

油田服务与能源设备行业风险报告

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 5

第 1 章 行业定义、边界与适用范围..... 6

 1.1 行业操作性定义..... 6

 1.2 包含的业务 6

 1.3 明确排除的业务 7

 1.4 相邻行业和代码归类冲突 7

 1.5 合并报告的合理性 8

第 2 章 GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（GISR） 9

 2.1 GISR 总体结果 9

 2.2 六个评价维度 9

 2.2.1 行业周期性：较高风险 9

 2.2.2 竞争结构与进入壁垒：中高风险、显著分化 10

 2.2.3 盈利能力与现金流稳定性：较高风险 10

 2.2.4 技术、产品或商业模式替代风险：中高风险 10

 2.2.5 中长期增长稳定性：中高风险 11

 2.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击暴露：高风险 11

 2.3 结构性风险与当前景气度的区别 12

 2.4 核心风险、缓释因素与触发条件 12

第 3 章 行业结构、价值链与商业模式 13

 3.1 产业链结构 13

 3.2 核心产品与服务体系 14

 3.3 主要商业模式 14

 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

 4.2 需求驱动因素 17

 4.3 供给、产能与利用率 17

 4.4 定价机制 18

第 5 章 竞争格局与行业集中度 19

 5.1 行业集中度 19

5.2 进入壁垒 21

5.3 竞争方式 21

5.4 行业整合与退出..... 21

第 6 章 行业经济性、盈利与现金流特征 22

6.1 收入模式与稳定性 22

6.2 成本结构 23

6.3 利润率和盈利波动 23

6.4 营运资金与现金转换..... 24

6.5 资本密集度与自由现金流 25

6.6 杠杆和融资特征..... 26

第 7 章 周期性、历史压力期与风险传导 26

7.1 行业周期来源 26

7.2 关键历史压力期..... 26

7.3 历史峰谷表现 28

7.4 风险传导机制 28

7.5 缓冲机制 29

第 8 章 技术、监管、政策与替代风险 29

8.1 技术变化 29

8.2 产品或商业模式替代..... 30

8.3 监管和政策..... 31

8.4 合规成本及监管不确定性 31

第 9 章 供应链、贸易与地缘风险 32

9.1 关键投入 32

9.2 供应集中度..... 32

9.3 下游和客户集中..... 33

9.4 国际贸易 33

9.5 供应链韧性..... 33

第 10 章 全球区域差异..... 34

10.1 北美..... 34

10.2 欧洲..... 34

10.3 中国..... 34

10.4 日本和韩国 35

10.5 其他亚洲及东盟..... 35

10.6 中东..... 35

10.7 拉丁美洲 35

10.8 非洲..... 35

10.9 大洋洲..... 36

第 11 章 当前行业状态与未来 12—24 个月展望..... 37

11.1 当前行业状态 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 39

12.1 情景分析 39

12.2 关键监测指标 40

12.3 GISR 变化触发条件..... 41

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 数据和证据方法..... 41

13.3 主要局限 41

第 14 章 参考资料 42

国际组织与官方统计..... 42

政府和监管机构..... 42

行业协会、运营机构与数据提供者 44

公司法定披露及正式公告 44

专业研究与分类方法..... 45

执行摘要

行业范围：本报告评价向石油和天然气上游勘探、钻井、完井、生产、井筒干预及封井弃置提供第三方专业服务、专用设备、工具、耗材、软件和资产运营能力的企业或可识别业务分部；油气资源生产、中游、炼化、通用工业设备及一般工程建设不属于本报告范围。

GISR 结论：GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（Global Industry Structural Risk Level, GISR）为 4 级，即较高结构性风险。该等级反映完整周期内需求、利用率、价格、利润、现金流和资产价值存在显著波动的可能性，不代表单个企业信用评级、违约概率、国家风险或投资建议。

核心结构性风险：主要风险包括：上游资本预算和作业量形成的派生需求；重资产、专业人员和全球网络带来的经营杠杆；周期顶部扩产及低谷资产减值；客户集中采购、项目延期和营运资金占用；长期油气需求、作业效率和数字化导致的价值池迁移；安全、甲烷、制裁、出口控制、当地含量及地缘冲突。

主要缓释因素：现有油气田自然递减形成持续维持性投入；NOC、国际及深水项目具有较长计划周期；高规格设备、客户认证、质量体系 and 全球维修网络形成进入壁垒；生产期服务、长期服务、备件和数字订阅提高部分收入的重复性；行业整合、设备退役和资本纪律限制部分供给（[1][2][3]）。

当前状态：截至 2026 年 7 月 26 日，行业呈现地区和业务分化。2026 年 7 月 24 日美国活跃钻机 587 台、加拿大 204 台，2026 年 6 月国际钻机 1,073 台；SLB 二季度报告收入同比增长 5%，但剔除 ChampionX 收购后同比下降 5%；Halliburton 二季度收入 57 亿美元；Weatherford 二季度收入 11.05 亿美元、同比下降 8%；Transocean 截至 2026 年 5 月 4 日总积压约 71 亿美元（[4][5][6][7][8]）。

12—24 个月基准展望：基准情景下，国际、海上、高规格设备和生产期服务的收入可见度预计优于北美基础钻完井；北美作业量和定价仍受油价、运营商并购、资本纪律和效率提升制约；中东业务恢复取决于安全、人员和设备重新部署；海底及海上积压可支撑收入，但项目延期、成本升级和合同执行仍需监测。EIA 2026 年 7 月短期展望预计 Brent 均价由 2026 年的 82 美元/桶降至 2027 年的 65 美元/桶，IEA 同期报告亦显示供给、库存和冲突假设快速变化，因此本报告采用条件式情景而非单点预测（[9][10]）。

主要触发因素：上行触发包括 NOC 预算和海上 FID 上修、中东作业恢复、高规格供给持续偏紧及合同调价兑现；下行触发包括油价和客户预算持续下降、北美与国际利用率同步走弱、项目取消与积压利润率恶化、成本和营运资金上升、制裁或冲突造成多个核心市场长期退出。

使用限制：全球不存在免费、统一且完整覆盖合同钻井、现场服务、专用设备、海底系统、油田化学品和数字业务的原始市场规模数据库。本报告以 IEA 上游投资作为需求锚，以公司法定披露作为可观察供给样本，并以钻机和项目活动交叉验证；公司样本不得解释为全球行业总体。

第 1 章 行业定义、边界与适用范围

1.1 行业操作性定义

本报告评价全球范围内，向石油和天然气上游勘探、钻井、完井、生产、增产、井筒干预以及封井弃置活动提供第三方专业服务、专用设备、工具、耗材、软件和资产使用能力的企业或可单独识别业务分部。判断依据以实际收入来源、客户、资产和交付活动为主，而不是公司名称、单一工商登记代码或集团整体资本市场分类。

操作上，企业只有在其收入与井筒或上游生产设施直接相关，且主要由作业量、设备销售、日费率、租赁、长期服务、项目里程碑或油田专用软件收费驱动时，才适用本报告。油气资源所有权、原油和天然气销售以及矿权价值不属于本报告评价对象。合同钻井虽在 NAICS 和 SIC 中与其他油服分列，但其需求同样由上游资本预算和作业活动驱动，且在资本市场分类中通常与油田设备及服务并列观察，故按照 R1 冻结边界纳入，但在风险分析中作为重资产子行业单列（[11][12][13]）。

本报告覆盖两个底层业务簇：第一，合同钻井、井筒服务、生产服务和封井弃置等以现场执行能力为核心的油田服务；第二，钻井和采油机械、井口和压力控制、海底生产系统、完井工具、人工举升、油田专用数字化以及相关售后服务等能源设备与技术。二者共用上游投资、作业量、油价预期、客户资本纪律、安全监管和地缘风险，但资产强度、订单周期、营运资本和盈利波动不同。GISR 总体仍为 4 级，正文以子行业分层而非平均化处理差异。

1.2 包含的业务

表 1 纳入的核心业务、产品与商业模式

核心业务	主要产品/服务	典型商业模式	主要资产	产业链位置	底层风险画像
合同钻井	陆上钻机、自升式平台、半潜式平台、钻井船的运营和租赁	按日费率、按井或综合合同	钻机、平台、船队、井控系统	井筒建设	油田服务与设备
地下评价与钻井技术	测井、随钻测量、定向钻井、地层评价、油藏软件	按井、按工具天数、项目费、软件许可/订阅	高端井下工具、传感器、数据平台	勘探和井眼设计	油田服务与设备
井筒建设与完井	钻头、钻具、钻井液、固井、套管、射孔、压裂、酸化、砂控	按阶段、按作业量、材料加服务、性能合同	压力泵送设备、连续油管、完井工具	钻井和完井	油田服务与设备
生产与井筒干预	人工举升、生产化学品、油井测试、修井、钢丝、连续油管	长期服务、按用量、租赁、现场服务	举升系统、修井设备、工具和化学品库存	生产期	油田服务与设备
海底与地面生产系统	海底采油树、管汇、控制系统、柔性连接、井口和压力系统	设备销售、项目里程碑、长期服务	制造基地、测试设施、海底设备	开发与生产	油田服务与设备
封井弃置	堵井、永久隔离、井口移除、完整性检测和直接配套作业	按井、项目制、框架协议	轻型干预设备、固井和切割工具	生命周期末端	油田服务与设备
专用数字化与自动化	钻井自动化、生产优化、设备状态监测、油藏	许可、订阅、专业服务、按成果收费	软件、数据、算法、远程中心	跨环节	油田服务与设备

核心业务	主要产品/服务	典型商业模式	主要资产	产业链位置	底层风险画像
	平台				

来源：美国人口普查局、联合国统计局及公司业务披露（[11][12][14][15]）；ApexInsight 整理。

油田化学品、地震服务、甲烷检测、地热井和碳封存井服务采用“条件纳入”规则。只有能够识别为油田或井筒专用收入的部分进入核心或扩展口径；通用化学品、通用测绘、一般环境咨询以及新能源项目整体收入不纳入。生产化学品和人工举升通常具有更高重复性，但不能因此被视为无周期业务；客户停产、成熟资产退出和成本削减仍会影响用量与价格。

1.3 明确排除的业务

表 2 主要排除项及建议映射

排除领域	主要排除内容	建议映射报告	排除理由
油气勘探开发与资源生产	矿权、储量、E&P 运营、原油天然气销售、特许权使用费	油气勘探与生产行业风险报告（相应报告 ID 以总表为准）	收入由资源价格、储量与产量决定，而非第三方服务作业
中游和 LNG 基础设施	长输管道、储罐、液化、接收站、码头、天然气公用事业	油气中游与储运行业风险报告	资产受监管、吞吐量和长期运输合同驱动
炼油和石化	炼厂、石化生产、成品油零售、炼厂过程技术	炼油与石化行业风险报告	终端产品裂解价差和化工周期主导
通用工业设备	通用泵、压缩机、电机、阀门、轴承、工业软件	工业机械与设备行业风险报告	客户跨行业，油气暴露不足以改变整体风险画像
海工建造与船舶	FPSO 船体、一般平台建造、海工船和运输	船舶与海工装备行业风险报告	造船订单、工程建造和航运资产逻辑不同
一般工程与施工	道路、营地、土建、非专用 EPC 和设施建筑	工程建设行业风险报告	项目承包与施工风险占主导
油气贸易与金融租赁	商品交易、经纪、纯融资租赁、控股平台	贸易、金融租赁或控股公司相应报告	收益由价差、金融杠杆或股权投资决定
水井、矿业和通用测绘	水井钻机、矿山机械、非油气地球物理测绘	水务、矿业设备或专业服务相应报告	统计代码邻近但客户和周期不同

来源：行业边界和分类规则（[11][12][14][15][16][13]）；ApexInsight 整理。

GlobalCheck 在使用本报告时还应排除公共财政主体、纯投资控股公司、特殊目的融资载体以及没有独立经营活动的资产持有实体。集团母公司若主要通过持股取得收益，应适用控股公司或集团层面风险报告；只有可以识别的经营子公司或分部才映射到本报告。

1.4 相邻行业和代码归类冲突

表 3 分类代码冲突与本报告处理

分类代码	名义范围	本报告处理	主要冲突
NAICS 213111	合同钻井	整体纳入	若只取 213112 将漏掉陆上和海上钻井承包商
NAICS 213112	油气作业支持	核心纳入	官方定义排除合同钻井、地球物理

分类代码	名义范围	本报告处理	主要冲突
			测绘、施工和运输
NAICS 333132	油气田机械设备制造	产品过滤后纳入	可能包含水井机械；通用泵和部分平台设备另属其他代码
SIC 1381/1389	合同钻井/其他油田服务	纳入	大型综合油服和钻井商可能使用不同 SIC
SIC 3533	油气田机械设备	产品过滤后纳入	企业可能同时服务矿业和一般工业
ISIC/NACE 09.10	油气开采支持活动	核心服务映射	设备制造、独立地球物理和机械维修分散在其他门类
NACE 28.92	采矿、采石和建筑机械制造	仅油田专用分部纳入	同一代码混合矿山和工程机械；NACE Rev.2.1 版本切换需桥接
GICS Oil & Gas Drilling / Equipment & Services	资本市场主营业务分类	用于公司样本，不替代业务映射	单一主营分类会隐藏综合集团内重要但非主营分部

来源：NAICS、ISIC、NACE 及 GICS 方法文件 ([11][12][14][15][16][13]) ；ApexInsight 整理。

工商登记代码的局限主要来自三个方面。第一，同一代码可能同时覆盖现场服务、制造和非油气用途；第二，企业并购或业务转型后，登记代码更新通常滞后；第三，集团主营代码不能描述分部风险。例如，Baker Hughes 的集团还包括工业与能源技术业务，本报告只纳入其 Oilfield Services & Equipment 分部；TechnipFMC 的 Subsea 项目包含设备、工程和服务，不能与一般海工 EPCI 机械合并 ([17][18]) 。

表 4 GlobalCheck 企业行业映射规则

GlobalCheck 映射规则
优先顺序应为：经审计分部收入与业务描述 → 主要客户和实际产品 → 经营资产 → 最新工商代码 → 历史代码。油田相关收入达到集团主要部分时可整体映射；占比 20%—50%时只映射分部；占比很低且无法拆分时不适用本报告。

来源：ApexInsight 基于行业代码、分部收入和经营资产规则整理。

1.5 合并报告的合理性

油田服务与能源设备共用一份报告的根本原因，是二者都处于油气上游运营商资本预算和作业计划的派生需求链条。油价及天然气价格改变客户现金流和投资意愿，继而影响项目批准、钻机和井数、设备订单、服务价格以及供应商资产利用率。安全、质量、制裁、当地含量和跨境供应链规则也同时作用于服务商与设备商。因此，在企业行业映射和宏观风险判断层面，共用 GISR 4 级具有合理性。

合并并不意味着风险同质。合同钻井和压力泵送的资产强度、固定成本和退出壁垒最高，对利用率和日费率极为敏感；设备和海底系统存在较长订单周期、预付款和积压订单，短期收入可见度更高，但项目延误、存货和履约风险更突出；生产期服务和数字化收入更经常性，资本强度较低，但规模、客户采购整合和技术替代速度不同。后续章节通过子行业矩阵、公司样本和地区结构分别呈现，不以行业平均利润率替代各业务判断。

第 2 章 GlobalCheck 全球行业结构性风险等级（GISR）

2.1 GISR 总体结果

GISR 4 级的核心不是断言行业长期收缩，而是识别“需求派生性与经营杠杆”的组合风险：油服企业无法决定油气商品价格，也通常无法决定运营商资本预算；但其资产、人员、制造基地和全球服务网络需要提前配置。当客户削减活动时，钻机、船队、压裂设备和专业人员不能无成本退出，导致收入下滑通过利用率和价格向利润及现金流放大。2014—2016 年和 2020 年全球可统计活跃钻机均出现大幅下降，说明该风险具有跨周期重复性（[19]）。

2026 年的当前景气不能直接替代结构性判断。2026 年 7 月 24 日，SLB 披露二季度收入同比增长 5%，但剔除 2025 年收购 ChampionX 的影响后，全球收入同比下降 5%；中东与亚洲收入同比下降 14%，反映并购增长、地区冲突和内生作业趋势同时存在（[5]）。Halliburton 2026 年二季度收入环比增长至约 57 亿美元，但中东和亚洲业务仍受到地缘冲突影响（[6]）。这些数据表明，短期恢复与结构性波动可以同时发生。

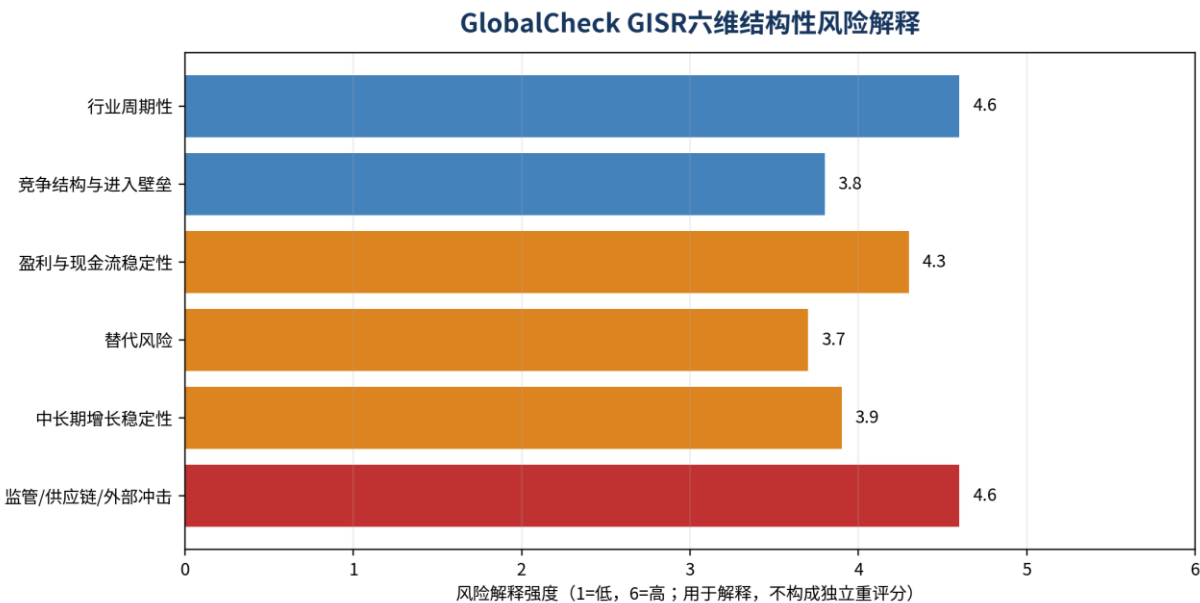


图 1 GISR 六维结构性风险解释

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；单位：风险解释强度（非独立评分）

来源：ApexInsight 基于 R1 冻结结论及[20][21][19][22][23][17][24][25]综合整理。

核心结论：周期性、现金流和外部冲击是 4 级判断的主要支柱；进入壁垒和经常性生产服务构成缓释，但不足以将总体风险降至中等。

2.2 六个评价维度

2.2.1 行业周期性：较高风险

油田服务是典型的派生需求行业。运营商首先根据油气价格、资产组合、资本回报要求和国家能源政策确定资本预算，随后才形成钻机、井数、设备和服务订单。传导存在时滞：北美陆上活动可以在数月内调整，国际和深水项目则可能在最终投资决定后执行多年。IEA 估计 2024 年全球上游油气投资约 5700 亿美元，较 2023 年增长约 7%；2025 年预计略低于 5700 亿美元并下降约 4%，其中上游石油投资下降约 6%，说明即使油价仍处于可支持生产的水平，资本纪律和成本也会使服务需求转弱（[26][27]）。

长期钻机数据提供了直接压力证据。Baker Hughes 口径下，全球可统计活跃钻机年均数量从 2014 年的 3,578 台降至 2016 年的 1,593 台，下降 55.5%；2020 年再降至 1,351 台，较 2019 年下降 37.9%。2023 年恢复至 1,814 台，但仍明显低于 2014 年高点 ([19])。该序列并不覆盖俄罗斯、伊朗、中国陆上等若干市场，不能表述为全球全量作业，但足以证明可观察市场的周期弹性 ([28])。

反证因素是需求结构分化。生产化学品、人工举升、设备维护、数字平台和封井弃置更多由生产井基数、设施完整性和监管义务驱动；NOC 和深水项目的多年计划也能延长订单可见度。数据局限在于全球井数、压裂阶段和服务单价主要由商业数据库掌握，公开钻机数不能完整代表完井强度和服务价值。

2.2.2 竞争结构与进入壁垒：中高风险、显著分化

高端井下工具、海底生产系统、深水钻井、井控设备和综合项目管理具有明显壁垒，包括研发、专利、API/ISO 质量体系、全球维修网络、客户认证、长期安全记录和高额资产。ISO 29001 与 API Spec Q1 等行业质量体系提高了关键设备和服务的供应商准入要求 ([2][3])。在这些领域，可靠性和停工代价通常高于单次采购价格，龙头企业具备一定议价能力。

然而，陆上基础钻井、低规格设备、压力泵送和区域性服务在周期顶部容易扩张。设备过剩时，竞争从技术转向价格、付款条件和设备动员，客户并购又会减少采购主体并提高集中采购能力。行业因此呈现“技术壁垒高、经济壁垒不均”的结构，不能由少数综合龙头的全球网络推断全部市场集中。

反证因素包括 2015 年以后设备退役、破产重组和资本纪律对供给的收缩，以及高规格海上钻机和部分海底设备的局部稀缺。数据局限是全球私营和国有供应商收入不可见，R2 只能报告可观察样本集中度而非全球 CR 或 HHI。

2.2.3 盈利能力与现金流稳定性：较高风险

利润和现金流取决于资产利用率、价格、作业效率、项目执行和营运资本。合同钻井商需要持续承担船队维护、船员、保险和债务成本；设备企业要持有原材料、在制品和备件；综合油服还要维持全球技术和人员网络。利用率下降不仅减少收入，也会造成价格折让、设备堆存、重组和减值。Halliburton 2025 年收入较 2024 年下降 3.3%，经营利润从 38.22 亿美元降至 22.60 亿美元，其中减值及其他项目明显上升，说明成本调整和资产处理可以放大利润波动 ([23])。

不同商业模式差异明显。Baker Hughes OFSE 2025 年收入 143.24 亿美元、EBITDA 26.18 亿美元，披露口径 EBITDA 率约 18.3%；NOV 调整后 EBITDA 率约 11.8%；TechnipFMC 依靠 Subsea 积压订单和项目执行，分部营业利润率约 14.5%。这些只是公司样本和不同会计口径，不代表全行业平均，但显示技术和订单结构能够显著改变盈利韧性 ([17][29][18])。

缓释因素包括预付款、价格调整条款、长期服务协议、软件订阅、生产服务和高规格资产稀缺。局限是非 GAAP EBITDA、分部营业利润和公司自由现金流定义不同，R2 不进行无调整的直接排名。

2.2.4 技术、产品或商业模式替代风险：中高风险

长期替代风险来自两个方向。第一，交通电气化、能源效率和气候政策可能降低长期石油需求及新项目数量；第二，钻井自动化、长水平段、多井平台和远程运营提高单台钻机和单支作业队效率，使产量增长不再需要同比例的设备和人员增长。对低差异化、按作业量收费的业务，效率提升可能压低单位产量所需服务量。

反证是现有油田自然递减和开发复杂度。IEA 的油气田递减研究指出，2019 年以来年度上游投资中的绝大部分用于抵消现有产量下降，而非满足需求增长；这意味着即使最终需求趋平，维持产量仍需要持续井筒和设备支出 ([1])。深水、高温、成熟油田提高采收率以及天然气项目还可能增加每口井的技术服务强度。

地热、碳封存井、甲烷检测和封井弃置为能力迁移提供机会，但目前不能假设其规模足以一比一替代传统油气收入。数据局限是公司通常披露项目和总可服务市场，而不单独披露已实现邻接收入。

2.2.5 中长期增长稳定性：中高风险

行业中长期增长不是由人口或终端消费直接驱动，而是由油气需求、现有油田递减、运营商资本回报、资源成本曲线和国家能源战略共同决定。IEA 2025 年不同情景对 2030 年后石油需求路径存在显著分歧，说明长期增长应以情景区间而非单点外推处理 ([21])。

增长质量也受资本配置约束。周期顶部的钻机、压裂马力和制造扩产可能在需求回落后形成多年过剩和减值；并购可以提高规模并减少重复成本，但报告收入增长可能只来自收购。SLB 2026 年二季度就是典型例子：包括 ChampionX 后同比增长 5%，剔除收购后同比下降 5% ([5])。

缓释因素是资本纪律、设备退役、深水和 NOC 长期项目、生产期服务以及 P&A 刚性。数据局限在于全球油服资本回报没有统一统计，必须依赖公司样本重算。

2.2.6 监管、政策、供应链及外部冲击暴露：高风险

油服企业直接暴露于井控、海上安全、职业健康、设备认证、甲烷排放、封井责任、制裁、出口控制和当地含量。美国海上 SEMS 要求运营商建立安全与环境管理体系，关键承包商的程序、人员和设备因此进入运营商合规链条 ([24])。欧盟甲烷法规以及美国油气甲烷规则扩大检测、报告、泄漏修复和放空火炬管理要求，既增加合规成本，也形成监测与修复服务需求 ([30][31])。

地缘风险通过人员撤离、作业中断、设备调动、客户付款和制裁合规传导。2026 年二季度，SLB 中东收入受到持续冲突扰动；Halliburton 也披露科威特、伊拉克和卡塔尔多个产品线活动下降 ([5][6])。OFAC 对俄罗斯石油服务的限制又使客户、技术和美元结算暴露需要持续审查 ([25])。

缓释因素包括全球制造布局、区域库存、标准化设备、长期合同的价格和不可抗力条款以及大型企业合规体系。局限是法规、许可证和冲突状态高度时效，最终 R4 必须按数据截止日再次复核。

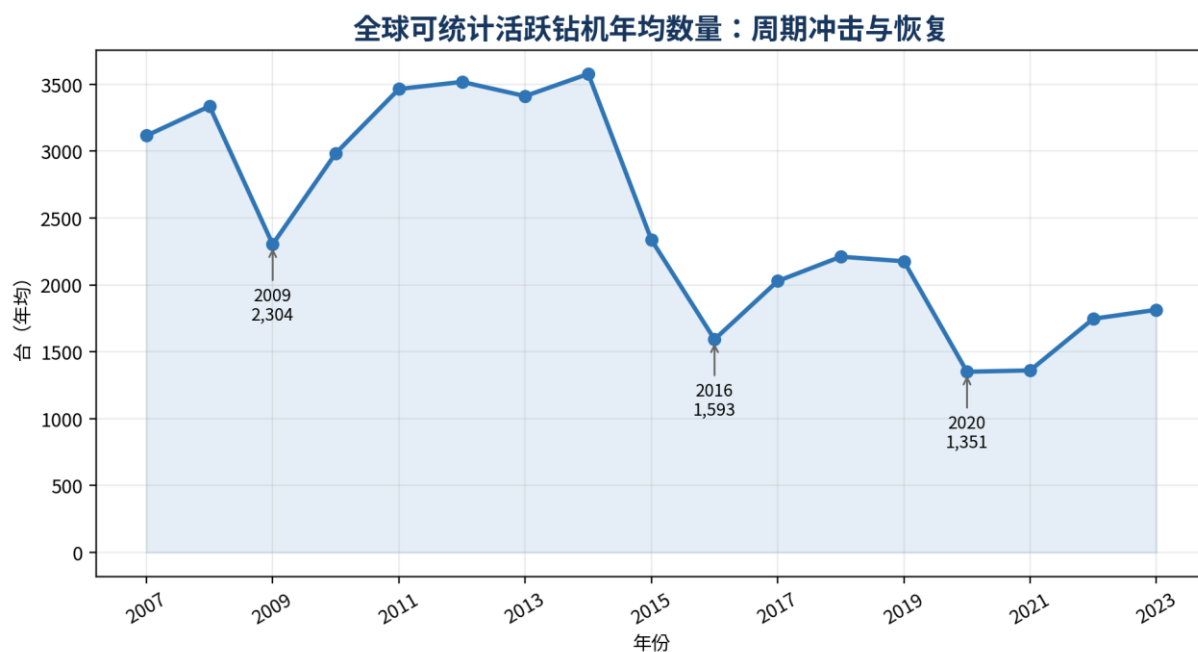


图 2 全球可统计活跃钻机年均数量：周期冲击与恢复

数据期间：2007—2023 年；地域：Baker Hughes 覆盖市场；单位：台（年均）

来源：Baker Hughes, Worldwide Rig Count Historical Data ([19])；ApexInsight 整理。

核心结论：2014—2016 年和 2020 年均出现显著作业收缩，证明需求冲击会快速传导至油服供给能力；2023 年的恢复仍未回到上一轮高点。

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：在完整周期和可预见的长期变化下，行业商业模式是否容易出现显著收入、利润、现金流和资产价值波动。当前景气度回答的是：在 2026 年 7 月这一时点，油价、资本预算、钻机、项目和订单是上行、下行还是分化。二者可以方向相反。例如，海上订单积压和北美作业回升可以改善短期收入，但合同钻井的资本密集和能源转型的不确定性并未消失。

短期价格波动也不能直接决定 GISR。油价上涨只有在客户提高资本预算、项目获得批准并形成实际订单后，才转化为油服需求；油价下跌亦可能被对冲、NOC 政策和已签长期合同延缓。单个企业风险还取决于产品组合、地区、合同、资产质量、杠杆、客户集中和执行能力。技术领先、低杠杆的企业可能显著优于 4 级行业平均，而老旧船队、高杠杆或单一客户企业可能更弱。

2.4 核心风险、缓释因素与触发条件

表 5 核心结构性风险、缓释因素与 GISR 触发条件

类别	内容
核心结构性风险	1. 上游资本预算和作业量的派生需求；2. 重资产和人员网络导致经营杠杆；3. 周期顶部扩产和设备过剩；4. 客户并购与集中采购压价；5. 项目延期、营运资本和订单取消；6. 长期油气需求和效率替代；7. 安全、甲烷、制裁和当地含量；8. 地缘冲突及跨境供应链。
主要缓释因素	1. 现有油田递减形成维持性支出；2. NOC、国际和深水多年项目；3. 高规格设备、认证与技术壁垒；4. 生产期服务、长期服务和数字收入；5. 设备退役、资本纪律和行业整合；6. P&A、甲烷、地热和 CCUS 邻接需求。
可能上调风险的触发条件	连续两年以上全球上游投资实际下降；钻机和海上利用率同步下滑；主要子行业再度无纪律扩产；客户资本回报门槛提高且订单取消；制裁或冲突造成重大市场退出；长期需求情景显著下修。
可能下调风险的触发条件	生产期与数字经常性收入占比持续提高；行业供给长期受限并形成合同定价权；资本开支和净负债显著下降；邻接业务形成可验证规模与回报；跨周期自由现金流波动明显收窄。

来源：ApexInsight 基于本报告六维证据综合整理。

上述风险并非彼此独立。上游投资下降会先压低作业量和订单，再通过设备利用率、服务价格、人员效率与营运资本放大为利润和现金流压力；若企业同时具有高杠杆、老旧资产或单一地区暴露，结构性风险会进一步转化为减值和流动性问题。因而，GISR 4 级应理解为多项风险之间存在正反馈，而不是六个维度的简单平均。

缓释因素也具有条件性。长期合同只有在价格、成本调整、取消补偿和客户信用条款有效时才提供保护；订单积压只有在项目按期执行且利润率可兑现时才构成现金流可见度；技术壁垒只有在能够持续减少非生产时间、降低总井成本或提高采收率时才形成定价权。报告不会把合同期限、订单金额或专利数量机械视为低风险。

未来 GISR 复核应同时观察需求、供给和财务三个层面：需求端关注实际上游投资、最终投资决定和井活动；供给端关注可营销钻机、压裂作业队、设备交期和退役；财务端关注有机收入、订单利润率、自由现金流、资本开支和净债务。只有这些指标持续改善并跨越一次下行周期，才足以支持结构性风险下调。

第 3 章 行业结构、价值链与商业模式

3.1 产业链结构

油田服务与能源设备位于资源所有者和油气生产之间。需求端包括国际石油公司、国家石油公司、独立 E&P 和非常规运营商；供给端上游投入包括钢材、合金、弹性体、电子元件、化学品、软件、专业人员、船舶和物流；行业自身将这些投入转化为井筒、设备和现场执行能力；最终价值由油井是否安全、按期、按预算实现商业产量决定。

风险传导的起点通常不是服务商自身，而是客户资产经济性。油价、气价、税费、国家政策和融资条件改变客户现金流及资本预算；资本预算进一步决定勘探、最终投资决定、钻机和完井活动；作业量影响设备利用率、服务价格和人员需求；利用率和价格共同决定利润率、自由现金流、资产减值和供应商信用质量。长周期海底项目和设备积压能够延迟传导，但也会把风险转化为设计变更、交付延期、成本升级和应收款。

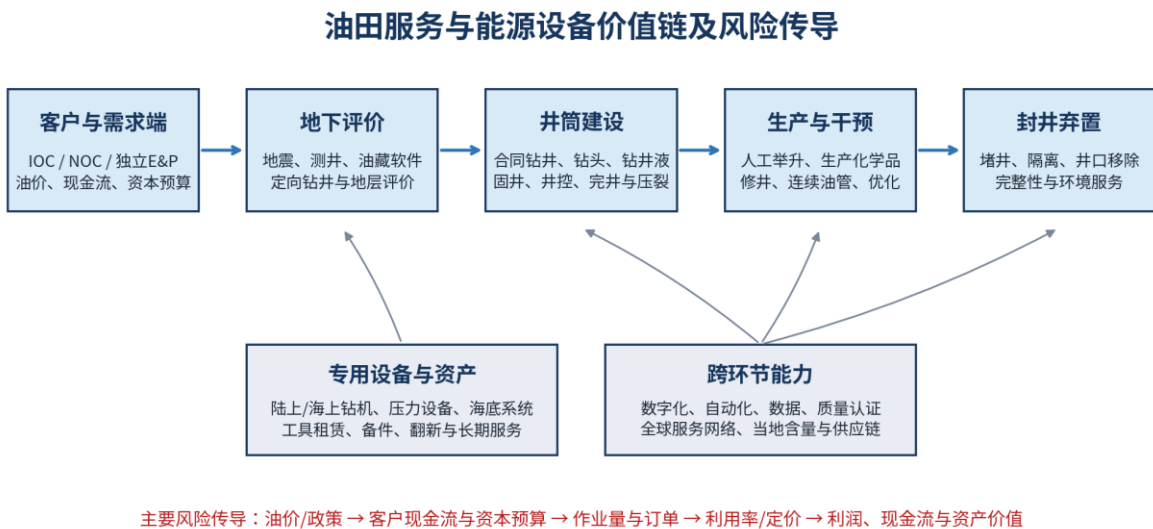


图 3 油田服务与能源设备价值链及风险传导

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；类型：业务与风险传导框架

来源：行业分类 ([11][12][14][15][16][13])、公司监管文件 ([22][23][17][29][18][32])；ApexInsight 整理。

核心结论：行业价值不只来自“设备数量”，还来自跨环节技术、质量认证、全球网络和作业可靠性；风险则从客户预算传导至利用率、定价和资产价值。

配套服务与替代方案需要谨慎界定。运营商可以自建部分钻井、油藏和维护能力，也可以采用总包、项目管理或分包模式；设备可购买、租赁或以服务方式获得；数字化能够替代部分现场人员和重复作业，但也提高对软件、数据和网络安全依赖。上游内部自营活动不计入第三方市场收入，却会影响外包比例和服务商可获得市场。

3.2 核心产品与服务体系

地下评价和井筒技术的利润来源通常是知识、数据和工具性能，而不是原材料本身。高端测井、随钻测量和定向钻井设备需要在高温、高压和强振动环境持续工作，工具失效可能导致昂贵的非生产时间。因此客户认证、可靠性、维修网络和技术数据形成黏性；收入通常按井、按工具天数或项目收费，资产强度中等但研发和人才投入较高。

合同钻井和压力泵送以资产运营为主。收入取决于日费率、合同覆盖、利用率、作业效率和附加服务；成本包含船员、维护、燃料、保险、动员和折旧。短期供给难以灵活收缩，形成较高经营杠杆。海上钻井合同期限通常长于北美陆上，但设备升级和船厂资本开支更大，老旧资产还可能在低迷期失去经济价值。

设备与海底系统介于制造和项目服务之间。井口、采油树、管汇、压力控制和海底控制系统可能采用设计—制造—测试—交付—安装支持—长期服务链条，订单转收入需要数季至数年。项目积压提高收入可见度，但原材料、工程变更、客户延迟、供应链长交期和里程碑回款会占用营运资本。TechnipFMC 2025 年末总积压约 165.7 亿美元，相当于当年收入约 1.67 倍，说明长周期海底系统与现场油服的收入节奏不同（[18]）。

生产服务和油田化学品与在产井基数更相关。人工举升、生产优化、流量保障和化学品需要持续维护和补充，通常具有重复收入和客户嵌入性；但成熟资产出售、停产、价格压降和客户自营仍会削弱稳定性。数字业务可采用许可、订阅、专业服务和按成果收费，毛利潜力和资本效率较高，但数据所有权、系统集成、网络安全和客户集中构成新风险。

3.3 主要商业模式

表 6 主要商业模式的结构特征

商业模式	收入来源	成本结构	利润来源	现金流特征	周期敏感性	主要风险
资产持有运营型	日费率、按井/作业量	船队、折旧、人员、维护、保险	高利用率和日费率	回款随合同；资本开支大	很高	利用率、债务、减值和合同取消
现场技术服务型	按井、工具天数、综合服务	研发、工具资产、人员和全球网络	技术溢价、作业效率	营运资本中等；较少大型固定资产	中高	作业量、人才、工具可靠性和价格竞争
设备销售/项目型	设备销售、项目里程碑	材料、制造、工程、库存	技术、规模采购和项目执行	订单先行，现金流受预付款和里程碑影响	中高	成本升级、延期、质量和积压转化
租赁与售后型	租金、备件、维护和翻新	工具池、维修基地和库存	资产周转、网络和客户黏性	相对经常性，但需持续更新资产	中等	利用率、坏账、残值和技术淘汰
长期生产服务型	用量、月费、长期服务	现场团队、化学品、举升设备	在产井基数和嵌入式关系	重复收入较强；库存和应收仍重要	中低至中等	客户停产、压价、原料和环境规则
数字/订阅型	许可、订阅、专业服务、按成果	研发、云、数据和人才	软件规模效应、数据和工作流锁定	资本强度低，递延收入可能改善可见度	中低	技术替代、网络安全、客户整合和数据权利

来源：公司法定披露（[22][23][17][29][18][32]）；ApexInsight 整理。

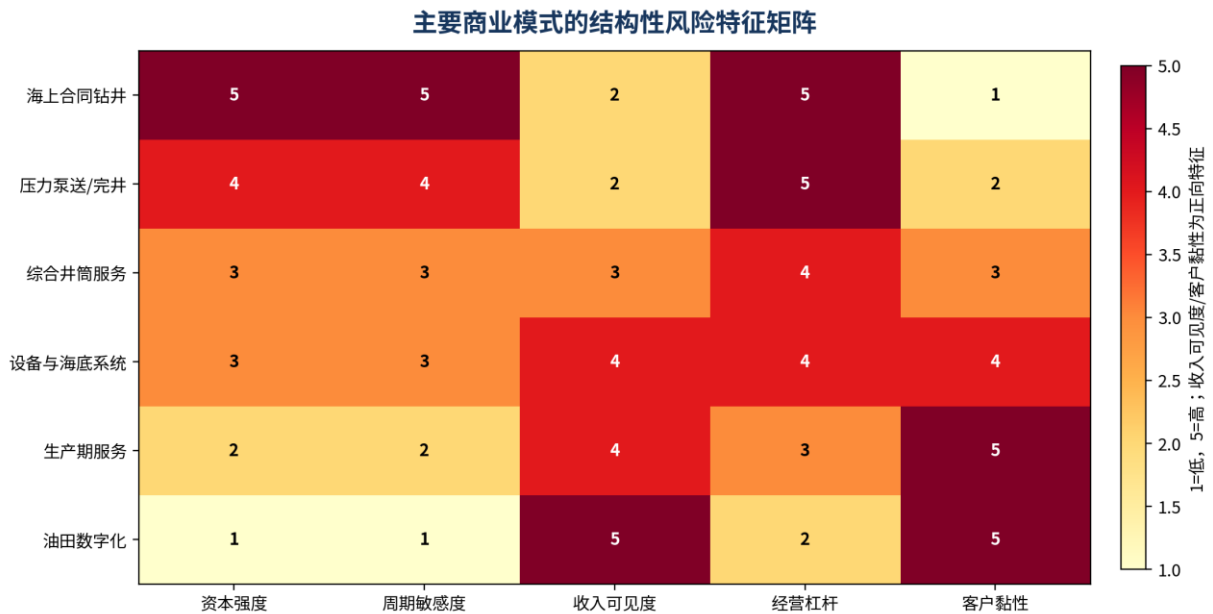


图 4 主要商业模式的结构性风险特征矩阵

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；单位：1—5 级分析尺度

来源：ApexInsight 基于公司业务和风险披露（[22][23][17][29][18][32]）整理；非外部统计评分。

核心结论：重资产合同钻井和压力泵送在资本强度、周期敏感度和经营杠杆上最高；生产期服务和数字业务具有更好的收入可见度或客户黏性，但仍不能脱离上游客户预算。

3.4 行业参与者类型

全球综合油服龙头能够同时提供地下评价、井筒建设、完井、生产系统、数字和项目管理，优势来自技术组合、全球网络和与大型客户的长期关系。SLB、Halliburton 和 Baker Hughes 是可观察样本中的代表，但三者组合不同：SLB 国际和数字业务更突出；Halliburton 北美完井与生产暴露较高；Baker Hughes 需要把 OFSE 与其工业与能源技术分部区分（[22][23][17]）。

专业化企业在单一技术或资产中建立壁垒，例如海底系统、井口压力设备、钻头、人工举升、生产化学品、数据软件或特定地区钻井。专业化有利于形成技术深度和较高份额，但客户、产品和地区集中度往往更高。重资产钻井承包商还可能承担显著债务和资产残值风险；轻资产软件和专业服务商则更依赖人才、知识产权和续约。

区域和中小企业通常具备本地关系、成本、语言、人员调度和当地含量优势，服务于陆上常规作业、维护、物流和低规格设备。其进入技术门槛较低，但融资、客户集中、付款周期和安全体系更脆弱。NOC 关联或有服务商可能获得本国市场和长期计划支持，同时面临政策目标、效率、治理和跨境扩张风险。

上下游一体化并不意味着运营商自营会完全替代第三方。大型运营商保留项目管理、油藏和采购能力，但高端工具、钻井资产、海底系统和专业人员仍普遍外包。外包比例会随周期变化：低迷期客户强化采购和内部协调，服务商承担更多效率和价格压力；高景气期设备和人才紧张又可改善供应商议价能力。

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

本报告将核心市场规模定义为：报告期内第三方向油气上游客户提供合同钻井、核心油田服务、专用设备、工具、耗材、租赁、海底和地面生产系统以及油田专用数字产品所确认的外部收入。运营商内部人工和自营成本、矿权收购、并购、融资、一般基础设施、通用工业设备以及中下游支出均排除。名义美元用于报告当年规模，跨期分析应同时以 2025 年不变价美元呈现。

截至 2026 年 7 月 26 日，没有可免费审计的全球原始数据库完整覆盖上述边界。IEA 上游油气投资是最权威的需求侧锚，但其方法学衡量形成或维持产量资产的资本开支，并明确排除运营费用、研发、融资、并购和公开市场交易；因此不能直接视为油服收入。生产化学品、修井和维护等部分行业收入又可能计入运营商 Opex ([33])。

表 7 市场规模三角验证路径

估计路径	定义	优点	主要缺陷	本报告处理
需求侧上游投资	运营商形成或维持油气产量的资本开支	全球长期序列、可解释周期	包含内部工程和非油服资产；排除部分 Opex	作为需求锚和上限，不直接称市场规模
供给侧公司收入	企业相关分部外部收入	可审计并可衔接利润和现金流	私营、国有和地区公司缺失；分部边界不一	构建可观察样本并抵销内部销售
活动量×单价	钻机、井数、完井、平台天数、设备交付乘单位价格	可拆分量价和地区驱动	全球单价和井活动碎片化	用于区间验证，不制造伪精确值

来源：IEA 投资方法学及公司披露 ([20][33][22][23][17][29][18][32])；ApexInsight 整理。

需求侧数据表明市场环境在 2024—2026 年并非一致上行。IEA 估计 2024 年全球上游油气投资约 5700 亿美元，较 2023 年增长约 7%；2025 年预计略低于 5700 亿美元并下降约 4%，上游油投资下降约 6%，而天然气田投资大致持平 ([26][27])。2026 年全球总能源投资预计达到 3.4 万亿美元，但该总量包括电力、清洁能源和其他能源领域，不能用于推算油服市场 ([20])。

供给侧可观察样本显示不同业务方向明显分化。2025 年 SLB 收入 357.08 亿美元、Halliburton 221.84 亿美元、Baker Hughes OFSE 143.24 亿美元、TechnipFMC 99.33 亿美元、NOV 87.44 亿美元、Transocean 合同钻井收入约 36.95 亿美元，合计约 945.9 亿美元 ([22][23][17][29][18][32])。该合计不能称为全球市场规模，因为缺少大量私营、国有、地区和专业化供应商，也包含不同程度的数字、工程和项目收入。

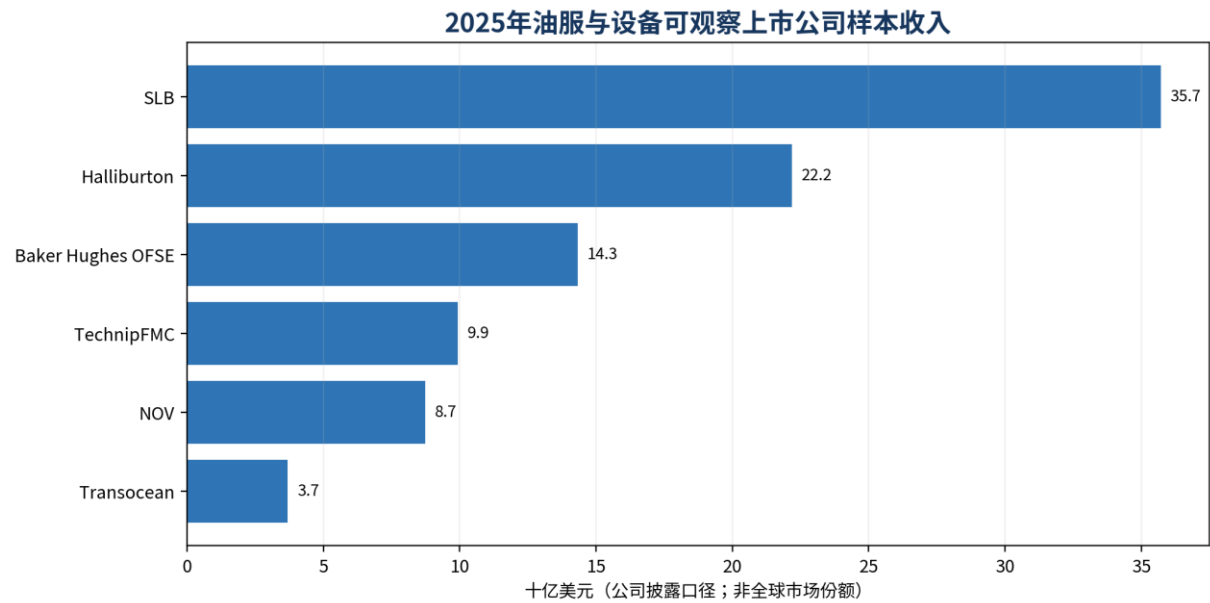


图 5 2025 年油服与设备可观察上市公司样本收入

数据期间：2025 财年；地域：全球公司；单位：十亿美元；定义：公司或相关分部披露收入

来源：公司法定披露 ([22][23][17][29][18][32]) ；ApexInsight 整理。

核心结论：样本呈现大型综合油服、设备、海底系统和海上钻井的量级，但只能用于可观察供给和公司比较，不能据此计算全球市场份额。

4.2 需求驱动因素

长期需求由油气终端需求、现有油田递减、资源替代、国家能源安全和开发复杂度共同决定。IEA 指出，2019 年以来年度上游投资中接近九成用于抵消现有油气田的产量下降，而非满足需求增长 ([1])。这使行业需求具有“维持性”：即使终端需求停止快速增长，运营商仍需钻井、修井、人工举升、生产优化和设备更换以维持供应。

周期性需求由油价和气价、运营商现金流、资本回报门槛、融资条件、库存和成本通胀驱动。北美独立 E&P 通常能够较快调整钻井预算；大型深水 and LNG 关联项目的审批与执行更长，受项目经济性、政府条款和供应链能力约束。运营商并购会造成短期预算整合和作业效率提高，可能使产量不下降但服务采购减少。

事件型冲击包括疫情、战争、制裁、飓风、设备事故、劳动力限制和政策变化。事件可能同时作用于需求与供给：高油价本可提高投资，但冲突也可能迫使人员撤离和作业中断；甲烷和封井规则增加客户成本，同时形成检测、修复和 P&A 服务需求。2026 年中东扰动导致 SLB 和 Halliburton 部分地区收入下滑，而北美和欧洲/非洲活动改善，体现地区分化 ([5][6])。

数字化和效率是双向驱动。自动化、远程运营和更长水平段能够提高单台钻机产出，减少低价值重复作业；同时，高复杂度井、实时数据和生产优化增加高端工具、软件和数据服务价值。需求增长因而不应仅看钻机台数，而应结合井深、水平段、完井阶段、海上水深、设备规格和每口井服务强度。

4.3 供给、产能与利用率

油服行业不存在单一“产能”指标。合同钻井的供给能力由可营销钻机和平台、规格、所在地区、合同状态与人员决定；压力泵送由有效活跃马力和作业队决定；设备由制造工位、关键部件、测试能力和供应链交期决定；技术服务由工具池、工程师、数据和维修网络决定。不同能力不能简单相加。

Baker Hughes 统计提供最长期一致的活动代理。全球可统计活跃钻机年均数量从 2007 年的 3,116 台升至 2014 年的 3,578 台，2016 年降至 1,593 台，2019 年恢复至 2,177 台，2020 年再降至 1,351 台，2023 年回升至 1,814 台 ([19])。截至 2026 年 7 月 24 日，美国活跃钻机 587 台、加拿大 204 台；2026 年 6 月国际钻机 1,073 台。国际口径不覆盖俄罗斯、里海、伊朗、苏丹、古巴、朝鲜和中国陆上等市场，沙特自 2024 年又采用包括部分作业和动员钻机的“operating rigs”口径，故不能直接视为全球总产能 ([4][28])。

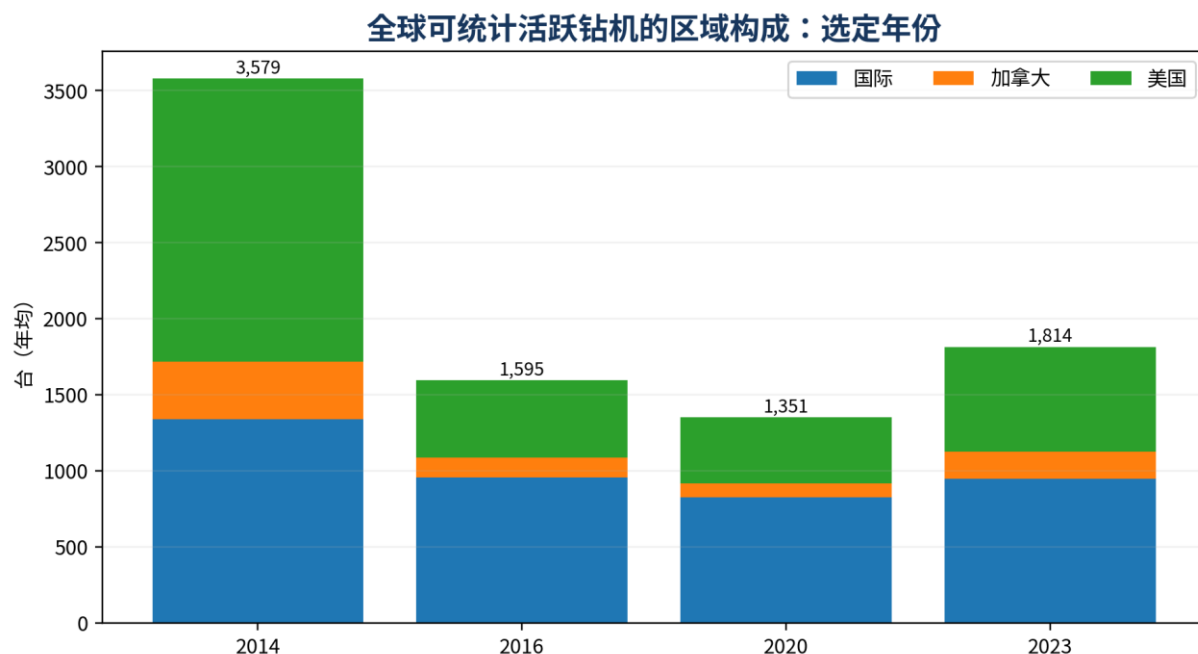


图 6 全球可统计活跃钻机的区域构成：选定年份

数据期间：2014、2016、2020 和 2023 年；地域：Baker Hughes 覆盖市场；单位：台（年均）

来源：Baker Hughes, Worldwide Rig Count Historical Data ([19])；ApexInsight 整理。

核心结论：美国钻机在页岩扩张和收缩中贡献最大波动；国际市场相对平滑但同样在 2015—2016 年和 2020 年下行。区域结构决定不同服务商的周期速度和议价能力。

供给扩张和退出周期不对称。陆上设备可以相对较快新增或翻新，但人员、供应链和客户认证仍需要时间；深水钻井船和海底设备的设计制造周期更长，投入金额更大。低迷时设备可冷叠、热叠或退役，但维护、再激活和债务成本持续存在，退出壁垒较高。局部高规格设备短缺可以与整体低端设备过剩并存。

库存对设备商比现场服务商更重要。原材料、在制品和长交期零部件需要在订单转化前投入；若客户延期或技术规格变化，存货和营运资本风险上升。相反，积压订单和预付款可以锁定未来工作。TechnipFMC 2025 年末积压显著高于年度收入，而 Baker Hughes OFSE 2025 年末剩余履约义务约 35 亿美元，说明产品组合决定可见度和资金占用 ([17][18])。

4.4 定价机制

合同钻井主要按日费率定价，价格取决于平台规格、地区、可营销供给、合同期限、动员和客户信用。利用率提高通常先吸收闲置供给，随后才推动新签日费率；长期合同保护近期收入，但也可能在上行期锁定较低价格。合同取消、不可抗力、停工和升级责任决定名义日费率能否转化为现金流。

井筒服务和完井业务通常通过招投标、按井、按阶段、按工具天数或综合服务包收费。客户会将价格与作业效率、安全、非生产时间和总井成本比较。基础服务在过剩期易发生价格竞争；高端工具和综合解决方案可通过减少钻井天数或提高产量获得价值定价。材料和燃料的成本转嫁取决于合同指数、重定价频率和客户议价。

设备和海底项目采用固定价格、成本加成、里程碑或混合合同。固定价格合同在原材料、工程变更和延误期风险最高；成本加成降低供应商成本风险，但客户通常强化审计和上限。长期服务、备件和翻新具有更高价格黏性，但客户可能通过框架采购、标准化和第三方维修降低供应商锁定。

2025 年美国油气田机械 PPI 全年同比上升约 1.3%，显示设备价格仍在上行但幅度有限；该指标是美国制造商价格代理，不能代替全球服务价格（[34]）。报告判断价格权必须结合公司实际价格实现、订单利润率、利用率和投入成本，不能仅凭 PPI。

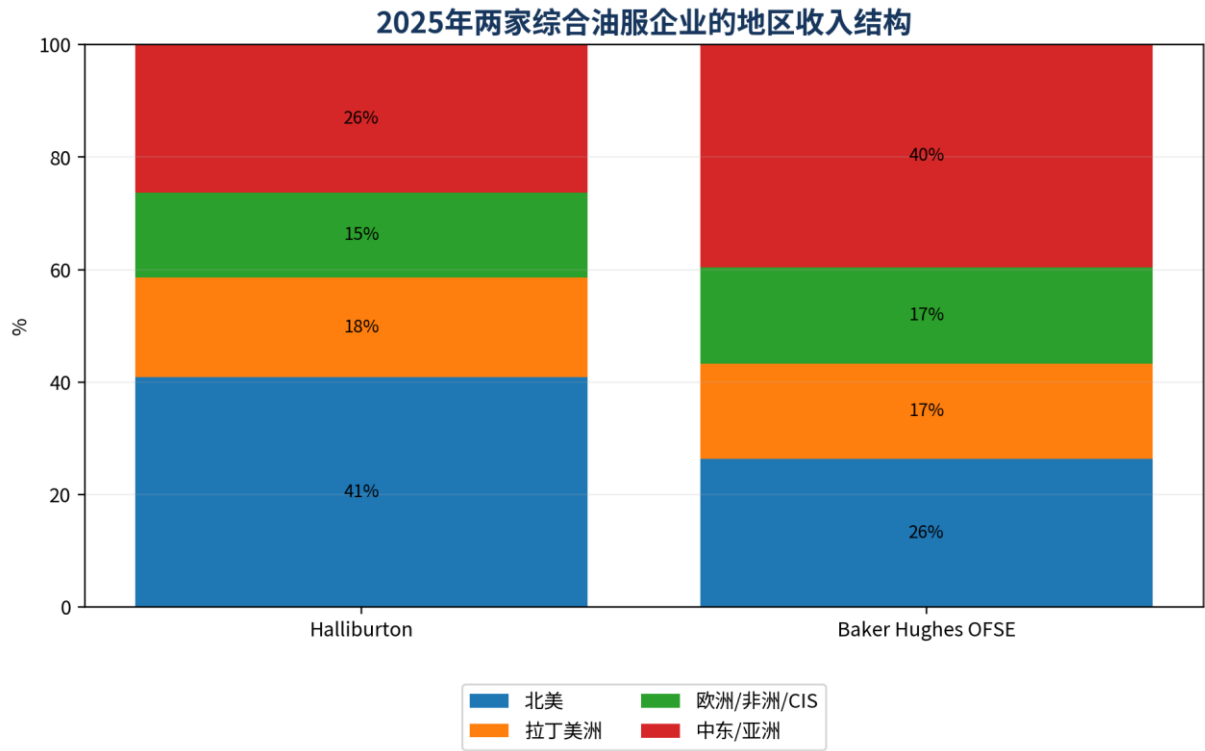


图 7 2025 年两家综合油服企业的地区收入结构

数据期间：2025 财年；地域：公司披露地区；单位：收入占比

来源：Halliburton 2025 Form 10-K ([23])；Baker Hughes 2025 Form 10-K ([17])；ApexInsight 计算。

核心结论：Halliburton 北美暴露更高，Baker Hughes OFSE 中东/亚洲占比更高；同一行业内的地区组合会改变周期速度、客户结构和地缘风险。

第 5 章 竞争格局与行业集中度

5.1 行业集中度

全球行业集中度不能由少数上市公司收入直接计算。行业边界跨越服务、合同钻井、设备、海底系统、区域专业商和国有供应商；大量企业不披露分部收入，且龙头之间存在采购、转售和项目合作。R2 因此不发布“全球 CR3、CR5、CR10 或 HHI”的伪精确值，而报告可观察样本内部的集中度，仅用于说明样本构成。

表 8 可观察大型公司样本集中度（非全球集中度）

指标	结果	定义	限制
样本收入总额	94.6 十亿美元	六家可观察上市公司或相关分部收	不代表全球市场规模

指标	结果	定义	限制
		入合计	
样本 CR3	76.3%	SLB、Halliburton、Baker Hughes OFSE 占样本收入	只反映所选样本
样本 CR5	96.1%	再加入 TechnipFMC 和 NOV	样本有意选择大型企业，天然偏高
样本 HHI	2416	按六家样本收入份额平方和×10,000	不可称全球 HHI

来源：公司法定披露 ([22][23][17][29][18][32]) ； ApexInsight 计算。

样本 CR3 约 76.3%、CR5 约 96.1%、HHI 约 2,416，但这些数值只说明所选大型公司样本中 SLB、Halliburton 和 Baker Hughes 的量级较大。样本没有纳入大量陆上钻井、压裂、区域服务、国有油服、海工和化学品企业，也没有统一产品边界，因此不得用于监管意义或全球竞争程度判定。

子行业集中度差异比总体数字更有意义。全球综合油服、高端测井和部分海底系统由少数技术和网络型企业主导；海上钻井在资产退役和重组后集中度提高，但仍受平台规格和地区分割；北美压力泵送和区域服务虽经历整合，供给和客户仍会因盆地与作业队分散；低端设备和维护市场更本地化。

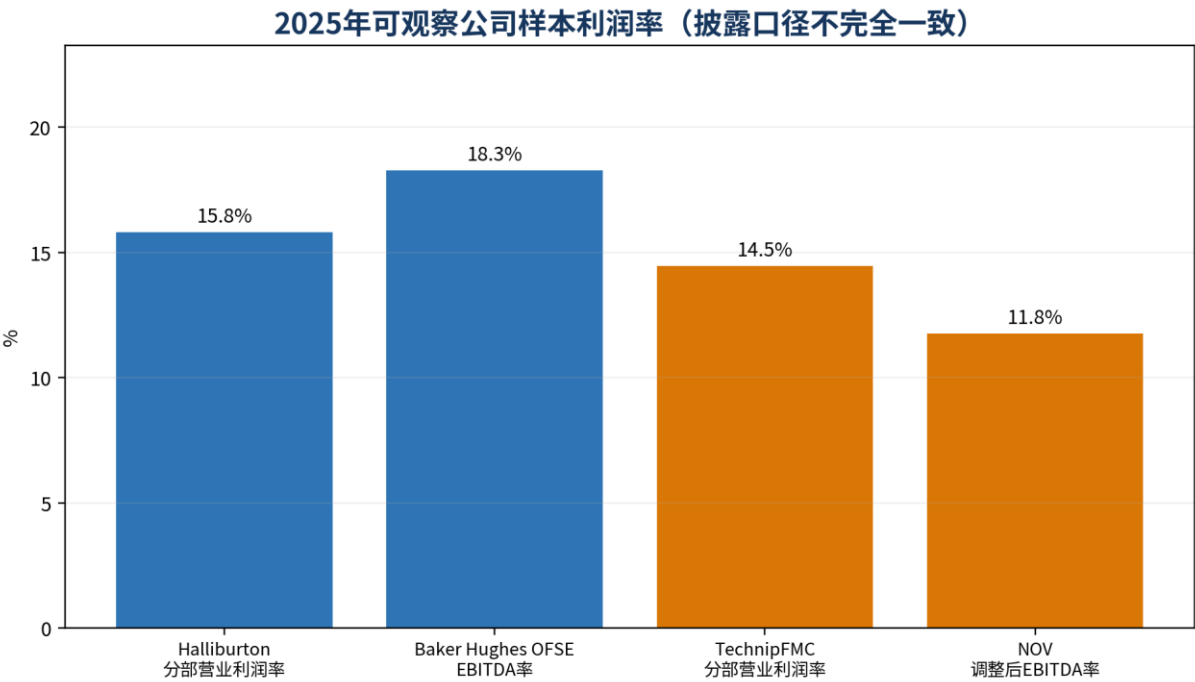


图 8 2025 年可观察公司样本利润率

数据期间：2025 财年；地域：全球公司；单位：%；定义：Halliburton 和 TechnipFMC 为分部营业利润率，Baker Hughes OFSE 和 NOV 为披露 EBITDA 率

来源：公司法定披露 ([23][17][29][18]) ； ApexInsight 计算。

核心结论：同属油服与设备的企业样本利润率仍有明显差异；会计口径、产品组合和订单结构不同，禁止将单一龙头利润率作为全行业水平。

5.2 进入壁垒

资本壁垒在海上钻井、压力泵送、制造和海底系统最显著。高规格钻井船、平台、压力设备和测试设施需要巨额前期投入；周期低迷时二手资产价格可能下降，但再激活、认证、人员和维护成本仍限制新进入者。资本本身并非持久优势，只有在规格、可靠性、合同覆盖和低成本资产负债表共同存在时才形成有效壁垒。

技术和知识产权壁垒来自井下工具、材料、控制系统、软件和数据。高温高压、深水和复杂地层要求长期研发和现场验证；客户通常通过认证、试井和供应商名单控制准入。API 和 ISO 体系、海上 SEMS 以及企业内部质量标准使合格记录成为累积资产（[24][2][3]）。

规模和网络壁垒表现为全球工具池、维修基地、备件库存、工程师调度和跨产品协同。大型客户希望在多个国家获得一致的安全、数据和合同管理能力，综合油服龙头因此能够参与大型框架协议。区域企业仍可凭当地含量、低成本和政府关系进入本地市场，但跨境扩张需要合规、融资和供应链能力。

人才、数据和客户关系是轻资产领域的主要壁垒。油藏、钻井和生产软件需要专业模型、历史数据与客户 workflow 集成；一旦嵌入日常决策，切换成本较高。但通用云平台、人工智能和客户自研也可能降低传统软件供应商壁垒，数据所有权和互操作性成为竞争焦点。

5.3 竞争方式

行业竞争不只是报价。客户通常综合评估安全、非生产时间、设备可靠性、作业效率、人员能力、技术性能、当地含量、响应速度、财务能力和总井成本。低风险、标准化作业更容易价格化；深水、高压高温和复杂完井更重视可靠性和技术。

规模企业通过捆绑销售、全球框架协议、数字平台和项目管理扩大客户份额；专业企业通过单项技术性能和快速创新竞争；区域企业通过成本、关系、现场响应和本地人员竞争。客户会采用多供应商策略避免依赖，也会通过标准化工具和招标压缩差异化。竞争优势因此需要在技术价值与可验证经济结果之间建立联系。

合同期限改变竞争速度。短期陆上服务可在每轮招标重新定价，价格波动快；多年海上和设备合同使竞争集中在合同签订和项目执行节点。长期合同并非无风险：若供应商低估成本，收入可见度反而锁定低利润；若客户取消或延迟，人员和制造资源会被占用。

5.4 行业整合与退出

行业整合主要通过四种方式发生：综合油服并购技术和生产服务以提高经常性收入；设备商通过组合整合扩大订单和售后；钻井商在破产或债务重组后合并船队；区域企业通过当地合作和合资满足市场准入。并购可以提高规模、采购和全球覆盖，但也可能增加商誉、整合、客户流失和反垄断风险。

2025 年 SLB 收购 ChampionX 显著扩大生产化学品、人工举升和北美生产服务，并在 2026 年收入比较中形成明显并购效应（[5]）。这类交易能够降低对一次性钻井活动的依赖，但也使历史收入和利润序列需要备考口径。报告增长若不剔除收购，会高估当前行业内生需求。

退出壁垒与资产专用性相关。低端设备可以出售、转租或转用于部分其他工业场景；高规格钻井船、专用制造设施和定制海底设备很难无成本转用。低迷期常见冷叠、资产减值、破产重组和人员流失；供给退出改善下一轮定价，但再激活成本和供应链瓶颈又可能造成局部短缺。

垂直一体化同时来自运营商和服务商。运营商可能内部化油藏、采购和项目管理，减少对第三方的一般服务依赖；服务商则向数字、项目管理、生产优化和长期资产绩效扩展。真正的竞争边界因此是“谁承担并管理作业和绩效风险”，而不仅是制造或服务标签。

第 6 章 行业经济性、盈利与现金流特征

6.1 收入模式与稳定性

油田服务与能源设备收入的确认方式取决于业务是否以作业时间、完成工作量、设备控制权转移或长期项目履约为核心。合同钻井通常按有效作业日和合同日费率确认收入，停机、维修、天气和客户暂停可能降低收入效率；现场服务多按井、阶段、工具天数或完成里程碑确认；设备销售在控制权转移时确认；海底和一体化项目可按履约进度确认；数字业务则可能采用订阅、许可、专业服务或按成果收费。不同模式的“已签合同”并不具有相同现金流保护（[22][23][17][18][32]）。

短周期收入主要由北美陆上钻井、完井和压力泵送构成。客户能够在数周至数月内调整钻机和完井计划，服务价格与利用率对预算变化反应快。长期合同主要集中于高规格海上钻井、海底生产系统、部分国际综合项目和长期设备服务。长期合同提高未来收入可见度，但如果合同未包含成本调整、动员补偿、最低工作量和取消赔偿，仍可能出现“有积压、低利润”或“有合同、低现金”的情况。

经常性收入主要来自在产井服务、人工举升、生产化学品、维护、备件、工具租赁和软件订阅；非经常性收入包括新井建设、设备大单、重大海底项目和一次性动员。生产期业务通常比勘探和新井建设稳定，但油田出售、停产、客户压价和成熟资产退出仍会削弱其防御性。SLB 自 2025 年第三季度起将 Digital 单列，表明大型综合油服正在提高软件和数据业务的可见度，但数字业务仍依赖客户上游 workflows 和资本纪律（[22]）。

地区和产品组合决定收入周期。国际与 NOC 业务具有较长预算周期和本地化要求，北美独立 E&P 更快响应价格；海底设备依赖项目批准和积压转化，海上钻井依赖船队规格和合同覆盖；低端设备和基础施工更易价格竞争。2026 年二季度 SLB 报告收入同比增长 5%，但剔除 ChampionX 并购后内生收入同比下降 5%，说明报告增长、并购增长和行业景气不能混用（[5]）。

表 9 主要商业模式的经济性与风险特征

商业模式	收入确认/收费	成本结构	利润来源	现金流特征	周期敏感性	主要脆弱点
海上合同钻井	有效作业日×日费率；动员和附加服务	船员、维修和折旧高度固定；燃料、港口部分可转嫁	高利用率、高规格资产稀缺和合同覆盖	回款通常按月；新造/升级资本开支巨大	很高	停机、取消、再激活、残值和再融资
北美陆上钻完井	按井、阶段、泵送量或作业队	人员和设备半固定；砂、水、燃料较变动	量价、作业效率和设备差异化	应收和备件占用；资本开支可较快收缩	很高	客户预算快速调整、产能过剩、价格压缩
国际综合服务	按井、服务包、项目或绩效	全球网络、人才、工具和本地化基地	技术、执行和跨产品协同	项目结算和税务复杂；可有预付款	中高	动员、付款、汇率、制裁和项目执行
设备/海底项目	设备交付或履约进度	材料、工程、制造和供应链	订单积压、技术认证和项目管理	在制品、合同资产和里程碑回款显著	中等但滞后	成本升级、客户延期、质量和积压利润率
生产期服务	用量、月费、长期	现场团队、化学品	在产井基数、转换	较重复；库存与客	中低至中等	成熟资产退出、原

商业模式	收入确认/收费	成本结构	利润来源	现金流特征	周期敏感性	主要脆弱点
	服务和备件	和工具池	成本和服务网络	户信用仍重要		料、环保和客户压价
数字/订阅	许可、订阅、云服务和专业服务	研发、人才、云和网络安全	规模效应、数据和工作流嵌入	递延收入和预收可能改善转换	较低但非独立	续约、网络安全、数据权利和技术替代

来源：公司法定披露 ([22][23][17][18][32]) ； ApexInsight 整理。

6.2 成本结构

固定成本集中在资产折旧、船员和专业人员、维修基地、软件研发、保险和最低运营组织。海上钻井平台即使闲置仍需保有、检验、保险和最低船员；压力泵送和工具资产在低利用率时也会发生维护和折旧。设备制造企业的工厂、工程和质量体系同样具有半固定性质。固定成本导致收入下降对利润率形成放大效应，而关闭基地、冷叠资产或裁员又会带来重组和再激活成本。

变动成本包括钢材、油管、合金、支撑剂、燃料、化学品、第三方物流、临时人员和按项目采购的零部件。原材料能否转嫁取决于合同期限和调价条款。短周期服务可以较快重新报价，但竞争激烈时难以完全转嫁；长周期设备项目若能在成本上涨前定价，则可能在订单执行期出现利润侵蚀。TechnipFMC 披露 2025 年末约 29 亿美元采购义务，其中超过 93%为短期并主要用于履行客户订单，体现项目型业务在收入确认前已承担供应链和营运资本承诺 ([18]) 。

人工同时具有固定和稀缺属性。井控、随钻、海底、动态定位、维修和数据工程人员需要长期培训和客户认证；低迷期裁员可降低成本，但复苏时再招聘和训练可能限制供给并推高工资。跨境业务还承担签证、轮班、营地、安全和人员撤离成本。研发通常在综合油服、井下工具、海底系统和数字业务中更重要，其经济回报取决于技术是否降低总井成本、非生产时间或排放，而非单纯专利数量。

合规、融资和租赁成本在不同模式中差异显著。设备认证、质量审核、海上安全管理、甲烷监测、出口控制和当地含量需要固定体系支出；重资产企业承担利息、担保、保险和租赁负债；项目企业承担保函、履约保证、预付款保证和汇率风险。低迷期利率与信用利差上升会与经营现金流下降同时发生，放大再融资风险。

6.3 利润率和盈利波动

行业不存在统一的全球利润率。公司披露使用毛利率、营业利润率、分部税前利润率、调整后 EBITDA 率和项目利润率等不同口径。R2 已展示 2025 年四家可观察样本利润率约 11.8%—18.3%，但该范围混合营业利润与调整后 EBITDA，不能作为全球行业均值或直接排名 ([23][17][29][18]) 。本章更重视跨周期方向和现金转换。

长期序列显示收入恢复通常慢于作业量反弹。以 2014 年为 100，SLB 收入指数在 2016 年降至 57、2020 年降至 49、2025 年恢复至 74；Halliburton 同期分别降至 48、44 并恢复至 67。2014—2016 年两家公司收入分别下降 42.8%和 51.7%，2019—2020 年分别下降 28.3%和 35.5% ([35][36][37][38][39][40][22][23]) 。这些数据是大型综合油服样本，不代表所有子行业，但证明两轮下行可对收入基数造成长期影响。

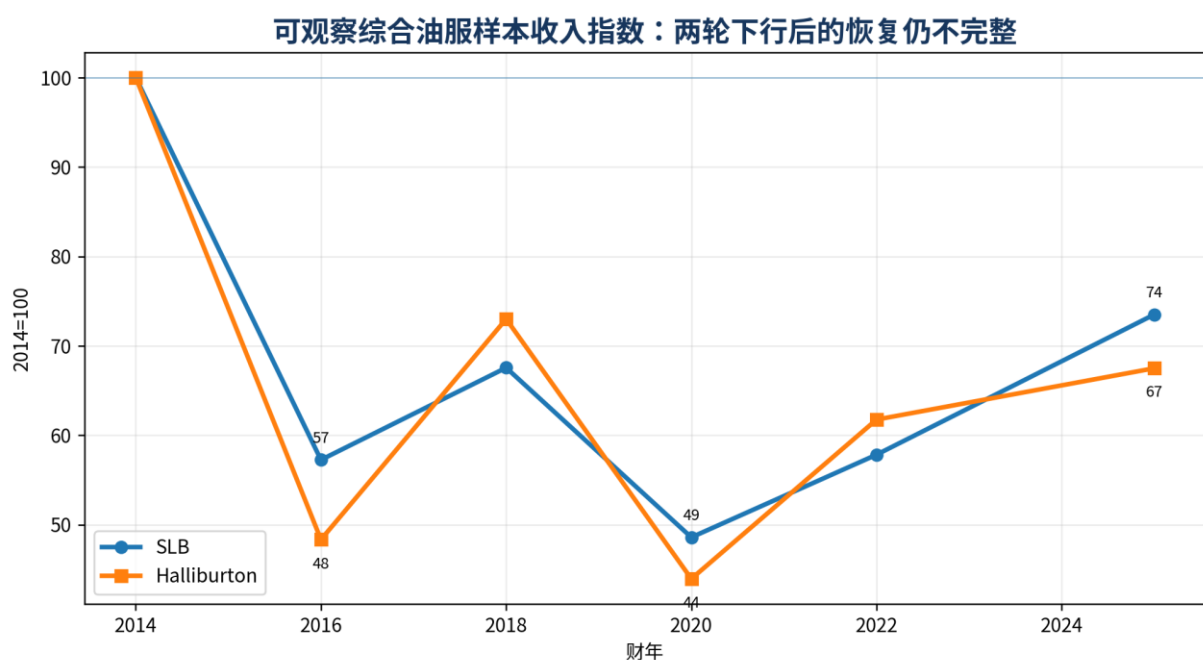


图 9 可观察综合油服样本收入指数：两轮下行后的恢复仍不完整

数据期间：2014、2016、2018、2020、2022 和 2025 财年；地域：全球公司；单位：2014=100

来源：SLB 及 Halliburton 法定披露 ([22][23][35][36][37][38][39][40])；ApexInsight 计算。

核心结论：2014—2016 和 2020 两轮冲击均造成大幅收入收缩；截至 2025 年，名义收入仍未回到 2014 年水平，反映产能退出、组合变化、效率提升和行业规模重构。

利润率下行通常由利用率下降、价格压缩和闲置成本同时驱动。2016 年 Halliburton 营业亏损约 67.8 亿美元，其中包含资产减值、重组以及未完成交易相关项目，不能视为常态经营利润；2020 年营业亏损约 24.4 亿美元，也受减值和重组影响 ([38][39])。历史极端值说明会计减值是重资产和并购型行业的周期放大器，分析正常化利润时必须单列。

龙头与中小企业差异主要来自技术组合、地区多元化、采购规模、资产质量和融资能力。大型企业能够通过国际项目、数字、生产期服务和资本市场缓冲单一区域下行；中小企业可具有成本和响应速度优势，但更容易受单一客户、应收账款、设备抵押和关键人员影响。地区差异则由客户类型、合同期限、当地含量和支付环境决定。

6.4 营运资金与现金转换

现场服务通常在完成作业后开票，应收账款取决于运营商验收、票据流程、税务、外汇和争议处理。NOC 和政府关联客户可能提供较长项目可见度，但付款周期、预算审批和本币限制可能延长。Halliburton 在 2020 年末对委内瑞拉主要客户的应收款维持全额信用损失准备，说明主权、外汇和客户风险可以直接转化为行业营运资本损失 ([39])。

设备和海底项目更易形成存货、在制品和合同资产。企业需提前采购长交期材料、完成工程设计和测试，再按里程碑收款。客户变更或项目延迟会把收入可见度转化为现金占用；相反，预付款、进度款和供应商信用能够降低资金需求。订单积压不能替代现金流分析，必须同时审查合同资产、存货、预收款、采购义务和实际回款。

季节性来自北美加拿大春融、冬季天气、海上飓风季、客户年度预算和年底采购结算。现金转换还受税款、奖金、利息、船厂付款和设备大修影响。单季自由现金流可能因营运资本释放而显著高于利润，也可能因库存和应收扩张而弱于利润，因此不应将一个季度的现金转化率外推至完整周期。

客户信用管理应至少覆盖客户生产和现金成本、债务到期、对冲、国家和外汇限制、合同争议、付款历史与集中度。对服务商而言，坏账风险往往在油价下跌后滞后出现；对设备商而言，取消、延期和重新谈判可能先反映在积压和合同资产，再进入收入或减值。

6.5 资本密集度与自由现金流

资本密集度从软件和专业技术服务的较低水平，延伸至工具池、制造设施、压裂设备和海上钻井船的极高水平。维持性资本开支用于更换磨损工具、法定检验、船级维护、设备大修和信息系统；扩张性资本开支用于新造、升级、制造扩能和收购后整合。两者在公司披露中经常未完全分开，压力测试需要根据资产年龄和利用率重新估计。

资产寿命与技术寿命并不相同。钻井船船体可以使用数十年，但井控、动态定位、排放、自动化和客户规格升级可能使老资产在物理寿命结束前失去市场；井下工具和电子设备磨损快且需持续更新；数字平台资本强度低，但研发和客户迁移成本持续存在。资产抵押价值也高度顺周期，在行业低谷通常无法按账面价值变现。

2025 年可观察样本显示商业模式差异。按经营现金流减资本投入的简化口径，SLB、Halliburton、TechnipFMC 和 Transocean 自由现金流率分别约 11.5%、7.5%、14.6%和 16.9%；资本投入占收入分别约 6.6%、5.7%、3.2%和 3.3%（[22][23][18][32]）。SLB 资本投入包括资本开支、APS 投资及多客户数据资本化；Transocean 的低当期资本开支不代表新造船全周期资本强度较低。

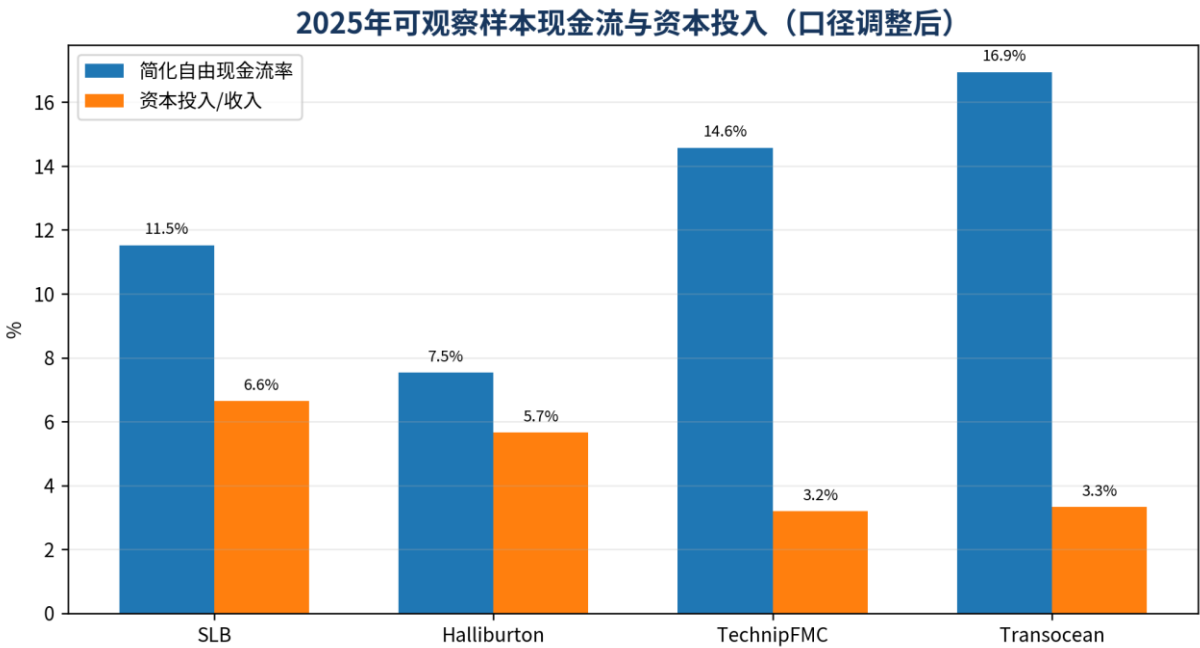


图 10 2025 年可观察样本现金流与资本投入（口径调整后）

数据期间：2025 财年；地域：全球公司；单位：占收入百分比；自由现金流=经营现金流-所列资本投入

来源：公司法定披露（[22][23][18][32]）；ApexInsight 计算。

核心结论：现金流表现取决于周期位置、营运资本和当期资本项目；同一年度的高自由现金流率不能证明重资产商业模式已转为低风险。

自由现金流的核心风险是收入下滑、营运资本吸收、最低维护资本和利息同时发生。下行期企业通常先削减扩张资本，再延后非关键维护、处置资产、削减股东回报或重组债务；若合同覆盖和流动性不足，资本开支削减可能损害资产可靠性并限制复苏能力。

6.6 杠杆和融资特征

行业常见融资包括无担保公司债、循环信贷、资产抵押贷款、设备和船舶融资、经营及融资租赁、项目保函和供应商信用。大型综合油服通常依赖公司信用和债券市场；海上钻井商更多使用船舶或子公司资产担保；地区企业可能依赖银行授信、应收账款和设备抵押。合同积压可以支持融资，但贷款人仍关注取消权、客户信用和剩余资本开支。

期限错配是主要脆弱点。资产寿命长但现金流高度周期化，若债务集中在下行期到期，企业可能在低资产价格和高利差环境再融资。浮息贷款和循环授信增加利率敏感度；跨境经营产生美元债务与本土收入错配；租赁负债和最低采购承诺又可能被传统净债务指标低估。

2014—2016 与 2020 压力期证明，资产减值并不直接改善现金流，但会压缩权益缓冲并限制融资选择。重资产企业的账面杠杆还受资产估值变化影响；轻资产企业虽然有较低固定资产，但并购形成的商誉和无形资产也可能减值。行业融资分析应同时审查净债务、利息覆盖、最低现金、未动用授信、抵押资产、债务到期、订单资本需求和法定弃置责任。

政府或政策性融资主要通过 NOC 订单、本地化工业计划、出口信贷和国家银行发挥作用，而不是普遍承担服务商信用风险。政策支持可以降低本地制造融资成本，但也可能提高本地资本开支和固定成本，形成在单一国家的资产锁定。

第 7 章 周期性、历史压力期与风险传导

7.1 行业周期来源

本行业与 GDP 和工业生产的关系主要通过油气需求、商品价格和运营商投资传导，而非直接面向终端消费。油价和天然气价格影响项目净现值、客户现金流和融资；利率影响运营商资本成本及服务商再融资；汇率影响非美元成本、进口设备和收入折算；库存和 OPEC+政策影响短期价格预期；政府支出和 NOC 计划则可能在商业周期之外维持作业。

最直接的领先变量是上游资本开支、最终投资决定、钻机数、井数、完井阶段、海上合同和设备订单。价格变化到作业量存在时滞：北美短周期可能数月内调整，国际常规项目通常需要更长时间，深水和海底项目可跨越数年。油价上涨也不一定增加服务量，因为运营商可能优先偿债、分红或提高效率。

供给周期由设备扩张、退役、再激活和人员形成。高景气期日费率和设备价格提高，刺激新造和翻新；但大型设备交付时市场可能已经转弱。低迷期供给退出又需要现金成本和减值，导致行业在拐点处经常出现过度扩张或过度收缩。

7.2 关键历史压力期

表 10 关键历史压力期及行业传导特征

压力期	事件/触发	需求或活动变化	盈利与现金流传导	企业分化	恢复特征
2008—2009 全球金融危机	信贷收缩和油价急跌	可统计钻机年均数下降 30.9%	短周期作业、设备订单和定价迅速下行	大型公司依靠资产负债表和国际业务；高杠杆及北美企业更弱	约 1—2 年活动恢复，但地区不一致
2014—2016 油价与页岩供给冲击	油价下跌、运营商大幅削减资本开支	钻机下降 55.5%；SLB 收入下降 42.8%；Halliburton 下降 51.7%	价格、利用率、人员和资产价值同步收缩，大量减值及重组	生产期服务较稳；国际业务滞后；老旧及高杠杆资产最弱	收入基数多年未恢复至 2014 水平
2020 疫情与油价崩跌	全球出行和需求骤降，现场作业受限	2019—2020 钻机下降 37.9%；SLB 收入下降 28.3%；Halliburton 下	作业暂停、供应链限制、减值、裁员和资本开	数字/远程、低成本和生产维持业务相对缓冲	活动自 2021 恢复，利润和资本纪律改善更慢

压力期	事件/触发	需求或活动变化	盈利与现金流传导	企业分化	恢复特征
		降 35.5%	支削减		
2022 供应链与通胀冲击	能源安全重估、材料和物流成本上升	需求改善但设备和材料交期延长	固定价格积压订单承压；新签合同定价改善	采购规模、调价条款和区域库存形成差异	成本转嫁通常滞后数季
2025—2026 分化与中东扰动	北美资本纪律、油价波动、地区冲突	2026 年 7 月美国 587 台、加拿大 204 台；6 月国际 1,073 台	综合公司内生收入承压，中东作业中断，海上高规格积压仍有支撑	地区多元化、长期海上合同和生产服务提供缓冲	仍在演变，不能确定完整恢复期

来源：Baker Hughes 历史钻机数据及公司法定披露（[19][35][36][37][38][39][40]）；ApexInsight 整理。

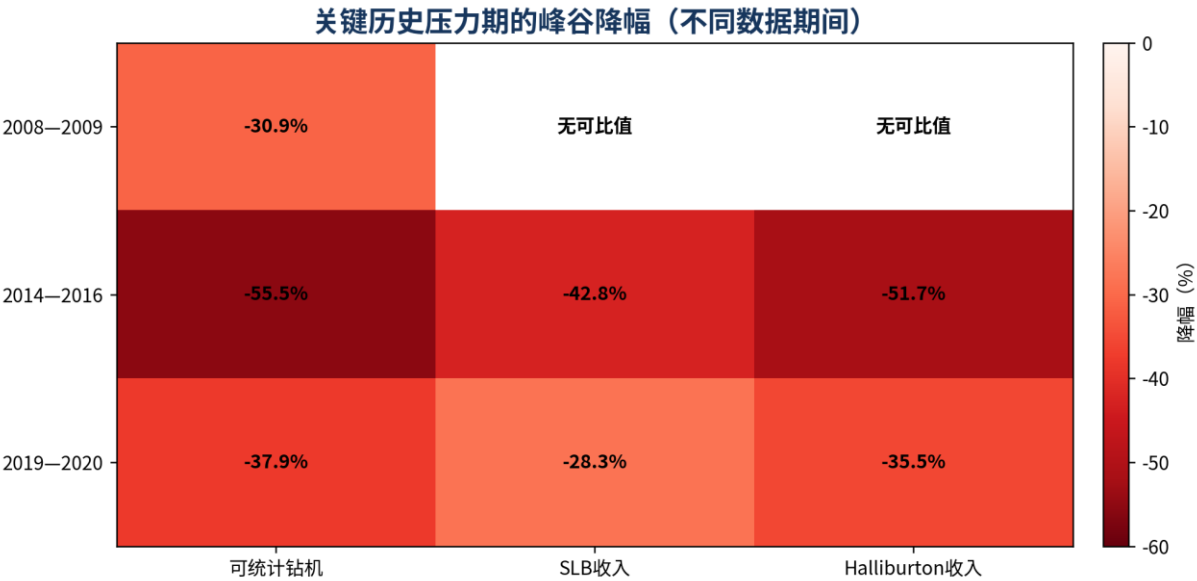


图 11 关键历史压力期的峰谷降幅（不同数据期间）

数据期间：2008—2009、2014—2016、2019—2020；地域：Baker Hughes 覆盖市场及两家全球公司；单位：百分比

来源：Baker Hughes 历史钻机数据（[19]）；公司法定披露（[35][36][37][38][39][40]）；ApexInsight 计算。

核心结论：2014—2016 是样本中最深、持续性最强的活动和收入收缩；2020 冲击更突然，但供给纪律和成本调整使随后恢复路径不同。

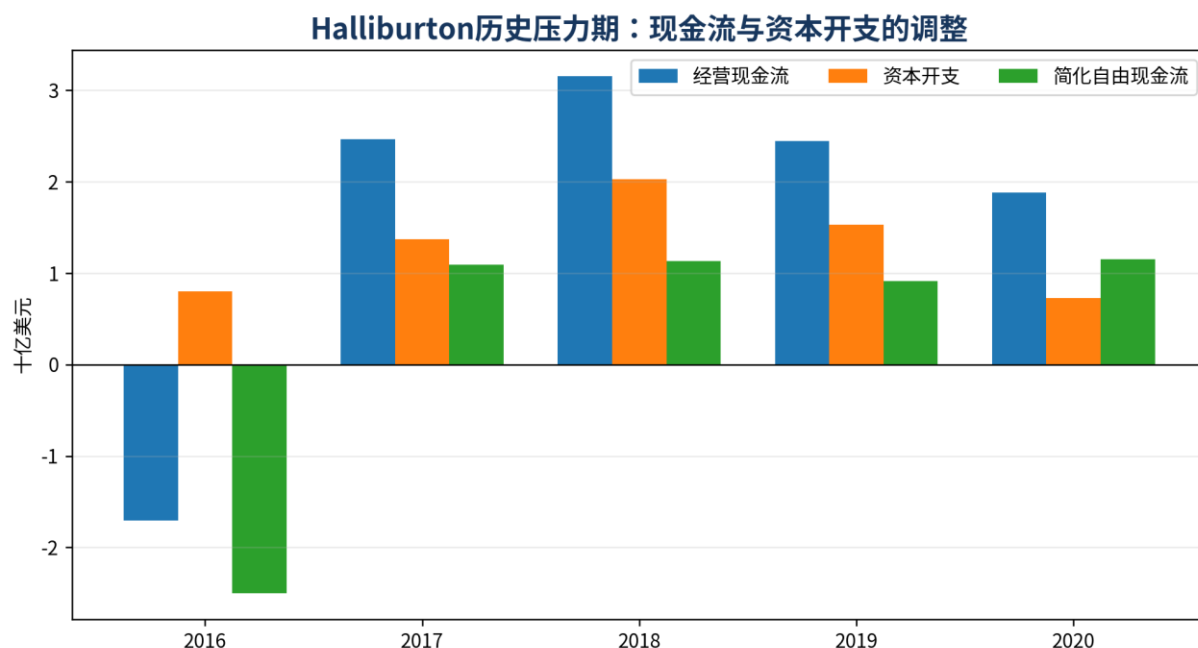


图 12 Halliburton 历史压力期：现金流与资本开支的调整

数据期间：2016—2020 财年；地域：全球公司；单位：十亿美元；简化自由现金流=经营现金流-资本开支

来源：Halliburton 法定披露 ([38][39])；ApexInsight 计算。

核心结论：企业可通过削减资本开支释放现金，但 2016 年经营现金流仍为负，说明重组、营运资本和特殊事项可能使资本开支调整不足以抵消下行。

7.3 历史峰谷表现

可统计钻机在 2008—2009 年下降 30.9%、2014—2016 年下降 55.5%、2019—2020 年下降 37.9% ([19])。钻机只覆盖特定市场且不能等同服务收入，但能够展示作业供给的周期幅度。收入降幅与钻机并不一一对应，因为国际、海上、设备、生产服务和汇率组合不同。

2014—2016 期间 SLB 与 Halliburton 收入降幅均超过 40%，Halliburton 同期净固定资产从 2015 年末约 121 亿美元下降到 2016 年末约 85 亿美元，反映折旧、处置和减值共同作用 ([38])。2020 年两家公司收入再次下降，但运营商和服务商已经更强调资本纪律，随后现金流恢复快于收入完全恢复。

破产和违约统计缺乏统一全球行业序列，不能用美国页岩服务商事件代表全球。历史上，高杠杆海上钻井和北美服务商更易出现重组；综合油服和设备龙头也发生大额资产及商誉减值。R4 如需量化违约，应使用具有行业映射和企业覆盖说明的信用数据库，不能从媒体案例反推行业违约率。

7.4 风险传导机制

行业典型传导为：油价、气价或政策冲击改变客户项目经济性和现金流；客户削减资本预算、延迟 FID 或压缩维护；钻机、井数、完井和设备订单下降；利用率和价格下降；单位固定成本上升，库存及应收占用；利润和自由现金流下降；企业削减资本开支、人员和维护；资产减值、杠杆及再融资压力上升；破产、并购和设备退役最终收缩供给。

油田服务与能源设备行业风险传导链



缓冲：长期合同与取消补偿 | 国际/产品多元化 | 生产期服务 | 订单积压与预付款 | 低杠杆和可变资本开支

图 13 油田服务与能源设备行业风险传导链

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；类型：结构性风险传导框架

来源：ApexInsight 基于历史活动和公司财务（[19][22][23][32][35][36][37][38][39][40]）整理。

核心结论：风险不是由油价直接跳转至违约，而是经资本预算、作业量、利用率、利润、营运资本和融资逐层放大；合同和资产质量决定传导速度。

长周期业务的传导具有延迟和积压效应。海底设备和海上钻井在短期仍可执行旧合同，但新订单、续约日费率和客户变更会先转弱；当积压耗尽时收入可能在宏观市场已触底后才下降。短周期北美业务则先降先升，但价格和人员成本可能使利润恢复滞后。

7.5 缓冲机制

最有效缓冲并非单纯合同期限，而是合同质量：最低工作量、取消补偿、动员费、成本指数、不可抗力、付款保证和客户信用共同决定保护程度。Transocean 2026 年一季度积压约 71 亿美元，新增五份合约的加权平均日费率约 41 万美元，提供多年收入可见度，但仍需审查船厂期、停机、合同开始日期和客户履约（[41][8]）。

地区和产品多元化能够降低单一盆地冲击，但同时提高税务、制裁、外汇、当地含量和人员调度复杂度。生产期服务、数字、备件和长期服务比新井建设更稳定；高转换成本、认证和数据嵌入改善客户黏性；低成本地位和高规格资产可在低迷期获得相对份额。

财务缓冲包括低净杠杆、长债务期限、未动用授信、预付款、灵活资本开支和较低股东分配承诺。资产抵押价值只在有活跃二级市场且资产具有竞争规格时有效；政府支持和 NOC 关联可提供工作量，但不能替代现金回款和资本回报。

第 8 章 技术、监管、政策与替代风险

8.1 技术变化

核心技术围绕更准确识别储层、更快建井、更安全控制压力、更高效完成和长期维持产量。研发周期从软件的数月迭代到井下工具、海底系统和高压设备的多年认证不等。技术价值最终表现为减少非生产时间、提高钻速和采收率、降低人员暴露、减少排放或延长设备寿命。

自动化、远程运营和人工智能提高钻井参数优化、故障预测、地层解释和生产优化效率。其结构性影响是双向的：基础作业和现场人员需求可能下降，但高端传感器、软件、数据和集成服务价值提高。客户是否愿意支付溢价取决于可验证的总井成本节约和风险降低，技术宣传不能替代项目经济性。

电驱压裂、低排放动力、闭环钻井液、甲烷检测和设备状态监测把环境要求转化为设备更新需求；海底标准化、模块化和一体化可降低项目成本，但也强化少数经过认证供应商的地位。高温高压、深水和长水平段继续提高材料、可靠性和井控要求，使低端设备难以直接替代。

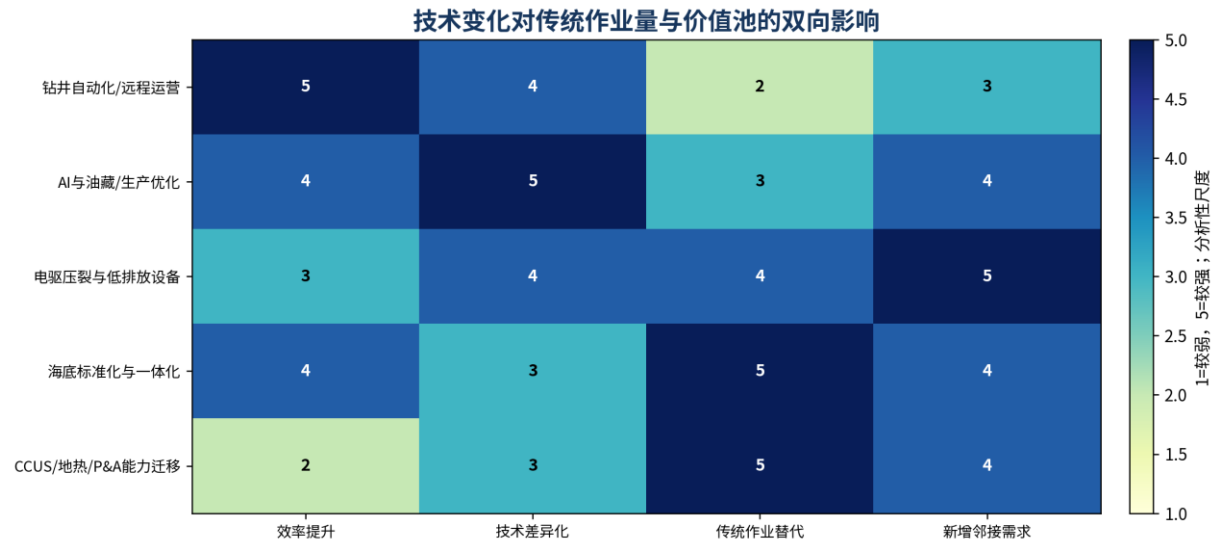


图 14 技术变化对传统作业量与价值池的双向影响

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；单位：1—5 分析尺度

来源：公司技术和风险披露（[22][23][17][18][7]）；ApexInsight 分析。

核心结论：效率技术可能减少单位产量所需基础作业量，同时把价值转移至高端工具、软件、低排放设备和邻接服务；技术风险应分析价值池迁移，而非简单判断“技术利好”。

技术淘汰风险集中于老旧钻机、低压力等级设备、不能满足排放和自动化要求的动力系统，以及缺乏数据接口的封闭设备。资产搁浅既可能来自油气需求下降，也可能来自客户规格升级。相反，P&A、地热和 CCUS 可复用钻井、固井、测井、井筒完整性和监测能力，但项目规模、监管和商业模式尚不足以全面替代传统油服收入。

8.2 产品或商业模式替代

行业外部替代主要是终端能源系统对石油需求的替代，而非某一设备直接替代全部油服。交通电气化、能效和低碳燃料影响长期新油项目；天然气在部分情景中具有更长投资周期。IEA 不同情景对 2030 年后油气需求存在显著分歧，意味着长期资产和研发应基于情景而非单点预测（[21]）。

行业内部替代包括客户自建能力、总包和平台化采购、机器人和远程作业、可重复使用工具、同时作业及更长水平段。运营商并购后可能标准化供应商和减少重复工作，使产量维持但服务商数量下降。数字平台也可能把按人天收费转为订阅或按成果收费，改变收入确认和利润分配。

循环经济和再制造降低新设备需求，但增加翻新、备件和资产管理收入。设备即服务、租赁和性能合同把初始资本开支转为长期服务费，同时将设备可靠性和残值风险转移给供应商。商业模式变化通常改善客户现金流，却可能增加服务商资本需求和合同履约风险。

8.3 监管和政策

表 11 主要监管主题及经营和信用风险传导

监管主题	主要框架/例子	成本与资本开支传导	竞争格局影响	信用风险传导
井控、海上安全和 HSE	美国 BSEE SEMS、各国安全案例及作业许可	体系、人员、设备和审计成本；事故可停工和取消资格	提高认证壁垒，利好规模和记录良好的供应商	事故、罚款、诉讼、保险和停工现金流
甲烷、放空和火炬	欧盟 2024/1787、美国 EPA 油气规则	检测、报告、修复、设备更新和数据留存	形成 LDAR、监测和低排放设备需求	执行时点和州/成员国差异带来不确定性
弃置与尾随责任	英国、澳大利亚及海上法制	提前规划、财务保证、P&A 和设施移除	形成成熟盆地长期服务需求	责任主体和成本估计变化可导致付款风险
当地含量和工业政策	Aramco iktva、ADNOC ICV/Local+、PETRONAS 供应商体系	本地制造、人员、合资和库存投入	提高本地企业和已落地跨国企业竞争力	资产锁定、重复产能和采购合规
制裁和出口控制	OFAC 俄罗斯石油服务限制、BIS EAR Part 746	客户筛查、技术和设备许可、结算和退出	重构供应链，限制高端技术跨境流动	违规处罚、资产冻结和应收损失
质量和产品标准	ISO 29001、API Q1 及产品规范	认证、测试、文件和持续审核	提高转换成本并抑制低质量进入	标准升级导致研发、库存和召回成本

来源：监管、标准及产业政策资料（[24][30][31][25][2][3][42][43][44][45]）；ApexInsight 整理。

监管分析不能只统计规则数量。安全和设备标准通常提高固定合规成本并形成进入壁垒；甲烷规则同时增加客户支出和服务需求；弃置规则把未来责任提前到项目规划和财务保证；当地含量推动制造和就业但降低全球集中生产效率；制裁与出口控制可能直接阻断市场、技术和回款。具体信用影响取决于合同是否补偿合规成本、客户是否承担资产责任，以及供应商能否转移人员和设备。

美国海上 SEMS 将关键承包商的程序、人员和设备纳入运营商安全体系；欧盟甲烷法规覆盖测量、报告、泄漏检测与修复以及放空和火炬；美国 EPA 规则的实施节点和州计划仍可能调整（[24][30][31]）。这些规则支持高质量监测和设备更新，但也提高小型服务商的固定成本。

当地含量正在从评分机制转为采购和制造能力。Aramco 于 2026 年 2 月宣布 iktva 采购本地含量达到 70%，并计划 2030 年达到 75%；ADNOC 于 2026 年 5 月推出 Industrial Resilience Program，提出 Local+优先本地产品及 2026—2028 年 2,000 亿迪拉姆项目授标安排（[42][43]）。这提高本地库存和制造要求，也可能形成跨国供应商重复投资和产能利用风险。

8.4 合规成本及监管不确定性

固定合规成本包括质量体系、API/ISO 认证、出口管制筛查、反贿赂、网络安全、HSE 培训和记录系统；持续成本包括设备检验、LDAR、排放报告、审计、许可证、保险和本地含量申报。规模企业可在更大收入基数上分摊体系成本，小企业则可能依赖客户或总包商的系统。

处罚和召回具有低频高损失特征。井控或设备失效可造成人员伤亡、环境损害、停工、诉讼和跨地区资格审查；技术数据或出口违规可导致罚款、市场禁入和管理层责任。合规压力还通过保费、保证金、合同赔偿和客户审核间接影响现金流。

监管不确定性来自规则诉讼、执法节奏、不同国家标准和政治周期。企业不应仅以法定生效日期估计资本支出，还需分析客户提前采用、设备认证周期和库存替换。R4 必须按最终截止日再次核对 EPA、OFAC、BIS 和主要海上监管规则。

第 9 章 供应链、贸易与地缘风险

9.1 关键投入

关键物料包括油套管和特种钢、耐腐蚀合金、阀门和压力控制件、轴承、密封和弹性体、电子元件、传感器、通信模块、动力系统、钻井和完井化学品、支撑剂及工业气体。高温、高压、酸性气和深水环境限制通用替代，材料证书、追溯和测试与实物同样关键。

非物料投入包括工程软件、地质和作业数据、云和通信、船舶、直升机、港口、仓储、专业人员、保险和资本。海上项目需要钻井船、供应船、起重和安装能力协同，单一环节延误即可造成高额待机费。人才和签证限制也可能成为比设备更紧的瓶颈。

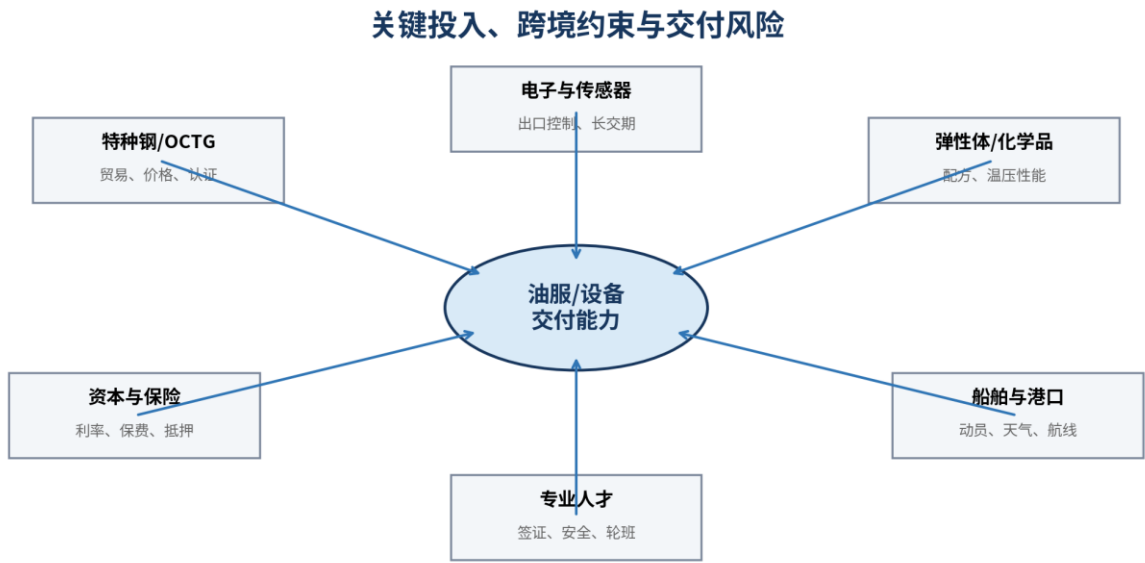


图 15 关键投入、跨境约束与交付风险

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；类型：供应链风险框架

来源：公司风险披露、监管与工业政策 ([22][23][17][18][25][42][43][45])；ApexInsight 整理。

核心结论：行业供应链不仅是物料采购；认证文件、电子技术、专业人才、船舶物流、保险和融资共同决定设备能否按期进入井场。

9.2 供应集中度

全球公开数据不足以计算油服关键投入的统一 CR3 或国家集中度。集中风险更多出现在特定规格：高压井控、海底连接与控制、特种弹性体、可靠电子模块、动态定位部件和经过客户认证的锻件。即使基础钢材供应分散，经过材料认证、加工、测试和 API 许可后的可用供应商可能很少。

电子和传感器是地缘和出口控制的重要交叉点。BIS EAR Part 746 对俄罗斯和白俄罗斯实施广泛许可要求，并对特定油气勘探与生产用途、先进设备和电子元件施加限制 ([45])。油服设备含有大量商业电子和导航部件，企业需追踪原产地、软件更新、最终用途和转运风险。

供应商认证周期限制快速替代。新供应商需要材料测试、工厂审核、样机、现场试验和客户批准，关键部件转换可能数月乃至更长。区域库存和双重采购可以缩短中断，但会增加营运资本、过时和保管成本。本地化政策又可能要求在单一国家建立库存或制造，降低全球调拨效率。

9.3 下游和客户集中

客户由少数全球 IOC、大型 NOC 和区域独立运营商构成。大型客户能够集中采购、标准化技术、延长付款期和要求供应商承担绩效风险。NOC 在中东、亚洲、拉丁美洲和非洲往往同时拥有资源、监管或政策影响，提供长期工作量但增加单一国家和付款体系暴露。

客户集中度不能只看单一客户收入是否超过 10%。同一国家或同一资本预算周期中的多个关联客户可能形成共同风险；大型海底项目即使分属不同运营商，也可能依赖相同油价和供应链。服务商还可能通过总包商间接承担最终运营商信用风险。

客户并购通常提高采购议价和效率目标。合并后的运营商会统一供应商、减少重复钻机和库存，并要求更低单位井成本；优质供应商可获得更大框架合同，但未入选企业可能快速失去工作量。

9.4 国际贸易

本行业无法用单一 HS 代码计算“全球贸易规模”。合同钻井、现场服务和数字收入不形成传统货物贸易；设备又分散在钻井机械、泵、阀门、钢管、测量仪器、电子和船舶等多个税号，并包含大量通用工业用途。将这些税号总额称为油田设备贸易会系统性高估，因此本报告不提供未经产品过滤的全球单点贸易值。

跨境风险主要来自关税、出口许可、制裁、原产地、当地含量、临时进口、设备再出口、船舶和人员签证。高价值工具常在多个国家循环使用，海关估值、保证金和维修再进口会占用现金。汇率影响本地成本与美元合同利润，外汇管制还可能限制回款和股息。

俄罗斯限制说明贸易和服务边界已经融合。OFAC 对石油服务施加限制，BIS 又通过 EAR 控制设备、软件和技术；企业不仅要判断货物是否可出口，还需判断维修、软件升级、远程支持和在第三国转运是否需要许可 ([25][45])。

9.5 供应链韧性

表 12 关键投入的供应风险与韧性措施

关键投入	主要集中/中断风险	韧性措施	典型恢复特征	措施的代价
特种钢/OCTG 及锻件	认证规格、贸易和价格	框架采购、区域库存、替代材料和双供应	12—36 个月级别的资格与产能周期	库存过多、规格过时和资本占用
电子、传感器和控制	出口控制、单一芯片和软件依赖	设计替代、长期采购、生命周期管理	数月至两年，视重新认证	技术迭代和网络安全风险
密封、弹性体和化学品	温压/腐蚀性能与配方	多配方、关键原料锁定、现场测试	数月到一年以上	替代品可能降低可靠性
船舶、港口和动员	天气、航线、船期和港口能力	区域船队、长期包船、备用港口	数周到数月；重大中断更长	长期合同形成固定成本
专业人才	签证、培训、安全和轮班	本地人才、交叉培训、远程支持	通常一年以上形成经验	低迷期裁员后复苏受限

关键投入	主要集中/中断风险	韧性措施	典型恢复特征	措施的代价
资本、保险和保函	利率、信用和事故记录	长债务期限、多元银行、保险层级	融资市场关闭时不可快速替代	费用高且顺周期

来源：公司、监管及贸易限制资料（[22][17][18][25][45]）；ApexInsight 整理。

韧性建设必须区分“库存能解决”和“认证才能解决”的问题。标准备件可通过安全库存和多仓缓冲；高压关键件、井下电子和海底设备则需要设计和客户重新批准。长期合同、双重采购和垂直整合提高稳定性，但会增加最低采购、固定资产和库存。

当地化既是韧性工具也是风险来源。Aramco 和 ADNOC 通过采购评分、优先本地产品和制造投资降低跨境依赖；PETRONAS 2026—2028 Activity Outlook 也向马来西亚 OGSE 企业提供未来活动可见度并推动能力升级（[42][43][46]）。若需求低于计划，本地专用产能可能利用率不足。

第 10 章 全球区域差异

区域比较仅讨论行业经营特征，不形成国家风险评分。不同地区的核心差异是客户结构、项目周期、资源类型、技术复杂度、当地含量、支付、劳动力和监管。相同企业在不同地区的收入稳定性、资本需求和信用风险可能显著不同。

10.1 北美

美国和加拿大是最具短周期特征的市场。陆上非常规井、压力泵送、定向钻井、人工举升和生产服务规模大，独立 E&P 资本纪律、并购和钻井效率对作业量影响直接。截至 2026 年 7 月 24 日，美国活跃钻机 587 台、加拿大 204 台（[4]）。北美供应商多、价格透明且设备可快速调动，但也更易出现产能过剩和激烈压价。

海湾海上和墨西哥湾深水则具有更长合同和更高技术门槛，并受 BSEE 安全管理和飓风影响。美国甲烷规则、州级许可、劳动力和关税影响成本。融资市场较深，但高杠杆地区服务商的违约和重组更具周期性。

10.2 欧洲

欧洲油服市场以北海、挪威大陆架、英国大陆架、海底技术、成熟油田干预和弃置为核心。安全、环境、劳工和甲烷规则严格，客户认证和技术门槛高。成熟资产减少新井增长，但 P&A、设施移除、海底维护和 CCS 形成长期工作。英国 NSTA 的弃置成本与绩效更新和挪威 FactPages 提供较透明的数据基础（[47][48]）。

欧洲供应商具有海底、工程、船舶和高规格设备优势，但成本和监管负担高。欧盟甲烷法规还可能通过进口能源链条影响非欧盟运营商。区域内俄罗斯业务需与欧洲其他市场严格分开，制裁和出口控制使设备、软件和回款风险显著提高。

10.3 中国

中国市场由大型国有油公司和关联服务体系主导，陆上、海上、非常规、地震、钻井和工程服务并存。客户和股东关联可能提供工作量和融资渠道，也会降低市场化价格透明度。中国油田服务 2025 年年报和中石化油服 2025 年年报显示，本地大型供应商覆盖钻井、技术服务、船舶、地震和工程等多业务，并持续拓展海外市场（[49][50]）。

外部供应商主要在高端井下工具、海底系统、软件、特殊材料和国际项目合作中参与。国产替代和供应链安全推动本地设备，但高端认证、可靠性和国际兼容仍决定进入。GlobalCheck 映射需按企业实际业务区分油服、海工 EPC、油气运营商和通用设备集团。

10.4 日本和韩国

日本和韩国本土上游作业规模有限，行业参与更多集中于钢管、材料、造船、海工、压缩机、控制、贸易和海外资源项目。其油服风险往往通过出口订单、海外项目和客户资本开支传导，而不是国内钻机活动。日本 2024 财年油气自主开发比率为 42.1%，政府目标是 2030 财年 50% 以上和 2040 财年 60% 以上，意味着海外权益和相关设备供应仍具战略意义 ([51])。

两国企业通常具有制造、质量和融资优势，但面临项目集中、海工周期、汇率和中国及中东竞争。若企业主营为造船、钢铁或综合工业，不应仅因销售给油田而映射至本报告。

10.5 其他亚洲及东盟

东南亚市场由马来西亚、印度尼西亚、文莱、泰国、越南和缅甸等不同盆地组成，天然气、海上和成熟资产服务重要。PETRONAS Activity Outlook 2026—2028 表示马来西亚计划通过勘探、深水、提高采收率等维持约 200 万桶油当量/日产量，为 OGSE 企业提供三年活动可见度 ([46])。

区域优势是成本、本地工程和海上供应链，风险包括 NOC 采购、当地许可、项目规模、支付、汇率和政策变化。新加坡承担区域总部、海事、维修和融资功能，但不等于实际井场市场。

10.6 中东

中东是全球最重要的长期陆上和海上作业市场之一，NOC 项目、低资源成本、产能政策和大型扩建支持需求。国际油服龙头和本地供应商深度参与，但市场进入依赖本地实体、人员、库存、合资和采购认证。Aramco iktva 和 ADNOC Local+/ICV+ 显示当地含量正在成为资本配置和竞争力核心 ([42][43])。

风险来自客户集中、合同条款、当地化投资、地缘冲突和人员物流。2026 年二季度 SLB、Halliburton 及 Weatherford 均披露中东部分活动受冲突扰动；Weatherford 中东/北非/亚洲收入同比下降 15% ([5][6][7])。长期资源优势不等于短期作业不中断。

10.7 拉丁美洲

巴西深水、圭亚那新开发、阿根廷非常规、墨西哥和其他国家的 NOC/独立项目构成多样需求。巴西 ANP 开放数据提供井、钻机和干预活动，深水和海底系统技术强度高 ([52])。区域可形成较长项目积压，但税务、当地含量、汇率、海关和客户付款差异显著。

墨西哥和部分国家预算与国有客户付款会影响营运资本；阿根廷非常规具有北美式短周期特征但宏观和外汇风险更高；巴西深水具长期增长和较强本地供应链。因而“拉美收入”不能作为单一风险类别。

10.8 非洲

非洲包括西非深水、北非成熟和陆上市场、东非天然气潜力以及南部非洲勘探。项目规模大、技术复杂且可为国际供应商提供高价值合同，但政治、付款、当地含量、安全、基础设施和项目延期风险较高。国际公司通常通过区域基地、合资和本地分包管理进入。

成熟产油国的维护和干预可提供经常性需求，新兴项目则高度依赖融资、政府条款和最终投资决定。不能将公告资源量或计划项目直接转化为可服务市场收入。

10.9 大洋洲

澳大利亚市场以海上天然气、LNG 关联上游、成熟 Bass Strait 和西北大陆架、海上 P&A 及设施移除为主。NOPSEMA 2025 行业绩效报告指出弃置活动随资产老化增加，P&A 活动继续增长；2026 年新指南确认海上财产完整移除为默认要求，替代方案需逐案证明 ([44][53])。

区域技术和安全门槛高、物流距离长、劳工成本高，海上船舶和设备窗口可能成为瓶颈。长期弃置需求提供机会，但责任、财务保证、环境审批和项目时间会影响服务商回款和供给规划。

表 13 全球主要区域的经营结构与风险差异

地区	市场结构	核心价值池	周期/定价	监管/政策	主要结构性风险
北美	短周期陆上+深水海上	非常规、完井、人工举升	快、价格竞争强	甲烷、州许可、BSEE	产能过剩和客户并购
欧洲	成熟海上、海底和 P&A	高规格、海底、干预	长周期、认证高	安全、甲烷、弃置	成本高、资产老化
中国	国有客户和关联服务体系	陆上/海上全链条	计划与市场混合	本地化、准入、数据	客户集中和透明度
日本/韩国	制造和海外项目导向	材料、海工、设备	订单型	出口、质量和融资	项目集中和海工周期
东盟	NOC、天然气和海上	海上、成熟资产、EOR	中长期项目	许可和本地供应商	项目延期、付款和汇率
中东	NOC 长期扩建	陆上规模化、海上和高端井	较长、当地化深入	iktva/ICV、地缘	客户集中和冲突
拉丁美洲	深水、NOC 和非常规并存	海底、钻井、完井	地区分化	税务、本地含量、外汇	付款、政策和宏观
非洲	大型项目与成熟产区并存	深水、工程和基础服务	项目驱动	当地含量、安全	FID、融资和政治
大洋洲	海上天然气与弃置	高规格海上/P&A	长周期	严格安全和弃置	成本、物流和责任

来源：官方区域资料、公司披露及监管来源 ([4][47][54][52][48][42][43][46][44][53][49][50][51]) ；ApexInsight 整理。

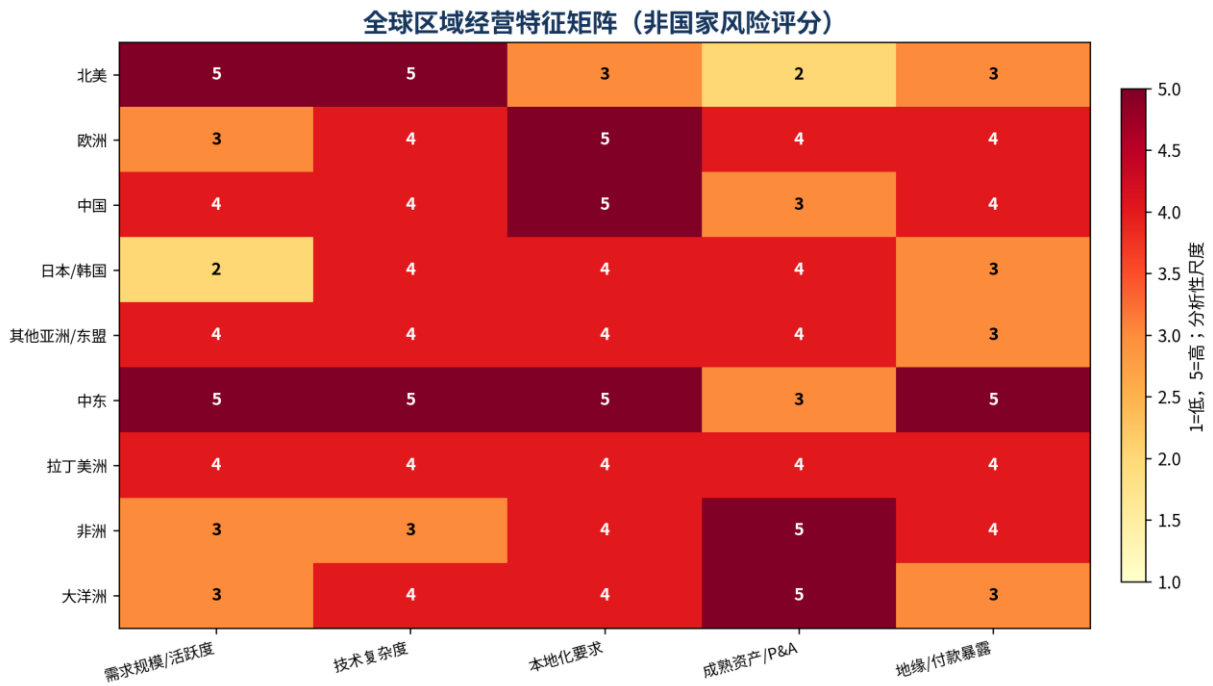


图 16 全球区域经营特征矩阵（非国家风险评分）

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：九大区域；单位：1—5 分析尺度

来源：官方区域资料、公司披露及监管来源（[4][5][6][47][54][52][48][7][42][43][46][44][53][49][50][51]）；ApexInsight 分析。

核心结论：中东和北美需求规模大但风险来源不同；欧洲和大洋洲成熟资产及 P&A 更突出；中国与东盟的本地化和 NOC 采购对市场进入至关重要。

第 11 章 当前行业状态与未来 12—24 个月展望

11.1 当前行业状态

数据截止日为 2026 年 7 月 26 日。需求端处于地区和业务分化状态：北美陆上仍受资本纪律、运营商并购和效率提升约束；国际和海上长期项目提供积压和合同可见度，但 2026 年中东冲突造成部分作业中断；生产期和高端海上服务相对稳定。Baker Hughes 数据显示 2026 年 7 月 24 日美国 587 台、加拿大 204 台，2026 年 6 月国际 1,073 台（[4]）。

油价环境高度波动。EIA 于 2026 年 7 月 7 日预测 Brent 2026 年均价 82 美元/桶、2027 年 65 美元/桶，并预计供给恢复和库存累积将对 2027 年价格施压；Henry Hub 2026 年约 3.67 美元/MMBtu、2027 年 3.49 美元/MMBtu（[9]）。IEA 2026 年 7 月油市报告则记录冲突、供给和需求预测的快速变化，说明 12—24 个月行业预算需要情景而非单点价格（[10]）。

公司数据进一步显示分化。SLB 二季度收入 89.7 亿美元，报告同比增长 5%但内生同比下降 5%；Halliburton 二季度收入 57 亿美元、调整后营业利润率 12%；Weatherford 收入 11.05 亿美元，同比下降 8%，但调整后自由现金流 1.39 亿美元；Transocean 一季度积压 71 亿美元；新增五份合约的加权平均日费率约 41 万美元（[5][6][7][41][8]）。

截至2026年7月26日的行业状态快照



图 17 截至 2026 年 7 月 26 日的行业状态快照

数据期间：2026 年一季度/二季度及最新钻机数据；地域：全球及公司样本；单位：见各指标

来源：Baker Hughes ([4]) ； SLB、Halliburton、Weatherford、Transocean ([5][6][7][41][8]) ； ApexInsight 整理。

核心结论：当前不是同步上行或同步下行：短周期、地区冲突、并购口径和海上合同共同造成收入、活动和现金流显著分化。

融资和投资方面，大型公司仍能够产生自由现金流并进行股东回报，但这不代表全行业融资宽松。高杠杆、老旧资产、单一地区和应收集中企业仍面临再融资压力。Baker Hughes Q2 2026 结果在数据截止时尚未正式发布，本报告不使用未发布数字；所有“当前”结论应在 R4 按最终截止日刷新。

11.2 未来 12—24 个月展望

基准判断是：国际、海上、高规格设备和生产期服务的收入可见度优于北美基础钻完井；北美作业量和价格仍将受油价、客户资本纪律和效率影响；中东业务存在恢复机会，但恢复速度取决于安全、人员和设备重新部署；海底和海上积压可支持收入，但项目成本、船厂窗口和客户延期需要持续监测。

上行因素包括油价和天然气价格稳定、项目 FID 恢复、NOC 维持产能投资、海上高规格资产供给受限、设备退役、订单调价和中东作业恢复。P&A、甲烷监测、低排放设备、CCUS 和地热可提供增量需求，但未来两年仍应视为补充价值池。

下行因素包括 EIA 预期的 2027 年油价回落、全球库存累积、北美运营商继续整合、成本通胀再现、项目延期、制裁和出口控制扩大，以及地区冲突反复。严重下行时短周期业务先削减，设备订单和国际项目随后反映，重资产企业最终通过利用率和再融资承压。

可能改善的指标包括国际钻机、海上新签日费率、book-to-bill、积压利润率、内生收入、设备交期正常化和自由现金流；可能恶化的指标包括北美作业队、客户资本预算、应收天数、库存、取消和延期、资产减值、净杠杆以及制裁地区收入。

第 12 章 情景分析与关键监测指标

12.1 情景分析

表 14 未来 12—24 个月条件式情景分析

情景	触发因素	需求/活动	价格	利润与现金流	资本与融资	企业分化	可能持续
上行情景	油价和气价维持支持性水平；中东恢复；海上 FID 和 NOC 预算上修	北美和国际活动同步改善，高规格供给偏紧	日费率、设备和技术服务定价改善	利润率和现金流扩张，营运资本随增长增加	扩张/升级资本开支增加，融资改善	技术和高规格资产企业领先；低端供给也受益	12—24 个月，但需防止扩产过度
基准情景	油价波动但未触发全球预算骤减；国际/海上积压执行	北美审慎，国际和生产期业务较稳	价格分化；高规格较强，基础服务竞争	大型公司保持正自由现金流；中小企业分化	资本纪律维持，选择性升级	多元化和低杠杆优于单一北美/老旧资产	未来 12—24 个月
温和下行情景	2027 油价回落、库存累积；运营商削减短周期预算	北美钻完井先降，国际新订单放缓	基础服务价格下降，长合同暂时稳定	利润率压缩、应收和库存增加	削减扩张资本，延后部分维护	生产期/积压缓冲；高杠杆和小型企业承压	约 4—8 个季度
严重压力情景	全球衰退、油价急跌或冲突/制裁造成多地区停工	项目取消、钻机和海上利用率同步下降	量价共振下行；合同重新谈判	自由现金流转负、减值和坏账增加	资本开支急降但最低维护不可消除	破产、重组、并购和设备退役加速	取决于供给退出和客户预算恢复

来源：EIA、IEA 及公司当前披露 ([9][5][6][10][7][41][8])；ApexInsight 条件式分析。

未来12—24个月情景传导框架



图 18 未来 12—24 个月情景传导框架

分析日期：2026 年 7 月 26 日；地域：全球；类型：条件式情景，不赋予概率

来源：EIA、IEA 及公司当前披露 ([9][5][6][10][7][41][8])；ApexInsight 分析。

核心结论：情景差异不仅是油价高低，还包括项目审批、地区作业、供给能力、合同覆盖和融资条件；报告不编造精确概率或统一财务降幅。

12.2 关键监测指标

表 15 行业关键监测指标与预警方向

指标	英文	定义	数据源	频率	改善信号	预警方向	限制
Brent 及 Henry Hub	Crude oil / natural gas prices	客户项目经济性和现金流的外部变量	EIA STEO、World Bank	月度	上升通常改善预算，但需确认资本开支	持续下跌/远期曲线走弱	价格不是充分条件
全球上游投资	Upstream oil & gas investment	形成或维持产量的上游资本开支	IEA WEI	年度/更新	实际增长支持需求	连续两年实际下降	不等于油服市场规模
美国/加拿大/国际钻机	Rig count	Baker Hughes 方法下活跃钻机	Baker Hughes	周/月	活动改善	连续数月下降	国际非全球全覆盖
井数和完井阶段	Wells / completion stages	开钻、完井和作业强度	国家监管/商业库	月/季度	量和服务强度上升	钻机稳定但井/阶段下降	全球数据碎片化
海上利用率与新签日费率	Offshore utilization/dayrate	可营销船队承诺率和新合同价格	公司船队报告/专业数据库	月/季度	供给收紧和定价改善	利用率和日费率同步下降	完整全球数据多为付费
Book-to-bill	Orders/revenue	新订单除以收入	设备和海底公司披露	季度	>1 通常扩张积压	连续<1	订单质量和取消权不同
积压/收入与积压利润率	Backlog coverage/margin	积压相对收入及预期利润	公司文件	季度	可见度和利润改善	延期、取消或低利润积压	定义不一致
内生收入增长	Organic revenue growth	剔除并购和汇率后的增长	公司结果	季度	真实活动改善	报告增长但内生下降	公司调整口径需核验
自由现金流与转换	Free cash flow/conversion	经营现金流减可比资本投入	法定财报	季度/年度	现金缓冲增强	利润正但现金转负	营运资本季节性
应收和库存天数	DSO / inventory days	客户回款与供应链占用	公司财报	季度	下降通常改善流动性	持续上升	项目结构影响大
资本开支与资产退役	Capex / retirements	扩张升级投资及退出供给	公司文件	季度/年度	纪律性升级有利	周期顶部扩产或低谷维护不足	维持/扩张需拆分
净杠杆和债务到期	Net leverage / maturities	净债务与盈利及近期到期	公司财报	季度	下降增强韧性	现金流下降同时集中到期	资产抵押价值顺周期
安全和停工	TRIR/LTIR/operational downtime	事故率和非生产时间	IADC、监管、公司	年度/事件	下降改善准入和成本	重大事故或停工	自愿样本和口径差异
制裁、出口控制和当地含量	Sanctions/export/local content	影响市场准入和供应链的规则	OFAC、BIS、NOC/政府	事件驱动	规则清晰且可合规	许可收紧、市场退出或重复投资	高度时效

来源：IEA、EIA、Baker Hughes、公司法定披露及监管资料 ([20][4][9][22][23][17][24][25][55][10]) ； ApexInsight 整理。

12.3 GISR 变化触发条件

GISR 可能上调的长期触发包括：全球实际上游投资连续两年以上显著下降；油气需求情景和项目审批系统性下修；海上与陆上利用率同步下降且供给不能有序退出；高杠杆和再融资事件扩散；制裁、出口控制或安全规则造成多个核心市场长期退出；邻接业务未能形成规模而传统收入持续萎缩。

GISR 可能下调的长期触发包括：行业完成一次下行周期后仍保持正自由现金流；资产和资本开支纪律使利用率及定价波动明显收窄；生产期、数字和长期服务收入占比持续提高；高规格和认证壁垒形成稳定回报；P&A、甲烷、CCUS 和地热产生可验证、可盈利的规模收入；净杠杆与短期融资依赖系统性下降。

截至 2026 年 7 月 26 日，证据仍支持 R1 冻结的 GISR 4 级，不提出等级调整。当前海上积压、NOC 需求和现金流改善属于重要缓释，但尚不足以消除资本周期、长期替代、地区冲击和重资产再融资风险。

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）评价行业商业模式在完整周期和可预见长期变化下的结构性脆弱程度。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。IR-004 维持 GISR 4 级。

GISR 不构成单个企业信用评级，不等同于违约概率、投资建议或国家风险，也不替代企业财务、竞争地位、治理、所有权、客户组合和流动性分析。结构性风险与当前景气度不同：短期订单和价格改善不会自动降低结构性风险，短期冲击也不会机械提高等级。

13.2 数据和证据方法

报告优先使用国际组织、政府、监管机构、行业协会和上市公司法定披露。市场规模采用需求侧上游投资、供给侧相关分部收入和活动量三角验证；未取得统一全球原始数据时，不发布未经验证的单点规模。名义收入、实际投资、订单、积压、钻机和公司样本分别代表不同经济量，不相互替代。

公司利润率、自由现金流、收入指数和集中度均标注为可观察样本。非 GAAP 指标只在披露调节和定义明确时使用；跨公司比较说明口径差异。历史钻机数据采用 Baker Hughes 覆盖市场，明确排除其未统计地区和方法变化。

13.3 主要局限

- 全球油服支出、井数、完井阶段、海上利用率和日费率的完整数据主要由商业数据库掌握，公开来源存在覆盖缺口。
- 国际钻机数据不等于全球全量活动；公司样本集中度不等于全球 CR 或 HHI。
- 公司分部定义、并购、汇率、会计政策和非 GAAP 口径降低跨期和跨公司可比性。
- 法规、制裁、出口许可和冲突状态高度时效；2026 年 7 月以后的事件未纳入。
- 长期油气需求资料属于情景分析而非确定预测；情景表不赋予精确概率或统一财务降幅。
- 企业最终适用报告取决于最新主营业务、分部收入、客户、产品和经营资产，而不能只依据历史工商代码。

第 14 章 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排列。访问日期均为 2026 年 7 月 26 日。

国际组织与官方统计

[1] International Energy Agency. The Implications of Oil and Gas Field Decline Rates, Executive Summary. 发布日期：2025；数据期间：2019-2025 及长期分析；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/the-implications-of-oil-and-gas-field-decline-rates/executive-summary>

[2] International Organization for Standardization. ISO 29001:2020. 发布日期：2020；2025 确认；数据期间：现行；访问日期：2026-07-26. <https://www.iso.org/standard/67773.html>

[10] International Energy Agency. Oil Market Report—July 2026. 发布日期：2026-07-10；数据期间：2026 近期及预测；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-july-2026>

[15] United Nations Statistics Division. ISIC Rev.4, Class 0910 Support activities for petroleum and natural gas extraction. 发布日期：2008/ 现行参考；数据期间：分类标准；访问日期：2026-07-26. <https://unstats.un.org/unsd/classifications/Econ/Detail/EN/27/0910>

[16] Eurostat. NACE Rev.2.1 overview and implementation. 发布日期：2025 起实施；数据期间：分类标准及转换；访问日期：2026-07-26. <https://ec.europa.eu/eurostat/web/nace>

[20] International Energy Agency. World Energy Investment 2026. 发布日期：2026-05-28；数据期间：历史及 2026 估计；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2026>

[21] International Energy Agency. World Energy Outlook 2025, Executive Summary. 发布日期：2025；数据期间：2024-2050 情景；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2025/executive-summary>

[26] International Energy Agency. World Energy Investment 2025, Executive Summary. 发布日期：2025-06；数据期间：2024-2025E；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2025/executive-summary>

[27] International Energy Agency. World Energy Investment 2024, Overview and key findings. 发布日期：2024-06；数据期间：2023-2024E；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024/overview-and-key-findings>

[33] International Energy Agency. World Energy Investment 2026: How we track investment in energy. 发布日期：2026；数据期间：方法学；访问日期：2026-07-26. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2026/how-we-track-investment-in-energy>

政府和监管机构

[9] U.S. Energy Information Administration. Short-Term Energy Outlook, July 2026. 发布日期：2026-07-07；数据期间：2025-2027；访问日期：2026-07-26. <https://www.eia.gov/outlooks/steo/outlook.php>

[11] U.S. Census Bureau. 2022 NAICS 213111 Drilling Oil and Gas Wells. 发布日期：2022 版；数据期间：分类标准；访问日期：2026-07-26. <https://www.census.gov/naics/?details=213111&input=213111&year=2022>

[12] U.S. Census Bureau. 2022 NAICS 213112 Support Activities for Oil and Gas Operations. 发布日期：2022 版；数据期间：分类标准；访问日期：2026-07-26. <https://www.census.gov/naics/?details=213112&input=213112&year=2022>

[14] U.S. Census Bureau. 2022 NAICS 333132 Oil and Gas Field Machinery and Equipment Manufacturing. 发布日期：2022 版；数据期间：分类标准；访问日期：2026-07-26. <https://www.census.gov/naics/?details=333132&input=333132&year=2022>

[24] U.S. Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Safety and Environmental Management Systems (SEMS). 发布日期：持续更新；数据期间：现行监管；访问日期：2026-07-26. <https://www.bsee.gov/sems>

[25] U.S. Department of the Treasury, OFAC. Russian Harmful Foreign Activities Sanctions—Petroleum Services Restrictions. 发布日期：2025 起/持续更新；数据期间：现行；访问日期：2026-07-26. <https://ofac.treasury.gov/sanctions-programs-and-country-information/russian-harmful-foreign-activities-sanctions>

[30] European Union. Regulation (EU) 2024/1787 on methane emissions. 发布日期：2024-06；数据期间：分阶段实施；访问日期：2026-07-26. <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj/eng>

[31] U.S. Environmental Protection Agency. 2026 Final Rule for Oil and Natural Gas Operations. 发布日期：2026-04；数据期间：现行及延期节点；访问日期：2026-07-26. <https://www.epa.gov/controlling-air-pollution-oil-and-natural-gas-operations/2026-final-rule-reduce-burden-oil-and>

[34] U.S. Bureau of Labor Statistics. Producer Price Index: Oil and Gas Field Machinery Manufacturing. 发布日期：2026-01/持续更新；数据期间：历史-2026；访问日期：2026-07-26. https://www.bls.gov/news.release/archives/ppi_01302026.htm

[44] NOPSEMA. New guidance clarifies offshore decommissioning requirements. 发布日期：2026-05-15；数据期间：现行；访问日期：2026-07-26. <https://www.nopsema.gov.au/blogs/new-guidance-clarifies-requirements-offshore-decommissioning-commonwealth-waters>

[45] U.S. Bureau of Industry and Security. Export Administration Regulations Part 746. 发布日期：持续更新；访问日期：2026-07-26；数据期间：现行；访问日期：2026-07-26. <https://www.bis.gov/regulations/ear/746>

[47] North Sea Transition Authority. UKCS Decommissioning Cost and Performance Update 2025. 发布日期：2025-07；数据期间：2023-2032；访问日期：2026-07-26. <https://www.nstauthority.co.uk/news-publications/ukcs-decommissioning-cost-and-performance-update-2025/>

[48] Norwegian Offshore Directorate. FactPages: Wellbores, Fields and Facilities. 发布日期：2026-07-25 同步；数据期间：历史-当前；访问日期：2026-07-26. <https://factpages.sodir.no/en/wellbore/TableView/Exploration/LastYear>

[51] Japan Ministry of Economy, Trade and Industry. Japan's oil and natural gas self-development ratio FY2024. 发布日期：2026-02-17；数据期间：FY2024 及 2030/2040 目标；访问日期：2026-07-26. <https://www.meti.go.jp/press/2025/02/20260217003/20260217003.html>

[52] Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Development and Production Open Data. 发布日期：2026-07-02 更新；数据期间：1939-2026；访问日期：2026-07-26. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/fase-de-desenvolvimento-e-producao>

[53] NOPSEMA. Australia's Offshore Energy Industry Performance Report 2025—release. 发布日期：2026-05-25；数据期间：2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.nopsema.gov.au/blogs/nopsema-releases-australias-offshore-energy-industry-performance-report-2025>

[54] Bureau of Ocean Energy Management. Offshore Energy Statistics and OCS Databases. 发布日期：持续更新；数据期间：历史-2026；访问日期：2026-07-26. <https://www.boem.gov/factsheet/oil-and-gas-energy>

行业协会、运营机构与数据提供者

[3] American Petroleum Institute. API Monogram/APIQR latest updates and API Spec Q1. 发布日期：持续更新；数据期间：现行；访问日期：2026-07-26. <https://www.api.org/products-and-services/api-monogram-and-apiqr/latest-updates>

[4] Baker Hughes. Worldwide Rig Count overview. 发布日期：2026-07-24/2026-06；数据期间：最新周度/月度；访问日期：2026-07-26. <https://rigcount.bakerhughes.com/>

[19] Baker Hughes. Worldwide Rig Count Historical Data, Annual Average 1975-2024 partial. 发布日期：2024-02；数据期间：1975-2024 年初；访问日期：2026-07-26. <https://rigcount.bakerhughes.com/static-files/52a71145-57cc-481e-b523-87cf9ebb6cc1>

[28] Baker Hughes. Rig Count FAQs and Methodology. 发布日期：现行；数据期间：方法学；访问日期：2026-07-26. <https://rigcount.bakerhughes.com/rig-count-faqs/>

[55] International Association of Drilling Contractors. 2025 Incident Statistics Program Annual Report. 发布日期：2026-03-05；数据期间：2025；访问日期：2026-07-26. <https://iadc.org/drillbits/incident-statistics-programs-annual-report-reveals-industry-data-for-2025/>

公司法定披露及正式公告

[5] SLB. SLB Announces Second-Quarter 2026 Results. 发布日期：2026-07-24；数据期间：Q2 2025-Q2 2026；访问日期：2026-07-26. <https://investorcenter.slb.com/news-releases/news-release-details/slb-announces-second-quarter-2026-results>

[6] Halliburton. Halliburton Announces Second Quarter 2026 Results. 发布日期：2026-07-21；数据期间：Q1-Q2 2026；访问日期：2026-07-26. <https://ir.halliburton.com/news-releases/news-release-details/halliburton-announces-second-quarter-2026-results>

[7] Weatherford International. Weatherford Announces Second Quarter 2026 Results. 发布日期：2026-07-21；数据期间：Q2 2025—Q2 2026；访问日期：2026-07-26. <https://www.weatherford.com/investor-relations/investor-news-and-events/news/news-article/?ItemID=18716>

[8] Transocean. Quarterly Fleet Status Report. 发布日期：2026-05-04；数据期间：截至 2026-05-04；访问日期：2026-07-26. <https://investor.deepwater.com/news-releases/news-release-details/transocean-ltd-provides-quarterly-fleet-status-report-39>

[17] Baker Hughes / U.S. SEC. Baker Hughes 2025 Form 10-K. 发布日期：2026-02；数据期间：2023-2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1701605/000170160526000007/bkr-20251231.htm>

[18] TechnipFMC / U.S. SEC. TechnipFMC 2025 Form 10-K. 发布日期：2026-02-19；数据期间：2023-2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1681459/000168145926000010/fti-20251231.htm>

[22] SLB / U.S. SEC. SLB 2025 Form 10-K. 发布日期：2026-01-23；数据期间：2023-2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/87347/000119312526021017/slb-20251231.htm>

[23] Halliburton / U.S. SEC. Halliburton 2025 Form 10-K. 发布日期：2026-02；数据期间：2023-2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/45012/000004501226000015/hal-20251231.htm>

[29] NOV / U.S. SEC. NOV 2025 Form 10-K. 发布日期：2026-02；数据期间：2024-2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1021860/000119312526048350/nov-20251231.htm>

[32] Transocean / U.S. SEC. Transocean 2025 Form 10-K. 发布日期：2026-02-23；数据期间：2023-2025；访问日期：2026-07-26. <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1451505/000145150526000018/rig-20251231x10k.htm>

- [35] SLB / U.S. SEC. SLB 2018 Form 10-K. 发布日期：2019-01；数据期间：2014—2018；访问日期：2026-07-26。
https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/87347/000156459019000928/slb-10k_20181231.htm
- [36] SLB / U.S. SEC. SLB 2020 Form 10-K. 发布日期：2021-01；数据期间：2018—2020；访问日期：2026-07-26。
https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/87347/000156459021002477/slb-10k_20201231.htm
- [37] SLB / U.S. SEC. SLB 2022 Form 10-K. 发布日期：2023-01；数据期间：2020—2022；访问日期：2026-07-26。
https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/87347/000156459023000762/slb-10k_20221231.htm
- [38] Halliburton / U.S. SEC. Halliburton 2016 Form 10-K. 发布日期：2017-02；数据期间：2014—2016；访问日期：2026-07-26。
https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/45012/000004501217000047/hal_12312016-10k.htm
- [39] Halliburton / U.S. SEC. Halliburton 2020 Form 10-K. 发布日期：2021-02；数据期间：2016—2020；访问日期：2026-07-26。
<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/45012/000004501221000009/hal-20201231.htm>
- [40] Halliburton / U.S. SEC. Halliburton 2022 Form 10-K. 发布日期：2023-02；数据期间：2020—2022；访问日期：2026-07-26。
<https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/45012/000004501223000011/hal-20221231.htm>
- [41] Transocean. Transocean Ltd. Reports First Quarter 2026 Results. 发布日期：2026-05-04；数据期间：Q1 2025—Q1 2026；访问日期：2026-07-26。
<https://investor.deepwater.com/news-releases/news-release-details/transocean-ltd-reports-first-quarter-2026-results>
- [42] ADNOC. ADNOC Launches Industrial Resilience Program. 发布日期：2026-05-04；数据期间：2026—2030 计划；访问日期：2026-07-26。
<https://adnoc.ae/en/news-and-media/press-releases/2026/adnoc-launches-industrial-resilience-program-at-make-it-in-the-emirates>
- [43] Saudi Aramco. Aramco achieves 70% local content target through flagship iktva program. 发布日期：2026-02-11；数据期间：累计及 2030 目标；访问日期：2026-07-26。
<https://www.aramco.com/en/news-media/news/2026/aramco-achieves-70-local-content-target-through-flagship-iktva-program>
- [46] PETRONAS. PETRONAS Activity Outlook 2026—2028. 发布日期：2026-01-29；数据期间：2026—2028；访问日期：2026-07-26。
<https://www.petronas.com/media/media-releases/petronas-activity-outlook-2026-2028-strengthening-energy-ecosystem-malaysias>
- [49] China Oilfield Services Limited / HKEX. 2025 Annual Report. 发布日期：2026-04-14；数据期间：2025；访问日期：2026-07-26。
<https://www1.hkexnews.hk/listedco/listconews/sehk/2026/0414/2026041400342.pdf>
- [50] Sinopec Oilfield Service Corporation / HKEX. 2025 Annual Report. 发布日期：2026-04-27；数据期间：2021—2025；访问日期：2026-07-26。
<https://www1.hkexnews.hk/listedco/listconews/sehk/2026/0427/2026042700587.pdf>

专业研究与分类方法

- [13] S&P Dow Jones Indices / MSCI. GICS Methodology. 发布日期：现行版本；数据期间：分类方法；访问日期：2026-07-26。
<https://www.msci.com/our-solutions/indexes/gics>