

唐山LNG接收站BOG管线进液风险演化机理与监测系统优化研究

陈星均

中石油京唐液化天然气有限公司

DOI:10.32629/jsse.v4i2.19956

[摘要] 为解决LNG接收站BOG管线进液风险难监测、易引发恶性安全事故的核心问题,以唐山LNG接收站为工程研究对象,系统开展进液风险演化机理、现有监测系统短板及优化改造方案研究。通过文献调研、现场踏勘与理论分析,明确LNG直接串入与重烃组分凝结两大核心风险源及演化路径,揭示低温脆裂、水击冲击等风险后果的内在机理。针对原有监测系统依赖人工巡检、缺乏专项在线监测手段的突出问题,提出双参数融合监测系统改造方案,明确监测点选址原则、硬件选型标准、系统功能模块及工程实施流程。经数值模拟与现场试验数据,方案实现进液风险早期预警(响应时间 $\leq 30\text{s}$)、精准定位(误差 $\leq 5\text{m}$)与快速应急处置,显著提升接收站本质安全水平。

[关键词] LNG接收站; BOG管线; 进液风险; 演化机理

中图分类号: X820.4 **文献标识码:** A

Study on Evolution Mechanism of Liquid Ingress Risk and Monitoring System Optimization of BOG Pipeline in Tangshan LNG Terminal

Xingjun Chen

PetroChina Jingtang Liquefied Natural Gas Co., Ltd.

[Abstract] To address the core problem that the liquid ingress risk of BOG (Boil-Off Gas) pipelines in LNG (Liquefied Natural Gas) terminals is difficult to monitor and tends to cause major safety accidents, this study takes Tangshan LNG Terminal as the engineering research object and systematically conducts research on the evolution mechanism of liquid ingress risk, the shortcomings of the existing monitoring system, and the optimization and renovation scheme. Through literature research, on-site investigation and theoretical analysis, the two core risk sources—direct LNG intrusion and heavy hydrocarbon component condensation—and their evolution paths are clarified, and the internal mechanisms of risk consequences such as low-temperature brittle fracture and water hammer impact are revealed. Aiming at the prominent problems of the original monitoring system, such as over-reliance on manual inspection and lack of special online monitoring means, a dual-parameter integrated monitoring system renovation scheme is proposed, which defines the principles for monitoring point selection, hardware selection standards, system functional modules, and engineering implementation processes. Based on numerical simulation and on-site test data, the scheme achieves early warning (response time $\leq 30\text{s}$), accurate positioning (error $\leq 5\text{m}$), and rapid emergency disposal of liquid ingress risk, significantly improving the intrinsic safety level of the terminal.

[Key words] LNG terminal; BOG pipeline; liquid ingress risk; evolution mechanism

1 引言

随着“双碳”目标推进与能源结构转型深化, LNG作为清洁低碳优质能源,在我国工业生产、城市燃气供应及交通运输领域的应用占比持续攀升。LNG接收站作为天然气产业链核心枢纽,

承担着LNG卸载、储存、气化、外输及BOG处理等关键任务,其运行安全性直接关系区域能源供应稳定、生态环境安全及公共生命财产安全。BOG管线系统作为接收站压力平衡与安全保障的核心子系统,主要收集各环节蒸发气体并经工艺处理,避免系统超

压引发介质泄漏或设备损坏。

唐山LNG接收站是华北地区重要的LNG储运与外输枢纽,设计年处理能力800万吨,站内BOG管网由10寸、12寸、14寸支线及30寸总管组成,覆盖槽车区、高压泵区等关键生产区域,日均处理BOG量达50万Nm³。正常工况下,BOG管内介质以低温微正压甲烷气体为主(温度-90℃~-80℃,压力0.2MPa~0.5MPa),少量LNG可快速气化;但异常工况下,大量LNG或液态重烃窜入后,易引发管线冷脆破裂、压力冲击等恶性事故。近年来,国内外同类事故屡有发生,2021年某沿海LNG接收站因BOG管线进液未及时发现,导致管线焊缝冷脆破裂,直接经济损失超2000万元;2023年欧洲某接收站因重烃凝结引发水击,造成设备损坏与供应中断,充分表明进液风险防控的核心在于早期发现、精准定位与快速处置,而可靠的在线监测系统是关键支撑。

目前国内多数LNG接收站对BOG管线的监测仍依赖传统人工巡检与压力监测模式,缺乏专项在线监测手段。唐山LNG接收站原有系统仅在关键节点设置压力变送器,未安装温度监测设备,无法通过介质热力学特性判断进液情况;人工巡检周期2小时/次,存在监测盲区与滞后性,进液事件平均发现时间超过1小时,难以满足应急处置需求。现有研究多集中于进液风险定性分析,针对具体工程场景的监测系统优化改造方案研究较少,且缺乏系统性可行性验证。基于此,本文以唐山LNG接收站为研究对象,开展进液风险演化机理与监测系统改造研究,弥补现有研究不足,具有重要工程价值与现实意义。

2 国内外研究现状

国外LNG产业发展起步早,在BOG管线风险监测领域形成了多类成熟技术方案。美国主流技术路线为“温度+压力”双参数融合监测,某大型LNG接收站采用高精度贴片式温度传感器与压力变送器组合模式,在管线低点、阀门前后等关键位置布置监测点,进液事件预警准确率达98%以上。挪威船级社(DNV)提出分布式光纤传感监测方案,监测距离可达10km,空间分辨率1m,响应时间≤20s,定位误差≤3m,已在北海某接收站成功应用。日本学者Tanaka等通过FLUENT数值模拟,研究了LNG进入BOG管线后的流动、气化规律与温度分布特征,提出以管线外壁温度梯度变化作为进液判断核心指标,优化了监测点布置方案。此外,德国某LNG接收站基于LSTM神经网络算法构建进液风险预测模型,输入温度、压力等多参数,预测准确率达95%以上,可提前10~15分钟预警风险。

国内相关研究起步较晚,多集中于风险来源分析、数值模拟与防控措施制定。张宏等统计国内12座LNG接收站运行数据,总结出安全阀起跳、阀门内漏等主要风险源,并提出防控措施,但未涉及监测系统设计;李刚等构建BOG管线进液数值模型,分析温度、压力变化规律,为监测参数阈值设定提供理论依据,但缺乏现场试验验证。应用层面,深圳、上海、天津等LNG接收站先后尝试引入温度监测手段,但普遍存在监测点布置不合理、系统与DCS融合不足、信号稳定性欠佳等问题。国内学者王强等提出基于层次分析法的监测点优化布置方法,刘敏等研究了监测

系统与DCS的集成方案,但现有研究仍缺乏针对具体工程的完整改造方案与系统性验证。

3 BOG管线进液风险演化机理与现有监测系统短板

3.1 进液风险来源与演化机理

3.1.1 LNG直接串入风险

BOG管网与LNG低压系统的连接通道是主要风险源,核心场景包括:(1)安全阀起跳泄放,设备压力超限时,含LNG的介质通过泄放管线窜入BOG管网,如高压泵出口止回阀内漏时,大量-162℃ LNG会进入管线并在低点积聚;(2)阀门故障内漏,放空阀、止回阀等因密封件磨损等出现内漏,导致LNG缓慢渗入,此类风险隐蔽性强,站内相关阀门内漏发生率约3.2%;(3)工艺操作失误,槽车装车、设备检修等作业中,未严格按规程操作导致LNG误排入BOG管线^[1]。

3.1.2 重烃组分凝结风险

BOG气体含少量乙烷、丙烷、丁烷等重烃组分,正常工况下呈气态,特定条件下会凝结成液相。核心影响因素包括:(1)温度因素,管线保温层破损或介质流速过慢时,局部温度可能降至重烃凝点以下,唐山冬季低温环境下,丁烷(凝点-138.4℃)易凝结;(2)介质组分因素,LNG原料气重烃含量超标时,凝结概率显著增加,重烃总含量超过3%时风险提升5倍以上;(3)管线阻力因素,局部阻力过大导致介质流速低于1.5m/s时,重烃有充足时间凝结,气化区支线因弯头多、流速仅1.2m/s,是高发区域。

3.2 进液风险后果分析

进液后液相介质在管线低点积聚,未及时处置会引发严重安全后果,机理分析如下:(1)管线冷脆破裂,20#碳钢等材料在-120℃时冲击韧性仅为常温的15%,易导致焊缝开裂与天然气泄漏,形成爆炸性混合物;(2)压力冲击与水击现象,1m³ LNG气化后生成625m³天然气,会导致压力骤升,水击压力可达正常压力的2~3倍,极易损坏设备;(3)排液作业风险,排液涉及多环节,隔离不彻底、复温不充分等易引发泄漏或设备损坏,事故发生率约8.5%;(4)系统运行紊乱,液相介质占据流通截面,导致BOG流动阻力增大,气化吸热还会影响相邻工艺系统稳定运行^[2]。

3.3 现有监测系统短板诊断

唐山LNG接收站原有监测系统存在四大突出短板:(1)缺乏针对性在线监测手段,仅依赖12台压力变送器,无法通过温度变化判断进液,压力异常易误判;(2)人工巡检存在盲区与滞后性,管线分布广、部分区域偏僻,巡检覆盖率低,进液事件发现率仅30%;(3)监测数据未深度融合分析,仅简单显示于DCS系统,缺乏智能预警与历史追溯功能;(4)应急连锁处置能力不足,需人工手动操作,响应时间10~15分钟,易导致事态扩大。

4 监测系统优化改造方案设计

4.1 监测点选址策略与布置方案

构建“温度为主、压力辅助”的多参数融合监测体系,全面提升系统对异常情况的感知、预警与处置能力。改造整体遵循科学规范的技术路线,依次推进风险识别与需求分析、监测点选址优化、硬件设备选型、系统功能设计、工程实施流程制定、可

行性与有效性验证六大环节,确保改造工作有序推进、落地见效。在监测点布局方面,严格遵循四大核心选址原则,实现风险区域全覆盖、管线低点优先、汇入节点重点监测、安装维护可行,既全面覆盖各工艺区,又重点关注安全阀泄放口等风险高发部位,优先在各支线及总管最低点布置监测点以最早感知温度变化,在支线汇入总管上游5~10米处设置监测点便于定位支线进液,同时避开不利环境,保障施工与日常巡检的便捷性。经图纸分析与现场踏勘,全站最终确定11个监测点的具体布置方案,其中槽车区、高压泵区、气化区、其他工艺区支线各设2个监测点,低点监测点包含温压双参数,汇入节点监测点仅监测温度;BOG总管设3个监测点,低点监测点包含温压双参数,中段与末端监测点仅监测温度,实现全工艺区域的精准监测,为后续异常判断与处置奠定坚实基础^[3]。

4.2 硬件设备选型与系统功能设计

温度传感器选用防爆型贴片式PT100,测量范围覆盖-200℃~200℃,在-100℃~0℃区间精度可达±0.5℃,响应时间≤10s,防爆等级达到Ex d IIBT4,能够适应现场复杂工况;压力变送器选用防爆型扩散硅式,测量范围为0~1.0MPa,精度±0.01MPa,具备温度补偿功能,可有效规避温度变化对压力测量精度的影响;信号转换器选用防爆型,支持信号转换与隔离,输出4~20mA DC标准信号,保障数据传输的稳定性;电缆与接线盒选用阻燃耐寒防爆型电缆(ZR-KVVP2-22)与防爆接线盒(AH-G3/4),充分适配现场低温防爆环境;同时配套设置固定支架、电缆桥架及中央控制室监测终端,全方位保障系统稳定运行。在系统功能设计上,实时监控功能以1次/秒的频率采集温压数据,同步采集BOG压缩机出口压力等工艺参数,实时显示于DCS操作画面,异常数据自动标红,为进液判断提供全面支撑;智能预警功能设置两级报警阈值,温度在-100℃~-90℃区间触发预警,温度低于-100℃或1分钟内降幅超5℃触发连锁报警,系统发出声光报警并推送手机APP信息,具备完整的报警记录与追溯功能;可视化展示功能采用GIS与工艺流程图结合的模式,实现管线走向、监测点状态的图形化展示,支持温度色彩渲染与三维模型查看,便于工作人员直观识别异常区域。

4.3 改造实施流程与安全保障措施

改造周期为4.5个月分为五个阶段有序推进:第一阶段为前期准备阶段,为期1个月,主要完成改造方案细化设计、相关手续办理、设备采购与验收,以及操作人员、施工人员的专项培训工作;第二阶段为现场施工阶段,为期2个月,采用分区域、分时段施工模式,重点开展基础施工、设备安装、电缆敷设与单机调试,最大限度降低施工对现场正常生产的影响;第三阶段为系统调试阶段,为期1个月,全面开展信号传输调试、系统功能调试、连锁逻辑调试与兼容性调试,确保系统各项功能达到设计标准;

第四阶段为试运行阶段,为期1个月,将系统正式投用并加强现场巡检,同步组织操作人员开展实操培训,熟练掌握系统操作与应急处置流程;第五阶段为验收阶段,为期15天,联合施工单位、监理单位、使用单位等多主体,对施工质量、设备性能、系统功能等进行全面验收,确保改造工作符合相关标准与要求。

4.4 改造方案可行性与有效性验证

采用的温压监测技术成熟,PT100传感器、防爆信号转换器等均符合行业标准设备,已在同类工程应用;系统基于现有DCS架构开发,无需大规模改造,适配唐山LNG接收站工艺特点,技术适配性强。监测点选址便于施工,采用分区域分时段施工模式,避开生产高峰期,施工周期合理;设备与材料采购渠道畅通,施工队伍具备丰富LNG接收站施工经验,可保障施工质量与安全。采用FLUENT构建进液数值模型,模拟参数贴合现场工况:BOG管线直径14寸,介质流速10m/s、温度-90℃,LNG进液流量0.5m³/h、温度-162℃。模拟结果显示,管线低点温度30秒内降至-115℃,触发连锁报警,1分钟内系统自动切断进液源,预警响应与处置速度满足设计要求。在槽车区BOG支线开展现场试验,注入低温液氮模拟LNG进液。试验显示,监测点温度25秒内从-85℃降至-112℃,触发连锁报警,5秒内自动切断放空阀前截断阀并启动应急排液泵,温度测量误差≤0.8℃,定位误差≤4m,验证了系统的可靠性与有效性。

5 结论

本文以唐山LNG接收站为研究对象,得出以下核心结论:(1)BOG管线进液风险源于LNG直接串入与重烃凝结,易引发冷脆破裂、压力冲击等严重后果;(2)原有监测系统存在监测手段不足、巡检滞后等短板,无法满足风险防控需求;(3)提出的“温度为主、压力辅助”监测系统改造方案,选址科学、选型合理、功能完善,技术、工程与经济可行性均满足要求;(4)数值模拟与现场试验验证表明,方案可实现进液风险早期预警、精准定位与快速处置,显著提升接收站本质安全水平。

[参考文献]

- [1]王同吉.LNG接收站BOG管网进液危害分析及应对措施[J].石油与天然气化工,2020,49(2):89-93.
- [2]殷炳纲,朱淑芳,吴同,等.陆上油气管道泄漏监测技术研究现状与发展趋势[J].油气储运,2025,44(2):129-138.
- [3]黄风雨,周彬,刘向林,等.漳州LNG接收站试运投产技术创新及应用实践[J].管道保护,2026,1(1):89-95.

作者简介:

陈星均(1992—),男,汉族,河北衡水人,大学本科,工程师,2016年毕业于长江大学油气储运工程专业,现主要从事液化天然气运行管理与研究工作。