

老井修井施工井下故障处理技术分析

杨红哲

中石化中原石油工程有限公司井下特种作业公司, 河南 濮阳 457164

[摘要]国内老油田已进入开发中后期,井筒老化问题突出,井下故障频发,传统修井工艺与管理模式难以适配复杂工况,制约油田稳产增效。本文结合老井现场施工工况,归纳井筒堵塞、管柱卡阻、套管破损、层间窜通四类典型单一故障及多故障叠加的工况特征,对比三类主流故障诊断技术的适用条件与应用短板。从技术匹配、工艺执行、质量安全管控、人机配套四个维度,剖析当前老井修井施工存在的突出问题,并针对性优化精细化解堵、低损伤解卡、微创修复、精准封堵四大专项工艺,同时补充复合故障联合处置方案,搭建全流程施工管控体系。整套技术方案以低损伤、精细化作业为核心,可有效降低故障复发率、规避井筒二次损伤,可为老井修井标准化施工、现场安全风险防控提供参考依据。

[关键词]老井修井; 井下故障; 故障诊断; 施工工艺; 技术优化; 现场管控

DOI: 10.64635/ja.2026.1278

中图分类号: TE358

文献标识码: A

Analysis of Downhole Fault Treatment Technologies in Workover Operations of Old Wells

Yang Hongzhe

Downhole Special Operations Company, Sinopec Zhongyuan Petroleum Engineering Co., Ltd., Puyang, Henan 457164, China

Abstract: Domestic mature oilfields have entered the middle and late stages of development. Wellbore aging has become increasingly prominent, and downhole faults occur frequently. Traditional workover technologies and management models are no longer fully adaptable to complex operating conditions, restricting stable production and efficiency improvement in oilfields. Based on the field operating conditions of old wells, this paper summarizes the characteristics of four typical single faults, including wellbore blockage, pipe string sticking, casing damage, and interlayer channeling, as well as operating conditions involving multiple superimposed faults. It compares the applicable conditions and application limitations of three mainstream fault diagnosis technologies. From the dimensions of technology matching, process execution, quality and safety control, and human-machine coordination, the paper analyzes the prominent problems existing in current old-well workover operations. Targeted optimizations are proposed for four special technologies: refined blockage removal, low-damage stuck-pipe release, minimally invasive repair, and precise plugging. In addition, a combined treatment scheme for compound faults is supplemented, and a whole-process construction control system is established. With low-damage and refined operation as the core, the complete technical scheme can effectively reduce the recurrence rate of faults and avoid secondary wellbore damage, providing a reference for standardized workover operations of old wells and on-site safety risk control.

Keywords: old-well workover; downhole fault; fault diagnosis; construction technology; technical optimization; on-site control

引言

国内陆上主力老油田目前普遍进入高含水、高采出的开发阶段。井筒设备长期服役产生老化损耗,长期采油与注水作业又持续破坏原始地层结构,各类井下故障开始集中爆发。故障不仅会造成单井产能衰减、油田开发成本攀升,还大幅增加施工作业风险。老井井筒结构强度偏弱,施工容错空间极小,粗放作业极易诱发次生故障。

现阶段,国内外学者围绕井筒故障诊断、修井工艺优化开展了诸多研究,现有技术可处理常规油井简单故障,但相关研究多聚焦单一问题,缺少针对老井多故障叠加工况的系统性分析,也未形成专属全流程管控体系^[1]。本文立足现场施工痛点,系统梳理故障类型、研判诊断技术、排查施工短板,同步优化工艺与管理模式,以此弥补现有研究不足,助力老井安全高效生产。

1 老井修井典型井下故障类型及工况特征

1.1 井筒堵塞故障及工况特征

井筒堵塞是老井最常见的故障，地层出砂、注水杂质堆积以及原油胶质、沥青质沉积，分别形成砂堵、结垢与油污附着三类问题。堵塞物会压缩流体通道，阻碍采油和管柱起下作业，造成油井产能下降。受井筒空间限制，零散分布的堵塞物难以彻底清理，故障反复出现，持续影响井筒正常运行^[2]。

1.2 管柱卡阻故障及工况特征

管柱卡阻在修井作业中发生频率最高，井内积砂、硬质结垢与遗留杂物是主要诱因。长期服役导致管柱弯曲变形，加之井眼轨迹偏移，井筒规整度远不及新井。常规解卡工艺无法直接套用，作业操作不当，极易引发管柱断裂、井壁损坏等次生故障。

1.3 套管破损故障及工况特征

套管作为井筒防护主体，长期受地层应力、流体冲刷和多次修井作业影响，易出现变形、错断、腐蚀及密封漏失等问题。套管发生损伤后，井筒整体稳定性大幅下降，不仅会出现井壁失稳、流体渗漏等问题，还显著提升了后续施工的安全风险^[3]。

1.4 层间窜通故障及工况特征

老井封隔设备逐渐老化失效，再叠加套管破损、错位等问题，原本相互隔离的地层形成流体窜通。层间窜通会破坏原有油藏开发体系，降低原油采收率，同时干扰故障排查工作，衍生出各类施工难题。

1.5 老井多故障叠加工况及特征

多故障叠加是老油田的主流工况，堵塞伴管柱卡阻、套管破损伴层间窜通等组合问题十分普遍。各类故障相互

影响、隐患隐蔽，作业容错率极低，传统单一故障处理工艺难以满足要求，对施工流程、参数控制和风险防控都提出了更高标准。

2 老井井下故障常用诊断与识别技术

2.1 常规现场排查识别法

该方法是一线运维初步判定故障的主流手段。作业人员通过监测施工参数、分析井筒流体理化指标、观察起下钻作业状态，完成故障初步筛查。

该技术操作简单、作业成本低，可快速锁定故障大致位置与基础类型，适用于油井常态化运维。但探测精度有限，面对多故障叠加、深部隐性故障、细微井筒损伤时，无法实现精准判定，仅可作为基础识别手段^[4]。

2.2 仪器检测精准诊断技术

精密仪器检测可弥补常规排查精度不足的短板，是处置复杂疑难故障的核心手段。现阶段井下成像探测、套管完整性检测、井筒压力测试、流体流量监测等技术应用广泛，设备可深入井筒内部，识别肉眼及常规手段无法发现的细微异常，精准判定故障深度、损伤范围与严重程度。

不同检测设备受井深、井筒口径、井内介质等条件限制，现场作业前需结合工况完成评估，匹配对应检测设备。

2.3 动态综合识别方法

老井井下工况会随施工推进持续变化，单一静态识别模式易产生判定偏差。动态综合识别方法融合常规现场排查与仪器精准检测，在全施工周期内持续采集数据、更新研判结论，形成全过程动态判定体系。

该模式可规避单一技术的应用缺陷，大幅提升故障定位与定性准确率，是现阶段应对老井复杂叠加工况实用性最强的识别方式^[5]。

表 1 井下故障诊断技术综合对比表

诊断技术类型	适用场景	检测精度	作业成本	主要作业限制	核心优缺点
常规现场排查	日常巡检、浅层简单故障、初步筛查	低	极低	无法识别深部、隐性、细微故障	优点：操作便捷、无设备依赖 缺点：误差大，不适用于复杂故障
仪器检测精准诊断	深部故障、套管损伤、层间窜通、疑难故障	高	较高	受井深、井筒口径、井内流体影响	优点：数据精准、故障定位清晰 缺点：设备操作复杂、施工周期略长
动态综合识别	多故障叠加、工况动态变化的老井	高	中等	需全程数据采集，人员工作量大	优点：适配复杂工况、判定准确率最高 缺点：流程繁琐，对人员综合能力要求高

3 老井修井故障处理施工现存核心问题

3.1 故障识别与技术适配问题

老井多故障叠加的复杂工况大幅提升了诊断难度，现场作业人员多依靠传统经验判断故障，未能结合仪器检测数据开展综合研判，故障误判、定位偏差问题时有发生。施工中还普遍存在工艺盲目套用的情况，直接使

用常规油井修井方案，未结合井筒老化、井眼畸变等特殊工况优化设计，不仅降低清堵、解卡、封堵作业效果，还易对薄弱井筒造成二次损伤，形成故障反复出现的恶性循环。究其原因，行业尚未建立老井专属故障研判标准，现场考核偏重施工进度，一线人员也缺少复合故障研判相关培训。

3.2 现场施工工艺执行问题

部分作业人员为追赶工期,存在超压作业、粗暴起下管柱等违规行为,洗井、杂物打捞等预处理工序常被简化。目前行业仅针对单一故障制定作业标准,面对多重故障叠加工况暂无统一规范,各班组依靠固有习惯排布工序,易出现工序颠倒、重复作业等问题,既降低施工效率,也不断积累安全隐患。该问题主要源于工期与薪酬考核导向,加之复合故障配套作业标准长期缺失。

3.3 施工质量与安全管控问题

当前油田依旧采用通用化修井管控标准,缺乏适配老井的专项管理体系。施工方案论证不够深入,作业过程以抽查为主,关键工序缺少全程监督,收尾验收仅依靠表面工况判断,井下核心参数未全面核验,管控环节存在明显漏洞。这是由于老井修井专项管控细则缺位,验收环节未设置参数核验等硬性约束。

3.4 人员与设备适配问题

一线人员虽掌握常规修井技能,但缺乏微创施工、复杂故障处置的系统培训,风险识别与精细化作业能力不足。现场设备服役年限久、精度下降,适配低损伤作业的专用设备配置不足,直接限制修井质量提升。主要原因是企业常态化专项培训机制不完善,老旧油田设备更新投入相对滞后。

4 老井井下故障专项处理技术及优化对策

4.1 井筒堵塞故障精细化堵堵技术

针对砂堵、结垢、油污附着混合堵塞问题,现场采用高压水洗井、化学溶垢与机械研磨相结合的组合工艺,全程遵循分层分步的作业原则,工作人员可根据堵塞所处位置、堆积厚度灵活调整作业顺序。作业时选用清水作为高压水洗井的工作介质,将作业压力控制在 18~22MPa,排量设定为 25~30m³/h,先借助高压水流清理井筒内表层松散砂粒与附着油污,遇到硬度较高的垢层时,先完成水洗预处理,再向井筒内注入浓度为 12%~15%的复合型除垢药剂,静置 4~6h 依靠化学反应溶解顽固垢体,对于井筒深部形成的固结混合堵塞物,则选用直径 80~100mm 的小型研磨工具,以 30~40r/min 的低转速剥离残留堵塞介质,作业过程中严格控制工具下探速度,避免工具刮蹭井筒内壁,整套组合工艺能够分层清除不同类型的堵塞物,有效降低堵塞故障的复发概率。

4.2 管柱卡阻故障低损伤解卡技术

处理老井管柱卡阻故障时,彻底摒弃传统强行提拉的粗放解卡方式,综合运用循环冲洗、低频震动、小直径套

铣三类低损伤技术,结合卡阻实际类型开展分级处置,全程严格把控各项作业参数,最大限度保护老化管柱与井筒结构。针对砂卡与轻度垢卡,采用工作液循环冲洗的方式解除卡阻约束,循环排量控制在 20~25m³/h,单次循环时长不少于 3h。面对中度固结卡阻,启用低频震动作业模式,将震动频率设置为 8~12Hz、振幅控制在 5~8mm,采用间断式作业方式,单次震动时长不超过 20min,逐步瓦解卡阻结构。对于深部严重卡阻,搭配小直径套铣工具辅助作业,工具转速维持在 25~35r/min,作业压力不超过 15MPa,禁止强压钻进,整个作业流程中安排人员实时监测管柱受力状态,杜绝蛮力操作,从源头规避管柱断裂、套管变形等次生故障。

4.3 套管故障微创修复与加固技术

现场根据套管损伤的实际程度划分处置等级,推行分级微创修复的作业模式,适配老井套管偏低的承载特性。针对套管出现的轻微变形,工作人员使用渐进式整形工具开展校正作业,将单次校正行程控制在 0.5m 以内,作业压力不超过 12MPa,循序渐进修正套管形态,防止校正力度过大造成套管开裂。对于局部腐蚀、内壁漏失等中度损伤问题,采用内壁补贴工艺进行处理,选用耐油耐腐的专用补贴材料,保证补贴段长度超出损伤段上下各 1.0m,同步完成密封与结构加固工作。遇到套管错断、大面积破损等重度故障时,先利用整形工具完成套管形态补强,再注入无机复合注浆材料,注浆压力控制在 10~14MPa,对套管本体及周边地层进行整体加固,全面提升井筒长期运行的结构稳定性。

4.4 层间窜通故障精准封堵治理技术

为解决常规封堵工艺层间复窜率偏高的问题,本次优化形成机械封隔结合化学封堵的联合作业工艺,大幅提升封堵精度与耐久性能。施工前期依托井下成像、井筒压力测试等探测设备精准锁定窜通层位,随后下入机械式封隔器隔离正常油层与水层,避免后续封堵药剂发生无序窜流,再结合现场地层流体特性调配密度为 1.15~1.25g/cm³ 的高分子复合堵剂,采用定点注入的方式输送堵剂,注入压力控制在 8~12MPa,排量设定为 8~10m³/h,堵剂全部注入完成后,静置凝固时长不少于 24h,待堵剂完全固化后形成致密隔离层,彻底阻断层间窜流通道。

4.5 老井修井施工综合优化保障对策

为保障各类专项处置技术顺利落地应用,企业需从多个维度搭建完善的配套保障体系。首先建立工况与技术联动选型机制,结合故障类型、井筒基础参数、地层条件科

学匹配施工工艺,从源头杜绝盲目套用施工方案的行为。其次结合老井不同作业工况编制专属标准化作业流程,明确各道工序的操作规范与参数阈值,统一全现场作业标准。同时常态化组织一线人员开展专项技能培训,重点强化作业人员精细化施工、现场风险辨识以及复杂故障处置的实操能力。最后在管理层面搭建起方案审核、过程旁站监督、完工全参数复检的闭环管控模式,补齐管理短板,消除现场管控漏洞。

5 结论

本文系统总结了老井修井作业中四类典型井下故障的表现形式与危害特点,厘清常规排查、仪器检测、综合识别等诊断技术的优势与局限。从故障识别偏差、工艺执行不规范、管控体系缺失、人员设备适配不足四个方面,梳理出现场施工的核心短板,并结合不同故障类型优化出精细化、低损伤的专项处置工艺,配套建立全方位施工保障机制。应用实践表明,差异化、规范化的施工模式可有效提升修井质量,减少故障复发与井筒二次破坏。未来老

井修井可结合智能探测设备、新型修复材料与数字化管理系统实现技术升级。本次研究成果可为国内老井修井提质增效、风险管控提供实用的技术与管理依据。

【参考文献】

- [1]曹明涛.大修井处理工艺技术探究[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(14):157-159.
 - [2]刘锋.油田井下修井作业常见问题及解决策略探究[J].中国石油和化工标准与质量,2021,41(12):114-115.
 - [3]马腾.油井修井工艺措施分析[J].化学工程与装备,2023,(7):78-79.
 - [4]赵敏.老井井口泄漏带压堵漏技术探讨[J].机械管理开发,2021,36(3):271-272.
 - [5]宋鹏涛,项佰川.石油井下修井作业的管理方法与修井技术优化对策分析[J].现代盐化工,2021,48(4):108-109.
- 作者简介:杨红哲(1988.06—),男,汉族,籍贯:河南滑县人、学历:本科、毕业院校:中国石油大学(北京)、所学专业:石油工程。