

油气勘探与生产行业风险报告

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

核心结构性风险

主要缓释因素

当前状态与 12—24 个月基准展望

第 1 章 行业定义、边界与适用范围

1.1 行业操作性定义

1.2 包含的业务

1.3 明确排除的业务

1.4 相邻行业和代码归类冲突

1.5 GlobalCheck 适用与不适用判断

第 2 章 GlobalCheck 全球行业结构性风险等级

2.1 GISR 总体结果

2.2.1 行业周期性

2.2.2 竞争结构与进入壁垒

2.2.3 盈利能力与现金流稳定性

2.2.4 技术、产品或商业模式替代风险

2.2.5 中长期增长稳定性

2.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击

2.3 结构性风险与当前景气度的区别

2.4 核心风险、缓释因素与潜在等级触发条件

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

3.2 核心产品、服务与合同体系

3.3 主要商业模式

3.4 行业参与者类型

3.5 价值创造与风险分配机制

第 4 章 全球市场规模、需求与供给

6

6

6

6

7

7

8

8

8

9

10

10

11

12

12

12

12

12

13

14

15

15

15

16

17

17

18

4.1 市场规模口径与历史变化 18

4.2 需求驱动因素 19

4.3 供给、开发周期与产能约束 19

4.4 定价机制与成本转嫁能力 21

4.5 排放、放空燃烧与供给质量约束 21

第 5 章 竞争格局与进入壁垒 22

5.1 行业集中度与可观察边界 22

5.2 进入壁垒 22

5.3 竞争方式 22

5.4 行业整合、退出与资产转移 23

5.5 GlobalCheck 竞争地位分析的最低数据要求 23

第 6 章 行业经济性、盈利与现金流 24

6.1 收入模式与稳定性 24

6.2 成本结构 24

6.3 利润率和盈利波动 26

6.4 营运资金与现金转换 26

6.5 资本密集度与自由现金流 26

6.6 杠杆和融资特征 27

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

7.3 历史峰谷表现 29

7.4 风险传导机制 29

7.5 缓冲机制 30

第 8 章 技术、替代、监管与政策风险 31

8.1 技术变化 31

8.2 产品或商业模式替代 31

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 35

9.1 关键投入 35

9.2 供应集中度 35

9.3 下游和客户集中 36

9.4 国际贸易 36

9.5 供应链韧性 37

第 10 章 全球区域差异 38

10.1 北美 38

10.2 欧洲 38

10.3 中国 38

10.4 日本和韩国 38

10.5 其他亚洲及东盟 38

10.6 中东 39

10.7 拉丁美洲 39

10.8 非洲 39

10.9 大洋洲 39

第 11 章 当前行业状态和未来 12—24 个月展望 41

11.1 当前行业状态（数据截止日：2026 年 7 月 26 日） 41

11.2 未来 12—24 个月展望 42

第 12 章 情景分析与关键监测指标 43

12.1 情景分析 43

12.2 关键监测指标 43

12.3 GISR 变化触发条件 44

第 13 章 方法论、局限及使用说明 45

13.1 GISR 评价对象与等级含义 45

13.2 最终 GISR 复核结论 45

13.3 证据层级与数据口径 45

13.4 主要数据局限 45

13.5 使用说明 45

参考资料 46

1. 国际组织与官方统计 46

2. 政府和监管机构 46

3. 行业协会与专业标准 47

4. 公司法定披露 48

执行摘要

本报告评价持有或实质控制油气资源权益、承担勘探、开发、生产、储量替代、环境修复与退役风险的上游经营主体；油田服务、中游运输与 LNG 设施、炼化营销、纯贸易及被动金融持有不在本报告边界内[1]、[2]。

GISR 等级	GISR 4	风险表述	较高结构性风险
结构性方向	高周期、高资本、强外部性	当前复核	维持原等级

核心结构性风险

- 商品价格、区域基差与物理供应中断可在短期显著改变收入、现金流和资产价值；2008 年以来多轮价格峰谷验证了高周期性[3]。
- 现有油气田自然递减要求持续再投资；IEA 估计近 90%的上游投资用于抵消递减，不投资将使全球油气供给快速损失[4]。
- 海上、油砂和复杂常规项目具有长建设期与高沉没资本，页岩则具有较高早期递减和高频资本需求；两类模式均存在跨期现金流脆弱性。
- 道路电动化、能效和低碳替代正在改变石油需求增长来源，长期需求情景分歧显著，高成本长周期资产面临回收期延长或搁浅风险[5]、[6]、[7]。
- 甲烷、放空燃烧、退役担保、资源国条款、制裁和关键航道风险可同时提高成本、资本占用和市场准入不确定性[8]、[9]、[10]、[11]、[12]。

主要缓释因素

- 低成本、低递减、长寿命资源及可靠的管输或出口接入，可扩大下行周期的现金利润和资本调整空间。
- 产品、盆地和定价枢纽多元化，配合有限期限套保、长期气销或生产分成机制，可降低单一价格或基础设施冲击。
- 低杠杆、充足流动性、分散债务到期和可暂停的短周期资本库存，可降低价格低谷中的被迫融资与资产处置风险。
- 成熟的运营、安全、甲烷测量和退役资金管理能力，可减少事故、监管整改和尾部责任。

当前状态与 12—24 个月基准展望

截至 2026 年 7 月 26 日，行业处于物理供应冲击、需求破坏和预期快速重定价并存阶段。IEA 2026 年 7 月条件预测显示，全球石油需求和供应在 2026 年同步收缩；若受限产量和运输在 2027 年恢复，供应增量可能显著超过需求反弹[13]。EIA 2026 年 7 月基准假设下，2026 年第三季度库存仍下降，但 2027 年市场重新转向供给宽松，Brent 年度均价预测降至 65 美元/桶[14]。全球天然气需求预计在 2026 年下降约 0.5%，区域差异主要由 LNG 价格、工业活动和中东供应扰动造成[15]。

基准情景下，未来 12 个月的主要变量是中东航运、受限产量重启、库存和区域基差；随后风险重心转向 2027 年新增供应能否快于需求恢复。上行触发包括冲突或出口恢复持续受阻、OPEC+进一步约束和自然递减高于预期；下行触发包括产量快速恢复、库存累积、经济放缓、LNG 和非 OPEC 供应增长以及道路燃料替代加快。该判断是条件式行业展望，不是价格目标或投资建议。

使用限制：GISR 不构成企业信用评级、违约概率、投资建议或国别风险；企业适用仍需结合资产质量、财务与竞争地位。全球企业级权益产量、统一储量、利润率、退役负债和甲烷强度数据口径不一，公司样本不代表全球行业平均。

第 1 章 行业定义、边界与适用范围

1.1 行业操作性定义

本报告评价的对象，是持有或实质控制油气资源权益、并承担勘探失败、开发资本、储量替代、自然递减、生产运营、商品价格、环境修复与退役义务的上游经营主体。其核心收入直接取决于原油、凝析油、天然气及上游回收液态烃的权益产量、实现价格或产量分成，而不是按服务工时、设备租赁、运输吞吐或炼化价差收费。该定义与 ISIC Rev.4 第 06 类、NAICS 211 及 SIC 1311 关于“经营或开发油气田、直至从生产物业交运前的准备活动”基本一致[1]、[16]、[2]。

边界的实质判断以“谁承担资源和生产风险”为核心。企业即使将地震勘探、钻完井、压裂、海工安装或井场维护外包，只要其持有工作权益、批准资本预算、承担干井和超支风险并拥有产量权益，仍属于本报告；反之，仅按合同提供钻机、压裂、测井、油田化学品、地球物理调查或技术服务的企业，不因其服务对象位于油气田而纳入。

产业链边界原则上止于生产物业交运点：油气从井口经田间集输、分离、稳定、脱水、初步脱硫或液态烃回收，直至进入独立长输管道、第三方处理厂、LNG 系统或炼厂之前，属于与生产直接一体化的上游活动。进入独立中游运输、仓储、加工、液化、再气化、炼制和成品销售后，应适用其他行业风险画像。

表 1-1 行业边界、分类代码与 GlobalCheck 映射规则

边界	主体/业务	操作性内容	常见代码	GlobalCheck 适用判断
纳入	资源权益持有人/运营商	矿权、租约、特许权、PSC 工作权益；勘探、评价、开发、生产、提高采收率；田间集输与处理至生产物业交运点	NAICS 211120/211130； ISIC/NACE 06.10/06.20； SIC 1311	若主体承担工作资本、产量和退役义务，映射 IR-003。
纳入	非作业权益持有人	持有 working interest，由第三方运营，但按权益承担资本、运营和废弃成本并分享产量	通常仍落入上游抽取代码或控股代码	穿透财务报表和权益协议；不能因“非运营”而误判为被动投资。
条件纳入	受托/合同全责运营者	对他人油气井具有完整生产运营责任、承担实质运营责任和部分绩效风险	老 SIC 1311 及 NAICS 211 可能纳入	若仅收固定服务费且不承担资源/价格风险，应改映射油田服务。
条件纳入	综合油气集团的上游分部	集团同时从事上游、中游、LNG、炼化、化工和营销	集团常使用综合代码	仅对可分割上游分部或上游子公司适用；集团层面应采用综合油气或主导业务报告。
排除	油田服务与设备	合同钻井、地震、测井、压裂、完井、海工、设备与耗材	NAICS 213111/213112、541360 等	映射“油田服务与设备行业风险报告”。
排除	中游与 LNG 基础设施	长输管道、独立集输处理、储存、码头、液化与再气化	管道运输、仓储、天然气处理/LNG 相关代码	映射“油气储运、管道与 LNG 基础设施行业风险报告”。

边界	主体/业务	操作性内容	常见代码	GlobalCheck 适用判断
排除	炼化、石化与营销	炼油、石化裂解、油品批零、加油站、独立贸易	NAICS 324110、4247、447 等	映射“炼油与成品油营销”或“石化”“大宗商品贸易”报告。
排除	纯权利金/矿权基金与金融 SPV	仅收取 royalty、override 或租金，不承担开发资本和运营义务	房地产、金融、基金、控股代码可能出现	按资产管理、基金、控股或特定金融报告处理。
排除	政府与公共财政主体	资源部、许可机关、主权财政、征税机构	公共管理代码	GISR 不是国家资源禀赋或主权信用评价。

注：相邻报告按业务实质映射至 GlobalCheck 行业报告库中的对应报告；具体报告 ID 以项目冻结的行业映射总表为准。

1.2 包含的业务

- 常规陆上和海上油气田的勘探、评价、开发、生产和增产作业，包括浅水、深水与超深水项目。
- 页岩油气、致密油气、煤层气等非常规资源的资源权益持有、井位开发和生产运营；压裂服务商本身除外。
- 油砂、重油、油页岩等在矿区或生产物业内的开采与初级处理，前提是经济实质仍为烃类资源开发。
- 原油、凝析油、天然气和从油气田气中回收的天然气液体；独立天然气处理和分馏业务除外。
- 特许权、租约、生产分成合同、服务合同中具有资源和成本风险的上游权益，以及非作业工作权益。
- 与生产不可分割的田间集输、分离、稳定、脱水、脱硫、注水/注气、提高采收率和井场电力设施。
- 全生命周期退役、封井、拆除、场地恢复及相关财务担保义务，因为这些义务源自上游资产而非独立服务。

1.3 明确排除的业务

- 按日费率、工时、设备利用率或项目里程碑收费的钻井承包、油田服务、海工建造和设备制造。
- 独立地球物理、地质与地震测绘服务；UN ISIC 明确将其排除至 7110，合同勘探/试钻服务排除至 0910[2]。
- 生产物业边界之外的长输管道、独立天然气处理、储存、LNG 液化/再气化、海运和码头运营。
- 炼油、石化、油品和天然气批发、零售、贸易与营销；其利润驱动分别是裂解价差、加工价差、库存和渠道，而非储量和产量。
- 仅持有矿权或权利金、无追加资本和废弃义务的被动资产；纯证券投资、基金和融资平台。
- 综合集团的非上游分部，以及资源国政府、主权基金、监管机关和公共财政实体。

1.4 相邻行业和代码归类冲突

代码冲突最集中于“合同运营者”。老 SIC 1311 和 NAICS 211 均可能把为他人全面运营油井的主体归入油气抽取，而 NAICS 213111/213112 把合同钻井和油田支持服务归入支持活动[1]、[16]。GlobalCheck 应检查合同是否把产量、成本超支、储量和退役义务转移给运营者，而不能只看“operator”字样。

同一集团可能同时拥有 E&P、管道、LNG、炼化和营销。若法律实体是上游资产持有公司或生产运营公司，适用 IR-003；若为集团母公司且无法取得分部信息，应根据合并收入、资产、资本开支和经营利润的主导来源，决定是否使用综合油气报告，避免用上游高周期性覆盖稳定的中游或炼化现金流。

天然气液体存在生产与加工双重边界。NAICS 211130 包含从油气田气中回收液态烃，而独立天然气处理、分馏和管道业务可能落入中游代码。判断重点是设施是否位于生产物业、是否与井口产量权益绑定、收入是否来自商品销售还是处理费。

油砂和重油在统计分类中可被纳入油气抽取，但矿山式油砂项目具有更高前期资本、环境修复和长期运营杠杆。映射仍使用 IR-003，但后续企业评价应在资产类型层面加注，而不能把其风险等同于短周期页岩井。

企业主营业务可能与工商登记代码不一致，尤其是资产处置、反向并购、壳公司、合资项目公司和处于勘探前期的主体。应优先使用最近年度收入、资本开支、资产构成、储量/资源披露、许可和生产数据，并保留代码与实质业务不一致的审计轨迹。

1.5 GlobalCheck 适用与不适用判断

建议采用“代码初筛—业务实质复核—风险承担复核—集团分部复核”四步法。代码只用于召回候选主体；最终决定应由上游资产、工作权益、产量/储量、资本开支和废弃义务共同支持。

在可取得分部信息时，可将“上游收入、上游资产、上游资本开支或上游 EBITDA 中至少两项占合并口径多数”作为可反驳的操作阈值。阈值不是会计准则，而是 GlobalCheck 报告适用性控制；对于价格暴跌导致上游收入短期下降但资产和资本开支仍占主导的集团，不应机械改映射。

勘探阶段、尚无收入的项目公司仍可能适用 IR-003，只要其主要资产为油气权益、主要现金流用途为勘探评价资本开支，并承担失败和退役风险。反之，持有油气企业股权但无资源权益和运营责任的控股公司，不自动适用。

第 2 章 GlobalCheck 全球行业结构性风险等级

2.1 GISR 总体结果

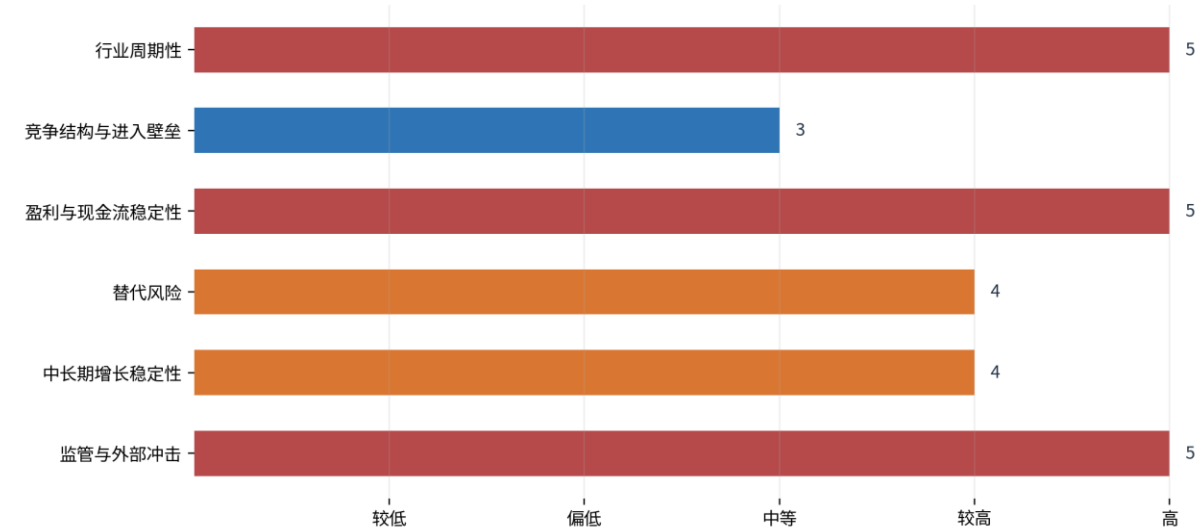
GISR 等级	中文表述	结构性方向	适用范围
4 级	较高结构性风险	高周期、高资本、强外部性	全球上游 E&P

GISR 4（较高结构性风险）表示：即使不考虑某一时点的油价、地缘冲突或单一企业杠杆，上游 E&P 仍长期暴露于商品价格波动、储量耗竭与替代、资本沉没、项目延期、资源国政策、排放和退役责任等相互强化的风险。行业具有高进入壁垒和若干低成本优质资源缓冲，但这些优势更多形成企业间分化，而非消除行业层面的较高结构性风险。

GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（Global Industry Structural Risk Level, GISR）不等于企业信用评级、违约概率、证券投资建议或国家风险。相同 GISR 下，拥有低成本长寿命资产、强流动性、低杠杆和灵活资本计划的企业，可以显著优于高成本、单盆地、短储量寿命或高退役负担的企业。

图 2-1 六维结构性风险暴露强度（解释性展示）

六维结构性风险暴露强度（解释性展示，非重新评分）



来源：ApexInsight 依据 GISR 方法论及本报告权威证据综合整理；维度数字仅用于可视化，不构成 GISR 重新评分。

核心结论：风险并非均匀分布：价格/周期、现金流稳定性以及监管和外部冲击构成最高暴露；进入壁垒虽高，却不能抵消储量递减和价格周期。

表 2-1 GISR 六个维度的评价、证据、反证与局限

维度	评价	判断与支持数据	历史压力期	反证/缓释	数据局限
1 行业周期性	高	Brent 年度均价从 2014 年 98.97 美元/桶降至 2016 年 43.64，2020 年为 41.96，2022 年升至 100.93，2025 年回落至 69.14[3]。	2008—09 需求冲击；2014—16 供给过剩；2020 疫情；2022 地缘供应冲击；2025—26 价格回落与冲突。	OPEC+调节、套期保值、低成本资产和短周期页岩可缓冲。	全球基准价不等于企业实现价格；气价高度区域化。

维度	评价	判断与支持数据	历史压力期	反证/缓释	数据局限
2 竞争结构与进入壁垒	中等偏高风险/高壁垒	资源获取、牌照、地质知识、融资、项目管理和退役担保构成壁垒；国家层面产量集中，但全球公司份额难以用公开收入准确计算。	价格低谷促使资产出售、破产和并购；大型交易强化盆地规模经济。	优质矿权稀缺、NOC 资源控制和技术积累限制无序进入。	全球 CR/HHI 缺少统一公司级产量和权益口径。
3 盈利能力与现金流稳定性	高风险	收入同时受价格、产量和权益结构影响；资本开支先于现金流多年，现有油田递减要求持续再投资。IEA 称近 90%上游投资用于抵消递减[4]。	2014—16 减值、资本开支削减；2020 负油价与流动性压力；2022 超额现金流；2025 实现价格下滑。	资本纪律、低盈亏平衡点、灵活钻井库存、长期气销和强资产负债表。	企业会计政策、套保和 PSC 税制降低可比性。
4 技术、产品或商业模式替代风险	较高	EV、效率和低碳电力抑制道路燃料需求；IEA 预计 EV 到 2030 年替代 5.4 百万桶/日石油需求，增长重心转向石化[5]。	高油价期加速效率和替代；政策收紧期提高需求尾部风险。	航空、航运、石化原料及新兴市场需求较难快速替代；天然气可承担部分灵活性与工业需求。	IEA 与 OPEC 长期需求情景显著分歧，不能把单一情景当作确定结果。
5 中长期增长稳定性	较高	成熟资产递减与新项目长周期并存；IEA 中期预测 2030 年供应能力 114.7、需求 105.5 百万桶/日，提示潜在投资错配和价格压力[5]。	1970s、1980s、2014—16 和 2020 均显示投资—供给周期放大波动。	资源自然递减创造持续补充需求；能源安全可支持本地供应投资。	需求情景、项目延期和制裁使“能力”不等于可交付供应。
6 监管、政策、供应链及外部冲击	高	甲烷 MRV、进口标准、退役担保、资源税/PSC、制裁、航运和安全事故均可改变现金流。2025 全球放空燃烧升至 167 bcm[9]。	Deepwater Horizon 后监管重构；俄乌冲突；2026 中东冲突；美国甲烷政策反复。	技术减排潜力大，IEA 估计超过 50 Mt 可用现有技术减排，部分具净经济收益[8]。	法规处于多层级、分阶段和高变动状态；企业资产地域差异巨大。

2.2.1 行业周期性

油气 E&P 是典型价格接受型行业。企业在作出勘探和开发投资时无法锁定数年后的全球基准价格，而供给对价格的反应又受开发周期、衰减曲线、OPEC+政策和基础设施限制。2014—2025 年布伦特年度均价的高低点相差超过一倍；天然气则在区域基础设施约束下表现出更强分化[3]、[17]。

反证是部分企业通过套保、长期合同、PSC 回收机制或低成本资源降低波动。然而套保通常只覆盖有限期限和部分产量，长期合同也可能包含油价/枢纽价挂钩，因此不能消除周期。

2.2.2 竞争结构与进入壁垒

上游资源权利、勘探数据、工程能力、安全许可、资本和退役担保构成显著壁垒。大型海上项目需要多年审批和数十亿美元投资，而页岩模式虽缩短单井周期，却依赖连续矿权、基础设施、服务供应和规模化井位组合。壁垒提高了存量优质资产价值，但也造成资产集中、资源国议价和退出成本。

全球产量由国家和 NOC 主导，公开上市公司的收入或市值不能代表全球份额。报告因此不把少数公司收入计算成全球 CR5/HHI；第 5 章仅使用国家产量集中和可观察并购案例。

2.2.3 盈利能力与现金流稳定性

现金流的第一层波动来自实现价格，第二层来自自然递减和项目产量爬坡，第三层来自资本预算与成本通胀。IEA 估计近 90% 的上游投资用于抵消现有油气田递减；成熟常规油田、海上小型油田和页岩井的递减速度差异极大[4]。这意味着停止投资并不会产生稳定的“收割期”，而会迅速侵蚀产量和储量寿命。

大型企业 2025 年仍可产生正向经营现金流，但并不否定行业风险。ConocoPhillips 2025 年实现价格同比下降约 14%，全年盈利由 92 亿美元降至 80 亿美元，同时仍需约 126 亿美元资本开支；这是资产质量和规模缓冲后的公司样本，不能外推为行业平均[18]。

2.2.4 技术、产品或商业模式替代风险

上游产品本身高度同质，替代主要发生在终端能源服务：车辆电动化、燃效提升、可再生电力、热泵、氢和材料循环等减少油气需求强度。IEA 的 Oil 2025 预计全球石油需求在 2030 年前趋于平台，新增需求主要来自石化，而道路运输需求受 EV 和效率压制[5]。

OPEC 长期情景则预计 2050 年石油需求接近 123 百万桶/日[6]。两者差异说明风险不在于某个确定“峰值年份”，而在于项目寿命长于可置信需求预测期，导致高成本长周期资产面临搁浅或回收期延长的尾部风险。

2.2.5 中长期增长稳定性

资源递减迫使行业持续投资，但持续投资并不保证价值创造。若多个长周期项目在高价期同步批准，投产时可能形成过剩；若低价期长期削减投资，又可能在需求尚存时形成短缺。IEA 2030 年供应能力高于需求预测约 9.2 百万桶/日，体现潜在能力富余，而非确定的实际库存[5]。

能源安全、人口与收入增长、航空航运和石化需求为行业提供缓冲，但缓冲在地域和产品间不均衡。天然气可因煤改气、电力灵活性和 LNG 贸易而增长，也可因可再生电力、甲烷约束和区域高价被替代。

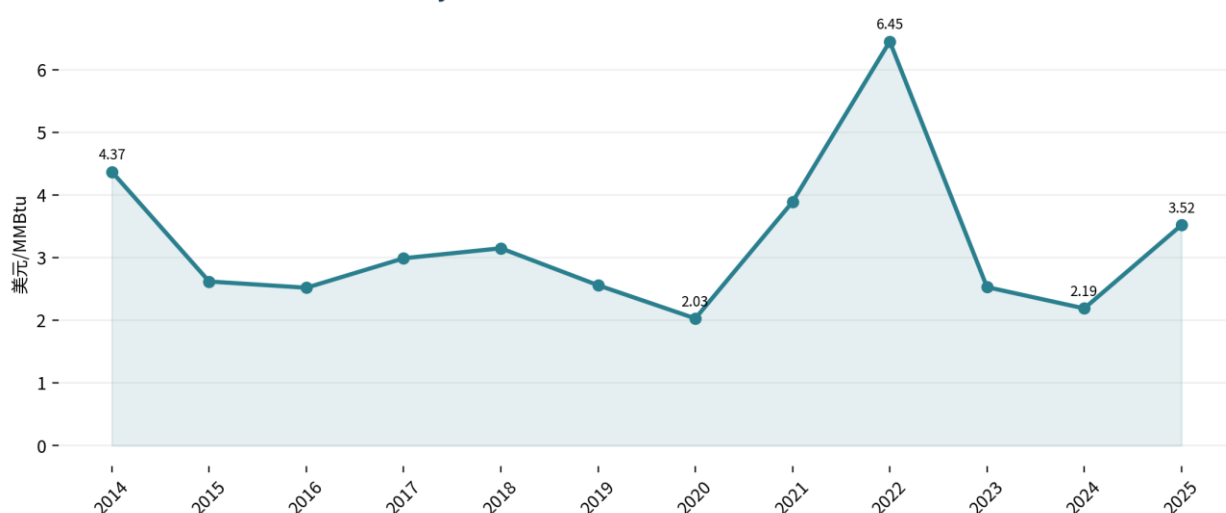
2.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击

资源租税、特许权、出口管制、制裁、国内供应义务、甲烷和碳政策、安全规则以及退役担保直接影响项目净现值。欧盟 2024/1787 号法规将甲烷 MRV 和进口供应链要求分阶段扩展至进口油气；UNEP OGMP 2.0 推动测量型报告；美国则同时存在排放标准延续与收费规则撤销，显示监管方向和实施路径可能分化[10]、[19]、[20]、[21]。

退役责任具有长尾和逆周期特征：资产晚期现金流下降时，封井、拆除和恢复支出上升。美国海上规则要求财务担保，但 2026 年又提出替代 2024 规则的修订，说明担保强度本身也受政策变化影响[22]、[11]。

图 2-2 Henry Hub 天然气年度现货均价，2014—2025 年

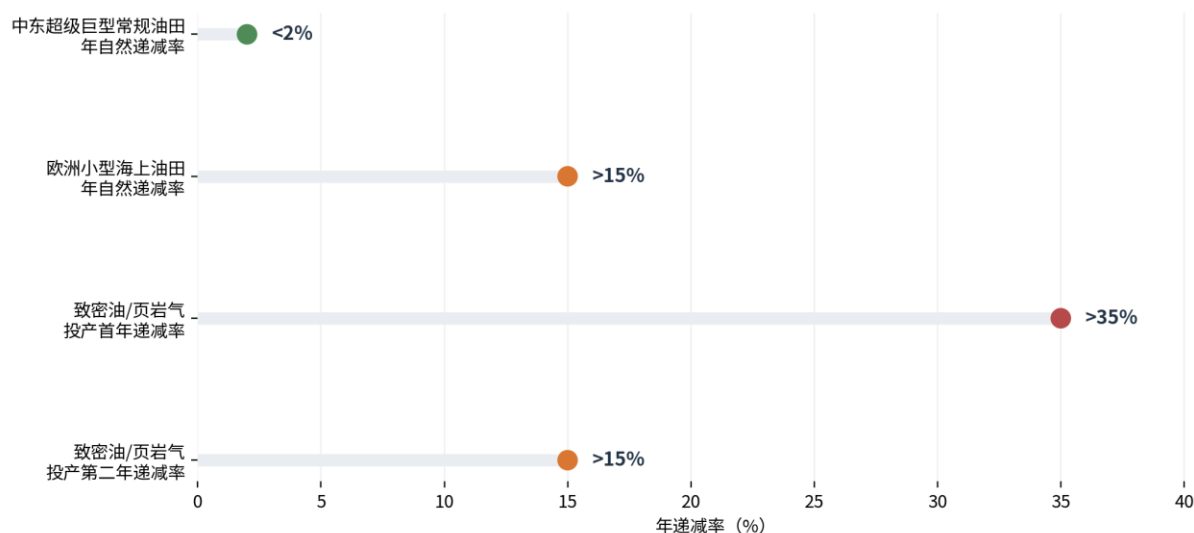
Henry Hub 天然气年度现货均价，2014—2025 年



核心结论：天然气价格不仅周期性强，而且受区域管网、LNG 出口、库存和天气影响；Henry Hub 不能替代欧洲或亚洲气价口径。

图 2-3 不同资产类型的自然递减速度差异

不同资产类型的自然递减速度差异（IEA 示例阈值）



来源：IEA, Declines in output from existing oil and gas fields have gathered speed, 2025[4]; ApexInsight 整理。

核心结论：页岩和小型海上资产需要更密集的再投资才能维持产量；低递减大型常规资源则具有更长现金流久期和更高资产价值。

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：在完整周期和不同地区中，该行业固有的价格、资本、储量、技术、监管和外部冲击暴露有多高。当前景气回答的是：在一个较短期间内，价格、库存、供应中断、成本和资本市场对行业有利还是不利。二者相关但不能互相替代。

2026 年 2 月 IEA 在中东冲突升级前预计全球石油需求增加 0.85 百万桶/日、供应增加 2.4 百万桶/日；到 7 月，条件预测转为需求下降 1.0、供应下降 3.7 百万桶/日[23]、[13]。这种在数月内的反转说明当前事件可显著改变利润和流动性，却不足以改变行业需要持续替代储量、承担沉没资本和面对能源转型的基本结构。

单个企业风险还取决于成本曲线、盆地集中、储量寿命、对冲、税制、合资安排、杠杆和流动性。GISR 4 级不能直接用于给企业排序；GlobalCheck 应将其作为行业先验，再叠加企业经营和财务信息。

2.4 核心风险、缓释因素与潜在等级触发条件

核心结构性风险包括：商品价格和区域气价波动；储量耗竭与勘探失败；开发超支和延期；高固定资本与退役负债；资源国财政条款和制裁；甲烷、放空燃烧和碳约束；需求替代和长期情景分歧；事故、极端天气和关键基础设施中断。

主要缓释因素包括：低成本、低递减、长寿命资源；地理与产品多元化；短周期资本灵活性；长期气销/PSC 成本回收机制；强资产负债表和充足流动性；成熟运营与甲烷管理能力；基础设施和市场接入。

GISR 未来向上变化的触发条件包括：全球需求出现可验证的持续结构性下降且高成本产能退出缓慢；甲烷/碳/退役规则显著提高全生命周期成本；行业融资长期收缩导致储量替代和流动性风险同时上升；重大事故引发全球性监管重构。向下变化则需要价格波动、资本沉没和环境外部性出现可持续、跨周期的实质下降，仅凭某一轮高油价或短期供应紧张不足以支持。

表 2-2 核心风险、缓释因素与监测触发条件

风险组	关键指标	主要缓释	潜在触发条件
价格与需求	Brent/WTI、Henry Hub/TTF/JKM ； 库存；裂解和终端需求	低盈亏平衡、套保、长期合同	连续多季度低于全成本且库存上升
储量与递减	储量替代率、储量寿命、基础产量 递减、勘探成功率	长寿命资产、井位库存、提高采收 率	替代率持续<100%且资本开支上 升
资本与项目执行	FID、开发周期、成本通胀、超支 、项目延期	阶段化开发、标准化、合资分担	大型项目集中延迟/超支
监管与外部性	甲烷强度、放空燃烧、碳成本、退 役担保	测量型 MRV、回收利用、已拨备 退役资金	进口标准/担保显著收紧或事故后 规则重构
地缘与资源国	税率、PSC、出口限制、制裁、 航运中断	地域多元化、稳定条款、多个市场 出口	合同重谈、征收、长期制裁或关键 海峡中断
融资与退出	债务期限、融资成本、资产出售折 价、破产率	低杠杆、流动性、资本纪律	资本市场关闭与退役负债同时集中 到期

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

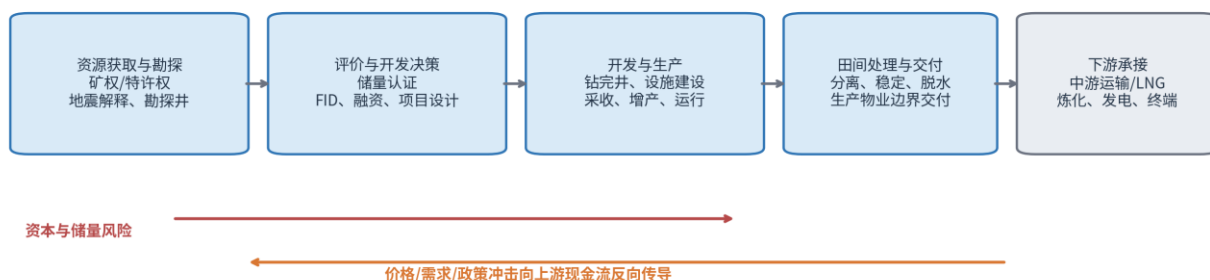
上游 E&P 从资源获取开始，经地质评价、勘探井、储量认证、最终投资决策（FID）、设施建设、钻完井、生产爬坡、稳产和退役结束。价值在“地质不确定性转化为可商业开采储量”过程中形成，但风险也随资本承诺逐步固化：勘探期可放弃但成功率低；开发期资本规模最大且退出损失高；生产期地质风险下降，却持续暴露于价格、递减、运营和环境责任。

上游投入包括矿权和签字费、地震数据、钻井和完井服务、钢材与设备、海工设施、劳动力、电力、化学品、物流、保险和融资。服务商价格在行业上行期通常滞后上升，使 E&P 企业同时面临商品价格和投入成本周期；下行期服务成本下降虽可缓冲，但已承诺长周期项目和退役成本的刚性仍高。

下游客户包括炼厂、天然气管道与处理商、LNG 液化商、发电与工业用户及贸易商。上游通常在标准化商品市场中缺乏品牌溢价，价值主要来自资源质量、运输差价、产量可靠性、合同结构和成本位置。中游瓶颈、基准价差和质量折价可使同一国际油价下的企业实现价格显著不同。

图 3-1 油气勘探与生产价值链及风险传导边界

油气勘探与生产价值链及风险传导边界



来源：UN ISIC Rev.4 Division 06、NAICS 211 及行业合同结构[1]、[2]；ApexInsight 整理。

核心结论：IR-003 覆盖资源获取至生产物业交运前的风险承担者；中游、炼化和终端需求冲击会通过基准价、价差和承购条件反向传导。

3.2 核心产品、服务与合同体系

主要产品是原油、凝析油、天然气和天然气液体。收入通常为权益产量乘以实现价格，扣除特许权、生产税、运输和质量差价。企业可通过现货、月度公式价、长期承购、油价挂钩气价、枢纽价、固定/底价/上限组合和套保管理价格，但合同保护程度与区域市场流动性差异大。

储量并非当前可自由销售的库存，而是满足地质、工程、经济、权利和商业性条件的未来可采量。PRMS 强调项目成熟度和不确定性，SEC 规则又有其法定披露定义；企业的“资源量”“2P 储量”“已探明储量”不能直接混加[24]、[25]。

勘探评价支出存在高度不确定性。IFRS 6 允许企业在技术可行性和商业可采性确定前采用特定勘探评价会计政策，但后续减值与转入开发资产会影响利润时点和跨企业可比性[26]。信用分析应同时看现金支出、资本化政策和储量结果。

主要合同包括特许权/租约、生产分成合同（PSC）、风险服务合同、联合经营协议（JOA）、承购协议、管输/处理合同和钻完井服务合同。特许权模式更直接暴露于价格和资源税；PSC 可能通过成本回收与利润油分成缓冲下行，但也引入成本回收上限、政府分成和合同重谈风险。

3.3 主要商业模式

常规陆上模式通常开发周期和资本强度居中，低成本大型油田可提供长寿命现金流，但资源获取和财政条款决定经济性。海上/深水模式具有高前期资本、长周期、复杂工程和高退役责任，投产后单位成本可较低，但延期和事故尾部风险大。

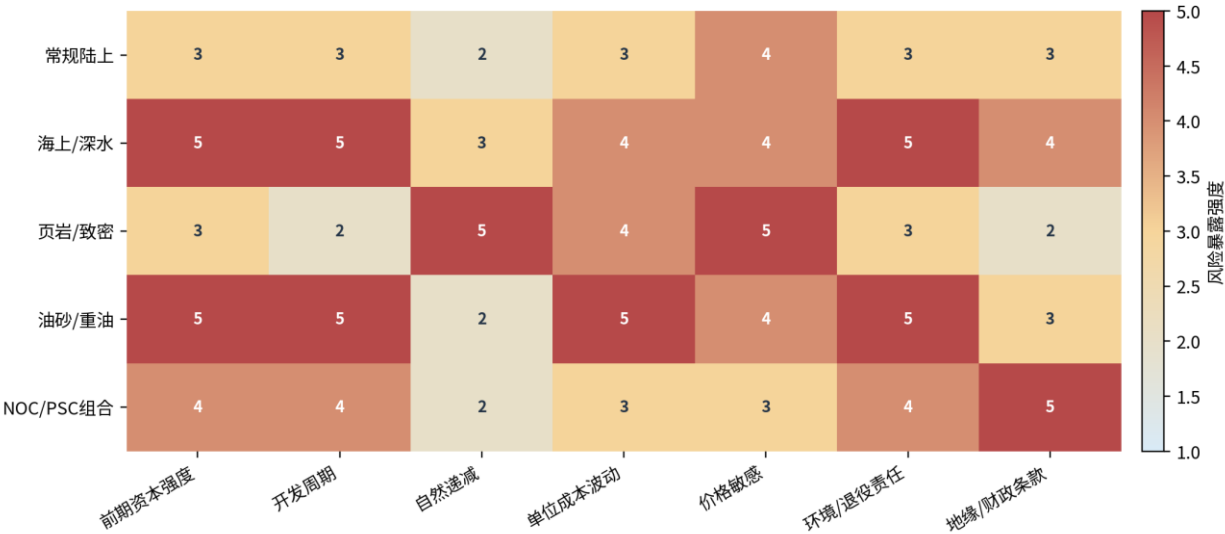
页岩/致密模式以多井工厂、短单井周期和可快速调节资本著称，但首年递减通常超过 35%，需要持续钻井维持平台产量[4]。其“灵活性”主要是资本暂停能力，并不意味着存量产量稳定；高质量连续井位和基础设施是核心竞争资源。

油砂/重油模式具有超长寿命、低地质递减和较高可预测性，但前期资本、能源/水耗、碳强度、差价和修复责任高。NOC/PSC 组合则可能拥有低成本资源和政策支持，同时承受资源国财政目标、非商业投资、国内供应义务和地缘风险。

表 3-1 主要上游商业模式的现金流与信用风险特征

模式	收入来源	资本密集度	自然递减	利润来源	主要风险
常规陆上	产量销售/PSC 权益	中—高	中等；大型成熟田较低	资源质量、税制、基础设施	勘探失败、资源国条款、成熟田递减
海上/深水	长期项目产量销售	很高	投产后相对稳定	规模、工程与低单位成本	超支延期、事故、单项目集中、退役
页岩/致密	多井短周期销售	中等但持续	高，首年最陡	井位库存、完井效率、管网	再投资强度、服务成本、基差、库存耗竭
油砂/重油	长寿命产量销售	很高	低—中	超长储量寿命、规模化运行	高碳/水耗、重油差价、修复与大修
NOC/PSC 组合	权益油气、税费与政策目标并存	高	资产而异	优质资源、主权支持、低成本	财政抽取、非商业任务、制裁、治理
非作业权益	按 working interest 分享产量	按权益承担	取决于资产	可分散运营执行	控制权弱、资本通知、运营商信用

图 3-2 主要上游商业模式的风险暴露比较
主要上游商业模式的风险暴露比较（1低—5高）



来源：IEA 自然递减研究、监管和公司披露[4]、[27]、[18]、[11]；ApexInsight 判断。

核心结论：“高壁垒”并不等于“低风险”：海上和油砂的沉没资本与退役责任高，页岩的自然递减和再投资强度高，NOC/PSC 则增加财政与地缘维度。

3.4 行业参与者类型

国际综合油气公司拥有全球资产、融资、技术和下游缓冲，但上游分部仍暴露于储量替代和价格；独立 E&P 更聚焦、资本配置透明，却通常缺少炼化和营销的自然对冲。NOC 控制大量低成本资源，信用质量与主权、财政转移、国内价格和非商业职责密切相关。

区域独立生产商和中小企业可能在成熟盆地、边际油田或单一资源类型上具有专业优势，但融资渠道、客户/基础设施集中和退役担保更脆弱。资产晚期从大型企业向较小企业转让可提升运营专注度，也可能把退役责任集中到较弱资产负债表。

轻资产模式在上游中的边界有限。真正不承担资源和产量风险的服务、数据、技术授权和设备租赁主体属于油田服务；E&P 可以外包运营，但其矿权、资本和退役义务仍使其保持重资产性质。

3.5 价值创造与风险分配机制

价值创造的核心不是单纯扩大产量，而是在全周期价格和成本假设下，以可接受资本回报将资源转化为可销售储量。储量替代率、发现与开发成本、单位租赁运营成本、全周期盈亏平衡、基础递减和资本效率比短期产量增速更能解释可持续性。

风险在合资和合同中分配：运营商控制技术和预算，非作业方承担权益资本；PSC 将部分价格和成本风险在国家与承包商间重新分配；承购和管输合同把数量或容量义务固定化；服务合同把单项执行风险转移给承包商，但最终资源、产量和多数超支风险仍由权益持有人承担。

第 4 章 全球市场规模、需求与供给

4.1 市场规模口径与历史变化

本报告不使用单一“全球上游市场收入”作为主规模口径。价格变化可使收入在产量不变时大幅波动，综合油气公司又难以剥离上游外部销售；国家油企、PSC 和国内管制价格进一步降低可比性。本报告采用的主口径为：实物产量衡量当前供给规模，储量/资源衡量未来资产基础，上游资本开支衡量再投资和供给形成，收入与利润仅作为价格敏感的补充。

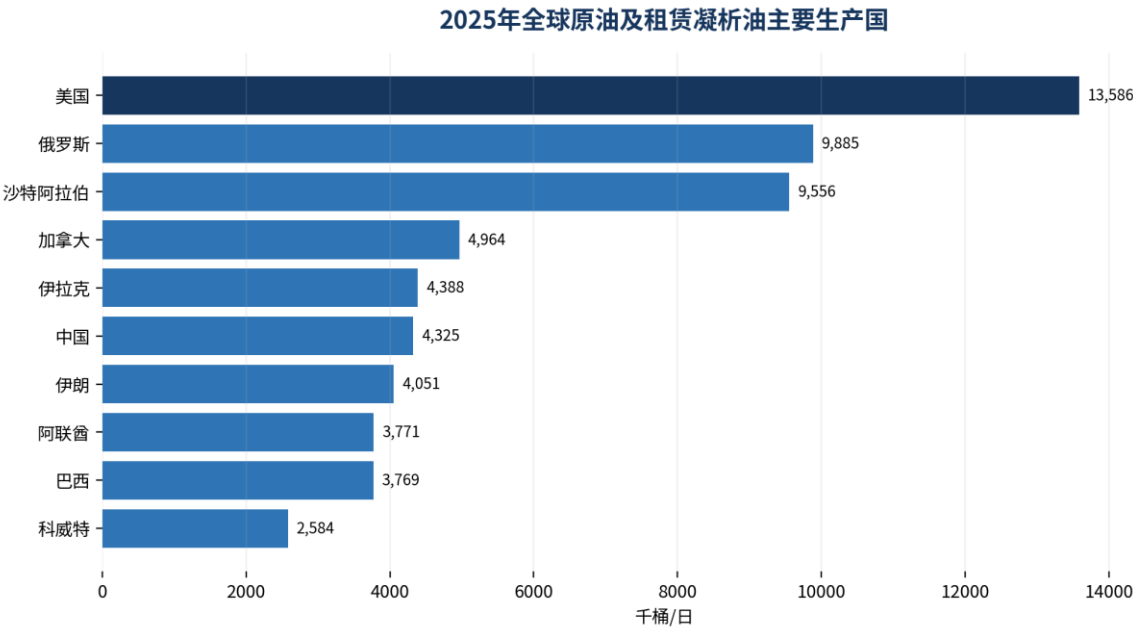
OPEC ASB 2026 报告 2025 年全球石油需求为 105.15 百万桶/日、全球原油产量为 74.85 百万桶/日，分别较 2024 年的 103.84 和 72.58 上升[28]、[29]。两者不能相减，因为需求口径包含更广泛油品/液体，而产量为原油口径；本报告只将其用于观察各自规模和方向。

Energy Institute 2026 版已提供截至 2025 年的全球能源数据。鉴于干气、商品气、总产量、贸易量及历史修订口径不同，本报告未将不同来源拼接为单一全球天然气收入或历史序列，而仅在定义一致的国家、区域和专题数据中使用相关指标[30]。

表 4-1 市场规模核心口径、定义冲突与本报告处理

指标	单位	主要冲突	分析用途	本报告处理
全球石油需求	百万桶/日	OPEC/IEA 对油品和液体需求定义可能不同	衡量终端与炼化需求规模；不等于上游收入	注明机构与产品范围，不跨源拼接
原油产量	千桶/日或百万桶/日	是否含租赁凝析油、NGL、油砂、加工增益	衡量上游核心液体产出	图 4-1 使用 EIA“crude including lease condensate”
天然气产量	bcm、Bcf/d、Tcf、EJ	干气/商品气/总产气；体积与热值转换	衡量气体供给规模	同一图表只使用同一来源和定义
储量/资源	亿桶油当量	SEC proved、PRMS 1P/2P/资源量、国家统计	衡量可商业开发资产和寿命	不将不同分类直接相加
上游投资	美元/年	capex 或项目投资；是否含 LNG、中游、并购	衡量供给形成与再投资	优先 IEA capex 口径并披露排除项
上游收入/增加值	美元/年	价格、税制、集团分部、净额/总额	补充衡量经济规模	不作为全球主规模；只用于可比样本

图 4-1 2025 年全球原油及租赁凝析油主要生产国



来源：U.S. EIA International Energy Statistics，2025 年数据[31]、[32]；ApexInsight 整理。单位：千桶/日。

核心结论：供给地理集中于少数资源国，但美国、加拿大和巴西等美洲产量增长正在改变传统中东主导的地理结构；国家集中不等于公司集中。

4.2 需求驱动因素

长期需求由人口、收入、工业化、航空航运、货运和石化原料推动；抑制因素包括车辆电动化、燃效、可再生电力、热泵、材料效率和政策约束。不同终端的替代速度差异大：道路燃料替代较快，而航空、航运和石化原料更难在短期完全替代。

IEA Oil 2025 预计 2024—2030 年全球石油需求增加约 2.5 百万桶/日至 105.5 百万桶/日，并在 2030 年前趋于平台；EV 到 2030 年替代约 5.4 百万桶/日，2026 年后石化成为主要增量来源[5]。这意味着需求风险从“所有油品同步增长”转向产品和地区分化。

OPEC 2025 长期展望则预计 2050 年需求接近 123 百万桶/日[6]。本报告不选择单一长期情景，而将分歧视为资本配置风险：项目开发和回收期常超过 10—20 年，而可信需求预测区间很宽。

天然气需求受发电、工业、供暖、化肥和 LNG 贸易驱动。天然气可替代煤并支持电力灵活性，但高气价、甲烷强度和可再生电力也会削弱其竞争力。2026 年 Q3 IEA 在冲突情景下预计全球气体需求下降约 0.5%，属于事件型冲击而非长期趋势[15]。

4.3 供给、开发周期与产能约束

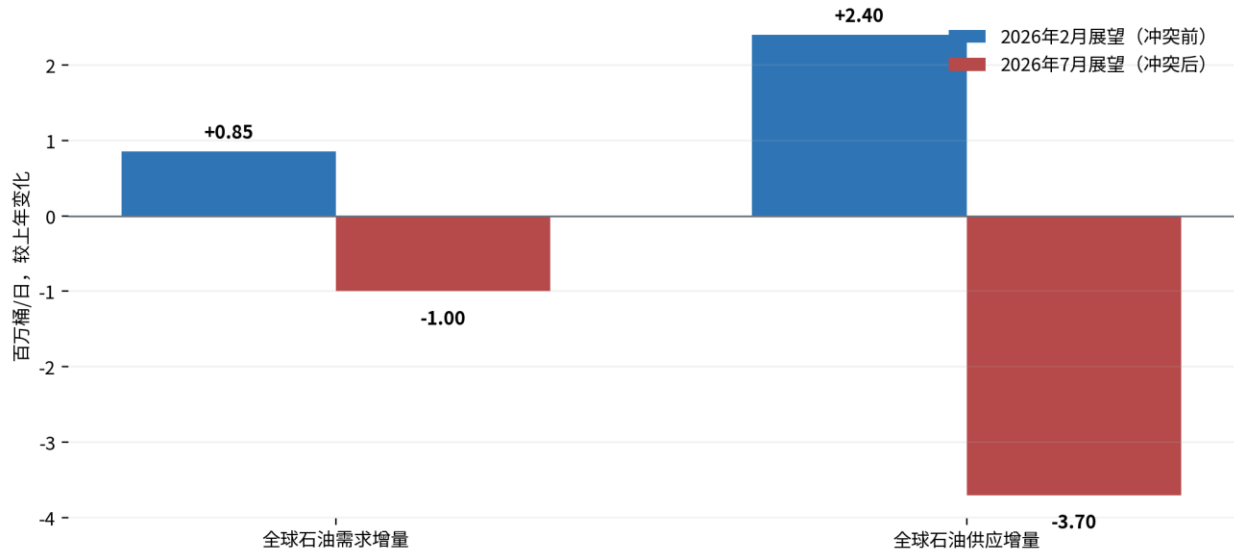
上游没有制造业意义上的固定“产能利用率”单一指标。可用生产能力、闲置产能、井口产量、基础递减、钻机/完井活动、项目投产和储量替代衡量供给能力。OPEC 闲置产能、北美短周期井位和未投产长周期项目共同决定边际响应。

自然递减造成供给刚性：IEA 估计如停止投资，全球油田年度产量损失已从 2010 年前后的不足 4 百万桶/日加速至约 5.5 百万桶/日，天然气损失约 270 bcm/年；从许可证到首产的常规项目平均可接近 20 年[4]。

IEA 估计 2025 年上游油气投资略低于 5700 亿美元、同比下降约 4%，其中约 40%用于减缓现有产量下降[33]。2026 年石油投资预计低于 5000 亿美元并连续第三年下降，但气体相关投资口径约 3300 亿美元，不能简单相加为纯 E&P 投资[34]、[35]。

供给退出受沉没资本和退役成本影响。只要短期价格覆盖现金成本，企业可能继续生产以贡献固定成本和避免提前退役；因此高成本项目的退出通常慢于价格下跌。相反，页岩井可暂停新钻，但存量高递减会在数月内降低产量。

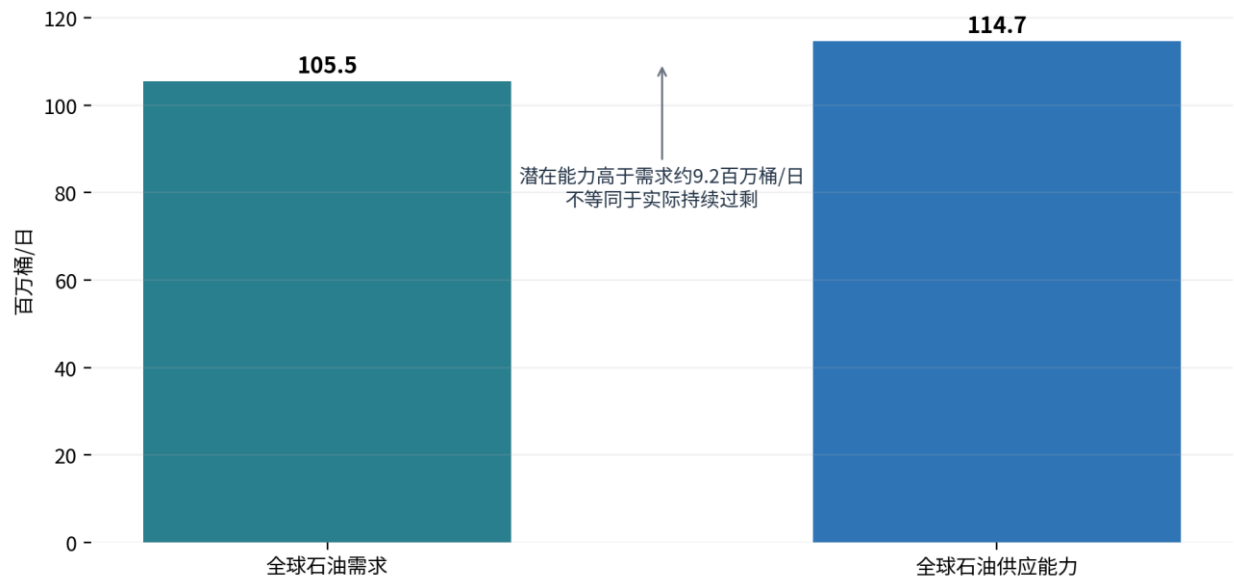
图 4-2 2026 年短期供需预测在中东冲突前后的反转



来源：IEA Oil Market Report，2026 年 2 月与 7 月[23]、[13]；ApexInsight 整理。地域：全球。单位：百万桶/日，较上年变化。

核心结论：短期供需判断在地缘冲突下可快速反转，因此当前高价或供应短缺不应被误读为结构性风险下降或长期需求确定性上升。

图 4-3 IEA 2030 年石油需求与供应能力展望



来源：IEA Oil 2025[5]；ApexInsight 整理。单位：百万桶/日。

核心结论：若已规划能力按期形成，2030 年供应能力可能明显高于需求；但“能力”不等于实际产量，OPEC 政策、制裁、项目延误和自然递减会缩小可交付供应。

4.4 定价机制与成本转嫁能力

原油通常以 Brent、WTI、Dubai/Oman 等基准加减质量、地点、运输和时差调整定价。天然气则可能采用 Henry Hub、TTF、JKM、油价挂钩或受监管价格。E&P 企业多数为价格接受者，成本转嫁能力弱；其主要应对方式是降低成本、调整资本、套保和优化销售组合，而非向客户提高“标价”。

实现价格与基准价之间的差额可来自硫含量和 API 度、管道瓶颈、区域库存、运输、营销合同和政府国内供应义务。管道受限盆地即使国际油价高，也可能出现严重基差；LNG 接入可提高气体净回值，但引入液化费、航运和目的地风险。

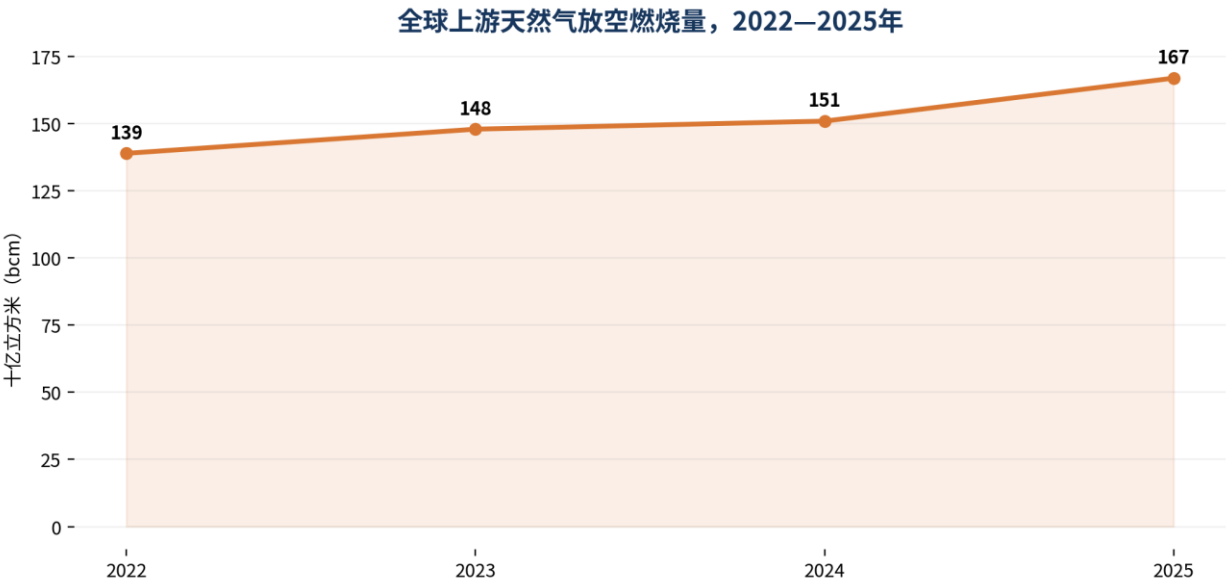
PSC 和风险服务合同可通过成本回收、利润油分成、费率或税制使政府与投资者共享价格风险，但合同并非完全成本加成。成本回收上限、R 因子、滑动分成、超额利润税和重新谈判均可能限制上行收益或加剧下行。

4.5 排放、放空燃烧与供给质量约束

甲烷和放空燃烧正在从环境指标转化为市场准入、测量成本和资产质量变量。IEA 2026 估计上游约占油气甲烷排放的 80%，超过 50 Mt 可用现有技术减排，近 30 Mt 在 2025 年能源价格下可实现净零成本减排[8]。但“无净成本”是总体技术经济潜力，不代表每个偏远或衰竭资产均可盈利实施。

World Bank 估计 2025 年全球放空燃烧达到 167 bcm，为 2019 年以来最高，连续第三年增加；按报告估值相当于约 540 亿美元天然气价值[9]。燃烧集中于生产设施和少数国家，说明基础设施、监管执行和运营治理会把同一商品价格转化为不同的资源效率和合规风险。

图 4-4 全球上游天然气放空燃烧量，2022—2025 年



来源：World Bank Global Gas Flaring Tracker 2026 及全球放空燃烧数据页[9]；ApexInsight 整理。单位：十亿立方米。

核心结论：放空燃烧在能源转型压力下并未线性下降；基础设施缺口、冲突和执行能力使排放风险成为上游运营质量与市场准入的持续分化因素。

第 5 章 竞争格局与进入壁垒

5.1 行业集中度与可观察边界

全球上游集中度必须区分国家、资源权益、运营产量和公司收入。国家产量排名显示美国、俄罗斯和沙特阿拉伯居前，但一个国家内部可能由 NOC、国际公司和大量独立生产商共同构成；同一公司又可能仅持有非作业权益。使用全球企业收入计算 CR5 会遗漏 NOC、PSC 净额和非上市公司，并混入综合集团下游收入，因此本报告不提供伪精确的全球公司 CR5 或 HHI。

可观察证据表明集中度具有“资源盆地和基础设施局部集中、全球公司层面分散”的双重特征。优质低成本资源受 NOC 和少数大型运营商控制；美国页岩在单一盆地内存在大量企业，但管道、出口、服务和矿权连续性形成区域规模经济。2025 年美国原油及凝析油约 13.6 百万桶/日，其中 Permian 约 6.6 百万桶/日，占美国约 48%[32]。

客户集中通常低于单一工业品行业，因为油气可在大宗市场销售；但偏远气田、专用管道、单一 LNG 项目或受监管国内承购可形成单一买方。供应商集中则在高规格海上设备、钻井平台、压裂服务和关键井下技术上周期性上升，尤其在行业复苏期。

5.2 进入壁垒

资本壁垒：勘探支出可能完全沉没，长周期海上和油砂项目在首产前需多年投入；融资人还要求对价格、储量和退役责任进行压力测试。

资源和牌照壁垒：矿权、特许权和 PSC 由资源国授予，常伴随签字费、最低工作承诺、本地内容、国内供应和国家参与。优质资源不是可自由复制的生产要素。

技术和运营壁垒：储层建模、复杂井、海上安全、压裂设计、提高采收率和大型项目管理需要长期数据和人才。事故记录会影响许可、保险和合作伙伴选择。

基础设施与地理壁垒：原油和天然气价值依赖管道、处理、出口和市场接入；偏远气体尤其可能因缺少商业化路径而无法转化为储量。

财务担保与退役壁垒：BOEM 2024 规则强化美国海上财务担保，2026 年又提出替代规则以调整开发与纳税人保护之间的平衡[22]。监管方向虽变动，退役义务本身不会因资产易手消失。

5.3 竞争方式

上游主要围绕资源获取、全周期盈亏平衡、资本效率、项目交付、基础递减、储量替代、市场接入和安全/排放绩效竞争，而非品牌和渠道。高油价下竞争焦点转向矿权、服务产能和人才；低油价下转向流动性、降本、资本灵活性和资产出售能力。

规模经济体现在共享基础设施、连续井位、采购、技术和融资，但规模过大也可能增加复杂性、治理和国家暴露。独立 E&P 通常强调单盆地深度和快速资本回报，国际大型企业则强调全球组合和大型项目。

低碳和甲烷绩效逐渐成为竞争要素。欧盟进口要求和 UNEP 测量型框架增加可验证排放数据的重要性；高排放资产可能面临更高改造、融资和市场折价，而能回收甲烷的项目可把减排转化为销售收入[10]、[21]。

5.4 行业整合、退出与资产转移

并购是补充储量、扩大盆地规模和降低单位成本的重要方式。Exxon 对 Pioneer 的 645 亿美元收购显示优质页岩库存和规模化运营的战略价值；FTC 当时的审查也说明大型交易可能引发对信息协调和竞争行为的关注[36]。本报告仅将该案例用于说明交易规模和审查关注，不据此判断当前法律约束。

ConocoPhillips 在 2025 年披露已完成 Marathon Oil 整合，全年协同 run-rate 超过 10 亿美元，并同时推进资产处置，体现并购与组合优化并行[18]。协同实现依赖井位、设施、人员和资本计划整合，交易溢价与油价下行可能削弱预期回报。

退出并不等同于风险消失。成熟和高退役负担资产向较小企业转让后，原运营者在部分司法辖区仍可能保留前任责任；若买方财务能力不足，退役成本可能回流至前任、担保人或公共财政。BSEE 指出美国外大陆架约 75% 的现有 1,430 个平台已超过 25 年，说明资产老龄化是现实而非远期问题[11]。

破产和资本撤退往往在低价期集中。生产资产在现金成本之上继续运行会延缓供给退出，而勘探支出和新项目批准则会更快削减，形成“当前产量相对刚性、未来供给弹性下降”的周期结构。

5.5 GlobalCheck 竞争地位分析的最低数据要求

在 GISR 4 级行业先验之上，企业竞争地位至少需要以下可比指标：权益产量与产品结构、实现价格和基差、已探明储量及储量寿命、储量替代率、基础递减、单位生产成本、发现与开发成本、维持性与增长性资本开支、未开发井位/项目、管输与承购约束、退役负债及担保、甲烷与放空燃烧强度、资源国和盆地集中度、套保和流动性。

任何一个指标都不能独立解释信用风险。例如高储量寿命可能来自高成本油砂，高产量增长可能由并购而非有机发现驱动，低单位成本可能未包含运输、特许权或退役。GlobalCheck 应保留定义、单位、产品转换和权益/总产量口径，并用现金流和资产负债表验证经营指标。

第 6 章 行业经济性、盈利与现金流

油气勘探与生产的经济性并非简单的“销量乘价格”。收入同时受权益产量、产品结构、质量与地点基差、产量分成或特许权条款、套保以及运输交付边界影响；成本又必须覆盖持续递减、勘探失败、长周期开发、环境合规和退役义务。因此，行业在高价期可形成显著现金盈余，但现金流稳定性仍低于收入表面所呈现的水平。

6.1 收入模式与稳定性

多数上游企业在原油、凝析油或天然气于合同交付点转移控制权时确认销售收入；实现价格通常等于基准价格加减质量、地点和运输差异，再叠加现货、月度指数、固定价或对冲结算影响。EOG 披露的典型合同安排显示，销售收入在控制权转移时确认，生产物业交付点前发生的集输、处理和运输成本计入经营成本而非独立服务收入[27]。

收入具有“高频定价、低频资产调整”的组合：原油和北美天然气通常按日度或月度指数重定价，而钻井库存、海上平台和长期气田开发无法以相同速度收缩。原油现货暴露一般高于长期气销、液化天然气承购或受监管国内气价；但长期合同并不会自动消除风险，因为合同可能带有油价挂钩、重谈条款、最低承购不足、基础设施可用性或买方信用风险。

上游企业通常缺乏制造业意义上的订单积压。持续收入来自可经济开采储量和维持产量所需的连续投资，而不是自动续约的订阅合同。成熟常规油田可提供较平滑的基础产量，页岩和致密油气则因单井早期递减较快，需要持续完井活动补充产量；因此“经常性收入”必须与储量寿命、基础递减和资本效率共同判断[4]。

季节性主要体现在天然气需求、天气、管道检修、飓风和冰冻影响，而原油收入的季节性通常弱于事件型波动。地区和产品组合具有重要缓冲作用：油气并重、跨盆地、跨定价枢纽的组合可降低单一基差或管输限制，但也可能增加税制、外汇、合资治理和制裁风险。

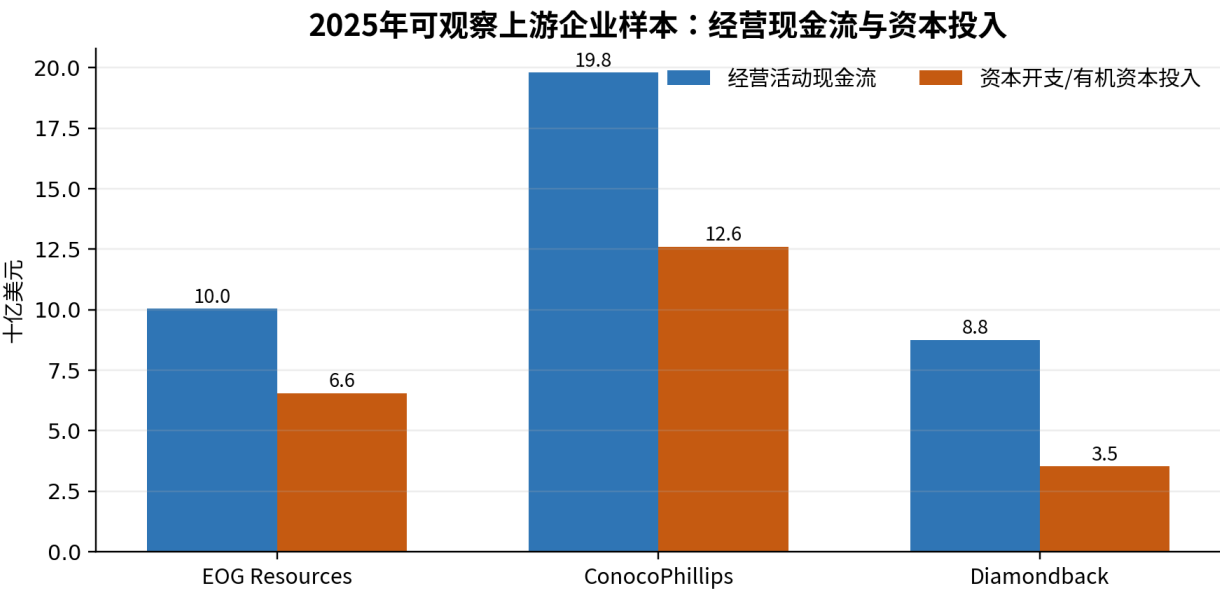
6.2 成本结构

行业成本可分为四层。第一层是随产量变化的生产税、特许权使用费、燃料动力、化学品、人工和井场作业；第二层是半固定的集输、处理、平台、租船、人员和维护成本；第三层是折旧、折耗与摊销、资产弃置义务增值和融资成本；第四层是勘探干井、减值、重大检修、事故处理和监管整改等低频但可能巨额的成本。

可转嫁成本有限。多数原油销售合同按市场价格结算，成本通胀并不会自动进入售价；生产分成合同、资源税和特许权使用费还可能随价格上升而提高政府分成。上游公司可通过标准化井型、长期服务合同、基础设施共享、井位高分级和数字化降低单位成本，但在钻机、压裂设备、海工船、海底设备或专业人才紧张时，供应链成本会迅速上升。

折耗是理解盈利质量的核心。成功努力法与完全成本法对勘探成本资本化、干井和减值的处理不同；SEC 储量价格假设、油气远期曲线、税制和资产寿命又会影响折旧折耗与减值。因此，不同企业的 EBITDA 利润率和净利润率即使来自同一价格周期，也不能在未经会计调整的情况下直接排名[26]、[24]、[25]。

图 6-1 2025 年可观察上游企业样本：经营现金流与资本投入



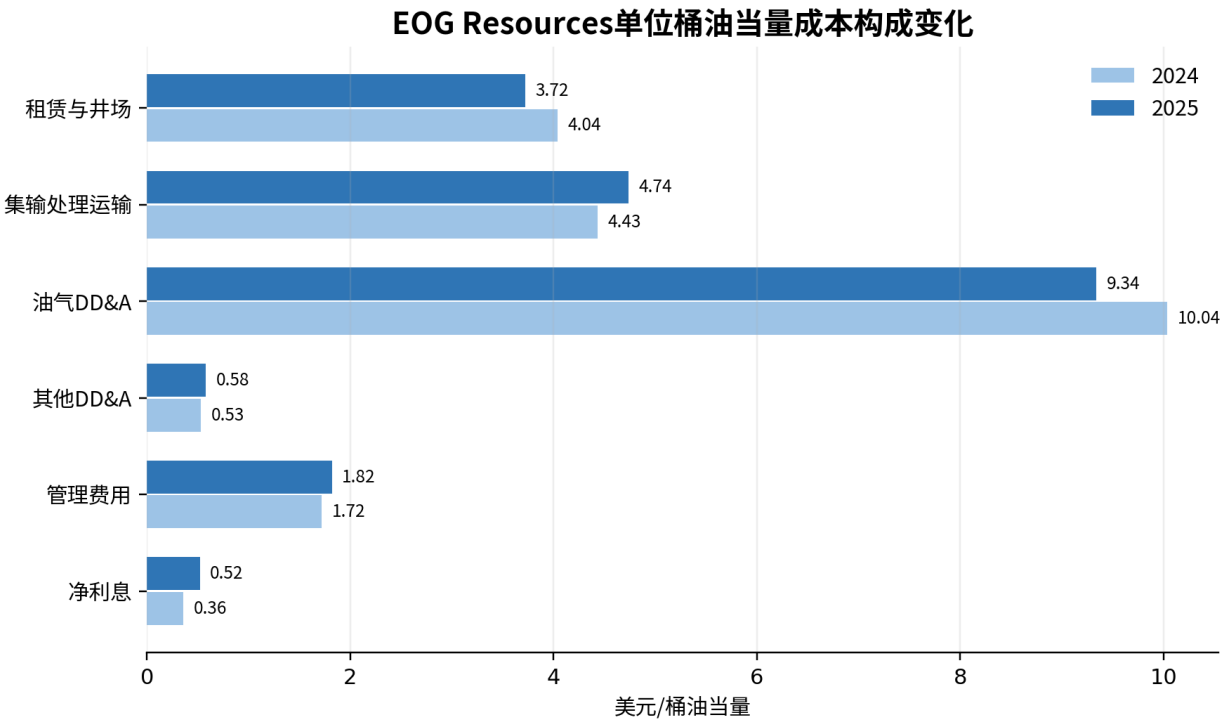
注：EOG资本投入为剔除物业收购后的研究口径；公司间会计、资产组合和非GAAP定义不可完全比较。

期间：2025 财年；单位：十亿美元；地域：企业全球或主要上游经营组合；定义：GAAP 经营活动现金流与披露资本开支/研究口径有机资本投入。

来源：EOG Resources 2025 Form 10-K[27]；ConocoPhillips 2025 全年业绩及 2026 指引[18]；Diamondback Energy 2025 全年业绩[37]；ApexInsight 整理。

核心结论：三个大型样本在较低实现价格环境下仍产生正向资本后现金余量，但资本投入占经营现金流的比例仍高，且样本选择不能代表全球中小企业、国家油企或前商业化项目。

图 6-2 EOG Resources 单位桶油当量成本构成变化



期间：2024—2025 财年；单位：美元/桶油当量；地域：EOG 公司样本；定义：公司披露的每桶油当量成本项目，不含生产税、勘探干井、减值和所得税。

来源：EOG Resources 2025 Form 10-K[27]；ApexInsight 整理。

核心结论：单位折耗下降和井场成本改善可被集输、管理和利息成本上升部分抵消；单一成本项目下降不等同于全周期盈亏平衡点同步下降。

6.3 利润率和盈利波动

本报告不计算“全球上游行业利润率”。全球样本会受到国家油企转移定价、产量分成、资源税、综合油气分部抵销、少数股东权益和不同会计政策影响。可观察上市公司样本仅用于说明现金生成和资本投入的数量级，而不是给出行业均值或分位数。

2025 年 EOG 经营活动现金流约 100.44 亿美元，研究口径有机资本投入约 65.54 亿美元；ConocoPhillips 经营活动现金流约 197.96 亿美元、资本开支及投资约 126 亿美元；Diamondback 经营活动现金流约 87.58 亿美元、现金资本开支约 35.23 亿美元[27]、[18]、[37]。三家公司现金流减资本投入的简单差额分别约 34.90 亿、71.96 亿和 52.35 亿美元，但该差额不是统一自由现金流指标，也未调整营运资金、资产处置、并购和非控股权益。

盈利波动呈非线性。价格下降首先压缩每桶现金净回款，当价格接近边际经营成本或债务与资本承诺阈值时，企业会削减钻完井、推迟项目、出售资产或确认减值；随后产量递减又使未来收入基础收缩。相反，高价期的增量收入并不全部转化为永久盈利，因为资源税、服务成本、股东回报和恢复资本开支会同步上升。

6.4 营运资金与现金转换

传统现金转换周期对上游行业解释力有限。原油和天然气通常按月结算，库存主要存在于管线填充、储罐、海上装船或待售产量，而不是可长期存放的制成品；应收账款更多由承购方结算周期、质量计量和联合经营对账决定。应付账款则包括钻完井服务、设施建设、特许权使用费、生产税和合资项目现金催缴。

营运资金可能在价格快速上升时反而占用现金，因为应收账款和特许权/税款同步放大；价格下跌时，收入下降可释放部分营运资金，但对冲保证金、供应商付款、修井和债务偿付可能形成反向压力。Diamondback 将“扣除营运资金变化前经营现金流”作为非 GAAP 指标，正说明结算时可显著扭曲单期经营现金流[37]。

项目制海上开发还存在联合经营、工程承包和里程碑付款错配。运营方可能先行支付并向非运营伙伴催缴，合作方信用恶化会形成应收和项目停滞风险；政府成本回收、税收抵扣或保险理赔周期亦可能延长现金回收。信用分析应关注承购方、合资伙伴和资源国支付机制，而不只看贸易应收天数。

6.5 资本密集度与自由现金流

维持性资本开支与扩张性资本开支难以严格拆分。自然递减意味着部分新井和项目仅用于保持现有产量；IEA 估计近 90% 的上游投资最终用于抵消现有油气田递减，且 2025 年约 40% 的上游投资被直接归类为减缓现有产量下降[4]、[33]。因此，低资本开支可能改善短期自由现金流，却以储量替代、产量和资产寿命下降为代价。

页岩项目具有短建设周期和较高资本弹性，但单井递减快，需要高频再投资；深水、LNG 配套气田和油砂项目建设周期长、前期沉没资本大，一旦批准后削减空间有限。成熟油田提高采收率、压缩机、注水和海底回接可延长寿命，但往往伴随更高维护、完整性管理和最终退役成本。

自由现金流在价格周期顶部容易被高估。公司报告的自由现金流可能从 GAAP 经营现金流、扣除营运资金前现金流或调整后现金流出发，资本开支也可能排除收购、租赁、合资投资或退役支出。跨公司比较应至少统一：现金流起点、维持/增长资本、收购、套保、退役、税费和非控股权益。

6.6 杠杆和融资特征

大型上市企业通常以长期无担保债券、循环信贷和商业票据融资；独立中小生产商常使用以已探明储量和价格假设为基础的储量借款额度；大型海上或 LNG 关联项目可能采用项目融资、出口信贷或国家油企合作资金。资产抵押价值受油价、储量分类、开发计划和法域执行影响，不能等同于账面油气资产。

利率风险往往不是唯一脆弱点。更重要的是价格下跌导致借款基数重定、债务契约趋紧、对冲到期、资本市场窗口关闭及资产出售折价。外币债务和本币收入错配在资源国项目中尤其重要；国家油企还可能受到财政提取、政策性投资和政府付款安排影响。

退役义务具有“长期、刚性、可能缺乏独立资金”的特征。美国海上监管正在强化补充财务保证，要求部分租约和通行权持有人提供额外保证；义务可能沿历史权利链追索，增加资产出售和尾部责任不确定性[22]、[11]。因此，净债务之外还应审视资产弃置义务、担保、信用证和退役资金安排。

表 6-1 油气勘探与生产的主要经济性与融资脆弱点

环节	主要构成	核心脆弱点	应重点监测
收入	权益产量×实现价格；PSC/特许权条款；套保	定价频率高、资产调整慢；基差和承购约束	实现价格、权益产量、产品结构、套保覆盖
现金成本	井场、集输处理、生产税/特许权、维护	成本通胀难自动转嫁；低产井固定成本抬升	每桶现金成本、停产阈值、供应商合同
折旧折耗与减值	储量和未来现金流驱动	会计政策、价格假设和储量修订造成大幅波动	DD&A/boe、减值、储量修订
资本开支	维持递减、开发、勘探和设施	维持与增长难分；高价期服务成本上升	资本开支/经营现金流、产量递减、储量替代
营运资金	月度销售、合资催缴、税费和对冲保证金	价格波动可同时放大应收和税费	扣除营运资金前后现金流差异
融资	债券、RCF、储量借款、项目融资	借款基数、契约、再融资窗口和外币错配	到期墙、借款基数、利息覆盖、流动性
尾部义务	退役、修复、环境与诉讼	金额和时点长期不确定，处置后仍可能追索	ARO、财务保证、担保与历史责任

第 7 章 周期性、历史压力期与风险传导

7.1 行业周期来源

油气 E&P 周期由商品价格、全球交通和工业需求、OPEC+及非 OPEC 供给、库存、备用产能、汇率、利率和资本开支共同决定。GDP 与工业生产影响总体能源需求，但石油需求还高度依赖交通流量，天然气则受天气、电力负荷、LNG 供应和区域管网约束。

供给端存在多重滞后：页岩可在数月内调整钻完井，常规陆上和海上项目需要数年，深水和复杂资源可能跨越一个价格周期。价格高点推动项目批准和成本通胀，新增供应在后续需求放缓时投产，形成典型的投资—供给滞后。与此同时，现有油田自然递减使长期供给并非单向过剩，而是在“新项目投产”与“基础产量下降”之间动态平衡[4]。

库存只能缓冲短期冲击。原油商业库存、战略储备、天然气库存和浮仓可平滑数周至数月的缺口，但无法替代长期产能、管道或出口终端。利率上升通过资本成本、储量借款和项目净现值影响投资，美元升值则可能压低以美元计价的商品需求并增加非美元借款人的负担。

7.2 关键历史压力期

表 7-1 代表性历史压力期及行业影响

压力期	主要触发	可验证量化表现	盈利/融资影响	恢复与持久影响	主要缓冲
2008—2009	全球金融危机、信贷冻结和需求收缩	Brent 年度均价由 96.94 降至 61.74 美元/桶，约-36%[3]	收入和经营现金流快速下降；高杠杆和前期扩张者融资受压	资本开支、钻机活动和并购估值下调；约两年后价格恢复至更高区间	低成本成熟资产、套保、流动性和国家支持
2014—2016	美国非常规供给扩张、OPEC 策略变化和库存累积	Brent 由 98.97 降至 43.64 美元/桶，约-56%[3]	减值、裁员、资本预算削减；高成本油砂、深水和高杠杆页岩分化	价格至 2018 年回到 70 美元以上，但资本纪律和供应链重构持续更久	成本重置、资产出售、债务重组、技术与并效改善
2020—2021	疫情、交通限制和储运失衡	全球石油需求 2020 年下降 8.5 百万桶/日或 8.8%；Brent 年度均价降至 41.96 美元/桶 [38]、[3]	收入、现金流和储量经济性骤降；航空燃料相关需求最弱	需求 2021 年反弹 5.4 百万桶/日但仍低于 2019；价格到 2022 年全面反弹	快速关井、资本开支暂停、套保、流动性与政府/央行支持
2022—2023	俄乌冲突、欧洲天然气危机、制裁与贸易改道	Brent 2022 年均价 100.93 美元/桶，Henry Hub 6.45 美元/MMBtu[3]、[17]	生产商现金流改善，但税收、制裁、保险、贸易和成本风险上升；并非传统盈利下行期	价格随后回落，贸易路线和欧洲气源结构发生持久变化	多元化出口、长期 LNG 合同、库存和政府协调
2026 年至数据截止日	中东冲突、霍尔木兹通行与供应中断，随后局势缓和假设变化	IEA 2026 需求预测转为-1.0 百万桶/日、供应-3.7；EIA 预计 Brent 2026 年均价 82 美元、2027 年 65 美元[13]、[14]	价格峰值与快速回落并存；受限产量、库存消耗和合同履约造成区域分化	仍在演变；恢复取决于航道、产量重启、库存重建和需求破坏	战略库存、备用产能、绕行管线、区域多元化和资产负债表

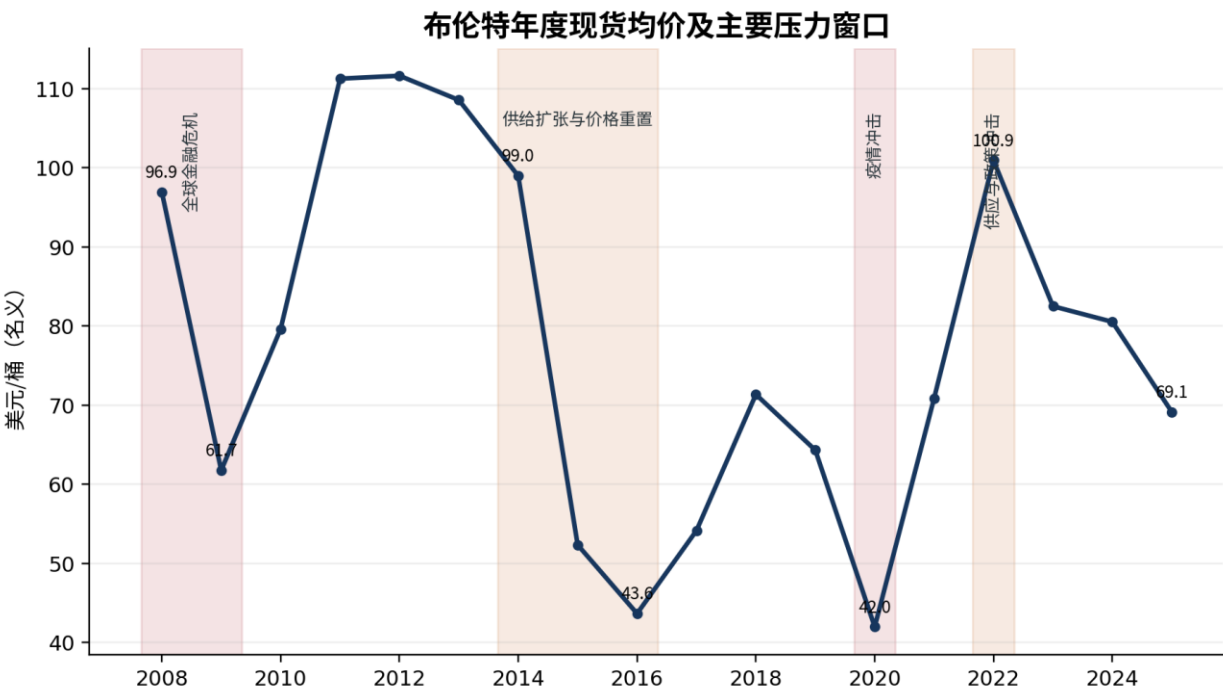
7.3 历史峰谷表现

布伦特年度均价显示，行业在十余年内经历多次超过三分之一的峰谷调整。2008—2009 年下降约 36%，2014—2016 年下降约 56%，2019—2020 年下降约 35%；2022 年又升至 100.93 美元/桶后在 2025 年回落至 69.14 美元/桶[3]。年度均值仍会掩盖月度和日度极端波动，因此用于偿债和资本预算的压力测试不应只使用年度平均。

产量反应通常滞后于价格。短周期页岩可以通过延迟完井、减少钻机和高分级井位较快调整，而已投产海上项目在边际现金成本仍为正时通常继续生产；这会延长供给调整并加重价格下行。反过来，削减资本开支会在数季或数年后通过递减和项目延迟造成供给收紧。

破产和违约数据缺乏统一全球口径，且美国页岩、国家油企和项目公司之间不可直接比较。本报告不使用单一法域破产数量作为全球行业指标；后续版本如纳入信用事件序列，须统一发行人范围、违约定义、重组形式和观察期。

图 7-1 布伦特年度现货均价及主要压力窗口



期间：2008—2025；单位：名义美元/桶；地域：国际基准；定义：Europe Brent Spot Price FOB 年度均价。

来源：U.S. Energy Information Administration, Europe Brent Spot Price FOB[3]；ApexInsight 整理。

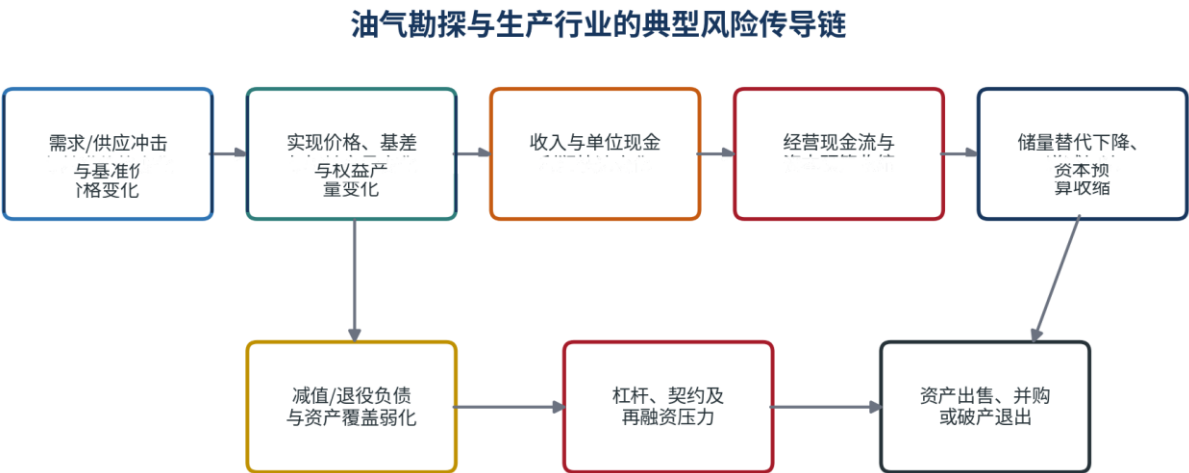
核心结论：多次大幅价格调整验证了行业高周期性；价格恢复并不意味着储量减值、债务重组和资本开支削减可以同步逆转。

7.4 风险传导机制

行业风险传导通常从基准价格、基差或物理供应中断开始，经权益产量和实现价格进入收入，再通过单位现金利润影响经营现金流。资本预算削减虽然可保护短期流动性，却会降低钻完井和项目进度，使储量替代不足、基础递减上升；较弱资产随后确认减值，借款基数和资产覆盖下降，最终传导至契约、再融资和资产处置。

风险链并非单向。价格上涨可改善现金流，但也会推动服务成本、资源税、政府分成、并购估值和股东分配上升；若企业在高价期锁定高成本项目或增加杠杆，价格回落时反而暴露更大。天然气企业还可能同时面临枢纽价格、液化/管输可用性和承购合同风险。

图 7-2 油气勘探与生产行业的典型风险传导链



缓冲点：低成本资源、套保、长期气销、资本弹性、流动性和资产多元化可降低传导速度，但不能消除自然递减。

期间：结构性框架；单位：不适用；地域：全球；定义：根据行业现金流、递减、减值和融资机制形成的因果链。

来源：IEA 油气田递减研究[4]；SEC 油气披露规则[24]；公司法定披露[27]、[18]、[37]；ApexInsight 整理。

核心结论：削减资本开支只能延缓现金流压力，无法消除自然递减；当价格、资本预算和融资同时收紧时，风险会跨期放大。

7.5 缓冲机制

- 低成本、长寿命和低递减资源：扩大价格下跌时的单位现金利润与可控资本空间。
- 产品、盆地和定价枢纽多元化：降低单一管道、质量基差、天气和资源国事件影响。
- 长期气销、最低承购和合格套保：平滑部分价格与数量风险，但须核验买方信用、担保和会计处理。
- 短周期资本库存：已钻未完井、可延迟井位和模块化设施可提高资本弹性；过度依赖则加快基础递减。
- 强流动性与分散到期：降低价格低谷被迫出售资产或高成本再融资的概率。
- 共享基础设施、海底回接和提高采收率：降低小型发现的开发门槛并延长成熟资产寿命。
- 政府或国家油企支持：可提供融资和市场准入，但也可能伴随财政提取、政策性投资和治理约束。

第 8 章 技术、替代、监管与政策风险

8.1 技术变化

行业核心技术沿“发现—评价—开发—提高采收率—完整性与退役”演进。三维/四维地震、水平井、多段压裂、随钻测量、海底处理、浮式生产、长距离回接和提高采收率扩大了可经济资源边界；数字孪生、实时井场数据、自动钻井、机器学习地质解释和预测性维护则提升作业效率。

技术进步同时创造新风险。页岩井工厂化降低单井周期，却形成高频资本需求和较快速度递减；超深水和高压高温技术可开发大型资源，但设备专用性、项目复杂度和事故损失显著上升。采用新技术还涉及数据质量、网络安全、供应商锁定、模型偏差和人员能力，不能将“数字化”直接等同于低风险。

成熟盆地的技术价值主要体现在延长寿命和提高采收率。挪威大陆架 2025 年油产量达到 2009 年以来最高水平，监管机构将其部分归因于技术改进、对地下结构理解提升及资产寿命延长；但仍预计 2026 年投资约 2560 亿挪威克朗，且 2020 年末产量逐步下降，说明技术只能缓解而不能取消递减与再投资约束[39]。

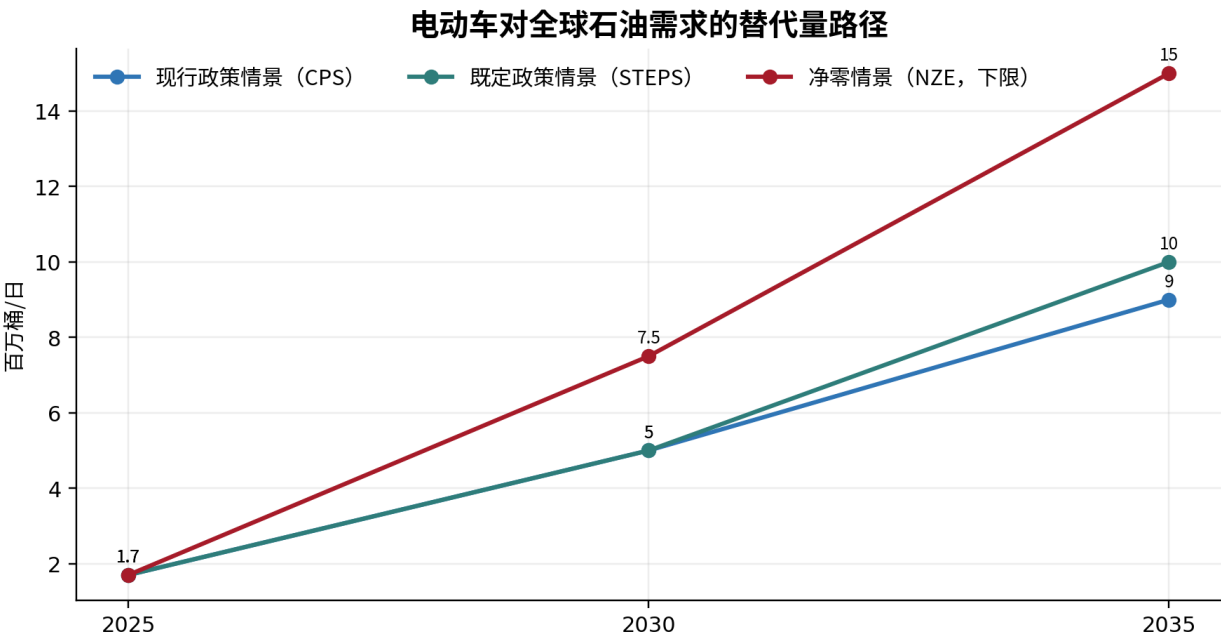
8.2 产品或商业模式替代

石油的主要结构性替代来自交通电动化、燃油效率、生物燃料、公共交通和出行行为；天然气则受到可再生电力、储能、热泵、核能、生物甲烷、氢能和需求响应影响。替代速度并不均匀：道路运输电动化较快，航空、航运、石化原料和部分高温工业更难替代；天然气在电力系统中既可能作为煤炭替代和灵活调峰，也可能因电力低碳化和甲烷排放约束被压缩。

IEA 估计，全球电动车车队在 2025 年替代约 170 万桶/日石油需求；在现行或既定政策情景下，2030 年替代量约 500 万桶/日，2035 年约 900 万—1000 万桶/日；净零情景的替代更快[7]。这并不等于全球石油需求按相同数量净下降，因为航空、石化和新兴市场需求仍可能增长，但它会改变需求增长来源、成品油结构和高成本资源的边际经济性。

上游企业的商业模式应对包括缩短投资回收期、提高气体和低碳资产比重、将甲烷和碳强度纳入项目筛选、参与 CCS 或天然气发电链条。风险在于多元化项目可能超出核心能力，并不能自动对冲油气价格；转型资本投入与股东回报、债务和维持性上游资本之间可能竞争。

图 8-1 电动车对全球石油需求的替代量路径



注：IEA对NZE给出“超过”7.5和15百万桶/日，本图按下限展示；情景不是概率预测。

期间：2025 实际估计、2030 和 2035 情景；单位：百万桶/日；地域：全球；定义：相同出行服务若由内燃机和混合动力车辆提供所需的石油消费。

来源：International Energy Agency, Global EV Outlook 2026[7]；ApexInsight 整理。

核心结论：道路交通替代已形成可量化的中长期需求压力，但情景差异和其他用途增长意味着不能将其机械转换为油气产量下降预测。

8.3 监管和政策

监管风险可分为资源准入与财政条款、安全与运营、环境与排放、贸易与制裁四组。许可证、租约期限、最低工作义务、本地含量、成本回收、生产分成、特许权和暴利税直接影响项目净现值；安全与井完整性规则影响停产、检查和资本开支；甲烷、放空燃烧、碳价和退役规则增加持续合规与尾部责任；制裁和投资审查则可能限制设备、技术、融资、保险和承购。

欧盟《2024/1787 号甲烷法规》将影响从欧盟境内运营扩展至进口供应链：2025 年开始报告来源、路线和 MRV/LDAR 信息；2027 年对 2024 年 8 月 4 日后新签或续签合同要求生产端 MRV 等效或达到 OGMP 2.0 Level 5 并验证；2028 年报告甲烷强度；2030 年新签或续签合同需满足最高甲烷强度限值[10]、[21]、[40]。这会把甲烷数据质量和合同条款转化为欧洲市场准入与交易成本。

截至 2026 年 7 月 20 日，欧盟委员会进一步发布可选合同示范条款和进口商处罚适用建议，并计划于 2026 年 9 月推出甲烷透明数据库[40]。对出口型 E&P 企业而言，核心影响不是单纯增加报告，而是需要建立资产级测量、独立核证、合同数据传递和供应链审计；缺乏测量基础的中小企业可能承担较高固定合规成本。

美国联邦甲烷规则、州级要求和政策调整并存。EPA 现行框架针对新源和既有源甲烷排放，但废物排放收费规则已撤回，显示政策路径可能随行政和立法变化而调整[19]、[20]。企业不能只按某一届政府政策制定长寿命资产计划，应压力测试联邦、州、诉讼和资本市场标准的组合。

图 8-2 欧盟甲烷法规对油气进口链条的分阶段要求



期间：2025—2030；单位：法规里程碑；地域：欧盟进口市场；定义：按合同签订/续签日期和法规条款逐步适用。

来源：Regulation (EU) 2024/1787[10]；European Commission Methane emissions implementation page[40]；ApexInsight 整理。

核心结论：甲烷管理将从环境披露逐步转变为合同、核证和市场准入问题；数据能力不足可能影响欧洲承购和融资条件。

8.4 合规成本及监管不确定性

固定合规成本包括排放监测系统、独立核证、数据平台、许可证维持、环境基线、网络安全和法律支持；持续成本包括 LDAR 巡检、维修、放空燃烧替代、用电改造、井完整性、事故演练和报告。老旧、分散、低产井由于固定成本摊薄能力弱，可能在标准升级时提前关停或出售。

监管不确定性来自技术标准、测量方法、进口等效认定、碳价、税制和执法差异。企业在一个法域达到合规不意味着数据可被另一法域接受；卫星、无人机和现场测量可能发现与工程估算不同的排放，导致整改、罚款、合同争议和声誉风险。IEA 和 World Bank 数据表明，甲烷与放空燃烧仍是全球上游的重要未解决问题[8]、[9]。

退役监管是另一项高尾部风险。资产寿命延长可以提高短期回收，但同时推迟并可能放大最终弃置成本；资产出售若未充分转移或担保责任，历史所有者仍可能被追索。监管机构提高财务保证要求会占用信用证、现金或担保额度，对尾部资产和小型运营商影响更大[22]、[11]。

表 8-1 主要技术与监管因素的财务传导

因素	潜在收益	主要风险	财务传导
水平井、多段压裂和自动钻井	缩短开发周期、提高初始产量	高初始递减、持续资本与服务供应依赖	资本开支、单位成本、递减、流动性
海底回接、浮式生产和高压高温	扩大深水可开发资源、共享设施	前期沉没资本、设备专用性、事故和延期	项目净现值、完工风险、保险与债务
数字化、AI 与预测性维护	提高地质解释、钻井和设备可靠性	数据质量、网络安全、模型偏差、供应商锁定	效率、停机、控制环境和合规
甲烷 MRV、LDAR 和放空燃烧限制	减少损失并改善市场准入	固定合规成本、测量差异、维修停产	成本、欧洲合同、罚款与融资
碳价、排放标准和电气化	提高低排放资产相对竞争力	高碳资产现金流和搁浅风险	运营成本、资本开支、资产寿命
退役与财务保证	强化环境责任履行	占用担保额度、历史责任追索	流动性、净债务调整、资产处置
制裁、出口管制和本地含量	改变市场与供应链结构	设备、软件、融资、保险和承购受限	产量、项目延期、营运资金和估值

第 9 章 供应链、贸易与地缘风险

9.1 关键投入

关键投入包括地质和地球物理数据、钻机、油井管材与套管、钻头、压裂设备与支撑剂、海工船和浮式生产装置、海底树与控制系统、压缩机、泵、化学品、电力、软件、通信和高技能人员。资本和保险本身也是关键投入，尤其对于高风险法域、深水和长周期项目。

投入的可替代性差异很大。陆上常规设备通常具有多家供应商和跨盆地调配能力；超深水海底系统、LNG 相关气田、特定高压设备 and 专业船舶可能由少数全球厂商提供，认证和制造周期较长。供应商集中并不必然表现为数量少，而可能体现为同一技术平台、相同关键零部件或同一制造区域。

人才是容易被忽略的半固定投入。地质、油藏、钻完井、海底、完整性和 HSE 人员需要长期经验；周期低谷大规模裁员后，高价期可能出现经验断层和工资通胀。自动化可减少部分现场需求，但同时提高对数据工程、网络安全和系统集成的依赖。

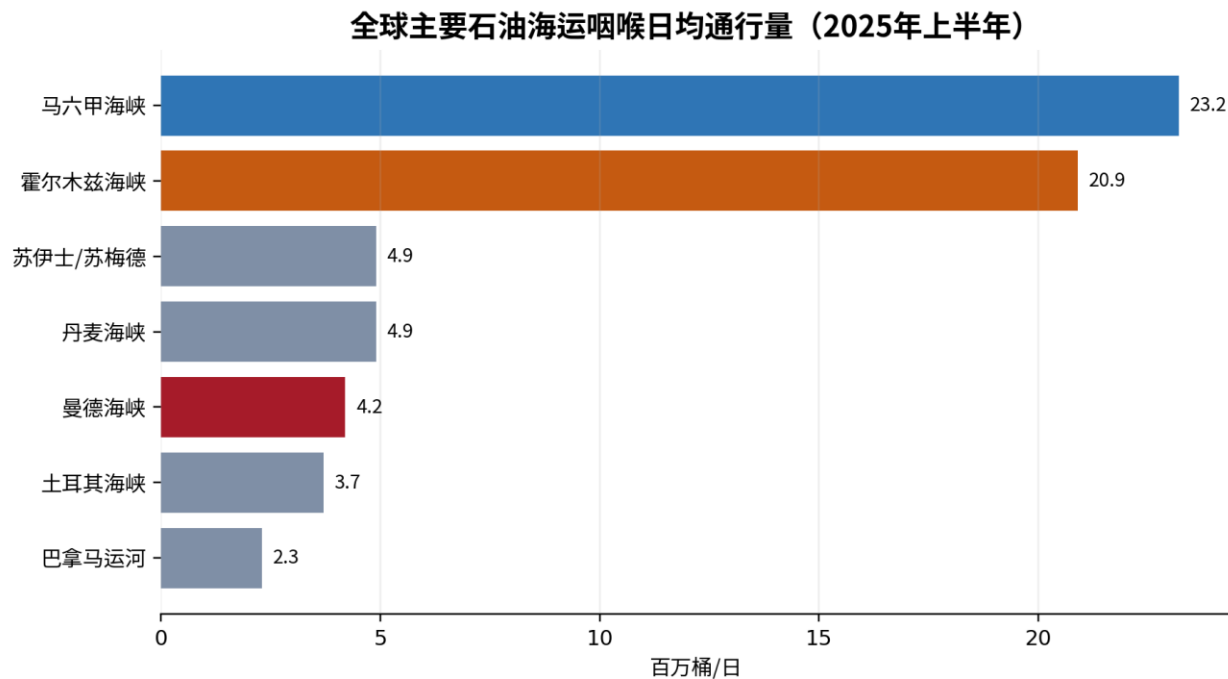
9.2 供应集中度

资源和基础设施的地理集中形成系统性暴露。中东低成本供应、美国页岩、俄罗斯管道和出口体系、巴西深水、挪威大陆架及澳大利亚 LNG 分别具有不同的设备、航运和政策依赖。单一盆地企业还可能依赖一条管道、一个处理厂、一个出口终端或少数承购方，即使其地质井位分散。

海运咽喉是最直接的贸易集中风险。EIA 估计，2025 年上半年马六甲海峡和霍尔木兹海峡的石油流量分别为 2320 万和 2090 万桶/日；霍尔木兹通行量约相当于全球石油液体消费的 20%，现有绕行管线只能覆盖其中一部分[12]。马六甲则连接中东供应与东亚需求，替代路线更长且成本更高。

2026 年中东冲突进一步显示“生产能力”与“可交付供应”不同。即使油田仍能生产，港口、航道、保险、船舶、制裁合规和支付链条受阻也会减少实际出口。风险分析需将上游产量、出口能力、运输通道和目的地需求分开。

图 9-1 全球主要石油海运咽喉日均通行量 (2025 年上半年)



期间：2025 年上半年；单位：百万桶/日；地域：全球海运；定义：原油、凝析油和石油产品合计通行量。

来源：U.S. Energy Information Administration, World Oil Transit Chokepoints, 2026 年 3 月更新[12]；ApexInsight 整理。

核心结论：马六甲和霍尔木兹是无法由短期替代路线完全覆盖的高流量节点；地缘风险可通过交付而非地下资源本身迅速传导至价格和现金流。

9.3 下游和客户集中

上游客户可能是独立炼厂、综合油气公司、国家油企、管道运营商、天然气公用事业、LNG 液化商或贸易商。客户集中风险取决于法律买方、最终市场和基础设施控制三个层次：企业可有多个贸易合同，却全部通过同一管道或终端；也可能有单一高信用承购方，但合同价格受同一枢纽约束。

EOG 2025 年两名重要购买方分别贡献约 28 亿和 23 亿美元合并收入，说明即使大型独立生产商也可能存在承购集中[27]。集中本身并不等同于高信用风险，关键是买方信用、抵销权、担保、计量争议、替代销售渠道和管道容量。

天然气客户议价能力通常高于可全球转运的原油，因为气田常受本地管道、处理和液化能力约束。长期合同可支持项目融资，但最低承购、价格重开、目的地限制、不可抗力及液化设施可用性决定其真实保护程度。

9.4 国际贸易

原油和 LNG 是最具全球贸易属性的上游产品，管道天然气则更区域化。EIA 估计 2025 年上半年全球海运石油贸易约 7980 万桶/日，占同期全球石油供应约 76%；2024 年天然气海运贸易约 530 亿立方英尺/日，占全球天然气供应约 13%[12]。这些比例强调，原油价格更容易全球联动，而天然气仍存在明显区域价差。

IGU 统计 2025 年全球 LNG 贸易达到 4.37 亿吨、同比增长 6.3%，美国以 1.107 亿吨成为最大出口国；全球液化能力年末达到 5.245 亿吨/年，并有 6840 万吨/年项目在 2025 年作出最终投资决定[41]。LNG 供给扩张有利于气田商业化和区域套利，但同时增加 2027 年以后供应竞争、项目延期和低利用率风险。

关税通常不是原油贸易的首要壁垒，制裁、出口管制、价格上限、船舶和保险限制更具影响。设备与技术出口管制还可直接影响上游生产。汇率风险则通过美元计价销售、本币成本、资源税和外币债务传导；跨境结算受制裁筛查、银行风险偏好和资金汇回规则影响。

9.5 供应链韧性

上游企业本身可持有的产品库存有限，系统韧性更依赖商业库存、战略储备、天然气储存、备用产能和替代通道。油田层面可通过关键备件、双重供应、远程监测、多个服务框架、冗余电力和应急船舶提高恢复速度。

垂直整合能够降低单一管道或承购方风险，但也将中游、LNG 或炼化资本和运营风险带入集团。长期合同可确保设备和运输能力，却可能在周期下行时锁定高成本；现货采购具有灵活性，却在紧张期暴露价格和可用性。因此，韧性不是简单增加库存，而是对关键节点、替代时间和合同义务进行情景化设计。

资源国和合资伙伴的治理同样属于供应链韧性。审批、外汇、税收争议、本地含量和社区关系可延迟设备进口、人员轮换和项目付款。企业需要将供应商、基础设施、政府和承购方纳入同一业务连续性框架，而不是仅管理一级物料供应商。

表 9-1 关键供应链节点、集中风险与韧性措施

节点	关键投入/通道	主要集中风险	韧性措施
钻完井与油井管材	钻机、OCTG、压裂设备、支撑剂	周期高点产能紧张；贸易与钢材限制	长期框架、多供应商、标准化井型、关键库存
海底与海工	海底树、控制系统、海工船、FPSO	少数厂商、长交付期、认证和船期	早期锁定、模块化、共享设施、备件和远程维护
集输处理	管道、处理厂、压缩与出口终端	单一路线、第三方停机、容量约束	多出口点、冗余、长期容量、停产计划
航运咽喉	霍尔木兹、马六甲、苏伊士/曼德	地缘冲突、保险、绕行和船期	绕行管线、目的地多元化、库存和战略储备
承购与结算	炼厂、管道、LNG 液化商、贸易商	大客户、单一枢纽、制裁和银行限制	信用支持、替代买方、净额结算和合规预案
人才与数字系统	油藏、钻井、HSE、控制与数据	技能断层、网络攻击、供应商锁定	继任计划、演练、离线控制和数据治理
资源国与合资	许可、税费、外汇、本地含量	审批延迟、付款争议、政策变化	合同稳定条款、伙伴治理、在地供应与流动性

第 10 章 全球区域差异

区域差异应以资源成本、资产成熟度、监管与财政制度、基础设施、资本市场和地缘暴露共同判断。本章比较的是行业经营条件，不是国家风险评分；同一区域内部仍存在显著盆地、法域和企业差异。

10.1 北美

北美具有深厚服务供应链、透明定价枢纽和成熟资本市场。美国页岩提供短周期资本弹性，但高基础递减、持续钻完井、天然气枢纽低价和管输瓶颈造成现金流波动；大型并购提高规模和库存质量，也增加整合、债务与盆地集中。加拿大油砂和重油资产寿命长、递减相对低，但前期资本、碳强度、差价和出口管道依赖更高。

美国 2025 年原油产量仍居全球首位，2026—2027 年 EIA 预计产量继续温和上升；但联邦甲烷政策、州级监管、海上退役保证和资本市场回报纪律共同限制无约束扩张[31]、[19]、[22]、[14]。

10.2 欧洲

欧洲上游以北海和挪威大陆架为核心，资产成熟、基础设施老化和退役责任突出。挪威 2025 年油产量约 1.06 亿标准立方米，为 2009 年以来最高；2026 年投资预计 2560 亿挪威克朗，同比下降 6.5%，监管机构预计 2020 年代末总体产量逐步下降[39]。英国和欧盟市场则同时面临能源安全、财政条款、许可、碳成本和甲烷进口规则。

欧洲对进口油气依赖使本地生产具有安全价值，但长期需求政策更偏向电气化和低碳能源。甲烷法规将影响非欧盟生产商进入欧洲的合同与数据要求，形成“市场需求仍在、准入标准趋严”的双重特征[10]、[40]。

10.3 中国

中国是大型油气消费和进口市场，同时通过国家油企维持国内勘探开发。国家统计局披露，2025 年规模以上工业原油产量 2.1605 亿吨，同比增长 1.5%；天然气产量 2619 亿立方米，同比增长 6.2%[42]。国内生产具有能源安全属性，资本和产量目标受政策影响较大，市场化价格与进口联动程度因产品和合同而异。

主要风险包括成熟油田递减、复杂和非常规资源成本、国内价格机制、国家油企资本分配及海外资源暴露。优势在于大型一体化企业、工程能力、长期需求和政策性融资；但集团层面需要区分上游与炼化、中游和销售分部，避免用综合现金流掩盖 E&P 风险。

10.4 日本和韩国

日本和韩国国内上游资源有限，行业主体更多通过海外权益、LNG 合同和政策性机构参与全球 E&P。其风险核心不是本土地下资源，而是海外资源国、项目融资、汇率、航运咽喉和承购组合。高信用买方与长期合同提供缓冲，但进口依赖使霍尔木兹、马六甲和 LNG 现货价格冲击更敏感[12]。

10.5 其他亚洲及东盟

东盟同时包含成熟出口国和快速增长进口国。印尼、马来西亚和文莱拥有长期油气生产基础，但部分传统盆地递减、PSC 条款、国内市场义务和补贴政策影响投资；越南、泰国等面临国内产量与需求缺口。区域 LNG 基础设施扩张提高气田商业化选择，也增加长期进口与价格暴露。

区域优势在于需求增长和既有产业链，风险在于法域差异、海上边界、基础设施不足、审批和本地含量。项目常依赖国家油企、少数买方和跨境管道，合资治理和政府付款机制尤为重要。

10.6 中东

中东拥有全球最低成本和最大规模常规资源之一，国家油企、特许权和 OPEC+政策主导供给。低递减超级巨型油田、现有基础设施和主权支持构成强缓冲，但地缘冲突、霍尔木兹航道、制裁、财政依赖和政策性产量管理形成集中风险。

2025 年上半年霍尔木兹石油流量约 2090 万桶/日，LNG 约 114 亿立方英尺/日；可绕行管线仅能覆盖部分流量[12]。因此，中东资产的地下成本优势并不能消除交付、保险和出口连续性风险。

10.7 拉丁美洲

拉丁美洲的增长中心包括巴西深水、圭亚那新兴海上资源和阿根廷非常规资源，同时墨西哥、委内瑞拉及其他国家体现不同程度的国家控制、成熟资产和政策风险。巴西 ANP 2026 年统计年鉴提供 2016—2025 年储量、产量、运营商、预盐层和贸易数据，显示该国深水产量和项目基础仍具扩张能力，但项目仍高度依赖 FPSO、海底供应链和监管批准[43]。

区域风险差异主要来自财政条款、资本管制、国家油企伙伴、外汇和政治周期。巴西大型深水项目资本密集但单井产量高；阿根廷页岩更具短周期特征，却受宏观、基础设施和汇率限制。

10.8 非洲

非洲包含尼日利亚、安哥拉等成熟生产国，以及莫桑比克、塞内加尔/毛里塔尼亚、纳米比亚等天然气或前沿勘探地区。资源潜力较大，但基础设施、融资、海上安全、社区关系、本地含量、付款和法律执行差异显著。大型项目往往依赖国际运营商、出口信贷、国家油企和长期 LNG 承购。

前沿发现可形成高增长，但勘探成功、商业化规模、出口设施和政治安全之间缺一不可。资本市场收紧或安全事件会使尚未作出最终投资决定的项目延迟多年；已投产资产则可能受盗窃、管道损失和汇回限制影响。

10.9 大洋洲

澳大利亚拥有大型 LNG 和煤层气相关上游资产，出口面向亚洲，同时国内东海岸供气政策、项目成本和退役责任受到高度关注。澳大利亚政府 2026 年 6 月展望预计，LNG 出口收入由 2025—26 财年的 590 亿澳元升至 2026—27 财年的 650 亿澳元，随后在 2030—31 财年按实际值降至 410 亿澳元；该路径主要受价格和新增美国、卡塔尔供给影响[44]。

大洋洲项目优势是法治、长期合同和成熟 LNG 基础设施；风险包括高成本、偏远供应链、国内供气政策、环境审批和老旧海上资产退役。巴布亚新几内亚等项目还增加资源国和社区风险。

表 10-1 主要区域经营特征对比

区域	主要资产/模式	主要优势	核心结构性约束
北美	页岩、油砂、常规和墨西哥湾	短周期页岩、深资本市场、基础设施成熟	高递减、气价/基差、甲烷和并购整合
欧洲	成熟北海、挪威大陆架	能源安全价值、技术与监管能力	递减、退役、碳与甲烷准入、财政条款
中国	陆上成熟油田、海上与非常规	政策支持、工程能力、大型需求	成熟递减、复杂资源成本、集团分部可比性
日本/韩国	海外权益和 LNG 承购为主	高信用买方、长期合同、政策金融	进口与航道依赖、海外资源国和汇率
其他亚洲/东盟	成熟出口国与增长进口国并存	需求增长、既有国家油企和 LNG 基础	PSC、国内市场义务、基础设施与审批
中东	低成本巨型常规油气田	低单位成本、规模、主权和现有设施	霍尔木兹、制裁、财政依赖、政策性产量
拉丁美洲	巴西深水、圭亚那、阿根廷页岩	资源增长、单井高产和多种开发模式	财政/汇率、国家油企、FPSO 和政策周期
非洲	成熟产区与前沿 LNG/海上发现	资源潜力与新出口市场	融资、安全、基础设施、本地含量和付款
大洋洲	澳大利亚 LNG、煤层气和海上	长期合同、法治、亚洲市场	高成本、国内气政策、退役与偏远供应链

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（数据截止日：2026 年 7 月 26 日）

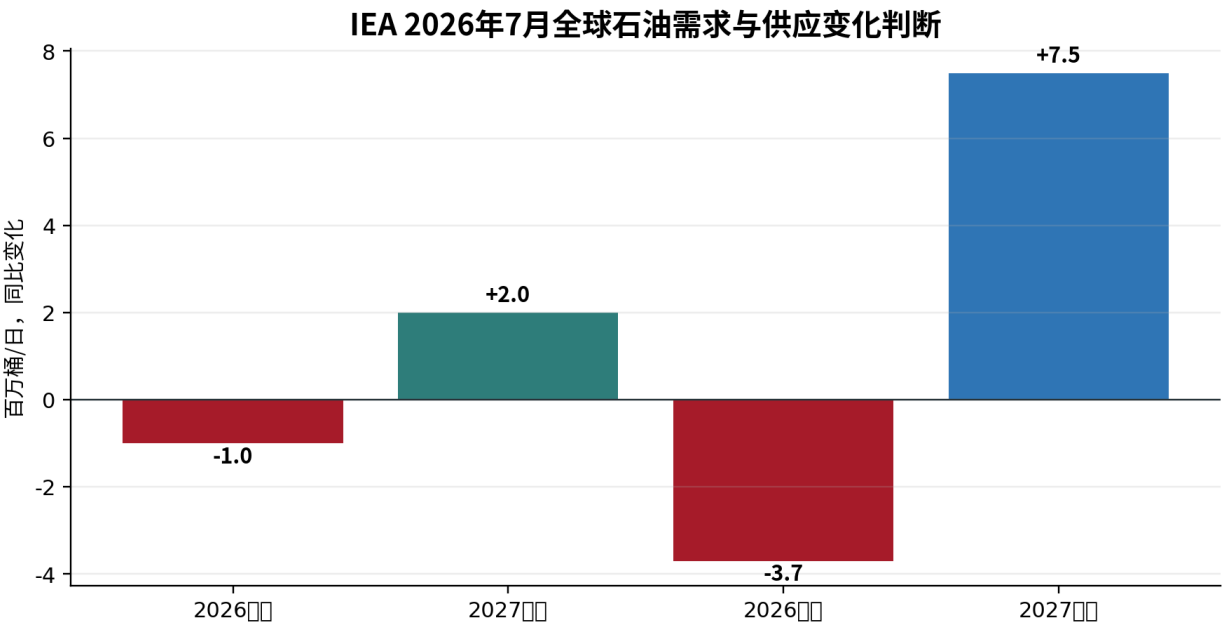
当前行业处于“物理供应冲击、需求破坏和预期快速重定价”并存阶段。IEA 2026 年 7 月报告预计，全球石油需求 2026 年同比下降约 100 万桶/日、2027 年反弹约 200 万桶/日；供应在 2026 年下降约 370 万桶/日，若航道和受限产量恢复，2027 年可增加约 750 万桶/日[13]。这些预测高度依赖中东局势和运输恢复，不应视为稳定基准。

EIA 2026 年 7 月 STEO 在“多数产量于 2026 年底接近冲突前水平”的条件下，预计全球库存 2026 年第三季度仍下降约 220 万桶/日，Brent 在第三季度均价约 74 美元/桶，2026 和 2027 年全年均价分别约 82 和 65 美元/桶[14]。IEA 与 EIA 的时间点、假设和指标不同，方向共同表明：2026 年高波动与库存消耗之后，若供应恢复，2027 年可能重新转向供给宽松。

天然气市场同样承压。IEA 2026 年第三季度报告预计全球天然气需求 2026 年下降约 0.5%或 200 亿立方米；3—6 月中国需求估计同比下降约 4%，亚洲 LNG 进口下降约 12%，中东需求预计下降约 4%[15]。与此同时，2025 年 LNG 项目批准和出口能力扩张将为后续年份增加供应竞争[41]。

投资方面，IEA 预计 2026 年石油投资低于 5000 亿美元并连续第三年下降，气体相关投资约 3300 亿美元，但两项口径并非均为纯上游 E&P 且不可简单相加[34]、[35]。资本纪律、服务成本、地缘安全和长期需求不确定性共同约束新项目；低投资又会通过自然递减提高中长期供给风险。

图 11-1 IEA 2026 年 7 月全球石油需求与供应变化判断



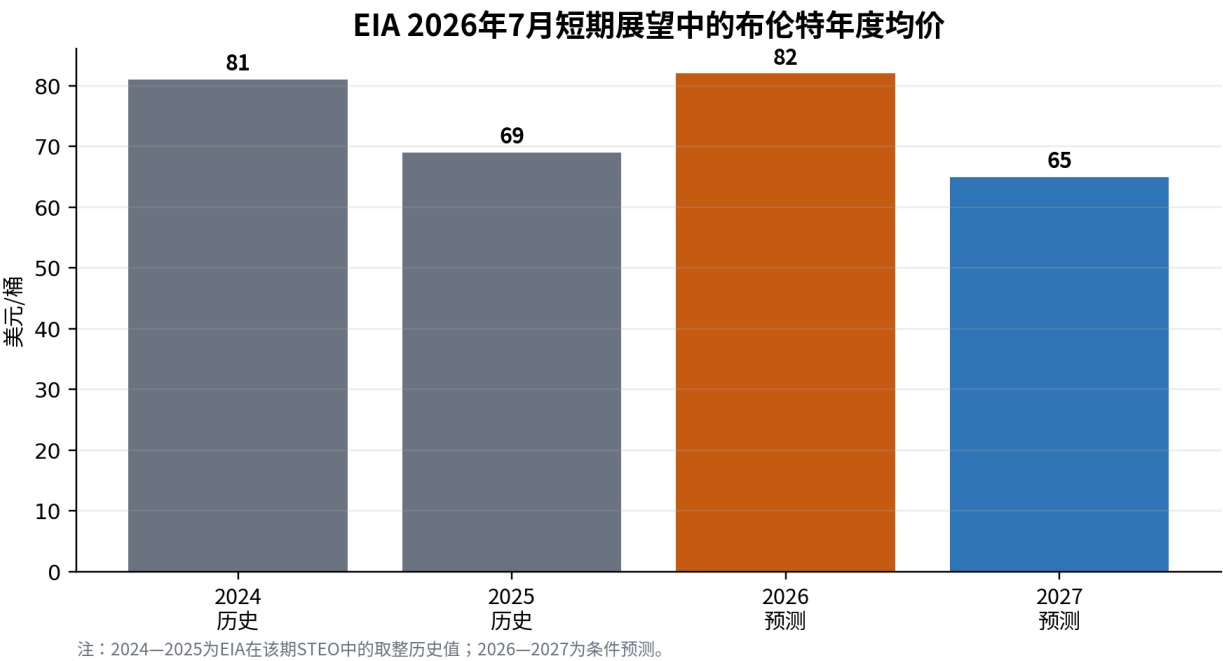
注：供应预测取决于中东局势缓和和受限产量恢复；属于条件预测而非产能保证。

期间：2026—2027 预测；单位：百万桶/日同比变化；地域：全球；定义：IEA Oil Market Report 2026 年 7 月条件预测。

来源：International Energy Agency, Oil Market Report – July 2026[13]；ApexInsight 整理。

核心结论：2026 年需求和供应同时收缩，2027 年供应恢复幅度可能明显大于需求反弹，构成价格和库存重新宽松的下行风险。

图 11-2 EIA 2026 年 7 月短期展望中的布伦特年度均价



期间：2024—2027；单位：美元/桶；地域：国际基准；定义：2024—2025 历史取整值、2026—2027 条件预测。

来源：U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, 2026 年 7 月[14]；ApexInsight 整理。

核心结论：当前高价并非稳定上行周期；在供应恢复和库存重建假设下，EIA 预计 2027 年价格显著低于 2026 年。

11.2 未来 12—24 个月展望

基准判断是：未来 12 个月仍由中东运输恢复、受限产量重启和库存重建主导；随后行业焦点将转向 2027 年供给增长能否超过需求反弹。价格波动和区域基差将维持高位，低成本、低递减和具有出口选择权的企业相对占优；高杠杆、高成本、单一航道或单一气体枢纽暴露的企业更脆弱。

上行因素包括冲突持续或再度升级、航道与出口设施恢复慢于预期、OPEC+限制供应、非 OPEC 项目延迟、自然递减高于预期以及天气驱动的天然气管道需求。下行因素包括产量快速恢复、美国及其他非 OPEC 供给增长、库存转为累积、全球经济放缓、需求破坏和电动车替代加速。

可能改善的指标包括出口流量、库存覆盖、管道和 LNG 设施可用率、油田服务交付期、甲烷测量覆盖和企业流动性；可能恶化的指标包括基差、航运保险、停产量、资本开支超支、储量替代、借款基数和退役财务保证。

中长期并非单一“需求峰值”或“资源短缺”叙事。IEA 的 2030 供需能力和 EV 替代情景显示潜在供给宽松与道路燃料替代；油气田递减和投资下降又意味着供给安全风险。行业结构性风险来自这两种方向同时存在，而不是能够准确预测某一价格[5]、[6]、[7]。

第 12 章 情景分析与关键监测指标

12.1 情景分析

表 12-1 未来 12—24 个月行业情景

情景	触发因素	需求/供应	价格	现金流与资本开支	企业分化	可能持续时间
基准情景	霍尔木兹及主要出口逐步恢复；全球增长温和；OPEC+管理供给	2026 需求收缩后 2027 恢复；供应恢复快于需求	价格从事件高位回落，区域基差收敛但仍波动	经营现金流下降；资本纪律延续，低成本项目继续	高成本/高杠杆与低成本/多元化企业分化	约 12—24 个月，取决于库存重建
温和下行情景	供应恢复快、非 OPEC 增产；经济增长与交通需求偏弱；EV 替代加速	需求反弹弱于基准，库存较快累积	Brent 和区域气价低于基准，气体基差扩大	自由现金流收缩，资本开支和回购下调；储量借款趋紧	页岩高递减、单一气价和成熟尾部资产压力较大	2—6 个季度
严重压力情景	全球衰退叠加供应恢复；库存过剩；融资市场关闭	石油和天然气需求同步显著下降	价格快速跌破多数新项目经济阈值，基差和波动上升	大幅削减资本、减值、资产出售、契约和再融资压力	高杠杆、中小运营商、未投产项目和高退役负债企业最弱	至少 4—8 个季度，恢复慢于价格反弹
上行情景	冲突延长或出口基础设施受损；替代管线和库存不足	需求出现部分破坏但物理缺口占主导	油价和 LNG 价格高位，区域价差与运费扩大	短期现金流改善，服务成本、税费和营运资金同步上升	可交付低成本供应受益；受制裁或停产资产未必受益	事件驱动，持续期高度不确定

注：情景不附主观概率，也不提供企业财务精确降幅；实际结果取决于资产成本、产品结构、套保、税制、资本结构和资源国。

12.2 关键监测指标

表 12-2 行业关键监测指标

指标	英文名称	定义	首选来源	频率	上升/下降含义	预警方向与限制
Brent 现货与远期曲线	Brent spot and forward curve	国际原油基准及近远月价差	EIA/交易所/价格机构	日/周	价格和贴水上升改善收入但可能反映供应冲击	持续下跌、正向升水转深度期货升水；不代表单一企业实现价
全球石油供需增量	Global oil demand/supply growth	全球需求和供应同比变化	IEA OMR、EIA STEO、OPEC MOMR	月	供应增长高于需求通常压低库存和价格支持	供应持续显著高于需求；预测依赖假设
全球商业库存与库存变化	Global commercial inventories	主要市场商业库存及日均累积/消耗	IEA、EIA、OPEC	周/月	库存上升缓冲供应并压价；下降相反	持续快速去库提示物理紧张；覆盖不含全部国家
OPEC+产量与备用产能	OPEC+ output and spare capacity	产量、配额执行和可持续备用产能	OPEC、IEA、EIA	月	备用产能上升增强缓冲，配额放松增加供应	备用产能快速下降或履约中断

指标	英文名称	定义	首选来源	频率	上升/下降含义	预警方向与限制
主要航道通行与出口量	Chokepoint transit/export flows	霍尔木兹、马六甲、苏伊士及主要港口流量	EIA、船舶跟踪、官方港口	日/月	流量恢复降低基差与保险压力	通行量急降、绕行扩大；船舶数据可能修订
全球 LNG 贸易和液化可用率	Global LNG trade and liquefaction availability	LNG 装载、设施利用率和新增能力	IEA、IGU、GIIGNL、运营商	月/年	供应增长改善气体变现但可能压低价格	大规模停机或新增供给集中投产
上游资本开支	Upstream oil and gas investment	勘探开发与生产相关资本投入	IEA、公司指引、国家统计	季/年	适度投资支持储量和产量；过快增长可能推高成本	长期低于递减补充需要或高价期过度扩张；口径不统一
钻机、完井和项目 FID	Rig/completion activity and FIDs	活跃钻机、完井、最终投资决定	Baker Hughes、监管机构、公司	周/月/季	活动增加预示未来供应和服务需求	活动骤降预示未来产量；不同资产滞后期不同
基础递减与储量替代	Base decline and reserve replacement	现有产量自然下降、年度新增储量/产量	公司、监管、PRMS/SEC 披露	年/项目	替代率改善支持资产寿命	长期低于 100%且单位成本上升；公司估算差异大
单位生产成本与资本效率	Unit cash cost and capital efficiency	每 boe 现金成本、开发成本和资本/新增产量	公司法定披露	季/年	成本下降和井效改善增强缓冲	服务通胀、井效恶化、资本强度上升；样本不可外推
甲烷、放空燃烧与 MRV 覆盖	Methane/flaring intensity and MRV coverage	测量排放、放空燃烧和核证覆盖	IEA、World Bank、OGMP、监管机构	年/不定期	下降改善合规和欧洲市场准入	排放上升、数据缺口或无法核证
流动性与再融资窗口	Liquidity and refinancing conditions	现金、承诺额度、债券利差、储量借款基数	公司、市场、银行	季/日	流动性和分散到期提高抗压能力	借款基数下调、利差扩大、到期集中
退役负债与财务保证	Decommissioning liabilities and financial assurance	ARO、保证金、信用证和监管追加要求	公司、BOEM/BSEE 及各国监管	季/年	充分拨备和专款降低尾部风险	保证要求提高、成本估算上修、历史责任追索

12.3 GISR 变化触发条件

当前 GISR 4 级保持不变。未来可能支持上调的长期触发包括：全球需求在多情景下持续低于预期且高成本产能长期过剩；资本开支和储量替代下降同时导致融资与退役风险积累；甲烷、碳和市场准入规则显著提高固定成本并加速资产搁浅；关键航道或制裁风险长期结构化；行业杠杆和再融资脆弱性系统性上升。

可能支持下调的长期触发包括：价格和资本纪律显著降低现金流波动；全球油气田递减、供给和需求形成更稳定的长期平衡；资产级甲烷测量、退役资金和监管标准广泛统一，尾部责任可量化；企业普遍降低杠杆并延长债务期限；技术进步持续降低全周期成本且不以更高递减或环境负担为代价。

任何 GISR 调整均须在后续版本按统一方法论复核，不能由单一价格周期、单一政策或少数企业表现触发。短期上行不降低结构性风险，短期下行也不机械提高等级。

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）评价行业在完整经济与价格周期中的固有风险，而不是某一时点的景气度。六级含义为：GISR 1 很低、GISR 2 较低、GISR 3 中等、GISR 4 较高、GISR 5 高、GISR 6 很高结构性风险。评价维度包括行业周期性、竞争结构与进入壁垒、盈利与现金流稳定性、技术及替代风险、中长期增长稳定性，以及监管、政策、供应链与外部冲击暴露。

13.2 最终 GISR 复核结论

行业边界与反证假设、六维证据、历史压力期和前瞻情景的综合复核未形成调整等级的充分证据。低成本长寿命资源、较高进入壁垒、资本灵活性和能源安全需求构成缓释，但不足以抵消商品价格周期、自然递减、持续再投资、沉没资本、长期需求分歧、甲烷和退役责任以及地缘交付风险。因此，本版维持 GISR 4（较高结构性风险）。短期高价或供应紧张不构成下调依据，短期下行亦不机械触发上调。

13.3 证据层级与数据口径

本报告优先使用国际组织、政府统计和监管文件，其次使用公司法定披露、行业协会和专业研究。市场规模不以少数上市公司收入加总，而拆分为实物产量、储量或资源、上游投资和价格敏感收入。原油、石油液体、天然气、LNG 和油当量不可未经定义直接转换或相加；年度均价为名义价格，不能与实际值混用。预测与情景均标注发布时间、条件和期间。

13.4 主要数据局限

- 全球公司级权益产量和统一储量数据库覆盖不足，国家产量集中度不能替代企业 CR5、CR10 或 HHI。
- 国家油企、私营企业、项目公司和综合集团上游分部的收入、利润率、现金流和资源税口径不统一；本报告不提供伪精确的全球行业利润率。
- 公司自由现金流定义不同。本报告的样本图仅并列 GAAP 经营活动现金流与披露资本投入，简单差额不被视为统一的自由现金流指标。
- 全球退役负债、甲烷强度与放空燃烧的企业级测量和披露仍不一致；监管和卫星数据可支持方向判断，但不足以形成全球企业排名。
- 官方数据可能因国家补报、方法调整和历史修订而变化；当前状态和 12—24 个月展望尤其受中东运输与供应恢复假设影响。

13.5 使用说明

本报告不构成单个企业信用评级、违约概率、投资建议、法律意见或国家风险评价，也不替代企业财务和竞争地位分析。全球行业内部存在显著地区、资产类型和企业差异。企业最终适用何份行业报告，应同时依据 SIC、NAICS、NACE 等行业代码、最近年度主营业务、资产和资本开支构成、资源权益、产量/储量、合同结构及退役义务确定；工商登记代码与主营业务不一致时，以可审计的业务实质为准。

参考资料

参考资料按来源类别分组，编号按正文首次出现顺序连续排列。链接访问日期均为 2026 年 7 月 26 日。

1. 国际组织与官方统计

[2] United Nations Statistics Division: 《ISIC Rev.4 Division 06: Extraction of crude petroleum and natural gas》，发布日期: Rev.4; 网页 2026 访问; 数据期间/地域: ISIC Rev.4; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 统计单位与企业集团口径不同。

[4] IEA: 《Declines in output from existing oil and gas fields have gathered speed》，发布日期: 2025-09-16; 数据期间/地域: 历史至 2024/长期情景; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 资产类型阈值是全球示例，单个油田差异很大; 长期需求依情景。

[5] IEA: 《Oil 2025 – Executive Summary》，发布日期: 2025-06; 数据期间/地域: 2024—2030; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 中期预测对政策、宏观和项目投产高度敏感; 非事实值。

[6] OPEC: 《World Oil Outlook 2025 – launch release》，发布日期: 2025-07-10; 数据期间/地域: 至 2050 预测; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 与 IEA 情景存在方法和政策假设差异; 仅用于展示不确定性。

[7] International Energy Agency (IEA): 《Global EV Outlook 2026》，发布日期: 2026-05-20; 数据期间/地域: 2025 实际/2026—2035 情景; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML/PDF, CC BY 4.0; 情景不是概率, NZE 数值部分为“超过”阈值

[8] IEA: 《Global Methane Tracker 2026 – Key findings》，发布日期: 2026; 数据期间/地域: 主要为 2025; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 甲烷强度为能源基础口径，与企业自报或 OGCI 口径可能不可比。

[9] World Bank / GGFR: 《2026 Global Gas Flaring Tracker Report》，发布日期: 2026; 数据期间/地域: 主要为 2025，含历史比较; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开网页/报告; 2026 版改进卫星组合，跨年变化同时包含方法更新影响。

[13] IEA: 《Oil Market Report – July 2026》，发布日期: 2026-07; 数据期间/地域: 2026 短期预测; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 摘要公开; 完整月报订阅限制; 高度依赖冲突缓和、航运和产能恢复假设，不作为结构性基准。

[15] IEA: 《Gas Market Report, Q3 2026 – Executive Summary》，发布日期: 2026-Q3; 数据期间/地域: 2026 预测; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML 摘要; 当前事件型预测; 区域市场分化显著。

[23] IEA: 《Oil Market Report – February 2026》，发布日期: 2026-02; 数据期间/地域: 2025—2026 预测; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 摘要公开; 完整月报订阅限制; 短期预测会快速修订。

[28] OPEC: 《Annual Statistical Bulletin 2026 – press release》，发布日期: 2026-04-29; 数据期间/地域: 主要截至 2025; 全球/OPEC; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; “石油需求”与“原油产量”定义不同，不可相减为供需缺口。

[29] OPEC: 《Annual Statistical Bulletin 2025 – press release》，发布日期: 2025-07-02; 数据期间/地域: 主要截至 2024; 全球/OPEC; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 同相应来源; 年度修订需说明。

[30] Energy Institute: 《Statistical Review of World Energy 2026: Data downloads and archive》，发布日期: 2026-06-30; 数据期间/地域: 主要为 2015—2025; 历史序列可追溯至 1965; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开网页; 部分下载可能需邮箱验证; 不同年度版本可能修订历史值; 需锁定版本。

[33] International Energy Agency (IEA): 《World Energy Investment 2025 – Executive Summary》，发布日期: 2025-06; 数据期间/地域: 2024 实际/2025 估计; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 投资为资本开支口径; 不含并购、融资、O&M 等。

[34] IEA: 《World Energy Investment 2026》，发布日期: 2026-05-28; 数据期间/地域: 2025 实际/2026 估计; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开网页; 完整报告部分内容需下载; 油与气投资口径并非全部严格等同上游 E&P，使用时在正文限定。

[35] IEA: 《World Energy Investment 2026 – How we track investment in energy》，发布日期: 2026; 数据期间/地域: 方法说明; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 跨机构比较前须统一 capex、项目批准与支出确认时点。

[38] International Energy Agency (IEA): 《Global Energy Review 2021 – Oil》，发布日期: 2021-04; 数据期间/地域: 2020—2021; 全球; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML, CC BY 4.0; 历史压力期资料，不是当前预测

2. 政府和监管机构

[1] U.S. Census Bureau: 《2022 NAICS: Sector 21 / Subsector 211 Oil and Gas Extraction》，发布日期: 2022; 网页动态更新; 数据期间/地域: 2022 版分类; 北美/美国; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 统计分类按 establishment 而非集团; 跨国映射需结合实际主营。

[3] U.S. EIA: 《Europe Brent Spot Price FOB – Annual》，发布日期: 2026-07-15 更新; 数据期间/地域: 1987—2025; 本报告使用 2014—2025; 国际基准; 访问日期: 2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML/数据表; 名义美元，未做通胀调整; 现货基准不等于企业实现价格。

[10] European Union: 《Regulation (EU) 2024/1787 on the reduction of methane emissions in the energy sector》, 发布日期: 2024-06-13; 数据期间/地域: 分阶段实施至 2030; 欧盟及进口供应链; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 实施细则和等效性方法仍分阶段形成; 法律适用需逐案判断。

[11] Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE): 《Decommissioning》, 发布日期: 网页动态更新; 数据期间/地域: 现行监管/资产存量; 美国外大陆架; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 美国海上案例, 不能直接外推全球成本。

[12] U.S. Energy Information Administration (EIA): 《World Oil Transit Chokepoints》, 发布日期: 2026-03-03; 数据期间/地域: 2020—2025H1; 全球海运; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 基于 Vortexa 等船舶跟踪与 EIA 计算; 航道流量不可相加为全球贸易

[14] U.S. Energy Information Administration (EIA): 《Short-Term Energy Outlook – July 2026》, 发布日期: 2026-07-07; 数据期间/地域: 2024—2027; 全球/美国; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML 与表格; 预测并非情景概率, 世界油产量表需区分原油与总液体

[16] U.S. OSHA: 《SIC 1311: Crude Petroleum and Natural Gas》, 发布日期: 历史分类; 网页动态维护; 数据期间/地域: SIC 分类; 美国; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 老 SIC 将“全面负责运营油井”的合同运营者纳入 1311, 容易与油服混淆。

[17] U.S. EIA: 《Henry Hub Natural Gas Spot Price – Annual》, 发布日期: 2026 年更新; 数据期间/地域: 1997—2025; 本报告使用 2014—2025; 美国基准; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML/数据表; 美国基准, 不能代表 TTF、JKM 等区域气价。

[19] U.S. Environmental Protection Agency: 《Rulemakings, policy and laws addressing methane emissions from the oil and gas sector》, 发布日期: 网页动态更新; 数据期间/地域: 主要 2024—2026; 美国; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 联邦规则、司法审查和州计划均可能变动。

[20] U.S. EPA: 《Waste Emissions Charge》, 发布日期: 网页动态更新; 2025 撤销状态; 数据期间/地域: 2024—2025; 美国; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 政策可能再次调整, 不能按原收费假设静态外推。

[22] Bureau of Ocean Energy Management (BOEM): 《Financial Assurance Requirements for the Offshore Oil and Gas Industry Operating on the OCS》, 发布日期: 网页更新至 2026; 数据期间/地域: 2024 规则及 2026 拟议替代规则; 美国外大陆架; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 2026 为拟议规则, 最终条文尚未确定。

[31] U.S. Energy Information Administration (EIA): 《International Energy Statistics: Crude oil including lease condensate production ranking》, 发布日期: 2026 年发布/更新; 数据期间/地域: 2025; 全球; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开动态数据库; URL 参数可能显示默认年份; 使用时锁定下载/访问日。

[32] U.S. EIA: 《United States produced more crude oil than any country, ever, in 2025》, 发布日期: 2026-07-09; 数据期间/地域: 2025; 美国/全球比较; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 美国案例不可直接代表全球企业盈利。

[36] U.S. Federal Trade Commission: 《FTC Order Bans Former Pioneer CEO from Exxon Board Seat in Exxon-Pioneer Deal》, 发布日期: 2024-05-02; 数据期间/地域: 2023—2024 交易; 美国; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 该页面反映交易审查时点; 本文仅用于交易规模与当时监管关注, 不用于判断当前法律约束。

[39] Norwegian Offshore Directorate: 《The Shelf in 2025 – Production, operating fields and investments》, 发布日期: 2026-01-08; 数据期间/地域: 2025 实际/2026—2030 展望; 挪威大陆架; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML 和背景 Excel; 标准立方米与桶油当量转换需统一

[40] European Commission: 《Methane emissions – EU Methane Regulation implementation》, 发布日期: 网页更新至 2026-07-20; 数据期间/地域: 2024—2030 实施; 欧盟及进口供应链; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 具体执法由成员国主管机关实施, 合同适用需核验签订/续签日期

[42] National Bureau of Statistics of China: 《Energy Production in December 2025》, 发布日期: 2026-01-20; 数据期间/地域: 2025; 中国; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 规模以上工业统计口径, 不等同于权益产量或企业分部

[43] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): 《Oil, Natural Gas and Biofuels Statistical Yearbook 2026》, 发布日期: 2026-07-17; 数据期间/地域: 2016—2025; 巴西; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML/Excel; 本报告主要用于区域结构, 未拼接成全球公司集中度

[44] Australian Government, Department of Industry, Science and Resources: 《Resources and Energy Quarterly – June 2026》, 发布日期: 2026-06; 数据期间/地域: 2024—2031; 澳大利亚/全球商品; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 PDF/XLSX; 澳元名义/实际值和财年口径须区分; 依赖中东情景假设

3. 行业协会与专业标准

[21] UNEP International Methane Emissions Observatory: 《Oil & Gas Methane Partnership 2.0》, 发布日期: 网页动态更新; 数据期间/地域: 持续年度报告; 全球; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML/数据门户; 参与为自愿框架; 成员覆盖不等于全行业。

[24] U.S. Securities and Exchange Commission: 《Oil and Gas Rules – Compliance and Disclosure Interpretations》, 发布日期: 网页动态维护; 数据期间/地域: 现行 SEC 披露规则; 美国上市公司; 访问日期: 2026-07-26。 [原始链接](#) 使用限制: 公开 HTML; 适用于 SEC 申报主体, 不等同于全球储量标准。

[25] Society of Petroleum Engineers et al.: 《Petroleum Resources Management System (PRMS) 2018 and application guidance》，发布日期：2018；后续指南更新；数据期间/地域：现行行业资源分类框架；全球；访问日期：2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制：公开摘要/指南；PRMS 与 SEC、各国监管口径不完全相同。

[26] IFRS Foundation: 《IFRS 6 Exploration for and Evaluation of Mineral Resources》，发布日期：现行准则网页；数据期间/地域：现行会计准则；采用 IFRS 的司法辖区；访问日期：2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制：公开摘要；完整准则可能需账户；企业具体政策仍需结合 IAS 36、当地 GAAP 及披露。

[41] International Gas Union (IGU): 《World LNG Report 2026》，发布日期：2026-07-07；数据期间/地域：2025 实际/至 2035 展望；全球；访问日期：2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制：公开新闻稿；完整报告下载条件可能变化；单位为吨/年，不与 Bcf/d 直接拼接

4. 公司法定披露

[18] ConocoPhillips: 《Full-year 2025 results and 2026 guidance (SEC Exhibit 99.1)》，发布日期：2026-02-05；数据期间/地域：2024—2025；全球/公司样本；访问日期：2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制：公开 HTML；单一大型企业样本；含资产组合和套保差异。

[27] EOG Resources, Inc.: 《Form 10-K for year ended 31 December 2025》，发布日期：2026-02；数据期间/地域：2023—2025；美国/公司样本；访问日期：2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制：公开 HTML；企业样本不能外推全行业。

[37] Diamondback Energy, Inc.: 《Full Year 2025 Results and 2026 Guidance (SEC Exhibit 99.1)》，发布日期：2026-02-23；数据期间/地域：2024—2026；公司样本；访问日期：2026-07-26。[原始链接](#) 使用限制：公开 HTML；单一美国页岩企业；非 GAAP FCF 不可与其他公司直接比较