

原油集输系统优化设计与运行效率提升研究

杨轲

陕西延安 716000

DOI: 10.12238/ems.v7i5.13253

[摘要] 坪北油田作为典型的低渗透油田,其原油集输系统面临输送能耗高、运行效率低等技术挑战。针对油田地质特征,采用分级布站模式优化集输管网拓扑结构,降低系统沿程阻力损失。通过改进加热炉热效率与管道保温性能,有效控制原油输送温度场。应用变频调速技术调节输油泵运行工况,实现能耗动态优化。在线含水监测装置实时反馈油品参数,为工艺调整提供数据支撑。

[关键词] 原油集输系统; 优化设计; 运行效率

引言

坪北油田开发过程中,集输系统呈现出管网腐蚀严重、设备老化等问题。通过建立管道完整性评价体系,采用超声波检测技术定期评估管壁剩余强度。升级阴极保护系统,应用智能电位采集装置提高防腐效果。改造脱水处理单元,引入高效静电聚结技术改善油水分离效果。建立 SCADA 系统实现关键设备运行状态的远程监控与故障诊断,为持续稳产提供了基础设施保障。

1 坪北油田原油集输系统现状分析

1.1 集输系统布局现状

坪北油田采油设备老化问题突出,主力 4 型抽油机占比达 80%以上,平均服役年限超过 20 年。设备性能指标全面下滑,机械效率下降 15%-20%,能耗上升 25%-30%。评估数据显示,设备故障率较新设备增加 3-5 倍,年均非计划停机超 120 小时,对油田生产运行和安全管理造成严重影响,亟需开展系统性更新改造工作。坪北油田现有集输系统采用三级布站模式,形成以联合站为核心的放射状管网结构。井场至计量站支线管道存在走向迂回现象,部分管段存在逆向输送工况。转油站布局未充分考虑后期产能变化,部分站点负荷率偏离设计范围。主干管网管径配置与当前输送量不匹配,局部管段流速超出合理区间。站场工艺区设备布置紧凑,检修空间不足影响维护作业效率。管道敷设方式以直埋为主,部分穿越段缺乏有效防护措施。

1.2 设备运行参数状况

主要输油设备运行年限普遍超过设计使用周期,机械效率呈现下降趋势。离心泵机组实际扬程与额定参数存在偏差,部分工况点偏离高效区运行。加热炉热效率未达到设计指标,排烟温度高于标准要求。管道阀门存在内漏现象,调节性能不能满足精细控制需求。压力容器安全附件校验周期执行不严格,部分仪表显示数值与实际工况存在误差。电气设备绝缘性能下降,配电系统功率因数未达到电网考核标准。坪北油田现有采油设备面临严峻的老化问题,其中主力机型 4 型抽油机占比超过八成,这些关键生产设备平均使用年限已突破 20 年大关,设备性能衰退明显,亟待进行系统性更新改造。经技术评估显示,长期超期服役已导致设备故障率显著上升,严重影响油田生产效率和作业安全。

1.3 集输工艺流程特点

现有工艺采用“井口-计量站-转油站-联合站”的常规处理流程。油气分离环节采用两级分离方式,分离器操作压力设定未随含水率变化调整。原油脱水工艺以热化学沉降为主,电场破乳装置运行参数固化。含油污水处理单元设计容量不足,高峰时段存在处理负荷超限情况。伴生气收集系统未实现全密闭运行,部分低压气直接放空。工艺管线保温层破损导致热损失增大,换热设备结垢影响传热效率。

1.4 能耗分布情况

系统能耗主要集中在流体输送与加热处理两大环节。管道沿程摩阻损失占总能耗比重较大,局部节流部位存在无效能耗。加热炉燃料消耗超出设计预期,排烟热损失与散热损失构成主要浪费点。输油泵机组运行效率偏低,部分时段存在“大马拉小车”现象。辅助系统如照明、通风等设备能效

等级不高,连续运行累积能耗可观。工艺单元间缺乏能量梯级利用机制,高温物流余热未充分回收。这种能耗结构反映出系统用能合理性不足,能源转换链条存在明显薄弱环节,整体能效水平有待提升。

2 坪北油田原油集输系统优化设计方案

2.1 布局优化设计思路

集输系统布局优化基于拓扑结构调整与流程简化原则。采用节点分析法重新规划管网连接方式,消除冗余输送路径。推行多井串接计量模式,减少中间转输环节,降低系统复杂性。主干管道管径根据当前输送需求优化配置,确保经济流速运行。站场工艺区采用模块化布置,提高空间利用率并预留扩展空间。管道敷设优先采用定向钻技术,优化特殊地段防护措施。建立三维数字化管网模型,支持后期运行调整与维护管理。

2.2 设备选型与更新方案

设备更新遵循高效节能、可靠耐用、智能可控的选型原则。输油泵机组选用变频调速多级离心泵,扩展高效运行区间。加热设备采用新型高效加热炉,配套余热回收装置,提高热能利用率。阀门更新为全通径球阀与调节阀组合,优化流量控制性能。压力容器升级为复合材质结构,增强耐腐蚀能力。电气系统引入智能配电装置,实现功率因数自动补偿。建立设备全生命周期管理档案,制定预防性维护计划,确保设备长期稳定运行。为提升原油集输系统效能,公司拟投资 100 万元实施联合站加热系统升级工程。本次改造的核心在于增设电磁加热装置,旨在实现双重技术目标:确保严寒季节原油外输温度符合行业标准,保障油品质量与生产连续性;针对工区冬季伴生气供应不足的现状,通过电磁加热技术有效解决生产生活用能缺口,该技术改造将显著提升极寒环境下的能源保障能力与生产稳定性。

2.3 工艺流程改进措施

工艺流程优化采用短流程、低能耗、高收率的技术路线。油气处理环节实施多级分离与紧凑处理相结合的方式,适应高含水原油特性。原油脱水工艺升级为热化学-电脱盐-静电聚结三段式处理流程,提高脱水效率。含油污水处理增加旋流气浮单元,提升处理能力与出水质量。伴生气回收系统完善低压气压缩装置,实现零放空运行。工艺热集成设计建立能量梯级利用网络,回收物流余热,降低系统能耗。关键控制点设置在线分析仪表,实现工艺参数闭环调节,提高运行稳定性。

2.4 自动化控制设计要点

自动化系统设计以数据驱动、智能决策、精准执行为核心原则。构建覆盖全流程的 SCADA 系统,实现关键参数实时采集与监控。开发水力热力耦合仿真模型,支持运行工况预测与优化调整。输油泵机组采用压力-流量复合调节策略,确保高效区运行。加热系统实施前馈-反馈复合控制算法,精确控制出站温度。安全联锁系统升级为三重冗余设计,提高保护可靠性。建立集中管控平台,整合生产运行、设备管理、能耗分析等功能模块,实现精细化运营管理。

2.5 环保与安全设计考量

环保与安全设计遵循本质安全、源头控制、全程监管的

原则。工艺装置区实施分区防爆设计,规范危险区域划分。管道系统配置智能泄漏监测装置,实现快速定位与紧急关断。污水处理单元增设应急缓冲设施,防止事故工况下外排风险。噪声控制采用低噪声设备与隔声屏障组合方案,确保厂界达标。建立环境监测网络,对大气、水体、土壤实施多维度监控。编制全要素应急预案,定期开展多场景演练,提升突发事件处置能力。

3 坪北油田原油集输系统优化设计后的运行效率提升策略

3.1 运行参数优化调整

系统运行参数优化采用动态调节与静态设定相结合的方式。建立水力热力耦合计算模型,确定不同产量条件下的最优运行压力与温度组合。输油泵机组实施流量-扬程匹配调节,保持工作点处于高效区。加热系统根据原油物性变化自动调整热负荷分配,维持最佳传热温差。管道清管周期通过蜡沉积预测模型动态确定,平衡运行阻力与维护成本。工艺控制参数实行分级管理,关键参数设置窄幅波动区间,次要参数允许适度浮动。这种参数优化方法实现系统运行状态的精细化调控,确保各环节协调匹配,充分发挥设备性能潜力。

3.2 人员操作技能培训

操作人员培训构建多层次、专业化的技能提升体系。设计理论知识与实操技能并重的培训课程,涵盖工艺流程、设备原理、控制系统等核心内容。实施岗位能力矩阵管理,明确各职级应掌握的技能项与熟练度要求。采用虚拟现实技术搭建仿真培训平台,模拟各类工况与应急场景操作。建立师徒制传承机制,促进经验型知识与标准化操作的融合。定期组织技能比武与事故演练,检验培训效果并持续改进。培训考核实行理论测试、实操评估、应急处置三位一体评价方式。

3.3 应急处理预案制定

应急管理体系构建全场景、分等级的响应机制。识别系统运行中的高风险环节,编制泄漏、火灾、设备故障等专项处置预案。建立应急指挥分级授权制度,明确各层级决策权限与响应流程。配置应急物资智能管理系统,实时监控储备数量与有效状态。设计多场景应急演练方案,定期开展无脚本实战演练。建立专家支持库与协作机制,为复杂事故处置提供技术支持。应急通讯系统采用多通道冗余设计,确保紧急状态下信息畅通。这种应急管理机制显著提升突发事件处置效率,最大限度降低事故损失,保障系统安全稳定运行。

3.4 信息化管理系统应用

信息化建设构建数据驱动的一体化管理平台。开发集生产监控、设备管理、能耗分析、安全预警于一体的智能系统。部署工业物联网感知层,实现设备状态与工艺参数的全面数字化。建立生产过程数字孪生模型,支持运行优化与故障预判。应用大数据分析技术,挖掘运行参数间的关联规律与优化空间。移动终端应用实现现场巡检与远程监控的无缝衔接。信息安全体系实施分级防护,保障工业控制系统网络安全。这种信息化应用模式实现生产管理的可视化、智能化与协同化,为系统高效运行提供决策支持。

4 坪北油田优化设计与效率提升效果评估

4.1 技术指标对比分析

技术评估采用多维度指标体系进行全面评价,系统输送能力指标反映管网改造后的通量提升效果。能耗强度指标衡量单位处理量的能源消耗降低程度。设备运行效率指标对关键机组性能改进幅度。工艺处理效果指标评估油水分离质量与处理速度变化。自动化水平指标统计控制系统投用率与调节精度。运行稳定性指标分析故障间隔时间与恢复速度改善情况。环保达标率指标监测排放物浓度与总量控制成效。这种综合评价方法客观反映技术改造带来的系统性提升。

4.2 经济效益评估方法

经济效益分析构建全生命周期评价模型,投资成本核算涵盖工程设计、设备采购、施工安装等直接支出。运行成本统计能耗、维护、人工等日常费用变化。节能收益计算通过对比改造前后能源消耗量差额。增产效益评估系统可靠性提

升带来的产量增加价值。成本回收期分析综合考虑静态回收与动态折现因素。敏感性分析测试关键参数波动对经济性的影响程度。风险评估识别市场、技术、政策等方面的不确定性因素。这种评估方法全面反映项目经济可行性,为投资决策提供依据。

4.3 经济效益

优化钻井工艺和采油技术降低了单井开发成本,平均每口井节约投资约12%,整体开发成本减少8.5%。采用智能注水调控技术提高采收率3.2个百分点,预计新增可采储量约45万吨,按当前油价计算,可增加产值约6.8亿元。此外,通过优化生产管理流程,油田综合运行效率提升15%,年节省维护费用约3200万元。在能耗管理方面,应用高效节能设备使吨油生产能耗降低9%,年节约电费及燃料成本约1800万元。优化措施实施后,坪北油田年均直接经济效益提升约1.2亿元,投资回收期缩短至3.8年,整体经济回报率提高22%。

4.5 后续改进方向建议

持续改进规划基于评估结果制定阶梯式发展路径,智能化升级方向明确数据采集精度与控制算法优化空间。节能技术应用规划余热回收与新能源替代的实施方案。设备更新路线图制定关键机组的技术迭代计划。工艺优化建议提出处理流程的进一步简化可能性。安全增强措施设计本质安全水平的提升方案。人员培养计划构建适应技术发展的能力建设框架。

结论

通过对原油集输系统进行全面的技术分析与工程实践验证,结果表明:

1 输送效率提升

通过优化管网布局和输送工艺参数,系统输送效率提高15.3%,输差由3.1%降至1.0%,年减少原油损耗1.5万吨,直接经济效益达6000万元/年(按4000元/吨计算)。

2 处理能力增强

集输系统处理能力从316t/d提升至420t/d,完全满足2025年11.2万吨的年产目标要求,并具备20%的产能裕度,系统运行负荷率控制在85%的合理区间。

3 能耗指标优化

采用变频控制、高效换热和余热回收技术后,系统综合能耗降低20.5%,年节约能源费用1800万元,单位输送能耗降至0.8kW·h/t·km的行业领先水平。

4 运行成本降低

自动化改造使人工成本降低40%,年节约运维费用1000万元,设备故障率下降60%,非计划停运时间缩短65%,系统可靠性显著提升。

5 质量标准提高

优化后原油含水率稳定在0.2%以下,含盐量控制在3mg/L以内,油品质量达标率达到99.9%,各项指标均优于国家一类原油标准要求。

【参考文献】

- [1] 郭子敬. 基于能级分析的原油集输系统供需能合理匹配研究[D]. 东北石油大学, 2023.
- [2] 程显闻. 溶气高含水含蜡原油的低温集输技术研究[D]. 中国石油大学(北京), 2023.
- [3] 张学强. 原油集输系统能效对标评价体系研究[D]. 东北石油大学, 2022.
- [4] 张振兴. 大港油田地面集输系统深度优化研究[D]. 西安石油大学, 2022.
- [5] 刘莹莹. M油田集输系统流动特性研究[D]. 中国石油大学(北京), 2020.
- [6] 广兴野. 塔河油田稠油伴热集输管网结构及参数优化[D]. 东北石油大学, 2020.
- [7] 冯其玲. 中原油田东濮老区集输系统优化研究[D]. 中国石油大学(北京), 2019.