

Teoría y Práctica sobre Medidores de Orificio

Jimmy Mijaíl Proaño Menéndez ¹

Enrique Javier Tomala Aquino ²

Edinson Geovanny Abril Chávez ³

Ing. Ricardo Gallegos Orta ⁴

¹ Tecnólogo en Petróleos 2012, e-mail: jimmy201@hotmail.es

² Tecnólogo en Petróleos 2012, e-mail: javier.tomala@hotmail.com

³ Tecnólogo en Petróleos 2012, e-mail: geovanny-1972@hotmail.com

⁴ Director de Proyecto de Tesis de Graduación, Ingeniero en Petróleos

Resumen

Medidas de volumen de gas es un problema más difícil de resolver que para petróleo y otros líquidos; porque los tanques de almacenamiento y medida no son aplicables, ni económicamente factibles para gas. El volumen de un peso dado para el gas natural varía grandemente con la presión y temperatura.

Los medidores de orificio han sido aceptados por muchos años como un standard en la medida de flujo de fluidos y son casi exclusivos para medidas de gas industrial. Son utilizados para pequeños o grandes volúmenes de fluido que pueden ser medidos, con un alto grado de exactitud, a rangos de presión, menores que la presión atmosférica o mayores que 5000 psi y rangos de temperatura menor que 0°F o mayores que 200°F.

Palabras Clave: Teoría, Práctica, Medidores De Orificio

Summary

Measures gas volume is a more difficult problem to solve than for oil and other liquids, for storage tanks and measurement are not applicable or economically feasible for gas. The volume of a given weight to the natural gas varies greatly with temperature and pressure.

Orifice Meters have been accepted for many years as a standard in measuring fluid flow and are almost exclusively for industrial gas measurements. They are used for small or large volumes of fluid can be measured with a high degree of accuracy, a pressure range, lower than atmospheric pressure or greater than 5000 psi and temperature ranges below 0 ° C or greater than 200 ° F.

Keywords: Theory, Practice, Orifice Meters

Introducción

Es importante estudiar sobre medidores de orificio para gas natural porque las medidas de gas natural y líquidos del gas natural, son realizados solamente en un punto y pueden representar cientos de miles de dólares por día.

Estas medidas determinan ganancias en contratos de compra y venta de gas, son también usadas, para inventarios contables, balance de procesos de plantas, etc. por lo que su exactitud es esencial.

Gas natural

El gas natural al igual que el petróleo se encuentra acumulado en el subsuelo en estructuras geológicas denominadas trampas estructurales y estratigráficas. Dentro de éstas, los hidrocarburos o el gas están contenidos en una roca porosa y permeable. Las trampas de acumulación de hidrocarburos permiten la acumulación de hidrocarburos; estas pueden ser de origen estructural o estratigráfico; y se forman generalmente cuando ha desaparecido la continuidad de una roca porosa.

La producción de los campos se dirige hacia las estaciones de flujo para separar las corrientes de gas petróleo y agua. La corriente de gas va dirigida a los múltiples de segregación para separar y clasificar las corrientes de gas rico o de gas pobre, dependiendo de la calidad de este gas. El gas rico se destina a las plantas de extracción de líquidos, mientras que el gas pobre puede ser usado para:

- Reinyección al yacimiento
- Generación eléctrica
- Uso domestico
- GNV
- Industrializado

Clasificación del gas natural

- **De acuerdo con su composición:**

Gas Rico (Húmedo): es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C_3^+) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es muy utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

Gas Pobre (Seco): está formado prácticamente por metano (85-98%). Se utiliza directamente como

combustible o en proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos entre otros.

Gas Agrio: contiene impurezas como H_2S y CO_2 los cuales son altamente corrosivos sobre todo el primero.

Gas Dulce: es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) H_2S y CO_2 , los gases naturales de Venezuela sólo contienen pequeñas cantidades de H_2S .

- **De acuerdo con su localización en el subsuelo:**

Gas Asociado: es el gas disuelto que se encuentra en solución en el petróleo.

Gas libre: es el gas que se encuentra en capas de gas o en un yacimiento de petróleo cuando la $P_r < P_b$.

Gas Condensado: se encuentra en yacimientos de hidrocarburos en estado gaseoso, por características específicas de presión, temperatura y composición.

Usos del gas natural

Reinyección de gas a yacimientos petrolíferos para mantener la presión del yacimiento.

En levantamiento artificial de petróleo con gas-lift.

Como combustible para uso industrial, comercial y doméstico.

El gas natural licuado (GNL)

Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Es la mejor alternativa para establecer reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a $-161\text{ }^\circ\text{C}$ donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

Impacto ambiental

El GNL tiene el menor impacto ambiental de todos los combustibles por su alto contenido de hidrógeno. Los derrames de GNL se disipan en el aire y no contaminan el suelo ni el agua. Como combustible vehicular, reduce las emisiones de óxidos de

nitrógeno en un 70%, y no produce compuestos de azufre ni partículas.

Tipos de medidores

- Medidores de cantidad
- Medidores de flujo

Medición de gas por placa de orificio

El flujo de gas natural es continuo, sin que en ningún punto de su trayectoria sea almacenado. Por lo que su medición debe realizarse directamente sobre la línea o tubería por la cual está fluyendo.

Definición

Está basada en el principio físico de la caída de presión de un fluido circulando a través de una restricción, esto origina un incremento en la velocidad del fluido con la consecuente reducción en la presión del mismo. Este hecho origina que se establezca a través del orificio una caída de presión la cual se incrementa al aumentar la tasa de flujo o viceversa.

Componentes de los medidores de orificio

A. Placas de orificio

Son elementos instalados en los tubos para restringir el flujo del fluido (elemento primario). Se trata esencialmente, de una placa plana y redonda con un orificio o perforación.

B. Especificaciones de la placa de orificio

Algunas de estas especificaciones son:

El borde aguas arriba del orificio debe ser cuadrado y puntiagudo, sin contornos redondeados o biselados.

La placa debe ser plana y lisa con una superficie molida y pulida.

Debe ser de metal anticorrosivo como acero inoxidable.

Par efecto de diseño se recomienda que la razón beta (β) que no es más que el resultado que se obtiene de dividir el diámetro del orificio por el diámetro interno del conducto donde se instala el orificio, está limitada en la siguiente forma

Para medidores con conexiones en brida.

$$0.15 < \beta < 0.70$$

Para medidores con conexiones de tubería.

$$0.20 < \beta < 0.67$$

C. Dimensiones de la placa de orificio

El informe del A.G.A. establece ciertas limitaciones en las dimensiones de la placa de orificio que se usan en la medición de gas:

Para una tubería de diámetro nominal de 4 pulgadas o menor, la placa de orificio será mayor de 0,060 de pulgadas de grosor y no más de 0.130.

Para una tubería de diámetro nominal de 6 pulgadas, el grosor de la placa será de por lo menos 0,010 de pulgada, pero no mayor a 0,255.

Para una tubería de más de 6 pulgadas de diámetro, el grosor de la placa no será menor a 0.100 de pulgada y no mayor a 1/30 del diámetro interno de la tubería; pero en ningún caso será más de 0,505 pulgadas de grosor.

El espesor no excederá de: - 1/30 del diámetro del conducto (D).

1/8 del diámetro del orificio (d).

1/8 del resultado obtenido al restar el diámetro del orificio del diámetro del conducto: [(D-d)/8].

D. Tipos de placa de orificio

- **Concéntrica:** El orificio de la placa es circular y concéntrico con el caño en el que va instalada. Su exactitud es muy superior a la de los otros tipos de orificios.
- **Excéntrica:** El orificio es circular y tangente a la circunferencia interna de la cañería, en un punto. Es útil en flujo de fluidos en dos fases, vapor húmedo, líquidos conteniendo sólidos aceites conteniendo agua, etc.
- **Segmentada:** Es un orificio cuya forma geométrica es un segmento circular tangente en un punto a la circunferencia interna de la cañería, su ventaja radica en que no acumula sólidos en el lado corriente arriba de la placa. . (Ver fig1.1).

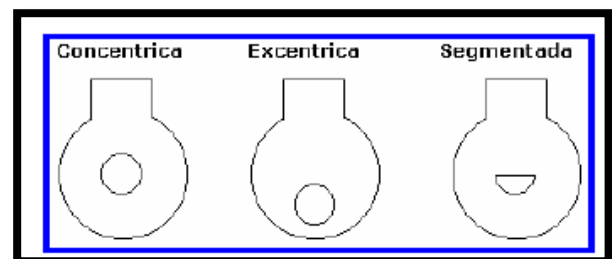


Fig 1.1 Tipos de Placas de Orificio

Fuente: Facilidades de Superficie II, por Ing. Edgar Riofrío Andrade

E. Tipos de tomas en la tubería:

Son los diversos tipos de tomas mediante los cuales se puede obtener la presión diferencial generada por la inserción de un diafragma en la tubería.

- **Tomas en las bridas:** El orificio de la toma de presión está practicado en las mismas bridas de sujeción de la placa de orificio, y se realizan para que su eje esté a 1" (25,4 mm) aguas arriba y aguas abajo de la placa, según se indica en la norma ANSI-B 16.36. El diámetro de la toma oscila entre ¼" y ½" (6,35 a 12,7 mm), según la citada norma.

- **Tomas en la «vena contracta»:**

Cuando se utilizan tomas en «vena contracta» con diafragmas excéntricos, es preciso disponerlas a 180 ó 90 grados con relación al orificio.

- **Tomas en la tubería:** Cuando se hacen tomas en la tubería, estas se sitúan a 2 y ½ diámetros aguas arriba (toma de alta presión) y a 8 diámetros aguas abajo es la toma de baja presión. Este tipo de tomas se utiliza raramente en la actualidad, el error probable de la medida con ellas es aproximadamente un 50% mayor que con tomas en bridas y vena contracta.

F. Porta placa de orificio

Las placas de orificio se sujetan en sitio con la ayuda de un porta placa que no es más que un dispositivo comercial el cual depende del tipo de instalación que desee el usuario. La brida sigue siendo el medio más económico que existe para sujetar las placas de orificio en la línea, siempre y cuando no sea necesario cambiarlas con frecuencia, pero cuando es inevitable que existan los cambios de las placas de orificio, existen varios tipos de dispositivos disponibles comercialmente para lograr este propósito. La razón de usar estos dispositivos es la de evitar la movilización de la tubería que es inevitable con bridas de orificio.

(Ver fig. 1.2).

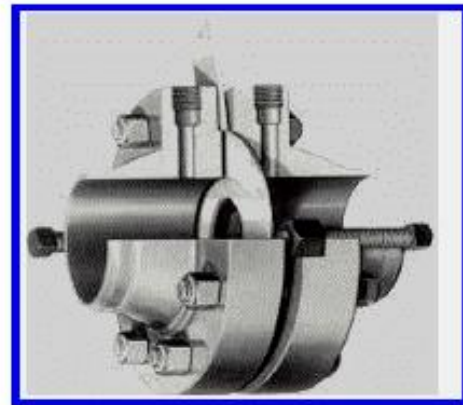


Figura 1.2 Bridas porta placas

Fuente: Facilidades de Superficie II, por Ing. Edgar Riofrío Andrade

Porta placa de una cámara (simplex): Estos porta placas permiten remover o insertar la placa de orificio rápidamente y de manera económica, los porta placas Simplex usan cuerpos de una sola pieza.

Porta placas de dos cámaras (senior): Es la alternativa más costosa, pero es también la más flexible desde el punto de vista operacional. Este provee un método rápido, seguro y extremadamente sencillo para cambiar placas de orificio bajo presión, sin interrumpir el flujo ni el proceso, y eliminando la necesidad de bypass, válvulas y otros accesorios requeridos por instalaciones convencionales. (Ver fig. 1.3).

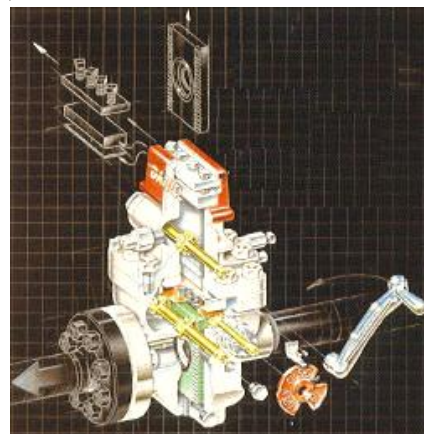


Fig. 1.3 Medidor de Orificio

Fuente: Facilidades de Superficie II, por Ing. Edgar Riofrío Andrade

Registrador

Actúa como el elemento secundario en el proceso de medición; es un dispositivo que responde a la señalización del elemento primario (orificio) y la convierte en señal de salida que puede ser traducida como medida de flujo o de cantidad. Hay dos presiones registradas por el medidor de orificio:

- **Presión estática (P_f):** Se la toma usualmente en el conducto de gas aguas abajo de la placa de orificio.
- **Presión diferencial (h_w):** Es la disminución de presión ocasionada por el orificio que se instala en la tubería. Esta presión es muy baja y generalmente se lee en pulgadas de agua.

La instalación completa del orificio consiste en un elemento primario y un elemento secundario:

El elemento primario está incluido por el plato de orificio y retenedor en la parte superior y en la parte inferior un tubo llamado metro corredor.

El elemento secundario es el registrador, que normalmente contiene un mapa. La información básica necesaria para calcular la proporción de flujo es dibujado sobre este mapa

Como los flujos de gas a través del orificio, la reducción en presión desde un lado a otro es con precisión medida y registrada.

Ventajas de la medición del gas natural con cajas de orificio:

1. Mayor tolerancia a las impurezas del gas natural.
2. Equipos simples y económicos.
3. Equipos instalados en los campos petroleros a la intemperie, es decir no necesitan de instalaciones cerradas.
4. Partes intercambiables entre las cajas de orificio.
5. Luego de salir fuera de servicio una caja de orificio esta puede ser utilizada en otro sistema similar.
6. El sistema de orificios es de fácil interpretación por parte de operadores, supervisores etc., en relación con las variables de los procesos.

Desventajas de la medición del gas natural con cajas de orificio:

1. Instrumento con baja precisión entre 1 y 2%.
2. Es fácil que el equipo se descalibre, esto ocurre inclusive con el cambio de la carta, lo cual se realiza semanalmente.
3. En los últimos tiempos los instrumentos asociados a la caja de orificio (secundarios), son hurtados con facilidad.
4. Pueden ser manipulados con facilidad y el registrador puede quedar fuera de servicio.
5. Se requiere del cambio oportuno de las plumillas del registrador.
6. En los puntos de medición alejados de los centros operacionales se requiere el reemplazo del reloj mecánico (rotación al resorte del reloj) por uno de reloj con batería a prueba de explosión.
7. Dado que, por lo general, no tienen incorporado un medidor de temperatura la misma se realiza con un promedio lo cual incrementa el porcentaje de error en la medición.

Principio de Operación

Está basada en el principio físico que: “**La pérdida de presión de un fluido fluyendo a través de una constricción en la línea es proporcional a la velocidad al cuadrado del fluido**”

Ecuación Básica de Flujo de orificio

La computación de volúmenes de gas por medidores de orificio es realizado a través del uso de la ecuación básica de “Flujo de Orificio” que es presentado en el reporte N° 3

$$Q = C' \sqrt{hwPf}$$

Donde:

Q = Tasa de flujo – (ft³/hs)

C' = Constante de flujo de orificio

hw = Presión diferencial medidor (Pulgadas de agua)

Pf = Presión estática (psia)

La ecuación de flujo de orificio es derivada empíricamente desde las leyes fundamentales de física concerniente a, la

- Conservación de energía
- Aceleración gravitacional
- Los de gas ideal

La derivación de esta ecuación esta explicada con mayor detalle en el Apéndice B del Reporte N° 3, y

en este reporte la constante de flujo “C” está definida como:

$$C' = F_b \times F_r \times Y \times F_{pb} \times F_{tb} \times F_{tf} \times F_g \times F_{pv} \times F_m \times F_a \times F_l$$

Instrumento de medidores de orificios

Instrucciones detalladas para la construcción, instalación y mantenimiento de los equipos medidores de orificios se indican en el Reporte N° 3. En esta sección analizaremos los siguientes componentes.

- Retenedor del plato de orificio
- Platos del orificio
- Volumen medido por contador para medidor de orificio
- Registradores de cartas
- Computadores de flujo de gas

1. Borrásbrucart, Enrique, “Gas natural: características, distribución y aplicaciones industriales”, Editores técnicos asociados, Barcelona, (1987)
2. Facilidades de superficie II Ing. Edgar Riofrío Andrade (2006)
3. Sotillo, J. “Estudio para evitar la presencia de líquidos en moto compresores de la planta compresora de gas ISLA”, Trabajo de Grado, Ingeniería Mecánica, UDO, Puerto La Cruz, Marzo (1996)
4. Sánchez, María, “La regulación del sector del gas natural”, Editorial tirantto Blanch, Valencia, (2006)
5. Mott, Robert, “Mecánica de los Fluidos”, Cuarta Edición, editorial PrenticeHall, México, (1996)
6. Pérez José Y. “Medición de fluidos”, universidad de oriente, Puerto La Cruz,(2001)
7. Avallone, Eugene A. “Manual de Ingeniero Mecánico”, Tomo 1 y 2, Novena Edición, editorial Mc Graw-Hill, México, (1996)
8. Vargas, Juan Carlos, “Manual de Mecánica para no Mecánicos”, Intermedios Editores, Colombia, (1999)
9. American Gas Association, “Manual of Petroleum Measurement Standards. Report N° 3”, cuarta edición, (2000)
10. Menpet, “Normas técnicas para la fiscalización automatizada del gas natural”(2001)