

COMPORTAMIENTO DE MEDIDORES CORIOLIS EN LA MEDICIÓN DE PRODUCTOS DE DIFERENTES DENSIDADES

Juan Forastieri, Sergio Lupo
INTI – Instituto Nacional de Tecnología Industrial
Avda. Gral Paz 5445, Buenos Aires, ARGENTINA
0054-11-4724-6200 Int. 6262, caudal@inti.gob.ar ; jaforast@inti.gob.ar
Juan Carlos Cirvini, Marcelo Sotano
0054-261-155650398, jcirvini@envirocontrols.com.ar ; msottano@envirocontrols.com.ar

Resumen: Con el fin de aportar experiencia sobre las mediciones volumétricas con medidores de principio másico por efecto Coriolis, se ha diseñado una serie de ensayos para evaluar su comportamiento al medir con ellos diferentes subproductos de petróleo. Por tal motivo se instaló en serie con una unidad de medición volumétrica compuesta por una turbina y un patrón de volumen en U (pipe prover) y circulando a través de ambos, productos de diferentes densidades. Los valores obtenidos a lo largo de varias tomas de datos para tres subproductos derivados del petróleo a diferentes condiciones de operación, arrojan resultados que se analizan en el presente artículo a partir de estimar los niveles de exactitud relativos alcanzados respecto a la unidad volumétrica adoptada como valor de referencia.

1. INTRODUCCIÓN

La medición de fluidos líquidos utilizando medidores másicos por efecto Coriolis ha ido incrementándose en el país en los últimos años, contándose hoy en día con más de 6 000 unidades instaladas en Argentina, en industrias que desarrollan diferentes actividades, como lo es la industria alimenticia o la industria del petróleo. En esta última es en la que se encuentra más difundida este tipo de tecnología para la medición del petróleo y sus productos derivados

El principio de medición de estos equipos es en unidad de masa, pero a través de la determinación de la densidad del fluido por él circulante, se puede obtener el volumen desplazado a partir de la relación interna que efectúa el equipo:

$$V = \frac{\text{masa}}{\text{densidad}} \quad (1)$$

En la República Argentina, la comercialización de petróleo y sus derivados líquidos se efectúa por ley en unidades de volumen. Por tal motivo en la actualidad los tanques de almacenamiento y las unidades de medición por desplazamiento positivo (medidores rotativos y turbinas) son los empleados en todo tipo de transacción fiscal interna y de frontera. Actualmente no son de aplicación los sistemas de medición másicos enunciados en el manual API [1] para dichas aplicaciones.

Ante esta situación y con el objeto de aportar experiencia sobre las mediciones volumétricas de estos equipos, se ha diseñado una serie de ensayos cuya finalidad es medir con un equipo Coriolis de 76,2 mm (3 pulgadas) diferentes subproductos de petróleo para estudiar su comportamiento, exactitud e incertidumbre de medición esperada [2].

2. DESARROLLO DEL TRABAJO

2.1. Generalidades

Se utilizaron para las pruebas las instalaciones montadas en una terminal de recepción y despacho de productos refinados, Esta terminal trabaja con una variedad de productos de diferentes densidades tales como: propano, butano, nafta virgen, nafta reformada, gasoil, kerosene y otros.

Esta experiencia se sustenta a partir de las pruebas ya efectuadas donde se utilizó un solo producto derivado del petróleo y agua permitiendo validar el método y caracterizar el laboratorio que posteriormente ingresó a la red de laboratorios supervisados por el INTI (Instituto Nacional de Tecnología Industrial) bajo ISO 17025 [3] [4] [6].

La decisión de emplear estas instalaciones es debido a que las mismas disponen de una unidad formada por seis contadores volumétricos lineales del tipo turbina, de rango extendido de 152,4 mm, marca Smith Meter y un probador bidireccional de

406,4 mm, marca Smith Meter. Permitiendo instalar en serie el medidor Coriolis a ensayar. En las figuras 1 a 3 se observa la configuración de la instalación

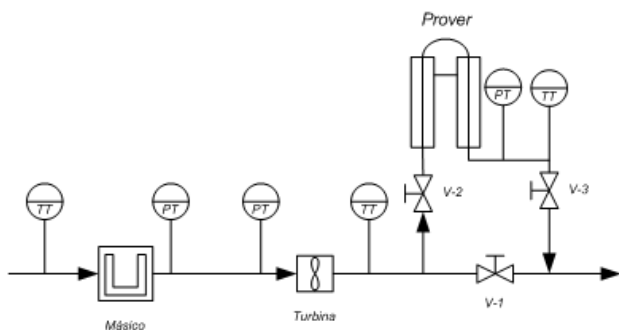


Fig. 1 Configuración instalación de ensayo.



Fig. 2 Medidor Coriolis empleado para la medición.

Para los ensayos se consideraron tres subproductos en estado líquido; nafta virgen, propano y butano. Las densidades nominales de estos productos se expresan en la **tabla 1**.

Tabla 1 Densidades de los productos

Producto	Densidad nominal en kg/m ³
Nafta Virgen	683
Propano	506
Butano	575



Fig. 3 Probador en U para determinar la constante de calibración del medidor tipo turbina.

La operación de la planta implica la circulación de estos tres productos por medio de batch diarios, en los que existe una interfase líquido-líquido previo a la circulación a través de los medidores del producto en una única fase.

Debido a que los ensayos se llevaron a cabo con la unidad pipe-prover [5] efectuando un ajuste de la constante del medidor de desplazamiento positivo para cada producto a medir, se consideraron únicamente los valores obtenidos una vez asegurado que el producto bajo medición correspondiera al que se utilizó en ese instante para determinar la constante de calibración.

2.2 Trazabilidad de las mediciones

El medidor Coriolis antes de ser montado en la línea de ensayo fue calibrado en base a la unidad de masa en el laboratorio No. 32 perteneciente a la red de laboratorios supervisados por el INTI [6]. Esta calibración fue realizada empleando un banco gravimétrico, utilizando agua como fluido de transferencia. De los datos obtenidos en la calibración se pudo observar que la variación del medidor, entre períodos de recalibración que involucró el tiempo de los ensayos, mantuvo valores de masa y volumen dentro del 0,07%. También se determinaron las constantes extremas de densidad correspondientes al aire y al agua.

Para la determinación de la constante del probador en U se empleó el método de trasvase volumétrico con medidas de capacidad que fueron calibradas gravimétricamente.

Es decir que el elemento utilizado como referencia para este estudio (probador en U) y el medidor bajo ensayo (Coriolis) recibieron calibración primaria a través de métodos gravimétricos referidos a la unidad de masa mantenida por el Laboratorio Nacional de Metrología (INTI).

De alguna forma, esta situación permitiría acotar los desvíos sistemáticos a ese primer nivel.

Los niveles de incertidumbre obtenidos para la calibración del medidor Coriolis fueron de 0,045% y para la calibración del pipe-prover de 0,03% con un coeficiente $k = 2$.

A partir de esto se determina para cada producto bajo medición, el factor de calibración del medidor de desplazamiento positivo (turbina) siguiendo los lineamientos del API (American Petroleum Institute), alcanzando una incertidumbre en la determinación de la constante de 0,06%.

En función de estos valores y considerando las variables de influencia en las mediciones debido a la temperatura, presión, y los posibles efectos de instalación y estabilidad, se llega a una incertidumbre en los dos sistemas de medición estimada en 0,1 de los volúmenes desplazados.

En los gráficos 1, 2 y 3 se observa el comportamiento de la constante de calibración de la turbina de medición obtenida por medio del probador en U para la nafta virgen, butano y propano.

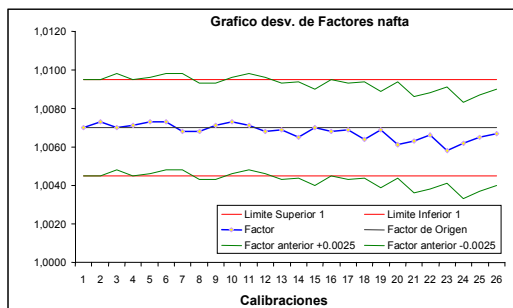


Gráfico 1 Curva del factor de calibración de la turbina para nafta virgen

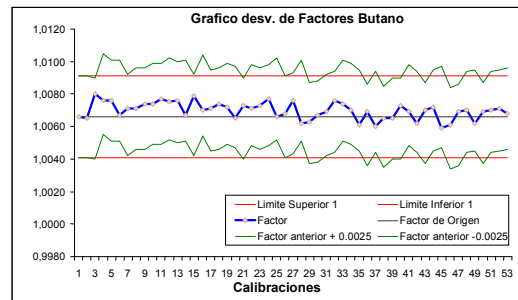


Gráfico 2 Curva del factor de calibración de la turbina para butano.

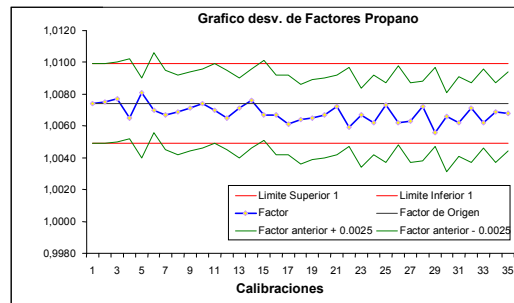


Gráfico 3 Curva del factor de calibración de la turbina para propano

Los sensores de temperatura y de presión instalados también fueron calibrados para garantizar la trazabilidad de sus mediciones.

2.3 Secuencia de los ensayos

Dadas las características de los ensayos y la magnitud de los volúmenes que se desplazan por la instalación, se consideró evaluar el comportamiento de las mediciones durante un período de aproximadamente 2 años en el cual se registraron volúmenes desplazados, constantes de calibración de la turbina, densidades de los productos, temperaturas y presiones en ambos sistemas. Ni la secuencia de pasaje de los productos ni los volúmenes podían ser modificados por razones operativas de la planta

Los caudales eran variables entre batch para cada producto, pero relativamente constantes durante el transcurso de los mismos. En el caso de advertirse una variación significativa de caudal desplazado durante el batch, se procedía a verificar el comportamiento de la constante de calibración del medidor a turbina con el propósito de ajustarla en caso de ser necesario.

Para cada producto se habilitó una frecuencia mensual entre 3 y 6 batches.

Por tal motivo, el medidor Coriolis, durante los ensayos, fue sometido a diferentes caudales dentro de su rango de medición y dentro del alcance de la calibración efectuada en el laboratorio.

En el informe se detallan los desvíos observados para los productos ensayados respecto a la unidad de desplazamiento positivo.

Posteriormente a la adquisición de los datos mencionados, se desmontó el medidor y se procedió a su recalibración en el laboratorio. La nueva curva de calibración obtenida se hallaba dentro de los desvíos esperados para la unidad, ubicándose el factor por debajo del 0,08% de desvío respecto a la calibración original.

A continuación se lo instala nuevamente y se determinan a modo de verificación unas secuencias de batch para los tres productos cuyos resultados arrojan un desvío del 0,1% para el propano y 0,03% para el butano, ambos respecto a los valores de la nafta virgen.

3. RESULTADOS

A partir de lo establecido en la secuencia de ensayos y considerando al medidor tipo turbina como el elemento de referencia, se graficaron los valores de desvíos obtenidos con el medidor Coriolis para los 3 productos en cuestión durante un período de aproximadamente dos años de ensayos.

Los valores de volúmenes registrados por cada medidor corresponden a la suma de los volúmenes desplazados durante un mes calendario sumando los diferentes batches durante ese mes.

En el *gráfico 4* se observa la diferencia mensual obtenida del producto nafta virgen asumiendo como desvío cero el volumen dado por el medidor tipo turbina.

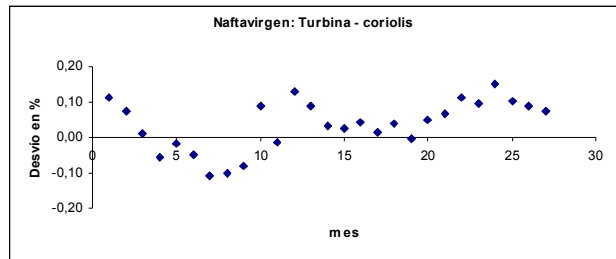


Gráfico 4 Desvíos para nafta virgen.

En los **gráficos 5 y 6** observamos las diferencias relativas entre el propano y butano respectivamente con respecto a la nafta virgen.

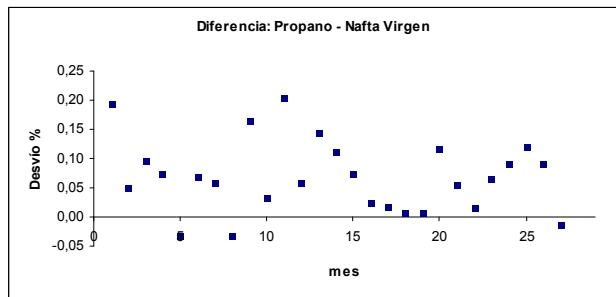


Gráfico 5 Diferencias entre Propano y nafta virgen.

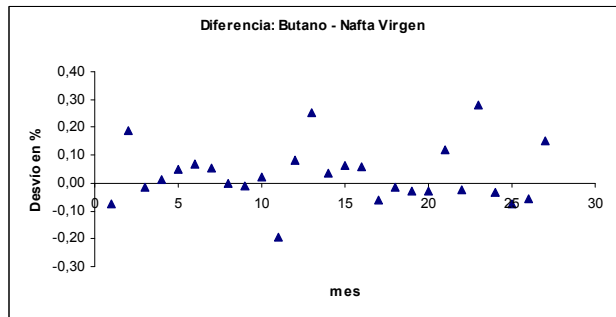


Gráfico 6 Diferencias entre Butano y nafta virgen.

Si consideramos el promedio de estas diferencias y asumimos la componente de incertidumbre debido al proceso de medición atribuidas a las contribuciones que surgen de las mediciones de temperatura, presión y variación de caudal obtenemos una relación según los gráficos (7, 8 y 9) que a continuación se indican:

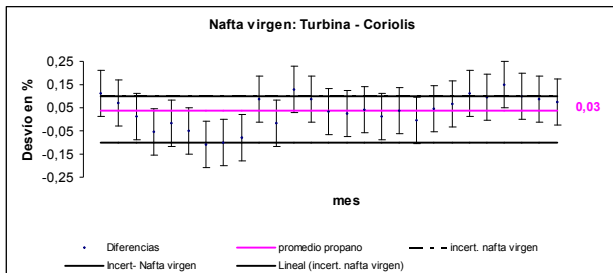


Gráfico 7 Desvío e Incertidumbre para nafta.

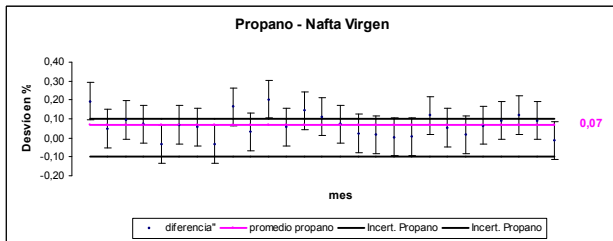


Gráfico 8: Desvío e Incertidumbre para Propano.

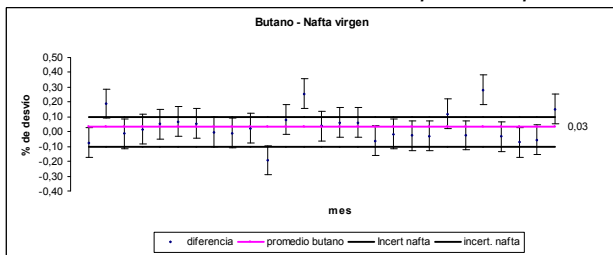


Gráfico 9 Desvío e Incertidumbre para Butano.

En estos gráficos se muestra con línea de color el promedio de las diferencias obtenidas durante el período de la prueba. Las líneas negras horizontales corresponden a la banda de incertidumbre asignada al valor de referencia. Para cada valor comparado del mes se colocaron las barras asociadas a la incertidumbre de la medición. En la **tabla 2** se da un resumen de los datos obtenidos

Producto	Desvío Promedio %	Desvío estándar %	Grado de equivalencia %
Nafta	0,03	0.07	96
Propano	0,07	0.06	81
Butano	0.03	0.10	85

Tabla 2 Valores comparativos entre los dos sistemas

En la última columna de la Tabla 2 se muestra el porcentaje de meses donde el grado de equivalencia de las mediciones entre los dos

sistemas, obtenido a partir de considerar el Error Normalizado **En** [7], resulta inferior al valor 1. Según esta técnica, valores de **En** por debajo de la unidad representan valores concordantes.

4. CONCLUSIONES

Si observamos las curvas de los gráficos 7, 8 y 9 y los valores dados en la Tabla 2 observamos que el comportamiento del sistema Coriolis respecto al medidor tipo turbina, tomado este último como referencia, presenta un grado de equivalencia aceptable en la mayoría de los meses bajo ensayo. En este caso en particular, por la modalidad de abastecimiento por batch al cabo de 27 meses, se observa que el promedio de los desvíos de exactitud en la medición de los volúmenes despachados entre los dos sistemas se encuentra acotado por debajo del 0,1%. Desde el punto de vista operativo y de comercialización, este valor presenta un cierre aceptable.

Finalmente se aprecian meses donde los desvíos observados superan sensiblemente los valores esperados. Esta situación tiene su origen en diferentes aspectos (mecánicos, de condiciones de proceso, condiciones climáticas, mantenimiento, etc.) que influyen en las mediciones y que no fueron observados ni registrados en la base de datos utilizada para este análisis. Teniendo en cuenta estas consideraciones, el próximo paso será simular distintas condiciones, para evaluar las distorsiones producidas por cada variable y de esa manera ponderar las contribuciones de cada una.

5. AGRADECIMIENTO

Se agradece al personal de la firma Refinor que brindó su asistencia operativa durante los trabajos en campo y en la recolección de datos, y en especial al Ing. Marcos Tomecek quien coordinó satisfactoriamente todas las actividades de logísticas requeridas.

6. REFERENCIAS

- [1] API - American Petroleum Institute, “Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14.6 Continuous Density Measurement”, última revisión.
- [2] INTI – CEFIS - “Guía para la expresión de las incertidumbres de medición INTI” - Cefis, 1999
- [3] S. Lupo-J. Forastieri – J.C. Cirvini, “Evaluación de resultados obtenidos en la medición de

medidores másicos utilizando fluidos de densidades diferentes”, Simposio de Metrología México 2006

- [4] Norma ISO 17025 - *“Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración”*, 2005
- [5] EnviroControl *“Procedimiento de calibración específico de para la determinación de masa y densidad en medidores Coriolis”* 2009.
- [6] INTI- *“Red de laboratorios de calibración/medición supervisados..*
<www.inti.gob.ar/sac>.
- [7] W. Woger, *“Remarks on the En – Criterion Used in Measurement Comparison*, 1998.