

城镇燃气公司做好一级输差管理的措施与分析

米路强 (山东胜利股份有限公司, 山东 济南 250100)

摘要: 输差是天然气管道运行管理的重要指标, 做好输差分析和控制是所有管道企业所面临的一个重要课题。本文对天然气管道一级输差的影响因素进行了整理, 对管道一级输差管理具有一定的指导意义。

关键词: 天然气贸易计量; 输差影响主客观分析; 降低输差措施

0 引言

城镇燃气公司一级输差: 主要是指燃气公司与上游气源方(中石油、中石化、地方公司气源、互联互通气源方)在燃气贸易计量交接过程中所发生的计量数差。上游天然气管道企业对输差控制同样有着严格的要求, 并纳入业绩考核体系。一般情况下, 要求天然气输差控制在 0.25%^[1] 以内。由于上游气源方处于行业中的强势地位, 特别是国家管网、三桶油及省级管网公司在计量器具选择、计量人员管理上更加专业化(如使用国外超声波流量计、在线气体色谱分析仪), 一般情况下, 各燃气公司在对比计量器具上处于相对弱势。即便设备规格型号都一样, 依然有输差存在。输差治理方面也常有人为主观因素, 具有隐蔽性。

下面就分析一下在一级输差治理方面的几点措施与建议。

1 计量器具产生输差的客观原因

1.1 计量器具本身的误差

由于所选用的计量器具的精度等级不同、仪表系数修正不及时、参与计量的压力变送器、温度变送器的真实值出现偏差(偏大还是偏小等)都会直接影响流量计的输出值, 产生一级输差^[2]。因此除了流量计本身要完成定期计量校验外, 其他参与计量的附属设备或元器件都须同时进行校验, 以免计量数据偏差。

1.2 关于燃气的气质组分不同所导致的计量数据差异

上下游同为超声波流量计的, 如果下游未设色谱仪, 气体组分不能实时更新、修正, 在线气体组分数据与流量计中所设定的气体组分会有一些偏差。由于各气体组分的压缩因子、密度等不同, 则会导致计量数据产生差值。这也是上游对产生计量正输差时说的最多的解释。

一般情况下, 下游接气方会认为“肉烂在锅里”, 只要上游计量准确, 那就无所谓了。其实这就给了上游的计量管理人员更大的空间去“左右”计量偏差数据。

1.3 因管理不到位导致出现的计量差异

一般情况下, 对于输气量较大且非常重要的、作为贸易结算用的流量计检定, 上下游双方都应该派技术人员参与并监督流量计定期检验过程。

在计量监督管理部门或是上下游双方同意, 根据计量检定证书上的仪表系数 K 值, 由该计量器具生产商现场技术服务人员对流量计的仪表系数 K 值进行修正后, 双方进行铅封。在供气方特别强势或某种原因下, 流量计由单方去做检定的情况也经常发生, 由于计量管理人员对流量计的实际正负偏差(即使在正常精度范围内)情况不掌握, 大多数情况下, 不作系数修正。

随着计量器具的使用年限增长, 一般情况下, 鉴定出的实际 K 值会比原来 K_0 小。K 值越大, “跑”得越慢; K 值越小, “跑”得越快。这时就应该将原流量计中的 K_0 值调小至鉴定系数 K。如果不作调整, 流量计所产生的偏差会对下游有利。

2 计量器具产生输差的人为主观因素分析

天然气计量所使用的主要物理学公式即为实际气体状态方程: $PV/T=nZR=$ 恒量 (n 为摩尔数, Z 为压缩因子, R 为摩尔气体常数)。流量计就是根据这个气态方程进行气体体积实况和标况间换算的。主要公式原理如下所示:

气态状态方程: $PV=nRT$

工况与标况的换算公式: $P_1 \times V_1/T_1 = P_2 \times V_2/T_2$

由此得出:

$$\text{标况流量} = \frac{\text{工况流量} \times (\text{工作压力 Mpa} \times 1000 + \text{实际大气压 Kpa}) \times 273.15}{101.325 \times (\text{工作温度}^\circ\text{C} + 273.15)}$$

$$\text{工况流量} = \frac{\text{标况流量} \times 1.01325 \times (\text{工作温度}^\circ\text{C} + 273.15)}{\text{工作压力 Mpa} \times 1000 + \text{实际大气压 Kpa} \times 273.15}$$

备注:

P1: 标况压力, 单位 kPa, 以标准大气压取值 = 101.325 kPa

V1: 标况流量, 单位 NM^3/h

T1: 标况温度, 单位开尔文 K, 取值 273.15K (即 0°C)

P2: 工况压力 = 表压 MPa $\times$ 1000 + P 现) kPa,
P 现: 现场实际大气压, 近似按标准大气压取值
= 101.325 kPa

V2: 工况流量: 单位 M^3/h

T2: 工况温度 = (实际温度 $^{\circ}C$ + 273.15) K, 温度换算:
 $K = 273.15 + ^{\circ}C$

从上述公式中, 发现导致输差产生的人为或主观因素可以从压力、温度、压缩因子等多个参与计量的数值来分析。

在计量管理中还有一种比较隐蔽、不易受到重视的计量设备。除了计量器具本身的精度之外, 参与计量系统的压力变送器、温度变送器的示值偏大或是偏小, 也会导致输差产生。

温度变送器、压力变送器。温度、压力是天然气流量计算的基本参数, 温度、压力数值直接参与计量数据的计算中。在温度变送器、压力变送器的使用中, 首先要确保使用的仪表符合计量系统的相关精度要求, 并在有效检定周期内。同时, 还应该定期通过温度、压力测量值的监视和对比, 检查是否有异常。

此类设备人为操作、控制调整时, 更加简单、隐蔽。此种情形之下, 即使计量器具的准确性没有问题, 如果 SCADA 站控系统流量计算机中修改参与计量设备的量程参数, 就可以实现示值变大或是变小。此类操作很简易, 恢复方便, 是上游“赚取”下游气量非常隐蔽的一种惯用的手法。具体原理分析如下:

天然气站控 SCADA 系统, 一般使用的是 4~20 mA 的模拟信号, 量程最小对应 0 mm, 量程最大对应 20 mm, 示值与电流模拟信号成线性正比关系。同一个模拟信号下, 表显的数值与真实值就有偏差。现在就压力变送器和温度变送器举例说明。

2.1 例参与计量的压力变送器的标定量程为 0~4 MPa

如果将设备量程人为修改为 0~3.95 MPa, 表显示值

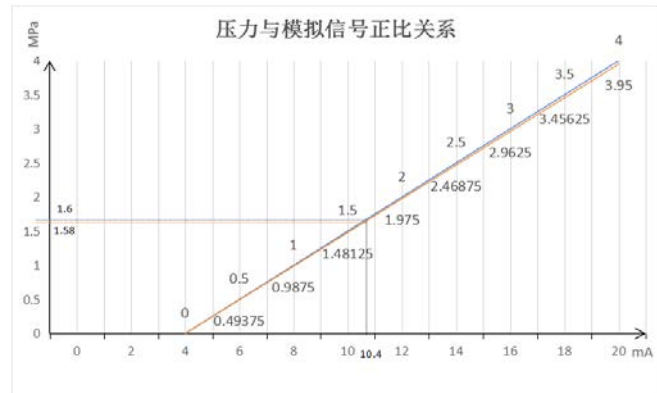


图 1

怎么变化呢? 如图 1 所示。

原正比直线斜率:

$$(4.0 - 0) / (20 - 4) = 0.2500 \text{ MPa/mA}$$

修改后正比直线斜率为:

$$(3.95 - 0) / (20 - 4) = 0.2468 \text{ MPa/mA}$$

根据一次函数公式 $y = kx$, 代入最高和最低点坐标计算。如果原来示数为 1.6 MPa 修改后真实数据应该 1.58 MPa。

$$(1.58 - 1.6) / 1.6 = -0.0125, \text{ 压力数据偏小。}$$

如此仅压力一项就会影响在一级输差约 1.25%, 为负偏差。反之, 如果调大量程, 压力值偏大, 为正向偏差, 则有利于上游。

2.2 温度变送器量程调整后, 示值影响亦是如此

如温度变送器量程为 $-20^{\circ}C$ — $+55^{\circ}C$, 人为修改调整为: $-20^{\circ}C$ — $+50^{\circ}C$ 则表显数值偏差情况如何? 如图 2 所示:

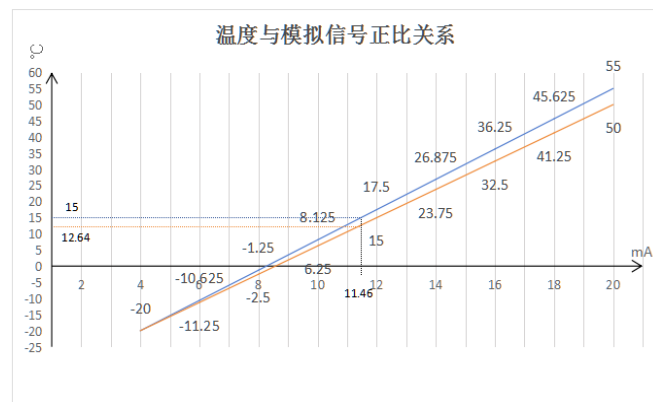


图 2

原正比直线斜率为 $(55 + 20) / 16 = 4.68^{\circ}C / \text{mA}$

人为调整后直线斜率为 $(50 + 20) / 16 = 4.3754.68^{\circ}C / \text{mA}$ 。

根据一次函数公式 $y = kx + b$, 代入最高和最低点坐标计算。可得如果温度变送器原示数为 $15^{\circ}C$ ($288.15K$), 真实数据应该为 $12.64^{\circ}C$ ($285.79K$)。温度越低, 流量计数值越大, 为正偏差, 对上游有利。仅温度一项就可影响在一级输差约 0.8%。可见, 参与计量的压力变送器、温度变送器的远传数值的真实性非常重要, 与流量计最终数据的准确性关联性非常之大。

3 做好一级输差管理 (即上游气源管理) 的措施与建议

天然气的输差成因种类繁多, 和仪器的型号选择、管道压力的变化素以及环境、设备、测量误差等密切

相关,这给管道计量管理部门带来一定的难度和压力。

3.1 提前介入加强计量器具监管,确保设备选型符合要求

天然气管道计量系统必须符合《天然气计量系统技术要求》(GB/T18603-2014)及其他相关的标准规范和技术要求。从设备选型阶段,就应该提前介入,确保所采购设备的精度符合要求。

3.2 加强设备管理,杜绝泄漏损耗

工程投产初期,加密巡检,做好检漏工作,尤其是对法兰、螺纹、丝扣等部位,一旦发现泄漏立即处理。其次,在日常管理中,重视设备的现场管理,做好清洁、润滑、保养、检查、检定等工作。要严格按照设备厂家提供的操作维护手册,做好使用和维护保养工作。现场人员定期巡检,及时发现处理各种异常情况。

3.3 与上游供气单位做好每日气量交接,要重视上游计量管理人员,日常关系融洽

加强管道运行数据管理。每天对交接气量、自用气量进行统计和填报,实行审核和考核制度,确保数据准确无误。在有设备维修、施工动火等情况时,尽量先降低压力再实施放空,减小并准确计算放空气量,减少天然气损失。在输差数据异常时,必须要加强沟通协调,据理力争。

3.4 要关注上游供气计量设备的管理

尽可能参与流量计的现场效验,并掌握流量计的仪表系数与校验鉴定证书数据对比情况。要对参与计量的压力变送器、温度变送器等关键设备提出定期效验的管理要求。

如有机会到上游供气的工艺计量区时,要重点关注在线压力变送器、温度变送器的示数与就地显示的压力表、温度表的读数是否存在较大差值。(重要提示:一般情况下的压力变送器为绝压示值读数,与现场压力表示值读数相差一个标准大气压)。

如远传的压力数值偏高、温度偏低,则对上游供气方有利,容易出现较大的一级输差,这时就应该与上游单位进行磋商与协调。反之,则对下游接气方有利。

3.5 气质分析

一级输差比较大的城镇燃气公司可以考虑与上游采用同型号的计量设备和加装在线色谱分析仪器,最大可能减少一级输差对公司输差的影响。气质分析有在线分析和离线分析两种。在线分析实时性好,离线分析测量精确但实时性较差,天然气管道行业通常采

用在线色谱分析仪来对气质组分进行分析测算。色谱分析仪较为复杂,操作维护都具有一定的专业性和技术性。当气质组分变化时,会比较明显的影响到压缩因子的计算,而压缩因子直接参与输气量的计算并产生较大影响。

3.6 强化计量人员培训,提高人员专业素质

培养计量专业人才,提高专业技术水平。建立科学有效的用气数据统计分析方法,运用SCADA远传技术,对用气数据定时采集、监控,缩短数据采集分析周期,及时发现泄漏、设备故障及其他情况。

现场操作人员的业务素质对输差管理至关重要,任何制度、方案都需要由现场人员完成。通过员工培训,不断提高其责任心和业务能力,掌握初步的故障识别和处理能力,形成一支技术过硬、责任心强的一线队伍,对管道输差控制乃至整个管道的平稳运行都具有重要作用。

3.7 应建立公司级的输差管理与治理体系,在发现偏差较大时,能及时发现问题,并治理到位

因输差管理涉及多部门的系统工程,必须组建由公司一把手牵头的输差整治机构,需包含工程施工、计量管理、设备维护、客服抄表及财务统计等各部门相关人员及技术骨干,制定输差目标,实施输差计划指标的责任制考核,编制输差整治实施方案,制定输差整治措施,开展输差整治工作。从上到下层层签订《输差整治责任状》,列明奖罚内容,并严格执行。

4 结论

为全面有效的归纳天然气管道输差的各种因素,计量管理人员可以逐项进行排查并及时进行处理。计量管理人员应加大计量设备的管理力度,定期检查维护,及时组织检定;另一方面也提示管道企业应加强非计量设备等方面的管理,如计量器具铅封、后台实时监控等。输差是整条管道的系统性问题,需要各部门提高认识,密切配合,共同将天然气管道输差控制在合理的范围以内。

参考文献:

- [1] 王力勇,宋春慧.天然气长输管道输差控制与分析[J].油气储运,2007,26(4):44-47.
- [2] 张书丽,胡耀.天然气长输管道输差分析[J].工业计量,2004(S1):64-66.
- [3] 黄和,宋德琦,段继芹,等.GB/T18603-2014天然气计量系统技术要求[S].北京:中国标准出版社,2015.