

# 计量核查技术在气体超声计量系统性能评价中的应用

王辉<sup>1,2</sup>, 刘丁发<sup>1,2</sup>, 张强<sup>1,2</sup>

1. 中国石油西南油气田分公司天然气研究院, 成都 610213

2. 国家石油天然气大流量计量站成都分站, 成都 610213

**【摘要】** 介绍了气体超声计量系统的计量核查技术, 通过对某天然气管道公司多个计量站点的性能评价进行综合分析, 分析了现场计量核查中出现的问题, 优化了计量核查方法, 并结合计量现场部分典型实验, 研究了声速核查结果超差、温度核查结果超差以及气质组分对声速核查的影响。实验证明, 计量核查技术是保证计量系统准确可靠的有效措施。

**【关键词】** 气体超声流量计; 计量核查; 性能评价

**DOI:** 10.3969/j.issn.2096-9015.2021.04.15

**【引用本文】** 王辉, 刘丁发, 张强. 计量核查技术在气体超声计量系统性能评价中的应用 [J]. 计量科学与技术, 2021, 65(4): 68-73, 77.

## Application of Measurement Verification Technology in Performance Evaluation of Gas Ultrasonic Measurement System

WANG Hui<sup>1,2</sup>, LIU Dingfa<sup>1,2</sup>, ZHANG Qiang<sup>1,2</sup>

1. Natural Gas Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gas Field Company, Chengdu 610213, China

2. Chengdu Verification Branch of Oil & Gas Large Flowrate Measurement Station, Chengdu 610213, China

**【Abstract】** This paper introduces the measurement verification technology of the gas ultrasonic measurement system. Through a comprehensive analysis of the performance evaluation of multiple measurement stations of a natural gas pipeline company, the problems in the field measurement verification are analyzed, the measurement verification method is optimized, and the effects of sound velocity verification result overruns, temperature verification result overruns and gas quality components on sound velocity verification are investigated combined with some typical experiments. Experiments have proved that the measurement verification technology is an effective measure to ensure the accuracy and reliability of the measurement system.

**【Key words】** gas ultrasonic flowmeter, measurement verification, performance evaluation

## 0 引言

随着我国天然气工业的快速发展, 已有大量气体超声流量计应用于高压、大流量的天然气计量, 在新建的贸易交接计量站中, DN100 及以上口径的流量计基本上选用气体超声流量计。针对气体超声流量计, 我国颁布了相应的国家标准和检定规程, 明确了气体超声流量计在贸易交接计量现场的安装、检定和使用相关技术要求。在贸易交接计量现场, 计量系统是一套组合测量系统, 不仅仅包括气体超

声流量计, 还包括压力变送器、温度变送器、流量计算机以及色谱分析仪等标准设备, 其各个分量的计量特性及系统运行状态直接影响天然气流量计量结果的准确度及供需双方的经济利益。

计量系统性能评价是实施测量过程控制、确保计量结果准确可靠的重要方法之一, 不仅适用于实验室, 也适用于贸易交接计量现场。计量系统的计量准确度不仅与流量计、压力温度测量仪表的准确度有关, 还与组合后整套系统的运行状态、现场安装工艺条件以及信号传输质量、导线电阻、信号转换

质量等因素相关<sup>[1]</sup>。计量系统某个分量的指标不满足标准规范的要求,可能不是设备本身的原因,而是其他因素造成。因此,如何减少测量设备、人员、环境、方法等各种因素造成的误差,将成为计量核查技术的关键<sup>[2]</sup>。

## 1 计量核查技术

### 1.1 标准和规范

对于整个气体超声计量系统的性能评价,需要全面覆盖各个单元,主要从三个方面开展计量核查,包括超声流量计性能核查,压力、温度变送器及通道核查,流量计算机性能及参数设置核查。涉及到的相关标准和规程<sup>[3]</sup>如表 1 所示。

### 1.2 气体超声计量系统核查方法

#### 1.2.1 气体超声流量计核查

气体超声流量计的核查是计量系统核查的关键,主要包括标准表法、在线检定法和声速核查法。标准表法是将流量计送到国家法定计量技术机构进行实流检定,按照检定规程的要求确定流量计的计量性能;在线检定法是采用移动标准装置对计量站场的流量计进行实流检测;声速核查法是用声速核查的方法核查流量计的性能<sup>[4]</sup>。由于标准表法需要将流量计拆卸送检,影响日常生产;在线检定法需要计量站场配备可以连接的工艺管线,目前很多计量站点均不具备条件,对计量站场设计改造成本较高,运行时要充分考虑工艺设施的运行状态,移动式标准装置的工艺条件等因素,同时二者检定费用也比较高,因此,通常采用声速检验法对气体超声流量计进行现场核查。

目前,大部分流量计生产厂家生产的超声流量计都已具备了监测流量计每一声道信号的增益值、每一声道接收信号的百分比和每一声道的信号噪音

比的功能,并能测量出每个声道的声速值、总的声速值、每个声道的流速值及通过流量计的平均轴向流速值<sup>[5]</sup>。依据这些信号参数,能够判断出流量计的工作状态,实现对超声流量计在使用过程中进行检验。但是开展声速核查必须具备以下两个基本条件:

1)测量条件。开展气体超声流量计的声速核查,首先测量管道内的气体流动应平稳,温度分布均匀,气体流速不低于流量计分界流量对应的流速,环境温度、湿度和大气压力应满足测量仪表正常工作要求。

2)声速计算软件。理论声速计算软件程序应采用 A.G.A.Report No.10 提供的计算方法,过程参数和计算结果应满足 G.A.Report No.10 提供的程序校验要求。标准声速计算软件应经过国家法定计量机构或授权法定计量机构的认证。应满足的技术指标如下:检定(校准)证书在有效期内;声速误差小于±0.2%;没有影响测量性能的报警,若发现有影响测量性能的报警,给予记录并评估其影响程度;增益指标满足流量计厂家确定的指标。同时,参数修改记录中,应无影响计量性能的参数修改,若出现影响计量性能参数修改,记录并估算其影响程度。

#### 1.2.2 压力变送器核查

实验室对于压力变送器的核查,一般采用高等级的压力标准装置对变送器进行检定或者校准<sup>[6]</sup>。但是,很多计量现场变送器无法拆除,为了保证核查的质量,可以采用一体化联校方式进行,即现场使用电学标准输入标准电流值,在控制室内采集相应数值进行比对核查,要求偏差小于变送器准确度,主要技术指标如下:

- 1)检定(校准)证书在有效期内;
- 2)示值误差小于变送器准确度;
- 3)通道误差小于 0.2%。

表 1 性能评价标准与规程

Tab.1 Performance evaluation standards and regulations

序号	评价项目	依据的标准与规程
1	超声流量计性能核查	JJG1030—2007《超声流量计》检定规程
		GB/T 30500-2014《气体超声流量计使用中检验-声速检验法》
		GB/T 18604《用气体超声流量计测量天然气流量》
2	压力、温度变送器及数据通道核查	JJG882-2004《压力变送器》检定规程
		JJF1183-2007《温度变送器校准规范》
		JJG 1003-2005《流量积算仪》检定规程
3	流量计算机性能及参数设置核查	GB/T 18603《天然气计量系统技术要求》
		GB/T 17747-2011《天然气压缩因子的计算 第2部分:用摩尔组成进行计算》
		GB/T 21446-2008《用标准孔板流量计测量天然气流量》附录H

### 1.2.3 温度变送器的核查

实验室对于温度变送器的核查,一般采用恒温槽对变送器进行检定。由于计量现场变送器无法拆除,为了保证核查的质量,可以采用一体化联校方式进行,即现场使用电学标准输入标准电流值,或者用电阻箱直接输入电阻值,在控制室内采集相应数值进行比对核查,要求偏差小于变送器准确度,主要技术指标如下:

1) 检定(校准)证书在有效期内;

2) 通道误差小于 0.2%;

3) 温度变送器误差小于允许误差,同时考虑硬件配置水平或管理要求,若无要求,一般按照 0.5 °C 评价。

### 1.2.4 流量计算机核查

1) 应全面检查其置入参数和现场参数是否匹配,包括:标准参比条件;压缩因子、密度、高位发热量、声速算法选择;流量计修正系数;气质分析组分数据;检查流量计算机内参数修改历史记录。

2) 若流量计算机压力、温度参数使用模拟信号,在压力温度仪表检查时予以检查;若流量信号传输采用模拟信号,则检查该通道的误差,通道误差应小于 0.1%。

3) 算法检查,依据 GB/T 17747-2011、GB/T 11062-2014 计算。

### 1.2.5 气体组成测量核查

气体组分分析方法、使用的标准气体和取样方法应符合 GB/T 13610 和 GB/T 13609 标准的要求,推荐采用在线色谱仪分析气体组成数据,同时色谱仪应具备有效的检定证书。

## 2 现场性能评价存在的问题

在对某天然气管道公司计量系统性能评价中发现,用户对于气体超声流量计、压力温度变送器以及其配套流量计算机的管理能够按照检定规程和标准的要求进行<sup>[6]</sup>,计量系统配套设备总体情况良好,但仍存在流量计参数设置错误、流量计声速核查部分指标不符合要求、以及压力变送器导压管及其接口存在泄漏的问题。

### 2.1 声速核查超差

造成声速核查超差的原因比较复杂,可能由于流量计自身性能发生变化,也可能由于其他原因造成,综合分析产出超差的原因,有以下几个方面:

1) 管道内流态不稳定;

2) 流量计性能不稳定;

3) 天然气组分分析没有采用在线色谱仪,组分

的变化会给声速核查带来影响。

### 2.2 温度核查超差

由于计量现场的温度变送器大部分不能拆卸,对于变送器主要核查温度通道,同时检查计量器具是否在检定周期内,因此,导致温度核查超差的原因,有以下几个方面:

1) 由于温度通道硬件老化导致与核查标准有偏差;

2) 温度变送器性能不稳定;

3) 部分温度联校误差偏大。

### 2.3 气质组分影响声速核查

由于计量站点等级不一致,可能有部分计量站点未配备色谱分析仪,或者配备了色谱分析仪,但是没有将数据及时更新,因此,气质组分会影响声速核查效果。

1) 计算机使用组分未能及时更新,站内色谱未实际投入使用,仅作为比对数据使用;

2) 使用旧组分会造成声速核查超差,使用新组分后声速核算合格,上游(油田计量)未更新,为保证输差稳定与上游保持一致,故也未更新。

### 2.4 流量计参数设置

现场核查流量计参数时,可能存在流量计内置参数与检定证书不一致的情况<sup>[7]</sup>,多数是因为置入参数时没有保留小数点后有效位数字,或者有效数字的选择不一致,保留两位有效数字后能与检定证书一致。

### 2.5 现场工艺

现场工艺对计量系统各个单元会造成一定的影响,存在的问题主要有以下几个方面:

1) 压力变送器放空时发现少量的液体排出,部分取压考克开启圈数偏少,可能造成冰堵;

2) 导压管内存在液体;

3) 温度变送器套管内未加传热液体。

## 3 典型案例分析

### 3.1 温度问题引起的声速核查差异

以国内某天然气管道公司的气体超声流量计计量系统进行评价为例,气体超声流量计的口径为 DN300,流量测量范围为 80~10000 m<sup>3</sup>/h,最大工作压力 9.5 MPa。初步核查,各类计量器具均在检定周期内,检定证书的有效性满足合规性评价的要求,无影响测量性能的报警,无影响计量性能参数修改。根据现场实际情况,在对气体超声计进行计量核查时,采用的是声速核查的方法,第一次核查的组分计算数据见表 2,声速偏差为 0.32%(见表 3),超过了声速核查的要求。

表 2 第一次核查组分计算 (AGA10 参数计算)

Tab.2 The first verification of component calculation (AGA10 parameter calculation)

组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%
甲烷	93.926	水蒸气	/	异丁烷	0.028	正庚烷	/
氮气	1.277	硫化氢	/	正丁烷	0.032	正辛烷	/
二氧化碳	/	氢气	/	异戊烷	0.030	正壬烷	/
乙烷	2.924	一氧化碳	0.765	正戊烷	0.025	正癸烷	/
丙烷	0.928	氧气	/	新戊烷	/	氦气	0.065
合计	100.00			正己烷	/		/
温度	18.3℃	压力	99.3Bar	基准压力	1.013 25 Bar	基准温度	20.000 °C

表 3 第一次声速偏差计算 (软件声速计算显示)

Tab.3 The first sound speed deviation calculation (software sound speed calculation display)

平面	声道	摩尔百分含量	声速(m/s)	偏差(%)		
				测定	参考	偏差
1	1	100	416.688	-0.04	-0.05	0.01
	2	100	416.620	-0.06	-0.02	-0.04
2	3	100	416.768	-0.02	-0.05	0.03
	4	100	417.650	0.19	0.18	0.01
3	5	100	416.732	-0.03	-0.02	-0.01
	6	100	416.779	-0.02	-0.04	0.02
	声速平均值		416.869			
	流量计测量声速		416.869			
	AGA10计算声速		415.530		0.32	

由于发现声速核查指标超差,现场技术人员再一次详细检查了气体超声流量计的各个声道数据、增益值以及信噪比等技术参数,核对了组分数据以及压力温度变送器的参数,与同一汇管上布置的计量管路进行横向比对,发现所有参数均在正常范围内,于是进行了第二次核查,组分计算数据见表 4,声速偏差为 0.26%(见表 5),超过了声速核查的要求。

根据现场核查数据,技术人员初步判断是流量计本身的原因造成的声速核查超差,但是通过与计量站场工作人员沟通,发现该流量计一段时间以来运行良好,没有出现异常报警和计量差异,流量计本身不应该存在问题。经过与流量计生产厂家技术人

员讨论,并调阅以前的运行记录,现场技术人员通过修改流量计实际运行的工况参数来对流量计进行核查。因为当时流量计运行的压力在 10 MPa 左右,温度在 18 °C 左右,压力参数对流量计的影响相对较小,于是只调整了温度参数,将温度由 18.3 °C 调整为 18.7 °C,经过第三次核查,组分计算数据见表 6,声速偏差为 0.09%(见表 7),满足声速核查的要求。

通过现场一系列的核查发现,该问题为温度参数影响声速核查结果,问题存在的原因可能是由于温度变送器的热电阻没有放入恒温槽内进行检定,而是现场使用电阻箱模拟电信号输入标准电流值,在控制室内采集相应数值进行比对核查<sup>[8]</sup>,而且通

表 4 第二次核查组分计算 (AGA10 参数计算)

Tab.4 The second verification of component calculation (AGA10 parameter calculation)

组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%
甲烷	94.011	水蒸气	/	异丁烷	0.027	正庚烷	/
氮气	1.226	硫化氢	/	正丁烷	0.030	正辛烷	/
二氧化碳	/	氢气	/	异戊烷	0.028	正壬烷	/
乙烷	2.886	一氧化碳	0.796	正戊烷	0.024	正癸烷	/
丙烷	0.916	氧气	/	新戊烷	/	氦气	0.056
合计	100.00			正己烷	/		/
温度	18.4℃	压力	99.3Bar	基准压力	1.013 25 Bar	基准温度	20.000 °C

表 5 第二次声速偏差计算 (软件声速计算显示)

Tab.5 The second sound speed deviation calculation (software sound speed calculation display)

平面	声道	摩尔百分含量	声速(m/s)	偏差(%)		
				测定	参考	偏差
1	1	100	416.710	-0.04	-0.05	0.01
	2	100	416.666	-0.05	-0.02	-0.03
2	3	100	416.786	-0.02	-0.05	0.03
	4	100	417.644	0.18	0.18	0.00
3	5	100	416.741	-0.04	-0.02	-0.02
	6	100	416.794	-0.02	-0.04	0.02
声速平均值			416.889			
流量计测量声速			416.889			
AGA10计算声速			415.890	0.26		

表 6 第三次核查组分计算 (AGA10 参数计算)

Tab.6 Component calculation for the third verification (AGA10 parameter calculation)

组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%	组分	摩尔百分含量%
甲烷	94.011	水蒸气	/	异丁烷	0.027	正庚烷	/
氮气	1.226	硫化氢	/	正丁烷	0.030	正辛烷	/
二氧化碳	/	氢气	/	异戊烷	0.028	正壬烷	/
乙烷	2.886	一氧化碳	0.796	正戊烷	0.024	正癸烷	/
丙烷	0.916	氧气	/	新戊烷	/	氦气	0.056
合计	100.00			正己烷	/		
温度	18.7°C	压力	99.3Bar	基准压力	1.01325 Bar	基准温度	20.000 °C

表 7 第三次声速偏差计算 (软件声速计算显示)

Tab.7 The third sound speed deviation calculation (software sound speed calculation display)

平面	声道	摩尔百分含量	声速(m/s)	偏差(%)		
				测定	参考	偏差
1	1	100	416.471	-0.04	-0.05	0.01
	2	100	416.741	-0.05	-0.02	-0.03
2	3	100	416.919	-0.02	-0.05	0.03
	4	100	417.002	0.18	0.18	0.00
3	5	100	416.161	-0.04	-0.02	-0.02
	6	100	416.199	-0.02	-0.04	0.02
声速平均值			416.578			
流量计测量声速			416.578			
AGA10计算声速			416.220	0.09		

道误差小于 0.2%, 导致技术人员没有发现温度变送器存在的问题, 该问题的出现, 可能是由于整个温度通道的硬件设施出现问题或者温度变送器本身性能发生变化, 解决措施应该是将温度变送器重新送检, 并同时核查信号通道。

### 3.2 温度变送器超差

以国内某天然气管道公司的气体超声流量计计量系统进行评价为例, 流量计口径为 DN300, 流量测量范围为 75 m<sup>3</sup>/h ~ 7070 m<sup>3</sup>/h, 最大工作压力 10MPa。

各类计量器具均在检定周期内, 检定证书的有效性满足合规性评价的要求, 无影响测量性能的报警, 无影响计量性能参数修改。

在核查一台配套的温度变送器时, 温度变送器的测量范围为-40 °C ~ 50 °C。现场使用电阻箱模拟输入标准电流值, 在控制室内采集相应数值进行比对核查, 核查数据如表 8 所示, 终端显示值与标准值偏差达到 0.459 °C, 超过了核查技术指标。数据显示, 该温度通道由于运行时间比较长, 线路老化造成了温度核查超差。

表 8 温度核查数据

Tab.8 Temperature verification data

序号	输入值(°C)	测量值(°C)	偏差	结论
1	-10	-10.378	0.622	不合格
2	0	-0.402	0.402	不合格
3	10	9.600	0.400	不合格
4	20	19.594	0.406	不合格
5	30	29.569	0.431	不合格
6	40	39.559	0.441	不合格
7	50	49.541	0.459	不合格

### 3.3 组分变化引起的声速核查差异

以国内某天然气管道公司的气体超声流量计

量系统进行评价为例, 流量计口径为 DN300, 流量测量范围为 75 m<sup>3</sup>/h ~ 7070 m<sup>3</sup>/h, 最大工作压力 10 MPa。各类计量器具均在检定周期内, 检定证书的有效性满足合规性评价的要求, 无影响测量性能的报警, 无影响计量性能参数修改。对气体超声计量系统进行性能评价, 采用声速核查的方法, 核查的数据见表 9、表 10, 声速偏差为 0.30%, 超过了声速核查的要求。

**表 9 声速核查数据 (声速计算显示)**  
**Tab.9 Sound speed verification data (sound speed calculation display)**

	限定值	测量值	显示值	状态
流量计测量声速		434.43m/s		
AGA10计算声速		433.12 m/s		
1声道偏差	0.20%	0.01%	1.00007	通过
2声道偏差	0.20%	0.00%	1.00004	通过
3声道偏差	0.20%	0.01%	1.00012	通过
4声道偏差	0.20%	0.02%	0.99977	通过
AGA10测量值偏差	0.20%	0.30%	1.00303	报警

**表 10 气体流速核查数据 (气体流速计算显示)**  
**Tab.10 Verification data of gas flow rate (calculation and display of gas flow rate)**

	限定值	测量值	显示值	状态
气体流速		7.25 m/s		
轴向比率		1.0456		
剖面比率1		0.9950		
1通道偏差	3.00%	-0.25%	1.04822	通过
2通道偏差	3.00%	-1%	1.00491	通过
3通道偏差	3.00%	-1.1%	1.00596	通过
4通道偏差	3.00%	-0.09%	1.04461	通过

在进行计量核查前, 技术人员就对压力温度变送器、流量计算机等配套标准进行了检查, 各配套设备均运行正常。核查后再一次检查了流量计设置参数, 发现流量计运行正常。最后问题落在了组分的影响因素上<sup>[9]</sup>, 由于该计量站没有配备在线组分色谱仪, 组分数据是采用上游计量站的组分数据进行计量, 同时该计量站为多气源计量站, 气质组分波动比较大, 在进行现场计量核查时, 组分数据完全不能代表真实计量系统评价结果, 因此, 该问题为组分变化给声速核查带来的影响。

## 4 结论

通过一系列的理论和实践证明, 为确保气体超声计量系统的可靠性和准确性, 提高天然气企业的运作效益, 就必须对计量仪表的使用做好全面的规划和管理。

### 1) 严格执行标准规范

根据流量计量准确性的影响因素, 在仪表、设备的选择、设计、安装、使用及计算方面, 必须严格执行管理规程中维修和定期检验要求, 使计量系统符合工艺技术要求。

### 2) 定期进行计量系统现场计量评价

当计量系统性能由于外界因素而发生变化时, 如果质量控制不到位, 没有对计量系统采取相应的性能评价测试, 就不能及时发现上述变化给计量系统带来的影响, 不能及时采取相应质量控制措施, 造成计量偏差<sup>[10]</sup>。通过定期对计量系统现场性能进行评价可以找出计量系统存在的问题, 并及时提出解决措施。

### 3) 优化现场计量核查设备和方法

可建立一个集计量数据监视、自动诊断、流量核查、数据处理等功能为一体的远程计量诊断平台, 实现对全线超声流量计的远程监控和维护。在没有远程诊断系统时, 可以考虑设计一套现场计量核查设备, 将计量系统各单元的核查设备一体化运行, 减少现场计量人员的工作量。

### 4) 色谱分析仪的合理使用

为没有组分分析设备的计量站配备在线色谱分析仪, 实时监控组分数据。在没有色谱分析仪的时间段内, 应加强与上游供气方协调, 及时更新气质组分数据, 采用计量管理措施确保计量准确。

## 参考文献

- [1] API MPMS 14.12: 2017 Measurement of Gas by Vortex Meters. Washington: American Petroleum Institute. 2017: 11-15.
- [2] 李万俊. 计量核算技术在差压式天然气流量计量中的应用 [J]. 石油与天然气化工, 2014, 16(1): 91-93.
- [3] ISO/TR 12764: 2017 Measurement of fluid flow in closed conduits - Flowrate measurement by means of vortex shedding flowmeters inserted in circular cross-section conduits running full[S]. London: BSI Publications, 2017: 7-13.
- [4] 国家质量监督检验检疫总局. 计量标准考核规范: JJF1033-2016[S]. 北京: 中国标准出版社, 2016.
- [5] 中国国家标准化管理委员会. 天然气计量系统计算要求: GB/T18603-2014[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
- [6] 中国国家标准化管理委员会. 用气体超声流量计测量天然气流量: GB/T18604-2014[S]. 北京: 中国标准出版社, 2014.
- [7] 国家质量监督检验检疫总局. 超声流量计检定规程: JJG1030-2007[S]. 北京: 中国标准出版社, 2007..
- [8] 马应奎, 蒲振东. 天然气计量影响因素定量分析 [J]. 石油工业技术监督, 2017, 33(2): 35-38.
- [9] 叶羽婧, 赵景龙, 蔡思敏, 等. 天然气计量误差及优化措施 [J]. 石油工业技术监督, 2017, 33(9): 47-50.