

降低稠油热采电泵故障率，提高油田经济效益

李建良 郝思臻 张海军（中海石油（中国）有限公司天津分公司，天津 300451）

王宇昕（中海油能源发展股份有限公司工程技术分公司，天津 300450）

摘要：渤海湾某油田是我国首个规模化热采技术集成示范油田，同时也是热采技术集成创新应用开发的示范工程。该油田主要采用蒸汽吞吐热采技术实现勘探开发，该热采技术主要包括换注热管柱、注入蒸汽、焖井、放喷、换生产管柱、电潜泵生产等工艺过程。该油田自投产以来，在电潜泵生产过程中，频繁出现电潜泵故障停泵的现象，必要时需要对油井进行检泵作业，高昂的维修成本制约着油田经济效益提升，也成了该油田亟待解决的难题。本文通过对热采井电潜泵故障问题进行研究分析，找出电潜泵故障率高的症结，并最终通过自主注入降粘剂的方法实现电潜泵故障率降低，提高原油产量，降低检泵作业频次，从而实现油田经济效益的有效提升。

关键词：稠油热采；电潜泵；故障率；降粘剂；效益提升

0 引言

稠油作为最难勘探开发的原油之一^[1]，其稠油储量占全球原油储量的70%，渤海湾作为我国稠油主要分布地区之一，稠油探明储量占原油探明地质储量一半左右^[2]，而每年渤海油田的稠油产量占比不足1%，稠油开发存在极大的发展空间和应用前景。渤海湾某油田作为稠油热采开发的主战场，稠油油藏的长效开发对保障渤海油田稳产上产愈发关键，也是中国海油实现“七年行动计划”的重要途径之一。而该热采油田自从投产以来，电潜泵故障率高严重制约着稠油热采开发前进的步伐，影响着油田经济效益提升。因此为了实现稠油油藏的长效开发，保证稠油热采的产量稳定^[3]，确定热采井电潜泵故障率高的症结，并得到有效解决就显的尤为重要。

1 确定故障率高的原因

1.1 故障率高的评价标准

1.1.1 设备故障率

指故障持续时间占设备应运行时间的百分比，是考核设备技术状态、故障强度、维修质量和效率一个指标。因此设备故障率计算方法：

$$\text{生产线设备故障率} = \frac{\sum \text{单台设备故障时间}}{\sum \text{单台设备应运行时间}} \times 100\%$$

1.1.2 故障时间

将电潜泵异常工况的开始时间作为故障起始时间，经维修后电潜泵投用并开始正常产液的时间作为故障结束时间，以此计算故障时间。

1.2 确定症结

根据设备故障率计算公式可知，设备故障时间作为设备故障率的重要评价标准，因此需要对电潜泵故障持续时间开展调查。通过对电潜泵故障记录进行查询，汇总出以下故障类型及故障时间，如表1。

表1 电潜泵类型及故障持续时间

序号	故障类型	故障次数	故障持续时间 (h)	比例	累计占比
1	过载	16	244	83.28%	83.28%
2	欠载	7	25	8.53%	91.81%
3	地面流程故障	3	10	3.41%	95.22%
4	变频柜故障	2	6	2.05%	97.27%
5	其他	1	8	2.73%	100.00%

由表1可以确定电潜泵过载的故障时长占比为83.28%，因此可以确定稠油热采井电潜泵过载是电潜泵故障率高的主要症结。

1.3 确定要因

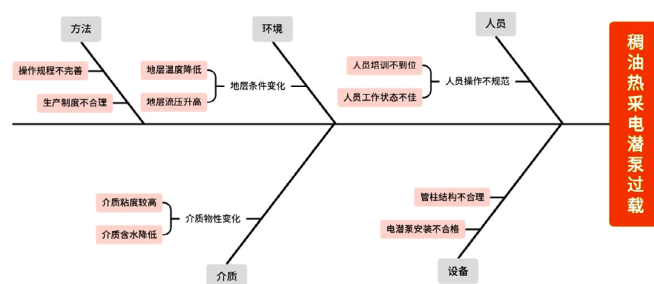


图1 稠油热采井电潜泵过载因果分析图

表 2 热采井电潜泵过载要因确认表

序号	末端因素	确认内容	确认方法	验证结果	是否为要因
1	人员培训不到位	操作人员技能证书持证情况和考核操作水平	调查分析	人员技能证书持有率 100%，考核成绩均在 80 分以上	否
2	人员工作状态不佳	操作人员工作期间睡眠情况和行为观察记录	调查分析	工作人员满足 8h 睡眠时间，且无现场工作状态不佳的行为	否
3	管柱结构不合理	统计各管柱差异情况，分析管柱结构对泵工况的影响	调查分析现场测量	各稠油热采井生产管柱不存在较大差异	否
4	电潜泵安装不合格	确认电潜泵安装质量是否合格	调查分析现场测量	电潜泵服务报告和安装报告合格	否
5	地层温度降低	确定在泵异常工况期间是否存在地层温度突变情况	调查分析现场验证	泵异常工况期间地层温度变化未超出 10% 的正常变动范围	否
6	地层流压升高	确定地层流压高对电潜泵过载的影响	调查分析现场验证	不同流压下电潜泵过载故障发生频率无显著差异	否
7	操作规程不完善	现有操作规程对电潜泵故障影响	调查分析	总结现有操作规程完善，对电潜泵过载无影响	否
8	生产制度不合理	确认生产制度的合理性	现场测量	确认生产制度调整对泵过载情况无影响	否
9	介质粘度较高	确定介质粘度对电潜泵故障率的影响	调查分析现场测量	介质粘度与电潜泵故障发生率存在一定的线性关系	是
10	介质含水降低	确定介质含水对电潜泵故障率的影响	调查分析现场测量	介质含水与电潜泵故障发生率不存在线性关系	否

为了进一步确认热采井电潜泵过载的主要原因，充分利用头脑风暴的手段^[4]，从人员、设备、环境、管理等方面出发，进行充分分析，最终绘制总结出以下多个末端因素，并绘制出热采井电潜泵过载的因果关系图（如图 1）。

结合现场实际情况，对得出的末端因素进行一一分析，并进行有效验证，从而确定出热采井电潜泵故障的最终原因，最终确认（如表 2）。

通过对以上热采井电潜泵过载十个末端因素进行分析，结合现场实际情况，确定了稠油热采井介质粘度较高是造成电潜泵过载的主要原因^[5]，因此可以针对稠油热采井介质粘度高的问题制定相应的对策。

2 制定方案对策

2.1 方案对策选择原则

①评价依据：制定的方案对策主要从有效性、可实施性、经济性、稳定性和耐用性五个方面进行对策评价；

②评价原则：主要基于该热采油田的各流程运行现状、施工经验和改造成果。

2.2 方案对策

结合现场实际情况和以往的经验，初步拟定了三种方案对策，评价分析如下：

①长期补液生产：方法易于施工，但长期补液生产对油井产量及地面流程稳定性都有一定影响；

②外委施工单井降粘：平台有类似施工经验，外委单位现场施工，连接临时管线进行单井降粘，降粘效果较好；

③自主施工单井降粘：自主设计降粘剂流程，通过改造现有注药流程实现固定式流程降粘，极大降低操作难度和作业风险。

根据上述三种分析结果，参照对策选择的原则绘制对策评价选择表，（如表 3 所示）。

表 3 对策评价选择表

序号	要因	对策	评价					综合得分	选定方案
			有效性	可实施性	经济性	稳定性	耐用性		
1	介质粘度较高	长期补液生产	○	◎	○	△	△	13	
		外委施工单井降粘	◎	○	△	△	○	12	
		自主施工单井降粘	◎	○	○	◎	◎	21	★
注：◎为 5 分、○为 3 分、△为 1 分、★方案选定									

根据对策评价表的综合得分来看,热采井实行自主施工单井降粘剂的方案更加可靠、经济、稳定。

2.3 方案对策实施

步骤一:选择典型故障热采井,此类典型热采油井化验粘度较高,流动性很差,电潜泵在此类工况运行过程中电流过高,容易发生超载现象^[6],本次试验选择了该油田的B10H/B14H井两口热采井;

步骤二:自主设计降粘流程,实现降粘剂注入浓度与油田生产水在线混合配液,达到降粘剂的注入要求;

步骤三:流程导通,导通降粘剂泵出口球阀、流程管线上的球阀、采油树的套管服务翼阀,套管封隔器排气阀,使降粘剂经注入管线,从井口采油树上的油套环空翼阀成功注入到热采井井底,从而实现热采井井底介质粘度降低;

步骤四:降粘剂注入,启动降粘剂泵,药剂溶液由热采井采油树油套环空持续注入热采井井底,与井底稠油介质混合后,经热采井电潜泵举升到平台处理流程。

3 自主注入降粘剂试验评价数据及分析

3.1 现场试验过程及记录

现场针对该油田试验井B10H和B14H井,开展了为期15天的单井粘度测量。B10H井粘度由 $51540\text{MPa}\cdot\text{s}$ (50°C)降至平均粘度 $4867\text{MPa}\cdot\text{s}$ (50°C),B14H井粘度由 $52680\text{MPa}\cdot\text{s}$ (50°C)降至平均粘度 $4524\text{MPa}\cdot\text{s}$ (50°C),降粘注入前后单井介质粘度变化显著,且降粘效果稳定,B10H井介质粘度平均降低了90.56%,B14H井介质粘度平均降低了91.41%。

上述对策实施后,针对B10H井和B14H井过载情况进行统计,并与对策实施前电潜泵过载数据进行对比分析,统计数据见表4:

表4 对策实施前后电潜泵过载率对比

井号	降粘前月均故障时长	降粘后月均故障时长	降粘后过载故障时长	过载故障时长占比
B10H	12.2	5	0.8	16%
B14H	21	7	1	14.3%

经表4统计分析,可以发现两口实施降粘剂的热采井的电泵过载故障时长占比分别降低至16.0%和14.3%,远低于未降粘过载故障时长占比83.28%,证明热采井电潜泵故障的症结已得到解决。

3.2 经济效益提升效果验证

项目实施后,对对策实施前后的经济效益进行统

计分析,如表5所示:

表5 检泵维修费用统计

统计区间	统计时间跨度	故障次数	检泵次数(次)	成本费用(万元)
活动前	1年	29	3	540
活动后	1年	8	1	180

①由表5可知,项目实施后热采井电潜泵故障次数得到明显下降,年检泵次数也得到明显的下降,检泵成本费用由540万元/a降至180万元/a左右,年节约维修成本费用达360万元左右;

②降粘作业的有效实施,使电泵故障时长每年减少大概336h,避免原油减产1120t/a,实现原油增产经济效益448万元/a;

③降粘剂的自主注入,避免外委施工注入降粘剂,节约人工成本费用和设备使用费用将近60万元/a。

4 现场试验结论

①通过对稠油热采井实施降粘剂的自主注入,实现了热采井电潜泵故障率明显下降;

②热采井实施降粘剂的自主注入,降低了故障维修成本每年约360万元,同时热采井自主降粘实现了降本增效可创造经济效益约448万元/a,共计868万元/a,实现油田整体经济效益提升;

③本次方案对策的提出,形成的标准化成果对后续稠油热采平台处理电潜泵故障、管线的优化改造、使用管理和维修保养提供宝贵的经验,高效推动稠油长效开发的步伐,对稠油的开发提供了长远的指导意义。

参考文献:

- [1] 邓博,刘威,李健.边底水稠油油藏蒸汽吞吐开采特征及开发优化数值模拟研究[J].能源与环保,2020,02(09):34-36.
- [2] 吕哲.国内外稠油开发现状及稠油开发技术发展趋势[J].中国化工贸易,2014(23):174.
- [3] 齐宁,李金发,温庆志,等.稠油油藏蒸汽泡沫驱渗流机理[J].辽宁石油化工大学学报,2009,29(4):34-38.
- [4] 张永明,胡晓文,张新明,等.浅谈头脑风暴法在环境工程微生物学上的应用[J].科教文汇,2008(8):200-200.
- [5] 高玉生,吴本芳,等.高凝稠油乳化降凝降黏研究[J].油田化学,2010(4):431-435.
- [6] 廖坤梦.潜油螺杆泵采油技术发展状况及其系统特点[J].内蒙古石油化工,2014(21):100-101.