



**INSTITUTO ARGENTINO  
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

PR IAPG – SC-15-2019-00

**VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES  
ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL**

La presente PR fue aprobada en la reunión de Comisión Directiva

## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

### 1. Notas Especiales

- Por tratarse de una Práctica Recomendada (PR) las acciones, modalidades operativas y técnicas en ellas incluidas, carecen de contenido normativo, legal o interpretativo, y no resultan obligatorias ni exigibles por terceros bajo ninguna condición.
- No podrán ser invocadas para definir responsabilidades, deberes, ni conductas obligatorias para ninguno de los sujetos que las utilice, ya que sólo integran un conjunto de consejos para el mejoramiento de las operaciones comprendidas.
- La adopción de una PR no libera a quien la utilice del cumplimiento de las disposiciones legales nacionales, provinciales y municipales, como así tampoco de respetar los derechos de patentes y /o propiedad industrial o intelectual que correspondieren.
- El IAPG no asume, con la emisión de esta PR, la responsabilidad propia de las Compañías, sus Contratistas y Subcontratistas, de capacitar, equipar o entrenar apropiadamente a sus empleados. Así mismo el IAPG no releva ni asume responsabilidad alguna en lo que respecta al cumplimiento de las Normas en materia de salud, seguridad y protección ambiental.
- Toda cita legal o interpretación normativa contenida en el texto de esta PR no tiene otro valor que el de un indicador para la conducta propia e interna de quienes voluntariamente la adopten o utilicen, bajo su exclusiva responsabilidad.
- La presente PR fue aprobada en la reunión de Comisión Directiva, celebrada en Sede Central, el xx de xxxxxxxx de 2018.

### 2. Propósito:

El propósito de este documento es establecer una guía general para el diagnóstico, control y seguimiento de la performance de los medidores ultrasónicos multipath (UMs) por medición de tiempos de tránsito utilizados en transferencia de custodia o mediciones operativas.

Se trata en resumen de los requerimientos mínimos que se deben respetar para determinar el funcionamiento de un medidor ultrasónico y poder garantizar la calidad de la medición que permita obtener incertidumbres según establecen los estándares y los fabricantes de los equipos.

El diagnóstico del UM realizado **en campo** debe determinar si el equipo se encuentra funcionando correctamente y su performance es trazable al momento de su puesta en marcha inicial o si debe realizarse alguna acción correctiva sobre el mismo. De la misma manera debe identificar si el equipo no se encuentra en condiciones de medir adecuadamente y requiere un reemplazo.

Su área de aplicación es solamente la Medición. Otros aspectos inherentes al diseño (mecánicos, ambientales, de seguridad, etc.) no son analizados en este documento.

### 3. Alcance: medidores ultrasónicos de gas natural del tipo multipath.

## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

### 4. Definiciones

- UM: medidor ultrasónico de gas.
- AGA 9: Report N°9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters.
- AGA10: ecuación que establece la velocidad de sonido teórica, en una determinada atmósfera usando los datos de presión, temperatura y composición molar.
- RTU: unidad terminal remota.
- SOS: velocidad del sonido.
- K-Factor: constante de conversión de pulsos a volumen utilizada cuando el volumen desplazado ingresa a la RTU mediante una salida de frecuencia/pulsos.
- Dry Calibration: calibración realizada en fábrica en donde se ajustan los tiempos de tránsito de cada par de transductores para obtener una velocidad del sonido igual a la determinada en forma teórica. Esto implica una precisa medición de las dimensiones del medidor, diámetro, distancia entre sensores y para esto, en la práctica, se utilizan los datos de fábrica para cada ultrasónico.
- Flow Calibration: calibración realizada por un tercero en donde se compara la medición del ultrasónico con la medición de otro equipo patrón y se determina un factor lineal de ajuste o una ecuación polinómica para corregir el desvío sistemático introducido por cuestiones mecánicas.
- Meter factors: factores lineales incorporados al medidor a posteriori de una calibración con flujo.
- Factor de simetría: en caudalímetros con configuración de haces paralelos (tipo Westinghouse o similar), es el resultado de la relación entre la suma de velocidades del gas en las cuerdas superiores, y las de las cuerdas inferiores. El resultado deberá ser cercano a 1 para perfiles simétricos.
- Factor de perfil (Profile factor): en caudalímetros con configuración de haces paralelos (tipo Westinghouse o similar), es el resultado de la relación entre la suma de velocidades del gas en las cuerdas centrales, y las de las cuerdas exteriores. El resultado será generalmente superior a 1 dado que la velocidad del gas por el centro de la tubería es siempre mayor a la velocidad cerca de las paredes. En algunos medidores (tipo doble Westinghouse) puede encontrarse este valor normalizado.

### 5. Teoría de funcionamiento

Los medidores ultrasónicos de tiempo de tránsito se basan en la medición de los intervalos de tiempo asociados con la transmisión de señales ultrasónicas por un medio determinado.

Estos medidores utilizan transductores del tipo piezoeléctricos que envían y reciben señales ultrasónicas del orden de 80 a 300 kHz en trayectorias definidas por dichos transductores. La señal que es emitida en dirección del flujo viaja más rápido que la transmitida en dirección contraria al flujo. El medidor usa las mediciones del tiempo de tránsito y la información de las distancias entre transductores para calcular la velocidad promedio del gas y luego el volumen del fluido que circula a través del mismo.

## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

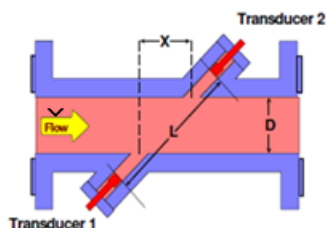
Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

T2 y T1 son los tiempos de tránsito medidos en sentido del flujo y en contra del sentido del flujo.



T1 : Tiempo en direccion Up Stream

$$t_1 = \frac{L}{c - v(x/L)}$$

T2 : Tiempo en direccion Down Stream

$$t_2 = \frac{L}{c + v(x/L)}$$

$$T1 = (T_{transito1} - \text{Del. Time})$$

$$T2 = (T_{transito2} - \text{Del. Time} - \text{Delta Delay})$$

### Cálculo de velocidades

$$V_{\text{chord}} = \frac{(L_{\text{chord}})^2}{2 X_{\text{chord}}} \times \frac{T1 - T2}{T1 \cdot T2}$$

$$C_{\text{chord}} = \frac{L_{\text{chord}}}{2} \times \frac{T1 + T2}{T1 \cdot T2}$$

Para poder establecer con mayor precisión la velocidad promedio del gas, los medidores suman varios haces con pares de transductores. Para medición fiscal se utilizan equipos de 4 o más haces. La distancia entre los sensores es determinada en fábrica mediante instrumentos electrónicos.

De esta manera:

$$\text{Caudal (a P y T de gasoducto)} = \text{Área} * \text{Velocidad de flujo}$$

Adicionalmente, para tener un valor promedio representativo del flujo, el proceso de toma de muestra de los tiempos y procesamiento de datos dentro del equipo es desarrollado cíclicamente por la electrónica del mismo con una alta velocidad de cálculo.

El caudal instantáneo promedio de todos los haces y del muestreo, se integra en el tiempo para poder enviar pulsos eléctricos proporcionales en frecuencia que son procesados por un computador de flujo. Este último incluye los ajustes por presión, temperatura y características del gas dadas por la cromatografía, para calcular los valores de caudal y volumen a valores estándar.

### 6. Análisis de funcionamiento en servicio

## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

### 6.1 Diagnosticar instrumento (Caso Predictivo)

El diagnóstico se compone de los grupos de tareas que se detallan abajo:

#### Revisión general del Puente de medición

Revisar presencia de fugas

Verificar estado de acometidas eléctricas

Verificar el estado de cables de sensores del caudalímetro

Comprobar hermeticidad de cajas de conexión

Comprobar que el UFM se encuentra operando dentro de los límites de diseño para las condiciones proceso y ambientales, como así también las cubiertas por AGA9

#### Verificar Alarmas

Tomar conocimiento de maniobras operativas NO habituales, eventos

Comprobar la tasa de falla de comunicaciones con sala de control

Falla general

Alto nivel de ruido (cada cuerda para SNR)

Alta nivel de ganancia (por cada cuerda)

Alto/ Bajo Velocidad del sonido

Alarma por error en perfil de velocidad

Número de haces operativos

### 6.2 Diagnosticar equipo (Caso Preventivo)

Para esta tarea se requiere la utilización del software propietario del equipo, cargado en una Notebook. Para ello dependiendo del tipo de comunicación se deberá contemplar el cable adecuado:

- Realizar la captura de información al menos durante 5 minutos o de acuerdo con la recomendación del fabricante.
- Una vez realizada la captura de datos, bajar el reporte de las funciones de diagnóstico del UM y verificar los siguientes parámetros:
  - a. Calidad de señal recibida por cada transductor
  - b. Ganancia promedio de cada cuerda
  - c. Relación señal-ruido (SNR)
  - d. Factor de Perfil de velocidad (PF)
  - e. Factor de Simetría del perfil de velocidades
  - f. Velocidad de sonido (SOS) de cada cuerda
  - g. Comparar que la constante de pulsos/m<sup>3</sup> cargada en el computador de flujo/RTU, corresponda con la configuración del UM (K factor)
  - h. Verificar alarmas activas presentes
  - i. Verificar el pulso emitido-recibido en cada cuerda (si el software lo permite) en su gráfica Amplitud-Tiempo para detectar la presencia de ruido
  - j. Comparación de la velocidad del sonido por AGA 10 (velocidad teórica) con la velocidad promedio determinada por el medidor

## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

- k. Verificar histórico de alarmas
  - l. Si está disponible en el equipo, realizar la bajada del archivo de auditoría (Audit Trail) con histórico de intervenciones o modificaciones que incluyan el período hasta el mantenimiento anterior
- Comprobar que los parámetros se encuentren dentro de los valores esperados, caso contrario de acuerdo con el parámetro desviado o mensaje de error (error de módulo, falla en transductor, falla comunicación) tomar la acción correctiva adecuada (limpieza transductor/es, reemplazo de componentes electrónicos, cableado, etc.).
  - Una vez concluida las tareas, realizar el respaldo mediante la bajada del archivo con los parámetros de configuración del equipo.

### 6.3 Verificación por AGA 10 con el equipo en servicio

El AGA Report N°10 (Speed Of Sound in natural gas) desarrolla el algoritmo para el cálculo de la velocidad del sonido en el gas natural.

Con la verificación de la velocidad del sonido mediante el cálculo de la ecuación AGA10 se comprueba la correcta medición de T1 y T2, siendo los mismos tiempos usados en la ecuación de cálculo de velocidad del fluido.

Para realizar una adecuada comparación de la velocidad del sonido se requiere:

- que el medidor se encuentre con pasaje de gas.
- que la velocidad del gas asegure una mezcla homogénea.
- que la RTD tenga la profundidad de inserción de acuerdo con la norma.
- que el transmisor de presión se encuentre calibrado.
- que el transmisor de temperatura se encuentre calibrado.
- que el cromatógrafo se encuentre calibrado.
- que, si la composición molar se determina mediante un análisis puntual, la muestra sea tomada al momento de bajar un reporte del medidor.

Es recomendable implementar el cálculo de SOS on line y realizar una comparación permanente de esta variable en el SCADA para detectar un desvío de manera temprana.

Al referirse a un seguimiento ON LINE, implica que hay una transmisión permanente de algunos parámetros del ultrasónico permitiendo registrar la performance desde un scada.

Para ello existen las siguientes alternativas:

- 1) Utilizar un dispositivo externo que realice el cálculo “alimentándolo” de la señal de presión, temperatura y cromatografía mediante un puerto de comunicaciones serie. Luego el dispositivo “devuelve” la señal de velocidad teórica elaborada.
- 2) Utilizar RTUs o computadores de flujo que tengan implementado este algoritmo de cálculo.
- 3) Utilizar medidores ultrasónicos que tengan implementado este algoritmo.

## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

Si no se dispone de un sistema de seguimiento ON LINE, debe realizarse una comparación de velocidades conectándose de manera manual al equipo al realizar la visita a campo. Para esto es necesario contar con alguna aplicación AGA 10 por software en donde se cargarán los datos de presión, temperatura y cromatografía instantáneos al momento de realizar la bajada de datos del medidor ultrasónico.

De esta manera puede visualizarse la diferencia entre las velocidades de las cuerdas y la velocidad teórica esperada.

La tolerancia entre la velocidad del sonido promedio determinada por el medidor y la velocidad del sonido teórica debería estar en un rango  $\pm 0.2\%$  para aceptarse.

### 6.4 Análisis y resultados

Confeccionar una planilla de check list o funcionamiento del medidor y anexar el log de datos crudos del medidor bajado desde el ultrasónico.

Registrar toda la información mediante bajada de datos, impresiones de pantallas y planillas de chequeo confeccionadas para tal fin.

En las planillas deben quedar plasmados como mínimo, los siguientes datos:

- Identificación del punto de medición, fecha y hora, operador y firmas
- Marca, modelo y características del medidor ultrasónico
- Diagrama dimensional del UFM y características del tramo de medición
- Número de serie de electrónica asociada
- Identificación univoca de los cables asociados a cada transductor
- Registros valores instantáneos de presión, temperatura, caudal y valor del K-factor
- Perfil de velocidades del sonido con datos por cuerda y promedio
- Perfil de velocidades de flujo con datos por cuerda, promedio
- Planilla con el cálculo por AGA 10
- Performance de cada cuerda
- Meter factors
- Ganancia de cada cuerda
- Relación señal-Ruido para cada cuerda
- Datos de swirl, profile factor, asimetría
- Datos crudos descargados del medidor

### Conclusiones

Los medidores ultrasónicos deberán contar con una calibración inicial con flujo de gas.

En un medidor al que se le realiza permanente comparativa de la ecuación AGA10, un seguimiento ON LINE y OFF LINE como rutina de mantenimiento y se encuentra dentro de los parámetros normales, estos ensayos han demostrado que son suficientes para asegurar un buen funcionamiento del mismo.

Independientemente que el medidor transmita los datos ON LINE, se elaborará un documento periódico (semestral) que contendrá toda la información mencionada en el apartado 6.4 (siempre y



## VERIFICACIÓN Y CONTROL EN CAMPO DE MEDIDORES ULTRASÓNICOS DE GAS NATURAL DEL TIPO MULTIPATH

Número: 1

Revisión: 5

Fecha: 09/01/2019

Confeccionó: Pablo García YPF S.A.

Aprobado: DD/MM/AAAA

cuando este disponible en cada marca/modelo de medidor). El mismo se utilizará como un protocolo de mantenimiento para los medidores ultrasónicos.

En caso de realizarse un correctivo en un medidor ultrasónico, se deberá elaborar el protocolo de verificación indistintamente que hayan o no transcurrido los 6 meses para dejar constancia de la falla y su normalización.

La última revisión de AGA 9 (JULIO 2017) sugiere la utilización del diagnóstico para determinar la performance de un ultrasónico y fijar una acción a seguir en lugar de usar una base de tiempo para realizar una recalibración con flujo (*Flow Calibration*).

En caso de que el diagnóstico de un medidor demuestre parámetros incorrectos de funcionamiento con un comportamiento sistemático diferente del esperado habiéndose realizado una limpieza de los sensores, se recomienda que cada usuario tome las acciones que considere correctas reemplazando alguna parte, realizando una *Dry Calibration*, enviando a recalibrar con flujo un medidor (*Flow Calibration*) o bien reemplazarlo por un equipo nuevo.

En el caso de un reemplazo de partes, si bien las calibraciones (Dry o Flow) están asociadas a los transductores utilizados, y no estando claramente definida la necesidad recalibrar un medidor a posteriori de esta acción, podría ser una buena práctica colocar el Meter Factor en 1 si las partes estuvieren de acuerdo.

Si de los diagnósticos y análisis de performance realizados surgiera la necesidad de retirar un medidor para realizar una Dry o Flow Calibration, o simplemente sacar de servicio el equipo por un mantenimiento correctivo, las partes acordarán cuál será la metodología por utilizar para determinar el volumen acumulado durante el lapso que dure la intervención. De acuerdo con el tiempo estimado en que la medición estará fuera de servicio podrán usarse las siguientes alternativas de respaldo:

- Medición de back up con otro sistema de medición en reemplazo del original
- Medición con otro medidor operativo en proximidades del PM
- Estimación del volumen mediante balance nodal
- Estimación mediante promedio de registros históricos