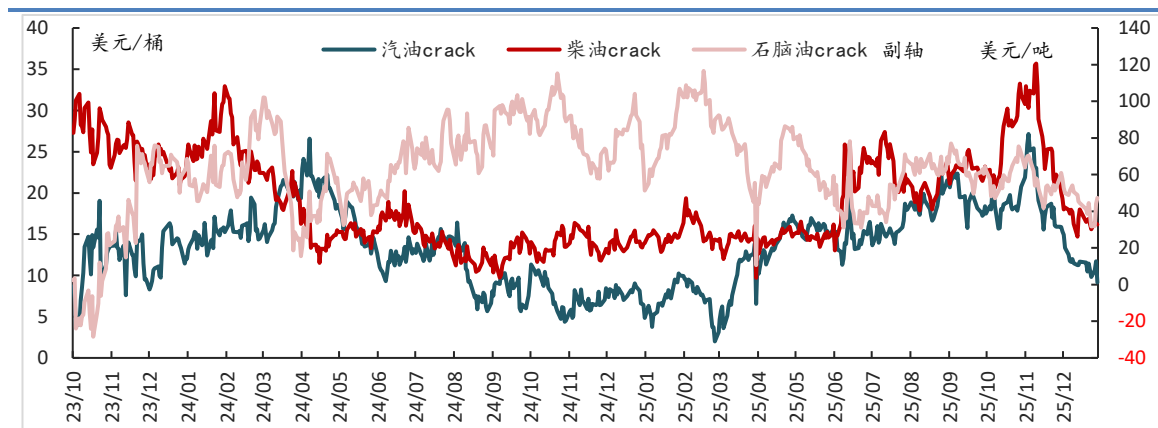
展望 2026 年，欧洲裂解价差预计将保持强劲，柴油价差尤为突出，因持续



原油、燃料油年报

的供应短缺与高负荷运转将使高位价差贯穿全年大部分时段。尽管产量下降，但受区域原油供需缺口支撑，柴油裂解价差均值依旧将高于每桶 30 美元。不过，在全球供应过剩背景下布伦特原油价格跌至每桶 55 - 60 美元，可能对整体利润率构成下行压力。预计炼厂加工量将温和增长 46 万桶/日，若经济增长保持稳定，这将支撑需求驱动的价差走扩。

图表 46：欧洲成品油裂解价差

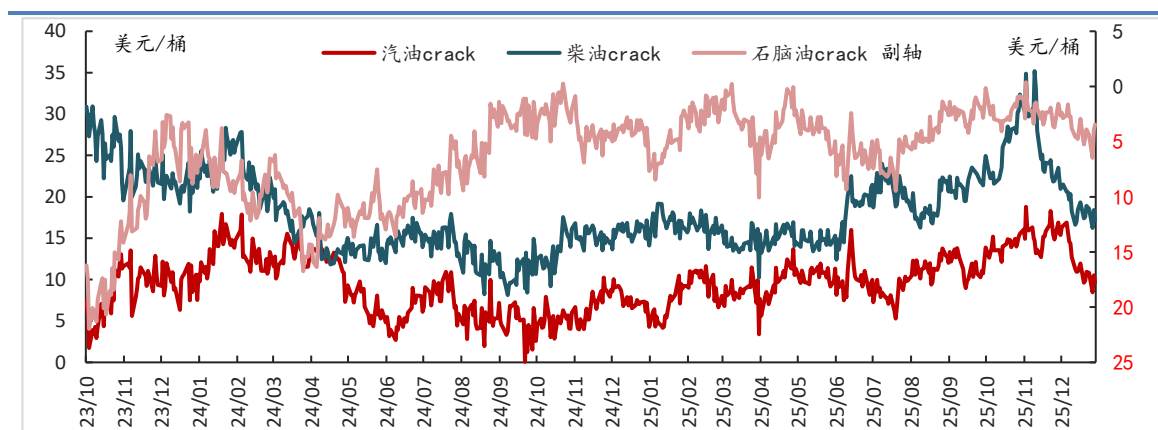


数据来源：WIND、通惠期货研发部

在中国，受国内炼油扩张影响，2025 年裂解价差从年初高位回落，但仍高于历史基准水平。亚洲炼油利润率作为中国市场的近似指标，在 2025 年中期从 20 个月高点回落，汽油裂解价差到年底时接近 2024 年初水平，约为每桶 20 - 25 美元。这一水平虽优于 2024 年 18 美元/桶的年均值，但能源需求疲软迹象抑制了其增长势头。相较于 2023 年疫情后复苏困境中 15 - 17 美元/桶的平均价差，2025 年价差在炼油产能提升和成品油出口配额增加支撑下，仍实现 10 - 15% 的增幅。然而年末数据凸显脆弱性，12 月裂解价差跌至 2.25 个月低点。

展望 2026 年，受欧美高裂解价差溢出效应影响，亚洲柴油利润率有望走强，若全球产能利用率维持高位，价差或将持续高于 2025 年均值。但中国裂解价差可能面临全球原油供应充裕和经济增速放缓的下行压力，预测显示若制造业和运输等关键领域国内需求未能反弹，结构性过剩将压缩利润空间。

图表 47：亚洲成品油裂解价差



数据来源：WIND、通惠期货研发部



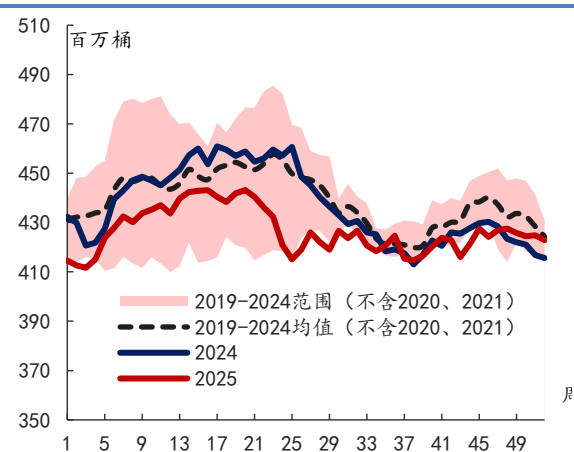
四、库存：累库趋势明显，中国原油储备成为亮点

4.1、整体高位波动，但环比与历史同期对比偏低

根据美国能源信息署（EIA）的周度数据，2025 年美国商业原油库存（不含战略石油储备）平均约为 4.23 亿桶，截至 12 月下旬年末库存水平为 4.23 亿桶。与 2020 - 2024 年五年期均值（约 4.4 亿桶）相比，这一水平略有下降。此前五年间库存波动幅度较大：2020 年受疫情影响需求骤降时曾攀升至 5 亿桶高位，而在 2022 - 2023 年市场趋紧时期则降至 4.1 亿桶低点。

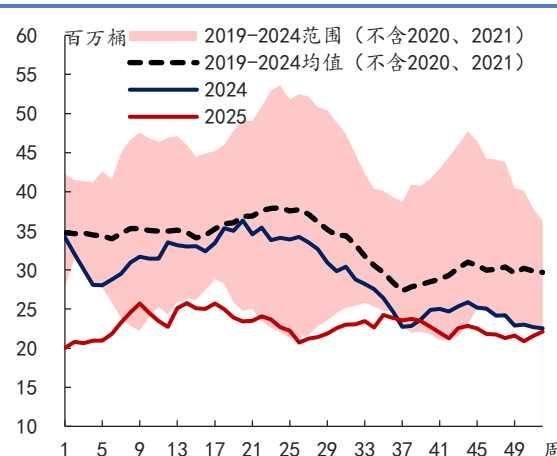
2025 年美国库欣原油库存（不含战略石油储备）年均约 2300 万桶，年末库存为 2200 万桶。该水平显著低于 2020 - 2024 年 3500 万桶的平均值，2020 年库存曾攀升至 6000 万桶以上，但随着输油管道扩建及区域供应结构调整，2023 - 2024 年间库存呈下降趋势，维持在 2500 - 3000 万桶区间。该枢纽 2025 年库存的缩减，反映出物流瓶颈及二叠纪盆地产量流入减少，加剧了区域价格差异。

图表 48：美国商业原油库存(不含 SPR)



数据来源：EIA、通惠期货研发部

图表 49：美国库欣原油库存(不含 SPR)



数据来源：EIA、通惠期货研发部

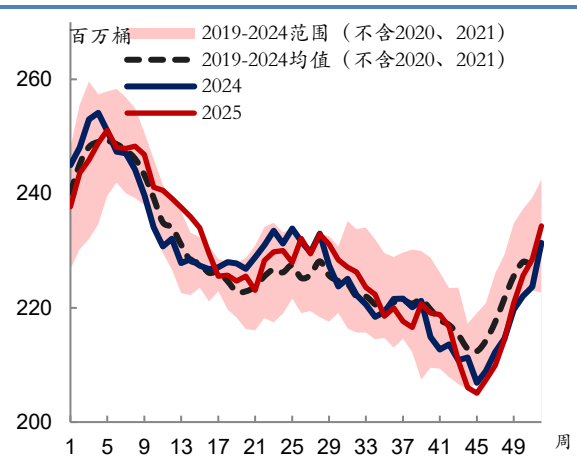
2025 年美国汽油库存均值约 2.35 亿桶，2026 年初报告显示年末库存为 2.42 亿桶。相较于 2020 - 2024 年期间（平均值维持在 2.4 亿桶，2020 年因需求崩溃曾飙升至 2.6 亿桶，2022 年复苏阶段回落至 2.2 亿桶），2025 年库存水平保持稳定但略低于趋势值，主要受炼油持续运转及能效标准提升、电动汽车普及推动的消费量同比下降 1% 影响。

2025 年美国馏分油库存均值约为 1.25 亿桶，年末库存达 1.29 亿桶。相较于 2020-2024 年 1.35 亿桶的基准水平，当前库存持续处于低位（该基准包含 2020 年 1.8 亿桶的高峰值及 2021 - 2022 年 1.1 亿桶的低谷值），期间供暖需求激增与出口增长形成双重影响。2025 年供应紧张源于对欧洲柴油出口量攀升及国内卡车运输需求增长，使库存维持在历史均值下方 5 - 10%，支撑馏分油裂解价差走高。



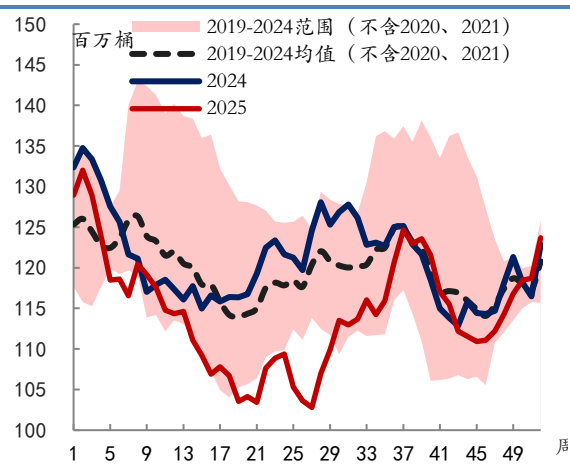
原油、燃料油年报

图表 50: 美国汽油库存



数据来源: EIA、通惠期货研发部

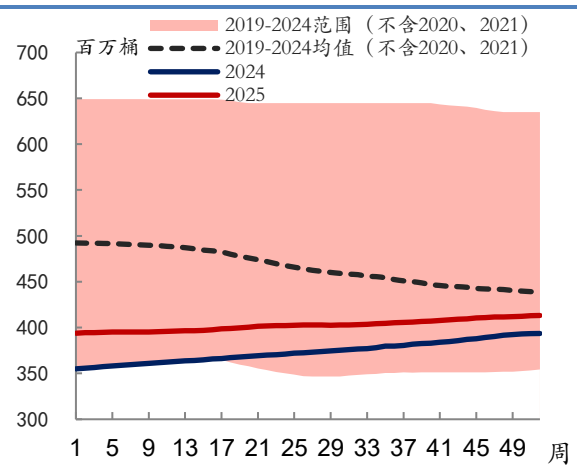
图表 51: 美国馏分油库存



数据来源: EIA、通惠期货研发部

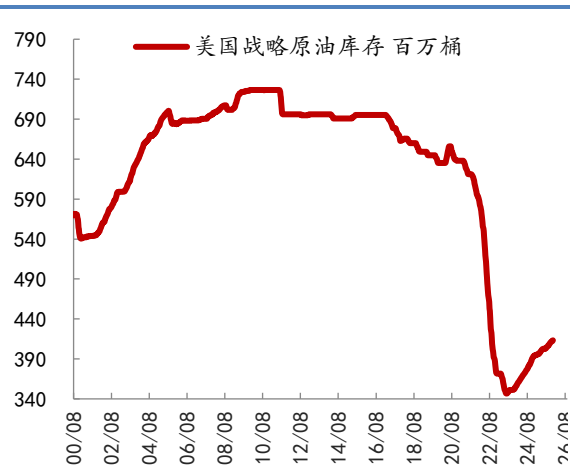
美国战略石油储备 (SPR) 原油库存 2025 年均值升至 4.02 亿桶, 年末收于 4.13 亿桶。这种复苏态势与 2020-2024 年的消耗形成鲜明对比——受紧急释放影响, 库存水平从 2020 年初的 6.35 亿桶降至 2023 年低点 3.5 亿桶, 该期间平均库存约 4.5 亿桶。2025 年的净增量约 2000 万桶, 既体现国会强制要求补充储备的政策, 也反映出抽取风险降低, 但库存水平仍远低于近 7 亿桶的历史峰值。

图表 52: 美国战略原油库存 (1)



数据来源: EIA、通惠期货研发部

图表 53: 美国战略原油库存 (2)



数据来源: EIA、通惠期货研发部

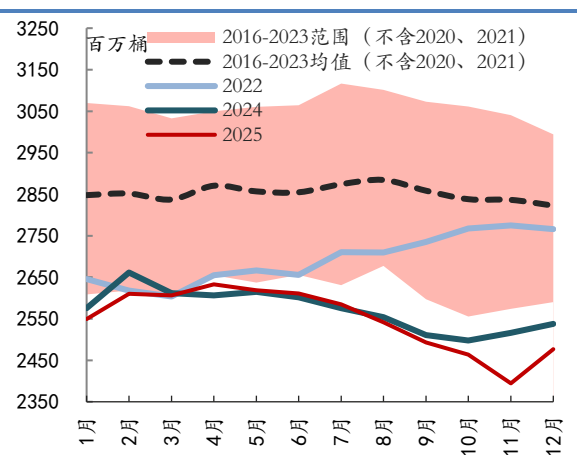
美国能源信息署 (EIA) 预测 2026 年全球及美国原油库存将持续增长, 受原油产量小幅下降 (日均 1350 万桶) 和持续供应过剩影响, 美国整体石油库存预计日均增加 150 - 200 万桶。除战略石油储备外的商业原油库存预计年底将升至 4.3 - 4.4 亿桶, 而汽油和馏分油库存可能在需求增长放缓背景下趋稳或小幅增长, 分别达到 2.4 亿桶和 1.3 亿桶。战略石油储备预计将持续逐步补充, 可能达到 4.2 亿至 4.3 亿桶, 但地缘政治风险可能改变这一前景。这些库存增加预计将对价格施加下行压力。



4.2、中国 2025 年整体原油库存水平相比往年有系统性的提升

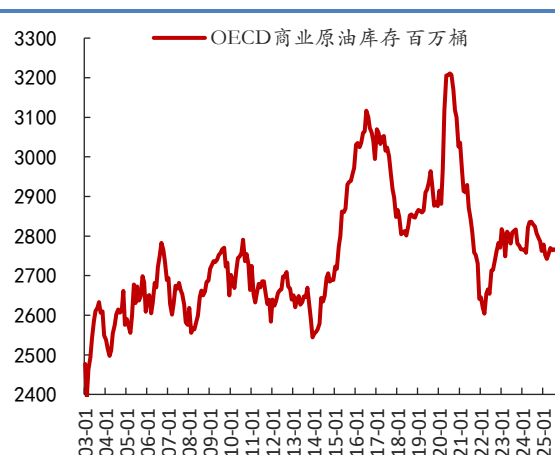
2025 年，经合组织商业原油库存呈现先减少后小幅增加的态势，最终以低于五年均值且低于 2024 年的水平收官。初步数据显示，经合组织库存年中徘徊于十年低位附近，6 月库存降至约 27.58 亿桶，较上年同期减少 8800 万桶，反映上半年需求激增导致供应趋紧的态势。至 10 月库存环比再降 3200 万桶至 28.33 亿桶，但全年趋势较低点呈现小幅回升态势，尽管受限于经合组织地区强劲经济活动及 OPEC+ 减产导致的闲置产能不足。相较于往年，2025 年库存水平显著低于 2020-2024 年均值，主要受持续供应中断及非欧佩克产量复苏不及预期影响，导致库存未能大幅重建。这标志着市场格局已从 2023 - 2024 年的过剩状态转变，对价格形成下行压力。

图表 54: OECD 商业原油库存 (1)



数据来源: EIA、通惠期货研发部

图表 55: OECD 商业原油库存 (2)



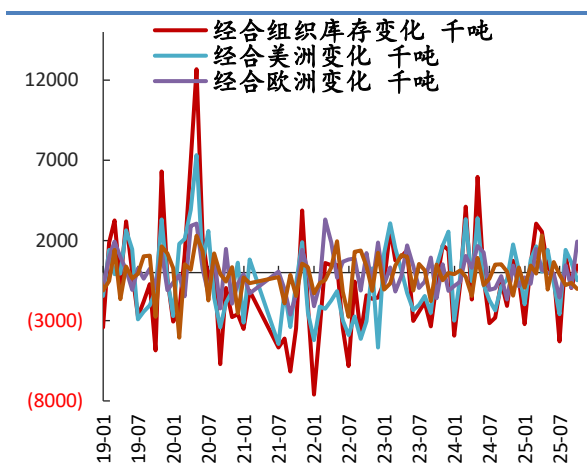
数据来源: EIA、通惠期货研发部

中国不公开官方的商业与战略原油库存数据，因此对中国库存的分析主要依赖第三方估计与相关机构推算。中国在 2025 年继续保持积极的库存积累行为，其战略与商业库存双重累积在 2025 年全年显著增加，这一行为对全球库存供需平衡产生实质性影响。根据 EIA 等机构估计，2025 年中国原油库存总体增长显著，累计库存规模可能达到约 12 至 13 亿桶，这样的规模显著高于往年，并表明中国正在快速提升战略储备能力。同时，EIA 根据进出口、炼厂加工与产量估计，中国 2025 年 1 月至 8 月期间的库存在全球原油库存增长中扮演了重要吸收作用，其平均增长速度在约 90 到 110 万桶/日区间，这在全球库存增长预估中占比较大。多项分析表明，中国政府在 2025 年积极扩大战略石油储备基础设施，并通过政策要求商业运营商维持较高库存水平，以提高能源安全覆盖。这包括规划与建设新储存基地，并提高进口覆盖天数。

从影响全球库存动态的其他关键视角看：中国以外的非经合组织地区（如印度和中东）通过增加炼油产能和扩建储油设施推动整体库存增长；而地缘政治紧张局势（包括对俄罗斯出口的制裁）扰乱传统供应链，通过改变原油流向间接推高了中国和经合组织地区的库存。经济不确定性加剧，全球 GDP 增速下调至约 2.8%，抑制了需求，使库存得以稳定而非进一步消耗。海上浮式储油量也小幅上升，截至 10 月非经合组织地区增加约 400 万桶，凸显物流瓶颈是放大大陆上库存波动的因素之一。

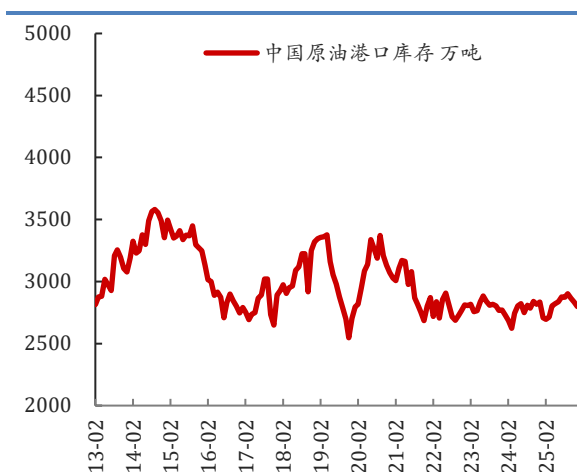


图表 56: OECD 库存变化



数据来源: IEA、通惠期货研发部

图表 57: 中国原油港口库存



数据来源: 隆众、通惠期货研发部

展望 2026 年，经合组织与中国原油库存预计将大幅攀升，加剧全球供应过剩压力，可能压低油价。全球原油库存增幅预计将超过 200 万桶/日，OECD 库存可能攀升至四年高位，而需求增速仅为 20 万桶/日。受非欧佩克供应激增和 OECD 消费增长乏力驱动，市场过剩量预计达 230 万至 384 万桶/日，可能导致 OECD 库存增速小幅收窄后趋于稳定。

中国方面，战略石油储备持续扩容及约 1% 的进口增长或将支撑库存累积，但增速将低于 2025 年水平。受电气化趋势影响，2026 年起成品油需求年均将下降 4.1%。总体而言，经合组织与中国市场叠加的展望指向高库存格局，供应中断风险或缓解过剩压力，但基准预测显示年底前市场将重新走向供过于求的失衡状态。

五、全球原油平衡表：从“脆弱平衡”到“显著过剩”的转折

5.1、三大机构维持供应过剩预期

国际能源署（IEA）在 2025 年 12 月发布的《石油市场报告》中预测，2026 年全球原油市场可能面临历史性供给过剩，IEA 预计全球原油供应增长将远高于需求增长，导致 2026 年市场年均出现约 380 - 400 万桶/日左右的供需过剩，这一过剩水平是自机构历史记录以来的高位之一。IEA 认为主要由 OPEC+ 与非 OPEC 产量同时增长、全球需求增速放缓等因素共同驱动这一供大于求局面。IEA 数据显示，2026 年全球供应增长约在 250 - 310 万桶/日（较 2025 有所放缓但仍显著），而全球需求增长预计仅约 70 - 80 万桶/日，供需差距由此扩大。IEA 对潜在库存累积的预测也暗示库存可能继续在全球范围内快速增加。

美国能源信息署（EIA）的《短期能源展望》显示，2026 年全球原油生产将继续增长，但与 IEA 相比供需差距略有不同的预测口径。EIA 预计 2026 年全球油气供给和需求都将增长，其中原油生产增长预计超过消费增长，导致库存累积持续。EIA 报告认为 2026 年全球库存构建可能持续以每日至约 200 万桶/日的速度增加，库存累积趋势延续 2025 年的态势。EIA 预期这一库存增长将对国际油价形成下行压力，并预测 2026 全年油价将保持在相对较低水平。根据最



原油、燃料油年报

新 EIA 平衡数据，2026 年全球总供给将继续高于需求的增长速度，导致企业与国家库存尤其是商业库存可能继续累积。这一现象反映供需结构性偏离历史平衡水平，库存增加成为全球市场的核心特征。

OPEC 对 2026 年全球原油供需关系的判断相对更为温和，2026 年全球原油市场整体将接近供需平衡状态，即便出现供应过剩，其规模也仅为小幅、可控水平，明显低于 IEA 和 EIA 所预测的供需失衡程度。OPEC 在 2025 年 12 月《月度石油市场报告》中对 2026 年持更均衡的展望，预计 OPEC 原油需求将达 4300 万桶/日，较 2025 年增长 6 万桶/日。若产量保持稳定，全球仅存在 2 万桶/日的微弱盈余。非 OPEC 液体供应预计将增长 80 万桶/日，主要受美国、巴西、加拿大和阿根廷增产驱动；全球石油总需求将达 1.065 亿桶/日。

图表 58：三大机构（IEA/EIA/OPEC）评估（单位：万桶/日）

	非 OPEC+产量增速	全球产量增速	全球需求增速	库存变化
IEA	150	250	80	170
OPEC	80	190	130	60
EIA	120	140	110	30
均值	117	193	107	87
IEA&EIA 均值	135	195	95	100

数据来源：IEA、OPEC、EIA、通惠期货研发部

5.2、全球原油平衡表

平衡表显示市场正呈现持续过剩态势，供应增长始终快于需求增长，导致这两年间库存显著增加。其中一个关键的转折点出现在 2025 年第三季度，市场在这之后彻底进入供应过剩周期。

2025 年初，市场处于脆弱的紧平衡状态，库存变化较小，甚至在 2 月接近零，第一季度的波动主要受季节性需求变化和 OPEC+减产执行的影响；从 7 月开始，供应盈余持续扩大，并在 9 月达到全年峰值，库存以 361 万桶/日的速度累积。尽管年底 12 月因季节性需求回暖，累库速度收窄至 152 万桶/日，但全年均值 1.0825 亿桶/日供应已稳定超过均值 1.0458 亿桶/日需求，奠定了过剩基础。到 2026 年过剩压力前高后缓，但持续存在。过剩压力在 2026 年 1 月达到累库峰值（391 万桶/日），此后虽因需求季节性增长而逐步收窄，但全年预计维持盈余状态，这意味着市场将进入一个完整的“累库”年度。

供应增长的结构性和确定性，是驱动本轮过剩的最核心因素。数据显示，非 OPEC 产量从 2025 年 1 月的 6771 万桶/日，强劲增长至 2026 年 12 月预测的 7107 万桶/日，增幅显著。这与 EIA 此前“增长由非 OPEC+主导”的判断完全吻合，主要增长来源于美国、巴西、圭亚那等国。2025 年 9 月前，OPEC 产量从低点稳步回升，参与了市场份额的争夺。但此后至 2026 年底，其产量预测值稳定在 3300 - 3400 万桶/日区间，显示出在价格压力下可能转向了“稳产”甚至“隐性减产”以平衡市场。

与强劲的供应相比，需求增长显得相对疲软且波动，无法消化多余的产量。全球需求增长绝对值偏低，总需求从 2025 年 1 月的 1.0174 亿桶/日，增长



原油、燃料油年报

至 2026 年 12 月的 1.0667 亿桶/日，绝对增幅小于供应增幅。需求增长引擎完全依赖非 OECD 国家，数据显示，OECD 国家需求在 4500 - 4700 万桶/日区间高位徘徊，增长几乎停滞。而所有的需求增量均来自非 OECD 国家，其需求从 5661 增至 6045 万桶/日。这印证了全球需求增长结构已发生根本性转变，但非 OECD 的增长波动性较大（如 2025 年 10 月明显下滑），影响了市场的稳定性。

图表 59：全球原油平衡表

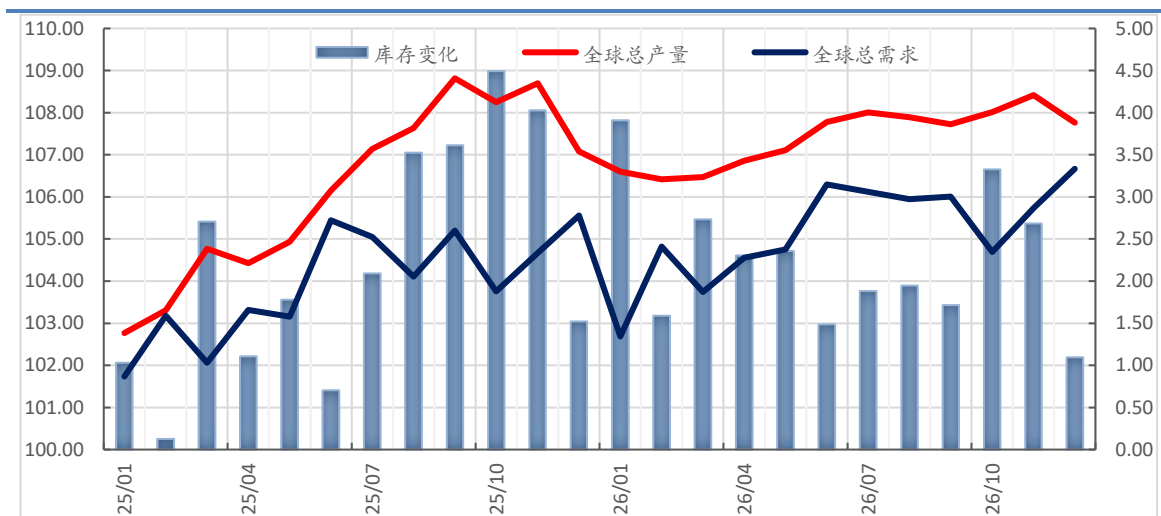
单位： 百万桶/日	OPEC	Non-OPEC	全球总产量	OECD	Non-OECD	全球总需求	库存变化
2025/01	32.75	67.71	102.77	45.13	56.61	101.74	1.03
2025/02	32.87	68.24	103.31	45.66	57.52	103.18	0.13
2025/03	33.12	68.83	104.77	44.84	57.22	102.06	2.71
2025/04	32.96	68.60	104.43	45.70	57.62	103.32	1.11
2025/05	33.43	69.41	104.93	44.86	58.29	103.15	1.78
2025/06	33.86	70.17	106.15	46.50	58.95	105.44	0.70
2025/07	33.62	70.22	107.14	46.64	58.41	105.05	2.09
2025/08	33.57	70.75	107.63	46.09	58.02	104.11	3.53
2025/09	34.84	72.17	108.82	46.39	58.81	105.20	3.61
2025/10	34.54	71.56	108.25	46.10	57.65	103.76	4.49
2025/11	34.46	71.59	108.70	45.92	58.75	104.67	4.02
2025/12	33.64	70.28	107.08	46.10	59.46	105.56	1.52
2026/01	33.58	70.17	106.60	44.93	57.75	102.69	3.91
2026/02	33.28	70.24	106.41	46.17	58.65	104.82	1.59
2026/03	33.31	70.10	106.47	45.55	58.19	103.74	2.73
2026/04	33.53	70.61	106.86	45.60	58.96	104.56	2.30
2026/05	33.78	71.06	107.11	45.48	59.28	104.76	2.36
2026/06	33.99	71.59	107.78	46.27	60.02	106.29	1.49
2026/07	34.02	71.60	108.00	46.57	59.55	106.12	1.88
2026/08	34.02	71.47	107.89	46.82	59.13	105.95	1.95
2026/09	34.01	71.76	107.72	46.06	59.95	106.01	1.72
2026/10	33.96	71.59	108.02	46.20	58.49	104.69	3.33
2026/11	33.88	71.53	108.42	46.10	59.63	105.74	2.68
2026/12	33.69	71.07	107.76	46.22	60.45	106.67	1.09

数据来源：IEA、OPEC、EIA、通惠期货研发部

展望 2026 年，市场将经历“过剩压力下的再平衡”，上半年延续 2025 年末的过剩压力，高库存将持续压制油价，下半年随着季节性需求走强（特别是冬季），以及当前低油价可能逐步抑制部分高成本产量，供应盈余有望从年初高点持续收窄，市场寻找新的平衡点。其中 OPEC+ 的产量政策仍是最大变数，若过剩导致油价长期低迷，OPEC+ 可能启动新的减产以提振市场；反之，若其坚持捍卫市场份额，过剩周期将被拉长。此外，宏观经济对非 OECD 需求的冲击，以及地缘政治对供应的扰动，都可能改变这一路径。



图表 60：全球原油平衡表



数据来源：IEA、OPEC、EIA、通惠期货研发部

总而言之，数据表明市场已进入一个由非 OPEC+ 供应刚性增长和全球需求结构性放缓共同驱动的过剩周期。2026 年的核心主题将是如何消化高额库存，油价将面临持续的下行压力，直至市场触发足够的供应调整或出现超预期需求增长。

六、宏观与地缘

2025 年全球原油价格仍受地缘政治风险关键影响，尽管年内整体供给过剩与需求疲弱的大背景限制了油价持续上涨的空间，但多起重大地缘事件引发的短期价格震荡和风险溢价显著波动，是当年油价走势的重要推手。

中东局势是全年最重要的地缘扰动来源。2025 年中，以色列与伊朗之间的军事摩擦明显升级，伊朗多次释放关于霍尔木兹海峡安全的强硬信号，引发市场对全球约五分之一原油运输可能受阻的担忧，油价在相关时点出现快速上行。尽管霍尔木兹海峡并未发生实质性封锁，冲突也未演变为区域性全面战争，但该事件显著抬升了油价的地缘风险溢价，凸显中东冲突对市场情绪的高度敏感性。随后随着局势阶段性降温，油价回落，反映出在供需基本面宽松背景下，地缘冲击的影响更多体现为短期波动。

俄乌冲突的延续及围绕俄罗斯能源出口的制裁政策调整，是 2025 年另一项持续性地缘影响因素。年内美国及其盟友强化了对俄罗斯原油、成品油及相关航运体系的监管和制裁执行力度，叠加乌克兰对俄能源基础设施的袭击，使市场对俄罗斯供应稳定性的担忧反复升温。这类事件对全球原油总供给的实际影响有限，但显著改变了贸易流向和区域价差结构，增强了油价波动性，尤其在欧洲和亚洲市场形成阶段性价格支撑。

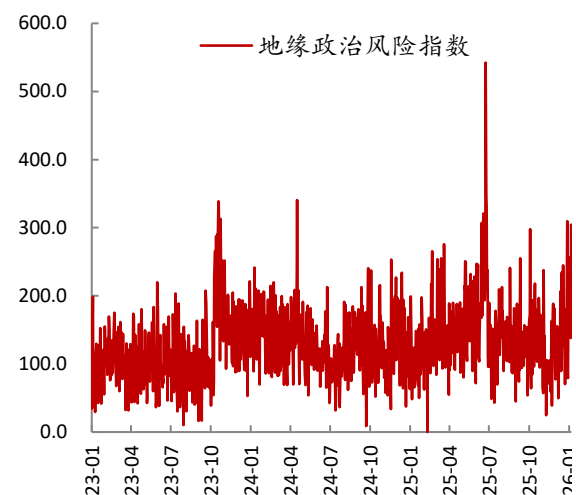
美洲方面，围绕委内瑞拉原油出口的政治博弈在 2025 年下半年再次升温。美国加强对委内瑞拉及相关油轮的制裁执行，短期内放大了对拉美供应不确定性的市场预期，对油价形成情绪层面的支撑。但由于委内瑞拉原油产量和出口能力本身受制于基础设施和投资条件，其对全球供给的实际影响依然有限。



原油、燃料油年报

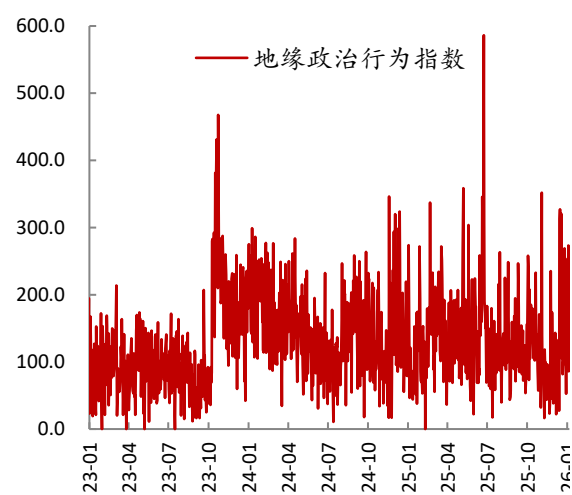
根据 Dario-Caldara 和 Matteo-Iacoviello 提出的地缘政治风险指数和地缘政治行为指数的变化趋势，风险指数在 2025 年 6 月达到峰值，随后逐步回落但仍高于基准水平，反映出地缘政治风险的持续存在。总体来看，2025 年地缘政治事件对油价的影响呈现出“高频扰动、低持续性”的特征。在库存水平偏高、非 OPEC+ 供应增长较快的背景下，地缘风险更多改变价格波动节奏，而非推动油价中枢系统性上移。

图表 61：地缘政治风险指数



数据来源：Dario & Matteo、WIND、通惠期货研发部

图表 62：地缘政治行为指数



数据来源：Dario & Matteo、WIND、通惠期货研发部

展望 2026 年，市场将迎来从“地缘溢价主导”向“基本面与地缘风险博弈”的过渡期。中东地区紧张局势、俄乌冲突及相关制裁仍将构成油市的主要地缘风险源。若关键运输通道和主要产油国生产未遭遇实质性中断，地缘政治对油价的影响预计仍以短期风险溢价为主，油价中枢将继续由全球供需基本面主导。在供应宽松格局未被打破的情况下，地缘事件更可能放大波动，而非改变趋势。

七、燃料油&低硫燃油

7.1、行情回顾

2025 年燃料油市场的整体走势，清晰地体现了从成本支撑松动到自身供需转弱的双重压力。全年价格中枢显著下移，呈现出自高位震荡回落的熊市特征。以主力合约结算价观察，市场在年末处于相对低位。

回顾全年，市场经历了从高位回落的转变。年初市场一度尝试延续 2024 年末的反弹势头，但上行基础脆弱。真正的转折点发生在二季度。4 月，美国“对等关税”与 OPEC+ 政策的根本性转向，导致成本端的坍塌式下跌，迅速传导至下游的燃料油市场。加之当时亚洲地区高、低硫燃料油现货供应均显充沛，下游采购谨慎，市场人气不足，导致燃料油价格随之进入下行通道。尽管 6 月因地缘冲突一度引发油价急涨，以燃料油主力合约 FU2509 为例，其价格从 6 月初的 2830 元/吨附近，在 6 月 23 日因地缘风险溢价达到顶峰时飙升至 3437



原油、燃料油年报

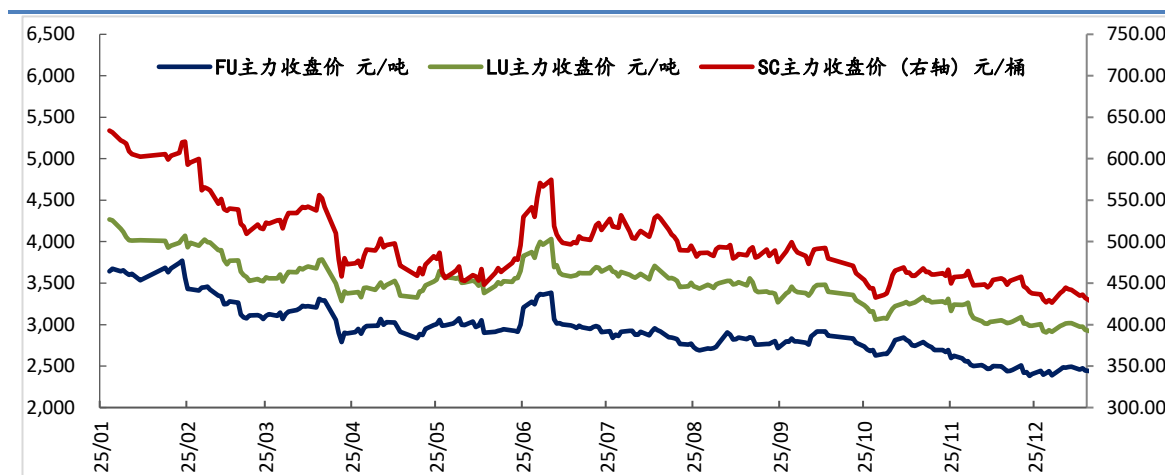
元/吨，月度涨幅超过 21%。然而，冲突迅速缓和，风险溢价被悉数回吐。到 6 月 30 日，FU2509 合约收盘价已回落至 2990 元/吨，较高点下跌约 13%，几乎回吐全部涨幅。低硫燃料油 LU2509 合约也经历了类似的冲高回落，从月初 3425 元/吨涨至 4010 元/吨，月末收于 3581 元/吨。这标志着上半年市场在剧烈波动后，最终确立了由成本下行主导的弱势格局。

在三季度进入传统需求旺季，市场却呈现“旺季不旺”的特点。成本方面，OPEC+在 7、8 月进一步提速增产，原油价格在弱势区间震荡，无法提供有效支撑。供需方面，低硫燃料油市场供应压力持续，而高硫燃料油则开始受到地缘政治的实质性影响。自 8 月起，俄罗斯炼厂频繁遭遇袭击导致其燃料油出口同比下降，这为高硫价格提供了底部支撑，使得高低硫走势出现分化。

四季度是多重利空集中发酵的阶段。尽管俄罗斯炼油能力受损、出口减少以及中东部分炼厂检修为高硫燃料油供应提供了底部支撑，但 OPEC+仍坚持每月增产，全球原油供应过剩预期愈发强烈。高盛等机构预计年底原油市场每日供应过剩量约 80 万桶，看空氛围浓厚。需求端则进入季节性淡季，航运业景气度低迷。在成本与需求双重挤压下，燃料油市场无力反弹。10 月之后，国内外原油价格大幅回落，最终拖累燃料油期货价格在年末跌至年内低位。截至 12 月 31 日，燃料油期货主力合约结算价报 2456 元/吨，低硫燃料油期货主力合约结算价报 2956 元/吨。

总结来看，2025 年燃料油市场完全处于空头主导之下。OPEC+战略性增产导致原油价格中枢下移，构成了全年的核心压制力。燃料油自身基本面同样疲软，虽偶有地缘冲突带来短期支撑，但全球宏观经济疑虑和航运需求不振，使得任何反弹都难以为继。最终，全年市场以深度下跌告终，印证了“成本驱动减弱叠加供需结构不佳”的核心逻辑。

图表 63：原油、燃料油和低硫燃油期货价格走势



数据来源：IFIND、通惠期货研发部

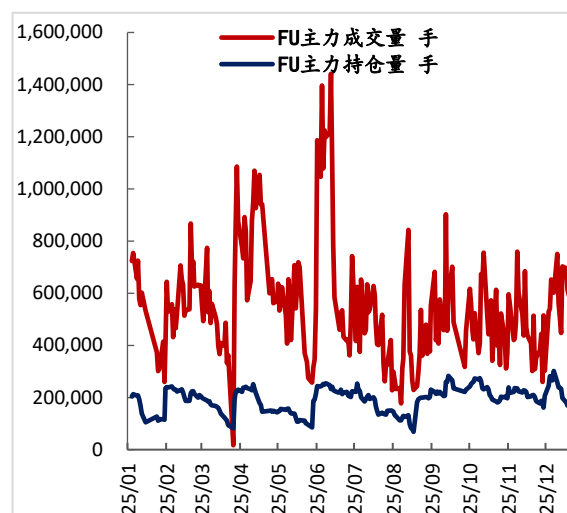
2025 年，国内燃料油期货市场整体交易活跃度较上年略有回升，但受价格中枢下移影响，成交金额增长乏力，市场呈现“量增价跌”的特征。从全年累计数据看，截至 2025 年 11 月，上海期货交易所燃料油期货（FU）累计成交量约为 17355.27 万手，较 2024 年同期增长 5.37%；累计成交额约为 52053.35 亿



原油、燃料油年报

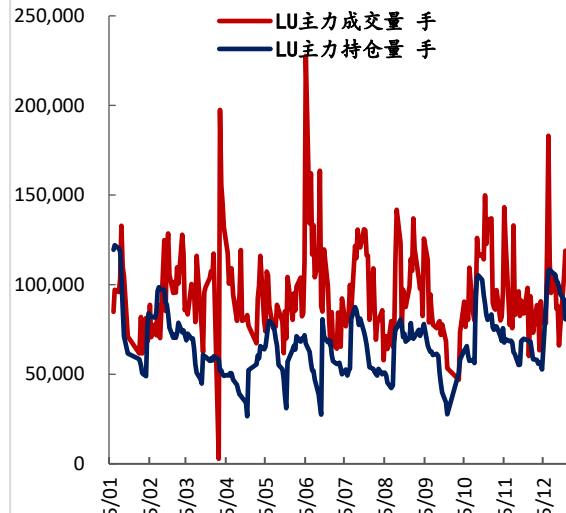
元，同比微降 0.44%。同期，上海国际能源交易中心低硫燃料油期货（LU）累计成交量约为 3382.87 万手，同比增长 4.10%；累计成交额约为 12009.27 亿元，同比下降 11.91%。两项品种的成交均价均较上年出现下滑，其中低硫燃料油期货的成交均价下降更为明显。

图表 64：燃料油主力合约成交量和持仓量



数据来源：中国期货业协会、通惠期货研发部

图表 65：低硫燃油主力合约成交量和持仓量



数据来源：中国期货业协会、通惠期货研发部

7.2、价差分析

2025 年，高低硫燃料油价差经历了从极端收窄到逐步修复的复杂过程，全年大部分时间在相对低位运行，其波动主要受高、低硫燃料油自身供需基本面强弱转换驱动，而非单纯的原油成本逻辑。

年初，高低硫价差延续了 2024 年末的收窄趋势，并一度达到历史性低位。以国内期货市场为例，低硫与高硫燃料油期货价差在一季度曾缩窄至 238 元/吨，为低硫燃料油期货上市以来的最低值。这背后的核心驱动力在于高硫燃料油的异常强势。一方面，地缘政治风险溢价持续支撑市场，市场对俄罗斯高硫燃料油供应存在担忧；另一方面，交易逻辑上存在对中东等地夏季发电需求的提前博弈。这使得高硫燃料油的裂解价差（相对于原油的强度）持续走强，甚至长时间维持正值。

进入二季度，高低硫价差并未显著拓宽，继续在低位区间徘徊。高硫燃料油的强势基本面得到延续。供应端，俄罗斯部分炼厂进行春季检修，导致出口量计划下降。同时，全球炼厂结构性调整，特别是美洲和中东地区炼厂升级，减少了重质燃料油的外放量，收紧了对亚洲市场的供应。需求端，夏季发电旺季的预期开始兑现，埃及、巴基斯坦等国的进口需求增长，为高硫价格提供了实质支撑。与此同时，安装脱硫塔的船舶数量持续增长，使得高硫船用燃料的市场份额稳步提升，进一步巩固了其需求基本盘。反观低硫燃料油，其供应保持充裕，中东 Al-Zour 炼厂等持续高位出口，而船用需求则受到高硫替代和经济性的挤压。



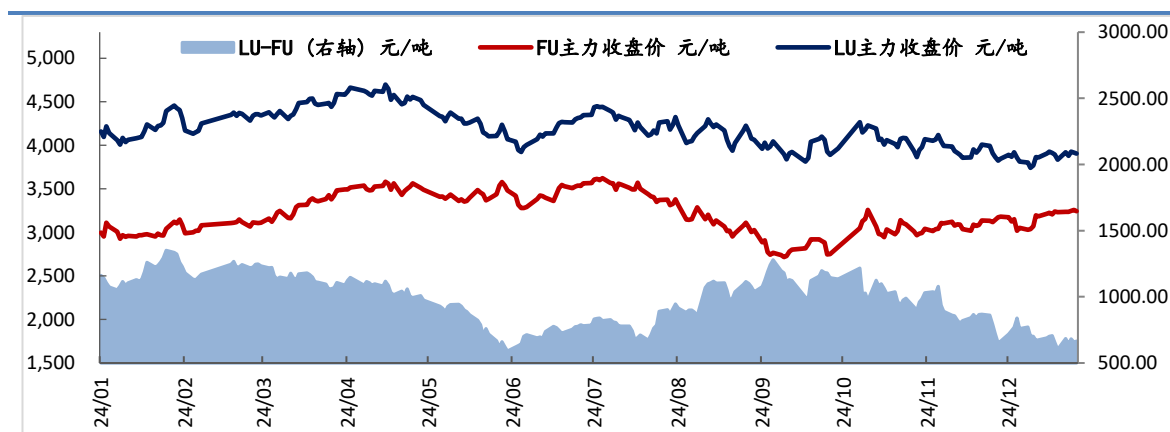
原油、燃料油年报

三季度，高低硫价差下探至年内另一低点。具体而言，在8月中下旬，价差一度收窄至约427元/吨，创下季度内的低点，并不断试探下方支撑。此时，驱动价差的因素开始出现微妙变化。高硫燃料油的支撑从预期转为现实的供应扰动。俄罗斯燃料油出口因地缘冲突在8、9月份同比出现显著下降，约为17%，这意外地给市场提供了底部支撑。然而，低硫燃料油市场显现出疲态，其裂解价差已触及周期底部，极低的价格开始触及炼厂生产的经济性底线，预示着供应收缩可能临近。价差降至如此低位，实际上已经反映了低硫燃料油极度悲观的市场情绪。

四季度，市场格局发生显著转换，高低硫价差自低位展开一轮明显的修复性反弹。从10月下旬到11月上旬，内盘期货价差从约410元/吨持续回升至580元/吨。推动这一转变的核心原因是高低硫自身基本面的边际变化出现逆转。高硫燃料油供应趋于宽松，OPEC+增产带动中东资源出口增加，此前遇袭的俄罗斯炼厂逐步恢复生产，白俄罗斯炼厂重启也带来了额外供应。同时，其发电需求进入季节性淡季，导致基本面边际走弱。低硫燃料油则因意外检修和供应收紧预期获得支撑：科威特阿祖尔炼厂重要装置意外检修导致发货量下滑，同时市场传言部分低硫燃料油出口配额可能转为成品油配额。这一“高硫转弱、低硫转强”的边际变化，共同推动了价差的走阔。尽管如此，从全年现货市场看，无论是高硫还是低硫燃料油，都因供应充沛而承受压力，年末现货价差均转为贴水状态。

展望2026年，高低硫价差预计将脱离2025年的极端低位区间，但整体上行空间可能受限，全年或呈现宽幅震荡格局。一方面，支撑低硫燃料油估值的因素可能增强。全球炼厂产能结构性调整的趋势不改，低硫油作为主动产品的成本支撑效应会持续显现。另一方面，高硫燃料油的需求增长引擎面临考验。脱硫塔安装增速已呈现放缓迹象，其船燃市场份额的扩张可能接近阶段性平台。同时，高硫燃料油作为炼厂进料的需求，也受到其自身裂解价差高企的抑制。然而，高硫供应端的不确定性，尤其是地缘政治对俄罗斯出口的潜在扰动，仍将在特定时期为其提供支撑，从而抑制价差的无限走阔。综合来看，2026年的价差走势将更取决于两者供需面的即时博弈，很难再现2025年那种持续单边压缩的极端行情，预计将在一定区间内维持震荡。

图表 66：中国高低硫价差



数据来源：IFIND、通惠期货研发部

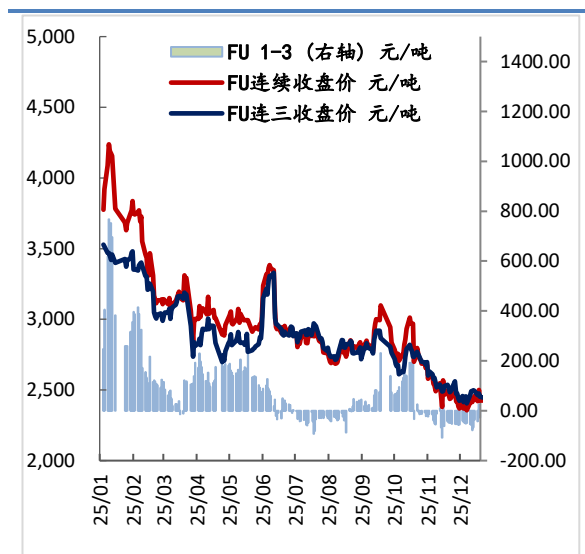


原油、燃料油年报

2025年，燃料油与低硫燃油期货的1-3合约月差结构经历了从B结构向C结构的根本性转变。这一过程清晰揭示了市场从年初的供应偏紧预期，逐步过渡到年底现实供应过剩的核心逻辑。

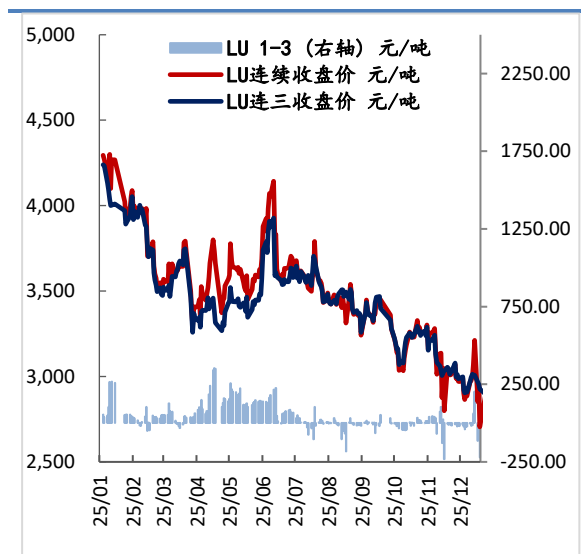
高硫燃料油的月差结构转折最为显著。年初，受地缘局势及夏季发电需求预期支撑，市场维持B结构，1-3月差在3月下旬仍能保持在25元/吨左右的水平。但进入二季度，随着预期支撑减弱，结构开始松动。6月地缘冲突虽引发价格脉冲式上涨，但并未扭转月差走弱的趋势。真正的转折发生在三季度。随着发电旺季需求被证伪，以及中东等地供应增加，月差承压明显转弱。进入四季度，在发电需求消退、OPEC+增产导致原料供应充裕、以及亚太地区库存持续累积的多重压力下，FU市场彻底转入C结构。其1-3月差在年末持续走弱，至12月底已扩大至-40元/吨附近，标志着市场进入明确的供应过剩和库存压力周期。低硫燃油方面，其月差在全年大部分时间内表现疲软，持续受到全球产能充裕和船燃需求增长乏力的压制。其结构多数时间呈现平坦或微弱C结构，缺乏强劲的上漲驱动。例如，在三季度，其1-3月差多数时间在-10元/吨至0元/吨的区间内窄幅波动。四季度，在成本支撑坍塌和自身供需无改善的情况下，LU的月差C结构也有所加深，年末与FU同步走弱至-30元/吨左右的水平。

图表 67：燃料油 1-3 价差



数据来源：中国期货业协会、通惠期货研发部

图表 68：低硫燃油 1-3 价差



数据来源：中国期货业协会、通惠期货研发部

7.3、燃料油供应受地缘被动袭扰，低硫燃油则因生产效益主动调节

2025年，中国市场燃料油与低硫燃料油的供给格局发生了显著变化，其核心特征是：在政策引导与市场机制共同作用下，国内炼厂主动调整生产结构，导致低硫燃料油产量实质性收缩，而整体燃料油供应则受益于进口资源保持相对充裕。这一结构性调整，标志着市场从过去几年的“配额驱动增产”阶段，进入了“效益主导供给”的新时期。

具体来看，中国燃料油市场的整体宽松，这主要得益于进口资源的有效补充。2025年来自俄罗斯、中东等地区的高硫燃料油资源供应保持稳定，特别是



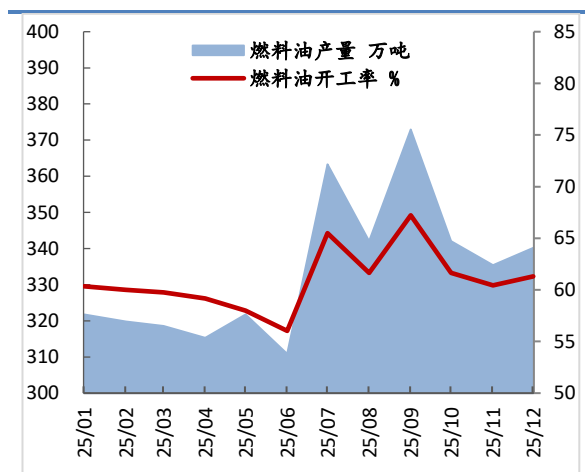
原油、燃料油年报

随着 OPEC+原油产量的释放，其副产的高硫燃料油资源对亚洲市场的供应量有所增加。此外，国内炼厂在降低成品油收率、转向化工生产的产业结构调整中，也副产了一定量的高硫燃料油组分。因此，综合国产与进口，市场整体燃料油供给，特别是高硫资源，呈现宽松态势。

与高硫燃油产量收缩形成对比的是，低硫燃油的国产供给则呈现紧张局面，在 2025 年出现了近年来少见的同比收缩。根据行业数据，2025 年 1-9 月，中国保税低硫船用燃料油产量为 977.8 万吨，较去年同期下降 13.97%。值得注意的是，供给收缩并非源于配额限制。相反，2025 年商务部下发的低硫燃料油出口配额总量约为 1393 万吨，同比增加 7.15%，且下发时间更为提前。导致产量下滑的根本原因是生产效益的持续低迷。在炼厂复杂的油品生产中，低硫燃料油的利润表现相对较差，促使部分集团炼厂调整生产计划，将资源转向效益更优的沥青等其他产品。这种由效益主导的产能配置在四季度尤为明显，尽管全年配额仍有较多剩余，但主要炼油集团均未提出提升低硫燃料油产量的计划。因此，预计 2025 年全年保税低硫燃料油产量将维持在 1300 万吨左右，显著低于配额总量。

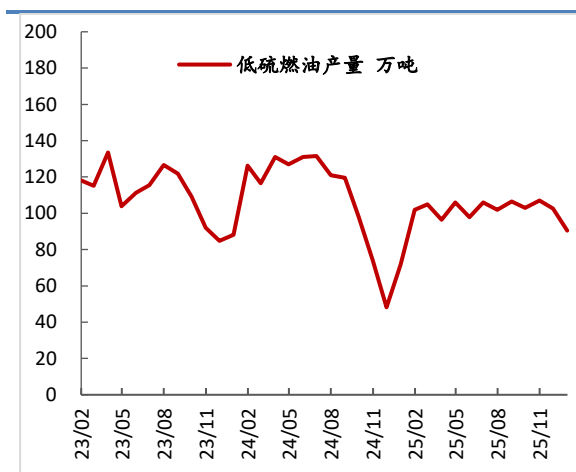
与往年相比，2025 年的供给变化体现出一个关键转折。过去几年，低硫燃料油市场常因出口配额紧张而限制产量释放，政策是供给的核心变量。而 2025 年，在配额充足甚至过剩的背景下，市场经济的核心逻辑——生产效益，成为了主导供给的更强力量。这种转变使得国内低硫燃料油的产量弹性降低，炼厂生产行为对国际裂解价差和国内油品间价差更为敏感。同时，国家层面推动石化化工行业“反内卷”整治、优化供给结构的政策导向，也从宏观上加速了落后、低效产能的出清，促进了全行业更理性的生产决策。

图表 69：中国燃料油产量及开工率



数据来源：百川盈孚、通惠期货研发部

图表 70：中国燃低硫燃油产量



数据来源：IFIND、通惠期货研发部

国际方面，俄罗斯作为全球最主要的高硫燃料油出口国，其供应在 2025 年受到欧美制裁与乌克兰袭击的持续且深度的干扰。美国在 1 月和 10 月、欧盟在 5 月和 7 月实施的多轮制裁，不断收紧俄罗斯石油的贸易与运输链条。更为直接的影响来自乌克兰对俄罗斯炼厂及出口港口的间歇性轰炸，特别是在 1-4 月及 8-12 月的两轮长时间袭击中，包括图阿普谢、伏尔加格勒等关键设施反复受



损。一个值得注意的现象是，在炼厂遭受严重袭击、二次加工装置停摆的阶段，高硫燃料油作为初级产品的产出和出口反而会短期激增，这直接导致3月和9月俄罗斯高硫出口分别达到294万和295万吨的全年峰值，显著高于约240万吨的月均水平。除俄罗斯外，其他主要供应地亦不平静：墨西哥因Olmeca新炼厂及其二次装置运行极不稳定，高硫出口从年初的月均85-90万吨大幅波动，至9月一度骤降至约33万吨；伊朗则因美国制裁升级和地区冲突，对外高硫供应受到显著抑制。

低硫燃料油的全球供应格局受到炼厂运营与原料物流变动的深刻影响。科威特Al-Zour炼厂作为全球低硫供应的压舱石，在2025年大部分时间保持稳定出口（月均约45万吨），但其在10月末因装置故障导致的产量锐减，乃至11月出口归零，对市场造成了短期冲击。在非洲，尼日利亚Dangote炼厂的汽油装置频繁故障（全年公开停运7次），反而在其停运期间增加了低硫燃料油的现货出口。最为复杂的扰动来自苏丹内战，其导致南苏丹的低硫重质原油（Dar Blend）出口物流被迫从传统的富查伊拉港改道至新加坡和马来西亚，重塑了亚太地区的低硫原料供应链。这一变动也间接影响了科威特资源流向，使其对新加坡地区的低硫供应在25年维持在月均15万吨的相对低位。

展望2026年，中国燃料油与低硫燃料油的供给趋势预计将呈现以下特点：首先，低硫燃料油的国产供给弹性可能进一步减弱。炼厂的生产决策将更加严格地遵从效益原则。如果低硫燃料油与高硫燃料油的价差、或其自身的裂解价差不能修复至对炼厂有吸引力的水平，国内产量难有大幅回升。其次，行业的供给侧结构性改革将持续深化。根据《石化化工行业稳增长工作方案（2025-2026年）》的要求，淘汰落后产能和优化供给结构的进程将继续，这可能使国内炼油总产能和燃料油边际供应增速进一步放缓。最后，从更大的宏观背景看，中国原油加工需求增长已近乎停滞。卓创资讯预测2026年国内炼厂原油加工量预计仅微增1.08%（中性情景），这从原料端限制了整体油品产量的增长空间。同时，国内成品油需求达峰后，石油消费结构向化工原料持续深化，炼厂为追求更高效益将继续降低燃料油收率。因此，预计2026年国内燃料油市场将延续“国产低硫油供给受制于效益、高硫资源依赖进口补充”的格局，市场供应的主导权将进一步向具备成本优势的海外生产商和贸易商倾斜。

7.4、整体需求受制于航运市场景气低迷

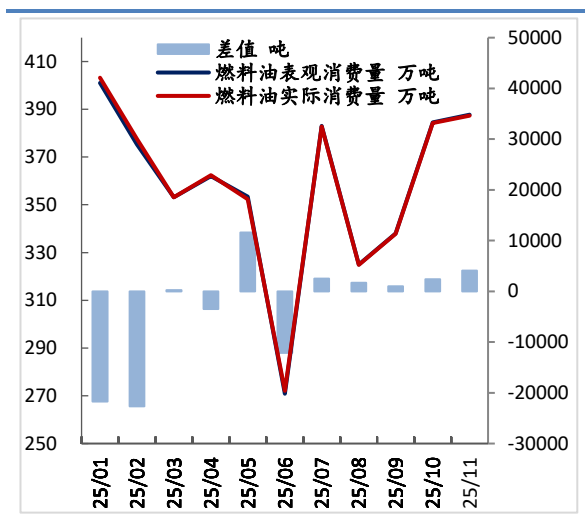
2025年，中国燃料油表观消费量展现出一定的韧性，但进出口结构发生了显著变化。以7月为例，全国燃料油表观消费量为382.88万吨，同比增加8.79%。这一增长并非源于国内产量提升（7月产量同比下降7.02%），而是由进口增加所驱动，当月进口量同比增长9.53%，进口依赖度（进口量/表观消费量）微升至51.11%。

然而，从全年累计数据看，进口规模大幅收缩。2025年1-9月，中国燃料油累计进口量为1518.39万吨，同比大幅减少30.86%。这主要源于地方炼厂因政策与利润考量，减少了将进口燃料油作为炼化原料的需求。出口方面则相对稳定，1-9月累计出口1541.93万吨，同比微降0.66%，几乎与上年持平。出口几乎全部以“保税监管场所进出境货物”贸易方式进行，即主要用于满足国际航行船舶的保税加油需求。



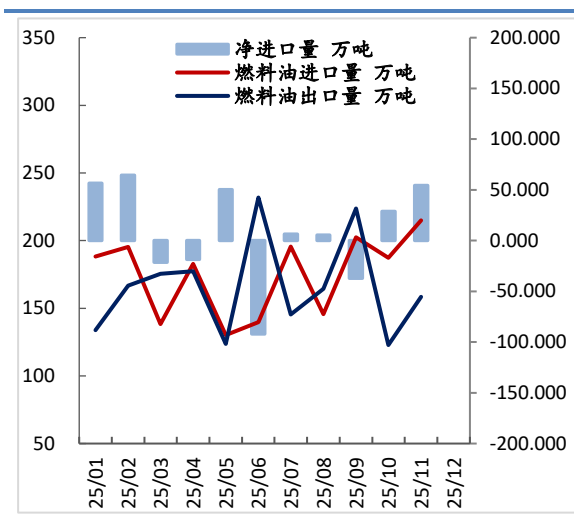
原油、燃料油年报

图表 71：中国燃料油表观与实际消费量



数据来源：百川盈孚、通惠期货研发部

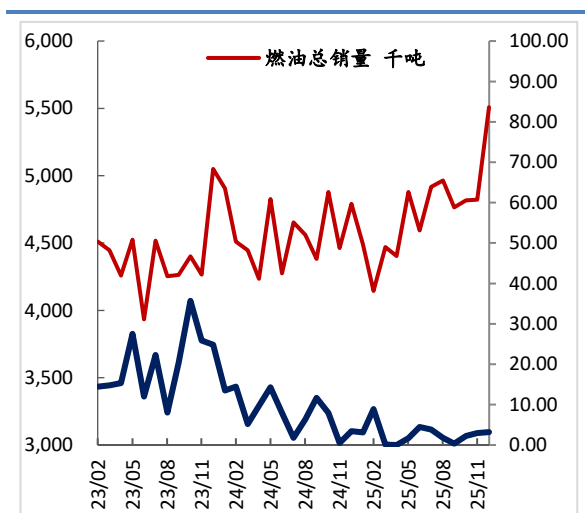
图表 72：中国燃料油进出口



数据来源：百川盈孚、通惠期货研发部

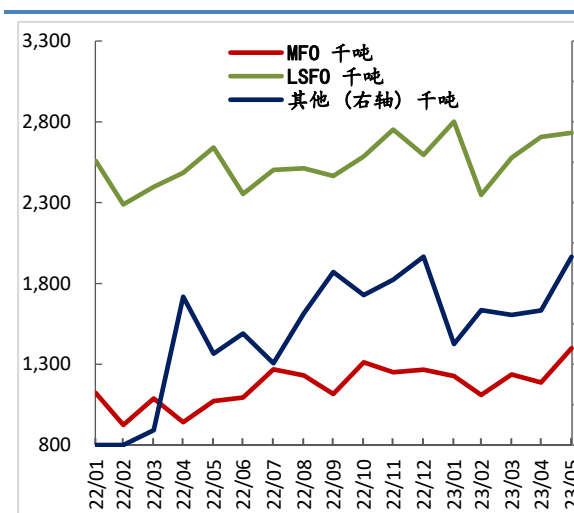
作为全球最大的船舶加油港，新加坡的销量是衡量全球航运燃料需求的权威指标。2025 年第一季度，新加坡船用燃料总销量约为 1310 万吨，同比减少 5.5%，开局疲软。进入下半年，需求有所企稳，10 月份总销量为 481.77 万吨，环比增长 1.1%，但同比仍下降 1.23%。从消费结构看，低硫燃料油（LSFO/ULSFO）仍是绝对主力，10 月销量为 243.34 万吨，占传统船用燃料油销量的一半以上；高硫燃料油（HSFO）销量为 186.65 万吨。值得注意的是，生物混合燃料、液化天然气（LNG）等清洁替代燃料的销量虽然基数较小，但保持着高速增长态势，显示航运业能源转型正在加速。

图表 73：新加坡燃油总销量及 MGO 销量



数据来源：新加坡海事及港务管理局、通惠期货研发部

图表 74：新加坡 MFO、LSFO 及其他燃油销量



数据来源：新加坡海事及港务管理局、通惠期货研发部

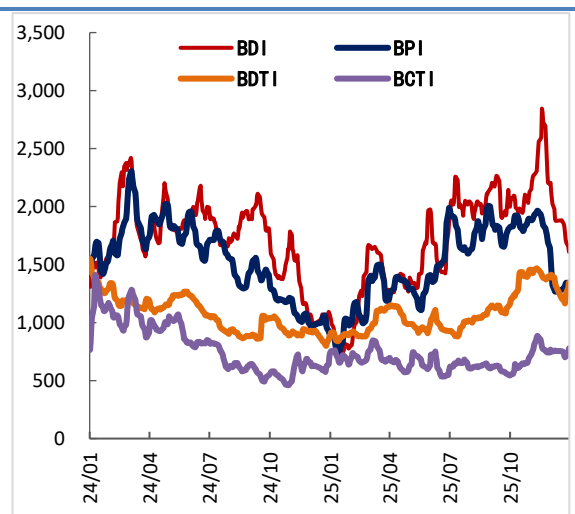
支撑船用油需求的航运市场在 2025 年整体低迷。反映干散货运输价格的波罗的海干散货运价指数（BDI）全年平均值约为 1510 点，较 2024 年的平均值（1754.66 点）下跌约 13.92%。各船型运费指数同比均出现两位数百分比的下滑，例如海岬型船指数（BCI）平均值同比下降 17.62%，巴拿马型船指数



原油、燃料油年报

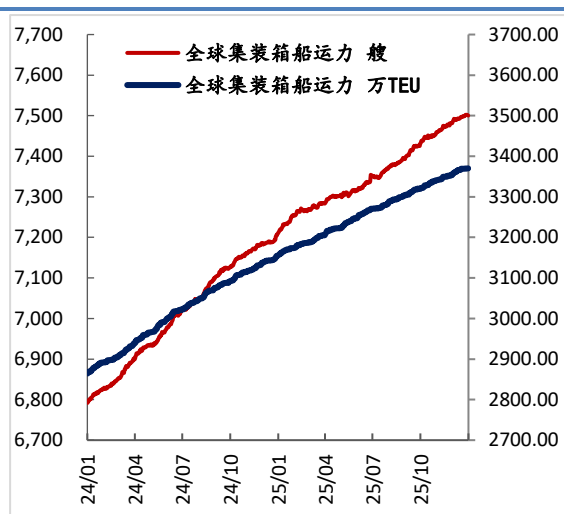
(BPI) 下降 11.96%。运价指数的全面走弱，反映出全球大宗商品贸易需求不足，直接压制了船舶的航行与燃料加注活动。

图表 75：波罗的海运费指数



数据来源：波罗的海航运交易所、通惠期货研发部

图表 76：全球集装箱运力



数据来源：Alphaliner、通惠期货研发部

与往年相比，2025 年的主要变化在于中国需求驱动转换和全球需求增长乏力。国内需求从过去依赖地炼的原料进口，更多转向保税船供油为代表的终端消费。国内炼厂在成品油总体过剩、效益主导的背景下，降低了燃料油产出，这从全年燃料油产量同比下滑可以得到印证。相较于疫情后复苏阶段，2025 年全球航运燃料需求增长动能明显减弱，新加坡销量同比下滑，运费水平系统性低于前几年，标志着市场进入周期性调整阶段。

展望 2026 年，在国内炼油产能达峰、持续向化工转型的背景下，国内燃料油产量难有增长。中国保税船燃需求将与国际贸易形势紧密绑定，其增长弹性大于国内炼化需求。2026 年航运市场及燃料需求能否回暖，高度取决于全球宏观经济与贸易局势。目前市场普遍预期将呈现缓慢复苏态势，但很难快速回到前期高点。无论是陆上交通还是航运领域，新能源和清洁能源的替代趋势不可逆转，这将在长期内持续抑制传统成品油及燃料油的消费增速。

7.5、库存：亚洲从相对平衡快速转向显著过剩

2025 年中国市场的库存情况需从两个层面理解。在国家战略储备层面，数据显示中国进行了大规模原油囤积。2025 年前 9 个月，中国日均原油进口量稳定在 1100 万桶以上，其中每天约有 100 万至 120 万桶直接进入储备库，推动国家石油储备天数提升至约 180 天。这属于战略性补库行为，旨在提升能源安全，其规模消化了同期全球可统计库存增量的约九成。然而，这并未直接转化为国内燃料油商业库存的同步高企。相反，由于国内炼厂在利润导向下降低了燃料油收率，以及保税船燃需求增长缓慢，国内燃料油商业库存并未出现类似新加坡的剧烈累积。从进出口数据看，2025 年末新加坡流出的燃料油大部分运往中国，这部分资源更多是进入保税油供应链以满足即时需求，而非形成长期库存积压。



原油、燃料油年报

美国市场通常关注更具代表性的馏分油（包括柴油和取暖油）库存。数据显示，2025年美国馏分油库存整体处于紧张状态。截至9月底，馏分油库存较过去五年同期平均值低约4%。进入10月，库存进一步消耗，10月24日当周数据显示馏分油库存同比五年平均水平低约8%。美国能源部报告指出，造成2025年上半年库存大幅消耗的原因包括强劲的出口需求以及国内炼油厂关闭导致的产量下降。尽管美国商业原油库存同样低于五年均值，但其燃料油（馏分油）领域的库存紧张格局与亚洲的过剩形成鲜明对比。

图表 77：中国燃料油库存



数据来源：百川盈孚、通惠期货研发部

图表 78：美国燃料油库存



数据来源：EIA、通惠期货研发部

新加坡作为全球最大的船用燃料油加注中心和亚洲石油产品贸易枢纽，其库存变化是反映区域供需平衡最敏感的指标。2025年，新加坡燃料油库存经历了从年内波动到年末急剧累积的过程。全年周度平均库存达到2280万桶，较2024年的1970万桶的平均水平大幅上涨了约36%。尤为关键的是，在2025年的最后一周，新加坡岸上燃料油库存激增至2675万桶（约421万吨），创下年内高点。这一激增直接源于供需两方面的压力：当周燃料油流入量环比激增27.1%，超过100万吨，其中最大来源地是巴西；而同期流出量则大幅下降33.9%，仅约33.7万吨。这种“高流入、低流出”的模式，清晰地印证了亚洲地区燃料油市场面临严重的供应过剩和需求疲软的双重挤压。

富查伊拉是中东地区关键的石油产品储运中心。数据显示，截至2025年12月29日当周，富查伊拉的重质残渣燃料油库存为990.9万桶，环比减少8%，处于八周低位。尽管年末有所去库，但综合来看，2025年全年富查伊拉的成品油总库存增幅约为20%。这表明该地区在过去一年中也累积了一定的库存压力，但年末的去库可能得益于区域需求的调节或物流方向的变化。

相比往年，2025年全球燃料油库存格局的最大变化在于亚洲从相对平衡快速转向显著过剩。往年新加坡库存虽有波动，但像2025年这样平均库存同比激增超过30%的情况较为罕见。这背后是全球炼油产能持续释放、OPEC+原油产量增加带来更多副产燃料油，以及亚洲地区自身需求（特别是中国作为原料的需



原油、燃料油年报

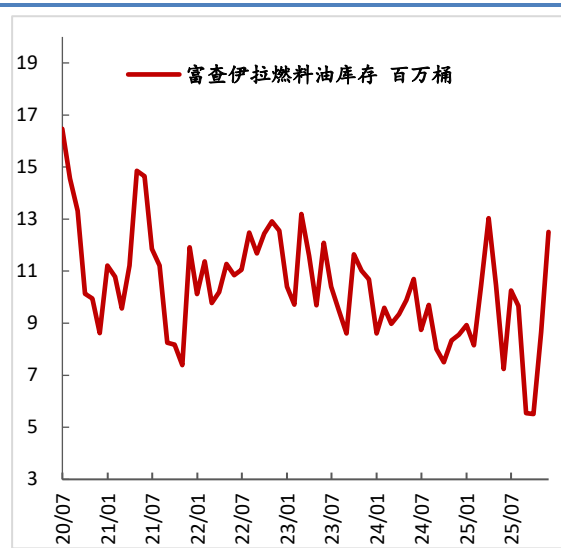
求) 增长乏力共同作用的结果。与此同时, 美国市场因自身供需结构和强劲出口, 保持了馏分油库存的相对紧张, 这与往年同期水平相比也处于偏低位置。

图表 79: 新加坡燃料油库存



数据来源: ESG、通惠期货研发部

图表 80: 富查伊拉燃料油库存



数据来源: OPEC、通惠期货研发部

展望 2026 年, 全球燃料油库存预计将延续并深化区域分化格局, 整体面临累库压力。除非出现大规模的炼厂意外停产或需求端超预期反弹, 否则来自巴西、中东等地的燃料油供应将继续涌入新加坡等亚洲枢纽。国际能源署 (IEA) 预测 2026 年全球石油供应增长将继续超过需求增长, 这一宏观背景决定了燃料油作为炼化副产品, 其全球供应依然充裕, 亚洲作为主要消费地, 库存消化需要时间。随着国内炼厂进一步降低燃料油收率, 中国对进口燃料油的依赖度可能保持高位。若亚太地区整体需求 (尤其是航运需求) 复苏不及预期, 进口资源可能会部分转化为国内保税罐或商业库的库存。美国能源部预计其馏分油库存将在 2025 年及 2026 年持续低于往年水准。尽管经济放缓可能抑制国内消费, 但来自欧洲等地的替代性需求以及美国炼能的结构性限制, 可能继续支撑其出口, 从而限制库存的快速重建。

7.6、平衡表: 从“紧平衡”转向“宽松累积”的过渡

2025 年中国燃料油平衡表的核心特征是“供需双弱, 紧平衡下库存先抑后扬”。从供给看, 国内产量全年维持在 310-373 万吨/月的区间, 同比微增但弹性有限; 进口量则波动显著, 月均约 178 万吨, 同比呈现收缩态势, 这与此前分析的“国产低硫油供给受制于效益、高硫资源依赖进口补充”的格局相符。从需求看, 月度实际消费量在 272-387 万吨间宽幅震荡, 全年均值约为 361 万吨/月, 整体呈现不温不火的态势, 背后是全球航运需求疲软及国内炼化需求转变的共同作用。

关键的平衡变化体现在库存上。平衡表数据显示, 全年库存经历了先消耗后累积的过程。上半年 (尤其是第一季度) 库存持续为负, 表明市场处于消耗前期库存的紧平衡状态; 但从 7 月开始, 库存持续转正并在年末维持正值, 这与我之前分析的“全球库存格局向亚洲累库转变”的趋势完全吻合, 印证了



原油、燃料油年报

半年供应压力加大、供需转向宽松的市场拐点。

图表 81：燃料油平衡表

单位：万吨	产量	进口量	实际消费量	出口量	库存
2025/01	321.72	188.24	403.21	133.80	-27.05
2025/02	319.79	195.41	377.59	166.69	-29.08
2025/03	318.55	138.26	353.17	175.36	-71.73
2025/04	315.33	182.74	362.34	177.25	-41.52
2025/05	321.72	130.17	352.27	123.64	-24.02
2025/06	310.84	139.70	272.08	231.83	-53.37
2025/07	363.27	195.69	382.73	145.41	30.82
2025/08	342.08	145.76	324.87	164.32	-1.35
2025/09	372.94	202.42	337.89	223.63	13.84
2025/10	342.08	187.26	384.30	122.81	22.22
2025/11	335.37	214.94	387.30	158.33	4.68
2025/12	355.73	201.10	385.80	140.57	30.46
<i>2026/01</i>	<i>359.35</i>	<i>232.80</i>	<i>481.72</i>	<i>157.73</i>	<i>-47.31</i>
<i>2026/02</i>	<i>356.22</i>	<i>208.98</i>	<i>414.22</i>	<i>145.62</i>	<i>5.36</i>
<i>2026/03</i>	<i>355.48</i>	<i>220.68</i>	<i>459.15</i>	<i>158.39</i>	<i>-41.38</i>
<i>2026/04</i>	<i>351.98</i>	<i>277.36</i>	<i>452.74</i>	<i>175.89</i>	<i>0.70</i>
<i>2026/05</i>	<i>348.63</i>	<i>179.83</i>	<i>438.29</i>	<i>149.03</i>	<i>-58.85</i>
<i>2026/06</i>	<i>339.75</i>	<i>153.92</i>	<i>305.46</i>	<i>210.26</i>	<i>-22.06</i>
<i>2026/07</i>	<i>366.93</i>	<i>187.18</i>	<i>365.98</i>	<i>164.91</i>	<i>23.21</i>
<i>2026/08</i>	<i>360.40</i>	<i>177.89</i>	<i>370.22</i>	<i>164.29</i>	<i>3.77</i>
<i>2026/09</i>	<i>381.51</i>	<i>218.57</i>	<i>359.68</i>	<i>220.97</i>	<i>19.43</i>
<i>2026/10</i>	<i>354.42</i>	<i>211.59</i>	<i>411.71</i>	<i>125.47</i>	<i>28.83</i>
<i>2026/11</i>	<i>333.46</i>	<i>245.90</i>	<i>405.30</i>	<i>171.10</i>	<i>2.96</i>
<i>2026/12</i>	<i>342.52</i>	<i>209.74</i>	<i>373.93</i>	<i>163.10</i>	<i>15.23</i>

数据来源：百川盈孚、通惠期货研发部

与往年相比，2025年平衡表揭示的最大变化在于增长驱动力的根本转换。过去，中国燃料油市场增长往往由地方炼厂的原料进口需求驱动。而在2025年，这一驱动力大幅减弱，市场平衡更多依赖于保税船用燃料油的出口与消费。这导致市场波动与全球航运市场及新加坡价格的联动性显著增强，国内供需的独立性减弱。这一点从库存变化滞后于国际市场价格和新加坡库存变化可以得到印证。

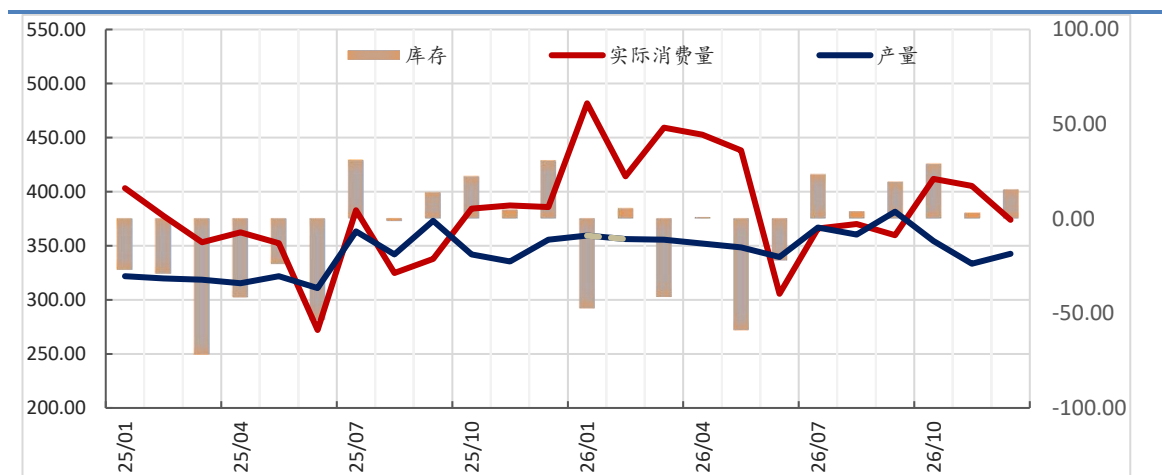
展望2026年，平衡表预测数据（月均产量约355万吨，进口约205万吨，消费约399万吨）显示市场可能呈现“供给温和增长，需求脆弱复苏，库存压力常态化”的局面。首先，国内产量预计将保持稳定，增长空间受炼厂持续降低燃料油收率的策略限制。其次，进口量预测值有所回升，反映了对进口资源的依赖度仍将维持高位。最为关键的是需求端，预测的消费量均值虽略高于2025年，但其复苏强度将高度依赖于全球贸易环境能否改善以及波罗的海干散



原油、燃料油年报

货运价指数（BDI）能否摆脱低迷。预计 2026 年库存将继续呈现季节性波动，但如同 2025 年下半年，阶段性供应过剩导致库存累积的情景可能更加频繁。全球市场，特别是新加坡的高库存，将成为压制亚太地区裂解价差和限制国内价格上行空间的常态因素。

图表 82：燃料油平衡表



数据来源：百川盈孚、通惠期货研发部

综上所述，2025 年燃料油平衡表精确刻画了市场从“紧平衡”转向“宽松累积”的过渡之年。2026 年，在缺乏强劲新增长引擎的背景下，中国燃料油市场预计将延续这种“供需弱平衡、库存易累积”的新常态，价格走势将更多地由成本波动和区域间的套利活动所主导。

八、总结与展望：宽松周期延续，寻底之路开启

2025 年是全球原油市场格局发生根本性转折的一年。在 OPEC+ 战略性增产、非 OPEC+（尤以美国为首）供应刚性增长与宏观需求预期疲软的三重共振下，市场从“脆弱平衡”彻底转向“显著过剩”，全年油价中枢系统性下移。展望 2026 年，驱动宽松的核心逻辑依然成立，但部分边际力量正在发生变化。我们判断，市场或将进入宽松周期的下半场：供应过剩持续施压油价，但过剩的绝对力度可能较 2025 年峰值有所收敛，油价在寻底过程中波动加剧，并逐步孕育结构性反弹的条件。

供给端增长惯性犹存，但弹性边际减弱。OPEC+ 是摇摆的“稳市者”，2025 年其“保份额”的激进增产策略是导致过剩的核心推手。展望 2026 年，在低油价侵蚀财政收入的压力下，OPEC+ 政策大概率从“扩张”转向“审慎”。预计将暂停或仅进行小幅、条件性的增产，甚至不排除在油价急跌时重新启用减产工具以托底市场。其庞大的闲置产能（尤其是沙特）将从“增产弹药”转变为“市场调节器”与“价格安全垫”。非 OPEC+ 增长步入平台期，美国页岩油在钻机数持续低迷的背景下，产量进一步增长已面临技术和资本的瓶颈，2026 年更可能呈现高位维持而非大幅跃进。巴西、圭亚那等国的增长虽持续，但难以单独扭转全局。俄罗斯产量受制于制裁与内部产能，增量有限；伊朗、委内瑞拉等地缘变量供给潜力巨大，但释放受政治博弈制约，具有高度不确定性。总体



来看，非 OPEC+ 供给增长在 2026 年将显著放缓。

需求端总量增长乏力，结构分化深化。全球增长引擎减速。在宏观经济与能源转型的双重约束下，全球原油需求增速预计维持在低位区间。IEA、EIA 等机构持续下调的增长预测已成为市场共识。结构性分化成为新常态。美国需求虽难现高增长，但其庞大的消费基数与相对稳健的经济韧性，使其成为全球需求中最重要的“稳定器”。中国需求进入平台期，消费增长近乎停滞，但中国开启的大规模战略储备吸收了大量供给。印度作为最重要的增量来源，其增长能否抵消化石燃料需求在全球范围内的结构性衰减，将是长期关键变量。

库存从“缓冲垫”到“压力源”。2025 年下半年开启的全球性库存累积周期将在 2026 年上半年延续。经合组织商业原油库存、新加坡燃料油库存等关键指标预计将从低位回升至甚至超过五年均值水平。高库存将成为压制油价反弹的显性压力，也是衡量市场过剩程度的直观标尺。只有当库存积累速度显著放缓或开始趋势性去化时，才意味着市场供需寻得新的平衡点。

地缘溢价效应钝化，但波动之源未除。2025 年的市场表明，在宽松基本面上，局部地缘冲突仅能引发油价的短期脉冲行情，风险溢价消散迅速。展望 2026 年，中东局势、俄乌冲突、对主要产油国的制裁等风险事件依然高发，它们虽难以扭转供需大势，但将显著增加价格的波动性，可能为处于低位的油价提供间歇性的、交易性的反弹机会。

燃料油市场或将跟随成本，弱势中寻求结构性机会。2025 年燃料油与低硫燃油市场在成本坍塌与自身供需疲软的双重打击下深度下跌。展望 2026 年，其走势将继续锚定原油成本，难有独立牛市。高硫燃料油（HSFO）供应受地缘扰动（如俄罗斯出口）和炼厂加工选择的影响，而需求端则依赖于脱硫塔安装红利及季节性发电需求，其裂解价差可能相对坚韧。低硫燃料油（LSFO）则面临全球产能充裕与航运需求增长乏力的压力，裂解价差承压。全球范围内，特别是亚太枢纽的燃料油库存压力，将是压制裂解利润和绝对价格的关键因素。

综合以上基本面，2026 年国际油价运行中枢预计将较 2025 年进一步下移。Brent 原油主要运行区间可能下探至 55-70 美元/桶；WTI 原油区间或将在 50-65 美元/桶。下行风险在于全球经济超预期衰退或 OPEC+ 内部纪律瓦解；上行风险则来自大规模地缘供应中断或 OPEC+ 超预期联合减产。内盘 SC 原油或凭借相对独立且稳健的供需基本面（多元化的供应保障、稳定的炼化需求、庞大的战略储备吸纳能力），预计将继续对国际基准油保持结构性溢价。SC-Brent 价差将在 4-8 美元/桶的区间内波动，中国需求的边际变化和原油进口政策将是影响价差的关键。市场节奏上，2026 年上半年可能延续 2025 年末的过剩压力，油价承压探底，但在下半年，随着季节性需求回暖、低油价可能开始抑制部分高成本供应，以及 OPEC+ 潜在的稳市动作，市场过剩压力有望边际缓解，油价可能在下探后于区间下沿获得支撑，展开震荡筑底行情。

分析师承诺

本人(或研究团队)以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告。本报告清晰地反映了本人(或研究团队)的研究观点。本人(或研究团队)不曾因,不因,也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

免责声明

客户不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户,不构成客户私人咨询建议。本公司不确保本报告充分考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况,以及(若有必要)咨询独立投资顾问。

在任何情况下,本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下,本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负责。

若本报告的接收人非本公司的客户,应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

咨询热线: 021-68864685

地址: 上海市浦东新区陆家嘴西路 99 号万向大厦 10 楼

邮编: 200120

电话: 021-68864685 传真: 021-68866985

