

UN VISTAZO A API 14.3 PARTE 2 – MEDICIÓN DE FLUJO POR MEDIO DE PLACA DE ORIFICO, EDICIÓN 2016

Diego Nelson Moncada Benavides ⁽¹⁾, Rocío Alejandra Roblero Aquino ⁽²⁾

⁽¹⁾CIATEQ A.C, Av. Del retablo 150, Col. Constituyentes Fovissste, Querétaro, México

⁽²⁾Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez Carretera Panamericana Km.1080, Terán, 29050 Tuxtla Gutiérrez, Chiapas.

442 21961500 Ext. 4263 – nmoncada@ciateq.mx

Resumen: El gas natural es contabilizado en su mayoría por medidores de flujo tipo placa de orificio las cuales están regidas en parte por la norma API 14.3 Parte 2, cuya más reciente edición del 2016 fue liberada semanas atrás. Las instalaciones existentes en el país fueron diseñadas y construida con ediciones anteriores de la norma, por lo que es de interés por parte del usuario final (industrial), entes reguladores, unidades de verificación, etc., conocer los principales cambios y su efectos en las instalaciones actuales.

1. INTRODUCCIÓN

El gas natural es contabilizado en su mayoría por medidores de flujo tipo placa de orificio las cuales están regidas en parte por la norma API 14.3 Parte 2, cuya más reciente edición del 2016 fue liberada semanas atrás. Las instalaciones existentes en el país fueron diseñadas y construida con ediciones anteriores de la norma, por lo que es de interés por parte del usuario final (industrial), entes reguladores, unidades de verificación, etc., conocer los principales cambios y su efectos en las instalaciones actuales. El presente artículo resume los antecedentes en torno al mercado del gas natural y plantea los principales cambios entre la edición del 2000 y la del 2016, resaltando aquellos de mayor impacto.

2. ASPECTOS DE API 14.3 PARTE 2

La normatividad aplicable para la evaluación de sistemas de medición cuyo medidor opera bajo el principio de presión diferencial y en específico con placa de orificio corresponde a API 14.3. La parte referente a los aspectos dimensionales y mecánicos esta descrita en la parte 2 de la misma.

En términos generales, esta norma establece los límites o intervalos en variables dimensionales que las placas de orificio deben cumplir para que los valores de flujo que se obtengan mediante ellas estén dentro intervalos tolerables y aceptables de incertidumbre de medición.

Históricamente a través de las diferentes versiones de la norma API 14.3, estos aspectos dimensionales (distancias mínimas, desviaciones permitidas a diámetros, espesores, etc.), han sido cada vez más

exigentes y estrictos con el objeto de garantizar que los valores de flujo sean confiables. Las ediciones previas a la edición de la norma del año 2000 (inclusive) muestran exigencias y requerimientos mayores cuyo cumplimiento implican inversiones altas en cuanto a adecuación de instalaciones y equipamiento de características mejoradas. Es por esta razón que una verificación de los requisitos marcados en la edición más reciente de la norma (2016) es de gran ayuda para el industrial al determinar la calidad de sus mediciones y el impacto, ya sea al mantener sus instalaciones con base en la edición anterior de la norma o actualizándola a la versión vigente.

3. RESULTADOS

3.1. Análisis del Contenido

El contenido de las dos versiones (2016 y 2000) de la norma API 14.3 parte 2 es básicamente el mismo y solo algunos términos fueron eliminados o modificados sin alterar el contenido esencial. Se agregaron dos párrafos aclarando el alcance y las generalidades en la parte descriptiva (numeral 4) de las especificaciones de la placa de orificio lo cual clarifica el propósito y aplicabilidad de la norma.

3.2. Análisis de Figuras

La gran mayoría de las figuras mantienen su contexto y designación en la edición 2016 de la norma. La figura referente al método alternativo para medir la desviación de planitud de la placa (figura 2b en la edición del 2016). En ella la barra utilizada para medir la mencionada desviación estaba acotada en la edición del 2000 como "Length

of parallel bar, Dm” y ahora está indicada como “Pipe inside diameter, Dm”.

En el caso de la figura 5 denominada “Eccentricity Measurements (Sample Method)”, en la versión 2016 de la norma se agregó el texto “Plane of Taps” en el extremo izquierdo del eje de las abscisas.

3.3. Análisis de Ecuaciones

En el caso de la caída permanente de presión que se describe en el numeral 4.6.2 los valores porcentuales de presión varían entre 1% y 2% con respecto a los valores indicados en la versión del año 2000.

Con respecto a la longitud del termopozo, la versión 2016 de la norma establece una longitud de referencia de:

$$L = \left[\frac{F_m \times 4.38 \times OD \times 10}{S \times V} \left(\frac{E}{\rho} (OD^2 + ED^2) \right)^{0.5} \right]^{0.5} \quad (1)$$

Donde L: longitud de termopozo, Fm: Factor de masa virtual, OD: Diámetro externo, ID: Diámetro interno termopozo, S: Numero de Strouhal, V: velocidad del fluido, E: Modulo de elasticidad, p: Densidad del material del termopozo

Anexo B, Numeral VIII, Literal P: se incluye el verificar que el lado del bisel de la placa se encuentre aguas abajo.

La nota técnica denominada “Guidelines for Using High Differential Pressures for Measuring Natural Gas with Orifice Meters” se elimina de la version 2016.

La Tabla 2 (antes denominada Tabla 2.2) referente a los coeficientes lineal de expansión térmica fue modificada pues se agregó una columna para los valores equivalentes en unidades métricas (antes solo estaban indicados en unidades inglesas). Adicionalmente, los valores de los mencionados coeficientes fueron agregados dependiendo de los rangos de temperatura de operación para los aceros inoxidables 304/316 y para el monel (que ahora se designa como monel 400). Las temperaturas antes se indicaban en el intervalo -100 oF a 300 oF y ahora se mencionan como de 32oF a 212oF para los materiales anteriormente indicados.

4. DISCUSIÓN

El principal cambio apreciable en la versión 2016 de la norma API 14.3 radica en la determinación de la longitud del termopozo y sus límites superior e inferior. Aunque el límite inferior sigue estando regido por 1/3 del diámetro interno del tubo de medición y máximo lo determinado por la ecuación (1). Por otro lado, en este aspecto se menciona el cuidado con la determinación de temperatura y muestra un ejemplo del error en que se puede incurrir por una inadecuado proceso: cada oF determinado de forma incorrecta genera un error del 0.1% en la determinación del flujo volumétrico.

5. CONCLUSIONES

Los cambios detectados en la versión 2016 de la norma API 14.3 parte 2 no se consideran significativos. El cumplimiento de los mismos no implica cambios o modificaciones fuertes en las instalaciones actuales. Como el mismo documento lo indica la norma debe ser revisada mínimo cada 5 años y se permite una extensión de un año por una sola vez. Es tal vez por esta razón que el documento fue revisado.

Finalmente, la misma norma establece que la actualización de las instalaciones para el cumplimiento de la misma deber ser de común acuerdo entre las partes involucradas. Es decir, no es mandatorio que se realice, y solo menciona los impactos que se pudieran tener en términos de las incertidumbres de medición aceptadas.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo no hubiera sido posible sin el apoyo de la Dirección de Medición de CIATEQ A.C.

REFERENCIAS

- [1] API Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 14—Natural Gas Fluids Measurement. Section 3—Concentric, Square-Edged Orifice Meters. Part 2—Specification and Installation Requirements. FOURTH EDITION, APRIL 2000.
- [2] API Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 14.3.2. Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids — Concentric, Square-edged Orifice Meters. Part 2: Specification and Installation Requirements. FIFTH EDITION, MARCH 2016.