

MET & FLU

ciencia - tecnología - innovación

CDT

Internacional

*Un Nuevo Reto para Diseminar y Aplicar
la Metrología en la Industria y en la Sociedad*

ISSN 2145-5716

Revista Semestral, Especializada en la Aplicación de la Metrología de los Fluidos



Laboratorio Móvil para Aseguramiento Metrológico de calidad y cantidad de Gas Natural tipo Transferencia Custodia en Colombia.

Pag. 6



Medidores Ultrasónicos empleados en las Mediciones de Flujo de Hidrocarburos Líquidos - Experiencia Mexicana -

Pag. 28

Acreditado por:



Acreditado ISO/IEC 17020:1998
12-OIN-008



Pag. 6

LABORATORIO MÓVIL

Para Aseguramiento Metrológico de Calidad y Cantidad de Gas Natural tipo Transferencia Custodia en Colombia



Pag. 16

MEDIDORES ULTRASÓNICOS A BAJA PRESIÓN

Como una Solución Eficiente para procesos de confirmación sugerido en la ISO 10012



Pag. 28

MEDIDORES ULTRASÓNICOS

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



Pag. 50

VALIDACIÓN DEL USO DE LOS MEDIDORES DE FLUJO MÁSSICO

Tipo Coriolis como Patrones de Referencia en Aplicaciones de Transferencia de Custodia.

“CDT INTERNACIONAL”



Editorial

La Portada de la Octava Edición de nuestra Revista "MET&FLU (Metrología & Fluidos): Ciencia, Tecnología e Innovación" representa el inicio de una nueva etapa de la Corporación Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, esta vez enmarcada dentro del contexto internacional.

Sin duda los excelentes resultados de nuestra década pasada (2003 - 2012), fruto de las valiosas oportunidades ofrecidas por las empresas del sector gas y de los sectores correlacionados (y por supuesto del esfuerzo personalizado de nuestros profesionales, quienes interiorizaron perfectamente que su crecimiento individual era tan importante como el fortalecimiento colectivo, y que entre todos teníamos el reto de proveer trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades, en los procesos de comercialización del gas natural en Colombia) nos han llevado al nivel y al estado en que actualmente se encuentra el CDT de GAS: una entidad reconocida en el contexto nacional por el valor agregado que ofrece a sus clientes, por la seriedad de los procesos que asume, por la confianza que representa ante entidades del Subsistema Nacional de Calidad, e inclusive hasta en el contexto internacional, dado que ha sido excelentemente calificado y clasificado, dentro del marco del estudio que se llevó a cabo por parte del Ministerio de Comercio, Industria y Turismo con el apoyo del PTB de Alemania.

Es así entonces y debo reconocer también, que el CDT de GAS ha crecido y se viene consolidando, en razón al apoyo que nos han brindado entidades internacionales, pero más aún, seres humanos íntegros, en lo personal, en lo profesional y en lo espiritual, como lo fueron nuestros, muy queridos y grandes amigos y excelentes maestros: **Fabio Tobón Londoño** Exdirector del ICONTEC y **Darío Alejandro Loza Guerrero**, Jefe de la División de Flujo y Volumen del Centro Nacional de Metrología de México - CENAM, quienes Dios llamó a su Reino, dejándonos sumidos en el dolor y en la inmensa tristeza, pero con un legado inmenso para que Colombia lo aproveche en el buen sentido de la palabra. Entonces, el direccionamiento del CDT de GAS y la Medición de los Hidrocarburos Líquidos en Colombia será ahora repotenciada tecnológicamente, desde el “CDT Internacional”, mediante la Inclusión de la correcta aplicación de la METROLOGÍA y de las grandes ventajas que ésta nos ofrece.

En este sentido, la Octava Edición de "MET&FLU" se dedica a la memoria de ALEX - como muy amablemente nos permitió llamarlo - destacando los artículos que preparó y presentó durante nuestras Jornadas Tecnológicas Internacionales de Medición de Fluidos, en donde su don de maestro se dejó notar, y muchos colombianos aprendimos de él y hoy aplicamos su legado... A través de este medio de difusión Colombia reconoce sus aportes, y buscará que se

repliquen por siempre, en otros países hermanos latinoamericanos, por ello y en razón a las potencialidades desarrolladas, y a las múltiples oportunidades transnacionales damos inicio a un análisis serio y profundo que nos permite hacer la transición del CDT de GAS, al Holding “CDT Internacional” buscando diseminar la correcta aplicación de la Metrología en otros países y propendiendo por participar contributivamente, con Ciencia y Tecnología, de las oportunidades y retos globales que implica la ya inminente e inaplazable incursión del Gas de Esquistos, del Gas Asociado al Carbón y del Gas Natural Licuado a los gasoductos latinoamericanos y de la aplicación de la Metrología en el mundo de los hidrocarburos líquidos.

Finalmente, los dejo interiorizando el contenido de dos nuevas conferencias de carácter internacional preparadas en la alianza TGI S.A./CDT de GAS, y aprobadas por el Comité Científico del FLOMEKO 2013, evento que se llevará a cabo el próximo mes de septiembre en París - Francia, y donde el CDT de GAS hará presencia destacándose, sin ninguna duda, por el alto nivel de los profesionales de nuestra institución y el excelente producto tecnológico que esta entidad, del Sistema Nacional de Ciencia Tecnología e Innovación, le ofrece hoy al mundo desde Colombia. Además recordemos a Alex re-leyendo sus artículos, sus aportes y su innegable legado.

Paz en su tumba, Alex Loza
Paz en su tumba Fabio Tobón

MUCHAS GRACIAS

Henry Abril Blanco
Director: Corporación CDT de GAS

Director/

Henry Abril Blanco

Editor/

Corporación CDT de GAS

Comité Editorial/

José A. Fuentes Osorio
Luis E. García Sánchez
Arlex Chaves Guerrero
Alfredo Acevedo Picón
Juan Manuel Ortiz Afanador

Comité Científico/

PhD Kazuto Kawakita – Director
Centro de Metrología de Fluidos
del IPT – Brasil
PhD Dionisio Laverde – Profesor
Universidad Industrial de
Santander – Colombia

Diseño/

María Inés Varela Peña

Editorial

La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. **Nicola Tesla, Inventor Austróhúngaro.**

La actividad científica está orientada a satisfacer la curiosidad, y a resolver las dudas, acerca de cuáles son y cómo están organizadas las leyes de la naturaleza.

Seguros de que la comunidad científica nacional e internacional, utilizará la Revista MET&FLU como un medio para compartir los hallazgos de alta relevancia, cada semestre nuestros lectores encontrarán un tema de su agrado que facilitará la transferencia del conocimiento al ritmo que nuestra sociedad, nos lo exige.

Desarrollo de LABORATORIO MÓVIL para Aseguramiento Metrológico de Calidad y Cantidad de Gas Natural tipo Transferencia Custodia en Colombia

Henry Abril (habril@cdtdegas.com)
Luis Eduardo García (lgarcia@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS
km 2 Vía Refugio PTG, Piedecuesta - Colombia

Juan Manuel Ortíz (juanmanuel.ortiz@tgi.com.co)
John Fredy Velosa (john.velosa@tgi.com.co)

Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP
Cra 34 No. 41-51 Bucaramanga - Colombia

Artículo disponible en Inglés
www.cdtdegas.com



Resumen:

El Aseguramiento metrológico integral de los sistemas de transferencia de custodia de gas natural representa un gran reto logístico y tecnológico. Como alternativa de solución se desarrolló un nuevo laboratorio móvil que integra las facilidades operativas y las capacidades metrológicas para el aseguramiento de la calidad y cantidad del gas natural In-situ. En el presente artículo se describe el desarrollo del laboratorio móvil, denominado M3Tlab, desde sus requerimientos hasta las pruebas de desempeño funcionales y metrológicas que permitieron su validación.

1. INTRODUCCIÓN.

Cada día se incrementa la relevancia de proveer trazabilidad a las mediciones de calidad y cantidad de GN en campo. Sin embargo, esta labor resulta costosa, genera riesgos relacionados con el transporte de equipos, requiere de una adecuada logística y el tiempo requerido para completar el proceso de aseguramiento de las mediciones (calibración, confirmación y corrección) puede ser extenso, generando inconformidad entre los involucrados en el proceso de transferencia de custodia de Gas Natural.

Como una alternativa viable para proveer trazabilidad a las mediciones de Calidad y Cantidad de Gas Natural en Campo, se planteó y ejecutó, por parte de la Transportadora de Gas Internacional y el Centro de Desarrollo Tecnológico del Gas, con el apoyo de Colciencias, el desarrollo de un Laboratorio Móvil, que integra las facilidades para operar como laboratorio estacionario de metrología, y con CMC acorde con los requerimientos de los procesos de medición de GN.

El concepto de laboratorio móvil nació de la necesidad de continuar fortaleciendo y mejorando la transparencia y equidad en las operaciones de Transferencia de Custodia de GN, mediante el aseguramiento metrológico de los pequeños SM del Sistema de Transporte de TGI S.A. ESP, mediante los cuales se cuantifica aproximadamente el 15% del gas transportado, pero que representan el mayor número de SM (más de 250). Estos sistemas generalmente corresponden a pequeñas poblaciones e industrias, con alta vulnerabilidad metrológica, ya que debido a los bajos volúmenes involucrados, no se posee una estrategia de aseguramiento metrológico que permita garantizarles el 100% del GN cuantificado, puesto que los mayores esfuerzos se centran en los SM que manejan grandes volúmenes, de acuerdo con el principio de Pareto.

Sin embargo, TGI S.A. ESP en su apuesta por constituirse en una empresa de talla mundial y garantizar la eficiencia y equidad en el servicio de transporte de GN, con generación de un alto valor agregado para sus grupos de interés, independiente de su dimensión económica, no ha limitado sus esfuerzos al cumplimiento de lo estrictamente necesario en términos de aseguramiento de sus mediciones y por esto proyectó el desarrollo de un laboratorio móvil con autonomía y capacidad para ejecutar, de manera integral, todos los procesos para el aseguramiento

de la calidad y cantidad del GN transportado y medido en SM clase B y clase C, según las recomendaciones de la OIML R 140 [1]

Como resultado se obtuvo un Vehículo acondicionado como laboratorio Móvil, el cual permite, almacenar, transportar y operar, los patrones y equipos de medición requeridos para evaluar la composición C10+, HCDP y Humedad del Gas Natural, y calibrar los instrumentos de magnitudes involucradas en el proceso de transferencia de Custodia, tales como: Volumen de Gas, Presión, Temperatura, Frecuencia y las magnitudes eléctricas asociadas, bajo un SGC ISO 17025.

Adicionalmente es posible realizar labores de Mantenimientos electromecánico para los sistemas de Medición, permitiendo garantizar la calidad y cantidad del GN medido en los Sistemas de medición.

El Laboratorio Móvil de Metrología, fue denominado M3Tlab, debido a sus atributos fundamentales: Metrología, Movilidad, Mantenimiento y Trazabilidad (MMMT). El juego de conceptos nos lleva a la simple igualdad: MMM = M3, y así llegamos a M3T (o MET por Metrología) y lab como abreviatura de Laboratorio. Por coincidencia al leer M3 se evidencia el metro cúbico (m³), magnitud clave en la medición de volumen de gas.

2. ABREVIATURAS

CMC	Calibration and measurement Capabilities
COE	Cab over engine
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
EMP	Error Máximo Permissible
EOS	Equation of State
FAT	Factory acceptance test
G	Gravedad.
GN	Gas natural
HCDP	Hydrocarbon Dew Point
ISO	International Organization for Standardization
MRG	Material de Referencia Gaseoso
PRH	Punto de rocío de Hidrocarburos
RGM	Reference Gas Mixture
RUT	Reglamento Único de Transporte [2]
SAT	Site acceptance test
SM	Sistema de medición
Ur	Incertidumbre requerida [3, p. 11.1.2]
VALM	Vehículo acondicionado como Laboratorio Móvil

3. ALCANCES

Con el objeto de proveer las CMC necesarias para el aseguramiento metrológico de los SM, el laboratorio M3Tlab, fue desarrollado tomando como base las características funcionales y metrológicas de los SM e instrumentos objetivos, así como los lineamientos de las recomendación OIML R 140 [1] para sistemas con precisión Clase B. Para ellos fue necesario realizar una serie de estados del arte ([4][5][6]) que permitieron, estudiar, comparar y seleccionar, con base en información secundaria, las alternativas tecnológicas para obtener las CMC objetivo, en M3Tlab. Los alcances previstos, son descritos a continuación.

3.1. VOLUMEN DE GAS NATURAL

En el desarrollo del patrón de volumen se tomaron en consideración los medidores objetivo (ver Tabla 1), y los requerimientos metrológicos y funcionales para garantizar la ejecución de calibraciones con CMC cercana a 0.3% (k=2) en la determinación del error.

Tipo	Intervalo Medición	Características Medidor	EMP [2][3]
Rotativo y Turbina	2 m ³ /h a 650 m ³ /h	DN: 50 mm a 100 mm Conexiones: PN 20 a PN Salidas: Odómetro, Contacto seco y Alta frecuencia	1%

Tabla 1. Medidores de Volumen de Gas Objetivo

Propiedad	Método de Medición	Intervalo de Medición
Composición de GN	Cromatografía C10	Cromatografía extendida hasta C10+. (Ver Figura 1)
Poder calorífico	Cromatografía C10 + regla de mezcla	33.53 MJ/m ³ a 44.71 MJ/m ³
Temperatura de punto de rocío de hidrocarburos	Cromatografía C10 + EOS	-34 °C a 15.56 °C
Contenido de vapor de agua	Absorción en sensor de óxido de aluminio	10 mg/m ³ a 590 mg/m ³

Tabla 2. Mensurandos de Interés y límites de especificación en el Módulo de Calidad de Gas

3.2. CALIDAD DE GAS NATURAL

Con base en la composición típica de los gases naturales en Colombia, se planteó, la capacidad para realizar análisis de GN semi-extendido, de acuerdo con los alcances descritos en la Figura 1. De esta manera se pueden determinar mediante reglas de mezclas y EOS, diversas propiedades de interés en el GN, tales como: poder calorífico, temperatura de punto de rocío de hidrocarburos, densidad, factor de compresibilidad, velocidad del sonido, viscosidad, etc. En principio las propiedades de interés y sus límites de especificación son listadas en la Tabla 2.

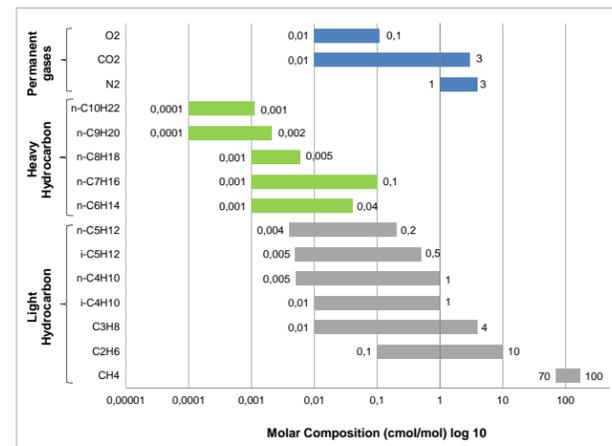


Figura 1. Componentes e Intervalo de concentración para análisis de GN

Para reducir la incertidumbre por efecto del muestreo de GN, se especificó y configuró un sistema con sonda de inserción en caliente, que permitiera ejecutar muestreos spot, y obtener muestras representativas de la corriente de flujo de GN.

3.3. MAGNITUDES ASOCIADAS

Aunque las principales magnitudes asociadas a la medición de GN, son la presión y la temperatura, estas se obtienen mediante instrumentos electrónicos, que requieren aseguramiento metrológico en magnitudes tales como: resistencia eléctrica, corriente eléctrica, tensión y frecuencia. En la Tabla 3 se describen los alcances respectivos.

Magnitud	Intervalo de Medición	EMP [5]
Presión manométrica	10.34 kPa – 206.8 kPa	0.2 kPa
	103.4 kPa – 2 068 kPa	2 kPa
	517 kPa – 10 342 kPa	10.3 kPa
Temperatura	-10°C a 150 °C	0.5 °C
Tensión eléctrica DC	-15 V a 15 V	5 mV
Corriente eléctrica DC	0.1 mA a 22 mA	8 µA
Resistencia DC	10 Ohm a 200 Ohm	0.01 Ohm
Frecuencia	1 Hz a 10 000 Hz	0.1 Hz

Tabla 3. Magnitudes de Interés y límites de especificación en el Módulo de Magnitudes Asociadas

3.4. MANTENIMIENTO M3TLAB

Como complemento a las CMC previstas para M3Tlab, se consideró la necesidad de ejecutar mantenimientos electromecánicos menores, a los SM y sus instrumentos, por lo cual se definieron como requerimientos:

- Evaluación de puestas a tierra
- Evaluación de aislamiento del SM
- Análisis de señales eléctricas
- Desmontaje, elevación y montaje de componentes del SM
- Mantenimiento electromecánico de instrumentos y componentes del SM

3.5. RETOS

Los alcances descritos anteriormente, constituyen una amplia variedad de capacidades operativas y metrológicas, que incluyen magnitudes físicas y analíticas, cuyo desarrollo e implementación en laboratorios permanentes de metrología se encuentran ampliamente documentados. Sin embargo, hasta la ejecución del presente proyecto, la integración de tan diversas magnitudes en un laboratorio móvil para metrología de calidad y cantidad de GN, no había sido abordada o documentada en trabajos previos.

Esta situación motivó el desarrollo de análisis y estudios particulares que permitieran diseñar un vehículo, para adaptarlo como laboratorio móvil, con la capacidad para almacenar y transportar de manera segura los instrumentos y equipos de medición, reduciendo la afectación sobre su desempeño metrológico que pudiera generarse debido a impactos y vibraciones durante el traslado del vehículo por las carreteras colombianas.

Por otra parte, existía la necesidad de minimizar las dimensiones requeridas para el nuevo laboratorio, sin detrimento de su capacidad operativa, lo cual impuso el reto de desarrollar una distribución de planta orientada al proceso de aseguramiento de los SM in-situ. De tal manera que se pudiera adaptar un vehículo de las menores dimensiones posibles, con el cual obtener una alta movilidad y fácil acceso a los puntos geográficos donde se encuentran los SM.

En el diseño y adecuación del vehículo también se consideraron las facilidades que permitieran generar -en campo- condiciones similares a las existentes en un laboratorio estacionario, para garantizar la reproducibilidad de los métodos de ensayo y calibración. Por este motivo se previó que el vehículo debería contar con características técnicas y facilidades, tales como:

- Suministro de energía eléctrica por conexión a una red y a través de generación propia, suficiente para la alimentación de todos los equipos de potencia, control, instrumentación, adquisición y procesamiento de datos.
- Aislamiento térmico y diseño fluido-dinámico apropiado para mantener la estabilidad de temperatura, independiente del ambiente en que opere.
- Facilidades para el manejo y suministro de gases especiales y GRM utilizados en ensayos de calidad del gas.
- Sistemas de anclaje y sujeción anti-vibración, para los equipos electrónicos y demás, que posean sensibilidad a la vibración propia del rodaje por carretera.
- Facilidad de acceso y movilidad al interior del vehículo (escaleras, plataformas de carga, etc.).
- Potencia y espacio del vehículo, suficientes para transportar el personal, elementos y equipos necesarios para la realización de los ensayos y las calibraciones.
- Espacios ergonómicos y seguros para los técnicos y metrólogos que laborarán en el vehículo.

4. RESULTADOS ALCANZADOS

Luego de establecida la matriz de requerimientos, a partir del análisis de los alcances y retos del laboratorio móvil, se inició un trabajo de diseño multidisciplinario e iterativo, que integró ingenieros y metrólogos de diversas disciplinas, hasta obtener un diseño conceptual y la ingeniería básica, para el desarrollo del proyecto.

4.1. VEHÍCULO ACONDICIONADO COMO LABORATORIO MÓVIL

4.1.1. Suspensión y sistemas anti-vibración

Uno de los resultados que revistió mayor complejidad en su desarrollo, fue el vehículo acondicionado como laboratorio móvil (VALM). Este fue integrado a partir de un pequeño camión HINO 300 Dutro Max del Grupo Toyota [7], con cabina tipo COE, y con suspensión posterior de ballestas convencionales (semi-elliptic leaf spring) y amortiguadores de doble acción. Esta configuración es de serie en el mercado colombiano y se utiliza para el transporte de carga en general, debido a su rigidez, longevidad y bajo mantenimiento. Sin embargo, este tipo de suspensión transfiere a la carga, los efectos de vibraciones de baja frecuencia, o denominados impactos [8], [9], [10], que se incrementan con la velocidad del rodaje, la rigidez de la suspensión y el mal estado de la carretera [11]. Por estas razones fue necesario diseñar un sistema de suspensión, ubicado entre el chasis del camión y el furgón del laboratorio móvil, mediante el cual se redujera la magnitud de los impactos, sin poner en riesgo la estabilidad del laboratorio móvil durante el rodaje.

La solución simple, pero efectiva, fue la instalación de soportes cónicos distribuidos longitudinalmente (ver Figura 2), de acuerdo con la distribución de masas prevista, mediante los cuales se redujo hasta valores seguros, el vector de aceleración (triaxial) generado por los impactos durante el rodaje.

Para validar la eficacia de la suspensión implementada, se realizaron varios recorridos por carreteras colombianas típicas, que poseen ondulaciones, huecos, pavimento deteriorado e incluso sin pavimento. Durante estas pruebas se realizó el monitoreo de los impactos sobre

el chasis del camión (suspensión convencional) y sobre el furgón del camión (suspensión acondicionada), mediante el uso de acelerómetros triaxiales, con disparo a 1.5 G¹ y frecuencia de muestreo de 50 kHz, mediante lo cual se confirmó la capacidad, de la suspensión implementada, para reducir la magnitud de los impactos en más de un 80% (Ver Figura 3 y Figura 4).



Figura 2. Sistemas anti-vibratorios implementados en el VALM para la reducción de impactos

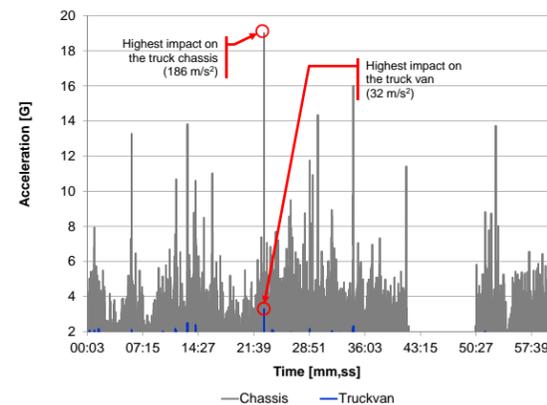


Figura 3. Impactos registrados durante las pruebas SAT de traslado por carretera

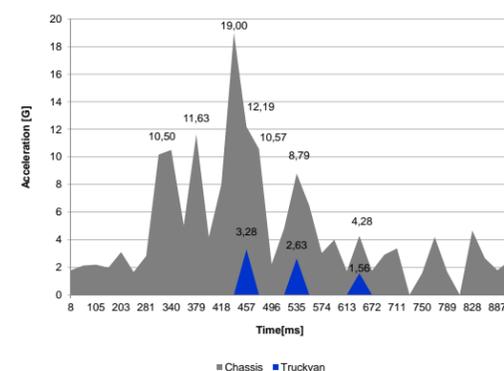


Figura 4. Comparativo de la reducción de impactos

¹ Aceleración de la gravedad. Para los experimentos descritos corresponde a la gravedad local de la ciudad de Piedecuesta (Colombia) 9.7778 m/s² [12]

Aunque la suspensión acondicionada (que corresponde al segundo nivel de aislamiento de vibraciones) permitió reducir el nivel de impactos, durante el rodaje, a valores inferiores a 4 G, se implementó un tercer nivel de aisladores de vibración que permiten reducir en un mayor grado los impactos, tanto, para los equipos que se encuentran integrados de manera permanente al VALM, tales como: cromatógrafo, planta eléctrica, compresores, patrón volumétrico, etc., como para los equipos almacenados, pues los bancos de trabajo y gabinetes poseen anti-vibradores en el anclaje al VALM.

4.1.2. Distribución de Plantas y Módulos Operativos

Como resultado del proceso de diseño iterativo y luego de seleccionadas las tecnologías a implementar, se obtuvo una distribución de planta, compacta, flexible y a la medida de los procesos de ensayo, calibración y mantenimiento. En la Figura 5, se observan en líneas punteadas las áreas correspondientes a los módulos del laboratorio. Entre estos, los módulos A, B, C y D se encuentran ubicados al interior del furgón y el módulo E es accesible desde la parte lateral del furgón.

4.1.3. Facilidades (energía, aire acondicionado, aire comprimido etc.), y resultados

Para proveer al laboratorio móvil la capacidad de operar, In-situ, con similares facilidades a las que posee un Laboratorio permanente, se hizo necesario integrar a bordo del VALM, los equipos descritos en la Tabla 4.

Equipo	Características	Desempeño
Generador Eléctrico	Tecnología Inverter con potencia máx. de 6.5 kW y salida de 120/240 VAC a 60 Hz	Onda senoidal de 60 Hz, con suministro proporcional a la carga eléctrica y autonomía de hasta 10 horas
Aire Acondicionado	Del Tipo Vehicle Mounted con potencia de enfriamiento de 2.63 kW y refrigerante R410	Estabilidad de $\pm 1.5^{\circ}\text{C}$ en 1 h a un ΔT de 5°C por debajo de la Tamb
Sistema de Aire comprimido de baja Presión	Compresor monoetapa con filtro de 5 μm	6.5 m ³ /h @ 0.82 Mpa
Sistema de Aire comprimido de Alta Presión	Compresor de doble etapa con filtro de 0.5 μm y membrana de secado para obtener dewpoint de -15°C a Patm	0.6 dm ³ /h @ 20.7 Mpa

Tabla 4. Equipos integrados como facilidades en el VALM

4.2. DESEMPEÑO Y ESTABILIDAD METROLÓGICA

Los alcances operativos y metrológicos descritos en el numeral 3, fueron implementados en su totalidad, durante la etapa de integración y posteriormente se desarrollaron una serie de pruebas FAT y SAT, por módulos individuales y en conjunto. Mediante estas pruebas se evaluó el desempeño metrológico del laboratorio móvil y fueron desarrolladas como parte de las estrategias para el monitoreo del desempeño (ver Tabla 5) en el tiempo y bajo diversas condiciones ambientales.

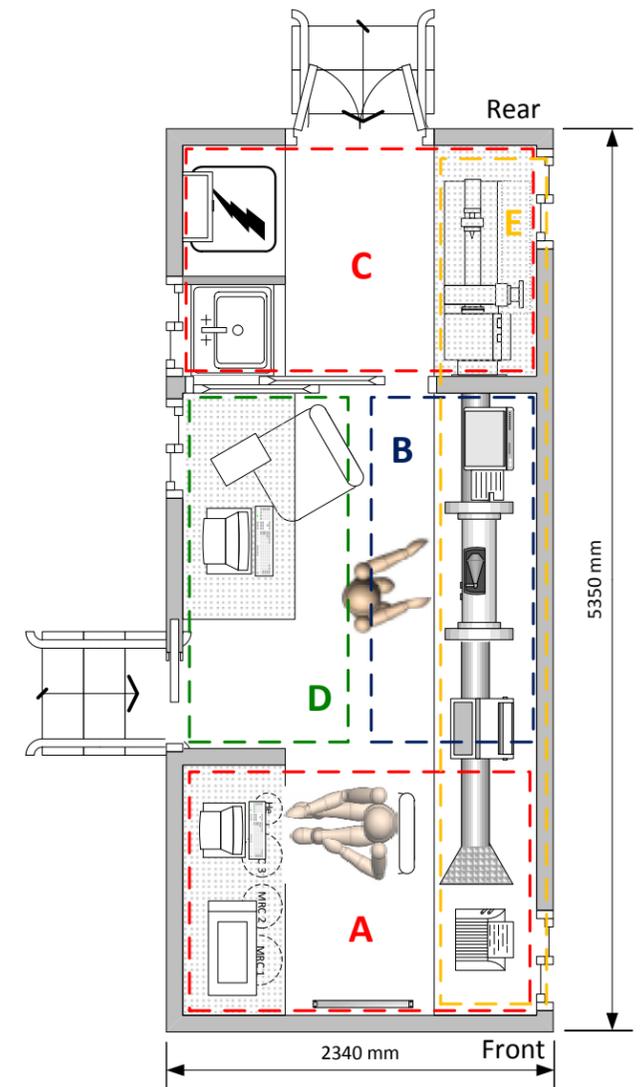


Figura 5. Esquema de planta del laboratorio móvil. A-Calidad de gas. B- Magnitudes secundarias. C-Mantenimiento. D-Multifuncional. E- Volumen de gas

Magnitud	Estrategia para Monitoreo de Desempeño	Desempeño obtenido en pruebas FAT y SAT
Volumen de Gas	Verificación periódica, mediante calibración de un medidor rotativo de transferencia	Ver Numeral 4.2.1
Composición de Gas C10+	Ajuste periódico multinivel, de factores de respuesta, utilizando 3 MRG. Monitoreo del tiempo de retención, ruido y deriva en la respuesta del microcromatógrafo	Ver Numeral 4.2.2
Contenido de Vapor de Agua	Comparación periódica con sensor de referencia	En proceso de evaluación de desempeño
Presión	Comparación entre manómetros electrónicos sobre su intervalo de operación común	Estabilidad en la reproducción
Temperatura	Comparación periódica con sensor de temperatura tipo RTD y reproducción del punto de hielo	Estabilidad en la reproducción
Magnitudes Eléctricas	Calibración periódica con medidor-generador multifunción	En proceso de evaluación de desempeño

Tabla 5. Estrategia para monitoreo de Desempeño Metrológico

De las estrategias planteadas en la Tabla 5, se describen a continuación las más representativas, desarrolladas para el módulo de volumen y de calidad de gas.

4.2.1. Pruebas de Desempeño metrológico para el Modulo de Volumen de Gas

El Patrón de volumen fue integrado y sus medidores patrón e instrumentos de medición fueron caracterizados y calibrados en el Laboratorio del CDT de GAS, que se encuentra acreditado por el ONAC, según lineamientos de la norma ISO/IEC 17025 [13]. Para las pruebas FAT y SAT, se utilizó como dispositivo de transferencia, un medidor rotativo de doble lóbulo, con alcance de caudal de 1,6 m³/h a 250 m³/h, que fue especificado y adquirido como medidor de referencia para las verificaciones periódicas del Patrón de Volumen en M3Tlab. Este medidor fue previamente caracterizado en laboratorio para confirmar su robustez metrológica, y obtener los resultados de una calibración inicial (Ver Cod LAB en la Tabla 6), realizada bajo condiciones controladas de laboratorio. Los valores iniciales del error fueron asumidos como valores de referencia contra los cuales comparar las curvas de calibración posteriormente obtenidas en laboratorio e In-situ, bajo las condiciones ambientales descritas en la Tabla 6.

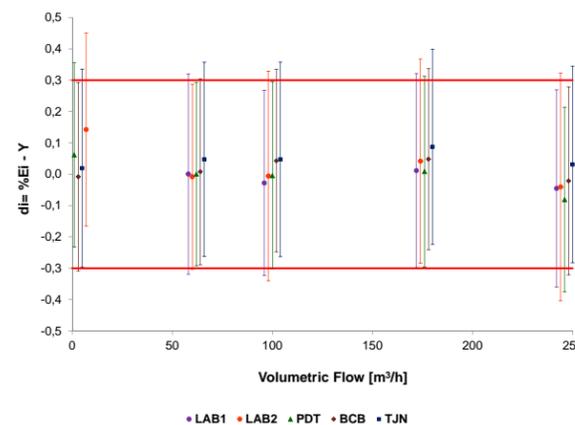
Para evaluar la estabilidad del Patrón de volumen se siguieron los lineamiento de COX [14], aplicables a comparaciones, obteniendo errores normalizados menores a 0.35 mediante lo cual se confirmó la reproducibilidad del Patrón de Volumen de M3Tlab, bajo las diversas condiciones de operación en laboratorio e *in-situ*.

Cod	Ciudad	Fecha* MM-DD	Altitud [msnm]	Patm [kPa]	Tamb [°C]	HR [%]
LAB	Piedecuesta	02-26	1 000	90.06	921.4	55.1
LAB1	Piedecuesta	02-28	1 000	90.08	21.3	50.4
LAB2	Piedecuesta	03-01	1 000	90.47	20.9	52.1
PDT	Piedecuesta	05-05	1 000	90.52	25.5	63.5
BCB	Barrancabermeja	04-24	100	100.36	28.5	77.5
TNJ	Tunja	05-07	2 950	70.62	13.2	88.4

* Año: 2013

Tabla 6. Condiciones de Prueba para el Patrón de Volumen de Gas²

Para suministrar una referencia grafica sobre el desempeño obtenido con el patrón de volumen, se presenta en la Figura 6, la desviación d_i (eje y) de los errores (E_i) en las múltiples calibraciones, respecto a los errores en la calibración inicial ($d_i=0$ eje y).



Las líneas rojas horizontales corresponden a la incertidumbre de los errores iniciales, tomados como valores de referencia.

Figura 6. Desviación del error del medidor rotativo de transferencia

² Los Resultados han sido desplazados ligeramente del caudal de prueba para facilitar su visualización.

4.2.2. Pruebas de Desempeño metrológico para el Modulo de Calidad de Gas

El principal ensayo de calidad de gas implementado en M3Tlab, corresponde a la determinación de la composición C10+ en GN. Este ensayo es realizado mediante un microcromatógrafo que separa y detecta los compuestos del GN en un tiempo de 3 minutos, utilizando Helio como gas carrier. Este equipo posee un límite de detección de 1 ppm, un volumen mínimo de inyección de 1 µL y se encuentra constituido por cuatro módulos cromatográficos independientes que poseen la siguiente configuración:

- Column Hayesep A, 0,4m, Heated Injector, Backflush.
- Column CP-Sil 5 CB, 4m, Heated Injector, Backflush.
- Column CP-Sil 5 CB, 8 m, Heated Injector.
- Column MS5A PLOT, 20m, Heated Injector.

En la evaluación de desempeño del Microcromatógrafo, se utilizaron 3 RGM, preparados por método gravimétrico, con concentraciones sobre el intervalo previsto (ver Figura 1), incertidumbre en masa $\leq 1\%$ y PRH $\leq 0^\circ\text{C}$. Las pruebas consistieron en la evaluación de la repetibilidad y reproducibilidad del área de repuesta del microcromatógrafo bajo las condiciones descritas en la Tabla 7.

Cod	Ciudad	Altitud [msnm]	Patm [kPa]	Tamb [°C]	HR [%]
PDT	Piedecuesta	1 000	90.52	23.0	60.0
BCB	Barrancabermeja	100	100.36	25.0	68.5

Tabla 7. Condiciones de Prueba para el Microcromatógrafo

Intervalos de Concentración	100 – 10 [cmol/mol]	10 – 1 [cmol/mol]	1 – 0,01 [cmol/mol]	0,01 – 0,0001 [cmol/mol]
Permanent gases	-	< 0,8	< 6	< 10
Heavy Hydrocarbon	-	< 0,5	< 2	< 5
Light Hydrocarbon	< 0,2	< 0,2	< 1	< 1,75

%RSD máxima, obtenida al evaluar 3 RGM (dentro de los intervalos de concentración objetivo), con base en el promedio de tres inyecciones, realizadas en forma consecutiva.

Tabla 8. Repetibilidad [%RSD] en las Áreas de respuesta del Microcromatógrafo

Los resultados obtenidos, indicaron que la repetibilidad y la reproducibilidad son características de cada grupo de compuestos (Gases permanentes, HC livianos y HC pesados) y del intervalo de concentración del compuesto de interés. Por lo cual, se logró establecer una matriz para el monitoreo del desempeño del cromatógrafo en términos de repetibilidad (Tabla 8) y Reproducibilidad (Tabla 9).

5. PROYECCIÓN

Aunque el principal objeto del desarrollo y aplicación de M3Tlab radica en el aseguramiento metrológico de los sistemas de medición de GN a pequeñas poblaciones y empresas con vulnerabilidad metrológica. Se tiene previsto su aprovechamiento para el desarrollo de estudios sobre el desempeño de calibraciones y ensayos In-situ, la formación de personal técnico (metrólogos) y la difusión de los beneficios de la metrología en la industria, dadas las facilidades de traslado, emplazamiento y operación bajo amplias condiciones ambientales.

En el corto plazo se desarrollara una etapa pre-operativa en la cual se continuara la evaluación y el mejoramiento de los parámetros de desempeño metrológico de M3Tlab y se obtendrá la experiencia que permita iniciar procesos de comparación interlaboratorial para soportar las CMC declaradas y posteriormente solicitar la acreditación según los lineamiento de la norma ISO/IEC 17025 [13].

Intervalos de Concentración	100 – 10 [cmol/mol]	10 – 1 [cmol/mol]	1 – 0,01 [cmol/mol]	0,01 – 0,0001 [cmol/mol]
Permanent gases	-	< 2,5	N/C	< 20
Heavy Hydrocarbon	-	N/C	N/C	< 7,5
Light Hydrocarbon	< 0,35	< 0,5	< 2,5	N/C

%RSD máxima, obtenida al evaluar un RGM (dentro de los intervalos de concentración objetivo), con base en el promedio de tres inyecciones, realizadas en tres días consecutivos, apagando y reencendiendo el equipo cada día. N/C Intervalo de concentración No Cubierto por el RGM utilizado en la prueba de reproducibilidad

Tabla 9. Reproducibilidad [%RSD] en las Áreas de respuesta del Microcromatógrafo

6. CONCLUSIONES

- Se confirmó mediante las pruebas FAT y SAT, el desempeño previsto para las facilidades y equipos que fueron desarrollados o adquiridos y posteriormente integrados para brindar a M3Tlab la capacidad de operar in-situ con capacidades similares a las que poseen los laboratorios de metrología estacionarios.
- Se demostró la eficacia de la suspensión acondicionada y los sistemas antivibratorios instalados para reducir: 1) el impacto durante el traslado del VALM y 2) las vibraciones causadas por las facilidades (generador eléctrico, aire acondicionado y compresores).
- Los resultados obtenidos sobre el desempeño metrológico de los procedimientos, y equipos de calibración y medición integrados en M3Tlab, que fueron evaluados durante las pruebas FAT y SAT, permitieron confirmar el cumplimiento de los requisitos metrológicos previstos como alcance del Laboratorio Móvil
- Las pruebas de desempeño descritas en el presente paper corresponden a las más representativas, inicialmente ejecutadas para validar el desarrollo obtenido. Sin embargo, un gran número de pruebas de diversa índole funcional y metrológica fueron ejecutadas con resultados exitosos, pero debido a su extensión, serán descritas en detalle y de manera individual en otras oportunidades.

7. REFERENCIAS

- [1] OIML TC 8/SC 7 Gas metering, "OIML R 140 Measuring systems for gaseous fuel." OIML.
- [2] CREG, "Resolución CREG 071 de 1999 - Reglamento Único de Transporte." Diario Oficial, 1999.
- [3] OIML TC 8/SC Gas meters, "OIML R137 Gas meters Part 1: Metrological and technical requirements - Part 2: Metrological controls and performance tests." OIML.
- [4] O. Y. Salah and J. F. Moreno, "Facilidades para el Suministro Eléctrico de un Laboratorio Móvil de Metrología," CDT de GAS, Piedecuesta, Colombia, SOA INFG-11-VAR-135-1842, Aug. 2012.
- [5] J. A. Angulo and J. F. Moreno, "Tecnologías Compactas y Móviles para Proveer Trazabilidad a Magnitudes Asociadas en la Medición de Transferencia de Custodia de Gas Natural," CDT de GAS, Piedecuesta, Colombia, SOA INFG-11-VAR-134-1842, Aug. 2012.
- [6] S. M. Hernández and F. O. Herrera, "Tecnologías Compactas y Móviles para la Medición de los Parámetros de Calidad del Gas Natural," CDT de GAS, Piedecuesta, Colombia, SOA INFG-11-VAR-131-1842, Aug. 2012.
- [7] "HINO 300 Series | Trucks | Products | HINO GLOBAL." [Online]. Available: <http://www.hino-global.com/products/trucks/300.html>. [Accessed: 11-Jan-2013].
- [8] S. P. Singh, A. P. S. Sandhu, J. Singh, and E. Joneson, "Measurement and analysis of truck and rail shipping environment in India," *Packaging Technology and Science*, vol. 20, no. 6, pp. 381-392, Nov. 2007.
- [9] G. O. Rissi, S. P. Singh, G. Burgess, and J. Singh, "Measurement and analysis of truck transport environment in Brazil," *Packaging Technology and Science*, vol. 21, no. 4, pp. 231-246, Jun. 2008.
- [10] V. Chonhenchob, S. P. Singh, J. J. Singh, S. Sittipod, D. Swasdee, and S. Pratheepthinthong, "Measurement and analysis of truck and rail vibration levels in Thailand," *Packaging Technology and Science*, p. n/a-n/a, 2010.
- [11] T. T. Fu and D. Cebon, "Analysis of a truck suspension database," *International Journal of Heavy Vehicle Systems*, vol. 9, no. 4, pp. 281-297, 2002.
- [12] "Gravity Information System PTB." [Online]. Available: <http://www.ptb.de/cartoweb3/SISproject.php>. [Accessed: 12-Jan-2013].
- [13] ISO/IEC, "ISO/IEC 17025 Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración." ISO, 2005.
- [14] M. Cox, "The evaluation of key comparison data," *Metrologia*, vol. 39, p. 589, 2002.

The 16th International Flow Measurement Conference Flomeko 2013

www.flomeko2013.fr

París
24 -26 Septiembre
2013



La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. **Nicola Tesla, Inventor Austrohúngaro.**

La actividad científica está orientada a satisfacer la curiosidad, y a resolver las dudas, acerca de cuáles son y cómo están organizadas las leyes de la naturaleza.

Seguros de que la comunidad científica nacional e internacional, utilizará la Revista MET&FLU como un medio para compartir los hallazgos de alta relevancia, cada semestre nuestros lectores encontrarán un tema de su agrado que facilitará la transferencia del conocimiento al ritmo que nuestra sociedad, nos lo exige.

VERIFICACIÓN DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS A BAJA PRESIÓN

como una Solución Eficiente para procesos de confirmación sugerido en la ISO 10012

Henry Abril (habril@cdtdegas.com)
Jose A. Fuentes (jfuentes@cdtdegas.com)
Jorge Reyes (jreyes@cdtdegas.com)

Corporación CDT de GAS
km 2 Vía Refugio PTG, Piedecuesta - Colombia

Juan Manuel Ortíz (juanmanuel.ortiz@tgi.com.co)
John Fredy Velosa (john.velosa@tgi.com.co)

Transportadora de Gas Internacional S.A. ESP
Cra 34 No. 41-51 Bucaramanga - Colombia

Artículo disponible en Inglés
www.cdtdegas.com

Resumen:

El proceso de confirmación metrológica aplicado a medidores de flujo ultrasónico, de acuerdo a los términos especificados en la norma ISO 10012, representa un gran desafío para las empresas de transporte de gas natural, como TGI S.A. ESP por ejemplo, la cual está interesada en establecer un Sistema de Gestión de Mediciones basado en esta norma internacional.

En este artículo, se describe una propuesta de control metrológico para su aplicación, exclusiva a medidores ultrasónicos (USM) operando a bajas presiones (presión atmosférica). Esta se basa en pruebas desarrolladas en dos (2) medidores DN150 (6"), nuevos y calibrados por primera vez en PIGSAR (Alemania) con gas natural a alta presión, como fluido de prueba, y caracterizados posteriormente con presión atmosférica en CDT de GAS (Colombia).

1. INTRODUCCIÓN

Para las empresas de transporte de gas natural, las mediciones realizadas en cada punto de transferencia de custodia (de recibo o entrega), constituyen uno de los procesos claves para el cumplimiento de su objeto social, dado que a partir de estas se controla el balance del gas transportado y se factura el servicio de transporte.

En Colombia, los aspectos regulatorios [1] relacionados con medición no se encuentran alineados con OIML R140 [2] en relación a las especificaciones del desempeño requeridas en los elementos que conforman un sistema de medición, sin embargo, dicha regulación si establece un desempeño global aplicable al sistema de medición, así como un límite de control para el balance de gas asociado a toda la red. A partir de estos aspectos se proyecta el aseguramiento metrológico de cada una de las magnitudes involucradas: presión, temperatura, volumen y contenido energético.

Llevar a cabo dicho aseguramiento metrológico dentro de estándares de clase mundial implica la realización de inversiones a diferentes niveles del proceso, mediante los cuales puedan cubrirse tanto los elementos instalados en campo como los resultados de medición obtenidos.

En este sentido, en Colombia desde el año 2007, la Transportadora de Gas Internacional (TGI) con el apoyo tecnológico de la Corporación CDT de GAS, han realizado esfuerzos para implementar de manera gradual, un sistema de gestión de las mediciones basado en el estándar internacional ISO 10012, que permita mejorar y mantener dentro de control, el balance de la red (328 sistemas de medición de transferencia de custodia a lo largo de más de 3957 kilómetros de tuberías), buscando obtener la mejor relación costo/beneficio bajo una perspectiva de clase mundial.

2. CONFIRMACIÓN METROLÓGICA

Para magnitudes como presión, temperatura y poder calorífico, la implementación de un programa de confirmación metrológica es viable técnica y económicamente bajo el contexto local, considerando la suficiente disponibilidad tanto de infraestructura metrológica como de mecanismos para su implementación.

No obstante, para el caso particular de medición de volumen de gas, la implementación de un

programa de confirmación metrológica es restrictiva debido a factores como:

- La escasa disponibilidad en la región (Suramérica y Colombia particularmente) de laboratorios de calibración que alcancen los diferentes rangos de caudal y presión presentes en las redes de transporte locales. Colombia cuenta principalmente con laboratorios de calibración operando con aire a presión atmosférica y solo un laboratorio opera con gas natural a aproximadamente 17 bar.
- Los aspectos logísticos requeridos para el desplazamiento del medidor desde su ubicación al laboratorio.
- La necesidad de recurrir a conciliación de volúmenes de gas entre las partes debido a la ausencia de medidor de respaldo durante el proceso de calibración.
- Las inversiones requeridas y los costos de sostenimiento del modelo una vez implementado.

2.1. Prácticas comunes para confirmación metrológica en medidores de volumen

Para algunas tecnologías de medición empleadas en transferencia de custodia, tales como rotativos, turbinas y máscos tipo Coriolis, la problemática presentada anteriormente puede ser superada con relativa facilidad, considerando la disponibilidad de laboratorios de calibración que permiten evaluar el desempeño de los elementos de manera confiable bajo los estándares aplicables para cada tecnología en particular.

Sin embargo, para el caso de los ultrasónicos no hay un consenso en cuanto a la metodología que debe ser aplicada para la confirmación metrológica, lo cual queda en evidencia por la ausencia de lineamientos o recomendaciones que permitan establecer dichos periodos. Trabajos experimentales, como el presentado por C. Coull - E. Spearman [4] buscaron determinar el desempeño de los medidores ultrasónicos en el tiempo, a través de calibraciones periódicas, sin embargo, dichos estudios no fueron concluyentes en cuanto a las fuentes que ocasionaron las desviaciones encontradas y la posibilidad de predecir el comportamiento de otros medidores.

Por otro lado, algunas iniciativas de estudio han logrado generar estrategias de confirmación metrológica para medidores ultrasónicos con aceptación en sectores particulares de la industria, tal es el caso de la estrategia descrita por Peterson - Lightbody [5], la cual es aplicada principalmente en UK. Dicha estrategia contempla que un USM nuevo debería ser calibrado seis meses después de colocarse en servicio, y seis meses después una segunda calibración y que si la diferencia FWME era menor a 0,3% (entre las dos calibraciones subsecuentes) el USM quedaría calificado para una frecuencia de calibración anual. Como complemento de la estrategia descrita anteriormente, se plantea la posibilidad de emplear las herramientas de diagnóstico de los medidores ultrasónicos como un medio para extender los intervalos de calibración.

T. Kegel y S. English [3], advierten que en ninguna de las ediciones del Reporte AGA No. 9 se especifican estos intervalos, razón por la cual desarrollaron un interesante modelo matemático predictivo para estimar la posible desviación del medidor en el tiempo, el cual facilitaría la estimación de periodos de recalibración de medidores ultrasónicos teniendo como datos de entrada, el tamaño del medidor, la velocidad media del fluido medido y el periodo de recalibración actual.

Finalmente, es de resaltar que desarrollos sobre medición ultrasónica, como el uso de transductores que permiten el acople de las ondas a baja presión, han abierto la posibilidad de realizar la confirmación metrológica de estos medidores empleando facilidades de calibración con aire a presión atmosférica, tal como lo plantean [6], podría prever que la calibración de medidores de gas a baja presión podría sustituir la calibración a alta presión, al menos parcialmente, en particular para los procesos de recalibración, considerando por supuesto, la comparabilidad de resultados entre la calibración a alta y a baja presión. Y las ventajas económicas de esta alternativa.

2.2. Estrategia de TGI para la implementación de ISO 10012 a la medición de volumen de gas:

Teniendo en cuenta la amplia variedad de sistemas de medición presentes en la red de transporte de TGI, no es posible definir una estrategia unificada aplicable a toda la infraestructura, lo cual se puede evidenciar mediante un análisis de Pareto, a partir del volumen medido por cada

sistema de medición en relación al volumen total transportado por TGI:

- **Sistemas clase A:** 26 sistemas de medición cuantifican el 80% de la totalidad del gas transportado. En estos sistemas se emplean principalmente medidores ultrasónicos y en menor medida medidores tipo turbina.
- **Sistemas clase B y C:** 302 sistemas de medición cuantifican el 20% de la totalidad del gas transportado. En estos sistemas se utilizan principalmente medidores rotativos y turbinas y en menor medida medidores tipo Coriolis.

A partir de las prácticas de confirmación metrológica descritas anteriormente y de la distribución de los sistemas de medición de acuerdo con la capacidad de los mismos, se definieron dos escenarios diferentes para la implementación de confirmación metrológica, cada uno de los cuales cuenta con su estrategia particular

Sistemas Clase A

La estrategia consiste en aprovechar los procesos de actualización tecnológica de sistemas de medición para implementar medición con ultrasónicos cuya tecnología permita la verificación a presión atmosférica. Esto permite sacar provecho de las facilidades de calibración disponibles localmente.

Sistemas Clases B y C

Desarrollo de una facilidad de calibración móvil que permita realizar los procesos de confirmación metrológica in-situ. Dicha facilidad, denominada M3Tlab [7], fue desarrollada en conjunto entre TGI y el CDT de GAS y se encuentra actualmente en una etapa preoperativa para validar su desempeño con miras a obtener acreditación ISO 17025.

3. ESTRATEGIA DE CONFIRMACIÓN METROLÓGICA PARA SISTEMAS DE ALTO IMPACTO

Considerando lo descrito anteriormente, a continuación se describe una estrategia para llevar a cabo el proceso de confirmación metrológica con aplicación exclusiva para USM. Dicha estrategia se basa principalmente en la habilidad que poseen algunos medidores ultrasónicos de acoplar la señal de sus transductores a baja

presión y que por tanto podrían ser evaluados metrológicamente, en facilidades que operan a presión atmosférica, mitigando el efecto de las limitantes de infraestructura de la región y disminución de costos de aseguramiento. En la Figura 1 se presentan las diferentes etapas que conforman la estrategia. El proceso de confirmación metrológica del USM inicia inmediatamente después de la adquisición del medidor:

Etapas 1

Se realizan las **calibraciones del medidor**, que incluyen tanto la calibración del medidor a las condiciones estimadas de operación (Entre 17 y 70 bar con gas natural) como la calibración a presión atmosférica para evaluar la comparabilidad de los resultados a diferentes condiciones de operación.

Etapas 2

Contempla las actividades de **diagnóstico** (a través de los parámetros de desempeño disponibles en los USM) e **inspección** ejecutadas de forma periódica (mensualmente) con el objeto de evidenciar el correcto funcionamiento del medidor, condiciones de proceso aceptables, y parámetros de desempeño dentro de los límites permisibles (ej. SNR, Performance, SOS, etc.). Si los resultados obtenidos están fuera de los límites establecidos, se da paso a la etapa de verificación a baja presión.

Etapas 3

Verificación, representa el elemento de mayor importancia en la estrategia, consiste en la calibración del USM a presión atmosférica con aire y la comparación del resultado con los registros anteriores. Si se confirma que los dos resultados poseen un grado de equivalencia aceptable, se considera que la curva de la calibración a alta presión es aún válida. Si los resultados no cuentan con un grado de equivalencia aceptable y en el proceso de verificación se han mantenido controladas las consideraciones especiales que soportan las hipótesis, se hace necesario la recalibración en la facilidad a alta presión. La actividad de verificación se realiza cuando se ha cumplido un período de cinco años o cuando se detectan desviaciones en los parámetros de desempeño del USM.

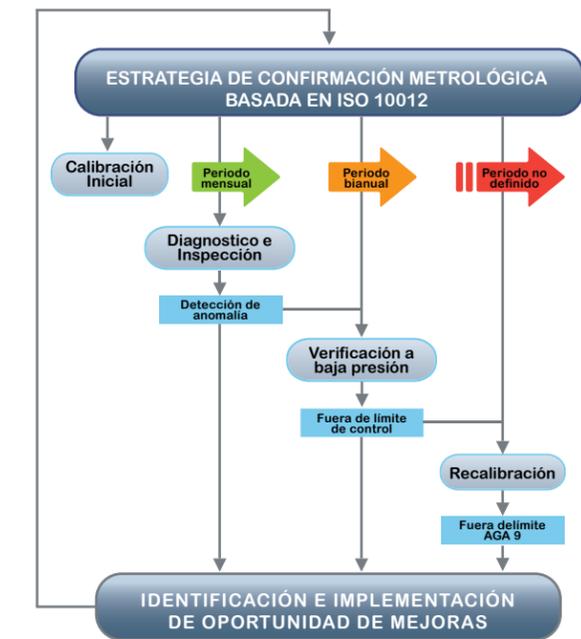


Figura 1. Propuesta de Estrategia para Confirmación Metrológica en USM

Etapas 4

Por último, la actividad de recalibración a alta presión con gas natural, ésta solo será realizada cuando se detecte una desviación por fuera de los límites en la actividad de verificación.

La implementación de la estrategia descrita anteriormente se fundamenta en la confirmación de dos hipótesis relacionadas con la equivalencia de los resultados:

- **Hipótesis 1:** Si los resultados de calibración del USM a alta presión con gas natural y a baja presión con aire atmosférico poseen un grado de equivalencia aceptable, la verificación posterior a baja presión puede ser usada como herramienta para confirmar si el desempeño del USM se mantiene de acuerdo con los resultados de la calibración a alta presión.

Hipótesis 2: Si los resultados del proceso de verificación, mediante la ejecución periódica de calibraciones a bajas presiones, cuentan con un grado de equivalencia aceptable, dichos resultados pueden ser usados como soporte para extender el tiempo de validez de la calibración a alta presión, considerando bajo control metrológico los posibles factores de influencia en el método aplicado.

Teniendo en cuenta las variables involucradas y los diferentes factores que pueden influenciar los resultados obtenidos en el proceso de verificación, se definieron las siguientes consideraciones y aclaraciones para el desarrollo práctico de las hipótesis descritas anteriormente:

- El laboratorio que realiza la calibración con aire a baja presión cuenta con acreditación bajo los lineamientos dados en la ISO 17025 y ha desarrollado ensayos de aptitud.
- Dentro de las fuentes de incertidumbre de calibración a baja presión, están incluidas aquellas asociadas a la estabilidad en el tiempo y la reproducibilidad de los resultados con el banco, por tanto los límites utilizados para evaluar la equivalencia de los resultados, tienen inmerso el efecto de una probable dispersión de los datos por dichos aspectos.
- En la evaluación de los resultados descrita a continuación, se aprovechó el modelo matemático de error normalizado usado en ensayos de aptitud, como un indicador estadístico del desempeño de los resultados en el tiempo.
- La metodología empleada en el proceso de verificación, tanto inicial como posterior, contempla el control de los factores externos que puedan afectar el desempeño del medidor.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

Con el objeto de validar la implementación de la estrategia se realizaron ensayos y se obtuvieron evidencias de desempeño con un medidor DN150 (6"). Éste fue adquirido en el 2011 en Alemania, con calibración a alta presión en PIGSAR caracterizándose inmediatamente después de su llegada

a Colombia con aire a presión atmosférica en el laboratorio del CDT de GAS¹, antes de su puesta en operación. En febrero de 2013 nuevamente fue verificado en el CDT de GAS mediante calibración a presión atmosférica.

4.1. Equivalencia de resultados a alta y baja presión: calibraciones iniciales en laboratorios.

La calibración inicial fue realizada a condiciones similares a las de operación (*alta presión: 13,79 bar -200 psig-*) en PIGSAR Alemania. La calibración a alta presión y la caracterización a presión atmosférica fueron ejecutadas con los tubos de medición aguas-arriba y aguas-abajo para mitigar efectos de "condiciones diferentes de instalación" y posible efectos de desalineamiento descritos en la referencia [4]. Durante los procesos de calibración y caracterización se generaron los reportes de autodiagnóstico necesarios para su uso como línea base, junto con los resultados de calibración y caracterización a baja presión, los cuales permitirán evidenciar posteriormente posibles desviaciones. Los resultados de las calibraciones a alta presión con gas natural y la calibración con aire a presión atmosférica del medidor objeto de evaluación (adquirido en 2011), se muestran en la Figura 2.

Con el objeto de evaluar la equivalencia de resultados obtenidos con el medidor a diferentes condiciones de operación, se realizó un análisis comparativo entre los resultados de calibración emitidas por PIGSAR y las obtenidas en el laboratorio del CDT de GAS.

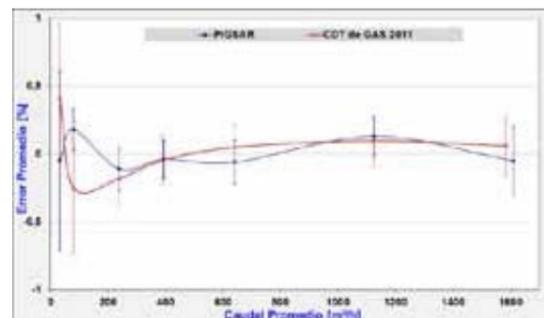


Figura 2. Curvas de calibración de PIGSAR (alta presión) y CDT de GAS (presión atmosférica)

¹ Acreditado por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia -ONAC, basado en lineamientos ISO/IEC 17025

Para el análisis comparativo de los resultados, se utiliza el error normalizado, el cual es estimado para cada caudal, y representa el grado de equivalencia entre las dos condiciones.

$$En = \frac{X_{CDT\ de\ GAS} - X_{PIGSAR}}{\sqrt{U_{CDT\ de\ GAS}^2 + U_{PIGSAR}^2}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde,

- $X_{CDT\ de\ GAS}$ Error porcentual - laboratorio del CDT de GAS- Baja presión
- X_{PIGSAR} Error porcentual - laboratorio de PIGSAR - Alta presión
- $U_{CDT\ de\ GAS}$ Incertidumbre Expandida de calibración reportada por CDT de GAS
- U_{PIGSAR} Incertidumbre Expandida de calibración reportada por PIGSAR

El resultado es evaluado utilizando el siguiente criterio:

$En < 1$	El resultado se considera comparable
$1 < En < 1,2$	El resultado se considera comparable con reserva
$En > 1,2$	El resultado se considera no comparable

La evaluación con este criterio busca evidenciar la capacidad del medidor para brindar un desempeño similar a alta y baja presión. Si el resultado de la evaluación es **no comparable**, puede deberse a que el medidor bajo ensayo presenta diferencias significativas de trabajar a alta y baja presión o que existen desviaciones entre las facilidades de calibración, por tanto esta condición no es concluyente y la estrategia actual no sería aplicable.

En la Tabla 1 se presentan los errores normalizados para el medidor objeto de evaluación, siendo todos inferiores a uno (1), *mediante lo cual podría afirmarse que para este caso específico, existe equivalencia entre las calibraciones reportadas (cumplimiento de la primera hipótesis) a baja presión con aire atmosférico y alta presión con gas natural.*

Ref.	Caudal m³/h	CDT DE GAS - 2011		
		$X_{CDT} - X_{PIGSAR}$ %	$U_{[CDT,PIGSAR]}$ %	EN %
PIGSAR	32	0,46	0,87	0,53
	80	-0,43	0,51	-0,85
	238	-0,07	0,27	-0,26
	393	-0,01	0,23	-0,03
	641	0,11	0,24	0,46
	1126	-0,03	0,23	-0,14
	1611	0,11	0,34	0,33

Tabla 1. Errores normalizados calculados para comparación entre calibración alta y baja presión.

De manera gráfica (Ver Figura 3) este resultado se puede visualizar usando como límite permisible el valor del denominador en la ecuación 1 (Incertidumbre total) y como valor a evaluar lo correspondiente al numerador (diferencia entre los errores porcentuales reportados por cada laboratorio).

4.2. Resultados de las verificaciones en laboratorio del CDT de GAS.

La verificación del USM es realizada mediante la ejecución de calibraciones a baja presión en el laboratorio del CDT de GAS. La evaluación con este criterio busca evidenciar la robustez del proceso de verificación en el tiempo. En caso de que el resultado sea **no comparable**, la metodología no podría aplicarse. Los resultados analizados corresponden al medidor 1, entre la verificación inicial realizada en 2011 y una verificación posterior en Febrero de 2013. (Ver Figura 4).

Para confirmar la equivalencia entre calibración inicial y calibración posterior a un período de tiempo, se evaluó de manera similar como se ejecuta para evaluación a diferentes presiones, con el algoritmo de error normalizado:

$$En = \frac{X_{inicial} - X_{posterior}}{\sqrt{U_{inicial}^2 + U_{posterior}^2}} \quad \text{Ecuación 2}$$

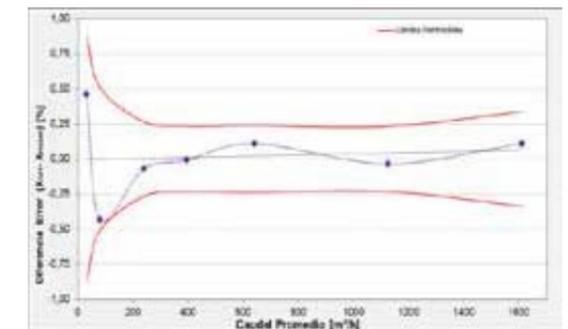


Figura 3. Diferencia de errores

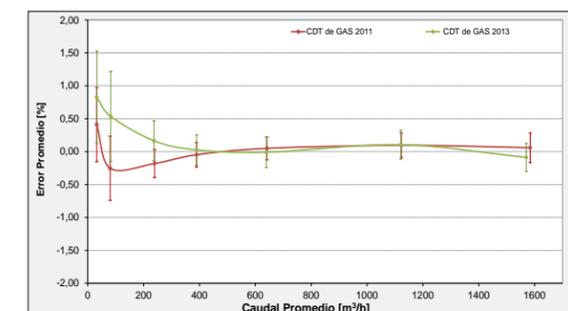


Figura 4. Curvas de calibración inicial y posterior CDT de GAS - presión atmosférica

Donde,

<i>I</i> inicial	Error porcentual - laboratorio del CDT de GAS- verificación inicial
<i>X</i> Posterior	Error porcentual - laboratorio del CDT de GAS- verificación posterior
<i>U</i> inicial	Incertidumbre Expandida de calibración inicial reportada por CDT de GAS
<i>U</i> Posterior	Incertidumbre Expandida de calibración posterior reportada por CDT de GAS

Así mismo, en la Tabla 2 y Figura 5 se evidencian los errores normalizados, menores a uno (1), mediante lo cual se puede afirmar que:

- Existe una equivalencia entre la verificación inicial con aire a presión atmosférica (2011) y la verificación posterior (2013), por lo tanto se puede confirmar que la calibración a alta presión sigue siendo válida.
- Con base en los resultados de los diagnósticos y los resultados de verificación inicial y posterior a baja presión, para este caso específico se obtuvo una primera evidencia que confirma de manera a priori, que si no se presenta desviaciones fuera de los límites permisible en los resultados de diagnóstico, el desempeño del medidor no presenta desviación apreciable y por tanto el periodo de verificación podría ampliarse.

Ref.	CDT DE GAS - 2013			
	Caudal m ³ /h	$X_{CDT} - X_{PIGSAR}$ %	$U_{[CDT,PIGSAR]}$ %	E_N %
CDT DE GAS 2011	32	0,41	1,08	0,38
	80	0,79	0,84	0,94
	238	0,34	0,37	0,93
	393	0,07	0,30	0,25
	641	-0,06	0,29	-0,20
	1126	0,01	0,29	0,03
	1611	-0,15	0,31	-0,47

Tabla 2. Errores normalizados calculados para comparación entre verificación inicial y verificación posterior con aire a presión atmosférica

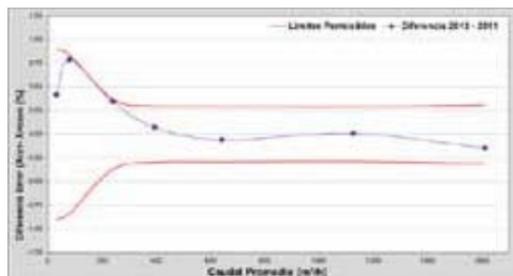


Figura 5. Curva de diferencias de errores entre CDT inicial (2011) y CDT posterior (2013).

5. CONCLUSIONES

La estrategia de confirmación metrológica planteada en este documento es una alternativa que brinda un nivel de confianza aceptable sobre las mediciones y se ajusta a la infraestructura metrológica disponible en la región.

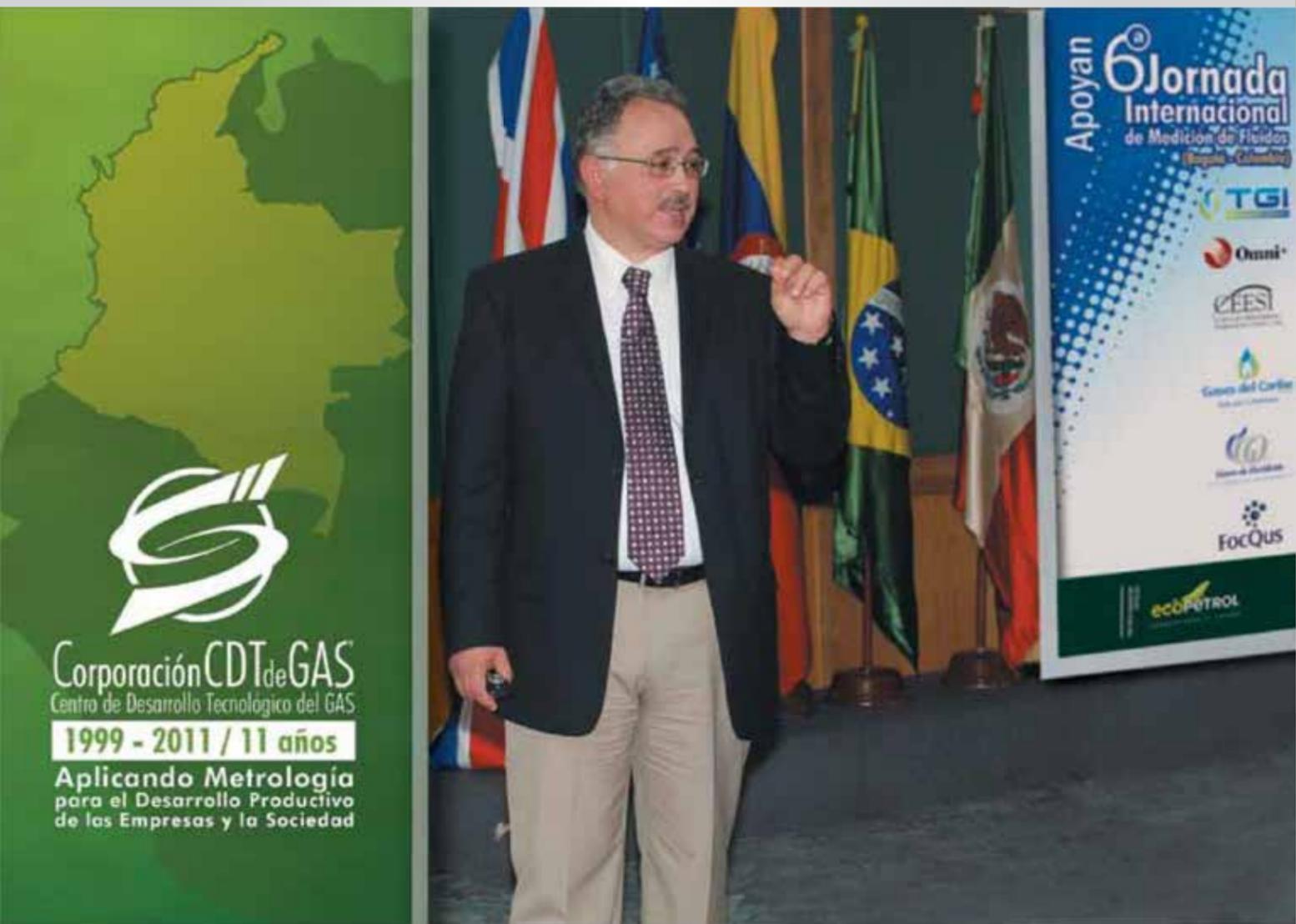
Para el caso específico del medidor evaluado, fue posible evidenciar la habilidad que dicho instrumento posee para brindar resultados comparables operando a alta presión con gas natural y presión atmosférica con aire, aspecto que puede ser aprovechado para realizar verificaciones intermedias a baja presión, este hecho permite disminuir los costos de aseguramiento de los medidores, sin sacrificar calidad en los resultados.

6. REFERENCIAS

- [1]. Reglamento único de Transporte RUT - CREG
- [2]. OIML R140 :2007 - Measuring Systems For Gaseous Fuel
- [3]. T. Kegel and S. English, "A proposed Ultrasonic Meter Calibration Interval Tool", International North Sea Flow Measurement Workshop, 2011.
- [4]. C. Coull and E. Spearman, "Practical Experiences Of Operating Small Bore (4") Gas Ultrasonic Meter for Fiscal Measurement on a FPSO", International North Sea Flow Measurement Workshop, 2008.
- [5]. S. Peterson and C. Lightbody, "On line Condition Based Monitoring of Gas USMs", International North Sea Flow Measurement Workshop, 2008.
- [6]. V. Herrmann, M. Wehmeier, T. Dietz, R. Kramer and B. Mickan, "A new los pressure calibration facility using 8-path ultrasonic meters as working standards", 6th ISFFM, 2006.
- [7]. M3Tlab. www.m3tlab.com

13 años construyendo una Cultura de Mediciones confiables en Colombia





DARÍO ALEJANDRO LOZA GUERRERO
(1960 - 2013)

Ingeniero en Aeronáutica egresado de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica (ESIME) perteneciente al Instituto Politécnico Nacional de México.

Desde 1992, formó parte del equipo de trabajo del Centro Nacional de Metrología de México CENAM en la especialidad de medición de flujo de líquidos. Dentro de sus múltiples aspectos profesionales por resaltar, se destaca la estancia de trabajo en el Grupo de Flujo de Fluidos del National Institute of Standards and Technology - NIST de los Estados Unidos de Norteamérica, que permitió el desarrollo del proyecto "Diseño y Establecimiento del Sistema Primario de Medición de flujo de Líquidos en México", a partir del cual, y gracias a su talento, dedicación y amor por la mecánica de fluidos, se hizo realidad la consecución del Patrón Nacional de Flujo de Líquidos de México (PNFL), empleado desde 1997 para calibrar medidores de flujo de las industrias: petrolera, petroquímica, textil y de producción de energía, entre otras, brindando trazabilidad al Sistema Internacional de Unidades.

Desde la óptica personal y espiritual, ALEX se destacó por ser una persona dedicada y responsable con todo aquello que se comprometiera, entre ellos, por supuesto con su Hermosa Familia; ALEX fue integro en su actuar, con altísimo respeto por los demás y con el innegable "don de gentes" que lo caracterizaba, y que cada día lo invitaba a brindar más de sí, para el bien de los demás... entre otras, creía firmemente que Colombia merecía contar con su propia infraestructura metrológica para garantizar mediciones confiables y por ello contribuyó firmemente para lograrlo a través del CDT de GAS. De verdad que quienes tuvimos el placer de conocer a ALEX, tuvimos la fortuna de aprender de Él en todos los campos de su actuación.

En una lástima su partida, pero DIOS quiso tenerlo más cerca y lo llamó a su Reino el pasado de febrero del 2013.

**PAZ EN SU TUMBA, ALEX.
MUCHAS GRACIAS**

**NOS HAS DEJADO UN LEGADO IMBORRABLE
Y POR SIEMPRE SERÁS UN EJEMPLO A SEGUIR**

¡DESCANCE EN PAZ!!!

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.

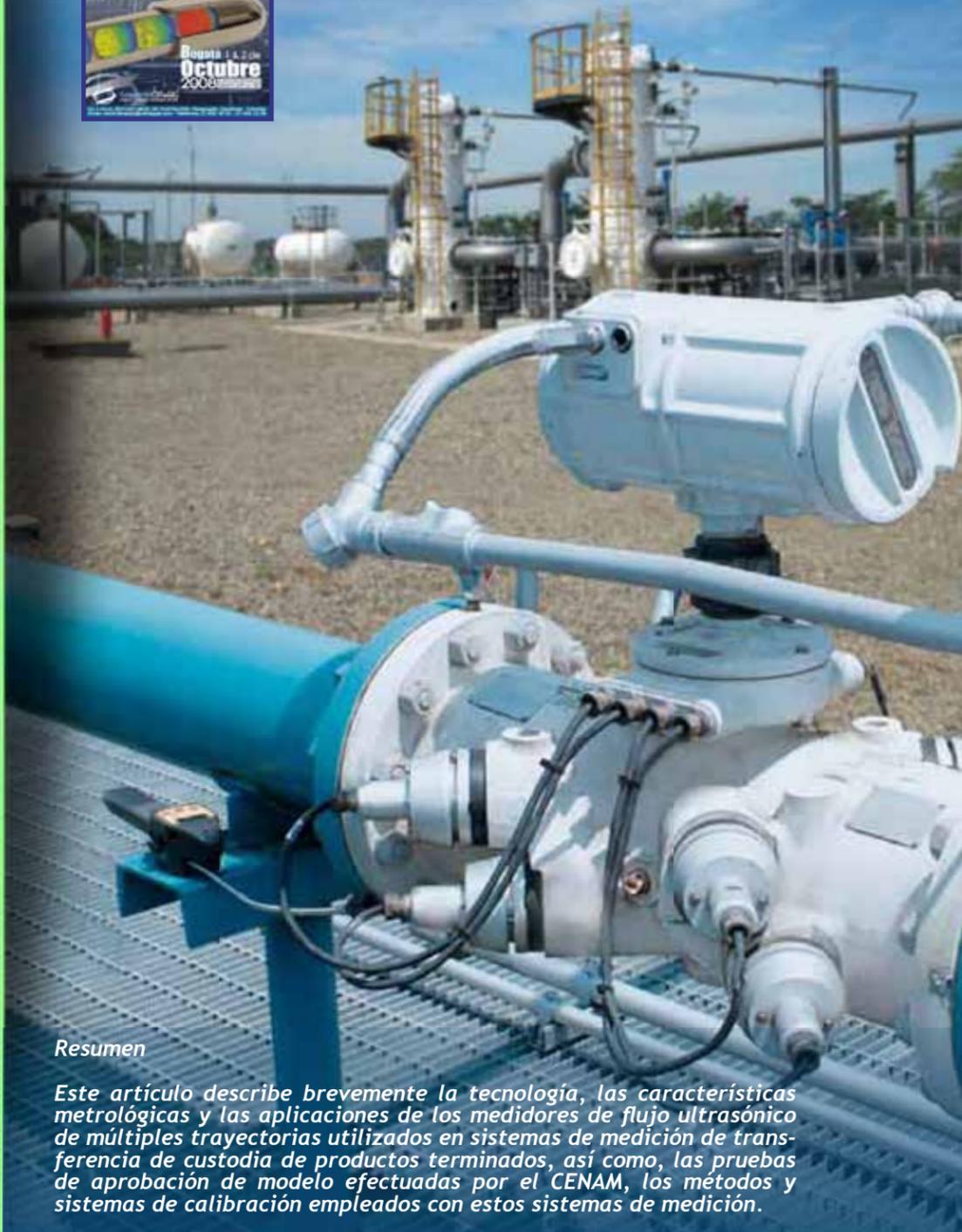
Medidores Ultrasónicos

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

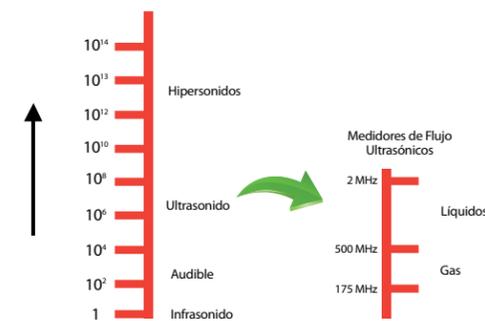


Figura 2. Nótese que la figura ofrece información únicamente de las frecuencias; las longitudes de onda dependen del medio (velocidad de las ondas) a través del cual se mueven las ondas acústicas.

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.

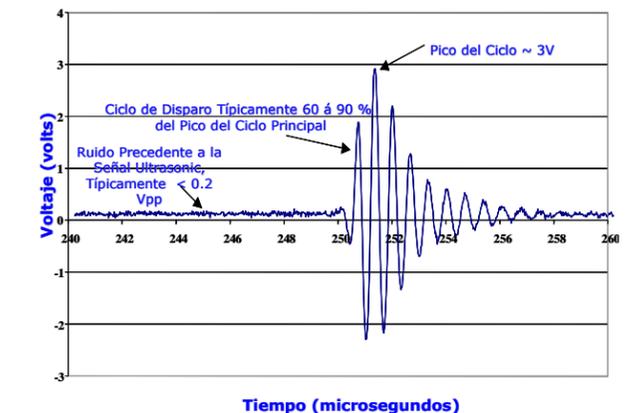


Figura 3. Pulso acústico típico emitido por un transductor de un medidor ultrasónico del tipo tiempo de tránsito.

3. NORMAS APLICABLES

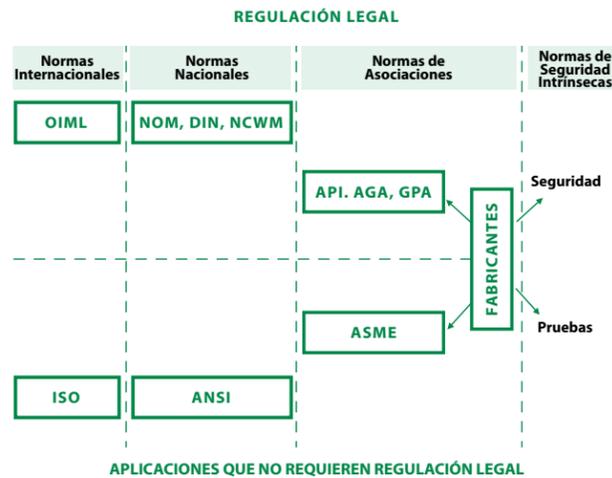


Figura 4. Esquema normativo.

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.

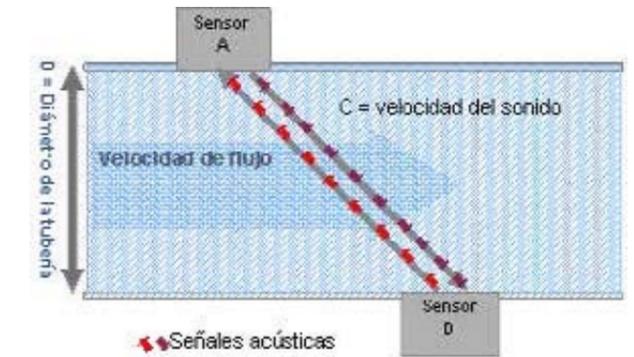


Figura 5. La figura muestra la sección de medición en el plano de la línea de medición.

4.2. Determinación de la velocidad de flujo

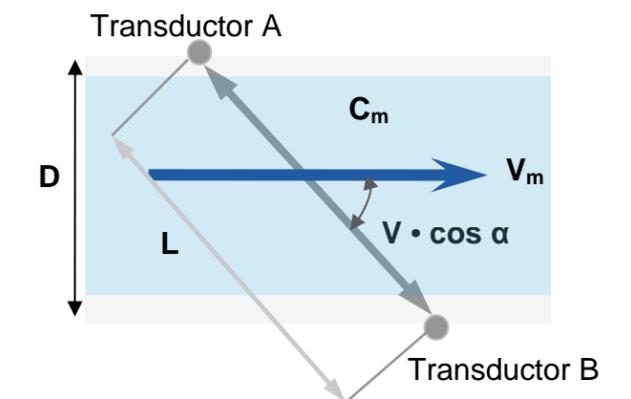


Figura 6. Las figura muestra a dos transductores acústicos que transmiten y reciben una señal ultrasónica que viaja a lo largo de la línea de medición que forma un ángulo con el eje longitudinal del tubo de medición.

- 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

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

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

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

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

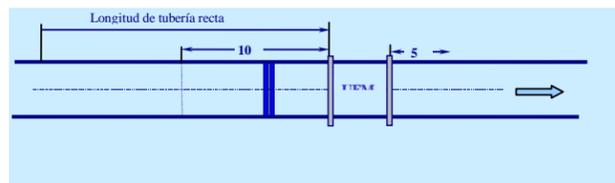


Figura 7. La figura nos muestra los requerimientos de tubería recta expresados en función del diámetro de la tubería (L/D), observe la recomendación del uso de acondicionadores de flujo.

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.

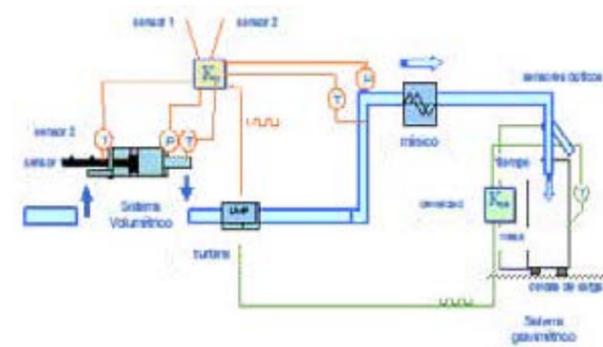


Figura 8. Sistema de medición que combina patrones de referencia gravimétricos y volumétricos utilizados para efectuar comparación interna.

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:

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

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:

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

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/m³] (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 K₀ y K₁

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

Si la densidad a 15 °C es mayor que 770 kg/m³ y menor que 788 kg/m³ 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.

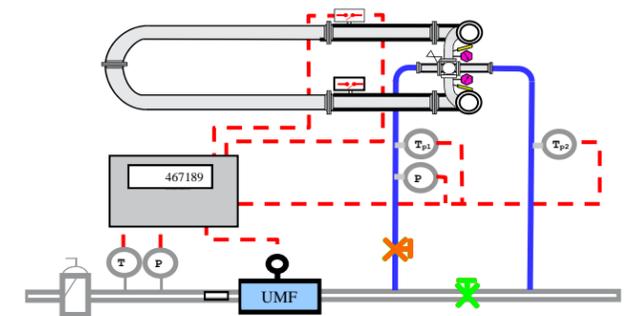


Figura 9. Calibración in situ empleando un probador bidireccional.

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.
- CCF_m:** Factor de corrección combinado del medidor a condiciones de prueba. ($CCF_m = CTL_m \times CPL_m$)
- CCF_p:** 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

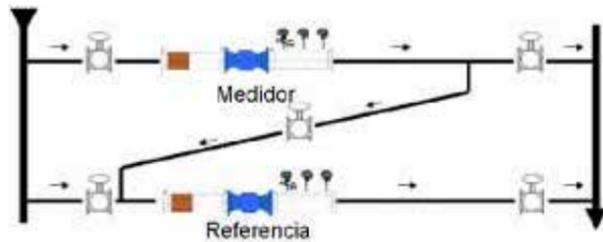


Figura 10. Calibración in situ empleando como patrón de referencia un medidor de flujo ultrasónico.

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

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.

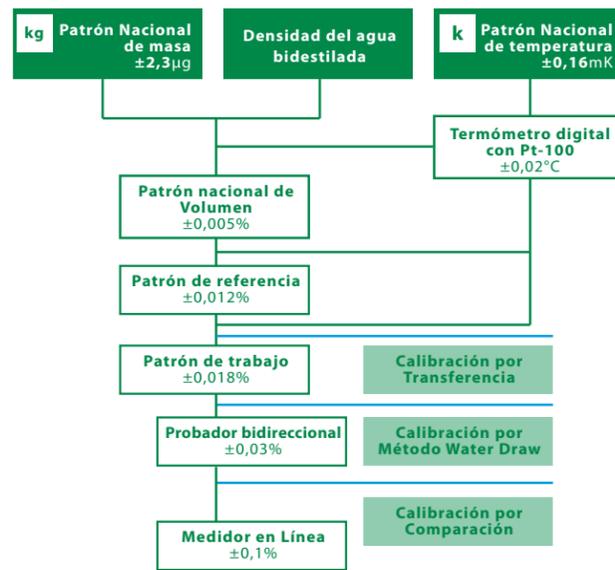


Figura 11. Carta de trazabilidad para las mediciones de volumen.

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.

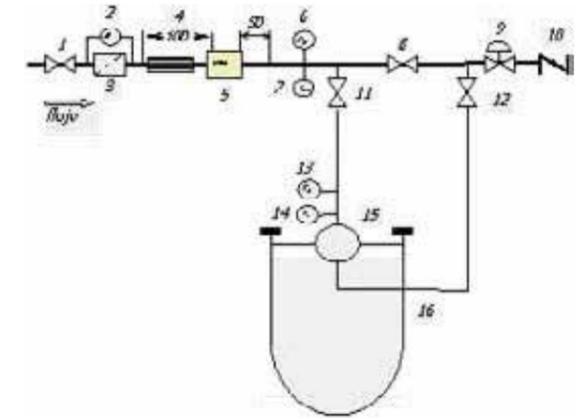


Figura 12. Instalación típica de un medidor de flujo ultrasónico.

- 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,

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

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

[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.

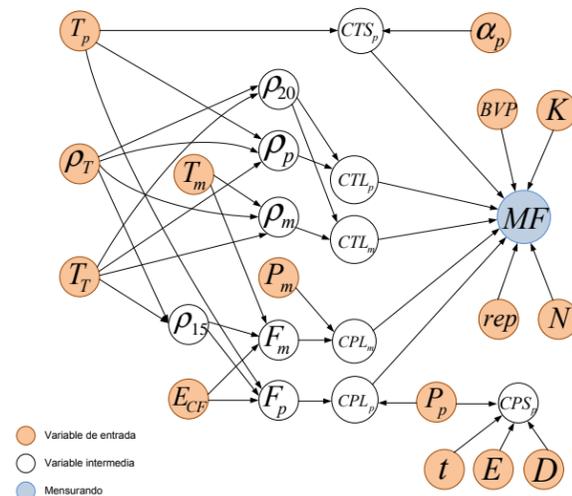


Figura 13. Diagrama de árbol.

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:

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

[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.

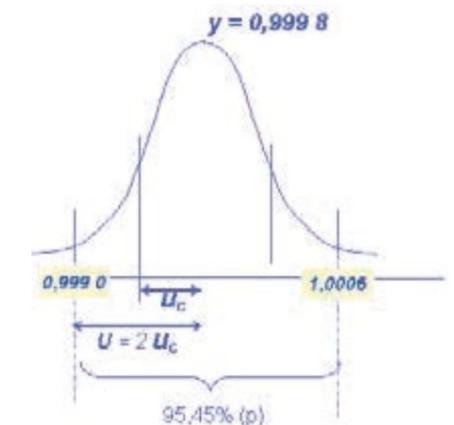


Figura 14. Informe de la incertidumbre expandida.

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

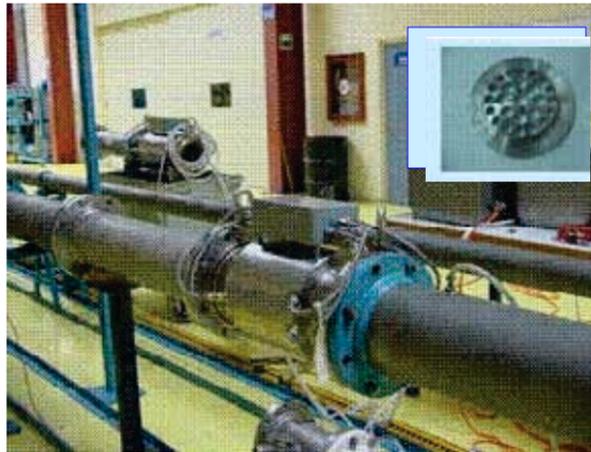
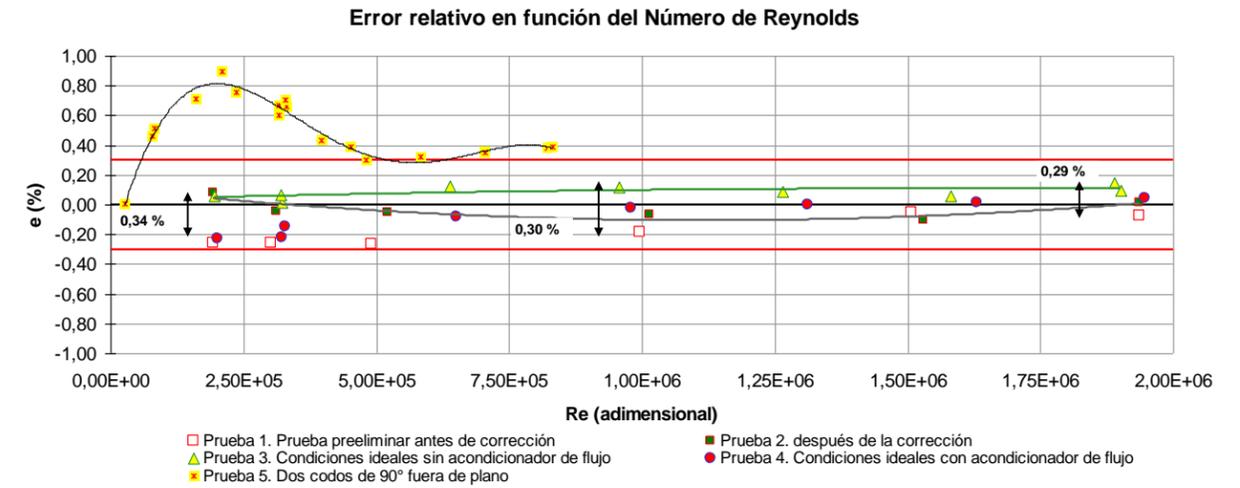
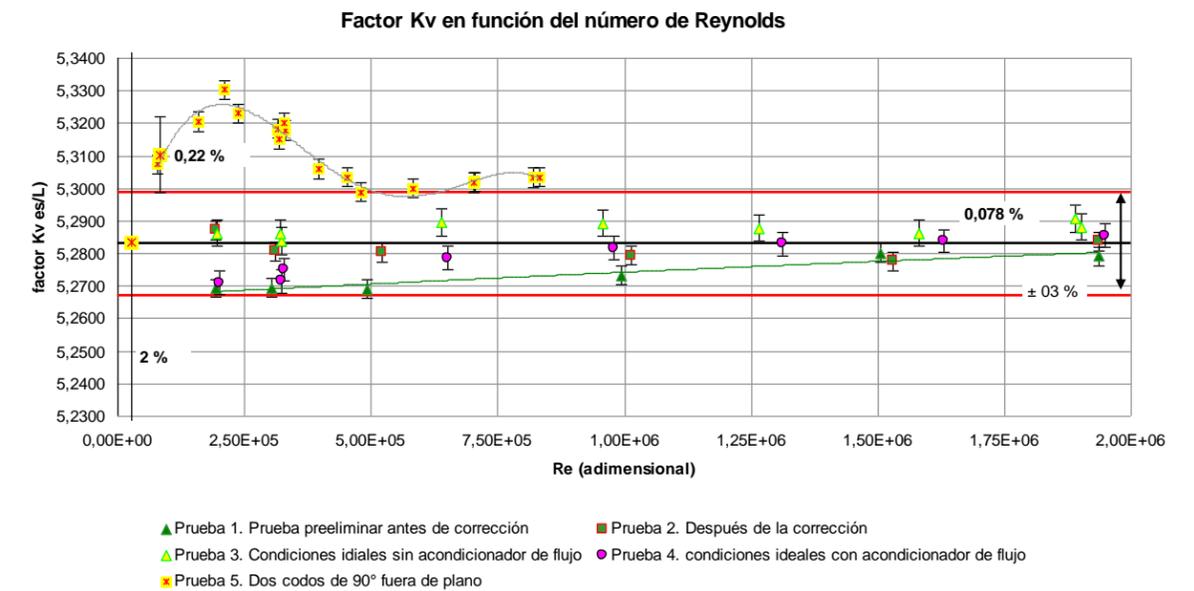


Figura 15. Instalación de un medidor de flujo ultrasónico tipo tiempo de tránsito de 200 mm. La figura de arriba muestra la instalación en condiciones ideales, la figura de abajo la instalación del medidor después de dos codos de 90° fuera de plano.

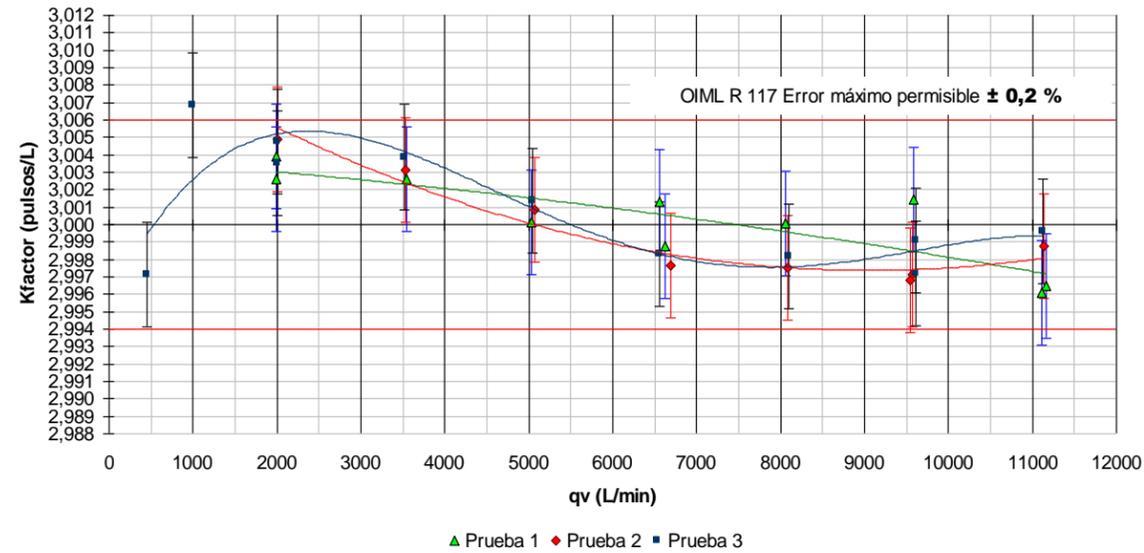


Grafica 1. Pruebas en laboratorio CENAM. La gráfica muestra el error obtenido en las diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito. Las flechas indican la dispersión de los resultados.



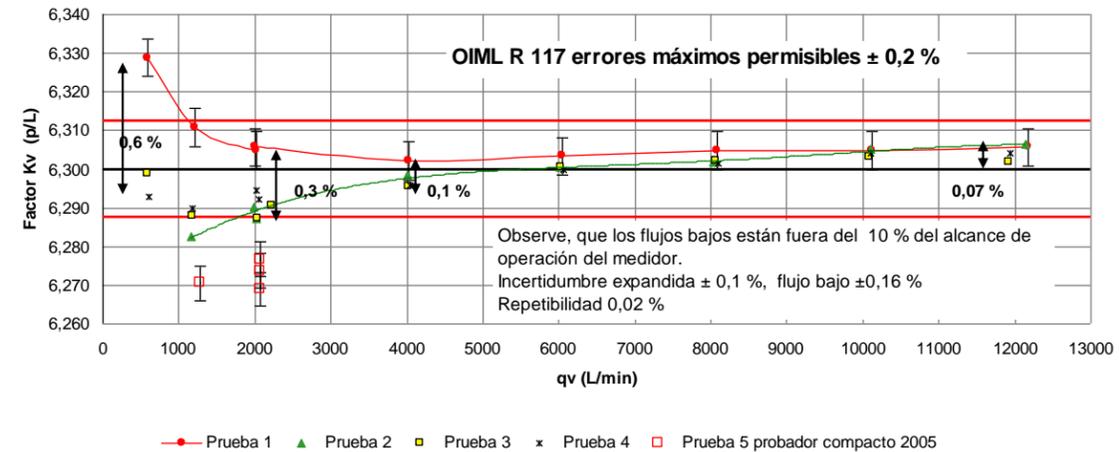
Grafica 2. Pruebas en laboratorio CENAM. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito.

Factor K en función del flujo volumétrico



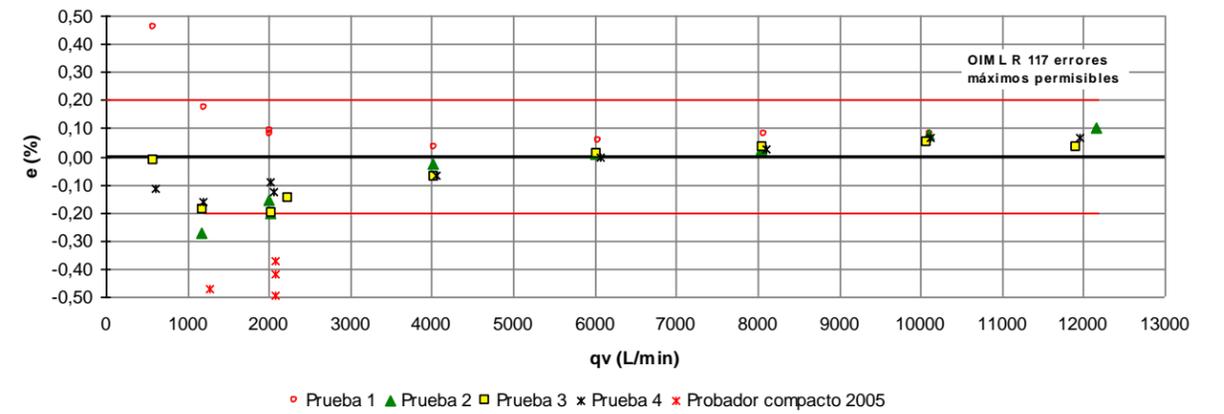
Grafica 3. Pruebas en laboratorio CENAM. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor flujo ultrasónico de 5 canales, tipo tiempo de tránsito.

Factor K en función del flujo volumétrico



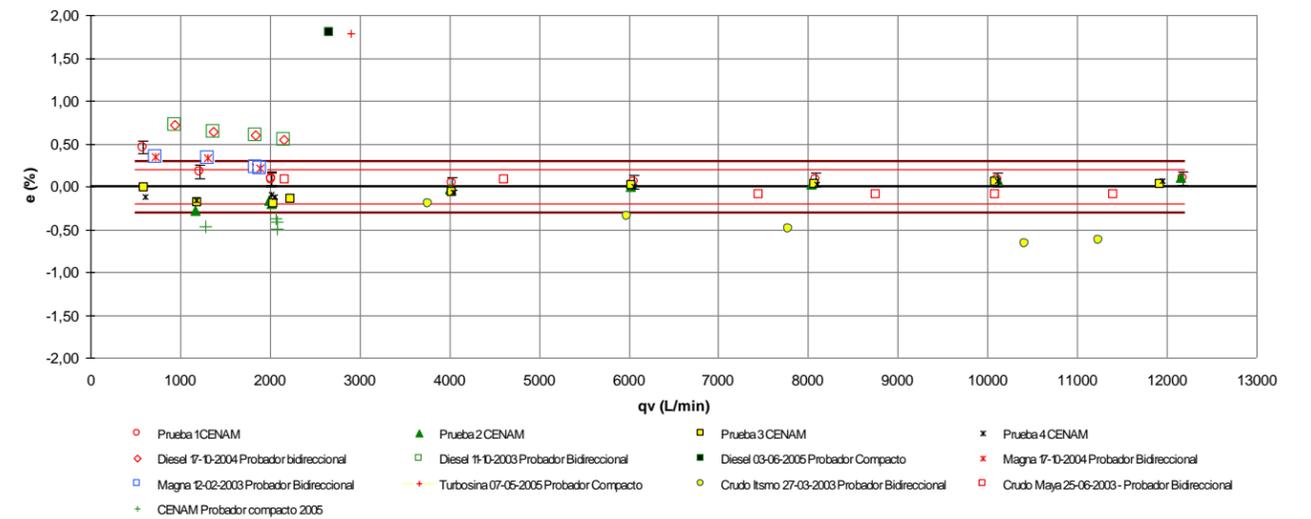
Grafica 4. Resumen de los resultados de la diferentes pruebas de caracterización de un medidor flujo ultrasónico de 4 canales, tipo tiempo de tránsito.

Error relativo en función del flujo volumétrico



Grafica 5. Pruebas en laboratorio CENAM. Resultados de la diferentes pruebas de caracterización del medidor de medidor 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 vórtice 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.

Validación del uso de los Medidores de Flujo Másico Tipo Coriolis como Patrones de Referencia en Aplicaciones de Transferencia de Custodia.



Dario A. Loza Guerrero (aloza@cenam.mx)
Emmanuel Ríos Carrizalez (erios@cenam.mx)

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



Resumen

En este trabajo se presentan los resultados y la incertidumbre asociada a los mismos del proceso de confirmación metrológica efectuada a los medidores de flujo másico tipo coriolis (CMF) empleados como patrones de referencia en la calibración de medidores de flujo en aplicaciones de transferencia de custodia in situ.

Los medidores fueron evaluados inicialmente con el Patrón Nacional para Flujo de Líquidos, establecido en México, por el método gravimétrico con agua como fluido de trabajo. Se efectuó la validación de su comportamiento metrológico in situ empleando un probador bidireccional y productos derivados del petróleo como fluido de trabajo. Las características determinadas fueron: el error, el factor del medidor (MF) y el K-factor a diferentes flujos másicos. Los resultados obtenidos se compararon y se puede concluir que son equivalentes.

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.

1. INTRODUCCIÓN

Los múltiples procesos de transferencia de custodia en la industria del petróleo, demandan del uso de sistemas de medición de caudal con características metrológicas especiales para cumplir con los cada vez más exigentes requisitos establecidos en las normas de referencia y/o en los contratos de compra venta correspondientes.

En el balance energético nacional, los hidrocarburos continúan siendo la principal fuente de energía producida en el país, con una aportación el 90.5%¹. En 2009 la producción de energía primaria totalizó 9,852.9 petajoules (PJ)².

La energía producida a partir de fuentes renovables representó 6.2%, la energía nuclear aportó 1.1% y el carbón mineral 2.2%.

México continuó siendo un exportador neto de energía primaria, al exportar 2,868.7 PJ en 2009. Prácticamente el total (99.9%) correspondió a las exportaciones de petróleo crudo.

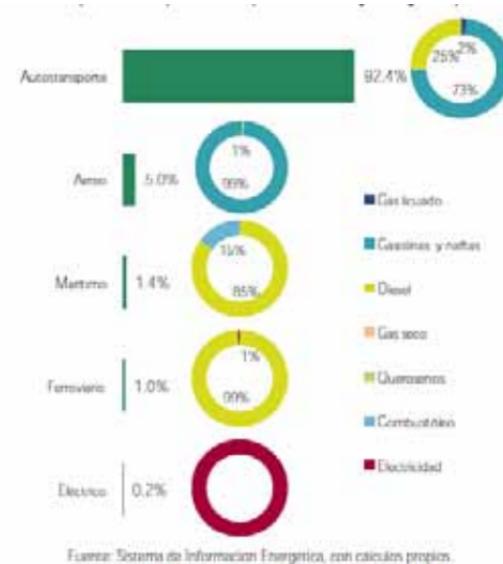


Figura 1. Consumo de energía del sector transporte 2009 (estructura porcentual por subsector y energético).

¹ Balance Nacional de Energía 2009 - Publicación de la Secretaría de Energía - México.

² El Balance Nacional de Energía utiliza el joule (J) como unidad común. De acuerdo con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, el Sistema General de Unidades de Medida es el único instrumento legal de uso obligatorio en los Estados Unidos Mexicanos, donde se determina que la cantidad de calor y de energía debe medirse en joule. 1 PJ corresponde a 947.08 barriles de petróleo crudo equivalentes

La oferta interna bruta de energía fue equivalente a 8,246.96 PJ. En tanto, las importaciones totales representaron 20.1% de la oferta. Por su parte, 35.0% de la producción nacional fue enviada al exterior.

A partir del petróleo crudo se obtiene toda una gama de productos derivados que dan origen a diferentes mercados. Los productos petrolíferos más importantes son el gas licuado, las gasolinas, el diáfano, la turbosina, el diésel, el combustible, las grasas, los lubricantes y el asfalto. Además, la industria petroquímica produce multitud de productos.

La necesidad de regular la comercialización del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo a las normas internacionales tiene el propósito de asegurar la equidad en el intercambio de productos y la equidad entre vendedores y compradores.

1.2 Marco normativo actual

La ISO/IEC 17025 - Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración, establece en el punto 5.4.5 Validación de métodos lo siguiente:

5.4.5.1 La validación es la confirmación, a través del examen y el aporte de evidencias objetivas, de que se cumplen los requisitos particulares para un uso específico previsto.

5.4.5.2 El Laboratorio debe validar los métodos no normalizados.

5.4.5.3 La gama y la exactitud de los valores que se obtienen empleando métodos validados deben responder a las necesidades de los clientes.

Validación de métodos - Confirmación por examen y la provisión de evidencia objetiva de que se cumplen los requisitos particulares para un uso específico propuesto

La validación de métodos es requerida cuando los métodos no han sido aceptados cabalmente por la comunidad de expertos o se pretende modificar un método aceptado en alguno de sus aspectos.

Proceso de validación:

- Identificar el método sujeto a validación y el uso específico propuesto.
- Decidir el método de validación
- Realizar los estudios, pruebas, etc., para la validación

- Registrar los resultados de tales actividades.
- Declarar si el método cumple los requisitos para el uso específico o no.

Técnicas (puede aplicarse una combinación de ellas):

1. Calibración con patrones (o materiales) de referencia
2. Comparación con resultados de otros métodos
3. Comparaciones entre laboratorios
4. Evaluación sistemática de magnitudes de influencia
5. Evaluación de la incertidumbre con base en conocimiento científico

En ese sentido, la recomendaciones del API MPMS - Capítulo 4 no contempla el uso de medidores de flujo másico como patrones de referencia, sin embargo, el API MPMS capítulo 5 sección 6 describe el método para utilizarlos como medidores de referencia.

Las técnicas de calibración en sitio nos permiten calibrar los sistemas de medición bajo las condiciones de instalación y operación de los sistemas empleando patrones de referencia.

- Medidas volumétricas
- Probadores de desplazamiento positivo
- Medidores de desplazamiento positivo

En México, se ha extendido el uso de los medidores de flujo másico tipo coriolis por los laboratorios secundarios acreditados, como patrones de referencia, en aplicaciones de transferencia de custodia en la industria del petróleo para calibrar medidores de flujo másico tipo coriolis, medidores de flujo tipo turbina y medidores ultrasónicos. Esto planteó en el momento la necesidad de validar el uso de los medidores de flujo másico tipo coriolis.

El objetivo de este proyecto es determinar los errores sistemáticos a través de la comparación entre un probador compacto de desplazamiento positivo -método volumétrico- y el Patrón Nacional de Flujo de Líquidos -método gravimétrico-, sistemas de medición de flujo metrologicamente independientes mantenidos en la División de Flujo y Volumen del CENAM y un patrón de flujo másico tipo coriolis, como patrón de transferencia se empleó un medidor de flujo tipo turbina.

Las conclusiones de este trabajo, versan sobre las diferencias encontradas en el comportamiento del medidor de flujo tipo turbina que fue cali-

brado simultáneamente por los tres sistemas de medición descritos arriba. También, se observa el comportamiento de un medidor de flujo másico, configurado en masa, calibrado con agua por el método gravimétrico en el laboratorio y el calibrado del mismo medidor de flujo por el método volumétrico con un probador bidireccional en sitio empleando como productos de trabajo y diesel.

2. PATRONES DE REFERENCIA

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.



La Figura 2. Observe al fondo los sistemas para pesar del patrón nacional para flujo de líquidos.

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

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

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

$$V_m = \frac{m_c}{\rho_L C_{PL}} \quad (\text{L}) \quad (2)$$

Donde:

- m_c Es la masa de agua corregida colectada en el sistema (kg)
- m_i Masa indicada (kg)
- f_{mc} 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/m^3)
- ρ_P Densidad de las pesas utilizadas en la caracterización de los sistemas de pesado (kg/m^3)
- ρ Densidad del agua (kg/m^3)
- V_m Volumen a las condiciones del medidor bajo prueba (m^3)
- ρ_L Densidad del agua en la línea (kg/m^3)
- C_{PL} Factor de corrección por compresibilidad del líquido en la línea. (adimensional)

El factor de compresibilidad $C_{PL}^{[4]}$ esta dado por:

$$C_{PL} = \left[1 + \left(\begin{array}{l} 50.74 \cdot 10^{-11} \\ -0.326 \cdot 10^{-11} \cdot T_L \\ +0.00416 \cdot 10^{-11} \cdot T_L^2 \end{array} \right) (P_L - 81500) \right] \quad (\text{adimensional}) \quad (3)$$

Donde T_L es la temperatura de la línea ($^{\circ}\text{C}$) y P_L es la presión absoluta de la línea (Pa). La presión atmosférica en el Laboratorio de Flujo en el CENAM es de 81 500 Pa

El factor K esta dado por:

$$Kv = \frac{N}{V_m} \quad (\text{pulsos/L}) \quad (4)$$

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

El patrón Nacional para Flujo de Líquidos mantiene trazabilidad³ hacia los patrones nacionales de las magnitudes de masa, tiempo y temperatura y hacia los patrones nacionales en las magnitudes derivadas de densidad, de presión y de humedad mantenidos por el CENAM.

³ Trazabilidad: Parámetro no-negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando, a partir de la información que se utiliza.

El probador compacto de desplazamiento positivo tipo pistón está constituido principalmente por el cilindro del probador, la válvula “popet” y los detectores de posición ópticos.

Inicialmente, antes de iniciar su operación, el probador compacto está en estado de reposo con la válvula “popet”, montada sobre el pistón, mantenida abierta hidráulicamente permitiendo que el fluido pase libremente a través del arreglo pistón cilindro. Cuando se inicia una corrida, la válvula “popet” es cerrada neumáticamente, y el fluido empuja el pistón aguas abajo a través del cilindro.

Durante esta acción, una bandera instalada en el vástago del pistón pasa a través de los detectores ópticos que definen el volumen certificado del probador.

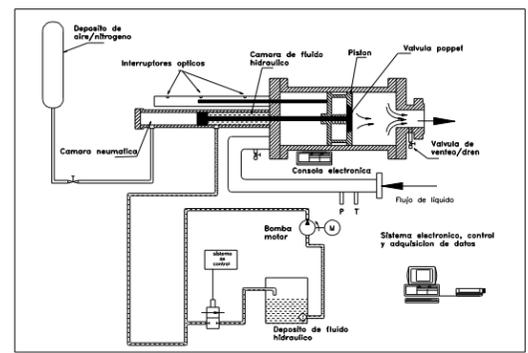


Figura 3. Diagrama esquemático del probador compacto de desplazamiento positivo tipo pistón.

Los pulsos que provienen del medidor bajo prueba son totalizados por un contador de pulsos en el lapso de tiempo requerido para que la bandera alcance esos dos detectores ópticos.

Finalmente, la válvula “popet” es abierta y el pistón es regresado hidráulicamente a la posición inicial de reposo. Esto constituye una pasada del probador compacto.

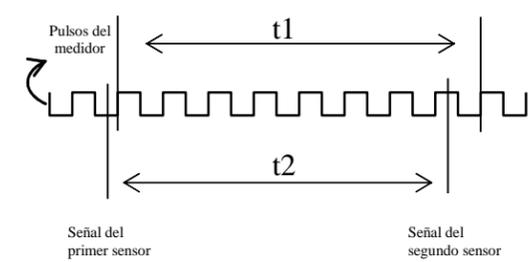


Figura 4. Tiempos definidos en la técnica de doble cronometría.

La técnica de doble cronometría es la más usada para interpolar los pulsos de probadores compactos cuyo volumen es pequeño. Usando la relación de tiempos podemos obtener el número de pulsos interpolado de la manera siguiente:

$$\dot{N} = N \frac{t_2}{t_1} \quad (\text{pulsos}) \quad (5)$$

Donde:

- \dot{N} Número de pulsos interpolados,
- N Número de pulsos enteros,
- t_1 Tiempo transcurrido para el conteo del número de pulsos completos, y
- t_2 Tiempo entre sensores ópticos.

A partir del número de pulsos colectados del medidor en calibración y el conocimiento del volumen certificado del probador podemos definir el factor K como:

$$KF = \frac{N * t_2}{(CPL) * CPS_p * (CTL) * CTS_p * CTS_v * CPL_m * t_1 * KV_{base}} \quad (\text{pulsos/L}) \quad (6)$$

- V_{p20} Volumen del patrón a 20 °C, en L.
- CTS_c Factor de corrección por efecto de la temperatura en el cilindro.
- CTS_v Factor de corrección por efecto de la temperatura en el vástago.
- CPS Factor de corrección por efecto de la presión del fluido en el cilindro.
- CTL Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del fluido.
- CPL Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del fluido.

La calibración del probador compacto se efectúa por la técnica de desplazamiento de líquido empleando una medida volumétrica (“water draw”). El probador compacto mantiene trazabilidad hacia los patrones nacionales de las magnitudes de volumen (masa y densidad), tiempo, temperatura y presión mantenidos por el CENAM.

El patrón de transferencia empleado fue un medidor de flujo tipo turbina, marca Brooks de 100 mm de diámetro con clase de exactitud según OIML R 117 de 0.3⁴.

⁴ OIML (Organización internacional de Metrología Legal). La recomendación OIML R 117 se refiere a sistemas de medición de flujo para líquidos diferentes al agua.

Probador bidireccional

Patrón de referencia utilizado en la calibración de los medidores de flujo empleados por la industria del petróleo en sitio. Principio de operación de desplazamiento positivo.

Consiste normalmente de una tubería especial, comúnmente dispuesta en forma de U, dentro del cual se desplaza una esfera (por ejemplo de poliuretano), con el propósito de actuar a los sensores de posición necesarios para definir el volumen de referencia. La esfera puede cambiar la dirección de desplazamiento debido a la operación de una válvula de 4 vías instalada entre las cámaras de recepción de la esfera.

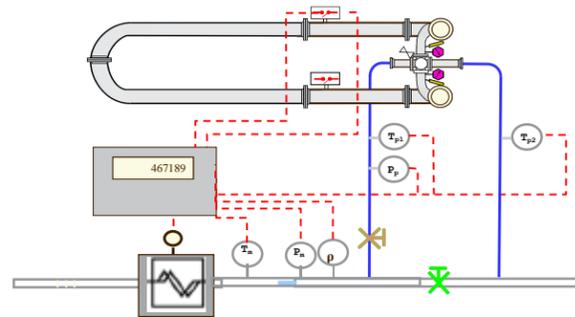


Figura 5. Diagrama esquemático de un arreglo para calibración de un medidor Coriolis usando como patrón de referencia un probador bidireccional.

Detectores de paso de esfera: Dispositivo electromecánico instalado en forma permanente el probador, y que tiene como propósito emitir una señal de tipo eléctrico al paso de la esfera.

Corrida completa (Round trip): Recorrido realizado por la esfera en el proceso de calibración de los medidores de flujo en ambos sentidos.

Corrida: Recorrido en una sola dirección realizado por la esfera durante el proceso de calibración.

Ambientación: Práctica para lograr homogeneizar las temperaturas entre el fluido en el medidor bajo calibración y el probador bidireccional, previo al inicio de las corridas de calibración; lo cual puede lograrse haciendo circular fluido a través de todo el sistema medidor- probador.

Método waterdraw: Método de calibración consistente en colectar el volumen de agua que desplaza la esfera de un probador desde una posición de inicio hasta la posición final. El volumen desplazado puede medirse mediante el empleo de medidas volumétricas.

Cálculos

Cálculo del factor de corrección del medidor bajo calibración, MF_m.

La obtención del factor del medidor en calibración se determina por comparación directa del volumen del probador, corregido por temperatura y presión y el volumen del medidor Coriolis obtenido del número de pulsos generados y el factor K. El modelo matemático propuesto para el cálculo del factor de corrección es el siguiente:

$$MF_m = \frac{Masa_{probador}}{IM_m} \quad (7)$$

Donde:

- MF_m Es el factor del medidor en masa (adimensional)
- $Masa_{probador}$ Masa del fluido en el probador en una vuelta completa (kg)
- IM_m Masa indicada por el medidor de flujo másico tipo Coriolis (kg)

$$MF_m = \frac{Masa_{probador}}{IM_m} = \frac{BVP \cdot CTS_p \cdot CPS_p \cdot \rho_{fp}}{IM_m} \quad (8)$$

Donde:

- BVP Volumen base del probador (L)
- CTS_p Factor de corrección por efecto de temperatura en el acero del probador (adimensional)
- CPS_p Factor de corrección por efecto de la presión en el acero del probador (adimensional)
- ρ_{fp} Densidad del fluido a condiciones de temperatura y presión en el probador (kg/m³)
- IM_m Masa indicada por el medidor de flujo másico tipo Coriolis (kg)

$$\rho_{fp} = \rho_{fD} \frac{CTL_p \cdot CPL_p}{CTL_D \cdot CPL_D} \quad (9)$$

Donde:

- ρ_{fp} Densidad del fluido a condiciones de temperatura y presión en el probador (kg/m³)
- ρ_D Densidad del fluido en el densímetro a frecuencia (kg/m³)
- CTL_p Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido en el probador (adimensional)
- CTL_D Factor de corrección por efecto de la temperatura en la densidad del líquido en el densímetro a frecuencia (adimensional)
- CPL_p Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del líquido en el probador (adimensional)
- CPL_D Factor de corrección por efecto de la presión en la densidad del líquido en el densímetro a frecuencia (adimensional)

Substituyendo en la ecuación (7) las ecuaciones (8) y (9), tenemos:

$$MF_m = \frac{Masa_{probador}}{IM_m} = \frac{BVP \cdot CTS_p \cdot CPS_p \cdot \left(\rho_{fD} \frac{CTL_p \cdot CPL_p}{CTL_D \cdot CPL_D} \right)}{IM_m} \quad (10)$$

$$IM_m = \frac{Pulsos_{del\ medidor} \cdot MF_m}{KF_m} \quad (11)$$

Donde:

- N Son los pulsos del medidor de flujo másico tipo Coriolis colectados en una corrida, [pulsos]
- KF_m Factor K en masa del medidor, que se ingresa a el elemento secundario (es escalable) y es el número de pulsos por unidad de masa (pulsos/kg).
- MF_m Factor del medidor anterior ingresado en el elemento secundario o en el computador de flujo (adimensional).

Calculo de Incertidumbre del factor del medidor (MF_m) - Probador bidireccional.

Consideraciones: Es suficiente la aproximación lineal en los factores de corrección por efectos de presión y temperatura.

No existen fugas de fluido entre el probador y el medidor bajo calibración.

La temperatura en el metal del cuerpo del probador, es la misma que la del fluido que contiene, en el momento de la calibración.

La temperatura en el metal del cuerpo del medidor en calibración, es la misma que la del fluido que contiene, en el momento de calibración.

Se desprecian los efectos por las variaciones de presión en el interior del probador.

La relación de diámetro externo contra el diámetro interno del probador es del orden de 1,15 por lo cual se puede aplicar la teoría de los cilindros de pared delgada para estimar la deformación del probador por efecto de la presión.

Suposiciones básicas.

1.- Volumen certificado del medidor de referencia, BVP: Incertidumbre asociada con la calibración del probador compacto. Esta incertidumbre puede catalogarse como incertidumbre tipo B; el valor de incertidumbre informado en el certificado se expresa con un factor de cobertura $k=2.03$ y 73 grados efectivos de libertad que corresponden aproximadamente a un nivel de confianza del 95 %. Ver certificado.

2.- Temperatura del fluido en el probador, T_P : La incertidumbre estándar del sistema de medición de temperatura (integrado por sensor e indicador), según se indica en su certificado de calibración. Una contribución adicional procede del gradiente de temperatura en la dirección axial del probador, para lo cual se sugiere considerar una distribución de probabilidad rectangular. Debe de incluirse la resolución del instrumento y la estabilidad de la temperatura en las corridas para un flujo determinado (variación máxima).

3.- Presión en el interior del probador, P_P : Esta fuente de incertidumbre es tipo B y la incertidumbre estándar se especifica en el certificado de calibración, este valor debe combinarse con la incertidumbre debido a la falta de estabilidad en la presión que el fluido ejerce sobre las paredes del probador. La incertidumbre estándar por dicha inestabilidad se calcula asumiendo una distribución rectangular, con límites que se definen de las lecturas máxima y mínima dentro de una corrida de calibración.

4.- Temperatura del fluido en el densímetro a frecuencia, T_D : La incertidumbre estándar del

sistema de medición se tomará del certificado del instrumento. Debe de incluirse la resolución del instrumento y la estabilidad de la temperatura en las corridas para un flujo determinado (variación máxima).

5.- Presión del fluido en el densímetro a frecuencia, P_D : Esta incertidumbre se tomará del certificado de calibración del instrumento, y debe combinarse con la incertidumbre debido a la falta de estabilidad en la presión que el fluido. La incertidumbre por dicha inestabilidad se calcula asumiendo una distribución rectangular, con límites que se definen de las lecturas máximas y mínima dentro de una corrida de calibración.

6.- Coeficiente cúbico de expansión térmica del material del cilindro del probador, G_C : El material de fabricación del probador es de acero al carbón, del cual se desconoce su composición química particular. En este caso, y de acuerdo con valores publicados en la literatura [2, 3], en este caso se utiliza el coeficiente cúbico 33.5×10^{-6} y se le atribuirá una distribución de probabilidad rectangular con ancho de 0.5×10^{-6} (API MPMS, Cap. 12, Sección 2) para la estimación de la incertidumbre estándar.

7.- Diámetro interior del probador, ID : De la experiencia en medición de diámetro interno en tuberías usando micrómetros de interiores, un valor conservador de incertidumbre estándar es de $\pm 0,4$ % del valor del diámetro [4].

8.- Módulo de elasticidad del material de fabricación del probador, E : De acuerdo con recomendaciones en documentos del fabricante es de 1.965×10^5 MPa. Respecto de la incertidumbre, Kegel [5] propone un valor de ± 2.5 % (incertidumbre estándar)

9.- Espesor de pared del probador, WT : La incertidumbre estándar asociada con esta variable se calculará a partir de una distribución rectangular con un ancho de 0.001 m, que corresponde a la tolerancia permitida en la fabricación de tuberías.

10.- Pulsos, N : Una práctica conservadora es atribuir una incertidumbre estándar igual a 2 pulsos debido a las operaciones de arranque y paro en el conteo de los pulsos.

11.- Repetibilidad: Se calcula para el factor del medidor a partir del número de corridas de calibración. Su valor se estima de acuerdo con la GUM 1995 [8]

12.- Densidad del fluido en el densímetro a frecuencia, ρ_D : Se debe considerar la incertidumbre de calibración del instrumento de densidad. De acuerdo a CNM-CC-730-001/2008 la incertidumbre es de 0.022 kg/m^3 con un factor de cobertura $k = 2$ que asegura un nivel de confianza aproximado del 95 %.

13.- Ecuación para el cálculo del factor de compresibilidad isotérmico, F : De acuerdo con el Manual de Mediciones de Petróleo del American Petroleum Institute (API MPMS, capítulo 11.2.1M), la incertidumbre aplicable al modelo matemático para calcular F es de 6,5% con un nivel de confianza de 95%. Así, la incertidumbre estándar se puede estimar como

$$u_{ECF} = \frac{0.065 \cdot F}{k} = \frac{0.065 \cdot F}{1.96} \quad (12)$$

14.- Modelo matemático de API 2540: De acuerdo con la experiencia, se propone considerar una incertidumbre estándar igual a 0.1 kg/m^3 por el uso del modelo matemático propuesto. Este valor se basa en las diferencias máximas encontradas entre los resultados de aplicar el modelo API 2540 y las mediciones de densidad usando el método de pesada hidrostática.

15.- M_{FM} del medidor de flujo tipo Coriolis (previo): Este factor del medidor fue determinado de la calibración anterior, un valor típico es de 0.050 % con $k=2$ y un nivel de confianza aproximado del 95 %.

16.- K_{FM} del medidor de flujo tipo Coriolis: Este parámetro es configurable en el elemento secundario del medidor en función de la frecuencia (1 000 Hz a 10 000 Hz) y el flujo másico máximo. Es una constante.

17.- El peso de la correlación entre la temperatura del fluido en el probador y la temperatura del fluido en el CMF es muy pequeño respecto a la incertidumbre combinada. Este hecho confirma la validez de las hipótesis presentadas anteriormente.

Incertidumbre estándar combinada

La incertidumbre estándar combinada se calcula aplicando la ley de propagación de las incertidumbres al modelo matemático que se usa para calcular el factor del medidor. A continuación se escribe el desarrollo correspondiente,

$$u_{c(MFM)}^2 = \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial N} u_N \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial BVP} u_{BVP} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial G_C} u_{G_C} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial T_P} u_{T_P} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial P_P} u_{P_P} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial ID} u_{ID} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial WT} u_{WT} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial E} u_E \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial P_D} u_{P_D} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial \rho_D} u_{\rho_D} \right]^2 + \left[\frac{\partial M_{FM}}{\partial T_D} u_{T_D} \right]^2 + 2 \frac{\partial M_{FM}}{\partial T_P} \frac{\partial M_{FM}}{\partial T_D} u_{T_P} u_{T_D} + \frac{2}{n} \frac{\partial M_{FM}}{\partial T_P} u_{T_P}^2 + \frac{2}{n} \frac{\partial M_{FM}}{\partial T_D} u_{T_D}^2 \quad (13)$$

Medidores de Flujo másico tipo Coriolis.

Cuando un fluido fluye a través de los tubos del sensor⁵ en oscilación, se produce la fuerza de Coriolis. Esta fuerza origina una flexión en sentidos opuestos entre la entrada y la salida del sensor (torsión). Si el flujo másico a través del sensor en oscilación se incrementa la flexión es mayor, y es medida por los detectores montados a la entrada y salida de los tubos.

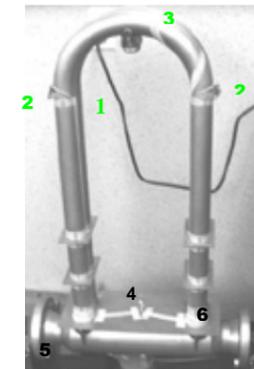


Figura 6. Sensor de flujo másico tipo Coriolis de tubos en U (1. Bobina excitadora, 2. Detectores electromagnéticos, 3. Tubos del sensor, 4. Conexiones eléctricas - señales, 5. Bridas de conexión al proceso y 6. RTD adherido a la pared exterior del tubo.)

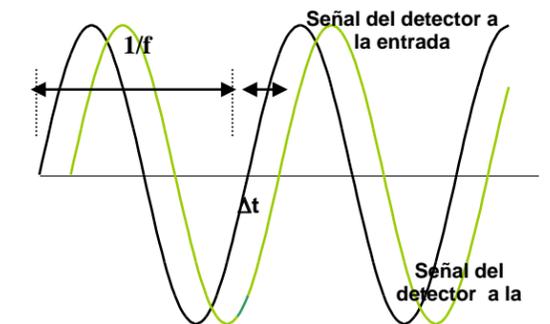


Figura 7. Aspecto de la curva cuando el líquido fluye a través de los tubos del sensor que están oscilando, se produce la fuerza de Coriolis, el transmisor del sistema de medición procesa la señal sinusoidal de los detectores y determina el desfase, Δt (μs), de la señal entre la entrada y la salida del sensor.

⁵ Elemento de un instrumento de medición que está sometido directamente a la acción del mensurando

Los detectores electromagnéticos producen una señal de voltaje sinusoidal, que representa el movimiento del sensor y que es procesada por el transmisor del sistema de medición que determina el desfase, Δt , en microsegundos entre las señales de entrada y salida del sensor.

$$qm \propto K\Delta K \quad (14)$$

El flujo másico (qm) es proporcional al intervalo de tiempo Δt y depende también de ciertas características geométricas del sensor. Así, el flujo másico es independiente de la frecuencia de oscilación del tubo de medición. Si el fluido está en reposo, no existe diferencia de tiempo entre las señales sinusoidales.

El módulo de elasticidad K depende del material del sensor y debe ser corregido por cambios de temperatura que ocurran en el proceso de medición. Normalmente se instala una resistencia de platino (RTD) que permite ajustar esta constante de proporcionalidad y obtener un flujo másico compensado por los cambios en el módulo de elasticidad del sensor.

La mayoría de los diseños de los medidores de flujo másico tipo Coriolis poseen la capacidad de medir la densidad del fluido empleando la frecuencia de oscilación del sensor.

Así como los densímetros a frecuencia, los métodos de calibración empleados en los medidores Coriolis para medir densidad deben poseer trazabilidad hacia los patrones nacionales, acciones que determinarán la estabilidad de sus características metroológicas durante su empleo in situ.

La oscilación de los tubos es registrada por los detectores como una señal de voltaje sinusoidal que refleja su movimiento. La frecuencia de esa señal de voltaje sinusoidal de los detectores representa la frecuencia natural de vibración del tubo (sensor).

Si la densidad del fluido cambia durante el proceso provoca un cambio en la frecuencia natural de oscilación del sensor que es captada por los detectores como un cambio en la señal de voltaje sinusoidal. La densidad del fluido durante el proceso puede ser determinada por la siguiente ecuación.

$$\rho = C_1 T^2 + C_0 \quad (15)$$

La densidad del fluido (ρ) es directamente proporcional al cuadrado del periodo de vibración de los tubos.

Las constantes C_1 y C_2 están definidas por la geometría, el volumen interno, la masa del sensor, las propiedades características del material del sensor y la corrección por efecto de la temperatura del módulo de elasticidad. Estas constantes son particulares de cada sensor.

3. INVESTIGACIÓN Y PRUEBAS

Los principales aspectos sujetos a estudio son los siguientes:

- Determinar errores sistemáticos con el fin de identificar si estos provienen de los sistemas de medición o del método particular empleado.
- Establecer el comportamiento metroológico y la estabilidad del medidor de flujo tipo turbina empleado como medidor de transferencia.
- Determinar si la estimación de incertidumbre del medidor de transferencia está dentro de lo esperado.
- Finalmente, como beneficio adicional, los resultados de la comparación nos permitirán detectar oportunidades de mejora en el proceso de medición y establecer un protocolo adecuado en la comparación nacional.

Inicialmente se efectuó la calibración previa del medidor de flujo tipo turbina bajo un régimen de flujo turbulento completamente desarrollado, es decir, un perfil de velocidades aguas arriba de la turbina libre de distorsiones y vórtices. Se utilizó tubería recta con una longitud equivalente, $L/D = 180$.

Durante la prueba de comparación el patrón de referencia probador compacto tipo pistón de desplazamiento positivo (OF 1500) empleando reducciones concéntricas de 150 mm por 100 mm y mangueras flexibles de 150 mm el medidor de transferencia se instaló aguas abajo, esto provoca distorsiones y vórtices severos en el perfil de velocidades, por esa razón se empleó tubería recta con una longitud equivalente, $L/D = 110$.

Aguas abajo del patrón de transferencia se instaló el medidor de flujo másico tipo Coriolis (CMF 300), que además de permitirnos verificar el comportamiento de los sistemas gravimétricos durante las pruebas, se utilizó como patrón de referencia en la calibración del medidor de flujo tipo

turbina. Así mismo, se empleó para producir una caída de presión cuando el fluido circula a través de él, permitiendo asegurar que la presión mínima requerida aguas abajo evitó el fenómeno de cavitación sobre la turbina durante su funcionamiento.

$$P_b \approx 2\Delta p + 1,25p_e \quad (16)$$

- P_b Presión mínima requerida aguas abajo del medidor de flujo tipo turbina, (kPa)
- Δp Pérdida de carga a través del medidor de flujo, (kPa)
- p_e Presión de vapor del fluido a la temperatura de operación, (kPa)

Finalmente la masa de agua que paso a través de cada uno de estos elementos fue colectada por uno de los dos sistemas para pesar (SEP).

La figura 5 muestra un diagrama esquemático de la instalación empleada durante la comparación interna, observe aguas abajo el probador compacto, en serie con la turbina y el medidor de flujo másico aguas abajo.

Durante las pruebas, tres expertos operaron los diferentes sistemas de medición y efectuaron las pruebas de acuerdo a lo requerido por procedimientos de calibración específicos para cada método de calibración, trabajando simultáneamente pero independientemente el uno del otro, lo que adicionó un parámetro extra a evaluar.

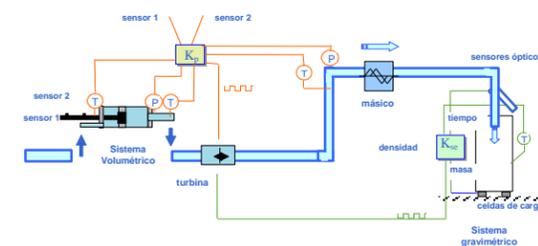


Figura 8. Sistema de medición que combina patrones de referencia gravimétricos y volumétricos utilizados para efectuar comparación interna.

Correcciones por temperatura

La determinación del factor K de la turbina a 20°C se efectuó tomando en cuenta únicamente el coeficiente de expansión de superficie de la carcasa de la turbina manufacturada en acero inoxidable, $\alpha = 34 \times 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ la temperatura del agua durante las pruebas varió entre 20°C y 26°C y la siguiente ecuación para la corrección de la turbina fue usada:

$$KF_{20} = (1 + 2\alpha (T_l - 20)) KF \text{ (pulsos/L)} \quad (17)$$

4. RESULTADOS - Comparación interna

La repetibilidad se expresa como la desviación estándar experimental de la media (s_j), expresada como porcentaje del valor promedio de un punto del factor K (\bar{F}_j).

$$K\bar{F}_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n KF_{i(qvj)} \text{ (pulsos/L)} \quad (18)$$

Donde n es el número de mediciones al flujo qv_j .

$$s_j^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (KF_i - K\bar{F}_j)^2 \text{ (pulsos/L)} \quad (19)$$

El factor K representativo para un método y a un flujo determinado qv_j (KF_{rep}) es:

$$KF_{rep} = \frac{1}{z} \sum_{h=1}^z K\bar{F}_{i(qvj)} \text{ (pulsos/L)} \quad (20)$$

Donde z es el número de pruebas empleando un método determinado al flujo qv_j .

El promedio de la desviación estándar experimental de la media para el flujo qv_j , está dado por:

$$\bar{s}_j = \frac{1}{z} \sum_{i=1}^z s_{j(qvj)} \text{ (pulsos/L)} \quad (21)$$

Desviación estándar experimental del promedio (s_{KFrep}) del factor K ($K\bar{F}_j$) al flujo qv_j .

$$s_{KFrep}^2 = \frac{1}{z-1} \sum_{h=1}^z (K\bar{F}_j - KF_{rep})^2 \text{ (pulsos/L)} \quad (22)$$

Reproducibilidad del $K\bar{F}_j$ para z pruebas empleando un método determinado al flujo qv_j , está dado por:

$$R = \sqrt{\bar{s}_j^2 + s_{KFrep}^2} \text{ (pulsos/L)} \quad (23)$$

La incertidumbre expandida del factor K , se expresa en con un factor de cobertura k basado en la distribución-t para vef grados efectivos de libertad que corresponden aproximadamente a un nivel de confianza del 95 %, se estimó basándose en la Guía para la Expresión de la Incertidumbre en las Mediciones -BIMP, IEC, IFCC, ISO, IUPAC, IUPAP, OIML. Publicada por ISO en 1995.

4.1. Resultados de las pruebas de calibración del medidor de flujo tipo turbina empleando el sistema gravimétrico (SEP).

La dispersión del factor K en el alcance de medición de la turbina oscila entre 0.1 % a 0.03 %, la repetibilidad ≤ 0.05 % y una reproducibilidad de ≤ 0.1 % con excepción del flujo de 400 L/min donde la dispersión es de 0.28 %, repetibilidad de ≤ 0.18 % y reproducibilidad de ≤ 0.7 %.

La incertidumbre expandida del factor K es de 0.067 % expresada con un factor de cobertura $k = 2.04$ y $\nu_{ef}=64$ grados efectivos de libertad, con excepción del flujo bajo donde se estimó una incertidumbre de ± 0.1 % expresada con un factor de cobertura $k = 2.21$ y $\nu_{ef}=13$ grados efectivos de libertad.

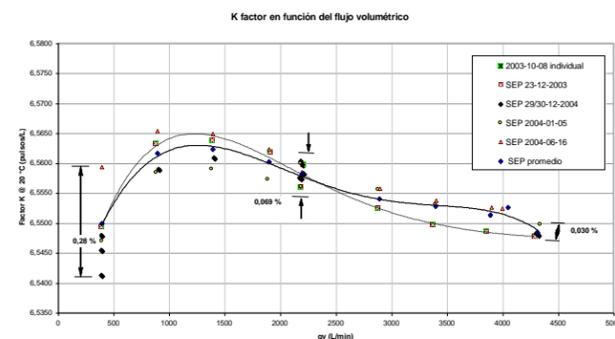


Figura 9. Resultados de las diferentes pruebas de calibración del medidor de flujo tipo turbina empleando como referencia el Patrón Nacional para Flujo de Líquidos.

4.2. Resultados de las pruebas de calibración del medidor de flujo tipo turbina empleando el probador compacto de desplazamiento positivo (OF 1500).

La dispersión del factor K en el alcance de medición de la turbina oscila entre 0.1 % a 0.06 %, la repetibilidad ≤ 0.07 % y una reproducibilidad de ≤ 0.3 % con excepción del flujo de 400 L/min donde la dispersión es de 0.26 %, repetibilidad de ≤ 0.18 % y reproducibilidad de ≤ 0.8 %.

La incertidumbre expandida del factor K es de ± 0.074 % expresada con un factor de cobertura $k = 2.08$ y $\nu_{ef}=32$ grados efectivos de libertad, con excepción del flujo bajo donde se estimó una incertidumbre de ± 0.15 % expresada con un factor de cobertura $k = 2.32$ y $\nu_{ef}=9$ grados efectivos de libertad.

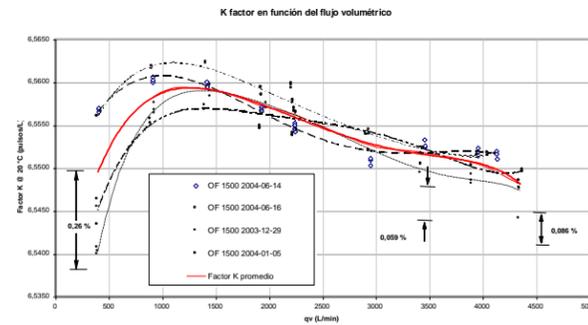


Figura 10. Resultados de las diferentes pruebas de calibración del medidor de flujo tipo turbina empleando como referencia el probador compacto de desplazamiento positivo tipo pistón.

4.3. Diferencia de los valores promedio.

qv	SEP KF promedio	OF 1500 KF promedio	CMF 300 KF promedio	Diferencias de los valores representativos del KF (%)	
(L/min)	(Pulsos/L)	(Pulsos/L)	(Pulsos/L)	SEP/OF1500	SEP/CMF 300
4 317	6.548 39	6.548 05		-0.005	
3 896	6.551 26	6.550 50		-0.012	
3 401	6.552 69	6.551 70		-0.015	
2 897	6.554 01	6.552 60	6.553 02	-0.022	-0.015
2 197	6.558 05	6.556 10	6.557 33	-0.030	-0.011
1 904	6.560 21	6.557 13	6.559 26	-0.047	-0.014
1 399	6.562 23	6.559 13	6.562 64	-0.047	0.006
897	6.561 64	6.558 17	6.561 95	-0.053	0.005
397	6.549 88	6.549 44		-0.007	

Tabla 1. Diferencias determinadas empleando los promedios del factor K de las diferentes pruebas.

Las diferencias se determinaron utilizando los factores representativos determinados con cada método y varía entre 0.005 % y 0.053 %.

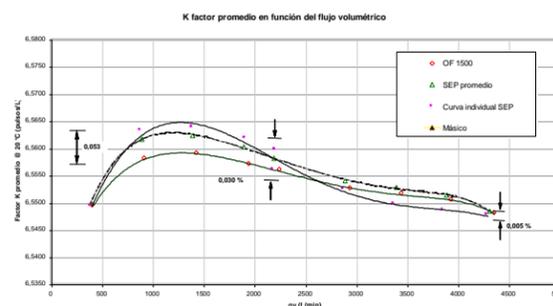


Figura 11. Diferencias de los resultados del factor K del patrón de transferencia obtenidos con los diferentes sistemas de referencia.

5. DISCUSIÓN

En la figura 10 se observan variaciones entre la curva de la calibración ideal de la turbina y la curva producida con el arreglo empleado en la comparación puede estimarse que esas variaciones se deben principalmente a efectos de distorsiones en el perfil de velocidades sobre el medidor de flujo producidos por la instalación y operación del probador compacto de desplazamiento positivo.

Entre los resultados mostrados en las figuras 10 y 11 se observan dispersiones similares en las diferentes pruebas efectuadas empleando el método gravimétrico y el método volumétrico lo que significa que es parte del comportamiento del medidor flujo tipo turbina bajo esas condiciones de instalación.

En la tabla 1 se observa que las diferencias entre el SEP y el OF 1500 son siempre negativas y aunque están dentro de la incertidumbre de medición confirman la existencia de errores sistemáticos en el proceso de medición.

La tabla 1, muestra también, los resultados del K factor de la turbina empleando como patrón de referencia un medidor de flujo másico (CMF 300) los errores son positivos y negativos, cabe destacar que ese sistema de medición fue calibrado directamente contra el Patrón Nacional de Flujo de Líquidos y se empleó además para verificar el comportamiento del mismo.

6. CONCLUSIONES

- Las diferencias y la dispersión de los datos en la comparación interna muestran que la estabilidad del patrón de referencia es adecuada, con excepción del flujo bajo de 400 L/min, donde la variación de los resultados muestran un efecto en el comportamiento del medidor.
- La estabilidad del patrón de transferencia se efectuó sobre la base de la repetibilidad y de la reproducibilidad del factor K.
- Las diferencias muestran la existencia de errores sistemáticos entre ambos métodos empleados, que aunque están dentro de la incertidumbre de medición debe determinarse la fuente de los mismos.

6. RESULTADOS - Calibración en sitio empleando un probador bidireccional.



Figura 12. Fotografía de una instalación que combina un medidor de flujo másico de referencia y un probador para su calibración.

Los medidores de flujo másico tipo Coriolis son empleados por la industria del petróleo en aplicaciones de transferencia de custodia, crudo y productos terminados tanto en masa como en volumen, y como patrones de referencia para la calibración de medidores de flujo.

Los resultados provienen de la calibración de un medidor tipo Coriolis configurado para medir en masa, y con indicación de la densidad a la temperatura de prueba; usando como referencia un probador bidireccional. El fluido de trabajo es diesel, sin embargo pueden emplearse otros combustibles en la calibración.

Medidor másico tipo Coriolis bajo calibración

Realizar el procedimiento de ajuste del "ZERO" al sensor del medidor de flujo másico antes de iniciar las pruebas de calibración.

La aplicación de este tipo de calibraciones debe tomar en cuenta las especificaciones técnicas tanto del medidor bajo calibración como las del probador bidireccional empleado como patrón de referencia.

Nomenclatura para la densidad del líquido

- API: Densidad del líquido en grados API.
- RD: Densidad relativa del líquido.
- RHO: Densidad del líquido (kg/m^3 , g/L)
- RHO_b: Densidad base del líquido.
- RHO_{obs}: Densidad observada del líquido a presión base.

RHO_{tp} : Densidad del líquido a las condiciones de presión y temperatura de la prueba.

Certificado CNM - CC - 710-001-2008 (agua)			
qm (ton/h)	e (%)	MF	ut (%)
301.9	0.01	0.99986	0.043
241.2	0.01	0.99994	
210.1	0	1.00002	
181.1	-0.01	1.00008	
150.2	-0.01	1.0001	
120.2	-0.02	1.00016	
120	0.05	0.99953	
90.4	0.02	0.99978	
58.3	-0.01	1.0001	
30.6	-0.05	1.00052	
14.3	-0.16	1.00159	
120.4	0.04	0.99962	K=2
119.7	-0.03	1.00032	

Tabla 2. Resultados de la calibración del medidor de flujo másico en el Laboratorio de Flujo de Líquidos del CENAM.

Incertidumbre de medida

Magnitudes de mayor contribución

Repetibilidad: Se calcula para el factor del medidor a partir del número de corridas de calibración. Su valor se estima de acuerdo con la GUM 1995.

Volumen certificado del medidor de referencia, BVP: Incertidumbre asociada con la calibración del probador compacto. Esta incertidumbre puede catalogarse como incertidumbre tipo B; el valor de incertidumbre informado en el certificado

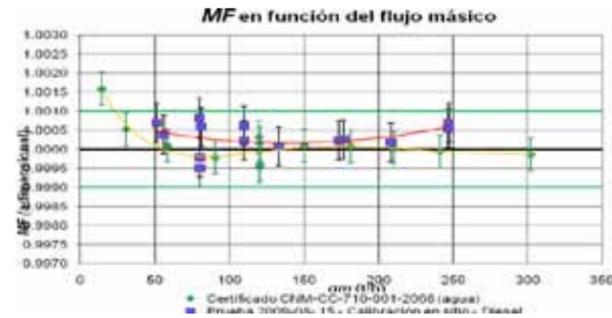


Figura 13. La gráfica muestra los resultados obtenidos para el medidor de flujo másico tipo Coriolis con agua en laboratorio y con Diesel en una instalación de productos terminados.

se expresa con un factor de cobertura $k=2,03$ y 73 grados efectivos de libertad que corresponden aproximadamente a un nivel de confianza del 95 %.

Densidad del fluido en el densímetro a frecuencia, ρ_D : Se debe considerar la incertidumbre de calibración del instrumento de densidad. De acuerdo a CNM-CC-730-135/2008 la incertidumbre es de 0,022 kg/m³ con un factor de cobertura $k = 2$ que asegura un nivel de confianza aproximado del 95 %.

Medidor de Flujo másico tipo Coriolis CMF									
Flujo másico	N	CTLm	CPLm	Masa m	e	MF	s	UT	U máx
(toneladas/h)	(pulsos)	(adimensional)	(adimensional)	(kg)	(%)	(adimensional)	(%)	(%)	(%)
80.1	157359.2	0.98383	1.00066	1573.59	-0.02	0.99982	0.025	0.043	0.051 con k=2,20 $\nu_{ef}=40$ p≈ 95 %
80.0	157397.0	0.98373	1.00066	1573.97	-0.06	0.99939	0.018	0.038	
110.3	157275.9	0.98303	1.00064	1572.76	0.01	1.00011	0.036	0.051	
133.1	157300.0	0.98359	1.00063	1573.00	0.01	1.00006	0.017	0.037	
173.6	157306.4	0.98313	1.00060	1573.06	0.00	0.99998	0.011	0.034	
247.4	157262.0	0.98294	1.00085	1572.62	0.06	1.00055	0.013	0.038	
247.2	157244.4	0.98255	1.00085	1572.44	0.03	1.00032	0.008	0.034	
176.7	157274.4	0.98345	1.00057	1572.74	0.01	1.00012	0.019	0.037	
55.6	157277.8	0.98360	1.00062	1572.78	0.04	1.00043	0.011	0.034	
55.8	157232.2	0.98360	1.00061	1572.32	0.07	1.00071	0.025	0.041	
80.7	157264.0	0.98371	1.00063	1572.64	0.07	1.00065	0.017	0.037	
109.6	157279.6	0.98371	1.00064	1572.80	0.06	1.00055	0.012	0.035	
208.6	157328.4	0.98314	1.00056	1573.28	0.03	1.00026	0.005	0.034	
79.7	157297.8	0.98395	1.00065	1572.98	0.07	1.00068	0.013	0.036	

Tabla 3. Resultados de la calibración del medidor de flujo másico utilizando el probador bidireccional en sitio. Se utilizó diesel como fluido de trabajo.



Figura 14. La figura muestra la contribución de las variables de entrada y el peso que tienen durante el proceso.

Modelo matemático de API 2540: De acuerdo con la experiencia, se propone considerar una incertidumbre estándar igual a 0,1 kg/m³ por el uso del modelo matemático propuesto. Este valor se basa en las diferencias máximas encontradas entre los resultados de aplicar el modelo API 2540 y las mediciones de densidad usando el método de pesada hidrostática.

7. CONCLUSIONES

Los resultados de la prueba de aptitud son SATISFACTORIOS, es decir, están dentro del límite de aceptación ($En \leq 1$), las diferencias entre los resultados de la calibración del patrón de referencia empleando dos métodos diferentes son menores que la incertidumbre expresada.

Conclusiones generales:

1. Se provee información cuantitativa para determinar las limitaciones de un método de medición en particular.
2. Ofrece una descripción de las magnitudes de influencia.
3. Permitirá a los usuarios establecer objetivamente la incertidumbre total del proceso de medición de flujo.
4. Proveerá la posibilidad de cuantificar cualquier desviación de los resultados fuera de la incertidumbre estimada de medición.
5. Ayudará a simplificar de manera racional los procedimientos de medición.
6. Se debe evaluar periódicamente del comportamiento del patrón de referencia.

8. RECONOCIMIENTOS

Al Dr. George E. Mattingly precursor incansable de la metrología de flujo de fluidos en nuestro país.

Al M. en C. José Lara Manríquez (†) precursor de este trabajo.

REFERENCIAS

- [1] G. E. Mattingly, "Dynamic Traceability of Flow Measurements, Flowmeko 1979, Tokio (Japan) Proceedings pp. 401-411.
- [2] ISO 4185 "Measurement of liquid flow in closed conduits - Weighing method" - 1980.
- [3] M. Tanaka, G. Girard, R. Davis, A. Peuto and N. Bignell- Recommended table for the density of water between 0°C and 40 °C based on recent experimental reports - metrologia - 2001.
- [4] Guía BIPM/ISO para la expresión de la incertidumbre en las mediciones CNM-MED-PT-0002.
- [5] API -Manual of petroleum measurement standards, Chapter 12.2 Calculation of petroleum quantities, Section Calculation of liquid petroleum quantities measurement by turbine or displacement meters.
- [6] API - Manual of Petroleum Measurement Standards - Chapter 5 Metering. Section 6 - Measurement of Liquid Hydrocarbons by Coriolis Meters. October 2002.
- [7] OIML R119 Pipe prover for testing measuring systems for liquids other than water.
- [8] ISO 7278-2 Liquid hydrocarbons -Dynamic measurement - Proving systems for volumetric meters. Part 2.

Si es posible...

Contribuyamos con la
Sostenibilidad **AMBIENTAL**

Consulta en:
www.cdtdegas.com
Por nuestros servicios de
Desarrollo Sostenible



HECHO EN
COLOMBIA
Corporación CDT de GAS

LOS IMPOSIBLES NO EXISTEN



Corporación CDT de GAS
Centro de Desarrollo Tecnológico del GAS

www.cdtdegas.com