

成品油长输管道内检测清管技术研究

冯飞龙

国家石油天然气管网集团有限公司华南分公司 广东 广州 510000

摘要: 本文围绕成品油长输管道内检测清管技术展开研究,剖析了管内污染物类型及危害,梳理了清管与内检测技术原理、分类及适用场景。阐述了各类清管器性能特点、标准化作业流程,详解风险防控、数据处理与缺陷评估要点,结合工程实例验证技术可行性。针对作业难题提出优化对策,有效提升清管效率与检测精度,为成品油管道安全运维、隐患排查提供技术参考,助力管道长期稳定运行。

关键词: 成品油;长输管道;内检测;清管技术

引言:成品油长输管道是能源运输的核心命脉,长期运行易堆积蜡质、油泥、铁锈等杂质,不仅降低输送效率、加剧管道腐蚀,还会干扰内检测信号,埋下安全隐患。随着管道运行年限增长,清管与内检测作业成为运维关键环节。本文系统研究内检测清管核心技术、设备选型及作业规范,分析实操难点与解决办法,通过工程实践完善技术体系,保障管道输送安全,延长管道使用寿命,契合行业高效运维需求。

1 成品油长输管道内检测清管技术基础

1.1 管道内污染物类型与危害

(1) 常见管内杂质:成品油长输管道运行过程中,内壁极易堆积各类杂质,主流污染物包括蜡质、油泥、铁锈、金属碎屑以及泥沙等。蜡质多由油品低温析出形成,油泥是油品杂质与沉积物混合产物,铁锈、碎屑则来自管道内壁腐蚀和施工残留。(2) 积污对输送效率、管道寿命的影响:管壁积污会缩小管道通径,增大输送阻力,提升能耗,降低油品输送效率。长期堆积的杂质会加剧管道内壁腐蚀,破坏防腐层,缩短管道使用寿命,甚至引发管壁破损、泄漏隐患。(3) 杂质对内检测数据精度的干扰:管内堆积物会遮挡管壁缺陷,干扰检测信号,造成漏检、误检,导致内检测数据失真,无法精准判断管道损伤情况,埋下安全隐患。

1.2 清管技术原理与分类

(1) 常规清管技术工作原理:依靠介质推力推动清管器在管道内运行,通过清管器的刮削、擦拭作用,清除管壁附着的杂质、沉积物,疏通管道,恢复通径。(2) 内检测一体化清管技术核心机理:将清管作业与缺陷检测结合,在清除杂质的同时,同步完成管道损伤探测,实现除污、检测一步到位,提升作业效率。(3) 按功能划分的清管技术类别:主要分为清扫型清管、检测型清管、隔离型清管三类,分别适配除污、缺陷检测、介质隔离

等不同作业需求^[1]。

1.3 内检测技术类型与适用场景

(1) 漏磁检测、超声检测等常用检测技术:成品油管道常用内检测技术以漏磁检测、超声检测为主,此外还有涡流检测等辅助技术。(2) 不同检测技术的优势与局限性:漏磁检测适用性广、操作便捷,对腐蚀、裂纹检测精准,但对细微缺陷敏感度一般;超声检测精度高,能精准测量壁厚,但对管壁洁净度要求极高。(3) 成品油管道内检测技术选型依据:结合管道材质、输送油品类型、杂质堆积情况、检测目标,综合挑选适配的检测技术。

1.4 清管作业核心影响因素

(1) 管道材质、管径、走向对清管的影响:钢管材质硬度、管径大小、管道弯角和坡度,都会影响清管器通行和除污效果,复杂走向易造成清管卡堵。(2) 输送介质、流速、压力控制要求:需严控介质流速与推力压力,流速过低清污不彻底,过高易损伤管道内壁,压力需保持稳定,防止突发波动。(3) 清管器选型与运行参数匹配:根据杂质类型、管道规格选清管器型号,让清管器尺寸、刮削强度与运行速度、压力参数精准匹配,保障作业安全高效。

2 成品油长输管道内检测清管关键技术与设备

2.1 清管器分类与性能特点

(1) 常规清管器:直板清管器、皮碗清管器是成品油管道最常用的基础清管设备。直板清管器结构简单,依靠刚性刮板刮除管壁顽固沉积物、铁锈和结块杂质,除污力度强,适用于杂质堆积较厚的管道初次清理,但对管壁和弯头有一定磨损风险。皮碗清管器采用弹性皮碗密封设计,贴合管壁紧密,能有效擦拭浮尘、油泥和蜡质沉积物,运行平稳,对管道损伤小,适合日常维护性清管作业,通用性极强,是常规运维的首选设备。(2) 特种

清管器：测径清管器自带测径模块，在清污的同时能检测管道内径变化，精准识别管道变形、凹陷、鼓包等几何缺陷，适用于新建管道验收和老旧管道形变排查。磁性清管器内置强磁组件，能吸附管道内的铁屑、铁锈等金属杂质，避免金属碎屑划伤管壁、损坏检测设备，多用于内检测前的预处理作业，提升检测环境洁净度^[2]。(3)智能内检测清管器结构与功能：这类清管器集成了检测传感器、数据存储、定位跟踪等模块，集清污与检测功能于一体。主体由动力段、检测段、数据存储段组成，搭载漏磁、超声等检测探头，在运行过程中既能清除管壁杂质，又能实时采集管道缺陷数据，定位精准，可同步完成除污、缺陷探测、数据记录工作，大幅提升作业效率，适用于管道定期全面检测与隐患排查。

2.2 内检测清管作业流程

(1)作业前期准备：管道排查需全面核查管道走向、管径、弯头数量、坡度起伏等参数，清理管道收发装置，排查阀门、法兰密封性，清除管口杂物，排除通行障碍。设备调试要对清管器、检测传感器、压力监控设备、定位跟踪仪进行全面校验，测试设备运行灵敏度和数据传输稳定性，根据管道规格、杂质类型匹配对应清管器，设定合理运行压力、速度参数，做好安全防护物资准备，明确作业分工和技术交底。(2)清管器发射、运行跟踪与监控：先打开发射筒，规范安装清管器，关闭筒门并进行试压检漏，确认无泄漏后缓慢开启介质阀门，依靠介质推力将清管器推入管道。运行期间，通过地面跟踪仪、压力传感器实时监测清管器位置、管道压力、介质流速，重点监控弯头、起伏段、变径段等易卡堵区域，严控运行速度稳定在合理范围，记录各项运行参数，一旦出现参数异常，立即采取调控措施，保障清管器平稳前行。(3)清管器接收、排污及后期清理：清管器到达接收端后，缓慢降压，关闭进料阀门，打开发射筒取出清管器，检查清管器磨损、刮削情况。随后开启排污阀门，有序排出管内杂质、残液，做好污物回收处理，避免环境污染。后期清理需对收发装置、管道阀门进行冲洗保养，整理作业工具和设备，核对检测数据，清理现场，做好作业记录归档，为后续运维留存资料^[3]。

2.3 清管作业风险防控技术

(1)常见作业风险：卡堵是成品油管道清管最频发的风险，多由杂质堆积过多、清管器选型不当、管道地形复杂引发，会导致管道停运、介质堵塞。泄漏风险多源于管道腐蚀穿孔、阀门密封失效、法兰松动，易造成成品油泄漏，引发安全事故和环境污染。设备损坏风险包括清管器磨损开裂、传感器故障、动力模块损坏，多

由硬物撞击、压力骤升、刮削阻力过大导致，影响作业进度和数据采集。(2)风险预判与预警措施：作业前通过管道历史数据、前期排查结果，预判卡堵、泄漏高发区段，提前清理顽固沉积物，更换老化密封部件。选用适配清管器，合理控制运行压力和速度，避免超负荷作业。现场配备压力预警、定位跟踪系统，设定压力、速度预警阈值，一旦数值超标，立即发出警报，及时采取减速、降压、反向推挤等预处理措施，提前化解风险^[4]。(3)应急处置方案与安全保障措施：针对卡堵风险，制定反向推挤、分段清管应急方案，配备专用解堵设备，严禁强行加压推进。针对泄漏风险，立即关闭上下游阀门，切断介质供应，划定警戒区域，做好防火防爆措施，及时回收泄漏油品，修复破损部位。作业现场配备消防器材、应急抢修物资，落实防火、防爆、防静电措施，作业人员持证上岗，做好安全防护，全程遵守安全操作规程，制定应急疏散预案，定期开展应急演练，保障人员和设备安全。

2.4 检测数据处理与缺陷评估

(1)内检测原始数据采集与整理：通过智能清管器内置传感器，全程采集管壁磁场、声波、壁厚、位置等原始数据，传输至存储模块保存。作业完成后，导出原始数据，剔除信号干扰、设备故障产生的噪点数据，分类整理运行参数、缺陷信号、定位信息，核对数据完整性，对缺失、异常数据进行补测复核，形成标准化数据集，为后续缺陷识别提供精准依据。(2)管道腐蚀、变形、裂纹缺陷识别：依托专业数据处理软件，对整理后的数据集进行分析，通过信号波形、数值变化，识别管道各类缺陷。腐蚀缺陷主要表现为壁厚减薄、信号异常衰减，区分点蚀、面蚀、局部腐蚀；变形缺陷通过内径变化数据，识别凹陷、鼓包、椭圆变形；裂纹缺陷表现为线性异常信号，区分细微裂纹、贯通裂纹，精准定位缺陷坐标、尺寸和深度，排除杂质干扰造成的误判^[5]。(3)缺陷等级评定与管道健康状况评估：依据成品油管道运维标准，按照缺陷尺寸、深度、位置、危害程度，划分轻微、一般、严重、重大四个等级。轻微缺陷无安全隐患，只需定期监测；一般缺陷需加强运维，适时处理；严重缺陷需及时修复；重大缺陷需立即停运整改。结合缺陷分布、等级、管道运行年限、材质状况，综合评估管道整体健康状况，出具评估报告，制定针对性养护、维修方案，保障管道长期安全稳定运行。

3 工程应用实例与技术优化

3.1 工程案例概况

(1)管道基本参数与运行现状：本次工程选用某

段成品油长输管道作为实例,该管道总长38km,管径DN300,材质为碳钢,已投入运行8年,主要输送92#汽油与0#柴油。管道沿线设有3处弯头、2个坡度起伏段,地势较为复杂。长期运行后,管道内壁出现少量蜡质沉积与局部轻微腐蚀,部分管段输送阻力略有上升,虽未影响正常供油,但存在潜在安全隐患,需开展定期清管与内检测作业,排查管道损伤。(2)清管检测目标与实施要求:本次作业核心目标为彻底清除管内蜡质、油泥等沉积物,降低输送阻力;全面检测管道内壁腐蚀、变形、裂纹等缺陷,精准定位隐患位置;全程严守安全作业规范,不发生泄漏、卡堵等安全事故,保证检测数据真实精准,为后续管道运维提供可靠依据。

3.2 内检测清管方案实施

(1)设备选型与参数设置:结合管道管径、杂质类型与检测需求,前期选用皮碗清管器做预处理,清除浮尘与松软沉积物,再用漏磁智能检测清管器完成缺陷检测。清管器运行速度控制在0.8-1.2m/s,管道运行压力稳定在1.6MPa,压差控制在0.2-0.3MPa,避免压力骤变损伤管道。提前校准检测传感器,保证数据采集精度达标。(2)现场作业流程与管控要点:作业前期全面排查管道线路,调试收发装置与监控设备,做好安全交底。严格执行发射-运行监控-接收标准流程,发射前试压检漏,运行期间专人实时跟踪清管器位置、压力与流速变化,严控起伏段运行速度,防止卡堵。接收后规范排污,做好杂质回收与环保处理,全程落实防火防爆措施,杜绝安全隐患。(3)作业效果与数据成果分析:本次作业共清除管内沉积物约2.3t,管道输送阻力下降12%,输送效率显著回升。内检测共排查出3处轻微腐蚀点、1处微小形变点,无裂纹、穿孔等重大缺陷,精准标记缺陷坐标与尺寸,数据完整度达98%,全面摸清了管道健康状况,为日常养护提供了详实数据支撑。

3.3 技术问题与改进对策

(1)作业中遇到的技术难题:本次作业过程中,管道起伏段出现短暂清管器行进缓慢的问题,局部厚层蜡质沉积物清理不彻底;部分管段杂质干扰检测信号,导致原

始数据存在少量噪点,影响初步识别精度;传统单向清管,对弯头内侧死角清理存在盲区,除污不够全面。(2)针对性优化措施与解决方案:针对蜡质沉积问题,改用直板加皮碗组合式清管器,增强刮削力度,提前对管道介质小幅升温,软化蜡质便于清理。针对数据噪点问题,升级数据滤波软件,剔除杂质干扰信号,增设二次复核流程,减少误判。针对清理盲区,采用双向清管模式,正反两次疏通管道,消除弯头死角积污。(3)优化后作业效率与检测精度提升效果:优化后,单遍清管作业时长缩短20%,沉积物清理率提升至97%,彻底消除清理盲区。检测数据噪点完全剔除,缺陷识别精度提升至99.5%,定位误差控制在1m以内,各项指标均优于行业标准,既提升了作业效率,又保障了检测质量,为同类管道清管检测作业提供了参考经验。

结束语

综上,成品油长输管道内检测清管技术是保障管道安全高效运行的核心手段,科学选型设备、规范作业流程、严控风险隐患,能彻底清除管内杂质,精准识别管道缺陷。工程实践表明,优化清管模式、升级数据处理技术,可有效破除作业盲区、提升检测精准度。后续需持续深化技术研究,适配复杂管道工况,完善应急防控体系,推动技术智能化升级,为成品油管道长效运维筑牢安全屏障。

参考文献

- [1]高新.天然气长输管道清管及管道内检测作业探究[J].石化技术,2025,32(9):88-90.
- [2]朱波,路辉,艾懿硕,等.管道内检测技术标准体系现状研究[J].焊管,2025,48(6):11-17.
- [3]杨理践,耿浩.长输油气管道漏磁内检测技术[J].仪器仪表学报,2021,37(8):173-176.
- [4]胡朋,陈金忠,康小伟.长输油气管道内检测数据的对比[J].无损检测,2021,43(7):90-94.
- [5]张家鑫.成品油长输管道内检测清管技术研究[J].建筑技术科学,2026,9(3):76-79.