

MEDICIÓN POR ORIFICIOS

¿Porqué la medición del gas natural?

A objeto de determinar la cantidad de gas que produce un Campo de Petrolero y sus respectivos usos entre los que se destacan: inyección para sistemas de recuperación secundaria, combustible, transferencia interáreas y entre los diferentes distritos, cantidad que se transforma en los procesos de LGN, mermas de los diferentes sistemas de recolección, transmisión y levantamiento artificial por gas, ventas a consumidores industriales, gas arrojado a la atmósfera, la relación de gas petróleo; y adicionalmente los procesos en los cuales el servicio es bajo la modalidad de B.O.O y M.O (contratados), todo lo anterior hace necesario y la medición exacta del gas natural.

¿Porqué la medición del gas natural por instrumentos de caja orificio?



En el distrito San Tomé en un 99% (600 unidades) la medición del gas natural se realiza mediante cajas de orificio, con una historia que remonta los 50 años de servicio interrumpidos, los sistemas de separación primarios en la estaciones de producción de estos campos maduros representa cierta ineficiencia de los controles de nivel, por lo cual se produce arrastre de líquidos con el gas natural hasta las plantas compresoras de gas. Por ello la experiencia de las cajas de orificios ha representado la mejor solución a este tipo de inconvenientes, habida cuenta de las impurezas que transporta el gas natural. A medida que se desarrolla el tema observaremos la ventajas y desventajas que ofrecen las cajas de orificio.

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

1. Mayor tolerancia a las impurezas del gas natural.
2. Cuando un bache de líquido contenido en el gas natural pasa por el punto de medición de una caja de orificio, se puede continuar prestando el servicio con un mantenimiento a bajo costo de las partes y equipos propios de la medición.
3. Al efectuar el análisis de la presión diferencial y estática, por parte de los operadores de campo, se realiza el diagnóstico oportuno de la presencia de líquidos en el gas natural a objeto de poner en vigencia las alertas respectivas. Cuando la plumilla indicadora de la presión diferencial presenta oscilaciones continuas, ello advierte sobre la presencia de líquidos en al corriente del gas natural e indica que aguas arriba de la corriente

medidora el sistema de separación es deficiente, por lo cual se deben implantar los correctivos del caso.

4. Equipos simples y económicos.
5. Equipos instalados en los campos petroleros a la intemperie, es decir no necesitan de instalaciones cerradas.
6. Fácil ejecución de mantenimiento, dado que presentan dos cámaras o compartimentos para el reemplazo del orificio, por necesidades de incremento de flujo y/o disminución del mismo, y adicionalmente el reemplazo de partes asociados a los elementos secundarios (caja de registro).
7. En caso de los convenios operacionales, con el gas recibido del gasoducto Anaco Puerto Ordaz y los equipos contratados para la compresión del gas se ha utilizado la siguiente modalidad: instalación de doble caja de registro, es decir una por cada participante del negocio luego se cotejan las lecturas de los disco al final de cada periodo (semanal), si existente diferencia se organiza el grupo de auditoria y se realiza la calibración del instrumento, para que las partes queden conformes.
8. Partes intercambiables entre los cajas de orificio.
9. Luego de salir fuera de servicio una caja de orificio esta puede ser utilizada en otro sistema similar.
10. 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.
8. En las paradas de emergencia no programadas de la plantas compresoras del distrito San Tomé, al ocurrir el cierre abrupto (violento) de las válvulas actuadoras y, al empezar el venteo de gas, se genera gran velocidad del fluido con lo cual se ocasiona dobladura de los orificios y, en algunos casos, la placa sale del porta orificio y se aloja en una sección donde existe cambios de dirección de la tubería que finalmente produce restricción . La misma es solventada una vez que se secciona la tubería y se procede a retirar el orificio. El sitio exacto del orificio se detecta por los cambios de temperatura en la tubería.

Experiencias con mediciones de gas erróneas en cajas de orificio:

1. La soldadura de la tubería y la caja de orificio no corresponden al mismo espesor, por lo tanto queda una sección que genera turbulencia del fluido, lo cual hace que el flujo no sea laminar en la caja de orificio y por ende se introduce error en la medición. Esto se corrige estandarizando los espesores de acuerdo a la presión que ejerce el flujo sobre la tubería.
2. Es común encontrar instalados en el tubo medidor puntos de toma (y/o cambios de dirección para cualquier servicio) muy cerca de la caja de orificio sin respetar la normativa que establece las longitudes requeridas aguas arriba y aguas debajo de la placa. Ello se hace con el fin de evitar la turbulencia que distorsiona los parámetros de medición.
3. Es común que al instalar las bridas de la caja de orificio no queden alineadas con las de la tubería.
4. Al pasar un bache de líquido por una caja de orificio es necesario hacerle el respectivo mantenimiento, a tal fin se debe retirar el instrumento de medición.

Métodos de medición de fluidos:

Medidores Volumétricos:

| Sistema | Elemento | Transmisor |
|-------------------------|--|---|
| Presión diferencial | Placa orificio tobera Tubo Venturi Tubo de Pitot Tubo Anular Conectados a tubo U o a elemento de fuelle o de diafragma | Equilibrio de fuerzas Silicio difundido. |
| Área Variable | Rotámetro | Equilibrio de movimientos Potenciométrico Puente de Impedancias |
| Velocidad | Vertedero con flotador en canales abiertos Turbina Sondas ultrasónicas | Potenciométrico Piozoeléctrico |
| Fuerza | Placa de impacto | Equilibrio de fuerza Galgas extensométricas |
| Tensión Inducida | Medidor Magnético | Convertidor Potenciométrico |
| Desplazamiento Positivo | Disco Giratorio Pistón Oscilante Pistón Alternativo Medidor Rotativo (Cicloidal, Birrotor, Oval). | Generador tacométrico o transductor de impulso. |
| Torbellino | Medidor de frecuencia de termistancia o condensador de ultrasonidos | Transductor de resistencia. |

Medidores de Caudal de Masa:

| | | |
|---|--|------------------------|
| Compensación de presión y temperatura en medidores volumétricos | | |
| Térmico | Diferencia de temperatura en dos sondas de resistencia | Puente de Wheatstone |
| Momento | Medidor axial Medidor axial de doble turbina | Convertidor de par |
| Par giroscopio | Tubo giroscopio | Convertidor de par |
| Presión Diferencial | Puente Hidráulico | Equilibrio de fuerzas. |

CÁLCULO DEL COEFICIENTE (FACTOR) PARA MEDIDORES DE ORIFICIO

Volumen gas (PCS/hr)

(1)

$$Q \equiv \sqrt{hw} \times \sqrt{Pf} \times Fb \times Fpb \times Ftf \times Fpv \times Fg \times Fr \times Y \times Ftf \times Fm \times Fa \times Fwl$$

$$Q \equiv C' \times \sqrt{hw} \times \sqrt{Pf} \quad (2)$$

Donde:

hw = Presión diferencial a través del orificio, medida en pulgadas de agua a 60 °F

Pf = Presión estática, en lpc

Fpb = Factor básico de orificio

Ftf = Factor de temperatura de flujo

Fpv = Factor de supercompresibilidad

Fg = Factor de gravedad específica

Fr = Factor del Número de Reynolds

Y = Factor de expansión

Ftb = Factor de temperatura base

Fm = Factor manométrico

Fa = Factor de expansión térmica del orificio

Fwl = Factor de localización de la medición

C' = Constante de flujo de orificio

Uso de discos de lectura directa (raíz cuadrada)

Estos discos registran la raíz cuadrada de la presión diferencial (Lectura diferencial - Ldif) y la raíz cuadrada de la presión estática **absoluta** (Lectura estática – Lest).

La relación entre las presiones y las lecturas diferencial y estática, viene dada por las siguientes ecuaciones:

$$hw \equiv \frac{Ldif^2 \times Rdif}{100} \quad (3) \quad \text{y} \quad Pf \equiv \frac{Lest^2 \times Re\ sorte}{100} \quad (4)$$

Donde:

Resorte = Rango de presión máximo, en lpc

Rdif = Rango diferencial máximo, en pulgadas de agua

Al reemplazar las ecuaciones 3 y 4 en 2, se obtiene:

$$Q \equiv C' \times M \times Lest \times Ldif \quad (5)$$

Con

$$M \equiv \frac{\sqrt{Re\ sorte \times Rdif}}{100}$$

Como el volumen de gas resultante de la ecuación 5 está en PCS/hr y se requiere en MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día) debe multiplicarse por 24 y dividir por 1.0000.000. Luego la ecuación resultante es:

$$Q \equiv C' \times M \times 24 \times 10^{-6} \times Lest \times Ldif \quad (6)$$

Por lo tanto el **Factor diario (Fd) del punto de medición** viene dado por:

$$Fd \equiv C' \times M \times 24 \times 10^{-6}$$

-

CÁLCULO DE LOS FACTORES**Factor de temperatura base**

$$F_{tb} = \frac{460 + \text{TemperaturaBase}^{\circ} F}{520} = 1$$

Cambia la temperatura base de 60 °F a otra base deseada.

$$F_{pb} = \frac{14.73 \text{lpca}}{\text{PresiónBase}(\text{lpca})} = \frac{14.73}{14.7} = 1.002$$

Factor de presión base

Cambia la presión base de 14.73 psia a otra base deseada.

Factor manométrico

$$F_m = 1$$

Solo aplica para medidores de mercurio.

Factor de localización de medición

$$F_{wl} = 1$$

Factor de temperatura de flujo

$$F_{tf} = \sqrt{\frac{520}{T_f(^{\circ} F) + 460}}$$

Donde T_f es la temperatura del flujo.

Este factor cambia la temperatura supuesta de 60 °F a la temperatura de flujo F_t .

Factor de gravedad específica

$$F_g = \sqrt{\frac{1}{G}}$$

Donde G es la gravedad específica del gas, obtenida del análisis cromatográfico.

Factor de expansión térmica del orificio

$$F_a = 1 + [0.000185 \times (T_f - 68)]$$

La temperatura de flujo “Tf” en ° F.

Este factor corrige el efecto de contracción o expansión metálica de la placa orificio.

Factor de expansión

Compensa el efecto de los cambios de densidad del gas originados por el paso a través del orificio.

Para tomas en brida, aguas arriba de la placa orificio.

$$Y = 1 - (0.41 + 0.35 \times \beta^4) \times \frac{X_i}{k_i}$$

$$X_i = \frac{hw}{27.707 \times Pf}$$

$$k_i = \frac{C_p}{C_v} = 1.3$$

$$\beta = \frac{d}{D}$$

Donde “d” es el diámetro del orificio y “D” el diámetro interno de la línea donde se encuentra instalado el medidor, ambos en pulgadas. Beta es la relación entre ambos.

“Pf” y “hw” ya fueron definidos y se calculan por:

$$hw \equiv \frac{Ldif^2 \times Rdif}{100}$$

$$Pf \equiv \frac{Lest^2 \times Re.sorte}{100}$$

Los valores resultantes de Pf y hw se emplean también para el Factor del Número de Reynolds. Es de hacer notar que, generalmente, los valores de Lectura estática (Lest) y Lectura diferencial (Ldif) **empleados para el cálculo de “Pf” y “hw”** son valores promedio de lo registrado en los discos de lectura directa (raíz cuadrada) o valores deseables en el registro.

Factor básico de orificio

$$B = \frac{1}{D^{0.5}}$$

Factor del Número de Reynolds

$$Fr = 1 + \frac{E}{12835 \times d \times K \times \sqrt{hw \times Pf}}$$

$$K = \frac{0.604}{\sqrt{1 - \beta^4}}$$

Corrige el factor básico de orificio al Número de Reynolds del flujo actual.

Factor de supercompresibilidad

Se requiere para corregir la desviación del comportamiento del gas de la ley de los gases ideales.

$$A = \frac{3 - m \times n^2}{9 \times m \times \pi^2}$$

$$m = 0.0330378 \times \tau^{-2} - 0.0221323 \times \tau^{-3} + 0.0161353 \times \tau^{-5}$$

$$n = \frac{0.265827 \times \tau^{-2} + 0.0457697 \times \tau^{-4} - 0.133185 \times \tau^{-1}}{m}$$

$$\pi = \frac{P_{adj} + 14.7}{1000}$$

$$\tau = \frac{T_{adj}}{500}$$

$$P_{adj} = P \times F_p$$

$$T_{adj} = (T_f + 460) \times F_t$$

$$F_{pv} = \frac{\sqrt{\frac{A}{C} - C + \frac{n}{3 \times \pi}}}{1 + \left(\frac{0.00132}{\tau^{3.25}} \right)}$$

“P” es la presión de flujo manométrica (lpcm) y “Tf” la temperatura de flujo ° F.

“P_{adj}” es la presión ajustada y se obtiene, según la ecuación, multiplicando la presión **manométrica** “P” por el factor de ajuste de presión “F_p”. Nótese que el valor resultante de “P_{adj}” es una presión manométrica.

“T_{adj}” es la temperatura **absoluta** ajustada (T_{adj}) y se obtiene, según la ecuación, multiplicando la temperatura de flujo absoluta (° Rankine) por el factor de ajuste de temperatura “F_t”.

Los factores “F_p” y “ F_t” tienen que ser calculados, siendo los métodos mas empleados el Método de

Estándar A.G.A. y el Método de Análisis.

1.- Método Estándar A.G.A.

Este método es aplicable cuando el gas natural no excede una gravedad específica de 0.75, un contenido de 15% molar de CO₂ y un 15% molar de N₂. Consecuentemente está limitado a mezclas de gases que no contengan grandes concentraciones de hidrocarburos pesados.

$$Fp = \frac{156.47}{160.8 - 7.22 \times G + M_c - 0.392 \times M_n}$$

$$Ft = \frac{226.29}{99.15 + 211.9 \times G - M_c - 1.681 \times M_n}$$

Donde:

G= gravedad específica del gas

Mc= porcentaje molar de CO₂ en el gas

Mn= porcentaje molar de nitrógeno

2.- Método de Análisis

Este método de presión y temperatura ajustada provee resultados más precisos sobre un amplio rango de composiciones de gas natural. Es el método más aplicable cuando el gas natural tiene una gravedad específica mayor que 0.75 y es el mejor método cuando el gas contiene porcentajes apreciables de H₂S, O₂ y He.

$$Fp = \frac{671.4}{sPc}$$

$$Ft = \frac{359.46}{sTc}$$

Donde sPc y sTc son la presión y la temperatura pseudocríticas del gas, en lpc y °R respectivamente, obtenidos del análisis cromatográfico.

Nota: En CENTINELA se utiliza el Método de Análisis.

$$C = \left(b + \sqrt{b^2 + A^3} \right)^{\frac{1}{3}}$$

$$b = \frac{9 \times n - 2 \times m \times n^3}{54 \times m \times \pi^3} - \frac{F}{2 \times m \times \pi^2}$$

Para calcular el valor de "C" incluido en el factor de supercompresibilidad se tiene:

En las dos ecuaciones anteriores sólo se desconoce la ecuación para el cálculo de "F", para lo cual se tienen diferentes ecuaciones atendiendo a ocho rangos de presión y temperatura del flujo de gas.

1. Rango de presión: 0 a 2000 lpc y Rango de temperatura: 85 a 240 °F

$$\pi = 0 - 2$$

$$\tau = 1.09 - 1.4$$

2. Rango de presión: 0 a 1300 lpca y Rango de temperatura: -40 a 85 °F

$$\pi = 0 - 1.3$$

$$\tau = 0.84 - 1.09$$

$$F_2 = 1 - 0.00075 \times \pi^{2.3} \times (2 - e^{-20(1.09-\tau)}) - 1.371 \times (1.09 - \tau)^4 \times \pi \times [1.69 - \pi^2]$$

3. Rango de presión: 1300 a 2000 lpca y Rango de temperatura: -20 a 85 °F

$$\pi = 1.3 - 2$$

$$\tau = 0.88 - 1.09$$

$$F_3 = 1 - 0.00075 \times \pi^{2.3} \times (2 - e^{-20(1.09-\tau)}) + 0.455 \times \left[\begin{array}{l} 200 \times (1.09 - \tau)^6 - 0.03249 \times (1.09 - \tau) \\ + 2.0167 \times (1.09 - \tau)^2 - 18.028 \times (1.09 - \tau)^3 \\ + 42.844 \times (1.09 - \tau)^4 \end{array} \right] \\ \times (\pi - 1.3) \times [1.69 \times 2^{1.25} - \pi^2]$$

4. Rango de presión: 1300 a 2000 lpca y Rango de temperatura: -40 a -20 °F

$$\pi = 1.3 - 2$$

$$\tau = 0.84 - 0.88$$

$$F_4 = 1 - 0.00075 \times \pi^{2.3} \times (2 - e^{-20(1.09-\tau)}) + 0.455 \times \left[\begin{array}{l} 200 \times (1.09 - \tau)^6 - 0.03249 \times (1.09 - \tau) \\ + 2.0167 \times (1.09 - \tau)^2 - 18.028 \times (1.09 - \tau)^3 \\ + 42.844 \times (1.09 - \tau)^4 \end{array} \right] \\ \times (\pi - 1.3) \times [1.69 \times 2^{1.25+80 \times (0.88-\tau)^2} - \pi^2]$$

5. Rango de presión: 2000 a 5000 lpca y Rango de temperatura: -40 a -20 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 0.84 - 0.88$$

$$F_5 = F_4 - y$$

6. Rango de presión: 2000 a 5000 lpca y Rango de temperatura: -20 a 85 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 0.88 - 1.09$$

$$F_6 = F_3 - y$$

7. Rango de presión: 2000 a 5000 lpc y Rango de temperatura: 85 a 200 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 1.09 - 1.32$$

$$F_7 = F_1 - y$$

8. Rango de presión: 2000 a 5000 lpc y Rango de temperatura: 200 a 240 °F

$$\pi = 2.0 - 5.0$$

$$\tau = 1.32 - 1.40$$

$$F_8 = F_7 - U$$

Donde:

$$y = A \times (\pi - 2) + A1 \times (\pi - 2)^2 + A2 \times (\pi - 2)^3 + A3 \times (\pi - 2)^4$$

$$A = 1.7172 - 2.33123 \times \tau - 1.56796 \times \tau^2 + 3.47644 \times \tau^3 - 1.28603 \times \tau^4$$

$$A1 = 0.016299 - 0.028094 \times \tau + 0.48782 \times \tau^2 - 0.728221 \times \tau^3 + 0.27839 \times \tau^4$$

$$A2 = -0.35978 + 0.51419 \times \tau + 0.16453 \times \tau^2 - 0.52216 \times \tau^3 + 0.19687 \times \tau^4$$

$$A3 = 0.075255 - 0.10573 \times \tau - 0.058598 \times \tau^2 + 0.14416 \times \tau^3 - 0.054533 \times \tau^4$$

$$U = (\tau - 1.32)^2 \times (\pi - 2) \times [3 - 1.483 \times (\pi - 2) - 0.1 \times (\pi - 2)^2 + 0.0833 \times (\pi - 2)^3]$$

Nota: “e” es la base del logaritmo Neperiano e igual a 2.718281828

Observaciones:

- Para ejecutar estos cálculos debe alimentarse la siguiente información:
 - Diámetro del orificio (d), en pulgadas
 - Diámetro interno de la línea donde se encuentra instalado el medidor (D), en pulgadas.
 - Lectura diferencial (Ledf)
 - Rango diferencial del medidor, en pulgadas de agua.
 - Presión manométrica de Flujo (PSIG).
 - Resorte (R), en lpc.
 - Temperatura de Flujo del gas (Tf) en °F.
 - Gravedad específica del gas.
 - Presión seudocrítica del gas (sPc), en lpc.
 - Temperatura seudocrítica del gas (sTc), °R.

Nota: Este trabajo ha sido suministrado por el Ing. Hugo Arellano, de PDVSA, integrante del Postgrado de Gas de La Universidad de Oriente.