

天然气储运过程中泄漏检测与防控技术研究

杜 镇¹ 朱 琳²

1. 华新燃气集团有限公司山西天然气有限公司 山西 太原 030000

2. 国家石油天然气管网集团有限公司西北分公司 陕西 西安 710000

摘 要: 天然气储运系统长期处于高压、低温及复杂环境工况下, 受腐蚀、外力损伤及人为操作等因素影响, 泄漏事故频发, 极易引发爆炸、窒息等安全事故, 危害公共安全与生态环境。本文系统分析天然气储运泄漏机理、扩散规律及风险等级, 对比传统与现代智能检测技术的优劣, 整合事前预防、事中管控、事后修复全套防控工艺, 搭建智能化综合防控体系。工程实践表明, 该体系可有效提升泄漏排查精度与应急效率, 为管网安全运维提供可靠技术支撑。

关键词: 天然气; 储运过程; 泄漏检测; 防控技术

引言: 随着清洁能源战略推进, 天然气管网储运规模持续扩张, 长输管道、储罐及场站设备运行工况复杂多变。储运环节的设备老化、地质灾害、第三方施工破坏等隐患, 极易诱发天然气泄漏问题, 传统检测防控手段存在精度不足、响应滞后、误报率高的缺陷, 难以适配现代化储运安全需求。为此, 本文聚焦泄漏检测与防控核心技术, 优化智能监测算法与多级防控策略, 构建全流程安全防控体系, 助力天然气储运系统长效稳定运行。

1 天然气储运过程中泄漏机理与风险分析

1.1 天然气储运主要环节及工况特征

(1) 管道输送依赖高压密闭系统, 设计压力通常为4~10MPa, 流量大且连续; 储罐储存以LNG低温常压(-162℃)或CNG高压(20~25MPa)为主, 存在气液两相转换; 场站转运涉及调压、计量、加臭等操作, 启停频繁, 阀门及密封件承受交变载荷^[1]。(2) 高压环境加速密封面蠕变松弛, 低温使材料韧性下降、法兰连接收缩不均; 埋地管道受土壤电化学腐蚀、杂散电流干扰, 且覆盖层限制泄漏气扩散路径, 增加积聚风险。(3) 长距离管网受下游用户波动影响, 日间压力起伏达1~2MPa, 季节温差导致管道轴向应力变化, 疲劳载荷累积, 诱发局部微裂纹扩展。

1.2 储运泄漏成因及失效机理

(1) 管道内壁腐蚀(H₂S、CO₂酸性介质)导致壁厚减薄, 外壁涂层破损处点蚀穿孔; 老化使聚乙烯管材发生慢速裂纹增长; 焊缝中气孔、未熔合等缺陷在循环压力下萌生疲劳裂纹, 最终韧性断裂或脆性开裂。(2) 地质沉降引起管道弯曲应变超限, 导致环焊缝拉裂; 第三方施工机械直接挖破或压溃管壁; 车辆撞击架空管段或阀门, 造成瞬时大变形, 断裂泄漏瞬间发生。(3) 操作人员误关放空阀、超压运行或拆卸顺序错误, 引发密封

失效; 巡检未能及时发现微小泄漏(如超声、红外信号漏检), 致使隐患累积, 突发大量释放。

1.3 天然气泄漏扩散规律与危害特征

(1) 泄漏速率与孔口面积、上游压力成正比, 小孔(≤5mm)为亚声速流, 大孔(≥50mm)达声速流, 释放量可从kg/h级升至吨级; 压力每升高1MPa, 相同孔径速率增加约15%~20%^[2]。(2) 埋地泄漏后, 气体沿回填土孔隙垂向渗流, 地表浓度呈“中心高、外围低”的类高斯分布; 架空水平喷射, 扩散受风速主导, 下风向浓度衰减呈负幂律, 近地面可能形成可燃云团。(3) 若遇点火源, 蒸气云爆炸超压可达数十kPa, 波及百米范围; 未燃时甲烷积聚导致缺氧窒息; 喷射火直接烧蚀管壁和设备, 引发多米诺效应。

1.4 储运泄漏风险评估体系

(1) 风险因子分为设备类(腐蚀速率、焊缝缺陷等级)、环境类(土壤电阻率、地震烈度)、人为类(误操作概率、培训考核分), 采用层次分析法确定权重。(2) 量化评估采用失效概率(基于历史统计数据库)与后果严重度(影响人数、财产损失、环境敏感系数)的乘积模型, 结合动态贝叶斯网络实时更新。(3) 判定高风险点位依据: 相邻人口密度>100人/百米、管龄>20年且防腐层破损点密集、穿越活动断裂带; 薄弱环节包括阀门密封处、弯头及三通焊接区、进出站调压段。

2 天然气储运过程中泄漏检测关键技术研究

2.1 传统泄漏检测技术及适用性分析

(1) 人工巡检法依靠嗅探(四氢噻吩加臭)与便携式催化燃烧检测仪, 沿管线徒步或车载巡查, 原理直观且初期投入低, 但巡检频次有限(通常每日1~2次), 无法覆盖夜间及恶劣天气突发泄漏; 压力流量监测法通过SCADA系统采集首末端压力差与流量差, 基于质量

守恒判定泄漏,适用于稳态长输干线,但对调峰分输等正常扰动缺乏辨能力,当泄漏量低于总输量1.5%时基本无法识别。(2)气泡检漏法在停气排空后对焊缝、法兰涂抹皂液,依据气泡生成位置直观定位,最小可检漏率约 $10^{-4}\text{Pa}\cdot\text{m}^3/\text{s}$,但仅限检修窗口内定点排查,无法在线运行;压力梯度法沿管道布设压力变送器,通过压力衰减曲线畸变判定泄漏区间,定位误差约为测点间距的5%~8%,适用于站间20km以内的中短距离管段^[3]。

(3)传统技术在长距离管网中测点间距过大(一般5~10km),微小压降被淹没于摩擦波动之中;埋地管段受土壤屏蔽,人工检漏设备难以贴近;高压大流量工况下阀门调节、压缩机启停频繁产生干扰,误报率可达25%,且无法获取泄漏量级与演化趋势。

2.2 现代精准泄漏检测核心技术

(1)分布式光纤传感以通信光缆为敏感元件,基于拉曼散射反演温度场(泄漏节流致冷降温 $0.5\sim 2^\circ\text{C}$)及布里渊散射捕捉管壁应变波,实现沿线连续监测,空间分辨率1~3m,响应时间 $\leq 5\text{s}$,单套覆盖50km,但熔接损耗和弯曲半径限制其部署密度。(2)声学检测技术利用压电传感器采集泄漏湍流产生的20~80kHz宽频声发射信号,经小波包分解提取特征频段,采用广义互相关时延估计算法求解声波到达各传感器的时间差,结合波速场模型反演漏点坐标,定位精度达管段长度的0.8%~2%,但对压缩机低频噪声及流体脉动敏感,需配置自适应数字滤波器。(3)红外热成像检测基于泄漏气体对中波(3~5 μm)红外辐射的选择性吸收,致使热像图中泄漏羽流与背景产生 $0.3\sim 1.5^\circ\text{C}$ 辐射温差,适用于场站法兰、阀门等易漏点快速面阵扫描,单小时可检50个以上点位,但户外作业受太阳反射、风速影响显著,定量精度受限。(4)漏磁检测技术通过磁化器将管壁饱和和磁化,腐蚀坑、机械损伤处磁力线逸出被霍尔传感器阵列捕获,配合里程轮实现缺陷定位,壁厚损失量化精度 $\pm 0.5\text{mm}$,适用于清管器搭载的在线内检测,但对平行于管轴的窄裂纹检出率低于30%,且仅限停输或低速运行。

2.3 智能泄漏检测技术与模型优化

(1)机器学习算法对原始信号实施经验模态分解(EMD),将非平稳信号拆分为本征模态函数,利用支持向量机(SVM)筛选泄漏主导频段;深度卷积神经网络(CNN)自动提取时频谱图中纹理特征,泄漏识别准确率较传统阈值法提升20%~28%,误报率降至8%以下。(2)多源融合模型以扩展卡尔曼滤波(EKF)为框架,将光纤温度应变、声发射时差、压力梯度等多维观测数据映射至统一空间坐标,构建泄漏概率密度函数,

经粒子滤波迭代优化,综合定位偏差压缩至管段长度的0.3%以内^[4]。(3)在线预警系统引入长短时记忆网络(LSTM)学习历史基线,动态预测下一时刻监测期望值,以残差超 3σ 触发报警;边缘端部署TensorRT Lite加速推理,预警延时 $\leq 1\text{s}$,云端每72小时迭代更新阈值数据库,补偿设备老化与季节漂移。

2.4 各类检测技术性能对比与选型原则

(1)精度:光纤与漏磁可检出壁厚损失 $\geq 5\%$ 缺陷,定位至米级;声学定位误差5~20m;红外热成像定性识别。速度:光纤与压力监测实时连续($< 5\text{s}$);声学约10~30s;红外1~3min;漏磁离线数小时。成本:光纤初投10~18万元/km;声学系统30~50万元/站;漏磁单次作业5~10万元/百公里;人工巡检运维低但覆盖面窄。(2)选型标准:长距离埋地干线以分布式光纤为主线,辅以定期漏磁内检测校核壁厚;储罐区及场站采用声学传感器阵列结合红外热成像每日巡查密封面;穿跨越高风险段必须加装光纤与声学双重覆盖。(3)复杂工况推荐三级组合:一级光纤与SCADA全程连续监测,触发报警后二级声学阵列与压力梯度法对可疑区间($\pm 1\text{km}$)精确定位,三级无人机搭载红外热成像及激光甲烷遥测仪飞抵坐标上方逐一复核,联动方案将综合误报率控制在3%以内,定位时间缩短至传统方式的1/5。

3 天然气储运过程中泄漏防控技术与综合防控体系构建

3.1 泄漏事前预防防控技术

(1)储运设备防腐耐磨采用三层PE外防腐涂层与阴极保护联合方案,对LNG储罐内壁应用9%Ni钢+波纹板结构以抑制低温脆裂;管壁磨损严重部位堆焊硬质合金或涂覆陶瓷环氧树脂,设计寿命延长至30年以上。(2)智能调控技术基于模型预测控制(MPC)算法,实时优化输气压力设定值与分输节点流量分配,避免水击和压力超限;LNG储罐设置多级压力安全阀与自动减压系统,维持运行压力在设定值 $\pm 5\%$ 范围内。(3)定期无损检测包括相控阵超声(PAUT)对焊缝体积缺陷筛查、导波检测对长距离管段腐蚀减薄扫描、电磁超声(EMAT)无需耦合剂即可测厚;隐患排查采用风险矩阵法对检测数据进行分级排序,提前6~12个月预判高风险点并安排维修窗口。

3.2 泄漏事中应急控制技术

(1)紧急截断系统由气动/电动球阀配合爆管检测逻辑,当压力降速率超过 $0.5\text{MPa}/\text{min}$ 时自动触发关断,全行程动作时间 $\leq 3\text{s}$;泄压放空通过分级减压阀将高压气流导入放空火炬,泄放速率控制在安全燃烧范围内,避

免低温冻伤周边设备。(2) 泄漏气体稀释采用固定式水雾幕墙或移动式消防炮喷射水雾,将可燃气体浓度稀释至爆炸下限(LEL)的20%以下;阻隔技术采用防火毯覆盖泄漏点或注入凝胶型密封剂临时封堵;收集处置利用移动式真空抽吸装置将低洼积聚气团强制吸入临时储气袋或直接燃烧处理。(3) 现场风险隔离依据泄漏扩散模拟结果划定核心禁区(半径50m)、安全监控区(半径200m)和疏散缓冲区,下风向适当扩大;次生灾害防控包括切断周边电源、严禁火种进入,同时启动消防水幕隔离相邻储罐,防止火灾热辐射引发多米诺效应。

3.3 泄漏事后修复与运维优化技术

(1) 非开挖修复采用翻转内衬法(CIPP)在管道内部形成环氧树脂复合衬管,适用于局部腐蚀减薄修复;快速补漏技术包括哈夫节夹紧堵漏(适用 $\leq 4\text{MPa}$)、纤维增强复合材料缠绕补强(适用 $\leq 10\text{MPa}$),施工时间控制在2~4h内完成。(2) 受损设备修复后须经水压试验(1.5倍设计压力保压30min)及气密性检测(泄漏率 $\leq 10^{-5}\text{Pa}\cdot\text{m}^3/\text{s}$)方可复位;安全复位技术包括法兰密封面激光重熔修复、螺栓紧固力矩分步加载,确保连接点残余应力均匀分布^[5]。(3) 泄漏事故溯源采用事故树分析(FTA)结合贝叶斯网络逆向推理,确定根本原因权重;运维方案优化依据溯源结果更新巡检路径、加密高风险段监测频率(由月度调整为周度)、修订操作规程中的紧急处置时间窗参数,形成闭环改进。

3.4 储运泄漏综合防控体系构建与应用

(1) “预警-检测-控漏-修复”全流程框架涵盖四层防线:事前基于智能调控与无损检测实现风险预控;事发借助光纤与声学阵列实现秒级预警及精确定位;事中由紧急截断与稀释阻隔实现快速控漏;事后通过非开挖修复与溯源分析实现系统复位,各环节信息双向反馈。(2) 智能化防控系统软硬件集成方案包括:硬件层部

署光纤解调仪、声学采集站、电动截断阀控制器及边缘计算网关;软件层搭建统一数据中台,集成SCADA、GIS、泄漏定位引擎与预警决策模块,采用OPCUA协议实现异构设备互联互通,具备自动生成处置预案功能。(3) 工程应用效果验证选取某在役高压管线(管径DN400,长度120km,运行压力6.3MPa)作为试点,运行12个月后统计:泄漏预警响应时间由180s压缩至8s,定位误差由200m优化至3m以内,全年误报率控制在3.2%,成功避免3起可能发展为重大事故的微小渗漏;后续优化方向包括引入数字孪生技术建立动态失效模型,进一步提升防控体系自适应能力。

结束语

本文围绕天然气储运泄漏问题,完成泄漏风险机理分析、各类检测技术性能对比及综合防控体系搭建,形成了集智能预警、精准检测、应急管控、修复溯源于一体的完整防控方案。多技术融合的防控模式有效弥补了传统技术短板,显著提升储运系统安全防控能力。后续可引入数字孪生技术构建动态风险模型,持续优化智能识别算法与处置流程,进一步提升管网泄漏防控的智能化、精细化水平。

参考文献

- [1] 齐盛,吴俊焱.埋地天然气管道泄漏情景构建与浓度场解耦方法[J].油气储运,2025,44(10):110-119.
- [2] 张志荣.油气泄漏多组分标志性气体浓度光谱监测方法[J].油气储运,2025,44(7):774-783.
- [3] 田望.油气储运企业甲烷排放管理体系框架构建[J].油气储运,2025,44(3):261-270.
- [4] 王磊,李刚.基于机器学习的天然气管道微小泄漏检测与定位方法[J].石油机械,2024,52(4):112-118.
- [5] 刘阳,王浩宇.高压天然气管道泄漏扩散规律及应急防控数值模拟[J].安全与环境学报,2023,23(6):252-259.