

**ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS, MÉTODOS Y EQUIPOS PARA MEDICIÓN Y
FISCALIZACIÓN DE GAS**

ANGELA SUSANA GUZMÁN VERA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2011

**ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS, MÉTODOS Y EQUIPOS PARA MEDICIÓN Y
FISCALIZACIÓN DE GAS**

ANGELA SUSANA GUZMÁN VERA

Trabajo de Grado para optar el Título de Especialista en Ingeniería de Gas

Director

Oscar Mauricio Barajas Pinzón

Ingeniero Mecánico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2011

Con cariño dedico este trabajo a mis padres Segundo y Marlene y a mi esposo Oscar, quienes con su apoyo, dedicación y confianza hicieron posible cumplir con esta meta.

Sinceramente, Ángela Susana

AGRADECIMIENTOS

A Dios por permitirme terminar satisfactoriamente esta excelente Especialización, la cual marcará mi vida profesional.

A mi Director OSCAR MAURICIO BARAJAS por ser un excelente guía, profesional, que siempre estuvo dispuesto a ofrecer su tiempo y sin cuya colaboración y orientación no habría podido realizar esta investigación.

Al Grupo de DOCENTES quienes me brindaron desde comienzos de la carrera sus conocimientos que me enriquecieron y contribuyeron en esta experiencia profesional.

A mis superiores de ECOPETROL quienes me acompañaron y colaboraron durante la Especialización para cumplir el Proyecto exitosamente.

Todas aquellas personas que desinteresadamente colaboraron en la realización del presente estudio.

CONTENIDO

| | pág. |
|--|-----------|
| INTRODUCCIÓN | 15 |
| 1. DIFERENCIACIÓN DE LOS MÉTODOS UTILIZADOS PARA MEDICIÓN Y FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA | 16 |
| 1.1 MEDICIÓN PLACAS DE ORIFICIO | 16 |
| 1.1.1 Restricciones básicas de las Placas de Orificio | 17 |
| 1.2 MEDICIÓN POR TURBINA | 21 |
| 1.2.1 Prueba de Tiempo de Giro | 25 |
| 1.2.2 Calibración | 27 |
| 1.3 MEDICIÓN ULTRASÓNICA | 28 |
| 1.3.1 Requisitos generales de desempeño | 31 |
| 1.3.2 Prueba de tiempo de giro | 32 |
| 1.3.3 Calibración con flujo | 33 |

| | |
|--|-----------|
| 1.3.4 Mantenimiento | 34 |
| 1.4 MEDICIÓN MÁSSICO CORIOLIS | 34 |
| 1.4.1 Calibración | 36 |
| 1.4.2 Requisitos de Instalación | 36 |
| 1.4.3 Verificación de Cero | 37 |
| 2. EVALUACIÓN DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE GAS EN ASPECTOS RELACIONADOS CON MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN, VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN | 39 |
| 2.1 VERIFICACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA | 43 |
| 3. DETERMINACIÓN DE LOS MÉTODOS ECONÓMICAMENTE VIABLES PARA MEDICIÓN DE GAS NATURAL | 45 |
| 3.1 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS DE COSTOS | 45 |
| 3.2 INVERSIONES | 46 |
| 3.2.1 Activos Fijos (Equipos y Accesorios) | 46 |
| 3.2.2 Instalación | 47 |
| 3.3 EGRESOS | 50 |

| | |
|--|-----------|
| 3.4 INGRESOS | 52 |
| 3.4.1 Cálculo de valor presente neto (VPN | 52 |
| 3.4.2 Cálculo de tasa interna de retorno (TIR | 52 |
| 4. CONCLUSIONES | 54 |
| 5. RECOMENDACIONES | 56 |
| BIBLIOGRAFÍA | 57 |

LISTA DE CUADROS

| | pág. |
|--|-----------|
| Cuadro 1. Caudales de calibración | 36 |
| Cuadro 2. Comparativo de las diferentes técnicas de Medición. | 39 |
| Cuadro 3. Condiciones a tener en cuenta en instalación Sistema de medición de Gas | 48 |
| Cuadro 4. Actividades de mantenimientos rutinarios | 51 |
| Cuadro 5. Costos de los Sistemas de Medición | 53 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Platinas de Orificio | 17 |
| Figura 2. Bordes de la Platina de Orificio | 19 |
| Figura 3. Medición por Platina de Orificio | 19 |
| Figura 4. Desvío de Excentricidad en el Montaje | 20 |
| Figura 5. Elementos y accesorios de la Platina de Orificio | 21 |
| Figura 6. Medidor de Turbina | 22 |
| Figura 7. Diagrama para instalación medidor por Turbina | 24 |
| Figura 8. Tiempo libre de rotación (Spin Test) | 25 |
| Figura 9. Condiciones básicas para mejorar el desempeño en operación | 26 |
| Figura 10. Sistema de medición por Turbina con unidad Procesadora | 28 |
| Figura 11. Medidor Ultrasónico de Tiempos de Tránsito | 29 |
| Figura 12. Estructura básica de los Medidores Ultrasónicos | 30 |
| Figura 13. Conexiones e instalación del Medidor Ultrasónico | 31 |

| | |
|--|-----------|
| Figura 14. Verificación de tiempos de tránsito | 32 |
| Figura 15. Medidor Ultrasónico con Unidad Procesadora | 34 |
| Figura 16. Movimiento de rotación del Medidor Coriolis | 35 |
| Figura 17. Aplicación e instalación para medición de Gas | 37 |
| Figura 18. Anatomía básica del medidor Coriolis | 38 |
| Figura 19. Curva típica de exactitud entre tres tecnologías de Medición | 44 |

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS, MÉTODOS Y EQUIPOS PARA MEDICIÓN Y FISCALIZACIÓN DE GAS.*

AUTOR: ANGELA SUSANA GUZMÁN VERA.**

PALABRAS CLAVE: Sistemas de Medición de Gas.

Este estudio recopila de forma implícita, las diferencias y análisis de los diferentes sistemas de medición de gas más utilizados en la industria, se dan a conocer los costos asociados e inversiones relacionados con procesos de instalación, mantenimiento, mano de obra y procesos de seguridad industrial (análisis de riesgos y elaboración de procedimientos seguros de trabajo).

Es un documento de soporte para las diferentes compañías que requieren medir el gas, encontrando en el contenido del trabajo los criterios de operación debidamente analizados para seleccionar el dispositivo que aplique para cada tipo de operación.

Las empresas interesadas en implementar la Medición del Gas encontrarán en el texto los procesos asociados de la instalación de cada dispositivo contemplado para las diferentes actividades donde su aplicación ha sido previamente seleccionada.

La Medición de gas es una referencia del tratamiento y optimización de una operación en la industria petroquímica, en el documento se ofrece una descripción de los procesos en el marco de los aspectos legales y técnicos de acuerdo a la normatividad vigente por lo que la instalación de los Sistemas de Medición de Gas deben acogerse a lo estipulado por estos lineamientos.

El gas, siendo uno de los recursos más importantes para la generación de energía eléctrica, es conveniente dar la importancia de acuerdo a la evolución que ha venido desarrollando, medir éste recurso en las distintas aplicaciones como son cabeza de pozos, facilidades de producción y transferencia de custodia, se reducen las pérdidas operativas de instalación en los procesos y pérdidas para las empresas.

* Trabajo de Grado

** Facultad: Escuela de Ingeniería de Petróleos. Programa: Especialización en Ingeniería del Gas. Director: Oscar Mauricio Barajas P.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF SYSTEMS, METHODS AND EQUIPMENTS FOR MEASUREMENT AND CONTROL OF GAS*.

AUTHOR: ANGELA GUZMÁN SUSANA VERA**

KEY WORDS: Gas Measurement Systems.

This study implicitly collects, analyzes the differences and the different gas measurement systems commonly used in industry, are disclosed related costs and investments related to processes of installation, maintenance, labor and industrial safety procedures (hazard analysis and development of safe work procedures).

Is a support document to the various companies that require measuring gas find in the work content criteria operating properly analyzed to select the device that applies for each type of operation.

Companies interesting in implement the gas measurement will find the text associated processes of the installation of each device provided for the various activities where its application has been previously selected.

The gas measurement is a reference to the treatment and optimization of an operation in the petrochemical industry, the paper provides an overview of the processes within the framework of legal and technical aspects according to regulations so the installation Measurement Systems Gas must abide by the provisions of these guidelines.

The gas, being one of the most important resources for electricity generation, the importance should be given according to the evolution that has been developing this resource measured in various applications such as wellheads, production facilities and transfer custody, reduced losses operatives of installation in the processes and loss for businesses.

* Degree Work

** School: School of Petroleum Engineering. Program: Specialization in Gas Engineering. Director: Oscar Mauricio Barajas P

INTRODUCCIÓN

En la Industria petroquímica colombiana, el gas ha venido cobrando importancia debido a que es muy utilizado en centros urbanos como fuente de energía primaria para consumo en los hogares y combustión en cocinas, o para calentamiento de agua. Por tal motivo la medición de este recurso desde las fuentes de generación hasta los puntos de entrega y consumo constituye unos de los procesos más importantes de control de la Industria de hidrocarburos actualmente.

Por tal motivo esta monografía pretende analizar las diferentes y más importantes estrategias para medición de gas disponibles actualmente en el mercado con el propósito de establecer los criterios más adecuados para seleccionar el sistema de Medición apropiado para cada operación ya sea en cabeza de pozo, en las facilidades de producción donde hay algún tipo de procesamiento o transformación de materia o en el consumidor final.

1. DIFERENCIACIÓN DE LOS MÉTODOS UTILIZADOS PARA MEDICIÓN Y FISCALIZACIÓN DE GAS NATURAL UTILIZADOS EN LA INDUSTRIA.

En la industria petroquímica es muy importante realizar medición de hidrocarburos haciendo los procesos más eficientes, en el caso del Gas Natural se utilizan los siguientes métodos.

Los sistemas de medición más utilizados son:

- Platinas de orificio
- Turbina
- Ultrasonido
- Másico Coriolis

1.1 MEDICIÓN PLACAS DE ORIFICIO

Hacen parte de los denominados medidores de presión diferencial entre los cuales se encuentran: Toberas, Venturis, Cuñas, V-Cone y Orificio integral.

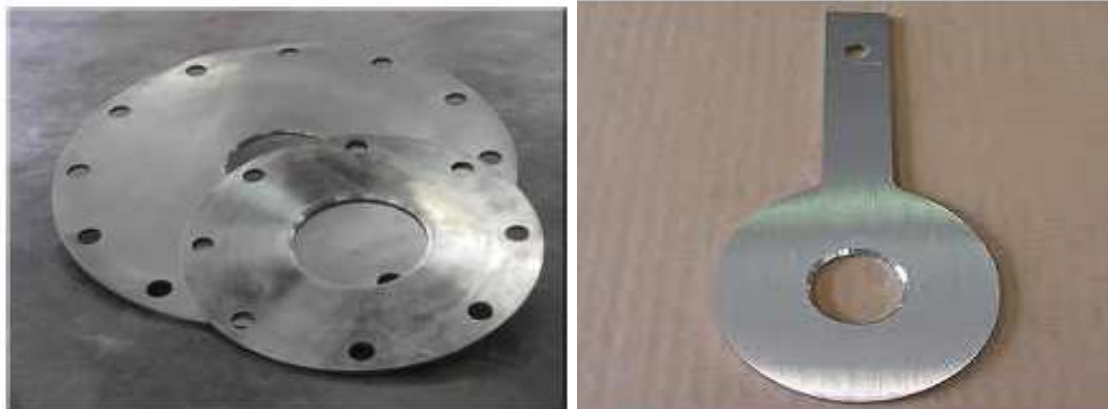
El uso de este elemento de medición ofrece las siguientes ventajas: Bajo costo, Operación sencilla, fácil mantenimiento y construcción.

El elemento primario se inspecciona respecto a las tolerancias de las normas para determinar su conformidad, este tipo de elemento ofrece una incertidumbre de +/- 0.75% a 1.5%.

Las desventajas que las Platinas de Orificio tiene son: Baja relación máximo mínimo, alta sensibilidad a las variaciones de la composición del gas, los perfiles de velocidad no desarrollados o asimétricos y las pulsaciones afectan su desempeño, su funcionamiento se afecta drásticamente en presencia de material particulado abrasivo y los condensados.

Las Platinas de Orificio se aplican para medición de fluidos limpios, monofásicos, homogéneos y Newtonianos; medidos usando placas de orificio concéntricas de borde recto y tomas en las bridas.

Figura 1. Platinas de orificio



Fuente: Autora

1.1.1 Restricciones básicas de las platinas de orificio. Aplican para fluidos cuyo régimen de número de Reynolds son mayores o iguales a 4000; los diámetros de tuberías iguales o superiores a 2" Schedule 160. Relaciones de

diámetro de 0,10 a 0,75. El borde aguas arriba de la platina de orificio debe ser recta y afilado, los bordes aguas arriba y aguas abajo deben estar libres de defectos notorios a simple vista como sectores aplanados, texturas, asperezas, rebababa, abolladuras, picaduras y muescas.

Si existe cualquier duda acerca que si el borde tiene la calidad aceptable para una medición confiable, la platina de orificio debe reemplazarse. Se considera que el borde de una platina no está lo suficientemente afilado para obtener mediciones confiables si logra reflejar un haz de luz.

Espesor de Orificio (e)

- Espesor mínimo permisible de orificio:
 $e \geq 0,01dr$ o $e \geq 0,005$ pulgadas (el mayor)

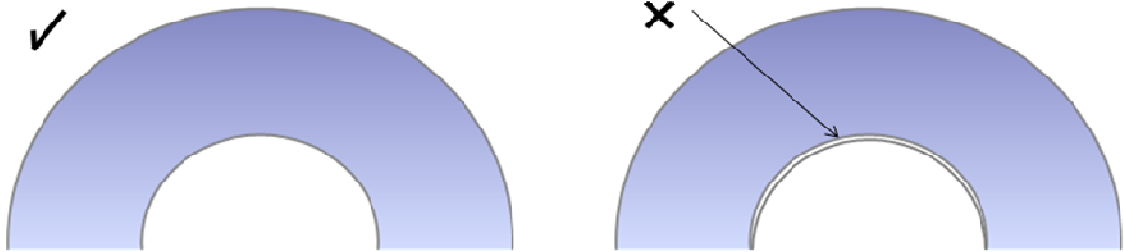
- Espesor máximo permisible de orificio:
 $e \leq 0,02Dr$ o $e \leq 0,125 dr$ (el menor)

Cuando el espesor de la placa E, excede el espesor del orificio (e), se **requiere maquinar un bisel en la cara aguas abajo de la placa.**

Las aplicaciones de flujo bidireccional requieren tubos de medición de configuraciones especiales y uso de placas **sin bisel.**

El valor permisible para el bisel es $45^\circ \pm 15^\circ$.

Figura 2. Bordes de la Platina de Orificio



Fuente: Autora

Se permiten desviaciones de la planitud menores o iguales al 1% del radio del represamiento. Las superficies de las caras aguas arriba y aguas abajo de la platina de orificio debe ser tal que no presente abrasiones o rasguños visibles a simple vista, su rugosidad superficial no debe ser superior a 50 micro pulgadas.

En las platinas de Orificio se permiten conexiones de: Tomas de presión, pozo termométrico, sujetadores para el acondicionador de flujo, portaplaca y bridas necesarias para conectar los tramos del tubo de medición. Cualquier conexión bridada o soldada aguas abajo debe estar por lo menos a 2", la rugosidad aguas arriba del tubo de medición no debe ser superior a 600 micro pulgadas.

Figura 3. Medición por platina de orificio



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

Debe realizarse un mínimo de 4 mediciones de rugosidad para determinar el promedio aritmético. Dichas mediciones deben ejecutarse en las mismas secciones donde se midieron diámetros.

El centro de la toma de presión aguas arriba y aguas abajo debe estar a 1" de la platina de orificio. El diámetro interno de la línea manométrica debe permanecer constante hasta el sensor de presión o manifold. Las líneas manométricas deben tener igual longitud y especial cuidado con la resonancia. No se permite la presencia de cambios abruptos al interior de la tubería como desalineamientos, traslapes, costuras de soldaduras, entre otros. Bajo ninguna circunstancia los empaques deben invadir la línea de flujo.

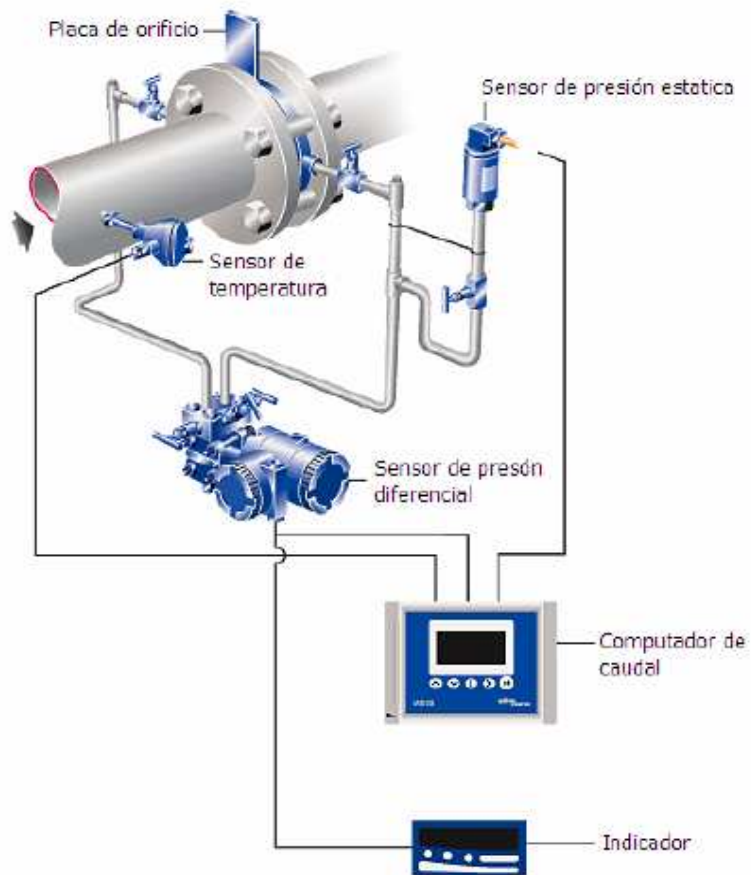
Figura 4. Desvío de excentricidad en el montaje



Fuente: Norma NTC-ISO 10012. Sistema de gestión de las Mediciones.

La Platina de Orificio no debe actuar como absorbedor de las dinámicas de la tubería (desplazamiento, dilatación, deformación, entre otros); por otra parte, la Platina debe estar dentro de la estrategia de control de corrosión que se le da a la misma tubería, por ello es muy importante la selección del material a utilizar.

Figura 5. Elementos y accesorios de la platina de orificio



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

1.2 MEDICIÓN POR TURBINA

Son medidores de tipo diferencial, se destacan por su exactitud y repetibilidad. Por estas dos cualidades son usadas como patrones para la calibración de otros medidores de Gas. Son usadas ampliamente en las mediciones de Gas desde hace varias décadas. Las Turbinas son medidores de tipo diferencial, en los

cuales se cuentan las revoluciones de un rotor dotado de álabes, siendo dicho conteo proporcional a la velocidad del gas.

Figura 6. Medidor de turbina



Fuente: Norma NTC-ISO 10012. Sistema de gestión de las Mediciones.

Los Medidores de Turbina solamente operan en un sentido. Si existe flujo en sentido contrario es posible que no cause daños en el Medidor pero ocasionará registros erróneos de volumen, si existe el riesgo que se presente el flujo en reversa se deben instalar protecciones tales como chequeos, válvulas de control u otros dispositivos.

El Medidor y los tubos adyacentes deben tener el mismo diámetro nominal y estar alineados concéntricamente. Los empaques no deben invadir el área de flujo.

Las superficies internas del Medidor deben mantenerse libres de depósitos que puedan afectar el área transversal del flujo. La rugosidad de la superficie interior de las tuberías debe ser por lo menos la de un tubo de acero comercial. Los

cordones de soldadura en los tubos que se conectan al medidor deben pulirse hasta alcanzar el nivel de superficie interna de la tubería.

El termopozo debe localizarse aguas abajo del medidor. Los termopozos se instalan entre 1 y 5 diámetros nominales de tubería aguas arriba de cualquier válvula o restrictor de flujo. La instalación del termopozo debe asegurar que no habrá influencias significativas por calor de la tubería adyacente ni por radiación solar.

Para la medición de presión estática deberá usarse la conexión localizada sobre el cuerpo de la turbina, (Aplica para operación como para calibración).

Se admite el uso de acondicionadores de flujo para mitigar los efectos de las asimetrías y fenómenos de flujos adversos como por ejemplo los remolinos y vórtices. Las vibraciones pueden deteriorar los componentes del medidor, deberán evitarse las frecuencias que pueden entrar en resonancias con las frecuencias naturales de la tubería.

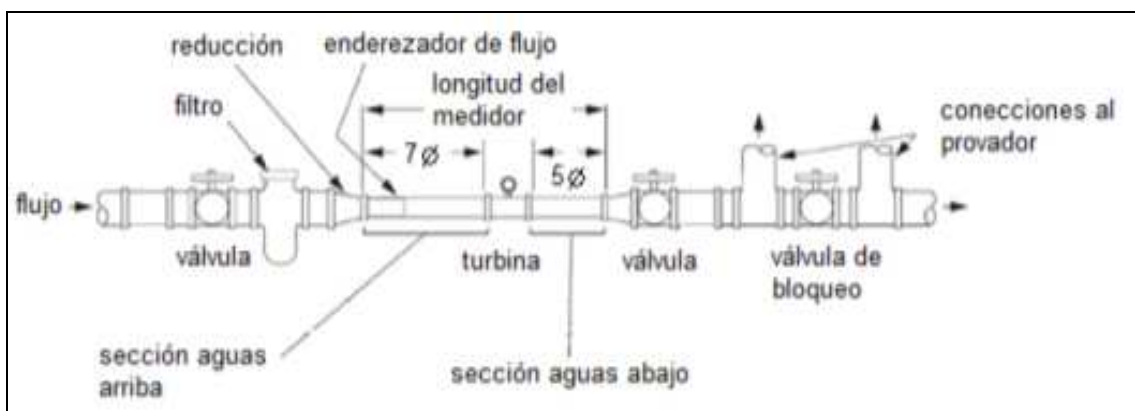
Los compresores y los reguladores de alto voltaje pueden ocasionar errores de medición debido a las pulsaciones.

Si van a instalar reguladores de presión en las cercanías del medidor se deben tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Para el Regulador aguas arriba del medidor dejar una distancia adicional de por lo menos 8 diámetros nominales de tubería;

- Para el regulador aguas abajo del medidor dejar una distancia adicional de por lo menos 2 diámetros nominales de tubería.

Figura 7. Diagrama para instalación medidor por turbina



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

La despresurización de un sistema de turbina debe realizarse de manera controlada para evitar exceso de velocidad en el rotor.

Es posible instalar un dispositivo limitador de flujo aguas abajo del medidor para protegerlo contra exceso de velocidad, usualmente se diseñan para permitir un caudal máximo equivalente al 120% de la capacidad máxima del medidor.

Estos dispositivos generan una caída de presión los cuales pueden ser de dos tipos: Toberas u orificios.

1.2.1 Prueba de tiempo de giro. Es una prueba cualitativa y no sustituye la calibración del medidor, en esencia es un indicador del nivel relativo de fricción en el medidor. Una fricción elevada se traduce en un deterioro del medidor y en errores de medición especialmente a bajos caudales y presiones.

Figura 8. Tiempo libre de rotación (Spin Test)



Fuente: Autora

Los fabricantes suministran los tiempos de giro por medidor o por modelo. En ocasiones lo reportan a diferentes etapas de ensamble. Nos permiten mirar la fricción de los dispositivos mecánicos asociados a la turbina.

Se recomienda ejecutar una prueba de giro antes de la puesta en marcha del medidor para establecer una línea base. Generalmente la prueba se realiza desmontando el medidor aunque también es posible llevando a cabo con el medidor instalado si se dispone de los elementos de purga adecuados para despresurizar el sistema de medición.

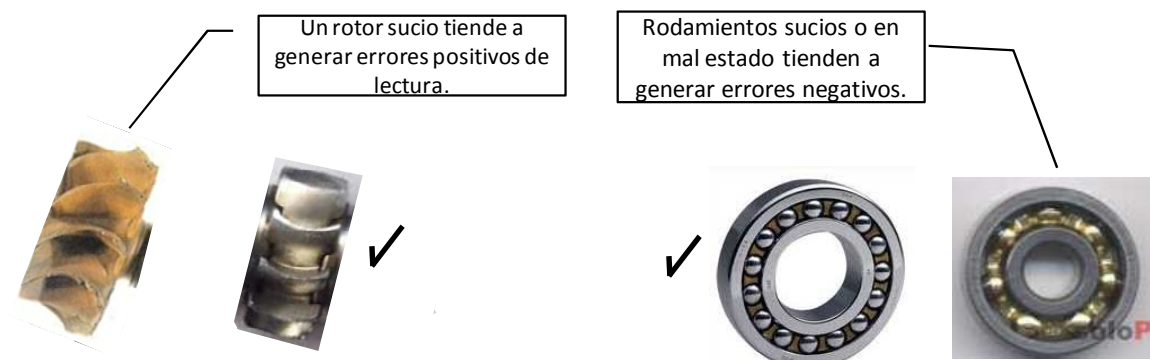
En esta prueba el medidor se ubica en un lugar libre de corrientes de aire, el rotor se hace girar mediante un chorro de aire de manera manual, se contabiliza el tiempo desde el inicio del giro hasta la detención completa del rotor, la prueba debe repetirse tres veces verificando que la desviación de los tiempos individuales con respecto a la media no supere el 10%.

Con el tiempo o en la medida que la vida útil del elemento disminuye, estos tiempos de giro aumentan, lo que revela que los diferentes elementos de la turbina han aumentado su fricción entre sí.

Además de las pruebas de giro es conveniente el desarrollo de las siguientes pruebas: Inspección interna del medidor, las tuberías y el acondicionador de flujo, verificación del ruido en el medidor y verificación de la vibración del medidor.

El mantenimiento básico debe incorporar lubricación, limpieza y verificación de calibraciones periódicas.

Figura 9. Condiciones básicas para mejorar el desempeño de operación



Fuente: Autora

1.2.2 Calibración. Para un mejor desempeño cada turbina debería calibrarse a condiciones similares a las de la operación (Gas natural, presión de operación, configuración mecánica de la tubería aguas arriba y aguas abajo). El desempeño de las turbinas varía ante cambios en caudal y en presión, estas variaciones se relacionan con cambios en el número de Reynold y en algunos casos en la densidad. Son particularmente significativas a caudales y presiones bajos e intermedios.

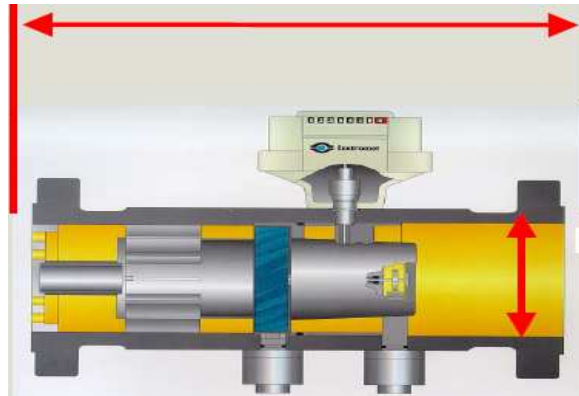
En los medidores de tipo turbina el Número de Reynold puede ser usado para correlacionar las condiciones de calibración y las de operación, bajo diversos tipos de fluidos, presiones y caudales. La calibración de un medidor en un rango particular del Número de Reynold caracteriza su desempeño en operación bajo el mismo rango del Número de Reynold.

Las calibraciones revelan necesidades de ajustes y correcciones las cuales pueden ser cambios de engranajes, correcciones del K-Factor, Meter-Factor y determinar si son necesarios estos cambios, se utilizan técnicas de análisis estadístico tales como:

- Factor individual por promedio aritmético,
- Factor individual ponderado,
- Ajuste polinómico,
- Ajuste por interpolación lineal multipunto y
- Ajustes de función definida por partes.

El computador de flujo es el cerebro, en éste se configuran todas las correcciones y ajustes.

Figura 10. Sistema de medición por turbina con unidad procesadora



Fuente: Norma AGA. Measurement of Gas by Turbine Meters

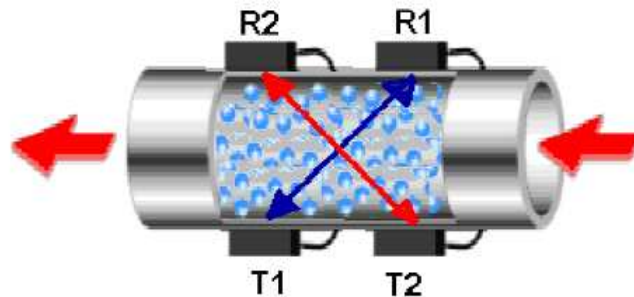
1.3 MEDICIÓN ULTRASÓNICA

Los medidores ultrasónicos constituyen un importante desarrollo en materia de medición de gas; generalmente son usados en los sectores de producción y transporte, y en entregas de grandes volúmenes de gas a altas presiones.

Su principio de operación es muy sencillo y se basa en la medición de la velocidad del gas. Estos dispositivos son altamente costosos.

De acuerdo con su principio de operación hay dos clases de medidores ultrasónicos, por tiempo de tránsito y por efecto Doppler. En medición de gas el método que ha mostrado un desempeño aceptable es el de Tiempo de tránsito.

Figura 11. Medidor Ultrasónico de tiempos de tránsito



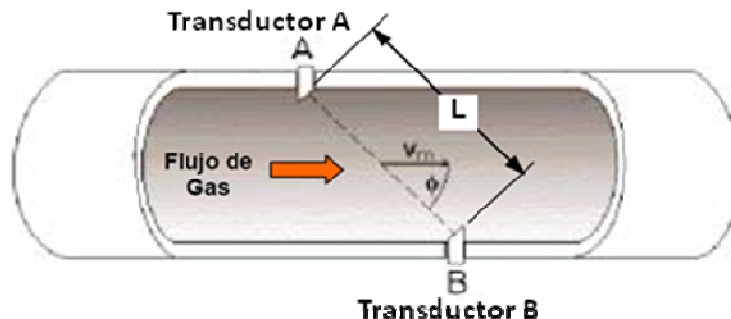
Fuente: Norma AGA. Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters

La exactitud de un medidor ultrasónico de Gas depende de varios factores tales como:

- Una medición dimensional precisa del cuerpo y las distancias entre los transductores,
- La técnica de integración de velocidad inherente al diseño del medidor, es decir, la electrónica que procesa la información,
- La forma del perfil de velocidades del flujo en el medidor,
- Los niveles de pulsación que pueden existir en la corriente del gas, la exactitud en las mediciones del tiempo de tránsito, las calibraciones con flujo.

Este tipo de medidores no tienen en cuenta el **tipo de fluido por lo que el medidor lo que determina es la diferencia de tiempos entre los dos transductores.**

Figura 12. Estructura básica de los medidores ultrasónicos



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

La exactitud de los medidores ultrasónicos también depende de su continua integridad con respecto al tiempo (acumulación de depósitos en la superficie interna del medidor, configuración de la electrónica), por lo anterior se hace énfasis en la importancia de llevar un registro de los diagnósticos y su interpretación.

Las tuberías aguas arriba y los perfiles de velocidad afectan el desempeño del medidor, la afectación depende de la severidad del diseño del medidor y de sus técnicas de cálculo. Para confirmar afectaciones se requiere calibrar el paquete completo con flujo en un laboratorio.

Este tipo de medidores operan de una forma eficiente en gases cuya gravedad específica oscila entre 0,554 a 0,87.

Si se presentan las siguientes condiciones se debe consultar al fabricante: El contenido de dióxido de carbono es mayor al 10%, se opera cerca a la densidad crítica o el azufre total es mayor a 20 gramos por 100 pies cúbicos.

La presencia de ruido acústico en un rango de frecuencias coincidente con el del medidor interferirá con la detección de pulsos, esto puede originar pérdidas de medición o medición errónea.

Las tomas de presión se localizan sobre el cuerpo del medidor y deben tener un diámetro entre 1/8" y 3/8", deben ser cilíndricas dentro de 2,5 veces el diámetro de la toma de presión, medidas a partir de la pared interna del medidor de bordes rectos, sin rebabas, debe tener una conexión hembra externa para conectar una válvula de aislamiento de 1/4" a 1/2".

Figura 13. Conexiones e instalación del Medidor Ultrasónico



Fuente: Norma API. Manual of Petroleum Measurement Standard

1.3.1 Requisitos generales de Desempeño.

- Repetibilidad: $\pm 0,2\%$ entre q_t y q_{max}
 $\pm 0,4\%$ entre q_{min} y q_t
- Resolución: 0,003 ft/s (0,001 m/s)

- Intervalo de muestreo de velocidad: ≤ 1 s
- Lectura de cero-flujo: $< 0,02$ ft/s (6 mm/s) para cada trayectoria acústica.
- Desviación de la velocidad del sonido: $\pm 0,2\%$

Para garantizar un buen desempeño de este medidor el fabricante debe medir y documentar el diámetro interno promedio, la longitud de cada trayectoria acústica entre caras de transductores y la distancia axial entre pares de transductores paralela al eje del medidor.

1.3.2 Prueba de flujo cero. Sirven para verificar el sistema de medición de tiempos de tránsito, generalmente se realiza con nitrógeno de ultra alta pureza, se registran presiones y temperaturas con el propósito de calcular la velocidad del sonido para el gas y compararla con la velocidad del sonido indicada por el medidor.

Figura 14. Verificación de tiempos de tránsito



Fuente: Manual of Petroleum Measurement Standard

1.3.3 Calibración con flujo. Es de carácter obligatorio, para sistemas de transferencia en custodia, se recomienda la calibración del paquete completo medidor, tubos y acondicionador.

Los caudales de calibración mínimos recomendados son: 0.025, 0.05, 0.10, 0.25, 0.5, 0.75, y 1Qmax.

Los termopozos se deben instalar entre 2 y 5 diámetros aguas abajo del medidor, dependiendo del diámetro de la tubería se debe escoger la longitud de inmersión. Para diámetros mayores de 12" es común el uso de termopozos de 1/10 a 1/3 del diámetro nominal exterior de la tubería. En tubos de diámetros menores es posible usar longitudes mayores siempre y cuando los termopozos posean una robustez adecuada. Altas velocidades de flujo pueden generar altas vibraciones en los termopozos y fracturas por fatiga.

Los acondicionadores de flujo se instalan de acuerdo al modelo del medidor y a las características del montaje.

Se debe tener un especial cuidado con la obstrucción y la suciedad atrapada en estos elementos ya que pueden generar errores de medición. Los depósitos y la formación de condensados generan dos aspectos adversos a los medidores; afectan el área de flujo y afectan el desempeño del medidor demandando mayores ganancias en los transductores y afectando los tiempos de tránsito.

Para evitar influencia de la radiación solar sobre la medición de temperatura, se recomienda la instalación de una protección o techo sobre el medidor incluida la sección del termopozo.

Un medidor es una inversión considerable que se realiza para asegurar las transacciones de gas, el costo de una protección es mínimo y no solo mitiga las fuentes de error sino que protege la vida del medidor.

1.3.4 Mantenimiento. El medidor ultrasónico ofrece un completo diagnóstico el cual es útil para la detección de problemas y la proyección de la respectiva solución, además de lo anterior, es recomendable programar inspecciones periódicas así como pruebas de flujo cero. Las inspecciones deben considerar no solo el estado interno del medidor sino el tubo de medición y el acondicionador de flujo.

Figura 15. Medidor ultrasónico con Unidad Procesadora



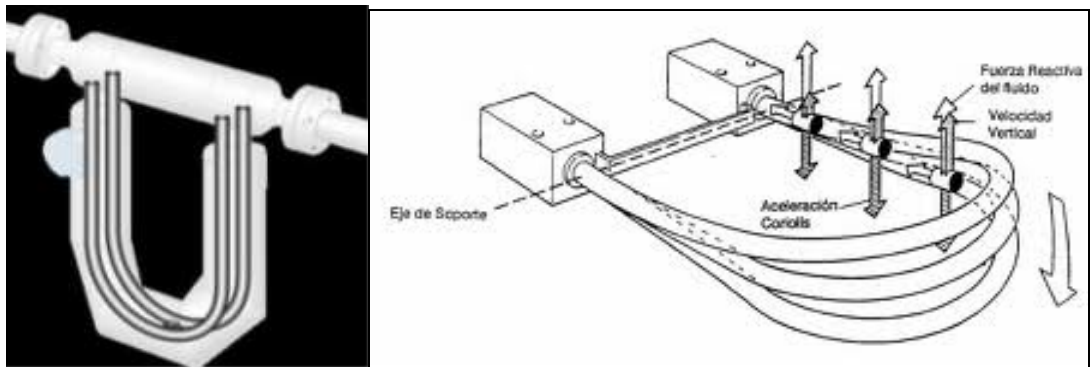
Fuente: Autora

1.4 MEDIDOR MÁSIKO CORIOLIS

Se llama efecto Coriolis a la aceleración relativa que sufre un objeto que se mueve dentro de un sistema de referencia no inercial en rotación cuando varía su distancia respecto al eje de giro.

El cuerpo es un tubo a través del cual se desplaza el fluido, en el medidor se genera un movimiento de rotación mediante la vibración del tubo y los tubos por donde se desplaza el fluido. La fuerza inercial resultante es proporcional al flujo másico.

Figura 16. Movimiento de rotación del medidor Coriolis



Fuente: Manual of Petroleum Measurement Standard

Por el momento en medición de gases, no es posible obtener la densidad del fluido a partir del funcionamiento del medidor por razones de exactitud; esta funcionalidad es usada en caso de la medición de líquidos.

Para la conversión de masa a volumen se requiere conocer la densidad del gas con gran exactitud, para el desarrollo de la medición, el medidor demanda un

consumo eléctrico relativamente mayor a la de otras tecnologías debido a la necesidad de alimentar las bobinas que generan el movimiento rotacional.

Debido a su principio de operación, este tipo de medidor tiene las siguientes ventajas: Mayor tolerancia al gas fuera de especificaciones de las otras tecnologías, no es sensible al perfil de velocidades del fluido, para su operación no requiere transmisores de presión y temperatura, no es viable que presente daños por alta velocidad de flujo.

1.4.1 Calibración. Cada medidor debe calibrarse contra un patrón de medición con reconocimiento nacional e internacional dentro de un alcance de medición representativo para su uso esperado.

Se debe realizar calibración con un mínimo de tres caudales siguiendo una secuencia ascendente o descendente; si se efectúa algún ajuste deberá realizarse al menos con un caudal de medición.

Cuadro 1. Caudales de calibración

| | |
|--------------------------|---|
| Repetibilidad | $\pm 0,5\%$ de la lectura entre Q_t y Q_{max} |
| Máximo Error Medio | $\pm 1,0\%$ de la lectura entre Q_t y Q_{max} |
| Máximo Error Pico a Pico | 1,0% de la lectura entre Q_t y Q_{max} |

Fuente: Autora

1.4.2 Requisitos de instalación. Los medidores no deberán instalarse donde exista niveles de vibración que puedan excitar la frecuencia de resonancia de los tubos de flujo. Pueden instalarse sobre tubería vertical u horizontal.

En aplicaciones de gas tubería horizontal siempre se instalar con el sensor apuntando hacia arriba y las conexiones abajo por si hay presencia de líquidos que puedan drenar hacia la tubería, de esta manera se previenen la acumulación de líquidos y suciedad en fondo.

En líquidos es al contrario con el sensor hacia abajo para evitar acumulación de burbujas de gas o vapor.

Figura 17. Aplicación e instalación para medición de gas



Fuente: Autora

Antes de realizar una instalación es imprescindible fabricar un carrete que posea las mismas conexiones y longitud del medidor con el fin de realizar un premontaje y garantizar que el medidor esté libre de esfuerzos mecánicos en el montaje final.

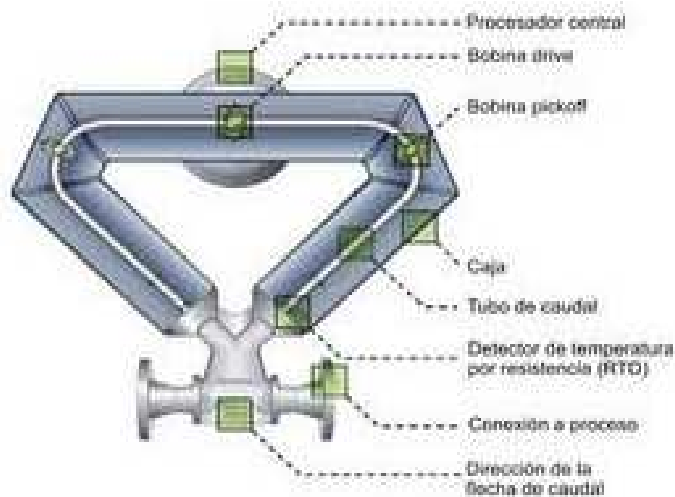
1.4.3 Verificación de cero. Es un indicador de cambio en las condiciones de medición, inadecuado soporte estructural, entre otras.

Se recomienda como mínimo una verificación del cero a la presión y temperatura de operación, por lo menos de una a cuatro semanas luego de la instalación. Así mismo, debe ejecutarse como rutina de verificación periódica.

Los fabricantes de medidores incorporan diagnósticos para el desempeño del sensor dentro de sus diferentes modelos.

La verificación del transmisor debe ejecutarse siempre que se realice una verificación del cero, debe incluir una verificación de la calibración del sensor y los factores de corrección configurados en el transmisor, deben verificar que los indicadores de autodiagnóstico del medidor estén en una condición normal.

Figura 18. Anatomía básica del medidor Coriolis



Fuente: Autora

2. EVALUACIÓN DE EQUIPOS Y HERRAMIENTAS DE MEDICIÓN DE GAS EN ASPECTOS RELACIONADOS CON MANTENIMIENTO, INSPECCIÓN, VERIFICACIÓN Y CALIBRACIÓN

Cuadro 2. Comparativo de las diferentes técnicas de medición

| MÉTODO MEDICIÓN | MANTENIMIENTO | INSPECCIÓN Y VERIFICACIÓN | CALIBRACIÓN |
|------------------------|--|---|--|
| Placas de Orificio | Es el elemento de más fácil mantenimiento siendo su desmontaje más rápido, el proceso de limpieza no es muy complejo y es fácilmente reemplazable si hay deterioro en su integridad. | Es una pieza sencillamente extraíble facilitando su proceso de inspección visual. En este proceso se hace un control dimensional de: - Diámetro efectivo - Desvío de circularidad - Espesor de la Placa - Espesor del pasaje - Ángulos del bisel - Rugosidad media aritmética cara aguas arriba y cara aguas abajo - Desvío de planicidad cara aguas arriba y cara aguas abajo - Control dimensional del tubo de medición - Diámetro interior efectivo - Diámetro de la toma de presión - Desvío de cilindridad de la toma de presión - Distancia de la toma de presión a la cara de la Placa. - Longitud del puente de medición aguas arriba y aguas abajo - Distancia del | Las mediciones se deben comparar con los resultados de un patín de medición previamente instalado en el equipo. Si las desviaciones son considerables según lo establecido por el API MPMS se debe proceder a verificar las condiciones de integridad mecánica de la platina y la calidad del montaje. Problemas asociados con la instrumentación de procesamiento de datos. |

| | | | |
|---------|---|--|---|
| | | <p>enderezador de flujo y distancia a la toma de temperatura</p> <p>El acondicionador o enderezador de flujo deben tener control dimensional en los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Diámetro, longitud, área entre tubos y cantidad de tubos - Desvío de excentricidad en el montaje y hermeticidad. | |
| Turbina | <p>El proceso de mantenimiento de este elemento de medición es más complejo. Además este elemento es muy sensible a una indebida manipulación (cualquier golpe puede dejarlo inutilizado) Como es un elemento rotativo se debe tener especial cuidado con el balanceo de la turbina</p> | <p>A los dispositivos de medición tipo turbina se debe hacer inspección y verificación en los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Inspección visual - Tiempo libre de rotación o Spin Test - Longitud del puente de medición - Distancias a la toma de temperatura - Acondicionador de flujo - Rugosidad superficial <p>Se debe hacer especial énfasis en el acabado superficial de los álabes y que el ángulo de éstos sean constantes con respecto al eje de la turbina con el propósito de que la velocidad relativa de las partículas de gas con respecto al álabe sean constantes.</p> <p>Un aspecto muy importante con los</p> | <p>Las mediciones se deben comparar con los resultados de un patín de medición previamente instalado en el equipo. Si las desviaciones son considerables según lo establecido por el API MPMS se debe proceder a verificar las condiciones de integridad mecánica de la turbina y la calidad del montaje.</p> <p>Se debe hacer especial énfasis en la instrumentación asociada con el montaje, específicamente con el contador de pulsos.</p> |

| | | | |
|-----------------|--|--|--|
| | | elementos rotativos es asegurar que no haya fisuramientos por fatiga de material. | En el patín de calibración se debe verificar elementos asociados como Válvulas Filtros Cromatógrafo Material de aislamiento (Revestimiento) Válvulas asociadas By Pass |
| Ultrasonido | Al no ser un sistema de medición intrusivo (No afecta las variables de la dinámica del fluido como velocidad, presión y temperaturas) hace que sea un dispositivo fácilmente desmontable sin afectar el proceso. Son de fácil recambio. Los sensores son muy sensibles al movimiento y a la calidad del montaje, por tal motivo se necesita personal especializado para su manipulación. | Durante el proceso de inspección y verificación se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: Inspección visual Verificación de la longitud del puente de medición Distancia a las tomas de temperatura Control de las funciones de diagnóstico (Perfil de velocidad, ganancia y ruido). | Las mediciones se deben comparar con los resultados de un patín de medición previamente instalado en el equipo. Si las desviaciones son considerables según lo establecido por el API MPMS se debe proceder a verificar las condiciones de integridad mecánica del Ultrasonido y la calidad del montaje. Se debe hacer especial énfasis en la instrumentación asociada con el montaje. |
| Másico Coriolis | Este es el dispositivo de medición más | La inspección y diagnóstico se realiza a través del computador de | Estudios realizados en México han demostrado (1) que |

| | | | |
|--|--|---|---|
| | <p>complejo por tal motivo la intervención directa de estos equipos lo debe realizar No el operador sino la firma que lo suministra debido a que tienen elementos delicados como tubos vibratoriales y bobinas. Sin embargo al no tener partes móviles los costos de mantenimiento son mínimos. No requiere acondicionamiento de caudal ni tramos rectos de tubería por lo tanto la instalación se simplifica y es menos costosa. Los computadores de flujo para este tipo de medidor proporcionan herramientas de diagnóstico avanzadas tanto para el medidor como para el proceso.</p> | <p>flujo.</p> <p>La inspección y verificación del medidor lo debe verificar los componentes internos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Desgastes - Estado de la solenoide - Estado de las paredes, - Tuberías - Problemas de integridad mecánica. - Conexiones de las bobinas correctamente instaladas. <p>El operador verifica que no hay golpes, Daños en la carcasa protectora, Desalineaciones, Conexiones de instrumentación</p> | <p>las diferencias máximas entre los resultados de calibración con los modos de masa agua y en modo volumen con GLP para los medidores de Coriolis fueron menores a 0,1% de lo cual se concluye que si es posible calibrar los medidores Coriolis con agua y usarlo con otro tipo de fluidos como el GLP.</p> <p>En el mismo estudio se verificó que los Medidores Tipo Coriolis no exhibieron problemas de medición por efectos instalación.</p> |
|--|--|---|---|

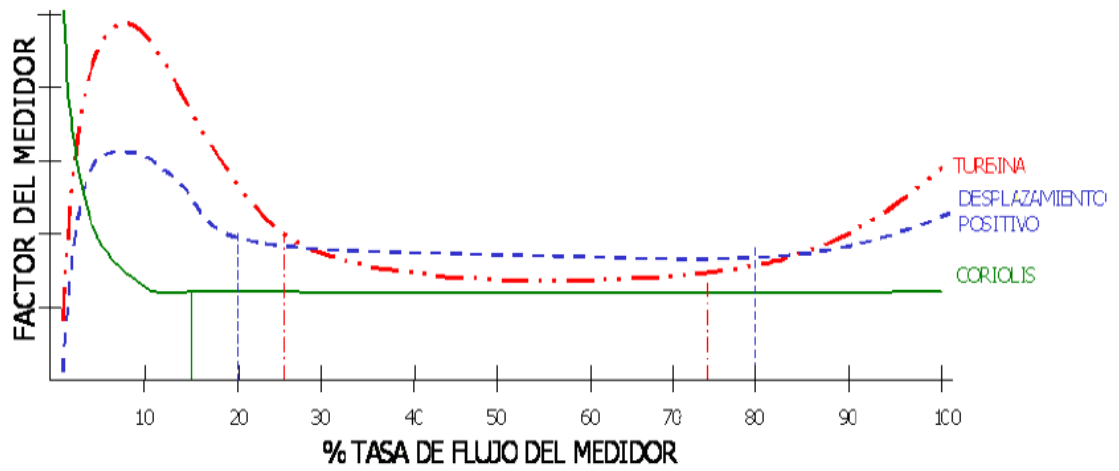
Fuente: Autora

2.1 VERIFICACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN ASOCIADA

En todos los métodos de medición anteriormente descritos se debe hacer especial énfasis en la verificación de la instrumentación asociada en los siguientes elementos:

- Transmisor de presión estática
- Transmisor de presión diferencial
- Transmisor de temperatura
- Cromatógrafo
- Verificación de la calibración con gas patrón
- Comparación de la información recibida por el computador de flujo con la muestra de gas analizada tomada en el mismo instante.
- Computador de flujo: Verificación de los parámetros cargados
- Simulación de señales de presión y temperatura.

Figura 19. Curva típica de exactitud entre tres tecnologías de medición.



Fuente: Manual of Petroleum Measurement Standard

3. DETERMINACIÓN DE LOS MÉTODOS ECONÓMICAMENTE VIABLES PARA MEDICIÓN DE GAS NATURAL.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL ANÁLISIS DE COSTOS.

El análisis de costos se hace considerando una inversión inicial que la empresa debe realizar para la instalación de un sistema efectivo de Medición de gas, lo que conlleva a que haya menos pérdidas y mayores rendimientos económicos para la empresa.

Adicionalmente, la inversión incluye todos los gastos asociados con: adquisición de accesorios, procesos de instalación, mano de obra durante el proceso de arranque y procesos de seguridad industrial (análisis de riesgos, señalización y elaboración de procedimientos seguros de trabajo), capacitación del personal que va a operar el sistema de medición de gas. El valor estimado de equipos y accesorios fueron consultados en el mercado a proveedores locales reconocidos.

En este análisis de costos los egresos asociados al proyecto contempla actividades como el mantenimiento preventivo y predictivo de la instalación durante su periodo de operación normal, gastos de mantenimiento preventivo y correctivo que requieren parada del sistema de medición de gas programadas y no programadas.

Los ingresos se basan en el producto de las ventas de Gas para consumo directo o para procesamiento a través de Plantas de gas, el cual es vendido constantemente a proveedores interesados en el producto.

En el presente análisis se realiza utilizando los métodos tradicionales de análisis financiero de proyectos de inversión, basados en: Valor presente neto (VPN), Tasa interna de retorno (TIR), y tiempo de recobro de la inversión (PAYBACK).

Para efectos de este estudio se asume una tasa interna de retorno del 7% según el DTF, aunque la TIR depende de la tasa de Recobro que cada empresa disponga.

Los costos utilizados en el presente análisis ya incluyen IVA, por lo que los impuestos asociados por el valor agregado ya quedan descontados.

Para efectos del análisis solo se ha considerado los gastos administrativos, operativos y de impuestos solamente asociados con el sistema de medición de gas.

3.2 INVERSIONES

3.2.1 Activos fijos (Equipos y accesorios).

- Enderezadores
- Dispositivo de Medición
- Controlador de Flujo

- Cromatógrafo
- Válvulas
- Filtros
- Accesorios

3.2.2 Instalación. La inversión asociada a la instalación contempla actividades como son corte y soldadura de tubería y uniones bridadas (hay que resaltar que la soldadura a utilizar es especial y debe ser de tipo E6010 y E7018 dada las condiciones operativas del sistema de medición de gas, instalación de treodoles de unión, instalación de válvulas con sus respectivos empaques para hacer sello hidráulico y darle continuidad al sistema de protección catódica a lo largo del sistema de medición de gas, instalación de toda la instrumentación previamente calibrada, pintura y marcación de tubería y tags de instrumentación.

La instalación del Sistema de Medición de gas se debe realizar bajo condiciones de seguridad especiales, ya que para operaciones existentes debe parar la operación durante un día, para operaciones en arranque no hay restricción, siempre y cuando se realiza un análisis de riesgos y de seguridad de procesos.

La tubería a ser cortada y soldada debe estar libre de gas (inyectando al sistema un gas inerte – Argón) y no debe haber zonas Clase 1 División 1 cerca al lugar de trabajo (No debe haber gases ni vapores inflamables expuestos a la atmósfera).

Cuadro 3. Condiciones a tener en cuenta en instalación Sistema de Medición de Gas

| ITEM | DESCRIPCIÓN | COSTO (\$) |
|---|---|------------|
| Aislamiento de la planta | Revisión de procedimientos, aislamiento de la tubería a trabajar (inyección de Argón, gas inerte), garantizando la no presencia de gases y vapores inflamables en la atmósfera | 15'000.000 |
| Material de soldadura | Soldadura E6010 (Aplicando una capa para llenar espacios) y E7018 (Aplicando una capa para aumentar la resistencia). Estas soldaduras deben estar bien almacenadas y sin exposición a la humedad | 12'000.000 |
| Mano de obra calificada | Debe ser personal calificado según el código AWS D.1.1 y ASME IX. Preferiblemente estos soldadores deben tener calificación para soldadura en tubería bajo estándar API 1104; esto quiere decir que la pulgada de soldadura debe estar entre US\$ 50 y US\$ 100. En el proyecto estándar se necesitan por lo menos 130 pulgadas de soldadura a tope biseladas. Sin embargo, es usual que los patines de medición estén ya previamente ensamblados, se instala en el proceso sin afectar el funcionamiento de la operación. | 25'000.000 |
| Calibración de instrumentación asociada | Toda la instrumentación (Medidores de temperatura, Medidores de presión, Contadores de pulsos), deben ser calibrados e instalados siguiendo los parámetros establecidos por las normas ASME ANSI PTC 19.2 (Pressure Measurement) y ASME MFC-8M | 22'000.000 |
| Instalación de válvulas | Debe haber alineación y apriete de uniones bridadas bajo lineamientos API, siguiendo los patrones establecidos de apriete y torque según las cargas de trabajo. Como recomendación estas válvulas deben cumplir los lineamientos establecidos por la norma API 589 que las hace resistentes contra el fuego. | 30'000.000 |
| Proceso de Prearranque | Se incluyen todas las actividades de reacondicionamiento de la operación, revisiones | 15'000.000 |

| | | |
|--|--|------------|
| Seguro | de procesos de arranque seguro según OSHA; ESTE PROCESO DEBE ESTAR DEBIDAMENTE DOCUMENTANDO Y DEBE SER CONOCIDO POR TODO EL PERSONAL INVOLUCRADO (Los riesgos asociados de un prearranque del sistema de medición de gas después de mantenimiento es considerado de alta criticidad en la industria petroquímica, es decir, las consecuencias en las personas, en el medio ambiente, en los equipos y en la producción puede llegar a superar los 100 millones de dólares) | |
| Integridad Mecánica | Con el propósito de verificar que la instalación se realizó de forma correcta se deben realizar ensayos no destructivos (END). Preferiblemente para uniones soldadas se sugieren rayos X y para la tubería verificación de espesores con ultrasonido si la tubería ha sido previamente utilizada en otro proceso. La verificación de la integridad mecánica se hace siguiendo los lineamientos de la norma API 570 y las prácticas recomendadas por la norma API 574. | 12'000.000 |
| Pintura, Marcación y TAG's. | Para finalizar es necesario pintar la tubería con el color del elemento que transporta e identificarla con el TAG correspondiente, esto es autónomo para cada empresa. Adicionalmente todas las válvulas y el manómetro deben estar identificados con una placa en el que se identifique su TAG y serial. | 2'000.000 |
| Procedimientos Operativos y Capacitación | Una vez finalizado todo el proceso de instalación se debe documentar el proceso de operación, mantenimiento, inspección y puesta en marcha del sistema de medición de gas y darlo a conocer a los supervisores, operadores, jefes de proyectos y jefes de planta, quienes deben firmar en un Check List la asistencia de dicha capacitación. | 5'000.000 |

Fuente: Norma API 754, Seguridad de Proceso y Valores comerciales actuales en Colombia

TOTAL DE INVERSIÓN EN INSTALACIÓN DE EQUIPOS = \$ 138'000.000

Se tienen dos estrategias para la implementación e instalación del sistema de medición de gas.

- El patín de medición llegue prefabricado y previamente ensamblado para ser instalado en la planta lo cual no implicaría parada de planta o muy poco tiempo de estar offline.
- Ensamblaje e Instalación en sobreplanta estando en operación, lo cual implicaría una parada de planta, pérdida de producción, implementación de contingencias para evitar toda clase de riesgos asociados con la implementación, la empresa deja de recibir las ganancias asociadas a las ventas de los productos. Es un costo de sacrificio.

Si hay una adecuada preparación previa de las actividades que se realizarán en el día de la instalación, incluyendo análisis de riesgos, análisis What If?; se puede reducir el tiempo de instalación en un 50%, lo que implicaría un ahorro para la empresa.

3.3 EGRESOS

Los egresos del proyecto básicamente están considerados en los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos que se deben realizar sobre los equipos. Al ser equipos básicos (tuberías, válvulas y accesorios) el mantenimiento es dado por condición.

Se recomienda una inspección básica de integridad mecánica cada año que incluye medición de espesores de la tubería por ultrasonido, medición de espesores de pintura y recubrimientos, inspección visual de válvulas.

Se recomienda inspección semestral de la instrumentación asociada con el sistema de medición de gas verificando su calibración.

Los dispositivos de Medición de Gas tienen la rutina de mantenimiento establecida por el fabricante de acuerdo a los lineamientos y a las normas para cada uno.

Cuadro 4. Actividades de mantenimientos rutinarios

| ITEM | DESCRIPCIÓN | FRECUENCIA | COSTO (\$) |
|------|--|---|---|
| 1 | Rutina de inspección y mantenimiento al dispositivo de medición de hidrocarburos. | 5 años / Por condición debe revisarse según la condición de eficiencia del elemento | 10'000.000 30'000.000, dependiendo del dispositivo |
| 2 | Rutina anual de inspección básica de integridad mecánica de los componentes de sistema de medición de gas que incluye medición de espesores de tubería con ultrasonido, espesores de pinturas y recubrimientos, inspección visual de válvulas. | Cada año. | 15'000.000 |
| 3 | Inspección y calibración de la instrumentación asociada con el sistema de medición de gas verificando su calibración. | Semestral | 11'000.000 |

Fuente: Manual API MPMS y Valores comerciales actuales en Colombia

3.4 INGRESOS

La empresa tendrá ganancias debido a que la medición del volumen de gas se realiza correctamente.

3.4.1 Cálculo de valor presente neto (VPN). El valor presente neto de un ingreso de dinero en el futuro es aquella cantidad de dinero que debo entregar o invertir hoy para asegurar esa misma suma de dinero en el futuro.

$$VPN(i) = \sum_j \frac{I_j}{(1+i)^j} - \sum_j \frac{E_j}{(1+i)^j}$$

Donde,

i = Tasa de descuento

j = Periodo en consideración

I = Total ingresos

E = Total egresos

3.4.2 Cálculo de tasa interna de retorno (TIR). Es una medida porcentual de la magnitud de los beneficios que le genera un proyecto a un inversionista.

$$\sum \frac{I}{(1+i)^j} - \sum \frac{E}{(1+i)^j} = 0$$

Donde,

i = Tasa interna de retorno

j = Periodo en consideración

I = Total ingresos

E = Total egresos

Cuadro 5. Costos de los sistemas de medición

| MÉTODO DE MEDICIÓN | DESCRIPCIÓN | COSTO |
|----------------------------|--|--------------|
| Placas de Orificio | Es el elemento más fácil en la instalación y más económico. | 10'000.000 |
| Turbina | Es un elemento delicado, más complejo técnicamente, lo cual requiere mayor atención, requiere accesorios específicos especiales. | 25'000.000 |
| Ultrasonido | Es un elemento especializado, el cual cuenta con electrónica asociada, detectores especializados. | 30'000.000 |
| Medidor másico de Coriolis | Es un elemento especializado, el cual cuenta con electrónica asociada, detectores especializados. | 30'000.000 |

NOTA: Algunas empresas petroleras han llegado a establecer acuerdos de precios, lo que hace que las adquisiciones de estos dispositivos de Medición de gas sean más económicas.

Por efectos de la adquisición del controlador de flujo y todos sus instrumentos e instalación electrónica se debe adicionar 40'000.000 de pesos para cada dispositivo de Medición de Gas.

4. CONCLUSIONES

El dispositivo de Platina de orificio es más económico, más fácil mantenimiento en cuanto a ensamblaje y desensamblaje, el cual debe ser seleccionado para aquellas aplicaciones en donde no se requiere mucha precisión como por ejemplo Medición de gas en cabeza de pozo y en aquellas operaciones donde el número de pozos es alto y el volumen de gas es bajo; aproximadamente 10'000.000 de pies cúbicos por día.

El dispositivo de Medición tipo Turbina es el mejor método de medición en cuanto a su exactitud porque ofrece la menor incertidumbre, es un elemento que es impulsado por la acción dinámica del fluido.

El dispositivo de Medición Ultrasónico, es una tecnología reciente que ofrece un mayor nivel de incertidumbre en la medición de gas, es de mantenimiento delicado el cual requiere personal especializado y es un sistema muy costoso. Se sugiere aplicar en aquellas instalaciones donde se recomienda métodos Es recomendable su aplicación para transferencia de custodia y en entregas de grandes volúmenes de gas.

El dispositivo de medición tipo Coriolis, es más adecuado para medición de hidrocarburo líquidos que para medición de hidrocarburos gaseosos, dado que este es un elemento que no tiene una exactitud en la medición de la densidad del gas, a su vez es más costoso por poseer una instrumentación delicada, lo cual es recomendable para transferencia de custodia.

Independientemente de la selección del dispositivo para el sistema de medición de gas, se debe realizar un programa de inspección y mantenimiento organizado, estructurado y bien establecido en la empresa para garantizar su confiabilidad y su seguridad.

Se cumplió con el objetivo principal del proyecto, al caracterizar y diferenciar los Métodos más utilizados para Medición y Fiscalización de Gas, se determinaron los métodos económicamente más viables y se evaluaron los equipos y herramientas de Medición de Gas en aspectos relacionados con mantenimiento, inspección, verificación y calibración.

El contenido de esta monografía ha analizado los 4 dispositivos de medición de gas más usuales en la industria, sin embargo, la tecnología continuará desarrollándose tendientes a reducir incertidumbre, costos de mantenimiento, costos de instalación, lo cual brindará mejor confiabilidad al sistema y mayor seguridad en los procesos.

5. RECOMENDACIONES

La medición de Gas es muy importante en el marco de los aspectos técnicos y legales por lo que los sistemas de medición de gas deben acogerse a lo estipulado en las Normas API MPMS, AGA y la CREG en Colombia, área que se encuentra en proceso de desarrollo, por tal motivo, se deben mantener buenos estándares de inspección y mantenimiento de los sistemas de medición de gas.

Se debe seleccionar el equipo de medición más acorde a la aplicación y operación, ya sea en cabeza de pozo, facilidades de producción o transferencia de custodia, con el fin de evitar pérdidas en los procesos de medición y fiscalización del gas.

Instalar protección sobre los medidores, un medidor es una inversión considerable que se realiza para asegurar las transacciones de gas, el costo de una protección es mínimo y no solo mitiga las fuentes de error sino que protege la vida útil del medidor.

Continúan en desarrollo nuevas tecnologías que harán más exactas y precisas las Mediciones de Gas lo que generará costos menos elevados en mantenimiento, en instalación y menos incertidumbre de Medición de Gas.

BIBLIOGRAFÍA

ALTENDORF, Matthias. Flow Handbook. Bélgica: Endress Hauser 2nd Edition, 2004. 238 p.

ASME. Americas Society of Mechanical Engineers. Non Destructive Evaluation. 2002.

EMERSON PROCESS MANAGEMENT. Medidor Tipo Coriolis Micromotion ELITE de alta capacidad de caudal y densidad. Hoja de Datos del producto. Febrero de 2010. 15 p.

INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA INDUSTRIAL. Verificación de sistemas de medición de gas natural a alta presión. México. 2006. 193p.

NORMA AGA, AMERICAN GAS ASSOCIATION. Report No. 3 Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids. Arlington, Virginia: 2009. 22 p.

----- . Report No. 7 Measurement of Gas by Turbine Meters. Arlington, Virginia: 2009. 13 p.

----- . Report No. 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters. Arlington, Virginia: 2009. 14 p.

NORMA API, MANUAL OF PETROLEUM MEASUREMENT STANDARDS.
Capítulo 14 Medición de Gas Natural. Bogotá: 2006. 8 – 18 p.

----- . Capítulo 18 Procedimiento de medición para Transferencia de custodia.
Bogotá: 2006. 13-15 p.

NTC-ISO 10012. Sistema de gestión de las Mediciones. Requisitos para los
procesos de medición y los equipos de medición. Bogotá: ICONTEC 2002. 7 p.

ORTÍZ AFANADOR, Juan Manuel. Fundamentos de transporte de Gas “Medición
de Gas”. Bogotá: Universidad Industrial de Santander, Julio de 2010. 40 – 58 p.

SIMPOSIO DE METROLOGÍA. Desempeño del Medidor tipo Coriolis como patrón
de referencia en la verificación de los sistemas GLP en estado líquido. Santiago de
Querétaro, México. 22 al 24 de Octubre de 2008. 21 p.

STREETER, Víctor L. Mecánica de Fluídos. México: Mc Graw Hill Novena Edición,
2010. 175 – 177 p.