

Sistemas de Medición de Gas Natural con Tecnología Placa Orificio Aplicados a una Central de Generación Térmica

C. Del Hierro

Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE

Resumen— El propósito de este artículo, es presentar información básica sobre la medición de caudal de gas natural, utilizando como elemento primario de medición placas orificio. Esta tecnología esta aplicada en los sistemas de medición de gas natural que se utiliza en Ecuador para la transferencia de custodia entre una planta de acondicionamiento de combustible y las central de generación termoeléctrica, como también para la medición del combustible consumido por las unidades de generación.

Entre los conceptos a mencionarse en este artículo están la recolección y manipulación de muestras de gas natural, factor de compresibilidad, poder calorífico y el costo de la incertidumbre.

Como marco teórico para los requerimientos de especificaciones e instalación de los sistemas de medición de flujo y cálculo para medición de flujo de gas natural, se utilizará la norma API MPMS capítulo 14, la norma OILM R137-1:2006 y OILM R 140, y la norma ISO 5160.

Palabras clave— Sistemas de medición, Tecnología, Gas Natural Metano, Placa orificio, Normas API MPMS, Cromatografía, Costo de la Incertidumbre.

1. INTRODUCCIÓN

La correcta implementación de sistemas de medición de combustibles a nivel mundial permite realizar una correcta conciliación del consumo de gas natural en los procesos productivos. Por otra parte permite realizar el pago justo por el combustible utilizado usando los conceptos de transferencia de custodia.

Durante el levantamiento de información para el desarrollo del proyecto “Implementación del Sistema de Gestión y Control de Combustibles” coordinado por CENACE, se observó que las unidades de generación de la Unidad de Negocio CELEC EP TERMOGAS MACHALA I, poseían sistemas de medición de flujo de gas natural con elemento primario placa orificio. Con la finalidad de estandarizar la tecnología de medición de gas natural en la central CELEC EP TERMOGAS MACHALA, CENACE recomendó la

implementación de sistemas de medición similares en el caso de nuevas implementaciones de sistemas de medición de gas.

Esta recomendación acogida por CELEC EP TERMOGAS MACHALA permite disponer de la información correspondiente a todo el complejo de generación. El diseño e implementación de los sistemas de medición de gas natural siguen las recomendaciones de la normativa internacional API MPMS, que es motivo de estudio en este artículo.

2. PROCESO DE ACONDICIONAMIENTO Y UTILIZACIÓN DEL GAS NATURAL EN EL PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Antes de comenzar con el estudio de los sistemas de medición de flujo de combustible, se presentará un resumen del proceso de manejo de gas metano. El Gas Natural es transportado desde la plataforma de explotación hasta la planta de acondicionamiento, allí se realizan las funciones de control de presión primario, extracción de sólidos, extracción de humedad, extracción combustible asociado, control de presión secundario y temperatura, refiérase a la Figura 1.

El combustible tratado apto para ser consumido por las unidades de generación debe tener una presión entre 385 a 400 psi, y una temperatura hasta 110°F.

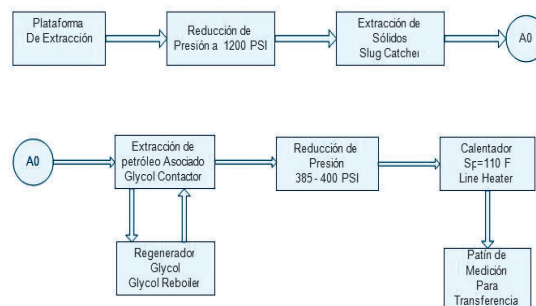


Figura 1: Diagrama de Procesos del Manejo de Combustibles desde la Plataforma de Explotación hasta la Planta de Generación Eléctrica

Para realizar la transacción fiscal de venta de combustible entre la planta de acondicionamiento y la planta de generación eléctrica; el punto de transferencia de custodia es un patín de medición de flujo volumétrico, con redundancia. El elemento primario de medición del sistema de medición es una placa orificio, el cual está acompañado de los transmisores de presión diferencial, temperatura, presión y un equipo para análisis cromatográfico, con el cual se determina la composición molecular del gas en línea y su poder calorífico.

La información proporcionada por los equipos mencionados es procesada en un computador de flujo realizando los cálculos necesarios para la determinación de volumen a condiciones base.



Figura 2: Sistema de Medición de Combustible en la Planta de Acondicionamiento

Un sistema similar al utilizado para transferencia de custodia está ubicado en la tubería de ingreso a cada una de las unidades de generación eléctrica, con excepción del cromatógrafo y sin redundancia. En la central Termogas Machala I existen dos unidades de generación de marca Alstom de 70 MW, el procesamiento de las señales para el cálculo de flujo volumétrico de combustible es realizado en el sistema de control propio de cada una de las unidades de generación, mientras que en la central Termogas Machala II los computadores de flujo están instalados junto a cada una de las seis unidades de generación marca GE TM 2500 de 20 MW.



Figura 3: Sistemas de Medición de Combustible en la Planta de Generación Eléctrica

3. DEFINICIONES APLICABLES A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE COMBUSTIBLE CON PLACA ORIFICIO

3.1. Recolección y Manipulación de muestras de gas natural

Una de las principales consideraciones en el diseño de un sistema de medición de gas es obtener datos representativos del análisis molecular del gas, para lo cual se necesita tener datos de parámetros como: calidad del gas (porcentajes de CO₂ o N₂), características de cambio de fase, tipo de muestreo/ análisis, material a ser ocupado para la recolección de las muestras, condiciones ambientales extremas, limpieza del gas, razón de flujo y tiempo de transporte; ya que todos estos factores pueden afectar el poder calorífico y densidad del combustible gas.

3.2. Elemento primario de medición de flujo

El elemento primario de medición de flujo esta constituido por:

- Placa Orificio: Lámina delgada en la que se ha maquinado un agujero circular y concéntrico al tubo de medida en el que se instala.
- Soporte de la placa orificio: Se define como un elemento de tubería como por ejemplo un juego de bridas de orificio, usado para contener y sostener la placa orificio en el sistema de tubería.
- Tubo de medición: Secciones de tubería recta aguas arriba y aguas abajo de la placa orificio.
- Acondionadores de flujo: Alisadores y aisladores, dispositivos que remueven o reducen los remolinos en una corriente de flujo, los remolinos implican limitaciones para originar condiciones un flujo adecuado para reproducir con exactitud el coeficiente de descarga de la placa orificio a partir de datos experimentales.

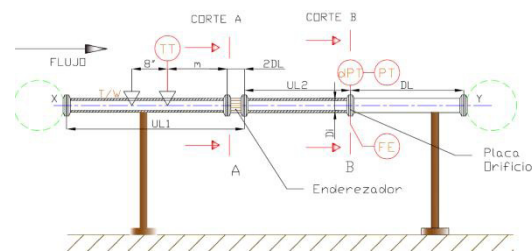


Figura 4: Típico de montaje para sistemas de medición con placa orificio

3.3. Medición de presión diferencial

Presión Diferencial (ΔP): Es la diferencia de presión estática, medida entre tomas de presión aguas arriba y aguas abajo del elemento placa orificio. Este valor permite inferir el flujo volumétrico mediante la aplicación del teorema de Bernoulli.

3.4. Medición de temperatura

La temperatura del combustible se determina a través de sensores de temperatura que deben estar localizados según la recomendación de la norma APIMPMS 14.3.2 (2.6.5). Si la velocidad del fluido es mayor en un 25% a la velocidad del sonido, se deben aplicar correcciones para contrarrestar el incremento de la temperatura consecuencia de los efectos dinámicos.

Es necesario asegurar que los elementos de medición de la temperatura sean coherentes a la corriente de flujo y no al acero del tubo de medición.

3.5. Determinación de la razón de flujo

Razón de flujo del orificio es la cantidad de masa o volumen que atraviesa el orificio de medición, por unidad de tiempo. Algunos conceptos relacionados son:

- Coeficiente de Descarga de la placa orificio (C_d): razón entre el verdadero valor de flujo y el teórico.
- Velocidad de Aproximación (E_v): expresión matemática que relaciona la velocidad del fluido en las aproximaciones a la sección de la placa (aguas arriba de la tubería) con la velocidad del fluido en la placa orificio.
- Expansión Factor (Y): Usado para la corrección de la rata de flujo debido a la reducción en la densidad que un fluido compresible experimenta cuando este pasa a través de un agujero de placa orificio.
- Número de Reynolds (Re): número adimensional que relaciona las variaciones en el coeficiente de descarga de la placa orificio con los cambios en las propiedades del fluido, rata de flujo y geometría del agujero de medición.

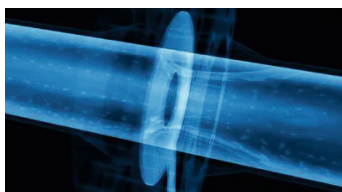


Figura 5: Perfil de Flujo en el interior de un sistema de medición de flujo con placa orificio

3.6. Propiedades físicas del fluido

- Densidad ($\rho_{t,p}$): La densidad ($\rho_{t,p}$) es la masa por unidad de volumen del fluido que se está midiendo a las condiciones (T_p, P_p).
- Viscosidad Absoluta (μ): medida de la fuerza de cohesión intermolecular de un fluido que se opone al cizallamiento, por unidad de tiempo.
- Compresibilidad (z): factor de ajuste usado para determinar la desviación de un gas real con respecto a la ley de los gases ideales.
- Exponente Isentrópico (k): propiedad de estado termodinámico que establece la relación entre la presión de expansión de un fluido y la densidad a medida que el mismo atraviesa el agujero de la placa orificio.

3.7. Condiciones Base (P_b, T_b)

Las condiciones base para la medición de gas están definidas en Estados Unidos como: presión 14.696 psia (101 325 kilopascales) a una temperatura de 60 °F (15,56°C). De acuerdo a la ISO, las condiciones base se definen como 14.696 psi (101 325 kilopascales) a una temperatura de 59.00°F

3.8. Coeficiente de sensibilidad (S)

Al estimar la incertidumbre asociada a la medición, un gran número de variables deben ser combinadas. Cada variable que pueda influenciar en la ecuación de flujo tiene un coeficiente de sensibilidad específico.

3.9. Meter Factor (MF)

Es un número obtenido al dividir la cantidad de fluido medido por el sistema primario de flujo másico para la cantidad que indica el orificio de medición durante la calibración.

3.10. Ecuación de flujo en un orificio

$$q_m = C_d \cdot E_v \cdot Y \cdot \left(\frac{\pi}{4}\right) \cdot d^2 \cdot \sqrt{2 \cdot g_c \cdot \rho_{t,p} \cdot \Delta P} \quad (1)$$

Donde:

- C_d = coeficiente de descarga de la placa orificio.
- d = diámetro del agujero de la placa orificio calculado a la temperatura de flujo (T_f).
- ΔP = presión diferencial .
- E_v = factor de velocidad de aproximación.
- g_c = constante de conversión dimensional.
- π = constante universal.
- $P_{t,p}$ = densidad del fluido a las condiciones (P_f, T_f).
- Y = factor de expansión.

El cálculo está basado en la conservación de la masa y energía, dinámica de fluidos en una sola dimensión y funciones empíricas como las ecuaciones de estado y leyes de procesos termodinámicos. Como resultado, un coeficiente empírico de descarga de la placa orificio es aplicado a la ecuación teórica para ajustarla a los efectos multidimensionales de la dinámica de los fluidos viscosos, así como un coeficiente de expansión empírico para ajustar la reducción de la densidad que un fluido compresible experimenta al pasar a través de un agujero de placa orificio.

4. ESPECIFICACIONES PARA LA INSTALACIÓN DE MEDIDORES DE CAUDAL CON PLACA ORIFICIO

Un sistema de medición de combustible está compuesto por los elementos primarios para determinación de flujo, presión y temperatura. En el caso particular de medición de combustible en estado gaseoso se recomienda la instalación de un cromatógrafo en línea para la determinación del poder calórico y la composición molecular del gas.

Esta información es recibida por un computador de flujo, el cual realiza la conversión de los valores de flujo obtenidos en campo a valores en condiciones base.

A continuación una breve descripción de las especificaciones de los elementos del sistema de medición.

4.1. Especificaciones para placas orificio

La norma API MPMS capítulo 14.3.2 proporciona información acerca de las especificaciones para los siguientes elementos:

- Caras de la placa orificio
- Borde del agujero de la placa orificio
- Diámetro del agujero de la placa orificio ($d_{m, dr}$) y redondez
- Espesor del agujero de la placa orificio (e)
- Espesor de la placa orificio (E)
- Bisel de la placa orificio (θ)

4.2. Especificaciones del sistema de medición

El sistema de medición está compuesto por tubería aguas arriba (incluyendo el acondicionador de flujo), el soporte de la placa orificio y la tubería aguas abajo ubicada posterior a la placa. (Dimensiones y medidas adecuadas Tablas 2-7 y 2-8 capítulo 14, sección 3.2 Normas API MPMS).

En lo concerniente al capítulo 14.1 “Recolección y manipulación de muestras de gas natural para

transferencia de custodia”, la norma se concentra en sistemas y procedimientos apropiados del muestreo. Reconoce el impacto crítico de la consideración del punto de condensación del hidrocarburo.

Los análisis de las muestras del gas se utilizan para muchos propósitos y se aplican a varios cálculos en la medición con criterios de transferencia de la custodia.

El capítulo 14.3.1 “Ecuaciones Generales y Lineamientos para cálculos de incertidumbre” proporciona las formulas y las declaraciones básicas de la incertidumbre para computar el flujo a través del orificio de un medidor placa orificio.

De este capítulo se puede extraer el vocabulario manejado en lo referente a medidores de placa orificio, el concepto de coeficientes de descarga, variables de proceso: medidas, nominales, de referencia, instantáneos, cálculos de incertidumbre teóricos y prácticos.

Los cálculos en la ecuación de flujo se pueden ver afectados debido a que, el gas natural es una mezcla de compuestos, por lo cual se requieren definir factores de conversión referidos a la ley ideal de los gases (compresibilidad). Estos factores según el estándar API MPMS 14 Sección 3 Parte 3, indica una presión base de 14 696 libras fuerza por pulgada cuadrada absoluta y una temperatura base de 60 ° F).

Para una mejor explicación de estas definiciones se presentan las siguientes gráficas en donde se muestra como es afectada la incertidumbre del medidor en función del número de Reynold y la relación entre el diámetro del orificio y el diámetro de la tubería de transporte Beta β .

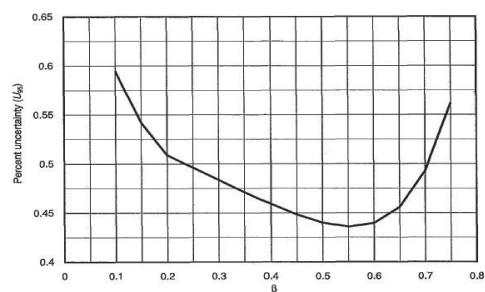


Figura 6: Porcentaje de incertidumbre considerando un infinito numero de Reynolds

Al analizar la Figura 7 se obtiene una justificación para recomendar que el valor de la relación de diámetros sea conveniente mantenerlo en el siguiente rango:

$$0,2 \leq \beta \leq 0,6 \quad (2)$$

Para reducir significativamente los costos para la expansión de determinadas estaciones de medición o para la implementación de una nueva se recomienda usar presiones diferenciales superiores a 100 in H₂O (25KPa).

El capítulo 14.3.2 “Requerimientos de instalación y especificaciones”, propone los lineamientos para la medición de hidrocarburos de fluidos newtonianos homogéneos de una sola fase, usando medidores de placa orificio concéntricos y provee especificaciones de construcción de las placas orificios en el sistema de medición. Además se indican las longitudes de instalación de un “tubo medidor” con el uso de enderezadores de flujo, y los puntos de instalación de las tomas de presión y termo pozo.



Figura 7: Bridas y Accesorios

Un punto específico tomado de la norma API MPMS 14.3.2 tomado para el diseño de ingeniería básica son las tablas de instalación 2-7 “Requerimientos de un medidor placa orificio con acondicionador de flujo”, tabla 2-8a “Requerimientos de instalación de un medidor placa orificio con acondicionador de flujo uniforme concéntrico con un arreglo de 19 tubos con tubos de medición, donde la longitud aguas arriba de la placa orificio cuya longitud sea mayor o igual a 17 Di y menor a 29 Di”, donde Di es el diámetro interno de la tubería. No debe existir ningún tipo de conexión entre las secciones especificadas como tubería aguas arriba y aguas abajo, salvo la toma de presión, las sondas de temperatura, los accesorios del acondicionador de flujo, soportes para la placa orificio y bridas necesarias. Toda brida o punto de soldadura debe estar alejada al menos 2 in desde el lado aguas abajo de la placa orificio y debe ser maquinado de tal forma que cumpla los requerimientos especificados de redondez y rugosidad en el interior de la superficie.

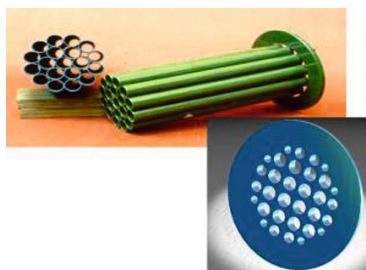


Figura 8: Acondicionadores de Flujo

Lo más cerca que puede localizarse una brida en la tubería aguas arriba será lo necesario para ubicar el acondicionador de flujo o 10Di (diámetro interno) de la tubería. Todas las bridas y accesorios dentro de la longitud de la tubería de medición deben cumplir los requerimientos especificados en las normas API MPMS 14.3.2.5.1.1- 14.3.2.5.1.4.

4.3. Medición de variables para la medición de combustible

Para la medición de las variables del proceso en un sistema de medición, se debe instalar transmisores de presión y temperatura con precisión clase A, recomendación plasmada en la norma OILM R-140:2007, que indica lo mostrado en la Tabla 1.

Tabla 1: Máximo error permisible para medición de variables de proceso

Máximo error permisible	CLASE A
Temperatura	± 0.5 °C
Presión	± 0.2%
Densidad	± 0.35%
Factor de compresibilidad	± 0.3%
Energía	± 1%
Dispositivo de determinación de valor calorífico	± 0.5%

4.4. Programas Computacionales

Los códigos computacionales responsables del control y operación del medidor deben ser almacenados en una memoria no volátil “FIRMWARE”, al igual que todos los parámetros y constantes para el cálculo de flujo.

El fabricante debe tener un registro de todos los “firmware” incluyendo número de revisión, número de serie, fecha de revisión y una descripción de los cambios de “firmware”.

El software aplicativo debe ser capaz de realizar la configuración y mantenimiento, funciones de inspección y auditoría. En general el sistema de medición debe estar conforme a los requerimientos propuestos por la norma API MPMS capítulo 21.1 en medición de gas.

Adicionalmente el Apéndice B de la norma AGA reporte 9 presenta un protocolo de pruebas de diseño electrónico.

4.5. Computador de Flujo

Estos equipos son los encargados de procesar los datos recibidos de la instrumentación en campo