

# 能源中游炼油与燃料营销行业风险报告

GlobalCheck 全球行业结构性风险评级 (GISR)

报告版本: 2026.1

专业机构版

# 目录

|                              |    |
|------------------------------|----|
| 执行摘要 .....                   | 6  |
| 最重要的结构性风险 .....              | 6  |
| 主要缓释因素 .....                 | 6  |
| 当前状态与 12—24 个月基准展望 .....     | 6  |
| 第 1 章 行业定义、边界与适用范围 .....     | 7  |
| 1.1 行业操作性定义 .....            | 7  |
| 1.1.1 能源中游 .....             | 7  |
| 1.1.2 炼油与燃料营销 .....          | 7  |
| 1.2 包含的业务 .....              | 7  |
| 1.3 明确排除的业务 .....            | 8  |
| 1.4 相邻行业和代码归类冲突 .....        | 9  |
| 1.5 合并报告的合理性 .....           | 10 |
| 第 2 章 全球行业结构性风险评价结果 .....    | 10 |
| 2.1 GISR 总体结果 .....          | 10 |
| 2.2 六个评价维度 .....             | 10 |
| 2.2.1 行业周期性 .....            | 11 |
| 2.2.2 竞争结构与进入壁垒 .....        | 11 |
| 2.2.3 盈利能力与现金流稳定性 .....      | 12 |
| 2.2.4 技术、产品或商业模式替代风险 .....   | 12 |
| 2.2.5 中长期增长稳定性 .....         | 12 |
| 2.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击暴露 ..... | 12 |
| 2.3 结构性风险与当前景气度的区别 .....     | 13 |
| 2.4 核心风险、缓释因素与触发条件 .....     | 13 |
| 第 3 章 行业结构、价值链与商业模式 .....    | 14 |
| 3.1 产业链结构与风险传导 .....         | 14 |
| 3.2 核心产品与服务体系 .....          | 14 |
| 3.2.1 中游服务 .....             | 14 |
| 3.2.2 炼油与营销产品 .....          | 15 |
| 3.3 主要商业模式 .....             | 15 |
| 3.4 行业参与者类型 .....            | 15 |

第 4 章 全球市场规模、需求与供给结构 ..... 16

4.1 市场规模与历史变化..... 16

4.1.1 市场规模口径..... 16

4.2 需求驱动因素 ..... 18

4.2.1 长期需求驱动..... 18

4.2.2 周期性需求驱动 ..... 19

4.2.3 事件型冲击 ..... 19

4.3 供给、产能与利用率..... 19

4.3.1 炼油产能、利用率和退出..... 19

4.3.2 管道和中游供给能力 ..... 20

4.4 定价机制 ..... 22

4.4.1 中游定价 ..... 22

4.4.2 炼油与营销定价 ..... 22

第 5 章 竞争格局与行业集中度..... 22

5.1 行业集中度..... 22

5.2 进入壁垒 ..... 23

5.3 竞争方式 ..... 24

5.3.1 中游竞争..... 24

5.3.2 炼油竞争..... 24

5.3.3 营销竞争..... 24

5.4 行业整合与退出..... 24

第 6 章 行业经济性、盈利与现金流特征 ..... 24

6.1 收入模式与稳定性 ..... 25

6.1.1 能源中游..... 25

6.1.2 炼油与燃料营销 ..... 25

6.2 成本结构 ..... 25

6.3 利润率和盈利波动 ..... 26

6.4 营运资金与现金转换..... 27

6.5 资本密集度与自由现金流 ..... 27

6.6 杠杆和融资特征..... 28

第 7 章 周期性、历史压力期与风险传导 ..... 28

7.1 行业周期来源 ..... 28

|                                      |    |
|--------------------------------------|----|
| 7.2 关键历史压力期.....                     | 28 |
| 7.2.1 2008—2009 年：需求、信用与融资同步收缩.....  | 28 |
| 7.2.2 2014—2016 年：油价下跌与中游资本模式重估..... | 28 |
| 7.2.3 2020 年：全球燃料需求骤降.....           | 29 |
| 7.2.4 2021 年：极端天气与关键基础设施网络风险.....    | 29 |
| 7.2.5 2022 年：俄乌冲突与产品市场紧张.....        | 29 |
| 7.2.6 2026 年：中东冲突、原油与产品市场脱节.....     | 29 |
| 7.3 历史峰谷表现.....                      | 30 |
| 7.4 风险传导机制.....                      | 31 |
| 7.5 缓冲机制.....                        | 31 |
| 第 8 章 技术、监管、政策与替代风险.....             | 32 |
| 8.1 技术变化.....                        | 32 |
| 8.2 产品或商业模式替代.....                   | 32 |
| 8.3 监管和政策.....                       | 32 |
| 8.4 合规成本及监管不确定性.....                 | 33 |
| 第 9 章 供应链、贸易与地缘风险.....               | 33 |
| 9.1 关键投入.....                        | 33 |
| 9.2 供应集中度.....                       | 34 |
| 9.3 下游和客户集中.....                     | 34 |
| 9.4 国际贸易.....                        | 34 |
| 9.5 供应链韧性.....                       | 35 |
| 第 10 章 全球区域差异.....                   | 35 |
| 10.1 北美.....                         | 36 |
| 10.2 欧洲.....                         | 36 |
| 10.3 中国.....                         | 36 |
| 10.4 日本和韩国.....                      | 36 |
| 10.5 其他亚洲及东盟.....                    | 36 |
| 10.6 中东.....                         | 36 |
| 10.7 拉丁美洲.....                       | 37 |
| 10.8 非洲.....                         | 37 |
| 10.9 大洋洲.....                        | 37 |
| 第 11 章 当前行业状态和未来 12—24 个月展望.....     | 37 |

11.1 当前行业状态：截至 2026 年 7 月 26 日 ..... 37

11.2 未来 12—24 个月展望 ..... 38

第 12 章 情景分析与关键监测指标 ..... 38

12.1 情景分析 ..... 38

12.2 关键监测指标 ..... 39

12.3 GISR 变化触发条件 ..... 40

第 13 章 方法论、局限及使用说明 ..... 41

13.1 GISR 评价对象与等级含义 ..... 41

13.2 数据口径与截止日期 ..... 41

13.3 市场规模处理原则 ..... 41

13.4 全球与样本数据局限 ..... 41

13.5 GlobalCheck 适用规则 ..... 41

13.6 尚存局限 ..... 42

参考资料 ..... 42

国际组织与官方能源统计 ..... 42

政府、统计与监管机构 ..... 42

行业协会与专业运营组织 ..... 44

公司法定披露 ..... 44

## 执行摘要

能源中游、炼油与燃料营销连接油气生产、跨区域运输、炼化加工与终端燃料消费。中游依靠管道、处理、储存、LNG 和终端资产提供容量及吞吐服务；炼油与营销则通过原料加工、产品组合、批发和零售网络获取价差及渠道收益。两类业务共享商品流、基础设施和地缘风险，但现金流形成机制不同，必须分别评价。

| 底层行业    | 最终 GISR          | 核心含义                                                          |
|---------|------------------|---------------------------------------------------------------|
| 能源中游    | GISR 3   中等结构性风险 | 长期合同、受监管费率和网络壁垒降低短期波动，但高资本强度、杠杆、客户与盆地集中、再合同化、安全及长期需求迁移限制风险下行。 |
| 炼油与燃料营销 | GISR 4   较高结构性风险 | 利润对裂解价差、原油品质差、开工率、检修、库存、能源与政策信用成本高度敏感，并面临全球产能迁移和道路燃料替代。       |

### 最重要的结构性风险

- 资产利用率和流向风险：生产盆地衰退、炼厂关闭、终端需求下降或贸易路线改变，可削弱专用管道、处理厂、储罐和零售网络的长期经济性。
- 炼油盈利高波动：裂解价差、原油品质差价、能源成本、检修、库存和合规信用可使利润变化显著大于吞吐量或利用率变化。
- 资本和再融资风险：两类业务均资本密集；中游高杠杆和外部融资依赖、炼厂持续检修与环保资本支出，会在现金流下行时放大脆弱性。
- 高后果运营风险：管道泄漏、炼厂事故、网络攻击、极端天气和关键单点设施停运可能造成跨区域供应中断及重大责任。
- 转型与监管风险：甲烷、燃料全生命周期碳强度、可再生燃料义务、SAF 和船燃规则改变产品组合、数据责任、信用采购与资本投入。
- 贸易与地缘风险：原油、LNG 和成品油依赖海运咽喉、保险、制裁和结算网络；原油供应恢复与产品供应恢复可能不同步。

### 主要缓释因素

- 受监管费率、take-or-pay、最低量承诺和长期容量预订可降低中游短期量价波动，但保护程度取决于合同期限、客户信用和资产替代用途。
- 管网、枢纽、储存和出口终端的网络效应及许可壁垒提高优质存量资产的替代成本。
- 高复杂度、原料灵活、具出口能力的炼厂及一体化物流和营销网络，能够在地区和产品错配时获取相对优势。
- 库存、对冲、零售毛利、产品多元化、地区多元化及较低杠杆可缓和单一价格或需求冲击。

### 当前状态与 12—24 个月基准展望

截至 2026 年 7 月，全球油气市场仍受中东冲突和霍尔木兹通行不确定性影响。IEA 在 2026 年 7 月预计，全球石油需求 2026 年下降约 1.0 百万桶/日、2027 年增加约 2.0 百万桶/日；全球炼厂运行量 2026 年下降约 2.4 百万桶/日、2027 年反弹约

3.1 百万桶/日。原油流动的恢复快于部分成品油供应，令产品裂差在 2026 年 7 月初升至四年高位 ([1])。天然气方面，IEA 预计 2026 年全球需求下降约 0.5%，海湾 LNG 中断使价格和航线调整压力上升 ([2])。2025 年全球 LNG 贸易达到 437 百万吨、同比增长 6.3%，显示中游 LNG 基础设施仍具增长基础，但 2026 年的中断也暴露出出口来源和航运通道集中 ([3])。

基准情景下，2026 年下半年至 2027 年原油、产品和 LNG 流动逐步恢复，但修复速度不一致；异常高裂差可能随炼厂重启、库存修复和新增供应而回落。中游固定费率资产现金流总体更稳定，商品暴露、客户集中和单一路线资产分化扩大；炼油营销仍维持高波动，优质资产与边际资产的差距可能继续扩大。上行触发包括产能关闭快于需求下降、低库存和持续供应约束；下行触发包括需求恢复不足、亚洲和中东新增炼能集中投产、融资成本高企及监管成本无法转嫁。

GISR 衡量行业长期风险结构，不因短期裂差、油价或单季利润变化而调整。综合研究准备、六维评价、历史压力与前瞻分析，现有证据不足以改变冻结等级：能源中游维持 GISR 3，炼油与燃料营销维持 GISR 4。

## 第 1 章 行业定义、边界与适用范围

本章将冻结的行业边界转换为可用于 GlobalCheck 企业匹配的操作规则。判断企业是否适用本报告时，应优先使用实际收入来源、资产用途、合同结构和价值链位置；工商登记代码、上市公司行业标签或集团名称仅作为候选筛选条件。

### 1.1 行业操作性定义

#### 1.1.1 能源中游

能源中游是位于油气生产与炼化、城市配气或其他终端需求之间，承担原油、天然气、天然气液和成品油的集输、处理、分馏、长距离运输、储存、装卸及终端服务的基础设施运营活动。核心判断不是企业是否“与油气有关”，而是其收入是否主要来自物理基础设施的容量、吞吐、处理或储存服务 ([4]; [5]; [6])。

该定义覆盖受监管费率、成本或指数挂钩费率、长期容量预订、take-or-pay、最低量承诺、固定处理费，以及依托自有管道、储罐或码头形成的实物优化收益。纯粹持有管道股权但不承担运营或合同风险的金融投资主体，不因底层资产属于中游而自动适用本报告。

#### 1.1.2 炼油与燃料营销

炼油是通过常减压蒸馏、催化裂化、加氢裂化、焦化、重整、加氢处理、调和等工艺，将原油、凝析油及其他烃类原料转化为汽油、柴油、航煤、燃料油、LPG、沥青、石油焦、基础油等产品的活动；燃料营销则包括成品油批发、货架销售、商业客户供应、品牌与非品牌零售以及与实物采购、库存和物流直接相关的优化活动 ([4]; [7]; [5]; [8])。

本报告所称“营销”不等于无资产的大宗商品投机交易。企业必须拥有或控制采购、加工、储存、运输、批发或零售中的实物环节，并承担库存、信用、价格或交付风险。便利店业务只有在加油站网络和燃料销售仍构成企业主要资产或风险来源时才纳入。

### 1.2 包含的业务

表 1 纳入业务、资产和底层风险画像

| 底层行业 | 纳入业务      | 典型收费/盈利模式 | 主要资产      | 产业链位置     | 适用画像   |
|------|-----------|-----------|-----------|-----------|--------|
| 能源中游 | 集气、集油、压缩、 | 处理费、固定费率、 | 集输管网、压缩站、 | 井口后至长输系统前 | GISR 3 |

| 底层行业  | 纳入业务                  | 典型收费/盈利模式              | 主要资产                | 产业链位置           | 适用画像           |
|-------|-----------------------|------------------------|---------------------|-----------------|----------------|
|       | 脱水、脱硫和天然气处理           | POP/POI 等              | 处理厂                 |                 |                |
| 能源中游  | NGL 回收、分馏、储存及出口       | 分馏费、储存费、吞吐费、实物优化       | 分馏塔、盐穴/罐区、码头        | 天然气处理后至石化/燃料市场  | GISR 3         |
| 能源中游  | 原油、天然气、成品油及 NGL 长输    | 受监管费率、容量预订、take-or-pay | 长输管道、泵站、压缩站、计量和控制系统 | 生产地至炼厂、枢纽或终端    | GISR 3         |
| 能源中游  | 地下储气、原油/成品油罐储及装卸终端    | 容量费、周转费、季节和地点优化        | 地下储库、储罐、码头、装车设施     | 供应与消费的时间/地点缓冲   | GISR 3         |
| 能源中游  | LNG 液化、储存、装船、接收和再气化终端 | 液化/再气化服务费、长期容量合同       | 液化列车、储罐、码头、再气化设施    | 管道气与全球 LNG 贸易之间 | GISR 3         |
| 炼油与营销 | 传统炼油和深度转化             | 产品价差、原料价差、收率和复杂度收益     | 炼厂、制氢、硫回收、公用工程      | 原油供应与成品油市场之间    | GISR 4         |
| 炼油与营销 | 成品油调和、批发及商业客户供应       | 批零价差、服务费、库存和物流优化       | 调和、油库、批发货架、配送网络     | 炼厂/进口终端至商业客户    | GISR 4         |
| 炼油与营销 | 燃料零售及燃料型便利店           | 每升/加仑毛利、品牌溢价、非油收入      | 加油站、地下储罐、便利店        | 终端消费            | GISR 4         |
| 炼油与营销 | 传统炼厂内可再生柴油、SAF 共处理或改造 | 燃料销售及政策信用收益            | 改造后的炼厂单元            | 传统炼化资产转型        | GISR 4，需单列政策风险 |

来源：美国、欧盟和联合国官方行业分类（[4]—[5]）及公司法定披露（[8]—[10]）；ApexInsight 整理。

1.3 明确排除的业务

表 2 明确排除的相邻行业与建议映射

| 排除项                    | 排除原因                   | 建议适用报告                 |
|------------------------|------------------------|------------------------|
| 原油、天然气勘探开发及油砂开采        | 储量、地质、开采成本和油价直接决定风险    | IR-003 油气勘探与生产行业风险报告   |
| 油田服务、钻井、完井及设备租赁        | 收入由上游资本开支和钻完井活动驱动      | 油田服务行业风险报告（ID 按冻结目录匹配） |
| 管道、炼厂、LNG 终端 EPC 和工程承包 | 项目执行、固定总价合同及施工周期为核心风险  | 工程建设与专业承包行业风险报告        |
| 城市燃气配气、公用事业售气          | 终端特许经营、公共服务监管及居民客户结构不同 | 燃气公用事业行业风险报告           |
| 独立石化、基础化工、塑料和化肥        | 产品周期、原料传导和技术路线不同       | 基础化工或石化行业风险报告          |
| 独立油轮、LNG 船、铁路、驳船和卡车运输  | 运力、租金和运输安全构成独立风险画像     | 海运、铁路或公路运输行业风险报告       |
| 纯金融性大宗商品交易、衍生品做市       | 缺少核心实物资产，风险来自市场和交易对手管理 | 金融服务或大宗商品贸易报告          |

| 排除项                   | 排除原因                 | 建议适用报告                               |
|-----------------------|----------------------|--------------------------------------|
| 以食品杂货为主的便利店或一般零售      | 燃料仅为引流品类，主要风险来自消费零售  | 食品零售或一般零售行业风险报告                      |
| 独立乙醇、生物柴油、SAF 和生物炼厂   | 农业原料、政策信用和技术路线具有独立风险 | 可再生燃料行业报告                            |
| CCS 项目开发、碳封存及碳信用交易    | 目前不属于传统中游核心业务        | 碳管理/环境服务报告；CO <sub>2</sub> 管道仅作为转型延伸 |
| 控股平台、基金、特殊目的载体和公共财政主体 | 主体本身不承担底层经营风险或需要穿透分析 | 按实际运营子公司或金融主体报告映射                    |

来源：美国、欧盟和联合国官方行业分类（[4]—[5]）；ApexInsight 整理。

1.4 相邻行业和代码归类冲突

NAICS 2022 将原油、天然气和成品油管道运输分别列入 486110、486210 和 486910，将炼油列入 324110，将拥有大宗液体储存设施的石油批发站和终端列入 424710，将汽车燃料零售列入 457110 或 457120。代码提供了候选范围，但不能替代对资产、收入和合同的判断（[4]）。

NACE Rev.2.1 自 2025 年起用于欧洲统计：精炼石油产品制造为 19.20，管道运输为 49.50，燃料批发更新为 46.81，汽车燃料零售为 47.30；2008—2024 时期的 NACE Rev.2 燃料批发代码仍为 46.71。跨期数据库若未标明版本，可能把代码变更误判为企业行业迁移（[7]）。

表 3 容易发生代码归类冲突的业务

| 冲突业务       | 常见代码冲突                                  | GlobalCheck 冻结规则                                      |
|------------|-----------------------------------------|-------------------------------------------------------|
| NGL 回收     | 上游开采代码或中游处理代码                           | 井场生产过程归上游；集中处理厂、收费加工和分馏归中游                            |
| 天然气长输与城市配气 | NAICS 486210 或 221210                   | 处理厂/枢纽至地方配气系统归中游；终端配气、售气归公用事业                         |
| 油库和石油批发    | NAICS 424710、424720 或终端支持活动             | 拥有并运营大宗储存和装卸设施者归中游/营销；无主要资产的商贸分销需单独判断                 |
| 炼油与石化一体化   | NAICS 324110 或 325110；NACE 19.20 或 20 类 | 按主要产品、分部资产和利润划分；独立石化分部排除                              |
| 管道运营与管道建设  | 运输运营代码或 237120 等工程代码                    | 持续运营、收取运输费者纳入；EPC、维修承包排除                              |
| 加油站与便利店    | 燃料零售或一般零售                               | 燃料毛利、地下储罐和站点网络为核心资产时纳入；食品零售主导时排除                      |
| LNG 企业     | 上游、终端、船运或贸易代码                           | 液化和再气化终端纳入；上游气田和独立船舶运营排除                              |
| 综合能源集团     | 集团主代码可能为上游或综合油气                         | 必须使用分部收入、资产、吞吐量和资本支出，不得按集团主代码整体映射                     |
| EV 充电业务    | 燃料零售或电力供应/充电运营                          | 仅作为现有站点网络转型讨论；独立充电平台不纳入。NACE Rev.2.1 将充电设施运营排除于 47.30 |

来源：美国、欧盟和联合国官方行业分类（[4]—[5]）；ApexInsight 整理。

GlobalCheck 映射顺序：第一步识别实际运营实体；第二步读取主营收入和资产；第三步识别合同/收费模式；第四步使用 SIC、NAICS、NACE 或 ISIC 作一致性检查；第五步对综合企业按分部或运营子公司映射。

1.5 合并报告的合理性

能源中游与炼油营销共享同一物理商品链、库存系统、港口和贸易通道。原油品质、管道可达性、储存条件和出口终端决定炼厂原料选择；炼厂开工、产品收率和区域需求又决定成品油管道、油库和码头的吞吐。地缘冲突、极端天气、网络攻击、排放规则和产品规格变化会在两个底层行业之间传导，因此共用一份价值链和外部冲击分析具有实质合理性。

两者不得合并为一个平均风险结论。能源中游的核心是合同、费率、利用率、客户信用和资本结构；炼油营销的核心是原料与产品价差、开工率、复杂度、库存及政策信用成本。报告在每一 GISR 维度、市场规模、定价和竞争分析中均分别陈述两个底层行业，并保留 GISR 3 与 GISR 4。

第 2 章 全球行业结构性风险评价结果

2.1 GISR 总体结果

能源中游：GISR 3（中等结构性风险）：高资本壁垒、网络效应、受监管费率和长期合同降低短期波动，但高杠杆、客户与盆地集中、再合同化、许可、安全和长期需求迁移使风险不能归入较低等级。

炼油与燃料营销：GISR 4（较高结构性风险）：产品需求具有韧性且存量高复杂度资产可形成稀缺性收益，但利润受裂解价差、原油品质差价、开工率、检修、库存、能源和合规成本显著影响；地区新增产能和道路燃料替代进一步提高长期分化。

GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（Global Industry Structural Risk Level, GISR）为 1—6 级：1 级为很低、2 级为较低、3 级为中等、4 级为较高、5 级为高、6 级为很高结构性风险。GISR 反映行业长期风险结构，不是企业信用评级、违约概率、国家风险、项目风险或证券投资建议。

2.2 六个评价维度

表 4 GISR 六维评价对照

| 评价维度         | 能源中游      | 炼油与营销     | 主要判断依据                                             |
|--------------|-----------|-----------|----------------------------------------------------|
| 行业周期性        | 3：中等      | 4：较高      | 中游合同保护降低价格敏感性，但量、客户信用和重签仍受周期影响；炼油利润直接受需求、库存及价差周期驱动 |
| 竞争结构与进入壁垒    | 2—3：低至至中等 | 3—4：中等至较高 | 管道和终端具有自然垄断及许可壁垒；炼厂壁垒高但产品可跨区贸易，边际产能承受全球竞争          |
| 盈利与现金流稳定性    | 3：中等      | 4：较高风险    | 中游现金流较稳定但杠杆和维护资本高；炼油盈利分布宽、营运资本和检修支出显著              |
| 技术、产品或商业模式替代 | 3：中等      | 4：较高      | 天然气/LNG/NGL 资产中期韧性较强；汽柴油专用资产及零售网络面                 |

| 评价维度           | 能源中游 | 炼油与营销  | 主要判断依据                                                        |
|----------------|------|--------|---------------------------------------------------------------|
|                |      |        | 临 EV、效率和低碳燃料替代                                                |
| 中长期增长稳定性       | 3：中等 | 4：较高风险 | 中游增长取决于盆地产量、贸易重<br>构和去瓶颈；全球炼能增加集中在<br>亚洲、中东，成熟市场退出与需求<br>迁移并存 |
| 监管、政策、供应链及外部冲击 | 4：较高 | 4：较高   | 两者均属关键基础设施，面临安全<br>、网络、极端天气和地缘风险；炼<br>油另承受燃料配额、碳和污染物合<br>规成本  |

来源：OPEC、IEA、EIA、PHMSA、FERC、EPA 及欧盟委员会公开资料（[11]—[23]）；ApexInsight 分析。

2.2.1 行业周期性

能源中游的周期性通常低于上游和炼油。受监管费率、固定费率、take-or-pay 和最低量承诺可在合同期内隔离短期商品价格，但不能消除生产盆地产量下降、锚定客户破产、合同到期降价、利用率不足或商品挂钩合同的风险。美国州际油品管道指数机制允许符合条件的费率上限随行业成本和 PPI-FG 调整；2026—2031 周期采用 PPI-FG 减 0.55 个百分点，显示部分管道收入具有制度化成本传导，而非完全市场化定价（[21]）。

炼油与营销的利润周期更强。OPEC 数据显示，全球炼厂吞吐量由 2020 年的 78.18 百万桶/日恢复至 2025 年的 86.89 百万桶/日，但名义产能与实际吞吐之间长期存在显著差额；利用率、检修、产品库存和地区性供应中断共同决定边际利润（[11]；[12]）。2020 年美国炼厂利用率降至 78.9%，2025 年回升至 92.0%，同一资产体系在压力期和紧张期的运营杠杆差异显著（[15]）。

反证与缓释因素包括：炼厂关闭速度可能快于需求下降，高复杂度、低成本原料和出口能力可形成稀缺性收益；中游在合同覆盖充分、客户多元且杠杆适中的情况下可表现接近基础设施公用事业。数据局限在于全球合同结构和全球炼厂利润基准缺乏统一公开数据，本报告以美国监管数据和公司样本作机制验证，不外推为全球行业均值。

2.2.2 竞争结构与进入壁垒

管道、储存和终端具有高前期资本、征地许可、规模经济和网络效应，同一路径的重复建设通常缺乏经济性。进入壁垒并不自动等于低风险：单一盆地可能在高产量预期下形成平行管道过建，LNG 液化和出口终端也可能在相近投产窗口争夺同一批资源和客户。

炼厂同样具有高资本和许可壁垒，但汽油、柴油、航煤和燃料油可以通过海运跨区域竞争。EIA 估计 2023 年全球炼能约 103.5 百万桶/日，并判断 2024—2028 年可能有 2.6—4.9 百万桶/日新增产能投运，主要位于亚太和中东；项目融资、原油供应、物流、测试和库存准备均可能造成延期（[17]）。因此，全球高壁垒与区域性过剩可以同时存在。

缓释因素是成熟市场的许可限制、环保支出和关闭潮提高了优质存量资产的替代成本。数据局限是全球公司级炼能所有权和真实运营控制并不完全公开，跨国集中度不应以少数上市公司收入近似。第 5 章仅计算美国公开炼厂级能力的可观察集中度。

### 2.2.3 盈利能力与现金流稳定性

中游项目通常需要在建设期投入大量资本，投产后折旧和维护支出持续，行业公司常以较高杠杆提高权益回报。固定费率合同可稳定 EBITDA，但自由现金流仍受增长资本、收购、利率、项目延期及分配政策影响。MLP 的可分配现金流定义与一般公司的自由现金流不同，不宜未经调整直接比较 ([6]; [24]; [25])。

炼油现金流受价差和营运资本双重影响。原油价格上涨可能扩大库存资金占用，但不必然提高利润；利润取决于产品篮子收入与原料、能源、氢气、碳、运输和检修成本之差。2026 年 7 月 IEA 观察到产品市场紧张推动裂解价差和炼油利润升至四年高位，同时全球炼厂运行量仍同比低约 6 百万桶/日，说明高利润可与低运行量并存，不能用营业收入或原油价格替代炼油盈利判断 ([1])。

缓释因素包括库存和对冲管理、一体化物流、零售毛利及低杠杆财务政策。公开数据限制包括不同公司对“调整后 EBITDA”“维护资本”和库存损益的定义不同；第 6 章进一步区分并标准化这些口径。

### 2.2.4 技术、产品或商业模式替代风险

中游替代风险高度依赖介质和用途。服务天然气、LNG 和 NGL 的资产在电力、工业、化工和国际贸易中的用途较为多元；专门服务单一衰退盆地、单一炼厂或道路燃料的资产更容易面临吞吐下降和再合同化压力。管道改输氢气或 CO<sub>2</sub> 并非自动可行，材料、压力、杂质、压缩和监管要求可能需要实质改造。

炼油营销的替代风险首先集中于道路汽油和柴油。IEA 2026 年评估显示，2025 年全球石油需求仅增长约 0.65 百万桶/日，而全球电动车销量超过 2,000 万辆、约占新车销量四分之一；但航空、船运、LPG 及其他非道路用途的替代速度不同 ([13])。OPEC 数据也显示 2021—2025 年煤油/航煤需求由 5.46 增至 8.06 百万桶/日，疫情后的恢复显著高于残余燃料油 ([11])。

反证是新兴市场收入增长、机动化、航空需求和石化原料需求可能延缓总需求下降，且关闭低效炼能会支撑剩余资产利润。局限是长期需求情景对政策、技术和地缘假设高度敏感，不能把单一路径作为确定预测。

### 2.2.5 中长期增长稳定性

中游增长更依赖特定盆地产量、跨境流向、出口设施和去瓶颈机会，不能简单跟随全球油气需求。棕地扩建、管网互联和现有枢纽增容通常比孤立绿地项目更易获得合同覆盖和资本效率；大型绿地项目则面临许可、EPC 成本、投产和锚定客户风险。

OPEC 最新数据表明，2021—2025 年全球炼油名义产能由 100.97 增至 103.66 百万桶/日；同期中国、印度、其他亚洲、中东和非洲增加，而 OECD 欧洲和 OECD 亚太下降 ([11])。这不是均衡增长，而是产能向需求增长、原料资源和出口枢纽更有利的地区迁移。

缓释因素是成熟市场关闭潮可改善存量资产利用率，优质出口型炼厂仍可能获得长期现金流。主要数据局限是宣布产能与实际投运之间差异较大，且 OPEC 不同年度版本会修订历史数据；本报告对跨版数据仅作方向性解释。

### 2.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击暴露

管道和炼厂属于高后果关键基础设施。泄漏、火灾、爆炸、网络攻击、极端天气和单点设施停运会同时造成运营损失、环境责任和区域供应中断。PHMSA 重大事故定义包含死亡或住院伤害、经通胀调整的财产损失门槛、特定液体泄漏量或火灾爆炸等条件；报告规则变化限制了长期简单比较 ([20])。

美国炼厂还承担可再生燃料标准及 RIN 信用义务。EPA 2026—2027 最终规则设定更高的总适用量并对部分小炼厂豁免量进行 70%重新分配，合规成本和信用价格可能在炼厂之间形成不对称影响（[22]）。欧盟甲烷法规则逐步将监测、报告和甲烷强度要求延伸至进口原油和天然气合同，影响跨境供应链数据和合同管理（[23]）。

2021 年冬季风暴、Colonial Pipeline 网络事件、2022 年俄乌冲突以及 2026 年中东供应扰动均显示：原油供应、炼厂运行和产品供应可能不同步。2026 年 7 月 IEA 报告中，原油流量恢复快于中东出口炼厂和产品供应，导致原油价格回落而产品裂差上升（[1]）。缓释因素包括库存、备用路径、保险、应急计划和成本转嫁；数据局限是非美国事故和停机数据缺乏一致公开序列。

## 2.3 结构性风险与当前景气度的区别

结构性风险回答的是：在完整周期和多种外部情景下，该行业的需求、竞争、利润、资本和监管特征是否容易导致企业结果大幅分化。当前景气度回答的是：在某个日期，价格、库存、开工和订单处于何种状态。2026 年 7 月炼油裂差处于高位并不改变炼油 GISR 4，因为高位本身来自供应受限和库存紧张，且利润可能随运行恢复快速回落（[1]）。

同样，某一中游企业拥有长期合同并不意味着整个中游行业为低风险；合同期限、客户信用、再合同化和资产用途决定企业表现。GISR 不替代企业层面的资产区位、管理能力、杠杆、流动性和治理分析。

## 2.4 核心风险、缓释因素与触发条件

核心风险 1：需求和产品结构变化导致特定管道、炼厂或零售网络利用率下降。

核心风险 2：全球炼能向亚洲和中东迁移，成熟市场边际炼厂承受出口竞争和固定成本压力。

核心风险 3：中游高杠杆、项目延迟和再融资成本削弱合同现金流的保护。

核心风险 4：客户或盆地集中使最低量承诺在客户重组、合同到期后失效。

核心风险 5：裂解价差、原油品质差价、能源成本、库存和检修造成炼油盈利大幅波动。

核心风险 6：管道、炼厂和终端事故、网络攻击及极端天气形成高后果单点损失。

核心风险 7：燃料配额、甲烷、碳和污染物规则增加合规成本及数据责任。

核心风险 8：地缘冲突和海运咽喉中断造成原油、LNG 和产品流向重构。

主要缓释因素包括：受监管费率和长期合同；高替代成本与网络效应；多盆地、多客户和多产品组合；高复杂度炼厂及低成本原料；储存、出口和零售一体化；充足流动性、低杠杆和资本纪律。

未来 GISR 复核触发条件包括：道路燃料需求连续多年显著下降且关闭速度不足；全球或关键地区炼能利用率长期低于可持续水平；中游合同覆盖、期限和客户信用系统性恶化；安全或环境责任显著改变行业成本；政策使低碳燃料或替代技术的经济性发生不可逆变化。综合证据未支持调整 GISR 能源中游 3 级、炼油与燃料营销 4 级。

## 第 3 章 行业结构、价值链与商业模式

### 3.1 产业链结构与风险传导

价值链从油气生产开始，经集输、处理、分馏、管道、储存和终端进入炼厂或终端市场；炼厂将不同品质原油和中间原料转化为产品，再通过批发货架、管道、船运、卡车和零售站点触达客户。中游通过时间和地点转换创造价值，炼油通过分子和产品结构转换创造价值，营销通过渠道、库存、品牌和交付创造价值。



主要输入风险：资源量、品质、生产节奏、地缘与客户信用

中游传导：吞吐量 → 利用率 → 合同重签 → 现金流和杠杆

炼销传导：原油/产品价差 → 开工率与收率 → 营运资本 → 自由现金流

图 1 能源中游、炼油与燃料营销价值链及风险传导

来源：U.S. Census Bureau 及联合国、欧盟行业分类 ([4]—[5])；Valero 及 Enterprise Products 2025 年度法定披露 ([8]；[6])；ApexInsight 整理。

图表结论：风险沿价值链并非单向传导。上游减产会压低部分管道吞吐，却可能通过原油品质差价改善特定炼厂利润；炼厂停机也会压低原油管道需求，同时提高其他地区成品油管道和终端价值。

关键中间环节包括计量、质量控制、调度、混配、储存、码头、压缩、制氢、硫回收和公用工程。其经济价值在正常时期不一定表现为高毛利，但在管网拥堵、季节性峰值、原油品质错配或产品短缺时可能形成显著地点和时间溢价。

### 3.2 核心产品与服务体系

#### 3.2.1 中游服务

集输和处理服务的收入可以按处理量收费，也可包含天然气或 NGL 实物留成。固定收费降低价格风险；POP、POI 或 keep-whole 结构会将 NGL 和天然气价格、产品收率及燃料消耗传递给运营商。客户黏性来自管网连接和改接成本，但上游客户破产、盆地产量下降或新增竞争设施仍会改变议价。

长输管道和储存通常按容量、输送距离、峰值服务或实际吞吐收费。受监管资产的价格传导较强，但回报受允许成本、资本基数、利用率和监管审查限制；市场化管道依靠锚定客户和长期合同。储存和终端同时具有基础收费与优化收益，后者对季节价差、地点价差和库存策略更敏感。

LNG 液化和再气化项目通常以长期容量合同支撑建设，但实际风险取决于合同是否为 take-or-pay、能源和燃料成本由谁承担、客户信用、船期和码头可用性。独立船运不属于本报告，但船舶和航道约束会影响终端利用率。

3.2.2 炼油与营销产品

炼厂不是生产单一标准品，而是在原油品质、装置能力和产品规范约束下优化汽油、柴油、航煤、燃料油、LPG、石油焦、沥青和中间料组合。高复杂度装置可加工较重、较酸或折价原油并提高高价值轻质产品收率，但也增加资本、能源、检修和工艺安全要求。

批发营销依靠采购、调和、储存、信用和交付能力，单位毛利通常较薄但周转量大；航空和船用燃料合同重视可靠交付和信用；零售网络可通过品牌、站点区位、便利店和忠诚度形成较稳定的非油毛利，但面临租赁负债、地下储罐责任和替代能源投入。

3.3 主要商业模式

表 5 主要商业模式的经济性与风险特征

| 商业模式           | 收入来源          | 主要成本           | 利润来源          | 现金流特征       | 资本密集度 | 周期敏感性 | 主要风险              |
|----------------|---------------|----------------|---------------|-------------|-------|-------|-------------------|
| 受监管管道          | 费率和容量/输送量     | 运营维护、完整性、折旧    | 允许回报和资产基数     | 相对稳定；监管滞后   | 很高    | 低至中   | 成本不被认可、利用率及监管风险   |
| 固定费率/长期合同中游    | 固定处理、运输或容量费   | 运维、燃料、电力和维护资本  | 合同覆盖和利用率      | 稳定但受客户信用影响  | 高     | 中     | 合同到期、客户破产、项目延误    |
| 商品暴露型处理/NGL 优化 | 处理费加实物留成/价差   | 原料、燃料、物流和库存    | NGL 与天然气价差及收率 | 波动较高        | 高     | 高     | 商品价差、收率和库存风险      |
| 独立炼油           | 成品油销售         | 原油、能源、检修、物流和合规 | 裂解价差、原料差价、复杂度 | 高度波动且营运资本大  | 很高    | 很高    | 价差收缩、停机、环境责任      |
| 炼油—中游—营销一体化    | 加工、物流、批发和零售收入 | 跨环节成本及资本       | 区位和组合优化       | 分散但结构复杂     | 很高    | 中至高   | 内部转移定价、资本配置和集团复杂性 |
| 燃料批发/实物营销      | 批零价差、服务费      | 采购、信用、仓储、运输    | 规模、周转和物流优化    | 中等；信用和库存敏感  | 中     | 中至高   | 薄利、高周转、应收和库存风险    |
| 燃料零售/便利店       | 燃料毛利、品牌费、非油收入 | 站点、租赁、人工、支付和环保 | 区位、流量和非油组合    | 相对稳定但替代风险上升 | 中至高   | 中     | EV 替代、价格监管、站点责任   |

来源：FERC 监管框架及代表性公司法定披露（[21]；[8]—[25]）；ApexInsight 整理。

商业模式标签不能只依据公司名称。综合企业可能同时拥有受监管管道、商品暴露型处理、炼厂和零售；风险评估应以分部 EBITDA、资产、资本支出和债务支持关系确定主导风险。

3.4 行业参与者类型

全球参与者包括国家石油公司、国际综合能源公司、独立中游公司和 MLP、独立炼油商、区域燃料营销商、港口和基础设施运营商以及地方性零售网络。国家石油公司可能承担能源安全、就业和国内价格目标，其资本回报和退出行为不完全市场化；私人或上市公司更受资本市场和股东回报约束。

大型企业通常拥有多资产网络、贸易和融资优势，但大型单点资产的事故和地缘集中损失也更大。区域企业可依靠区位和客户关系获得稳定现金流，却更容易受到单一炼厂、盆地或政策辖区影响。中小零售和批发商资本密集度较低，但信用、库存、融资和供应合同缓冲有限。

轻资产营销商在正常时期可以获得较高资本周转，但缺乏储存和物流控制时更易在供应短缺中失去货源。重资产运营商的固定成本和维护资本高，却可以在拥堵、价差扩大或供应中断时通过资产控制获得价值。两者不能以简单“轻资产优于重资产”排序。

## 第 4 章 全球市场规模、需求与供给结构

### 4.1 市场规模与历史变化

#### 4.1.1 市场规模口径

本报告的一级市场规模是物理活动和基础设施能力：全球石油产品需求、炼油名义产能和吞吐量；管道里程和能力；处理、分馏、储存、LNG 液化/再气化和终端能力；燃料营销销量及站点网络。二级指标为相关资产和服务规模，三级才是收入或毛利。该顺序可减少集团内交易、重复转售和油价对名义收入的扭曲。

全球中游不存在口径统一、覆盖所有介质和地区的单一公开数据库。管道按 route-km 或 pipe-km 统计，储存分总容量和工作容量，LNG 分名义、有效、合同及权益能力，终端又可能按储罐、泊位或吞吐量报告。因此，本章用全球炼油和需求数据描述共同商品基础，以美国监管数据展示可验证的中游资产趋势，并明确其地域限制。

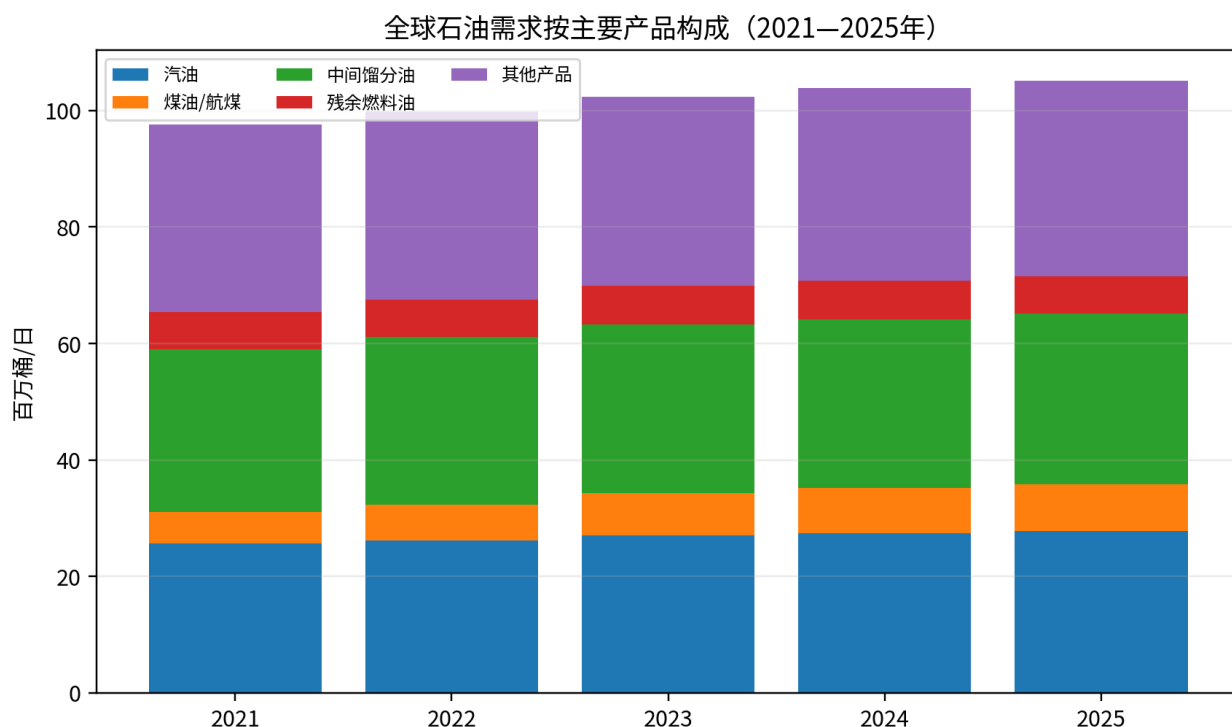


图 2 全球石油需求按主要产品构成（2021—2025 年）

来源：OPEC, Annual Statistical Bulletin 2026 ([11])；ApexInsight 整理。单位：百万桶/日；全球。

图表结论：2021—2025 年总需求由 97.59 增至 105.15 百万桶/日。煤油/航煤在疫情后恢复最快；残余燃料油在 2025 年低于 2023 年，而汽油、中间馏分油和“其他产品”仍增长，说明替代风险在产品间不均匀。

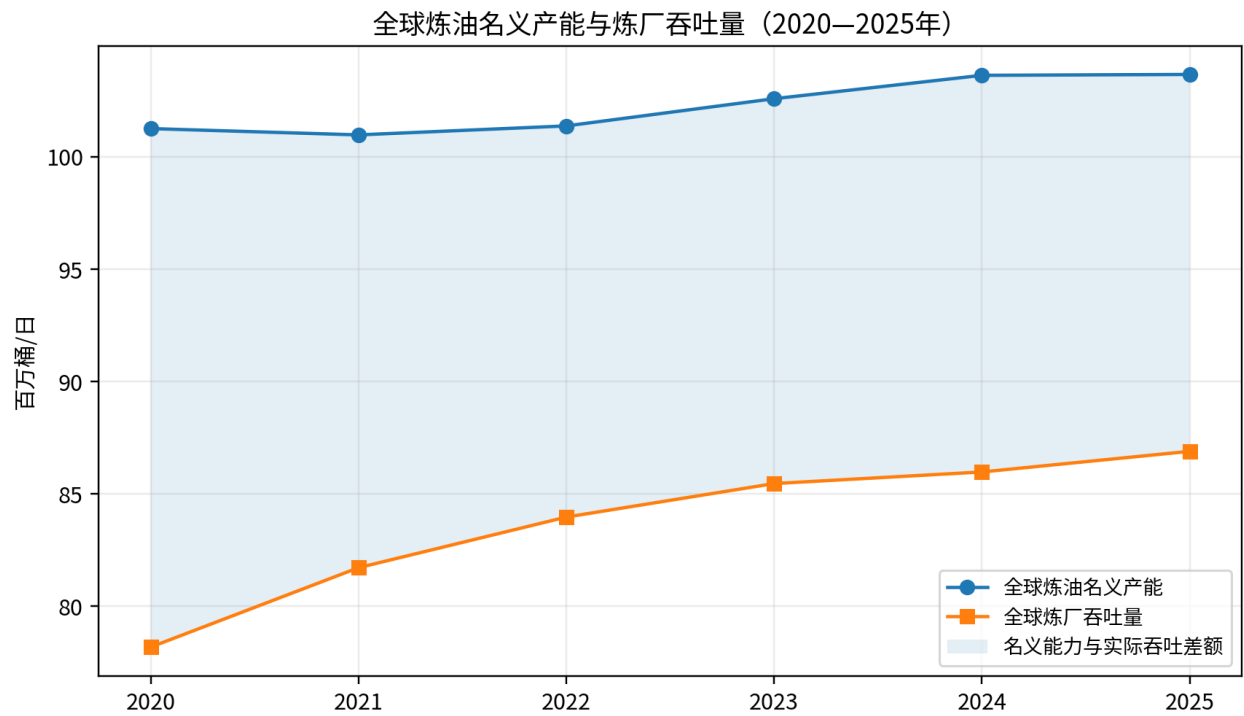


图 3 全球炼油名义产能与炼厂吞吐量（2020—2025 年）

来源：OPEC, Annual Statistical Bulletin 2025 和 2026 ([11]; [12])；ApexInsight 整理。单位：百万桶/日；全球。2025 版和 2026 版存在历史修订，跨版年度变化仅作为方向性使用。

图表结论：全球吞吐量从 2020 年低谷持续恢复，但仍明显低于名义产能。名义能力与实际运行的差额反映检修、闲置、低效资产和地区错配，不能直接等同于完全可用备用产能。

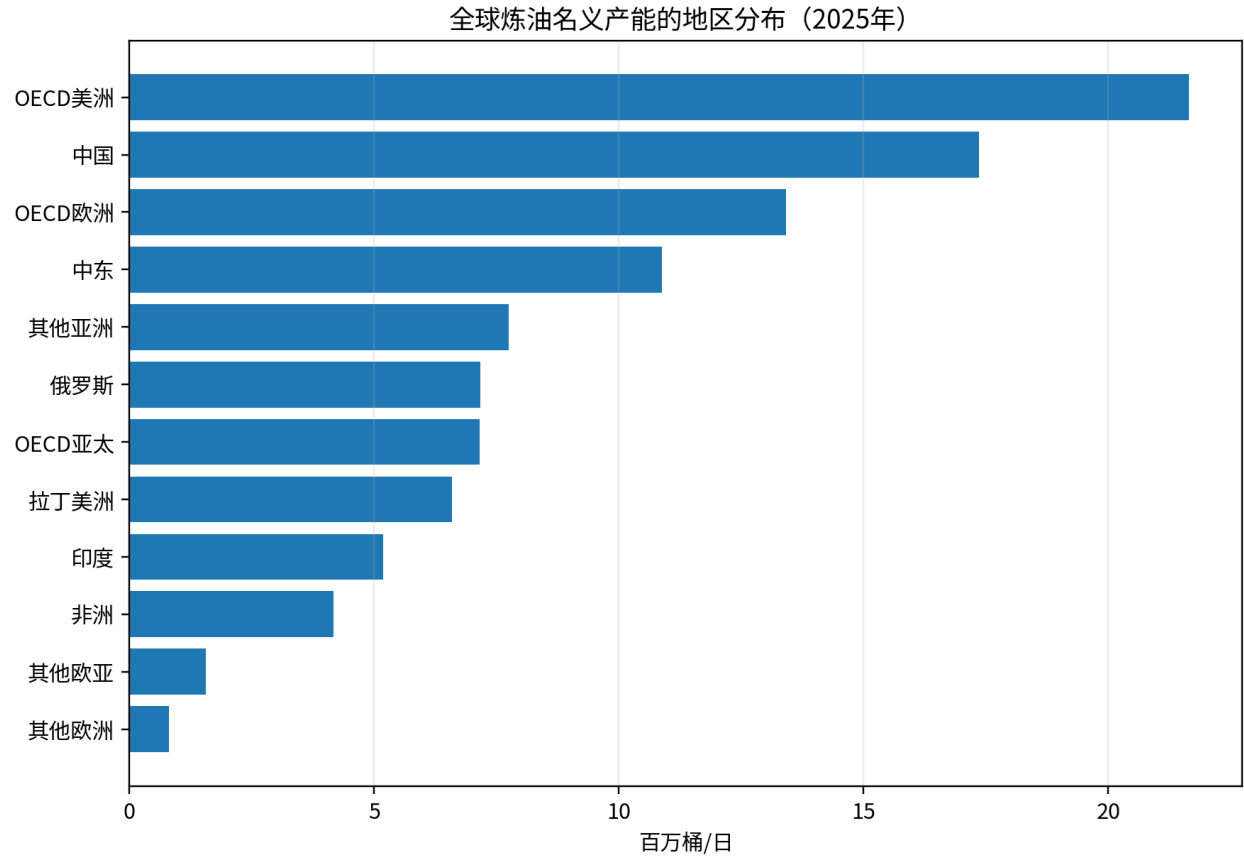


图 4 全球炼油名义产能的地区分布（2025 年）

来源：OPEC, Annual Statistical Bulletin 2026 ([11]) ； ApexInsight 整理。单位：百万桶/日；全球。

图表结论：2025 年 OECD 美洲和中国是最大的单一统计区域，中东、其他亚洲和印度构成重要增量中心。全球炼能并非高度集中于少数公司，但在港口、原油来源和产品出口通道上存在显著区域集群。

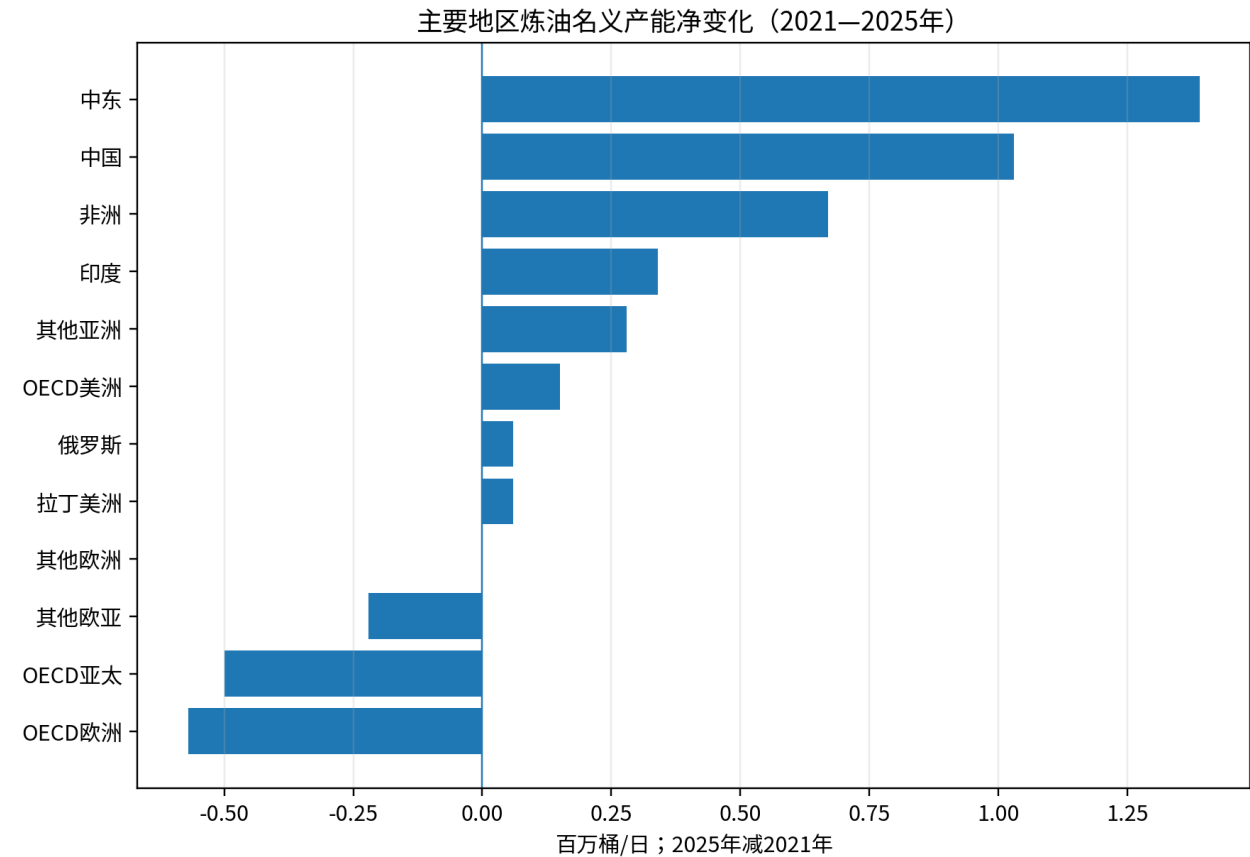


图 5 主要地区炼油名义产能净变化（2021—2025 年）

来源：OPEC, Annual Statistical Bulletin 2026 ([11]) ； ApexInsight 计算。单位：百万桶/日；2025 年减 2021 年。

图表结论：2021—2025 年中东、其他亚洲、中国、非洲和印度净增加，OECD 欧洲、OECD 亚太和 OECD 美洲净下降。竞争压力表现为产能和贸易重心迁移，而不是全球统一扩张或收缩。

4.2 需求驱动因素

4.2.1 长期需求驱动

人口、收入、城镇化、工业活动和航空出行仍支撑新兴市场燃料需求；天然气中游还受到电力系统灵活性、工业燃料、化工原料和 LNG 贸易的影响。基础设施需求与终端商品需求不完全同步：贸易路线变化、国内管网瓶颈或新增出口能力可以在总需求低增长时创造局部投资机会。

长期抑制因素包括车辆效率、电动化、公共交通、燃料替代、材料循环和气候政策。IEA 2025 年度评估显示石油需求增长已低于 2010 年代平均，而电动车销量继续扩大 ([13])。对炼油而言，应分产品和地区评估；对中游而言，应进一步分介质、盆地、客户和合同期限。

### 4.2.2 周期性需求驱动

工业生产、货运、航空旅行、炼厂检修、气候和库存补充决定短期燃料和吞吐变化。中游量通常滞后于上游价格和钻井活动；炼油开工率则会随产品库存、裂差和检修迅速调整。利率和融资环境还通过上游资本支出及基础设施项目进度间接影响中游。

### 4.2.3 事件型冲击

疫情、战争、制裁、航道阻断、极端天气、事故和网络攻击会改变流向而非仅改变总量。同一事件可能使受影响资产停运，同时提高替代管道、储存、终端和未受影响炼厂的利用率及利润。2026 年 7 月 IEA 记录的原油流动恢复快于成品油供应，是这种非对称传导的近期例证 ([1]; [2])。

## 4.3 供给、产能与利用率

### 4.3.1 炼油产能、利用率和退出

炼油名义产能需要与可运营能力和实际吞吐分开。OPEC 统计为 designated/nameplate capacity；EIA 美国报告同时区分 calendar-day 和 stream-day 常减压蒸馏能力。calendar-day 考虑计划检修和正常停机，更适合与年度实际进料比较；stream-day 更接近装置在连续运行状态下的能力 ([11]; [14])。

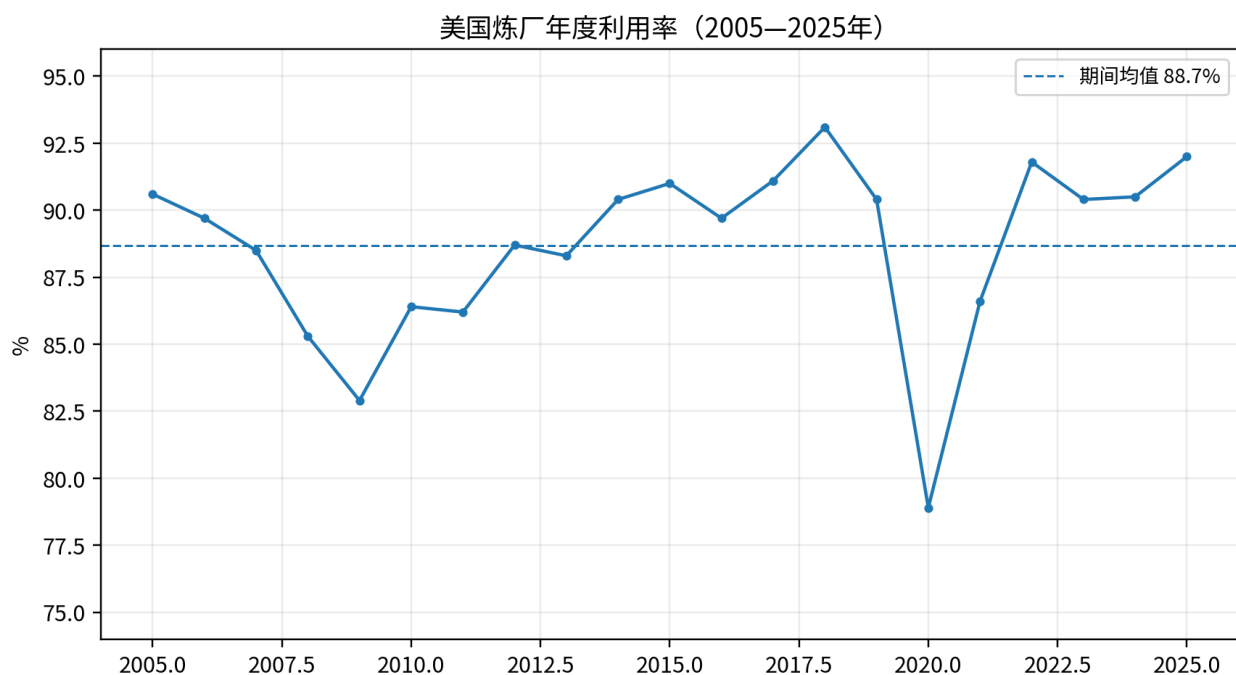


图 6 美国炼厂年度利用率（2005—2025 年）

来源：U.S. EIA, Refinery Utilization and Capacity annual series ([15])；ApexInsight 整理。单位：%；美国。

图表结论：2005—2025 年美国利用率在 78.9%至 93.1%之间，2020 年为显著压力低谷，2022 和 2025 年重新处于较高水平。高利用率支持利润，但也可能意味着备用能力有限、检修调度和事故影响更大。

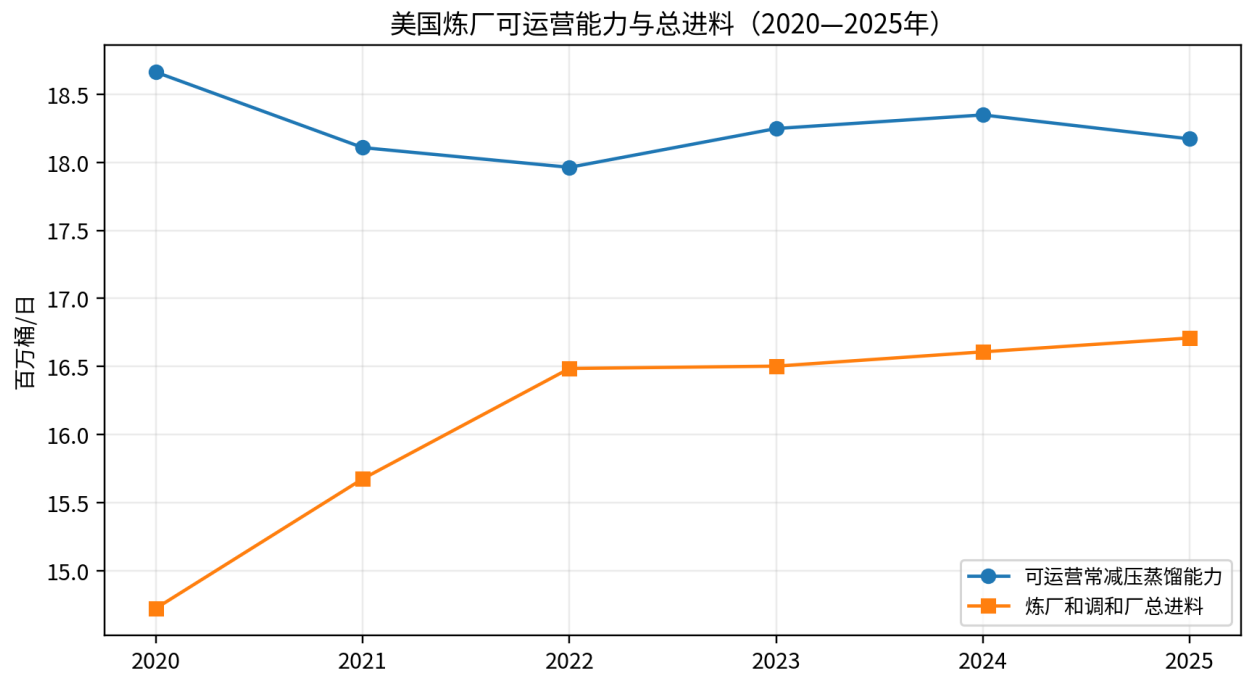


图 7 美国炼厂可运营能力与总进料（2020—2025 年）

来源：U.S. EIA, Operable Refinery Capacity and Gross Inputs ([16])；ApexInsight 整理。单位：百万桶/日；美国。

图表结论：2020 年后总进料恢复，但可运营能力未同步持续扩张。市场平衡取决于运行量 and 产品结构，而不是仅看名义装置规模。

退出壁垒包括环境修复、雇员和社区成本、长期供应合同及替代用途不确定性；但持续亏损、重大检修需求和监管投资会促使边际炼厂永久关闭或转为终端、可再生燃料设施。产能退出可能改善剩余资产利润，也可能降低系统韧性。

4.3.2 管道和中游供给能力

中游“产能”不是单一指标。管道设计能力受泵压、压缩、批次、产品规格、互联点和下游接收能力影响；储存必须使用工作容量而非总地质容量；终端能力还取决于泊位、装卸、罐区和连接管道。公开数据较完整的美国可用于展示资产结构，但不能表述为全球规模。

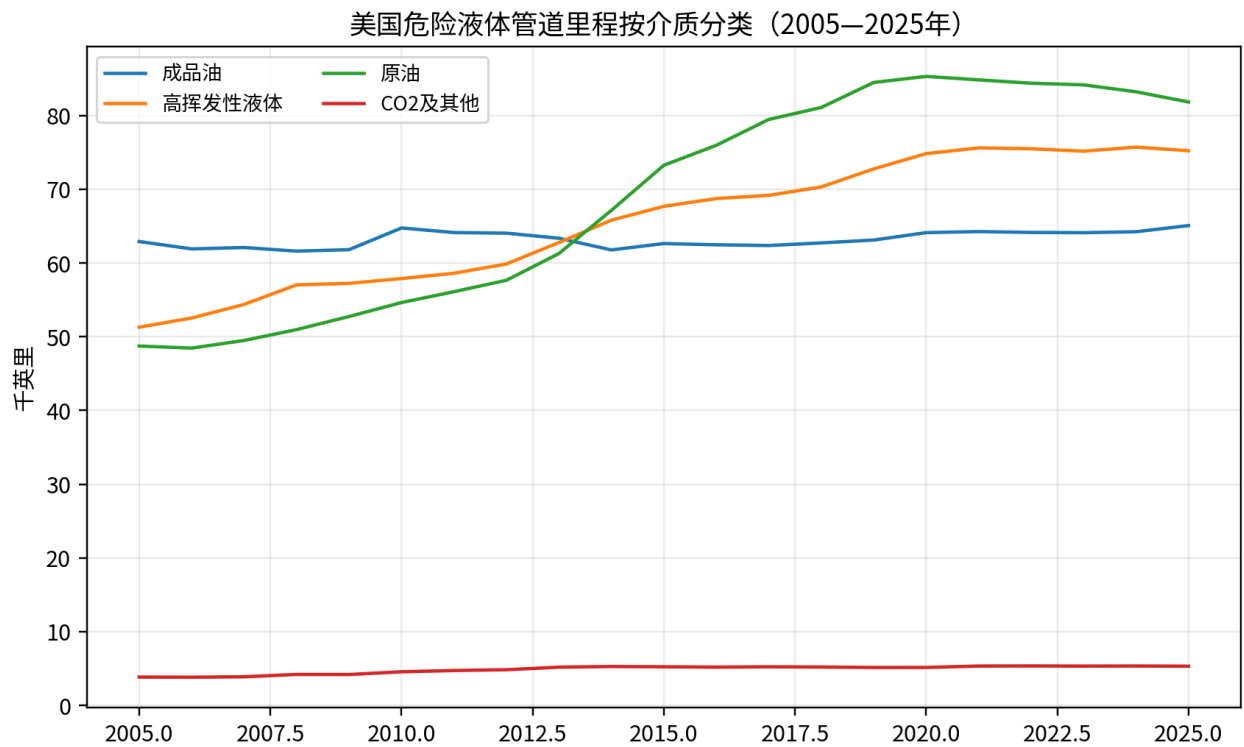


图 8 美国危险液体管道里程按介质分类（2005—2025 年）

来源：PHMSA, Annual Report Mileage for Hazardous Liquid or Carbon Dioxide Systems ([18])；ApexInsight 整理。单位：千英里；美国。

图表结论：2005—2025 年原油和高挥发性液体管道里程明显增加，成品油管道总体相对稳定。资产增长的介质结构反映北美原油、NGL 和出口链扩张，不能直接推断各系统利用率。

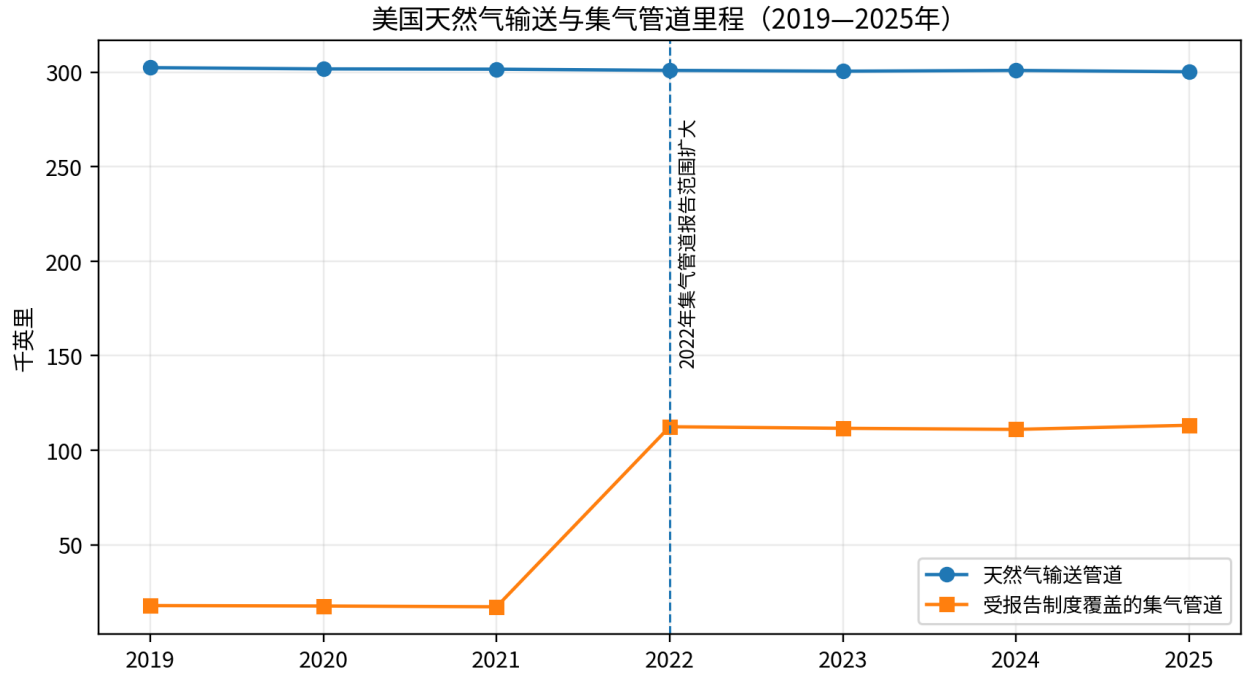


图 9 美国天然气输送与集气管道里程（2019—2025 年）

来源：PHMSA, Annual Report Mileage for Natural Gas Transmission and Gathering Systems ([19])；ApexInsight 整理。单位：千英里；美国。

图表结论：天然气输送管道里程总体稳定。2022 年集气管道里程跃升主要来自报告范围扩大，不代表一年内发生同等规模的物理建设，说明监管数据必须识别统计断点。

供给刚性来自长建设周期、许可和网络依赖。短期需求变化通常由利用率、库存和流向调整吸收；长期过剩则通过合同降价、资产减值、关闭或改造消化。中游新增项目应分别检验锚定客户、合同覆盖、项目成本和下游出口/消费能力。

## 4.4 定价机制

### 4.4.1 中游定价

中游定价包括受监管费率、成本或指数挂钩、协商固定费率、按量收费、容量预订、最低量承诺及商品挂钩。FERC 指数为符合条件的美国州际油品管道提供费率上限调整机制，但企业实际费率仍受合同、竞争路线和个案费率约束（[21]）。因此“受监管”不等于无价格风险，而是价格变化路径更制度化。

成本转嫁能力取决于合同是否允许传递电力、燃料、完整性和税费；take-or-pay 可保护收入但不能完全消除客户信用风险；实际吞吐费模式在低利用率时现金流下降更快。储存和终端还可能获得地点、季节和库存价差，其波动高于基础容量费。

### 4.4.2 炼油与营销定价

炼油产品通常按地区现货或期货基准加减质量、地点和时间差价定价，原油也按基准和品质差价采购。炼厂真正的价格变量是产品篮子与原料、能源、物流和合规成本之间的净差，而非单一油价。短期价格传导较快，但库存会使会计利润和现金流错位。

营销端可采用现货、指数挂钩、成本加成、批发货架和长期供应合同。大型商业客户议价能力较强；零售价格可快速调整，但受到竞争、监管、税收和品牌策略限制。RFS、低碳燃料标准等政策信用可能成为成本或收益来源，其净影响取决于企业自产、掺混、购买信用和豁免状态（[22]）。

# 第 5 章 竞争格局与行业集中度

## 5.1 行业集中度

全球中游和炼油不能用少数上市公司的收入计算全球 CR 或 HHI。国家石油公司、私人公司、合资炼厂、地方管网及权益法资产覆盖不完整；收入又受油价、内部交易和业务组合影响。本报告只对 EIA 2026 年炼厂级 calendar-day 常减压能力按控股公司汇总，形成“美国可观察炼能集中度”，并明确其非全球指标。

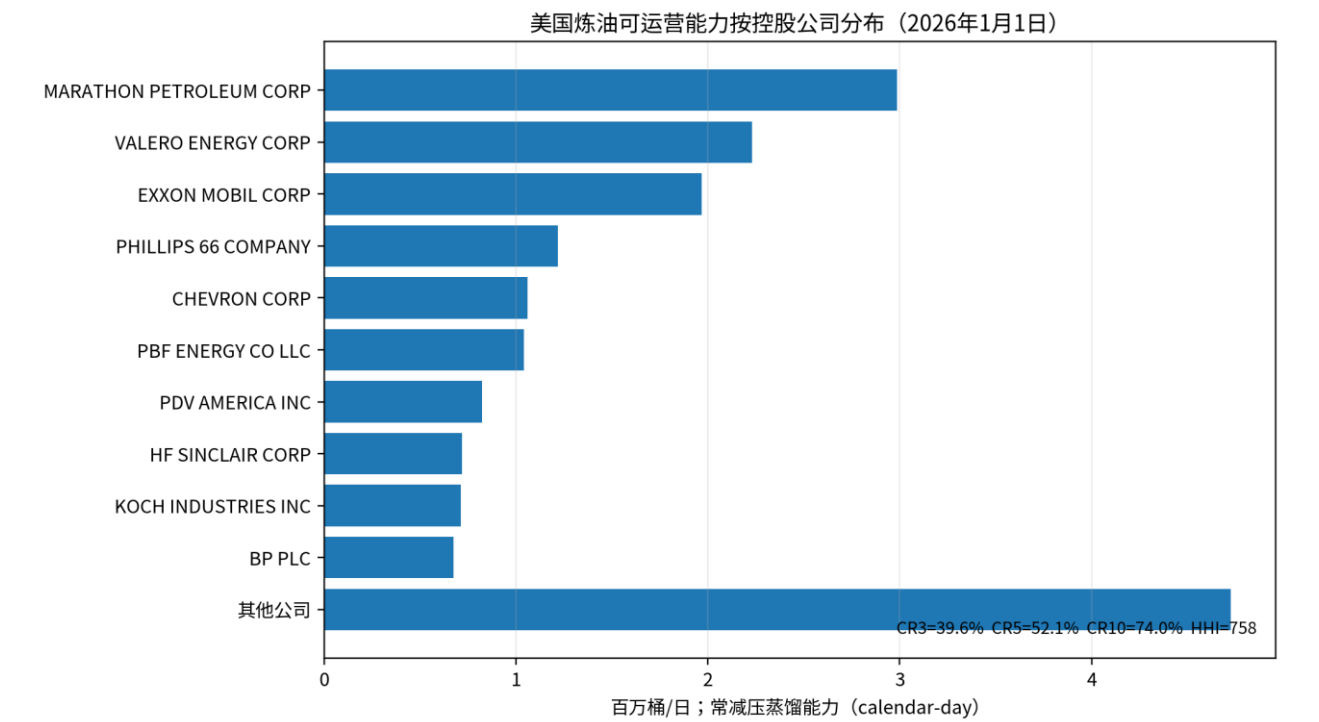


图 10 美国炼油可运营能力按控股公司分布（2026 年 1 月 1 日）

来源：U.S. EIA, Refinery Capacity Report 2026 炼厂级 XLSX ([14])；ApexInsight 按 CORPORATION 字段汇总。单位：百万桶/日；美国。

图表结论：美国炼能呈“若干大型公司加长尾”的结构。前五家公司合计约 52.1%，但 HHI 约 758，按常见反垄断区间属于相对分散；全国指标仍会掩盖 PADD、港口和产品市场的地区集中。

| 表 6 美国炼油可观察集中度指标 |             |                                       |
|------------------|-------------|---------------------------------------|
| 指标               | 结果          | 口径/解释                                 |
| 美国炼油可运营能力        | 18.16 百万桶/日 | EIA calendar-day 常减压能力汇总              |
| CR3              | 39.6%       | Marathon Petroleum、Valero、Exxon Mobil |
| CR5              | 52.1%       | 前五家公司能力占全国总能力                         |
| CR10             | 74.0%       | 前十家公司能力占全国总能力                         |
| HHI              | 758         | 按控股公司能力份额平方和；仅美国全国层面                  |

来源：U.S. EIA, Refinery Capacity Report 2026 炼厂级数据 ([14])；ApexInsight 计算。

中游集中度更应按具体走廊、盆地、枢纽和服务类型评估。全国管道里程分散不代表客户有可替代路线；某一生产区至出口港、某一炼厂的原油进厂或某一城市的产品供应可能由少数设施控制。客户集中度也应结合合同期限和信用，而非只看收入前五名。

5.2 进入壁垒

资本和建设周期是共同壁垒。炼厂、管道、地下储存和 LNG 终端通常需要数十年资产寿命才能回收投资；项目在许可、征地、环境审查、融资、EPC、试运行和库存准备阶段均可能延迟。EIA 对 2024—2028 全球新增炼能给出 2.6—4.9 百万桶/日区间，而非单点预测，反映公开项目投产的不确定性 ([17])。

地理位置和网络连接是难以复制的壁垒。管道必须连接经济可采资源和付费客户；炼厂竞争力取决于原料供应、港口、管道、产品市场和环保基础设施。已有终端和储存可降低新增业务的边际成本，形成网络效应。

监管和安全要求提高进入成本，也保护存量运营商。运营商需要完整性管理、工艺安全、污染控制、网络安全、计量和质量体系。能力并非只来自设备采购，长期运行数据、人员经验、应急能力和监管记录同样构成壁垒。

客户合同和信用构成融资壁垒。大型中游项目通常需要信用质量较高的锚定客户；燃料供应商需要信用额度、库存融资和可靠采购渠道；零售网络还需要品牌、站点和支付体系。新进入者可能建设资产，却无法以相同资本成本获得长期合同。

## 5.3 竞争方式

### 5.3.1 中游竞争

中游主要以线路覆盖、连接点、可靠性、费率、扩容速度、合同灵活性和安全记录竞争。既有管网可通过支线、反向输送、增压和互联以较低边际资本争取增量；孤立新建资产必须承担更高的利用率和项目执行风险。竞争结果可能表现为费率折让、合同期限缩短或最低量承诺下降，而非立即失去全部吞吐。

### 5.3.2 炼油竞争

炼厂以原料成本、复杂度、能源效率、产品收率、可靠性、规模和出口物流竞争。高复杂度不是绝对优势：当轻质低硫原油折价或环保、能源成本过高时，复杂装置的资本和运维负担可能抵消收益。稳定开工和检修执行常比名义能力更能解释周期内表现。

### 5.3.3 营销竞争

燃料批发和零售以采购成本、信用、物流、站点区位、品牌、速度和服务竞争。批发毛利薄，规模和周转效率重要；零售可通过便利店和忠诚度分散燃料毛利波动。EV 充电和替代燃料增加站点投资选择，但独立充电平台不因进入加油站场景而自动适用本报告。

## 5.4 行业整合与退出

中游并购的经济逻辑通常是连接互补管网、提高枢纽控制、降低重复管理和扩大客户基础。整合也可能提高杠杆、增加复杂性并把资产集中到同一盆地。对 MLP 和项目融资结构，还需分析债务、担保和现金分配是否真正隔离。

炼油整合通过扩大采购、物流和营销范围提高优化能力，但反垄断审查更可能发生在地区产品市场而非全球能力。边际炼厂退出可通过永久关闭、出售、转为油库或改造为可再生燃料设施实现；退出成本和社区政策可能延长亏损资产存续。

破产和退出在两个底层行业中的传导不同。上游客户重组可能重新谈判中游合同，但关键管道本身仍具持续价值；炼厂破产则可能导致长期停机、环境责任和区域产品供应变化。新进入者主要集中于资源国、需求增长区、出口枢纽和低碳燃料改造，而成熟地区的纯绿地炼厂进入较少。

# 第 6 章 行业经济性、盈利与现金流特征

本章分别分析中游和炼油营销的收入稳定性及资本结构。核心区别是：中游通常先通过资产和合同锁定容量或吞吐收入，再承担客户信用、利用率和再合同化风险；炼油营销则持续在原料、产品、库存、能源和政策信用之间重定价，利润和营运资金对市场变化反应更快。

## 6.1 收入模式与稳定性

### 6.1.1 能源中游

受监管管道的收入由核准费率、计费量和资产基数共同决定，费率可以按指数或成本审查调整，但调整存在时滞，且监管机构可能不认可全部资本和成本。FERC 管辖油品管道 2026—2031 指数机制以 PPI-FG 减 0.55 个百分点为上限调整基础，说明成本转嫁具有制度保护，但并非无条件或实时 ([21])。

市场化管道、处理厂、分馏和 LNG 终端通常采用长期容量合同、固定处理费、take-or-pay 或最低量承诺。经常性收入比例取决于合同是否覆盖固定费用、是否要求客户在未使用容量时仍付款，以及合同期限与债务期限是否匹配。POP、POI、keep-whole、实物留成和优化收入则把 NGL 价格、天然气价格、产品收率及库存价差重新引入现金流 ([6])。

客户流失通常不是即时“更换供应商”，而是合同到期后减少承诺量、要求降价、改变目的地或推迟扩建。单一盆地、单一炼厂或少数上游客户资产的收入稳定性显著弱于多路径、多介质和多客户网络。季节性主要来自天然气取暖、电力负荷、储存注采和炼厂检修。

### 6.1.2 炼油与燃料营销

炼油收入按成品油销售量和价格确认，但名义收入主要随油价变化，不能直接反映盈利。炼厂经济性应分解为产品篮子价格、原油和其他进料成本、品质与地点差价、产品收率、能源、检修和政策信用成本。现货定价比例高，因此价格传导快；长期供应合同更多稳定销量和客户关系，而非锁定净裂解价差。

营销收入可来自批发货架、商业客户长期供应、航空和船用燃料合同、品牌授权、零售燃料及便利店。批发业务通常薄利高周转，信用和库存限额决定可承接规模；零售的非油毛利、站点区位和品牌可缓冲燃料毛利，但租赁、支付、人员、地下储罐和环境责任具有较强刚性。

地区和产品组合会导致同一集团内部表现明显分化。Phillips 66 在 2025 年中游税前收益为 28.17 亿美元，而炼油分部税前亏损 2.74 亿美元，营销与特种产品收益 45.00 亿美元；这类分部差异验证了实物一体化可分散风险，但不能用集团净利润替代炼油行业利润 ([10])。

## 6.2 成本结构

表 7 中游与炼油营销成本结构比较

| 成本类别  | 中游特征                           | 炼油与营销特征                   | 可转嫁性与风险                 |
|-------|--------------------------------|---------------------------|-------------------------|
| 原料和商品 | 固定费率资产通常不承担原料成本；POP/优化业务承担商品风险 | 原油及其他进料为最大变动成本；营销承担成品油采购  | 炼油原料价格可快速传至销售价，但净价差不可保证 |
| 能源和燃料 | 压缩、泵送、液化及处理耗能；合同决定由谁承担         | 炼厂燃气、电力、氢气和蒸汽成本高          | 指数或合同可部分转嫁；短期供应中断难完全转嫁  |
| 人工和运营 | 技术人员、调度、巡检相对半固定                | 连续生产、检修和工艺安全人员较刚性         | 低利用率时单位成本上升             |
| 折旧和维护 | 资产寿命长、完整性资本持续                  | 装置复杂、周转检修和催化剂支出集中         | 不可完全削减，延期会累积可靠性风险       |
| 物流和库存 | 资产网络可降低外包成本；终端和船期影响利用率         | 原油、产品、船运、管道、卡车和储罐共同决定落地成本 | 拥堵时物流成本和地点价差快速变化        |
| 监管与合规 | 安全、泄漏、甲烷、网络、费率申                | 污染控制、碳、RFS/RIN、LCFS       | 政策信用可能成为成本或收益，但         |

| 成本类别  | 中游特征            | 炼油与营销特征          | 可转嫁性与风险              |
|-------|-----------------|------------------|----------------------|
|       | 报               | 、燃料质量            | 企业净头寸不同              |
| 融资和租赁 | 高杠杆、长期债务、项目融资常见 | 检修、库存和站点租赁同时占用资金 | 高利率首先影响扩张项目、再融资和边际资产 |

来源：代表性公司法定披露及 FERC 监管资料（[8]—[26]；[27]；[28]）；ApexInsight 整理。

固定、变动和半固定成本必须与利用率共同解释。管道和炼厂即使减少吞吐，也不能同比例削减折旧、安全、核心人员、许可和维护支出。炼厂还可能在低利润期必须执行计划检修，否则后续非计划停机概率上升。中游若削减完整性资本，也可能增加泄漏、事故和监管处罚风险。

6.3 利润率和盈利波动

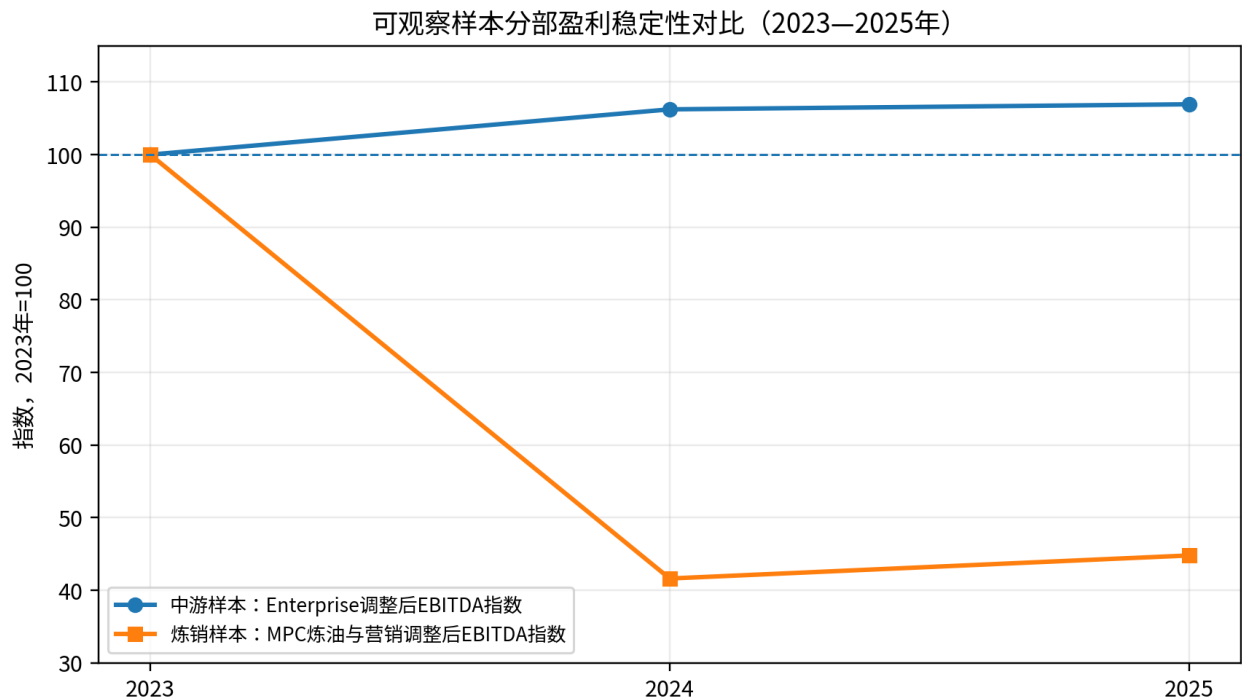


图 11 可观察样本分部盈利稳定性对比（2023—2025 年）

来源：Enterprise Products 2024 年度及 2025 年度法定结果（[6]；[26]）；Marathon Petroleum 2025 Form 10-K（[9]）；ApexInsight 计算。单位：指数，2023 年=100；美国公司样本。

图表结论：中游样本调整后 EBITDA 在三年内相对稳定，炼油与营销样本在 2024 年较 2023 年下降约 58%，2025 年仍显著低于 2023 年。图表只验证商业模式的波动机制，不代表全球行业平均。

中游利润率通常受收入中固定费率占比、资产利用率、运营费用、权益法投资和收购影响。以 Enterprise 样本为例，调整后 EBITDA 由 2023 年的 93.18 亿美元增至 2024 年的 98.99 亿美元和 2025 年的 99.64 亿美元，变化显著小于炼销样本；但其 2025 年总资本投入净额仍为 56 亿美元，显示利润稳定不等于自由现金流无压力（[6]；[26]）。

炼油利润波动可在高吞吐条件下仍大幅发生。Marathon Petroleum 炼油与营销分部调整后 EBITDA 由 2023 年的 137.05 亿美元降至 2024 年的 57.03 亿美元，2025 年为 61.38 亿美元；其每桶炼油与营销毛利由 23.00 美元降至 16.01 美元后回升至 16.87 美元（[9]）。Valero 炼油分部调整后经营利润 2025 年为 52.73 亿美元，较 2024 年 39.88 亿美元回升（[8]）。

独立炼油商的波动和事件损失可能更大。PBF 2025 年每桶总炼油毛利为 7.72 美元，剔除特殊项目后为 8.77 美元；2026 年第一季度公布每桶总炼油毛利 13.65 美元，但其中包含 3.13 亿美元低成本与市价法调整转回，剔除特殊项目后为 9.53 美元。该差异说明会计库存调整不能直接视为持续经营利润（[27]；[28]）。

## 6.4 营运资金与现金转换

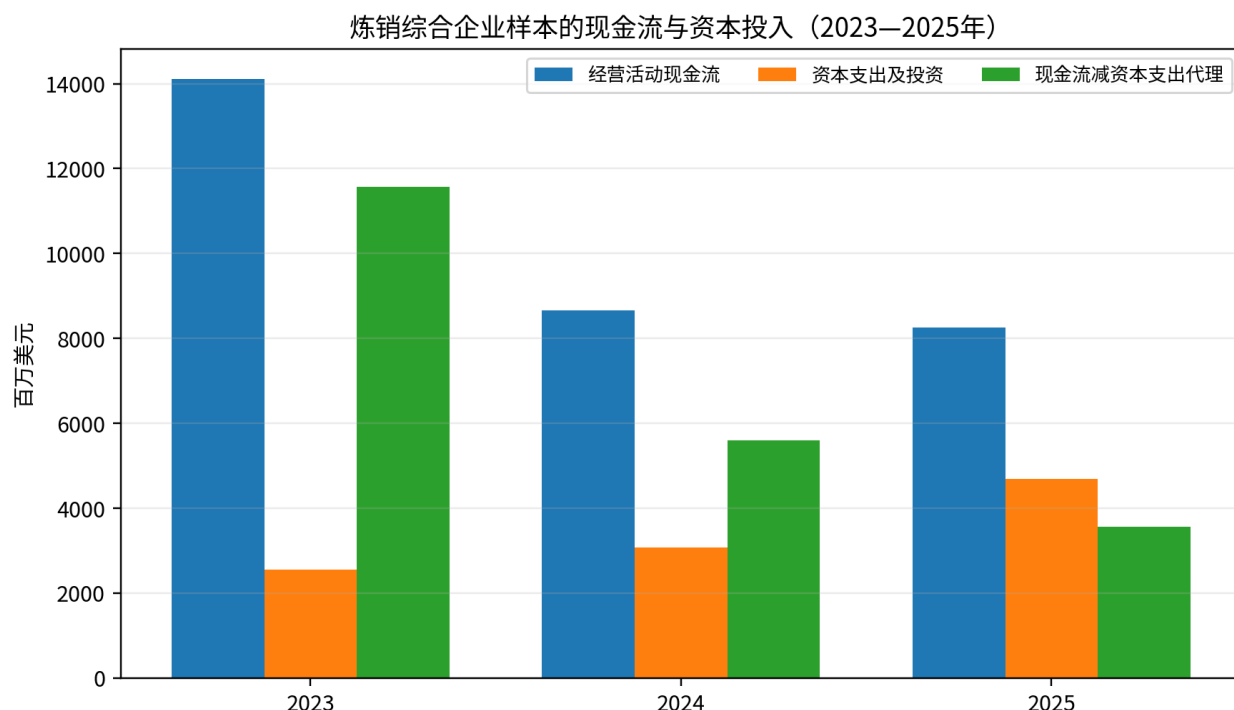


图 12 炼销综合企业样本的现金流与资本投入（2023—2025 年）

来源：Marathon Petroleum 2025 Form 10-K（[9]）；ApexInsight 计算。单位：百万美元；公司合并口径。

图表结论：样本经营现金流由 2023 年 141.17 亿美元降至 2025 年 82.53 亿美元，而资本支出及投资由 25.54 亿美元升至 46.93 亿美元，现金流减资本支出代理明显收窄。该指标包含中游和集团因素，不是炼油行业自由现金流均值。

炼油和营销的营运资金主要由原油、成品油、在途货物、应收账款和应付账款构成。油价上涨通常同时提高库存和应付账款，但时间差、信用条款、税费和保证金要求可能造成净现金流出；油价下跌则可能释放营运资金，却产生库存跌价或 LCM 调整。MPC 披露 2025 年经营现金流同比下降 4.12 亿美元，其中营运资金变化同比不利 9.55 亿美元（[9]）。

中游应收账款通常与月度结算、容量费和吞吐量相关，现金转换周期较短，但客户破产、争议量、监管退款和长期项目应收会拉长回收。储存和实物营销还会持有库存或保证金。LNG 终端建设阶段可能形成大量资本化项目支出，投产前没有相应营业现金流。

预付款和合同资产在大型 EPC、设备采购、长期运输和低碳燃料供应中较为重要。报告使用者应同时检查应收集集中度、关联方结算、库存计价方法、对冲保证金及供应商融资，而不是只看流动比率。

## 6.5 资本密集度与自由现金流

中游资本支出应分为维持性、完整性、增长和收购。维持性资本保持现有安全和吞吐能力，削减空间有限；增长资本只有在锚定客户、合同期限、项目成本和下游连接得到验证后才提高价值。Enterprise 2025 年资本投入净额 56 亿美元，其中增长项目 44 亿美元、收购 6.32 亿美元、维持性资本 6.20 亿美元；2026 年预计维持性资本约 5.80 亿美元（[6]）。

炼厂资本分为计划检修、可靠性、安全环保、利润改善和增长项目。检修支出具有周期集中性，不能仅按年度资本支出判断“资本强度下降”。MPC 2025 年炼油与营销资本支出及投资 15.80 亿美元，2026 年计划 14.10 亿美元；2025 年计划检修成本 15.14 亿美元，较 2024 年增加 1.17 亿美元（[9]）。

资产寿命通常以数十年计，但经济寿命取决于原料和产品需求、环境资本、物流位置及替代用途。管道改输氢气或 CO<sub>2</sub>、炼厂改造可再生柴油或 SAF 均需新的原料、产品、许可和技术条件，不能将账面剩余寿命视为可持续现金流期限。

## 6.6 杠杆和融资特征

中游常使用长期无担保债券、银行循环额度、项目融资、MLP 权益和资产级合资结构。合同现金流有利于较高杠杆，但债务期限若短于合同、项目尚未投产或客户信用下降，再融资风险会快速上升。受监管资产可支持较长期融资，但监管回收滞后和资本不被认可仍影响债务承受力（[24]；[25]）。

炼油商融资除长期债务外，还依赖库存和贸易信用、循环额度、信用证、衍生品保证金及设备和站点租赁。利润高峰时快速去杠杆并不代表低谷期稳定；重大检修、事故、库存损失和政策信用成本可能在同一期间发生。外币债务和跨境现金上划对国际运营商构成额外风险。

行业常见脆弱点包括：高分配率或回购挤压保留现金；以短期融资支持长期项目；增长项目同时投产；资产和债务集中于单一盆地或炼厂；融资契约使用高度调整后的 EBITDA；以及在盈利高位承诺不可逆资本。GISR 评价这些结构性特征，但不替代企业级债务、流动性和契约测试。

# 第 7 章 周期性、历史压力期与风险传导

## 7.1 行业周期来源

炼油和营销的短周期主要由交通和工业需求、产品库存、炼厂检修、原油品质价差、航运和突发停机驱动；中游周期更多通过上游生产、钻完井资本、炼厂运行、LNG 贸易、天气和客户信用滞后传导。GDP 和工业生产下行通常压低柴油、航空和石化需求，但供应中断可能在总需求下降时提高特定产品利润。

利率和资本市场对中游的影响通常大于对短期吞吐量的影响：融资成本上升会推迟绿地项目、降低并购估值和增加高分配结构的再融资压力。汇率影响跨境设备、进口燃料和外币债务；库存周期则直接影响炼厂和营销商的现金需求及现货价差。

## 7.2 关键历史压力期

### 7.2.1 2008—2009 年：需求、信用与融资同步收缩

全球金融危机压低交通、工业和贸易需求，并收紧项目融资。美国炼厂利用率由 2007 年的 88.5% 降至 2008 年的 85.3% 和 2009 年的 82.9%（[15]）。炼油商面临产品需求和裂差收缩，中游则更多通过上游客户削减资本、吞吐增长放缓和资本市场关闭承压。具有长期合同和投资级客户的管道恢复较快，商品暴露型处理和高杠杆扩张平台更脆弱。

### 7.2.2 2014—2016 年：油价下跌与中游资本模式重估

2014 年后原油价格大幅下跌，短期内低原油价格可支持燃料消费并改善部分炼厂原料成本，但上游资本支出下降逐步影响集输和处理增长。中游资产本身没有立即失去现金流，压力主要通过客户信用、最低量承诺可执行性、合同重签和资本市场估值传导。高分配、外部融资依赖和收购驱动的 MLP 模式受到重估。

该时期说明“油价下跌”不是两个底层行业的同方向冲击。炼厂利润取决于产品价格相对原油的变化，管道利润取决于量和合同；因此历史压力测试不得用单一油价弹性替代业务模型。

### 7.2.3 2020 年：全球燃料需求骤降

疫情导致道路、航空和工业燃料需求同时下降，全球炼厂吞吐量降至 78.18 百万桶/日，美国炼厂利用率降至 78.9%，为本报告 2005—2025 序列最低值（[12]；[15]）。炼油固定成本吸收恶化、库存和永久关闭增加；营销站点客流和航空燃料需求显著受损。中游长期合同缓冲了短期收入，但与边际盆地、炼厂或航空燃料系统相连的资产更易出现减值和合同重组。

行业运行和需求在 2021—2022 年恢复，但部分炼能永久退出，使后续供应紧张期的备用能力降低。恢复速度因此不能只用总需求回升衡量，还应观察关闭资产是否可逆、检修是否延后以及资产负债表是否有能力恢复资本投入。

### 7.2.4 2021 年：极端天气与关键基础设施网络风险

2021 年 2 月美国南部寒潮造成发电、天然气生产、处理和电力供应互相放大。FERC/NERC 调查显示，燃料问题导致的非计划发电损失中 87%与天然气相关；天然气产量下降中 21.5%与中游、井口或集气设施失电有关（[29]）。这说明中游既是电力系统供应方，也依赖电力驱动压缩、处理和控制在物理资产未损坏时中断结算、调度和交付。

同年 Colonial Pipeline 勒索软件事件促使运营商为防止业务系统风险扩散而断开部分系统，导致美国东南部燃料供应短期中断。GAO 指出管道安全治理由 TSA 与私人运营商共同承担，网络安全指南和响应协议仍需强化（[30]）。网络事件可以在物理资产未损坏时中断结算、调度和交付。

### 7.2.5 2022 年：俄乌冲突与产品市场紧张

制裁、贸易重构、低库存和有限备用炼能推高柴油、汽油及航煤裂差。未受影响且具出口能力的炼厂利润显著提高，而依赖受限原油、天然气或产品路线的企业面临原料、能源和结算压力。中游和终端价值转向能够接收替代原料、反向输送和连接新贸易路线的资产。

该事件是供应冲击与需求冲击方向相反的典型：成品油短缺提高边际炼厂利润，但同时增加消费者、营销商和库存融资压力。行业风险评价不能将高利润自动视为低结构性风险。

### 7.2.6 2026 年：中东冲突、原油与产品市场脱节

IEA 截至 2026 年 7 月的基准假设显示，全球石油供应 6 月回升 4.1 百万桶/日至 98.8 百万桶/日，但仍低于战前 9.4 百万桶/日；炼厂运行量虽环比回升 1.5 百万桶/日，仍同比低 6 百万桶/日，产品裂差和炼油利润升至四年高位（[1]）。原油流动恢复快于出口炼厂和产品供应，形成原油价格回落、产品市场偏紧的非对称状态。

天然气市场的暴露更集中于 LNG 咽喉。IEA 估计战前经霍尔木兹海峡的 LNG 流量约占全球供应 20%；2026 年 3—6 月卡塔尔和阿联酋 LNG 装载同比减少 35 bcm，非海湾供应增长约 27 bcm，抵消约四分之三缺口（[2]）。这一事件强化了终端冗余、灵活船货、储存和长期合同的价值。

7.3 历史峰谷表现

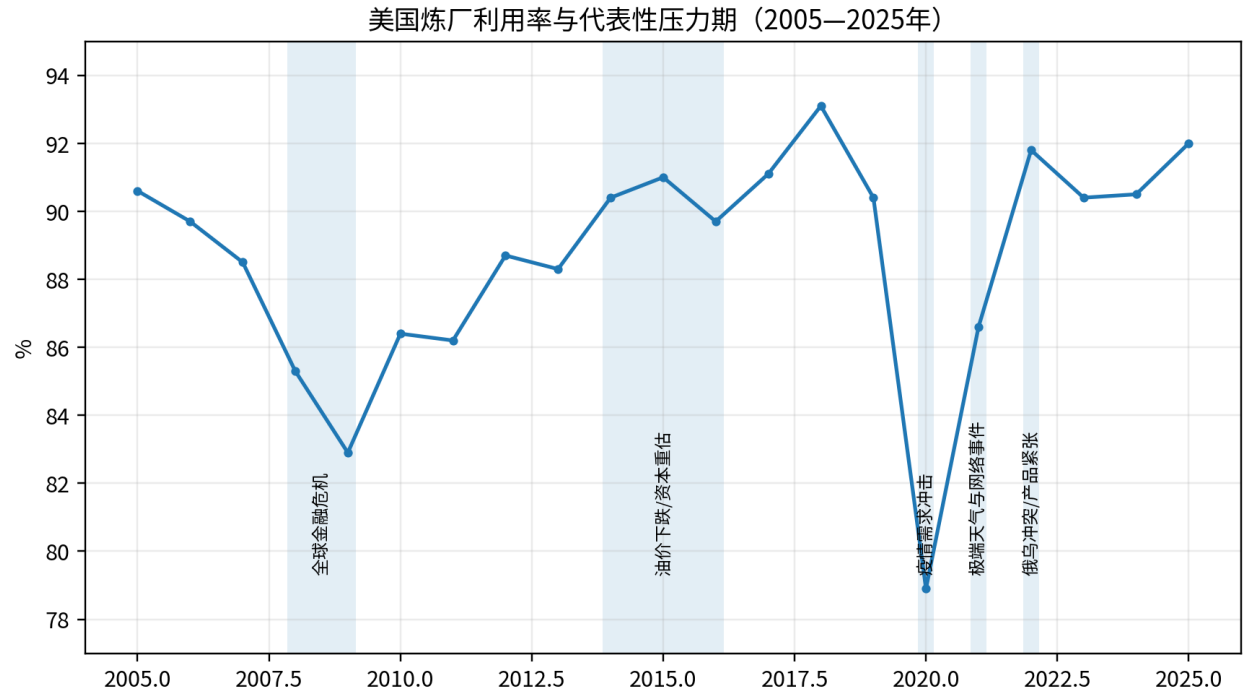


图 13 美国炼厂利用率与代表性压力期（2005—2025 年）

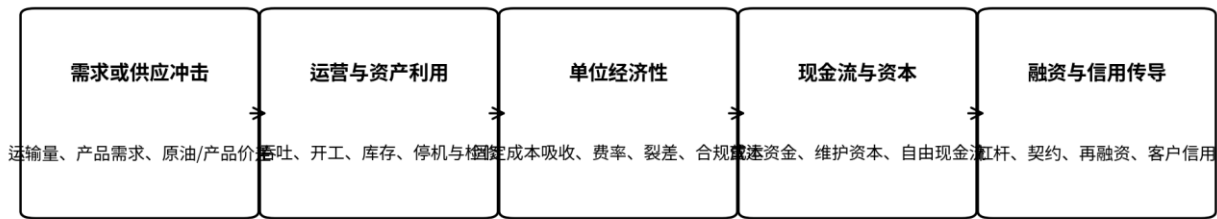
来源：U.S. EIA 炼厂利用率年度序列 ([15])；事件依据 OPEC、IEA、FERC/NERC 及 GAO 资料 ([12]；[1]；[29]；[30])；ApexInsight 整理。单位：%；美国。

图表结论：需求型冲击在 2020 年造成最深利用率低谷；供应型冲击可能在高利用率环境下推高利润。利用率恢复并不代表全部炼厂或地区同时恢复，且高利用率也意味着系统备用能力有限。

公司样本显示盈利峰谷通常大于利用率变化。MPC 炼油与营销调整后 EBITDA 从 2023 年 137.05 亿美元降至 2024 年 57.03 亿美元，下降约 58%，同期美国利用率只由 90.4%微升至 90.5% ([15]；[9])。因此，利用率是重要条件，但原料和产品价差、地区、产品结构、检修和合规成本共同决定利润。

破产和违约公开数据跨国口径不一致，本报告不构造全球违约率。历史上更可验证的脆弱点是边际炼厂关闭、客户重组导致中游合同降价、项目融资延迟和高杠杆平台削减分配。企业风险参数仍应与企业级财务和资产数据结合。

7.4 风险传导机制



中游缓冲：受监管费率、take-or-pay、最低量承诺、替代困难和多路径网络

炼销缓冲：低成本原料、高复杂度、出口物流、零售组合、库存与对冲；但供应冲击可能提高利润，需求冲击通常压低利润

图 14 行业风险传导与缓冲机制

来源：EIA、公司法定披露、FERC/NERC 及 GAO ([15]; [8]—[10]; [29]; [30]) ；ApexInsight 整理。

图表结论：需求冲击通常沿利用率、固定成本、现金流和杠杆单向恶化；供应冲击可能同时造成受影响资产停运和替代资产利润上升。合同和资产网络改变传导速度，但不能永久消除终端需求、客户信用或再合同化风险。

中游典型链条为：上游或炼厂量下降 → 管道和处理利用率下降 → 超额容量和重签费率压力 → EBITDA 增长停滞 → 增长项目回报下降 → 杠杆和分配覆盖承压。若客户破产，take-or-pay 的法律可执行性和资产是否具有替代客户决定损失程度。

炼油典型需求冲击链条为：燃料需求下降 → 库存上升和裂差收窄 → 开工率下降 → 单位固定成本上升 → 经营现金流和营运资本恶化 → 检修或环保资本难以削减 → 杠杆上升。供应冲击则可能形成相反利润方向，但同时提高停机、库存和信用风险。

7.5 缓冲机制

合同缓冲：受监管费率、take-or-pay、最低量承诺和容量预订可延缓量价冲击，但必须检查期限、客户信用和重签日期。

成本地位：低成本原料、高复杂度、能源效率、可靠性和出口能力可扩大炼厂可盈利区间。

资产网络：多盆地、多路径、储存、码头和反向输送可在贸易重构时重新配置流量。

产品和渠道组合：天然气、NGL、原油、产品管道及批发零售组合可降低单一需求风险。

流动性和对冲：现金、循环额度、库存融资、价格对冲和保险可降低短期波动，但保险通常不覆盖全部停机、环境和声誉损失。

政策和公共支持：关键基础设施可能获得应急库存、许可协调或政府支持，但不能作为持续盈利的基础假设。

## 第 8 章 技术、监管、政策与替代风险

### 8.1 技术变化

中游技术变化的核心不是快速产品迭代，而是提高资产完整性、流量优化、排放测量和远程控制。智能清管、光纤和声学监测、数字孪生、预测性维护、自动化调度和卫星甲烷监测可降低事故和泄漏，但同时扩大数据、网络和供应商依赖。旧资产改造成本和历史数据质量决定数字化收益。

炼厂技术通过催化剂、过程控制、先进规划优化、能效、制氢和产品调和改善收率。人工智能可用于检修预测、能耗和供应链优化，但无法消除装置老化、原料约束和物理停机。技术系统失效或模型错误在连续生产环境中可能放大运营风险，因此自动化必须与工艺安全和人工接管能力结合。

氢气或 CO<sub>2</sub> 管道转换涉及钢材脆化、泄漏、压缩、杂质和计量标准；炼厂转换可再生柴油或 SAF 涉及不同原料预处理、氢气需求、产品收率和政策信用。资产可转换性应以技术验证、长期原料和承购合同衡量，而非以项目公告衡量。

### 8.2 产品或商业模式替代

道路汽油和柴油面临电动车、效率提升、公共交通和替代燃料。IEA 中期展望认为电动车到 2030 年可能替代 5.4 百万桶/日石油需求，同时 2025—2030 年全球仍可能新增 4.2 百万桶/日炼能、关闭 1.6 百万桶/日，意味着需求增长放缓与地区新增产能可能共同压缩边际炼厂（[31]）。

航空和航运替代路径更依赖 SAF、低碳液体燃料、LNG、甲醇、氨和氢等多路线。传统炼厂可能通过共处理、原料预处理和物流网络参与，但低碳燃料的原料、碳强度证明和政策信用构成新的供应链风险。

客户自建和去中介对中游的影响有限，因为管道和大型储存具有网络和许可壁垒；但大型生产商、炼厂或 LNG 项目可以建设专用设施，从而削弱第三方资产议价。营销端则面临独立充电平台、车队直供、数字定价和新零售渠道。

### 8.3 监管和政策

主要燃料、甲烷与运输脱碳规则实施节点（2025—2030 年）

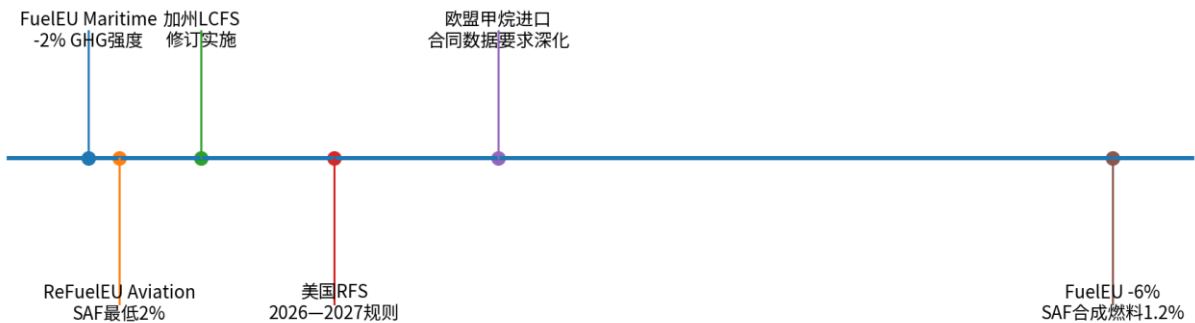


图 15 主要燃料、甲烷与运输脱碳规则实施节点（2025—2030 年）

来源：美国 EPA、欧盟委员会、IMO 及 CARB（[22]；[23]；[32]—[35]）；ApexInsight 整理。

图表结论：规则从炼厂末端排放扩展到燃料全生命周期强度、进口甲烷数据、SAF 和船燃配额。影响将通过产品组合、信用采购、原料溯源、终端基础设施和资本支出传导，而不是仅表现为一次性罚款。

美国 RFS 要求义务方提交可再生燃料信用。MPC 2025 年购买 RIN 费用为 13.3 亿美元，2024 年为 10.7 亿美元、2023 年为 20.7 亿美元，显示政策信用价格和自产信用能够显著改变炼油与营销分部利润 ([22]; [9])。小炼厂豁免和重新分配机制还会造成企业间成本不对称。

加州 LCFS 以燃料生命周期碳强度形成信用和赤字，2025 年修订自 2025 年 7 月起实施并在 2026 年继续发布报告指引。炼厂和营销商的净影响取决于燃料结构、低碳原料、信用库存和交易策略；信用收入不能等同于稳定补贴 ([35])。

FuelEU Maritime 自 2025 年全面适用，对 5,000 总吨以上相关船舶要求船上能源 GHG 强度较 2020 基准在 2025 年降低 2%、2030 年降低 6%，并逐步要求岸电。ReFuelEU Aviation 要求欧盟机场 2025 年 SAF 最低份额 2%，2030 年合成航空燃料最低 1.2%，同时要求机场和供应商建立交付、储存和报告能力 ([32]; [33])。

IMO 2023 战略要求从 well-to-wake 口径考虑船用燃料排放，并提出 2030 年零或近零 GHG 燃料占国际航运能源至少 5%、争取 10% 的方向。该框架提升替代船燃投资，但具体强制措施、燃料认证和成本分担仍有不确定性 ([34])。

欧盟甲烷规则将监测、报告、核查和泄漏控制逐步延伸至进口原油和天然气合同。对中游和 LNG 供应链而言，这意味着排放数据将成为市场准入和合同条件；缺乏可验证测量和供应商数据的资产可能承担额外合规或市场折价 ([23])。

## 8.4 合规成本及监管不确定性

固定合规成本包括许可、环境监测、完整性管理、网络安全、排放和燃料数据库；持续成本包括检测、维修、信用采购、碳价、人员和审计。规模较大的运营商可分摊系统和专业团队成本，小型炼厂、独立终端和零售网络更容易出现单位合规成本过高。

标准升级可能形成资本悬崖。炼厂需在检修窗口内实施污染控制、燃料规范和安全改造；管道需要连续完整性资本；终端需要新燃料储罐、兼容材料和计量。许可证延迟或社区反对会增加建设期利息并使承购合同与投产日期错配。

诉讼和处罚的尾部风险包括泄漏、火灾、地下储罐、污染场地、工伤、价格和市场行为。政策反复还可能改变低碳项目信用价值。报告因此把政策收益视为条件性现金流，把安全和环境资本视为不可完全削减的维持性支出。

# 第 9 章 供应链、贸易与地缘风险

## 9.1 关键投入

中游关键投入包括钢管、阀门、压缩机、泵、涡轮、计量和控制系统、催化剂和处理化学品、电力、网络和专业人员。大型压缩、液化和控制设备供应商数量有限，长交付期会影响项目进度和备件恢复。资本和许可也是不可替代投入。

炼油关键投入首先是适配装置的原油和进料，其次是天然气、电力、氢气、催化剂、化学品、工业气体、备件、船运和技术人员。原油不是完全可替代商品：硫含量、密度、金属和酸值决定装置负荷、收率和腐蚀风险。

燃料营销依赖库存融资、信用证、运输、罐容、支付系统和客户信用。供应短缺时，拥有自有或长期租赁储存、管道和码头的营销商比纯采购转售商更有保障，但也承担更高固定成本和环境责任。

9.2 供应集中度

地缘集中首先表现为路线和关键设施，而不是全球生产总量。2026 年霍尔木兹事件显示，约 20%的全球 LNG 供应曾经依赖该海峡，卡塔尔 Ras Laffan 等大型液化枢纽的损坏会影响多个长期合同和地区（[2]）。原油、LNG 和成品油的集中风险应分别计算，因为同一地区可能是原油出口中心和产品进口中心。

企业层面的单一供应风险包括特定原油来源、单一电网、单一氢气或工业气体供应商、关键催化剂和专有控制系统。管道虽然具有冗余阀门和分段能力，但单一压缩站、泵站、河流穿越或控制中心可能成为高后果节点。

9.3 下游和客户集中

集输和处理资产的客户常集中于少数上游生产商，长输管道和终端则可能依赖少数炼厂、LNG 项目或城市负荷。客户集中需要与资产替代用途结合：通用枢纽的单一大客户合同到期后可能重新营销，专用支线或单一炼厂管道则更难寻找替代客户。

炼油客户较分散，但航空、船燃、政府和大型批发客户具有议价和信用集中。零售网络对品牌和支付平台有依赖。营销商在价格急升时还可能遭遇客户信用限额不足、保证金和应收扩大。

9.4 国际贸易

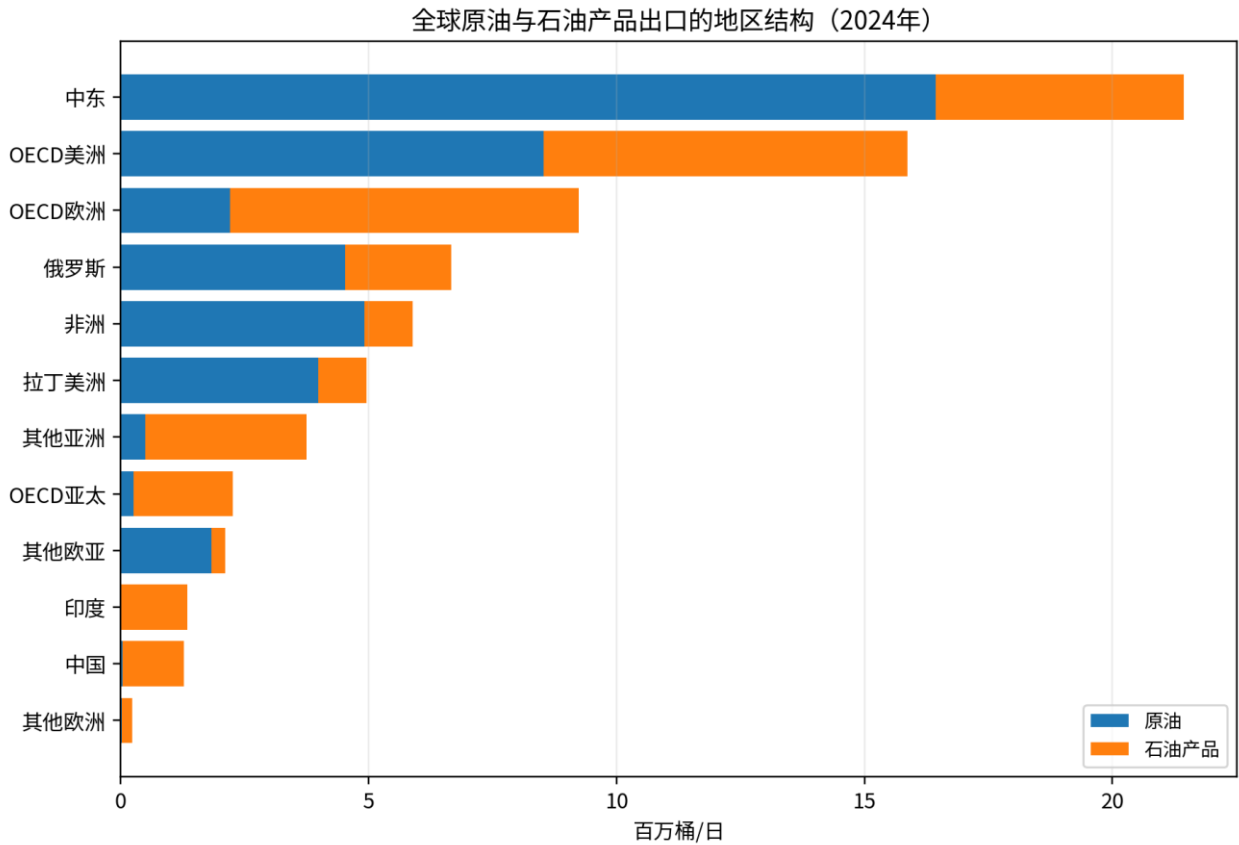


图 16 全球原油与石油产品出口的地区结构（2024 年）

来源：OPEC Annual Statistical Bulletin 2025，表 5.2 和表 5.3（[12]）；ApexInsight 整理。单位：百万桶/日；全球。

图表结论：中东在原油出口中占主导，而成品油出口更分散于 OECD 美洲、欧洲、中东和亚洲。原油充足并不保证产品供应充足；炼厂、航运、制裁和产品规范决定两条贸易链是否同步。

2024 年全球原油出口约 43.24 百万桶/日，石油产品出口约 31.79 百万桶/日。中东原油出口 16.44 百万桶/日，约占全球 38%；OECD 美洲和欧洲产品出口分别为 7.35 和 7.03 百万桶/日（[12]）。统计可能包含在途和再出口，因此用于贸易依赖和路线结构，而非净国产量。

制裁和出口管制会通过船舶、保险、结算、产品来源证明和技术设备传导。贸易重构可能延长航程、提高库存和融资需求，并形成原油和产品的地区价差。拥有出口码头、灵活原料和多市场认证的炼厂更有能力调整。

全球 LNG 贸易 2025 年达到 437 百万吨、同比增长 6.3%，美国、卡塔尔和其他新增供应推动增长，加拿大及毛里塔尼亚/塞内加尔成为新出口来源（[3]）。2026 年海湾供应受损后，非海湾新项目承担缓冲作用，但船期、再气化和价格承受力限制了完全替代。

9.5 供应链韧性

库存缓冲：原油、产品和天然气储存提供时间缓冲，但库存不足会放大短缺，库存过高则占用资金并承担跌价。

路线冗余：反向输送、港口、铁路和多管道连接可缩短恢复时间；专用单线资产恢复时间更长。

长期合同与灵活组合：长期供应和承购提高确定性，现货和目的地灵活合同提供调整能力，两者需要平衡。

关键设备和备件：压缩机、泵、控制器、催化剂和变压器应设置备件和供应商替代，认证周期可能长于普通采购。

垂直一体化：炼厂、储存、管道和营销一体化可控制物流，但也可能把同一事件集中到集团资产。

网络和人工恢复：离线操作、备份控制、身份管理和演练决定网络事件后能否维持安全运行。

第 10 章 全球区域差异

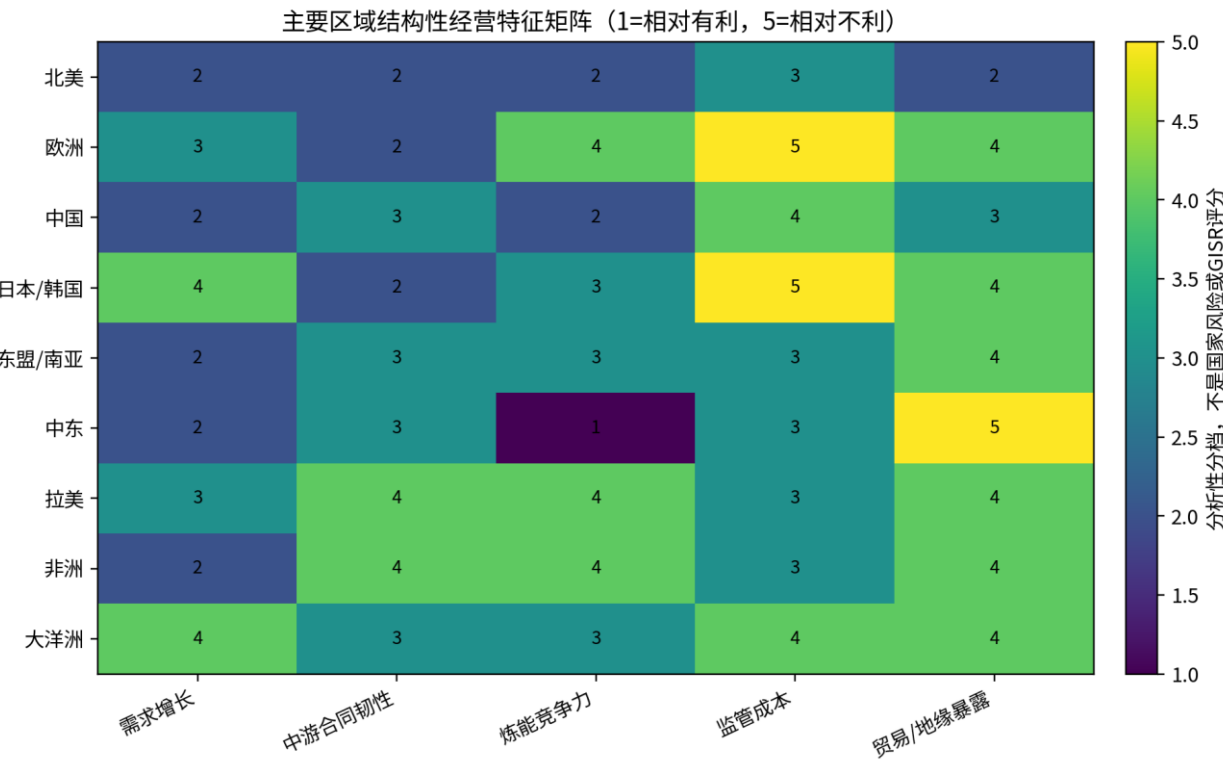


图 17 主要区域结构性经营特征矩阵（1=相对有利，5=相对不利）

来源：OPEC、IEA 及 IGU 公开资料（[11]—[2]；[3]；[31]）；ApexInsight 分析。

图表结论：区域差异来自需求、资产成熟度、原料与贸易位置、监管和融资条件。矩阵是行业经营特征分档，不是国家风险、企业评级或新的 GISR 评分。

## 10.1 北美

北美拥有成熟管网、液体和天然气枢纽、较完整的监管数据及深厚资本市场。美国原油、NGL、成品油和 LNG 出口能力支持中游增长，高复杂度炼厂具原料和出口优势。风险集中在高杠杆、盆地和客户集中、许可、老旧资产、极端天气和网络安全。美国炼能全国层面较分散，但 PADD 和港口市场可能高度集中。

加拿大中游受油砂和美国出口通道影响，管道扩建可降低瓶颈但形成长期需求和政策争议。北美政策信用体系复杂，RFS、LCFS 和税收支持可提高低碳燃料投资，也增加信用价格和政策变化风险。

## 10.2 欧洲

欧洲油品需求成熟，炼厂面临碳、污染物、能源成本和进口产品竞争。俄乌冲突后天然气、LNG 接收、储存和跨境连接的战略价值提高，但长期天然气需求、监管和资产回收存在不确定性。FuelEU、ReFuelEU、EU ETS 和甲烷规则把合规延伸到燃料全生命周期和进口数据。

欧洲存量炼厂的区位、复杂度、石化一体化和出口能力差异大。边际资产关闭可改善剩余炼能利用率，却降低地区备用能力。中游风险更多来自政策、跨境费率、许可和长期需求，而非新盆地扩张。

## 10.3 中国

中国拥有大型炼能、石化和终端体系，原油进口和产品出口政策对全球平衡具有影响。国有企业的能源安全和产业政策目标可能弱化短期市场退出机制，民营大型炼化项目则强化规模和一体化竞争。道路燃料增长放缓、电动车渗透和产品结构转变提高边际炼厂压力。

天然气管网、储气和 LNG 接收能力继续提升，但进口来源、海运路线和价格敏感性仍重要。区域管网互联和第三方准入可提高利用率，但商业合同和价格机制与北美市场不同。

## 10.4 日本和韩国

日本和韩国需求成熟、资源进口依赖高，炼厂和 LNG 终端具有能源安全价值。炼能需要应对国内道路燃料下降和区域出口竞争，企业通过关闭、整合、石化和低碳燃料转型调整。LNG 采购组合、储存和船运安全是中游核心风险。

## 10.5 其他亚洲及东盟

印度和东南亚人口、收入、航空和交通需求支撑中期燃料增长，但本地炼能、进口终端和基础设施建设速度不同。印度大型出口炼厂具有规模和原料灵活性；部分东盟市场依赖进口产品和单一港口，供应链中断敏感。监管、补贴和国内价格控制可能削弱成本转嫁。

## 10.6 中东

中东具有低成本原油、天然气、LNG 和新增出口炼能优势，国家支持和一体化项目强化竞争力。风险高度集中于地缘冲突、海运咽喉、单一大型枢纽和国家政策。2026 年事件表明，原油生产恢复、LNG 装载和产品炼厂恢复速度可以显著不同（[1]；[2]）。

10.7 拉丁美洲

拉美兼具原油出口国和产品进口国。巴西、圭亚那等上游增长创造原油管道、终端和出口机会，但部分国家炼厂投资不足、价格控制和国有企业财务约束提高产品进口依赖。汇率、公共财政、监管和基础设施执行风险较高。

10.8 非洲

非洲成品油需求和城市化增长潜力较高，但炼厂可靠性、港口、管网、融资和价格补贴制约本地供给。新炼厂和 LNG 项目可改变贸易流，但大型单点资产、外汇和政策风险突出。2024 年非洲产品出口增长部分受尼日利亚新增能力影响，但稳定运行和原料、营销体系仍需验证 ([12])。

10.9 大洋洲

澳大利亚是重要 LNG 出口国，但炼油能力收缩提高产品进口和港口依赖。日本、韩国和东南亚炼厂及航运路线对地区供应安全重要。LNG 项目面临高建设和运营成本、劳工、环境许可及长期合同重签风险。

第 11 章 当前行业状态和未来 12—24 个月展望

11.1 当前行业状态：截至 2026 年 7 月 26 日

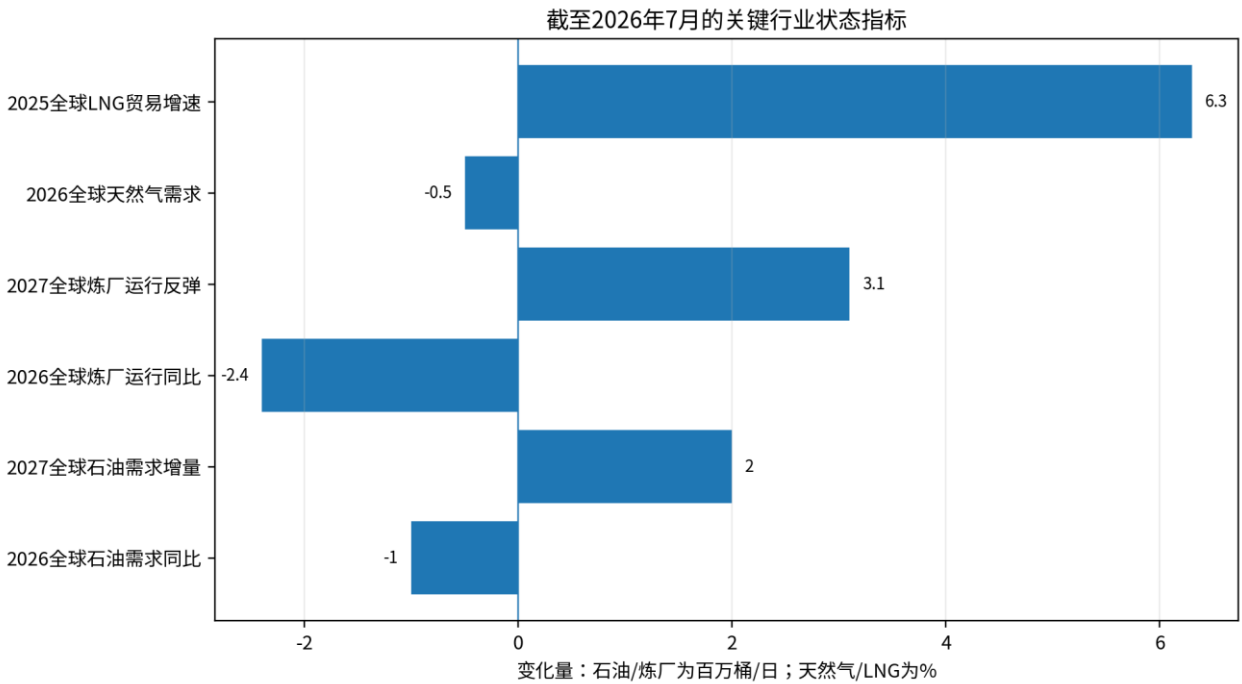


图 18 截至 2026 年 7 月的关键行业状态指标

来源：IEA Oil Market Report – July 2026、Gas Market Report Q3-2026 及 IGU 2026 World LNG Report ([1]; [2]; [3])；ApexInsight 整理。

图表结论：2026 年油气需求和炼厂运行受冲突及产品供应约束而下降，但 2027 年存在修复路径；LNG 2025 年增长强劲，2026 年海湾中断使供应更紧。当前高裂差反映产品短缺，并不意味着结构性风险下降。

石油市场处于原油供应恢复快于产品供应的错位阶段。IEA 2026 年 7 月预测全球石油需求全年减少 1.0 百万桶/日，2027 年增加 2.0 百万桶/日；全球炼厂运行量 2026 年减少 2.4 百万桶/日，2027 年反弹 3.1 百万桶/日。6 月 OECD 库存继续减少 62 百万桶，产品裂差在 7 月初达到四年高位 ([1])。

天然气市场仍受霍尔木兹和海湾设施影响。IEA 预计 2026 年全球天然气需求下降约 0.5%或 20 bcm，LNG 贸易大致持平；海湾供应下降由北美、非洲、澳大利亚及既有项目改善部分抵消。第二季度欧洲 TTF 均价同比上升 32%至接近 16 美元/MMBtu，亚洲现货 LNG 同比上升 45%至 17.5 美元/MMBtu ([2])。

公司层面当前盈利不能直接代表行业。PBF 2026 年第一季度剔除特殊项目的每桶炼油毛利为 9.53 美元，较 2025 年同期 5.96 美元上升，但仍受到 RFS 合规成本、事故和地区差异影响 ([28])。

投资方面，中游和 LNG 项目继续推进，但资本应优先用于已签约、去瓶颈和高连接度项目。炼油新增主要位于亚洲和中东，成熟市场更侧重可靠性、低碳燃料和关闭边际能力。融资可得性对投资级大型运营商较好，高杠杆或单项目主体仍面临利率和执行风险。

11.2 未来 12—24 个月展望

基准判断是：2026 年下半年至 2027 年，原油、产品和 LNG 贸易逐步恢复，但恢复速度不一致，库存和产品供应在初期仍偏紧；随后新增供应、需求修复有限及炼厂重启可能压低异常高裂差。中游固定费率现金流总体稳定，商品暴露、单一路线和客户集中资产分化加大。

上行因素包括：中东出口炼厂恢复慢于原油；俄罗斯产品供应持续受限；航空和季节性交通需求释放；LNG 海湾出口恢复延迟；以及边际炼厂关闭。受益者主要是未受影响的高可靠性炼厂、储存、替代管道、进口终端和灵活营销网络。

下行因素包括：全球需求恢复低于预期；2027 年油气供应快速增加；亚洲和中东新增炼能投产；高价格引发需求破坏；利率和项目成本高企；政策信用价格下降；以及事故或监管投资。边际炼厂、商品暴露中游和高杠杆扩张平台最敏感。

关键不确定性是霍尔木兹通行和设施修复、俄罗斯供应、2026—2027 宏观增长、库存补充、OPEC+政策、LNG 新项目爬坡及低碳燃料规则执行。报告不对这些事件赋予精确概率。

第 12 章 情景分析与关键监测指标

12.1 情景分析

2026—2028行业情景传导框架（不赋予主观概率）

| 情景   | 需求与价格                 | 中游现金流           | 炼销利润            | 资本与融资          | 持续期     |
|------|-----------------------|-----------------|-----------------|----------------|---------|
| 上行情景 | 产品供应恢复慢；裂差维持偏高        | 高利用率资产受益；瓶颈费率改善 | 未受影响炼厂利润较强      | 现金流修复、资本纪律延续   | 6—18个月  |
| 基准情景 | 2026低谷后2027修复；贸易逐步正常化 | 合同现金流稳定，量价分化    | 裂差回落但高效资产保持正现金流 | 投资选择性恢复        | 12—24个月 |
| 温和下行 | 需求恢复延迟；新增炼能竞争         | 重签与商品暴露资产承压     | 利用率和单位毛利下滑      | 削减增长资本、再融资成本上升 | 12—24个月 |
| 严重压力 | 冲突延长、需求衰退或关键设施长期停滞    | 客户信用、量和流动性同时恶化  | 停机/价差逆转、库存和合规损失 | 评级与契约压力、资产出售   | 18—36个月 |

图 19 2026—2028 行业情景传导框架（不赋予主观概率）

来源：IEA 当前和中期展望（[1]；[2]；[31]）及前述证据矩阵；ApexInsight 分析。

图表结论：情景的核心不是单一油价，而是需求、产品供应、资产可用性、库存和融资的组合。供应型紧张可提高炼厂利润，却同时增加中游、营销和客户信用风险；严重压力需要多项冲击叠加。

表 8 2026—2028 年行业情景框架

| 情景   | 主要触发因素                    | 能源中游影响                   | 炼油与营销影响              | 企业分化                |
|------|---------------------------|--------------------------|----------------------|---------------------|
| 上行情景 | 出口炼厂和 LNG 恢复缓慢；需求释放；库存偏低  | 瓶颈、储存和替代路线利用率提高；商品优化收益增加 | 裂差和营销价差偏高；高可靠性资产获益   | 未受影响、多路径、低杠杆企业领先    |
| 基准情景 | 2026 下半年逐步正常化；2027 温和需求修复 | 合同现金流稳定；新项目按合同投产         | 裂差从异常高位回落；高效炼厂保持正现金流 | 资产质量和成本地位决定回报       |
| 温和下行 | 需求恢复延迟；新增产能和供应增长          | 吞吐增长放缓、重签费率承压；削减增长资本     | 利用率、毛利和库存周转下降        | 边际资产、高杠杆和单一客户承压     |
| 严重压力 | 宏观衰退、冲突延长、关键设施长期停运或信用事件叠加 | 客户信用、量、事故和融资同时恶化         | 停机与需求下降并存；库存、合规和融资损失 | 流动性弱、检修需求大和许可负担高者退出 |

来源：IEA 当前及中期展望（[1]；[2]；[31]）；ApexInsight 分析，不赋予主观概率。

12.2 关键监测指标

表 9 关键行业监测指标

| 指标名称       | 英文名称                        | 定义                               | 首选来源          | 频率    | 预警方向                 | 限制          |
|------------|-----------------------------|----------------------------------|---------------|-------|----------------------|-------------|
| 全球石油需求同比变化 | Global oil demand growth    | IEA 全球需求年度/季度变化                  | IEA OMR       | 月度    | 下降扩大=需求压力            | 战争和低基数会扭曲同比 |
| 全球炼厂运行量    | Global refinery runs        | 实际原油及其他进料运行量                     | IEA/OPEC/JODI | 月度    | 下降=停机或需求弱；与裂差结合      | 定义和覆盖不同     |
| 炼厂利用率      | Refinery utilization        | 实际进料/可运营能力                       | EIA 及地区统计     | 周/月/年 | 低位=固定成本压力；极高=备用能力不足  | 美国不能代表全球    |
| 柴油/汽油/航煤裂差 | Product cracks              | 产品价格减原油基准成本                      | 公开价格构造/IEA    | 日/月   | 快速收窄=炼油盈利预警          | 地区和规格差异     |
| 商业产品库存     | Commercial product stocks   | 汽油、馏分油和航煤商业库存                    | IEA/EIA/JODI  | 周/月   | 库存低且下降=供应紧张；高且上升=需求弱 | 战略库存需剔除     |
| 中游合同覆盖率    | Fee-based contract coverage | 固定费率、take-or-pay 和 MVC EBITDA 占比 | 公司披露          | 季/年   | 下降=现金流商品化            | 公司定义不统一     |
| 合同剩余期限与重签量 | Contract rollover           | 未来 24 个月到期容量或收入占比                | 公司披露          | 季/年   | 集中到期=重签风险            | 披露有限        |
| 吞吐/设计能力    | Throughput utilization      | 实际吞吐/可用能                         | FERC/公司/监管    | 月/季   | 持续下降=过剩和             | 名义和有效能力不    |

| 指标名称           | 英文名称                             | 定义                   | 首选来源        | 频率  | 预警方向            | 限制           |
|----------------|----------------------------------|----------------------|-------------|-----|-----------------|--------------|
|                |                                  | 力                    | 者           |     | 减值风险            | 同            |
| 中游客户信用         | Shipper credit quality           | 前五客户、投资级占比、拖欠与重组     | 公司及信用资料     | 季/年 | 恶化=合同保护减弱       | 需企业级数据       |
| 维持性资本覆盖        | Sustaining capex coverage        | 经营现金流对维持性资本及分配的覆盖    | 公司披露        | 季/年 | 覆盖下降=安全和融资风险    | 维护资本定义不同     |
| 净杠杆与利息覆盖       | Net leverage / interest coverage | 净债务/标准化 EBITDA 及利息覆盖 | 监管文件        | 季/年 | 杠杆升、覆盖降=再融资风险   | MLP 和项目融资需调整 |
| 管道重大事故率        | Significant incident rate        | 重大事故/里程或输送量          | PHMSA 及监管者  | 年   | 上升=运营和合规风险      | 全球口径不一致      |
| 全球 LNG 贸易与海湾装载 | LNG trade and Gulf loadings      | 全球贸易量及卡塔尔/阿联酋装载      | IEA/IGU     | 月/年 | 海湾恢复延迟=终端和价格风险  | 船货跟踪许可限制     |
| 政策信用净成本        | RIN/LCFS net cost                | 购买信用减自产/销售信用         | EPA/CARB/公司 | 季/年 | 净成本上升=炼厂利润压力    | 企业策略差异大      |
| 低碳燃料份额         | SAF/renewable fuel share         | SAF、可再生柴油及船燃低碳份额     | 欧盟/各国监管者    | 季/年 | 增长快于改造=传统燃料替代压力 | 政策驱动且定义变化    |

来源：各指标对应的官方数据库和监管机构，详见表内“首选来源”及参考资料；ApexInsight 整理。

12.3 GISR 变化触发条件

本报告维持冻结 GISR 等级。能源中游未来上调触发条件包括：固定费率和长期合同占比系统性下降；多个主要盆地或 LNG 路线利用率长期下滑；客户信用和合同重签同时恶化；安全、甲烷或网络规则显著提高不可转嫁成本；高杠杆和资本市场依赖重新成为行业常态。

能源中游下调条件包括：合同期限和客户质量持续改善；行业杠杆和分配政策更保守；多路径和储存能力提高系统韧性；安全事故率和甲烷强度在可比口径下持续下降；资产能以可验证经济性适配天然气、CO<sub>2</sub>、氢或新贸易路线。

炼油与营销未来上调触发条件包括：道路燃料需求多年下降且关闭不足；全球关键地区利用率持续低位；新增亚洲和中东产能形成长期出口过剩；合规资本和信用成本不可转嫁；边际炼厂事故和永久关闭加速并导致融资收紧。

炼油与营销下调条件包括：产能关闭持续快于需求下降；优质存量炼厂的原料、出口和复杂度优势稳定；低碳燃料转换形成不依赖短期信用价格的现金流；库存、检修和资本纪律显著降低完整周期利润波动。综合全篇证据，当前仍支持能源中游 GISR 3 和炼油与燃料营销 GISR 4。

## 第 13 章 方法论、局限及使用说明

### 13.1 GISR 评价对象与等级含义

GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（Global Industry Structural Risk Level, GISR）采用 1—6 级体系：GISR 1 为很低结构性风险、GISR 2 为较低、GISR 3 为中等、GISR 4 为较高、GISR 5 为高、GISR 6 为很高结构性风险。GISR 评价行业在完整周期中的风险结构，不等同于企业信用评级、违约概率、证券投资判断、项目风险或国家风险。

本报告为合并行业报告，但不计算平均等级。能源中游和炼油与燃料营销分别保持 GISR 3 和 GISR 4；六个维度、历史压力、情景和触发条件均按底层行业分别解释。

### 13.2 数据口径与截止日期

报告使用截至 2026 年 7 月 26 日可获得的国际组织、政府及监管统计、公司法定披露和行业协会资料。年度序列以最新完整年度为主，2026 年数据明确标记为年初快照、季度或截至当月数据，不与完整年度直接混用。自然年度、财年、calendar-day 能力、stream-day 能力、名义产能、可运营产能、实际吞吐量和总进料分别保留原始定义。

OPEC 年度统计公报会对历史炼油产能进行追溯修订，因此本报告以 2026 版为最新基准；涉及 2025 版吞吐量时，跨版本差异只作方向性解释，不把修订值机械理解为实际年度变化（[11]；[12]）。

### 13.3 市场规模处理原则

本报告不将中游、炼油和燃料营销营业收入相加为全球市场规模。同一桶油在集输、运输、加工、批发和零售环节会多次形成交易收入，且名义收入高度受油价影响。市场规模采用物理活动量和基础设施能力的组合指标，包括炼油产能及吞吐量、管道里程及能力、处理和分馏能力、储存能力、LNG 液化及再气化能力、终端吞吐量和营销销量。不同资产类别不机械相加。

### 13.4 全球与样本数据局限

全球中游资产、合同覆盖、合同剩余期限、炼厂复杂度和区域炼油毛利缺少统一公开数据库。美国 EIA、PHMSA 和 FERC 数据用于验证资产和监管机制，但不外推为全球总量；公司财务图表明确标注为可观察样本，不代表全球行业均值。不同企业对调整后 EBITDA、维持性资本、库存损益、自由现金流和权益法投资的定义不同，跨公司比较只能用于方向性机制分析。

全球炼油和管道竞争具有显著区域性。全国或全球层面的低 HHI 不排除盆地、走廊、港口、PADD、城市产品市场或单一客户关系高度集中。区域经营特征矩阵属于相对分档，不是国家风险评分。

### 13.5 GlobalCheck 适用规则

- 优先按实际运营实体、主营收入、资产用途、合同结构和价值链位置判断；工商登记代码和集团名称仅作候选筛选。
- 综合能源集团应按分部或运营子公司映射，不得用集团主代码代表全部业务。
- NACE Rev.2 用于 2008—2024 年欧洲统计；NACE Rev.2.1 自 2025 年起使用。燃料批发在 Rev.2 为 46.71，在 Rev.2.1 为 46.81，应保留版本字段（[7]）。
- 天然气长输与城市配气、管道运营与 EPC、炼油与独立石化、燃料营销与一般便利零售、LNG 终端与独立船运必须分别识别。

- 本报告不适用于纯控股平台、金融主体、公共财政主体、无实质运营的特殊目的载体或主营业务无法确定的实体。

### 13.6 尚存局限

尚存但不影响行业层面发布的局限包括：全球中游不存在统一且无重复计算的单一市场规模；全球炼油毛利和 Nelson 复杂度等数据较多受商业许可限制；中游合同结构和非计划停机数据披露不标准；美国以外管道事故和资产级吞吐量可比性较弱；2026 年地缘冲突仍在演变，当前展望具有较高事件路径依赖。上述限制已通过口径降级、样本标识、情景条件和来源交叉验证处理。

## 参考资料

以下资料仅列示正文和图表实际引用的来源，编号按正文首次出现顺序排列。访问日期均为 2026 年 7 月 26 日。

### 国际组织与官方能源统计

- [1] International Energy Agency. Oil Market Report – July 2026. 发布/更新：2026-07-10. 数据期间：截至 2026 年 6—7 月及 2027 预测. 地域：全球. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [2] International Energy Agency. Gas Market Report, Q3-2026. 发布/更新：2026-07-07. 数据期间：2026 年上半年及全年预测. 地域：全球. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [11] OPEC. Annual Statistical Bulletin 2026, digital publication and launch highlights. 发布/更新：2026-04-29. 数据期间：2021—2025；部分表为 2025 年. 地域：全球及地区. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [12] OPEC. Annual Statistical Bulletin 2025, Tables 4.2 and 4.3. 发布/更新：2025-07-02. 数据期间：2020—2024. 地域：全球及地区. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [13] International Energy Agency. Global Energy Review 2026. 发布/更新：2026-04-20. 数据期间：2025 及历史比较. 地域：全球. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [31] International Energy Agency. Oil 2025 – Analysis and Forecast to 2030. 发布/更新：2025-06. 数据期间：2025—2030. 地域：全球及区域. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.

### 政府、统计与监管机构

- [4] U.S. Census Bureau. 2022 North American Industry Classification System: 324110, 486110, 486210, 486910, 424710, 457110, 457120, 457210. 发布/更新：2022；网页持续更新. 数据期间：2022 版分类. 地域：全球映射中的美国代码. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [5] United Nations Statistics Division. ISIC Rev.4 classification details: 1920, 4661, 4730, 4930. 发布/更新：2008；网页持续维护. 数据期间：ISIC Rev.4. 地域：全球. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [7] Eurostat. NACE Rev. 2.1 – Statistical classification of economic activities in the European Union, 2025 edition. 发布/更新：2025-06-24. 数据期间：2025 年起适用. 地域：欧盟. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.
- [14] U.S. Energy Information Administration. Refinery Capacity Report 2026 and refinery-level XLSX. 发布/更新：2026-06-26. 数据期间：2026-01-01 快照. 地域：美国、炼厂级. [原始链接](#)；访问日期：2026-07-26.

[15] U.S. Energy Information Administration. U.S. Refinery Utilization and Capacity, annual history. 发布/更新: 2026-06-30 更新. 数据期间: 1985—2025. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[16] U.S. Energy Information Administration. U.S. Operable Refinery Capacity and Gross Inputs. 发布/更新: 2026-06-30 更新. 数据期间: 2020—2025. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[17] U.S. Energy Information Administration. Outlook on Global Refining to 2028. 发布/更新: 2024-08. 数据期间: 2023 基准; 2024—2028 项目. 地域: 全球. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[18] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Annual Report Mileage for Hazardous Liquid or Carbon Dioxide Systems. 发布/更新: 2026-07-09 更新. 数据期间: 2005—2025. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[19] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Annual Report Mileage for Natural Gas Transmission and Gathering Systems. 发布/更新: 2026-07-01 更新. 数据期间: 2005—2025. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[20] Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Pipeline Incident 20-Year Trends and significant incident criteria. 发布/更新: 2026 年访问. 数据期间: 近 20 年. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[21] Federal Energy Regulatory Commission. Oil Pipeline Index and Five-Year Review, RM26-6-000. 发布/更新: 2026-04-24; 页面 2026-05-14 更新. 数据期间: 2026-07-01 至 2031-06-30. 地域: 美国州际油品管道. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[22] U.S. Environmental Protection Agency. Final Renewable Fuel Standards for 2026 and 2027. 发布/更新: 2026-03-27; 2026-07-09 更新. 数据期间: 2025—2027. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[23] European Commission. EU Methane Regulation – methane emissions and import requirements. 发布/更新: 2026 年访问. 数据期间: 2025—2030 实施节点. 地域: 欧盟及进口来源国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[24] Federal Energy Regulatory Commission. Oil Industry Forms: Form No. 6 and 6-Q. 发布/更新: 持续更新. 数据期间: 年度/季度. 地域: 美国州际油品管道. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[25] Federal Energy Regulatory Commission. Natural Gas Industry Forms: Form No. 2 and 2-A. 发布/更新: 持续更新. 数据期间: 年度. 地域: 美国州际天然气管道. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[29] FERC、NERC 及区域实体. The February 2021 Cold Weather Outages in Texas and the South Central United States. 发布/更新: 2021-11-16; 页面 2021-12-08. 数据期间: 2021 年 2 月事件. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[30] U.S. Government Accountability Office. Critical Infrastructure Protection: TSA Is Taking Steps to Address Some Pipeline Security Program Weaknesses, GAO-21-105263. 发布/更新: 2021-07-27. 数据期间: 截至 2021 年 6 月. 地域: 美国. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[32] European Commission, DG MOVE. FuelEU Maritime – implementation, guidance and secondary legislation. 发布/更新: 2026 年持续更新. 数据期间: 2025—2050 实施节点. 地域: 欧盟相关航运. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[33] European Commission, DG MOVE. ReFuelEU Aviation – implementation and reporting. 发布/更新: 2026 年持续更新. 数据期间: 2025—2050 实施节点. 地域: 欧盟航空燃料市场. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[34] International Maritime Organization. 2023 IMO Strategy on Reduction of GHG Emissions from Ships. 发布/更新: 2023-07. 数据期间: 2030、2040 和 2050 目标节点. 地域: 全球航运. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[35] California Air Resources Board. Low Carbon Fuel Standard Regulation and 2025 Amendment Implementation Guidance. 发布/更新: 2025—2026 更新. 数据期间: 2025 年修订及后续报告期. 地域: 美国加州. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

## 行业协会与专业运营组织

[3] International Gas Union. 2026 World LNG Report. 发布/更新: 2026-07-07. 数据期间: 2025 年及项目展望. 地域: 全球. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

## 公司法定披露

[6] Enterprise Products Partners L.P.. Form 10-K for the year ended December 31, 2025. 发布/更新: 2026 年申报. 数据期间: 2023—2025; 资产截至 2025 年末. 地域: 美国中游. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[8] Valero Energy Corporation. Form 10-K for the year ended December 31, 2025. 发布/更新: 2026 年申报. 数据期间: 2023—2025; 资产截至 2025 年末. 地域: 北美和欧洲炼油. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[9] Marathon Petroleum Corporation. Form 10-K for the year ended December 31, 2025. 发布/更新: 2026 年申报. 数据期间: 2023—2025. 地域: 美国炼油、营销和中游权益. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[10] Phillips 66. Form 10-K for the year ended December 31, 2025. 发布/更新: 2026 年申报. 数据期间: 2023—2025. 地域: 美国及国际. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[26] Enterprise Products Partners L.P.. Fourth Quarter and Full Year 2024 Results, Exhibit 99.1. 发布/更新: 2025-02-04. 数据期间: 2023—2024. 地域: 美国中游. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[27] PBF Energy Inc.. Form 10-K for the year ended December 31, 2025. 发布/更新: 2026 年申报. 数据期间: 2023—2025. 地域: 美国炼油. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.

[28] PBF Energy Inc.. Form 10-Q for the quarter ended March 31, 2026. 发布/更新: 2026-04-30. 数据期间: 2026Q1 及 2025Q1. 地域: 美国炼油. [原始链接](#); 访问日期: 2026-07-26.