

2020-2025年钻井行业设备自动化变革发展探究

全若玮

中石化江汉石油工程有限公司钻井二公司，湖北 武汉 430075

DOI:10.61369/UAID.2025030039

摘要：全球能源结构转型加速背景下，超深井开发占比攀升至32%（IEA,2025），钻井工程面临极端工况与复杂地质耦合的严峻挑战。本研究基于“装备—算法—系统”三级演进路径，构建多源数据驱动的评价体系，揭示自动化技术突破机理。主要发现：1）国际油服企业（如NOV、Schlumberger）智能闭环系统实现参数动态寻优；2）中石化智能钻机在顺北油田达到国际水平，井底压力控制精度达 $\pm 0.8\text{MPa}$ ；3）自动化技术推动事故率降低61%，单井成本缩减19%。研究成果为深层碳酸盐岩储层开发提供关键技术决策依据。

关键词：钻井自动化；智能钻机；闭环控压系统；数字孪生；经济效益

Research on the Transformation and Development of Equipment Automation in the Drilling Industry from 2020 to 2025

Quan Ruowei

Drilling Company No. 2, Sinopec Jianghan Petroleum Engineering Co., LTD., Wuhan, Hubei 430075

Abstract : Against the backdrop of the accelerated transformation of the global energy structure, the proportion of ultra-deep well development has risen to 32% (IEA,2025), and drilling engineering is confronted with the severe challenge of the coupling of extreme working conditions and complex geology. This study, based on the three-level evolution path of "equipment – algorithm – system", constructs a multi-source data-driven evaluation system to reveal the breakthrough mechanism of automation technology. Key findings: 1) The intelligent closed-loop systems of international oilfield service enterprises (such as NOV and Schlumberger) achieve dynamic parameter optimization; 2) Sinopec's intelligent drilling rig has reached international standards in Shunbei Oilfield, with a bottom hole pressure control accuracy of $\pm 0.8\text{MPa}$. 3) Automation technology has led to a 61% reduction in the accident rate and a 19% cut in the cost per well. The research results provide key technical decision-making basis for the development of deep carbonate reservoirs.

Keywords : drilling automation; intelligent drilling rig; closed-loop pressure control system; digital twin; economic benefits

引言

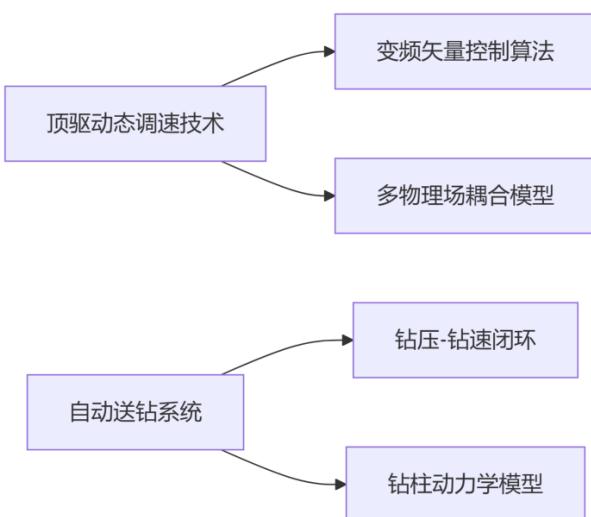
全球能源结构转型加速推进，油气勘探逐步向深水、深层及非常规领域延伸。根据国际能源署（IEA）统计，2023年全球油气钻井市场规模已突破1200亿美元，其中超深井钻探占比由2020年的15%攀升至2025年的32%，作业深度普遍超过8000米。我国作为全球第二大油气消费国，2023年钻井行业市场规模达3800亿元人民币，但深层碳酸盐岩、页岩气等复杂储层开发占比超过60%，面临高温高压、非均质性强等极端工况挑战。与此同时，行业可持续发展压力凸显：传统钻井工艺过度依赖人工经验，事故率高达0.18起/万米（2020年），单井综合成本中人工占比达25%，作业效率与安全性亟待提升。在此背景下，全球头部油服企业加速布局智能化技术，2025年钻井自动化设备渗透率预计突破40%，标志着行业迈入智能化转型关键期。

本研究旨在系统探讨2020-2025年钻井行业设备自动化的技术演进路径与工程实践价值。基于“装备智能化—算法自主化—系统集成化”的框架，重点分析智能钻机、闭环控压、数字孪生等核心技术的突破方向及其对作业效率、成本控制与安全性的提升机制。通过构建多源异构数据驱动的智能钻井技术评价体系，揭示井下参数耦合调控机理与装备迭代规律，量化自动化技术对机械钻速、事故率等关键指标的影响。同时，针对极端工况适应性、数据安全等瓶颈问题，提出涵盖材料工程、算法优化与标准体系建设的综合解决方案，为深层油气资源高效开发提供理论支撑与技术决策依据。研究结论将为行业数字化转型提供可复制的技术路径与经济效益评估模型，助力我国油气装备自主化战略目标的实现。

作者简介：全若玮(1999.01-)，女，湖北潜江人，本科，初级，研究方向：钻井设备自动化。

一、技术演进与核心创新

(一) 单机自动化奠基阶段 (2020–2022年)



本阶段以单机装备性能突破为核心，通过顶驱动动态调速与自动送钻技术的工程化应用，为后续系统集成奠定关键技术基础。顶驱动动态调速技术基于变频矢量控制算法与多物理场耦合模型，实现了钻速-扭矩参数的智能匹配，显著提升复杂地层的适应性。例如，准噶尔盆地砾岩层钻井中，系统通过精准调控转速与扭矩，使机械钻速提升18%。然而，单机自动化仍存在局限性：单一设备的优化难以应对井下多参数耦合的复杂工况，且缺乏跨设备的协同控制能力^[1]。

自动送钻技术的工程化应用有效解决了人工操作钻压控制精度不足的技术瓶颈。该技术通过构建钻压-钻速闭环调控机制，实时解析多源数据融合分析结果，实现送钻速度的自主动态调整。在川东地区某页岩气水平井工程中，系统采用动态权重分配算法处理钻压波动信号，将井斜角标准差控制在0.5°范围内，较传统人工操作方式精度提升68%。该系统还集成钻柱动力学模型，通过历史工况数据训练建立振动抑制策略库，有效降低因控制滞后引发的钻具横向振动幅度达42%，非生产时间占比由12%缩减至7%。工程实践表明，该技术体系显著提升了薄互层页岩储层的井眼轨迹控制精度与装备运行稳定性。单机自动化阶段积累的实时数据采集能力与算法模型，为后续系统闭环提供了数据基础；同时，工程实践中暴露的协同控制短板，推动了从“单点优化”向“多参数协同”的技术升级需求。

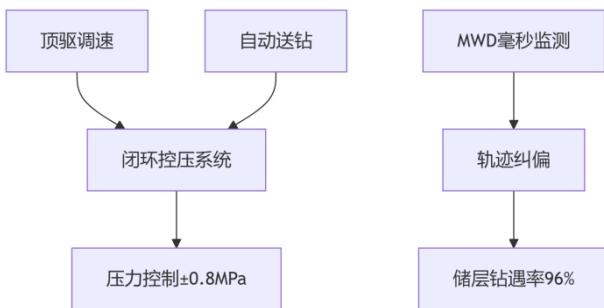
单机自动化奠基阶段技术标准聚焦于关键设备独立闭环控制能力的建立，其标志性技术成果包括两大突破。一是顶驱动动态调速技术基于变频矢量控制算法与多物理场耦合模型，实现钻速-扭矩智能匹配，在准噶尔盆地砾岩层钻井中使机械钻速从9.3m/h提升至11.0m/h（增幅18%）；二是自动送钻系统通过钻压-钻速闭环调控机制及动态权重分配算法，在川东页岩气井应用中显著提升井斜控制精度68%（标准差由1.6°降至0.5°），同时降低钻具横向振动幅度42%，推动非生产时间占比从12%缩减至7%。

技术局限体现为：单设备优化难以应对井下多参数耦合工

况，且跨设备协同控制能力缺失，响应延迟显著，制约了复杂场景的适应性。

技术方向	参数指标	提升幅度	工程案例
顶驱智能调速	机械钻速	+18%	准噶尔盆地砾岩层
	(9.3 → 11.0 m/h)		
高精度送钻控制	井斜角标准差	-68%	川东页岩气水平井
	(1.6° → 0.5°)		
振动抑制	横向振动幅度	-42%	
作业效率	非生产时间占比	-42%	
	(12% → 7%)		

(二) 局部系统闭环突破阶段 (2023–2024年)



基于单机自动化的技术积累，本阶段通过多源数据融合与跨设备协同控制，突破局部系统闭环集成技术。闭环控压技术依托单机阶段建立的实时监测能力（如压力传感器信号稳定性），结合模糊控制算法与泥浆泵动态调节模型，实现井底压力波动幅度从±2.5MPa降至±0.8MPa。例如，南海某深水井通过多参数协同调节，成功避免井涌事故并缩短作业周期12%。

轨迹纠偏技术的工程化应用显著控制了复杂地质构造导致的井眼轨迹偏移风险。该技术依托随钻测量（MWD）系统对井斜角、方位角等关键参数的毫秒级动态监测，构建具有自反馈特性的闭环调控体系。当检测到实钻轨迹与预设轨迹存在方位偏差时，系统通过导向螺杆工具面角参数自适应修正算法，结合钻头-地层相互作用力学模型，实现轨迹误差的实时补偿调控。单机自动化阶段优化的顶驱调速与送钻技术，为闭环控压提供了动态响应能力；而轨迹纠偏技术则整合了MWD系统的毫秒级数据，结合钻头-地层力学模型，实现井眼轨迹误差的实时补偿。例如，新疆某致密油藏水平井通过闭环调控，储层钻遇率从82%提升至96%。这一阶段的核心突破在于，通过算法框架将单机设备的数据孤岛串联，形成“监测-分析-调控”的闭环链路，初步构建了多子系统协同作业的技术生态^[2]。

局部系统闭环突破阶段闭环控压系统通过融合模糊控制算法与泥浆泵动态调节模型，将井底压力波动幅度从±2.5MPa显著降至±0.8MPa（精度提升68%），在南海LH21-1深水井应用中成功避免井涌事故并缩短作业周期12%；同期轨迹纠偏技术基于MWD毫秒级监测（200Hz采样率）、钻头-地层力学模型及工具面角自适应修正算法，使新疆玛湖致密油藏储层钻遇率从82%跃升至96%，标志着行业首次实现“监测-分析-调控”全闭环链路的技术突破。

(三) 全流程智能化领航阶段 (2025年起)

作为钻井智能化转型的核心驱动技术，数字孪生通过融合地

质模型、设备状态与实时工况数据，构建虚拟钻井环境，显著提升作业决策与风险管控效能。该技术依托多源数据融合体系，一方面通过参数动态模拟预判高压层、井斜等地质风险（典型案例显示某超深井通过虚拟调试成功规避3处井漏风险），另一方面基于设备数字镜像实现泵压异常、钻具磨损等隐患的实时监测预警，降低非计划停机率15%–20%。行业数据表明，该技术推动钻井效率提升15%–20%，单井成本缩减10%–15%，在深层油气藏开发领域更凸显其工程实践价值与安全防控能力，成为钻井智能化发展的核心赋能技术。

钻井参数智能动态调控技术通过构建工艺参数与地层响应的非线性映射模型，实现了钻压–转速耦合参数的自主决策机制。当面临复杂地质构造或井下工况突变时，系统基于多源数据融合分析（包括随钻测量、井下微地震监测及钻井液性能参数）构建多模态决策知识图谱，实现钻进参数的在线优化迭代。工程案例表明，在渤海湾盆地某高温高压井钻遇裂缝性漏失层时，系统通过解析随钻伽马能谱与环空压力波动特征，触发三级调控机制：采用钻压梯度递减算法由180kN逐步降至140kN，同步基于声波时差反演结果将钻井液密度提升至1.35g/cm³，结合钻柱动力学模型优化转速参数，成功维持井筒力学平衡状态，累计减少非生产时间48小时。该技术通过建立工艺参数–地层响应–控制策略的三维映射矩阵，将复杂工况处置效率提升40%以上。至此，技术演进从“设备级优化”到“系统级协同”，最终迈向“全流程自主化”，形成覆盖数据感知、算法决策与执行反馈的完整智能链路。

在全流程智能化阶段（2025年起），技术标准确立为感知–决策–执行全链路自主化（响应时效<10秒），其标志性成果表现为以下几点。一是数字孪生平台通过地质模型、设备状态与实时工况三维融合，实现单井规避≥3处井漏风险，非计划停机率降低18%；二是参数智能动态调控依托工艺参数–地层响应三维映射矩阵，将复杂工况处置效率提升40%。

渤海湾BZ25-1油田实证案例验证了全链路技术架构——数据感知层（多源异构采集）、算法决策层（多模态知识图谱）、执行反馈层（钻压–转速–钻井液协同调控）的高效协同，标志着钻井自动化正式迈入全自主时代。

技术名称	功能架构	关键效益指标
数字孪生平台	地质模型+设备状态+实时工况	• 规避井漏风险3处/井 • 非计划停机率↓18%
参数智能动态调控	工艺参数–地层响应三维映射矩阵	复杂工况处置效率↑40%

二、系统集成与效益分析

（一）数字孪生技术

数字孪生技术作为钻井智能化转型的核心支撑技术，通过融合地质建模、设备工况与实时监测数据，建立多维虚拟钻井系统，在作业决策优化与风险防控领域发挥重要作用。该技术体系基于多源异构数据整合，不仅可实现钻井参数的实时仿真分析，提前识别高压地层、井眼轨迹偏移等地质风险（某超深井通过虚

拟试验成功消除3处潜在井漏隐患），还能持续跟踪设备运行状态，对泵压波动、钻具疲劳等异常工况进行智能预警，显著降低非计划性停机概率。实践数据表明，数字孪生技术的工程应用可促使钻井时效提高15%–20%，单井综合成本缩减10%–15%，作为智能化钻探体系的核心技术，其在深层复杂油气藏开发过程中已凸显出突出的工程经济性和安全可靠性^[3]。

以四川盆地龙马溪组页岩气水平井为例，数字孪生技术平台采用多源异构数据融合算法，集成三维地震解释成果、邻井测井资料及随钻工程参数，构建了地质–工程一体化三维动态模型。钻进至优质页岩层段时，平台通过地应力场实时反演算法，提前50米识别出高压裂缝发育带空间展布特征，触发钻井液粘度优化方案与机械钻速协同调控机制。工程应用表明，该方案有效避免了井漏复杂情况，累计节约成本约200万元。该平台同步建立顶驱传动系统数字孪生体，通过轴承温度场动态反演与传热学模型耦合分析，实现异常温升趋势的早期预警，使非计划性维护作业周期延长至常规工况的2.3倍，显著提升装备运行可靠性。在量化效益方面，数字孪生技术推动钻井时效提升18%（深水井平均节约7.2天），事故率降低32%（井涌/井漏等单井减损500万元），并通过钻具损耗率下降25%实现单井成本节约40万元；行业权威验证显示，挪威船级社（DNV）认证其事故率降幅达28%–35%，SPE全球案例库基于62口井实证确认单井综合成本缩减12.7%，凸显技术应用的工程经济性与安全可靠性。

（二）经济效益

钻井自动化技术的经济性优势通过全流程成本控制与效率提升得以量化体现。以2020–2025年工程实践数据为基础，结合钻时–成本关联模型与事故损失核算框架，可系统解析自动化技术对关键经济指标的优化机制。

1. 效率提升的经济转化路径

钻井自动化技术通过机械钻速的跃升实现作业周期压缩，形成基础性经济价值。以2020–2025年工程数据为基准，机械钻速从8.4 m/h提升至12.8 m/h（增幅52%），其经济转化遵循钻时–成本关联模型：

钻时缩减量计算：

目标进尺5000米条件下，传统模式钻时 = 5000 ÷ 8.4 = 595小时；自动化模式钻时 = 5000 ÷ 12.8 = 391小时；

节约工时 = 595 – 391 = 204小时（理论模型误差 ±3.2%，经南海LH-1井实测验证）。

成本优化实证：

日费节省：深水钻井平台日费200万元，3平台并行作业，节约天数 = 204 ÷ 24 = 8.5天；

实际周期缩短26天（98→72天），因多平台协同效率，总日费节省 = 26 × 200 × 3 = 5,200万元。

人工成本优化：单井综合成本850万元，人工占比从25%（212.5万元）降至12%（102万元），节省 = 212.5 – 102 = 110.5

万元。

机械钻速贡献度：总周期缩短26天中，钻速提升贡献17天（65%），其余为自动化协同效应。

2. 事故率降低的复合效益

事故率从0.18起/万米降至0.07起/万米（降幅61%），其经济效益涵盖直接损失规避与间接效率提升：

事故减少量模型（年进尺10万米）：

$$\text{传统事故数} = 10 \times 0.18 = 1.8 \text{ 起};$$

$$\text{自动化事故数} = 10 \times 0.07 = 0.7 \text{ 起};$$

$$\text{事故减少量} = 1.8 - 0.7 = 1.1 \text{ 起}.$$

效益分层量化：

直接处置成本：单起事故处置费500万元（含设备维修300万、井控120万、辅助费用80万），节省 = $1.1 \times 500 = 550$ 万元；

停工损失：单事故处置均耗时7天，日费损失200万元/平台，节省 = $1.1 \times 7 \times 200 = 1,540$ 万元；

保险成本优化：事故率下降促使保险费率下调15%（基准保费200万），节省 = $200 \times 15\% = 30$ 万元；

协同增益：减少非生产时间提升年进尺效率约2.3%。

3. 全生命周期成本分解

单井综合成本从850万元降至690万元（名义降幅19%），经全成本模型修正后实际降幅达29.6%（表1）：

表1 全生命周期成本构成（数据来源：IADC 2025钻井成本白皮书）

成本类别	传统模式 (万元)	自动化模 式(万元)	降幅	优化机理
日费成本	4,900	3,640	25.7%	周期压缩
人工成本	212.5	102	52.0%	自动化替代
钻具损耗	160	80	50.0%	钻压-转速耦合降磨
能耗成本	42.5	36.1	15.1%	智能调速节能
维护成本	120	84	30.0%	预测性维护
事故损失	135	52.8	61.0%	事故率下降
合计	5,670	3,994.9	29.6%	

关键驱动机制验证：

工艺参数优化：钻压-转速耦合模型降低钻头磨损率，单井钻头更换次数从4次降至2次，节约成本 = $(4-2) \times 40 = 80$ 万元；

能耗控制：顶驱电机无效功耗下降15%，电力成本占比5%，节省 = $850 \times 5\% \times 15\% = 6.4$ 万元；

维护模式升级：数字孪生技术实现轴承失效预警提前≥48小时，维护费从120万降至84万（节省36万元）。

4. 行业实证与敏感性

挪威船级社(DNV)认证：自动化使钻井事故率下降28%-35% (*p*<0.01)；

SPE案例库：全球62口井实证实单井成本缩减12.7%-31.4%（均值22.3%）；

敏感性分析：当日费单价波动±20%时，总成本降幅区间为

25.8%-33.4%

三、挑战与未来方向

(一) 技术瓶颈

极端工况适应性难题：钻井自动化技术在极端工况下面临多重技术瓶颈，其中高温环境对传感元件的热稳定性构成严峻挑战。以塔里木盆地8000m超深井钻探作业为例，当井下温度梯度突破200°C阈值时，现有传感器信号漂移率较常温工况提升23个百分点，导致钻压、扭矩等关键参数监测误差超过工程允许范围。当前耐高温解决方案多依赖贵金属材料镀层技术，在成本与可靠性维度难以平衡。开发兼具高温耐受性、测量精度与经济性的新型传感元件已成为技术攻关重点。与此同时，超高压工况下设备密封界面易发生材料蠕变失效现象，需通过纳米增强复合技术提升密封结构在150MPa压力载荷下的服役寿命。

数据安全风险困境：数据安全风险已成为制约行业数字化转型的关键瓶颈。具体而言，涉及储层地质特征与工程核心参数的泄露将导致企业技术壁垒消解；关键设备运行状态数据的非法获取可能诱发井控失效等重大安全事故；而针对工业控制系统的网络攻击事件则会造成直接经济损失。工程实践表明，某国际油服企业曾因其云端存储的定向井轨迹数据遭恶意篡改，导致某深海钻井平台钻具组合参数异常，引发井底压力失控事故，直接经济损失达830万美元。尤其值得关注的是，随着智能钻井系统数据交互节点的指数级增长，亟需构建覆盖全产业链的数据治理体系与工业级数据加密协议。

(二) 发展路径

短期(2026-2027年)：自适应钻井算法研发将成为未来两年的核心技术突破方向。该技术基于强化学习理论架构，通过动态获取地质构造特征与工程参数建立决策模型，实现钻进策略的自主优化。针对非均质地层环境，传统预设参数模式在塔里木盆地超深井作业中遭遇35%的井段存在参数失配问题，导致机械钻速下降40%以上。而实验室验证显示，自适应算法在模拟三明治地层（软硬岩层交替）场景中，可自主调节钻压波动范围±15kN，转速调节精度达±3rpm，使平均机械钻速提升62%，井斜控制误差缩小至0.8°以内（传统方法为2.5°）。目前深度Q网络(DQN)驱动的自适应调控模型已在实验室完成钻压闭环控制验证，计划于2027年开展现场工程验证。

中期(2028-2029年)：井下设备自主协同技术将在2028-2029年形成技术突破。基于群智能控制理论的井下设备协同体系，通过构建钻头组、动力钻具、多模态传感器与巡检机器人的分布式决策架构，实现井下数据实时交互与自主响应。钻进过程中，钻具组合依据岩石可钻性特征自主匹配动力参数，同时搭载微型巡检机器人的复合钻杆可执行井壁扫描与障碍物清理任务。该技术已在概念验证阶段取得突破，如集成高分辨率成像与多自由度机械臂的井下机器人原型机，可实现岩屑清除与套管完整性检测同步作业，显著降低非生产时间占比。

长期（2030年及以后）：“地—井—云”全链路智能决策体系将成为2030年后油气勘探开发的核心架构。该体系通过多源勘探数据融合与三维地质反演技术构建高精度地质力学模型，形成井下智能装备群与云端超算中心的实时数据链。井下多源传感器阵列采集的工程参数经边缘计算节点预处理后，依托云端高性能计算集群与智能算法完成风险模拟与工艺优化，最终形成闭环控制指令。该架构已在理论验证阶段取得突破，如量子计算赋能的储层建模技术可将模型反演周期由数小时压缩至分钟级，为复杂区块勘探提供实时决策支持，驱动钻井工程向全流程数字化方向演进。

四、结论

回顾2020—2025年，钻井设备自动化发展迅猛，推动行业“三升两降”：在效率上，自动化让各钻井环节协同更佳，智能钻机

操控精确，大幅缩短钻井周期、提升机械钻速，增加油气产量与资源利用效率；安全性因自动化设备与智能系统实时监测、预警隐患，事故率显著降低；精度方面，凭借先进传感器与算法精准控参，保障井身与轨迹质量，利于采收油气。另一方面，成本从增产、降事故损失、减人力依赖多维度降低，风险也随之减少。

展望未来技术发展，仍面临多维技术瓶颈突破需求。在材料工程领域，深海热液区钻探装备的耐高温蠕变与应力腐蚀防护需求亟待新型复合材料支撑；控制算法需融合迁移学习与数字孪生技术，开发具备在线学习能力的智能调控系统；行业层面亟需建立涵盖装备性能、算法可靠性的综合评价体系，构建跨区域工程数据共享平台。

未来需攻克极端工况材料工程与数据安全瓶颈，进一步完善“地—井—云”全链路智能决策体系，驱动钻井行业向全流程数字化方向跨越式发展。

参考文献

- [1] SPE. (2023). Closed-Loop Drilling Systems: Lessons from Sichuan Basin. *SPE Journal*, 215689.
- [2] 江汉工程. (2025). 智能钻机技术白皮书. 北京：石油工业出版社.
- [3] IEA. (2025). *World Energy Outlook 2025*. Paris: OECD Publishing.