

Título: Experiencias en Planta Separadora Compañía MEGA S.A.
Temario: Mantenimiento de medidores ultrasónicos – Experiencia operativa

Autor: Ing. CERASA ENRIQUE GABRIEL

Empresa: Compañía MEGA S.A.

Objetivo:

El presente trabajo describe las experiencias operativas obtenidas de la medición ultrasónica en una planta destinada a la separación de los gases ricos (NGL) presentes en la corriente de gas natural.

Alcance del Trabajo:

El objeto del presente trabajo es desarrollar algunos de los problemas presentados en las mediciones y la solución de los mismos que se observaron una vez que finalizó el período de construcción y comisionado de una planta Separadora de gases ricos.

Si bien podría pensarse que es un caso particular, debido a que el mismo presenta diferentes temas el lector podrá encontrar en el mismo alguno que resulte de su interés.

La primer parte del trabajo describiremos brevemente la actividad que desarrolla la compañía y las instalaciones que posee para llevarla a cabo. Ampliaremos detalles en los componentes que conforman la medición ultrasónica fiscal de la Planta Separadora.

Una vez que conocemos el modelo presentado, pasaremos a describir algunos casos que presentan inconvenientes en la medición fiscal a saber:

1. Presencia de líquidos e impurezas en una de las corrientes de ingreso a Planta Separadora
Analizaremos aquí las causas de la formación de líquidos y algunos factores que favorecen la presencia del mismo. Determinamos los errores sistemáticos que provocan.
También describiremos la importancia en la utilización de la herramienta extractora de sensores bajo presión. Finalmente describimos los pasos a seguir para eliminar la fuente de los problemas.
2. Dificultades en el cómputo del caudal de gas retenido en la planta separadora (RTP) debido a la elección de los medidores ultrasónicos destinados a esta tarea.
3. Dificultades en el cómputo del Balance másico de la Planta Separadora.

En los mismos describiremos algunos de los esfuerzos que tuvieron lugar para mejorar las mediciones tanto fiscales como internas y eliminar los problemas presentados.

Finalmente detallaremos como un estudio de factibilidad la calibración de cero caudal (Zero Flow Calibration) realizada sobre un medidor ultrasónico sin desmontar el tubo medidor.

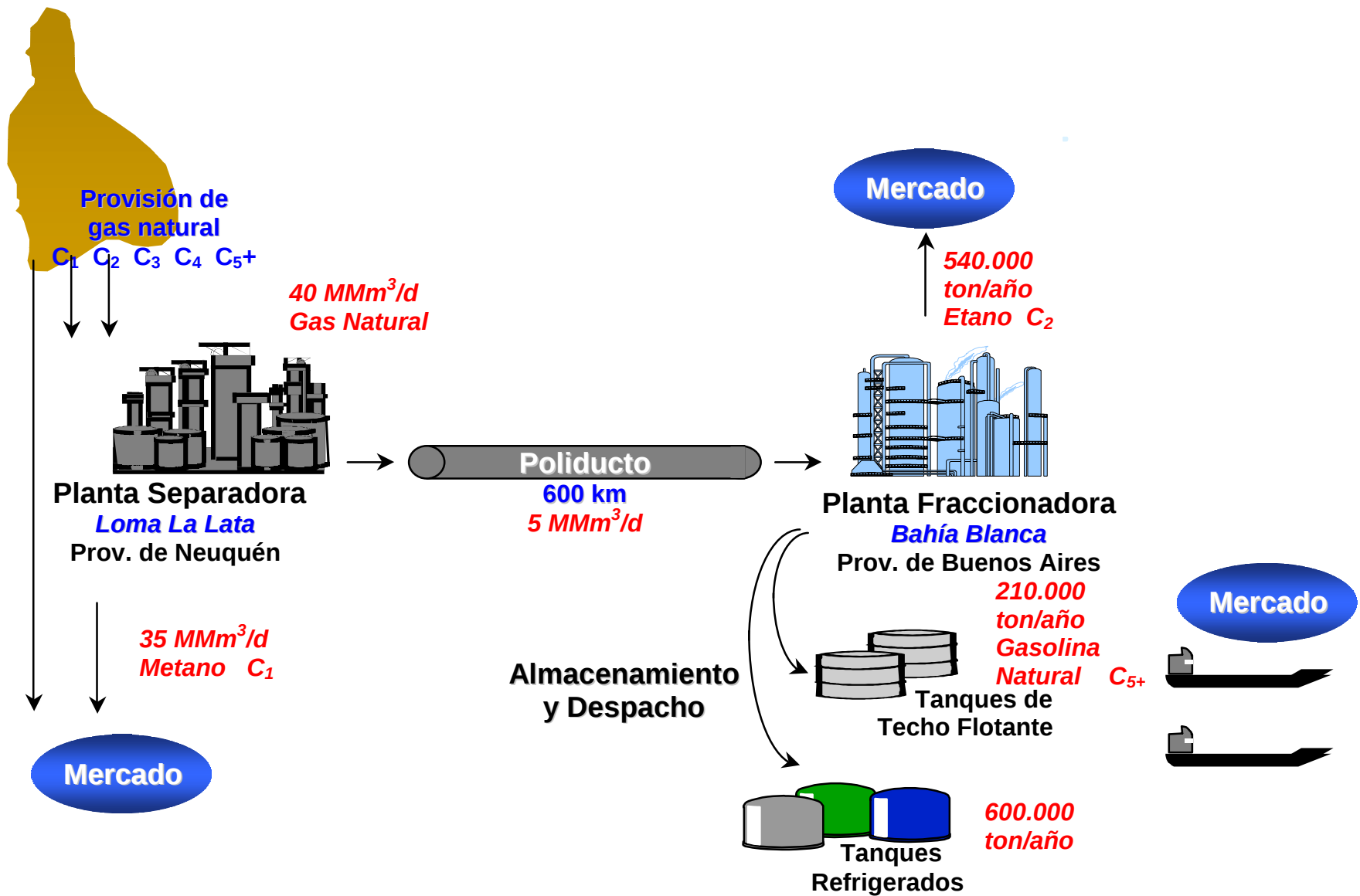
Breve descripción de las Instalaciones de Compañía MEGA S.A.

La compañía tiene por finalidad la Separación, Transporte, Fraccionamiento, Almacenaje, Despacho y Venta de los gases ricos (Etano, Propano, Butano y Gasolina) a partir del Gas Natural.

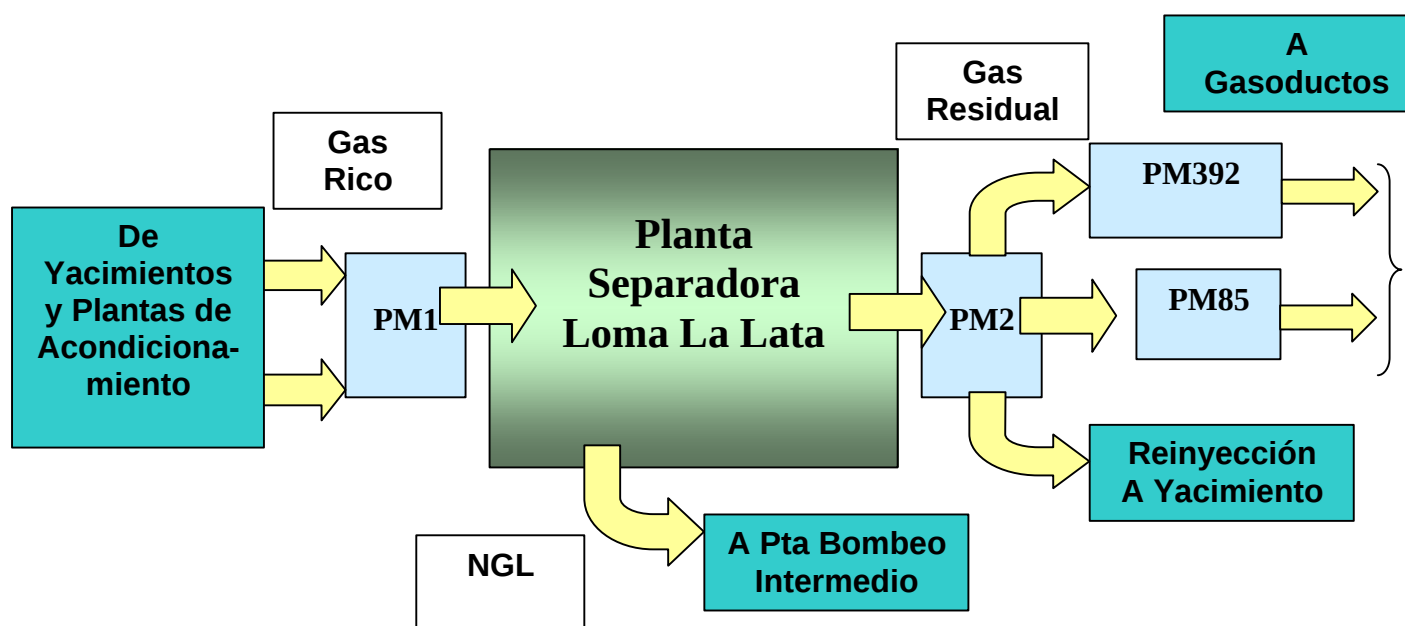
Para este fin posee como Instalaciones:

- **Planta Separadora en Loma La Lata (Neuquén)** : Destinada a la Separación de los componentes ricos presentes en la corriente de gas natural. Esto es, la obtención de una mezcla en fase líquida de los componentes Etano, Propano, Butano y Gasolina (NGL). Esto es llevado a cabo mediante el proceso de turboexpansión. La producción es luego bombeada en la estación primaria con destino a la Planta de Bombeo intermedio distante unos 300 km aproximadamente. El Metano residual es comprimido e inyectado a diferentes gasoductos.
- **Planta Fraccionadora (Bahía Blanca)** : Destinada a la Separación de Etano, Propano, Butano y Gasolina a partir del NGL. Los diferentes componentes en especificación son almacenados y luego despachados a los clientes .
- **Planta de Bombeo Intermedio**: Necesaria para producir el incremento de presión y lograr el transporte de NGL entre las plantas Separadora y la Fraccionadora.
- **Poliducto**: El mismo posee aproximadamente una longitud de 600 Km uniendo Neuquén y Bahía Blanca

A los fines de este trabajo solo hablaremos de medidores instalados en la Planta Separadora Loma la Lata puesto que la misma posee Medición de gas ultrasónica.



La arquitectura de la medición fiscal en la Planta Separadora es la que se muestra en la figura.



El puente de medición fiscal **PM1** de la Planta Separadora de MEGA S.A., es donde se mide el total de gas que ingresa. El mismo proviene de distintos Yacimientos y Plantas de Acondicionamiento. Al mismo confluyen dos corrientes y estas determinan una composición de gas rico.

El puente de medición **PM2** de la Planta Separadora de MEGA S.A., es donde se mide el total de gas que egresa de Planta. La composición del gas es pobre (Solo Metano) y se denomina gas residual. El corriente de salida tiene por destino diferentes gasoductos y/o reinyección a Yacimiento.

Características de los componentes que conforman las mediciones fiscales

Ambos puentes de medición están constituidos por dos ramales y poseen los siguientes componentes:

- En cada ramal, el elemento primario es un medidor de flujo ultrasónico de cuatro cuerdas y de 20" de diámetro.
La instalación cumple los lineamientos de **AGA Reporte N° 9**.
Los medidores poseen **certificado de calibración y ensayos de Fabrica**.
Los medidores tienen certificados de calibración de Laboratorio acreditado (**CEESI, E.E.U.U.**)
- Los cálculos se realizan mediante computadores de flujo.
Los factores de compresibilidad se obtienen a partir de **AGA 8**.
La medición electrónica de gas sigue los lineamientos de la norma **API Cap. 21 Sección 1**.
- La composición requerida para el cálculo del volumen se obtiene de cromatógrafo de línea (Se analiza hasta C6+).
- La presión y temperatura se obtienen de transmisores inteligentes.

Nuestro proveedor de gas, posee medición alternativa (Backup) que realiza el mismo computo de caudal en forma simultánea al fiscal. Existen por lo tanto transmisores de presión y temperatura, cromatógrafo y computador de caudal. El único elemento compartido en dicha medición es el elemento primario (Medidor de flujo ultrasónico).

Transmisores de Presión y Temperatura

La medición de presión estática y temperatura se realiza con transmisores inteligentes de precisión **0,1%**. Se recalibran con instrumentos trazables a patrones nacionales cuya exactitud es de por lo menos **el doble** de la de estos equipos.

Los patrones de calibración son: Presión estática: Manómetro digital, .Temperatura: Calibrador.

Los instrumentos patrones poseen certificados en vigencia otorgados por un laboratorio aceptado por las partes, con patrones trazados a los patrones primarios existentes en el INTI, NIST, etc (Laboratorios acreditados).

En protocolo de medición acordado por las partes los transmisores se recalibran cada **dos meses** y se acepta como error máximo admisible para presión estática 0,150% y para temperatura 0,30% (Se analiza por un Comité Operativo para un futuro el cálculo de incertidumbre).

Los puntos de contraste son el 0, 25, 50, 75 y 100% (Ver los establecidos en API Cap. 21.1)

La recalibración es a lazo completo incluyendo los errores de la resistencia de entrada y del conversor analógico digital en la flow computer.

Cromatógrafo de Línea

La composición del gas patrón y los ensayos de repetibilidad y reproducibilidad deben cumplir con las tolerancias admitidas por la Norma **ASTM-D 1945**.

Se contrastan con **gas patrón primario certificado** y/o gases de contraste aceptados por las partes.

El cromatógrafo se **valida mensualmente** y se **calibra** cuando las validaciones muestren desvíos en tolerancias admitidas respecto del gas patrón.

Los valores promedio diarios se comparan con cromatógrafo en la misma corriente de gas de backup que se posee en el Punto de Medición. Las discrepancias son analizadas en conjunto por las partes para proceder a los ajustes que correspondan.

Medidor Ultrasónico

Este medidor posee un software de soporte que provee monitoreo en tiempo real de velocidades del sonido, velocidades del fluido, tiempos de tránsito, formas de onda, ruido, ganancias, parámetros de configuración, alarmas, eventos, históricos y otras herramientas de diagnóstico.

Permite también realizar cálculos de AGA 10, esto es que puede compararse la velocidad del sonido determinada por el medidor y la que se obtiene por cromatografía, presión y temperatura.

También es posible realizar un “Dry Calibration” similar al realizado por el fabricante.

Nuestro plan de mantenimiento contempla revisiones semanales que consisten en el monitoreo del estado de los ultrasónicos.

Si el resultado de este monitoreo no resultara satisfactorio, se ejecuta una limpieza de sensores bajo presión en donde se utiliza una herramienta de extracción on line.

Adicionalmente, en forma anual se realiza la limpieza completa del puente de medición y de tener motivos, un “Dry Calibration” sobre el tubo medidor.

Durante el presente año, mientras se llevaba a cabo una auditoría de Puente de Medición a cargo del representante del fabricante, se ha realizado un “Dry Calibration”.

Computador de Caudal

El programa del computador de caudal fue auditado por las partes para verificar la correcta implementación de los cálculos.

Para facilitar los trabajos de recalibración de transmisores el medidor se coloca en un modo de trabajo "mantenimiento" en el cual el cálculo se realiza con valores fijos de la variable en proceso de recalibración.

Nuestro programa de mantenimiento es semanal y consiste en la verificación de alarmas y otras señalizaciones.

Problemas presentados que disminuyen la calidad de la medición

1. Presencia de líquidos e impurezas en una de las corrientes de ingreso a planta

Como hemos dicho, el **PM1** es donde se mide el total de gas que ingresa a nuestra Planta, y donde confluyen dos corrientes de gas provenientes de diferentes Yacimientos y Plantas de Acondicionamiento.

De las limpiezas realizadas se detectó presencia significativa de líquido, aceite e impurezas en la vena gaseosa que introducen un error sistemático.

Este error sistemático si bien es pequeño, dado que se trata de la medición de un caudal muy grande incide fuertemente en la medición del RTP (Retenido en Planta) y del Balance de Planta (Ver consideraciones mas adelante).

La medición luego de la limpieza de sensores mejora, pero esta no es duradera y requiere períodos muy cortos de mantenimiento. En algunas oportunidades la limpieza no presenta ninguna mejoría lo que nos hace pensar en una presencia de líquido permanente.

Una intervención mayor del tubo medidor requiere una reducción de caudal de ingreso y por lo tanto representa una perdida económica para la Compañía.

A continuación se observan algunas imágenes del estado de transductores en el puente de medición PM1 al ser retirados del tubo de medición, utilizando la herramienta de extracción.





Causas de la presencia de líquidos e impurezas en el puente de medición PM1

- **Tratamiento de los gases y diferencias de temperatura en las corrientes de ingreso**

Como hemos detallado el gas de ingreso lo forman dos corrientes.

La primer vena contiene gas libre de partículas y agua debido a que procede de plantas de Acondicionamiento. La segunda vena proviene de un yacimiento y posee una separación primaria, por lo tanto el gas se encuentra saturado en agua e hidrocarburos.

Al encontrarse ambas corrientes, y debido a que la primer corriente es mas fría, se produce la condensación, siendo este el motivo de la presencia de líquido en el PM1.

Se han habilitado las entradas a las trampas de lanzamiento de scrapers, para extraer muestras y analizar las impurezas en las diferentes corrientes.

Se llevó a cabo el desmontaje del tramo Up Stream, observándose una importante capa de impurezas adherida a las paredes del medidor (Desde 0.25 mm hasta mas de 0,5 mm) además de la presencia de líquido en el interior de equipo, incluso en los alojamientos de los transductores.

En el capítulo 7.2.4 del AGA Rep. # 9, expresa claramente que la superficie interna del medidor debe estar limpia y libre de condensado ó aceites; recomendación esta que NO se cumple en este caso.

- **Geometría y ubicación del tramo de medición PM1**

El Skid con los dos tramos de medición, se encuentra montado en un nivel notoriamente inferior al de las líneas de ingreso y descarga por lo que propicia el alojamiento de líquidos e impurezas en su interior.

En el desarme para limpieza de los tramos se ha observado marcas de líquido en el fondo del tramo de medición (Ver figuras).

Se puede observar que, debido a la geometría de la instalación, el flujo tiende a ser notoriamente mayor en el tramo B que en el A. En las inspecciones el tramo B se encuentra mas sucio que el A.





Error sistemático producto de la disminución del área efectiva

- **Afectación en la medición por impurezas adherida a las paredes.**

Consideramos en el análisis una capa de 0,25 mm de espesor de impurezas.
La reducción del diámetro será por lo tanto de 0,5 mm.

$$\begin{aligned}\text{Diámetro nominal} &= 0,45550836 \text{ m} \\ \text{Sección nominal} &= 0,16296096 \text{ m}^2\end{aligned}$$

Si adoptamos 20 m/seg como velocidad típica del fluido en nuestro medidores.

$$Q = \text{Vel} \times \text{Sup} = 20 \text{ m/seg} \times 0,16296096 \text{ m}^2 = 3,2592193 \text{ m}^3 / \text{seg} = 281596,556 \text{ m}^3 / \text{día}$$

$$Q_{\text{Std}} = Q \times \frac{P}{P_o} \times \frac{T_o}{T} \times F_{pv}^2$$

Considerando $P=67,6658 \text{ BAR}$, $T=543,87 \text{ K}$ y un $F_{pv}=1,07$

$$Q_{\text{Std}} = 20.532.579,08 \text{ SMCD}$$

Consideraremos ahora una sección reducida

$$\begin{aligned}\text{Diam. Reducido} &= 0,45500836 \text{ m} \\ \text{S Reducida} &= 0,16260341 \text{ m}^2\end{aligned}$$

$$Q = \text{Vel} \times \text{Sup} = 20 \text{ m/seg} \times 0,16260341 \text{ m}^2 = 3,2520682 \text{ m}^3 / \text{seg} = 280978,692 \text{ m}^3 / \text{día}$$

$$Q_{\text{Std}} = 20.487.527,64 \text{ SMCD}$$

El error absoluto será de:

$$Q_{\text{Std nominal}} - Q_{\text{Std reducido}} = \underline{45051,435} \text{ SMCD}$$

- **Debido a la presencia de canal de líquido en tramo de medición**

$$\begin{aligned}\text{Supongamos una capa líquida detectada } &200 \text{ mm} \\ \text{Sección ocupada por el líquido} &= 0,000337072442 \text{ m}^2 \\ \text{Sección nominal} &= 0,16296096 \text{ m}^2\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Área del medidor reducido por el líquido} &= \text{Área normal} - \text{Área líquida} = 0,162623887 \text{ m}^2 \\ Q = \text{Vel} \times \text{Sup} &= 20 \text{ m/seg} \times 0,162623887 \text{ m}^2 = 3,25247771 \text{ m}^3 / \text{seg} = 281.014,0777 \text{ m}^3 / \text{día}\end{aligned}$$

$$Q_{\text{Std}} = 20.490.107,75 \text{ SMCD}$$

El error absoluto será de:

$$Q_{\text{Std nominal}} - Q_{\text{Std reducido}} = 42.471,3261 \text{ SMCD}$$

Conclusión:

Los dos factores influyeron incrementando el caudal real en 87.522,7611 SMCD

Uso de herramienta extractora de sensores

Es importante realizar limpiezas de sensores periódicas porque la visualización de las mismas son testigos de lo que ocurre dentro del tubo medidor y evitaríamos llegar a tener errores sistemáticos producidos por disminuciones del diámetro.

Para realizar la limpieza de los sensores bajo presión se deberá utilizar la herramienta extractora de sensores provista para tal fin (Ver figura)

Se deberá aclarar que durante esta operación la exactitud de la medición garantizada por el fabricante puede sufrir un pequeño decremento, debido a la cuerda faltante.

Dado que se trata de una herramienta de extracción de sensores bajo presión se debe tener especial cuidado en el mantenimiento de la misma chequeando siempre posibles fugas por los sellos, conexiones neumáticas y fundamentalmente la revisión de conexiones macho-hembra y la alineación del vástago y su extensión para conseguir un perfecto acople entre roscas en el proceso de inserción.

En la medida que se pueda es preferible extraer los sensores despresurizando el tramo de medición. Esto permite limpiar también el alojamiento de los transductores (Hemos obtenido mejores resultados con esta limpieza).

Es importante resaltar que si los sensores se extraen despresurizando el tramo de medición, se conserven las posiciones, al reinstalarlos luego de la limpieza, de acuerdo a los certificados de fábrica.

Se podría decir que la herramienta esta compuesta de las siguientes secciones:

- La sección de la válvula que contiene una extensión del vástago.
- Conjunto extractor (Contiene el vástago).
- La sección del cilindro pistón del extractor

La secuencia de tareas para retirar y volver a insertar un transductor se encuentran detalladas en procedimiento de la compañía con imágenes paso a paso. De resultar de interés estas imágenes no hay inconvenientes alguno en presentarlas. No lo hacemos aquí porque haría muy extenso el presente trabajo.



Mejoras implementadas en PM1

En base a lo descrito surge como única solución posible el acondicionamiento de las corrientes.

El proveedor de gas, ha llevado a cabo una importante obra que consiste en la incorporación de un módulo de enfriamiento que permitió retener el contenido del agua en la corriente señalada.

Aprovechando esta obra y considerando que el proyecto original no contempló la medición separada de las dos corrientes de ingreso, siendo esto de gran utilidad, la Compañía ha decidido dividir la medición de las dos corrientes, realizando las siguientes modificaciones que consisten en:

- Realizar las modificaciones civiles para lograr separar las mediciones y utilizar el puente existente para medir una de ellas.
- Conformar un tramo de medición ultrasónica de 16" completo con Cromatógrafo (Análisis hasta C9+) para lograr la medición de la segunda vena.
- Reemplazar el Computador de Caudal actual por otro que realice el cómputo de las dos corrientes.

De esta forma el caudal de ingreso a Planta, surge de la suma de las dos corrientes y tiene la ventaja de reducir los caudales por los medidores, pudiéndose intervenir con mayor facilidad y con reducidas pérdidas económicas por intervención.

2. Incidencia del PM1 y PM2 en la medición del RTP (Retenido)

Compañía MEGA S.A. celebró con el proveedor de gas un contrato de Compraventa de Gas y en el mismo se define al gas retenido en planta y sujeto a facturación como:

$$\text{RTP} = \text{PM1} - \text{PM2}.$$

Siendo:

PM1 = Gas de entrada (Del orden de 30000 Tn/d)

PM2 = Gas de Salida (Del orden de 25000 Tn/d)

RTP = Gas Retenido (Del orden de 5000 Tn/d)

Siendo la exactitud declarada por el fabricante de los medidores ultrasónicos de 0,5%, estimaremos una incertidumbre total para la medición completa de 0,7% en cada uno de ellos (PM1 y PM2).

De estudios realizados surge que la incertidumbre combinada del RTP es 157,8 Tn/d y una incertidumbre expandida de 315,6 Tn/d.

Debido a que se obtiene la medida del retenido en Planta (RTP) a partir de la diferencia de dos mediciones muy grandes (Aproximadamente 30000 y 25000 Tn/d), surge una incertidumbre alta (315,6 Tn/d) en relación al valor que se desea medir (5000 Tn/d).

El valor de incertidumbre es aproximadamente el 6% del valor a medir.

Trataremos de expresar el valor del RTP a partir de otras mediciones internas.

Para ello explicaremos el diagrama en bloques de la Planta Separadora en donde están representadas las distintas unidades de proceso que detallamos a continuación (Ver figura).

La planta separadora está constituida por una unidad de deshidratación (Extracción de Agua), dos Trenes de Separación (Turboexpansión) y tres unidades de compresión.

Ahora se podrá expresar el RTP como:

$$\text{RTP} = \sum \text{Producción Trenes} - \sum \text{Reproceso} + \sum \text{Venteos} + \sum \text{Drenajes}$$

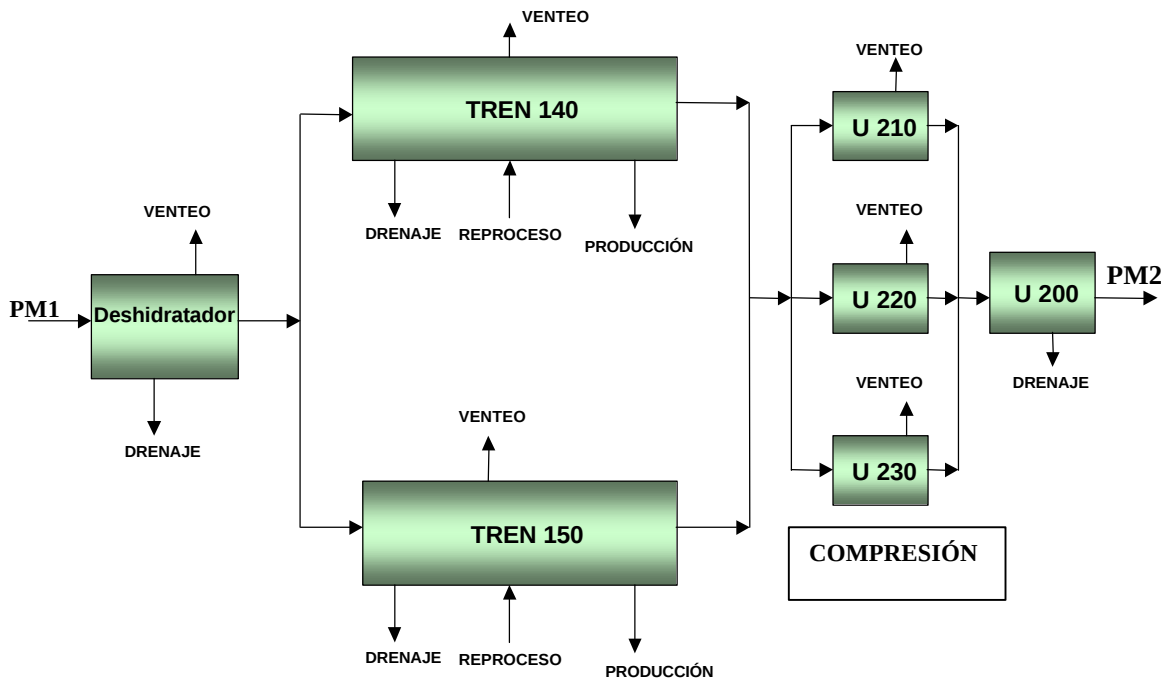
Siendo:

$\sum$ Producción Trenes : Producción de los dos trenes (Del orden de las 5000 Tn/d)

$\sum$ Reproceso : Reproceso desde área de almacenaje (Normalmente cero y de muy esporádica ocurrencia).

$\sum$ Venteos : La suma de los posibles venteos (Valor muy pequeño)

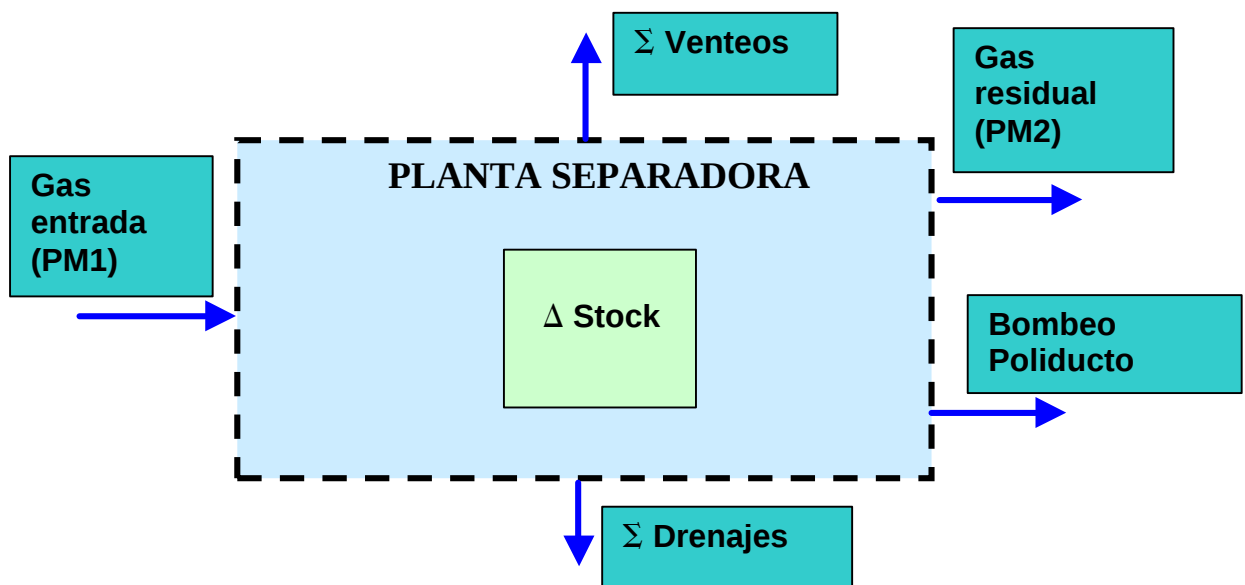
$\sum$ Drenajes : La suma de los posibles drenajes (Valor muy pequeño)



Considerando que la medición de la producción en los trenes se realiza con placa orificio (Consideraremos una incertidumbre del 1,2%) La incertidumbre combinada del RTP a partir de esta segunda expresión resulta de 51 Tn y la expandida es 102 Tn

El resultado obtenido demuestra que a pesar de que la incertidumbre de los medidores es mayor la incertidumbre en el calculo del RTP es menor.

3. Incidencia del PM1 y PM2 en el Balance de Planta Separadora



Basados en el diagrama en bloque la expresión para el Balance de Pta Separadora se expresa como:

$$\text{Balance} = \text{PM1} - \text{PM2} - \Delta \text{Stock} - \Sigma \text{Venteos} - \Sigma \text{Drenajes} - \text{Bombeo a poliducto}$$

Si aplicamos el mismo análisis debido a que en la expresión contienen los términos PM1 – PM2 se obtiene un valor de incertidumbre del Balance de aproximadamente 300 Tn/d.

Mejoras implementada para obtener un mejor computo del Retenido (RTP) y del Balance de Planta

Por todo lo antes expresado, la Compañía ha decidido implementar las siguientes mejoras:

- **Instalación de dos medidores de Flujo másico y computador de Caudal para medir la producción en los trenes, en lugar de la medición de placa orificio existente. Esto va a lograr una disminución sustancial en la incertidumbre del RTP y del Balance puesto que estos medidores poseen una exactitud del 0,1%.**
- **Actualización de la electrónica de los medidores Ultrasónicos, que mejora la exactitud del medidor (Del 0,5% al 0,1%).**
- **Instalación de dos medidores de flujo de antorchas que permitieron realizar el computo del gas venteado (Σ Venteos).**
- **Instalación de medidor ultrasónico de líquido, cromatógrafo y computador de caudal para medir bombeo al poliducto, en lugar de la medición por placa orificio existente. Esto permitirá una mayor precisión en el Balance de Planta.**

EXPERIENCIAS DE REALIZACIÓN DE ZERO FLOW CALIBRATION

En muchos casos ocurre que existen dificultades para realizar una calibración en fábrica de un tubo medidor. Entre las desventajas o condicionantes se encuentran:

- Se debería contar con otro tubo medidor o un ramal de medición adicional.
- Gran período de tiempo sin el medidor. Usualmente las calibraciones son en el exterior.
- Normalmente son breves los períodos de tiempo con los que se cuenta en donde existan reducciones de caudal tal que se pueda medir con un solo ramal (En puentes de doble ramal).
- Costos relacionados (Gestión de compra, desmontaje, etc).

Otra pregunta que se normalmente se podría plantear es, ¿alguien es capaz de recrear las condiciones de laboratorio (Estabilidad de presión, temperatura y producto) suficiente para realizar una prueba de Zero flow calibración en el menor tiempo posible?.

Este trabajo consiste en poder dar una respuesta a esta inquietud, pero de ningún modo plantea dejar de lado las calibraciones en fabrica en donde se recibe garantía por la misma.

Se planteó además como desafío adicional de que la prueba se realice en el menor tiempo posible con lo cual se sugirió realizar la misma sin desmontar el tubo medidor del puente de medición.

Esto hizo que se pensase en tratar de lograr la estabilidad térmica suficiente para realizar el zero flow en condiciones ambientales. Se tuvo en cuenta además seleccionar el día cuyo pronóstico del tiempo sea aceptable. Por lo tanto el pensamiento fue que la mayor estabilidad térmica se lograría durante el período nocturno (menores cambio de temperatura en un determinado periodo de tiempo).

Durante el día se comenzaría el desmontaje del tramo aguas arriba y se realizaría la necesaria limpieza del mismo como así también la del tubo medidor con lo cual se hizo necesario retirar todos los transductores.

Una vez finalizada la misma, se procedió a colocar bridas ciegas a ambos lados del tubo medidor.

En la misma se soldaron tomas para realizar la medición de presión, temperatura y la inyección de Nitrógeno de alta pureza.

Inicialmente para contar con la tendencia de la presión y la temperatura y saber definir el instante donde se logra estabilidad se instalaron los mismos transmisores que cuenta el puente de medición.

Como veremos mas adelante es muy importante la medición de presión y temperatura con la mayor precisión posible con lo cual al momento de llegar a la estabilidad se reemplazan los transmisores y se utilizan patrones certificados para realizar las mediciones de las mismas.

Se instaló en la cercanía, un pack de tubos de Nitrógeno de alta pureza (Nitrógeno 5.0 , 99,999 % pureza) en cantidad suficiente (Calculada previamente) para:

- 1) Producir suficiente cantidad de barridos, como para garantizar que el producto en el interior haya desplazado totalmente el aire y solo contenga Nitrógeno de alta pureza. Se medía la concentración de oxígeno y se observaba que la misma se reducía hasta desaparecer.
- 2) Presurizar hasta la presión sugerida del Dry Calibration (Aproximadamente 15 Bar).

Es recomendable contar con una reguladora de buenas características en los tubos de Nitrógeno como así también chequear perfectamente posibles fugas que impidan la estabilización de la presión.

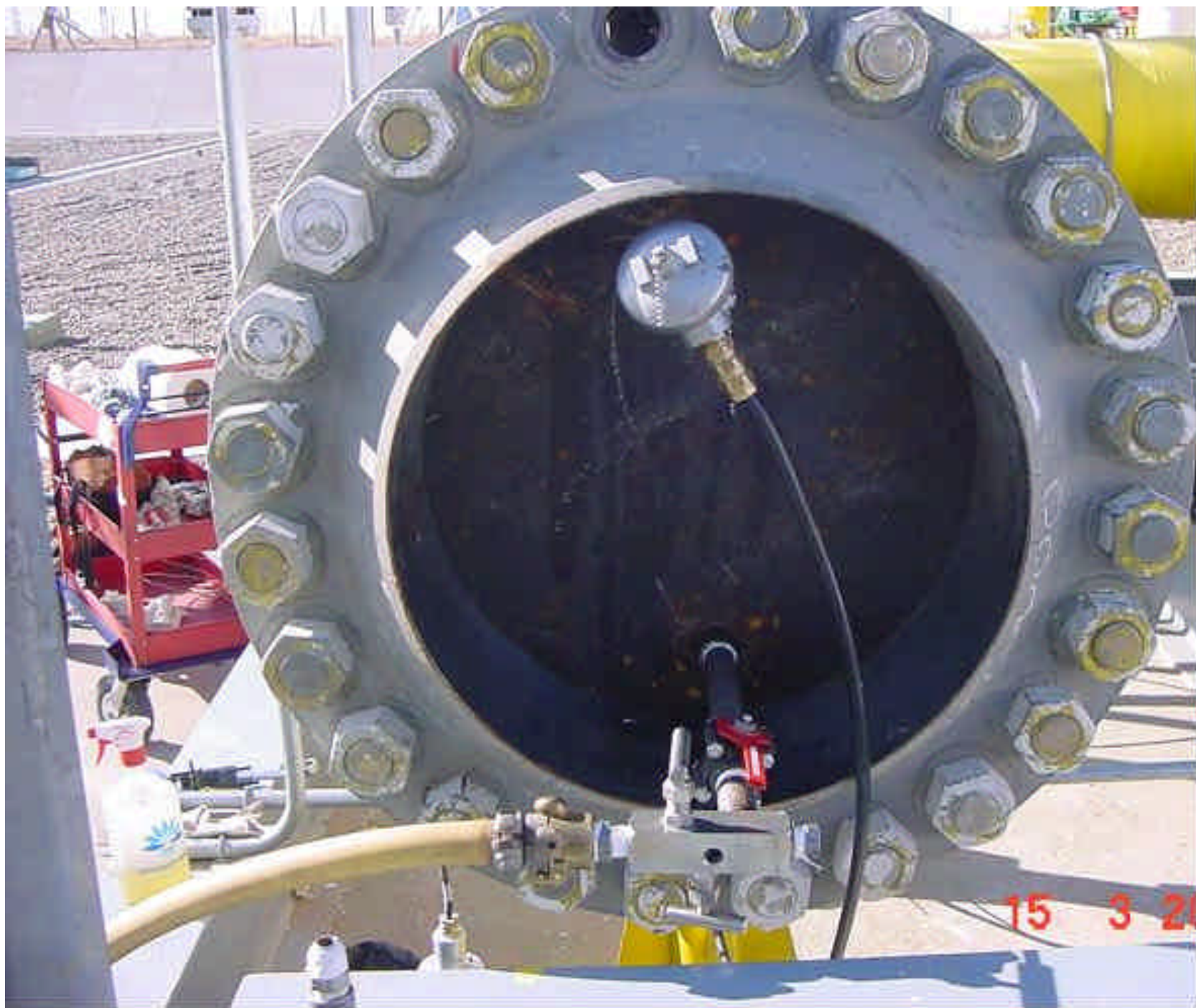
Una vez alcanzado el equilibrio térmico con el ambiente se procedió a cubrir con manta térmica (del tipo lana mineral de 20 cm de espesor) el tubo medidor y a continuación se colocó una carpa , como protección de vientos.

A continuación se muestran imágenes de los pasos realizados.









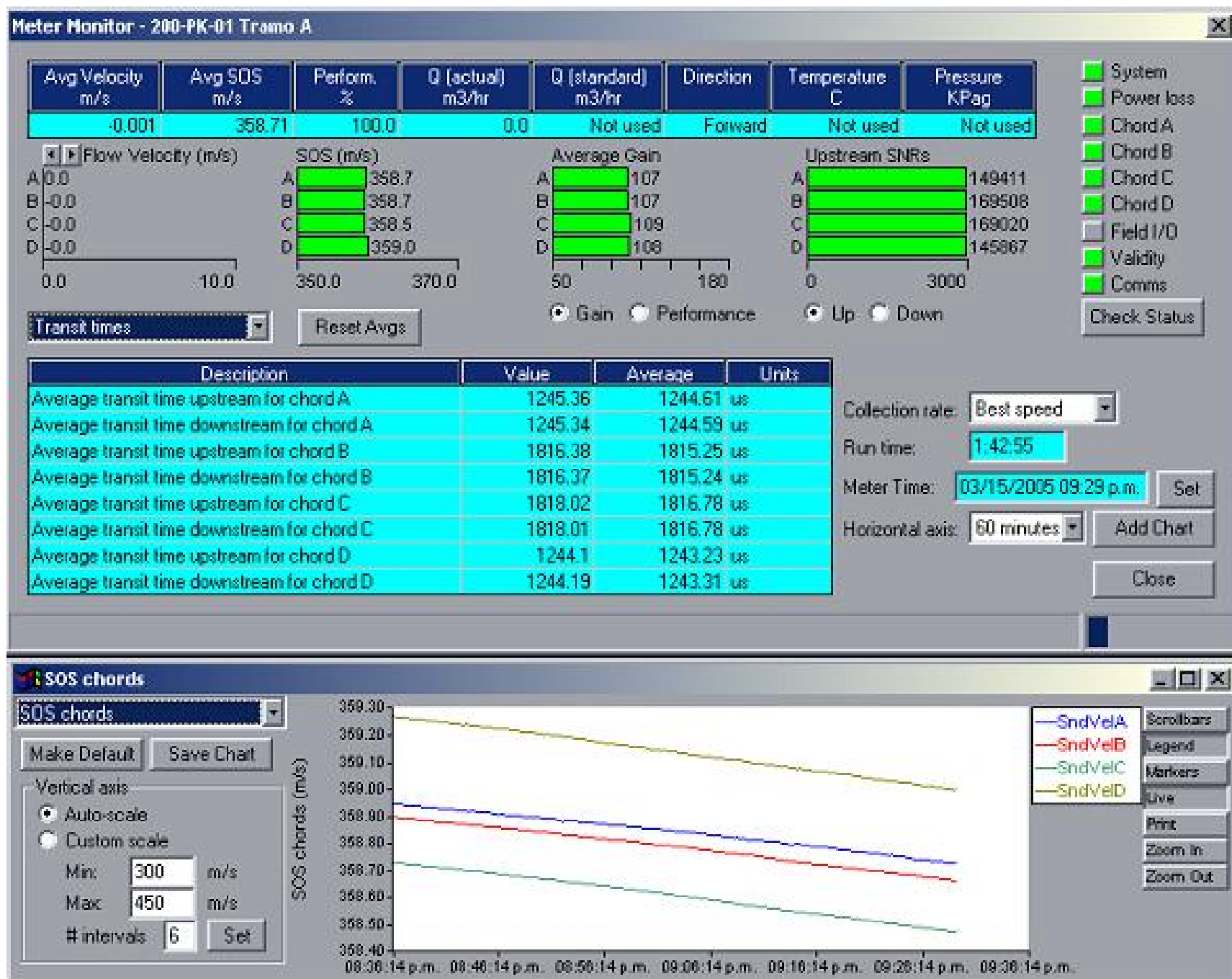


15 3 2



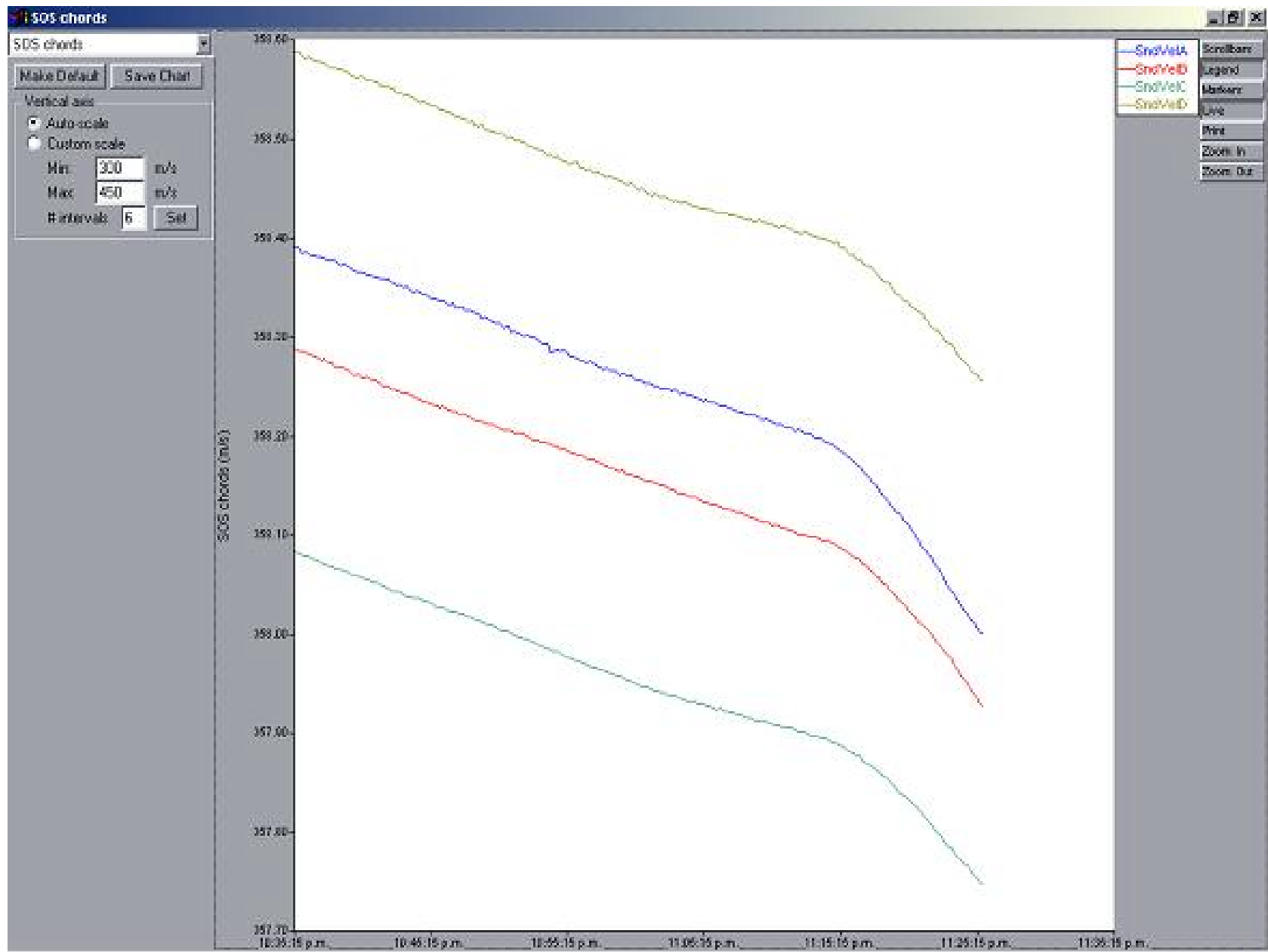


Con el Software de aplicación mientras esperamos la estabilización se visualiza lo siguiente:

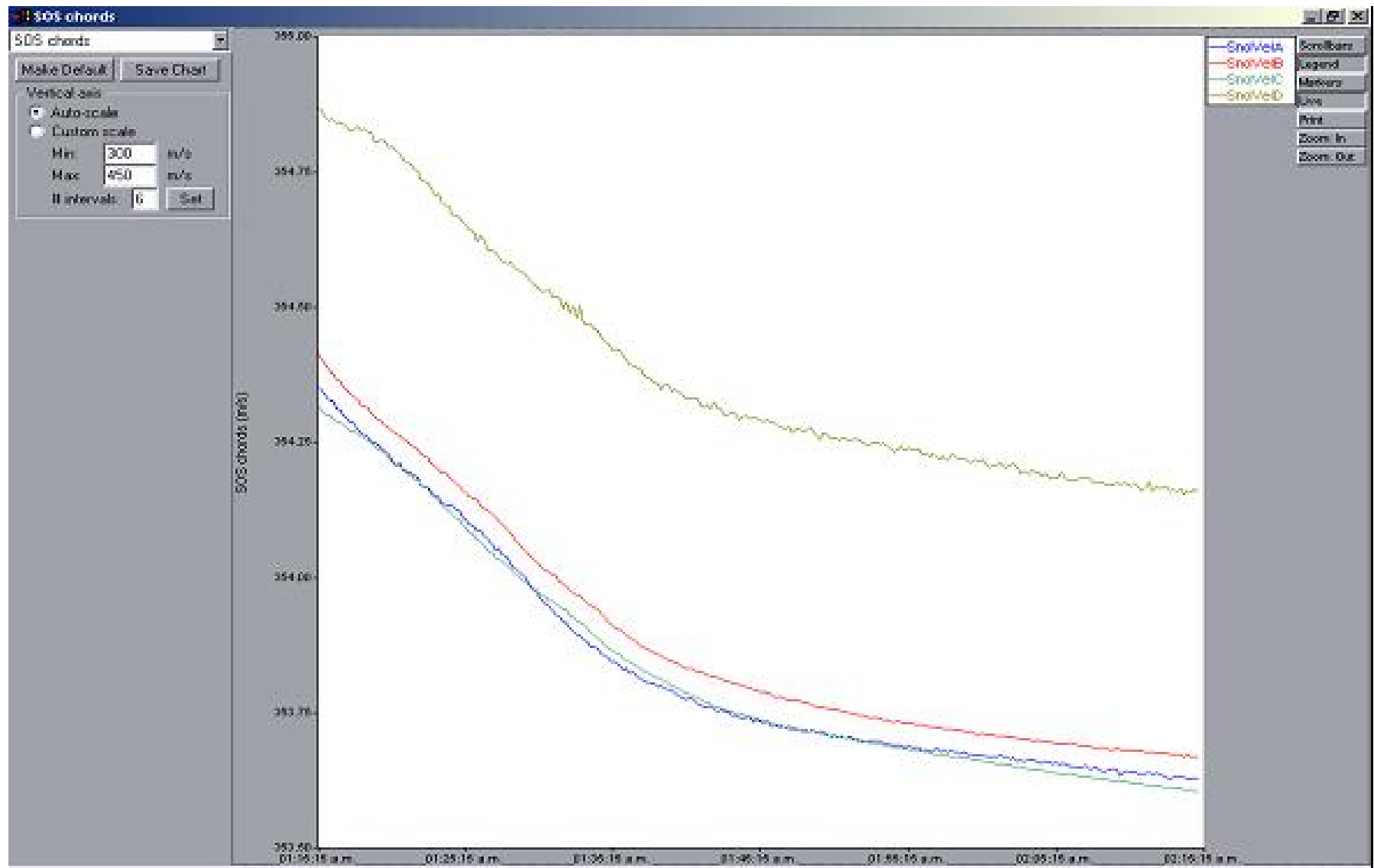


Se observa que aún falta estabilización de temperatura en el interior del tubo medidor.

Como la estabilización no ocurre a pesar de transcurrir un tiempo significativo, se procede a quitar la manta térmica como deducción de que la misma mantiene la temperatura que tenía el producto por la tarde pero la temperatura ambiente descendió en forma apreciable.



Observamos que al quitar manta térmica la caída de temperatura es brusca produciendo como se ve en la tendencia de las SOS de las cuerdas.



La graficas anteriores muestran que se han logrado las condiciones favorables para realizar el zero flow

La siguiente imagen muestra el instante anterior a la realización del zero flow en donde observamos un pequeño corrimiento en la SOS de la cuerda D

Meter Monitor - 200-PK-01 Tramo A

Avg Velocity m/s	Avg SOS m/s	Perform. %	Q (actual) m3/hr	Q (standard) m3/hr	Direction	Temperature C	Pressure KPag
0.000	353.64	100.0	0.0	Not used	Forward	Not used	Not used

Flow Velocity (m/s)

A	0.0
B	0.0
C	0.0
D	0.0

SOS (m/s)

A	353.5
B	353.6
C	353.5
D	354.0

Average Gain

A	109
B	109
C	111
D	109

Upstream SNRs

A	150699
B	122940
C	164894
D	158466

Flow info - Volume

Reset Avgs

Gain Performance

Up Down

- System
- Power loss
- Chord A
- Chord B
- Chord C
- Chord D
- Field I/O
- Validity
- Comms

Check Status

Description	Value	Average	Units
Volumetric flow rate at flow conditions	0.0	0.0	m3/hr
Volumetric flow rate at base conditions			m3/hr
EnergyRate (not defined in the meter)	N/A	N/A	
Flow-condition pressure			KPag
Flow-condition temperature			C
Average flow velocity for the meter	-0.000	-0.000	m/s
Meter performance	100	100	%
Average sound velocity	353.64	355.99	m/s

Collection rate: Best speed

Run time: 4:55:01

Meter Time: 03/16/2005 03:00 a.m.

Set

Horizontal axis: 60 minutes

Add Chart

Close

SOS chords

SOS chords

Make Default

Save Chart

Vertical axis

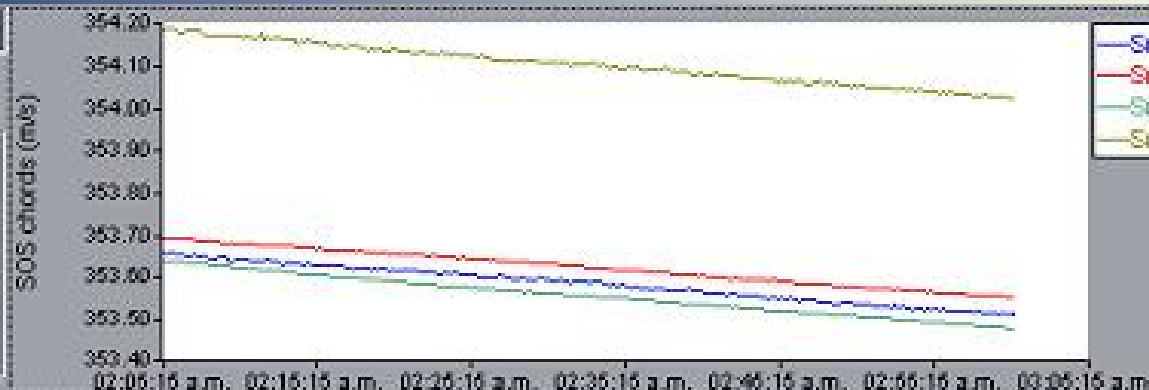
Auto-scale

Custom scale

Min: 300 m/s

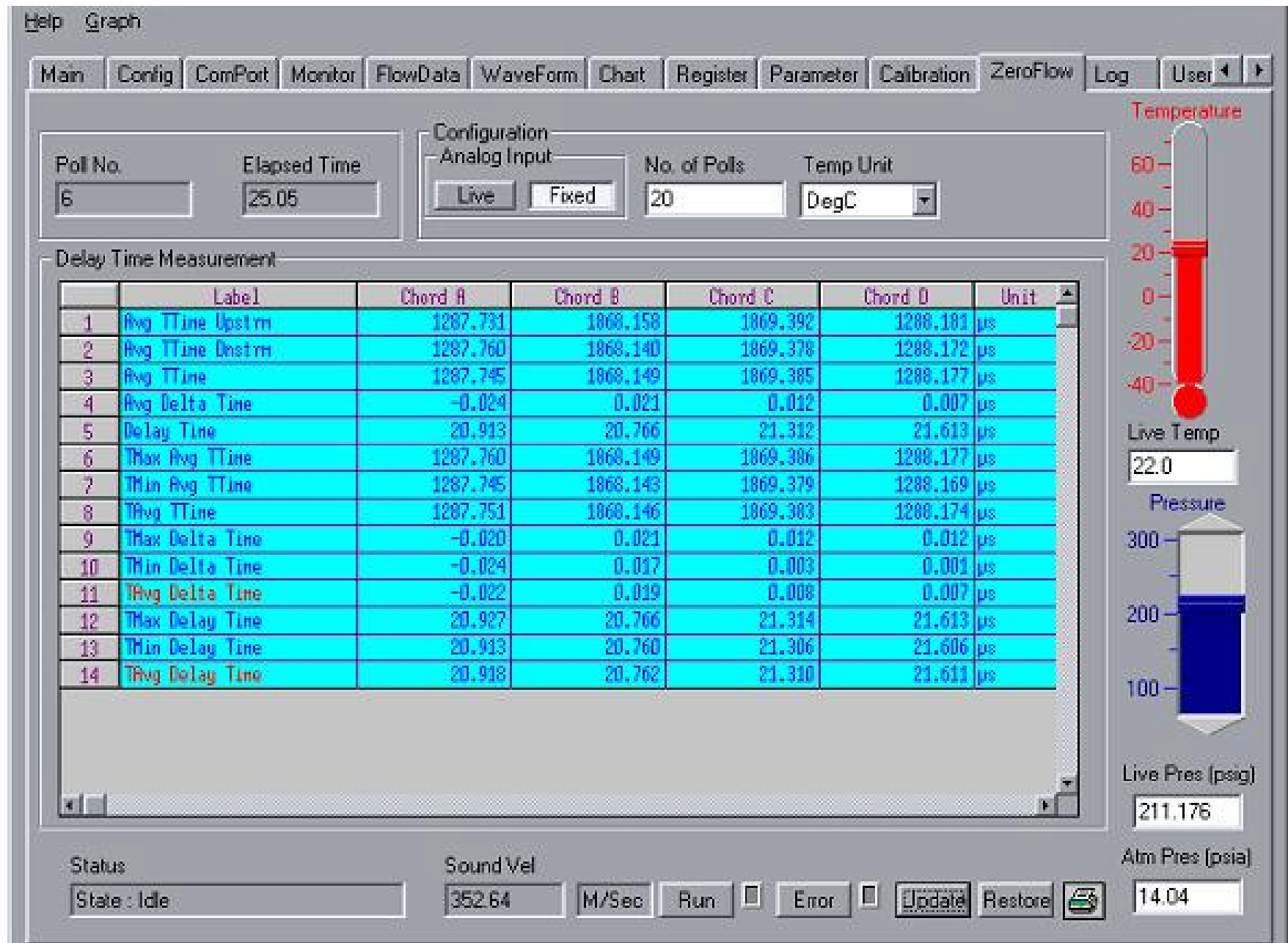
Max: 450 m/s

intervals: 6 Set

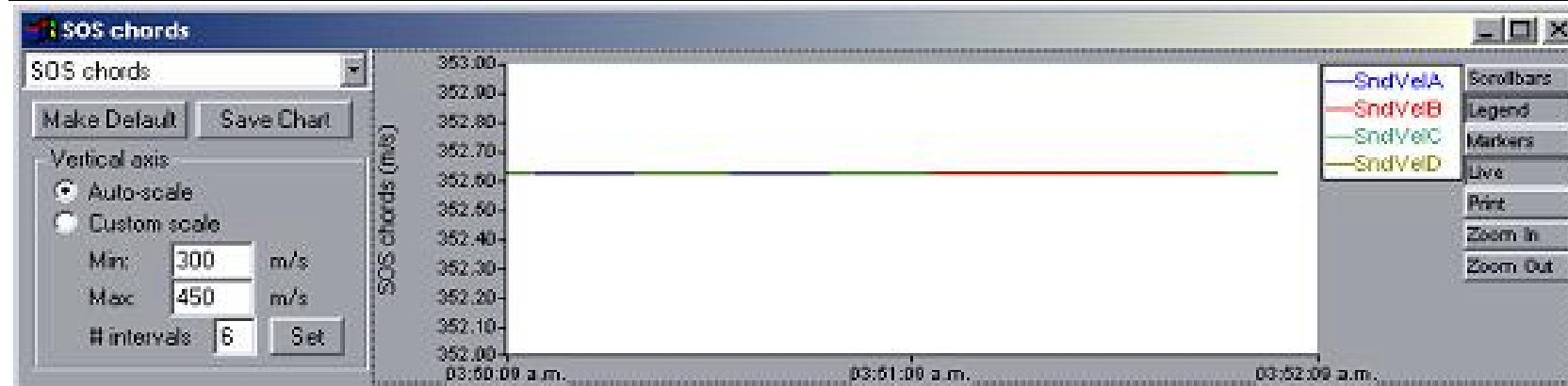
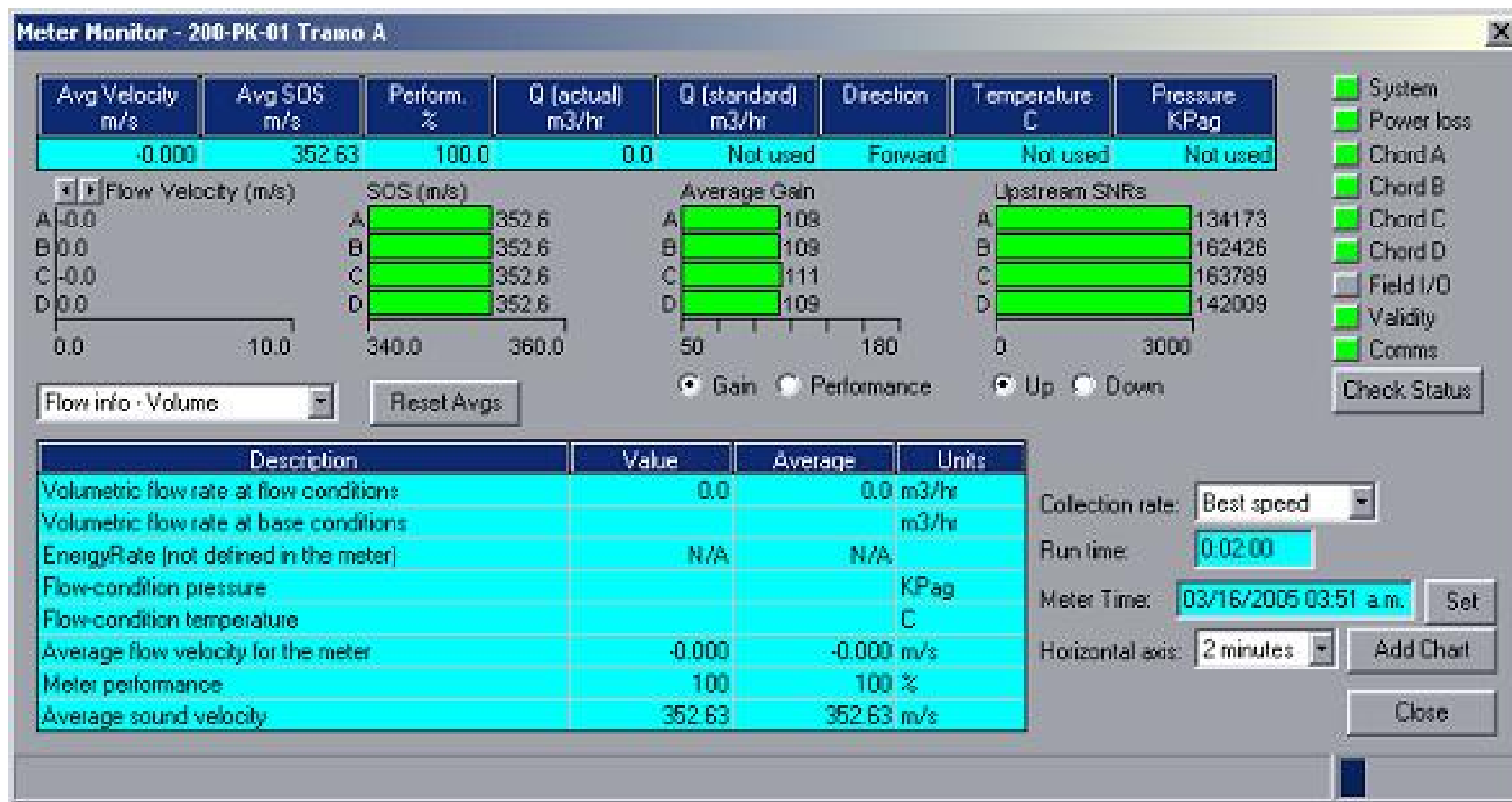


- SndVelA
- SndVelB
- SndVelC
- SndVelD
- Scrollbars
- Legend
- Markers
- Live
- Print
- Zoom In
- Zoom Out

Se procede entonces a abrir la aplicación del zero flow y cargar la presión y la temperatura leída en los patrones.



A continuación se observan las imágenes luego de la corrección observándose que todas las cuerdas indican la misma SOS = 352,6 m/s



La siguiente imagen muestra que con la aplicación VOSDAN que la velocidad de sonido obtenida por el ultrasónico coincide con la teórica calculada por la aplicación.

LEP

Component	Mole %	Component	Mole %	Component	Mole %
Methane	0	Oxygen	0.000	n - Decane	0.000
Nitrogen	100	i - Butane	0	Helium	0.000
CO2	0	n - Butane	0	Argon	0.000
Ethane	0	i - Pentane	0	Total Mole %	100.000
Propane	0	n - Pentane	0		
H2O	0.000	n - Hexane	0		
H2S	0.000	n - Heptane	0.000		
Hydrogen	0.000	n - Octane	0.000		
CO	0.000	n - Nonane	0.000		

Quit USImp Reset % Calculate

Zflow (P&T) = 0.997052327

FPV = 1.001332427

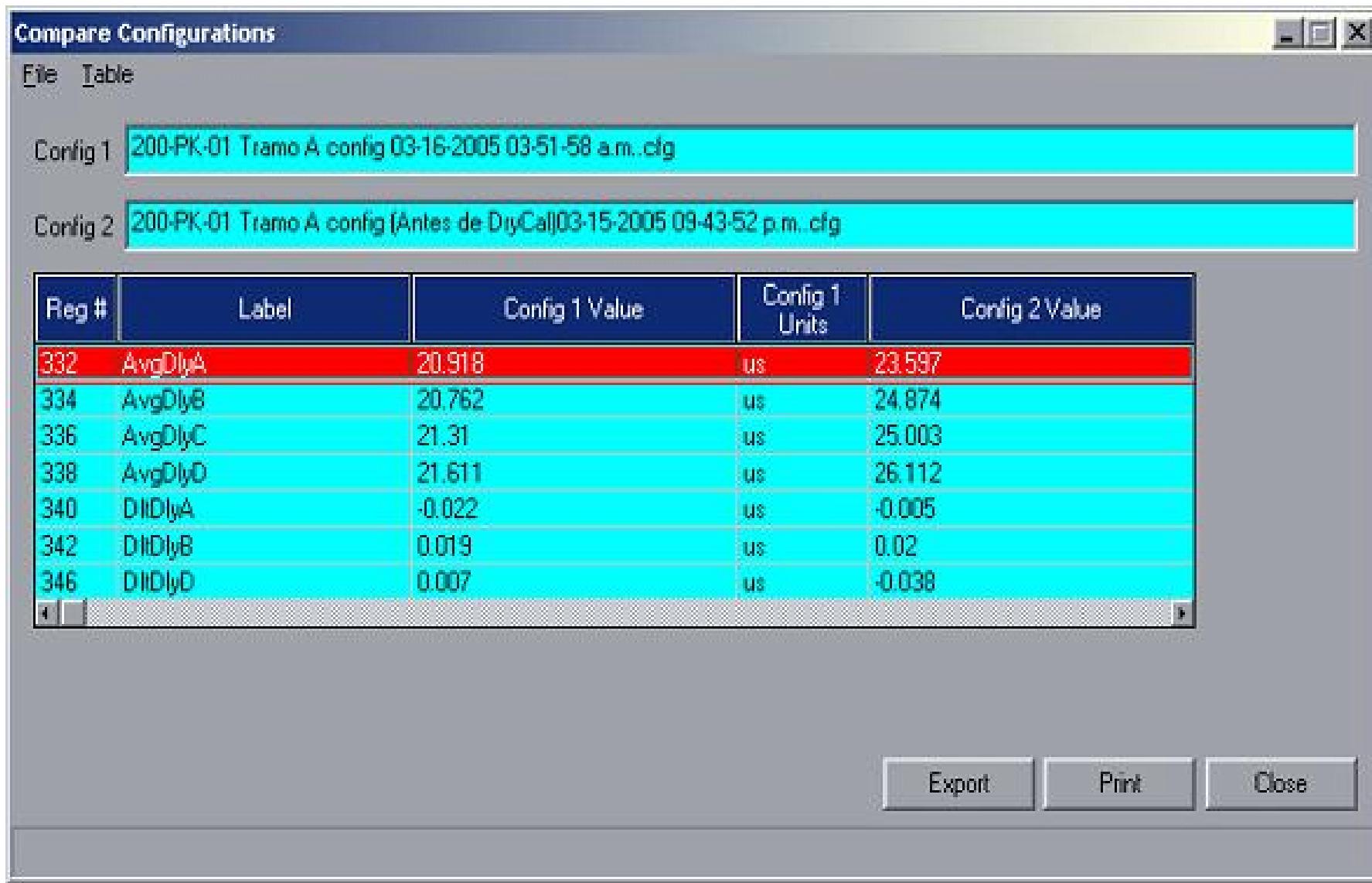
Density(Kg/M3) = 17.81495747

Cv (Kj/Kgmo1K) = 20.93004357

Cp (Kj/Kgmo1K) = 29.86959799

V-o-S (M/Sec) = 352.6382200

Los valores que se han modificado luego del zero flow son los siguientes:



Reg #	Label	Config 1 Value	Config 1 Units	Config 2 Value
332	AvgDlyA	20.918	us	23.597
334	AvgDlyB	20.762	us	24.874
336	AvgDlyC	21.31	us	25.003
338	AvgDlyD	21.611	us	26.112
340	DlIDlyA	-0.022	us	-0.005
342	DlIDlyB	0.019	us	0.02
346	DlIDlyD	0.007	us	-0.038

Muy importante es resaltar que en esta prueba se pueden volver a cargar los valores de la antigua configuración si se la considera insatisfactoria.

Importancia en la exactitud de la medición de la presión y temperatura durante el Zero Flow

En la siguiente imagen se muestra el cálculo de la SOS con la aplicación que utilizamos durante la prueba del Zero Flow

The screenshot shows a software interface for calculating Zero Flow (Zflow) and other properties. It features three columns of input fields for gas components and their mole percentages. The components listed are Methane, Nitrogen, CO2, Ethane, Propane, H2O, H2S, Hydrogen, CO, Oxygen, i-Butane, n-Butane, i-Pentane, n-Pentane, n-Hexane, n-Heptane, n-Octane, and n-Nonane. The mole percentages are entered as follows: Methane (0), Nitrogen (100), CO2 (0), Ethane (0), Propane (0), H2O (0.000), H2S (0.000), Hydrogen (0.000), CO (0.000), Oxygen (0.000), i-Butane (0), n-Butane (0), i-Pentane (0), n-Pentane (0), n-Hexane (0), n-Heptane (0.000), n-Octane (0.000), and n-Nonane (0.000). The total mole percentage is 100.000. The temperature is set to 22 DegC. The calculated results are displayed in a box on the right: Zflow (P&T) = 0.997052327, FPV = 1.001332427, Density(Kg/M3) = 17.81495747, Cv (Kj/KgmolK) = 20.93004357, Cp (Kj/KgmolK) = 29.86959799, and V-o-S (M/Sec) = 352.6382200. The interface also includes buttons for Quit, USImp, Reset %, and Calculate.

Component	Mole %	Component	Mole %	Component	Mole %
Methane	0	Oxygen	0.000	n - Decane	0.000
Nitrogen	100	i - Butane	0	Helium	0.000
CO2	0	n - Butane	0	Argon	0.000
Ethane	0	i - Pentane	0	Total Mole %	100.000
Propane	0	n - Pentane	0		DegC
H2O	0.000	n - Hexane	0		
H2S	0.000	n - Heptane	0.000		
Hydrogen	0.000	n - Octane	0.000		
CO	0.000	n - Nonane	0.000		

Quit USImp Reset % Calculate

Zflow (P&T) = 0.997052327
FPV = 1.001332427
Density(Kg/M3) = 17.81495747
Cv (Kj/KgmolK) = 20.93004357
Cp (Kj/KgmolK) = 29.86959799
V-o-S (M/Sec) = 352.6382200

Supongamos haber cometido un error grosero en la medición de la presión de 1 BAR (P=15,56Bar), el resultado de la SOS = 352,8192977 m/seg

Diferencia = $352,63822 - 352,8192977 = 0,1810777$ m/seg

Si en cambio cometiésemos un error grosero de 1 °C en la medición de temperatura (23°C), el resultado de la SOS = 353,2517895 m/seg

Diferencia = $352,63822 - 353,2517895 = 0,6135695$ m/seg

Conclusión : Notamos que la variación de la temperatura fue mucho mas relevante que el de la presión.

Conclusiones Generales del Trabajo:

- 1- Se debe respetar la recomendación del capítulo 7.2.4 del AGA Rep. # 9 que expresa claramente que la superficie interna del medidor debe estar limpia y libre de condensado ó aceites e impurezas. En muchos casos no hemos detectado fallas con la herramienta de diagnóstico de alguna anomalía . Sin embargo esto produce errores sistemáticos importantes.
- 2- Se recomienda que el Skid con los tramos de medición, no se encuentre montado en un nivel inferior porque propicia el alojamiento de líquidos e impurezas en su interior.
- 3- Es importante realizar limpiezas de sensores periódicas porque la visualización de las mismas son testigos de lo que ocurre dentro del tubo medidor y evitaríamos llegar a tener errores sistemáticos productos de disminuciones del diámetro.
- 4- Es importante preservar la herramienta de extracción de sensores de presión, especialmente los sellos y la perfecta alineación del vástago.
- 5- Evitar las geometrías de puentes de medición con asimetrías por la diferente distribución del caudal entre tramos de medición.
- 6- Se deben estudiar cuidadosamente el estado termodinámico e impurezas de corrientes que se unan formando una única vena para evitar una posible formación de líquidos.
- 7- En Plantas de gas natural que tienen por objeto la recuperación de gases ricos se debe tener especial cuidado en la elección de los medidores destinados al computo del gas retenido, porque podría resultar que otros medidores obtengan el mismo valor pero con menores incertidumbres.
- 8- El Zero Flow Calibration se debe realizar si se confía plenamente en los certificados de fabrica que guardan relación con la geometría del medidor.
- 9- Si bien el Zero flow realizado a condiciones ambientales no puede reemplazar al hecho en fábrica este puede ser una forma de verificación para determinar si realizarlo.
- 10- En el Zero Flow Calibration es esencial la estabilización de la presión y la temperatura y la medición con exactitud de su valor. Es también relevante el conocer que en el interior contenga el elemento puro (En nuestro caso Nitrógeno).

Datos del Autor:

Nombre: CERASA ENRIQUE GABRIEL

Empresa: Compañía MEGA S.A.

Planta: Separadora Loma la Lata (Distrito Oeste)

Localidad: Ruta pcial N° 51 Km 85 – Neuquen – Pcia Neuquen

Cargo: Supervisor de Instrumentos y Sistemas de Control (Distrito Oeste)

Teléfono: (0299-4893937/8) interno 1016

Email: egcerasav@ciamega.com.ar