

Experimentos para caracterizar el slug severo en combinaciones de tuberías inclinada-vertical.

Miguel Angel Castillo Cervantes

Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, D.F., México, retxkm56@hotmail.com

Florencio Sánchez Silva

Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, D.F., México, fsanchez@ipn.mx

Domitilo Libreros

Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, D.F., México, dlibreros@ipn.mx

Hind Saidani-Scott

University of Bristol, Queens Building, University Walk, Bristol B581TR UK, h.saidani@bristo.ac.uk

RESUMEN

Se diseñó y construyó una instalación experimental en el Laboratorio de Ingeniería Térmica e Hidráulica Aplicada (LABINTHAP) con el fin de simular el tramo vertical en una plataforma petrolera de producción cuando se reduce su producción dando paso al fenómeno denominado "slug severo". Se obtuvieron resultados de las condiciones y características del flujo como: fracción volumétrica, velocidad del slug, volumen de líquido recuperado en el separador y la frecuencia del fenómeno. La instalación permite variar las longitudes de las tuberías inclinada y vertical, así como el ángulo de inclinación, además se pueden realizar pruebas a diferentes condiciones de flujo del gas y del líquido. El montaje consta de 5 medidores de presión y 2 sondas conductivas de anillos para medir fracción volumétrica, todos los instrumentos están conectados a un sistema de adquisición de datos para su análisis en una PC.

Palabras clave: experimental, slug severo, tubo vertical, flujo bifásico,

ABSTRACT

An experimental installation was designed and built in the Thermal Hydraulics and Applied Engineering Laboratory (LABINTHAP) to simulate the riser in an oil production platform whose main problem is the severe slugging phenomenon. Results regarding the flow characteristics such as volume fraction, slug velocity, volume of liquid recovered in the separator and the frequency of the slug were obtained for different conditions. In the experimental installations it is possible to change; lengths of the inclined and vertical sections, and the angle of the inclined pipe. The installation has 5 pressure transducers and 2 conductive ring probes to measure, volume fraction, all instruments are connected to a data acquisition system for their analysis in a PC.

Key words: experimental, severe slugging, riser, two phase flow

1. INTRODUCCIÓN

Es muy común encontrar al flujo bifásico en la industria petrolera, debido a la gran cantidad de condiciones con que manejan a los fluidos. La determinación de los patrones de flujo, el gradiente de presión y la fracción volumétrica de líquido, es un reto para optimizar el diseño de los diferentes componentes de los sistemas que operan en estas condiciones y así reducir de manera significativa los costos asociados a la construcción y

operación de los mismos [5].

En la producción y transporte de crudo y algunos de sus derivados, el manejo del flujo bifásico ha tenido un notable incremento, con el consecuente ahorro en la construcción de líneas de tuberías para cada fase. Las mezclas pueden estar formadas por más de dos componentes aceite-gas, aceite-agua-gas, aceite-agua-gas-lodos, etc., por lo que se denomina mezclas multi-componentes [1].

En la industria se encuentran sistemas complejos de tuberías para conducir flujo bifásico, las cuales consisten de tubos verticales, inclinados, horizontales y accesorios, las fases en varias ocasiones se redistribuyen de manera tal que podrían crear una situación indeseable, o potencialmente peligrosa para el personal y los equipos [2].

Un desafío importante que plantea la industria petrolera es el desarrollo de la tecnología en flujos bifásicos para el transporte del petróleo y gas desde las unidades de producción ubicadas en el fondo del mar, hasta su procesamiento en instalaciones ubicadas en plataformas cercanas o instalaciones en tierra. Las tuberías, colocadas en el fondo del mar conectan los pozos de donde se extrae la mezcla de petróleo y el riser en la plataforma de producción los cuales normalmente son verticales, ya que el primer proceso de la mezcla es la separación de las fases. El flujo que pasa a través de las tuberías ubicadas en el lecho marino por lo general contiene flujos multifásicos, como el agua, petróleo y el gas, cuya composición no es conocida. El cambio de composición dentro de las tuberías ocasiona serios problemas operacionales, los cuales pueden originar daños al equipo y al personal que los opera [3].

2. Fenómeno Físico

El patrón de flujo slug fue observado desde las primeras investigaciones de flujo bifásico, y las condiciones bajo las cuales ocurre fueron determinadas por Baker en 1954. El flujo slug es probablemente el régimen más típico en el transporte de mezclas bifásicas. Se puede considerar que el flujo slug está compuesto por una sección burbujeante y una estratificada. Se comporta en tiempo y espacio como una sucesión de grandes burbujas de aire alternadas por slugs (tapones) de líquido [4].

El flujo slug en tuberías verticales es caracterizado por burbujas eje-simétricas en forma de bala, también llamadas burbujas de Taylor que están rodeadas por una fase líquida. A la parte inferior que contiene las pequeñas burbujas se le conoce como slug o tapón. Las burbujas de Taylor se mueven hacia arriba a velocidades constantes cuando ellas se encuentran totalmente desarrolladas dentro del flujo. En la parte inferior de la burbuja se desarrolla un vórtice, el cual se crea por la penetración de la burbuja a la parte líquida y con esta acción genera una película alrededor de la burbuja. El cortante entre la película y la burbuja crea los vórtices (Fig. 1) [4].

Flujo slug severo en risers.

Recientemente la explotación de reservas de hidrocarburos se ha incrementado en aguas profundas y particularmente en México, un gran porcentaje de las reservas se encuentra en aguas con una profundidad mayor a 1800 metros. La utilización de largas tuberías verticales de producción en aguas profundas, predispone el sistema a la formación del fenómeno denominado slug severo como resultado de una amplia cantidad de condiciones de flujo y topografía del lecho marino.

El slug severo se caracteriza por la formación de un gran tapón de líquido que bloquea la tubería vertical de producción (riser) evitando el paso de gas hacia el riser, hasta que la presión en la línea sobrepasa la presión ejercida por la columna de líquido en el fondo del riser, provocando que el líquido contenido en la tubería vertical salga proyectado abruptamente del riser hacia los sistemas de separación, pudiéndose originar grandes problemas para estos equipos. El flujo slug severo no es un problema exclusivo en los sistemas de producción de aguas profundas. Sin embargo, la utilización de risers de gran longitud incrementan los problemas del slug severo en comparación con los sistemas de producción instalados en aguas someras.

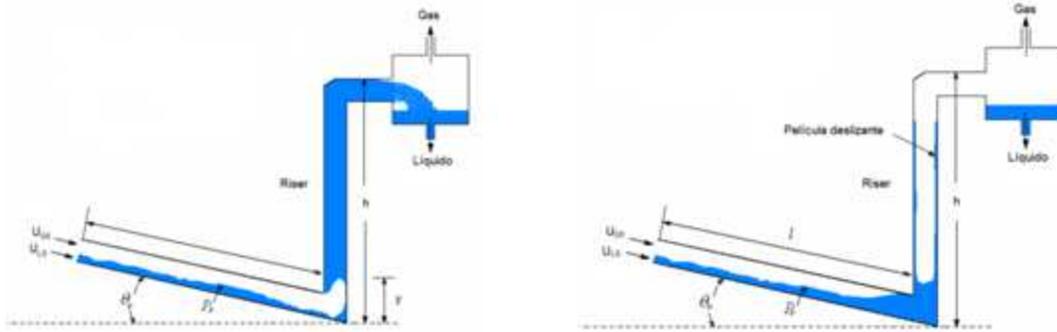


Fig. 4 Segunda etapa de la formación del *slug severo*. Fig. 5 Cuarta etapa de la formación del *slug severo*.

- Después del desalojo del riser, parte del líquido contenido en el tapón escurre por las paredes de la tubería vertical hasta formar un nuevo tapón de líquido y el proceso de formación del *slug severo* reinicia (Fig. 5).

El *slug severo* tiene como característica principal la inducción de vibraciones, las cuales se propician por la formación alternativa de slugs y las grandes velocidades que alcanza. Por lo tanto, el *slug severo* es un fenómeno de naturaleza transitoria que origina una gran inestabilidad en el sistema, ya que existen periodos sin producción en los sistemas, cuando el fenómeno se está formando y periodos donde se tiene una gran cantidad de líquido, cuando el *slug severo* es expulsado del riser.

Los parámetros involucrados en el *slug severo* son:

- Longitud de la tubería inclinada.
- Diámetro de la tubería.
- Longitud de la tubería vertical
- Ángulo de inclinación de la tubería. inclinada
- Densidad del gas.
- Densidad del líquido.
- Velocidad superficial del gas.
- Velocidad superficial del líquido.
- Aceleración debido a la gravedad.
- Peso molecular del gas.
- Presión en la tubería.
- Presión en el separador.
- Fracción volumétrica del líquido en la tubería.
- Volumen del gas en la tubería.

3. Diseño del experimento

Se diseñó la instalación pensando en la reproducción del *slug severo*, para una tubería inclinada con un ángulo (θ) respecto a la horizontal y una longitud (L_1) conectada a una tubería vertical con una longitud L_2 .

Manteniendo los diámetros d_1 y d_2 constantes e iguales (254 mm), también la presión del separador permanecerá constante (atmosférica).

Una bomba centrífuga y un compresor recíprocante garantizan el flujo de agua y aire; ambos flujos, perfectamente medidos, se juntan en un mezclador a la entrada del sistema. Las presiones en las tuberías inclinada y vertical se miden por medio de transductores de presión; la fracción volumétrica se mide en dos puntos por medio de sondas conductivas de anillos; el separador de fases cuenta con medidor de presión calibrado para poder medir el volumen de líquido acumulado (Fig. 6). Todos estos instrumentos están conectados a un sistema de adquisición de datos.

En la ejecución del experimento se realizó un mapeo de la zona experimental para ubicar las condiciones que provocan el slug severo.

Los experimentos se realizaron en una tubería de diámetro constante de 25.4 mm, que opera también a presión constante y solo se variaron los siguientes parámetros en el experimento:

- $\theta = 10^\circ, 20^\circ, 30^\circ$
- $L_1 = 3, 4 \text{ m}$
- $L_2 = 2, 3 \text{ m}$
- $U_{SG} = 0.2, 0.8, 1, 2, 3 \text{ m/s}$
- $U_{SL} = 0.04, 0.08, 0.1, 0.2, 0.3 \text{ m/s}$

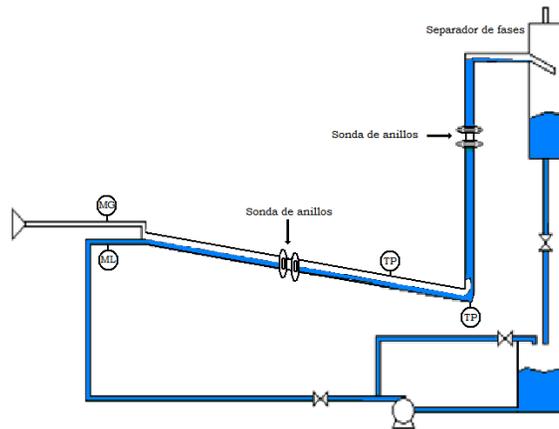


Fig. 6 Esquema de la instalación experimental.

La tabla 1 muestra la matriz experimental que se utilizó en este estudio:

Tabla I. Matriz experimental

$\theta = 30^\circ$	$L_1 = 3 \text{ m}$	$L_2 = 3 \text{ m}$	Matriz experimental A		
$U_{SG} \text{ (m/s)}$	0.066	0.263	0.526	0.657	0.822
$U_{SL} \text{ (m/s)}$					
0.065	A11	A12	A13	A14	A15
0.131	A21	A22	A23	A24	A25
0.164	A31	A32	A33	A34	A35
0.197	A41	A42	A43	A44	A45
0.263	A51	A52	A53	A54	A55
0.328	A61	A53	A63	A64	A56

El mapeo se realizó para cada geometría empleando las condiciones de operación extremas y solo se experimentó en las zonas donde ocurría el slug severo.

4. Pruebas Experimentales

Formación de Slug Severo en Estado Permanente.

Hay 4 etapas que se deben observar para la formación del flujo slug severo.

- Acumulación de líquido en la parte inferior de la sección vertical.
- Compresión del gas en la sección inclinada de la tubería y aumento de la presión.
- Penetración de la burbuja de gas en la columna de líquido de la tubería vertical.
- Aligeramiento de la columna y salida de ambas fases.

En la Figura 7, se pueden observar las 4 etapas que ocurren durante el slug severo, las condiciones de operación donde aparece el slug severo contienen estas etapas aunque en diferentes duraciones. El slug severo se forma por la acumulación de agua en la parte baja de la tubería vertical evitando que el gas continúe su paso y haciendo que aumente la presión de gas en la tubería inclinada.

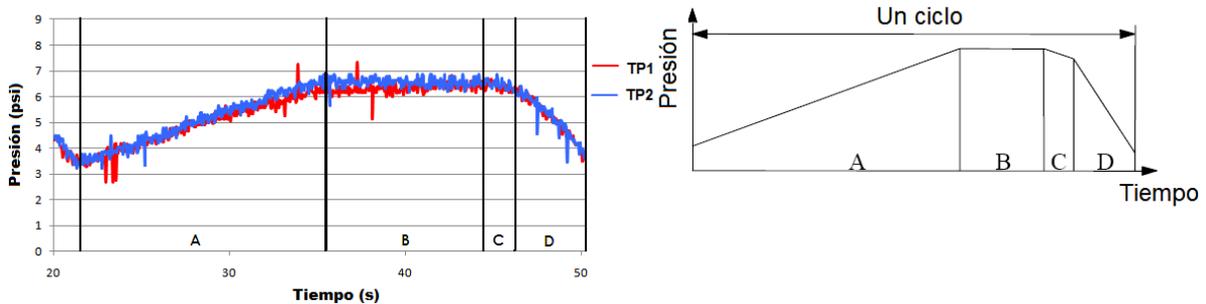


Fig. 7 Etapas de la formación de flujo slug severo, para $U_{SL}=0.099m/s$ y $U_{SG}= 0.171 m/s$.

Para las mismas condiciones de la Fig. 7, se obtienen los resultados que se muestran en la Fig. 8.

A mayores velocidades del gas, se obtienen resultados algo diferentes. Por ejemplo para: $U_{SL} = 0.1315 m/s$ y $U_{SG} = 0.171 m/s$, hay una mayor frecuencia de los slugs Fig. 9.

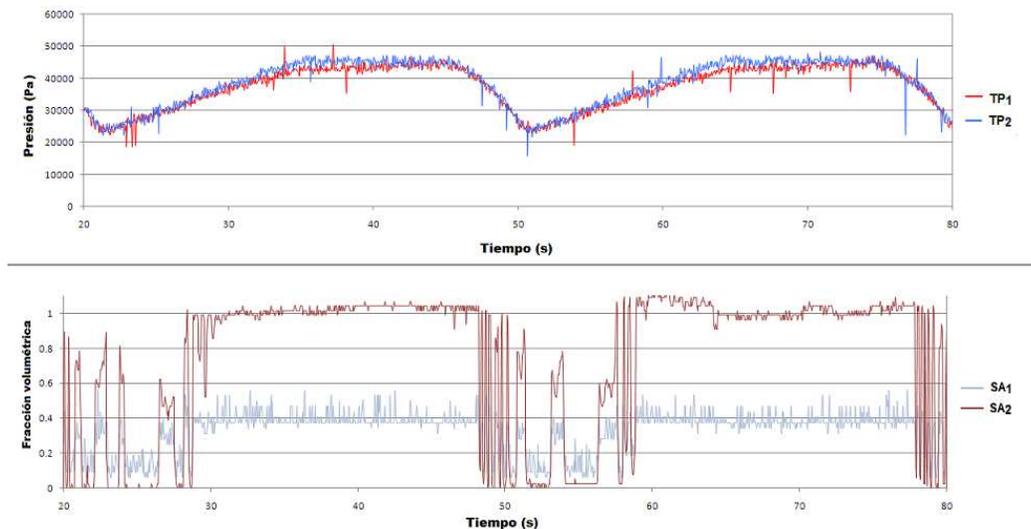


Fig. 8 Comportamiento del flujo slug severo estable, presión y hold up.

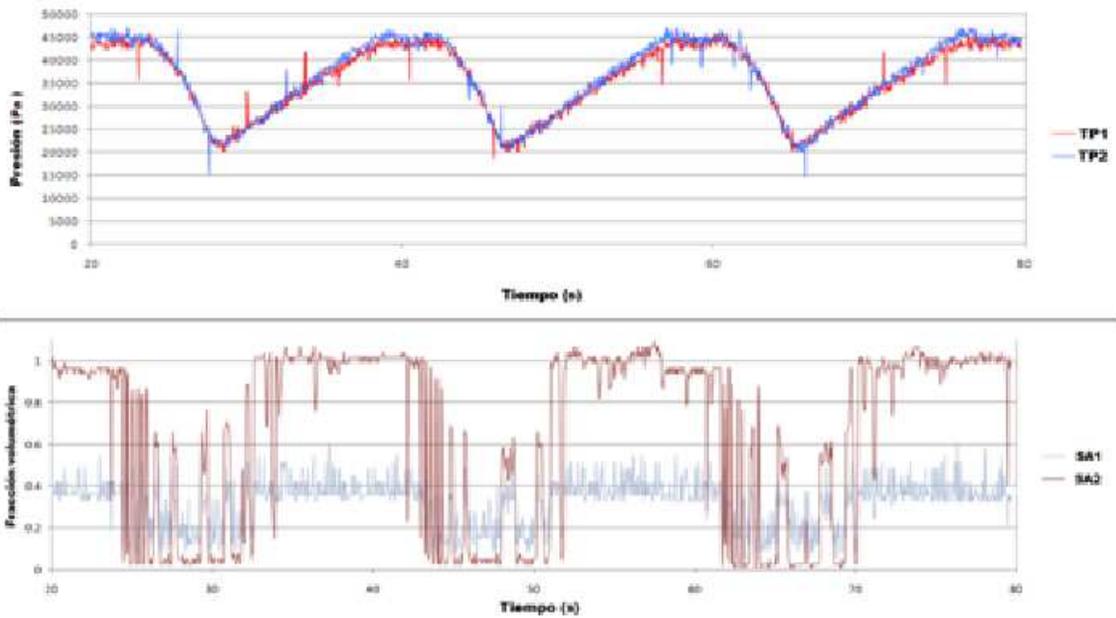


Fig. 9 Comportamiento del flujo slug severo estable presión y hold up.

Formación de flujo slug severo inestable.

Aun cuando hay ciertas similitudes con el fenómeno, muy pocas veces ocurren las etapas típicas del slug severo, como ocurre en las condiciones siguientes, $U_{SL} = 0.164 \text{ m/s}$ y $U_{SG} = 0.118 \text{ m/s}$. En las gráficas de la Fig. 10 A, las etapas del flujo slug severo ocurren en una parte del experimento, pero no ocurren de manera cíclica estable por lo cual se dice que es un flujo slug severo que ocurre de manera inestable.

La Fig.10 B muestran una señal típica de flujo slug severo inestable para las condiciones: $U_{SL} = 0.023 \text{ m/s}$ y $U_{SG} = 0.022 \text{ m/s}$

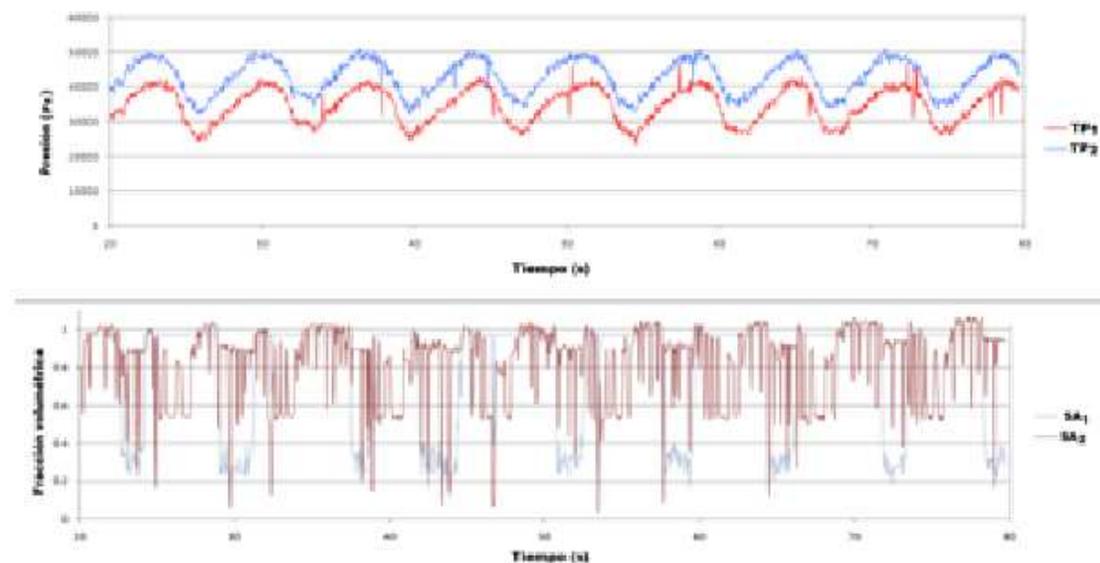


Fig. 10 A Comportamiento del flujo slug severo inestable, presión y hold up.

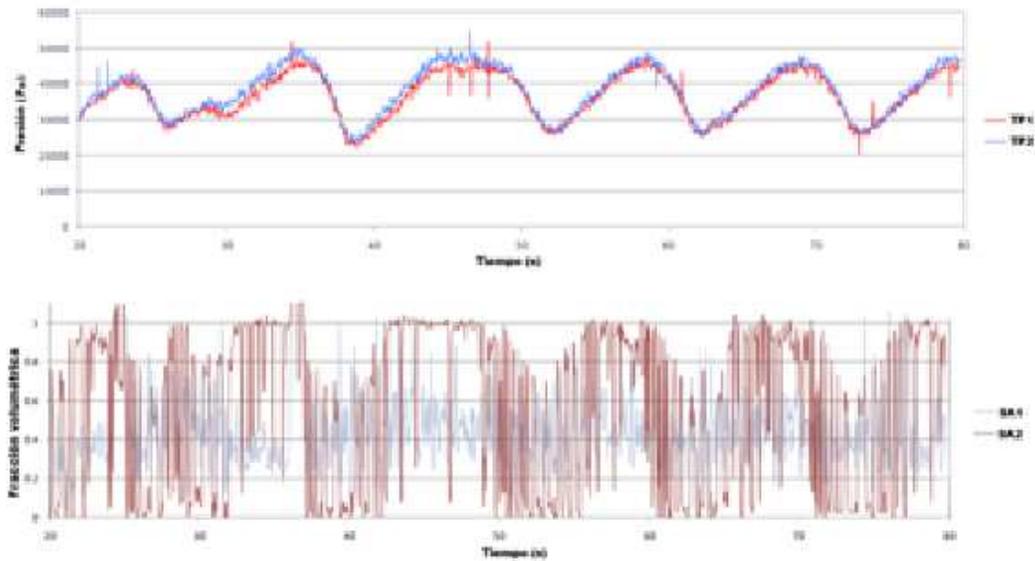


Fig. 10 B Comportamiento del flujo slug severo inestable, presión y hold up.

Conclusiones

El flujo slug severo se ve influenciado por muchos parámetros del sistema. En este estudio se probaron las U_{SL} y U_{SG} , las longitudes en los tramos inclinado y vertical, además del ángulo de inclinación del codo. De los experimentos se observó que mientras mayor sea U_{SG} o U_{SL} la frecuencia del flujo slug severo es mayor, al tener una frecuencia mayor las inestabilidades en el sistema se empiezan a manifestar más claramente, ya que hay más vibraciones, tanto en la tubería como en el separador de fases.

Las U_{SL} y U_{SG} tienen una gran influencia en la forma del slug severo, teniendo que al aumentar la velocidad superficial tanto de gas como de líquido la frecuencia tiene un aumento de igual manera, sin embargo se notó que la velocidad del líquido decrece a medida que se aumenta U_{SL} pero solamente para condiciones de flujos pequeños, el volumen de retorno de igual manera se ve influenciado por la velocidad del slug, teniendo como resultado que a menor velocidad de slug menor será el volumen de retorno a la columna vertical.

El ángulo de inclinación de la tubería tiene influencia en la forma que se da el flujo slug severo teniendo que mientras mayor sea el ángulo de inclinación la frecuencia será mayor, la velocidad es menor y el volumen de llegada al separador de fases es menor. Así también la longitud de la tubería tiene gran influencia en el slug severo ya que teniendo una menor relación L_2/L_1 la frecuencia disminuye y la velocidad del slug severo aumenta.

Referencias

- [1] <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=slug%20flow> (31/03/09)
- [2] <http://www.smithinst.ac.uk/Projects/ESGI59/ESGI59-NorskHydro/Report/NorskHydro-SlugFlow.pdf> (01/04/09)
- [3] Rafael Melo-González, Juan Aníbal González-Herrera, “*Formulación del conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que modelan dinámicamente el flujo multifásico en líneas de transporte de hidrocarburos*”, Instituto Mexicano del Petróleo, Campeche, México, 1998.
- [4] Gastón Gerardo López Tinoco, “*Caracterización del Flujo Slug Severo en Tuberías Verticales de Producción de hidrocarburos (Risers)*”, Tesis de Maestría, SEPI-ESIME, México D. F., 2006.

- [5] Francisco García y Mahmoud Haoulo “*Estudio experimental de patrones de flujo Bifásico aire-agua en tuberías horizontales y Ligeramente inclinada.*”
- [6] Rejón Torres José Rafael “*Desarrollo de un dispositivo para la eliminación del fenómeno slug severo en un arreglo de tubería inclinada-vertical por el método de inyección de aire*”. Tesis de Maestría, SEPI-ESIME Zacatenco, año 2011.

Authorization and Disclaimer

Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.