

天然气输气站场计量系统常规故障分析

詹华英 (江西省天然气投资有限公司, 江西 南昌 330096)

摘要: 为了确保天然气贸易交接计量的公平、公正, 结合天然气管网计量系统现状, 分析了影响计量系统准确度的3种因素, 即流体状态对气体超声波流量计的影响、调压后计量对气体超声波流量计的影响及压力波动对智能旋进流量计的影响。基于国家相关标准要求, 为实现经济效益最大化, 对原有计量工艺流程进行改造, 设计了小流量计量工艺流程和大小流量自动切换计量流程, 优化了计量仪表选型, 既提高了计量系统的测量准确度, 又避免了前端压力波动造成流量计准确度降低的问题。

关键词: 天然气; 贸易交接; 计量系统; 流量计; 误差分析

0 引言

随着管输天然气在全国县市的逐渐普及, 各地区城镇燃气实际使用量与工程建设设计存在一定差异, 导致部分输气末站贸易交接计量设施与实际使用气量不匹配, 给天然气贸易结算带来一定程度的困难, 天然气贸易交接计量争议时常发生。天然气管网输气末站站内设施包括进站分离器、调压橇、计量橇、进出站紧急切断、放空及辅助设施等。

1 计量系统存在问题

1.1 先调压后计量导致压力波动

由于部分场站计量工艺是先调压后计量, 调压阀引起的气流压力波动造成流量计准确度降低、测量范围窄、易超量程运行等问题。GB/T18603-2014《天然气计量系统技术要求》第5.1.2.3节规定: 应该注意避免脉动流和振动, 同时第7.2.2.5节也提出压力脉动、流速脉动及振动现象可能导致流量测量的较大误差。该标准两次强调脉动和振动对流量计造成的影响, 可见计量系统不平稳运行对流量计准确度影响很大。

1.2 设计输气量与实际用气量严重偏离

部分输气末站实际用气量远低于设计输气量, 导致计量系统不能连续运行。当调压回路工作时, 由于下游用户用气量小于调压橇的最小工作流量, 导致调压橇工作时天然气充入下游管线。此时下游管线天然气无法及时消耗导致管线压力增加, 当压力增加到调压橇出口允许最大压力时调压橇自动关闭。此时下游用户继续用气使管线压力下降, 当调压橇出口压力降到设定值时调压橇启动, 向下游管线充气。由于调压橇不断开启、关闭, 引起的气流波动造成流量计经常超量程运行或低于下限运行。这两种运行方式都会严重影响流量计的准确度, 导致输差增大, 供气方经济效益下降。

1.3 下游用户复杂导致用气量波动大

部分站场除给城镇居民供气外, 还给CNG加气站供气。由于城镇燃气用气量随季节、早中晚用气时段变化很大, CNG加气站压缩机启停又有很大的不确定性, 这就导致管网用量高峰低谷流量比增大, 最大可达50:1。该比值已经远远超过量程比最大的流量计所能计量到的量程范围。

2 误差分析及对策

2.1 工况波动对流量计准确度影响分析

天然气管网交接计量流量计有气体超声波流量计和智能旋进流量计。气体超声波流量计用于DN 100mm及以上管线天然气计量, 智能旋进流量计用于DN 100mm以下管线天然气计量。这两种流量计均为速度式仪表, 通过误差分析研究工况变化对流量计准确度的影响。

2.1.1 流体状态对气体超声波流量计的影响

管道内气体流动的稳态一般可分为层流、湍流和层流湍流过渡状态三种状态。层流是指流体有序的直线运动, 它们之间不相互混合, 如果混合就是湍流(紊流)。雷诺数大小是判断流体状态的关键参数, 雷诺数小表明黏性力大, 在一定程度上流体颗粒表现为层流, 反之则表现为湍流。流量测量值在不同的流体状态下修正过程中存在差异, 因为流速的分布在不同的流动状态下是不同的。在黏性作用下, 流体在管道截面方向的速度是不均匀的, 通常呈梯度分布状态。管道壁面附近的速度最小, 趋于0; 管道中轴线处的速度最高。当气体在管道中轴线方向的任意位置的速度分布近似相同时, 则认为气体流动为稳定状态, 即湍流状态。此时由于速度分布相对均匀, 测量系统误差也会减小。当流体为层流时, 管道内流体的速度分布变化较大, 计算平均流速困难, 产生的误差也会增大。

图1为不同雷诺数下的计量系统相对误差。一般

情况下,雷诺数越大,介质流态趋于湍流,流量计测量值越接近实际值,即相对误差趋于零。

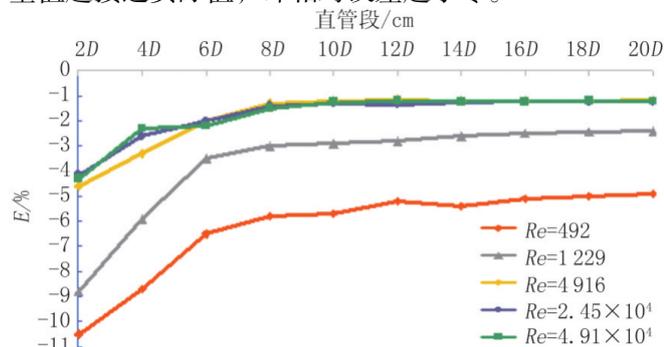


图1 不同雷诺数下系统误差随直管段变化的趋势

2.1.2 调压后计量对气体超声波流量计的影响

超声波流量计的工作原理是使用一对超声波换能器交替(或同时)发送和接收超声波,利用流体带动声波的偏移时间来测量介质流速。

超声波换能器传播的声音频率一般在130kHz(不同厂家有所不同)。根据流速等工况变化,调压橇中调节阀调压产生的噪声在16~130kHz左右。当达到一定工况时,超声波换能器的工作频率会与介质的波动频率重合,超声波流量计换能器难以区别甚至无法区分这两种信号,严重影响超声波流量计的性能、准确度和稳定性,甚至使流量计无法工作。试验研究表明,高频噪声可使超声波计量的误差高达2%。对于天然气贸易交接计量,计量系统根据输量不同,最大不能超过3%。这样计量系统本身误差再加上高频噪声产生的误差会使计量系统实际误差超过规范要求,因此要提高计量系统准确度,必须尽量避免调节阀高频噪声影响。

2.1.3 压力波动对智能旋进流量计的影响

图2为旋进旋涡流量计的结构图。当流体通过旋涡发生器后,流体被迫绕着发生器剧烈旋转,形成旋涡。旋涡的频率与体积流量成正比。

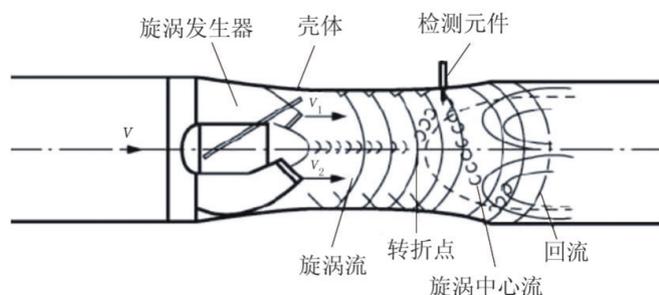


图2 智能旋进流量计结构示意图

通过图2可以看出,智能旋进流量计是通过检测旋涡发生体产生旋涡频率计算气体流量的,因此要保

证计量准确度,首先要保证流量波动缓慢,且通过流量计流体形成紊流。因为当流量变化时,涡流发生体产生的旋涡频率会动态变化,只有在新流体状态相对平衡时,流量计量才能准确。即保证直管段,先计量后调压或增加调节阀与流量计之间的直管段长度;其次要降低干扰,包括管线外部振动或阀门频繁操作等设备的噪声影响和电磁干扰。

3 现场仪表本体常见故障原因及解决办法

3.1 温度仪表系统常见故障分析

3.1.1 温度突然增大或减小

温度突然增大故障多为热电阻或热电偶断路、接线端子松动、(补偿)导线断、温度失灵等原因引起;突然减小故障多为热电偶或热电阻短路、导线短路及温度失灵引起。这时需要了解该温度所处的位置及接线布局,从接线口、导线拐弯处等容易出故障的薄弱点入手,断开供电后用万用表的电阻(电压)档在现场检测、中间变送、终端显示等不同的位置分别测量几组数据就能很快找出原因,并做相应处理即可解决。

3.1.2 温度出现大幅度波动或快速震荡

此时应主要检查工艺操作情况,如工艺参数的变更,阀门流程的切换等情况,(参与调节的仪表出现大幅度波动或快速震荡时,需检查调节系统运行情况)。

3.2 压力仪表系统常见故障分析

3.2.1 压力突然变小、变大或指示曲线无变化

此时应检查变送器引压系统,检查根部阀是否堵塞、引压管是否畅通、引压管内部是否有异常介质、排污丝堵及排污阀是否泄漏等。冬季设备的冻堵也是常见现象,变送器本身故障可能性较小。

3.2.2 压力波动大

这种情况首先要与工艺人员结合,一般是由操作不当造成的,(参与调节的仪表出现大幅度波动或快速震荡时,需检查调节系统运行情况)。

3.3 流量仪表系统常见故障分析

3.3.1 流量指示值偏大或偏小

以常用的速度式和差压式流量仪表为例一般由以下原因造成:

①差压类流量仪表(差压孔板流量计算机)计量偏大主要原因是负压室引压系统堵塞或漏气,或静压值偏高。变送器需要调校的可能不大。计量偏小主要原因是正压室堵或漏;系统压力低;检测元件损坏、显示有问题;线路短路或断路;②速度式流量仪表(超

声或涡轮)偏大主要原因是系统压力高;检测元件损坏如超声波探头损毁、涡轮传感器故障;显示有问题;线路短路;计量偏低主要原因是系统压力低;检测元件损坏如超声波探头损毁、涡轮传感器故障或涡轮卡滞;显示有问题;线路断路;③检查流量计算机本体故障以及参与换算的参数数据采集有无异常(压力、温度等)。参与PID调节的参数还要检查调节器、调节阀及电磁阀工作状态。

3.3.2 流量波动大

流量参数不参与调节的,一般为工艺原因导致数据波动;参与调节的,可检查调节器的PID参数。其次采用方法是退出PID自动控制逻辑,改为手动控制逐步对故障原因进行分析,通过简单合理的调节查看变化情况,如果数据变化明显则表明可能为工艺变化导致;如果变化或者变化不明显,则表明多数为仪表系统故障,再根据实际情况逐项排查确定采集、传输、控制三部分故障点。

3.4 液位仪表系统常见故障分析

随着技术发展及特殊行业需求目前场站液位仪表通常采用磁感式、超声波式、压力转换式三种液位仪表。常见具体故障如下:

3.4.1 液位突然变大或变小或频繁波动

首先和工艺人员结合检查工艺情况有无变更,现场就地仪表显示是否正常,变送器负压室引压系统是否堵塞、泄漏等,确认现场介质点无明显异常。其二检查有无断路、短路接线端子松动等原因引起,这时需要了解仪表所处的位置及接线布局,用万用表的电流档在现场检测、中间变送、终端显示等不同的位置分别测量几组数据就能很快找出原因,并做相应处理即可解决。

3.4.2 中控室指示与现场液位不相符

首先判断是否是现场仪表故障,如现场液位计根部阀关闭、堵塞、外漏易引起现场指示不准。仪表零点、测量范围错误时,可现场使用MC5或hart475进行校验。

3.5 终端显示常见故障原因及解决办法

3.5.1 PLC故障及解决方法

①硬件模块损坏;②通道接线错误;③输入信号类型错误;④软件设置错误。

解决办法:①检查各模块指示灯情况,在线程序查看报警信息,按照故障指示或程序提示,找出损坏硬件模块进行更换;②对照I/O点表,检查对应通道

接线是否正确,核实现场参数与输入通道是否对应,对错误接线进行调整;③对照I/O点表,检查对应通道信号类型,类型错误时,在输入端对信号进行调整;④检查软件中硬件配置及对应通道设置情况,对错误配置进行修改。

3.5.2 通信故障及解决方法

①交换机或路由器未正常工作,供电不正常;②交换机或路由器配置错误,对应通信端口未打开或损坏。

解决方法:①检查路由器、交换机工作电源是否正常,检查供电及线路是否正常;②使用“ping”命令,检查与路由器网关连接情况;③查看路由器配置及端口工作状态;④重新启动路由器或交换机,对损坏设备进行更换。

3.5.3 上位机故障及解决方法

①PLC地址配置错误;②与组态软件数据库连接设置错误。

解决办法:①查看数据库地址点表,对错误地址进行修改;②查看软件中配置信息,对错误信息进行修改。

4 结束语

无论哪类仪表出现故障,我们首先要了解该仪表所处安装位置的生产工艺状况及条件,了解该仪表本身的结构特点及性能;维修前要与工艺人员结合,从工艺操作系统和现场仪表系统两方面入手,结合此方法,就能判断出仪表故障的真正原因;同时还要了解该仪表是否伴有调节和连锁功能,特别要考虑被测参数和控制阀之间的关联,将故障分步分段判定,也就很容易找出问题所在,对症下药,维修过程中要尽可能保持工艺稳定。

参考文献:

- [1] 陈若珠,李超.浅析石油化工自动化的发展趋势[J].企业技术开发,2011(03).
- [2] 李锋林,赵艳海.石油化工自动化的关键技术及结构探讨[J].中国石油和化工标准与质量,2012(01).
- [3] 陈军,刘国明,蒋德华.石油化工自动化仪表的浅析[J].化学工程与装备,2010(04).
- [4] 吕泽锋.大型输气站场自控系统设计[J].中国仪器仪表,2014(12):40-42.
- [5] 徐志强,迟彩云.西气东输管道天然气贸易交接计量系统的设计与应用[J].石油化工自动化,2008,44(01):30-34.