

# 无修井机平台高气液比油井优快举升技术实践应用效益

邓利惠 杨志成 张彩旗 于喜艳 李 越

(中海石油(中国)有限公司天津分公司, 天津 300459)

**摘 要:** 渤海油田无修井机平台多, 无修井机平台检泵或换泵, 只能依托于钻井平台作业, 常规潜油电泵举升方式经济性差, 检泵费用较高。综合考虑举升技术的适用性及经济性, 在 BZ 无修井机平台优选投捞式电潜泵举升, 创新性应用了高含气气体处理一体化电泵系统、研发应用了投捞式电潜泵专用泵工况、配套下入自切换阀 ADV 阀, 用钢丝绞车实现投捞检泵作业, 不用钻井船或修井机, 实现故障井及时扶躺, 能最大程度挖潜油井产能, 较快恢复油井生产, 具备较高的应用和推广价值。

**关键词:** 无修井机平台; 高气液比; ADV 阀; 钢丝投捞电泵工艺系统; 应用效益

渤海油田随着勘探开发的深入, 发现整装优质大油田的概率在逐年降低。在新发现的油田中, 地质油藏条件复杂, 储量品质差, 开发难度大的边际油田比重逐年增大。若采用常规有人平台运营方式, 存在开发成本高、人员投入大、经济效益低等劣势。为降低开发和人员运营成本, 提高经济效益, 边际油田往往采用无修井机、无人平台的开发模式<sup>[1]</sup>。

目前, 渤海油田无修井机平台普遍采用电潜泵(采油)+钻井船/修井船(修井)的生产方案。据统计, 无修井机平台通过作业恢复年产油量约为 45 万方, 贡献量大。但从现场实践看, 电潜泵+钻井船/修井船生产方案主要存在以下问题: ①单井次平均作业费用高达 1000 万, 是常规作业的 7 倍; ②由于资源紧缺, 至少两口井才修井, 躺井时间较长, 生产时率无法保证; ③钻井船/修井船风险高, 威胁平台安全。由此可见, 电潜泵+钻井船/修井船的生产方案严重影响了无修井机油田的高效、经济开发<sup>[2]</sup>。

针对以上问题, 开展了无修井机平台投捞式电潜泵技术研究及应用, 该技术只需利用钢丝/电缆对电潜泵机组进行投捞即可完成修井作业, 可提高生产时率, 降低成本。同时, 针对渤海 B 油田生产气液比高, 电潜泵机组容易气锁, 导致机组无法正常运转的风险, 开展无修井机平台高气液比油井举升技术优化与实践, 采用投捞式电潜泵泵工况和自切换 ADV 换向阀, 实时监测井下参数, 适度调参降低气体对电潜泵举升影响, 保障油井高效生产。

## 1 背景

### 1.1 油田背景

渤海 B 油田 BZ 平台设计阶段为无修井机平台,

计划投产 5 口油井。地层原油粘度 4 ~ 10mPa·s, 为轻质原油, 压力梯度 0.97MPa/100m, 温度梯度为 3.15℃/100m, 属于正常的压力、温度系统。钻井过程中, 3 口油井钻遇含气砂体, 预测单井产液量 70 ~ 384m<sup>3</sup>/d, 预测日产气 2 ~ 8 × 10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d, 气油比 ≥ 700m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>。

### 1.2 举升方式优选

依据油藏配产、工程要求井口回压和油管尺寸, 利用多相管流软件预测油井具有一定自喷能力, 自喷结束后转为人工举升方式生产。因此, 需要选用适合自喷并满足油藏配产要求的人工举升方式。

人工举升方式设计原则: ①技术上满足配产要求; ②油井免修期长, 生产时率高, 作业方便; ③地面设备占地面积小, 对工程影响小; ④易于生产管理和调产; ⑤机采效率高、投资低。

渤海油田常用的人工举升方式包括: 电潜泵、气举、螺杆泵以及射流泵。针对渤海 B 油田 BZ 平台单井日产液范围较宽(70 ~ 384m<sup>3</sup>/d), 产液量较大, 无充足气源, 并结合地质油藏特征和流体性质, 举升方式推荐采用电潜泵。

投捞式电潜泵利用钢丝或电缆起、下电潜泵, 替代传统的钻/修起、下油管检换泵的一种工艺技术。自 2012 年以来, 已在渤海油田成功应用 6 口井、9 井次<sup>[3]</sup>, 应用效果较好。现场实践表明, 投捞式电潜泵整个作业只需 4~6 个人, 作业时间从传统检换泵的 5~8 天缩短至 2~3 天<sup>[4]</sup>, 可大幅降低作业费用, 提高油田生产时率<sup>[5]</sup>。投捞式电潜泵主要适用条件见表 1。

### 1.3 存在问题

综合考虑投捞式电潜泵在无修井机平台的技术适用性及经济性, BZ 无修井机平台油井优选投捞式电

表 1 投捞电泵适用条件

套管尺寸	9-5/8"
排量范围	5-1/2" 系列: 50m <sup>3</sup> /d~1000m <sup>3</sup> /d
	7" 系列: 50m <sup>3</sup> /d~3000m <sup>3</sup> /d
扬程范围	500m~2500m
含气	泵吸入口气液比低于 10%
泵挂处井斜	钢丝或电缆投捞: 不高于 60°
	钢丝或电缆配合液力输送盘投捞: 井斜小于 90°
机组通过性	机组能够顺利投捞, 下入时电泵弯曲度 < 3° /30m
出砂、结垢	油井出砂、结垢不严重

潜泵举升, 用钢丝绞车实现投捞检泵作业, 不用钻井船或修井机, 实现故障井及时扶躺。但投捞式电潜泵适用条件受限于泵吸入口气液比低于 10%, 3 口高产气井计算泵挂处含气在 33% ~ 75%, 远超适用范围。

经过前期应用, 发现投捞电泵工艺系统不足如下:

①现有钢丝投捞电泵永久管柱与潜油电泵机组之间的环空无法释放套管气, 动液面会持续下降, 将导致电泵气锁, 无法正常运转; ②高产气井初期可自喷, 现有投捞电泵管柱自喷通道不畅; ③常规泵工况安装于电机底部, 如使用投捞机组, 电机底部的电源引线无法通过泵工况连接到湿接头。导致现有泵工况结构无法匹配投捞电泵工艺, 如无法适时监测电泵工况参数, 为无人平台油井管理调控带来困难, 因此急需解决现有投捞电泵工艺的不足。

## 2 研究内容

钢丝投捞式电潜泵工艺, 首次作业时利用修井机或者钻井船将外层生产油管下入, 将动力电缆固定在生产油管外部, 湿接头外筒及悬挂系统外筒随大通径外层生产油管下入井筒内设计的泵挂位置, 井筒及井口大通径采油树构成该工艺系统的外部结构; 生产时利用钢丝将电潜泵生产系统携带悬挂系统内筒通过采油树、生产油管投入至外层生产管柱内设计的泵挂位置而进行生产; 检泵或者更换大泵作业时, 用钢丝将电潜泵机组从生产油管内捞出, 更换新的电潜泵机组, 可实现不压井重复检泵作业。

### 2.1 技术思路

针对油井高含气井况特点, 为满足井下机组参数监测、套管放气、自喷与举升自由切换及机组适应高含气井况等需求, 在常规钢丝投捞式电潜泵技术基础上, 设计高含气气体处理一体化电泵系统 (MGH)、ADV 自动换向阀和投捞式电潜泵专用泵工况三项关键工具, 随电潜泵系统一同下入井筒内。

MGH 系统有处理高含量自由气体的轴向流通道和多级增压设计。能够在气体体积含量高达 75% 的超

高含气井中成功运行, 增加入口气体含量, 降低气锁风险, 提高机组效率, 保障举升能力。同时下入 ADV 自动换向阀解决无法释放套管气的问题, 实现自喷与人工举升自由切换。在电泵生产时建立生产通道, 停泵时自动建立泄油通道, 停泵后电潜泵内聚集的气体可通过泄油通道进入上部油管, 解决了井下自由气体含量高, 离心泵发生气锁、泵压头降低技术难题, 实现再次启泵时机组正常启动。因钢丝投捞式电潜泵下部为湿接头, 无法安装常规泵工况, 无法获取井下机组和流体参数, 使用了投捞式电潜泵专用泵工况, 实现油井工况实时监测。

## 2.2 主要配套工具

### 2.2.1 专用泵工况

研发应用了可供电缆穿越的投捞式电潜泵专用泵工况, 实现投捞电泵管柱井下泵况参数适时监测。对常规泵工况的结构进行改进, 采用动力电缆载波技术, 在传统泵工况 7 参数的基础上增加了井斜及系统绝缘参数, 实现既可以穿越电机引线, 又可以监测工况参数。达到数据远程传输、异常、故障报警及压恢测试功能。解决了钢丝起下电泵系统无工况监测的技术难题, 为投产后, 油井动态监测调控提供可靠依据。

### 2.2.2 ADV 自动换向阀

配套下入自切换阀 ADV 阀, 实现泵抽与自喷自由切换。自动换向阀由上接头、本体、下接头等构成, 自切换阀下端连接潜油电泵, 上端连接油管。启泵前, 本体上泄油孔处于打开状态, 油套连通。启泵后, 单流密封筒在一定泵压力作用下向上运动, 油套连通关闭, 油流经过单流密封筒的过流孔后继续上行进入油管柱, 从而形成正常生产通道。停泵时, 首先单流密封筒在复位弹簧、油管内回落液柱作用下下行, 本体上的泄油孔打开, 油套连通, 油管内的液体及砂粒由泄油孔进入油套管环空。再次启泵时, 单流密封筒在一定泵压力作用下向上运动, 油套连通关闭, 油流经过单流密封筒的过流孔后继续上行, 并形成正常生产

通道。自切换阀将单流阀和泄油阀集成在一起,并能提供自喷通道,能够自动实现油管 and 套管间的连通和关闭。解决了井下自由气体含量高,离心泵发生气锁、泵压头降低技术问题。

### 2.2.3 MGH 气体处理一体化系统

下入钢丝起下电泵系统、配套下入高含气气体处理一体化电泵系统(MGH),MGH系统专门设计的轴向流动的泵级将气-液混合流体推入泵腔,流体流经MGH系统时气体被压缩,减少了气体流量。能够在气体体积含量高达75%的超高含气井中成功运行,远远超过了常规气体处理装置的40%~45%的含气量限制,增加入口气体含量,保持了高举升压力。本项目通过叠加应用MGH系统,能够增加产量并使投捞电泵可以用到高含气油井中。MGH气体处理系统的设计提高了含气井的稳定性,较好地处理了投捞电泵吸入口的气体段塞,提高了电潜泵性能,通过稳定电机电流提高电泵机组使用寿命。

### 3 现场实际应用效益

截至目前,渤海B油田BZ无修井机平台应用5井次。修井方面,与钻井船+双泵相比,单井初期投资增加200万;但因检换泵作业无需钻井船,节省了钻井船昂贵的动复员和租赁费用,因此可大幅减少后期检换泵费用,平均节省800万/井次;并可以实现“1井1修”,单次检换泵作业时间可减少5-7天,提高了无修井机平台油井生产时率。

表2 钢丝投捞式电潜泵与钻井船+双泵对比

对比项目	钻井船+双泵	钢丝投捞
动复员费用	800万/次	无
租赁费	25万/天	无
下完井管柱时间	5-8天	6-10天
初期投产费用	1039万	1249万
检换泵时间	8-10天	3天
检泵周期	1712天	1105天
检泵费用/井次	900万(2井1修)	100万(1井1修)
平台面积	无需考虑后期修井	为钢丝设备预留
平台吊机	无要求	满足设备吊装

生产方面,5口井合计平均日产油498m<sup>3</sup>/d,日产气9×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,无出砂、气锁等情况。C4H井应用7in套管,日产液112m<sup>3</sup>/d,日产气5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,生产气油比446m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,电潜泵运行频率20Hz;C6H井

启泵生产后,日产气2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d,生产气油比161m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>,电泵频率30Hz,日产油120m<sup>3</sup>/d,比自喷状态增加50m<sup>3</sup>/d,为配产的2.4倍。两口高气油比井泵抽状态下电流均平稳运行,井口实现稳定产出。与常规投捞电泵工艺相比,避免了气锁影响,减少躺井、限产以及故障对产量的影响,提高了生产时率,弥补产量损失1.2×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>。

### 4 应用价值及优化建议

第一,钢丝投捞式电潜泵系统无需利用修井机,减少现场作业人员数量,并且无需进行动管柱作业,在避免洗压井污染油藏的基础上,提高作业时效,降低边际油田开发门槛,为后续边际油田的高效开发提供合理方案,具有一定推广应用价值。

第二,研发应用高含气气体处理一体化电泵系统(MGH)、ADV自动换向阀和投捞式电潜泵专用泵工况,有效满足了钢丝投捞式电潜泵井下机组对参数监测、套管放气、自喷与举升自由切换及机组适应高含气井况等需求,保障油井高效举升。

第三,与电潜泵(采油)+钻井船/修井船(修井)的生产方案相比,目采用投捞式电潜泵技术虽然增加了初期投资(约200万元/井),但在整个生产阶段可节省修井费用约8000万元,提高了项目经济效益。并且可减少作业时间5-7天,提高油井生产时率,有效节约开采期间检泵修井作业成本。该关键技术成功应用,为海上油田的开发技术创新提供有力保证,节能减排,保护环境,具有广阔的社会效益。

### 参考文献:

- [1] 杨化东. 海洋无钻修机平台修井作业方式[J]. 中国海洋平台, 2022,37(02):104-108.
- [2] 涂云. 钢丝起下电潜泵工艺在南海的应用[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2019,39(11):203-204.
- [3] 马长亮, 付建民, 张明, 等. 无钻修机电泵系统在渤海油田开发井的首次应用[J]. 石化技术, 2017,24(5):66-67.
- [4] 于志刚, 宋立志, 范远洪等. 无修井机投捞式潜油电泵技术研究与应用[J]. 特种油气藏, 2021,28(3):157-161.
- [5] 赵杰, 陈秋月, 杨洪涛, 等. 钢丝投捞电泵系统在渤海油田应用探索[J]. 海洋石油, 2019,39(4):85-88.

### 作者简介:

邓利惠(1984-),男,内蒙古人,工程师,从事油田生产管理工作。