

天然气管道内积液成因分析及高效排液技术优化

朱彦鑫 孙文征 (山东港华燃气集团有限公司, 山东 济南 250000)

摘要: 天然气管道输送过程中, 凝析液与游离水易在管内积聚形成积液, 引发输送效率下降、管道腐蚀加剧及安全风险升高问题。基于气液两相流理论与现场工程实践, 本文从天然气组分特性、管道工况条件、结构设计缺陷三维度系统剖析积液成因, 梳理人工排液、自动排液阀、清管技术、气举排液等现有技术的应用局限, 进而从结构优化、智能化升级、复合技术融合方向提出防堵塞智能排液阀、柔性清管器-超声检测联动系统、气举-热泵协同排液三类优化方案。结合华北某长输管道工程实例, 验证优化技术在积液清除效率、运维成本控制及管道安全性提升方面的效果, 为天然气管道积液治理提供技术参考, 助力管道输送系统高效安全运行。

关键词: 天然气管道; 管内积液; 成因分析; 排液技术; 智能优化; 清管技术

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 006-0157-03

Analysis of the causes of liquid accumulation in natural gas pipelines and optimization of efficient drainage technology

Zhu Yanxin, Sun Wenzheng (Shandong Ganghua Gas Group Co., Ltd., Jinan, Shandong 250000, China)

Abstract: In the process of natural gas pipeline transportation, condensate and free water are prone to accumulate inside the pipeline, forming liquid accumulation, which can lead to a decrease in transportation efficiency, intensified pipeline corrosion, and increased safety risks. Based on the theory of gas-liquid two-phase flow and on-site engineering practice, this article systematically analyzes the causes of liquid accumulation from the characteristics of natural gas components, pipeline operating conditions, and structural design defects in a three-dimensional system. It sorts out the application limitations of existing technologies such as manual drainage, automatic drainage valves, pipeline cleaning technology, and gas lift drainage, and proposes three optimization schemes from the directions of structural optimization, intelligent upgrading, and composite technology integration: anti clogging intelligent drainage valve, flexible pipe cleaning device ultrasonic detection linkage system, and gas lift heat pump collaborative drainage. Using a long-distance pipeline project in North China as an example, this study aims to verify the effectiveness of optimization techniques in improving the efficiency of liquid accumulation removal, controlling operation and maintenance costs, and enhancing pipeline safety. It provides technical references for the treatment of liquid accumulation in natural gas pipelines and helps to ensure the efficient and safe operation of pipeline transportation systems.

Keywords: natural gas pipeline; Fluid accumulation inside the tube; Cause analysis; Drainage technology; Intelligent optimization; Cleaning technology

当前行业对积液治理多依赖“被动排液”, 存在排液不及时、能耗高、影响输送等问题。深入分析积液成因并优化排液技术, 可实现技术、经济、安全三重价值: 技术上突破传统场景限制, 构建“主动预防+智能排液”协同方案; 经济上降低运维成本, 某200km管道优化后年运维费用可减少200-300万元; 安全上将管道运行故障率控制在0.1%以下, 保障能源输送稳定。

国内外相关研究已取得一定进展, 美国GTI提出“临界携液流速”理论, 中国石油管道局研发“泡沫清管+化学抑泡”技术, 但现有研究仍存在不足——对山区多坡度管道积液成因分析不深入、智能排液技术在高含硫管道适配性差、缺乏多技术融合的系统优化方案, 本文针对这些短板展开研究。

1 天然气管道内积液成因分析

基于气液两相流理论及华北、西南、华南12条

长输管道现场数据, 管道内积液形成可归结为天然气组分特性、管道工况条件、结构设计缺陷三大核心因素, 三者相互作用共同导致积液积聚。

天然气组分特性是积液形成的物质基础。

一方面, 天然气中的 C_5-C_{12} 轻质烃类在压力降低或温度下降时, 会因相态变化析出凝析油——根据天然气相图, 当压力低于露点压力或温度低于露点温度时, 轻质烃类从气相转为液态, 如新疆某气田天然气(含 C_5+ 组分3.5%) 在压力从8MPa降至4MPa时, 凝析油析出量达 $50g/m^3$, 易在管道低洼处积聚。

另一方面, 游离水来源广泛, 包括天然气开采携带的地层水(含水量 $0.5-1.5m^3/10^6m^3$)、管道施工检修残留水及阀门密封不严进入的空气中水汽, 当管道温度低于水的露点温度($5-15^\circ C$, 随压力升高而升高)时, 水汽冷凝为液态水, 与凝析油形成密度 $0.85-0.95g/cm^3$ 的油水混合物, 因密度高于天然气而沉积。此外,

天然气中的 H_2S 、 CO_2 会与积液反应生成 pH 值 3-4 的酸性溶液，进一步加剧管道腐蚀。

管道工况条件是积液形成的动态诱因。压力波动方面，长输管道需根据下游需求调整压力，压力骤降时轻质烃类快速凝析（压力每降 1MPa，凝析油析出量增 $10-15g/m^3$ ），且气流携液能力随压力降低而下降（按“特纳模型”，携液能力与压力 0.5 次方成正比，压力降 50% 则携液能力降 30%），导致已悬浮液体沉积。

温度变化方面，北方冬季管道外壁温度达 $-20^\circ C$ ，管内天然气温度降至 $0-5^\circ C$ ，南方夏季管道受阳光直射但管内天然气因节流效应仍低于露点温度，温度每降 $5^\circ C$ ，凝析油析出量增 8%-10%，游离水冷凝量增 15%-20%。

气流速度不足方面，当管道输送量低于设计值时，气流速度降至临界携液流速以下（如 DN800 管道临界流速 $5-6m/s$ ），液体无法被携带，某 DN1000 管道设计输送量 1500 万 m^3/d ，实际降至 800 万 m^3/d 时流速从 $7m/s$ 降至 $4m/s$ ，1 个月内低洼处积液深度达 30cm。此外，山区管道坡度超 15° 的上坡段气流需克服液体重力分力，高湿度环境增加管内水汽含量，均会提升积液概率。

管道结构设计缺陷是积液形成的静态隐患。地形适配不足时，管道敷设未充分考虑起伏，低洼处未设积液收集装置（如积液罐），易形成“积液死角”，西南山区某管道穿越山谷的 3 处低洼段（深度超 5m）未设排液点，运行 1 年后积液深度达 1.2m，输送压力损失增 0.5MPa。管件设计缺陷方面，阀门、弯管、三通等管件易形成局部涡流，气流流经时流速分布不均，局部流速低于临界值，液体在涡流区积聚，现场检测显示闸阀下游 1-2 倍管径范围内积液率是直管段的 3-4 倍。排液设施不足方面，部分老旧管道未按规范每 20km 设 1 个排液点，或排液点设在上坡段而非低洼段，华北某 2000 年建成管道每 50km 仅设 1 个排液点，且 30% 排液点位于上坡段，积液清除效率不足 40%。

2 现有排液技术及应用局限

当前天然气管道常用排液技术包括人工排液、自动排液阀、清管技术、气举排液四类，各类技术的工作原理与应用场景不同，但均存在明显局限。

人工排液技术通过在管道低洼处设置手动排液阀，运维人员定期（如每周 1 次）现场巡检排液，积液排入收集罐后由罐车转运，适用于积液量少、沿线交通便利的平原短距离管道。但该技术效率低，依赖人工巡检无法实时响应积液变化，突发压力波动导致

积液骤增时易滞后引发堵塞；成本高，某 200km 管道需 10 人巡检团队，年人工成本超 100 万元；安全风险大，高含硫管道排液时 H_2S 易泄漏，且频繁开关阀门易磨损密封件，增加天然气泄漏风险。

自动排液阀技术分为浮球式与差压式，浮球式通过浮球感知液位（达管道直径 10% 时开启排液），差压式通过检测管道上下部压力差（积液导致下部压力升高）自动排液，适用于积液量稳定、工况波动小的城市配气管网。其局限在于易堵塞，积液中凝析油易附着在浮球或阀座上导致卡涩，含沙量超 $5g/m^3$ 的管道中自动排液阀故障率达 25% 以上；适应性差，高含硫管道中 H_2S 腐蚀阀门金属部件（浮球、弹簧），使寿命从 3 年降至 1-1.5 年，低温（ $-15^\circ C$ 以下）导致密封件硬化，泄漏率升高。

清管技术通过清管器（Pig）在管内运行，利用密封皮碗推动积液至下游收球筒，机械清管器适用于清除积液深度超 20% 管径的大量积液（清除效率 85%-90%），泡沫清管器由高弹性泡沫制成，适应管道变形（弯管、缩径段），适用于清除积液深度低于 10% 管径的薄层积液（但泡沫易吸附凝析油需后续处理）。该技术需停输或降压，清管作业时压力通常降至 2-3MPa，部分场景需停输，某长输管道每次清管停输 4-6h，损失供气约 50 万 m^3 ；受地形限制，山区多坡度管道清管器卡堵率约 5%-8%，需额外投入解堵设备；存在检测盲区，无法实时反馈管内积液情况，积液分布不均时易漏清。

气举排液技术从管道上游或中间注入 10-12MPa 高压天然气，提高局部气流速度以携带积液至下游排液点，适用于积液量少、排液点位置较高的山区上坡段管道。但该技术依赖气源，管道自身压力不足时需配置增压机组，每小时耗电 200-300kW；效率有限，仅能清除分散性积液，积液深度超 30% 管径时效率不足 50%；受工况影响大，下游用户用气波动导致管道压力不稳定，气举效果易受干扰。

3 高效排液技术优化方案

针对现有技术局限，结合积液成因，从结构优化、智能化升级、复合技术融合方向，提出三类高效排液技术优化方案，覆盖不同积液场景与管道工况。

防堵塞智能排液阀针对自动排液阀的不足进行优化，在结构上采用“Y 型流道 + 金属滤网 + 自清洁刮片”设计：Y 型流道直径扩大 20% 以降低流速，减少杂质沉积；入口处设 0.5mm 孔径金属滤网拦截泥沙；阀座处自清洁刮片在阀门启闭时刮除附着的凝析油，使堵塞率从 25% 降至 5% 以下；材质选用 316L 不锈钢（耐 H_2S 腐蚀）、氟橡胶密封件（耐 $-20^\circ C$ 至 $120^\circ C$ ）、钛

合金浮球,延长阀门寿命至4年以上。智能化升级方面,集成超声液位传感器(精度 $\pm 1\text{mm}$)、压力传感器(量程 $0\text{--}10\text{MPa}$)、温度传感器(量程 -30℃ 至 80℃),通过4G/5G模块将数据传输至运维平台,平台按积液液位(达15%管径开启、降至5%关闭)自动控制阀门,支持人工远程干预,同时设置故障预警功能。该优化使排液响应时间从24h(人工)缩至10min,年人工成本降低60%。

柔性清管器-超声检测联动系统针对清管技术的地形适配与检测盲区问题优化。柔性清管器采用“多层聚氨酯皮碗+内置铝合金骨架”结构,皮碗硬度邵氏70A以适应 $\pm 5\%$ 管径变化,铝合金骨架减重30%,西南山区管道测试中卡堵率从8%降至1%以下;前端设螺旋导流板推动积液形成涡流,后端设吸液海绵(吸附容量达自身重量10倍)清除薄层积液,清液效率从85%提升至95%以上。

超声检测联动方面,清管器中部周向均匀安装8组超声传感器(测量范围 $0\text{--}200\text{mm}$,精度 $\pm 2\text{mm}$),通过无线射频模块将积液厚度数据传输至管道外壁接收装置,运维平台根据数据动态调整清管器速度(积液厚段 0.5m/s 、薄段 1m/s),记录积液分布规律以优化排液点,漏清率从15%降至3%以下。

气举-热泵协同排液技术针对气举技术的能耗与效率问题优化。热泵升温环节在管道低洼段外壁安装 $50\text{--}100\text{kW}$ 空气源热泵,将管道温度升高 $5\text{--}10\text{℃}$ (如从 5℃ 升至 15℃),高于水与凝析油露点温度,减少液体析出——热力学计算显示,温度每升 5℃ ,凝析油析出量减12%,游离水冷凝量减18%;热泵采用“光伏+电网”双供电,白天光伏供电占60%,降低能耗,某试点管道气举频次从每周3次降至1次,年耗电量减40%。

气举参数优化环节,根据超声液位传感器反馈动态调整气举压力(积液多 12MPa 、少 8MPa),避免能源浪费;在山区上坡段设2-3个气举入口,按“先上游后下游”顺序注入高压气形成阶梯式气流,提升积液携带效率,使气举排液效率从50%升至80%以上。

4 工程应用实例

以华北某长输天然气管道(全长 250km ,管径 $\text{DN}1000$,设计压力 10MPa ,输送量 $1200\text{万 m}^3/\text{d}$)为实例,验证优化排液技术效果。该管道穿越平原与丘陵地形,含8处低洼积液段(每段 $1\text{--}2\text{km}$),2022年运行数据显示:积液率18%,压缩机能耗超设计值10%,管道腐蚀速率 0.25mm/a ,年运维成本(人工+清管)超500万元。

2023年3月,管道采用“防堵塞智能排液阀+柔

性清管器-超声检测联动系统”改造:8处低洼段各装1台防堵塞智能排液阀(集成多参数传感器),配置2台带超声检测功能的柔性清管器(每2个月清管1次),搭建远程运维平台监控设备状态与运行数据。改造后运行6个月(2023年4-9月),各项指标显著改善:积液率从18%降至5%以下,低洼段积液深度均小于 5cm ;压缩机平均压力从 8.5MPa 降至 7.8MPa ,能耗降低9%,年省电费约180万元;管道腐蚀速率从 0.25mm/a 降至 0.08mm/a ,预计寿命延长6年;人工巡检次数从每周2次降至每月1次,清管停输时间从6h缩至3h,年运维成本降至320万元,节省36%,验证了优化技术的有效性。

5 结论与展望

天然气管道内积液是天然气组分特性(凝析油、游离水)、管道工况条件(压力/温度波动、流速不足)、结构设计缺陷(地形适配差、管件缺陷、排液设施不足)共同作用的结果,现有排液技术存在效率低、易堵塞、适应性差等局限。

本文提出的防堵塞智能排液阀、柔性清管器-超声检测联动系统、气举-热泵协同技术,通过结构优化与智能化升级,可将积液清除效率提升至95%以上,运维成本降低30%-40%,腐蚀速率控制在 0.1mm/a 以下,为管道安全高效运行提供保障。

未来管道排液技术可进一步向三方向发展:一是智能化深度升级,结合大数据与AI算法建立“积液预测模型”,通过历史工况数据提前预测积液趋势,实现预防性排液;二是绿色能源融合,推广“光伏+热泵+气举”全绿色排液系统,减少化石能源消耗,契合“双碳”目标;三是多技术集成,开发“清管-检测-修复”一体化设备,在清管排液同时完成管道腐蚀检测与微小缺陷修复,提升运维效率。

参考文献:

- [1] 李先兵,康宁,王晓冬,等.天然气管道积液预测技术研究与应用[J].石油化工应用,2022,41(12):74-77.
- [2] 谢飞,李佳航,王国付,等.天然气管道内腐蚀直接评价方法的改进[J].油气储运,2022,41(02):219-226.
- [3] 徐龙,王霞,徐东,等.天然气管道内腐蚀评价方法[C]//宁夏回族自治区科学技术协会.第十七届宁夏青年科学家论坛石油石化专题论坛论文集.中国石油长庆油田分公司第二采气厂,2021.
- [4] 王永鹏.浅谈天然气管道积液及清理研究[J].云南化工,2018,45(02):158.
- [5] 粟紫葳.湿天然气管道积液特性研究[D].西安石油大学,2015.