

MEDIDOR MODULAR DE GAS HUMEDO Y FLUJO MULTIFÁSICO

Daniel J. Rodríguez
Weatherford International Ltd.

22001 North Park Drive, Kingwood, Texas 77339, USA.
+1 281.348.1169 (Directo) +1 281.348.1122 (Fax)
daniel.rodriguezcampo@weatherford.com

Ciencia

La ciencia no es sino una perversión de sí misma, a menos que tenga como objetivo final, el mejoramiento de la humanidad. Nicola Tesla, Inventor Austrohungaro.

La actividad científica está orientada a satisfacer la curiosidad, y a resolver las dudas, acerca de cuáles son y cómo están organizadas las leyes de la naturaleza.

Seguros de que la comunidad científica nacional e internacional, utilizará la Revista MET&FLU como un medio para compartir los hallazgos de alta relevancia, cada semestre nuestros lectores encontrarán un tema de su agrado que facilitará la transferencia del conocimiento al ritmo que nuestra sociedad, nos lo exige.

Resumen:

Un medidor modular en línea de gas húmedo y flujo multifásico ha sido desplegado exitosamente en el campo. El equipo fue desarrollado inicialmente en su versión no-nuclear para la medición de gas húmedo preservando cierta capacidad de medición de tendencias en flujo multifásico. La configuración para gas húmedo incluye un dispositivo Sonar que mide la velocidad del flujo y una tobera-Venturi que mide el momento del flujo. Una segunda configuración incluye un densitómetro gamma que extiende la capacidad del instrumento para cubrir regímenes multifásicos en el rango completo de fracción volumétrica de gas (0-100% GVF). Ambas configuraciones emplean un espectrómetro que opera en el infrarrojo cercano para medir el corte de agua en presencia de gas, sin importar la química del agua y el estado de la emulsión.

Este artículo presenta el principio de cálculo empleado para cada configuración, el rango de aplicación para cada configuración, y el desempeño del medidor. Los resultados obtenidos en laboratorios de flujo altamente reconocidos en la industria y el desempeño actual en el campo demuestran la gran exactitud, estabilidad, y confiabilidad del dispositivo para aplicaciones de gas húmedo y flujo multifásico.

1. INTRODUCCIÓN

La medición en línea de gas húmedo y flujos multifásicos es una tecnología madura y presenta una alternativa real respecto a los métodos tradicionales de separación y separación parcial.

Aunque la mayoría de los medidores multifásicos comercialmente disponibles se introdujeron como soluciones para el rango medio y bajo de fracción volumétrica de gas (GVF), el medidor Alpha fue desarrollado inicialmente como una solución no-nuclear para la medición de gas húmedo. Los requerimientos claves en su diseño incluyeron:

- Robustez mecánica y de medición.
- Menorsensibilidad respecto a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos.
- Amplio rango de medición.

Las mediciones de caudales de gas húmedo requieren de por lo menos dos métodos independientes de medición de flujo o la combinación de una medición de flujo con un modelo de PVT [1]. Una forma tradicional de efectuar la medición en línea combina dos dispositivos de presión diferencial con geometría distinta entre sí (e.g. un Venturi más un v-cone, ó dos Venturis con una relación Beta diferente en cada uno) [2]. Cada Venturi tiene una respuesta de sobre-lectura característica de su geometría a medida que incrementa la cantidad de líquido en el gas húmedo [3]. El propósito de combinar dos geometrías disímiles es generar dos ecuaciones tendencias de flujo independientes y con suficiente contraste entre sí. Los conceptos de sobre-lectura e independencia están detallados en la sección 2.2.2. de este artículo.

Si no se satisface la condición de independencia, las ecuaciones son redundantes y las dos cantidades desconocidas (flujo total y GVF) no se pueden hallar. Si las ecuaciones son independientes pero el contraste es insuficiente, la resolución en términos de GVF empeora lo cual resulta en un deterioro en la exactitud de medición, afectando sobre todo la medición de caudal de líquido. El contraste mejora en la medida en que la geometría se hace más disímil pero el rango total de medición disminuye al mismo tiempo. En consecuencia, el método que combina dos dispositivos de presión diferencial representa elegir un compromiso entre máxima exactitud o máximo rango de medición.

El dispositivo Sonar presenta una ventaja única puesto que su característica de sobre-lectura es muy leve. Como resultado, la combinación del dispositivo Sonar con un dispositivo de presión diferencial (DP) resulta en un par de ecuaciones de flujo con máximo contraste entre sí sin sacrificar el rango de medición del sistema.

La combinación de la tobera-Venturi con el Sonar provee primordialmente una solución para la medición de gas húmedo aunque también posee la capacidad de reportar tendencias de flujo en el rango completo de GVF. No obstante, la exactitud del método de contraste se degrada progresivamente a medida que el contenido de líquido excede los límites nominales del gas húmedo para entrar al régimen multifásico.

En el rango multifásico completo (0 -100% GVF), se requiere un método alternativo para discriminar entre líquido y gas. Para este propósito, la configuración alternativa del sistema incluye un densitómetro gamma que opera en un solo nivel de energía. Una vez que el sistema incluye este método independiente de medir el GVF, el caudal de flujo total se puede medir con el Sonar ó la tobera-Venturi. Esta medición redundante del caudal total hace al sistema más robusto puesto que el Sonar y la tobera-Venturi se pueden comparar directamente para detectar inconsistencias en el flujo total. El rango de medición del sistema también se extiende porque el Sonar puede operar por encima del límite superior del transductor de presión diferencial, y el transductor de presión diferencial puede operar por debajo del requerimiento mínimo de presión dinámica del Sonar.

Una vez que se tiene el caudal total y el GVF, los flujos de gas y líquido se pueden calcular directamente. El espectrómetro infrarrojo Red Eye MP se emplea en ambas configuraciones para discriminar el agua y el hidrocarburo líquido en la fase líquida de la mezcla. Este método independiente de medición del corte de agua en presencia de gas, sin importar la química del agua, ni el estado de la emulsión representa una ventaja clave para el sistema particularmente para condiciones de alto GVF. Otras técnicas de medición del corte de agua son muy sensibles a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos al operar dentro del régimen de gas húmedo.

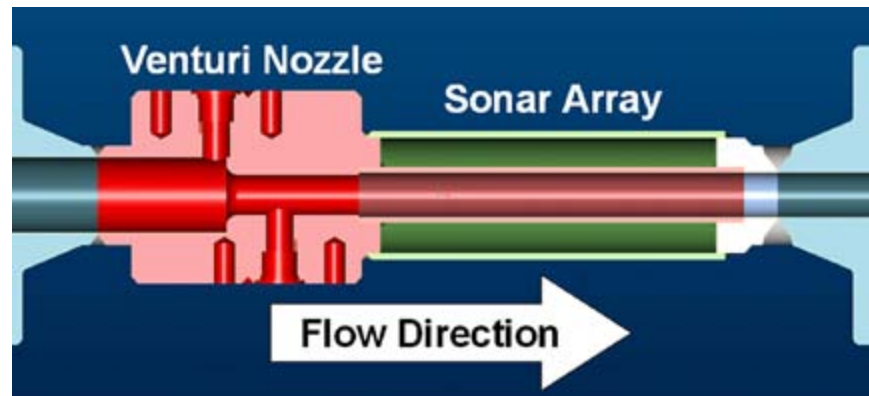


Figura 1. Sección VS

El diseño modular del sistema permite tres combinaciones prácticas de instrumentos primarios (tobera-Venturi, Sonar, Red Eye y Densitómetro):

- VS : gas húmedo (corte de agua fijo)
- VSR: gas húmedo (0-100% en corte de agua)
- VSRD: multifásico (0-100% en GVF y corte de agua)

2. DESCRIPCIÓN DEL MEDIDOR

2.1. Instrumentos Primarios

La tobera-Venturi y el Sonar están integrados en una misma sección de tubería (VS). La Figura 1 es una representación esquemática del VS. El arreglo de sensores del Sonar está instalado a lo largo de la superficie externa de un tubo interior que es una extensión de la garganta de la tobera. Otro tubo concéntrico de mayor diámetro protege el volumen anular que contiene los sensores y demás componentes electrónicos montados sobre el tubo interior.

Este diseño es conveniente porque el flujo acelera y se homogeneiza antes de alcanzar el arreglo del Sonar. La aceleración extiende el rango del sonar y la homogeneización hace la medición de la velocidad del flujo menos susceptible a las variaciones del régimen de flujo aguas arriba del medidor.

El Red Eye es un dispositivo opcional que se instala a través de una brida en una sección de tubería aguas abajo de la sección VS. El densitómetro es un segundo dispositivo opcional instalado externamente en una sección de tubería que puede ser compartida con el Red Eye. La Figura 2 muestra la configuración típica de un sistema VSRD.

2.1.1. Tobera-Venturi

La geometría de la tobera-Venturi ISA 1932 [4] fue seleccionada por ser menos susceptible a sufrir daños por erosión del material que un Venturi tipo Herschel. En un régimen de flujo de gas húmedo, esta geometría exhibe una respuesta de sobre-lectura marcada, bien definida, y similar a la de un Venturi estándar. La menor longitud de la admisión convergente permite un diseño compacto para la sección VS. La sección VS no incluye un cono difusor en su diseño porque que la recuperación de presión es apenas marginal para flujos multifásicos.

La Figura 3 muestra el desempeño básico de la tobera-Venturi en flujo monofásico según pruebas realizadas en diversas facilidades de flujo.

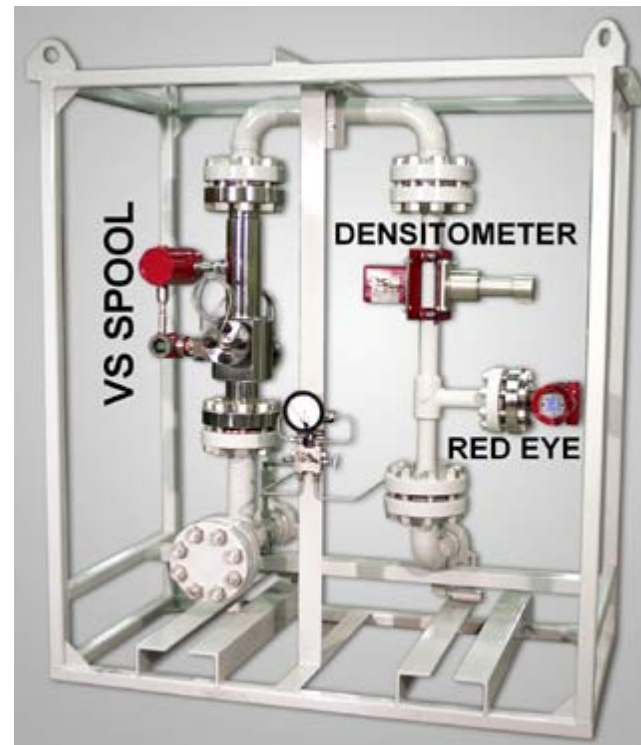


Figura 2. Configuración VSRD

La tobera puede medir flujos monofásicos con una exactitud de $\pm 1.5\%$ si se usa la ecuación para el coeficiente de descarga del estándar de ASME [4] sin modificación alguna. El desempeño de la tobera es similar al del sonar en flujo monofásico aunque por naturaleza la tobera tiene un rango menos amplio. Sin embargo, es posible ampliar el rango si se usan dos transductores de presión diferencial con rangos ligeramente sobrepuestos.

2.1.2. Sonar

El dispositivo Sonar es una variante de la tecnología de fibra óptica usada para la medición de flujo multifásico en fondo de pozo [5]. La tecnología ha sido modificada para uso en medidores de superficie al reemplazar las bobinas de fibra óptica con sensores película piezoeléctrica de menor costo. La tecnología es no-intrusiva, no tiene sensores en contacto con el fluido, y ofrece excelente resistencia a daños causados por mecanismos de erosión y corrosión.

El flujo turbulento contiene vórtices que son transportados convectivamente por el fluido. Los vórtices mantienen su intensidad a lo largo de varios diámetros de la tubería y eventualmente decaen. Nuevos vórtices se generan continuamente debido a las fuerzas viscosas al interior del fluido y la fricción entre el fluido y la pared del tubo.

Un arreglo de sensores de deformación montados circunferencialmente y distribuidos axialmente miden las fluctuaciones de presión asociadas con los vórtices de turbulencia. La velocidad convectiva de los vórtices se calcula a partir de las fluctuaciones de presión por medio de algoritmos de procesamiento de arreglos del tipo sonar. El flujo volumétrico es directamente proporcional a la velocidad convectiva medida por el Sonar. Una calibración basada en el número de Reynolds se aplica para corregir la forma del perfil de velocidad. La Figura 4 demuestra que se obtuvo una exactitud de $\pm 1.5\%$ al usar una calibración única durante una serie de pruebas realizadas en diversas facilidades de flujo. Como se mencionó anteriormente, el rango de operación de un dispositivo Sonar es por naturaleza más amplio que el de un dispositivo de presión diferencial.

Bajo un régimen de flujo de gas húmedo, el Sonar reporta un flujo volumétrico algo superior al real. Sin embargo esta sobre-lectura es bastante

leve si se la compara con la sobre-lectura de la tobera.

2.1.3. Red Eye MP

El medidor de corte de agua Red Eye MP es un espectrómetro de filtros multicanal diseñado para la medición precisa de fracciones de agua e hidrocarburo líquido. Tiene la capacidad de operar en condiciones de flujo donde el GVF es superior a 20%.

La unidad emplea una tecnología de sensores ópticos basada en la transmisión de radiación en el infrarrojo cercano a través de una mezcla de fluidos. El instrumento mide la absorbancia para varias longitudes de onda discretas (usualmente 4 a 6). Las longitudes de onda se seleccionan de acuerdo a las características de absorción de los componentes típicos de la mezcla (líquido y/o gas).

Para mezclas de agua e hidrocarburo líquido, la absorbancia varía normalmente en forma lineal con la concentración de los componentes. El Red Eye MP utiliza la relación de absorbancias para determinar la concentración de cada componente. El cálculo consiste en la solución de un sistema de ecuaciones simultáneas. Esta técnica es independiente de la salinidad y la densidad de líquido y es insensible a la presencia de gas, cambios en el estado de la emulsión, y la vibración mecánica del sistema.

Una descripción más detallada del principio de operación del Red Eye MP está fuera del alcance del presente artículo. Los resultados de la medición de corte de agua en flujo multifásico [6] y gas húmedo [7] han sido reportados en publicaciones previas.

2.1.4. Densitómetro

Los densitómetros gamma constituyen un método establecido de medir las fracciones de cada fase en un flujo multifásico [8]. Para mezclas de gas y líquido y radiación con niveles de energía relativamente altos (>100 keV), la fracción vacía de gas se determina a partir de la comparación de atenuación causada por la mezcla multifásica respecto a la atenuación causada por los casos de referencia (100% gas y 100% líquido). En términos de la intensidad de radiación la fracción vacía de gas, α , de una mezcla homogénea está dada por

$$\alpha = \frac{\ln I_m - \ln I_l}{\ln I_g - \ln I_l} \quad (\text{Ec.1})$$

donde I_m e I_l son las intensidades para los casos de 100% gas y 100% líquido respectivamente. La intensidad medida, I , a través de un material dado en relación a la intensidad inicial, I_0 , y el trayecto a través del material, x , está dada por

$$I = I_0 e^{-\mu x} \quad (\text{Ec.2})$$

donde μ es el coeficiente de atenuación lineal.

El coeficiente de atenuación lineal depende de la densidad del material. Por lo tanto, es necesario conocer las densidades de los componentes para encontrar las fracciones de cada componente de la mezcla. Las densidades del gas, el hidrocarburo líquido y el agua se determinan a partir del PVT. Una medición independiente del corte de agua permite calcular la densidad de la

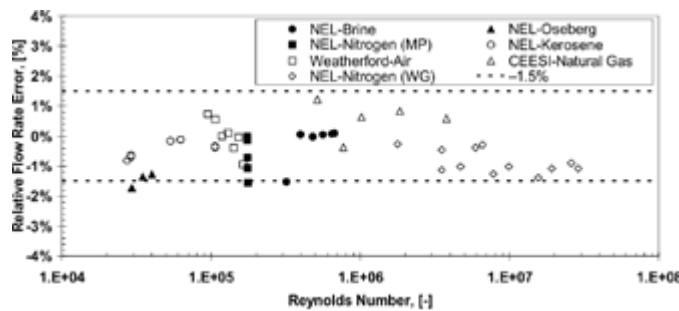


Figura 3. Desempeño de la tobera en flujo monofásico

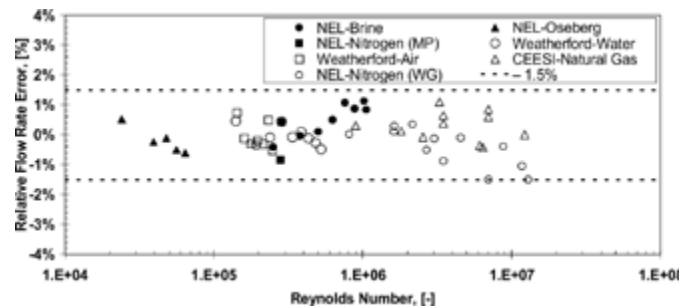


Figura 4. Desempeño del Sonar en flujo monofásico.

fase líquida. El Red Eye MP provee esta medición independiente del corte de agua. Como resultado, un detector de radiación para un único nivel de energía se puede emplear para medir la fracción vacía de gas. Este método presenta mínima interacción en las incertidumbres de la fracción vacía de gas y el corte de agua, y una sensibilidad reducida respecto a la incertidumbre en las propiedades de cada componente.

Cuando una medición independiente no está disponible y se requiere resolver más de una fracción, es necesario medir la atenuación para dos o más niveles de energía en el mismo detector de manera simultánea [9]. No obstante, encontrar las fracciones de componentes con densidades similares (e.g. corte de agua) representa un reto significativo [10]. Notoriamente, la medición de baja energía pierde resolución para el corte de agua en condiciones de alto GVF. A su vez, los cambios en la salinidad del agua afectan las mediciones de GVF y corte de agua simultáneamente.

También existe cierta variabilidad geométrica en la forma en que se implementa la medición. La geometría más común utiliza una fuente de radiación y un detector diametralmente opuesto (un solo haz de medición). Algunos sistemas compensan los efectos del régimen de flujo utilizando una sola fuente y múltiples detectores que efectúan mediciones a lo largo de múltiples trayectorias a través del fluido.

El densitómetro gamma usado en la configuración VSRD, es un dispositivo de un solo haz de medición y un nivel de energía con una fuente radioactiva de Cesio-137 (662 keV). Normalmente el sistema emplea fuentes relativamente pequeñas (2 a 5 mCi).

La medición de GVF con un densitómetro de un solo haz está basada en dos suposiciones básicas:

- El flujo es homogéneo, lo cual valida la ecuación 1.
- La diferencia de velocidades entre la fase gaseosa y la fase líquida (slip) es despreciable o se puede corregir mediante un modelo. Esto valida $GVF = \alpha$.

Tanto la geometría como la orientación del densitómetro son determinantes para satisfacer ambas suposiciones. Para obtener una medición robusta de GVF, se combinan el flujo vertical,

los diámetros internos reducidos, y los efectos homogeneizantes de codos y tes. La Figura 5 muestra el desempeño sin corrección por slip del densitómetro durante las pruebas realizadas en SwRI.

2.2. Configuración para Gas Húmedo (VSR)

2.2.1. Cálculo VSR

Los cálculos para gas húmedo consisten en hallar el GVF y el flujo total usando las mediciones de los instrumentos primarios. El proceso se puede resumir en tres pasos (Ver Figura 8).

Primero, la presión y temperatura del proceso entran a un módulo de cálculos de PVT para determinar el valor de las propiedades (densidad, viscosidad, y la razón de calores específicos) de los fluidos (agua, hidrocarburo líquido, y gas). El corte de agua medido por el Red Eye MP se utiliza para calcular las propiedades de la fase líquida a partir de las propiedades del agua y el hidrocarburo líquido. La sección VS incluye un transductor multivariable (MVT) que reporta la presión estática y la temperatura del proceso además de la presión diferencial de la tobera. Un sensor tipo RTD asegurado a la superficie exterior del tubo interior del Sonar se utiliza para medir la temperatura que el MVT reporta.

A continuación, las ecuaciones de sobre-lectura para el Sonar y la tobera se solucionan simultáneamente para encontrar el flujo total y el GVF. Una conversión simple de estas dos variables produce los flujos de gas y líquido. La naturaleza de las ecuaciones de sobre-lectura y el concepto

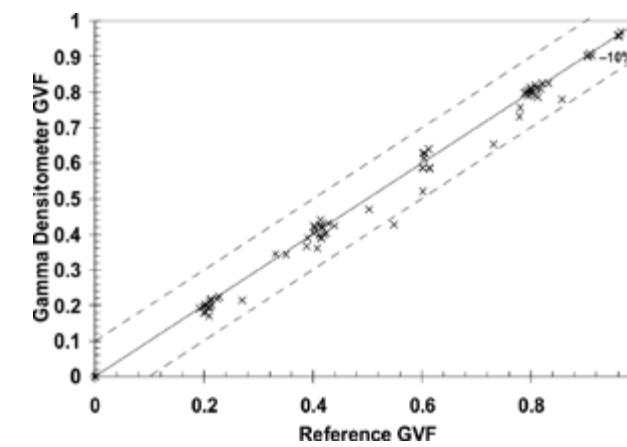


Figura 5. GVF medido por el densitómetro gamma (sin corrección por slip)

de contraste de medición se discuten en la sección siguiente de este artículo.

Finalmente, la medición independiente del corte de agua se usa para calcular los flujos de hidrocarburo líquido y agua a partir del flujo de líquido.

2.2.2. Contraste de Medición

La sección VS provee dos mediciones independientes - la velocidad del Sonar y la presión diferencial de la tobera. Para un medidor de gas húmedo es deseable que cada instrumento tenga una característica de sobre-lectura que dependa principalmente del contenido líquido y en menor grado de otros parámetros como el número de Froude y la presión estática.

Una correlación de sobre lectura de dos parámetros para la tobera (ORV) se ha adoptado para flujo vertical hacia arriba en lugar de correlaciones más tradicionales como la de De Leeuw. La definición y forma general de la correlación es

$$ORV = \frac{Q_{g,apparent}}{Q_{g,ref}} \quad (\text{Ec.3})$$

con

$$ORV = f_1(LMQ, Fr_g) \quad (\text{Ec.4})$$

donde la calidad másica del líquido se define como

$$LMQ = \frac{m_l}{m_t} \quad (\text{Ec.5})$$

y el número de Froude para el gas es

$$Fr_g = \frac{V_{sg}}{\sqrt{gD}} \sqrt{\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g}} \quad (\text{Ec.6})$$

La correlación de sobre-lectura del Sonar (ORS) se establece en base a la velocidad medida y la calidad másica del líquido como:

$$ORS = \frac{Q_{l,apparent}}{Q_{l,ref}} \quad (\text{Ec.7})$$

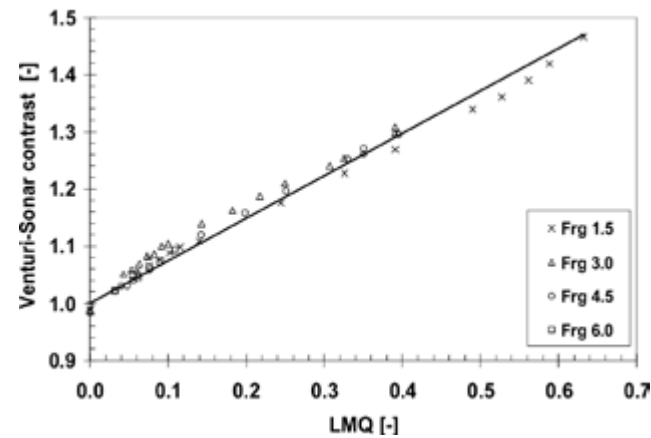


Figura 6. Contraste entre la tobera Venturi y el Sonar en flujo vertical de gas húmedo.

$$Q_{t,apparent} = V_m \cdot A \quad (Ec.8)$$

$$ORS = f_2(LMQ, Fr_g) \quad (Ec.9)$$

donde V_m es la velocidad de la mezcla medida por el Sonar y corregida según la calibración por número de Reynolds. Una condición necesaria para encontrar el flujo total y el GVF es tener dos ecuaciones independientes que caractericen las sobre-lecturas de los instrumentos (ORV y ORS). La capacidad de un par de mediciones para medir el GVF del gas húmedo con buena resolución se puede cuantificar al calcular la razón de las

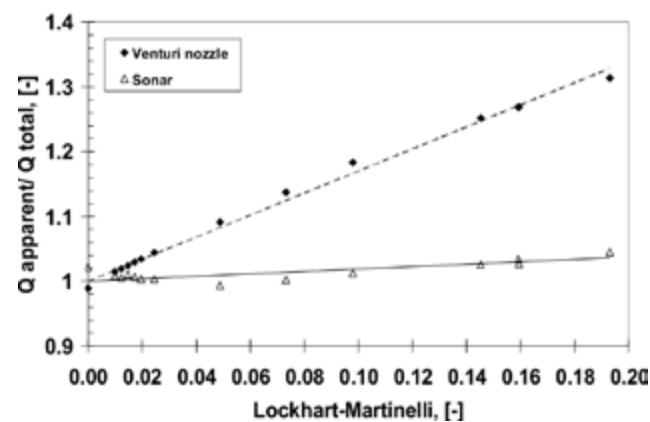


Figura 7. Diferencia de pendiente entre las tendencias de sobre-lectura.

dos sobre-lecturas a medida que aumenta el contenido de líquido en la mezcla. Si existe una tendencia monótona para esta razón ó contraste, el sistema siempre tiene una solución única.

Las pruebas de flujo de gas húmedo en CEESI y NEL han demostrado que el contraste entre la tobera y el Sonar en flujo vertical hacia arriba tiene una tendencia monótona. La Figura 6 muestra la tendencia del contraste contra el contenido de líquido expresado en términos de la calidad másica del líquido (LMQ). La tendencia de contraste monótona y con una pendiente empinada asegura que las ecuaciones tienen una solución única, con buena resolución, y con menor sensibilidad a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos.

Una manera alternativa de ilustrar el contraste entre las dos tendencias de sobre-lectura es mostrar la pendiente para cada instrumento por separado. La Figura 7 muestra la razón entre flujo aparente y el flujo total para cada instrumento contra el parámetro de Lockhart-Martinelli (para $Fr_g=4.5$). La marcada diferencia entre las dos pendientes muestra que la combinación de tobera y Sonar tiene una resolución óptima.

2.3. Configuración para Flujo Multifásico (VSRD)

El cálculo para la configuración VSRD es relativamente simple comparado con el cálculo para la configuración VSR. No se requiere iterar para encontrar la solución puesto que las dos fracciones (GVF y corte de agua) se miden independientemente. El proceso se puede resumir en cuatro pasos (Ver Figura 9). El primer paso, donde se determinan las propiedades de los fluidos, es idéntico al caso del VSR. El segundo paso utiliza el densitómetro para determinar el GVF de la manera descrita en la sección 2.1.4.

El tercer paso consiste en escoger entre el Sonar (modo SRD) y la tobera (modo VRD) para calcular el caudal de flujo total. El algoritmo efectúa esta selección automáticamente según el rango óptimo para cada instrumento. Si ambos instrumentos están en rango, es posible compararlos para detectar inconsistencias en la medición.

El GVF del paso anterior se usa para calcular la densidad de la mezcla para los cálculos de flujo total. Una vez se encuentran el flujo total y el GVF, un cálculo elemental provee los flujos de

gas y líquido. Si el GVF medido por el densitómetro corresponde a condiciones de gas húmedo, el algoritmo también puede ejecutar el cálculo para el modo VSR descrito en la sección 2.2.1. para verificar el resultado. Finalmente, la medición independiente del corte de agua se usa para calcular los flujos de hidrocarburo líquido y agua a partir del flujo de líquido.

3. RESULTADOS EN PRUEBAS DE FLUJO

3.1. Resultados para Gas Húmedo (VSR)

La configuración VSR fue probada en CEESI (Colorado) y NEL (Escocia) bajo condiciones de gas húmedo en 2007 y 2008.

La Figura 10 muestra el desempeño en la medición del caudal de gas para la configuración VSR. El error relativo en la medición del caudal de gas se detalla en la Figura 11. Se debe hacer una distinción entre el desempeño según el número de Froude, Fr_g . La serie de datos marcada “ $Fr_g < 0.8$ ” demuestra cómo el desempeño se degrada a bajo Fr_g debido a un cambio en el régimen de flujo. Este hecho debe ser tenido en cuenta para dimensionar correctamente el medidor para que opere por encima de un mínimo valor de Fr_g .

La Figura 12 muestra el desempeño en la medición del caudal de líquido para la configuración VSR. Los datos para gas húmedo tipo I y tipo II según la definición de API [11] se muestran conjuntamente en la gráfica. La Figura 13 muestra el error relativo en la medición del caudal de líquido para gas húmedo tipo II ($XLM > 0.02$). Las líneas punteadas muestran que la mayoría de los datos con $Fr_g > 0.8$ están contenidos en una banda de incertidumbre de $\pm 20\%$.

Como es de esperarse, la incertidumbre aumenta a medida que la cantidad de líquido disminuye respecto a la cantidad de gas y el parámetro de Lockhart-Martinelli se acerca al límite de gas húmedo tipo I ($XLM = 0.02$). Por este motivo, es más apropiado calcular el error en términos absolutos con una banda de incertidumbre de ± 0.5 m^3/hr que abarca todos los casos sin importar el valor de Fr_g (Ver Figura 14).

La Figura 15 muestra que la variación en el corte de agua no tiene un efecto significativo en el error en la medición del líquido. Esto demuestra que el desempeño no se ve notoriamente afectado por cambios en la viscosidad y la densidad del líquido.

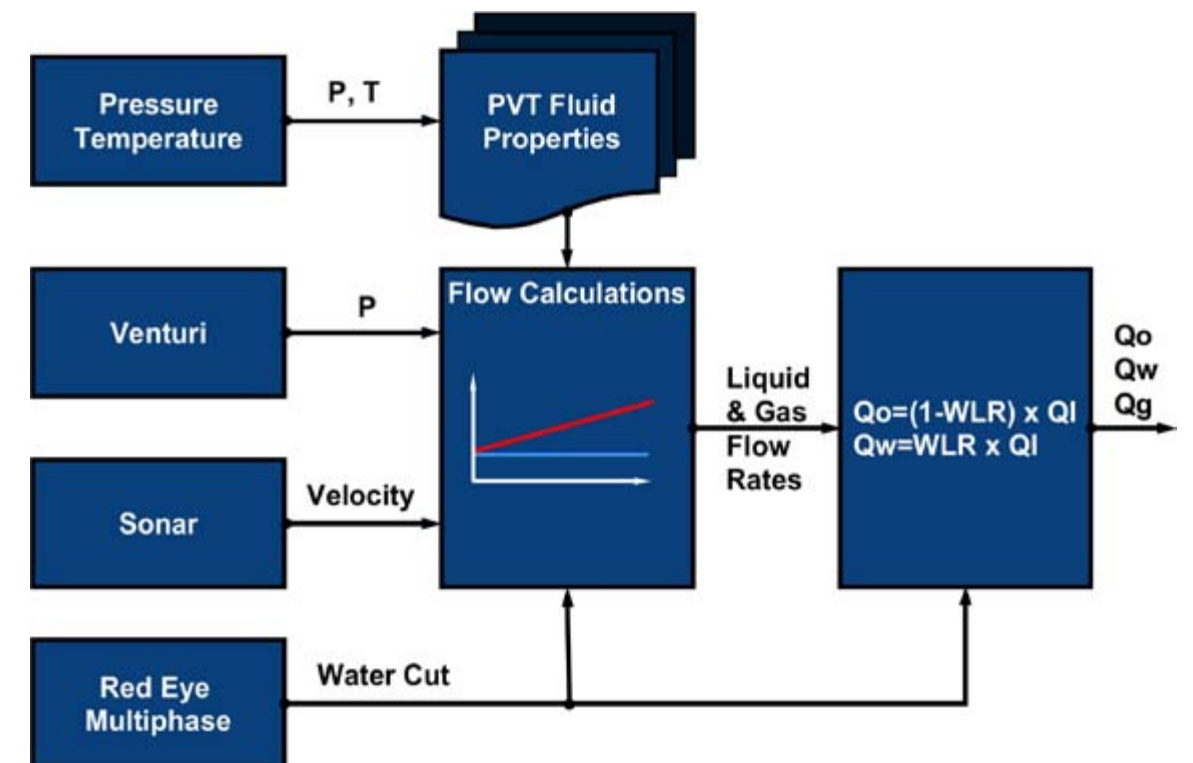


Figura 8. Cálculo VSR

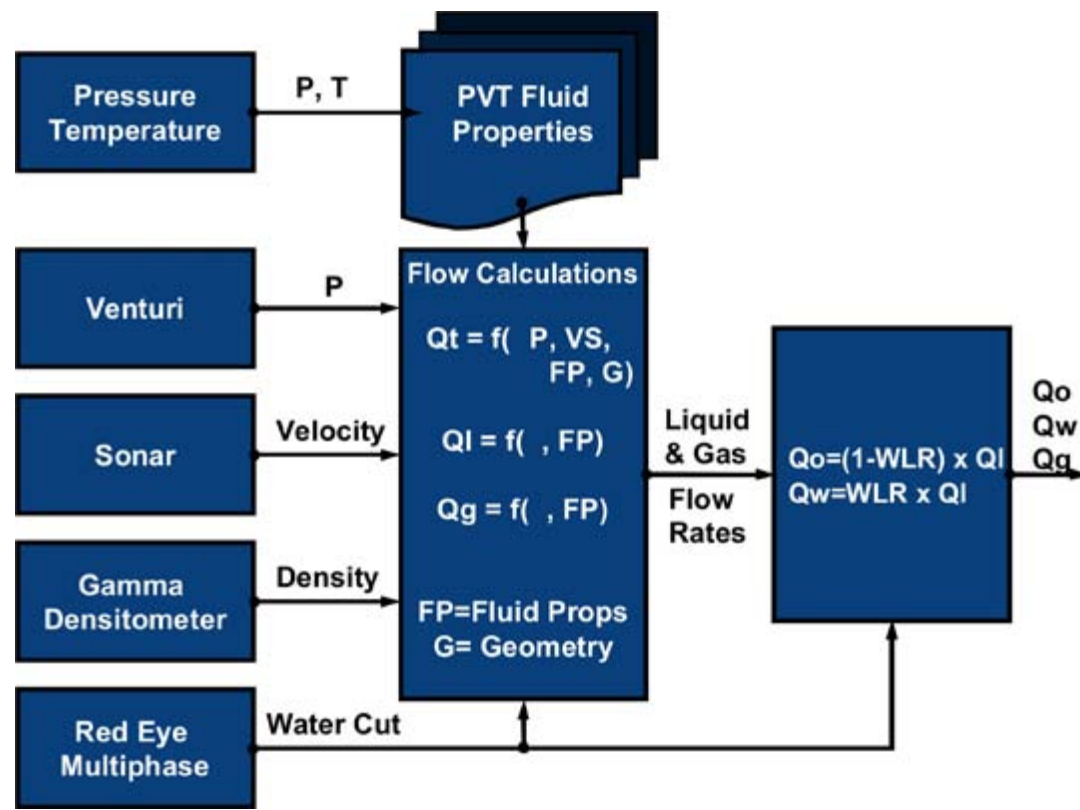


Figura 9. Cálculo VSRD

3.2. Resultados para Flujo Multifásico (VSRD)

La configuración VSRD fue probada en la facilidad de flujo multifásico de SwRI (San Antonio, Texas) en 2009. Las Figuras 16 a 18 muestran el desempeño para los caudales de gas, líquido y de flujo total respectivamente. Estos resultados abarcan el rango completo de GVF (Ver Figura 5). Todas las condiciones de flujo estaban dentro del rango óptimo para la tobera donde el algoritmo opera bajo el modo VRD.

El flujo total calculado por el Sonar también se emplea a manera de verificación (modo SRD). Aunque algunas condiciones de flujo estaban por debajo del requerimiento mínimo de presión dinámica para el Sonar (marcadas como $Q_s < 0.3$ en la Figura 19), el desempeño del modo SRD es muy similar al del modo VRD.

en el campo para instalaciones costa-adentro y costa-afuera de tres grandes compañías petroleras independientes (súper-majors) y una NOC. La aplicación principal de esta tecnología ha sido como reemplazo de separadores de prueba fijos y portátiles. También se han entregado secciones VS (sin Red Eye MP) para instalaciones en cabeza de pozo donde el corte de agua no es una prioridad.

El desempeño del medidor en el campo ha estado en línea con las especificaciones obtenidas durante las pruebas de laboratorio. En por lo menos una ocasión el operador aprobó oficialmente el medidor para propósitos de asignación de producción (allocation).

El desempeño en campo del medidor será reportado con más detalle cuando se obtenga la autorización de los operadores para publicar los datos en futuros artículos.

4. DESPLIEGUE EN EL CAMPO

El medidor de flujo modular ha sido desplegado

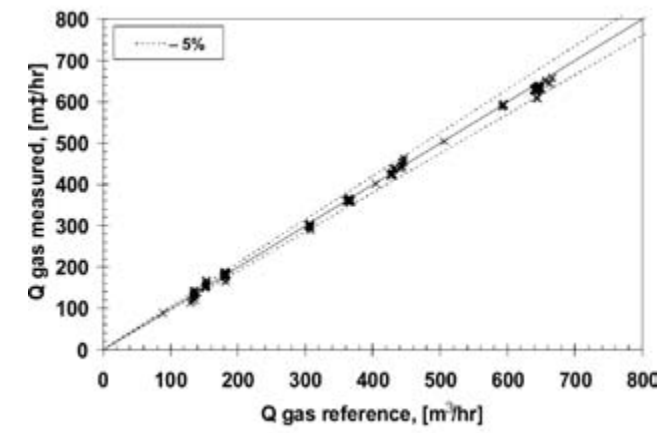


Figura 10. Caudal de gas (VSR)

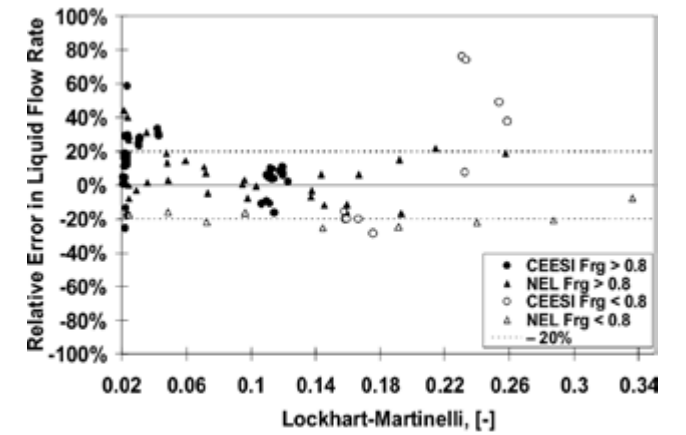


Figura 13. Error relativo de Ql (VSR, gas húmedo tipo I)

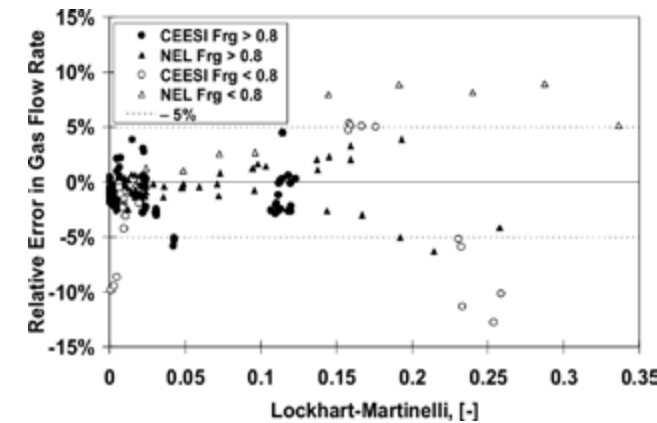


Figura 11. Error relativo de Qg (VSR)

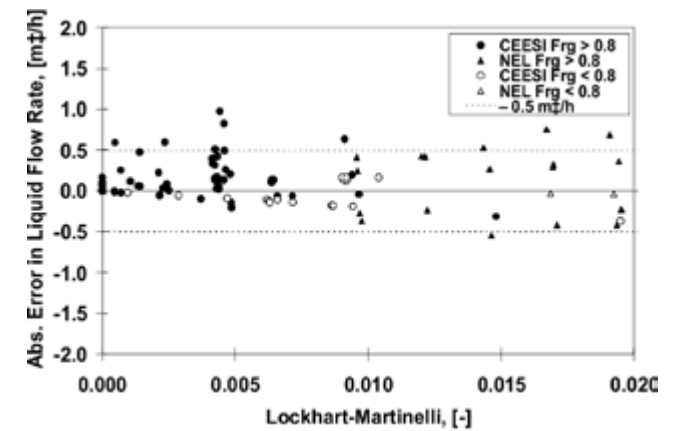


Figura 14. Error absoluto de Ql (VSR gas húmedo tipo I)

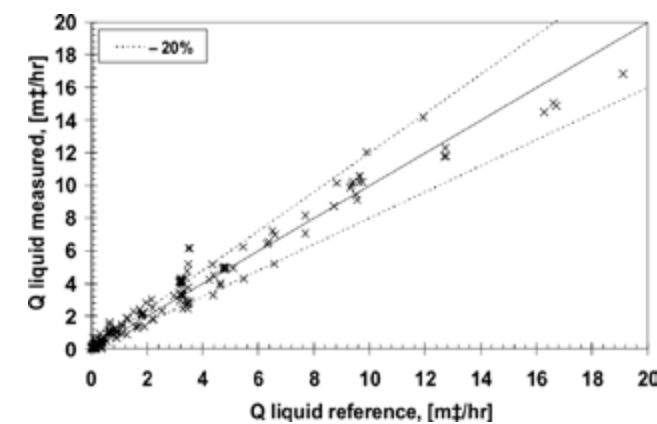


Figura 12. Caudal de líquido (VSR)

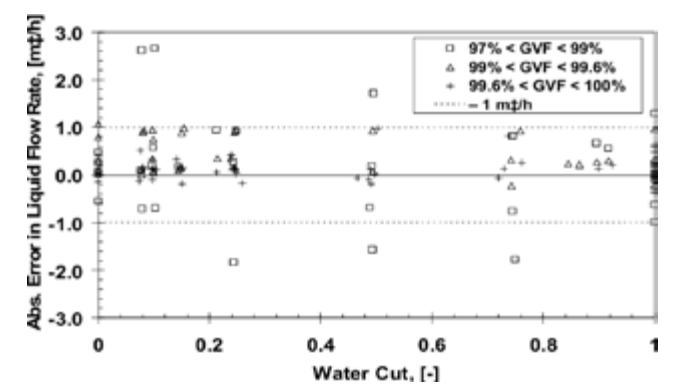


Figura 15. Error absoluto de Ql vs. corte de agua

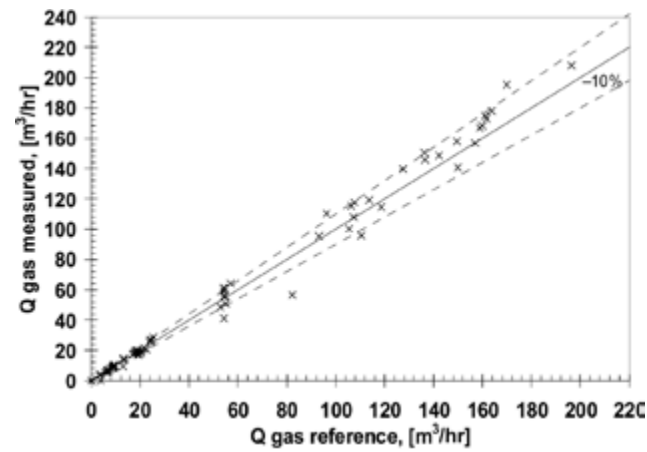


Figura 16. Caudal de gas (VSRD)

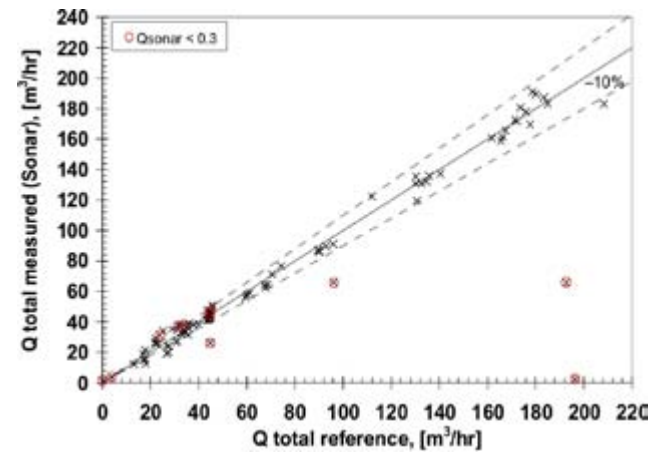


Figura 19. Caudal total (SRD)

5. CONCLUSIONES

Este medidor modular en línea para gas húmedo y flujo multifásico ha madurado más allá de sus etapas de desarrollo inicial. En la actualidad es un paquete de tecnología comercial para aplicaciones costa-adentro y costa-afuera. El sistema ha demostrado tener un desempeño excelente en laboratorios de flujo ampliamente reconocidos en la industria y ha tenido un despliegue exitoso en el campo.

El medidor ofrece ventajas únicas:

- Medición independiente del corte de agua (0 a 100%) sin efectos de salinidad y estado de emulsión.
- Capacidad verdadera de medición de tres fases en gas húmedo sin dispositivos nucleares.
- Operación en el rango multifásico completo (0 a 100% GVF) con medición redundante del flujo total.
- Sensibilidad reducida respecto a la incertidumbre en las propiedades de los fluidos.
- Amplio rango de operación.

AGRADECIMIENTO

El autor agradece a Weatherford Intl. Ltd. por su apoyo y autorización para presentar este trabajo. Asimismo agradece a BP Exploration Operating Company Limited por su apoyo durante el desarrollo de este medidor. Una multitud de colegas también ha contribuido directamente en este trabajo.

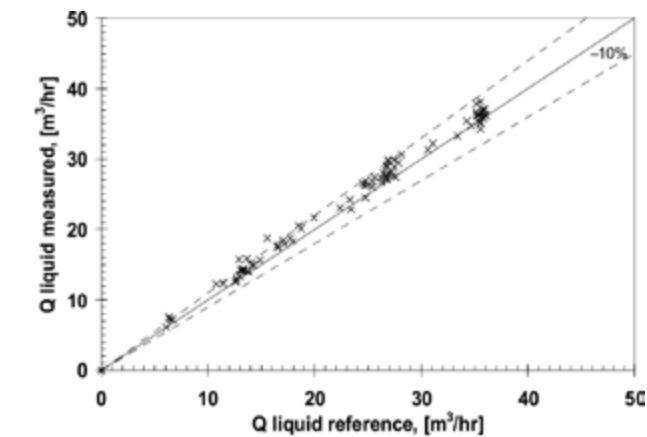


Figura 17. Caudal de líquido (VSRD)

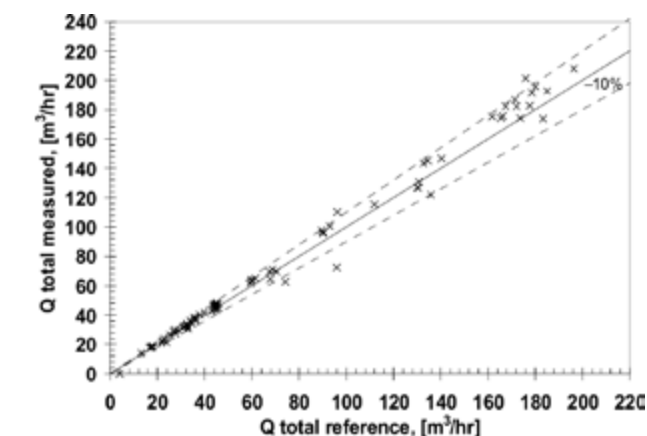


Figura 18. Caudal total (VRD)

NOMENCLATURA

Acronimos y Símbolos

A	=	Área
CEESI	=	Colorado Engineering Experiment Station, Inc
D	=	Diámetro Local
f	=	Función
Fr	=	Número densimétrico de Froude, [-]
g	=	Aceleración Gravitacional
GVF	=	Fracción Volumétrica de Gas (Q_g/Q_t), [-]
LMQ	=	Calidad Másica de Líquido
m	=	Flujo Másico
NEL	=	National Engineering Laboratory
NOC	=	Compañía Petrolera Nacional
ORS	=	Sobre-Lectura Sonar, [-]
ORV	=	Sobre-Lectura Venturi, [-]
Q	=	Flujo Volumétrico
SwRI	=	Southwest Research Institute
V	=	Velocidad
XLM	=	Parámetro de Lockhart-Martinelli [-]
ΔP	=	Presión Diferencial

Subscriptos

g	=	Gas
l	=	Líquido
m	=	Mezcla
ref	=	Referencia
o	=	Aceite
s	=	Superficial
t	=	Total
w	=	Agua

REFERENCIAS

- [1] Gysling, D.L., Lu, M., Wen, T., "Clamp-on Two Phase Measurement of Gas Condensate Wells Using Integrated Equation of State Compositional Models", North Sea Flow Measurement Workshop 2010.
- [2] Instrument Engineer's Handbook: Process Measurement and Analysis Volume I, Fourth Edition, Lipták, B.G. (editor), CRC Press, 2003, pp. 287-293.
- [3] De Leeuw, R., "Liquid Correction of Venturi Meter Readings in Wet-gas Flow", North Sea Flow Measurement Workshop 1997.
- [4] ASME MFC-3M-2004: Measurement of Fluid Flow in Pipes Using Orifice, Nozzle, and Venturi, Part 3. pp. 49-67.

- [5] Kragas, T.K., Johansen, E.S., Hassanali, H., and Da Costa, S. L., "Installation and Data Analysis of a Downhole, Fiber Optic Flowmeter at BP's Mahogany Field, Offshore Trinidad," SPE 81018, SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Port-of-Spain, 27-30 April 2003.
- [6] Hall, A., Lievois, J., and Adejuyigbe, B., "Testing of the Red Eye Near-Infrared Water Cut Monitor for Application as a Water Cut Sensor in Multiphase Flow Conditions", Multiphase Pumping and Technologies, International Conference & Exhibition, Abu Dhabi, 10-14 February 2007.
- [7] Hall, A. R. W., Lievois, J., and Adejuyigbe, B., "Testing of the Red Eye Near Infra-Red Water Cut Monitor in High GVF Multiphase Flow Conditions", South East Asia Hydrocarbon Flow Workshop, Kuala Lumpur, Mar. 2007.
- [8] Multiphase Flow Metering, First Edition, Falcone, G., Hewitt, G.F., Alimonti, C., Elsevier, 2010, pp. 61-76.
- [9] Scheers, A.M., Slijkerman, W.F.J., "Multiphase Flow Measurement Using Multiple Energy Gamma Ray Absorption (MEGRA) Composition Measurement", SPE 36593, 1996.
- [10] Scheers, L., "Challenges in Multiphase and Wet Gas Flow Metering for Applications with Limited Accessibility", North Sea Flow Measurement Workshop 2010.
- [11] "State of the Art Multiphase Flow Metering" API Publication 2566, First Edition, May 2004.