

油田集输管道信息化与完整性管理

闫文艳

长庆油田分公司第五采油厂堡子湾采油作业区 陕西 榆林 718611

【摘要】：随着油田开采规模扩大，集输管道运行管理面临更高要求，信息化与完整性管理成为关键。本文聚焦油田集输管道信息化与完整性管理，对其重要性简要概述，涵盖保障安全、提升效能，并围绕现存的数据采集滞后与整合不足、信息化监测技术应用欠缺等问题展开系统剖析，提出相应优化策略，旨在助力油田集输管道管理水平提升，保障其安全高效稳定运行。

【关键词】：油田；集输管道；信息化；完整性管理

DOI:10.12417/2811-0722.26.02.062

油田集输管道是油气生产输送核心载体，网络规模随开采进程持续扩大。长期服役过程中，管道易受土壤腐蚀、第三方施工破坏等影响，偶发泄漏等安全隐患。引入信息化技术搭建实时监测平台，通过对管道运行各环节数据的整合，开展多维度动态分析；完整性管理聚焦管道全生命周期，对风险识别、评价及修复等具体工作严格落实。两者协同推进，能促使管道运维精细化水平提升，降低运营成本，为油气田安全高效生产提供保障。

1 油田集输管道信息化与完整性管理的重要性

油田集输管道作为油气输送的关键通道，其信息化与完整性管理对保障生产、降低风险起着基础性作用，重要性不言而喻。

1.1 保障管道运行本质安全

信息化手段实时采集动态监测管道运行参数，压力波动介质泄漏这类异常情况能及时捕捉，为风险预警提供数据支撑。完整性管理开展全生命周期风险追踪，通过对管道腐蚀老化等潜在隐患的识别，系统性评估后明确风险等级，避免安全事故发生。两者结合强化管道运行状态精准把控，使安全风险大幅降低，为管道本质安全提供全方位保障，筑牢油田生产安全防线^[1]。

1.2 提升管道运维管理效能

信息化管理打破传统运维数据分散存储局限，集中整合各类运维信息并高效流转，使数据查找核对的时间成本大幅缩减。完整性管理用标准化流程规范运维环节，对各阶段管理重点明确界定，推动资源配置优化，杜绝重复作业无效投入。数据支撑下的科学决策，使运维方案更具针对性合理性，在维修保养效率提高的同时，降低运维成本，推动管道运维管理从经验驱动转向数据驱动，实现管理效能全面提升。

2 油田集输管道信息化与完整性管理现存问题

尽管油田集输管道管理不断发展，但当前在信息化与完整性管理方面仍存在诸多问题，制约着管道管理水平的提升。

2.1 数据采集滞后与整合不足

管道运行数据采集依赖传统人工巡检补录，人工巡检受天气地域限制，数据补录易出现疏漏，自动化采集设备布设密度低，支线管道几乎无设备覆盖，数据更新间隔长达数小时，无法精准反映管道实时运行状态。不同厂家采集设备输出数据格式各异，缺乏统一标准规范，数据入库前需人工逐一对接转换，转换过程耗时久且易出现错漏。各业务部门数据系统独立建设，无统一规划，数据接口互不兼容，跨部门数据传输共享无固定通道，信息孤岛现象突出，数据集中调用与综合分析难以实现。部分历史数据未完成数字化归档，纸质资料因保管不当出现破损，实时数据与历史数据无法有效衔接，全量数据支撑的管道状态研判工作难以开展^[2]。

2.2 信息化监测技术应用欠缺

先进在线监测技术在管道管理中覆盖率低，超声导波、光纤传感等技术仅在井口、泵站等关键节点试点，长输管线监测仍依赖传统手段。已应用的监测技术停留在基础数据采集层面，未与完整性管理模型深度融合，采集数据仅用于简单超限预警，未挖掘数据背后的腐蚀速率、应力变化等深层问题。监测设备与现有管理系统兼容性差，新型设备通信协议与原有平台不匹配，需额外开发接口，开发周期长成本高，部分设备采购后长期闲置。技术应用缺乏长期规划，新设备新技术引入盲目，未结合管道材质、运行压力等工况，监测参数设置与实际需求脱节，技术应有的监测效能无法发挥。

2.3 完整性管理体系不健全

管理体系覆盖环节不完整，侧重管道运维阶段管理，设计阶段的材料选型、建设阶段的焊接质量验收未纳入管理范畴，前期隐患直接遗留至运维阶段。体系内各管理流程衔接不紧密，风险评估、缺陷修复、效能评价等环节缺乏闭环管理机制，问题处理后无跟踪验证环节，风险管控效果无法保障。管理标准缺乏统一性，不同区域管道执行不同评价指标，同一类缺陷评定等级差异明显，评估结果无法横向对比，难以形成全油田管道整体风险画像。体系未明确动态更新机制，技术发展和管道运行工况变化后，管理内容未及时调整，管理体系指导性和

实用性持续下降。

3 油田集输管道信息化与完整性管理的优化策略

针对现存问题，需采取有效优化策略，提升油田集输管道信息化与完整性管理水平，保障管道安全高效运行。

3.1 强化数据整合与实时共享

推进数据采集端升级改造，按油气田地面工程数据采集规范扩大自动化设备布设范围。支线管道及偏远路段优先选用IP67级防护的声振温三合一传感器，搭配LoRa+4G双模通信模块实现无死角覆盖，对压力、温度、介质流量等关键参数重点采集，通过边缘计算单元在本地完成数据预处理，将有效数据更新间隔压缩至分钟级，实现人工徒步巡检与补录频次逐步降低。设备部署需执行标准化作业流程，传感器采用磁吸或螺栓加固安装，接线处缠绕防水胶带并套热缩管，电源配置太阳能+锂电池双保障方案以适应野外恶劣环境^[3]。

制定统一数据标准规范，以SY/T 7352-2016行业标准为参照，对各类采集设备的数据输出格式、接口协议及编码规则明确界定。建立多级数据清洗校验机制，采用滑动窗口算法对采集数据实时降噪，结合历史基线数据判定异常值并自动纠错，纠错日志同步记录以备追溯。构建“自动检测-业务初审-专家评审”三级审核体系，对数据完整性、一致性进行全面核验，确保入库数据精度符合运维分析要求。多源系统字段级映射配置需同步完成，通过对各部门现有数据结构差异的梳理，建立字段对照关系表，通过数据适配中间件实现异构数据格式兼容，为跨系统数据整合扫清障碍。

搭建一体化数据共享平台，对生产运行、运维检修、安全监管等多部门现有数据系统进行整合，构建包含数据中台、业务中台的核心架构。平台需设置分级权限管理模块，按管理层、运维层、操作层，对访问权限进行划分，配置数据加密传输通道保障信息安全。跨部门数据协同机制需进一步完善，实现生产参数、设备状态、检修记录等信息的实时传输与集中调用，支持数据资源目录可视化查询，使跨部门协作效率大幅提升。平台建设需预留扩展接口，为后续AI分析、数字孪生等技术的引入预留空间。

同步开展历史数据数字化归档工作，按专业分类对纸质资料进行清点登记，采用高分辨率非接触式扫描仪完成影像采集，通过影像处理技术执行纠偏、去污、锐化优化。在OCR与NLP技术支持下，对纸质资料中的井段信息、施工参数、检修记录等关键数据进行提取，建立包含管道里程、建设年份、维护周期等维度的关联索引。形成全生命周期数据资源库，实现历史数据与实时数据的时间维度衔接，通过ETL工具完成结构化数据迁移与格式标准化转换，确保历史数据可追溯、可复用，为管道状态趋势研判提供海量数据支撑。

3.2 加强信息化监测技术应用

全面推广超声导波、分布式光纤传感等先进在线监测技术，按管道敷设类型与工况需求制定全域部署方案。长距离干线管道优先采用分布式光纤传感技术实现连续监测，支线及阀室区域以超声导波监测设备应用为主，打破仅在关键节点试点的局限。对监测点位布设密度进行统筹规划，结合管道腐蚀风险等级与第三方破坏高发区域优化布局，构建“地面监测-管道本体监测-云端预警”的立体化监测网络。设备安装前需完成管道表面清理、耦合剂选型适配等预处理工作，安装过程对传感器间距与固定强度严格控制，保障监测信号传输稳定性。

推动监测技术与完整性管理模型深度融合，将采集的振动、温度、应力等实时数据接入预设的风险评价模型。推动模型算法架构优化，引入时序数据分析模块，对背后的腐蚀速率、应力变化、泄漏趋势等深层信息深入挖掘，实现从简单超限预警向多维度趋势预判的转变。定期结合管道实际运行数据对模型参数进行校准优化，提升预判精度与时效性，通过模型输出的风险等级划分结果，为运维检修计划制定提供精准依据。

针对设备与系统兼容性问题，对原有管理平台进行接口升级改造。制定新型监测设备接入标准，统一TCP/IP通信协议与数据帧格式，对接口数据传输速率与容错率要求明确界定，避免额外开发接口的繁琐流程。搭建中间件适配层实现新老系统数据格式自动转换，配置数据同步校验模块确保新老设备数据实时联动分析。分阶段开展升级过程，试点区域设备接入测试需先完成，再逐步推广至全域，将数据备份与系统回滚预案同步做好，保障升级期间管理工作正常开展^[4]。

建立技术应用评估机制，组建由技术专家、运维人员、第三方机构组成的评估小组。与管道材质、运行压力、介质特性、所处环境等工况参数结合，采用多维度指标体系科学选型新设备新技术。评估指标需全面（如表1所示），技术成熟度、环境适应性、运维成本、数据精度等核心维度均涵盖其中，通过量化评分完成最优技术方案的筛选。通过前沿技术动态跟踪机制，及时引入与实际需求相符的新型监测技术，开展小范围试点应用验证其可行性后再规模化推广，使技术对管道完整性管理的支撑作用得到充分发挥。

表1 监测技术评估指标体系

评估维度	内容	评分依据	参考权重
技术成熟度	应用案例、行业认可度	同类油气田应用成效	30%
环境适应性	恶劣环境耐受度	高低温/高湿运行稳定性	25%
运维成本	全生命周期费用	成本测算结果	20%
数据精度	监测数据吻合度	与人工检测误差率	25%

3.3 健全完整性管理体系

拓展管理体系覆盖范围，将管道设计、建设、验收等前期环节全面纳入体系框架。按各环节特性对管理要点与操作规范明确界定，设计阶段应开展材料选型风险评估，与输送介质腐蚀性、敷设环境恶劣程度结合筛选适配管材，同步完成应力计算与防腐方案论证；建设阶段强化焊接质量全过程管控，推行焊接工艺评定与焊工资格认证制度，对坡口加工、组对间隙、焊接参数实施实时监控；验收阶段严格执行完整性指标检测，围绕管道壁厚、防腐层完整性、耐压性能等关键指标展开重点核查，检测不合格不得通过验收，从源头规避隐患遗留。

构建闭环管理流程，通过对风险评估、缺陷修复、效能评价等核心环节衔接节点的系统梳理，明确各环节责任主体、工作时限与输出成果要求，形成电子问题跟踪台账，对缺陷修复进度、整改措施落实情况全程督办。修复完成后需开展专项效能评价，采用量化指标对修复效果与风险管控成效进行评估，评价未达标需重新制定修复方案。同步搭建问题反馈机制，将评价结果反向融入风险评估环节，推动评估指标与权重设置优化，确保风险管控形成“识别-评估-修复-评价-优化”的完整闭环。

制定全油田统一的完整性管理标准，以 GB 32167-2015 等国家标准与行业规范为参照，明确风险评价指标体系、缺陷等级划分标准及评估方法。指标体系需将管道本体状况、运行工况、环境因素、管理水平等维度纳入，缺陷等级按危害程度划分为四级（如表 2 所示），并对相应处置要求明确规定，评估方法需结合定性分析与定量计算，实现精准度提升。通过标准统一将各区域间管理差异消除，实现不同区块管道评估结果的

横向对比，依托统一数据口径精准绘制全油田管道整体风险画像，为全局运维资源统筹配置提供依据^[5]。

建立体系动态更新机制，成立由技术专家、运维骨干、管理专员组成的专项小组。小组需聚焦行业技术发展趋势、相关标准修订情况及管道运行工况变化展开实时跟踪，每年度开展一次体系适宜性评审。评审需与管道失效案例分析、运维实践反馈、新技术应用效果等多方面信息紧密结合，形成评审报告并明确修订方向。根据评审结果完成管理内容、流程及标准的修订，补充新型风险管控措施与技术应用规范，确保体系始终贴合实际管理需求，持续提升对管道完整性管理工作的指导性与实用性。

表 2 缺陷等级及处置要求

缺陷等级	危害程度	判定依据	处置要求
I 级	轻微	不影响运行，无泄漏风险	日常监测，季度复查
II 级	一般	局部波动，短期无隐患	半年内计划性修复
III 级	较大	腐蚀 / 应力异常，有泄漏风险	立即专项检修、停运整改
IV 级	重大	本体破损，可能失效	紧急停运，24h 应急修复

4 结语

综上所述，油田集输管道信息化与完整性管理意义重大，但数据采集滞后整合不足、监测技术应用欠缺等问题，会对管道管理质量与效率的提升产生制约。通过强化数据实时共享、推广信息化监测技术、健全完整性管理体系的优化策略，能够精准破解现存痛点，推动管道管理向精准化、智能化方向迈进。

参考文献：

- [1] 秦振杰,范玉涛,程鹏,等.油田集输管道完整性数据管理实践[C]//广东省国科电力科学研究院.第四届电力工程与技术学术交流会议论文集.中国石油天然气股份有限公司塔里木油田分公司;,2023:98-99.
- [2] 刘鹏程,李自怀,潘诚,等.六条措施提升管道管理工作[J].全面腐蚀控制,2022,36(11):33-35+59.
- [3] 许雷.地面建设集输管道施工技术与质量管理研究[J].全面腐蚀控制,2021,35(12):104-105+111.
- [4] 张磊.油气长输管道工程施工风险管理探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2025,45(23):73-75.
- [5] 曲竞通.天然气长输管道的安全运行分析与管理[J].石化技术,2025,32(11):186-188.