

管道 安全 保护

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

2026 1
总第 83 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是管道安全保护的主战场
- 张圣柱等：解读《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》
- 舒瑞清等：聚焦人员密集型高后果区 推进新国标落地实施
- 许砚新等：充分发挥管道保护法对管道规划建设的保障作用
- 对话：关于新国标GB 46767—2025的讨论

PIPELINE SAFETY PROTECTION

政企联合检查人员密集型高后果区（封面故事P7）马江平 摄





2025年10月31日，广东省能源局与湛江市人民政府联合举办“粤能守护·2025”广东省（湛江）能源应急综合演练，30家参演单位相继完成了台风预警、海上救援、电力抢修、油气管道泄漏处置、光伏电站火灾扑救等多类高难度科目，全面检验了复杂灾害背景下能源应急体系的协同作战能力。国家管网集团华南公司等企业承办并参加了演练活动。

广东省能源局 暴龙/供

- ① 溢油拦截
- ② 封堵作业
- ③ 换管作业
- ④ 集结待命





人员密集型高后果区是管道安全保护的主战场

《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》（以下简称新国标）强制性国家标准将于今年5月1日正式实施。人员密集型高后果区是管道安全生产的重中之重，也是管道保护的主战场。2013年青岛黄岛经济开发区原油管道泄漏爆炸重特大事故，就发生在人员密集型高后果区，造成63人不幸遇难、156人受伤，直接经济损失7.5亿元。这一惨痛的后果警醒世人，促使各级政府有关部门、管道企业下决心加强人员密集型高后果区安全管理，深入开展安全隐患排查治理，坚决遏制重特大安全事故发生。

习近平总书记强调指出：要以对人民极端负责的精神抓好安全生产工作，站在人民群众的角度想问题，把重大风险隐患当成事故来对待，守土有责，敢于担当，完善体制，严格监管，让人民群众安心放心。近年来，国家有关部门围绕高后果区管理工作，先后出台了《油气输送管道完整性管理规范》《关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》等标准和文件，为有效管控高后果区风险奠定了基础。即将实施的新国标突出以人为本，聚焦人员密集型高后果区这一核心风险点，通过构建全生命周期管控体系，有效解决存在的认定模糊、管控措施缺乏强制性依据等问题，从而有力促进管道安全保护实现质的跨越。

做好人员密集型高后果区管理是一项涉及政府、企业和社会公众的系统工程。新国标的

实施不会一蹴而就，需要各方面密切合作，一步一个脚印扎实推进。为了配合有关部门和企业做好新国标的宣贯工作，《管道安全保护》2026年第1期邀请新国标的主要起草人向大家介绍标准制定的背景、意义、内容及要求。邀请政府部门、管道企业、研究机构的同仁交流学习新国标的体会和开展管道高后果区管理的经验。为了促进新国标尽快落地，大家建议应重点做好以下工作。

一是落实企业的主体责任。管道建设和运营单位应按照标准要求，对存量人员密集型高后果区进行梳理，认真开展辨识与分级，在标准实施前完成自查与整改。将标准要求嵌入建设项目“三同时”全过程，确保新建、改建和扩建项目全面落实人员密集型高后果区安全管理要求。

二是加强政府部门间合作。油气长输管道点多、线长、面广，管道建设选线及周边土地开发利用涉及发展和改革部门、能源主管部门、自然资源部门、住房和城乡建设部门、应急管理等部门等多个部门，需要密切配合、合理统筹，妥善处理管道工程与其他工程相遇关系，从源头上控制高后果区无序增长。

三是建立多维防控体系。人员密集型高后果区风险具有隐蔽性强、易受外部干扰等特点，要运用智能监测预警、第三方施工AI识别、数字孪生管道等新技术装备，构建“人防+技防+联防”的多维防控体系，提升风险感知、预警处置的精准性与时效性。

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 gszxz9@163.com

副 主 编 张华兵 13832687743 modify78@163.com

责任编辑 徐晓梅 13679498333

编 辑 姜长寿 13919007797

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



卷首语

01 人员密集型高后果区是管道安全保护的主战场 / 《管道安全保护》编辑部

管理探讨

04 辨识管理高后果区 筑牢管道安全防线 / 张圣柱 潘盼 曹旭

08 聚焦人员密集型高后果区 推进新国标落地实施 / 舒瑞清 闫玉琳

11 认真学习贯彻GB 46767新国标 有效管控人员密集型高后果区风险 / 申志远

13 新国标GB 46767背景下高后果区管理现状分析与实施建议 / 张华兵

15 贯彻落实GB 46767新国标 深化人员密集型高后果区管理 / 王飞 舒洁

管道天下

17 《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》发布 等8则

对话

18 关于新国标《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》的讨论

/ 王朝璋 项小强 杨淼 谢德俊 段云跃 李保平 石杰

管理探讨

25 超大城市石油天然气管道保护路径探索 / 申由奇

28 充分发挥《石油天然气管道保护法》对管道规划建设的保障作用 / 许砚新
杨建 陈向新

31 几个管道设计施工和运行管理问题探讨 / 宋尚飞 于达 许明哲

34 油气长输管道人员密集型高后果区安全风险对策研究 / 王林军 赵双辉 夏岩 乔云展

37 城镇燃气管道第三方施工损坏原因分析及防范措施 / 胡斌

40 “13710”法则在抗台防汛中的应用实践 / 宋祎昕

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



2026 总第 83 期
2011年10月1日创办

本期导读

■ 5月14日，人员密集型高后果区管道安全保护的主战场
■ 5月15日，解读《地上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》
■ 5月16日，聚焦人员密集型高后果区，传递新规和落地实施
■ 5月17日，充分发挥管道保护对管道规划建设的保障作用
■ 5月18日，关于新国标GB 4677—2025的讨论

研究探索的平台 政企合作的纽带
管道文化的载体 发挥过多的桥梁

PIPELINE SAFETY PROTECTION



管道保护网
GUANDAO BAOHUVANG

<http://guandaobaochuchina.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1月15日 (单月编印)

(内部资料 免费交流)

读者信箱

- 43 元坝气田高含硫管道运行风险及对策 / 付志蕊 陈伟 余鹏
- 45 油气长输管道山区段边坡生态修复探索 / 汪佳涵
- 49 天然气管道山区段建设过程水土保护方式探讨 / 吴勇
- 51 管道应力对冷切割的影响分析及对策 / 巩国强
- 54 管道环焊缝开挖工程安全管理实践 / 曹强

技术应用

- 56 管道阀室是否属于易燃易爆场所和高后果区 / 《管道安全保护》编辑部
- 57 基于数智平台的管道完整性管理在环江油田的实践与应用 / 何举涛 豆亮亮 马方
- 61 磁致伸缩超声导波检测在储气库管道检测中的实践 / 宋万磊
- 64 天然气管道绝缘接头的腐蚀与控制 / 王学营 高权 王云龙 谢运动 袁浩文
- 68 漏磁检测技术在油田管道检测中的应用实践 / 郭忠明 郭清妙 李军 贺玉楚

案例

- 71 一起山体滑坡导致的天然气管道环焊缝断裂事故 / 于景浩
- 75 帕累托图法在管道焊接工程质量管控中的应用案例 / 师海斌 余东亮 胡德超 王大磊
- 76 管道伴行光缆浅埋排查整治案例 / 王春娟 袁海 赵志涛
- 78 高铁特大桥跨越输油管道设计施工保护案例 / 李森
- 79 管输行业零碳工厂建设案例 / 张生良

- 07 封面故事 黄子瀚 马江平 文/图

辨识管理高后果区 筑牢管道安全防线

——解读《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》

张圣柱¹ 潘盼² 曹旭¹

1.中国安全生产科学研究院；2.中国石油天然气管道工程有限公司

摘要：本文介绍和分析了强制性国家标准GB 46767—2025的性质、出台背景、编制原则、标准框架和需要重点关注的内容，并就标准实施与展望提出了几点建议。该标准是我国首部针对油气长输管道人员密集型高后果区全生命周期管理的国家标准，将于2026年5月1日起实施，在国内首次明确了人员密集型高后果区的定义、辨识分级方法，并依等级提出差异化管控要求，贯穿管道规划、建设、运行至废弃各阶段，强调“事前预防、主动防控”。其出台填补了该领域系统性管理标准的空白，标志着我国管道安全管理向标准化、精准化转型，对保障公共安全和能源基础设施安全具有重要支撑作用。

关键词：油气长输管道；人员密集型高后果区；全生命周期管理；风险管控

2025年10月31日，国家市场监督管理总局（国家标准化管理委员会）正式批准发布强制性国家标准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》，将于2026年5月1日起实施。该标准由应急管理部提出并归口管理，由中国安全生产科学研究院牵头，联合中国石油天然气管道工程有限公司、国家石油天然气管网集团有限公司等11家单位共同编制完成。作为首部聚焦油气长输管道人员密集型高后果区（population intensive high consequence areas；PIHCAs）全生命周期管理的国家标准，该标准的出台不仅填补了该领域系统性管理标准的空白，更标志着我国油气管道安全管理从“事后应对”向“事前预防、主动防控”转变，为保障公共安全和能源基础设施安全提供了强有力的制度支撑。

1 标准性质和出台背景

油气长输管道是国家能源动脉，承担着保障能源供应、支撑经济社会发展的重要使命。当前，我

国陆上油气长输管道总里程已突破20万公里，形成了“四大战略通道+五纵五横”的干线管网格局，“全国一张网”日益完善。然而，由于油气长输管道具有压力高、口径大、输送易燃易爆介质等特点，管道泄漏事故极易引发严重后果，呈现出典型的“小概率、大后果”特征。回顾近年来发生的几起典型事故，如青岛市“11·22”中石化东黄输油管道泄漏爆炸特别重大事故造成62人死亡、影响范围达2~3公里；大连市金州新区“6·30”中石油管道原油泄漏燃烧事故导致近万人紧急疏散；贵州省晴隆县中缅天然气管道“7·2”泄漏燃爆事故造成8人死亡、35人受伤。这些事故充分凸显管道途经学校、医院、居民区等人员密集区域带来的安全风险，已成为管道安全管理工作的重中之重。

截至2025年12月，经“国家油气输送管道隐患与高风险区域管理平台”统计，全国共有人员密集型高后果区约1.2万处。调研发现，部分管道企业存在管道本体安全管控措施不到位，对地质灾

害和第三方施工等外部威胁缺乏有效应对措施，管道巡护和智能监测仍存在短板等问题，这些问题叠加，使得人员密集型高后果区成为事故防控的“薄弱环节”。

国家层面持续高度关注人员密集型高后果区风险防控问题。早在2017年，原国家安全监管总局等八部委就联合印发《关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》（安监总管三〔2017〕138号），首次系统部署高后果区风险管控工作。此后，中办、国办《关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》《“十四五”危险化学品安全生产规划方案》以及应急管理部年度工作要点等文件，均反复强调要强化人员密集型高后果区辨识、分级与动态管理。在技术标准层面，2019年应急管理部发布了AQ/T 3055、AQ/T 3056、AQ/T 3057三项导则，构建了油气管道建设项目“三同时”安全管理体系。但这些标准主要聚焦项目建设阶段，尚未覆盖管道全生命周期，也未对“人员密集型高后果区”给出定义与管理要求。

正是在这一背景下，应急管理部于2019年启动陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理标准的编制工作，将其风险防控从过去的“事后应对”，转为“事前预防、主动防控”，以强制性国家标准的形式，明确规划选线、建设施工、运行维护、停用废弃等各阶段的差异化管理措施，建立动态更新机制和应急联动体系。本标准也为地方政府规划审批、企业主体责任落实、公众风险知情权保障等提供了制度接口，随着标准的全面实施，逐步实现人员密集型高后果区“底数清、风险明、措施实、响应快”的管控目标，充分筑牢安全防线。

2 编制原则与标准框架

（1）编制原则。

本标准基于《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国石油天然气管道保护法》《危险化学品安全管理条例》《危险化学品建设项目安全监督管理办法》《关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》等法律法规、规章和规范性文件要求，充分考虑国内陆上油气长输管道人员密集型高后果区安全现状和安全监



管需求制定标准条款，主要基于以下四个原则。

一是保障人民群众生命安全。油气长输管道一旦发生事故，会对周边较大范围内的人员造成较为严重的影响，本标准从辨识管控事故后果、保障管道周边人员生命安全的角度出发编制，提出人员密集型高后果区辨识与分级方法，并结合人员密集型高后果区等级制定分级管控措施。二是借鉴国外成功经验。北美地区在保障管道及周边安全领域开展了大量研究，针对天然气管道和液体管道提出了高后果区的概念，并针对不同等级高后果区制定了相应管理措施，取得了有效的实践经验，对于保障管道周边区域人员安全起到了重要作用。三是实施分级管理。根据管道两侧潜在影响区域内包括的最大聚居户数、四层及四层以上楼房数量、交通情况、地下设施数量、易燃易爆场所数量等因素，开展人员密集型高后果区辨识并划分为三个等级，根据级别采取不同的管控措施。四是贯穿全生命周期。从可行性研究、设计、施工、试运行、运行、停用、封存与报废等各个阶段，针对人员密集型高后果区，分别提出针对性安全管理要求。

（2）标准框架。

本标准包括6章。第1章是范围，明确标准适用于陆上石油（包括原油、成品油和液化石油气）和天然气（包括天然气、煤层气和煤制天然气）长输管道的人员密集型高后果区的辨识与管理。第2章是规范性引用文件。第3章对人员密集型高后果区、管道企业、定量风险评价、防护目标进行定义。第4章是总体要求，明确管道企业应对油气长输管道人员密集型高后果区管段实施全生命周期安全管理，在项目可行性研究、设计、施工、试运行、运行、停用、封存与报废等各阶段开展风



险分析，基于风险分析结果制定有效风险管控措施。第5章是人员密集型高后果区辨识与分级，针对输油管道与输气管道分别提出了辨识与分级方法，从低到高划分为Ⅰ级、Ⅱ级和Ⅲ级三个级别，明确了人员密集型高后果区的辨识标准。第6章是人员密集型高后果区管理，根据划分的Ⅲ级、Ⅱ级、Ⅰ级人员密集型高后果区等级的不同，对项目可行性研究、设计、施工、试运行、运行、停用、封存与报废、应急管理等方面提出具体要求。

3 重点关注的内容

本标准的核心价值不仅在于“立规矩”，更在于“促协同、强执行、重动态”，在实施过程中，有以下三个方面的内容需要关注。

一是与GB 32167充分衔接，构建完整标准体系。GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》侧重于管道本体完整性管理，虽提出了高后果区概念，但未对“人员密集型”这一特定类型给出明确定义、量化判据和分级管理要求。GB 46767聚焦“人员密集”这一公共安全敏感要素，系统规定了辨识边界、人口密度及分级方法，实现从泛化高后果区到人员密集型高后果区的细化落地。两者形成“本体安全+公共安全”双轮驱动的安全体系，GB 32167侧重于管道本体安全，GB 46767侧重于管道周边安全，共同强化油气长输管道安全管控。

二是适用范围明确，兼顾新建与在役管道差异化执行。本标准适用于陆上石油和天然气长输管道全生命周期的人员密集型高后果区辨识与管理。对新建（改建、扩建）管道按照标准要求，应在可行性研究阶段即开展人员密集型高后果区辨识，控制

高后果区数量和管段长度，对Ⅲ级人员密集型高后果区开展定量风险评价，并落实安全措施。对于在役管道，按照“分类施策、逐步合规”的原则，建议企业在标准实施后完成全线人员密集型高后果区的辨识与分级，并建立动态更新机制。对辨识为人员密集型高后果区的管段，建议制定计划，逐步落实加密巡检、视频监控、泄漏预警、应急联动等管控措施。既充分尊重现实情况，又守住安全底线。

三是注重事前预防和源头管控，推动建立协同管理机制。第4.5条突破传统静态识别模式，强调人员密集型高后果区是动态变量。现实中，部分安全隐患和高后果区因城乡发展而造成，原本位置荒僻的管道因新建小区、学校、商业综合体等被占压或造成间距不足而成为隐患，或形成人员密集型高后果区。本条明确要求管道企业主动跟踪地方国土空间规划、建设项目审批等信息，一旦发现新增敏感目标可能触发人员密集型高后果区认定或升级，应联合建设单位共同分析风险变化情况，并落实管控措施。本条实质上建立了“管道企业—地方政府—建设单位”三方协同机制，将管道安全纳入城乡规划源头管控，推动从“管道适应城市”向“城市与管道协同发展”转变，其执行关键在于信息共享与责任共担，也为后续推动人员密集型高后果区“一张图”管理和跨部门数据互通提供了制度依据。

4 标准实施建议与展望

本标准的发布，标志着油气长输管道人员密集型高后果区安全管理迈入全生命周期、精准化管控的新阶段。标准的价值不在于“写在纸上”，而在于“落在地上”，为做好标准的实施，提出以下建议。

一是落实企业主体责任。管道企业应按照标准要求，全面梳理现有人员密集型高后果区台账，开展辨识与分级，在2026年5月1日前完成自查与整改。同时，将标准要求嵌入建设项目“三同时”全过程，确保新建、改建和扩建项目全面落实人员密集型高后果区安全管理要求。

二是做好各主体间的衔接。油气长输管道是线性工程，点多、线长、面广，管道路由用地及周边土地使用涉及发展和改革部门、自然资源部门、住

房和城乡建设部门等多个部门，在未合理统筹的情况下，容易造成已建管道工程及周边风险水平不合规，导致风险集聚。应强化各主体间的衔接，从源头化解风险。

三是强化技术赋能。针对人员密集型高后果区风险隐蔽性强、外部干扰多等特点，重点推进智能监测预警、第三方施工AI识别、数字孪生管道等新技术装备的研发与应用，构建“人防+技防+联防”融合的多维防控体系，提升风险感知、预警和处置的精准性与时效性。

GB 46767—2025的发布实施将推动油气长输管道人员密集型高后果区安全管理“关口前移”，由经验型向标准化、精准化转型，推动企业、监管部门、公众统筹衔接，进一步提升本质安全水平，筑牢安全防线。



作者简介：张圣柱，博士，正高级工程师，中国安全生产科学研究院（应急管理部危险化学品安全研究中心）危险化学品储运安全研究所副所长，全国安全生产标准化技术委员会石油天然气开采安全分技术委员会委员，全国应急管理与减灾救灾标准化技术委员会安全生产应急救援分技术委员会委员，北京市应急管理领域青年学科带头人，主要从事危化品储运、石油天然气开采安全技术研发和推广工作。参与起草或修订1部法律、4项部门规章、1项国际标准、10项国家标准、11项行业标准，参与多起重特大事故调查，主持国家重点研发计划课题1项、子课题4项、国家自然科学基金面上项目1项、省部级研究项目20余项。

封面故事

在油气管道隐患整治攻坚战中，四川省油气长输管道专家委员会组织专家不定期到企业开展检查和咨询服务。图为专家深入西南油气田输气管理处自贡输气作业区实地踏勘泸威线高后果区管段，在ZG-HCA18人员密集型高后果区现场，详细查看并核对了高后果区公示牌公布的有关信息。对作业区开展高后果区管理、管道及附属安全设施巡护、节假日值班值守、隐患排查整治等方面的工作进行了检查和评价。

近年来，自贡输气作业区在自贡市发展和改革委员会具体指导下，积极参与水利管网、国家电网、长输管网“三网合一”管理创新，实现了不同管网系统间的信息实时共享、资源优化配置与业务协同联动。通过搭建统一高效的沟通协调平台，确保了在突发事件应急处置与日常运维管理中能够快速响应、协同作业。同时，作业区持续完善外部风

险信息采集体系，充分发挥“全民护管”数字化平台作用，鼓励社会公众参与管道保护，并借助其他管网系统的“安全协管员”队伍拓宽风险信息收集渠道，构建起全方位、多层次的风险监测网络。

（自贡输气作业区 黄子瀚 马江平 文/图）



聚焦人员密集型高后果区 推进新国标落地实施

舒瑞清 闫玉琳

北京市城市管理委员会

摘要：GB 46767—2025作为首部专项强制性国家标准，旨在破解因城市化发展导致的人员密集型高后果区管理难题。在继承GB 32167通用框架基础上，实现了对核心风险点的“专项强化”，通过明确定义、量化辨识规则和构建全生命周期管控体系，提升了管理的精准性与可操作性。其亮点包括创新术语定义、优化辨识及管控要求贯穿可研至报废各阶段。结合北京市通过制定统一标准、建立“一本账”管理机制，开展高后果区的精细化管理实践，建议构建多层次的宣贯培训体系、制定配套细化方案，并推动相关立法修法进程，以强化法律支撑与震慑力。

关键词：高后果区；全生命周期管控；强制性国家标准；管道安全管理；立法修法

2010年《石油天然气管道保护法》的颁布实施，将油气管道保护纳入法治化轨道，进一步明确了政府、企业、社会的三方责任，为管道安全管理和保护工作奠定了法律基石。2015年发布的GB 32167《油气输送管道完整性管理规范》，作为我国首部油气管道完整性管理国家标准，明确了高后果区的定义、识别准则与基本管理要求，为后续高后果区管控提供了通用框架，管道安全管理标准化体系进一步完善。

随着我国油气管网建设进入高速发展期，管道里程实现翻倍增长，管道面临的外部环境也日趋复杂。特别是城市化进程加速，导致已建管道沿线人员密集区域持续扩张，新建管道选线受土地资源约束难以完全避开人口聚居区，人员密集型高后果区的数量和规模逐年扩大，管道事故风险隐患日益凸显。

将于今年5月1日实施的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》（以下简称新国标），是基于管道安全生产和外部保护双重导向作用下，为破解高后果区管理痛点、

强化风险防控而出台的首部专项强制性国家标准。新国标聚焦人员密集型高后果区这一核心风险点，构建全生命周期管控体系，成为新形势下管道安全管理“精准防控”的重要标志，是对安全生产工作的进一步强化，体现了以人为本的根本要求。

1 新国标的指导意义

新国标有效解决了人员密集型高后果区认定模糊、管控措施缺乏强制性依据等问题，实现了管道安全管理与保护的又一次跨越。

对现行国标的继承与强化。GB 32167构建了高后果区管理的“通用框架”，新国标则实现了对人员密集型高后果区的“专项强化”。它直接引用前者核心术语与分级体系，同时针对人员密集场景补充量化指标，细化可操作管理要求，明确了可研、设计、施工、运行、停用封存与报废等各阶段管理要求。辨识分级突出人的因素，量化指标指向性更强，更具备实操性，便于企业操作执行。

对行政管理的延续与支撑。新国标的核心要求与原国家安监总局等八部委《关于加强油气输送

管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》（安监总管三〔2017〕138号）一脉相承，以强制性标准形式将政策要求转化为技术规范，实现政策与标准的有机结合。新国标明确了全生命周期管理要求，进一步落实了中办、国办《关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》（2020年第8号）提出的“强化油气输送管道高后果区管控”的要求，为政策落地提供了可量化、可考核的技术依据，增强了行政管理的刚性约束。

对基层实践的规范与引领。新国标明确了人员密集型高后果区的辨识依据、分级标准和管理要求，有效解决了此前基层管理与工作实践存在“认识不同、尺度各异”的问题，为地方政府开展管道安全管理和保护工作提供了统一技术依据和行为准则。新国标从GB 32167的“怎么管”升级为“管得住、管得好”，引导基层管理从粗放向精细的转型，同时也为地方标准的制修订提供了上位依据。

2 新国标的亮点特色

术语定义有创新。明确了人员密集型高后果区是“人员聚集程度高，管道发生事故可能导致大量人员伤亡的区域”。提出了“防护目标”的概念，定义为“受油气长输管道事故影响，可能发生人员伤亡的设施或场所”，更贴合管理实际。

辨识项表述更精确。相较于GB 32167优化了特定场所界定（特定场所I删去商场、增加车站，特定场所II补充“露天”表述、删除剧院），明确输气管道“人员密集型高后果区边界与区内人员居住建筑物距离不应小于潜在影响半径和200米中的较大值，与易燃易爆场所距离不低于200米”（输油管道有类似要求），提升识别标准可操作性。

管理要求全周期化。将管控关口前移至可研阶段，明确各阶段具体要求。如可研阶段需完成辨识分级、评价辨识准确性与措施可行性、开展定量风险评价等；施工阶段新增III级高后果区建设项目安全设施变更设计审查要求等；运行阶段明确巡护频次不少于每日2次等刚性规定，构建从预防、控制到管理的全链条管控体系。

3 高后果区管理方面的探索

北京市高后果区数量多、情形复杂，管道途经

人口密集区、重要设施区和环境敏感区众多，一旦发生安全事故，将危及人民生命财产与生态安全，影响城市运行及首都国际形象。2020年市委办公厅、市政府办公厅印发《关于全面加强危险化学品安全生产工作的实施意见》，强化高后果区管控工作。较早组织辖区管道企业开展油气管道外部检测、高后果区识别与风险评价，梳理形成管道高后果区工作台账。通过对管道企业提交的高后果区识别数据进行分析，发现不同管道企业依据国标、行标、企标识别的高后果区差异较大，核心原因是识别准则理解不一致、把握有偏差，导致资源错配、管控重点偏移，扩大了事故潜在风险。为此，北京市历经多年打磨，精准破题，于2024年发布了DB11/T 2326—2024《油气管道高后果区识别与管理规范》推荐性地方标准，显著提升识别分级条款可操作性。主要体现在三个方面：一是统一识别、分级准则与管理要求，建立高后果区唯一编号制度与全生命周期动态台账，实现“一本账”管理，方便政府精准掌握底数；二是压实管道企业主体责任，明确按高后果区类型等级制定巡护方案，“两特两重”等时期加密巡查，III级高后果区第三方施工期间实施24小时监护，鼓励加装智能监测设备；三是健全政企联动机制，管道企业加强与沿线社区、单位沟通，政府各部门将高后果区列为监管重点，协同推进隐患整改与风险消减等各项工作。

目前，北京市以“识别更精准、管控更精细、



北京市某III级人员密集型高后果区现场/闫玉琳供

台账更清晰”为目标推进地方标准落地，督促管道企业更新编号与台账、完善管控方案，持续推进光纤预警、泄漏监测等智能感知设备加装，逐步实现重点管理区域视频监控全覆盖。结合新国标宣贯补充完善相关内容，深化管道高后果区安全管理的北京实践。

4 贯彻落实新国标的几点建议

构建多层级宣贯培训体系。及时组织新国标宣贯培训，聚焦核心条款，结合典型案例解析与实操演练，强化对人员密集型高后果区辨识标准、全生命周期管理要求的理解与应用。采取“线上+线下”结合模式，确保覆盖各级政府管理人员、管道企业管理人员及一线作业人员，涵盖所有管理环节与作业岗位。

制定标准实施细化方案。针对新国标强制性要求，建议国家有关部门和企业出台配套实施细则，将条款转化为具体管理措施、考核指标和处罚依据。制定管道企业开展人员密集型高后果区安全管理工作范本，明确管理机构、岗位职责、工作流程、考核机制，以及企业总部、区域公司、基层场

站各级管理责任，细化辨识、监测、巡护、应急等各环节要求，为企业健全专项管理制度提供直接参考。定期开展标准实施效果评估，及时解决实施中的问题，确保标准落地见效。

加快管道安全相关立法修法进程。建议制定《石油天然气管道安全法》或修订《石油天然气管道保护法》，重点解决三方面问题：一是厘清管道生产安全、本质安全、治安防范与管道保护等职责边界，理顺国家与地方安全管理权限；二是将人员密集型高后果区辨识、分级、管控要求纳入法律条款，赋予标准强制性要求法律地位；三是提高违法行为处罚力度，参照《安全生产法》或国际通行做法，大幅提升违法成本，形成有效法律震慑。



作者简介：舒瑞清，北京市城市管理委员会石油天然气管道保护办公室主任，多年从事油气管道保护、地下管线管理工作。联系方式：010-55570765，shuruiqing@csglw.beijing.gov.cn。



认真学习贯彻GB 46767新国标 有效管控人员密集型高后果区风险

申志远

摘要：本文系统总结了近年来内蒙古自治区能源局在油气长输管道保护方面的工作成效，重点围绕责任落实、治本攻坚与科技信息化提升等方面展开论述，并分析当前高后果区管理存在的短板。结合新发布的GB 46767—2025强制性国家标准，系统阐释其全生命周期管理、分级管控等特点，提出通过宣贯培训、源头管控、智能化建设及监督评估等举措，推动新国标有效落实。

关键词：管道保护；高后果区管理；管道安全；风险管控

近年来，内蒙古自治区能源局认真贯彻落实自治区党委政府和国家能源局安排部署，坚持政企联动、预防为主、综合治理、平急结合、久久为功，以科技创新为动力、以责任落实为保障、以政策制度为引领，持续推动油气长输管道保护工作高质量发展与高水平安全良性互动，多年保持管道“零事故”。

1 开展的主要工作

推进压实政企管道保护责任。一是加强培训知职责。组织开展全区油气长输管道保护培训，着力增强各级管道保护主管部门、各管道企业负责人责任意识，进一步提升落实管道保护责任的意愿和能力。二是迅速部署明责任。制定自治区年度油气长输管道保护工作要点，明确重点任务，着力推动国家有关部署要求落实落地。三是加强监督促落实。制定检查指引指南，将各级主管部门和管道企业管道保护责任落实情况等纳入检查清单，对全区管道保护工作情况开展督导检查，推动落实。四是深化整改提成效。坚持督导与帮扶相结合，将检查发现问题隐患作为日常监管和年度监督检查重点内容，督促主管部门和企业结合实际、举一反三开展自查自纠，持续提高企业自主安全管理水平。

持续推进治本攻坚三年行动。一是认真落实管行业必须管安全要求。立足行业管理部门职责，积

极推动自治区危险化学品“一件事”全链条安全管理落地见效，督促长输管道企业深入排查防范管道周边矿山开采造成的风险。二是发挥自治区能源安委会统筹协调作用。印发专项制度，规范约谈、通报、提示警示、督导帮扶的范围和流程，组织召开全区能源行业安全生产形势分析视频会3次，分析研判能源电力行业安全生产形势，研究防范重点安全风险。三是持续建立健全工作机制。督促各级管道保护主管部门、各管道企业按照已制定的三年行动方案或细化措施，明确年度工作要点、细化年度工作任务，持续健全联席会议、联合检查等工作机制。

着力提升管道保护科技信息化水平。一是加强引导推动。督促各管道企业针对管道保护工作的难点痛点和突出问题，制定本企业科技工作计划，引导企业找准方向、加大投入力度，提高管道保护科技化水平。二是持续加强管道保护信息化智能化建设。督促企业着力强弱项、补短板，大力应用智能阀井系统、AI视频监控、智能阴保桩等先进装备，目前，全区建成多个无人值守场站，管道分布式预警系统、激光周界入侵报警系统、全天候视频监控系统大量建设，无人机巡线普遍应用。三是持续加强自治区油气长输管道保护系统建设应用。协调自治区大数据局持续优化程序、完善功能，督促各级管道保护主管部门、各管道企业运用系统数据

分析研判管道运行状况和安全保障能力，落实高后果区管理责任。

2 高后果区管理存在的短板与挑战

全生命周期管理存在脱节，源头防控力度待加强。目前的工作重点和公开成果多集中在运营期的技术创新与运维管理。对照标准“从可行性研究开始”的全生命周期要求，在新建管道的规划选址、路由设计阶段，如何严格执行高后果区规避和减缓措施，仍然缺乏刚性的、统一的执行标准和强有力的跨部门协调监管机制。

分级管控体系尚未系统建立，管理精细化不足。虽然应用了智能系统进行风险预警，但仍未建立全区统一的、严格对标国家标准的三级分级管控体系。不同风险等级的高后果区在巡护频次、监测手段、应急准备等方面是否实现了资源的差异化、精细化配置，仍有待评估和规范。

监管协同与数据整合面临挑战。高后果区管理涉及能源、应急、自然资源、林草等多个监管部门。如何建立高效的跨部门信息共享与联合监管机制，确保企业辨识、上报的高后果区数据动态更新并被各方同步掌握，形成监管合力，是必须解决的体制机制问题。

中小型企业安全保障能力偏弱。部分中小型管道企业技术、资金和专业人才相对匮乏，其高后果区辨识与管理的规范性、有效性可能与大企业存在较大差距，成为整体安全网络的薄弱环节。

3 对新国标的几点认识

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》是我国首部规范油气长输管道高后果区全生命周期管理的强制性国家标准。首次明确了对油气长输管道人员密集型高后果区实施全生命周期安全风险管理，对建设期的项目可行性研究、设计、施工、试运行，以及运营期的运行、停用、封存、再启用与废弃、应急管理等方面提出具体要求。这一提法打破以往只在运营期管理的局限，将安全关口前移至项目规划和设计源头，要求项目的选址、路由和设计必须预先规避或降低对人员密集区域的风险，体现“源头防控”理念。

标准提出基于风险等级的三级分级管控原则，大大提高了管道风险管控精准性。通过对人员聚集

程度、管道失效可能性及后果严重性的综合辨识与评估，将高后果区划分为不同等级，并据此匹配差异化的管理措施和资源投入。这改变了以往“一刀切”的粗放管理模式，引导企业和监管资源向风险更高的管段精准倾斜，实现了安全管理从“平均用力”到“重点突破”的科学转变。

标准的安全管理要求涵盖了管道本体完整性、敷设环境、监测预警和应急处置等多个技术维度。该标准不仅是一份管理规程，更是一部融合了多专业技术的综合性规范，为企业在高后果区开展管道检验检测、地质灾害防治、第三方施工管控、智能监测技术应用以及应急演练等具体工作，提供了系统、可操作的强制性技术依据。

4 对贯彻落实新国标的几点建议

开展系统性宣贯培训与对标自查。建议由国家主管部门牵头，组织监管人员及所有管道企业管理人员、技术人员开展标准专项培训。同时，立即部署全行业对标自查工作，要求各企业依据新标准，在GB 46767正式实施前全面完成既有管线高后果区的重新辨识、定级和差距分析，并制定详细的整改提升计划。

强化规划建设源头管控与部门协同。推动将GB 46767中关于建设期的管理要求，纳入管道项目设计、建设等监管的强制性内容。建立规划部门牵头，多部门参与的联合审查机制，从源头上严控管道周边新建高密度人员场所，确需新建的，应在管道改迁后实施。

以点带面推动智能化管掛建设。总结推广先进企业经验，鼓励和引导其他企业，特别是中小型企业，采用经济适用的监测预警装备和技术，推动智能巡检、泄漏监测、地质灾害预警等技术在高后果区的普及应用，整体提升“技防”水平。

建立常态化的监督评估与提升机制。由标准起草单位牵头，实施跟踪评估机制，建立高后果区管理年度评估与报告制度。



作者简介：申志远，内蒙古自治区能源局安全发展处二级调研员。

新国标GB 46767背景下高后果区管理现状分析与实施建议

张华兵

河北大学智慧油气管道研究所

摘要：新国标GB 46767—2025的发布，标志着我国油气管道完整性管理进入深化应用阶段。标准首次明确定义了人员密集型高后果区，提供了系统的辨识规则和全生命周期分级风险管控要求，突出建设期管理，同时细化了设计阶段管道本体、敷设、监控等8个方面的管理要求。针对当前管道高后果区管理现状，建议管道企业开展合规性排查，整改不符合项，对建设期部分要求不宜回溯，政府监管部门依据标准强化监督，推动管道安全水平提升。

关键词：油气管道；人员密集型高后果区；风险管控；建设期管理；合规性排查

正值GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》发布实施10周年，我国油气管道完整性管理工作进入深化应用阶段的重要时刻，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》（以下简称新国标）发布，并于今年5月1日实施。它首次明确定义了油气管道人员密集型高后果区，并给出了明确的辨识规则和详细的全生命周期分级风险管控要求。

1 新国标的新提法和指导意义

新国标内容比较系统，全生命周期的风险管控要求比较具体，可操作性较好，对提升我国油气管道人员密集型高后果区管理水平具有良好的指导意义。标准关于人员密集型高后果区建设期的管理要求是一大亮点。标准提出了在建设期对人员密集型高后果区的风险管控原则：应优先避让或缩短其长度。当无法做到避让时，应采取必要的安全防护措施。而对潜在后果影响程度最高的III级人员密集型高后果区，即通过四级地区的管段，要求开展定量风险评价。设计阶段是管道基本定型的关键阶段，标准在设计阶段给出了具体的管理要求，包括管道

本体、管道敷设、已有设施并行交叉、防腐与阴极保护、管道标识、输送工艺、视频监控与巡查、放空等8个方面的要求。

高后果区形成于管道建设期，在管道建设期开展人员密集型高后果区针对性的风险管控，能起到事半功倍的效果，真正能够做到投入少、效果好，同时能实现一定程度的本质安全。标准中此部分的规定有望大力推动建设期管道安全水平提升工作。

2 当前管道高后果区管理现状

我国目前有万余处人员密集型高后果区，这些高后果区一旦发生事故，可能造成严重的人员伤亡和社会影响。当前我国政府监管部门和管道企业非



常重视人员密集型高后果区的安全管理工作，不断强化相应的管控措施。当前人员密集型高后果区的管控措施，从防护目标可以分为降低管道失效可能性的预防措施和降低失效后果的应急管理措施。降低管道失效可能性的措施中，针对人员密集型高后果区相对比较突出的第三方损坏风险，管道企业采取了大量的加强巡护、加密标识、视频监控、振动监测等措施，与新国标的要求基本匹配。

从措施类型上可以分为人防、物防、技防等类型。随着近些年我国智能化管道和智慧管网技术的快速发展，特别是物防、技防措施在管道上的应用越来越普遍，且应用效果不断提升。其中比较典型的技防措施有天空地一体化管道监测措施，相比传统的管道巡护，提升了管道巡护的效率和效果。新国标对三类防护措施都提出了相应要求，并重点突出了技防要求。

由于管道在人员密集型高后果区属于开放公共空间，因此管道企业对人员密集型高后果区的管理存在较大的挑战。传统的管道检测、巡护手段难以在时间和空间上对人员密集型高后果区实现连续全覆盖，如管道内检测通常5~8年才实施一次，管道巡护即使一日两巡，巡护人员在人员密集型高后果区短暂停留后，其余时间都是没有巡护资源覆盖的。因此管道企业目前采取了大量的监测措施，期望提高人员密集型高后果区的实时监测覆盖率。但目前这些措施仍面临成本投入高、准确性和有效性有待提升等挑战。而针对人员密集型高后果区的高潜在失效后果，管道企业目前没有太好的本质安全措施来有效降低失效后果。此问题通常需要在管道建设期的风险预控和管道运营期政府的大力介入，才能取得较好的效果。新国标对管道应急提出了相应要求，但稍显简单。

当前我国人员密集型高后果区的新增控制与升级安全防护协调方面问题突出，但新国标没有对此作出规定。在实践中，管道运营企业通常因此会提出非常严苛的安全距离要求，造成与建设施工单位

矛盾突出，各地政府监管部门出面协调时，由于缺少依据，往往处于左右为难的境地。期待有关部门能及早出台相关规定，梳理确定相应流程和要求。

3 新国标实施建议

新国标将于2026年5月1日实施。建议管道企业尽快开展标准的合规性排查，并及时对不符合项进行整改。通过简单梳理发现，新国标中运营期管道的规定不符合项较好整改。对建设期的管理规定，管道企业容易出现以下不符合项。

建设期III级人员密集型高后果区未开展定量风险评价；管径 DN600及以上管道的不等壁厚焊接应采用孔锥型坡口形式；管道外防腐应采用加强级的防腐层；管道的标志桩、测试桩、(地面)警示牌(线)、加密桩等标识应完整可视，警示牌的间距不大于500 m，设置在路口或其他显著位置；设置风险告知牌，间距不大于1 km，并覆盖起点和终点处；I级高后果区设置覆盖特定场所和防护目标相关管段的视频监控，其他等级高后果区还应为智能型；II级高后果区土方段管道管顶埋深不小于1.5 m，石方段管道管顶埋深不小于0.8 m；II级高后果区设置管道实时泄漏监测系统；III级高后果区管径DN600及以上管道，地形平坦、坡度不大于15°的线路段应采用全自动焊。

其中加强级防腐、最小埋深、孔锥型坡口和全自动焊等要求，由于整改较难，建议不回溯。政府监管部门依据新国标进行监管和检查时，也不宜依据这些要求对已投产管道提出不符合项。



作者简介：张华兵，现任河北大学智慧油气管道研究所所长，油气管道完整性管理技术委员会秘书长，甘肃省管道保护协会特约研究员，《管道安全保护》副主编，长期从事油气管道完整性管理技术研究与应用工作。联系方式：modify78@163.com。

贯彻落实GB 46767新国标 深化人员密集型高后果区管理

王飞 舒洁

中国石油西南油气田分公司

摘要：GB 46767首次明确了人员密集型高后果区的定义与分级，推动管道安全管理向“风险前置、精准管控”的主动预防模式转型。中石油西南油气田公司通过持续开展高后果区识别、建立联动保护机制及从建设选线阶段规避风险等措施，取得阶段性成效，但在风险告知牌设置、智能监控覆盖等方面与标准要求存在差距。为保障标准落地，建议从强化宣贯培训、健全全流程闭环管控、深化政企协同与科技赋能等方面系统推进。

关键词：全生命周期管理；风险管控；管道安全；政企协同

1 新国标的现实意义

作为油气长输管道安全领域的专项国家标准，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》（以下简称新国标）首次明确了人员密集型高后果区的定义与分级标准，对人员密集型高后果区实施全生命周期管理，覆盖可行性研究、设计、施工、试运行、运行、报废、应急管理等全阶段，涵盖管道本体、敷设、监测预警和应急处置等多个环节。

新国标首次实现了人员密集型高后果区管理的标准化、规范化，打破了以往各地各企业“各自为战”的管理模式，为政府监管和企业实操提供了统一遵循。其强调的“风险前置、精准管控”理念，推动管道安全管理从“被动应对”向“主动预防”转型，通过明确辨识依据与分级管控要求，引导资源向高风险区域集中配置。同时，标准强化了政企协同的管理逻辑，要求管道企业与周边设施建设单位联动开展风险评价，为构建多方参与的安全治理体系奠定了制度基础，对保障能源通道安全和人员密集区域生命财产安全具有重要现实意义。

2 开展的主要工作

对照新国标的要求，中国石油西南油气田公司在高后果区管理方面已取得阶段性成效。

一是持续动态开展高后果区识别工作。西南油气田公司从2006年开始高后果区识别试点工作，2009年输气管道高后果区识别工作实现全覆盖，2010年将高后果区识别拓展至集输管道，自2010年以来持续开展所辖天然气管道高后果区识别与风险评价工作。截至2025年底，公司管理4351条管



道共计25 634 km, 集、输气管道高后果区管段共2091 km, 其中输气管道高后果区1578 km, 含硫管道高后果区470 km。

二是精准施策保障管道外部风险可控。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”的管道保护机制。2012年起规定高后果区管道1日两巡, 长期以来得到有效执行; 固化管道巡护“4+1”模式, 实现领导、技术干部、管护工、巡线员+信息员巡线模式; 2018年起大范围配置高后果区视频监控设施, 2022年实现所有高后果区全覆盖, 重点管道使用次声波、振动光纤等技防手段; 针对人员密集型高后果区, 采取向地方报备、政企签订共管协议、加强规划衔接等措施, 做到风险管控前移, 显著提升了管道风险管理的执行力, 有效降低了第三方施工损坏、地质灾害等风险, 自2010年以来公司所辖输气管道未发生高后果区失效。

三是从建设选线阶段规避高后果区。公司2021年开始将建设期纳入完整性管理, 在设计文件中要求编制完整性管理专章, 对高后果区规避与高后果区防护配置提出了要求, 在选取管道路由时应对拟选定的线路进行高后果区识别, 规避潜在的高后果区, 从根源上减少高后果区, 对无法规避的高后果区明确人防、物防、技防等防护设施配置。

对照新国标要求, 管理仍存在一些不足, 如人员密集型高后果区设置风险告知牌, 目前仅设置在人口最密集区域, 达不到标准关于间距不大于1 km、覆盖起点和终点处的要求; 又如标准规定III级高后果区设置智能视频监控, 应覆盖特定场所、防护目标、工程建设活动、人员活动等相关管段, 并满足通视性要求, 目前部分城区人员密集型高后果区智能监测设备还达不到这一要求。

3 几点建议

新国标即将于今年5月1日实施, 为了保证标准

顺利贯彻落实, 提出以下几点建议。

一是强化标准宣贯与培训落地。建议由应急管理部门和能源管理部门共同牵头, 联合行业协会采取案例教学、现场观摩等方式开展分层分类培训。对政府监管人员重点解读标准中的监管要求与协同责任, 对企业管理人员聚焦辨识方法、分级标准、技术规范等内容, 提升应用能力。利用管道沿线社区宣传、行业媒体专栏等渠道, 普及标准核心要求与管道安全知识, 营造全社会共同参与的良好氛围。

二是健全全流程闭环管控机制。企业要严格落实全生命周期管理要求, 将高后果区辨识纳入项目前期必备环节, 运营期建立“辨识—分级—管控—评估—更新”的闭环流程, 运用定量风险评价技术优化管控措施。政府部门应强化常态化监管, 将标准执行情况纳入管道安全专项检查重点, 对未按要求开展辨识、更新信息的企业依法依规处置, 督促企业补齐施工、运维等环节短板。

三是深化政企协同与科技赋能。进一步完善政企协同机制, 搭建统一的信息共享平台, 实现管道信息、周边人口分布、规划建设等数据实时互通。企业应加大技防投入, 扩大智能巡护设备、泄漏监测系统的应用范围, 推广无人机巡检、大数据风险分析等技术, 提升管控智能化水平。政企联合加密实战化应急演练, 优化应急响应流程, 强化抢修队伍联动配合, 全面提升高后果区风险防控与应急处置能力。



作者简介: 王飞, 四川省油气长输管道专家委员会首席专家、中石油西南油气田分公司气田开发管理部副主任。联系方式: 13908091943。

舒洁, 中石油西南油气田分公司安全环保监督检查中心完整性管理所副所长、高级工程师。联系方式: 13540042686。



《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》发布该标准由国家应急管理部提出并归口,于今年5月1日实施。填补了我国人员密集地区管道安全管理强制性标准的空白,标志着人员密集型高后果区管道安全管理进入规范化、全生命周期管控的全新阶段,为政府监管部门提供技术支撑,为管道企业提供管理指引,推动行业安全管理从“经验型”向“标准型”“精准型”转变。

(中国石油天然气管道工程有限公司微信公众号)

川气东送二线四川段进气投产 四川段全长约190公里,设计年输气能力200亿立方米,该管段三座关键场站均采用先进的无人值守设计。川气东送二线全长约4269公里,途经四川、重庆、湖北、河南、江西、安徽、浙江、福建8省市,预计2027年全线建成投产。

(国家管网微信公众号)

国内最长原油管道累计输油突破2亿吨 该管道西起新疆鄯善,东至甘肃兰州,全长1541公里,设计输送能力2000万吨/年,是“西油东送”战略通道的重要支撑。运行18年来,年输油量由369万吨提升至1445万吨,提升391%,累计输油超2亿吨。

善,东至甘肃兰州,全长1541公里,设计输送能力2000万吨/年,是“西油东送”战略通道的重要支撑。运行18年来,年输油量由369万吨提升至1445万吨,提升391%,累计输油超2亿吨。

(央视新闻)

管道局两项焊接关键技术获发明专利授权 “超临界二氧化碳输送管道管材的焊接方法”解决了输送超临界二氧化碳管道管材因环焊接头的低温冲击韧性较低,而造成环焊接头在低温时容易脆断的问题。“基于多规格试板的焊接测试系统及测试方法”能够为焊丝测试提供稳定的焊接轨迹,通过配套使用同一焊接电源和机械工装设计,实现在不改变焊接参数的情况下完成不同规格试板的焊接。

(中国石油天然气管道局有限公司微信公众号)

攀枝花—凉山天然气管道开工 全长157公里(其中攀枝花市境内62公里,凉山州境内95公里),沿线新建场站3座(米易清管站、德昌分输站、西昌分输站),设计输气量为6.3亿立方米/年,最大输气能力约10.4亿立

方米/年。项目总投资99217万元,计划于2027年6月建成投运。

(四川在线)

天山南麓“气脉”成功投产

2025年11月30日,全长378公里的气化南疆天然气管道工程—英买力至三岔天然气管道全线投产。工程于3月10日打火开焊,投产后每日最大供气能力达720万立方米。

(中新网)

国内首次全尺寸高压纯氢管道喷射火系列试验成功实施 试验旨在获取氢气泄漏后火焰特征及热辐射影响范围等关键数据,明确氢气泄漏点火后的热辐射伤害阈值与安全防护距离。自2025年11月11日启动,历时近1个月完成,涵盖5毫米、10毫米、25毫米、50毫米四种泄漏孔径,设置水平、倾斜45°、竖直三个喷射方向,以及3.4兆帕、6.3兆帕和10兆帕三个压力等级,共计33组试验工况。点火任务首次采用专业级喷火无人机和远程高压电子点火装置协同执行。

(国家管网微信公众号)

《管道超声内检测技术规范》甘肃省地方标准发布 该标准由甘肃省特种设备标准化技术委员会组织,国家管网集团甘肃公司、通奥检测集团、甘肃省管道保护协会等单位共同编制完成。标准文本技术内容全面、格式规范,为甘肃省管道超声内检测提供了重要技术依据。

(姜长寿)



川气东送二线建设现场(来源网秦)

关于新国标《陆上油气长输管道人员密集型高后果区辨识与管理》的讨论

《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》将于2026年5月1日实施，该标准由应急管理部提出并归口，以保障公众安全为根本出发点和落脚点，为政府部门和管道企业开展高后果区安全保护工作提供支撑，实现从“经验型”向“标准型”“精准型”转变。为使读者更好的学习和理解新国标，本期对话栏目特别邀请了管道行业的同仁，结合管道高后果区管理实践，畅谈学习新国标心得体会。欢迎广大读者参与讨论。
邮箱：guandaobaoahu@163.com。

对话



王朝璋：

（国家管网集团甘肃公司管道管理部经理、甘肃省管道保护协会副会长）

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》，是继

GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》实施以来，我国高后果区管理又一重要里程碑和行动指南，具有重要的指导意义。

首先适应了行业安全发展的需求。近年来我国油气管道里程快速增长，人员密集型高后果区基数庞大，社会和民众对安全的要求越来越高，高后果区管理需要从全面管控向精准防控转化。该标准是国内首部针对油气长输管道人员密集型高后果区管理的专项技术规范，将人员密集型高后果区管理要求贯穿管道建设期和运营期的全生命周期，通过全面系统考虑，将管道风险识别和安全管理控制节点前移，从设计源头规避和降低风险。

其次回应了现场安全管理的期盼。人员密集型高后果区是管道企业线路管理的重点管段也是容易与相关方利益方发生冲突和协调的难点，日常管理

过程中需要投入大量的精力和资源。该标准覆盖了高后果区管理的管道本体、敷设环境、监测预警、应急处置等全方位技术要求，明确了管道企业“具体怎么管”和“管到什么程度”，并针对Ⅰ级、Ⅱ级、Ⅲ级人员密集型高后果区提出了分级风险管控要求，为管道企业现场管控风险的分级管理提供了清晰、具体的管理和工作指引。

人员密集型高后果区作为管道线路管理的重中之重，公司积极推进管道完整性管理，有针对性采取各类管控措施，分级分类开展标准化建设，组织编制了高后果区管理标准化指导手册。实施基础管理标准化，全面系统收集高后果区的管道本体、周边环境以及建设期数据，开展数据对齐和高后果区的智能识别，并绘制管道高后果区“一区一图”，做到高后果区管段底数清。实施人防措施标准化。落实高后果区区长责任制和信息员等措施，对高后果区进行区段化管理，根据管理单元不同，设置五级区长，落实包保责任制。实施物防措施标准化。对高后果区的风险告知牌、标识桩、风向标、警示牌和物理隔离等设施，从数量、规格尺寸等方面进行统一规范。实施技防措施标准化。对高后果区的管道内外检测、视频监控、无人机巡护、地质灾害监测、光纤预警等技防设施，基于现场实际风险管

控场景选择最优技防组合，制定了相应的管控策略。实施应急联动标准化，从外部联防和应急联动方面，规范高后果区宣传、走访、演练等工作内容，做到控风险降后果。

近年来，由于沿线城乡建设规模持续扩大，高后果区数量不断增加，加大了管道安全风险管控难度，需要进一步应用人工智能、物联网、大数据等前沿技术，通过感知终端获取现场实时数据，实现多源数据结合人工智能算法准确研判预警和人工复核确认风险闭环，开展精准宣传和演练提升沿线民众管道保护安全意识。

GB 46767即将实施，作为管道企业，要快速响应和宣贯解读，邀请标准制定专家、行业专业人员开展标准解读专项培训，通过集中宣贯、分级培训等方式，学习掌握新标准的主要精神和条文内容。同时要全面开展差距分析，组织开展新标准与现有管理要求的全面对接梳理，通过案例分析、现场演示等方式，让员工直观理解标准要求，尤其是运营期的管理要求，逐一进行对标整改，在2026年



5月正式实施前达到新标准的要求。要系统推动标准执行落地，从管道建设期开始，在设计、施工阶段严格按照新标准实施，设计、施工、运营多方联动，加大人员密集型高后果区的资源投入，共同推进新标准的落地。

作者简介：王朝璋，1983年生，高级工程师，研究生学历，长期从事管道管理工作。联系方式：0931-4529154，wangcz03@pipechina.com.cn。



项小强：

（国家管网集团工程技术创新公司
二级专家）

GB 46767以风险管理为主线，系统梳理了管道可研、设计、施工、运行、停用、封存与报废全生命周期的人员密集型高后果区管理内容和要求，是国内首部专注于管道高后果区管理的国家标准。

GB 46767主要特点是针对了高后果区和高后果区风险的源头控制，按照可研、设计、施工、试运行等阶段划分提出了管道建设期高后果区的具体管理要求。标准提出了针对各类主要风险的管控措施，包括在地质灾害易发区和特殊地质区敷设管道时的防护和监测措施，高后果区采用加强级防腐层并开展管道杂散电流干扰防护。标准也吸收了近年来国内油气管道环焊缝风险排查等工作中形成的经验，在高后果区的管道焊接方面提出了控制管道焊缝强度匹配和不等壁厚焊接采用孔锥型坡口等要求。

标准的另一个特点是依据高后果区等级提出了逐级提升的管控措施。例如规定了不同等级的高后果区应该采取的视频监控系统要求，从I级高后果区只覆盖特定场所、防护目标的常规视频监控逐步提升到III级高后果区的覆盖特定场所、防护目标、工程建设活动、人员活动等，并满足通视性要求的智能视频监控。在管体缺陷方面，也提出各等级高后果区的不同响应策略。总之，该标准将高后果区源头控制和分级管控理念落到了实处，给出了细化要求，引导行业从“被动整改”转向“主动防控”，对管道全生命周期的高后果区管理水平提升具有重要意义。

以GB 32167《油气输送管道完整性管理规范》发布为标志，管道完整性管理在国内大规模推广应用以来，高后果区一直是国内管道企业管理的重点和政府对管道实施监管的主要关注点。2017年，原国家安监总局等八部委共同发布了《关于加强油气输送管道途经人员密集场所高后果区安全管理工作的通知》，要求加强人员密集型高后果区的安全管理和应急管理，强化存量管控与增量严控。

SY/T 7380—2017《输气管道高后果区完整性管理规范》等标准明确了高后果区的信息收集内容、管理措施以及地区等级升级管理要求。在加强高后果区巡护、缺陷优先修复以及安装视频监控等措施的同时，管道企业还通过制定高后果区一区一案，实行高后果区区长制等措施，将高后果区管理的要求制度化。目前，在役管道的高后果区管理措施已经较为成熟。大部分高风险的人员密集型高后果区通过专项治理工作进行了有效的风险控制。

当前高后果区管理的短板，主要表现在建设期高后果区源头控制方面还存在一定的不足，选线时注重对高后果区进行避绕，而对无法避绕的高后果区应如何采取安全防护措施及取得的效果尚不清晰。建设期对高后果区采取的监检测等风险控制措施，部分也与目前运行期的管理要求存在一定差距。例如，对于运行期需要的人员密集型高后果区的视频监控，目前在设计阶段主要针对特定场所等设置。

为保证GB 46767的实施效果，建议在以下几个方面开展工作。



杨森：

（广东大鹏液化天然气有限公司管线保护和项目部副总经理）

GB 46767作为我国首部针对陆上油气长输管道“人员密集型高后果区”辨识与管理的强制性国家标准，标志着管道安全管理从全面覆盖转向精准防控的关键跃升。其核心提法与战略意义主要体现在以下方面。

首次明确给出了“人员密集型高后果区”的权威定义，并提供了量化辨识准则与三级分级体系及分级方法。将公共安全风险置于首位，回应社会最关切的痛点，目标高度聚焦。提出了“人员密集型高后果区”管段实施全生命周期安全管理的理念，从项目可行性研究、设计、施工、运行、停用、封存与报废等阶段开展风险分析及评价，制定有效风险管理措施，从源头上规避和降低风险。细化了油气长输管道在建设期、运营期针对“人员密集型高后果区”应当采取的管理措施及手段。如6.1.1可行

梳理管道设计施工标准与GB 46767建设期高后果区管理相关内容和技术要求的差异，对相关设计施工标准进行修改完善，如焊接、线路敷设、视频监控等方面。

区分对象制定标准施行要求。对今后新建管道全面应用GB 46767各项要求。对已建管道或者在建管道，主要实施管道当前所处阶段及以后的管理内容。对于已发生的无法消除的偏差，如果不影响风险可接受性，可不作为不合规内容。

GB 46767的使用对象相比GB 32167有了很大的扩展，涵盖设计施工等相关人员。为保证标准实施效果，需要全面梳理标准使用对象，组织开展系统的宣贯和培训。同时收集标准的答疑、澄清等需求，必要时编制标准释义、实施指南等辅助性文件。

作者简介：项小强，正高级工程师，毕业于中国科学技术大学，凝聚态物理博士，GB 32167《油气输送管道完整性管理规范》、ISO 19345《管道完整性管理规范》系列标准的主要编写人之一。主要从事管道完整性管理和工程技术研究等工作。

性研究阶段，规定应进行人员密集型高后果区辨识和分级，对III级人员密集型高后果区开展定量风险评价；6.1.2设计阶段，提出了针对管道本体安全和地质灾害的设计要求，管道与电气化铁路、城市轨道交通并行、交叉应采取的管道防腐和阴极保护要求，首次引入了设置视频监控与巡查系统的要求；6.1.3施工阶段，针对具体的管材型号及对应的“人员密集型高后果区”分级，提出了焊接工艺及无损检测的要求。

将GB 46767作为标尺审视当前工作，珠三角经济发达地区长输油气管道“人员密集型高后果区”管理取得了比较明显的成效。针对城镇化水平高、人口与经济活动高度密集、“人员密集型高后果区”普遍存在的客观现实，地方政府积极推动管道保护立法与标准细化，加快推进政企协同与社会共治格局，政府及企业的风险意识普遍提升。如《深圳市石油天然气管道保护办法》，要求政府部门严控建成后可能导致新增高后果区或者高后果区等级增加的项目建设，管道企业要通过加强人防

和技防措施加强对高后果区的管控。广州市《油气输送管道安全风险分级管控实施细则》（试行），建立了从企业辨识上报到政府汇总监督的标准化流程，要求风险清单动态更新；惠州市大亚湾区建立“政府主导、企业主责、属地协同、公众参与”的四方联动体系等等。

与此同时，管理存在的短板仍不可忽视。如辨识动态性不足，许多管道企业的高后果区辨识仍依赖周期性人工普查，部分辨识停留于纸面计算，现场核实不充分，与实际风险存在较大偏差。“一区一案”编制质量参差不齐，存在模板化与形式主义问题，针对性和操作性比较差。第三方施工活动管控较为薄弱，政府部门审批与现场监护环节仍有较大改进空间。政企应急预案不接“地气”，与周边社区、居民的应急告知、疏散演练结合不紧密，公众对风险的自救互救能力知晓度低，应急响应协同不够通畅。技术支撑滞后，实时智能视频监测预警覆盖率不高，数据分析与风险预测能力有待加强。

为了将GB 46767转化为坚实的安全屏障，建议政企合作加快建设动态智慧平台，推动高后果区

档案从静态向动态升级。依托地方政府资源，整合地理（GIS）、人口、管道等多源数据，搭建风险智能识别与可视化预警系统，实现风险实时感知与精准管控。开展“一区一案”提质行动，通过制定专项指南、组织专家评审、树立优秀样板，推动方案真正贴合区域特有风险，达到“量身定做”的效果，并建立定期复审与优化机制，确保措施落地见效。构建政企携手的共治生态，将高后果区管理纳入国土空间规划，科学设置管道与周边建筑物、构筑物的保护距离标准，强化高后果区内施工管控与违法惩戒，深化政企应急联动，并将管道安全与应急知识纳入社区宣传，筑牢公众参与防线。

贯彻GB 46767是一场持续深化、精益求精的系统工程，唯有以更高标准、更加紧密的协作推动管理升级，方能真正筑牢管道安全生命线，实现能源输送与公共安全的和谐统一。

作者简介：杨森，1978年生，高级工程师，注册安全工程师，主要负责管道保护、管道项目建设等管理工作。



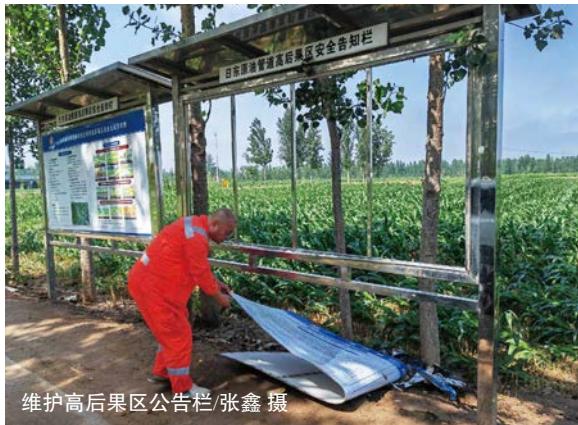
谢德俊、段云跃：
(国家管网集团西南管道公司注册安全工程师、高级工程师)

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》作为高后果区管理领域的又一个国家强制性标准，构建了“总纲+专项”的完善体系，为人员密集型高后果区辨识与管理提供了明确遵循。核心内容体现在三个方面，其一，精准界定概念与辨识标准，首次以国标形式明确“人员密集型高后果区”定义，建立“人口密度+设施类型+管径压力”三维辨识指标，填补了行业分类依据的空白；其二，完善分级管控体系，划分I—III级风险等级，弥补了输油管道无I级人员密集型高后果区的短板，将输油管道周边易燃易爆设施纳入人员密集型高后果区管控范围；其三，强化全生命周期要求，覆盖设计、施工、运营、停用封存、应急管理等全流程，明确了III级高后果区管道埋深不低于1.5米、

焊缝100%超声波检测等刚性指标。

该标准意在解决过往辨识模糊、执行尺度不一的行业痛点，为企业提供统一的国标遵循，推动管理从“经验判断”向“标准量化”转变。构建了针对性管控框架，替代原有7项普适性措施，让风险防控更具操作性；同时引导行业建立“识别—分级—评估—管控—更新”的闭环机制，为数字化、智能化技术应用提供标准支撑，助力行业从“全面管控”向“精准防控”转型，切实保障人民群众生命财产安全和国家能源输送稳定。

在GB 32167—2015的基础上，高后果区管理已取得积极进展。具体表现在管控精准度提升，企业依据高后果区辨识指标分级，突出重点区域管控，改变了以往“大水漫灌”式管理模式。全生命周期完整性管理形成闭环，通过数据采集与整合、高后果区识别、风险评价、完整性评价、维修维护、效能评价等环节构建PDCA循环，促进持续改进。管道新建、施工、投产阶段嵌入完整性管理要求，为行业安全、监管与提质增效提供统一技术与管理



维护高后果区公告栏/张鑫 摄

基准，降低了事故风险，提升了本质安全与合规水平，推动油气管道安全管理模式从“被动应对”向“主动预防”转型。

尽管成效显著，当前仍面临不少挑战。从企业层面看，部分老旧管道管控措施不符合新国标要求，改造涉及征地、施工等多重难题，资金投入巨大，而中小企业缺乏数字化转型资金与技术储备，难以应用“空天地”一体化管控等先进技术，“管好存量”任重道远。城乡发展导致管道周边人员密集型高后果区有增无减，仅靠企业力量难以遏制，“严控增量”困难重重。全生命周期管控存在薄弱环节，部分企业在停用封存阶段管控措施落实不到位，闭环管理未完全实现。从政府层面看，配套政策不完善，缺乏存量管道整改的过渡期规定与豁免条件，易出现“一刀切”整改问题。监管协同性不足，跨部门、跨区域监管联动机制不健全，存在监管盲区。技术支撑力度不够，中小企业在定量风险评价等方面的技术交流与资源共享不足，成本控制



李保平：

（国家管网集团浙江天然气管网公司管道管理部高级工程师）

油气输送管道高后果区一旦发生事故，会对周边较大范围内的人员造成较为严重的影响。相关标准关于管道选线与建筑物、构筑物不应小于“5 m”距离的要求，主要从保护管道本体安全和便于管道建设施工及运行维护出发，并未考虑管道周边人员安全问题，是产生高后果区的一个重要原因。GB 46767

与技术创新的平衡难题尚未破解。

为切实提升政府和企业贯彻落实GB 46767的管理水平，提出以下几点建议。

政府监管部门应完善存量管道整改配套政策，明确过渡期安排与差异化豁免条件，避免“一刀切”式监管，建立政策解读与答疑机制，确保政策落地见效。搭建数字化共享平台，强化技术赋能，向中小企业提供低成本技术服务。加大产学研协同力度，攻关存量管道改造、低成本监测等关键技术，推广先进实践案例，提升全行业管理水平。

强化地企协同，完善政府跨部门、跨区域监管联动机制，形成监管合力。政府规划、监管等部门在管道周边规划建设、第三方施工及管道企业新改扩建项目审批过程中，应组织管道企业和相关单位进行协商，严格落实人员密集型高后果区识别和管控要求，从源头严控增量，协同管好存量。

督促有关企业将GB 46767标准要求嵌入管道设计、施工、运营、应急、停用等全生命周期各环节，完善闭环管控体系。加强从业人员标准培训与技能提升，确保标准执行到位，全面筑牢油气管道安全防线，推动人员密集型高后果区管理工作再上新台阶。

作者简介：谢德俊，四川省油气长输管道安全生产专家委员会专家、国家管网西南管道公司注册安全工程师、高级工程师。

段云跃，国家管网西南管道公司注册安全工程师、高级工程师。

作为强制性标准从辨识和管控事故后果、保障管道周边人员生命安全的角度出发，进一步完善了油气管道安全标准体系，为管道保护法实施提供了有力的技术支撑。

GB 46767强调油气输送管道人员密集型高后果区应从规划设计阶段到建设期、运营期实施全生命周期安全风险管理的理念。针对可行性研究、设计、施工、试运投产、运行、停用、封存、再启用与废弃、应急管理等方面，分别提出针对性的安全管理要求，是对现行法律法规在人员密集型高后果区管理方面强有力的补充和进一步的细化

完善。

GB 46767对人员密集型高后果区的安全管理提出升级管控的要求，包括管道本体、管道敷设、防腐与阴极保护、管道标识、输送工艺、视频监控与巡查系统、施工技术要求等，如明确提出在设计阶段，应对Ⅱ级和Ⅲ级人员密集型高后果区设置覆盖特定场所和防护目标的智能视频监控，具有施工机械与人员识别、远程喊话、自动报警等功能。

浙江省网公司所辖管道高后果区约占管道总里程20%。公司始终把高后果区作为管道管理的重点，按照应急管理部《油气长输管道人员密集型高后果区安全风险排查评估指南（试行）》，从高后果区识别、管道本体、外部条件、安全与应急管理等4个方面，做好对人员密集型高后果区专项排查评估，并对发现问题制定整改计划实行闭环管理。同时关口前移，加强高后果区增量管控，主动与管道沿线规划、建设和管道保护主管部门沟通，主动了解管道沿线规划建设情况，提前介入，及时告知存在的风险，并依靠各级政府重视与支持做好风险管控。如湖州学院由于新建校区师生迁入，管道两侧人员密度大幅提升成为新增高后果区。公司积极主动对接湖州市应急局、发改委、南太湖新区管委会等相关部门，开展高后果区定量风险评估，增加人防、物防、技防等风险管控措施，使社会风险降低至可接受区间。

同时建立管道智能管理平台，通过增加杆式智能摄像头和铁塔视频，对存量高后果区重点防护部位和重点防控目标进行视频监控，基本实现施工机械与人员识别、远程喊话、自动报警等功能。

但目前高后果区管理也遇到一些较为棘手的问题。浙江省作为全国首个也是唯一的高质量发展共同富裕示范区，经济发达、基建活跃，但由于受制

于“七山一水二分田”的地形条件，土地资源稀缺宝贵。近年来管道周边建设工业园区、住宅小区、学校等情况频繁，建构筑物和人员密度不断增加，高后果区新增及升级管控难度较大。由于部分市、县对高后果区归口管理部门是应急部门还是管道保护主管部门未予以明确，造成属地管理职责不清、边界不明，遇到问题容易产生推诿情况，影响高后果区管理深入开展。为了贯彻落实好GB 46767，提出以下几点建议。

建议尽快明确高后果区归口管理部门。GB 46767明确国家应急管理部为该文件的提出及归口部门，是否意味着地方应急管理部门负责对高后果区进行管理？建议国家和省有关部门明确应急管理部门与管道保护主管部门的职责分工，便于各方面开展工作。

建议地方自然资源部门对管道两侧200米或潜在影响区域内地块进行控制性详规编制或调整时，事先征求管道企业意见，提前开展高后果区评估工作，通过合理优化调整设计方案等尽可能控制新增高后果区，避免高后果区等级升高或长度增加，尽量降低高后果区风险。

建议进一步明确GB 46767“6.1.2设计阶段”“设置风险告知牌，间距不大于1 km，并覆盖起点和终点处”“Ⅱ级和Ⅲ级人员密集型高后果区，设置覆盖特定场所和防护目标的智能视频监控，具有施工机械与人员识别、远程喊话、自动报警等功能”等要求，是否同样适用于存量高后果区。

作者简介：李保平，1987年生，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。



石杰：

（中石化西南油气分公司油气销售
中心长输管道主任师）

首部人员密集型高后果区辨识与管理强制性国家标准（GB 46767—2025）将于今年5月1日实施。该标准为

企业对标执行和地方相关管理部门对标监管提供了依据，具有重要现实意义。一是细化明确了人员密集型高后果区辨识与分级标准。根据管道中心线两侧辨识范围内人员、建（构）筑物、道路、公用设施等情况，明确输油管道4项、输气管道6项人员密集型高后果区辨识项及对应等级，为管道企业对标辨识分级、按照《油气长输管道人员密集型高后

表1 建设期人员密集型高后果区辨识管理要求

建设期	负责单位	管理要求
可行性研究阶段	可行性研究单位	高后果区辨识和分级，制定安全防护措施，控制高后果区数量，无法避开时控制高后果区管道长度。
	安全预评价单位	评价高后果区辨识准确性、安全防护措施可行性和有效性；对III级高后果区开展定量风险评价。
设计阶段	设计单位	优化路由，细化高后果区辨识，避开III级高后果区，受外部条件限制难以避绕的，制定安全防护措施；对发生变化的III级高后果区开展定量风险评价。
施工阶段	施工及相关单位	高后果区动态辨识，严格控制管道与特定场所、防护目标、易燃易爆场所间距，不应随意更改路由。确需更改须履行设计变更程序，重新辨识高后果区，新增III级高后果区开展建设项目安全设施变更设计审查。
试运行阶段	建设单位	审查试运行方案，确保高后果区安全防护措施和应急措施有效。

果区安全风险排查评估指南（试行）》（应急危化二[2024]5号）评估风险等级并落实相应管控措施奠定了基础。二是丰富了人员密集型高后果区全生命周期管理内涵。规定从管道建设可行性研究阶段开展高后果区辨识，同时对设计、施工、运行、停用、封存与报废各阶段提出了具体、明确管理要求，为管道企业对标落实提供了明晰的安全管理指引。三是明确了建设期对人员密集型高后果区动态辨识、管理。在可行性研究、设计、施工、试运行等环节，相关单位应根据管道路由及途经区域环境变化等情况，及时开展人员密集型高后果区动态辨识、管理，保证了从源头上实现有效管理。

为推进GB 46767实施，应对管道企业、设计、安全评价等相关单位人员同步宣贯培训，统一对标准的理解执行。同时，有几点建议供参考。

一是建议明确人员密集型高后果区辨识范围内存在油气长输管道、集输管道所属场站（阀室）及

城镇燃气输配站等场所不属于易燃易爆场所。北京市地方标准DB11/T 2326—2024《油气管道高后果区识别与管理规范》，将易燃易爆场所明确为加油站、加气站、油库、油漆仓库、民爆车间和仓库、炸药仓库、危化品生产及储存场所等，管道及阀室等不属于易燃易爆场所，可不识别为高后果区。

二是建议对GB 46767实施前已存在的人员密集型高后果区不再追溯。新标准从管道本体、最小埋深、内检测功能等方面提出了硬性要求，老旧管道一时难以整改，可参考GB/T 34275—2024《压力管道规范 长输管道》关于该标准“不适用于对其实施前已完成初步设计长输管道的建造要求，也不适用于对在建和在役管道技术合规性的追溯和评价”的规定进行要求，以便企业落实执行、政府分类监管。

三是建议参照GB 46767、DB11/T 2326等标准，修订完善GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》相关内容，保证高后果区识别、管理要求一致性。如明确高后果区管理从项目可行性研究阶段开始，明确环境敏感型、重要设施型、人员密集型三类高后果区及对应辨识项，对同一高后果区内多辨识项情形并存时、明确高后果区级别为最大严重程度等。

作者简介：石杰，1977年生，四川省油气长输管道安全生产专业委员会专家，主要从事管道完整性管理相关工作。联系方式：18583378367，shijie.xnyq@sinopec.com。



超大城市石油天然气管道保护路径探索

申由奇

《管道安全保护》观察员

摘要：本文分析了《深圳市石油天然气管道保护办法》的制定背景、核心内容与治理方略，这项法治成果的突出特点主要体现在直达末梢的基层治理、源头管控的规划建设、协同高效的施工管理、分类施策的高后果区管理等6大体系，为我国超大城市乃至其他地区的公共安全治理，特别是线性基础设施的风险管控，提供了宝贵的启示。

关键词：超大城市；管道保护；规划建设；联防联控；高后果区管理

《深圳市石油天然气管道保护办法》（以下简称《办法》）于2025年11月1日起施行，这是深圳市贯彻《石油天然气管道保护法》，应对超大城市特殊安全挑战、推进城市治理体系和治理能力现代化的一项重要法治成果。它精准把握了深圳油气管道的复合型风险特征，并以系统性的制度设计，构建了一个涵盖源头规划、过程监管、科技赋能、社会共治的全链条保护体系。

1 深圳市油气管道风险特征

深圳地处我国南部沿海，具备全国性经济中心、全国先进制造业基地、对外开放门户、国际科技创新中心等核心功能。全市11个区（含新区、特别合作区）中的9个分布有石油天然气管道，福田、南山等核心城区均有管道穿越，其风险既有鲜明的超大城市特征，又有沿海环境气候特点。

高度城市化下凸显“管城”矛盾。深圳市土地资源高度紧张，油气管道规划建设早于周边区域的深度开发。随着城市快速扩张，大量管道逐渐被建筑物、交通设施、人口密集区所包围，形成了“管道穿越城市心脏”的独特格局。管道与居民区、商业区、公共设施并存，油气管道人员密集型高后果区长度占管道总里程的一半，双方对安全发展的需求矛盾突出。

各种线性工程密布且建设频繁。深圳市基础设施高度发达，水电气信及轨道交通等线性工程密布，在建工程数量多、里程长。轨道交通、电力线路等设施所产生的杂散电流干扰对油气管道影响广泛，地下空间与油气管道交织，形成更为复杂的复合型风险。同时第三方施工活动频繁，成为管道主要的外部安全风险。

复杂地质条件叠加极端天气频发。深圳市地貌多元，部分地区存在软土地基、填海造地区域，地基不均匀沉降可能对管道产生附加载荷，导致变形、开裂。山地丘陵地带则存在滑坡、泥石流等地质灾害风险，威胁管道稳定。深圳市地处沿海，气候湿热、降水充沛、土壤腐蚀性强，加速了管道外腐蚀，是管道本体安全的重要风险。近年来，台风、暴雨等极端天气频发导致洪水冲刷、边坡失稳，直接冲击管道的险情时有发生。

2 《办法》对策体系特点分析

近年来，深圳市不再仅仅将管道视为一个需要被“看守”的孤立设施，而是将其作为城市生命线系统的重要组成部分，嵌入城市规划、建设、运行的全生命周期进行管理，强调源头预防、过程严管和多方共治。《办法》是上述对策体系的集中体现和系统总结，其突出特点主要体现在以下六个方面。



(1) 直达末梢的基层治理体系。《石油天然气管道保护法》仅规定了国家、省、市、县四级管理职能,《办法》提出管道所在地街道办事处工作职责,是深圳市的独特创新。一方面,管道设施里程长、涉及面广,单靠市区两级力量难以做到全面及时应对风险;另一方面,管道部分外部风险与沿线经济活动密切相关,识别要点较为容易掌握,适宜纳入基层管理内容,便于充分利用基层力量及时采取措施。《办法》要求街道办事处将涉管道安全问题纳入日常巡查范围,第一时间管控管道风险,在管道企业风险防控措施之外又加了一层保险;配合区管道保护主管部门开展联防联控机制建设,实现政企深入对接;《办法》并未一味增加基层工作压力,除具有优势的日常巡查外,其余职责均为配合区管道保护主管部门开展工作。

(2) 源头管控的规划建设体系。《办法》设立独立章节规范管道规划与建设工作,包括编制管道发展规划、规划选线原则、建设要求等。特别是规定了涉及管道安全其他建设项目的规划阶段的管控措施,要求“管道周边建筑物、构筑物的建设单位可以委托安全评价机构进行评价,评估管道与其周边建设项目之间的安全风险,并向规划和自然资源部门提供安全评价报告,规划和自然资源部门征求有关部门意见,加强对管道周边建设项目的规划管控”,这是对近年来深圳在规划领域落实管道风险管控工作经验的总结,从源头上避免未来城市建设对管道的“包围”和挤压,体现了“先规划后建设”的底线思维。

(3) 协同高效的施工管理体系。《办法》在上位法的基础上,进一步明确了各方在第三方施工管理工作中的角色和定位。针对项目方,《办法》明确建设单位、施工单位、监理单位的三方角色:

“在后建设工程的建设单位对工程施工期间管道保护负首要责任”“施工单位对工程施工期间管道保护负首要责任”“监理单位对工程施工期间管道保护负监理责任”。在政府侧,施工动土作业前,区管道保护主管部门可以组织项目建设安全监督管理部门、项目所在地街道办事处、建设单位、施工单位、监理单位、管道企业等单位进行现场核实,签署动土作业确认文件,实现了管道保护主管部门、建设监管部门和街道办事处的协同共管。

(4) 共享互助的联防联控体系。《办法》针对深圳市线性工程密集的现状,提出了线性设施间的联防联控工作体系。第二十八条要求与管道存在交叉、并行的城市轨道交通、公路、城市道路、供电、通信、城镇燃气等运营单位与管道企业建立健全联防联控机制,加强沟通联络、信息共享、应急互助。针对杂散电流干扰问题,第十九条要求轨道交通、高压输电等在后建设工程在设计阶段进行分析和评价,提出保护措施,并与管道企业协商一致。同时,建设单位要做好保护措施建设、验收以及设计效果验证。通过全链条管理让杂散电流干扰对管道的影响降到最小。

(5) 政企协作的监测预警体系。《办法》从政企两个方面,对管道保护信息化管理提出了要求。在企业侧,管道企业在高后果区安装智能监控,按照统一的技术标准和要求向政府信息化系统上传基础数据和监测数据。在政府侧,由市应急管理部门建设城市安全风险综合监测预警平台,接入管道领域相关数据进行耦合风险分析。上述分工,既压实了企业主体责任,又发挥了政府在汇聚多方信息方面的优势,实现了良好的政企互动。

(6) 分类施策的高后果区管理体系。《办法》创新性的提出了高后果区管理的要求。规定各有关部门应当在各自职责范围内,加强高后果区管理,并严格控制建成后可能导致新增高后果区或者高后果区等级增加的项目建设。管道企业要通过提高日常巡护频次、安装全天候智能监控、加密设置地面警示标识、埋设预警光纤等方式,加强对高后果区的管控。高后果区内管道巡护频次不得低于1天2次,人员密集型高后果区内管道巡护频次不得低于1天4次。

《办法》并未就管道企业安全管理体制机制方面作出更多规定,这主要是基于管道企业跨市甚至

跨省经营，在地市一级通常不设立法人主体或分支机构，在管理体制机制方面具有统一性，不宜以地市为单位建立独立的工作体系，体现了深圳在管道保护工作方面的务实考虑。

3 启示与思考

《办法》的意义不仅在于守护深圳的能源动脉安全，更为我国超大城市乃至其他地区的公共安全治理，特别是线性基础设施的风险管控，提供了宝贵的启示。

安全治理要坚持法治化与精细化。国家层面的法律提供顶层设计和基本框架，但中国地域差异巨大，城市面临的具体风险千差万别。地方政府应勇于探索，结合本地实际，制定更具操作性的实施细则或地方性法规，将风险管控落实到每一个环节、每一个主体。城市安全风险往往隐藏在细节之中。《办法》对第三方施工、高后果区、信息共享等具体问题的精细化规定，体现了求真务实的管理思维。

将安全深度融入城市规划建设全过程。在城市规划、建设和更新工作中，必须为油气管网、综合管廊、电力走廊等城市生命线系统预留充足、安全的物理空间，推行“多规合一”，实现基础设施规划与城市发展蓝图的深度融合。安全管理必须覆盖规划、设计、施工、运营、维护直至退役的全生

命周期。特别是在建设阶段，建立严格的施工前查询、方案审查和过程监护制度，从源头遏制外部破坏风险。

科技赋能是提升安全治理能力的最优解。在人口、建筑、设施高度密集的城市环境中，依靠传统“人海战术”进行安全管理已力不从心。应积极推广应用物联网、人工智能、数字孪生等新一代信息技术，构建城市基础设施安全运行监测预警平台，实现风险的实时感知、智能分析和精准预警。深圳建设安全风险综合监测预警平台，打破部门、企业间的“数据孤岛”，通过统一的信息平台整合管道基础数据、地质数据、施工数据、监控视频等多源信息，为协同监管、应急指挥提供数据支撑，实现“一网统管”。

构建共建共治共享的社会治理体系是治本之策。将街道办事处纳入管道保护体系，其核心在于推动治理重心下沉，将专业保护力量与基层组织的属地优势紧密结合，构建“纵向到底、横向到边”的联防联控网络。这一实践，有效激活了治理体系的“神经末梢”，使风险隐患能够被更早发现、更快响应。它深刻说明，城市安全韧性的提升，不仅依赖专业技术与管理，更有赖于基层治理单元的深度参与和社会协同。



充分发挥《石油天然气管道保护法》对管道规划建设的保障作用

许砚新 杨建 陈向新

中国石油天然气管道工程有限公司

摘要：从国内油气管道建设历程谈起，论述了管道保护法实施15年来取得的成效。结合近些年管道建设的实际情况，分析管道周边群众因权益受损、补偿机制缺陷造成的企地矛盾，管道与建（构）筑物保护距离管控标准不统一，工程相交相遇关系处理等难点问题。从工程设计角度对管道保护法相关规定的落实提出建议，以充分发挥管道保护法对管道规划建设的重要保障作用。

关键词：规划建设；保护距离；管道占压；补偿机制；工程相遇

我国的石油管道建设起始于上世纪50年代。随着大庆油田的开发，为满足油田原油外输的需求，上世纪70年代初我国启动了第一轮大规模的管道建设。改革开放以来，特别是跨入新世纪后，国民经济不断增长对能源强大的需求，推动了世纪工程“西气东输”管道的建设。由此，我国油气管道进入了迅猛地发展阶段。截至“十四五”末期，我国长输油气管道运营里程已突破20万公里。在这一进程中，《石油天然气管道保护法》（简称管道保护法）对管道建设和安全运行发挥了不可替代的法治保障作用。

1 管道保护法的重要作用

一是填补了我国油气管道领域的法律空白。石油天然气管道作为国家重要的基础设施，对保障石油、天然气能源的安全和稳定供应起到了至关重要的作用。随着管道运营里程和服役年限延长，工程建设质量、地质灾害和第三方施工挖掘损坏等影响管道安全运行的风险呈现增长态势。管道泄漏甚至爆炸事故时有发生，不仅给管道运营企业带来一定的经济损失，也给管道周边环境和居民安全带来了不良影响。大量事实说明，管道作为没有围墙的线

性工程，其安全性不仅涉及石油天然气输送安全，更关乎到国家能源安全和公共安全，不仅是管道企业的责任，也需要政府加强领导，公众主动参与。

《石油天然气管道保护法》填补了我国油气管道保护领域的法律空白，它明确了属地政府、运营企业和社会公众的责任和义务，为石油天然气管道的规划、建设、运行、维护提供了法律依据，违法者要受到法律的严厉制裁。

二是促进了管道建设和运行安全水平的提升。在管道规划建设阶段，管道保护法第十二条、第十三条提出，应充分考虑管道保护的要求，选线方案应经管道所在地县级以上地方人民政府城乡规划主管部门审核，并纳入当地城乡规划。管道应当避开地震活动断层和容易发生洪灾、地质灾害的区域，与建筑物、构筑物、铁路、公路、航道、港口、市政设施、军事设施、电缆、光缆等设施应满足保护距离的要求。

在管道运营阶段，管道保护法第二十二条、第二十三条、第二十四条、第二十五条提出，管道企业应当建立、健全管道巡护制度，配备专门人员对管道线路进行日常巡护。配备管道保护所必需的人员和技术装备，研究开发和使用先进适用的管道

保护技术，保证管道保护所必需的经费投入。定期对管道进行检测、维修，确保其处于良好状态。对管道安全风险较大的区段和场所应进行重点监测，采取措施防止事故的发生。当管道存在外部安全隐患、管道企业自身排除确有困难时，应向管道保护主管部门报告，该部门应当及时协调排除或报请政府及时排除安全隐患。

法律的上述规定，给管道规划建设单位、运营单位和地方政府部门都提出了明确要求，从而构成了一个比较完整的责任链条和管控机制，通过各方相互配合参与，保障了管道的安全运行。

三是建立了管道保护政府组织领导协调机制。管道保护法第四条规定，国务院能源部门主管全国管道保护工作，负责组织编制并实施全国管道发展规划，统筹协调全国管道发展规划与其他专项规划的衔接，协调跨省、自治区、直辖市管道保护的重大问题。国务院其他有关部门依照有关法律、行政法规的规定，在各自职责范围内负责管道保护的相关工作。

管道保护法第五条规定，省、区、市政府能源主管部门和设区的市级、县级人民政府指定的部门，依照本法规定主管本行政区域的管道保护工作，协调处理管道保护的重大问题，指导、监督有关单位履行管道保护义务，依法查处危害管道安全的违法行为。

管道保护法第六条和第七条规定，县级以上地方人民政府应当加强对本行政区域管道保护工作的领导，督促、检查有关部门依法履行管道保护职责，组织排除管道的重大外部安全隐患。管道企业建立、健全本企业有关管道保护的规章制度和操作规程并组织实施，宣传管道安全与保护知识，履行管道保护义务，接受人民政府及其有关部门依法实施的监督，保障管道安全运行。通过建立跨部门、跨区域的联合监管机制，设立管道保护主管部门，推动了地方政府与管道企业的协作，减少了因城乡规划冲突导致的管道安全隐患，强化了执法力度。

2 管道保护法需改进的环节

一是补偿问题。近些年，油气管道从业者有一个很深的体会，那就是管道建设越来越难了。主要体现在管道选址难、征地协调难、运行管理难。究其原因，主要是缺乏合理的补偿机制。油气管道作

为重要的能源基础设施，在宏观层面对国民经济的发展至关重要，但从微观角度，并未对沿线农户带来直接的经济收益，反而经常因管道埋设后的地貌恢复、土地复垦等施工质量问题，给沿线群众造成了一定的经济损失；部分地区受埋地管道制约，还影响到当地的城镇开发建设。管道保护法第十四条规定，依法建设的管道通过集体所有的土地或者他人取得使用权的国有土地，影响土地使用的，管道企业应当按照管道建设时的土地用途给予补偿。由于这一规定缺乏具体实施细则，当管道建设影响到当地土地使用时，经常引发管道企业与沿线政府和民众之间的矛盾，导致管道建设阻力和管理难度逐年增加。

二是保护距离问题。我国的油气资源主要分布在中西部地区和北方地区，能源的进口国也主要与西北和东北地区接壤，而油气能源的消费市场则以东部沿海地区为主，因此我国的干线油气管道多为东西走向和南北走向。受地形和气候等因素影响，北方地区地域辽阔但人口稀少，东南沿海地区平地较少但人口稠密。管道保护法第十三条规定，管道建设选线与建（构）筑物应保持国家技术规范要求的保护距离。这一规定对于北方地区相对容易执行，而对于东南沿海地区，可利用土地资源紧张，即便按照管道中心线两侧各5米的廊带进行管控都存在较大的难度。

三是工程相交相遇问题。随着我国各类基础设施的建设不断完善，线性工程间的相交相遇情况越来越多，例如油气管道与公路、铁路、高压电力线、南水北调等经常产生并行或交叉的问题。由于不同设施的技术或管理规定对工程相交相遇的要求存在差异或矛盾，导致执行阶段相关各方对部分技术条款的理解或解读存在出入，增加了各方协调难度。例如按照Q/NSBDZX 112.03—2021《油气管道穿跨邻接南水北调中线干线工程项目设计技术规定》第5.0.11条：“油气管道穿跨邻接两端应设置截断阀（室），设置在中线干线工程饮用水水源保护区外，距中线干线工程管理范围不应大于4 km。”该要求与管道设计规范中阀室的间距布置要求不一致，给管道规划设计造成一定困扰。

3 建议

为了更好地发挥管道保护法的引领保障作用，

为管道建设和运行创造良好的法治环境，提出以下建议。

首先要强化依法合规设计，建设阶段避免产生侵权行为。依法合规应贯穿管道项目的规划设计、施工建设和投产运行全过程，规划设计阶段是依法合规建设的核心环节。在选线阶段，应充分与各级政府相关部门等对接，对城镇规划区、环境敏感区、文物保护区、矿产资源区等进行合理避让，当无法避让时应与主管部门协商确定通过方案，确保管道选线合规合法。应严格按照设计方案组织施工，对施工难点采取适当的施工技术措施予以克服，不得随意变更设计路由。对沿线不可避让的构筑物，应按标准补偿后进行拆除，避免形成占压隐患，同时按要求做好地貌恢复和土地复垦工作，避免发生侵害居民权益的问题。

其次要优化用地补偿机制，鼓励公众参与。土地管理法规定施工作业带按照临时占地征用，使用期限一般不超过2年。而管道保护法规定管道中心线两侧各5米范围内禁止修建蔬菜大棚、种植果林等经济作物，禁止修建鱼塘、蟹塘等养殖场所。该规定直接影响了土地权利人的合法权益，如不能给予合理补偿很难得到沿线农户的支持，对管道保护工作也将产生负面影响。有必要探讨制定差异化的征地补偿标准，如考虑将管道中心线两侧各5米范围土地逐年进行补偿或提高一次性补偿标准。农户的权益得到保障后，必将缓解因土地占用问题产生的矛盾，调动公众参与管道保护工作的积极性。

再次要探索制定保护距离标准，确保公众生命和财产的安全。对此不同国家和地区执行的理念存在差异。我国现行的油气管道工程设计规范是以强度控制为主，即通过控制管道的强度和结构安全来确保管道系统的安全，从而为管道周围公众、建

（构）筑物及其他设施提供安全保证。《油气输送管道完整性管理规范》中提出了潜在影响半径的概念，安全监管部门对管道选线和运行维护开始侧重安全距离的管控。实验数据表明，增加管道两侧的管控距离，在事故工况下可有效降低对周边人员和环境的影响。但过大的管控范围必将与沿线城镇的规划建设产生冲突，与节约用地的原则不符。因此，有必要探索划定适用于我国国情的管理范围，例如根据管径、压力的不同，在管道中心线两侧划分为巡检通道范围、维抢修作业占地范围、事故工

况下的安全管控范围等几个区域，分区管理、规范土地利用，在确保管道本体安全的前提下，有效平衡安全管控距离和节约用地的关系。

最后要从立法角度推动技术赋能，逐步实现管道智能化。我国油气管道行业自西气东输冀宁管道首次开展数字化试点应用至今已有20个年头，期间通过不断完善、升级，油气管道建设逐步实现了从“数字管道”向“智能管道”的跃迁。智能管道的建设目标是通过物联网、人工智能、大数据等技术手段实现管道系统全生命周期的智能化管理。对新建管道来讲，实现智能化相对容易，但对大量的老旧管道，尚需要大量的资金和技术投入进行整改。为促进老旧管道的智能化改造，有必要从立法角度，督促管道企业推广智能化监测技术（如光纤传感、卫星遥感）和智能巡检技术，有计划、有步骤的对老旧管道进行智能化改造，重点对高风险区和高后果区管段加强技术和资金的投入，提升管道的智能化水平。

4 结语

当前，管道保护法在保障管道规划建设方面还有较大提升空间，建议从以下几个方面进行完善。

加强管道建设规划与国土空间规划的有效衔接，为管道和其他建设工程留有足够的安全发展空间。建立管道用地补偿机制，既要保障管道企业用地权利，也要确保管道沿线群众的合法权益。

围绕人员密集型高后果区识别与管理，按照保障管道及建（构）筑物和节约用地的原则，尽快研究制定保护距离国家强制性标准。

对因管道建设或因运行安全需要影响土地使用的，应根据损失的大小和影响范围给予土地使用权人合理的经济补偿。

对管道与其他线性工程产生交叉和并行关系的，相关行业主管部门组织双方企业进行充分协商，按照后建服从先建的原则妥善处理。



作者简介：许砚新，1977年生，本科，高级工程师，就职于中国石油天然气管道工程有限公司线路及穿跨越所，主要从事油气管道线路工程设计工作。联系方式：13931601156，80415803@qq.com。

几个管道设计施工和运行管理问题探讨

宋尚飞 于达 许明哲

中国石油大学（北京）机械与储运工程学院·油气管道输送安全国家工程研究中心·

城市燃气输配技术北京市重点实验室·石油工程教育部重点实验室

摘要：针对油气管道工程实践中的安全隐患，结合近年设计审查、验收及现场检查实例，对管道全生命周期的典型问题进行了系统梳理与讨论。文章分析了设计阶段存在的缺陷与隐患，探讨施工过程中工序管理不当与违规作业现象，并剖析运维阶段技术检测与设备管理的漏洞。针对上述问题，提出加强施工图外审、严格实施施工方案监管以及强化运维管理制度落实等具体建议，为保障管道安全运行提供参考。

关键词：油气管道；安全隐患；设计施工；运行管理

油气管网作为能源输送的“生命线”，在国民经济中的地位十分重要，安全与高效是油气管道建设与运行永恒的主题^[1]。然而油气的易燃易爆特性对管道的安全性提出了严格的要求。油气管道主体部分处于开放区间，沿线外部环境复杂，且处于变化状态中，管道安全面临多重因素的严峻挑战。尽管我国油气管道完整性管理经过20余年发展，已初步建成覆盖全生命周期的技术与标准体系^[2]，但由于部分管道设施设计不当或施工、运行管理不善，造成了管道安全隐患。本文基于近些年在管道设计审查、工程验收、现场检查和安全评价的相关经验，将发现的典型安全问题进行归纳分析，以期为行业提供参考。

1 不恰当的设计方式

(1) 管道支撑方式不合适。针对较大口径管道的大重量阀门支撑设计，没有支撑阀座而是支撑阀门两端的管道，造成阀门连接法兰受力不均衡、管道翘起，管道系统不稳定，容易产生共振（图1）。

(2) 跨越管道S形弯管设计不当。某输气管道工程管径DN 1200、设计压力10 MPa，在河

流跨越管道两端采用S形弯管变形补偿器，两个S形弯管的两端管道平行距离分别为8 m和12 m（图2）。输气管道要求具备清管器通过能力，弯管的转弯半径为 $6D$ ，弯管两端还应有1 m长的直管段。跨越段管道受季节变化、昼夜温差等影响产生的变形需要S形弯管给予补偿，所以S形弯管中间需要有一段直管。DN 1200管道 $6D$ 弯管转弯半径为3.657 m，S形弯管中有两个90度弯头，再加两段1 m直管，S形弯管两端平行管道中心最小间距为



图 1 某站场管道阀门支撑实况

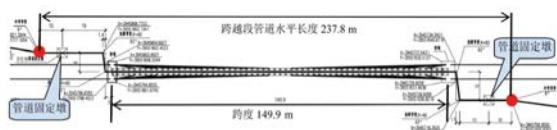


图 2 某跨越管道平面图



图 3 跨越段管道翘起现象

9.314 m，如果考虑补偿变形的直管段，需要的间距更大。因此，该设计不满足GB/T 50459—2017《油气输送管道跨越工程设计标准》跨越段弹性要求，所有弯管均为83度的转角，弯管转弯角度小于90度，跨越段膨胀管道将上翘（图3），现场验收时发现该跨越管道多处支撑悬空也不符合国家标准。此外，设计将S弯管的一半埋于地下，不具备管道变形补偿能力。

对上述问题设计方的解释为，常见的管道材料每段长度为12 m，不满足DN1200管道90度弯管、6D转弯半径长度的需求，12 m管长只能制作83度弯管；跨越段两端外侧管道施工已完成，连接点（金口）位置已经确定，按前期工程预留的位置进行跨越段施工图设计。

目前，长输管道有每段18 m长的管材，将连接点适当外延具备增大S弯管两端平行间距的条件。

（3）分离器汇管缺少排污管道。有的输气站场仅在分离器入口汇管设有排污管道，出口汇管没有排污管道。汇管的管径大于分离器联通管道的管径，输气站的工作压力为10 MPa，投产前必然采用水试压，汇管底部为管道系统的低点，没有排污管会导致底部的水不能排除。如果输气干线有积液，在清管作业时也会有液体涌入分离器出口汇管并积存，该积液是造成管道腐蚀的重要原因。

2 不合理的施工现象

施工是将设计转变成为现实的过程，为确保设计效果、保证管道安全，需要建立规范、合理的施工程序。但有些施工现场仍存在不合理、随意施工的现象，为管道系统的安全遗留隐患。

（1）施工程序不合理。某原油管道首站配套系统施工现场检查中发现管理不当、程序不合理。



图 4 某输油站施工现场

该工程已进入试压阶段，但管道和法兰尚未做防腐、四螺栓法兰未做静电跨接（图4）。施工人员反馈试压完成后螺栓不再拆卸，螺帽处的法兰面将不能涂刷防腐涂料，工程将遗留防腐和静电防护不规范的缺陷。

（2）改扩建管理不规范。某成品油管道运行中的站场增加反输工艺改造工程处于停滞状态，阀门和管道均为简易支撑，管口和法兰也没有封堵保护（图5），现场也没有施工相关人员监管，该管道多个站场均有不同程度的此类现象。施工方对站场改造工程管理失控，不仅难以保障工程建设质量，也增加了在役管道运行安全的风险。

（3）管道系统接地不合理。某输气管道干线阀室的工艺设施采用了撬装化安装方式，阀门直接固定在撬座上，并且在撬座上安装了接地系统，导致管道与大地连通，该管道其他阀室也是相同的施工方式（图6）。阀室放空管处设计有绝缘接头，



图 5 某成品油管道泵站改造施工现场



图 6 某输气管道干线阀室接地情况

说明采用了强制电流阴极保护系统，该系统要求管道干线与大地绝缘，阀室中与干线连通的工艺设施也应与大地绝缘，工艺设施橇座接地造成了阴极保护漏电，增加了阴保系统耗电，降低了保护能力，形成了管道腐蚀的隐患。此类问题并非个别现象，在某些油气管道站场的管道绝缘接头外侧也存在工艺设施接地错误的问题，一些站外管道、阀室的压力传感器需要接地，在传感器与管道连通的取压管上缺少绝缘部件，站外管道多处漏电也能导致阴极保护电位不达标。

3 运行与维护存在的不足

运行维护保障在役油气管道各系统处于正常状态，管道各系统的运行数据和设备的维护保养状态是管道安全的基础，此工作虽为日常事务，但需防微杜渐，消除潜在隐患。

(1) 管道阴极保护管理不当。阴极保护是管道腐蚀防护的最后屏障，强制电流阴极保护需要管道沿线电位处于合规的范围内，如果管道的防腐层出现破损也能保证管道不发生腐蚀。我国长输管道阴保电位检测主要依靠管道沿线电位测试桩，智能测试桩占比很少，以人工检测为主。

在工程验收、现场检查中发现管道阴保电位不符合规范要求是很普遍的现象。如GB/T 21448—2017《埋地钢质管道阴极保护技术规范》规定管道保护电位（极化电位）应在-850 mV~ -1200 mV之间，很多管道的测试数据超出规范界限；管道保护电位为管/地界面极化电位即断电电位，但很多单位提供的测试数据为通电电位数据，该数据包含了IR降不能保证极化电位符合规范要求。

造成此类现象的主要原因是管道断电电位的测试操作繁琐，现场人员重视程度不足。目前一些管道企业采用的智能阴保桩可以测试断电电位，但智能桩成本高、数量少，不能全部覆盖测试范围。阴保电位不合规的问题虽短期内不至于严重损伤管道，但对管道的运行寿命和安全构成了潜在威胁。

(2) 设备维护管理不善。在机械领域中，安装不完善的设备不能运行，运转设备上不允许放置无约束配件，这是对运转设备管理的基本要求。在现场检查中曾发现，某天然气管道压气站运行中的压缩机端盖螺栓紧固不到位，某输油管道输油泵



图 7 检查中发现的设备维护管理问题现状



图 8 某输气站场压力表量程不合适的情况

机械密封罩的螺栓孔没有安装螺栓以及密封罩处于无约束状态（图 7）。压缩机是高转速、高压力设备，在端盖螺栓安装不妥状态下运行是容易引发事故的危险隐患。

(3) 压力表量程不合理。某输气管道设计运行压力为10 MPa，在现场检测中发现，某站场同一个装置上安装的压力表量程不同，一个量程上限为16 MPa，另一个量程上限为10 MPa，该站还有多处压力量程上限为10 MPa（图 8）。此种压力表量程选择无法监测系统超压的工况，不能确定管道和设备是否处于安全状态。此种压力表量程选用不符合GB/T 1226—2017《一般压力表》要求。

在现场检查中还发现有的管道安全管理流于形式，如某管道沿线各站场门前的“平面布置、紧急疏散与风险分析防控图”均为同一张图。众所周知管道不同站场的区域位置、平面布置都不一样，一旦发生紧急情况，错误的防控图只能起到负面作用。

4 建议

上述问题均来自油气管道现场实际，反映了部分企业在安全管理方面尚存不足。虽然国家发布了相关的法律、标准规范，企业制定了管道安全的管理制度^[3]，管道安全管理工作并未完全落实。油气管道在平稳的状态下运行，工作人员长期在现场工作也容易产生麻痹思想，忽视安全问题。对此提出如下建议。

（下转第36页）

油气长输管道人员密集型高后果区安全风险对策研究

王林军 赵双辉 夏岩 乔云展

浙江石油化工有限公司

摘要：在地方经济迅猛崛起、城市规划频繁调整的大背景下，油气长输管道人员密集型高后果区正遭遇前所未有的挑战与风险。本文聚焦人员密集型高后果区风险管控现状，深入剖析其法规衔接不畅、数据孤岛、责任体系失衡以及传统人防技防手段的缺点，针对以“规划协同、数据共享、智能管控”为核心的精准防控对策提出具体建议，旨在提升人员密集型高后果区风险管控水平，保障油气管道安全稳定运行。

关键词：人员密集型高后果区；风险管控；数据共享；协同处置

油气长输管道作为国家能源输送的大动脉，在保障能源稳定供应、推动经济蓬勃发展等方面，发挥着无可替代的关键作用。但随着地方规划的不断调整，油气长输管道人员密集型高后果区（HCAs）数量激增，面临着诸多前所未有的挑战与风险，周边无序施工风险、非法占压隐患等，让人员密集型高后果区安全管控工作变得复杂而艰巨，随着国家标准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》的发布，构建“法规有依据、政企有协同、技术有支撑”的管控体系已成为行业共识。本文聚焦人员密集型高后果区管控中的法规衔接不畅、数据孤岛、责任体系失衡等关键问题，提出系统性对策，对于确保油气长输管道的安全运行，维护国家能源安全和公共安全具有重要意义。

1 安全管控存在问题

规划统筹缺位。《石油天然气管道保护法》中明确规定管道建设规划应纳入城乡规划。在管道规划选线环节，应遵循远离城镇、村庄等人员密集区域的原则，以降低潜在安全风险，保障民众生命财

产安全与生态环境安全。然而，现实中管道与城乡规划“两张皮”的问题突出，部分地方政府在发展中优先考虑经济与土地开发，对管道保护缺乏统筹考量，未将其纳入地方整体规划体系。在管道安全保护距离内审批建设居民区、工厂、厂房等人员密集设施，致使油气管道被动形成高后果区。这种规划直接违反了保护距离的刚性要求，为重大公共安全事故埋下“先天”隐患，也使后续管控事倍功半。

政企协同联络机制存在壁垒。管道保护法中明确了地方政府与管道企业的协同保护责任，但在高后果区这一特定风险区域的管理实践中，政企之间的协同机制存在结构性“断点”，其核心症结在于信息壁垒与机制虚化。信息壁垒首先体现在数据的“不愿享”与“不会享”：管道企业视埋地管道精确坐标、压力、材质等核心数据为企业安全机密，共享意愿低；而地方政府部门则因条块分割，其掌握的周边人员密度、土地规划、建设项目审批等关键信息散落于自然资源、发改、应急、公安等不同系统，缺乏有效的跨部门数据整合与共享机制，导致政企之间无法构建统一协调机制，从而形成了

“数据孤岛”。同时，当人员密集型高后果区的管道出现占压问题时，沿线部分群众觉得管道由坚固钢材制成且埋设地下，安全无忧，因此在管道周边随意进行挖沟、修渠、修路等活动不会对管道造成损坏，这种错误认知在清理违法占压时暴露无遗。群众往往表现出极不理解的态度，抵触情绪强烈。各方难以迅速达成共识，缺乏有效的沟通协调，各方立场和诉求难以协调统一，导致问题处置陷入僵局，协调难度极大。

应急联动机制虚化。在人员密集型高后果区的安全管理中，管道保护法对政企协同应急作出了原则性要求，但在实践层面，这种应急协同却因机制不实而存在脱节现象。其首要问题在于预案体系的“碎片化”，管道企业与地方政府制定的应急预案往往基于自身视角和资源，在指挥权限、处置流程、信息通报标准等关键环节存在显著差异，更深层次的问题在于联合演练的“形式化”，现有的演练多为展示性、程序性，缺乏在复杂、高压情境下检验协同决策与资源调配能力的“实战化”压力测试，导致政企演练与实战存在脱节。

传统监管与动态风险脱节。人员密集型高后果区的风险具有“动态性”和“突发性”，传统监管以“人工巡线”为主的模式，巡检频率低、盲区多，难以达成24小时不间断、全覆盖的监控目标，这使得管道上方大部分时间处于巡检的“真空地带”。而管道占压、钻探、定向钻等行为在时间和地点上具有很强的随机性，犹如隐藏在暗处的“定时炸弹”。另外，技术防范手段的不足与管理模式滞后，导致企业对人员密集型高后果区内瞬息万变的风险态势感知迟钝，无法实现从“被动响应”向“主动预警”的跨越。

2 风险管控建议

强化规划协同机制，构建源头防控体系。为降低人员密集型高后果区风险，新改扩建油气长输管道应符合政府部门油气发展规划和国土空间规划，必须从空间规划源头建立刚性约束机制。建议建立由政府部门牵头、管道保护主管部门协同的城乡规划与管道保护联合审查机制，将油气管道安全控制带作为国土空间规划的强制性内容，纳入统一规划统一管控。管道企业要动态更新并向地方政府备案在役及规划管道的精确空间数据，地方政府部门在



审批管道保护范围内的新建项目时，将管道保护距离提升为不可逾越的空间治理红线，从决策源头杜绝因规划冲突导致的高后果区增量风险，实现管道保护与城乡发展的可持续协调。

建设智能管控平台，打通数据共享壁垒。针对当前政企信息存在的孤岛问题，建议构建跨领域、多层次的“政企管道安全智能共享平台”。该平台基于统一的数据标准，深度融合地理信息(GIS)，进行精准的空间匹配与风险模拟。通过构建油气长输管道人员密集型高后果区风险动态评估模型，实现风险态势的实时感知、综合研判与可视化呈现，为政企双方提供精准的风险预警和决策支持，最终形成“数据驱动、协同共治”的管道保护新范式。

健全应急联动体系，提升协同处置效能。建立健全政企应急联络机制，明确政府应急、消防与管道企业的对接责任人，整合双方应急资源，将企业的管道应急物资、卡具、检测仪器与政府的应急救援车辆、医疗物资纳入统一调度，实现资源共享互补。定期开展实战化联合演练，模拟人员密集区管道泄漏、爆炸等场景，重点磨合“企业关阀控险—应急疏散群众—医疗救治伤员”的协同流程，演练后形成问题整改清单，不断优化处置方案，构建专业处置与政府监督的应急联动格局，全面提升协同应急处置效能。

推动技术装备升级，实现闭环管控。管道企业应将管道保护费用纳入年度生产经营计划和安全费用预算，足额提取并按规定使用。运用当下新技术、新装备强化管道保护科技支撑，突破传统人工巡检的局限性，在人员密集型高后果区全面推进以物联网和人工智能为核心的“智能巡检体系”建

设,通过加大管道保护科技投入,构建智能化管道信息管理系统。整合光纤预警、视频监控及喊话、周界报警、无人机、智能测试及排流桩、沉降位移监测等智能传感设备,实现管道及周边环境全方位感知,综合性预判,一体化管控,建立“智能感知—自动预警—人工研判—精准处置”的闭环管理流程,实现从被动响应到主动预警的风险管控模式根本性转变,大幅提升人员密集型高后果区风险管控的精准性和时效性。

3 结语

油气长输管道作为国家能源输送的“生命线”,其保护工作绝非一朝一夕之功,而是一项需要持之以恒、常抓不懈的艰巨任务。它一头连着国家能源安全,一头系着社会公共安全,其重要性不

言而喻。人员密集型高后果区的风险管控,必须摒弃“大而全”的泛化思路,坚定不移地以法律和标准为纲领。通过在油气管道规划、设计、建设阶段就充分考虑安全因素,采用数智化手段,通过规划协同杜绝“先天风险”、数据共享打破“中期壁垒”、智能管控解决“后期失防”的系统性举措,有效提升管道本质安全水平,筑牢国家能源安全和公共安全防线。



作者简介:王林军,1990年生,本科,油气储运工程师,就职于浙江石油化工有限公司管道部,主要从事陆地管道、海底管道建设与运维管理工作。联系方式:15168090938, zsh_wanglinj@rong-sheng.com。

(上接第33页)

加强施工图设计审查。我国目前管道设计在可研阶段有安全评价报告审查,初设阶段有安全设施设计审查,施工图设计阶段没有外审的要求。本文提到的设计问题都发生在施工图阶段,所以施工图的审查很有必要。部分设计缺陷源于设计习惯,外部审查更有利于改正不良设计。

加强施工方的管理。施工前应有设计单位参与对施工方案进行审查,施工过程中严格按照施工方案进行监管,防止出现混乱施工和错误施工的问题。对于非正常施工(停工)需要给出妥善的安全保护措施。

加强管道运维管理制度的落实。本文提到的运维问题都属于油气管道业内的基本常识,需要加强企业员工的职业培训,认清问题的本质,保持时刻警惕、警钟长鸣,纠正不当的运维操作习惯。

参考文献:

- [1] 黄维和,郑洪龙,王婷.我国油气管道建设运行管理技术及发展展望[J].油气储运,2014,33(12):1259-1262.
- [2] 董绍华.中国油气管道完整性管理20年回顾与发展建议[J].油气储运,2020,39(03):241-261.
- [3] 张勇.制度化建设保障油气管道安全运行[J].管道保护,2025,2(03):1.



作者简介:宋尚飞,1993年生,博士研究生,副教授,主要从事油气储运智能与仿真、油气混输多相管流仿真与流动保障、天然气水合物科学与技术等研究工作。联系方式:18010129319, song.sf@cup.edu.cn。

城镇燃气管道第三方施工损坏原因分析及防范措施

胡斌

广州燃气集团有限公司

摘要：随着城市化进程的加快，城市建设与城镇燃气管道区域存在高度重合，第三方施工损坏燃气管道的事故频发。为有效防范事故的发生，本文从分析第三方施工损坏事故的主要原因出发，探讨从规划协调、信息管理、施工监管、巡护强化、宣传教育、政府监管等多个维度制定防控措施，确保城市燃气管网的安全运行。

关键词：燃气管道；第三方施工损坏；防范措施

城镇燃气管道第三方施工是指单位或个人在燃气管道及附属设施保护和控制范围内，从事敷设管道、打桩、顶进、挖掘、钻探或者其他影响燃气管道安全的活动。近年来，随着城市化进程的加快，原本施工活动较低的区域逐渐成为开发热点，城市市政管网公共基础设施、道路交通、土地开发等各类第三方施工建设项目与燃气管道区域存在高度重合，导致第三方施工损坏管道的事故频发，甚至引发火灾、爆炸等次生灾害，严重威胁城市能源安全和人民生命财产安全。

1 现状分析

根据中国城市燃气协会安全管理工作委员会2021年至2023年《全国燃气事故分析报告》统计（表1），燃气管道第三方损坏事故占管网事故总数的70%以上，且呈逐年上升趋势。2023年全国管

网事故有211起，事故率0.173起/千公里，因第三方损坏引发的事故达144起，占已核实事故原因的管网事故数的85.2%。

因此，如何有效防范第三方损坏事故，保护燃气管道运行和人民生产财产安全，是各级地方政府部门、燃气经营企业安全管理工作的重中之重。

2 主要原因

建设规划信息沟通不畅。建设规划过程未充分掌握地下管道情况，对地下管道保护要求不了解，未征求管道企业意见，对既有地下管道保护措施考虑不足。建设单位在项目施工前未与管道企业充分沟通管道保护事宜，未向政府主管部门报批管道保护方案、施工方案等，施工过程中未制定管道安全保护的有效措施。

地下管网数据信息不清。城镇地下管网密集，

表 1 2021—2023年全国燃气管网事故统计

年份	管网基数 /千公里	事故数 /起	事故率 (起/千公里)	已核实原因 数量/起	第三方损坏 事故数/起	第三方损坏占已核实 原因数量比
2021	1055	339	0.321	248	202	81.5%
2022	1152	212	0.184	156	115	73.7%
2023	1219	211	0.173	169	144	85.2%

涉及燃气、供水等管道以及电力、通信等线路，特别是早期建设的部分老旧城区缺乏完整准确的管网图纸，实际管位与竣工图纸不符，未将地下管道纳入城市管理系统，不清楚管道具体位置信息。

施工单位管道保护安全意识不强。有的施工单位在明知地下有燃气管道的情况下，为了赶工期、节省费用，常常抱有侥幸心理，不落实管道保护措施，强行进行违法作业；还有的施工单位在未探查燃气管道具体位置，擅自燃气管道安全保护范围内（如管道两侧5米范围内）使用挖掘机、顶管机等大型机械进行开挖施工，造成燃气管道损坏。

管道巡护不到位。管道沿线警示标识未及时更新维护；巡护人员责任意识和能力不足，与第三方施工单位信息沟通联络不畅，未及时进行管道保护告知，对管道位置信息和保护措施不清楚，对控制范围和保护范围判断不清，不能及时预判和发现可能存在的违法施工风险；发现违法施工后不能采取有效措施进行制止，导致问题不能及时解决，或发现时已形成损坏事实。

管道保护宣传力度不够。由于燃气管道保护知识宣传不到位，管道沿线居民或单位不清楚管道附近施工可能存在的风险，发现施工也未向燃气企业报送相关信息，未有效发挥管道保护“联防联控”的作用。同时，中小型建设施工单位或个人不清楚施工需要对地下燃气管道进行保护，也不清楚如何办理相关施工手续，导致违法施工的事实发生。

执法力度不足。部分地方市政、道路建设单位等相互间协调难度大，在涉及重点工程时对地下燃气管道保护措施相对较为薄弱，在涉及燃气管道违法施工方面的执法力度不足，不能有效震慑违法施工单位。

3 防范措施

为了有效预防燃气管道因第三方施工导致的损坏事故，需要从规划协调、信息管理、施工监管、巡护强化、宣传教育、政府监管等多个维度制定系统性防控措施，确保燃气管网的安全运行。

完善地下管网数据信息。燃气企业应建立完整的燃气管网GIS数据库，对地下管网数据进行普查普绘，对老旧管网地理位置数据采用陀螺仪检测、管道定位仪（PCM）、人工开挖验证等方式进行测绘，实现管道位置、材质、压力、埋深等信息的

动态更新，确保燃气管道数据完整。同时与政府地下管道综合管理平台对接，通过政府部门汇集各管道权属单位信息，数据共享，并推广“电子围栏”技术，当建设项目进入管道安全控制范围（如燃气管道5米内）时，自动触发预警并通知所属管道企业处理。

加强规划与施工前的协调沟通。在城市建设规划阶段时纳入燃气管道保护要求，将燃气管道数据纳入城市规划综合管理信息系统，在新建道路、地铁、房地产等项目时，综合考虑管道保护安全距离要求并征求燃气企业意见，确保项目建设不会危及管道安全。建立施工许可联合审查机制，对涉及地下管道安全的施工项目，由主管部门、建设单位、管道权属单位等相关单位联合审查（如广州市的地下管道综合管理平台进行联合会审），确保施工方案符合城镇燃气管道保护要求。

落实施工现场保护措施。落实第三方施工“现场及周边管道巡查、安全保护告知、保护方案制定及保护措施落实、现场安全技术交底、保护协议签订、风险点旁站监护指导”6个百分之百。对审批通过后的施工，要与建设、施工、设计、监理等单位一同签订管道保护协议并在施工前到现场交底，明确管道走向、埋深、材质、压力等级等关键信息，设置临时警示标识，确认项目施工内容及管道保护措施。施工期间燃气企业派专人全程旁站监护，对风险较大的第三方施工现场加装移动视频监控，后台可随时调阅现场施工情况，确保落实管道保护相关措施。由于埋地管道的不可见性，且受环境地貌变化、探管误差等因素影响，管道位置可能会存在误差，需通过人工分层探挖的方式获得准确位置及埋深数据。管道安全保护范围内禁止使用大型机械施工，防止大型机械挤压或误碰管道，同时避免将施工便道设置在管道上方，因特殊情况确实无法避让的，应设置钢筋混凝土箱涵来保护管道运行安全。警示标识按照统一设置标准（图1），对施工现场管道位置、警戒范围进行标示，做到一目了然，并在日常巡查中检查其完好情况。

加强第三方施工现场巡查。实行管道巡查网格化管理，划分若干责任段，指定专职巡线员，责任到人。组织相关责任人进行巡查，将管道安全控制范围的施工纳入第三方施工进行管理，检查是否经过审批，是否按方案施工，是否存在影响管道安全

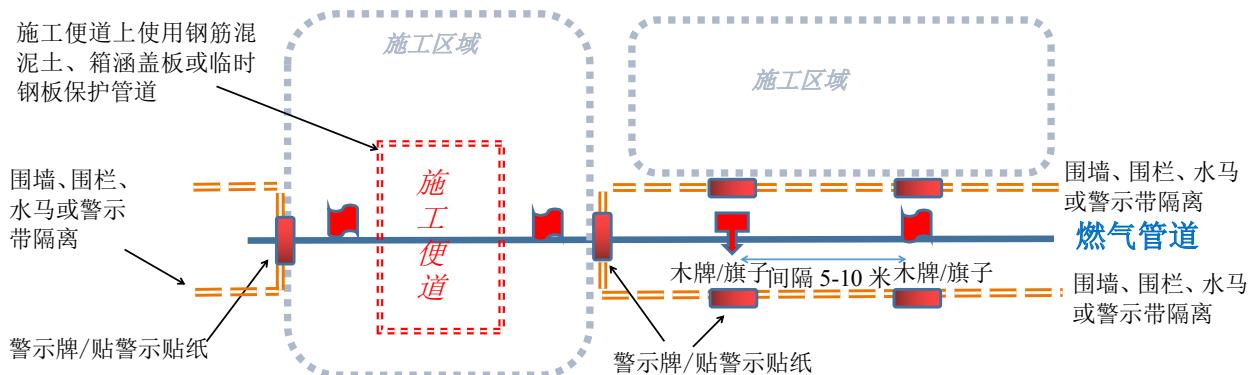


图1 第三方施工现场警示标识设置示意图

的行为（如爆破、深基坑作业，朝管道方向的定向钻、顶管等）。同时对施工单位存在抢工期或违法施工风险的作业现场在非工作期间加密巡查，防止施工单位在不通知燃气企业的情况下违法施工，确保所有第三方施工全过程受控。

应用智能化监测与预警技术。在管道沿线布设智能传感器，如管道应变监测、管道光纤振动预警监测等，实时探测管道受力和周边振动情况，监测管道沿线施工作业活动，发现异常振动或位移时自动报警。在管道沿线重点风险位置布设AI视频监控系统，检测管道周边第三方施工、大型机械等活动情况，及时进行预警（提供图像及事件信息等）并对现场进行扩音告警。利用无人机视频监控对第三方施工现场进行巡视和应急响应处置，避免第三方施工损坏管道。

加强管道保护培训和宣传。组织管道巡查人员学习管道保护法规，制定岗位工作指导书、施工工地管道临时警示标识、施工现场巡查及旁站监护、违法施工应急处置等工作指南，针对巡查人员和旁站人员进行培训，对施工项目负责人、机械操作员、安全员等进行燃气管道保护安全宣传，发放管道保护告知书及燃气安全宣传册，提高施工单位人员管道保护安全意识。组织开展第三方施工损坏燃气管道应急演练，与政府部门联动，熟练掌握第三方违法施工处置、应急响应、疏散控险、灭火、设施抢修等流程。对管道沿线的单位、社区等开展管道保护宣传工作，张贴警示海报，发放管道保护宣

传资料，通过短视频、微信公众号推送典型案例，警示违法施工危害，提高公众管道保护意识。同时设立24小时举报热线，对举报违法施工的市民给予一定奖励，营造全民参与监督举报燃气管道附近违法施工行为的良好氛围和环境。

严厉查处违法施工行为。政府主管部门依照相关法律法规加大对涉燃气管道保护的违法施工企业的查处，如广州市依照《广州市燃气管理办法》对违法施工行为“零容忍”，将违法违规企业列入“失信名单”，并通过媒体曝光，涉及刑事犯罪的移交公安机关立案侦查，提高第三方施工单位违法成本，形成震慑力。

4 结语

城镇燃气管道第三方施工损坏防控是一项系统工程，需从施工协调、现场巡查和监护、宣传教育、政府监管执法等方面入手，通过政企联动，“技防+人防+制度防”相结合，才能最大限度降低第三方施工损坏燃气管道事故风险，保障城市燃气供应安全。



作者简介：胡斌，1981年生，硕士研究生，高级工程师，运行经理，主要从事城镇燃气安全与运行方面工作。联系方式：13826012610，36261108@qq.com。

“13710”法则在抗台防汛中的应用实践

宋祎昕

国家管网集团浙江省天然气管网有限公司

摘要：针对浙江省天然气管网频繁遭受台风带来大量降雨导致管道地质灾害频发的问题，提出通过统一指挥、统一部署、派遣人员靠前指挥，落实抗台防汛物资储备、落实社会依托资源、落实抗台风应急演练，细化台风7级、10级风圈抵达时的安全管理措施等为主要内容的“13710”法则，为抗台防汛提供良好基础，提高浙江省网抗台防汛工作和管道完整性管理水平。

关键词：天然气管网；“13710”法则；抗台防汛；管道安全管理

浙江省天然气管网公司有超过1600公里的管道敷设于沿海山区，其敷设方式包括顺坡敷设、横坡敷设、山脊敷设等多种类型，受台风带来的大量降水，致使浙江省网沿海山区管道出现诸多水毁地质灾害^[1-4]。例如，2019年“利奇马”台风引发浙江省网管道65处水毁灾害，其中9处出现露管情况；2025年“竹节草”台风导致杭甬线钟家沙阀室发生水淹事件。笔者基于在浙江省网抗台防汛一线10余年的工作经验，总结出了一套“13710”法则，经多年实践验证，能够助力浙江省网抗台防汛工作和管道完整性管理水平持续提升。

1 “13710”法则内容

“1”是指统一指挥、统一部署以及派遣人员靠前指挥。浙江省网公司组建抗台防汛领导小组，由主要负责人担任组长，负责领导、统筹与协调公司的抗台防汛工作；下设抗台防汛办公室（设于管道管理部），具体承担抗台防汛的日常管理职责，当台风来袭时，管道管理部选派经验丰富的专业人员前往站场一线靠前指挥抗台防汛工作；调度运行中心是公司的应急指挥中枢，各作业区发现管道露管、悬空、漂管以及站场/阀室水淹等险情时，需立即上报调度运行中心。

“3”指“三落实”。一是落实抗台防汛物资

储备工作。各作业区依据国家管网集团制定的抗台防汛物资配备标准，储备适量的防汛物资^[5]，以保障快速处置常见地质灾害以及完成大型水毁地质灾害抢险的前期处置工作；结合抗台防汛的实际状况，采用分库方式对防汛物资合理存储，确保在需要时能够在1.5小时以内将防汛物资运送至指定地点；同时对防汛物资开展动态盘点工作，及时补充已消耗的防汛物资。二是落实社会依托资源。各作业区依据抗台防汛形势及应急抢险能力，主动与地方政府防汛抗旱指挥部、管道保护主管部门、应急管理等部门、水文部门、气象部门、自然资源部门等防汛相关单位，以及当地综合性消防救援队伍、水利水电单位、劳务资源供应方、防汛抢险大宗物资供应商、交通运输企业、医疗防疫机构、地质灾害防治单位等建立并维持紧密联系，在气象水文预警信息、大宗防汛物资、抢险设备及人员等方面开展协同合作，以提升抗台防汛能力。三是落实抗台风应急演练。各作业区在台风季节（5月底）来临前，至少组织一次针对性较强的抗台风应急演练，采用桌面演练、实战演练或“桌面+实战”等形式，着重检验《自然灾害突发事件专项应急预案》《突发事件现场处置方案》的可操作性及存在的不足，同时考察作业区人员对预案和方案的掌握程度、企地

联动情况以及社会依托资源的配合度等。演练结束后针对存在的问题进行深入分析并开展“举一反三”式整改，以确保在抗台防汛期间不再出现同类问题。

“7”是指台风7级风圈管理措施。当站场、阀室、公司本部以及管道沿线所在地区进入台风7级风圈时，抗台防汛办公室安排人员进行应急值班；作业区安排专人24小时值班，同时作业区副主任24小时值班。在此期间停止管道范围内的一切第三方施工作业，暂停公司管辖的户外施工项目。对未完工的作业现场设置警示牌与警示带。此外，安排应急车辆进入待命状态，确保随时可供调用。

“10”是指台风10级风圈管理措施。当站场、阀室、公司本部以及管道沿线所在区域进入台风的10级风圈时，防汛办公室安排人员24小时值班，分管领导在岗值班，必要情况下在就近区域靠前指挥；在7级风圈响应的基础上，作业区书记24小时值班；全体人员提高警觉、落实应急处置工作并及时汇报抗台防汛应急处置的进展状况；严禁开展一切户外作业，禁止一切可能对管道安全生产运行造成影响的行为、禁止一切可能危及人员安全的行为。

除实施以上法则外，公司还严格执行灾情信息收集和报告制度，每年6月1日至9月30日抗台风关键时段，启动灾情日报与周报机制，密切留意管道沿线的气象状况以及台风预警实际情况，每日借助IMS系统上报台风水毁相关信息，WeACT抗台防汛信息群组执行零报告规则，作业区每日下午3点前报送当日主要汛情与灾情简报。

2 应用实践

（1）灾害情况。

2023年7月28日，受5号台风“杜苏芮”影响，丽水、温州等地区遭遇特大暴雨天气，致使大量山体出现水土流失现象，部分山区道路甚至中断。16时05分，金丽温干线位于丽水市青田县油竹街道麻宅村段的光缆信号中断。经排查，金丽温干线麻宅村段受暴雨影响发生坡面水毁情况，形成一条长约35 m、宽约10 m、深约1~3 m之间的冲沟，最大深度处于冲沟中上部，进而导致金丽温干线管道出现露管，长度约20 m（图1）。



图1 坡面水毁及管道露管情况

（2）处置措施。

台风“杜苏芮”生成后，抗台防汛办公室迅速组织召开抗台防汛专题会议，对抵御台风“杜苏芮”的相关措施进行全面部署，要求作业区依据《2025年抗台防汛工作方案》，扎实做好前期准备工作。当丽水、温州等沿海地区进入台风7级风圈后，抗台防汛办公室派遣专业人员前往温州、丽水一线，对抗台防汛工作进行现场指挥。

金丽温干线麻宅村段光缆信号中断后，丽水作业区及时启动自然灾害Ⅳ级应急响应机制，工作人员冒雨赶赴现场。该地质灾害点管道沿山坡顺势敷设，坡度介于60°至75°之间，管道地表覆盖层主要为人工回填土，坡面缺乏大型水工防护设施。现场人员经细致勘察与风险评估后，向抗台防汛办公室提出“先期应急处置、后期永久治理”的方案，获批后立即协调青田县的抗台防汛应急保驾单位赶赴现场开展“钢桩支挡+麻袋覆盖+土方回填”紧急处置工作。经过6个小时的全力奋战，该处因水毁灾害导致的露管紧急处置工作顺利完成（图2），保障了管道的安全运行。两周后公司对此处水毁灾害进行了永久性治理。

3 结语

多年实践证明，“13710”法则针对台风暴雨引发的水毁地质灾害及时采取现场应急处置措施，确保管道地质灾害风险处于可接受范围。



图2 紧急处置后的水毁现场

未来，“13710”法则可与“空一天一地”（无人机—卫星—传感器）监测系统深度融合。空中采用无人机携带激光雷达（LiDAR），通过激光扫描生成高精度数字高程模型（DEM），穿透植被检测隐蔽的地表变形；构建三维实景模型，开展倾斜摄影识别管道周边裂缝、塌陷等细微特征。卫星携带合成孔径雷达（SAR），利用InSAR技术（干涉合成孔径雷达）监测山区管道毫米级的地表形变。地面安装应变/位移传感器，实时监测管道应力、边坡的毫米级位移。“空一天一地”监测系统如同人的体检设备，及时发现风险隐患并预警；“13710”法则如同人的大脑，采集到管道水毁灾害风险因素后，及时开展管道完整性管理，运用“预防或应急处置”等措施，消减管道水毁灾害风险，提高浙江省网抗台防汛和管道完整性管理水平。

参考文献：

- [1] 张力佳, 王鸿, 郭君, 等. 兰成管道石亭江穿越管段水毁事故原因[J]. 油气储运, 2015, 34(12):

1351-1354.

- [2] 李亮亮, 邓清禄, 余伟, 等. 长输油气管道河沟段水毁危害特征与防护结构[J]. 油气储运, 2012, 31(12): 945-949.
- [3] 郭磊, 刘凯, 姚安林, 等. 西气东输管道坡面水毁风险变权综合评价[J]. 油气田地面工程, 2011, 30(11): 1-4.
- [4] 鲜福, 关惠平, 姚安林, 等. 西气东输管道地质灾害辨识[J]. 油气田地面工程, 2010, 29(3): 80-82.
- [5] 郝建斌, 刘建平, 荆宏远, 等. 油气管道地质灾害风险管理技术[M]. 北京: 石油工业出版社, 2008.



作者简介：宋祎昕，1978年生，研究生，高级工程师，就职于浙江省天然气管网公司管道管理部，浙江省石油天然气长输管道保护专家库成员，主要从事长输天然气管道完整性管理、管道保护和管道安全管理工作。联系方式：18868899392, songyixin2008@126.com。

元坝气田高含硫管道运行风险及对策

付志蕊 陈伟 余鹏

中国石化西南油气分公司采气二厂

摘要：为应对高含硫气田集输系统面临的地质灾害、高浓度硫化氢腐蚀与第三方损坏风险，通过完整性管理结合多种内检测技术，实现缺陷精准诊断与修复；建立以防腐涂层、阴极保护及缓蚀剂加注为核心的腐蚀控制体系，将平均腐蚀速率稳定控制在行业标准以内；并集成分布式光纤传感、地质灾害监测与无人机巡检技术，形成“三位一体”的智能监控体系，实现泄漏与地质灾害的实时预警、精确定位与高效处置，大幅提升了管道的本质安全与运行可靠性。

关键词：高含硫管道；完整性管理；地灾监测；泄漏监测；无人机巡检

元坝气田作为全球首个埋藏深度超过7000米的高含硫生物礁大气田，其集输系统采用了“全湿气加热保温混输”工艺。全长151公里的集输管网以“辐射状、枝状与复线”相结合的拓扑结构进行敷设。该区域管道面临地质灾害易发^[1]、高浓度硫化氢腐蚀^[2]与第三方损坏等多重威胁，泄漏风险极高，尤其是硫化氢的潜在扩散可能引发重大公共安全事故。通过实施腐蚀点排查治理、构建“三位一体”智能监控体系等23项专项措施，显著降低了管道运行风险等级。

1 高含硫管道主要风险分析

管体腐蚀失效风险。受地形高程变化及运行工况波动影响，集输管道部分低洼管段易出现积液，积液在湿硫化氢环境中将显著加剧管壁的电化学腐蚀与氢致开裂风险，导致管道局部减薄甚至穿孔。此外，四川山区高湿度气候条件，易造成管道保温层下腐蚀，致使腐蚀速率超标，直接削弱管道承压强度与结构完整性。

第三方损坏风险。管道沿线穿越山地、农田、道路、河流及村落等多类地貌，管控范围广阔。面临的主要风险包括第三方施工机械损坏、农耕活动损伤、安全防护距离内违法建构筑物占压，以及深

根植物刺穿或损坏防腐层等。

地质灾害风险。管道途经7个乡镇123个行政村，沿线地质条件复杂。每年汛期时山体滑坡、崩塌等地质灾害频发，对管道力学稳定性构成严重威胁，导致管道发生位移、悬空乃至断裂等重大风险。

2 风险防控体系与技术措施

（1）管道完整性管理与缺陷治理。

基于管道完整性管理理念^[3]，综合应用“漏磁内检测、电磁涡流检测、动磁检测、可视化清管及管道内窥镜”等多种内检测技术，对管线内外壁腐蚀缺陷与几何变形进行精确诊断与交叉验证，并对异常信号点实施开挖直接检验。针对金属损失率大于20%或存在密集腐蚀区的管段，执行复合材料补强修复；对腐蚀严重的管段，则计划性安排整体更换。

应用成效：依据2024年度智能内检测数据，对腐蚀深度超20%的缺陷点进行了开挖验证与初步补强，并在2025年全面停产检修期间，对10个管段的20处严重缺陷实施预防性换管作业，从根本上保障管道的本质安全。

（2）常态化腐蚀控制与监测。

构建以“高性能防腐涂层、阴极保护系统、抗

硫管材及缓蚀剂加注”为核心的主动防腐体系，融合“腐蚀在线监测、定期内检测、介质组分分析与无损检测”于一体的综合监测技术。通过季度性数据趋势分析，动态优化缓蚀剂加注策略等运行参数。

应用成效：通过连续加注缓蚀剂、定期清管作业，并结合腐蚀挂片、电阻探针、场指纹法及超声波测厚等多种监测手段，集输管道的平均腐蚀速率被稳定控制在0.020 mm/a以内，显著低于0.076 mm/a的行业允许标准，实现了高含硫环境下管道腐蚀的有效管控。

（3）“三位一体”智能监控体系。

集成应用“分布式光纤声波传感、地质灾害专业评价与监测、复杂山区无人机巡检与应急联动”3项技术，构建了覆盖地下、地面及空中的立体化智能监控体系。

分布式光纤声波传感技术^[4]。基于相位敏感光时域反射原理，通过解析背向散射光的相位、频率与振幅变化，实现对管道泄漏故障、第三方施工入侵等事件的高精度定位与实时预警。

地质灾害评价与监测技术。针对川东北地区地质特点，联合专业机构形成了一套高含硫管道地质灾害半定量风险评价方法并在工区全面应用。监测系统整合北斗卫星定位、拉线式位移计、深部位移计、自动雨量站及地下水位监测等5种手段，对高风险边坡实施毫米级精度的连续自动化监测，并设定多级预警阈值，实现险情自动推送与快速响应。

复杂山区无人机巡检技术。利用搭载高倍变焦可见光与热成像镜头的无人机，对地面巡检难以抵达的管段、穿越区、人口密集区及地质灾害点进行高效巡查^[5]。在管道发生泄漏、地质灾害或第三方损坏等应急情况下，无人机可快速抵达现场，执行灾情侦查、人员搜救、辅助应急点火及实时影像回传任务。

应用成效：DAS系统已建立元坝管网特征信号数据库，智能识别并分类泄漏、机械施工、人工作业及环境干扰4类事件，月度处理预警逾150起，定位精度小于3 m，识别准确率超95%。应用地质灾害半定量评价方法成功识别黄家坡不稳定斜坡变形险情，治理后风险等级由“较高”降至“中等”。布设的27套地质灾害监测设备已成功预警3次滑坡事件。部署的9套无人机系统月度完成62次全气田



图1 无人机火炬点火测试

巡检，依托18个地面基站实现通信全覆盖，月度识别风险14处，辅助施工监管108次，并成功应用于应急演练中的搜救与点火任务（图1）。

3 结语

元坝气田针对其超深、高含硫及复杂山区地形带来的严峻挑战，构建了一套以管道完整性管理为核心，融合“主动防腐、智能监测、应急联动”的综合性风险防控体系；应用先进的内检测技术精准治理缺陷，结合常态化的腐蚀控制策略将腐蚀速率维持在极低水平，并创新性地投用了“地下—地面—空中”三位一体智能监控体系。结合实证案例，运用风险管控措施显著提升了管道的本质安全水平与风险预警能力，有效遏制了恶性事故的发生，实现风险降级。

参考文献：

- [1] 狄彦, 帅健, 王晓霖, 等.油气管道事故原因分析及分类方法研究[J].中国安全科学学报, 2013, 23(07): 109-115.
- [2] 刘伟, 蒲晓林, 白小东, 等.油田硫化氢腐蚀机理及防护的研究现状及进展[J].石油钻探技术, 2008(01): 83-86.
- [3] 戚爱华.我国油气管道运输发展现状及问题分析[J].国际石油经济, 2009, 17(12): 57-59+84.
- [4] 蔡海文, 叶青, 王照勇, 等.分布式光纤声波传感技术研究进展[J].应用科学学报, 2018, 36(01): 41-58.
- [5] 欧新伟, 周利剑, 冯庆善, 等.无人机遥感技术在长输油气管道管理中的应用[J].科技创新导报, 2011(15): 77-78.



作者简介：付志蕊，2000年生，本科，助理工程师，主要研究方向为石油天然气安全。联系方式：17390126292, 806869179@qq.com。

油气长输管道山区段边坡生态修复探索

汪佳涵

国家管网集团东部储运宁波输油分公司

摘要：为落实生态文明绿色发展要求，甬台温天然气成品油长输管道创新开展山区段管道边坡生态修复实践。针对126公里管线、70余万平方米山区边坡，系统实施了生态修复设计与施工，攻克了技术难题，填补了行业规范空白，构建了可复制的技术体系。该方案较传统水工防护节约成本30%以上，成功建立了自我维持的植被生态系统，生态效益显著。相关技术已在金丽温输气管道等工程中推广应用，为行业提供了示范性解决方案。

关键词：油气长输管道；山区边坡；生态修复

油气长输管道在穿越山区段时，常因施工扰动导致边坡植被破坏、土壤结构受损，形成大面积裸露坡面（图1），不仅易引发水土流失、滑坡、泥石流等地质灾害，威胁管道运行安全和周边居民生命财产安全，还造成土地资源浪费，加剧地企矛盾。传统的工程防护措施（如挡土墙、截水沟等）虽能短期稳定边坡，但难以恢复生态功能，且维护成本高昂。国内外关于长输管道山区段边坡生态修复的研究与实践较为匮乏，尤其在南方丘陵山区，陡峭地形、松散堆土、养护困难等条件进一步增加了植被恢复的难度。如何在不影响管道安全的前提下，构建稳定、可持续的植被生态系统，成为行业亟待解决的关键问题。

国家管网东部原油储运有限公司宁波输油分公司以甬台温天然气成品油长输管道（甬台温管道）工程为依托，创新提出“生态防护为主、工程防护为辅”的边坡治理理念，联合浙江大学生态修复技

术团队，针对126公里山区段、70余万平方米边坡开展系统性生态修复。通过因地制宜的工艺组合、科学配比植物物种及精细化养护管理，成功实现了边坡植被快速恢复与长期稳定，为行业提供了可复制、可推广的技术方案。本文系统总结该工程的创新实践与成效，以期为同类项目提供参考，推动长输管道生态修复技术的标准化发展。

1 甬台温管道山区段面临的问题

甬台温天然气和成品油管道工程（并线段总长度约340公里）位于浙江省东部沿海地区，其中山区段约126公里。管道埋深1.4~1.7米，常为岩土开挖后回填。2016年以前，原管道设计单位在部分管道开挖路段采取了一些水土保护措施，如植生袋、撒草种等，但是修复效果不佳。主要问题如下。

（1）立地条件困难。南方丘陵山区段管道外侧边坡堆土松散，水土流失严重，植被恢复难度大，且存在地质灾害风险。边坡陡峭、交通不便，大型机械难以进场，制约了坡面整治与绿化养护。同时，植物配置需严格控制与管道的距离，物种选择要求高，以避免根系破坏管道。

（2）缺乏研究与实践指导。国内外关于长距离山区管道边坡生态修复的系统研究较少，实践中



图1 管道施工期间和施工后的坡面状况（2014年）

普遍存在植被恢复效果不理想的问题，可供借鉴的成功案例有限。

(3) 传统防护措施效果有限。行业内对截水墙、挡土墙等工程措施较为熟悉，但对生态修复技术掌握不足。在陡坡、岩质等困难立地及缺水条件下，如何通过科学的植物配置与工艺选择实现植被演替与水土保持，仍是亟待解决的技术难题。

2 甬台温管道边坡生态修复主要措施

2.1 生态修复工艺技术

引进浙江大学生态修复专业技术力量联合踏勘考察，针对管道沿线不同的场景和存在的难点问题，采用了5种工艺技术。

(1) 厚层基材喷播。利用空气压缩动力装置，将预先配置好并且搅拌均匀的植物生长基质、种子，根据设计要求喷射到挂网后的坡面上，是实现边坡快速绿化的一种技术。厚层基材护坡材料主要由植生基质、锚杆（钉）、镀锌铁丝网、方形木条四部分组成，根据现场情况进行了改良。该技术具有良好的护坡作用和较强的抗雨水冲刷能力；高陡斜坡可以使用；对植物生长有利；成本适中，施工快。

(2) 客土吹附。利用流体力学原理在三维塑料网上喷播客土、蘑菇土、草灌种子、保水剂、黏合剂、肥料与水的混合物进行绿化，客土与坡面黏合度高，透气、保水有效改善植被在坡面的生存环境，施工简单、效率高、工期短，适用于坡度较小（不大于45°）的岩质坡面、硬质土砂坡。

(3) 香根草种植。根据山区边坡、上下边坡、坡率的不同情况，明确香根草绿篱条带定位，采用等高线整地法。对土壤土质较好的可单排种植，一般行距120厘米，穴株距25~30厘米，每穴3~6株；对土质较差、以砂石为主的边坡坡面应双排种植，行距120~140厘米，穴株距20~25厘米，每穴4~5株，交叉种植。极端困难立地条件下种植应尽可能缩短株距和增加每穴株数，稳定植物与表土。香根草种植密度平均为35株/平方米，种植时的苗木株高为30厘米。部分区段可以通过整理坡上乱石，堆砌成简约梯田状，既有效避免乱石随意翻滚造成香根草苗压死压伤，又可以因地制宜有效利用当地自然因素达到良好的平衡状态。适用于喷播机械设备不能到达的陡坡。

(4) 手工撒播。在管道埋设后相对平缓坡段，覆盖表土层5~10厘米厚度后，松耙，并掺入适量有机肥和复合肥，手工撒播的种子配方用量控制在25克/平方米，再在种子层上覆盖表土层1~2厘米厚度后洒水，用稻草、无纺布或遮阳网覆盖以达到保湿、保温的效果。后续1~2年间还有浇水、病虫害防治、检查等工作。

(5) 容器苗种植。为美化、彩化，改善管道植被景观层次感，在完成厚层基材喷播、客土吹附、香根草种植、手工撒播后的坡面上，在特定位置再进行容器苗种植。树种为浙江楠、木荷、枫香、湿地松、小叶女贞、夹竹桃、云南黄馨、爬山虎等，株高一般为30~40厘米，土层厚的地方株高可到70~100厘米。

2.2 工艺技术实施方式

由于生态护坡技术进场时，甬台温管道原设计的工程措施已经不同程度开展，因此根据工程进展状况采取“工程措施+植物措施”或者取消工程措施单独使用植物措施。

《石油天然气管道保护法》规定，管道中心线两侧各5米地域范围内禁止种植乔木等根系深达管道埋设部位的深根植物。因此，在喷播的种子配方中未添加乔木种子。在实施厚层基材喷播、客土吹附之后，管道中心线5米外实施容器苗种植，满足GB 50369—2014《油气长输管道工程施工及验收规范》中“严禁在管道线路中心线两侧各5米地域范围内，种植能损坏管道防腐层的深根植物”的要求。选用无刺树种，便于在管道正上方的日常巡护。另外，在香根草种植行间实施手工撒播（表1）等措施，不仅丰富了植物的多样性，同时提高了植物存活和演替的效率。

表1 香根草行间手工撒播种子配方

植物类型	物种名称	用量(克/m ²)
草灌类	白三叶（低矮草坪型，非牧草型）	2
	紫花苜蓿（低矮草坪型，非牧草型）	3
	狗牙根	3
	木豆	2
花卉类	坡柳（车桑子）	2
	大花金鸡菊	1
	波斯菊（杂色）	1
	二月兰	1

2.3 植物种子的选择和搭配

种子选配遵循多重结合原则：草本选用冷季型与暖季型结合、落叶植物与常绿植物搭配，以适应季节变化，确保植被冬季不枯黄。豆科和非豆科结合，充分发挥豆科植物固氮作用，改良土壤环境。灌、草、花结合，普通树种和色叶树种搭配，呈现近自然的立体多层次绿化效果。距离管道中心线5米范围内种植低矮灌木、草和花卉；管道中心线5米范围外种植高大乔木和灌木（如构树、女贞、刺槐等），利用植物根系锚固坡面，以避免可能对管道的伤害。外来种与乡土种恰当组合，采用生长迅速、覆盖率高、耐旱耐贫瘠能力强的先锋植物种类。

2.4 跟踪动态和精心养护

在生态修复实施前，先进行土壤调查与改良。施工时选用木豆等具固氮作用的植物，以改善土壤肥力。实施后的3~6个月关键养护期内，采取精细化管理措施，夏季搭建遮阳网并配合叶面喷水以降温保湿。按季节调整灌溉，旱季每周滴灌2~3次，雨季注重排水。施肥采用缓释复合肥与有机肥结合，种植后1个月首次追肥，之后每季度一次。

病虫害防治坚持“预防为主”，每月定期检查，发现蚜虫、叶斑病等立即采用生物农药控制。每月巡查坡面，及时修补冲刷沟，对裸露区补播草种。植株过密时（超过200株/平方米）进行间苗，维持20~30厘米合理株距。

经过6~12个月过渡养护，待植被覆盖率达95%以上、根系深度超过50厘米后，逐步降低养护频率，最终在2~3年内实现“免养护”。全程记录养护日志，用于优化措施。该“精细养护→粗放管理→免维护”渐进策略，在保障护坡效果的同时，显著降低了长期维护成本。

3 实施成效

3.1 工程效益

案例1：厚层基材喷播（奉化区振兴路56号法华庵以西）

本案例边坡陡峭，复绿工程施工前（2017年），坡面为岩质边坡，坡面宽20米，斜坡到顶长约200米，管道敷设后实施了截排水工程、边坡挡墙等工程措施，边坡裸露面积大，视觉污染、水土流失严重。实施厚层基材挂网喷播，复绿工程完工



图2 厚层基材喷播施工前（左）后（右）效果对比

7年后（2024年），植被覆盖率90%以上，形成了灌、草结合的茂盛植被，未出现秋冬季节的大面积枯黄（图2）。

案例2：客土吹附（沿海中线7号中国石油加油站旁）

生态修复工程施工前（2017年），边坡为岩质边坡，植被生长情况差，仅有零星草本分布。由于靠近重要的公路——沿海中线，且与中石油加油站相邻，须保证一定的景观效果，采用了“客土吹附+容器苗栽种”的方式，容器苗树种为浙江楠、木荷、枫香、湿地松、小叶女贞、夹竹桃、云南黄馨、爬山虎等，客土吹附工艺施工后，草本长势相对较猛，会导致长势相对较缓的灌木幼苗生长环境受限或停止生长，而结合容器苗栽植有利于促进以灌木为主的景观的形成。工程施工近7年后，红叶石楠、小叶女贞、伞房决明等灌木树种长势良好，距离管道中心线5米宽度范围外的湿地松生长旺盛，可见盐肤木等野生灌木，形成了草、灌、乔搭配，物种类型丰富的植物群落（图3）。

案例3：香根草种植（台州市黄岩区新前街道石捣臼村）

本案例区段内坡面陡峭，复绿工程施工前（2017年），已经实施了格构梁和回填土等工程措施，但土质差，坡面裸露。实施厚层基材喷播后第一年（2018年），现场植被覆盖率达到70%以上，宿根植物大花金鸡菊成为优势物种，达到“让巡检人员走在开满鲜花的路上”的效果，厚层基材挂网喷播施工3年后（2020年），仍然有大花金鸡菊的踪迹，但植被已呈灌、草的立体化修复趋势发展，以喷播的灌木物种盐肤木、马棘、紫穗槐、胡枝子



图3 客土吹附前（左）后（右）效果对比



图 4 香根草种植前 (左) 后 (右) 效果对比

为主体, 挡墙内容器苗云南黄馨长势良好, 还有野生湿地松等本土植物 (图 4)。

案例4: 手工撒播 (奉化区沿海中线7号五百岙村内)

本案例复绿工程施工前 (2017年), 已完成坡面挡土墙的砌筑, 坡面为岩质边坡, 植被生长情况差, 坡面基本裸露。该区域原定的修复工艺是厚层基材挂网喷播, 但因现场条件所限, 喷播机械无法靠近, 于是施工方灵活变通采用人工手法铺设纵向铁丝网, 每铺设一道, 就将旁边的土壤翻上来, 如此反复, 成功改善了土壤条件, 为后续的种植打下了良好基础。手工撒播6年后 (2023年), 坡面植被更加茂密, 植被类型以灌木为主, 可见五节芒等野生物种, 植被覆盖率超过90%, 有效地保持了水土, 维护边坡安全 (图 5)。

经植被调查、第三方专业机构水土保持监测、用户调查以及竣工验收, 证实该工程的生态修复效果满足了工程安全运行需要。

3.2 经济效益

甬台温管道的生态建设项目共计花费4000万元, 整治70余万平方米高陡边坡, 植被覆盖率达到90%以上。以生物生态防护代替传统水工防护, 形成了可自我维持的植被生态系统, 年均节省工程维护费约200万元, 较传统水工防护节约成本30%以上 (表 2)。

3.3 社会效益

减少永久占地的征地补偿费用, 增加耕地面积, 提高土地利用率。改良土壤环境, 加快工程迹



图 5 手工撒播修复植被前 (左) 后 (右) 效果对比

表 2 生物生态防护与传统水工防护成本对比 (元/m²)

护坡类型	单价	维护费	备注
厚层基材喷播	120~180	8~15	该维护费仅为前2年的单价。前2年需要浇水、除虫, 2年以后无需养护, 近自然状态生长
客土吹附	80~130	6~12	
香根草	50~90	5~10	
手工撒播	30~60	4~8	
穴盘苗	70~120	7~14	
石笼网护坡	150~230	10~18	随着时间推移, 风化、脱落、沉降导致的维护费用几何增长
浆砌石护坡	200~280	12~20	
混凝土护坡	220~300	15~25	
干砌石护坡	180~250	10~16	

地生土养熟进程, 恢复土壤肥力, 使被破坏的土地重新具备生态服务功能。同时减少地质灾害风险, 改善沿线居民居住环境, 树立企业良好形象。

3.4 生态效益

结合不同季节草坪单位叶面积 (平方米) 的日释氧固碳量计算方法, 该项目单位面积草坪日释氧量7.9克/平方米, 固碳量5.08克/平方米。70万平方米的边坡恢复, 实现年均释氧3555.7吨, 固碳2018吨, 对缓解气候变化起到一定作用。提升了区域生态景观质量, 增加生物多样性, 为动植物提供适宜的栖息地。

4 结语

甬台温长输管道工程提出并形成的一套成熟可行的油气管道山区段边坡生态修复的技术方案, 在金丽温输气管道工程等浙江省后续管道工程建设中得到应用, 也取得了良好的工程实践效果。其成功实施不仅为浙江省后续管道建设项目提供了成熟可靠的技术路径, 更为全国油气管道山区段边坡生态修复工程提供了良好借鉴。



作者简介: 汪佳涵, 1990年生, 浙江大学风景园林专业硕士研究生, 二级工程师, 主要开展管道管理和长输管道山区段边坡生态修复等研究。联系方式: 15157277383, 535501690@qq.com。

天然气管道山区段建设过程 水土保护方式探讨

吴勇

中国市政工程中南设计研究总院有限公司

摘要：天然气管道的水土保护是防止管道建设阶段及后期运行中造成水土流失，降低对附近生态环境影响的主要措施。本文以深圳某天然气管道山区段为例，探讨、分析天然气管道在山区铺设时的水土保护方式，提出一套山区段管道建设期设计施工较为合适的参考方案。

关键词：天然气管道；管道铺设；水土保护；排水明渠；挡土墙；护坡；截水墙

天然气管道在建设时难免经过环境恶劣的区域，且进行大规模的土地开挖和填埋工作后，可能会破坏原有的土壤结构，导致土壤侵蚀、沉积流失和土壤质量下降，加之自然灾害因素的影响，易形成安全隐患。目前，针对山区段管道建设工程，重点考虑管道运行安全、水工保护、管道防腐等方面，对于周边环境水土保护方式尚无明确的参考方案。基于此，本文以深圳某天然气管道建设工程为例，对当前常见的水土保护方式进行分析，提出一套山区段管道建设时水土保护方案。

1 工程简介

深圳某天然气管道工程是深圳市天然气管网体系“大外环”的重要组成部分，气源来自西气东输二线，采用直缝双面埋弧焊钢管，管径 $D813\text{ mm} \times 19.1\text{ mm}$ ，材质L450M，设计压力6.0 MPa，线路总长约8.2 km，整体分为南、中、北3段，其中约4 km管道位于山区，主要分布在南段和中段区域。施工作业带约为10 m~16 m，平均挖深2.3 m，部分转角、堆管场地清表宽度更大，致使管道沿线的水土结构发生了变化。

铺设天然气管道经过平坦地区、坡地和山地等复杂地形，地势起伏变化较大，当地雨量充沛，

雨季较长，暴雨强度较大，特别是山区坡度较大的地段，管沟回填土比周围土壤松软，雨季时地面水易沿管沟径向形成水流冲刷，影响管沟的边坡稳定，易造成管道外露，威胁管道运行安全。因此，科学选择该山区段管道铺设时的水土保护方式尤为重要。

2 水土保护方式选择

目前山区管道铺设时常用的水土保护方式有排水明渠、护坡、挡土墙、截水墙、压重块等，选择何种方式需要综合考虑工程地质、水文地质、当地气候、边坡高度、环境条件、施工条件、材料及工期等因素。以下介绍本管道工程根据实际情况选择的水土保护方式，分析选择要点。

2.1 排水明渠

针对坡顶、坡脚、渣场、冲沟等管道周围容易形成汇水的地方，选择浆砌片石排水明渠的方式疏排雨水（图1），将汇水引流至远离管道的安全地段。山坡明渠排水可以实现地表自流疏干，具有建设速度快、投资少、运行费用低、维护简单方便、疏干效果好的特点。

2.2 挡土墙、护坡、截水墙

在管道附近不稳定土体修建浆砌石挡土墙进行



图 1 浆砌石排水明渠示例

保护(图2),挡土墙建在地基较坚硬地层上,间隔15 m~20 m设一道沉降缝,每间隔2 m设一个排水孔,内侧回填土分层夯实。

针对管道途经山坡的坡比在1:2~1:1之间的土质和易风化岩石边坡等实际情况,在基础比较坚硬、常年受水冲刷的部位修建浆砌片石护坡,在坡面受雨水冲刷严重或潮湿时坡比尽量放缓;在不均匀沉降、软土地基,如河床、沟床稳定性较差的宽浅地段,坡度在1:2~1:3的软质的沙土或软岩坡面采用石笼护坡;在易风化但坡面岩体破碎的III类岩石边坡采用锚杆挂网喷浆、锚杆挂网喷混凝土护面;在陡坡、陡坎段管沟、冲沟地区采用了三维植



图 2 浆砌石挡土墙、三维植被网护坡示例



图 3 截水墙示例

被网护坡。

在陡坎、陡坡上铺设管道时,为防止管沟回填土被雨水冲走,形成顺沟冲刷,在管沟内每隔一定距离修一道截水墙(图3)。对于坡面特别陡且比较长时,还在管沟表面补修浆砌石、干砌石或草皮护坡来加强保护。

选择挡土墙、护坡、截水墙等水土保护方式时,要求防护的边坡必须是稳定土体,以边坡高度小于等于8 m的路边护坡、大于8 m的管道护坡为参照,采用浆砌块石挡土墙(局部采用骨架植物)护坡方式。根据不同情况选择水土保护方式必须同时满足一定要求(表1)。

2.3 压重块

在管道周围有连续水流的冲沟区域选用混凝土压重块的方式实施稳管保护措施。冲沟地段由于雨季水量较大,水流较急,管道在没有达到安全埋深时,受到水流的浮力与动力的作用,可能引起管道漂浮或移位,危及管道的安全;同时冲沟地段地形起伏较大,很容易造成管道的弯曲,弯曲地段混凝土与钢管之间会产生滑移,从而使涂层接头附近的管道应力大大增加,容易造成管道破裂;必须对冲沟区域水下管道进行稳固。而采用螺形地锚稳管,

表 1 山区段管道铺设水土保护方式选择列表

地面坡度	管道与等高线关系	截水墙	植草情况		浆砌块石护坡	备注
			不铺网植草	铺网植草		
0°~15°	—	×	√	×	×	—
15°~30°	横坡	×	×	√	×	—
15°~30°	顺坡	√	×	√	×	防护宽度一般为管道沿线两侧各2.5 m,并要求超出管槽扰动面各0.5 m。
30°~45°	顺坡	√	×	×	√	

注:“×”表示不采用,“√”表示采用。

(下转第53页)

管道应力对冷切割的影响分析及对策

巩国强

国家管网集团甘肃公司酒泉维抢修中心

摘要：输油气管道作为能源输送的关键基础设施，其施工与维抢修过程中的切割工艺直接影响管道的安全性与可靠性。冷切割技术在管道工程中因无需动火、无热影响区、低变形、高精度等优势被广泛应用，但其作业质量与安全性受管道应力状态显著影响。本文系统分析了管道应力的类型、来源及其对冷切割过程的具体影响，结合实际案例，提出从设计优化、工艺改进、设备创新的多层次对策，旨在为管道冷切割提供理论指导与实践参考。

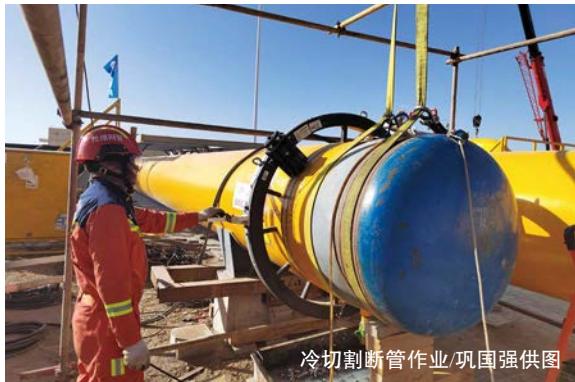
关键词：管道应力；冷切割；应力集中；应力释放

油气长输管道因改造和缺陷管段修复需进行切割作业时，因冷切割技术无热变形、低风险等特性成为易燃易爆环境下的首选方法^[1]。然而，管道在长期服役中因温度变化、内压波动、外部载荷等因素积累的应力，会显著影响冷切割的质量与安全性。例如，应力集中可能导致切割刀具断裂、切口偏移，而低温环境下材料脆性增加进一步加剧了裂纹扩展风险。因此，深入分析管道应力对冷切割的影响机制并提出对策，对保障作业安全与效率具有重要作用。

1 管道应力类型与来源

1.1 应力类型

热应力。温度变化引起的热胀冷缩受约束时产



生，例如热油管道在启停过程中温差可达数十摄氏度，导致显著的热应力。

机械应力。由内压、自重、外部振动等机械载荷引起，例如管道弯头处因内压产生的环向应力可达材料屈服强度的30%以上。

残余应力。安装过程中因焊接、冷加工等工艺引入，如焊接热影响区的收缩应力可等效于20%~30%的冷加工变形。

1.2 应力来源

设计与施工缺陷。管道支架布置不合理、连接部件尺寸误差等导致受力不均。

环境因素。地壳运动、土壤沉降使管道承受弯曲应力与剪切应力。如2024年四川省某输气管道因滑坡导致局部弯曲应力达300 MPa，远超设计值（180 MPa）。此外，第三方施工、车辆碾压等动态载荷会产生瞬时冲击应力，加剧管道应力集中。

介质特性。输油气管道运行压力通常为4~12 MPa，高压介质使管道产生环向拉应力与轴向拉应力。根据相关资料数据显示，当DN1000管道内压为10 MPa时，环向应力可达250 MPa，接近X80钢的屈服强度（485 MPa）的50%，切割时易引发材料弹塑性变形。此外，输送介质的脉动、液击等动态载荷也会加剧应力波动。

温度应力。输送介质与环境温差导致管道热胀冷缩，当变形受约束时产生温度应力。以输送原油为例，介质温度60℃与环境温度20℃的温差可使100 m管道产生0.048 m的伸长量。若固定端约束则轴向温度应力为 $\sigma T = E\alpha\Delta T$ ，弹性模量E为 210×10^3 MPa，线膨胀系数 α 为 $1.2 \times 10^{-5}/^{\circ}\text{C}$ ，温差 ΔT 为40℃，计算得 σT 为100.8 MPa，该应力与内压应力叠加后可能使局部应力超过材料许用值。

2 管道应力对冷切割的影响机制

对切割精度的影响。当管道存在应力集中区域（如弯头、焊缝附近），冷切割过程中刀具承受的局部载荷显著增加。例如，某天然气管道在带压开孔时因应力集中导致焊接短节变形，开孔筒刀出现夹刀、断齿现象。此外，应力释放可能导致切割过程中管道发生位移，使切口出现不连续或错位，影响后续管道组对安装和焊接质量。

材料脆性增加引发裂纹风险。冷切割多在常温或低温环境下进行，金属材料的韧性随温度降低而下降。如进行打磨等冷加工会进一步在材料内部引入错位与空位缺陷，形成局部高应力区。

增加安全风险与设备损耗。管道应力释放可能导致切割设备松脱或刀具碎裂，威胁操作人员安全。如某埋地管道切割时因应力瞬间释放，造成自爬式液压切管机位移，切口偏差超过设计允许值。此外，高应力状态下切割设备承受额外载荷磨损加剧，导致刀具寿命缩短，增加了施工成本。如某管道切割机在应力集中区作业时刀片更换频率从常规的8小时/次增至3小时/次，成本增加2.6倍。

3 冷切割过程中管道应力控制对策

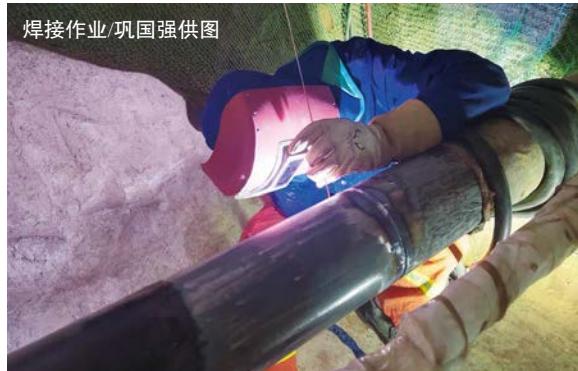
3.1 设计阶段的应力优化

合理布置支架与补偿器。通过有限元分析（如ANSYS）优化管道支撑结构，减少热应力与机械应力集中。例如，长输热油管道采用“π”型补偿器降低30%以上轴向应力。

材料选择与预处理。选用低温韧性好的材料（如X80钢），并对冷加工部件进行去应力退火，消除残余应力。

3.2 施工工艺改进

应力释放技术。在切割前采用结构应力释放下料法，通过计算管道弹性变形值确定补偿量，避免



强力组对。例如，某埋地管道弯头更换工程中，通过调整切割角度补偿应力释放导致的轴向位移，使焊口偏差控制在1.5 mm以内。

分步切割与支撑加固。对于高应力管道采用“先浅切后深割”的分步切割法，并在切割区域两侧设置液压夹具或千斤顶，平衡应力释放。例如，某长输管道切割时使用专用应力释放器，将切口两侧管道的位移控制在0.5 mm以内。

3.3 设备与工具创新

智能冷切割设备^[2]。采用LCSF系列分瓣切管机等全位置管道冷切割设备，通过液压管夹自动对中并吸收应力冲击，实现切割过程的远程控制与精准补偿。实验表明，该设备可将切割偏差降低至±1.5 mm，同时避免操作人员暴露于危险环境。

爬管式切割机防夹刀装置。在管道初始切割和环向切割过程中，通过设计专业防夹刀和防止管线错位装置，将管道断开部分使用高强度螺栓夹持固定，可有效控制管道切割过程中应力对切割的影响，同时能有效保护作业人员安全。

3.4 施工规范与安全管理

严格执行行业标准。如Q/SY 05064—2018《油气管道动火规范》要求，在切割前进行氮气置换与应力评估，确保作业环境安全。

实时监测与反馈。采用应变片、光纤传感器等监测切割过程中的应力变化，动态调整施工方案。例如，某压气站管道切割时通过应力监测系统及时发现异常，避免了设备损坏与泄漏事故。

4 应用案例

西气东输二线某压气站在更换进站阀门时，需对Φ914 mm×28 mm的碳钢管道进行切割与坡口加工，管道内介质为高压天然气，存在易燃易爆风险。管道因长期运行积累了显著的热应力与残

余应力。

作业前，通过有限元模拟分析并评估管道应力分布，确定切割区域的最大应力集中系数后，采用 LCSF 系列冷切割坡口机和高速爬管机配合，配备液压管夹与自动对中系统，确保切割精度与安全性。作业中，氮气置换至可燃气体浓度 $<0.5\%$ ，安装应力释放夹具，预紧力设定为管道设计压力的1.2倍，分步切割，每次进刀深度不超过3 mm，同时监测应力变化。

通过优化施工工艺和选用先进的冷切割设备，冷切割断管用时比以往缩短3小时，切口偏差控制在 $\pm 1.0\text{ mm}$ ，坡口角度误差 $<1^\circ$ ，较传统火焰切割效率提升50%，全程无火花、无泄漏，实现了本质安全。

5 结语

管道应力是影响冷切割质量与安全的关键因素，其作用机制涉及应力集中、材料脆性、设备响应等多个层面。通过设计优化、工艺改进、设备创

新与规范管理的综合应用，可有效降低应力影响，提升冷切割工程的可靠性。

未来，随着智能监测技术与新材料的发展，冷切割技术将向自动化、精准化方向进一步升级，为管道工程的高效运维提供更强支撑。

参考文献：

- [1] 肖瑞金.输油气管道的冷切割技术[J].石油化工建设, 2014, 36(01): 93-94.
- [2] 江勇, 张宝强, 刘艳利, 等.机械分瓣式钢管切割机[J].管道技术与设备, 2011, (05): 24-26.



作者简介：巩国强，1986年生，本科，工程师，现任酒泉维抢修中心抢修二队副队长，主要从事管道应急抢修工作。联系方式：18523806187，gongguoqiang@pipechina.com.cn。

（上接第50页）

由于冲沟地段基岩硬度大，往基岩内打入锚栓较为困难。

3 结语

在管道建设期受到多雨水的天气以及山区地形较陡等地质因素影响时，需结合工程实际情况选择与之相适应且有效的水土保护方式。深圳天然气管道铺设时有针对性地选择排水明渠、护坡、挡土墙、截水墙、压重块等不同水土保护方式，保障了管道建设期工程质量，且在管道运行期作为水工保护设施发挥了重要的管道安全保护功能，取得了良好的水土保护效果。管道投产运营6年以来，经历

多次暴雨检验，未出现滑坡、塌陷、水土流失、水体污染等不良现象。目前地表植被恢复茂盛，已与周边自然环境融于一体，实现了与周围环境的和谐共生。



作者简介：吴勇，1985年生，本科，正高级工程师，燃气二所总工程师助理，就职于中国市政工程中南设计研究总院有限公司第三设计院，主要从事燃气管道设计工作。联系方式：18086039818, 331237487@qq.com。

管道环焊缝开挖工程安全管理实践

曹强

国家管网集团广西公司梧州作业区

摘要：针对汛后管道环焊缝开挖面临的施工队伍多、地质条件复杂、光缆保护难等挑战，通过建立标准化制度与动态监管体系，强化全员安全教育与高风险点旁站监督，并创新运用十字开挖法、穿线探测法等技术有效保护光缆，同时严格实施防腐质量检查与回填过程追溯，确保了工程质量与隐患清零。实践表明，该方法实现了施工安全零事故、光缆损伤率显著降低及工程效率与质量的双重提升，形成了一套可参考的管道安全管理经验。

关键词：管道环焊缝；光缆保护技术；质量管控；安全管理；汛后施工

广西公司在汛后开展的管道环焊缝开挖工作中，面临施工队伍多、管理水平参差不齐，光缆铺设不规范、开挖风险高，特殊地质条件（如坡脚、河流等）复杂、施工难度大等挑战。公司以“不伤人、不伤管、不伤缆、不留隐患”为目标，通过建立科学的管理制度、强化安全管理、创新工作方法、狠抓质量管控，形成了一套高效可行的方法。

1 建制度 科学管理

公司成立环焊缝工作小组，推行标准化管理。制定《管道环焊缝开挖验证及修复处置施工项目管理手册》和《广西公司环焊缝排查项目考核细则》，统一开挖作业施工标准。实施动态监管，问题整改闭环管理。将施工单位分成若干施工组进行专人管理，每个施工组建立由公司环焊缝工作小组成员、作业区负责人、施工单位负责人、监理单位人员组成的施工动态微信群，由监理单位负责每两小时及每个关键工作节点对各个现场作业坑实时拍摄一次全景和特写，图片采用工程水印时间并配上作业坑信息及现场动态描述。各级管理人员可实时了解作业现场情况，对现场存在的问题及时提出整改要求并督促整改完成。

2 重安全 狠抓落实

技术交底与安全教育全覆盖。此次环焊缝开挖工作涉及施工队伍多，现场监管人员多、管理水平参差不齐，现场作业人员杂、安全意识差别较大，为此环焊缝小组以技术交底为基本要求，以安全教育为主要抓手全面提升现场人员安全意识。开工前必须做细做实安全技术交底，交底要求四方（环焊缝工作小组、作业区、监理单位、施工单位）管理人员在场，每次必须按照现场实际情况进行风险提示并细化开挖方案，突出防控重点并要求监理人员严格执行。落实现场安全教育，每天开工前由监理人员及安全员对所有进场施工人员再讲解再强调再示范后再进行施工，巡查小组及作业区人员每天抽查施工人员，如存在对施工方法和风险认识不到位的情况立即停工整改进行再教育，做到“每日讲、人人懂”。

高风险开挖点关键人员旁站监督。部分开挖点在坡脚、河流、路边等风险较大位置，要求设计人员提前勘察现场并出具专项开挖施工方案，施工时环焊缝工作小组组长、作业区主管管道副主任、施工单位负责人必须旁站监督，确保“人、管、缆”的安全。

实行积分排名考核，问题“零容忍”。根据

《广西公司环焊缝排查项目考核细则》，由环焊缝工作小组、作业区、监理单位对施工单位进行积分排名考核，每日计分、每周考核并公布考核排名及评分记录，对不合格及连续三周排名最后的施工单位进行停工整改，情节严重的直接清退。

3 共创新 集思广益

推行样板坑起步，统一开挖标准。由环焊缝工作小组现场指导、各施工单位首先按要求开挖样板坑，全程组织监理单位及各施工单位负责人、安全员到场学习，从现场布控、应急物资储备、设备设施进场到开挖过程工器具的使用及注意事项等统一标准和要求。各施工单位样板坑开挖完成由公司环焊缝工作小组检查合格后方可继续参照标准坑进行后期开挖。因特殊原因开挖标准不足或超标准开挖的，必须提前报环焊缝工作小组审批。

创新光缆保护技术。由于管道建设期间光缆铺设不规范，导致环焊缝开挖过程中光缆受损风险极大，环焊缝工作小组与作业区集思广益，现场开挖实行4项保护技术。

十字开挖法。根据施工方案，施工开始时垂直于管道方向开挖探沟，使用平铲式（角度45°以下）开挖，分层降台直至找到光缆位置，随后顺缆找头将范围内的光缆全部探明。

穿线探测法。对于连续开挖的作业坑以及石方段、沼泽、公路穿越、挡墙下等特殊位置焊口，在临近作业坑或验证坑割开已探明光缆硅管，利用穿线器对上下游硅管进行探测（探测范围为穿线器长度，一般为100米），当穿线器出现卡阻时标记已穿长度，抽出穿线器后进行地面实际测量，根据穿线器头手感、残留物及现场地形地貌判断卡阻位置是否存在裸缆、光缆井或巨石挤压等特殊情况，在涉及该位置时需安排专人开挖并重点监护。

考古挖掘法。根据穿线情况、光缆大致点位置、光缆井人手孔坐标，开挖时可能出现裸缆、盘缆、光缆井等情况时，要求开挖人员使用考古挖掘法，当发现裸缆、硅管断节、沙袋填埋等情况时要求施工人员“徒手开挖”，用手逐步将裸缆清出，将盘缆探明。

套管支护法。由于作业坑开挖深度较深，光缆多处于悬空状态，对于已探明光缆先进行角钢保护，后进行沙袋或脚手架支护，对于裸缆进行套管

修复后再进行套管支护，对于盘缆采用支架架空。

4 抓质量 不留隐患

防腐剥离实验，确保防腐层质量。编制发布《广西公司环焊缝开挖验证工程防腐管理规定》，要求施工单位和监理单位固定具备防腐资质的施工人员和监理人员进行防腐工作；对防腐工器具使用、防腐材料选用、防腐表面处理、防腐层恢复施工、粘弹体补口质量验证形成一套固定的、可执行的流程准则，明确记录方式及内容，形成统一表格留档备查。同时严格考核防腐工作，由公司环焊缝工作小组牵头，组织两家监理单位，不定期对各施工单位进行防腐质量检查，按不低于10%的抽查率进行防腐层剥离实验并详细记录结果。

回填过程拍照存档，信息可追溯。规范回填流程，针对石方段、横坡段等特殊地质段的作业坑，实行单独申请、三方旁站、多方记录、现场拍照留存，确保换土回填、回填土压实等工作落实到位，各个作业坑回填过程拍照留存并与管道光缆位置对应信息制成表格交付作业区统一保管。

地貌恢复联合验收，避免纠纷。各施工单要联合作业区及户主到现场验收地貌恢复工作，并得到认可方能完成。现场的三桩一牌要按标准恢复好，有损坏和信息不全的要及时更换和补齐信息。对一些特殊地形地貌，如挡墙、道路、水渠、水田等需要户主签订地貌恢复同意书，避免后期给作业区留下管理隐患。

公司通过制度建设和行之有效的管理方法，实现了环焊缝开挖施工管理的规范化和标准化，创新技术方法有效解决了光缆保护和特殊地质段开挖难题，严格的质量管控确保了开挖工程不留隐患，取得了显著成效，做到施工安全零事故、光缆损伤率大幅降低、开挖效率和质量显著提升。管理方法为管道环焊缝开挖工作提供了可复用的经验，将进一步提升管道安全管理水。



作者简介：曹强，1992年生，毕业于西安石油大学油气储运专业，本科，中级职称，现任梧州作业区副主任，主要从事外管道管理工作。联系方式：18172421985，caoqiang@pipechina.com.cn。



管道阀室是否属于易燃易爆场所和高后果区

山东省某市能源局一读者来信询问：

某天然气长输管道在开展高后果区识别时，发现200米范围内有其他新建天然气长输管道阀室一座，请问该阀室是否属于易燃易爆场所并识别为高后果区？

答：

GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》和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》都将易燃易爆场所列为高后果区。但并没有对“易燃易爆场所”给出明确定义，同时也没有明确将管道阀室列入高后果区。

那么，什么是“易燃易爆场所”呢？《石油天然气管道保护法》第三十一条规定：“在管道线路中心线两侧和本法第五十八条第一项所列管道附属设施周边修建下列建筑物、构筑物的，建筑物、构筑物与管道线路和管道附属设施的距离应当符合国家技术规范的强制性要求：

（一）居民小区、学校、医院、娱乐场所、车站、商场等人口密集的建筑物；

（二）变电站、加油站、加气站、储油罐、储气罐等易燃易爆物品的生产、经营、存储场所。

前款规定的国家技术规范的强制性要求，应当按照保障管道及建筑物、构筑物安全和节约用地的原则确定。”

从中可以看出，“易燃易爆场所”的完整定义应为：“易燃易爆物品的生产、经营、储存场所”。对照这一定义，管道阀室输送的介质虽然是易燃易爆物品，但并不属于“生产、经营、储存场所”，因此不应定义为“易燃易爆场所”，也不应识别为高后果区。以上意见供参考。

（《管道安全保护》编辑部综合相关法律、标准规定和专家意见）



管道建设现场/杨建供

基于数智平台的管道完整性管理 在环江油田的实践与应用

何举涛¹ 豆亮亮² 马方¹

1.长庆油田分公司第七采油厂；2.长庆油田分公司长北作业分公司

摘要：环江油田油气水管道数量多、路由复杂，所处环境为典型黄土源地貌，自然环境脆弱，区域敏感，管道一旦泄漏不仅影响油气集输，还面临较大的环保和舆情压力。本文探索并实践了以数智平台为驱动的管道管理新模式，通过构建集标准数据体系、数据中台与智能算法于一体的数据平台，实现了管道信息的可视化追踪、高后果及高风险管段的智能化识别、检测评价的精准指导以及维修维护的在线闭环管理。实践表明，平台应用后使管道防泄漏措施更具针对性，2024年管道失效率降至0.006次/公里·年，较2019年下降了74%，有效验证了该模式在推动油田管道完整性管理向数智化发展的指导价值与创新性。

关键词：管道；数智平台；完整性管理

长庆油田是我国重要的油气生产基地，环江油田作为长庆油田开发建设的亿吨级整装油田，管辖面积3400 km²，地面海拔1350~1750 m，属典型的黄土源地貌，沟壑纵横。原油密度0.7~0.8 g/cm³，黏度1.03~2.62 mPa.s，采出液矿化度20~110 g/L，Cl⁻含量5~36 g/L，采出液具有高矿化度、低密度、低黏度等特点。建设地面管道6105 km，其中I类管道占4.6%，II类管道占25.0%，III类管道占70.4%。各类穿跨越199处，其中跨越占93%，穿越占7%。区域内分布河流36条、水库6座、革命遗址2处、风景区1处、常住人口5.3万余人，分布高铁、高速、国道等重要交通基础设施，环境敏感区多，管道数量多、分布广、穿跨越多，表现出“多敏感叠合”特点，管道安全和生态保护责任重大。管道一旦泄漏，不仅影响油气供应效率和供应量，而且对下游环境造成难以估量的影响，甚至发生火灾爆炸事故，后果不堪设想。同时，受区域内地质灾害、平田整地、基础设施建设、新能源建设等因素影响，对管道完整性管

理提出了较大挑战，常规人工数据采集、高后果区识别和风险评价等工作效率低、工作量大、及时性和准确性不足，难以适应新形势下的环保管理要求，急需借助数字化和智能化手段，以数智平台建设为抓手，提升管道完整性管理水平。

1 数智平台建设思路和内容

1.1 管道完整性管理概述

管道完整性管理是以预防为主的管理模式，通过对风险因素的识别和评价，针对性的实施风险减缓措施，将风险控制在合理、可接受的范围内，从而保证管道安全经济的运行^[1,2]。我国管道完整性管理包括1项引领完整性管理领域的核心国家标准GB 32167—2015《油气输送管道完整性管理规范》，10项配套国家标准，以及国家部委文件，为相关工作的开展奠定了法规基础^[3]。

管道完整性管理工作流程包括数据采集、高后果区识别和风险评价、检测评价、维修维护、效能评价等5个环节^[4]。传统的数据分析挖掘方法使得

各项数据的综合利用效率低,工作强度较大、重复性较高。因此,开展数据挖掘分析,确保数据的准确性、提高工作效率是增强完整性管理水平的当务之急^[5,6]。同时基于人工经验的决策已不能满足智能决策的需求,西南油气田首次建立了针对高后果区识别、风险评价、完整性管理方案编制这3项业务工作的智能分析辅助决策模型^[7,8],并搭建了“高后果区智能识别模块”“风险评价可视化分析模块”和“完整性管理方案编制智能文字识别填充模块”^[9],取得了较好应用效果。

1.2 数智平台建设思路

完整性管理是以“风险管控+隐患治理”为核心,用“技术手段+管理方法”让管道始终处于无事故状态。2015年以来,长庆油田启动管道完整性管理建设工作,结合油田生产现状和地域特点,形成以“完整性管理平台”为抓手的管理模式,持续探索数智化条件下的管道完整性管理方法。

管道完整性管理数智平台遵循智能油气田建设思路,依托油田公司云平台及勘探开发梦想云等基础设施,采用微服务+容器化的方式构建云端开发和部署方案,采用中台化设计和标准化思路,实现业务应用全面上云,新增业务需求便捷扩展。油田管道完整性管理平台(图1)由管理驾驶舱、管道档案、高后果区、风险评价、检测评价、维修维护、效能评价、失效管理、决策管理、技术支持十大模块组成,通过数据中台(图2)进行数据的录



图1 油田管道完整性管理平台主界面



图2 油田管道完整性管理数据中台主界面



图3 管理驾驶舱主界面

入和管理。

1.3 数智平台建设内容

(1) 管理驾驶舱。

管理驾驶舱(图3)是管道智能管控的“中枢大脑”,包括综合展示、指标统计、全图浏览3大模块13项内容,通过三维地图可视化呈现高后果区分布、高风险管道分布,展示风险因素,预测风险趋势,方便管理者掌握管道风险状况,实现科学决策。

(2) 管道档案。

管道档案实现管道基础数据采集“全覆盖”,包括2大模块50项内容,通过对环江油田6105 km油气水管道基线检测等数据全覆盖采集,实现管道静态、动态参数“可视化追踪”“一键式查询”,做到数据资源共建共享。

在管道档案数据模块中可查看每条管道的管道分类、管道类型、管道等级、管道材质、管道规格等详细信息。在此界面,可查看该条管道的埋深点、特征点、穿跨越、线路阀门、高后果区、风险管段、视频监控、监测点、防腐层漏损点、更换管段、双高管段、站场阀室、弯头、水工保护、桩、第三方施工、沿线异径管、管道本体缺陷修复等信息。也可查看该管道的基础信息、管道施工图、高后果区记录、风险评价记录、管道检测记录、维修维护记录、竣工资料、结算资料、泄漏监测等资料。

(3) 高后果区。

高后果区紧抓管道运行的“敏感区”,包括统计分析、地图分布和动态管理等3大模块17项内容,平台共识别I、II、III级高后果区116处,并对高后果区的影响因素进行分类,明确河流、居民区、湖泊、铁路、公路等因素占比。同时可对某一区域进行高后果区识别,也可对某一条管道进行高后果区识别,展示高后果区的管道位置、管段长度

及高后果区等级、特征、影响因素等信息，满足各级管理者的管理需要。

（4）风险评价。

风险评价精准确定管道运行的“薄弱点”，包括统计分析、地图分布、静态风险评价、综合风险评价、双高管段等5大模块79项内容，可以对任意一条管道的高后果管段的失效可能性和失效后果量化打分，平台共识别出风险管道138条，其中Ⅰ、Ⅱ类管道识别出低风险106条，Ⅲ类管道识别出中风险管道3条、低风险管道29条，无高风险管道。失效可能性主要从第三方损坏、腐蚀损伤、设计、误操作、输送介质等方面量化打分，失效后果主要从最大泄漏量、介质扩散性、人口密度、对下游用户影响等方面量化打分，根据分值判断低、中、高风险等级，最后给出风险缓解建议措施。

（5）检测评价。

检测评价是预判管道运行状况的重要手段，包括6大模块140项内容，通过分析腐蚀检测和清水试压结果，评价管道运行状况，便于提前制定补强修复、重点监控、降压运行、加密巡护等预防措施。

检测评价主要按照不同类型管道开展，其中出油管道以“清水试压+定性风险评价”为主，集油管道以“内腐蚀直接评价（ICDA）+半定量风险评价”为主，输油管道以“外腐蚀直接评价（ECDA）+半定量风险评价”为主。2022年以来，环江油田集输油管道检测率100%，高后果区管道试压和检测率均为100%，发现并治理风险管道103条，有效预防了管道失效事件的发生。

（6）维修维护。

维修维护是精准治理缺陷管道和隐患管道的必要措施，包括5大模块72项内容，实现管道维护计划在线审批、管道修复/更换实时在线追踪。

环江油田管道维修维护主要采用纤维复合材料、厚胶型铝皮、G型卡具、钢带、管道连接修补器等工艺局部补强或修复。针对局部较为集中腐蚀严重的管道，采取局部更换措施。针对管道整体腐蚀严重，剩余使用寿命存在较高风险的，开展全段聚乙烯内衬修复，减缓管道腐蚀速率。2022年以来，环江油田完成维修维护管道423 km，管道失效率下降33%。

（7）效能评价。

效能评价是管道管理水平高低的重要体现，包括3大模块69项内容，通过智能分析，实现智能决策，更好体现“效益优先”原则和“有钱用在刀刃上”的理念。2022年以来，环江油田管道更换费用下降80%，提质增效显著。

（8）失效管理。

失效管理是管道运行过程的重要数据资源，包括3大模块5项内容，综合评价影响管道失效可能性的所有因素，便于更好提出防控措施，实现管道“一失一析、根源可溯、持续改进”。

（9）决策管理。

决策管理是管道完整性管理的“智能参谋”，包括4大模块49项内容，主动推送高后果区变化、管道更换窗口和高风险区域动态，实现“管理倒逼”，助力风险防控主动化、决策支持前瞻化，确保管道管理由“事后处理”向“事前预防”转变。

（10）技术支持。

技术支持是打造完整性管理的“强大后厨”，包括3大模块13项内容，可随时查询体系文件、下载培训题库，并支持在线培训与管理功能，为平台长期稳定运行与人员技能提升提供坚实保障。

2 应用效果

通过构建并应用管道完整性管理数智平台，环江油田在管道管理方面取得显著成效。该平台大幅减轻了技术人员劳动强度，实现了管理效率与质量的同步提升。根据平台高后果区识别和风险评价结果，针对性开展管道防泄漏工作，2024年管道失效率下降到0.006次/公里·年，较2019年下降74%。特别是2022年以来，在管道更换费用下降80%的情况下，管道失效率下降33%，效果效益明显。

3 结论及认识

通过管道完整性管理数智平台的应用，对环江油田海量复杂的管道数据整合共享，极大程度方便管理者科学决策，突出风险管理在管道完整性管理中的核心地位，促使管道失效率持续降低。

管道完整性管理数智平台是管道完整性管理和数字化智能化技术的有机结合，运行高效，减少人工依赖程度，发挥了“预测精准，智能决策，高效协同”的作用，提升了管道完整性管理

数智化水平，探索了数智油田管道完整性管理新方向。

环江油田应用数智平台后，管道失效率较2019年下降74%。特别是2022年以来，在管道更换费用下降80%情况下，通过针对性开展维修维护等预防性措施，管道失效率下降33%，双高管道实现零泄漏，效果效益显著。

完整性管理是系统工程，采出液经过“井一线一站”，回注水经过“站一线一井”，闭环生产，相互影响。下一步将利用大数据分析、机器学习和数字孪生技术，构建“井一线一站”和“注一驱一采”全链条、全流程、全节点共建共享数据库，突出风险的源头防范，降低输送介质腐蚀速率和失效后果，打造“超低腐蚀、超低后果”的“免检”管道。

管道完整性管理工作应充分应用5G、大数据、工业4.0、AI等技术，融合油藏、井筒、地面、工艺、设备、运行等油田生产相关领域，完善“数据中心”和“算力中心”，确保万物互联、互联互通，实现管道完整性管理在建设、运行、报废全生命周期内的“智能交付、智能运行、智能建模、智能预警、智能决策、智能评价”的目的，构建智能体应用和人机互动场景，创建管道完整性管理“大模型”，推动完整性管理工作向更加智慧的方向发展。

参考文献：

- [1] 张刘军, 韩永波, 田娜.长输管道完整性管理信息系统建设现状及发展方向[J].石油化工自动化, 2020, 56(4): 58-61.
- [2] 董绍华, 段宇航, 孙伟栋, 等.中国海底管道完整性评价技术发展现状及展望[J].油气储运, 2020, 39(12): 1331-1336.
- [3] 董绍华.中国油气管道完整性管理20年回顾与发展建议[J].油气储运, 2020, 39(3): 241-261.
- [4] 孙青峰, 杨玉峰, 赵春雷, 等.城镇燃气管网完整性管理体系研究与实践[J].天然气工业, 2020, 40(3): 123-129.
- [5] 孟波, 安超, 鲜俊, 等.输油气管道完整性管理数据采集研究[J].全面腐蚀控制, 2019, 33(10): 53-56.
- [6] 闫凤元, 宫敬, 徐孝轩.国内油气管道完整性管理数据库的建立[J].油气储运, 2005, 24(S1): 22-25.
- [7] 周永涛, 董绍华, 董秦龙, 等.基于完整性管理的应急决策支持系统[J].油气储运, 2015, 34(12): 1280-1283.
- [8] 顾正华.河网水闸智能调度辅助决策模型研究[J].浙江大学学报(工业版), 2006, 40(5): 822-826.
- [9] 温庆, 张文娟, 张大双, 等.管道完整性管理智能分析辅助决策模型及应用[J].天然气勘探与开发, 2022, 45(02): 63-70.



作者简介：何举涛，1980年生，油气田开发高级工程师，本科，现任第七采油厂注水副总工程师，2004年毕业于西安石油大学石油工程专业，主要从事特/超低渗透油田油水井增产增注和油气场站及管道完整性管理等技术研究工作。联系方式：13993430505, hjt_cq@petrochina.com.cn。

磁致伸缩超声导波检测在储气库管道检测中的实践

宋万磊

大港油田公司天津储气库分公司

摘要：管道检测是管道完整性管理的重要手段，然而储气库工艺管道具有管线路由复杂、隐蔽性强等特点，常规无损检测手段存在检测效率低、操作复杂、无法全覆盖检测等局限性。本文主要介绍磁致伸缩超声导波检测技术的原理、特点，以及在储气库管道检测中的实际应用。实践表明：该技术具有检测精度高、检测范围广、操作便捷、检测距离远等优势。解决了不拆保温层、不开挖埋地管线实施检测的生产难题，实现了对检测盲区、缺陷易发区的高效检测目的，显著提高了隐患排查效率，为储气库管道安全评价提供技术支持。

关键词：储气库管道；磁致伸缩；导波检测；检测盲区；管道缺陷

大张坨储气库是国内第一座商业运营的储气库，已运行25年。随着储气库服役年限的增加，因腐蚀、冲蚀等造成管道壁厚减薄、开裂事件呈增长趋势，成为较大安全隐患。然而储气库地面工艺管线呈现保温管线多、埋地管线多、高架管线多的特征，管道检测工作量大、盲区多。目前储气库大部分工艺管道无法实施内检测，而现有常规无损检测包括超声波测厚、漏磁检测、射线检测法、涡流检测等技术，在检测效率、检测条件、可操作性等方面难以满足储气库管道完整性管理的需求，亟需寻找解决管道缺陷的检测技术^[1]。文章以大张坨储气库工艺管道为例，研究分析磁致伸缩超声导波检测技术的原理和特点。通过现场实践应用，表明磁致伸缩超声波检测技术更具优势，可实现高效全覆盖检测、快速定位管道缺陷的目的，为储气库复杂环境工艺管道检测提供新的解决方案。

1 磁致伸缩超声导波检测技术

1.1 工作原理

根据GB/T 31211.2—2024《无损检测 超声导波

检测 第2部分：磁致伸缩法》，磁致伸缩效应是指铁磁性材料在受到（长度方向）轴向外力（外加磁场）作用时，其尺寸、体积（内部磁场状态）发生变化的现象。磁致伸缩超声导波检测工作分为发射和接收两个阶段（图1）。发射时，仪器产生高频电脉冲信号，通过激励线圈依据电磁感应原理生成快速变化的磁场。此磁场作用于铁磁性构件表面，因正磁致伸缩效应使构件表面产生微小弹性振动，该振动以超声导波形式沿构件传播。接收阶段，导波遇缺陷或边界会反射，反射波使构件表面形变，因逆磁致伸缩效应导致局部磁导率改变，接收线圈检测到磁场变化并转换为电信号，经仪器放大、处理和显示，分析反射信号判断缺陷情况。

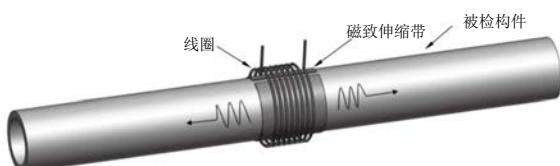


图1 磁致伸缩超声导波检测原理

1.2 技术特点

磁致伸缩超声导波检测方法分为直接式和间接式，本文应用间接式方法。磁致伸缩导波检测系统主要由主机、适配器、探头线圈、磁致伸缩铁钴合金带、数据传输线、笔记本电脑、数据分析软件等组成，便于携带和户外操作。磁致伸缩带在使用前需要进行预磁化。检测时，磁致伸缩带与被检构件通过固化胶紧密粘贴耦合，实现能量传递。超声导波的最高检测灵敏度为0.7%，其可靠灵敏度为2%~5%。

磁致伸缩超声导波所检测出的缺陷是指腐蚀或裂纹所占管道横截面积损失量的百分比，而不是沿壁厚方向的腐蚀深度，导波不能测量管道的真实厚度值，不能检测小的孤立的腐蚀坑。基于检测技术特点，要求检测信号图中识别出被检构件法兰、仪表接头、焊缝、管件支撑等固有特征部位产生的超声导波反射信号，不作为分析对象，其余超声导波反射信号均为分析对象。

磁致伸缩超声导波检测应用场景较为广泛，对常规手段无法检验和难以接近的区域，只需要在合适位置布置探头，可实现双向几十米范围内的管道金属损失的100%覆盖率检测，无需拆除大面积保温层、无需开挖埋地管线，对于埋地管线、高架管线、保温管线的检测具备优势^[2]。

2 应用案例分析

2.1 管道概况

大张坨储气库B井场计量进站管线于2000年投产，管径为 $\varnothing 114 \text{ mm} \times 6 \text{ mm}$ ，设计压力为10 MPa，管材为20号钢，屈服强度为245 MPa，工作温度为-20℃~30℃，输送介质为天然气，最大流量 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$ 。该管段全长约500 m，均有保温

层包裹，保温层内长期积聚水汽，腐蚀管道的风险较大，首选作为检测点，其次将检测位置选在弯头上方0.5 m处，拆开保温层宽度约0.3 m，对管道表面清理后进行检测（图2）。

2.2 操作步骤

本次选用型号为MsSRV5的便携式超声导波检测设备。主要操作步骤如下：第一步，确认检测位置，管道表面打磨清理，处理宽度应大于传感器宽度的1.5~2倍；第二步，布置导波探头，检测位置涂抹耦合剂，粘贴铁钴合金带并磁化线圈（图3）；第三步，连接主机设备，参数数据录入，实施检测，生成检测波形（图4）；最后，进行数据分析，形成检测报告^[3]。

2.3 检测报告分析

根据检测波形显示，MsS1为脉冲发射点，负向W1、W2为弯头焊缝信号，正向W3、W4为弯头焊缝信号，均不作为分析对象。D1点位于弯头焊缝中间，作为分析对象。根据检测报告数据分析表显示（表1），被检管道有效检测范围内负0.61 m发现疑似缺陷信号。图5中D1点为脉冲发射负向存在疑似缺陷信号，表明缺陷在检测位置下方0.61 m处。

表1 检测报告数据分析表

符号	检测位置/m	截面损失量百分比 / %	注释
W1	-0.78	4.0	焊缝
D1	-0.61	1.3	缺陷；壁厚损失25.1%
W2	-0.44	15.0	焊缝
MsS1	0	—	初始脉冲
W3	2.57	13.9	焊缝
W4	2.89	2.7	焊缝
WS1	4.03	2.1	焊缝支撑



图2 被检测管道及位置



图3 伸缩带预磁化



图4 检测设备连接

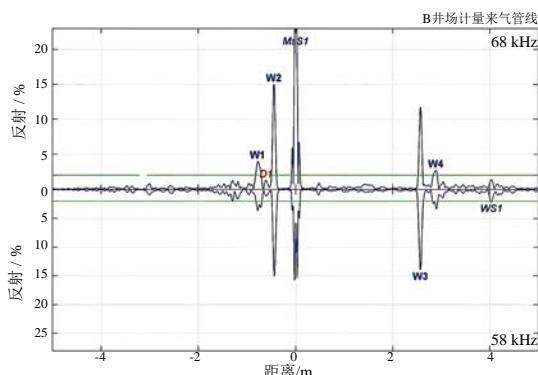


图 5 检测波图谱

2.4 检测缺陷验证

为验证检测结果的准确性,对缺陷位置进行复检。拆除弯头处保温层,发现检测位置下方0.61 m弯头处外表面存在点腐蚀(图6)。通过超声测厚仪复检,最大腐蚀深度为3 mm,轴向缺陷长度最大可达55 mm(图7),该缺陷在当前设计压力下不可接受,存在较大安全隐患。通过实践验证,磁致伸缩超声导波检测技术在储气库管道检测中具有较高的精准度和可靠性。



图 6 缺陷弯头

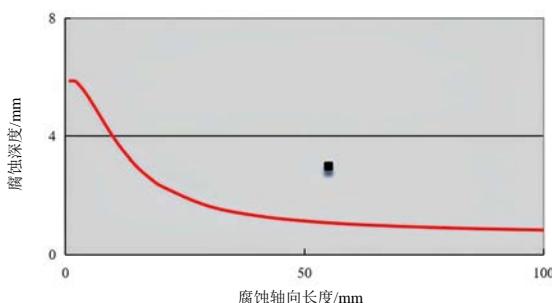


图 7 缺陷特征

致伸缩超声导波检测技术在储气库管道检测中具有较高的精准度和可靠性。

3 结语

(1) 实践表明,磁致伸缩超声导波检测技术在储气库管道检测中具有长距离、高效率、精度高、全覆盖的独特优势,可实现对带包裹层和隐蔽遮挡区域管道的快速检测,显著提高隐患排查效率,为储气库复杂工艺管道检测提供新的解决方案。

(2) 实际应用中,被检管道的焊缝、接头、支撑等固有特征部位产生的导波反射信号对检测结果有一定影响。检测人员需熟知检测管段特征,提前识别排查,避免对正常反射信号的干扰。

(3) 目前磁致伸缩超声导波检测技术可快速定位管道缺陷位置,但不能客观反映缺陷类型和缺陷大小,还需其他辅助检测手段。

参考文献:

- [1] 张静, 张玲. 无损检测技术[M]. 北京: 机械工业出版社, 2023.
- [2] 邢洁荣, 刘广业, 魏晓磊, 等. 埋地管道超声导波检测技术应用与研究[J]. 中国设备工程, 2024, 554(S2): 210-213.
- [3] 薛建虹, 黎宇, 孙杰, 等. 在役油气管道超声导波腐蚀检测技术应用[J]. 石油化工腐蚀与防护, 2021, 38(01): 29-32.



作者简介: 宋万磊, 1985年生, 本科, 中级工程师, 注册安全工程师, 现任职大港油田公司天津储气库分公司运维三级工程师, 主要从事储气库地面工艺完整性管理工作。联系方式: 18222426736, songwanlei520@sina.com。

天然气管道绝缘接头的腐蚀与控制

王学营 高权 王云龙 谢运动 袁浩文

斯伦贝谢长和油田工程有限公司

摘要：针对天然气管道绝缘接头的腐蚀问题展开系统性研究，阐述了绝缘接头的工作原理，深入剖析腐蚀诱因，并提出针对性的管控技术方案。实践表明，该方案可有效减缓腐蚀速率、延长设备服役寿命、降低运维成本；同时，构建完善的监测体系能实现腐蚀风险的及时预警，保障长输管道安全稳定运行，为油气产业高质量发展提供技术支撑。未来将进一步探索更高效、经济的腐蚀控制技术，持续提升绝缘接头的抗腐蚀能力。

关键词：天然气管道；绝缘接头；腐蚀机理；阴极保护；氯离子；腐蚀控制；监测技术

在天然气开采与输送体系中，长输管道是保障能源高效转运的核心载体，其安全稳定运行直接关联油气产业的经济效益与生态安全。作为管道系统中实现电气隔离、保障阴极保护效果的关键部件，绝缘接头长期面临复杂工况下的腐蚀威胁，其中井场侧绝缘接头的焊缝区域腐蚀速率尤为突出，会导致管道壁厚持续减薄，削弱管道的承载能力与抗压强度，进而增加天然气输送过程中泄漏、破裂等安全事故的发生概率，已成为制约管道系统可靠运行的主要隐患之一。频繁的腐蚀失效还会迫使现场开展换管作业：维修维护费用大幅推高油气开采与输送的运营成本；换管过程需中断天然气输送流程，直接影响气田产量，对油气项目的整体推进造成制约。深入研究天然气井场侧长输管道绝缘接头的腐蚀机制，研发高效的控制技术，已成为油气行业亟待突破的关键课题。旨在为天然气长输管道的安全稳定运行提供保障，降低腐蚀事故引发的经济损失与环境污染风险，延长管道服役寿命、优化运维成本，为行业提供理论参考与实践指导。

1 绝缘接头非保护端腐蚀现状

1.1 绝缘接头工作原理

在天然气管道系统中，绝缘接头承担着防止保

护电流泄漏、保障管道电化学防腐效果的核心功能。对于天然气长输管道而言，阴极保护是抑制外壁腐蚀的主流技术，而实现保护电流的精准作用、避免电流流失，需通过绝缘接头构建可靠的电气隔离体系。

绝缘接头可将管道系统的不同金属管段进行电气隔离，阻断杂散电流在管段间的传输，确保阴极保护电流仅作用于目标保护区域，显著提升保护效率与效果。依据 SY/T 0156—2008《阴极保护管道的电绝缘标准》要求，绝缘接头的绝缘电阻值需大于 $10\text{ M}\Omega$ 。

在偏远地区的长输管道项目中，焊接式绝缘接头因具备结构稳定性强、密封性能可靠等优势，应用较为广泛；但该类型接头也存在明显局限：焊接完成后，后期维修与更换需专用焊接设备及专业技术人员操作，不仅施工难度大、成本高，且焊接过程若操作不当（如焊接温度失控、焊缝缺陷等），易破坏绝缘接头的电气隔离性能与结构完整性，埋下腐蚀隐患。

1.2 绝缘接头非保护端腐蚀现状

为精准掌握绝缘接头的腐蚀特征，以陕北某气田区块为研究对象。该区块为“采一集一输”于一体的综合项目，涵盖700余公里天然气管道、70余

座采气井场及 10 座集气场站。针对区块内已发生的 70 余处绝缘接头腐蚀案例进行跟踪治理, 结合现场调研数据与文献分析, 系统总结了绝缘接头的腐蚀部位、形态及程度特征。

(1) 腐蚀部位特征。现场勘查与开挖结果显示, 绝缘接头的腐蚀主要集中于非保护端, 其中焊缝区域为腐蚀重灾区; 同时, 绝缘接头周边管线的内壁底部腐蚀现象显著, 而管线中上部及阴极保护端内壁基本无腐蚀, 管壁结构完好。实物解剖观察进一步证实: 绝缘接头管段内壁的大面积腐蚀破损, 均发生在非阴极保护端的内壁下部区域(图 1、图 2)。

(2) 腐蚀形态特征。绝缘接头的腐蚀形态主要表现为三类: 一是点蚀, 蚀坑边缘呈规则圆形, 坑内表面光滑, 无明显腐蚀产物附着, 多发生于管线内壁底部; 二是缝隙腐蚀, 集中在绝缘接头的密封面与连接缝隙处, 因缝隙内易积聚腐蚀性介质(如含氯离子的积液), 形成局部高浓度腐蚀环境, 加速腐蚀进程; 三是均匀腐蚀, 表现为金属表面的整体均匀减薄, 虽腐蚀速率相对缓慢, 但长期累积会导致管道壁厚不足, 影响结构安全。

(3) 腐蚀程度差异。不同工况与环境下绝缘接头腐蚀程度存在显著差异: 在高矿化度、高湿度等恶劣腐蚀环境中绝缘接头短期内(如 1~2 年)可出现严重腐蚀损坏, 管道壁厚减薄幅度可达 30% 以上, 部分案例甚至出现管壁穿孔泄漏; 而在腐蚀环境相对温和的区域, 腐蚀进程较为缓慢, 年均壁厚减薄量通常低于 0.1 mm。

2 腐蚀危害及原因分析

2.1 腐蚀危害评估

(1) 安全风险突出。腐蚀导致的管道壁厚减薄, 会大幅降低管道的承载能力与抗风险能力: 当管道内压与外部荷载叠加时, 易引发管道泄漏、破



图 1 管道绝缘接头内腐蚀情况

裂等事故。一方面, 天然气泄漏可能引发火灾、爆炸, 对周边人员生命与财产安全构成直接威胁; 另一方面, 泄漏的天然气及携带的腐蚀性介质会污染土壤与地下水, 破坏生态环境, 引发长期的环境修复问题。

(2) 经济损失显著。腐蚀失效带来的直接经济成本包括绝缘接头维修更换费用、防腐材料成本、施工设备租赁及人工成本等; 间接经济成本则更为高昂, 包括因管道停输导致的气田产量损失、下游用户断供赔偿费用, 以及腐蚀事故引发的环境治理、法律纠纷与赔偿支出。据统计, 某气田因绝缘接头腐蚀导致的年运维成本增加近千万元, 占管道总运维成本的 25% 以上。

(3) 生产连续性受扰。绝缘接头的严重腐蚀需停机维修, 而管道停输会直接中断天然气输送流程: 对上游气田而言, 停输会导致井口压力升高, 被迫减产或关井; 对下游工业用户与居民用气而言, 断供会影响生产连续性与日常生活, 甚至引发社会层面的能源供应稳定性担忧, 对油气企业的品牌形象与社会责任履行造成负面影响。

2.2 腐蚀原因与关键影响因素

(1) 气质组分影响。为明确天然气组分对绝缘接头的腐蚀作用, 委托专业机构采用气相色谱—质谱联用技术(GC-MS)对井场天然气进行组分检测。结果表明, 天然气中含有的 HCl、CO₂ 等腐蚀性气体, 在潮湿环境下会与水结合形成酸性溶液, 加速绝缘接头金属基体的电化学腐蚀; 同时, 天然气中的微量杂质(如固体颗粒)会对绝缘接头表面涂层造成磨损, 破坏涂层完整性, 为腐蚀性介质渗透提供通道。

(2) 水样分析。对管道内积液的化验分析显示(表 1), 水样中 Cl⁻ 浓度高达 50 000 mg/L 以上。Cl⁻ 具有离子半径小、穿透能力强的特性, 可穿透绝缘接头表面的钝化膜(如氧化亚铁膜), 与



图 2 管道绝缘接头外腐蚀情况

表 1 管道内水样主要组分理化分析结果

类别	分析项目名称	分析结果	分析项目名称	分析结果
物理性质	色	黄色	PH	5.15
	味	泥土味		
	沉淀物	少量松状		密度 (g/cm ³)
	透明度	不透明		1.0506
化学性质	Cl ⁻ (mg/L)	51 352.28	Mg ²⁺ (mg/L)	1616.47
	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	43.3	Ba ²⁺ (mg/L)	2025
	HCO ₃ ⁻ (mg/L)	1004.57	S ²⁻ (mg/L)	2079
	OH ⁻ (mg/L)	未检出	总硬度 (mg/L)	40 789.31
	K ⁺ (mg/L)	192.5	总矿化度	112 958
	Fe ²⁺ (mg/L)	7.87	总碱度 (mg/L)	823.97
	Ca ²⁺ (mg/L)	13 605.31	电导率 (μS/cm)	92 400
	Na ⁺ (mg/L)	16 830	电阻率 (Ω · m)	0.11
	水型	氯化钙	TDS (mg/L)	105 040.29

金属基体发生反应，导致钝化膜局部破裂；破裂区域的金属表面因失去保护，会迅速发生阳极溶解，形成点蚀坑，且点蚀坑内的Cl⁻会进一步富集，加速腐蚀的纵深发展。此外，水样的pH值（多为4.5~6.0）呈弱酸性，会加剧金属的电化学腐蚀速率，进一步恶化腐蚀环境。

（3）阴极保护电位失衡。通过便携式电位测试仪对绝缘接头两侧电位进行多次测量发现，非保护端与保护端的电位差普遍超过200 mV。虽然能够满足阴极保护需求，但这种电位差会在绝缘接头附近形成局部电化学腐蚀电池：非保护端因电位较低成为阳极，发生氧化反应（Fe-2e⁻=Fe²⁺），金属不断溶解；保护端因电位较高成为阴极，发生还原反应（2H₂O+O₂+4e⁻=4OH⁻），形成腐蚀电流回路，加速非保护端的局部腐蚀（图3）。

3 腐蚀控制技术及应用效果

3.1 腐蚀控制策略与技术

针对上述腐蚀原因，从“源头防控—过程监测—修复优化”三个维度，提出以下腐蚀控制技

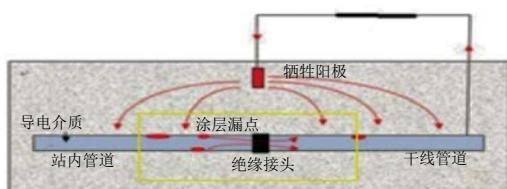


图3 形成局部腐蚀示意图

术方案：

（1）优化阴极保护系统参数。采用恒电位仪与参比电极组成的闭环控制系统，对绝缘接头两侧的阴极保护电位进行实时监测与动态调整：通过在绝缘接头非保护端附近增设辅助阳极，优化保护电流分布，将两侧电位差稳定控制在50~100 mV的安全范围内，抑制局部腐蚀电池的形成；同时，定期对阴极保护系统的接地电阻、保护电流密度进行检测，确保系统长期处于有效运行状态。

（2）改善管道内部腐蚀环境。优化清管周期，将绝缘接头腐蚀速率较快的管道清管频率由每季度1次提升至每月2次，通过机械清管移除管内积聚的腐蚀性杂质与积液，进一步减少介质对绝缘接头涂层和金属基体的侵蚀，从源头降低腐蚀介质浓度^[1]。

（3）应用通球内检测技术。采用带磁性检测模块的智能清管球，对管道内壁及绝缘接头进行全里程检测：清管球随天然气流体移动过程中，通过内置传感器采集管壁腐蚀缺陷的位置、深度、面积等数据，并实时传输至地面控制系统；检测完成后，利用专用软件对数据进行三维建模与腐蚀等级评估，精准定位腐蚀隐患区域，为后续修复提供精准依据，弥补传统人工开挖检测“覆盖范围小、效率低”的不足。

（4）选用适配型缓蚀剂。针对Cl⁻对金属钝化膜的破坏作用，在绝缘接头表面涂层修复时，添加

吸附型与钝化型复合缓蚀剂：吸附型缓蚀剂可通过疏水基团在金属表面形成吸附膜，阻断Cl⁻与金属基体的接触；钝化型缓蚀剂可与金属离子反应，形成致密的氧化膜（如Fe₃O₄膜），修复钝化膜缺陷^[2]。即使涂层出现微小破损，缓蚀剂也能快速迁移至破损区域，形成二次保护，延缓腐蚀发展。

（5）改进绝缘接头安装工艺。通过流体动力学模拟与工程实践验证，优化绝缘接头的安装角度与位置：一是对井场侧绝缘接头进行抬升改造，将安装高度提升0.5~1.0 m，利用重力作用促进管道内积液排出，减少绝缘接头与腐蚀性积液的接触时间；二将绝缘接头的安装坡度由原来的0.2%提升至0.5%，构建“高—低”导流路径，加速管内积液排出，减少水分在绝缘接头处的积聚；同时，在绝缘接头与管道的焊接部位采用“多层多道焊”工艺，控制焊接温度（800~900℃）与冷却速度，避免焊接热影响区出现晶粒粗大，提升焊缝区域的抗腐蚀能力。

（6）构建多维度监测体系。腐蚀探针监测：在绝缘接头非保护端内壁安装电阻式腐蚀探针，通过测量探针电阻随时间的变化，计算金属腐蚀速率（公式： $v = k \cdot \Delta R/S$ ，其中v为腐蚀速率，k为常数， ΔR 为电阻变化量，S为探针有效面积），实现腐蚀过程的动态跟踪。超声波壁厚测量：采用高精度超声波测厚仪（精度±0.01 mm），每季度对绝缘接头及周边管段进行壁厚检测，通过对比不同时期的壁厚数据，评估腐蚀导致的壁厚减薄趋势。电位差定期测试：每月采用硫酸铜参比电极，测量绝缘接头两侧的电位差，若发现电位差超出100 mV，立即调整阴极保护系统参数，防止腐蚀加速。

3.2 应用效果分析

将上述腐蚀控制技术方案在陕北某气田区块的20处绝缘接头进行试点应用，经过近两年（2022—2024年）的跟踪监测，取得显著效果。

（1）腐蚀速率显著降低。监测数据显示，应用前绝缘接头的平均腐蚀速率为0.7 mm/a，应用后降至0.02 mm/a以下，下降幅度达97.14%，其中焊缝区域的腐蚀速率下降最为明显，由0.9 mm/a降至0.015 mm/a，达到管道设计服役寿命（20年）的腐蚀控制要求。

（2）运维成本大幅减少。试点区域的绝缘接

头维修更换频率由每年2~4处降至每2年1处，年运维成本由150万元降至60万元，降幅达60%；同时，因腐蚀导致的管道停输时间由每年10天缩短至2天，气田年产量损失减少约 200×10^4 m³，经济效益显著。

（3）现存问题与优化方向。应用过程中发现两处待优化点：一是缓蚀剂在管道内部分布不均，部分管段缓蚀剂浓度不足（低于50 mg/L），推测与单一点注入方式有关，后续计划采用“多点间隔注入”工艺，确保缓蚀剂均匀覆盖；二是个别腐蚀探针因管道振动出现数据漂移，需对探针固定结构进行加固，并增加定期校准频次（由每季度1次增至每月1次），提升监测数据准确性。

4 结论

（1）天然气管道绝缘接头的腐蚀主要集中于非保护端，以点蚀、缝隙腐蚀为主，Cl⁻侵蚀、阴极保护电位失衡是核心诱因；腐蚀不仅会引发安全事故，还会显著增加运维成本、干扰生产连续性。

（2）采用“阴极保护优化+环境改善+缓蚀剂应用+工艺改进+多维度监测”的综合控制方案，可将绝缘接头腐蚀速率降至0.02 mm/a以下，大幅延长寿命，降低运维成本，保障管道安全运行。

（3）后续需针对缓蚀剂分布不均、监测数据漂移等问题进一步优化技术细节，并探索新型纳米涂层（如TiO₂/Al₂O₃复合涂层）、智能缓蚀系统（如pH响应型缓蚀剂）等高效技术，持续提升绝缘接头的抗腐蚀能力，为天然气产业可持续发展提供更有力的技术支撑。

参考文献：

- [1] 孙明先, 吴明, 王晶, 等. 塔河油田集输管道腐蚀与防腐技术 [J]. 油气储运, 2010, 29 (5): 361-363.
- [2] 毛汀. 威远页岩气田某平台失效管段的腐蚀失效原因分析 [J]. 全面腐蚀控制, 2023, 37 (8): 72-75.



作者简介：王学营，1987年生，中级工程师，2014年本科毕业于中国石油大学（华东）油气储运工程专业，主要从事管道完整性管理和腐蚀管控工作。联系方式：18863013001，xueying.wang@slbcpower.com。

漏磁检测技术在油田管道检测中的应用实践

郭忠明 郭清妙 李军 贺玉楚

中国石油吐哈油田分公司

摘要: 针对管道漏磁检测存在小管径管道通行困难、极端工况适配性差等难点, 以及传统漏磁检测设备体型大、灵敏度不足、场景适应性弱的问题, 从磁路优化、智能识别、多技术融合三个维度提出针对性措施, 结合某油田管径273 mm原油长输管道现场检测工程, 验证技术方案的实用性与有效性。结果表明, 有效破解了管道检测核心难题, 为管道安全提供了可靠技术支撑。

关键词: 漏磁检测; 小管径管道; 磁路优化; 智能识别; 多技术融合; 现场验证

漏磁检测 (Magnetic FluxLeakage, MFL) 是利用铁磁材料磁化后, 在其缺陷部位产生的磁力线泄漏来发现缺陷并实现对缺陷性质判断的一种无损检测技术, 是实现工业设备安全评价的有效手段^[1]。传统的漏磁检测手段受制于技术局限造成体积庞大、灵敏度不足、适用性较差等缺点, 不能满足对小管径管道、双金属复合管等特殊结构的检测以及对微小缺陷的识别要求。基于此, 本文以现场实际检测工程为切入点, 探讨漏磁检测技术在管道缺陷检测中的应用。

1 检测难点与针对性技术措施

1.1 核心难点梳理

检测现场面临的核心难点集中在以下四类。

结构适配难点。小管径管道内检测器易“卡堵”, 双金属复合管存在“基管磁化弱、衬管磨损大”的矛盾, 传统磁路无法实现稳定磁化。

缺陷识别难点。焊缝、法兰等复杂结构的缺陷信号混杂, 微小缺陷识别精度低, 缺陷定位误差大, 且现场缺陷样本稀缺导致算法适配性差。

场景适配难点。输油管道内油蜡等杂质干扰磁场, 高速轨交、高空风电等极端工况下检测效率与精度难以兼顾。

分辨率难点。精密部件微缺陷检测需求日益迫

切, 传统检测技术无法达到纳米级分辨率。

1.2 针对性技术措施

磁路优化。针对结构适配与杂质干扰问题, 采用“结构创新+场景专用”的磁路优化方案, 破解结构与场景适配难点。一是复合磁路设计。如智云安科技^[2]“双向组合励磁结构”采用永磁体—衔铁—钢刷浮块式磁化单元, 可根据管道管径动态调节, 解决小管径管道柔性穿行与稳定磁化的矛盾, 彻底杜绝“卡堵”问题。二是场景专用磁路改进。针对双金属复合管检测难点, 优化磁路参数与低硬度钢刷设计, 提升基管磁化稳定性, 降低衬管磨损; 针对输油管道油蜡杂质干扰, 在磁路设计中预留磁场补偿机制, 抵消杂质对检测精度的影响^[3]。

智能识别。针对现场信号混杂、样本不足的问题, 优化信号处理与算法模型, 攻克缺陷识别与样本稀缺难点, 提升缺陷识别效率与精度。一是轻量化图像识别算法。改进YOLOv5算法, 融合GSConv轻量化网络降低内存消耗, 加入坐标注意力机制 (CA) 强化焊缝、法兰等复杂结构的特征提取能力, 实现缺陷实时高效识别^[4]。二是“交并比阈值确定方法”^[5]。建立缺陷区域磁化水平与交并比阈值的动态映射关系, 可根据不同缺陷类型与磁化状态自适应调节阈值, 提升定位精度。三是小

样本适配优化。采用轻量化网络模型、增强算法,提升小样本场景下的算法稳定性,针对现场缺陷样本少的情况进行训练。

多技术融合。针对极端工况适应和微缺陷检测,采取跨技术联合以及新型传感技术融合的解决方案,突破极端场景与分辨率难点。一是跨技术协同检测。将柔性滑靴式阵列漏磁探头和轮式超声波传感器结合在一起,采用异构多源数据融合,在高速条件下实现了钢轨内、浅表层缺陷的同步检测^[6]。二是新型传感技术融合。基于量子传感技术、采用氮空位色心颗粒作为磁光转化介质和光纤微腔结构,研制百微米级探头,具有纳秒级的时间分辨能力和纳米级的空间分辨能力,满足对微小缺陷检测的要求^[7]。

2 现场实施与验证结果

2.1 检测对象与检测器参数

本次检测对象为外径 273 mm、壁厚 6.4 mm 的原油长输管道,总里程 18.1 km,投产于 2019 年 10 月,材质 L390,直焊缝管,3 PE 防腐层。被检测管道长度 18 km,常温运行。

选用的漏磁检测器参数见表 1。

表 1 漏磁检测器参数表

参数项	数值
适用管道尺寸/mm	273
单通道采样频率/kHz	2
探头数/腐蚀通道数(个/个)	24/504
缺陷深度检测精度/mm	$0.05t$ (t 为管道壁厚)
最大检测里程/km	100
运行速度/m·s ⁻¹	0.1~8.0

表 2 现场漏磁检测流程表

设备名称	运行速度/ $m \cdot s^{-1}$	清出杂质(油蜡)/kg	作用
273 清管器	0.30	10	初步清除杂质,测管径
273 钢刷清管器	0.27	10	强化清除管壁附着杂质
几何检测器	0.30	50	评估管道变形情况
漏磁检测器	0.28	5	缺陷检测与数据采集

2.2 检测流程与预处理

漏磁检测前实施 2 次清管作业,配合几何检测完成管道状态评估,具体流程见表 2。

2.3 检测结果分析

本次管道全口径内检测共识别各类检测点位 3610 处,依据 GB/T 27699—2011《钢质管道内检测技术规范》分类标准,其中缺陷及运行异常点位 1966 处,管道本体固有结构及合规附属设施特征点位 1614 处,分别见表 3、表 4。

(1) 金属损失缺陷分析。

检测发现的 1922 处金属损失中,外部损失 1667 处(占 86.7%),内部损失 255 处(占 13.3%),金属损失深度 $d \leq 5\%wt$ 有 1895 处,占比 98.6%; $5\%wt < d \leq 10\%wt$ 有 27 处,占比 1.4% (d 为管道金属壁的实际腐蚀损失深度, wt 为管壁公称厚度,单位均为 mm)。

外部金属损失和内部金属损失周向位置沿检测里程分布分别见图 1、图 2。

其中腐蚀深度大于等于 7% wt 的金属损失共 4 处(表 5),最大深度 9% wt 为 1 处内部金属损失,均表现为环向沟纹或沟槽,推测与介质冲刷或外部腐蚀相关。

表 3 漏磁检测缺陷及异常点统计表

特征类型	数量/处
环焊缝	1566
阀门	4
法兰	10
三通	4
弯头	20
其他	10
合计	1614

表 4 漏磁检测管道特征点统计表

缺陷类型	数量/处
金属损失	1922
焊缝异常	35
凹陷	6
补疤	2
外接金属物	1
合计	1966

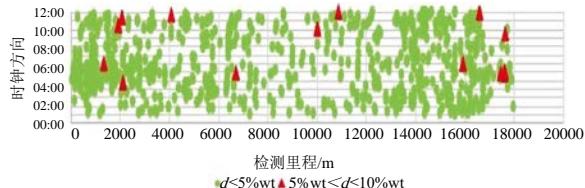


图1 外部金属损失统计图

表5 深度 $d \geq 7\% \text{ wt}$ 的金属损失详情表

腐蚀深度/mm	里程/m	位置	特征描述
0.576	873.0	内壁	环向沟纹
0.448	873.5	内壁	环向沟纹
0.512	1356.3	外壁	环向沟纹
0.448	2095.4	外壁	环向沟槽

针对外壁2处腐蚀深度大于等于7% wt的金属损失开挖验证，表明腐蚀情况与检测结果完全一致。

(2) 焊缝异常分析。

35处环焊缝异常点中，轻度（1级）7处、0级28处，无严重（3级）或较严重（2级）异常点，表明焊缝整体质量良好。

2.4 安全性评估

采用挪威船级社（DNV）发布的DNV RP-F101《Corroded pipelines》（腐蚀管道）标准计算金属损失缺陷 ERF（预估维修比）值，结果显示所有缺陷 $ERF < 0.3$ ，无需立即修复，管道当前运行风险较低。

现场检测结果表明，漏磁检测方法可以用来准确定位各类缺陷，获得的检测数据可为管道的安全评估提供翔实的依据^[8]。

3 结语

利用磁路优化、智能算法、多技术融合等手段，漏磁检测技术正由传统的定性判断向定量检测方向发展，解决了双金属复合管、小管径管道等复杂结构检测难题；进一步还将解决高速轨交、高空风电等极端条件下的检测难题，以及定量化程度较低等问题。其中最重要的是，复合磁路设计提高了磁化稳定性和灵敏度；智能算法提高了缺陷的检出率及精度；多技术的融合扩大了检测场景与分辨率极限。未来的难点在于如何建立腐蚀集群和应力裂纹这类复杂缺陷的量化模型；设计出适用极限环境

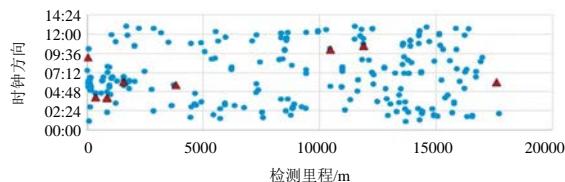


图2 内部金属损失统计图

下工作的传感器，使之能在高温或强振动的工况下正常工作；提高管道检测精度，加快检测速度，降低检测成本。伴随着人工智能、量子传感等技术的进步，漏磁检测技术应用将更加广泛，向“高精度、智能化、广适配”趋势发展。

参考文献：

- [1] 左万君, 戴西斌, 吴昌玉.漏磁检测在管道损伤探测中的应用[J].无损检测, 2024, 46(03): 56-63.
- [2] 智云安科技(北京)有限公司.一种具有双向组合励磁结构的管道漏磁检测装置[P].中国: CN111413399B.2025-01-24 .
- [3] 熊毅, 刘帅, 黄鹏, 等.含缺陷管道磁化状态与漏磁信号规律研究[J].电子测量技术, 2023, 46(12): 187-192.
- [4] 王加旭, 张颖, 齐卜弘, 等.小管径管道特殊部件漏磁内检测图像化识别方法[J].化工机械, 2025 , 52(2): 268-276.
- [5] 国家管网集团.一种管道漏磁内检测的交并比阈值确定方法和装置[P].中国: CN119399107A.2025-02-07.
- [6] 赵士奇.多技术融合的油气管线保温层下腐蚀检测研究[J].全面腐蚀控制, 2025, 39 (10) ; 108-111.
- [7] 李雁鹏, 周童辉, 于术娟, 等.一种量子漏磁检测系统[P].中国: CN120314431A. 2025-07-15.
- [8] 杨理践, 梁成壮, 高松巍, 等.管道漏磁内检测的管壁缺陷漏磁场解析模型[J].电子测量与仪器学报, 2021, 35(07): 106-114.



作者简介：郭忠明，1972年生，工程硕士学位，高级工程师，现任吐哈油田油气储销公司一级工程师，研究方向为地面建设和油气储运。联系方式：18699509533，243057636@qq.com。



《管道安全保护》编辑部：穿越山区的管道工程，其运行安全会受到滑坡的威胁，滑坡致管道断裂事故会造成严重的人员伤亡和经济损失。据美国PHMSA统计，自然力破坏造成的天然气管道事故占比约11.3%。结合多变、陡峭和崎岖地形中，因地表移动和多样化、变化的地质条件对管道设施造成损害的潜在风险，应分析活跃的滑坡并在管道破裂前采取有效措施缓解风险。本文介绍一起由于山体滑坡引起的管道位移超过环焊缝的拉伸应变能力，导致天然气管道破裂事故，其经验教训可为管道企业在预防地质灾害和保障管道安全运行方面提供参考。

一起山体滑坡导致的天然气管道环焊缝断裂事故

于景浩

中国石油大学（北京）

1 事故概况

2020年5月4日当地时间16时36分，Enbridge Inc.（简称Enbridge）所辖一条州际天然气管道，在美国肯塔基州希尔斯伯勒以东偏东北方向约4.8 km处的一级区域发生破裂并引发火灾爆炸，火灾烧毁了约2公顷（2万平方米）的林地，爆炸形成了一个长约18.3 m、宽约7.6 m的爆炸坑（图1），事故未造成人员伤亡，经济损失约1170万美元^[1-2]。



图1 事故现场

事发地三管并行，海拔约281.33 m，发生事故的管道为双向管道，位于最北侧，起于密西西比州科修斯科终于宾夕法尼亚州北尤宁镇，横穿肯塔基州，建于1952年，长约1246.9 km、管径762 mm、管材X52、壁厚9.5 mm、设计压力6.4 MPa、运行压力4.65 MPa，典型的焊接接头间距为12.1 m。

2 原因分析

事故的直接原因为山体滑坡引起的管道位移超过环焊缝的承载极限。事故区域是已识别的“活跃滑坡区”，由于事发前的降雨增多及附近施工施加的附加载荷导致滑坡加速下滑。同时，断裂环焊缝处存在焊接缺陷，降低了环焊缝的承载能力。间接原因包括应力应变评估简化，未纳入附加应变与焊缝缺陷，安全阈值设定偏乐观，高应变预警后未及时验证处置；地质灾害与管道管理联动失效，未结合滑坡加速趋势动态评估，相关工程未同

表 1 从失效环焊缝上取样用于断口分析与金相分析的位置汇总

GW	断口样品ID	金相分析样品ID	距TDC顺时针周向距离/m	时钟方位 (方位判定基于朝向下游)
12752961	S1	M1 (轴向)	0.96	1:27
		M2 (轴向)	5.49	8:21
	S1	M3 (轴向)	6.73	10:14
	S1	M4 (轴向)	6.48	9:52
	S2	M5 (轴向)	4.45	6:46
		M6 (环向)	5.25	8:00

注: Top Dead Center (简称TDC) 作为一个标准的圆周方位参考点, 特指管道的正上方, 即12点钟方向。

步强化监测。

(1) 环焊缝失效分析。

在失效环焊缝上取样用于断口分析与金相分析 (表 1), 评估拉伸应变需求与能力。在失效环焊缝的断口上发现两处未焊透和根部未熔合缺陷, 其中一处缺陷长约17.78 cm, 深0.3302 cm (S1样本); 另一处缺陷长约12.446 cm, 深0.254 cm (S2样本), 如图 2~图 4所示。

在未受损的GW BH11330失效焊缝的“耳状”取样区域上, 分别截取了轴向截面进行金相分析, 在S1样本M3样品中, 可以看出根焊道未完全熔透至内表面, 深度为0.07 112 cm。

(2) 拉伸应变分析。

①拉伸应变需求分析。目的是评估地表移动



图 2 断口样本S1断口表面及内表面

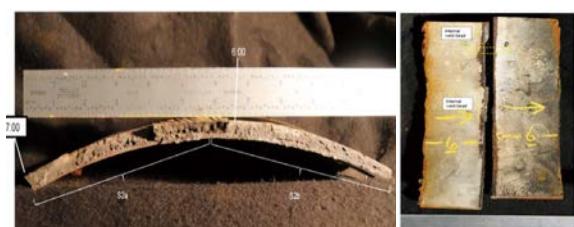


图 3 断口样本S2断口表面及内表面

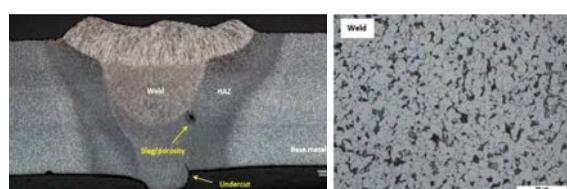


图 4 环焊缝横截面宏观图及光学显微图

在失效位置对管道造成的应变, 该分析是对整体性能进行评估, 未考虑已知缺陷的影响。模拟从初始几何形态到2007年、2018年以及2020年失效前几何形态位移过程的有限元分析 (图 5), 以最大主应变表示。预测结果显示, 在环焊缝GW BH11330处2007年、2018年和2020年的最大主应变分别为0.8%、1.4%和3.0%。从2020年后环焊缝GW BH11330附近区域的有限元模型可以看出 (图 6), 该区域承受了较大的弯矩。

②拉伸应变能力分析。目的是确定管道环焊缝在特定载荷条件下能承受的最大拉伸应变, 判断是否满足实际工况中的应变需求。从11个含环焊缝的管道段截取9道环焊缝进行横向焊缝拉伸试验和金相分析, 将横向焊缝试验的结果纳入有限元模型, 以评估全周长环焊缝的拉伸应变能力 (图 7), 使用表观韧性值范围 (基于发现的焊缝缺陷), 确定环焊缝在仅受拉伸载荷 (无内压) 下的拉伸应变能力为2.4%-3.6%, 在承受拉伸载荷且内压等于最大允许操作压力下的拉伸应变能力为1.3%-2.0%。由于拉伸应变能力分析的样本是从现场截取的, 可能

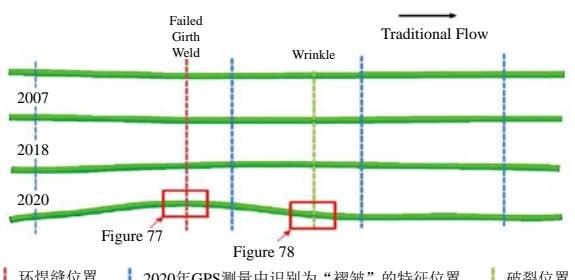


图 5 各时间段位移后有限元模型

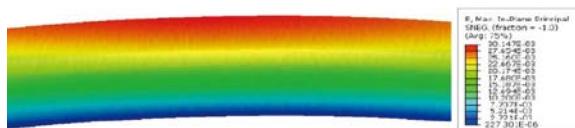


图 6 2020年后最大主应变的有限元分析模型

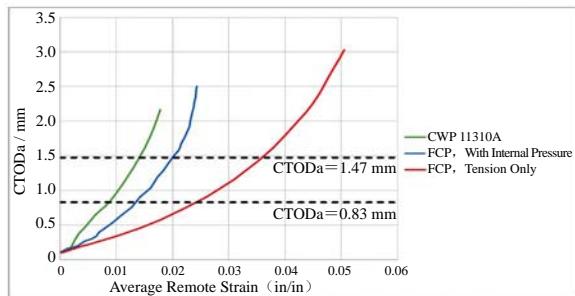


图 7 环焊缝拉伸应变能力测试

已存在一定程度的预先变形，因此上述拉伸应变能力值代表焊缝的剩余应变能力。

结果表明，该环焊缝的失效是地面移动引起的纵向拉伸或弯曲力导致的韧性过载所致，该作用力超过了焊缝的拉伸应变能力。2018年事故管道外弧面的拉伸应变约为1.8%，2020年失效前瞬间达到约3.0%。将失效分析测试结果与模拟确定的焊缝拉伸应变能力（1.3%~2.0%）进行比较，应变需求分析和应变能力分析的结果高度吻合，表明地面移动引起的管道位移很可能足以超过环焊缝GW BH11330的拉伸应变能力。

管段的拉伸性能和化学组分满足X52管线钢的要求，硬度测绘表明焊缝区域不存在任何硬点，维氏显微硬度测量值完全满足X52管线钢规定的最大值（345 HV）。

（3）地质灾害风险排查。

2018年，Enbridge启动了其地质灾害管理计划，对事故管道系统进行了初步地质灾害筛查，包括对公开的激光雷达数据、卫星影像、现有滑坡数据库和相关地质图进行桌面审查。其中事故管道发生泄漏破裂的区域识别为潜在灾害点，并被评定为高优先级，计划在1年内完成地面检查。

2019年1月29日，Enbridge在一次直升机飞行巡查中观察到了地表侵蚀和冲沟，但未观察到滑坡陡坎，决定在识别出该潜在地质灾害点后1年内进行地面检查的安排保持不变。6月27日，内检测承包商处理2018年IMU数据时识别出一个约0.9%的形变特征向Enbridge发出了优先通知。Enbridge审查后将该事故点归类为1级，随即安排了一次紧急岩土工程现场勘查。7月8日在地面检查时测量到事故管道存在沿下坡方向约1.3 m的偏移，在下坡偏移的上坡端还发现了陡坎，但因近期施工活动掩盖了地面移动。7月15日完成应变评估，环焊缝处的最大应变估计为0.85%。内检测承包商结合2019年

6月IMU运行数据，于9月23日向Enbridge提交了完整的弯曲应变报告，指出事故管道存在约1.5 m的偏移和1.05%的弯曲应变，Enbridge于10月30日完成了更新的应变需求评估，并确认需要继续监测并在未来进行应力释放。

2020年2月18日，Enbridge针对排查的灾害点组织专家审查，基于应变需求的评估和轴向分量的评估，建议除了监测和考虑未来应力释放外，无需立即采取其他行动。并要求为额外监测（包括安装应变片及安装期间对环焊缝进行X射线检测）编制工作方案，如果发现损伤将进行换管。

事故后监测证实，在1952年至2007年期间已形成长113 m、宽43 m的滑坡体，但滑坡移动缓慢，平均速率约为19 mm/a，2007年6月至2019年11月滑坡移动速率增长到254 mm/a，2019年11月至2020年5月期间滑坡移动速率飙升至5.45 m/a。滑坡结束后，现场留下了清晰的主裂缝横穿管道廊道并伴有垂直错位，滑坡体两侧出现明显拉张裂缝，部分裂缝中可见被拉长的树木根系以及未燃烧的新鲜土壤，证明滑坡在事故发生后仍在持续活动。

3 后续改进措施

Enbridge完成了多项核心作业指导书的改进，包括PI-05.701《弯曲应变报告规范》、PI-05.702《惯性测量单元（IMU）验收标准》、PI-05.704《地质灾害区域开挖评估流程》、PI-05.718《地质灾害多学科评审流程》、PI-05.720《拉伸应变容量（TSC）评估规范》、PI-05.721《不稳定边坡分类与响应流程》、PI-05.719《地质灾害关联缺陷分析流程》，强化地质灾害的分级处置管理及与焊缝缺陷的联动分析。

将涉事管道高风险区段的“拉伸应变容量阈值”从1%降至0.5%，大幅提升安全冗余，提前触发预警和处置。同时，大幅提升了IMU检测频次，涉事区域总共完成了116次IMU检测。

在涉事区段的32个地质灾害点安装了304套现场监测设备（应变计、边坡加速阵列SAA、GPS）。采用“高分辨率中红外激光雷达（LiDAR）”技术，定期扫描管道沿线地形，对比不同时期的地形变化，建立地形变化数据库，快速识别滑坡隐患。建立降雨量监测系统，通过实时监测降雨量，预判土壤饱和度与滑坡风险的关联性，

提前启动预警。

参考行业指南《管道滑坡灾害管理指南》，针对9500处潜在地质灾害点完成了风险排序，划分为R1~R7共7个风险等级，明确“高风险地质灾害（R7级）”的处置流程，48小时内完成现场核查、30天内制定专属监测计划，必要时立即降压或停机。

4 事故启示

（1）地质灾害管理。

强化地质灾害动态研判与精准管控，建立地质灾害分级管理体系，开发动态地质灾害风险评价模型（结合滑坡移动速率、气象实时信息）对管道沿线地质监测、排水系统及气象进行实时网络监控与风险预警，发生预警时及时检测所属区域管道以免事故发生。

滑坡体范围内及邻近区域的各类施工，需提前开展专项稳定性评估，严禁盲目施工扰动土体；施工前制定针对性的边坡防护与监测方案，施工期间同步强化滑坡及管道应变监测，施工后及时采取加固措施，杜绝施工活动诱发或加剧地质灾害风险。

全面实施综合监测技术，通过现场巡查、实地调查、遥感探测等方式开展全域监测，同步在地质灾害点现场布设应变片、斜坡加速度阵列监测仪器等实施点位实时监测，构建立体化监测网络。

对识别确定的地质灾害高风险区域，针对性加大IMU检测频次，充分发挥IMU检测技术的优势，常态化开展检测并形成数据台账，捕捉地质体滑移形变及管道轴向、径向位移的动态变化趋势，为地质风险研判提供数据支撑。

（2）应力应变评估。

针对高风险滑坡地区的管道环焊缝的拉伸应变评估，应全面考量各类影响因素，包括管道焊缝缺陷、服役老化衰减、土壤耦合载荷及多工况附加应变等纳入评估体系，依托其IMU检测数据，动态修正评估模型，科学核定应变容量安全阈值，确保评估结果真实反映管道实际安全状态^[3-4]。

（3）环焊缝质量管理。

新建管道建设过程中，重点加强对环焊缝强韧

性指标、强度匹配、施工过程中预变形行为、焊接结构不连续性、焊接缺陷等关键点的管控。推广应用自动焊技术，优化变壁厚焊口内坡口形式、严格限定钢管强度波动范围、规定钢管化学成分强度以及不同焊接条件下热影响区所允许的软化限值、降低管道连头焊接残余应力，同时优化焊接工艺管理和焊工的全过程管理^[5-6]。

针对已经投入运行的管道环焊缝，通过集中排查整治和定期内检测，最大限度发现焊接缺陷，及早开展修复处置，不断提升管道本质安全水平；在日常管理过程中综合运用人防、技防手段，有效提升地质位移、外部载荷扰动等异常情况的识别能力，通过应急预案培训和演练提升第一时间应急处置能力^[6]。

参考文献：

- [1] National Transportation Safety Board. Enbridge Inc. Natural Gas Pipeline Rupture(Pipeline Investigation Report PIR-22/01)[R]. 2022.5.31
- [2] 张强, 李睿, 冯文兴, 等.油气储运设施典型失效案例100例[M].山东: 中国石油大学出版社, 2024.
- [3] 刘思佳.基于IMU检测数据的应变变化风险管段识别方法研究[D].中国石油大学(北京), 2023.
- [4] 张宏, 刘啸奔, 戴联双, 等.地质灾害作用下油气管道环焊缝适用性实时评价方法[J].油气储运, 2023, 42(09): 1055-1063.
- [5] 李伍林, 何金宝, 孙智新.油气管道工程建设环焊缝质量提升措施与方法[J].石油工程建设, 2021, 47(02): 76-81.
- [6] 戴联双.高钢级管道环焊缝失效机理探讨与思考[J].中国安全生产科学技术, 2023, 19(S2): 93-100.



作者简介：于景浩，2002年生，中国石油大学（北京）在读硕士，主要从事油气储运工程方向的研究工作。联系方式：13591393359。



《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问题教训，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。

帕累托图法在管道焊接工程质量管控中的应用案例

师海斌 余东亮 胡德超 王大磊

国家管网集团西南管道贵阳输油气分公司

案
例

背景

某天然气管道建设项目位于贵州黔南地区，新建管道约60 km，管径610 mm，设计压力10 MPa。项目采用“建管融合”管理模式，由运营单位与建设单位联合组成项目部，共同负责工程质量管控。焊接作为管道施工的关键环节，其质量直接影响管道安全运行，首次焊接质量检查共发现问题项218个（表1），质量管控压力较大。

做法

项目引入帕累托图法进行管道焊接质量问题分析及管理。帕累托图（Pareto Diagram）又称主次因素排列，通常将累计频率曲线的累计百分比数分

为三个等级，累计频率0~80%的为A类因素，是影响质量问题的主要因素；80%~90%的为B类因素，是次要因素；90%~100%的为C类因素，是一般因素。

首次焊接质量问题统计显示，气孔、未融合、夹渣、咬边、未焊透、裂纹等为主要缺陷类型。绘制帕累托图后表明：气孔和未融合为A类因素（累计频率0~80%），夹渣为B类因素（80%~90%），其余为C类因素（图1）。

气孔质量问题主要影响因素分析。项目所在地黔南州雨季长，环境湿度大，焊工在施工过程中未对坡口边缘进行清洁，残留水分，个别焊工未按焊接工艺纪律和管理规范要求对焊条烘烤，雨天室外焊接作业未采取遮挡措施。

未熔合质量问题主要影响因素分析。在管口组

焊接质量问题	问题频数/个	问题频率	累计问题频率
气孔	95	44%	44%
未融合	75	34%	78%
夹渣	21	10%	88%
其他	11	5%	93%
咬边	9	4%	97%
未焊透	4	2%	99%
裂纹	3	1%	100%
合计	218	100%	—

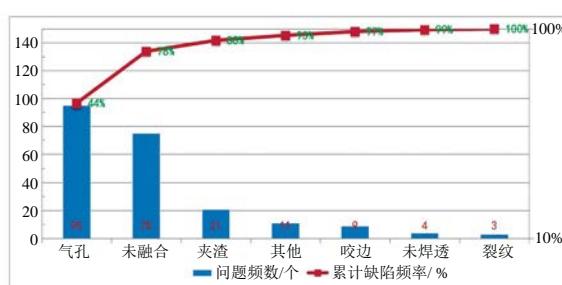


图1 第一次焊接质量检查问题帕累托图

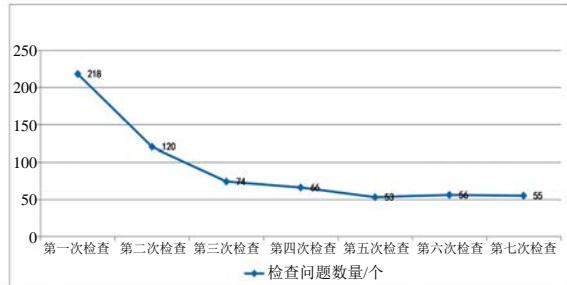


图 2 管控前后焊接质量问题数量统计

对质量不符合要求下作业,造成管道组对间隙不均匀、坡口角度大或错边量大。焊接作业时,焊条与焊接方向夹角不当,焊接电弧偏弧造成一侧金属产生未熔合。个别焊工施焊速度过快,焊件坡口表面氧化膜等没有清除干净,或熔渣妨碍了金属间的熔合。

针对以上问题和分析出的主次影响因素,采取了针对性控制措施。焊接作业前要求清除坡口处的氧化皮和油污,将管道垫平,仔细调节对口间隙,检查对口间隙与坡口打磨尺寸,提高管口打磨、坡口加工、管道组对的质量。焊接速度严格按焊接工艺规程执行,运条摆动必须适当,密切注意坡口两侧的熔合情况。采取视频监控和监理人员旁站监控,对违章行为立查立罚。

通过应用帕累托图法对管道焊接质量主要影响因素进行重点管控,并在同等条件下对管控效果进行监测,发现在未增加建设单位管理人员的情况下,焊接质量问题总体呈下降趋势(图2),特别是第七次焊接质量检查问题项累计降低至55次

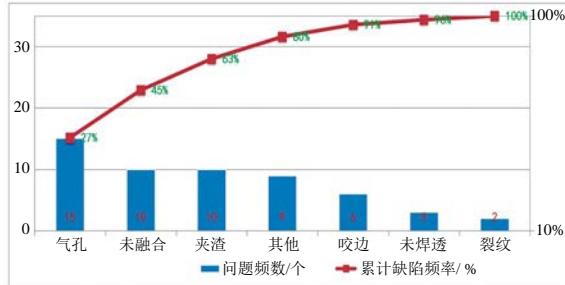


图 3 第七次焊接质量检查问题帕累托图

(图3),影响焊接质量的问题项由管控前的170项降至25项,一次焊接合格率大幅提升。

启示

实践表明,应用帕累托图法开展天然气管道焊接质量缺陷分析,简洁方便,可以快速发现影响焊接工程质量的主要因素,以便“对症下药”采取针对性措施重点管控。在“建管融合”模式下,属地管道运营单位在以往维修中对焊接质量缺陷很重视,与项目建设单位联合组成项目部,有利于共同把好工程焊接质量关。本案例仅以焊接质量缺陷为例分析,其他施工作业情景下帕累托图法也同样适用。



作者简介: 师海斌, 1986年生, 硕士研究生, 高级工程师, 主要从事长输管道工程管理、电气管理等工作。联系方式: 13639078607, 13639078607@163.com。

管道伴行光缆浅埋排查整治案例

王春娟 袁海 赵志涛

国家管网集团甘肃公司兰州输油气分公司

背景

2023年8月21日,某作业区收集到所辖管道上方土地户主计划对多年撂荒地进行复耕的信息后,安排人员现场对管道及光缆位置、埋深、走向进行探测,并落实第三方施工管控措施。探测过

程中,发现位于高坎底部长约10 m的光缆埋深为0.1~0.8 m,立即进行开挖验证,发现与探测结果一致,特别是位于高坎底部长度约0.6 m的光缆埋深只有0.1 m(图1),极易发生第三方施工或者自然灾害造成光缆中断的事件。作业区及时组织人



图1 光缆浅埋点示例

员对此处安全隐患进行了治理，并按要求完成复耕施工监护，避免了管道和光缆被损坏的事件发生。

做法

通过对近年来发现的光缆浅埋点统计分析，发现光缆浅埋点主要位于台田地、高坎底部以及河沟道等区域，主要原因有三个方面。一是建设期间施工不规范，管道建设方与光缆建设方不是同一家单位，难以实现管道与光缆的同沟同步敷设，外加监管不到位，极易导致光缆敷设不规范和浅埋。二是水土流失，特别是位于台田地、高坎底部、河沟道和湿陷性黄土地区的光缆，因水土流失、雨水冲刷等自然原因影响，时间较长后也易发生光缆浅埋现象。三是耕种、土地平整、河沟道清理等人为扰动，可能造成光缆埋深变浅。

为了确保光缆治理过程安全风险受控以及治理后光缆运行安全，根据光缆浅埋点不同的状况，作业区因地制宜制定了“一点一案”治理措施。

光缆沉降（图2 a）。对于光缆有余量、具备光缆割接和开挖条件的光缆浅埋点，采用光缆沉降的治理措施。作业区在取得临时用地权后开挖管沟，将余量光缆重新敷设或光缆割接后重新敷设，确保埋深不低于1.2 m。此方法投资最大、工期最长。

修建堡坎（图2 b）。对征地费用低且具备修建地上设施的光缆浅埋点采用修建堡坎的治理措施，在光缆四周修建高度不低于1.2 m的墙体将光缆围挡起来并在光缆上方填满素土。此方法工期较

短，但投资也较大。

加装盖板（图2 c）。对于征地费用高或户主不愿意接受征地的光缆浅埋点采用加装盖板的治理措施，可根据实地情况选择整体浇筑混凝土盖板、分体式预制盖板、分体式砖块、混凝土U型槽、一整块钢板等不同形式盖板。此方法投资相对较小、工期较长，存在影响庄稼生长，易造成纠纷等问题。

加装光缆浅埋防护装置（图2 d）。对于征地费用高或户主不愿意接受征地的光缆浅埋点可采用加装光缆浅埋防护装置的治理措施，将光缆端部由防护装置开槽进入防护装置光缆套管内部，使光缆套管的45°斜切端在前，向前推动光缆套管，渐使全部的光缆逐渐由开槽进入防护装置光缆套管内部，随后利用钢钎穿过防护装置光缆套管外部的连接耳插入地下，进而将该防护装置固定于地下。此方法投资最小、工期最短，属于短期治理，一次治理一般5年之内有效，存在施工过程中易损伤光缆、治理后对于大型机械的防护效果不佳等问题。

启示

为防止管道伴行光缆发生浅埋风险，建议管道企业加强以下几方面的工作。

一是加强管道项目建设期的施工监管，提前收集并掌握管道伴行光缆建设情况，督促施工单位严格按照要求施工，避免发生光缆偏移、浅埋、裸缆等问题。每年开展管道外防腐层检测时同步开展光缆埋深检测，发现问题及时处理。

二是加强管道沿线台田地、高坎底部、河沟道处光缆的监测，发现地貌变化后及时进行探测。建立完善管道沿线台田地、高坎底部管道途经土地户主的信息，定期走访并开展管道保护宣传，对有效信息一律进行奖励，持续强化沿线群众的管道保护意识。

三是对管道中心线两侧各200 m范围内的农耕



(a) 光缆沉降



(b) 修建堡坎防护



(c) 加装盖板保护

(d) 加装防护装置

图2 光缆浅埋治理措施现场实例

一律按照第三方施工进行管理，对管道沿线进行的土地平整项目必须要求第三方施工单位制定管道保护及光缆埋深变浅的防控措施，防止土地平整、土地耕种、河沟道清理等人为扰动造成光缆埋深变浅。

四是利用水毁治理、管道探坑开挖、光缆浅埋治理等契机，加装光缆磁环及测试桩，方便光缆埋

深、走向的探测。



作者简介：王春娟，1989年生，本科，工程师，主要从事长输管道运营管理工作。联系方式：18189699971，715557742@qq.com。

高铁特大桥跨越输油管道设计施工保护案例

李森

国家管网集团西南管道贵阳输油气分公司

背景

西南成品油管道材质为L415螺旋缝埋弧焊管，管径 $\varnothing 457\text{ mm} \times 7.9\text{ mm}$ ，设计压力为10 MPa，采用聚乙烯三层结构（3PE）防腐，与管道同沟敷设16芯通信光缆。贵阳至南宁高速铁路北起贵州省贵阳市，向南经贵州省黔南州进入广西，止于南宁东站，全长482 km，设计时速350 km，其中陈家庄清水河双线特大桥3#、4#桥墩为贵南高铁全线控制性工程，在都匀市老百山隧道出口跨越西南成品油管道，另有1处施工便道与管道交叉，已提前修建盖板涵保护。

风险

跨越段地质条件复杂，以岩溶、坑洞、滑坡为主，桩基施工难度大。3#、4#桥墩处于铁路隧道出口，隧道贯通后遇雨季施工时易发生水毁灾害。

受地形限制，桥墩与管道净距较小，且桥墩承台为地下式，临近管道进行深基坑作业，易导致管道土体滑塌，存在管道露管、拉断伴行光缆等风险。此外，施工周期长、塔吊影响范围广、铁路杂散电流等都会给管道安全运行带来较大风险。

做法

防干扰措施。对3#、4#桥墩防雷防静电接地分别引入2#、5#墩防雷防静电接地系统，并在管道与电气化铁路交叉点设置交流杂散电流排流系统。

强化雨季施工安全。基坑采用大开挖方式，受放坡和汛期影响，管道周围土体易出现滑塌裂缝，

施工作业面严重受限，为防止管道（光缆）受损，施工全过程采用大功率抽水机不间断抽水，边坡采用沙袋、模板支撑等临时加固措施。

不良地质处置措施。4#墩桩基钻孔期间，出现多次塌孔，每次均采取回填黏土或混凝土后继续施钻，对管道、周边居民和G210国道造成重大安全隐患。经专家论证，最终决定采取护筒连续跟进方法，对管道采用钢管桩+钢结构托撑的联合保护方案。承托支架横向跨度6 m，榀距6 m，共3排6根钢管桩（ $\varnothing 529\text{ mm} \times 8\text{ mm}$ ）支撑管道。4#墩桩基钻孔从远离管道侧起钻，由远至近，跳槽施钻，最大限度减少钻孔对管道影响，外加沉降监测等技术措施，确保管道安全。

盖板保护。桥梁下方采用钢筋混凝土盖板（厚度40 cm）永久保护，施工期加盖钢板进行临时防护。由于该处为不良地质，加厚盖板使管道上方承受巨大外加重力，经综合研判，最终将钢筋混凝土盖板更换为15 cm厚的盖板。

水工保护。由于3#桥墩紧邻隧道出口，隧洞打通后恰逢主汛期来临，大量雨水冲刷隧洞出口坡面，导致茂密的植被冲毁，坡体形成冲沟，管道周边淤积大量泥土，对管道构成极大安全隐患，后续紧急增加了排水系统，对冲毁边坡整体实施了锚杆和钢筋混凝土加固，对淤积泥土进行清理，隐患得以消除（图1）。

塔吊安全。工程设计和施工阶段，将塔吊紧贴



图1 水毁整改前(上)后(下)对比

3#、4#桥墩且背离管道侧安装，有效避免塔吊向管道侧倾覆风险，在浇筑承台时将塔吊基础与承台基础同时浇筑，彻底消除了塔吊施工安全隐患。

贵南高铁主体工程完工后，地方政府将管道保护纳入主体工程验收范围，在双方确认无任何安全

隐患后签订安全互保协议，有效杜绝了遗留管道安全隐患。贵南高铁于2023年3月正式投入运行两年多来，铁路、管道均未发现任何安全隐患，实现了管道与铁路相遇工程协调并存。

启示

实践证明，管道设计方案要按照法律法规要求，充分考虑工程地质、施工工艺和施工环境对管道安全的影响，从设计和施工源头上消除隐患。如路由选线避让不良地质区域，与高铁线路交汇增加防电磁干扰和阴极保护设施，考虑雨季施工应完善水工保护设施功能，结合地形地貌预留足够施工作业面，采取相应措施彻底消除塔吊倒塌安全隐患，管道保护设施与主体工程同步设计、同时施工、同时验收，能有效杜绝工程遗留安全问题。



作者简介：李森，1977年生，本科，油气储运工程师、管道管理工程师，主要从事第三方施工、反恐防范、企地联防和管道保护宣传等工作。联系方式：13985157909，269246171@qq.com。

管输行业零碳工厂建设案例

张生良

国家管网集团甘肃公司酒泉输油气分公司

背景

零碳工厂是指温室气体排放核算边界内，在一定时间内（通常以年度为单位）生产、服务过程中产生的温室气体排放量，按照二氧化碳当量（CO₂e）计算，在尽可能自主减排的基础上，剩余排放量实现由核算边界外的减排项目清除，和（或）相应数量的碳信用抵消的工厂。在双碳趋势背景下，建设零碳工厂已成为企业寻求价值链“净零”排放以迈向零碳的关键路径。甘肃公司酒泉输油气分公司玉门作业区主要管辖1个输油站、1座20万立方米油库、1个计量站、16个阀室、4个阴保站，646公里油气管线的生产运行工作。2023年11

月29日，作业区通过全球权威认证机构华测认证有限公司审核，成为国内管输行业首个“零碳工厂”（图1）。

做法

率先建设完成西部管道公司首个分布式光伏发电项目。该项目每年可产生76万千瓦时以上清洁能源，减少超过757吨的碳排放，这也相当于在玉门作业区种植了近8000棵树，不但能解决玉门作业区日常生活用能问题，也降低了运营成本。

通过对原油分输支线输油泵不同泵机组组合、不同调节阀开度和不同流量工况下效率进行测试，并与输油泵出厂效率测试结果比对，最终确定了最



图 1 零碳工厂认证证书

优泵节能效率选择方式和调节阀开度区间，将玉门分输支线输油泵效率由原来的71%提高至78.5%，节约电量68.5万千瓦时，相当于减少了683吨碳排放量。

将后勤燃气灶改为电灶，同时计算分析燃油锅炉与电锅炉能耗，得出使用电灶和电锅炉，每年可直接减少3000吨碳排放量。作业区通过将32台电热水器更换为空气能热水器统一供水，全年节约电量52.087万千瓦时，相当于减少了519吨碳排放量。

绿证（绿色电力证书）是一种证明可再生能源电力生产的凭证，它允许持有者声称其消费的电力来自于可再生能源，主要用于抵扣能源消费总量和碳排放量。作业区积极采购“绿证”、消费绿色电力，今年全年绿电采用量达3336兆瓦时（图2），抵消碳排放1934.88吨。2024年总耗电量3086.5406万千瓦时，同比减少496.587万千瓦时，这相当于减少了4951吨碳排放量，节约电费500余万元，自主减排下降比例16%，满足《零碳工厂评价规范》第五项“自主减排绩效指标”的要求。

启示

实施零碳工厂建设，是落实国家“双碳”战略的关键载体，能降低工业对化石能源依赖、保障能源安全，同时推动产业链协同减碳，缓解环境污染问题。同时，可通过节能降耗、绿电使用降低企业运营成本，凭借绿色产品赢得消费者与资本市场青睐，还能应对全球绿色贸易规则，规避碳关税风险，构建长期竞争力。

玉门作业区广泛动员全体员工投身到零碳工厂



图 2 绿色电力证书交易凭证

建设中，在基础设施、能源和碳智能信息化管理系统、能源和资源的使用、产品、温室气体减排措施以及碳抵消实施各个环节均能体现零碳工厂的理念，继续在光伏、风能等可再生能源替代以及终端用能电气化减排，传统高耗能工艺经技术改造（如余热回收、低碳材料替代），能碳管理平台实现能耗精准管控、解决传统管理盲区、挖掘隐性减排等方面持续发力，进一步巩固零碳工厂绩效水平。

建设零碳工厂的关键努力方向：一是开展全面碳盘查，覆盖直接与间接排放，制定清晰的阶段性零碳目标，规避“漂绿”风险。二是因地制宜布局分布式光伏、储能系统，优先使用绿电，逐步淘汰高排放设备，平衡减排效果与供应稳定性。三是加大低碳工艺、装备研发投入，合作突破CCUS、氢基还原等关键技术，推广一级能效设备与循环利用技术。四是搭建能碳管理平台，实现数据采集、分析、调度闭环，精准定位减排节点。五是以源头减排为核心，剩余排放通过合规碳汇项目中和，避免过度依赖碳抵消。



作者简介：张生良，1987年生，本科，现任玉门作业区安全员，注册安全工程师。联系方式：18809372263，373857024@qq.com。



四川省油气长输管道专家委员会组织专家现场对风险隐患点检查会诊
四川省能源局/供



雪中巡检 东北公司瓦房店作业区 张蓬勃/摄



精准宣传 长庆油田第二输油处 李鹏凯/摄



奋楫争先 破浪前行

——2026年新年献词

时光荏苒，岁序更新。回首刚刚跨越的2025年，每一步跋涉都历历在目。

这一年，恰逢《石油天然气管道保护法》实施15周年，《管道安全保护》卷首语连续发表评论以纪念管道法治建设的重要里程碑。就在这一年，GB 50251《输气管道工程设计规范》、GB 50253《输油管道工程设计规范》和GB 32167《油气输送管道完整性管理规范》等标准迎来了发布或实施10周年的重要时刻，我们采访了有关专家，与大家共同回顾了管道建设和管理取得的历史性进展。也是这一年，我们承担并完成了陕西省发改委委托的管道保护法两项行政许可制度课题研究，组织了管道保护法第十三条和第三十五条的对话讨论，加强对法律关键条款的理解和执行力。我们还与甘肃、云南、内蒙、陕西等省区管道保护主管部门和管道企业进行了面对面交流。来自政府部门、企业、高校和研究机构的作者通过我们的纸媒和网络平台，围绕法律、管理、技术等热点难点问题，深入分析，提出对策，理论与实践紧密结合，努力把论文写在祖国大地上，我们为此感到无比欣慰。

新的一年里，协会和《管道安全保护》将继续以中国法治进程见证者、实践者和传播者的身份，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、坚持为读者作者服务的方针，广开言路、广纳群言，和大家一起总结经验、探究真谛，为保障管道安全贡献聪明才智。同时我们要努力加强协会党的建设和业务建设，不断总结经验教训，提升工作能力，强化与社会各界的合作交流，努力探索新时期管道保护文化培育与公众安全意识提升的新路径。

新年的钟声已经敲响。此时此刻，衷心感谢各副会长单位、理事单位和全体会员，感谢全体作者与读者，感谢社会各界朋友，没有你们的信任和支持，我们就不可能取得今天的成绩。正如管道没有围墙一样，管道安全保护也需要一个更加开放与合作的环境，唯有如此，才能吸引更多的人关注和投身到这个伟大的事业。作为国内管道保护领域唯一的社会组织和工作交流刊物，面对保障国家能源安全和公共安全的需要，理当义无反顾投入而没有任何理由缺席。

道阻且长，行将必至。衷心祝愿伟大祖国繁荣昌盛，衷心祝愿管道安全保护同仁新年快乐、身体健康、阖家幸福、万事如意！

甘肃省管道保护协会
《管道安全保护》编辑部
2026年元旦



管道保护
微信公众
账号