

油气长输管道保护工作的现状和实践探究

谢春阳（惠州国储石油基地有限责任公司，广东 惠州 516086）

摘 要：管道运输是现代石油化工行业最经济、最安全和最高效的运输方式。我国的管道运输业从 1958 年建成第一条原油管道至今已经历经了半个多世纪的发展历程，实现了从无到有的跨越式发展，基本形成了覆盖面广、实用性强的一体化油气管网格局，目前拥有超过 15 万 km 的在役油气长输管道，这些长输管道是能源的大动脉，是工业、民生的重要保障，随着时间推移，早期建设的油气长输管道面临的超期服役、自然灾害、第三方施工破坏等诸多方面的问题，管道保护工作面临前所未有的巨大挑战。本文针对油气长输管道保护工作的现状和相关方面的有效措施进行探究。

关键词：油气长输管道；管道保护；完整性管理；腐蚀控制；破坏

1 长输管道保护工作面临的现状

近年来，国际环境日益复杂，地缘政治叠加新冠疫情等多种因素导致能源安全问题凸显，我国陆续出台了一系列油气管道建设文件，规划引导中国油气管道高速建设，积极推行完整性管理，形成了新一代管道技术体系下的新建管网。在高速发展的同时，长输管道保护工作也面临巨大的挑战。主要包括：

1.1 完整性管理资料缺失

由于管道完整性管理推行的时间较晚，大多数早期管道不同程度上存在管道信息数据缺失的情况，对运行中管道保护工作的开展带来诸多不便，缺乏基础数据进行数据对齐，影响数据分析的准确性和难以给下一步管道保护工作的开展提供完整的分析结论、针对性的建议和措施，完整性管理难以形成闭环。

1.2 管道本体缺陷

管道本体的缺陷主要是由于管道制造过程中的缺陷和建设过程中的施工质量控制不严格以及在运行过程中的检查维护不到位等原因造成的，早期建成的油气长输管道受材料、技术和服役时间以及周边环境变化等因素的影响下表现的尤为突出，普遍存在大面积腐蚀、凹陷超标（大于 6%）、焊缝缺陷等问题，尽管管道权属企业可以针对本体缺陷问题进行修复补强甚至是换管等补救措施，但是管道运输往往是连续性的，修复成本高、难度大，给企业带来了巨大的经济负担，相当一部分企业会选择管道带病运行，风险隐患极高。管道的本体缺陷是导致管道事故的根本原因，也是广大管道工作者在长输管道保护工作中应严格按照规范要求开展全面检验和合于使用评价，具备通球条件的油气长输管道宜优先选用内外检测这种更为直观、有效和准确的方法进行检验，及时有效的检验时

掌握油气长输管道当前状况的最有效手段，也更有利于掌握剩余使用寿命、腐蚀深度等管道的重要参数。

1.3 自然灾害

我国的管道四通八达、联通海外的分布特点决定了管道敷设的路由会存在翻山越岭、过河穿渠的情况，泥石流、山体滑坡、地震海啸等自然灾害的破坏也是管道事故发生的主要原因，此类的管道事故主要发生在山区、沿海等地形复杂的地区，但也有发生在城市及其周边的案例，例如 2015 年深圳光明新区的渣土场溃坝滑坡冲断了西气东输二线广深支线，导致向香港供气中断。此类滑坡冲断管道的事故极易导致管道变形撕裂，在事故过程中管道往往承受巨大的载荷，而考虑到经济性和实用性，在管道设计中正常管理设的管道仅能够抵御正常的载荷（输送压力、温度变化、土壤和地下水作用、车辆地面载荷等），一旦出现滑坡、地震等自然灾害，管道受到的破坏是毁灭性的。近年来全球台风、强降雨等极端天气频繁出现，导致泥石流、滑坡等地质灾害频频发生，地质灾害的预防也成为管道保护工作需要解决的重点问题。

1.4 第三方的破坏

预防第三方的破坏一直以来都是油气长输管道保护工作最重要的部分，随着社会经济的发展和国家对违法行为的打击力度不断增强，油气长输管道的面临的第三方破坏也从早年的打孔盗油等违法行为逐渐转变为在经济发达地区的城市扩张、大规模的基础建设、机械化耕作等，各种工业园区、地产、公共交通的建设，尤其是建设过程中的大规模机械作业、打孔勘探、爆破等高风险第三方施工作业，通常会对周边的油气长输管道产生不利影响。第三方的破坏具有突发性、复杂性和不可控性，一旦政府监管不严、权属企业保

护措施落实不到位、施工方野蛮施工甚至是违法施工,极易导致油气长输管道的事故发生,造成经济损失、环境污染和人员伤亡等严重后果。管道权属企业加强巡线巡查一定程度上能减少第三方破坏的可能性,但是管道及周边项目在规划过程中合理有效的评估缺失,安全与高速发展的冲突等客观因素让第三方破坏成为油气长输管道保护工作中的最突出的矛盾,如何有效的将不可控的第三方破坏转化为可控的风险是所有油气长输管道企业管道保护工作中最重要的课题。

1.5 腐蚀监测和腐蚀控制措施的缺失

腐蚀在石油化工行业造成设备设施失效进而引起的生产安全事故导致的经济损失和社会影响是巨大的,石油化工设备的腐蚀防护和控制是降低这一影响的有效应对措施,油气长输管道因埋地敷设的特性,决定了其难以和其他化工机械设备一样采取常规的检查、监测、防护等防腐措施。土壤复杂环境下的电化学腐蚀是油气长输管道的主要腐蚀类别,现阶段油气长输管道在设计阶段通常考虑采用三层 PE 外防腐、牺牲阳极防腐和外加电流阴极保护防腐等腐蚀控制形式,并随着管道的材质不断的升级换代,管道本身的抗腐蚀性能有了较大的进步。但是在管道的建设和运营过程中,外防腐层的破损、阳极块消耗情况的检查缺失、高压线路和地铁设施等产生的杂散电流干扰仍然导致管道腐蚀的发生。管道保护工作中的腐蚀控制往往依赖于前期建设固有的防腐措施和管道内外检测,缺少有效的腐蚀监测和针对性的防腐措施,内外检测的周期长很难监测短周期内管道的腐蚀发展情况,埋地敷设也很大程度增加了腐蚀控制的难度和成本,尤其是在油气长输管道定向钻或顶管穿越埋深较深区域的腐蚀控制和治理。

1.6 法律法规的不完善

目前油气长输管道保护工作主要依据是《中华人民共和国石油天然气管道保护法》,管道保护法从 2010 年正式实施至今已有 13 年未进行任何修订和完善。法规中考虑充分保障管道安全的同时,强调了发展、环保、耕地保护等原则,明确了管道规划建设、管道运行的要求、管道工程与其他道路、水利等工程的相遇关系处理和法律责任等。虽然对保护范围、相关责任和违法行为进行了明确,但是没有完全明确管道保护的监管职能、责任和违法行为的具体处罚措施,管道普遍存在地下通过权与《土地法》、《民法典》等法律存在冲突,导致实际开展管道保护工作时无法

进行处罚,缺少有效的震慑。油气长输管道保护相关法律法规实施过程存在较多具体问题。

管道保护法第三十条“管道保护中心线两侧各五米范围内禁止种植深根植物,禁止修建包括圈养水产、禽畜类的池塘、棚圈等在内的建构筑物,管道企业应进行占压清理”与民法典中“土地承包经营权人有权自主从事种植业等农业生产,依法享有土地的占有、使用 and 收益的权力。”相冲突,给管道周边群众、管道企业和当地政府都带来困惑。另外深根植物占压对目前管道普遍采取的高强度 3PE 外防腐结构不亲和,基本不会造成破坏,反而大量清理管道上方深根植物极易造成山体、冲沟等特殊地形处的水土流失,进而导致管道的悬空、裸漏、变形等,与管道保护的目相违背,不利于管道的安全运行。

管道保护法第十四条“依法建设的管道影响他人或集体的土地使用的,管道企业应当按照管道建设时土地的用途给予补偿。”对影响使用的情形未做明确规定且缺少补偿标准,实际难以实施。

国家安监总局等八部委在 2017 年的文件中充分阐明了油气管道人员密集型高后果区的风险是巨大的,提出了针对人员密集型高后果区管理的具体要求,明确了政企要“管好存量、严控增量”,但也存在缺乏定量标准的问题,企业改迁管道或政府协调人员密集场所协调困难、费用巨大,甚至部分地区出现高后果区数量不变,但高后果区的人口密度进一步增大的情况,安全风险持续增高。

2 油气长输管道保护工作的实践与建议

结合以上面临的现状和近年来公司油气长输管道保护工作实施的实践经验,在全面实施油气长输管道完整性管理的基础上,完善并细化相关法律法规及管道企业的管道保护的制度,从管道的设计建设以及运行中的巡护巡查、管道基础设施的规范化管理、第三方施工的管理、高后果区和地质灾害易发区域等典型高风险区域管理、汛期管理、管道的抢修和缺陷修复、腐蚀控制和监测等多方面努力提升是做好油气长输管道保护工作的核心和根本。

2.1 在管道设计、建设和运营的各个阶段做好完整性管理中的数据采集和整合工作

在管道设计、建设和运营的各个阶段做好完整性管理中的数据采集和整合工作,对管道运营期的管道保护工作的开展提供准确的数据支持和决策指导,各个时期应采集的数据如下:

设计阶段应对地质灾害易发区域、高后果区、军事敏感区域等专项评估数据,林地调查、通过权批复等外协成果,沿线河流湖泊山体及冲沟等特殊地形,路由、阀室站场、巡线道路、穿跨越以及河流的护底护岸保护的设计数据等的勘察资料进行全面采集。

施工阶段应对管材及防腐层等级信息等采办数据,焊接和防腐施工记录、三桩一牌、阳极块、阳极床埋设记录、管道、弯头及绝缘法兰的施工记录、穿跨越的进出口施工情况、水工保护设施和植被恢复施工记录等施工数据,防腐层检漏阀门试验、通球情况、管道试压检查、阴极保护测试、牺牲阳极试块测试等检测数据,控制点测量记录、弯头拐点测量记录、套管等级和强度测量记录、补焊及防腐层修补测量记录、地质条件测量记录、阴极保护设施测量记录、穿跨越测量记录、管道专用隧道及配套附属设施的测量记录、管涵规格尺寸测量记录、阀室和中继站测量记录、标志标牌测量记录、水工保护测量记录等施工测量数据,配套机泵、阀门等设备设施数据和焊缝射线检测、焊缝超声波检测、焊缝渗透检测等无损检测数据进行详细记录和整合。

运行阶段对内外检测的数据、沿线的地理环境变化数据、人员密集区域数据、重大危险源数据、第三方施工数据和抢险维修队伍信息等进行全面收集和对齐。

2.2 管道的巡护和基础设施的维护也是做好管道保护工作的基础

管道巡护应建立巡护人员、管理人员等多层级的巡护体系,制定相应的巡护制度,充分利用无人机巡线、高风险区域视屏监控等现代化手段作为补充,针对打孔盗油等非法破坏活动组织开展夜间巡护等。基础设施的维护应着力于“三桩一牌”的维护和增补加密,在地面形成可视化的管道位置标志,有效避免管道信息不明确导致的第三方破坏。同时,沿线的阀室、转输设备等基础设施应定期保养维护,确保管道的运行安全。

2.3 第三方施工管理应该与政府管道保护的主管部门联动,形成合力

第三方施工管理应该与政府管道保护的主管部门联动,形成合力,按照相关法规的要求和第三方施工破坏的特点制定严密的第三方施工管控程序,形成了一套提前干预了解信息、发放管道保护联合告知书、

进行管道保护方案对接和审查、签订安全协议及共管协议、落实管道保护措施、安排专人监护、联合检查验收的管控程序,更好的促进各个层级落实好施工全过程的管道保护工作,督促第三方施工单位规范施工,积极削减控制了第三方施工的破坏风险。

2.4 高风险区域的管理

高风险区域的管理主要是定期开展地质灾害评估、结合管道沿线的变化至少每 18 个月开展一次高后果区的定期识别,制定可行的高风险区域应急预案,做到“一区一案”,另外定期演练和现场设置高后果区警示告知牌也是必不可少的措施。

2.5 管道的抢修和缺陷修复

管道抢修和缺陷修复主要针对外部的突发性破坏和内检测发现的超标缺陷,在日常的管道保护工作中应该积极储备管道堵漏抢修的资源,包括应急队伍的储备,堵漏卡具等应急物资的准备等,专业过硬的队伍、充足的资源储备、定期的实战演练都是事故发生时能最快、最好的完成抢修,减小损失、降低影响的基础条件,也是管道保护工作最后的关口。

2.6 管道的腐蚀检测和控制

管道腐蚀检测除了定期开展的内检测和外防腐检测检测数据计算管道的剩余使用寿命和外防腐层的完好性外,应该在管道周边布设一定数量的腐蚀试片和腐蚀监测探头,做好管道阴极保护系统的检查维护工作,每月进行交流干扰、保护电位的测试和记录;每年断开阴保系统(1-7 天)测试并记录管道的自然电位;每年检查阳极床的接地电阻、腐蚀试片和监测探头的情况,及时修复阴极保护系统的故障,充分掌握管道的腐蚀速率、腐蚀程度等情况,通过埋设镁带、锌带或其他阳极块等,排除杂散电流对管道外加电流防腐的影响,保证管道的可靠性和安全性。

2.7 法律法规完善的有关建议

针对管道保护法监管职能、责任和违法行为的具体处罚措施不明确,适用性不强等问题,建议从法律层面完善油气长输管道的保护机制,明确保护距离的要求,优化完善深根植物占压、无承重结构的棚圈等禁止性条款,保障管道土地通过权形式下的用地权力,切实增强法规的适用性和全面性,更好的指导油气长输管道的保护工作的开展,保障国家的能源安全。

参考文献:

- [1] GB 32167-2015. 油气输送管道完整性管理规范[S]. 北京:国家质量监督检验检疫总局,2015.