

成品油输送管道站间清管扫线方法

陈征宇

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:成品油长输管道长期运行易产生铁锈、胶质、油泥等杂质堆积,造成管道通径缩减、输送能耗增加及油品质量下降,需通过规范的站间清管扫线作业保障管线安全平稳运行。本文结合管网现场实际工况,阐述站间管道结构特征与污物生成危害,梳理物理清管与介质置换两类核心扫线工艺原理,对比分析清管器扫线、惰性气体推油、水力顶替三种主流方法的作业效率、成本及适用局限。同时规范现场作业实施流程,总结混油超标、清管器卡球等故障处置方式及安全管控要点,可为成品油管道站间扫线现场施工提供工程参考。

关键词:成品油管道;站间管道;清管扫线;工艺方法;风险防控

引言:成品油长输管道是油气储运体系的核心基础设施,站间管段具有距离长、工况稳定、连续性运行的特点,长期输送过程受温度、压力波动及介质氧化等因素影响,管内易产生沉积物堆积,诱发管道阻力增大、设备磨损、油品污染等问题。清管扫线是清除管内杂质、置换管内介质、保障管线运维与检修作业的关键工艺。目前现场扫线方法选型随意、作业流程不规范、风险防控不到位等问题普遍存在。为此本文系统梳理各类站间扫线工艺原理与实施流程,对比不同工艺优劣,完善作业及风险管控体系,为现场标准化作业提供支撑。

1 成品油站间管道清管扫线基础概述

1.1 成品油站间管道结构与输送工况特征

成品油输送站间管道多为长距离埋地钢制管道,整体结构连续性强,沿线搭配阀门、弯头、变径等附属构件,承担各输油站之间的油品中转输送任务。相较于站内管道,站间管道管径统一、敷设距离长、运行工况相对稳定,主要输送汽油、柴油等轻质成品油。实际生产中,管道长期处于连续输送状态,启停作业频次较低,介质流速保持在固定区间。同时受沿线地形起伏、环境温度变化、输油泵启停调压等因素影响,管道内部压力会出现小幅波动,易造成油品局部滞留,为管道内杂质堆积提供条件,直接影响清管扫线作业的方式选择与实施效果。

1.2 站间管道污物类型、产生机理及危害

成品油站间管道内污物主要分为固态杂质和沉积油泥两类。固态杂质多为管道施工残留的铁锈、焊渣、泥沙以及设备磨损产生的金属碎屑,油泥则是成品油长期输送中氧化胶质、杂质混合沉积形成的粘稠附着物。杂质主要来源于管道投产前期残留杂物、油品自身氧化沉淀以及管道内壁腐蚀产物堆积。长期输送过程中,杂质

不断堆积会缩小管道有效通径,增加油品输送阻力,造成输油能耗上升。同时沉积物会磨损管道内壁与阀门、泵体设备,加速管道腐蚀老化,严重时还会造成油品污染、混油超标,影响成品油输送质量,甚至引发管道堵塞、压力异常等安全隐患。

1.3 站间清管扫线的技术要求与作业原则

成品油站间清管扫线作业需贴合长距离输油管道工况特点,严格遵循安全、高效、无损的核心要求。作业前需核实管道管径、走向、压力参数,规避弯头、变径等特殊管段带来的作业风险,杜绝清管卡堵、管道憋压等问题。作业过程中需保障管道结构完整,不得损伤管道内壁防腐层,同时彻底清除管内杂质、积油与积水。实际作业需坚持分段作业、循序渐进的原则,根据管道长度、地形起伏调整扫线工艺,合理控制作业压力与推进速度。扫线完成后需保证管内清洁度达标,无残留杂质和积水,满足成品油安全输送标准,避免对后续油品输送质量和管道运行安全造成影响。

2 成品油站间清管扫线基本工艺与工作原理

2.1 站间清管扫线作业分类及工艺原理

站间清管扫线按照作业实现形式,划分为物理清管扫线与介质置换扫线两大类。(1)物理清管扫线,以清管器作为管内作业载体,利用站场输出介质形成压差,推动清管器在站间管道内部行进,依靠清管器本体结构接触管壁,剥离管壁附着杂质,将管内积存污物推送至下游站场接收装置。该作业多用于管段常规除垢、沉积物清理,一般不完成油品整体置换。(2)介质置换扫线,依靠扫线介质与管内原有油品形成连续推挤界面,完成站间管段内部油品整体置换,主要用于管段检修、改输油品、停输封存前扫线作业。(3)复合扫线工艺,将清管器与顶替介质配合使用,先由清管器剥离管

壁附着物,再借助扫线介质推动油品与杂质共同向下游站间移动,降低管内混油增量,适配长距离站间管段复杂工况。

2.2 清管器物理清管扫线工作机制

清管器在站间管道依靠上下游压差获得前进动力,上下游站场构成完整作业回路。(1)清管器从上游站场发球装置送入管道,上游输送介质持续提供压力,在清管器前后端面形成压力差值,驱动清管器沿管段向下游移动。(2)清管器外缘密封部件与管道内壁紧密贴合,行进过程中刮削管壁沉积铁锈、胶质、沉淀物,被剥离的杂质堆积在清管器前端。(3)随清管器持续前进,前端裹挟杂质被推送至下游站场收球装置,完成站间管段管壁清理。作业过程中压差波动直接反映清管器运行状态,压差异常升高代表管内杂质堆积或者清管器卡滞。

2.3 介质置换式扫线工艺实现机理

介质置换扫线不投入清管器,依靠两种流体界面直接接触完成站间管段介质替换。(1)上游站场向管道内注入扫线介质,扫线介质占据管道截面,持续推动管内成品油向下游站场流动。(2)两种介质在管道内部形成流动分界面,受湍流、管壁粗糙度影响,界面位置产生混油段,混油段随扫线进程向下游迁移。(3)下游站场持续监测出站介质组分,当扫线介质到达下游站场后,终止扫线作业,完成站间管段原有油品全部导出。气体介质扫线与液体介质扫线的界面扩散程度不同,气体扫线混油段相对更长^[1]。

3 典型成品油站间清管扫线方法对比分析

3.1 清管器清管扫线方法

清管器扫线依靠站场发球、收球系统完成站间管段作业,多用于清除管壁沉积胶质、铁锈、机械杂质,也可配合顶替介质完成管内油品推送。(1)作业前期开展站间管段工况核查,确认管道阀门状态、发球筒、收球筒完好,校验压力、流量监测仪表,排查管段内存在的弯头、变径、阀门等易造成卡球的结构,对管段压力、允许运行流速进行核算。(2)在上游站场发球筒装入适配管径的清管器,完成发球筒密闭与试压,开启相关流程,利用管道输送介质形成前后压差驱动清管器进入站间主管线。(3)作业过程持续记录上下游压力、流量数据,根据压力变化判断清管器行进状态,跟踪清管器通过管段关键点的时间,出现压力骤升时及时调整上游输出参数,避免清管器停滞卡堵。(4)清管器到达下游站场后,介质泄压,打开收球筒取出清管器,收集清管器携带出的管壁杂质,取样检查杂质组分,评估本次管壁清理效果。

3.2 惰性气体推油站间扫线方法

惰性气体推油扫线以氮气作为扫线介质,利用气体压力推动站间管段内部成品油向下游站场流动,适用于管段检修、动火作业前的油品导出作业。(1)作业前完成站间管道流程隔离,切断上下游正常输油流程,对气体接入管路开展气密性试验,检查各连接点位无泄漏,划定作业区域,落实可燃气体检测点位。(2)上游站场通过专用接口向管道内持续注入氮气,控制气体注入压力与升压速率,依靠气体压力推动管内油品向下游站场流动,下游站场开启出油流程接收成品油。(3)气体与油品在管内形成气-液两相界面,随着气体持续注入,两相界面不断向下游移动,界面位置会生成混油区域,作业过程定时在下游取样,监测流出介质组分。(4)当下游检测到气相介质流出,管段内部油品基本推送完成,停止氮气注入,按照规范对管段进行泄压置换,完成本次站间扫线。气体可压缩属性会造成管内压力波动较大,长距离站间管段中,气液界面容易发生弥散,混油体积增大,管道低点位置容易残留部分油品,需要配套低点排液操作。作业中需全程稳压控速,定时排查管道低点积液情况,及时开展排液作业,减少油品残留与混油损耗。同时持续监测现场可燃气体浓度,严控作业风险,保障扫线作业彻底、合规完成。

3.3 介质顶替站间水力扫线方法

水力扫线采用水作为顶替介质,以水相流体推动管内成品油完成站间管段介质置换,多用于不具备气体作业条件的站间管段扫线工况。(1)作业前完成站间管流程切换,隔离相关支线,校核管道承压能力,确认上下游站场具备油水接收、分离处理设施,核算站间管段容积,预估顶替水的理论用量。(2)上游站场启动供水系统,向站间管道注入顶替水,控制注水流量保持管内处于湍流流动状态,推动管内成品油向下游站场迁移。(3)水油两相在管道内部形成接触界面,受管道内壁粗糙度、弯头、流速扰动影响生成油水混合段,下游站场持续对流出物进行取样检测,区分纯油段、油水混油段、纯水段。(4)下游检测出口介质全部为水相时,停止注水,扫线作业结束。下游站场将接收的油水混合物送入油水分离装置,完成成品油回收与水处理。水和成品油互不相溶,但混油段生成不可避免,混油需要专门处理。作业过程需稳定控制注水压力与流速,减少界面扰动造成的混油增量,同时全程监测介质状态,确保扫线作业高效且油品回收最大化^[2]。

3.4 不同扫线方法作业效率、成本及局限性对比

三类扫线方法适配的作业场景不同,从作业效率、

投入成本、现场限制条件、存在缺陷开展对比分析。

(1) 作业效率。清管器扫线清理管壁杂质效率高, 管段越长, 清管器运行耗时越高, 单纯清管器不能实现油品排空; 惰性气体推油扫线整体作业速度中等, 气体可压缩, 界面推进速度不稳定; 水力顶替扫线流速可控, 界面推进平稳, 整体作业时受注水流量约束。(2) 实施成本。清管器扫线主要消耗为清管器耗材, 仪表与流程利用现有输油站场设备, 耗材成本可控; 惰性气体推油扫线需要采购大量氮气, 气体运输、充装费用较高; 水力扫线消耗水资源, 后续油水分离处理会产生额外运行成本。(3) 适用场景。清管器扫线优先用于管段日常管壁除杂, 可和其他扫线工艺组合使用; 惰性气体推油扫线适合检修动火前油品导出, 可实现管段油品最大限度导出; 水力扫线多用于临时检修扫线, 不适合油品切换类作业。(4) 主要局限性。清管器扫线面对存在严重变形、大量变径的管段, 存在卡球风险; 惰性气体推油扫线存在气液混油、低点残油问题, 现场可燃气体防控要求严格; 水力扫线管内会留存水分, 处理不当会造成成品油污染, 后续投用管道需要开展干燥处理。

4 成品油站间清管扫线作业实施与风险防控

成品油站间清管扫线属于高压、流体动态变化的高危管线作业, 流程衔接紧密、工况变数多, 前期筹备、现场操作、故障处置及安全管控直接决定作业质量与管线运行安全。完整规范的作业实施体系与风险防控措施, 可有效规避卡球、混油超标、介质泄漏等常见问题, 保障扫线作业平稳落地。(1) 站间清管扫线作业前期准备工作, 开展站间管段基础资料核对, 掌握管段管径、长度、弯头、变径、低点位置, 核查发球收球设备、压力流量检测仪表完好状态, 完成作业方案技术交底, 落实作业介质、耗材与应急物资, 对作业流程阀门状态逐一确认, 隔离无关支线, 开展设备试压及泄漏检查, 明确上下游站场人员分工, 确定介质取样、数据记录频次。(2) 站间清管扫线现场作业实施流程, 按照既定方案切换管道工艺流程, 上游启动扫线介质供给,

控制压力、流量在允许区间, 持续采集管段上下游运行参数, 跟踪清管器运行位置或顶替介质界面推进情况, 下游站场按时取样检测流出介质组分, 根据介质变化调整运行参数, 介质达到作业判定条件后停止扫线介质输入, 完成管段泄压、流程复位, 对回收油品、杂质统一收集处置。(3) 扫线过程混油、卡球等故障处置方法, 出现混油段超出预期时, 适当降低扫线流速, 减少流体扰动, 下游及时切换混油接收容器; 发生清管器卡球, 第一时间停止介质供给, 根据压力数据判断卡滞位置, 严禁盲目升压, 采用升降压力脉冲方式尝试解卡, 解卡无效则制定开孔处置措施; 出现介质泄漏, 立即切断作业流程, 管控现场危险源。(4) 站间清管扫线作业安全管控要点, 作业区域落实可燃气体持续检测, 严格管控动火、受限空间相关作业, 做好作业人员个体防护, 压力调整操作平缓进行, 杜绝压力骤升骤降, 做好现场数据完整留存, 作业结束后复核管道流程状态, 确认无遗留安全隐患^[3]。

结束语: 本文系统研究了成品油站间管道清管扫线的基础特征、工艺原理、典型方法及现场风控体系, 明确了不同扫线工艺的适配场景与技术短板。研究表明, 单一扫线工艺存在局限性, 需结合管段结构、作业目的及现场设备条件择优选型或组合应用。规范的前期准备、标准化操作流程与针对性故障处置措施, 可有效降低混油超标、卡球、介质泄漏等作业风险。后续可结合现场工况参数优化扫线运行参数, 进一步提升成品油站间清管扫线作业的安全性与经济性。

参考文献

- [1] 邱爽. 海底管道清洗技术及其应用方法[J]. 天津科技, 2025, 52(4): 74-78.
- [2] 唐林, 匙胜利, 李幸橙, 等. 长输成品油管道内检测清管技术研究[J]. 全面腐蚀控制, 2025, 39(9): 1-6.
- [3] 陈刚, 陈锐, 詹俊枫, 等. 长输管道清管站发球筒位移成因与风险防控研究[J]. 管道保护, 2025, 2(5): 50-59.