

TRAZABILIDAD E INCERTIDUMBRE EN LAS MEDICIONES DE FLUJO DE HIDROCARBUROS

Roberto Arias Romero
Centro Nacional de Metrología, División Flujo y Volumen
Tel. 01-442-2110500, Fax 01-442-2153904
rarias@cenam.mx

Resumen: Se introducen los conceptos de trazabilidad e incertidumbre de las mediciones. Su interpretación se logra aplicando ejemplos específicos, relacionados con la medición de flujo de hidrocarburos. Se presentan diferentes ejemplos de cartas de trazabilidad, así como diferentes presupuestos de incertidumbre para diferentes aplicaciones en Medición de Flujo de Hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

Hoy en día, la comercialización de productos a nivel internacional requiere de sistemas de medición coherentes, mismos que deben mantener y demostrar su consistencia. Los fabricantes de instrumentos de medición se interesan por los beneficios inherentes a la trazabilidad para promover entre sus clientes la confianza sobre el nivel de desempeño de sus instrumentos. En aplicaciones gubernamentales, los organismos reguladores pueden exigir trazabilidad en las mediciones para asegurar la seguridad de la población. Otras aplicaciones que exigen trazabilidad en las mediciones: a) intercambiabilidad de piezas en la industria metal-mecánica, b) calidad homogénea en la producción de fármacos, entre otras.

Afortunadamente, cada vez mas frecuentemente los conceptos de trazabilidad e incertidumbre son incorporados en las especificaciones técnicas que a diario se elaboran para propósitos de adquisición de bienes y servicios. Sin embargo, cierto es también que ambos términos son mal interpretados con frecuencia con el insano afán de sugerir cierta "calidad" en los servicios de medición o calibración.

Aún cuando el término de trazabilidad ha sufrido diferentes modificaciones desde su incorporación al Vocabulario Internacional en Metrología (VIM) [1], la filosofía del concepto ha tenido, desde sus inicios, la intención de probar que los servicios de medición y/o calibración satisfacen los requisitos de exactitud de la aplicación correspondiente.

TRAZABILIDAD EN LAS MEDICIONES

El concepto de trazabilidad es quizá uno de los conceptos más polémicos, y quizá mal empleados en el ámbito de la metrología. En la información publicitaria de servicios de medición o de calibración

es común encontrarse con expresiones como: "...nuestros sistemas de medición son trazables al INM..." o peor aún: "...nuestra empresa es trazable al INM...". En realidad, el concepto de trazabilidad va mucho más allá de lo que las expresiones anteriores intentan comunicar.

De acuerdo el Vocabulario Internacional de Metrología (VIM) [1], la trazabilidad se define de la siguiente forma,

Trazabilidad: propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas, incertidumbres determinadas.

De la definición anterior se observa que la trazabilidad es una propiedad o atributo del resultado que entrega un instrumento o un sistema de medición. Esto significa que la trazabilidad es un atributo no del instrumento sino de la respuesta que se obtiene al emplearse aquél.

La segunda idea de interés en la definición del concepto se relaciona con el hecho de que cualquier eslabón de calibración (en la cadena que conecta a los patrones nacionales con el instrumento en cuestión) debe incluir la declaración de la incertidumbre del proceso de calibración.

El tercer concepto de importancia en la definición de trazabilidad se refiere al hecho de que un resultado de medición, o el valor de un material de referencia, con trazabilidad es comparable al que se obtendría si hipotéticamente el Patrón Nacional fuera empleado para realizar la misma medición; por supuesto, tomando en consideración las declaraciones de incertidumbre respectivas.

En suma, se puede afirmar que para garantizar que una medición cumple con los requisitos de exactitud preestablecidos, no basta con disponer de un certificado o informe de calibración, sino también:

- Interpretar y usar adecuadamente los datos suministrados en el certificado de calibración (CC).
- Usar el equipo de medición de acuerdo a las recomendaciones establecidas en el CC
- Mantener el instrumento o sistema de medición bajo condiciones de operación comparables a las que prevalecieron durante su calibración.

Trazabilidad a nivel internacional

La trazabilidad a nivel internacional, y por lo tanto la exactitud de los Patrones Nacionales se asegura a través del trabajo conjunto entre el Bureau International des Poids et Mesures (BIPM) y los Institutos Nacionales de Metrología (INM's), en términos de los lineamientos establecidos en la Convención del Metro [4]. Esto se ilustra en la fig. 1 donde se muestran las conexiones entre el BIPM, los INM's, los laboratorios de calibración y las aplicaciones industriales. En esta figura se aprecia la conexión que debe existir entre los INM's para establecer el grado de equivalencia entre los mismos. Actualmente el Comité Internacional des Poids et Mesures (CIPM) promueve el Acuerdo de Reconocimiento Mutuo entre los INM's.

Como obtener trazabilidad ?

De la definición del concepto de trazabilidad se aprecia que es indispensable "enganchar" el instrumento o patrón de medición en cuestión a algún patrón nacional o internacional adecuado, a través de una cadena ininterrumpida de comparaciones.

Es de notarse que no es indispensable realizar una comparación directa entre el instrumento en cuestión y los patrones nacionales, basta que en cada eslabón de comparación que los conecte exista una declaración de incertidumbre respecto del proceso de comparación.

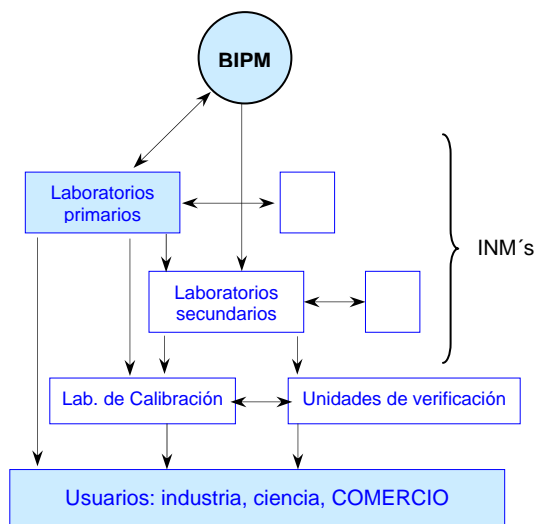


Fig. 1 Trazabilidad de las mediciones en el ámbito internacional

En la actualidad los Institutos Nacionales de Metrología diseminan las cualidades metroológicas de los Patrones Nacionales a través de los siguientes mecanismos:

- Calibración directa del instrumento o patrón del cliente contra los Patrones de Referencia designados.

El cliente envía el artefacto por calibrar a las instalaciones del Laboratorio de calibración, donde se realiza la comparación entre patrón e instrumento. Aunque esta alternativa es la más socorrida en la actualidad, tiene la desventaja de que requiere de tiempos largos para su realización y el riesgo de daños durante el transporte del instrumento.

En esta modalidad, no es indispensable que la calibración se efectúe en un INM; un laboratorio secundario puede realizar el servicio de calibración. Por supuesto, las mediciones del patrón(es) de referencia deben mantener trazabilidad a los patrones nacionales o internacionales.

- Materiales de Referencia Certificados (MRC).

Los MRC son producidos por los INM's como un patrón de referencia para la calibración de instrumentos de medición, por parte del usuario.

Cada material de referencia es acompañado de un certificado de calibración donde se informa sobre el valor de la propiedad física en cuestión (densidad, viscosidad cinemática, composición química, etc.), su incertidumbre, el nivel de confianza, entre otros datos.

Un aspecto de importancia en esta modalidad es la estabilidad del MRC. En este sentido, es de gran importancia observar las recomendaciones del productor respecto de las condiciones de uso y almacenamiento del material como una medida para garantizar la trazabilidad.

- Servicios de Calibración en sitio.

El Laboratorio de calibración lleva sus patrones de referencia a las instalaciones del cliente para realizar la calibración del instrumento o sistema de medición.

En esta modalidad el cliente asegura que su instrumento es calibrado bajo las condiciones de operación. El Patrón Viajero debe cumplir con ciertos requisitos de: robustez, reproducibilidad, funcionalidad, entre otros, para asegurar la trazabilidad hacia las referencias superiores.

Además de los mecanismos anteriores, en la actualidad también se recurre a las siguientes alternativas,

- Datos de referencia
- Diseminación del Tiempo Universal Coordinado
- Calibración a través de Internet

Como mantener trazabilidad ?

En la definición de trazabilidad no existe mención sobre el efecto que puede jugar el tiempo sobre el las condiciones de funcionamiento de los instrumentos o patrones de medición. En el National Institute of Standards and Technology (NIST) de Estados Unidos de Norteamérica existe la opinión de que la definición de trazabilidad debe incorporar el concepto del aseguramiento de las mediciones como una condición para garantizar la trazabilidad de las mediciones en todo momento.

Existe una diferencia conceptual entre *demostrar trazabilidad* y *mantener trazabilidad*, siendo esto último quizá el fin fundamental en cualquier aplicación metrológica, especialmente en

aplicaciones donde existe transferencia en la custodia de bienes.

En términos de aseguramiento de calidad, quizás los cuestionamientos más recurrentes de los auditores de calidad se refieran a “...¿cómo aseguras que los resultados de medición que produces son correctos?, ¿Cómo demuestras que tu sistema de medición cumple con la incertidumbre requerida ? ...La respuesta a preguntas de esta naturaleza tienen que ver con la forma en que se mantiene la trazabilidad en los sistemas de medición; y mantenerla no solo significa enviar el instrumento o el patrón a un Laboratorio de Calibración, sino demostrar que en el tiempo el funcionamiento del instrumento es comparable al que exhibió durante la calibración.

Es lógico pensar que los instrumentos o patrones de medición son susceptibles a cambiar su funcionamiento debido a: a) la frecuencia de uso, b) la exposición a ambientes peligrosos, c) variabilidad de las condiciones de operación, d) mal uso, entre otros motivos. Por esta razón, es importante disponer de las herramientas que permitan diagnosticar el estado de funcionamiento de los patrones (esto aplica tanto para los Patrones Primarios en un INM, como para los Patrones de Referencia en cualquier otra institución).

Una forma de mantener el control metrológico sobre los patrones (como un mecanismo de sustento de la trazabilidad en las mediciones) es emplear *patrones de control*; estos dispositivos se definen como los instrumentos o sistemas de medición cuya función principal es la de vigilar el estado de funcionamiento de los patrones de referencia. Su selección tiene que considerar aspectos como: estabilidad, repetibilidad, reproducibilidad, resolución, entre otros aspectos, teniendo en mente que serán empleados para detectar los eventuales cambios que se puedan presentar en los patrones de referencia.

El uso de los patrones de control implica necesariamente la aplicación de cartas de control para el seguimiento de los patrones de referencia. En la fig. 2 se muestra una carta de control donde se aprecia el hallazgo de un cambio en el comportamiento metrológico del patrón de referencia. Nótese que en el tiempo n , es recomendable usar el patrón de control antes de emplear el patrón de referencia, como una medida para evitar la entrega de resultados incorrectos al cliente en cuestión.

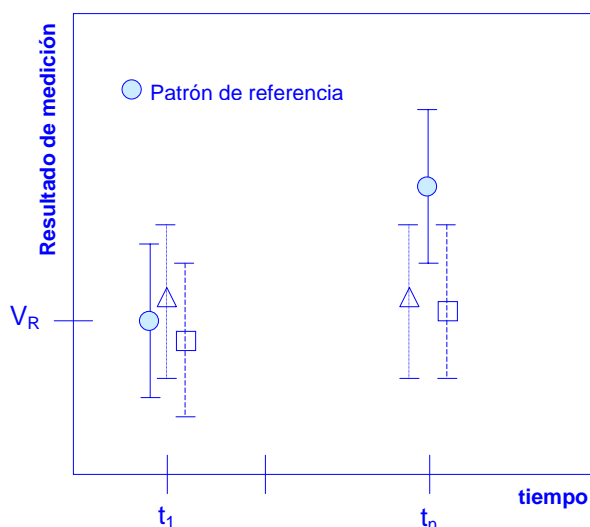


Fig. 2 Carta de control de un patrón de referencia, usando dos patrones de control.

El empleo de patrones de control no solamente se limita a vigilar el comportamiento de patrones de referencia. Desde la década de los 70's, la organización de acreditación de laboratorios de calibración del Reino Unido (UKAS) promovió el uso de este tipo de patrones para realizar pruebas de aptitud a los laboratorios de calibración que intentaban lograr el acreditamiento de ese organismo acreditador.

TRAZABILIDAD EN LAS MEDICIONES DE FLUJO DE FLUIDOS

Quienes trabajamos en el campo de la metrología de flujo de fluidos estaremos de acuerdo en que las amenazas a la trazabilidad de las mediciones son múltiples. Podemos citar como amenazas las siguientes:

- cambios de temperatura
- de presión
- de densidad, de viscosidad
- inestabilidad de los dispositivos de control de flujo
- presencia de partículas
- daños por corrosión
- efectos de instalación
- pérdidas de configuración en los sistemas de procesamiento de datos
- fugas en válvulas de seccionamiento

- desgaste prematuro
- cavitación
- presencia de aire en los sistemas de medición de hidrocarburos líquidos
- ruido electromagnético
- vibraciones mecánicas
- pulsaciones inducidas en el fluido

Así, para garantizar la trazabilidad en los resultados de medición de cualquier estación de medición de flujo de fluidos es necesario poner gran cuidado no solamente para poner en práctica los resultados de calibración de los instrumentos, sino también para operarlos y mantenerlos en condiciones semejantes a las que prevalecieron durante la calibración. De hecho cualquier declaración de incertidumbre carece de todo sentido cuando no se es capaz de mantener en condiciones apropiadas **a todos** los componentes del sistema de medición.

Trazabilidad en las mediciones de Flujo de Gas Natural

Hoy en día, las mediciones de flujo de gas natural se realizan con medidores de flujo de diferentes principios de medición a saber: desplazamiento positivo (medidores tipo diafragma y tipo rotativo), turbinas, por ultrasonido, por presión diferencial, principalmente.

Entre los patrones primarios que son reconocidos por la comunidad internacional como referencia para la calibración de medidores de flujo de gas destacan:

- Sistema gravimétrico (pesado en modo estático)
- Probador de desplazamiento positivo
 - tipo pistón
 - tipo campana
- Sistema PVt-T
- Alguna combinación de los anteriores

Los sistemas primarios son ampleado para calibrar sistemas o instrumentos secundarios, que a su vez son ampleados para la calibración de medidores de flujo de gas. Entre los sistemas secundarios destacan:

- Toberas de flujo crítico
- Medidores maestros o de referencia
 - Turbinas
 - Medidores de flujo por ultrasonido
 - Medidores de desplazamiento positivo

En la fig. 3 se muestra una carta de trazabilidad típica para la medición e flujo de gas, para alcances de medición hasta de algunos miles de litros por minuto. Nótese que en esta carta de trazabilidad, el origen de la misma son las realizaciones de las unidades básicas del Sistema Internacional de Unidades.

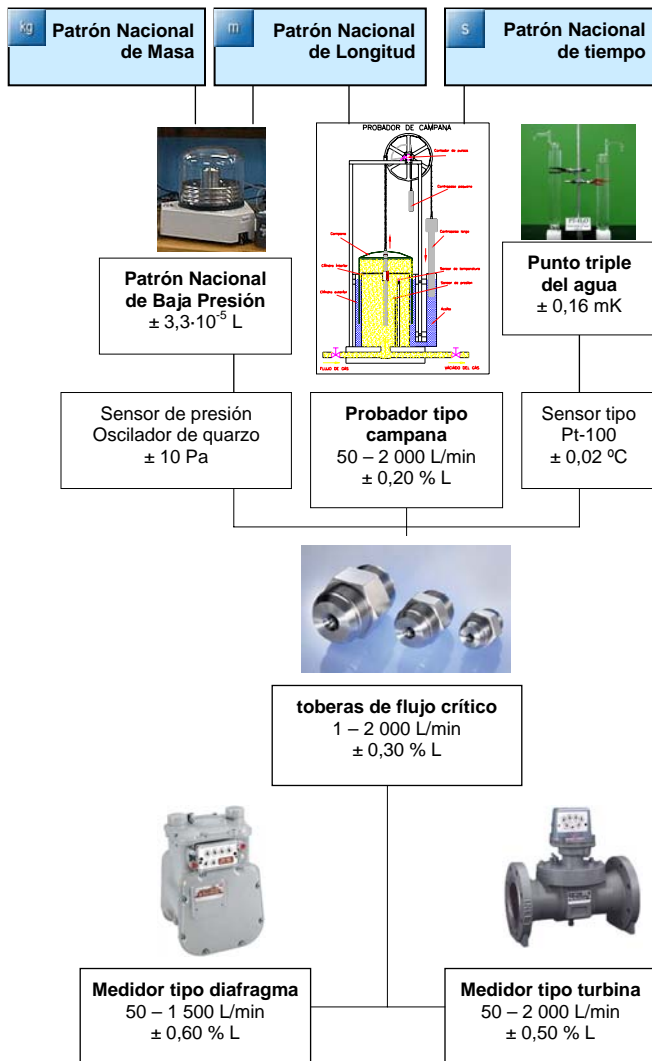


Fig. 3 Carta de trazabilidad para las mediciones de flujo de gas hasta 2 000 L/min. Situación en México.

Por otra parte, en la figura 4 se muestra la carta de trazabilidad que corresponde a los servicios de calibración que se ejecutan en las instalaciones conocidas como **pigsar**, en Dorsten, Alemania.

Estas instalaciones pertenecen a la compañía transportadora de gas RHURGAS AG; y el Physikalish Technische Bundesantalt (PTB) ha delegado en dicha institución la instalación y manutención del Patrón Nacional de Flujo de Gas Natural a alta Presión. Este Patrón Nacional Alemán para la medición de flujo de gas natural es operado por RHURGAS AG, sin embargo, el PTB a través del Grupo de Flujo de Flujo de Fluidos atestigua los servicios de calibración mediante la aplicación de la técnica conocida como *tele-calibración*.

Existen países en los cuales la trazabilidad en las mediciones de flujo de gas no tiene su origen en sus patrones nacionales. Tal es el caso de Brasil, donde algunos de los sistemas de referencia para la calibración de medidores de flujo de gas tienen trazabilidad hacia el Nederlands Meetinstituut (NMI) de los Países Bajos. En Canadá, los sistemas de referencia de TransCanada Calibrations han sido también calibrados por el NMI.

El que un país mantenga sistemas de medición de referencia con trazabilidad hacia patrones nacionales de otro país no representa necesariamente una desventaja para los usuarios de servicios de calibración; en realidad lo importante radica en que los niveles de incertidumbre sean adecuados para satisfacer las necesidades de los procesos de producción.

Trazabilidad en las Mediciones de Flujo de Gas Natural mediante Placas de Orificio.

Aún hoy en día, la mayoría de los sistemas de medición de gas natural instalados en gasoductos incorporan placas de orificio como elemento de medición de volumen y/o masa.

El uso de las placas de orificio como elemento de medición en aplicaciones de transferencia de custodia de gas natural ha requerido de una justificación amplia respecto de su desempeño metrológico [6]. Una gran cantidad de publicaciones técnicas se han generado sobre el uso de las placas de orificio, siendo quizás el sistema de medición más estudiado en el campo de la medición de flujo de fluidos. Institutos Nacionales de Metrología como el National Engineering Laboratory (NEL) del Reino Unido, el PTB de Alemania, o el National Institute of Standards and Technology (NIST) de EU han ejecutado innumerables proyectos de investigación sobre las placas de orificio.

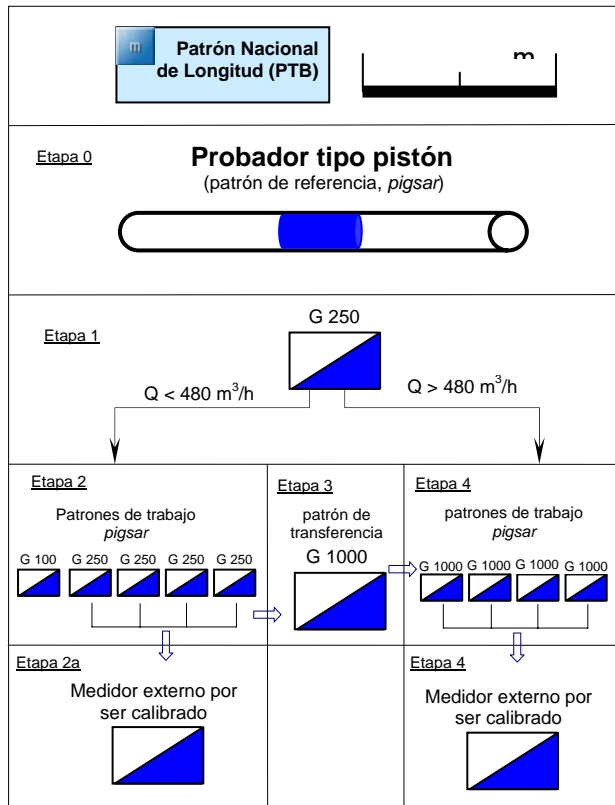


Fig. 4 Carta de trazabilidad interna en *pigsar*.

(Instalación designada para funcionar como el patrón nacional de Alemania para la medición de Flujo de Gas)

Buena parte de los resultados de las investigaciones realizadas en institutos gubernamentales y privados (como el CEESI o el SwRI), se han vaciado sobre las normas que hoy son vigentes. La International Organization for Standardization (ISO) publica la norma ISO 5167 [7], mientras que el American Petroleum Institute (API) publica en el Manual of Petroleum Measurement Standards las secciones 14.3 [8], en relación con el uso de las placas de orificio de borde recto para la medición de gas natural.

Particularmente en la medición de flujo de fluidos mediante placas de orificio, y desde el punto de trazabilidad de las mediciones, es muy importante observar fielmente las recomendaciones escritas en la norma de referencia, de otro modo, es imposible clamar trazabilidad.

Efectivamente, particularmente en la industria del Gas Natural, es una práctica internacional la de referir el funcionamiento de los sistemas de medición por placa de orificio a las normas de

referencia. Esto significa que los usuarios pueden recurrir a las normas de referencia para predecir el coeficiente de descarga (c_d) de la placa, así como el valor de incertidumbre del mismo. En términos de incertidumbre, esta práctica es en general suficiente para la mayoría de las aplicaciones; sin embargo, es importante saber que los sistemas de medición por placa de orificio tienen una gran cantidad de fuentes susceptibles de error. De hecho, en aplicaciones de transferencia de custodia, es frecuente el caso en el que el “*tubo de medición*” (constituido por la placa de orificio y las secciones de tubería adyacente) tenga que ser enviado a algún laboratorio para su calibración contra un patrón de referencia, !! y no contra una norma de referencia ¡¡↙.

Para la industria del petróleo en México, donde se emplean como referencia las normas norteamericanas, es destacable que el documento API 14.3.2 ha sido re-editado en Abril del 2000 y se observan cambios importantes, desde el punto de vista de la trazabilidad en las mediciones de gas natural mediante placas de orificio de borde recto. Los cambios más destacables son los siguientes:

- Mayor longitud de tubería recta (en general)
- Acondicionador de flujo tipo bundle de 19 tubos, solamente en la versión 1998.
- Mayor presión diferencial
- Rugosidad superficial en función del diámetro de la tubería y de beta.

Los usuarios de sistemas de medición por placa de orificio deben considerar la posibilidad de actualizar las instalaciones de acuerdo con las nuevas especificaciones establecidas en el documento API 14.3.2, de lo contrario, existirá serio riesgo de incurrir en errores en la medición. De acuerdo con Husain [9], en el mejor de los casos (siguiendo las recomendaciones de la norma), la incertidumbre en la medición de flujo que puede lograrse es del orden $\pm 1\%$.

En la figura 5 se muestra la doble alternativa en relación con la trazabilidad en las mediciones de flujo de fluidos por medio de placas de orificio. La diferencia esencial entre ambas alternativas puede ser la incertidumbre de medición. Una calibración del tubo de medición contra un patrón primario

↙ **Nota del autor:** en la medición de flujo de fluidos por placas de orificio, puede presentarse el caso de una trazabilidad virtual, en el sentido de que el instrumento de medición no es calibrado directamente contra un patrón de referencia, sino contra una norma de referencia.

significaría una menor incertidumbre en el valor del coeficiente de descarga, en relación con la propuesta de incertidumbre de la norma.

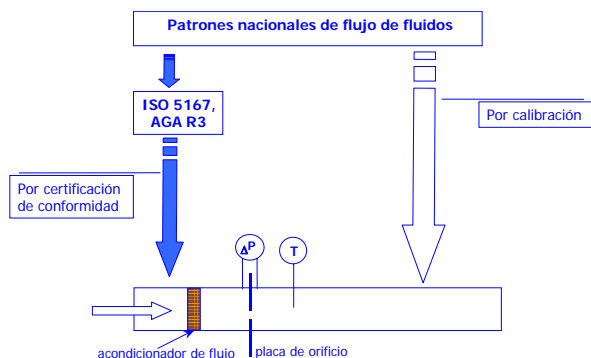


Fig. 5 Rutas de trazabilidad para sistemas de medición por placa de orificio.

Finalmente, destaco que así como es necesaria la trazabilidad hacia algún patrón nacional de medición de flujo de fluidos, también es necesario que los sensores de presión diferencial, presión estática, temperatura y de composición química, entreguen resultados de medición con trazabilidad a los patrones nacionales correspondientes.

Trazabilidad en las Mediciones de Volumen de Líquidos

La medición de volumen de hidrocarburos líquidos en modo estático se realiza usando sistemas de medición como:

- Tanques de almacenamiento
- Patrones volumétricos

La medición de volumen en tanques verticales se realiza combinando la medición de nivel del fluido con los resultados de calibración del tanque vertical, expresados mediante lo que se conoce como *tabla de calibración*.

La medición de nivel se puede realizar por cualquiera de los siguientes métodos:

- Medición manual, con cinta
- Medición por ultrasonido

- Medición por radar
- Medición por diferencia de presión
- Medición por flotadores

Cualquiera que sea el método de medición de nivel, su calibración deberá considerar como patrón de referencia un patrón para medición de longitud, bien puede ser una cinta flexible [10].

La calibración de los tanques verticales puede realizarse mediante cualquiera de los siguientes métodos:

- Medición de diámetro por cintas flexibles (strapping method)
- Determinación de diámetro por método óptico
 - Método de la línea de referencia
 - Método de triangulación
- Métodos electro-ópticos
- Determinación de volumen por medidor maestro

Los primeros tres métodos requieren trazabilidad hacia el patrón nacional de longitud; es decir, en cualquier momento tanto las cintas flexibles como los sistemas ópticos tienen que ser comparados contra algún sistema de referencia ligado al Patrón Nacional de Longitud; mientras que el último de los métodos implica trazabilidad al Patrón Nacional de Volumen a través de la calibración del medidor (posiblemente un medidor del tipo de desplazamiento positivo) contra un Patrón Volumétrico de Referencia

De acuerdo con las características de los sistemas de medición de nivel disponibles en la actualidad, y considerando valores típicos de resultados de calibración de tanques verticales, la incertidumbre de medición de volumen en tanques de almacenamiento puede oscilar entre $\pm 0,3\%$ y $\pm 0,5\%$, dependiendo de la cantidad de fluido transferida.

Por otro lado, los patrones volumétricos son empleados normalmente como referencia para la calibración de medidores de volumen o bien de recipientes volumétricos de mayor capacidad. A su vez, son calibrados por patrones volumétricos de mejores características metrológicas. En la Fig. 6 se muestra una carta de trazabilidad referente a la

✓ Este valor de incertidumbre se informa con un nivel de confianza del orden de 95%.

medición de volumen de hidrocarburos líquidos mediante el uso de patrones volumétricos.

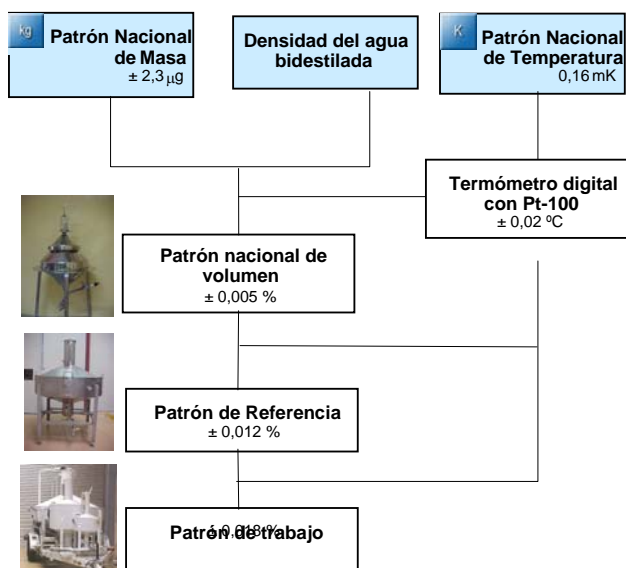


Fig. 6 Carta de trazabilidad para las mediciones de volumen usando patrones volumétricos

En la figura 6 se aprecia que las mediciones de temperatura son importantes en el proceso de diseminación de la exactitud del Patrón Nacional de Volumen hacia los patrones de trabajo que serán empleados para la calibración en sitio de otros dispositivos de medición de volumen.

Trazabilidad en las Mediciones dinámicas de volumen de hidrocarburos líquidos

El calificativo de *mediciones dinámicas* se establece debido a que el elemento que se usa para medir el volumen se instala en una tubería a través de la cual el fluido circula. La medición de volumen se realiza al tiempo que el fluido pasa a través del medidor.

Hoy en día, los principales tipos de medidores que son empleados por la industria petrolera para este propósito son:

- Tipo turbina
- De desplazamiento positivo
- Coriolis
- Ultrasónicos
- Placas de orificio

- Tubos venturi

Los dos primeros son ampliamente reconocidos (y recomendados) por el API para la medición de volumen de hidrocarburos líquidos. Los capítulos 5.2 y 5.3 del Manual de Estándares para Mediciones de Petróleo (MPMS), editado por API, abordan el uso de estos medidores para cuantificar en forma dinámica el volumen de hidrocarburos líquidos.

Los medidores por principio de coriolis son empleados fundamentalmente para la medición de fluidos “difíciles” como el *combustóleo*. Sin embargo, actualmente ya existe un documento provisional (draft) editado por el API para el uso de los medidores coriolis para medir el volumen de hidrocarburos líquidos, por lo que se supone que el uso de este tipo de medidores se incrementará considerablemente en los próximos 5 años.

Los medidores tipo coriolis pueden ser calibrados tanto en el modo de medición de volumen como en masa; en el primer caso, las mediciones de volumen realizadas con el medidor coriolis serán trazables al Patrón Nacional de Volumen; en el segundo, la carta de trazabilidad apuntará hacia el Patrón Nacional de Masa.

El principio de medición de flujo de fluidos por ultrasonido ha encontrado una gran aceptación tanto en el campo de la medición de gases como en la de los hidrocarburos líquidos. Las ventajas operativas comparativas, y sus cualidades metrológicas los han colocado rápidamente en un lugar preponderante en el mercado de los medidores de flujo. En términos de trazabilidad y de aseguramiento metrológico, estos equipos deberán 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.

En aplicaciones de flujo de gas natural, un medidor ultrasónico puede calibrarse contra un banco de toberas de flujo crítico, o de medidores de desplazamiento positivo de referencia (los medidores de flujo de desplazamiento positivo de doble rotor han demostrado excelentes cualidades como medidor de referencia). Por su puesto, también puede ser calibrado usando patrones primarios de desplazamiento positivo, gravimétricos o sistemas PVT-t.

Los medidores del tipo ultrasónico para hidrocarburos líquidos pueden ser calibrados preferentemente por probadores del tipo convencional (pipe provers). En la figura 7 se muestra la carta de trazabilidad para las mediciones de volumen de hidrocarburos líquidos en forma dinámica. El último eslabón de la carta de trazabilidad puede ser ocupado por un medidor tipo turbina (como se indica en la figura), de desplazamiento positivo, tipo coriolis, o incluso por un medidor por principio ultrasónico. Aún cuando dicha carta de trazabilidad no incluye en los eslabones inferiores la contribución de magnitudes físicas como la presión, temperatura y la densidad, es necesario destacar que todos los sensores implicados en cada uno de los procesos de calibración deben tener trazabilidad hacia los patrones nacionales correspondientes. En la sección correspondiente a la incertidumbre en las mediciones de volumen de hidrocarburos, se enfatizará el peso que cada una de las magnitudes de influencia tiene sobre el mensurando en cuestión.

La calibración de los medidores de flujo por ultrasonido puede encontrar dificultades, especialmente para tamaños superiores a 750 mm de diámetro; en aplicaciones de esta naturaleza Zanker and Freund [11] recomiendan la calibración en seco.

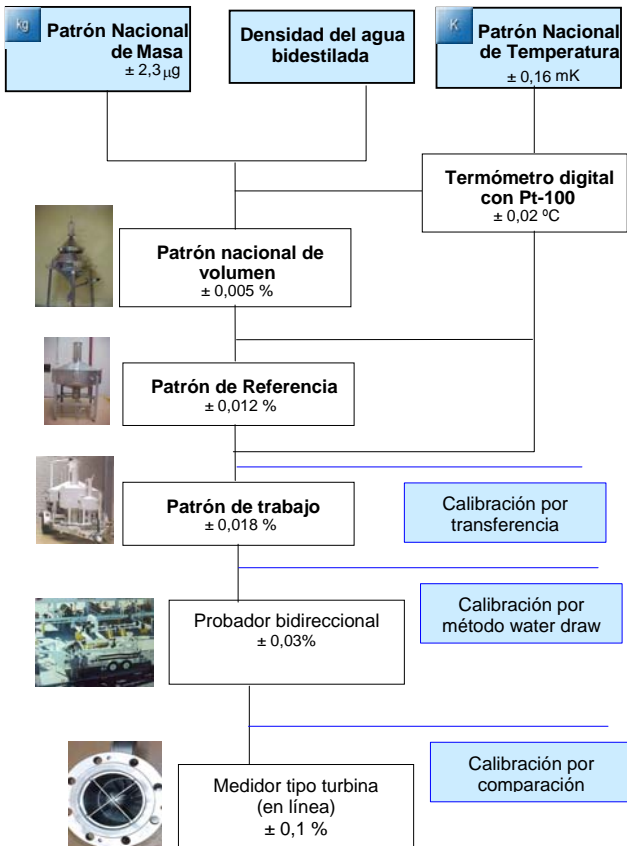


Fig. 7 Carta de trazabilidad para las mediciones de volumen en forma dinámica

✓ La calibración en seco se aplicó por primera vez como una técnica de calibración en sitio de medidores del tipo electromagnético; sin embargo, esta alternativa no ha sido muy satisfactoria, a menos que se desarrolle bajo condiciones cuidadosamente controladas [6].

ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE EN LAS MEDICIONES

Conceptos introductorios

La incertidumbre en las mediciones es un concepto cuya aplicación es relativamente reciente. De hecho, la formación profesional de los estudiantes no incorpora todavía el concepto de la incertidumbre en las mediciones; nuestros estudiantes siguen formándose profesionalmente pensando que un resultado de medición se compone sólo de un elemento.

La omisión de la incertidumbre como parte del resultado de medición limita nuestra capacidad para tomar decisiones en cualquier ambiente de nuestra vida diaria. Como un ejemplo, baste mencionar que recientemente en la prensa internacional se expuso el caso del jugador profesional de fútbol europeo Frank de Boer, quien al ser sometido a un segundo examen antidoping obtuvo resultados que no pudieron ser conciliados con el primer examen; el NMi (Laboratorio Nacional de Metrología de los Países Bajos) opinó a este respecto que era indispensable asignar valores de incertidumbre a las dos mediciones para compararlas entre sí.

En alguna medida, el valor de incertidumbre nos da idea de la "calidad" del trabajo de medición o calibración realizado; a menor incertidumbre mayor conocimiento del proceso de medición y viceversa. Sin embargo, lograr incertidumbres "infinitesimales" no debe ser la obsesión de todo metrólogo, en realidad, para cada proceso de medición se debe establecer de manera realista el valor de la incertidumbre de medición requerida en términos del riesgo. Miguel de Montaigne, filósofo francés escribió alguna vez "...no hay nada mas cierto que la incertidumbre ni ser mas orgulloso que el hombre.."; esta frase, escrita hace algunos cientos de años no ha perdido vigencia; 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).

En décadas pasadas era una práctica común que las normas técnicas relacionadas con la estimación de incertidumbre se generasen al interior de cada uno de los Comités Técnicos de ISO o de otras

organizaciones. A este respecto, la norma ISO 5168 [12], relacionada con la estimación de incertidumbres en la medición de flujo de fluidos, fue editada por vez primera en 1978; este documento fue uno de los primeros en abordar el tema de la estimación de la incertidumbre en las mediciones, sobre todo pensando en una forma de soportar las operaciones de transferencia de custodia de fluidos valiosos.

No fue sino hasta 1993 cuando un grupo de organismos internacionales culmina los esfuerzos por editar una Guía para la Estimación de la incertidumbre en las mediciones (GUM) [13]. Desde entonces, este documento es empleado como referencia para la estimación de incertidumbres. En 1994 Van der Grinten [14] publica un documento en el cual compara los resultados de estimación de incertidumbre al emplear la GUM y la norma ISO 5168, encontrando diferencias muy pequeñas entre ambos métodos.

Conocer la incertidumbre de un resultado de medición es útil en lo 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.

Ejemplo:

Con el ánimo de evidenciar la importancia de conocer la incertidumbre de las mediciones, considere que usted vende combustóleo a razón de 100 000 L/día. El sistema de medición que emplea para transferir la custodia de este fluido no posee certificado de calibración, por lo que los resultados de medición no tienen trazabilidad a algún patrón nacional, y por consecuencia tampoco se conoce la incertidumbre de medición actual. Cierta día, el medidor de volumen sufre un daño "súbito y severo", lo cual motiva que

usted lo envíe al taller de reparación. Como sustituto, su gerente de mantenimiento consigue en préstamo un medidor que ha sido recientemente calibrado por un laboratorio secundario.

Después de 10 días de operar con el nuevo medidor, usted percibe que su balance diario es en promedio 100 L mayor (a su favor !!) que el balance promedio en los pasados 10 meses. Pregunta obligada: *¿Eran correctos los resultados de medición obtenidos con el medidor anterior ?, ¿Será este nuevo medidor el adecuado para garantizar que la pérdida o ganancia de mi empresa sea lo suficientemente pequeña para no amenazar mi estabilidad ?*. La respuesta a estos cuestionamientos tiene que ver con trazabilidad e incertidumbre.

Algunas definiciones

Previo a la presentación de la metodología para la estimación de la incertidumbre en las mediciones, es necesario incorporar algunas definiciones de interés, tomadas del Vocabulario Internacional de Metrología, o de la propia GUM

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.

Un resultado de medición se integra al menos por dos elementos: a) la mejor estimación del mensurando, y b) la incertidumbre de dicha estimación. Así, supongamos que al solicitar informes sobre la aceleración local de la gravedad obtenemos la siguiente información:

$$g = (9,781 \pm 0,002) \text{ m/s}^2$$

del resultado anterior sabemos que el mejor valor para la aceleración local es 9,781; sin embargo, y en razón de la incertidumbre del proceso de medición para determinar g, cualquier valor dentro del intervalo [9,779, 7,783] puede ser atribuido a g.

Incertidumbre estándar: incertidumbre del resultado de una medición expresado como una desviación estándar

En casos donde sea necesario combinar diversas fuentes de incertidumbre, el procedimiento sugerido en la GUM requiere de la determinación de la incertidumbre estándar de cada fuente, como un requisito para aplicar la ley de propagación de incertidumbre.

La obtención de la incertidumbre estándar dependerá de la forma de variación de la fuente de incertidumbre en cuestión. Las formas de variación pueden ser: normal, uniforme, triangular, bi-modal, entre otras.

Incertidumbre estándar combinada (u_c): se define como la incertidumbre estándar del resultado de una

medición cuando el resultado es obtenido de los valores de un número dado de otras magnitudes.

Según la GUM, la incertidumbre estándar combinada se obtiene aplicando la *ley de propagación de incertidumbres*, conocida convencionalmente como Raíz de la Suma de Cuadrados (RSS, del inglés root-sum-of squares) y su valor refleja cómo la variación (y covariación) de las estimaciones de cada variable de entrada, promueve la variación del resultado de medición.

Incertidumbre expandida (U): cantidad que define un intervalo alrededor del resultado de la medición y del cual se espera que comprenda un porcentaje alto de los valores que razonablemente pudieran ser atribuidos al mensurando.

Es una práctica común que los resultados de medición se expresen con niveles de confianza superiores a 90%, esto requiere que la incertidumbre estándar combinada sea multiplicada por un factor de cobertura apropiado para definir un intervalo cuyo nivel de confianza sea el deseado. En muchos casos, un factor de cobertura $k=2$ es suficiente para obtener la incertidumbre expandida ($U_{xi} = k \cdot u_c$) a un nivel de confianza del orden de 95%. El valor de $k=2$ se emplea cuando existe suficiente evidencia (cantidad de información disponible) para suponer razonablemente que la distribución de probabilidad del resultado de medición es normal.

La diferencia entre los términos *incertidumbre* y *error* debe siempre permanecer en mente. Por ejemplo, el resultado de una medición después de aplicar los factores de corrección puede ubicarse muy cerca del valor del mensurando, esto es, puede tener un error despreciable, y sin embargo puede tener un valor de incertidumbre grande.

Procedimiento para estimar la incertidumbre en las mediciones -presentación de un ejemplo-

La metodología para estimación de incertidumbre propuesta en la GUM, puede ser resumida en los siguientes pasos:

1. Definición del mensurando
2. Organización de las fuentes de incertidumbre.
3. Cuantificación de las fuentes de incertidumbre
4. Reducción a incertidumbre estándar
5. Combinación de las incertidumbres
6. Informe de resultados

1 Definición del mensurando

El primer paso en cualquier proceso de medición es definir el mensurando – la magnitud a ser medida –.

Una incompleta definición del mensurando puede ser causa de pobre repetibilidad en el proceso de medición.

Ejemplo:

Determinar el volumen de agua que contiene un patrón volumétrico (ver figura adjunta) a la temperatura actual del laboratorio, permitiendo un tiempo de escurrimiento de 30 s.



| Datos: | |
|---|-------------------------|
| $V_{20^{\circ}\text{C}} = (20\,002,6 \pm 3,5) \text{ mL}$ | (k=1) |
| $\alpha_c = (47,7 \pm 1) \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$ | (distribución uniforme) |
| $T_1 = (25,1 \pm 0,2) \text{ }^{\circ}\text{C}$ | |
| $T_2 = (25,0) \pm 0,2$ | |
| $T_3 = (25,1) \pm 0,2$ | |
| $T_4 = (25,0) \pm 0,2$ | |
| $T_5 = (24,9) \pm 0,2$ | (k=2) |
| División mínima: | 10 mL |
| | L = + 25 mL |

2 Organización de fuentes de incertidumbre

Encontrar la relación funcional entre el mensurando y las magnitudes de entrada. Normalmente un modelo matemático para estimar el mensurando en función de las variables de entrada

$$Y = f(X_1, X_2, X_3 \dots X_n) \quad (1)$$

Ejemplo

$$V_T = (V_{20^{\circ}\text{C}} + L) (1 + \alpha_c \cdot (T - 20)) \quad (e.1)$$

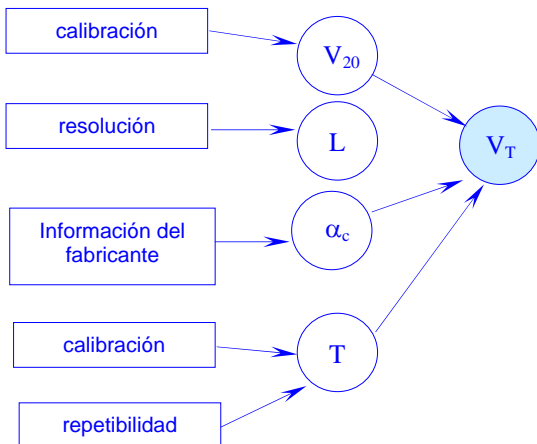


Fig. 1, ej. 1 Relación entre mensurando y magnitudes de entrada.

donde

- $V_{20^{\circ}\text{C}}$: volumen del patrón volumétrico a 20 °C, de acuerdo con el certificado de calibración, [mL]
- α_c : coeficiente de expansión térmica del material de fabricación del patrón, [°C⁻¹]
- T: temperatura del agua y del patrón volumétrico, [°C⁻¹]
- L: lectura en el cuello del patrón volumétrico, [mL]

3 Cuantificación de la incertidumbre

Cada una de las magnitudes de entrada, por ser variables aleatorias, pueden tomar diversos valores. En esta etapa del procedimiento se requiere “medir” la variación de cada una de las fuentes de incertidumbre durante el proceso de medición. En este trabajo de medir la variabilidad de las magnitudes es necesario aprovechar la experiencia del metrólogo, de los técnicos, son ellos quienes mejor sensibilidad tienen respecto del comportamiento de cada uno de los componentes del sistema de medición.

Ejemplo:

Se escriben a continuación los valores de variabilidad de cada una de las fuentes de incertidumbre:

$V_{20^{\circ}\text{C}} = 20\,002,6 \text{ mL}$
 $19\,999,1 \text{ mL} < V_{20^{\circ}\text{C}} < 20\,006,1$
 variación normal, k=1

L = 25 mL
 $+20 \text{ mL} < +25 < +30 \text{ mL}$
 variación uniforme

$\alpha_c = 0,000\,047\,7 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
 $46,7 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1} < \alpha_c < 48,7 \cdot 10^{-6} \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$
 variación uniforme

T = 25,02 °C

a) Por calibración
 $24,82 \text{ }^{\circ}\text{C} < T < 25,22 \text{ }^{\circ}\text{C}$
 variación normal, k=2

b) Por repetibilidad
 $25,02 - \frac{s}{\sqrt{n}} < T < 25,02 + \frac{s}{\sqrt{n}}$

donde

$$n = 5; s = 0,084 \text{ } ^\circ\text{C}$$

4 Reducción a incertidumbre estándar

La ley de propagación de incertidumbres requiere que sin importar cómo se realice la cuantificación de la incertidumbre de una variable de entrada, ésta debe ser evaluada como una incertidumbre estándar, esto es, como una desviación estándar. De acuerdo a la forma en que se realiza dicha cuantificación, la GUM propone una diferenciación de los métodos de evaluación: a) *evaluación tipo A*; evaluación por análisis estadístico de la serie de mediciones realizada, y b) *evaluación tipo B*, basada en el juicio científico del metrologo, usando toda la información relevante disponible (mediciones previas, certificados de calibración, especificaciones del fabricante, entre otras).

La incertidumbre estándar tipo A se determina a partir de resultados de medición que fueron obtenidos de una serie de n mediciones independientes, repetidas en un intervalo corto de tiempo. La GUM recomienda la siguiente forma de cálculo,

$$u(x_i) = s(\bar{X}_i) = s(q_k) / \sqrt{n} \quad (2)$$

donde q_k representa al conjunto de los n resultados de medición obtenidos.

Las evaluaciones basadas en observaciones repetidas no son necesariamente “superiores” a las obtenidas por otros medios. De hecho, cuando no pueda evaluarse la incertidumbre estándar de una variable de entrada mediante el análisis de los resultados de un número de observaciones repetidas, debe adoptarse una distribución de probabilidad basada en el conocimiento; dicha distribución será mucho menos extensa de lo que pudiera considerarse deseable. Esto sin embargo, no invalida a la distribución o la hace irreal: como todas las distribuciones de probabilidad, esta es una expresión del conocimiento que se tiene.

En apéndice F de la GUM (*Guía práctica para la evaluación de las componentes de incertidumbre*), se describen recomendaciones sobre la forma de calcular la incertidumbre estándar para fuentes de incertidumbre.

Ejemplo:

A partir la variabilidad, y de la forma de variación, de cada una de las fuentes de incertidumbre, se requiere expresar cada una de ellas en forma de desviaciones estándar,

$$V_{20^\circ\text{C}} = 20\,002,6 \text{ mL (ver sección 4.3 GUM)}$$

$$u(V_{20^\circ\text{C}}) = U(V_{20^\circ\text{C}})/k = 3,5 \text{ mL}/1 = 3,5 \text{ mL}$$

$$L = 25 \text{ mL}$$

$$u(L) = (a_+ - a_-) / \sqrt{12} = (20 - 30) / \sqrt{12} = 2,89 \text{ mL}$$

$$\alpha_c = 0,000\,047\,7 \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$u(\alpha_c) = (a_+ - a_-) / \sqrt{12} = (46,7 - 48,7) \cdot 10^{-6} / \sqrt{12} =$$

$$= 5,77 \cdot 10^{-7} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$$

$$T = 25,02 \text{ } ^\circ\text{C}$$

c) Por calibración

$$u(T) = U(T)/k = 0,2 \text{ } ^\circ\text{C}/2 = 0,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

d) Por repetibilidad (ver sección 4.2 GUM)

$$u(T) = s / \sqrt{n} = 0,084 / \sqrt{5} = 0,038 \text{ } ^\circ\text{C}$$

La contribución por repetibilidad se estima a partir de la desviación estándar de la media (ver cláusula 4.2.3 GUM)

5 Combinación de fuentes de incertidumbre

La incertidumbre estándar del mensurando se obtiene combinando apropiadamente las incertidumbres estándar de las estimaciones de las magnitudes de entrada. La incertidumbre estándar combinada del mensurando se calcula de la siguiente forma (para magnitudes de entrada no correlacionadas),

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 u^2(x_i) \quad (3)$$

donde f es la función que define al mensurando en términos de las magnitudes de entrada. La ecuación anterior se basa en una aproximación en series de Taylor de primer orden de la función que define al mensurando, y es conocida como la *Ley de propagación de incertidumbre*.

Para aplicar la ley de propagación de incertidumbres es necesario conocer el efecto o impacto que la variación de cada una de las variables de entrada ejerce sobre el mensurando. Dicho efecto se estima por el factor $\frac{\partial f}{\partial x_i}$, conocido como coeficiente de sensibilidad. El producto $\frac{\partial f}{\partial x_i} \cdot u(x_i)$ representa la variación en y , ocasionada por la incertidumbre estándar de la estimación x_i .

Nótese que la incertidumbre estándar para la temperatura $u(T)$, se obtuvo combinando en suma de cuadrados las incertidumbres debido a la calibración y a la repetibilidad de las mediciones de temperatura; esto es,

$$u_c(t) = \sqrt{0,1^2 + 0,038^2} = 0,11^\circ\text{C}$$

Ejemplo:

Para propósitos de aplicar la ley de propagación de incertidumbre a nuestro ejemplo, es indispensable escribir nuevamente el modelo matemático que relaciona al mensurando con las variables de entrada (e.1),

$$V_T = (V_{20^\circ\text{C}} + L) (1 + \alpha_c \cdot (T - 20))$$

La ley de propagación de incertidumbres, aplicada a nuestro ejemplo:

$$u_c(V_T) = \sqrt{\left[\left[\frac{\partial V_T}{\partial V_{20}} \cdot u(V_{20}) \right]^2 + \left[\frac{\partial V_T}{\partial L} \cdot u(L) \right]^2 + \left[\frac{\partial V_T}{\partial \alpha_c} \cdot u(\alpha_c) \right]^2 + \left[\frac{\partial V_T}{\partial T} \cdot u(T) \right]^2 \right]}$$

donde:

$$\frac{\partial V_T}{\partial V_{20}} = 1 + \alpha_c \cdot (T - 20) = 1 + 477 \cdot 10^{-6} \cdot (25,02 - 20) = 1,000239$$

$$\frac{\partial V_T}{\partial L} = 1 + \alpha_c \cdot (T - 20) = 1,000239$$

$$\frac{\partial V_T}{\partial \alpha_c} = (V_{20} + L) \cdot (T - 20) = (20002,6 + 25)(25,02 - 20) = 100538,6 \text{ mL}^\circ\text{C}$$

$$\frac{\partial V_T}{\partial T} = (V_{20} + L) \cdot \alpha_c = (20002,6 + 25) \cdot 477 \cdot 10^{-6} = 0,9553 \text{ mL}^\circ\text{C}^{-1}$$

$$u_c(V_T) = \sqrt{\left[(1,000239 \cdot 3,5)^2 + (1,000239 \cdot 2,89)^2 + (100538,6 \cdot 5,77 \cdot 10^{-7})^2 + (0,9553 \cdot 0,1)^2 \right]}$$

$$= \sqrt{[3,5]^2 + [2,89]^2 + [0,06]^2 + [0,1]^2}$$

$$= 4,5 \text{ mL}$$

6 Informe de resultados

El cálculo de la incertidumbre estándar combinada u_c , puede resultar suficiente para ciertas aplicaciones; sin embargo, es de notar que el intervalo que se puede construir a partir de u_c implicará (si la distribución de probabilidad del resultado de medición es normal) un nivel de confianza del orden de 68 %; este valor puede ser pequeño para ciertas aplicaciones comerciales, de salud o regulatorias, por lo que es recomendable entonces definir un intervalo tal que comprenda una fracción grande de los valores que razonablemente puedan ser atribuidos al mensurando. Este intervalo se construye a partir de la incertidumbre expandida U , que se obtiene al multiplicar la incertidumbre estándar combinada por un factor de cobertura k determinado.

Si la cantidad de información disponible y generada durante el evento de medición o calibración es tal que los grados efectivos de libertad tienden a infinito (lo cual implica una forma normal de variación del resultado de medición) entonces la incertidumbre expandida puede estimarse como

$$U = k \cdot u_c(y) = 2 \cdot u_c(y) \quad (4)$$

el uso del factor $k=2$ produce un intervalo de confianza de aproximadamente 95 % cuando la distribución de probabilidad caracterizada por y y $u_c(y)$ es aproximadamente normal.

Si los grados efectivos de libertad de libertad del mensurando son finitos, entonces es necesario

✓ Generalmente, si una evaluación de incertidumbre involucra sólo un tipo de evaluación A, y si la incertidumbre estándar de este tipo es menor que la mitad de la incertidumbre estándar combinada, entonces puede emplearse el factor de cobertura $k=2$ para expresar los resultados con un nivel de confianza del orden de 95%.

estimar el valor del factor de cobertura a partir del uso de la distribución t-student (ver apéndice G de la GUM).

Una forma que se ha encontrado conveniente para informar sobre los resultados de estimación de incertidumbre se denomina *presupuesto de incertidumbre*, siendo una tabla en la que se anota toda la información relevante del cálculo de incertidumbre. En él se incluye: las mejores estimaciones de las variables de entrada, la cuantificación y reducción a incertidumbre estándar de cada fuente, los coeficientes de sensibilidad, los grados de libertad, y finalmente el resultado de la incertidumbre expandida.

Ejemplo:

| fuente | x_i | $u(x_i)$ | $\frac{\partial y}{\partial x_i}$ | c_i | ν |
|------------|---|-------------------------|-----------------------------------|---------|----------|
| V_{20} | 20 002,6 mL | 3,5 | 1 | 3,5 mL | 100 |
| L | 25 mL | 2,89 | 1 | 2,89 mL | ∞ |
| α_c | $47,7 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$ | $5,77 \cdot 10^{-7}$ | 100 538 | 0,06 mL | ∞ |
| T | 25,02 $^\circ\text{C}$ | 0,11 | 0,955 3 | 0,11 mL | 96 |
| | | | | | |
| | | Inc. estándar combinada | | 4,5 mL | |
| | | Grados ef. de libertad | | 283 | |
| V_T | 20 032,4 mL | Incertidumbre expandida | | 9,0 mL | |

Tabla 1 Presupuesto de incertidumbre para la medición de volumen mediante patrón volumétrico de 20 L

De la tabla 1 se destaca lo siguiente:

1. Las contribuciones más significativas provienen de la calibración del instrumento y de la resolución de la escala de lectura.
2. Las contribuciones c_i por la calibración del recipiente y la resolución de la escala de lectura son de tamaño similar, lo cual implica que la distribución de probabilidad del mensurando puede razonablemente considerarse como normal.

[◁] Los grados efectivos referentes a la temperatura se obtuvieron aplicando la fórmula de Welch-Satterthwaite a las contribuciones (calibración y repetibilidad).

[∪] Este número de grados de libertad es suficientemente grande para proponer 2 como factor de cobertura en el cálculo de la incertidumbre expandida.

3. La incertidumbre expandida se calculó usando un factor de cobertura $k=2$.

Interpretación de los resultados

Cuando se ejecuta una medición o la calibración de un instrumento de medición, tratamos de incorporar en ello todos los cuidados y conocimientos disponibles, de tal forma que el resultado obtenido es considerado como la mejor estimación de lo que deseamos medir (el mensurando). Sin embargo, de la experiencia, y después de lo expuesto en las secciones anteriores, sabemos que la variación (en ocasiones irreductible) de las magnitudes de entrada ocasiona variaciones en el resultado de medición; de tal forma que al final del ejercicio el resultado de la medición debe expresarse como un intervalo de valores, centrado alrededor de la mejor estimación del mensurando, que ofrezca una confianza del orden de 95 % de que cualquier valor dentro de dicho intervalo pueda razonablemente ser atribuido al mensurando.

Ejemplo:

En nuestro ejercicio, el resultado de medición se puede expresar de las siguientes formas:

$$V_T = (20\ 032,4 \pm 9,0) \text{ mL}$$

donde el valor seguido del símbolo \pm representa la incertidumbre expandida $U = k \cdot u_c$, y se calculó a partir de $u_c = 9,0 \text{ mL}$ y $k=2$, para definir un intervalo de valores cuyo nivel de confianza es del orden de 95 %.

| | | |
|-------------------|-----|--------------|
| Exp. Isentrópico | 2 % | despreciable |
| Coef. exp. Placa | 2 % | despreciable |
| Oef. exp. Tubería | 2 % | Despreciable |

Tabla 2 Fuentes de incertidumbre típicas (expresadas en forma estándar) en medición de flujo de gas natural mediante placas de orificio.

APLICACIONES EN MEDICIÓN DE FLUJO DE HIDROCARBUROS

En esta sección se discuten los aspectos más importantes a considerar en la estimación de incertidumbre de las siguientes aplicaciones:

- Medición de Flujo de Gas Natural por Placa de Orificio.
- Calibración de probadores bidireccionales

1 Medición de Flujo de Fluidos por medio de Placas de Orificio,

El flujo másico se determina por medio del siguiente modelo matemático,

$$q_m = \frac{C_d \varepsilon_1 \pi d_T^2}{4\sqrt{1-\beta^4}} \sqrt{2\Delta P \rho_1} \quad (5)$$

donde:

- C_d : coeficiente de descarga
- ε_1 : coeficiente de expansibilidad
- d_T : diámetro de la placa
- ΔP : presión diferencial
- β : relación de diámetros
- ρ_1 : densidad del fluido

| Fuente | $u(x_i)$ típica | Efecto |
|-------------------|---------------------|---------------|
| C_d | 0,25 % [□] | significativo |
| ε_1 | 0,02% [◊] | significativo |
| ΔP | 0,25% | significativo |
| D | 0,2 % | significativo |
| ρ_1 | 0,1 % – 0,5 % | significativo |
| d_T | 0,04 % | significativo |
| T | 0,1 °C | moderado |
| Z | 0,05 % | Moderado |
| Densidad Relativa | 0,3 % | significativo |
| Viscosidad | 2 % | despreciable |

□ ISO 5168 2000, para valores de beta entre 0,2 y 0,6

◊ Su valor se estima como $0,01 \cdot \varepsilon_1 \cdot 4 \cdot \Delta P / P_1$

La incertidumbre estándar combinada del flujo másico puede obtenerse aplicado la ley de propagación de incertidumbres. La norma ISO 5167 recomienda el siguiente modelo,

$$\frac{u_c(q_m)}{q_m} = \left[\begin{aligned} & \left(\frac{u(C_d)}{C_d} \right)^2 + \left(\frac{u(\varepsilon_1)}{\varepsilon_1} \right)^2 + \frac{1}{4} \left(\frac{u(\Delta P)}{\Delta P} \right)^2 + \\ & + \frac{1}{4} \left(\frac{u(\rho_1)}{\rho_1} \right)^2 + \left(\frac{2}{1-\beta^4} \right)^2 \left(\frac{u(d)}{d} \right)^2 + \left(\frac{2\beta^4}{1-\beta^4} \right)^2 \left(\frac{u(D)}{D} \right)^2 \end{aligned} \right]^{1/2} \quad (6)$$

en la expresión anterior, los valores $u(x_i)/x_i$ representan la incertidumbre relativa de cada una de las fuentes de incertidumbre.

Cuando la densidad es calculada a partir de los valores de presión, temperatura y composición química, entonces será necesario resolver en primera instancia el cálculo de la incertidumbre estándar combinada de la densidad a partir de los valores de incertidumbre estándar de las variables de entrada. El efecto que tiene la temperatura

La incertidumbre del coeficiente de descarga puede obtenerse de las normas de referencia, o bien obtenerse del certificado de calibración correspondiente.

2 Calibración de probadores bidireccionales (método de desplazamiento de agua –water draw-)

El volumen base de probadores se obtiene aplicando el siguiente modelo matemático,

$$V_{20,0} = V_t \cdot CTS_t \cdot CTL \cdot CPL \cdot CTS_p \cdot CPS_p \quad (7)$$

$$CTS_t = 1 + \alpha_t \cdot (T_t - 20)$$

$$CTL = 1 + \beta \cdot (T_p - T_t)$$

$$CPL = 1 - P_p \cdot F$$

$$CTS_p = 1 + \alpha_p \cdot (20 - T_p)$$

$$CPS_p = 1 - \frac{P_p \cdot D}{E \cdot e}$$

donde:

- $V_{20,0}$: Volumen base del probador, a condiciones de referencia, 20 °C y presión manométrica de 0 Pa, [L]
- V_t : Volumen medido en el patrón volumétrico a la temperatura T_t , [L]
- α_t : Coeficiente de dilatación del patrón volumétrico, [°C⁻¹]
- T_t : Temperatura del agua en el patrón volumétrico, [°C]
- β : Coeficiente de expansión volumétrico del agua, [°C⁻¹]
- T_p : Temperatura del agua en el probador, [°C]
- P : Presión en el interior del probador, [MPa]
- F : Factor de compresibilidad isotérmico del agua, [MPa⁻¹]
- α_p : Coeficiente de dilatación del probador, [°C⁻¹]
- D : Diámetro interior del probador, [m]
- E : Módulo de elasticidad del material de fabricación del probador, [MPa]
- e : Espesor de pared del probador, [m]

$$u_c^2(V_{20}) = \left[\frac{\partial V_{20}}{\partial CPS_p} \frac{\partial CPS_p}{\partial P} + \frac{\partial V_{20}}{\partial CPL} \frac{\partial CPL}{\partial P_p} \right]^2 u^2(P) + \left[\frac{\partial V_{20}}{\partial V_t} \right]^2 u^2(V_t) + \left[\frac{\partial V_{20}}{\partial CTS_p} \frac{\partial CTS_p}{\partial T_p} + \frac{\partial V_{20}}{\partial CPL} \frac{\partial CPL}{\partial F} + \frac{\partial V_{20}}{\partial CTL} \frac{\partial CTL}{\partial T_p} \right]^2 u^2(T_p) + \left[\frac{\partial V_{20}}{\partial CTS_t} \frac{\partial CTS_t}{\partial T_t} + \frac{\partial V_{20}}{\partial CTL} \frac{\partial CTL}{\partial \beta} \frac{\partial \beta}{\partial T_t} + \frac{\partial V_{20}}{\partial CTL} \frac{\partial CTL}{\partial T_t} \right]^2 u^2(T_t) + \quad (8)$$

En la ecuación anterior no se incluye la posible correlación entre la temperatura del probador y la temperatura del patrón volumétrico. La incertidumbre estándar combinada del volumen del patrón de referencia se calcula a partir de la incertidumbre de calibración y de la desviación estándar de las mediciones.

La incertidumbre asociada con la temperatura del probador y de los patrones volumétricos debe considerar: a) calibración del sistema de medición, b) resolución de los dispositivos de lectura, c) gradientes de temperatura en el interior de los recipientes, entre otros aspectos.

CONCLUSIONES

- La trazabilidad es un atributo del resultado de medición mas que de un instrumento o un sistema.
- El aseguramiento de las mediciones es factible a través del uso de patrones de control, empleados sólo para vigilar el comportamiento de los sistemas de referencia.
- La GUM es el documento de referencia vigente para la estimación de la incertidumbre en las mediciones. En el futuro cercano se editará la nueva versión de la norma ISO 5168 como la norma específica de cálculo de incertidumbre en la medición de flujo de fluidos.
- En la medición de flujo de hidrocarburos, la principal fuente de incertidumbre proviene de la calibración del sistema de medición de volumen.
- En la medición de flujo de hidrocarburos líquidos, la medición de temperatura ejerce una gran influencia en la incertidumbre de medición de volumen.

| Fuente | $u(x_i)$ típica | Efecto |
|------------|--------------------|---------------|
| V_r | 0,015 % | significativo |
| T_t | 0,05 °C | significativo |
| T_p | 0,15 °C | significativo |
| P | 0,5 % | moderado |
| D | 0,2 % | despreciable |
| E | 5 % | despreciable |
| α_t | 2 % | despreciable |
| α_p | 2 % | despreciable |
| E | 3 % | despreciable |

Tabla 3 Fuentes de incertidumbre típicas en la calibración de probadores bidireccionales por el método de desplazamiento de agua (water draw).

De acuerdo con la tabla anterior, la incertidumbre estándar combinada del volumen base del probador se calcula de la siguiente forma,

REFERENCIAS

- [1] International Organization for Standardization (ISO), *International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology*, 2nd Ed., Geneva (1993).
- [2] Rasberry Stanley, Ehrlich Charles, *Traceability –General Principles-* 1999 NCSL Workshop and Symposium, Charlotte, NC.
- [3] Belanger B.C., *Traceability: an evolving concept*, ASTM Standardization News 8 (1), 22 (1980).
- [4] BIPM, *The Convention of the Metre*, Paris, 1875.
- [5] Ehrlich Charles, Rasberry Stanley *Metrological Timelines in Traceability*, Journal of Research of the National Institute of Standards and Technology, Volume 103, number 1, January-February 1998.
- [6] Baker R. C., *Flow Measurement Handbook*, Cambridge University Press, 2000
- [7] ISO 5167-1:1997, *Specification for square edged orifice plate, nozzles and venturi tubes inserted in circular cross-section conduits running full*.
- [8] API MPMS 14.3.2 *Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids. Specification and installation requirements*, 4th edition, April 2000.
- [9] Husain Zaki, *Theoretical Uncertainty of Orifice Flow Measurement*, ISHM, 2000.
- [10] API MPMS 3.1A, *Standard Practices for Manual Gaging of Petroleum and Petroleum Products*
- [11] Zanker K. J., Freund W. R. *Practical Experience with gas ultrasonic flowmeters*. North Sea Flow Measurement Workshop, 1996, Peebles Scotland.
- [12] ISO 5168:1978, *Measurement of fluid flow, Estimation of Uncertainty in a Flow Rate Measurement*, Geneva, International Organisation for Standardisation.
- [13] BIPM/IEC/IFCC/ISO/IUPAC/OIML (1993): *Guide to the expression of uncertainty in measurement*, first edition, ISO 1993.
- [14] van der Grinten J. G. M., *A comparison of the methods for uncertainty analysis based on ISO 5168 and the Guide prepared by ISO/TAG4/WG3*, FLOMEKO 94 Flow Measurement in the Mid 90's, East Kilbride, Scotland.