

石油天然气长输管道中危险因素及设计分析

程鹏华

北京东方华智石油工程有限公司 天津 300457

摘要: 石油天然气长输管道运行环境复杂, 危险因素多样。本文剖析管道系统特性与运行环境, 识别内源性、外源性及复合型危险因素, 阐述对管道材料、结构及系统的破坏机制。基于危险因素, 从材料选择、结构安全、智能监测及应急响应等方面提出设计优化策略, 为提升管道安全运行水平、降低事故风险提供理论支撑与实践指导。

关键词: 石油天然气; 长输管道; 危险因素; 作用机制; 设计优化

引言: 石油天然气作为重要能源, 其长输管道的安全运行关乎能源安全与经济发展。长输管道途经多样地理环境与复杂气候区, 并受到人文社会条件的影响, 运行过程中需应对多种潜在风险因素的威胁。管材缺陷、介质腐蚀、地质活动等均可能引发管道失效, 导致泄漏、爆炸等事故, 造成严重损失。深入分析危险因素及作用机制, 针对性优化管道设计, 对保障管道安全、稳定运行意义重大。

1 管道系统基础特性与运行环境

1.1 管道系统组成与功能定位

管道系统的组成涵盖管体、阀门、泵站、监控设备等核心构件。各构件协同构成完整的输送体系, 管体作为输送载体承担介质传输的核心功能; 阀门负责调控介质输送状态, 保障系统运行稳定性; 泵站为介质输送提供动力支撑, 弥补输送过程中的能量损耗; 监控设备实现对系统运行参数的实时采集与动态反馈^[1]。输送介质特性是决定管道系统设计与运行参数的关键因素, 介质压力直接影响管体强度设计与阀门选型, 温度参数关联管道材料的热稳定性要求, 流速指标需结合输送效率与管内磨损控制进行优化, 腐蚀性成分则主导管道材料的耐蚀性选型与防护措施制定。这些特性参数共同构成管道系统运行的基础技术依据。

1.2 运行环境分类与特征

管道系统运行环境可按地理、气候、人文多个分类, 不同环境类型呈现差异化特征。地理环境涵盖平原、山区、河流穿越段、冻土区等多种地貌形态, 不同地貌对管道敷设方式、支撑结构及抗地质灾害能力提出差异化要求。气候条件涉及极端温度、湿度变化、风沙强度、酸雨频率等关键因素, 其变化直接影响管道材料性能、密封可靠性及外部防护层耐久性。人文环境主要体现为人口密度分布、工业活动强度及第三方作业区域分布, 人口密集区与工业活动频繁区域对管道运行安全性要求更高, 第

三方作业则可能增加管道机械损伤风险, 需针对性制定管控措施。

2 管道运行中的核心危险因素识别

2.1 内源性危险因素

内源性危险因素源于管道系统自身结构与输送介质属性, 对系统运行安全性构成根本性影响。材料缺陷是常见内源性风险诱因, 主要包括管材强度不足、焊接工艺缺陷以及防腐层失效等情形。管材强度不足会降低管道承载能力, 在正常运行压力下易引发结构损伤; 焊接工艺缺陷会破坏管道连接的整体性, 形成应力集中区域, 显著提升泄漏与断裂风险; 防腐层失效则失去对管道基体的保护作用, 为腐蚀反应提供条件^[2]。介质腐蚀是内源性风险的另一重要类型, 常见形式包括硫化氢腐蚀、二氧化碳腐蚀及电化学腐蚀。硫化氢与二氧化碳作为酸性介质组分, 会与管道金属材料发生化学反应, 破坏材料微观结构; 电化学腐蚀则基于介质与管道表面形成的原电池效应, 加速金属溶解损耗。流体动力学影响同样属于内源性危险因素范畴, 流速过高会产生冲蚀作用, 对管道内壁尤其是弯头、三通等局部结构造成持续性磨损; 压力波动则会使管道承受周期性载荷, 引发疲劳损伤, 长期作用下可能导致裂纹萌生与扩展。

2.2 外源性危险因素

地质活动对管道安全的威胁具有突发性和不可预测性。地震波传播导致土壤液化或错动, 使管道承受拉伸、压缩或弯曲变形, 超出设计允许范围时引发断裂; 滑坡体位移对管道产生侧向挤压, 造成局部屈曲或接口脱开; 泥石流冲击载荷远超管道设计承载能力, 导致结构性破坏; 冻土区周期性冻胀融沉使管道基础沉降不均, 引发附加弯曲应力。水文条件变化对管道稳定性构成长期挑战。河流冲刷导致河床下切, 使穿越段管道悬空, 在水流动力作用下产生振动疲劳; 洪水浸泡软化管道周边土壤, 降低地基承载力, 引发管道下沉或位移; 地下水渗

透改变土壤孔隙水压力，在防渗措施失效区域形成渗透破坏，导致管道基础失稳。第三方活动对管道安全的干扰呈现人为性特征。施工机械违规作业可能直接撞击管道，造成局部凹陷或穿孔；违章占压改变管道受力状态，在土壤沉降时引发附加应力；打孔盗油行为破坏管道完整性，不仅造成介质泄漏，更在盗油孔周边形成应力集中，显著降低管道剩余强度。

2.3 复合型危险因素

环境与介质耦合作用加剧腐蚀进程。湿热环境提高空气相对湿度，相对湿度达到90%时，促进水膜在管道表面形成，与腐蚀性气体共同构成电解液，加速电化学腐蚀速率；高温环境加速介质中腐蚀性成分活性，温度达到80°C时，同时降低钢材抗腐蚀性能，形成腐蚀速率倍增效应。应力与腐蚀协同作用导致灾难性后果。高压管道在运行过程中承受内压产生的环向应力，环向应力或超过一个临界值（例如200MPa量级，具体取决于材料与环境）时，当防腐层破损时，腐蚀介质在应力作用下优先沿晶界渗透，形成应力腐蚀开裂；这种裂纹扩展具有隐蔽性，在未达到临界尺寸前难以检测，裂纹扩展速率达到0.01mm/次循环时，一旦失稳扩展将引发突发性破裂事故。

3 危险因素对管道系统的作用机制

3.1 材料失效机制

腐蚀产物在管壁表面的持续堆积会改变介质流动特性，加速局部湍流形成，进而增强冲刷腐蚀协同效应。腐蚀产物中疏松多孔结构易吸附氯离子等活性介质，在管壁缺陷处形成浓度差电池，导致腐蚀速率呈指数级增长。当腐蚀深度达到管壁厚度的临界值时，剩余强度无法承受设计压力，最终引发穿孔失效。焊接接头区域因几何形状突变产生应力集中现象，在交变载荷作用下，微观缺陷处萌生疲劳裂纹。裂纹扩展路径受焊缝金属晶粒取向影响，在热影响区呈现穿晶或沿晶扩展特征。当裂纹尖端应力强度因子达到材料断裂韧性时，发生失稳扩展导致接头断裂，尤其在低温环境或高应变率条件下，断裂韧性显著降低，加速裂纹扩展进程^[3]。防腐层破损区域与完整区域形成宏观腐蚀电池，破损处作为阳极发生氧化反应，金属离子溶解释放电子，而完整区域作为阴极发生氧还原反应。这种电化学腐蚀过程在潮湿环境中尤为剧烈，阳极区形成腐蚀坑后，应力集中效应进一步加剧，腐蚀速率随坑深增加而加快，最终导致局部穿孔或壁厚严重减薄。

3.2 结构损伤机制

地质位移产生的附加应力超过管道屈服强度时，引

发塑性变形。在横向位移作用下，管道呈现S形弯曲，弯管段发生局部屈曲；纵向位移导致管道轴向拉伸或压缩，焊缝接口处产生开缝或错边。当位移量超过管道补偿能力时，结构完整性被破坏，形成贯穿性裂纹或断裂。流体携带的固体颗粒在高速流动中对管壁产生切削作用，在弯头、三通等流场突变区域形成湍流核心区，冲蚀速率显著提高。冲蚀坑表面粗糙度增加进一步改变流场分布，形成正反馈效应，加速管壁减薄进程。当剩余壁厚无法承受内压时，发生突发性穿孔泄漏。第三方机械撞击直接造成管体凹陷或裂纹，损伤区域产生应力集中，在运行压力作用下裂纹扩展。打孔盗油行为破坏管道连续性，泄漏介质遇点火源引发燃烧爆炸，次生灾害波及周边设施，形成连锁破坏效应。违章占压改变管道受力状态，在土壤沉降时产生附加弯曲应力，加速疲劳损伤累积。

3.3 系统连锁反应机制

单点故障引发的泄漏事故导致介质扩散，形成可燃云团。当泄漏量达到100kg时，可燃云团体积可能达到1000m³，遇点火源后发生爆炸，冲击波破坏周边管道支吊架，引发次生泄漏。爆炸冲击波超压达到0.1MPa时，可能破坏周边10m范围内的管道支吊架。泄漏介质燃烧形成火灾，高温辐射导致相邻管道防腐层失效，加速金属软化，形成多米诺效应链条。火灾高温辐射强度达到5kW/m²时，相邻管道防腐层可能在10min内失效。环境条件恶化如低温环境降低钢材韧性，同时腐蚀介质活性增强，两种效应叠加使管道抗裂纹扩展能力急剧下降，损伤累积速率提升数倍。低温与腐蚀介质共同作用下，损伤累积速率可能提升3-5倍。

4 基于危险因素的管道设计优化策略

4.1 材料选择与防腐设计

针对介质腐蚀特性，优先选用高强度、抗腐蚀性能优异的合金钢材料。合金钢材料屈服强度需达到400MPa以上，抗拉强度需达到600MPa以上，这类材料通过优化合金元素配比，形成致密氧化膜或钝化层，显著提升抗硫化氢应力腐蚀、二氧化碳均匀腐蚀及电化学腐蚀能力。内涂层技术采用环氧树脂、聚乙烯等材料，通过喷涂或内衬工艺形成光滑表面，内涂层厚度需达到200-500μm，降低流体冲刷磨损并阻隔腐蚀介质接触管壁^[4]。外防腐层选用三层聚乙烯或环氧粉末涂层，外防腐层厚度需达到2-3mm，结合阴极保护系统形成多重防护屏障。阴极保护参数根据土壤电阻率、介质成分等环境因素动态调整，土壤电阻率在10-100Ω·m时，保护电位需控制在-0.85V至-1.2V之间，确保保护电位处于有效范围，抑制金属电化学溶解过程。

4.2 结构安全设计

管道基础设计需充分考虑地质灾害影响。抗震设计通过增加管道埋深、采用弹性支座或柔性连接,管道埋深需大于1.5m,弹性支座刚度需满足100-500kN/m的要求,降低地震波传播引发的位移应力。抗冲刷设计在河流穿越段采用混凝土护坡或沉箱结构,混凝土护坡厚度需达到0.5-1m,沉箱尺寸需根据河床地质条件确定,防止河床下切导致管道悬空。冻土区基础采用保温层与热管技术,保温层导热系数需小于 $0.03\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$,热管传热功率需满足100-500W的要求,维持土壤温度稳定,避免冻胀融沉循环产生的附加应力。柔性接头通过波纹管或球铰结构吸收热膨胀与地质位移,波纹管补偿量需达到100-500mm,球铰转动角度需达到 $5^\circ-15^\circ$,应力释放装置在长输管道每隔1-2km设置膨胀节,膨胀节补偿量需达到200-1000mm,降低轴向应力累积。高后果区管道通过增加管壁厚度、提高材料等级或设置防护套管,管壁厚度需增加20%-50%,材料等级需提升1-2个级别,防护套管厚度需达到5-10mm,提升结构冗余度,同时加密布置应变监测点,应变监测点间距需小于500m,实时掌握管道受力状态。

4.3 智能监测与预警设计

分布式光纤传感技术沿管道全线敷设,通过拉曼散射或布里渊散射效应实现温度与应变分布式测量,检测精度可达米级,温度测量精度为 $\pm 0.5^\circ\text{C}$,应变测量精度为 $\pm 10\mu\epsilon$ 。无人机搭载高分辨率相机与红外热成像仪,定期巡检管道沿线,无人机巡检周期需小于7天,AI图像识别算法自动识别第三方施工、地表沉降等异常现象,识别准确率需达到90%以上。实时数据通过5G网络传输至控制中心,数据传输延迟需小于1s,结合数字孪生模型进行状态评估与故障预测。边缘计算节点部署于关键区域,实

现局部数据快速处理与异常预警,边缘计算节点处理速度需达到1000条/s,减少数据传输延迟。

4.4 应急响应与韧性设计

快速切断阀根据管道压力等级与介质危险性,在站场出入口、高后果区边界等位置合理布局,切断时间控制在秒级。泄漏检测技术融合负压波法与声波法,通过压力突变与声波发射信号定位泄漏点,定位误差小于管道直径的5%。应急预案结合数字孪生平台开展虚拟演练,模拟不同泄漏场景下的应急处置流程,优化抢修资源调度方案。韧性设计通过设置备用管线路由、储备应急物资,提升系统抗灾能力,确保在极端事件后快速恢复运行。

结束语

石油天然气长输管道安全运行至关重要。通过对危险因素的全面识别与深入分析,明确其对管道系统的作用机制,进而提出涵盖材料、结构、监测及应急等多方面的设计优化策略。这些策略有助于提升管道抗风险能力,降低事故发生概率,保障能源输送安全。在实际工程中,应结合具体情况灵活应用,持续完善管道安全保障体系,确保管道长期稳定运行。

参考文献

- [1]马艺宁.石油天然气长输管道中危险因素及设计分析[J].石化技术,2021,28(3):150-151.
- [2]张君,原雯,徐兆东.石油天然气长输管道中危险因素及设计分析[J].百科论坛电子杂志,2024(22):271-273.
- [3]邓梁,高博颖,吴昊,等.石油天然气长输管道中危险因素及其设计的分析[J].中国石油和化工标准与质量,2022,42(16):17-19.
- [4]陶戟.石油天然气长输管道中危险因素及其设计的分析[J].石油天然气学报,2022,44(4):295-299.