

天然气长输管道阴极保护系统的故障诊断与排除

李向东 韩 嵩 吴云岗

国家管网集团北京管道有限公司山西输油气分公司 山西 吕梁 033200

摘要: 本文详细探讨了天然气长输管道阴极保护系统的故障诊断与排除方法。阴极保护技术作为一种有效的防腐手段,在天然气长输管道中发挥着重要作用。然而,阴极保护系统在使用过程中会出现各种故障,影响防腐效果。本文根据故障类型,将阴极保护故障分为三类,并针对各类故障提出具体的诊断和排除方法,以期为天然气长输管道的维护与管理提供参考。

关键词: 天然气长输管道; 阴极保护系统; 故障; 诊断与排除

引言

天然气长输管道作为能源传输的重要基础设施,其安全性和可靠性至关重要。阴极保护技术作为一种经济有效的防腐蚀方法,广泛应用于天然气长输管道的防腐保护中。然而,阴极保护系统在运行过程中会遭遇各种故障,影响保护效果,甚至可能导致管道腐蚀泄漏。因此,对阴极保护系统的故障诊断与排除显得尤为重要。

1 天然气长输管道阴极保护系统概述

1.1 阴极保护原理

阴极保护技术,基于电解池的基本原理,是一种有效的防腐蚀手段。其核心在于通过向被保护的金属管道施加阴极电流,使得金属管道转变为阴极,从而显著降低其电位。当金属管道的电位降低至某一临界值以下时,腐蚀反应将受到有效抑制,进而延长管道的使用寿命。阴极保护系统通常由多个关键组件构成,包括恒电位仪、阳极、参比电极、电缆以及防腐覆盖层等。这些组件协同工作,确保阴极保护系统能够稳定、高效地运行。

1.2 阴极保护系统的分类

阴极保护系统主要划分为两大类型:外加电流阴极保护和牺牲阳极阴极保护。外加电流阴极保护系统需要外接电源,通过恒电位仪精确控制电流的输出,以满足被保护金属管道的防腐需求。这种方式具有保护距离长、保护电位可调、适用范围广等优点。而牺牲阳极阴极保护系统则无需外接电源,它利用阳极材料的自然腐蚀反应产生电流,对被保护的金属管道进行保护。这种方式的优点是安装简便、维护成本低,但保护距离相对较短,适用于小型或特定环境下的金属管道保护。在实际应用中,应根据具体情况选择合适的阴极保护系统类型,以确保管道的安全、稳定运行。

2 天然气长输管道阴极保护系统故障表现、原因及影响

2.1 恒电位仪及电缆、参比、阳极故障

2.1.1 恒电位仪故障

恒电位仪作为阴极保护系统的核心设备,其故障可能表现为多种形式。除了常见的开机无输出、指示灯不亮、数字面板不显示等直观问题外,还可能出现输出电流、输出电压的异常变化。这些异常可能源于电源的不稳定、保险管的损坏、参比电极的失效或阳极电阻的增大。当恒电位仪出现故障时,整个阴极保护系统可能无法正常工作,导致管道失去保护,从而加速腐蚀过程。

2.1.2 电缆、参比电极及阳极故障

电缆作为连接恒电位仪、参比电极和阳极的桥梁,其故障同样不容忽视。电缆故障可能包括阳极电缆、阴极电缆、零位接阴电缆和参比电缆的断路。这些断路可能由于电缆老化、磨损或外部环境的破坏导致。一旦电缆出现故障,将直接影响电流的正常传输,进而影响阴极保护效果。参比电极作为测量管道保护电位的关键组件,其故障主要表现为失效或损坏。参比电极的失效可能导致保护电位的测量不准确,从而影响阴极保护系统的调整和优化^[1]。阳极作为阴极保护系统中的电流源,其故障可能表现为恒电位仪输出电压的升高和阳极接地电阻的增大。这些故障可能由于阳极材料的腐蚀、老化或外部环境的干扰导致。阳极故障将直接影响电流的输出和分布,进而影响阴极保护系统的整体效果。

2.2 绝缘法兰故障和防腐覆盖层故障

2.2.1 绝缘法兰故障

绝缘法兰是阴极保护系统中用于隔离不同电位金属结构的关键组件,其绝缘性能的完好与否直接关系到阴极保护系统的有效性。绝缘法兰故障主要表现为绝缘性能的失效,这可能是由于法兰密封圈的老化、破损,或者法兰连接处的腐蚀、松动等原因导致的。当绝缘法兰失效时,阴极保护电流可能会泄漏到非保护区域,导

致阴极保护系统无法正常工作,进而加剧管道的腐蚀风险。判断绝缘法兰故障的过程往往较为繁琐,因为需要排除其他可能的干扰因素。一般而言,排查法是一种常用的诊断手段,即通过对管道沿线各绝缘法兰进行逐一检测,观察并记录其绝缘电阻值,从而定位故障点。

2.2.2 防腐覆盖层故障

防腐覆盖层是保护天然气长输管道免受腐蚀侵害的第一道防线。然而,随着时间的推移,防腐覆盖层可能会因老化、磨损、剥离或破损等原因而失效,导致其绝缘电阻降低,无法满足阴极保护系统对最小保护电位的要求。这类故障通常被称为防腐覆盖层故障,它不仅会降低阴极保护系统的效果,还可能加速管道的腐蚀进程,严重威胁管道的安全运行。防腐覆盖层故障的原因多种多样,除了自然老化外,还与管理不善密切相关。例如,在管道施工和维护过程中,如果未能严格按照规范进行操作,可能会导致防腐覆盖层受损;在管道运行过程中,如果未能及时发现并修复破损点,也会加速防腐覆盖层的老化和失效。因此,加强管道的日常管理和维护,及时发现并处理防腐覆盖层故障,是确保阴极保护系统有效运行的关键。

2.3 外部干扰及外部工程故障

2.3.1 外部交、直流电干扰

天然气长输管道因其点多、线长的特点,在运行过程中容易遭受来自外部的交流电和直流电的干扰。交流电干扰主要源于高压输电线路、电气化铁路等附近的电磁场,这些电磁场可能对阴极保护系统的电流分布和电位控制产生不利影响。而直流干扰则更为直接,它可能来自附近的直流电源设备,如电解厂、电镀厂等,这些设备产生的直流杂散电流可能直接侵入阴极保护系统,对其造成严重的冲击和干扰。当受到直流杂散电流干扰时,阴极保护系统的电位控制可能失效,导致被保护管道的电位升高,加速腐蚀进程。

2.3.2 与其他金属体搭接

在天然气长输管道的铺设和运行过程中,有时会出现被保护的金属管道与未保护的金属体(如其他管道、电缆、接地网等)搭接的情况。这种搭接可能导致阴极保护系统的电流泄漏,使得原本应该流向被保护管道的电流被分流到其他金属体上,从而降低阴极保护的效果^[2]。此外,搭接还可能引起电位分布的不均匀,导致局部区域的腐蚀加速。这种故障出现次数相对较少,但由于其隐蔽性和复杂性,查找和修复过程往往较为困难。

2.3.3 外部工程故障

外部工程故障是另一种对阴极保护系统产生影响的

外部因素。这些故障通常由阴极保护系统之外的施工、改造工程等引起。例如,在天然气长输管道附近的区域进行市政建设、道路拓宽、桥梁施工等工程时,可能会不小心破坏阴极保护系统的电缆、阳极或参比电极等组件。此外,在进行生产设施技术改造工程时,也可能因操作不当或设计缺陷而对阴极保护系统造成干扰或损坏。这类故障通常发生在特定的工程期间,虽然其发生频率相对较低,但一旦发生,往往会对阴极保护系统的正常运行造成严重影响。

3 天然气长输管道阴极保护系统的故障诊断与排除方法

3.1 恒电位仪及电缆、参比、阳极故障

3.1.1 恒电位仪及电源系统的检查与维护

首先,应检查恒电位仪的供电电源是否稳定,包括电压波动范围是否在允许范围内,以及是否存在异常断电情况。使用电压表和电流表进行定期测量,确保电源输入满足设备要求。检查恒电位仪内部的保险管和熔断器是否完好,若发现熔断或损坏,应立即更换相同规格的保险管或熔断器,并查找导致熔断的根本原因,如过载、短路等。观察恒电位仪的控制面板和指示灯,确认其显示正常,无异常报警信息。如有报警,需参照设备手册进行故障码解读,并采取相应措施。

3.1.2 电缆与连接件的排查

使用绝缘电阻测试仪检查阳极电缆、阴极电缆、零位接阴电缆和参比电缆的绝缘性能,确保无破损、断裂或短路现象。对于发现的电缆问题,应及时修复或更换。检查所有电缆接头和连接件的紧固情况,确保无松动。同时,对连接部位进行防腐蚀处理,如涂抹防腐蚀油脂,以延长使用寿命。

3.1.3 参比电极与阳极的维护与更换

通过测量参比电极的电位值,验证其是否仍在有效使用范围内。若电位值偏离标准值过多,表明参比电极可能已失效,需进行更换。更换时,应确保新参比电极的安装位置符合设计要求,且周围土壤环境适宜。定期测量阳极的输出电压和电流,结合阳极地床的接地电阻值,评估阳极的工作状态。若阳极性能下降,如输出电压升高、接地电阻增大,需对阳极地床进行清理和维护,如去除表面积聚的污垢、增加阳极数量或改善土壤导电性^[3]。当阳极性能无法通过维护恢复时,需进行更换。更换时,应选择性能更优的阳极材料,并优化地床布局,以提高阳极的电流输出效率和保护效果。

3.2 绝缘法兰与防腐覆盖层故障

3.2.1 绝缘法兰的定期检查与测试

首先,对绝缘法兰的外观进行细致检查,查看是否有裂纹、破损或腐蚀迹象。同时,检查法兰连接处的紧固螺栓是否松动,以及密封垫片的完整性。使用绝缘电阻测试仪对绝缘法兰进行绝缘性能测试,确保其绝缘电阻值满足设计要求。测试时,应断开与绝缘法兰相连的所有电缆,以避免测试误差。若测试结果低于规定值,需进一步排查绝缘法兰内部的绝缘材料是否受潮或老化。在每次检查与测试后,根据结果对绝缘法兰进行必要的预防性维护,如更换老化或损坏的密封垫片,紧固松动的螺栓,以及清理表面积聚的污垢。

3.2.2 防腐覆盖层的定期检漏与修补

采用电火花检测仪或超声波检测仪对防腐覆盖层进行定期检漏。电火花检测仪通过向覆盖层施加高压电,检测是否有电流泄漏,从而定位破损点;超声波检测仪则利用超声波在介质中的传播特性,检测覆盖层内部的缺陷。对于检测到的破损点或缺陷,应立即进行修补。修补前,需对破损区域进行清洁处理,去除油污、锈迹等杂质。然后,根据破损程度和覆盖层材料类型,选择合适的修补材料(如环氧树脂、玻璃钢等)进行修补^[4]。修补完成后,应进行再次检测,确保修补质量。

3.2.3 老化防腐覆盖层的更换

定期对防腐覆盖层进行老化评估,包括外观检查、硬度测试、附着力测试等。若覆盖层出现严重老化迹象,如龟裂、脱落、变色等,需考虑进行更换。制定详细的更换方案,包括更换范围、材料选择、施工方法、安全措施等。在更换过程中,应确保新旧覆盖层之间的良好衔接,避免形成新的腐蚀隐患。同时,对更换后的覆盖层进行质量检测和验收,确保其满足设计要求。

3.3 外部干扰及外部工程故障

3.3.1 外部干扰源的排查与治理

首先,需对潜在的外部干扰源进行全面识别,包括但不限于直流电气化铁路、高压输电线路、工业电解槽等。通过现场监测和数据分析,确定干扰源的类型、强度及其对阴极保护系统的影响程度。针对已识别的干扰源,采取有效的排流措施。对于直流干扰,可安装排流装置,如排流二极管、排流变压器等,将干扰电流导向大地或其他安全路径。对于交流干扰,则可考虑采用屏蔽层接地、滤波器等手段进行抑制。排流措施实施后,需持续监测阴极保护系统的运行状态,评估排流效果。

必要时,根据监测结果对排流措施进行调整,以确保阴极保护系统始终处于最佳工作状态。

3.3.2 金属体搭接部位的处理

定期对与其他金属体搭接的部位进行检查,确认是否存在电绝缘不良的情况。检查过程中,应特别注意管道支架、跨越桥架、阀门井等易产生搭接的部位。对于发现存在搭接或电绝缘不良的部位,应立即进行绝缘处理。这包括使用绝缘垫片、绝缘涂料等材料进行隔离,以及安装绝缘接头等。绝缘处理后,需定期进行复检,确保绝缘效果持久有效。同时,建立相应的维护记录,以便及时发现并处理潜在的搭接问题。

3.3.3 外部工程的监控与管理

在外部工程开工前,与施工单位进行充分沟通,了解其施工计划、施工范围及可能对阴极保护系统造成的影响。同时,对潜在影响进行评估,制定针对性的预防措施。在外部工程施工期间,指派专人进行现场监控,确保施工活动不损坏阴极保护系统的电缆、参比电极、阳极等设施。同时,对施工过程中可能产生的干扰进行实时监测,及时采取应对措施。外部工程完工后,进行严格的验收检查,确保阴极保护系统未受损害且功能正常。同时,建立长期的跟踪机制,对外部工程可能产生的长期影响进行持续监测。

结语

天然气长输管道阴极保护系统的故障诊断与排除是确保管道安全、可靠运行的重要措施。本文根据故障类型,将阴极保护故障分为三类,并针对各类故障提出了具体的诊断和排除方法。通过科学合理的故障诊断与排除,可以确保阴极保护系统的正常运行,提高管道的防腐效果,延长管道的使用寿命。

参考文献

- [1]陈川,寇爽.埋地长输天然气管道阴极保护系统常见故障分析[J].中国石油和化工标准与质量,2024,44(14):41-43.
- [2]赵金柱.埋地长输天然气管道阴极保护系统常见故障分析[J].云南化工,2018,45(02):23-24.
- [3]谢娜娜,郑显丰,黄勇.埋地长输天然气管道阴极保护系统故障[J].科技创新导报,2019,16(34):13+15.
- [4]宣明艺.天然气长输管道阴极保护系统设计与优化研究[J].化工设计通讯,2024,50(04):135-137.