 DOI: https://doi.org/10.12349/tie.v3i8.11534

Research on the Factors Influencing Corrosion in Long-Distance Crude Oil Pipelines and Corresponding Prevention Measures

Yang Li Jian Guan

Dalian Branch of Northeast Company, National Pipeline Network Group, Dalian, Liaoning, 163000, China

Abstract

Long-distance crude oil pipelines are responsible for the continuous transportation of crude oil between oil fields, refining and chemical enterprises, and national energy corridors. These pipelines traverse extensive distances, with significant variations in terrain, temperature, and operational loads along their routes. During long-distance transportation, crude oil carries small amounts of water, salts, acidic components, sediment, and microorganisms; low-lying sections, areas adjacent to stations, and zones with changing flow conditions are particularly prone to developing internal corrosion environments. Internal corrosion is typically insidious; while it may not significantly impact throughput initially, it can progressively compromise the load-bearing capacity of pipeline walls. Identifying and mitigating the factors contributing to internal corrosion constitutes a fundamental and ongoing task essential for the operational management of long-distance crude oil pipelines.

Keywords

internal corrosion in long-distance crude oil pipelines; influencing factors; protective measures

长输原油管道内腐蚀影响因素及防护措施研究

李阳 关健

国家管网集团东北公司大连分公司，中国 · 辽宁 大连 163000

摘 要

长输原油管道承担着油田、炼化企业和国家能源通道之间的连续输送任务，管线跨越距离长，沿线地形、温度和运行负荷差异明显。原油在长距离输送过程中会携带少量水、盐类、酸性组分、泥砂和微生物，部分低洼段、站场前后及流态变化区容易形成内腐蚀环境。内腐蚀问题通常具有隐蔽性，早期不一定影响输量，却可能逐步削弱管壁承载能力。围绕内腐蚀影响因素开展识别和防护，是长输原油管道运行管理中必须长期坚持的基础工作。

关键词

长输原油管道内腐蚀；影响因素；防护措施

1 引言

长输原油管道运行里程长，部分管线服役年限较久，输送介质来源、含水含盐水平、加热运行制度和清管条件并不完全一致。内腐蚀直接发生在管壁与输送介质接触界面，现场判断不能只看外防腐层和阴极保护状态，还要把原油性质、管内水相、沉积物、微生物和腐蚀监测结果放在同一运行场景中分析。长输原油管道内腐蚀的危害性非常巨大，长时间不处理会直接导致长输原油管道内液体的泄漏，造成不可估计的经济损失，同时还会对周边环境造成非常严重的生态污染。

2 长输原油管道内腐蚀防护的重要性

长输原油管道内腐蚀防护的重要性，首先体现在对连续输送安全的直接支撑。原油管道多采用大口径、高压力、连续运行方式，管线一旦在低洼积水段、站场进出站段或弯头扰动区出现局部减薄，缺陷会在压力波动、启停输和清管冲击作用下继续扩展 [1]。其次，内腐蚀具有不易外观发现的特点，单纯依靠巡线难以及时判断管内壁状态，必须依靠介质控制、清管、监测和内检测综合掌握风险。再次，内腐蚀会影响管道完整性评价结果，腐蚀坑深度、剩余壁厚和缺陷分布直接关系到降压运行、补强修复和更换管段决策。对在役老线、混输线和含蜡原油管线而言，内腐蚀防护不是附属工作，而是维持输送能力、减少非计划停输和控制抢修风险的日常技术管理内容。

【作者简介】李阳（1982–），男，中国黑龙江大庆人，硕士，工程师，从事油气储运研究。

3 长输原油管道内腐蚀影响因素

3.1 管内游离水滞留

原油本身对钢管内壁的腐蚀性有限，真正容易形成电化学腐蚀的是原油中析出的游离水相。部分长输原油管道接收不同油田来油，来油含水率虽然经过脱水控制，但在温度下降、流速降低或油品混输过程中，少量水仍可能从油相中分离出来。水相通常会携带氯离子、碳酸氢根、硫化物和少量溶解氧，导电性明显高于油相，一旦滞留在管底，就会形成管底线状腐蚀或点蚀。低洼段、长距离下坡后再上坡段、站场缓冲罐后管段和间歇输送段更容易积水。蜡质原油在低温下黏度升高，管壁附近流动性变差，也会使水滴不易被主流带走。水相滞留时间越长，腐蚀产物和盐类越容易在局部聚集，管底腐蚀坑会呈现连续分布特征。H_2S、CO_2、水分和盐分被列为油气管道内部常见腐蚀性因素。

3.2 酸性组分溶解

长输原油中的酸性组分主要包括硫化氢、二氧化碳和有机酸等，其中硫化氢和二氧化碳只有在水相存在时才会充分表现出腐蚀作用。二氧化碳溶于水后会形成弱酸环境，降低管内水相 pH 值，使钢材表面铁不断溶解。硫化氢与铁反应会生成硫化亚铁膜，膜层在某些条件下具有一定覆盖作用，但当膜层疏松、破裂或被流体冲刷后，局部腐蚀会加快。原油来源复杂，部分来油含硫水平较高，混输后酸性组分在水相中的分配会发生变化，站场前后、温度下降段和流态扰动位置更容易出现腐蚀差异 [2]。酸性组分还会与氯离子、溶解氧共同作用，使腐蚀过程由均匀腐蚀转向点蚀或垢下腐蚀。对服役年限较长的碳钢管道而言，酸性组分并不一定导致全线同等腐蚀，关键在于其是否与积水、沉积物和流速变化形成局部组合环境。CO_2、H_2S、温度、流速、SRB、氧含量、水化学环境和砂垢沉积等均会影响腐蚀规律。

3.3 微生物局部繁殖

长输原油管道内的微生物腐蚀多发生在含水、缺氧和有沉积物覆盖的局部环境中，硫酸盐还原菌、腐生菌和铁细菌是现场较常关注的对象。微生物并不是在整条管线均匀分布，而是容易在管底沉积物、积水袋、清管不彻底部位和长期低流速管段聚集。硫酸盐还原菌可在厌氧环境下参与硫酸盐还原过程，生成硫化物并改变金属表面电化学状态。铁细菌和腐生菌可促进黏泥形成，使腐蚀产物、蜡质、泥砂和水相黏附在管壁上。部分长输管线经过多年运行后，管内沉积物成分复杂，站场排污物和清管污物中常可见黑色黏泥、硫化物气味和含水油泥，这些现象说明微生物往往与沉积物共同存在。微生物作用的危险在于腐蚀坑小而深，早期腐蚀速率不容易通过平均壁厚减薄反映出来，后期却可能形成穿孔敏感点。油气管道腐蚀影响因素涉及 H_2S、CO_2、溶解氧、溶解盐和微生物，并受流速等运行条件影响。

3.4 沉积物覆盖管壁

长输原油管道内的沉积物主要来自蜡质析出、胶质沥青质沉积、泥砂夹带、腐蚀产物脱落和站场罐底杂质进入。沉积物本身不一定直接腐蚀钢材，但其覆盖在管底或局部死角后，会使覆盖区与裸露区形成氧浓度、离子浓度和 pH 值差异，进而诱发垢下腐蚀。中国北方和西部部分原油凝点高、含蜡量大，输送温度下降后容易在管壁形成蜡层，蜡层夹带水滴和细小固体后，会使管壁表面长期处于封闭湿润状态。管道弯头、变径、阀室前后、站场过滤器后以及坡度变化段，是沉积物聚集的常见位置 [3]。沉积物越厚，管内有效流通截面越小，局部流速和剪切力分布越不均匀，清管时还可能出现成团剥落，使下游管段短时间承受高含杂流体冲击。

4 长输原油管道内腐蚀的防护措施

4.1 控制游离水滞留

针对管内游离水滞留，应把来油脱水、站场排水和管线排液作为同一项运行控制任务来执行。第一，首站和中间站应严格核对来油含水指标，交接计量前后应同步取样检测含水率、氯离子和机械杂质，常规含水率宜按设计或交接要求控制在 0.5% 以内；当来油批次变化较大时，运行人员应把取样频次由每日 1 次提高到每班 1 次，并将异常批次单独记录，避免高含水油段直接进入低流速管线。第二，运行调度应结合地形纵断面识别积水敏感段，对长下坡后低点、跨河前后低洼段和站场进站缓流段建立清单，冬季或低输量工况下应避免长期低于设计经济流速运行；当输量下降无法调整时，可采用短时提量顶替方式推动管底水相前移，提量操作应避开下游站场罐容紧张时段。第三，站场应把分离器、过滤器和排污罐的排水排污纳入班组交接内容，排污前确认压力隔离和接收流程，排出液应观察水油比例、颜色和硫化物气味，并记录排污量；若连续两次排出液含水明显增加，应追溯上游来油和混输批次。第四，管线清管应采用泡沫球、直板清管器和皮碗清管器分阶段组合，首次处理积水风险段不宜直接使用过盈量较大的清管器；对蜡质原油管线，可将清管周期控制在 30 至 60 天，并根据收球污物含水量、压差变化和清管器磨损情况调整下一周期。行业运行规范中也明确提出，管内存在积水或污物时应及时清管。

4.2 减轻酸性组分腐蚀

针对酸性组分溶解形成的腐蚀环境，应把介质分析、缓蚀剂适配和效果验证结合起来，不能只按固定药量长期加注。第一，化验人员应在首站、混油切换点和高含硫来油进入前开展酸性组分分析，检测项目应包括硫化氢、二氧化碳、总硫、酸值、氯离子和水相 pH 值；当水相 pH 值低于 6.5 或硫化物含量明显升高时，应向调度和管道保护人员发出运行提示，并标明受影响油批到达下游站场的预计时间。第二，缓蚀剂选型应使用现场原油、水样和管材试片进行瓶试或动态环路评价，药剂应满足油溶分散性、低温流动性和水相成膜能力要求；初始投加量可按 30 至 80mg/L 进行现场试投，随后根据挂片腐蚀速率、铁离子含量和收球污物变化逐步修

正，不能只依据供应商推荐浓度确定长期制度。第三，加注点宜布置在首站出站泵后或混输汇合后湍流较强位置，药剂应通过计量泵连续加入，泵出口设置止回阀和过滤器，班组每班核对药箱液位、瞬时流量和累计加药量；冬季应检查药剂凝点和伴热状态，防止低温黏度升高造成欠加注。第四，防护效果应通过腐蚀挂片、电阻探针或旁路评价装置进行复核，挂片周期可按 60 至 90 天设置，重点比较管底位置与管侧位置差异；当点蚀深度增加但平均腐蚀速率变化不大时，应重新核查水相分布和药剂成膜位置。行业运行规范允许根据输送介质情况使用缓蚀剂保护管道内壁，挂片监测也可定量反映监测周期内点蚀速率 [4]。

4.3 抑制微生物活动

针对微生物局部繁殖，应把杀菌、营养源控制和污物处置联系起来，重点处理积水与黏泥共存位置。第一，运行单位应在清管收球污物、站场排污水和腐蚀挂片表面取样，检测硫酸盐还原菌、腐生菌和铁细菌数量，并记录样品温度、取样时间、含油量和气味；当 SRB 数量达到 10^2 至 10^3 个 / mL 以上并伴随黑色硫化物沉积时，应将该管段列为微生物腐蚀观察段。第二，杀菌剂不宜长期低剂量随意加入，应采用冲击投加与效果复测结合的方式，常用现场试投浓度可按 100 至 300mg/L 控制，接触时间应覆盖药剂从加注点到敏感管段的停留时间；杀菌作业前应确认下游污油罐接收能力，避免含药污物直接进入正常生产流程。第三，站场排污和清管污物应及时外排、密闭收集和分类处置，不能让含水油泥在收球筒、排污罐和临时污油池内长期滞留；检修人员打开收球筒后，应检查污物是否呈黏泥状、是否夹带腐蚀产物和砂粒，并将结果反馈给腐蚀管理人员。第四，微生物控制应与水相控制相互衔接，杀菌后应安排一次针对性清管，把死亡菌体、黏泥和松散硫化物带出管线；复测取样应安排在杀菌后 7 至 15 天，若菌数反弹较快，应检查上游罐区含水油泥、盲端管段和长期低流速支线是否成为持续输入源。

4.4 清除管内沉积物

针对沉积物覆盖管壁，应建立以清管、温度控制和污物分析为核心的管内洁净管理流程。第一，含蜡原油管道应根据原油凝点、析蜡点和沿线地温确定加热出站温度，出站温度应高于析蜡点 5 至 10℃，同时核算末站进站温度是否满足流动要求；当冬季地温下降或输量降低时，应提前调整加热炉负荷，避免蜡晶在长距离冷却后大量贴附管壁。第二，清管方案应按污物性质分级实施，蜡质沉积明显时先使用泡沫球或低硬度清管器，再使用皮碗或直板清管器，不宜在长期未清管管段一次性投用强刮削工具；清管过程中应连续监控收发球压差，压差异常升高时应降低输量并核查下游接收能力。第三，站场过滤器、收球筒和排污系统应开展污物称量、含水测定和成分观察，班组应记录每次清管排出蜡、砂、水和腐蚀产物的大致比例；若连续两次清管污物中砂粒和黑色腐蚀产物增加，应安排超声测厚或内检测复核对应上游管段 [5]。第四，管道完整性人员应把沉积物风险与内检测结果叠合分析，重点核查六点钟方向腐蚀坑、弯头后直管段和低点前后管段；对剩余壁厚不足或腐蚀坑密集区域，应优先安排局部开挖验证、B 型套筒补强或换管作业，并在修复后重新设定该段清管周期。智能清管器和腐蚀状态监测技术已在管道检测中用于识别内壁腐蚀位置、形态和程度，可作为沉积物风险复核的重要手段。

5 结语

长输原油管道内腐蚀防护需要从运行现场出发，把含水、酸性组分、微生物和沉积物作为主要控制对象。管道管理人员不能只在发现腐蚀缺陷后进行抢修，而应在来油交接、站场排污、清管作业、药剂加注、腐蚀监测和内检测评价中形成连续记录。对在役老线和复杂混输管线而言，内腐蚀防护的关键在于把具体管段、具体油批和具体工况对应起来，及时调整清管周期、加药制度和检测计划，使管壁减薄风险始终处于可识别、可验证和可处置状态。

参考文献

[1] 桂再林.影响长输原油管道安全因素及风险控制方法分析[J].市场周刊 · 理论版, 2020(54):0160-0160.

[2] 宋继龙,冯启,李智慧,等.原油管线腐蚀化学分析与防护方法研究[J].当代化工, 2023, 52(9):2042-2045.

[3] 魏竟.长输油气管道腐蚀的因素分析与防腐对策探讨[J].科教导刊：电子版, 2020(11):1.

[4] 王东文.影响长输原油管道安全因素及风险控制方法分析[J].石油石化物资采购, 2020(32):52-52.

[5] 闫慧彬.长输天然气管道腐蚀因素及防护措施[J].中文科技期刊数据库(全文版)自然科学, 2022(8):3.