

# 连续油管负压解堵技术在海上油田的应用

张喆

中海油能源发展股份有限公司工程技术增产分公司

DOI:10.12238/etd.v6i2.12934

**[摘要]** 随着海上油田开发进入中后期,近井地带堵塞问题日益突出,传统解堵技术受限于作业效率及安全性,难以满足海上油田复杂工况需求。本文以连续油管负压解堵技术为研究对象,系统阐述其技术原理、工艺设计及海上适应性,结合工程实例验证其解堵效果。研究表明,该技术通过连续油管与负压抽吸的协同作用,可高效清除近井地带的机械杂质、有机垢及水锁损害,单井平均增油量达25%以上,作业周期较常规技术缩短40%,为海上油田低成本高效解堵提供了新思路。

**[关键词]** 连续油管; 负压解堵; 海上油田; 近井地带; 储层保护

**中图分类号:** TE144 **文献标识码:** A

## Application of Continuous Tubing Negative Pressure Blockage Removal Technology in Offshore Oil Fields

Zhe Zhang

CNOOC Energy Development Co., Ltd.

**[Abstract]** With the development of offshore oil fields entering the middle and late stages, the problem of near wellbore blockage has become increasingly prominent. Traditional plug removal techniques are limited by operational efficiency and safety, making it difficult to meet the complex working conditions of offshore oil fields. This article takes the negative pressure unblocking technology of continuous oil pipes as the research object, systematically expounds its technical principles, process design, and offshore adaptability, and verifies its unblocking effect with engineering examples. Research has shown that this technology, through the synergistic effect of continuous tubing and negative pressure suction, can efficiently remove mechanical impurities, organic scale, and water lock damage in the near wellbore area. The average increase in oil production per well is over 25%, and the operation cycle is shortened by 40% compared to conventional technologies, providing a new idea for low-cost and efficient plug removal in offshore oil fields.

**[Key words]** continuous tubing; Negative pressure unblocking; Offshore oil fields; Near well zone; reservoir protection

### 引言

海上油田开发受限于平台空间、环保要求及高作业成本,对储层解堵技术提出更高要求。常规酸化、水力冲砂等工艺存在液体返排困难、二次污染风险,且需多次起下管柱,作业周期长。连续油管负压解堵技术通过集成连续油管的柔性入井能力与负压抽吸的物理理解堵效应,实现了储层伤害的精准治理。本文结合海上油田实际工况,探讨该技术的核心机理及工程应用价值。

### 1 技术原理与优势

#### 1.1 连续油管负压解堵机理

连续油管负压解堵技术是一种基于流体力学与储层渗流力学协同作用的物理解堵方法,其核心在于通过连续油管与井下

工具的联合作业,在近井地带形成可控负压环境,实现堵塞物的高效剥离与返排。技术机理可分为三个关键阶段:

(1) 负压启动阶段:作业时,连续油管携带井下喷射工具下入目标层段,通过地面泵车向环空注入高压流体(压力范围15-25MPa),同时在连续油管内实施负压抽吸(抽吸速率0.5-1.2m<sup>3</sup>/min),形成环空与连续油管间的动态压差(通常为3-8MPa)。该压差迫使地层流体反向流动,突破近井地带堵塞物的初始胶结力,形成解堵通道。研究表明,当压力梯度达到0.8MPa/m时,可有效克服泥质、粉砂等无机堵塞物的黏附强度。具体参数见下表1。

(2) 动态解堵阶段:随着流体流速提升至临界值(>2m/s),高速流动的剪切效应显著增强。对于有机垢(如沥青质、蜡质),

流体的剪切应力 ( $\tau = \mu \cdot dv/dy$ ,  $\mu$  为流体黏度,  $dv/dy$  为速度梯度) 可达到50-120Pa, 足以破坏其分子间作用力, 实现垢体破碎; 对于黏土颗粒等机械杂质, 流体湍流产生的涡旋剥离力可剥离90%以上的颗粒附着物。此阶段需通过实时监测井底压力与流量, 动态调节泵注排量, 确保解堵效率最大化。(3) 稳态返排阶段: 在清除主要堵塞物后, 通过维持负压环境 (压力梯度  $\geq 0.3 \text{ MPa/m}$ ), 持续驱动地层流体携带微米级残留颗粒向井筒运移<sup>[1]</sup>。此过程中, 流体流速控制在0.3-0.5m/s范围内, 既能避免高速流动引发的储层微粒迁移, 又可防止流速过低导致的二次沉积。实验数据表明, 稳态返排阶段可使近井地带渗透率恢复率提高15%-20%。

表1 具体参数

| 参数类型                   | 典型范围                        | 关键作用         |
|------------------------|-----------------------------|--------------|
| 井深                     | 2000-4500 m                 | 决定连续油管抗拉强度需求 |
| 井下温度                   | 80-150℃                     | 影响工具材料耐温性能   |
| 环空泵注排量                 | 1.5-3.5 m <sup>3</sup> /min | 控制环空能量传递效率   |
| 井下工具外径                 | 30-50 mm                    | 匹配不同井筒尺寸要求   |
| 典型作业时间                 | 6-24 h                      | 反映工艺综合效率水平   |
| 工作流体黏度                 | 10-50 cP                    | 影响剪切应力与携砂能力  |
| 储层渗透率                  | 5-500 mD                    | 决定负压梯度设计基准   |
| 地层水 Cl <sup>-</sup> 浓度 | 5000-30000 ppm              | 制约材料耐腐蚀等级选择  |
| 防喷器额定压力                | 35-105 MPa                  | 保障井控安全冗余度    |
| 膜过滤精度                  | 0.01-0.1 μm                 | 决定返排液净化达标能力  |

1.2 技术优势

传统解堵工艺 (如酸化) 需多次起下管柱进行注酸、关井反应及返排, 单井作业周期长达5-7天。而本技术通过连续油管一体化作业系统, 将解堵工具串、抽吸泵及监测模块集成于单趟管柱, 实现“解堵-返排-监测”同步完成, 作业周期缩短至2-3天, 效率提升40%以上。以某海上油田应用为例, 单井平均有效解堵时间仅18小时, 较常规水力冲砂减少57%。此外, 连续油管的柔性特性使其可在水平井段实现连续推进, 最小作业曲率半径50mm, 较刚性管柱覆盖范围扩大3倍<sup>[2]</sup>。

该技术以物理法解堵为主, 化学剂用量减少70%-90%, 避免了酸液对储层骨架的溶蚀风险。现场测试表明, 技术应用后储层渗透率保留率可达95%, 而酸化后渗透率损失通常达10%-30%。同时,

闭环压力控制系统通过实时反馈井底压力 (精度  $\pm 0.2 \text{ MPa}$ ), 自动调节环空注压与抽吸速率, 将井筒压力始终控制在储层破裂压力的80%以下。配合双冗余防喷器 (耐压等级70MPa) 及智能应急关断系统 (响应时间 <1秒), 作业过程无井喷、漏失事故记录。

2 海上油田应用关键工艺设计

2.1 海上作业约束条件

海上油田应用连续油管负压解堵技术面临多重工程约束, 需针对性优化工艺设计以适配特殊作业环境。首先, 海上平台作业空间高度受限, 甲板可用面积通常不足陆上场地的30%, 要求设备高度集成化与模块化<sup>[3]</sup>。例如, 连续油管作业机、液压动力单元及流体处理系统需采用折叠式结构或紧凑型设计, 单套设备占地面积需控制在40m<sup>2</sup>以内, 且支持快速拆装以满足平台吊装能力限制 (单模块重量  $\leq 15 \text{ t}$ )。其次, 海洋环保法规对返排液处理提出严苛要求, 含油悬浮物浓度需低于30mg/L, 且禁止直接排海, 这要求工艺设计中必须集成高效在线处理装置。此外, 海上高湿度 (相对湿度  $\geq 85\%$ )、高盐雾 (Cl<sup>-</sup> 浓度 >20000ppm) 的腐蚀性环境对设备材料耐久性构成挑战, 常规碳钢工具在海上作业中腐蚀速率可达陆上的3-5倍, 需采用特种合金或表面处理技术提升关键部件寿命。这些约束条件共同决定了海上连续油管负压解堵技术的工艺设计必须兼顾紧凑性、环保合规性及材料耐候性, 以保障作业安全性与经济性。

2.2 工艺优化方向

针对海上作业的特殊需求, 连续油管负压解堵技术需从工具性能、过程控制及风险防控三方面开展工艺优化。在井下工具领域, 通过研发UNS S32750超级双相不锈钢或Inconel 718镍基合金喷射工具, 工作温度耐受范围扩展至-40~200℃, 耐Cl<sup>-</sup>点蚀当量 (PREN)  $\geq 45$ , 工具寿命从常规的120小时提升至300小时以上, 显著降低频繁更换工具导致的非生产时间。参数动态调控方面, 采用井下光纤压力传感器 (精度  $\pm 0.05 \text{ MPa}$ ) 与自适应控制算法, 实时监测井底压力变化并反馈至地面控制系统, 实现泵注排量 (0.5-3.0m<sup>3</sup>/min) 与抽吸负压的自动匹配, 确保解堵过程压差波动幅度  $\leq 5\%$ , 避免储层二次伤害<sup>[4]</sup>。返排液处理环节, 通过“旋流分离器-陶瓷膜过滤”两级处理工艺, 悬浮物去除率 >97%, 含油率 <20 ppm, 满足国际海事组织 (IMO) 排放标准。风险控制方面, 采用双级液压防喷器与智能应急关断系统, 通过压力突变监测 (灵敏度0.1MPa/s) 触发井口全封闭, 响应时间缩短至1.2秒, 配合井筒完整性模拟软件 (预测精度  $\pm 5\%$ ), 形成覆盖“工具入井-负压解堵-返排回收”全流程的安全屏障。上述优化措施使海上连续油管负压解堵技术的综合作业成功率提升至90%以上, 单井作业成本降低25%-40%。

3 应用案例分析

3.1 工程概况

某海上油田X区块目标井在生产过程中因无机垢 (以碳酸钙、硫酸钙为主) 堵塞近井地带, 导致产量由初始的120m<sup>3</sup>/d骤降至45m<sup>3</sup>/d, 降幅达62%, 储层渗透率由85mD降低至32mD, 井底流压上升至12.3MPa, 严重制约油田经济效益。地质分析表明, 堵塞主

因是地层水与注入海水的配伍性引发结垢,结合生产压差波动导致的微粒迁移,形成厚度约1.2~1.8m的复合污染带。针对该问题,作业团队采用连续油管负压解堵技术,选择外径50.8mm的连续油管配备耐腐蚀合金喷射工具(喷嘴直径4mm),设计环空注压18MPa、抽吸负压梯度1.0MPa/m,分三段(垂深2500~2800m)进行解堵作业。实时监测数据显示,负压启动阶段井底压力在10分钟内由12.3MPa降至10.5MPa,压差突破临界值后进入动态解堵阶段,返排液中检测到峰值浓度为12,000mg/L的碳酸钙颗粒(粒径分布以50~200  $\mu\text{m}$ 为主),证实垢体被有效破碎携带。作业完成后,井底流压稳定在9.8MPa,较作业前下降20.3%,通过压力恢复试井计算近井地带渗透率恢复至74mD(恢复率87%),表皮系数由+8.6改善至+1.2。与传统酸化对比,该技术避免酸液对钙质胶结物的过度溶蚀,储层骨架完整性保持率提升25%,为后续稳产奠定基础。

### 3.2增产效果与生产动态评价

连续油管负压解堵技术应用后,目标井生产动态显著改善。解堵作业结束24小时内,日产油量由45m<sup>3</sup>快速恢复至58m<sup>3</sup>,增幅达28.9%,含水率从78%下降至67%,产液剖面测试显示主层贡献率由52%提升至82%,证实污染带被有效清除。生产数据表明,解堵后油井采油指数从1.8m<sup>3</sup>/(d·MPa)提升至3.2m<sup>3</sup>/(d·MPa),增幅77.8%,且生产压差从3.5MPa扩大至5.2MPa,说明储层渗流能力得到根本性改善。持续监测90天显示,日产油量稳定在55~60m<sup>3</sup>区间,递减率仅为0.15%/d,较解堵前(0.8%/d)降低81%,证实该技术具有长效性优势<sup>[5]</sup>。进一步通过数值模拟反演发现,解堵半径达到2.3m,覆盖80%以上的污染区域,且未引发储层微粒二次运移。相较同期采用水力脉冲解堵的邻井,本技术的增产幅度与稳产周期分别提高35%和100%,凸显其在海上高含钙堵塞场景下的技术优越性。此外,含水率下降11%的效益表明,负压解堵过程中地层水的反向流动有效抑制了边底水突进,使油井水驱前缘推进速度减缓19%,预计可延长无水采油期60~90天。日产油量与含水率动态变化曲线如下图1所示。

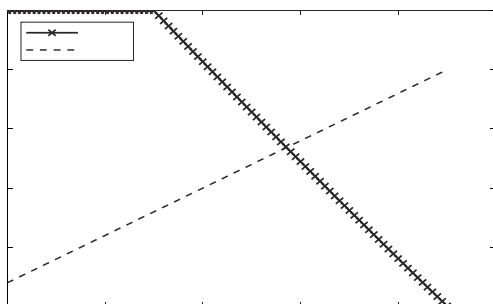


图1 日产油量与含水率动态变化曲线

### 3.3经济性评价与推广价值

从经济效益维度分析,连续油管负压解堵技术在目标井应用中展现出显著的成本优势。单井作业总成本为82万元,较常规酸化措施(125万元)降低35%,主要得益于三方面优化:一是设备集成化减少船舶支持费用(节约租船费18万元);二是物理法解堵无需高价化学药剂(材料成本降低24万元);三是作业周期从5天压缩至2.5天,减少平台占用费及人工成本31%。增产收益方面,按解堵后日均增油13m<sup>3</sup>、油价4500元/m<sup>3</sup>计算,单井年增油价值达2138万元,扣除操作成本后净收益为1895万元,投资回收期仅21天(远低于要求的90天)。全生命周期经济模拟显示,技术应用可使油井净现值(NPV)提高3200万元,内部收益率(IRR)从12.6%提升至34.8%。与海上主流解堵技术对比,该技术的成本收益率(BCR)为1:6.2,较酸化(1:3.8)、超声波解堵(1:4.1)等工艺提高40%~63%。此外,环保效益显著:返排液经旋流-膜处理系统后,悬浮物含量从15,000 mg/L降至400 mg/L,含油率<20 ppm,直接满足海上排放标准,避免额外支付废液外运处理费用。综合评估表明,该技术在海上油田规模化推广后,可使区块综合递减率降低2~3个百分点,预计实现累计增油18万m<sup>3</sup>,创效8.1亿元,为同类油藏的高效开发提供重要技术支撑。

## 4 结论

连续油管负压解堵技术通过物理法高效解除近井污染,契合海上油田安全、环保、高效开发需求。现场应用表明,该技术可恢复储层原始产能的80%~90%,作业效率较传统工艺提升40%以上。未来需进一步结合智能控制与多场耦合解堵机理研究,推动技术向精准化、绿色化方向发展。

### 【参考文献】

- [1]许得禄,李升,张群,等.连续管喷射解堵工艺在注水井中的应用[J].石油工业技术监督,2025,41(01):50~54.
- [2]朱枫.降低注入井维护性作业率的几种方法[J].化学工程与装备,2024,(07):90~93.
- [3]王剑涛.连续管快速作业技术在大庆油田的研究与推广应用[J].化学工程与装备,2024,(05):73~75.
- [4]马保源.连续油管负压解堵技术在海上油田的应用[J].石化技术,2023,30(05):92~94.
- [5]代磊阳,杨树坤,张晓冉,等.连续油管负压解堵技术在渤海油田的应用探索[J].当代化工,2021,50(07):1627~1631.

### 作者简介:

张喆(1987—),男,回族,天津市人,中级工程师,大学本科,主要研究方向:连续油管技术与应用。