

Todas las teorías son legítimas y ninguna tiene importancia. Lo que importa es lo que se hace con ellas. **Jorge Luis Borges (1899-1986) Escritor argentino**

Conjunto de teorías y de técnicas que permiten el aprovechamiento práctico del conocimiento científico, orientados a producir bienes y servicios de utilidad económica, social, y política.

En esta sección, cada semestre, expertos nacionales y/o extranjeros, ofrecerán artículos técnicos que buscan sensibilizar a nuestros lectores, acercándolos con conocimiento, a la aplicación de la metrología en las diferentes actividades de nuestra sociedad.

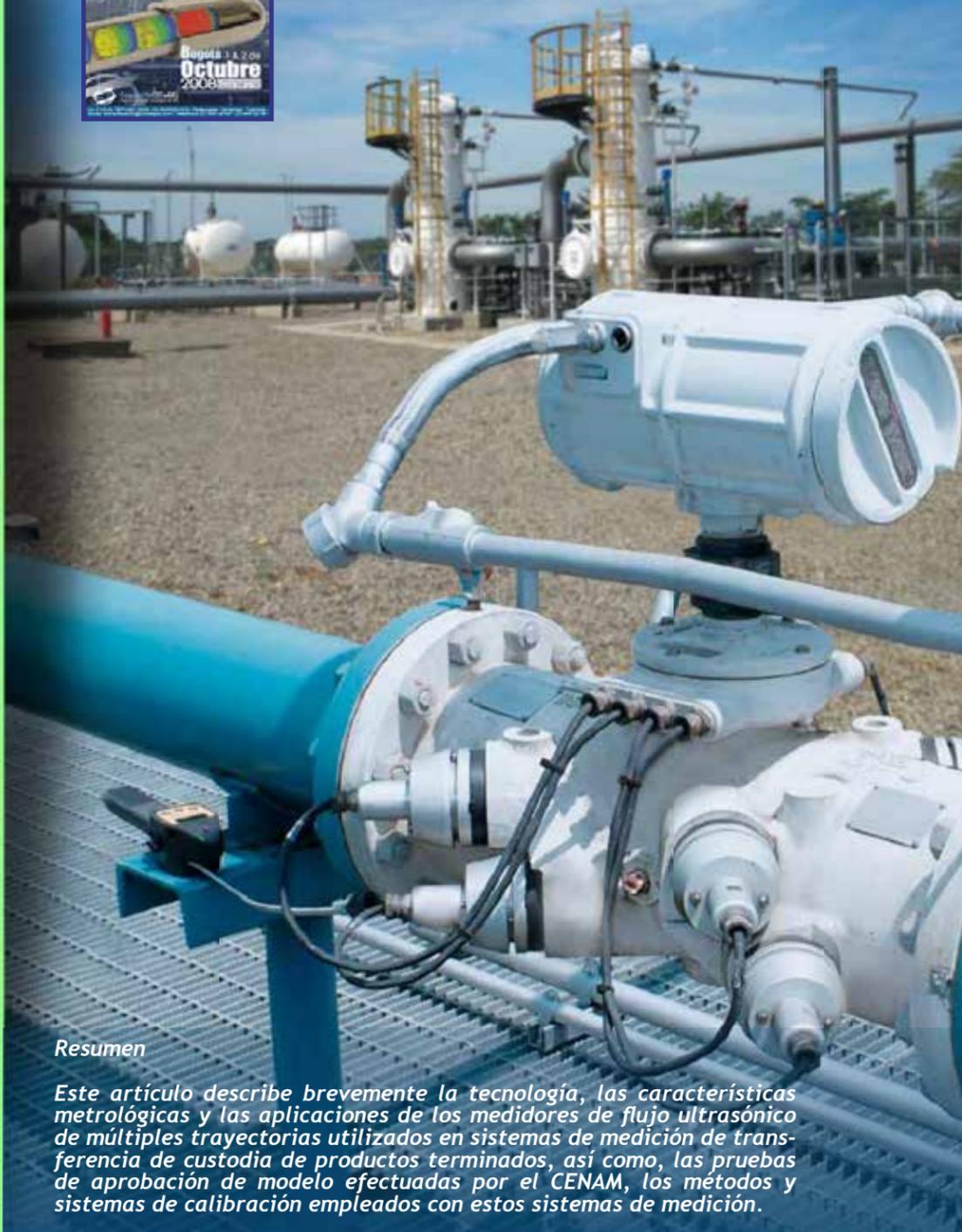
Medidores Ultrasónicos

Empleados en las Mediciones de Flujo de Hidrocarburos Líquidos — Experiencia Mexicana —



Darío A. Loza Guerrero (aloza@cenam.mx)

Centro Nacional de Metrología CENAM
Municipio del Marqués, Querétaro, México



Resumen

Este artículo describe brevemente la tecnología, las características metrológicas y las aplicaciones de los medidores de flujo ultrasónico de múltiples trayectorias utilizados en sistemas de medición de transferencia de custodia de productos terminados, así como, las pruebas de aprobación de modelo efectuadas por el CENAM, los métodos y sistemas de calibración empleados con estos sistemas de medición.

1. INTRODUCCIÓN

La Industria Petrolera Mexicana

Las últimas dos décadas han sido testigos de importantes avances en la medición de flujo y volumen en la industria petrolera mexicana. Los trabajos realizados por Pemex - Refinación, el Centro Nacional de Metrología (CENAM) y los Laboratorios Secundarios Acreditados, han permitido fortalecer las estrategias que aseguran la confiabilidad en las mediciones de transferencia de custodia, manejando incertidumbres de medición adecuadas a cada aplicación.

El nivel de producción de hidrocarburos en México - crudo, condensados y líquidos del gas - alcanzó un total de 3 millones 477 barriles¹ diarios durante el 2007 (promedio hasta diciembre de 2007), de los cuales aproximadamente el 52 % se destina para consumo interno. Las reservas probadas al 31 de diciembre de 2007 eran de 14,7 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente².

En cada etapa de transferencia, cada litro de petróleo tiene que ser contabilizado, entre los organismos subsidiarios - Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica, Petroquímica y PMI Comercio Internacional -, las transnacionales, las estaciones de servicio y el consumidor.

Los medidores de flujo se emplean en cada operación de este proceso, como son el control, indicación de condición, alarma, hasta lo que probablemente es la aplicación más importante, la transferencia de custodia³ del fluido - desempeñando el papel de una caja registradora en la industria en la que los medidores de flujo de todos los tipos y tamaños desempeñan un papel indispensable.

Aparte de los intereses comerciales de la industria del petróleo, el gobierno mexicano depende fuertemente de los ingresos petroleros vía los impuestos. En algunos casos, los impuestos son

un elemento determinante en la conformación del precio de venta al público. Por ejemplo, para los combustibles automotores como la gasolina, el monto del impuesto especial a la producción y servicios (IEPS) y el impuesto al valor agregado (IVA) entre otros, representa más del 50 % del precio pagado en una estación de servicio por los consumidores.

Todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones fiscales o comerciales, deben de ajustarse a normas internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales. Las normas de medición de flujo de fluidos han sido desarrolladas a través de muchos años y la revisión para introducir nuevas tecnologías es un proceso rígido y lento.

Medir el flujo de fluidos no es en definitiva una tarea sencilla, para obtener una buena estimación del mensurando (esto es, el flujo volumétrico - gasto - o flujo másico que circula a través de una tubería, o la cantidad de volumen o masa que ha sido transferida) es necesario considerar que éste posee atributos o propiedades físicas que afectan no solamente su valor, sino que pueden afectar el funcionamiento del equipo o instrumento que intentará medirlo.

Por esta razón, es muy importante que quién esté involucrado en la medición de flujo de fluidos tenga una idea muy clara del significado e influencia de las propiedades físicas de los fluidos y las condiciones de instalación.

La simbiosis de los microprocesadores⁴, computadores de flujo, con los sistemas de medición de flujo han tomado ya su lugar en el campo de la medición de flujo no sólo controlando el proceso, sino que también, haciendo frente a los cambios en condiciones de operación de los sistemas de medición compensando los efectos de las magnitudes de influencia.

¹ 1 barril = 158,9873 litros

² 1 barril de petróleo crudo = 141,6 m³ de gas natural (equivalencia de energía).

³ La medición transferencia de custodia de fluidos es el tipo de medición que esta asociado con la compra, venta o pago de impuestos

de un fluido dado. El propósito de la medición de transferencia de custodia de fluidos es llevar a cabo mediciones con un error sistemático igual a cero y un error aleatorio mínimo.

⁴ Un Microprocesador es un dispositivo que en el ámbito de la computación es capaz de manejar información y contener en memoria los datos por medio de microcircuitos electrónicos integrados.

Es importante destacar, que la trazabilidad⁵ de un sistema de medición no esta garantizada por el hecho de la existencia de un certificado o informe de calibración⁶. Un resultado de medición es consistente, sólo cuando posee o satisface los siguientes criterios:

- El instrumento o sistema de medición fue calibrado con patrones que tienen trazabilidad a los patrones nacionales.
- Los resultados de la calibración del sistema de medición son aplicados.
- El instrumento se mantiene bajo las condiciones de operación que prevalecieron durante la calibración en sitio.
- El sistema de medición es sometido a un programa de verificaciones apropiado para asegurar la confiabilidad de los resultados durante su operación.

Si alguno de los puntos anteriores no se cumple, cualquier declaración de incertidumbre de medición pierde su validez.

La medición de flujo, es probablemente el parámetro más empleado en la producción y en los procesos de operación, donde diferentes medidores de flujo pueden ser empleados en la medición y la elección del medidor no está regulada; en la práctica, la industria aún prefiere mantener los métodos de medición tradicionales:

- Placas de orificio,
- Medidores de flujo tipo turbina, y
- Medidores de desplazamiento positivo.

Existe otro grupo de medidores de flujo que han sido introducidos especialmente en la industria del petróleo:

- Medidores de flujo másico tipo Coriolis y
- Medidores ultrasónicos de múltiples canales (trayectorias), UFM.

⁵ Trazabilidad: propiedad de un resultado de medición por la cual el resultado puede ser relacionado a una referencia establecida mediante una cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida.

⁶ Proceso para establecer bajo condiciones específicas, la desviación (error) de los valores de un instrumento y los valores correspondientes de un patrón conocido. Las razones para la calibración de los medidores de flujo son: 1. Establecer trazabilidad hacia los patrones nacionales, 2. Formar parte de los programas de aseguramiento de las mediciones, 3. resolver disputas, 4. Comprobar las especificaciones del fabricante, 5. Detectar efectos de las condiciones de instalación, 6. Mejorar las especificaciones no calibradas, 7. detectar condiciones de cambio del medidor con respecto al tiempo y 8. Certificación.

⁷ Los números indicados entre corchetes indican el número de la referencia.



Figura 1. Medidores de flujo ultrasónico de 4 canales empleados en la comercialización del crudo mexicano.

El uso de los medidores de flujo ultrasónico en la industria mexicana del petróleo se ha incrementado en los últimos años. Los medidores ultrasónicos de múltiples trayectorias (3 a 5) están siendo empleados exitosamente en aplicaciones de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos - crudo y en el transporte de productos terminados a través de poliductos -.

2. ULTRASONIDO

Se llama ultrasonido a las ondas acústicas de frecuencia mayor a 20 000 hertz [1]⁷.

2.1. Espectro acústico

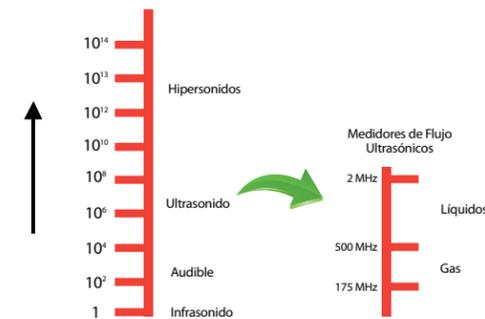


Figura 2. Nótese que la figura ofrece información únicamente de las frecuencias; las longitudes de onda dependen del medio (velocidad de las ondas) a través del cual se mueven las ondas acústicas.

2.2. Velocidad del sonido en distintos medios

La velocidad de propagación depende de la rapidez con que el movimiento pasa de una partícula a su vecina; por consiguiente, depende del valor de la aceleración de la partícula vecina, provocada por la tensión elástica originada por la oscilación de la partícula responsable.

La velocidad de propagación es mayor cuando tanto mayor es el módulo de elasticidad del material y por otra parte es menor cuanto mayor es la densidad del material.

Resulta, que la velocidad de propagación de una onda elástica aumenta al crecer el módulo de elasticidad y disminuye al aumentar la densidad del medio.

La velocidad del sonido en el aire, y en los gases en general (es decir, la velocidad de propagación de las ondas elásticas longitudinales) resulta considerablemente menor que la que se observa en los líquidos y en los sólidos.

Esto se debe a que el módulo de elasticidad del volumen de un gas es mucho menor que el de los líquidos y el de los sólidos y la densidad de los gases es menor que la de los líquidos y los sólidos.

Sólidos (ondas longitudinales - ondas)

Acero	5 900 m/s - 3 200 m/s
Vidrio	5 600 m/s - 3 300 m/s
Berilio	12 900 m/s - 8 900 m/s

Líquidos

Agua	1 480 m/s
Metanol	1 100 m/s
Kerosina	1 320 m/s
Glicerina	1 900 m/s

Gases

Aire	330 m/s
Cloro	210 m/s
Metano	430 m/s

2.3. Longitud de onda

Conocida la velocidad de propagación, puede determinarse inmediatamente, para toda frecuencia, la longitud de onda. La longitud de onda es la característica más importante del ultrasonido. Frecuencias muy elevadas y longitudes de onda muy cortas caracterizan a los ultrasonidos.

Una onda de ultrasonido de 3 000 kHz, en el aire, sólo tiene una longitud de onda de 1/10 mm y en el agua una longitud de onda de 0,5 mm.

La velocidad de propagación es igual al producto de la longitud de onda por la frecuencia.

Los ultrasonidos se engendran básicamente por dos métodos:

- Magnetostricción y
- piezoelectricidad.

2.3.1 Magnetostricción.

Imanación alternante de una varilla de acero que sufre minúsculas oscilaciones, cuya frecuencia es igual a la de la corriente alterna empleada en la imanación.

Si la frecuencia de la corriente coincide, además, con una de las frecuencias con que la varilla de acero puede efectuar espontáneamente sus oscilaciones, se tiene resonancia y como resultado se obtienen oscilaciones de considerable intensidad. Se obtienen frecuencias del orden de los 100 000 hertz.

Imanación: creación de un campo magnético en un cuerpo mediante la acción de un campo magnético o eléctrico.

2.3.2 Piezoelectricidad.

Determinados cristales, por ejemplo, el cuarzo, tienen la propiedad de contraerse bajo la influencia de un campo eléctrico.

Ahora bien, si se coloca un cristal de cuarzo tallado de un modo apropiado en forma de placa, en un campo eléctrico alterno de alta frecuencia, procurando que la frecuencia de la corriente empleada coincida con una de las "frecuencias naturales" ésta efectúa oscilaciones de la citada frecuencia.

Con una placa de cuarzo de 1/10 mm de espesor se obtiene en la oscilación fundamental una frecuencia de 30 000 kHz y dependiendo del espesor de la placa de cuarzo, se ha llegado incluso 1 000 MHz.

2.4. Ondas ultrasónicas.

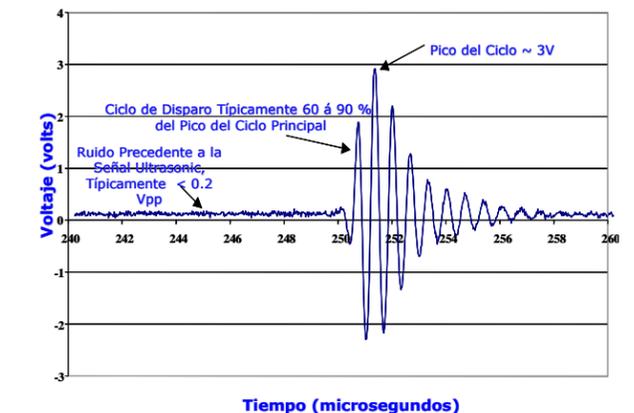


Figura 3. Pulso acústico típico emitido por un transductor de un medidor ultrasónico del tipo tiempo de tránsito.

3. NORMAS APLICABLES

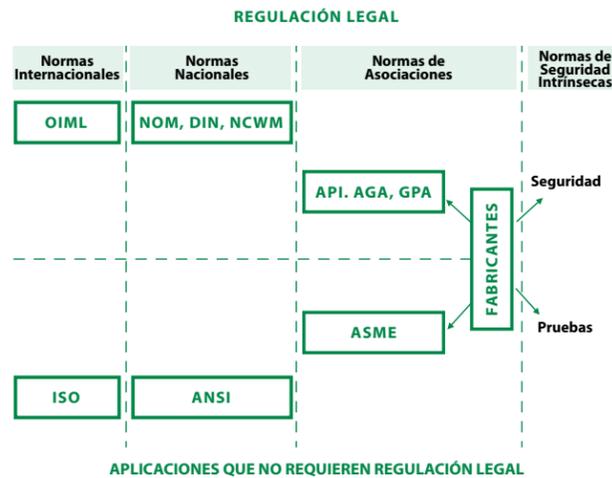


Figura 4. Esquema normativo.

La necesidad de regular la transferencia del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo a las normas internacionales se lleva a cabo con el objeto de asegurar la equidad en el intercambio y la satisfacción entre compradores y vendedores.

Las normas aplicables a los medidores de flujo ultrasónico son:

- American Petroleum Institute, API - Manual of Petroleum Measurement Standards. Chapter 5 - Metering. Section 8 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology. 2005.
- International Organization for Legal Metrology, OIML - La recomendación OIML R 117 "Measuring systems for liquids other than water".

La recomendación OIML⁸ R 117, especifica los requerimientos técnicos y metrológicos aplicables a sistemas de medición de flujo de líquidos diferentes al agua, incluyendo los requerimientos para la aprobación de modelo de los diferentes componentes de un sistema de medición. Los medidores de volumen a los cuales hace referencia esta recomendación corresponden al tipo de medidores de flujo cuyo funcionamiento es continuo, sin importar el principio de funcionamiento [4].

Por ejemplo, La OIML R 117 considera a los siguientes elementos como indispensables en la constitución de un sistema de medición:

- Elemento primario (sensor de flujo)
- Elemento secundario,
- Punto de transferencia,
- Circuito hidráulico (incluye instalación de prueba del medidor en sitio),
- Dispositivo de eliminación de gases,
- Filtro,
- Elemento de impulsión (bomba o sistema elevado),
- Dispositivos de regulación de flujo, y
- Elementos auxiliares

Los límites de aplicación de un sistema de medición están dados por las características de funcionamiento que deben observarse durante la operación de un sistema:

- Cantidad mínima por medir,
- Alcance de la medición,
- La presión máxima y la presión mínima de trabajo,
- Propiedades del fluido,
- Temperatura máxima y mínima de trabajo, y
- Los niveles de seguridad requeridos.

La medición de flujo es un proceso complejo debido a que es afectada por diferentes factores de influencia como:

- Temperatura,
- Presión
- Densidad
- Viscosidad
- Estabilidad del flujo,
- Condiciones de instalación,
- Distorsión del perfil de velocidades, y
- Vórtices.

Clases según la exactitud					
	0,3	0,5	1,0	1,5	2,5
A	±0,3%	±0,5%	±1,0%	±1,5%	±2,5%
B	±0,2%	±0,3%	±0,6%	±1,0%	±1,5%

Tabla 1. Errores máximos permisibles de acuerdo a la clase de exactitud según OIML R 117.

Las mediciones de flujo que no satisfacen la exactitud requerida son el resultado de:

- Una selección inadecuada del medidor.
- Desconocimiento de las condiciones de operación.
- Una incorrecta instalación de los medidores.
- Una calibración inadecuada.
- Un mantenimiento inadecuado.

Clase	Campo de aplicación
0,3	Sistema de medición instalados en tuberías
0,5	Bombas de despacho de gasolina. Sistema de medición instalados en auto-tanques. Sistemas de medición para leche. Sistema de medición para buque tanques.
1,0	Sistema de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas mayores a -10°C Sistemas de medición de LPG para carga de vehículos. Sistemas de medición clasificados como clase 0,3 ó 0,5 bajo las siguientes condiciones: -- Con temperaturas menores a -10°C ó mayores a 50°C. -- Con fluidos cuya viscosidad dinámica sea mayor que 1000 mPas.s -- Con Flujo menor a 20 L/h
1,5	Sistemas de medición para dióxido de carbono licuado. Sistemas de medición para gases licuados (diferentes a los gases licuados de petróleo, LPG), sujetos a presión y a temperaturas menores a -10°C
2,5	Sistemas de medición para líquidos criogénicos.

Tabla 2. Errores máximos permisibles de acuerdo a la clase de exactitud según OIML R 117.

4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Los medidores de flujo ultrasónico transmiten y reciben señales acústicas a lo largo de una diagonal determinada y determinan los tiempos de tránsito de la señal en ambos sentidos aguas arriba y aguas abajo [3].

4.1. Diferencia en el tiempo de tránsito

El sonido viaja más rápidamente a favor del flujo que contra el flujo. La diferencia entre ambos tiempos de tránsito es proporcional a la velocidad media del flujo.

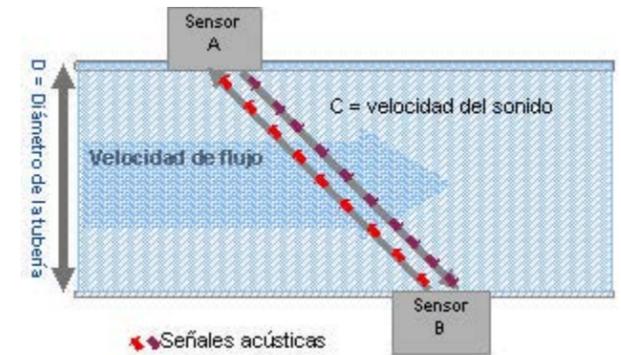


Figura 5. La figura muestra la sección de medición en el plano de la línea de medición.

4.2. Determinación de la velocidad de flujo

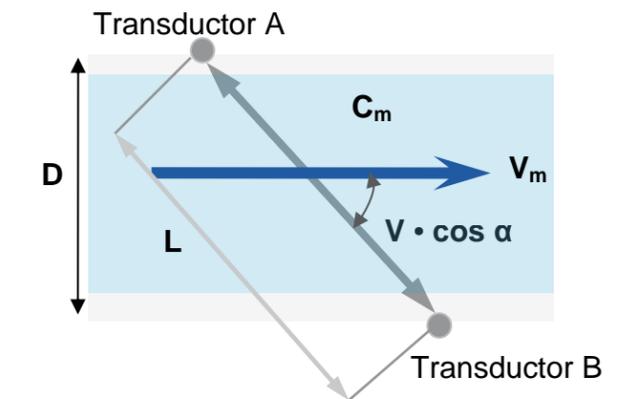


Figura 6. Las figura muestra a dos transductores acústicos que transmiten y reciben una señal ultrasónica que viaja a lo largo de la línea de medición que forma un ángulo con el eje longitudinal del tubo de medición.

- D - Diámetro de la tubería
- L - Longitud de la trayectoria acústica (línea de medición)
- V_m - Velocidad media del flujo
- C_m - Velocidad del sonido en el líquido

$$\text{Tiempo de tránsito} = \text{longitud de la trayectoria acústica} / \text{Velocidad media} \quad [\mu\text{s}] \quad (1)$$

Sensor aguas abajo A a B

$$T_{A \rightarrow B} = L / (C + V \cdot \cos \alpha) \quad [\mu\text{s}] \quad (1a)$$

Sensor aguas arriba B a A

$$T_{B \rightarrow A} = L / (C - V \cdot \cos \alpha) \quad [\mu\text{s}] \quad (1b)$$

⁸ OIML (Organización Internacional de Metrología Legal).

4.2.1 Velocidad promedio

$$V = (L / 2 \cdot \cos \alpha) (TB \rightarrow A - TA \rightarrow B / TB \rightarrow A \cdot TA \rightarrow B) \quad [\text{m/s}] \quad (2)$$

Flujo volumétrico
 $(qv) = A (\text{Área}) \times V (\text{velocidad del flujo}) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (3)$

$$qv = [\pi D^3 / 4 \text{sen}(2 \alpha)] (TB \rightarrow A - TA \rightarrow B / TB \rightarrow A \cdot TA \rightarrow B) \quad [\text{m}^3/\text{s}] \quad (4)$$

5. INSTALACIÓN TÍPICA - API MPMS 5.8, 2005 [3]

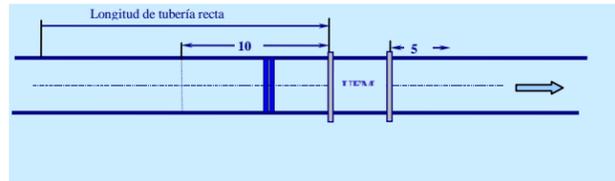


Figura 7. La figura nos muestra los requerimientos de tubería recta expresados en función del diámetro de la tubería (L/D), observe la recomendación del uso de acondicionadores de flujo.

La longitud equivalente de tubería recta de 10 (Longitud/Diámetro = L/D) con acondicionador de flujo o 20 o más diámetros de tubería sin acondicionador de flujo aguas arriba del medidor y 5 diámetros aguas abajo del medidor debe proporcionar un perfil de velocidades acondicionado de manera efectiva. Sin embargo, cada caso debe ser estudiado individualmente por el fabricante para el mejor comportamiento del medidor.

6. ACONDICIONADORES DE FLUJO

Los acondicionadores de flujo deben ser utilizados para reducir los efectos de vórtices o perfiles de velocidad asimétricos, ISO 5167-2, 2000.

Tipo	Localización*	Distancia de dispositivos**	Coefficiente de pérdida de presión
Bundle (19 tubos)	13D ± 0,25D	30D	0,75
Zanker	8D ± 0,5D	18D	3,4
Gallagher	7D ± D	18D	2
K-lan NOVA	9D ± 0,5D	18D	2

Tabla 3. Diferentes tipos de acondicionadores de flujo.

* Distancia medida desde la cara aguas arriba de la placa hasta el borde aguas abajo del acondicionador.

** Distancia medida desde la cara aguas arriba de la placa hasta el borde aguas abajo del accesorio más próximo.

7. TÉCNICAS DE CALIBRACIÓN

7.1. Las técnicas de calibración de los sistemas de medición de flujo de líquidos pueden clasificarse en:

- **Gravimétrico**
 1. Sistemas dinámicos de pesado, y
 2. Sistemas estáticos de pesado.
- **Volumétrico**
 1. Medidas volumétricas,
 2. Patrones de referencia de desplazamiento positivo,
 3. Otros tipos de medidores de flujo.

7.2. El Patrón Nacional para Flujo de Líquidos (México) Proyecto de desarrollo Científico y Tecnológico

El Patrón Nacional para Flujo de Líquidos se fundamenta en el pesado estático de la masa colectada de líquido, la cantidad de líquido colectada por unidad de tiempo es determinada gravimétricamente para obtener el flujo másico (qm). El flujo volumétrico (qv) que pasa a través de un área de sección transversal en un intervalo de tiempo definido se determina mediante la densidad del líquido.

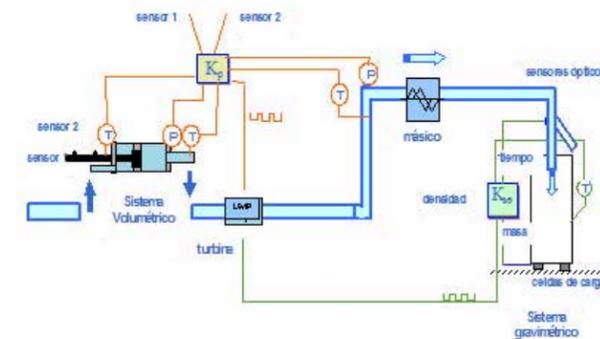


Figura 8. Sistema de medición que combina patrones de referencia gravimétricos y volumétricos utilizados para efectuar comparación interna.

Características:

- Basado en el principio de pesado estático. Sistemas para pesar con capacidad de 1 500 kg y 10 000 kg,
- Incertidumbre: ± 0,03 % para flujo másico y ± 0,05 % para flujo volumétrico,
- Alcance de medición: 10 L/min a 16 000 L/min,
- Líquido de trabajo: agua,

- Intervalo de presión: 0,16 MPa a 1,0 MPa,
- Longitud y diámetros de la sección de prueba: 45 m y 25 mm a 200 mm de diámetro, y
- Material en contacto con el fluido: acero inoxidable.

La masa corregida de agua colectada en los tanques de pesaje esta dada por:

$$m_c = m_i f_{cm} C_{Div} \frac{1 - \frac{\rho_a}{\rho_p}}{1 - \frac{\rho_a}{\rho}} \quad [\text{kg}] \quad (5)$$

Donde:

- m_c Masa de agua corregida colectada en el sistema (kg)
- m_i Masa indicada (kg)
- f_{cm} Factor de corrección de la masa (adimensional)
- C_{Div} Factor de corrección de la masa debido a errores de la válvula desviadora de flujo
- ρ_a Densidad del aire (kg/m³)
- ρ_p Densidad de las pesas utilizadas en la caracterización de los sistemas de pesado (kg/m³)
- ρ Densidad del agua (kg/m³)

El volumen determinado a condiciones de temperatura y presión de la línea de prueba es:

$$V_m = \frac{m_c}{\rho_L C_{PL}} \quad [\text{L}] \quad (6)$$

Donde:

- V_m Volumen a las condiciones del medidor bajo prueba (m³)
- ρ_L Densidad del agua en la línea (kg/m³)
- C_{PL} Factor de corrección por compresibilidad del líquido en la línea. (adimensional)

El factor de compresibilidad C_{PL} esta dado por:

$$C_{PL} = \left[1 + \left(\begin{array}{l} 50,74 \cdot 10^{-11} \\ -0,326 \cdot 10^{-11} \cdot T_L \\ +0,00416 \cdot 10^{-11} \cdot T_L^2 \end{array} \right) (P_L - 81500) \right]$$

[adimensional] (7)

Donde T_L es la temperatura de la línea (°C) y P_L es la presión absoluta de la línea (Pa).

El factor K esta dado por:

$$K_v = \frac{N}{V_m} \quad [\text{pulsos/L}] \quad (8)$$

Donde N es el número de pulsos del medidor bajo prueba totalizados durante el tiempo de colección de agua en los sistemas para pesar.

7.3. Técnicas de calibración in situ

Cualquier medidor, y más aún aquellos empleados en materia de metrología legal, deben ser calibrados y verificados en forma periódica. El factor de calibración puede cambiar, en ocasiones de manera significativa, debido a los siguientes factores:

- Cambios en las propiedades físicas del fluido,
- Variación en las condiciones de operación del medidor,
- Desgaste en las partes internas del medidor, y
- Mantenimiento correctivo o preventivo.

La calibración in situ adquiere mayor relevancia si consideramos el caso de la industria del petróleo y sus derivados, en la cual se realizan transferencias de fluidos en cantidades importantes. La calibración de los medidores, de los cuales se toma el valor total del volumen o masa transferidos, debe ser efectuada con frecuencia, y con patrones de referencia tales que la incertidumbre de la calibración satisfaga los requerimientos de las partes involucradas.

Las técnicas de calibración in situ que emplean patrones volumétricos son:

- Patrones de referencia - medidores de flujo,
- Medidas volumétricas - flujos de hasta 3 000 L/min, y
- Probadores de desplazamiento positivo:
 - Probadores convencionales y bidireccionales,
 - Probadores compactos.

Ecuación general utilizada en la calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico.

Para el factor de corrección del medidor, MF.

$$MF = \frac{V_{p20} \cdot CTS_p \cdot CPS_p \cdot CTL_p \cdot CPL_p}{V_m \cdot CTS_m \cdot CPS_m \cdot CTL_m \cdot CPL_m}$$

[adimensional] (9)

Donde:

- V_{p20} Volumen a condiciones estándar del patrón volumétrico (L).
- V_m Volumen determinado por el medidor bajo prueba a condiciones de operación (L).

El subíndice *p* se emplea para designar los factores de corrección del patrón de referencia empleado y el subíndice *m* para designar los factores de corrección del medidor bajo prueba

CTS - Factor de corrección por efecto de la temperatura en el acero del instrumento [adimensional]. Se usa cuando los instrumentos de medición son empleados a temperaturas diferentes a las cuales se encuentra referido su resultado de calibración.

Deformación lineal. Escalas lineales y bases de montaje
 $CTS = 1 + \alpha_1 \cdot (T - T_{20})$ [adimensional] (10)

Deformación en superficie. Cilindros
 $CTS = 1 + 2\alpha_1 \cdot (T - T_{20})$ [adimensional] (11)

Deformación cúbica. Medidas volumétricas, probadores, patrones de volumen
 $CTS = 1 + 3\alpha_1 \cdot (T - T_{20})$ [adimensional] (12)

α_1 Coeficiente de dilatación lineal del acero [$^{\circ}\text{C}^{-1}$].
 T_{20} Temperatura de referencia [$^{\circ}\text{C}$].
 T Temperatura promedio del líquido dentro del instrumento [$^{\circ}\text{C}$].

CPS - Factor de corrección por efectos de la presión en el acero del instrumento [adimensional]. Se usa cuando los instrumentos de medición son empleados a presiones diferentes a las cuales se encuentra referido su resultado de calibración.

$$CPS = \frac{P \cdot D_i}{E \cdot t}$$

[adimensional] (13)

- P Presión interna de operación (presión manométrica) [Pa].
- D_i Diámetro interno de la sección de prueba de un probador [m].
- E Módulo de elasticidad del material del probador [Pa].
- t Espesor de la pared de la sección de prueba del probador [m].

CTL - Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido [adimensional].

$$CTL = \frac{\rho_T}{\rho_{20}}$$

[adimensional] (14)

Como alternativa puede emplearse la siguiente aproximación lineal

$$CTL = 1 + B \cdot (T - T_{20})$$

[adimensional] (15)

- ρ_T Densidad del fluido a la temperatura de prueba [kg/m^3]
- ρ_{20} Densidad del fluido a la temperatura de prueba [kg/m^3]
- B Coeficiente volumétrico de expansión térmica del fluido [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]
- T_{20} Temperatura de referencia [$^{\circ}\text{C}$].
- T Temperatura promedio del líquido dentro del instrumento [$^{\circ}\text{C}$].

Cálculo de la densidad base (RHOb) de productos petrolíferos a la temperatura de referencia de 15 °C.

Modelo matemático propuesto en API 2540. Tomando como base la temperatura y densidad de la muestra (temperatura y densidad observadas).

$$RHOb = \frac{RHOp}{\exp(-\beta_{15} \cdot \Delta T \cdot (1 + 0,8 \cdot \beta_{15} \cdot \Delta T))}$$

[kg/m^3] (16)

$$\beta_{15} = \frac{K_0}{RHOb^2} + \frac{K_1}{RHOb}$$

[$^{\circ}\text{C}^{-1}$] (17)

Donde:

- $RHOp$ Densidad en línea, [kg/m^3]
- $RHOb$ Densidad Base a 15 °C, [kg/m^3]
- β_{15} Coeficiente de expansión volumétrica a temperatura de 15 °C, [$^{\circ}\text{C}^{-1}$]
- K_0, K_1 Constantes en función del producto e intervalo de densidad

Una vez calculada la densidad del fluido y el coeficiente de expansión volumétrica a la temperatura de referencia, entonces puede emplearse la ecuación 2 para estimar la densidad del fluido a cualquier otro valor de temperatura.

Producto	Intervalo de densidades a 15°C, kg/m^3	K_0	K_1
Gasolina	653 - 770	346,422 78	0,438 84
Diesel	839 - 1 075	186,969 6	0,486 18
Turbosina	788 - 839	594,541 8	0,0
Combustóleo		186,969 6	0,486 18
Crudo	610 - 1 075	613,972 26	0,0

Tabla 4. Constantes K_0 y K_1

Estas constantes se deben utilizar cuando la temperatura se expresa en °C.

Si la densidad a 15 °C es mayor que 770 kg/m^3 y menor que 788 kg/m^3 se deberá usar la siguiente ecuación para estimar el coeficiente de expansión volumétrica.

$$\beta_{15} = -0,003 363 12 + \frac{2 680,320 6}{RHOb_{15}^2}$$

[$^{\circ}\text{C}^{-1}$] (18)

CPL - Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del líquido [adimensional].

$$CPL = \frac{1}{1 - (P_a - P_e) \cdot F}$$

[adimensional] (19)

- P_a Presión del fluido a las condiciones de la prueba [Pa]
- P_e Presión de vapor del fluido a la temperatura del fluido en la prueba [Pa]
- F Factor de compresibilidad del líquido [Pa^{-1}]

Es posible predecir la compresibilidad de prácticamente cualquier petróleo o sus derivados, conociendo su densidad a la presión atmosférica y a una temperatura de 15 °C.

La ecuación que se emplea para el cálculo es la siguiente,

$$F = 0 001 \cdot \exp(-1,6208 + 2,1592 \cdot 10^{-4} \cdot T + 0,87096 \cdot \rho_{15}^{-2} + 4,2092 \cdot 10^{-3} \cdot T \cdot \rho_{15}^{-2})$$

[1/MPa] (20)

- F Factor de compresibilidad del líquido, [1/MPa]
- $RHOb$ Densidad del fluido a 15 °C [kg/L]
- T Temperatura del fluido [$^{\circ}\text{C}$]

7.4. Calibración de medidores de flujo ultrasónicos en ductos

7.4.1 Probador bidireccional.

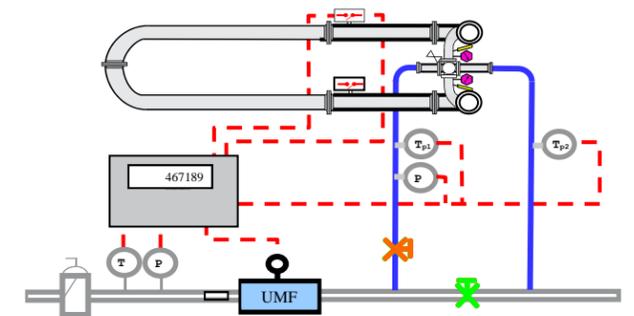


Figura 9. Calibración in situ empleando un probador bidireccional.

El K-Factor es la señal de salida de un medidor de flujo, expresada en número de pulsos por unidad de volumen o por unidad de masa.

$$IKF = \frac{N \cdot CCF_m}{BPV \cdot CCF_p}$$

[pulsos/L] (21)

Donde:

- BPV:** (Base prover volume) Volumen del probador a condiciones base, tal como se indica en el certificado de calibración, (L).
- N:** Número total de pulsos del medidor para una prueba.
- CCFm:** Factor de corrección combinado del medidor a condiciones de prueba. ($CCF_m = CTL_m \times CPL_m$)
- CCFp:** Factor de corrección combinado del probador a condiciones de prueba. ($CCF_p = CTS_p \times CPS_p \times CTL_p \times CPL_p$)

El factor del medidor, MF, es un término para ajustar la inexactitud asociada con el comportamiento del medidor y se determina durante la calibración del medidor:

$$IMF = \frac{BPV \cdot CCF_p}{IV \cdot CCF_m} \quad \text{[adimensional]} \quad (22)$$

IMF: Factor intermedio del medidor, (adimensional)
IV: Volumen indicado, (L).

Patrón de referencia

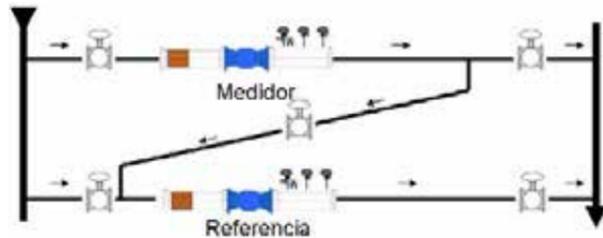


Figura 10. Calibración in situ empleando como patrón de referencia un medidor de flujo ultrasónico.

$$IMF = \frac{IV_{mm} \cdot CCF_{mm} \cdot MMF}{IV_m \cdot CCF_m} \quad \text{[adimensional]} \quad (23)$$

IV_{mm}: Volumen indicado por el medidor maestro para una prueba, (L).
MMF: Factor del medidor maestro, (adimensional).
IV_m: Volumen indicado por el medidor para una prueba, (L).
CCF_{mm}: Factor de corrección combinado del medidor maestro a condiciones de prueba. (CCF_{mm} = CTL_{mm} x CPL_{mm})

8. TRAZABILIDAD EN LAS MEDICIONES DE VOLUMEN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

En términos de trazabilidad y de aseguramiento metrológico, estos equipos - medidores ultrasónicos - deben demostrar que la reproducibilidad de sus resultados es comparable o mejor que la que se obtiene empleando otros principios de medición. Siendo la reducción de costos el reto principal de los fabricantes de este tipo de instrumentos.

Los medidores del tipo ultrasónico para hidrocarburos líquidos pueden ser calibrados preferentemente por probadores del tipo convencional (pipe provers). En la Figura 11 se muestra la carta de trazabilidad para las mediciones de volumen de hidrocarburos líquidos. El último eslabón de la carta de trazabilidad es ocupado por el medidor de flujo. Aún cuando dicha carta de trazabilidad no incluye los eslabones inferiores la contribución de magnitudes físicas como la presión, temperatura y la densidad, es necesario destacar que todos los sensores involucrados en cada uno de los procesos de calibración deben tener trazabilidad hacia los patrones nacionales correspondientes.

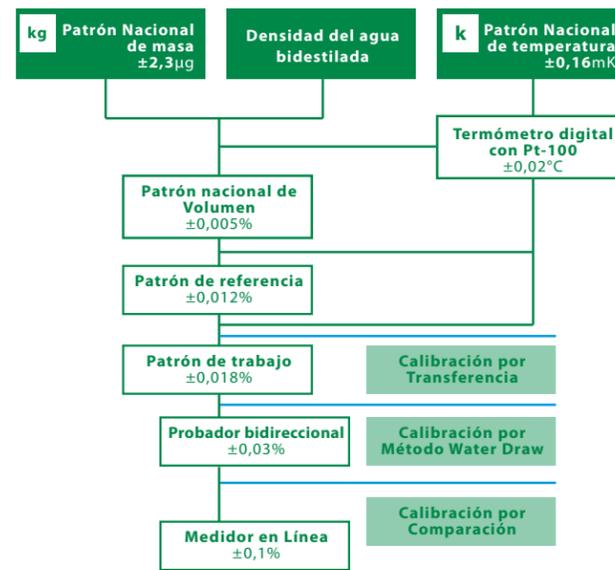


Figura 11. Carta de trazabilidad para las mediciones de volumen.

9. ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE EN LAS MEDICIONES

En cierta medida, el valor de incertidumbre⁹ nos da idea de la "calidad" del trabajo de medición o calibración realizado; a menor incertidumbre mayor conocimiento del proceso de medición y viceversa. En metrología sabemos, y aceptamos, que la variabilidad de los procesos, de las condiciones ambientales, las limitaciones de tiempo y espacio no permitirán lograr mediciones "perfectas" (con incertidumbre cero).

⁹ Incertidumbre de medición: parámetro, asociado con el resultado de la medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente pueden ser atribuidos al mensurando.

Conocer la incertidumbre de un resultado de medición es útil en los siguientes casos:

- Lograr la optimización de recursos
- Resolver disputas comerciales
- Dictaminar sobre cumplimiento con especificaciones
- Asegurar la intercambiabilidad de piezas
- Comparaciones entre laboratorios
- Otros

Específicamente, en la industria del petróleo, y en muchas más aplicaciones, los sistemas de medición de flujo son las cajas registradoras de las empresas, por lo que es muy importante controlar metrológicamente el funcionamiento del medidor, para asegurar que los requerimientos establecidos en los protocolos de compra-venta se satisfacen en todo momento.

Los sistemas para medir el volumen de hidrocarburos en operaciones de transferencia de custodia requieren normalmente de un equipo de referencia para realizar la calibración del elemento primario con cierta periodicidad. En lugares donde el volumen transferido es grande, los probadores bidireccionales cumplen con la tarea de patrón de referencia para la calibración de los medidores de volumen (turbina, desplazamiento positivo, coriolis, ultrasónicos, entre otros).

9.1. Ejemplo 1. Calibración in Situ.

Estimación de la incertidumbre de un medidor de flujo ultrasónico empleando como patrón de referencia un probador bidireccional.

9.1.1 Identificar las fuentes de incertidumbre
Durante un evento de calibración de un medidor de flujo ultrasónico empleando como patrón de referencia un probador bidireccional, es posible determinar el valor del factor K_v del medidor, o de preferencia, el factor de corrección para el medidor, MF.

Una vez determinados el mensurando, el principio, el método y el procedimiento de medición, se identifican las posibles fuentes de incertidumbre. Éstas provienen de los diversos factores involucrados en la medición, por ejemplo,

- Los resultados de la calibración del instrumento;
- La incertidumbre del patrón o del material de referencia;
- La repetibilidad de las lecturas;
- La reproducibilidad de las mediciones por

cambio de observadores, instrumentos u otros elementos;

- Características del propio instrumento, como resolución, histéresis, deriva, etc.;
- Variaciones de las condiciones ambientales;
- La definición del propio mensurando;
- El modelo particular de la medición;
- Variaciones en las magnitudes de influencia.

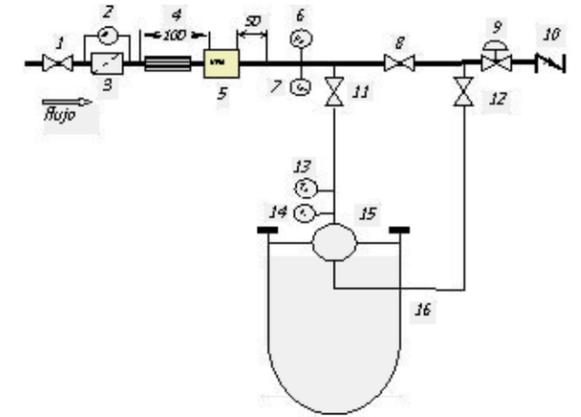


Figura 12. Instalación típica de un medidor de flujo ultrasónico.

- 1 Válvula de bloqueo
- 2 Sensor de presión diferencial
- 3 Filtro con eliminador de aire (si se requiere)
- 4 Acondicionador de flujo
- 5 Medidor de flujo ultrasónico
- 6 Sensor de presión
- 7 Sensor de temperatura
- 8 Válvula de bloqueo, doble sello con purga
- 9 Válvula de control de flujo (si se requiere)
- 10 Válvula de no retorno
- 11 Válvula de bloqueo
- 12 Válvula de bloqueo
- 13 Sensor de temperatura en probador
- 14 Sensor de presión en probador
- 15 Válvula de 4 vías
- 16 Probador bi-direccional
- 17 Densímetro a frecuencia

La figura 12 ilustra esquemáticamente una instalación típica de un arreglo para realizar la calibración de una turbina mediante un probador bidireccional. Puede apreciarse que la instalación debe contar con sensores de presión y temperatura tanto en la tubería adyacente al medidor (aguas abajo) como en el probador bidireccional.

9.1.2 Organización, modelo matemático

A partir de un planteamiento de igualdad entre

la masa que pasa a través del medidor y de la masa que pasa a través del probador bidireccional es posible determinar el factor de corrección para el medidor de volumen,

$$MF = \frac{(CTS_p)(CPS_p)(CTL_p)(CPL_p)}{N(CTL_m)(CPL_m)} K_v \cdot BVP$$

$$MF = \frac{(1 + \alpha_p(T_p - 20)) \left(1 + \frac{P_p D}{t \cdot E} \left(\frac{\rho_p}{\rho_{20}} \right) \left(\frac{1}{1 - P_p F_p} \right) \right)}{N \left(\frac{\rho_m}{\rho_{20}} \right) \left(\frac{1}{1 - P_m F_m} \right)} K_v \cdot BVP$$

[Adimensional] (24)

Donde:

- MF: Factor del medidor, [adimensional]
- N: número de pulsos, [pulsos]
- CTSP: Factor de corrección por temperatura en el acero para el probador [adimensional]
- CPSp: Factor de corrección por presión en el acero para el probador.
- CTLP: Factor de corrección por temperatura en el líquido para el probador, [adimensional]
- CPLP: Factor de corrección por presión en el líquido para el probador, [adimensional]
- CTLm: Factor de corrección por temperatura en el líquido para el medidor, [adimensional]
- CPLm: Factor de corrección por presión en el líquido para el medidor, [adimensional]
- BVP: Volumen base del probador, [m³]
- Kv: Constante del medidor, [Pulsos/m³]
- αp: Coeficiente cúbico de expansión térmica para el acero, [1/°C]
- Tp: Temperatura en el probador, [°C]
- Tm: Temperatura en el medidor, [°C]
- Pp: Presión en el probador, [MPa]
- Pm: Presión en el medidor, [MPa]
- D: Diámetro interno del probador, [m]
- E: Módulo de elasticidad para el material del probador, [MPa]
- t: Espesor de la pared del probador, [m]
- Fp: Factor de compresibilidad para el líquido en el probador, [1/MPa]
- Fm: Factor de compresibilidad para el líquido en el medidor, [1/MPa]
- ρp: Densidad del fluido en el probador, [kg/m³]
- ρm: Densidad del fluido en el medidor, [kg/m³]
- ρ20: Densidad del fluido a 20°C, [kg/m³]

El valor del factor de corrección FM, obtenido mediante la ecuación 27 es aplicable a las condiciones de presión y temperaturas Pm y Tm respectivamente. Si las condiciones de presión y temperatura a las cuales se mide el volumen cambian significativamente respecto de las condiciones que imperaron durante la calibración, entonces debe realizarse una nueva calibración del medidor.

Las suposiciones bajo las cuales es aplicable la ecuación 27 son las siguientes:

- No existen fugas de fluido entre el medidor y el probador
- No existe acumulación de fluido en el arreglo hidráulico entre medidor y probador
- Los factores de corrección por presión y temperatura pueden aproximarse en forma lineal
- El probador puede tratarse como un cilindro de pared delgada

La densidad del fluido a las condiciones de 15°C, 20°C y a la temperatura del medidor se obtienen a partir de la aplicación del modelo propuesto en API2540.

El diagrama de árbol es una herramienta muy útil para organizar las fuentes encontrando relaciones causa efecto en el aspecto de incertidumbre. El diagrama de la Figura 13 nos muestra la relación entre el mensurando y las variables de entrada.

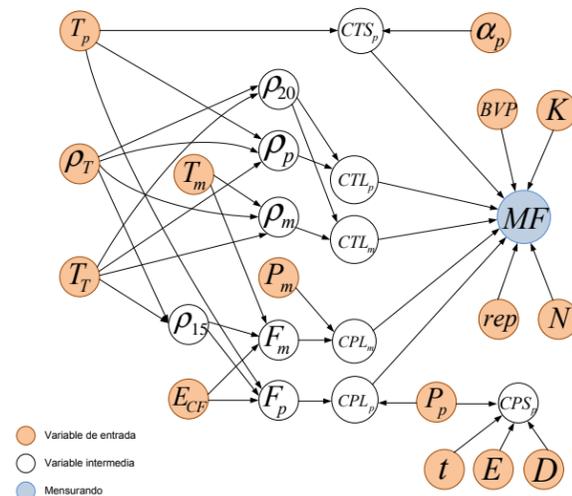


Figura 13. Diagrama de árbol.

9.1.3 Cuantificación

En la literatura [5] se distinguen dos métodos principales para cuantificar las fuentes de incertidumbre: El Método de Evaluación Tipo A está basado en un análisis estadístico de una serie de mediciones, mientras el Método de Evaluación Tipo B comprende todas las demás maneras de estimar la incertidumbre.

Asignar valores a la variabilidad de cada fuente, para obtener los valores de la incertidumbre original.

Orígenes de la información:

1. Pruebas, Informes, certificados o registros de calibración.
2. Especificaciones de fabricantes de instrumentos.
3. Normas.

9.1.4 Reducción

Antes de comparar y combinar contribuciones de la incertidumbre que tienen distribuciones diferentes, es necesario representar los valores de las incertidumbres originales como incertidumbres estándar. Para ello se determina la desviación estándar de la distribución asignada a cada fuente.

Criterio:

- Tipo de distribución asignado a la incertidumbre original de cada fuente.

Resultado:

- Documentar el tipo de distribución.
- Reducción a la incertidumbre estándar de cada fuente.

Incertidumbre estándar combinada

La contribución ui(y) de cada fuente a la incertidumbre combinada depende de la incertidumbre estándar u(xi) de la propia fuente y del impacto de la fuente sobre el mensurando. Es posible encontrar que una pequeña variación de alguna de las magnitudes de influencia tenga un impacto importante en el mensurando, y viceversa.

Se determina ui(y) por el producto de u(xi) y su coeficiente de sensibilidad ci (o factor de sensibilidad)¹⁰:

$$u_i(y) = c_i \cdot u(x_i) \quad (25)$$

Para el ejemplo:

$$u_{c(MF)} = \sqrt{\left[\frac{\partial MF}{\partial BVP} u(BVP) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial N} u(N) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial EC_p} u(EC_p) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial T_m} u(T_m) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial P_m} u(P_m) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial T_p} u(T_p) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial P_p} u(P_p) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial T_T} u(T_T) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial \rho_T} u(\rho_T) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial \alpha_p} u(\alpha_p) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial D} u(D) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial t} u(t) \right]^2 + \left[\frac{\partial MF}{\partial E} u(E) \right]^2 + rep^2}$$

[adimensional] (26)

¹⁰ El coeficiente de sensibilidad describe, qué tan sensible es el mensurando con respecto a variaciones de la magnitud de entrada correspondiente.

9.1.5 Incertidumbre expandida

La forma de expresar la incertidumbre como parte de los resultados de la medición depende de la conveniencia del usuario. A veces se comunica simplemente como la incertidumbre estándar combinada, otras ocasiones como un cierto número de veces tal incertidumbre, algunos casos requieren se exprese en términos de un nivel de confianza dado, etc. En cualquier caso, es indispensable comunicar sin ambigüedades la manera en que la incertidumbre está expresada.

9.1.6 Factor de cobertura y nivel de confianza

La incertidumbre estándar uc representa un intervalo centrado en el mejor estimado del mensurando que contiene el valor verdadero con una probabilidad p de 68% aproximadamente, bajo la suposición de que los posibles valores del mensurando siguen una distribución normal.

Generalmente se desea una probabilidad mayor, lo que se obtiene expandiendo el intervalo de incertidumbre por un factor k, llamado factor de cobertura. El resultado se llama incertidumbre expandida U

$$U = k \cdot u_c \quad (27)$$

9.1.7 Informe de resultados

MF = 0,999 8 ± 0,0008 con k=2 para un nivel de confianza del orden de 95 %, asumiendo una distribución de probabilidad normal, a partir del resultado de medición y de la incertidumbre estándar del mismo.

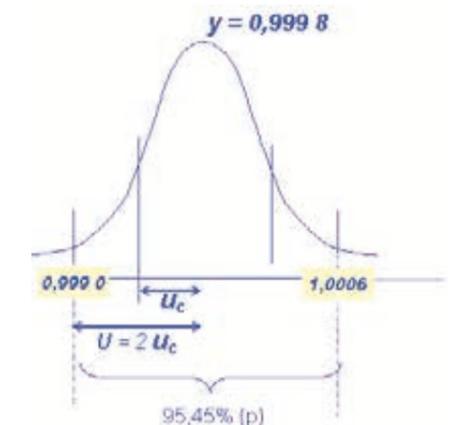


Figura 14. Informe de la incertidumbre expandida.

MF = 0,999 8 ± 0,08 % con un factor de cobertura k=2 que corresponde aproximadamente a un nivel de confianza p = 95 %, se calculó basándose en la Guía para la Expresión de Incertidumbres en las mediciones -BIMP, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, y la OIML. Publicada por ISO en 1995.

La norma de referencia API - MPMS. Chapter 5.8 [3] relaciona el número de pruebas que deben ser efectuadas (entre 3 y 20) para obtener una incertidumbre tipo A del MF menor que 0,027 %. Este requerimiento de repetibilidad es presentado en la Tabla B.1 Proving an Ultrasonic Flowmeter.

$$\text{Repetibilidad} = (N_{\text{mayor}} - N_{\text{menor}} / N_{\text{menor}}) \cdot 100 \quad [\%] \quad (28)$$

También, El API - MPMS. Chapter 5.8 provee la tabla B.2 Prover volumen vs meter size que sugiere el volumen del probador a seleccionar para la calibración de un medidor de flujo ultrasónico en función de su tamaño y el número de corridas.

9.2. Ejemplo 2. Calibración en Laboratorio CENAM.

Estimación de la incertidumbre de un medidor de flujo ultrasónico empleando el patrón nacional para flujo de líquidos.

9.2.1 Definiciones adicionales

El error relativo entre qv de la referencia y qv del medidor se define como:

$$e = \left[\frac{\bar{K}_v \text{ determinado para el UFM}}{\bar{K} \text{- factor configurado en el elemento secundario}} - 1 \right] 100 \quad [\%] \quad (29)$$

Incertidumbre del factor K

La varianza experimental de $K_{vj} (q_j) = s^2(K_{vj})$, para mediciones repetidas al gasto q_j :

$$s^2(K_{vj}) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (K_{vj}(q_j) - \bar{K}_v j(q_j))^2 \quad [\text{pulsos/L}] \quad (30)$$

La desviación estándar experimental de la media del K-factor, $s(K_{vj})$ para cada flujo, ésta dada por:

$$s(\bar{K}_{vj}) = \frac{1}{\sqrt{n}} s(K_{vj}) \quad [\text{pulsos/L}] \quad (31)$$

Donde n es el número de repeticiones al flujo de prueba j. La repetibilidad del medidor, en un tiempo corto puede ser cuantificada como la desviación estándar experimental de la media para cada flujo de prueba.

Incertidumbre combinada

La incertidumbre combinada del factor-K es la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de las incertidumbres tipo A y tipo B que contribuyen en la determinación del factor-K, para el ejemplo las incertidumbres se consideran no correlacionadas.

Las incertidumbres Tipo A son determinadas estadísticamente. La incertidumbre de una magnitud de entrada X_i obtenida a partir de observaciones repetidas bajo condiciones de repetibilidad, se estima con base en la dispersión de los resultados individuales.

$$u_{A1}(K_{vj}) = s(\bar{K}_{vj}) \quad [\text{pulsos/L}] \quad (32)$$

Las incertidumbres Tipo B son aquellas que se obtienen por métodos diferentes a la estadística, por ejemplo, Las fuentes de incertidumbre tipo B son cuantificadas usando información externa u obtenida por experiencia. Estas fuentes de información pueden ser:

- Certificados de calibración
- Manuales del instrumento de medición, especificaciones del instrumento.
- Normas o literatura
- Valores de mediciones anteriores
- Conocimiento sobre las características o el comportamiento del sistema de medición

y para el medidor bajo prueba, estas provienen de la incertidumbre estándar combinada del patrón de referencia empleado expresada con un nivel de confianza del 68%.

$$u_B(\bar{K}_{vj}) = u_C(\text{Patrón}) \quad [\text{pulsos/L}] \quad (33)$$

Donde:

u_C Incertidumbre estándar combinada del patrón- CENAM.

Para el conteo de los pulsos del medidor, N, nosotros tomamos una distribución uniforme (no existe posibilidad de ocurrencia fuera de los límites determinados por la distribución), la incertidumbre es tipo B:

$$u_B(\bar{N}) = \frac{2}{\sqrt{12}} \quad [\text{pulsos}] \quad (34)$$

La incertidumbre estándar combinada para el medidor puede escribirse como:

$$u_C^2(\bar{K}_V) = \sum_{i=1}^n u_i^2(x_i) \quad [\text{pulsos/L}] \quad (35)$$

$$u_C^2(\bar{K}_V) = \sum_{i=1}^n \frac{\partial \bar{K}_V}{\partial x_i} u^2(x_i) \quad [\text{pulsos/L}] \quad (36)$$

Las derivadas parciales $\partial K_v / \partial x_i$ son frecuentemente llamadas coeficientes de sensibilidad, estos describen, qué tan sensible es el mensurando con respecto a variaciones de la magnitud de entrada correspondiente.

$$u_C(\bar{K}_V) = \sqrt{u_B^2(\bar{V}) + u_B^2(N) + u_{A1}^2(\bar{K}_V)} \quad [\text{pulsos/L}] \quad (37)$$

$$u_C(\bar{K}_V) = \sqrt{\left(\frac{\partial \bar{K}_V}{\partial \bar{V}} \cdot u_{\bar{V}}\right)^2 + \left(\frac{\partial \bar{K}_V}{\partial \bar{N}} \cdot u_{\bar{N}}\right)^2 + u_{A1}^2(\bar{K}_V)} \quad [\text{pulsos/L}] \quad (38)$$

Incertidumbre expandida, U es:

$$U(\bar{K}_{vj}) = k \cdot u_C(\bar{K}_{vj}) \quad [\text{pulsos/L}] \quad (39)$$

La incertidumbre expandida U_T del factor K_v y se expresa con un factor de cobertura k basado en la distribución -t para v_{ef} grados efectivos de libertad que corresponden aproximadamente a un nivel de confianza $p \approx 95 \%$, y se calculó basándose en la Guía para la Expresión de Incertidumbres en las mediciones -BIMP, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, y OIML. Publicada por ISO en 1995. Vea el ejemplo en la tabla 5.

Cantidad o característica	Valor	Unidad	Fuente de Incertidumbre	Incertidumbre tipo A o tipo B (distribución)	Incertidumbre original	Incertidumbre estándar (u)	Coefficiente de Sensibilidad (Ci)	u · Ci (pulsos/L)	(u · Ci) ² (pulsos/L) ²	Grados de Libertad
1 Pulsos NDiv	50 562,00	Pulsos	prueba	B (Rectangular)	2,00 (pulsos)	0,5774 (pulsos)	1,05·10 ⁻⁴ (1/L)	6,041·10 ⁻⁵	3,65·10 ⁻⁹	50
2 Volumen determinado por el patrón Vp	9 556,632	L	CENAM	B (Normal; k=2,03)	3,676 (L)	1,8109 (L)	-5,54E-04 (Pulsos/L ²)	-1,003·10 ⁻³	1,01·10 ⁻⁶	50
3 Repetibilidad desviación estándar (KV)	0,001 508	pulsos/L	prueba	A (Normal; k=1)	0,00062 (pulsos/L) ver Nota 1	0,00062 (pulsos/L)	1	6,158·10 ⁻⁴	3,79·10 ⁻⁷	5
K factor promedio (KVpromedio)	5,290 78	pulsos/L						Suma de (uCi) ²	1,388·10 ⁻⁶	
								Incertidumbre estándar combinada (u _c) ver ecuaciones 35-41	1,178·10 ⁻³	
								Grados efectivos de libertad	39	
								Factor de cobertura, K (nivel de confianza, 95%)	2,07	
								Incertidumbre expandida U (k=2,07) ver ecuación 42	2,43·10 ⁻³ 0,046 %	

Tabla 5. Ejemplo determinación de la incertidumbre del K facto de un medidor de flujo ultrasónica empleando el patrón nacional para flujo de líquidos.

Nota 1. Esta incertidumbre original es la desviación estándar de valores replicados a un gasto determinado.

10. PRUEBAS - LABORATORIO CENAM

Pruebas metrológicas a medidores de flujo ultrasónico de 3, 4 y 5 canales, tipo tiempo de tránsito efectuadas con el objeto de obtener la aprobación de modelo del medidor de flujo.

Los medidores se probaron en el alcance de medición de 100 L/min a 12 000 L/min, de acuerdo a los requerimientos metrológicos de la recomendación de la OIML (Organización Internacional de Metrología Legal) R 117 "Measuring systems other than water", sin llevar a cabo ningún ajuste que modificará el comportamiento del medidor.

Para las aplicaciones de transferencia de custodia en la industria del petróleo los medidores de flujo ultrasónico deben ser calibrados y/o verificados periódicamente, de conformidad con los métodos previstos en el API- MPMS- capítulo 4 - Sistemas de prueba- secciones 4.2 y 4.6.

En relación a los errores máximos permisibles, la OIML R 117 establece que aún cuando se establecen valores máximos de error, es obligatorio aplicar los factores de corrección del sistema de medición que eliminen las diferencias en la medición.

Esta prohibido por la ley manipular los factores de corrección, aún cuando los errores sean menores a los errores máximos permisibles.

Los medidores de flujo ultrasónico deben ser calibrados y/o verificados bajo las condiciones de trabajo periódicamente.

10.1. Resultados de las pruebas de calibración

Durante las pruebas, se llevo a cabo la determinación del *factor Kv* y del error relativo del medidor con respecto al *factor Kv*, configurado por el fabricante en el elemento secundario, a diferentes valores de flujo volumétrico sin llevar a cabo ningún ajuste de acuerdo con lo especificado por el punto 2.6.2 de OIML R 117 y se verificó que el error máximo fuera menor que lo especificado en el renglón B de la tabla 2 de OIML R 117.

El ajuste de "zero" se efectuó al inicio de las pruebas.

Resultados de las pruebas de calibración

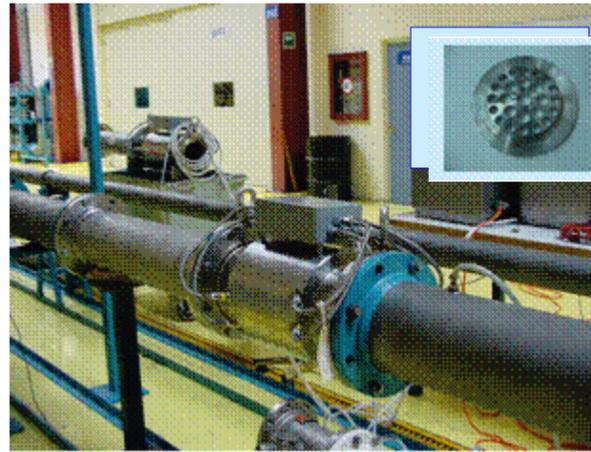
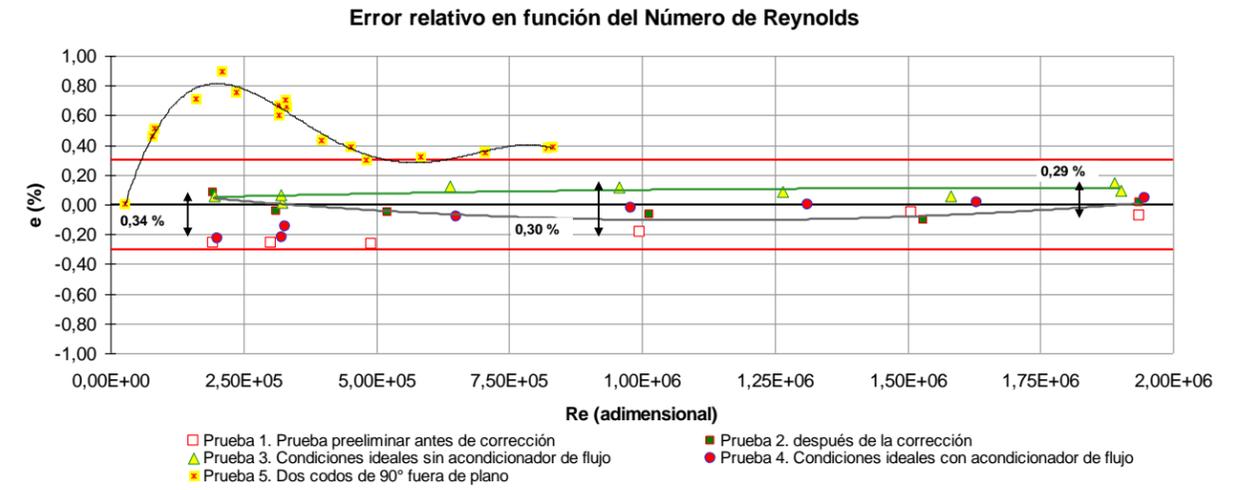
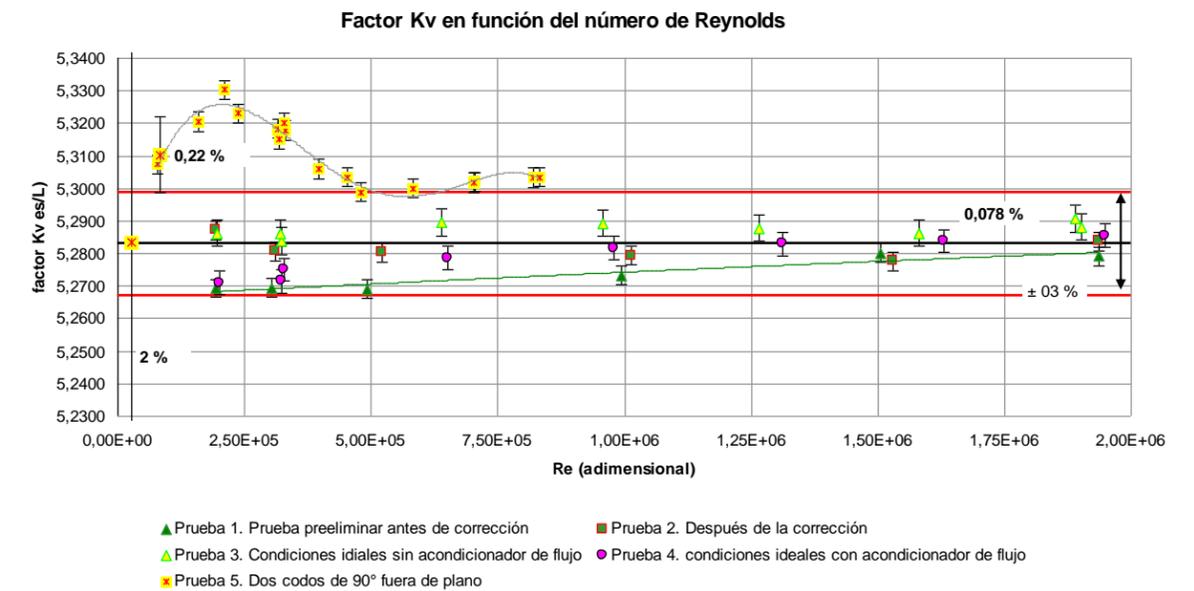


Figura 15. Instalación de un medidor de flujo ultrasónico tipo tiempo de tránsito de 200 mm. La figura de arriba muestra la instalación en condiciones ideales, la figura de abajo la instalación del medidor después de dos codos de 90° fuera de plano.

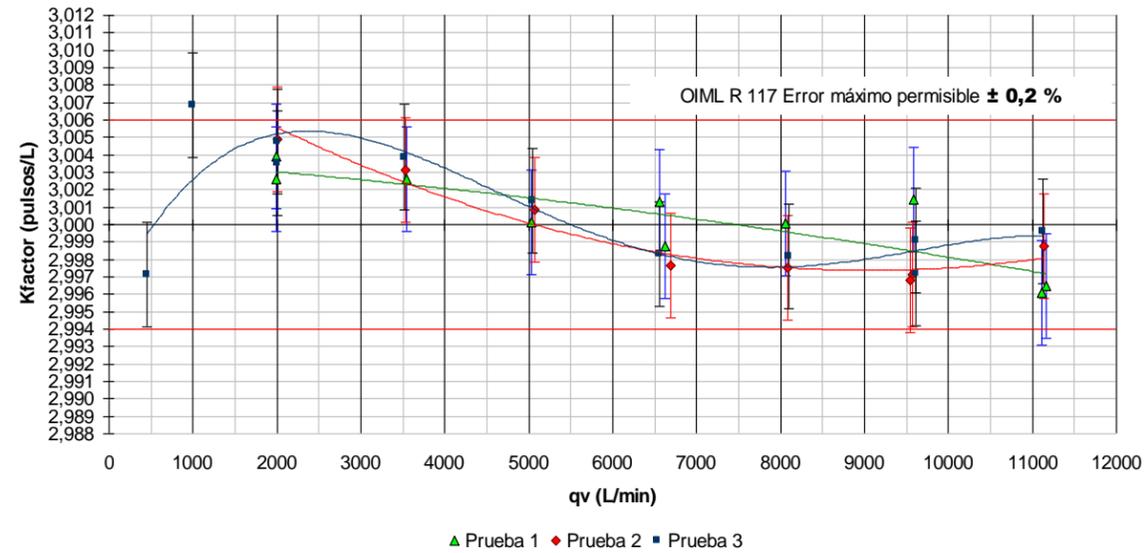


Grafica 1. Pruebas en laboratorio CENAM. La gráfica muestra el error obtenido en las diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito. Las flechas indican la dispersión de los resultados.



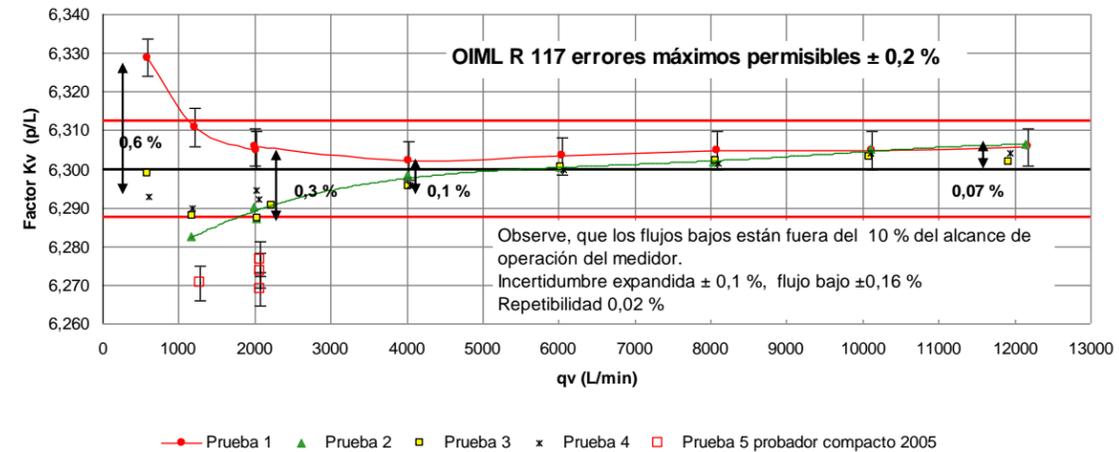
Grafica 2. Pruebas en laboratorio CENAM. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito.

Factor K en función del flujo volumétrico



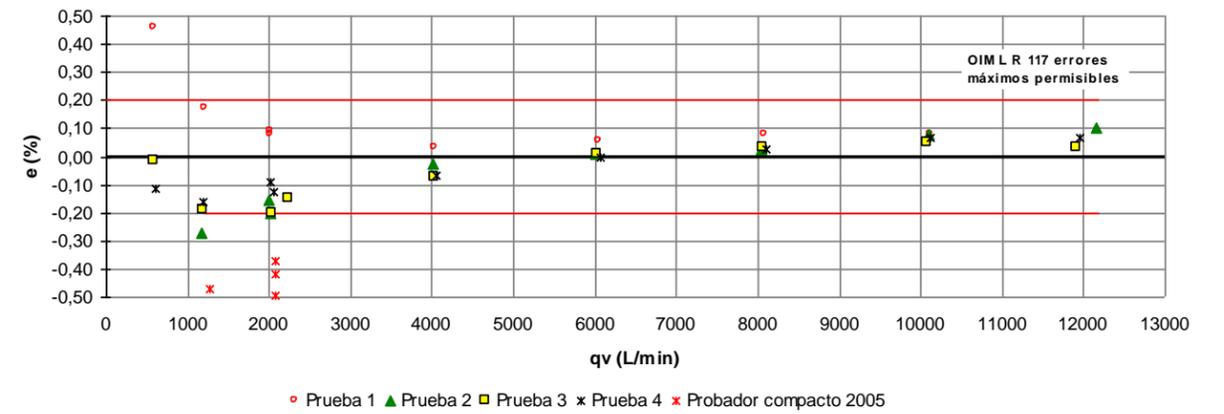
Grafica 3. Pruebas en laboratorio CENAM. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 5 canales, tipo tiempo de tránsito.

Factor K en función del flujo volumétrico



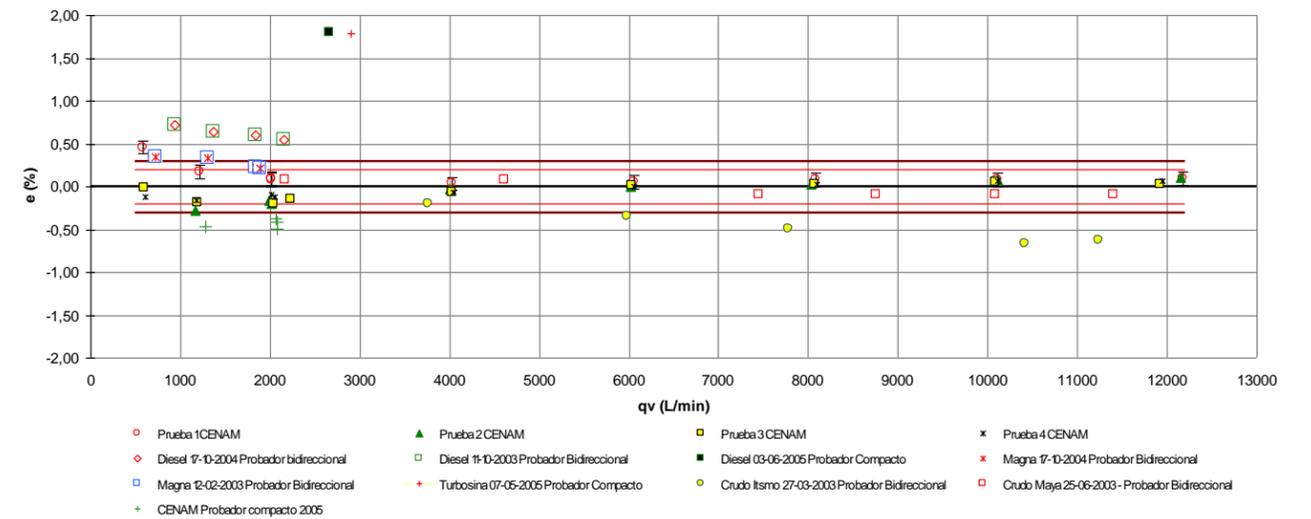
Grafica 4. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización de un medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito.

Error relativo en función del flujo volumétrico



Grafica 5. Pruebas en laboratorio CENAM. Resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor de flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito.

Error relativo en función del flujo volumétrico



Grafica 6. Pruebas en laboratorio CENAM y en sitio empleando como patrón de referencia probadores. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito.

10.2. Discusión de los resultados

Los resultados que se muestran en la gráfica 1, incluyen condiciones de instalación ideales con y sin acondicionador de flujo y condiciones donde se propició la generación de vórtices severos y perfiles asimétricos. Estos resultados corresponden a un medidor de 4 trayectorias e indican que los errores están dentro de los errores máximos permisibles con excepción de los resultados de la prueba 5 donde el medidor fue instalado aguas abajo de dos codos de 90° fuera de plano. La prueba 5 muestra la ineficiencia del acondicionador de flujo para esa instalación ya que los resultados indican que no posee la capacidad de eliminar el vórtice y la distorsión severa generados por la instalación.

La dispersión de los resultados es mayor a flujo bajo 0,34 % mientras que a flujo alto es de 0,29 %.

La gráfica 2 muestra el factor K_v del medidor en función del número de Reynolds, las barras verticales nos indican la incertidumbre de medición. Observe, que la incertidumbre de los resultados se mantiene “constante” en periodos cortos -condiciones de repetibilidad. Los resultados de la prueba 5 muestran el cambio en el factor K_v debido a la configuración de 2 codos de 90° acoplados uno tras otro lo que produce un vértice intenso (corriente de eddy) y un perfil asimétrico.

La gráfica 3 muestra los resultados de 3 pruebas de caracterización con agua de un medidor flujo ultrasónico de 5 canales, tipo tiempo de tránsito. Se puede observar que los resultados están dentro de los errores máximos permisibles de acuerdo a la OIML R 117, excepto a los gastos de 2 000 L/min y 1 000 L/min donde el medidor muestra en su comportamiento un punto de inflexión, la incertidumbre de medición en el peor de los casos fue de $\pm 0,1$ % con $k=2$ y un nivel de confianza de aproximadamente del 95%.

En la gráfica 4 se muestran los resultados del factor K_v de un medidor ultrasónico de 4 trayectorias. La dispersión de los resultados es de 0,07 % para flujo alto y de 0,6% para flujo bajo (gastos menores al 10 % del alcance de medición del UFM).

La incertidumbre expandida de los resultados del factor K_v , con excepción del flujo bajo, fue de $\pm 0,1$ % con un factor de cobertura k basado

en la distribución $-t$ para v_{ef} grados efectivos de libertad que corresponden aproximadamente a un nivel de confianza $p \cong 95$ %, y se calculó basándose en la Guía para la Expresión de Incertidumbres en las mediciones -BIMP, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, y OIML. Publicada por ISO en 1995.

Para el flujo bajo la incertidumbre en el peor de los casos fue de $\pm 0,16$ %. La repetibilidad que muestra el medidor es de 0,02 % en promedio.

La prueba 5 mostrada en la gráfica 4 indica que los resultados obtenidos en la calibración del UMF empleando como patrón de referencia un probador compacto y agua como fluido de trabajo están fuera de los errores máximos permisibles según OIML R 117.

En la grafica 5 podemos observar el error de los resultados de las pruebas mostradas en la gráfica 4.

La grafica 6 muestra un resumen de las pruebas realizadas en laboratorios CENAM con agua y las pruebas en sitio empleando probadores compactos y probadores bidireccionales con diferentes productos derivados del petróleo.

Los resultados fuera de los errores máximos permisibles fueron obtenidos empleando como patrón de referencia probadores compactos, así mismo, la prueba 27-03-2008 efectuada con un probador bidireccional empleando crudo istmo están fuera de los errores máximos permisibles debido a que las pruebas de calibración se efectuaron con un probador bidireccional de tamaño inadecuado para el UFM.

11. CONCLUSIONES

- Los resultados muestran que los medidores de flujo ultrasónico de 3 o más canales, tipo tiempo de tránsito, en general cumplen los requerimientos para las clases de exactitud 0.3 y 0.5 según OIML R 117.
- Este tipo de medidor puede ser empleado en sistemas de medición instalados en tuberías en aplicaciones de transferencia de custodia y metrología legal, en aplicaciones de la medición de fluidos tales como: crudos y productos terminados del petróleo y otros productos semejantes siempre y cuando se calibren en sitio con el producto y las condiciones de operación de cada instalación.

- Estos medidores deben de cumplir con las recomendaciones para la instalación de la sección 8 del capítulo 5 del MPMS
- “Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 - Metering, Section 8- Measurement of liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology” del API (American Petroleum Institute).
- El medidor debe ser calibrado, en conjunto con su acondicionador de flujo si la tubería recta aguas arriba del medidor es menor que 20 (L/D < 20), en sitio bajo las condiciones de operación del sistema de medición y con cada producto a manejar.
- La calibración y/o verificación de los medidores de flujo ultrasónico, tipo tiempo de tránsito debe efectuarse siguiendo las recomendaciones del Apéndice B de la sección 8 del capítulo 5 del MPMS “Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 5 - Metering, Section 8- Measurement of liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow Meters Using Transit Time Technology” del API.
- Los resultados obtenidos, durante las pruebas efectuadas en el CENAM y las efectuadas por un laboratorio secundario acreditado, muestran que este tipo de medidores de flujo **no deben calibrarse empleando patrones de referencia de desplazamiento positivo tipo pistón llamados “Probadores Compactos”**, debido a que en la operación del pistón el flujo sufre inestabilidad instantánea y que se observa como una pobre repetibilidad y un error significativo fuera de la exactitud propia del medidor y los errores máximos permisibles exceden las recomendaciones de OIML R 117.
- **El cero del medidor debe ser verificado** con el elemento primario lleno y cerrando una válvula aguas arriba del medidor para garantizar que no existe flujo a través del medidor, se recomienda seguir las instrucciones del fabricante para efectuar el cero. En caso de efectuar un cero se recomienda efectuar la verificación del sistema de medición.

REFERENCIAS

- [1] Werner Braunbek - Física Para Todos, Editorial Labor - Edición 1964.
- [2] Baker R. C., Flow Measurement Handbook, Cambridge University Press, 2000
- [3] API - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5 - Metering- Section 8 - Measurement of liquid Hydrocarbons by Ultrasonic Flow meters Using Transit Time Technology. First Edition, February 2005.
- [4] International Recommendation OIML R 117 Measuring systems for liquids other than water. International Organization of Legal Metrology (OIML), 1995.
- [5] ISO/IEC/BIPM/OIML - Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement - 1995.
- [6] Mattingly, G. E. and Yeh, T. T., Effects of Pipe Elbows and Tube Bundles on Selected Types of Flowmeters, Flow Measurement and Instrumentation Journ., Vol 2, Jan 1991, pp 4-13.