

石油工程井下作业的修井技术及工艺

金承海

中石化中原工程公司井下特种作业公司 河南 濮阳 457061

摘要: 石油工程井下作业修井技术及工艺是保障油井正常生产的关键。其涵盖打捞、套管修复、侧钻、压井、清砂、检泵、射孔、封窜等多项技术。作业遵循完整性、安全、环保原则,通过优化工艺、创新设备,如应用智能化打捞机器人、大数据分析故障预测等,提升作业效率与质量。同时,强化人员培训与安全管理,确保作业安全,推动石油工程可持续发展。

关键词: 石油工程; 井下作业; 修井技术; 工艺

引言: 在石油工程的复杂生产体系中,井下作业修井技术及工艺占据着举足轻重的地位。随着油气资源开发不断深入,井下状况愈发复杂,油井故障频发,对修井技术提出了更高要求。高效的修井技术不仅能及时恢复油井正常生产,降低生产成本,还能延长油井寿命,提高资源利用率。本文将深入剖析石油工程井下作业修井的基础理论、常规与大修工艺技术,并探讨其优化创新方向,为行业发展提供参考。

1 井下修井技术基础理论

1.1 井身结构与地质适应性

(1) 套管层次、完井方式(裸眼/衬管/射孔)对修井的影响显著。套管层次越多,修井作业中套管保护难度越大,需精准控制工具下入深度与力度,避免套管损伤;裸眼完井修井时,易出现井壁垮塌问题,需提前做好井壁稳定措施;衬管完井修井需重点检查衬管密封性,防止油气窜漏;射孔完井修井则要关注射孔孔眼堵塞情况,影响修井后产能恢复。(2) 复杂地质条件下技术适配性至关重要。高压环境需选用耐高压修井设备与工具,确保作业过程压力稳定;高温条件下,要采用耐高温的密封材料与润滑油脂,避免设备因高温失效;出砂井修井需搭配防砂工具,减少砂粒对修井工具的磨损;腐蚀环境中,需对修井设备进行防腐处理,选用耐腐蚀材质的工具,延长设备使用寿命。

1.2 修井作业核心原则

(1) 完整性原则要求兼顾油层保护与结构安全。修井过程中需选用合适的修井液,降低对油层的伤害,同时严格检查井口装置、套管等结构完整性,及时修复损坏部件,防止井喷等事故。(2) 安全原则以风险预控与应急管理为核心。作业前需全面排查风险,制定防控措施,配备应急设备与人员,确保在突发情况(如井涌、火灾)时能快速响应,减少损失。(3) 环保原则注重污染防

控与资源节约。修井液需循环利用,减少废液排放,对落地原油、污水等及时处理,避免污染土壤与水源,同时优化作业流程,降低能源消耗。

1.3 技术分类体系

(1) 按作业类型可分为常规维修、大修、事故处理。常规维修包括井口设备维护、油管清洗等,作业周期短、难度低;大修涉及套管修复、井眼修复等,需复杂设备与技术,作业周期长;事故处理针对井喷、卡钻等突发事件,需快速制定方案,采用应急技术(如压井、打捞)解决问题。(2) 按技术手段可分为机械打捞、化学解堵、智能监测。机械打捞通过打捞筒、捞矛等工具回收落井管柱、工具,适用于多种落物情况;化学解堵利用化学药剂(如酸液、破胶剂)清除油层堵塞物,恢复油流通道;智能监测借助传感器、物联网技术实时监测井内压力、温度、流量等参数,为修井决策提供数据支持,提高作业精度^[1]。

2 石油工程井下作业常规修井工艺技术与装备

2.1 压井与洗井工艺

(1) 循环法适用于井口压力稳定、井筒无漏失的井,需优化钻井液密度(通常比地层压力高0.05-0.1MPa)与循环排量(一般30-50m³/h),确保井筒液柱压力平衡地层压力;灌注法多用于低压、漏失井,需精准控制灌注量与速度,避免井壁垮塌;挤注法针对高压、高渗透井,需调节挤注压力(不超过套管抗内压强度80%)与时间,实现高效压井。(2) 旋转台驱动连续冲砂技术通过旋转台带动钻杆旋转,增强冲砂力度,适用于砂粒较粗、沉积较厚的井,可减少砂卡风险;螺旋钻装置创新应用螺旋推进结构,能将冲起的砂粒快速排出井筒,提升冲砂效率,尤其适用于大斜度井与水平井,解决传统冲砂砂粒回落问题。

2.2 清砂与检泵技术

(1) 正冲砂利用高压液体从油管注入、环形空间返出携带砂粒,设备简单但砂粒易在井底沉积,效率较低(单井作业约8-12h);反冲砂从环形空间注入、油管返出,砂粒排出路径短,效率比正冲砂高20%-30%,但需更高泵压;正反冲砂结合两种方式优势,交替切换冲洗方向,减少砂粒堆积,效率最高(单井作业可缩短至5-7h),适用于高粘度、高含砂井。(2) 抽油泵故障诊断可通过井口压力变化、产液量波动等参数判断,如压力骤降可能为泵阀漏失;预防性维护需定期(每3-6个月)检查泵筒、柱塞磨损情况,更换老化密封件,同时优化沉没度(保持50-150m),减少故障发生率^[2]。

2.3 射孔与封窜技术

(1) 正压射孔适用于低渗透地层,需控制井筒压力高于地层压力5-10MPa,确保射孔后油气顺利流入;负压射孔通过降低井筒压力(低于地层压力3-8MPa),利用压差提高射孔效率,适用于高渗透地层;超正压射孔压力差需控制在15-25MPa,适用于致密地层,需搭配高精度射孔枪(误差 $\leq 0.5\text{m}$),提升射孔精度。(2) 循环法封窜适用于窜通通道较大的井,通过循环携带封堵剂(如水泥浆、凝胶)进入窜通处,需控制循环温度(与地层温度偏差 $\leq 5^\circ\text{C}$)与排量;挤入法封窜利用高压将封堵剂挤入微小窜通通道,适用于低渗透窜通井,需调节挤入压力(不超过地层破裂压力),增强工艺适应性。

2.4 试注与气举技术

(1) 试注阶段排液需采用抽汲或气举方式,排液量达到地层水1.5-2倍后进行洗井,选用清水或低粘度洗井液(粘度 $\leq 20\text{mPa}\cdot\text{s}$),洗井至返出液澄清;转注需缓慢提升注水量(每日增幅 $\leq 20\%$),监测井口压力与注入剖面,确保符合开发方案。(2) 液氮排液需控制液氮注入速度(50-100L/min),避免井筒温度骤降损坏套管;连续油管气举需检查连续油管强度(不低于作业压力1.2倍),作业时保持油管居中,防止磨损套管,同时配备压力监测装置,实时监控井内压力,确保安全操作。

3 石油工程井下作业的大修工艺技术及事故处理

3.1 复杂落物打捞技术

(1) 打捞工具选型需结合落物类型与井况:母锥适用于管类落物(如油管、钻杆),通过内螺纹与落物咬合实现打捞,需匹配落物外径选择锥度;卡瓦捞筒依靠卡瓦牙夹紧落物外壁,适用于光滑或带台肩的落物,可通过调节弹簧力优化夹持效果;磁铁打捞器针对金属碎块、小件工具等磁性落物,需根据井内温度选择耐高温磁铁(耐温 $\geq 150^\circ\text{C}$),确保吸附力。(2) 套管内弯曲杆类落物采用多级打捞策略:首级用扶正器校正落物弯曲角度,

避免工具卡死;二级用卡瓦捞筒初步抓取落物,若遇卡则启用三级震击器,通过上下震击松动落物;最后用安全接头连接打捞工具,若打捞失败可及时丢手,防止二次落物。某油田案例中,该策略成功打捞弯曲抽油杆,作业成功率提升至92%。

3.2 套管修复与侧钻技术

(1) 针对不同套管损坏类型选用修复方法:变形套管采用胀管技术,通过液压胀头将变形段恢复至原尺寸,适用于变形量 $\leq 15\%$ 的套管;腐蚀套管用补贴技术,将金属或复合材料补贴管下入腐蚀段,通过液压坐封实现密封;破裂套管采用化学固结法,注入环氧树脂等固结剂,填充裂缝并形成高强度密封层,适用于裂缝宽度 $\leq 5\text{mm}$ 的套管。(2) 侧钻工艺设计核心在于靶点定位与轨迹控制:靶点定位需结合储层分布,误差控制在 $\pm 0.5\text{m}$ 内,确保钻遇有效储层;轨迹控制采用随钻测量(MWD)系统,实时监测井眼轨迹,通过调整钻具组合(如弯螺杆钻具),将井眼曲率控制在 $1.5^\circ/30\text{m}$ 以内,避免穿漏邻井。

3.3 卡钻事故解卡技术

(1) 不同卡钻类型解卡原理不同:砂卡采用憋压反循环法,通过高压液体反向冲洗井筒,携带砂粒至地面;蜡卡利用热油循环融化蜡质,配合震击器上下震击解卡;落物卡通过倒扣套铣工艺,先倒扣分离卡钻钻具,再用套铣筒铣削落物,实现解卡。(2) 水泥凝固卡钻采用化学溶解与机械破碎联合方案:先注入盐酸-氟硼酸混合溶液(浓度15%-20%),溶解水泥基质;再用牙轮钻头低速破碎残留水泥块,同时通过循环系统将碎屑带出,某井应用该方案后,解卡时间缩短至48h,较单一机械破碎效率提升50%。

4 石油工程井下作业的修井工艺优化与创新方向

4.1 智能化技术应用

(1) 井下机器人凭借高精度传感与自主控制能力,实现复杂场景下的自动打捞与实时监控。自动打捞机器人搭载多自由度机械臂,可通过视觉识别系统定位落物,搭配自适应夹具调整夹持力度,无需人工干预即可完成管柱、工具等落物回收,大幅降低深井、斜井作业风险;实时监控机器人集成压力、温度、流量等多参数传感器,能在井下连续作业30天以上,将数据通过无线传输模块实时回传至地面终端,为修井决策提供动态数据支撑,减少人工巡检频次与误差^[3]。(2) 大数据分析技术通过整合历史修井数据、井况参数与设备运行记录,构建故障预测模型。利用机器学习算法识别故障前兆特征(如泵压异常波动、油管振动频率变化),提前7-15天预警潜

在故障,降低突发停机概率;同时基于实时生产数据动态调整工艺参数,例如根据地层压力变化自动优化压井液密度、冲砂排量,使作业参数与井况匹配度提升20%-30%,减少能源消耗与工艺调整时间。

4.2 绿色修井工艺

(1)带压修井技术通过密封装置在井口带压状态下完成修井作业,无需向井筒注入压井液,从源头避免压井液对地层孔隙的堵塞与污染。该技术配备高压密封系统(密封压力可达70MPa)与压力平衡装置,能在保持井筒压力稳定的同时,实现油管更换、井口维护等操作,尤其适用于低压、易污染储层,可使储层产能恢复率提升15%以上,减少废液处理成本与环境风险。(2)生物降解修井液以天然植物提取物、微生物代谢产物为基础原料,添加可降解增粘剂、降滤失剂,在井下作业完成后30-60天内可自然降解为无害物质,生物降解率达90%以上。相比传统矿物油基修井液,其对地层渗透率的伤害降低40%-50%,且废液无需复杂处理即可达标排放,既减少地层伤害,又降低环保处理成本,符合绿色矿山开发要求。

4.3 工艺标准化与模块化

(1)修井作业流程ISO认证体系构建围绕作业全周期,制定从前期井况评估、方案设计,到中期设备调试、现场施工,再到后期验收、数据归档的标准化流程。通过明确各环节操作规范(如压井压力控制范围、洗井液循环标准)、质量检验指标(如套管修复后的密封压力、打捞成功率),实现作业流程可追溯、可考核,减少人为操作差异导致的工艺风险,使作业合格率提升至98%以上,同时为跨区域、跨企业修井作业提供统一技术标准。(2)模块化工具组合基于“通用底座+功能模块”设计理念,通用底座适配不同规格井口装置,功能模块则涵盖打捞、清砂、封窜等专项作业工具,可根据井况需求(如落物类型、地层污染程度)快速更换模块。例如针对出砂井,可组合冲砂模块+防砂模块;针对漏失井,可组合堵漏模块+检测模块。模块间通过标准化接口连接,更换时间缩短至1-2小时,相比传统工具组装效率提升60%,满足不同井况的快速响应需求^[4]。

4.4 人员培训与安全管理

(1)VR模拟训练利用三维建模技术还原井下复杂场景(如井喷、卡钻事故),学员通过VR设备沉浸式体验作业过程,在虚拟环境中练习应急处置操作(如压井流程启动、逃生路线规划)。系统可实时记录操作步骤、反应时间,生成培训评估报告,帮助学员快速掌握风险识别与应急处置技能。相比传统现场培训,VR训练可减少80%的现场实操成本,且能模拟高危场景,提升学员应急处置能力与心理素质。(2)“责任到人”制度通过建立岗位职责清单,明确从项目经理、技术负责人到现场操作工的具体职责(如技术负责人负责方案审核、操作工负责设备日常检查),并利用物联网技术实现作业过程全程监控,每一项操作均关联具体责任人与操作时间。同时建立责任追溯机制,若发生安全事故或质量问题,可通过操作记录、设备运行数据快速定位责任主体,强化人员安全责任意识,减少违章操作行为,使事故发生率降低30%-40%,形成“全员参与、全程管控”的安全管理体系。

结束语

石油工程井下作业的修井技术及工艺,作为保障油气田高效开发的核心环节,其重要性不言而喻。通过不断优化常规工艺、攻克大修难题,并融合智能化、绿色化创新,我们已显著提升作业效率与环保水平。未来,随着新材料、新技术的持续应用,修井技术将向更精准、更高效、更可持续的方向发展。这要求我们持续探索与实践,推动修井工艺标准化、模块化,为油气行业的稳健发展奠定坚实基础。

参考文献

- [1]代成岩.石油工程施工中的井下作业修井技术[J].石化技术,2022,29(04):226-227.
- [2]谢超.石油工程井下作业的修井技术及工艺[J].化工管理,2020,(28):194-195.
- [3]齐照东.石油工程井下作业修井技术及工艺研究[J].中国石油和化工标准与质量,2020,40(15):207-208.
- [4]王春风.石油工程井下作业修井技术及工艺探讨[J].中国管理信息化,2020,23(10):115-116.