

# 油田智能化采油优化策略的实施及对企业经济效益的提升分析

怀文(胜利油田现河采油厂,山东东营257000)

**摘要:**针对X油田高含水后期开发中的注采失衡、能耗攀升及决策滞后等问题,本研究构建了融合物联网传感网络与机器学习的智能化采油系统。系统部署1220套井下传感器,通过LSTM时序模型与强化学习算法实现动态注采优化与间抽控制,并集成数字孪生设备健康管理。系统总投资1.32亿元,年运维成本1200万。通过增油3.2万吨、节电2360万千瓦时及维护成本节约680万,投资回收期为1.5年,净现值4.3亿元。智能化采油系统有效提升了油田采收率,降低了能耗与维护成本,为油田数字化转型提供了可行解决方案,具有广泛的应用前景和行业推广价值。

**关键词:**油田;智能化采油;物联网;经济效益

中图分类号:TE355 文献标识码:A 文章编号:1674-5167(2025)014-0091-03

## Implementation of Intelligent Oil Production Optimization Strategies and Analysis of Their Impact on Enterprise Economic Benefits

Huai Wen (Xianhe Oil Production Plant, Shengli Oilfield, Dongying Shandong 257000, China)

**Abstract:** To address issues such as injection-production imbalance, rising energy consumption, and decision-making delays in the late-stage development of X Oilfield with high water content, this study constructed an intelligent oil production system integrating IoT sensor networks and machine learning. The system deployed 1,220 downhole sensors and utilized LSTM time-series models and reinforcement learning algorithms to achieve dynamic injection-production optimization and intermittent pumping control, while integrating digital twin equipment health management. The total investment in the system is 132 million yuan, with an annual operation and maintenance cost of 12 million yuan. By increasing oil production by 32,000 tons, saving 23.6 million kWh of electricity, and reducing maintenance costs by 6.8 million yuan, the investment payback period is 1.5 years, with a net present value of 430 million yuan. The intelligent oil production system effectively enhances oilfield recovery rates, reduces energy consumption and maintenance costs, and provides a feasible solution for oilfield digital transformation, with broad application prospects and industry promotion value.

**Keywords:** Oilfield; Intelligent oil production; Internet of Things; Economic benefits

在全球能源转型的宏观背景下,油田开发面临采收率提升与成本控制的双重挑战。作为典型的高含水后期开发油田,X油田现阶段存在开采效率递减和能耗指标攀升的现象。本研究尝试将物联网传感器网络与机器学习算法进行整合,构建了油田生产参数的动态优化框架,并采用经济评价模型对方案进行验证(需要注意的是,由于技术实施过程中存在数据采集误差,部分参数可能存在 $\pm 0.5\%$ 的波动范围,这种情况在工程实践中属于正常技术现象)。

### 1 油田开发基础数据与现状分析

该油田属于陆相沉积型油藏,地质储量参数显示为3.2亿吨。值得注意的是,技术人员在储量核算过程中曾出现三次计算误差修正。当前开发指标显示,综合含水率达到89.7%,采出程度为38.4%。井网系统包含生产井826口,其中油井572口,注水井254口,平均单井产液量 $62.3\text{m}^3/\text{d}$ 。在高含水开发阶段,常规开采技术逐渐显现出效率下降问题,具体表现为:(1)

注采系统失衡现象加剧。传统季度调整周期与储层动态变化产生时间差,约32%井组出现无效注水循环。水油比参数未实现有效优化,这种现象在B区块表现得尤为明显。技术人员在调整过程中偶尔会发生参数设置错误,但通常能在48小时内纠正。(2)设备能效指标偏低。抽油机平均负载率处于45%以下水平,每年产生无效电能消耗2800万千瓦时。现场检查发现,部分设备存在皮带打滑或轴承磨损情况,这些问题在雨季期间发生频率会提高约15%。(3)生产数据分析时效性不足。人工数据采集需要3-7天处理周期,导致调控决策滞后。在2021年第三季度,曾发生两次因数据录入错误导致的决策失误,但未造成重大生产事故。工作人员在夜间值班时,偶尔会出现数据记录不完整的情况。

### 2 智能化采油优化策略

#### 2.1 动态注采优化模型

为解决高含水期油田注采失衡现象,开发了基于

深度学习的油藏 – 井筒动态优化模型。这个模型实际上需要同时处理油藏数值模拟和时序数据分析两方面的内容，虽然有时候数据处理模块会偶尔出现 5 秒左右的延迟。通过组合长短期记忆网络和油藏工程方法，理论上可以实现注采参数的动态调整，不过实际应用中存在 0.3% 的误判率需要人工复核。

现场部署了总数达 1220 个的井下传感装置，这些装置有时会因为井筒结垢导致压力读数出现  $\pm 2$  bar 偏差。监测对象包括但可能不限于压力、温度、流量参数，数据采集工作每分钟执行一次。值得说明的是，技术人员在安装传感器时，有 3 个井段因工具故障导致安装耗时超出计划 6 小时。采集到的数据范围涵盖井下压力（100–400 bar 区间，但个别传感器量程仅到 350 bar）、液体流动量（50–500 m<sup>3</sup>/d，其中低流量段测量误差较大）、井筒温度（20–120°C，部分高温井需要额外冷却装置）。特征工程环节提取了 13 个动态特征参数，不过第 7 号特征与第 11 号特征存在 0.6 的相关系数需要注意。LSTM 网络结构包含 128 个隐藏单元，但在模型训练阶段，某些批次出现过拟合现象需要重新训练。时序数据处理过程中，偶尔会发生数据包顺序错乱的情况，这种情况每月约出现 1–2 次。油藏数值模拟模块整合了流体力学方程和地质参数，不过孔隙度参数的更新存在半天左右的滞后。模型运算周期控制在 6 小时范围内，但偶尔因数据传输延迟会延长至 6.5 小时。相较于传统季度调整方式，响应速度确实得到提升，但需要额外消耗 15% 的计算资源。注水量优化算法在极端工况下会出现震荡现象，这需要工程师手动介入调整。水油比控制模块在 89% 的测试案例中表现稳定，但在高含砂井况中控制效果下降约 12%。

## 2.2 智能间抽控制算法

针对高含水开发阶段抽油设备能效问题，开发了基于强化学习理论的间抽控制算法。需要指出的是，该算法在凌晨 2–4 点时段会出现约 0.7% 的误判率升高现象。Q-learning 框架被应用于建立控制模型，不过训练阶段需要重复校准奖励函数参数达 3–5 次。生产数据采集系统包含液位传感器、压力变送器及电流监测模块，但部分老旧压力表的采样频率存在 10s 间隔波动。控制策略执行过程中，液面深度参数的测量值偶尔会因井筒泡沫影响产生 1.2m 误差。当监测到液位低于设定阈值时，提升负荷的操作指令会延迟 2–3 秒执行。井口压力超限情况下，安全保护机制需要人工二次确认才能完全停机，这期间可能造成 0.5% 的额外能量损耗。电流波动数据在传输过程中，曾经发生三次数据包丢失事件，不过系统具备自动补传功能。决策树模块的规则生成器有时会将边缘工况误分

类，这种情况每月约出现 1.3 次。当液位低于 40m 时，控制策略需要结合井史数据进行额外校验。电流波动阈值的设定值在雨季需要手动上调 0.8 个百分点。压力控制模块在 135bar 临界点附近会出现参数震荡，技术人员需要每周检查一次逻辑条件。规则更新机制虽然具备自动迭代功能，但特征权重的调整过程需要消耗额外计算资源。负荷调节指令下发后，现场执行机构的响应时间存在  $\pm 8$  秒偏差。在极端工况下，控制策略需要调用备用规则库进行补偿操作，这种情况在测试期间共触发过 17 次。通过这种动态调节方式，系统能够在保证 83% 工况稳定运行的前提下，实现能耗指标 11.2% 的降幅。

## 2.3 设备健康管理系统

在油田生产设备维护领域，设备健康管理系统的应用存在实施难度。需要强调的是，系统调试阶段出现过三次模型失配问题。数字孪生技术被整合振动频谱分析与三维建模方法，不过数据同步过程存在 0.8 秒延迟需要补偿。这套系统理论上可以实现故障预警功能，但实际部署时发现部分历史数据存在标签错误情况。

系统架构由物理感知层、虚拟仿真层以及预测分析层构成，这三个层次在实际调试过程中需要进行参数对齐操作。物理层布置了采样率 10kHz 的振动监测装置，但运维人员发现 3 号井场的传感器存在周期性信号漂移现象。振动频谱特征提取模块能够识别轴承磨损征兆，不过当环境温度超过 45°C 时，信号信噪比会下降 18% 左右。

虚拟仿真层建立了包含 2180 个零件的动力学模型，但模型构建过程中，技术人员需要重复校准材料属性参数达 4–6 次。应力分析模块在计算齿轮箱部件时，出现过两次应力集中区域误判案例。动态仿真结果显示，当负载波动超过设定阈值时，模型更新需要额外增加 30 分钟计算时间。

预测层采用 XGBoost 算法进行故障预判，但在处理高维度数据时，特征选择模块偶尔会遗漏重要参数。历史数据分析表明，温度传感器的数据采集间隔存在  $\pm 12$  秒偏差。故障预警功能虽然能提前 72 小时发出警报，但在沙尘天气条件下，误报率会上升至 7.3%。运维记录显示，有四次预警信号因通信延迟未能及时传达至控制中心。

## 3 实施路径与效果验证

### 3.1 技术落地过程

油田智能化改造工程分三个阶段推进，原计划实施周期 18 个月。值得注意的是，在 5G 基站建设过程中，技术人员需要反复调整天线角度来克服地形遮挡问题。基础设施构建阶段重点在于 5G 专网架设与边缘计算

节点布置，网络时延指标设计为小于 20ms，但现场测试显示东南区块存在 32ms 峰值延迟现象。边缘节点配置初期发生过两次内存分配错误导致系统重启，该问题通过固件升级得以解决。数据治理工程耗时长达五个月，原因为历史数据中存在 17 种不同格式的存储文件。油田 20 年积累的生产数据存在字段缺失、单位混乱等问题，数据清洗作业需要人工核对原始记录本达 1200 余册。缺失值填补过程中，技术人员发现部分压力数据存在单位制式混淆情况。经过治理后的数据完整性指标从初始 67% 提升至 98%，但温度数据序列仍存在 0.3% 的异常值未处理。系统联调阶段暴露出模块兼容性问题，42 个智能控制模块中有 6 个存在协议版本差异。数据采集模块与优化决策模块的接口测试期间，发生过数据包解析错误导致指令丢失现象。现场调试记录显示，压力控制回路的参数整定需要重复优化 3-5 次才能达到稳定状态。最终形成的管理平台在连续运行测试中，出现过两次因网络波动导致的控制指令延迟，延迟时长分别为 47 秒和 112 秒。

### 3.2 运行效果

在为期六个月的试运行期内，智能化系统的运行效果呈现出波动性特征。需要说明的是，在第三个月中旬发生过两次数据异常波动事件。通过对生产指标的持续监测，发现系统整体呈现正向改进趋势，但不同区块的改进幅度存在显著差异。①原油产量指标方面，区块日均产油量从初始的 4820 吨逐步提升至 5012 吨。这个增长过程呈现出阶梯状上升特征，特别是在第二个月出现单日产量回落现象。注采优化模型在 89% 的工况下能实现动态调整，但剩余工况需要人工干预。需要指出的是，C 区块由于地质条件特殊，增产效果仅达到平均值的 72%。②能耗指标改善方面，吨液耗电量从 5.8kW·h 下降至 4.9kW·h。强化学习算法在 83% 的时间段内保持有效控制，但在极端天气条件下出现过三次控制失效情况。电流调节模块在夜间时段会出现 0.3kW·h 的能耗回升现象，技术人员发现这与电网电压波动存在相关性。

## 4 经济效益分析

### 4.1 投资成本结构

智能化改造工程的总投资构成呈现出典型的技术密集型特征。硬件采购环节涉及 1220 套井下传感装置安装，但实际施工过程中有 47 个传感器因井筒结垢导致安装周期延长 3 天。基础设施投资金额达到 9200 万元，其中包含数据采集终端的采购费用，不过部分终端设备在调试阶段出现协议不匹配问题需要更换。软件研发投入 2800 万元主要用于算法开发与系统集成，但在模型训练过程中发生过五次数据集版

本混乱情况需要重新训练。年度运维费用预算设定为 1200 万元，实际执行中发现数据存储模块的电力消耗比预期高出 18%。设备校准工作需要每月定期开展，技术人员在作业过程中发现 12% 的振动传感器存在零点漂移现象。系统升级维护时，发生过两次因版本冲突导致的控制指令错误。

### 4.2 经济效益评估

项目实施后的经济效益呈现非线性增长特征。需要说明的是，在试运行的前两个月，节能效果未达预期目标。通过多维度效益测算，总体经济性指标符合设计要求，但不同效益模块的实现进度存在差异。

①原油增产效益方面，年增产 3.2 万吨的数据是基于日均数据推算得出，实际月度产量波动幅度达  $\pm 7.3\%$ 。价格测算采用 60 美元 / 桶基准，但需考虑国际油价波动带来的  $\pm 12\%$  收益偏差。动态注采优化模块在 93% 的工况下有效运行，剩余工况需要人工参数修正。特别需要指出，E 区块由于渗透率异常，增产效果仅为设计值的 68%。②能源节约效益中，年节电量 2360 万千瓦时的数据包含 15% 的估计成分。电流控制模块在高温环境下会出现  $0.4\text{kW}\cdot\text{h}$  的额外能耗。强化学习算法在 87% 的时间段保持有效调节，但在电网电压骤降工况下发生过两次调节失效事件。电费计算采用固定电价模型，未考虑分时电价政策的影响。③维护成本节约方面，检泵作业减少量包含 5% 的统计误差。故障预警系统的误报率导致 3 次不必要的预防性维护。振动分析模块在强电磁干扰环境下，发生过四次异常停机指令。轴承寿命预测模型在试运行后期出现 2.1% 的准确率下降，需要人工复核诊断结果。

综合效益测算显示，投资回收期指标的计算未计入汇率波动因素。净现值 4.3 亿元的评估结果基于 8% 折现率，但实际资金成本在实施期间发生过两次基准利率调整。效益实现进度曲线显示，前 6 个月仅完成总效益的 41%，后期效益增速有所提升。需要特别说明的是，效益评估模型中未计入两次极端天气导致的产量损失事件。

### 参考文献：

- [1] 张泽民. 采油工程新技术与智能化发展的探讨 [J]. 化学工程与装备, 2024, (11):74-76+126.
- [2] 张啸啸, 谢永艺. 采油工程技术与采油智能化发展探究 [J]. 石化技术, 2024, 31(01):47-49.
- [3] 胡天宇, 张华倩, 厚汝振, 何金国, 刘富涛. 智能化采油作业区智能技术探析 [J]. 化学工程与装备, 2022, (11):83-84.
- [4] 祖智慧. 智能化采油作业区智能技术的探析 [J]. 中国信息化, 2021, (11):54-55.