

长输管道内检测清管作业风险识别与安全管控措施

潘杰璋

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：长输管道清管内检测作业是保障油气输送管线平稳运行的关键运维工序，作业流程复杂且现场风险点分布广泛。本文结合清管作业全施工流程，分段梳理作业前期准备、现场实施、收尾闭环三个阶段的各类安全风险，系统剖析设备适配、介质工况、人员操作及现场协同等多维度隐患诱因。针对各环节典型风险，配套搭建覆盖作业全程的动态安全管控体系，细化状态核查、动态跟踪、异常处置及闭环管理管控举措。可有效规避清管作业安全隐患，为长输管道现场清管运维作业提供科学的安全管理参考。

关键词：长输管道；内检测；清管作业；风险识别；安全管控

引言：长输管道是油气资源跨区域输送的核心基础设施，长期服役运行过程中，管道内部易堆积杂质、凝液及腐蚀产物，容易引发管线通路缩减、输送效率下降、内壁腐蚀加剧等问题。常态化开展内检测清管作业，能够有效清理管道内部杂物，排查管线潜在隐患，维系管道输送系统稳定运行。清管作业涵盖多道施工工序，作业环境复杂，设备运行、工况调节及人员操作等多个环节均存在不确定安全风险。精准识别各作业环节风险隐患，落实针对性安全管控手段，是保障清管作业安全有序开展、筑牢长输管道运维安全防线的重要举措。

1 作业前准备环节风险识别

1.1 清管器及配套装置适配性风险

长输管道内检测清管作业开展前，清管器与管道工况的匹配程度直接影响作业整体安全状态。不同管径、管壁厚度及管道曲率的管线，对清管器规格、材质和结构形态有着不同要求。选型偏差会让清管器无法顺利通过管道弯头、变径及焊缝位置。结构尺寸不符合会造成设备卡堵，材质硬度不匹配会对管道内壁造成机械划伤、磨损损伤。配套的发射接收装置、密封组件及牵引辅助部件，若存在型号不匹配、部件缺失、装配错位等问题，会破坏作业设备的整体运行稳定性^[1]。设备未经全面检查调试，内部存在卡顿、密封不严等隐性问题，会大幅提升作业过程中的设备故障概率，引发各类安全隐患。

1.2 管内介质与环境条件风险

管道内部留存的介质状态是作业前核心风险来源之一。管内残留杂质、凝油、积水及各类沉积物，会改变管道内部通行环境。堆积杂物会缩小管道有效通行空间，阻碍清管器正常行进。粘稠介质会增大设备运行阻力，造成设备行进滞缓、偏移等问题。管道内部温压状

态处于异常区间时，过高压力会冲击作业设备结构，过低压力无法支撑清管器稳定运行。管道内部潮湿、密闭缺氧或存在可燃介质残留的状态，会改变现场作业环境条件，催生设备故障、安全隐患等各类不稳定因素。

1.3 作业现场布设与设备状态风险

作业现场的整体布设布局，决定前期准备工作的安全基础。现场作业区域划分混乱，设备摆放无序，管线连接杂乱，会占用作业操作空间，干扰后续作业开展。现场防护设施布设不到位，防护围挡、隔离区域设置不合理，无法实现作业区域与外围环境的有效分隔。各类辅助作业设备、监测设备及动力设备，长期使用会出现部件老化、性能衰减、零部件松动等问题。设备未完成全面检修调试，仪表数据显示异常、设备启停失灵、传输管路泄漏等隐性问题无法及时排查，会让作业全程处于不稳定的设备运行状态中。

1.4 人员操作前置条件风险

作业人员的前期准备状态，是把控作业安全的关键人为因素。参与作业的人员未熟练掌握本次清管作业的操作流程，对设备操作要点、现场作业禁忌内容认知不足。人员岗前技能储备不足，缺乏对应工况的作业实操经验，面对常规设备状态变化无法做出正确应对。岗前安全交底落实不到位，人员对现场存在的潜在风险认知模糊，风险防范意识薄弱。人员身心状态不达标，岗前疲劳作业、状态松懈，或是岗位人员配置不足、岗位职责划分模糊，会造成前期准备工作疏漏遗漏，各类细节隐患无法及时排查整改，直接影响整体作业安全。

2 作业实施过程风险识别

2.1 发球操作流程风险

长输管道清管作业正式实施阶段，发球操作是整个工序的关键起始环节，操作规范性直接决定后续作业的

平稳度。发球工序包含腔体泄压、介质置换、设备入腔、密封锁紧、升压推送等多个步骤,任一步骤出现操作疏漏都会滋生安全问题。腔体内部压力未完全泄除就开启舱门,会造成残余压力冲击舱体结构,引发舱门晃动、介质外溢等问题。设备入腔摆放角度偏移、固定位置不当,会导致清管器无法贴合腔体通道,升压推送时出现卡顿、偏移。舱体密封结构未完全锁紧、密封点位检查不细致,作业推进中会出现介质渗漏,造成管道压力流失^[2]。工序操作顺序错乱、单次操作幅度把控不当,会打乱发球作业节奏,诱发设备卡滞、管道泄压异常等各类现场风险。

2.2 清管器管内运行状态风险

清管器进入管道内部后,运行状态存在诸多不可控的潜在风险。管道内部存在的焊缝凸起、内壁腐蚀坑、局部变形及阀门缩径等结构,会对清管器运行造成阻挡和摩擦干扰。清管器行进速度忽快忽慢,出现停滞、打滑或偏移走位,会降低清管作业质量,严重时造成设备滞留管道内部。清管器密封皮碗长期摩擦损耗,会出现磨损、变形、脱落等情况,削弱设备密封推进效果,导致设备行进动力不足。管道局部低洼、弯头密集区域容易积攒杂物,堆积物会阻滞设备行进,持续作业会加剧设备磨损,引发卡管、堵管等故障,影响作业推进进度。

2.3 介质输送参数波动风险

介质输送参数的稳定状态,是保障清管器平稳运行的核心条件。作业过程中输送压力出现无序升降,压力数值超出作业适配区间,会改变清管器的行进动力。压力数值过高会加速设备行进速度,增大设备与管道内壁的碰撞摩擦力度,损伤管道结构与作业设备。压力数值过低会无法维持设备正常行进,造成设备停滞滞留。介质输送流量出现大幅波动,气流、液流状态不稳定,会让清管器出现晃动、偏移等不规则运行状态。介质成分出现异常变化,杂质含量突增,会加重管道内部堵塞问题,持续干扰输送参数稳定,衍生各类作业风险。

2.4 现场操作协同衔接风险

清管作业实施环节涉及多岗位、多工序衔接配合,岗位衔接漏洞极易滋生安全隐患。现场值守人员、参数监控人员、现场操作人员之间信息传递不及时,会造成现场工况状态把控滞后。各工序衔接间隙统筹配合不到位,上一工序未完全收尾便提前启动下一工序,易产生作业衔接漏洞。当现场工况出现细微波动时,监控人员未能及时捕捉参数动态变化,导致现场操作人员无法第一时间调整作业模式。若岗位值守状态松懈、注意力不足,难以及时发现设备运行异响、参数小幅偏移、现场

介质渗漏等细微异常问题,会导致初期微小隐患持续蔓延扩大,直接干扰整体作业的平稳有序推进。

3 作业收尾阶段风险识别

3.1 收球操作环节风险

收球操作是长输管道清管作业收尾的核心工序,操作把控不到位会遗留各类安全隐患。作业人员开展收球作业时,未按照规范流程完成管道降压、介质隔离操作,收球腔体内部留存压力,开启收球舱的瞬间会出现介质喷涌、舱体冲击等问题。清管器抵达收球筒后,未确认设备完全就位就开展后续操作,容易出现设备滑动、脱出的情况。收球过程中对舱体阀门开闭顺序把控失误,会打乱管道内部压力平衡,引发管线压力震荡^[3]。作业人员对收球状态判断失误,未及时识别清管器就位异常,会造成收尾工序延误,残留作业漏洞,影响管道后续安全运行。

3.2 清管后管内残留物质风险

清管作业完成后,管道内部会留存各类残余物质,形成隐性运行风险。管道深处死角、弯头区域、低洼位置会残留少量油污、积水、粉尘及固态杂质。这类残留物质无法通过单次清管作业完全清除,长期堆积会附着于管道内壁,腐蚀管线结构。细微杂质混杂在输送介质中,会磨损管道配套阀门、仪表及输送设备。部分粘稠残留物会逐步堆积结块,缩小管道有效通径,改变介质输送流通状态。残留物持续堆积还会滋生管线堵塞问题,影响管道输送效率,埋下长期运行安全隐患。

3.3 设备复位与现场清理风险

作业收尾阶段的设备复位与现场清理工作,是保障作业闭环的关键环节。清管作业所用的发射接收设备、监测仪表、密封组件完成作业后,未进行完整复位,部件安装位置偏差、阀门开关状态错乱,会导致设备无法正常投入后续使用。各类作业机具随意摆放、管线接头未做封闭防护,会出现杂物落入管道接口、设备部件遗失损坏等问题。作业现场的废弃耗材、清理出的管道杂质未彻底清运,会造成现场环境杂乱,影响作业区域整洁度。设备未做防尘、防潮防护,长期暴露在外界环境中,会出现部件老化、性能衰减等问题。

3.4 后续运行衔接风险

清管作业收尾结束后,管道切换常规运行模式的衔接过程存在稳定风险。作业完成后未对管道整体工况进行全面核查,直接恢复正常输送工况,管道内部残留的不稳定状态会影响输送稳定性。输送参数调整幅度把控不当,工况切换节奏过快,会引发管道压力、流量剧烈波动,冲击管线及配套设备。作业收尾数据记录不完

善,工况状态留存记录缺失,工作人员无法精准掌握管道实时状态。管道运行衔接阶段的值守管控不到位,未能持续监测初期运行工况,微小的运行异常无法及时处置,逐步演变为影响管线稳定运行的安全隐患。

4 全流程安全管控措施

4.1 作业前状态确认管控措施

做好作业前期状态核查,是把控安全风险的第一道关口,能从源头规避多数作业隐患。正式开工前,工作人员逐一检查清管器及配套设备的整体状况,确认设备型号能够适配管道实际运行工况。细致查验密封构件、皮碗以及各类连接配件,对出现磨损、变形的零部件及时更换处理。开展设备试运行工作,排查卡顿、密封不严等常见设备问题。全面检测管道内部工况,清理管内堆积的杂质和残留凝液,让管线压力、温度维持在稳定合理状态。整理作业现场环境,有序摆放各类施工机具,核查防护设施与监测设备的运行性能^[4]。落实岗前技术交底工作,清晰划分各岗位职责与操作规范,核验作业人员实操水平和身心状态,杜绝人员违规上岗、状态不佳上岗的情况。

4.2 作业过程动态跟踪管控措施

清管作业开展过程中,需要全程跟进动态管控,稳步维系整体作业秩序。现场操作人员严格依照标准工序完成发球、介质推送等核心操作,细化每一处操作细节,避免工序错乱、操作失误等问题出现。安排专人在岗监测管线压力、流量等核心数据,观察参数变化趋势,结合现场实际情况微调输送工况。全程跟进清管器在管道内部的行进状态,重点留意弯头、变径、低洼等容易出现阻滞的管段,提前甄别设备打滑、停滞等异常情况。细化岗位分工,明确各岗位值守重点,约束现场作业行为。细致把控作业全程细节,及时排查各类微小隐患,保障清管作业平稳有序推进。

4.3 异常工况即时处置管控措施

面对作业过程中产生的各类异常工况,需搭建高效的处置机制,及时遏制隐患扩散蔓延。一旦输送运行参数出现大幅波动,及时放缓作业节奏,暂停现场施工操作,排查工况波动的根本原因,针对性调整输送参数,待管线工况恢复稳定后再继续作业。清管器出现卡顿、停滞等故障时,合理调节推送力度,疏通管内堆积杂

物,扫清设备行进阻碍,禁止带故障强行作业,避免管道设备受损。现场出现介质渗漏、设备异响、部件松动等问题,第一时间隔离作业区域,精准定位故障位置并完成修复。常态化组织应急实训,明确各类异常问题的处置流程,提升工作人员临场处置能力,有效缩减故障带来的不利影响。

4.4 作业收尾闭环管控措施

作业收尾阶段的闭环管理,能够彻底清理各类遗留风险,助力管道平稳恢复常态化运行。严格遵循规范流程完成降压、隔离、开舱、取球等收球工序,稳步稳定管线内部工况。确认清管器完整取出后,针对管道死角、低洼等易积存杂物的区域开展二次清理,彻底清除残留油污和细碎杂质。对作业设备、监测器具进行复位检修,规整现场施工机具,清运作业产生的废料,做好设备防尘、防腐等养护工作。循序渐进调整输送参数,平稳切换管道常规运行模式。如实记录作业全程工况、隐患处置细节,完善作业台账资料。加强管道复运初期的现场值守和工况监测,真正落实全流程闭环安全管理。

结束语

长输管道内检测清管作业风险隐患贯穿施工全周期,不同作业阶段的风险诱因与表现形式存在明显差异。结合作业准备、现场实施、收尾闭环的完整工序,可清晰界定设备工况、介质参数、现场操作、岗位协同等维度的安全隐患。依托各环节风险特点,匹配对应的动态管控与应急处置手段,构建阶段分明、衔接完整的安全管理模式,补齐传统作业管控的细节短板。整套管控思路与实操方法能够规范现场作业流程,减少人为操作失误与设备运行故障,切实提升长输管道清管运维作业的安全管控质量。

参考文献

- [1]吕坦,国滨,祝兴辉,等.油气管道内检测清管安全技术分析[J].中国特种设备安全,2024,40(12):40-43,48.
- [2]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(09):88-90.
- [3]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(06):11-17.
- [4]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.