

管道安全

保

2026 4 总第86期

2011年10月1日创办

本期导读

- 卷首语：人员密集型高后果区管道保护的切入点在哪里
- 王飞：西南油气田是如何做好管道安全保护工作的
- 易晓明等：关于城市生命线——燃气管线安全工程核心问题的讨论
- 王泰：陕西省“平安管道—2026”应急演练活动启示
- 对话：怎样加强人员密集型高后果区管控

研究探索的平台 政企合作的纽带
管道文化的载体 发展进步的桥梁

PIPELINE SAFETY PROTECTION

参加陕西省“平安管道—2026”应急演练的管网西北公司维抢修铁军 张立波 供





- ① 演练现场
- ② 换管作业
- ③ 医疗救援
- ④ 消防处置
- ⑤ 指挥中心

陕西省能源局安全 and 市场监管处 张立波 供图



从左至右依次为：

陕西省发展和改革委员会副主任、省能源局局长 杨扬

陕西燃气集团有限公司党委书记、董事长 蔡鑫磊

陕西省能源局安全 and 市场监管处处长 王刚

陕西省能源局石油天然气处处长 何媛琳

国家管网集团西北公司副总经理、安全总监、党委委员 许琛琛

人员密集型高后果区 管道保护的切入点在哪里

《管道安全保护》编辑部

GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》颁布实施以后，一些地方管道保护主管部门的同志反映，对该不该抓以及如何抓这项工作存在一些困惑，建议《管道安全保护》讨论一下这个问题。

首先，要弄清楚人员密集型高后果区和管道保护之间的关系。管道保护法第二十三条规定：“对管道安全风险较大的区段和场所应当进行重点监测，采取有效措施防止管道事故的发生。”这里“管道安全风险较大的区段和场所”无疑包括了人员密集型高后果区，一旦发生事故，会造成较大人员伤亡的严重后果，山东、贵州等省已明确将高后果区管理写入地方管道保护条例。其次，人员密集型高后果区属于管道保护的重大问题。管道保护法第五条规定，地方管道保护主管部门应在其职责范围内进行协调处理。再次，高风险区域更依赖全方位管道保护筑牢安全底线。不受保护的管道是脆弱的，越是像人员密集型高后果区这样风险大的地方越需要统筹管理、技术、法律等多维手段，精准防范化解管道安全风险。总之，管控人员密集型高后果区风险是管道保护工作题中应有之义，不能有丝毫含糊和动摇。

做好人员密集型高后果区的管道保护工作，要认真贯彻国家能源局工作部署，重点抓好规划衔接、保护距离、第三方施工管控等工作。一是管道建设项目纳入各级国土空间规划，从源头理顺管道建设与城乡发展的关系，避免因规划不充分导致路由冲突、空间不足等矛盾隐患。二是新建管道通过区域确受地理条件限制不能满足相关

管道保护要求的，在管道企业提出防护方案并组织专家论证基础上，属地管道保护主管部门可依法作出批准建设的决定。三是各省级管道保护主管部门有条件的应构建管道保护信息平台或接入政府政务平台，将数字化手段优先赋能人员密集型高后果区防护，牢牢守住高风险区域安全底线。

四川省能源局在省安委会框架下牵头成立油气长输管道安全生产专业委员会和专家委员会，把工作重心放在人员密集型高后果区，落实每月一次风险研判和隐患排查，推动油气长输管道安全由“事后处置”转向“事前预防”，协同推进解决管道保护中的一些深层次突出问题。同时政府相关部门分工协作，各负其责，如应急管理部门把好管道建设安全审查关、市场监管部门把好本体质量关、自然资源部门把好国土空间规划衔接关、生态环境部门把好环境影响评价关，公路、铁路、电网和水利等线性工程建设处理好与管道相交相遇关系等等，多方联动织密安全保护网。

人员密集型高后果区管理贯穿规划、设计、施工、运营、报废处置及应急响应全生命周期，涉及安全与保护多个政府部门的管理职责，亟须明确牵头部门，总体统筹各项工作、协调跨部门事项、督导任务落地见效。实践充分表明，管道安全绝非单一安全管理部门的分内之事，管道保护也不能依靠管道保护主管部门单打独斗。即便岗位职责、权责边界划分明晰，也离不开统一的思想引领、坚实的组织保障、攻坚克难的担当魄力，以及各单位协同联动、密切配合，方能高质高效达成人员密集型高后果区综合治理管控目标。

主管单位 甘肃省管道保护协会
主办单位 甘肃管道保护出版有限责任公司

主 编 朱行之 13609380359 gsxz9@163.com
副 主 编 张华兵 13832687743 modify78@163.com

责任编辑 邓治超 18189571005
编 辑 徐晓梅 13679498333

法律顾问 李 勇

地 址 兰州市城关区广场南路77号325室（730030）
投稿邮箱 guandaobaohu@163.com
印 刷 甘肃兴业印务有限公司
印 数 1000册
发送对象 协会会员 管道企业 政府主管管道保护工作的部门



卷首语	01 人员密集型高后果区管道保护的切入点在哪里 / 《管道安全保护》编辑部
访谈	04 西南油气田是如何做好管道安全保护工作的 / 王飞
管道天下	09 我国首次发布氢气管输工程成套技术与标准体系 等6则
对话	10 怎样加强人员密集型高后果区管控 / 潘盼 韩应蛟 张博 李保平 王小丹
管理探讨	16 关于城市生命线——燃气管线安全工程核心问题的讨论 / 易晓明 陈少松 侯世颖 19 天然气管道四色风险分级与管控实践 / 王瑞平 21 陕西省“平安管道—2026”应急演练活动启示 / 王泰 24 管道保护防控“两个风险”之对策 / 马雄涛 张超 徐珍华 左秋河 赵建辉 27 村镇人员密集型高后果区精准管控实践 / 周金龙 30 X70管道组合自动焊焊工集训焊接缺陷分析与优化策略 / 朱晓东 33 赔给谁 赔多少 怎么赔——管道临时用地赔偿政策落实难点之对策 / 詹宇 36 新建铁路对已建输气管道的影响与防护 / 唐凡 张锐 罗磊
读者信箱	39 为什么要开展管道建设项目环境影响评价 / 曹兴
技术应用	40 具身智能体集群在油气管道高后果区管理中的应用 / 谢孝宏 侯鹏 孙永刚 孙海外 44 油气管道外防腐层检测腐蚀活性定量分析 / 倪曦 文义维 何航

管道安全保护与你约定

这里能听到你的声音

反映你的观点

汲取进步的力量



<http://guandaobaohuchina.com/>



管道保护微信公众号



内部资料性出版物准印证号
(甘) LK6200066

2026年7月15日 (单月编印)

(内部资料 免费交流)

法规标准

- 47 风电建设对管道干扰风险管控策略 / 王宏新
- 51 定量风险评价在人员密集型高后果区管道路由规划中的应用 / 刘芬 杨瑞静 耿庆先
- 55 油气管道断电电位精准测量与阴极保护日常管理优化应用 / 刘军
- 59 智能定位“犁”型管道冷切割装备研发 / 张志坚 邢占元
- 62 贵州省石油天然气管道建设和保护地方立法实践 / 吴远光
- 65 山东省石油天然气管道保护地方立法实践 / 李和
- 67 安徽省在役天然气管道保护规范制定与实践 / 张振武

纵横在线

案例

- 70 长沙市防范第三方施工破坏燃气管道十条措施
- 71 一起退役聚乙烯燃气三通管道高温降解致泄漏爆炸事故 / 吉建立
- 74 珠三角成品油管道水毁露管应急处置案例 / 蔡欧
- 75 油气管道高后果区增量控制案例 / 李建伟 赵焱 朱钰
- 77 某支线管道边坡滑坡风险治理案例 / 张禄 上官万乾 朱欢 王文钟 范文凯
- 78 河口—临夏支线天然气管道工程路由设计优化案例 / 王江宇 刘志伟 王舒 沈新月

管道百科

- 80 什么是油气田四类承压管道 / 何毅
- 54 国家能源局召开2026年油气基础设施规划建设和管道保护工作会议

西南油气田是如何做好 管道安全保护工作的

《管道安全保护》编辑部：中国石油西南油气田公司作为我国西南地区最大的天然气生产供应企业，拥有管道运输业务全生命、全链条体系。半个多世纪以来，西南油气田面对复杂的生产条件和自然社会环境，通过艰辛探索和创新，在管道安全运行和保护方面取得了丰富的经验，守牢了安全底线，为保障国家能源供应和川渝地区经济社会平稳发展做出重大贡献。本期访谈栏目我们荣幸邀请到了公司气田开发管理部副主任、四川省安委会长输管道专委会首席专家王飞，和读者分享在管道安全保护方面的实践和体会，欢迎大家积极参与讨论交流。

编辑部邮箱：guandaobaohu@163.com。

编辑部：王主任您好，中国石油西南油气田在我国能源版图上占据非常重要的地位，天然气产量位列全国前茅，同时还管理着数万公里的长输管道、集输管道和城镇燃气管道，这在国内也屈指可数。请您向读者介绍一下整体情况。

王飞：感谢《管道安全保护》编辑部的邀请。西南油气田公司历史悠久，由原四川石油管理局（1958年成立）于1999年重组改制成立。经过不断改革发展，成为我国第一个完整的天然气工业体系，也是西南地区最大的天然气生产供应企业，主要负责四川盆地的油气勘探开发、天然气输配、储气库以及川渝地区的天然气销售和终端业务。公司突出“地面地下、产运储销、技术经济”三个一体化和“天然气+新能源”融合发展，通过搭建天然气采集、净化、输配系统，形成“覆盖川渝、联通全国、内外互通、战略储备”的产运储销一体化格局，有力保障了天然气业务的规模上产和绿色发展。目前公司管理着8.9万千米管道（包括集气、输气和燃气管道），保持了多年平稳运行，持续保障了川渝地区75%以上的天然气市场安全稳定供应。

编辑部：西南油气田在管道安全保护方面积累了许多宝贵的经验，您认为最基本的有哪几个

方面？

王飞：公司管道安全保护管理的经验，我认为最重要的有这么几点。首先，加强组织领导，是保障安全管理高效实施的前提。公司领导高度重视管道安全管理，指导编制规划和年度工作计划，落实项目资金，狠抓绩效考核。公司地面首席专家把关管道安全技术支撑和科技研发，有力保障了各项工作实施落地。构建了“四个层级+三级管理+专业支撑”的组织机构，形成了“业务主导、分工负责、分级管理、协同配合”工作机制。通过“集团+油气田+厂处”三级培训机制逐步建立起了一支成熟的管道安全管理人才队伍，60%以上员工从业10年以上，提供了可靠的人才保障。通过日常生产运维、大修项目、投资项目、科研投入、安全隐患治理相结合的方式，保障了项目实施的资金渠道。

其次，科学制定制度，是推进安全管理高效实施的关键。公司不断总结管道安全管理实施经验和成果，完成了从“事后维修”到“基于检测评价”到“基于综合的风险防控”再到“基于预测”的理念升华。管理体系文件4轮迭代升级，形成自身特色的管道安全管理策略。针对天然气产业链各环节的特点，配套颁布更符合其特点的管道管理制

王飞简介：高级工程师，压力管道检验师、企业内部培训师、中国石油QHSE高级审核员，现任中国石油西南油气田公司气田开发管理部副主任、四川省安委会长输管道专委会首席专家。多年从事气田开发、油气储运、燃气输配、管道检测评价与完整性管理等工作，有丰富的生产现场管理经验。在管道输配全生命周期完整性管理、可靠性管理与韧性管理、燃气安全生产管理、信息化智能化应用方面有较强的技术与管理能力，具有管道风险评价、特殊地段管道检测评价等完整性管理专项技术特长。完成了科研项目三十多项，起草制定了国家、行业、企业等标准五十多项，在行业内首次提出城区管道事故后果影响区识别与分级准则，并实施城区管道事故后果影响分级管理。组织开展国内燃气行业首个“无泄漏”示范区建设，提出了城区管道“零泄漏”管理综合解决方案，推动城区管道安全性、可靠性提升。



度。2020年以来，已在燃气、储气库、净化厂、电力、工控系统等领域分别编制了体系手册，全领域的管理体系基本成型。连续15年开展覆盖机关、二级单位、基层单位、生产现场四个层级的全要素审核，形成了指标定制化、形式多样化、方式信息化的审核模式，确保制度要求落地。通过审核发现问题、固化先进经验，反过来又促进管理提升。

再次，技术迭代循环，是提升安全管理不断优化动力。公司历来坚持科研立项必须来自生产技术难题，科技成果要尽快转化为生产力。先后建成国家能源高含硫气藏开采研发中心、地面设施完整性管理实验室等一流科技研发平台，为核心技术攻关与新技术应用评价提供了坚实的硬件基础和交流平台。先后建立了管道内检测、内腐蚀防护、阴极保护、地灾监控等六大专业化技术团队，持续结合现场实际需求为生产一线解决安全管理技术难题，有效支撑了油气田生产现场安全高效开发。明确11大系列123项管道安全管理技术，结合公司生产系统特点确定需自主掌握的关键核心技术、可引进吸收的核心技术和可直接应用的常规技术，形成了系统、分层级的配套技术体系。主持或参与编制各类国家标准、行业标准、集团公司和分公司企业标准110余项，引领国内油气田管道安全管理标准体系建设，有力指导了相关工作有序开展。

编辑部：含硫气田安全风险高，管理难度大，公司在加强管道人员密集型高后果区安全保护方面有哪些具体的做法？

王飞：在可研设计阶段，注重提升本质安全水平。为了保障公司含硫气田特别是特高含硫气田管道的安全平稳运行，安全控制设计采用“经典保护层洋葱模型”。重点工程地面系统采用数字化协同设计，运用Comos工艺数据设计、SP二维系统设计、PDMS工厂三维设计、油气管道数字化空间设计、建构物三维协同设计等，实现物资精准提料，并为项目实施数字化交付提供了基础。强化国内外技术管理对标，重点采取材质选型、工艺优化、智能化控制、多层次冗余监测、安全防护等多重安全措施，从设计源头控制风险。严格质量溯源管理，以高标准严抓制造过程、入场质量



控制，建立材料可靠性鉴别、不合格报告程序，实现采购物资全过程专业监管，提升设备、材料的质量管控水平。按照最高标准、最严要求构建最严质量控制体系，对小管径抗硫碳钢和双金属复合管大规模采用全自动焊接技术，保障管道焊接质量。通过细化回填方式，高标准开展管道回填，确保管道回填质量。提前开展信息化基础设施建设，实现施工过程数据及时、全量采集，全面高效保障隐蔽工程和辅助工程质量。细化承包商安全资质审查，强化承包商选择管理，严把人员、机具、方案的入场关、过程关、验收关，确保承包商QHSE管理高质量。

在运行阶段，狠抓关键部位风险管控。针对管道制造缺陷、施工缺陷、腐蚀缺陷、材料劣化等主要本质安全风险，构建“检—评—修—防”全链条闭环体系，开展管体、防腐层、阴极保护等专项检测、评价工作，及时发现并修复缺陷、减缓腐蚀风险。加强管道老旧评估，实施分级治理，同步提升管道智能阴极保护防控能力，建成公司管道阴极保护智能管理平台（图1），实现复杂工况下阴保多参数自动采集、远程传输、集中管控与智能研判，全面降低管体失效可能性，提升管道本质安全防范能力。同时建立“公司严管、企地联动、线网结合、专业巡护、资源匹配、严格考核”的“六位一体”管道保护体系，积极探索利用“卫星扫描、无人机巡护、光纤预警、泄漏监测”等信息化技术手段，创新构建“空天地人”四位一体全方位管道管理模式，通过“空中看、天上巡、地面测、人工守”全方位立体化防护网络，整合多维感知技术与全民协同力量，实现管道外部风险早发现、早预警、早处置，筑牢油气管道安全防控第一道防线。



图1 管道阴极保护管理平台

针对川渝地区管道与人居相交相遇相邻频繁，次生危害影响大、泄漏后果社会影响大的特点，提升人口密集区域、易燃易爆场所等关键位置的全天候泄漏监测感知能力，力争实现泄漏即发现。泄漏监测预警信息与失效智能处置系统实时联动，泄漏第一时间确定应急方案，实现泄漏快速处置，全面降低管体失效的事故后果影响，建立事故安全防范的最后一道屏障。

编辑部：当前公司管道安全保护工作还面临哪些短板和挑战，解决的思路是什么？

王飞：从外部看，川渝管道风险点多面广，人员活动造成第三方损坏，以及滑坡水毁等地质灾害损伤管道等风险高，仅靠人力巡线等传统管理无法有效管控。城区老旧管线征地、迁改、协调成本高，目前无法全部替换，现有技术手段难以找全找准存在的缺陷。川渝地区受地形和人居限制，管道敷设环境存在大量穿跨越，特别是城区等人员密集地段，管道常规修复技术应用受限，难以经济高效地消除本体缺陷。

从内部看，管道系统可靠性和关键设备持续稳定运行面临挑战。川渝管网建设跨度超过50年，“搭积木”蛛网式建设导致管道年代、材质、建设标准、运行参数、介质等差异很大，部分管道工艺系统、自控水平与数智化水平已不适应新形势下生产管控要求，对系统高效平稳运行挑战很大。阀门、调压器等关键设备容易发生故障，运维模式仍以“事后抢修”为主，预防性维护和计划性检修能力有待提升。同时，管网系统抗冲击、抗偏离能力不足，系统韧性需持续增强。数智技术与现有系统融合不够，数字管控体系存在预警短板，智能设备运行保障能力有待提升，表现为在线监测时效与精度不足、智能识别和预测预警技术成熟度有限、智能设备稳定运行以及持续保障不足，系统抵御风险能力有待提升。

下一步，我们要根据国家“十五五”规划纲要关于构建现代化基础设施体系、“提升安全韧性和运营可持续性”的要求，坚持系统思维，以全面建成“本质安全有保障、外部风险全受控、运行安全高效”的管道系统为目标，开展管网系统基于全生命周期的可靠性评价与可靠性增强，提升关键设备可持续运行能力，力争“治未病”，让系统“稳得住”“不生病”。同时要加快构建韧性更强的管

道系统。研究构建融合多源数据的韧性评价体系，刻画“扰动—响应—恢复”全过程，并提出结构与运行协同优化策略。进一步筑牢应急响应和处置屏障，实现管道失效的前、中、后智能预测、智能预警、智能预控，让系统“扛得住”“恢复快”。

编辑部：感谢您刚才为读者介绍了西南油气田在管道安全保护方面的宝贵经验。下面还有几个问题向您请教。您提到了管道系统的完整性、可靠性、韧性，请问这三者的内涵和关系是什么？如何进行提升呢？

王飞：管道系统的完整性是指其在结构和功能上是完整的，即物理上是完整的，功能上也是完整的；可靠性是指管道系统的功能不仅完整，而且能保持长期正常运转，即持续地完整；韧性是指在异常工况下管道系统能够有效防范或抵御外界冲击，出现异常后能够迅速调整恢复的能力，保持正常运转或短时异常但能迅速调整恢复，即纠偏恢复的抗冲击能力。

完整性、可靠性、韧性是层层递进关系（图2）。对管道系统安全管理来说，完整性是系统安全的基础；可靠性是结构和功能完整前提下系统功能的持续有效发挥；韧性是在结构、功能完整可靠的基础上还能抵御冲击，迅速纠偏恢复保持安全状态。

提升管道系统的完整性，就是要通过风险评估发现风险因素，针对风险开展检测评价及修复，从而增强管道本质安全；提升管道系统的可靠性，就是要评估影响系统可靠的因素，针对主要因素制订提升举措，从而增强管道系统运行可靠性；提升管道系统的韧性，就是要科学系统地评估扰动因素，刻画“扰动—响应—恢复”全过程，从而提出结构与运行协同优化策略和针对性增韧措施。

编辑部：众所周知，川渝地区既是我国经济发达地区，也是人口密度最大的地区之一，公司是如何通过加强政企民合作为管道安全运行创造良好外部环境的？

王飞：为了应对管道周边日益复杂的环境，公司管理下沉至管道途经的镇、村（社）一线，全面衔接基层政府和集体组织管道保护责任。长年坚持管道保护法普法活动，开展“全民护管”专项安全行动，搭建了覆盖管道途经148个区（县）的政企护管联络体系，组建了超22000+名人员的护管团队，配套上线了信息上报、宣传推广、积分管理、



图2 完整性、可靠性、韧性逻辑关系

数据统计的信息化管理平台（PC端+手机APP），实现管道保护知识的全场景、常态化触达，提升了沿线群众的管道保护意识和参与积极性；优化风险信息上报、分级、处置、销项的闭环管理机制，建立护管工作效能评价体系，完善全流程管控体系。

编辑部：公司管道管理提出了“空天地人”一体化防控体系，其内涵是什么？如何发挥好人的主观能动性？

王飞：“空”是指卫星遥感赋能。融合InSAR合成孔径雷达、高分辨率卫星影像与气象大模型，实现广域空间宏观监测。“天”是指无人机巡护。无人机搭载高清摄像头与激光雷达，结合AI智能识别算法，对管网沿线进行高频次、高精度巡航扫描。“地”是指多维智能感知。依托信息化风险自动感知技术，对施工、泄漏、灾害等潜在风险进行自动识别、预警，构建全天候、无死角的地面感知网络。“人”是指以人为本，充分发挥包括管道企业员工在内的人的主观能动性，充分依靠地方政府的组织领导、部门的指导监督、社会公众的参与支持，实现地企协同共治。如公司开发了全民护管平台，上线微信小程序，集信息上报、积分管理、奖励兑换于一体，实现风险信息一键上传与快速响应，从企业唱“独角戏”变为社会“大合唱”，形成“人人关心、人人参与”的良好氛围。

编辑部：您提到公司有大量的老旧管道，其中服役50余年的存量近百公里，这些管道已经进入服役后期，公司采取了哪些特别的安全管理措施？

王飞：公司高度重视老旧管道安全管控，从“人、物、环、管”四个方面对老旧含硫集输管道的安全运行情况进行系统风险排查评估，集中整治制约管道安全运行的问题隐患，补足老旧集输管道安全运行管理过程的薄弱环节。构建了老旧管道“本质安全—腐蚀防护—失效后果—安全风险”四

维评价体系，精准识别高风险段；确立了“能检尽检、能停则停、能换则换”的治理原则，推动风险管控模式从“管道检测修复”向“系统安全保障”提升转变，系统性提升风险削减能力。在具体措施上，一是加强含硫气田管道内腐蚀控制。针对输送含 H_2S 、 CO_2 、S、Cl和水等多种腐蚀介质的含硫湿气管道，开展防腐技术手段科学选择与优化应用，采取协同组合防护策略，构建多层次、全方位的管道内腐蚀防护体系。二是多维度开展管道本体检测评价。依据管道面临的主控风险因素制定检测评价方案，具备内检测条件管道应检尽检，不具备内检测条件管道采用直接评价技术，辅助穿越管道检测等专项技术，实现管道检测全覆盖。三是持续优化缺陷评价与修复策略。针对管道本体缺陷和防腐层缺陷，以风险可接受为前提，持续优化修复策略，合理配置修复资金，实现修复投入和效益产出最大化。

编辑部：西南地区每年这个时段都会有大雨暴雨光顾，极易造成滑坡、水毁、泥石流等地质灾害，给管道安全运行带来威胁，公司是如何高效应对地灾风险的？

王飞：公司围绕“超前预判、精准防控”的核心目标，构建了一套管道地质灾害全域感知、立体防控的现代化风险管控体系（图3），以“天—空—地”一体化协同感知为基础，系统开展风险识别。首先利用InSAR遥感技术进行大范围隐患筛查，再通过RTK高精度测绘、非接触磁应力与超声应力检测等技术进行现场详查，精准定位风险点并评估管道初始安全状态。在此基础上，开展风险评价与等级划分，并依托集“监测、研判、预警、处置”于一体的管道地灾监测平台，实现多参数一体化实时监控。为实现预警的精准性与及时性，将力学机理深度融入监测分析，即通过管线-土壤耦合有限元模拟，明确管道在灾害作用下的应力应变规律与屈服临界值，以此为核心科学设定多级预警



图3 管道滑坡地质灾害监测

阈值。当监测数据触发预警时，系统可自动结合管道实时受力状态进行综合研判，并启动分级响应程序，指导工程治理或加强监测。最终，通过持续的效果跟踪与复核评估，形成“识别—评价—监测—预警—治理—复核”的完整管理闭环，确保地质灾害风险全过程可知、可控、可追溯。

每年汛期前，公司组织开展穿越河流管道的专项隐患排查。通过自主研发的河流穿越管道敷设状态检测技术精准判断水下管道埋深，结合水文数据研判管道被冲出河床的可能性；对已露管或可能被冲出的管道，在汛期前采取稳管等整改措施减缓风险，确保管道安全度汛。同时，公司还研发了河流穿越管道防腐层检测和阴极保护有效性评价技术，能够及时掌握其外腐蚀防护系统是否正常。

公司管道安全保护取得的成绩，与油气田上上下下高度重视安全生产工作、凝心聚力、团结协作密不可分。作为一名管道安全保护工作者，始终要把保障天然气输送安全和公共安全作为自己最高的使命，时刻如履薄冰、如临深渊，尽心尽责，全力以赴，绝不敢有一丝一毫的懈怠。以上交流内容仅是我个人的一些认识体会，欢迎同行批评指正，讨论交流。

编辑部：感谢您接受我们的采访。

我国首次发布氢气管输工程成套技术与标准体系 成套技术紧扣新建氢气管道、天然气管道掺氢评估与改造、氢气接入与交付、运行管理、维修维护、安全管理和完整性管理等工程核心需求，首次构建氢气管输工程技术图谱，可应用于新建氢气管道和在役天然气管道改输、掺氢输送；标准体系覆盖氢气管道材料、设计、施工、安全、运维等全流程关键环节，为氢气管输工程试点示范、规模化推广提供权威规范的技术依据和标准支撑。据介绍，国家管网集团持续推进氢能管输技术攻关与产业布局，目前已攻克高压纯氢输送氢脆难题，开发国内首个10兆帕X60钢级输氢专用管材；建成国内功能最全、压力等级最高的10兆帕管道掺氢输送试验平台，明确在役管道安全掺氢边界；自主研发泄漏监测系统核心设备。

（央视新闻）

GB/T 47764—2026《城镇燃气输配管道完整性管理规范》批准发布 将于2027年2月1日正式实施。标准由全国锅炉压力容器标准化技术委员会提出并归口管理，由中国特种设备检测研究院牵头，联合国内30余家燃气运营、检验检测、工程设计、科研院所等单位共同编制完成，是国内首部专门针对城镇燃气输配管道完整性管理的专项国标，标志着我国城镇燃气管道安全管理正式迈入“事前主动防控、全链闭环管控”的新阶段。

（王俊强）

青宁管道与江苏沿海管道联通项目投产 5月15日青宁（青岛—南京）天然气管道与江苏沿海天然气管道互联互通项目正式进气投产，设计压力10兆帕，设计年输气量30亿立方米。该项目起自青宁管道淮安分输站，终至江苏沿海天然气管道朱桥分输联络站。

（新华网）

甬绍干线天然气管道西段工程开工 起点位于新昌压气站，终点位于诸暨压气站，将通过川气东送二线东段诸暨联络站与川二线连接。线路全长119.78公里，管径1219毫米，管道设计年输量96亿立方米，设计压力10兆帕。

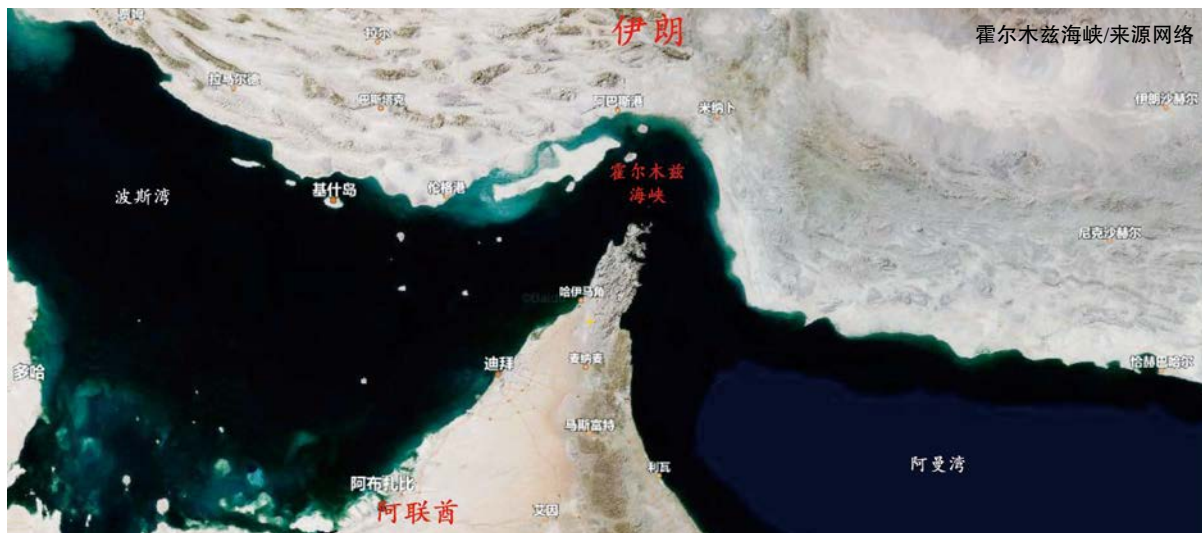
（国家管网建设项目管理公司微信公众号）

陕西首条二氧化碳长输管道开工建设 由延长石油集团投资16.4亿元建设，长约146公里，设计年输送二氧化碳280万吨，预计2027年6月底建成。

（陕西日报）

阿联酋加速建设新输油管道提升出口能力 阿联酋阿布扎比国家石油公司正加快建设一条绕开霍尔木兹海峡的新输油管道，建成后，该公司通过富查伊拉港的原油出口能力将实现翻倍，预计明年投入运营。

（央视新闻）





怎样加强人员密集型高后果区管控

《管道安全保护》编辑部：GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》发布实施以后，管道企业和各地管道保护主管部门积极开展宣贯，对标自查，推动标准尽快落地见效。今年第1期对话栏目我们邀请了国家管网集团甘肃公司、西南管道公司、工程技术创新公司以及广东大鹏、中石化西南油气分公司等同仁畅谈新国标学习心得。本期对话栏目特别邀请到四川省能源局、中国石油天然气管道工程有限公司和西南油气田公司、国家管网集团东北公司和浙江省网公司的同志，交流这方面的工作经验和体会，希望能给读者带来借鉴和思考。

邮箱：guandaobaohu@163.com。

对

话



潘盼：

（中国石油天然气管道工程有限公司高级工程师）

GB 46767—2025发布后，标准起草组对行业执行标准的情况及意见反馈开展了深入调研。了解到人员密集型

高后果区风险判定尺度尚未统一，运维管理精细化程度存在差异，新建管道与存量老旧管道在管控细则执行落地方面也存在不均衡问题。同时，部分主干输油气管道逐步进入中后期服役阶段，腐蚀老化、地质灾害侵扰、第三方施工损坏等外部因素叠加，安全隐患类型错综复杂，日常管控难度持续加大。

虽然标准统一了辨识判定要求与安全管理标准，细化了人员密集型高后果区动态辨识、量化管控等相关要求，但受从业人员专业水平、存量历史遗留问题、政企协同衔接等多重现实因素制约，落地推进仍面临不少难点。如动态复核工作未能常态化，受周边环境持续变化影响，易产生潜在管控盲区；评估实操能力仍有提升空间，难以充分保障高后果区辨识结果精准度；存量老旧管道建设标准与新规存在差异，叠加场地、资金、保供等现实约束，隐患整治推进难度较大；政企间信息互通、联

合防控协同机制仍需完善，针对第三方施工等外部风险的事前预警防控能力有待加强。

为了解决好上述问题，需要管道建设、运营单位把握好新标准阈值判定、动态辨识、系统评价三项核心原则，重新调整和适配新建、在建、在役管道全生命周期管理要求。一是更新管理理念，构建常态化动态管控体系。把新标准动态辨识要求融入管道日常运维，严格执行每18个月开展一次全线人员密集型高后果区排查复核制度。针对城镇扩建、人口变化、管道工况调整等异动情形，建立快速响应机制，及时开展专项复核，更新风险台账、管控措施与应急预案。依托数字化管控平台提前预判外界新增风险，风险处置由事后被动应对转向事前主动预防。

二是开展贯穿管道建设、运维全过程的分层分类培训。建设人员应重点掌握人员密集型高后果区辨识与安全管控措施；一线运维人员强化隐患辨识上报及整改闭环实操；安全管理人员专攻风险评价、方案编制与隐患督办。制定作业指导手册规范流程，降低主观判断偏差，依据辨识结果落实分级差异化管控，明晰管控责任与整改时限，运用辨识成果有效指导管理工作。

三是针对新建、在建、在役管道差异化施策。新建管道前置落实国标条款，在选址、设计、施

工、验收各环节从严把控，尽量避让人密集核心区域，遏制新增人员密集型高后果区；在建管道同步开展合规自查，统筹施工节奏结合实际情况逐步补齐泄漏监测、安防监控、应急防护等配套设施；存量在役管道制定分期整改计划，优先整治风险等级最高的Ⅲ级人员密集型高后果区，分批修复防腐层、加装智能监测装置，统筹资金投入，在保障正常输送的基础上逐步化解历史遗留隐患。

四是畅通政企合作交流渠道，构建多方协同共管机制。由管道企业牵头搭建信息共享平台，同步归集管道路由、人员密集型高后果区范围、风险等级等数据，衔接国土空间规划，做到规划审批、施工信息双向互通。落实第三方施工行政许可制度，源头规避外力损坏管道风险；常态化开展管道保护普法宣教，引导周边群众、施工单位自觉遵守管道保护相关规定，逐步形成企业履职、政府监管、社会监督的立体化防护格局，持续筑牢长输管道安全防护基础。



韩应蛟：

（四川省能源局安全监督管理处一级调研员）

做好油气长输管道人员密集型高后果区管理，是管道保护主管部门与有关部门、管道企业共同面临的重大课题。近年来，四川省积极推进机制创新、标准建设、科技赋能及隐患治理，提升管道本质安全水平，消减高后果区风险，为GB 46767—2025的实施奠定了重要基础。

一是完善管理体制机制。高后果区管理涉及应急、能源、市场监管等多部门职能，以往工作存在“监管碎片化”问题，同时省级管道保护主管部门与市（州）、县（市、区）管理归口不一，缺乏专职机构与执法权，难以形成常态化、闭环式的管理合力。2024年在省安委会框架下，组建了“油气长输管道安全生产专业委员会”和“专家委员会”，成员有西南石油大学及在川油气田和管道企业的管理技术专家，办公室设在省能源局。这一机制将经济和信息化、公安、应急、国资、市场监管、能

伴随城市经济持续发展，人员密集型高后果区风险管控将是政企共同面对的常态化系统工程。新标准虽然为行业提供了统一的管控准则，但其价值最终取决于落地成效。愿各方凝心聚力抓好本标准贯彻执行，及时梳理总结经验，进一步健全标准体系，为国家能源安全、人民群众生命财产安全筑牢坚实保障，切实履行应有担当。

作者简介：潘盼，中国石油天然气管道工程有限公司高级工程师，应急管理部安全审查技术专家、中国灾害防御协会专业智库专家，GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》主要起草人，牵头主编AQ 3055—2025《陆上油气长输管道建设项目安全设施设计导则》。深耕油气管道、LNG接收站工程设计、科研攻关与项目管理20余年，深度参与西气东输、中缅管道等国家级重大能源工程安全设施设计工作。承担的多项科研课题先后获科技进步奖、技术革新奖、优秀工程咨询奖等荣誉。

源等部门的相关职责进行整合，形成了“行政+技术”的双重支撑。通过建立“月研判、检查”工作机制，每月召开风险分析会，剖析典型案例，精准识别高后果区风险点，每月由专委会成员单位牵头，组织专家分6个检查组对全省18个有管道的市（州）开展“全覆盖”检查。截至目前，已检查点位820个，发现并推动整改隐患1577项，其中重大事故隐患22项，有效压实了属地管理与企业主体责任，使人员密集型高后果区风险得到有效控制。

二是制定标准指导工作。组织专家研究制定并印发《油气长输管道重大事故隐患判定内部参考标



专家委员会成员现场会商风险防控

准（暂行）》和油气长输管道重点点位检查清单，突出人员密集型高后果区判定标准和检查重点，为政府部门和企业提供了“操作指南”。通过明确判定依据，落实谁检查、谁签字、谁负责、谁跟踪、谁闭环的管理要求，实现了隐患排查的标准化、规范化。同时，针对城市建成区内管道“点多、面广、线长”的特点，推行“一区一策、一段一策”的差异化管控方案，对每一处高后果区建立动态风险台账，实施分级分类管理，确保风险可控、可防、可溯。

三是管好存量高后果区。推动管道企业应用分布式光纤预警、激光周界入侵报警、全天候远程视频监控、无人机巡线等先进技术，提升高后果区域第三方施工、非法占压等行为的实时感知与快速响应能力。同时加大高后果区隐患整治力度，常态化开展违法占压清理排查，做到“清存量、零新增”。建立“一患一档”，明确整改责任、措施、资金、时限和预案，实现闭环销号。目前全省管道占压安全隐患已全部清零，有效遏制了“边清边占”的反弹现象。

四是严控增量高后果区。强化源头管控，严格项目核准，在可研设计阶段提前介入，科学规划路由，新建管道优先避让高后果区，无法避让的要

严格落实安全风险评估与专家论证，在确保风险可控的前提下方可核准建设。做好规划协同，防范新增风险。有关部门在既有管道周边规划新建学校、医院、大型居民区等人员密集设施时，应按照管道保护法的要求，主动征求管道企业对建设方案的意见，按照“后建服从先建”的原则，协调双方落实防护费用的承担。

五是提升应急响应能力。制定并动态修订具有针对性、可操作性的专项应急预案，明确各级响应分级与启动程序，夯实应急处置的制度基础；深化政企联动，强化全链条管控，签订高后果区管控示范区共建协议及公示文件，推动管道管理由“内”向“外”延伸。省级层面每年组织开展一次综合应急演练，市、县两级常态化开展政企联合应急演练与桌面推演，实现从风险预防到应急处置的无缝衔接；强化资源保障，提升实战水平，推进专业维抢修队伍建设，优化应急物资与装备的区域布局，确保关键时刻人员、设备、物资迅速到位，全面提升突发事件防范与处置效能。

作者简介：韩应蛟，四川省能源局安全监督管理处一级调研员、四川省油气长输管道安全生产专业委员会办公室成员。



张博：

（国家管网集团东北公司大连输油气分公司管道部负责人）

国家管网集团东北公司大连输油气分公司共有5条城区管道，人员密集型高后果区总里程近100 km。我们在

实施GB 46767—2025过程中体会到要抓好以下几项工作。

一是做好高后果区人员统计。目前部分地区青壮年外出务工、人口外流，造成管道沿线部分民房长期空置。仅依靠卫星遥感影像、国土规划图纸开展线上研判，无法区分空置房屋与常住住宅，造成高后果区识别不准。针对该现实痛点，结合市、区（县）、乡镇、村、信息员五级联防联合摸排机制，实地走访辨识嵌入基层网格化治理工作。摸排

工作采取逐户上门登记模式，动态更新沿线常住人口、临时居住人口、房屋分布台账，每年复核一次。同时将养老院、幼儿园、福利院、看守所等特殊人员集中场所列为重点核查对象，定期联合政府上门复核，单独建立特殊场所风险专项台账。摸排



工作不只是完成档案填报，核心目的是摸清风险、服务群众安全，通过上门走访打通人员密集高后果区安全管控基层“最后一公里”。

二是严格把关可研、设计关口。一些管道项目在可研、设计阶段，与当地中长期国土空间发展规划衔接不够，与地方城乡、工业园区规划建设存在时空错位、信息不通等问题。导致管道建成后，周边陆续新增居住小区、产业园区、乡镇集市，最终升级为人员密集高后果区，但原有设计系数、管道壁厚、防腐标准、配套监测防护设施均按照普通一、二级地区标准建设，无法匹配升级后的高风险管控要求。解决这个问题，首先对具备调整路由条件的，优先协调地方变更管线走向，绕开人员集中区域；其次对无法改线的既有管段，评估是否具备地区等级升级的可能性，补齐先天设计短板。按照“后建服从先建”的要求，由相关单位承担必要的防护费用。

三是管控外部施工活动风险。人员密集型高后果区要严防误挖、碾压损伤油气管道。管道周边施工活动应依法向管道保护主管部门提出申请，企业建立施工告知、现场监护全流程机制，安排巡护人员24小时现场旁站监护；另一方面依托五级联防体系常态化进村入户宣讲，建立群众发现管道外部隐患有奖上报制度。对管道与轨道交通、高压线缆、市政管网交叉并行点位，分别开展专项风险评估，根据评估结果配套设置物理隔离防护、溢油围控设施、密闭空间可燃气体实时监测设备。

四是完善政企协同应急体系。建立地企应急资源融合联动的救援机制，夯实人员密集高后果区风险的兜底保障。组织政企联合管道泄漏实战疏散演练，完整模拟管道泄漏预警、上门通知、人员撤离、临时安置全流程，熟悉村镇内部狭窄道路、胡同疏散路线，确保突发险情时不慌乱、有序转移。人员密集城镇沟渠、地下管廊属于密闭空间，一旦天然气泄漏极易积聚发生爆燃，原油泄漏则会顺着沟渠流入河道、近海，造成大面积水土污染。为此在河道、沟渠穿越管段配套建设控水控油拦污坝；



可燃气体监测井/张博 供

综合管廊内设置油品隔离墙体；市政管网与油气管道交叉点位布设可燃气体密闭监测装置，一旦出现微量泄漏第一时间自动预警，快速切断上下游管道阀门，阻断油气扩散路径，最大限度缩小事故影响范围，避免出现大规模人员伤害、水体环境污染等次生灾害。

五是做好正向公众科普引导。人员密集型高后果区管理离不开群众的理解、支持与主动参与。目前有部分群众出于对管道安全的担心，对管线途经自家周边存在抵触情绪，不利于日常巡护、隐患排查工作开展。通过宣传和展示管道“安全体质”情况以及企业常态化徒步巡护、无人机巡检、24小时在线监测、管道检测、隐患专项治理等全流程管控举措，微信群推送科普短文、村内公告栏张贴安全海报、现场答疑交流等形式，使公众了解管道科学知识，掌握正确的防灾和逃生方法，消除恐慌抵触情绪，提升对管道保护的认同感与责任感，实现被动接受管理转向主动参与防护。

作者简介：张博，大连输油气分公司管道部负责人，腐蚀防护与完整性管理工程师。持有AMPP CP2（原NACE CP2）国际阴保中级认证；中国腐蚀控制技术协会CPL2、CPL3阴保工程师认证；中国腐蚀与防护学会阴保一级技术人员认证；中国石油学会石油储运专委会完整性管理技术一级、二级认证；中国民航局CAAC无人机驾驶员。主要从事阴极保护运维、交直流干扰治理、高后果区风险管控、完整性评价、智能巡护等工作。



李保平：

（浙江省天然气管网公司管道管理部高级工程师）

浙江省作为全国高质量发展共同富裕示范区，经济发达、基建活跃，受制于“七山一水二分田”的地形条件，土地资源稀缺。随着城市发展，部分天然气管道周边200米范围内工业园区、住宅小区、学校等建（构）筑物和人员逐步密集，一旦发生泄漏事故，将严重影响管道周边人民生命及财产安全。

GB 46767—2025的实施，为加强人员密集型高后果区管理提供了重要依据。对照标准企业管理还存在一些不足，如技防能力有待提升。标准规定Ⅱ级和Ⅲ级人员密集型高后果区应设置智能视频监控，具有施工机械与人员识别、远程喊话、自动报警等功能以及实时泄漏监测系统。而现有视频监控数量和密度不足，受制于杆高及周边建（构）筑物及植被遮挡等因素，摄像头监控范围有限，难以全覆盖特定场所和防护目标。部分视频监控款式老旧、功能单一，不支持施工机械与人员识别、远程喊话、自动报警等功能。场景数字化应用欠缺。根据GB/T 38710—2020《油气输送管道地理信息系统建设指南》第9.6条要求，人员密集型高后果区管理需支撑三维场景数字化应用，为精细化、智能化管控提供技术支撑，传统的二维管理模式存在数字化程度低、可视化效果弱、智能化管控不足等短板。地方经济建设和管道建设同步发展导致“管地

之争”不断加剧，人员密集型高后果区增量管控及升级预防难度较大。部分市、县对高后果区归口管理部门未予明确，造成管控力度下降。

针对上述问题，建议如下。

一是增加智能视频监控装备扩大覆盖面。如和铁塔公司合作扩大监控覆盖范围。运用定位识别技术，按照“5米、20米、100米”的三级空间防控理念，监控管道周边挖掘机分布情况以及与管道的间距，及时掌控安全风险。设立管道监视中心，实行24小时值班监视，统筹发挥智能视频监控、铁塔视频监控、挖机识别定位等综合效应，提升风险管控水平。

二是加强三维数字化场景建设。通过开展三维场景建设，整合管道本体、地形地貌、周边建（构）筑物等多维空间信息，补齐现有系统可视化管控短板。打通三维数字化应用壁垒，真实还原现场环境，精准构建管道与周边地物设施的立体空间关系，实现风险识别、分级研判、动态监测、预案推演及应急处置全流程数字化管控，提升风险辨识精度、管控效率与应急处置科学性。

三是政企合作加强高后果区管理。GB 46767由国家应急管理部提出并归口，是否意味着地方应急管理部门负责区域内高后果区管理，建议国家和省相关部门对此作出明确规定，厘清应急管理部门与管道保护主管部门的职责与边界，便于企业有效对接。管道企业主动加强与地方政府有关部门对接，及时掌握管道沿线国土开发和项目建设信息，管好人员密集型高后果区存量，并配合政府有关部门控制增量。各地规划部门在对管道两侧各200米及潜在影响区域内地块进行控制性详规编制及调整时，应事先征求管道企业意见，提前开展人员密集型高后果区评估，通过优化方案等措施进行控制同时避免升级。

作者简介：李保平，1987年生，毕业于中国石油大学（华东）油气储运工程专业，硕士学历，高级工程师、国家一级建造师、注册安全工程师，长期从事油气长输管道安全管理及完整性管理等工作。



高后果区巡检/李保平 供



王小丹：

（中国石油西南油气公司输气管理处管道管理部高级工程师）

GB 46767—2025要求：

“应加强第三方施工管理，防止损坏和占压管道。”川渝天然气长输管道长达5600

余公里，周边第三方施工年均增长率达10%，公路建设、钻探打桩、违章堆土占压、乡村小型建设等施工作业频发，给人员密集型高后果区安全管理带来持续挑战。

一是风险预判与信息摸排不足。与发改、住建、乡镇规划等部门常态化联动不充分，规划合图不及时、不全面；新建道路、产业园等大型项目信息滞后；小型农耕、沟渠清淤等零散小微施工主要依靠巡线被动发现。

二是第三方施工管理难度较大。部分单位和个人缺乏法律意识，不能主动依据管道保护法第三十五条规定事先提出申请。因赶工期夜间偷工、重型机械碾压、超范围开挖等野蛮作业行为时有发生，有的拒不配合甚至强行施工，给双方带来较大安全风险。

三是技防体系应用存在短板。无人机、视频监控、光纤预警联动不足，不能做到快速同步响应，覆盖密度不够，留有少部分监测盲区。各系统独立运行、数据未归集，缺乏统一预警分级推送与闭环处置流程，部分技防系统常态化可靠性还需进一步验证。

四是管道用地权利未落实。管道敷设用地属于临时用地，没有取得土地使用权利。虽然管道保护法对管道保护区域的土地设置了严格的保护限制要求，但由于与土地法等相关规定不一致，导致在实际执行中，管道企业与集体所有土地和国有土地使用权人产生利益冲突，是管道周边第三方违法施工行为屡禁不止的重要原因。

针对上述问题，我们的对策是：

建立“政府+企业+群众”信息网络。每年不少于2次走访规划、住建、交通等部门，将输气管

网纳入地方控制性规划图纸，落实5米禁建、50米管控、200米征求意见“三道防线”，掌握管道保护主动权。外部施工活动接入工程审批系统，自动抓取施工许可信息。积极培育“护管光荣户”和挖机手协管员，把有奖举报制度落到实处。设立“全民护管”微信小程序，做到发现隐患一键上报。

推行人防、物防、技防标准化。现场施工管控采取“七步法”，即：公众示警→安全告知→详细勘查→风险分析→现场监护→验收销项→资料归档。对风险较大的大型施工活动，强化专项评价、政府审批、旁站监护；对风险较小的小型施工活动，简化为经理审批、现场交底、人工探管、现场监护，快速通过。施工现场设立红色预警区域，硬质围挡封闭，人工开挖验证管道位置，严禁机械直接破土，全程留存影像及监护台账。遇野蛮施工联系公安现场督办，全程取证，依法采取停工处罚措施。

不断改进和完善智能防控体系。统筹整合无人机巡检、视频监控、光纤预警各类监测设备，打通系统数据接口，建立一体化监测管控平台，实现监测数据集中归集共享。优化点位布设，加密重点区域监测设备，消除沿线监测盲区，做到各类预警信息同步上传、实时联动。健全统一的预警分级标准，规范预警推送、现场核查、隐患处置闭环工作流程。定期开展技防可靠性验证，落实常态化巡检测试，持续验证系统运行稳定性，提升隐患快速识别处置能力。

探索建立管道用地权利制度。管道保护法与民法典地役权制度相衔接，管道敷设用地纳入地役权登记范围，核发权属凭证，明确企业合法管护权益。结合土地受限程度制定统一、动态的用地补偿标准，规范补偿流程，在保障土地权利人利益的同时保障管道企业的用地权利。

作者简介：王小丹，1986年生，毕业于西南石油大学油气储运工程专业，硕士学历，高级工程师、注册安全工程师，长期从事长输天然气管道安全保护工作。

关于城市生命线——燃气管线安全工程核心问题的讨论

易晓明 陈少松 侯世颖

北京安科科技集团有限公司

摘要：基于电化学腐蚀原理，“管道剩余壁厚及其变化速率”是决定燃气管道安全状态的核心变量。围绕这一判断，依次分析数据库建设、风险清单编制、监测系统搭建、平台体系构建及处置机制健全等环节的偏差及其后果，提出回归科学基础的可能路径，指出将管道安全的长期复杂问题简化为短期可见的行政动作，使资源投向偏离风险控制的关键环节等偏差，实现从“事件驱动的事后响应”向“状态驱动的事前预警”的范式转变。

关键词：城市生命线；燃气管道；腐蚀；剩余壁厚；状态驱动；风险预警

基于电化学腐蚀的基本规律，埋地钢质管道在土壤环境中持续发生腐蚀，导致壁厚减薄直至穿孔泄漏。因此，城市生命线——燃气管线安全的核心变量是管道剩余壁厚及其变化速率，本质任务就是对这一核心变量进行系统性监测、评估与干预。

2023年住建部《关于推进城市基础设施生命线安全工程的指导意见》（建督〔2023〕63号）部署了建设数据库、编制风险清单、搭建监测系统、构建平台体系、健全处置机制五项任务，构成当前全国城市生命线安全工程的基本行动框架。但在落地过程中普遍存在简单化、简约化倾向，对失效机理的分析不够等问题。本文围绕“剩余壁厚及其变化速率”这一核心变量，对各环节的偏差、机理及改进方向展开讨论。

1 数据库：从单纯资产属性记录转变为状态关键变量的系统采集

现行数据库建设的普遍做法是建立管道资产台账，记录管径、材质、埋深、建造年代等静态信息。这类数据只能说明“有什么”，不足以反映管道“状态如何”。若将管道比作病人，资产台账相

当于记录了性别、年龄、身高，缺少血压、心率、化验等关键指标也就缺少判断健康状况的依据。

数据库的科学内涵，在于系统性参数化记录腐蚀过程关键状态变量，使腐蚀演化轨迹可追溯、趋势可预测。基于“剩余壁厚”这一核心变量，数据库在纳入基础信息的同时，应优先纳入以下参数：各管段当前实测最小壁厚、壁厚的历史变化序列、影响壁厚变化的腐蚀环境因素（如土壤腐蚀性、杂散电流干扰强弱及空间分布）和防护系统状态（如防腐层服役状况、阴极保护通电电位与断电电位、关键测试桩的保护电流密度等）。

现行以资产台账为主体的数据库并不包含上述参数，无法支撑剩余寿命计算，难以实现以剩余寿命为依据的更新维护决策。需要讨论的是，在管道数据的采集和管理中，是否应当将腐蚀状态参数置于与资产信息同等甚至更优先的位置，这涉及数据采集标准的修订和专业人员参与机制的完善。

2 风险清单：从已知事件汇编转变为失效可能性的逻辑推导

现行风险清单编制通常汇总历史泄漏点和已知

隐患，其隐含的假设是“未来发生泄漏的位置与过去相似”。但该假设在腐蚀环境下并不成立，腐蚀速率在空间上分布不均，新的临界点可能出现在此前无任何记录的位置。如果风险清单的编制停留在“哪里漏过就盯哪里”的经验层面，无异于看着后视镜开车。

风险清单的科学内涵是以腐蚀机理为推理规则，将状态参数转化为失效概率或剩余寿命判断，从而在事故发生前标定出处于危险演化路径上的管段。其逻辑是组合壁厚实测值与腐蚀速率，计算每段管道的剩余寿命，并筛选出低于安全阈值的管段。需要纳入的风险项包括杂散电流干扰超出标准限值的区段（腐蚀速率可能增至正常水平的数倍）、阴极保护未达标的区段（保护效果缺失或减弱）、施工活动叠加腐蚀减薄的耦合风险段。

历史记录的方法有数据易得的优势，但可能漏判处于腐蚀加速期却未发生泄漏的管段；基于逻辑推导的方法对数据完整性和模型准确性有较高要求，其结论的可靠程度取决于前期数据库建设的质量。两种方法的结合路径：利用历史泄漏数据校验腐蚀模型，再用模型反推未记录区段的风险，是值得进一步讨论的技术问题。

3 监测系统：从泄漏后果的浓度报警转变为壁厚衰减的过程预警

监测系统的功能定位决定传感器类型的选择和布设策略。当前以燃气浓度传感器为主要配置的做法，感知的是泄漏后扩散至传感器位置的气体浓度，其报警时间点处于事故链的末端——泄漏已经发生，气体已经扩散，留给应急处置的时间窗口以分钟计。

监测系统的科学内涵是对“剩余壁厚”这一核心变量及相关影响因素进行持续观测与异常识别。壁厚监测感知的是管道本体的损伤程度，其预警时间点可提前到泄漏发生前的数月甚至数年。当监测数据显示某段管道剩余厚度接近临界值时，可安排计划性更换，而非被动响应泄漏事件。对防护系统状态的监测同等重要，如阴极保护电位，其失效意味着壁厚减薄速率可能急剧增加，同样需在问题恶化前介入并干预。

当前壁厚在线监测和定期检测的投入比例偏



低，监测系统在腐蚀减薄这一主要风险的控制链条中存在关键缺口。是否需要将壁厚监测和防护系统监测作为系统建设的核心模块，取决于对“监测系统应当抓住哪些关键变量”这一问题的判断。

4 平台与处置：从数据呈现与事后响应转变为生产决策与临界干预

平台功能定义存在两种取向：展示型平台的核心是数据可视化，将燃气浓度、压力、温度等参数以图表形式呈现于大屏；诊断型平台的核心是内嵌物理模型，对数据的安全含义进行解析，将壁厚监测数据与腐蚀速率模型结合输出剩余寿命预测，将杂散电流监测数据输入腐蚀评估模型判断腐蚀是否进入加速阶段。

平台体系的科学内涵是将领域知识转化为可计算、可复用的推理引擎，实现从“数据呈现”到“决策支持”的跨越。展示型平台向使用者呈现原始数据或统计图表，判断和解读依赖使用者的专业经验，当数据量激增时运维人员的认知能力成为瓶颈；诊断型平台则尝试将专业经验转化为算法，由平台直接输出风险评估结论，运维人员面对的不再是海量曲线，而是“3号管段剩余寿命18个月，建议6个月内安排更换”这样可操作的指令。

处置机制同样需要从“泄漏抢修”向下游延伸至“临界干预”。泄漏发生后的应急抢修流程已相对成熟，需要补充的是针对临界状态的处置措施：当监测显示剩余壁厚接近临界值时，对应程序包括降压运行、加密监测频次、限期更换；当杂散电流干扰异常升高时，对应排流装置的调控或干扰源的协调治理；当阴极保护参数偏离标准时，对应系统检修或阳极补充。这些措施的触发



条件并非泄漏事故，而是核心变量偏离安全阈值的物理判断。

5 进一步讨论：围绕核心变量重构安全治理范式

上述分析均指向一个更深层的命题：燃气管线安全治理需要从“事件驱动”转向“状态驱动”，实现这一转变的关键在于能否将“剩余壁厚及其变化速率”确立为安全管理的核心锚点。

“事件驱动”模式围绕事件展开，即发生了泄漏启动抢修、发现了隐患列入清单、监测到浓度发出警报。其优势在于触发条件明确、响应路径清晰，但不足是永远在追赶已经发生或正在发生的问题。对于腐蚀这样缓慢累积、不可逆的退化过程而言，事件驱动模式意味着安全防线始终设在事故链的末端。

“状态驱动”模式聚焦于管道自身的物理状态，即壁厚还剩多少、腐蚀是否加速、保护是否有效等，并在状态偏离安全区间时主动介入。该模式使安全防线的位置发生根本性前移：不是在浓度报警时响应，而是在壁厚减薄速率异常时就启动干预；不是在管道穿孔后抢修，而是在剩余寿命降至安全阈值前安排更换。

实践中，这种转变面临三个层面的结构性障碍。一是“可见性偏好”，浓度传感器报警、数据大屏闪烁、应急预案文本齐备等成果易于展示、便

于考核，而壁厚衰减曲线、腐蚀速率模型、剩余寿命计算等真正决定安全水平的工作难以被非专业人员直观理解。考核体系倾向于奖励“可见性”，资源配置便自然流向那些更能被看见的环节。二是“留痕逻辑”，行政问责体系对“事发后能否证明我做了该做的”高度敏感，推动了台账、预案等留痕型工作，而“状态驱动”的预防性干预因成功避免了事故而“无事发生”，反而难以在留痕框架中体现价值。三是“专业缺位”，腐蚀工程、电化学保护等专业人员参与有限，技术决策易被设备采购和软件开发的工作惯性所牵引。

为破解上述障碍，建议在技术层面，将腐蚀状态参数的获取与分析从项目式的“一次性工程”转变为常态化的“持续性观测”，调整长期运维机制的建立和资金保障模式；在标准层面，明确数据库和监测系统的参数要求，使“是否嵌入腐蚀机理”成为验收条件；在组织层面，将腐蚀工程师纳入项目核心团队，并建立跨部门的杂散电流协调机制，因其源头治理需要燃气、轨道交通、电力系统的多方协同。

从行业实践看，部分城市已开始探索将腐蚀参数纳入管线数据库建设标准，或将壁厚监测作为重点管段的强制性要求，其效果需进一步跟踪评估。但基本判断可以确定，城市燃气管线的长期安全依赖于对“剩余壁厚及其变化速率”这一核心变量的持续感知与科学管理。这一判断并非技术偏好，而是由埋地钢质管道的物理化学环境所决定的客观规律。



作者简介：易晓明，管理工程硕士，高级经济师，北京安科科技集团首席战略总师，主要从事油气管道阴保和腐蚀控制工作。联系方式：18612221967, yixm@ancon.cn。

天然气管道四色风险分级与管控实践

王瑞平

内蒙古西部天然气管道运行有限责任公司

摘要：为落实油气长输管道双重预防机制和完整性管理要求，以某管道企业15条在役管道和25座场站为对象，开展“红橙黄蓝”四色风险分级与空间表达。综合半定量风险评价、完整性资料、场站平面、无人机航拍、卫星影像和现场踏勘记录，建立“资料核验—风险分级—图件绘制—运行复核—动态更新”流程。实践表明，四色风险图能够把风险等级、空间位置和管控责任直观关联，为巡检巡护、第三方施工管控、隐患排查、应急处置和安全培训提供依据。

关键词：天然气管道；四色风险图；风险分级管控；双重预防机制

2016年，国务院安委会办公室印发《关于实施遏制重特大事故工作指南构建双重预防机制的意见》（安委办〔2016〕11号），提出构建安全风险分级管控和隐患排查治理双重预防机制，要求绘制“红橙黄蓝”四色安全风险空间分布图，对不同等级风险实行差异化管理。回顾10年来的企业实践，《意见》对持续提升管道完整性管理和风险管控水平发挥了重要的指导作用。

某管道企业所辖天然气管道约1900 km，涉及15条管道线路和25座场站，承担鄂尔多斯、包头等地区开发区企业及民生用气保障。管道穿越河流、山地、坡地、农田、林地、草原等多类环境，识别有近百处高后果区，部分区段居民、厂矿和道路活动集中，外部管控压力较大。按照《意见》要求，该企业结合所辖管道实际，将半定量风险评价结果、现场核查资料和运行管理需求结合，形成管道线路和场站四色风险图，完善“一企一档一图”的动态管理机制，其具体做法和成效可为同类油气长输管道企业提供有益参考。

1 风险分级与图件绘制

按照“先评价、再落图、后应用”的思路推进，主要工作包括收集基础资料，开展现场踏勘和

风险评价分级，形成初版图件。后续结合运行单位审核意见、现场变化和应用反馈逐年复核，使成果由一次性图件转为可维护的管理工具。

（1）资料收集。主要包括半定量风险评价结果、管道走向、场站平面、设备设施、安全管理制度、应急资源和隐患台账等；对关键区段和场站采用无人机航拍、现场照片、视频记录、手绘核对和卫星影像校验底图，对禁飞或航拍受限区域，以卫星影像和现场核查资料补充（表1）。

（2）风险分级。管道线路风险分级以完整性管理和半定量评价为基础，依据SY/T 6891.1—2012《油气管道风险评价方法 第1部分：半定量评价法》等标准，综合失效可能性和失效后果确定等级。失效可能性重点考虑内外腐蚀、防腐层和阴极保护状态、制造与施工缺陷、第三方损坏、地质灾害等因素；失效后果重点考虑高后果区、人员密集程度、疏散条件、抢修可达性和停输影响。图面表达按评价分段、环境变化和关键风险点落位，不按行政区或里程简单均分。

场站风险分级以风险分析单元为对象，采用风险矩阵法识别工艺管道、压缩机组、过滤分离器、收发球筒、放空管路、阀门、调压器、配电设施、消防设施和应急疏散区域等风险。等级判定既考虑

表 1 主要资料与用途

资料类别	主要内容	用途
风险评价资料	15条管道线路半定量风险评价结果、场站风险辨识资料	确定线路分段和场站单元的风险等级
空间底图资料	管道走向、场站平面、航拍影像、卫星影像	支撑风险对象落位、分区表达和图面校核
现场踏勘资料	场站设备、消防设施、应急通道、沿线环境和关键点照片	核实现场状态，修正底图和风险边界
运行管理资料	巡护、隐患排查、应急资源、运行部审核意见	支撑成果复核、管控措施匹配和动态更新

介质、压力和泄漏后果，也考虑报警消防配置、人员活动频次、现有防护措施和应急处置便利性。图件覆盖工艺区、通道、辅助区、放空区和人员活动区域，避免只标识设备本体。

（3）形成图件。绘制流程包括资料统一、风险落位、颜色分级、符号规范、图面校核和成果归档。图件统一图名、图例、比例尺、指北针、安全标志和文字标注，按重大、较大、一般、低风险分别采用红、橙、黄、蓝表达（表 2）。成图后由管道企业机关、运行部、场站和风险评价项目组联合校核，重点核对风险依据、设备设施遗漏、底图一致性、图例清晰度和安全色规范性。

红色风险列入重点管控清单，立即采取工程、管理或应急措施降低风险；橙色风险实施重点监控和专项检查，具备条件时推动降级治理；黄色风险保持常态化巡检和隐患排查，关注风险变化；蓝色风险维持现有控制措施，按周期复核。

3 成果应用与效果

按照以上流程和风险分级方法，该管道企业对 25 座场站进行分级，未识别出红色重大风险区域，部分工艺区为橙色风险，其余多为黄色、蓝色风险。15 条管道中较高风险 5 处、中风险 298 处、低风险 2589 处。

形成的管道综合四色风险空间分布图、线路分段图和场站单体图件，与文字台账相比，四色图把风险等级、空间位置、管理责任集中在同一载体

上，可用于分级确定管控强度。运行人员可快速识别重点巡检区段和高风险作业区域；第三方施工管理人员可据此确定交底、监护和旁站范围；应急管理人员可结合图件预判影响范围、疏散路径和资源调配重点。

2025 年复核修订时，各运行部围绕场站设备、消防器材、疏散通道、图名标注和风险边界提出反馈，项目据此完善图件。实践中，四色风险图已延伸用于班组培训、隐患排查计划、外部施工交底、安全生产责任清单和监管沟通；对人口、道路、地质灾害和第三方施工变化较快的区域，建立定期复核与触发式更新机制。

4 问题与建议

通过实践发现并梳理出三类问题：一是沿线开发建设、第三方施工和高后果区变化往往快于图件修订周期，致使部分基础数据更新不够及时；二是风险颜色与评价依据、现场照片、管控措施之间的关联还欠缺数字化管理，导致不便追溯和审查；三是四色风险图对外报送、培训展示和监管沟通时，需同步处理坐标、敏感设施和关键薄弱点等保密边界。

针对上述问题，建议从四个方面完善：一是建立风险数据库与图件版本的对应关系，同步管理风险等级、管控措施、责任部门和更新时间；二是明确更新触发条件，将新建改扩建、管道改线、场站设备调整、高后果区变化、地质灾害点变化、第三

表 2 四色风险等级及图面表达

风险等级	颜色	图面表达要点	管理用途
重大风险	红	突出显示必须重点管控的高风险区域或对象	列入重点管控清单，优先治理并跟踪闭环
较大风险	橙	标识需制定措施降低风险的区域或对象	纳入计划治理、专项检查和运行监控
一般风险	黄	标识需持续关注风险区域或对象	保持常态化巡检和隐患排查
低风险	蓝	标识现有措施基本有效的区域或对象	维持现有管理措施并按周期复核

（下转第 23 页）

陕西省“平安管道—2026” 应急演练活动启示

王泰

国家管网集团西北公司西安输油气分公司

摘要：陕西省“平安管道—2026”油气长输管道突发事件应急演练，首次实现省、市、县三级管道保护主管部门纵向贯通统筹，天然气储备、销售、运输全产业链企业横向协同联动。采用“线上视频推演+线下实景实战”双线融合模式，完整覆盖险情上报、交通管制、紧急疏散、医疗救治、环境监测、气源调配、管道抢修等全链条应急处置科目，形成一套适配全省管道分布特点、可复制、可推广的油气管道突发事件标准化处置实操范本。

关键词：油气长输管道；应急演练；政企协同；第三方施工；管道抢修

为探索建立政府统筹、政企协同、上下游联动的油气长输管道应急管理体系，6月26日，陕西省组织开展“平安管道—2026”油气长输管道突发事件应急演练，首次实现了省、市、县三级管道保护主管部门纵向贯通统筹，天然气储备、销售、运输全产业链企业横向协同联动。演练紧扣管道典型事故规律，选取第三方野蛮违规施工为核心致险诱因，以西气东输二线高陵压气站至省天然气永乐站联络线受损为模拟事故载体，完整还原大口径输气管道破损、天然气泄漏爆燃、场站配套设施受损、多区域气源缺口、多重安全风险交织叠加的复杂灾害场景，最大限度贴近真实突发事件处置工况。

演练全过程严格对标实战处置标准，完整设置应急信息上报与预案启动、分级应急响应、跨区域应急保供、管道专业抢修、供气恢复与现场清理、应急状态终止六大闭环处置阶段，完整覆盖突发事件从险情发生到恢复正常生产全链条工作流程，系统性检验政企一体化指挥调度、多队伍联合作战、现场险情管控、民生用气保供、灾后复工复产全维度综合应急处置能力，为今后全省开展统一高效、协同联动的管道应急救援工作积累了宝贵的经验。

1 演练核心内容

重点检验各级政府、有关部门、能源产业链上中下游企业应急响应和协同作战的能力。演练现场集结管道专业维抢修队伍、消防救援、医疗救护、环境监测、交通管制、基层群众疏散安置等多支政企专职应急力量，投入管道检测、堵漏修复、抑爆消防、应急发电、环境监测、临时供气等各类专业抢险装备百余台套，近150名一线作业、指挥、救援人员开展实景实操处置，行业监管、属地政府、企业安全管理人员共300余人现场观摩学习。

演练模拟人口密集、管线交织的高后果区因发生第三方违规施工损坏天然气管道造成泄漏爆燃的



高陵压气站演练现场/张立波/供

严重后果。施工单位未履行管线交底、未落实保护方案,开展无监护野蛮开挖作业,直接造成西气东输二线DN 600 mm管径的联络线管壁破损,高压天然气瞬时泄漏并发生爆燃;险情持续扩散后引发场站分支管线次生泄漏,形成区域供气缺口,同步衍生现场燃爆安全隐患、群众疏散安置压力、社会舆情管控多重风险,高度还原现实中多灾耦合、多点并发的复杂应急处置环境。

在核心管道抢修实操环节,全程严格执行油气管道破损抢修标准化作业规范。现场应急队伍按照“先控风险、再处置险情、后恢复供气”原则,依次开展可燃气体浓度全域检测、全域明火隔离抑爆、现场安全分区监护等前置安全管控措施,精准完成地下管线定位、破损管段切割、新管口组对、无损焊接修复、气密性密封核验等全流程关键工序。针对不同破损工况灵活运用夹具带压堵漏、受损管段整体断管更换、套筒加固修复等多元化专业处置技术,适配不同泄漏规模、不同损伤程度管线故障处置需求,整套抢修作业流程规范清晰、各工序衔接紧凑高效,充分展现专业维抢修队伍标准化实操能力。

整场演练坚持“以真实事故定险情、以现场工况设考验、以处置成效验能力”的核心思路,通过设置多层级、复合型突发险情,全方位锤炼应急队伍快速风险研判、分级科学控险、多专业协同高效处置的实战本领,真正落地“以演促训、以演备战、以演促改”的常态化练兵备战工作目标。

2 演练成效与启示

创新采用“线上视频推演预判+线下实景实战处置”双线融合演练模式,完整覆盖险情逐级上报、道路交通临时管制、周边群众紧急疏散、受伤人员医疗救治、现场大气土壤环境动态监测、跨企业跨区域气源调配、管道抢修施工、灾后供气

恢复、舆情风险防控等全链条应急处置科目。演练过程中各级指挥机构指令传递流转顺畅,政企各参演单位任务衔接紧密、配合有序,充分验证了省、市、县三级管道风险分级预警机制、跨部门联合统一调度机制、上下游企业气源互济保供机制、多类型次生灾害同步防控机制的实操效能,形成一套适配全省管道分布特点、可复制、可推广的油气管道突发事件标准化处置实操范本,为各地常态化开展管道应急处置工作提供清晰参照标准。同时也给我们带来以下启示。

必须健全纵向贯通、横向联动的一体化协同应急体系,破解应急处置“各自为战”难题。本次演练最大突破是建立了省、市、县三级管道主管部门纵向指挥链条,打破了输气干线企业、城市燃气企业、储气设施运营单位行业壁垒,形成了政府统筹、政企协同、上下游联动的应急工作格局。过往管道险情处置常存在属地监管、干线运营、地方供气企业信息不通、调度不同步、气源不互通等堵点。只有持续完善三级管道保护联席会议、应急联合调度专班机制,固化政企信息共享、队伍联调、装备共用、气源互济工作制度,明确各级、各单位应急响应权责清单、信息报送时限、协同处置流程,才能在多灾耦合复杂险情发生时实现统一指挥、同步行动,避免指挥混乱、处置脱节、保供断档等问题。

必须紧盯第三方施工核心风险源头管控,前移安全防线,从根源上降低突发事件发生概率。事故演练直指第三方违规施工,这也是造成管道发生失效事故的首要原因。应急处置是事故发生后的被动补救手段,源头预防才是管道本质安全核心抓手。本次演练警示大家要压实施工全过程管控责任,健全行政许可、现场监护制度。强化在建工地、道路基建、农田改造等重点区域常态化巡护。推广智能视频监控、光纤预警、无人机巡线等技防手段,加大违规施工处罚与普法宣传力度,施工单位要树立管道保护红线意识,坚决防止损坏管道事件发生。

必须强化专业应急队伍与装备技术建设,提升复杂工况下实战抢修硬实力。本次演练大口径管道标准化抢修、多类型堵漏技术实操,充分体现专业能力是险情处置的核心支撑。当前部分县域、小型燃气企业存在应急队伍力量薄弱、专业抢修装备储备不足、复杂工况处置经验欠缺等短板,需要尽快



加装B型套筒/张立波 供

补上。

下一步，陕西省要统筹布局区域性管道维抢修中心，整合政企专业救援力量，组建常态化常备抢修队伍。督促维抢修队伍配齐带压堵漏、管道切割焊接、燃气抑爆、应急临时供气等专用装备，建立区域应急装备共享调配库。常态化开展大口径管线破损、爆燃、高后果区疏散等高难度场景实操训练，定期组织跨企业抢修技术交流，持续提升队伍科学判险、快速控险、规范抢修的专业能力。

必须加快管道安全智能化升级，构建“预防—预警—处置”全链条数字化防控体系。传统人工巡护、事后处置模式难以适配全省管网规模持续扩大的安全管理需求，演练中多风险同步预警、远程调度等环节也暴露出传统信息传递滞后的短板。汲取本次演练经验教训，管道行业要全面推进管道智能化改造，加快部署光纤预警、泄漏在线监测、无人机自动巡检、场站智能安防系统，搭建全省油气管道“一张图”数字化监管平台，实现管道隐患自动识别、险情实时预警、应急资源线上调度、气源动态调配。依托数字化平台打通省、市、县、企业四方数据通道，以科技手段提升风险前置感知能力，

推动应急管理从“事后救援”向“事前预警、事前防控”转型。

必须固化常态化联合演练机制，以实战化练兵持续完善应急预案体系。单次演练成效有限，常态化实战练兵才能够持续补短板、堵漏洞。各级政府部门和管道企业要参照本次演练分级分类组织实景演练、桌面推演、线上视频推演。省级聚焦跨区域、多企业联动重大险情，市县聚焦辖区高后果区、小型管道破损险情，企业聚焦场站内部、管线日常泄漏处置。演练后建立复盘评估机制，总结分析指挥调度、群众疏散、气源保供、抢修作业等环节存在的不足，动态修订各级管道突发事件应急预案，优化处置流程、明晰责任分工，持续完善管道应急处置体系，全面提升油气长输管道安全保障水平，筑牢能源供应安全防线。



作者简介：王泰，1991年生，本科，西安输油气分公司管道工程师，主要从事管道保护工作。

（上接第20页）

方施工增加和重大隐患治理完成等纳入复核清单；三是把四色风险图嵌入巡检巡护、隐患排查、应急预案和培训演练流程，使图件服务现场管理；四是公开发表或对外报送前开展保密审查。

随着沿线城镇化、交通建设、地质环境和第三方活动变化，风险分布也会动态变化，后续应继续推动四色风险图与GIS平台、完整性管理系统和隐患治理闭环融合，形成可查询、可追溯、可更新的风险管理底座，为管道保护、生产运行和应急管理

提供长期支撑。



作者简介：王瑞平，1987年生，注册安全工程师，毕业于中国石油大学（北京）油气储运工程专业，主要从事油气长输管道安全管理工作。联系方式：18848119858，502996659@qq.com。

管道保护防控“两个风险”之对策

马雄涛 张超 徐珍华 左秋河 赵建辉

中石油昆仑燃气有限公司河北分公司

摘要：在城乡建设和油气管道快速发展的同时，人员密集型高后果区带来的公共安全风险和第三方施工损坏管道的风险不断上升。本文总结分析了基层管道企业在管控风险方面的一些具体有效的做法，以“一区一控两案+分类施策”的措施管控人员密集型高后果区，以“规范管理程序+关键环节审核”的措施加强第三方施工管理，为基层管道安全保护工作提供参考与借鉴。

关键词：高后果区；第三方施工；差异化管控；八步法闭环管理

随着城乡建设快速发展和油气管道“全国一张网”的建成，管道沿线呈现出高后果区数量增多、第三方施工活动频繁的态势，势必会带来公共安全风险和管道安全风险的上升，做好两个风险的管控，是基层管道管理工作最重要的任务。本文围绕基层管道保护工作面临的人员密集型高后果区和第三方施工“两个风险”开展系统性研究，提出以“一区一控两案+分类施策”的措施管控人员密集型高后果区，“规范管理程序+关键环节审核”的措施加强第三方施工管理，实现风险前置防控、隐患闭环治理、应急高效处置，提升管道安全运行保障能力。

1 问题分析

人员密集型高后果区管理。对标GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》，在高后果区动态识别、分级更新、差异化管控方面还存在一些差距。一是管控模式不够精细化，传统“一区一案”仅设置常态化管控方案，未针对泄漏、爆炸等差异化事故场景配套专项预案，第三方施工、腐蚀两类高频泄漏事故处置针对性不足；二是区域分类管控缺失，未按照人口密集度、场所风险属性实施分类施策，三级/四级地区的人口密集区和学校医院等特定场所、化工加油站

等易燃易爆场所，统一套用相同管控手段，疏散、联动、警示等措施的适配性差。

第三方施工管理。第三方施工损坏管道的方式主要包括机械开挖、钻探、撞击、碾压等，机械开挖是最常见的损坏方式，其原因存在多个方面的深层缺陷。一是施工信息获取被动，依靠巡检、走访和标识提醒等举措被动发现施工项目，群众、施工单位主动报备的比例低，野蛮开挖、夜间施工难以提前干预；二是全流程管控链条断裂，施工告知、方案审核、现场监护、完工验收各环节存在简化流程、监护缺位现象，定向钻、顶管等隐蔽施工风险难以实时监控，基层管理班组人员能力和可调动资源不足以完全应对第三方施工管理过程中风险；三是政企协同约束不足，部分施工单位管道保护意识薄弱，宣传覆盖面不足，安全主体责任落实不到位，政企联合监管机制未常态化运行，智能化监控手段覆盖不全，人工监护存在盲区等。

2 人员密集型高后果区风险防控对策

预案升级。原有人员密集型高后果区普遍采用“一个区域一套管控方案”的模式，应急预案针对性不足，难以应对差异化泄漏风险。升级为“一区一控两案”管理模式，即每个高后果区保留一套常态化管控方案，同时配套第三方施工损坏泄漏、管

道腐蚀泄漏的专项应急预案，实现风险场景与应急预案精准匹配，提升事故响应与处置效率。

分类施策。依据GB 46767—2025辨识分级要求，结合现场运行特点和区域属性，将人员密集型高后果区细分为地区等级类、特定场所类、易燃易爆场所类，在加密巡检、加装智能化设备等共性措施基础上，制定差异化管控策略。

应用实例。

某地区等级类高后果区管段长1.4 km，北侧为距村居民小区最近距离约90 m，识别范围内150户居民，常驻人口约450人。管道企业结合差异化管控策略，积极与属地主管部门建立会商机制，设置属地协防员，协调属地主管部门下发第三方施工管理要求；巡线人员在村微信群定期发送管道保护知识，公布举报奖励电话，加密管道标识，结合季节特点动态调整巡检时间，及时排查管道占压、违规开挖、深根植物种植等隐患；聚焦人为施工损坏、土壤腐蚀两大高频风险编制专项预案，细化人员疏散、现场警戒、群众安抚处置流程。目前群众的管道保护意识大幅提升，群防群控格局全面形成，未发生安全风险事件。

某特定场所类高后果区管段长1.2 km，紧邻乡镇中心小学及社区卫生院，属于人员特殊、敏感度极高的重点管控区域。管道企业结合特定场所类管控要求，加密管道标识，穿跨越位置设置警示牌，绿化带等植被高的区域设置高桩，学校、卫生院设置管道保护宣传栏并签订安全联动协议；落实阴极保护和防腐层检测，严控本体泄漏风险；加装AI视频监控、管道压力实时预警装置等智能化监测设备，实现24小时无人值守动态监测，异常数据自动弹窗预警、专人闭环处置；定期开展燃气进校园宣传活动。目前特殊人群识险、避险能力大幅提升。

某易燃易爆场所类高后果区长500 m，管道距加油站最近距离约50 m，工作人员约10人，一旦泄漏极易引发燃烧、爆炸等连锁次生灾害，风险等级为最高级别。管道企业严格落地精细化、高等级防控措施，在定期开展宣传和优化“一区一控两案”的基础上，增加应急联动流程、加油站应急联系人，配齐专用应急物资，储备足量防爆堵漏、防静电装备，签订应急联动协议，同时双方联合属地消防定期开展专项联合演练；建立风险耦合动态识

别机制，定期研判管道泄漏与周边危化介质叠加风险，动态更新风险等级。此举实现了该区域全年无泄漏、无次生风险隐患。

3 第三方施工损坏风险防控对策

规范管理程序。按照“早发现、早告知、严审核、强监护、完验收”思路，建立施工信息收集及发现→管道保护宣传与告知→技术交底→施工方案与管道保护方案审核审批→安全协议签订→应急预案制定与审核→现场全过程监护→施工联合验收“八步法”闭环管理流程（图1）

关键环节审核。技术交底、施工方案、管道保护方案、安全协议、应急预案等环节由安全、生产、工程业务主管部门分别或联合进行审核。项目完成后由安全、生产部门联合施工单位进行验收。

应用实例。

在某项第三方施工管理中，严格按照“八步法”闭环管理。由生产、工程、安全三大部门联合开展现场交底，结合竣工图纸、穿越导向图、现场探管等多种方式精准定位管道位置；严格按照管道保护法规定，落实联合审查施工方案及审批、签订安全协议，制定“第三方损坏天然气泄漏、火灾、爆炸突发事件现场处置方案”，明确第一时间操作的阀门、撤离的人员、影响的用户、应急工具；定向钻井施工现场实行“可视化”作业模式，提升监护人员现场风险管控能力，同时应用AI视频监控、管网哨兵等措施辅助实施第三方施工全过程泄漏检测；开挖后的管道开展RTK测绘修正管道数字地图。施工作业结束后，管道企业与施工单位对关联段管道的保护工程进行联合验收，确认管道本体及防腐层未受到损伤、安全间距满足要求后方可回填。

为确保“八步法”全流程闭环管理落地见效，管道企业定期对“八步法”执行、岗位责任落实情况开展监督检查，发现隐患限期整改，以检查倒逼管理提升。在施工信息收集及发现环节，积极推进管道警示标志标识滚动完善，与相关部门建立联防联控机制，落实巡回检查质量，提高周边群众、机械手等人员的安全意识，实现了施工信息收集从“被动发现”到“主动告知”的转变。

经分析2022年至2024年期间发生的188项第三方施工活动，通过标志标识联系电话告知企业的占

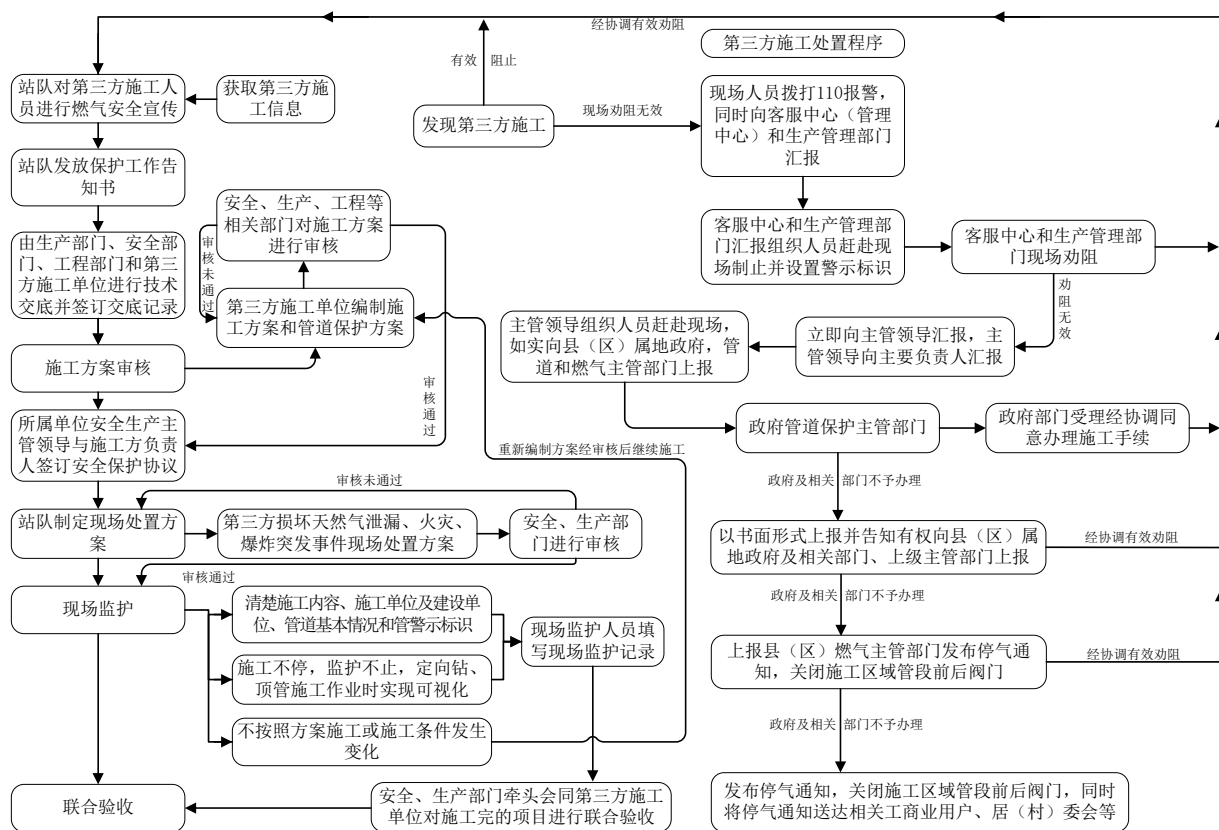


图1 第三方施工处置程序

比43.1%，政府提供信息的占比24.5%，巡检人员发现的占比18.6%，施工人员、周边群众主动告知的占比13.9%。2025年对230项第三方施工项目信息来源分析显示，施工人员、周边群众主动告知占比达78.7%，较此前提升64.8个百分点，政企联防、企民联控机制运行初见成效（图2）。

3 结语

加强人员密集型高后果区管理、严防第三方施工损坏是基层管道保护工作的关键，特别是人员密集型高后果区域内的第三方施工管理，更是重中之重。通过“一区一控两案+分类施策”的人员密集型高后果区差异化管控，以及第三方施工“规范管理程序+关键环节审核”等举措，基层管道保护工

作取得了阶段性成效。但仍存在人员密集型高后果区动态识别和分级更新的信息化技术未完全覆盖、第三方施工实时监控仍有技术短板、政企联合监管机制不完善等不足。建议深化数字化、智能化技术应用，实现人员密集型高后果区风险动态评估与自动预警；完善第三方施工全生命周期管理平台，探索“人防+技防+物防”融合模式，强化施工关键环节的技术监控和数据分析；健全政企协同和应急联动长效机制，定期开展联合演练和专项培训，提升基层人员风险辨识与应急处置实战能力。唯有坚持问题导向、持续改进，才能筑牢管道安全运行的根基，切实保障人民群众生命财产和能源输送安全。

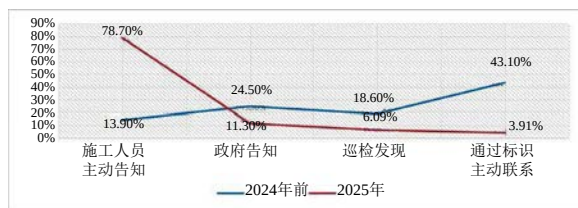


图2 第三方施工信息来源对比



作者简介：马雄涛，1990年生，本科，工程师，主要从事长输管道、城镇燃气管道、燃气工程项目投产等管理工作。联系方式：15233117669，827549559@qq.com。

村镇人员密集型高后果区精准管控实践

周金龙

山西国化能源有限责任公司

摘要：针对村镇人口流动、人群结构、基层治理、辨识模式等多重因素影响，围绕静态数据失真、认知薄弱、基层治理参与不足等痛点，导致人员密集型高后果区辨识与管理难的问题，将长效优化措施与新国标应用相融合，提出针对性强、可落地的解决对策，为村镇人员密集型高后果区精准辨识、科学管理提供实践参考，助力能源安全与乡村公共安全融合发展。

关键词：人员密集型高后果区；动态辨识；风险管控；企地协同

受城乡发展结构变化，以及大量村镇青壮年劳动力长期外出务工、定居生活的影响，导致山西国化能源有限责任公司长治管理处（简称管理处）所辖管道沿线村镇常住人口逐年下降，乡村普遍存在闲置房屋增多、土地闲置等村庄空心化现象。留守群体以高龄老人、留守儿童、慢性病患者为主，该类群体生理耐受能力、安全认知水平、应急自救能力普遍偏低，属于典型高脆弱性人群。此外，村镇人口呈现极强的潮汐式流动特征，日常工作日、务工周期内村庄人烟稀少，法定节假日及春种秋收等农忙时段，外出务工人员集中返乡，短时间内村镇居住人口、流动人口大幅增加，使得高后果区风险呈现明显的时段性、波动性、突发性，凸显了村镇人员密集型高后果区的管控难度。

1 存在问题

人员变动频繁致使辨识准确度差。潮汐式人口流动是导致村镇人员密集型高后果区辨识准确度偏低的主要原因。村镇日常时段与峰值时段人口密度差异较大，而企业在开展村镇高后果区辨识时多依赖户籍登记人口、历史普查数据等静态指标，未充分结合人员动态流动特点开展评估。其次，户籍在册人员与实际居住人员偏差大，直接套用户数、人

数统计，会过度放大日常时段人员密度，造成高后果区范围扩大、管控资源浪费；而节假日人口回流时，静态辨识结果未及时更新，导致峰值时段风险低估，埋下安全隐患。加之村镇流动人口登记管理不规范，进一步加剧了辨识准确度。

留守人群对高后果区风险缺乏认识。村镇留守人群整体安全认知水平偏低，对高后果区风险危害、防护知识、应急避险技能缺乏足够了解。部分留守老人对油气管道的危险特性、禁止违规行为认知不足，易出现管道周边违规占压、私搭乱建、近距耕作挖掘等行为；留守儿童缺乏安全引导和自我保护意识，常在管道周边玩耍，极易接触危险区域。留守人群信息接收渠道有限，管道安全预警、隐患通知等信息难以快速传递，突发情况难以开展有效自救互救。此外，村镇安全宣传形式单一、频



检查高后果区风险告知牌/周金龙 供

次不足，贴合留守人群认知特点的宣传方式较少，长效化安全防护氛围尚未形成。

基层组织参与治理的渠道不畅。乡镇政府、村委会是村镇人员密集型高后果区治理的基层组织力量，但受多种因素影响，其参与治理的渠道不畅、作用未能充分发挥。基层组织与管道企业缺乏常态化协同联动机制，信息沟通不及时、不顺畅，管道企业在开展辨识、隐患排查等工作时未充分征求基层意见，使得双方难以形成有效治理合力。同时，基层组织参与治理的权责不清晰，缺乏明确的工作指引、激励机制和管道专业安全管理技能，参与积极性不高，形成“企业单打独斗、基层参与不足”的现状。

企业重视程度和投入不足。在加强人员密集型高后果区管理中，容易忽视村镇人员流动不确定、应急能力薄弱等潜在风险，导致辨识不精准、管控措施不到位，在人力、物力、财力投入方面倾向于城镇，使得村镇人员密集型高后果区数字化、智能化管控技术应用不足，标识标牌布设稀疏分散，警示防护作用弱化。同时，未能建立动态化辨识与管控体系，难以适配村镇人员流动特点；对基层组织和群众的安全宣传投入不足，未能有效提升基层治理能力和群众安全意识。

传统高后果区辨识体系存在一定局限性。人员密集型高后果区识别常以标准化、统一化、静态化的评价体系，采用量化边界管控方式，结合户籍登记户数、固定院落数量开展等级判定，呈现三方面的问题。一是静态数据失真，依据户籍登记人口、历史普查等数据无法反映村镇实际居住现状，导致日常风险评估虚高、管控资源浪费，峰值时段风险低估、漏判；二是评价维度单一，重地理范围、轻人群特征，重数量统计、轻脆弱性分析，未针对老人、儿童等特殊群体开展差异化风险定级，后果预判不全面；三是辨识与管控脱节，未结合村镇应急

能力、疏散条件、处置力量进行综合研判，出现“识别易、管控难、处置弱”的现实矛盾，辨识成果难以转化为安全实效^[1]。

2 管控对策

结合辖区村镇发展特点和上述现存问题，管理处主动优化高后果区识别流程，革新辨识依据与管控策略，形成一套贴合村镇实际，可落地、可复制的实操管理体系，针对性破解各类突出问题。

建立动态辨识机制。针对人员变动频繁导致辨识准确度差的问题，优化辨识指标体系，摒弃单一依赖户籍数据的老旧模式，将实际居住人口、人员流动周期、峰值人口数量、脆弱人群分布等动态指标纳入辨识体系，构建村镇专属动态辨识模型，实现“人变、数变、辨识结果变”；强化企地联动核实，与乡镇政府、村委会建立人口信息共享机制，结合村委会提供的真实人口数据，动态调整人员密集型高后果区范围和风险等级，解决静态数据失真问题；规范辨识流程，定期开展复核，结合人口、管线变化及时更新辨识结果；依托大数据、人工智能技术，建立人口流动动态跟踪机制，预判流动趋势，提前调整管控措施，提升辨识精准度^[2-3]。

强化宣传培训与标准化警示。针对留守人群风险认知薄弱的问题，常态化开展精准宣传培训，采用村内广播、案例警示、微信群推送等留守人群易接受的形式，普及管道保护知识；实行分层分类培训，对留守老人重点讲解防护注意事项和应急报警方式，对留守儿童通过趣味互动引导远离危险区域；依托基层力量开展上门宣传，建立长效宣传机制并纳入乡村网格化管理，鼓励群众参与管道保护。统一规范标识标牌布设标准，在管道沿线关键位置设置安全警示牌、管道走向标识、摄像头等，清晰标注管线信息、禁止行为和应急电话，从源头减少人为损坏管道的风险。

畅通协同渠道强化基层组织治理作用。针对基层组织参与不畅的问题，与管道沿线乡镇政府、村委会签订协同治理协议，定期召开会议，同步管控信息、协调解决问题，形成“企业主导、基层参与、协同共治”格局；建议地方管道主管部门明确基层组织权责，将日常排查、宣传引导等工作纳入其职责，制定考核激励机制，加强专业培训，提升基层治理能力；将人员密集型高后果区



无人机巡检/周金龙 供

管控纳入网格化管理体系，发挥网格员、村干部作用，协助开展巡检、隐患上报等工作，打通治理“最后一公里”。

加大投入保障和管控力度。针对企业重视不足、投入不够的问题，将村镇人员密集型高后果区管理纳入企业安全管理体系，定期开展安全检查整改；充实巡检队伍，建立“人工+无人机+智能监控”三位一体巡检模式，实现管道全覆盖、24小时实时监测，及时发现处置隐患；加大物力财力投入，规范标识布设、完善应急储备、搭建动态管理台账，实现人员密集型高后果区全生命周期可追溯；强化管道腐蚀防护、阴极保护等技术投入，升级老旧管段，提升管道本质安全水平；对接地方规划，将风险防控纳入乡村建设统筹，从源头规避新增风险。

积极推进新国标实施。严格依据GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》，实施全生命周期动态管理与多源数据融合，重新开展高后果区辨识与分级，实现风险的动态跟踪。引入多源数据融合与智能化识别算法，利用高分辨率遥感影像、无人机巡检等方法，实时捕捉管段周边人口聚居、建筑物分布的变化情况，结合大数据模型整合各类数据流，实现高后果区识别结果的自动更新与精准预警，从而替代滞后的户籍普查数据，真实反映区域现状。在存量管控上督导“一区一策”管控措施落地，依托地企建立协同机制，推广光纤振动监测、视频监控覆盖等“人防、技防、物防”措施，强化隐患排查、应急演练和第三方施工精准干预，确保辨识成果转化为实际有效的安全管控行动。

3 结语

加强村镇人员密集型高后果区的辨识与管理，



是保障能源安全、维护村镇公共安全的重要举措，也是推进乡村安全治理现代化、助力乡村振兴的重要支撑。从管理处实施情况来看，动态辨识机制有效解决了静态辨识与人口流动脱节的问题，管控资源配置更合理；宣传警示提升了留守人群安全认知，人为隐患大幅减少；协同机制激活了基层力量，治理效率显著提升；投入保障强化了管控能力，有效防范了重大安全事故。

参考文献：

- [1] 宋婷.在役输气管道高后果区安全隐患识别与管控[J].石化技术, 2025, 32(09): 398-399+364.
- [2] 高海康, 戴联双, 贾韶辉, 等.基于GIS的管道高后果区管理升级及其实践[J].石油工业技术监督, 2020, 36(5): 60-63.
- [3] 赵波, 路大勇, 盛尧.高后果区智能识别及管控措施[J].城市燃气, 2025(2): 19-23.



作者简介：周金龙，1988年生，本科，燃气工程中级工程师，山西国化能源有限责任公司长治管理处总经理，主要从事天然气长输管道基层运营管理与技术研究工作。联系方式：18234439339，805566900@qq.com。

X70管道组合自动焊焊工集训 焊接缺陷分析与优化策略

朱晓东

国家管网集团山东公司维抢修中心

摘要：为提升油气管道焊接作业中焊工的实操技能与焊接质量管控能力，聚焦大口径1016×17.5 mm管道，遴选12名一线焊工开展了为期11天的X70管线钢GTAW打底+FCAW-G填充盖面组合自动焊专项集训。采用“理论+实操”一体化模式，遵循GB/T 31032—2023《钢质管道焊接及验收》和焊接工艺评定文件，累计施焊20道焊口，并抽取15道焊口进行PAUT相控阵与RT射线联合无损检测，统计缺陷类型，从人、机、料、法、环五个维度剖析缺陷成因，并结合实训短板优化培训方案，旨在为同类焊工集训及施工现场焊接质量管控提供参考。

关键词：X70管线钢；组合自动焊；GTAW+FCAW-G；PAUT+RT联合检测；焊工实训；质量管控

X70钢作为国内长输油气干线主力管材，导热性能优良、焊接热输入敏感度高，对焊工标准化操作要求高。为提升焊工的专业技能水平及焊接质量管控能力，结合大口径管线动火连头一次焊接合格率提质的现场刚需，遴选12名一线焊工开展了为期11天的X70管道GTAW打底+FCAW-G填充盖面组合自动焊专项集训，配置3台熊谷A-302全自动焊接设备，全程遵循GB/T 31032—2023《钢质管道焊接及验收》、DEC-OGP-G-WD-002-2020-1《油气管道工程线路焊接技术规定》及PQR-2021301《焊接工艺评定报告》要求。参训焊工年龄在37~46岁，大多为本科、大专学历，长期从事管道维抢修施工，手工焊功底牢靠，具备转型组合自动焊的扎实基础。实训采用2人编组、6个工位轮换交替实操模式，设3个氩弧焊工位、3个自动焊工位。累计施焊20道焊口，抽取15道焊口经PAUT相控阵与RT射线无损检测，发现存在各类缺陷。梳理缺陷分布规律，从人、机、料、法、环五个维度剖析缺陷成因，以优化培训课程与现场过程管控，提升培训成效，从源头减少自动焊焊缝缺陷发生率。

1 焊接缺陷统计及成因分析

1.1 缺陷类型与空间分布

在抽检的15道焊口中，共发现22处缺陷，现从类型、等级及位置三个方面进行统计：夹层未熔合缺陷8处（36.4%），多位于焊道熔合线，均由RT检出；线性缺陷7处（31.8%），部分深度达17 mm，均由PAUT检出；条状缺陷4处（18.2%），集中分布在焊口腰部；圆形缺陷2处、点状缺陷1处，合计占比13.6%（图1）。

按缺陷等级划分：II级缺陷11人次（50%），

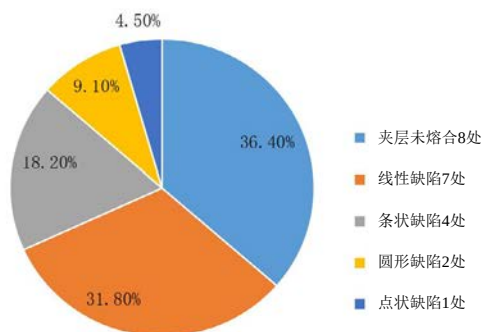


图1 缺陷类型分布图

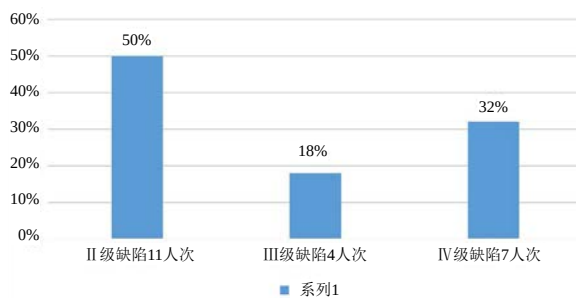


图2 缺陷等级分布图

以小型线性和点状缺陷为主；III级缺陷4人次（18%），多为中等长度夹层未熔合；IV级缺陷7人次（32%），为大深度线性缺陷，危害性最高。在空间分布上，70%的缺陷集中在起弧和收弧接头位置，其余30%出现在焊口两侧腰部，表明接头焊接与中层填充是质量控制的薄弱环节（图2）。

1.2 五要素缺陷成因分析

（1）人员因素。学员固守手工焊作业理念，在坡口尺寸不合格时仍违规施焊；且缺乏缺陷整改与溯源意识，导致同类缺陷反复发生。绝大多数焊工初次操作熊谷A-302焊机，缺乏对设备原理及参数调试的专项学习，在管口组对、坡口精修、预热、层间温度控制等关键工序上重视不足。受集训周期和年龄限制，人机协同训练时间较短，部分人员抵触自动化新工艺，导致遥控面板参数调节及焊接故障应急处置能力不足，持续增加了缺陷产生的概率。

（2）设备工装因素。自动焊送丝机构运行过程中出现间歇性卡滞，多焊机同步启动造成电网电压波动，电弧不稳诱发未熔合等缺陷；坡口采用火焰切割，加工质量较低；使用较薄切割砂轮片打磨焊道容易出现较深的夹沟，进一步增加了出现夹层未熔合的概率；气保工位未配备气体检测装置，无法监测保护气体成分，气体纯度不足易造成焊缝氧化及气孔缺陷。防风棚数量不足，仅满足自动焊工位使用，氩弧焊工位无有效防风设施。

（3）母材与焊材因素。X70钢材热敏感性高，管材本身的壁厚偏差和组织偏析易催生未熔合缺陷；火焰切割使坡口表层生成淬硬组织，且坡口角度、对口间隙波动大，诱发夹渣和气孔；大口径管材出厂存在失圆问题，导致组对错边。此外，管材剩磁、现场杂散磁场及地线安装错位形成磁偏吹，引起电弧偏移，导致单侧熔深不足和未熔合。焊丝库房温度不满足15~25℃、湿度≤60%

的存储规范，致使焊丝受潮锈蚀，焊接时产气形成气孔缺陷。

（4）工艺执行因素。未严格按照PQR-2021301《焊接工艺评定报告》要求管控预热温度、层间温度及焊道间隔时间；施焊时未依据坡口实际尺寸预先调试主机参数，坡口两侧热输入不均匀，诱发未熔合、夹渣缺陷；焊道接头打磨不符合规范，未形成1:5缓坡过渡；各层焊道接头错开间距小于30 mm；坡口面铁锈、油污清理不干净，焊接轨道铺设平整度不达标、保护气体流量参数设置失误；已出现的微小缺陷未及时返修，缺陷持续延展、劣化失效。

（5）环境因素。集训期间连续低温阴雨，现场施焊条件达不到焊接作业环境要求（规范要求环境温度12~18℃、空气相对湿度28~33%RH）；氩弧焊作业工位未设置封闭式防风围挡，现场风速超出工艺允许限值。低温、高湿外加气流扰动，大幅降低氩气保护屏障稳定性，造成打底焊焊缝保护不良，焊缝成型质量不合格。

2 优化策略

（1）强化人员思想建设与分层实训。一是落实质量安全教育，摒弃传统手工焊固有思维，确立质量优先准则，建立缺陷闭环管理制度，确保探伤缺陷溯源并现场返修，严禁对不合格坡口进行施焊。二是重构模块化培训课程，细化熊谷A-302全自动焊机教学内容，增设设备原理、参数联机调试及遥控操作课程，扩充坡口处理、管口组对及温控实操课时；结合学员基础与年龄实施分组教学，加强人机联动练习，提升熔池控制与故障应急处理能力。三是建立阶段性考核准入制度，以考核促进学员主动掌握新工艺，消除对自动化焊接的排斥心理；作业期间同步开展自主质量巡检，从源头减少人为重复性缺陷。

（2）优化设备维保与工装配置。全面检修改造供电线路，为焊机加装稳压设备，采用错峰开机策略以规避电压波动；拆解保养送丝机构，消除送丝卡顿故障；淘汰火焰切割坡口工艺，引进全自动冷切割坡口机，提高坡口加工质量；配置合格的打磨砂轮片，严格执行1:5接头缓坡打磨标准；配齐混合气检测仪及压力表校验器具，建立设备日常巡检台账，实现设备故障与焊接质量的双向追溯。



(3) 全流程管控管材与焊材质量。管材进场需复检壁厚与圆度，不合格者严禁用于实训；施焊前利用专用对口器校圆并控制错边量与间隙；购置全自动冷切割坡口机替代火焰切割以消除坡口淬硬层，提升坡口加工质量；对带磁管材实施焊前消磁，规范固定接地线位置以消除磁偏吹影响。改造焊材库房以实现恒温恒湿，完善焊丝入库验收、分区存放及领用登记制度，每日剩余焊丝按规定回收存放，杜绝受潮锈蚀。

(4) 推进工艺标准化闭环管控。焊前依据实测坡口尺寸精准设定焊接速度、摆幅、坡口边缘停留时间等工艺参数；逐项核查坡口清洁度、对口间隙及错边量，坡口指标不合格管口严禁组对装配；提前校准行走轨道平整度、调试保护气体流量，经试焊工艺稳定后再开展正式施焊。施焊期间强化全过程巡检，发现微小缺陷立即现场返修；依托典型缺陷案例常态化开展工艺复盘，固化标准化作业行为。

(5) 完善作业环境监测与防护措施。所有氩弧焊工位加装专用防风棚，开工前检查防风有效性；配备便携式温湿度仪实时监控环境指标，在低

温工况下适当提高预热温度以抵消环境不利影响；焊丝统一存放于保温筒内，严禁露天放置以防受潮。当温湿度超标时，须采取防风、控温及焊丝保温三项补救措施，满足工艺条件后方可施焊，以确保气体保护焊接质量稳定。

3 结语

本次X70管道组合自动焊集训实现了“以实训促技能、以探伤促质量”的培训目标。12名学员均熟练掌握GTAW+FCAW-G整套焊接工序，3名学员实操焊口取得PAUT、RT联合检测双I级优质试件成绩，整体培训成效显著。但探伤检出的未熔合及纵深线性缺陷，也暴露出学员质量意识不足、工艺执行力薄弱及现场全流程管控疏漏等短板，为后续培训优化指明了方向。质量观念缺失是缺陷反复发生的核心内因，仅依靠设备升级与工艺优化无法根治质量通病。后续应建立焊工终身质量跟踪档案，常态化组织回炉复训，持续跟踪学员施工现场焊口检测数据，并根据薄弱项动态增补专项实操课程，推动集训成果转化为现场施工质量管控能力。唯有实现质量责任入脑、工艺标准入心、实操技能入手“三位一体”，才能建成专业化焊工自动化作业队伍。



作者简介：朱晓东，1973年生，本科，管道维抢修焊工技能专家，主要从事油气管道应急抢修及焊接工作。联系方式：13964696682，41597664@qq.com。

赔给谁 赔多少 怎么赔

——管道临时用地赔偿政策落实难点之对策

詹宇

国家管网集团浙江省天然气管网公司

摘要：管道保护法第二十七条规定的补偿工作，在实践中体现为“赔给谁、赔多少、怎么赔”三大核心问题。本文基于某管道企业2025年环焊缝开挖复拍项目政策处理实践，系统分析了问题的主要表现和原因，并提出针对性的解决对策。通过实践表明，政策处理工作须坚持依法依规、政企协同、公开透明，兼顾全局利益与个体诉求，方可有效保障管道施工作业顺利推进，并为同类依法补偿工作提供参考。

关键词：管道保护法；政策处理；土地权属；补偿机制；政企协同

管道保护法第二十七条规定：“因管道巡护、检测、维修等作业给土地使用权人或者其他单位、个人造成损失的，管道企业应当依法给予赔偿。”管道企业在履行该条规定时，不可避免地要与管道沿线群众或村集体洽谈补偿、签订协议等工作，以保证维检修作业的正常进行。该项工作统称为“政策处理”，是一项涉及各方利益的、政策性很强的工作，也是一项检验管道企业依规办事、情理兼顾、化解矛盾、保障作业实施等能力和水平的重要工作。

本文以某管道企业2025年环焊缝开挖复拍施工项目政策处理实践，围绕“赔给谁、赔多少、怎么赔”三个方面，分析存在的问题和原因，提出解决对策，以期涉及依法补偿的工作提供参考。

1 赔给谁：土地权属模糊，补偿对象难确定

（1）问题表现。一是村民以祖宗地、自留地为由主张专属使用权，与村集体文件中土地权属界定冲突，村干部因担心承担维稳、纠纷责任，不愿现场指界、签字确认。二是相邻地块间历史界址不清，多户村民对同一地块使用权各执一词，陷入

“谁都不敢赔”的困境；村道、荒坡等公共属性地块的补偿款归属在村集体，但内部分歧严重，阻碍协议签订。土地权属不明是政策处理的首要障碍，致使土地借用、补偿洽谈、进场施工作业停滞，严重拖慢项目进度。

（2）原因分析。一是农村土地历经多轮承包调整，部分地块权属信息缺失、变更记录不全，形成大量“账实不符”的历史欠账。二是村民基于长期耕种事实，形成了“占有即所有”的观念，与法律规定的确权方式存在认知偏差。三是基层干部缺乏明确的容错机制与履职激励，“多一事不如少一事”的心态下倾向于回避。

（3）具体对策。

建立联合确权机制。坚持先确权、后洽谈、再施工的原则，由管道企业牵头，联合乡镇政府、自然资源所、村委会开展现场联合踏勘、地界指界工作，精准划定施工涉及土地的权属范围、占地面积、涉及农户。现场核实无误后各方签字确认，形成正式文件，作为后续补偿、施工的唯一合法依据，彻底杜绝部分村民事后反悔、二次扯皮等问题。

实行属地包干机制。按照属地管理的原则，由乡镇政府全程牵头负责土地协调、纠纷调解、补偿发放等全部工作。补偿资金统一拨付至乡镇政府专用账户，由乡镇、村委依规核对、逐级发放至农户手中，企业不直接对接村民、不单独洽谈补偿、不直接支付款项。有效规避企业与村民直接对立，化解钉子户阻工、私下纠缠等问题，大幅提升政策处理效率。

统一权属认定规则。针对历史遗留无权属证明地块，以乡镇、自然资源所官方认定为准；存在多户争议地块，由乡镇牵头调解，统一权属和补偿分配方案后再启动施工；个人承包地、自留地、宅基地的使用权归农户；村道、水渠、荒坡、公共空地属村集体，补偿归村委集体统筹分配；青苗、农作物、果树、苗木等实行谁种植谁经营就赔付给谁；有土地纠纷、权属争议地块实行先搁置、不私下赔付，镇村确权后再打卡。

2 赔多少：补偿期望值偏高，骗补行为频发

（1）问题表现。一是以“信访专业户、街道维稳重点人员”等头衔索要高额赔偿，如某村民提出每道耕地（种植有红豆杉）赔偿1.5万，合计需赔偿10万。二是连夜突击抢栽高补偿品类果树，刻意隐瞒现场实际情况，蓄意虚报附着物品类、数量，恶意套取补偿。三是大部分村民对土地用地性质存在认知误差，认为管道临时用地与高速公路永久性用地一样，要求按照永久性建设用地标准补偿费用。这一系列问题导致企业核查核实周期长、工作量增加，同时在作业期间容易激发群众矛盾，使施工不能按期进行。

（2）原因分析。一是法治观念薄弱，对土地管理法、管道保护法等法律缺乏基本了解，将依法补偿误解为“可讨价还价的商业交易”；二是历



史惯性形成负面示范，其他项目可能采取对无理取闹者给予额外补偿，以求息事宁人，客观上助长了“闹即得益”的不良风气；三是抱有投机取巧的心理，部分村民认为虚报抬价即便被识破也无损失，一旦得手则获利丰厚，违规成本几乎为零。

（3）具体对策。

开展三方联合核查，全面固定原始确权证据。施工进场前，组建乡镇政府、村（社区）委会、项目实施企业三方联合清点核查专班，对项目施工红线范围开展全覆盖、无死角实地核查，完整留存第一手原始影像资料，完善附着物位置、品类、规格、数量等信息台账。针对存在权属争议的地块、高价值名贵苗木、大面积种植区域等重点风险点位，主动邀请公证机构到场全程公证，出具法定公证文书，以规范化、法治化手段锁定核查成果，从源头杜绝农户事后追加补偿等问题。

及时发布公示公告，明确违规不予补偿原则。项目启动前通过村级公告栏、施工沿线醒目点位等渠道发布项目公告及补偿政策公告，明确政策红线，属于抢栽抢种、违规搭建等行为一律不予补偿。公告张贴、公示留存、政策告知全过程录像取证，建立完整公示档案，形成制度化、可溯源的处置依据。

实行分级分类计价，严格据实精准核算补偿。严格遵照属地政府统一补偿标准，实行分类定级、分项计价。各类树木苗木结合植株规格、生长情况实行差异化分级核算。所有补偿核算严格以三方现场核定台账、公证文书为法定依据，坚决不予采信农户自主上报的数据，确保核算结果账实相符、数据精准、全程可溯，有效整治虚增数量、恶意抬价、漫天要价等违规牟利行为。

坚持政策刚性执行，规范争议现场处置标准。针对数量虚报、恶意抬价、诉求争议等问题，实行现场答疑、当场纠偏、就地稳控的处置方式，明确告知政府法定的统一补偿标准，无任何额外加价、特殊补偿的政策空间。工作人员必须吃透政策条款、熟练掌握工作流程、严守政策纪律红线，坚持统一政策解读口径、统一执行标准、统一处置尺度。

3 怎么赔：赔付方式引分歧，资金发放遇梗阻

（1）问题表现。一是农户诉求与既定赔付方

式不符引发分歧，不了解也不认可“乡镇拨村、村级代发”的基层借地补偿工作流程，片面认定当前赔款方式不合理、不规范，担心资金滞留、发放延迟、账目不清的风险，要求由乡镇财政部门直接一次性拨付至本人银行卡账户。二是认知偏差引发信访纠纷及舆情隐患，个别农户诉求一致、相互附和，坚持个人诉求，反复到镇村部门咨询、上访，导致村内部分群众跟风质疑补偿发放，引发负面议论，对项目推进及基层工作公信力造成不良影响。

（2）原因分析。一是群众对基层治理的信任度不高，部分农户对村集体财务管理规范性存疑，涉及直接经济利益时被急剧放大。二是前期沟通重标准解读、轻流程介绍，对赔付方式的制度逻辑与监管保障宣讲不充分，造成了认识上偏差。三是诉求回应不及时，疑虑未能有效疏导，小问题升级成了大矛盾，个别诉求也演变成了群体性质疑。

（3）具体对策。

多维释疑解惑，破除认知盲区。组建镇村专项工作组，开展一对一精准政策解读，摒弃粗放式口头宣讲，采取“政策原文+典型案例+台账公示”模式答疑解惑。通过现场出示资金管理办法、公示资料、过往发放台账及拨付流水，明确村级代发模式的合规依据，详细说明资金专户管理、专款专用、全程留痕、公开透明的监管体系，消除农户资金安全顾虑，纠正其要求财政直接拨付个人账户的片面认知。

优化服务流程，柔性化解矛盾。在严守财政管理制度和政策底线的基础上，优化补偿发放便民服务。全程邀请农户见证资金拨付、村级核对、分户打卡全流程，实时同步拨付进度，及时推送到账凭证及公示资料，充分保障群众知情权与监督权。待农户完全理解政策、消除疑虑后，组织农户完成补偿发放签字确认手续，规范完善发放台账。

4 结语

政策处理工作是一项系统工程，既要有法可依、依法办事，又要情理兼顾、柔性沟通；既要有全局观念、大局意识，又要关注个体诉求、群众利益。只有坚持依法依规、政企协同、公开透明的工



作方法，才能在复杂环境中顺利完成项目任务。为进一步提升政策处理工作水平，保障管道安全平稳运行，建议如下：

一是坚持依法依规，筑牢法治根基。严格贯彻落实管道保护法及地方配套实施细则，常态化组织一线管理人员、施工作业人员开展法律法规学习培训，明晰各环节法定职责与操作规范，掌握补偿标准、工作流程、政策红线，做到流程合规、处置有据、管理规范。同时注重做好“信息防”工作，经常性排查管道沿线户主信息，建立并及时更新动态台账。

二是深化政企协同，凝聚共治合力。与政府管道保护主管部门及沿线乡镇有关单位建立常态化沟通对接机制，遇到用地协调、矛盾纠纷、隐患整治等工作，积极依靠政府主管部门和乡镇基层治理力量，共同做好群众的思想工作，合力化解纠纷矛盾，统筹推进管道保护相关工作。

三是创新宣传方式，营造良好氛围。通过进村入户宣讲、张贴宣传标语、发放宣传手册、短视频等多种方式，面向管道沿线群众普及管道保护的重要意义、安全常识及法律责任，重点宣讲管道保护法规定的禁止行为、责任义务，澄清群众对用地性质的认知误区，讲清管道施工临时用地与永久性建设用地的本质区别及其对应的补偿标准差异。



作者简介：詹宇，2000年生，本科，初级工，现为浙江省天然气管网公司丽水作业区管道保护岗区段长，从事管道保护工作4年。联系方式：15967686248，1256012616@qq.com。

新建铁路对已建输气管道的影响与防护

唐凡 张锐 罗磊

四川西联集慧油气技术有限公司

摘要：铁路项目在建设和运营阶段均可能对沿途已建输气管道的安全运营带来一定的潜在风险，主要体现为施工中的振动、基础扰动、荷载变化以及杂散电流影响等，可能引发管道位移、应力集中以及管道腐蚀穿孔。本文结合现行国家及行业相关规范要求，提出针对性防护措施与技术方

关键词：输气管道；新建铁路；交叉并行；杂散电流；安全防护；规范要求

铁路建设过程中，受地形条件约束，其走向难免会与已建输气管道形成交叉或并行关系。本文以新疆某区域新建铁路线对已建高压天然气输送管道产生的影响为研究内容，结合现场实际情况及相关规范要求，分析多处受影响管道，提出科学合规的防护方案，为同类工程处置提供参考。已建输气管道为GA1类型长输管道，管径DN300 mm，设计压力6.3 MPa，埋深1.5 m。

1 主要影响及规范要求

交叉影响。当铁路与输气管道交叉时，铁路施工产生的载荷、地基沉降以及振动，可能影响管道结构稳定性。《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规定》（国能油气〔2015〕392号）第二章及TB 10063—2016《铁路工程设计防火规范》（2025年局部修订）第4.1条的规定：管道与铁路交叉宜采用垂直交叉或大角度斜交，交叉角度不宜小于30°；当铁路桥梁与管道交叉条件受限时，在采取安全措施的情况下交叉角度可小于30°；当管道采用顶进套管、顶进防护涵穿越既有铁路路基时，交叉角度不宜小于45°。

并行影响。铁路与输气管道长距离并行铺设时，开挖作业、重型设备运行以及后续列车运行可能对管线造成的侧向压力、振动影响和电磁干

扰。GB 50251—2015《输气管道工程设计规范》第4.1.1条规定，与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界3 m以外；《油气输送管道与铁路交汇工程技术及管理规定》（国能油气〔2015〕392号）规定，管道距铁路用地界的净距不应小于3 m，埋地管道距邻近铁路线路轨道中心线的净距不应小于25 m，地上管道与邻近铁路线路轨道中心线的水平净距不应小于50 m；TB 10063—2016规定，输送甲、乙、丙类液体的管道和可燃气体管道与铁路平行埋设时，原油、成品油管道距铁路线不应小于25 m，液化石油气管道距铁路线不应小于50 m，且距铁路用地界应大于3.0 m，并应符合《铁路安全管理条例》中有关铁路安全保护区的规定。

杂散电流干扰影响。在铁路运营阶段，与管道交叉或并行段易受铁路牵引供电产生的交流杂散电流干扰，易造成管道腐蚀，影响管道安全运行和使用寿命。TB/T 2832—2021《交流电气化铁路对油气管道干扰的防护》第5章、GB/T 21447—2018《钢质管道外腐蚀控制规范》第7条、GB/T 50698—2011《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》第4.1.1条及SY/T 0087.6—2021《钢质管道及储罐腐蚀评价标准 第6部分：埋地钢质管道交流干扰腐蚀评价》等规定明确，在铁路建设期应采用

交流电流密度准则对交流腐蚀进行评估；在铁路运营阶段，应采用腐蚀速率准则或综合评价准则，补充或调整交流干扰防护措施；铁路沿线设置腐蚀速率监测，对管道交流腐蚀进行动态监测。

2 主要保护方案

2.1 交叉防护措施

经现场核实，铁路与管道的交叉位置未涉及旅客车站、编组站两端咽喉区、牵引变电所、动车段（所）、机务段（所）、车辆段（所）、设计时速200 km及以上铁路、动车组走行线的有砟轨道路基地段、各类过渡段、铁路桥跨越河流主河道区等特殊地段。与已建管道共存在6处交叉，交叉角度分别为 64° 、 89° 、 12° 、 40° 、 54° 、 66° ，其中一处不能满足管道与铁路交叉角度不宜小于 30° 的要求，该项目对交叉角度不足处采取调整管道路由的措施（图1）。

所有已建交叉段管道均设置钢筋混凝土盖板涵进行防护设计。盖板涵的规格为2.5 m（高） $\times$ 3.5 m（宽），向铁路两侧用地边界外延不少于2 m（图2）。在盖板涵施工前对被覆盖部分的管道加强焊缝检测及防腐措施，具体要求如下。

交汇处管道原有防腐层的检测与维护。对旧防腐层进行漏点排查，采用黏弹性膏修复有问题的区域。

管道焊缝双重100%无损检测。拆除位于保护涵内及两端外各3 m范围内管道的原有焊口补口材料，清洁并打磨焊缝区域，进行全周长的超声波检测和X射线检测，检测覆盖率均为100%。检测等级要求达到II级，检验过程需严格遵循SY/T 4109—2020《石油天然气钢质管道无损检测》的

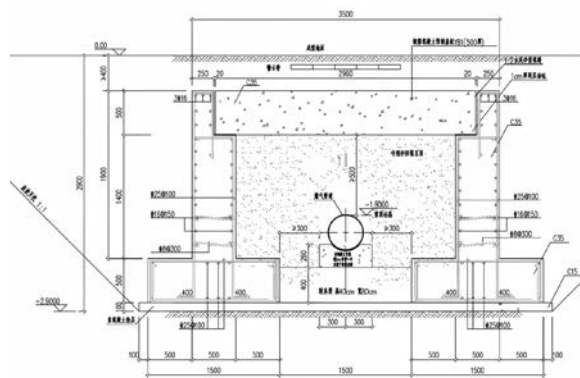


图2 燃气管道盖板涵详图

相关规定。在完成管道及弯头的补口工作后，对整个开挖区域的管道进行3PE加强防腐处理，再使用电火花检漏仪进行检查，检测电压设置为15 kV，确认无漏点作为合格判定标准。最后对已完成无损检测的焊接部位进行再次密封操作。

针对交叉段中铁路基墩与管道安全距离未达到相关规定的情况，考虑管道迁移费用较高，经与铁路相关部门沟通后决定修改铁路基墩位置，调整后的基墩与管道间距达到3 m的安全距离，符合规范要求。

2.2 并行防护措施

项目涉及一段管道与铁路中心线之间的水平净距未达到25 m的规范要求，为保障铁路运行安全，对本段340 m管道进行改线（图3），调整后管道与铁路中心线的距离为43.6 m。改建段选用型号为 $D 323.9 \text{ mm} \times 8 \text{ L360N}$ 的无缝钢管，沿线转角区域使用 $D 323.9 \text{ mm} \times 8 \text{ R}=6 D$ 热煨弯管。

鉴于下游管道主要连接工业关键用户，项目拟采用持续供气的带压封堵技术进行改线施工。改动后的管道焊缝依据GB 50251—2015进行全覆盖的外观检查，实施X射线全面探伤与超声波全范围检

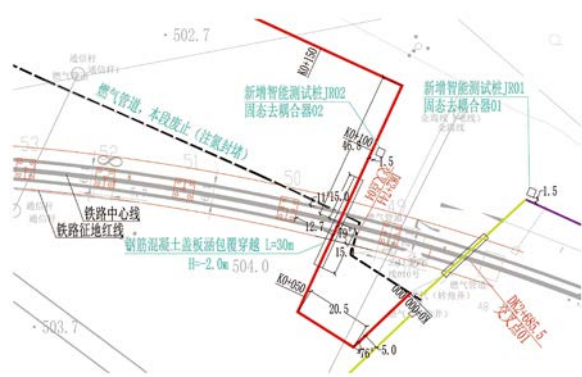


图1 管道交叉段迁改示意图



图3 管道迁改走向示意图

测,质量评定必须达到Ⅱ级或以上水平。

进行动火接头作业时,依据QSY 05064—2018《油气管道动火规范》相关要求,改线管道与原有管道的动火连接位置应距原管道的环焊缝至少2 m,具体的动火接头位置需依据原管道环焊缝的位置进行适当调整。

结合SY/T 7413—2018《报废油气长输管道处置技术规范》相关要求,经综合分析施工复杂性、工程成本及现场状况等多方面因素,本项目采取“封堵两端+氮气保护”后,原位置弃置的处理方式。

2.3 管道排流措施

该项目区域的土壤电阻率超过 $25\ \Omega\cdot\text{m}$,而交流电流密度需控制在不超过 $60\ \text{A}/\text{m}^2$;埋设在地下的管道与交流供电设备之间需保持最小距离为5 m。

为降低交流干扰对管道产生的影响和危害,在交流干扰较为严重的区域采用固态去耦合装置结合接地锌带的防护方案,每个交流干扰防护站包括一台固态隔离器、指定规格为 $15.88\ \text{mm}\times 22.22\ \text{mm}$ 的高纯锌带及其配套附件。

为精准监控铁路运行过程中对管道阴极保护电位产生的干扰,项目增加了智能测试桩,实时采集管道的通电电位、极化电位以及直流电流、交流干扰电流与电压等相关参数。测试桩配套设置腐蚀速率测试试片,定期检测管道腐蚀情况。

交流干扰防护设施的设计并非一次性完成。因此在后续运行期间,应定期进行交流干扰的检查与排除;在管道及干扰源全面投产运行后,由业主召集第三方专业检测机构对管道受到的干扰影响及防护效果进行实际检测,并依据检测数据逐步优化防护方案。

3 施工注意事项

由于铁路桥墩接近管道,铁路施工过程中禁

止在距离管道中心线两侧各5 m范围内使用机械设备,避免损坏管道。基坑的单次开挖长度不得超过15 m,每隔5 m设置一道支撑墩,支撑墩与管道之间需铺设1 cm厚的橡胶垫,以防止管道长期处于悬空状态。工作人员需密切关注挖掘深度及土层变化,当挖掘接近管道顶部0.5 m时,应再次借助仪器测量管道的埋深位置,防止使用尖锐或锋利工具触碰管道及损坏防腐层。桥梁施工前应结合设计资料进一步探明地下管线的类型、走向、埋深等情况,并获得产权单位许可后方可施工,严禁盲目施工。若发现对墩台施工有干扰且未采取相关防护措施的管道,应核实管道情况后及时通知设计单位研究处理。桥梁基础施工完成后,基坑应及时回填,回填土部分应分层夯实,严禁采用膨胀土回填。

4 结语

新建铁路建设阶段涉及输气管道等关键基础设施时,应建立多方协同机制,明确各方责任边界与技术接口。在设计、施工及运营全周期需严格落实国家及行业相关技术规范,通过优化交叉角度、调整并行间距、强化结构防护、实施排流降干扰及完善监测体系,可有效控制管道位移、应力集中与腐蚀风险。同时,应加强多专业协同和全过程管理,确保铁路工程顺利推进的同时,维护油气输送系统的完整性与长期安全运行。



作者简介:唐凡,本科,中级工程师,主要从事天然气管道设计工作。联系方式:15982162907, 470446943@qq.com。



为什么要开展管道建设项目环境影响评价

问：

《石油天然气管道保护法》第十三条第三款规定：管道建设项目应当依法进行环境影响评价。请问其必要性是什么？内容一般包括哪些方面？

答：

除了《石油天然气管道保护法》的相关规定外，《环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》规定：管道项目需在可行性研究阶段同步完成环境影响评价工作。

管道环境影响评价是项目建设的法定前置义务，其批复是管道项目通过发改核准、取得占地及涉水涉林许可的法定前置条件，未取得则无法合规开工；文件是环保竣工验收、日常监管及应急处置的核心依据，从源头界定企业主体责任，强制落实治理与风控资金，保障项目全周期合规运行。

其主要作用体现在三个方面：一是优化路由、源头避害。落实法律对生态敏感区、地灾易发区的避让要求，量化生态损害、泄漏风险及敏感目标影响，优选低损路由。针对不可避让敏感段，定量评估风险并配套专项防护，为工程决策提供科学依据，规避因选址不当造成生态隐患。二是适配线性工程双重风险。管道施工期易造成水土流失，运营期腐蚀或第三方损坏等极易引发泄漏污染水体土壤，修复难度大。环境影响评价通过情景模拟前置防控措施，从设计端削减环境事故概率。三是分级风控与应急支撑。以截断阀区间为单元完成环境风险分级，差异化配置应急资源。同时模拟泄漏扩散路径，制定成套处置方案，明确物资储备与监测标准，为企业应急预案及政企联动提供技术支撑。

环境影响评价覆盖项目规划、施工、运营、退役全生命周期，核心内容分为五大模块，形成全链条环境管控体系。一是工程概况与路由方案比选。梳理管径、输送介质、站场阀室布局、穿跨越工程、占地范围、施工工艺等基础信息，开展多路

由环境比选，择优选定方案；无法避让区段配套管壁加厚、泄漏预警、阴极保护等专项防护设计。二是沿线环境现状与敏感目标调查。全面摸排水源、生态、人居、地质环境要素，精准识别生态保护红线、人口密集区等敏感目标，划分敏感等级，编制分布图，为风险分级与措施制定提供依据。三是全周期污染影响预测与防治。施工期预判植被损毁、水土流失、施工废水等影响，配套表土回填、无损穿河、废水回用、迹地复绿等防控措施；运营期针对设备噪声、废水、废气、固废等配套标准化治理设施，确保达标排放；退役期制定油品清空、管道清洗、土壤修复方案，杜绝介质污染水土。四是突发环境事件风险专项评估与分级防控。通过情景模拟预判油品扩散范围与损害程度，划定高风险管控区段。重大风险管段增加壁厚、缩短检测周期，水源区段布设在线监测，人口密集区增设监控预警，地质灾害区段配套边坡支护与位移监测。全线配套SCADA系统与远程截断阀，缩短应急响应时间。五是应急处置与长效环境管理。制定分级处置流程与应急物资布设方案，组建专职应急队伍，搭建政企联动机制。建立长效监测体系，定期开展风险排查与评估，足额落实环保投资，保障防控措施落地见效。（甘肃省科技计划项目24JRRA711-2026QNTD028）



作者简介：曹兴，1969年生，本科，高级工程师，甘肃省生态环境应急与事故调查中心主任，研究方向为环境应急管理。联系方式：13893135033，857807780@qq.com。

具身智能体集群在油气管道高后果区管理中的应用

谢孝宏 侯鹏 孙永刚 孙海外

国家管网集团北方管道天津输油气分公司

摘要：针对传统管道巡检“感知—决策—执行”环节割裂的问题，提出一种基于具身智能体集群的协同巡检方案。方案整合防爆巡检机器人、无人机集群与光纤传感网络，依托数字孪生平台构建“感知—认知—决策—执行”闭环，详述协同机制并以第三方施工防控为典型场景验证。实践表明，该方案实现了巡检从“人工周期性覆盖”向“系统全天候在场”、风险响应从“被动接警”向“主动出击”的转变，提升了巡检连续性、响应速度与人员安全水平，为人员密集型高后果区管理提供了技术支撑。

关键词：具身智能体集群；高后果区；智能巡检；闭环联动

人员密集型高后果区一旦发生事故可能造成重大人员伤亡，是管道安全保护的主战场。强制性国家标准GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》从国家层面明确了人员密集型高后果区的定义与分级管控要求，打破了以往各地、各企业依据自身标准“各自为战”的局面，推动管道安全管理从“被动应对”向“主动预防”全面转型^[1]。传统巡检模式在应对新国标的严格要求时，其内生性缺陷愈发凸显，症结不在于巡检人员不够勤勉，而在于“感知—决策—执行”三个环节的割裂。在感知环节，管道穿越山区、河流等复杂地形，人工巡检难以全覆盖，内检测周期长，存在大量时间盲区^[2]。在决策环节，现场异常信息需层层上报、逐级研判，传递链条长、响应滞后。在执行环节，管道廊道、阀室等属高危环境，人工进入面临中毒、爆炸等直接风险；传统巡检机器人依赖固定路线，灵活性与自主性不足，难以应对复杂多变的现场情况。三个环节各自为战，使得巡检体系在面对第三方施工、打孔盗油等突发风险时，往往“发现即险情”。因此，实现巡检的体系

性升级，成为人员密集型高后果区管理亟待突破的瓶颈，具身智能体技术以其闭环特性为此提供了全新的解题思路。

1 具身智能体：打通“感知—决策—执行”闭环

具身智能体是指通过物理实体与环境实时交互，实现感知、认知、决策和行动一体化的智能系统。中国人工智能学会《具身智能（2026版）》指出，具身智能体具有涉身性、情境性、主动性和交互性等特点，具备自主感知、自主决策、自主执行的能力闭环^[3]。这一技术范式恰好击中了传统巡检模式“三个环节割裂”的症结。在油气管道领域，具身智能体技术正快速落地。昆仑数智研制出油气场站自主决策防爆巡检机器人，大模型理解人类模糊指令、规划任务，机器人自主执行并反馈结果，全程无需人工参与。延长石油管道公司将在1900余公里管道沿线部署无人值守机库，无人机自动起飞、巡检、充电，实现“机为主，人巡为辅”。长庆油田第二输油处融合光纤振动预警、智能巡检机

器人、无人机巡护等技术，构建“风险全面掌握—智能排查—联动处置”闭环体系^[4]。青岛能源集团构建“无人车全域巡检+人形机器人智慧调度”双智联动格局。这些实践指向一个共同趋势：巡检装备正从“被动执行”走向“自主决策”，从“单一设备”走向“集群协同”，这正是唐鑫等^[5]提出的“技防主导、人防辅助”空天地一体化巡护新范式的生动注脚。

2 具身智能体集群协同方案

2.1 总体架构

本文提出高后果区“具身智能体集群”协同巡检方案，以数字孪生管控平台为调度中枢，整合防爆巡检机器人、无人机集群、光纤传感网络等多类具身智能体，形成“感知—认知—决策—执行”一体化闭环。管控平台接入光纤传感、视频监控、内检测、SCADA等多源数据，承载动态风险评价引擎。该引擎基于管道本体缺陷、内外腐蚀、地质灾害、第三方活动等多因素耦合模型，实时计算高后果区风险等级并将结果可视化，在数字孪生场景中实现管道风险状态的动态映射与模拟推演^[6]。平台同时集成智能完整性管理功能^[7]，生成巡检任务并自动分派至各类执行体，实现“一键督办”闭环管理——报警自动分发至责任人员移动终端，处置时限自动计时，超时自动升级推送，处置过程全程留痕。具身智能体集群涵盖三类执行体：防爆巡检机器人（地面）、无人机集群（空中）、光纤传感网络（地下）。这些执行体通过多模态传感器自主感知环境，借助AI

大模型理解任务意图，自主规划路径并灵活避障，独立完成巡检任务并回传结构化报告。整体架构如图1所示。

2.2 具身防爆巡检机器人

具身防爆巡检机器人将大语言模型、行业知识库与可见光、红外线、激光雷达、可燃气体探测等多维感知融为一体，具备自主感知、自主决策、自主执行的能力闭环，能识别仪表、辨阀门、查跑冒滴漏，更能理解任务、规划路径、自主绕障。传统巡检机器人依赖固定路线和预设规则，一旦通道被堵或任务临时调整仍需人工接手，而具身防爆巡检机器人的核心突破正在于打破了这一局限。昆仑数智与中关村机器人产业创新中心联合研发的防爆巡检机器人“小智”已在新疆油田规模化应用。2026年春节假期，“小智”累计运行216小时，代替人工巡检350多人次，在零下40℃极寒环境下出色完成任务。研发团队采用航天级温控模块材料，确保机器人在-40℃至60℃极端温差下稳定运行，导航误差控制在±10 cm以内。

2.3 无人机自主巡护

无人机集群是空中巡检的主力执行体。管道穿越的山区、沟壑、沼泽等复杂地形，地面人员难以到达，空中巡检却能轻松覆盖^[8]。延长石油管道公司正在构建无人机自主巡护体系，在1900余公里管道沿线部署无人值守机库、无人机及中继设备。无人机从机库自动起飞、自动巡检、自动充电，快速飞抵油区任何井场，2小时完成20公里管线巡查，巡检效率较传统人工模式大幅提升，有效破解了复杂地形巡检难题。



图1 具身智能体集群协同巡检架构

2.4 多机协同联动

单一智能体难以满足高后果区全域覆盖需求，多机协同成为必然趋势。“空天地”一体化巡检网络将光纤传感（地下）、防爆巡检机器人（地面）、无人机（空中）整合为统一体系^[9]。光纤传感网络利用与管道同沟敷设的通信光缆实现7×24小时不间断监测，异常定位精度达米级。当光纤感知到异常振动时，管控平台在约15秒内完成信号分析并自动生成核查任务，优先向距离目标最近的无人机机库下达起飞指令，无人机平均2分钟内升空，5分钟内飞抵现场，同时推送工单至责任人员。地面机器人在收到精准坐标后自主规划路线抵近确认，形成时间轴上紧密衔接的“接力”闭环。

2.5 典型场景：第三方施工智能防控

第三方施工是高后果区最突出的外部威胁。具身智能体集群在此场景下完整呈现了从“感知”到“执行”的一体化闭环。光纤传感网络7×24小时监测管道沿线振动信号，捕捉到机械施工特征频率后，系统自动分析振动源位置，实测定位误差可控制在10米以内。管控平台随即向无人机发出起飞指令，无人机自主飞抵目标区域，通过AI视觉识别确认施工机械类型，现场画面实时回传。当无人机识别出疑似风险点时，系统可立即调度地面机器人抵近核查，多模态大模型同步分析红外、可见光及气体传感数据，快速判断风险等级。确认为高风险施工后，智能警示牌自动开启语音提醒和远程喊话功能，系统具备信息共享和多端联动功能，自动生成工单并推送至指定人员手机APP^[10]，向责任人员推送包含施工位置坐标、现场图像和风险评级的工单。现场需执行关阀等物理操作时，防爆巡检机器人凭借双机械臂在视觉引导下完成精细任务，具备执行阀门操作等高精度作业的能力。

3 具身智能体集群带来的三重改变

3.1 重塑巡检节奏：从“周期性覆盖”到“全天候在场”

传统巡检模式受制于人力和地形，只能做到“周期性覆盖”——巡护人员一日两巡已是上限，内检测5~8年才实施一次，大量时间窗口处于无巡护资源覆盖的“真空”状态。具身智能体集群彻底打破了这一局限：防爆巡检机器人24小时在场站内自主穿行，无人机从机库自动起飞俯瞰千里管道，光纤在地下全天候静默感知。管道巡护从“一日两巡”的片段式覆盖，升级为7×24小时的连续在场。可量化成效印证了这一转变的幅度：某油田场站在2026年春节假期的日常巡检中，防爆巡检机器人累计运行216小时，代替人工巡检350多人次，单个场站运维成本下降30%~40%；无人机2小时完成20公里管线巡查；在“智慧中台+四足机器人”架构下，一线巡检人员暴露风险降低90%以上（表1）。

3.2 重塑风险响应：从被动接警到主动围猎

传统风险响应遵循“发现异常—人工确认—逐级上报—组织处置”的线性流程。当一个环节被延迟，整个响应链条就会失速。具身智能体集群将这一流程重构为“光纤感知异常→无人机自动抵近侦察→机器人地面确认→平台秒级推送工单”的并行闭环。风险不再是“被人发现的”，而是“被系统捕获、追踪、确认、围猎的”。这一转变在第三方施工防控场景中体现得最为充分：振动信号在施工机械接触管道之前即被光纤捕获，无人机数分钟内飞抵目标区域进行AI视觉确认，智能警示牌同步开启语音提醒，工单直达一线人员移动终端。从“发现即险情”到“征兆即预警”，从“层层上

表 1 具身智能体集群在高后果区智能巡检中的应用成效

应用场景	具身智能体方案	实践成效
油田场站日常巡检	防爆巡检机器人24小时自主巡检	春节假期代替人工巡检350多人次，单场站运维成本下降30%~40%
管道线路巡护	无人机从机库自动起飞、巡检、充电	2小时完成20公里管线巡查
第三方施工防控	光纤+无人机+机器人联动处置	构建“发现—预警—干预”闭环，定位误差≤10米
高危区域巡检	防爆机器人替代人员进入易燃易爆区	一线人员暴露风险降低90%以上
多作业区协同	地面机器人+空中无人机+智能穿戴	联合装置巡检减少8人，劳动生产率显著提升
风险应急响应	机器人自主决策、绕障、抵近侦察	响应时间从小时级压缩至分钟级

报”到“直达一线”，风险响应时间从小时级压缩至分钟级。

3.3 重塑人机关系：从机器辅助人到人监督机器

在传统巡检体系中，巡检机器是人的辅助工具——人负责判断和决策，机器只负责执行预设任务。具身智能体集群的部署带来了人机关系的根本性重构：机器不再是“遥控工具”，而是具备自主感知、自主决策、自主执行能力的“数智巡检员”；人的角色从“全程操控者”转变为“例外管理者”，只有在机器人遇到超出预设边界的异常情况时，才会介入判断和干预。青岛能源集团的实践生动诠释了这一转变：实体机器人成为连接虚拟数字空间与现实调度业务的智能枢纽，推动燃气安全管理从“人防为主”向“技防优先”深刻变革。

人机关系的重塑必然涉及制度层面的衔接。《石油天然气管道保护法》规定管道企业应配备专门人员对管道线路进行日常巡护。具身智能体集群并非替代法定人工巡护义务，而是对传统巡护手段的补充升级：人工巡护法定职责不变，具身智能体集群作为“技防”手段，用于提升巡护频次、覆盖人工盲区、替代高危环境作业，与人防形成互补关系。新国标GB 46767—2025要求对人员密集型高后果区实施全生命周期分级管控，具身智能体集群正是这些要求的物理落地——机器人深入危险区域采集数据，无人机覆盖人工巡护盲区，光纤传感与执行体联动构建起全链条安全防线，实现法律合规与技术升级的统一。

4 结语

具身智能体集群正在油气管道高后果区巡检领域引发一场深刻变革。防爆巡检机器人搭载“具身大脑”自主完成全流程巡检，无人机从机库自动起飞覆盖千里管道，光纤在地下静默感知。这场变革的核心在于打通了传统巡检模式中“感知—决策—执行”三个环节的割裂状态，让管道高后果区巡检

从“人的眼睛看、人的大脑判断、人的手脚执行”转向“机器感知、AI决策、机器执行、人监督管理”，管道安全保护正从依靠人的勤奋，走向依靠系统的智慧。

参考文献：

- [1] 张圣柱, 潘盼, 曹旭. 辨识管理高后果区 筑牢管道安全防线[J]. 管道安全保护, 2026(1): 4-7.
- [2] 张华兵. 新国标GB 46767背景下高后果区管理现状分析与实施建议[J]. 管道安全保护, 2026(1): 13-16.
- [3] 中国人工智能学会. 中国人工智能系列白皮书—具身智能(2026版)[R]. 2026.
- [4] 彭珂岩, 郭龙. 油田输油管道安全保护工作创新实践[J]. 管道安全保护, 2025(2): 35-36+59.
- [5] 唐鑫, 蒋华明, 谭威, 等. 长三角油气管道智能化巡护管理新范式探索[J]. 管道保护, 2025, 2(5): 83-90.
- [6] 蔡欧. 主动智能防控体系在高后果区管理中的实践探索[J]. 管道安全保护, 2026(3): 15-18.
- [7] 谢孝宏, 何景丽, 徐南, 等. 数字孪生驱动下油气管道智能完整性管理研究与应用[J]. 石油化工自动化, 2026, 62(2): 6-12.
- [8] 田野, 顾继俊, 李宏霞, 等. 油气长输管道巡检机器人研究现状及展望[J]. 管道保护, 2025, 2(6): 74-79+88.
- [9] 谢成. 油气管道空天地一体化保护实践与应用[J]. 管道保护, 2025, 2(2): 91-96.
- [10] 马文甲. 高后果区视频监控与智能警示牌势态感知系统建设[J]. 管道安全保护, 2025(2): 31-32.



作者简介：谢孝宏，1975年生，工程硕士，高级工程师，主要从事长输管道建设与运营工作。联系方式：18522012166, xiexh@pipechina.com.cn。

油气管道外防腐层检测腐蚀活性定量分析

倪曦¹ 文义维¹ 何航²

1.遵义市特种设备检验所；2.四川页岩气产业技术开发有限公司

摘要：电化学腐蚀作为油气管道的主要失效模式，现有防腐层破损位置管体腐蚀检测评价方法存在一些局限。本文通过管线资料调查与潜在危险分析、管体腐蚀活性初步评价、防腐层破损位置腐蚀速率测试以及对交流电位梯度法、密间隔电位法、直流电位梯度法检测的数据进行修正，提出一种油气管道外防腐层检测腐蚀活性定量分析方法，并在某输油管线检测中进行应用，为后续管道腐蚀检测提供新的方法和思路。

关键词：油气管道；外防腐层检测；腐蚀活性；定量分析

我国在20世纪80年代开始进行油气管道的外检测，最初仅检测管道保护电位，对于欠保护的管段采用Pearson法进行检漏。20世纪90年代末开始从国外引进DCVG（直流电位梯度法）、CIPS（密间隔电位测量法）、PCM（多频管中电流法）、ACVG（交流电位梯度法）以及最新的电化学阻抗谱技术等^[1-4]，虽然目前各种检测技术都在应用，但对防腐层破损位置管道腐蚀活性的检测评价方法尚缺乏深入研究。

本文针对油气管道防腐层破损位置腐蚀活性区域的识别进行研究，在国内外已有研究成果的基础上，提出一种油气管道外防腐层检测腐蚀活性定量分析方法，并在某输油管线检测中进行应用，为后续管道腐蚀检测提供新的方法和思路。

1 管道腐蚀活性检测

1.1 常用管道防腐层破损点检测方法

当前管道检测中最常用的防腐层破损点检测方法为ACVG法（交流电位梯度法）和DCVG法（直流电位梯度法），两种检测方法优缺点对比见表1。

车飞等研究人员通过管道上3处泄漏点ACVG、DCVG检测方法数值比较，以及开挖验证研究说

明同一泄漏点采用两种方法检测结果未必一致，ACVG检测结果同破损点腐蚀程度可能不一致，DCVG检测结果同破损点腐蚀程度较为一致，因为DCVG检测结果结合了防腐层面积与阴极保护有效性双重因素，ACVG检测结果更侧重于防腐层的破损面积^[5]。张燃等研究人员通过DCVG+CIPS技术在两佛线外检测中应用表明该方法是一种较为全面且有效的检测方法，相较以往PCM+ACVG方法可以提供较为准确的管道破损点信息、修复优先级、修复期限、阴极保护水平等，为管道维护、维修与监控提供及时、准确的科学依据^[6]。

目前来说任何一种检测方法都有其优势和局限性，所取得的检测数据往往会受到一系列因素影响，且现有检测方法侧重于管道腐蚀缺陷可检出性，腐蚀活性检测评价较少。

1.2 管道腐蚀活性检测方法

基于现有检测方法的局限性，提出一种管道腐蚀活性定量分析的检测方法，检测步骤如下。

（1）管线资料调查与潜在危险分析。

收集管道基本信息、历史和当前有效数据，至少应包括管道设计、安装、内外环境、腐蚀防护系统、运行维护资料等五类数据；以往检验记录和报告或管道企业年度检查记录；管道腐蚀穿孔记录

表 1 管道外防腐层检测方法优缺点对比

检测方法	优点	缺点
ACVG	埋地管道路由精准定位、测深，外防腐层老化状况定量评估，精确定位外防腐层破损点	导电性差管段检测效果较差，不能准确提供防腐层破损程度
DCVG	精确定位外防腐层破损点，定量评价破损严重程度确定维修次序，判定破损点管体腐蚀活性，测量防腐层缺陷分布形态，准确评估管道阴保运行状况	使用过程较为复杂，对检测人员技术要求较高；无法准确进行管道定位

等，基于上述收集到的资料，对管道腐蚀严重区域和腐蚀机理有一定了解。

（2）管体腐蚀活性初步评价。

首先，利用ACVG法查找防腐层破损位置，然后利用密间隔电位（CIPS）和DCVG法对防腐层破损位置的腐蚀活性进行初步判断，破损点腐蚀状态的评价原则为：阴极保护系统通/断区下阴极/阴极（C/C）、阴极/中性（C/N）、阴极/阳极（C/A）和阳极/阳极（A/A）四种类型。其中，阴极/阳极（C/A）和阳极/阳极（A/A）为腐蚀活性位置。

（3）防腐层破损位置腐蚀速率测试。

如果管道处于有效保护状态，需要查看破损点周围有无杂散电流源，无则排除腐蚀活性，如果有交流干扰源或直流干扰源，则分别用交流电流密度、土壤表面电位梯度或管地电位正向偏移评价管道破损点处的腐蚀活性。其中，交流电流密度认为大于 30 A/m^2 具备腐蚀活性，且交流电流密度越大，腐蚀速率越快；土壤表面电位梯度大于 0.5 mV/m 具备腐蚀活性，且梯度值越大，腐蚀速率越快；管地电位正向偏移大于 20 mV 具备腐蚀活性，且正偏移值越大，腐蚀速率越快。

如果管道处于未完全有效阴极保护状态下，通过电流密度与腐蚀速率的相关性定量评价管体的腐蚀速率。在松软土壤环境或水中浸泡等工况下，电流测试探针可以放到防腐层破损位置附近测量真实的电流密度，从而定量评价管体腐蚀速率（定量）；硬质地土壤环境下，受管道埋深、防腐层破损面积、土壤电阻率等因素影响，仅能采集到地表上的电流密度，可以相对评价管道沿线管体腐蚀速率（半定量）。常用方法如下：

极化曲线法。根据管道沿线阴极保护电位检测结果，在管道沿线阴极保护电位未满足标准管段选择有代表性的典型土壤试样。求得管道沿线典型土壤下不同保护电位对应下的管道腐蚀电流密度。

现场测试法（特定工况下）。在松软土壤环境或水中浸泡等环境，为降低防腐层破损面积、管道埋深、土壤电化学参数等对防腐层破损位置电流流出的腐蚀电流密度测量的干扰，可采用 100 mm^2 测试探头，测试时可以借助其他工具使测试探头尽可能靠近管道防腐层破损位置。

（4）防腐层破损位置腐蚀活性定量评价。

因上述检测数据（CIPS、DCVG）是瞬态变化的数据，需要根据管道杂散电流干扰、管道敷设环境和土壤季节性变化、阴极保护运行历史等进行修正。其中，阴极保护需要收集管道建成投用以来的阴极保护运行的历史记录。

基于上述检测数据，即可对防腐层破损位置的腐蚀活性进行定量分析，其流程见图 1。

2 工程应用

某输油管道总长 248.5 km ，设计压力 6.27 MPa ，管径为 711.2 mm ，壁厚分别为 9.25 mm 、 8.74 mm 、 7.92 mm 、 7.14 mm ，投产日期为1986年7月。选取其中的152[#]—153[#]测试桩共 950 m 管段进行试验验证。

2.1 管道防腐层的破损检测

采用ACVG法对防腐层破损点进行检测与定位，采用DCVG法对腐蚀活性进行初步判断。本次检测出破损点4处，平均 $0.42\text{ 处}/100\text{ m}$ 。详细情况

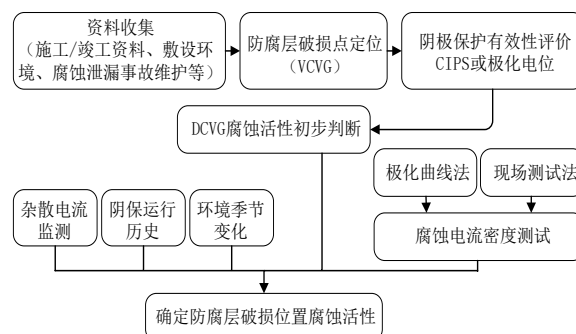


图 1 防腐层破损位置腐蚀活性评价流程

表 2 152[#]—153[#]测试桩管段防腐层破损点情况统计表

破损点	距离/m	埋深/m	最大梯度值/dB	腐蚀状态	开挖验证
1	27	1.30	54	阳性	已开挖
2	310	1.37	65	中性	未开挖
3	315	0.83	72	阳性	未开挖
4	607	1.15	57	阴性	已开挖

及腐蚀活性初判见表 2。

2.2 杂散电流测试

对4处破损点腐蚀活性初步评价，1号、3号破损点为腐蚀活性位置，结合开挖状况对1号破损点进行杂散电流测试，测试结果见表 3。

2.3 阴极保护有效性测试

采用密间隔电位测试方法来评估该段管道阴极保护效果，结果见图 2，有575 m管道达到有效保护电位。

综合分析前述测试结果，判定1号、3号破损点为腐蚀活性位置，且其腐蚀活性同交流电流密度、土壤表面电位梯度或管地电位正向偏移程度

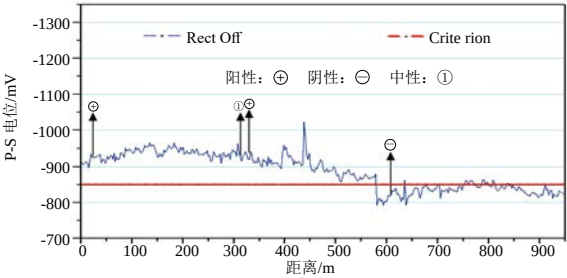


图 2 152[#]—153[#]测试桩管段CIPS测试曲线

正相关。

2.4 开挖验证

结合管道检测数据，同时兼顾防腐层破损点情况等因素，共选择2处破损点进行开挖探坑检测，具体情况见表 4、图 3、图 4。

3 结论

本文基于常用管道防腐层破损点检测方法局限性提出一种管道腐蚀活性检测定量分析方法，并在某输油管线上进行工程应用，结果表明该方法具有一定的可行性，为后续油气管道腐蚀活性检测提供了一定的经验和参考。同时由于管道敷设

表 3 1号破损点杂散电流测试结果

测试项目	结果描述	备注
管地电位波动	测试时间段内管地电位波动约190 mV，测试位置杂散电流干扰程度为中	胶济铁路附近，管道北侧50m处有高压线一组，管道南侧40m处有鲁皖二期成品油管道及通信站和铁塔
土壤表面电位梯度	检测结果为0.15 mV/m，该处直流杂散电流干扰程度为弱	
交流干扰	测试时间内，最大交流干扰电压为9.4 V，通常处于0.21~9.4 V之间，测试位置交流干扰电压大于4 V，应采用交流密度进行评估，交流电流密度值为43.33 A/m ² ，该处交流杂散电流干扰程度为中	

表 4 管道开挖检测结果

破损点	管件类型	腐蚀状况	位置	备注
1	直管	阳性	152 [#] +27m	外防腐层老化严重，表面多处破损。管体表面布满腐蚀斑点，3点钟处腐蚀深度0.6 mm（图 3）。
4	直管	阴性	152 [#] +607m	表面0点钟至3点钟处有420×150 mm破损，且露铁。管体表面无明显腐蚀（图 4）。



图 3 1号破损点开挖结果



图 4 4号破损点开挖结果

（下转第50页）

风电建设对管道干扰风险管控策略

王宏新

北京安科腐蚀技术有限公司

摘要：随着风力发电大规模发展，风电场内风机及集电线路的感应及传导电流对邻近埋地金属管道构成显著的交流干扰、腐蚀及安全风险。仅靠现行标准所规定的安全间距难以完全规避复杂地形与路由限制下的风险。本文系统阐述风电场电气系统对埋地管道的干扰机理，遵循“数据收集—建模校准—多工况分析—防护优化”的评估流程，从人身安全、管体腐蚀及防腐层耐受能力等维度量化风险，为经济有效的防护措施提供依据。案例表明，即使风机与管道间距远小于标准规定的推荐值，且管道与集电线路存在交叉并行，经专项评估后各项干扰指标均低于安全限值，无需额外防护，避免了不必要的资源浪费。

关键词：风机；集电线路；埋地管道；干扰评估；干扰防护

我国风电场建设呈现显著的区域集中特征，主要分布在东北、华北、西北及东南沿海地带；这些区域也是我国油气能源输送的战略大通道，形成了风电与油气能源设施在同一地理空间并存、共用能源输送走廊的典型格局。在风电场建设与运营过程中，风机及配套集电线路等电力设施可能产生泄漏电流^[1]，对周边埋地金属管道造成显著的交流干扰，会加速管道腐蚀，缩短其服役寿命，还可能影响管道系统的安全运行与完整性，进而对能源输送安全和环境保护构成潜在威胁。

尽管SY/T 7854—2025《埋地钢质管道交流干扰防护技术标准》已对风电场设施与埋地管道之间的安全间距作出相应规定，但在实际工程中受地形、用地限制、路由规划等复杂条件制约，仅依赖间距控制往往难以完全规避干扰风险。因此，在风电场规划与设计阶段，系统开展风机及集电线路对邻近埋地管道的干扰评估，并依此制定科学、经济的防护措施，是保障两类能源基础设施长期安全稳定运行不可或缺的关键环节。本文系统分析风电场对埋地管道的干扰机理、评估内容与流程，并利用仿真计算技术对一处新建风电场设施与管道存在交

叉并行的情况开展多种工况下的干扰评估，以期风电设施与管道交叉领域的工程实践及风险管理提供技术参考。

1 风电场对埋地管道干扰分析

1.1 风电场电气系统组成

在风电场电能汇集与输送系统中，电能遵循从分散发电到集中并网的多级传输流程（图1）。单台风力发电机组将风能转化为低压电能（通常为690 V），每台风机配套的箱式变压器将其就地升压至中压等级（通常为35 kV），以减少传输损耗；多台风机的输出通过集电线路以串联或放射状方式汇集，并接入风电场升压站的35 kV母线。在升压站内，主变压器将电压进一步提升至电网接入

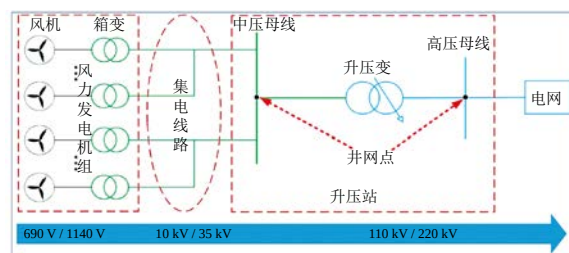


图1 风电场电能汇集与输送全流程图

要求的高压等级（如110 kV或220 kV），并经由监控与保护系统确保电能质量与并网安全。升压后的电能通过专用送出线路远距离输送至公共电网的变电站，在此融入区域输电网，最终经多级配电网网络降压后分配至终端用户^[2]。这一完整流程中，风机、箱式变压器及集电线路等设施是产生泄漏电流和电磁感应电流的主要源头，与邻近埋地管道之间的相互作用构成了干扰评估与防护的关键环节。

1.2 风电场杂散电流对埋地管道的干扰机理

风电场电气系统在正常运行、故障及遭受雷击时，均会在大地中产生不同程度的杂散电流。这些电流是导致邻近埋地金属管道交流干扰与腐蚀风险的根本原因^[3]，其分类详述如下。

稳态电流。主要来源于集电线路，交流电流在导线周围产生交变磁场，通过电磁感应在邻近管道上产生纵向电动势。因管道防腐层具有一定的导电性，因此管道与大地之间存在过渡电阻，纵向电动势作用于管道与大地形成的回路，进一步产生纵向电流和泄漏电流，导致管道持续产生管地交流电压，发生交流腐蚀干扰风险，具有持续、小电流、长期作用的特点。这种干扰机理即感应耦合，又称为电磁感应干扰。

故障泄漏电流。故障电流泄漏路径包括集电线路杆塔、箱式变压器接地系统和风机接地系统。当集电线路短路或单相接地时，大电流经接地系统入地，形成强电场，土壤中的交流电流可以经防腐层而转移到管道上。箱变内部故障或风机电气设备对地故障时，故障电流同样通过接地网泄放，对邻近管道产生阻性耦合危害，引起地电位升高，造成瞬间危险。该干扰以阻性耦合为主，具有间歇、大电流、短时、高能量的特点。

瞬态冲击电流。主要来自雷击，雷电流经风机叶片接闪器、塔筒及基础接地网，或经集电线路杆塔接地装置入地，形成瞬态大电流泄放，可能对管道造成瞬态高压危害及导致设备损毁。该干扰以阻性耦合为主，具有瞬态、极高幅值的特点。

1.3 干扰评估的必要性

在风电场规划设计阶段，通过定量模拟故障、稳态及雷击工况下的耦合机制，开展系统性干扰仿真评估，可预测管道交流电压、电流密度及防腐层耐受电压，识别腐蚀加速、防腐层击穿等风险，为优化接地、调整路径、制定防护方案提供依据，避

免后期高昂改造费用。其效益具体体现如下。

安全性：精准预测极端工况下管道沿线的接触电压分布，防范触电及防腐层击穿，从源头构筑安全防线。

经济性：事前评估的投入远低于事后治理成本，实现管道全生命周期运维成本最优。

合规性：履行国家相关标准要求，评估报告是监管证明及责任界定的重要依据。

2 核心内容与评估流程

2.1 评估内容

涵盖稳态、故障、累积三类运行工况，集电线路、风机组、箱式变压器三个评估对象，人身安全、管体腐蚀风险、防腐层完整性三项评估内容。稳态运行工况下，管道沿线持续接触电压是否超过人身安全限值，基于接触电压与土壤电阻率计算交流电流密度，判断管道本体是否超过交流腐蚀风险控制标准。故障工况下，故障电流引起的地电位升高在管道上产生的接触电压是否超过人身安全限值，管道防腐层在高电压梯度下是否可能发生击穿。雷击工况下，雷电流冲击下防腐层的瞬态耐受电压是否超过击穿阈值。

2.2 评估流程

风电场对邻近埋地管道的干扰评估是一项系统化、分阶段的技术工作，其科学性 with 完整性直接关系到防护措施的有效性（图2），始于全面的基础资料收集，涵盖风电场的电气布局、接地设计、管道的结构参数、防腐系统、路由走向，以及土壤电阻率等关键环境数据。若风电场已部分投运或周边存在其他干扰源，还需开展现场背景干扰测试，量化既有电磁环境水平，以准确评估新建项目可能产生的附加影响。

在此基础上，构建包含风机、集电线路、接地装置、管道及分层大地结构的精细化仿真模型，并

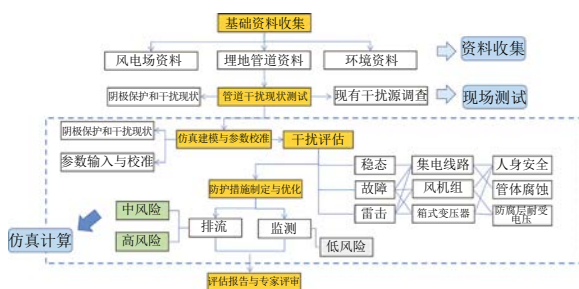


图2 风电场对管道干扰风险评估流程示意图

利用实测数据对模型进行参数校准, 确保其能够真实反映系统间的电磁耦合机制。基于校准后的模型开展多工况干扰计算与评估, 系统分析稳态运行、故障暂态及雷击瞬态等条件下, 管道沿线的人身安全、管体交流腐蚀风险以及防腐层耐受电压。依据评估结果制定差异化、分级化的防护方案, 综合考虑技术可行性、长期可靠性及全周期经济性, 形成涵盖优化接地设计、管道侧施加接地排流和监测设施等综合措施建议, 并明确后期监测与维护要求。该流程贯穿“数据—模型—评估—防护”的完整链条, 为实现风电场与埋地管道在规划、建设与运营阶段长期兼容提供系统的技术支撑。

3 案例分析

根据相关标准规定, 风力发电机组的塔筒中心与埋地钢制管道的最小水平间距宜大于轮毂高度与叶轮半径之和的1.5倍。某新建100 MW风力发电项目, 风机轮毂高度为160 m, 叶轮半径为110 m, 计算所得最小间距要求405 m, 但实际与管道间距仅为108 m, 远小于规定的标准值, 因此有必要进一步评估风机组对埋地管道的干扰影响。此外, 风电场内的集电线路与管道存在交叉及并行敷设, 交叉角度为 46° , 同样需要评价集电线路对埋地管道的影响。为此, 基于风机和集电线路与埋地管道的位置关系, 以及评估前期基础资料调研结果(图3、表1), 采用专业评估软件对新建风电场

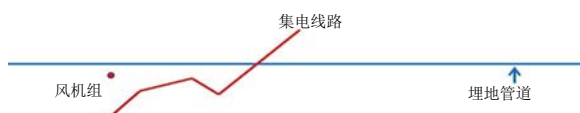


图3 风电场风机和集电线路与埋地管道的位置关系图

表1 评估前基础资料调研汇总表

类别	参数名称	数值/描述
土壤数据	土壤电阻率/ $\Omega \cdot \text{m}$	15
	管道参数	
管道参数	长度/km	92
	管径(外半径)/mm	711
	防腐层	3PE
风机	轮毂高度/m	160
	故障电流/kA	14
集电线路	塔型	B2型号单回塔
	稳态电流/A	479.25
	故障电流/kA	14
	故障清除时间/s	0.65

风机和集电线路在埋地管道上产生的杂散电流影响进行了综合评估。

从评估结果看, 风机组短路故障时电流为14 kA, 管道的接触电压最大值为98.84 V, 低于1000 V的接触电压安全限值(图4); 涂层耐受电压最大值为159.62 V, 低于5000 V的涂层耐受电压安全限值(图5), 不需要采取干扰防护措施。

集电线路稳态运行时, 管道沿线接触电压最大值为1.26 V, 低于15 V的安全限值(图6); 根据该处的土壤电阻率和交流电压值, 计算电流密度最大值为 18.97 A/m^2 , 低于 30 A/m^2 , 不需要采取干扰防护措施。

案例中风机与管道间距不符合标准规定的推荐值, 且集电线路与管道交叉并行, 但经专项评估, 各项干扰指标均低于安全限值, 不需要额外采取杂散电流防护措施。此评估结果为工程设计与投资优化提供了科学依据, 若按照常规思维对交叉并行段一律加装防护装置, 将造成不必要的资源浪费。

4 总结与建议

风电场邻近埋地管道会带来不可忽视的电磁干扰与安全挑战, 通过分析风机、箱变及集电线路在不同工况下的泄漏电流机理, 明确其对管道造成的腐蚀加速、防腐层击穿及人身电击等多重风险。仅

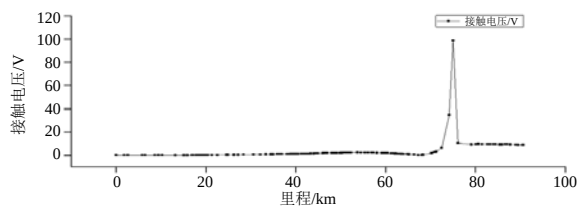


图4 风机组短路故障工况下管道接触电压随里程分布图

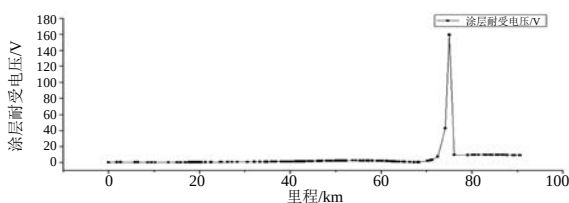


图5 风机组短路故障工况下管道涂层电压随里程分布图

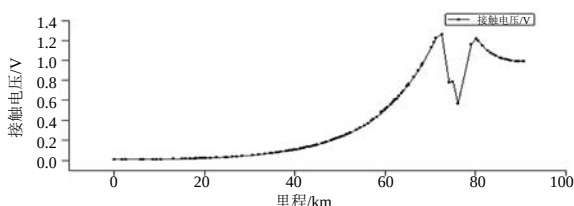


图6 集电线路稳态运行工况下管道沿线接触电压分布

依赖标准规定间距难以应对现场复杂干扰，必须在项目前期主动开展系统性干扰仿真评估。按照“数据收集—模型构建—干扰评估—防护优化”的工作流程，可精准识别风险位置并提出合理防护措施。实践表明，“评估先行”可有效避免过度防护，节约工程投资，建议并积极推动以下实践。

确立评估前置原则。将系统性干扰评估作为风电场规划、选址与初步设计的强制性环节，实现“评估先行、防护同步”。

完善标准与流程。呼吁行业进一步明确和细化干扰评估的技术标准、内容要求及工作流程，提升评估工作的规范性与结果的可比性。

强化全周期管理。评估结论应指导防护措施的同时设计与施工，并建立投运后的长期监测机制，实现风险的全生命周期闭环管理。

促进跨领域协同。倡导风电与管道行业在设计、施工、运营阶段加强技术交流与数据共享，协

同构建安全可靠、经济高效的能源基础设施体系。

参考文献：

- [1] 黄令松, 陈焕波, 李冰. 风力发电机组集电线路谐波电流特性及检修方案[J]. 电力设备管理, 2025(13): 122-124.
- [2] 朱永强, 张旭. 风电场电气系统[M]. 机械工业出版社, 2010.
- [3] 赵雅蕾, 陈炜, 程伟, 等. 交流输电线路对埋地管道的耦合干扰规律数值模拟研究[J]. 材料保护, 2025, 58(1): 116-124.



作者简介：王宏新，1992年生，硕士，高级工程师，研究方向为埋地管道腐蚀、阴极保护与杂散电流干扰相关工作。联系方式：18240128650, wanghx@ancorr.cn。

（上接第46页）

环境、现场检测条件等因素的影响，试验样本量较少，未对3号破损点开挖验证和1号、3号破损点杂散电流测试数据对比，以及未采集4号破损点的杂散电流数据，后续还需进一步分析研究。

参考文献：

- [1] 武维胜. 埋地钢质燃气管道外腐蚀直接评价及适用性评估研究[D]. 重庆大学, 2013.
- [2] 陈敬和. 管道外腐蚀直接评价技术[J]. 油气储运, 2011, 30(07): 523-527+471-472.
- [3] 周德敏, 何仁洋, 杨永, 等. 埋地压力管道检测方法选择的探讨[C]//合肥通用机械研究院, 中国机械工程学会压力容器分会管道委员会, 国家压力容器与管道安全工程技术研究中心. 中国特种设备检测研究院, 2010.

- [4] 杨永, 贺小刚. 外腐蚀直接评价方法的相关探讨[J]. 管道技术与设备, 2006, (02): 33-35.
- [5] 车飞, 高海霞, 刘新鄂, 等. ACVG、DCVG技术在输气管道外检测中的应用[J]. 管道技术与设备, 2011, (03): 51-53.
- [6] 张燃, 罗文华, 王毅辉, 等. DCVG+CIPS外检测技术在两佛线的应用[J]. 天然气工业, 2008, (09): 105-107+144-145.



作者简介：倪曦，1983年生，在职研究生，高级工程师，遵义市特种设备检验所综合检验科负责人，主要从事承压类特种设备检验检测及研究工作。联系方式：13595205780, 20238572@qq.com。

定量风险评价在人员密集型高后果区 管道路由规划中的应用

刘芬¹ 杨瑞静¹ 耿庆先²

1.湖北襄安康华安全科技发展有限公司; 2.中国轻工业武汉设计工程有限责任公司

摘要: GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》和AQ 3057—2025《陆上油气长输管道建设项目安全预评价导则》提出要对人员密集型高后果区油气管道开展定量风险评价, 本文运用挪威船级社(DNV)开发的量化风险评估软件Safeti(8.9版), 选取不同管道规格的油气管道, 研究个人风险的变化规律, 给出管道的安全距离值, 结果表明, 管径范围为DN406 mm~DN1016 mm的输气管道个人风险远低于 $3 \times 10^{-6}/a$, 常见的成品油管道均出现了三条个人风险基准线, 需根据安全距离值调整管道位置。可供管道设计和运营单位优化路由时参考。

关键词: 人员密集型高后果区; 定量风险评价; 个人风险; 油气管道; 路由规划

随着城镇化建设的快速发展, 新建、改建、扩建油气管道的路由规划需统筹城乡规划、土地利用、公共安全与管道保护, 面临更多约束与更高安全要求^[1]。GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》和AQ 3057—2025《陆上油气长输管道建设项目安全预评价导则》陆续发布实施, 标准中均明确提出在安全预评价阶段应对Ⅲ级人员密集型高后果区开展定量风险评价, 并根据评价结果制定有效、可行的风险管控措施, 标准规定定量风险用个人风险来度量, 周边防护目标所承受的个人风险应符合附录C的要求。对于新建、改建、扩建油气管道确实无法避让人员密集区的管段, 应在设计阶段同步落实本质安全提升、工程防护强化、监测预警完善等一体化防控措施^[2-3]。

1 典型油气管道设计参数和建模基础数据

选取国内天然气管道和成品油管道的三种典型管径作为代表, 假设人员密集型高后果区管段长度约1 km, 西侧约90 m为某居民小区, 共有6层居民

楼15栋, 实际入住约130户、450~500人。管道距离上游阀室10 km, 距离下游阀室9 km。

当地大气参数: 年平均温度16.4℃、年平均风速3.59 m/s、大气稳定度D, 区域地形地貌为平原农田。该管道附近的点火源包括居民区和公路。运用挪威船级社(DNV)开发的量化风险评估软件Safeti(8.9版)建立管道折线模型后, 自动对埋地管道分段, 每一个独立计算管段设置1个代表性泄漏点, 泄漏点默认考虑土壤渗流+地表溢出, 油池位置跟随泄漏点地表投影。

各油气管道的设计参数见表1所示, 同时依据管道服役年限和人员密集型高后果区识别结果对平均失效频率适当修正, Ⅲ级人员密集型高后果区修正因子取1.2; 管道服役时间修正因子按照平均服役时间取1。

2 定量风险评价风险可接受准则

根据AQ 3057—2025要求, 油气长输管道周边防护目标所承受的个人风险应不超过表2中个人风险基准值。

表 1 不同油气管道设计参数值

管道类别	管道规格/mm×mm	设计压力/MPa	运行压力/MPa	工作温度/℃	设计输量Nm ³ /a (气) t/a (油)	设计流量kg/s	埋深/m	平均失效频率(次/km·a)	III级高后果区修正失效频率(次/km·a)
输气管道	西气东输一线 DN1016×15.3	10.0	8.0	常温	120×10 ⁸	311.5	1.5	1.6×10 ⁻⁵	1.92×10 ⁻⁵
	忠武线干线 (湖北段) DN711×12.7	7.0	5.5	常温	19×10 ⁸	45.6	1.5	5.9×10 ⁻⁵	7.08×10 ⁻⁵
	忠武线荆襄支线 DN406×9.5	6.3	4.5	常温	5×10 ⁸	13.0	1.5	1.3×10 ⁻⁴	1.56×10 ⁻⁴
成品油管道 (汽油)	兰郑长 DN610×11.1	8.0	6.0	常温	1000×10 ⁴	330.0	1.5	1.9×10 ⁻⁴	2.28×10 ⁻⁴
	兰郑长 DN508×7.9	8.0	5.0	常温	500×10 ⁴	165.0	1.5	3.3×10 ⁻⁴	3.96×10 ⁻⁴
	荆荆线 DN273×7.1	6.4	4.8	常温	110×10 ⁴	36.4	1.5	3.5×10 ⁻⁴	4.2×10 ⁻⁴

注：输气管道小孔泄漏、中孔泄漏、大孔泄漏、完全破裂的失效频率孔径占比分别为55%、15%、20%、10%，输油管道则分别为15%、16%、50%、19%

表 2 油气长输管道个人风险基准

防护目标	个人风险基准/次·a ⁻¹
高敏感防护目标、重要防护目标、一般防护目标中的一类防护目标	≤3×10 ⁻⁶
一般防护目标中的二类防护目标	≤1×10 ⁻⁵
一般防护目标中的三类防护目标	≤3×10 ⁻⁵

注：防护目标分类按照GB 36894—2018《危险化学品生产装置和储存设施风险基准》确定。

3 油气管道定量风险评价

3.1 个人风险评价结果

管径范围为DN406 mm～DN1016 mm的输气管道，均未出现 3×10^{-6} 、 1×10^{-5} 、 3×10^{-5} 风险等值线，表明输气管道的个人风险远低于 3×10^{-6} /a（图 1），而管径范围为DN273 mm～DN610 mm的成品油管道均出现了这三条风险等值线，且各等级个人风险等值线与管道的距离呈现随管径增大而扩大的趋势，管径差别小的管道（如DN610 mm和DN508 mm）其 3×10^{-5} 个人风险等值线变化趋势不显著（图 2、表 3）。

DN610 mm和DN508 mm管道的 3×10^{-6} /a个人风险等值线内均分布有一般防护目标中的一类防护目标，不符合安全防护要求，应对管道路由进行

优化，即DN610 mm管道需调整至距居民区146 m外、DN508 mm管道需调整至距居民区129 m外。

3.2 对比分析

（1）根据AQ 3057—2025表B.3规定的不同管径油气管道平均失效频率，输油管道的平均失效频率均在 10^{-4} 数量级，而输气管道仅在管径小于432 mm时失效频率在 10^{-4} 数量级，管径大于432 mm时，失效频率从 9.1×10^{-5} 降低至 8.6×10^{-6} ，且呈现管径越大、平均失效频率越低的规律，而我国的长输天然气管道管径普遍不小于406 mm，因此输气管道的平均失效频率远低于输油管道。

（2）从失效频率的孔径分布来看，成品油管道不同孔径的失效频率占比相对均衡，而输气管道的失效频率孔径占比中，孔径小于5 mm的达55%、孔径5～20 mm的为15%，即孔径小于20 mm的失效占比合计约70%。由于小孔径泄漏对管道事故后果的影响程度较小，进一步降低了输气管道的整体风险水平。

（3）输气管道事故后果主要包括喷射火、闪火及爆炸超压，泄漏后迅速膨胀、压力骤降，短时间内泄漏量受限，持续时间短；成品油管道事故后果则更为复杂，主要涵盖喷射火、早期池火、晚期池火、闪火及爆炸超压，其中池火是面源燃烧，泄漏后沿地面流淌、形成油池，热辐射更均匀、覆盖



图 1 不同管径输气管道个人风险等值线图



图 2 不同管径成品油管道个人风险等值线图

表 3 个人可接受风险标准值及安全距离

管道类别	管道规格/mm×mm	个人风险等值线与管道之间距离/m		
		3×10^{-6} (黄色圈线)	1×10^{-5} (红色圈线)	3×10^{-5} (绿色圈线)
成品油管道 (汽油)	DN610×11.1	146	132	93
	DN508×7.9	129	118	96
	DN273×7.1	81	62	43

范围更广，持续时间长。

综合以上因素，输气管道呈现低失效概率、小泄漏量、快衰减后果的特点，输油管道呈现高失效概率、大泄漏量且聚集、持续危害大，因此输气管道的个人风险显著低于成品油管道。对于成品油管道而言，不同规格管道的平均失效频率偏差较小，因此其个人风险的差异主要与管道规格、输送压力相关，其中管径越大，个人风险等值线的影响范围越大。以上计算结果和对比分析基于本文设定的模型场景，而不同地形地貌对个人风险计算结果影响较大，需要另行建模分析。

4 结论与建议

(1) 管径范围为DN406 mm~DN1016 mm的输气管道，均未出现 3×10^{-6} 、 1×10^{-5} 、 3×10^{-5} 风险等值线，表明其个人风险远低于 $3 \times 10^{-6}/a$ ，符合AQ 3057—2025附录C的相关规定。

(2) 管径范围为DN273 mm~DN610 mm的成

品油管道，均出现了 3×10^{-6} 、 1×10^{-5} 、 3×10^{-5} 风险等值线，且各等级个人风险等值线与管道的距离随管径增大而扩大，表明成品油管道个人风险影响范围与管径呈正相关。

(3) 人员密集型高后果区成品油管道路由规划时，DN610 mm、DN508 mm和DN273 mm管道与高敏感防护目标、重要防护目标、一般防护目标中的一类防护目标的安全距离至少分别为146 m、129 m、81 m；与一般防护目标中的二类防护目标的安全距离至少分别为132 m、118 m、62 m；与一般防护目标中的三类防护目标的安全距离至少分别为93 m、96 m、43 m。

(4) AQ 3057—2025仅要求个人风险符合附录C的规定，但输气管道发生泄漏时，事故后果影响范围较大。若高后果区管段周边居民区、学校等防护目标分布密集，一旦发生管道失效，将造成严重后果。因此，建议参考GB 36894—2018《危险化学品生产装置和储存设施风险基准》，开展输气

管道社会风险计算,同时确保社会风险不超过规范允许值,提升管道整体安全保障水平。

(5) 本文对比分析得到的风险变化规律、安全距离值仅适用于文中设定的模型场景,而定量风险评价受地形地貌、气象条件、管输介质等多重因素的影响较大,计算结果也会存在差异,不建议直接推广应用于其他油气管道工程。

参考文献:

[1] 王新,张华兵,张希祥,等.基于个人风险分析的天然气管道安全距离研究[J].石油化工安全环保技术,2016,32(1): 20-24.

[2] 张桂瑞,陈忱,王金友,等.基于DNV Safeti软件在天然气管道高后果区的应用[J].油气田环境保护,2024,01(13): 59-62.

[3] 史海亮,阳佳旺,张贵元.基于SAFETI的成品油管道高后果区定量风险评价[J].石油工业技术监督,2025,41(03): 42-47.



作者简介:刘芬,1990年生,硕士学历,注册安全工程师,二级安全评价师,现主要从事油气储运、化工等行业的安全评价工作。联系方式:18707101184, 1039794939@qq.com。

国家能源局召开2026年油气基础设施规划建设和管道保护工作会议

6月3日,国家能源局在北京召开2026年油气基础设施规划建设和管道保护工作会议,深入贯彻党中央、国务院关于建设能源强国、保障能源安全的决策部署,大力加强油气基础设施重大项目投资建设,持续做好油气管道保护工作,促进油气行业高质量发展。国家能源局副局长王劲松出席会议并讲话。

会议指出,近年来各级政府、相关部门及企业坚决贯彻落实习近平总书记重要指示批示精神,“十四五”油气管网、储气能力建设取得明显成效,有效应对俄乌、美以伊等多轮地缘政治冲突以及极端气候影响,油气市场韧性和灵活性显著提升。

会议明确,2026年是“十五五”开局之年,要进一步加大油气基础设施投资建设力度,推动“十五五”重大工程应开尽开、应投尽投。要加强省际省内油气管网规划衔接,完善管网设施接入和使用机制,确保符合政府规划管道与国家干线管道应接尽接、应连尽连。要持续完善油气“全国一张网”,不断提升油气储备规模,推进油气与氢基能源管输体系协同,更好服务新型能源体系建设。

会议强调,各油气央企、各级管道保护主管部

门要坚决贯彻落实习近平总书记关于安全生产工作系列重要指示批示精神,居安思危、举一反三,扎实做好管道保护各项工作。要聚焦管道占压清理、第三方施工管控、工程相遇相交处置等关键环节,全面加强风险防控和处置。要加强管道保护科技赋能,积极推广人工智能新技术,具备条件的地区拓展无人机巡线等管道巡查新模式。

会议要求,要高度重视并全力做好迎峰度夏天然气保供工作,上游供气企业承担气源保供主体责任,国家管网集团承担管道安全运营主体责任,各省能源主管部门积极履行属地天然气保供职责,全力做好气源互保、区域互济、气电协同,确保经济发展和人民群众用能需求。

国家发展改革委、自然资源部、生态环境部、交通运输部、水利部、应急管理部、国务院国资委、国家文物局、国家林草局有关司局,相关省份发展改革委、能源局,中国石油、中国石化、中国海油、国家管网集团等有关央企,国家能源局华北监管局、南方监管局等负责同志参加会议。

(来源:国家能源局网站)

油气管道断电电位精准测量与 阴极保护日常管理优化应用

刘军

国家管网集团西北公司银川输油气分公司

摘要：基于GB/T 21448—2017、GB/T 21246—2020要求，系统分析长输管道沿线土壤电阻率跨度大、杂散电流干扰频繁、多阴极保护系统协同等实际场景下的断电电位测量技术难点。通过分析直接测量法与试片法的适用边界，构建了“分级管控—智能监测—故障闭环”的阴极保护日常管理体系。研究表明，试片法在复杂干扰环境下测量误差可控制在20 mV以内，显著优于直接测量法（误差100~300 mV），是长输管道阴极保护电位测量的优选方案。研究成果为管道腐蚀防控与安全运行提供了技术支撑，对推动阴极保护管理标准化、精细化具有重要实践价值。

关键词：长输油气管道；阴极保护；断电电位； IR 降；试片法；智能监测；腐蚀防控

长输油气管道作为国家能源战略输送的核心基础设施，承担着跨区域、大流量、长周期的油气输送任务，其外腐蚀防控直接关乎管道运行安全与能源供应稳定性。阴极保护技术作为埋地钢质管道外腐蚀防控的核心手段，其有效性评价的关键在于准确获取管道的极化电位，即消除 IR 降干扰后的断电电位^[1]。

传统阴极保护管理长期依赖通电电位作为评判依据，但通电电位包含土壤电阻压降（ IR 降），无法真实反映管道极化状态，易导致对欠保护或过保护的误判^[2]。GB/T 21448—2017《埋地钢质管道阴极保护技术规范》明确将断电电位作为阴极保护有效性评价的唯一核心指标，并新增了交直流干扰管控、试片法应用、智能监测等技术要求。GB/T 21246—2020《埋地钢质管道阴极保护参数测量方法》进一步规范了测量技术细节，为精准测量提供了标准化依据。

长输油气管道沿线穿越城市、农田、戈壁等多种环境，面临杂散电流干扰、多电源协同、防腐层老化等复杂工况^[3]，建立适配长输管道的断电电位

精准测量方法与日常管理机制，成为当前行业亟待解决的关键课题。本文基于目前国家标准，结合长输管道运维实践，系统阐述断电电位核心定义与标准要求，对比分析不同测量方法的适用性与精度，构建分级管控与智能监测相结合的管理体系，为长输油气管道阴极保护精细化管理提供理论支撑与技术参考。

1 核心参数及 IR 降对测量准确性的影响

1.1 核心术语与测量难点

断电电位（Instant-off Potential）：瞬时中断阴极保护电流后测得的管地电位，消除 IR 降干扰，数值等于极化电位，是评价阴极保护有效性的唯一核心指标。

IR 降（ IR Drop）：阴极保护电流流经土壤、防腐层破损点时产生的电压降，是干扰断电电位精准测量的核心因素。长输管道戈壁段土壤电阻率可达1000 $\Omega \cdot m$ 以上， IR 降幅值可达数百毫伏，干扰尤为显著。

断电电位测量的特殊性：长输管道沿线土壤电

阻率差异显著，标准中按电阻率分级的放宽条款（ $-0.75\text{ V} \rightarrow -0.65\text{ V}$ ）在实际执行中面临IR降幅值过大、断电电位难以稳定测量的困境。此外，多阴极保护系统协同运行时，同步通断难以实现，标准规定的断电电位测量方法在长输场景下适用性受限。

1.2 沿线IR降干扰类型

长输管道沿线地形复杂、工况多样，IR降干扰呈现显著的区域性与动态性特征。

土壤电阻率差异干扰：戈壁、沙漠段土壤电阻率 $>1000\ \Omega \cdot \text{m}$ ，IR降幅值可达数百毫伏；城市管网段土壤电阻率低，但杂散电流干扰突出，IR降波动频繁。

多阴极系统协同干扰：长输管道沿线多采用强制电流与牺牲阳极协同保护，不同阴极站输出电流相互影响，导致局部IR降动态变化，易造成测量误差。

杂散电流干扰：穿越城市轨道交通、电气化铁路、直流输电线路的管段，受动态直流杂散电流干扰，管地电位呈正负交替波动，IR降叠加干扰显著^[4]。

1.3 IR降对测量准确性的影响

直接测量法失效风险：强制电流同步通断受杂散电流、牺牲阳极系统、接地网干扰，无法实现IR降完全消除，测量结果偏差可达 $100\sim 300\text{ mV}$ ，易导致保护状态误判。

管理决策传导误差：若IR降未消除，通电电位看似达标，实际断电电位可能未满足 -0.85 V 要求，长期运行易引发管道腐蚀穿孔；反之，过保护误判会导致阴极剥离、起泡、氢脆、阴极站能耗增加、设备寿命缩短。

日常巡检数据难度增加：长输管道沿线测试桩数量多、分布广，IR降干扰导致人工巡检测量数据重复性差，无法形成有效管控闭环。

2 断电电位测量方法及精准测量优化

2.1 直接测量法

仅适用于无杂散电流干扰、单一强制电流系统、无牺牲阳极协同的管段（如偏远戈壁、无人区管段），需满足GPS同步通断误差 $\leq 0.001\text{ s}$ 、管地电位稳定、无牺牲阳极及接地系统并联等条件。受长输管道复杂工况限制，直接测量法适用范围窄，

仅覆盖不足20%的管段；受杂散电流、多系统协同影响，测量误差大，无法满足精准测量要求。

其关键参数：断电后 $40\sim 120\text{ ms}$ 内读取数据，重复测量3次，数据偏差 $\leq 20\text{ mV}$ 视为有效。

2.2 试片法（检查片法）

（1）核心原理与适用场景。

采用与管道同材质的试片（推荐裸露面积 6.5 cm^2 ，强腐蚀环境 10 cm^2 ），模拟管道防腐层破损点，通过断开试片与管道的连接读取试片断电电位，有效消除杂散电流、IR降、多系统协同干扰。

适用于杂散电流干扰、多阴极系统协同、牺牲阳极并联、高土壤电阻率管段，覆盖长输管道80%以上运营管段^[5]。

（2）测量流程与关键参数优化。

试片布置规范：试片与参比电极间距 $\leq 1.0\text{ m}$ （间距 $>1\text{ m}$ 时偏差显著增大），埋设深度与管道一致，填充细砂保证极化充分。

测试连线与读取时机：万用表负极接参比电极，正极接试片；断开试片与管道连线后，避开断电后约 100 ms 的正向脉冲冲击峰，读取脉冲后最负电位作为断电电位。现场使用万用表时，因采样频率低，所测断电电位基本为断电 0.5 s 后的电位，读数偏保守，易将保护充分的管道判定为欠保护，增大阴极保护站投入。建议采用数据采集记录仪器，规范断电电位定义、测量方法和读数时间，消除因测量仪表和取值时间不同带来的误差。

数据分析：通过对断电电位数据的分析发现，试片读取的断电电位值比同一位置管道的上读取的断电电位值偏负，试片面积对断电电位的影响不大，具体原因还需要进一步研究。另外还发现，尽管试片的通电电位变化幅度比较大，但试片的断电电位相对稳定（图1）。

极化时间要求：试片需充分极化，推荐极化时间 $\geq 3\text{ h}$ 。

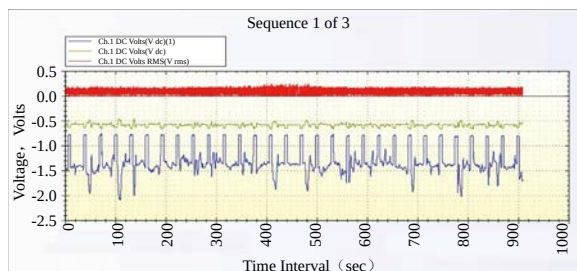


图1 试片的断电电位与通电电位

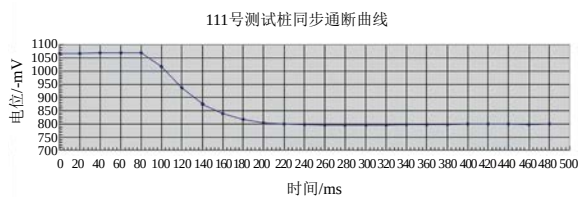


图2 试片去极化过程中的电位正向脉冲

通断测量流程：连接试片与管道读取通电电位（Von）；断开试片与管道，断电100 ms后读取试片断电电位（Voff）。采用数据记录仪时，采样频率 ≥ 10 次/秒，记录时间 ≥ 5 min。在试片断电电位测量时，我们也检测到了断电瞬间的电位正向脉冲，该脉冲持续的时间约100 ms，此时，应读取断脉冲后最负的电位作为断电电位为 - 980 mV（图2）。

干扰环境优化：动态杂散电流干扰时，采用12 s通电、3 s断电周期，断电电位在200 ms后读取，采样间隔1~2 s。

数据判定准则：试片断电电位满足标准要求，且阴极极化差值 ≥ 100 mV，视为保护有效。

（3）试片法技术优势。

抗干扰能力强：有效消除杂散电流、IR降、多系统协同干扰，测量误差 ≤ 20 mV。

工况适配性广：覆盖长输管道全部工况，尤其适合复杂干扰场景。

数据稳定性好：断电电位重复性好，便于长期监测与趋势分析。

2.3 智能监测辅助测量

结合智能管道建设需求，推广智能测试桩、数据记录仪等设备。

采集频率：常规管段每2 h采集1次，杂散电流干扰严重管段每30 min采集1次。

数据处理：自动过滤脉冲干扰，绘制电位衰减曲线，由工程师判定真实断电电位。

异常预警：断电电位偏离标准范围 ± 50 mV时

自动触发预警。

3 日常管理体系构建

基于断电电位精准测量技术，结合长输管道运营特点，构建“分级管控、智能监测、故障闭环、持续优化”的日常管理体系，保障阴极保护有效性并提升管理效率。

3.1 分级管控体系

根据管道工况、IR降干扰程度，将管段划分为三级，实施差异化管理（表1）。

3.2 智能监测与数据管理

智能监测平台搭建：整合全线智能测试桩、数据记录仪数据，实现断电电位、通电电位、电流、土壤电阻率等参数实时监控、趋势分析、异常预警。

数据标准化管理：统一数据格式，建立断电电位数据库，按管段、时间、工况分类存储，为故障分析、优化调整提供数据支撑。

定期数据复盘：每月开展全线断电电位数据分析，识别欠保护、过保护区域，优化阴极站输出参数、试片布设位置。

3.3 故障排查与闭环处理

建立“异常预警—现场排查—原因分析—整改优化—效果验证”的故障闭环管理机制。

异常判定标准：断电电位不满足标准、阴极极化 < 100 mV、智能监测数据异常波动，均视为异常，排查流程：核查阴极保护站运行参数（输出电压、电流、切换状态），排查电源故障、设备老化问题；检测试片状态（极化时间、接触电阻、破损情况），排除试片布设不当、失效问题；检测土壤腐蚀性、杂散电流干扰，排查防腐层破损、老化问题。

整改措施：针对不同原因制定针对性措施，如

表1 阴极保护管理管段等级表

管段等级	适用场景	核心管控要求	测量频次
一级	城市穿越段、轨道交通临近段、SRB土壤段、高阻段	试片法测量断电电位 $\leq -0.95 V_{CSE}$ ，智能监测实时预警	每日1次（人工巡检）+ 每2 h（智能监测）
二级	农田、普通戈壁段，无明显干扰	试片法/直接测量法断电电位 $\leq -0.85 V_{CSE}$ ，阴极极化 ≥ 100 mV	每周1次
三级	偏远无人区、单一强制电流系统、无干扰管段	直接测量法，断电电位满足标准要求，同步通断误差 ≤ 0.001 s	每月1次

调整阴极保护站输出电流、更换试片、修复防腐层、加装排流装置等。

效果验证：整改后采用试片法复测断电电位，连续3次测量达标，视为故障闭环，避免问题反复发生。

3.4 设备运维与人员培训

设备全周期运维：定期校准参比电极、通断器、智能测试桩（每季度1次），及时更换老化、损坏设备，保证测量精度。

人员专业化培训：开展断电电位测量、标准解读、故障排查、智能设备操作等培训，提升人员专业能力，确保测量规范、管理到位。

技术交流与优化：参与行业技术研讨，借鉴标杆企业经验，持续优化测量方法与管理策略。

3.5 故障紧急处置

针对极端工况（如暴雨、雷击、阴极保护站故障），制定断电电位应急管控预案。

应急响应：阴极保护站故障时，立即启动备用电源，同时加密断电电位测量频次（每30 min采集1次），确保管道阴极保护有效。

应急处置：突发杂散电流干扰时，快速排查干扰源，采用试片法精准测量，及时采取排流、绝缘等措施，避免腐蚀风险。

应急演练：每半年开展1次应急演练，验证预案可行性，提升团队应急处置能力。

4 结语

（1）长输油气管道阴极保护管理需全面转向断电电位管控，结合沿线工况明确分级管控要求，是实现管道腐蚀精准防控的核心前提。

（2）应规范断电电位的定义、测量仪器读数频率及读取时间。日常管理中，以断电电位判定保护状态，确认达标后确定该测试桩最小通电电位，作为该时期日常管理依据。

（3）直接测量管道断电电位时，若存在交流干扰且读数频率过高，电位读数将包含交流电压分量，须选择正确的数据采集频率并通过数据处理才能得到正确断电电位。读取试片断电电位是减少外界因素影响的最佳方式。

（4）恒电位仪自身通断时电流衰减过程可持续达2 s，影响断电电位准确性。回路中串联通断器时，须对电源采取相应设置及保护措施；管道装有直流去耦合器的交流排流设施时，须考虑其放电及平衡电流对电位测量的影响。

（5）采用高精度通断器时，电流在20~40 ms内衰减为零，断电电位一般在断电40 ms后读取。40~120 ms内电位迅速衰减，120 ms后衰减趋缓，普通万用表可读取；日常测量多为此时间段电位。

（6）试片法是适配长输管道复杂工况的首选测量方法，严格控制极化时间 ≥ 3 h、断电延迟采样 ≥ 100 ms、试片与参比电极间距 ≤ 1.0 m，可有效消除IR降与杂散电流干扰。

（7）构建“分级管控、智能监测、故障闭环、持续优化”的阴极保护日常管理体系，可实现断电电位精准管控，保障长输管道安全稳定运行。

参考文献：

- [1] 罗锋, 黄丽, 郑安升.长输管道阴极保护断电电位测量技术进展[J].油气储运, 2020, 39(5): 481-488.
- [2] 陈莎莎, 付伟, 潘怀良.高土壤电阻率地区管道阴极保护IR降影响研究[J].材料保护, 2020, 53(12): 178-182.
- [3] 闫明珍, 李国辉, 滕延平.杂散电流干扰下管道阴极保护有效性评价方法[J].腐蚀与防护, 2019, 40(8): 565-570.
- [4] 付平平, 程明, 张延丰.城市轨道交通对埋地管道杂散电流干扰及防护[J].中国安全生产科学技术, 2021, 17(6): 156-161.
- [5] 张平, 黄春蓉, 马晓成.试片法在长输管道阴极保护监测中的应用[J].管道技术与设备, 2021(3): 15-19.



作者简介：刘军，1979年生，本科，技师，主要从事管道工程项目监管、油气输送及油气管道腐蚀与防护工作。联系方式：15809540375；927603769@qq.com。

智能定位“犁”型管道冷切割装备研发

张志坚 邢占元

国家管网集团甘肃公司

摘要：针对现有油气管道往复锯、爬管机、分瓣式切管机冷切割作业需持续水冷、切割温升超标、高钢级X80管线适配性差、无实时切割监测等行业痛点，融合传统耕犁机械结构、激光精密检测与智能自动控制技术，研制智能定位“犁”型管道冷切割装备，实现管道无冷却水低温冷切割。试验表明，装备定位精度 $\leq 0.1\text{ mm}$ 、切削直线度误差 $\leq 2\%$ 、整机运行稳定度误差 $\leq 3\%$ ，作业效率提升30%。

关键词：油气管道；冷切割；犁型切削；激光定位；智能装备；X80钢

SY/T 7033—2024《钢质油气管道失效抢修技术规范》、GB/T 51474—2025《城镇燃气设施运行、维护和抢修安全技术规程》明确要求，管道切割作业采用冷切割工艺，规避高温火花引发油气介质燃爆风险。国家管网集团提出12小时抢修复产运维目标，各油气运营企业严格限定抢修作业窗口期，对冷切割装备的低温、高效、智能化、免水冷作业能力提出硬性要求。甘肃公司酒泉维抢修中心基于往复锯、爬管式冷切机、分瓣式切管机三类主流冷切割设备，累计开展30组现场对比试验，仅小口径管道单次切割可实现无冷却作业，其余29组试验均需持续喷淋冷却水降温，无法实现完全干式低温冷切割。X80钢的屈服强度达555 MPa，约为普通20#钢的2.26倍，传统刀头切削磨损量大，切削温升难以控制，且现有设备无可视化深度监测模块，切削壁厚临近管道安全阈值时无预警，存在应力集中破裂安全隐患，亟需研发适宜的干式低温冷切割装备。

1 研发思路

通过国家一级科技查新机构检索《油气管道维抢修关键技术研究及应用》，现有管道冷切割装备多采用单刃圆周切削结构，缺乏自适应曲面贴合机

构与实时智能监测单元，无基于农耕犁具仿生切削的干式冷切割方案。为此，从三层维度开展技术借鉴。

理论层面：参考《冷切割革命》低温切削理论，确定干式冷切割温度控制上限 40°C ；依据 GB/T 8162—2018《结构用无缝钢管》、X80管线钢力学性能^[1]，明确高硬度管材切削结构设计约束。

仿生实物层面：借鉴传统耕犁犁刃切削、曲辕曲面适配、三铧多刃均衡耕作核心结构，弥补传统切管机贴合差、受力不均、无深度监测缺陷。

控制技术层面：融合激光测距、三维点云聚类算法、易语言工控程序，搭建切削深度实时监测闭环控制系统。

基于上述理论与仿生结构，智能定位“犁”型管道冷切割装备整体方案分模块完成结构设计、电路开发、样机试制与现场验证，其核心设计指标：干式冷切割管壁最高温度 $\leq 40^{\circ}\text{C}$ ，激光定位检测精度 $\leq 0.1\text{ mm}$ ，切削定位直线度误差 $\leq 2\%$ ，整机圆周切削稳定控制精度 $\leq 3\%$ ，弹簧支架管道外壁贴合覆盖率 $\geq 90\%$ ，控制系统双通道独立运行成功率 $> 98\%$ 。

装备分为四大功能模块（图1），破口切割模块主要是白钢材质犁型破口刀，实现管道表层渐进式切削；切割拟合模块主要是双弹簧支架+球形定位面，自适应不同管径管道外壁曲面贴合；主切削

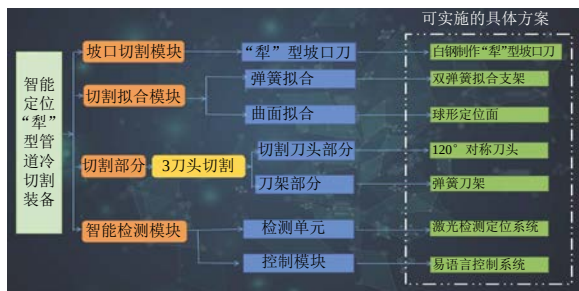


图1 智能定位“犁”型管道冷切割装备架构图

模块主要是120°对称三刀头+弹簧缓冲刀架，圆周均衡切削，降低单刀磨损与局部温升；智能检测控制模块主要是激光雷达定位检测单元+易语言工控系统，实时采集切削深度、管壁温度数据，自动调节刀头进给速度。

2 样机开发与实施

依据5W1H工作法制定开发对策，分6个子项完成结构建模、电路PCB设计、机械加工、程序开发、整机装配与试验调试。

(1) 犁型破口刀开发。采用SolidWorks完成犁型刀3D建模（图2），绘制进给控制PCB电路板，集成装配机械结构与控制电路，开展完整切削周期温升试验。实测单刀切削全过程温度曲线稳定低于35℃，满足≤40℃设计目标。

(2) 双弹簧拟合支架与球形定位面加工。建立双弹簧支架三维模型，设计位移转换控制电路；开展15组外壁贴合覆盖率测试，贴合率区间93%~99%，均值96.4%；球形定位面完成机械制图、机加工与直线度复核，多方向定位误差均小于2%。

(3) 120°对称三刀头与弹簧刀架试制。绘制环形三刀头加工图纸（图3），配套铁屑清理控制电路；样机装配后进行多组受力均衡测试，切削误差≤±1%；弹簧缓冲刀架完成图纸设计与加工，沿管道整周切削稳定控制精度≤3%。

(4) 激光智能检测系统搭建。基于旋量理论建立三轴几何误差模型，采用激光雷达采集管道

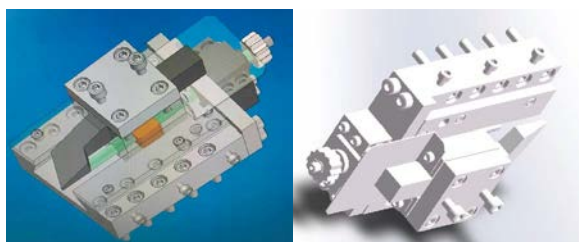


图2 犁型刀3D建模

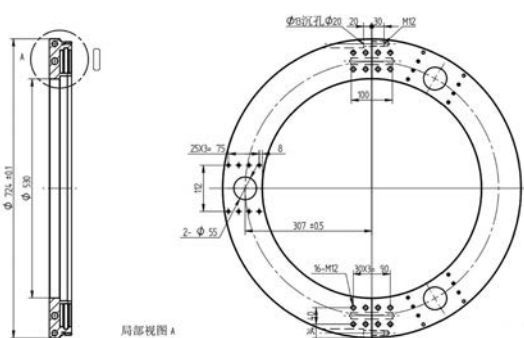


图3 环形三刀头加工示意图

外壁点云，并结合角度聚类+3D-NDT正态分布变换算法完成点云解析；设计专用检测控制电路，制作激光定位硬件模块。25组精度验证试验显示，测量误差最大值0.004 mm，满足≤0.1 mm精度指标^[2]。

(5) 易语言智能控制系统开发。完成工控程序编写、EXE控制软件编译与触控控制面板配套开发（图4），经10组连续运行测试，系统双通道独立控制平均运行成功率99.47%，最低运行稳定性98.8%，高于设计阈值。

(6) 整机装配与多工况调试。将四大模块集成组装，分别开展室内常温、冬季室外低温多工况切削试验，模拟管网全年抢修作业环境，验证装备全温域工况适配性。

3 性能试验与效益分析

(1) 核心性能指标验证。分室内外低温两大工况开展了10组整机切割温度测试。室内环境25~26℃，切削最高温度29.4℃；室外低温环境-21~-12℃，切削最低温度24.9℃，所有工况下

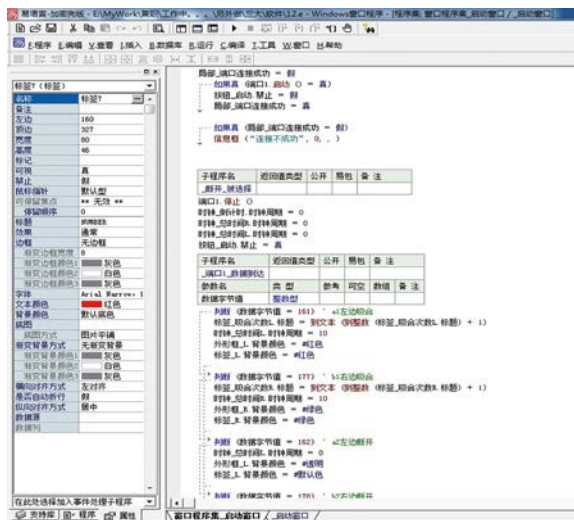


图4 易语言智能控制系统

表 1 室内外工况下冷切割作业温度测试结果（2024年）

时间	位置	环境温度 /℃	切割最高温度 /℃	目标温度 /℃	激光监测
11.27	室内	25.0	26.4	40.0	正常
	室外	-12.0	25.8	40.0	正常
11.28	室内	25.0	27.2	40.0	正常
	室外	-16.0	25.6	40.0	正常
11.29	室内	26.0	26.9	40.0	正常
	室外	-20.0	24.9	40.0	正常
11.30	室内	25.0	27.1	40.0	正常
	室外	-19.0	28.9	40.0	正常
11.30	室内	25.0	29.4	40.0	正常
	室外	-21.0	28.5	40.0	正常

管壁切割温度均远低于40℃安全限值，干式无冷却水冷切割目标完全达成（表1）。整机作业效率对比传统设备提升30%；激光定位、曲面自适应、智能温控功能同步实现，无切削高温、无机械碰撞风险，适配 X80 等高钢级大口径长输油气管道。

（2）技术价值。国内首创仿生犁型干式冷切割结构，行业首台集成激光智能监测的管道冷切割装备，装备中间样机经第三方科技成果鉴定达到国内领先水平。该装备累计形成6项发明专利、1项软件著作权，其中4项专利进入实质审查阶段，1项专利授权生效。编制《智能定位犁型管道冷切割装备作业指导书》，完成整机电路、机械装配图纸汇编归档，通过CE与国内质量体系认证，形成完整标准化运维体系。

（3）经济效益。传统进口同类冷切割设备采购成本高、后期维保费用昂贵。本装备自主研发加工，单台套综合制造成本19.6515万元，对比市场同类设备单台可创造直接经济效益30.1485万元，长期批量推广可大幅降低管网企业抢修设备采购运维投入。

（4）社会效益。以往切割时，消除水冷介质渗入管道引发的内壁腐蚀隐患。本装备实现无冷却水干式冷切割，激光实时监测切削深度，避免管道壁厚过度切削造成泄漏风险，大幅提升抢修作业本质安全；设备安装便捷、操作门槛低，基层抢修班组经短期培训即可独立操作，适配全国各区域管网维抢修队伍推广应用，可助力国家管网12小时快速抢修复产目标落地。

4 结语

针对油气管道传统冷切割设备水冷依赖、温升超标、高钢级管材适配差、无智能监测等痛点^[3]，创新融合农耕犁具仿生结构与激光智能检测控制技术，研制智能定位犁型管道冷切割装备，解决管道干式低温切削核心难题，满足管网抢修全流程运维需求。主要创新点包括四个方面。

仿生犁型切削结构采用犁刀渐进破口+120°对称三刀头环形切削，均衡分散切削应力，降低摩擦生热。

双弹簧球形曲面自适应贴合机构，适配不同曲率、不同外径管道外壁，提升切削稳定性。

激光非接触式实时深度监测系统，实现切削全过程可视化，临近安全壁厚自动预警。

一体化易语言智能控制系统，自动匹配管径、调节刀头进给速度，稳定控制切削温度≤40℃。

经多工况现场试验验证，装备各项设计指标全部达标，作业效率、安全性、智能化水平显著优于现有传统切管设备，同时完成标准化文件编制与知识产权布局，具备规模化行业推广条件。但存在前期仿生结构理论借鉴、多方案对比选型阶段周期较长等不足，后续研发可进一步拓宽文献、实物借鉴渠道，缩短研发迭代周期。

参考文献：

- [1] 张小立. X80 高钢级管线钢组织与力学性能 [J]. 中原工学院学报, 2010, 21 (4): 4-10.
- [2] 李刚, 王浩. 基于3D-NDT的激光雷达点云定位算法优化 [J]. 机械工程与自动化, 2024 (2): 167-170.
- [3] 马伟平, 张帆, 房伟, 等. 高钢级管道切割技术现状综述 [J]. 油气与新能源, 2025 (4): 62-67.

作者简介：张志坚，甘肃公司副总经理、党委委员，主要负责生产运行、资产完整性管理、应急管理、市场开发、战略规划与执行等工作。

通讯作者：邢占元，1985年生，本科，高级工程师，酒泉维抢修中心副主任，党总支委员、安全总监、工会主席，主要从事管道应急和维抢修工作。联系方式：15193138534, xingzhanyuan@163.com。

贵州省石油天然气管道建设和保护 地方立法实践

吴远光

国家管网集团贵州省管网公司

摘要：《贵州省石油天然气管道建设和保护条例》立足贵州山地丘陵占比高、地质灾害频发、高后果区风险突出等省情实际，在政府规章基础上，将法律效力层级提升至地方性法规，涵盖规划建设、运行保护、高后果区管理、法律责任等全生命周期环节。创新构建了政府、部门、企业、社会四级责任链条，建立临时用地后续补偿机制以化解企地矛盾，专设高后果区管理章节实现政企联动“双包保”和“一区一案”闭环管控，并依托省级数据共享平台推动管道信息系统建设与智能化巡护。条例实施后，全省管道保护实现从分散管理向法治化、系统化、智能化转型，为山区油气管道保护提供了可复制的立法范本。

关键词：地方性法规；高后果区管理；政企联动；临时用地补偿；智能化监管

贵州省作为南方油气运输关键通道，省委、省政府大力推进“气化贵州”“天然气管道县县通”“六网会战”等重大工程，“十四五”期末全省管道总里程已突破5000 km，管道安全保护的重要性、紧迫性全面提升。

贵州省山地丘陵占比达92.5%，洪水、山体滑坡等地质灾害多发，部分管道服役年限较长，安全隐患逐年增加。随着城镇化加快，工程相遇、项目争地等现象日益普遍，加之省市县三级监管衔接不畅、第三方施工协调难、土地复垦不到位、群众保护意识不强等问题突出，高后果区持续增长，公共安全与环境风险不断加大。2017年虽出台了政府规章《贵州省石油天然气管道建设和保护办法》，但法律效力层级低、立法范围窄、刚性不足，难以有效应对第三方施工频繁、高后果区风险上升、监管协同不畅等新情况新问题，亟需通过高位阶立法理顺体制、化解矛盾、防控风险。

为将政府规章上升为地方性法规，省人大财经委、省人大常委会法工委、省司法厅、省能源局等

多部门联合组建立法小组，创新开展立法前评估、立法后评估及4项油气技术专项评估，广泛征求社会各界意见，确保立法贴合贵州实际、精准解决问题。2022年3月30日，《贵州省石油天然气管道建设和保护条例》（简称《条例》）经贵州省第十三届人民代表大会常务委员会第三十一次会议通过，自2022年6月1日起施行，是贵州省石油天然气管道建设和保护领域第一部地方性法规。

1 主要内容

《条例》共6章40条5400余字，内容覆盖管道规划、建设、运行、保护、监管、应急等全生命周期。

总则部分（第一条至第九条）明确立法目的、适用范围、基本原则；确立政府领导、部门监管、社会监督和管道企业负责的机制；界定省、市、县三级管道保护主管部门及应急、公安、自然资源、市场监管等部门职责；规定管道企业是管道建设、保护和安全运行的责任主体；明确乡镇（街道）协

助做好辖区管道建设和保护工作义务，鼓励新闻媒体开展公益宣传与舆论监督。

管道规划建设部分（第十条至第二十一条）规范全省管道发展规划编制，强调以国土空间规划为基础、与专项规划充分衔接；明确管道建设须结合山区地理实际，坚持科学选址、节约用地、避免占用平坦区域；建立临时用地后续补偿机制；规范管道相遇协调规则；明确管道工程竣工验收主体及审查管道是否符合管道安全保护要求，并重点对有关事项进行验收，从源头管控安全风险。

管道运行保护部分（第二十二至第二十九条）要求依托省级数据共享平台建设全省管道信息系统，健全数据采集、管理、共享机制；推行管道完整性管理，明确企业巡护、隐患排查、风险预防、应急处置等主体责任；规范第三方施工管理、管道停运/封存/报废程序；明确执法职权，强化日常运行保护。

管道高后果区管理部分（第三十条至第三十四条）规定县级人民政府应当与管道企业建立健全高后果区风险防控联动机制，管道保护主管部门应当将高后果区作为重点监督管理区域；管道企业应当履行高后果区管理主体责任，完善管道标志、加强管道巡护、提升技防措施、做好公众宣传、制定“一区一案”和应急演练；政企共同落实对高后果区的风险管控。

法律责任部分（第三十五条至第三十八条）在与上位法不冲突、不重复的前提下，细化危害管道安全行为的法律责任，新增了管道企业未按规定制定高后果区现场处置方案的法律责任，强化执法刚性约束。

附则部分（第三十九条至四十条）对石油、天然气、高后果区等关键概念作出法定释义，明确条例施行时间。

2 创新要点

《条例》立足贵州省山区省情，坚持科学立法、民主立法、依法立法，在上位法框架内实现多项全国领先、全省首创的制度突破，形成鲜明的贵州特色。

监管体系更健全，破解多头管理难题。构建政府、部门、企业、社会四级责任链条，将原《办法》中“能源主管部门”调整为“管道保护主管部

门”更贴合基层实际；细化部门职责分工，完善上下联动、部门协同、全域覆盖的联防联控机制，明确乡镇（街道）协助做好管道保护工作的职责，从根本上解决职责不清、推诿扯皮、监管缺位问题。

规划选线更科学，贴合山区地形特点。管道发展规划以国土空间规划为基础，充分衔接相关专项规划；明确管道建设必须科学选址、节约用地、避开平坦发展区域，最大限度减少对地方经济发展用地的占用，从源头平衡地方发展与管道保护。

补偿机制更完善，保障群众合法权益。创设临时用地后续补偿机制，明确因管道运行和保护影响土地后续使用的，管道企业应当另行给予相关权益人补偿，县级以上主管部门应当建立配套机制，彻底解决长期困扰的“通过用地”补偿难题，平衡企业与土地权利人利益。

验收制度更明确，填补实践管理空白。明确除国家另有规定外，管道工程由建设单位组织竣工验收，重点审查安全保护设施、防护方案、管道选线与安全保护距离、管道标识设置等内容，彻底解决实践中长期存在的“谁来验、验什么”的管理空白。

智能保护更先进，融入大数据发展优势。依托省级政府数据共享平台建设全省统一管道信息系统，实现数据互通、动态监管；鼓励企业推行完整性管理，运用无人机、泄漏监测、周界入侵报警、视频监控等先进技防设施，以数字化、智能化赋能管道保护。

高后果区管控更完善，实现全链条制度创新。《条例》首创高后果区专章，实现地方立法突破。一是责任清晰，明确政府联动监管、企业主体责任，构建政企协同防控机制；二是管控精细，按等级分类巡护，特殊时期加密频次，推广视频监控等技防手段；三是宣传到位，每半年开展一次安全宣传，设置警示标识与逃生路线图，提升公众防护意识；四是应急闭环，预案含现场处置方案并与政府预案衔接，每年至少一次应急演练；五是法治刚性，未按规定制定处置方案可处2万~10万元罚款，强化约束效力。

3 实施效果

《条例》颁布实施以来，全面构建了贵州油气管道保护法治体系，治理效能显著提升，法治保障



管道安全保护业务培训/吴远光 供

实现层级跨越，完成从政府规章到地方性法规的重大升级，法律效力、权威性、执行力全面增强；构建“3+8”法规政策框架体系（《条例》、行政处罚裁量基准、“十四五”油气产业发展规划+8项配套制度），形成全链条、全方位、立体化法治支撑。

管理体制全面理顺。省市县三级监管体系上下贯通、职责清晰、协同高效，彻底解决多头管理、衔接不畅、联动不足等历史难题，政府、部门、企业、社会监管合力全面增强。

源头矛盾得到有效化解。规划选线、用地管理、征地补偿、工程验收全流程规范化、制度化，项目争地、工程相遇、临时用地补偿等痛点难点问题得到制度性解决，企民关系更加和谐稳定。

高后果区管控实现制度化常态化。专章制度全面落地，高后果区识别、包保、巡护、演练、处置、技防全链条闭环管理，风险底数清、责任明、措施实、管控严，重大安全风险有效压降。

政企联动更加高效有力。政府与企业“双包保”、风险防控联动机制常态化运行，隐患排查、应急处置、联合防控更加快速高效，安全防线更加牢固可靠。

智能防控水平全面提升。管道信息系统、大数据监测、无人机巡护、泄漏预警、视频监控等智能化手段广泛应用，实现从人工巡护向智能防控转变，管道保护精细化、现代化水平显著提高。

有力支撑能源高质量发展。为贵州省“天然气管道县县通”和天然气管道“一张网”建设提供坚实法治保障，能源输送“生命线”更加安全稳固，

切实维护国家能源安全、人民群众生命财产安全、公共安全与生态安全，为贵州省经济社会高质量发展保驾护航。

4 基本启示

一是坚持问题导向、立足省情，针对山区地质复杂、高后果区集中、第三方施工频繁、监管协同不畅等突出难题，将政府规章升级为地方性法规，显著提升法律效力与刚性约束。

二是健全权责清晰、协同高效的监管体系，构建政府领导、部门监管、企业负责、社会监督的工作机制，细化部门分工，压实企业主体责任，破解多头管理、职责不清问题。

三是突出创制引领、精准施策，专章规范高后果区管理，创新“双包保”、用地后续补偿、智能监管等制度，实现风险全链条闭环管控。

四是坚守民生为本、利益平衡理念，完善征地补偿与土地复垦机制，保障群众合法权益。

五是强化刚性执行、落地见效，细化法律责任与验收标准，确保制度可操作、能落地。地方立法应坚持小切口、精准化，紧扣实际、破解痛点、衔接上位法，以良法善治保障行业安全与高质量发展。

下一步，要加快完善条例配套制度，细化执法裁量基准与操作规范；深化高后果区管控与政企联动机制，提升智能巡护、监测预警水平；强化执法监督与普法宣传，压实各方安全责任；适时开展立法后评估，优化用地协调、工程相遇等条款，健全管道全生命周期保护体系。



作者简介：吴远光，国家管网

集团贵州省管网公司三级工程师，目前在贵州省能源局油气处挂职学习。

拥有10余年油气管道一线保护工作经历，擅长油气管道应急处置体系建设、第三方施工全过程管控、管道防

汛防灾安全管理等业务领域。

山东省石油天然气管道保护地方立法实践

李和

山东省石油天然气管道保护服务中心

摘要：针对城市规划发展与管道建设矛盾加剧、第三方施工损坏、管道本体老化及基层监管薄弱等挑战，山东省依据《石油天然气管道保护法》，颁布实施了《山东省石油天然气管道保护条例》，涵盖规划建设、运行保护、应急处置、监督管理及法律责任等，并构建“1+3+N”法规制度体系。实施以来，企业主体责任和部门监管职责有效压实，占压违法行为显著减少，第三方施工审批规范运行，群防群治格局初步形成。

关键词：管道保护；监督管理；应急处置；行政执法；第三方施工

山东省共有油气管道144条，总里程1.54万公里，覆盖16市130多个县（市、区），位居全国第二，已形成“一网双环八枢纽”的天然气输配网络、“三横四纵、港炼直达”的原油管输网络和“五出四连、海陆通达”的成品油管输网络，是华北地区乃至全国重要的油气输送枢纽。

随着城镇化建设步伐不断加快，城市规划发展与管道建设矛盾日益加剧，公路、铁路建设与管道相遇相交问题逐年增多，第三方施工、非法勘探开挖等损坏管道事件时有发生，管道本体老化、腐蚀穿孔风险逐年上升，少数地方基层监管力量和执法资源相对短缺，隐患排查整治不到位等。面对管道沿线日益复杂的外部环境，山东省依据《石油天然气管道保护法》，运用法治思维和法治方式，持续加强油气管道保护工作，经山东省第十三届人民代表大会常务委员会第七次会议通过，《山东省石油天然气管道保护条例》（简称《条例》）已于2018年11月30日颁布，自2019年3月1日起施行，成为全国第二家出台的管道保护地方性专门法规的省份。制定印发了管道保护监督管理三项制度，出台系列政策制度文件，在实践中不断完善，逐步形成“1+3+N”法规制度体系（图1），推动油气管道保护进入依法

治理新阶段。

1 主要内容

《条例》包含总则、规划建设、运行保护、应急处置、监督管理、法律责任和附则，共7章48条6800字。

第一章 总则（第一条至第八条）对立法目的、适用范围、保护原则、属地职责、主管部门职责、企业主体责任等予以规范。

第二章 规划建设（第九条至第十九条）明确了管道规划衔接、建设选线、征收土地和管道通过影响土地使用补偿、工程质量和特殊区域管道安全防护、竣工验收及竣工验收中管道保护审查、竣工测量图备案等要求。

第三章 运行保护（第二十条至三十条）明确了管道企业定期检测维修、管道巡护、隐患排查治

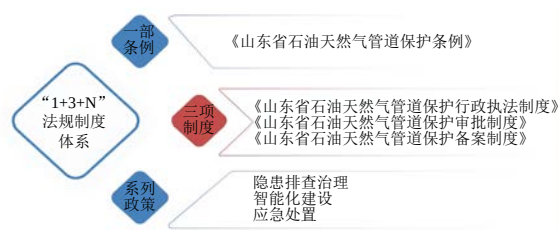


图1 “1+3+N”法规制度体系

理、停运封存报废和重新启用备案、第三方施工作业等方面的要求。

第四章 应急处置（第三十一条至第三十六条）对管道事故应急预案编制、健全应急救援体系、建立专业应急救援队伍、定期开展应急救援演练、管道停输报告等提出明确要求。第五章 监督管理（第三十七条至四十一条）对加强管道保护执法机构和队伍建设、管道信息系统建设、公安、应急、等部门职责分工、主管部门职权予以明确。

第六章 法律责任（第四十二条至第四十六条）对违法行为所应追究的法律责任作了规定。

第七章 附则（第四十七条至第四十八条）对《条例》中的有关名词、术语作了解释，并对施行日期作了规定。

2 创新要点

《条例》严格遵循上位法，在管道保护法框架下适度创新、细化延伸，总结吸收创新经验与做法，着眼现实工作中亟需解决的突出问题，细化管道保护措施、应急处置、监督管理等具体内容，确保《条例》符合当前和今后一段时期内管道保护工作的实际需要。

增设监督管理章节，强化政府监管。一是加强管道保护行政执法，明确县级以上人民政府根据实际，设立和确定相应的执法机构，配备足额的执法人员和执法装备，切实加强对危害管道安全的违法行为进行有效监管和执法，对执法人员职权作了规定，并制定了管道保护行政执法制度，明确行政执法流程、行政处罚权裁量基准、规范执法文书，通过严格规范公正文明执法保障油气管道安全。二是明确建立管道信息综合管理系统平台，完善有关信息数据采集、共享、使用和管理等方面的机制，出台了《关于加快石油天然气管道智能化发展的意见》《山东省石油天然气管道智能化建设实施方案》，加快管道全生命周期智能化建设，持续推进全省油气管道综合管理信息平台建设，打造空天地一体化监控网络，运用科技手段提升风险预警防控能力，推进管道占压、第三方违法施工等由“事后处置”向“事前预防”转型。

增设应急处置章节，加强应急救援建设。一是加强管道保护应急救援体系建设，明确县级以上人民政府负责编制本行政区域内管道事故应急预案

和健全应急救援体系，明确相关各方的应急责任，形成通力合作的应急救援体系。二是强化应急救援队伍建设，明确县级以上人民政府具体负责建立救援基地和专业应急救援队伍，可以组织和委托有条件的企业和社会组织参与建设，并纳入县级以上人民政府的救援体系中，起到补充增强应急救援处置能力的作用。三是健全完善政企应急预案，规定管道企业制定应急预案应当与当地人民政府的应急预案相衔接，规范企业管道应急预案备案、事故报告以及采取应急措施提前告知受影响的下用户等内容。四是明确基层单元的管道应急义务，管道所在地的乡（镇）人民政府、村（居）民委员会应当采取措施，支持管道企业的事故抢修和应急处置工作。

增加管道保护具体措施。《条例》在上位法的基础上新增了四项保护措施：一是新建管道的选线与建筑物、构筑物等的安全保护距离，应当符合有关法律、法规和国家、省有关技术规范的规定，并避开机场、火车站、市场等公共场所与居民小区等人口密集区；重要水源地、自然保护区的核心区和缓冲区等生态保护红线划定的区域。二是建立管道信息综合管理系统平台，完善有关信息数据采集、共享、使用和管理等方面的机制。三是增加停止运行、封存管道重新启用的程序要求，明确按照国家有关规定检验合格，并在启用前告知相关部门和管道保护主管部门。四是要求从事地下挖掘或者采用定向钻、顶管等方式进行的施工作业，应当事先向管道保护主管部门查询作业区域的管道数据资料等。明确了部门依法监管责任，夯实了企业主体责任，保障了上位法与《条例》有效实施。

3 实施效果

《条例》颁布实施以来，为新形势下山东管道保护工作提供了坚实的法律支撑和保障，从制度上搭建起政府领导、部门监管、企业负责、公众参与的管道保护管理机制。进一步压实了企业竣工验收零占压交付等方面的主体责任，占压违法行为显著降低。促进了竣工测量图备案专项整治，督促企业依法履行备案义务。细化了住建、应急等部门的职责分工，依据《条例》组建省油气管道专委会，充分发挥各部门专业优势，通过信息共享、联合执法等手段强化了部门监管，凝聚管道保护工作合力。

（下转第69页）

安徽省在役天然气管道保护规范 制定与实践

张振武

安徽省天然气开发股份有限公司

摘要：地方技术标准《在役天然气管道保护规范》，立足安徽省地形地貌与工程实际，构建了覆盖交叉并行防护、交流干扰分级治理、水域穿越、水工保护、浅埋段加固及废弃管道处置等关键场景的全链条技术体系，并配套3个资料性附录，形成“正文条款+实操图集”的闭环支撑。实施以来，有效提升了第三方施工管控水平，系统化解了杂散电流、水土流失等风险，保障全省近1759 km管网平稳运行，为同类型地区管道保护标准化建设提供参考范例。

关键词：在役天然气管道；地方标准；第三方施工管控；交流干扰防护；水工保护

随着全省新型城镇化、交通水利、电力工程等重大基础设施大规模推进，公路、铁路、高压线路、河道治理及市政工程与在役天然气管道交叉、并行、近距离穿越情况大幅增多，管道沿线第三方施工活动愈发频繁，机械误碰、违规挖掘等外部损坏行为成为威胁管道安全稳定运行的重要风险源。

为顺应能源结构调整与生态保护发展要求，贯彻落实《石油天然气管道保护法》等法律法规，填补安徽省在役天然气管道保护地方技术标准空白，安徽省天然气开发股份有限公司（简称皖天然气）提出并主导编制安徽省地方标准DB34/T 2977—2017《在役天然气管道保护规范》（简称《规范》），于2017年10月15日实施，旨在为全省天然气管道保护工作提供统一、可落地的技术标准，破解实际管控难题。

1 主要内容

《规范》整体架构体系完整、章节设置逻辑严谨，共设置基础规定、各类工程交叉并行防护、交流干扰治理、水域穿越安全管控、水工保护、浅埋段防护及废弃管道处置等11个章节，并配套3个资

料性附录，全文约9.2万字，内容覆盖在役天然气管道全生命周期保护关键环节。

基础章节（第1章至第4章）划定标准适用范围、罗列规范性引用文件、界定术语和定义、明确行业基本规定，厘清了标准适用边界、统一了专业名词释义，同时明确管道企业巡护、检测、隐患排查等基础职责，为技术条款落地执行奠定制度基础。

核心技术章节（第5章至第11章）聚焦天然气管道保护的实际场景，分别对公路铁路交叉并行保护、其他埋地设施交叉并行保护、交流干扰防护、水域穿越保护、水工保护、浅埋管道保护、废弃管道处置共7类场景作出系统性技术要求，贴合安徽省地域地貌特征与第三方施工管控工况。

资料性附录包含新建工程穿越、交叉管道的保护、交流干扰保护、水工保护3大类共23种天然气管道保护的具体做法，通过配套具体施工图纸、技术参数表及标准操作流程，形成“正文条款+附录实操”的完整技术支撑体系，便于工程设计、施工及运维人员直接参照应用，有效降低管道运行风险。

在交叉及并行净距管控方面，细化了公路、铁路、其他埋地设施与管道并行或交叉的安全间距阈值。明确新建管道与天然气管道并行最小净距不小于6 m，受限地段经安全评估并落实防护措施后可适度缩减；石方爆破开挖工况并行净距需大于20 m，并严格管控爆破施工参数；电力电缆与输气管道常规并行净距不小于5 m，采取物理隔离防护后净距不小于1 m，实现差异化净距管控。

在交流干扰分级防护层面，设置“弱、中、强”三级管道受交流干扰程度判定标准，实行分级防护管理；针对持续干扰、强电冲击瞬间干扰、集中接地三种类型的防护措施，明确各类型防护措施的关键技术控制要求，细化阴极保护电位、接地电阻等核心技术指标；明确交流干扰效果评价的具体指标，保障天然气管道电化学防护系统稳定运行。

在管道浅埋与水工保护方面，结合皖南丘陵、水网密布地域特征，规定覆土厚度、平衡压袋、挡土墙等防护结构参数；细化水域穿越段稳管、护岸砌筑、清淤作业管控要求，明确水工保护工程混凝土强度等级、反滤层构造设置、伸缩缝布设间距等施工工艺标准，适配安徽本地地形水文条件。

2 创新要点

《规范》补齐现场落地技术支撑短板，适用于安徽省在役埋地天然气管道线路工程保护，可为管道运营单位、施工从业主体及行业监管部门开展管道安全管控、工程建设和日常运维提供全面统一的技术依据。

一是构建“分区管控+分级审批”第三方施工管理体系。明确管道周边三级管控范围及对应禁止、限制、许可行为；细化施工申请、方案审查、现场监护、验收备案全流程要求，填补省内第三方施工管理技术标准空白，解决“谁来管、管什么、怎么管”问题。

二是建立“交流干扰分级防护”技术体系。针对安徽省高压电网密集、电气化铁路快速发展现状，建立干扰程度量化判定标准，区分强、中、弱三级并匹配差异化防护措施；明确固态去耦合器、带状锌阳极等新型防护装置的技术参数与安装工艺，解决交流腐蚀、人员安全、设备损坏等痛点。

三是制定“水域+水工”一体化保护技术方案。针对皖南地区江河湖泊众多、水网密布、汛期

洪水频发的地域特点，系统整合了有关水域穿越埋深控制、稳管沉管换管工艺、岸坡防护、冲刷治理、水土保持等技术要求，并编制可直接应用的水工保护做法图集，实用性和可操作性强。

四是细化“浅埋+废弃管道”特殊场景处置规范。针对安徽省部分地区地形复杂、施工受限等实际，明确浅埋段加固、覆盖、标识、监测要求；规范废弃管道清空、封堵、防腐、回填、标识、备案全流程，杜绝遗留安全隐患。

3 实施效果

《规范》作为安徽省在役天然气管道保护领域的核心地方标准，自2017年10月实施以来，为全省管道保护工作提供系统、统一的技术遵循与管理指引，推动管道保护工作实现从经验驱动向标准引领、分散管控向系统治理的转型。

第三方施工管控规范化水平显著提升。《规范》明确公路、铁路及其他埋地设施与在役天然气管道并行、交叉时的技术方案、施工要求及管控要点，成为各方开展施工协调、风险告知的核心依据，被管道企业、施工单位等广泛采纳，消减了施工误碰、违规挖掘引发的管道安全风险和隐患。

重点安全隐患治理效能持续优化。《规范》全面覆盖交流干扰、水工保护、管道浅埋等高风险场景的保护要求，在历年管道覆土不足、水域穿越段防护完善、水工保护设施破损修复、道路交叉段管道防护及杂散电流干扰治理等工作中得到充分应用，有效化解了各类管道安全风险。

促进管道保护技术规范应用与迭代升级。《规范》既明确管道保护的技术要求，又细化实施路径，推动交流干扰防护、阴极保护等关键技术规范落地。针对管道与公铁路交叉、水域穿越等复杂工程，提供统一的技术支撑，减少工程实践的随意性，提升保护工程的质量与可靠性，同时为新建管道、管道迁改等工程提供技术保障。

《规范》的实施，提升了安徽省在役天然气管道保护规范化管控能力，保障了管网安全平稳运营。皖天然气作为省内管网运营骨干主体，截至2025年底，运行管理的省级天然气管道共计29条，全长约1759 km；累计完成第三方损坏风险控制及隐患销号1439项、实施管道盖板（涵）保护145例、自然与地质风险控制（含水工保护等）497

项、规范化处置废弃管道21处、埋深不足整治53处，2018年被国家能源局管道完整性管理“推先工作”评审团评为管道完整性管理先进企业等荣誉，充分体现出标准的实践价值与引领作用，也为同类地区管道保护标准化建设提供参考。

4 基本启示

一是立足地方实际，深度结合区域地形、地质、工程特点，避免照搬国家标准，才能精准解决实际问题；二是多方协同，由皖天然气牵头，联合建设施工企业共同编制，兼顾技术可行性、管理操作性、行业适用性；三是全链条覆盖，包括并行或交叉、交流干扰、水域穿越、水工保护、管道浅埋等多项管道保护措施，形成闭环标准体系，确保管道保护无死角；四是融合技术与管理，既明确技术参数，又规范管理流程，实现“技术可操作、管理可落地”。

面对新形势新任务，《规范》建设要持续发力。一是修订完善相关内容，补充管廊交叉、数字化监测等新增条款，优化区域差异化防护要求；二是推动标准化与智能化升级，融入智能巡检、风险预警、在线监测等要求，构建“标准化+智能化”保护体系；三是强化《规范》实施监督，建立实施评估、宣贯培训、监督检查机制，提升执行力度；四是加强区域协同，对接长三角管道保护标准，推动跨区域标准规范协同与技术共享。



作者简介：张振武，高级工程师，博士，主要从事燃气工程技术管理、天然气掺氢及新能源领域相关技术的研究与应用工作。

（上接第66页）

加强审批环节把关，防范第三方施工损坏风险，2025年共办理第三方施工审批198件。压实地方政府属地责任，充分发挥管道沿线的乡（镇）人民政府、街道办事处、村（居）民委员会管道保护积极性，通过普法宣传，提高社会公众法治意识，营造全社会支持参与管道保护的良好氛围，形成群防群治格局。各市、县分别组建专业的执法队伍，持续加强执法培训，提升履职本领，通过严格执法推动企业主体责任落实，2025年共开展管道保护行政执法378次，有力震慑了第三方违法施工等威胁管道安全的行为。

4 基本启示

山东省立足实际，坚持以法治为准绳，在认真总结多年实践经验基础上，依照国家相关法律、法

规制定《条例》，并充分征求地市和企业意见，探索出一条依靠法治强化监管、压实责任、加强管道保护的成功路径。《条例》同时也出现了条款中部门分工与机构改革部门职能调整不同步等问题，需要 we 们继续弘扬法治精神，进一步完善管道保护法规制度体系，提高管道保护法治保障能力，为推动油气行业高质量发展、保障国家能源安全贡献山东力量。



作者简介：李和，1989年生，本科，高级工程师，主要从事油气管道保护工作。联系方式：18562065739。

长沙市防范第三方施工破坏 燃气管道十条措施

(1) 严格落实涉燃气施工规范。建设单位、施工单位、监理单位、物业服务企业、管道燃气经营企业等单位应当严格执行国家、省、市相关涉燃气施工标准规范，确保燃气管道运行安全。

(2) 严格精准交底。管道燃气经营企业应当完善并动态更新燃气管道档案，确保档案数据与施工现场实际一致，向建设单位、施工单位提供准确的燃气管道信息，并提出相应保护措施等要求。

(3) 严格管网巡查。管道燃气经营企业应当加强燃气管道巡查、巡检，掌握涉燃气施工项目情况。物业服务企业要加强服务区内日常安全巡查，发现未报备的动土作业应当立即制止，并第一时间告知管道燃气经营企业到场指导。

(4) 严格涉燃气施工审查。建设工程开工前，建设单位应当查明施工范围内地下管线情况。涉及燃气管线的，应当会同施工单位与管道燃气经营企业共同编制燃气设施保护方案，由管道燃气经营企业根据有关协议向相关燃气主管部门报备。

(5) 严格涉燃气小散工程监管。对庭院施工及改造等小散工程，建设单位应当依据相关规定向属地街道（乡镇）进行安全生产信息登记，接受属地街道（乡镇）的安全生产指导。施工单位在施工前应当对地下管线相关资料进行现场核查，加强施工活动的安全管理，严格落实对燃气管道的安全保护措施。属地街道（乡镇）应当配合县级职能部门，对辖区内涉燃气小散工程建设开展安全巡查，对发现的安全隐患问题及时提醒、警示、制止并跟踪督促整改，对拒不整改违法违规行为和安全隐患等问题要及时上报。

(6) 严格涉燃气施工安全培训。涉燃气施工开工前，施工单位应当按照安全生产相关要求组织现场负责人、专职安全员以及桩机操作工、挖掘机操作员等动土作业人员，采取多种方式开展燃气

管道保护安全培训，鼓励施工单位邀请管道燃气经营企业到场指导。动土作业前，施工单位现场负责人、专职安全员应当按照安全生产相关要求，确认动土作业人员已通过培训并掌握燃气管道保护要求和施工技术要点。

(7) 严格现场监督。涉燃气施工过程中，施工单位应当严格执行燃气管道保护方案，按照燃气管道保护相关要求，安排现场监管人员全程旁站监督，落实人工深挖、物理隔离等措施。鼓励施工单位设置实时视频监控，接入管道燃气经营企业运营系统。管道燃气经营企业应当派专业人员进行现场指导。

(8) 严格应急处置要求。如施工过程中发生燃气管道泄漏，施工单位应当立即停止施工，疏散周边人群，通知管道燃气经营企业，按规定采取应急保护措施。管道燃气经营企业应当立即采取必要的应急措施，分级分类启动应急预案，严防次生事故发生。

(9) 严格执行“四个一律”。对因违规施工并造成燃气泄漏的，实行“四个一律”，即：一律依法立案、一律依法“一案双查”（同时追究企业、相关人员责任）、一律依法处置、一律依法公开曝光。

(10) 严格“一案一会商”查办。建立完善涉燃气案件会商查办机制，因违规施工造成燃气泄漏的，由事发地区县（市）人民政府分管领导牵头，召集城管、公安、住房城乡建设、应急、市场监管等部门参加，同步对接人民法院、检察机关，加强行刑衔接，实行“一案一会商”，依法从严查办案件。

本措施由市城管局负责具体解释工作，自2026年7月1日起施行，有效期5年。

（来源：长沙市人民政府网站）



《管道安全保护》编辑部：管道安全绝不止于管道本身。地下热力管网、老旧附属设施、产权归属模糊的“盲区管线”，都可能成为点燃灾难的“那把火”。唯有将风险视野延伸至每一处邻近热源，将信息共享覆盖到每一寸地下空间，将应急演练落实到每一次“闻到气味”的本能反应，才能真正筑牢生命防线。本期专栏分享一起发生在美国宾夕法尼亚州一条退役聚乙烯燃气三通管道高温降解致泄漏爆炸事故，该管道1982年敷设，退役封堵后仍承受系统压力，被邻近蒸汽管道长期泄漏的高温蒸汽持续烘烤，最终降解失效并泄漏爆炸，致7人死亡、10人受伤，直接财产损失约4200万美元

一起退役聚乙烯燃气三通管道 高温降解致泄漏爆炸事故

吉建立

中国特种设备检验协会

案
例

1 事故概况

2023年3月24日16时55分，美国宾夕法尼亚州伯克郡韦斯特雷丁镇（West Reading）发生一起天然气泄漏爆炸火灾事故。事故管道为UGI公司所有并运营的天然气配送系统，位于樱桃街（Cherry Street）公共路权下方一根直径1.25英寸（约32 mm）的Aldyl A聚乙烯燃气主管道，通过服务三通向R.M.帕尔默公司（R.M. Palmer Company为一家糖果制造商）1号、2号楼供气，1982年敷设，运行压力约53 psig（0.37 MPa），最高允许运行压力60 psig（0.41 MPa）。

2021年UGI公司对2号楼进行例行巡检时曾发现地下室及户外存在燃气气味，遂实施了服务支线及三通的更换工程，并在东侧新建了三通及支线。但退役三通封堵后仍连接在主管上并承受系统全压，在高温环境下降解失效导致天然气泄漏，集聚在R.M.帕尔默公司2号生产楼地下室遇点火源爆炸，导致2号楼完全坍塌，相邻1号楼及北侧一栋公

寓楼严重损毁，7名帕尔默公司员工死亡、10人受伤，3户居民被迫转移，直接财产损失约4200万美元。

2 事故经过及应急处置

（1）事前施工与隐患形成。

2021年2月16日，UGI公司巡检人员在2号楼地下室检测到燃气气味，判定为C级泄漏（需立即处理），遂立项更换服务支线、三通并将燃气表移至室外。施工前，UGI公司向宾夕法尼亚州地下设施定位系统（PA One Call）提交了紧急定位申请。开挖过程中发现地下有白色粉末，R.M.帕尔默公司员工告知附近敷设有一条蒸汽管道，但UGI公司员工未进一步确认蒸汽管道与天然气设施的精确间距，也未将此信息上报完整性管理部门。施工完成后，新三通及支线投运，原三通退役封堵，但仍保留在主管上承受全压（图1、图2）。

事后调查发现，蒸汽管道建于20世纪60年代前，用于将1号楼锅炉房蒸汽输送至2号楼供暖，管



图1 事故现场开挖

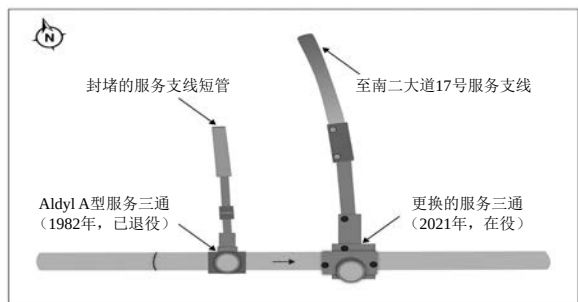


图2 事故管段示意图

径4英寸（102 mm），顶部埋深约0.46 m。长期缺乏维护，外腐蚀严重，壁厚由5.6 mm减薄至最薄约1.0 mm（不足原壁厚的20%）。2021年UGI施工后，在外部荷载与腐蚀共同作用下发生局部剪切并出现约4英寸的贯穿裂纹，高温蒸汽持续泄漏至周边土壤（图3）。

（2）泄漏与爆炸经过。

2023年3月24日15时左右，R.M.帕尔默公司中班员工陆续进入1号、2号楼工作。约16时20分多名员工陆续闻到类似“臭鸡蛋”的燃气味，部分员工向主管报告。16时42分已下班的员工致电前台报告楼外有强烈异味；16时43分助理技术员自行撤离2号楼；16时47分领班机械师与生产线主管在室外查看燃气表；16时54分工厂经理与领班机械师进入2号楼地下室；16时55分2号楼发生剧烈爆炸。当地消防部门在16时56分左右听到爆炸声后自行出动，16时57分接获首个911报警。

爆炸前至少13分钟已有员工闻到燃气味，但R.M.帕尔默公司管理层未启动疏散，反而组织人员查找泄漏源，导致多名管理人员和一线员工滞留



图3 蒸汽管道失效图

建筑内。爆炸瞬间摧毁2号楼，冲击波导致1号楼北墙爆裂、地板开裂，北侧公寓楼受损。最终共30个消防和救援单位、15个执法机构、9个急救医疗单位及2个城市搜救队到场。宾夕法尼亚州应急管理局也派出了支援力量。

（3）应急响应与抢险。

约17时00分雷丁市消防局联系UGI公司请求关闭。约17时19分UGI首位响应机械师按指令前往樱桃街附近关闭地下主阀门，其中南二大道与富兰克林街处的阀门顺利关闭；但南二大道与宾夕法尼亚大道处的阀门因被沥青覆盖且与水阀混淆，无法确认阀门编号而未能关闭，UGI公司随即通过GIS地图确认下一处阀门位置，约17时50分关闭该阀门，切断南北向气流。南四大道与宾夕法尼亚大道阀门因阀箱内积满泥土和垃圾，待真空吸污车清理后约18时15分才完成关闭，实现系统隔离。

爆炸后，消防员在1号楼地下室发现燃气驱动的火焰正通过连接两栋建筑的巧克力管道套管（chocolate pipe conduits）持续燃烧，表明燃气仍在泄漏。主火在系统隔离后熄灭，消防员随后扑灭残余火点。搜救行动持续3天，至3月27日最后一名遇难者被找到。

3 原因分析

（1）直接原因。

Aldyl A聚乙烯退役三通在持续高温土壤环境中发生材料降解导致天然气泄漏爆炸。美国国家运输安全委员会（NTSB）材料实验室检验显示，该退役三通的外壳存在一条长约48 mm的纵向贯穿裂纹，由顶部延伸至底部（图4）。断口呈典型的慢裂纹扩展特征，起始于内表面模具分型线处的应力集中点，断口平坦、有纤维化及棘轮纹，向



图4 Aldyl A聚乙烯三通失效图

底部过渡为快速断裂的形貌。三通内部的聚甲醛（Delrin）嵌件亦发生严重热分解，靠近蒸汽管一侧出现裂纹及多孔状降解，上部嵌件及顶盖缺失，形成开放的泄漏通道，泄漏量约115立方英尺/分钟（天然气当量）。Aldyl A材料的设计最高地温为100°F（38℃）。NTSB有限元模拟及现场证据表明，蒸汽管道泄漏使退役三通周边土壤温度显著高于设计限值，加速了聚乙烯的慢裂纹扩展速率，同时导致Delrin嵌件热老化分解造成失效。

（2）间接原因。

外部热源影响。蒸汽管道因土壤移动和外壁严重腐蚀（壁厚减薄至原始的17%），事故前已发生穿孔泄漏，高温蒸汽直接烘烤了附近的聚乙烯燃气管道三通，使其处于超出设计极限的高温环境中。

完整性管理缺失。UGI公司的分配完整性管理程序（DIMP）未能识别“高温环境”这一威胁，尽管现场工人在2021年维修时曾发现白色粉末（疑似蒸汽泄漏痕迹）并被告知有蒸汽管道，但未将此信息上报至完整性管理部门进行风险评估。

地下设施信息不明。蒸汽管道属于“私有资产”，所属企业未向宾夕法尼亚州“一呼通”系统注册，导致施工方和管道运营商在进行挖掘或风险评估时，无法获知该高温管道的信息。

应急响应能力不足。UGI公司对关键阀门的维护不到位，导致紧急切断延误；帕尔默公司缺乏针对天然气泄漏的应急疏散程序，员工闻到气味后未及时撤离，导致重大伤亡。

4 启示

这是一起典型的“多米诺骨牌”式失效事故，一条看似无关的蒸汽管道（伴热巧克力管道）最终摧毁了天然气管道并酿成重大事故。对我国管道安全管理带来如下启示。

强化对“非管道类”外部威胁的识别与管理。传统的管道完整性管理往往聚焦于管道本体或第三方施工。本案例警示我们必须关注聚乙烯燃气管道周边的“热源”威胁。建议在开展高后果区识别和风险评估时，将地下热力管网、高温工业管道等作

为重要外部干扰源进行排查，严格评估聚乙烯燃气管道运行环境温度，一旦发现有高温热源（如蒸汽管、热水管、电缆沟）邻近，应立即进行风险消减（如迁移管道、增加隔热层或更换为钢管）。

消除地下“盲区”，推进私有管线信息管理。蒸汽管道因属于工厂私有且未注册，成为了监管盲区。建议完善地下管线信息共享机制，立法或出台规定，要求所有穿越公共道路或位于公共区域内的地下管线（无论产权归属），包括企业自建的热力、工业管道，必须向当地管线信息系统报备坐标和属性，确保“一张图”管理，防止因信息缺失导致风险误判。

加强塑料管道老化与特殊环境适应性管理。老旧聚乙烯燃气管道在特定环境下存在脆性开裂风险。建议针对在役的早期批次聚乙烯管道，特别是运行在复杂环境（高温、高应力）下的管段，应开展专项排查，建立基于风险的退役或更换计划，对存在不可控外部热源风险的管段，应优先进行材质升级。

提升阀门可靠性和企业应急联动能力。阀门“关不上、找不到”，员工缺乏逃生意识加剧了事故的伤亡。建议管道企业应定期实操演练阀门启闭，确保紧急切断阀“关键时刻不掉链子”。管道企业应与沿线企业建立更紧密的应急联动，不仅告知“有管道”，更要指导建立针对特定介质（如天然气）的现场处置方案，明确“闻到气味即撤离”的刚性原则。

来源：《Pipeline investigation report: UGI Corporation Natural Gas-Fueled Explosion and Fire》



作者简介：吉建立，1984年生，硕士研究生，高级工程师，中国特种设备检验协会副秘书长，主要从事管道完整性管理相关技术与法规标准研究。联系方式：18618129602，ji516@126.com。



《管道安全保护》编辑部：为了总结油气管道规划、建设、运行、应急等阶段开展管道保护工作的成功经验和教训，加强源头管理，预防和减少事故发生，保障管道安全运行，我们陆续推出一批典型案例，供广大读者学习参考。欢迎读者结合工作中发生的重要事件，截取有借鉴意义的片段整理成案例，在《管道安全保护》和管道保护微信公众号上发表。来稿请注明：管道保护案例，邮箱：guandaobaohu@163.com。

珠三角成品油管道水毁露管应急处置案例

蔡欧

国家管网集团华南公司生产监视与应急指挥中心

背景

国家管网集团华南公司所辖珠三角成品油管道茂名—阳江段始建于2004年，设计压力9.5 MPa，材质X60，直径406 mm，日常运行压力约5.5 MPa，负责将茂名石化油品输向阳江、江门地区。

2025年6月15日至18日，受第1号台风“蝴蝶”残余云系影响，茂名地区出现持续极端强降雨，沙琅江水位暴涨，因位于茂名市电白区沙琅镇山塘头村的谭儒水闸年久失修，无法开启排洪，使上下游形成约8 m的水位差，上游河堤决堤后，大量高落差湍急河水冲向约300 m外的茂名—阳江段管道MYJ038+800 m处，导致正在输送92#汽油的管道露管223 m，情况十分危急（图1）。

做法

快速响应。6月18日11时40分，茂名作业区巡检人员在MYJ038段发现约25 m管道裸露，扩大排查后发现另一处约80 m管道裸露。12时35分，接到险情报告后作业区启动了三级应急响应，华南公司启动二级应急预案，分控中心紧急停输涉险管道，持续监测管道压力，并对接中石化等上下游单位，优化资源调配与运输方案，保障阳江、江门地区成品油稳定供应。确认险情后1小时内同步向茂名市公安、应急、水务等地方政府部门报告，建立“政府—企业”联合指挥通道，协调调用社会资

源。19时34分，因管道裸露长度扩展至223 m，公司将应急响应升级为二级。

现场处置。18日18时，广州维抢修中心在现场间距380 m的位置确定两处封堵点并开挖，于19日21时20分、23时15分完成上下游封堵，20日7时20分完成管内抽油作业，彻底消除油品泄漏隐患。期间，公司采用“钢板桩防冲刷挡墙+吨袋支护固定”稳管方案，累计投入石料5000余方、转运土方20000余方、回填吨袋5000余袋，建成约230 m钢板桩挡墙，有效改变水流方向、固定管道；在沙琅江决堤口下游6 km、12 km处布设两道围油栏，24小时专人值守，构建预防性溢油拦截防线；成立安全监督组，对动火、吊装等高风险作业全程监护，



图1 茂名—阳江段管道露管现场



图2 现场处置后的管道

并通过第三方监测+员工检索方式开展网络舆情监控，实现零负面舆情。地方政府主导开闸泄洪，降低水位，水务部门采用钢板桩+石料回填工艺封堵决堤口。

评估复产。管道稳固后，公司对裸露管段进行了3组超声应力检测及19道环焊缝的相控阵超声检测，结果均合格。24日18时22分，公司组织行业专家结合检测数据与应力计算结果开展启输条件论证，确认管道本体安全、具备启输条件后恢复输油（图2）。

启示

公司严格执行“汛后即巡”机制，利用SCADA系统实时监测管道运行参数（压力、流量），科学编制自然灾害突发事件专项应急预案，明确事件分级、响应流程和各部门职责并定期开展应急演练，

为此次露管险情快速成功处置奠定了基础，更为管道水毁灾害应急处置提供了可复制的实践经验。

一是快速响应是处置前提。依托“第一时间发现、第一时间研判、第一时间现场联动、第一时间平台沟通”工作机制，实现险情发现、响应启动、政企对接等流程高效衔接，为抢险争取关键时间。

二是科学决策是核心关键。结合险情动态发展现状，精准判断风险等级并升级响应，采取“工艺处置+现场防护”双线并行策略，从源头控制泄漏、断裂风险，守住安全底线。

三是政企协同是坚强保障。地方政府在河道疏通、决堤封堵、交通管制、群众疏散等环节提供了强力支撑，政企联动形成抢险合力，保障处置工作有序推进。

四是系统思维是防控底线。从汛前预防、汛中处置到事后检测复产，全程贯彻“安全第一、预防为主、系统管控”理念，通过预防性围油栏布设、全维度检测评估、专家严格论证，最终实现零伤亡、零泄漏、零舆情目标。



作者简介：蔡欧，1980年生，毕业于西南石油大学油气储运专业，本科，高级工程师，主要从事油气管道集中监视与应急指挥协调管理工作。
联系方式：13760780941，caiou@pipechina.com.cn。

油气管道高后果区增量控制案例

李建伟 赵焱 朱钰

国家管网集团甘肃公司酒泉输油气分公司

背景

国家管网集团甘肃公司酒泉输油气分公司酒泉作业区所辖11条管道，总里程826 km，涵盖西气东输一至四线、双兰线及5条支线，途经农田、乡镇、工业园区、物流枢纽等，地形复杂，第三方施工与土地开发活动频繁，极易新增高后果区。如大草滩铁路专用线物流项目新建正线4.07 km，配套

储煤棚、集装箱堆场、装卸作业区、办公生活区，选址区域涉及4条天然气管线、2条油品管线，西气东输四线与储煤棚最小距离仅291 m；中国一重集团酒泉风电有限公司拟在酒泉南郊工业园区修建办公、生产配套建（构）筑物，园区内敷设多条油气管道，间距最近仅128 m。根据GB 46767—2025《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管

理》5.3规定，两个项目均在418 m的潜在影响半径内，一旦建成投用即为人员密集型高后果区，势必增加管道安全运行风险。

做法

酒泉作业区主动探索前置介入管控模式，通过信息摸排、风险研判、方案评审全链条介入，精准化解不同类型项目管道安全隐患。

一是多渠道获取项目信息并开展现场踏勘。作业区建立“政府部门+园区管委会+规划设计院”的常态化信息对接机制，主动对接市发改委、自然资源局、应急管理局等部门，第一时间获取新建项目规划、可研公示信息。收到大草滩铁路专用线项目征求意见函后立即组建管道保护专业小组，联合地方部门赴现场勘察，精准测绘铁路线路、储煤棚、堆场与管道相对位置，形成风险研判报告。获悉南郊工业园区项目土地规划启动后建立专项跟踪台账，安排管道保护专员持续实地走访，动态跟进用地分区与建筑点位调整进度，提前向园区移交管道走向、管控范围、法律法规等技术资料，明确规划红线约束条件。

二是依据标准规范出具专业安全管控意见。严格对照GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》、GB 46767—2025等标准规范，分场景差异化提出管控要求。经研判，大草滩铁路专用线项目单纯煤炭装卸不直接构成高后果区，但储煤棚具备人员聚集转化条件，作业区提出所有生产建（构）筑物外移至418 m潜在影响半径外，优化场内布局，严控人员集中作业，从设计阶段切断高后果区形成条件；南郊工业园区项目办公建筑属持续性人员聚集场所，无缓冲管控空间，作业区与项目建设和设计单位多轮沟通，依据规范提出建筑整体外迁方案。

三是深度参与方案评审优化项目设计。全程嵌入项目评审流程，在可研征求意见会、规划专家审查会上主动阐述管道安全诉求（图1）。在大草滩铁路专用线项目两级评审会议中，作业区与地方政府、施工企业达成三项共识：生产生活设施全部移出管道安全管控范围；施工期间编制专项管道保护方案并安排专人现场监护；建立管道企业与运营方长效沟通机制，运营期联合开展管道保护宣传与应急疏散演练。南郊工业园区项目依靠持续走访跟踪，最终推动中国一重集团主动调整办公场所选



图1 参与中国一重集团项目方案评审

址，将人员集中活动区域移出管道潜在影响半径，实现园区开发与管道安全双向兼顾。

四是建立运营期高后果区管控长效机制。严控高后果区增量并非仅在建设阶段，还要在项目建成运营后打破管道企业独自管控的局面。作业区牵头搭建“管道运维企业+地方监管部门+项目运营单位”三方联动机制，将管道保护宣传、联合巡检、应急演练纳入常态化管理工作，形成多方共管长效格局，持续巩固源头防控成效。

启示

实现管道安全管理由“事后整改”向“事先预防”转变，需在项目规划、可研、设计阶段提前介入，从源头杜绝新增高后果区。

一是强化事前防控，落实企业主体责任。摒弃“等隐患形成再整改”的被动模式，建立健全区域建设项目常态化摸排机制，在规划阶段提前介入，做到早知晓、早介入、早处置。

二是深化政企协同，嵌入审批刚性约束。依托发改、自然资源等部门审批权，建立规划审批前征求管道企业意见的刚性流程，将管道安全距离与高后果区管控要求嵌入审批前置条件，从源头消减新增风险。

三是实施分类管控，构建长效共管格局。政府主导工程依托评审会等法定程序，以行政约束推动安全措施落地；企业自建项目以走访沟通引导自主优化。牵头搭建“企业+政府+运营方”联动平台，推动联合巡检、应急演练常态化，确保高后果区全周期受控。



作者简介：李建伟，工程师，就职酒泉作业区管道作业岗，主要从事长输油气管道管理及保卫工作。
联系方式：13893702449，lijw08@pipechina.com.cn。

某支线管道边坡滑坡风险治理案例

张祿 上官万乾 朱欢 王文钟 范文凯

江西省天然气集团有限公司管道分公司

背景

2025年6月，因极端强降雨诱发江西省万载县三兴镇境内某支线天然气管道毗邻的S222省道发生公路护坡滑坡，滑坡体垂直高度约15 m，前缘紧邻省道，后缘距离该管道最近点仅8.2 m，影响范围覆盖管道外侧坡面二级台阶区域（图1）。经管道企业和地方有关部门现场勘查评估，若滑坡进一步扩大，将直接挤压管道，造成管道变形、焊缝开裂甚至断裂，引发天然气泄漏、爆炸等次生事故，同时滑坡体侵占省道路面，对通行安全构成严重威胁。按照SY/T 6828—2011《油气管道地质灾害风险管理技术规范》，该灾害被判定为Ⅱ级（重大）管道安全风险，需立即启动联合应急响应。

做法

（1）临时风险管控措施。企地双方按照“各负其责、协同联动”原则，迅速落实临时管控。管道企业在管道临路侧坡面全覆盖铺设彩条布阻断雨水渗入，安装管道应力实时监测设备，现场24小时专人盯守，每2小时向地方政府主管部门同步监测数据。公路管理部门在滑坡路段设置警示标识，实行半幅通行交通管制；应急管理部门指导属地乡镇做好周边群众安全预警工作。临时措施实施后72小时内，滑坡体未发生新的位移，管道运行参数稳



图1 公路护坡滑坡现场

定，道路通行秩序正常，为后续永久治理争取了宝贵时间。

（2）永久性治理措施。企地双方技术团队联合设计治理方案，兼顾公路边坡稳定与管道安全保护双重要求，最终确定“削坡减载+挡土墙+坡面防护+截排水系统”的综合治理方案，具体包括三大技术体系。

边坡防护。坡脚设置4 m高混凝土挡土墙作为核心支挡结构，有效约束坡体底部侧向位移；坡面采用浆砌片石护面墙全覆盖防护，增强抗冲刷能力；挡土墙与坡面之间设置1.5 m宽防滑平台，分级消解坡体下滑力。

坡面硬化与排水系统。坡面采用20 cm厚C20混凝土平台硬化，提高抗雨水侵蚀能力；沿边坡顶部、平台边缘及坡脚设置多级截水沟，构建完善的汇水疏导网络，避免雨水渗入坡体软化土体。

管道专项保护措施。在管道与边坡之间设置两排 $\phi 108$ mm无缝钢管防护桩，形成刚性隔离屏障，有效阻隔施工振动及坡体位移传导。

工程实施阶段，企地双方建立联合旁站监督、联合进度调度、联合群众协调的“三联合”管控机制。治理工程于9月下旬完工，经联合竣工验收，边坡稳定性系数达到安全标准，工程质量评定优良（图2）。截至2026年4月，该段管道监测显示边坡未发生任何变形，管道运行参数正常，彻底消除了管道安全风险。

启示

此次隐患治理过程中，由地方政府分管领导担任总指挥，建立跨主体协调架构，有效破除了部门壁垒；按照“谁主管、谁负责”原则明确各方责任与费用承担比例，通过企地资源共享实现了成本有效管控；建立“日常—技术—决策”三级沟通协调机制，实现信息实时共享、问题快速处置。共同开



图 2 护坡治理后

展管道保护宣传与地质灾害科普，提升了群众安全意识，工程高效完成获得了地方政府与群众一致好评。基于此次治理实践，建议：

一是完善政策体系。建议国家能源局会同相关部门出台油气管道地质灾害企地协同治理指导意见，明确权责划分、费用分担等标准规范，为同类治理提供制度依据。

二是推广协同模式。建议管道企业主动加强与地方政府合作，将管道保护纳入地方公共安全治理体系，建立常态化企地沟通机制，提前明确各类地质灾害的治理责任与流程。

三是强化技术支撑。加大地质灾害监测预警技术研发应用，建立企地共享的监测预警平台，实现风险早发现、早预警、早处置，切实保障油气长输管道安全稳定运行。



作者简介：张禄，1997年生，本科，助理工程师，副站长，主要从事油气管道运营管理及管道保护、管道防腐层外检测、地质灾害防治相关工作。联系方式：15038336064，1016684456@qq.com。

河口—临夏支线天然气管道工程路由设计优化案例

王江宇 刘志伟 王妤 沈新月

国家管网集团工程技术创新有限公司

背景

河口—临夏支线天然气管道工程是巩固甘肃省脱贫攻坚成果，推进乡村振兴战略，进一步支持民族地区经济发展和促进能源结构转型的重要举措。该工程地处黄土高原地区，沿线水蚀地貌普遍发育，梁崩破碎，存在大量的深切冲沟；管道沿交通主干道敷设，村庄密集，高后果区集中，给线路设计带来较大困难，其中东乡县—临夏市段尤其突出，设计期间对该段路由走向进行了反复踏勘和论证。

初选方案

项目初选方案（北线）从东乡县以北绕过县城城区，最后到达位于临夏市东部的临夏末站。初选方案本着并行交通干道，方便运输依托，对于难点段采取治理措施或穿越通过的原则进行选线，该方案起始于东乡县东北10 km的阳洼村，在省道S232南侧沟谷内阶地上向西敷设，沿线存在多处寺庙、

学校、加油站等高后果区，到达毛沟村后，在冲沟内敷设约5 km后向南翻越山梁至八台，采用定向钻穿越八台梁后至牙胡家村，全长约32.36 km。该方案有三大缺点：一是管道沿途村庄密度高，地区等级全部为三级，特定场所类高后果区多且无法绕避，民房拆迁量大，协调难度高，社会稳定性风险大（图1）；二是管道沿线黄土山被切割的极其破碎，管道多次横穿大落差沟谷，且长距离敷设于沟谷底，受滑坡、泥石流危害风险非常高；三是山体定向钻数量有3处，长度约6200 m，工程投资较高且工期不可控。

优化方案

高后果区和高风险区并称“两高地区”，是管道线路设计期间需要重点考虑绕避或采取措施的两大地区，前者主要突出管道事故状态下对周边环境的严重影响，后者则突出周边不利的环境因素对管道本身的严重影响。初选方案的部分管段位于“两



图 1 河口—临夏项目初选方案毛沟段沿线高后果区



图 2 河口—临夏项目南（红色）、北（紫色）案走向图

表 1 初选方案与优化方案比选

比选维度	初选方案（北线）	优化方案（南线）	优化成效
路由走向	沿毛沟沟谷敷设，穿越深切冲沟	沿宽浅沟谷及黄土梁敷设，绕避	避开破碎地貌，地形更平缓
安全风险	极高：多处三级地区，特定场所密集（学校、寺庙），地质灾害（滑坡、泥石流）风险大	可控：主要为二级地区，无特定场所高后果区，地质灾害段落短	本质安全大幅提升
工程难度	难：3处山体定向钻（长6200 m）且沟谷敷设管段多	易：2处山体定向钻（总长3050 m）且无长距离沟底敷设	施工风险降低，工期更可控
社会协调	难：民房拆迁量大，协调难度高、社会稳定风险大	易：全线无拆迁，社会稳定风险小	减少征地补偿成本与社会矛盾
经济性	投资较高（因长距离定向钻及复杂施工）	投资较少（线路减少2 km+，定向钻工程量减半）	经济效益更优

高”叠加区域，运营期间不但需要投入较高的巡检和维护成本，且会因风险难以消除将在很长的时间内作为隐患存在。设计项目组本着“依法依规，安全第一”的原则，决定对原设计路由进行优化，提出了“安全优先、稳定其次、难度再次、投资最后”的优化思路，将不同的因素划分不同的权重层级，弱化对工程投资的考虑，避让特定场所类高后果区，避免在地质灾害高发的黄土冲沟内敷设，针对黄土地区的特点增加水工保护措施，减少隧道的长度和数量以缩短工期。

优化方案（南线）从毛沟阳洼村开始由西折向南，沿宽浅沟谷和比较连续的黄土梁敷设，两座与管道垂直的山岭采取定向钻穿越，绕避东乡县城区后折向西，从宽浅且村庄稀疏的吴家沟敷设至牙胡家村，全长约30 km。该方案有三个优点：一是沿线除个别村庄地区等级为三级外均为二级，全线无拆迁和特定场所类高后果区，社会稳定性风险小；二是沿线经过地形多为宽浅沟谷或连续黄土梁，落差较小，冲沟发育程度不高；三是线路相较初选方案短，2处山体定向钻总长3050 m，工程难度小且

投资少。经综合比选，优化方案成效远超初选方案（图 2、表 1）。

启示

河口—临夏支线的优化实践表明，在复杂艰险山区进行油气管道路由选线时，必须坚持“避灾优于治灾，选线优于改线”的原则，未来的工程设计应深度融合数字化勘察手段，把“安全”作为首要考虑的因素，将高后果区识别与地质灾害防治前置到可行性研究阶段，通过精细化的路由比选，实现工程安全、经济合理与社会和谐的多赢局面。



作者简介：王江宇，1984年生，理学学士，高级工程师，就职于国家管网集团工程技术创新有限公司公用工程技术中心，主要从事油气长输管道线路工程设计工作。联系方式：15903162936，wjywjywjy20032003@qq.com。

什么是油气田四类承压管道

在油气地面工程建设及油田运维工作中，压力管道、工业管道、集输管道、长输管道是高频出现的四类管线概念，四者层级分明、包含关系清晰，并非平行独立概念。四类管线存在明确边界，整体构成了油气生产、工艺处理、商品外输的完整承压输送体系。

压力管道：是特种设备领域的基础性通用大类，是其余三类管道属性判定的核心依据，只要满足现行TSG31—2025《工业管道安全技术规程》新规划判定标准，即最高工作压力 ≥ 0.1 MPa表压、输送介质为气体、液化气体、蒸汽或可燃易爆、有毒、腐蚀性、高温液体、公称直径 ≥ 50 mm的管状成套设备，包含管子、管件、法兰、阀门、支吊架、防腐及监测装置等全套承压与支撑构件，均可界定为压力管道。

油田集输管道：专属油气开发区块内部，起于油、气、水井井口，串联井场汇管、计量间、转油站、脱水站、集气站等设施，涵盖井组集油集气管、站间混输管线及站内配套工艺管线，全程输送未净化的油气水混合采出液、伴生气等复杂介质。依据国家发改委35号令《石油天然气基础设施规划建设与运营管理办法》（2026年1月1日）第四十五条，油气田井口至处理厂、净化厂的集输管道不属于国家统一运营的公共油气管网设施，属于油田开

发配套内部生产管道。

工业管道：则聚焦各类工业装置厂区内，包含油气处理厂、炼化装置区内的工艺管线，主要承担装置内净化、处理、调配、循环等工艺介质输送任务，适配工厂精细化工艺生产工况，遵循工业管道专用设计及特种设备管理规范，服务于油气深加工、工艺处理环节，衔接油田集输与成品外输中间环节。

长输管道：属于GA类压力管道，是面向社会公共输送的商用管线，连接油气产地、储存库及终端用户，承担成品油气跨区域输送职能。其输送介质包括净化原油、成品油、商品天然气，具备市场流通的商品属性。作为公共特种设备，长输管道接受行业统一外部监管，工程设计严格遵循GB 50253—2015《输气管道工程设计规范》和GB 50253—2014《输油管道工程设计规范》，主要针对适配长距离敷设、跨区域施工、公共区域安全防护等干线输送工况。

在实际油田及工业油气安全管理、工程建设工作中，精准区分压力管道、工业管道、集输管道、长输管道的关联与差异，能够有效规避设计标准错用、监管边界混淆、运维管控错位等常见问题，精准划分管控责任、匹配运维与检测标准，全面保障油田集输生产、工业装置工艺运行、成品油气长距离外输全链条的安全合规、稳定高效运行。



厂区内的工艺管线



作者简介：何毅，1982年生，硕士研究生，高级工程师，现任中国石
油长庆油田公司油田开发事业部油田
集输管理科科长，主要从事油田集输
工艺技术管理和油田管道完整性管理
相关工作。联系方式：17791970907，
hyi5_cq@petrochina.com.cn。



① 政企联合宣传 甘肃公司灵台作业区 供稿



② 施工现场宣传 长庆油田第三输油处 王东文/摄

③ 进村入户宣传 西南油气田成都作业区 胡顺/摄





为维护国家能源安全和公共安全而战

——《管道安全保护》创办15周年征稿函

2010年10月1日,《石油天然气管道保护法》正式实施。翌年同日,国内石油天然气管道保护领域首份内部刊物《管道保护》正式创办(现更名为《管道安全保护》),郑重宣示:为中国管道保护事业而生,为维护国家能源安全和公共安全而战。15年来,《管道安全保护》不忘初心,始终以促进管道保护法实施、促进政企合作、促进新技术新方法应用为宗旨,坚持问题导向、坚持面向基层、坚持为读者服务的方针,深耕行业、聚力赋能,成长为具有鲜明特色的文化品牌。

15载风雨兼程。《管道安全保护》忠实记录了管道事业跨越式发展的每一个高光时刻,客观镌刻各类安全事故的深刻教训与警示反思。15载砥砺前行。《管道安全保护》当好法治精神的践行者与传播者,携手全国管道保护同仁总结法治实施经验、探索行业管理真谛,以专业智慧筑牢管道安全防护屏障。15载春华秋实。截至2026年5月,《管道安全保护》已累计出版85期,刊发包括院士、专家、学者和一线员工原创文章2700余篇,作者读者遍布五湖四海、行业内外。感恩这个伟大的时代,感恩所有关心支持刊物发展的朋友。

今天的《管道安全保护》,虽然是一份内部刊物,但秉持真理、态度鲜明,不隐瞒自己的观点;倡导学术平等、鼓励交流研讨与观点争鸣;不唯篇幅长短,不尚辞藻浮华,欢迎专家学者的倾力之作,也愿为基层作者提供练笔成长的平台。架起政府与企业、作者与读者互联互通、携手共进的桥梁纽带,是《管道安全保护》始终不变的追求与使命。

在《管道安全保护》创办15周年之际,我们诚邀行业同仁、各界新老朋友拨冗赐文,共话初心,共促发展。征稿活动将开展优秀作品评选,并向优秀作品的作者颁发证书和纪念品。主题如下:

(1) 我与《管道安全保护》。讲述您与刊物结缘相伴的点滴故事、撰稿写作心得、品读感悟收

获,分享刊物陪伴职业生涯成长的难忘历程。

(2) 管道保护法实施经验体会。包括政企协同管护机制、管道规划建设、管道运行保护、管道工程与其他工程相遇、应急响应、法律责任追究以及配套法规规章标准体系建设等方面。总结成熟经验做法,剖析现存短板问题,提出务实改进思路与对策建议。

(3) 管道保护典型案例剖析。剖析具体事例和案例,分享经验教训,提升管理技术水平。如法治文化建设、管道完整性管理,人员密集型高后果区辨识与管理,第三方施工、违法占压、打孔盗油、地质灾害、杂散电流干扰等外部隐患治理,管道腐蚀防护与智能监测检测技术,应急维抢修技术等。

稿件要求以问题为导向,观点明确,主题突出,逻辑清晰。心得体会类稿件篇幅以1500字左右为宜,技术和管理类稿件篇幅以3500字左右为宜,Word格式,配图清晰、无水印,注明图序和图注,随文稿一并提供。图片类稿件反映管道建设、运行保护、政企合作、应急演练、普法宣传等场景。图片为JPG/PNG格式、原图清晰,附简要文字说明。来稿请注明作者姓名、单位、简介、联系方式、通信地址及邮政编码。

截稿日期:2026年8月31日。投稿邮箱:guandaobaohu@163.com。联系方式:18189571005(同微信)联系人:邓治超。

自2025年起,《管道安全保护》将已发表的优秀文章结集,由出版社正式出版(带有国际标准书号ISBN)。

衷心期待您的大作!

甘肃省管道保护协会
《管道安全保护》编辑部
2026年5月6日



管道保护微信公众号