

天然气长输管道输差分析及控制措施

陈文渊 (中国石油化工股份有限公司天然气分公司华南天然气销售中心, 广东 广州 510335)

摘要: 天然气长输管道输差是多因素耦合作用的结果, 包括线路存气动态和非稳态运行、气质与物性参数不一致、计量装置误差与漂移、数据口径不统一和管理流程缺失等方面。通过建立线路存气修正模型、统一气质与计量标准、强化计量系统在线诊断与溯源校准, 以及推进数据治理与闭环管理, 可显著提升输差的可控性与可追溯性。基于此, 本次研究针对输差形成的原因, 构建具有工程可操作性的分析思路与控制措施体系, 为提升管道计量管理水平与运行精细化程度提供技术支持。

关键词: 天然气管道; 输差分析; 计量管理; 线路存气; 控制措施

中图分类号: TE832 **文献标识码:** A **文章编号:** 1674-5167 (2026) 009-0041-03

Analysis of Transmission Differences and Control Measures in Long-Distance Natural Gas Pipelines

Chen Wenyuan (South China Natural Gas Sales Center, Natural Gas Branch, Sinopec Corporation, Guangzhou Guangdong 510335, China)

Abstract: The transmission discrepancy in long-distance natural gas pipelines results from the coupling of multiple factors, including dynamic gas storage in pipelines, unsteady operation, inconsistencies in gas quality and physical properties, measurement device errors and drift, non-uniform data standards, and missing management processes. By establishing a gas storage correction model, standardizing gas quality and measurement criteria, enhancing online diagnostics and traceability calibration of the measurement system, and advancing data governance and closed-loop management, the controllability and traceability of transmission discrepancies can be significantly improved. Based on this, this study constructs an engineering-operable analytical framework and control measures system targeting the causes of transmission discrepancies, providing technical support for improving pipeline measurement management and operational refinement.

Keywords: natural gas pipeline; transmission discrepancy analysis; metering management; line storage; control measures

天然气计量结算的准确性与运行管理的精细化水平, 直接关系到管网企业经营效益、上下游贸易公平以及供需调度安全。在长输管道运营实践中, 输差普遍存在, 表现为管道入口与出口计量量值之间的偏差。输差水平在一定范围内属于可接受的工程现象, 但当输差异常增大或波动频繁时, 往往意味着计量系统、运行工况、数据链路或管理流程存在缺陷, 甚至可能指向泄漏、窃气等重大风险事件^[1]。从机理上看, 天然气输差并非单一因素所致, 而是物理真实变化、计量误差、数据处理偏差、管理流程缺口共同作用的结果, 多种因素相互耦合, 使输差呈现多尺度、多源异构、强工况相关的特征, 给异常识别、责任界定与控制策略制定带来较大难题。

1 天然气长输管道输差的概念分析

天然气长输管道输差是指在一定核算边界与统计周期内, 管道系统入口计量量与出口计量量之间的差异, 由于长输管道输送介质可压缩、工况强波动以及计量链路复杂, 输差在工程上具有普遍性与动态性。输差不等同于泄漏或损耗的直接证据, 它既可能来源于真实物理量变化, 也可能来自计量与数据误差, 二者常常叠加。就真实物理量而言, 长输管道在调峰、

启停、压缩机工况调整、阀室切换等场景下, 线路存气随压力与温度变化而增减, 导致同一时段入口与出口在时间上不完全匹配, 从而出现正负方向交替的输差。同时, 气质波动引起压缩因子、密度与热值变化, 若物性参数取值与修正不一致, 会使体积、质量、能量换算产生系统偏差^[2]。就计量与数据误差而言, 流量计量装置的精度等级、量程匹配、流态条件与安装条件、取压取温点代表性、在线色谱和热值仪漂移、仪表检定与维护质量等都会带来不确定度, 而在数据侧, 时钟不同步、数据丢包与补点规则差异、计量点位口径不一致、平衡边界设置不清以及异常工况的切线逻辑不完善等, 都会进一步放大输差。

2 天然气长输管道输差原因分析

2.1 管道物理过程与运行工况引起的真实差异

天然气长输管道输差首先来源于管道系统自身的物理特性与运行状态变化, 即所谓真实差异, 其核心是线路存气动态与工况非稳态, 天然气为可压缩介质, 管道内的气体质量随压力、温度变化而显著波动。在调峰调度、压缩机启停和切换、站场进出站阀门操作、分输用户用气突增突减等场景下, 管内压力沿程分布发生调整, 导致短时间内入口与出口流量呈现不同步

变化^[3]。入口增加但部分气体被存在管内形成存气增长，出口未同步增加，则会出现正输差，反之当下游需求上升、管内存气释放时，出口短期大于入口，形成负输差。长输管道往往跨区域、跨气源，季节性地温、昼夜温差、压缩机工况变化都会改变气体状态参数，导致在相同体积流量下对应的质量或能量不同。

2.2 气质组分与物性参数处理不一致导致的换算偏差

天然气气质波动及其引发的物性参数变化也是导致输差问题的重要原因，典型表现为压缩因子、密度、热值、相对分子质量等关键参数选取或更新不一致，造成体积、质量、能量的换算偏差。长输管道常存在多气源混输，上游不同气田、煤制气或伴生气并网后，甲烷含量、重烃含量、含硫组分与含水量会发生变化，这些变化将直接影响压缩因子与密度，从而影响标况体积折算与质量计量结果。同时，结算越来越多采用能量计量口径，在线色谱和热值仪的测量漂移、取样系统状态不良、样气代表性不足，都会造成热值与沃泊指数计算偏差。当入口与出口使用不同的气质来源、不同的计算标准或更新频率，即使流量计本体准确，能量平衡也会出现系统性偏差^[4]。另一个容易被忽视的点是同名参数不同口径，例如标况基准、水蒸气修正、气体状态方程版本差异、以及在数据系统中采用的默认常数不一致，都可能形成可观的累积误差。

2.3 计量系统与现场工况条件造成的测量误差与漂移

计量系统自身的不确定度及其在复杂现场条件下的放大效应也是导致出现输差问题的重要因素，主要包括流量计量装置、温压测量、仪表安装与维护管理等。长输站场普遍采用超声流量计、涡轮流量计或孔板流量计等，虽然装置精度可达较高水平，但其准确性依赖于严格的安装条件与运行维护，直管段不足、上游扰流件布置不当、流态偏斜或旋流、管内污染与结蜡、流量长期低于最佳量程、脉动流与噪声干扰等，都可能引起计量偏差。超声流量计还会受到声道污染、换能器状态、信号质量变化的影响。温度与压力测点若选型不当或安装位置缺乏代表性，会直接影响工况体积到标况体积的换算，差压变送器、压力变送器存在零点漂移和滞后，若校验周期延长或维护不到位，误差会累积放大^[5]。同时，计量旁路和主路切换、计量撬检修后的复位、过滤分离器压降变化、站内小流量放散与排污未计入等，也会引发短时输差波动。计量系统问题的典型特征是输差在较长时间内呈现稳定偏移或出现与某台设备状态高度相关的波动，通过对比多套计量装置、开展重复性检验、在线诊断以及溯源标定，往往能够定位根因。

2.4 数据链路、时间同步与核算边界管理导致的管理

型输差

即使物理过程与仪表本体都正常，数据链路不一致与核算口径差异仍可能制造管理型输差，在时间维度上，入口与出口数据若未实现统一时钟源，或存在采样周期差异、报文延迟、跨系统汇聚后的对齐策略不同，会造成同一统计周期内的量值错位，尤其在工况快速变化时更明显。数据丢包后的补点、插值、平滑算法不同，也会导致累计量出现偏差。在边界维度上，输差核算必须明确平衡边界，包括哪些入口点、哪些出口点、站内自用气、放空放散、排污、清管放散、计量旁路、临时跨接等是否纳入，边界设置不清或台账记录不全，会使输差被动承担本应单列的作业量。在口径维度上，标况基准、压缩因子取值方式、能量计量的热值来源、以及是否进行水蒸气修正、温压单位换算等若存在差异，会形成系统间不一致，常见于SCADA、计量管理系统、贸易结算系统多系统并存的管网企业。在流程维度上，异常处置闭环不足、计量与运行等部门职责边界不清、关键变更缺乏审批与版本管理，都会导致输差问题反复出现。此类原因往往通过数据治理与制度化管埋即可显著改善，统一数据标准与主数据、建立时间同步与数据质量监控、完善边界作业量计量和台账、将输差治理纳入绩效与审计闭环，能够把看不见的误差转化为可追踪、可校正、可持续优化的管理对象。

3 天然气长输管道输差控制措施研究

3.1 面向真实差异的运行工况与线路存气协同控制

针对由线路存气动态与非稳态工况引起的输差波动，控制思路应从把不可避免的物理波动剥离出来入手，实现运行侧的可解释、可预测、可纠偏。首先，在输差核算层面建立线路存气修正机制，以管道水力计算和瞬态模型为基础，结合分段压力、温度、流量数据计算管内气体质量变化，将入口和出口差分解为存气变化项、作业量项、计量误差项，避免把调峰与工况切换造成的暂态差异误判为损失。优化核算周期与平衡窗口，对调峰明显的管段采用滚动窗口核算，稳态期用短周期提升敏感性，非稳态期用长周期降低错位影响，并用稳态判别指标触发不同的核算策略。从运行调度角度减少非必要波动，对压缩机启停、阀门切换、分输调节等关键操作制定标准化曲线与限幅策略，尽量避免大幅度的压力阶跃与频繁切换，对于多气源混输管道，通过优化掺混策略与调度序列，减少短时反复的存气充放。将输差治理纳入站场与调度的联动考核，以稳态运行比例、存气变化可解释率、异常输差处置时效等指标约束运行行为，实现模型解释、运行约束、效果复盘的闭环，既尊重物理规律，

又把可控的工况扰动降到最低。

3.2 面向气质与物性的标准统一、在线校核与一致性管理

针对气质波动与物性参数处理不一致导致的换算偏差,应以统一标准、保证代表性、强化交叉校核为主线,构建能量和体积计量的同一口径体系。首先,统一物性计算与结算基准,明确标况温压基准、压缩因子模型的版本与参数、热值基准与计算方法,建立跨系统一致的主数据与算法服务,避免同一条管道在不同系统中出现同名不同值。提高在线气质测量的可靠性,对在线色谱和热值仪实施取样系统、仪表、算法一体化管理,重点治理取样管线凝液、伴热失效、减压稳压不稳、过滤与流量控制不当等问题,确保样气代表性。其次,建立色谱漂移监测与自动标定计划,采用多点比对及时发现异常。建立物性参数的合理性约束,对压缩因子、相对分子质量、热值设置物理范围与变化率阈值,出现突变时自动回溯气源切换、取样状态和标定记录,必要时启用临时替代策略并保留版本痕迹。最后,推进气质与计量的协同管理,在多气源混输场景下建立气源、掺混、结算的联动台账,明确气源切换、掺混比例变化的记录与审批流程,确保气质变化可追踪、可复核、可解释,从源头降低能量计量口径下的系统性输差。

3.3 面向计量误差的计量体系优化、在线诊断与溯源校准

针对流量计量装置与温压测量等带来的测量误差与漂移,应以仪表选型匹配、安装工况达标、在线健康诊断、周期溯源校准为核心,建立可持续的计量保障体系。需要提升计量配置的适配性,按设计与实际流量分布进行量程复核,避免长期小流量运行导致相对误差放大,对关键贸易计量点优先采用高精度、适应性强的计量方案,并合理设置备用计量与旁路,确保检修期间仍能保持可对比的计量链。严格控制安装与工况条件,对直管段、扰流件布置、过滤分离器压降、脉动源影响等进行工程审查和整改,必要时开展现场流态评估。温度与压力测点需满足代表性要求,避免局部温度未混合或取压点扰动造成折算偏差,引入在线计量健康诊断,以超声流量计为例,可通过声速一致性、声道偏差、增益与信噪比、诊断报警统计等指标实现软测量自检,对孔板和涡轮等可结合差压零点漂移、重复性与工况敏感性进行在线趋势监控,并与相邻站点、能量平衡结果交叉验证,快速识别慢漂移和突变故障。强化溯源校准与维护闭环,建立分级检定和校验策略,对发现异常的计量点实施工单化处置,并形成问题库、标准作业指导书、备件策略,将计量

误差从被动纠偏转为主动预防,显著压降长期偏移型输差。

3.4 面向管理型输差的数据治理、边界清晰化与闭环机制建设

针对数据链路、时间同步与核算边界不清导致的管理型输差,关键在于把输差从单纯结果指标升级为可审计、可追溯、可闭环的管理对象。统一时间基准与数据对齐规则,站场、SCADA、计量管理与结算系统必须接入统一授时,明确采样周期、累计量生成逻辑、跨系统汇聚的对齐窗口与延迟补偿策略,对数据丢包、补点、插值、平滑等处理建立统一规范,避免不同系统各自修数据导致差异扩大。建立数据质量监控与异常分级告警,围绕完整性、及时性、一致性、合理性四类指标设置相应的规则,出现异常自动定位到站点、点位、时间段与链路环节,并形成影响评估以指导处置优先级。明确平衡边界与作业量台账制度,对站内自用气、放散放空、排污、清管放散、临时跨越、旁路计量等建立标准化计量与记录口径,做到凡有气量必有去向、凡有作业必可核算,将本应单列的作业量从输差中剥离,同时对边界变更、参数修改、软件升级实行版本管理与审批留痕,保证历史数据可追溯。

4 结论

综上所述,输差并非单一技术问题,而是物理过程、计量系统与管理体系统共同作用的综合结果,其合理控制有赖于多专业、多层级的协同治理。因此,应通过模型修正与核算周期优化,实现对真实差异的合理剥离与解释。必须通过统一标准、强化在线监测和交叉校核加以控制,需要通过合理选型、规范安装、在线诊断与溯源校准构建可靠的计量保障体系。需要通过数据治理、边界清晰化和闭环管理机制建设,才能将输差由结果性指标转变为过程可控对象。

参考文献:

- [1] 王玲. 天然气长输管道计量输差影响因素与控制措施 [J]. 石化技术, 2020, 27(05): 167-172.
- [2] 刘玉杰, 马雨廷, 王伟, 等. 天然气长输管道输差分析及控制 [J]. 当代石油石化, 2019, 27(12): 35-38.
- [3] 程旭. 天然气长输管道输差的分析与控制措施 [J]. 化工管理, 2023, (11): 104-107.
- [4] 宁苇海. 天然气长输管道输差分析及控制措施 [J]. 石化技术, 2022, 29(09): 76-78.
- [5] 刘金. 天然气长输管道输差的分析与控制措施 [J]. 上海煤气, 2022, (03): 10-13.

作者简介:

陈文渊 (1986-), 男, 汉族, 江西赣州人, 大学本科, 工程师, 从事天然气销售、输送及场站运营管理工作。