

# 油气集输场站工艺管线完整性管理技术应用探讨

苟颖琦<sup>1</sup> 边金戈<sup>2</sup> 曹嘉斌<sup>3</sup>

1.长庆油田分公司第五采油厂 陕西 西安 712000

2.长庆油田分公司第六采油厂 陕西 榆林 718600

3.长庆油田分公司公共关系部 陕西 西安 710000

**【摘要】**：油气集输场站是油气生产、处理、输送的枢纽，内部工艺管线承担着油气介质输送、分离、调压、计量等功能，管线运行完整性影响到场站安全生产、环保控制和高效运转。由于介质腐蚀、工况变化、第三方破坏、材料老化等因素的影响，场站工艺管线容易出现壁厚减薄、焊缝缺陷、泄漏、变形等问题，传统的被动式运维方式很难实现风险的全过程控制。本文根据油气集输场站工艺管线运行的特点，对完整性管理的核心内涵和技术体系进行梳理，分析各种检测、评价、修复技术在现场的应用场景，结合实际运维痛点提出优化对策，总结完整性管理落地效果，为油气集输场站工艺管线精细化、智能化、长效化管理提供技术支持，提高油气生产系统的本质安全水平。

**【关键词】**：油气集输场站；工艺管线；完整性管理；风险管控；检测修复技术

DOI:10.12417/2811-0722.26.04.073

## 1 引言

管道完整性管理是以风险为中心、全过程覆盖的主动型管理模式，用数据整合、风险识别、检测评价、维修修复、效能验证、持续改进的闭环过程把管线运行风险控制在可接受范围内。目前该技术在长输油气管道上应用成熟，在集输场站工艺管线的应用中，由于站内空间狭小、管线结构复杂、检测困难、管理体系不健全等原因，还存在着许多不足。本文结合油气集输场站现场实际情况，对完整性管理技术在场站的应用及优化途径进行研究，为保证场站正常运转、减少事故、延长管线使用寿命提供一定的参考。

## 2 油气集输场站工艺管线完整性管理核心内涵

油气集输场站工艺管线完整性管理，就是以管线结构完整和功能完整为核心，按照“预防为主、防控结合、闭环管控、持续优化”的原则，对管线从设计、施工、投运、维护到报废的全过程进行系统的管控，主要目的是及时发现隐患、准确评价风险、快速处理缺陷，防止泄漏、爆炸、环境污染等安全事故的发生，保障管线安全、经济、长效运行。

相比于长输管道，场站工艺管线完整性管理具有更强的针对性和特殊性，一是站内管线介质有原油、天然气、污水、药剂等，腐蚀特性差别大，内腐蚀风险高；二是管线布局紧凑，管段短、弯头和焊缝多，常规检测设备难以通行；三是场站生产连续性要求高，维修修复要兼顾安全和生产效率，尽量减少停产的影响；四是风险后果集中，一旦发生泄漏很容易引起连锁反应，对人员、设备、环境的危害更大。因此，场站工艺管线完整性管理要适应现场工况，创建起“数据驱动、风险导向、技术支撑、制度保证”的一体化管理体系。

其核心的管理流程有六个环节，基础数据采集与建档、高风险部位识别和风险评价、管线完整性检测和评价、缺陷维修

和修复、管理效能评估、体系持续改进，各个环节互相衔接构成闭环管理。

## 3 油气集输场站工艺管线完整性管理核心技术及应用

### 3.1 基础数据采集与信息化管理技术

基础数据为完整性管理打下了基础，全面、准确、完整的数据采集是之后风险评价、检测修复的基础。对油气集输场站工艺管线要采集的基础数据有管线设计数据、施工数据、运行数据、运维数据、环境数据。在现场使用时，传统的纸质台账管理存在着数据零散、更新缓慢、查询效率低等状况，目前主流的使用方式为完整性管理信息系统，依靠大数据、云计算技术创建管线数字化档案库，达成数据统一录入、分类保存、即时更新、共享查询的目的。部分油田采用三维建模技术建立场站管线数字孪生模型，直观地展示出管线布置、埋深、连接关系和缺陷所在等，从而达到对一个管线进行档案登记、一份方案的目的，进而大幅度提高数据的利用率和管理便捷性。胜利油田、长庆油田都建立了场站管线完整性管理平台，可以达到风险“一屏统览”、检测自动提醒、维修闭环追踪的效果。

### 3.2 风险识别与评估技术

风险评价属于完整性管理的关键部分，经由找出管线失效诱因并加以量化，从而确定风险等级并指定管控重点，进而达成由“全面巡检”到“精准防控”的转变。场站工艺管线主要失效风险有内腐蚀（介质中硫化氢、二氧化碳、氯离子、细菌引起），外腐蚀（土壤腐蚀，防腐层破损），焊缝缺陷（施工遗留未焊透，夹渣，气孔），机械损伤（第三方施工，设备振动，误操作），材料老化（长期服役造成材质性能降低），工况波动（超温超压运行造成应力疲劳）。

现场常用的有定性评估和半定量评估两种方法，定性评估

依靠专家打分、现场排查、失效案例对比来快速找出高风险管段和部位，适合于初期的基础排查工作；半定量评估将失效可能性和失效后果严重程度结合起来，创建起风险评价指标体系，量化风险分值，把风险分成低、中、高、极高这四个等级，有针对性地制订防控措施。

在评估过程中主要针对弯头、三通、阀门进出口、汇管、排污管线、埋地管线等容易发生失效的部位进行重点识别，找出高后果区，创建风险台账并确定管控责任及防控周期。经过风险评价之后，可以科学地安排运维力量，把80%的精力集中到20%的高危地段上，从而提高管控效率。

### 3.3 管线完整性检测技术

#### 3.3.1 无损检测技术

适用于站内地上管线、焊缝和重要部位缺陷检测，常用的有超声波检测(UT)、磁粉检测(MT)等。超声波检测(UT)能准确找到管线壁厚变薄、内部有裂纹、分层等地方，对人体无害，适合各种金属管线，是站内最常用的一种检测技术；磁粉检测(MT)可以迅速发现表面以及近表面的裂纹、未焊透等缺陷，适合于碳钢材质的管线焊缝和管体；相控阵超声检测，比常规UT检测精度高、成像清晰，能准确定位焊缝内部细微缺陷，适合弯头、三通等复杂部位；脉冲涡流检测，不需要剥去防腐层就可以检测带防腐层的管线壁厚减薄和腐蚀缺陷，适合外防腐层完好的埋地和地上管线。

#### 3.3.2 腐蚀监测技术

对站内介质腐蚀引起的壁厚减薄问题，用腐蚀探针、电化学监测、挂片试验等手段来监测腐蚀速率，预测腐蚀发展趋向。高含硫、高矿化度介质场站主要对内腐蚀进行监测，定时分析腐蚀数据，改变防腐药剂的加注方案，达到腐蚀动态控制的目的。

#### 3.3.3 泄漏监测技术

在站内安装压力、温度传感器、气体检测仪、声发射监测设备，24小时不间断监测管线运行参数，一旦发现压力突然下降、温度异常、气体泄漏等状况，马上发出声光报警，准确找到泄漏点，加快应急处理速度。一些新建成的场站安装了AI智能监测系统，用视频监控加智能算法对泄漏、异常进行检测，提高了预警的及时性。

#### 3.3.4 直接评估技术

分为内腐蚀直接评估(ICDA)和外腐蚀直接评估(ECDA)，适合于不能进行智能内检测的站内短管段、复杂的管段。采用数据收集、间接检测、缺陷预判、现场验证、后期管控五步流程来评价管线腐蚀状况，不需要停产检测，适合场站连续生产的要求。

### 3.4 缺陷维修与修复技术

按照完整性检测及风险评价结果，根据管线的不同种类、程度，选择合适的、高效的、对生产影响小的维修修复技术，以保证安全性为前提，在保证安全的前提下，实现经济效益。

对轻微缺陷(壁厚减薄率 $<10\%$ ，微小表面裂纹)用监控运行、加密巡检、加强防腐控制；对中度缺陷(壁厚减薄率 $10\%-30\%$ ，局部小面积腐蚀)用复合材料补强、G型卡具封堵、钢带加固等不停产修复技术，施工方便、耗时短，不影响场站正常生产；对重度缺陷(壁厚减薄率 $>30\%$ ，密集腐蚀、贯穿性裂纹、严重焊缝缺陷)用局部管段更换、整体修复技术，施工前制定停产方案，缩短作业时间，快速恢复生产；防腐层破损缺陷及时做防腐层补涂、阴极保护系统修复，阻断外腐蚀诱因。

修复完后要进行试压、复检工作，检验修复效果，同时更新管线档案和维修记录，形成缺陷治理闭环。环江油田、元坝气田等现场实践证明，针对性修复可以明显降低管线失效率30%以上，大大减少泄漏事故发生。

## 4 场站工艺管线完整性管理现存问题

### 4.1 管理体系不完善，全员认知不足

部分老旧油气集输场站没有形成针对性的完整性管理制度，仍然沿用传统的运维方式，管理流程不规范、责任不清；基层运维人员对完整性管理理念认识不够，还存在着重生产、轻防控、重事后维修、轻事前预防的思想，缺乏主动参与完整性管理的积极性，造成制度落实不到位。

### 4.2 基础数据不完整，信息化水平偏低

部分老旧场站竣工资料缺乏、数据记录不正规，管线根基信息缺少，致使风险评定和检测评判失准，部分中小场站还存在着纸质台账的管理方式，没有创建起完整性管理信息平台系统，数据互相分享不够方便，更新速度慢，很难达成动态控制，数字化、智能化改造迟缓。

### 4.3 检测技术适配性不足，缺陷检出率有待提升

站内管线弯头、三通、埋地隐蔽部位多，常规检测设备很难全覆盖，部分微小缺陷、隐蔽腐蚀不能及时发现；检测周期设置不合理，存在过度检测或者漏检的问题；部分检测人员专业技能不够，操作不规范，造成检测结果不准确。

### 4.4 运维资源配置不合理，修复技术有待优化

部分场站运维资源分配不均，高风险管段的管控力度不够，低风险管段的过度运维；不停产修复技术应用普及率低，修复施工大多依靠停产业务，影响场站生产连续性；修复后效能评估缺失，不能验证管控效果，闭环管理不到位。

## 5 油气集输场站工艺管线完整性管理优化对策

### 5.1 健全管理体系, 强化全员培训

根据场站工艺管线的特点, 按照 GB32167《油气输送管道完整性管理规范》等行业标准, 制定出相应的完整性管理制度、操作规程和考核标准, 明确各个岗位的责任, 规范数据采集、风险评价、检测、修复全过程; 定期开展完整性管理专项培训, 包括管理人员、技术人员、运维人员, 普及管理理念、技术规范和操作技能, 转变传统的运维思想, 树立全员主动防控的思想, 把完整性管理融入到日常运维考核中。

### 5.2 完善基础数据, 推进数字化转型

全面开展场站管线普查工作, 补齐缺失的设计、施工、运维数据, 创建起“一管一档”数字化档案; 创建场站完整性管理信息平台, 把数据采集、风险评价、检测预知、维修追踪、效能评判等要素整合起来, 达成数据即时更新、风险动态掌控、流程闭环运作的目的; 采用数字孪生、AI 智能分析技术, 创建三维管线模型, 达成隐患可视化、决策智能化, 改善管理效率。

### 5.3 优化检测方案, 提升缺陷检出精度

按照管线风险等级、材质、介质特点来制定差异化的检测方案, 高风险管段缩短检测周期, 低风险管段合理优化检测频次; 对站内复杂部位采用相控阵超声、脉冲涡流、内窥镜等适合的检测技术, 保证管线缺陷全部被检测出来; 加强检测人员的专业培训, 规范操作程序, 定期对检测设备进行校准, 保证检测结果准确可靠。

### 5.4 优化运维资源, 推广高效修复技术

根据风险评价结果, 合理安排运维资源, 重点放在高风险

管段和关键部位上; 大力推行复合材料补强、卡具封堵等不停产修复技术, 缩减停产时间, 保证场站生产连续性; 创建修复效能评定体系, 定时检验修复成效, 监视管线运行状况, 不断改善管控方案; 强化应急管理, 完备泄漏、爆管等事故应急预案, 定时举办应急演练, 加强突发事故处置能力。

## 6 完整性管理应用成效

在油气集输场站推行工艺管线完整性管理之后, 可以获得诸多的效益提升, 一是安全效益明显, 管线缺陷检出率大幅度提高, 隐患处置及时率达到 100%, 泄漏、腐蚀失效等事故发生率降低 60%以上, 可以有效地防止安全事故和环保事故的发生, 保证人员和设备的安全, 二是经济效益明显, 变被动维修为主动预防, 减少突发故障维修费用, 延长管线使用寿命 3 到 5 年, 减少管线更换和运维投入, 减少停产损失, 三是管理效益得到优化, 实现管线全生命周期闭环管理, 运维管理由粗放型向精细化、智能化转变, 管理效率和规范化水平得到明显提高, 四是环保效益明显, 有效杜绝介质泄漏造成的土壤、水体污染, 符合环保监管要求, 助力绿色油气田建设。

## 7 结论与展望

油气集输场站工艺管线完整性管理是保证场站安全、高效、绿色运行的主要技术手段, 创建起全生命周期闭环管理体系之后, 把数据管理、风险评定、检测评价、维修修复技术融合起来, 可以较好地解决传统运维模式存在的不足, 达成风险精准掌控、隐患源头治理的目的。就目前管理体系不健全、数智化程度不高、检测修复技术与实际需求相脱节等问题而言, 必须依靠健全制度、完善数据、改进技术、加强培训等手段, 使完整性管理得以全面推行。

## 参考文献:

- [1] 岑康,温韵巧,魏星,等.天然气输气站工艺管线流致振动分析及控制研究[J].振动与冲击,2023,42(16):278-283.
- [2] 赵盼婷,张建昌,王立涛,等.输油场站站内工艺管线腐蚀原因分析及应对措施[J].石油化工应用,2022,41(04):63-67.
- [3] 崔家宾.输油站工艺管线的腐蚀管理分析[J].全面腐蚀控制,2020,34(09):58-59.