

石油天然气长输管道工程项目风险管理探讨

程文娟 张 琳 (国家管网集团西北公司, 陕西 西安 710000)

摘 要: 长输管道工程在跨区域能源输送体系中承担着高压、大流量、长距离运行的复杂任务, 建设与运营过程涵盖跨地形施工、焊接高等级钢材、防腐与阴极保护、智能监测等多重技术要素。本文基于工程技术特性与运行管理需求, 系统分析了石油天然气长输管道在技术、管理及环境领域的风险并提出针对性的控制防范措施, 旨在为治理同类重大能源输送工程的风险提供可操作的管理思路。

关键词: 石油天然气长输管道; 风险管理; 技术风险; 管理风险; 环境风险

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2025) 030-0106-03

Discussion on Risk Management of Long distance Oil and Gas Pipeline Engineering Projects

Cheng Wenjuan, Zhang Lin (Northwest Company, PipeChina., Xi' an Shaanxi 710000, China)

Abstract: Long distance pipeline engineering undertakes complex tasks of high pressure, large flow, and long-distance operation in cross regional energy transmission systems. The construction and operation process covers multiple technical elements such as cross terrain construction, welding of high-grade steel, anti-corrosion and cathodic protection, and intelligent monitoring. Based on the characteristics of engineering technology and operational management requirements, this article systematically analyzes the risks of long-distance oil and gas pipelines in the fields of technology, management, and environment, and proposes targeted control and prevention measures, aiming to provide operational management ideas for managing the risks of similar major energy transmission projects.

Keywords: oil and gas long-distance pipelines; Risk management; Technical risks; Managing risks; environmental risk

我国能源结构转型深化与“全国一张网”战略推进, 石油天然气长输管道工程这一能源安全保障的核心基础设施的建设与运营不仅关乎能源供需平衡, 更牵动经济运行与环境承载能力。在政策法规趋严与公众环境意识提升的背景下, 项目全生命周期的风险管理已成为保障工程可持续运行并实现战略目标的关键支点, 这一过程需要从技术、管理与生态三方面谋划并实施。

1 项目概况

该项目为国家能源战略配套工程, 设计输气能力 30 亿 m^3/a , 线路全长 480km, 管径 $\Phi 1016\text{mm}$, 采用 X80 级高强度钢材质, 设计压力 12MPa, 全线设计寿命 30 年。项目起点位于内陆能源开发区, 终点连接沿海工业聚集区, 途经山地 (占比 35%)、平原 (40%)、河流湿地 (25%) 等复杂地形, 需穿越中型河流 3 处、高速公路 5 段及省级自然保护区边缘地带。工程主要由主体管道、3 座压气站 (其中 2 座采用国产化电驱压缩机组)、12 座分输阀室、1 座调控中心及配套通信系统构成。施工采用“全自动焊接+3PE 防腐层”工艺, 关键地段应用定向钻穿越技术并同步建设阴极保护系统及智能巡检平台。项目总投资约 65 亿元, 建设周期 24 个月, 投产后预计年减少区域工业企业用气成本超 1.8 亿元, 同时降低公路运输碳排放约 2.3 万 t/a 。

2 石油天然气长输管道工程项目风险分析

2.1 技术风险

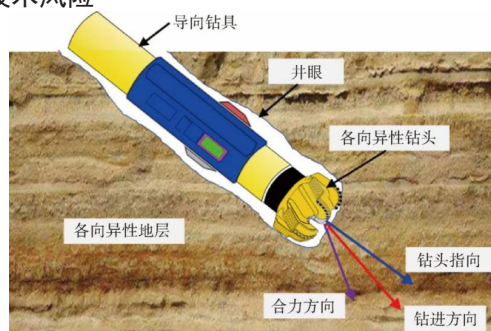


图 1 定向钻井中钻头与地层的相互作用

X80 级高强度钢与 $\Phi 1016\text{mm}$ 大口径、12 MPa 高压力的组合使焊接冶金质量、保持材料韧性与控制应力集中成为核心风险点。高压循环载荷作用下焊接热影响区韧性下降、焊缝几何不对中及微缺陷易促发裂纹扩展。3PE 防腐层虽耐久性优良但在高温湿态与杂散电流干扰下有阴极剥离与加速腐蚀的风险且湿地段低电阻率土壤腐蚀驱动力更强^[1]。地质工艺上定向钻穿越河流与湿地段易受地层非均质性、孔隙水压力及泥浆泄漏影响; 山地段滑移带与缓变地应变可能导致管体屈曲或低周疲劳失效 (如图 1 所示)。水力学上大流量输送启停及阀位变化可能引发瞬时压力波动与气锤效应造成局部超压或喘振; 此外压气站国产化电驱压缩机组缺乏同类长期运行数据存在振动、电气稳

定性隐患。介质质量波动、 H_2S/CO_2 含量偏高及低流速区积液均会加剧内部腐蚀,增加了评估的不确定性。

2.2 管理风险

总投资约 65 亿元、工期 24 个月需保持月均 20 km 的施工强度,受地形、气候与审批窗口期影响关键路径延误将传导至全线。X80 钢管、防腐材料与 HDD 钻具属于长周期集中采购,运输易受山区道路、高速许可制约^[2]。多承包商并行作业增加接口管理难度缺乏统一验收标准会在联调集中暴露质量差异。原材料与设备价格波动、下游市场气量气价及政策偏离初设假设时将压缩财务回报率并影响资金支付节奏。此外调控中心集中化带来监控、调度及安全联锁的单元故障风险,SCADA、ESD、SIS 异常会影响全线运行。新技术应用提升了运维人员能力门槛,且跨越高速与自然保护区边缘的施工审批依赖多部门协调。

2.3 环境风险

湿地与河流段占比约 1/4,施工期 HDD 泥浆外泄会影响底栖生物与水质,便道与开挖则易造成植被破碎化,此外山地弃方与排水不当会加剧水土流失。运行期泄漏可能形成爆炸性甲烷扩散云并造成温室效应,微渗漏会污染地下水与土壤且治理周期长、成本高。同时压气站与阀室噪声及振动可能影响居民与湿地鸟类栖息;电磁环境与杂散电流改变土壤电化学平衡影响周边金属设施。极端水文气象事件引发河床冲刷、岸坡失稳和地表变形对管道完整性构成威胁。环境法规趋严及公众环保意识提高使低概率事件亦可能引发舆情影响后续项目社会接受度。

3 石油天然气长输管道工程项目风险管理探讨

3.1 技术风险管理

针对上述提到的各项风险源应在设计、施工、调试到运行的全生命周期实施技术防控。在材料与焊接方面 X80 级高强度钢的焊接应按照 SY/T 0452-2021《石油天然气金属管道焊接工艺评定》3.0.4“试件的坡口形式和尺寸应符合设计要求和有关规定;若无规定,应按现行国家标准《气焊、焊条电弧焊、气体保护焊和高能束焊的推荐坡口》GB/T985.1 和《埋弧焊的推荐坡口》GB/T985.2 的相关规定执行。”优化坡口形式、控温控热(热输入 1.5-1.8kJ/mm)采用双面自动焊与实时超声检测技术确保焊缝在 -20℃ 冲击韧性不低于 100J,焊缝一次合格率达到 99.8% 以上;焊接完成后根据 GB/T23257-2017《埋地钢制管道聚乙烯防腐层》第 5.3.2.2 条要求,并按“表 8 防腐层的性能指标”中“剥离强度、冲击强度、抗弯性及耐热水渗透”等性能要求控制质量;涂层厚度按管径分级,Φ1016 mm 管道属于“≥ 508 mm”规格,常温型(N)防腐

层厚度普通级不小于 3.0mm,加强级不小于 3.7mm,从源头减少外防腐失效风险。在复杂地质和 HDD 穿越施工中,应在开工前建立三维模型配备随钻测量系统(MWD)保持轨迹偏差 ≤ ±0.5m,泥浆体系比重控制在 1.05-1.10g/cm³、黏度 45-55s,回收率 ≥ 98%,河道穿越段设置截流与沉砂池以防泥浆外溢;山地段用锚杆+喷混凝土加固提升边坡安全系数^[3]。

在水力学与运行安全控制上,应按照气体瞬变理论公式开始分析优化水锤。

$$\Delta P = \rho a \Delta V$$

ΔP : 压力变化量,单位 Pa 或 MPa

ρ : 流体密度,单位 kg/m³

a : 压力波传播速度,单位为 m/s。

ΔV : 流速变化量,单位为 m/s。

阀门启闭时间和压缩机启停时在关键节点加装水锤抑制器和旁通放空系统,保证瞬态压力不超过最大允许工作压力(MOP)的 110%。针对压气站国产化电驱压缩机组投运前应至少全负荷试运行 1,000h,监控轴承温度 ≤ 80℃、振动幅值 ≤ 50 μm,变频系统谐波畸变率(THD) < 5%,同时采用 N+1 冗余配置保证单台停机时全线输气能力不低于 85% 设计值。为防止内部腐蚀要把来气露点控制在 ≤ -10℃, H_2S 含量 < 4mg/m³、 CO_2 含量 < 2mol%,并在站内配置在线露点仪、硫化氢分析仪和固液分离装置定期低流速区排液。

3.2 管理风险控制

针对石油天然气长输管道工程管理环节中进度、资金、质量、多方协调及信息系统等方面的风险,在工期与进度方面应在开工前采用关键路径法(CPM)把 480km 线路分为 6 个并行作业段,设置 3 处穿越工程(河流/高速)为关键节点,偏差阈值 ≤ 7 天减少延误的影响。在资金与成本管理上,应建立 BIM+ERP 一体化管理平台并将材料采购、人工费用、机械使用、运输等成本数据录入系统然后用挣值管理法(EVM)计算成本绩效指数(CPI),当 CPI < 0.95 时及时调整采购策略或资源。针对钢管、防腐材料等大宗物资价格波动风险,可利用年度框架合同与期货/远期锁价的方法稳定采购成本,并在财务预算中设置不低于总投资 5% (约 3.25 亿元)的流动性资金。

在质量管理方面应统一全线的质量验收标准,全面执行 GB 50369-2014《油气长输管道工程施工及验收规范》和 GB/T 23257-2017《埋地钢质管道聚乙烯防腐层》并由总包方质量管理中心牵头交叉检查,即相邻标段质检人员互检工程质量防止自检宽松化。同时引入第三方检测机构随机抽查全线,不合格率超过 1% 时就要暂停并整改该标段施工。在多方协调与外部许

可管理上应成立跨部门联合协调组设定审批时限，一旦审批延误超过 5 天立即高层会商。同时根据环境与交通部门要求灵活调整施工组织，比如可以在河道枯水期集中安排穿越作业，在雨季或台风季减少山地开挖作业把自然条件对计划的冲击风险降到最低。

对于调控中心及信息系统集中化风险应建设“主控中心+灾备中心”通信链路采用光纤与微波双路冗余，主备切换时间不超过 5s；SCADA 系统和安全连锁系统（ESD、SIS）需年度演练不少于 2 次容灾，保障在系统异常或外部攻击情况下的连续可用性。针对人因风险应建立与新技术应用相匹配的岗位能力体系，关键岗位人员持证率 100%，并实施年度≥40 学时技术培训及季度应急演练。

3.3 环境与生态风险防控

石油天然气长输管道工程在穿越山地、平原、湿地及河流等多类型地貌时施工与运行不可避免会对区域生态产生植被破坏、水体污染、野生动物栖息地扰动、等一系列影响^[4]。为此应在项目全生命周期形成以“源头预防—控制过程—末端治理—持续监测”为核心的生态保护体系。在施工期穿越湿地与河流段需严格控制地表扰动面积，优先采用定向钻（HDD）或管棚法减少冲刷河床及两岸，对不得不开挖施工的区域应分层剥离并单独存放表层肥土（厚度≥30 cm），在回填后恢复原有地形地貌，并在 12 个月内达到植被覆盖率≥90%。同时，铺设临时钢板或垫道以降低土壤压实率，在山地段结合地形布设截排水沟和拦渣坝防止泥沙入河。HDD 泥浆采用循环的方法，配置≥20 m³/h 泥浆回收装置确保回收率≥98%，施工期水体悬浮物（TSS）浓度增量≤50 mg/L，符合《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）Ⅲ类水体限值。运行期的泄漏与排放温室气体风险需借用多层次监测加以防控，在管道沿线布设分布式光纤声学（DAS）与温度传感系统；同时配备无人机红外甲烷探测每月巡检频次≥2 次，探测灵敏度不低于 5ppm。对已发生的微量泄漏，需结合公式

$$Q=C \times v \times t$$

Q：通过管道或设备截面的流量（m³）

C：截面积（m²）

v：流速（m/s）

t：时间（s）

核算排放量后纳入年度碳排放核查并在 GB/T 32151.16-2023《碳排放核算与报告要求 第 16 部分：石油天然气生产企业》中的框架下实施碳减排措施。噪声与振动风险防控方面应在压气站及阀室安装多级消声装置与隔声屏障，确保厂界噪声满足《声环境质

量标准》（GB 3096-2008）中 2 类声环境功能区昼间≤60 dB、夜间≤50 dB 的限值；对振动源设备动平衡优化并设置减振基础降低地面和管道的振动传导。对于杂散电流与电磁干扰应在全线布设在线监测系统将杂散电流密度控制在<1A/m²，接地电阻≤1 Ω，必要时在敏感区段增设绝缘接头。在应对极端气候与水文事件方面，应依据河床冲刷深度计算公式：

$$d=K \times Q^{0.5}$$

d：管道内径或等效直径（m）

K：与管道粗糙度、流体性质及阻力系数相关的综合常数

Q：体积流量（m³/s）

确定埋深并在计算值基础上增加 1-2 m 的安全裕度；山地暴雨区需增设挡土墙、防护坡及排导沟以降低滑坡与泥石流风险。此外应动态跟踪法规，在环保法规修订或地方环境保护要求变化后 30 日内调整施工与运行方案；湿地占补比例不低于 1：1.5，保证生态补偿强度高于生态损失程度。此外公众沟通也是生态风险管理的重要环节，应定期（每季度）公开空气、水质与噪声监测数据，一旦发生环境事件，须在 2h 内经由官方渠道发布情况说明，提升公众信任度和项目的社会接受度^[5]。

4 结束语

在国家能源安全与区域经济协同发展的宏观框架下长输管道工程已不再是单纯的基础设施，而是集优化配置资源、革新技术、保护环境与智能化运营于一体的综合体系。未来数字孪生与碳管理技术深度嵌入长输管道将在安全冗余设计与绿色低碳绩效等方面形成新的行业标杆，成为支撑油气输送网络高质量发展的核心支点。

参考文献：

- [1] 许平非. 石油天然气管道施工质量管理分析 [J]. 中国石油和化工标准与质量, 2025, 45(10): 44-46.
- [2] 臧琰, 汤江文, 等. 石油天然气长输管道阴极保护采集电位智能分析模型研究 [J]. 中国测试, 2024, 50(S1): 182-190.
- [3] 唐彬彬, 陆耀民. 天然气长输管道运行中的地质灾害风险分析及控制 [J]. 现代盐化工, 2024, 51(02): 71-73.
- [4] 段红彦. 管道全自动焊在管线工程施工中的应用 [J]. 化工管理, 2023, (35): 145-148.
- [5] 马新雨, 伍颖. 石油天然气长输管道工程项目风险管理探讨 [J]. 居舍, 2021(12): 138-139.

作者简介：

程文娟（1987-），女，汉族，陕西宝鸡人，专科，助理工程师，研究方向为油气场站管理。