

# CALCULO DE LA INCERTIDUMBRE DEL VOLUMEN NETO EN UN SISTEMA DE MEDICION CON MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA PARA TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Ing. Joel Cárdenas Murúa.  
PEMEX-REFINACIÓN  
Refinería "Ing. Antonio M. Amor"  
E-mail [jcmurua@ref.pemex.com](mailto:jcmurua@ref.pemex.com)

**Resumen:** Tradicionalmente la evaluación del desempeño de un sistema de medición de transferencia de custodia en la industria petrolera, se hace a través de las variaciones que tiene el *factor de calibración del medidor*, determinado durante la calibración del medidor de volumen contra un patrón de referencia con respecto al tiempo. Derivado de la aplicación de los estándares internacionales para aseguramiento de calidad en los que se requiere tener valores conocidos que indiquen la calidad de las mediciones, y de la aceptación general que ha tenido la metodología para el cálculo de incertidumbre propuesto en documentos de ISO; PEMEX-REFINACIÓN inició un proyecto de tipo estadístico para evaluar el desempeño de los sistemas de medición mencionados bajo esta metodología. En este trabajo se presenta el procedimiento para la verificación del desempeño de diferentes sistemas de medición instalados en la Refinería Ing. Antonio Amor (RIAMA), en Salamanca, Gto.

## INTRODUCCIÓN

Pemex-Refinación elabora productos necesarios para la economía y fortalecimiento del país. En la Refinería "Ing. Antonio M. Amor" (Riama) de Salamanca, Gto., se compra materia prima y se venden productos derivados del petróleo. Las mediciones de los insumos y de los productos se realizan a la entrada y salida de la Refinería y son conocidas como Mediciones Frontera. Los productos elaborados en la Refinería son entregados a las Terminales de Distribución, y posteriormente son enviados a ciudades estratégicas, con el objeto de abastecer de los energéticos necesarios a la población e industria nacional. Son medidos en línea por Sistemas de Medición o Sistemas de Transferencia de Custodia [3].

La dirección de Pemex-Refinación en su Plan Maestro de Negocios del año 1997, determinó la factibilidad de un ahorro del orden de 132 millones de dólares anuales mejorando las mediciones entre los centros de producción y en los de comercialización. En este sentido, en Riama se propone desarrollar un estudio para evaluar el desempeño de los Sistemas de Medición que determinen cual es la Incertidumbre de los volúmenes medidos ( $\pm 0,25$  % del volumen medido).

## Descripción del Sistema de Medición

Los sistemas de medición, fueron construidos y verificados en cumplimiento con la normatividad técnica internacional. La medición de volumen se efectúa con medidores de turbina de alta exactitud [2], y la instrumentación para medir temperatura, presión y densidad en línea tiene características metrológicas superiores a las recomendadas en la OIML-R-117 [9]. Las condiciones base para medir los volúmenes son 20 °C y 101,325 kPa.

El cálculo de los volúmenes corregidos en línea, se efectúa por un computador de flujo que recibe la información de cada magnitud de influencia, para cuantificar el volumen medido. El computador tiene incorporados los algoritmos [4, 7] para corregir el volumen por variaciones en presión y temperatura (en inglés, CTL y CPL). Todos los componentes de las magnitudes de influencia, fueron verificados y/o calibrados, con trazabilidad al CENAM.

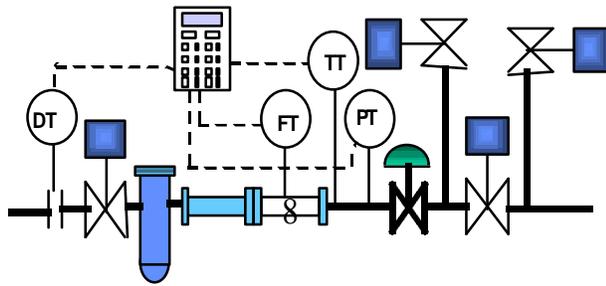


Fig. 1 Sistema de medición

### Modelo matemático

Los líquidos petrolíferos están sujetos a cambios en su temperatura; y su densidad varía en función de la temperatura. Este cambio es proporcional al coeficiente de expansión térmico del líquido, el cual varía con la densidad base y la temperatura del líquido. El factor de corrección usado para corregir los volúmenes medidos por los efectos de temperatura es llamado  $CTL$  [6], que se calcula de la siguiente forma:

$$CTL_m = \frac{r_m}{r_{20}} \quad (1)$$

donde  $r_m$  y  $r_{20}$  representan las densidades del fluido, a la temperatura del medidor y a 20 °C, respectivamente. De igual forma, cuando los líquidos petrolíferos están sujetos a cambios de presión, su densidad se incrementa o decremente cuando se incremente o decremente la presión. Este efecto necesita un factor de corrección para expresar el volumen a la presión de referencia. Dicho factor de corrección, es llamado  $CPL_m$  y se calcula de la siguiente forma,

$$CPL_m = \frac{1}{1 - [P_m + (P_b - P_e)]F_m} \quad (2)$$

Donde:

- $P_e$ : Presión de vapor de equilibrio a temperatura de operación, [MPa].
- $P_m$ : Presión manométrica en el medidor, [MPa].
- $P_b$ : Presión base o de referencia, [MPa]
- $F_m$ : Factor de compresibilidad para el líquido a las condiciones prevalecientes en el medidor [5], [1/MPa].

Para el cálculo del volumen del medidor ( $V_m$ ), su ecuación se describe a continuación:

$$V_m = \frac{N}{K} \quad (3)$$

donde,

- $V_m$ : Volumen del hidrocarburo, [m<sup>3</sup>].
- $N$ : Total de pulsos emitidos por el medidor durante la transferencia, [pulsos].
- $K$ : Constante del medidor (dato proporcionado por el fabricante), [pulsos/ m<sup>3</sup>].

Entonces, el volumen neto medido es:

$$V_m = \frac{N}{K} (MF) (CTL_m) (CPL_m) \quad (4)$$

Sustituyendo la ecuación 1 y 2 en 4 se obtiene,

$$V_m = \frac{N}{K} (MF) \left( \frac{r_m}{r_{20}} \right) \left( \frac{1}{1 - (P_m + P_b - P_e) F_m} \right) \quad (5)$$

donde:

- $V_m$ : Volumen neto del hidrocarburo, [m<sup>3</sup>].
- $N$ : Total de pulsos emitidos por el medidor durante la transferencia, [pulsos].
- $K$ : Constante del medidor (dato proporcionado por el fabricante), [pulsos/ m<sup>3</sup>].
- $MF$ : Factor del medidor, obtenido durante la última calibración de la turbina.
- $CTL_m$ : Factor de corrección por temperatura del líquido en el medidor.
- $CPL_m$ : Factor de corrección por presión del líquido en el medidor.
- $P_m$ : Presión del fluido en el medidor, [MPa].
- $P_e$ : Presión de vapor de equilibrio a temperatura de operación, [MPa].
- $F_m$ : Factor de compresibilidad isotérmico para hidrocarburos, [1/MPa].

El modelo matemático para estimar la densidad del fluido a la temperatura del medidor ( $T_m$ ) y a la temperatura de referencia (20°C) es tomado de la norma API 2540 [6]:

$$a_{15} = \frac{K_0}{r_{15}^2} + \frac{K_1}{r_{15}} \quad (6)$$

$$\frac{r_T}{r_{15}} = \exp[-a_{15}(T_T - 15)(1 + 0,8 \cdot a_{15}(T_T - 15))] \quad (7)$$

donde,

**K<sub>0</sub>, K<sub>1</sub>**: Constantes propias de cada hidrocarburo.

**T<sub>T</sub>**: Temperatura a la cual se conoce la densidad del fluido, [°C].

**a<sub>15</sub>**: Coeficiente de expansión volumétrico del fluido a 15 °C, [1/°C].

**r<sub>15</sub>**: Densidad del fluido a la temperatura de 15 °C, [kg/m<sup>3</sup>].

**r<sub>T</sub>**: Densidad del fluido a la temperatura T<sub>T</sub>, [kg/m<sup>3</sup>].

Las dos ecuaciones anteriores se resuelven para encontrar los valores de **r<sub>15</sub>** y **a<sub>15</sub>** respectivamente. De acuerdo con el Institute of Petroleum [7], los valores para **r<sub>m</sub>** y **r<sub>20</sub>** pueden encontrarse aplicando por segunda vez las dos ecuaciones 6 y 7, una vez que se ha determinado el valor para **ρ<sub>15</sub>** y **α<sub>15</sub>**.

El modelo matemático para el cálculo del factor de compresibilidad isotérmico para hidrocarburos líquidos cuya densidad se sitúe entre 638 kg/m<sup>3</sup> y 1074 kg/m<sup>3</sup> es el siguiente:

$$F_m = 0,001 \cdot \exp \left[ A + B \cdot T_m + \frac{C}{\left(\frac{r_{15}}{1000}\right)^2} + \frac{D \cdot T_m}{\left(\frac{r_{15}}{1000}\right)^2} \right] \quad (8)$$

donde:

**A, B, C, D**: son constantes propias del hidrocarburo.

**F<sub>m</sub>**: Factor de compresibilidad isotérmico, [1/MPa].

**r<sub>15</sub>**: es la densidad del fluido a 15 °C, [kg/m<sup>3</sup>]

**T<sub>m</sub>**: es la temperatura del fluido, [°C].

La densidad del fluido se obtiene mediante el empleo de un densitómetro en línea, el cual debe ser corregido por presión y temperatura a las cuales se encuentra trabajando el densitómetro. La densidad sin compensar:

$$r_T = k_0 + (k_1 t) + (k_2 t^2) \quad (9)$$

donde,

**k<sub>0</sub>, k<sub>1</sub>, k<sub>2</sub>**: Constantes dadas por el fabricante del densitómetro.

**t**: Período de tiempo de oscilación del densitómetro, [μs].

**ρ<sub>T</sub>**: Densidad del fluido, [kg/m<sup>3</sup>].

La corrección de la densidad a condiciones actuales de temperatura es igual a:

$$r_m = r_T [1 + k_{18}(T_T - 20)] + k_{19}(T_T - 20) \quad (10)$$

donde,

**k<sub>18</sub>, k<sub>19</sub>**: Constantes dadas por el fabricante del densitómetro.

**T<sub>T</sub>**: Temperatura del fluido en el densitómetro, [°C].

**r<sub>m</sub>**: Densidad del medidor compensada por temperatura, [Kg/m<sup>3</sup>].

Si requerimos corregir la densidad a condiciones de presión y temperatura:

$$\begin{aligned} r_{PT} &= r_m (1 + k_{20} P_T) + k_{21} P_T \\ k_{20} &= k_{20A} + k_{20B} P_T \\ k_{21} &= k_{21A} + k_{21B} P_T \end{aligned} \quad (11)$$

donde:

**k<sub>20A</sub>, k<sub>20B</sub>, k<sub>21A</sub>, k<sub>21B</sub>**: Constantes de calibración dadas por el fabricante del densitómetro.

**P<sub>T</sub>**: Presión a la cual se determina la densidad del fluido, [kPa].

**r<sub>PT</sub>**: Densidad medida por el densitómetro y corregida a la temperatura del fluido, [Kg/m<sup>3</sup>].

Las ecuaciones anteriores son los modelos matemáticos que fueron utilizados para el cálculo del volumen neto de hidrocarburos a condiciones de referencia en el Proyecto Medición Frontera.

## Estimación de la Incertidumbre

La incertidumbre de una medición refleja la falta de conocimiento exacto que tenemos de la misma, viéndonos obligados a estimar su valor con propósitos de diversa índole. La tarea de cuantificación de la incertidumbre un profundo conocimiento de la naturaleza del mensurando, así como de los métodos y de los procedimientos empleados.

La incertidumbre, se expresa cuantitativamente mediante límites dentro de los cuales se estima puede encontrarse el valor verdadero del mensurando con una determinada probabilidad una

vez que han sido aplicadas todas las correcciones conocidas. Su cálculo se basa en la Guía BIPM/ISO para la Expresión de la Incertidumbre en las Mediciones [8].

En los sistemas de medición, se incluyeron todas las posibles fuentes que aporten incertidumbre al volumen medido.

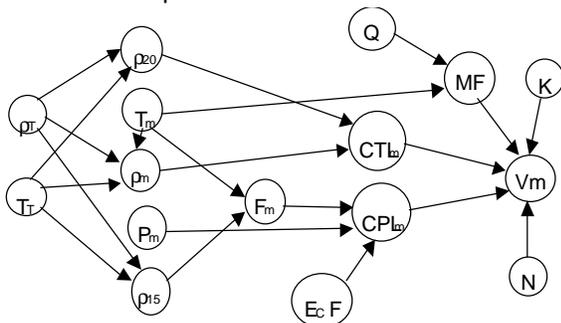
### Fuentes de Incertidumbre

De las ecuaciones anteriores, y del conocimiento de la operación de los sistemas de medición, se observa que las variables de entrada que definen y afectan al mensurando son las siguientes:

- MF:** Factor de calibración más reciente [adimensional].
- N:** Total de pulsos emitidos por la turbina durante la transferencia, [pulsos].
- P<sub>m</sub>:** Presión del fluido en la región adyacente al medidor (aguas abajo), [Pa].
- T<sub>m</sub>:** Temperatura del fluido en la región adyacente al medidor (aguas abajo), [°C].
- T<sub>T</sub>:** Temperatura a la cual se conoce la densidad del fluido, [°C].
- r<sub>T</sub>:** Densidad del fluido a la temperatura T, [kg/m<sup>3</sup>].
- F<sub>m</sub>:** Ecuación del modelo matemático para la estimación de F<sub>m</sub>.
- Q:** Flujo volumétrico de trabajo, [m<sup>3</sup>/hr].

### Estimación de la Incertidumbre Estándar Combinada

La incertidumbre estándar para el volumen neto V<sub>m</sub>, se estima a partir de la ley de propagación de incertidumbre según la propuesta de la Guía para Estimación de Incertidumbre en las mediciones [8]. La aplicación de la ley de propagación de incertidumbre requiere del conocimiento de la incertidumbre estándar de cada una de las contribuciones, así como de los coeficientes de sensibilidad respectivos.



**Fig. 2** Relación entre las variables que definen el volumen neto de hidrocarburo

A partir de la figura anterior, y tomando como referencia los modelos matemáticos expuestos con anterioridad, se calculan los coeficientes de sensibilidad para cada una de las variables de entrada que definen al volumen neto de hidrocarburo (mensurando).

De la aplicación de la ley de propagación de incertidumbres se obtiene la expresión para la incertidumbre estándar combinada. Se desprecia la contribución por correlación entre los valores que toman cada una de las 8 variables de entrada que definen al mensurando.

$$u_c(V) = \sqrt{\left[\frac{\partial V}{\partial N} \cdot u(N)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial Q} \cdot u(Q)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial MF} \cdot u(MF)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial EcF} \cdot u(EcF)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial P_m} \cdot u(P_m)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial T_m} \cdot u(T_m)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial T_T} \cdot u(T_T)\right]^2 + \left[\frac{\partial V}{\partial r_T} \cdot u(r_T)\right]^2}$$

### Estimación de la Incertidumbre Expandida

Para expresar el intervalo de incertidumbre a un nivel de confianza del orden de 95%, se requiere encontrar un valor apropiado del factor de cobertura k, que multiplicará al valor de la incertidumbre estándar previamente estimada. La ISO GUM, 1993, recomienda el siguiente modelo matemático para estimar la incertidumbre expandida,

$$U = U_c \cdot t_p(\mathbf{u}_{ef})$$

donde:

U: Incertidumbre expandida.

U<sub>c</sub>: Incertidumbre estándar combinada.

$t_p$ : Factor de student al nivel de confianza p.  
 $v_{ef}$ : Grados efectivos de libertad.

Los grados efectivos de libertad para el mensurando pueden estimarse usando la ecuación de Welch-Satterthwaite,

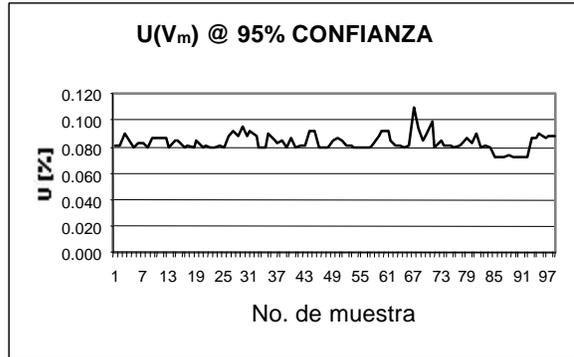
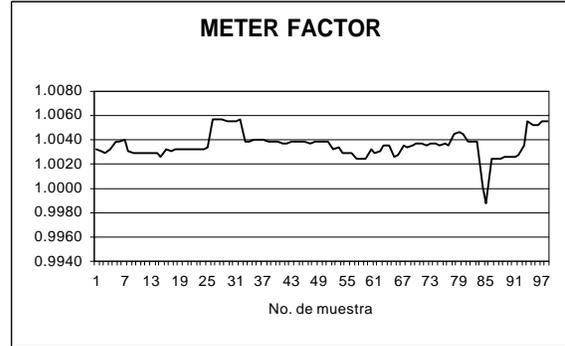
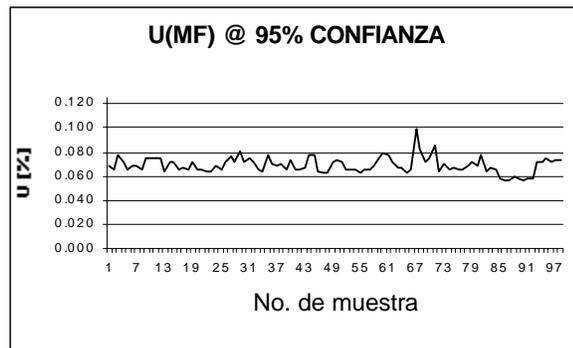
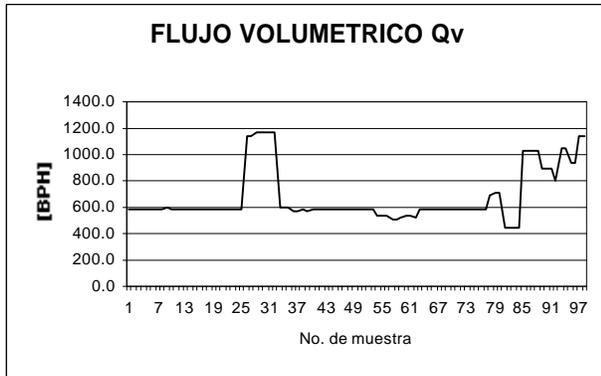
$$u_{ef} = \frac{u_c^4(V_m)}{\sum_{i=1}^n \frac{u_i^4(V_m)}{u_i}}$$

En la ecuación anterior,  $u_i(V_m)$  representa la contribución de la variable de entrada  $i$  a la incertidumbre estándar combinada para el mensurando,  $V_m$ .

### RESULTADOS

Las gráficas muestran el comportamiento de la incertidumbre expandida de uno de los sistemas de medición evaluados con esta metodología. Nos permite observar que a pesar de los cambios en los regímenes de flujo Q, la afectación en la incertidumbre  $U(Vol)$  es mínima. También se muestra la  $U(MF)$  el cual sigue a la  $U(Vol)$  por lo que se concluye que:

1. A pesar de que el MF cambia con el tiempo, la  $U(Vol)$  se mantiene sin cambios significativos, permitiendo evaluar el desempeño del sistema.



**Fig. 3, 4, 5 y 6** Comportamiento del sistema de medición en términos de las variaciones del factor de calibración del medidor tipo turbina, de las variaciones de flujo y de la incertidumbre en la medición de volumen

### CONCLUSIONES

El presente trabajo, incluye el desarrollo de la metodología para el cálculo de la incertidumbre según la ISO GUM, ya que esta siendo aceptada en el ámbito internacional. Esta metodología puede ser utilizada para verificar el desempeño de los sistemas de medición.

Los sistemas de medición de volumen operan con niveles de incertidumbre inferiores a las tolerancias establecidas en las operaciones de transferencia de custodia en Ríama.

Las lecturas de mayor peso en la estimación corresponden al volumen medido a la temperatura del fluido y a la temperatura del fluido. Una potencial disminución en la lectura de volumen implicará una mejora en la calibración del medidor tipo turbina en la medición de la temperatura del fluido.

## AGRADECIMIENTOS

desarrollo del proyecto Medición Frontera de Riama y al presente trabajo a:

Heinz Luchsinger Vogeli, CENAM.

Ing. Wilfrido Mendizábal

Ing. Ezequiel Rodríguez Ota, Riama.

Ing. José María

Ing. Jorge Salvador Soto Velásquez

## REFERENCIAS

- [1] Secretaría de Economía, *Ley Federal de Metrología*, Mayo 1997.
- [2] API Standard 2540, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 6.1, *Lease Automatic Custody Transfer (LACT) System*, 1996.
- [3] API Standard 2540, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 6.1, *Lease Automatic Custody Transfer (LACT) System*, 1996.
- [4] API Standard 2540, Manual of Petroleum Measurement Standards, 1<sup>st</sup> ed., Chap. 11.1 *Tables 5A, 5B, 6A, 6B*, American Petroleum Institute, Washington D.C., 1980.
- [5] API Standard 2540, Manual of Petroleum Measurement Standards, 1<sup>st</sup> ed., Chapter 11.2.2, *"Compressibility factors of hydrocarbons: 0 – 90 °API gravity range"*, American Petroleum Institute, Washington D.C., 1984.
- [6] API Standard 2540, Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 12, *Calculation of Petroleum Quantities*, aug 1996.
- [7] Petroleum Measurement paper No. 3, *Computer implementation procedures for correcting densities and volumes to 20 °C*, The Institute of Petroleum, London, 1988.
- [8] ISO, *"Guide to the expression of uncertainty in Measurement"*, International Organization for Standardization, Geneva, 1993.
- [9] OIML R 117, *Measuring systems for liquids other than water*, 1995.
- [10] *Comunicación personal con Roberto Arias*, CENAM, 2001.