

MULTI-PHASE FLUID ANALYSIS THROUGH THE CAPACITIVE WIRE MESH SENSOR

ANÁLISIS DE FLUIDOS MULTIFÁSICOS A TRAVÉS DE EL SENSOR CAPACITIVO DE MALLA DE ALAMBRE

Ing. Andrey Felipe Casas Pulido*, PhD. Marlon Mauricio Hernández Cely**, PhD. Oscar M. H. Rodríguez***

***Universidad Industrial de Santander**, Facultad de ingenierías Fisicomecánicas
Cra 27 Calle 9 Ciudad Universitaria
Bucaramanga, Santander, Colombia
E-mail: ANDREY.CASAS@correo.uis.edu.co*

****Universidad de São Paulo**, Laboratório de Escoamentos Multifásicos Industriais LEMI
Av. Trab. São Carlsense, 400 - Parque Arnold Schmidt, São Carlos - SP, 13566-590
São Carlos, São Paulo, Brasil
E-mail: marlonhc@usp.br**, oscarmhr@sc.usp.br***

Abstract: In the literature there are many studies on the characterization of the electrical properties of multiphase fluids. One of the main motivations for these efforts has been the development of instrumentation for the measurement of the volumetric fraction using electrical sensors. In this work an experimental and theoretical study is presented, where the best frequency is selected to measure the volumetric fraction in biphasic mixtures. The fluids used in the experiments were tap water, deionized water, mineral oil, isopropyl alcohol, and hexane. These fluids were mixed taking into account known volumes until a homogeneous mixture was obtained. The data were taken by a 1x4 wire mesh sensor (WMS) immersed in the mixture. The different mixtures were excited with a sinusoidal electrical signal with frequencies between 7000 Hz and 20 MHz. A total of 60 logarithmically spaced frequencies were applied. The errors were calculated taking into account the known phase fraction and the fraction calculated by the wire mesh sensor. Through this calculation the frequency band to be used in the measurement of electrical permittivity was determined.

Keywords: Multiphase fluid, Instrumentation, wire-mesh sensor, measurement frequencies.

Resumen: En la literatura se encuentran muchos estudios sobre la caracterización de las propiedades eléctricas de los fluidos multifásicos. Una de las principales motivaciones de estos esfuerzos ha sido el desarrollo de instrumentación para la medición de la fracción volumétrica mediante sensores eléctricos. En este trabajo se presenta un estudio experimental y teórico, donde se selecciona la mejor frecuencia para medir la fracción volumétrica en mezclas bifásicas. Los fluidos utilizados en los experimentos fueron agua del grifo, agua desionizada, aceite mineral, alcohol isopropílico y hexano. Estos fluidos se mezclaron teniendo en cuenta volúmenes conocidos hasta obtener una mezcla homogénea. Los datos fueron tomados por un sensor de malla de alambre (WMS) 1x4 sumergido en la mezcla. Las diferentes mezclas se excitaron con una señal eléctrica senoidal con frecuencias entre 7000 Hz y 20 MHz. Se aplicaron un total de 60 frecuencias espaciadas logarítmicamente. Los errores se calcularon teniendo en cuenta la fracción de fase conocida y la fracción calculada por el sensor de malla de alambre. Mediante este cálculo se determinó la banda de frecuencias a usar en la medición de la permitividad eléctrica.

Palabras clave: Flujo multifásico, Instrumentación, sensor de malla de alambre, frecuencia de medición.

1. INTRODUCCION

La formación de emulsiones de agua en petróleo crudo durante la producción de procesos petroquímicos puede causar una reducción sustancial en las tasas de producción, para estudiar estos fenómenos físicos se han desarrollado varias técnicas de medición para caracterizar estos fenómenos presentes en flujos multifásicos. En la literatura existen varias técnicas de medición aplicadas a flujos multifásicos una de estas es la implementada a flujo (Aceite-agua) realizada por (Angeli y Hewitt, 2000) y (Lovick y Angeli, 2004), donde utilizaron una sonda eléctrica en forma de aguja con medición en alta frecuencia para obtener la distribución de fase del aceite y agua sobre la sección transversal de un tubo. (Zhao y Lucas, 2011) aplicaron sondas de conductividad eléctrica para determinar las fracciones volumétricas de aceite local, así como distribuciones de velocidad en flujos de aceite en agua. (Li et al., 2005) implementaron la tomografía de resistencia eléctrica (ERT) para medir las distribuciones de las fracciones de aceite. (Hasan y Azzopardi, 2007) realizaron análisis a través de la tomografía capacitancia eléctrica (ECT) para investigar flujo estratificado aceite-agua.

Otra técnica de tomografía eléctrica se basa en el sensor de malla de alambre (WMS), este fue descrito por primera vez por (Johnson, 1987) como un sensor para medir la fracción de agua en aceite, basado en la conductividad del fluido. (Prasser *et al.*, 1998) desarrollo el WMS para aplicaciones en centrales nucleares y flujos multifásicos de agua-vapor, el autor hace un análisis basado en la permitividad eléctrica del fluido, para varias fases del fluido multifásico. Esta técnica de WMS ha sido desarrollada en diferentes modelos por (Damsohn, 2009a) y (Damsohn, 2009b) manteniendo el principio de funcionamiento y la arquitectura electrónica.

En este trabajo se aborda el sensor de malla de alambre WMS con el objetivo de determinar la banda óptima de frecuencias en la señal de excitación (V_i). Para el análisis se tiene en cuenta el error que se obtiene considerando la fracción de la fase del fluido conocida y la obtenida experimentalmente por el sensor WMS.

1.1 Teoría WMS

Un WMS consta de dos o tres planos de cables. Los alambres son paralelos en cada plano y giran 90 ° entre planos, Fig. 1a. La distancia entre los planos es de unos pocos milímetros entre (0.35 a 3 mm), mientras que la distancia entre los alambres de un plano es

un poco mayor (0,5 a 15 mm). Estos planos de cables se colocan en el área de la sección transversal de la tubería Fig. 1b.

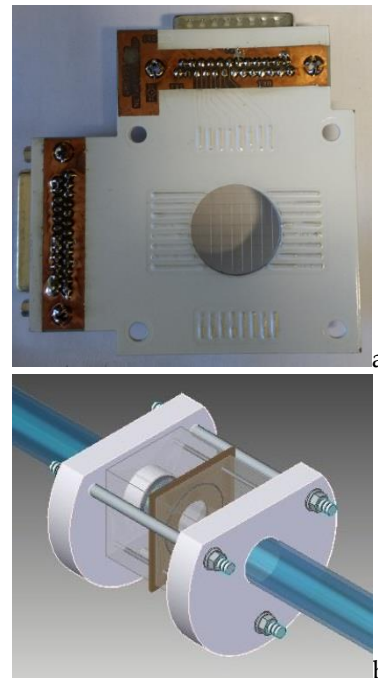


Fig. 1. WMS típico de 8 × 8, vista esquemática de un sensor típico de malla de alambre (WMS).

En la Fig. 2 se muestra un diagrama de circuito común para la medición de la admitancia en cada punto de cruce. La señal de retroalimentación Y_f y la señal excitación V_i determina la técnica de medición, capacitiva (permitividad eléctrica), la ganancia eléctrica (A_v) del circuito está dada por la Ecuación (1), A través de un proceso de conmutación, cada cable transmisor (T_x) se activa y envía una señal eléctrica al fluido. Luego, el cable receptor (R_x) recibe una señal que contiene la información para identificar el tipo de fluido presente en cada punto de cruce. Cuando se activa el último cable del transmisor, se adquiere un conjunto completo de datos con información sobre el tipo de fluido o fase para toda la sección transversal. Los transmisores no activos están conectados a tierra. La corriente eléctrica que fluye a cada receptor es recibida por un circuito amplificador de transimpedancia. El sensor de malla de alambre y el circuito amplificador de transimpedancia forman el circuito puente autobalanceado.

$$A_v = \frac{V_o}{V_i} = -\frac{Y_x}{Y_f} \quad (1)$$

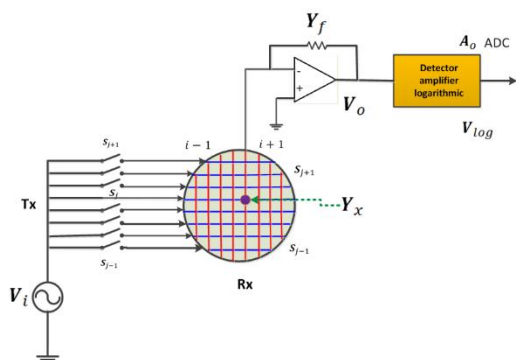


Fig. 2. se muestra un diagrama de circuito común para la medición de la admitancia en cada punto de cruce.

Los datos fueron tomados por un sensor de malla de alambre (WMS) 1x4 sumergido en la mezcla. El WMS tenía un espacio entre planos de 1,4 mm, los alambres estaban separados 3 mm entre sí y el diámetro de los alambres era de 0,2 mm, Fig. 3.



Fig. 3. Sensor de electrodos de hilo (transmisor 1 y receptor 4 hilos), realizado en un becker de 250 ml.

2. METODOLOGIA

Los experimentos se realizaron en un becker de 250 ml, para la generación de la señal de excitación se usó un generador con escala máxima de 20 MHz y se midió la señal de salida por medio de un osciloscopio DSOX2014A de 100 MHz compuesto por 4 Canales conectado a una PC Intel core i7, como interfaz de medición se utilizó el software labview 2018. Diferentes mezclas de aceite, agua y hexano fueron analizadas. La señal de entrada o excitación V_i se inyectó ala mezcla con un barrido de frecuencia de 7000 Hz a 20 MHz. Se aplicaron un total de 60 frecuencias espaciadas logarítmicamente. Los errores se calcularon y se usaron para seleccionar las mejores frecuencias de medición para cada mezcla probada. El becker fue llenado con diferentes fracciones de componentes, hasta completar 250 ml aproximadamente. Un instrumento en espiral de acero inoxidable fue usado para mezclar los componentes a una revolución de 500 rpm durante 20 segundos.

En los experimentos de dos fases se utilizaron las combinaciones de fluidos que se muestran en la Tabla 1. donde las fracciones volumétricas fueron {0 0.05 0.1 0.15 0.2 0.25 0.3 0.35 0.4 0.5 0.6 0.65 0.7 0.75 0.8 0.85 0.9 0.95 1}.

Tabla 1. Combinación de fluidos utilizados en experimentos con mezclas

Mezcla
Agua del grifo – alcohol isopropílico
Agua desionizada – aceite mineral
Agua del grifo – aceite mineral
Agua del grifo– hexano
Aceite mineral – hexano
Agua del grifo – aceite mineral –hexano

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Mezcla agua del grifo - Alcohol isopropílico

En la Fig. 4, se muestra el error en función de la frecuencia para la mezcla de agua de grifo y alcohol isopropílico, el cual disminuye a medida que la frecuencia aumenta, presentando el mayor error en la banda de entre 7 k Hz a 900 k Hz. Otro dato interesante que se muestra en la Fig. 4, es que el error disminuye considerablemente en el rango de frecuencias en la banda de 1 MHz a 17 MHz. En el análisis de esta mezcla de agua del grifo y alcohol isopropílico, muestra que el sensor mide muy bien en la fracción de agua de 1 y 0 porque los errores tienden a 0, otro resultado importante del error es cuando presenta su valor máximo para la fracción de agua en 0.5 entre las frecuencias 7 kHz hasta 1 MHz. El error se calculó determinando la diferencia entre las fracciones de agua conocidas α_w y las fracciones calculadas basadas en las medidas obtenidas por el WMS α_m ecuación (2).

$$Error = \frac{\alpha_w - \alpha_m}{\alpha_m} * 100\% \quad (2)$$

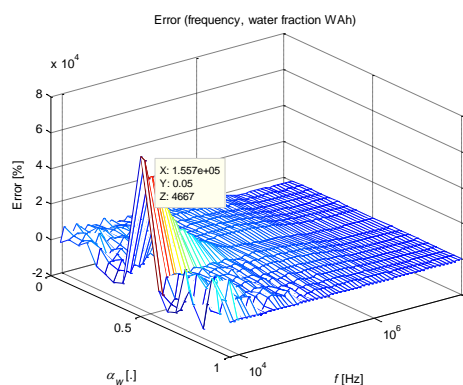


Fig. 4. Error como función de las frecuencias de mezcla agua del grifo - alcohol isopropílico

3.2. Mezcla agua del grifo - aceite mineral

El error calculado para la mezcla de agua del grifo y aceite mineral, Fig. 5, disminuye considerablemente más rápido que el error calculado para la mezcla de agua del grifo y alcohol isopropílico, Fig. 4. La magnitud del error es menor. Asimismo, se observa que la caracterización de la mezcla es mejor en la banda de frecuencias de 1 MHz a 17 MHz. También se aprecia que a medida que disminuye la fracción de agua, el error aumenta para las frecuencias bajas, así como en la mezcla de agua del grifo y alcohol isopropílico.

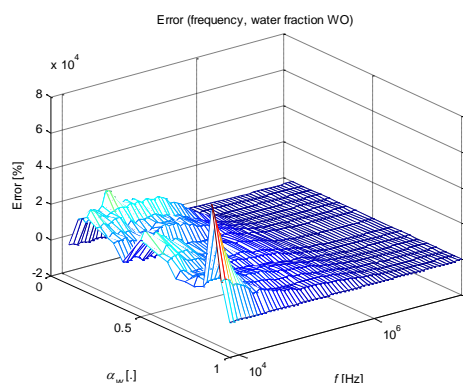


Fig. 5. Error en función de las frecuencias para la mezcla de agua del grifo y aceite mineral

3.3 Mezcla agua desionizada - aceite mineral.

En la mezcla de agua desionizada-aceite mineral, Fig. 6, el error es menor que el de la mezcla de agua del grifo y alcohol isopropílico, Fig. 4 y agua del grifo - aceite mineral Fig. 5. En la Fig. 6, se observa una banda más alta de frecuencias con menos error que en las mezclas anteriores, colocadas entre 100 kHz y 17 MHz. Para frecuencias más bajas, los errores de 100 kHz aumentan considerablemente en las fracciones de agua entre 0,1 y 0,9.

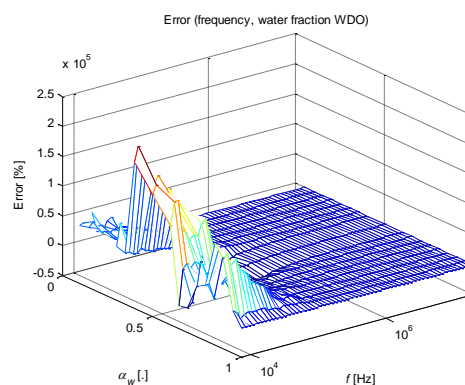


Fig. 6. Error en función de las frecuencias para la mezcla agua desionizada - aceite mineral

3.4 Mezcla agua de grifo – hexano.

En la Fig. 7, para la mezcla de agua del grifo - hexano se evidencia que, a diferencia de las otras mezclas, se presentan cambios bruscos de valores, especialmente a bajas frecuencias, incluso mayores que en el caso de la mezcla agua del grifo - aceite mineral. En este caso, los dos fluidos no son demasiado miscibles, separándose rápidamente si se desconecta el proceso de mezcla. Además, la mezcla presenta burbujas de mayor diámetro en la fase dispersa, en comparación con las otras mezclas, especialmente cuando el hexano era la fase dispersa. Entonces, se considera que los cambios bruscos son realmente debidos que, en el momento de las mediciones, solo existía una fase en el punto de cruce. De manera similar, a medida que aumenta la frecuencia, el error disminuye considerablemente en la banda de 1 MHz a 17 MHz.

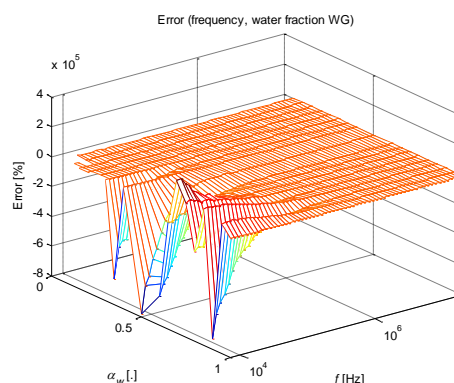


Fig. 7. Error en función de las frecuencias para la mezcla de agua del grifo y hexano

3.5 Mezcla de aceite mineral-hexano

En el Fig. 8, la mezcla de aceite mineral - hexano, en una banda de frecuencias comprendidas entre 100 KHz a 17 MHz se observa que el error tiende a cero o es muy bajo. En frecuencias inferiores a 100 k Hz, se

aprecia un error mayor, a medida que la fracción de agua tiende a cero, se considera que esto se debe a que los fluidos son inmiscibles, es decir, a pesar de tener una mezcla homogénea desde una perspectiva macroscópica, el punto de cruce se llenaría con una sola fase, lo que aumentaría la incertidumbre de la medición.

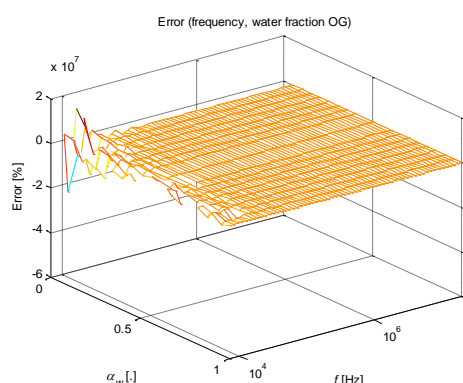


Fig. 8. Error en función de las frecuencias para la mezcla de aceite mineral – hexano

4. RECONOCIMIENTO

Los autores agradecen a la Escuela de Ingeniería Mecánica y al Laboratorio de Flujo Industrial Multifásico (LEMI) ambos de la Universidad de Sao Paulo (USP).

5. CONCLUSIONES

Se puede concluir que la mezcla de agua desionizada – aceite mineral tiene el menor error, en las mezclas de fluidos de dos fases, abarcando una amplia banda de frecuencias entre 100 k Hz a 17 MHz con un error inferior en comparación con las demás mezclas. Cabe señalar que existe una banda común para todas las mezclas en las que los errores eran muy bajos que van desde 1 MHz a 17 MHz. Un factor en el aumento del error de medición son las impurezas presentes en el punto de cruce en el momento de tomar la medida del sensor WMS, esto se refleja claramente en el error calculado en comparación con mezclas de agua del grifo y agua desionizada, donde el agua desionizada tiene menos impurezas dando un menor error en la medida.

REFERENCIAS

Angeli, P. & Hewitt, G. F., (2000). *Flow structure in horizontal oil–water flow*. Int. J. Multiph. Flow, Vol 26, 1117–1140.

Lovick, J. & Angeli, P., (2004). *Experimental studies on the dual continuous flow pattern in oil–water flows*. Int. J. Multiph. Flow, Vol 30, 139–157.

Zhao, X. & Lucas, G. P., (2011). *Use of a novel dual-sensor probe array and electrical resistance tomography for characterization of the mean and time-dependent properties of inclined, bubbly oil-in-water pipe flows*. Meas. Sci. Technol., Vol 22, 104012.

Li, H., Wang, M., Wu, Y., Ma, Y., Williams R., (2005). *Measurement of oil volume fraction and velocity distributions in vertical oil-in-water flows using ERT and a local probe*. J. Zhejiang Univ. Sci., Vol 6, 1412–5.

Hasan, N. M. & Azzopardi, B. J. (2007). *Imaging stratifying liquid–liquid flow by capacitance tomography*. Flow Meas. Instrum., Vol 18, 241–246.

Johnson, I.D., (1987). *Method and apparatus for measuring water in crude oil*. U.S. Patent 4664263.

Prasser, H. M., A. Böttger, & J. Zschau. (1998). *A New Electrode-Mesh Tomograph for Gas-Liquid Flows*.

Damsohn, M., & H. M. Prasser. (2009b). *High-Speed Liquid Film Sensor with High Spatial Resolution*. Measurement science & technology.

Damsohn, M., & H. M. Prasser. (2009a). *High-Speed Liquid Film Sensor for Two-Phase Flows with High Spatial. Resolution Based on Electrical Conductance*. Flow measurement and instrumentation 20(1):1–14.

Belt, R. J., J. M. C. Van't Westende, H. M. Prasser, & L. M. Portela. 2010. *Time and Spatially Resolved Measurements of Interfacial Waves in Vertical Annular Flow*. International journal of multiphase flow 36(7):570–87.

Höhne, T., S. Kliem, U. Bieder. (2006). *Modeling of a Buoyancy-Driven Flow Experiment at the ROCOM Test Facility Using the CFD Codes CFX-5 and Trio_U*. Nuclear Engineering and Design 236(12):1309–25. Retrieved May 19, 2011.

Da Silva, M. J., E. Schleicher, & U. Hampel. 2007. *Capacitance Wire-Mesh Sensor for Fast Measurement of Phase Fraction Distributions*. Measurement science & technology 18(7):2245–51.