

天然气长输管道站场无人值守发展现状研究

孙博宇（山东省天然气管道有限责任公司，山东 济南 250100）

摘要：构建天然气长输管道的自动化监控站点，旨在借助先进技术与优化管理模式，最大限度地发挥远程操控技术在天然气网络中的应用，从而减轻因人为操作导致的不稳定或安全隐患。此举旨在削减人员在潜在危险区域的作业风险、降低人为操作的差错概率，并强化指挥中心对管道系统的监控能力，这是实施分区管理的关键前提，旨在提升整个系统运行的安全性及效率。

关键词：天然气；长输管道站场；无人值守；现状；策略

1 天然气长输管道无人站场发展现状

相较于拥有百年历史的海外油气输送管道领域，我国油气输送管道尚在成长期，众多因素限制了无人值守站点建设的步伐，使得国内管道企业的发展受到制约。伴随着信息技术和智能化的迅猛进展，依托于海量数据、第五代移动通信技术、人工智能等前沿科技，我们得以实现站点运营管理的智能化。在无人值守的模式下，我们能够对站点进行智能调度、开展综合智能巡检、进行设备智能诊断与健康监控、全面监测管道风险、实施远程消防监控、统一安保管理，以及及时识别并迅速处理突发事件。目前，国内众多管道企业都在尝试推行站点的无人值守模式。

目前，在国际上，自动化程度较高的无人值守站点建设已取得长足进步。在北美洲，天然气的输配站点实现了集中远程控制，各个分区根据地理布局设立了专门的管理机构，只需少量人员进行日常维护。同时，这些站点还借助第三方服务商，实现了专业化的维护和抢修工作，包括管道紧急修复和大型设施的保养。在管道管理方面，通过签订合同，将运营和应急处理任务交由专业的调控中心负责。北美地区的美国和加拿大，作为主要的天然气生产国，其无人值守站点已经相当普及。而除了北美，其他国家如意大利和俄罗斯也在积极推动无人值守站点的建设和运营，显示出这一领域持续稳定的增长态势。

国外管道无人监控的管道站点展现出以下特征：

- ①采取集中化的管理与调度指令；②交由专门企业负责设施的保养维修；③广泛建立地方性的维护组织；④站点人员结构简约且效率高。

在国内的天然气输送领域，诸如西气东输、西南管线、西部管线以及川气东输等关键长距离管道，在构建无人操作的管道站场时，普遍实施了分区治理、统一监控、集体巡检和集中维护的运作机制。此外，

我国还广泛采纳中心站点管理模式，以中心站点为核心，负责周边众多输气站点和阀门室的管理，构成一个综合管理单元，实现对周边站场的全面监控和巡检。龙王庙气田摒弃了“单井独立站点独立团队”的旧有模式，采用了以“调控指挥中心、核心井站、应急抢修小组”为核心的集成式管理单元，实现了对单井的无人化管理。这种模式有助于提升安全管理效率，并快速响应事故，常被应用于高风险或环境复杂的站场。

延长石油天然气管道企业对自动化控制、通信、视频监控和网络等多个系统进行了升级改造，实现了远程自动联锁控制、电子化的计量交接、气体泄漏的即时检测锁定、远程语音警示驱离、电气系统的实时监控、光纤预警与视频系统的联动以及备用通信系统的运行保障。企业根据管道沿线站点的布局，划分了不同区域，并设立了区域中心站，负责管理无人监控站点，执行滤芯更换、清管任务、设备保养等日常工作，从而转变了传统的管理模式，实行了减少人员监控、无人操作和远程控制的智能化管理模式，所有操作均由调度控制中心统一完成。

2 无人值守站管理模式

现阶段，我国的城市供气场站主要呈现出两大运营模式。其一是规模较大的场站实行“常驻监控、自动运行”的管理方式。此类场站安排专门人员常驻，日常运行过程中无需人工干预，而是依赖调度指挥中心进行远程监控和调度。一旦发生异常情况，现场值班人员则负责配合处理和紧急救援。国内大部分新建的管道系统均依照这种思路进行设计和建设，同时，一些管道企业已经开始采用这种方法进行日常运维。场站的日常操作主要由区域控制中心或中央调控中心远程执行，值班人员辅助完成，并承担设备保养、事务联络以及紧急事件的响应等任务。

第二种模式为“自动运行、无人工干预”的先进

模式。在这一模式下,智能化水平较高,无需现场安排专职值守人员,而是通过远程调控中心来实现对站场的监控与操作。日常运维管理及操作指令均由调控中心统一负责,而巡检和保养工作人员仅需按计划对设备进行定期的检查与维护。无人运行站点的监控系统分为现场控制、站点控制以及中心控制三个层级。区域化管理通常设立专门的管理机构,如地区管理部,并配备管理、维护、巡检和监护人员。这些部门一般位于某个站点内,并设有备用零部件库。辅助设施还包括集中监控中心,一般位于子公司或地区管理部内。管理的范围通常在80km-100km内(在1h-2h内可达),涵盖4至10个站点。然而,由于管理理念、实际操作经验以及安全要求等方面的限制,这种模式目前在我国尚未得到广泛应用。

3 无人值守场站探索

3.1 无人值守场站建设的总体目标

管道自动化站点构建的核心目标:“智能化监控、遥控操作、区域化监管”。智能化监控:站点日常运作无需人工现场,仅设保全监护。实施区域化的管理模式,增强维护与检修职责,站点设备的常规巡查与保养工作交由区域执行。遥控操作:指挥中心主要承担对输气管道沿线各站点及阀门室的远程操控与监管。区域化监管:依据站点、管线的空间分布,依照临近区域划分、统筹管理的方式,划分多个区域,将区域内若干站点的工作人员进行优化整合,集中于特定地点,对所辖区域内的站点、管线、阀门室及光缆等进行集中式管理。依照区域化监管模式,在指定的区域内,选择距离已划定的数个站点较近且交通便捷的地点设立管理机构。

3.2 无人值守场站运行模式

在区域集中管理模式之下,实行自动化的无人值班站点运作模式,能够整合运行、检查和维护功能,实现控制中心的统一调度。这些站点具备了紧急情况下的自我控制能力。监控人员将不再驻场,而是由区域管理机构执行定期的检查任务;传统的检查模式也被优化,变为集中式检查,即区域管理机构每月或每周指派专业的运行与维护人员替代常规巡检,区域管理机构承担中小规模的维修任务,而大型维修作业则依赖维修应急中心和外部专业工程机构来完成。

无人值守站点采纳了分区管理模式,尽管管道运营单位的基本管理体制和运作模式保持稳定,但从基层到上层的生产管理职责及任职要求都需做出相应调

整。基于运营管控的框架,实施以控制中心与区域管理处为直线管理职能的架构,区域管理处负责其下辖站点的管理。

3.3 无人值守场站工艺探索

为确保无人值守场站的运行工艺满足要求,以下条件不可或缺:①关键阀门的远程操控能力。具体来说,场站的进出口阀门、泄压装置以及旁通阀等,均应配备能够远程操控的气动或电动执行装置;在过滤与分离装置、计量与调压设备的前后位置,须安装电动球阀以便远程操控,进而实现自动化切换过滤与分离功能;此外,还需配置自力式调压阀以远程调节场站的气压、流量以及阀门开度,完成自动分配输送任务;在自用气流程中,必须安装具备远程控制功能的紧急切断阀,调压阀同样需要能够远程调节开度;旁通阀应具备爆管检测机制。②可燃气体泄漏检测。工艺区域内必须装置可燃气体泄漏报警系统。③压力传感器的远程监测。在进出站工艺流程中,应分别安装2至3个具备远程传输功能的压力传感器,以实现进出站压力的连锁保护。

3.4 无人值守场站站控系统探索

监控与数据采集(SCADA)系统:在控制层面分为三个等级,即中央调度中心、站点以及现场操作,中央调度中心作为顶层管理机构;自动化系统的设备支持热备份冗余,能够进行数据存储、数据分析、历史数据检索以及报警提示。系统需具备对现场数据的实时监控和对控制阀门的操作功能。此外,对于外部设备,如计量装置、调压器、火灾报警系统、电位稳定器、低压配电盘、不间断电源(UPS)、燃气发电机和火炬点火装置,系统需进行实时数据监控,并将设备故障诊断功能融入系统之中,一旦设备发生异常,系统将立即通过报警方式通知操作人员。

自动化分配气量:鉴于天然气站场不同用户的用气模式存在差异,系统采用了包括不均匀系数法、定量停输法、恒定压力控制法以及剩余平均值法在内的四种自动分配方法,以此实现中央调度中心对分配气量的日指定管理。

安全自动保护装置:站点必须构建独立于监控与数据采集系统(SCADA)的安全自动保护装置体系,该体系的安全等级高于SCADA系统。在常规操作中,这套安全自动保护装置保持休眠状态,无需人工操作。它作为一层超越生产过程控制的防护屏障存在。一旦生产设施遭遇突发状况,安全自动保护装置能够及时

启动,对现场设备实施防护,防止风险蔓延导致重大损害。

闭路电视监控网络:站点内的工艺区域、重要阀门位置、燃气发电机组房、不间断电源室、配电室以及控制室均应配备完整的闭路电视监控系统。

边界防护体系:边界防护体系的警报信号应接入SCADA系统;同时,增设门禁管理装置,当人员进入站点或阀门室时,系统将通过警报提示调度中心的值班人员,值班人员据此进行远程控制门的开启与关闭。

4 无人值守站场发展策略

4.1 建立完备的站场无人值守运维管理体系

在国外,天然气长距离输送管道自始建之时便采纳了无需人工现场监守的管理理念,并将无人监守站点的要求纳入了管道体系的相关规范里。而我国长输管道的无人监守模式起步较迟,建设初期缺乏现成的无人监守标准作为参考,导致必须对既有设施进行后续的适应性调整。然而,对于现有管道实施无人监守的适应性改造,并未形成统一的规范,各企业只能自行探索,逐步推进改造工作,这不仅效率低下,还可能造成资源的浪费,对无人监守管理模式的普及不利。即便某些无人监守场站在硬件设施上已经满足了无人监守的条件,但缺乏完备的管理体系,依然需要安排人员留守。

鉴于此,迫切需要构建一套完善的站场无人监守运行与维护管理体系,旨在为新建设的管道无人监守模式提供指导,为在役管道的无人监守化改造提供参考依据,并为无人监守场站提供标准化的管理模式。

4.2 提升站场硬件水平

国内长距离输送管道的监控设备生产技术持续进步,关键部件如压缩机群、可编程逻辑控制器、流量测量仪以及阀门等已基本完成国产化进程,有效减少了采购成本和维修费用。然而,与国外高端设备相比,国产设备在可靠性方面仍存在差距,同时,众多国产品牌并存导致维修保养的需求激增。鉴于此,为减轻维护压力,有必要增强国产设备的信赖度,并对长输管道设备的采购流程进行规范化,确保同一管道系统内监测设备品牌的一致性。

4.3 提高站场管理人员的专业素质

我国在无人值守站场的管理和巡检工作人员在经验上相对不足,与欧美国家成熟的管道管理人员相比,无论是在工作经验还是专业技术能力上都有所差距,难以独立解决各种复杂问题。为此,迫切需要对无人值守站场的员工进行系统的培训,以提升他们的管理

水平。

4.4 强化大数据与物联网技术的应用

伴随着第五代移动通信、海量数据、网络物联网技术的迅猛进步,天然气长输管道的无人值守设施建设得到了创新性的推动和全新的发展方向。基于数字镜像技术的无人值守站点立体可视化模型,目前已逐步应用于长输管道的监控中心巨幅显示屏上,使得监控人员能够清晰地观察到无人值守站点的运作情况,进而有效监控站点的安全状况。进一步地,我们需深化运用数据分析和网络技术,促进站点立体模型与实体结构之间的数据互动,构建出真正数字化镜像的实体。同时,依托人工智能的自学能力,达成对无人值守站点的全方位、集成化监控管理。

5 结论

目前,国内外在天然气长距离输送管道无人监控站场的建设上尚有显著差异。然而,随着国内管道公司不懈钻研和技术革新,尤其是对智能化管道技术的重点投资,国内在无人监控站场的发展上已取得显著进步。伴随着一批示范性无人监控站场的落成,各管道公司之间的经验互鉴和深度沟通日益增多,预计无人监控站场的建设将逐步铺开,成为天然气站场的标准运营模式。这将极大减少站场的人力需求,减轻管道管理人员的工作负担,降低安全风险,并提高长输管道的安全生产效率。

参考文献:

- [1] 张晓.基层站队劳动组织优化[J].石油人力资源,2019(1):60-64.
- [2] 余忠仁,陈林.龙王庙组气藏开发中的安全生产管理创新研究[J].西南石油大学学报(社会科学版),2016,18(6):13-18.
- [3] 张玉恒,范振业,林长波.油气田站场无人值守探索及展望[J].仪器仪表用户,2020,27(2):105-109.
- [4] 林斌,张博春.DCS实现计转站无人值守的应用与探索[J].石油化工自动化,2021,57(S1):58-61+77.
- [5] 周巍,缪全诚.关于长输天然气管道数字化无人值守站场建设的探索[J].管理科学与工程,2021(2):52-54.
- [6] 艾力群,魏祥和,闵文茜,等.油气管道无人值守站及区域化管理创新与实践[J].石油工程建设,2024(2):86-92.
- [7] 姜连田.浅谈天然气无人值守场站发展及探索[J].石油石化物资采购,2023(3):12-14.