

# 连续油管修井技术应用探讨

李 斌

中石化中原工程公司井下特种作业公司 河南 濮阳 457001

**摘要：**连续油管修井技术以连续油管为核心载体，实现井筒维护与生产优化。本文解析其核心原理、装备与工具系统，探讨常规、增产改造及特殊井况应用场景与技术优势，分析应用中的关键问题、市场规模现状及驱动因素，提出优化方向与发展前景预测。该技术凭借高效、灵活、经济等优势，在油气开发中应用广泛，正朝着智能化、多功能化、绿色化方向发展，市场规模呈稳步扩张态势。

**关键词：**连续油管修井技术；应用场景；市场规模；关键问题；发展前景

引言：在油气开发领域，修井作业对保障油井正常生产至关重要。传统修井技术存在效率低、成本高、适应性差等问题。连续油管修井技术凭借独特优势，成为现代修井作业关键技术，突破传统作业模式，在复杂井况与多元需求下表现突出。当前，该技术市场规模已进入全球成熟增长阶段，其发展与油气勘探需求、技术迭代、政策导向深度绑定。深入探讨其技术原理、应用场景、市场现状及发展趋势，对提升油气开发效率与效益意义重大。

## 1 连续油管修井技术核心解析

### 1.1 技术定义与核心特征

连续油管修井技术是以连续油管为核心作业载体，通过配套地面设备与井下工具协同，实现井筒维护、故障处理及生产优化的综合性技术<sup>[1]</sup>。其核心在于利用连续油管“无接头、可连续起下”的特性，在带压或非压井条件下完成修井任务，突破了传统修井需反复起下油管、依赖井架支撑的作业模式。与常规修井技术相比，本质区别体现在三方面：一是作业连续性，无需中断作业接单根，效率提升显著；二是作业灵活性，可适应复杂井型与工况，如水平井、小井眼及高压敏感地层；三是经济性，减少设备搬迁与井架安装成本，缩短作业周期，综合效益更优。这一特性使其在非常规油气开发和老油田挖潜中成为优选技术。

### 1.2 核心技术原理

连续油管的力学传导与作业驱动依赖地面注入头与井下工具的协同作用。注入头通过液压系统提供持续拉力或推力，驱动油管在井筒内上下移动，其张力控制系统可实时调节油管受力，避免因弯曲或摩擦导致的断裂风险。修井过程中的流体循环机制以泥浆泵为动力源，将修井液通过连续油管注入井筒，携带井底碎屑返回地面，形成闭环循环系统。井筒干预机制则通过井下工具

实现，如旋转喷射工具利用高压水射流冲击井壁结垢，磨鞋通过高速旋转磨削落物或套管变形部位，封隔工具通过膨胀或坐封隔离特定井段，确保作业精准性。关键作业参数的调控是技术实施的关键。压力控制需平衡井底压力与修井液密度，避免井涌或井漏；排量调节直接影响流体携砂能力，需根据井深与碎屑粒径动态优化；温度管理则需考虑地层温度对修井液性能的影响，高温工况下需添加抗温添加剂以维持流体稳定性。参数调控需通过地面监测系统实时反馈数据，结合井下工具状态动态调整，为智能化作业奠定基础。

### 1.3 核心装备与工具系统

连续油管本体是技术实施的物质基础，材质多采用高强度低碳合金钢，兼具抗拉强度与柔韧性，规格按直径分类（常见为25.4mm至88.9mm），下深能力随管径增大而提升，性能要求包括抗疲劳、耐腐蚀及低温韧性，以适应深井、超深井及酸性环境作业需求。近年来，随着技术自主化推进，我国在油管材质与制造工艺上实现突破，降低了对进口依赖。地面设备中，注入头是动力核心，通过液压马达驱动链条夹持油管，实现起下速度与张力的精准控制；滚筒用于缠绕与存储油管，其容量量决定单次作业深度；动力系统通常采用柴油发动机或电动机，为注入头与泥浆泵提供动力支持。井下工具系统涵盖打捞、铣削、封隔三大类，专用工具的研发升级提升了复杂井况的应对能力。配套系统中，监测系统集成多维度传感器，流体处理系统则提升作业环保性，契合绿色发展需求。

## 2 连续油管修井技术的应用场景、优势及市场分析

### 2.1 主要应用场景与技术优势

常规修井作业中，连续油管在井筒清洁、井眼修复、落物打捞中表现突出。井筒清洁时可精准输送高温流体或化学剂，形成闭环循环携带污染物返排；其纤细

柔性特性适配小井眼修复，最大程度保留井筒结构；专用打捞工具通过实时定位提升作业效率，减少井眼扰动<sup>[2]</sup>。增产改造领域，压裂辅助作业中可快速下入管柱并实时传输裂缝数据，酸化作业实现分层注入，避免流体窜流问题，提升改造效果。特殊井况下，水平井中其优异弯曲性能解决常规管柱可达性差的痛点，以我国大庆油田某水平井为例，连续油管携带铣削工具成功抵达1500米长水平段末端，完成套管修复作业，而传统技术在此类井段的成功率不足60%；低压低渗透井作业中，采用黏度仅为5mPa·s的低伤害修井液，漏失量控制在0.5m<sup>3</sup>/h以内，较常规技术降低80%，有效保护储层原始渗透能力；高含硫高压井中，如普光气田应用的抗硫连续油管，采用22Cr双相不锈钢材质，配合API6A等级密封接头，在12MPa压力、H<sub>2</sub>S体积分数15%的工况下实现连续作业300小时无泄漏，保障作业安全。综合来看，该技术具有作业效率高、储层伤害小、成本可控、适应性强等核心优势，在各类井况中均能体现显著价值，已成为油气田开发中不可或缺的技术支撑。

## 2.2 市场规模现状与驱动因素

全球连续油管作业市场规模突破200亿美元，修井业务占比超60%，市场主要集中于北美、中东、亚太三大区域。北美依托页岩油气开发，连续油管在水平井作业中应用广泛，市场规模占全球45%以上。中东高含硫高压井集中，对连续油管抗腐蚀能力需求迫切，市场规模占25%。亚太以我国、印度等为核心，我国2025年市场规模已达300亿元，年均增速超12%。国内企业作业量年均增长15%-20%。市场规模的核心驱动因素主要体现在三方面：一是非常规油气开发需求激增。全球页岩油、页岩气等非常规资源开发占比提升，其水平井对连续油管“精准干预”需求强烈。例如我国涪陵页岩气田、大庆页岩油区，连续油管钻磨桥塞等作业已成标配，直接拉动市场扩张。二是老油田挖潜与井况复杂度提升。全球超40%油田进入开发中后期，井筒结垢等问题频发，连续油管凭借高效率优势成为治理核心手段。如我国某利油田等通过连续油管热洗清蜡，作业周期缩短50%，年节约成本超亿元。三是技术自主化降低应用门槛。此前连续油管核心装备依赖进口，成本占比高。近年来我国、俄罗斯等国实现技术突破，装备国产化率提升至70%，使单井作业成本下降20%-30%，推动了中小油田与新兴市场的普及<sup>[3]</sup>。

## 3 连续油管修井技术应用中的关键问题与挑战

### 3.1 技术层面瓶颈

连续油管疲劳损伤是当前应用中最突出的技术难题，

在修井作业的全流程中，管柱需反复经历起下过程中的拉伸、井眼弯曲段的弯曲以及工具驱动时的扭转作用，在管柱接头、壁厚变化等应力集中区域极易萌生微小裂纹，这些裂纹会随着作业次数增加逐步扩展。尤其在深井高压环境下，管柱内外压差显著，进一步加剧了力学损伤程度，部分井况下管柱使用寿命甚至缩短至设计值的60%以下，大幅增加了作业成本。井下复杂工况则带来多重叠加考验，深井常见的150℃以上高温不仅会导致管柱材质强度下降10%-20%，还会加速密封件老化失效，引发液压系统泄漏；而超过70MPa的高压环境可能造成管柱塑性变形，导致井下工具动作卡顿甚至失效。作业参数匹配存在天然复杂性，不同井深的压力梯度、地层岩性的研磨性差异以及流体的黏度与腐蚀性，对施工压力、循环排量等核心参数要求截然不同，参数设定仅5%-10%的偏差就可能引发井漏、储层伤害等严重问题。

### 3.2 装备与工具限制

核心装备的可靠性直接决定修井作业的连续性，作为关键设备的注入头和滚筒，在单日12小时以上的高负荷运行中，其传动齿轮磨损、液压密封件老化等问题频发，平均每口井作业需停机检修2-3次，严重影响施工效率。井下工具的适应性不足在特殊作业场景中更为凸显，面对硬岩铣削时的高强度冲击和深井打捞时的复杂受力，部分工具存在刀头强度不够、接头承载能力不足等缺陷，单次作业工具损耗成本可达数万元。装备国产化进程仍存在明显短板，虽然主体设备已实现自主生产，但高端压力传感器、抗极端环境的聚四氟乙烯密封件等关键部件仍有30%以上依赖进口。与国际先进产品相比，国产装备在材质稳定性上偏差约5%，智能化监测精度落后10%-15%，若国际贸易摩擦加剧导致进口渠道受限，将直接影响技术迭代速度。

### 3.3 应用与市场挑战

井眼轨迹对作业实施的影响尤为显著，大斜度井超过60°的井段和水平井的造斜段，极易导致管柱与井壁产生刚性摩擦引发遇阻，其导向控制高度依赖操作人员的经验判断与设备的实时监测精度，新手操作时遇阻率较熟练人员高出40%。现场施工工艺缺乏统一行业标准，不同施工团队的作业流程、工具选型规范存在明显差异，导致同一区块相似井况的修井效果波动幅度达20%。市场层面，大量中小企业涌入使低端修井市场竞争白热化，部分企业为争夺订单将报价压低15%-20%，引发恶性价格战，行业平均利润率已降至8%以下。同时，定向钻井、智能完井等替代技术的突破，分流了约10%的传统修井需求。人员能力方面，操作人员需兼具机械原理、

井控技术等综合专业能力，而当前约30%的一线人员仅具备基础操作技能，在应对井涌、管柱卡阻等突发情况时应急处理能力欠缺，显著增加了作业安全风险。

#### 4 连续油管修井技术的优化方向与发展前景

##### 4.1 核心技术与装备优化路径

技术优化聚焦材质改进与智能化升级。材质方面，研发团队通过调整合金钢中铬、钼元素配比至1.5%和0.8%，结合等温淬火工艺，使油管抗拉强度从800MPa提升至1100MPa，抗腐蚀性能在5%盐雾环境下提升至1000小时无锈蚀；新型碳纤维复合材料的融入，使管柱自重降低30%，其三维编织结构能将应力集中系数从传统管材的1.8降至1.2，有效延缓疲劳裂纹萌生与扩展，使单根油管使用寿命从500次作业循环延长至800次。作业参数优化依托井下分布式传感器网络，每10米布设一个压力、温度传感器，实时采集数据传输速率达100Mbps，通过边缘计算模块在50ms内完成数据处理，结合预设的10万组井况数据库算法模型，自动调整泵压、排量等参数，如在四川盆地某深井作业中，系统通过实时监测管柱受力变化，提前20分钟预判卡钻风险，及时调整注入头推力，避免了经济损失超百万元，实现动态精准调控，减少人为判断滞后与误差<sup>[4]</sup>。装备升级推动智能化与多功能集成。地面控制系统集成智能诊断功能，实现设备异常预警，偏远井场已逐步应用无人值守远程操控。井下工具向一体化发展，将打捞、铣削等功能整合，单次下井完成多道工序。装备采用轻量化模块化设计，注入头等核心设备重量降低，标准化模块实现快速组装，提升复杂地形作业灵活性。

##### 4.2 技术发展前景预测

未来5-10年，该技术将呈现“三维拓展”前景，全球市场规模有望保持8%-10%的年均增速，2030年或将突破350亿美元。技术深化方面，智能化升级实现“数据驱动+远程操控”，我国石化试点的井况预测模型使作业成功率提升至99%以上；极限工况技术突破，耐180-220℃高

温材料与高强度油管将适配8000米以上超深井，高含硫井修井市场占比将提升至30%。场景拓展层面，油气领域内，针对页岩油、煤层气的专项技术实现精准诊断与微创修复，江汉石油工程的光纤测试技术使单井成本降低50%；轻量化装备适配海上平台需求，海上市场占比将提升至20%。跨领域应用中，该技术已用于炼化装置清焦，未来在二氧化碳封存井、地热井等新能源领域的应用将成为新增长点。绿色转型方面，生物可降解修井液降解率超90%，循环系统使修井液重复利用率超80%，单井废液排放减少60%。地面装备采用电动动力系统与光伏储能，作业能耗降低25%，契合全球环保政策导向。我国市场将凭借“技术输出+内需升级”双驱动，2030年市场规模有望突破600亿元，成为全球最大单一市场。

##### 结束语

连续油管修井技术凭借高效、灵活、低伤害等优势，在油气开发中占据重要地位，其市场规模的稳步扩张与技术的持续升级形成良性互动。尽管面临技术瓶颈、装备限制及市场竞争等挑战，但通过核心技术优化、装备升级与场景拓展，正不断突破发展困境。未来，随着智能化、绿色化转型与跨领域应用的推进，该技术将持续为油气行业高效、安全、环保开发提供有力支撑，推动行业实现高质量发展。

##### 参考文献

- [1]胡斌,孙海博.连续油管水力切割作业方法在井场的应用[J].天津科技,2025,52(10):33-35,39.
- [2]马骥,李潇,马莉军.连续油管技术在采油修井作业中的实践应用效果与经济效益优势分析[J].中国化工贸易,2023,15(19):46-48.
- [3]张江南.石油工程井下作业修井技术及工艺探讨[J].现代工程科技,2022,1(7):15-18.
- [4]王永强,栾富钰,纪悦涛,等.连续油管技术在钻完井作业当中的应用趋势[J].中国战略新兴产业,2022(11):146-148.